経済産業省 御中

令和 5 年度 二国間クレジット取得等のための

インフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査業務）

報告書

2024 年 3 月

パシフィックコンサルタンツ株式会社

目次

1. 目的及び実施項目 1
1.1. 目的 1
1.2. 実施項目 2
1.2.1. 我が国企業による JCM 実現可能性調査支援業務 2
1.2.2. 新規 JCM プロジェクト組成に向けたポテンシャル案件調査 2
1.2.3. JCM 促進に係る調査事業 3
1.2.4. アジアにおけるカーボンクレジットに関する国際会議の運営業務 3
2. 我が国企業による JCM 実現可能性調査支援業務 4
2.1. FS 案件の公募 4
2.2. 採択案件の実施委託及び進捗管理、調査支援・助言 6
2.3. JCM FS 成果概要 9
2.3.1. 旭化成株式会社 9
2.3.2. AGC 株式会社 11
2.3.3. 兼松株式会社 13
2.3.4. 株式会社 SDG インパクトジャパン 15
2.3.5. 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ 17
2.3.6. 双日株式会社 19
2.3.7. 東洋エンジニアリング株式会社 21
2.3.8. 阪和興業株式会社 23
2.3.9. 日立造船株式会社 26
2.3.10. イーレックス株式会社 28
2.3.11. 住友林業株式会社 31
2.3.12. Zenmov 株式会社 33
2.3.13. 電源開発株式会社 37
2.3.14. 日本テピア株式会社 40
3. 新規 JCM プロジェクト組成に向けたポテンシャル案件調査 42
3.1. ウズベキスタンにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 42
3.1.1. ウズベキスタンの GHG 排出量 42
3.1.2. ウズベキスタンの主な GHG 排出削減戦略・計画 43
3.1.3. ウズベキスタンでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例 45
3.1.4. ウズベキスタンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 45
3.1.5. ウズベキスタンでの JCM セミナーの開催 46
3.2. ブラジルにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 50
3.2.1. ブラジルの GHG 排出量 50
3.2.2. ブラジルの主な GHG 排出削減戦略・計画 52
3.2.3. ブラジルでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例 53

3.2.4. ブラジルでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 54
3.2.5. ブラジルでの JCM セミナーの開催 55
3.3. フィリピンにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 59
3.3.1. フィリピンの GHG 排出量 59
3.3.2. フィリピンの主な GHG 排出削減戦略・計画 60
3.3.3. フィリピンでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例 61
3.3.4. フィリピンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 62
3.3.5. フィリピンでの JCM セミナーの開催 63
3.4. インドにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 68
3.4.1. インドの GHG 排出量 68
3.4.2. インドの主な GHG 排出削減戦略・計画 70
3.4.3. インドでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例 74
3.4.4. インドでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 75
3.4.5. インドでの JCM セミナーの開催 76
3.5. UAE における新規案件候補の開発とセミナーの開催 80
3.5.1. UAE の GHG 排出量 80
3.5.2. UAE の主な GHG 排出削減戦略・計画 80
3.5.3. UAE での JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例 85
3.5.4. UAE での将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 86
3.5.5. UAE での JCM セミナーの開催 86
3.6. 将来的な JCM FS につながる新規案件候補 91
4. JCM 促進に係る調査事業 95
4.1. 二酸化炭素回収・利用（CCU）分野に係る調査 95
4.1.1. CCU プロジェクトにおける GHG 排出削減 95
4.1.2. カーボンクレジットスキームにおける既存の CCU 方法論 97
4.1.3. CCU 方法論のまとめ 105
4.1.4. JCM FS 事例 111
4.1.5. JCM での CCU 事業実施に向けた提言 114
4.2. プログラム型プロジェクト分野に係る調査 116
4.2.1. クリーン開発メカニズムにおけるプログラム活動 116
4.2.2. J-クレジットにおけるプログラム型プロジェクト 127
4.2.3. Verra の VCS におけるグループ化プロジェクト 131
4.2.4. 既存のプログラム型手法の比較 135
4.2.5. JCM でのプログラム型プロジェクト実施に関する有識者インタビュー 137
4.2.6. JCM でのプログラム型プロジェクト実施に向けた課題と提言 140
4.2.7. JCM FS 事例 143
5. アジアにおけるカーボンクレジットに関する国際会議の運営業務 146

5.1.　アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）での JCM 利活用促進に関する国際会合.....146
別添資料.....147
添付 1.　JCM FS 公募関係資料.....147
添付 2. 採択事業者の概要報告書.....187
添付 2.1. 旭化成株式会社.....187
添付 2.2. AGC 株式会社.....223
添付 2.3. 兼松株式会社.....273
添付 2.4. 株式会社 SDG インパクトジャパン.....314
添付 2.5. 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ.....361
添付 2.6. 双日株式会社.....417
添付 2.7. 東洋エンジニアリング株式会社.....481
添付 2.8. 阪和興業株式会社.....539
添付 2.9. 日立造船株式会社.....616
添付 2.10. イーレックス株式会社.....667
添付 2.11. 住友林業株式会社.....698
添付 2.12. Zenmov 株式会社.....783
添付 2.13. 電源開発株式会社.....831
添付 2.14. 日本テピア株式会社.....887
添付 3. JCM セミナーでのパシフィックコンサルタンツ発表資料.....945
添付 3.1. ウズベキスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するウェビナー.....945
添付 3.2. ブラジル、フィリピンにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー.....952
添付 3.4. インドにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー.....959
添付 3.5. アラブ首長国連邦における二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進ウェビナー.....970

図番号リスト

図 1 ブラジルのセクター別 GHG 排出量の割合（CO2e） 50
図 2 インドの部門別 GHG 排出量の経年変化（2000 年～2019 年） 68
図 3 インドの部門別 GHG 排出量の割合（2019 年） 69
図 4 CCU プロジェクトの実施に当たっての協力体制の事例 96
図 5 CCU 活用グリーンメタノール製造から化学品製造の概要 113
図 6 CDM のプログラム活動の運営管理体制 117
図 7 PoA 登録数及び CPA 案件数の推移 125
図 8 地域別 PoA 登録数及び CPA 案件数（2008 年～2023 年の地域別合計値） 125
図 9 PoA 技術別プロジェクト数 126
図 10 PoA に用いられている技術別での GHG 削減量の割合 126
図 11 J クレジットのスキーム図 127
図 12 各制度におけるプログラム型の運営管理体制 136
図 13 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ社が想定するプログラム型の実施体制 143
図 14 兼松株式会社が想定するプログラム型の実施体制 145
図 15 AZEC JCM 利活用促進に関する国際会合当日の様子 146

表番号リスト

表 1 現地渡航実績一覧 3
表 2 採択結果（一次公募） 5
表 3 採択結果（二次公募） 6
表 4 採択事業者の現地調査への同行 7
表 5 中間報告会日程 7
表 6 最終報告会日程 8
表 7 ウズベキスタンの部門別 GHG 排出量 43
表 8 ウズベキスタンでの GHG 排出量が多い上位 5 項目 43
表 9 ウズベキスタンの電力分野のカーボンニュートラルに向けたロードマップ 44
表 10 ウズベキスタンでの現地調査日程 45
表 11 ウズベキスタンでの現地面談実績 46
表 12 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（アジェンダ） 46
表 13 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（質疑応答） 48
表 14 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（アンケート結果） 49
表 15 ブラジルでの GHG 排出量が多い上位 5 項目（2016 年） 51
表 16 ブラジルの正味 GHG 排出量が多い 5 州（2021 年） 51
表 17 ブラジルでの現地調査日程 54

表 18 ブラジルでの現地面談実績 54
表 19 ブラジルにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）..... 55
表 20 ブラジルにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）..... 56
表 21 ブラジルにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）..... 57
表 22 フィリピンのセクター別 GHG 排出量の割合..... 59
表 23 フィリピンで GHG 排出量が多い上位 5 項目（2016 年）..... 60
表 24 ブラジルでの現地調査日程 62
表 25 フィリピンでの現地面談実績..... 62
表 26 フィリピンにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）..... 63
表 27 フィリピンにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）..... 64
表 28 フィリピンにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）..... 66
表 29 インドでの GHG 排出量が多い上位 5 項目（2019 年）..... 69
表 30 一次エネルギー供給源の内訳（FY2021-22 年）..... 70
表 31 環境・エネルギー関連の主要政策・戦略..... 71
表 32 Tariff Policy 2016 での再生可能エネルギー購入義務（RPO）の割合 72
表 33 インドにおける協力的アプローチの下での炭素クレジット取引の対象技術リスト 73
表 34 インドでの現地調査日程 75
表 35 インドでの現地面談実績 75
表 36 インドにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）..... 76
表 37 インドにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）..... 77
表 38 インドにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）..... 78
表 39 UAE での GHG 排出量が多い上位 5 項目（2021 年）..... 80
表 40 UAE の部門別 GHG 排出量と削減目標..... 81
表 41 UAE の部門別 GHG 排出削減の方針..... 81
表 42 UAE の環境・エネルギー関連の主な政策・戦略..... 83
表 43 UAE での現地調査日程 86
表 44 UAE での現地面談実績 86
表 45 UAE における二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）87
表 46 UAE における JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）..... 88
表 47 UAE における二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）..... 89
表 48 将来的な JCM FS 候補案件①..... 91
表 49 将来的な JCM FS 候補案件②..... 92

表 50 将来的な JCM FS 候補案件③ 93
表 51 将来的な JCM FS 候補案件④ 94
表 52 CCU による製品から最終的に CO2 が放出される場合（ケース①） 95
表 53 CCU による製品が CO2 を固定する場合（ケース②） 96
表 54 CCU による製品が CO2 を固定する場合の排出削減量の算出方法 96
表 55 既存の CCU に資する方法論の例 97
表 56 園芸用施設における炭酸ガス施用システムの導入（J-クレジット方法論） 97
表 57 バイオ炭の農地施用（J-クレジット方法論） 99
表 58 プラスチック材料における温室効果ガスの回収と利用の方法論（VCS 方法論） 101
表 59 コンクリート製造における CO2 利用方法論（VCS 方法論） 103
表 60 令和 5 年度 JCM FS で採択した CCU 案件の方法論案 111
表 61 JCM と CDM の実施プロセス 117
表 62 CDM-PoA-DD-FOAM (Version 10.0)の構成 119
表 63 CDM-CPA-DD-FOAM (Version 10.0)の構成 122
表 64 J-クレジット制度でのプログラム型プロジェクト用プロジェクト計画書（Version 4.0）の構成 129
表 65 VCS PD 様式（version 4.3）の構成 132
表 66 CDM/J-クレジット/VCS 及び JCM における比較 135
表 67 プログラム型に関するインタビューリスト 137

略語リスト

略語	英語	日本語
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AZEC	Asia Zero Emission Community	アジア・ゼロエミッション共同体
CCS	Carbon Dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
CCUS	Carbon Dioxide Capture, Utilization and Storage	二酸化炭素回収・利用・貯留
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CH4	Methane	メタン
CME	Coordinating/Managing Entity	調整又は管理主体
CO2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
CPA	Component Project Activity	プロジェクト活動要素
EBRD	European Bank for Reconstruction and Development	欧州復興開発銀行
ESG	Environment, Social, Governance	環境・社会・ガバナンス
ETS	Emission Trading System	排出量取引制度
EV	Electric Vehicle	電気自動車
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHGs	Greenhouse Gases	温室効果ガス
GX	Green Transformation	グリーントランスフォーメーション
ISPO	Indonesia Sustainable Palm Oil	持続可能なパーム油のインドネシア国内規定
JCM	Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
JETRO	Japan External Trade Organization	独立行政法人日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
LDN	Land Degradation Neutrality	土地の劣化の中立性
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry	土地利用・土地利用変化および森林
MRV	Monitoring, Reporting, Verification	－
NDC	Nationally Determined Contribution	国が決定する貢献
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
PIN	Project Idea Note	プロジェクトアイデアノート

PoA	Programme of Activities	プログラム活動
RSPO	Roundtable on Sustainable Palm Oil	持続可能なパーム油のための円卓会議
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	気候変動に関する国際連合枠組条約

1. 目的及び実施項目

1.1. 目的

COP21 で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガス（以下、「GHGs」）の削減目標等である「国が決定する貢献」（以下、「NDC」）の作成が求められている。我が国は NDC において、2013 年度比で 2030 年度に 46%削減という目標を掲げており、また、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入することで実現した GHG 削減・吸収量を評価して削減目標の達成に活用する二国間クレジット制度（以下、「JCM」）についても、「パリ協定 6 条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における GHG 排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、加えて、「官民連携で 2030 年度までの累積で、1 億 tCO2 程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」としている。

さらに「新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ」（2022 年）では「JCM の拡大のため、2025 年を目途にパートナー国を 30 か国程度とすることを目指し関係国との協議を加速するとともに、2022 年度に民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンスを策定し普及を行う」とし、2022 年から新たに 12 か国と署名し、本報告書時点では JCM パートナー国は合計 29 か国であり、今後もさらに追加が見込まれている。さらに GX 実行会議では、アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）構想に賛同する国の間で協調を図り、パートナー国の拡大と CCS 等の大規模プロジェクトの実施や「パリ協定 6 条実施パートナーシップ」等による「質の高い炭素市場」の形成等を推進し、JCM の一層の利活用を図る」としている。

JCM はこれまで主に、新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下、「NEDO」）による JCM 等を活用した低炭素技術普及促進事業（以下、「JCM 実証事業」）や環境省による JCM 制度資金支援事業のうち設備補助事業（以下、「JCM 設備補助事業」）を経て JCM プロジェクトに登録し、JCM クレジットを発行している。一方で、登録済 JCM プロジェクトは 2024 年 3 月 12 日時点で合計 82 件、JCM クレジット発行数は 41 件の JCM プロジェクトから合計 739,153 tCO2 に留まっており、1 億 tCO2 の削減を目指すためには、CCS などの大型プロジェクトによる GHG 排出削減や CCUS などの新たな技術分野での JCM プロジェクト化の促進、更には 2023 年 3 月に公表された「民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンス」に沿った大型プロジェクトの開発などにより JCM の更なる推進と拡大に取組む必要がある。

本事業では、これらの背景を認識し、JCM 実現可能性調査（以下、「JCM FS」）事務局として JCM FS の公募・採択・FS 実施支援の実施、将来的な JCM 実証事業や民間資金による JCM プロジェクト（以下、「民間 JCM」）に繋がり得る JCM FS 候補案件の発掘、JCM プロジェクト化の実績に乏しい分野での将来的な JCM プロジェクト開発に資する調査の実施、およびカーボンクレジットに関する国際会議の運営を行うことを目的として実施した。

1.2. 実施項目

1.2.1. 我が国企業による JCM 実現可能性調査支援業務

我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現するための JCM FS 支援業務として、以下の A～D の業務を実施した。

A. JCM FS 案件の 1 次公募、2 次公募を実施した。
B. JCM FS 案件の選定を行い、合計 14 件を採択した。
C. 14 件の JCM FS 採択事業者と再委託契約を締結し、進捗管理、調査支援や助言を実施した。
D. JCM FS 事業への助言等を行う中間報告会及び最終報告会を開催した。

1.2.2. 新規 JCM プロジェクト組成に向けたポテンシャル案件調査

将来的な JCM FS につなげるための案件候補の発掘のため、以下の(1), (2)を実施した。

(1) JCM パートナー国等向けワークショップ

経済産業省担当官と協議のうえ、既存 JCM パートナー国であるフィリピン共和国（以下、「フィリピン」）、2022 年 10 月及び 2023 年 4 月にそれぞれ JCM パートナー国となったウズベキスタン共和国（以下、「ウズベキスタン」）、アラブ首長国連邦（以下、「UAE」）、JCM 署名に向けて継続的に協議がなされているブラジル連邦共和国（以下、「ブラジル」）及びインド共和国（以下、「インド」）にて、JCM の理解促進や案件形成を支援することを目的としてセミナーを実施した。

2023 年 11 月 2 日	ウズベキスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するウェビナー（オンライン形式）
2023 年 11 月 28 日	ブラジルにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー（対面）
2024 年 1 月 19 日	フィリピンにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー（ハイブリッド形式）
2024 年 1 月 31 日	インドにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー（ハイブリッド形式）
2024 年 3 月 5 日	アラブ首長国連邦における二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進ウェビナー（オンライン形式）

(2) 将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

(1)のセミナーの機会も活用しながら、これらの国において脱炭素技術・製品の導入・普及展開を検討している日系事業者への現地ヒアリング等を通じて、将来的な JCM FS への応募につながる案件候補 4 件を発掘した。現地渡航実績は以下のとおり。

表 1 現地渡航実績一覧

調査対象国	第 1 回現地調査	第 2 回現地調査
ウズベキスタン	2023 年 10 月 1 日～10 月 7 日	
ブラジル	2023 年 10 月 16 日～10 月 26 日	2023 年 11 月 26 日～12 月 3 日
フィリピン	2023 年 11 月 20 日～11 月 25 日	2024 年 1 月 12 日～1 月
インド	2023 年 12 月 10 日～12 月 16 日	2024 年 1 月 28 日～2 月 2 日
UAE	2024 年 2 月 2 日～2 月 10 日	

出所：パシフィックコンサルタンツ作成

1.2.3. JCM 促進に係る調査事業

新規 JCM プロジェクト開発の促進を目的として、2023 年 4 月時点で JCM プロジェクト化の実績に乏しい CCU、プログラム型プロジェクトの 2 分野を対象として、将来的な JCM プロジェクト開発に資する調査を行い、各分野で想定されるプロジェクトの事例、JCM で方法論を検討するに当たっての論点整理や JCM プロジェクト化における課題等をまとめた。実施に当たっては、論点や課題等に対して、各分野の専門家・有識者にインタビューを行い、得られたコメントを踏まえてとりまとめた。

1.2.4. アジアにおけるカーボンクレジットに関する国際会議の運営業務

環境省との共催による「アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）での JCM 利活用促進に関する国際会合」（AZEC・JCM 国際会合）の開催準備に取組み、2023 年 9 月 28 日及び 29 日に開催して、その運営に取組んだ。同会合には、AZEC パートナー国の政府関係者が参加し、AZEC パートナー国における今後の JCM 利活用促進や炭素市場の構築に向けて、議論が行われた。

2. 我が国企業による JCM 実現可能性調査支援業務

2.1. FS 案件の公募

(1) 公募要領の作成

公募期間を、以下の通りそれぞれ約 4 週間とし、JCM FS の企画提案の募集を行った。公募の開始日までに、前年度を参考に公募要領を作成した。公募開始日には、弊社のウェブサイトに、公募要領の掲載用のウェブページを開設した。ウェブページには、事業の概要（募集概要、事業内容）、応募手続き（対象、公募期間、関連資料）、公募説明会案内（二次公募時は一次公募時の公募説明会録画データ）、寄せられた質問と回答集、過年度までの採択結果、問い合わせ先を掲載した。また、公募の関連資料として、募集要項、提案書テンプレートおよび作成に当たっての注意事項等、見積書テンプレート、契約書及び特約条項（書式）の 4 点を添付した。

- 一次公募：令和 5 年 4 月 24 日（月）～5 月 26 日（金）12 時（正午）必着
- 二次公募：令和 5 年 7 月 24 日（月）～8 月 18 日（金）12 時（正午）必着

(2) 公募に関する広報・説明会の実施等

公募を開始した直後には、関連団体等に広報・周知を依頼した。具体的には、周知先のウェブサイトへのリンクの掲載、会員企業への周知を依頼した。また以下の日時で公募説明会（ウェブ形式）を開催した。二次公募時には公募説明会は行わず、ウェブサイトで一次公募時の公募説明会の録画データを公表した。

- 一次公募：令和 5 年 4 月 28 日（金）13 時 00 分～14 時 00 分

(3) 公募に関する照会や質問等への対応

公募に関する問い合わせをメールで受け付けた。問い合わせに対しては、必要に応じて経済産業省に確認しつつ、質問者に返答を行った。同時に、応募を検討している事業者に共通する質問や、あらかじめ説明が必要だと事務局が判断した質問に関しては、質疑応答集を作成し、公募ウェブサイトに掲載した。

(4) 応募案件の取りまとめ・整理

各応募書類については、事務局で必要書類の不足を確認した後、第三者の有識者で構成される委員会での審査に向けて、案件の取りまとめ・整理を行った。なお、事務局は、FS に係る公募の中立性、公平性を厳に確保するため、FS 案件の評価、選定、採択に関与しない形で進めた。

(5) 審査委員会の開催及び運営

審査委員会は、全ての提案企業に対して以下の日程でオンラインにて実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後、質疑応答を実施した（合計 30 分)。ヒアリングに際して留意事項等を記載したヒアリング実施要項を作成し、事前に提案企業に配布した。

- 一次公募： 令和 5 年 6 月 22 日（木）10 時 20 分～16 時 30 分
  令和 5 年 6 月 23 日（金）10 時 30 分～17 時 00 分
- 二次公募： 令和 5 年 9 月 8 日（金）9 時 30 分~17 時 30 分

(6) 審査結果のとりまとめ

外部有識者による第三者委員会での厳正な審査を行った結果、以下の応募者を採択先として決定した。公募の結果（採択事業者名、事業名、対象国）を弊社ウェブサイトに 7 月 10 日(一次公募)および 9 月 22 日(二次公募)に公表した。

表 2 採択結果（一次公募）

採択事業者	事業名	対象国
旭化成株式会社	高効率染色技術を活用した繊維染色工程での GHG 排出削減に関する民間 JCM 実現可能性調査	タイ
AGC 株式会社	ブラジル国苛性ソーダ・塩素製造プロセス転換による JCM 実現可能性調査	ブラジル
兼松株式会社	AI を活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスのプログラム型 JCM 事業化調査	インドネシア
株式会社 SDG インパクトジャパン	モルドバ共和国におけるエタノール蒸留残渣を利用したバイオガス化事業に向けた JCM 実現可能性調査	モルドバ
株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ	ウランバートル市の暖房ボイラ用の燃料をバイオ炭に切り替える JCM 事業調査	モンゴル
双日株式会社	工業団地における複合エネルギーマネジメント及び統合データプラットフォーム事業による民間 JCM 実現可能性調査	ベトナム
東洋エンジニアリング株式会社	パルプ工場から排出される CO2 を原料とした化学品/合成燃料製造に係る JCM 実現可能性調査	中南米事業対象国
阪和興業株式会社	ウズベキスタン共和国の公立病院における太陽光発電・蓄電池導入およびボイラーの燃料転換に関する JCM 実現可能性調査	ウズベキスタン

日立造船株式会社	ラオス国における水素発生装置と水素ボイラのシステム化によるスチームの脱炭素化に向けた JCM 実現可能性調査	ラオス

表 3 採択結果（二次公募）

採択事業者	事業名	対象国
イーレックス株式会社	ベトナム国におけるフューエルコンバージョンを通じた JCM クレジット創出の実現可能性調査	ベトナム
住友林業株式会社	木質バイオマス安定供給のための貯水型泥炭地管理技術調査事業	インドネシア
Zenmov 株式会社	アラブ首長国連邦（アブダビ首長国）における「公共交通モビリティの電気・水素等の低炭素化車両の導入と運行モニタリング・効率化システム（SMOC）の導入による GHG 排出削減事業」	アラブ首長国連邦
電源開発株式会社	フィリピン国養鶏場地域協同組合における分散型複合再生可能エネルギー導入による GHG 排出削減および事業性調査	フィリピン
日本テピア株式会社	民間資金活用によるバイオマスボイラー導入の JCM 案件化実現可能性調査	タイ

(7) 審査結果の応募者への通知

審査結果は、採択者に対してのみメールにて通知した。

(8) 契約説明会の実施

採択事業者に対し、契約説明会を以下の日時で開催した。

- 一次公募：令和 5 年 7 月 12 日（水）15 時 00 分～16 時 00 分
- 二次公募：契約説明会は実施せず、契約手続き説明書を送付して対応

2.2. 採択案件の実施委託及び進捗管理、調査支援・助言

(1) 採択事業者への委託

採択事業者とは、経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書を利用し、契約を締結した。

(2) 採択事業者への経理処理の周知・指導等

経理処理に関して、採択事業者に統一して周知しておくべきことを纏めて事前に配布した上で、精算処理説明会を以下の日時で開催した。また、各社からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

- 一次公募：令和 5 年 8 月 22 日（火）15 時 00 分～16 時 00 分
- 二次公募：令和 5 年 10 月 3 日（火）10 時 00 分～11 時 00 分

(3) 各採択事業の進捗管理、実施状況の把握・支援、経済産業省への報告

各採択事業者からは、毎月初旬に月報を提出してもらい、各事業の進捗、課題、今後の方針等の把握に努めた。また、各事業の現地調査については、月報に渡航計画・実施内容や渡航後の結果を記載してもらうことで、状況の把握に努めた。月報には、JCM FS 事務局への現地調査同行等の要望についても記載してもらうことで、方法論案への助言や現地調査への同行による支援等を実施した。

表 4 採択事業者の現地調査への同行

事業者	実施期間	内容
AGC 株式会社	11 月 28 日	AGC に同行し、現地企業に JCM の説明を実施した。
旭化成株式会社	12 月 17 日～20 日	旭化成に同行し、現地企業に JCM の説明を実施した。

(4) 第三者有識者による各事業の進捗評価

第三者有識者への各採択事業の進捗報告として 2023 年 11 月から 12 月にかけて中間報告会、2024 年 1 月に最終報告会を実施した。報告会（各事業者中間報告 30 分、最終報告 45 分）では、各採択事業から業務の進捗や当面の課題等を報告した後、外部有識者委員と質疑応答を実施した。事務局は、有識者から挙げられた指摘事項を各事業者に送付し、指摘事項に対する対処方針と対処進捗について月次の進捗報告や個別の打ち合わせ等にて把握・指導を行った。

表 5 中間報告会日程

開催日	時間	採択提案事業者
11 月 8 日（水）	16:00-16:30	兼松株式会社
	16:30-17:00	日立造船株式会社
	17:00-17:30	東洋エンジニアリング株式会社
11 月 14 日（火）	15:00-15:30	SDG インパクトジャパン株式会社
11 月 16 日（木）	16:00-16:30	旭化成株式会社
	16:30-17:00	阪和興業株式会社
11 月 17 日（金	11:00-11:30	AGC 株式会社
	11:30-12:00	株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ
	14:30-15:00	双日株式会社

12 月 20 日（水）	16:30-17:00	イーレックス株式会社
12 月 22 日（金）	10:00-10:30	日本テピア株式会社
	10:30-11:00	Zenmov 株式会社
	11:00-11:30	電源開発株式会社
	11:30-12:00	住友林業株式会社

表 6 最終報告会日程

開催日	時間	採択事業者
1 月 24 日（水）	16:00-16:45	日本テピア株式会社
	16:45-17:30	株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ
1 月 25 日（木）	15:15-16:00	電源開発株式会社
	16:00-16:45	兼松株式会社
	16:45-17:30	阪和興業株式会社
1 月 29 日（月）	15:15-16:00	AGC 株式会社
	16:00-16:45	日立造船株式会社
	16:45-17:30	イーレックス株式会社
1 月 31 日（水）	10:30-11:15	東洋エンジニアリング株式会社
	11:15-12:00	旭化成株式会社
	16:00-16:45	SDG インパクトジャパン株式会社
	16:45-17:30	双日株式会社
2 月 1 日（木）	13:00-13:45	Zenmov 株式会社
	13:45-14:30	住友林業株式会社

2.3. JCM FS 成果概要

2.3.1. 旭化成株式会社

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：タイ国　：高効率染色技術を活用した繊維染色加工のGHG排出削減民間JCMプロジェクト

JCMFSの概要

2024年1月31日
提案者：　旭化成株式会社
（再委託先：みずほリサーチ&テクノロジーズ（株）、（株）レイン）

想定する事業の概要（様式2）-「I. 提案概要書」の「想定する事業の概要」を転記

タイの繊維工場（候補：タイグンゼ社、パルファン社等）において**繊維染色工程に旭化成独自の高効率染色技術を導入**、温室効果ガス削減を行う事業。本技術は初期投資が不要で、**約40%（日本国内の従来染色技術比）の省エネ・温室効果ガス排出削減が可能**旭化成は、エネルギーコスト削減分の一部をライセンスフィーとして技術導入社から受け取るビジネスモデルを想定。

JCMFSの目的およびアウトプット（様式3）-「5. FSの目的およびアウトプット」から概要を記載

目的	・本件技術普及に向けての課題や、必要となる制度等を検討・抽出するために、繊維産業における染色加工が関係するタイ国での関連政策制度の動向分析する。 ・現地実証パートナー（協力企業）との協力体制のもと、脱炭素効果を精度を上げて見積もるためGHG排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討を行う。 ・本件技術の普及に向けたビジネスモデルの検討、脱炭素の定量化を行うことで、事業化及びJCMプロジェクト化の道筋を検討する。・事業化及びその普及を目指すための、課題と対応策の検討を行う。 ・本FSでの調査結果をタイ国の有識者等に共有化を図るため、相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整の機会（ワークショップ）を行う。
アウトプット	・本FSにおいて、アウトプットとして、Project Idea Note for JCM Project（PIN）を作成する。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み（様式3）-「4. FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み」から概要を記載

想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　■民間JCM　□両方

・２０２３年度のFS成果をもとに、民間JCMプロジェクトの制度整備の状況も見つつ、２４年度にJCMプロジェクト申請を行う計画。また、２４年度には、２３年度の成果も見極めながら ライセンスビジネスモデルの細部も固める また、２４年度には、タイ国内で、他企業にライセンス先を拡大し 本技術を本格展開する検討を進める。
・２５年度には、２４年度の他企業展開の結果をもとにタイ国においてJCMプロジェクト申請数を拡大しながら 次に、同じくJCM協定国であるアセアン諸国（インドネシア、ベトナム等）に展開を行い これによりGHG削減効果を最大化する。
・さらに、将来的に、グローバルサウスにもJCM協定国が広がる場合には 繊維産業の盛んなインドは有望な展開先となりうると期待
・本事業においては、省エネコスト削減の一部をライセンスフィーとし これに見合うCO_2排出削減効果（クレジット）を分け合うビジネスモデルを構想

1

JCMFS成果の概要　※P.1のFS目的、アウトプット、事業化の見込みに対して、図表等を活用しながら、調査成果を簡潔にわかりやすく記載すること。

項目	成果
FS目的	１．高効率染色技術によるGHG削減がタイ国にてニーズ及び効果があることを現地染色企業を訪問して確認し、GHG排出削減量を見積もる。 ２．染色プロセスを類型分けし、エネルギー変動要素を明確化したうえで、高効率染色技術のJCM方法論(基礎)を構築する。 ３．JCMに関わるタイ国政府関係者に、本件JCM FSの活動をご説明し、ご理解頂くと共に、方法論確立に向けた連携関係を構築する。 ４．民間JCMとして、事業化及びその普及を目指すために、ビジネスモデルの検討を行う。
アウトプット	**１．タイにおける技術引き合い確認とCO_2削減ポテンシャル見積もり** • タイ国で主要な染色メーカを訪問 省エネ技術に、**強い引き合いを確認**。 • 現在までの主要なヒアリング結果では、１社あたりのセルロース**繊維染色量は、数十トンから1千トン／月**程度までばらつくが、**タイ全体で、～5万トン/年規模になりうると現時点で推定** • セルロース繊維1kgあたりの染色工程でのCO_2排出量を 0.67t-CO_2/t-繊維(*)と仮定し、本技術により4割のCO_2削減が実現できるとすると、本技術適用によるCO_2削減量は、**70～2700t-CO_2/年/社**程度であり、**タイ全体では～1.3万t/年と推定**。 **２-１．染色プロセスの整理（類型化）** • **生産量当たりのエネルギー消費量は、染色プロファイル（生地に対する水量（浴比）、昇温温度、水温の保持時間）から算定できる。**それらの変動がエネルギーの変動要素となり、エネルギーロスとなる染色機からの放熱は外気温によっても影響を受ける。 • **染色プロファイルは、色濃度(淡色, 中色, 濃色, 極濃色)が同じであればほぼ同等。**（セルロース系の布であれば、その素材が変わっても染色プロファイルは基本的に変わらない）。 • 各工場は、**バッチ処理機を複数台並べ** 染色処理を行う。バッチ処理機の省エネ効果の足し算が、プロジェクト全体の省エネ量になる。 **２-２．染色プロセスに対するJCM方法論（基礎）の構築** **【技術概要】**染色工程では、生地と染料を染色機に投入し、反応～水洗～湯洗～中和～水洗の工程で加温を繰り返し実施する。この染色工程に新技術を適用することで、時間短縮、低温化が可能となり、エネルギー消費量（蒸気と電力の消費量）が削減できる。 **【本方法論の考え方】** ・本方法論は、**RSとPJのエネルギー消費量をプロファイル（染色時の水量、温度、保持時間）から算定**する。 ・プロファイルは工場ごとに異なるため、タイ国全体ではなく、**工場ごとにRSを設定**する。 ・従来技術において、同一工場内で色濃度（淡色, 中色, 濃色, 極濃色）が同じであればプロファイルは、ほぼ同等。 ・**RS**のエネルギー消費量は、プロジェクトの生産物に対応する**従来の染色方法**によるプロファイルのデータに**保守的な統計処理を行い算定**する。 ・**PJ**のエネルギー消費量は、プロジェクトの生産物に対応する**新たな染色方法**によるプロファイルのデータから算定する。

2

(English)

Ministry of Economy, Trade and Industry FY 2023 "Infrastructure Development Survey Project for Bilateral Credit Acquisition" (JCM Feasibility Study)
: (Thailand) Private Sector JCM Project for Reducing GHG Emissions in Textile Dyeing Processes Using Highly Efficient Dyeing Technology

Outlines of JCMFS

Jan 31th, 2024t
Proponent : Asahi Kasei Corporation
Subcontractors : Mizuho Research & Technologies, Ltd., Rain Inc.

Outlines of proposed PJ

A project to reduce greenhouse gas emissions by introducing Asahi Kasei's proprietary high-efficiency dyeing technology into the textile dyeing process at textile factories in Thailand. This technology does not require initial investment and can save energy and reduce greenhouse gas emissions by about 40% (compared to conventional dyeing technology in Japan). Asahi Kasei envisions a business model in which it receives a portion of the energy cost reduction as a license fee from the technology adopter.

Purposes and Outputs

Purposes	(1)To analyze the trends of relevant policies and systems related to dyeing processes in the textile industry in Thailand, for the purpose of examining and identifying issues and necessary systems for the diffusion of this technology (2)To study the JCM methodology (basic) and examine a pathway to JCM project implementation (3)To study business models for the diffusion of this technology and examine pathways to commercialization (4)To calculate GHG emission reductions and examine contributions to emission reduction by precisely estimating the decarbonization effect in a framework of cooperation with local demonstration partners (collaborating companies) (5)To provide opportunities (workshops) for coordination with a view to commercialization by sharing proposed technologies and products, commercialization plans, issues and countermeasures, etc. with government officials in the partner country, i.e., to share the findings of this FS with experts in Thailand
Output	Project Idea Note for JCM Project (PIN) is proposed with this FS。

Prospects for JCM project after FS

Following PJ: ☐NEDO JCM Demonstration ■ Private sector JCM ☐Both

・Based on the results of this FS, we plan to apply for a JCM project in FY24 while also monitoring the status of institutional development of private-sector JCM projects. In addition, in FY24, the details of the licensing business model will be finalized while assessing the results of FY23. In addition, in FY24, we will expand the number of licensees to other companies in Thailand and consider full-scale deployment of this technology.
・In FY25, based on the results of the development of other companies in FY24, we will expand the number of JCM project applications in Thailand and then expand to ASEAN countries (Indonesia, Vietnam, etc.), which are also JCM partner countries, thereby maximizing the GHG reduction effect.
・ Furthermore, if JCM expands to the Global South in the future, India, with its thriving textile industry, could be a promising partner country.
・In this project, we envisioned a business model in which a portion of the reduction in energy-saving costs is used as a license fee and the CO2 credit is shared between the two countries.

Outlines of Outputs

Item	Outputs
FS Purpose	1. Confirming the needs and effects of GHG reduction by Asahi's technology in Thailand by visiting local dyeing companies and estimate the amount of GHG emission reduction. 2. After classifying the dyeing process and clarifying the energy variables, JCM methodology (foundation) for high-efficiency dyeing technology is created. 3. We will explain the activities of the JCM FS to Thai government officials involved in the JCM and build a cooperative relationship to establish a methodology. 4. As a private-sector JCM, we will create business models with the aim of commercialization and dissemination.
Output	**1.** Confirmation of technology needs and estimation of CO2 reduction potential in Thailand • Visiting major dyeing manufacturers in Thailand, we have confirmed strong inquiries about energy-saving technology. • According to the results of major interviews to date, the amount of cellulose fiber dyed per company varies from several tens of tons to about 1,000 tons per month, but it is estimated that it can be on the scale of ~50,000 tons per year for Thailand as a whole. • Assuming that CO2 emissions in the dyeing process per 1 kg of cellulose fiber are 0.67 t-CO2/t-fiber, and assuming that this technology can reduce CO2 emissions by 40%, the amount of CO2 reduction by applying this technology is about 70~2700 t-CO2/year, and it is estimated to be ~13,000 t/year for Thailand as a whole. **2-1.** Typification of the dyeing process • The energy consumption per production volume can be calculated from the dyeing profile (the amount of water to the fabric (bath ratio), the temperature rise, and the retention time of the water temperature). These fluctuations are a variable element of energy, and the heat dissipation from the dyeing machine, which is energy loss, is also affected by the outside temperature. • The dyeing profiles are almost the same if the color density (light, medium, dark, and very dark) is the same. (If it is a cellulose-based fabric, the dyeing profile basically does not change even if the material changes.) • Each factory has multiple batch processing machines lined up to perform dyeing treatment. The sum of the energy-saving effects of the batch processing machine is the amount of energy saved for the entire project. **2-2.** Development of JCM methodology for the dyeing process • Tthe energy consumption of RS and PJ is calculated from the profile (amount of water at the time of dyeing, temperature, retention time). Since the profile differs from plant to factory, RS is set for each factory, not for the entire country of Thailand. In the conventional art, if the color density (light, medium, dark, and very dark) is the same in the same factory, the profiles are almost the same. The energy consumption of RS is calculated by conservative statistical processing of the data of the profile of the conventional dyeing method corresponding to the project output. The energy consumption of the project will be calculated from the data of the profile of the new dyeing method corresponding to the project output.

2.3.2. AGC 株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（ JCM実現可能性調査業務）」
中 間 報 告
対象国・FS件名：ブラジル国苛性ソーダ・塩素製造プロセス転換によるCM 実証事業

2023年11月17日
提案者： AGC株式会社
共同提案者： 一般社団法人海外環境協力センター

想定する事業の概要

（様式２）-「I. 提案概要書」の「想定する事業の概要」を転記

水銀法による苛性ソーダ・塩素製造プロセスをイオン交換膜法に転換することにより、水銀法に比較して電解電力について約 30%の省 エネをすることを目論む。電解電力を削減することによりスコープ 2 に関する CO2 排出を削減し、削減分について JCM 化を行う。

FSの目的およびアウトプット

（様式３）-「5. FSの目的およびアウトプット」から概要を記載

目的	①水俣条約関連の政策・制度の動向分析、②製法転換の事業化および JCM プロジェクト化の検討、③事業化及び JCM 化の課題と対応策の検討 ④製法転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討、⑤相手国政府関係者への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整
アウトプット	①水銀法からイオン交換膜法への転換の政策の最新動向の分析 ②製法転換に向けた事業化の具体的計画の確認及び JCM プロジェクト化の検討 ③JCM プロジェクト化の課題と対応策の策定 ④製法転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定 ⑤相手国政府関係者への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有の面談と理解

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

（様式３）-「4. FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み」から概要を記載

想定出口戦略

□NEDO JCM 実証 □民間JCM ■両方

現在、ブラジルは苛性ソーダの輸入国であり、苛性ソーダや塩素を含めてそれらの誘導体製品の需要も多いので新規の電解設備需要も期待できる。
さらに、ブラジルと苛性ソーダ・塩素製造業の点でつながりの深いベルー 、ウルグアイ、コロンビア、アルゼンチンには水銀法、隔膜法の設備を有する苛性ソーダ・塩素製造工場があるので同様の潜在需要があると想定しており、ブラジルからの事業拡大が見込まれる。また転換には多額の費用が必要となるが、資金調達は民間ベースでの調達となると見込まれる。JCM 化プロジェクトは AGC と Carbochloro 社など導入先で担う予定である。

1

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	①水俣条約関連の政策・制度の動向分析、②製法転換の事業化および JCM プロジェクト化の検討、③事業化及び JCM 化の課題と対応策の検討 ④製法転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討、⑤相手国政府関係者への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整
アウトプット	水俣条約については当初の予定通りブラジルでは2025年末で廃止となることが確認できた。事業化およびJCMプロジェクト化にあたっては、既存のイオン交換膜と最新式のイオン交換膜との交換も省エネ効果が期待できるため、水銀法、隔膜法およびイオン交換膜法のいずれもが事業化の対象となりうる。しかしながら水俣条約により2025年以降は水銀法での製造ができなくなるため、レファレンスとして2026年以降は水銀法を設定することに疑義が生じる可能性があり、また最新のイオン交換膜を使用しても、既存のイオン交換膜法と比較して隔膜法ほどの省エネ効果を得ることは難しい。 よって隔膜法が事業化およびJCM化の対象として、隔膜法をレファレンスとすることが適切であると判断した。今回のヒアリングにより、B社は現時点において隔膜法からイオン交換膜法への転換の具体的な計画はないことが明らかとなった。一方、U社は、本年9月25日に水銀法・隔膜法からのイオン交換膜法への転換をプレスリリースした。よって事業化およびJCM化については、U社をターゲットとすることとなった。MRV方法論については、隔膜法からイオン交換膜法への転換について開発を行った。ブラジルには7社の大手電解メーカーがあり、そのうち、隔膜法で操業を行っている企業はU社、B社、D社の3社である。U社を含んだ、ブラジル隔膜法3社の合計(1,079 千トン/年)で、CO2削減量の計算を実施し、年間75,600トンのCO2削減量が見込まれる結果となった。中南米域で操業する隔膜法電解メーカーが、すべてイオン交換膜法に転換した場合、その苛性ソーダ生産能力はおよそ148万トン/年であり、CO2削減量はおおよそ12万トン/年となることがわかった。 中南米地域における隔膜法からイオン交換膜法への転換により見込まれるGHG排出削減量
事業化の見込み	ブラジルは現在、JCM署名国ではないが、署名後ただちにNEDO JCM実証前調査の提案を行いたい。NEDOのカウンターパートとしては、MDIC(ブラジル開発商工サービス省)で適切であると、Abiclor(ブラジルソーダ工業会)から紹介を受けた。

	電力排出係数 EFe,y [t-CO2/MWh]	苛性能力 QPy [NaOH(dry) t/y]	リファレンス排出量 REy [t-CO2/y]	プロジェクト排出量 PEy [t-CO2/y]	排出削減量 ERy(REy-Pey) [t-CO2/y]
ブラジル	0.290	1,079,000	791,925	716,345	75,580
アルゼンチン	0.505	32,000	40,342	36,794	3,549
コロンビア	0.336	44,000	37,252	33,786	3,467
メキシコ	0.529	324,000	427,516	390,108	37,408
隔膜法合計		1,479,000	1,297,035	1,177,033	120,003

1

(English)

FY2023 "Infrastructure Development Study Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (JCM Feasibility Study)
Interim Report
Target Country/ FS Subject: JCM Demonstration Project by Conversion of Caustic Soda and Chlorine Production Process in Brazil

November 17, 2023
Proposer: AGC Corporation
Co-proposer: Overseas Environmental Cooperation Center, Japan

Outline of the envisioned project

(Form 2) - Transcribe the "Summary of the Project Envisioned" in "I. Proposal Summary".

By converting the caustic soda/chlorine production process using the mercury method to the ion-exchange membrane method, we plan to save about 30% of the electricity used for electrolysis compared to the mercury method. emissions related to Scope 2 will be reduced by reducing the electrolysis power, and the reduced amount will be used for JCM.

FS Objectives and Outputs

(Form 3) - Provide a summary from "5. Objectives and Outputs of the FS

Objective.	(1) Analysis of trends in policies and systems related to the Minamata Convention, (2) Examination of commercialization of the conversion of manufacturing methods and JCM projects, (3) Examination of issues and measures for commercialization and JCM (4) Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions through the conversion of manufacturing methods; (5) Coordination toward commercialization through sharing of proposed technologies/products, business plans, issues and countermeasures, etc. with government officials of partner countries
output	(1) Analysis of the latest policy developments in the conversion from mercury to ion-exchange membrane methods (2) Confirmation of concrete plans for commercialization of the conversion of manufacturing methods and consideration of JCM projects (3) JCM project implementation issues and formulation of measures to address them Calculation of GHG emission reductions and emission reduction contributions due to the change in manufacturing method (5) Meetings with government officials of the partner country to share and understand the proposed technology/product, business plan, issues and countermeasures, etc.

Prospects for JCM project conversion after completion of FS

(Form 3) - Provide an outline from "4. Projection of JCM project conversion after completion of FS

Assumed Exit Strategy NEDO JCM demonstration ☐Private sector JCM ■Both

Currently, Brazil is an importer of caustic soda, and demand for caustic soda and their derivative products, including chlorine, is high, so demand for new electrolysis facilities can be expected.
Furthermore, Peru, Uruguay, Colombia, and Argentina, which have close ties with Brazil in terms of caustic soda and chlorine production, have caustic soda and chlorine plants with mercury and diaphragm process facilities, and we expect similar potential demand, and we expect business expansion from Brazil. AGC and Carbochloro, among others, will be responsible for the JCM conversion project.

1

Summary of JCMFS Achievements

Item	Achievements
Purpose of FS	(1) Analysis of trends in policies and systems related to the Minamata Convention, (2) Examination of commercialization of manufacturing method conversion and JCM project, (3) Examination of issues and countermeasures for commercialization and JCM (4) Calculation of GHG emission reductions and consideration of the amount of contribution to emissions reductions due to the conversion of manufacturing methods, and (5) Coordination for commercialization through sharing of proposed technologies, products, business plans, issues, countermeasures, etc. with government officials in partner countries
Output	It was confirmed that the Minamata Convention will be abolished in Brazil at the end of 2025 as originally planned. In commercialization and JCM projects all methods can all be commercialized because the exchange of existing ion exchange membranes with state-of-the-art ion exchange membranes can also be expected to have an energy-saving effect. However, since the Minamata Convention will not allow production using the mercury method after 2025, there may be doubts about setting the mercury method after 2026 as a reference. Therefore, it was judged that it was appropriate to use the diaphragm method as a reference for commercialization and JCM. On September 25 of this year, Company U issued a press release announcing the conversion from the mercury method and diaphragm method to the ion exchange membrane method. Therefore, for commercialization and JCM, it was decided to target Company U. As for the MRV methodology, we developed a conversion from the diaphragm method to the ion exchange membrane method. The total amount of CO2 reduction (1,079 thousand tons per year) of the three Brazilian diaphragm companies, including U, was calculated, and the annual CO2 reduction of 75,600 tons was expected. It was found that if all diaphragm electrolysis manufacturers operating in Latin America and the Caribbean converted to the ion-exchange membrane method, their caustic soda production capacity would be approximately 1.48 million tons/year, and the CO2 reduction would be approximately 120,000 tons/year. Expected GHG emission reductions from diaphragm to ion-exchange membrane in Latin America and the Caribbean

	Electricity Emission Factor EFe,y [t-CO2/MWh]	Capacity QPy [NaOH(dry) t/y]	Reference emission REy [t-CO2/y]	Project emission PEy [t-CO2/y]	Reduction emission ERy(REy-Pey) [t-CO2/y]
Brazil	0.290	1,079,000	791,925	716,345	75,580
Argentina	0.505	32,000	40,342	36,794	3,549
Colombia	0.336	44,000	37,252	33,786	3,467
Mexico	0.529	324,000	427,516	390,108	37,408
Total		1,479,000	1,297,035	1,177,033	120,003

Possibility for commercialization	Brazil is not currently a signatory to the JCM, but we would like to propose a NEDO JCM pre-demonstration survey immediately after signing. As a counterpart to NEDO, We were introduced by Abiclor as a suitable counterpart to MDIC.

2

2.3.3. 兼松株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業JCM実現可能性調査業務）」
対象国・JCMFS件名：インドネシア国　AIを活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスのプログラムJCM事業

JCMFSの概要

2024年2月
提案者： 兼松株式会社
共同提案者： 株式会社カブク

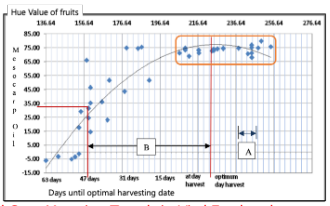
想定する事業の概要

本FS調査の対象となるプロジェクトは、インドネシアにおいてパーム油の収率向上を行うことで、それを用いて生産されるバイオディーゼル燃料の増産（その分の通常のディーゼル燃料消費の代替）効果を、JCMとしてクレジット化を目指すものである。FS調査のポイントは、事業に関わるパーム油生産の持続可能性の確保をどのように行うか、収率の向上に繋がる果房(FFB)の収穫プラクティスとして現地の実情を踏まえるとどのようなものが望ましいか、それをJCM方法論としてどう表現するか、多数の農家による横展開のための事業のプログラム化のありかたの検討などである。
【背景】赤道直下のインドネシアでは生物多様性が豊かなスマトラ島やカリマンタン島で多くの熱帯林が減少し気候変動を引き起こす要因となり 、オランウータン等の希少種が絶滅の危機に瀕している。森林減少の主な理由はパーム油の原料となるアブラヤシの農園開発であるが 、日本企業も加工食品等で大量のパーム油を使用している。パーム油に関わる企業には、パリ協定のもとで実効性のある気候変動対策として 、森林を保全しながらアブラヤシ農園を営む小規模農家と共存を目指した「持続可能なパーム油」の生産が求められている。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	本FS調査は、バイオディーゼル燃料（BDF）の増産を目的とし、BDFの増産分をJCMクレジットとして創出しようとするプロジェクトである。重要な検討要素は、プロジェクトに関わるパーム油生産の持続可能性をどのように確保するか、収率の向上につながる果房（FFB）の収穫方法は現地の農家から見てどのようなものが望ましいか、AI技術による画像判定で成熟度を色相値として評価しパーム油の収率を推定する方法や、それらをJCMの方法論としてどのように表現するか、更に事業をプログラム的にどのように拡大していくか、などが挙げられる。
アウトプット	・JCM事業に参加するパーム農家は森林伐採をしていないという事実を、インドネシア独自のISPO認証の取得により確認を行う、これをJCM事業への参加の要件とする ・BDF燃料の精製工場から遡って、パーム油の搾油工場からFFBを収穫した農園までトレースできる地図を作成。これとISPO認証をセットにしてサステナブルなパーム油である事を証明する ・通常のプラクティスに比べてFFBを収穫するタイミングを10日程遅らせ、十分に成熟したFFBだけを収穫し搾油工場に持ち込み、パーム油の収率を高める ・収穫プラクティスの変更というJCM活動が、どの程度収率向上に効いたかの定量評価は、簡便かつ信頼性の高い手法として、搾油工場にFFBを搬入して荷下ろしした際に撮影した画像から、カブク社のAI技術でFFBの成熟度を色相値で評価し、パーム油の収率を推定する。リファレンスの収率は過去実績（過去1年間の平均）とし、プロジェクトの収率はAI技術で果房の色相値を搾油工場で受入時にモニターし、その数値を収率のプロキシとする。 ・保守的なパーム農家がいかに収穫プラクティスの変更に賛同してくれるかは、新しいFFB買取価格フォーミュラやバイオ肥料の無償配布などといった農家へのインセンティブ設定が重要である。

調査トピックと調査結果

トピック	調査結果
サプライチェーン	FFB収穫からBDF製造までの流れは次の通り； まず1農家あたり6ヘクタール程度の広さの独立系の「小規模アブラヤシ農園」で FFBが栽培され、成熟が近づくと数百のこれらの小規模農家を束ねる農協が雇っている収穫専業の労働者が各農園を回って FFBの収穫を代行し、次に農協が所有する回収トラックで 10トン近いFFBをまとめてパーム油会社の搾油工場に運びこむ 。工場に搬入されたFFBはパーム油会社のによる品質のチェックを受け、既定の価格フォーミュラに従って買取りが行われる。 搾油工場で製造されたパーム油 は、バイオディーゼル(BDF)精油所に運ばれ、製造された BDFは、国営石油会社等に販売されガソリンスタンドに納入される。最終的には多くの トラックが軽油代替のバイオ燃料としてBDFを使用しGHGを削減する。
EUDR（参考）	インドネシアのスマトラ島やカリマンタン島では熱帯林が減少、 1990～2010年に▼300万ha（東京都の広さが22万ha）と大規模な森林減少となっている。同国では小規模農家250 万軒、1500 万人の労働者がパーム産業に関与、 石炭に次ぐインドネシア第二の産業 である。同国産パーム油の輸入国は、 1位インド810万t/年、2位中国720万t/年、3位EU620万t/年だが、EUは自国の市場と森林破壊の関係を断ち切る取り組みである EUDR/森林破壊禁止法 を採択、EUの消費者はパーム油を使った製品を買えなくなり、 小規模農家の生計にも影響が大きい 。
トレーサビリティ	環境NGOはパーム企業が森林を伐採していないか厳しく監視している。 JCM事業では、まず小規模農家の農園と天然林との位置関係を地図上で正しく把握し、次に、森林伐採がない農園で収穫した果房である事をインドネシア独自の ISPO認証を取得することで証明する。 JCMへの参加資格はISPO認証済みの農園であることとし顧客の要求に応える。インドネシアでは過去にアブラヤシ農園開発で無秩序な森林伐採が行われ、また劣悪な労働環境は今でも横行しているため、パーム油生産企業にとっては生産性の向上のみならず、農家の労働対価の改善や、森林伐採のない農園で生産されたパーム油をベースとした BDFであることのトレーサビリティの証明が喫緊の重要課題となっている。
JCM方法論	方法論に関しては、排出削減量を表す数式を開発することができた。そのキーとなる部分が「 当該活動で（＝収穫時期を遅らせたことによって）どれだけの収率向上率となるか？ 」というパラメタである。 これは、現地パーム油会社の搾油工場のラボで、右図のような「 色相と収率（パーム油搾油率）との関係式」を最初に構築し，その関係式を用いて、プロジェクトで （プロジェクト実施前の平均値と比較して ）どれだけ収率が向上したかを想定するという手法を採る。すなわち、モニターするものは、工場に持ち込まれた果実もしくはFFBの色相になる。プロジェクトでカバーされる粗パーム油の量、その中のバイオディーゼル化される量、などもモニターされ、それにバイオディーゼルへの転換率、インドネシアでの消費比率、石油ディーゼルのCO_2排出係数などの定数をかけることで、排出削減量を求めることができる。 収率向上率の平均を10%とし、典型的なインドネシアの 粗パーム油搾油工場の生産規模 1万トン/年，JCM事業でカバーするパーム油によるバイオディーゼル用途をその全量とした場合 （BDF専用の搾油工場）、CO2排出削減量は，概算で以下のようになる： 1万ton-CPO/年×10%×100%×0.93 ton-BD/ton-CPO×3.2 tCO2/t-PD = 3,000 tCO2/年 Source: Wan Ishak Wan Ismail and Mohd Hudzari Razali (2012). Machine Vision to Determine Agricultural Crop Maturity, Trends in Vital Food and Control Engineering, Prof. Ayman Amer Eissa (Ed.), ISBN: 978-953-51-0449-0, InTech, Available from: http://www.intechopen.com/books/trends -in-vital-food-and-control-engineering/machine-vision -to-determine -agricultural-crop-maturity 
事業化の見込み	現地パーム油会社 はカブク社のAI技術をFFBの成熟度判断に適用する発想に 強い関心を示した。同社の重要課題はパーム油の増産だけでなく、 顧客目線からのサステナビリティの実現 であるため、当FS調査で提案している収率の向上と森林伐採がない農園からの トレーサビリティの組み合わせ は経営レベルで重要な課題となっている。同社はJCMクレジットを創出する主役であるパーム農家から FFBを買い付け、またバイオディーゼルのリファイナリーを持ち大規模生産を行っている事業会社であるが、同社が前向きであれば事業化の見込みは高いと判断できる。同パーム油会社の経験則からは、 インセンティブが魅力的であれば、農家の間で噂が広まり、収穫プラクティス変更による JCM事業は急速に広まっていく 可能性がある。

(English)

2023 Infrastructure Development Study Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (Feasibility Study for Joint Credit Mechanism)

Indonesia: Programmatic -type JCM feasibility study for biodiesel from improved palm oil extraction by utilizing AI

Outline of the Feasibility Study

2024
Kanematsu Corporation
Kabuku Inc.

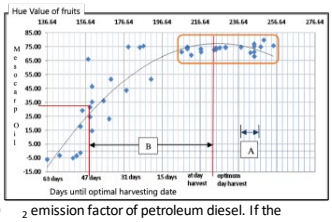
Outline of the studied project

This study targets a programmatic JCM project to improve the production efficiency of palm oil in existing oil palm plantations without deforestation, and to increase the production of biodiesel fuel (BDF), which is used for energy and has the effect of reducing GHG emissions (by converting the amount of BDF from petro- diesel)
[Background] In Indonesia, many tropical forests on the biodiversity-rich islands of Sumatra and Kalimantan have been deforested, causing climate change that is endangering rare species such as the orangutan. The main reason for deforestation is the development of oil palm plantations, the raw material for palm oil. Many Japanese companies use large amounts of palm oil in processed foods and other products. Under the Paris Agreement, companies involved in palm oil production are required to produce "sustainable palm oil" in order to coexist with small-scale oil palm plantation farmers while preserving forests as an effective climate change countermeasure

Purpose and outputs of the study

Purpose	This feasibility study targets a project aiming to increase the production of biodiesel fuel (BDF) in Indonesia by improving the crude palm oil extraction rate, and trying to generate JCM credits for the increase of BDF production (replacing the consumption of conventional diesel fuel). The important study elements include; how to ensure the sustainability of the palm oil production involved in the project; what kind of fresh fruit bunch (FFB) harvesting practices that lead to higher extraction rate are desirable given the local situations; how to express these as a JCM methodology; and how to expand the project for gradual expansion in a programmatic manner.
Outputs	• The JCM eligibility criteria are studied to ensure FFBs from participating plantations did not result in deforestation by obtaining Indonesia's own ISPO certification. • The digital map was created to trace back from the refinery, the source of the BDF fuel, through the palm oil mill to the plantation where the FFB was harvested. This is combined with ISPO certification to prove that palm oil is sustainable. • New harvesting practice of FFB is proposed by delayed for around 10 days compared to normal practice, so that only fully mature FFB is brought to the mill, increasing the yield of palm oil. • The proxy method for quantitative evaluation of the effect of the JCM activity is developed: changing the harvesting practices on the extraction rate was carried out using a simple and reliable method of quantifying the hue values of the FFB using Kabuku's AI technology, based on images taken when the FFB were brought to the mill and unloaded. Reference is made in advance in the laboratory of the oil mill by measuring the actual oil yield of FFB harvested under both new and old practices to check the correlation between the hue values and yield.

Summary of the study

Items	Contents
Targeted topics	A) Ensure that farmers participating in JCM are not involved in deforestation. Map traceability from oil palm plantations to palm mills. B) Change FFB harvesting practices to improve palm oil yields at mills, but need to consider providing appropriate incentives to gain farmers' cooperation. C) Develop methodologies that can be monitored by local practices and provide as accurate an estimate of emission reductions as possible.
Results	A) First, the location of the farms participating in the JCM project and their relationship to the natural forest should be accurately identified on a map. This map information is the starting point for traceability of the delivery of FFB from the plantation to the mill. The local palm oil company has confirmed that obtaining Indonesia's own ISPO certification is sufficient to confirm that deforestation is not linked to the FFB. B) In cooperation with a major local palm oil company, the study was able to obtain information on the supply chain from oil palm plantations to biodiesel refineries, which was not available in Japan. It is possible to improve the palm oil extraction rate at the mills by delaying the timing of FFB harvesting at the plantation by 7–10 days from normal practice to allow the FFB to fully mature. However, for farmers, changing normal harvesting practices is a risky challenge that could reduce income from FFB sellers. Local palm oil companies are hopeful that the JCM programme could be rapidly expanded to more palm farmers by providing incentives to improve farmers' livelihoods through improvement of the extraction rate, returning a part of the profits from the additional production, credit earnings from JCM projects to farmers or, alternatively, distributing organic fertilisers free of charge to farmers. C) With regard to the methodology, it was possible to develop a formula for emission reductions. The key part of the equation is the parameter "What is the percentage extraction rate increase from the activity in question (i.e. by delaying the harvesting period)?" This is a parameter that is used by the local palm oil companies. This was done by first developing a formula relating hue to yield (palm oil extraction rate)' in the laboratory of the local palm oil company's mill, as shown in the diagram on the right, and then using this formula to determine how much the project improved extraction (compared to the average before the project was implemented). The approach is to assume how much the yield has improved in the project (compared to the average before the project). In other words, what is monitored is the fruit brought into the factory or the hue of the FFB. The amount of crude palm oil covered by the project, and the amount of it that is converted to biodiesel, conversion rate to biodiesel, the percentage of consumption in Indonesia, the petroleum diesel emission reductions can be determined by multiplying these by constants such as the conversion rate to biodiesel, the consumption ratio in Indonesia and the CO_2 emission factor of petroleum diesel. If the average yield improvement rate is set at 10%, the production scale of a typical Indonesian crude palm oil mill at 10,000 t/year and the total biodiesel use from palm oil covered by the JCM project as its total amount (BDF -only mill), the CO_2 emission reductions can be roughly estimated to be 3,000 tCO_2/yr from such a mill.  Source: Wan Ishak Wan Ismail and Mohd Hudzari Razali (2012). Machine Vision to Determine Agricultural Crop Maturity, Trends in Vital Food and Control Engineering, Prof. Ayman Amer Eissa (Ed.), ISBN: 978-953-51-0449-0, InTech, Available from: http://www.intechopen.com/books/trends-in-vital-food-and-control-engineering/machine-vision-to-determine-agricultural-crop-maturity
Prospects for future development	Local palm oil companies showed strong interest in the idea of applying Kabuku's AI technology to FFB maturity determination. The company's key challenge is not only to increase palm oil production but also to realise sustainability from the customer's perspective, so the combination of increased yield and traceability from deforestation-free plantations proposed in this FS study is an important issue at the management level. If the company gives the 'GO' sign, we would like to aim for a joint solution through the NEDO JCM demonstration project. The company purchases FFB from palm farmers, who play a key role in generating JCM credits, and also has a biodiesel refinery that is producing biodiesel on a large scale.

2.3.4. 株式会社 SDG インパクトジャパン

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
対象国・FS件名：モルドバ共和国におけるエタノール蒸留残渣を利用したバイオガス化事業

JCMFSの概要

2024年2月9日
提案者：株式会社SDGインパクトジャパン
共同提案者：株式会社トーヨーエネルギーソリューション

想定する事業の概要

本事業は、モルドバにて、エタノール醸造工場で発生する蒸留残渣をメタン発酵プロセスにてバイオガス化し、工場内で使用する化石燃料等を削減するものである。エタノール蒸留残渣は、前処理プロセスにて分別してから嫌気性発酵槽に移送し、メタン菌による有機物の発酵によりメタンと二酸化炭素を主成分とするバイオガスを発生させる。発生バイオガスは工場内の既設ボイラーに投入され、使用する化石燃料を削減するほか、従来のエタノール蒸留残渣乾燥処理で使用していた化石燃料を削減することにも寄与する。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	本FSの主たる目的は事業実施におけるリスク要因の抽出や現地事業者および政府関係者の本件事業への理解の醸成である。本調査を通じ、抽出されたリスク要因への対応策や現地関係者の本件事業推進に向けた合意形成を得ることをアウトプットとする。
アウトプット	• マクロ経済・金融リスクの把握：特にファイナンス面での不確実性を把握し、対応策を抽出する • 事業市場環境リスクの把握：欧州他社の競合可能性を把握し、対応策を抽出する • 技術リスクの把握：現地サイト条件、気象状況などを把握し、最適設計に資するような要素を抽出する • 現地事業者の理解醸成：JCM事業に対する理解を得るほかPA締結に向けた合意形成を図る • 現地政府との関係構築：JCM事業として推進するために支援を受けられる関係省庁とのパイプを構築する • 資金調達リスクの抽出：モルドバ企業の資金調達方針や抱える課題を抽出し、必要に応じ対応策を検討する

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 ☐NEDO JCM 実証　☐民間JCM　☑両方

対象事業者のエタノール生産規模はモルドバのみならず黒海地域最大規模となっており、発生している蒸留残渣は900トン/日と膨大である。同社では、将来的に発生残渣の全量を処理したい意向であり、提案法人としては当面の事業展開として同社工場でのエタノール残渣処理を順次拡大することを想定する。先ずは本調査終了後速やかにJCM調査への申請を行い、実証プラントにて適切なオペレーション体制を確立し、次の普及展開を目指す。
普及展開では、当面10年を目途に現在エタノール工場にて発生するエタノール残渣全量（900トン／日程度）まで処理量を拡大させることで今後JCM化を図っていく予定である。なお、普及展開では、SIJおよびトーヨーグループは共同でプラント販売を行い民間JCMとする計画である。

1

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	現地エタノール醸造事業者とは、NEDO実証に向けた事業概要および協業・役割分担につき概ねの合意形成を得た。 現地関係当局となる環境省、エネルギー省、農業省については、本事業の意義につきご理解頂いたほか、引き続きのご協力につき好意的見解を得ることができた。環境省については、本事業に関わる許認可等の情報交換のほかJCM-JCの早期設置に向けたご支援も得ることができた。また、エネルギー省、農業省については、両省ともNEDO実証事業におけるモルドバ側政府カウンターパート対応に好意的なご意見を頂くことができた。今後はNEDO殿、METI殿のご意見も頂きつつ、NEDO実証事業提案までの過程にて体制面の調整を図る方針である。
アウトプット	<table><tr><th>項目</th><th>成果概要</th></tr><tr><td>マクロ経済・金融リスクの把握</td><td>✓ モルドバではウクライナ戦争の影響を色濃く受けており経済、金融へのダメージは小さくないことが確認されたが、同国政府は当該影響の長期化を回避すべく様々な方策を実施しており影響は徐々に軽減されてきている ✓ 今般の経済環境はモルドバのエネルギー消費企業の経営に多大な影響を及ぼしているため、昨今の経済事情は本事業を図らずとも推し進める要因となっていることが確認され、本事業推進においてはリスク要因とならないことが確認された</td></tr><tr><td>事業市場環境リスクの把握</td><td>✓ ウクライナ戦争に伴うエネルギー市場環境の悪化は経済的側面のみならず安全保障の側面からも内製化、分散化を促進しており、国内主力産業である農業セクターの保全や環境推進の側面からも農業残渣のエネルギー活用に関心が高く、優遇政策の拡充など検討中であるほか、競合は限定的であることが判明し、市場環境のリスクは小さいことが確認された</td></tr><tr><td>技術リスクの把握</td><td>✓ 現地ニーズを踏まえた概念設計を行い、設計上は大きなリスク要因はないとの判断である ✓ 他方、提案当初想定していた事業内容と大きく異なる事業案となったことから、新たに顕在化したリスク要因につき今後検討が必要</td></tr><tr><td>現地政府との関係構築</td><td>✓ 環境省、エネルギー省、農業省、日本大使館および在日モルドバ大使館を訪問し本事業への理解を得るとともに、引き続きの協力につき好意的ご意見を得たほか、2023年11月にはモルドバでのJCM合同委員会体制が発表された ✓ 今後は、JCM化の具体的協議を行うほか、NEDO実証事業でのカウンターパートの選定にあたっては、NEDO殿などのご意見も踏まえつつ調整を図りたい</td></tr><tr><td>資金調達リスクの抽出</td><td>✓ 対象事業者では天然ガスからの脱却を企業グループの共通目標に掲げて資金調達もグループ全体で行う方針であるほか、グループの売上の上昇は顕著で財務健全性は高いことから資金調達リスクは回避されると判断される</td></tr></table>
事業化の見込み	本FS調査を通じ現地関係者との密な議論を図ることで本事業に対する現地側の受容性、蓋然性の高さを確認することができた。 対象事業者では天然ガスの使用削減を喫緊の経営課題としており、本事業の早期実現に大きな期待を寄せている。 またモルドバ環境省では、JCM推進の観点のみならず同国の気候変動および廃棄物政策の観点からも本事業を支援する旨の発言を頂くことができた。 当初想定した課題の多くは解消することができたと考えているが、調査を通じ顕在化した課題も幾つかある。引き続き現地と協議を図ることで十分なヘッジ策を導出するとともに、NEDO殿、METI殿とも協議を行うことで早期の事業実現に向けた計画の立案および具現化を図っていく。

2

(English)

FY2023 "Infrastructure Development Study Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (JCM Feasibility Study)
Target country/FS subject: Biogasification project using ethanol distillation residue in the Republic of Moldova

JCMFS Overview

January 31, 2024
Proposer: SDG Impact Japan Inc.
Joint Proposer: Toyo Energy Solution Co.

Project Outline

This project aims to reduce fossil fuel consumption in Moldova by converting distillation residue, generated in the Ethanol production process into biogas through a methane fermentation process. Ethanol distillation residue is sorted through a pretreatment process and transferred to an anaerobic fermenter, where methane bacteria ferment organic matter to generate biogas consisting mainly of methane and carbon dioxide. The biogas is fed into the plant's existing boiler to replace the natural gas used for the ethanol distillation process and the drying process of ethanol distillation residue.

Objectives and Outputs

Objectives	The main objectives of this FS are to identify risk factors in the implementation of the project and to foster understanding of the project among local business and government officials. The output of this study will be to develop measures to address the identified risk factors and to build consensus among local stakeholders for the promotion of the project.
Outputs	• **Understand macroeconomic and financial risks**: identify uncertainties, especially in terms of finance, and extract countermeasures • **Understand business environment and its risks**: identify potential competitors and extract countermeasures • **Understanding of technical risk:** Identify local site conditions, weather conditions, and other factors that will contribute to optimal design. • **Foster relationship with project developer:** Obtain understanding of the JCM project and build consensus for concluding a PA. • **Foster relationship with local government:** Build a pipeline with relevant ministries and agencies that can provide support to promote the project as a JCM project. • **Identification of financing risks:** Identify financing policies and issues facing Moldovan companies, and consider countermeasures as necessary.

Prospects for JCM project conversion after completion of FS

Assumed Exit Strategy ☐NEDO JCM demonstration ☐Private sector JCM ☑Both

The partner company has the ethanol production largest not only in Moldova but also in the Black Sea region. The amount of distillation residue generated is at 900 tons/day. The company intends to process all of the residue generated in the future by gradually expanding the processing of ethanol residue at its plant. First, the company will apply for a NEDO's JCM detailed study program, and establish an appropriate operation system at the demonstration plant.
The plan after demonstration is to expand the processing volume to the entire amount of ethanol residue generated at current ethanol plants (approximately 900 tons/day) over the next 10 years.. SDG Impact Japan and the Toyo Group plan to jointly work on private-sector JCM at the expansion stage.

Summary of Results

Item	Results
Objective	A general agreement was reached with the partner company on the basic project framework and its roles for the NEDO demonstration project. The local authorities (Ministry of Environment, Ministry of Energy, and Ministry of Agriculture) expressed their willingness to continue to cooperate with us. The Ministry of the Environment (MOE) completed establishment of JCM-JC. Both the Ministry of Energy and the Ministry of Agriculture were positive to possibly become Moldovan counterparts in the NEDO demonstration project. We will continue to seek the opinions of NEDO and METI, and will make adjustments to the system in the process up to the proposal of the NEDO demonstration project.
Output	**Item** / **Summary of Results** Macroeconomic and financial risks: ✓ Moldova has been largely affected by the war in Ukraine, and the economic and financial damage was not small. However, the government of Moldova is implementing various measures to avoid prolonging the impact of the war, and the effects are gradually being mitigated. ✓ Due to the high increase on the energy price, it was confirmed that the energy-consuming companies, including the partner company, has high incentive to move ahead on the project. Business environment and risk: ✓ It is confirmed the market environment risk is low, as the competition is limited. The war in Ukraine has promoted internalization and decentralization of the commodity value chain. Therefore, there is strong interest onto the utilization of energy from agricultural residues due to the fact the agriculture is the main industrial sector of the country Technical Risks: ✓ The conceptual design was based on local needs, and it was determined that there were no major risk factors in the design ✓ The further investigation will be necessary since the project design has change significantly from the initial one. Relationships with governments: ✓ The Ministry of Environment, Ministry of Energy, Ministry of Agriculture, Japanese Embassy, and Embassy of Moldova in Japan were visited to obtain their understanding of the project and favorable comments on continued cooperation. ✓ In the future, we would like to discuss the specifics of the JCM project and coordinate the selection of a counterpart for the NEDO demonstration project, taking into account the opinions of NEDO and other parties. Financing risk: ✓ The partner company has committed to move away from natural gas in its corporate strategy. Therefore, the company intends to raise funds by their own account. The company have been growing sales with good financial soundness. Therefore, the financing risk is considered to be avoided.
Prospects for commercialization	This FS results have gave high degree of probability as local partner companies and counterpart governments has strong interest and commitment. The partner company need to reduce natural gas use urgently, and have high expectations for the early realization of this project. The Ministry of Environment of Moldova also expressed its support for the project not only from the perspective of JCM promotion, but also from the perspective of the country's climate change and waste policy. We will continue to discuss with the local community in order to develop sufficient risk hedging measures, as well as with NEDO and METI in order to formulate and materialize a plan for the early realization of the project.

2.3.5. 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
モンゴル国ウランバートル市の暖房ボイラ用の燃料をバイオ炭に切り替えるJCM 事業調査

JCMFSの概要

2024年1月19日

提案者： 株式会社PEARカーボンオフセット・イニシアティブ

想定する事業の概要

下記の石炭ボイラ(HOB)で、燃料である石炭を、牛糞を原料とｓたバイオ炭に切り替えて CO2 を削減する。導入する技術は、有限会社 山本粉炭工業の山仙プー炭化平炉技術である。
1 ウランバートル市の廃止予定の80の熱供給センターの内、ANU-SERVICE CO.,LTD.の 10 箇所の熱供給センターの内 7 箇所の HOB が事業対象である。
2 熱水供給パイプラインにアクセス出来ないアパート群の内、 今年度着工のウランバートル市官舎が事業対象である。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	JCMにより、ウランバートル市の暖房ボイラ（HOB）用の燃料をバイオ炭に切り替えて普及する。
アウトプット	成果1:今年度着工のウランバートル市の市職員官舎に、ANU-SERVICE CO.,LTD.がバイオ炭を燃料としてハンガリー製のボイラ CARBOROBOT で暖房を行う JCM 事業計画を作成する。 成果2:ANU-SERVICECO.,LTD.が、UB市内の熱供給センター7カ所で、バイオ炭を燃料としてハンガリー製のボイラ CARBOROBOT で暖房を行うプログラム型 JCM 事業計画を作成する。 成果3:モンゴル国に、暖房用燃料としてプログラム型JCMで家畜糞を原料にしたバイオ炭普及計画を作成する。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 □NEDO JCM 実証 ▪民間JCM □両方

ウランバートル市近郊の乳牛数は約 30,000 頭であり、バイオ炭を約 3,000t 製造できる。山仙プール式炭化平炉 1 基で約 400t/年～500t/年のバイオ炭を製造できるので、 約 7 基設置のポテンシャルがある。
ANU-SERVICE CO.,LTD.は、UB 市で10箇所の熱供給センターを運営しており、バガヌール炭を粉砕して粉炭にしてCARBOROBOT(HOB)に投入している。従って、設備改造することなく、バ イオ炭を粉炭のままで投入できる。
2020年のバガヌール炭の消費量は約6,000t/年で、熱供給センターの平均消費量は600t/年である。バガヌール炭の低位発熱量は3,860kcal/kg、バイオ炭は5,500kcl/kg(推定値)で、熱供給センターの HOB の消費熱量が同じとして試算すると、バイオ炭消費量は 421t/年である。山仙プール式炭化平炉 1 基で HOB1基へのバイオ炭の供給が可能で、約 7 箇所の熱供給センターに供給可能である。
従って、牛糞からバイオ炭を製造し、ANU-SERVICE CO.,LTD.の7箇所の熱供給センターで、石炭の代わりにバイオ炭を粉炭状態のままで燃焼利用する事業の JCM 事業化を検討する。

1

1. 申請時のJCMFSの実施内容・実施方法、課題・懸念点と調査成果

■ 事業化の検討

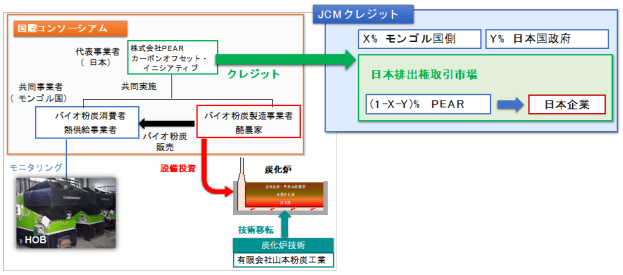
- MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCESが、バイオ炭生産地点（TAISHIR URGUU LLC）から半径30km以内の原料（牛糞）ポテンシャルを試算・評価した。牛の糞量は427,353tと見込まれ、年間100,000 tのバイオ粉炭が生産できると見込まれる。

頭数	1頭の排出量	排出量	年間排出量	バイオ粉炭
頭	kg/日	t/日	t/年	製造量t/年
65,046	18	1,170.83	427,353	100,000

- ANU-SERVICE CO.,LTDのウランバートル市の熱供給センター10箇所で、年間4,640tのバグヌール炭を消費する。3,200tのバイオ炭で代替することができると見込まれる。従って、炭化炉 8unitsでバイオ粉炭供給が可能である。
- 酪農家であるTAISHIR URGUU LLCが１号炭化炉を建設し、バイオ粉炭製造製造の実証とバイオ炭の燃焼試験を行う事業計画を作成中である。また、国立大学のMONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCESとの提携による人材育成計画を作成中である。
- TAISHIR URGUU LLC がバイオ粉炭を製造して、ANU-SERVICE CO.,LTD.のウランバートル市の10箇所の熱供給センター向けに販売を行う事業計画を作成中である。
- JCM事業の対象のHOBは、現在実施中のJCM事業のプロジェクト対象の高熱効率HOBである。

● 民間JCMの実施体制

民間JCMの国際コンソーシアムには、バイオ粉炭の消費者の参加が不可欠なことから、 ANU-SERVICE CO.,LTD.が参加する。



● TAISHIR URGUU LLC が、プログラム型JCMで、自社またはフランチャイズでモンゴル国の地方都市のANU-SERVICE CO.,LTD.の熱供給センター、ANU-SERVICE CO.,LTD.のHOB既存販売先・新規HOB販売先向けにバイオ粉炭製造事業を行う事業計画を作成中である。

JCMFSで対象とするプロジェクトによる年間CO2排出削減量・吸収／固定量の試算

排出削減量の試算

		燃焼量	電力消費量	発生熱量	使用熱量	CH_4排出量		CO_2排出量	CO_2排出削減量
リファレンスシナリオ	電気ボイラ		12,704 MWh	45,733 GJ	45,733 GJ			10,913 tCO2	-6,924 tCO2
プロジェクト	バイオ炭HOB	3,256.0 t		74,973 GJ	45,733 GJ	160 tCH4	3,989 tCO2	3,989 tCO2	

2

(English)

Final Report on the Fiscal Year 2023 Infrastructure Development Survey Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (JCM Feasibility Study)

- JCM project to switch the fuel to biochar for heat only boilers in Ulaanbaatar, Mongolia -

JCMFS Overview

January 19, 2024

Proposer: PEAR Carbon Offset initiative, Ltd.

Project Description

The JCMFS aims to reduce CO_2 emissions by switching the fuel for Heat Only Boilers (HOB) units from coal to biochar produced from cow dung. The technology to be introduced is the Yamasen carbonization furnace developed by Yamamoto Powdered Charcoal Industry Co., Ltd..

1 Out of the 80 scheduled for decommissioning heat supply centers in Ulaanbaatar, seven HOB units among 10 facilities managed by ANU-SERVICE CO., LTD. are the focal points of the project.

2 The project includes the Ulaanbaatar City official residences, which will be constructed in this fiscal year and are part of apartment complexes inaccessible to the hot water supply pipeline.

JCMFS Purpose and Output

Purpose	Through JCM, promote the widespread use biochar fuel for HOB in Ulaanbaatar.
Output	Achievement 1: ANU-SERVICE CO., LTD. will develop a JCM project plan for heating with biochar-fired Hungarian CARBOROBOT boilers in the Ulaanbaatar City official residences, which will be constructed in this fiscal year . Achievement 2: ANU-SERVICE CO., LTD. will develop a programatic JCM project plan for heating with biochar-fired Hungarian CARBOROBOT boilers in seven heat supply centers within Ulaanbaatar City. Achievement 3: A nationwide project plan through a programtic JCM in Mongoliawill be developed for the widespread use of biochar for heating fuel, that is produced from livestock dung as a raw material.

The prospect of JCM project initiation after the completion of the FS.

Possible exit strategy

☐NEDO JCM Demonstration ■ Private sector JCM ☐Both

The number of dairy cows in the vicinity of Ulaanbaatar City is approximately 30,000, capable of producing around 3,000 tons of biochar. With one Yamasen carbonization furnace, it is possible to produce approximately 400 to 500 tons of biochar per year, suggesting a potential for installing about 7 units. ANU-SERVICE CO., LTD. operates 10 heat supply centers in UB City and use Bagunuur coal crushed into powder for CARBOROBOT boilere currently. Therefore, it is feasible to directly input biochar in powder form into the boilers without additional facility modification,

The consumption of Bagunuur coal in 2020 was about 6,000 tons, with an average consumption of 600 tons per year for heat supply centers. The lower calorific value of Bagunuur coal is 3,860 kcal/kg, and the estimated calorific value of biochar is 5,500 kcal/kg. Assuming the heat consumption of HOB for heat supply centers remains constant, the calculated biochar consumption is 421 tons per year. As it is possible to supply biochar to one HOB with one Yamasen-style carbonization furnace, it is feasible to supply approximately 7 heat supply centers in total.

Therefore, the initiation potential of the Joint Crediting Mechanism (JCM) project,considering the production of biochar from cow dung and utilizing it in powder form as a substitute fuel for coal in ANU-SERVICE CO., LTD.'s 7 heat supply centers, is under consideration.

1. Implementation Details, Methods, Challenges, Concerns, and Survey Results of JCMFS at the Time of Application

■ Consideration of Business Implementation

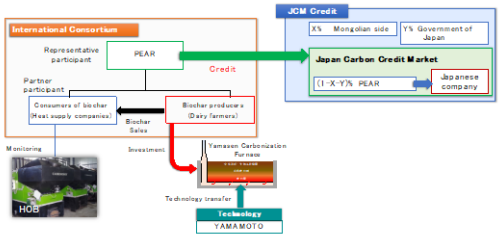
- MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCES has calculated and assessed the poten=al of raw materials (cow dung) within a 30km radius from the biochar produc=on site (TAISHIR URGUU LLC). The es=mated amount of cow dung is 427,353 tons, and it is an=cipated that an annual produc=on of 100,000 tons of biochar powder is feasible.

	Headcount	Individual manure output per head	livestock manure		Powdered biochar production quantity
		kg/day	t/day	t/yr	t/yr
Cow	65,046	18	1,170.83	427,352	106,838

- ANU-SERVICE CO., LTD. consumes 4,640 tons of Bagunuur coal annually across its 10 heat supply centers in Ulaanbaatar City. It is anticipated that this could be replaced by 3,200 tons of biochar. Therefore, it is expected that biochar powder supply is feasible with 8 carbonization furnaces.
- TAISHIR URGUU LLC, a dairy farm, is in the process of developing a business plan to construct the first carbonization furnace. This furnace will be used for the demonstration of biochar production and conducting combustion tests. Additionally, a human resource development plan is being formulated through collaboration with MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCES, a national university.
- TAISHIR URGUU LLC is working to develop a business plan to manufacture biochar powder and sell it to ANU-SERVICE CO., LTD.'s 10 heat supply centers in Ulaanbaatar City.
- The targeted HOB for the JCM project is a high thermal efficiency HOB, which is the focus of the ongoing JCM project.

● Private Sector JCM Implementation Structure

The project envisions a private sector JCM scheme. Dairy farmers participate as biochar producers in the international consortium. The investment in carbonization furnace construction is undertaken by the biochar production entity. As monitoring is necessary, participation from consumers of biochar (heat supply companies) is crucial, and they are expected to be involved.



● TAISHIR URGUU LLC is currently developing a business plan for a programatic JCM, aiming to engage in the biochar powder production business for ANU-SERVICE CO., LTD.'s heat supply centers in regional cities of Mongolia, either through their own facilities or franchise operations. The plan also includes the production of biochar powder for existing HOB customers of ANU-SERVICE CO., LTD. as well as potential new HOB customers.

Estimation of Annual CO2 Emissions Reduction, Absorption/Fixation by Projects Targeted in JCMFS

Estimation of Emission Reduction.

		Consumption	Electricity consumption	Heat generation value	Net heat quantity	CH_4 emission	CO_2emission	Emission reductions
Reference	Electric boilers		12,712 MWh	45,727 GJ	45,727 GJ		10,920 tCO2	-6,931 tCO2
Project	Powdered Biochar HOB	3,256.0 t		74,963 GJ	45,727 GJ	160 tCH4	3,989 tCO2	3,989 tCO2	0 tCO2

2.3.6.　双日株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
ベトナム・工業団地における複合エネルギーマネジメント及び統合データプラットフォーム事業による民間JCM実現可能性調査

JCMFSの概要

2024年1月31日
提案者：双日株式会社
共同提案者：日本工営株式会社

想定する事業の概要

双日株式会社が出資するロンドウック工業団地における工業団地主体での複合エネルギーマネジメント事業。双日、双日出資の現地事業会社及び日本工営が主体となり事業形成する。**事業①**「スマートメーター及び統合データプラットフォームの導入による運用改善」、**事業②**「テナント個社の空調制御導入（省エネ）」、**事業③**「屋根置太陽光拡大及び蓄電池・CEMSによるマイクログリッド運用」
工業団地主体での民間投資により、テナント個社と協働しながら効果的・効率的に、再エネ・省エネ・脱炭素を推進する事業。GHG削減量は統合データPFによるモニタリングを行い、民間JCMを活用する予定である。2024年に事業①②の事業化、2025年事業③の事業化、統合データPFは①②③の導入に合わせてシステムを更新する。

JCMFSの目的およびアウトプット

FSの目的(調査項目等)	アウトプット
(②)事業化及びJCMプロジェクト化：各種技術及び設備の提供企業候補となる関係者と共に事業計画の見直し及び民間JCMによるファイナンス改善効果を試算	事業化計画：事業①～③の事業収支及び民間JCM活用によるファイナンス改善等の効果分析結果
(③)課題と対応策の検討：工業団地主体によるビジネスモデルのニーズ確認、テナントとの協力体制の構築	• テナント個社ではなく、工業団地主体による複数事業の組み合わせによるビジネスモデル提案・実施体制案
(④)GHG排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討：事業①スマメによる可視化・リコメンドに関する算定方法の具体化（本FSにてスマートメーターによる電力使用量詳細把握や削減効果の計測調査を実施）	• 本FSを活用したスマートメーターによるテナント電力使用量やモニタリング効果調査結果 • GHG排出削減量試算結果・JCM方法論案（各事業①～③の算定ロジック組み立て）
(⑤)提案技術・製品の普及：本事業によるベトナム国での普及・横展開。	• 工業団地複合エネルギーマネジメントの普及展開に向けたプレゼン資料
成果品：民間JCM組成	PIN（Project Idea Note）

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

本事業はロンドウック工業団地において、双日、関連事業会社、日本工営による工業団地主体での民間投資による事業実施を計画する。テナントの協力も得ながら段階的なプロジェクト化を想定しており、現時点で想定される本FS後のJCM事業化ステップを記す。
2023年：本FSを通した各事業の事業計画及び協力候補テナント選定、民間JCM化に向けた貴省との協議。
2024年：民間JCMプロジェクト化：工業団地主体でのスマメ、空調制御及び統合データPFによる可視化・制御を想定。翌年度以降順次拡大を目指す。
2025年：民間JCMプロジェクト化：太陽光発電事業の拡大及び蓄電池・CEMSによるマイクログリッド運用に取り組み、CEMS及び統合データPFの連携も実施する。

JCMFS成果の概要

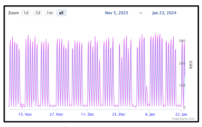
項目：FS目的

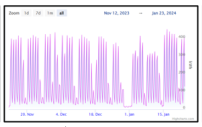
成果

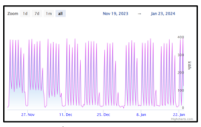
(②)事業化及びJCMプロジェクト化：各種技術及び設備の提供企業候補となる関係者と事業計画の見直し及び民間JCMによるファイナンス改善効果を試算
事業主体となる工業団地社、候補企業であるテナント3社との面談により事業化ニーズを把握した。工業団地社より入手した購入・販売電力価格や、スマメ導入候補企業より入手した見積、国内省エネシステム企業より入手した概算見積、デスクトップ調査で得られた情報をもとに採算性を検討した。事業採算性においては、民間JCM事業の活用によるファイナンス改善効果を試算した。

(③)課題と対応策の検討：工業団地主体によるビジネスモデルのニーズ確認、テナントとの協力体制の構築
工業団地社、テナント3社との面談を踏まえて事業①~③についてのビジネスモデルを作成。テナントとの協力体制は、今後省エネ事業化に向けて工業団地主体で本事業を進めていくことへの関心があることを確認した。テナント2社からは、本FSにて実施したスマートメーター調査によりデータ分析が可能になったことを受け、今後さらに稼働実績との照合や工場内の各棟での可視化に関心があることを確認した。

(④)GHG排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討：事業①スマメによる可視化・リコメンドに関する算定方法の具体化（本FSにてスマートメーターによる電力使用量詳細把握や削減効果の計測調査を実施）
本FSにて、工業団地テナント2社およびレンタル工場1か所においてスマートメーター設置による電力使用量データ取得（約2カ月半）の調査を行った。そのうちテナント2社については、国内省エネシステム企業の協力の元、時間帯別データについて電力トレンドの簡易分析を行った。その結果および取得した空調機器リストをもとに、マニュアルでの行動改善計画案を提案し、1月2日から約一か月間、一部の機器において改善策（現状の空調設定温度から1度上げる。）を実施した。


取得データ：テナントA社


取得データ：テナントB社


取得データ：レンタル工場

設置場所	テナントA社	テナントB社	レンタル工場1
概要	建設資材・電子設備部品・自動車部品等製造	建設用仮設機材製造	入居テナント数：9社（全て日系企業）
設置状況			
設置期間	2023/11/5~2024/1/31	2023/11/12~2024/1/31	2023/11/19~2024/1/31
データ取得開始日	2023/11/6 *設置後は通信状況に問題があり、正しくデータが転送されていなかった。11/18以降は問題なくデータを取得。	2023/11/13 *設置後は通信状況に問題があり、正しくデータが転送されていなかった。11/18以降は問題なくデータを取得。	2023/11/20
改善施策	現状の空調設定温度から1度上げる。		
対象機器	空調機器21台を対象。 5台：23度⇒24度 16台：26度⇒27度	空調機器11台を対象。 1台：25度⇒26度 10台：26度⇒27度	
改善期間	2024/1/2~2024/1/31	2024/1/2~2024/1/31	

(⑤)提案技術・製品の普及：本事業によるベトナム国での普及・横展開
ベトナム国内における提案事業者が出資する他工業団地へのヒアリングを実施。本調査事業後の横展開時の協力を取り付けた。また、事業②における空調制御機器のベトナム国内での導入に関して、ベトナムに拠点を構える日系の空調設備企業に、導入時の課題とその対応策についてヒアリングを行った。

(English)

JCM Feasibility Study by METI, FY2023
Final Report
Private-sector JCM feasibility study on integrated energy management and data platform in industrial parks in Vietnam

Overview of JCM FS

January 31, 2024
Proposer: Sojitz Corporation
Co-Proposer: Nippon Koei Co., Ltd.

Outline of assumed business

Complex energy management business mainly in the industrial park in the LDIP developed by Sojitz Corporation. Sojitz, Sojitz group companies and Nippon Koei will take the lead in forming the business. **Project (1): Improve operations by introducing smart meters and integrated data platform, Project (2): Automatic air conditioning control for individual tenants (energy saving), Project (3): Expansion of rooftop solar power and microgrid operation with storage batteries and CEMS**

A business that promotes renewable energy, energy saving, and decarbonization effectively and efficiently in collaboration with individual tenants through private investment mainly by IP operator. The amount of GHG reduction will be monitored by the integrated data PF and will be used by the private JCM. In 2024, Projects (1)(2) will be projectized, in 2025, Project (3) will be projectized, and the integrated data PF will update the system in line with the introduction of (1)(2)(3).

JCM FS Objectives and Outputs

Purpose of FS	Output
2. Study on commercialization and JCM projectization: Review of business plans and estimation of the effect of improving finance by private JCM with stakeholders who are candidates for companies providing various technologies and equipment	Business Plan: Analysis results of project income and expenditure for projects (1)-(3), and the effect of improving financing using private-sector JCM, etc.
3. Examination of issues and countermeasures: Confirmation of business model needs mainly by industrial park, construction of cooperation system with tenants	Proposal of business model and implementation system by combining multiple businesses mainly by IP operator, not individual tenants
4. Calculation of GHG emission reduction amount and examination of contribution to emission reduction: Implementation of calculation method for visualization and recommendation by Project (1)	Results of tenant electricity usage and monitoring effect survey by smart meter. Estimated GHG emission reduction results and proposed JCM methodology.
5. Dissemination of proposed technologies and products: Dissemination and horizontal development in Vietnam through this project.	Presentation materials for business development and expansion.
Output: Composition of private-sector JCM	PIN (Project Idea Note)

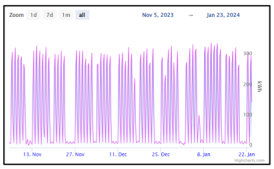
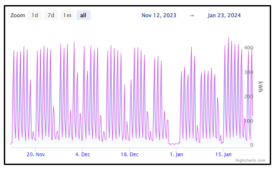
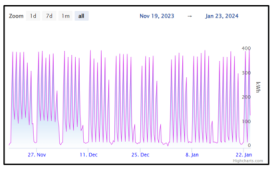
Schedule for commercialization of JCM project after FS

Assumed exit strategy

☐ NEDO JCM demonstration ☐Private-sector JCM ■ Both

In this project, Sojitz, related business companies, and Nippon Koei plan to implement the project through private investment mainly by IP operator in the LDIP. It is assumed that the project will be phased out with the cooperation of tenants, and the steps to commercialize JCM after this FS that are currently envisioned are described.
Step 1: Installation of smart meters for all tenants (to understand current status)
Step 2: Promotion of renewable energy and energy saving with cooperating tenant companies
Step 3: Micro-grid operation in each industrial park by installing storage batteries and CEMS

Overview of JCM FS results

Item	Achievements
Purpose of FS	2. Study on commercialization and JCM projectization We grasped the needs for commercialization through interviews with IP operator, which are the main business entities, and 3 tenants, which are candidate companies. Profitability was examined based on the purchased / sold electricity price obtained from the IP Operator, the estimate obtained from the candidate company for introducing smart meter, the rough estimate obtained from the domestic energy saving system company, and the information obtained from the desktop survey. In terms of business profitability, we estimated the effect of improving finance by utilizing the private-sector JCM business. 3. Examination of issues and countermeasures Created a business model for Projects (1) to (3) based on interviews with IP operator and 3 tenants. As for the cooperative system with tenants, it was confirmed that there is interest in promoting this project mainly by IP operator toward energy saving commercialization in the future. From the 2 tenants, it was confirmed that they are interested in further collation with the operation results and visualization in each building in the factory in the future, as data analysis became possible through the smart meter survey conducted in this FS. 4. Calculation of GHG emission reduction amount and examination of contribution to emission reduction In this FS, we conducted a survey on the acquisition of electricity usage data (about two and a half months) by installing smart meters at 2 tenants and 1 rental factory. For the 2 tenants, a simple analysis of power trends was conducted on time zone data with the cooperation of domestic energy saving system companies. Based on the results and the acquired list of air conditioning equipment, we proposed a manual action improvement plan, and from 2nd January, we implemented improvement measures (one degree higher than the current air conditioning set temperature) for some equipment.  Acquired data: Tenant A  Acquired data: Tenant B  Acquired data: Rental factory  Smart Meter Survey 5. Dissemination of proposed technologies and products Conducted hearings with another industrial park invested by the proposer in Vietnam. We have confirmed cooperation at the time of horizontal deployment after this FS. In addition, regarding the introduction of air conditioning control equipment in Vietnam in Project (2), we interviewed Japanese air conditioning equipment companies based in Vietnam about issues at the time of introduction and countermeasures.

2.3.7. 東洋エンジニアリング株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
調査概要説明書（調査概要）
JCMFS件名：パルプ工場から排出されるCO2を原料とした化学品/合成燃料に係るJCM実現可能性調査事業

JCMFSの概要

2024年2月8日
提案者： 東洋エンジニアリング株式会社
共同提案者： 日本工営株式会社

想定する事業の概要

提案者が保有するメタノール製造技術(g-Methanol®)を適用して、以下の原料からグリーンメタノールを製造し、調査対象国にて販売する。
・パートナー会社保有のパルプ工場から排出されるCO2
・再エネ電力（パートナー会社保有のバイオマス発電所あるいは風力発電所由来の電力）にて製造するグリーン水素
化石燃料由来のメタノールを代替し、GHGの排出量を削減することでJCMクレジットを創出する。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	・提案者が保有している脱炭素化技術(グリーンメタノール)の、調査対象国における実現可能性を調査することによって、温室効果ガス排出削減及びJCMクレジット化の実現性を検討する。
アウトプット	・現在GHGを排出しているプラントに、提案者保有脱炭素化技術を適用して事業化およびJCMプロジェクト化した場合に見込まれるGHG排出削減量とその算定方法。 ・提案者保有脱炭素化技術の普及戦略における調査対象国及び他国での排出削減への貢献量とその算定手法。 ・FS終了後のJCMプロジェクト化事業計画および活動の整理。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 □NEDO JCM 実証 ■民間JCM □両方

FS終了後は、詳細FS・FEEDを2025年までに実施し、EPCへ移行後2028年頃のEPC完了・運転開始・JCMクレジット化を計画している。現状では、NEDO JCM実証事業及び民間JCM の両方の可能性を想定しており、事業規模、スケジュール等をパートナー会社とも協議の上、決定する。
製品のメタノールは、パートナー会社の合板製品に使われる接着剤の原料（現状は化石燃料由来のメタノールを国内外から調達している）として使用予定である。
事業者としてはパートナー会社を主体として、東洋エンジニアリング/日本工営の参画・JCMプロジェクト推進も目論んでおり、本FSを通してパートナー会社と協議・決定予定である。
また、将来的には、燃料用途のメタノール及びその誘導品（合成燃料としてのSAF/ガソリン等）の製造も見込んでおり、パートナー会社の自己資金に加えて、活用可能な公的資金や金融機関の出資・投資も調査・検討する予定である。

1

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
調査概要説明書（調査結果）
JCMFS件名：パルプ工場から排出されるCO2を原料とした化学品/合成燃料に係るJCM実現可能性調査事業

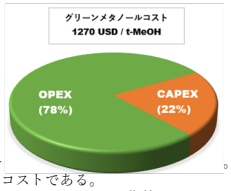
JCMFS成果の概要

2024年2月8日
提案者： 東洋エンジニアリング株式会社
共同提案者： 日本工営株式会社

項目	成果
FS目的	提案者が保有している脱炭素化技術(グリーンメタノール)の、調査対象国における実現可能性を調査することによって、調査対象国での温室効果ガス排出削減及びJCMクレジット化の実現性を検討する本事業の目的を達成すべく、パートナー会社と最適な対象施設を特定のうえ実施した概念設計をもとに、CAPEX積算、経済性評価を行い、その結果に基づき、GHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討を行い、パートナー会社とJCMプロジェクト化事業化に向けた検討を行った。

項目	成果
アウトプット	本事業対象設備仕様決定にあたっての支配要因は再エネ電力であることが特定され、パートナー会社保有パルプ工場の中から、余剰の再エネ電力が最大であるパルプ工場を選定したうえで、下記左図に示すとおり、本事業対象設備の技術選定ならびに容量決定を行った。

事業設備概要		
事業設備	適用技術	設備容量
グリーンメタノール製造設備	TOYO g-Methanol®	9.6 t/h (230MTPD)
水素製造設備	アルカリ水電解技術	2.0 t/h
CO2回収設備	化学吸収法	14.0 t/h



上記の事業対象設備におけるCAPEX/OPEX積算ならびに経済性評価をパートナー会社の協力のもと実施した結果、上記右図のグリーンメタノールコストは1270 USD / t-MeOHとなった。
なお、本事業のビジネス主体・モデル等が未定であることから、上記右図のコストに利益は含まれていない。即ち内部収益率0%でのコストである。
本事業では、現在パートナー会社が合板製造に使用している化石燃料由来のメタノールを、再エネならびにボイラー排ガス由来のグリーンメタノールに代替することによって、温室効果ガス(GHG)の削減が可能になり、本プロジェクトにおけるGHG削減量が以下のとおり算出された。
＜リファレンス排出量＞：81,420tMeOH/yr x 0.56117 tCO2/tMEOH＝45,690tCO2 / yr（グリーンメタノール年間製造量 x IPCCガイドラインによるメタノール製造に関する排出係数 = 年間リファレンス排出量）
＜プロジェクト排出量＞：対象プロジェクトはオンサイトの既存バイオマス発電を使用しているためプロジェクト排出量は0 tCO2 / yrとみなせる。
＜GHG排出削減量＞：（リファレンス排出量）－（プロジェクト排出量）＝45,690tCO2 / yr－0 tCO2 / yr =45,690tCO2 / yr
本事業では商業レベルでのグリーンメタノールの製造を目指しており、今回の調査検討で決定したグリーンメタノール製造量(230 ton/day)での総CAPEXは、USD400 Millionを超える。従って、本事業としては、「民間資金を中心とするJCMプロジェクト（民間JCM)の組成を目指すことを想定している。

1

(English)

JFY2023 "Infrastructure Development & Study Project to Obtain JCM (JCM Feasibility Study)" Initiated by the Ministry of Economy, Trade and Industry (FS Outline)
JCMFS Name : JCM Feasibility Study for Production of Chemical/Synthetic Fuel for Target Country

Outline of JCMFS

2024/02/09
Proponent : Toyo Engineering
Co-proponent : Nippon Koei

Outline of Target Project

Applying the methanol production technology (g-Methanol®) owned by Proponent, green methanol will be produced from the following raw materials and sold in the target country
- CO2 emitted from pulp mills owned by partner company
- Green hydrogen produced using renewable energy (power derived from biomass power plants or wind power plants owned by partner company)

Generate JCM credits by replacing methanol derived from fossil fuels and reduct GHG emissions

JCMFS Objective and Output

Objective	・To examine the realizability for the utilization of green-house gas emitted in the target country and the use of JCM credit by Proponent's own decarbonization technology
Output	-Reduction amount of GHG emission and its calculation method to be expected when the Proponent's own decarbonization technology has been applied and industrialized to a plant currently emitting GHG, and the JCM project has been realized. -Contribution to the reduction amount and its calculation method to be applied to the target country and other countries within the diffusion strategy of the TOYO's own decarbonization technology. -Organization of the JCM project industrialization plan and activities after completion of the feasibility study.

Prospects for JCM Materialization fter completion of FS

FS Exit Strategy ☐NEDO JCM Demonstration ☐Private JCM ■Both

After the FS is completed, detailed FS and FEED would be carried out by 2025, and after transition to EPC, the plan is to complete EPC, start operation, and earn JCM credits around 2028. Before FS, it was considered the possibility of both a NEDO JCM demonstration project and a private JCM, and the project scale, schedule, etc. would be determined after consultation with partner company. The methanol produced in the project will be used as a raw material for adhesives used in plywood products by partner companies (currently, methanol derived from fossil fuels is procured from the target country and overseas). As a business operator, it was planning to promote the JCM project with the participation of Toyo Engineering/Nippon Koei, mainly through partner companies, and it was planned to discuss and make decisions with partner companies through this FS.
In addition, in the future, it is expected to manufacture methanol for fuel use and its derivatives (SAF/gasoline as a synthetic fuel, etc.).

JFY2023 "Infrastructure Development & Study Project to Obtain JCM (JCM Feasibility Study)" Initiated by the Ministry of Economy, Trade and Industry (FS Result Outline)
JCMFS Name: JCM Feasibility Study for Production of Chemical/Synthetic Fuelfor Target Country

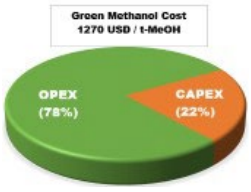
Outline of JCMFS Achievement

2024/02/09 Proponent : Toyo Engineering
Co-proponent : Nippon Koei

Item	Result
FS Objective	By investigating the feasibility of decarbonization technology (green methanol) possessed by TOYO in the target country, it w as examined the feasibility of reducing greenhouse gas emissions and generating JCM credits in the target country. In order to achieve the purpose of this project, CAPEX estimation and economic analysis were conducted based on the conceptual design carried out after identifying the most suitable target facili ties with the partner company. Based on the results, GHG emission reductions was calculated and it was examined the amount of contribution to emission reduction and discussed the possibility of commercializing a JCM project with the partner company.

項目	Result
Output	It was identified that renewable electricity was the dominant factor in determining the specifications for the units of this project. After selecting a pulp mill with the maximum amount of surplus renewable electricity from among the pulp mills owned by the partner company, the technology and ca pacity of the target units are determined as shown in the table on the left below.

Outline of Units		
Unit	Applied Technology	Unit Capacity
Green Methanol Unit	TOYO g-Methanol®	9.6 t/h (230MTPD)
Hydrogen Generation Unit	AEC	2.0 t/h
CO2 Capture Unit	Chemical Absorption	14.0 t/h



As a result of the CAPEX/OPEX estimation and economic analysis of the units with the cooperation of the partner company , the green methanol cost shown in the figure on the right above was calculated. Since the business entity and model of this project have not yet been decided, profit is not included in the cost in the figure on the right above. That is, the internal rate of return is the cost at 0%.
In this project, it will be possible to reduce greenhouse gas emissions by replacing fossil fuel -derived methanol currently used by the partner company in plywood production with green methanol derived from renewable energy and CO2 captured from the boilers' flue gas .
The GHG reduction amount for this project was calculated as follows:
<Reference emissions> : 81,420tMEOH/yr x 0.56117 tCO2/tMEOH＝45,690tCO2 / yr (The amount of annual green methanol production x emission factor for methanol production according to IPCC guidelines = the amount of annual reference emissions)
<Project emissions> : The project emissions can be considered 0tCO2 /yr because the project uses existing on-site biomass power generation.
<GHG emission reduction> : [Reference emissions]-[Project emissions]= 45,690tCO2 / yr - 0tCO2 / yr ＝45,690tCO2 / yr
This project aims to produce green methanol at a commercial level, and the total CAPEX of green methanol production (230 tons/day) determined by this study exceeds USD400 million. Therefore, it is assumed that this project will aim to form a JCM project (private JCM) centered on p rivate funds.

2.3.8. 阪和興業株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：ウズベキスタン共和国　公立病院における太陽光発電・蓄電池導入およびボイラーの燃料転換に関するJCM実現可能性調査事業

JCM FSの概要

2024年2月8日
提案者： 阪和興業株式会社

想定する事業の概要（様式2）-「I. 提案概要書」の「想定する事業の概要」を転記

電力供給が不安定なグリッド電源を使用しているウズベキスタン共和国（以下、ウ国）の公立病院に対し、非常用電源として所有するディーゼル発電機を太陽光発電設備と蓄電池へ置き換える事業。併せて、将来的には、石炭またはガスボイラーのバイオマスボイラーへの転換も実施。現地ではグリッド電力の電気代が急激に上昇しており、太陽光発電による電力は、非常用に限らず常用することで、グリッドによる電気代を削減できる。なお、ボイラーの燃料転換に関しては、バイオマス燃料の安定供給の確保、及びそのバイオマス燃料を用いたボイラーの技術検証に時間がかかると思われるため、まずは電源更新を優先して事業化し、並行してバイオマスボイラーの検討を進める想定。　本事業は、阪和興業がリース会社を通じて、現地病院に設備を導入することを想定。阪和興業はJCMプロジェクト化の実施主体者として、プロジェクトの登録から発行までの手続きを行う。

JCM FSの目的およびアウトプット（様式3）-「5. FSの目的およびアウトプット」から概要を記載

目的	ウ国の公立病院に太陽光発電・蓄電池システムを導入することにより、安定かつクリーンな電力を供給するとともに、石炭またはガスボイラーをバイオマスボイラーに転換することによりGHG排出量を削減する事業の実現可能性を調査する。
アウトプット	事前調査を実施済みの2病院を対象に、提案技術の導入可能性、およびそれによるエネルギー消費・GHG排出量削減ポテンシャルを明らかにする。また、本邦および現地のリース会社の特定を中心に、本事業の実施体制の構築を図るとともに、公立病院の管轄省庁である公衆衛生省をはじめとする現地関連機関より、本事業実施に向けた理解を得る。JCM化においては、ウ国は新規JCMパートナー国（2022年10月署名）であることから、案件の円滑な組成に繋がるようJCMの実施、特に民間JCMの実施について、ドラフトPINを作成した上で、JCM国内当局である経済財務省等とも十分な協議を行い、JCMプロジェクト化に向けた理解を得ることを目指す。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み（様式3）-「4. FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み」から概要を記載　**想定出口戦略**　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　□両方

本FS終了後は、まずFS対象サイトであるヤッカバフ中央病院とヤッカバフ地域病院において、提案技術の導入を目指す。本FSに継続して、対象病院、リース会社、設備・機器メーカー、EPCおよび金融機関との協議・合意に向けた調整を含む詳細設計を経て、約１年後には１、２号案件への設備導入を目指す計画である。その後、１、２号案件をモデルケースとし、その結果を同州および他州の病院に紹介する活動を実施し、新規導入に繋げる。
提案事業では、1病院あたりで見込まれるGHG排出削減量は大きくないが、同様の課題を抱えるウ国内の病院に順次展開していくことにより、GHG排出削減への寄与を拡大することを目指す。また、民間JCMとしての実施により、これまでの政府補助事業による予算年度等の制約がなくなるため、類似案件を順次追加する（ＣＤＭにおける）プログラム型活動（ＰｏＡ）のような実施方法を検討している。事業化と並行して、民間ＪＣＭによるＰｏＡ型ＪＣＭ実施の実現を目指した協議を、現地病院・政府関係者と実施する。

1

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：ウズベキスタン共和国　公立病院における太陽光発電・蓄電池導入およびボイラーの燃料転換に関するJCM実現可能性調査事業

想定するFSの修正、及び修正理由

2023年9月に実施した第1回現地調査における現地省庁へのヒアリングにおいて、2022年9月に発出された「省エネルギー技術の導入と低出力の再生可能エネルギー源開発のための追加的措置に関する大統領令（UP-220）」および2023年2月に発出、同年8月に改正された「2023年の再生可能エネルギー源および省エネルギー技術導入の加速に向けた施策に関する大統領決定（PP-57）」（詳細は4.1.2章にて後述）により、公立病院を含む公共施設において急速に太陽光パネルの設置が進められていることが判明した。また、同様に大統領令UP-220では、天然ガス節約のため、公立病院等の公共施設がガスボイラーを使用している場合、石炭ボイラーへ転換するとの指令も出されており、斯くある状況下で当初想定の事業化対象では、事業機会に乏しいとの判断に達した。
よって、事業化の検討対象を、ウ国の公立病院における温室効果ガス（以下、GHG）排出削減への貢献の観点で再検討し、**①温水暖房システムへのヒートポンプの導入、および②既存石炭ボイラーにおけるバイオマス混焼（バイオマス原料のペレット化）**へと変更した。

修正後JCMFSの目的およびアウトプット

目的	ウ国の公立病院に温水暖房システム用ヒートポンプを導入すること、および石炭ボイラーにおいてバイオマス混焼することにより、化石燃料（石炭・天然ガス）の消費量を削減し、以てGHG排出量を削減する事業の実現可能性を調査する。
アウトプット	第１回現地調査にて訪問した２病院を対象に、提案技術の導入可能性およびそれによるエネルギー消費・GHG排出削減ポテンシャルを明らかにする。また、本邦および現地のリース会社の特定を中心に、本事業の実施体制の構築を図る、リース以外の実施方法も検討する。公立病院の管轄省庁である公衆衛生省をはじめとする現地関連機関により、本事業実施に向けた理解を得る。JCM化においては、ウ国は新規JCMパートナー国（２０２２年１０月署名）であることから、案件の円滑な組成に繋がるようJCMの実施、特に民間JCMの実施について、ドラフトPINを作成した上で、JCM国内当局である経済産業省とも十分な協議を行い、JCMプロジェクト化に向けた理解を得ることを目指す。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み　**想定出口戦略**　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　□両方

本FS終了後は、まずFS対象サイトであるヤッカバフ中央病院とヤッカバフ地域病院において、提案技術の導入を目指す。本FSに継続して、対象病院、リース会社、設備・機器メーカー、EPCおよび金融機関との協議・合意に向けた調整を含む詳細設計を経て、約１年後には１、２号案件への設備導入を目指す計画である。その後、１、２号案件をモデルケースとし、その結果を同州および他州の病院に紹介する活動を実施し、新規導入に繋げる。
提案事業では、1病院あたりで見込まれるGHG排出削減量は大きくないが、同様の課題を抱えるウ国内の病院に順次展開していくことにより、GHG排出削減への寄与を拡大することを目指す。また、民間JCMとしての実施により、これまでの政府補助事業による予算年度等の制約がなくなるため、類似案件を順次追加する（ＣＤＭにおける）プログラム型活動（ＰｏＡ）のような実施方法を検討している。事業化と並行して、民間ＪＣＭによるＰｏＡ型ＪＣＭ実施の実現を目指した協議を、現地病院・政府関係者と実施する。

2

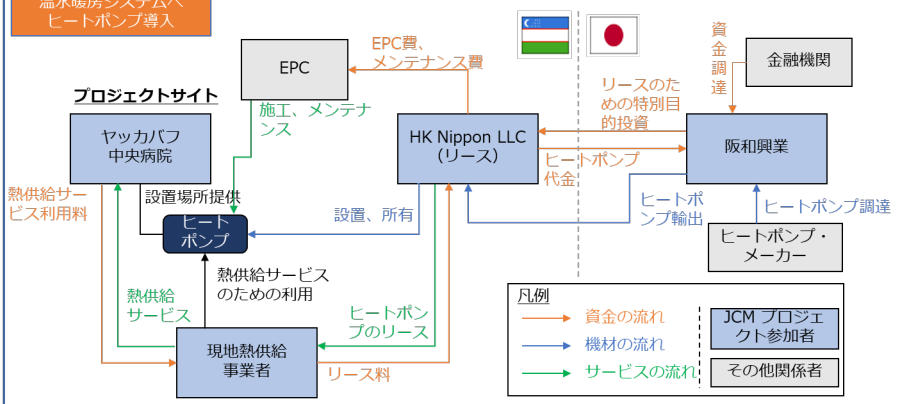
JCMFS調査成果

（石炭ボイラーでの）バイオマスペレット混焼

【バイオマスペレット混焼】国産石炭は、現状安価で1t当たり、約35～36USD（430,000スム）である。これに対し、時間当たり生産能力1tのペレット製造機を日本から輸出すると、総費用は約1,981千USD（297,140千円）となる。ヒートポンプ同様、10年間のリース契約を前提とすると、金利を加味せずとも、10年均等割りで単年198千USD（29,714千円）の費用負担が必要となるのに対し、バイオマスペレットの想定生産量は3,000t（1日10時間×300日運転）のため、バイオマスペレットがトン当たり66USD以上とならないと採算が合わない。加えて、紡績企業の協力を経て綿花残渣の集荷およびペレット製造を行う想定であったが、採算性の関係から紡績企業の協力を経る目途が立っておらず、事業実施体制の構築も困難であった。そのため、現時点では事業化を断念した。

今後、ウ国内の石炭枯渇により、カザフスタン産石炭を輸入する局面になれば、石炭価格が78USD/t程度に収斂すると想定され、その場合には事業採算性の再検討が可能になると考える。その際には、改めて紡績企業と事業実施体制構築の協議を行う。

温水暖房システムへヒートポンプ導入



【ヒートポンプ】
リース代を除くランニングコストのみの比較では、10年間合計で、ヒートポンプ導入後の方が、既存の石炭ボイラーより安価となることから、初期投資額（熱供給事業者の負担額）の一部をウ国政府の補助金等で賄うなどでを抑えることができれば、事業化の可能性があると言える。

GHG排出削減量
リファレンス排出量　524tCO2/年
プロジェクト排出量　279tCO2/年

GHG削減量　245tCO2/年

石炭ボイラーによる大気汚染の回避や健康被害の抑制のコベネフィット側面の重視を期待し、プログラム型（PoA型）の民間JCM案件として実現に向け協議を行う。

3

（英語）

FY Reiwa 5(2023) "Infrastructure Development Study Project for Obtaining Joint Crefiting Mechanism (JCM) Credits (JCM Feasibility Study Work)" Final Report
Target Country/JCMFS Subject: Republic of Uzbekistan JCM Feasibility Study Project on the Introduction of Solar Power Generation and Storage Batteries in Public Hospitals and Fuel Conversion of Boilers

JCM FS Overview

February 8, 2024
Proposer: Hanwa Co., Ltd.

Outline of the envisioned project

A project to replace the diesel generators owned by a public hospital in the Republic of Uzbekistan (hereinafter referred to as "UZ"), which uses unstable electric power supply from grid, with solar power generation equipment and storage batteries as emergency power sources. At the same time, in the future, coal or gas boilers will be converted to biomass boilers. Since the cost of grid electricity is rising sharply at the site, the use of solar-generated electricity, not only for emergency use but also for regular use, will reduce the cost of electricity from the grid. As for the fuel conversion of the boiler, it is expected to take time to secure a stable supply of biomass fuel and to verify the technology of the boiler using the biomass fuel, so the project will first prioritize the renewal of the power supply and then consider the biomass boiler in parallel. This project assumes that Hanwa Co., Ltd (hereinafter referred to as "Hanwa") will install the equipment at the local hospital through a leasing company. Hanwa, as the JCM project implementer, will handle the procedures from project registration to issuance.

JCM FS Objectives and Outputs

objective	Investigate the feasibility of a project to reduce GHG emissions by introducing solar power generation and storage battery systems in public hospitals in the country to supply stable and clean electricity, and to convert coal or gas boilers to biomass boilers.
output	For two hospitals that have already conducted a preliminary survey, we will clarify the feasibility of introducing the proposed technology and the potential to reduce energy consumption and GHG emissions as a result. In addition, we will establish an implementation system for this project, focusing on identifying leasing companies in Japan and UZ, and obtain understanding for the implementation of this project from the Ministry of Public Health, which is the ministry in charge of public hospitals, and other local related organizations. With regard to the turning into JCM project, since UZ is a new JCM partner country (signed in October 2022), we aim to obtain understanding for the JCM project by preparing a draft PIN and holding sufficient consultations with the Ministry of Economy and Finance, which is the domestic authority of the JCM, etc., to ensure the smooth formation of the project, especially the implementation of the private JCM, in order to lead to the smooth formation of the project.

Prospects for JCM project after FS

Assumed Exit Strategy　☐NEDO JCM Demo ■PrivateJCM ☐Both

After the completion of this FS, we will aim firstly to introduce the proposed technology at the FS target sites, Yakkabakh Central Hospital and Yakkabakh Regional Hospital. Following this FS, the plan is a continuous study about detailed design, including coordination with the target hospitals, leasing companies, equipment/device manufacturers, EPCs, and financial institutions, with the aim of installing the equipment in the first and second projects in about one year. Thereafter, the project will use the first and second projects as model cases, and activities will be conducted to introduce the results to hospitals in the state and other states, leading to the introduction of new equipment.
Although the amount of GHG emission reductions expected per hospital is not large, the proposed project aims to expand its contribution to GHG emission reductions by sequentially expanding the project to the other hospitals in UZ that are facing similar issues. In addition, since the project will be implemented as a private-sector JCM, it is not necessary to consider the constrains by Government subsidization budget. We are studying implementation methods such as program-based activities (PoA) (in CDM), in which similar projects are sequentially added. In parallel with commercialization, we makes discussions with the local public hospitals and government officials with the aim of realizing implementation of PoA type JCM project by private-sector JCM.

1

Revision of assumed FS , and reason for revision

During interviews with local ministries and agencies during the first field survey conducted in September 2023, it was found that the Presidential Decree on Additional Measures for the Introduction of Energy Saving Technologies and the Development of Low-Power Renewable Energy Sources (UP-220) issued in September 2022 and the Presidential Decision on Measures to Accelerate the Introduction of Renewable Energy Sources and Energy Saving Technologies in 2023 (PP-57) issued in February 2023 and revised in August of the same year, had been adopted by the government. Presidential Decision on Measures to Accelerate the Introduction of Renewable Energy Sources and Energy-saving Technologies in 2023 (PP-57)," issued in February 2023 and amended in August of the same year (details are described in chapter 4.1.2), revealed that solar panels are being installed rapidly in public facilities, including public hospitals. In addition, Presidential Decree UP-220 also ordered public facilities such as public hospitals to convert to coal boilers if they use gas boilers in order to conserve natural gas.
Therefore, the target of the feasibility study was reconsidered from the perspective of contributing to the reduction of greenhouse gas (hereinafter referred to as "GHG") emissions in public hospitals in UZ, **and** was changed to (**1) the introduction of heat pumps to the hot water heating system and (2) biomass co-firing (pelletizing biomass material) in the existing coal boilers.**

Objectives and outputs of the revised JCFMS

objective	To study the feasibility of introducing heat pumps for hot water heating systems in public hospitals in UZ, and of biomass co-firing in coal boilers to reduce the consumption of fossil fuels (coal and natural gas) and thereby reduce GHG emissions.
output	The feasibility of introducing the proposed technology and its potential for reducing energy consumption and GHG emissions will be clarified for the two hospitals visited in the first field survey. In addition, we will also examine implementation methods other than leasing, with a focus on identifying leasing companies in Japan and locally to establish an implementation framework for the project. Obtain understanding for the implementation of the Project from the Ministry of Public Health, which is the competent ministry of the public hospital, and other relevant local institutions; for JCM implementation, as UZ is a new JCM partner country (signed in October 2022), the implementation of JCM, especially private JCM, to lead to smooth structuring of the project, after preparing a draft PIN, we will also hold thorough discussions with the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), the main ministry in charge of JCM in Japan, to gain their understanding toward JCM project implementation.

Prospects for JCM project after FS

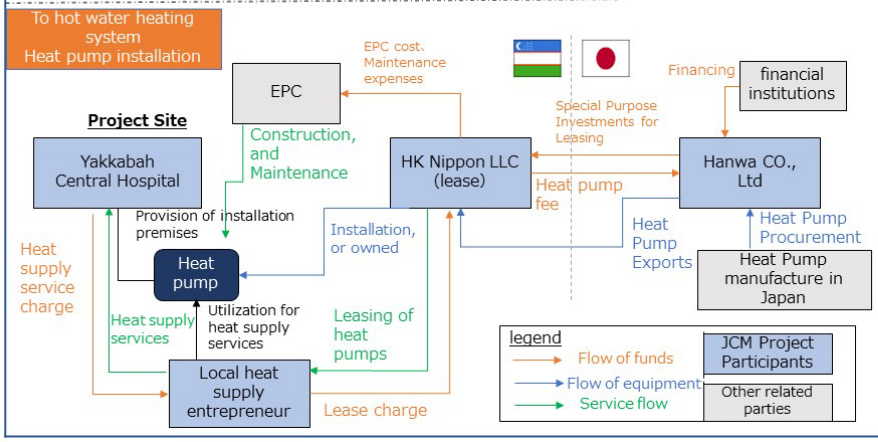
Assumed Exit Strategy ☐NEDO JCM Demo☐ privateJCM ☐Both

After the completion of this FS, we will aim firstly to introduce the proposed technology at the FS target sites, Yakkabakh Central Hospital and Yakkabakh Regional Hospital. Following this FS, the plan is a continuous study about detailed design, including coordination with the target hospitals, leasing companies, equipment/device manufacturers, EPCs, and financial institutions, with the aim of installing the equipment in the first and second projects in about one year. Thereafter, the project will use the first and second projects as model cases, and activities will be conducted to introduce the results to hospitals in the state and other states, leading to the introduction of new equipment.
Although the amount of GHG emission reductions expected per hospital is not large, the proposed project aims to expand its contribution to GHG emission reductions by sequentially expanding the project to the other hospitals in UZ that are facing similar issues. In addition, since the project will be implemented as a private-sector JCM, it is not necessary to consider the constrains by Government subsidization budget. We are studying implementation methods such as program-based activities (PoA) (in CDM), in which similar projects are sequentially added. In parallel with commercialization, we makes discussions with the local public hospitals and government officials with the aim of realizing implementation of PoA type JCM project by private-sector JCM.

JCM FS Survey Results

Biomass pellet co-firing (in coal boilers)

[Biomass pellet co-firing] Domestic coal is currently inexpensive, costing about 35-36 USD (430,000sums) per ton. In contrast, the total cost of exporting a pellet manufacturing machine from Japan with a production capacity of 1 ton per hour would be approximately 1,981,000 USD (297,140,000 yen). As with the heat pump, assuming a 10-year lease contract, the cost burden would be 198,000 USD (29,714,000 yen) per year on a 10-year equal installment basis, even without factoring in the interest rate, while the assumed production volume of biomass pellets is 3,000 tons (10 hours per day x 300 days of operation), so the cost per ton of biomass pellets would have to be at least 66USD per ton to be profitable. In addition, it was assumed that the cotton residue would be collected and the pellets produced with the cooperation of a spinning company, but there was no prospect of cooperation from the spinning company due to profitability, and it was difficult to establish a project implementation system. Therefore, the project was abandoned at this time. If Kazakhstani coal is imported in the future due to the depletion of coal in Uzbekistan, the coal price is expected to converge to 78USD/t. In that case, we will be able to reconsider the profitability of the project. In that case, we will hold another discussion with the spinning company on the establishment of a project implementation structure.



[Heat Pump]
Comparing only the running costs excluding the lease fee, Heat Pump will be cheaper in total over 10 years period than an existing coal boiler.
It can be said that there is a possibility of commercialization it it is possible to reduce the cost by covering it with subsidies from UZ government.

GHG Emission Reduction
Reference emissions 524tCO2/year
Project emissions 279tCO2/year

GHG reduction 245tCO2/year

We hope to emphasize the co-benefits aspect of avoiding air pollution and reducing health damage caused by coal boilers. We will hold ddiscussions toward its realization as a programmatic (PoA-type) private-sector JCM project.

2.3.9. 日立造船株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：ラオス・ラオス国における水素発生装置と水素ボイラのシステム化によるスチームの脱炭素化に向けたJCM 実現可能性調査

JCMFSの概要

2024年2月
提案者： 日立造船株式会社

想定する事業の概要

FS終了後、食品・飲料等、BtoC企業が製造工場で利用する化石燃料由来のスチームをカーボンニュートラルなスチームへ転換し、脱炭素化製造を実現するため、水素発生装置(水電解装置)および水素を燃料とする水素ボイラを組み合わせたグリーン水素の製造・利用の一貫システムを提供する事業を想定している。化石燃料から水素へ燃料転換することで、GHG排出削減とJCMクレジット化の実現、ラオス国内の余剰電力の有効活用、化石燃料の国外依存度の低減および我が国の脱炭素技術・水素技術(水素発生装置と水素ボイラ)の普及拡大を狙う。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	提案のシステム導入に向け、1.提案システムによるスチーム製造コスト高の課題、ラオスを含む東南アジアにおいては水素発生装置や水素ボイラ等水素技術の導入実績がほぼなく、2.現地の気候・水質での技術課題検討・運転実証が必要という課題、3.現地企業の水素技術の理解が不十分という課題を認識しており、これらの対策／対応策の検討を目的とする。
アウトプット	1. 関連政策・制度の動向分析：普及性やインセンティブ案検討のための政策・制度の調査。GHG排出削減量試算のための電力需給の調査。 2. 事業化およびJCMプロジェクト化の検討：JCM候補企業の選定、ラオス企業のニーズ把握。事業化検討のためのスチーム製造コストの試算。 3. 課題と対応策の検討：水素事業に対する既存/新規インセンティブ案の調査/提案。ラオス企業の水素技術に対する理解醸成。 4. GHG排出削減量の算定および排出削減量の検討：GHG排出削減量の試算。GHG算定方法論案の策定。 5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整：既存のインセンティブ策活用のラオス企業への提案、新規インセンティブ案のラオス企業への提案とラオス企業からラオス政府への提言サポート。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 ■NEDO JCM 実証　□民間JCM　□両方

FSにて調査したラオス企業は、NEDO JCM事業で導入を想定する2.0 t-steam./hの水素発生装置＋水素ボイラシステムによる脱炭素化の取り組みに関心を示している。これらラオス企業に対してシステム導入効果によるCO_2削減効果、スチームの製造コストの提示、新規技術導入となる水素技術の懸念解消のための安全性や安定性等の基礎情報を提供することにより、NEDO JCM事業参画の合意が得られると見込んでいる。

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	**1.「提案システムによるスチーム製造コスト高の課題」への対応策の検討** 水素システムによる均等化水素原価(LCOH)、均等化スチーム原価(LCOS)の分析の結果、コストに占める割合が最も高いのが電力単価であることを確認。ラオス政府に対し、グリーン水素事業のラオス国への裨益を訴求し、本事業に対する低価格での電力提供の交渉を継続していく。LCOH、LCOSに占める割合が次いで高いのが、設備費(水素発生装置、水素ボイラ)でありGI基金事業(PEM型水電解装置の大型化・モジュール化)の成果などを活用していく。 **2.「現地の気候・水質での技術課題検討・運転実証が必要という課題」への対応策の検討** 現地の水質、気温の情報を基に水素発生装置と水素ボイラに対する影響を把握し、技術的な対応策を設定した。 **3.「現地企業の水素技術の理解が不十分という課題」への対応策の検討** 東南アジア全域で水素関連技術の商業導入の実績は少なく、ラオス企業が継続運用や安全性に懸念を示していたことから、水素発生装置と水素ボイラの導入実績や安全対策を紹介し、その解消を図った。
アウトプット	**1. 関連政策・制度の動向分析：普及性やインセンティブ案検討のための政策・制度の調査。GHG排出削減量試算のための電力需給の調査。** ラオスソンサイ首相やシナヴァMEM副大臣らを含む政府関係者に対し、ラオスの余剰電力を活用したグリーンエネルギー事業として、本水素発生装置と水素ボイラのJCM事業を紹介するとともに、ラオスにて水素事業が普及するには、電力価格の低減や税務恩典が必須との説明を継続している。また、ラオスのグリーン事業に対する税務恩典として、投資奨励法、改正加工工業法、所得税法の法人税減免制度を確認、今後のビジネスモデル検討に活用する。 **2. 事業化およびJCMプロジェクト化の検討：JCM候補企業の選定、ラオス企業のニーズ把握。事業化検討のためのスチーム製造コストの試算。** ラオス企業のスチーム製造条件をモデルに、水素発生装置と水素ボイラのシステムによるLCOH、LCOSを試算した。商用ベースの場合、水素システムによるLCOSは重油ボイラに比べ割高となる一方、電気ボイラは重油ボイラと同等となり、電気ボイラが優位であることを把握した。 一方、負荷変動に対して追随性良くスチームを安定供給できるという点で、水素ボイラは電気ボイラに対する優位性を示す。飲料・食品の工場は負荷変動が大きい業種であり、水素発生装置+水素ボイラのシステムの特長に適することを確認した。 **3. 課題と対応策の検討：水素事業に対する既存/新規インセンティブ案の調査/提案。ラオス企業の水素技術に対する理解醸成。** 稼働率が低いPV設備を新設する場合に比べ、グリッドから水電解用電力を調達する方が、水電解装置の稼働率を高められ、LCOH、LCOSを大幅に抑えられる。ところで、過去のJCM方法論に示されるラオスグリッドの排出係数(0.319tCO_2/MWh)を用いる場合、電力使用によるCO_2排出量が大きくなる。最新(2021)のデータを基に、経産省JCMの考え方に沿うCDMの手法にてラオスグリッド電力の排出係数を試算したところ0.122 tCO_2/MWhを得た。 **4. GHG排出削減量の算定および排出削減量の検討：GHG排出削減量の試算。GHG算定方法論案の策定。** 策定した方法論案及び電力の排出係数0.122 tCO_2/MWhを用いた場合、JCM候補のラオス企業でのGHG排出削減量は422 ton-CO_2/年と試算された。 **5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整：既存のインセンティブ策活用のラオス企業への提案、新規インセンティブ案のラオス企業への提案とラオス企業からラオス政府への提言サポート。** 「1.関連政策・制度の動向分析」を参照。
事業化の見込み	水素ボイラは、急峻なスチーム負荷変動に対するの高い追随性を特長として有しており、飲料・食品市場がこの特徴に適することを確認した。 課題は提案システムによるスチーム製造コスト高であるが、NEDO JCMの補助金がある場合、事業後ラ企業が継続利用する場合も現状の重油ボイラに近いLCOSで運用できるため、CO_2排出削減が必要なラ企業でのNEDO JCM事業化は可能と考え、今後も働きかけを継続していく。課題の二つ目が、低い排出係数の電力を調達する事であり、NEDO JCM事業での新たなグリッドの排出係数設定のために、関係各所への説明と妥当性協議を継続する必要がある。

(English)

Feasibility Study Project for the JCM (FY2023)
Final Report
Country : Lao PDR
Project : Feasibility study on decarbonization of steam by systemization of hydrogen generator and hydrogen boiler in Lao PDR

Overview of JCMFS

February 2024
Proposed by Hitachi Zosen Corporation

Overview of the Project

The project is envisioned to provide an integrated system for the production and use of green hydrogen by combining a hydrogen generator (electrolyzer) and a hydrogen boiler that using hydrogen as fuel, in order to replace fossil fuel-derived steam used by B-to-C companies in their manufacturing plants, such as food and beverage companies, into carbon neutral steam and realize decarbonized manufacturing. By replacing fossil fuels to hydrogen, the project aims to reduce GHG emissions, create JCM credits, effectively utilize surplus electricity in Laos, reduce dependence on fossil fuels imported from other countries, and expand the use of Japan's carbon neutral technologies including the proposed system.

Purpose and Output of JCMFS

Purpose	To study measures and countermeasures to the following issues that have been identified for the introduction of the proposed system. 1. High cost of steam production by the proposed system; 2. Clarifying technical issues and to demonstration under local climate conditions and water quality is required; and 3. Insufficient understanding of hydrogen technology among Lao companies.
Output	1. Trend analysis of relevant policies and incentives: Research on policies and incentives to study dissemination of the proposed system and a draft of incentives to be proposed. Research on electricity supply and demand to estimate GHG emission reductions. 2. Study on commercialization and JCM project implementation: Selection of Lao candidate companies and understanding of the needs of them. Estimation of steam production cost for consideration of commercialization. 3. Study of issues and countermeasures: Research and proposal of existing/new incentive applied for hydrogen business. Enhancing understanding of hydrogen technology among Lao companies. 4. Calculation of GHG emission reductions: Estimation of GHG emission reductions, development of a GHG calculation methodology. 5. Coordination with counterpart government and companies: Sharing the information of proposed technologies/products, commercialization plans, issues and measures, supporting for proposals of new incentives from Lao companies to the Lao government.

Expected exit strategy ■NEDO JCM □Private JCM □Both

Prospect for JCM Project after FS

The Lao companies surveyed in the FS have expressed interest in decarbonization by using a 2.0 t-steam./h hydrogen generator + hydrogen boiler system, which is expected to be introduced in the NEDO JCM project. It is expected that they will agree to participate in the NEDO JCM project by providing them with basic information on the CO2 reduction effect of the system, the cost of steam production, and the safety and stability of the new hydrogen technology.

Outline of Output of JCM FS

Item	Achievement
Purpose	1. As a result of the analysis of levelized cost of hydrogen (LCOH) and levelized cost of steam (LCOS) of the proposed system, it was confirmed that the highest proportion of the cost is the electricity cost, followed by the equipment cost. We will continue negotiations with Lao government to provide electricity at a low price for the project while promoting the benefits of the green hydrogen project. In addition, we will utilize the results of the GI Fund project (Development of large scale PEM type electrolyzer) to reduce the equipment cost. 2. Based on the information on local water quality and temperature, the impact on hydrogen generators and hydrogen boilers was determined, and technical measures were set up. 3. We introduced our experience with hydrogen generators and hydrogen boilers and safety measures to resolve Lao companies' concerns about continuous operation and safety since there is a few commercial introduction of hydrogen-related technologies throughout Southeast Asia.
Output	1. We have introduced the proposed system as JCM project which is a green energy project that utilizes surplus electricity in Laos to government officials including Prime Minister Dr. Sonexay and Deputy Minister of Energy and Mines Dr. Sinava, and have continued to explain that lower electricity prices and tax benefits are essential to disseminate hydrogen business in Laos. In addition, we confirmed the Low on Investment Promotion, the revised Law on Processing Industry, and the Low on Income Tax as income tax benefits for green projects in Laos, which will be utilized for future business model studies. 2. Using the steam production conditions of a Lao company as a model, we estimated the LCOH and LCOS with the proposed system. On a commercial basis, the LCOS of proposed system is more expensive than that of a heavy oil boiler, while that of an electric boiler is equivalent to, indicating the superiority of the electric boiler. On the other hand, the hydrogen boiler shows superiority over the electric boiler in terms of its ability to provide a stable supply of steam with follow-up to load fluctuations. We confirmed that beverage and food factories are industries with large load fluctuations which the proposed system is suitable for. 3. Compared to constructing a new PV facility which is a low operating rate, procuring power from the grid can increase the operating rate of the hydrogen generator and significantly reduce LCOH and LCOS. In case of using the emission factor of grid electricity (0.319 tCO2/MWh) shown in the past JCM methodology, CO2 emissions from electricity use will be larger than conventional fossil fuel boiler. We estimated the emission factor of grid electricity to be 0.122 tCO2/MWh based on the latest data (2021),by using the CDM methodology, which is in line with the METI JCM approach. 4. We estimated the GHG emission reductions for a Lao company to be 422 ton-CO2/year by using the emission factor above mentioned. 5. Refer to Output 1. above mentioned.
Prospect for JCM Project	The hydrogen boiler has a feature of high follow-up capability to steam load fluctuations, and we confirmed that the beverage and food industry is suitable for this feature. The first issue is the high cost of steam production using the proposed system. However, in case that NEDO JCM subsidy is available, a Lao company can operate at LCOS similar to the conventional boiler when the company continues to use the boiler after the NEDO JCM project. The second issue is to procure electricity with a lower emission factor. Explanations and discussions on the validity of the new grid emission factor for the NEDO JCM project need to be continued with the relevant parties.

2.3.10. イーレックス株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：ベトナム国・ベトナム国におけるfuel conversionを通じたJCM クレジット創出の実現可能性調査

JCMFSの概要

2024年1月29日
提案者： イーレックス株式会社

想定する事業の概要

ベトナム石炭鉱産グループの子会社であるビナコミンパワーホールディング社（以下、ビナコミンパワーという）と共同で、ビナコミンパワーがベトナム国ランソン省に保有するNa Duong 石炭火力発電所に対し、周辺地域に賦存する未利用バイオマス資源を活用して、石炭火力発電のバイオマス混焼（以下、fuel conversionという）を実施する。本fuel conversionを通じて、ベトナム国のCO2 削減、二国間のNDC の達成に貢献する。

FSの目的およびアウトプット

目的	ベトナム国がPDP8 で掲げた石炭火力トランジションに対して、日本の技術と実績による支援を行い、ベトナムのNDC 達成に貢献する。 fuel conversionの実現の障害となるバイオマス発電の事業収益性改善のため、環境価値（JCM クレジット化）創出を目指すが、方法論開発や日越両国政府関係機関の理解、国際的議論の動向等、解決すべき課題が存在する。本FS を通じて、関係機関との協議を進め、課題解決に向けた可能性を見極めると共に、方法論やPIN 等、JCM クレジット化のために必要とされる書類整備を進め、事業化フェーズに備える。
アウトプット	ベトナム国の電気事業・法令等におけるfuel conversion実現に向けた課題および解決手段を明確化しレポートする。また、JCM および各種炭素クレジットのルールに基づき、JCM 方法論の骨子をまとめる。 これらのアウトプットを成果報告書本文として和文／英文で作成を行い、概要書についても同様に作成を行う。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

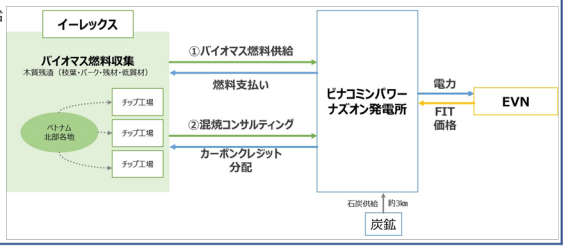
想定出口戦略 ☐NEDO JCM 実証　☑民間JCM　☐両方

ベトナムはPDP8 において、既設石炭火力に対するfuel conversion（トランジション）を進めることを定めている。イーレックスとビナコミンパワーは、fuel conversionに関するMOU 締結のもと、バイオマス燃料の安定確保、法令・制度の整備等の課題整理を進めており、民間事業投資拡大の最大の課題は事業経済性にあるとの結論に至っている。本FS 終了後は、民間資金を活用したfuel conversion事業を、JCM 制度を活用して推進することを考えている。クレジット化による経済性向上が見込めれば、現在イーレックスが計画している多くの事業が推進されるものと考えている。

fuel conversionの最終ゴールは、バイオマス専焼発電への移行であるが、トランジションステージでは、既存設備における混焼も視野に入れる。既に未利用バイオマス資源によるバイオマス燃料開発に取り組んでおり、早期の実証事業化、ビジネス化を進める計画である。

1

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	ベトナム国は石炭・石油・ガス火力発電への依存度が5割弱あり、カーボンニュートラルと拡大する電力需要への対応を両立する手段の構築が喫緊の課題となっている。第8次国家電力マスタープラン（PDP8）では、2050年までに発電容量を現在の7-8倍に引き上げること、水力・太陽光・風力・バイオマスと言った再生可能エネルギーの比率を60%以上に引き上げること、石炭火力発電はバイオマスやアンモニアへ完全移行しフェードアウトすること等が記載されている。したがって、石炭火力発電のバイオマスへのfuel conversionはベトナム国のニーズにかなったカーボンニュートラルの重要なツールであると結論できる一方、実際にプロジェクトを検討するにあたっては経済性が課題であった。 当FSでは、fuel conversion実現の障害となる経済性に対し、JCMクレジットを獲得することが事業収益性改善に充分貢献しうることをモデルケースをおいて説明することができた。また、JCMに前例のないfuel conversionの方法論を初めて策定することで、各種課題の抽出を行うことができた。
アウトプット	◆アウトプット1.方法論 • 高比率混焼を可能とする方法論を策定 混焼比率上限が50%であるCDM（ACM0020）方法論を参照しつつ、本PJにおいては高比率混焼への上限引き上げが可能であることを確認し、適格性要件を定義した。 • プロジェクト排出量において参照する排出係数の検討 従来のベトナム国JCM設備補助スキームでは0.333が参照排出係数となっていたが、本件は民間スキームかつ既存設備のプロジェクト化であり前提条件が異なることから、独自に適切と思われる係数を検討した。 • 課題の抽出 排出係数に平均グリッド排出係数を用いることを提案するにあたり、ダブルカウント等の課題が抽出できた。 ※詳細は「2GHG排出削減量算定方法論案の概要」「5出口戦略の実現にむけた今後の課題と対応方針」参照 ◆アウトプット2.ビジネスモデルとその課題の検討 • ベトナムで想定しうるスキームは図示の通り。イーレックスは、①燃料供給および②混焼コンサルティングによりプロジェクトに貢献する。 • 現在、発電子会社はCO2排出量は大きいが安価な褐炭を燃料に用いており近接地に炭鉱があることから一定の燃料価格差は発生せざるを得ない。またバイオマス混焼に必要な設備の改造・増設にも費用が必要である。 • こうしたfuel conversionに伴う増加費用について対応が可能なカーボンクレジット単価の水準を確認した。 • ベトナム全土でfuel conversionを進めていくためには、政策・制度上で化石燃料へのカーボンプライシング強化、FIT価格の向上等も検討が必要と考えられる。 

(English)

FY2023 "Infrastructure Development Study Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (JCM Feasibility Study)
Final Report
Target Country/JCMFS Subject: Vietnam Feasibility Study on JCM Credit Generation through Fuel Conversion in Vietnam

JCMFS Overview

January 29, 2024
Proposer: erex Co., Ltd

Outline of the envisioned project

Ltd., a subsidiary of the Vietnam Coal Minerals Group, will conduct a biomass co-firing project for coal-fired power generation at the Na Duong coal-fired power plant owned by Vinacomin Power in Lang Son Province, Vietnam, utilizing unused biomass resources in the surrounding area. The project will be carried out at the Na Duong coal-fired power plant in Lang Son Province, Vietnam. Through this fuel conversion, the project will contribute to the reduction of CO2 emissions in Vietnam and the achievement of bilateral NDC.

FS Objectives and Outputs

objective	Provide support for the coal-fired power transitions set forth by the Vietnamese government in PDP8 with Japanese technology and experience, and contribute to Vietnam's achievement of its NDC. The goal is to create environmental value (JCM credits) in order to improve the profitability of biomass power generation, which is an obstacle to the realization of fuel conversion. However, there are issues to be resolved, such as methodology development, understanding of relevant government agencies in Japan and Vietnam, and trends in international discussions. Through this FS, we will discuss with relevant organizations to determine the possibility of resolving these issues, and prepare for the commercialization phase by preparing the necessary documents for JCM credit conversion, such as methodology and PIN.
output	This report clarifies the issues and solutions to realize fuel conversion in the electric utility industry and laws and regulations in Vietnam. The report will also summarize the framework of the JCM methodology based on the rules of JCM and various carbon credit schemes. These outputs will be used to prepare the main body of the report in Japanese and English, and a summary report will be prepared in the same manner.

1

Prospects for JCM project conversion after completion of FS

Assumed Exit Strategy NEDO JCM Demonstration ☑Private JCM ☐Both

Vietnam has stipulated in the PDP8 that it will promote fuel conversion (transition) for existing coal-fired power plants. ELEX and Vinacomin Power have been working on issues such as securing stable supply of biomass fuel, development of laws and regulations, and institutional arrangements under the MOU on fuel conversion, and have come to the conclusion that the biggest issue for expanding private investment is the economic feasibility of the project. After the completion of this FS, we are considering promoting a fuel conversion project using private-sector funds through the JCM system. If the economic efficiency can be improved through crediting, we believe that many of the projects currently planned by ELEX will be promoted.

The ultimate goal of fuel conversion is to shift to biomass-fired power generation, but in the transition stage, co-firing at existing facilities will also be considered. We are already working on the development of biomass fuels from unused biomass resources, and plan to commercialize them as a demonstration project and business as soon as possible.

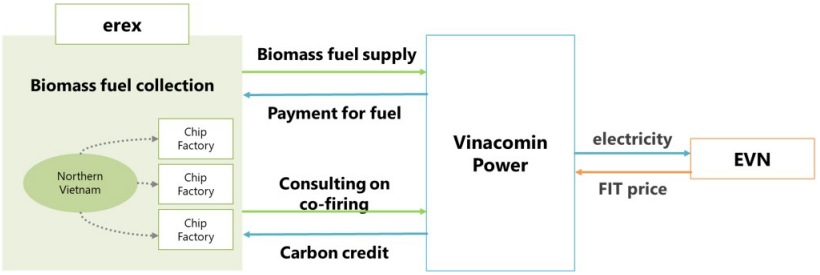
2

Summary of JCMFS Results

item	results
FS objective	The country of Vietnam relies on coal-, oil-, and gas-fired power generation for nearly 50% of its electricity, and the country faces the urgent task of creating a means to both become carbon neutral and meet growing electricity demand. The Eighth National Master Plan for Electricity (PDP8) calls for increasing power generation capacity to 7-8 times the current level by 2050, increasing the ratio of renewable energy sources such as hydropower, solar power, wind power, and biomass to more than 60%, and fading out coal-fired power generation through a complete shift to biomass and ammonia. Coal-fired power generation will fade out in favor of biomass and ammonia. Therefore, it can be concluded that fuel conversion from coal-fired power generation to biomass is an important carbon-neutral tool that meets the needs of Vietnam, but economic feasibility was an issue when considering the actual project. In this FS, we were able to explain, using a model case, that the acquisition of JCM credits can fully contribute to the improvement of business profitability, in response to the economics that are an obstacle to the realization of fuel conversion. In addition, we were able to identify various issues by developing a fuel conversion methodology for the first time, which is unprecedented in JCM.
output	◆Output 1. Methodology • Methodology to enable high ratio co-firing was developed. While referring to the CDM (ACM0020) methodology, which has a maximum co-firing ratio of 50%, we confirmed that it is possible to raise the upper limit to a high ratio of co-firing in this PJ and defined the eligibility requirements. • Consideration of the emission factor to be referred to in the project emissions In the previous JCM facility subsidy scheme in Vietnam, the reference emission factor was 0.333. However, since this is a private scheme and the project is based on an existing facility, and the assumptions are different, we independently considered a factor that we considered appropriate. • Identification of Issues In proposing the use of the average grid emission factor as the emission factor, issues such as double counting were identified. *For details, please refer to "2 Outline of Proposed Methodology for Calculating GHG Emission Reductions" and "5 Future Issues and Policies for Realizing Exit Strategies.

3

Summary of JCMFS Results

item	results
output	◆Output 2. Examination of business model and its issues • A possible scheme in Vietnam is shown in the figure. ELEX will contribute to the project by (1) fuel supply and (2) consulting on co-firing. • Currently, the power generation subsidiary uses inexpensive lignite coal as fuel, despite its high CO2 emissions, and The presence of coal mines in the vicinity of the plant forces a certain fuel price differential. In addition, the modification and expansion of facilities necessary for biomass co-firing requires costs. • The level of carbon credit unit cost that can handle the increased costs associated with such fuel conversion has been confirmed. The level of carbon credit unit price was confirmed to be able to handle the increased costs associated with these fuel conversions. • In order to promote fuel conversion throughout Vietnam, it is necessary to consider policy and institutional measures such as In order to promote fuel conversion throughout Vietnam, it will be necessary to consider strengthening carbon pricing for fossil fuels, increasing FIT prices, etc. In order to promote fuel conversion throughout Vietnam, it will be necessary to consider strengthening carbon pricing for fossil fuels and increasing FIT prices. 

4

2.3.11. 住友林業株式会社

（日本語）

JCMFSの概要

想定する事業の概要

当社が保有する持続可能な貯水型の泥炭地管理技術に基づく①泥炭地からのCO2排出削減、②当該泥炭地で行う植林・森林管理活動に伴う森林吸収、③木質バイオマス用材の安定供給に基づく木質バイオマス発電、並びにこれらの排出削減量・吸収量によるJCMクレジットの創出である。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	本FSでは当社のノウハウ・実績を踏まえた持続可能な貯水型泥炭地管理に基づく、泥炭地由来のCO2排出削減及び植林による森林吸収並びに生産された植林木による木質バイオマス発電に関する方法論案を検討・策定する。
アウトプット	持続可能な泥炭地管理及び植林・森林管理活動による木質バイオマス用材の安定供給に基づく木質バイオマス発電を通じたクレジット創出、事業化を通じたインドネシアのNDC達成及び持続可能な地域経済や自然環境保全を含めた経済社会への貢献である。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定する出口戦略は民間JCMを想定する。
実際に事業として実施していくためには事業性の確保が前提条件となる。現時点においては、クレジット価格及びFIT価格が上昇しないことには、事業全体で十分な事業性が確保できないことが想定される。また、JCMに対する本事業のカウンターパート省庁である環境林業省内にJCMに対する懸念点が存在することも明らかになった。
現時点において上記課題を全て克服するのは困難であるが、本FSを通じてインドネシア政府はCO2排出削減や再生可能エネルギーの促進を含めた脱炭素化を強く推し進めていることも判明しており、当社においては、事業地の確保、事業性改善の要因を精緻化、検証しつつ、市場や再生可能エネルギーによる電力供給の高まり等を総合的に勘案しながら、泥炭地管理・植林・木質バイオマス発電の事業モデルの事業性を引き続き検討していく。

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	・方法論案については、 ①木質バイオマス発電によるCO2排出削減 ②植林による森林吸収 ③貯水型泥炭地管理による泥炭地由来のCO2排出削減　を作成。
アウトプット	・貯水型の泥炭地管理地において行う植林により、木質バイオマスを生産し、木質バイオマス発電を行う。  図　想定する事業スキーム ・排出削減量の試算 ①貯水型泥炭地管理による泥炭地由来のCO2排出削減、②植林による森林吸収、③木質バイオマス発電による排出削減に係る排出削減量は、事業期間30年間と想定した場合に、本FSにおいて策定した排出削減量の計算方法に基づき試算を行うと、以下のとおりの結果となった。 事業期間全体：約4,580,000tCO2を見込む（木質バイオマス発電、植林による森林吸収、泥炭地管理による排出削減の３つを合計） 木質バイオマス発電、植林による森林吸収、泥炭地管理による排出削減の３つのtCO2当たり排出削減コスト：約10,000円 ・事業性の検討 本FSで検討するスキームでは事業性が乏しいことが判明した。 ・JCMプロジェクト化に向けての達成状況 環境林業省に対して中央カリマンタン州における泥炭地管理・植林事業に関して記載されたコンセプトノートを提案した際、先方からJCMスキームについて、懸念点があることを提示された。 当社が実施したインタビューによれば、インドネシア政府において、クレジット制度に係る法令の整備中であること等が懸念理由に挙げられる可能性があることが分かった。また、インドネシア政府の泥炭地管理に係る政策動向等にも精通している学術関係者へのインタビューにおいて、泥炭地管理での事業権の許認可権限を有する環境林業省において、今後、泥炭地管理に関する排出量算定方法の見直しの可能性があり、JCMプロジェクト化の前提となる可能性があると助言を得た。 このため、現時点では一足飛びにJCMプロジェクト化に至ることは困難であるものの、木質バイオマスの生産基盤となる泥炭地事業地の確保を行うため、既に経済担当調整府・環境林業省と事業候補地の選定について打ち合わせをしており、引き続きJCMプロジェクト化への道筋を模索していく。

(English)

Overview of the JCM Feasibility Study

Overview of envisaged project

To produce JCM credits from (1) CO2 emissions reduction from peatlands, (2) Forest absorption associated with forestation and forest management on the peatlands, (3) Wood biomass power generation based on a stable supply of wood for wood biomass as well as these emission reductions and absorption by using the technology that Sumitomo Forestry Group possesses on sustainable stock-based peatlands management.

Objectives and output of the JCM Feasibility Study

Objective	In this feasibility study, we will examine and formulate a proposed methodology for CO2 emissions reduction from peatlands, forest absorption through forestation, and wood biomass power generation by log cut from planted forests based on sustainable stock-based water management which is taken into account Sumitomo Forestry Group's know-how and experience.
Output	To generate credits through wood biomass power generation projects based on a stable supply of wood for wood biomass through forestation and forest management activities in the targeted areas applied by sustainable peatlands management, to achieve Indonesia's NDC through commercialization, and to contribute to the economy and society in Indonesia in terms of realizing sustainable local economy and conserving the natural environment.

Prospects for the JCM project following completion of the feasibility study

We assume that the planned exit strategy is a private-sector JCM.

It is a prerequisite that the JCM project can secure economic viability when we implement it as a business. At this point, it is predicted that the entire project will not be sufficiently feasible unless the credit and FIT prices. In addition, through this feasibility study, it also became clear that the Ministry of Environment and Forestry, the counterpart ministry of this project, has some concerns about JCM.

Overcoming all of the above issues is difficult at this point. However, we have also learned through this feasibility study that the Government of Indonesia is strongly promoting decarbonization, such as a reduction of CO2 emissions and promotion of renewable energy. We will continue to study the commercial feasibility of the peatlands management, forestation, and wood biomass power generation business model, while elaborating and verifying factors that will secure project sites and improve business feasibility, as well as comprehensively considering the market and the growing supply of electricity from renewable energy sources.

1

Overview of the of the JCM Feasibility Study Results

Item	Result
FS objective	・The proposed methodology is drafted by considering following three components: (1) Reduction of CO2 emissions through wood biomass power generation (2) Forest absorption through forestation (3) Reduction of peatland CO2 emissions through stock-based peatland management
Output	• Wood biomass production and wood biomass power generation through forestation of stock-based peatland management in targeted areas.  Diagram: Envisioned project scheme ・Estimated emission reductions The emission reductions associated with (1) peatland CO2 emission reductions through stock-based peatland management, (2) forest absorption through forestation, and (3) emission reductions from wood biomass power generation project, based on the assumption of a 30-year project period, were estimated on the emission reduction calculation method developed in this feasibility study. The results are as follows. Total project period: Approx. 4,580,000t-CO2 projected (total of emission reductions from wood biomass power generation, forest absorption through forestation, and peatlands management). Reduction cost per t-CO2: Approx. 10,000 yen ・Consideration of business viability The scheme under consideration in this feasibility study was found to have poor business viability. ・Status of achievement toward JCM project When we submitted a concept note to the Ministry of Environment and Forestry describing a peatlands management and forestation project in Central Kalimantan, our counterpart showed some concerns about the JCM scheme. According to the interviews we conducted, the Government of Indonesia is in the process of developing laws and regulations related to the credit system, which could be counted as a reason for the concerns. In the other interview with an academia who is well versed in the government policy trends related to peatlands management in Indonesia, we obtained the advice that the Ministry of Environment and Forestry having the authority to issue relevant license on peatlands management would revisit the method of emissions calculation for peatlands management in the future, which may be a prerequisite for making it a JCM project. Therefore, while it is difficult at this point to move forward with the JCM project, for the purpose of securing peatlands project sites that will serve as production bases for wood biomass, we have already held discussions with the Ministry of Environment and Forestry and the Coordinating Ministry of Economic Affairs about the selection of the candidate sites for the project. We will keep exploring ways to make the project a JCM project.

2

2.3.12. Zenmov 株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
概要説明資料
アラブ首長国連邦／アラブ首長国連邦（アブダビ首長国）における「公共交通モビリティの電気・水素等の低炭素化車両の導入と運行モニタリング・効率化システム（SMOC）の導入による GHG 排出削減事業」

JCMFSの概要

提　案　者：Zenmov株式会社
共同提案者：株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバル

想定する事業の概要

本事業は、アブダビ首長国における公共路線バスの運行を司るITC（Integrated Transport Centre：アブダビ統合交通センター）が所有するディーゼルエンジンバス815台について、電気自動車（EV）及び燃料電池車（FCV）（もしくは水素エンジン車）等の低炭素化車両への転換により、温室効果ガス（GHG: Green House Gas）の排出削減に寄与するものである。
また、本事業では、転換前後の車両について、Zenmov㈱が保有する運行モニタリング・効率化システムであるSMOC（Smart Mobility Operation Cloud）の導入を通じて、JCMクレジットの取引による事業化を目指すものである。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	FSでは、アブダビの関連機関であるITCとの事業化及びJCMプロジェクト化に向けた調整を行い、GHG排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討を行うことを目的とする。 a) ITCが保有する公共バスにおける低炭素化車両の導入可能性の検討 b) 低炭素化車両を導入した公共路線バスにおける運行効率化システム（SMOC）導入の可能性検討 c) GHG排出量取引支援のためのシステム構築の検討
アウトプット	a)-1 ITCとの事業化に向けた低炭素化車両導入に係る計画及びその実現性の確認 a)-2 ITCが保有する公共バスにおける低炭素化車両の導入台数とGHG削減量の試算 b) 公共路線バスにおけるSMOC導入に係る妥当性の確認 c) JCM用システム構築の提案と仕様、機能の整理

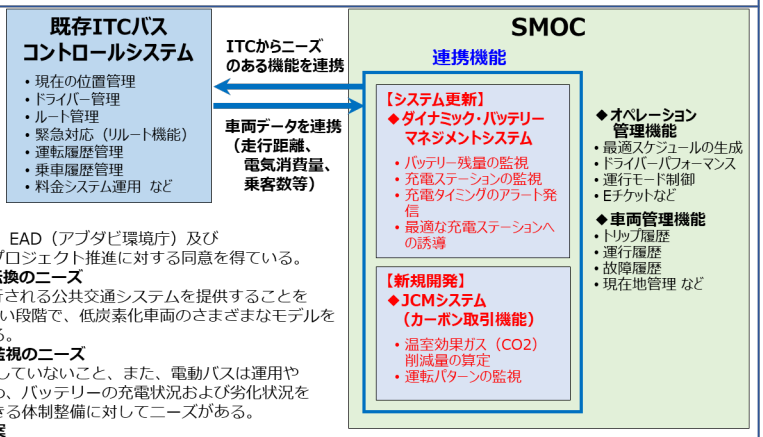
FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

FSを通じて検討するシナリオは、ITCによる公共路線バス等の運行管理において、電気・水素等の低炭素化車両の導入とITCにより運用されている独INIT社製のバスコントロールシステムとZenmovが保有するSMOCとの連携を図ることにより、GHG排出削減において相乗効果を狙うものである。また、ITCが規制・監督する民間交通事業者のタクシー6,390台のうち、ガソリン車1,086台及びディーゼル車204台をはじめ、スクールバス5,969台についても、随時、低炭素化車両に転換していくシナリオを描く。事業化の際のビジネスモデルは、NEDO実証事業として、ITCの公共交通バス事業を支援することでGHG排出量削減事業を行うビジネスモデルとしつつ、継続的なJCMプロジェクト化を推進するため、民間JCMのスキームを検討していく。

1

JCMFS成果の概要

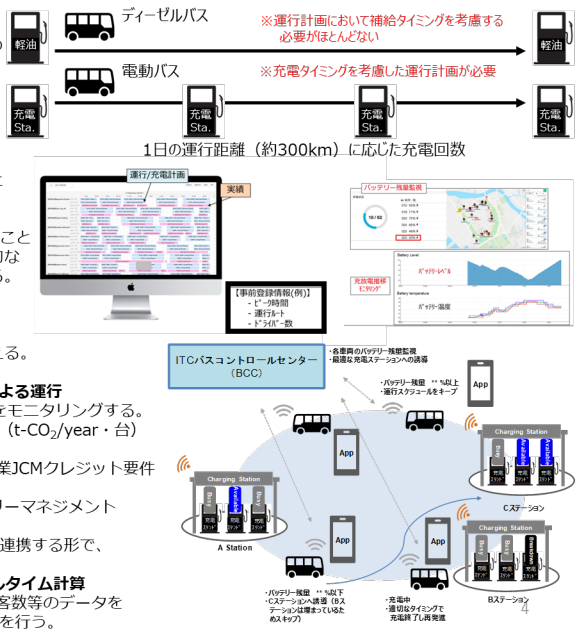
項目	成果
FS目的	FSでは、アブダビの関連機関であるITCとの間において、事業化及びJCMプロジェクト化に向けた調整を行ってきている。車両転換に伴うGHG排出削減量の算定結果、及び下記検討項目をITCに提供した結果、ITC（アブダビ統合好通センター）として、次フェーズに向け関連部署内で調整いただいている。 **a) ITCが2030年までに約270台の低炭素化車両への転換計画が存在するなか、実証により電動バスの導入と運用（システム支援）を含めた形で検討した。** **b) 電動バスのバッテリー管理を伴う運行効率化を担う形でSMOC機能の一部を既存ITCバスコントロールシステムと連携することで導入を検討した。** **c) 既存ITCバスコントロールシステムからの各バス車両走行データの転送、API公開によるJCMクレジット計算支援システムの構築を検討した。**
アウトプット	**1. 関連政策・制度の動向分析** COP28に経て採択された決定文書には、交通分野の低排出車両の普及を含む多様な道筋を通じた排出削減、都市レベルの取組の重要性について盛り込まれた。 ITCの掲げたグリーンバス・プログラムでは、2030年までにアブダビの公共交通車両を段階的に低炭素化車両に転換していくこと目指している。 **2. 事業化およびJCMプロジェクト化の検討** JCMプロジェクトに関する相手国政府の反応は前向きであり、JCMに関する日本との窓口機関となるMOCCAE（UAE気候変動・環境省）をはじめ、EAD（アブダビ環境庁）及びDMT（アブダビ市政・交通庁）に対し、ITCとのプロジェクト推進に対する同意を得ている。 **（１）ITCグリーンバス・プログラムによる車両転換のニーズ** ITCは2030年までに持続可能なエネルギーで運行される公共交通システムを提供することを検討している。この検討プログラム実施期間の早い段階で、低炭素化車両のさまざまなモデルを技術面・運行面で総合的に評価することとしている。 **（２）電動バスを運行監視するためのバッテリー監視のニーズ** ITCの現行システムが電動バスの運行管理に対応していないこと、また、電動バスは運用やメンテナンスで既存のディーゼルバスと異なるため、バッテリーの充電状況および劣化状況を監視し、メンテナンスやトラブル発生時に対応できる体制整備に対してニーズがある。 **（３）ニーズへの対応によるNEDO事業化への提案** Zenmov㈱は、ディーゼルバスから電動バス車両への転換を通じ、安全かつ効率的な電動バスの運用とJCMクレジットの創出に向けて、SMOC機能の一部を既存ITCバスコントロールシステムと連携することで、**「ダイナミック・バッテリーマネジメントシステム」**及び**「JCMシステム」**をITCに提供していくこととする。 

2

JCMFS成果の概要

項目	成果
アウトプット	 **3. GHG排出削減量および排出削減貢献量の検討」について** ITCは、ITCが所有する815台のディーゼルエンジン路線バス車両のうち270台について、2030年目標の低炭素化車両への転換計画をもつ。270台のディーゼルバスを電動バスに転換した時の年間CO_2排出削減量は、25,791（t-CO_2/年）と試算された。一方、これら転換車両の台数を増やすことが、GHG排出削減量の増加につながるため、NEDO JCM実証プロジェクト以降、より多くの車両を低炭素化車両へ転換していくための方策が必要である。 **4. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応等の共有を通じた事業化に向けた調整」について** 今後、JCMプロジェクト化をITCとの協働プロジェクトとして推進してくためには、継続的な関係構築が必要である。このため、本FS調査に留まらず、将来のアブダビの交通体系を見据えた上で、協議を重ねていきたい。 プロジェクト推進に関わる今後の手続きとして、ITCとのデータ共有のためのNDA（秘密保持契約）の締結をはじめ、NEDO実証事業（車両転換、システム連携等）を実施する際に、緊密かつ柔軟な連携体制を構築していくことが必要となる。そのためには、現在提案している技術内容を実証フェーズに移行することで、JCMを含めた日本の提案に対する信頼を得ていくことが重要と言える。 3

JCMFS成果の概要

項目	成果
事業化の見込み	NEDOの「二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業」での事業化を想定しているところである。技術的課題を解決するために実証し、2030年を目途とするITCにおける車両転換計画のニーズに応えられる技術を提供していく予定である。 **1．電動バス運用に関する技術的課題の解決に向けて** **（1）ベースライン統一のためのダイナミック運行スケジュールの生成** • バッテリー残量は、バスの運用方法（エアコン使用状況、乗客数等）により変動するため、バッテリー残量の急激な減衰を監視し、充電スパンを加味した運行スケジュールを生成する。また、気象条件を加味した過去１年分のデータを収集し、季節ごと、月ごとなど、日々ダイナミックに更新される運行スケジュールを生成する。 **（2）特定車種に依存しない汎用システムの構築** • ITCの路線バス車両は、将来的には数百台規模の電動バスが混在することとなり、車種も多様となる。このため、特定車種に依存しない汎用的なシステムを構築し、かつダイナミック運行スケジュールを機能させる。 **（3）高温環境下でのバッテリー負荷及び劣化に対応** • アブダビでは、夏には50℃という高温環境下での運行となり、バッテリー負荷が大きくなるため、不具合が発生した場合の状況を学習していく機能を備え、トラブルを未然に防ぐアラート機能を備える。 **2．JCM実証内容** **（1）特定バス路線におけるディーゼルバスから電動バスへの車両転換による運行** • バス路線及び車両を選定し、運行を通じて運行データ、GHG削減量をモニタリングする。 • GHG削減量試算：25,791（270台あたりt-CO_2/year）÷270=95.5（t-CO_2/year・台） • 95.5（t-CO_2/year・台）×６（台）×２（プロジェクト期間年） ＝ 1,146（t-CO_2・プロジェクト期間）＞1,000（t-CO_2）※実証事業JCMクレジット要件 **（2）ダイナミック・バッテリーマネジメントシステムの導入** • 電動バス運用に関わる技術的課題を解決するダイナミック・バッテリーマネジメントシステムをSMOC機能の連携により導入する。 • クラウドベースのシステムを構築し、ITCの既存運行監視システムと連携する形で、ドライバーへの指示、誘導を可能とする。 **（3）JCMクレジット（GHG削減量、カーボンマーケット価格）のリアルタイム計算** • 1日の走行距離（km）、1日の燃料消費量（リットル）及び1日の乗客数等のデータをITCバス運行監視システムから入手し、JCMクレジットに関わる計算を行う。  4

(English)

FY2023 "Infrastructure Development Study Project for Bilateral Credit Acquisition, etc. (JCM Feasibility Study) Summary

[United Arab Emirates]

Project to Reduce GHG Emissions in the United Arab Emirates (Emirate of Abu Dhabi) by Introducing Electric, Hydrogen, and Other Low-Carbon Emission Vehicles for Public Transportation Mobility and by Introducing a System for Monitoring and Improving the Efficiency of Operations (SMOC)

JCMFS Overview

Implementer: Zenmov Inc.
Joint Implementer: Oriental Consultants Global Co., Ltd.

Outline of the envisioned project

This project will contribute to the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions by converting 815 diesel engine buses owned by the Integrated Transport Centre (ITC), which operates public bus routes in Abu Dhabi, to electric vehicles (EV), fuel cell vehicles (FCV) (or hydrogen engine vehicles), and other low-carbon vehicles. In addition, the project aims to commercialize the vehicles before and after the conversion by trading JCM credits through the introduction of SMOC (Smart Mobility Operation Cloud), an operation monitoring owned by Zenmov Inc.

JCMFS Objectives and Outputs

Objective.	The objective of the FS is to coordinate with ITC, the relevant Abu Dhabi agency, for the JCM project, and to study the calculation of GHG emission reductions and emission reduction contribution. a) Study the feasibility of introducing low-carbon buses on public buses owned by ITC b) Study the feasibility of introducing a system for improving operational efficiency on public routes with low-carbon buses c) Study of establishing a system to support GHG emissions trading
Output	a)-1 Plan for the introduction of low-carbon buses for commercialization with ITC and confirmation of its feasibility a)-2 Estimation of the number of low-carbon buses and GHG reductions in ITC's fleet of public buses b) Confirmation of the appropriateness of the introduction of SMOC systems on public route buses c) Proposal for building a system for JCM and organizing specifications and functions

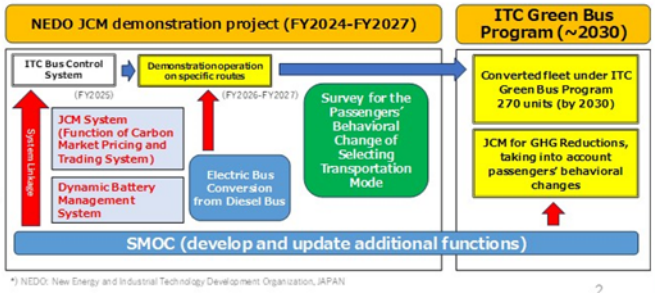
Prospects for JCM project conversion after completion of FS

Assumed Exit Strategy ■ Both of NEDO JCM & Private JCM

The scenario to be studied through the FS aims to achieve synergistic effects in GHG emission reductions by introducing low-carbon vehicles such as electric and hydrogen vehicles and linking the bus control system manufactured by INIT of Germany and Zenmov's SMOC. The project also envisions a scenario in which 1,086 gasoline-powered and 204 diesel-powered cabs and 5,969 school buses out of 6,390 cabs of private transportation operators regulated and supervised by ITC will be converted to low-carbon vehicles as needed. The business model for the commercialization of the project will be to reduce GHG emissions by supporting ITC's public transit bus project as a NEDO demonstration project, while a private-sector JCM scheme will be considered to promote the continuous conversion of the project into a JCM project.

1

Summary of JCMFS Results

Item	Results
FS Objective	FS has been coordinating with ITC, the relevant organization in Abu Dhabi, for commercialization and JCM project implementation. As a result of providing the ITC with the results of the calculation of GHG emission reductions associated with the bus conversion and the following items for consideration, ITC is coordinating with the relevant departments for the next phase of the project. **a) With ITC's plan to convert approximately 270 vehicles to low-carbon vehicles by 2030 in existence, the demonstration examined the introduction and operation of electric buses (system support) in a form that included.** **b) We considered introducing a part of the SMOC function in the form of taking charge of improving operational efficiency with battery management of electric buses by linking it with the existing ITC bus control system.** **c) Transfer of each bus travel data from the existing ITC bus control system and construction of JCM credit calculation support system by releasing an API were considered.**
Output	**1. Analysis of trends in related policies and systems** The decision document adopted after COP28 included the importance of emission reductions, including the promotion of low-emission vehicles in the transportation sector and city-level initiatives. ITC's Green Bus Program aims to gradually convert Abu Dhabi's public transportation fleet to low-carbon buses by 2030. **2. Consideration of commercialization and JCM projects** The response of the partner government to the JCM project has been positive, with MOCCAE (UAE Ministry of Climate Change and Environment), which serves as the contact organization with Japan for JCM, EAD (Abu Dhabi Environment Authority), and DMT (Abu Dhabi Municipal Government and Transportation Authority) agreeing to work with ITC on the project. **(1) Vehicle conversion needs under the ITC Green Bus Program** ITC is considering providing a public transportation system that operates on sustainable energy by 2030. Early in the implementation period of this program, various models of low-carbon vehicles will be comprehensively evaluated in terms of technology and operation. 

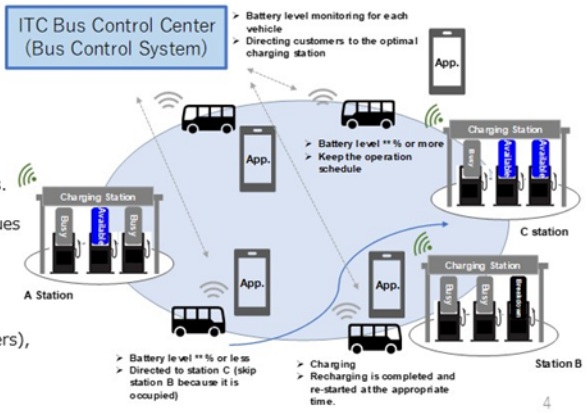
2

Summary of JCMFS Results

Item	Results
Output (Cont.)	**(2) Battery monitoring needs for the operation of electric buses** Since the current ITC system does not support operation management of electric buses, and since electric buses differ from existing diesel buses in terms of operation and maintenance, there is a need for a system that can monitor battery charge status and deterioration, and respond to maintenance and trouble situations. **(3) Proposals for NEDO demonstration project by responding to needs** Zenmov will provide the Dynamic Battery Management System and the JCM System to ITC by linking some of the SMOC functions with the existing ITC bus control system in order to ensure safe and efficient operation of electric buses and to generate JCM credits through the conversion from diesel to electric bus vehicles. **3. Study of GHG emission reductions and emission reduction contributions"** ITC has a plan to convert 270 of its 815 diesel buses to low-carbon ones with a target year of 2030. When the 270 diesel buses are converted to electric buses, the annual CO_2 emission reductions was estimated to be 25,791 (t-CO_2 /year). On the other hand, since increasing the number of these converted buses will lead to an increase in GHG emission reductions, measures are needed to convert more buses to low-carbon buses after the NEDO JCM demonstration project. **4. Coordination toward commercialization through sharing of proposed technologies/products, commercialization plans, issues and responses, etc. with government officials of the partner country".** In order to promote the JCM project as a collaborative project with ITC, it is necessary to establish a continuous relationship. Therefore, we would like to continue discussions with a view to the future transportation system in Abu Dhabi, not limiting to this FS. Future procedures for project promotion include the signing of an NDA (Non-Disclosure Agreement) for data sharing with the ITC, as well as the establishment of a close and flexible collaboration when implementing NEDO demonstration projects (bus conversion, system linkage, etc.). To this end, it is important to gain trust in Japan's proposal, including JCM, by implementing the currently proposed technical content into the demonstration phase.

3

Summary of JCMFS Results

Item	Results
Prospects for commercialization	The project is expected to be commercialized under NEDO's "Low-Carbon Technology Promotion Project Utilizing Bilateral Crediting Mechanisms (JCM)". The project is expected to provide the technology to meet the needs of the vehicle conversion plan in the ITC by 2030. **1. Solve technical issues related to electric bus operation** **(1) Generation of dynamic operation schedule for baseline unification** Since the remaining battery capacity fluctuates depending on how the bus is operated (air conditioner usage, number of passengers, etc.), the system monitors the rapid decay of the remaining battery capacity and generates an operation schedule that takes into account the charging span. **(2) Construction of a general-purpose system that does not depend on specific car models** Build a general-purpose system that is not dependent on a specific vehicle type and that functions with a dynamic operation schedule. **(3) Responds to battery load and degradation in high-temperature environments** The system is equipped with an alert function that prevents problems before they occur by learning the circumstances when a defect occurs. **2. JCM Demonstration Details** **(1) Operation by conversion of vehicles from diesel buses to electric buses on specific bus routes** • Select bus routes and vehicles, and monitor operational data and GHG reductions through the operation of the buses. **(2) Introduction of dynamic battery management system** • Dynamic Battery Management System to solve technical issues related to electric bus operation will be implemented in conjunction with SMOC functions. • A cloud-based system will be built and linked to ITC's existing Bus Control Sstem. **(3) Real-time calculation of JCM credits** • Data such as daily mileage (km), daily fuel consumption (liters), and daily number of passengers are obtained from the ITC's Bus Control System and calculations related to JCM credits will be made. 

4

2.3.13. 電源開発株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：フィリピン国養鶏業地域協同組合における分散型複合再生可能エネルギー導入によるGHG排出削減調査および事業性調査

JCMFSの概要

2024年1月25日（最終報告向け2月9日修正）
提案者： 電源開発株式会社

想定する事業の概要

供給不安定かつ石炭火力による電力が8割以上を占める系統電力に依存するフィリピン国パターンの需要家（養鶏場、最終的には地域協同組合での展開）に対し、オンサイトで複合再エネ（屋根置き太陽光発電、蓄電、鶏糞利用発電）を導入することで、系統電力／ディーゼル自家発電を再エネ電力で代替し、GHG排出削減ならびに電力安定供給（レジリエンス）を実現する。1需要家当たり50-100kW程度の需要規模だが、同協同組合には20を超える養鶏業者が加盟し、まとまった需要が期待される。また、同国の最新の法制度に基づき、余剰電力を系統へ供給することにより、屋根置き太陽光等の養鶏場の再エネリソースを最大限活用し、同国全体のGHG排出削減に貢献することが期待できる。

JCMFSの目的およびアウトプット

目的	フィリピン国パターン州の養鶏場へ屋根置き太陽光、鶏糞利用発電といった再エネ電源および蓄電池を導入し、系統電力およびディーゼル自家発電を代替した際のGHG排出削減量および電力供給コスト（経済性）の検討を行う。
アウトプット	検討に際しては、再エネ電源と蓄電池の組み合わせによる養鶏場での再エネ由来電力供給の最大化に加え、同国政府推進のもと導入されている、ネットメータリングスキーム及び新たな分散型電源（Distributed Energy Resource：DER）法制度に基づく系統への売電を想定することで、最大量の再エネ導入ポテンシャルを導き出すケーススタディを行い、GHG排出削減量と経済性をFSのアウトプットとする。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 □NEDO JCM 実証　■民間JCM　□両方

今年度の本FSにて提案するビジネスモデルの技術／経済性評価の結果次第で、2024年度以降、事業化に向けた具体的な協議を予定。ただし、事業化については、当社、および顧客である需要家（フィリピン国パターン州養鶏業地域協同組合）、さらにはローカルパートナーの意向も踏まえ、判断を行う必要あり。なお、本ビジネスモデルは、近年ASEAN諸国で導入されている、発電事業者投資による顧客建屋への屋根置き太陽光発電設備設置と、顧客とのコーポレートPPAないしリース契約を通じた投資回収とする応用ケースであり、商務上実施可能なスキームである。本件では、蓄電池、鶏糞発電利用の導入により更なるGHG排出削減効果を期するものであるが、一方、初期コスト増大を如何に回収できるシステム構成を構築するのかが課題となる。

JCMFS成果の概要

項目1	成果
FS目的	比国パターン州養鶏業協同組合（傘下養鶏場23地点）を対象に、屋根置き太陽光、鶏糞を利用したバイオガス発電および蓄電池を導入し、系統電力代替および余剰電力の外部売電をベースにした事業モデルの構築、それにも伴うGHG排出削減量を算出。
アウトプット	1. 制度概要 分散型電源の外部への売電に関しては、以下、現行２種類の制度が存在し、活用が可能。 (1) Net-Meteringプログラム（以下、NM）：100kWまでの自家消費主体の再エネ電源を対象／余剰電力全て系統へ売電可能／売電価格は配電会社の発電原価と同額。余剰電力全量を配電会社の発電原価相当で販売できることが利点。但し、年間で、売電量が購入量を上回っても精算不可、また、Corporate PPAでの電力売買契約も不可で、リーススキーム等による投資回収方法での工夫が必要。さらに、現行規定では、導入した設備による発電電力量見合いの再エネ証書（REC）は、全て配電会社・小売り事業者に帰属。 (2) DERルール（以下、DER）：100kW超～1MWまでの同再エネ電源対象／設備容量の30%までの余剰電力は系統へ売電可能／売電価格は発電原価の60~75%。NMで定める設備上限値を超える場合に適用。2022年10月にERCがルール策定。ただし、現時点で再エネ発電設備への本ルール適用例なし。 2. シナリオケース検討結果 以下は、養鶏場A（年間平均需要 kW）にて、太陽光出力（100kW、200kW、300kW）、蓄電池（30kWh、200kWh）、バイオガス（20kW、34kW）、適用プログラム（NM、DER）を組み合わせ、CO2クレジット算出を含め、事業経済性を評価。（下表の通り） 表１　シナリオ別事業経済性評価

ケース	1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	2	2-2	2-3	3	4	4-2	4-3	4-4	5	6	6-2	7	7-2	8	9	10
太陽光発電設備容量(kWp)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	80	80	100	-	-	200	300	200	200	200
蓄電池容量 (kWh)	-	-	-	-	-	-	-	30	30	30	200	-	-	-	-	30	-	-	-	-	30	-	-
バイオガス発電プラント設備容量 (kW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	20	34	34	-	-	-	20	-
バイオガス発電プラントからの系統売電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	有	有	有	-	-	有	-	-	-	有	-
系統売電に関する適用制度(NM/DER)(*)	NM	-	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	DER	NM	NM	NM	-	NM	DER	DER	DER	DER	DER
基本ケースに対する投資額増減	-	-	-	+10%	-10%	-	-10%	-	+10%	-10%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
最低払込資本規制無視し必要額のみ出資	-	-	有	有	有	有	有	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
炭素クレジット販売収益のプロジェクトへの還元	-	-	-	-	-	有	有	-	-	-	-	-	-	-	有	-	-	-	-	-	-	-	有
得られたクレジット(REC)のプロジェクトへの分配率	-	-	-	-	-	50%	50%	-	-	-	-	-	-	-	50%	-	-	-	-	-	-	-	50%
炭素クレジット** (t-CO2/年)	35.33	24.58	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.27	35.27	35.27	35.07	38.47	76.18	69.11	69.11	35.27	22.58	69.44	70.67	106.00	76.82	121.41	70.67
プロジェクトIRR	3.29%	-0.90%	5.72%	4.50%	7.15%	6.28%	7.75%	1.80%	0.76%	3.00%	-1.04%	0.17%	5.92%	6.92%	7.47%	-1.01%	5.57%	10.99%	5.98%	6.45%	4.44%	7.00%	6.65%
エクイティIRR	3.29%	-0.90%	5.72%	4.50%	7.15%	6.28%	7.75%	1.16%	-0.56%	2.90%	-4.22%	-2.83%	5.08%	6.49%	7.23%	-5.81%	4.90%	11.87%	5.49%	5.63%	3.20%	6.26%	6.31%
プロジェクトIRR10%達成に必要な売電価格（¥/kWh）	37.83	52.70	31.78	34.56	29.03	30.93	28.22	42.45	46.32	38.69	54.61	41.86	30.43	28.78	28.05	46.34	31.23	23.54	31.95	30.99	35.55	27.97	30.68

＊ 検討前提条件：プロジェクト期間20年、養鶏場への売電価格9.52ペソ（24.75円、過去5年平均）、クレジット均等配分とし50%分経済性に考慮、クレジット想定価格3,049円/t-CO2（至近J-クレジット市況価格）、昨年末にオンサイト再エネ事業に適用可能となった、戦略投資優先プログラムの税制優遇措置適用を想定

JCMFS成果の概要

項目	成果
アウトプット	3. 得られた結果 1）養鶏場調査結果 ➢ 養鶏場Aでは、一鶏舎35,000-50,000羽を飼育、計7鶏舎保有。鶏舎の電力消費は主に空調、照明。契約電力は、116kW及び64.4kW ➢ 現地での電力使用量計測の結果、年間の電力消費は周期的に変動。例えば、養鶏場Aでは、約1か月間鶏飼育し、出荷後に約2週間の鶏舎清掃（電力消費量が大幅に減）を実施。また、一日の電力消費はあまり大きくは変動しない ➢ 鶏糞は敷料である籾殻と混ざった状態で近隣敷地に廃棄され未利用。鶏糞をサンプル/分析し、嫌気性発酵によるバイオガス生成への適用を確認 2）事業経済性（P2の表１より） ➢ バイオガス単独（34kW）で系統への余剰電力売電を想定したケース6-2が、事業経済性において最も良い結果を示し、次いで太陽光とバイオガスを併設しNM対象、炭素クレジット収入を事業会社へ充当するケース4-4。一方で、現在の物価高・高金利市況では、事業経済性確保がそもそも厳しい状況 ➢ 蓄電池の導入・活用は、停電時もしくは雨天・曇天時のバックアップとして期待できるが、現状の終日固定の料金制度では、経済性を悪化させる結果 ➢ NMやDERの活用で外部売電を事業モデルに組み込み、収益は改善。DERよりもNMの効果が高く、DERは売電価格を75%（500kW以下）、且つ定格の3割までの売電出力量制約があり、スケールメリットが出にくい ➢ クレジット獲得の効果は、IRRで見ると約0.5%の収益性向上（JCMのもとクレジット全体の50%が付与されると想定し、至近J-クレジット価格用い計算） 3）想定発生CO2クレジット ケース4-4をベースにして、養鶏場Aで獲得可能なCO2クレジット138.2t-CO2/年。今回、養鶏業協同組合全体へ適用した場合には、4,466.8t-CO2/年。（養鶏数比例計算） 4. 今後の課題・取り組み ➢ ローカルREC（再エネ証書）とJCM CO2クレジットの二重計上問題。NMの下では、再エネから得られた電力量は、再エネ証書（REC：Renewable Energy Certificate）として地域配電会社が取得、JCMプロジェクトとしてのクレジット獲得すれば同一排出削減の二重計上が発生する。比国エネルギー省DOE、及び比国環境天然資源省DENR 気候変動チームとも問題共有し、JCM推進の強化のためにも、対応策が必要と共通認識。エネルギー政策全体を統括するDOE計画局（Planning Bureau）が今後対応 ➢ 事業経済性改善の取り組みが必須。稼働率向上精査（特に余剰電力の系統への売電通じたバイオガス発電設備の高稼働率化）、設備・資機材の精査・価格引き下げ、有効な資金調達・出資戦略の策定、更に有利な税優遇制度の利用等々の検討が必要
事業化の見込み	➢ JCMプロジェクトとしての二重計上問題、投資するにあたっての事業経済性をクリアし、養鶏場側／投資ローカルパートナーとの事業推進の協議を踏まえた上で、最終投資判断

(English)

FY2023 Infrastructure Development Investigation Program for Joint Crediting (Feasibility Study for the Joint Crediting Mechanism)
Project Nam[¥¥jpfilesvre¥国際事業本部 に保存済み] report
on Reduction and Economic Feasibility by the introduction of Combined DERs into Poultry Cooperatives in the Philippines

Abstract of JCMFS

2024.1.25 **(Revised on Feb. 9th for final report)**
Company : Electric Power Development CO., Ltd. (J-POWER)

Overview of expected business

For consumers, particularly poultry farms in the province of Bataan in the Philippines, where more than 80% of the electricity is derived from an unstable supply and coal-fired power, we propose solutions of the on-site implementation of a comprehensive distributed renewable energy sources, including rooftop solar power generation, battery system, and the utilization of poultry manures for power generation. As a result, consumers can replace grid power with renewable energy sources, thereby achieving a reduction in greenhouse gas emissions and ensuring a stable power supply. While individual consumers demand ranges from 50 to 100kW, the targeted poultry farm cooperative, comprising over 20 farmers is expected to consume substantial aggregated electricity demand. Additionally, aligning with the latest national programs and/or initiatives in the Philippines, surplus power can be sold to the outside grid, maximizing the utilization of renewable resources such as rooftop solar and generation from poultry manures in the farms and contributing to the overall reduction of GHG emissions in the country.

Objective and output of JCMFS

Objective	To implement case studies conducted in poultry farms in the province of Bataan, Philippines, evaluating the reduction in GHG emissions and the economic feasibility when replacing grid power with renewable energy sources such as rooftop solar, poultry waste utilization and battery system.
Output	To verify introducing the maximized renewable energy supply to poultry farms through the combination of renewable energy sources and battery system. It also explores the potential for selling excess power to the outside grid based on the government-promoted Net-Metering program and the Distributed Energy Resources (DER) regulations. The output of the financial and technical feasibility study (FS) serves as an indicator for the reduction in GHG emissions and economic viability.

Prospect for JCM project Implementation after the FS

Expected exit strategy ☐NEDO JCM ■private JCM ☐both

Depending on the results of the technical/economic evaluation of the business model proposed in this FS, the more detail discussions will be planed toward commercialization from 2024 onwards. However, before commencing the commercialization, it is necessary to make decisions based on the intensions of our company's management, our customer (poultry farms), and local partners. This business model is a commercially viable scheme that has been introduced in ASEAN countries in recent years, in which power generation companies invest in installing rooftop solar power generation equipment in customer buildings and recover the investment through corporate PPA or lease contracts with customers. This project aims to further reduce GHG emissions by introducing storage batteries and the use of chicken manure for power generation, but the challenge is what system configuration should be applied to recover the increased initial cost.

Overview of JCMFS output

Item	Output
FS objective	To seek a business scheme based on replacing grid power and selling excess power to the outside grid and calculating GHG emission reductions associated with this when introducing renewable energy sources such as rooftop solar, poultry waste utilization, and battery system for poultry farms in the province of Bataan in the Philippines, .
Output	1. System Overview Regarding power sales from DER to outside grid, two programs/initiatives are currently applicable as below, (1) Net-Metering program (NM) : Applicable to renewable energy sources for self-consumption up to 100kW/ all surplus power can be sold to the grid/ the selling price is the same as the generation cost of the electricity distribution company. The advantage is that all surplus electricity can be sold at a price equivalent to the generation cost. However, even if the amount of electricity sold exceed the amount purchased in a year, the settlement is not compensated, and Corporate PPA is not also allowed, therefore, as a method of recovering investment cost, a lease scheme is proposed. Furthermore, all renewable energy certificate (REC) with the amount of electricity generated by installed equipment attribute to power distribution companies or retailers. (2) DER rules (DER) : Applicable to renewable energy sources over 100kW up to 1MW / The output of electricity sold to the grid must be 30% or less of the capacity of renewable energy facilities / As for the selling price of electricity, 60-75% of the generation cost is restricted as an upper limit according to ERC formulated rules in Oct. 2022. However, there are currently no cases of applying this rule to renewable energy power generation equipment which sell power to outside. 2. Scenario case study results Economic feasibility including CO2 credit calculation and combination of the solar capacity (100, 200, 300kW), storage battery (30, 200kWh), biogas (20, 34kW), and applied program (NM, DER) at poultry farm A (annual average demand, kW) is analyzed as below, Table 1 Economic Feasibility Analysis by Scenario

ケース	1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	2	2-2	2-3	3	4	4-2	4-3	4-4	5	6	6-2	7	7-2	8	9	10
Solar power generation capacity(kWp)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	80	80	100	-	-	200	300	200	200	200
Storage battery capacity (kWh)	-	-	-	-	-	-	-	30	30	30	200	-	-	-	-	30	-	-	-	-	30	-	-
Biogas power plant capacity (kW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20	20	20	20	20	34	34	-	-	-	20	-
Grid electricity sales from biogas power plant	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	✓	✓	✓	-	-	✓	-	-	-	✓	-
Applicable system regarding grid electricity sales(NM/DER/-*)	NM	-	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	NM	DER	NM	NM	NM	-	NM	DER	DER	DER	DER	DER
Increase/decrease in investment amount compared to the base case	-	-	-	+10%	-10%	-	-10%	-	+10%	-10%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ignore minimum paidin capital regulations and invest only the necessary amount	-	-	✓	✓	✓	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Returning carbon credit sales to the project	-	-	-	-	-	✓	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓	-	-	-	-	-	-	-	✓
Distribution rate of earned credits(REC) to the project	-	-	-	-	-	50%	50%	-	-	-	-	-	-	-	50%	-	-	-	-	-	-	-	50%
CO2 credits** (t-CO2/year)	35.33	24.56	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.27	35.27	35.27	35.07	38.47	76.18	69.11	69.11	35.27	22.58	69.44	70.67	106.00	76.82	121.41	70.67
Project IRR	3.29%	-0.90%	5.72%	4.50%	7.15%	6.28%	7.78%	1.80%	0.76%	3.00%	-1.04%	0.17%	5.92%	6.92%	7.47%	-1.01%	5.57%	10.99%	5.98%	6.45%	4.44%	7.00%	6.65%
Equity IRR	3.29%	-0.90%	5.72%	4.50%	7.15%	6.28%	7.78%	1.16%	-0.56%	2.90%	-4.22%	-2.83%	5.08%	6.49%	7.23%	-5.81%	4.90%	11.87%	5.49%	5.63%	3.20%	6.26%	6.31%
Electricity sales price required to achieve project IRR (JPY/kWh)	37.83	52.70	31.79	34.56	29.03	30.93	28.22	42.46	46.32	38.69	54.61	41.86	30.43	28.78	28.06	46.34	31.23	23.54	31.95	30.99	38.58	27.97	30.68

* Assumptions: 20 yrs project period, electricity tariff to poultry farms of 9.52 pesos (24.75 yen, past 5 years ave), equal (50%/50%) credit allocation, credit price of 3,049 yen/t-CO2 (current J-Credit market price), assuming the application of tax incentives under the Strategic Investment Priority Program, which became applicable to on-site renewable energy projects at the end of last year.

Overview of JCMFS output

Item	Output
Output	3. Obtained output 1) Poultry farm survey results ➢ In case of poultry farm A, there are a total of seven chicken houses, each housing 35,000 to 50,000 chickens. The electricity consumption of chicken house is mainly for air conditioning and lighting. The contracted power capacity are 116kW and 64.4kW for two metering points. ➢ As a measurement result of on-site power consumption and site investigations for farmers, annual power consumption has a cyclic pattern. For example, at poultry farm A, chickens are typically raised for approximately one month, and after shipping out, chicken houses need to be cleaned up for about two weeks (significantly reducing power consumption). In addition, daily power consumption does not fluctuate much. ➢ Chicken manure is mixed with rice husks as bedding material and is subsequently disposed of at a nearby location. In this FS, samples of chicken manures are analyzed to verify the application to biogas production by anaerobic fermentation. 2) Economic feasibility analysis results (From Table 1 on P2) ➢ In Case 6-2, selling surplus electricity to the grid through biogas generation yields the most favorable outcome. Following is Case 4-4, combining solar power with biogas generation under NM. However, in the current high-price and high interest rates market conditions, ensuring business viability proves challenging. ➢ Introducing and utilizing storage batteries can provide backup during power outages or rainy or cloudy days, however the existing all-day fixed electricity tariff program negatively impacts economic feasibility. ➢ Integrating external power sales into the business model through NM and DER has boosted profits. NM proves more effective than DER, which imposes a 75% tariff level (below 500kW) and limits power sales output to 30% of rating capacity, hindering economies of scale. Acquiring credits results in approximately a 0.5% increase in profitability in terms of IRR. 3) Estimated generated CO2 credits In Case 4-4, poultry farm A can secure 138.2t-CO2/year in carbon credits. If extended to the entire poultry farming cooperative, this amounts to 4,466.8t-CO2/year. (proportional calculation based on the number of chickens raised) 4. Future issues/ initiatives ➢ The double counting issue arises with local REC (Renewable Energy Certificate) and JCM carbon credits. Under current NM, the REC derived from installed renewable energy facilities attributes to regional power distribution companies. The concern has been communicated to the Department of Energy (DOE) and the Department of Environment and Natural Resources (DENR) in the Philippines. To further promote JCM, actions are deemed necessary. ➢ Efforts to enhance economic feasibility are essential. This entails improving operational efficiency, particularly by increasing the utilization rate of biogas power generation through surplus electricity sales to the grid. Additionally, efforts should focus on reducing equipment and material costs, devising effective financing and investment strategies, and exploring tax incentive or other advantages program.
Prospect	➢ The final investment decision will be made after resolving the double counting issue in the JCM project, assessing investment economics and discussing business promotion with poultry farmers / investment local partner.

2.3.14. 日本テピア株式会社

（日本語）

令和５年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
対象国・JCMFS件名：タイ国　民間資金活用によるバイオマスボイラー導入のJCM案件化実現可能性調査

JCMFSの概要

2024年1月24日
提案者： 日本テピア株式会社
共同提案者： テピアインベストメント株式会社、株式会社日本サーモエナー

想定する事業の概要

・蒸気ボイラーを使用するタイの工場に対し、本邦内で組成する民間JCMファンドからの資金を供与して中型バイオマスボイラーを導入する事業。1件目は日系工場を想定し、複数件を順次立ち上げる。（ファンド規模5億円で計5件導入を想定）

・バイオマスボイラー導入によるCO2排出削減は確立された技術であり、提案者が既にタイでJCM設備補助事業を実施している。投入費用に比して削減効果が非常に大きいが、設備補助事業の制約等があり、現時点での案件数は限られている。民間JCM化によって普及拡大し、大きな削減効果が見込まれる。

FSの目的およびアウトプット

目的	民間JCMを活用したバイオマスボイラーのタイへの普及展開に際して想定される諸課題を調査によって明確にし、タイ現地側および日本側双方において2024年度に事業展開を開始できる状態にすることをFS実施の目的とする。
アウトプット	上述の諸課題の実情・詳細を把握し、課題の解決策・方向性を整理した報告書を作成する。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

想定出口戦略 ☐NEDO JCM 実証　☑民間JCM　☐両方

タイのバイオマスボイラー導入を民間JCM化によって複数件実現する事業を目論む。バイオマスボイラー導入のターゲットとするのは、タイ国内で蒸気ボイラーを使用している製造業である。1件目は特定産業の工場への導入を想定するが、2件目以降のターゲットは同産業に限定せず、生産工程で蒸気を大量に使用する産業全般に展開する。

導入するバイオマスボイラー技術は特定の企業に限定するものではないが、まずは実績のあるタイ企業の技術を想定する。金銭の流れとしては、まず民間ファンドからの資金が共同事業者のバイオマスボイラー導入・運用資金の一部として提供される。TPE審査も含む一連の民間JCM案件化手続を行い、クレジットが発行された後に、同クレジットを国内GXリーグ参加企業等のクレジット需要家に対して販売し、このクレジット販売収益によって出資者に対する配当を行う。

1

JCMFS成果の概要

項目	成果
FS目的	FS目的の前段部分である「民間JCMを活用したバイオマスボイラーのタイへの普及展開に際して想定される諸課題の明確化」については、予定通り実施した。特筆すべき成果の一つは、未だ前例のない民間JCMをタイで実施する場合に、民間JCMの特徴とされる「自由度」がどの程度実現可能なのかを、タイの制度構築の現状、相当調整の有無を踏まえたクレジット配分率、クレジット売却価格、設備導入事業者における工場稼働の現状、国内でのファンドレイジング等の各要素から検証し、これらの情報を総合した結果として、実現可能なレベルの資金供与額（従来のJCMにおける「補助金」に相当）を算出・特定したことである。この成果は、適用技術の種類を限定せず今後の民間JCM案件の実現に向けた大きなステップとなるものと考える。 他方、FS目的の後段部分である「タイ現地側および日本側双方において2024年度に事業展開を開始できる状態にすること」については、この調査の中で判明したタイ政府の制度構築状況および承認スケジュール等により、当初想定していた2024年中の事業開始は後ろにずれ込む可能性が高いことが判明した。さらに、バイオマスボイラー導入という点に関しては、バイオマス燃料価格の高騰による設備導入事業者の投資判断への影響という新たな課題も判明し、タイ政府機関（DEDE）と共同で安価なバイオマス資源活用に向けた検討を行っていくこととなった。
アウトプット	報告書においては、調査企画当初段階に設定した各課題に関する調査の結果を示した上で、依然として残る課題および新たに判明した課題に対して、その対応策を検討した結果を記した。 なお、資金供与額の算定にあたっては、投資家へのリターン率および日本側が取得可能なJCMクレジット配分率を初期設定値として決定した上で、クレジット売却価格と実施年数という２つを変数とし、クレジット価格・実施年数ごとの感度分析を実施した。この結果、事業実施主体およびファンドとしての事業採算性を確保した上で、設備導入事業者に供与可能な資金供与額を算出したところである。
事業化の見込み	設備導入事業者候補として調査企画段階から想定していた企業A社に対して民間JCMとしての資金供与提案を行い、協議を行っている。同社としては2030年のカーボンハーフ実現に向けバイオマスボイラーを導入したい計画だが、導入可否の判断にはランニングコストであるバイオマス燃料価格をどれだけ下げられるかが課題となる。今回の調査の中で判明した稲わら、サトウキビの葉など賦存量の多い未利用バイオマスに着目し、想定していたPKS燃料の代替となる安価なバイオマス資源の確保に向けてDEDEとの情報交換等活動を進め、事業化実現にこぎ着けたい。 同時に、A社以外の設備導入事業者候補の選定も進めている。本調査の中で、コスト面を含めたバイオマスボイラー導入に向けた条件や民間JCM制度の説明および協議を行うことができた企業との交渉を同時並行で進めていきたい。

2

(English)

Infrastructure Development Survey Project for Bilateral Carbon Credit Acquisition by Ministry of Economy, Trade and Industry in FY2023 (Joint Crediting Mechanism Feasibility Study)
Final Report Session
Feasibility study for JCM project implementation of biomass boiler utilization with private sector funding (Thailand)

Overview of JCMFS

24th Jan. 2024
Report by Tepia Corporation Japan
Tepia Investment Co., Ltd. / Nippon Thermoener Co., Ltd.

Overview of the plan

・A project to introduce medium-sized biomass boilers, funded by a private JCM fund established within Japan, for use in Thai factories employing steam boilers. The first case assumes a Japanese-owned factory, with multiple installations to be launched sequentially. (With a fund size of 500 million yen, aiming for a total of 5 installations.)
・The introduction of biomass boilers for CO2 emission reduction is a well-established technology, and the proposer has already implemented JCM facility subsidy projects in Thailand. While the reduction effect is significantly greater compared to the investment cost, there are constraints on facility subsidy projects, leading to a limited number of projects at the current stage. Development of the Private funding JCM scheme is expected to promote wider adoption, leading to substantial reduction benefits.

Objective of FS and Output

Objective	To thoroughly investigate and identify various challenges associated with the expansion and adoption of biomass boilers in Thailand through the use of Private funding JCM. This study aims to make both the Thai local and Japanese sides ready to commence the project deployment in the fiscal year 2024.
Output	A report will be created to comprehensively assess the specific details and circumstances of the aforementioned challenges. This report will also outline potential solutions and directions for addressing these challenges.

Outlook for the JCM project implementation

Planned scheme: ☐NEDO JCM Demonstration ☑Private funding JCM ☐Both

The project aims to achieve the introduction of biomass boilers in Thailand through Private funding JCM, targeting manufacturing industries in Thailand that use steam boilers. The initial focus will be on introducing biomass boilers to specific industries, with the first case targeting a particular industry. However, for subsequent cases (2nd onwards), the target industries will be expanded beyond the specific industry and include any industry that utilizes steam extensively in their production processes. The choice of biomass boiler technology for implementation is not limited to a specific company, but initially, the project envisions using established technology from Thai companies with a track record. In terms of financial flow, funds from the private-sector fund will be provided as a part of the joint project's biomass boiler introduction and operational funding. A series of procedures for Private funding JCM project development, including TPE assessment, will be carried out. After the issuance of JCM credits, these credits will be sold to credit-demanding entities, including domestic GX League participating companies, generating revenue from credit sales, which will be distributed as dividends to investors. Overall, this approach will facilitate the widespread adoption of biomass boilers in Thai manufacturing industries, reducing CO2 emissions and generating financial benefits through the sale of JCM credits.

Overview of the result of JCMFS

Item	Result
Objective of FS	In the preceding section of the FS objectives, the clarification of various challenges anticipated in the context of expanding the adoption of biomass boilers in Thailand through the utilization of Private funding JCM was executed as planned. Notably, one significant achievement is the determination of the feasible level of funding allocation (equivalent to traditional "subsidies" in JCM) by considering factors such as the current state of Thailand's institutional framework, the extent of necessary adjustments, credit allocation rates, credit sale prices, the operational status of facilities installed by project proponents, and domestic fundraising, all within the context of realizing the "flexibility" characteristic of Private funding JCM, which has not been previously established in Thailand. This accomplishment is considered a substantial milestone towards the realization of future Private funding JCM projects, without limiting the choice of applicable technologies. On the other hand, regarding the latter part of the FS objectives, which aims to put both the Thai and Japanese sides in a position to commence project deployment in the fiscal year 2024, it has been revealed during this investigation that the initially planned start of operations within 2024 may be delayed due to the status of Thailand's institutional development and approval schedules, among other factors. Furthermore, a new challenge has emerged concerning the introduction of biomass boilers, related to the impact of rising biomass fuel prices on investment decisions by facility installation project proponents. To address this, collaborative efforts with Thai government agencies (DEDE) have been initiated to explore cost-effective utilization of biomass resources.
Output	In the report, we presented the results of the investigations regarding each of the challenges initially identified at the planning stage of the survey. We also discussed the measures taken to address the remaining challenges and the newly identified ones. Furthermore, when calculating the funding allocation, we established initial values for the investor's return rate and the JCM credit allocation rate available to the Japanese side. We then treated credit sale price and project duration as variables and conducted sensitivity analyses for various credit prices and project durations. As a result, we determined the funding allocation amount that could be provided to the facility installation project proponents while ensuring the financial viability of the project implementers and the fund as a whole. These efforts allowed us to assess and address the challenges comprehensively, providing a solid foundation for the project's future development.
Prospects for project implementation	We have been in discussions with Company A proposing funding under the private-sector JCM framework. Company A has plans to introduce biomass boilers as part of their efforts to achieve carbon half by 2030. However, a key factor in their decision-making process is the running cost, particularly the price of biomass fuel, as it plays a critical role in determining the feasibility of the project. During the course of this research, we have identified an opportunity related to abundant and underutilized biomass resources such as rice straw and sugarcane leaves. We have focused on securing cost-effective biomass resources that can serve as an alternative to the initially assumed PKS fuel. To address this, we have initiated activities including information exchange with DEDE to work towards the realization of this project. Simultaneously, we are in the process of selecting other potential facility installation candidates apart from Company A. Within the framework of this study, we have engaged in negotiations with companies that have shown interest and willingness to discuss the conditions and the Private funding JCM scheme, including the cost aspects, associated with the introduction of biomass boilers. This parallel approach will allow us to explore multiple avenues for project implementation.

2

3. 新規 JCM プロジェクト組成に向けたポテンシャル案件調査

JCM 署名国のエネルギー消費状況、GHG 排出量などを踏まえて、経済産業省担当官と協議のうえ、既存 JCM パートナー国であるフィリピン、2022 年 10 月及び 2023 年 4 月にそれぞれ JCM パートナー国となったウズベキスタン、UAE、および JCM 署名に向けて継続的に協議がなされているブラジルとインドにて、JCM の理解促進や案件形成を支援することを目的としてセミナーを実施した。また、セミナーの機会も活用しながら、これらの国において脱炭素技術・製品の導入・普及展開を検討している日系事業者への現地ヒアリング等を通じて、将来的な JCM FS への応募につながる案件候補の発掘に取組んだ。

3.1. ウズベキスタンにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.1.1. ウズベキスタンの GHG 排出量

ウズベキスタンの GHG 排出量（2020 年）は以下のとおり。

- GHG 排出量（2020 年）：187.5 百万 CO2e [1]
  - CO2 排出量（2020 年）：115.6 Mt CO2 (61.7%) [2]
  - CH4 排出量（2020 年）：53.6 Mt CO2e (28.6%) [3]

ウズベキスタンのエネルギー起源 CO2 排出量（2020 年）は以下のとおり [4]。

- 燃料の燃焼による CO2 排出量: 109.6 Mt CO2
  - 燃料別 CO2 排出量: 天然ガス 78.7%, 石油 11.0%, 石炭 10.3%
  - 部門別 CO2 排出率: 電力と熱 40.6%, 住宅 22.9%, 運輸交通 14.4%, 工業 10.6%, サービス業 11.6%, その他エネルギー 5.2%

また、ウズベキスタンの隔年報告書 [5]によると、1990 年から 2017 年のインベントリー部門別 GHG 排出量（Mt CO2e）は下表のとおり。

[1] World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent) Uzbekistan, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=UZ

[2] World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) Uzbekistan, CO2 emissions (kt) - Uzbekistan | Data (worldbank.org)

[3] World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) - Uzbekistan | Data (worldbank.org)

[4] IEA, 2022, Uzbekistan 2022 Energy Policy Review, https://iea.blob.core.windows.net/assets/0d00581c-dc3c-466f-b0c8-97d25112a6e0/Uzbekistan2022.pdf

[5] First Biennial Update Report of the Republic of Uzbekistan under UNFCCC, 2021, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/FBURUZeng.pdf

表 7 ウズベキスタンの部門別 GHG 排出量

Year	Energy	IPPU	Agriculture	Waste	Total emissions	FOLU	Net emission
1990	151.6	8.8	15.1	1.9	177.4	-14.1	163.3
2000	184.2	5.9	16.0	2.4	208.5	-6.4	202.1
2010	163.4	8.4	25.7	2.6	200.1	-12.9	187.1
2011	164.3	8.2	26.9	2.6	202.0	-13.3	188.6
2012	163.8	8.2	28.1	2.6	202.7	-12.9	189.8
2013	150.2	8.2	29.2	2.7	190.3	-11.3	179.0
2014	151.3	8.6	30.3	2.7	192.9	-13.0	179.8
2015	142.2	8.4	32.0	2.7	185.3	-12.2	173.1
2016	138.7	8.6	32.9	2.7	182.8	-10.5	172.3
2017	144.4	8.5	33.7	2.7	189.2	-8.6	180.6
Trend							
$\Delta_{(1990\text{-}2017)}$	-4.7%	-3.8%	122.3%	43.3%	6.7%	38.6%	10.6%
$\Delta_{(2013\text{-}2017)}$	-3.9%	3.5%	15.2%	0.3%	-0.6%	23.8%	0.9%
Contribution							
1990	85.5%	5.0%	8.5%	1.1%	100.0%		
2013	78.9%	4.3%	15.3%	1.4%	100.0%		
2017	76.3%	4.5%	17.8%	1.4%	100.0%		

同国の隔年報告書から、下表に GHG 排出量が多い上位 5 項目を示す。2017 年時点において、これら 5 項目で約 1 億 3,255 万トン CO2e 程度であり、ウズベキスタンの GHG 排出量の約 7 割を占める。特に天然ガスからのメタン排出が多い。

表 8 ウズベキスタンでの GHG 排出量が多い上位 5 項目

部門	カテゴリー	kt CO2e	主要な GHG
エネルギー	Natural gas	47,185.2	CH4
エネルギー	Power generation, gaseous fuels	27,557.8	CO2
エネルギー	Process industry and construction, gaseous fuels	20,838.2	CO2
AFOLU	Internal fermentation	19,446.3	CH4
エネルギー	Residential sector, gaseous fuels	17,521.8	CO2

出所：First Biennial Update Report of the Republic of Uzbekistan under UNFCCC, 2021 を基にパシフィックコンサルタンツ作成

3.1.2. ウズベキスタンの主な GHG 排出削減戦略・計画

NDC（2022 年）[6]では「2030 年までに GHG 排出量を GDP 単位あたり 2010 年比で 35%削減する」目標を表明し、非効率な熱暖房需要の抑制を中心とした 20%の省エネや、8 割超を化石燃料に依存している電力セクターでの再生可能エネルギーの割合を 2026 年までに 25%まで引き上げることを目指して以下の目標を掲げている。

[6] Uzbekistan 2022, NDC, https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Uzbekistan_Updated%20NDC_2021_EN.pdf

- エネルギー効率指標を倍増させ、GDP の炭素強度を削減する。
- 再生可能エネルギー源をさらに開発し、総発電量の 25%を占めるようにする。
- 国民と経済分野に対して、安価かつ信頼できるエネルギーへのアクセスを確保する。
- 産業関連企業のインフラを改善し、エネルギー効率を少なくとも 20%向上させ、クリーンで環境にやさしい技術や工業プロセスを広く利用し、持続可能性を確保する。
- エネルギー効率と環境性能を向上させた自動車代替燃料と自動車の生産・使用を拡大し、交通の電化を開発する。
- あらゆる経済分野で水の利用効率を大幅に高め、最大 100 万ヘクタールの土地に点滴灌漑技術を導入し、栽培される作物の収量を最大 20～40%増加させる。
- 土地の劣化の中立性（LDN：Land Degradation Neutrality）[7]を達成する。
- 基本的農産物の平均生産性を 20～25%向上させる。

また、ウズベキスタンでは、同国エネルギー省が欧州復興開発銀行（EBRD）と電力セクターでの 2050 年カーボンニュートラル達成のためのロードマップを作成している。[8]

表 9 ウズベキスタンの電力分野のカーボンニュートラルに向けたロードマップ

期間	内容	電力設備容量
～2030 年	既存ガス火力設備の近代化（390 億ドル：火力・再エネ） ・ エネルギー効率改善、メタン排出削減による天然ガスサプライチェーンでの GHG 排出削減。 ・ 2030 年に新規ガス火力発電の建設の廃止。	火力発電 18GW 再エネ ~8GW
～2040 年	再生可能エネルギーの規模拡大（230 億ドル：再エネ・貯蔵） ・ 増加する再生可能エネルギーに対応する電力貯蔵設備の導入（15GW 1.3 TWh）。 ・ ガス火力発電は電力のバランシングのために利用。	火力発電 12GW 再エネ~47GW
～2050 年	カーボンニュートラルの達成（340 億ドル：再エネ・貯蔵） ・ 電力貯蔵設備の導入（39GW 44TWh）。 ・ リザーブ用を除くガス火力発電は廃止或いは水素混焼・専焼で利用。	再エネ 97GW

出典：A carbon-neutral electricity sector in Uzbekistan: Summary for policymakers を基にパシフィックコンサルタンツ作成

なお、「2020-2030 年ウズベキスタン共和国の電力供給コンセプト」（2020 年 5 月政府承認）[9]によれば、2030 年までに発電容量 30GW（太陽光 5GW、水力 3.8GW、原子力 2.4GW、風力 3GW）が追加される見込みである。

[7] 土地の劣化の中立性とは、生態系機能およびサービスを保持し、食料安全保障を向上させるために必要な、土地資源の量と質が、ある生態系もしくは空間において安定もしくは増進している状態をいう。（砂漠化対処条約（UNCCD）第 12 回締約国会議，外務省, 2015） https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ge/page22_002343.html

8 A carbon-neutral electricity sector in Uzbekistan: Summary for policymakers (Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan, 2021) https://minenergy.uz/en/lists/view/131

[9] Uzbekistan Announces Development of Low-Carbon Energy Strategy, (Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan, May 4 2020) https://minenergy.uz/en/news/view/613

3.1.3. ウズベキスタンでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

ウズベキスタンの GHG 排出状況や脱炭素化に向けた政策等より、以下の分野において JCM プロジェクト化の可能性が見込めると考える。

- 省エネ分野
  - ✓ 最終エネルギー消費が多い住宅部門や事業用ビル部門を中心に、高効率エアコンの普及やヒートポンプ技術など電化技術等による省エネを推進する事業。
  - ✓ 温暖化対策により電化が促進されると考えられるため、増加する電力需要に対応するため電力セクターの高効率化（発電所の高効率化、送配電ロスの低減、灌漑用ポンプの更新）を推進する事業。
  - ✓ 地域熱供給システムは多くの送熱損失が出ていることから、老朽化の進む熱供給システムの設備更新・効率改善を推進する事業。

- 発電分野
  - ✓ NDC では 2030 年までに電源構成に占める再生可能エネルギーの割合を 25%以上に増やすことを目標に掲げており、①既存発電所の近代化および更新、②エネルギー効率の高い発電技術を用いた発電所の建設、③電力計測システムの改善、④エネルギーの多様化および再生可能エネルギーの開発（特に太陽光）を推進する事業。

- その他
  - ✓ NDC や隔年報告書からは、「メタン漏出抑制」、「自動車代替燃料の促進」、「電動モビリティの導入」、「水素利用の促進に向けた水素サプライチェーンの構築」、「灌漑設備の省エネ」などが挙げられる。

3.1.4. ウズベキスタンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

ウズベキスタンにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、同国の日系企業等を中心に、脱炭素技術・製品の導入・普及展開についてヒアリングを実施した。渡航実績は下表のとおり。なお、ウズベキスタンに事務所を構えエネルギー関連事業を実施する日系企業は限定的であったため、経済産業省担当官と相談のうえ、第 2 回目の渡航はせずに、企業から相談を受けた場合にオンラインで対応することとした。

表 10 ウズベキスタンでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2023 年 10 月 1 日～10 月 7 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。現地調査では、面談先より、ウズベキスタンのエネルギーインフラが古く電力システムの強化が必要であること、2023 年の大統領令により公共機関・施設は 2026 年までに 30%を再生可能エネルギーにしなければならないことなどの同国内の状況を聞き、案件候補については、ウズベキスタン現地企業の省エネや太陽光等の再エネ、交通分野の電化や水素利用などの案件の可能性について協議を行った。

表 11 ウズベキスタンでの現地面談実績

日系機関・企業	現地機関・企業
・ 豊田通商株式会社 タシケント事務所 ・ 住友商事株式会社 タシケント事務所 ・ 丸紅株式会社 タシケント事務所 ・ 三菱商事株式会社 タシケント事務所 ・ 伊藤忠タシケント駐在員事務所 ・ JICA ウズベキスタン事務所 ・ JETRO タシケント事務所	・経済財務省グリーン経済発展局 ・All Solar LLC 社 ・HMB Investment LLC 社

3.1.5. ウズベキスタンでの JCM セミナーの開催

2023 年 11 月 2 日（木）に日本国経済産業省とウズベキスタン国経済財務省との共催、日本貿易振興機構（JETRO）タシケント事務所の協力のもとで、「ウズベキスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するウェビナー」を、オンライン形式にて開催した。

参加申込みは、合計 104 名（日本 54 名、ウズベキスタン 50 名）であった。プログラムでは、在ウズベキスタン日本国大使館 川島一等書記官による開会挨拶、ウズベキスタン国経済財務省グリーン経済開発局局長 Shokhzod Islamov 氏の開会挨拶の後、日本国経済産業省から JCM の最新動向等が説明された。JETRO タシケント事務所には、ウズベキスタンにおける CO2 排出削減の技術・ビジネスのトレンドが紹介され、その後、NEDO から JCM 実証事業の紹介と案件組成プロセスが示された。さらに、今年度に JCM 実現可能性調査に採択された阪和興業株式会社から JCM FS の実施内容を紹介した。JCM FS 事務局である当社からは JCM FS 応募におけるポイントを説明した。セミナーでは、ウズベキスタンにおける JCM の実施や活用に向けた質疑応答が活発に行われた。当セミナーの開催報告は「炭素市場エクスプレス」で紹介された。

ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナーのアジェンダは以下のとおり。

表 12 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（アジェンダ）

開催日：2023 年 11 月 2 日（木）10:00~11:45 (Uzbekistan time)
会場：Zoom
主催：日本国経済産業省、ウズベキスタン国経済財務省
協力：日本貿易振興機構（JETRO）タシケント事務所
事務局：パシフィックコンサルタンツ株式会社
言語：英語・ロシア語（同時通訳）

Uzbekistan Time	Contents	Speaker
10:00-10:15	Opening Remarks	Mr. Shintaro KAWASHIMA First Secretary, Embassy of Japan in Uzbekistan
		Mr. Shokhzod Islamov Head of the Green Economy Development Department, Ministry of Economy and Finance (MoEF)
10:15-10:25	Recent Developments of the Joint Crediting Mechanism (JCM)	Mr. Kohei MIZUNO Deputy Director of Global Environment Affairs Office. Industrial Science, Technology and Environment Policy Bureau, Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI)
10:25-10:35	Technology Needs to Reduce CO2 Emissions in Uzbekistan ➢ Hydrogen and Ammonia ➢ CCUS Trend ➢ Renewable Energy Business Trend	Mr. Vladimir Stanovov Analyst, Japan External Trade Organization (JETRO) Tashkent
10:35-10:50	NEDO JCM Demonstration Scheme	Mr. Dai MIZUGUCHI Director of Global Environment Technology Promotion Division, International Affairs Department, New Energy and Industrial Technology Development Organization, Japan (NEDO)
10:50-11:00	Feasibility Study on the Installation of Solar Power Generation, Storage Batteries, and Boiler fuel conversion for the public hospitals in the Republic of Uzbekistan	Mr. Akira OTAGURO Staff, Energy and Living Materials Division, Hanwa Co., Ltd.
11:00-11:10	Key Points for Utilizing METI JCM FS Schemes	Mr. Daiki NOSE Manager of the Sustainable Development Section, Project Management and Engineering Department. PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD. (Japan)
11:10-	Q & A Session	All participants
11:45	Closing Remarks	Mr. Kohei MIZUNO METI

ウェビナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 13 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（質疑応答）

No	質問	回答者	回答
1	２国間でクレジットをどのように分配するのか。	METI	JCM 事業の参加国は、事業参加国間及び各国政府間で協議し、それぞれの事業への貢献度を考慮してクレジットの配分を協議することで、クレジットの分配が決まる。
2	一案件ごとにどのくらいのファイナンスとクレジットがあるのか。	METI	プロジェクトによって大きく変わる。支援スキームにより異なるため、平均的なファイナンスのデータはない。
3	農業分野などの自然を用いた GHG 排出量の削減や吸収技術も JCM の対象になるのか。	METI	JCM プロジェクトとして認められる。ただし、日本とウズベキスタンの間で具体的なルールやガイドラインを確立する必要がある。
4	ウズベキスタンの民間企業は JCM を通して直接融資を受けることは可能か。	METI	ウ国企業は提携している日本企業を通じてのみ資金援助を受けることができる。
5	ウズベキスタン政府の中でどの省庁が JCM の窓口となるのか。	MOEF	パリ協定でウズベキスタンを代表した省庁は経済財政省（MOEF）であった。MOEF が炭素取引のフォーカルであることを示す大統領令がいくつかある。従って、JCM の窓口を担当する省庁としては、CDM や炭素取引に関するプロジェクトを既に行っている MOEF が適切であると考える。
6	ESG、変革、エネルギー、水管理等のプロジェクトは、JCM の資金融資を受けることは可能か。	METI	ESG は幅広い分野であるため、ESG プロジェクトについては明確にわからないが、エネルギーおよびその他のセクターは JCM を通じて資金融資を受けることが可能。
7	日本政府は経済産業省以外に JCM においてどのような支援を行っているのか。	METI	日本国環境省はいくつかの支援制度を設けている。「JCM の最新動向」資料の「JCM パートナー国に対する日本の支援の概要」というページに、環境省が JCM において 5 つのプログラムを提供していることを示している。

閉会後に実施したアンケートでは 14 名から回答を得た。主な回答結果は以下のとおり（数値は件数）。

表 14 ウズベキスタンにおける JCM の実施に関するウェビナー（アンケート結果）

質問	選択肢	回答数
本セミナーの開催について何処から知りましたか？（複数回答可）	炭素市場エクスプレス	1
	ウズベキスタン経済財務省	5
	環境インフラ海外展開プラットフォーム（JPRSI）	3
	公益財団法人地球環境センター(GEC)	5
	JETRO タシケント事務所	3
	その他	3
業種	エネルギー	2
	ユーティリティ	1
	エンジニアリング	4
	製造業	2
	商社	3
	その他業種	2
あなたは本セミナーのどの話題に興味を持ち参加されましたか。	JCM FS 及び民間 JCM（経済産業省）	2
	JCM 実現可能性調査の応募におけるポイント（パシフィックコンサルタンツ）	4
	JCM 方法論開発事業（NEDO）	4
	ウズベキスタンにおける脱炭素分野のビジネス動向について（JETRO）	3
	ウズベキスタンの経済発展の現状と JCM への期待、GHG 削減ポテンシャルと有望セクター（ウ国経済財務省）	1
（興味を持ったと回答した方へ）どのような点に関心がありますか。（複数回答可）	応募書類について	3
	JCM 実現可能性調査の進め方、要件等	3
	ウズベキスタンにおける脱炭素ビジネスの動向全般	4
	他企業の JCM 実現可能性調査の実例	4
	各プログラムでカバーされる費用	3
その他、セミナーや事務局に対する要望・提案があればお願いいたします。（自由回答）	引き続き「脱炭素ビジネスに関するウズベキスタンの動向」のほか、環境（法規）に関するセミナーの開催をお願いしたい。	

3.2.　ブラジルにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.2.1.　ブラジルの GHG 排出量

ブラジルの GHG 排出量（2020 年）は以下のとおり。

- GHG 排出量（2020 年）：1,064.7 Mt CO2e[10]
  - CO2 排出量（2020 年）：414.1 Mt CO2 (38.9%)[11]
  - CH4 排出量（2020 年）：449.2 CO2e Mt (42.2%)[12]

ブラジルのエネルギー起源 CO2 排出量（2020 年）は以下のとおり。[13]

- 燃料の燃焼による CO2 排出量: 388.0 Mt CO2
  - 燃料別 CO2 排出量：石油 68.6%, 天然ガス 16.5%, 石炭 14.2%, その他 0.8%
  - 部門別 CO2 排出率：運輸 47.0%, 工業 20.3%, 電力と熱 14.9%, その他エネルギー 7.5%, 家庭 4.9%, 農業 4.9%, 企業／公共サービス 0.5%

ブラジルのセクター別 GHG 排出量の割合からは、エネルギー部門が最大の排出源であり、次いで土地利用・土地利用変化および森林分野、農業分野が続く。

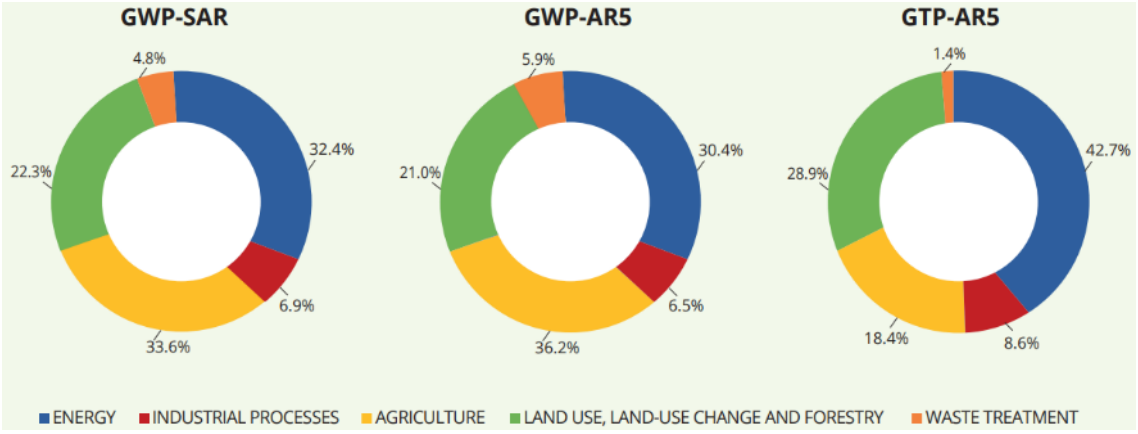


図 1 ブラジルのセクター別 GHG 排出量の割合（CO2e）[14]

出典：Fourth Biennial Update Report of Brazil to the UNFCCC (2020) https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR4.Brazil.pdf

同国の国別報告書第 4 版（4th National Communication）[15]によると、2016 年時点において、GHG 総排出量の多い上位 5 項目で約 16 億 1,293 万トン CO2e 程度であり、ブラジルの 2014 年の正味 GHG 排出量 14 億 6,730 万 tCO2e の約 110%に当たる[16]。特に CO2 排出が多い Grassland（転用のない草地）は、土壌管理を含む土地転用に伴う草地への転換による炭素の排出に関連している。

---

[10] World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2e) Brazil, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=BR

[11] World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) Brazil, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT?locations=BR

[12] World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) Brazil, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.METH.KT.CE?locations=BR

[13] IEA, Brazil, https://www.iea.org/countries/brazil

[14] Fourth Biennial Update Report of Brazil to the UNFCCC, 2020, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR4.Brazil.pdf

[15] ブラジルの国別報告書第 4 版（National Communication）（https://unfccc.int/sites/default/files/resource/4a%20Comunicacao%20Nacional.pdf）を元にパシフィックコンサルタンツが作成。

[16] 2016 年の正味 GHG 排出量：約 14 億 6,730 万トン CO2e（https://unfccc.int/sites/default/files/resource/4a%20Comunicacao%20Nacional.pdf）

表 15 ブラジルでの GHG 排出量が多い上位 5 項目（2016 年）

部門	カテゴリー	ktCO2e	主要な GHG
LULUCF	Grassland	640,377	CO2
Energy	Fuel Combustion Activities	403,772	CO2
Agriculture	Enteric Fermentation	282,713	CH4
Agriculture	Managed Soils	153,065	CH4
LULUCF	Cropland	132,999	CO2

出典：ブラジルの国別報告書第 4 版を基にパシフィックコンサルタンツが作成

ブラジルの 26 州のうち正味 GHG 排出量が多い上位 5 州を下表に示す。これらの州では主に LULUCF が主な排出源とされているが、サンパウロ州はエネルギー部門が主な排出源となっている。

表 16 ブラジルの正味 GHG 排出量が多い 5 州（2021 年）

州	州の特徴	正味 GHG 排出量	主な排出源
Pará パラー州	・ アマゾナス州と並んでブラジル最大級の面積を持つ州。 ・ 同州の広大な地域は、主に牛の放牧と大豆栽培が原因で、違法な森林伐採と土地占有が頻発する。 ・ 世界最大級の鉄鉱石の産地。	270,147 ktCO2e	LULUCF ／土地利用変化
Mato Grosso マットグロッソ州	・ ブラジルで 3 番目に広い州。面積の 74%は標高 600m 以下の低地。 ・ カンポ・セラード（サバナ)、パンタナル（世界最大の湿地)、アマゾン熱帯雨林の一部を有する。 ・ 国内最大の大豆の生産地であり、また、牧畜が盛ん。他州と比べて、農業部門の排出量が多い。	212,472 ktCO2e	LULUCF ／土地利用変化
São Paulo サンパウロ州	・ 人口、GDP は国内第 1 位。同国最大の都市があり、ブラジルの金融、経済、文化の中心地である。	149,380 ktCO2e	エネルギー ／火力発電による CO2 排出
Minas Gerais ミナスジェライス州	・ 人口は国内で 2 番目に多く、GDP は同国 3 番目、面積では 4 番目に大きい州。 ・ コーヒー（国内の約 75%)、牛乳（搾乳動物全体の 2 割を保有)、その他の農産物の生産が盛ん。 ・ 鉱物の主要生産地。	143,301 ktCO2e	農業部門／消化管内発酵に伴う CH 4 排出

Rondônia ロンドニア州	・ 人口が 5 番目に少ない州。 ・ かつて 200,000 km²（面積の 8~9 割）を超える熱帯雨林があったが、2003 年までに約 70,000 km² が伐採され、アマゾンで最も森林破壊が進んだ州となった。	115,895 ktCO2e	LULUCF ／土地利用変化

出典：Observatório Do Clima, SEEG (The System For Estimating GHG Emissions), 2023, Analysis of Greenhouse Gas Emissions and The Implications for Brazil's Climate Goals 1970-2021 [Análise das Emissões de Gases de Efeito Estufa e Suas Implicações Para as Metas Climáticas do Brasil 1970-2021], https://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2023/04/SEEG-10-anos-v5.pdf

国別報告書第 4 版によると、エネルギー発電源割合（2019 年）は以下のとおり。

- 在来型エネルギー：53.9%
  - 石油 34.4%, 天然ガス 12.2%, 石炭 5.3%, ウラン 1.4%, その他 0.6%
- 再生可能エネルギー：46.1%
  - 水力 12.4%, 木質バイオマス 8.7%, バガス 18.0%, その他 7.0%

3.2.2. ブラジルの主な GHG 排出削減戦略・計画

NDC（2022）[17]では、2025 年までに GHG 排出量を 2005 年比 37%削減、2030 年までに 50%削減する目標を表明し、2050 年までに気候中立（carbon neutrality）を実現することを目標として掲げる。ブラジルの NDC は、経済全体での GHG 排出量の絶対削減に基づく緩和アプローチを提言した数少ないケースの一つである。前述のとおりブラジルでは LULUCF からの排出が多いため、2028 年までに違法森林伐採の停止、荒廃した牧草地 1,500 万ヘクタールの回復など、分野別の緩和措置の実施を目標としている。またブラジルは総 GHG 排出量の削減を目指し下記プロジェクトを導入している。

- ABC+（Sectoral Plan for Climate Change Adaptation and Low Carbon Emission in Agriculture Seeking Sustainable Development 2020-2030）
  - 荒廃した土地の回復、窒素固定プロジェクト、土壌中の有機物（炭素）の蓄積の増加、不耕起農業、森林、作物および牛の繁殖の統合、アグロフォレストリーおよび森林植林などの実施が含まれる。
- RenovaBio
  - 運輸部門向けのバイオ燃料の生産量の増加プロジェクト。

ブラジルでは再生可能エネルギーの普及率が高く、2018 年の発電量 553 TWh に占める再生可能エネルギーの比率は 86.4%（2018 年時点、中国、米国に次いで世界 3 位の規模）に達している。そのうち水力が 72%を占めるが、バイオマスは世界 1 位の発電設備容量を有する。太陽光発電は、発電コストの低下、パネル等機器の価格低下その他の要因により、住宅・商業施設等での太陽光発電が急拡大した。[18]。

[17] Brazil 2022, NDC, https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Updated%20-%20First%20NDC%20-%20%20FINAL%20-%20PDF.pdf
[18] 日本ブラジル中央協会, 2020, 再生可能エネルギー大国ブラジル：その実力と脱「水力依存」への取り組み, https://nipo-brasil.org/wp-

2020 年 12 月、ブラジルの鉱山エネルギー省は「国家エネルギー計画 2050（PNE2050)」を公表している。同計画は、エネルギーの生産や消費に関する横断的課題、電源構成に関する方針、エネルギー輸送に関連するインフラ整備、技術開発などの多岐な事項について定めており、5 年に一度の頻度で見直しがなされているものである。これによると、2050 年には、2015 年比でエネルギー消費量が 2.2 倍、電力消費量が 3.3 倍になると予想しており、これに対応するための手段として、エネルギー源の多角化と量の確保を基本方針としている。電源構成については、現在発電量ベースで 7 割弱を占めている水力発電への依存度を低減し、バランスのとれた電源構成を目指すこととしている。このため、風力、太陽光、バイオマスなどの再生可能エネルギーを大幅に拡充するとともに、原子力発電の比率を増大させ、安定的なベースロード電源として、国内産の天然ガスを燃料にする火力発電の活用を目指す方針が示されている。また、運輸部門、産業部門での水素の利用にも言及されている。[19]

2021 年 2 月に同じく鉱山エネルギー省は国家水素戦略のベースとなる”Baseline to support the Brazilian Hydrogen Strategy”を公表。同年 8 月、国家水素プログラム（PNH2）を設立し 6 つの優先事項（技術強化、人材育成、計画、法規制枠組、市場開発、国際協力）を設定している。

運輸交通分野では、2020 年 2 月に、2030 年 1 月 1 日以降、ガソリンやディーゼル燃料の新車の販売が禁止され、2040 年 1 月 1 日以降、同車両の運行が禁止となる法案（PLS 304/2017）が可決された [20]。

3.2.3. ブラジルでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

ブラジルの GHG 排出状況や脱炭素化に向けた政策等より、以下の分野において JCM プロジェクト化の可能性が見込めると考える。

- 省エネ分野
  - ✓ 工業部門における省エネ技術の導入事業。
  - ✓ 運輸部門からの排出量が大きいが、EV インフラ設備が整っていないため、EV の普及が遅れている。[21] 従って、EV インフラの導入と EV 化による運輸部門からの CO2 排出量を削減する取組みのポテンシャルは高い。

- 再生可能エネルギー分野
  - ✓ 都市部から発生する固形廃棄物の量と CH 4 は増加傾向にある。従って廃棄物発電などの廃棄物からのエネルギー回収事業。
  - ✓ 農業部門からの排出量が大きく、牛の排泄物を活用したバイオガス発電と熱利用を行う事業。
  - ✓ 未利用の間伐材などの利活用など木質バイオマス発電事業。。

content/uploads/2020/04/471984deba9e6614d899aaa31eed7b92.pdf

[19] JETRO, 2020, 国家エネルギー計画国家エネルギー計画 2050 の素案を公表、パブコメ受付を開始, https://www.jetro.go.jp/biznews/2020/07/4461629d80b6b590.html

[20] Senado Federal https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=7148638&ts=1709321917398&disposition=inline

[21] Fitch Solutions, 2022, Brazil EV Profile: Optimistic Outlook, But Underdeveloped EV Infrastructure Will Weigh On EV Adoption, https://www.fitchsolutions.com/autos/brazil-ev-profile-optimistic-outlook-underdeveloped-ev-infrastructure-will-weigh-ev-adoption-27-10-2022

✓ 太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー導入による電力供給事業。

3.2.4. ブラジルでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

ブラジルにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、同国の日系企業等を中心に、脱炭素技術・製品の導入・普及展開についてヒアリングを実施した。渡航実績は下表のとおり。なお、ブラジルの日系民間企業の多くはサンパウロに事務所を構えているため、サンパウロを中心に現地調査を行った。

表 17 ブラジルでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2023 年 10 月 16 日～10 月 26 日
第二回渡航	2023 年 11 月 26 日～12 月 3 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。現地調査では、面談先より、ブラジルの炭素取引関連法が議会で議論中であり炭素クレジットに関心が高いこと、水力発電由来の電力やバイオマスエネルギーを活用する企業は多いことなどの同国内の状況を聞き、案件候補については、ブラジル現地企業の省エネやバイオマス利用、水素利用などの案件の可能性について協議を行った。

表 18 ブラジルでの現地面談実績

日系機関・企業
・ ORIENTAL CONSULTANTS GLOBAL DO BRASIL LTDA
・ Metal One do Brasil Indústria, Comércio e Representação Comercial Ltda. Head Office
・ 伯国三菱商事株式会社本店
・ TODA ENERGIA 2 Ltda.
・ ブラジル住友商事会社サンパウロ本社
・ 伊藤忠ブラジル会社
・ ブラジル味の素社
・ Kawasaki Motores do Brasil Ltda.
・ S.C. Toyota Tsusho do Brasil Ltda.
・ Ecogen Brasil Soluções Energéticas S.A.
・ 丸紅ブラジル会社
・ Yokogawa América do Sul Ltda.
・ Kanematsu America do Sul Importacao e Exportacao Ltda.
・ ブラジル三井物産株式会社 サンパウロ本店
・ 独立行政法人国際協力機構ブラジル事務所
・ 株式会社国際協力銀行リオデジャネイロ駐在員事務所
・ ブラジル日本商工会議所

3.2.5. ブラジルでの JCM セミナーの開催

2023 年 11 月 28 日（火）に日本国経済産業省主催、ブラジル日本商工会議所及び JETRO サンパウロ事務所の協力のもと「ブラジルにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー」を、ブラジル日本商工会議所会議室にて対面形式で開催した。

参加申込は 60 名を超える申し込みがあった。プログラムでは、ブラジル日本商工会議所副会頭（南米日本製鉄 社長）宮原達也環境委員長による開会挨拶の後、日本国経済産業省（日本よりオンライン参加）から JCM の最新動向等が説明され、JCM FS 事務局である当社から JCM 実現可能性調査の応募におけるポイントが示された。続いて NEDO（録画にて発表）からは NEDO JCM 実証事業の紹介と案件組成プロセスが示された。その後、JETRO サンパウロ事務所よりブラジルにおける炭素取引法案の概要とビジネス動向について説明があり、今年度に JCM FS に採択された AGC 株式会社から JCM FS 調査の実施内容を紹介した。セミナーでは、ブラジルにおける JCM の実施や活用に向けた質疑応答が活発に行われた。当セミナーの開催報告は「炭素市場エクスプレス」及びブラジル日本商工会議所ウェブサイトで紹介している。

ブラジルにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナーのアジェンダは以下のとおり。

表 19 ブラジルにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）

日時　：令和 5 年 11 月 28 日（火）15: 00 – 16: 40 （ブラジル時間 UTC-3）		
会場　：ブラジル日本商工会議所　大会議室		
主催　：日本国経済産業省		
協力　：ブラジル日本商工会議所、 JETRO サンパウ事務所		
事務局 ：ブラジル日本商工会議所、パシフィックコンサルタンツ株式会社		
言語　：日本語		
時間	内容	発表者
15:00-15:05	開催のあいさつ	ブラジル日本商工会議所 副会頭（南米日本製鉄 社長） 環境委員長 宮原達也
15:05-15:25	JCM 制度の概要と JCM 支援スキームの概要 ➢ JCM 実現可能性調査 ➢ 民間 JCM	経済産業省（オンライン） 産業技術環境局 環境政策課 地球環境対策室 課長補佐 JCM 担当 水野功平
15:25-15:35	JCM 実現可能性調査の応募におけるポイント	パシフィックコンサルタンツ株式会社 国際開発部 環境社会創造室 室長 野瀬大樹
15:35-15:45	NEDO JCM 実証事業について ➢ 概要紹介 ➢ 案件組成のプロセス	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）（ビデオ録画） 国際部 地球環境対策推進室 主幹 水口大
15:45-16:00	質疑応答	―
16:00-16:10	ブラジル炭素取引法とビジネス動向	JETRO サンパウロ事務所 次長 宮本敏央
16:10-16:20	JCM 実現可能性調査の実施を通じた展開	AGC 株式会社

	➢ 「ブラジル国苛性ソーダ・塩素製造プロセス転換による JCM 実現可能性調査」	経営企画本部 サステナビリティ推進部 プロフェッショナル 岡部正明
16:20-16:35	質疑応答	—
16:35-16:40	閉会のあいさつ	経済産業省（オンライン） 水野功平

セミナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 20 ブラジルにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）

No	質問	回答者	回答
1	合同委員会が指定する第 3 者機関は、具体的にどの国の事業者であるのか。	METI	日本とパートナー国で決定する。基本的に ISO14065 を取得している機関や国連の CDM の認証機関（DOE）を第 3 者機関として指定する。
2	ブラジルとの署名交渉についての進捗はどうか。	METI	ブラジルとは締結に向け随時アプローチを続けている。政権交代などもあったが、今月ブラジルの議会で炭素基本法が審議されていると聞いている。ブラジルは、炭素基本法を国内で整備する動きと併せて、JCM のような国際的なクレジットの枠組みにも積極的に対応していきたいという話を聞いている。
3	2030 年までに JCM で 1 億トンの CO2 削減を目指しているとのことだが、2030 年以降も JCM は継続されるのか。	METI	2050 年のカーボンニュートラルに向けて引き続き実施していくのではないかと考える。
4	METI の JCM FS ではエネルギー起源の CO2 削減が対象になるとあったが、一方で JETRO の説明によると、ブラジルは森林分野の吸収・固定のポテンシャルが大きいとされる。民間 JCM では森林分野は適用可能になるのか。可能である場合、注意点についても聞きたい。	METI	基本的には GHG を削減するプロジェクトは民間 JCM の対象となり得る。 ブラジル政府から森林分野の JCM を実施したいというニーズがあれば、JCM のガイドラインの対象にも入る可能性はある。ただし森林分野での JCM には特有の注意事項が必要となる。例えば、プロジェクト実施中に山火事が起こるリスク等に対処するためのバッファーを設ける等、細かいルールが必要になる。
5	ブラジルの現地企業が日本現地法人と組んだ場合に JCM FS の対象になるのか。	JCM FS 事務局	日本企業もしくは本社が日本にある現地法人であれば、それら法人は JCM FS に応募可能である。プロジェクトの実施場所はブラジル国内の日系企業や現地企業の工場等でも可能であり、そこは問わないが、

			応募者がどのような実施体制をとっているかが重要になる。 一方で JCM プロジェクトとして申請するため必ず現地企業が必要になる。現地企業は親会社がどの国かは問わない。
6	民間 JCM において、レファレンス排出量の設定、排出削減量においてのパートナー国との配分についての交渉で議論となる可能性はあるか。先方政府との交渉について日本側合同委員会メンバーからのフォローは可能か。過去に揉めたケースはあるのか。合意形成に至れない場合はどうするのか。	METI	交渉が必要になったケースは過去にある。そうなった時にどのように協議するかは、ケースバイケースである。特に相手国との配分に関しては、民間事業ベースで合意形成を図り、それを両国政府の合同委員会に報告することが基本になる。 昨今各国ともに NDC 目標達成を持っているため、日本側にクレジットを配分する際に、自国分を残したいという政府の意向も働くということも今後の議論であり得る。日本政府としては、プロジェクトでの資金の貢献度に応じて配分してもらいたいと考えている。
7	JCM プロジェクトの事例では、火力発電比率の高い国での省エネにつながるプロジェクトが多いと考える。一方でブラジルは水力発電比率が高いため、他国での省エネよりも CO2 削減量で劣ると考える。ブラジルで CO2 削減をするということについてどのような方法が考えられるか。	JCM FS 事務局	電力やエネルギー消費量の削減に関わる省エネプロジェクトの場合は、電力の排出係数が大きいほど削減に繋がるため火力発電所が多い国で多く見られるプロジェクトである。一方で、ブラジルの場合は電力の排出係数が低いため、プロジェクトの規模を拡大するか、化石燃料による自家発電を利用している工場でのエネルギー代替、工業プロセスの改善や燃料代替、グリーン水素の利用や発生した CO2 を回収・固定する技術等が今後のブラジルのポテンシャルになると考える。いずれにしても削減量を定量評価するための方法論が必要になるため、それを念頭に検討いただきたい。

閉会後に実施したアンケートでは 37 名から回答を得た。主な回答結果は以下のとおり（数値は件数）。

表 21 ブラジルにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）

質問	選択肢	回答数
業種	ガス	1
	官公庁	3
	建設業	1
	製造業	10

	商社	3
	その他業種	16
	未回答	3
本セミナー前に「二国間クレジット制度」を知っていましたか。	はい	29
	いいえ	8
本セミナー前に「二国間クレジット制度支援スキーム」を知っていましたか。	JCM 実現可能性調査（経済産業省）	9
	JCM 設備補助（環境省）	3
	JCM 実証事業（NEDO）	1
	JCM 方法論開発事業（NEDO）	0
	その他	0
	いずれも知らなかった	24
あなたは本セミナーのどの話題に興味を持ち参加されましたか。	JCM 実現可能性調査（経済産業省）	20
	民間 JCM（経済産業省）	3
	JCM 実現可能性調査の応募におけるポイント（パシフィックコンサルタンツ）	2
	JCM 実証事業（NEDO）	0
	ブラジルにおける脱炭素分野のビジネス動向について（JETRO）	11
	JCM 実現可能性調査の実施を通じた展開（AGC）	0
（興味を持ったと回答した方へ）どのような点に関心がありますか。（複数回答可）	JCM スキームの概要	17
	JCM 実現可能性調査の進め方、要件等	12
	民間 JCM の進め方、要件等	8
	NEDOJCM 実証の進め方、要件等	3
	ブラジルにおける脱炭素ビジネスの動向全般	29
	他企業の JCM 実現可能性調査の実例	5
	その他	1
その他、セミナーや事務局に対する要望・提案があればお願いいたします。（自由回答）	金融機関としてのサポートの具体的可能性について検討する。	

3.3. フィリピンにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.3.1. フィリピンの GHG 排出量

フィリピンの GHG 排出量（2020 年）は以下のとおり。

- GHG 排出量（2020 年）：224.972 MtCO2e[22]
  - CO2 排出量（2020 年）：133.471 MtCO2e (59.33%)[23]
  - CH4 排出量（2020 年）：65.722 MtCO2e (29.21%)[24]

フィリピンのエネルギー起源 CO2 排出量（2021 年）は以下のとおり。[25]

- 燃料の燃焼による CO2 排出量: 130.4 Mt CO2e
  - 燃料別 CO2 排出量: **石炭 56.79%**, 石油 38.20%, 天然ガス 5.06%,
  - 部門別 CO2 排出率: **電力と熱 56.96%**, 交通 24.19%, 工業 9.59%, その他エネルギー 9.30% (自宅、サービス業、農業)

フィリピンの Climate Change Commission による GHG 排出量インベントリー報告書[26]によると、同国ではエネルギー分野からの GHG 排出量が最も多く、次いで農業、運輸交通部門が続く。

表 22 フィリピンのセクター別 GHG 排出量の割合

	1994		2000		2010	
	MtCO2e	%(non-LUCF)	MtCO2e	%	MtCO2e	%
Agriculture	33.14	32.85	37	29.16	43.15	29.9
Waste	7.09	7.03	11.16	9.14	15.56	10.8
Industry	10.6	10.51	8.61	6.79	8.36	5.8
Transport	15.89	15.75	25.94	20.44	24.17	16.7
Energy	34.15	33.85	43.73	34.47	53.11	36.8
LUCF	-0.13		-105.11		-37	
Total (w/o LUCF)	100.87		126.88		144.352	

同インベントリー報告書によると、2010 年時点において、GHG 総排出量の多い上位 5 項目で約 9,924 万 tCO2e 程度であり、フィリピンの 2010 年の GHG 排出量 1 億 4,435 万 tCO2e の約 69%に当たる。

---

[22] World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent) Philippines, GHG emissions (kt) - Philippines | Data (worldbank.org)

[23] World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) Philippines, CO2 emissions (kt) - Philippines | Data (worldbank.org)

[24] World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) - Philippines | Data (worldbank.org)

[25] DOE, 2021, 2021 Key Energy Statistics (KES), https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/energy_statistics/doe-key-energy-statistics-2021-pocket-size.pdf

[26] Climate Change Commission, 2019, Philippine Greenhouse Gas Inventory Management and Reporting System (PGHGIMRS) Briefer. https://niccdies.climate.gov.ph/files/documents/20201026%20-%20GHG%20Briefer%204-pager%20Optimized.pdf を基にパシフィックコンサルタンツが作成

表 23 フィリピンで GHG 排出量が多い上位 5 項目（2016 年）

部門	カテゴリー	ktCO2e
Energy	Energy industries	33,020
Agriculture	Rice cultivation	22,377
Transport	Road	21,244
Energy	Manufacturing and construction	12,040
Waste	Wastewater	10,562

出典：ブラジルの国別報告書第 4 版を基にパシフィックコンサルタンツが作成

3.3.2. フィリピンの主な GHG 排出削減戦略・計画

フィリピンは島嶼国として 36,000 km に及ぶ長大な海岸線を有しかつ台風を始めとする自然災害が多く発生する国であり、気候変動による影響を受けやすい国の一つである。同国における気候変動の影響を軽減・回避するとともに、気候変動の原因となっている GHG 排出量を削減するため、フィリピン政府は NDC (2021 年)において、GHG 排出量ピークの目標を 2030 年とする他、GHG 排出削減については自国による努力で 2.71%、二国・多国間協力や基金などの支援を受けた場合は 72.29%削減する目標を掲げている。

その他、個別の政策・計画として以下が挙げられる。

- フィリピンエネルギー計画 2020-2040 (Philippine Energy Plan: PEP2020-2040) (2021 年)
  - Reference Scenario（= Business as Usual Scenario）における電力使用量は 2020 年の 91,369GWh から 2040 年に 335,691GWh へ増加する見通し。発電設備容量は 2020 年の 26,250MW から 2040 年に 95,670MW へ増加する見通しである。
  - エネルギー源別には天然ガスが、再生可能エネルギーの中では太陽光が最も多く利用される。
  - 前回の PEP2018-2040 では、Reference Scenario と Clean Energy Scenario の差は、いかに石炭火力をガス火力および再生可能エネルギーに転換するかであったが、PEP2020-2040 では、いずれのシナリオでも石炭火力は微増にとどまり、両シナリオの差はいかにガス火力を再生可能エネルギーに転換するかとなっている。特に、Clean Energy Scenario では、太陽光および風力発電が大きく伸びる。

- 再生可能エネルギー法（RA 9513：Renewable Energy Act of 2008）
  - 再生可能エネルギーの開発・利用・商業化を促進することが定められた。
  - 2012 年、エネルギー規制委員会は Feed-in Tariff (FIT) による導入目標と買取価格を公表した。
  - 再生可能エネルギー法に基づいて 2012 年 2 月に「再生可能エネルギープログラム」(National Renewable Energy Program：NREP)を策定し、2030 年までの導入目標（総容量を 2010 年比約 3 倍の 15,304 MW とする）を定めた。同プログラムでは、再生可能エネルギー開発を促進するための財政的な優遇措置（7 年間の法人税免税や 10 年間の設

備の輸入関税免除等）や非財政的な優遇措置（再生可能エネルギーによる発電の優遇等）を規定している。

- 2013 年 7 月、同委員会は自家発電における余剰電力を売電可能とする「ネットメータリング制度」を承認した。100 kW 以下のシステムを対象とし、2020 年 10 月には改定版が公表されている。
- フィリピンでは 2022 年 11 月から再生可能エネルギープロジェクトに対して、外資系企業による 100%の出資を認めている

・ バイオ燃料法（RA 9367：Biofuels Act of 2006）

- 自動車燃料へのバイオ燃料混合を義務づけている。バイオディーゼルは、法律の発効後 3 カ月以内に 1%、同 2 年以内に 2%の混合、バイオエタノールは、同法の発効後 2 年後には 5%、4 年後には 10%のガソリン燃料への混合が規定されている。
- 「フィリピンエネルギー計画 2020-2040」では、バイオ燃料については、2040 年までにバイオディーゼルは 5%混合、バイオエタノールは 10%混合を目標としている。

・ フィリピンにおける電気自動車産業の発展（Republic Act 11697 or Electric Vehicle Industry Development Act (EVIDA)) (2022)

- EVIDA では「Comprehensive Roadmap for the Electric Vehicle Industry」（CREVI）を制定し、国内の EV の開発、商業化、利用を加速させるための年次作業計画を定めている。EVIDA は以下の財政的インセンティブを提供する。
  - ✓ EV、充電ステーション、バッテリー、部品・コンポーネントの製造・組み立ては、(i) 戦略的投資優先計画への組み入れ、(ii) 既存の優遇措置の適用可能性を判断するための評価プロセスを経る。
  - ✓ 完全に製造された EV の輸入は通常、TRAIN 法（R.A. No.10963）に基づく優遇措置を受けることができる。
  - ✓ EVIDA 発効から 8 年間は、完全な充電ステーションの輸入は関税が免除される。
  - ✓ バッテリーEV とハイブリッド EV の利用は、EVIDA 発効から 8 年間、自動車使用料、自動車登録料、検査料の支払いから、それぞれ 30%と 15%の割引を受けることができる。

3.3.3. フィリピンでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

フィリピンの GHG 排出状況や脱炭素化に向けた政策等より、以下の分野において JCM プロジェクト化の可能性が見込めると考える。

- 省エネ分野
  - ✓ 製造業部門における省エネ技術の導入事業。
  - ✓ 運輸部門からの排出量が大きく、バイオ燃料への転換や EV 化に向けた政策も実施されていることから、運輸部門からの CO_2 排出量を削減する取組みのポテンシャルは

高い。

- 再生可能エネルギー分野
  - ✓ 太陽光発電の利用は拡大しており、特に、産業・商業分野での利用が見込まれる。
  - ✓ 海洋に囲まれたフィリピンでは、洋上風力発電もポテンシャルがある。

3.3.4. フィリピンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

フィリピンにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、同国の日系企業等を中心に、脱炭素技術・製品の導入・普及展開についてヒアリングを実施した。渡航実績は下表のとおり。なお、フィリピンは島嶼が多く、マニラ周辺に日系企業が多いものの、複数に島に分散しているため、第 1 回目渡航ではマニラ、セブ、ダバオの日系団体を訪れるなどした。また、マニラ近郊には日系工業団地も多く、工業団地管理事業者への JCM の説明なども実施した。

表 24 ブラジルでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2023 年 11 月 20 日-11 月 25 日
第二回渡航	2023 年 1 月 17 日-1 月 24 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。現地調査では、面談先より、同国のネットメータリング制度の概要などの同国内の状況やフィリピンは製造拠点であるが JCM 等の仕組みの活用の意思決定はシンガポール事務所にあるといったことなどを聞き、案件候補については、フィリピン現地企業の省エネやバイオマス利用などの案件の可能性について協議を行った。

表 25 フィリピンでの現地面談実績

日系機関・企業	現地政府等
・伊藤忠商事株式会社マニラ支店 ・JETRO マニラ事務所 ・BPI Century Tokyo Lease & Finance Corporation（東京センチュリー株式会社） ・フィリピン日本商工会議所 ・ミンダナオ日本人商工会議所 ・Nakashin Davao International　Inc. ・三井住友銀行マニラ支店 ・セブ日本人商工会議所 ・Cenapro　Chemical Corporation（株式会社クラレ） ・在セブ日本国総領事館 ・在フィリピン日本国大使館	・Department of Energy of the Philippines ・アジア開発銀行 ・Department of Environment and Natural Resources of the Philippines ・First Philippine Industrial Park (FPIP)（工業団地） ・　LIMA Technology Center（Aboitiz グループ・工業団地）

・在ダバオ日本国総領事館・日系企業窓口 ・丸紅株式会社マニラ支店 ・Kubota Philippines, Inc.（株式会社クボタ） ・豊田通商株式会社 マニラ支店 ・古河 AS 株式会社 ・　Green Carbon Inc.	

3.3.5. フィリピンでの JCM セミナーの開催

2024 年 1 月 19 日（金）に、日本国経済産業省の主催で、フィリピン日本商工会議所の協力のもと、「フィリピンにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー」を、フィリピン日本商工会議所会議室とオンライン（ZOOM）でのハイブリッドにて開催した。

参加申込みは、合計 131 名（日本 109 名、フィリピン 27 名）であった。プログラムでは、在フィリピン日本国大使館 二瓶大輔経済公使による開会挨拶の後、日本国経済産業省（日本よりオンライン参加）から JCM の最新動向等が説明された。続いてフィリピン国環境天然資源省のアルバート A. マガラン氏からフィリピンにおける JCM の実施と今後の報告制、フィリピン国エネルギー省からは、フィリピンのエネルギー分野における GHG 排出削減の可能性と緩和戦略について説明がなされた。その後、JETRO マニラ事務所よりフィリピンでの技術に関するニーズについて説明があり、続いて JCM FS 事務局であるパシフィックコンサルタンツ株式会社から JCM 実現可能性調査の応募におけるポイントを示した。NEDO（録画にて発表）からは NEDO JCM 実証事業の概要が紹介された。最後に、今年度に JCM FS に採択された電源開発株式会社から JCM FS 調査の実施内容が紹介された。セミナーでは、フィリピンにおける JCM の実施や活用に向けた質疑応答が活発に行われた。当セミナーの開催報告は「炭素市場エクスプレス」で紹介している。

フィリピンにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナーのアジェンダは以下のとおり。

表 26 フィリピンにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）

日時　：2024 年 1 月 19 日（金）15:00-17:05（マニラ時間） 会場　：フィリピン日本商工会議所会議室とオンライン（ZOOM）でのハイブリッド 主催　：日本国経済産業省 事務局　：フィリピン日本商工会議所、パシフィックコンサルタンツ株式会社 言語　：日本語、英語（同時通訳）		
時間	内容	発注者
15:00-15:05	開会のあいさつ	在フィリピン日本国大使館 経済公使　二瓶大輔
Part I: JCM 制度とフィリピン国の気候変動関連政策		
15:05-15:15	JCM 制度の概要	経済産業省 産業技術環境局 環境政策課 地球環境対策室 課長補佐 JCM 担当 水野功平
15:15-15:25	フィリピンにおける JCM の実施と今後の方向性	フィリピン国環境・天然資源省 気候変動情報・技術支援課長

		フィリピン JCM JC フォーカルパーソン アルバート A. マガラン
15:25-15:35	フィリピンのエネルギー分野における GHG 削減の可能性と緩和に関する戦略	フィリピン国エネルギー省 エネルギー政策・計画局 ディレクターIV マイケル O. シノクルーズ
15:35-15:45	フィリピンにおける技術に関するニーズ	JETRO マニラ事務所 ディレクター　須藤真
15:45-16:00	質疑応答	-
Part II: JCMFS スキームの利用方法		
16:00-16:15	METI-JCMFS の紹介	パシフィックコンサルタンツ株式会社 国際開発部 環境社会創造室 主任技師　川島有子
16:15-16:30	NEDO JCM 実証事業について • 概要紹介 • 案件組成のプロセス	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO） 国際部 地球環境対策推進室 主幹 水口大
16:30-16:40	JCM 実現可能性調査スタディ事例	電源開発株式会社 国際営業部　部長代理 清水 健司
16:40-17:00	質疑応答	-
17:00-17:05	閉会のあいさつ	経済産業省（オンライン） 水野功平

セミナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 27 フィリピンにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）

No	質問	回答者	回答
1	JCM クレジットの認証プロセス・手続き方法（特に方法論の承認及びクレジットの承認・発行)を教えて欲しい。 クレジットが利用可能な国は日本と JCM 協定締結国のみか。EU ETS で利用可能か。 国内でクレジットを取得した企業は当該クレジットを利用時に償却するのか。国別登録簿に移転して二次利用不可能な形にするのか。	METI	JCM クレジットはパートナー国と日本でそれぞれ発行される。 日本側に発行されたものは日本の登録簿に登録され、その際には企業に口座を作ってもらい、取得したクレジットは企業が保有する。それを企業が使う際には、「無効化」と「取り消し」というやり方もあるため、詳しくは JCM の実施要項を参照していただきたい。 EU ETS での利用は出来ない。
2	フィリピンのエネルギープロジェクト開発に JCM を活用するにはどのようにすればい	DOE	JCM の合同委員会で定められた基準を満たせば、実施できる再生可能エネルギープロジェクトに制限はない。日本側として日系資本のパートナー企業を確

	いのか。JCM を活用するための条件は何か。		保する必要があり、方法論は DOE と DENR が参加する合同委員会によって承認されなければならない。まずは、フィリピンの現地企業は日本のパートナー企業を探す必要があり、その逆も同様である。太陽光、バイオマス、風力などのあらゆる再生可能エネルギープロジェクトが対象である。
3	民間企業はどのようにすれば、JCM に参画できるのか。	METI	基本的には、パートナーとなる日本企業を見つけてもらい、一緒に JCM プロジェクトを形成してもらい、両国の定めている JCM のルールに基づいて申請してもらう形になる。
4	フィリピンとは 2017 年に JCM の協定を締結しており、4 件が JCM プロジェクトとして登録済であるもののクレジットの発行までは進んでいないとのことだが、民間セクターが JCM から得られるクレジットはどのように計算されるのか。投資額や投資比率に基づくのか。また、炭素クレジットを 100%日本に輸出することは可能か。	DENR	DENR は、パリ協定 6.2 条の交渉に基づくガイダンスの作成に取り組んでいる最中であり、クレジットの分担の話も含め、関係者が議論をしている。 現在の JCM では、基本、プロジェクトの投資費用に応じてクレジットを分配することになる。 2 番目の質問については、投資費用の一部は現地またはフィリピン側が負担することになるため、フィリピン側への応分の分配が行われることになるだろうが、配分は現地のパートナーとも協議するのがよい。フィリピン政府も NDC の達成に向けて炭素クレジットの利用を検討しているため、一定程度はクレジットをフィリピンに残す必要がある。
5	税制優遇措置であるグリーンエネルギーオプションプログラム（GEOP）について、また GEOP と投資委員会の非課税プロジェクト事業との違いも教えてほしい。	DOE	GEOP は、消費者が電力をエネルギー源に応じて選択するためのものであり、消費者はこの権利を有するが、この仕組みの対象となるためには一定量以上の規模の需要者である必要がある。一方、税制上の優遇措置については、再生可能エネルギー事業者に与えられるもので、所得税免税やその他の財政上の優遇措置がある。BOI は、7 年間の法人所得税免除、機械設備や資材の免税輸入等を再生可能エネルギー事業者に提供している。
6	フィリピン政府は、電力排出係数の更新を検討しているか。	DENR DOE	排出係数の更新においては、我が国で開発された排出係数を使用することが望ましい。 電力排出係数（National Grid Emission Factors）については、更新されたばかりであり、最新のフィリピンエネルギー計画とともに公表される予定である。
7	ODA の本邦技術活用条件（STEP：Special Terms for	JCM S 事務局	ODA は JICA が提供するものであり、ODA 事業を JCM 事業とすることはできない。ADB が実施して

	Economic Partnership）と比べて、ADB の JCM 日本基金はどうか。		いる JCM 日本基金は、通常の ADB プロジェクトにおいて、よりエネルギー効率に優れた設備を導入するといった ADB プロジェクトを補完する JCM である。
8	フィリピンで利用可能な JCM クレジットの量はどの程くらいを見込んでいるのか。	JCM FS 事務局	2017 年にフィリピンは JCM パートナー国として署名し、現在 4 件のプロジェクトが公式に JCM プロジェクトとして登録されている。しかし、まだクレジット発行まで進んでいるプロジェクトはない。

閉会後に実施したアンケートでは 18 名から回答を得た。主な回答結果は以下のとおり（数値は件数)。

表 28 フィリピンにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）

質問	選択肢	回答数
本セミナーの開催について何処から知りましたか？（複数回答可）	パシフィックコンサルタンツ株式会社からのお知らせ	1
	フィリピン日本商工会議所からのお知らせ	12
	ミンダナオ日本人商工会議所からのお知らせ	1
	JETRO からのお知らせ	2
	その他	2
業種	エネルギー	1
	官公庁	3
	工業	1
	製造業	8
	商社	2
	その他業種	3
あなたは本セミナーのどの話題に興味を持ち参加されましたか。	JCM 制度の概要（経済産業省）	7
	エネルギー分野における GHG 削減の可能性と緩和に関する戦略及び JCM の活用方法（DOE）	4
	フィリピンにおける技術に関するニーズ（JETRO）	3
	JCM 実現可能性調査の応募におけるポイント（パシフィックコンサルタンツ）	1
	JCM 実現可能性調査スタディ事例（電源開発）	3
（興味を持ったと回答した方へ）どのような点に関心がありますか。(複数回答可)	プロジェクトが得られるクレジット発行の蓋然性･追加収入の程度とその確からしさ。	1
	各プログラムが対象とする脱炭素技術	7
	各プログラムが負担する費用／コスト	5
	各プログラムの既存プロジェクトの例	3

	各プログラムへの申し込み手続き	2
その他、セミナーや事務局に対する要望・提案があればお願いいたします。（自由回答）	日本本社のサポートや JCM の支援を受けながら CO2 削減プロジェクトを実施できるということなど、多くの情報を得ることができた。 民間で事業を行うために利用したい制度ではあるが、依然難しい制度である印象を受けた。 企業による具体的な事例を知ることが出来た。 JCM クレジットの仕組み及び事例が分かった。 プレゼン資料は、音声だけでなく、日本語と訳の両方が書かれていると良い。音声は非常に理解しやすいが、プレゼンによっては資料の英訳の方が助けになる。 十分な質疑応答の時間を確保してほしい。	

3.4. インドにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.4.1. インドの GHG 排出量

インドの GHG 排出量（2020 年）は以下のとおり。

- GHG 排出量（2020 年）：3,200.8 MtCO2e[27]
  - CO2 排出量（2020 年）：2,200.8 MtCO2e (68.8%)[28]
  - CH4 排出量（2020 年）：697.7 MtCO2e (21.8%)[29]

インドのエネルギー起源 CO2 排出量（2020 年）は以下のとおり。[30]

- 燃料の燃焼による CO2 排出量: 2,074.7 MtCO2
  - 燃料別 CO2 排出量: 石炭 70.6%, 石油 25.5%, 天然ガス 3.8%, その他 0.1%
  - 部門別 CO2 排出率: 電力と熱 51.0%, 工業 24.2%, 運輸 13.0%, 家庭 4.5%, 非特定の最終消費量 1.6%, 企業・事業所 1.5%, 農業 1.4%, その他 2.8%

インドの国別報告書第 3 版(3rd National Communication and Initial Adaptation Communication)[31]によると、下図のように、エネルギー分野が最大の排出源であり、次いで農業、工業プロセスが続く。

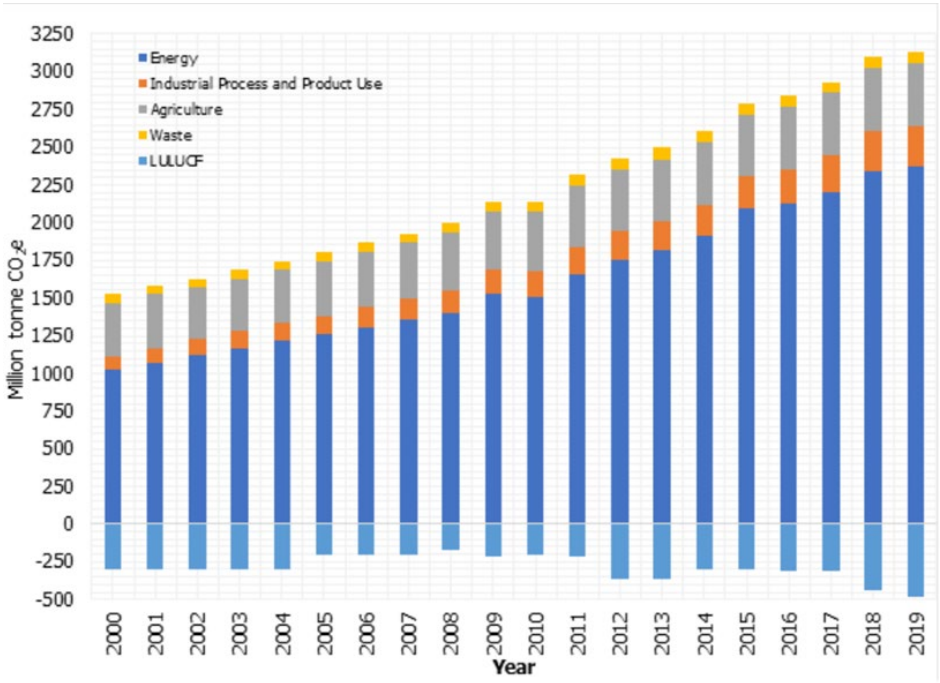


図 2 インドの部門別 GHG 排出量の経年変化（2000 年～2019 年）

[27] World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent) India, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=IN

[28] World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) India, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT?locations=IN

[29] World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) India, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.METH.KT.CE?locations=IN

[30] IEA, India, https://www.iea.org/countries/india

[31] Ministry of Environment, Forest and Climate Change, Government of India, 2023, India Third National Communication and Initial Adaptation Communication to The United Nations Framework Convention on Climate Change, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/India-TNC-IAC.pdf

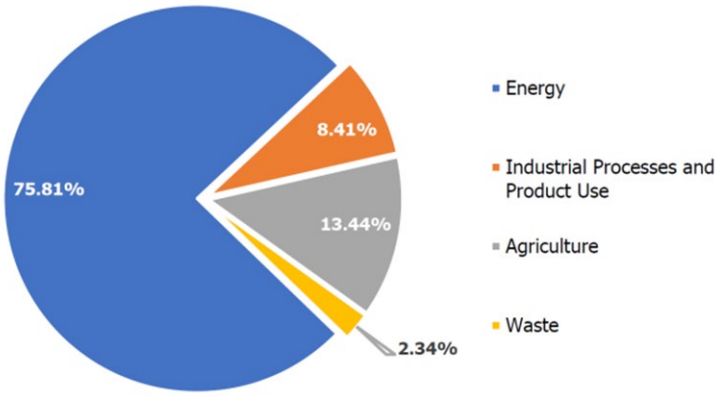


図 3 インドの部門別 GHG 排出量の割合（2019 年）

インドの正味 GHG 排出量（LULUCF 含む）は 2019 年時点で 2,646,556 ktCO2e であり、GHG 排出量が多い国ランキングでは米国、中国に次いで第 3 位である。インド全体の CO2 排出量の約 93%をエネルギー分野から排出しており、エネルギー分野で最も GHG 排出量の多いカテゴリーは Electricity production（発電及び熱供給）である。

表 29 インドでの GHG 排出量が多い上位 5 項目（2019 年）

部門	カテゴリー	ktCO2e	主要な GHG
Energy	Electricity production	1,233,554	CO2
Transport	Road	277,460	CO2
Agriculture	Enteric fermentation	223,251	CH4
Energy	Nonspecific industries	170,142	CO2
Energy	Residential	158,462	CO2

出典：ブラジルの国別報告書第 4 版を基にパシフィックコンサルタンツが作成

インドは主要なエネルギー源として石炭に大きく依存している。2012 年から 2022 年の石炭生産量の年平均成長率は 3.8%であり、FY2020-21 年のみ前年から 8.7%の増加率を示した。また IEA の試算によると、2040 年にはインドの一次エネルギー使用量は 1.7 倍となり、米国の水準と拮抗する。また 2040 年では一次エネルギー資源の約 7 割が化石燃料由来であると予想されている。[32]

[32] NEDO ニューデリー事務所，インドのエネルギー関連政策及び企業動向と日系企業のビジネスチャンス, 2021, https://www.nedo.go.jp/content/100938546.pdf

表 30 一次エネルギー供給源の内訳（FY2021-22 年）[33]

No.	エネルギー供給源	供給量（ktoe）	割合
1	石炭	415,032	56.1%
2	褐炭	—	
3	原油	246,987	33.4%
4	石油製品（純輸入）	-23,209	-3.1%
5	天然ガス	59,939	8.1%
6	原子力	12,278	1.7%
7	水力発電	13,070	1.8%
8	太陽光、風力、他	15,429	2.1%
9	電力（純輸入）	-141	-0.01%
	TOTAL (1-9)	739,386	

化石燃料由来 94.5%

出典：Energy Statistics India 2023, Chapter 7 Energy Balance and Sankey Diagram(Ministry of Statistics and Programme Implementation, 2023) https://mospi.gov.in/sites/default/files/publication_reports/Energy_Statistics_2023/Chapter-7_07022024.pdf

現在インドには利用可能な資源として約 1,490,727 MW の再生可能エネルギーのポテンシャルがあると推定されている。[34]

- 太陽光発電：748,990 MW
- 風力発電（マスト高さ 120 m）：695,509 MW
- 小水力発電：21,134 MW
- バイオマス発電ー：17,538 MW
- バガスコジェネレーション：5,000 MW
- 産業廃棄物のエネルギー利用：2,556 MW

3.4.2. インドの主な GHG 排出削減戦略・計画

インドの NDC は、国全体としての実質 GDP あたりの GHG 排出量である「CO2 排出源単位（炭素集約度）」を削減し、実質 GDP あたりのエネルギー消費量である「エネルギー消費原単位（エネルギー効率）」を長期的に向上させ、経済の脆弱な部門や社会を守ることを目的とする。

最新の NDC（2022 年）[35] は 2021~2030 年にかけて、再生可能エネルギー、自動車におけるクリーンエネルギー産業、電気自動車や超効率家電などの低排出製品の製造、グリーン水素などの革新的技術、グリーンジョブの全体的な増加等のクリーンエネルギーへの移行の枠組みも示している 。

NDC（2022 年）では、2030 年までに実質 GDP あたりの GHG 排出量を 2005 年レベルから 45%削減し、2030 年までに非化石燃料ベースのエネルギー資源による累積電力設備容量の割合を約 50%達成するというの目標を掲げている。

[33] MoSPI, 2023, Energy Statistics India 2023, Chapter 7 Energy Balance and Sankey Diagram, https://mospi.gov.in/sites/default/files/publication_reports/Energy_Statistics_2023/Chapter-7_07022024.pdf
[34] MoSPI, 2023, Energy Statistics India 2023, Chapter 1 Reserves and Potential for Generation, https://mospi.gov.in/sites/default/files/publication_reports/Energy_Statistics_2023/Chapter-1_07022024.pdf
[35] Government of India, 2022, India Updated First Nationally Determined Contribution https://unfccc.int/documents/611411

また、インドは自国の NDC 目標の達成に向けて、インドの正式な気候目標として「パンチャムリット（Panchamrit)」（炭素削減に関する 5 つの誓約）を発表している（2022 年)。[36]。これにより、途上国による気候変動対策の実施には、気候変動資金と低コストの気候変動技術の移転がより重要視されることが明確化された

- 2030 年までに非化石エネルギー容量を 500GW 達成する。
- 2030 年までにエネルギー需要の 50%を再生可能エネルギーから賄う。
- 2030 年までに予測される炭素排出総量を 10 億トン削減する。
- 2030 年までに経済（実質 GDP）あたりの炭素集約度（GHG 排出量）を 2005 年のレベルから 45%削減する。
- 2070 年までにネットゼロを実現する。

インドの国別報告書第 3 版（2023 年) [37] によると、インドでは、エネルギー効率化や再生可能エネルギーの普及促進に関する政策が実施されている。

表 31 環境・エネルギー関連の主要政策・戦略

政策名	制定年	目標範囲	概要
Perform Achieve and Trade（PAT）	2012 年	エネルギー効率	・ 国家エネルギー効率向上を目的とする PAT は、エネルギー集約産業における特定のエネルギー消費量を削減するための規制手段であり、取引可能な超過省エネ量の認証を通じて費用対効果を高める市場ベースのメカニズムを備えている。 ・ PAT I サイクル（2012-2015 年）では、400 以上のエネルギー多消費企業のエネルギー消費量を目標の 4.1%を上回る 5.3%削減することに成功している。
PAT II	2016 年	エネルギー効率	・ 2016-2019 年において、配電事業者の省エネ目標は 4.675 Mtoe だったのに対し、2022 年末時点で 2.423 Mtoe（約 1 億 502 万トンの CO2 削減に相当する）に留まった。
Municipal Demand Side Management (MuDSM)	2007 年	エネルギー効率	・ 地方自治体における大量のエネルギーを節約すべく、エネルギー効率局（Bureau of Energy Efficiency; BEE）はこのプログラムを通して都市部の地方団体の全体的なエネルギー効率の向上とエネルギー供給コストの削減を目指す。 ・ 結果として電力消費量の大幅な節約につながり、2021-2022 年に 587 万トンの CO2 排出量削減につ

[36] Press Information Bureau, Government of India, 2022, https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1795071

[37] Ministry of Environment, Forest and Climate Change, Government of India, 2023, India Third National Communication and Initial Adaptation Communication to The United Nations Framework Convention on Climate Change, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/India-TNC-IAC.pdf

			ながった。
Street Lighting National Programme (SNLP)	2015 年	エネルギー効率	・ Energy Efficiency Services Limited（EESL）によって導入され、都市部の地方自治体にとっては初期費用なしで、従来の街路灯をエネルギー効率の高い街路灯に置き換えるプログラムである。 ・ 2022 年 3 月 31 日時点で累積 1,260 万インドルピー分の LED 街路灯を設置し、5.87 MtCO2 の削減につながった。
Tariff Policy 2016	2016 年	再生エネ	・ 再生可能エネルギー購入義務（Renewable Purchase Obligations: RPO）を遵守するための再生可能エネルギー証明書（Renewable Energy Certificate: REC）メカニズムを推進。 ・ RPO は、電力小売業者に対し、太陽光および非太陽光再生可能エネルギー技術から電力の最低割合を購入することを義務付けている。
Pradhan Mantri Kisan Urja Suraksha evam Utthan Mahabhiyan (PM-KUSUM)	2019 年	再エネ（太陽光）	・ 「インド全土にエネルギーと水セキュリティを提供することにより、農業部門の脱ディーゼル化と農民の収入の向上」を目的としたこの計画には、太陽エネルギー利用灌漑システムの実装に関して 3 つの主要な要素を備えている。 A) 不毛/休閑地（賃貸または所有）に 10 GW の分散型で系統接続型太陽光発電所またはその他の再生可能エネルギー発電所を設置する。 B) 200 万台の独立型ソーラーポンプを設置する。個々の農家は、州と中央の補助金を受けて、最大 7.5 馬力の容量を持つ独立型分散型ソーラーポンプを設置できる。 C) 150 万台の系統接続された太陽光発電農業用ポンプによって、農家は生成されたエネルギーで灌漑需要を満たし、余剰電力をを配電事業者に販売することができる。

表 32 Tariff Policy 2016 での再生可能エネルギー購入義務（RPO）の割合

Year	風力発電	水力発電	その他再エネ	合計 RPO
2022-23	0.81%	0.35%	23.44%	24.61%
2023-24	1.60%	0.66%	24.81%	27.08%
2024-25	2.46%	1.08%	26.37%	29.91%
2025-26	3.36%	1.48%	28.17%	33.01%

2026-27	4.29%	1.80%	29.86%	35.95%
2027-28	5.23%	2.15%	31.43%	38.81%
2028-29	6.16%	2.51%	32.69%	41.36%
2029-30	6.94%	2.82%	33.57%	43.44%

インド政府は 2012 年に National E-Mobility Program を制定し、2013 年には National Electric Mobility Mission Plan 2020 を掲げ、2020 年までに 600～700 万台の EV 販売目標を掲げた。その後、現在では 2030 年までに自家用車の 30%、商用車の 70%、2 輪車・3 輪車の 80%を電動化する[38]という数値目標を設定している。

インド政府は、国家グリーン水素ミッション（National Green Hydrogen Mission, 2023 年）[39]にてグリーン水素とグリーンアンモニアの輸出目標を発表した。この政策は、2030 年までに年間 500 万トンのグリーン水素の生産と、それに必要な再生可能エネルギー容量の関連開発を達成することを目標としている。

- 2030 年までの成果目標として以下が挙げられている。
  - 国内で少なくとも年間 500 万トンのグリーン水素生産能力を開発し、関連する再生可能エネルギー容量を約 125GW 追加する。
  - 8 兆 INR 以上の投資総額。
  - 600 万人を超える雇用の創出。
  - 化石燃料輸入額の累積削減額が 1 兆 INR。
  - 年間 5,000 万トンの GHG 排出量削減。

炭素市場の導入については、2022 年 12 月に省エネ法を改正しており、カーボンクレジットはインド国内で優先的に使用されるが、先進技術により生じるカーボンクレジットは国内指定機関により販売される可能性があるとしている。[40] 2023 年 2 月には、パリ協定 6.2 条協力的アプローチの対象技術を公表している。これら技術リストは 3 年で更新される見込みである。[41]

表 33 インドにおける協力的アプローチの下での炭素クレジット取引の対象技術リスト

GHG Mitigation Activities	
1.	Renewable energy with storage (only stored component)
2.	Solar thermal power
3.	Off- shore wind
4.	Green Hydrogen
5.	Compressed bio-gas

[38] Govt intends to have EV sales penetration of 30% for private cars by 2030: Nitin Gadkari, The Economic Times, Oct 08, 2021, https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/govt-intends-to-have-ev-sales-penetration-of-30-for-private-cars-by-2030-nitin-gadkari/articleshow/86864936.cms

[39] National Green Hydrogen Mission, https://www.india.gov.in/spotlight/national-green-hydrogen-mission

[40] Press Information Bureau, 2022, Creation of Carbon Markets https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1883921

[41] Press Information Bureau, 2023, Activities finalised to be considered for trading of carbon credits under Article 6.2 mechanism to facilitate transfer of emerging technologies and mobilise international finance in India pib.gov.in/PressReleaseIframePage.aspx?PRID=1900216

6.	Emerging mobility solutions like fuel cells
7.	High end technology for energy efficiency
8.	Sustainable Aviation Fuel
9.	Best available technologies for process improvement in hard to abate sectors
10.	Tidal energy, Ocean Thermal Energy, Ocean Salt Gradient Energy, Ocean Wave Energy and Ocean Current Energy
11.	High Voltage Direct Current Transmission in conjunction with the renewal energy projects
Alternate Materials	
12.	Green Ammonia
Removal Activities	
13.	Carbon Capture Utilization and Storage

3.4.3. インドでの JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

インドの GHG 排出状況や脱炭素化に向けた政策等より、以下の分野において JCM プロジェクト化の可能性が見込めると考える。

- 省エネ分野
  - ✓ エネルギー起源 CO2 排出割合の高い工業分野における省エネ事業。
  - ✓ 野心的な EV 化目標値など交通分野での電動化事業。
- 再生可能エネルギー分野
  - ✓ NDC でも再生可能エネルギーの増強がうたわれているなど、再生可能エネルギーへの需要は多い。特にインドでは、その地理的特性により太陽光及び風力は競争力の高い電源として受け止められている。
  - ✓ インドは地熱発電ポテンシャルが高く、インド初の地熱発電プロジェクトとして、北部ラダック地方で石油ガス公社 ONGC が事業を推進中である。
  - ✓ インドは農業国であり、バイオマスのポテンシャルは大きい（サトウキビ残渣、稲わら・麦わら、牛糞等)。稲わら等の野焼きが大気汚染を深刻化させているため、大気汚染対策にも資する。
- 水素・アンモニア分野
  - ✓ 「国家水素ミッション」で 2030 年までにグリーン水素の年間生産量を 500 万トンにまで増やすなどの目標を掲げている。今後、鉄鋼、石油精製、肥料等のセクターでも水素・アンモニア利用が伸びていくことが予測される。
- CCU 分野
  - ✓ パリ協定 6.2 条下での炭素クレジット取引の対象技術であり、CO2 回収とグリーン燃料合成などの需要が見込まれる。

3.4.4. インドでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

インドにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、同国の日系企業等を中心に、脱炭素技術・製品の導入・普及展開についてヒアリングを実施した。渡航実績は下表のとおり。なお、インドは国土が広く、日系企業事務所も分散しているが、本社機能や製造業が多いデリー・グルグラムを中心に面談を実施した。

表 34 インドでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2023 年 12 月 10 日-12 月 16 日
第二回渡航	2024 年 1 月 28 日-2 月 2 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。現地調査では、当社からインドとの JCM 署名に向けた動向や JCM 概要、JCM FS 概要を説明し、面談先からは、民間 JCM への関心の高さやインド側事業者へのメリットを明確にする必要性、6.2 条協力的アプローチの対象となる 13 技術（表 34 参照）等について意見交換を行った。案件候補については、インド現地企業の省エネや水素、アンモニア、CCU、バイオマス利用などの案件の可能性について協議を行った。特に、インドで水素を製造し、日本に輸送して日本で消費する場合に JCM となり得るかという質問を多く受けたが、日本で消費する場合は GHG 削減が日本で生じるために JCM の対象にならないと回答した。

表 35 インドでの現地面談実績

日系機関・企業	現地政府等
・ 在インド日本国大使館 ・ インド日本商工会 ・ インド三菱重工業株式会社ニューデリー本社 ・ JETRO ニューデリー事務所 ・ JBIC ニューデリー駐在員事務所 ・ インド三井物産株式会社ニューデリー本店 ・ インド三菱商事会社本店 ・ JICA インド事務所 ・ 東芝インド社 ・ 東日本高速道路株式会社インド事務所 ・ NEDO ニューデリー事務 ・ Air Water India Private Limited グルガオンオフィス ・ Hitachi Zosen India Private Limited. ・ Japan Steel Works India Private Limited ・ 伊藤忠インド会社 ・ 丸紅インド会社 ・ Kanematsu India Private Limited	・ IndiaHub E-Governance Private Limited

・ NIPPON STEEL ENGINEERING INDIA PRIVATE LIMITED	

3.4.5. インドでの JCM セミナーの開催

2024 年 1 月 31 日（水）に日本国経済産業省の主催でインド日本商工会後援のもと、「インドにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー」を、日系企業・機関を対象に、インド日本商工会会議室及びオンラインのハイブリッド方式で開催した。

本セミナーには、メーカーや商社、国際機関など幅広い分野から 170 名を超える参加申込があった。セミナーでは在インド日本国大使館の鈴木潤一郎一等書記官による開会挨拶の後、日本国経済産業省から JCM の最新動向等が説明され、JCM FS 事務局である当社から JCM 実現可能性調査の応募におけるポイントを示した。続いて NEDO からは NEDO JCM 実証事業の概要が紹介され、その後、インドにおける JCM の実施や活用に向けた質疑応答を行った。当セミナーの開催報告は「炭素市場エクスプレス」で紹介している。

インドにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナーのアジェンダは以下のとおり。

表 36 インドにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）

開催日時：2024 年 1 月 31 日（水）10:00 – 11:05（インド時間） 会場　：インド日本商工会会議室 又は オンライン（Webex） 主催　：日本国経済産業省 後援　：インド日本商工会 事務局　：パシフィックコンサルタンツ株式会社 言語　：日本語		
時間	内容	発表者
10:00-10:05	開催のあいさつ	在インド日本国大使館 鈴木潤一郎　一等書記官 （オンライン）
10:05-10:20	JCM 制度の概要 ➢ JCM 支援スキームの概要 ➢ JCM 実現可能性調査 ➢ 民間 JCM	経済産業省 産業技術環境局 環境政策課 地球環境対策室 課長補佐 JCM 担当 水野功平 （オンライン）
10:20-10:30	インドにおける JCM 実現可能性調査事業の活用ポイント	パシフィックコンサルタンツ株式会社 国際開発部 環境社会創造室 室長 野瀬大樹
10:30-10:40	NEDO JCM 実証事業について ➢ 概要紹介 ➢ 案件組成のプロセス	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO） 国際部 地球環境対策推進室 主幹 水口大 （オンライン）
10:40-11:00	質疑応答	—
11:00-11:05	閉会のあいさつ	経済産業省　水野功平 （オンライン）

セミナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 37 インドにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）

No	質問	回答者	回答
1	インドとの JCM 署名の見込みはいつごろか。また、既に締結済みの国の JCM プロセスとインドの違い、固有の障壁等あるのか。	METI	署名見込みは政府間の交渉のため明確に言えないが、状況としては大国であるインドとの締結を JCM 発足初期から 10 年以上交渉してきた。パリ協定 6 条 2 項に関するルールが 2021 年の COP で決定してからインドも動きだした。 インドとこれまでのJCMプロセスに違いがあるのかにおいて、制度的には大きな違いはない。 インド固有の注意点について、インド側からの対象技術分野の指定があることは一つの留意点であると思う。
2	炭素削減技術を保有していない企業が資金提供という役割で参加できるプロジェクトは民間 JCM のみか。	METI	JCM制度上、民間 JCM か政府資金による JCM かは区別していない。 JCMの趣旨として、優れた技術、インフラ、サービス、システム等を提供することを重要視しており、個別にどのような案件かを検証していくため、資金提供のみが認められるかは、プロジェクトの内容を確認しないと一概には言えない。
3	インド政府は森林分野で相当調整をしない方針と聞いているが､森林由来の民間 JCM によるカーボンクレジットの創出は可能か。	METI	インド政府の相当調整に関する方針を確認していく必要があるが、相当調整されていない削減量は JCM になり得ない。
4	JCMに署名していないインドでも FS の対象となるのか。	JCM FS 事務局	JCM FS への応募は可能。今年度は、まだ JCM パートナー国ではないブラジルで JCM FS を実施している案件もある。
5	環境省の設備補助事業について、初期投資コストの資金支援には上限が最大 50%までとのことであったが、この金額はどういう考え方で決まるのか。	JCM FS 事務局	環境省の JCM 設備補助事業は、既に市場で CO2 削減の実績がある技術をパートナー国に導入する際、一定の補助金が支給されるという仕組みである。補助金額の考え方などは、JCM 設備補助事業の事務局である地球環境センターが取りまとめているため、ウェブサイトを確認してもらいたい。
6	プロジェクトのサイズも様々あると思われるが、環境省の	JCM FS 事務局	JCM 設備補助事業の補助上限は、一プロジェクト当たり 20 億円である。

	設備補助事業では合計補助額の上限はあるのか。		
7	資金支援を受ける会社は、日本の資本が入っている必要があるのか。	JCM FS 事務局	JCM プロジェクトの場合、必ずプロジェクト実施主体として日本企業とパートナー国企業が必要になる。環境省の JCM 設備補助事業では、応募は必ず日本企業でなくてはならないが、パートナー国企業は現地資本企業でも日系資本でも構わない。

閉会後に実施したアンケートでは 20 名から回答を得た。主な回答結果は以下のとおり（数値は件数)。

表 38 インドにおける二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）

質問	選択肢	回答数
業種	ガス	2
	官公庁	1
	建設業	3
	製造業	6
	商社	2
	その他業種	6
本セミナー前に「二国間クレジット制度支援スキーム」を知っていましたか。(複数回答可)	JCM 実現可能性調査（経済産業省）	10
	JCM 設備補助（環境省）	11
	JCM 実証事業（NEDO）	6
	JCM 方法論開発事業（NEDO）	2
	その他	0
	いずれも知らなかった	7
あなたは本セミナーのどの話題に興味を持ち参加されましたか。	JCM 実現可能性調査（経済産業省）	14
	民間 JCM（経済産業省）	14
	JCM 実現可能性調査の応募におけるポイント（パシフィックコンサルタンツ）	13
	JCM 実証・方法論開発事業（NEDO）	15
（興味を持ったと回答した方へ）どのような点に関心がありますか。(複数回答可)	JCM スキームの概要	6
	JCM 実現可能性調査の進め方、要件等	10
	民間 JCM の進め方、要件等	13
	NEDOJCM 実証の進め方、要件等	10
	その他	1

その他、セミナーや事務局に対する要望・提案があればお願いいたします。（自由回答）	JCM 署名は交渉のため不透明と思うが、インド側パートナー企業にとっても重要な判断材料となるため今後も随時情報共有いただけると幸い。	

3.5. UAE における新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.5.1. UAE の GHG 排出量

UAE の GHG 排出量（2020 年）は以下のとおり。

- 温室効果ガス（GHG）排出量：249.9 MtCO2e[42]
  - CO2 排出量：188.1 MtCO2e (75.3%)[43]
  - CH4 排出量：56.9 MtCO2e (22.8%)[44]

UAE のエネルギー起源 CO2 排出量（2021 年）は以下のとおり。[45]

- 燃料の燃焼による CO2 排出量: 180.7 MtCO2
  - 燃料別 CO2 排出量: 天然ガス 70.2%, 石油 24.1%, 石炭 5.7%
  - 部門別 CO2 排出率: 電力と熱 39.1%, 工業 39.1%, 運輸 20.1%, 家庭 0.4%, その他

同国の国別報告書第 5 版（5th National Communication）[46]によると、2021 年時点において、GHG 総排出量の多い上位 5 項目で約 1 億 8,219 万トン CO2e 程度であり、同報告書での 2021 年の GHG 排出量 2 億 292 万 tCO2e の約 90%に当たる。エネルギーや産業分野の他に、埋立処理からの CH4 排出が多いことがわかる。

表 39 UAE での GHG 排出量が多い上位 5 項目（2021 年）

部門	カテゴリー	ktCO2e	主要な GHG
Energy	Natural gas	96,701	CO2
Energy	Liquid fuel	54,356	CO2
IPPU	Cement	11,583	CO2
Energy	Solid fuel	11,363	CO2
Waste	Landfill	8,192	CH4

出典：UAE の国別報告書第 5 版を基にパシフィックコンサルタンツが作成

3.5.2. UAE の主な GHG 排出削減戦略・計画

UAE は、2021 年 10 月に他の湾岸産油国に先駆け、2050 年ネットゼロの達成を誓約した。2023 年 7 月には、2017 年に発表した「国家エネルギー戦略 2050」を改定し、2030 年までの中間目標を定めたと同時に「国家水素戦略」を策定し、2031 年までに年間 140 万トンの水素製造を目指すとしている。

2023 年 7 月に UNFCC に提出された UAE の NDC[47]では、2020 年 12 月に発表した二度目の NDC 目標を引き上げる形で、2030 年に BAU 比 40%削減を目指すこととしている。ベースライン

[42] World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent) United Arab Emirates, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=AE

[43] World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) India, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.CO2E.KT?locations=AE

[44] World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) India, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.METH.KT.CE?locations=AE

[45] IEA, United Arab Emirates, https://www.iea.org/countries/united-arab-emirates/emissions

[46] United Arab Emirates, 2023, 5th National Communications Report (NCR) https://unfccc.int/documents/635318

[47] Ministry of Climate Change & Environment, 2023, Accelerating Action Towards a Green, Inclusive and Resilient Economy: Third Update of Second Nationally Determined

である 2019 年の GHG 排出量 225 MtCO2e に対し、2030 年には 182 MtCO2e の排出量とし 19%の削減を目指すとしており、各部門において個別の削減目標と方針を定めている。

表 40 UAE の部門別 GHG 排出量と削減目標

部門	2019 年	2030 年排出目標	削減量	削減率
Industry	103 MtCO2e	98 MtCO2e	5 MtCO2e	-5%
Buildings	62 MtCO2e	27 MtCO2e	35 MtCO2e	-56%
Transport	42 MtCO2e	42 MtCO2e	0 MtCO2e	-5%
Waste	13 MtCO2e	14 MtCO2e	-	+8%
Agriculture	6 MtCO2e	4 MtCO2e	2 MtCO2e	-22%
Power grid emission coefficient	0.55 tCO2e /MWh	0.27 tCO2e/MWh	-	-11%
Power and Water Generation*	76MtCO2e	68 MtCO2e		-51%

※Power and Water Generation 部門の GHG 排出量は各セクターに含まれている。

出典：UAE の NDC (2023) を基にパシフィックコンサルタンツが作成。

表 41 UAE の部門別 GHG 排出削減の方針

部門	方針
Power and Water Generation Power grid emission coefficient	・ 経済成長により 2030 年には電力需要が現在の 2 倍になることが想定される中、再生可能エネルギー等のクリーンエネルギーを 2030 年までに 19.8GW 拡大することにより、グリッド排出係数を 51%削減する。 ・ 水需要を満たすため、低炭素型逆浸透技術を利用して飲料水を製造す画。逆浸透技術を活用した施設は 2027 年に完成予定であり、年間 400 万 tCO2e の排出削減を見込む。 ・ 2030 年までにクリーンエネルギー・廃熱を利用した淡水生産を 100%にする。
Industry	・ 2030 年までに工業生産を約 100%増加させる一方で GHG 排出削減も同時に達成する。大規模排出部門はセメント、アルミニウム、鉄鋼生産事業であり、特にエネルギー消費量の多い上位 50 社に対し、2050 年までにエネルギー効率を 33%改善することを目指す UAE DSM プログラムを実施している。 ・ 産業部門の GHG 排出量の大部分を占めるセメントクリンカー生産について、対策を検討する。セメント製造プロセスに CCS を導入し金銭的インセンティブを与える CCS パッケージを計画している。 ・ カーボン登録・取引システムを開発する。 ・ 国家水素戦略を策定し、低炭素水素の製造を加速させ国内需要のみならず輸出も視野に入れる。アブダビ首長国においても、低炭素水素戦略政策を策定中である。

Transport	・ 運輸部門の GHG 排出の多くはガソリン・ディーゼルの燃焼によるものであり、主な排出源は自家用車、バス、大型トラック、クレーンや採掘機などの車両である。 ・ UAE は 2030 年までに人口が 14%増加、名目 GDP が 24%増加する一方で、輸送部門での GHG 排出を 1%削減する目標であり、このため旅客走行距離 1 km あたりの排出量を 20%、貨物トンキロあたりの排出量を 40%削減する。 ・ UAE 国家スマートモビリティ戦略、ドバイ 2040 都市マスタープラン、アブダビ交通マスタープランなどを策定し、公共交通システム・貨物輸送インフラの拡大を図りモーダルシフトを促進する。 ・ ドバイの無料駐車場など一部の首長国でのみ適応されているバッテリー電気自動車および燃料電池自動車を全国に展開するため、補助金、EV 優先レーンや専用駐車場等の整備、電力会社やガソリンスタンド運営者向けの政策策定、不動産開発事業者への充電ステーションの設置義務の策定など、UAE 全土での包括的な EV ネットワーク構築を推進する政策パッケージを進める。2027 年までにドバイの全てのタクシーのハイブリッド化・電化・水素化を実現する。
Waste	・ UAE の廃棄物分野における排出の 60%以上が埋立地からの排出である。 ・ 2030 年には同分野からの排出が 8%増加する予想となっているが、これは UAE が 2031 年までにリサイクル率 80%を達成するために、リサイクルのための追加的な電力消費と廃棄物エネルギー利用（廃棄物発電）増加により短期的には GHG 排出量が増加することに起因する。 ・ 一方で、UAE は 2030 年までに CH4 の排出を 30%削減することを目標としており、リサイクルにより CO2 が発生したとしても、埋立てによる CH4 の発生を抑制することができる。廃棄物発電では電力を生成し電力部門における CO2 削減に寄与することから、長期的には廃棄物からの排出量が大幅に削減される。
Buildings	・ UAE の人口は 2030 年には 2019 年比で 14%増加する予想となっており、建物需要も大幅に増加することを考慮すると、2030 年までに 56%削減を達成することは野心的な目標である。 ・ 2021 年の UAE DSM プログラムでは、建物や冷房機器の省エネ化、屋上太陽光発電、太陽熱温水器の普及を促進や、国家建築基準の省エネ基準を導入することにより 2050 年までにエネルギー使用量を 40%、水需要を 20%削減すること掲げている。 ・ 各首長国のグリーン建築規制に基づき、例えばドバイでは 2030 年までに地域冷房の普及率を 27%に高めるなどの目標を定めている。
Agriculture	・ 主な排出源は農場でのエネルギー利用と家畜の腸内発酵（動物の消化、肥料管理、土壌排出）である。

	・ 使用電力の低炭素化を図りつつ、新技術や人工知能の活用により農業効率・水利用効率を増加させる。 ・ 肥料の効率的な使用で GHG 排出を削減する。 ・ ブロックチェーンやビッグデータの活用により、食品サプライチェーンの効率化を促進する。

出典：UAE の NDC（2023）を基にパシフィックコンサルタンツが作成。

その他、UAE では複数の環境・エネルギー政策が打ち出されている。

表 42 UAE の環境・エネルギー関連の主な政策・戦略

政策名	制定年	範囲	主要目標（緩和関連）
国家気候変動プラン（2017-2050）	2017 年	連邦	・ GHG の削減と経済成長の両立。 ・ イノベーションを通じた産業の多角化。
国家先進イノベーション戦略	2018 年	連邦	・ イノベーションの活用を促進する 7 重点分野の 1 つに「グリーン・パワー」を制定。
ドバイ・ペーパーレス戦略	2018 年	ドバイ	・ 政府のペーパーレス化を促進し、年間 10 億枚以上の紙使用を削減。
先進的産業政策	2019 年	連邦	・ 先進技術を活用し、国内のクリーンおよび持続可能な産業の発展を促進。
環境ビジョン 2030	2019 年	アブダビ	・ 2030 年を目途に気候変動へのインパクト極小化、大気汚染の改善、水資源の保全、生物多様性の保全、廃棄物処理の最適化を目指す。
ラスアルハイマ・エネルギー効率・再生エネルギー戦略 2040	2019 年	ラスアルハイマ	・ 2040 年までのエネルギー効率および再生可能エネルギーに関する目標を制定。首長国内のエネルギー消費を 30%、水消費を 20%以上削減し、再生可能エネルギーの割合を 20%まで増強することを目指す。以下の取り組み等を実施。 ➢ 市内照明に LED 等の省エネ技術を採用。 ➢ 太陽光発電の導入を促進し、総発電キャパシティー1,200MW を達成。 ➢ 廃棄物発電を導入し、総発電容量の 2%以上を達成。 ・ 公用車に EV、ハイブリッド車を積極採用。
UAE 環境政策	2020 年	連邦	・ 環境保護を目的とし、以下の目標を達成するために 100 以上の活動項目を制定。

			➢ 気候変動へのインパクトを削減。 ➢ 天然資源削減への取り組みの加速。 ➢ 大気環境の改善。 ➢ 食品安全性の確保。
国家水・エネルギー需要マネジメント・プログラム	2021 年	連邦	・ 2050 年までに下記の達成を目標とする。 ➢ エネルギー需要の 40%削減。 ➢ 電力における再生可能エネルギーの割合を 50%に増強。 ➢ 水の再利用率を 95%増加。
水素リーダーシップロードマップ	2021 年	連邦	・ 2030 年までに世界の主要な水素市場で 25%のシェア獲得。 ・ 2050 年までに年間 1,400～2,200 万トンのクリーン水素を生産。
ドバイ・グリーンモビリティ戦略 2030	2020 年	ドバイ	・ 2030 年までに、ドバイの道路で走行する自動車の 2%、また、ドバイ政府が調達する自動車の 30%を EV またはハイブリッド車とする。
米 UAE 農業イニシアチブ	2021 年	連邦	・ UAE・米国間で、低炭素型農業および食料システムの技術革新・研究開発について協力する。オーストラリア、ブラジルなど各国からの支援も受ける。
ドバイ都市マスタープラン 2040	2021 年	ドバイ	・ ドバイ中心地の都市計画において、環境に配慮し、持続可能なものとする。
UAE エネルギー戦略 2050	2023 年	連邦	・ 2050 年ネットゼロに向け、2030 年までに約 400 億～545 億ドルを投資し、再生可能エネルギーの容量を 3 倍にするとともに 2031 年までにクリーンエネルギーの容量構成を 30%（2050 年までに 50%）とする。
UAE 国家水素戦略	2023	連邦	・ 2031 年までに年間 140 万トンの低炭素水素を生産し、その 71.4%をグリーン水素にする。 ・ 2050 年までに水素生産量を 10 倍に拡大し、年間 1,500 万トンとする。
UAE 国家 EV 政策	2023	連邦	・ EV 充電の全国ネットワークを構築し、UAE における電気自動車市場を管理。 ・ 2050 年までに運輸部門のエネルギー消費を 20%削減。

UAE 国家スマートモビリティ戦略	2020	連邦	運輸交通分野における脱炭素か推進のためインフラ開発、統合モビリティシステム開発、規制等の整備を進めていく。

3.5.3. UAE での JCM プロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

UAE の GHG 排出状況や脱炭素化に向けた政策等より、以下の分野において JCM プロジェクト化の可能性が見込めると考える。

- 省エネ分野
  - ✓ NDC では削減目標量の多くを建物からの排出削減で賄うこととしており、建物の省エネルギー化に関連する事業が考えられる。
  - ✓ セメント（特に排出量の多いセメントクリンカー製造プロセス)、鉄鋼、アルミニウム、石油化学などを擁する産業部門からの GHG 排出量が多く、これら産業分野における省エネ事業が考えられる。
- 再生可能エネルギー分野
  - ✓ 現在の UAE 国内の発電エネルギーミックスは天然ガスが大半を占めているが､近年、太陽光の比率が高まっており、建物へのエネルギー供給のグリーン化をする事業などが考えられる。
  - ✓ 埋立地からの CH4 排出が多く、これらを回収して発電する事業や廃棄物発電事業が考えられる。
- 水素・アンモニア
  - ✓ UAE は 2030 年までに主要な国際市場で低炭素水素関連市場のシェアを 25%にすることを目標に掲げている。また、日本の経済産業省は 2021 年 1 月、UAE のアブダビ国営石油会社（ADNOC）と協力覚書を締結し、燃料アンモニアおよびカーボンリサイクル分野での 2 国間協力を加速させるとしている。同年 4 月には、経済産業省と UAE 連邦エネルギー・インフラ省の間で水素分野における協力覚書を締結し、水素政策の全般的な情報交換、水素製造と日本への輸送を含むサプライチェーンの構築などについて協力を深めるとしている。これらのことから、グリーン水素の製造・利用事業が考えられる。
- CCU／CCUS
  - ✓ 2020 年に ADNOC は、2030 年までに GHG 排出原単位を 25%削減するという目標を発表し、初の CCUS 商業規模のネットワークを開発した。現在の CO2 回収、輸送、圧入能力は年間最大 80 万トンであるが、2030 年までに CO2 回収能力を 500 万トンに引き上げるとしている。これらのことから CO2 分離回収・貯留或いは利用（グリーン合成燃料の製造など）を行う事業が考えられる。

3.5.4. UAE での将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

UAE における将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、同国の日系企業等を中心に、脱炭素技術・製品の導入・普及展開についてヒアリングを実施した。渡航実績は下表のとおり。なお、UAE では日系企業が石油生産を主とするアブダビ首長国とその他産業の中心であるドバイ首長国に集中しているため、アブダビ首長国とドバイ首長国で面談を実施した。なお、経済産業省担当官と相談のうえ、第 2 回渡航はせず、オンラインによる面談を中心に実施した。

表 43 UAE での現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2024 年 2 月 2 日-2 月 10 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。現地調査では、当社からインドとの JCM 署名に向けた動向や JCM 概要、JCM FS 概要を説明し、面談先からは、民間 JCM への関心の高さや資金が豊富な UAE 事業者への JCM のアピールポイントや JCM クレジットの活用方法等について質問があり、意見交換を行った。案件候補については、UAE 現地企業の省エネや水素、アンモニア、CCU、廃棄物対策などの案件の可能性について協議を行った。インドと同様であるが、UAE で水素を製造し、日本に輸送して日本で消費する場合に JCM となり得るかという質問を受けたが、日本で消費する場合は GHG 削減が日本で生じるために JCM の対象にならないと回答した。

表 44 UAE での現地面談実績

日系機関・企業	現地政府等
・ UAE 日本大使館 ・ JETRO ドバイ事務所 ・ 三菱商事アブダビ駐在事務所 ・ 三菱商事ドバイ支店 ・ JERA Middle East& Africa Management ・ 双日 中東・アフリカ統括事務所 ・ 中東三井物産株式会社 ・ Regional CEO for Middle East Marubeni Corporation Dubai Office ・ 中東住友商事会社ドバイ本社	・ UAE 気候変動環境省（MOCCAE）

3.5.5. UAE での JCM セミナーの開催

2024 年 3 月 5 日（火）「アラブ首長国連邦における二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進ウェビナー」を、日本国経済産業省と UAE 気候変動環境省（MOCCAE）の共催で、UAE 現地企業、日系企業・機関を対象として、オンラインで開催した。

本セミナーには、現地企業と日系企業等を合わせて 150 名を超える参加申込があった。セミナーでは IRENA UAE 常駐代表 Hosany 博士と、磯俣秋男駐アラブ首長国連邦特命全権大使からの開会挨拶の後、UAE 気候変動環境省（MOCCAE）から UAE の気候変動政策について、日本国経済産業省から JCM の最新動向等が説明された。その後、JCM FS 事務局である当社から JCM FS の応募におけるポイントを示し、続いて NEDO からは NEDO JCM 実証事業の概要が紹介された。続いて、UAE 産業先端技術省とエネルギー・インフラ省から UAE 国内の脱炭素化に向けた取り組が説明され、最後に今年度 JCM FS に採択され UAE で調査を実施した Zenmov 株式会社から JCM FS での実施内容が紹介された。セミナーでは、UAE の気候変動政策や今後の JCM の活用に向けた質疑応答が活発に行われた。当セミナーの開催報告は「炭素市場エクスプレス」で紹介している。

UAE における JCM 支援スキーム活用促進セミナーのアジェンダは以下のとおり。

表 45 UAE における二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アジェンダ）

開催日時：2024 年 3 月 5 日（火）10:00 -12:00（UAE 時間）、15:00-17:00（日本時間）
会場　　：オンライン（Teams webinar）
主催　　：日本国経済産業省（METI）、UAE 気候変動環境省（MOCCAE）
事務局　：パシフィックコンサルタンツ株式会社
言語　　：英語

Time	Contents	Speaker
10:00-10:10	Opening Remarks	H.E. Dr. Nawal Al Hosany Acting, Assistant Undersecretary of Green Development & Climate Change Sector. Permanent Mission of the UAE to IRENA
		H.E. Mr. Akio ISOMATA Ambassador Extraordinary and Plenipotentiary of Japan to the UAE
10:10-10:30	Climate Change Policy in the UAE ➢ UAE Net Zero and climate file ➢ UAE National Carbon Registry	Ms. Muna Ahmad Alamoodi Director, Climate Change Department, MOCCAE, UAE Mr. Khalid Abdullah Tebe Climate Change Specialist, Climate Change Department, MOCCAE, UAE
10:30-10:45	Recent Development of the Joint Crediting Mechanism (JCM)	Mr. Kohei MIZUNO Deputy Director of Global Environment Affairs Office. Industrial Science, Technology and Environment Policy Bureau, METI, Japan
10:45-11:00	Key Points for Utilizing METI/NEDO's JCM Supporting Schemes in UAE	Mr. Daiki NOSE General Manager of Sustainable Development Section, Project Management and Engineering Department, Global Company PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD. Japan
11:00-11:15	NEDO JCM Demonstration Scheme	Mr. Dai MIZUGUCHI

	➢ Introduction Process of Project Formation	Director of Global Environment Technology Promotion Division, International Affairs Department New Energy and Industrial Technology Development Organization, Japan
11:15-11:30	Technology Trend in the UAE ➢ Hydrogen and Renewable Energy ➢ Decarbonization Roadmap	Eng. Nawal Yousif Alhanaee Director of Future Energy Programme, Ministry of Energy and Infrastructure, UAE Eng, Fatma Hokal National Added Value Programs Auditor, Ministry of Industry and Advance Technology, UAE
11:30-11:45	Example of JCM Feasibility Study ➢ Project to reduce GHG emissions in the UAE (Abu Dhabi) by introducing low-carbon emission vehicles for public transportation and by introducing a SMOC system for monitoring and improving the efficiency of operations	Mr. Sumio TANAKA, President, Zenmov Inc., Japan
11:45-11:55	Q & A Session	
11:55-12:00	Closing Remarks	Mr. Kohei MIZUNO METI, Japan

セミナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 46 UAE における JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答）

No	質問	回答者	回答
1	UAE および湾岸協力会議（GCC）加盟国において推定される炭素クレジット市場の規模はどれくらいか。	MOCCAE	UAE は COP28 にて National Carbon Registries の開発について発表した。具体的には、UAE 内企業の GHG 排出量と GHG 排出削減活動について登録するデジタルプラットフォームである。これは将来の炭素クレジット市場の創造のためには欠かせないと考える。炭素クレジット市場の規模はまだ決定していない。
2	UAE で開発される炭素クレジット取引ファシリティーのスケジュールはどのようなものか。	MOCCAE	デジタルプラットフォームは 2024 年中に利用可能になる。システムの普及に 4 ヶ月間かかると見込まれる。この他に、MoCCAE は UAE におけるクレジット価格設定メカニズムの展開のために他省庁や民間企業と連携して取り組んでいる。これには閣議の承認が必要になるが、既に COP28 にて決議についての承認はもらっている。

3	重工業の脱炭素化は JCM の範囲に含まれるのか。	JCM FS 事務局	重工業は、再生可能エネルギーの利用、エネルギー効率向上等が期待できるため、JCM プロジェクトの範囲内である。
4	UAE の排出削減目標に貢献するために、F ガス（フッ素系冷媒）の段階的削減を含める計画はあるか。	MOCCAE	報告対象のガスの種類拡大による MRV システムの一環として、F ガスの段階的な削減は範囲として含まれる。
5	PIN はプロジェクト参加者が MOCCAE に提示するものという理解で合っているか。プロジェクトの競合他社は PIN ミーティングに参加できるか。クレジット分割比率は、基本合意書を発行する前の PIN 作成時に確定されるのか。	METI	PIN は、プロジェクト参加者が両国政府から構成される合同委員会に提出するものである。 JCM の規定により、競合他社が他のプロジェクト参加者の会議に出席することは認められない。また PIN とは書面で提出するものである。 クレジット分割比率を PIN に記入することは必須ではないが、既に決まっている場合は PIN に記載してもらう。
6	当社の製品は EU に輸出される。JCM は EU での拡大も認められているか。	METI	現在 JCM は EU 加盟国で利用することはできない。
7	セメント産業や廃棄物発電プロジェクトにおいて、オーガニックランキンサイクルや蒸気ランキンサイクルシステムの活用可能性はあるか。	MOCCAE	UAE の 3rd Updated 2nd NDC には、廃棄物エネルギーソリューションに関する計画がるので、詳細については、NDC と The United Arab Emirates' First Long-Term Strategy 報告書を参照してほしい。

閉会後に実施したアンケートでは 9 名から回答を得た。主な回答結果は以下のとおり（数値は件数）。

表 47 UAE における二国間クレジット制度(JCM)支援スキーム活用促進セミナー（アンケート結果）

質問	選択肢	回答数
業種	公務員	1
	工業	3
	エネルギー業	1
	製造業	2
	コンサルタント	1
	その他	1
	UAE の気候変動政策	1

あなたは本セミナーのどの話題に興味を持ち参加されましたか。	JCM 制度の概要	2
	METI-JCMFS の紹介	0
	NEDO JCM 実証事業について	1
	UAE における技術トレンド	3
	JCM 実現可能性調査事例	2
（興味を持ったと回答した方へ）どのような点に関心がありますか。(複数回答可)	各プログラムが対象とする脱炭素技術	7
	各プログラムが負担する費用／コスト	0
	各プログラムへの申し込み手続き	0
	各プログラムの既存プロジェクト事例	2
	その他(自由回答)	0
その他、セミナーや事務局に対する要望・提案があればお願いいたします。(自由回答)	対面でのセミナー実施を希望する。 とても分かりやすく、しっかりと準備されたウェビナーだった。	

3.6. 将来的な JCM FS につながる新規案件候補

現地調査を通じて、将来的な JCM FS につながる新規案件候補 4 件の発掘を実施した。

表 48 将来的な JCM FS 候補案件①

国と地域	省略
会社名	省略
事業内容	製鉄所におけるエネルギー利用最適化によるコストと GHG 排出削減
導入技術	用役設備向けエネルギー最適化システム
製品概要	プラント内の用役設備の総エネルギーコストと GHG 排出量をリアルタイムで削減するシステム。 主に以下の 4 つの機能で構成されている。 ✓ エネルギーコスト・排出量の最適化：オペレーター指導およびリアルタイムでの設定値自動最適化を提供。(間接最適運転 / 自動最適運転) ✓ エネルギーコスト・排出量の監視：KPI、排出量、エネルギー収支など様々なパラメータを監視するエネルギーシステム用ダッシュボードを提供。 ✓ 多期間最適化によるスケジューリング：GHG 排出量、エネルギー設備、在庫および天候・需要・燃料価格などの外因予測等を考慮した最適な運用スケジュール設定を提供。 ✓ GHG 排出管理・レポート：監査対応・トレーサビリティ機能を含む、リアルタイム排出量管理とレポート作成機能を提供。
概算総事業費	100K – 150K USD (総プロジェクト費:1.0M – 1.5M USD)
FS の内容	● ＊＊国の製鉄所における GHG 排出最適化の検証 ➢ これまでの石油ダウンストリーム及び石油化学産業におけるエネルギーシステムに関する豊富な経験を基に、当該分野以外にも、幅広い業種の用役設備における GHG 排出及びコストの削減が可能であると見込んでいる。 ➢ 特に、＊＊国においては、短期間で実施可能かつ大幅な削減効果が期待できることから、製鉄業のポテンシャルは非常に大きいと考えているが、この点については実際の検証を行っていない。 ➢ そこで、製鉄所における実証事業を行うための FS を実施し、GHG 排出量及びコストの削減にどのように貢献できるかを評価したい。 ➢ 方法論については、過去に石油化学産業など異なる業種のお客様向けに提案した FS や実証事業を通じて確立したモデル式を活用してリファレンス排出量などを決定していく。 ➢ FS では、2023 年度の運用データを用いてエネルギーマネジメントシス

	テム最適モデルを構築し、GHG 排出量とコスト削減を推定する。この運用データは、パートナー企業から提供いただく予定。 ➢ FS の一環として、以下の実行を計画している。 ✧ データ提供の依頼 ✧ データ分析 ✧ パートナー企業との定期ミーティングを通したモデル式、ツール、推定削減量、制約等の調整 ✧ 現地調査による外乱（シミュレーションでは捉えきれない要素)の特定 ✧ GHG 排出量及びコスト削減の実現可能性に関する調査レポートの作成とパートナー企業への提出 ● ＊＊国の炭素政策に基づく脱炭素ソリューションの事業化 ➢ ＊＊国における脱炭素ソリューションの事業化には、同国の炭素政策との整合性が必要である。特に石油化学産業等、脱炭素に対する意識が高い業界では普及が進んでいるが、鉄鋼業界では GHG 削減の余地がありながらも導入が遅れている。このため、炭素政策への適応、排出クレジットの活用など、新たなアプローチが求められる。しかし、鉄鋼業界におけるこれらを考慮した脱炭素ソリューションの事業化に関する経験がないため、必要な手続きやリスク等の検証を行いたい。
GHG 排出量の推定削減量	石油化学プラントの用役施設など、過去の類似プロジェクトの経験から、1－5%の GHG 排出量とコストの削減が期待できる。これらの数値を JCM FS を通じて確認したい。
JCM FS の申請予定時期	令和 6 年度応募予定

表 49 将来的な JCM FS 候補案件②

対象国・地域	省略
事業者名	省略
事業概要	農村地域での牛糞由来バイオガスの利用による電力供給
導入技術	牛糞、バクテリアと水を混ぜメタンガスを取り出し、それでエンジンに付随している発電機を起動し電気を得、EV 使用済みバッテリーに蓄電し、いろいろな用途に使用する。
製品概要	上記を可能にするシステム。
総事業費	1 ユニット（牛 200 頭）用システム 1 基が 200 万円。当初は日本からの設置、運転指導等の支援が必要となる。「想定 GHG 削減量」欄記載の事業規模に展開していく場合の事業性（採算性等）に関する検証も必要となる。

課題	ビジネスモデルが＊＊国関係者に受け入れられるか、または、そのためにどのようなシステム修正や価格設定が必要になるか等が課題である。
FS の内容	＊＊国最大の乳製品取り扱い企業 A 社の協力を得て＊＊に所在する同社研究所内敷地に当方開発システムを設置し、想定通りの発電ができ、その使用により電力供給に不安が残る＊＊国農村部において分散型（村単位）の電力供給能力をあげると共に、どの程度農家の収入増に繋がり、GHG 排出削減効果を得られるかを調査、検証する。現在＊＊国では農業用電力料金が政策的に安く抑えられており、配電会社のコストは 8 割程度しか回収できていない。不足部分は州政府からの補助金等が充てられている。提案事業が普及した場合、こういった状況がどの程度改善されうるかも検証したい。
想定 GHG 削減量	B 団体(A 社の上部組織)がカバーする農村数は 18,600 で、傘下の酪農家は 364 万軒を数える。1 農家当たりの推定乳牛保有数を 5 頭とした場合 91,000 ユニットが存在し、その 3%に該当する 2,730 ユニットに当方システムを 3 年間程度で普及させ得た場合の年間の GHG 削減の推定値は以下の通りとなる。 1 ユニット（牛 200 頭）1 年当たり系統電力を置き換える分の削減量 37tCO2、メタンを燃やすことによる削減量 1,897tCO2-e（二酸化炭素換算数値）となる。したがって、年間の GHG 総削減は約 10 万 tCO2 及び約 5 00 万 tCO2-e が見込めることになる。
想定される FS への応募時期	令和 6 年度を予定。

表 50 将来的な JCM FS 候補案件③

対象国・地域	省略
事業者名	省略
事業概要	鉱業分野での高透過ガラスを使用した太陽熱発電による電力供給。
導入技術	CSP (Concentrated Solar Power)は、太陽熱により蒸気を発生させて、タービンを回して発電し電力を生み出す発電システムである。
製品概要	太陽熱発電に必要不可欠なミラーにおける高透過ガラス。
総事業費	30MW クラスで 50～30 億円程度。
課題	NEDO JCM 実証のための MRV 方法論の確立などが課題。
FS の内容	・＊＊国の太陽熱発電の導入に向けた政策の最新動向の把握 ・JCM 化の検討 ・JCM 化の課題と対応策 ・MRV 方法論の作成 ・相手国政府との調整(関連団体との面談を含む)等
想定 GHG 削減量	100MW で 8 万トン/年と想定

想定される FS への応募時期	令和 6 年度一次公募

表 51 将来的な JCM FS 候補案件④

対象国・地域	省略
事業者名	省略
事業概要	＊＊国にて現地鉄鋼メーカーがグリーンな鉄鋼製品を製造するための製造設備の新規建設を検討中。同設備の脱炭素化や鉄鋼製品の販売を担う
導入技術	鉄鋼製品製造設備の脱炭素化技術
製品概要	鉄鋼製品製造設備の脱炭素化技術
総事業費	約 200 百万 USD
FS の内容	政策・制度面：＊＊国における脱炭素化政策の調査 JCM を考慮した事業化面：日本基準での事業の脱炭素化管理の可能性、及び、更なる日本企業関与余地の調査 GHG 削減量評価面：各技術の GHG 削減量の評価 相手国との調整面：本事業に対する＊＊国政府の支援可能性の調査
想定 GHG 削減量	約 7 万 tCO2 (通常技術を使用した同規模のプラントとの比較)
想定される FS への応募時期	令和 7 年以降
その他	

4. JCM 促進に係る調査事業

新規 JCM プロジェクト開発の促進を目的とし、JCM プロジェクト化の実績に乏しい分野において、将来的な JCM プロジェクト開発に資する調査を行った。対象とする分野は、経済産業省担当官と相談の上、二酸化炭素回収・利用（CCU）とプログラム型プロジェクトの 2 分野とした。

4.1. 二酸化炭素回収・利用（CCU）分野に係る調査

CCU について、想定されるプロジェクトの事例、JCM 方法論の基礎、その他 JCM プロジェクト化における課題等をまとめた。

4.1.1. CCU プロジェクトにおける GHG 排出削減

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書[48]にて、セメント・コンクリートを代表的な CCU の用途と想定し、CCU の排出削減メカニズムを検討している。報告書では、CCU において排出削減となり得るケースを以下のように整理している。

- CCU による製品から最終的に CO2 が放出される場合における排出削減のケース①
  - ベースラインにおいて、CO2 を原料として利用するために化石燃料起源の CO2 を用いて製品が製造され、製造された製品から最終的に CO2 が放出される。プロジェクトにおいて、原料の CO2 を入手するために化石燃料起源以外の CO2 を用いて製品が製造されるため、最終的に CO2 が放出されても化石燃料起源の CO2 は放出されないケース。
- CCU による製品が CO2 を固定する場合における排出削減のケース②
  - ベースラインにおいて、化石燃料起源ではない CO2 が恒常的に放出されている（副生物等）。プロジェクトにおいて、それら恒常的に放出されている CO2 を用いて製品が製造され、CO2 が固定されるケース。

表 52 CCU による製品から最終的に CO2 が放出される場合（ケース①）

CO2 原料 / シナリオ	化石燃料起源の CO2	他の排出起源の CO2
ベースライン	用いられて放出される	用いられず放出される
プロジェクト	用いられず放出されない	用いられて放出される

※網掛けが CO2 排出削減となるケース

出典：令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書（経済産業省, 2023）より引用。

[48] 経済産業省，令和 5 年，令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書 https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2022FY/000176.pdf

表 53 CCU による製品が CO2 を固定する場合（ケース②）

CO2 原料 / シナリオ	化石燃料起源の CO2	他の排出起源の CO2
ベースライン	用いられて放出されない	用いられず放出される
プロジェクト	用いられず放出されない	用いられて放出されない

※網掛けが CO2 排出削減となるケース

出典：令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書（経済産業省, 2023）より引用。

同報告書では、「CO2 排出削減量の算定には、ベースラインとプロジェクトでの製品製造に起因する排出量の差分が排出削減量と考えられる」としている。

表 54 CCU による製品が CO2 を固定する場合の排出削減量の算出方法

項目	算出方法
ベースライン排出量	製造量（重量等アウトプット）×ベースライン原単位（tCO2/アウトプット）
プロジェクト排出量	①実測または②製造量（重量等アウトプット）×プロジェクト原単位（tCO2/アウトプット）

出典：令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書（経済産業省, 2023）より引用。

これを踏まえ、同報告書では、「GHG 排出削減量の算定のためには、原単位の入手が課題となる。在来製品のエネルギー原単位は確立されているものが多いが、CCU は在来のデータがなく、当面は実測に依存する場合が多いと考えられる。これら課題を解決するために、CCU 素材メーカー、CCU 製品ユーザー、排出削減量算定方法の専門家が協力して実施することが望ましい」としている。

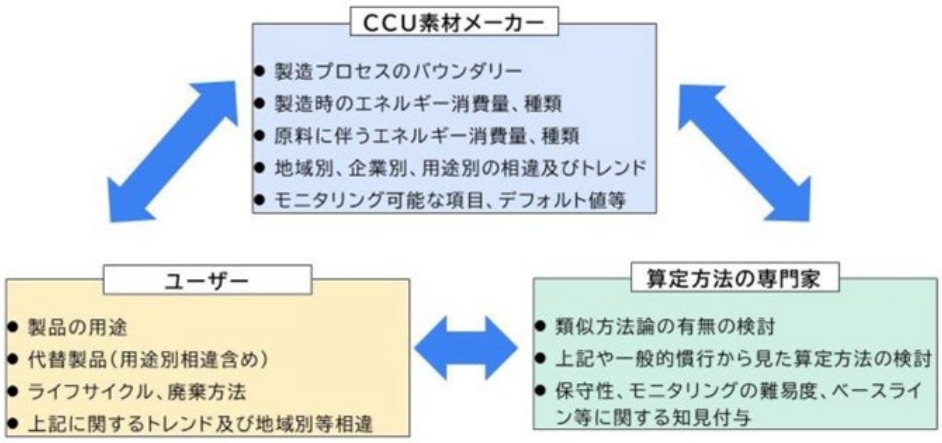


図 4 CCU プロジェクトの実施に当たっての協力体制の事例

出典：令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）報告書（経済産業省, 2023）より引用。

4.1.2. カーボンクレジットスキームにおける既存の CCU 方法論

JCM では CCU 方法論が無く、CCU 方法論の参考とすべく、J-クレジットと Verified Carbon Standard (VCS)における CCU に資する方法論の構成の調査を行った。

表 55 既存の CCU に資する方法論の例

カテゴリー	方法論番号	方法論タイトル
J-クレジット	EN-S-041 Ver.2.0	園芸用施設における炭酸ガス施用システムの導入
J-クレジット	AG-004 Ver.2.0	バイオ炭の農地施用
VCS	VM0040 version1.0	プラスチック材料における温室効果ガスの回収と利用の方法論
VCS	VM0043 version1.0	コンクリート製造における CO2 利用方法論

4.1.2.1. J-クレジット

J-クレジットにおける登録済の CCU に資する方法論の概要を整理した。

表 56 園芸用施設における炭酸ガス施用システムの導入（J-クレジット方法論）

方法論番号	EN-S-041 Ver.3.0
方法論名	園芸用施設における炭酸ガス施用システムの導入
対象	本方法論は、園芸用施設における CO2 施用について、別途設置している空調用ボイラー等の排気ガスから CO2 を回収し施用するシステムを導入することで、化石燃料方式により施用していた CO2 を削減する活動を対象とするものである。
適格性要件	本方法論は、次の条件を満たす場合に適用することができる。 ・ 条件 1：プロジェクト実施前に炭酸ガス発生装置を設置している園芸用施設において、別途設置している空調用ボイラーの排気ガス等から CO2 を回収し施用するシステムを導入すること。 ・ 条件 2：空調用ボイラー等の排気ガスから回収した CO2 の全部または一部を自家消費すること ・ 条件 3：更新後の炭酸ガス施用システムで回収された CO2 が、プロジェクト実施前の炭酸ガス発生装置から発生させていた CO2 を代替すること。 ・ 条件 4：プロジェクト実施にあたり、環境社会配慮を行い持続可能性を確保すること。
排出削減	【ベースライン排出量】 ・ ベースラインの炭酸ガス発生装置の使用に伴う CO2 の排出量 【プロジェクト排出量】 ・ プロジェクト実施後の炭酸ガス施用システムの使用に伴う電力の使用による排出量(＝プロジェクト実施後の炭酸ガス施用システムにおける電力使用量［kWh/年］× 電力の CO2 排出係数［tCO2/kWh］)

<table>
<tr><td></td><td colspan="3">・　追加設備の使用に伴う電力の使用による排出量（排出削減見込み量に対して 5%以上の場合に排出量の算定を行う。）（＝プロジェクト実施後の追加設備における電力使用量［kWh/年］ × 電力の CO2 排出係数［tCO2/kWh］）</td></tr>
<tr><td>ベースライン排出量</td><td colspan="3">プロジェクト実施後に施用される CO2 量を、それまで使用していた炭酸ガス発生装置から得る場合に想定される CO2 排出量とする。
(a) プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量を直接計測
(b) プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量を、回収する CO2 の発生源となる設備（空調用のボイラー等）における燃料消費量から算出
なお、付随的な排出活動については、排出量の算定を省略してもよい。
①影響度が 5%以上の場合：モニタリングを行い排出量の算定を行う。
②影響度が 1%以上 5%未満の場合：排出量のモニタリングを省略することができる。ただし、省略した場合は、妥当性確認時に影響度を算定し、検証時に当該影響度を排出削減量に乗じることで当該排出量の算定を行う。
③影響度が 1%未満の場合：排出量の算定を省略することができる。
• ただし、複数のモニタリングを省略する付随的な排出活動の影響度の合計を 5%以上にしてはならない（影響度の合計が 5%未満となるようにモニタリングを省略する付随的な排出活動を調整しなければならない）。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">モニタリング項目と方法</td><td>項目</td><td>方法</td><td>頻度</td></tr>
<tr><td>プロジェクト実施後の対象設備における電力使用量（kWh/年）</td><td>・電力会社からの請求書をもとに算定
・電力計による計測</td><td>対象期間で累計</td></tr>
<tr><td>プロジェクト実施後の追加設備における電力使用量（kWh/年）</td><td>・電力会社からの請求書をもとに算定
・電力計による計測</td><td>対象期間で累計</td></tr>
<tr><td rowspan="2">プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量（tCO2/年）</td><td>・排気の回収流量、排気中の CO2 濃度（JIS に基づき測定）、年間 CO2 回収時間を測定し、CO2 の比重をもとに計算</td><td>対象期間で累計</td></tr>
<tr><td>・CO2 発生設備（空調用のボイラー等）で使用する化石燃料の使用量から計算</td><td>対象期間で累計</td></tr>
<tr><td>プロジェクト実施後に回収する CO2 の発生源となる設備（空調用のボイラー等）における燃料使用量</td><td>・燃料供給会社からの請求書をもとに算定
・燃料計による計測</td><td>対象期間で累計</td></tr>
</table>

表 57 バイオ炭の農地施用（J-クレジット方法論）

方法論番号	AG-004 Ver.2.0
方法論名	バイオ炭の農地施用
対象	本方法論は、バイオ炭を農地土壌へ施用し、難分解性の炭素を土壌に貯留する活動を対象と するものである（炭素を土壌に貯留することにより、本来ならば排出されるはずだった CO2 の排出量を削減する）。
適格性要件	本方法論は、次の条件を満たす場合に適用することができる。 ・ 条件 1： バイオ炭を、農地法第 2 条に定める「農地」又は「採草放牧地」における鉱質の土壌に施用すること。 ・ 条件 2：施用するバイオ炭は、炭素含有率及び 100 年後の炭素残存率のデフォルト値が適用できる種類であること、又はそのようなデフォルト値が適用できる原料及び製炭温度により製造されたものであることが、客観的に確認できること。 ・ 条件 3：バイオ炭の原料として木材（竹も含む）を使用する場合、当該原料は国内産であること。 ・ 条件 4：バイオ炭の原料は、未利用の生物資源であること。また、農地施用を用途とするバイオ炭の製造を目的として主伐された木材でないこと。 ・ 条件 5：バイオ炭の原料には、異物、塗料、接着剤、防腐剤、薬剤、有害物が含まれてないこと。また、その入手・使用にあたって法令違反や不適切な手続がないこと。 ・ 条件 6：プロジェクト実施にあたり、環境社会配慮を行い持続可能性を確保すること
排出削減	【ベースライン貯留量】 ・ プロジェクトが実施されない場合に、土壌に貯留される CO2 量 【プロジェクト実施後 貯留量】 ・ プロジェクト実施後にバイオ炭を農地に施用することで、土壌に貯留される CO2 量
プロジェクト 実施後排出量	・バイオ炭原料の運搬 CO2【付随的な排出活動】 バイオ炭原料の採取場所からバイオ炭製造場所まで の運搬に伴う化石燃料の使用による排出量 ・バイオ炭製造設備の使用 CO2【付随的な排出活動】 原料の炭化処理に伴う化石燃料又は電力の使用による排出量 ・バイオ炭の運搬 CO2【付随的な排出活動】 バイオ炭の製造場所から使用場所までの運搬に伴う 化石燃料の使用による排出量 ・バイオ炭施用設備の使用 CO2【付随的な排出量】 機械によるバイオ炭の農地施用に伴う化石燃料又は 電力の使用による排出量
ベースライン貯留量	本方法論におけるベースライン貯留量は、農地にバイオ炭が施用されなかった場合の貯留量とする。$STBL = 0$（ベースライン貯留量 tCO2/年）

	ベースライン貯留量とプロジェクト実施後貯留量を算定するために必要となる、モニタリング項目及びモニタリング方法例等の一覧を下表に示す。プロジェクト計画書の作成時には、選択した算定式に応じてモニタリング項目を特定し、実施規程（プロジェクト実施者向け）及びモニタリング・算定規程に従 い、モニタリング計画を作成する。モニタリング時には、モニタリング計画に従いモニタリングすること。		
モニタリング項目と方法	項目	方法	頻度
	バイオ炭の種類	・日本国温室効果ガスインベントリ報告書等記載の区分を利用	【要求頻度】検証申請時に最新のものを使用
	土壌に投入されたバイオ炭の量	・実測、生産管理記録等で把握	対象期間で累計
	プロジェクト実施後のバイオ炭原料の運搬における燃料使用量	・燃料供給会社からの請求書をもとに算定 ・重量計による計測	対象期間で累計
	プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭製造における燃料使用量	・燃料供給会社からの請求書をもとに算定 ・重量計による計測	対象期間で累計
	プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭製造における電力使用量	・電力会社からの請求書をもと に算定 ・電力計による計測 ・設備仕様（定格消費電力）と 稼働時間をもとに算定	対象期間で累計
	プロジェクト実施後にお ける当該プロジェクト用 に製造されたバイオ炭の 重量	・バイオ炭製造者からの請求書 をもとに算定 ・重量計による計測	対象期間で累計
	プロジェクト実施後にお ける製造されたすべての バイオ炭の重量	・重量計による計測	対象期間で累計
	プロジェクト実施後のバ イオ炭の運搬における燃 料使用量	・燃料供給会社からの請求書を もとに算定 ・重量計による計測	対象期間で累計
	プロジェクト実施後のす べてのバイオ炭施用設備 における燃料使用量	・燃料供給会社からの請求書を もとに算定 ・重量計による計測	対象期間で累計

	プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭施用設備における電力使用量	・電力会社からの請求書をもとに算定 ・電力計による計測 ・設備仕様(定格消費電力）と 稼働時間をもとに算定	対象期間で累計

4.1.2.2. Verified Carbon Standard (VCS)

VCS における登録済或いは検討中の CCU に資する方法論の概要を整理した。

表 58 プラスチック材料における温室効果ガスの回収と利用の方法論（VCS 方法論）

方法論番号	VM0040 version1.0（※本方法論は 2021 年に停止され”Use of Alternative Materials to Displace the Production of Plastics”にて統合・改訂が検討されている）
方法論名	プラスチック材料における温室効果ガスの回収と利用の方法論
対象	本方法論は、大気中に排出されるはずであった CO2 や CH4 を、プラスチック市場に販売するための有益なプラスチック材料に変換するプロジェクト活動に適用可能である。プロジェクト活動により CO2 や CH4 がプラスチックに固定され、また、隔離された CO2 や CH4 からプラスチック材料を製造する工程は従来の工程よりも排出が削減される。
適格性要件	本方法論は、次の条件を満たす場合に適用することができる。 ・ 条件 1 ：プロジェクト活動では、CO2 及びまたは CH4 を長鎖熱重合体に変換する CCUS を通じて有用なプラスチック材料を生産する。プラスチック材料は次のいずれかの条件を満たす必要がある。 ➢ 寿命が少なくとも 100 年であること、または ➢ 生分解性であること。ただし、排出削減はバージンプラスチックの置換に関してのみ考慮可能で、炭素回収分については最終的に大気放出されるためクレーム不可。 ・ 条件 2 ：プロジェクト活動では、市場で販売されている有用なプラスチック材料を生産する必要がある。 ・ 条件 3 ：プロジェクト活動では、CO2 または CH4 から直接 PHA（ポリヒドロキシルアルカノエート）を生成し、(PP/PS/PE/TPU/ABS/PC/PET/PVC）を代替する必要がある。 ・ 条件 4 ：プロジェクト活動では、原料として CO2 と CH4 を組み合わせて単一のプラスチック原料を作成することは不可とする。 ・ 条件 5 ：CO2 を原料として使用する場合、CO2 は大気中に放出されるであろう発生源から得られたものであること。すなわち、プロジェクト活動のために特別に処理・生産されたものや直接空気回収技術から得られたものでないこと。 ・ 条件 6 ：CH4 を原料として使用する場合、プロジェクトでは CH4 の適格性を証明する必要がある。(リーケージ項目を参照)

<table>
<tr><td></td><td colspan="3">・　条件 7 ：CH4 を原料として使用する場合、CH4 を炭素集約度がより大きな原料で置換することは不可。（リーケージ項目を参照）</td></tr>
<tr><td>排出削減</td><td colspan="3">【ベースライン排出量】
・　従来の製造プロセスによるプラスチック材料の生産による排出量（tCO2e）（プラスチック生産量［生産量 t］ × 従来の製造プロセスによるバージンプラスチック原料の生産に関する排出原単位［tCO2e/単位生産量 t］）
・　プロジェクトが存在しない場合に大気中に残留又は放出される GHG 原料からの排出量（tCO2e）（生分解性プラスチックの場合はゼロとする）（プロジェクト活動でプラスチックを生産するために回収した CO2 量［t］+ プロジェクト活動でプラスチックを生産するために回収した CH4 の調整量［t］）
【プロジェクト排出量】
・　プロジェクトの生産施設での電力使用と化石燃料の燃焼による排出
・　プロジェクト活動により製造され、最終的に焼却されるプラスチックによる排出（（プラスチック原料を生産するために回収された CO2 量［t］ × プラスチックの廃棄段階で焼却処理量されて回収固定した CO2 が大気放出される割引率） +（プラスチック原料を生産するために回収された CH4 量［t］ × プラスチックの廃棄段階で焼却処理量されて回収固定した CH4 が大気放出される割引率） × 44/16））</td></tr>
<tr><td>ベースライン排出量</td><td colspan="3">ベースライン排出量は、(1) 従来のプラスチック材料の生産プロセスに関連する GHG 排出量、及び(2) プロジェクトが存在しない場合に大気中に残留或いは放出される GHG 原料からの排出量である。</td></tr>
<tr><td rowspan="5">モニタリング項目と方法</td><td>項目（抜粋）</td><td>方法</td><td>頻度</td></tr>
<tr><td>プラスチックの原料として回収された CO2 量</td><td>流量計</td><td>毎日記録</td></tr>
<tr><td>プラスチックの原料として回収された CH4 量</td><td>流量計</td><td>毎日記録</td></tr>
<tr><td>メタンの適格性</td><td>－</td><td>－</td></tr>
<tr><td>その他、ベースラインとプロジェクト排出量の算定に関連するパラメータ</td><td>－</td><td>－</td></tr>
<tr><td>その他－バウンダリ</td><td colspan="3">・　プラスチック材料が生産されるプロジェクト施設。
・　GHG 原料が供給される施設。
・　従来のプラスチック材料に代わる製造施設。</td></tr>
<tr><td>その他－追加性</td><td colspan="3">・　プロジェクト活動は、最新の VCS に示される”regulatory surplus”を満足することを証明しなければならない。
・　適格性要件はポジティブリストを表しており、プロジェクトは全ての適格性要件を満足することを証明しなければならない。</td></tr>
</table>

その他－リーケージ	・ 別の事業体により既にエネルギー生産のために契約されているバイオガスをメタンとして算定することは不可。回収するメタンを原料として使用するには以下のいずれかを証明する必要がある。 ➢ プロジェクトで用いる CH4 は、CH4 源の拡張から生じており、かつ大気中に放出されているものである。 ➢ 利用されていない過剰なガス供給の潜在性がある。 ➢ 有効審査／検証審査を実施する機関を満足させる、CH4 源が利用されていないバイオガスを供給していることを示す他の証拠がある。

表 59 コンクリート製造における CO2 利用方法論（VCS 方法論）

方法論番号	VM0043 version1.0
方法論名	コンクリート製造における CO2 利用方法論
対象	この方法論は、大気中に排出されるはずだった廃棄 CO2 を回収し、そのガスをコンクリート製造の原料として利用するプロジェクト活動に世界的に適用できる。セメント製造工程はエネルギーと炭素を多量に消費するため、この製造工程では普通セメントの使用量が少なくて済み、排出量をさらに削減できるという利点もある。
適格性要件	・ 条件１：プロジェクト活動では、生産プロセスにおいて CO2 を原料として使用し、CO2 を原料として使用しないコンクリート製造プロセスと比較して必要なセメント量が少ないプロセスでコンクリートを製造する必要がある。 ・ 条件２：プロジェクト活動によって製造されたコンクリートは、ベースラインコンクリートと同じ性能（圧縮強度など）を有している必要がある。 ・ 条件３：プロジェクト活動は、商業市場で使用・販売されるコンクリート材料を生産しなければならない。 ・ 条件４：プロジェクト活動では、セメントやコンクリートに補助的なセメント材料を使用することができる。 ・ 条件５：再生コンクリートの使用は、ベースライン シナリオでもプロジェクトシナリオでも適格ではない。 ・ 条件６：この方法は、プレキャスト型ではなく、生コンクリートの製造に限定される。 ・ 条件７：プロジェクト推進者は、CO2 が大気中に排出されることが確定している供給源からのみ CO2 を調達できる。許容されない供給源の例としては、地中に留まっている CO2 を回収する場合、工業的な排出源から回収された CO2 を回収後に地層の貯留層に注入されている場合は排出削減とはならない。アンモニア、水素、エタノール生産など、副産物として CO2 を生産する工業プロセスは、回収された CO2 が大気中に排出されるのであれば、許容される排出源である。直接空気中の CO2 を回収することは許容される CO2 供給源である。 ・ 条件８：プロジェクト提案者は、CO2 がキャップ・アンド・トレード・プログラムによって規制されている排出源から供給される場合、そのことを明記する必要

<table>
<tr><td></td><td colspan="3">があります。キャップ・アンド・トレード・プログラムによって規制されている排出源から得られた CO2 である場合、プロジェクト推進者はその施設が排出量を削減していないことを確認するために、規制当局への排出量報告を見直す必要があります。</td></tr>
<tr><td>ベースライン排出量</td><td colspan="3">ベースライン排出量は、普通セメント製造により排出される CO2 量と CO2 回収により排出される CO2 量の和である。普通セメント製造により排出される CO2 量は、普通セメントの製造量に普通セメント製造の排出係数を掛けて算出される。普通セメントの製造量は同等の圧縮強度を持つコンクリートを製造するためのセメント量である。これにはテストが必要となる。</td></tr>
<tr><td>プロジェクト排出量</td><td colspan="3">プロジェクト排出量は、プロジェクト施設で使用されるセメント生産により排出される CO2 量、CO2 圧入装置による電力増加により排出される CO2 量、CO2 圧入装置による化石燃料増分により排出される CO2 量、および CO2 が回収・圧縮されコンクリート中に隔離される場所へ輸送するために排出される CO2 量の合計により算出される。</td></tr>
<tr><td>バウンダリ</td><td colspan="3">プロジェクト境界
① コンクリート材料が製造されるプロジェクト施設
② CO2 原料の供給元となる施設（直接空気回収を行わない場合）
③ 代替普通セメントを製造する施設</td></tr>
<tr><td rowspan="9">モニタリング項目と方法</td><td>項目（抜粋）</td><td>方法</td><td>頻度</td></tr>
<tr><td>プロジェクト ミックス設計製造で使用された普通セメント量</td><td>標準の計量手順を使用</td><td>連続測定</td></tr>
<tr><td>ベースライン圧縮強度試験片の作成に使用した普通セメントの量</td><td>ベースラインセメント量を決定するための試験手順</td><td>プロジェクト期間ごとに 1 回</td></tr>
<tr><td>プロジェクト圧縮強度試験片を作成使用された普通セメントの量</td><td>ベースラインセメント量を決定するための試験手順</td><td>プロジェクト期間ごとに 1 回</td></tr>
<tr><td>コンクリートを製造するために注入された CO2 量</td><td>流量計</td><td>毎日記録</td></tr>
<tr><td>ベースラインコンクリートの炭素含有量</td><td>炭素分析装置</td><td>年間</td></tr>
<tr><td>プロジェクトコンクリートの炭素含有量</td><td>炭素分析装置</td><td>年間</td></tr>
<tr><td>プロジェクトによって生産されるコンクリート量</td><td>標準の計量手順を使用</td><td>継続的</td></tr>
<tr><td>プロジェクト活動ために使用されたグリッドからの電力量</td><td>電力メーター</td><td>毎日記録</td></tr>
</table>

	CO2 回収、圧縮、処理に使用されたグリッドからの電力量	電力メーター	毎日記録
	CO2 輸送およびプロジェクト施設で使用される電力の排出原単位	CDM 「電力システムの排出係数を計算するツール」	年間
	CO2 圧入装置で使用された化石燃料の量	流量計またはガス計	毎月
	CO2 排出事業者が廃棄 CO2 を回収・処理し、プロジェクトサイトに搬入するために使用する化石燃料の量	流量計、ガス計	毎月
	発生源から調達され、プロジェクト現場に持ち込まれた CO2 の量	CO2 供給業者からの販売記録•領収書	年間
	プロジェクトサイトに輸送された CO2 のマイル数	総トン数と総マイル数	年間
	廃棄物 CO2 を供給する施設から処理された CO2 の総量	記録簿	年間
その他－追加性	・ プロジェクト活動は、最新の VCS Standard に示される”regulatory surplus”を満足することを証明しなければならない。 ・ 適格性要件はポジティブリストを表しており、プロジェクトは全ての適格性要件を満足することを証明しなければならない。		
その他－リーケージ	このプロジェクトではリーケージは特定されていない。		

4.1.3. CCU 方法論のまとめ

4.1.3.1. CCU 方法論の現状の技術分野

現状はプラスチック、コンクリート、園芸、バイオ炭の方法論が既に開発されており、今年度の JCM FS において東洋エンジニアリング株式会社がグリーンメタノール製造の方法論案を開発中である。そうした化学分野、農業分野等の実例があるが、CO2 を使う製造業には今後より広範囲な展開が期待される。また、CCU 単独で一つの事業となる場合もあるが、事業内に CCU を入れ込むことによる CO2 削減効果を狙う事業も多い。その際には他の方法論とのバウンダリの定義およびリーケージを考慮する必要がある。

CCU に資する既存の方法論は以下のとおり。

- 園芸用施設における廃棄 CO2 有効利用
- バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留
- CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造

・ 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用

4.1.3.2. 適格性要件の考え方

適格性要件の概要は技術分野ごとにまとめることができる。それぞれの導入設備、電力事情等により適格性要件は変わる。既存方法論での一例として以下にそのポイントを纏めた。なお、共通項目として、「環境社会を配慮し持続可能性を確保すること」が挙げられるため以下の項目からは削除した。

1) 園芸用施設における廃棄 CO2 を有効利用するケース
   (1) 回収した CO2 の全部または一部を自家消費すること
   (2) 回収された CO2 がプロジェクト実施前の CO2 発生装置からの CO2 を代替する

2) バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留するケース
   (1) 「農地」又は「採草放牧地」における鉱質の土壌に施用すること
   (2) 炭素含有率及び 100 年後の炭素残存率を確定できること
   (3) 当該原料は国内産であること
   (4) 原料は未利用の生物資源、バイオ炭製造を目的として主伐された木材でないこと
   (5) 原料には、異物、塗料、接着剤、防腐剤、薬剤、有害物が含まれていないこと

3) CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造するケース
   (1) CO2 及びまたは CH4 を長鎖熱重合体に変換する CCU を通じて有用なプラスチック材料を生産すること
   (2) 寿命が少なくとも 100 年、または生分解性であること
   (3) 排出削減はバージンプラスチックの置換に関してのみ考慮が可能である
   (4) CO2 または CH4 から直接 PHA を生成し、PP/PS/PE 等を代替すること
   (5) CO2 は大気中に放出されるであろう発生源から得られたものであること
   (6) CH4 が原料の場合、CH4 の適格性を証明すること

4) 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用するケース
   (1) 必要なセメント量が削減できるプロセスのコンクリート製造であること
   (2) ベースラインコンクリートと同じ性能（圧縮強度など）を有すること
   (3) 商業市場で使用・販売されるコンクリート材料を生産すること
   (4) 再生コンクリートは使用不可とする
   (5) 生コンクリートの製造に限定する
   (6) 地中に留まっている CO2 を回収する場合、工業的な排出源から回収された CO2 を回収後に地層の貯留層に注入されている場合は排出削減とはならない

4.1.3.3. リーケージの考え方

リーケージとは、プロジェクト活動の結果ではなく、プロジェクトのバウンダリ外で発生するGHG 排出を指し、別の事業体により既にエネルギー生産のために契約されているバイオガス等グリーン燃料や再エネ電力を事業に算定することは不可となる。一例として、廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用する場合においては回収するメタンを原料として使用するには以下のいずれかを証明する必要がある。

1) メタンが適格であるか非適格であるかを実証する（例えば、メタン供給者との交渉や、検証・確認機関（VVB）を満足させる等の証拠により）
2) 以前メタンが排出されていたメタン供給源の拡張エリアから供給されることを実証する
3) 充分なガス供給可能性があることを実証する
4) メタン供給源が他の利用者に転用されていないことを示す

4.1.3.4. ベースライン排出量の考え方

ベースライン排出量は、CCU を適応するその技術分野ごとに纏めることができる。JCM の事業同様にそれぞれの導入設備、環境等によりベースライン排出量の定義は変わる。既存方法論での一例として以下にそのポイントを纏めた。

1) 園芸用施設における廃棄 CO2 を有効利用するケース
   ベースラインの CO2 発生装置の使用に伴う CO2 の排出量は、プロジェクト実施後に施用される CO2 量の同量を、それまで使用していた炭酸ガス発生装置から得る場合に想定される CO2 排出量とする。
2) バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留するケース
   ベースライン貯留量は、農地にバイオ炭が施用されなかった場合の貯留量である。
3) CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造するケース
   従来の製造プロセスによるプラスチック材料の生産による排出量（tCO2e)であり、以下のように算出される。
   （プラスチック生産量［生産量 t] × 従来の製造プロセスによるバージンプラスチック原料の生産に関する排出原単位［tCO2e/単位生産量 t]）
4) 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用するケース
   普通セメント製造により排出される CO2 量と CO2 回収により排出される CO2 量の和である。普通セメント製造により排出される CO2 量は、普通セメントの製造量に普通セメント製造の排出係数を掛けて算出される。普通セメントの製造量は同等の圧縮強度を持つコンクリートを製造するためのセメント量である。これにはテストが必要となる

4.1.3.5. プロジェクト排出量の考え方

プロジェクト実施後排出量は、CCU を適応するその技術分野ごとに纏めることができる。JCM 同様にそれぞれの導入設備、環境等によりプロジェクト実施後排出量の定義は変わる。既存方法論での一例として以下にそのポイントをまとめた。

1) 園芸用施設における廃棄 CO2 を有効利用するケース
   (1) CO2 施用システムの使用に伴う電力の使用による排出量となる。
   （＝プロジェクト実施後の CO2 施用システムにおける電力使用量［kWh/年］× 電力の CO2 排出係数［tCO2/kWh］）
   (2) 追加設備の使用に伴う電力の使用による排出量（排出削減見込み量に対して 5%以上の場合に排出量の算定を行う。）（＝プロジェクト実施後の追加設備における電力使用量［kWh/年］× 電力の CO2 排出係数［tCO2/kWh］）

2) バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留するケース
   (1) プロジェクト実施後の貯留量は、プロジェクト実施後にバイオ炭を農地に施用することで、土壌に貯留される CO2 量である。
   (2) 付随的な排出活動として、以下が挙げられる。
      (a) バイオ炭原料の運搬 CO2：バイオ炭原料の採取場所からバイオ炭製造場所までの運搬に伴う化石燃料の使用による排出量
      (b) バイオ炭製造設備の使用 CO2： 原料の炭化処理に伴う化石燃料又は電力の使用による排出量
      (c) バイオ炭の運搬 CO2：バイオ炭の製造場所から使用場所までの運搬に伴う化石燃料の使用による排出量
      (d) バイオ炭施用設備の使用 CO2： 機械によるバイオ炭の農地施用に伴う化石燃料又は 電力の使用による排出量

3) CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造するケース
   (1) プロジェクトの生産施設での電力使用と化石燃料の燃焼による排出量
   (2) プロジェクト活動により製造され、最終的に焼却されるプラスチックによる排出量
   ((プラスチック原料を生産するために回収された CO2 量［t］× プラスチックの廃棄段階で焼却処理量されて回収固定した CO2 が大気放出される割引率） ＋ （プラスチック原料を生産するために回収された CH4 量［t］× プラスチックの廃棄段階で焼却処理量されて回収固定した CH4 が大気放出される割引率） × 44/16))

4) 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用するケース
   プロジェクト排出量は、プロジェクト施設で使用されるセメント生産により排出される CO2 量、CO2 圧入装置による電力増加により排出される CO2 量、CO2 圧入装置による化石燃料

増分により排出される CO2 量、および CO2 が回収・圧縮されコンクリート中に隔離される場所へ輸送するために排出される CO2 量の合計により算出される。

4.1.3.6. バウンダリの考え方

CCU 単独で一つの事業となる場合もあるが、事業内に CCU を入れ込むことによる CO2 削減効果を狙う事業も多い。その際に CCU を導入することにより製造される化学製造製品のその後の用途を明確化し、それが多岐にわたる場合には、バウンダリを化学製造製品までとし、その製造工程での CO2 削減量をプロジェクト削減量とすることで、方法論の範囲を明確化し簡素化することが必要である。バウンダリは、CCU を適応するその技術分野ごとにまとめることができる。それぞれの導入設備、環境等によりバウンダリの定義は変わるが、既存方法論での一例として以下にそのポイントを纏めた。

1) 園芸用施設における廃棄 CO2 を有効利用するケース
   (1) プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量を直接計測
   (2) プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量を、回収する CO2 の発生源となる設備（空調用のボイラー等）における燃料消費量から算出。なお、付随的な排出活動については、排出量の算定を省略してもよい。

2) バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留するケース
   施用の事業範囲となる。

3) CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造するケース
   (1) プラスチック材料が生産されるプロジェクト施設
   (2) GHG 原料が供給される施設
   (3) 従来のプラスチック材料に代わる製造施設

4) 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用するケース
   (1) コンクリート材料が製造されるプロジェクト施設
   (2) CO2 原料の供給元となる施設（直接空気回収を行わない場合）
   (3) 代替普通セメントを製造する施設

4.1.3.7. モニタリングの考え方

モニタリングは、CCU を適応するその技術分野ごとにまとめることができる。JCM 同様にそれぞれの導入設備、環境等によりモニタリングの定義は変わる。

1) 園芸用施設における廃棄 CO2 を有効利用するケース

(1)　プロジェクト実施後の対象設備における電力使用量（kWh/年）
(2)　プロジェクト実施後の追加設備における電力使用量（kWh/年）
(3)　プロジェクト実施後の対象設備における CO2 施用量（tCO2/年）
(4)　プロジェクト実施後に回収する CO2 の発生源となる設備（空調用のボイラー等）における燃料使用量

2) バイオ炭の農地土壌への施用により難分解性の炭素を土壌に貯留するケース
(1)　バイオ炭の種類
(2)　土壌に投入されたバイオ炭の量
(3)　プロジェクト実施後のバイオ炭原料の運搬における燃料使用量
(4)　プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭製造における燃料使用量
(5)　プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭製造における電力使用量
(6)　プロジェクト実施後における当該プロジェクト用に製造されたバイオ炭の重量
(7)　プロジェクト実施後における製造されたすべてのバイオ炭の重量
(8)　プロジェクト実施後のバイオ炭の運搬における燃料使用量
(9)　プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭施用設備における燃料使用量
(10)　プロジェクト実施後のすべてのバイオ炭施用設備における電力使用量

3) CO2 や CH4 をプラスチックに固定しプラスチック材料を製造するケース
(1)　市場に販売されたプラスチックの総量
(2)　添加剤の量
(3)　製造工程中の CH4 のパーセント
(4)　プラスチックの原料として回収された CO2 量
(5)　プラスチックの原料として回収された CH4 量
(6)　プロジェクト施設が電力網から供給する電力使用量
(7)　電力の排出原単位
(8)　プロジェクト施設で使用された化石燃料の量

4) 廃棄 CO2 をコンクリート製造原料として利用するケース
(1)　プロジェクト ミックス設計製造で使用された普通セメント量
(2)　ベースライン圧縮強度試験片の作成に使用した普通セメントの量
(3)　プロジェクト圧縮強度試験片を作成使用された普通セメントの量
(4)　コンクリートを製造するために注入された CO2 量
(5)　ベースラインコンクリートの炭素含有量
(6)　プロジェクトコンクリートの炭素含有量
(7)　プロジェクトによって生産されるコンクリート量
(8)　プロジェクト活動ために使用されたグリッドからの電力量
(9)　CO2 回収、圧縮、処理に使用されたグリッドからの電力量

(10) CO2 輸送およびプロジェクト施設で使用される電力の排出原単位
(11) CO2 圧入装置で使用された化石燃料の量
(12) CO2 排出事業者が廃棄 CO2 を回収・処理し、プロジェクトサイトに搬入するために使用する化石燃料の量
(13) 発生源から調達され、プロジェクト現場に持ち込まれた CO2 の量
(14) プロジェクトサイトに輸送された CO2 のマイル数
(15) 廃棄物 CO2 を供給する施設から処理された CO2 の総量

4.1.4. JCM FS 事例

現状において、JCM における CCU 方法論が無いなか、工場から排出される CO2 を回収して水素と合成することで化学物を製造する案件が JCM FS 事業に採択された。以下のその概要を示す。

- グリーンメタノールは、天然ガスから生成されるメタノールの代替として回収した CO2 とグリーン水素から製造される。
- グリーンメタノールは燃料としてではなく化学物質として使用される。
- グリーン水素製造装置、CO2 回収装置およびグリーンメタノール製造装置に使用される電力は、全て再生可能エネルギーにて賄われる。

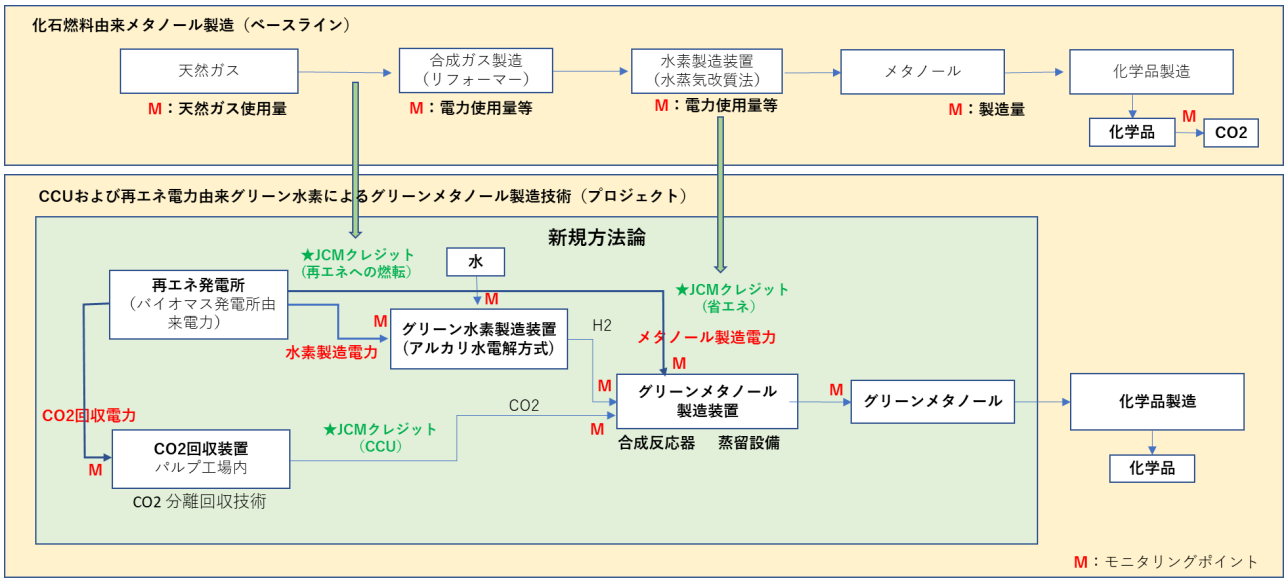
表 60 令和 5 年度 JCM FS で採択した CCU 案件の方法論案

方法論名	回収 CO2 とクリーン水素によるメタノール製造における方法論
対象	本方法論は、従来、天然ガスから製造されるメタノールを、回収された CO2 とクリーンな水素から生成されたグリーンメタノールで代替することを対象とする。
適格性要件	・ 条件 1：オンサイトで回収した CO2 を原料として使用すること ・ 条件 2：クリーンな水素を原料として使用すること ・ 条件 3：事業実施国内においてメタノールが化学製品として使用されていること
ベースライン排出量	ベースラインシナリオは、グリーンメタノール生産量に IPCC が発行した 2006 年国家温室効果ガスインベントリに関する IPCC イドラインを乗じて計算する。BaU 排出の排出係数は 0.6 として仮定され、事業実施国のメタノール生産者への聞き取りに基づき、天然ガスから改質器で合成ガスを製造し、メタノールを合成することによる。 IPCC ガイドライン（第 3 巻、第 3 章、表 3.12 および第 3 巻、第 3 章、3.74 ページ)および補足資料による 100 年間の地球温暖化係数（GWP-100) IPCC 第 6 次評価報告書※ は以下のとおり。 CO2 : 0.497 トン- CO2 / 生成されたメタノールのトン、1 (GWP-100) CH4: 2.3 kg - CH4 / 生成されたメタノール 1 トン、 2 7.9 (GWP-100) 合計: 0.56117 トン-CO2e q / 生成されたメタノール 1 トン

	この方法論では、IPCC による EF データベース は事業実施国の従来の排出係数よりも低いため、リファレンス排出量は BaU 排出量よりも低く見積もり、この方法では排出量がネットの削減量となる。 $RE_p = N_{MEOH,p} * \{(EF_{CO2,MEOH} + EF_{CH4,MEOH} * GWP_{100,CH4})$ RE_p : Reference emissions during the period p [tCO2/p] $N_{MEOH,p}$: Project production amount of methanol during the period p [tMEOH/p] $EF_{CO2,MEOH}$: CO_2 emissions factor for production of methanol [tCO_2/tMEOH] $EF_{CH4,MEOH}$: CH4 emissions factor for production of methanol [tCH4/tMEOH] $GWP_{100,CH4}$: Global warming potentials for 100-year time horizons of CH4[tCO2/tCH4]
プロジェクト排出量	$PE_p = EC_{cc,p} * EF_{elec,cc} + EC_{H2,p} * EF_{elec,H2} + EC_{MEOH,p} * EF_{elec,MEOH} + \sum_i((FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i})$ PE_p : Project emissions during the period p [tCO2/p] $EC_{cc,p}$: Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p] $EF_{elec,cc}$: CO2 emission factor of electricity consumed by project carbon capture equipment [tCO2/MWh] $EC_{H2,p}$: Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p] $EF_{H2,cc}$: CO2 emission factor of electricity consumed by production of H2 [tCO2/MWh] $EC_{MEOH,p}$: Electricity consumption by project methanol production plant during the period p[MWh/p] $EF_{elec,\ MEOH}$: CO2 emission factor of electricity consumed by project methanol production plant [tCO2/MWh] $FC_{PJ\_onsite,i,p}$: The amount of the fuel type i used onsite for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p] $FC_{PJ\_t,i,p}$: The amount of the fuel type i used for transportation of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p] $NCV_{PJ,i}$: Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit] $EF_{PJ,i}$: CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ] 最大出力容量*が 15MW 以下で、バイオマス資源とバイオマス発電所間の往復距離が 200km を超える可能性が低いことを示す証拠がある場合、輸送による排出は無視できる。バイオマス資源を利用施設まで輸送することに伴うプロジェクト排出量について

	は、CDM 方法論ツール「バイオマスからのプロジェクト排出量と漏洩排出量」において、輸送距離が 200km 未満であれば無視できると規定されている。 最大出力容量が 15 MW 以下であることを示す証拠がなく、バイオマス資源とバイオマス発電所間の往復距離が 200km を超える可能性が低い場合は、輸送による排出量全体が上記の式を使用して計算される。 （※最大出力容量は発電所が発電できる最大の発電量）	
モニタリング項目と方法	主な項目（抜粋）	方法
	グリーンメタノール製造量・利用料	実測
	CO2 回収設備が消費する電力量	実測
	水素製造設備が消費する電力量	実測
	メタノール製造設備が消費する電力量	実測
	補機等による化石燃料消費量	実測
その他－バウンダリ	製造したグリーンメタノールは全てを化学製品の製造に廻され、他の用途には使われないため、バウンダリはグリーンメタノール製造までとする。	
その他－リーケージ	バイオマス発電所の出力内にて本事業が実現できるためリーケージは発生しない。	

本 JCM FS で想定される事業と JCM 方法論案の概要を下図に整理した。



パシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 5 CCU 活用グリーンメタノール製造から化学品製造の概要

上図のような CCU を活用したグリーンメタノール製造・利用事業での留意点について有識者へのヒアリングを行い、以下のコメントを得た。これらの点は、CCU に関する方法論を検討するにあたり共通して該当する。

- ✓ バウンダリについては、在来メタノールとグリーンメタノールの用途が同じであれば、用途はバウンダリ外とするのがよい。
- ✓ その場合、ベースラインとプロジェクトでサービスが等価である必要がある。例えば、化石燃料を再エネに代替する事業であれば同量を発電したと考えるのと同じように、グリーンメタノールを製造した場合、同量・同品質の在来メタノールを代替すると考えるべき。
- ✓ 電力にバイオマス発電電力を用いる場合、バイオマス専用のプランテーション起源であると、肥料や輸送等々の上流排出についても考慮するケースがあり、注意が必要である。一部の CDM 方法論では考慮されている。
- ✓ 電力に関しては、系統に接続するなどして販売していた余剰の再エネ電力を CCU に利用する場合、再エネ電力を購入していた需要家において再エネ電力が足りなくなり、グリッドから追加的に電力を購入すると言った玉突きが起こる可能性もあり、リーケージ問題が起こりかねない。再エネ電力の由来には注意が必要である。
- ✓ 在来製品と比較して高い価格でグリーンという環境価値が付いた製品を、仮に製造者とは別の需要家が購入する場合に、環境価値の帰属は需要家側にならなければ需要を増やすインセンティブにならないことが考えられる。カーボンクレジット（環境価値）を製造側が取得する場合は、需要家が得る物は在来のメタノールと同様の扱いとなるため、環境価値をどこまで主張するかという扱いには注意が必要である。。

4.1.5. JCM での CCU 事業実施に向けた提言

既存の CCU を活用する事業の J クレジットおよび VCS の方法論は未だ限られた技術分野ではあるが承認されている。JCM パートナー国において CCU が今後拡大されていくことが予想できる中、既存の他スキームでの方法論は JCM 方法論開発にとって、個々の技術の方法論項目の決定に大変参考となり、各方法論を跨いで統一すべきところは統一していくことが可能となる。その一方で、JCM として方法論を開発するにおいて注意すべき点および指針が浮き上がってきた。それらを方法論の項目ごとに以下にまとめた。

1） JCM 事業の技術分野の展望

必ずしも JCM 事業に特化したことでは無いが、JCM においては再生可能エネルギー、省エネ、交通等の複合案件が多くなる傾向があり、CCU を一つの核とした各種技術が連携して CO2 削減を達成することが考えられる。また一方で、設計中の事業に CCU を賢く埋めこみ追加の CO2 削減を達成することが可能となる。廃熱利用が後者の事例となるが、それと同様に CCU の活用範囲を広げていくことが必要と思われる。また、各種化学プラントにおける製造業において、今年度の JCM FS で採択された CCU 事例のように、CO2 削減を JCM クレジットの取得とともに民間 JCM 等で実現していくことにより事業機会の拡大につながると考える。

2） 適格性要件

各 CCU 技術における適格性要件は適用する CCU 技術により異なる。JCM においての注意点としては、CCU はこれから事業が実現され方法論が確立されて行く上で、JCM の MRV プロセスにおける第三者機関のモニタリング、Validation および Verification が、過去の JCM での実績がないため、厳密になることが考えられる。そういう意味では、JCM 事業の開発段階において、個々の適格性要件に具体的にかつ数値で証明できることの裏付けを慎重に進める必要がある。

3) リーケージ

リーケージとは、プロジェクト活動の結果ではなく、プロジェクトのバウンダリ外で発生する GHG 排出を指し、別の事業体により既にエネルギー生産のために契約されているバイオガス等グリーン燃料や再エネ電力を事業に算定することは不可となる。JCM 事業においては、そうした各電力の厳密なモニタリングの徹底を第三者機関の審査で確認されることとなる。こうした情報に関し JCM 方法論作成において Additional Information 等も含めてより詳細に記述する必要がある。

4) リファレンス排出量およびプロジェクト実施後排出量

JCM における注意点は、上記の技術例のようなリファレンス排出量の定義の根拠を方法論および Additional Information として纏めることが必要となる。

5) バウンダリ

JCM 事業においては、CCU 単独で一つの事業となる場合もあるが、事業内に CCU を入れ込むことによる CO2 削減効果を狙う事業も多くなると予想される。その際に CCU を導入することにより製造される化学製品等のその後の用途を明確化し、それが多岐にわたる場合には、バウンダリを化学製品までとし、その製造工程での CO2 削減量をプロジェクト削減量とすることで、方法論の範囲を明確化し簡素化することが必要である。その際にはその事業実現において関連する他の JCM 方法論とのバウンダリの整合性を図る必要があるため、実施国のみならず他国における類似方法論を参照することが必要となる。

6) モニタリング

JCM におけるモニタリングは、各パートナー国における JCM 規則を参照し、それに従わなければならない。また、開発途上国においては、その地の環境に応じてリモートモニタリングが必要なケースや故障時対応ためバックアップ計器をセットする必要等がある（これは、CCU に限るものではなく、JCM プロジェクト全般に該当する）。

4.2. プログラム型プロジェクト分野に係る調査

プログラム型プロジェクトについて、既存のプログラム型プロジェクトの事例として、CDM、J-クレジット、VCS におけるプログラム活動に資する制度を調査し、その概要をまとめ、JCM において想定されるプロジェクトの事例、JCM 方法論の基礎、その他 JCM プロジェクト化における課題等をまとめた。

4.2.1. クリーン開発メカニズムにおけるプログラム活動

4.2.1.1. プログラム活動の概要

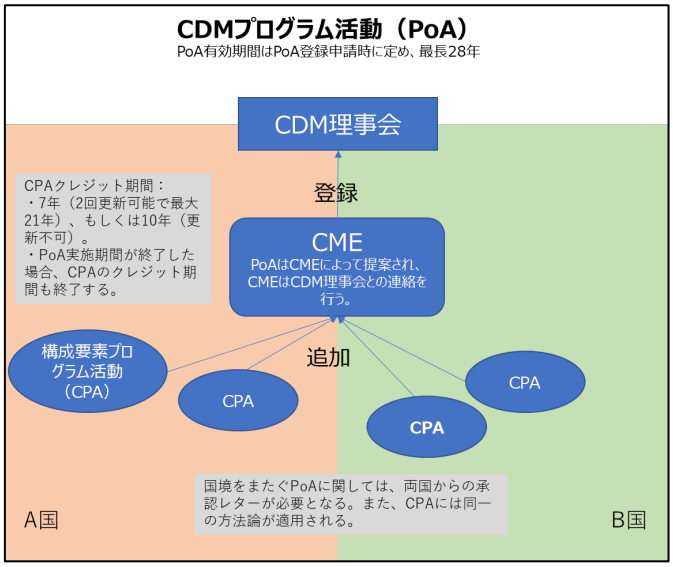
CDM におけるプログラム活動（Programme of Activities: PoA）[49]は、民間企業または公的機関が自主的に調整して実施する政策・対策や目標設定（例えば、奨励制度、自主行動計画）による活動であり、PoA がなかった場合と比較して追加的となる GHG 排出削減もしくは吸収量増大を促進する活動である [50]。PoA は、複数のプロジェクト活動要素（Component Project Activity: CPA）により構成され、単一の CDM プロジェクト活動として登録することが可能となり、PoA の実施期間は最大 28 年の設定が可能となっている [51]。CPA のクレジット期間は、通常の CDM プロジェクトのクレジット期間と同様に 7 年（2 回更新可能で最大 21 年）、または 10 年（更新不可）となっている。PoA の実施期間（最大 28 年）が終了した場合、CPA のクレジット期間も終了する。また、PoA は複数の国にまたがって実施することが可能となっている。

調整又は管理主体（Coordinating/Managing Entity: CME）が PoA の提案を行う。CME は、PoA に参加する全てのプロジェクトのホスト国の政府担当窓口（Designated National Authority: DNA）によって承認され、排出削減クレジット（CER）の分配事項も含めて CDM 理事会との連絡を行う。PoA の参加者は、連絡方法や CER の分配等に関して CME と調整を行う。

[49] CDM project standard for programmes of Activities version 03.0

[50] 承認された方法論を用い、適切な境界を定義し、二重計算を避け、漏れを考慮し、吸収源と排出削減による人為的除去が現実的、測定可能、検証可能で、プロジェクト活動がない場合に発生するものに追加することを確実にすることが、PoA 実施の条件となる。

[51] 新規植林/再植林プログラムの実施期間は、最大 60 年の設定が可能となっている。新規植林/再植林プログラムのクレジット期間は 20 年（2 回更新可能）、または 30 年となっている。PoA の実施期間（最大 60 年）が終了した場合は、CPA のクレジット期間も終了する。



パシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 6 CDM のプログラム活動の運営管理体制

4.2.1.2. プログラム活動の実施手順

PoA の実施手順は、プロジェクトが追加される部分を除いて、一般の CDM プロジェクト活動と同様に「Clean development mechanism project cycle procedure」に則る。JCM[52]と CDM[53]の実施プロセスの比較を下表に示す。

表 61 JCM と CDM の実施プロセス

プロセス	JCM	CDM
提案方法論の提出	プロジェクト実施者が合同委員会に提出[54]	プロジェクト実施者が方法論パネルに提出
提案された方法論の承認[55]	合同委員会	CDM 理事会
プロジェクトデザインドキュメント（PDD）の作成	プロジェクト実施者	プロジェクト実施者
バリデーション[56]	第三者機関（Third-party entities、TPEs）	指定運営組織（Designated Operational Entities: DOEs）
プロジェクト承認	合同委員会	関係国の指定国家機関（Designated National Authority: DNA）

[52] 公益財団法人地球環境センター（GEC）HP（http://gec.jp/jcm/jp/about/）を参照。最終閲覧日：2024/2/21
[53] CDM HP（https://cdm.unfccc.int/about/index.html）を参照。両 HP 最終閲覧日：2024/2/21
[54] 2023 年度よりパートナー国による PIN（Project Idea Note：事業概要）の確認プロセスが本プロセスの前に追加された。
[55] 合同委員会は、両国政府の代表者により構成され、JCM の実施に必要なルールとガイドライン等を策定する。CDM 理事会は、国際連合の機関であり、京都議定書締約国会議の下で各ルールの制定改廃・運営管理と個別事業の認可手続を行う。
[56] TPEs は、合同委員会により指定され、プロジェクトの妥当性確認、温室効果ガス排出削減量の検証等を行う。DOEs は、CDM 理事会による信任を受け、京都議定書の締結国会議から指定を受けることで業務を行える。DOEs は、プロジェクトの妥当性確認、温室効果ガス排出削減量の検証、認証等を行う。

プロジェクト登録	合同委員会	CDM 理事会
モニタリング	プロジェクト実施者	プロジェクト実施者
ベリフィケーション	TPEs	DOEs
クレジット発行	合同委員会が発行量を決定し、各国政府がクレジットを発行	CDM 理事会がクレジットを発行

以下、CDM 実施プロセスにおいて、PoA に係る内容を示す。[57]

① PDD の作成～ホスト国の承認

- CDM の事前登録に係る規定（例えば、特別な条件がない場合、プロジェクト参加者は、プロジェクト活動の開始日から 180 日以内に、プロジェクト活動のホスト国の DNA および事務局に、CDM 開始の意向を書面で通知しなければならない）は、PoA には適用されない。ただし、CME は、PoA の開始日を決定する目的で、「CDM 活動計画事前検討書（CDM-PoA-FORM）」を用いて、PoA 開始の意向を、PoA のホスト国の DNA 及び事務局に書面で通知することができる。
- CME は、PoA を実施する各ホスト国及び附属書 I 国から承認レターを得る。

② 登録済み PoA への CPA の追加

- PoA の実施期間内（最大 28 年）であれば、CME が個別 CPA 用のプロジェクト設計書となる Component project activity design document form（CDM-CPA-DD-FORM）を任意の DOE に提出することで、新たな CPA を追加することができる。DOE による CPA の適格性条件が確認された後、DOE がウェブ上の UNFCCC CDM 専用サイトに情報をアップロードすることで、CPA が登録される。ただし、アップロード頻度は 1 か月に 1 回までとなっている。PoA のステータス変更は、事務局から DOE、CME、DNA に自動的に通知される。

③ 誤った CPA の特定と取扱い

- CDM 理事会メンバー、または PoA に参加する DNA が、ある CPA の PoA への組み入れ、またはクレジット期間の更新が適正ではないと判断した場合、PoA への CPA の組み入れ後またはクレジット期間の更新後 1 年以内、または当該 CPA への最初の CER 発行後 180 日以内のいずれかの期間に「CPA 組み入れの再審査様式（Component project activity inclusion review form, F-CDM-CPAR）」を事務局に提出し、当該 CPA の組み入れについて再審査を依頼する。再審査の結果除外された CPA は、いかなる PoA にも再び含まれず、単独の CDM プロジェクト活動とみなされる。

④ PoA 及び CPA のクレジット期間の更新

- CME は CDM-PoA-DD-FORM 及び包括的 CDM-CPA-DD-FORM の新版を作成する。PoA のバージョンが改定された場合、クレジット期間の更新は、当該 PDD の改定版の承認から 7 年後に実施する。CPA のクレジット期間を更新するためには、CME は CPA が全ての要件を満たすことを確認したうえで、包括的 CDM-CPA-DD の最新版を DOE へ送付する必要がある。

[57] CDM project standard for programmes of Activities version 03.0

⑤ PoA の CER 発行申請

・ 発行申請は、特定のモニタリング期間中の当該 PoA に含まれるすべての CPA について行う。最後の CER 発行申請から 90 日以内は提出できない。

PoA の方法論に関しては、プロジェクト活動と同様に、New baseline and monitoring methodology proposal" form (CDM-PNM-FORM)、The proposed new methodology using the relevant form (分野や規模ごとに、CDM-NM-FORM、CDM-SSC-NM-FORM、CDM-AR-NM-FORM 、CDM-CCS-NM-FORM 等)等を合同委員会に提出する。[58]

PoA の PDD については、PoA 向けの様式となる CDM-PoA-DD-FORM と、個別 CPA 向けの様式となる CDM-CPA-DD-FORM が用意されている。CDM-PoA-DD-FORM には、PoA に関する内容及び全ての CPA に共通する要素を記載する包括的 CPA に関する内容を記載する。プロジェクト実施者は、CDM-PoA-DD-FORM により PoA の実施枠組みを設定し、PoA の元での CPA の定義を行う。一方、CDM-CPA-DD-FORM には、個別 CPA の内容を記載する [59]。[60]

CDM-PoA-DD-FORM の構成を下表に示す。

表 62 CDM-PoA-DD-FOAM (Version 10.0)の構成

PRAT1　PoA	
セクション A	PoA の概要
	A.1. PoA の目的・概要
	A.2. PoA の物理的・地理的なバウンダリ
	A.3. 技術/方法
	A.4. CME（Coordinating/managing entity）
	A.5. 関係者・プロジェクト参加者
	A.6. PoA への公的資金
セクション B	管理体制
セクション C	PoA の追加性の証明
セクション D	PoA の開始日と期間
	D.1. PoA の開始日
	D.2. PoA の期間
セクション E	環境への影響
	E.1 環境影響分析が行われる水準
	E.1. 環境影響分析
	E.2. 環境影響評価
セクション F	現地ステークホルダーとの協議
	E.1. 現地ステークホルダーとの協議が行われる水準

[58] CDM project standard for programmes of Activities version 03.0

[59] CDM-PoA-DD の登録申請時には、提案される PoA に包括的 CPA（CDM-PoA-DD-FORM に記載)、及び 1 件の個別 CPA（CDM-CPA-DD-FORM に記載）の情報を記載し提出しなければならない。

[60] CDM project standard for programmes of Activities version 03.0

	E.2. 現地ステークホルダーとの協議方法
	E.3. 寄せられたコメントの概要
	E.4. 寄せられたコメントへの検討
セクション G	許可・承認
PART II CPA	
セクション H	包括的 CPA の概要
	H.1. 包括的 CPA のタイトル
	H.2. 包括的 CPA の参照番号
	H.3. 包括的 CPA の目的と概要
セクション I	ベースライン及びモニタリング方法論の適用
	I.1. 方法論及びベースラインへの参照
	I.2. 方法論及びベースラインの適用性
	I.3. 複数方法論の適用性
	I.4.プロジェクト範囲、ソース、温室効果ガス
	I.5. ベースラインシナリオの設定と概要
	I.6. 排出削減量の事前算出
	I.6.1. 方法論選択の解説
	I.6.2. 事前に報告されるべきデータとパラメータ
	I.6.3. 排出削減量の事前計算
	I.7. モニタリング計画
	I.7.1. モニタリングデータとパラメータ
	I.7.2. サンプリング計画
	I.7.3. モニタリング計画に係る他の要素
セクション J	クレジット期間の種類と期間
セクション K	CPAs を追加するための基準
付録 1. CME とプロジェクト参加者の連絡先	
付録 2. 公的資金に関する確約	
付録 3. 方法論と標準化されたベースラインの適用性	
付録 4. 排出削減量の事前算定に関する背景情報	
付録 5. モニタリング計画の背景情報	
付録 6. 現地ステークホルダーから寄せられたコメントの概要	
付録 7. 登録後の変更点の概要	

以下に各セクションの概要を示す。

セクション A　PoA の概要

- A.1. PoA の目標、実施するための枠組み、PoA が CME による自発的な行動であることの確認、PoA が現地国の持続可能な開発にどのように貢献するかを記載する。
- A.2. PoA の物理的・地理的バウンダリを、PoA に含まれるすべての CPA の地理・地域的観点（例：自治体、国内地域、国または数カ国）から記載する。
- A.5. 締約国及びプロジェクト参加者をリストアップし、プロジェクト参加者の連絡先を記載する。

セクション B　管理体制

- 該当するプロジェクト規定に則り、PoA 実施のための運営・管理体制を記載する。例えば、関与する職員の役割と責任の明確な定義、二重計上（例えば、CDM プロジェクト活動として既に登録されているプロジェクトを CPA として含めること）を避けるための手順を記載する。

セクション C　PoA の追加性の証明

- PoA が存在しない場合、PoA の下で実施される CPA がないことを記載する。

セクション E　環境への影響

- E.1. 環境影響分析の実施水準を記載する。
- E.2. 環境影響分析が PoA 全体に対して実施されるのか､CPA レベルで実施されるのかを示し、そのレベルを選択した理由を記載する。

セクション F　ローカルステークホルダーとの協議

- F.1. ローカルステークホルダーとの協議は、PoA レベル、または、個々の CPA レベルで実施されるのかを示し、協議レベルが適切である理由を記載する。
- F.4.ローカルステークホルダーとの協議が PoA 全体レベルで実施された場合、ローカルステークホルダーから提供されたコメントが、CDM-PoA-DD においてどのように考慮されたかを記載する。ローカルステークホルダーとの協議が CPA レベルで実施される場合、「該当なし」を示す。

セクション G　許可・承認

- PoA への関与を希望する団体からの承認書が、DOE に CDM-PoA-DD を提出する時点で入手可能であるかどうかを示す。その場合、その書簡を提供する。
- CDM-PoA-DD に記載されている各プロジェクト参加者が、PoA に関与する少なくとも 1 つの当事者から、承認状を与えられているかを確認する。個別の承認書がある場合は、その書簡を提出する。
- CME が、PoA の各ホスト当事者から、それぞれの承認書の調整について承認を受けているかどうかを示す。個別の承認書がある場合は、その書簡を提供する。

セクション H　包括的 CPA の概要

- H.3. 包括的 CPA の目的、対応する CPA で採用及び/又は実施される技術/対策の概要を記載する。

CDM-CPA-DD-FORM の構成を下表に示す。

表 63 CDM-CPA-DD-FOAM (Version 10.0)の構成

セクション A	CPA の概要
	A.1. CPA の目的・概要
	A.2. CPA の所在地
	A.3. 技術/方法
	A.4. CME
	A.5. 締結国と CPA 実施者
	A.6. PoA への公的資金投入
	A.7. CPA の沿革
	A.8. デバンドリング
セクション B	方法論と標準化されたベースラインの適用
	B.1. 方法論と標準化されたベースラインへの言及
	B.2. プロジェクトのバウンダリ、ソース、温室効果ガス
	B.3. ベースラインシナリオの設定と記述
	B.4. 想定排出削減量
	B.4.1. 選択した方法論の記述
	B.4.2. 事前に決定したデータとパラメータ
	B.4.3. 事前排出削減量の算出
	B.4.4. 事前排出削減量の見積もりの概要
	B.5. モニタリング計画
	B.5.1. モニタリングデータとパラメータ
	B.5.2. サンプリング計画
	B.5.3. モニタリング計画の他の要素
セクション C	開始日、クレジット種類・期間
	C.1. CPA の開始日
	C.2. 想定 CPA 期間
	C.3. CPA のクレジット期間
	C.3.1. クレジット期間の種類
	C.3.2. クレジット期間の開始日
	C.3.3. クレジット期間
セクション D	環境影響
	D.1. 環境影響分析
	D.2. 環境影響評価
セクション E	地元ステークホルダーとの協議
	E.1. 地元ステークホルダーとの協議方法

	E.2. 寄せられたコメントの概要
	E.3. 寄せられたコメントへの検討
セクション F	追加の適格性
付録 1. CPA 実施者の連絡先	
付録 2. 公的資金に関する確約	
付録 3. 排出削減量の事前算定に関する背景情報	
付録 4. モニタリング計画の背景情報	
付録 5. 現地ステークホルダーから寄せられたコメントの概要	
付録 6. 登録後の変更点の概要	

以下に各セクションの概要を示す。

セクション A　CPA の概要

- A.8. 小規模 CPA の場合、CPA が大規模プロジェクトから離群した要素でないことを証明する。

セクション B　方法論と標準化されたベースラインの適用

- 小規模 CPA に複数のコンポーネントがある場合、各コンポーネントの情報を B の全項目でそれぞれ記載する。
- B.2. CPA の物理的な境界線を含む CPA のプロジェクト境界線を定義する。
- B.3. 対応する包括的 CPA の様式に従って、CPA のベースラインシナリオを記述し、説明する。
- B.4.1. ベースライン排出量、プロジェクト排出量、リーク排出量、排出削減量を計算するための、包括的 CPA の様式を、個別 CPA にどのように適用するかを説明する。

セクション C　開始日、クレジット種類・期間

- C.1. CPA の開始日が PoA の開始日以降であることを、PoA の開始日を参照することにより確認する。

セクション D　環境影響

- D.1. 環境影響分析が CDM-PoA-DD に示された CPA レベルで実施された場合、分析の概要と、越境影響に関するものを含むすべての関連文書への参照を提供する。小規模 CPA の場合、環境影響に関する分析がホスト国によって要求される場合は、その概要を提供する。環境影響の分析が PoA 全体について実施された場合は、その旨を記載する。

4.2.1.3. プログラム活動におけるプロジェクト追加の要件

PoA において CPA を追加する際の主な要件は以下のとおりである[61]。

■ ダブルカウントを避ける等の要件。

- 地理的に CPA は PoA の範囲内にあること。

[61] CDM project standard for programmes of Activities version 03.0

- 他のプロジェクトに含まれていないこと。
- 製品およびエンドユーザーの所在地が識別できること。

■ CPA の対象とするグループや技術が、家庭用／業務用／産業用、農村部／都市部、系統連系／オフグリッドなど、識別できること。[62]

■ 承認された PoA における環境影響評価の要件を満たしていること。

■ 承認された PoA におけるローカルステークホルダーとの協議結果の要件を満たしていること。

4.2.1.4. プログラム活動の利点と欠点

PoA の利点として主に以下の事項が挙げられる。[63]

- PoA は、個々のプロジェクトでは実現不可能な小さなプロジェクトにまで CDM の範囲を広げることが可能となり、PoA 登録後、CPA を無制限に追加できるため、排出削減量を継続的にスケールアップすることが可能となる。
- 世帯レベルなどでの、コベネフィット効果の高い技術をプロジェクトに取り込むことが可能となる。
- 地域レベルでプロジェクトが管理されるため、PoA を通じて資金にアクセスすることで、地域の政策目標を効果的に支援することが可能となる。また、CPA に参加する個々の主体の取引コスト、投資リスク、不確実性が減る。
- プロジェクト開発者が個々の PoA のプロセスに直接関与することがなく、プロジェクトの承認手続きが早くなる。モニタリングと検証は、方法論に則ってまとめて行うことができる。また、追加される各 CPA については、登録料が不要となる [64]。

一方で、PoA の欠点としては、活動が地理的に分散しているため、データ収集・管理といった MRV の難度の高さや複数の利害関係者の調整の困難さ、家庭を対象とした調査の難しさ等が挙げられている。[65]

4.2.1.5. プログラム活動の状況

PoA 登録数と CPA 案件数の経年変化を下図に示す。2023 年 10 月において、363 件の PoA（仮登録を含む）と約 2,800 件の CPA が登録されている。PoA の登録数は、2008 年から 2012 年にかけて増加し、2012 年に最多の 195 案件が登録された。2012 年以降、PoA、CPA 共に登録案件数は減少しているが、京都議定書の第 2 約束期間（2013 年～2020 年）が終了する直前の 2019 年から 2020 年にかけて CPA の案件数が増加している。CPA は 2010 年に最多の 964 件が登録されているが、この大部分は「農場における動物排泄物管理システムからのメタン回収と燃焼」[66]に係る 1 つの PoA に属する。

---

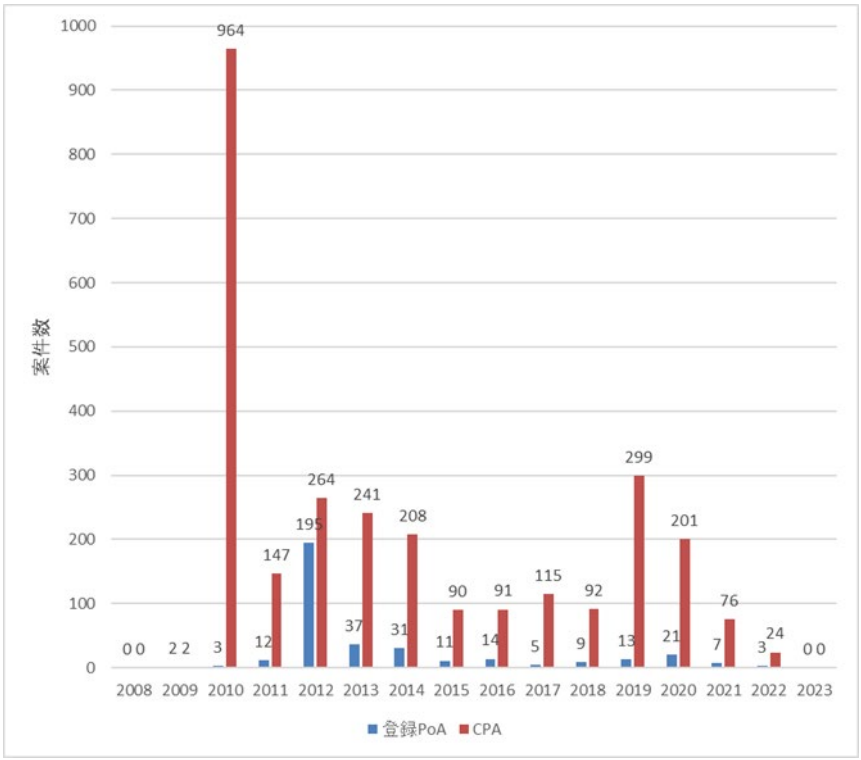
[62] 追加する機関に均一性があることで、プロジェクトの予見性が高まり、モニタリングプロセスが容易になると考えられる。

[63] CDM HP https://cdm.unfccc.int/ProgrammeOfActivities/index.html

[64] 登録料は、PoA 登録時に提出された「実際のケース（actual case）」CPA の予想平均排出削減量に基づく。

[65] UNFCCC, “15 years of PoA” https://www.youtube.com/watch?v=lxdllpb2uHw

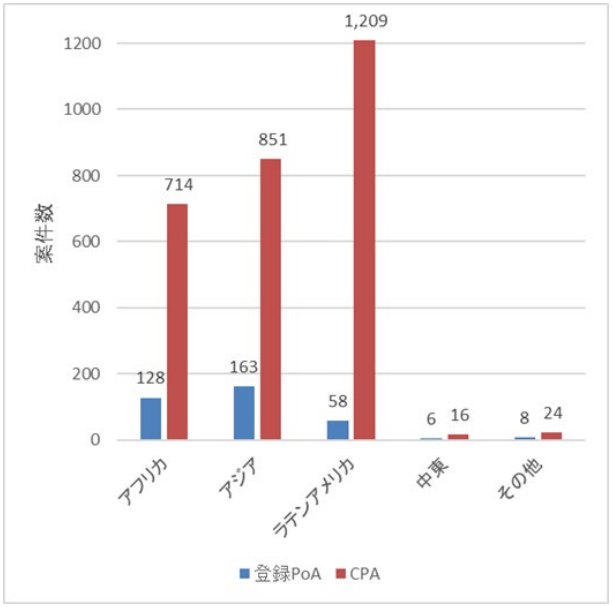
[66] PoA 2767 : Methane capture and combustion from Animal Waste Management System (AWMS) of the 3S Program farms of the Instituto Sadia de Sustentabilidade、CME は Instituto Sadia de Sustentabilidade (ISS)となる。



出所：IGES (2023)「Programme of Activitties Database（version11.0)」よりパシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 7 PoA 登録数及び CPA 案件数の推移

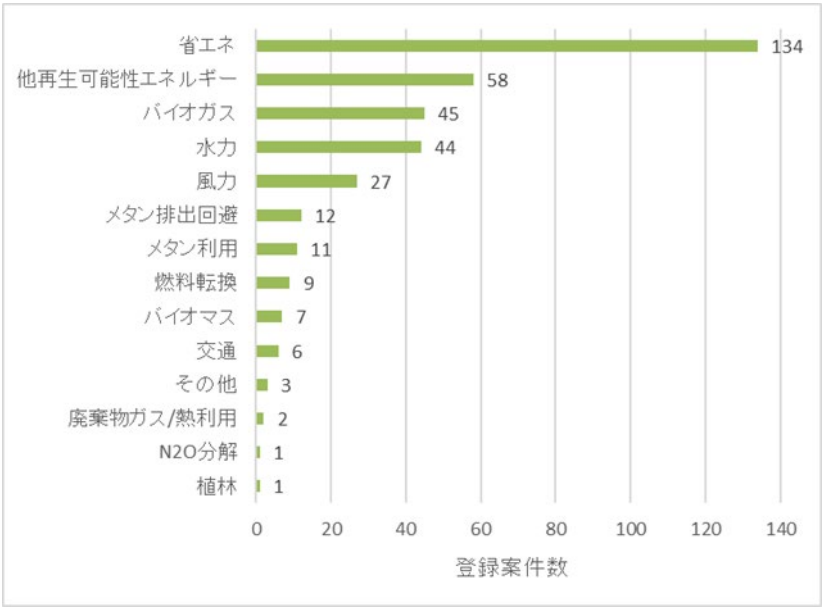
PoA と CPA の地域別件数を下図に示す。国別の PoA の案件数に関しては、アジアが全体の約 45%（163 件）を占め、次いでアフリカの約 35%（128 件)、ラテンアメリカの約 16%（58 件）と続く。一方、CPA の案件数は、ラテンアメリカが全体の約 43%（1,209 件）と最多を占める。



出所：IGES (2023)「Programme of Activitties Database（version11.0)」よりパシフィックコンサルタンツ株式会社作成

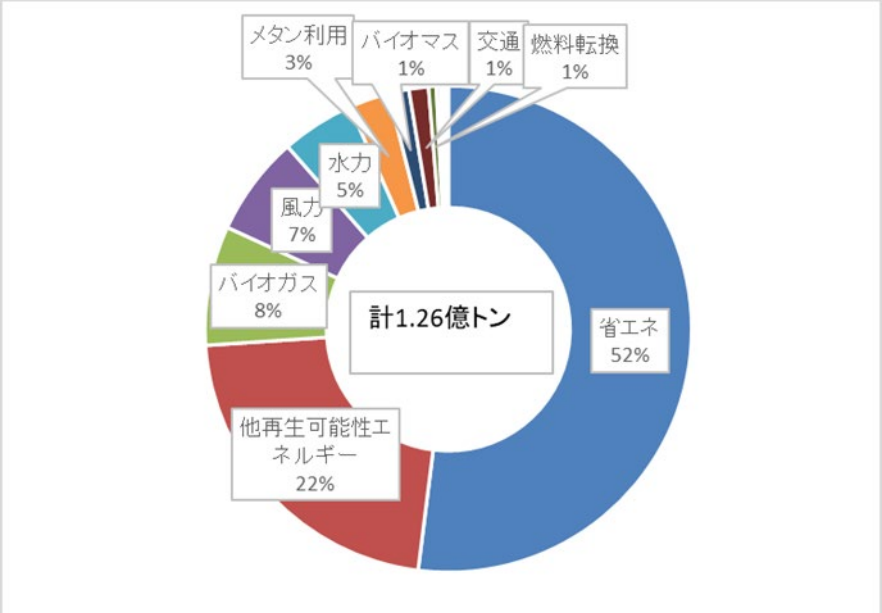
図 8 地域別 PoA 登録数及び CPA 案件数（2008 年～2023 年の地域別合計値）

PoA 登録プロジェクトを技術別に見ると、省エネ関連が最も多く全体の約 37%（134 件）を占めている。省エネ案件の内訳は、クックストーブ、小型蛍光灯（CFL）、LED の導入等である。次いで、他再生可能エネルギー（水力、風力、バイオガス等以外で主に太陽光／太陽熱）案件が全体の約 16%（57 件）を占めている。GHG 削減量別では、省エネ案件が削減量の 52%を占め、次いで他再生可能エネルギーが 22%と続く。



出所：IGES (2023)「Programme of Activitties Database（version11.0)」よりパシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 9 PoA 技術別プロジェクト数



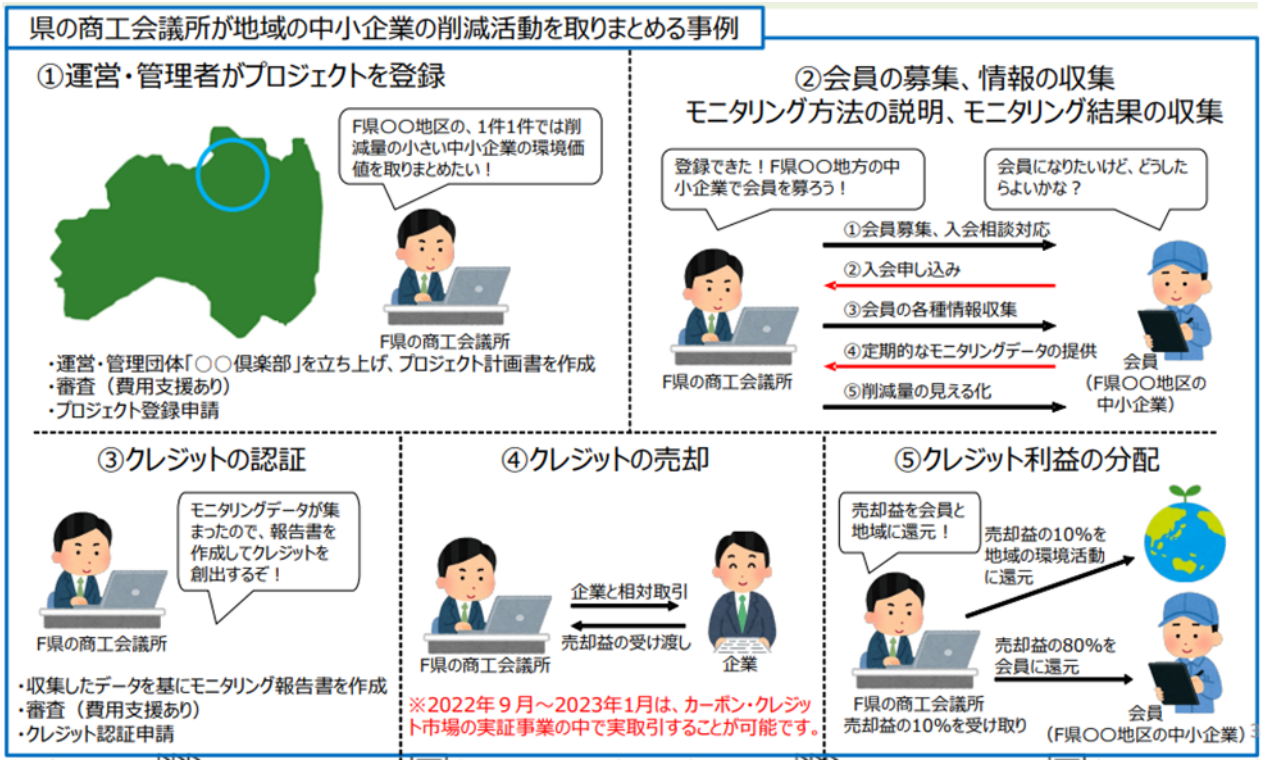
出所：IGES (2023)「Programme of Activitties Database（version11.0)」よりパシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 10 PoA に用いられている技術別での GHG 削減量の割合

4.2.2.　J-クレジットにおけるプログラム型プロジェクト

4.2.2.1.　プログラム型プロジェクトの概要

J-クレジットにおけるプログラム型プロジェクトとは、個人や中小企業等の小規模な削減活動をとりまとめて一つのプロジェクトとして登録できるプロジェクト形態であり、プロジェクトの運営管理者が、一括してプロジェクトの登録申請、モニタリング報告、認証、申請等を行うことができ、個々の会員（プロジェクト参加者）の管理（入会・退会等）も行う。想定されるプロジェクト登録者は、燃料供給会社、商店街組合、設備販売会社、補助金交付主体（自治体等）等となっている。プロジェクト認証対象期間はプロジェクト登録もしくはモニタリング開始日のいずれか遅い方から、それより８年を経過する日までの間となる（ベースラインの再設定により８年間の認証対象期間を延長することができる）。



出典：Ｊ－クレジット制度ホームページ　（https://japancredit.go.jp/）（最終閲覧日：2024/2/27）

図 11 J クレジットのスキーム図

4.2.2.2.　プログラム型プロジェクト実施の要件

プログラム型プロジェクト実施の要件として下記が挙げられている。[67]

- 個々の削減・吸収活動が、類似制度及び本制度のプロジェクトとして登録されていないものであること。
- 取りまとめる削減・吸収活動全てに共通する属性として次のいずれかに該当すること。

[67] https://japancredit.go.jp/about/rule/data/02_kitei_project_v9.2.pdf

a. 家庭部門における削減活動
b. 運営・管理者又はその構成者が実施する削減活動
c. 運営・管理者により燃料若しくは電力の供給を受ける者における当該燃料若しくは電力に係る削減活動、又は設備の供給を受ける者における当該設備を用いた削減活動
d. 国又は地方公共団体を財源とする同一の補助金の受給者における当該補助金に係る削減活動
e. 情報通信技術（ICT）を活用した情報収集・管理システムを用い、主要排出量の算定に用いる活動量を自動的に収集・管理することができる削減活動

・ 各プロジェクトに共通の方法論、共通のモニタリング項目が適用できること。

4.2.2.3. プログラム型プロジェクトの実施手順

J-クレジットにおけるプログラム型プロジェクトの実施手順を以下①～⑤に示す[68]。プログラム型プロジェクトの実施手順は、⑤クレジットの使途の部分を除き、一般のJ-クレジットプロジェクトと同様である。

① 方法論の選択/作成
② プログラム型プロジェクト登録
・ プログラム型プロジェクト計画書を作成する
・ プログラム型プロジェクト計画書に関して、妥当性確認機関から妥当性確認を受ける。
・ プログラム型プロジェクト計画書に関して、妥当性確認機関から妥当性確認報告書を受領する。
・ プログラム型プロジェクトを登録申請する。
・ 認証委員会によるプログラム型プロジェクトの審議を受ける。
・ プログラム型プロジェクトを登録する。
③ MRV
・ 実施したモニタリングの結果について、プログラム型モニタリング報告書を作成する。
・ 検証機関から検証を受ける。
・ 検証機関から検証報告書を受領する。
④ クレジットの認証
・ クレジット認証を制度管理者に申請する。
・ 認証委員会によるクレジット認証に関する審議を受ける。
・ プログラム型プロジェクトのクレジットを発行する。
⑤ クレジットの売買を通じて、クレジット利益を分配する[69]。

J-クレジットの方法論に関しては、既存の方法論が適用できない場合、プロジェクト活動と同様に、「方法論承認申請書」、「方法論様式」を制度管理者に提出する。なお、プログラム型のための方法論様式はなく、一般のプロジェクト活動と同様のフォームを使用する。

[68] https://japancredit.go.jp/about/rule/data/02_kitei_project_v9.2.pdf
[69] クレジット売買は義務ではなく、クレジットの使途に関してはプロジェクト参加者間で決める。

J-クレジットでは、複数のプロジェクト計画書様式があり、プログラム型プロジェクトの様式も準備されている。プログラム型プロジェクト用プロジェクト計画書の構成を下表に示す。

表 64 J-クレジット制度でのプログラム型プロジェクト用プロジェクト計画書（Version 4.0）の構成

1 プログラム型運営・管理者及び削減活動の実施者の情報	1.1 プログラム型運営・管理者
	1.2 削減活動を実施する会員をとりまとめる団体、組織、委員会名等
	1.3　J-クレジット保有者
2 プログラム型プロジェクトの概要	2.1 プロジェクトの目的及び概要
	2.2 プロジェクト実施前後の状況
	2.3 各削減活動の方法論の適用条件への適合
3 プログラム型プロジェクトの運営・管理	3.1 運営・管理方法
	3.2 対象とする削減活動が満たすべき要件に適合していることの確認方法
4　排出削減計画	4.1 プログラム型プロジェクトの全体計画（活動数）
	4.2 プログラム型プロジェクトの全体計画（排出削減量）
5 モニタリング・算定方法	5.1 モニタリング・算定を実施する排出活動
	5.2 サンプリングの利用
6　データ管理	6.1 モニタリング体制
	6.2 モニタリングデータの収集・記録・保管
7　特記事項	7.1 排出量の削減に影響を与える可能性のあるリスクの特定について ※プロジェクト排出量が増加し、ベースライン排出量を上回る可能性のあるリスクも含む
	7.2 ダブルカウントの防止措置について
	7.3　法令等の義務の有無について
8　設備情報の収集・確認方法	8.1 削減活動実施前の設備
	①更新の場合
	②新設の場合
	8.2 削減活動実施後の設備
9　追加性の評価	9.1 追加性の評価方法
	9.2 追加性評価に必要な情報の入手方法
10 排出削減量の算定方法	10.1 排出削減量
	10.2 排出削減量の算定で考慮する付随的な排出活動
	10.3 プロジェクト実施後排出量
	10.4 ベースライン排出量の考え方
	10.5 ベースライン排出量
11 モニタリング計画	
12 モニタリング方法および係数の実測方法に関する説明	12.1 計量器を用いたモニタリングに関する説明
	12.2 概算等に基づくモニタリング方法に関する説明

	12.3 係数(単位発熱量、排出係数、効率等)の実測方法に関する説明

出典：https://japancredit.go.jp/pdf/application/keikaku_program.pdf（最終閲覧日：2024/3/14）

以下に各セクションの概要を示す。

2 プログラム型プロジェクトの概要

- 2.2. 削減活動実施前/後の概要図を記載する。
- 2.3.方法論の適用条件について適合している理由を記載する。対象とする削減活動が方法論の適用条件に適合することを判断するために、運営・管理者が実施する手続を記載すること。

3 プログラム型プロジェクトの運営・管理

- 3.1.削減活動の実施者との合意の方法/内容として、削減活動の実施者全員とのクレジットの収益の処分方法に関する合意の方法及び情報収集・管理方法について記載する
- 3.2. 対象とする削減活動が満たすべき要件に適合していることの確認方法
  - ✓ 入会申込日の 2 年前の日以降に 実施されたものであること
  - ✓ 追加性を有すること
  - ✓ 本制度で承認された方法論に基づいて実施されること
  - ✓ 削減活動の二重登録がないこと
  - ✓ 取りまとめる削減活動全てに共通する属性として、実施規程の定めるもののいずれかに該当すること
  - ✓ 全ての削減活動に適用される方法 論、及び主要排出量の算定に用いる 活動量のモニタリング項目が共通であること

4 排出削減計画

- 4.1、4.2 プロジェクト登録時点での会員数の想定値を記載する。

5 モニタリング・算定方法

- 5.2. サンプリングを利用する場合、サンプリング計画を記載する。
- 2.3.方法論の適用条件について適合している理由を記載する。対象とする削減活動が方法論の適用条件に適合することを判断するために、運営・管理者が実施する手続を記載する。

6 データ管理

- 6.1 データ管理責任者、モニタリング担当者を記載する。
- 6.2 認証対象期間において複数の担当者がモニタリングを行う場合には、全ての責任者が適切にモニタリングデータの収集・記録・管理を行うための仕組みも併せて記載する。

7 特記事項

- 7.1 排出量の削減に影響を与える可能性のあるリスクの有無を記載し、リスク有の場合は要因を記載する。

9 追加性の評価

- 9.1 会員の入会条件の一つである「投資回収年数が 3 年以上」について、算定方法と収集する資料を記載する。

4.2.2.4. プログラム型プロジェクトの利点

単独では実施が難しい小規模な削減活動にまでクレジットの範囲を広げることができ、削減活動を随時追加することで、プロジェクトの規模を拡大することが可能となる。また、登録や審査等にかかる手続・コストを削減することが可能となる。[70]

4.2.2.5. プログラム型プロジェクトの例

2024 年 3 月時点で、J-クレジットウェブサイトで確認できるプログラム型プロジェクトの登録案件は 82 件となっており、クレジット認証量は約 620 万 tCO2 となっている。太陽光発電設備の導入案件が 35 件と最多のプロジェクトであり、クレジット認証量は約 490 万 tCO2 となっている。その他、家庭・事業所におけるボイラの導入、家庭・事業所における電気自動車の導入、事業所等における空調設備・照明設備の更新等のプログラム型プロジェクトが実施されている。[71]

4.2.3. Verra の VCS におけるグループ化プロジェクト

4.2.3.1. グループ化プロジェクトの概要

VCS のグループ化プロジェクト（Grouped project）[72]は、CDM の PoA と類似しており、複数のコミュニティへのクックストーブの導入プロジェクトなど、複数のプロジェクト（Project activity instances）をグループ化し、グループ化プロジェクト登録後において、プロジェクトを追加することができる。プロジェクトの追加に際しては、完全なバリデーションを回避することができる。クレジット期間は、CDM と同様に 7 年（2 回更新可能で最大 21 年）、もしくは 10 年（更新不可）となっている。

4.2.3.2. グループ化プロジェクトの実施手順

プロジェクトの実施手順[73]に関しては、グループ化プロジェクト登録後にプロジェクトを追加可能な点を除き、通常のプロジェクトと同様である。

① 既存の VCS 方法論、CDM などの方法論を選択する。方法論が存在しない場合、プロジェクト開発者が方法論を提案することも可能である。
② プロジェクト説明書（Project Description: PD）草案を作成し、パイプラインリストに送信し、30 日間のパブリックコメントを受ける。
③ PD を作成し、バリデーション/ベリフィケーション機関（validation/verification body: VVB）がプロジェクトのバリデーションを行う。
④ プロジェクトが VCS のルールと要件を満たしていると VVB が判断した場合、プロジェク

[70] https://japancredit.go.jp/（最終閲覧日：20243/19）
[71] https://japancredit.go.jp/credit/index.php#result）（最終閲覧日：2024/3/12）より PCKK が算出
[72] https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/grouped-projects/（最終閲覧日：2024/3/14）
[73] https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/grouped-projects/（最終閲覧日：2024/3/14）

ト提案者はプロジェクト登録を申請し、プロジェクトは登録される。

⑤ 定められた期間中、モニタリングを行い、モニタリングレポートを作成して、VVB に検証を申請する。

⑥ VVB が検証を完了し、プロジェクト提案者は、プロジェクト検証リクエストを行う。Verra がプロジェクトの検証リクエストを承認すると、プロジェクト提案者はクレジット（Verified Carbon Unit: VCU）の発行リクエストを行い、クレジットが発行される。

VCS では、複数のプロジェクト計画書様式があるが、グループ化プロジェクトの様式は準備されておらず、一般のプロジェクトと同様の PD を使用する。以下に VCS PD の構成を下表に示す。

表 65 VCS PD 様式（version 4.3）の構成

1	プロジェクト内容
1.1	プロジェクトの概要
1.2	監査履歴
1.3	分野別スコープとプロジェクトタイプ
1.4	プロジェクトの適格性
1.5	プロジェクトデザイン
1.6	プロジェクト提案者
1.7	プロジェクトに関与する団体
1.8	所有権について
1.9	プロジェクト開始日
1.10	クレジット期間
1.11	プロジェクト規模と想定 GHG 排出削減量または想定除去量
1.12	プロジェクト活動の内容
1.13	プロジェクト所在地
1.14	プロジェクト開始前の状況
1.15	法律、法令、その他の規制枠組みの遵守
1.16	ダブルカウントと他の GHG プログラムへの参加
1.17	他のクレジット、スコープ 3 への二重クレーム
1.18	持続可能な開発への貢献
1.19	プロジェクトに関連する追加情報
2	セーフガードとステークホルダーの参画
2.1	ステークホルダーの参画と協議
2.2	ステークホルダーと環境へのリスク
2.3	人権と公平性の尊重
2.4	エコシステムの健全性
3	方法論
3.1	方法論のタイトル等

3.2	方法論の適格性
3.3	プロジェクトバウンダリー
3.4	ベースライン排出量シナリオ
3.5	追加性
3.6	方法論からの乖離
4	GHG 削減量の算定
4.1	ベースライン排出量
4.2	プロジェクト排出量
4.3	リーケージ排出量
4.4	想定 GHG 削減量
5	モニタリング
5.1	バリデーションの際のデータ、パラメータ
5.2	モニタリングされたデータ、パラメータ
5.3	モニタリング計画

出典：https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/vcs-program-details/#rules-and-requirements（最終閲覧日：2024/3/14）

以下に各セクションの概要を示す。

1 プロジェクト内容

- 1.4 適用される方法論が VCS プログラムにおいて適格であることを証明すること。
- 1.5 プロジェクトの種類で「Grouped project」を選択した場合は、グループプロジェクトのスキームを記載する。例えば、追加するプロジェクトの要件等を記載する。
- 1.12 関係する主な製造技術、システム、設備のリストと配置、設備の平均寿命、設置容量等を記載する。プロジェクトのバウンダリ外の他の製造設備及びシステムとの関係（もしあれば）を含める。プロジェクトによって提供されるサービスの種類とレベルが、ベースラインシナリオにおいてどのように提供されていたかを明確に説明する。
- 1.14 プロジェクト開始前の状況を記述し、その後 GHG 排出を発生させるためにプロジェクトが実施されていないことを証明する。
- 1.18 持続可能な開発への貢献に関する概要説明（実施された技術／対策、活動場所など)。

2 セーフガードとステークホルダーの参画

- 2.1.1 プロジェクトの影響を受ける可能性のあるステークホルダーを特定するプロセスを記載する。ステークホルダー、先住民、地域コミュニティ、慣習上の権利保持者が保有する、集団的権利や対立する権利を含む、領域や資源への法的または慣習上の保有権／アクセス権を記述する。
- 2.1.2 文化的に適切な方法で利害関係者を参加させるプロセスを記述する（例：発表や会議の日程、言語やジェンダーへの配慮)。成果を文書化するために使用したプロセスまたは方法を記述する。プロジェクトの設計と実施に対する同意、プロジェクトのリスク、コスト、便

益、受入国における労働者の権利をカバーするすべての関連法規、VCS の妥当性確認と検証プロセスをめぐる議論をまとめる。

- 2.3.5 影響を受けるステークホルダー・グループとの利益配分協定の策定に使用したプロセスを記述する。利益配分協定を説明する。利益配分協定が、影響を受けるステークホルダー・グループによって合意されたこと、およびその協定が文化的に適切な方法で共有されたことを実証する。

4.2.3.3. グループ化プロジェクトの利点

有効化審査後に、当初設定した地理的境界線内であればプロジェクトの追加が可能であり、プロジェクトの規模を拡大することが可能となる。また、登録手続きコストを低減させることができる。る。

4.2.3.4. プロジェクト追加の要件

グループ化プロジェクトにおけるプロジェクト追加の要件[74]は、以下等である。

① 定められた方法論の適用条件を満たすこと。
② 追加されるプロジェクトは、最初のプロジェクトと一致する特徴、例えば、財政的、技術的、プロジェクトサイズ等、を持っていること。
③ PD に明記されている地理的区域のいずれかで実施されること。
④ 適用される一連の適格性基準に適合していることを実証するために、十分な技術的、財政的、地理的、その他の関連情報をモニタリング報告書に記載すること。
⑤ 他のプロジェクトに登録されていないこと、または登録されていたことがないこと。

4.2.3.5. グループ化プロジェクトの例

過去のグループ化プロジェクトについて、クックストーブと学校や家庭の浄水プログラムの案件が多くみられる。太陽光発電、マイクロ水力発電、EV/E バイク等の例も挙げられている。グループ化プロジェクトの公式な案件数はウェブ上に見られなかったものの、簡易的な抽出では、37 のグループ化プロジェクトが抽出された。[75]

代表的なグループ化プロジェクトの技術例を挙げる。

- Improved cookstove grouped project
- Grouped projects for safe drinking water for schools
- Grouped hydro solar power project
- Grouped AWMS (Animal Waste Management System) biogas recovery project
- Grouped commercial electric vehicles project of intelligent link

---

[74] https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/grouped-projects/（最終閲覧日：2024/3/14）

[75] Verra ウェブサイト< https://registry.verra.org/app/search/VCS/All%20Projects >にて「Grouped」でプロジェクトを抽出し、同一 ID は一つのプロジェクトとして算出した。

- Grouped electric bikes project
- Grouped REDD+ project

4.2.4. 既存のプログラム型手法の比較

各制度でのプログラム型の比較整理を下表に示す。

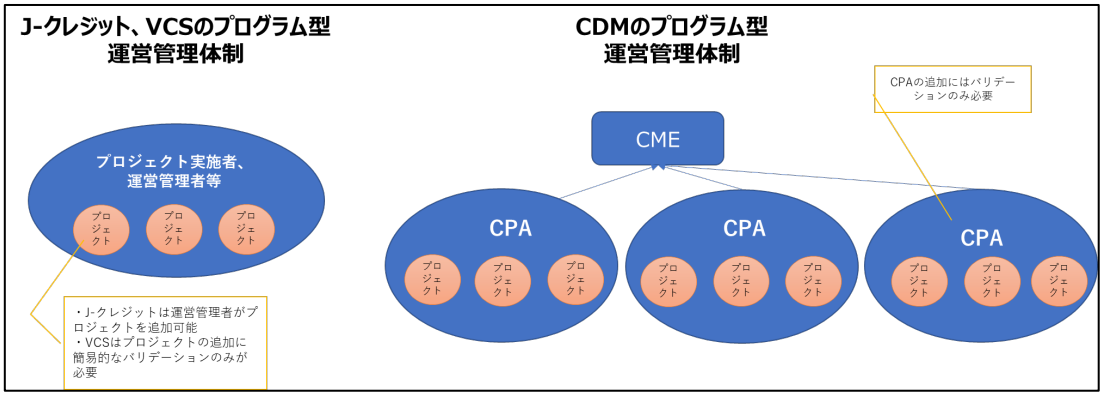
表 66 CDM/J-クレジット/VCS 及び JCM における比較

	CDM	VCS	J クレジット	JCM
プログラム型プロジェクトの有無	有：PoA	有：グループ化プロジェクト	有：プログラム型プロジェクト	無し
国をまたいたプロジェクトの可否	可	規定類において記載が見られなかった。グループ化プロジェクトのデータベースには、国をまたいだ案件は見られなかった。	不可	不可
プログラム型プロジェクトの期間	PoA が最大28年、CPA は 7 年（2 回更新可能で最大 21 年）又は 10 年（更新不可）。PoA の期間が終了した場合は CPA の期間も終了する。	7 年（2 回更新可能で最大 21 年）/10 年（更新不可）。	8 年（ベースラインの再設定によって8年の延長が可能）。	要決定（各 JCM パートナー国との JCM 実施規則に従う）
プロジェクトの追加手続き	個別 CPA 用の PDD を指定運営組織に提出し、バリデーションを受ける（簡易化されている）。	簡易的なバリデーションを受ける（簡易化されている）。	運営管理者が会員を追加する。	要決定（プロジェクト追加方法案に関して 4.2.5 参照）
PDD	CME 用、CPA 用の 2 つの PDD が準備されており、2 つの PDD を記載する	プログラム型に特化した PDD はなく、一般プロジェクトと同じ	プログラム型用の PDD が準備されている。	PIN、PDD の 2 種類が準備されている。

		PDD を使用する。		
方法論	プログラム型という方法論の区分けはなし。	プログラム型という方法論の区分けはなし。	プログラム型という方法論の区分けはなし。	プログラム型という方法論の区分けを作る必要はないと考えらえる。

4.2.4.1. 運営管理体制について

J-クレジットは、プロジェクト管理者のもとに個別プロジェクトを実施するという 2 層構造であるのに対し、CDM は CME、CPA の下で個別プロジェクトを実施するという 3 層構造となっている。VCS は J-クレジットと同様の 2 層構造が基本となるが（3 層構造の採用が規定で定められているわけではないが）、プロジェクト実施者が独自に 3 層構造を採用することも可能であると考えられる。CDM は複数国でのプロジェクトを可能とするため、地域ごとに CPA を設定している可能性がある。CDM の体制は、大規模プロジェクトにも対応できる体制となっている。J-クレジットは日本国内を想定しており、大規模な案件には向いていないと考えられる。VCS の体制は、柔軟性が高く、大規模案件にも適用可能であると考えられる。



パシフィックコンサルタンツ株式会社作成

図 12 各制度におけるプログラム型の運営管理体制

4.2.4.2. プログラム型のプロジェクトの追加要件に関して

プロジェクト追加要件としては、各制度の規定に記載されている内容は類似している。要件の概要に関しては、以下の通りである。

- プログラム内の各プロジェクトに共通の方法論が適用できること
  - 追加対象の均一性（家庭用／業務用／産業用、農村部／都市部、系統連系／オフグリッドなど）

- モニタリング項目が共通であること

・ 小規模分散型プロジェクトが展開されるため、ダブルカウントのリスクがあることから、それを避ける要件
  - 地理的バウンダリ
  - 他のプロジェクトに含まれていないか
  - プログラムロゴなどで製品およびエンドユーザーの所在地を一意に識別できるか

4.2.4.3. プログラム型の方法論に関して

方法論に関しては、一般プロジェクトとプログラム型という方法論の区分けはいずれの制度にも見られない。プログラム型に多くみられる、小規模設備を分散して導入するタイプのプロジェクトでは、サンプリング手法の利用が考えられることから、CDM を J-クレジットではサンプリング手法を用いる場合は、PDD にその概要を記載することが定められている。

4.2.5. JCM でのプログラム型プロジェクト実施に関する有識者インタビュー

CDM、J-クレジット及び VCS でのプログラム型プロジェクトの概要・比較を踏まえ、JCM でプログラム型プロジェクトを実施するに当たっての注意点等について有識者にインタビューを行った。

表 67 プログラム型に関するインタビューリスト

インタビュー日時	インタビュー対象機関
2024 年 1 月 30 日（火）13:00-13:30	一般社団法人日本エネルギー経済研究所
2024 年 2 月 9 日（金）16:30～17:00	一般社団法人日本能率協会
2024 年 3 月 1 日（金）10:00～10:40	三菱 UFJ リサーチ＆コンサルティング株式会社（MURC）
2024 年 3 月 6 日（水）14:00～14:40	環境省地球環境局国際脱炭素移行推進・環境インフラ担当参事官室

インタビューで得た意見を整理すると以下のとおり。

プログラム型全般に関して

・ プロジェクトの追加について、PDD の修正で行うことを CDM において考えると[76]、新しくバリデーション、ベリフィケーションが必要なため、事業者の負荷が大きい。一つでもミスをすると、クレームが付きプロジェクトを中止させられる可能性がある。そのようなリスクを負うのであれば、JCM においてもプログラム型を制度で認めるというのが正攻法であるように思える。案件を拡大していく上で、CPA の追加が認められるというのは柔軟性に長けている賢いやり方だと思う。

[76] JCM ではなく CDM の有識者のため、CDM の想定で意見を伺った。

・　プログラム型の課題は、方法論作成とモニタリングであり、プログラム型実施にはプロジェクトの同一性の担保が必要となる。J-クレジットにおいて、おそらく CDM においても、同一性に関して規定で定められおり、JCM においてもプログラム型を行うのであれば、プロジェクトの同一性の定義を規定する必要があると考える。ただし、規定の厳密性を高めすぎると、プロジェクトフローが滞るリスクもある。
・　プログラム型について内部で検討したことがある。CDM の PoA のようなルールを新しく規定することは作業負荷が高いため、既存の規定に基づき運用する、規定をどう解釈するかという解釈ベースで運用していくことで対応可能なのではないかという結論であったと思う。しかし、今後プログラム型案件が増えてくるのであれば、規定の作成等も必要になる可能性もある。実際の案件が出てきた時点で対応していくことになるのではないか。
・　プログラム型案件が出てくるのであれば現状のガイドラインでどう対応していくか検討する必要がある。規定変更の負荷は大きい。目下、JCM の規定に関してはパリ協定第 6 条に対応することが最優先である。PoA については、規定変更の必要性の吟味、規定変更するにしても厳選して検討する必要がある。

プロジェクトの追加に関して

・　PDD 修正を行い新たなバリデーションを行うことでプロジェクトの追加を行う場合、事業者の負荷という点で事業者に利点があるかわからない。事前にプロジェクトの追加がわかっているのであれば、プロジェクト幅を広く計画して、バリデーションを通しておくと事業者の負担が軽減されるのではないか。
・　事業者の視点においては、PDD にプロジェクトを多めに記載してプロジェクトの幅を持っておきたいというのは理解できる。しかし、バリデーションで審査機関から本当に計画通りにプロジェクトが実施されるかの確認が入ることも想定される。また、プロジェクト実施後に予想よりも CO2 削減量が少ない、例えば、計画時点の PDD での想定 CO2 削減量が実際は半分になってしまうという事態になれば、削減量以前の問題としてパートナー国に不信感を与える可能性がある。
・　PIN 導入の理由の一つは、予めクレジット配分量の目途をつけておきたいという日本とパートナー国のニーズからである。したがって、プログラム化によって後から多くのプロジェクトが追加されることにより、案件の採択当初は途上国としては、クレジットをここまで多く与える想定ではなかったという話になりかねない。
・　プログラム型で無制限に追加するよりも、全体計画を見据えた上で、ステージ 1，2，3，4 とプロジェクトを追加していくのであれば、パートナー国に安心感を与えることにもつながると考える。

モニタリングに関して

・　一般家庭や農家ではどうしてもモニタリングの質が落ちる。それをいかに担保するのかを方法論で決めておく必要があると考える。

- 審査機関がプロジェクトをどこまで確認できるかという点において、審査機関の力量も必要となり、審査機関への能力開発も必要な可能性がある。
- J-クレジットでは検証時のモニタリングに非常に労力を払っている。実際にデータが集まるのかという点も含めて制度設計する必要がある。この点は、日本でも苦労しているため、海外で小規模分散型のプロジェクトを実施した場合に、そのような制度設計が成り立つのか懸念がある。
- PoA はモニタリングが難しいため、データを集める人のキャパシティ・ビルディングが重要である。
- 手動や手書きでデータを管理するのではなく、データ収集のデジタル化を行うことも一つの手である。
- JCM の方法論では、基本的に保守的に計算することで、不確実性に対応している。そのため、保守的な係数の使用などが必要となると考える。
- モニタリングの労力を減らしつつ、クレジットを獲得するという、バランスの問題もある。モニタリング強化で確実にクレジットを創出しつつ、保守性は保たれなければならないと考える。

サンプリングに関して

- サンプリングではなく実データに近いものをモニタリングしていく手法を考えていくことが必要かと思われる。
- サンプリング手法は統計学に基づいており、ルール上認められているので、今後面展開するプロジェクトが出てくるのであれば、コスト・労力の点から妥当であると考える。

その他

- プロジェクトに均一性があるクックストーブのようなシンプルなものであれば、プログラム型は比較的展開しやすい。
- プロジェクトの均一性の担保を JCM の規定で行うかの議論に関しては、関係者で検討が必要であると考える。
- 現行の規定でプログラム型を実施すると、プロジェクトごとに一つのプロジェクト期間が設定されるため、あとから追加されたプロジェクトは、クレジット期間が短くなるという課題がある。
- ローカルステークホルダーコンサルテーションをどの対象者に、どこまで行うかという点が課題である。追加するプロジェクトの対象地が分散している場合は、ローカルステークホルダーコンサルテーションの方法に関して考慮する必要がある。

4.2.6. JCM でのプログラム型プロジェクト実施に向けた課題と提言

プログラム型を活用する既存制度の CDM、J-クレジット、VCS および現行の JCM 制度を踏まえて、JCM でプログラム型プロジェクトの実施に向けた手順（案）の検討、および課題の整理と提言をとりまとめた。

1） 現行の JCM 制度でプログラム型を行う手順（案）

(1) プログラム型プロジェクト実施の条件について

プログラム型プロジェクト実施の条件は、個々のプロジェクトに関して、同じ方法論が適用可能なことである。同一の方法論を適用できない案件については、個々のプロジェクトをそれぞれ新しくプロジェクトとして登録する必要がある。また、下記に該当する場合、案件のプログラム化が困難となる可能性があるため、個々のプロジェクトをそれぞれ新しく JCM プロジェクトとして登録する方が、案件化が容易になる可能性がある。

- 個々のプロジェクト構造の複雑性が高い [77]
- プロジェクト間で均一性がない（例えば、ボイラ設置プロジェクトにおいて、ボイラの種類が異なる、モニタリング方法が異なる等）

(2) プログラム型プロジェクトの申請について [78]

プログラム型プロジェクトの申請方法は、一般のプロジェクトと同様である。事業者は、実現可能なプロジェクト地域や導入機材数を決定し、現行の JCM 規定に基づき、案件の申請を行う。PDD に記載したプロジェクト地域や導入機材数に基づき案件を実施することが JCM の前提となっているが、プロジェクト数の増減が方法論の適用を妨げない場合、プロジェクトの一定程度の増減は可能となる [79]。

面展開するにあたっては、課題となりうる以下の点を PIN/PDD に記載する。

- プログラム型プロジェクトであることを明記する（例：本案件は、各家庭単位の個別プロジェクトを束ねて一つのプロジェクトとするプログラム型プロジェクトである）。
- 運営管理体制（4.2.4.1 を参照）。
- プログラム内の各プロジェクトに共通の方法論が適用できることの説明。
- 追加対象の均一性（家庭用／業務用／産業用、農村部／都市部、系統連系／オフグリッドなど）の説明。
- モニタリング項目が共通であることの説明。
- ダブルカウントを回避していることの説明。
- 地理的バウンダリの明示。

---

[77] 複雑性に一律の基準はないが、既存の他制度におけるプログラム型プロジェクトは、家庭にクックストーブを配る、LED の使用等、個々のプロジェクト自体がシンプルな構造となっている。

[78] 例えば、JCM において面展開を行うプロジェクトの実施例として、ベトナム南部の 19 の送配電網（南部配電公社管轄地域）に合計 1618 台のアモルファス高効率変圧器を導入する「VN004 Introduction of amorphous high efficiency transformers in power distribution systems in the southern part of Viet Nam (https://www.jcm.go.jp/vn-jp/projects/15)」が挙げられる。

[79] 追加可能なプロジェクト数に関しては、個別案件ごとに確認が必要となる。プロジェクト増減による CO2 排出削減量が半減・倍増という極端な場合は、プロジェクト自体が承認されたプロジェクトと異なるプロジェクトになると考えられるため、PDD に関して新たなバリデーションが必要となる。その場合、プロジェクトの追加は 4.2.6 (3)の「プロジェクトの追加方法について」に記載した方法を基本とする。

・　他のプロジェクトに含まれていないことの説明。

(3)　プロジェクトの追加方法について

現在の JCM 諸制度下において、プロジェクトを CDM の CPA のように追加、あるいは J-クレジットのプログラム型のような追加を可能とするには、JCM プロジェクトサイクル手順や有効化審査手順など様々な諸規則等を修正する必要が生じると考える。そのため、現行の JCM 諸制度下では、プロジェクト追加に関して、以下の①②のいずれかの手法にて実施することが想定される。

①　ある程度の数のプロジェクトを一つの新しい JCM プロジェクトとして申請する

②　PDD を修正し、改めて TPE の有効化審査と合同委員会による修正版 PDD の承認を経る

②については、PIN 提出のプロセスが省略できる利点がある。しかし、現行の JCM 規定において PDD の修正はプロジェクト追加を目的として策定されておらず、PDD 承認時の想定クレジット量からの増減が PIN の予見可能性と相反する点が課題として挙げられる（後述の「2）プログラム型プロジェクトの実施に関する課題と対応の方向性の提案」を参照）。①については、PIN の予見可能性との整合性という問題がなくなるが、②と比較して PIN 提出というプロセスが追加されることから事業者の負担が増加する。事業の規模や追加の頻度に応じて、①②のどちらかを選択していくことが考えられる。

(4)　方法論について

CDM など既存のスキームにおいても、方法論は一般のプロジェクト向けを活用しているため、プログラム型プロジェクトに特化する方法論の開発は必要ない。小規模で多数分散型のプロジェクト向けのモニタリング方法を含む方法論は、CDM 等の既存スキームでのプログラム型プロジェクト事例で用いられている方法論やプロジェクト設計書を参考に、JCM 方法論案を作成することが望ましい。なお、サンプリング手法を適用する場合は、CDM のサンプリング手法を適用すると規定されている[80]。

2)　プログラム型プロジェクトの実施に関する課題と対応の方向性の提案

(1) プロジェクトの追加について

前述のとおり、方法論の適用を妨げない場合、プロジェクトの追加は現行の JCM 諸規定において原則可能となっている。しかしながら、プロジェクトの数や規模を事後的に変更することによりクレジット量が増減することは、PIN の提出によりプロジェクトの予見性を高めることと相反する。仮にプロジェクト数が倍増（半減）となった場合、案件自体が変わったという解釈となりうるため、PDD の修正を行い、新たなバリデーションを必要とする可能性が生じると考える。現行の規定においてプログラム型を展開する場合、いかに PIN によって予見性を確保しつつ、その範囲内において PDD の修正を行うかが課題となる。

[80] Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Proposed Methodology

このように、プロジェクトの追加により、クレジット見込み量に大きな不確実性が生じる案件は、パートナー国からの案件承認の障壁となる可能性があるため、パートナー国、関係者間でプロジェクトの追加に関してなんらかの合意が必要になると考える。

(2) プロジェクトのバウンダリについて

プロジェクトの増減が可能となる点において、事業者はあらかじめプロジェクト対象地域を広く設定することで、事後的なプロジェクト追加の必要性を低減させることが可能だが、後から同地域への同種の JCM プロジェクトの参入が不可となるリスクが生じる。事前にプロジェクト地域を広く設定するのではなく、事後的にプロジェクトの追加を行うことで、プロジェクトの囲い込みを避けることが可能であると考える。

(3) モニタリング手法について

家庭レベルで実施する小規模なプロジェクトにまでバウンダリを広げられるという点は、プログラム型の利点であるが、モニタリングの不確実性という問題が生じる。対応案の一つとして、各家庭での自主的なモニタリングの品質の担保は難しいと考えらえるため、手動でのデータ記録ではなく自動でデータ記録される機材の利用、モニタリング方法を策定することが挙げられる。また、保守性を担保するという原則に基づいた方法論の作成、例えば、保守的な係数、保守的なリファレンスの設定等で不確実性を減らすことができると考えらえる。

また、サンプリング手法が適用された JCM プロジェクトは現在までのところ存在しないが、サンプリング手法は現行の JCM 規定で認められていることから、面展開するプロジェクトではサンプリング手法は効率的な手法であると考えられる。

(4) プロジェクト対象期間（クレジット対象期間）について

JCM においては、クレジット対象期間は一部のパートナー国との実施規則において定められているものの、JCM でプログラム型を実施する事業者へクレジット対象期間の決定方法を示す必要があると考えられる[81]。その際、JCM 設備補助事業と同様のクレジット対象期間とした場合、設備運転開始日からの法定耐用年数期間がクレジット対象期間となるため、プログラム型を想定し後からプロジェクトを追加した場合、クレジット対象期間が短くなるという点に注意が必要である。

(5) プロジェクトの均一性の担保について

前述の通り、プログラム型プロジェクトを実施する上では、対象とするプロジェクトの均一性を確保するためにその要件を定義することが重要であり、また現行の JCM 規定に基づいて実施するには PIN および PDD において追加対象の均一性に関する要件を説明することが望ましい。一方、有識者へのインタビューにおいて、従来のクレジット制度と同様に、均一性の定義について規定する必要性を指摘する意見がいくつか聞かれた。今後、プログラム型プロジ

[81] 他制度におけるプログラム型の対象期間は表 65 にまとめた。

ェクトの拡大等に依っては、共通の考え方として均一性を担保する規定を設けることについて検討する余地があると考えられる

4.2.7. JCM FS 事例

本年度の JCM FS では、① モンゴル国ウランバートル市の暖房ボイラ用の燃料をバイオ炭に切り替える JCM 事業（株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ）、②AI を活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスのプログラム型 JCM 事業化調査（兼松株式会社）が JCM FS 事業に採択された。これら調査は、プログラム型での展開を指向していることから、既存の CDM、J-クレジット、VCS でのプログラム型の仕組みを参考に、現行の JCM でプログラム型を実施するための仕組みを検討し、助言した。

4.2.7.1. 暖房ボイラ用の燃料をバイオ炭に切り替える JCM 事業

本事業は、プログラム型プロジェクトにより、ウランバートル市及びモンゴル国全域の暖房用に温水を供給するボイラ用の燃料である石炭を、牛糞等家畜糞を原料としたバイオ粉炭に切り替えて CO2 を削減するプロジェクトである。PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ社は、ウランバートル近郊にプロジェクトを拡大した後、地方都市への展開を目指している。

同社の報告書（詳細は「添付 2.5. 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ」）参照）から、運営管理体制に関して CDM 型を想定している。具体的には、CME の役割は特定の酪農家、CPA は一般酪農家、プロジェクト実施者（モニタリング実施者）は熱供給事業者が担うことを想定している。

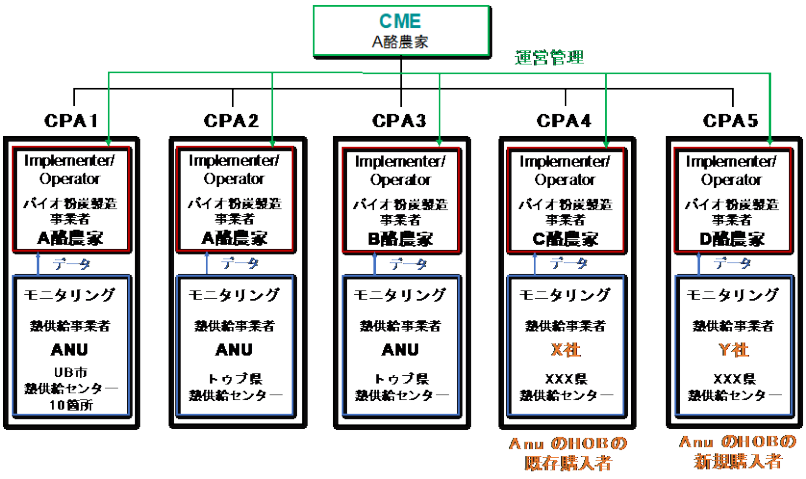


図 13 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ社が想定するプログラム型の実施体制

特定の酪農家は、バイオ炭製造のキャパシティービルディングシステムを構築し、バイオ炭の品質保証方法を決定する。一般酪農家が牛糞の確保からバイオ炭製造までの責任を請け負う。各熱供給センターに供給するバイオ炭量の記録等も一般酪農家が行う。

プログラムでの実施を想定している各プロジェクトは、それぞれ、バイオ炭の原料調達・製造・使用までをバウンダリーに含む。原料の牛糞調達、バイオ炭製造所の建設、バイオ炭製造担当者の育成等が個別プロジェクトに含まれることになり、プログラム型プロジェクトとして展開するには、個々のプロジェクトの複雑性が高すぎる可能性がある。個々のプロジェクトの複雑性が高い可能性がある。また、現段階では個々のプロジェクトの規模や酪農家、熱供給事業者の能力にばらつきがあると考えられ、プロジェクトの不確実性が高いことから、一律の基準で面展開を実施した場合、個々のプロジェクトの柔軟性が失われることが懸念される。

対応策として、例えばプロジェクト初期段階ではプログラム型ではなく個別プロジェクトとして実施したのち、プロジェクトをパターン化し、設備規格やプロジェクト実施、モニタリング等に関する共通の要件を定め、人材育成による現地側関係者のプロジェクト管理能力の強化を図ることでプロジェクト間の均一性を保つことが出来れば、プログラム型プロジェクトとして面展開も可能と考える。

4.2.7.2. AI を活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスのプログラム型 JCM 事業化調査

本事業は、プログラム型プロジェクトにより、インドネシア国内の多数のパーム油製造工場を対象とし、AI を利用することによるパーム油の収率向上を図ることで、パーム由来のバイオディーゼル燃料をレファレンスレベルと比較して増産することで、ディーゼル燃料消費の代替を増強し、もってレファレンスレベルと比較して CO2 削減の強化を想定した案件である。事業者より、JCM FS 事務局に CDM の PoA-DD や CPA-DD に相当するフォームを用意するか否かの質問があったが、JCM 規定を変更することなくプログラム型を行うための手順（案）を説明した。

同社の最終報告書（詳細は「添付 2.3. 兼松株式会社」）参照）から、運営管理体制に関して CDM 型を想定している。具体的には、CME の役割はパーム油企業、CPA はパームヤシ搾油工場、プロジェクト実施者は各パーム農家が担う事を想定している。

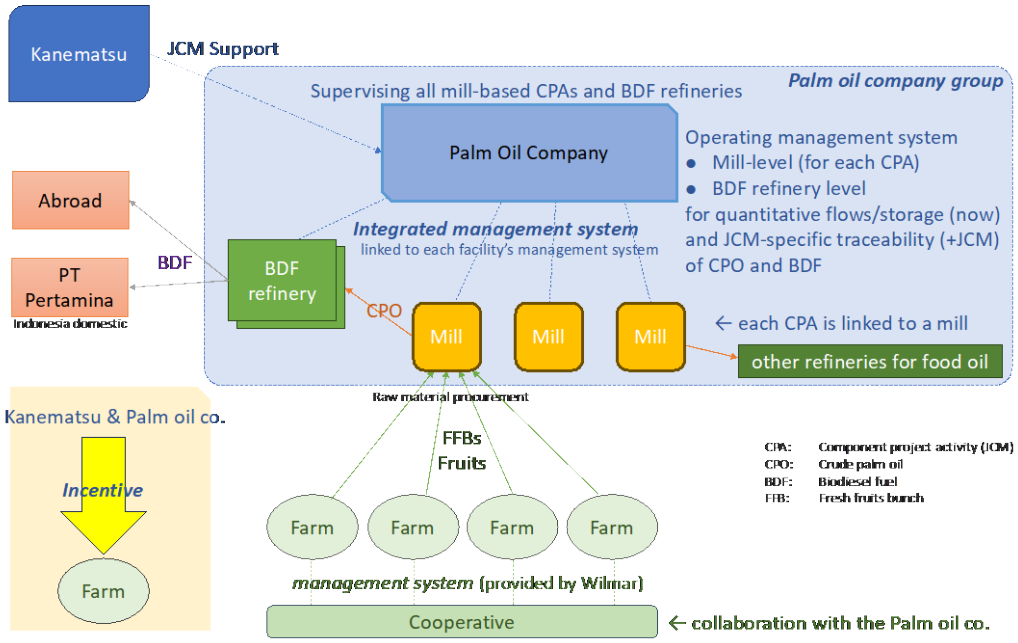


図 14 兼松株式会社が想定するプログラム型の実施体制

CPA 傘下の農家数の増加を工場の生産量増加と解釈している部分に関して、工場のバイオディーゼル生産量増加が、方法論の適用を妨げない場合、農家を追加したとしても、新たなバリデーションの必要がない（もしくは、バリデーションとベリフィケーションの同時実施が可能）と考えらえる。一方、CPA に追加する農家は、RSPO/ISPO 認証を取得した農家という均質性はあるが、均一性に不確実性が残り、方法論の適用を妨げる可能性がある。例えば、インセンティブ付与による収穫プラクティス変更の効果に不確実性がある場合、農家によりパーム椰子の出荷時期が異なることで、パーム油の収率に影響を与えることになる。しかしながら、これはプログラム型の課題ではなく、案件に固有の課題と考えられる。各プロジェクト（農家）の活動は、パーム椰子の出荷となり、複雑性はなく、プログラム型に適した案件であると考えられる。

5. アジアにおけるカーボンクレジットに関する国際会議の運営業務

5.1. アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）での JCM 利活用促進に関する国際会合

経済産業省と環境省との共催による「アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）での JCM 利活用促進に関する国際会合」（AZEC・JCM 国際会合）の開催準備に取組み、2023 年 9 月 28 日及び 29 日に開催して、その運営を行った。同会合は、東京都内（東京第一ホテル）での対面とオンラインのハイブリッド形式で開催し、AZEC パートナー国（オーストラリア連邦、ブルネイ・ダルサラーム国、カンボジア王国、インドネシア共和国、ラオス人民民主主義共和国、マレーシア、フィリピン共和国、シンガポール共和国、タイ王国、ベトナム社会主義共和国）のカーボンクレジットや第 6 条などを担当するエネルギー関係省庁と環境関係省庁の政策担当者が対面及びオンラインで参加した。

同会合では、①JCM の進捗状況、②各国におけるカーボンマーケットの整備、③各国のエネルギー政策とカーボンマーケットの関係、④パリ協定 6 条の実施状況、⑤JCM 間の連携等による地域協力の可能性の 5 つのトピックについて、各国からの発表や意見交換が行われた。

[開催概要]

- 日時：2023 年 9 月 28 日　9 時 00 分～18 時 30 分
  2023 年 9 月 29 日　10 時 00 分～16 時 00 分
- 場所：第一ホテル東京（ハイブリッド形式）
- 主催：日本国経済産業省、日本国環境省



図 15 AZEC JCM 利活用促進に関する国際会合当日の様子

別添資料

添付 1.　JCM FS 公募関係資料

1. 公募情報

<一次公募>

令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査)」（経済産業省事業）の提案の募集について

2023.4.24

パシフィックコンサルタンツ株式会社では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境対策室）からの受託事業として、令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査業務)」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査」の提案の募集をします。

募集概要

本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減及び JCM クレジット化を実現することを目的としています。
FS 終了後の展開として、『二国間クレジット制度（ＪCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（ＮＥＤＯ事業）または民間資金を中心とするＪCMプロジェクト（民間ＪCM）の活用を想定しているプロジェクトを重視します。なお、FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定します。採択件数は最大で 12 件程度（全体の予算総額は 2 億円）を想定しています。

応募手続き

(1) 対象者
公募要領で定める条件を満たす者

(2) 公募期間
令和 5 年 4 月 24 日（月）～5 月 26 日（金）12 時（正午）必着

(3) 関係資料
関係資料等は以下からダウンロードしてください。

公募要領
令和 5 年度 JCMFS 公募要領（令和 5 年度 JCMFS 公募要領.pdf）

提案書テンプレートおよび作成に当たっての注意事項等
提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等（提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等.pdf）
提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等（提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等.docx）

見積書テンプレート
見積書テンプレート（見積書テンプレート.xlsx）

契約書及び特約条項（書式）
契約書及び特約条項（書式）（契約書及び特約条項（書式）.pdf）
契約書及び特約条項（書式）（契約書及び特約条項（書式）.docx）

公募説明会

- 開催日時：令和 5 年 4 月 28 日（金）13 時 00 分～14 時 00 分
- 開催方法：Teams
- 説明会への参加方法：以下の宛先に、必要事項を記載したメールを令和 5 年 4 月 27 日(木）の 15 時までに送信してください。（事前にテスト連絡をさせていただく場合があります。）「Microsoft Teams」が利用できない場合は、後日、説明会の動画を共有させていただきますので、その旨を連絡してください。

メール件名：【参加希望】令和 5 年度 JCM FS 説明会

メール本文に、以下を記載してください。
・企業名／機関名
・参加者氏名
・メールアドレス
・緊急時の連絡先（電話番号）

メール送信先：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

質問受付、応募書類の提出先等

※応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください（公募要領の「16. 問い合わせ先、質問受付」をご覧ください）。
※応募に関する質問の受付期間は、令和 5 年 5 月 25 日（木）12 時までです。
※応募書類の電子メールによる円滑なご提出を図る観点から、応募予定者は、事前に事務局宛にご連絡をお願いします（公募要領の「12.3. 応募予定者の事前連絡」をご覧ください）。
※ご提案いただいた案件のうち、ヒアリングが必要と判断した提案についてのみ、ヒアリングを実施予定です。ヒアリングは、Microsoft Teams を用いたオンライン開催を予定しています。ヒアリングが必要と判断した提案に限り、申請者（共同提案の場合は幹事法人）あてに、事務局からメールでご連絡いたします。

詳細は、公募要領「12. 応募手続き」をご覧ください。

過年度までの採択結果等

過年度の採択結果については、以下の三菱総合研究所株式会社ウェブサイトをご覧ください（令和 5 年 4 月 13 日現在）。

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案（2 次募集）の採択について

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案（2 次募集）の採択について

「令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（低炭素脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案の採択について

令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査）の企画提案の採択について

また、過年度の報告書については、以下のウェブサイトをご覧ください。
経済産業省「委託調査報告書」

※令和 3 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ 整備調査事業（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、 CEFIA 国内事務局業務及び CCUS 普及展開支援 等業務）報告書

※令和 2 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、人材育成事業支援事務局及び CEFIA 国内事務局業務）報告書

R5 年度 JCMFS の内容に関するお問い合わせ

パシフィックコンサルタンツ株式会社
〒101-8462 東京都千代田区神田錦町三丁目 22 番地
グローバルカンパニー　国際開発部
JCM-FS 事務局
メールアドレス：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

メールの件名（題名）は「【問い合わせ】令和 5 年度 JCM 脱炭素 FS（公募）」としてください。お電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください。

<二次公募>

令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査)」（経済産業省事業）の提案の 2 次募集について

2023.7.24

パシフィックコンサルタンツ株式会社では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境対策室）からの受託事業として、令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査業務)」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査」の提案の 2 次募集をします。

募集概要

本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での温室効果ガス排出削減及び JCM クレジット化を実現することを目的としています。
FS 終了後の展開として、『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDO による JCM 実証事業）または民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM）の活用を想定しているプロジェクトを重視します。なお、FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定します。採択件数は最大で 5 件程度（予算総額は税抜 7,500 万円）を想定しています。

応募手続き

(1) 対象者
公募要領で定める条件を満たす者

(2) 公募期間
令和 5 年 7 月 24 日（月）～8 月 18 日（金）12 時（正午）必着

(3) 関係資料
関係資料等は以下からダウンロードしてください。

公募要領
令和 5 年度 JCMFS 公募要領（2 次公募）（令和 5 年度 JCMFS 公募要領.pdf）

提案書テンプレートおよび作成に当たっての注意事項等
提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等（提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等.pdf）
提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等（提案書テンプレート及び作成に当たっての注意事項等.docx）

見積書テンプレート
見積書テンプレート（見積書テンプレート.xlsx）

契約書及び特約条項（書式）
契約書及び特約条項（書式）（契約書及び特約条項（書式）.pdf）
契約書及び特約条項（書式）（契約書及び特約条項（書式）.docx）

質問受付、応募書類の提出先、公募説明会録画データ等

※応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください（公募要領の「16. 問い合わせ先、質問受付」をご覧ください）。
※応募に関する質問の受付期間は、令和 5 年 8 月 17 日（木）12 時までです。
※応募書類の電子メールによる円滑なご提出を図る観点から、応募予定者は、事前に事務局宛にご連絡をお願いします（公募要領の「12.3. 応募予定者の事前連絡」をご覧ください）。
※応募期間締切後に、追加資料の提出依頼、提案に関するヒアリングを実施することがあります。要請があった場合は対応してください。要請があったにもかかわらずヒアリングを欠席した場合は条件不適格で不採択とみなします。ヒアリングは、Microsoft Teams を用いたオンライン開催を予定しています。ヒアリングを実施する場合、申請者（共同提案の場合は幹事法人）あてに、事務局からメールでご連絡いたします。
詳細は、公募要領「12. 応募手続き」をご覧ください。

―これまでの質問に対する回答
寄せられた質問に対する回答のうち、皆様に共通するものについて、以下の通り公開いたします。

「令和 5 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査 JCM 実現可能性調査」（経済産業省事）に係る企画提案 Q&A（2023 年 7 月 24 日作成）.pdf
今後新たに質問が寄せられた場合、Q&A を順次追加いたします。

・公募説明会録画データ：https://pckk.ent.box.com/s/76j5w2dl7swldq942xuwggs4ladpd01z

本録画データは 1 次募集時に開催された公募説明会のものであり、2 次募集では公募期間日付、最大採択件数・予算総額は上記の通りとなります。また、2 次募集で採択された場合は録画データ内で示している全体スケジュールが短縮される旨ご承知おきください。

過年度までの採択結果等

過年度の採択結果については、以下の三菱総合研究所株式会社ウェブサイトをご覧ください（令和 5 年 7 月 24 日現在）。

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案の採択について

令和 4 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の「JCM 実現可能性調査（脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案（2 次募集）の採択について

「令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業の JCM 実現可能性調査（低炭素脱炭素分野）」（経済産業省事業）に係る企画提案の採択について

令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査）の企画提案の採択について

また、過年度の報告書については、以下のウェブサイトをご覧ください。
経済産業省「委託調査報告書」

※令和 3 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
令和 3 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ 整備調査事業（JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、 CEFIA 国内事務局業務及び CCUS 普及展開支援 等業務）報告書

※令和 2 年度報告書は、以下の URL からも直接ダウンロード可能です。
令和 2 年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS 含む）、人材育成事業支援事務局及び CEFIA 国内事務局業務）報告書

R5 年度 JCMFS の内容に関するお問い合わせ

パシフィックコンサルタンツ株式会社
〒101-8462 東京都千代田区神田錦町三丁目 22 番地

グローバルカンパニー　国際開発部
JCM-FS 事務局
メールアドレス：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

メールの件名（題名）は「【問い合わせ】令和 5 年度 JCM 脱炭素 FS（公募）」としてください。お電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください。

<一次公募: ページ番号は省略している>

令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業） に係る 企画提案の公募要領

令和 5 年 4 月 24 日
パシフィックコンサルタンツ株式会社
グローバルカンパニー国際開発部
JCM FS 事務局

パシフィックコンサルタンツ株式会社では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境対策室）からの受託事業である令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査業務）」を実施します。その一環として、以下の要領で、「JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）」の企画提案を募集します。

目次

1. 目的 ..... **
2. FS での調査項目 ..... **
3. 対象技術、製品等 ..... **
4. 想定される調査対象国 ..... **
5. FS 実施期間 ..... **
6. 採択件数及び予算規模 ..... **
7. FS 終了後の展開について ..... **
8. FS 実施にあたっての留意事項 ..... **
9. 事務局による FS 進捗管理 ..... **
9.1. FS の進捗管理 ..... **
9.2. 事務局による FS の支援 ..... **
10. 応募資格 ..... **
11. 契約の要件 ..... **
11.1. 契約形態 ..... **
11.2. 成果物 ..... **
11.3. 委託金の支払時期 ..... **

11.4. 支払額の確定方法 ..... **
12. 応募手続き ..... **
12.1. 公募期間 ..... **
12.2. 説明会の開催 ..... **
12.3. 応募予定者の事前連絡 ..... **
12.4. 応募書類 ..... **
12.5. 応募書類の提出先 ..... **
12.6. 応募締め切り ..... **
12.7. その他 ..... **
13. 審査・採択 ..... **
13.1. 審査方法 ..... **
13.2. 審査基準 ..... **
13.3. 採択結果の決定及び通知について ..... **
14. 契約について ..... **
15. 経費の計上 ..... **
15.1. 経費の区分 ..... **
15.2. 計上できない経費 ..... **
16. 問い合わせ先、質問受付 ..... **

1. 目的

COP21 で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガス（GHG）の削減目標等である「国が決定する貢献（NDC：Nationally Determined Contribution）」の作成が求められています。令和 3 年 10 月に改定された我が国の NDC においては、2030 年度 46%削減(2013 年度比)という目標を掲げており、また、この水準にとどまることなく、エネルギーミックス等とも整合的に、中長期の両面で更なる削減努力を追求するとしています。そして、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入し、実現した GHG 削減・吸収量を定量的に評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism）については、NDC において、「パリ協定 6 条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における GHG 排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、また、「官民連携で 2030 年度までの累積で、1 億 t-CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」と掲げています。

また令和 4 年 6 月に閣議決定された「新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ」においては、「JCM の拡大のため、2025 年を目途にパートナー国を 30 か国程度とすることを目指し関係国との協議を加速するとともに、2022 年度に民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンスを策定し普及を行う」とされたことも踏まえ、同閣議決定以降新たに 9 カ国のパートナー国が協力覚書に署名しており、上記目標の達成に向けて今後も新規パートナー国の追加が見込まれています。さらに令和 4 年 1 月に発表された「アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）」構想におい

ても JCM を推進していくとしており、令和 4 年 11 月に開催された第 4 回 GX 実行会議においては、「二国間クレジット制度（JCM）について、「アジア・ゼロエミッション共同体」（AZEC）構想に賛同する国の間で協調を図り、パートナー国の更なる拡大、CCS 等の大規模プロジェクトを実施する。「パリ協定 6 条実施パートナーシップ」等による「質の高い炭素市場」の形成等を推進し、JCM の一層の利活用を図る」とされています。

このような背景から、我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減を実現する等、世界全体の GHG 排出削減に貢献してきました。具体的には、FS や NEDO による実証事業等を通じ、複数の JCM プロジェクトの実現を支援してきています。また民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM プロジェクト）については、その組成を促進するため、令和 5 年 3 月 28 日に「民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンス」を公表するとともに、民間 JCM プロジェクト実施のための具体的な体制構築を進めていきます。

以上を踏まえ、本 FS では我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現する案件の実現可能性の検討を目的とします。

2. FS での調査項目

提案者等が保有する優れた脱炭素技術・製品のパートナー国での普及を通じて、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現できるよう、脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業計画（ファイナンスの検討を含む）の検討、提案する事業による CO2 排出削減量の定量化、さらに脱炭素技術・製品等の普及拡大時の排出削減への貢献の検討、必要に応じた相手国に対する政策・制度整備の提言を含めた事業展開に向けた具体的な検討等を行っていただきます。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環境、政策等）を踏まえ、普及を目指す優れた脱炭素技術・製品等の導入課題・事業性・GHG 排出削減効果をあらかじめ分析した上で、 FS を活用した場合に普及可能性のある技術・製品等を対象としてください。

また FS で対象とした内容は、**その後の JCM プロジェクト化を期待しています**。具体的には、FS の出口として、『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDO による JCM 実証事業）への応募、民間 JCM プロジェクトとしての JCM プロジェクト化を期待しており、これらを通じた JCM プロジェクト化の見込みが高い提案を優先的に採択します。また、企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付けがある等、応募企業の方針や戦略に沿っているかどうかも考慮します。

なお、 FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定いたします。

表 2-1　FS での調査項目

調査項目	調査内容
1. 関連政策・制度の動向分析	• 相手国における FS に関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握する。

	• 対象とする政策・制度には、NDC、地球温暖化政策、関連するエネルギー政策、事業化に関連する政策、制度、法令、規制等を含むものとする。
2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討	• 上記 1 の分析結果を踏まえ、事業化および JCM プロジェクト化に向けた、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む)。 • 国内他地域、他国や地域内（例：ASEAN 域内）での普及拡大の可能性とその方策について検討する。 • 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の JCM 実証事業、民間 JCM[1]を活用した普及展開などの計画の検討を行う。
3. 課題と対応策の検討	• 今後の事業化および JCM プロジェクト化を検討するにあたり、事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む)。
4. GHG 排出削減量 [2]の算定 [3]および排出削減貢献量 [4]の検討	• JCM プロジェクト化した際の GHG 排出削減量の試算を行う。削減量試算のために、JCM 提案方法論ガイドラインに沿った JCM 方法論案の検討・作成を行うこと。 • tCO2e 当たりの削減コストも試算すること。 • 提案する脱炭素技術・製品等の普及戦略における当該国及び他国や地域内（例：ASEAN 域内）での排出削減への貢献の可能性検討（可能な限り定量評価）を行うこと。
5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整	• 相手国政府関係者等との対話により、上記 1～4 で検討する或いは検討した調査内容について共有し、事業化の促進を図るとともに、将来の JCM プロジェクト化においてカウンターパートとなる政府関係者、相手国企業の特定を行う。相手国の関係機関や企業、大使館、JETRO、NEDO、JICA 等在外関係者等と連携するための取り組みを含む。必要に応じ、日本国内関係施設の調査や相手国政府関係者等に向けた説明会等の開催等を効果的に行う。

[1] https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004.html

[2] エネルギー起源の CO2 排出削減量に加えて、必要に応じて非エネルギー起源の GHG 排出削減量も算定する

[3] 各国の JCM の方法論開発ガイドライン https://www.jcm.go.jp/rules_and_guidelines を参照し、ガイドラインに沿った方法論案の検討を行う。

[4] 経済産業省の「温室効果ガス削減貢献量定量化ガイドライン」或いは今後公表される「サプライチェーン全体でのカーボンニュートラルに向けたカーボンフットプリント算定・検証等に関する検討会」の「カーボンフットプリント レポート」などを参照する。

3. 対象技術、製品等

FS の対象は、JCM に関する二国間文書に署名しているパートナー国又は今後署名が見込まれる国（4. も参照）において、優れた脱炭素技術等を活用したエネルギー起源 CO2 の排出削減を行うとともに、実現した GHG 排出削減量の JCM クレジット化に資するものとします。また、GHG 排出削減量を定量的に評価でき、かつ、可能な限り大規模な GHG 排出削減[5]に貢献するものを想定します。なお、今年度は、令和 4 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」で実施していた CCUS 分野・脱炭素分野のような技術分野による区分けは行わず、全ての脱炭素技術等を活用したエネルギー起源 CO2 の排出削減対策を対象とします。

なお、表 3-1 に参考までに、2023 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象技術、GHG 排出削減量を示します。

表 3-1　2023 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象技術、GHG 排出削減量（参考）

出口戦略	NEDO JCM 実証事業	民間 JCM
対象技術	① 実証する技術は、提案者が有する日本の低炭素技術・システムであり、かつ相手国において当該技術・システムを普及させるための技術的な課題（以下、「技術課題」という。）があり、その克服のために実証事業が必要であること。 ② 地球温暖化対策として、実証事業によって温室効果ガス排出削減効果が定量化し得るものであり、実証事業の期間及び終了後において大規模な温室効果ガス排出削減効果が期待できるもの。 ③ 当該技術・システムの普及戦略が具体的かつ実現可能性の高いものであること。 ④ ①で示された技術課題を克服する有効な手段として、適切に実証計画が作成されていること。	我が国の民間事業者による排出削減・吸収に貢献する優れた脱炭素技術の導入等が、民間事業者自らの資金で実施される場合は、対象技術に制限はない。 ただし、本 FS での対象は、エネルギー起源の CO2 排出削減に資する技術等の導入を対象とする。
想定する GHG 排出削減量	・ JCM 実証事業のモニタリング期間で 1,000tCO2 以上の JCM クレジットが見込め、かつ ・ JCM 実証事業終了後の普及展開期間で年間 10,000t-CO2 以上の排出削減効果が見込める案件 ※NEDO JCM 実証事業に準ずる	特に基準は設けないが、民間 JCM としての実現性の高さ、中長期的視点で見た GHG 排出削減ポテンシャルなどから、総合的に評価する。

4. 想定される調査対象国

調査対象国は、以下とします。

・現状の JCM パートナー国（※1）

[5] 明確な GHG 排出削減量の閾値は設定しませんが、一定以上の規模の GHG 排出削減量が見込める提案を優先します。

・今後 JCM の署名が見込まれる新規国（※2）

※1　現状の JCM パートナー国：26 カ国（モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブ、ベトナム、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコ、サウジアラビア、チリ、ミャンマー、タイ、フィリピン、セネガル、チュニジア、アゼルバイジャン、モルドバ、ジョージア、スリランカ、ウズベキスタン、パプアニューギニア、UAE）
※2　新規国となりうる地域の例（注. パートナー国となることは予断しない）：
アフリカ、南西アジア、東南アジア、南米、島嶼国

5. FS 実施期間

契約締結日～令和 6 年 2 月 9 日

6. 採択件数及び予算規模

- 採択件数は最大 12 件程度を想定します。
- 予算規模は 1 件につき、税抜き 15 百万円を上限とします。

なお、1 件あたりの契約金額や最終的な実施内容については、経済産業省と調整した上で決定します。

7. FS 終了後の展開について

FS 終了後の展開として、『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDO による JCM 実証事業）への応募、または民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM）としての JCM プロジェクト化、を期待します。したがって、FS 終了後に上記展開が想定されている提案を優先的に採択します。

FS 実施事業者は、FS 終了後、次年度以降の進捗について、3 年間、年 1 回程度、経済産業省 地球環境対策室に報告する必要があります。また、契約終了後も、案件のフォローアップのためにヒアリング・アンケート等を実施する、経済産業省が本 FS 事業について対外的な PR のために案件概要に関する資料を作成する場合は、ご協力をお願いします。

8. FS 実施にあたっての留意事項

FS 実施にあたっては、調査状況及び現地の情報等の具体的な実施内容について、当事務局及び経済産業省担当者と定期的に情報交換を行いつつ、効果的に実施していただきます。また、当事務局が行う

進捗管理への協力が必須であることに留意してください。
例えば、以下に示す事項を想定しますが、詳細は採択後に決定します。

- 第三者の有識者委員会による FS への助言への資料作成と出席〔中間、最終等〕
- 毎月の月報提出
- 精算事務〔中間・確定検査〕への対応
- 現地出張に事務局等が同行する際の協力（現地渡航がある場合）
- 報告書作成にあたっての事前調整　等

このほか、FS の実施にあたっては、NEDO とも連携する予定です。

9. 事務局による FS 進捗管理

当事務局は、FS 進捗管理および支援として、以下に示す事項（これに限らない）を実施予定です。各事業者様のご協力をお願いします。

9.1. FS の進捗管理

- 採択者との FS 実施に関する契約の締結
- 各 FS 実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、経済産業省への報告
- FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導
- 各 FS 実施事業者に対する中間・確定検査の実施、精算

9.2. 事務局による FS の支援

事務局による各 FS の支援の内容は、提案時の提案者のニーズ、経済産業省の意向等を踏まえ、採択後、経済産業省及び各 FS 実施事業者と協議し決定します。具体的には以下の内容を想定しています。

- GHG 排出削減量に係る定量化手法の具体化の支援（表 2-1 FS での調査項目に示す調査項目 4 の実施支援）
- 現地調査への同行（必要に応じて実施。進捗状況の確認や現地の事業関係者への JCM の説明等）

10. 応募資格

FS への提案者は、次の条件を満たす法人とします。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めますが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出し

てください（幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできません）。

① 日本に拠点を有していること。
② FS を的確に遂行する組織、人員等を有していること。
③ FS を円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。
④ FS で知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。
⑤ 予算決算及び会計令第 70 条及び第 71 条の規定に該当しないものであること。
⑥ 経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。
⑦ 過去 3 年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。
⑧ 弊社が示す契約書案および特約条項の内容を理解し、かつ、合意できること。

なお、FS 後の事業化および JCM プロジェクト化を主体となって担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があります。事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していません（「13.2 審査基準 15)」を参照）。

11. 契約の要件

11.1. 契約形態

パシフィックコンサルタンツ株式会社からの委託契約とします。経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書であるとともに、当社が示す特約条項（別途、資料として公開）が加わることにご留意ください。

○経済産業省本性において締結する標準的な委託契約フォーマット：
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/gaisan/r5keiyaku_format.html

11.2. 成果物

- 調査報告書（和文）電子媒体（DVD-R 等）非公表用　1 式
- 概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（DVD-R 等）公表用　1 式
- 精算報告書（和文）（証憑等を含む）　電子媒体（DVD-R 等）非公表用　1 式

表 11-1　提出する成果品一覧

成果物	概要、留意点
調査報告書 （和文・英文：非公表用）	• 電子媒体（PDF および Word 形式を想定） • 記載する項目、書式、最終的な枚数等については、事務局及び経

	済産業省担当者と調整の上、決定する • PIN（Project Idea Note）の案
概略調査報告書 （和文・英文：公表用）	• 電子媒体（PDF、Word、PPT 形式を想定） • 概略調査報告書（PDF 及び Word 形式、20 ページ程度）：記載する項目、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する • 調査概要（PPT 形式、2 枚程度）：FS 内容の概要を示したもの（FS 実施中に提出）と、FS 終了後の結果概要の 2 種類を想定する。
精算報告書 （和文：非公表）	• FS 実施における人件費、直接費その他の支出結果をまとめた報告書。 • 証憑の提出も電子データで提出が必要。 • 詳細は、採択後の精算作業説明会にて説明予定。

以下、成果品作成時の留意点を示します。詳細は採択後の契約締結時に決定します。

- 報告書の著作権は、最終的には、経済産業省に帰属します。
- 調査報告書、概略調査報告書などの PDF ファイルについては、透明テキスト付 PDF ファイルとして納品する。
- セキュリティ等の観点から、当社と協議の上、非公開とするべき部分については、削除するなどの適切な処置を講ずること。
- 調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストも納入すること。
- 調査で得られた元データについては、機械判読可能な形式のファイルで納入することとし、特に図表・グラフに係るデータ（以下「EXCEL 等データ」という。） については、EXCEL 形式等により納入すること。
- 提出する成果品について、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を報告書に盛り込む場合は、①事前に当該権利保有者の了承を得、②報告書内に出典を明記し、③当該権利保有者に二次利用の了承を得ること。二次利用の了承を得ることが困難な場合等は、二次利用未承諾リストに当該箇所を記述し、提出すること。
- 二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）については、概略調査報告書等と一つの PDF ファイル（透明テキスト付）に統合したもの、並びに公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データを納入すること。
- 公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データが複数ファイルにわたる場合、1 つのフォルダに格納した上で納入すること。
- 各データのファイル名については、調査報告書の図表名と整合をとること。

11.3. 委託金の支払時期

委託金の支払いは、原則として、事業終了後の精算払とします。事業終了前の支払い（概算払）は行いません。

11.4. 支払額の確定方法

事業終了後、受託者より提出する実績報告書に基づき、確定検査を行い、支払額を確定します。支払額は、契約金額の範囲内であって実際に支出を要したと認められる費用の合計とします。このため、全ての支出には、その収支を明らかにした帳簿類及び領収書等の証憑が必要となります。また、支出額及び内容についても厳格に審査し、これを満たさない経費については、支払額の対象外となる可能性があります。なお、精算に関して、採択後、精算作業に関する説明会を開催しますので、受託者は必ず当該説明会に参加してください。

※経費処理、確定検査等の実施については、経済産業省の委託事業事務処理マニュアルに準じることとするので、留意すること。
○ 委 託 事 業 事 務 処 理 マ ニ ュ ア ル（R3.1）
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

12. 応募手続き

12.1 公募期間

- 公募開始日：令和 5 年 4 月 24 日（月）
- 企画提案書提出締切日：**令和 5 年 5 月 26 日（金）12 時（正午）必着**

12.2 説明会の開催

- 開催日時：**令和 5 年 4 月 28 日（金）13 時 00 分～14 時 00 分**
- 開催方法：Teams
- 説明会への参加方法：以下の宛先に、**必要事項を記載したメールを令和 5 年 4 月 27 日(木）の 15 時までに送信**してください。（事前にテスト連絡をさせていただく場合があります。）「Microsoft Teams」が利用できない場合は、後日、説明会の動画を共有させていただきますので、その旨を連絡してください。

メール件名：【参加希望】令和 5 年度 JCM FS 説明会 メール本文に、以下を記載してください。 ・企業名／機関名 ・参加者氏名 ・メールアドレス ・緊急時の連絡先（電話番号）

メール送信先：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

12.3. 応募予定者の事前連絡

FS への応募予定者は、令和 5 年 5 月 19 日（金）17 時までに、jcmfsr5@tk.pacific.co.jp 宛に、企業名あるいは機関名（共同提案の場合は幹事法人 1 社の代表者）、部署、氏名、連絡先（E-mail、電話番号）、応募予定の FS 件名を必ず連絡してください。企画提案書提出用のオンラインストレージのアドレス等を連絡させていただきます。その際、メールの件名（題名）は「【応募予定】令和 5 年度 JCM FS」としてください。

12.4. 応募書類

以下の資料の **PDF ファイル**を、一つのファイルとして作成ください。
ファイル容量は、合計で 100MB 以内に収まるようにしてください。

1. 様式 1 提案書鑑
2. 様式 2 提案の概要書
3. 様式 3 提案内容
4. 見積書一式
5. 添付資料（必要な場合）
6. 会社概要及び直近の過去 3 年分の財務諸表

12.5. 応募書類の提出先

応募書類は、当社より指定するオンラインストレージにより提出していただきます。持参、郵送・宅配便、FAX および電子メール等による提出は受け付けません。
オンラインストレージのアドレス等、応募書類の提出に必要な情報は、あらかじめ、提案書提出予定者に連絡いたしますので、「12.3.応募予定者の事前連絡」にしたがって FS 事務局への事前連絡をお願いします。

12.6. 応募締め切り

令和 5 年 5 月 26 日（金）12 時（正午）までに、上記オンラインストレージにアップロードされた提案を受理します。それ以降にアップロードされた提案については、いかなる理由があっても受理いたしません。サーバー等のエラーなどが原因であったとしても、締切時刻までに届かない場合は受理しませんので、ご注意ください。

12.7. その他

- 当社、審査員及び経済産業省は、提出された応募書類を、FS の採択に関する審査以外の目的には使用しません。なお、応募書類は返却いたしません。
- 機密保持には十分配慮しますが、採択された場合は、「行政機関の保有する情報の公開に関する法律」（平成 11 年 5 月 14 日法律第 42 号）に基づき、不開示情報（個人情報、法人の正当な利益を害する情報等） を除いて、情報公開の対象となります。
- 応募書類等の作成費は経費に含まれません。また、選定の正否を問わず、企画提案書の作成費用は支給されません。
- 企画提案書に記入する内容は、今後の契約の基本方針となるので、予算額内で実現が確約されることのみ表明すること。採択後であっても、申請者の都合により記入された内容に大幅な変更があった場合は、不採択となることがあります。
- 資料に不備がある場合は、審査対象とならないので、注意して記入してください。

13. 審査・採択

13.1. 審査方法

- 経済産業省において、提案技術による大規模な GHG 排出削減への貢献、GHG 排出削減のロジックおよび算定の考え方、ファイナンスを含む今後の事業化および JCM プロジェクト化に向けた計画等について、その実現可能性等を総合的に審査します。特に、企業での事業化および JCM プロジェクト化に対する経営方針が明確で（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等)、FS 終了後の事業展開および JCM プロジェクト化の見込みが高い提案を重視します。
- 採択にあたっては、第三者の有識者で構成される委員会で審査を行い決定します。応募期間締切後に、追加資料の提出依頼、提案に関するヒアリングを実施することがあります。要請があった場合は対応してください。
- なお、事務局は、FS に係る公募の中立性、公平性を厳に確保するため、FS 案件の評価、選定、採択に一切関わりません。

13.2. 審査基準

以下の審査基準に基づいて総合的な評価を行います。

1) 「10. 応募資格」を満たしているか。
2) 応募書類が全て提出されているか。
3) 提案内容が、「1.目的」に合致しているか。
4) 事業を行う国や対象技術について、普及可能性や相手国政府の支援策、法制度等具体的な分析に

基づき、合理的に選択されているか。

5) 優れた技術、ノウハウ、製品等の活用が見込まれ、FS 実施後の広範な普及促進に資するものか。

6) GHG 排出削減のロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的かつ的確に記載されているか。また、排出削減量の算定方法論の新規開発が必要な場合は、その検討手順や想定される課題が整理され、課題の解決策（仮説）が示されているか。

7) 事業実施が、大規模な GHG の排出削減のみならず、相手国の環境改善、環境・エネルギー技術の普及促進、省エネ促進や世界の排出削減に貢献するか。また、FS の対象国・対象分野のみならず、他国や地域内、他の関連分野等に波及することが見込まれるものか（普及拡大による削減貢献への波及性）。

8) 事業の社内での位置づけ、企業戦略との整合性、企業での事業化に対する経営方針が明確か（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等）。

9) 将来の事業化および JCM プロジェクト化に向けて具体的な事業計画が検討されていて、かつ、FS 終了後の事業展開および JCM プロジェクト化の見込みが高いかどうか。

10) 提案する事業に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績をどの程度有しているか。

11) FS において検証する、事業実施に向けて克服すべき課題（投資リスク、投資負担の軽減、価格競争力強化といった事業推進に向けた課題も含む）に関する仮説と、その検証方法が明確に示されているか。

12) FS を円滑に開始、遂行するため、相手国政府や企業等関係者との調整等がされており、採択後すぐに調査に取り組める見込みがあるか。

13) FS 後の事業化および JCM プロジェクト化を担う予定の企業等が FS に参画しているかどうか（参画の形態は、申請者（共同申請者を含む）、委託先、外注先、FS での委託費での費用支出が生じない協力先のいずれかとする）。

14) 事業実施体制に複数事業者を含む場合、各事業者の能力、役割、成果が明確であるか。また、将来の NEDO JCM 実証事業や民間 JCM で事業主体となる法人が明確であるか。

15) FS の調査規模等に適した実施体制が構築されているか。

16) FS 実施方法や各事業者の分担、スケジュールが効果的かつ現実的か（調査状況及び現地の情報について、事務局及び委託元の経済産業省担当者と定期的に情報交換を行うとともに、調査状況に柔軟に対応できる実施方法・スケジュールとなっているか）。また、調査中間時でのマイルストーンの設定が明確にされているか。

17) FS の費用総額と、将来の事業化効果のコストパフォーマンスが優れているか。

18) ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。

19)「ビジネスと人権」に関する行動計画（2020-2025）（令和 2 年 10 月、ビジネスと人権に関する行動計画に係る関係府省庁連絡会議策定）（以下 URL 参照）に沿って、企業が自らの責任の下、最善の人権対応（人権デューディリジェンスのプロセス導入、ステークホルダーとの対話等）に取り組んでいるか https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100104121.pdf

20) 適切な情報管理体制が確保されているか。また、情報取扱者以外の者が、情報に接することがないか。

21) 事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理部分について、再委託（委託業務の一部を第三者に委託することをいい、請負その他委託の形式を問わない。以下同じ。）を行っていないか。
22) 事業費総額に対する再委託費の割合が 50%を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか（「再委託費率が 50%を超える理由書」を作成し提出すること）。

13.3. 採択結果の決定及び通知について

採択された提案について、当該提案者に対しその旨を通知します。不採択となった場合でも、その理由はお答え出来ません。

14. 契約について

- 採択された提案書について、当社と提案者（共同提案の場合は幹事法人）との間で委託契約を締結します。なお、採択決定後から委託契約締結までの間に、当社及び経済産業省との協議を経て、事業内容・構成、事業規模、金額等に変更が生じる可能性があります。
- 現地渡航を計画する場合、契約締結後、新型コロナウイルスの感染拡大の影響等により現地渡航が困難となった場合には、海外旅費減額等を行う場合があるため留意してください。
- 契約書作成にあたっての条件の協議が整い次第、当社と委託契約を締結し、その後、事業開始となります。
- 契約条件が合致しない場合は、委託契約の締結ができない場合があります。なお、受託者は、受託内容が国等の他の補助金・委託費と重複しないことに留意してください。

15. 経費の計上

15.1. 経費の区分

FS の対象とする経費は、事業の遂行に直接必要な経費及び事業成果の取りまとめに必要な経費であり、具体的には以下のとおりです。ここに示す経費項目以外の計上は認められません。

表 15-1　対象経費項目一覧

経費項目	内容
Ⅰ．人件費	事業に従事する者の作業時間に対する人件費
Ⅱ．事業費	
旅費	事業を行うために必要な国内出張及び海外出張に係る経費

会議費	事業を行うために必要な会議、講演会、シンポジウム等に要する経費（会場借料、機材借料及び茶菓料（お茶代）等）
謝金	事業を行うために必要な謝金（会議・講演会・シンポジウム等に出席した外部専門家当に対する謝金、講演・原稿の執筆・研究協力 等に対する謝金等）
備品費（借料及び損料）	事業を行うために必要な物品（ただし、1 年以上継続して使用できるもの）の購入、製造に必要な経費。事業を行うために必要な機械器具等のリース・レンタルに要する経費
消耗品費	事業を行うために必要な物品であって備品費に属さないもの。ただし、当該事業のみで使用されることが確認できるもの） の購入に要する経費
印刷製本費	事業で使用するパンフレット・リーフレット等の印刷製本に関する経費
補助員人件費	事業を実施するために必要な補助員（アルバイト等）に係る経費
その他諸経費	事業を行うために必要な経費のうち、当該事業のために使用されることが特定・確認できるものであって、他のいずれの区分にも属さないもの例）通信運搬費（郵便料、運送代、通信・電話料等）、翻訳通訳、速記費用、文献購入費等
III. 再委託・外注費	受託者が直接実施することができないもの又は適当でないものについて、他の事業者に再委託するために必要な経費 ※改正前の委託事業事務処理マニュアルにおける経費項目である「外注費」と「再委託費」のことを言う。
IV. 一般管理費	委託事業を行うために必要な経費であって、当該事業に要した経費としての抽出、特定が困難なものについて、委託契約締結時の条件に基づいて一定割合の支払を認められた間接経費

対象経費については、以下のリンク先に掲載している経済産業省の委託事業事務処理マニュアル等の書類を十分に確認すること。

https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

なお、消費税は、国外取引は不課税、国内取引は課税として計上してください。

15.2. 計上できない経費

- 建物等施設に関する経費
- 事業内容に照らして当然備えているべき機器・備品等（机、椅子、書棚等の什器類、事務機器等）
- 事業実施中に発生した事故・災害の処理のための経費
- その他事業に関係ない経費

16. 問い合わせ先、質問受付

- 応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください。
- 問い合わせの際は、件名（題名）を必ず「【問い合わせ】令和 5 年度 JCM FS（公募）」とすること。他の件名（題名）では回答できない場合があります。
- **応募に関する質問の受付期間：令和 5 年 5 月 25 日（木）12 時（正午）まで**
- 頂いた質問は順次回答しますが、回答に時間を要することがあるため、早めの問い合せをお願いします。
- 休日・祝日にお問い合わせいただいた事項は、営業日に返答させて頂きます。
- 審査の経過等に関するお問い合わせには応じられません。
- 寄せられた質問への回答のうち、他の応募者の参考となるものは、本募集に関するウェブページに掲載します。

（問い合わせ先）
パシフィックコンサルタンツ株式会社
グローバルカンパニー　国際開発部
JCM FS 事務局
メールアドレス：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

以上

<二次公募：ページ番号は省略している>

令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業） に係る企画提案の公募要領（2 次募集）

令和 5 年 7 月 24 日
パシフィックコンサルタンツ株式会社
グローバルカンパニー国際開発部
JCM FS 事務局

パシフィックコンサルタンツ株式会社では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境対策室）からの受託事業である令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査業務）」を実施します。その一環として、以下の要領で、「JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）」の第 2 次企画提案を募集します。

目次

1. 目的 ..... **
2. FS での調査項目 ..... **
3. 対象技術、製品等 ..... **
4. 想定される調査対象国 ..... **
5. FS 実施期間 ..... **
6. 採択件数及び予算規模 ..... **
7. FS 終了後の展開について ..... **
8. FS 実施にあたっての留意事項 ..... **
9. 事務局による FS 進捗管理 ..... **
   9.1. FS の進捗管理 ..... **
   9.2. 事務局による FS の支援 ..... **
10. 応募資格 ..... **
11. 契約の要件 ..... **
   11.1. 契約形態 ..... **
   11.2. 成果物 ..... **
   11.3. 委託金の支払時期 ..... **
   11.4. 支払額の確定方法 ..... **
12. 応募手続き ..... **

12.1. 公募期間 ..... **
12.2. 説明会の開催 ..... **
12.3. 応募予定者の事前連絡 ..... **
12.4. 応募書類 ..... **
12.5. 応募書類の提出先 ..... **
12.6. 応募締め切り ..... **
12.7. その他 ..... **
13. 審査・採択 ..... **
13.1. 審査方法 ..... **
13.2. 審査基準 ..... **
13.3. 採択結果の決定及び通知について ..... **
14. 契約について ..... **
15. 経費の計上 ..... **
15.1. 経費の区分 ..... **
15.2. 計上できない経費 ..... **
16. 問い合わせ先、質問受付 ..... **

1. 目的

COP21 で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は温室効果ガス（GHG）の削減目標等である「国が決定する貢献（NDC：Nationally Determined Contribution）」の作成が求められています。令和 3 年 10 月に改定された我が国の NDC においては、2030 年度 46%削減(2013 年度比)という目標を掲げており、また、この水準にとどまることなく、エネルギーミックス等とも整合的に、中長期の両面で更なる削減努力を追求するとしています。そして、途上国等へ優れた脱炭素技術等を導入し、実現した GHG 削減・吸収量を定量的に評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism）については、NDC において、「パリ協定 6 条に沿って、優れた脱炭素技術等の普及や対策実施を通じてパートナー国における GHG 排出削減・吸収に貢献し、我が国の削減目標の達成にも活用する」としており、また、「官民連携で 2030 年度までの累積で、1 億 t-CO2 程度の国際的な排出削減・吸収量の確保を目標とする」と掲げています。

また令和 4 年 6 月に閣議決定された「新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ」においては、「JCM の拡大のため、2025 年を目途にパートナー国を 30 か国程度とすることを目指し関係国との協議を加速するとともに、2022 年度に民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンスを策定し普及を行う」とされたことも踏まえ、同閣議決定以降新たに 10 カ国のパートナー国が協力覚書に署名しており、上記目標の達成に向けて今後も新規パートナー国の追加が見込まれています。さらに令和 4 年 1 月に発表された「アジア・ゼロエミッション共同体（AZEC）」構想においても JCM を推進していくとしており、令和 4 年 11 月に開催された第 4 回 GX 実行会議においては、「二国間クレジット制度（JCM）について、「アジア・ゼロエミッション共同体」（AZEC）構想に賛同する国の間で協調を図り、パートナー国の更なる拡大、CCS 等の大規模プロジェクトを実施する。「パ

リ協定 6 条実施パートナーシップ」等による「質の高い炭素市場」の形成等を推進し、JCM の一層の利活用を図る」とされています。

このような背景から、我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減を実現する等、世界全体の GHG 排出削減に貢献してきました。具体的には、FS や NEDO による実証事業等を通じ、複数の JCM プロジェクトの実現を支援してきています。また民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM プロジェクト）については、その組成を促進するため、令和 5 年 3 月 28 日に「民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンス」を公表するとともに、民間 JCM プロジェクト実施のための具体的な体制構築を進めていきます。

以上を踏まえ、本 FS では我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現する案件の実現可能性の検討を目的とします。

2. FS での調査項目

提案者等が保有する優れた脱炭素技術・製品のパートナー国での普及を通じて、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現できるよう、脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業計画（ファイナンスの検討を含む）の検討、提案する事業による CO2 排出削減量の定量化、さらに脱炭素技術・製品等の普及拡大時の排出削減への貢献の検討、必要に応じた相手国に対する政策・制度整備の提言を含めた事業展開に向けた具体的な検討等を行っていただきます。提案にあたっては、相手国の状況（市場動向・競争力、ビジネス環境、政策等）を踏まえ、普及を目指す優れた脱炭素技術・製品等の導入課題・事業性・GHG 排出削減効果をあらかじめ分析した上で、FS を活用した場合に普及可能性のある技術・製品等を対象としてください。

また FS で対象とした内容は、**その後の JCM プロジェクト化を期待しています**。具体的には、FS の出口として、『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDO による JCM 実証事業）への応募、民間 JCM プロジェクトとしての JCM プロジェクト化を期待しており、これらを通じた JCM プロジェクト化の見込みが高い提案を優先的に採択します。また、企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付けがある等、応募企業の方針や戦略に沿っているかどうかも考慮します。

なお、 FS の実施にあたっては、採択された提案内容を基に、実施内容の詳細を経済産業省担当者と相談の上、決定いたします。

表 2-1　FS での調査項目

調査項目	調査内容
1. 関連政策・制度の動向分析	• 相手国における FS に関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握する。 • 対象とする政策・制度には、NDC、地球温暖化政策、関連するエネルギー政策、事業化に関連する政策、制度、法令、規制等を含むものとする。

2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討	• 上記 1 の分析結果を踏まえ、事業化および JCM プロジェクト化に向けた、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む）。 • 国内他地域、他国や地域内（例：ASEAN 域内）での普及拡大の可能性とその方策について検討する。 • 国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の JCM 実証事業、民間 JCM[1]を活用した普及展開などの計画の検討を行う。
3. 課題と対応策の検討	・ 今後の事業化および JCM プロジェクト化を検討するにあたり、事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む）。
4. GHG 排出削減量 [2]の算定 [3]および排出削減貢献量 [4]の検討	・ 本 FS を通じて JCM プロジェクト化を想定しているプロジェクトにおいて期待される温室効果ガス（GHG）、特にエネルギー起源の CO2 の排出削減量の総量を t-CO2／年で記載すること。エネルギー起源 CO2 以外の GHG の削減が見込める場合は、それについても t-CO2e として併記すること。 • 削減量試算のために、JCM 提案方法論ガイドラインに沿った JCM 方法論案の検討・作成を行うこと。 • tCO2e 当たりの削減コストも試算すること。 • 上記に加えて、提案する GHG 排出削減対策が JCM プロジェクト化による普及した場合の GHG 排出削減量の見込みや、普及戦略における当該国及び他国や地域内（例：ASEAN 域内）での排出削減への貢献の可能性検討（可能な限り定量評価）を行うこと。
5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整	• 相手国政府関係者等との対話により、上記 1～4 で検討する或いは検討した調査内容について共有し、事業化の促進を図るとともに、将来の JCM プロジェクト化においてカウンターパートとなる政府関係者、相手国企業の特定を行う。相手国の関係機関や企業、大使館、JETRO、NEDO、JICA 等在外関係者等と連携するための取り組みを含む。必要に応じ、日本国内関係施設の調査や相手国政府関

[1] https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004.html

[2] エネルギー起源の CO2 排出削減量に加えて、必要に応じて非エネルギー起源の GHG 排出削減量も算定する

[3] 各国の JCM の方法論開発ガイドライン https://www.jcm.go.jp/rules_and_guidelines を参照し、ガイドラインに沿った方法論案の検討を行う。

[4] 経済産業省の「温室効果ガス削減貢献量定量化ガイドライン」或いは今後公表される「サプライチェーン全体でのカーボンニュートラルに向けたカーボンフットプリント算定・検証等に関する検討会」の「カーボンフットプリント レポート」などを参照する。

	係者等に向けた説明会等の開催等を効果的に行う。

3. 対象技術、製品等

FS の対象は、JCM に関する二国間文書に署名しているパートナー国又は今後署名が見込まれる国（4. も参照）において、優れた脱炭素技術等を活用したエネルギー起源 CO2 の排出削減を行うとともに、実現した GHG 排出削減量の JCM クレジット化に資するものとします。また、GHG 排出削減量を定量的に評価でき、かつ、可能な限り大規模な GHG 排出削減[5]に貢献するものを想定します。なお、今年度は、令和 4 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査及び CEFIA 国内事務局等業務）」で実施していた CCUS 分野・脱炭素分野のような技術分野による区分けは行わず、全ての脱炭素技術等を活用したエネルギー起源 CO2 の排出削減対策を対象とします。

なお、表 3-1 に参考までに、2023 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象技術、GHG 排出削減量を示します。

表 3-1　2023 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象技術、GHG 排出削減量（参考）

出口戦略	NEDO JCM 実証事業	民間 JCM
対象技術	⑤ 実証する技術は、提案者が有する日本の低炭素技術・システムであり、かつ相手国において当該技術・システムを普及させるための技術的な課題（以下、「技術課題」という。）があり、その克服のために実証事業が必要であること。 ⑥ 地球温暖化対策として、実証事業によって温室効果ガス排出削減効果が定量化し得るものであり、実証事業の期間及び終了後において大規模な温室効果ガス排出削減効果が期待できるもの。 ⑦ 当該技術・システムの普及戦略が具体的かつ実現可能性の高いものであること。 ⑧ ①で示された技術課題を克服する有効な手段として、適切に実証計画が作成されていること。	我が国の民間事業者による排出削減・吸収に貢献する優れた脱炭素技術の導入等が、民間事業者自らの資金で実施される場合は、対象技術に制限はない。 ただし、本 FS での対象は、エネルギー起源の CO2 排出削減に資する技術等の導入を対象とする。
想定する GHG 排出削減量	・ JCM 実証事業のモニタリング期間で 1,000tCO2 以上の JCM クレジットが見込め、かつ ・ JCM 実証事業終了後の普及展開期間で年間 10,000t-CO2 以上の排出削減効果が見込める案件 ※NEDO JCM 実証事業に準ずる	特に基準は設けないが、民間 JCM としての実現性の高さ、中長期的視点で見た GHG 排出削減ポテンシャルなどから、総合的に評価する。

4. 想定される調査対象国

調査対象国は、以下とします。

[5] 明確な GHG 排出削減量の閾値は設定しませんが、一定以上の規模の GHG 排出削減量が見込める提案を優先します。

・現状の JCM パートナー国（※1）
・今後 JCM の署名が見込まれる新規国（※2）

※1　JCM パートナー国（令和 5 年 7 月 24 日時点）：27 カ国（モンゴル、バングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブ、ベトナム、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコ、サウジアラビア、チリ、ミャンマー、タイ、フィリピン、セネガル、チュニジア、アゼルバイジャン、モルドバ、ジョージア、スリランカ、ウズベキスタン、パプアニューギニア、UAE、キルギス）
※2　新規国となりうる地域の例（注．パートナー国となることは予断しない）：
アフリカ、南西アジア、東南アジア、南米、島嶼国

5. FS 実施期間

契約締結日～令和 6 年 2 月 9 日

6. 採択件数及び予算規模

- 2 次募集での採択件数は 5 件程度を想定します。
- 予算総額は 75 百万円です。
- 予算規模は 1 件につき、税抜き 15 百万円を上限とします。

なお、1 件あたりの契約金額や最終的な実施内容については、経済産業省と調整した上で決定します。

7. FS 終了後の展開について

FS 終了後の展開として、『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDO による JCM 実証事業）への応募、または民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM）としての JCM プロジェクト化、を期待します。したがって、FS 終了後に上記展開が想定されている提案を優先的に採択します。

FS 実施事業者は、FS 終了後、次年度以降の進捗について、3 年間、年 1 回程度、経済産業省 地球環境対策室に報告する必要があります。また、契約終了後も、案件のフォローアップのためにヒアリング・アンケート等を実施する、経済産業省が本 FS 事業について対外的な PR のために案件概要に関する資料を作成する場合は、ご協力をお願いします。

8. FS 実施にあたっての留意事項

FS 実施にあたっては、調査状況及び現地の情報等の具体的な実施内容について、当事務局及び経済産業省担当者と定期的に情報交換を行いつつ、効果的に実施していただきます。また、当事務局が行う進捗管理への協力が必須であることに留意してください。

例えば、以下に示す事項を想定しますが、詳細は採択後に決定します。

- 第三者の有識者委員会による FS への助言への資料作成と出席〔中間、最終等〕
- 毎月の月報提出
- 精算事務〔中間・確定検査〕への対応
- 現地出張に事務局等が同行する際の協力（現地渡航がある場合）
- 報告書作成にあたっての事前調整　　等

このほか、FS の実施にあたっては、NEDO とも連携する予定です。

9. 事務局による FS 進捗管理

当事務局は、FS 進捗管理および支援として、以下に示す事項（これに限らない）を実施予定です。各事業者様のご協力をお願いします。

9.1. FS の進捗管理

- 採択者との FS 実施に関する契約の締結
- 各 FS 実施事業者のスケジュール管理、実施状況の把握、経済産業省への報告
- FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導
- 各 FS 実施事業者に対する中間・確定検査の実施、精算

9.2. 事務局による FS の支援

事務局による各 FS の支援の内容は、提案時の提案者のニーズ、経済産業省の意向等を踏まえ、採択後、経済産業省及び各 FS 実施事業者と協議し決定します。具体的には以下の内容を想定しています。

- GHG 排出削減量に係る定量化手法の具体化の支援（表 2-1 FS での調査項目に示す調査項目 4 の実施支援）
- 現地調査への同行（必要に応じて実施。進捗状況の確認や現地の事業関係者への JCM の説明等）

10. 応募資格

FS への提案者は、次の条件を満たす法人とします。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めますが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出してください（幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできません）。

⑨ 日本に拠点を有していること。
⑩ FS を的確に遂行する組織、人員等を有していること。
⑪ FS を円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。
⑫ FS で知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。
⑬ 予算決算及び会計令第 70 条及び第 71 条の規定に該当しないものであること。
⑭ 経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。
⑮ 過去 3 年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。
⑯ 弊社が示す契約書案および特約条項の内容を理解し、かつ、合意できること。

なお、FS 後の事業化および JCM プロジェクト化を主体となって担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があります。事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していません（「13.2 審査基準 15)」を参照）。

11. 契約の要件

11.1. 契約形態

パシフィックコンサルタンツ株式会社からの委託契約とします。経済産業省本省において締結する標準的な委託契約書フォーマットに準じる契約書であるとともに、当社が示す特約条項（別途、資料として公開）が加わることにご留意ください。

○経済産業省本性において締結する標準的な委託契約フォーマット：
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/gaisan/r5keiyaku_format.html

11.2. 成果物

- 調査報告書（和文）電子媒体（DVD-R 等）非公表用　1 式
- 概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（DVD-R 等）公表用　1 式
- 精算報告書（和文）（証憑等を含む）　電子媒体（DVD-R 等）非公表用　1 式

表 11-1　提出する成果品一覧

成果物	概要、留意点
調査報告書 （和文：非公表用。PIN は英文。）	• 電子媒体（PDF および Word 形式を想定） • 記載する項目、書式、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する • PIN（Project Idea Note）の案
概略調査報告書 （和文・英文：公表用）	• 電子媒体（PDF、Word、PPT 形式を想定） • 概略調査報告書（PDF 及び Word 形式、20 ページ程度）：記載する項目、最終的な枚数等については、事務局及び経済産業省担当者と調整の上、決定する • 調査概要（PPT 形式、2 枚程度）：FS 内容の概要を示したもの（FS 実施中に提出）と、FS 終了後の結果概要の 2 種類を想定する。
精算報告書 （和文：非公表）	• FS 実施における人件費、直接費その他の支出結果をまとめた報告書。 • 証憑の提出も電子データで提出が必要。 • 詳細は、採択後の精算作業説明会にて説明予定。

以下、成果品作成時の留意点を示します。詳細は採択後の契約締結時に決定します。

- 報告書の著作権は、最終的には、経済産業省に帰属します。
- 調査報告書、概略調査報告書などの PDF ファイルについては、透明テキスト付 PDF ファイルとして納品する。
- セキュリティ等の観点から、当社と協議の上、非公開とするべき部分については、削除するなどの適切な処置を講ずること。
- 調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストも納入すること。
- 調査で得られた元データについては、機械判読可能な形式のファイルで納入することとし、特に図表・グラフに係るデータ（以下「EXCEL 等データ」という。） については、EXCEL 形式等により納入すること。
- 提出する成果品について、経済産業省以外の第三者の知的財産権が関与する内容を報告書に盛り込む場合は、①事前に当該権利保有者の了承を得、②報告書内に出典を明記し、③当該権利保有者に二次利用の了承を得ること。二次利用の了承を得ることが困難な場合等は、二次利用未承諾リストに当該箇所を記述し、提出すること。
- 二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）については、概略調査報告書等と一つの PDF ファイル（透明テキスト付）に統合したもの、並びに公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データを納入すること。
- 公開可能かつ二次利用可能な EXCEL 等データが複数ファイルにわたる場合、1 つのフォルダに格納した上で納入すること。
- 各データのファイル名については、調査報告書の図表名と整合をとること。

11.3. 委託金の支払時期

委託金の支払いは、原則として、事業終了後の精算払とします。事業終了前の支払い（概算払）は行いません。

11.4. 支払額の確定方法

事業終了後、受託者より提出する実績報告書に基づき、確定検査を行い、支払額を確定します。支払額は、契約金額の範囲内であって実際に支出を要したと認められる費用の合計とします。このため、全ての支出には、その収支を明らかにした帳簿類及び領収書等の証憑が必要となります。また、支出額及び内容についても厳格に審査し、これを満たさない経費については、支払額の対象外となる可能性があります。なお、精算に関して、採択後、精算作業に関する説明会を開催しますので、受託者は必ず当該説明会に参加してください。

※経費処理、確定検査等の実施については、経済産業省の委託事業事務処理マニュアルに準じることとするので、留意すること。
○ 委 託 事 業 事 務 処 理 マ ニ ュ ア ル（R3.1）
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

12. 応募手続き

12.1. 公募期間

- 公募開始日：令和 5 年 7 月 24 日（月）
- 企画提案書提出締切日：**令和 5 年 8 月 18 日（金）12 時（正午）必着**

12.2. 説明会

- 1 次募集の際に実施した公募説明会の録画をご参照ください。以下 URL からご覧いただけます。

  公募説明会録画データ：
  https://pckk.ent.box.com/s/76j5w2dl7swldq942xuwggs4ladpd01z
  ※本録画データは 1 次募集時に開催された公募説明会のものであり、2 次募集では公募期間日付、最大採択件数・予算総額は本稿 6.採択件数及び予算規模、12.応募手続き に記載の通りとなります。また、2 次募集で採択された場合は録画データ内で示している全体スケジュールが短縮される旨ご承知おきください。

12.3. 応募予定者の事前連絡

FS への応募予定者は、令和 5 年 8 月 11 日（金）17 時までに、jcmfsr5@tk.pacific.co.jp 宛に、企業名

あるいは機関名（共同提案の場合は幹事法人 1 社の代表者）、部署、氏名、連絡先（E-mail、電話番号）、応募予定の FS 件名を必ず連絡してください。企画提案書提出用のオンラインストレージのアドレス等を連絡させていただきます。その際、メールの件名（題名）は「【応募予定】令和 5 年度 JCM FS（2 次公募）」としてください。

12.4. 応募書類

必要な書類については、別紙「企画提案に係る提案書テンプレートおよび作成に当たって注意事項等」を確認ください。

なお、応募時のファイル構成、ファイル命名方式は下記の様式で統一してください。ファイル名に記載する企業名は、「株式会社」等は省略した記載でお願いします。
また、「企画提案書」ファイルに様式 1、2、3 をまとめてください。
ファイル容量は、1~5 のファイルの合計で 100MB 以内に収まるようにしてください。

【ファイル命名方式】
7. 企画提案書_企業
8. 見積書_企業名
9. 添付資料_企業名
10. 会社概要_企業名
11. 財務諸表_企業名

12.5. 応募書類の提出先

応募書類は、当社より指定するオンラインストレージにより提出していただきます。持参、郵送・宅配便、FAX および電子メール等による提出は受け付けません。
オンラインストレージのアドレス等、応募書類の提出に必要な情報は、あらかじめ、提案書提出予定者に連絡いたしますので、「12.3.応募予定者の事前連絡」にしたがって FS 事務局への事前連絡をお願いします。

12.6. 応募締め切り

令和 5 年 8 月 18 日（金）12 時（正午）までに、上記オンラインストレージにアップロードされた提案を受理します。それ以降にアップロードされた提案については、いかなる理由があっても受理いたしません。サーバー等のエラーなどが原因であったとしても、締切時刻までに届かない場合は受理しませんので、ご注意ください。また補足資料等、応募書類以外の追加の資料についても、締切時刻以降は受理しません。

12.7. その他

- 当社、審査員及び経済産業省は、提出された応募書類を、FS の採択に関する審査以外の目的には使用しません。なお、応募書類は返却いたしません。
- 機密保持には十分配慮しますが、採択された場合は、「行政機関の保有する情報の公開に関する法律」（平成 11 年 5 月 14 日法律第 42 号）に基づき、不開示情報（個人情報、法人の正当な利益を害する情報等） を除いて、情報公開の対象となります。
- 応募書類等の作成費は経費に含まれません。また、選定の正否を問わず、企画提案書の作成費用は支給されません。
- 企画提案書に記入する内容は、今後の契約の基本方針となるので、予算額内で実現が確約されることのみ表明すること。採択後であっても、申請者の都合により記入された内容に大幅な変更があった場合は、不採択となることがあります。
- 資料に不備がある場合は、審査対象とならないので、注意して記入してください。

13. 審査・採択

13.1. 審査方法

- 経済産業省において、提案技術による大規模な GHG 排出削減への貢献、GHG 排出削減のロジックおよび算定の考え方、ファイナンスを含む今後の事業化および JCM プロジェクト化に向けた計画等について、その実現可能性等を総合的に審査します。特に、企業での事業化および JCM プロジェクト化に対する経営方針が明確で（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等）、FS 終了後の事業展開および JCM プロジェクト化の見込みが高い提案を重視します。
- 採択にあたっては、第三者の有識者で構成される委員会で審査を行い決定します。応募期間締切後に、追加資料の提出依頼、提案に関するヒアリングを実施することがあります。要請があった場合は対応してください。要請があったにもかかわらずヒアリングを欠席した場合は条件不適格で不採択とみなします。
- なお、事務局は、FS に係る公募の中立性、公平性を厳に確保するため、FS 案件の評価、選定、採択に一切関わりません。

13.2. 審査基準

以下の審査基準に基づいて総合的な評価を行います。

1) 「10. 応募資格」を満たしているか。
2) 応募書類が全て提出されているか。
3) 提案内容が、「1.目的」に合致しているか。
4) 事業を行う国や対象技術について、普及可能性や相手国政府の支援策、法制度等具体的な分析に基づき、合理的に選択されているか。

5）優れた技術、ノウハウ、製品等の活用が見込まれ、FS 実施後の広範な普及促進に資するものか。
6）GHG 排出削減のロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的かつ的確に記載されているか。また、排出削減量の算定方法論の新規開発が必要な場合は、その検討手順や想定される課題が整理され、課題の解決策（仮説）が示されているか。
7）事業実施が、大規模な GHG の排出削減のみならず、相手国の環境改善、環境・エネルギー技術の普及促進、省エネ促進や世界の排出削減に貢献するか。また、FS の対象国・対象分野のみならず、他国や地域内、他の関連分野等に波及することが見込まれるものか（普及拡大による削減貢献への波及性）。
8）事業の社内での位置づけ、企業戦略との整合性、企業での事業化に対する経営方針が明確か（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等）。
9）将来の事業化および JCM プロジェクト化に向けて具体的な事業計画が検討されていて、かつ、FS 終了後の事業展開および JCM プロジェクト化の見込みが高いかどうか。
10）提案する事業に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績をどの程度有しているか。
11）FS において検証する、事業実施に向けて克服すべき課題（投資リスク、投資負担の軽減、価格競争力強化といった事業推進に向けた課題も含む）に関する仮説と、その検証方法が明確に示されているか。
12）FS を円滑に開始、遂行するため、相手国政府や企業等関係者との調整等がされており、採択後すぐに調査に取り組める見込みがあるか。
13）FS 後の事業化および JCM プロジェクト化を担う予定の企業等が FS に参画しているかどうか（参画の形態は、申請者（共同申請者を含む）、委託先、外注先、FS での委託費での費用支出が生じない協力先のいずれかとする）。
14）事業実施体制に複数事業者を含む場合、各事業者の能力、役割、成果が明確であるか。また、将来の NEDO JCM 実証事業や民間 JCM で事業主体となる法人が明確であるか。
15）FS の調査規模等に適した実施体制が構築されているか。
16）FS 実施方法や各事業者の分担、スケジュールが効果的かつ現実的か（調査状況及び現地の情報について、事務局及び委託元の経済産業省担当者と定期的に情報交換を行うとともに、調査状況に柔軟に対応できる実施方法・スケジュールとなっているか）。また、調査中間時でのマイルストーンの設定が明確にされているか。
17）FS の費用総額と、将来の事業化効果のコストパフォーマンスが優れているか。
18）ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。
19）「ビジネスと人権」に関する行動計画（2020-2025）（令和 2 年 10 月、ビジネスと人権に関する行動計画に係る関係府省庁連絡会議策定）（以下 URL 参照）に沿って、企業が自らの責任の下、最善の人権対応（人権デューディリジェンスのプロセス導入、ステークホルダーとの対話等）に取り組んでいるか https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100104121.pdf
20）適切な情報管理体制が確保されているか。また、情報取扱者以外の者が、情報に接することがないか。
21）事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理部分について、再委託（委託業務の一部を

第三者に委託することをいい、請負その他委託の形式を問わない。以下同じ。）を行っていないか。

22) 事業費総額に対する再委託費の割合が 50%を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか（「再委託費率が 50%を超える理由書」を作成し提出すること）。なお、共同提案者の費用については、再委託費として計上すること。

※提案時の共同提案者の見積りについては別途「見積書テンプレート」を確認すること。

13.3. 採択結果の決定及び通知について

採択された提案について、当該提案者に対しその旨を通知します。不採択となった場合でも、その理由はお答え出来ません。

14. 契約について

- 採択された提案書について、当社と提案者（共同提案の場合は幹事法人）との間で委託契約を締結します。なお、採択決定後から委託契約締結までの間に、当社及び経済産業省との協議を経て、事業内容・構成、事業規模、金額等に変更が生じる可能性があります。
- 現地渡航を計画する場合、契約締結後、新型コロナウイルスの感染拡大の影響等により現地渡航が困難となった場合には、海外旅費減額等を行う場合があるため留意してください。
- 契約書作成にあたっての条件の協議が整い次第、当社と委託契約を締結し、その後、事業開始となります。
- 契約条件が合致しない場合は、委託契約の締結ができない場合があります。なお、受託者は、受託内容が国等の他の補助金・委託費と重複しないことに留意してください。

15. 経費の計上

15.1. 経費の区分

FS の対象とする経費は、事業の遂行に直接必要な経費及び事業成果の取りまとめに必要な経費であり、具体的には以下のとおりです。ここに示す経費項目以外の計上は認められません。

表 15-1　対象経費項目一覧

経費項目	内容
Ⅰ．人件費	事業に従事する者の作業時間に対する人件費
Ⅱ．事業費	
旅費	事業を行うために必要な国内出張及び海外出張に係る経費

会議費	事業を行うために必要な会議、講演会、シンポジウム等に要する経費（会場借料、機材借料及び茶菓料（お茶代）等）
謝金	事業を行うために必要な謝金（会議・講演会・シンポジウム等に出席した外部専門家当に対する謝金、講演・原稿の執筆・研究協力 等に対する謝金等）
備品費（借料及び損料）	事業を行うために必要な物品（ただし、1 年以上継続して使用できるもの）の購入、製造に必要な経費。事業を行うために必要な機械器具等のリース・レンタルに要する経費
消耗品費	事業を行うために必要な物品であって備品費に属さないもの。ただし、当該事業のみで使用されることが確認できるもの） の購入に要する経費
印刷製本費	事業で使用するパンフレット・リーフレット等の印刷製本に関する経費
補助員人件費	事業を実施するために必要な補助員（アルバイト等）に係る経費
その他諸経費	事業を行うために必要な経費のうち、当該事業のために使用されることが特定・確認できるものであって、他のいずれの区分にも属さないもの例）通信運搬費（郵便料、運送代、通信・電話料等）、翻訳通訳、速記費用、文献購入費等
III．再委託・外注費	受託者が直接実施することができないもの又は適当でないものについて、他の事業者（共同提案者を含む）に再委託するために必要な経費 ※改正前の委託事業事務処理マニュアルにおける経費項目である「外注費」と「再委託費」のことを言う。 ※提案時の共同提案者の見積りについては別途「見積書テンプレート」を確認すること。
IV．一般管理費	委託事業を行うために必要な経費であって、当該事業に要した経費としての抽出、特定が困難なものについて、委託契約締結時の条件に基づいて一定割合の支払を認められた間接経費

対象経費については、以下のリンク先に掲載している経済産業省の委託事業事務処理マニュアル等の書類を十分に確認すること。

https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html

なお、消費税は、国外取引は不課税、国内取引は課税として計上してください。

15.2. 計上できない経費

- 建物等施設に関する経費
- 事業内容に照らして当然備えているべき機器・備品等（机、椅子、書棚等の什器類、事務機器等）
- 事業実施中に発生した事故・災害の処理のための経費
- その他事業に関係ない経費

16. 問い合わせ先、質問受付

- 応募に関する質問は、電子メールのみの受付とし、電話でのお問い合わせは受け付けておりませんのでご了承ください。
- 問い合わせの際は、件名（題名）を必ず「【問い合わせ】令和 5 年度 JCM FS（2 次公募）」とすること。他の件名（題名）では回答できない場合があります。
- **応募に関する質問の受付期間：令和 5 年 8 月 18 日（木）12 時（正午）まで**
- 頂いた質問は順次回答しますが、回答に時間を要することがあるため、早めの問い合せをお願いします。
- 休日・祝日にお問い合わせいただいた事項は、営業日に返答させて頂きます。
- 審査の経過等に関するお問い合わせには応じられません。
- 寄せられた質問への回答のうち、他の応募者の参考となるものは、本募集に関するウェブページに掲載します。

（問い合わせ先）
パシフィックコンサルタンツ株式会社
グローバルカンパニー　国際開発部
JCM FS 事務局
メールアドレス：jcmfsr5@tk.pacific.co.jp

以上

添付 2. 採択事業者の概要報告書
添付 2.1. 旭化成株式会社

事業名：（タイ）高効率染色技術を活用した繊維染色工程での GHG 排出削減に関する
民間 JCM 実現可能性調査

実施者: 旭化成株式会社

1. JCM FS 調査の目的

・本 FS の目的は以下の通りである。
(1) 本件技術普及に向けての課題や、必要となる制度等を検討・抽出するために、繊維産業における染色加工が関係するタイ国での関連政策・制度の動向を分析する。
(2) JCM 方法論（基礎）を検討し、JCM プロジェクト化の道筋を検討する。
(3) 本件技術の普及に向けたビジネスモデルを検討し、事業化の道筋を検討する。
(4) 現地実証パートナー（協力企業）との協力体制のもと、脱炭素効果を精度を上げて見積もることによって、GHG 排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討を行う。
(5) 本 FS での調査結果をタイ国の有識者等に共有化を図るため、相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整の機会（ワークショップ）を行う。

・本 FS において、アウトプットとして、Project Idea Note for JCM Project（PIN）を作成する。

2. JCM FS 調査の実施体制

・本 FS の実施体制は以下の通りである。旭化成株式会社が提案者であり、事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理を担う。M 社と R 社が再委託事業者である。現地実証パートナーとして、A 社、B 社にご協力を頂いた。

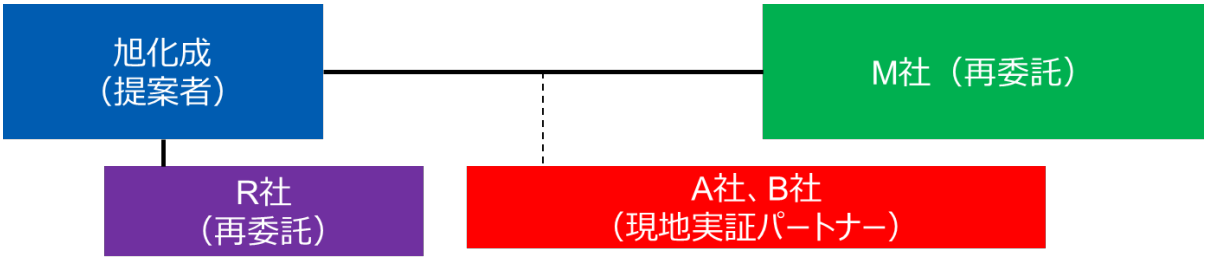


図 JCMFS 調査の実施体制　出典：旭化成作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

・本 FS 調査のスケジュールは以下の通りである。タイ国への渡航を含め、当初予定通りに調査を進めた。（タイ国第一回渡航：9 月１５～２２日：タイ国染色加工業 事業実態調査等。第二回渡航：１０月１６日～２０日 現地検証等。第三回渡航：１１月２０日～２３日 現地検証等。第四回渡航：１２月１４日～２０日　ワークショップ開催等。）

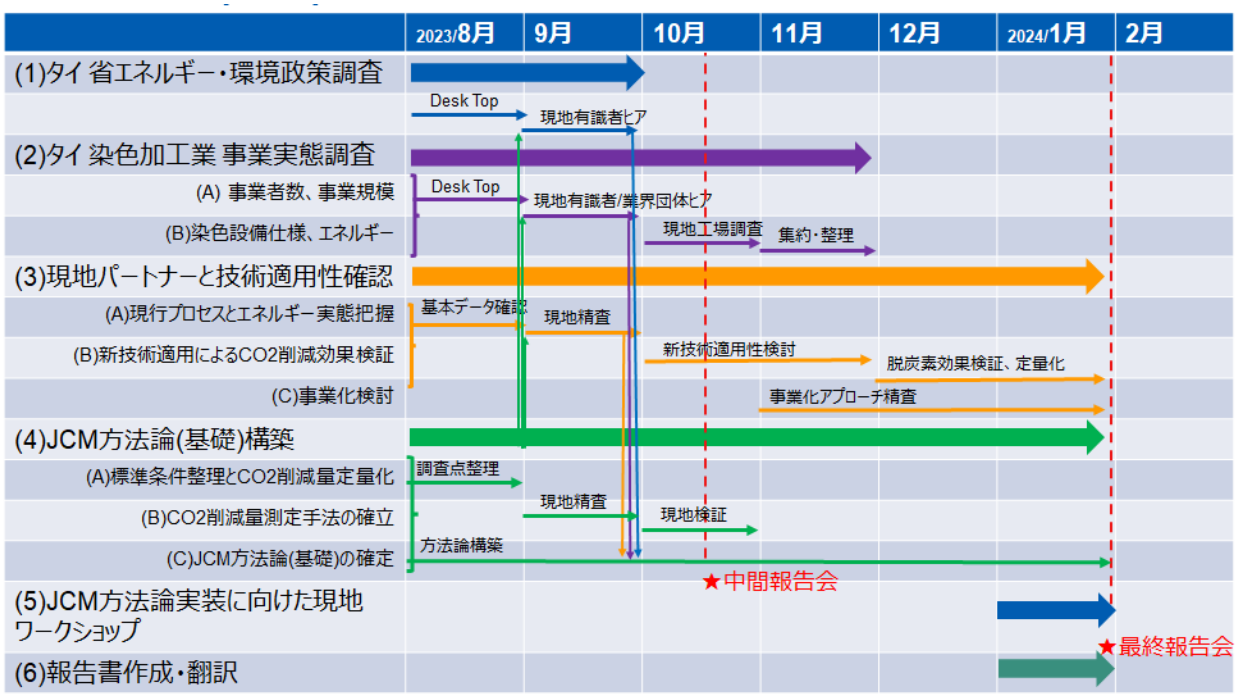


図 JCM FS 調査スケジュール　出典：旭化成作成

・　以下に、各項目の内容を示す。
・　**(1)タイ国の省エネルギー・環境政策調査**：デスクトップ作業の後、現地有識者へのヒアリングも行い、政策の現況を把握する。約２か月で検討見込む。
・　**(2)タイ国の染色加工業 事業実態調査**：染色加工業の(A)事業者数・事業規模、(B)染色加工設備仕様・使用エネルギー等を、デスクトップ作業、現地有識者、業界団体へのヒアリングを通じて把握し、さらに現地での工場調査も行い、タイ国での染色加工での GHG 排出量と、本件技術を採用しうる企業を整理する。約４か月での検討を見込む。
・　**(3)現地実証パートナー（協力企業）と技術適用性確認**：現地実証パートナー（協力企業）と共に、現行プロセスと使用エネルギーの実態を理解した上で、新技術採用時の GHG 削減効果を机上検証、及び実証する。また、ビジネスモデルを検討する。約６か月での検討を見込む。
・　**(4)JCM 方法論（基礎）構築**：上記(2)(3)の調査を通じて明らかになる染色加工の標準条件と、新技術による消費エネルギーの差から、新技術適用によるＣＯ２削減量を定量化した上で、JCM 方法論（基礎）を検討する。約６か月での検討を見込む。

- **(5)JCM 方法論実装に向けた現地ワークショップ**：上記(1)～(4)の調査・検討により得られた JCM 方法論（基礎）を、タイ国に実装するために、現地有識者とのワークショップを開催する。２０２４年１月開催を見込む。
- **(6)報告書作成・翻訳**：上記(1)～(5)の成果を報告書にまとめ、翻訳を行い、成果物を完成させる。２０２４年１月中に完成させる。

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. 関連省庁・団体

- タイにおける JC メンバーは、以下の通り整理できる。このうち、染色産業は工業省(DIW)に所管される関係にあり、また、CO_2 クレジットに関わる業務は TGO が所管している。

表 タイにおける JC メンバー　出典：(株) レイン作成

省庁・団体名	Web ページ/活動内容
Ministry of Natural Resources and Environment	https://www.mnre.go.th/ 2002 年に設置された天然資源・環境省は、水資源、海洋資源、鉱物資源、森林資源など国家の天然資源保全に対して広範な責任を有している。
Ministry of Natural Resources and Environment, Pollution Control Department (PCD)	https://www.pcd.go.th/ 1992 年に設立された天然資源環境省汚染管理局（PCD）は、汚染を管理するための法律、基準、ツール、メカニズムを開発し、環境関連法の監督、執行を行う権限を持つ。
Ministry of Industry, Department of Industrial Works (DIW)	https://www.diw.go.th/ 1942 年に設立された工業省工場局（DIW）は、産業事業規制及び有害物質の管理を行っている。
Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP)	https://www.onep.go.th/ 1975 年に設立された天然資源環境政策計画局（ONEP）は、タイの環境政策の策定や環境影響評価の監視、気候変動緩和策の能力強化、環境保全に関する政策の推進など、環境保全に関する重要な役割を担う。
Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)	https://www.dede.go.th/ 1953 年に設立された代替エネルギー開発効率化局（DEDE）は、タイのエネルギー政策において、代替エネルギーの開発やエネルギー効率の改善、発電・送電・配電の開発促進など、重要な役割を担う。これら取り組みを通じて、タイ国内のエネルギー供給構造の改善や持続可能なエネルギー政策の推進に貢献する。

The Federation of Thai Industries (FTI)	https://fti.or.th/ 1987 年に設立されたタイ工業連盟は、タイ王国の工業発展の寄与するために結成された経済団体で、工業省の監督下にある。同連盟の目的は、タイ工業の地位を国内外で向上させ、工業の推進、発展の支援、政府と協力して国家政策を策定することである。
Ministry of Natural Resources and Environment, Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO)	http://www.tgo.or.th/ 2007 年に設立されたタイ温室効果ガス管理団体（TGO）は、タイ国内の温室効果ガス排出の管理や気候変動緩和策の能力強化、T-VER への参画など、温室効果ガスに関する重要な役割を担う。これら取り組みを通じて、タイ国内の温室効果ガス削減や持続可能なエネルギー政策の推進に貢献する。

4.1.2. CO2 に関するタイ国内政府の動き（政府取り組み事例ケース）

・ タイはパリ協定に基づき、2030 年までに温室効果ガス排出量を 20～25% 削減するという目標を設定しており、タイ政府は気候変動法、温室効果ガス報告法、排出権取引制度法など、カーボンプライシングに関する法律を策定している。また、タイは、カーボンプライシングの準備と実施に関して、地域で最も先進的な国の 1 つとして認識されている。他にも、タイ政府は電気自動車産業を構築し、廃棄物を管理することにより、発電における燃料混合を低炭素に変更することを提案するゼロ炭素排出マスタープランを起草している。IEA レポートにおいて、2018 年にタイが BAU(Business as usual)の下で 15.76% の GHG 排出削減を達成している。

・ 【タイ国家温室効果ガス対策行動計画　2021 年～2030 年】

・ エネルギー政策計画局（OEPP）は、天然資源環境政策計画局（NEPO）および温室効果ガス管理のための民間組織（TGO）と共同で、エネルギー部門において 2021～2030 年の国の温室効果ガス排出量削減計画を実施している。本計画には、代替エネルギー開発効率化局（DEDE）、タイ発電公社（EGAT）、エネルギー規制委員会（ERC）、交通政策計画局（TPDO）、工業事業局（IWD）、チェンマイ大学、民間電力会社など様々な関連機関が参加している。

エネルギー省の気候変動調整ワーキング グループ No. 2/2017 は、2017 年 9 月 4 日に、同国の温室効果ガス削減行動計画の枠組みを承認した。エネルギー部門と EPPO は、関連機関が（草案）の詳細を準備している。2018 年 8 月に開催された 2018 年第 1 回会合では、エネルギー分野における国の温室効果ガス削減行動計画の承認（案）が決議され、同年 9 月 20 日に関係機関との公聴会が開催された。

エネルギー部門の温室効果ガス削減に関する計画については、主に 3 つの計画がある。

1） Energy Efficiency Plan 2015 - 2036（Energy Efficiency Plan: EEP2015）は、2010 年と比較して、2036 年にエネルギー強度（EI）を 30%削減することを目指しており、(1) 産業部門、(2) 商業ビル部門、政府の建物、(3) 住宅部門、および (4) 運輸部門の 4 つの経済グループで運用される。

2) 代替エネルギー開発計画 2015-2036（代替エネルギー開発計画: AEDP2015）は、再生可能エネルギー消費の割合を増やすことを目指している。再生可能エネルギー源の可能性を考慮して電力、熱、バイオ燃料の形で開発できる方法を増やし、2036 年には最終エネルギー消費の 30%を再生可能エネルギーが占める計画。

3) タイの Power Development Plan 2018 - 2037（PDP2018）では、(1) 再生可能エネルギーによる発電の促進、(2) 再生可能エネルギー発電所の配置、 (3)再生可能エネルギーの発電政策に基づく年間の購入政策 (4) 省エネ政策で品質に対する信頼を証明する、などの主要な計画策定ガイドラインがある。

・ 【輸送分野における国家温室効果ガス削減行動計画 2021-2030 年プラン】

・ タイでは、すべての地域から排出される CO2 は合計で 318,662 ギガグラムの二酸化炭素換算（GgCO2eq）または 3 億 1,866 万トンの二酸化炭素換算（MtCO2e）であり、運輸部門から排出されるのは 61,175 ギガグラムの二酸化炭素換算（GgCO2eq）または 61,175 万トンの二酸化炭素等価（MtCO2e)量となっている。これは、エネルギー部門からの温室効果ガス総排出量の 25.82%を占める。 タイの総温室効果ガス排出量の 19.2% に相当している。

・ 【タイ温室効果ガス削減プロジェクト（T-VER)】

・ T-VER とは、2013 年 10 月に立ち上げられた温室効果ガス排出量削減プログラムであり、タイ温室効果ガス管理機構（TGO）によって開発された GHG 排出削減プログラムとなっている。ISO 14064-2 および 14064-3 に準拠したプロジェクトベースで行われるものであり、削減量に応じて発行されるクレジット（TVERs）をタイ国内で取引することができる。

・ T-VER は、国内の温室効果ガス削減メカニズムであり、GHG 削減におけるすべての関連部門の協力を促進するものとなっている。また、TGO が基準、プロジェクト開発プロセス、方法論、登録、クレジット発行を定義する責任を有している。

・ T-VER の目的としては、「タイ国内の自主的な温室効果ガス削減への参加を促進」、「国内炭素市場の促進」、「温室効果ガス削減のコミットメントに対応するため、すべてのセクターの準備態勢整備」がある。

・ 次に、T-VER においては、国内炭素市場でカーボンクレジットを取引できる「スタンダード T-VER」と、国内と国際炭素市場の両方でカーボンクレジットを取引できる「プレミアム T-VER」の 2 種類に分けることができる。

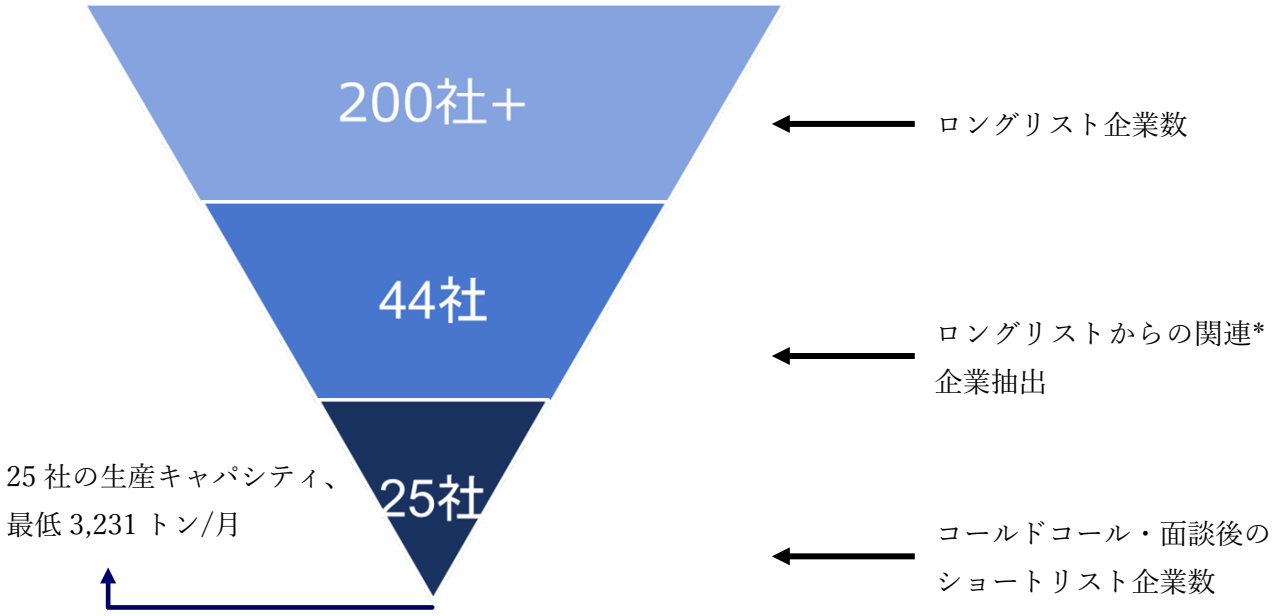
・ また、T-VER は 2023 年 2 月時点で計 144 件のプロジェクトが認証され、1,414 万トンの CO2 削減量がクレジット化された。クレジット化された CO2 排出量削減量のうち、取引された量は約 207 万トン、金額は 1 億 5,500 万バーツ。2022 年には前年比 4 倍の取引量、価格は、トンあたり 33.90 バーツから 108.22 バーツと市場拡大の傾向にあり、今後も市場拡大が予測されている。

4.1.3. CO2 に関するタイ国内の動向（民間企業ベース）

- 以下には、訪問およびオンラインでのヒアリングによって明らかとなったタイ民間染色企業の CO_2 削減に向けた動きを記載する。タイ国の染色業において、脱炭素化は重要課題と認識され、燃料転換、PV 再エネ導入、などのアプローチがとられていることが分かる。
- a 社：CO_2 削減はアパレル業界の顧客からの要求も強い重要課題。過去に JCM 事業により、ボイラー燃料を石炭から天然ガスに転換させた。
- b 社：最近、太陽光発電を導入した。工場は 24 時間稼働で日中は 100%太陽光発電。夜に関しては石炭を使用している。
- c 社：ボイラー燃料にはバイオマスを使用し、CO_2 削減を進めている。
- d 社：バイオマスのボイラーを使用して CO_2 を 30%減らした。太陽光発電も導入したい意向がある。
- e 社：CO_2 削減は重要なテーマ。現在、ボイラー燃料は石炭で、Finishing 工程はガスを使用している。以前に燃料としてバイオマスは試してみたが、温度が安定しない理由からやめた。
- f 社：CO_2 削減は常に考えており、10 年以上前に石炭からバイオマスに変更した。
- g 社：バイオマスとしてウッドパレット使用している。石炭は 5THB/kg だが、ウッドパレットは 3.4～4THB/kg で、石炭より費用が安価。スチームマシンのコンディションも石炭と近いパフォーマンス。工場を「Carbon footprint factory」にしたい意向。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

- タイ国での事業化パートナーは以下の手法で、ロングリスト、ショートリストを作成した後、実際に現地訪問での面着面談あるいは、オンライン面談でヒアリングを行った（図）。
- 具体的には、タイにおける染色企業ロングリスト作成については、ウェブ検索及び関連協会からの紹介で 200 社超を作成した。また、ショートリスト作成への絞り込みについては、以下のプロセスを経て決定している。即ち、ロングリストからバッチ染色（knitting, yarn 染色が基本）を行っており、セルロースを染めていることがデスクリサーチで確認できた企業を 44 社抽出してこれをショートリストとした。このうち、生産キャパシティが 3000 トン/月を超える大手企業 25 社を抽出して、面談調整を行った。



※関連企業＝バッチ染色（knitting, yarn 染色が基本）を行っており、セルロースを染めていることがデスクリサーチで確認できた企業を指す。

図 ショートリストへの絞り込み　出典：（株）レイン作成

- ヒアリングにより、タイ国で主要な染色メーカにおいて、省エネ技術に、強い引き合いを確認できた。
- このヒアリング結果では、1 社あたりのセルロース系繊維染色量は、数十トンから 1 千トン／月程度までばらつくが、タイ全体で、～5 万トン/年規模になりうると現時点で推定できる。セルロース繊維 1kg あたりの染色工程での CO_2 排出量を 1t-CO_2/t-繊維と仮定し、本技術により 4 割の CO_2 削減が実現できるとすると、本技術適用による CO_2 削減量は、数十～4 千 t-CO2/年/社であり、タイ全体では～2 万 t/年と推定。
- タイでの熱源には、石炭、天然ガス、バイオマスなどが用いられており、JCM における CO_2 削減量の定量化には、こうした燃料の違いを個々で確認して、それを見積もる必要がある。

4.3. 課題と対応策の検討

- 主要課題としては、①タイ国で本件高効率染色技術に対して引き合いがあることを確認し CO2 排出削減貢献量を如何に見積もるか、②タイ国における染色工程のリファレンス排出量を如何に設定するか、③本件技術の普及に向けた事業化の道筋を如何に検討するか、という 3 点がある。
- ①の対応策としては、タイ染色企業をリスト化し、主要企業を選択して面談することで、技術引き合いの有無を確認する。併せて、現在の染色プロファイルと、使用している燃料種類（石炭、石油、天然ガス、バイオマス等）を確認し、CO2 排出削減貢献量を見積もった。
- ②の課題としては、より具体的には、染色工程は各工場でカスタマイズされている可能性が想定されること。その中で、タイ国のリファレンス排出量を設定するために十分な多くの工場のデータを

収集する事が可能か、という点が課題である。その対応策としては、各工場での染色プロセスを視察することでリファレンスシナリオは排出削減活動を実施する施設（工場等）で設定することの合理性を判断し、プロジェクトを実施する施設（工場等）単位で過去データから排出量を算定する事で、リファレンス排出量を算定する方向性を検討した。

・ ③の対応策としては、タイ染色企業との信頼関係をまず構築し、コミュニケーションを深めることで、省エネニーズを十分にくみ取り、CO2 削減効果に加えて、省エネ及びプロセス効率化から得られる経済性を分け合うモデルの妥当性を確認した。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

本方法論は、バッチ式染色機を用いて綿などのセルロース系繊維の生地を染色する染色工程に適用される。バッチ式染色機は、主に染色を行う胴体部、蒸気により染色に使用する水を加温するための熱交換機、染料・生地を循環させるためのポンプで構成される。染色工程では、生地と染料を染色機に投入し、反応～水洗～湯洗～中和～水洗の工程で加温を繰り返し実施する。この染色工程に新技術を適用することで、時間短縮、低温化が可能となり、エネルギー消費量（蒸気と電力のエネルギー消費量）を削減する事ができる。

本プロジェクトでは、染色機等の設備の更新や染料の変更は基本的に想定していない。したがって、本方法論では、バウンダリーをバッチタイプの染色機による染色工程のみとし、染色工程（反応・湯洗等）での蒸気由来と染色機の運転に必要な電力由来のエネルギー消費量を染色時のプロファイル（染色時の水量、温度、保持時間）から算定し、CO2 排出量に換算する。プロファイルから算定する事で、直接的な排出源であるボイラーや発電時の燃料消費量を計測して算出するよりもエネルギー輸送時のロス等を考慮すると保守的な方法と考えられる。また、本 FS で実施した現地工場、染料メーカーへのヒアリング結果より染色時のプロファイルは各工場で異なり、同一工場内であれば、従来技術においては色濃度（淡色，中色，濃色，極濃色)が同じであればプロファイルは、ほぼ同等事が判明したため、リファレンスシナリオはタイ国全体ではなく工場ごとに設定するものとする。

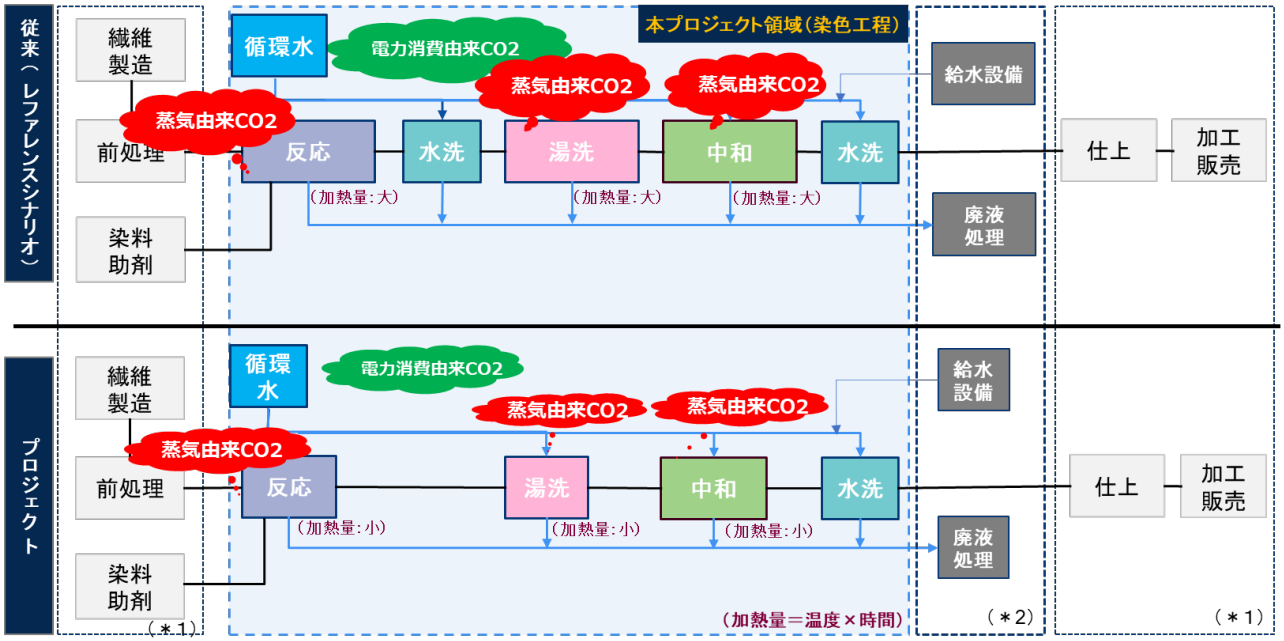


図 染色プロセスのバウンダリー　出典：みずほリサーチ＆テクノロジーズ作成

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、以下のステップで特定する。

① プロジェクト実施後における染色物（濃度、重量等）に対応する、プロジェクト実施前におけるプロファイル、1 バッチにおける生産物の重量、後述する排出量の算定に必要な諸データを過去 1 年分収集する。

② 収集したプロファイル、1 バッチにおける生産物の重量、諸データを基に、後述する G）プロジェクト排出量の算定に沿って、1 バッチ単位で単位重量当たりの排出量を算定する。（$BE_{j,test}$ と定義）

③ 過去 1 年分のデータより単位重量当たりの排出量の平均値を算定する。（$BE_{j,ave}$ と定義）

$$BE_{j,ave} = \frac{1}{n}\sum_{j} BE_{j,test}$$

④ $BE_{j,test}$ の分散を求める。（σ_j と定義）

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{j}\left(BE_{j,test} - BE_{j,ave}\right)^2}$$

⑤ リファレンスシナリオにおける排出量BE_jは$BE_{j,ave} - \sigma_j$と定義する。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は蒸気由来と電力由来からなり、それぞれ以下のとおり計算される。

$$PE = PE_{heat} + PE_{electricity}$$

＜ボイラー由来の排出量＞

$$PE_{heat} = \sum_{i} \sum_{profile} \left(\Delta T \times M_{water,profile} \times \rho_{water} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}} \times CEF_{PJ,fuel,i} + S_{batch} \times \Delta T_{air,t} \times \varepsilon_{heat\ exchange-air} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}} \times CEF_{PJ,fuel,i} \right) \times times$$

i =燃料種

ΔT =水温の変化量[K]

$M_{water,profile}$ =対象とする工程のプロファイルにおける水使用量[kg]

ρ_{water} =水の比熱[J/kg・K]

$\varepsilon_{PJ,exchange}$ =バッチにおけるエネルギー変換効率[%]

$\varepsilon_{PJ,boiler,i}$ =燃料種 i のボイラーのエネルギー消費効率[%]

$CEF_{PJ,fuel}$ =燃料種 i の単位発熱量当たりの CO2 排出係数[tCO2/GJ]

S_{batch} =バッチの水面表面積[m2]

$\Delta T_{air,t}$ =ある時刻 t における水温と大気の温度差[K]

$\varepsilon_{heat\ exchange-air}$ =大気とのエネルギー交換効率[%]

$times$ =期間中におけるプロファイルの利用回数[回]

※$\sum_{profile} Q_t$は、プロファイルにおける一工程において、ある時刻に要するエネルギーQ_tを合計した値を指す。

＜電力由来の排出量＞

$$PE_{electricity} = \sum_{term} \sum_{profile} EV \times CEF_{electricity} = \sum_{term} \sum_{profile} \times t_{profile} \times E_{rating} \times CEF_{electricity}$$

EV =プロファイルにおける電力使用量

$CEF_{electricity}$ =電力の排出係数

$t_{profile}$ =プロファイルの給水時間

E_{rating} =ポンプの定格出力

排出削減量の算定

$$ER = RE - PE$$

ER =排出削減量

RE =リファレンスシナリオの排出量

PE =プロジェクト実施後の排出量

4.4.4. モニタリング方法案

・ 本方法論で CO2 排出量算定に必要となるデータとモニタリング方法を以下の表にまとめる。基本的には、プロファイル等の生産データをモニタリングする事で CO2 算定が可能となり、データ取得のための工場への追加負担も最小限に抑える事ができると想定している。蒸気由来の CO2 排出量の算定において、染色機の熱交換器の熱交換効率も必要となるが、今回の FS 調査でマニュアルや一部の染色機製造メーカーにも問合せを実施したが、効率を確認する事ができなかった。したがって、本方法論では熱交換効率は保守的に 100%としている。

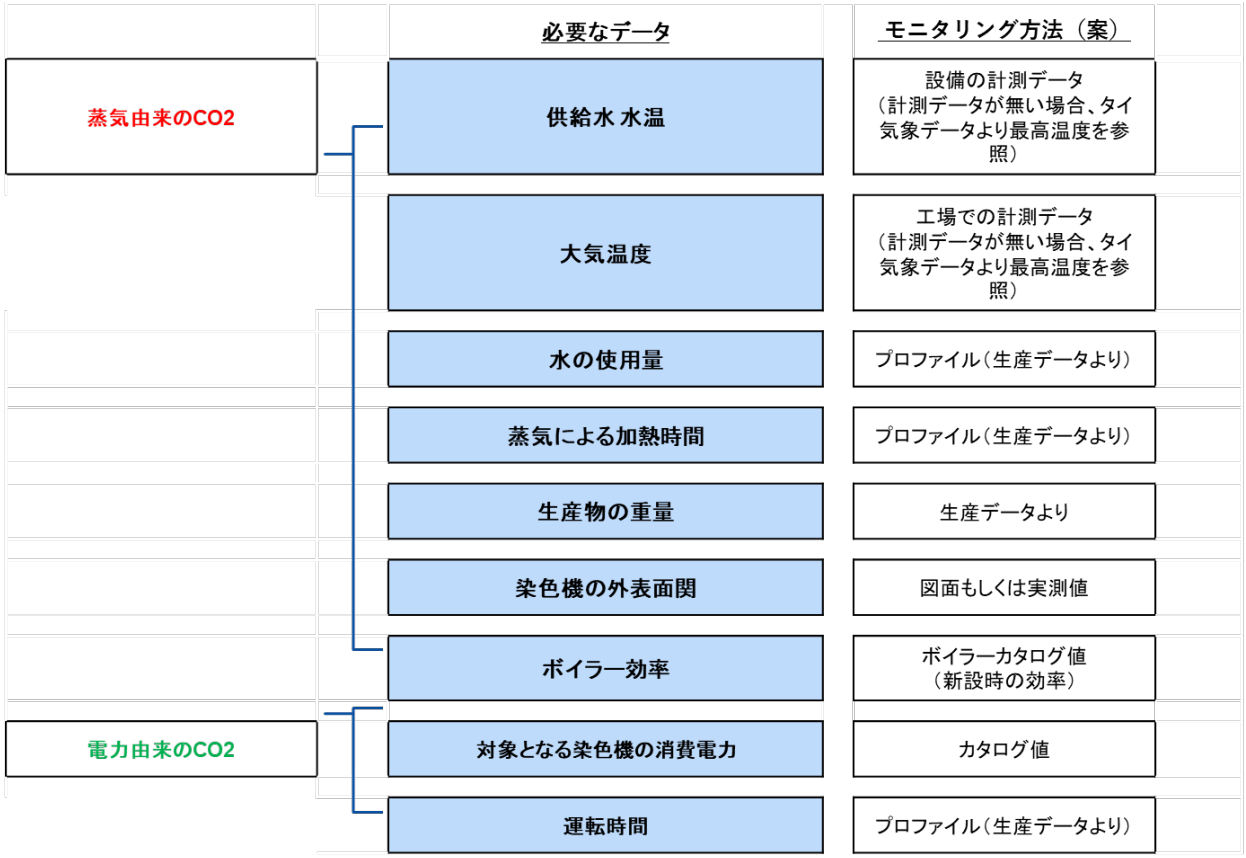


図 モニタリングデータ　出典：みずほリサーチ＆テクノロジーズ作成

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

今回の JCMFS において、タイの協力工場である A 社と B 社で新技術のプロセス、品質の確認を含め実証試験を実施した。A 社で実施した CO2 削減量の検討プロセスと結果を以下に示す。A 社は蒸気を近隣の工業団地のガス炊き共同ボイラーから購入している。新設時のボイラー効率は確認できなかったため、本試算ではボイラー効率 100%として試算している。また、水も近隣の溜池から工業団地の共同取水設備を通して供給を受けている。電力については、系統電力を使用している。

＜CO2 排出削減量の検討ステップ＞

① A 社の従来染色のプロファイル等、必要な過去 1 年分の生産データの入手

② 従来技術のプロファイルデータ等から BaU、RS の算出

③　旭化成の新技術を適用した際の新プロファイルを検討
④　新プロファイルによる現地での実証試験（データ採取、品質確認等）
⑤　新プロファイルデータにより、本 PJ での CO2 排出量を試算
⑥　CO2 削減量を試算

下記表に従来技術と新技術による 1 バッチ当たりの CO2 排出量、削減量の算定結果を示す。本試算結果は、1 バッチ当たり生産量は過去の生産データから 155kg として試算した結果となる。保守的に算出した RS と比較しても、1 バッチあたり約 35%程度の CO2 排出量削減が可能となる結果となった。

また、今回検証したプロファイルは 2022 年の 1 年間に 169 バッチ実施されており、この実績から試算すると年間で 4,377kg-CO2 の排出削減が期待できる。

表 CO2 削減量試算結果

	従来技術 （BaU＝平均）		RS （平均 - 1σ）	新技術方法	CO2 削減量
電力由来の排出量 （kg-CO2）	7.8			5.6	
蒸気由来の排出量 （kg-CO2）	68.6			42.7	
合計（kg-CO2）	76.4		74.2	48.3	25.9

出典：みずほリサーチ＆テクノロジーズ作成

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

本 FS の検証結果から、前述のとおり約 4.4t-CO_2/年の削減効果が期待できる試算となった。また、現地工場のヒアリング結果より、プロファイルによっては年間 400 バッチ程度実施する場合もあるとの情報もあり、1 バッチあたりの排出削減量が本 FS 検証結果と同程度と仮定すると、このケースでは約 15 t-CO_2/年の削減効果となる。

現地染色メーカーの調査により、主要なヒアリング結果では、1 社あたりのセルロース系繊維染色量は数十トンから 1 千トン／月程度までばらつくが、タイ全体では、セルロース系繊維染色量は～5 万トン/年規模になりうると推定される。セルロース繊維 1kg あたりの染色工程での CO2 排出量を 0.67t-CO2/t-繊維(*)と仮定し、本技術により 4 割の CO2 削減が実現できるとすると、本技術適用による CO2 削減量は、70～2700t-CO2/年/社程度であり、タイ全体では～1.3 万 t/年と推定される。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

- 本事業の JCM 事業化実現に向けて、タイ政府関係者に対しては、**(1)タイ国政府(TGO, DIW)へのご説明（それぞれ、9 月及び 12 月の 2 回実施）**、**(2)タイ国日本大使館へのご説明**、**(3)タイ大学及び業界団体へのご説明**、を行うと共に、タイ染色事業者に対しては JCM 制度をより深く理解頂くことを目的として、**(4)タイ国染色企業及び団体に対するワークショップ**を開催した。
- 以下に、(1)～(4)の概要を示す。(1)により、TGO、DIW との良好な関係を構築できており、今後の方法論構築に向けての土台を確立した。
- このうち、(4)ワークショップは、バンコク市内のホテルにて、「Workshop on Private-sector JCM feasibility study on GHG emission reductions in textile dyeing process by utilizing highly efficient dyeing technology」とのタイトルで実施し、タイ国染色関係者１９名のご参加を得て開催した。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

・本 FS においては、以下を明らかにすることができた。

(1) 現地染色メーカーを調査し、**旭化成が開発した省エネ染色技術に強い引き合いがあることを確認**した。

(2) 現地染色メーカーの調査により、主要なヒアリング結果では、１社あたりのセルロース系繊維染色量はその製造規模によってばらつくが、タイ全体では、セルロース系繊維染色量は～5 万トン/年規模になりうると推定。

(3) セルロース繊維 1kg あたりの染色工程での CO_2 排出量を 0.67t-CO_2/t-繊維と仮定し、本技術により 4 割の CO_2 削減が実現できるとすると、本技術適用による CO_2 削減量は、70～2700t-CO_2/年/社程度であり、タイ全体では～1.3 万 t/年と推定される。

(4) タイでの熱源には、石炭、天然ガス、バイオマスなどが用いられており、JCM 事業化にあたっては、事業ごとに熱源の排出係数を考慮する必要があると整理。

(5) 方法論構築においては、そのリファレンスシナリオは、**「既存の設備で既存の生産物を製造する際の活動量・排出量を参照して BaU とし、これに保守的評価を施して RS とする方向性」**が本案件には妥当であると整理。**方法論（基礎）を構築**。

(6) 現地実証パートナーとの染色検討において、同一設備における過去データを実際に収集して、上記方法論を当てはめると、37%の CO_2 排出削減が可能であることを明確化した。

・今後の事業化に向けた課題は以下の通り。

(1) 事業化（クレジット化）にあたっては、GHG 削減効果のさらなる定量化と、モニタリング方法の確立、検証手順の確認などを進める必要がある。

(2) 設備投資を伴わない JCM プロジェクトは前例がないため、２国間での CO_2 配分のあり方について明確にしていく必要がある。

(3) 民間 JCM を進めるにおいては、CO_2 削減効果に加えて付加的に生ずる省エネ、生産性向上等による経済的効果は、2 者間契約の元、2 者で分配することを想定し、その契約のあり方を明確にする必要がある。
(4) 高効率の染色技術を実際にタイ工場に適用し、**CO_2 削減効果を最大化する**においては、(a)浴比、(b)染料種類、(c)供給される水温、など現地染色条件の違いを考慮し、染色プロファイルの微修正を行う必要がある。
(5) ＧＨＧ削減効果を最大化するには、本事業をタイ国だけで留めることなく、他のパートナー国にも拡大する必要がある。

・上記課題に対する対応策は以下の通りである。
(1) 本 JCM FS でのアウトプットである PIN 提出後、クレジット発行までには、a)方法論のブラッシュアップ、b) PDD 作成、c) MRV 対応、など多くの検討アイテムがあり、これらを明確にして、順次進めていく。適宜、タイ国 TGO 等とのコミュニケーションも行うことで、手戻りの少ない検討を進める必要がある。

(2) （初期設備投資による貢献ではなく）技術貢献によって GHG 削減に貢献する場合の CO_2 配分については、2 国の関係部署ともコミュニケーションを進め、妥協点を見出す必要がある。設備投資が必要でない場合において、技術による GHG 削減効果は、技術貢献量に応じてクレジットを両国企業で分配することなどの方向性について例示を行いながら、合理的な着地点を見出したい。
(3) 本件技術を適用することによって付加的に得られる省エネ、生産性向上等による経済的効果は、2 者間契約の元、2 者で分配することが基本であるが、旭化成は提供する技術の対価（ライセンスフィー）としてその一部を還元頂くコンセプトのもとで、連携企業と合意を目指す。
(4) タイ国染色企業への本件技術の実装においては、各企業の染色条件に対応して GHG 削減効果を最大化するため、NDA を締結したのち、ラボテスト、スケールアップテストを行って、各社への実装を進めることを想定。
(5) GHG 削減効果を世界に拡大するために、タイ国での実装を進めながら、同じく JCM 協定国であるアセアン諸国（インドネシア、ベトナム等）に展開を行う。この両国については、24 年度に FS を行って、25 年度の展開開始に備える。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Reduction of CO2 emissions from textile dyeing processes　through the use of highly efficient dyeing technology.

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Batch dyeing machine	It consists mainly of a body for dyeing, a heat exchanger for heating water used for dyeing by steam, and a pump for circulating dye and fabric. By feeding fabrics and dyes into the dyeing machine, heating is repeatedly carried out in the processes of reaction, rinsing, hot water rinsing, neutralization, and rinsing.
profile	Production data describing the relationship between water temperature, water volume, and time during dyeing

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Calculate GHG emissions based on production data recorded in the dyeing process. From the production data, the amount of steam-derived energy use and electricity-derived energy use required during dyeing before and after project implementation will be calculated to calculate GHG emission reductions.
Calculation of reference emissions	The amount of emission reduction activities shall be set at the facility (factory, etc.) where the emission reduction activities are implemented. The data on dyeing processes necessary to calculate emissions are collected for one year, and the average of the data is calculated by subtracting 1 σ of variance from the average.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated from the production data after project implementation.

	CO2 emissions from steam and CO2 emissions from electricity generated during dyeing are calculated from the project production data, and the sum of these emissions is the project emissions.
Monitoring parameters	Atmospheric temperature, water temperature, water volume, time, and weight of dyed material during dyeing

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	This methodology is applied to the dyeing process of cellulosic fibers.
Criterion 2	This methodology is applied to the textile dyeing process using a batch dyeing machine.
Criterion 3	Use of highly efficient dying profiles that allow dyeing at lower temperatures and in shorter time compared to conventional methods.
Criterion 4	Profile after project implementation shall be able to be submitted for each facility (factory, etc.) where emission reduction activities are implemented. In addition, a profile corresponding to the dyed substances (concentration, weight, etc.) after project implementation shall be able to be submitted.
Criterion 5	The profiles of cellulosic fibers and batch-type dyeing machines used for dyeing to the same "color density (light, medium, dark, very dark, etc.)" as PJ shall be collected for the past year before PJ is implemented. The production volume shall also be collected for each color depth.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Emissions from fossil fuel consumption by boilers	CO2
Emissions from electricity by dyeing machine	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Emissions from fossil fuel consumption by boilers	CO2
Emissions from electricity by dyeing machine	CO2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference scenarios are set up at the facility (factory, etc.) where the emission reduction activity will be implemented.

First, the profile before project implementation, corresponding to the dye (concentration, weight, etc.) after project implementation, the weight of the product in one batch, and various data necessary for the calculation of emissions as described below are collected for the past year. The reference emissions are the average of the emissions per unit weight per batch, minus the variance 1 σ.

F.2. リファレンス排出量の計算

Reference emissions are identified in the following steps.

① Collect profiles before project implementation corresponding to dyed products (concentration, weight, etc.) after project implementation, weight of products in one batch, and various data necessary for calculation of emissions as described below for the past one year.

② Based on the collected profiles, weight of production in one batch, and various data, calculate emissions per unit weight per batch in accordance with the calculation of G) project emissions described below.（$BE_{j,test}$）

③ Calculate the average emissions per unit weight from the past year's data.（$BE_{j,ave}$）

$$BE_{j,ave} = \frac{1}{n}\sum_{j} BE_{j,test}$$

④ Find the variance of $BE_{j,test}$（σ_j）

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{j}\left(BE_{j,test} - BE_{j,ave}\right)^2}$$

⑤ The emissions BE_j in the reference scenario is defined is $BE_{j,ave} - \sigma_j$.

G. プロジェクト排出量の計算

Calculation of project emissions

$$PE = PE_{heat} + PE_{electricity}$$

＜Boiler-derived emissions＞

$$PE_{heat} = \sum_{i}\sum_{profile}\left(\Delta T \times M_{water,profile} \times \rho_{water} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}} \times CEF_{PJ,fuel,i} + S_{batch} \times \Delta T_{air,t} \times \varepsilon_{heat\ exchange-air} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}} \times CEF_{PJ,fuel,i}\right) \times times$$

$i =$ fuel type

$\Delta T =$ Amount of change in water temperature [K]

$M_{water,profile}$ = Water consumption in the profile of the process [kg]

ρ_{water} = Specific heat of water [J/kg・K]

$\varepsilon_{PJ,exchange}$ =Energy conversion efficiency in batches [%]

$\varepsilon_{PJ,boiler,i}$ = Energy consumption efficiency of boiler of fuel type i [%]

$CEF_{PJ,fuel}$ = CO2 emission factor per unit calorific value of fuel type i [tCO2/GJ]

S_{batch} =Surface area of dyeing machine [m2]

$\Delta T_{air,t}$ =Difference between water temperature and atmospheric temperature at a given time t [K]

$\varepsilon_{heat\ exchange-air}$ = Energy exchange efficiency with the atmosphere [%]

$times$ = Number of times the profile was used during the period [time]

※$\sum_{profile} Q_t$refers to the total energy Qt required at a given time in a process in the profile.

＜Electricity-derived emissions＞

$$PE_{electricity} = \sum_{term}\sum_{profile} EV \times CEF_{electricity} = \sum_{term}\sum_{profile} \times t_{profile} \times E_{rating} \times CEF_{electricity}$$

EV =Electricity usage in profile

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity

$t_{profile}$ =Dyeing facility (Pump etc.) operating hours for profiles

E_{rating} =Rated output of dyeing machine

H. 排出削減量の計算

Calculation of emission reductions

$$ER = RE - PE$$

ER =Emission Reductions

RE =Reference Scenario Emissions

PE =Project Emissions

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
ΔT	Amount of change in water temperature	Factory measurements or Meteorological data from Thailand
$M_{water,profile}$	Water consumption in the profile of the process	Factory production data

ρ_{water}	Specific heat of water	Physical properties of water
$\varepsilon_{PJ,exchange}$	Energy conversion efficiency in batches	The design value of the dyeing machine manufacturer shall be used. If the design value is unknown, 100% shall be used.
$\varepsilon_{PJ,boiler,i}$	Energy consumption efficiency of boiler of fuel type i	Use design values for boilers at each plant. If periodic measurements for the project period are available, use the maximum efficiency for the period. If they are not present, 100% shall be assumed. Use maximum efficiency from factory boiler catalog values
$CEF_{PJ,fuel}$	CO2 emission factor per unit calorific value of fuel type i	Values provided by fuel supplier. Measured by project implementer. Regional or international published values IPCC (2006) Vol.2 Ch.1 table1.4 Use emission intensity of each fuel in Thailand
S_{batch}	Surface area of dyeing machine	Calculated or measured values from drawings
$\Delta T_{air,t}$	Difference between water temperature and atmospheric temperature at a given time t	Measured values or Thai weather data are used.
$\varepsilon_{heat\ exchange-air}$	Energy exchange efficiency with the atmosphere	From physical properties of air
$times$	Number of times the profile was used during the period	Factory production data
$CEF_{electricity}$	Emission factor for electricity	Publicly announced values of electric power utilities. Published Electricity Emission Factors in Thailand
$t_{profile}$	Dyeing facility (Pump etc.) operating hours for profiles	Factory production data
E_{rating}	Rated output of dyeing machine	Dyeing machine catalog value

7.2 二次利用未承諾リスト

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：（タイ）高効率染色技術を活用した繊維染色工程での GHG 排出削減に関する民間 JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：旭化成株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Thailandl) Private-sector JCM feasibility study on GHG emission reductions in textile dyeing process by utilizing highly efficient dyeing technology

Asahi Kasei Corporation

1. Purpose of the JCM FS Study

・The objectives of this FS are as follows:

(6) To analyze the trends of relevant policies and systems related to dyeing processes in the textile industry in Thailand, for the purpose of examining and identifying issues and necessary systems for the diffusion of this technology

(7) To study the JCM methodology (basic) and examine a pathway to JCM project implementation

(8) To study business models for the diffusion of this technology and examine pathways to commercialization

(9) To calculate GHG emission reductions and examine contributions to emission reduction by precisely estimating the decarbonization effect in a framework of cooperation with local demonstration partners (collaborating companies)

(10) To provide opportunities (workshops) for coordination with a view to commercialization by sharing proposed technologies and products, commercialization plans, issues and countermeasures, etc. with government officials in the partner country, i.e., to share the findings of this FS with experts in Thailand

・In this FS, we created Project Idea Notes (PINs) as outputs for the JCM project.

2. Structure of JCM FS Study Implementation

・The implementation this FS was structured as outlined below. The proponent, Asahi Kasei Corporation, is responsible for overall project planning and formulation, as well as the execution and management of the essential aspects of the project. Company M and Company R are subcontractors. Company A and Company B cooperated with us as local demonstration partners.

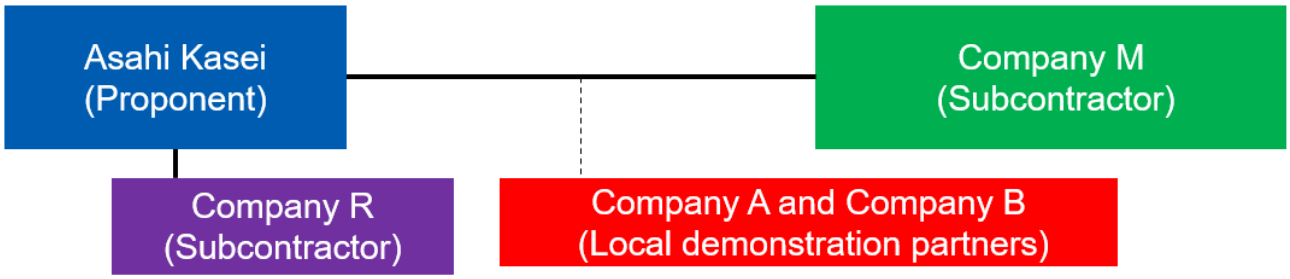


Figure: Structure of JCM FS study implementation　Source: Created by Asahi Kasei

3. Overview and Schedule of JCM FS Study

- This FS was conducted from August 2023 to January 2024. Interim report presentation was made on 16th November 2023 and the Final report presentation was made on 31st January 2024.
- Items (1) to (4), which are described below, were conducted in parallel from August 2023 to January 2024.
- Visiting Thailand was done on 15th to 22th September to visit Thai dyeing companies, on 16th to 20th October for on-site verification and on 20th to 23rd November for on-site verification respectively.
- (5) On-site workshops to implement JCM methodology was done on 18th Dec 2023 in Bangkok.
- (6) The Final report including the English translation was submitted on 9th Feb 2024.
- The following is a description of each item.

- **(1) Survey of energy conservation and environmental policies in Thailand**: After desk work, local experts were interviewed to understand current policies. Expected to take approximately two months.
- **(2) Survey of dyeing processes and industries in Thailand**: Through desk work, interviews with local experts and industry bodies, (A) the number and scale of businesses and (B) dyeing equipment specifications and energy use in the dyeing industry were assessed. In addition, on-site factory surveys are conducted to determine GHG emissions from dyeing in Thailand and to get an idea of the companies capable of adopting this technology. Expected to take approximately four months.
- **(3) Confirmation of technological applicability with local demonstration partners**: Together with the local demonstration partners (collaborating companies), the GHG emissions reductions with the new technology is adopted were studied through desk verification and corroboration based on an understanding of current processes and energy use. A suitable business model is also examined. Expected to take about six months.
- **(4) Construction of JCM methodology (basic)**: Based on the difference between the reference conditions of dyeing processes and energy consumption with the new technology, which were clarified in (2) and (3) above, the CO_2 reduction achieved by applying the new technology was quantified. Then based on this, the JCM methodology (basic) is examined. Expected to take approximately six months.
- **(5) Local workshop for implementing JCM methodology**: A workshop with local experts was held in January 2024 to implement (in Thailand) the JCM methodology (basic) designed as a result of the work described in (1) to (4) above.
- **(6) Preparation and translation of report**: The results of steps (1) to (5) above were summarized in a report and translated, thereby completing the deliverables. Expected to be complete by the end of January 2024.

4. Findings of the JCM FS Study

4.1. Analysis of relevant policies and systems

4.1.1. Relevant ministries and bodies

- The JC members in Thailand can be organized as follows. The dyeing industry is most closely connected with the Ministry of Industry (DIW), which has jurisdiction over the industry. The TGO has jurisdiction over operations related to CO_2 credits.

Table. JC Members in Thailand　Source: Created by Rain Inc.

Ministry/body	Web page/activities
Ministry of Natural Resources and Environment	https://www.mnre.go.th/ The Ministry of Natural Resources and Environment, established in 2002, has broad responsibility for the conservation of Thailand's natural resources, including freshwater, marine, mineral, and forest resources.
Ministry of Natural Resources and Environment, Pollution Control Department (PCD)	https://www.pcd.go.th/ The Pollution Control Department (PCD) of the Ministry of Natural Resources and Environment, established in 1992, has authority for developing laws, standards, tools, and mechanisms for controlling pollution, and for supervising and enforcing environmental laws.
Ministry of Industry, Department of Industrial Works (DIW)	https://www.diw.go.th/ The Department of Industrial Works (DIW) of the Ministry of Industry, established in 1942, manages industrial business regulations and hazardous substances.
Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP)	https://www.onep.go.th/ The Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP), established in 1975, plays an important role in environmental conservation in Thailand, by formulating environmental policies, supervising environmental impact assessments, enhancing climate change mitigation capabilities, and promoting environmental conservation-related policies.
Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)	https://www.dede.go.th/ The Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), established in 1953, plays an important role in Thailand's energy policy, by developing alternative energy sources, increasing energy efficiency, and promoting the development of power generation, transmission, and distribution. Through these efforts,

	DEDE helps to improve Thailand's domestic energy supply structure and to promote sustainable energy policies.
The Federation of Thai Industries (FTI)	https://fti.or.th/ The Federation of Thai Industries (FTI) is an economic body formed in1987 to contribute to the Kingdom of Thailand's industrial development. It operates under the supervision of the Ministry of Industry. FTI's objectives are to improve the standing of Thai industry both domestically and internationally, to promote and support industrial development, and to cooperate with the government in formulating national policies.
Ministry of Natural Resources and Environment, Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO)	http://www.tgo.or.th/ The Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO), established in 2007, plays an important role in greenhouse gas (GHG) emissions, by managing GHG emissions in Thailand, increasing climate change mitigation capabilities, and participating in the Thailand Voluntary Emission Reduction Program (T-VER). In these various ways, TGO helps to cut GHG emissions and promote sustainable energy policies in Thailand.

4.1.2. The Thai government's domestic initiatives to tackle CO2 emissions (case studies of government initiatives)

- In accordance with the Paris Agreement, Thailand has set a goal of reducing its GHG emissions by 20-25% by 2030. To help with this effort, the Thai government is developing laws related to carbon pricing, including the Climate Change Act, the Greenhouse Gas Reporting Law, and the Emissions Trading Scheme Law. In terms of carbon pricing preparation and implementation, Thailand is recognized as one of the most progressive countries in the region. The Thai government has also drafted a master plan for achieving net zero carbon emissions that proposes a transition to a low-carbon fuel mix for power generation. This also involves building an electric vehicle industry and advanced waste management system. According to an IEA report, Thailand achieved a GHG emission reduction of 15.76% below BAU (business-as-usual) in 2018.

- [Thailand's National Greenhouse Gas Action Plan 2021-2030]
- The Energy Policy and Planning Office (EPP, in collaboration with the Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP) and the autonomous Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO), is implementing a national greenhouse gas emission reduction plan for the country's energy sector in the decade 2021 to 2030. A variety of relevant organizations are involved in this plan, including the Department of Alternative Energy Development and

Efficiency (DEDE), the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Energy Regulatory Commission of Thailand (ERC), the Office of Transport and Traffic Policy and Planning (OTP), the Department of Industrial Works (DIW), Chiang Mai University, and private power companies.
The Climate Change Coordinating Working Group No. 2/2017 of the Ministry of Energy approved a framework for the country's greenhouse gas reduction plan on September 4, 2017. The Energy Regulatory Commission and the EPPO are working out the details (of a draft) by the relevant bodies. The first meeting of 2018, held in August 2018, resolved to approve a (draft) national greenhouse gas reduction plan for the energy sector. A public hearing with the relevant bodies was held on September 20, 2018.

- The three key plans for greenhouse gas reduction in the energy sector are as follows.
  4) The Energy Efficiency Plan 2015-2036 (EEP2015) aims to reduce energy intensity (EI) by 30% by 2036 relative to the 2010 level. It applies to four economic groups: (1) industry; (2) commercial and government buildings; (3) residences; and (4) transportation.
  5) The Alternative Energy Development Plan 2015-2036 (AEDP2015) aims to increase the share of renewable energy consumption. The plan is to examine potential renewable energy sources and increase the number of methods for producing renewable energy in the form of electricity, heat and biofuels, with the goal of generating 30% of final energy consumption from renewable sources by 2036.
  6) The Thailand Power Development Plan 2018-2037 (PDP2018) includes a number of key planning guidelines: (1) promotion of electricity generation from renewable sources; (2) geographical distribution of renewable energy power plants; (3) policy of annual purchasing based on renewable energy generation policy; (4) energy conservation policies to demonstrate confidence in quality.

- [National Greenhouse Gas Reduction Plan for the Transportation Sector 2021-2030]
- In Thailand, total CO_2 emissions from all regions amount to 318,662 gigagrams of CO_2 equivalent (GgCO2eq) or 318.66 million metric tons of CO_2 equivalent (MtCO2e). Of this, the transportation sector emits 61,175 GgCO2eq or 61,175 MtCO2e. This corresponds to 25.82% of total GHG emissions from the energy sector and 19.2% of Thailand's total GHG emissions.

- [Thailand Voluntary Emission Reduction Program (T-VER)]
- T-VER is a GHG emission reduction program launched in October 2013. It was developed by the Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO). T-VER is implemented on a project basis in conformity with ISO 14064-2 and 14064-3. The credits (TVERs) issued in accordance with the amount of emission reductions can be traded within Thailand.
- T-VER is a domestic GHG reduction mechanism that promotes cooperation in GHG reduction between different sectors of the economy. TGO is responsible for defining standards, project development processes, methodologies, registration, and the issue of credits.

- The objectives of T-VER are to “promote voluntary participation in GHG reduction in Thailand,” to “promote a domestic carbon market,” and to “make all sectors of the economy better prepared to meet their GHG reduction commitments.”
- There are two types of T-VER, Standard T-VER, which allows carbon credits to be traded in the domestic carbon market, and Premium T-VER, which allows carbon credits to be traded in both domestic and international carbon markets.
- As of February 2023, a total of 144 T-VER projects had been certified, resulting in the conversion of 14.14 MtCO2e worth of emission reductions into credits. About 2.07 MtCO2e worth of these credits were traded at a total value of 155 million THB. In 2022 the volume of credits traded rose by 400% (year-over-year). The credits were traded for prices ranging from 33.90 to 108.22 THB per MtCO2e, proving that the market is growing significantly. Further growth is expected over the coming years.

4.1.3. CO2 emission trends in Thailand (private sector)

- The points below describe some of the trends and tendencies in the area of CO_2 emission reductions within Thailand’s private-sector dyeing industry, as revealed through visits and online interviews. In Thailand’s dyeing industry, decarbonization is seen as an important issue. Two common approaches to decarbonization are fuel conversion and the adoption of solar PV cells for generating renewable energy.
- Company a: Cutting CO_2 emissions is a very important issue that customers in the apparel industry are pushing for strongly. A past JCM project helped the company switch its boiler fuel from coal to natural gas.
- Company b: Solar PV power generation was recently implemented. Factory operates 24 hours a day, but is 100% solar powered during the day. Coal is used at night.
- Company c: Biomass is used as a boiler fuel to reduce CO_2 emissions.
- Company d: Use of biomass boiler fuel has cut CO_2 emissions by 30%. Company now intends to adopt solar PV power.
- Company e: CO_2 reduction is a hot topic. Coal is currently used to fuel boilers, but gas is used for finishing processes. Biomass fuel was tried, but discontinued due to temperature instability.
- Company f: Constantly thinking about ways to cut CO_2 emissions. Switched from coal to biomass more than 10 years ago.
- Company g: Wood pallets are used as biomass. Wood pallets (3.4 to 4 THB/kg) cost less than coal (5 THB/kg). Steam machine performance and quality is also similar to that with coal. The company intends to turn its factory into a “low-carbon footprint” facility.

4.2. Study of commercialization and JCM project realization

- After creating a long list and short list of potential commercialization partners, we conducted interviews on-site or online (see Fig. X).

- More specifically, from a long list of dyeing companies in Thailand, we selected more than 200 companies through web searches and referrals from relevant associations. The process of narrowing down from the long list to short list is described below. In summary, we selected 44 companies that perform batch dyeing (mainly dyeing of knits and yarn) for the short list after confirming through desk research that they dye cellulose. Then from these 44, we selected 25 major companies with a production capacity of at least 3,000 tons per month and arranged interviews with them.

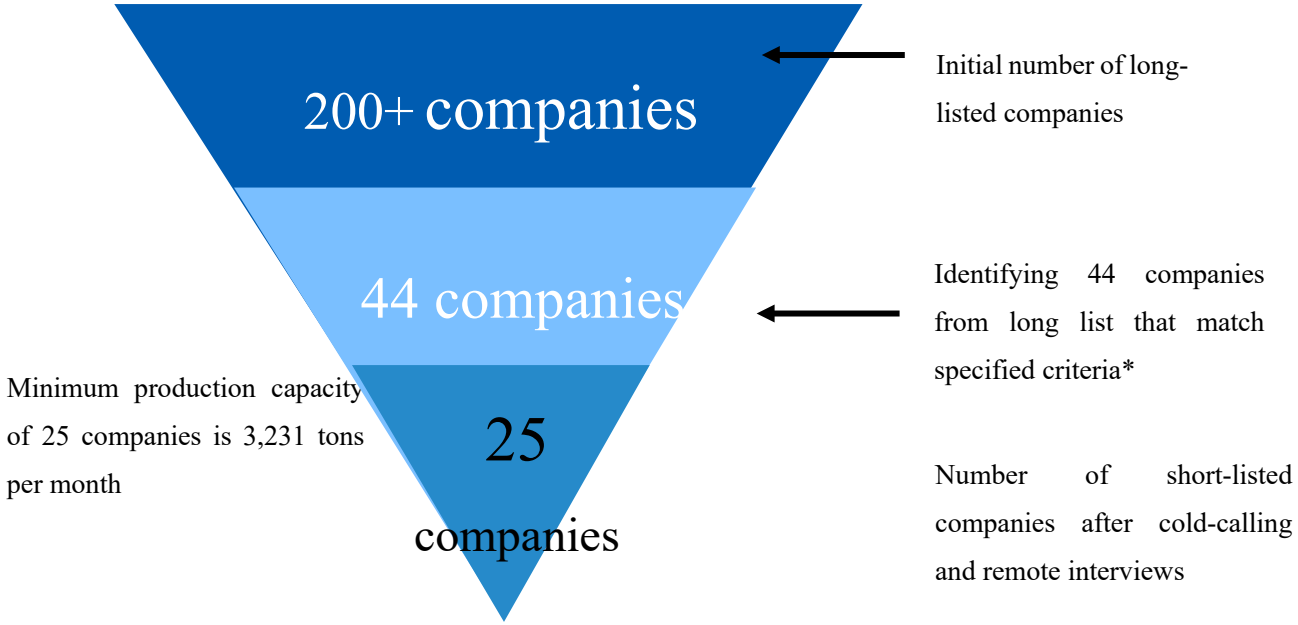


Figure　Narrowing down to a short list　Source: Created by Rain Inc.

- Through the interviews, we confirmed that major dyeing companies in Thailand are very interested in energy-saving technology.
- According to the results of our interviews, the volume of cellulosic fiber dyeing per company varies from several tens to around 1,000 metric tons per month. It is reasonable to estimate that the total volume for Thailand is currently about 50,000 metric tons per year. Assuming that the amount of CO_2 emitted in the dyeing process is 1 metric ton of CO_2 per metric ton of cellulosic fiber, and assuming that this technology can cut CO_2 emissions by 40%, the application of this technology can cut the total CO_2 emissions of Thailand's dyeing industry by about 20,000 metric tons per year. This means that it can be used to cut the CO_2 emissions of individual companies by anywhere from tens of tons to 4,000 metric tons per year.
- The most common heat sources used for dyeing in Thailand are coal, natural gas, and biomass, so to quantify CO_2 emission reductions for the JCM project, it is necessary to identify and take into account the different characteristics of these fuels on a case-by-case basis.

4.3. Examining and addressing challenges

- The three main challenges are (1) How to verify that there is interest in this highly efficient dyeing technology in Thailand, and estimate its potential contribution to reducing CO_2 emissions; (2) How to set a reference value of emissions for dyeing processes in Thailand; and (3) How to consider a pathway for commercialization and diffusion of this technology.
- To address (1), we created a list of Thai dyeing businesses, selected the major companies, and interviewed them to find out whether they are interested in the new technology. At the same time, we confirmed the current dyeing profile of each company, type of fuel used (e.g., coal, oil, natural gas, biomass) for comparison, to enable estimation of the potential contribution to reducing CO_2 emissions.
- To address (2), more specifically, we assumed that the dyeing process at each factory can be customized. In this context, the question is whether it is possible to collect data from a sufficient number of factories to establish a reference value for the emission level for Thailand. To address this, we observed the dyeing process at each factory to determine if it is reasonable to set a reference scenario at each facility (e.g., factory) where emission reduction activities are implemented. We considered a course of action for calculating a suitable reference emission value by calculating emissions from data about past operation at each facility (e.g., factory) where the project will be implemented.
- To address (3), we started by building a relationship of trust with Thai dyeing companies and deepen our communication with them to fully understand their energy conservation needs. In addition to CO_2 reduction effectiveness, we verify the validity of the model for sharing the economic benefits from energy savings and process efficiency.

4.4. Calculating GHG emission reductions and examining contributions to reductions

4.4.1. Outline of proposed methodology

This methodology is applied to the dyeing process for dyeing fabrics of cotton or other cellulosic fibers using a batch dyeing machine. A batch dyeing machine is constructed basically of a vessel for dyeing, a heat exchanger for heating water to form steam for dyeing, and a pump for circulating dye and fabric. In the dyeing process, fabric and dye are fed into machine, and heating is performed repeatedly in a process of reaction > cold water rinsing > hot water washing > neutralization > cold water rinsing. Applying the new technology to this dyeing process enables this process to be carried out faster and at a lower temperature, thereby reducing energy consumption (for steam and electricity).

For this project, we do not assume any renewal of dyeing machines or other facilities, or any change in dyestuffs. With this methodology, therefore, the only limitation is assumed to be a batch dyeing process. The energy consumed for the steam in the dyeing process (e.g., for reaction, hot water rinsing) and for the electricity required to operate the dyeing machine is calculated from the profile during dyeing (water volume, temperature, and holding time during dyeing) and converted to CO_2 emissions. Calculating

emissions like this based on the profile is a more conservative approach than measuring and calculating fuel consumption during boiler operation and electric power generation, which are the direct sources of emissions, because it takes into account losses during energy transportation. The results of on-site interviews with local factories and dye manufacturers conducted as part of this FS reveal that profiles during dyeing vary from one factory to another, but we learned that with existing technology, profiles within the same factory are very similar if the color density (light, medium, dark, or very dark) is the same. For this reason, a reference scenario (RS) needs to be set for each factory, rather than for Thailand as a whole.

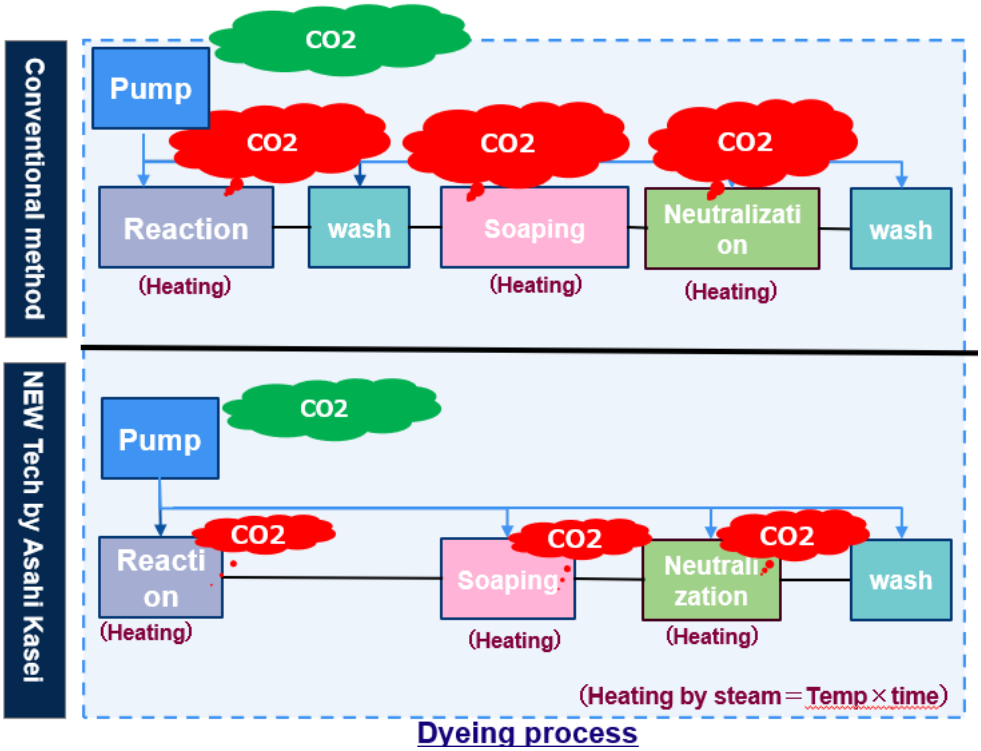


Figure: Boundary for dyeing　　Source: Created by Mizuho Research & Technologies

4.4.2. Proposed method for calculating reference emissions

The procedure for determining reference emissions is outlined below.

① Before project implementation, collect various data for the past year necessary for calculating the profile, product weight per batch, and emissions (as described below), corresponding to the dyed product (e.g., color density, weight) after project implementation.

② Based on the collected profiles, product weight per batch, and various data, calculate emissions per unit of weight per batch in accordance with the calculation of project emissions (G) below (defined as $BE_{j,test}$)

③ Calculate the average emissions per unit of weight from the past year's data (defined as $BE_{j,ave}$)

$$BE_{j,ave} = \frac{1}{n}\sum_{j} BE_{j,test}$$

④ Determine the variance of $BE_{j,test}$ (defined as σ_j).

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_j \left(BE_{j,test} - BE_{j,ave}\right)^2}$$

⑤ The emissions BE_j in the reference scenario is defined as $BE_{j,ave} - \sigma_j$.

4.4.3. Proposed method for calculating project emissions

Project emissions are the sum of the emissions from steam and emissions from electricity. These two components are calculated as follows.

$$PE = PE_{heat} + PE_{electricity}$$

<Emissions from boiler>

$$PE_{heat} = \sum_i \sum_{profile} \left(\Delta T \times M_{water,profile} \times \rho_{water} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}} \times CEF_{PJ,fuel,i} \right.$$
$$+ S_{batch} \times \Delta T_{air,t} \times \varepsilon_{heat\ exchange-air} \times 10^{-9} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,exchange}} \times \frac{100}{\varepsilon_{PJ,boiler,i}}$$
$$\left. \times CEF_{PJ,fuel,i} \right) \times times$$

$i =$ Fuel type

$\Delta T =$ Change in water temperature [K]

$M_{water,profile} =$ Water consumption for a specific process profile [kg]

$\rho_{water} =$ Specific heat of water [J/kgK]

$\varepsilon_{PJ,exchange} =$Energy conversion efficiency in batch [%]

$\varepsilon_{PJ,boiler,i} =$ Energy consumption efficiency of boiler of fuel type i [%]

$CEF_{PJ,fuel} =$ CO_2 emission factor per unit of heating value of fuel type i [tCO2/GJ]

$S_{batch} =$ Water surface area of batch [m^2]

$\Delta T_{air,t} =$ Temperature difference between water and air at time t [K]

$\varepsilon_{heat\ exchange-air} =$ Efficiency of energy exchange with air [%]

$times =$ Number of times profile is used during period [times]

* $\sum_{profile} Q_t$ refers to the total energy Qt required at time t in a process for a profile.

<Emissions from electricity>

$$PE_{electricity} = \sum_{term} \sum_{profile} EV \times CEF_{electricity} = \sum_{term} \sum_{profile} \times t_{profile} \times E_{rating} \times CEF_{electricity}$$

$EV =$ Electricity consumed for a particular process profile

$CEF_{electricity} =$ CO_2 emission factor for electricity

$t_{profile} =$ Water supply time for profile

$E_{rating} =$ Rated output of pump

Calculation of emission reductions

$$ER = RE - PE$$

$ER =$ Reduction in emissions

$RE =$ Emissions for reference scenario

$PE =$ Emissions after project implementation

4.4.4. Proposed monitoring method

- The table below summarizes the data and monitoring methods required to calculate CO_2 emissions using this methodology. It is basically assumed that monitoring production data such as profiles makes it possible to calculate CO_2 and minimize the added burden of data acquisition on factories. To calculate the CO_2 emissions from steam, it is also necessary to know the heat exchange efficiency of the heat exchangers used in the dyeing process, but although we referred to manuals and made inquiries with some dyeing machine manufacturers, we were unable to confirm heat exchange efficiency for this FS study. Accordingly, we conservatively assumed a heat exchange efficiency of 100% in this methodology.

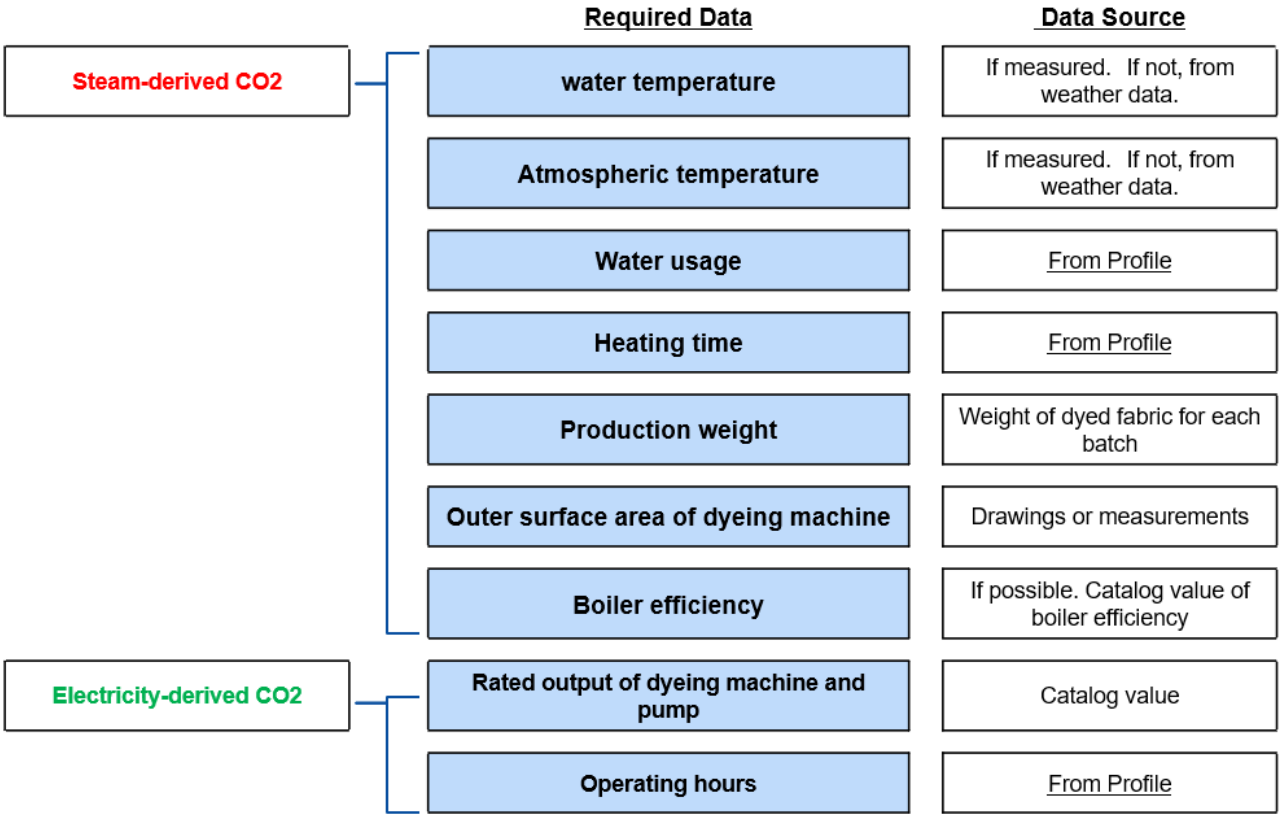


Figure: Monitoring data Source: Created by Mizuho Research & Technologies

4.4.5. Study of GHG emission reductions in JCM FS projects

In this JCM FS, we conducted demonstration testing at the factories of our two partners in Thailand, Company A and Company B, including confirmation of the process and quality of the new technology.

The process and results of the CO_2 reduction test at Company A are shown below. Company A purchases steam from a communal boiler at a nearby industrial park. Since we could not verify the efficiency of the boiler when it was newly installed, this calculation assumes a boiler efficiency of 100%. Water is supplied from a nearby reservoir via the industrial park's common water intake facility. Electricity is supplied from the grid.

<Procedure for examining CO_2 emission reduction>

(1) Obtain the necessary production data for the past year, such as the profile of the existing dyeing process of Company A.
(2) Use profile data of existing technology to calculate for BAU and RS scenarios.
(3) Examine the new profile when Asahi Kasei's new technology is applied.
(4) Conduct on-site demonstration test using the new profile (e.g., data collection, quality verification).
(5) Conduct trial calculation of CO_2 emissions for the project based on new profile data.
(6) Conduct trial calculation of total CO_2 reduction.

The table below shows the calculation results for CO_2 emissions and reductions per batch with existing and new technologies. The results of these trial calculations are for a production volume of 155 kg per batch, based on past production data. Even compared to the conservatively calculated reference scenario (RS), the results show that it is possible to achieve a reduction of about 35% in CO_2 emissions per batch.

The profile verified in this study was implemented for 169 batches for the whole year of 2022. Based on this actual result, an annual reduction in emissions of 4,377 kg of CO_2 can be expected.

Table: Results of calculated CO2 reductions

	Existing technology (BAU = average)		RS (Average -1 σ)	New technology	CO_2 reduction
Emissions from electricity (kg-CO2)	7.8			5.6	
Emissions from steam (kg-CO2)	68.6			42.7	
Total emissions (kg-CO2)	**76.4**		**74.2**	**48.3**	**25.9**

Source: Created by Mizuho Research & Technologies

4.4.6. Potential contribution to GHG emission reduction through diffusion of JCM FS projects

The results of this FS study indicate that in the case mentioned above, this new technology can be expected to reduce CO_2 emissions by about 4.4 metric tons per year. According to the results of interviews

with local factories, with some profiles around 400 batches per year are implemented. In this case, assuming the same CO_2 reduction per batch as the FS verification above, the total reduction would amount to about 15 metric tons of CO_2 per year.

Based on a survey of local dye manufacturers, the total volume of cellulosic fiber dyeing in Thailand is estimated to be around 50,000 metric tons per year, although our main interviews indicated that the volume per company varies from several tens of tons to about 1,000 tons per month. Assuming that the amount of CO_2 emitted in the dyeing process is 0.67 metric ton of CO_2 per metric ton of cellulosic fiber, and assuming that 40% reduction in CO_2 can be achieved with this technology, the application of this technology reduces CO_2 emissions by somewhere between 70 tons to 2,700 tons of CO_2 per year per company, or by around 13,000 tons per year for the whole of Thailand.

5. Coordinating with Government of Partner Country and Other Relevant Parties on Commercialization

- To push toward the commercialization of this JCM project, we **(1) Provided briefings to Thai government officials (TGO and DIW) (twice, in September and December)**; **(2) Provided a briefing to the Embassy of Japan in Thailand**; and **(3) Provided briefings to Thai universities and industry bodies**. In addition, we **(4) Held workshops for Thai dyeing enterprises and industry bodies** to help them better understand the JCM system.
- The following is an overview of the above activities, (1) to (4). Through (1), we were able to form a good relationship with TGO and DIW, and establish a foundation for further methodology development.
- The workshop (4), titled "Workshop on Private-sector JCM feasibility study on GHG emission reductions in textile dyeing process by utilizing highly efficient dyeing technology," was held at a hotel in Bangkok. A total of 19 people connected with the Thai dyeing industry participated in the workshop.

6. Issues for Commercialization and Solutions

・In this FS, we were able to clarify the following.

(1) **There is strong interest in the energy-saving dyeing technology developed by Asahi Kasei** according to a survey of local dye manufacturers.

(2) According to a survey of local dye manufacturers, the total volume of cellulosic fiber dyeing in Thailand is estimated to be around 50,000 metric tons per year, although our main interview indicated that the volume per company varies depending on manufacturing scale.

(3) Assuming that the amount of CO_2 emitted in the dyeing process is 0.67 metric ton of CO_2 per metric ton of cellulosic fiber, and that this new technology can cut CO_2 emissions by 40%, **this technology**

has the potential to cut total CO_2 emissions in Thailand by approximately 13,000 metric tons per year.

(4) The main heat sources used in the dyeing industry in Thailand are coal, natural gas, and biomass, so for the commercialization of this JCM, it is necessary to consider the CO_2 emission factor of each heat source on a project-by-project basis.

(5) The appropriate reference scenario (RS) for this methodology is based on BAU with reference to production volume and emissions, assuming the same products are made in the same facilities, with the application of a conservative evaluation (to arrive at the RS). This is how we developed our methodology (basic).

(6) In our study of dyeing with local demonstration partners, using this methodology and collected historical data for the same facility, we showed that the proposed new technology is capable of cutting CO_2 emissions by 37%.

・The following is a list of issues to be addressed for future commercialization.

(1) For commercialization (crediting), it is necessary to work on quantifying GHG reductions further, establishing monitoring methods, and confirming verification procedures.

(2) Since there is no precedent of a JCM project that does not involve capital investment, it is necessary to clarify how the credits for the CO_2 emission reductions that are achieved should be shared between the two countries.

(3) To promote a private-sector JCM, it is necessary to clarify how economic benefits (in addition to CO_2 emission reductions) due to energy savings, productivity improvements, etc. should be shared between the two parties under a bilateral agreement.

(4) To maximize CO_2 reduction by actually applying highly efficient dyeing technology to Thai factories, it is necessary to make minor modifications to dyeing profiles, taking into account differences in local dyeing conditions, in factors such as (a) bath ratio, (b) dye type, and (c) temperature of supplied water.

(5) To maximize the GHG reduction, this project should not be limited to Thailand; it should be expanded to other partner countries.

・The measures taken to address the above issues are as follows.

(1) After submitting the PINs, which are the output of this JCM FS, there are many items to be considered before issuing credits, such as a) brushing up the methodology, b) preparing a PDD, and c) MRV compliance (purple part in the figure below). We will clarify these points and proceed gradually. It is necessary to communicate with Thailand's TGO, etc., as and when necessary, so that we can proceed with the study with minimal reworking.

(2) Regarding the distribution of CO_2 emission credits in the case that GHG reductions are achieved by technological contributions (rather than by initial capital investment), it is necessary to find a compromise through negotiation with the relevant departments in the two countries. A possible

approach to the sharing of credits is based on technological contributions. In cases where capital investment is not required, GHG reductions due to technology should be shared between companies in both countries according to the degree of technological contribution. While offering this example, we would like to come to a reasonable agreement.

(3) The economic benefit of applying this technology, such as additional energy savings, productivity improvements, etc., are basically distributed between the two parties under a bilateral agreement. However, Asahi Kasei aims to reach agreement with the partner companies based on the concept that Asahi Kasei receives a portion of these economic benefits as a consideration (license fee) for the technology it provides.

(4) To maximize GHG reduction in accordance with the unique dyeing conditions of each company when implementing this technology at the facilities of dyeing companies in Thailand, we assume that lab testing and scale-up testing will be conducted after the signing of an NDA. Implementation will then proceed for each company.

(5) To expand the benefit of GHG reduction, as we proceed with implementation in Thailand, we will also look to deployment in other ASEAN countries such as Indonesia and Vietnam, with which Japan has JCM agreements. FS studies will be conducted in both countries in FY2024 in preparation to begin implementation in FY2025.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Private-sector JCM feasibility study on GHG emission reductions in textile dyeing process by utilizing highly efficient dyeing technology

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Asahi Kasei Corporation

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.2. AGC 株式会社

事業名：（ブラジル）苛性ソーダ・塩素製造プロセス転換による JCM 実現可能性調査報告書

実施者: AGC 株式会社

1. JCM FS 調査の目的

1.1. 調査の背景、相手国のニーズ

ブラジルは、自国にて苛性ソーダ・塩素メーカーを有しており、その電解設備による食塩電解能力(苛性ソーダ製造能力)は、世界でもベスト 10 に入る有数のものである。しかしながら 2022 年時点で依然 3 工場にてイオン交換膜法ではなく、有害物質である水銀を使用した低効率な水銀法電解プロセスにて、苛性ソーダや塩素を生産している。

ブラジルは 2025 年までに水銀法を廃止する予定であり、水銀法の代替技術であるイオン交換膜法電解槽の需要が今後高まると予測される。その後もイオン交換膜法以外からの転換やブラジルの経済発展に伴う苛性ソーダ・塩素の需要増が見込まれる。AGC 株式会社は、イオン交換膜の提供だけでなく、自らも日本やタイ、インドネシアの東南アジアで苛性ソーダ・塩素を生産する運転ノウハウもある世界で唯一のイオン交換膜メーカーである。

1.2 調査の目的およびアウトプット

目的は下記の 5 つである。

①水俣条約関連の政策・制度の動向分析
②製法転換の事業化および JCM プロジェクト化の検討
③事業化及び JCM 化の課題と対応策の検討
④製法転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討
⑤相手国政府関係者への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整

また、それぞれのアウトプットは下記となる。

①水銀法からイオン交換膜法への転換の政策の最新動向の分析
②製法転換に向けた事業化の具体的計画の確認及び JCM プロジェクト化の検討
③JCM プロジェクト化の課題と対応策の策定
④製法転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定
⑤相手国政府関係者への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有の面談と理解

2. JCM FS 調査の実施体制

下記の体制にて調査を実施した。

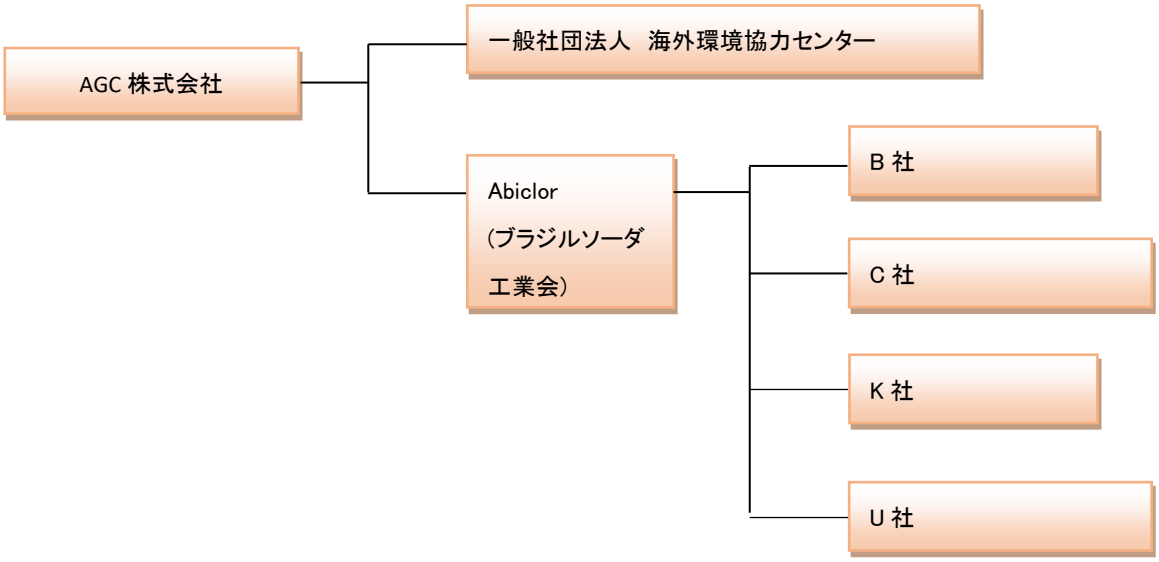


図 1 JCMFS 調査体制図
AGC 作成

また、JCMFS における各主体の担当内容を下記に示す。

表 1 JCMFS 調査の体制と担当内容
AGC 作成

組織名	担当内容
AGC 株式会社	全体統括、JCM 化検討、MRV 方法論検討、PIN 作成等
一般社団法人　海外環境協力センター	政策動向調査、課題検討、相手国の理解
Abiclor (ブラジルソーダ工業会)	業界としての JCM の理解、NEDO JCM 実証でのカウンターパートの紹介
B 社	イオン交換膜法への転換計画のヒアリング先
C 社	同上
K 社	同上
U 社	同上

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

本プロジェクトでの苛性ソーダ・塩素製造プロセスの省エネシステムとしては、その必須技術要素として「イオン交換膜法電気分解（電解）」に着目している。これは、現在の苛性ソーダ・塩素製造工業において苛性ソーダ、苛性カリ、塩素を生産するための最も主要な工業プロセス技術の一つである。

苛性ソーダや塩素、またそれらからの誘導体である次亜塩素酸や塩酸などは、各種産業、インフラ、製品に必要不可欠な基礎原料であることから、世界で広く活用され、需要が伸びており、その製造設備は、新興国を中心に新設、増設が行われている。

現在、世界では従来の水銀を陰極として利用する「水銀法」、電解槽をアスベストや高分子の隔膜で隔てる「隔膜法」及び電解槽をイオン交換膜で隔てる「イオン交換膜法」と呼ばれる三種類の電解技術が広く用いられており、世界の苛性ソーダ、塩素はほぼすべてこれら三つの方法のいずれかで製造されている。

ブラジル国において水銀法の転換が予定されている今から 2025 年までの間に日本製イオン交換膜のブランド力の確立やシェアを獲得することが重要と考えている。これによって、水銀法の転換時およびその後の隔膜法の転換やブラジル経済の需要増に伴う新規プラントの受注について有利に進められると考えている。

本 JCMFS 調査の主な訪問先と場所は下記となる。

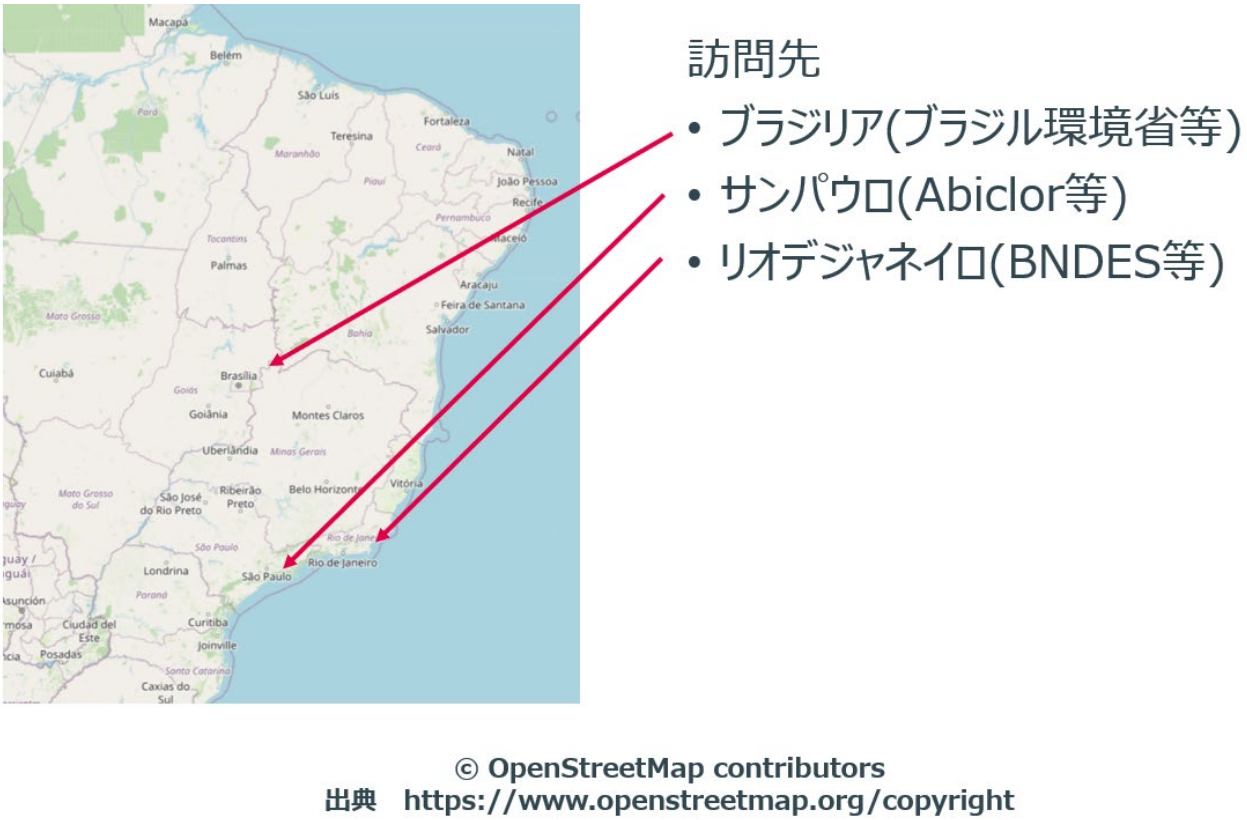


図 2 JCMFS 調査の訪問先と場所

調査のスケジュールは下記となる。

	2023					2024			2025	2026
調査項目	8	9	10	11	12	1	2	3-12	1-12	1-12
①政策・制度の動向	→	→	→	→	▼分析完了				事業化及びJCM化実施	
②事業化、JCM化検討	→	→	→	→	→	▼計画案策定		事業化及びJCM化準備		
③課題と対応策検討	→	→	→	→	→	▼対応策策定				
④GHG排出削減量等算定	→	→	→	→	▼削減量等算定					
⑤相手国政府の理解	→	→	→	→	▼相手国政府面談					
相手国等		▼1回目		▼COP28	▼2回目					

図 3 調査スケジュール

AGC 作成

第一回現地渡航　2023 年 9 月 7 日～9 月 17 日

概要　ブラジル環境省に対して、事業概要説明と意見交換を実施した。また在ブラジル日本大使館、JETRO、JICA を訪問し事業概要説明と意見交換を行い、ブラジル政治・経済状況の最新情報を得た。ファイナンスに関して日系メガバンク等を訪問し、同様に事業概要の説明、ESG 投資の状況をヒアリングし、本案件への協力を依頼した。また、Abichor を訪問し事業の概要説明を行い、本案件の実施候補先となる K 社、U 社を訪問し事業概要を説明し、水銀法への転換計画をヒアリングした。

第二回現地渡航　2023 年 11 月 25 日～12 月 3 日

概要　Abiclor を訪問し、NEDO 実証前調査を実施する場合にブラジル側のカウンターパートの紹介を依頼した。また B 社を訪問し、二国間クレジットの説明を行い隔膜法からイオン交換膜法への転換計画のヒアリングを行った。また日系メガバンクを訪問し、本案件のアップデートを行った。

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. 水銀に関する水俣条約

令和 5 年 10 月 30 日から 11 月 3 日にかけて、ジュネーブ（スイス）において、水銀に関する水俣条約の第 5 回締約国会議（COP5）が開催され、我が国からは外務省、経済産業省、環境省等からなる代表団が参加した。条約の運営に必要な事項については、2024 から 2025 年の活動計画及び予算が決定された。また、水俣条約 13 条 11 に定められている通り、資金供与の制度の第 3 回レビューが行われた。技術的事項については、水銀添加製品の規制の見直し、規制の対象となる水銀汚染廃棄物のしきい値等に関する議論が行われ、蛍光ランプの製造等をその種類に応じ 2026 年末又は 2027 年末までに禁止することに合意された。また条約上の水銀汚染廃棄物のしきい値について、水銀含有濃度 1 キログラム当たり 15 ミリグラムとすることが合意された。苛性ソーダ・塩素の製造における水銀の使用の廃止については、変更がなく 2025 年末をもって廃止される(一部の国では、2030 年)。

4.1.2 パリ協定および NDC

パリ協定に基づき、各国は NDC (国別削減目標)を国連に提出をした。ブラジルの NDC の概要について、下記に記す。

1．ブラジルは、2025 年の温室効果ガス排出量を 2005 年比で 37%削減するという約束を確認した。さらにブラジルは、2030 年の排出量を 2005 年比で 50%削減することを約束する。ブラジルのコミットメントには、2050 年までに気候中立性を達成するという長期目標も含まれている。
ブラジルの更新された NDC は、その範囲が広く、実施手段の検討や、すべての経済部門における緩和行動と適応行動の実施を含んでいる。

2．ブラジルは、連邦政府が調整・実施する国内対策を通じて NDC の達成に努める。ブラジル政府は、パリ協定第 6 条で定義されている国際的に移転された緩和成果（ITMOs）をブラジル NDC 達成のための国内努力を補完するために利用することを排除しない。ブラジルは、自国内で発生した国際的な緩和成果を移転する可能性も検討できる。ブラジルの領域内で得られた緩和成果の国際的な移転は、そのために国内的に策定される法律を含む条件に従い、連邦政府による事前かつ正式な同意を条件とする。

3． エネルギー部門：2035 年までに、BAU（Business-As Usual）シナリオと比較して、総エネルギー消費量を 63%削減し、再生可能エネルギーの比率を高め、2035 年までに総発電量の 10%を再生可能エネルギーで賄う。

この中で、苛性ソーダ・塩素の製法転換は、エネルギー効率の向上に貢献すると考えられる。

4.1.3 排出権取引

現在、ブラジルにおいて上院を通過し下院で審議されている排出量取引制度法案について現時点で判明している点は次のようになる。

① ブラジル温室効果ガス排出量取引制度（SBCE）というキャップ・アンド・トレード式の排出量取引制度（ETS）を設立する。具体的には、年に 1 万トン以上の二酸化炭素（CO_2）を排出する企業が対象となり、排出量上限（キャップ）が設定される。また、年に 2 万 5,000 トン以上の CO_2 を排出する企業には、自らの排出量に相応する排出枠を所有しておくことが義務付けられる。国内では 4,000～5,000 社が義務付け対象企業となる見込み。排出枠は、連邦政府から規制対象企業に対して無償あるいは有償（オークション方式）で配分される。実際の排出量が排出枠を上回った企業は排出枠を調達する必要があり、排出量が排出枠を下回った企業から不足分の排出枠を第二次市場で購入できる。

② 排出量上限は現在、排出量を正確に測定するシステムがないため、まだ定義されておらず、法案が可決された場合、施行後最初の 2 年間は排出量の測定のみ義務付けられることになっている

③ SBCE での義務を果たすためには、政府発行の排出枠以外にも、ボランタリーカーボン市場で発行されたカーボンクレジットの利用も認められている。ただし、利用には連邦政府が今後立ち上げる登録システムへの加入が必要となる。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

事業化および JCM プロジェクト化にあたっては、既存のイオン交換膜と最新式のイオン交換膜との交換も省エネ効果が期待できるため、水銀法、隔膜法およびイオン交換膜法のいずれもが事業化の対象となりうる。

しかしながら水俣条約により 2025 年以降は水銀法での製造ができなくなるため、レファレンスとして 2026 年以降は水銀法を設定することに疑義が生じる可能性がある。また、最新のイオン交換膜を使用しても、既存のイオン交換膜法と比較して隔膜法ほどの省エネ効果を得ることは難しい。

このため上記のうち隔膜法が事業化および JCM 化の対象として、適切となる。現在、隔膜法については、B 社と U 社が操業を行っている。

今回のヒアリングにより、B 社は現時点において隔膜法からイオン交換膜法への転換の具体的な計画はないことが明らかとなった。一方、U 社は、9 月 25 日に水銀法・隔膜法からのイオン交換膜法への転換をプレスリリースした。

よって事業化および JCM 化については、U 社をターゲットとする。

4.3. 課題と対応策の検討

JCM の活用については、レファレンス排出量の設定が重要となる。レファレンス排出量としては、当初は水銀法とすることを想定していた。しかしながら中間報告会における委員の方から、水銀法はブラジルにおいては水俣条約第五条により 2025 年末の廃止がすでに決定していることがあり、2026 年以降の CO_2 削減量については、レファレンスとすることについて疑義が出てくる可能性があるとのご指摘があった。まだ、ブラジルと日本の二国間クレジット制度の署名は行われていなく合同委員会の設置も行われていないが、この懸念を避けるため、レファレンスとして水銀法を除く、隔膜法もしくはイオン交換膜法を選択して、本案件を進めることとした。

下記が水俣条約による中南米地域の水銀法の廃止の予定期限となる。アルゼンチン、ペルーにおいては、2030 年まで水銀法による操業が可能であるが、JCM のモニタリング期間を超えると想定させるため、これらの地域においても水銀法をレファレンスとすることは避ける。

表 2 中南米における苛性ソーダ・塩素製造の水銀法の廃止期限

AGC 作成

国名	水銀法の廃止期限
アルゼンチン	2030 年
ブラジル	2025 年
ペルー	2030 年
メキシコ	2025 年
ウルグアイ	2025 年

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

a. 食塩電解法の比較

本プロジェクトは、苛性ソーダ・塩素製造プロセスにおける省エネ化を達成するため、「イオン交換膜法電気分解(電解)」に着目する。これは、現在の塩素・アルカリ工業において、苛性ソーダ、苛性カリおよび塩素を製造するための最も主要な工業プロセス事業の一つである。

苛性ソーダや塩素、また塩素からの誘導体である次亜塩素酸や塩酸などは、各種産業、インフラ、工業製品に必要不可欠な基礎原料であることから、世界で広く活用され、需要が伸びており、産業を支える材料の一つである。

現在、世界では以下の三種類の電解技術が工業的に用いられている。それらは、「水銀法」「隔膜法」「イオン交換膜法」であり、全世界において苛性ソーダ、塩素はほぼ全てこれらのいずれかの製法で工業的に製造されている。

いずれの電解技術も下記の化学反応式のように、塩化ナトリウム(NaCl)水溶液(塩水)の電気分解により、苛性ソーダ(水酸化ナトリウム(NaOH))、塩素(Cl2)および水素(H2)を生成する。これらの製造は、以下の化学反応式であらわされる。

$$2\,NaCl + 2\,H_2O \rightarrow 2\,NaOH + Cl_2 + H_2$$

1 単位あたりの食塩から各生産物が製造される量は化学量論的に決まっており、例えば苛性ソーダ 1 トンが製造される際は、塩素が 0.86 トン、水素が 0.025 トン副生される。特定の生産物のみを製造することができないのが、本食塩電解プロセスの特徴である。

歴史的には、水銀法と隔膜法が 1800 年代後半に実用化された技術であり、イオン交換膜法は 1970 年代になって工業化された新しい技術となっている。これらの電解プロセスは、大量の電力を使用するエネルギー多消費型の工業プロセスの一つであり、電力はユーティリティではなく、原材料の一つとして位置づけられる。これらの製法の中で、イオン交換膜法は、一般に水銀法、隔膜法に比べて消費エネルギー量が少ないことが特徴であり、苛性ソーダ生産量あたりのエネルギー原単位は、水銀法に比べて 3 割ほど小さい。それに加え、イオン交換膜法で製造された苛性ソーダは、隔膜法に比べ未反応 NaCl が少なく、品質が良好である。さらに、イオン交換膜法では水銀を使用せず、隔膜法の一部で使用されているアスベストも含まないという製造プロセス上の環境負荷が少ないという利点もある。このようにイオン交換膜法は水銀法や隔膜法に比べ、エネルギー効率が良く、生産物の品質も良好、また環境にもやさしいプロセスである。水銀法や隔膜法を早期にイオン交換膜法に転換することにより、省エネルギー化が見込まれ、温室効果ガスの削減を達成することができると考えられる。

表 3 食塩電解法の特徴

AGC 作成

■食塩電解法比較

unit		水銀法	隔膜法	イオン交換膜法
電力原単位	kWh/t-NaOH	3,300	2,750	2,100
苛性ソーダ品質		○	× 未反応NaCl	○

各製造設備である電気分解槽(電解槽)の模式図を以下に示す。

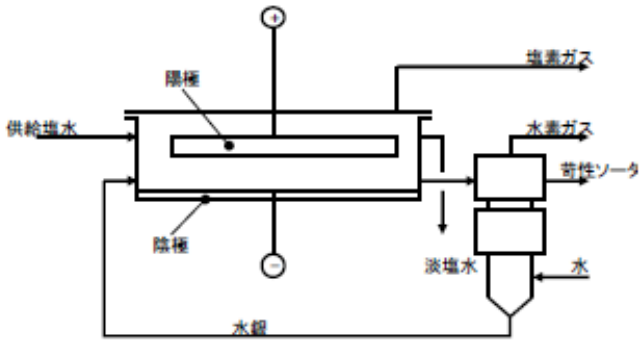


図 4 水銀法プロセス図

出典 AGC

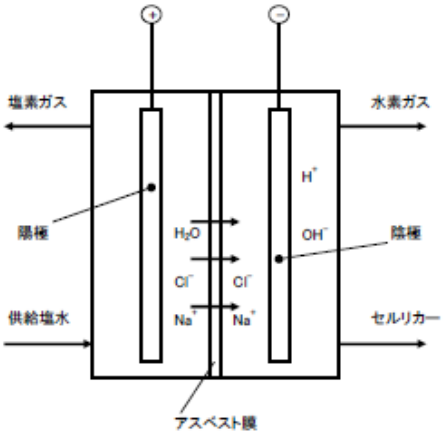


図 5 隔膜法プロセス図

出典 AGC

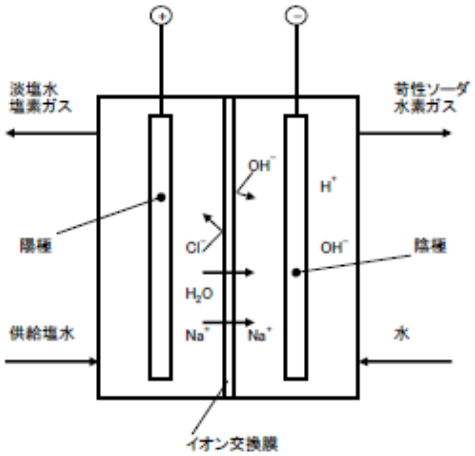


図 6 イオン交換膜法プロセス図

出典 AGC

b. 方法論案の具体的なターゲット

前述のとおり、苛性ソーダ 1 トン製造時に必要な電力原単位は、水銀法＞隔膜法＞イオン交換膜法、の順に大きい。したがって、同量の苛性ソーダを生産する場合、①水銀法→イオン交換膜法の転換の方が、②隔膜法→イオン交換膜法への転換よりもエネルギーの削減効果が大きく、したがって GHG の削減効果も大きいため、効果的である。しかしながら、以下の理由より、今回のプロジェクトでは②の隔膜法→イオン交換膜法への転換にフォーカスする。

①を実施しない理由：水銀法は、2025 年の水俣条約発効により、法的強制力を以て停止することが見込まれており、2025 年以降の生産稼働において、比較対象のリファレンスとして採用することが不適切と考えられるため

したがって、隔膜法→イオン交換膜法の転換を本プロジェクトにおけるターゲットとする。

c. 方法論案の方針

考え方

ブラジルにおける食塩を原料とした苛性ソーダ・塩素製造工場(食塩電解法)のうち、隔膜法については 3 か所の拠点が存在する(ブラジル塩素工業会 Abiclor 年次報告書(2022))。これらをイオン交換膜法に転換することにより、使用するエネルギー量が削減される結果、排出される CO2 量も削減される。ブラジルの隔膜法プロセスをすべてイオン交換膜法に転換できれば、エネルギーの削減量は約 70 万 MWh/年、ブラジルの電力原単位を 0.290 t-CO_2/MWh として、CO_2 削減量として約 20 万トン/年の効果が期待できる。

表 4 ブラジル国における隔膜法→イオン交換膜法の転換における GHG 削減見込み量

AGC 作成

	unit			出典
隔膜法生産能力	[千t/y]	1,079 ①		IHS_market Analysis
エネルギー削減量	[千MWh/y]	701 ②	=①*(2.75-2.1)	
ブラジル国排出係数	[t-CO2/MWh]	0.290 ③		IGES(地球環境戦略研究機関)
GHG削減量	[t-CO2/y]	203,392 ④	=②*③	

概要

GHG 排出削減対策：

苛性ソーダ・塩素を工業的に製造する方法において、既存製法である「隔膜法」から、より単位生産量あたりのエネルギー消費量(エネルギー原単位)の低い「イオン交換膜法」への転換によるものである。

リファレンス排出量の計算：

リファレンス排出量は、「隔膜法」において、一定の生産量を製造するために消費された電力量およびエネルギー消費量に基づいて計算される。

プロジェクト排出量の計算：

プロジェクト排出量は、「イオン交換膜法」の製造過程においてモニタリングされる、消費された電力量およびエネルギー消費量に基づいて計算される。

排出削減量を算定する式は、以下のようになる。

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

ここで、

ERy = y 年の GHG 排出削減量　[t-CO_2/y]

REy = y 年のリファレンス GHG 排出量［t-CO_2/y]

PEy = y 年のプロジェクト GHG 排出量［t-CO_2/y]

を表す。

適格性要件

方法論は、次のすべての適格性要件を満たすプロジェクトに適用される。

表 5 適格性要件

要件番号	内容	付記
基準1	食塩電解法による苛性ソーダ、塩素製造プロセスに関し、電解槽に「隔膜法」を採用しているプラントに対し、「イオン交換膜法」を採用し、省エネを達成する技術であること。	「水銀法」からの転換は対象外とした。
基準2	苛性ソーダ製造における「隔膜法」を規制する法規制が、ホスト国に存在しないこと。	導入目的が法規制によるものでないという条件で、追加性を確保できる。

排出源と GHG の種類

本方法論における排出源と GHG の種類は下記である。GHG 種としては CO_2 のみであり、以下 CO_2 排出量と表記する。

表 6 排出源と GHG の種類

リファレンス排出量		プロジェクト排出量	
排出源	GHGタイプ	排出源	GHGタイプ
電解製造工程(隔膜法)による電力消費	CO2	電解製造工程(イオン交換膜法)による電力消費	CO2
電解製造工程(隔膜法)によるエネルギー消費	CO2	電解製造工程(イオン交換膜法)によるエネルギー消費	CO2

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

a. リファレンス排出量の設定（BAU の設定）

リファレンス排出量は「隔膜法」における苛性ソーダ・塩素を製造するプロセスにおいて、ある期間一定の生産量を製造するために消費された電力消費量およびエネルギー消費量に基づいて計算される。BAU シナリオは、隔膜法を用いる製造者が、イオン交換膜法の導入を実施しないことを想定するが、現状では隔膜法による生産活動の継続を妨げる法規制等が無いことから正当化される。

本方法論において、リファレンス排出量に用いる隔膜法の電力消費量およびエネルギー消費量は、一般的な隔膜法に必要な電力消費量およびエネルギー消費量よりも効率的なものを採用する。具体的には、(i)論文等で公開されている隔膜法の、単位生産量あたりの電力消費量およびエネルギー消費量による CO_2 排出量と、(ii)実際の対象プラントの運転における隔膜法の、単位生産量あたりの電力消費量およびエネルギー消費量による CO2 排出量のうち、大きい方を BAU 排出量、小さい方をリファレンス排出量とする。従って、リファレンス排出量が BAU 排出量よりも低く設定されることから、本方法論は純排出削減をもたらす。

b. リファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、以下の式で表される。

$$RE_y = RE_{y,1} + RE_{y,2}$$

$$RE_y = \Sigma\left(REC_y * EF_{e,y}\right) + \Sigma\left(RFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}\right)$$

ここで、

REy = y 年のリファレンス CO_2 排出量［t-CO2/y］

REy,1 = y 年の電解製造工程(隔膜法)における電力消費によるリファレンス CO_2 排出量［t-CO_2/y］

REy,2 = y 年の電解製造工程(隔膜法)における電力以外のエネルギー消費によるリファレンス CO_2 排出量［t-CO_2/y］

RECy = y 年の対象機器におけるリファレンス電力消費量［MWh/y］

EFe,y = y 年の電力排出係数［t-CO_2/MWh］

RFCi,y = y 年の対象機器におけるリファレンス化石燃料 i によるエネルギー消費量［GJ/y］

EF(CO_2)f,i,y = y 年の化石燃料 i の CO2 排出係数［t-CO_2/GJ］

を表す。

＜y 年の対象機器におけるリファレンス電力消費量(RECy)＞

y 年の対象機器におけるリファレンス電力消費量(RECy)の計算方法について説明する。対象機器の一例として最も電力消費量が大きいと考えられる、隔膜法における電解槽についての計算を示す。

(i) 論文等で公開されている隔膜法の、単位生産量あたりの電力消費量を採用する場合は、論文や公開情報記載の値をそのまま参照する。

(ii) 実際の対象プラントにおける隔膜法電解槽の、リファレンス電力消費量は、以下のように算定した REC を用いて、それを RECy とする。

$$REC = \frac{\sum_{k=1}^{n}(REC_k)}{n}$$

ここで、

REC = 過去 n 年の隔膜法電解槽における平均電力消費量［MWh/y］

RECk = n 年目の隔膜法電解槽における電力消費量［MWh/y］

n = 年数

を表す。また、計算にあたっては、過去最低 3 年間以上のデータを使用するものとする。すなわち、n≧3 として計算を行う。

n 年目における隔膜法電解槽におけるリファレンス電力消費量(RECn)の計算は、以下で表される。

$$REC_n = RSEC_n * QP_n$$

ここで、

RECn = n 年目の隔膜法電解槽におけるリファレンス電力消費量［MWh/y］

RSECn = n 年目の隔膜法電解槽におけるリファレンス電力量原単位［MWh/t］

QPn = n 年目の苛性ソーダの年間生産量［t/y］

を表す。

＜y 年の対象機器におけるリファレンス電力消費量による CO_2 排出量＞

このようにして計算された、過去 n 年の隔膜法電解槽における平均電力消費量(RECy)に、y 年の電力排出係数(EFe,y)を乗じたものが、y 年における隔膜法電解槽における CO_2 排出量(REy,1)となる。

$$RE_{y,1} = REC_y * EF_{e,y}$$

ここで、

REy,1 = y 年の隔膜法電解槽における CO_2 排出量［t-CO_2/y］

RECy = y 年の隔膜法電解槽における電力消費量［MWh/y］

EFe,y = y 年の電力排出係数［t-CO_2/MWh］

を表す。

＜y 年の対象機器におけるリファレンス化石燃料 i によるエネルギー消費量＞

y 年の対象機器におけるリファレンス化石燃料 i によるエネルギー消費量(RFCi,y)の計算方法について説明する。対象機器の一例として、隔膜法における苛性ソーダの濃縮設備についての蒸気消費に伴う CO_2 排出量計算を示す。隔膜法は、その製法の特徴から、電解槽出口から得られる生産物である苛性ソーダがおよそ 10wt%の水溶液であり、水銀法での約 50wt%、イオン交換膜法での約 34wt%に比べて低濃度である。したがって、一般的な製品形態である 48wt%にまで濃縮するには、水銀法やイオン交換膜法に比べ大きなエネルギーを必要とする。

(i) 論文等で公開されている隔膜法の、苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うエネルギー消費量を採用する場合は、論文や公開情報記載の値をそのまま参照する。

(ii) 実際の対象プラントにおける隔膜法における、苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うエネルギー消費量は、以下のように算定した RFCi を用いて、RFCi,y とする。すなわち、隔膜法における、苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うエネルギー消費量は下記にて計算される。

$$RFC_i = \frac{\sum_{k=1}^{n}(RFC_{i,k})}{n}$$

ここで、

RFCi = 過去 n 年の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴う化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

RECi,k = n 年目の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴う化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

n = 年数

を表す。また、計算にあたっては、過去最低 3 年間以上のデータを使用するものとする。すなわち、n≧3 として計算を行う。

n 年目における隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うリファレンス化石燃料 i のエネルギー消費量(RFCi,n)の計算は、以下で表される。

$$RFC_{i,n} = RFU_{i,n} * NCV_{i,n} * QP_n$$

ここで、

RFCi,n = n 年目の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うリファレンス化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

RFUi,n = n 年目の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うリファレンス化石燃料 i の使用原単位［kl, t, 千 Nm3/t］

NCVi,n = n 年目のリファレンス化石燃料 i の純発熱量［GJ/kl, t, 千 Nm^3］

QPn = n 年目の苛性ソーダの年間生産量［t/y］

を表す。

＜y 年の対象機器におけるリファレンス化石燃料 i による CO_2 排出量＞

このようにして計算された、隔膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴う化石燃料 i のエネルギー消費量(RFCi,y)に、y 年における化石燃料 i の CO_2 排出係数(EF(CO_2)f,i,y)を乗じたものが、y 年における隔膜法苛性ソーダの濃縮設備における CO_2 排出量(REy,2)となる。

$$RE_{y,2} = RFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}$$

ここで、

REy,2 = y 年の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備における CO_2 排出量［t-CO_2/y］

RFCi,y = y 年の隔膜法苛性ソーダの濃縮設備における化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

EF(CO_2)f,i,y = y 年の化石燃料 i の CO_2 排出係数［t-CO_2/GJ］

を表す。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は、以下の式で表される。

$$PE_y = PE_{y,1} + PE_{y,2}$$

$$PE_y = \Sigma\left(PEC_y * EF_{e,y}\right) + \Sigma\left(PFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}\right)$$

ここで、

PEy = y 年のプロジェクト CO_2 排出量［t-CO_2/y］
PEy,1 = y 年の電解製造工程(イオン交換膜法)における電力消費によるプロジェクト CO_2 排出量［t-CO_2/y］
PEy,2 = y 年の電解製造工程(イオン交換膜法)における電力以外のエネルギー消費によるプロジェクト CO_2 排出量［t-CO_2/y］
PECy = y 年の対象機器におけるプロジェクト電力消費量［MWh/y］
EFe,y = y 年の電力排出係数［t-CO_2/MWh］
PFCi,y: y 年の対象機器におけるプロジェクト化石燃料 i によるエネルギー消費量［GJ/y］
EF(CO2)f,i,y: y 年の化石燃料 i の CO_2 排出係数［t-CO_2/GJ］
を表す。

＜y 年の対象機器におけるプロジェクト電力消費量＞

y 年の対象機器におけるプロジェクト電力消費量(PECy)の計算方法について説明する。対象機器の一例として最も電力消費量が大きいと考えられる、イオン交換膜法における電解槽についての計算を示す。実際の対象プラントにおけるイオン交換膜法電解槽の、プロジェクト電力消費量は、以下のように算定した PECy を用いる。

$$PEC_y = PSEC_y * QP_y$$

ここで、
PECy = y 年目のイオン交換膜法電解槽におけるプロジェクト電力消費量［MWh/y］
PSECy = y 年目のイオン交換膜法電解槽におけるプロジェクト電力量原単位［MWh/t］
QPy = y 年目の苛性ソーダの年間生産量［t/y］
を表す。

＜y 年の対象機器におけるプロジェクト電力消費量による CO_2 排出量＞

このようにして計算された、過去 n 年のイオン交換膜法電解槽における平均電力消費量(PECy)に、y 年の電力排出係数(EFe,y)を乗じたものが、y 年におけるイオン交換膜法電解槽における CO_2 排出量(PEy,1)となる。

$$PE_{y,1} = PEC_y * EF_{e,y}$$

ここで、
PEy,1 = y 年のイオン交換膜法電解槽における CO_2 排出量［t-CO_2/y］
PECy = y 年のイオン交換膜法電解槽における電力消費量［MWh/y］
EFe,y = y 年の電力排出係数［t-CO_2/MWh］
を表す。

<y 年の対象機器におけるプロジェクト化石燃料 i によるエネルギー消費量>

y 年の対象機器におけるプロジェクト化石燃料 i によるエネルギー消費量(PFCi,y)の計算方法について説明する。対象機器の一例として、イオン交換膜法における苛性ソーダの濃縮設備についての蒸気消費に伴う CO_2 排出量計算を示す。実際の対象プラントにおけるイオン交換膜法電解槽の、化石燃料 i によるエネルギー消費量は、以下のように算定した PFCi,y を用いる。

$$PFC_{i,y} = PFU_{i,y} * NCV_{i,y} * QP_y$$

ここで、

PFCi,y = y 年のイオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うプロジェクト化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

RFUi,y = y 年のイオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴うプロジェクト化石燃料 i の使用原単位［kl, t, 千 Nm3/t］

NCVi,y = y 年のプロジェクト化石燃料 i の純発熱量［GJ/kl, t, 千 Nm3］

QPy = y 年目の苛性ソーダの年間生産量［t/y］

を表す。

<y 年の対象機器におけるプロジェクト化石燃料 i による CO_2 排出量>

このようにして計算された、イオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備に使用する蒸気消費に伴う化石燃料 i のエネルギー消費量(PFCi,y)に、y 年における化石燃料 i の CO_2 排出係数(EF(CO_2)f,i,y)を乗じたものが、y 年におけるイオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備における CO_2 排出量(PEy,2)となる。

$$PE_{y,2} = PFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}$$

ここで、

PEy,2 = y 年のイオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備における CO_2 排出量［t-CO_2/y］

RFCi,y = y 年のイオン交換膜法苛性ソーダの濃縮設備における化石燃料 i のエネルギー消費量［GJ/y］

EF(CO_2)f,i,y = y 年の化石燃料 i の CO_2 排出係数［t-CO_2/GJ］

を表す。

4.4.4. モニタリング方法案

a. モニタリングを実施する項目

モニタリングを実施する項目は、表 7 に示される方法を含む。

表 7 モニタリングを実施する項目

パラメータ	単位	データについての説明	情報源の例
(一般的な値)			
EFe,y	t-CO2/MWh	y年の電力排出係数	IGES(地球環境戦略研究機関)
NCVi,y	GJ/kl, t, 千Nm3	y年の化石燃料iの純発熱量(ディーゼル・灯油・天然ガス等)	IPCC(気候変動に関する政府間パネル)
EF(CO2)f,i,y	t-CO2/GJ	y年の化石燃料iのCO2排出係数	IPCC(気候変動に関する政府間パネル)
(プロジェクト対象の電解メーカに特有の値)			
QPy	t/y	y年における、苛性ソーダの年間生産量	プロジェクト対象の電解メーカ
RSECy	MWh/t	y年の対象設備におけるリファレンス電力量原単位	プロジェクト対象の電解メーカ
RFUi,y	kl, t, 千Nm3/t	y年の対象設備におけるリファレンス化石燃料iの使用原単位	プロジェクト対象の電解メーカ
PSECy	MWh/t	y年の対象設備におけるプロジェクト電力量原単位	プロジェクト対象の電解メーカ
PFUi,y	kl, t, 千Nm3/t	y年の対象設備におけるプロジェクト化石燃料iの使用原単位	プロジェクト対象の電解メーカ

(i) y 年の電力排出係数

プロジェクト対象の電解メーカーが契約する電力会社から提供される調整後排出係数か、その取得が困難な場合、第三者機関より発行されている値を用いる。後者の例として、IGES(地球環境戦略研究機関)による「IGES List of Grid Emission Factors」や、IEA(国際エネルギー機関)による「World Energy Outlook」等が挙げられる。

(ii) y 年の化石燃料 i の純発熱量(ディーゼル・灯油・天然ガス等)

プロジェクト対象の電解メーカーが契約する、調達燃料メーカーから提供される排出係数か、その取得が困難な場合、第三者機関より発行されている値を用いる。後者の例として、IPCC(気候変動に関する政府間パネル)による「Fifth Assessment Report」や、日本国経済産業省資源エネルギー庁による「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数」等が挙げられる。

(iii) y 年の化石燃料 i の CO_2 排出係数

(ii)に同じ。

(iv) y 年における、苛性ソーダの年間生産量

プロジェクト対象の電解メーカーの生産記録を基に情報収集を行う。

(v) y 年の対象設備におけるリファレンス/プロジェクト電力量原単位

プロジェクト対象の電解メーカーの購入電力会社からの請求書か、電力量使用メーターによる直接計量の運転記録のいずれかを基に情報収集を行う。

(vi) y 年の対象設備におけるリファレンス/プロジェクト化石燃料 i の使用原単位

プロジェクト対象の電解メーカーの購入燃料会社からの請求書か、燃料使用量メーターによる直接計量の運転記録のいずれかを基に情報収集を行う。

b. モニタリング体制案

本事業の実施に当たり、上記を含むモニタリング項目を網羅したチェックシートを作成し、モニタリングを行うための担当部署および担当者を確認するための体制を定める。現地メーカーに対してはAGCブラジルの担当者が密にコミュニケーションをとり、定期的なミーティングを設けてデータを取得できる運用体制を構築する。

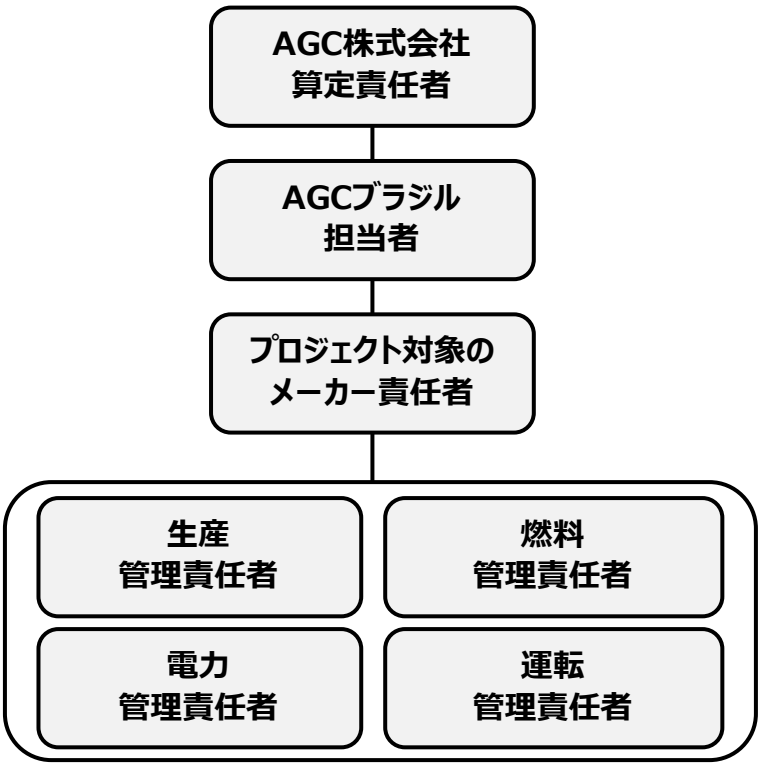


図 7 プロジェクトモニタリング体制案
AGC 作成

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

本プロジェクトにおいては、実際に隔膜法からイオン効果膜法への製法転換計画のある、ブラジル U 社の C 工場を対象とする。C 工場はブラジル、サンパウロから南方面に車で 2 時間の場所にあり、今回訪問を行っている。C 工場は、水銀法、隔膜法、イオン交換膜法の 3 製法にて生産を行う世界で唯一の工場であり、その合計は約 40 万トン/年の生産能力に上るものであったが、今回の水銀法規制に伴い、水銀法の転換が必要となり、それと同時に隔膜法も効率の良いイオン交換膜法に転換するものである。

U 社における隔膜法を対象とする。この能力は 16.2 万トン/年であり、これを全てイオン交換膜法に転換した際の CO_2 削減量を求める。したがって、本プロジェクトにおいては、上記計算結果から年間およそ 11,300 t の CO_2 削減量が見込まれることがわかった。

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

ブラジル地域以外にも、中南米域においては隔膜法で操業する電解メーカーが複数社存在する。これらの生産能力は、下記に示す通りである。これらと、各国における系統排出係数のデータを用い、また化石燃料によるエネルギー消費量は各国で同一として、隔膜法からイオン交換膜法への転換により見込まれる GHG 排出削減量を算定すると、下記のようになる。

表 8 中南米地域における隔膜法からイオン交換膜法への転換により見込まれる GHG 排出削減量

AGC 作成

	電力排出係数 EFe,y [t-CO2/MWh]	苛性能力 QPy [NaOH(dry) t/y]	リファレンス排出量 REy [t-CO2/y]	プロジェクト排出量 PEy [t-CO2/y]	排出削減量 ERy(REy-Pey) [t-CO2/y]
ブラジル	0.290	1,079,000	791,925	716,345	75,580
アルゼンチン	0.505	32,000	40,342	36,794	3,549
コロンビア	0.336	44,000	37,252	33,786	3,467
メキシコ	0.529	324,000	427,516	390,108	37,408
隔膜法合計		1,479,000	1,297,035	1,177,033	120,003

中南米域で操業する隔膜法電解メーカーが、すべてイオン交換膜法に転換した場合、その苛性ソーダ生産能力はおよそ 148 万トン/年であり、CO_2削減量はおおよそ 12 万トン/年となることがわかる。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

5.1 政府関係者との面談

政府関係者との面談は、ブラジル環境省(ブラジリア)、在ブラジル日本大使館(ブラジリア)、JETRO サンパウロ事務所(サンパウロ)、JICA ブラジル事務所ブラジリア出張所(ブラジリア)と行った。

ブラジル環境省では、日本とブラジル間での JCM の進捗に関するコメントは特にないものの今後の二国間での環境協力へ期待すると言及があった。もとより日本の環境省とブラジル環境省は 2022 年 7 月 13 日、環境協力の強化の宣言書を結んでおり、その中で「あり得るべき JCM の構築を通じたものを含め、ブラジルの森林保全を通じたものを含む温室効果ガス排出の削減と除去のためのクレジットを創出する二国間の気候変動緩和プロジェクトに投資するための、両国のビジネス部門間の交流を奨励する」と述べている。

在ブラジル日本大使館では、ブラジルでは水力発電が主であり、場所によっては 9 割が再エネであること、アルミ精錬でも水力や PV でグリーンアルミとして販売しているとのことであった。またブラジル ETS(排出権取引)が開始されるので、JCM もその制度との合致が必要(二重計上の防止)となるとのコメントがあった。

JETRO サンパウロ事務所では、ブラジルの社会経済状況について現状をヒアリングし、人口ボーナスは 2038 年まで続くと見込まれていること、新型コロナウイルス対策に財源を投下し、金利・物価は上昇傾向にあるとの情報を得た。また JCM に関しては、電力の再生可能エネルギーの比率が高く、電力コストも安いのが懸念であるとのコメントを戴いた。

JICA ブラジル事務所ブラジリア出張所では、JICA のブラジルの農業支援等についても紹介を受けたまたファイナンスに関して円借款以外の JICA「海外投融資」のスキームも紹介(資金融資)の紹介を受けた。

5.2 ブラジル苛性ソーダ・塩素メーカーとの面談

ブラジル苛性ソーダ・塩素メーカーとの面談は、Abiclor(ブラジルソーダ工業会、サンパウロ)、B 社(サンパウロ)、C 社(オンライン)、K 社(リオデジャネイロ)、U 社(サンパウロ郊外)と行った。

Abiclor では、ブラジルでは水銀法にて現在 3 プラントが稼働していること、水俣条約における水銀法の廃止期間である 2025 年の延長のエグゼンプションは無いことを確認した。また、NEDO (国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)の JCM 実証の実施を想定した場合、MDIC (ブラジル開発商工サービス省)がブラジル側のカウンターパートとして適切であること、また MDIC とはコネクションがあり、二国間署名がなされれば MDIC の紹介をして戴くことを確認した。

B 社では、隔膜法からイオン交換膜法への具体的な転換計画は現在まだ固まっていないとのことであった。ただ JCM の制度には興味はあり、もし適用することになれば GHG 削減量の計算のためにオペレーションデータを提供することは可能であるとのことである。現在、全て隔膜法で運転(能力 460 kt/y 苛性ソーダ換算)しており、イオン交換膜法の運転の経験は無い。

C 社とは、オンラインでヒアリングを行った。現在は基本的にすべてイオン交換膜法にて生産を行っているが、ただ JCM の制度には興味はある。この場合はイオン交換膜法同士での JCM 化を行うこととなる。現在イオン交換膜を使用するプロジェクトの予定があるが、電槽を 2023 年に発注したいとのことでブラジルと日本の二国間署名が未署名であり、JCM 化を行うことは困難と判断した。

K 社では、既に水銀法と隔膜法への転換計画が進行中であり、2025 年 12 月までに転換の実施予定である。ファイナンスの手当ても実施中であり、ブラジルで複数の銀行からの融資が確定しているが、追加の資金の余地はあるとのことである。

U 社では、水銀法は 2025 年に停止、同規模(同生産能力)のイオン交換膜法プラントを敷地内の別の場所に同時に立ち上げる計画を持っている。本 JCM スキームについて、非常に興味を示しており、CO_2 削減量を計算するための運転データの提供に関して、必要となる理由を説明しご理解を頂いた。

以上の面談結果により、U 社の隔膜法が最も JCM 事業化に適していると考えられる。

5.3 ブラジル金融機関との面談

ブラジル金融機関との面談は、BNDES(ブラジル開発銀行、リオデジャネイロ)、MUFG バンク　ブラジル(サンパウロ)、ブラジルみずほ銀行(サンパウロ)、ブラジル三井住友銀行(サンパウロ)と行った。

二国間での JCM の正式な発表がない状況で今般のイオン交換膜への資金供給につき各行に具体的な条件等のヒアリングを行うのは時期尚早となった。しかし、各行ともブラジル企業、とりわけ化学会社とはなんらかの取引があることが確認できた。このことは今後、資金需要への対応おいて入口の段階で障害にあうことはないと思われる。

イオン交換膜の導入は数百億円の資金が必要であると見込まれるため、ブラジル化学各社が具体的にプロジェクトを進めていくに伴い本邦メガバンクそれぞれと話を始めるきっかけになるが、その際に JCM による資金援助が地場銀行と比べより競争力のある条件を提示できるのではと期待する。

BNDES、ブラジル政府およびブラジル環境省は 2025 年以降の水銀使用の禁止についての認識は十分であり、BNDES としてできる支援は着実に行うと表明された。この点では BNDES と JBIC 間で資金の特別枠がありこれも加わり使われるのではないかと思われる。

JBIC について言えば、質の高いインフラ環境成長ファシリティーの内、輸出金融の活用の可能性も検討できる。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

6.1 NEDO JCM 実証

本報告書の作成時点において、日本とブラジルとの二国間クレジット制度に関する署名はまだ行われていない。2023 年 11 月現在、28 か国が二国間クレジット制度に関する署名を行っている。また、2022 年 6 月には「二国間クレジット制度（JCM）の拡大のため、2025 年を目途にパートナー国を 30 か国程度とすることを目指し関係国との協議を加速する」（新しい資本主義のグランドデザイン及び実行計画・フォローアップ（2022 年 6 月 7 日閣議決定））という新たな方針を決定した。

NEDO　JCM 実証前調査を活用するためには、日本とブラジルが二国間クレジット制度に関する署名を行うことが必須であるが、早急に署名されることを期待したい。G20 の議長国をブラジルが引き継いだことや COP30 がブラジルで開催される予定であるなど、今後色々なオケージョンがあり、その機会に本案件の PR なども行っていきたい。

6.2 民間 JCM

もう一つの事業化の選択肢として、民間 JCM が挙げられる。民間 JCM の活用として、自社の排出削減への活用が考えられる。本来は、自社での実質的な排出削減が求められるが、達成が困難である場合にオプションとして民間 JCM 活用の可能性がある。プロジェクトに対するファイナンスの割合でクレジット取得割合とする民間 JCM について、自社の排出量削減策として効果的な場合は、クレジットの取得を目的としてそのプロジェクトに対してファイナンスを準備することが可能である。民間 JCM については、民間ベースとなるため比較的柔軟性があると考えられるが、民間 JCM を活用する場合についての課題は主に二つあると考えられる。以下、課題と対応について記す。

6.2.1 CO2 削減量の信頼性

CO_2 削減量の信頼性は、二重計上の防止も含み民間 JCM についても非常に重要であると考えられる。実際の案件の組成においては、民間主導になると思われるが、そのプロジェクトにより削減されるであろう CO_2 については、現行の二国間クレジットと同様の MRV 方法論の開発やモニタリングの厳格性が要求される。そのため、MRV 方法論の開発やモニタリングについては、民間のみに任せるのではなく、一定の政府の関与が必要となると考える。

6.2.2 民間 JCM のクレジット市場の確保

現在、検討されている GX リーグにおいても、下記の通り J-クレジットや JCM の活用が見込まれている。民間 JCM についても上述の信頼性を確保して、活用が見込まれ、これらの市場に組み入れられることにより市場の確保になると考える。

6.3 NEDO JCM 実証後の普及(資金計画)

NEDO JCM 実証後の普及については、資金面の検討が重要となる。今回の訪問では、資金面については BNDES も非常にポジティブであった。下記は JCM でサポートされる以外の資金需要に向けて想定される資金スキームとして、本邦銀行に対し提案を予定していたスキームであるが、JCM 締結後、改めて提案をしたい。

概要としては、

① JBIC による日系企業の輸出金融の活用

② JBIC から BNDES 経由での資金の供給の活用

特に JBIC と BNDES 間では、以前にインフラ事業を手掛ける日系企業に対して、現地通貨レアル建ての長期資金を BNDES 経由で供給した事例がある。(2011 年)

③ 本邦メガバンクは現地企業への貸出機会の拡大につながるので貸出の実績を作ることが最優先であり、その額は問題ではない。

となる。

上記のいずれもリスク管理の点から BNDES がシンジケート団のアレンジャーとなることが望ましいと考える。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

J. 方法論のタイトル

Conversion of the Manufacturing process of Caustic Soda and Chlorine Production Plant from Diaphragm Electrolyzer to Ion Exchange Membrane Electrolyzer

K. 用語及び定義

Terms	Definitions
brine electrolysis	A method to industrially produce caustic soda and chlorine by electrolysis using salt (sodium chloride) and water as raw materials. Currently, three main methods are industrialized: the mercury method, the diaphragm method, and the ion-exchange membrane method, which in this order have the highest power consumption and energy intensity.
diaphragm process	An industrial method of salt electrolysis in which electrolysis is performed using a diaphragm such as asbestos.
Ion-exchange membrane method	An industrial method of salt electrolysis in which electrolysis is performed using ion-exchange membranes made mainly from fluorinated ionomers and other materials.

L. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	The conversion from the existing "diaphragm process" to the "ion-exchange membrane process," which uses less energy per unit of production (energy intensity), in the industrial production of caustic soda and chlorine.
Calculation of reference emissions	The reference emissions are calculated based on the electricity and energy consumed to produce a given amount of output using the diaphragm process. The BaU scenario assumes that a manufacturer using the diaphragm process does not implement the ion exchange membrane process, but is justified by the fact that there are currently

	no laws or regulations preventing the continuation of production activities using the diaphragm process.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated based on the electricity and energy consumption monitored during the production of the ion exchange membrane process.
Monitoring parameters	—

M. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	This is a technology to achieve energy saving in the process of producing caustic soda and chlorine by the brine electrolysis method, by adopting the ion exchange membrane method for the electrolyzer in plants that use the diaphragm method.
Criterion 2	There are no laws or regulations in the host country regulating the diaphragm method in caustic soda production.

N. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Power consumption by electrolytic manufacturing process (diaphragm method)	CO2
Energy consumption by electrolytic manufacturing process (diaphragm method)	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by electrolysis production process (ion exchange membrane method)	CO2
Energy consumption by electrolysis production process (ion exchange membrane method)	CO2

O. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated based on the amount of electricity and energy consumed to produce a certain production volume for a given period of time in the diaphragm method.

The BaU scenario assumes that a manufacturer using the diaphragm method does not implement the ion exchange membrane method, which is justified because there are currently no laws or regulations preventing the continuation of production activities using the diaphragm method.

In this methodology, the power and energy consumption of the diaphragm method used for reference emissions is more efficient than the power and energy consumption required for a typical diaphragm method. Specifically, the larger of (i) the CO2 emissions from the power and energy consumption per unit production of the diaphragm method published in papers, etc. and (ii) the CO2 emissions from the power and energy consumption per unit production of the diaphragm method in actual operation of the subject plant is used as the BaU emissions and the smaller of the two is the reference emissions.
Therefore, since the reference emissions are set lower than the BaU emissions, this methodology results in a net emission reduction.

F.2. リファレンス排出量の計算

$REy = REy_{,1} + REy_{,2}$

$REy = \Sigma\ (RECy * EFe,y) + \Sigma\ (RFCi,y * EF(CO2)f,i,y)$

REy: Reference CO2 emissions in year y [tCO2/y].
$REy_{,1}$: Reference CO2 emissions due to electricity consumption in the electrolysis production process (diaphragm method) in year y [t-CO2/y].
$REy_{,2}$: Reference CO2 emissions from energy consumption other than electricity in the electrolysis production process (diaphragm method) in year y [t-CO2/y].
RECy: Electricity consumption of the equipment in question in year y [MWh/y].
EFe,y: Electricity CO2 emission factor for year y [tCO2/MWh].
RFCi,y: Energy consumption by reference fossil fuel i in the equipment in year y [GJ/y].
EF(CO2)f,i,y: Fossil fuel CO2 emission factor for year y [tCO2/GJ].

P. プロジェクト排出量の計算

$PEy = PEy_{,1} + PEy_{,2}$

$PEy = \Sigma\ (PECy * EFe,y) + \Sigma\ (PFCi,y * EF(CO2)f,i,y)$

PEy: Project CO2 emissions in year y [tCO2/y].
$PEy_{,1}$: Project CO2 emissions from electricity consumption in the electrolysis production process (ion exchange membrane process) in year y [t-CO2/y].
$PEy_{,2}$: Project CO2 emissions from energy consumption other than electricity in the electrolysis production process (ion exchange membrane process) in year y [t-CO2/y].
PECy: Electricity consumption of the equipment in question in year y [MWh/y].
EFe,y: Electricity CO2 emission factor for year y [tCO2/MWh].
PFCi,y: Energy consumption by project fossil fuel i in the target equipment in year y [GJ/y].
EF(CO2)f,i,y: Fossil fuel CO2 emission factor for year y [tCO2/GJ].

Q. 排出削減量の計算

ERy = REy - PEy ERy: GHG emission reductions in year y [tCO2e]. REy: Reference emissions in year y [tCO2/y]. PEy: Project emissions in year y [tCO2/y].

R. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
EFe,y	CO2 emission factor for electricity in Brazil in year y	IGES (Institute for Global Environmental Strategies) "IGES List of Grid Emission Factors
EF(CO2)f,i,y	Fossil fuel CO2 emission factor for year y (diesel, kerosene, natural gas, etc.)	Standard calorific value and carbon emission factor by energy source," Agency for Natural Resources and Energy, Ministry of Economy, Trade and Industry

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：（ブラジル）事業名　苛性ソーダ・塩素製造プロセス転換による JCM 実現可能性調査報告書

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：AGC 株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Brazil) JCM feasibility study on converting production process of caustic soda and chlorine in Federative Republic of Brazil

AGC Ltd.

1. Objectives of the JCM FS Study

1.1. Background of the study: Needs of partner countries

Brazil has its own caustic soda and chlorine producers, and its salt electrolysis capacity (caustic soda production capacity) is one of the 10 highest worldwide. However, as of 2022, three plants are still using low-efficiency mercury-based electrolysis to produce caustic soda and chlorine.

As mercury is toxic Brazil plans to abolish its mercury law by 2025, and the demand for ion-exchange membrane electrolysers, an alternative method, is expected to increase. AGC is the only ion-exchange membrane manufacturer in the world that supplies ion-exchange membranes and has operational know-how to produce caustic soda and chlorine in Japan, Thailand, and Indonesia in Southeast Asia. The company is the only ion-exchange membrane manufacturer in the world that supplies ion-exchange membranes and has its own operational expertise in producing caustic soda and chlorine.

1.2. Survey objectives and outputs

The five objectives are as follows.

(i) Analysis of trends in policies and institutions related to the Minamata Convention.

(ii) Investigating the commercialisation of the conversion of production methods and JCM projects.

(iii) Studying the issues and measures for commercialisation and JCM

(iv) Calculation of greenhouse gas (GHG) emission reduction and contributions from changes in the production method.

(v) Coordination towards commercialisation through sharing proposed technologies/products, business plans, issues and measures to address them with government officials of partner countries.

In addition, the respective outputs are as follows.

(i) Analysis of the latest policy developments in converting mercury methods into ion-exchange membrane methods.

(ii) Confirmation of specific plans for commercialisation and consideration of JCM projects for converting manufacturing methods.

(iii) Development of JCM project issues and measures to address them.

(iv) Calculation of GHG emission reduction and contributions from changes in the production method.

(v) Interviews with government officials of partner countries to share proposed technologies/products, business plans, issues and measures to address them.

2. JCM FS survey implementation arrangements

The survey was conducted under the following structure.

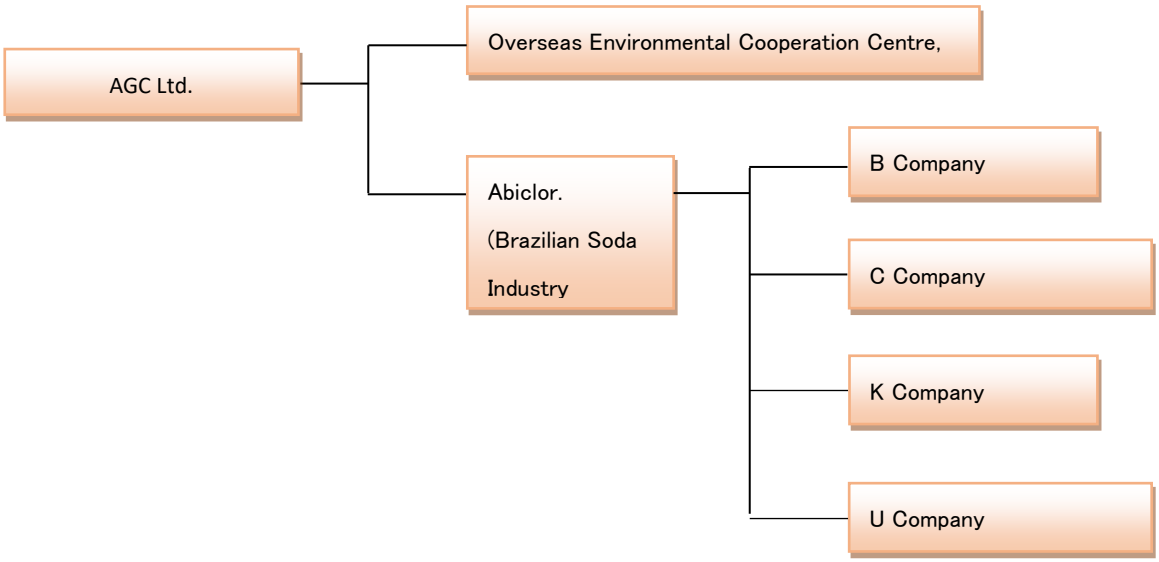


Fig. 1 JCMFS survey structure diagram

Created by AGC

The responsibilities of each entity in the JCMFS are also listed below.

Table 1 JCMFS survey structure and responsibilities

Created by AGC

Organisation name	Responsibilities
AGC Ltd.	Overall supervision, JCM study, MRV methodology study, PIN preparation, etc.
Overseas Environmental Cooperation Centre, Inc.	Research on policy trends, studying the issues, understanding counterpart countries
Abiclor (Brazilian Soda Industry Association)	Understanding JCM as an industry and introducing counterparts in the NEDO JCM demonstration
B Company	Hearings on planned conversion to ion-exchange membrane methods to be held at
C Company	Hearings on planned conversion to ion-exchange membrane methods to be held at
K Company	Hearings on planned conversion to ion-exchange membrane methods to be held at
U Company	Hearings on planned conversion to ion-exchange membrane methods to be held at

3. JCM FS survey overview and timetable

The project's energy-saving system for caustic soda and chlorine production focuses on 'ion-exchange membrane electrolysis as an essential technological element. It is one of the major industrial process technologies for producing caustic soda, caustic potash, and chlorine in the current caustic soda and chlorine production industries.

Caustic soda and chlorine, and their derivatives, hypochlorous and hydrochloric acids, are essential basic raw materials for various industries, infrastructures, and products. Therefore, they are widely used, their demand is growing globally, and new and additional production facilities are being built, mainly in emerging countries.

Currently, three types of electrolysis technologies are used worldwide: the mercury method, using conventional mercury as a cathode; membrane method, in which the electrolysers are separated by asbestos or polymeric membranes; and ion-exchange membrane method, in which ion-exchange membranes separate the electrolysers, almost all caustic soda and chlorine in the world is produced using one of these methods.

The company considers it essential to establish brand strength and gain market shares for the Japanese ion-exchange membrane method before 2025, when the mercury law is scheduled to be abolished in Brazil. This gives the company an advantage when the mercury and diaphragm processes are converted, and when orders for new plants are received due to increased demand in the Brazilian economy.

The primary locations of this JCMFS study are as follows.

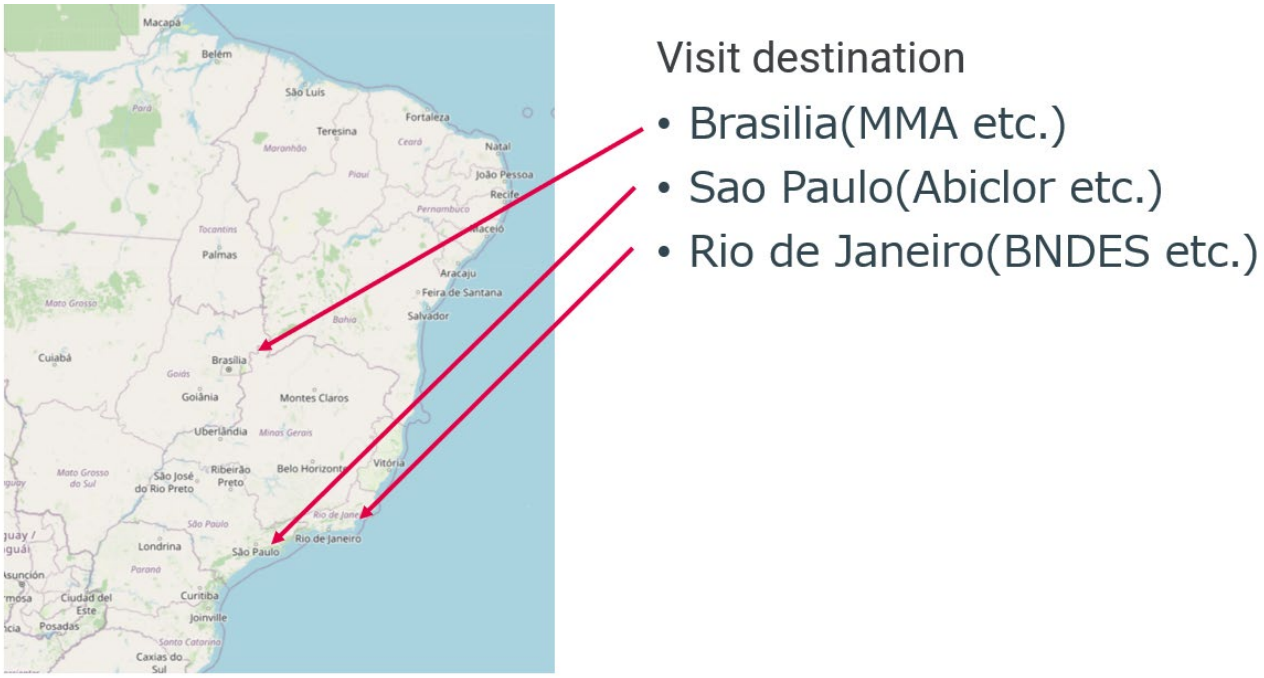


Fig. 2 JCMFS survey locations

The timetable for the survey is as follows.

	2023					2024			2025	2026
survey item	8	9	10	11	12	1	2	3-12	1-12	1-12
(i) Policy and institutional trends	→	→	→	→	▼ Analysis completed.				Commercialisation and JCM implementation	
(ii) Commercialisation and JCM study	→	→	→	→	→	▼ Draft plan development		Preparation for commercialisation and JCM		
(iii) Issues and study of measures to address them	→	→	→	→	→	▼ Response plan development				
(iv) Calculation of GHG emission reductions, etc.	→	→	→	→	▼ Calculation of reductions, etc.					
(v) Understanding of partner governments.	→	→	→	→	▼ Partner country government interviews					
Partner country, etc.		▼ 1st.		▼ COP28.	▼ 2nd					

Fig. 3 Survey schedule

Created by AGC

First field trip: September 7 - 17, 2023

Summary: The project overview was explained and opinions were exchanged with the Brazilian Ministry of the Environment. We also visited the Embassy of Japan in Brazil, JETRO, and JICA to explain the project overview and exchange opinions, and obtained the latest information on the political and economic situation in Brazil. In the same manner, we visited Japanese megabanks and other financial institutions to explain the project outline, hear about the status of ESG investment, and request their cooperation in this project. In addition, we visited Abichor to provide an overview of the project, and visited Companies K and U, which are candidates for implementation of the project, to provide an overview of the project and hear about their plans to convert from the mercury method.

Second field trip: November 25-December 3, 2023

Summary: We visited Abiclor and asked them to introduce us to their counterpart on the Brazilian side in the case of conducting a NEDO pre-demonstration study. We also visited Company B to explain JCM and to hear about their plan to convert from the diaphragm method to the ion-exchange membrane method. We also visited Japanese megabanks to update them on this project.

4. Results of the JCM FS survey.

4.1. Analysis of relevant policy and institutional trends

4.1.1. Minamata Convention on mercury

The Fifth Conference of the Parties of the Minamata Convention on Mercury was held in Geneva (Switzerland) from 30 October to 3 November 2023 with the participation of a delegation from Japan, comprising the Ministry of Foreign Affairs, Ministry of Economy, Trade and Industry, and Ministry of the Environment. Regarding matters necessary for the operation of the Convention, the activity plan and budget for 2024-2025 were decided. In addition, a third review of the funding scheme was conducted, as stipulated in Article 13.11 of the Minamata Convention. Regarding technical matters, discussions were held on the review of the regulation of mercury-containing products, thresholds of mercury-contaminated waste to be regulated, and it was agreed to ban the production of fluorescent lamps by the end of 2026 or 2027, depending on their type. It was also agreed that the threshold for mercury-contaminated waste under the Convention should be 15 milligrams per kilogram of mercury content. The elimination of mercury from caustic soda and chlorine production will be abolished by 2025 with no changes (2030 in some countries).

4.1.2 Paris Agreement and NDCs

Following the Paris Agreement, countries have submitted their NDCs to the UN. An overview of Brazil's NDC is provided below.

1. Brazil has confirmed its commitment to reduce GHG emissions by 37% by 2025 compared to 2005. Furthermore, Brazil committed to reducing its emissions by 50% by 2030, compared to 2005. Brazil's commitment includes the long-term goal of achieving climate neutrality by 2050. Brazil's updated NDC is broad in scope and includes consideration of implementation measures, mitigation, and adaptation actions in all economic sectors.
2. Brazil will strive to achieve its NDC through domestic measures coordinated and implemented by the Federal Government. The Brazilian Government does not rule out the use of internationally transferred mitigation outcomes, as defined in Article 6 of the Paris Agreement, to complement domestic efforts to achieve the NDC. Brazil has also considered transferring the international mitigation outcomes generated within its territory. The international transfer of mitigation outcomes obtained within Brazilian territory shall be subject to prior and formal consent by the Federal Government with certain conditions, including legislation to be developed domestically for this purpose.
3. Energy sector: Reduction in total energy consumption by 63% by 2035 compared to the business-as-usual (BAU) scenario, increasing the share of renewable energy and providing 10% of total electricity from renewable sources by 2035.

In this context, the conversion of caustic soda/chlorine production methods is expected to improve energy efficiency.

4.1.3. Emissions trading

The following points are currently known about the Emissions Trading Scheme Bill, which passed the Senate and was debated in the Chamber of Deputies in Brazil.

(i) A cap-and-trade emissions trading scheme (ETS) called the Brazilian Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme (SBCE) is established. Specifically, companies emitting >10,000 tonnes of carbon dioxide (CO_2) per annum are subject to 'caps'. Companies emitting >25,000 t of CO_2 per annum must also own emission allowances corresponding to their emissions. The country's 4,000–5,000 companies are expected to meet this obligation. The Federal Government allocates allowances to regulated companies free of charge or as fees (auction system). Companies whose actual emissions exceed their allowances will have to procure allowances, whereas companies whose emissions are below their allowances can purchase missing allowances in the secondary market.

(ii) Emission caps are not yet defined, as there is currently no system to accurately measure emissions, and if the bill is passed, emission measurements will only be mandatory for the first 2 years of its implementation.

(iii) Government-issued allowances and carbon credits issued in the voluntary carbon market can be used to fulfil obligations under the SBCE. However, this requires a subscription to a registration system set up by the Federal Government.

4.2. Consideration of commercialisation and JCM projectisation

For commercialisation and JCM project implementation, replacing existing ion-exchange membranes with state-of-the-art ones is expected to save energy. Therefore, mercury, diaphragm, and ion-exchange membrane methods can be considered for commercialisation.

However, the Minamata Convention prevents production using the mercury method after 2025; therefore, there may be doubts about setting the mercury method after 2026 as a reference. In addition, even using the latest ion-exchange membranes, it is not easy to achieve the same energy-saving effect as that of the diaphragm method.

Therefore, the diaphragm method is an appropriate target for commercialisation and the JCM. Currently, Braskem and Unipar Carbocloro use a diaphragmatic method.

The hearing revealed that Braskem had no concrete plans to convert from the diaphragm to the ion-exchange membrane method. Unipar Carbocloro issued a press release on 25 September on converting the mercury and diaphragm methods to the ion-exchange membrane method.

Therefore, Unipar Carbocloro is a target for commercialisation and the JCM.

4.3. Consideration of issues and measures to address them

For the use of JCM, it is important to set reference emissions.

It was initially envisioned that the Mercury Law would be used for reference emissions. However, a member of the committee at the interim reporting meeting pointed out that the Mercury Act would be abolished in Brazil by the end of 2025, according to Article 5 of the Minamata Convention, and that there

may be doubts about the amount of CO_2 reductions after 2026. Although the Joint Crediting System and the Joint Committee between Brazil and Japan has not yet been signed it was decided to proceed with this case by selecting the diaphragm or ion-exchange membrane method, excluding the mercury method, as a reference to avoid this concern.

The expected deadlines for the repeal of the Mercury Law in Latin America, according to the Minamata Convention, are as follows: In Argentina and Peru, it is possible to operate under the Mercury Law until 2030, but it is assumed that the JCM monitoring period will be exceeded; therefore, the Mercury Law should not be used as a reference in these regions.

Table 2 Deadline for repeal of mercury legislation for caustic soda and chlorine production in Latin America

Created by AGC

Country name	Deadline for repeal of the Mercury Act.
Argentina	2030
Brazil	2025
Peru	2030
Mexico	2025
Uruguay	2025

4.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions

4.4.1. Summary of the proposed methodology

a. Comparison of salt electrolysis methods

This project focuses on 'ion-exchange membrane electrolysis (electrolysis)' to save energy in caustic soda and chlorine production processes. This is one of the major industrial processes for producing caustic soda, caustic potash, and chlorine in the chlorine and alkali industries.

Caustic soda, chlorine, and chlorine derivatives, such as hypochlorous and hydrochloric acids, are basic raw materials essential for various industries, infrastructures, and industrial products and are therefore widely used and in growing demand worldwide.

The following three electrolysis technologies are currently used worldwide. They are the mercury, diaphragm, and ion-exchange membrane methods, and almost all caustic soda and chlorine are produced industrially by one of these methods worldwide.

Both electrolysis technologies produce caustic soda (sodium hydroxide [NaOH]), chlorine (Cl_2), and hydrogen (H_2) through the electrolysis of aqueous sodium chloride (NaCl) solutions (brine), as shown in the chemical reaction equations below. The following chemical reactions represent their production:

$$2\,NaCl + 2\,H_2O \rightarrow 2\,NaOH + Cl_2 + H_2$$

The amount of each product generated from each unit of salt is stoichiometric, when 1 t of caustic soda is produced, 0.86 t of chlorine and 0.025 t of hydrogen are produced as by-products. The inability to produce only certain products is a characteristic of the salt electrolysis process.

Mercury and diaphragm processes were commercialised in the late 1800s, whereas the ion-exchange membrane process was a newer technology that only became industrialised in the 1970s. These electrolysis processes are energy-intensive, using large amounts of electricity; thus electricity is positioned as a raw material rather than a utility. Among these processes, the ion-exchange membrane method is characterised as having the lowest energy consumption, its energy consumption for caustic soda production is approximately 30% lower than that of the mercury method. In addition, the caustic soda produced by the ion-exchange membrane method has less unreacted NaCl and is better quality than that produced by the diaphragm method. Furthermore, the ion-exchange membrane method has the advantage of having a low environmental impact because it does not use mercury or contain asbestos. Thus, the ion-exchange membrane process is more energy efficient, improves product quality, and is more environmentally friendly. The early conversion of the mercury and diaphragm methods to the ion-exchange membrane method is expected to save energy and reduce GHG emissions.

Table 3 Characteristics of the salt electrolysis method

Created by AGC

Unit	mercury vapor process	diaphragm process	Ion-exchange membrane method
Electricity intensity kWh/t-NaOH	3,300	2,750	2,100
Caustic soda quality	symbol used as a placeholder (either because a number of other words could be used in that position or because of censorship)	×x-mark (used to indicate an incorrect answer in a test, etc.) Unreacted NaCl	symbol used as a placeholder (either because a number of other words could be used in that position or because of censorship)

A schematic of each production facility the electrolysis tank (electrolyser), is shown below.

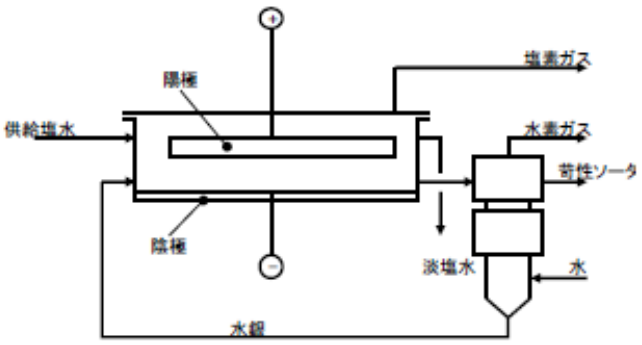


Fig. 4 Mercury method process diagram

Created by AGC

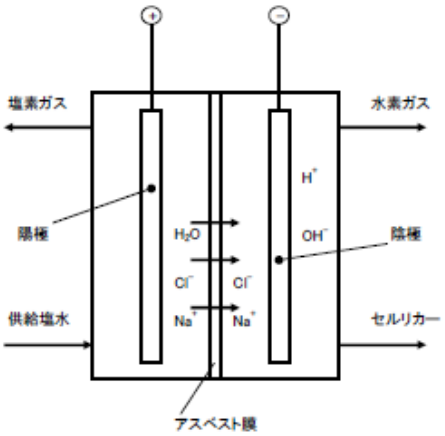


Fig. 5 Diaphragm method process diagram

Created by AGC

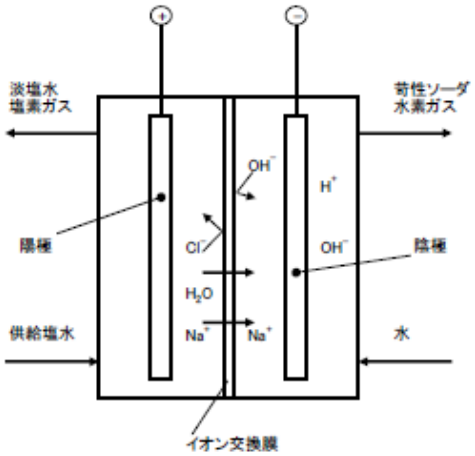


Fig. 6 Ion-exchange membrane process diagram

Created by AGC

b. Specific targets of the proposed methodology

As mentioned above, the electricity intensity required to produce 1 t of caustic soda is in the following order: mercury > diaphragm > ion-exchange membrane methods. Therefore, when producing the same amount of caustic soda, the conversion from (1) the mercury to the ion-exchange membrane method is more effective than the conversion from (2) the diaphragm to the ion-exchange membrane method because the energy reduction effect, thereby the GHG reduction effect, is more significant. However, for the following reasons, the current project focuses on converting the conversion from (2) the diaphragm method into the ion-exchange membrane method.

Reason for not implementing (1): The Mercury Act is expected to cease being legally enforceable when the Minamata Convention comes into force in 2025 and is considered inappropriate for use as a reference for comparison in production operations after 2025.

Therefore, converting the diaphragm to the ion-exchange membrane method was the target of this project.

c. Draft Methodology Policy

Way of thinking:

Among the salt-based caustic soda and chlorine production plants in Brazil (salt electrolysis method), three sites use the diaphragm method (Brazilian Chlorine Industry Association Abiclor Annual Report (2022)). Converting these to ion-exchange membrane processes would reduce the amount of energy used and, consequently, the amount of CO_2 emitted. If all the diaphragm processes in Brazil could be converted to ion-exchange membrane processes, the energy savings would be approximately 700,000 MWh/year, and the CO_2 reduction would be approximately 200,000 t/year, assuming that the electricity intensity in Brazil is 0.290 t-CO_2/MWh.

Table 4 Estimated greenhouse gas reductions in the conversion from diaphragm to ion-exchange membrane method in Brazil

Created by AGC

	unit		source
Diaphragm method production capacity	[thousand t/y]	1,079 (a)	IHS_market Analysis
Amaount of energy savings	[thousand MWh/y]	701 (b) =(a)*(2.75-2.1)	
Grid emission factor in Brazil	[t-CO2/MWh]	0.290 (c)	IGES(*)
GHG reduction amount	[t-CO2/y]	203,392 (d) =(b)*(c)	

(*) Institute for Global Environmental Strategies

d. Overview

GHG emission reduction measures:

Converting from the 'diaphragm method' to the 'ion-exchange membrane method', which consumes less energy per unit of production in the industrial production of caustic soda and chlorine.

Calculation of reference emissions:

Reference emissions are calculated in the 'diaphragm method' based on the electricity and energy consumed to produce a given production volume.

Calculation of project emissions:
Project emissions are calculated based on the electricity and energy consumed during the 'ion-exchange membrane method'.

The formula for calculating emission reductions is as follows.

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

Where,
ERy = GHG emissions reduction per year 'y' (t-CO_2/y),
Rey = reference GHG emissions per year 'y' (t-CO_2/y),
PEy = project GHG emissions per year 'y' (t-CO_2/y).

Eligibility requirement:
The methodology applies to projects that meet all the following eligibility requirements.

Table 5 Eligibility requirements
Created by AGC

requirement number	Contents	addition
Criterion 1	Concerning the caustic soda and chlorine production process by the salt electrolysis method, the technology shall achieve energy savings by converting from the plant which is operated by the "diaphragm method" for the electrolyzer, to the plant by "ion-exchange membrane method".	Conversions from the "Mercury Method" were excluded.
Criterion 2	The absence of legislation in the host country regulating the "diaphragm method" in caustic soda production.	If the purpose of the introduction is not due to legal restrictions, this condition ensures additionality.

Sources of emissions and types of GHGs:
The only GHG type is CO_2, hereafter referred to as CO_2 emissions (Table 6).

Table 6 Emission sources and GHG types

Created by AGC

Reference emissions		Project emissions	
Source of emissions	GHG type	Source of emissions	GHG type
Electricity consumption by the electrolysis production process (diaphragm method)	CO2	Electricity consumption by the electrolysis production process (ion-exchange membrane method)	CO2
Energy consumption by electrolysis production process (diaphragm method)	CO2	Energy consumption by the electrolysis production process (ion-exchange membrane method)	CO2

4.4.2. Proposed method for calculating reference emissions

a. Setting reference emissions (BAUs)

Reference emissions were calculated based on the electricity and energy consumed in producing caustic soda and chlorine using the 'diaphragm method' to produce a specific production volume for a given period. The BAU scenario assumes manufacturers using the diaphragm method are not implementing the ion-exchange membrane method. This is justified because no laws or regulations currently prevent the continuation of production activities using the diaphragm method.

In this methodology, the electricity and energy consumption of the diaphragm method used for the reference emissions is lower than the consumption required for a typical diaphragm method. Specifically, the larger (i) the CO_2 emissions from the power and energy consumption per unit of production of the diaphragm method reported publicly; and (ii) the CO2 emissions from the power and energy consumption per unit of production of the diaphragm method in the actual operation of the subject plant are considered the BAU emissions and the smaller of these as the reference emissions. Therefore, the methodology results in a net emission reduction because the reference emissions are set lower than the BAU emissions.

b. Proposed method for calculating reference emissions

The following equation shows how the reference emissions are calculated.

$$RE_y = RE_{y,1} + RE_{y,2}$$

$$RE_y = \Sigma\left(REC_y * EF_{e,y}\right) + \Sigma\left(RFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}\right)$$

Where,

REy = reference CO_2 emissions per year 'y' (t-CO_2/y),

REy,1 = reference CO_2 emissions from electricity consumption in the electrolysis production process (diaphragm method) per year 'y' (t-CO_2 /y),

REy,2 = reference CO_2 emissions from energy consumption other than electricity in electrolysis production (diaphragm method) per year 'y' (t-CO_2/y),

RECy = reference electricity consumption of target equipment per year 'y' (MWh/y),

Efe,y = electricity emissions factor per year 'y' (t-CO_2/MWh),

RFCi,y = energy consumption by reference fossil fuel i in target equipment per year 'y' (kL, t, thousand Nm^3/y),

EF(CO_2)f,i,y = CO2 emission factor of fossil fuel i per year 'y' (t-CO_2/GJ).

＜Reference electricity consumption (RECy) using the target equipment per <'y' years>>

As an example of a target device, the calculation for an electrolyser using the diaphragm method, which is considered to have the highest electricity consumption is shown below.

(i) If the electricity consumption per unit of production of the diaphragm method reported is adopted, the values stated should be used as a reference.

(ii) The RECy of the diaphragm method electrolyser in the actual target plant using the RECs is calculated as follows.

$$REC = \frac{\sum_{k=1}^{n}(REC_k)}{n}$$

Where,

REC = average electricity consumption of diaphragmatic electrolysers over the last n years (MWh/y),

RECk = electricity consumption in diaphragm electrolyser in year n (MWh/y),

n = years,

represents the number of years for which data are available. Data from at least the last 3 years (n ≥3) were used in the calculations.

The RECy of the diaphragm electrolyser in year n was calculated as follows:

$$REC_n = RSEC_n * QP_n$$

Where,

RECn = reference electricity consumption in diaphragm electrolyser in year n (MWh/y),

RSECn = reference electricity intensity in diaphragm method electrolysers in year n (MWh/t),

QPn = annual production of caustic soda in year n (t/y).

＜CO_2 emissions from the RECy of the target equipment per <year>>

The average electricity consumption in the diaphragm electrolyser for 'n' years was calculated as presented below.

$$RE_{y,1} = REC_y * EF_{e,y}$$

Where,

REy,1 = CO_2 emissions from a diaphragmatic electrolyser per year 'y' (t-CO_2/y),

RECy = diaphragmatic electrolyser's electricity consumption per year 'y' (MWh/y),

EFe,y = electricity emissions factor per year 'y' (t-CO_2/MWh).

＜Energy consumption by the reference fossil fuel i in the target equipment per year 'y' >

This section describes the calculation of energy consumption (RFCi,y) using reference fossil fuel i in the target equipment per year 'y'. As an example of the target equipment, the calculation of CO_2 emissions owing to steam consumption of a caustic soda concentration plant using the diaphragm method is shown below. Because of the characteristics of the diaphragm process, the product, caustic soda, obtained from the electrolyser outlet was an aqueous solution of approximately 10 wt%, which is a lower concentration than the approximately 50 and 34 wt% the mercury and ion-exchange membrane processes produced. Therefore, a concentration of 48 wt%, which is the standard product form, requires more energy than the mercury and ion-exchange membrane methods.

(i) When adopting the energy consumption, reported publicly, associated with steam consumption for a caustic soda concentration plant using the diaphragm method, the values stated should be used as a reference.

(ii) The energy consumption associated with steam consumption for the concentration of caustic soda in the actual plant of interest using the diaphragm method was calculated as follows:

$$RFC_i = \frac{\sum_{k=1}^{n}(RFC_{i,k})}{n}$$

Where,

RFCi = fossil fuel i energy consumption for steam consumption using the diaphragm process in a caustic soda concentration plant per 'n' years (GJ/y),

RECi,k = energy consumption of fossil fuel I for steam consumption using the diaphragm method in a caustic soda concentration plant per 'n' years (GJ/y),

n = years,

represents the number of years for which data are available. Data from at least the last 3 years (n ≥3) were used in the calculations.

The energy consumption of the reference fossil fuel i (RFCi,n) for the steam consumed using the diaphragm process in a caustic soda concentration plant in 'n' years is expressed as follows:

$$RFC_{i,n} = RFU_{i,n} * NCV_{i,n} * QP_n$$

Where,

RFCi,n = energy consumption of reference fossil fuel i for steam consumption using the diaphragm process in a caustic soda concentration plant in year 'n' (GJ/y),

RFUi,n = unit of reference fossil fuel i for steam consumption in the diaphragm process caustic soda concentration plant in year 'n' (kL, t, thousand Nm3/t),

NCVi,n = net calorific value of reference fossil fuel i in year 'n' (GJ/kl, t, thousands of Nm^3),

QPn = annual production of caustic soda in year 'n' (t/y).

<CO_2 emissions from the reference fossil fuel i using the target equipment per <'y' years>>

The energy consumption of fossil fuel i for steam consumption using the diaphragm process for a caustic soda concentration plant is calculated as presented below.

$$RE_{y,2} = RFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}$$

Where,

REy,2 = CO_2 emissions of a caustic soda concentration plant using the diaphragm method per year 'y' (t-CO_2/y),

RFCi,y = energy consumption of fossil fuel i in a caustic soda concentration plant using the diaphragm method per year 'y' (GJ/y),

EF(CO_2)f,i,y = CO_2 emission factor for fossil fuel i per year 'y' (t-CO_2/GJ).

4.4.3. Proposed method for calculating project emissions

Project emissions are expressed by the following equation.

$$PE_y = PE_{y,1} + PE_{y,2}$$

$$PE_y = \Sigma\left(PEC_y * EF_{e,y}\right) + \Sigma\left(PFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}\right)$$

Where,

PEy = project CO_2 emissions per year 'y' (t-CO_2/y),

PEy,1 = project CO_2 emissions from electricity consumption in the electrolysis production process (ion-exchange membrane method) per year 'y' (t-CO_2/y),

PEy,2 = project CO_2 emissions from energy consumption other than electricity in the electrolysis production process (ion-exchange membrane) per year 'y' (t-CO_2/y),

PECy = project electricity consumption of target equipment in year 'y' (MWh/y),

Efe,y = electricity emissions factor per year 'y' (t-CO_2/MWh),

PFCi,y: energy consumption by project fossil fuel i in target equipment per year 'y' (kL, t, thousand Nm^3/y),

EF(CO2)f,i,y: CO_2 emissions factor for fossil fuel i per year 'y' (t-CO_2 /GJ).

<Project electricity consumption (PECy) using eligible equipment in year 'y'>

The PECy calculation for the target equipment in year 'y'. As an example of the target equipment, the calculation for the ion-exchange membrane electrolyser, in the actual target plant, which is considered to have the highest electricity consumption is as follows.

$$PEC_y = PSEC_y * QP_y$$

Where,

PECy = projected electricity consumption in ion-exchange membrane electrolysers per year 'y' (MWh/y),

PSECy = project electricity intensity in ion-exchange membrane electrolysers per year 'y' (MWh/t),

QPy = annual production of caustic soda per year 'y' (t/y).

<CO_2 emissions from PECy in eligible equipment per <'y' years>>

The average electricity consumption in ion-exchange membrane electrolysers in 'n' years, is multiplied by the electricity emission factor for year 'y', to calculate the CO_2 emissions in the ion-exchange membrane electrolysers in year 'y'.

$$PE_{y,1} = PEC_y * EF_{e,y}$$

Where,

PEy,1 = CO_2 emissions from ion-exchange membrane electrolysers in year 'y' (t-CO_2/y),

PECy = electricity consumption of ion-exchange membrane electrolysers in year 'y' (MWh/y),

EFe,y = electricity emissions factor for year 'y' (t-CO_2/MWh).

＜Energy consumption by the project fossil fuel i using the target equipment in <'y' years>>

The energy consumption of project fossil fuel i using the target equipment in year 'y' is calculated. As an example of the target equipment, the calculation of CO_2 emissions due to steam consumption for a caustic soda concentration plant in the ion-exchange membrane process is shown. The energy consumption of the ion-exchange membrane electrolyser in the target plant with fossil fuel i is calculated as follows.

$$PFC_{i,y} = PFU_{i,y} * NCV_{i,y} * QP_y$$

Where,

PFCi,y = energy consumption of project fossil fuel i associated with steam consumption for a caustic soda concentration plant using the ion-exchange membrane in year 'y' (GJ/y),

RFUi,y = unit consumption of project fossil fuel I for steam consumption in a caustic soda concentration plant using an ion-exchange membrane in year 'y' (kL, t, thousand Nm^3/t),

NCVi,y = net calorific value of project fossil fuel i in year 'y' (GJ/kL, t, thousand Nm^3),

QPy = annual production of caustic soda in year 'y' (t/y).

＜CO_2 emissions from project fossil fuels i using eligible equipment in <'y' years>>

The energy consumption of fossil fuel i for steam consumption in the ion-exchange membrane process for a caustic soda concentration plant was calculated as shown below.

$$PE_{y,2} = PFC_{i,y} * EF_{(CO_2)f,i,y}$$

Where,

PEy,2 = CO_2 emissions at an ion-exchange membrane process for a caustic soda concentration plant in year 'y' (t-CO_2/y),

RFCi,y = energy consumption of fossil fuel i in an ion-exchange membrane method for a caustic soda concentration plant in year 'y' (GJ/y),

EF(CO_2)f, i,y = CO_2 emission factor for fossil fuel i in year 'y' (t-CO_2/GJ).

4.4.4. Proposed monitoring method

a. Items to be monitored

Items to be monitored include the methods listed in Table 7.

Table 7 Items to be monitored

Created by AGC

Parameter	Unit	Description of data	Examples of sources of information
(General value)			
EFe,y	t-CO2/MWh	Electricity emission factor for year "y"	IGES (Institute for Global Environmental Strategies)
NCVi,y	GJ/kl, t, thousand Nm3	Net calorific value of fossil fuel "i" in year "y" (diesel, kerosene, natural gas, etc.)	IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)
EF(CO2)f,i,y	t-CO2/GJ	CO2 emission factor for fossil fuel "i" in year "y"	IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)
(Values specific to the electrolyser manufacturer of the project subject)			
QPy	t/y	Annual production of caustic soda in year "y"	Electrolysis manufacturer of the project target
RSECy	MWh/t	Reference electricity power consumption at the installation in question in year "y"	Electrolysis manufacturer of the project target
RFUi,y	kl, t, thousand Nm3/t	Unit consumption of reference fossil fuel "i" at the installation in question in year "y"	Electrolysis manufacturer of the project target
PSECy	MWh/t	Project electricity power consumption at the target installation in year "y"	Electrolysis manufacturer of the project target
PFUi,y	kl, t, thousand Nm3/t	Specific consumption of project fossil fuel "i" at the target installation in year "y"	Electrolysis manufacturer of the project target

(i) Electricity emissions factor for year 'y'.

Adjusted emission factors provided by the electricity company are used by the electrolyser's manufacturer. Should this be difficult to obtain, the values are issued by third-party organisations. Examples include the Institute for Global Environmental Strategies list of grid emission factors and the International Energy Agency's World Energy Outlook.

(ii) Net calorific value of fossil fuel i in year 'y' (diesel, kerosene, and natural gas).

Emission factors are provided by the fuel suppliers contracted by the electrolyser's manufacturer. If this is difficult to obtain, values issued by third-party organisations are used. Examples include the Fifth Assessment Report by the Intergovernmental Panel on Climate Change and the Standard Calorific Value and Carbon Emission Factors by Energy Source by the Agency for Natural Resources and Energy, Ministry of Economy, Trade, and Industry, Japan.

(iii) CO_2 emissions factor for fossil fuel i in year 'y'.

Same as (ii).

(iv) Annual production of caustic soda in year 'y'.

Information was collected from the production records of the electrolyser's manufacturer, which is sponsored by the project.

(v) Reference/project electricity intensity at target installation in year 'y'.

Information was collected based on either an invoice from the power company of the project's electrolyser's manufacturer or the operating records of direct metering by electricity usage meters.
(vi) Specific reference/project fossil fuel i consumption at target installation in year 'y'.
Information was collected based on either invoices from the purchased fuel companies of the project electrolyser manufacturers or operating records of direct metering using fuel usage meters.

b. Proposed monitoring system
In implementing the project, a checklist covering monitoring items, including the above, will be prepared, and a system will be established to identify the department and individual in charge of monitoring. AGC Brazil's personnel communicate closely with local manufacturers and have established an operational system that enables data to be obtained through regular meetings.

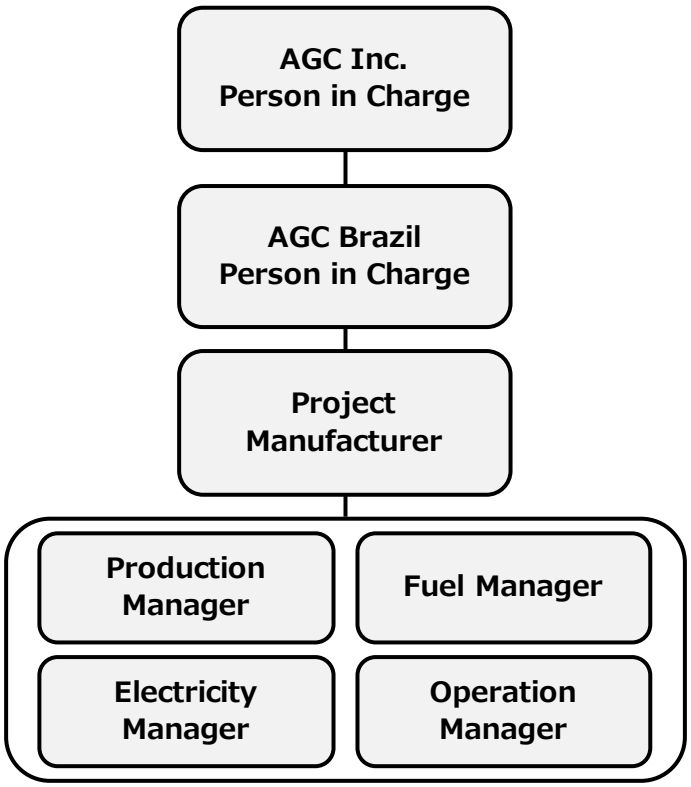


Fig. 7 Proposed project monitoring structure
Created by AGC

4.4.5. Study of GHG emission reductions in projects covered by the JCMFS
This study focuses on the U company C plant in Brazil, where the company plans to convert the diaphragm process to an ion-effect membrane process. The C plant is the only plant in the world that uses mercury, diaphragms, and ion-exchange membrane processes, with a total production capacity of approximately 400,000 t/y. However, owing to the recent mercury law regulations, the mercury process had to be

converted, the diaphragm process was also converted to the more efficient ion-exchange membrane process. The plant has a total production capacity of approximately 400,000 t/y.
The diaphragm method was used at U company. This capacity is 162,000 t/y, and CO_2 reductions are determined when converted to the ion-exchange membrane method. Thus, the above calculations indicate a potential reduction of approximately 11,300 t of CO_2 per year.

4.4.6. Potential contribution to GHG emission reduction through the dissemination of projects covered by the JCMFS

In addition to the Brazilian region, several electrolysis producers in Latin America use the diaphragm method. Their production capacities calculated using the data and grid emission factors for each country, while assuming that the fossil fuel energy consumption is the same in each country, the GHG emission reductions expected from converting the diaphragm method to the ion-exchange membrane method is calculated as follows.

Table 8 Projected GHG emission reductions from the conversion from diaphragm to ion-exchange membrane processes in the Latin American region

Created by AGC

	Grid emission factor EFe,y [t-CO2/MWh]	Caustic capacity QPy [NaOH(dry) t/y]	Reference emissions REy [t-CO2/y]	Project emissions PEy [t-CO2/y]	Emission reductions ERy(REy-Pey) [t-CO2/y]
Brazil	0.290	1,079,000	791,925	716,345	75,580
Argentina	0.505	32,000	40,342	36,794	3,549
Colombia	0.336	44,000	37,252	33,786	3,467
Mexico	0.529	324,000	427,516	390,108	37,408
Total diaphragm method		1,479,000	1,297,035	1,177,033	120,003

If all diaphragm electrolysers operating in Latin American converted to the ion-exchange membrane process, their caustic soda production capacity would be approximately 1.48 million t/y, with a CO_2 reduction of approximately 120,000 t/y.

5. Coordination with partner governments and other relevant parties for commercialisation

5.1 Interviews with government officials

Meetings with government officials were held with the Brazilian Ministry of Environment (Brasilia), the Embassy of Japan in Brazil (Brasilia), the JETRO São Paulo Office (São Paulo), and the JICA Brazil Office Brasilia Sub-Branch (Brasilia).

The Brazilian Ministry of Environment made no specific comments on the progress of the JCM between Japan and Brazil but mentioned expectations for future environmental cooperation between the two countries. Initially, on 13 July 2022, the Japanese Ministry of Environment and the Brazilian Ministry of Environment signed a Declaration of Enhanced Environmental Cooperation, which stated that 'bilateral climate change mitigation projects that generate credits for the reduction and removal of greenhouse gas emissions, including the establishment of a possible JCM, and forest conservation in Brazil. It encourages exchanges between the business sectors of the two countries for investment in mitigation projects'.

At the Embassy of Japan in Brazil, it was reported that hydroelectric power generation is the primary source of electricity in Brazil, and in some places, 90% of the electricity is renewable energy; hydroelectric power and PV are also used for aluminium smelting and sold as green aluminium. In addition, it was commented that the Brazilian ETS will be initiated soon, and that the JCM needs to align with the scheme (to prevent double counting).

At the JETRO Sao Paulo office, the current socioeconomic situation in Brazil was investigated, our findings indicate that the population growth is expected to continue until 2038, financial resources are being invested in measures against the new coronavirus, and interest rates and prices are on an upward trend. In addition, the participants commented that concerning JCM, the high proportion of renewable energy in the electricity supply and low electricity costs were a concern.

At the JICA Brazil office in the Brasilia sub-branch, participants were also introduced to JICA's agricultural assistance in Brazil.

Concerning finance, adding toto the yen loans, JICA's Overseas Investment and Loan scheme was introduced.

5.2. Interviews with Brazilian caustic soda and chlorine manufacturers

Meetings with Brazilian caustic soda and chlorine producers were held at Abiclor (Brazilian Soda Industry Association, São Paulo), B company (São Paulo), C company (online), K company (Rio de Janeiro), and U company (São Paulo Suburbs).

Abiclor confirmed that three plants currently operate in Brazil under the Mercury Law and that there is no executive order to extend the 2025 repeal period. It was also confirmed that the MDIC would be an appropriate counterpart for Brazil assuming the implementation of NEDO's JCM demonstration, that there are connections with the MDIC, and that the MDIC will be introduced once a bilateral signature is signed.

B company stated that concrete plans to convert the diaphragm to the ion-exchange membrane method have not yet been finalised. However, they were interested in the JCM system and could provide operational data for GHG reduction calculations if they decided to apply it. Currently, the plant is operated entirely using the diaphragm method (capacity of 460 kt/y as caustic soda) and has no experience with the ion-exchange membrane operation.

Interviews were conducted online for C company. Currently, production is performed using the ion-exchange membrane method; however, we are interested in the JCM system. In this case, the ion-exchange

membrane method will be converted to the JCM. Currently, there is a project planning to use ion-exchange membranes, but it has not yet been signed bilaterally by Brazil and Japan as they ordered electrical tanks in 2023, and it has been deemed difficult to convert the project to JCM.
Plans are underway at K company to convert the mercury and diaphragm methods, and the conversion is scheduled to be implemented by December 2025. Financing is also underway, with several bank loans confirmed in Brazil. However, there is room for additional funding from the company.
U company plans to shut down the mercury process in 2025 and start an ion-exchange membrane process plant of the same size (same production capacity). The company has shown great interest in the JCM scheme, and we explained the reasons for the need to provide operational data to calculate CO_2 reduction.
Based on the results of the above interviews, U company diaphragm method is considered the most suitable method for JCM commercialisation.

5.3. Interviews with Brazilian financial institutions

The Brazilian Development Bank (BNDES; Rio de Janeiro), MUFG Bank Brazil (São Paulo), Mizuho Bank Brazil (São Paulo), and Sumitomo Mitsui Banking Corporation Brazil (São Paulo) held meetings with Brazilian financial institutions.
Without a formal bilateral JCM announcement, it was too early to interview banks regarding the terms and conditions of ion-exchange membrane financing. However, all banks had some business with Brazilian companies, particularly chemical companies. This should not obstruct meeting future financing needs during the entry stage.
Introducing the ion-exchange membrane method is expected to require tens of billions of yen in funding. As Brazilian chemical companies proceed with specific projects, they will have the opportunity to start discussions with Japanese megabanks, and it is hoped that JCM's financial support will enable them to offer more competitive terms compared to local banks.
The BNDES, Brazilian government and the Brazilian Ministry of Environment are fully aware of the ban on mercury use after 2025 and that the BNDES will, therefore, steadily provide what support it can. Specifically, a special funding facility between the BNDES and JBIC will probably be used in addition.
Regarding JBIC, the possibility of using export financing within a high-quality infrastructural environmental growth facility can be considered.

6. Challenges and actions for future commercialisation.

6.1. NEDO JCM demonstration

At the time of writing this report, Japan and Brazil had not yet signed on to the Joint Crediting Mechanism, and as of November 2023, 28 countries had signed on to the scheme. In addition, in June 2022, a new policy was decided to ‘accelerate consultations with relevant countries to increase the number of partner countries to around 30 by 2025 to expand the bilateral crediting system (JCM)’ (Grand Design of New

Capitalism and Implementation Plan and Follow-up (Cabinet Decision of 7 June 2022)). Therefore, a new policy was established.
To utilise the NEDO JCM pre-demonstration study, Japan and Brazil must sign a Joint Crediting Mechanism, and we hope that this will be completed as soon as possible. We would like to take advantage of these opportunities to publicise this project.

6.2. Private-sector JCM

Another commercialisation option is the private sector JCM. One possible use of private-sector JCM is to use it for emission reductions at the company itself. Although the company is required to substantially reduce its own emissions, there is a possibility of using private-sector JCM as an option when it is difficult to achieve such reductions. If the private-sector JCM is effective as an emission reduction measure for the company, it is possible to prepare financing for the project for the purpose of obtaining credits. Private-sector JCM is considered relatively flexible, as it is private-sector-based, but there are two main challenges when using private-sector JCM. The challenges and responses are as follows.

6.2.1. Reliability of CO2 reductions

The reliability of CO_2 reduction is considered important for private-sector JCMs, including the prevention of double counting. Although the actual structure of the project is likely to be privately sector-led, the CO_2 that the project will reduce will require the development of MRV methodologies and rigorous monitoring, similar to the current JCM credits. Therefore, a certain level of government involvement in developing and monitoring MRV methodologies is necessary rather than leaving it solely to the private sector.

6.2.2. Securing a credit market for private JCM

The GX League, which is currently under consideration, is also expected to utilise J credits and the JCM, as described below. Private-sector JCM are also expected to be utilised, ensuring the reliability described above; their inclusion in these markets will secure them.

6.3. Dissemination after NEDO JCM demonstration (funding plan)

Financial considerations are important for dissemination after the NEDO JCM demonstration. During the visit, the BNDES was very optimistic about the financial aspects. The following scheme was planned to be proposed to Japanese banks as a possible funding scheme for funding needs, excluding those supported by the JCM but will be proposed after the JCM is concluded.

Overview,
(i) JBIC uses export financing for Japanese companies.
(ii) Use of funds provided by JBIC through the BNDES.

In particular, there have been previous cases between the JBIC and BNDES in which long-term funds denominated in the local real currency were provided via the BNDES to Japanese companies involved in infrastructure projects (2011).
(iii) Japanese megabanks place highest priority on establishing a track record of lending to local companies as this will lead to more opportunities for lending to them, and do not prioritise the amount of lending.. This will be the case.
In all of the above, BNDES should organise the syndicate in terms of risk management.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: JCM feasibility study on converting production process of caustic soda and chlorine in Federative Republic of Brazil

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: AGC Ltd.

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.3. 兼松株式会社

事業名：（インドネシア） AI を活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスの
プログラム型 JCM 事業実現可能性調査

実施者: 兼松株式会社
共同実施者: 株式会社カブク

1. JCM FS 調査の目的

本 FS 調査の対象となるプロジェクトは、インドネシアにおいて、収穫プラクティスの改善によってパーム油収率向上を行うことで、それを用いて生産されるバイオディーゼル燃料(BDF)増産（その分の通常のディーゼル燃料消費の代替）効果を、JCM としてクレジット化を目指すものである。
FS 調査のポイントは、

- 事業に関わるパーム油生産の持続可能性の確保をどのように保証するか、
- 収率向上に繋がる果房(FFB; Fresh Fruit Bunch)の収穫プラクティスとして、現地の実情を踏まえるとどのようなものが望ましいか、
- それによる収率向上効果を JCM 方法論としてどう表現するか、
- 横展開のための事業のプログラム化のありかた検討

などである。

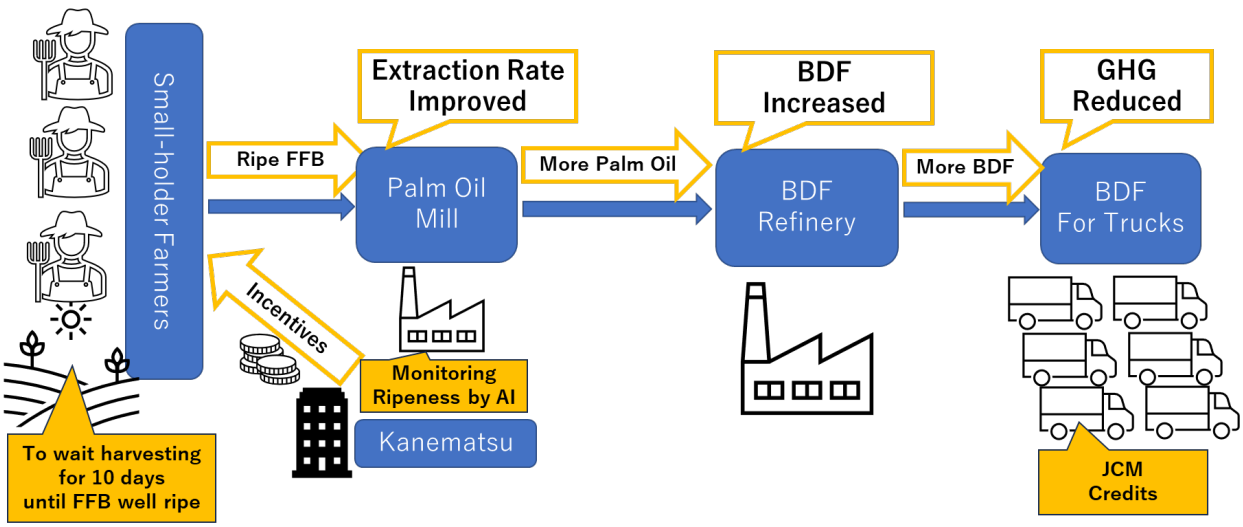


図 1 JCM プロジェクトのフロー概要

2. JCM FS 調査の実施体制

表 1 JCM FS 調査の実施体制

企業名	役割
兼松㈱	JCM 事業化に向けたビジネスモデルの策定
㈱カブク	FFB の色相値を判断する AI 技術の実装化検討
(有)クライメート・エキスパーツ	JCM 方法論の策定。プロジェクト形成サポート
ESRI ジャパン㈱	デジタル地図を活用した FFB のトレーサビリティの実装化検討
パーム油会社 A 社	最大手パーム油企業 調査サイトの提供と農協チームとの協議の場を設定 JCM 事業化に向けた協議
ゴーベル DKM 社	FS 調査活動に関するロジ手配 FFB 収穫サービスの事業化について検討
Daemeter 社	パーム農業に強みのある環境コンサルタント会社 法制度等のパーム関連情報収集、パーム農園のドローン画像撮影、JCM 方法論とビジネスモデルの協議

3. JCM FS 調査の概要

	調査の目的	背景と調査結果概要
1 -a	JCM に参加する小規模農家の位置を地図上で示し、搾油工場に持ち込む FFB は森林伐採をしていない農園で収穫したことを証明する	《**背景**》農園を拡張する目的で、農家が天然林を伐採していないか、環境 NGO は厳しい目を光らせている。そのため、まず JCM 事業に参加する小規模農家の農園の位置と天然林との関係性を地図上で正確に把握する。この地図情報は、当該農園で収穫された FFB が搾油工場に搬入され、搾油されたパーム油が BDF 精製工場に原料として納入される一連のトレーサビリティを示す出発点となる。 コロナ禍以降、インドネシアではパーム農家が不足し農園全体の生産性は低下している。それでも、一部のパーム企業は森林伐採を行い新たな農園開発を行うことで、生産量を増やそうとしている。 当 FS 調査は、現状あるアブラヤシ農園の範囲内だけで FFB を収穫し、単位面積あたりのパーム油の搾油効率を向上させる手法を検討した。調査開始当初は、

		衛星画像などを用いた森林伐採由来でない事実の検証法も想定していた。 【調査結果概要】森林伐採をしていない事実の確認については、パーム油のトレーサビリティーに関して世界的に認知度の高い民間の RSPO 認証制度を取得せずとも、インドネシア独自の ISPO 認証を取得すれば、森林伐採を行っていない事実が既に要件として確認されている事が分かった。したがって、JCM 事業に参加するにあたっての適格性要件を、ISPO（もしくは RSPO）認証取得済みの農園である事とし、それ以上の森林伐採関連の調査は不要とした。
1-b	アブラヤシ農園から、パーム搾油工場経由、BDF 精製工場までのサプライチェーン上での、製造した BDF のトレーサビリティを地図上に示す	《**背景**》パーム油企業の顧客企業（食品会社、化粧品会社、また石油会社など）が求めるサステナブルなパーム油とは、森林伐採をしていない農園で収穫された FFB から搾油されたパーム油である。顧客企業は、このサプライチェーンについて確かにそのような農園からのパーム油を用いて製造されたという BDF としてのトレーサビリティの証明を要求する。 【調査結果概要】当 FS 調査では、BDF の精製工場から遡って、パーム油の搾油工場を経由し、FFB を収穫したアブラヤシ農園までトレースする手法を地図デジタル情報を活用して検討した。この地図は、FFB を収穫した農園から搾油工場までの FFB 受け渡し伝票をエビデンスとして作成し、ISPO（あるいは RSPO）認証とセットでサステナブルなパーム油である事を確認する地図である。
2-a	計画する JCM 事業では、FFB 収穫のプラクティスを変更し、搾油工場でパーム油の収率向上を目指す	《**背景**》粗パーム油の収率は、収穫された果房上の果実がどの程度熟した状態となっているかという収穫時期に大きく依存する。 【調査結果概要】アブラヤシ農家は、果房収穫・運搬の負荷を考え、完全に熟す前に果房を収穫して搾油工場に持ち込む傾向にあることが判明した。その背景には、搾油工場側としても、熟しすぎによる酸化等にともなうパーム油の品質劣化への懸念や適切なインセンティブ設定が難しい点もある。

		一方で、パーム油会社 A 社からの情報により、酸化などの粗パーム油の品質劣化は、食用や化粧品用に用いる場合には大きな問題であるが、BDF 製造の場合には問題とならないことが判明した。すなわち、収穫時期をセンシティブに実施する必要はなく、通常のプラクティスに比べ FFB 収穫のタイミングをアバウトに 7～10 日程度遅らせ、十分に成熟した FFB だけを収穫し搾油工場に持ち込むことで、パーム油の収率を高く保つことが可能であることが分かった。その点で、収穫タイミングの最適化を厳密に設定し実施する必要はなくなった。 そして、収穫時期を遅らせることによって増える落下果実（よく熟している）を、地面の茂みに散乱する前にキャッチするネットなども考案した。 加えて、収穫した FFB がどの程度収率向上に効いたか？という定量評価のモニタリング手法は、排出量削減定量化という点でも、パーム油会社 A 社としてプロジェクト効果を推計する意味でも重要である。そのための簡便かつ信頼性の高い手法として、搾油工場に FFB を搬入して荷下ろしした際に撮影した画像から、カブク社の AI 技術で FFB のパーム油収率を信頼性の高い方法で色相値を用いて数値化する手法を用いることとした。このため、事前に搾油工場のラボで新旧の両プラクティスで収穫した FFB の搾油量を実測し、色相値と収率との相関を確認することになる。これらの手法が、現地での利用可能性なども考えてベストであると判断した。 「リファレンスシナリオ設定」という意味では,「現状」がそうであり、そのためには十分な収率に関するデータが各工場で蓄積されていることが確認できた（方法論上，搾油工場によって異なる）。AI 技術は、リファレンス側ではなく、プロジェクト実施によって向上した収率のプロキシとして（すなわちプロジェクト排出量側の定量化のために）用いられる点が、本方法論のユニークな点となっている。

		 図 2: FFB 収穫の様子と地上に落ちたルースフルーツ  図 3: FFB 輸送、搾油工場集荷場、搾油工場ラボ
2-b	収穫のプラクティスを変更するには農家に相応のインセンティブを付与する必要あり	《**背景**》保守的なパーム農家が収穫プラクティスの変更に積極的にチャレンジできるよう、相応のインセンティブを付与する必要がある。 調査期間中には、収穫され運搬されてきた FFB の色相から、個別ロットごとに収率向上度合いを測定し、それをインセンティブに反映させる透明性の高い方法も考案したが、買取価格フォーミュラに新しいクライテリアを導入するためには、地方政府の承認が必要で時間を要することから、そこまでは行わないことにした。 【調査結果概要】収率向上による追加増益分や JCM クレジットの販売収益を原資とする等で新たな FFB 買取価格フォーミュラを検討、あるいは、パーム油会社 A 社のアイデアでは、有機肥料を農家に無償配布する等が考えられる。パーム油会社 A 社はインセンティブを設けること自体は賛成している。パーム農家の間で JCM 参加のメリットが噂として広まれば、急速にプログラム参加者が増えていく可能性があるというのがパーム油会社 A 社の見立てである。
3	JCM 方法論案の策定	《**背景**》インドネシアでエネルギー用 BDF として使用されたパーム油について、搾油工場での収率改善分を JCM クレジットとして認定する方法論を策定する。

		数式として排出削減量を表現することは、とくに難しくなく、 （プロジェクトでカバーされる搾油されたパーム油の量） ×（収率向上率） ×（パーム油のバイオディーゼル用途の比率） ×（パーム油からバイオディーゼルへの転換率） ×（インドネシア国内で消費される比率） ×（石油ディーゼルの CO_2 排出係数） で表される。 課題は、最大の主要パラメタである「収率向上率」を、現地で実現性および実効性が高く、かつ信頼性の高いプラクティスを用いつつ、どのようにモニターするか？という点にある。その意味でも、上記 2-a で述べた点に大きく依存する（まず 2-a の方を決める必要がある）。 また、リファレンスの収率、向上率を前もって決めておく方法などを考案しておき、現地調査（農家や搾油工場の実態）をベースに最適なものを決めることとした。 【調査結果概要】搾油工場はそれぞれラボを持って、過去からのデータを大量に収集していることが判明したため、リファレンスの収率はその過去実績（たとえば過去 1 年間の平均）を用いることとした。 一方でプロジェクトは、精度・信頼性・モニタリング負荷軽減・PDCA サイクル的評価の容易さ などの観点から、果房や果実の色相をロットごとに搾油工場で受入時にモニターし、それを収率のプロキシとすることとした。収率と色相の相関関係は、工場ごとに、事前に多数のサンプルを用いて決定しておき、それを用いて、計算を行う。 搾油工場には、このプロジェクトでカバーされない FFB なども持ち込まれるため、この方法によってプロジェクト対象のみを切り分けることが容易になる。

		ただ、色相値のモニタリングを、写真から誤差を少なく判断できるために AI 技術を応用した画像判断アルゴリズムとそのアプリケーション開発が、今後の残された課題となる。 その他のパラメタは、たとえば BDF 用途分は出庫記録で確認するなど、とくに大きなチャレンジはない。
4-a	プログラム型による JCM 事業の拡大	《**背景**》本プロジェクトの特徴は、初期投資が非常に小さいという以外に、いったん受け容れられることがはっきりすれば、民間 JCM として、横展開が容易であることにある（年間のクレジット生成量もそれに合わせて増えていく）。JCM ではいままでこのようなプログラム化プロジェクト用のルールはなかったが、プログラム化への期待は大きいため、そのようなルール化がなされると仮定して、本プロジェクトにおいてはそれがどのような形態となるかを考えてみた。 【調査結果概要】プログラム化の特徴は、プロジェクトが開始してから、レプリケートした「活動を追加」していくことができることになる（通常のプロジェクトでは、最初にプロジェクトの場所などのスコープを定義してしまう）。できるだけ既存の JCM ルールを改変することなく（日本政府方針）、また現地での実態を踏まえて考えた結果、「搾油工場レベル」を上記の「活動(CPA; component project activity)」と定義することがベストであるという結論に至った。この場合、ある搾油工場傘下の参加農家が増えることは、（CPA の追加ではなく）工場の生産量が増えるという解釈で対応することができる。 インセンティブ設定が魅力的で、収穫などの各種負荷が増えることがなければ、農家にとって、このプログラムに参加するインセンティブは大きくなるため、かなりのスピードで普及する可能性がある。重要なことは、これはパーム油会社 A 社の目的にも、経済性、FFB 供給ソースの確保、農家の支援という点で、合致している点である。

		パーム油企業の既存のマネージメントシステムは、大きな変更をせずに、そのままプログラム型 JCM のマネージメントとモニタリングに利用することができる。 今後残された点は、新しい収穫プラクティスの実証、新規インセンティブ設計とその魅力性などの確認になる。
4-b	ネクストステップへの残された課題	以上から、本 FS 調査においてプロジェクト設計やパーム油会社 A 社とのポジティブな関係性構築を、申請当初よりはるかに具体性を帯びたものとすることができた。 今後の積み残し点の主要なものは、 • 果房や果実の色相の画像判断のアルゴリズム構築とそのアプリ化。およびそれから（現地搾油工場ごとの色相と収率の相関関係式が求まった場合の）収率への変換アプリの開発。 • 現地搾油工場ラボにおける色相値と収率の相関関係式の構築例。 • 現地搾油工場における過去の収率データと平均値の計算。 • BDF 製造工場までのトレーサビリティーを表現する方法。 • 搾油工場におけるこのプロジェクト部分を分離した各種オペレーションの方法。 • 現地農家における新しい収穫プラクティス（収穫時期遅延とフルーツキャッチ手法）の実施と必要な修正。 • 現地農家にとってもっとも魅力的なインセンティブの開発。 • 兼松として JCM クレジットの販売先の確保。 • 最初の「活動」のパイロット実施。 などである。

渡航実績など

	年月日	主要な面談先	協議内容
第 1 回現地調査	2023/10/8～10/15	農協事務所 2 か所（各農協は 500 農家を束ねる）	FFB 収穫方法の確認
		パーム油企業事務所	FFB 調達農家との関係性を確認
第 2 回現地調査	2023/12/1～12/25	Daemeter Consulting 社	パーム油サプライチェーン全体のサステナビリティの課題について
		パーム油企業事務所	JCM 事業化についての意見交換
		ボゴール農科大学パーム油研究所	パーム農業専門家の全般に関する意見聴取
		ゴーベル DKM 社	収穫支援ビジネスの可能性を協議
		インドネシア JCM 委員会事務局	新方法論（案）についての意見交換

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. バイオディーゼル燃料の活用による NDC への貢献に関するインドネシア政府計画

インドネシアのパリ協定国別約束(NDC)に記載しているバイオディーゼル政策は初版 NDC の混合比率目標値は 2020 年に B30（軽油へのバイオ燃料の混合比率 30%)、新しい NDC では、バイオディーゼル燃料製油所の建設を進め、2030 年に B40 を計画している。持続可能なバイオ燃料生産の取り組みが強調され、同時に森林伐採や土地利用変化の抑制が含まれている。まさに、当 FS 調査事業で目指す環境影響を最小限に抑えたパーム油農業のプラクティスが求められている。

4.1.2. インドネシア　パーム油の輸出規制 [1]

2023 年 6 月、EU では森林破壊防止のためのデューディリジェンス義務付けの規則が発効され、2024 年 12 月から適用される（欧州森林破壊防止法、EUDR: European Deforestation Regulation)。同規則は、気候変動対策と生物多様性保護のため、EU 域内で販売するパーム油及び派生製品等について森林破壊によって開発された農地で生産されていないことを確認するデューディリジェンスの実施を企業に義務付けるもの。インドネシアとマレーシアの両政府は、欧州委員会や欧州議会の関係者と協議し、EU が採用するパーム油輸入規制について、両国の持続可能性に対する取り組みを説明、規制緩和への理解を求めている。

[1] 出典： JETRO 2023/6/13 付 ビジネス短信。

4.1.3. インドネシア　パーム果房・フルーツ買取価格規制

搾油工場が農家からパーム果房やフルーツを購入する際には、その買取価格フォーミュラに関して、クライテリア設定を中央政府が行い、州政府がその実施に関して監視を行っているようであるが、とくに公的に共通の価格フォーミュラを政府が用意しているわけではない。

4.2. FFB 収穫プラクティス変更による収率向上活動の事業化および JCM プロジェクト化方法の検討

いかにしてパーム油企業が同社の搾油工場において効率を最大化するか、また、その事業を実現して更に農家が同プログラムを横展開して規模を拡大していくために何をすべきなのかについて、パーム油企業と協議を重ねた。その結果、BDF 用パーム油の搾油効率を高める方法としては、十分に成熟した FFB をパーム企業が農家から適切なプレミアムを乗せて買い取る仕組みを準備する事が検討可能であり、この時には客観的に FFB の成熟度判定を可能にする AI 技術を活用することが有効であろうと、兼松とパーム油企業との間で意見の一致を見た。当 FS 調査で当初想定していた AI を収穫時に使うのではなく、搾油工場に搬入し荷下ろしした時に活用するのがベストであるとの結論となった。なぜなら、農家の収入は工場搬入時のパーム油企業側検品担当者のやや属人的な判断により決定される FFB 買取り価格に依存しているからである。事業化および JCM プロジェクト化のキーサクセスファクターを、関係者から得た情報をもとにし農家の立場とパーム油会社の立場の 2 点に絞り込んだ：

1）農家へのインセンティブ付与とその原資について

当 JCM 事業の実現には、パーム農家に収穫プラクティスの変更をお願いする必要がある。農家の協力を得るためには、一定の魅力があり納得感のあるインセンティブを準備し農家に付与する約束をして、FFB の収穫を新しいプラクティスのもとで実施してもらう。そのインセンティブの原資は JCM クレジットの販売収益や粗パーム油収率増分になる。

2）パーム油会社の社会的な影響への強い関心

パーム油会社は、当 JCM 事業にどのような社会的効果があるのか、現地のコミュニティや環境にどのような影響を与えるのか、更には、一般にコンサーバティブなメンタリティーの現地の人々がはたして新しい技術を受け入れようとするのか等、ビジネス以外の社会的な影響にも強い関心を持っている。長く変わらずに続いてきたパーム農業の収穫プラクティスに、新しい AI 技術を導入して事業面の収益性と環境面のサステナビリティの両面で事業改善に役立てられるかどうか、今後の実証事業のチャレンジに大いに期待をしている。

3）プログラム型による JCM プロジェクトとしての事業拡大

インセンティブ設定が農民にとって魅力的とみなされれば、事業開始後にも大きな横展開が期待できる（通常のプラントタイプなどの JCM プロジェクトと大きく異なる）。

JCM プロジェクトのプログラム化という観点からは、プロジェクト開始後に「追加」する活動 CPA の単位として、搾油工場レベルとすることが、もっとも実際的であることが分かった。個々の搾油工場レベルでも、参加農家が増えることで規模は大きくなるが、それは工場の生産量が増えるという解釈で対

応できる。JCM 固有のモニタリングした情報のデータ管理や各 CPA のマネージメントに関しては、パーム油企業の既存のマネージメントシステムをほぼそのまま用いることで対応が可能となる。

4.3. トレーサビリティーに関して（JCM に参加する農園が森林伐採をしていないことの保証）

JCM プロジェクト化の際に重要な課題は、環境 NGO から最も指摘を受けやすい森林破壊に加担していないかどうかの見極めである。プログラム型で個別のパーム農園あるいは農協が JCM 事業に参画して事業を継続する適格性条件に ISPO や RSPO の認証を取得していることとすることで、この点を確認することができることがわかった。これは、たとえば ISPO 認証を取得するためには第三者機関の監査人が農家を訪問し聞き取りを実施、農場もチェックして衛星画像などを活用して森林伐採がないことを確認しているという認証プロセスの厳格性からそう判断できる。

また、サプライチェーン上でのトレーサビリティーに関しては、BDF 精製工場から遡って、パーム油搾油工場そしてアブラヤシ農園まで逆ルートをたどってトレースする手法を、地図デジタル情報を活用して検討し、ISPO または RSPO 認証とセットで、サステナブルなパーム油であることを証明することができることを確認した。

4.4. 課題と対応策の検討

4.4.1. AI 画像解析による熟度推定における技術的課題の検討

当 FS で検討した JCM 方法論（案）が策定できたことにより、次のステージとして NEDO JCM 実証前調査事業の公募提案に向けた関係者の協議を開始していきたい。特に技術的な課題として、搾油工場への搬入時に AI 技術で判定される FFB の成熟度の定量化が十分に安定的（各種撮影状態に左右されない）で、農家の信頼を得て収穫プラクティスを変更する農家のインセンティブになり得るかどうか、について実証で示す事が求められる。

下図 4 の左端の写真は、パーム油搾油工場に搬入され荷下ろしされた FFB の検品を行っている様子を示しているが、（成熟度判断から取り除くべき）人物・空・地表面の画素も判別対象となっている。右側 3 枚の写真は、映り込んだ FFB の画素を AI 技術でくくりだして、成熟割合を算出している。写真に写り込んだ FFB を対象に色相値を算出して成熟割合とする考え方である。この客観的なデータを JCM 事業に活用するもの。この安定性、信頼性を次のステージで定量的に検証を行う。

ここで検討したい技術課題を以下に整理する。これら技術課題については、当 FS 調査に引き続き㈱カブクが検討を継続する。

- 画像の利用する領域で生じる成熟度の差をいかにして安定化させるか（蓋然性を高める）。そのため、果房以外に写りこんでいるオブジェクトを評価対象から除く、果房の陰の部分やひとつの果房における成熟度の異なる部分が混在する点の平均化操作、果房で判断する場合とフルーツの集団で判断する場合の差異の補正などが、技術的ポイントとして残されている。
- 現時点では成熟度判定を先行研究の結果を利用しているが、先行研究は種子単位による研究のため FFB 単位での成熟度（正確には搾油率）推定式が必要になる。
- 成熟度推定式は連続値であり、成熟度判定を成熟・未熟の 2 値ではなく連続性のある判定をすることでより精度の高い搾油量推定ができるようになる。先行研究では 2 次関数でフィットしていたが、現実に合うように関数形を調整することも考えている。

・ 実際の（搾油工場単位の）サイトによる依存性がどの程度あるか現段階ではわからないため、方法論では個々の搾油工場で推計式をつくるとしている。そのための手順を標準化しておく必要がある。また、ばらつきの分布からの誤差推計も行い、クレジット量に関しては必要に応じて誤差の範囲内で保守側の推計になるようにチューンする必要がある。このあたりの統計的処理に関しては、実際のデータに基づいて考察を行う。

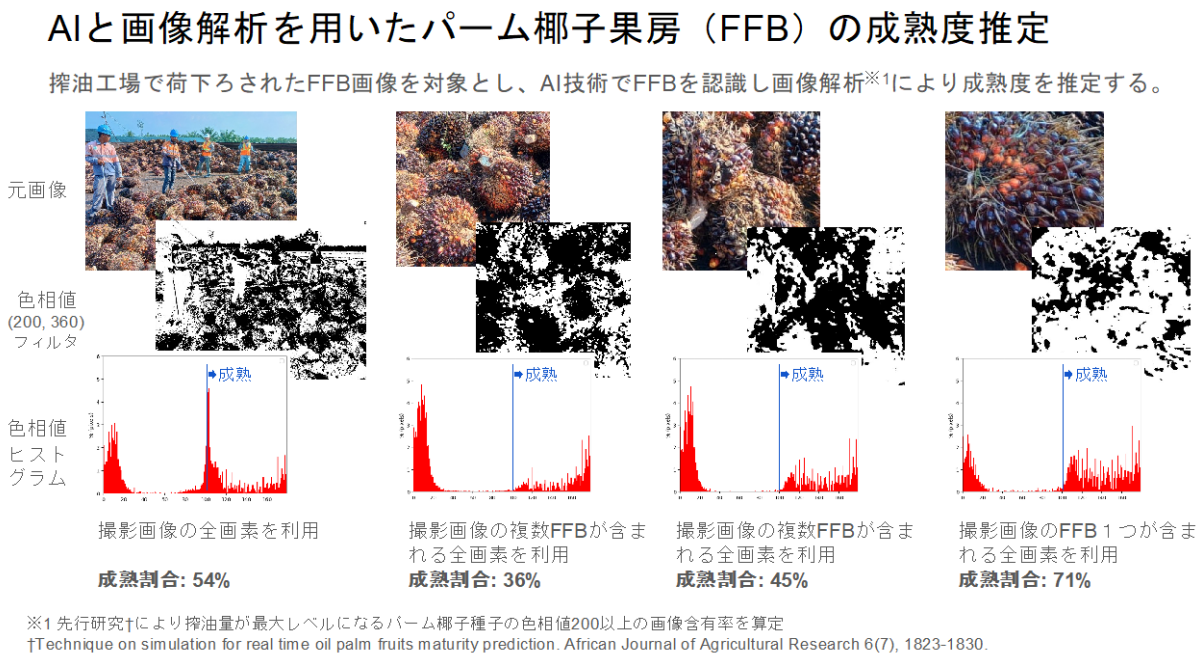


図 4. AI と画像判断を用いた FFB の成熟度推定の技術的ポイント（出所: カブク社作成）

4.5. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.5.1. 方法論案の概要

方法論名： 色相判断によるパーム搾油効率向上にともなうバイオディーゼル増産評価方法論

本プロジェクトのベースとなる考え方は、

・ プロジェクトのタイプは いわゆる「効率向上」型であり、どの程度「向上」したかを、原単位で評価することが妥当である（ただし排出削減は再生可能エネルギー供給量の増加という形で表される）。
・ FFB の収穫時期によって、粗パーム油の収率が異なってきて、それは果房や果実の色（色相）でかなり代表できる。

という点である。

排出削減量を表現するフォーミュラは，それほど難しくなく、

（プロジェクトでカバーされる搾油された粗パーム油の量） (a)
×（収率向上率） (b)
×（パーム油の BDF 用途の比率） (c)
×（パーム油から BDF への転換率） (d)
×（インドネシア用の BDF の比率） (e)
×（代替される石油ディーゼルの CO_2 排出係数） (f)

という数式で表現される。

この (b) の部分が本方法論の最大のポイント。さまざまな可能性の中から、現地でのプラクティスを考え、最終的に「リファレンス収率を過去実績（固定値）」、「プロジェクト収率をプロジェクトでカバーされる果房や果実の色相から定量化する（毎日）」という手法を選択することとした。色相と収率の関係式は、工場ごとにラボで、下図のような関係式を作成し、それを用いる。プロジェクトでは、オレンジ色の矩形部分（筆者による加筆）を狙い（ほぼフラットであることに注目）、ロットごとに計算を行うため、平均値としての精度はかなり高くなりパーム会社に対する信頼性も高くなるとともに、プロジェクト・プラクティスの PDCA サイクルを回し常に向上をはかりやすくなる。統計的処理に関しては、相関関数形、サンプル数や標準偏差値などを収益向上率に反映させる（ばらつきの程度に応じた保守側推計とする）。なお，図中の「A」や「B」は原文献に記載してあったものであるが、ここでの説明とは直接関係ない。

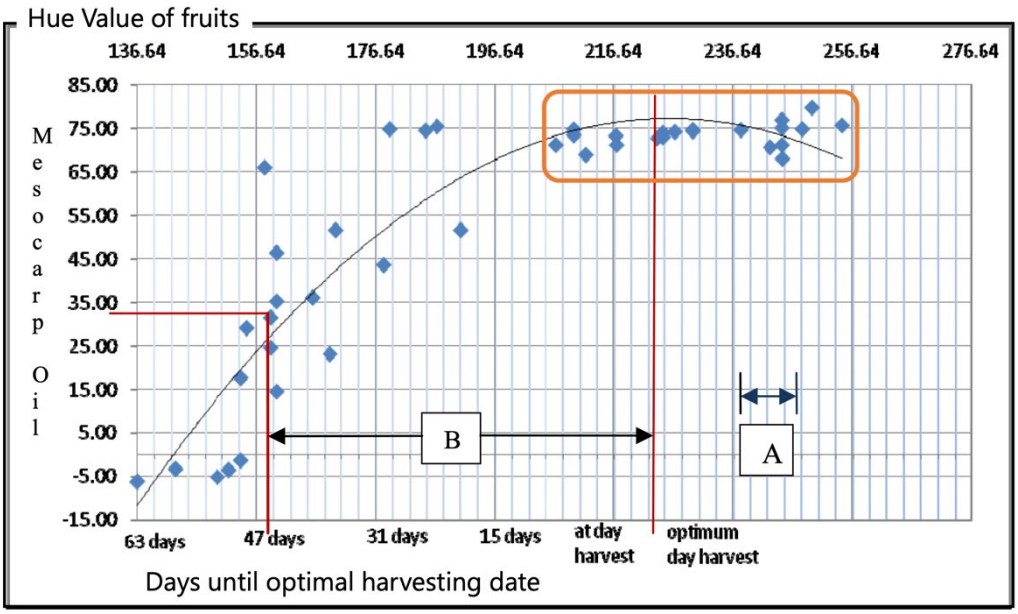


図 5:　色相値・収穫タイミングと収率との関係 [2]

[2] Source: Wan Ishak Wan Ismail and Mohd Hudzari Razali (2012). Machine Vision to Determine Agricultural Crop Maturity, Trends in Vital Food and Control Engineering, Prof. Ayman Amer Eissa (Ed.), ISBN: 978-953-51-0449-0, InTech, Available from: http://www.intechopen.com/books/trends-in-vital-food-and-control-engineering/machine-vision-to-determine-agricultural-crop-maturity.

適格性要件は、次の 2 つが必要となる：

- ISPO もしくは RSPO の認証をとった農家のパームヤシのみが対象となる。
- エネルギー利用につながるバイオディーゼル燃料のみを対象とする。

4.5.2. リファレンス排出量の算定方法案

排出削減量は、収率向上（＝ プロジェクト収率 － リファレンス収率）に比例することになるため、リファレンス排出量は、プロジェクト収率だった場合に、代替されるべき石油ディーゼルでどれだけの排出となっていたであろうか？という計算で表される。

プロジェクトの収率を $EFF_{\mathrm{PJ},y}$，リファレンスの収率を EFF_{REF} とすると，収率向上率は

$$r_{\mathrm{IMP}} = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} - 1 = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y} - EFF_{\mathrm{REF}}}{EFF_{\mathrm{REF}}}$$

と表される.

リファレンス収率は，工場ごとの過去実績を用いる（当初は向上率を直接設定するという方法や事前に固定する方法などもオプションとして考え、モニタリング負荷の点からはその方が望ましいが、現時点ではこの過去実績を用いる方法をベストとしている。ネクストステップである実証前調査で地域的な偏差や経時的変化がかなり小さいことがわかれば、そのデータをベースに、そのような手法に転換する）。過去実績のデータは、工場ごとに多くのデータが蓄積されている。

収率以外のパラメータは、プロジェクトでカバーされる粗パーム油生産量(CP_y)、生産されたパーム油のうちどれだけがバイオディーゼル生産に用いられたかという比率($r_{\mathrm{BD},y}$)、パーム油からバイオディーゼルへの転換率($CONV_{\mathrm{BD/CP}}$)、生産されたバイオディーゼルのうちインドネシア国内で消費された比率($r_{\mathrm{DOM},y}$)、代替される石油ディーゼルの CO_2 排出係数(EF_{PD})となる。

その結果，リファレンス排出量は、

$$RE_y = CP_y \cdot \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

のように表される。

各パラメータの説明は上記を参照.。位は r で表記されるものと $CONV$ は無次元。CP は ton、EF は tCO_2e/ton。収率 EFF は任意の物理次元(果房の場合と果実の場合は別々に扱う)。添字の y は時間依存性がある変数であることを表す。

4.5.3. プロジェクト排出量の算定方法案

(リファレンス排出量計算にも現れるが)プロジェクト収率は、個々の工場で、ラボで収率と色相の関係式を構築し、ロットごとの収率を色相をプロキシとしたモニタリングを行って、それをプロジェクトの収率とする。ロットごとに計算される。

その結果，プロジェクト排出量は、以下のように表される：

$$PE_y = CP_y \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

4.5.4. モニタリング方法案

各パラメータのモニタリングは、以下のように表に纏められる：

パラメータ	データについての説明	情報源
CP_y	プロジェクトでカバーされる粗パーム油の生産量	工場データ．カバーされる部分の抽出が重要.
$EFF_{\mathrm{PJ},y}, EFF_{\mathrm{REF}}$	プロジェクトの収率とリファレンスの収率	プロジェクトの収率はロットごとの色相のモニタリングから計算．リファレンスの色相は工場の過去 1 年間の実績平均値.
$r_{\mathrm{BD},y}$	カバーされる粗パーム油のバイオディーゼル用途比率	粗パーム油搾油工場の出荷記録.
$CONV_{\mathrm{BD/CP}}$	粗パーム油からバイオディーゼルへの転換率	企業バイオディーゼル生産記録もしくは文献値.
$r_{\mathrm{DOM},y}$	生産されたバイオディーゼルのうちインドネシア国内向けの比率	バイオディーゼル生産工場の出庫記録.
EF_{PD}	石油ディーゼルの CO_2 排出係数	IPCC Guidelines あるいはインドネシア固有の値.

4.5.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

本プロジェクトはプログラム型で横展開していくタイプであるため、その「追加」していく単位である「搾油工場」を対象とした排出削減量推計を行う。

ひとつの工場を対象とした「排出削減量の事前推計値」として，収率向上率の平均を 10%[3]とする．典型的なインドネシアの粗パーム油搾油工場の生産規模 1 万トン/年，JCM 事業でカバーするパーム油によるバイオディーゼル用途をそのうち 33%[4]とした場合，CO_2 排出削減量は，概算で以下のようになる：

[3] 10%の数字は、図 5 からこの程度以上の収率向上はおそらく期待できると想定した数字（6%とおいた申請時には収穫タイミングに結果がシビアに反映する状況を想定していたが、調査の結果、BDF 化の場合にはアバウトであっても収率向上効果が期待できることが分かったため、暫定的に 10%とした)。実際の収穫プラクティスでどの程度の効果があるかは、ネクストステップで確認する。

[4] この BDF 生産比率として 1/3 程度の数字を用いたのは、保守性を考えた数字。提案時の 30%との差にはとくに意味がない。現実にはパーム油会社全体で考えた場合には、市況に応じて大きな差が生じる。実際のプロジェクトでは、その時点の数字を採用するため、現時点で厳密性を考える意味はない。もしプロジェクトにおける粗パーム油が、すべて BDF 用途であることを個々のプロジェクト活動で保証できるようになるなら、100%となる。BDF 専用粗パーム油搾油工場（が存在する場合には、その）近傍での活動の場合や、BDF 専用であるというトレーサビリティーのためのプラクティスや仕組みを導入できる場合などには、その可能性が生じる。これらがどの程度可能であるかは、今後の調査課題である。

1 万 ton-CPO/年×10%×33%×0.93 ton-BD/ton-CPO×3.2 tCO_2/t-PD = 1,000 tCO_2/年

4.5.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

本プロジェクトは、プログラム型として「普及」させやすいようにデザインされている。

インドネシア全体では現在約 40 Mt-CPO/年の生産量であり、この win-win 型プロジェクトが全体に横展開できたなら、単純計算で年間 400 万トンの CO_2 排出削減効果を見込むことができる (現状でインドネシア政府の方針は，バイオディーゼルは全量国内で消費)。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

現地調査では、ジャカルタ市内でインドネシア JCM 委員会事務局と対面で面談を行った。FS 調査チーム側から新方法論案と JCM 事業で想定している活動の概要を説明し、率直な意見交換と質疑応答を経て新方法論案の考え方は理解された。また、パーム会社が考える小規模農家の生計改善を目指したコンセプトはインドネシアの政府方針にも合致していることから、JCM 委員会事務局からは次のステージで実証事業に取り組み方針に賛成の意見を得た。事務局自らパーム農園を訪問し新方法論案や JCM 事業化の有効性について自分の目で確認したいとのコメントもあった。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

実施段階では、民間 JCM としてプログラム型の活動をパーム農家とともに多数横展開することで規模感のある JCM クレジットの創出を目論む。そのためのネクストステップの具体的課題としては、概要 4-b に挙げた項目などが残されている。

既述の調査の概要 2-a の通り、BDF 製造用の FFB については、収穫のタイミングや搬送中の品質劣化が大きな問題とならないとの情報を得て、通常のプラクティスに比べ FFB 収穫のタイミングをアバウトに 7〜10 日程度遅らせ、十分に成熟した FFB だけを収穫し搾油工場に持ち込むことで、パーム油の収率を高く保つことが可能であることが分かった。

当事業の JCM 活動は単純で、収穫のタイミングを通常よりも遅らせ成熟度の高い FFB だけを搾油工場に持ち込むプラクティスとなる。しかし、収穫の現場では労働者不足の問題もあるため、農家がプラクティス変更を受け入れやすくするため、収穫支援の検討も次ステージで行う必要がある。プラクティスの変更で通常より増えてしまう地面に落ちた FFB のルースフルーツの回収対処方法も含めて多数の農家を対象に集約的・効率的に収穫・搬出作業を実施することによって、搾油工場でのパーム油収率を向上させる。

納得感のあるインセンティブが付与されなければ、パーム農家はパーム油会社の指示による収穫プラクティスの変更を受け入れないだろうから、その形を複数のオプションにおいて農家や農協と協議を重ねることになる。兼松はパーム油会社と共同事業者として JCM 実証事業をスムースに開始することが重要になる。

この事業の特徴は、パーム油会社の搾油工場の分だけ、徐々に事業を拡大（JCM として追加）していくことができることである（異なったパーム油会社とは，別のプログラム型 JCM プロジェクトを形成することになる）。ある程度の規模になったケースのイメージ図を下に示す。ここでは，追加あるいは include していく単位を搾油工場とした。また、農家は JCM 事業の「外」においている。これは、プログラム化する場合の JCM ルールに依存する。プロジェクト期間中に「固定」しなければならないものが何か？というルール設定に依存するところが大きい。

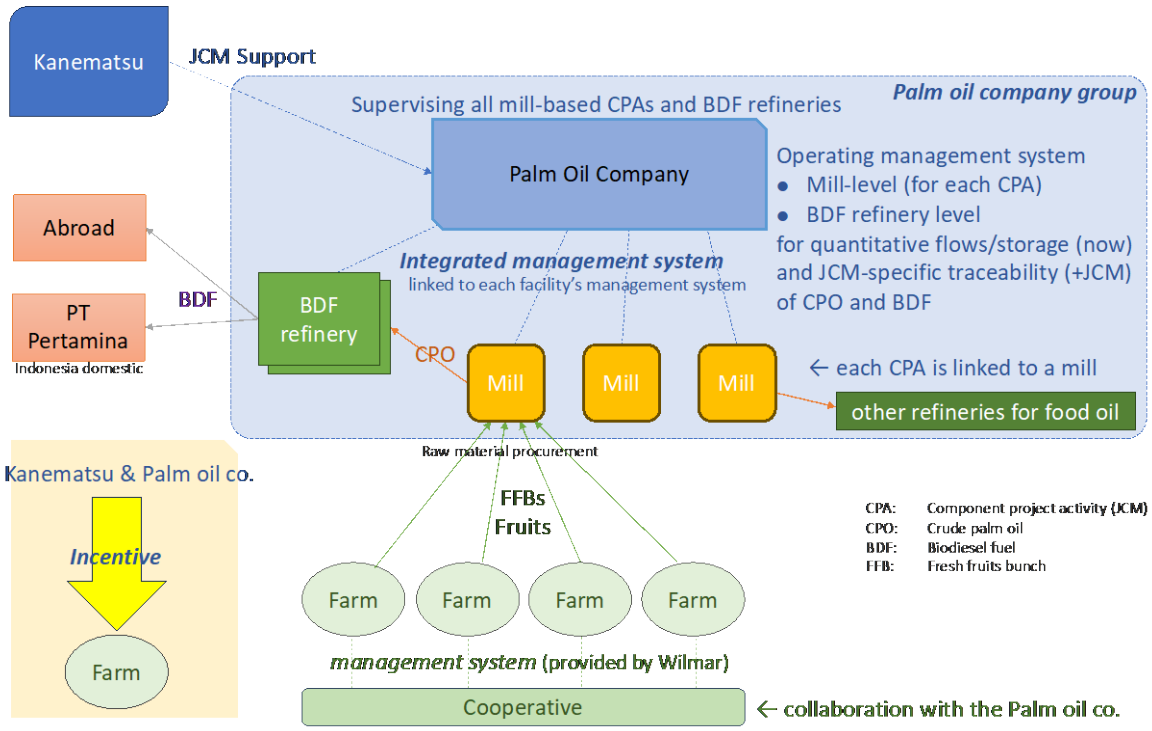


図 6 プログラム型 JCM スキームの概念図

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Methodology for Increasing Biodiesel Production by Improving Palm Oil Extraction Efficiency through Hue Determination

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
FFB	Fruit clusters of palm palms. Crude palm oil (CPO) is obtained by pressing the fruit produced on this surface. Crude palm oil is the raw material for biodiesel production.
BDF	Biodiesel fuel.
Hue	One of the three attributes of color. Differences in the aspect of colors such as red, orange, yellow, green, blue, and purple. It represents a change due to the prominence of a particular wavelength.
ISPO, RSPO	Certification systems for the traceability of palm oil to confirm its sustainability; ISPO is certified by the Indonesian government and RSPO is certified by the private sector.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	By devising FFB harvesting methods, the crude palm oil yield will be increased, and the increased production of biodiesel will replace domestic petroleum diesel.
Calculation of reference emissions	The amount of biodiesel converted to biodiesel is calculated based on the "crude palm oil extraction intensity of past results on a plant-by-plant basis," which is the amount of emissions that are assumed to be petroleum diesel.
Calculation of project emissions	Calculate emissions using the same method as the reference, based on the actual measurement of "Crude palm oil extraction intensity converted using FFB hue as a proxy.

Monitoring parameters	Crude palm oil production covered by the project; Project and reference extraction rate of the palm oil; Percentage of covered crude palm oil used for biodiesel; Conversion rate from crude palm oil to biodiesel; and Percentage of biodiesel produced that is destined for the domestic Indonesian market

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	Only palm palms from farmers certified by ISPO or RSPO are eligible.
Criterion 2	Only biodiesel for energy use shall be considered.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Emissions from biodiesel produced at the project extraction rate and consumed as petroleum diesel.	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Emissions from biodiesel produced at conventional extraction rate and consumed as petroleum diesel.	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Since emission reductions are proportional to extraction rate improvement (= project extraction rate – reference extraction rate), the reference emissions are expressed as a calculation of how much emissions would have been produced by the petroleum diesel to be substituted if the project extraction rate had been applied.

The extraction rate (efficiency) improvement is given by:

$$r_{\mathrm{IMP}} = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} - 1 = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y} - EFF_{\mathrm{REF}}}{EFF_{\mathrm{REF}}}$$

where project and reference extraction efficiencies are given by $EFF_{\mathrm{PJ},y}$ and EFF_{REF}. The reference extraction efficiency is based on the past results for each extraction plant.

Parameters other than yield are: the amount of crude palm oil production covered by the project (CP_y), the ratio of how much of the palm oil produced was used for biodiesel production ($r_{\mathrm{BD},y}$), the conversion rate from palm oil to biodiesel ($CONV_{\mathrm{BD/CP}}$), the percentage of biodiesel produced that was

consumed in Indonesia ($r_{\mathrm{DOM},y}$), and the CO_2 emission factor of petroleum diesel to be replaced (EF_{PD}).

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_y = CP_y \cdot \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

See above for an explanation of each parameter. Units denoted by r and $CONV$ are dimensionless; CP is ton, EF is tCO_2e/ton; extraction efficiency EFF is any physical dimension (the case of fruit bunches and fruit are treated separately). The subscript y denotes time dependence.

G. プロジェクト排出量の計算

The project extraction efficiency (which also appears in the reference emissions calculation) is calculated at the individual plant by constructing a relationship equation between extraction rate and hue in the lab and monitoring the extraction per lot with hue as a proxy, which is set as the project extraction rate. It is calculated on a lot-by-lot basis.

H. 排出削減量の計算

$$PE_y = CP_y \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

See Reference Emissions for explanation.

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
EF_{PD}	CO_2 emission factor for petroleum diesel.	IPCC Guidelines or Indonesia-specific values.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：（インドネシア）AI を活用したバイオディーゼル用パーム油収率向上プラクティスのプログラム型JCM事業実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：兼松株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Indonesia) Program-type JCM feasibility study on practices to improve biodiesel yield from palm oil by utilizing AI

Kanematsu Corporation
Kabuku Inc.

1. Purpose of the JCM FS Study

This feasibility study targets a project aiming to increase the production of biodiesel fuel (BDF) in Indonesia by improving the crude palm oil extraction rate through renewed harvesting practices, and trying to generate JCM credits for the increase of BDF production (replacing the consumption of conventional diesel fuel). The important study elements include;

- how to ensure the sustainability of the palm oil production involved in the project;
- what kind of fresh fruit bunch (FFB) harvesting practices that lead to higher extraction rate are desirable given the local situations;
- how to express these as a JCM methodology; and
- how to expand the project for gradual expansion in a programmatic manner.

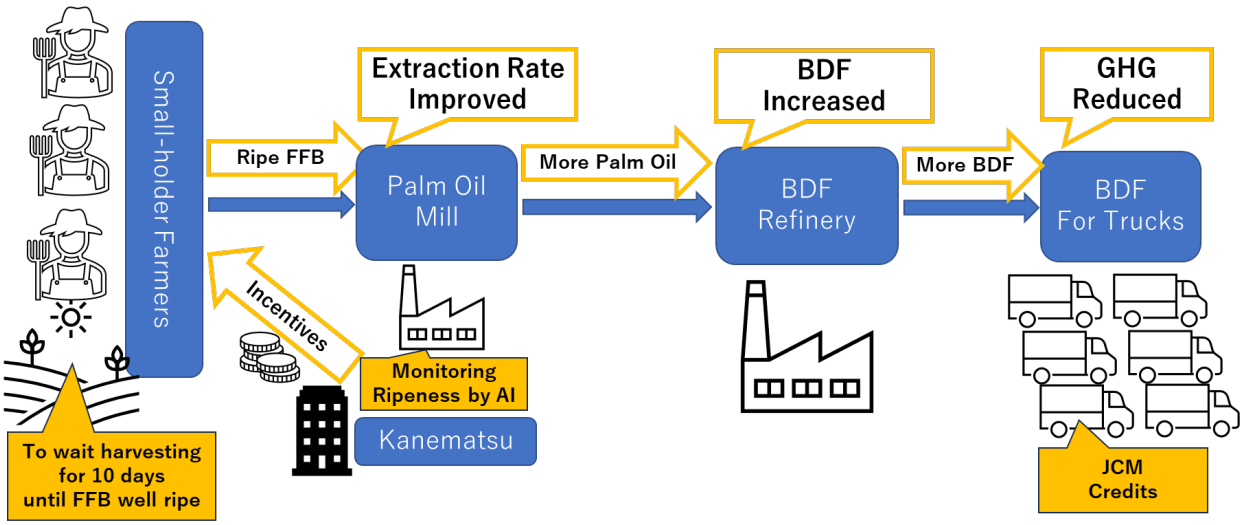


Fig. 1 JCM project flow outline

2. The structure for conducting the JCM feasibility study

Table 1 The member list for conducting the JCM feasibility study

Company name	Roles
Kanematsu Corporation	JFormulation of the business model for JCM project commercialization.
Kabuku Inc.	Study on implementation of AI technology to judge hue values of FFBs.
Climate Experts, Ltd.	Development of JCM methodology; Project formation support.
ESRI Japan Corporation	Study on implementation of traceability of FFBs using digital maps.
Palm oil company "A"	One of the largest palm oil companies in Indonesia. Provide a site for study and set up a consultation forum with the agricultural cooperative team. Discussions on JCM commercialization.
PT. Dharma Karyatama Mulia	Logistics arrangements for FS survey activities. Discussions on commercialisation of FFB harvesting services.
Daemeter Consulting	Collection of palm-related information on legal systems, etc., drone imaging of palm plantations, discussions on JCM methodology and business model.

3. Outline of the feasibility study

	Aim of the study	**Background and conclusions outline**
1 -a	Map the location of smallholder farmers participating in JCM and certify that the FFB they bring to the mill is harvested from farms that have not been deforested.	**[Background]**: Environmental NGOs are keeping a close eye on whether farmers are clearing natural forest for the purpose of expanding their plantations. Therefore, first, the location of the farms of smallholder farmers participating in the JCM project and their relationship to natural forests are accurately identified on a map. This map information is the starting point for a series of traceability steps, from the delivery of FFB harvested from the plantation, to the mill to the delivery of the crude palm oil as raw material to the BDF refinery. Recently, there has been a shortage of palm farmers in Indonesia and overall plantation productivity has

		declined due to COVID-19. Nevertheless, some palm companies are trying to increase production by clearing forests and developing new plantations. This feasibility study examined methods to improve the efficiency of palm oil extraction per unit area by harvesting FFB *only* from within the *existing* oil palm plantations. **[Study Results]**: The study found that the fact that deforestation has not been carried out can already be verified by obtaining Indonesian government's own ISPO certification, without having to acquire the globally recognised private sector RSPO certification system for palm oil traceability. Therefore, the eligibility requirement for participation in the JCM project is set as being an ISPO (or RSPO) certified plantation, and no further deforestation-related sudy is required.
1-b	Map showing the traceability of produced BDF along the supply chain from oil palm plantations, through palm mills to BDF refineries.	**[Background]**: Sustainable palm oil demanded by customers of palm oil companies (e.g. food, cosmetics and oil companies) is palm oil from FFBs harvested from non-deforested plantations. Customer companies require proof of traceability of this supply chain as BDF that it is indeed produced with palm oil from such plantations. **[Study Results]**: In this FS study, a method to trace back from the BDF refinery, through the palm oil mill to the oil palm plantation where the FFBs were harvested was examined using digital map information. This map is created using the FFB delivery slip from the plantation where the FFBs were harvested to the oil mill as evidence, and is combined with ISPO (or RSPO) certification to confirm that the oil is sustainable palm oil.
2-a	The planned JCM project will change FFB harvesting practices to improve palm oil extraction rate at the mills.	**[Background]**: The extraction rate of crude palm oil is highly dependent on the harvesting timing, *i.e.* how ripe the fruit on the harvested bunches are.

		[Study Results]: The study found that oil palm farmers tend to harvest FFBs before they are fully ripe and bring them to the oil mills, considering the burden of harvesting and transporting bunches. This is partly due to concerns on the part of the oil mills about the deterioration of palm oil quality caused by oxidation due to over-ripening, and partly because it is difficult to set appropriate incentives. On the other hand, information from a palm oil company revealed that quality deterioration of crude palm oil, such as oxidation, is a major problem when the oil is used for food or cosmetics, but not for BDF production. In other words, it was found that there is no need to implement harvesting timing sensitively, and that it is possible to maintain high palm oil extraction rate by delaying the timing of FFB harvesting by about 7–10 days compared to conventional practices, and harvesting only sufficiently mature FFBs and bringing them to the oil mill. In this respect, it is no longer necessary to set and implement strict harvest timing optimisation. For this, nets and other measures were devised to catch the falling fruit (well ripened), which increases as the harvesting time is delayed, before it scatters into the bushes on the ground. In addition, a monitoring method for quantitative evaluation of the extent to which harvested FFBs have been effective in improving extraction rate, this monitoring method is important both in terms of quantifying emission reductions and in estimating project effects for palm oil company. As a simple and reliable method for this purpose, it was decided to use Kabuku's AI technology to quantify the palm oil extraction rate of FFBs using hue values in a reliable manner from images taken when FFBs were brought into the mill and unloaded. Therefore, in advance, the

		mill laboratory will measure the actual oil yield of FFB harvested from both conventional and new practices to check the correlation between the hue values and the extraction rate. It was decided that these methods were the best, taking into account local availability and other factors. In terms of "reference scenario setting," the "current situation" is such that sufficient data on yields have been accumulated at each mill (methodologically, this varies from mill to mill). This methodology is unique in that AI technology is used as a proxy (i.e., for quantification on the project emissions side) for the yields improved by project implementation, rather than on the reference side.  Fig. 2 Harvesting FFBs and a fallen loose fruit  Fig 3 FFBs transport; unloaded and lab at a mill
2-b	Changing harvesting practices requires farmers to be given attractive incentives	**[Background]**: There is a need to provide attractive incentives for conservative palm farmers to actively challenge changes in harvesting practices. During the study period, a transparent method was devised to measure the degree of extraction rate improvement for each individual lot based on the hue of the harvested and transported FFB, and to reflect this in the incentives, but as the introduction of new criteria in the purchase price formula requires local

		government approval and time, thus we decided not to go that far. [Study Results]: Considering new FFB purchase price formula by using additional profit increase from extraction rate improvement and revenue from sales of JCM credits as source of funds, etc. Or the idea of palm oil company was to distribute organic fertilisers to farmers free of charge. This palm oil company is in favour of setting incentives. This company's view is that if rumours spread amongst palm farmers about the benefits of participating in JCM, the number of participants in the programme could increase rapidly.
3	Development of draft JCM methodology	[Background]: A methodology is to be developed for palm oil used as BDF for energy in Indonesia, whereby the extraction rate improvement at the oil mill is to be recognised as JCM credits. It is not particularly difficult to express the emission reductions as a formula, such as: (quantity of palm oil milled covered by the project) × (extraction improvement rate) × (ratio of palm oil used for BDF) × (conversion rate of palm oil to BDF) × (BDF ratio consumed in Indonesia) × (CO_2 emission factor of petroleum diesel). The challenge is how to monitor the largest key parameter, the “extraction improvement rate”, while using practices that are locally feasible, effective and reliable. This is the point to be addressed. In this sense, it is also highly dependent on the points mentioned in 2-a above (2-a needs to be decided first). In addition, a method was devised, when the study started, including determination of the reference extraction rate and its improvement rate in advance, and the most appropriate one was decided on the basis

		of the field study (considering actual situation of farmers and oil mills). [Study Results]: The reference extraction rate is to be based on past results (e.g. averages over the past year), as it was found that each oil mill had its own laboratory and collected a large amount of data from the past. On the other hand, the project decided to use the colour hue of the FFBs as a proxy for extraction rate, as each lot was monitored at the mill on receipt, for reasons of accuracy, reliability, reduced monitoring burden and ease of evaluation in the PDCA cycle. The correlation between extraction rate and hue is determined in advance for each mill laboratory using a large number of samples, which are then used to perform the calculations. As the mills also bring in FFBs that are not covered by the project, this method makes it easier to isolate only the covered FFBs by the project. However, the development of an image processing algorithm and its application based on AI technology to be able to determine the monitoring of hue values from photographs with a low margin of error is a remaining challenge for the future. Other parameters, for example, for BDF applications, are not a major challenge, such as checking the delivery record.
4-a	Expansion of JCM projects through programmatic application	[Background]: The project is characterised by a very small initial investment and, once it is accepted, by the ease of horizontal deployment as a JCM project purely funded by private companies (the amount of annual JCM credits generated will increase in line with this). The JCM has so far had no rules for such programmatic type, but as there are high expectations for such type, we assumed that the relevant rules

		would be made, and considered what form they would take in this project. [Study Results]: A feature of programmatic type project will be that replicated 'activities' can be added after the project has started (in a normal project, the scope, such as the project location, would be defined at the beginning). After considering the existing JCM rules as much as possible without modifying them (Japanese Government intention) and taking into account the actual situation on the ground, we came to the conclusion that it would be best to define 'mill level' as the 'activity' (CPA; component project activity) described above. In this case, the increase in the number of participating farmers under a given mill can be interpreted as an increase in the mill's production (rather than an additional CPA). If the incentive setting is attractive enough and the participation does not increase the various burdens, such as harvesting, farmers will have a greater incentive to participate in the programme, which could lead to a fairly rapid spread. Importantly, this is also in line with the objectives of the palm oil company in terms of economics, securing FFB supply sources and supporting farmers. Existing management systems of palm oil companies can be used directly for programmatic JCM management and monitoring without major changes. What remains to be done will be to demonstrate new harvesting practices, design new incentives and ascertain their attractiveness, etc.
4-b	Remaining Challenges for the Next Step	From the above, the project design and the establishment of a positive relationship with the palm oil company in this feasibility study have become much more concrete than when the application was first submitted.

		The main remaining points to be built up in the future are as follows: • The application development of algorithms for image processing of FFBs and fruit hue. The main areas of remaining work are the application of algorithms for hue image determination of FFBs and fruits, and the development of application to convert these to extraction improvement rate (once the correlation equation between hue and the improvement rate for each local oil mill has been determined). • A few examples of the construction of a correlation function between hue values and extraction rate in a local oil mill laboratory. • Historical crude palm oil extraction rate data and calculation of average values in local oil mills. • Methods to express traceability to the BDF production plant. • Methods for various operations in the oil mill that can separate the covered crude palm oil by the project from others. • Implementation and necessary modifications of new harvesting practices (delayed harvesting and fruit-catching methods) on local farmers. • Development of the most attractive incentives for local farmers. • Securing a sales potential for JCM credits as Kanematsu. • Piloting of the first 'activity'.

On-site visit:

	Date	Visits	Key discussion items
1st on-site visit	8/10/2023–15/10/2023	Two cooperatives (each has around 500 farmers inside)	Studying the FFB harvesting methods
		Palm mill	Relationship with the farmers
2nd on-site visit	1/12/2023–25/12/2023	Daemeter Consulting	Sustainability challenges throughout the palm oil supply chain

		Palm oil company	JCM project design and commercialization with technical aspects
		Palm Oil Research Institute, Bogor Agricultural University	Hearing of general opinion of palm agriculture experts
		PT. Dharma Karyatama Mulia	Possibility of a harvest support business
		Indonesia JCM Secretariat	Exchange of the new JCM methodology

4. Outcome of the JCM feasibility study

4.1. Analysis of Related Policies and Institutions

4.1.1. The Indonesian government's plan to contribute to its NDC through the use of BDF

Indonesia's biodiesel policy as stated in its Paris Agreement national commitment (NDC) has a blending target of B30 in 2020 (30% biofuel blending in diesel fuel) in the first edition of the NDC, while the new NDC plans B40 in 2030 by promoting the construction of biodiesel fuel refineries. The emphasis is on sustainable biofuel production initiatives, which at the same time include reducing deforestation and land-use change. This is exactly what is required for palm oil farming practices with minimal environmental impact, which is the aim of this feasibility project.

4.1.2. Indonesia Palm oil export regulations[1]

In June 2023, the EU's Regulation on mandatory due diligence to prevent deforestation entered into force and will apply from December 2024 (European Deforestation Regulation, EUDR: European Deforestation Regulation). The Regulation obliges companies to carry out due diligence to ensure that palm oil and derived products sold within the EU are not produced on agricultural land developed through deforestation, in order to combat climate change and protect biodiversity. The Indonesian and Malaysian governments have held discussions with officials from the European Commission and the European Parliament to explain their countries' commitment to sustainability and seek their understanding of the deregulation of palm oil import regulations adopted by the EU.

4.1.3. Indonesia Palm FFB purchasing price regulation

[1] Source: JETRO Business Brief dated 13/6/2023.

When oil mills purchase palm bunches and fruit from farmers, the central government sets the *criteria* for the purchase price formula, and the state government monitors the implementation of the formula, but there is no official common price formula.

4.2. Consideration of commercialisation and programmatic JCM

Discussions were held with the palm oil company to determine how they could maximize the efficiency of their mill and what farmers should do to realize their business and further expand the scale of the program horizontally. As a result, Kanematsu and the palm oil companies agreed that, as a way to increase the efficiency of palm oil milling for BDF, it would be possible to prepare a system whereby palm oil companies could purchase fully matured FFB from farmers at an appropriate premium, and that the use of AI technology that enables objective assessment of FFB maturity would be effective in this case. It was concluded that it would be best to use AI at the time of delivery to the mill and unloading, rather than at the time of harvest as originally envisioned in this FS study. This is because farmers' income depends on the FFB purchase price, which is determined by the somewhat impersonal judgment of the palm oil company's inspection staff at the time of delivery to the mill. The key success factors for commercialization and JCM project implementation were narrowed down to the farmers' position and the palm oil company's position, based on information obtained from the parties concerned.

4.2.1. Incentivising farmers and the source of funds

In order to realise this JCM project, it is necessary to ask palm farmers to change their harvesting practices. In order to obtain farmers' cooperation, a certain attractive and convincing incentive should be prepared and promised to the farmers, so that they will implement the harvesting of FFBs under the new practices. The source of the incentive would be the proceeds from the sale of JCM credits and the incremental crude palm oil production.

4.2.2. Palm oil companies have a strong interest in social impacts

Palm oil companies are also keenly interested in the non-business social impacts of the JCM project, such as what social benefits it will have, how it will affect local communities and the environment, and whether the conservative local people will be willing to accept the new technology. We look forward to the challenges of future demonstration projects to see whether new AI technologies can be introduced into the long-standing and unchanged harvesting practices of palm farming to improve both business profitability and environmental sustainability.

4.2.3. Business expansion as a JCM project through programmatic approach

If the incentive setting is deemed attractive to farmers, significant lateral development can be expected after the project starts (much different from a conventional plant-type JCM project, etc.).

From the perspective of programmatic JCM project, we found that the most practical unit of activity CPA to be "added" after the start of the project is the *mill* level. The data management of JCM-specific monitored information and the management of each CPA can be handled by using the existing management system of palm oil companies almost as it is. The data management of monitoring information specific to JCM and the management of each CPA can be handled by using the existing management system of palm oil companies almost as is.

4.3. Traceability (assurance that farms participating in JCM are not deforested)

An important issue in JCM project development is to determine whether the project is not complicit in deforestation, which is most likely to be pointed out by environmental NGOs. It was found that this can be confirmed by setting ISPO or RSPO certification as a condition for eligibility of individual palm plantations or agricultural cooperatives to participate in JCM projects and continue their operations under the program type. This can be judged from the stringency of the certification process, for example, to obtain ISPO certification, a third-party auditor visits and interviews farmers, and also checks farms to ensure that there is no deforestation using satellite images and other means.

In addition, as for traceability in the supply chain, a method of tracing backwards from the BDF refinery to the palm oil mills and oil palm plantations, using digital map information. We have confirmed that it is possible to prove that the oil is sustainable palm oil in combination with ISPO or RSPO certification.

4.4. Challenges and countermeasures

4.4.1. Technical challenges in estimating maturity by AI image processing

Now that the JCM methodology (draft) studied in this FS has been formulated, we would like to start discussions with the parties concerned for the next stage of the NEDO JCM pre-demonstration project, which will be a public call for proposals. In particular, as a technical issue, the demonstration must demonstrate whether the quantification of FFB maturity determined by AI technology at the time of delivery to the oil mill is sufficiently stable (not affected by various shooting conditions) to gain farmers' trust and provide incentives for farmers to change harvesting practices.

The leftmost photo in Figure 4 below shows FFBs being inspected after being delivered to a palm oil mill and unloaded, and the pixels of people, sky, and ground surface (which should be removed from the maturity determination) are also subject to discrimination. In the three photos on the right, the pixels of FFBs that are reflected in the photos are grouped together using AI technology to

calculate the maturity percentage. The idea is to calculate hue values for the FFBs in the photos and use them as the maturity rate. This objective data is used in the JCM project. The stability and reliability of this data will be quantitatively verified in the next stage.

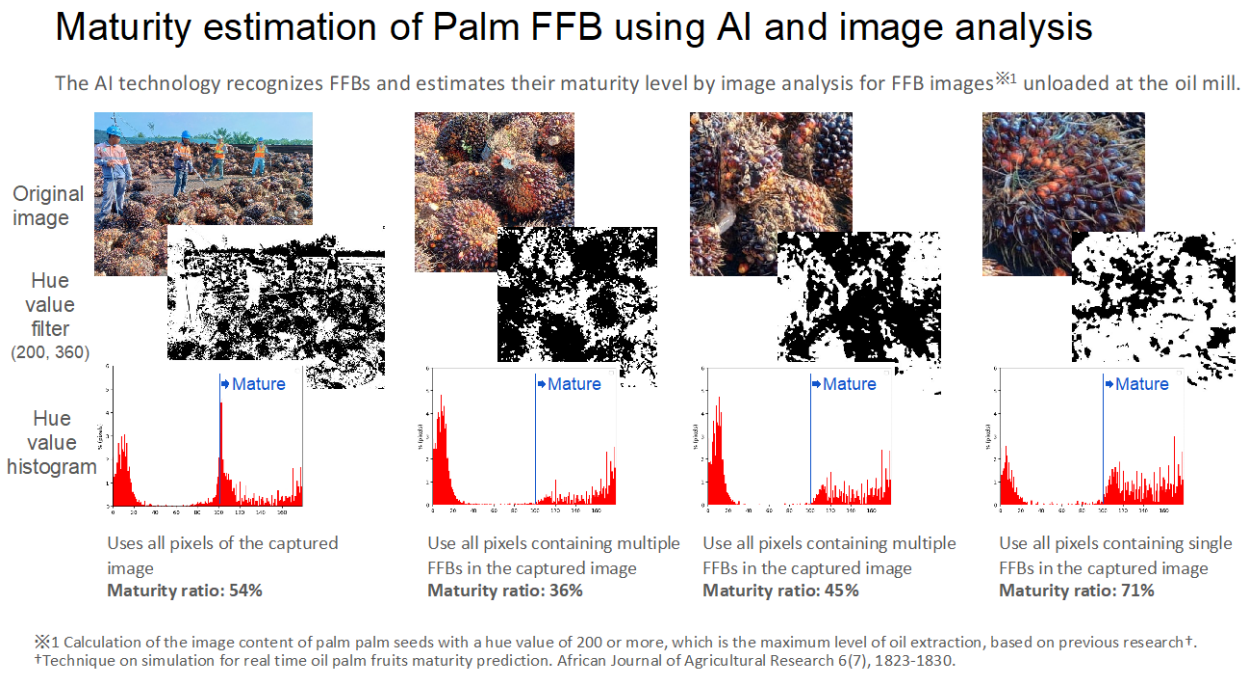


Fig. 4 Technical points of FFB maturity estimation using AI and image processing (Source: Kabuku)

The technical issues to be considered are summarized below. Kabuku Inc. will continue to study these technical issues following this feasibility study.

- How to stabilize (increase the reliability of) the differences in ripeness that occur in the area of the image to be used? To this end, the following technical points remain to be addressed: excluding objects other than fruit bunches from the evaluation target, averaging the shaded areas of fruit bunches and points where different maturity levels are mixed in a single bunch, and compensating for differences between judgments based on fruit bunches and those based on fruit populations.

- At present, maturity determination is based on the results of previous studies, but since the previous studies were conducted on a fruit basis, a maturity (or more precisely, oil extraction rate) estimation equation for each FFB unit is needed.

- The maturity estimation equation is a continuous value, and more accurate oil yield estimation will be possible by using a continuous maturity judgment instead of a binary value of mature/immature. In the previous study, a quadratic function was used for fitting, but we are considering adjusting the form of the function to fit reality.

- Since it is not known at this stage how much the actual (mill-by-mill) site dependence is, the methodology assumes that the estimation equation will be created for each individual mill. It is necessary to standardize the procedure for this purpose. It is also necessary to make error estimates based on the distribution of variation, and tune the estimation for the amount of credit, if necessary, to be on the conservative side within the margin of error. The statistical treatment in this area will be discussed based on actual data.

4.5. Considerations of methodologies and estimation of emission reductions

4.5.1. Outline of the proposed methodology (draft)

Title of the methodology: Methodology for Increasing Biodiesel Production by Improving Palm Oil Extraction Efficiency through Hue Determination

The basis of the methodology is as follows:

- The project type is the so-called "efficiency improvement" type, and it is appropriate to evaluate the degree of "improvement" in terms of intensity (although emission reductions are expressed in terms of increased renewable energy supply).
- Depending on the harvest timing of FFB, the extraction rate of crude palm oil will vary, which can be fairly representative of the color (hue) of the bunches and fruits.

It is not particularly difficult to express the emission reductions as a formula, such as:

(quantity of palm oil milled covered by the project) (a)
× (palm oil extraction improvement rate) (b)
× (ratio of palm oil used for BDF) (c)
× (conversion rate of palm oil to BDF) (d)
× (BDF ratio consumed in Indonesia) (e)
× (CO_2 emission factor of petroleum diesel)) (f)

This part (b) is the main point of this methodology. Considering local practices among various possibilities, we finally decided to select the method of "reference extraction rate as past results (fixed value)" and "project extraction rate as quantified from the hue of bunches and fruits covered by the project (daily). The relationship equation between hue and yield was developed in the lab for each plant, as shown in the figure below, and used. In the project, the orange rectangle (added by the author) is targeted (note that it is almost flat), and calculations are made for each lot. This makes the PDCA cycle of project practices easier to follow and facilitates constant improvement. As for statistical processing, the correlation function form, number of samples, standard deviation values, etc. are reflected in the rate of profit improvement (conservative estimation based on the degree of variation). Note that "A" and "B" in the figure are those described in the original document, but are not directly related to the explanation here.

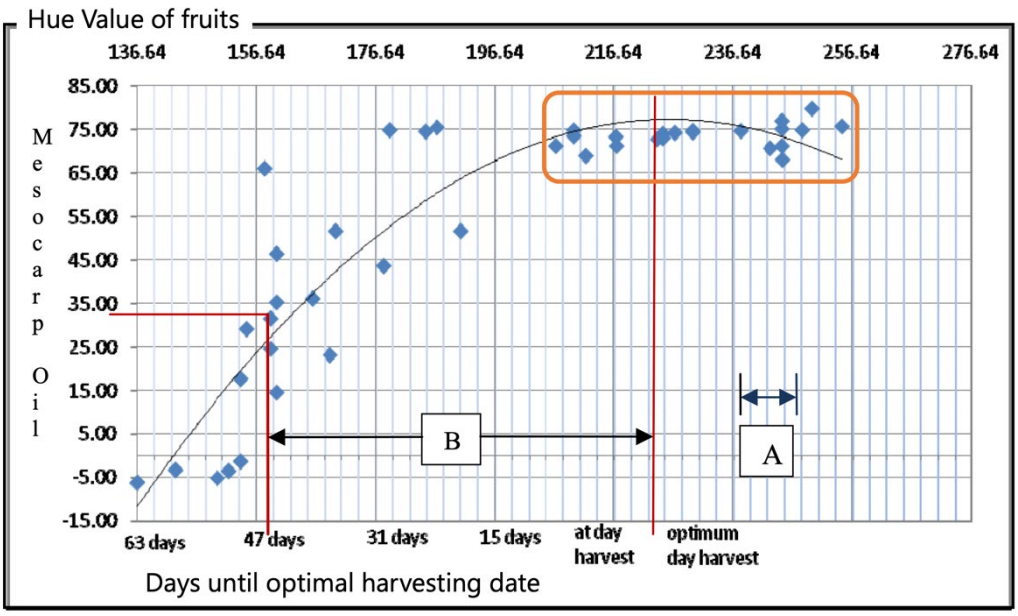


Fig. 5 Relationship between hue value, harvest timing and oil extraction rate

Source: Wan Ishak Wan Ismail and Mohd Hudzari Razali (2012). Machine Vision to Determine Agricultural Crop Maturity, Trends in Vital Food and Control Engineering, Prof. Ayman Amer Eissa (Ed.), ISBN: 978-953-51-0449-0, InTech, Available from: http://www.intechopen.com/books/trends-in-vital-food-and-control-engineering/machine-vision-to-determine-agricultural-crop-maturity.

The eligibility criteria require the following two conditions:

- Only palm palms from farmers certified by ISPO or RSPO are eligible.
- Only biodiesel for energy use shall be considered.

4.5.2. Reference emissions methodology (draft)

Since emission reductions are proportional to extraction rate improvement (= project extraction rate – reference extraction rate), the reference emissions are expressed as a calculation of how much emissions would have been produced by the petroleum diesel to be substituted in the case of project extraction rate.

The extraction rate improvement is given by

$$r_{\mathrm{IMP}} = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} - 1 = \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y} - EFF_{\mathrm{REF}}}{EFF_{\mathrm{REF}}}$$

where project extraction rate is $EFF_{\mathrm{PJ},y}$ and reference extraction rate is EFF_{REF}.

Reference extraction rate is dependent on each mill based on its past performance. (Initially, the method of directly setting the improvement rate or fixing it in advance were considered as options, which would be preferable in terms of monitoring burden, but at this point, this method of using

past results is considered the best. If the next step, the pre-demonstration survey, shows that regional deviations and changes over time are quite small, we will switch to such a method based on that data.) Much data on past performance has been accumulated for each plant.

Other parameters are: crude oil production covered by the project (CP_y), the ratio of such crude oil coverted to BDF ($r_{\mathrm{BD},y}$), conversion rate from crude palm oil to BDF ($CONV_{\mathrm{BD/CP}}$), domestic consumption ratio of the BDF ($r_{\mathrm{DOM},y}$), CO_2 emission factor of the replaced petro-diesel (EF_{PD}).

Then, we obtain the reference emissions as follows:

$$RE_y = CP_y \cdot \frac{EFF_{\mathrm{PJ},y}}{EFF_{\mathrm{REF}}} \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

The units of r and $CONV$ are dimensionless. While the unit of CP is ton, and that of EF is tCO_2e/ton. The extraction rates EFF have arbitral physical dimensions (differentiated for the bunch and the fruit). The suffix y denotes that the parameter is a time-dependent variable.

4.5.3. Project emissions methodology (draft)

The project extraction rate (which also appears in the reference emissions calculation) is calculated at the individual plant by constructing a relationship function (formula) between extraction rate and hue in the lab and monitoring the extraction rate per lot with hue as a proxy, which is then the project extraction rate. It is calculated on a lot-by-lot basis.

Finally, we obtain the project emissions as follows:

$$PE_y = CP_y \cdot r_{\mathrm{BD},y} \cdot CONV_{\mathrm{BD/CP}} \cdot r_{\mathrm{DOM},y} \cdot EF_{\mathrm{PD}}$$

4.5.4. Monitoring methodology (draft)

Monitoring of each parameter is summarized as follows:

Parameter	Explanation	Data source
CP_y	Crude palm oil production covered by the project	Mill data. It is important to extract the part to be covered.
$EFF_{\mathrm{PJ},y}, EFF_{\mathrm{REF}}$	Crude palm oil extraction rates for project and for reference	Project yields are calculated from lot-by-lot hue monitoring. The reference hue is the plant's actual average over the past year.
$r_{\mathrm{BD},y}$	Percentage of covered crude palm oil used for biodiesel	Shipment records of crude palm oil mill.

$CONV_{\mathrm{BD/CP}}$	Conversion rate from crude palm oil to biodiesel	Company biodiesel production records or literature value.
$r_{\mathrm{DOM},y}$	Ratio of biodiesel produced that is destined for the domestic Indonesian market	Shipment records of biodiesel production plants.
EF_{PD}	CO_2 emission factor of the petroleum diesel	IPCC Guidelines or Indonesia-specific value.

4.5.5. Preliminary estimation of the emission reductions

Since this project is a programmatic and horizontal deployment type, emission reductions are estimated for each "mill"-based that are the units to be "added" or "included" to the project.

As a "preliminary estimate of emission reductions" for one mill, here we assume that the average extraction improvement rate is assumed to be 10%.[2] Also assuming that a typical Indonesian crude palm oil mill has a production scale of 10,000 tons/year and that the biodiesel use of palm oil covered by the JCM project is 33%[3] of that production, the CO_2 emission reductions can be roughly estimated as follows:

10,000 ton-CPO/yr × 10% × 33% × 0.93 ton-BD/ton-CPO × 3.2 tCO_2/t-PD = 1,000 tCO_2/yr

4.5.6. Contribution by deployment of the activities under the JCM project

This project is designed to be easily "spread" as a programmatic type project.

---

[2] The figure of 10% was based on the assumption from Figure 5 that a yield increase of this level or more could probably be expected. (When the application was submitted with the figure of 6%, it was assumed that the result would be reflected severely in the timing of harvesting, but the results of the survey showed that even an approximate yield increase could be expected in the case of BDF conversion, so the figure was tentatively set to 10%. The extent of the effect in actual harvesting practices will be confirmed in the next-step pre-demonstration survey.

[3] The reason for using a figure of about 1/3 as the BDF production ratio is for conservatism. The difference from the proposed 30% is not particularly meaningful. In reality, when the entire palm oil company is considered, there will be a large difference depending on market conditions. Since the actual project will adopt the figure as of that time, there is no point in considering strictness at this point. If it is possible to guarantee that all of the crude palm oil in a project is for BDF use in individual project activities, then 100% is possible, especially if the activities are in the vicinity of a BDF-only crude palm oil mill (if it exists) or if traceability practices and mechanisms can be implemented to ensure that the crude palm oil is for BDF use. This possibility arises in cases where it is possible to do so. The extent to which this is possible is a subject for further investigation.

If this win-win type project can be horizontally expanded to the entire country, it can be expected to reduce CO_2 emissions by 4 million tons per year by simple calculation (the current Indonesian government policy is to consume all biodiesel domestically).

5. Coordination with counterpart governments and other relevant parties for commercialisation

During the field survey, the survey team held face-to-face meetings with the Secretariat of the Indonesian JCM Committee in Jakarta, where the proposed new methodology and the outline of activities envisaged in the JCM project were explained. The concept of the proposed new methodology was understood after a frank exchange of opinions and Q&A discussions. In addition, the JCM Committee Secretariat agreed with the next stage of the demonstration project as the concept for improving the livelihoods of smallholder farmers is in line with the Indonesian government policy. The Secretariat also commented that they would like to visit the palm plantations themselves to confirm the effectiveness of the proposed new methodology and the commercialisation of the proposed JCM project with their own eyes.

6. Challenges and actions for future commercialisation

In the implementation stage, the project aims to generate JCM credits at scale by expanding a number of programme-type activities as private-driven JCM with palm farmers. Specific issues for the next step to achieve this remain, such as the items listed in Outline 4-b.

As previously mentioned in Outline 2-a, it was found that for FFB for BDF production, it is possible to maintain high palm oil extraction by delaying the timing of FFB harvest about 7 to 10 days compared to normal practices and harvesting only fully mature FFB and bringing them to the mill, based on the information that quality deterioration during harvest timing and transportation is not a major problem for FFB for BDF production.

As already mentioned, the JCM activities in this project are simple: harvesting timing is delayed and only highly matured FFBs are brought to the mills. However, there is a shortage of labour on the ground for harvesting, so in order to make it easier for farmers to accept the change in practice, a harvesting support service company has been set up to provide intensive and efficient harvesting and removal services to a large number of farmers, including the mitigation measures for collection of loose fruits from FFBs on the ground, which increases more than usual due to the change in practice. Then we enjoy improving the palm oil extraction rate at the mills by carrying out the operations.

Unless attractive incentives are given, palm farmers will not accept changes in harvesting practices requested by the palm oil company, so the form of this will be discussed with farmers and farmers' cooperatives in several options. It will be important for Kanematsu to smoothly start the JCM demonstration project as a joint venture with the palm oil company.

The characteristic feature of this project is that the project can be gradually expanded (added as a JCM CPA) for each palm oil company's mill (with different palm oil companies forming a separate programmatic JCM project). The following figure shows an illustration of a case in which a certain scale has been reached. Here, the unit to be added or included is the oil mill. The farmers are "outside" the JCM project. This depends on the JCM rules when programming. What must be "fixed" during the project period? This is largely dependent on the setting of the rule that says.

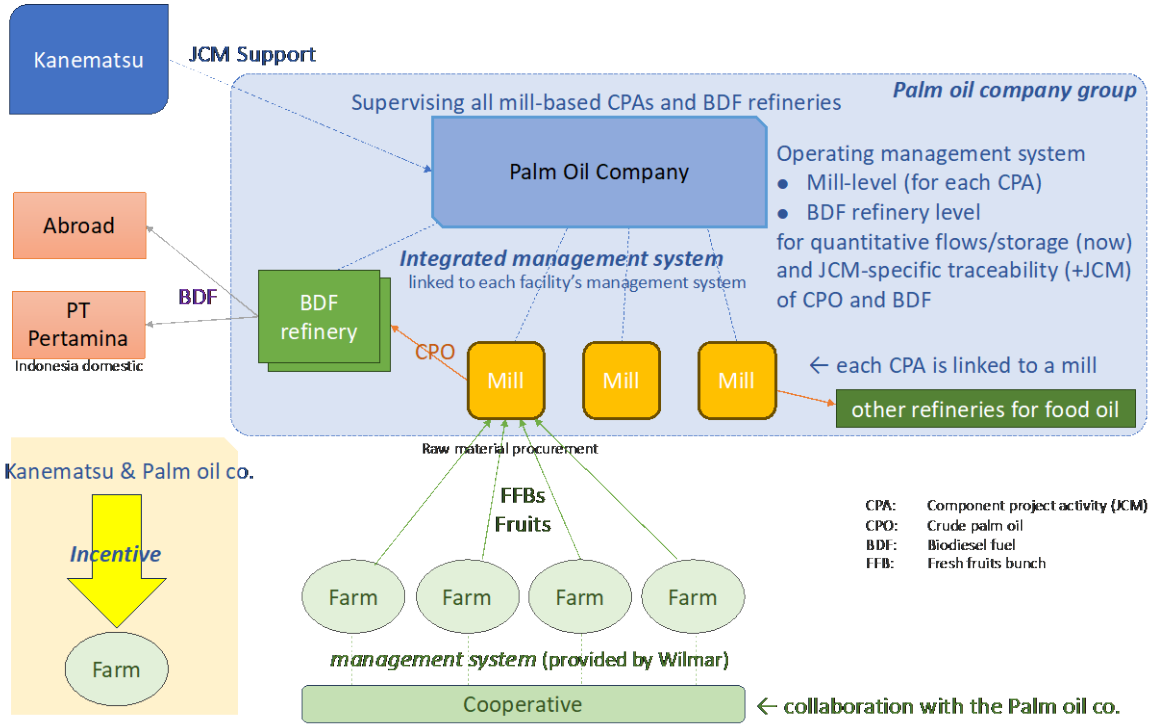


Fig. 6 Concept for a programmatic JCM scheme

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Program-type JCM feasibility study on practices to improve biodiesel yield from palm oil by utilizing AI

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Kanematsu Corporation

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.4. 株式会社 SDG インパクトジャパン

事業名：（モルドバ）モルドバ共和国におけるエタノール蒸留残渣を利用した
バイオガス化事業にむけた JCM 実現可能性調査

実施者：株式会社 SDG インパクトジャパン
共同実施者：株式会社トーヨーエネルギーソリューション

1. JCM FS 調査の目的

モルドバ共和国（以下、モルドバ）はウクライナとルーマニアの狭間に位置し、ウクライナから続く肥沃な黒土を持つことから旧ソ連時代から農業立国として農産品の輸出を主たる産業としてきている。他方、エネルギー資源に乏しく、化石燃料および電力を輸入に大きく依存している。国内エネルギー需要量に対し国内供給量は 2 割程度に留まり、特に天然ガスはその殆どをロシア連邦に依存する。同国経済は 1990 年から独立を経た現在に至るまでに大幅な低下傾向にあり、これは計画経済から市場経済への移行における生みの苦しみとなっているが、一人当たり GDP に示される経済強度は独立以降低迷を続け欧州での最貧国の 1 つに留まっている。

同国政府ではこのような状況を打開すべく、経済やエネルギーの EU 連携を進めるほか、エネルギーセキュリティの確保を目指し再生可能エネルギー（以下、RES）、特に農業国を背景としたバイオ燃料の拡大をエネルギー政策の 1 つに掲げている。同時に野心的な GHG 削減目標を掲げており、2020 年に UNFCCC に提出した NDC2 では、2030 年に 1990 年比で 70%減、更に国際協力が得られれば 88%まで削減することをコミットしている。このような政策目標を実現すべくエネルギーおよび環境分野での様々な施策が実効および検討されてきており、中でも、農業廃棄物や都市廃棄物などの未利用資源の活用は、RES 戦略のみならず廃棄物管理戦略の側面からも非常に有用であることから官民ともに事業化に向けた機運が高まっている。

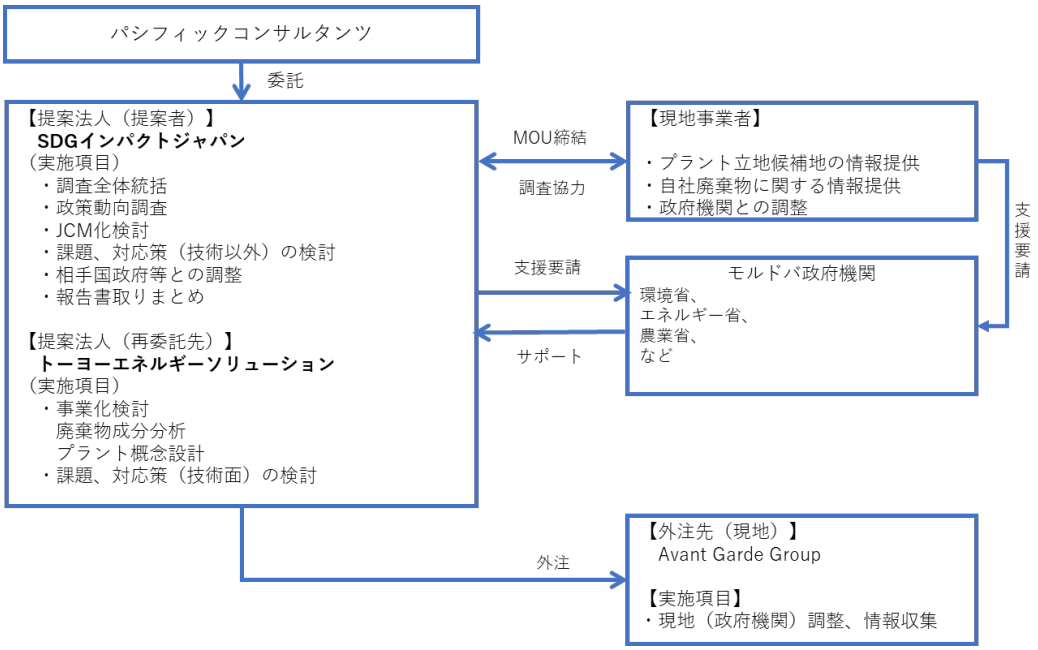
本 FS 調査は、上述するような政策的背景を有するモルドバを対象に、有機廃棄物の再資源化の有効な手段であるメタン発酵（嫌気性消化発酵）プロセスに着目し、事業の有効性や現地関係者の受容性を確認するとともに、事業化および JCM プロジェクト化の可能性につき調査することを目的とした。調査にあたっては、モルドバは 2022 年 9 月に JCM 締約国になったばかりということもあり JCM スキームが事業者のみならず政府関係者においても広く浸透していないことも想定し、現地関係者における当該スキームや事業意義への十分な理解醸成を図るとともに事業化に向けた合意形成を得ることを主眼に据えた。

2. JCM FS 調査の実施体制

提案法人である SDG インパクトジャパン（以下、SIJ）が全体統括を行い、トーヨーエネルギーソリューション（以下、TES）が事業化に関わる調査、プラント概念設計を行った。

SIJ では、現地事業者と 2023 年 5 月に事業実現に向けた MOU を締結しており、現地サイト情報、関連する規制情報等につき全面的な協力を得て調査を遂行した。また、現地情報、関係省庁との調整では現地コンサルである Avant Garde Group（以下、AGG）を起用することで円滑な遂行を実現した。

本 FS 調査実施体制図を、以下図 1 に示す



出典：調査団作成

図 1 JCMFS 調査の実施体制図

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

本 FS 調査の主たる目的は、事業実施における技術面や経済面等のリスク要因の抽出や現地事業者および政府関係者の本件事業への理解の醸成とした。本調査を通じ抽出されたリスク要因への対応策や現地関係者の本事業推進に向けた合意形成を得ることで、続く事業化への移行をスムーズに行うことを目指した。特に JCM 化に必要となるモルドバ政府関係者とのネットワーク構築、および妥当性のある JCM 方法論の構築においては、本 FS を通じ事務局殿等の助言・協力等を得ることで、事業化の確度を高ねることに主眼を置いた。

提案時に想定した調査項目は以下の通りである。

- マクロ経済・金融リスクの把握
- 事業市場環境リスクの把握
- 技術リスクの把握
- 現地事業者の理解醸成
- 現地政府との関係構築
- 資金調達リスクの抽出

上記の調査項目に対し、以下のスケジュールにて調査を実施した。

表 1 FS 調査スケジュール



出典：調査団作成

表 2 現地調査日程・概要

調査回	日程	概要
第 1 回現地調査	2023 年 9 月 16 日（土） ～9 月 23 日（土）	環境省、エネルギー省、農業省、在モルドバ日本大使館、JICA、現地事業者訪問
第 2 回現地調査	2023 年 11 月 8 日（水） ～11 月 10（金）	環境省、エネルギー省、現地事業者訪問 ※環境省主催 JCM セミナー参加
第 3 回現地調査	2023 年 11 月 28 日（火） ～12 月 1 日（金）	在モルドバ日本大使館、現地事業者訪問

出典：調査団作成

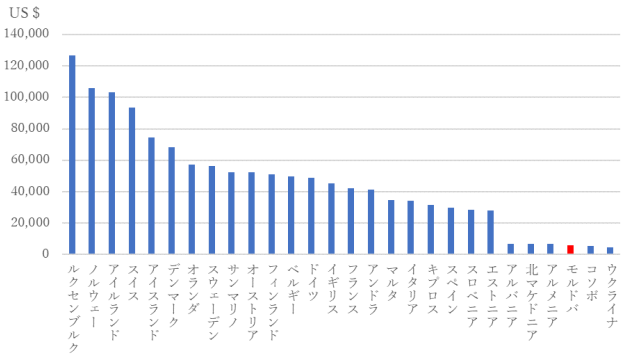
4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. 基礎情報

① マクロ経済環境

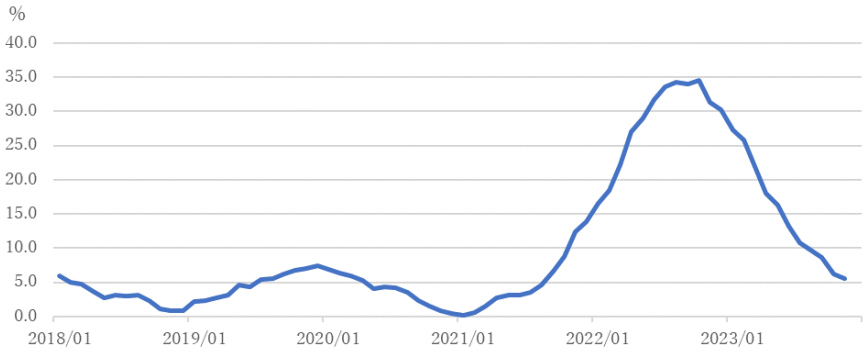
モルドバ経済は 2022 年にはコロナパンデミックの影響をいち早く脱したものの、一人当たり GDP は 5 千ドル程度と欧州最貧国にとどまる。



出典：IMF データより調査団作成

図 2 欧州各国 1 人当たり GDP 比較(2022 年)

足元のウクライナ戦争は経済に多大な影響をもたらしており、特にロシア依存の天然ガスは戦争前に比べ 7 倍程度に高騰、インフレ率は 30%程度に達する。

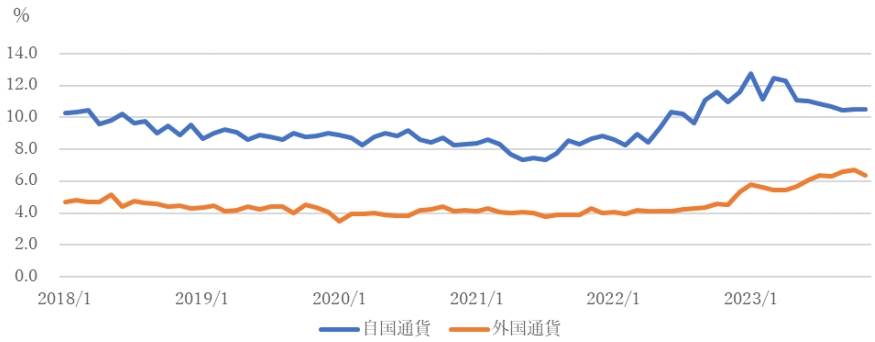


出典：モルドバ国立銀行データより調査団作成

図 3 モルドバ共和国 インフレ率の推移(2018 年-2023 年)

② 金融市場

市場金利は戦争前では 8%程度を推移していたが、足下ではインフレ率の上昇などから 11%前半に上昇しており、設備投資には効率的な資金調達が必要となっている。

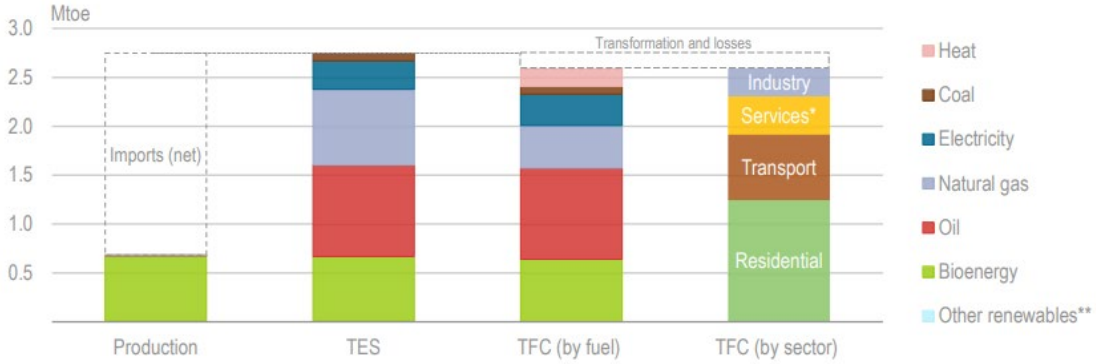


出典：モルドバ国立銀行データより調査団作成

図 4 モルドバ共和国 基準金利の推移(2018 年-2023 年)

4.1.2. 資源エネルギー政策

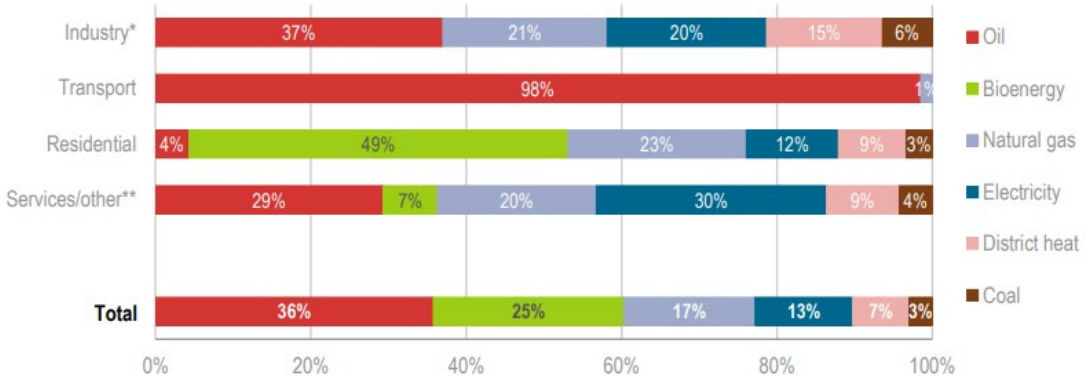
モルドバ共和国は化石燃料に乏しい国であり、石油とガスについてはほとんど生産されていないため、同国のエネルギー供給は輸入に依存しており、結果として同国のエネルギー自給率は 25%程度となっている。これは、世界的に最も低い水準である。特に天然ガスについては、ほとんど全てをロシアからの輸入に依存している。国内エネルギー需要構造は特殊で家庭部門の消費が最大となり、ゆえにバイオマス利用が大きい。



*TES：Total Energy Supply, TFC：Total Final Consumption

出典：IEA レポート

図 5 モルドバ共和国 燃料・セクター別エネルギーシステムの概要



出典：IEA レポート

図 6 モルドバ共和国 エネルギー・セクター別最終エネルギー消費量(2020 年)

同国のエネルギー政策においては、近隣 EU 関係諸国との関係強化や EU 市場へのアクセスおよび統合がメインとなっており、付随してエネルギー関連法規制やエネルギー関連措置についても EU 基準へ対応することが重要となっている。同国の 2010 年エネルギー共同体加盟および 2014 年 EU 連合との連合協定締結に伴い対応が求められている EU の主要な指令や規則は、下記表の通りである。なお、これらに限定されるものではない。

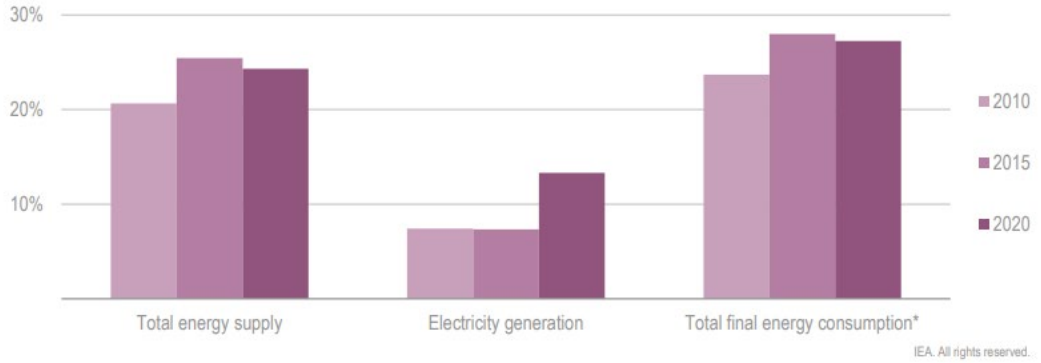
表 3 エネルギー分野に関する EU の主要な指令および規則

対応市場	指令・規則	概要
電力市場	EC 指令 2009/72	• 発電、送電、配電、電力供給に関する共通規則を導入 • ユニバーサル・サービスおよび消費者保護の義務を規定 • 競争要件の明確化
	EC 規則 714/2009	• 国境を越えた電力取引に関する規則を規定 • 電力域内市場における競争強化が目的
天然ガス	EC 指令 2009/73	• 天然ガス、液化天然ガス、バイオガス、バイオマスガスの送電、配電、供給、貯蔵に関する共通規則 • エネルギー生産と供給のネットワーク運営からの分離により、事業間の利益相反を防止することが目的
	EC 指令 715/2009	• 天然ガス送電網、ガス貯蔵、LNG 施設について、インフラへのアクセスに関する規則
安定供給	EC 指令 2005/89	• EU 域内電力市場の適切なレベルの機能、締約国間の相互接続、発電能力と需給バランスを確保等の、電力供給の安全保障を目的とした措置を規定
	EC 指令 2004/67	• 締約国が、透明性が高く、連帯に基づき、非差別的で、ガスの単一市場の要件に合致した一般的な安全供給政策を定めることができる共通のフレームワーク
	EC 指令 2009/119	• 原油または石油製品の最低在庫の維持を義務付け
エネルギー効率と再生	EC 指令 2009/28	• 締約国が 2020 年までに電力、冷暖房、輸送の各部門で再生可能エネルギーを利用することによって達成すべき拘束力のある国内目標を決定
	EU 指令 2012/27	• 拘束力のあるエネルギー効率目標を導入し、生産から最終消費に至るエネルギーチェーンの全段階にお

対応市場	指令・規則	概要
可能エネルギー		いて、エネルギーをより効率的に使用することを要求
	EU 指令 2010/31	• 建築物のエネルギー性能指令 • 新築および既存の建築物に対するエネルギー性能の最低要件を設定するための法的枠組みを規定
	EU 規則 2017/1369	• 市場に出ているエネルギー関連の製品やサービスに適用されるエネルギー表示に関するフレームワーク
気候変動と環境	Clean Energy For All Europeans Package	• 欧州委員会が気候変動と再生可能エネルギー分野での今後の政策案をまとめた包括的政策パッケージ
	General Policy Guidelines	• エネルギー共同体の締約国の 2030 年目標に関する一般政策ガイドライン
	EC 指令 2001/80	• 大型燃焼プラントから大気中への特定汚染物質の排出制限に関する指令
	EU 指令 2016/802	• 特定の液体燃料の硫黄含有量削減に関する指令
エネルギー統計	EC 規制 1099/2008	• 共同体における比較可能なエネルギー統計の作成、伝達、評価、普及のための共通の枠組み
	EU 規制 2016/1952	• 天然ガスと電力価格に関する欧州統計

出典：IEA レポート

RES は、2020 年時点でモルドバ共和国の最終エネルギー供給および最終エネルギー消費の約 4 分の 1 を占めており、エネルギー資源の乏しい同国にとって重要なエネルギー源となっている

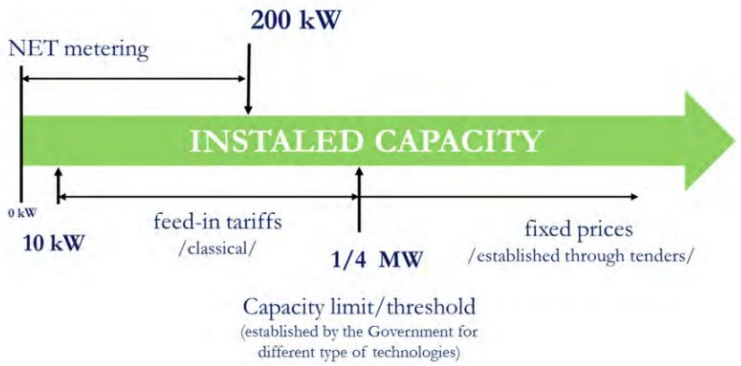


出典：IEA レポート

図 7 モルドバ共和国 エネルギーシステムにおける RES の割合(2010-2020)

RES 発電全体の規模が増加傾向にあり水力ポテンシャルの大部分はすでに活用されている一方で、電力システムのバランスをとるための容量制限や土地の競争的利用(農業など)等の様々な障壁のために、RES 発電のポテンシャルが十分に活用されていないのが同国の課題である。そこで、2018 年に施行された RES 法は、要件を満たす RES 発電生産者を支援しており、同国にはプロジェクトの規模に応じて以下の 3 つの支援レベルが存在する。

- 最大 200kW の容量を持つ小規模設備用のネットメータリング
- 10kW 以上 1MW 以下(風力の場合は最大 4MW)の小規模プロジェクトに対する FIT 制度
- 大規模プロジェクトの入札制度

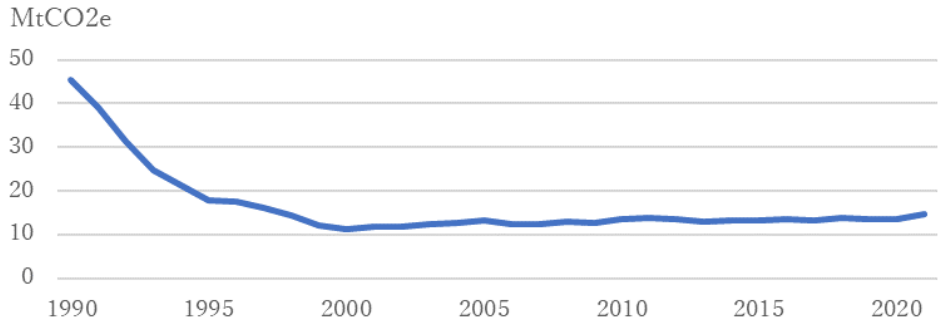


出典：IEA レポート

図 8 モルドバ共和国 RES 法における 3 つの支援レベル

4.1.3. 気候変動政策

モルドバ共和国の GHG 排出量(LULUCF 除く)の推移は、以下の通りである。同国の GHG 排出量は、ソビエト連邦が解体し同国が独立を宣言した 1991 年時点の排出量 39.2MtCO2e から、2021 年には 14.6MtCO2e と、約 62%減少している。この排出量の大幅な減少は、モルドバの独立後、経済活動が制限され、中央集権経済から市場経済への移行が進んだことに起因する。しかし、21 世紀に入ってから、モルドバの排出量は、総量的には僅かではあるが増加傾向にある。2000 年の GHG 排出量 11.2MtCO2e と比較すると、2021 年には約 30%増加している。



出典：モルドバ環境庁データより調査団作成

図 9 モルドバ共和国 GHG 排出量推移(1990 年-2021 年)

気候変動緩和に向けた初期の国際的なコミットメントとして、同国は、1995 年に国連気候変動枠組条約(UNFCCC)に加盟し、2003 年に京都議定書を批准した。条約の非附属書 I 国(温室効果ガス削減目標に言及のない途上国)として、国別報告書および隔年更新報告書を通じて UNFCCC に報告する。2017 年 5 月、同国はパリ協定を批准し、国が決定する貢献(NDC)として、2030 年までに正味の GHG 排出量を 1990 年対比で 64～67%削減することを約束した。また、2020 年 3 月には UNFCCC に NDC の更新版(NDC2)を提出し、NDC2 において、初期のコミットメントである NDC（NDC1）よりも野心的な目標を追求し、気候変動に対する野心を高めた。NDC2 の無条件目標は、2030 年までに 1990 年比で温

室効果ガス排出量を 70%削減することを目標としている。さらに、低コストの財源へのアクセス、技術移転、技術協力など、一定の条件が満たされた場合という条件付きの目標については、NDC1 の目標であった 1990 年比 78%削減から 88%削減へと引き上げられる可能性がある。

表 4 モルドバ共和国 NDC(無条件目標、条件付き目標)

	無条件目標	条件付き目標
NDC1	1990 年対比 64-67%削減	1990 年対比 78%削減
NDC2	1990 年対比 70%削減	1990 年対比 88%削減（見込み）

出典：調査団作成

4.1.4. 環境政策

モルドバは、環境政策でも EU 化を目指し諸策が講じられている。2014 年には、環境保護分野における初の長期戦略文書である「2014～2023 年の環境戦略」(政府決定第 301/2014 号)を承認、さらに 2022 年には、環境保護のための枠組み政策文書である「2033 年までの環境戦略策定に関する構想」(2033 年環境戦略構想)を公表し、同国の環境ビジョンおよび長期的に取り組むべき環境政策を明確にしている。

特に、廃棄物(特に一般廃棄物)は増加の一途で対策が急務となっている。国内の一般廃棄物排出量は 2016 年から 2020 年にかけて約 20%増加して、更に増大することが予想されている。他方、最終処分場を含めたごみ処理能力の開発は進捗しておらず、国家プログラムでは廃棄物管理の中で環境保護上、特に一般廃棄物管理の改善を重要な課題として指摘しており、都市ごみの減容化・有効活用が求められている。

表 5 モルドバ共和国 一般廃棄物の発生量(2016 年-2020 年)

	2016	2017	2018	2019	2020
総人口(千人)	2,824	2,780	2,730	2,686	2,644
一般廃棄物発生量(千t/年)	783	819	786	874	949
人口1人あたりの発生量(t/年)	0.28	0.29	0.29	0.33	0.36

出典：モルドバ国家統計局データより調査団作成

表 6 モルドバ共和国 一般廃棄物の収集量(2017 年-2020 年)

	2017		2018		2019		2020	
	一般廃棄物(千㎥)	対象人口(千人)	一般廃棄物(千㎥)	対象人口(千人)	一般廃棄物(千㎥)	対象人口(千人)	一般廃棄物(千㎥)	対象人口(千人)
合計	3,274	1,082	3,146	1,127	3,495	1,258	3,796	1,396
都市	2,521	817	2,559	841	2,734	871	2,760	894
地方	753	265	586	287	761	387	1,036	501

出典：モルドバ国家統計局データより調査団作成

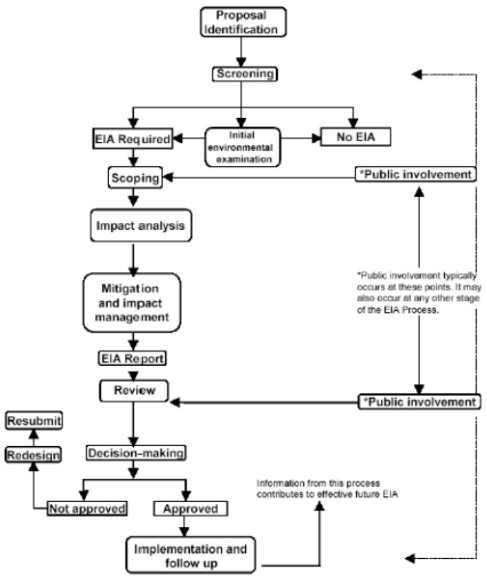
表 7 モルドバ共和国 一般廃棄物発生量予測(2021 年-2027 年)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
総人口(千人)	2,597	2,609	2,585	2,563	2,541	2,520	2,499
一般廃棄物発生量(千t/年)	1,088	1,101	1,114	1,127	1,142	1,155	1,168
人口1人あたりの発生量(kg/日)	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3

出典：モルドバ国家統計局データより調査団作成

モルドバにおける EIA の実施プロセスは、全体的に国際的なベストプラクティスと EU の EIA 指令の要求事項に整合している。附属書 2 に記載された活動に対して、アセスメントが必要かどうかを判断するプロセスは、スクリーニングと呼ばれ、EIA の前に、モルドバ環境庁によって計画された活動の予備審査またはスクリーニングが行われる。附属書 1 に規定された活動の予備評価については、国境を越えたレベルまたは国レベルで EIA を実施する必要性を判断するため、付録 4 に定められた基準を用いて、プロジェクト開発者が提出した申請書に基づいて実施される。附属書 2 に規定された活動の予備評価については、環境影響アセスメントの必要性を判断するため、付録 4 に定められた基準を用いて、事業者から提出された申請書に基づいて実施される。環境影響アセスメントの必要性が決定された場合、このアセスメントは国レベルで実施される。予備審査は 10 営業日以内に行われる。スクリーニングの結果に基づいて、環境庁は以下のいずれかの決定を下す。

- 計画された活動が、国境を越えた EIA の対象となる
- 計画された活動が、国レベルでの EIA の対象となる
- 計画された活動が、EIA の対象とならない



出典：CHPM2030

図 10 モルドバ共和国 EIA プロセス

本メタン発酵事業では、環境影響評価(EIA)にかかる制度についても関連してくるものと考えられ、附属書 2 の項目に該当しスクリーニングが必要になる

表 8 本プロジェクトに関連する EIA 法関連条項

	附属書 1 (EIA の義務化	本事業への適用性	附属書 2 (EIA のための必須スクリーニング)	本事業への適用性
エネルギー	発電所 300MW 以上の容量	無	発電所 5MW から 300MW までの容量	有
			天然ガス貯蔵施設	無
廃棄物	埋立地または廃棄物法 209/2016 附属書 2 に規定される焼却または化学処理による非有害廃棄物の処分のための設備	無	附属書 1 でカバーされていない非有機廃棄物処理のための設備	有
			液体廃棄物の貯蔵施設	有

出典：現地調査より調査団作成

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

4.2.1. 事業化検討

モルドバのエタノール醸造事業者へのメタン発酵プラントの導入に向けて、同社エタノール醸造工場を現地視察し、事業化に向けた検討を行った。

対象事業者では、エタノールの醸造と醸造工程で発生する残渣を利用した DDGS の生産が行われている。現地調査結果から、エタノール醸造および DDGS 生産の各プロセスでは高温蒸気による乾燥を行っており、特に DDGS 生産プロセスでの水分除去には膨大なエネルギーを必要していることが判明した。モルドバでは天然ガス価格が高騰していることから、同社では、GHG 排出削減のみならず経済的側面からいち早く天然ガスからの脱却を志向しており、エタノール醸造工程で発生する蒸留残渣を原料としたメタン発酵は、蒸気生成の為の天然ガスを削減するのみならず DDGS の生産減にもつながり、事業者のニーズにマッチすることが判明した。

このことから、同社エタノール醸造工場をプラント導入地として、詳細なサイト調査および現地ニーズを汲み取るための協議を行い、概念設計を行い事業計画の提案を行った。その結果、天然ガスの消費減によるコスト圧縮効果は非常に大きく事業性も十分確保できることが判明し、提案計画に対し概ねの合意形成を図るに至った。

今後は、より具体的な事業計画策定に向け現地事業者との協議を図っていく方針である。

4.2.2. JCM プロジェクト化検討

JCM 化の観点として、対象事業者の資金調達能力の調査、プラント導入サイトを念頭とした GHG 排出削減方法論の検討、およびモルドバ国内での JCM 実施体制につき関係当局との協議を行った。

調査・検討の結果、対象事業者は十分な資金調達能力を有しており、かつ導入工場の生産プロセスを精査した結果、GHG 排出削減方法論の策定にも問題ないことが判明した。また、モルドバでは２０２３年１１月に JCM 合同委員会が発足したことから、制度面での当初のハードルはクリアされたことになる。他方、JCM 化にむけた詳細な制度設計はこれからであり、かつ NEDO 実証や民間 JCM との整合性などについても今後十分な協議が必要である。従って、JCM プロジェクトの実施にあたっては諸課題を関係省庁との良好な関係構築のもとに着実に実施していく必要がある。

4.3. 課題と対応策の検討

本調査を通じた密な質疑を通じ、現地事業者とは事業の全体像、協業・役割分担につき概ね合意形成を得ることができた。

また、現地関係当局となる環境省、エネルギー省、農業省については、本事業の意義につきご理解頂いたほか、引き続きのご協力につき好意的見解を得ることができた。環境省については、本事業に関わる許認可等の情報交換のほか JCM-JC の早期設置に向けたご支援も得ることができた。また、エネルギー省、農業省については、両省とも NEDO 実証事業におけるモルドバ側政府カウンターパート対応に好意的なご意見を頂くことができた。今後は NEDO、日本国 METI のご意見も頂きつつ事業化に向けて体制面の調整を図る方針である。

以下、各検討課題につき整理する。

(1) マクロ経済・金融リスク

モルドバではウクライナ戦争の影響を色濃く受けており、経済、金融へのダメージは小さくないことが確認された、他方、同国政府は当該影響の長期化を回避すべく様々な方策を実施しており、影響は徐々に軽減されてきている。

マクロ政策と歩調を合わせる形で民間事業者でも影響緩和に向けた戦略策定を進めており、対象事業者でも一早い天然ガスからの脱却を模索しているところである。日本側の提案事業は天然ガス削減による経済効果が非常に大きく十分な短期で投資回収が見込まれるとの認識であり、同社は自己資金での実現を検討していることから、動揺する同国経済・金融市場ではあるものの、本事業推進においてはリスク要因とならないことが確認された。

(2) 事業市場環境リスク

モルドバでは化石燃料および電力を輸入に大きく依存しているため自国生産の拡大のため再生可能エネルギーに注力している。中でも、本事業のような農業ごみ、都市ごみなどの未利用資源の開発は、同国のエネルギー安全保障、地域経済の発展、福祉の創出、環境パフォーマンスの改善、気候変動に対する影響緩和、廃棄物の減容といった観点で同国に大きく貢献するものであることから、政策面において後押しする状況にあった。

他方、許認可に関しては、当初想定では EIA 対象外との認識であったが、プラント規模が大きく拡大したほか設備面でも要件に該当することが調査より判明した。環境省からも EIA スクリーニング対象である旨のコメントを頂戴している。

従い、今後事業を進めていく際には許認可取得のスケジュールを加味したうえで事業マネジメントを実行する必要があり、計画作成には十分な留意が必要である。
競合他社については、モルドバ国内で稼働中のバイオガス案件はあるものの、最大規模となるのはドイツ資本企業によるものであり、本事業が実施された場合、国内企業で最大規模のプラントになる。

(3) 技術リスク

事業化検討にて現地ニーズを踏まえた事業プランを検討し、現地所掌・物理的制約や土地の制約、使用可能なユーティリティの制約、残渣成分等、当初想定された技術リスクを排除することが可能であることが確認された。事業計画については、現時点で残された課題はあるものの、現地事業者とは概ね基本合意を得ることができた。

(4) 資金調達リスク

事業化検討にて、対象事業者工場へのメタン発酵プラントの導入は同社のみならずグループホールディングスとも合意形成が図られていたことが現地調査より判明した。

当初は、事業実施に当たり外部調達資金の必要性が大きいものと推察していたが、係る状況から現時点では本邦金融を含めた外部資金の必要性はほぼない状況であり、事業実施における資金調達リスクはないとの判断である。

(5) 現地関係者との関係構築

本 FS 調査期間において、現地事業者および現地関係当局とは複数回の現地面談および密な情報交換を行い、各所に対して良好な関係を構築できたと考えている。

特に JCM 実施の観点では、提案当初はモルドバにおいて JCM 合同員会が発足していなかったが、11月に現地で開催された JCM セミナーにて設立がアナウンスされた。従い、JCM 推進における当初の制度上のハードルはクリアされたと認識している。

また、今後事業を実施するうえで必要となるご支援について、環境省のみならずエネルギー省、農業省から快諾を得ることができた。今後、JCM 事業化に際しては、日本側関係当局からのご意見も頂きつつ適切な実施体制の構築を図っていく所存である。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

本事業による GHG 排出削減の根拠は以下の通りとなる。

① エタノール蒸留残渣等の有機性廃棄物を嫌気性消化発酵装置に投入することで発生するバイオガスを発熱装置に投入することによる化石燃料削減
② 嫌気性消化発酵装置の導入により DDGS 製造プロセスに利用されるエタノール蒸留残渣が減少することに伴う化石燃料および電力量の削減
③ エタノール蒸留残渣を放置することで自然発生するメタンガスの回避

また、本方法論の適応には以下の適格性要件が必要であると考えられる。

基準 1	本事業は、エタノール醸造および DDGS 製造を行う工場に嫌気性消化発酵装置を導入し、エタノール蒸留残渣等の有機性廃棄物を原料としたバイオガスを発熱に利用するものである
基準 2	嫌気性消化発酵装置を中心とした廃棄物処理プラントには、発生したガスをガスホルダーやタンクに供給する前に、バイオガスから硫化水素、水分を除去する装置が装備される
基準 3	嫌気性消化発酵装置からの残留物からのメタン排出を回避するための処理が取られる（肥料やその他の適切な処理として販売されるなどの経済的使用を含む)。

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

レファレンス排出量は前述の考え方に基づき以下のように算定される。

① 発熱装置による化石燃料消費に基づく排出量の算定

② DDGS 製造プロセスにおけるエネルギー燃料消費に基づく排出量の算定

③ 残渣が放置されることで自然発生するメタンガス量の算定

(1) 発熱装置による化石燃料消費に基づく排出量

嫌気性消化発酵装置で生成されるバイオガスの主成分はメタンとなり、同バイオガスと等価のエネルギー量の既存燃料（本プロジェクトでは CNG）が代替されることになる。

従い、発熱装置におけるバイオガス投入による化石燃料代替量は以下式で算定される。なお、既存燃料についても複数種考慮できるようにする。

(2) DDGS 製造プロセスにおけるエネルギー燃料消費に基づく排出量

嫌気性消化発酵装置の導入により本来 DDGS 製造がなされるエタノール蒸留残渣が減少することから、DDGS 製造プロセスの稼働減少に伴い消費されるエネルギーが減少することになる。

DDGS 製造プロセスに投入されるエネルギーは蒸気を生成する発熱装置燃料と電気となる。ここで、蒸気消費に伴う発熱装置での化石燃料消費については、エタノール生成プロセスについては嫌気性消化発酵装置の導入有無により蒸気消費量は変わらないことを留意する必要がある。

(3) エタノール蒸留残渣を放置することで自然発生するメタンガスの回避

エタノール蒸留残渣の自然発酵によるメタンガス量の算定にあたっては、同残渣が TS8.7%の流体であることを考えると、IPCC ガイドラインに示される産業排水からのメタン発生量に係る方法論（2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter6）が参照できる。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は嫌気性消化発酵装置の導入による新たに発生するエネルギー消費量となる。

4.4.4. モニタリング方法案

方法論の算定に必要な各パラメータの諸元につき以下表に纏める。

表 9 方法論パラメータの諸元

方法論パラメータ	*記号*	単位	諸元
Decantaion されるエタノール蒸留残渣		ton/p	モニタリング A
Evaporation されないエタノール蒸留残渣		ton/p	モニタリング B
発熱装置に供給されるバイオガス量	QBG,p	Nm3/p	モニタリング①
DDGS プロセスに供給される蒸気量	$QSDD,p$	ton/p	モニタリング②
Ethanol プロセスに供給さる蒸気量	$QSEth,p$	ton/p	モニタリング③
DDGS プロセスに投入される残渣量	$QDtotal,p$	ton/p	モニタリング④
嫌気性消化槽に供給されるエタノール蒸留残渣量	QDf,p	ton/p	モニタリング⑤
発熱装置の燃料消費量	FCi,p	Nm3/p	モニタリング⑥
DDGS に供給される電力量	$ECDD,p$	kWh/p	モニタリング⑦
嫌気性浄化槽に供給される電力量	ECf,p	kWh/p	モニタリング⑧
放置されるエタノール残渣量	$P_i \times W_i$	m^3/y	モニタリング
放置されたエタノール残渣中から除去される有機物量	S	kgCOD/y	モニタリング
放置されたエタノール残渣からの CH4 回収量	R	kgCH4/y	モニタリング

出典：調査団作成

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

前述の算定式を基に、現状での計測値、設計値、および設定したデフォルト値からリファレンスおよびプロジェクト排出量の試算を行った。

なお、CO2 削減量算定式の入力値は嫌気性消化発酵装置の導入後にモニタリングされる数値を前提とすることから、本試算では現状の計測値から嫌気性消化発酵装置導入後の数値を逆算して計算を行っている。

【GHG 排出削減量試算結果】

CO2 排出量 Q　　：10,310[tCO2/年]

レファレンス排出量 REp　　：10,490[tCO2/年]

プロジェクト排出量 PEp　　：　180[tCO2/年]

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

対象事業者の対象工場で発生するエタノール蒸留残渣を全量メタン発酵処理した場合の GHG 排出削減量につき、上記算定方法を基に試算を行った。

上記条件で試算を行った結果、年間 GHG 排出削減量は 35,615 トンとなった。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

本調査事業期間に相手国政府関係者と協議をする中で、本事業主旨はモルドバ共和国の国家戦略に合致することが確認できた。環境省においてはNDCの見直しを通じて1990年比で-70%、国際的な協力を得られれば-88%を目指すとしており、高い脱炭素化の目標を掲げている。モルドバは2022年9月にJCM締約国になったばかりで、仮に本事業がJCMとして実施されれば同国最初のJCM案件となるだけに環境省の期待も高いと推察される。

またエネルギー省との協議においては、エネルギー供給の安定確保という面から再生可能エネルギーへの高い期待が示されている。特にバイオガスに関しては、国内での開発ポテンシャルが大きいと見なされており、FIT制度の導入など政策誘導措置が検討されている。農業省においては、モルドバ国の主要産業である農業の生産過程から発生する残渣物の利用に対して大きな関心を持っており、製品ライフサイクル全体における資源の有効利用の可能性において調査を行いたいという要望が出ている。

このような点を鑑みても関係各省の本件実施に対する姿勢は極めて前向きであることが理解できる。

一方、各省との協議や現状のJCM制度の状況に基づくと、JCMを推進するにあたっては、下記に示すような制度上の課題もあり、実施にあたってはそれら諸課題を関係省庁との良好な関係構築のもとに着実に実施していく必要がある。

・JCMプロジェクト実施にあたっての諸手続き
・日本側のJCMスキームとの整合性
・農業分野における同様のニーズの拡大

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

本FS調査を通じ現地関係者との密な議論を図ることで本事業に対する現地側の受容性の高さを確認することができた。

またモルドバ環境省においても、JCM推進の観点のみならず同国の気候変動および廃棄物政策の観点からも本事業を支援する旨の発言を頂くことができた。係る状況から当初の計画通り本FS事業の終了後は速やかにJCM事業化に向けた準備および提案を行いたいと考えている。

当初想定した課題の多くは解消することができたと考えているが、調査を通じ顕在化した課題もある。引き続き現地とのコミュニケーションを図ることで十分なヘッジ策を導出するとともに、日本側関係当局とも協議を行うことで、早期の事業実現に向けた計画の立案および具現化を図っていく所存である。

現下で想定する事業課題は以下の通りである。

表 10 今後の事業化に向けた課題

課題	内容及び対応方針
外部環境	●天然ガス価格動向 天然ガス価格は本事業の事業性を支える根幹であることから今後の価格動向には細心の注意が必要であり、引き続き動静を確認していく。

課題	内容及び対応方針
事業環境	●EIA スクリーニング 本事業は EIA スクリーニングの対象となることが判明し、スクリーニング次第では EIA を実施する必要が出てくる。 ●JCM-JC とのコミュニケーション 日本、モルドバ両当局のご尽力により 2023 年 11 月に合同委員会実施体制が発表され、今後は本事業の JCM 化に向けて具体的な協議を行っていく必要がある。
現地事業者との合意形成	●現地所掌 具体的な事業計画につき概ねの合意形成が図られたが、積み残した課題としては発酵槽タンク、ガスボイラーの所掌が挙げられる。 ●実証スケジュール 本事業の早期実現を期待されていることから、日本側としても速やかに事業提案を図る予定である。
現地機関との合意形成	●現地カウンターパート NEDO 実証事業を実施するための現地当局カウンターパートについては、環境省のみならずエネルギー省、農業省でも快諾を頂いている。 今後、NEDO、日本国経済産業省のご意見も頂きつつカウンターパート選定を図るとともに、現地側の協力を得るために引き続き継続的なコミュニケーションを行っていく必要がある。

出典：調査団作成

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of Anaerobic Digestion and Fermentation System for Biogas Utilization in Ethanol Brewery Plant, Version 1.0

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Air tightness test	A test to confirm that there is no leakage from the gas tanks and its connecting pipes once continuous anaerobic digesters have been installed. The test is conducted based on JIS B8266, ISO 16528-1 or ASME Boiler and Pressure Vessel Code.
Biogas	Gases generated from anaerobic digesters.
Continuous anaerobic digester	A biogas recovery system through continuous methane fermentation process from undiluted organic waste. The system consists of conditioning tanks and methane fermentation tanks, inside temperature of which are controlled to keep mesophilous condition.
DDGS Manufacturing Process	Process for producing DDGS (Distillers Dried Grain with Soluble), a livestock feed, from ethanol distillation residue.
Organic waste	Solid waste that contains degradable organic matter. This may include, for example, food waste, plant waste and sludge from wastewater treatment plants.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	This methodology consists of the two methodologies 1) introduction of renewable energy (waste treatment, primarily by using anaerobic digestion fermentation equipment) technologies that provide users with biogas as an alternative to fossil fuels, 2) measures to avoid the methane release into atmosphere produced by the anaerobic decay of organic waste left unattended.

Items	Summary
Calculation of reference emissions	(1) Emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment Calculated based on monitored biogas supply, net calorific value of biogas, and CO2 emission factor of fossil fuels used (2) Emissions from energy and fuel consumption in the DDGS production process Calculated based on the amount of steam and electricity consumed during DDGS production, the amount of ethanol distillation residue generated, the amount of ethanol distillation residue supplied to the anaerobic fermenter, the fossil fuel consumption of the heat generating equipment (all above are monitored values), the net calorific value of fossil fuel, and the CO2 emission factors of the fossil fuel and electricity used (3) Amount of methane gas generated through ethanol distillation residue when abandoned Calculated based on the amount of ethanol distillation residue left unattended and the respective coefficients.
Calculation of project emissions	Electricity consumption consumed by newly installed renewable energy technologies
Monitoring parameters	● Ethanol distillation residue to be decant ● Ethanol distillation residue that is not evaporated ● Amount of biogas fed to the heat generator ● Amount of steam fed to DDGS process ● Volume of steam fed to Ethanol process ● Ethanol distillation Residue fed to the DDGS process ● Volume of ethanol distillation residue fed to anaerobic digester ● Fuel consumption of heat generator ● Amount of electricity supplied to DDGS ● Electricity supplied to anaerobic septic tanks ● Amount of ethanol residue abandoned ● Amount of organic matter removed from abandoned ethanol residue ● CH4 yield from abandoned ethanol residue

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	This project will install anaerobic digestion fermentation equipment at a plant where ethanol distillation and manufacturing of DDGS process is operated, and use biogas from ethanol distillation residue and other organic waste as a source of heat generation.
Criterion 2	Waste treatment plants, primarily anaerobic digestion fermentation units, are equipped with devises to remove hydrogen sulfide and water from the biogas before feeding the generated gas to gas holders or tank
Criterion 3	Treatment is taken to avoid methane emissions from residues from anaerobic digestion fermentation units, including economic uses such as being sold as fertilizer or other suitable treatment

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel consumption of heat generation equipment	CO2
Power consumption of DDGS production equipment	CO2
Volume of ethanol distillation residue to be abandoned	CH4
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption used in waste treatment plants	CO2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

(1) Emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment

The main component of the biogas produced by the anaerobic digestion fermentation system will be methane, which will replace the existing fuel (CNG in this project) with an equivalent amount of energy. The use of existing fuels will be reduced when this biogas is fed into the heat generation equipment.

(2) Emissions based on energy and fuel consumption in the DDGS production process

The introduction of anaerobic digestion fermentation equipment will reduce the amount of ethanol distillation residue that is originally used to produce DDGS, which will result in a decrease in energy consumption due to the reduced operation of the DDGS production process.

The energy input to the DDGS production process will consist of fuel for the heat generation equipment that produces steam and electricity used in the process.

It should be noted that steam consumption for the ethanol production process does not change depending on whether or not an anaerobic digestion and fermentation system is installed.

(3) Avoidance of methane gas naturally generated by leaving ethanol distillation residue
In calculating the amount of methane gas from the natural fermentation of ethanol distillation residue, given that the residue is a fluid with a TS of 8.7%, the methodology for methane generation from industrial wastewater as presented in the IPCC guidelines (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6).

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = RE_{BG,p} + RE_{DD,p} + RE_{CH4,p}$$

Where;

REp ：Reference Emission [tCO2/y]

REBG, p ： Emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment [tCO2/y]

REDD,p ：Emissions based on energy and fuel consumption in the DDGS production process [tCO2/y]

RECH4,p ：Emissions based on methane gas naturally generated [tCO2/y]

(1) Emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment

$$RE_{BG,p} = Q_{BG,p} \times NCV_{BG} \times EF_{CO2,i} + Q_{elec,p} \times EF_{elceCO2,p}$$

Where;

$Q_{BG,p}$ ：Amount of biogas supplied to the heat equipment [t/p]

NCV_{BG} ：Net calorific value of biogas [GJ/t]

$EF_{CO2,i}$ ：CO2 emission factor for fossil fuels [tCO2/GJ]

i ：Types of fossil fuels used in heat generation equipment

$Q_{BG,p}$ ：Amount of electricity generated by heat generating equipment[kWh/p]

EFeleCO2,p ：CO2 emission factor for electricity [tCO2/kWh]

(2) Emissions based on energy and fuel consumption in the DDGS production process

$$RE_{DD,p} = \left(\left(QS_{DD,p} \times \frac{QD_{total,p}}{QD_{total,p} - QD_{f,p}} + QS_{Eth,p}\right) \times EFBoiler_{ef,i} - \left(FC_{i,p} - Q_{BG,p}\right)\right) * EF_{CO2,i}$$

$$* NCV_{fuel,i} + EC_{DD,p} \times \frac{QD_{f,p}}{QD_{total,p} - QD_{f,p}} \times EF_{elec,p}$$

$$EFBoiler_{ef,i} = FC_{i,p} \div QS_{total,i}$$

Where;

QSDD,p : Amount of steam supplied to DDGS [t/p]
QSEth,p : Steam supplied to the Ethanol distillation process [t/p]
QStotal,p : Volume of ethanol distillation residue generated [t/p]
QDtotal,p : Amount of residue fed into DDGS process [t/p]
QDfl,p : Ethanol distillation residue fed to anaerobic digestion fermentation tank [t/p]
EFBoileref,p : Fuel efficiency per supplied steam of heat generating equipment [%]
FCi,p : Fuel consumption of heat generating equipment [Nm3/t]
EFCO2,i : CO2 emission factor for fossil fuels [tCO2/GJ]
NCVfuel,i : Net calorific value of fossil fuels [GJ/Nm3]
ECDD,p : Amount of electricity supplied to DDGS [kWh/p]
EFeleCO2,p : CO2 emission factor for electricity [tCO2/kWh]

(3) Avoidance of methane gas naturally generated by leaving ethanol distillation residue

$$\boldsymbol{RE_{CH4,p} = CH4\ Emissons_p \times \frac{16}{12} \times GWP}$$

Where;
RECH4,p : Emissions based on methane gas generation [tCO2/y]
CH4 Emissionsp : Emissions based on methane gas generation [kgCH4/y]
GWP : Global Warming Coefficient

$$\boldsymbol{CH4\ Emissons_p = \sum_i [(TOW_i - S_i) \times EF_i - R_i]}$$

Where;
CH4 Emissionsp : Emissions based on methane gas generation [kgCH4/y]
TOWi : Amount of biodegradable organic matter in abandoned ethanol residues [kgCOD/y]
i : Where ethanol residue is left
Si : Organic content removed from abandoned ethanol residue [kgCOD/y]
EFi : Methane emission factor at the site where ethanol residue is left unattended [kgCH4/kgCOD]
Ri : CH4 collection yield from abandoned ethanol residues [kgCH4/y]

$$\boldsymbol{EF_j = B_o \times MCF_i}$$

Where;
EF_j : Methane emission factor at the site where ethanol residue is left unattended [kgCH4/kgCOD]
J : Where ethanol residue is left
B_o : Maximum CH4 generation capacity [kgCH4/kgCOD]
MCF_i : Adjustment factor（IPCC　Table6.8）

$$TOW_i = P_i \times W_i \times COD_i$$

Where;

TOWi ：Amount of biodegradable organic matter in ethanol residue [kgCOD/y]

i ：Where ethanol residue is left

Pi×Wi ：Amount of ethanol residue to be abandoned [m3/y]

CODi ：Chemical oxygen demand of ethanol residue [kgCOD/m3]（IPCC Table6.9）

G. プロジェクト排出量の計算

$$PE_p = EC_{f,p} \times EF_{elec,p}$$

Where;

PEp ：Project emissions [tCO2/y]

ECf,p ：Electricity supplied to anaerobic septic tanks [kWh/p]

EFeleCO2,p：CO2 emission factor for electricity [tCO2/kWh]

H. 排出削減量の計算

ERp = REp － PEp

Where;

ERp ：GHG emission reductions [tCO2/y]

REp ：Reference emissions [tCO2/y]

PEp ：Project emissions [tCO2/y]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
NCVBG,p	Net calorific value of biogas generated from anaerobic septic tanks in monitoring period p [GJ/Nm3]. Based on the results of physical property tests of the biogas generated. In this project, the materials fed to the anaerobic septic tank is a single ethanol distillation residue, and since the composition of the materials will not change significantly, it is assumed that the properties of the biogas generated will not change significantly either.	Based on physical property test results of the collected biogas. In this study, based on the assumed biogas methane concentration (55.6%) based on the TS4% physical property test results provided by Zernoff, the net calorific value of CNG (0.0391 GJ/Nm3) and methane concentration (94.33%) were calculated and adopted, assuming that the same concentration as CNG The net calorific value of methane gas is calculated and adopted.

Parameter	Description of data	Source
	The frequency of reflecting the test and calculation formulas will be discussed in the future.	
EFCO2,I	CO2 emission factor for fossil fuel i used in the heating equipment [tCO2/GJ]. The fossil fuel used in the heat generation equipment is CNG, and the CO2 emission factor for natural gas will be applied. Also, if the project supplies biogas to the new equipment, the CO2 emission factor for natural gas will be applied.	IPCC default values at the lower limit in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 of the "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories emission factors per unit calorific value of fuel (lower limit) as shown in "Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 of the "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories".
NCVfuel,i	Net calorific value of fossil fuel i used in the heating equipment [GJ/Nm3]. The fossil fuel used in the heat generation equipment is CNG, and the CO2 emission factor for natural gas will be applied. Since the unit is TJ/Gg(fuel) in the IPCC, the unit conversion for this project is based on the specific gravity of natural gas: 0.65 and air density: 1.293 kg/m3 (0° C, 1 atm).	IPCC default value at the lower limit of Table 1.2 in Chapter 1, Volume 2 of the 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventory Guidelines.
EFeleCO2,p	CO2 emission factor for electricity consumption [tCO2/kWh]. If the project facility consumes only grid electricity or on-site power generation, the project participant applies the respective CO2 emission factor. If the project facility may consume both grid electricity and on-site power generation, the project participant shall apply the higher value of the CO2 emission factor [CO2 emission factor] Grid Power:	● Grid Electricity The Moldova DNA does not provide official grid emission factors due to the following statement 30.05.2012 Moldova Grid Emission Factor Assessment The analysis of the Moldova Power System for the purpose of calculating the of grid emission factor (GEF) showed that due to Transnistria secessionism, the Moldova electricity authority (Ministry of Economy) does not control the power system on the left bank of the

Parameter	Description of data	Source
	Latest value available Private Power Generation: To be determined based on the following options a) Generation efficiency (η element, CG [%]) from manufacturer's specifications Generation efficiency based on the lower heating value (LHV) of the on-site power generation system from the manufacturer's specifications applies. $$EF_{elec} = 3.6 \times \frac{100}{\eta_{elec,CG}} \times EF_{fuel,CG}$$ b) Calculated from measured data The power generation efficiency calculated from the monitored data of fuel input for power generation (FCPJ,CG,p) and power generation during the monitoring period p (e.g., PJ,CG,p) is applied. The measurements are made using measuring equipment for which a calibration certificate has been issued by an accredited organization under national/international standards. $$EF_{elec} = FC_{PJ,CG,p} \times NCV_{fuel,CG} \times EF_{fuel,CG} \times \frac{1}{EG_{PJ,CG,p}}$$ Where: NCVfuel,CG:Net calorific value of fuel consumed by the on-site power generation system [GJ/mass or volume].	river Nistru, and therefore does not have access to all data on electricity generation in the country. This suggests that there may be limits to the options which can be used to determine the GEF for the country as a whole, and it may only be determined for the right bank. An initial aim of this study is to determine which approach for calculation of the GEF is applicable to Moldova, and if the GEF can be calculated for the country as a whole. The IEA Moldova 2022 Energy Policy Review makes the following statements, which should be noted when referring to grid emission factors. In 2020, Moldova's power and heat generation sector emitted an average of 205 grammes of CO2 (gCO2) per kilowatt-hour (kWh) of energy produced (Figure 7.6). The relatively low carbon intensity is due to the fact that most electricity is imported. The ADEME (Agence de la transition écologique) database indicates a grid emission factor of 0.517 CO2e/kWh. The same value is used in this study.
GWP	Global warming potential of methane Refer to the latest values given by the IPCC; IPCC Report AR6 (2021) is the most recent.	The IPCC Sixth Assessment Report (AR6) indicates a GWP of 28-36 for methane over a 100-year period. In this study, GWP100 = 28 is adopted.

Parameter	Description of data	Source
COD	Chemical Oxygen Demand (COD) of Ethanol Distillation Residue If the COD value of the abandoned ethanol distillation residue is monitored, the monitored value is adopted; if not monitored, the default value is the COD value of the effluent from alcohol purification as indicated by the IPCC.	The COD value for Alcohol Refine shown in Table 6.9 of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6 is indicated as 11. The same value is used in this study.
B	Maximum CH4 production capacity [kgCH4/kgCOD]. It is recommended to refer to the default values given by IPCC when country-specific data are not given.	The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6, indicates 0.25 kg CH4/kg COD. The same value is used in this study.
MCF	Methane adjustment factor IPCC recommends referring to the default values given by IPCC when no official data is published for a country.	Anaerobic deep lagoon MCF value of 0.8 is shown in Table 6.8 of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6. Although it depends on the amount of ethanol distillation residue generated, the same value is used in this study.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：モルドバ共和国におけるエタノール蒸留残渣を利用したバイオガス化事業 JCM 実現可能性調査（公表用）概略調査報告書

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：株式会社 SDG インパクトジャパン

頁	図表番号	タイトル
317	図 2	欧州各国 1 人当たり GDP 比較(2022 年)
317	図 3	モルドバ共和国 インフレ率の推移(2018 年-2023 年)
318	図 4	モルドバ共和国 基準金利の推移(2018 年-2023 年)
318	図 5	モルドバ共和国 燃料・セクター別エネルギーシステムの概要
319	図 6	モルドバ共和国 セクター別最終エネルギー消費量(2010-2020 年)
319	表 3	エネルギー分野に関する EU の主要な指令および規則
320	図 7	モルドバ共和国 エネルギーシステムにおける RES の割合(2010-2020)
321	図 8	モルドバ共和国 RES 法における 3 つの支援レベル
321	図 9	モルドバ共和国 GHG 排出量推移(1990 年-2021 年)
322	表 5	モルドバ共和国 一般廃棄物の発生量(2016 年-2020 年)
322	表 6	モルドバ共和国 一般廃棄物の収集量(2017 年-2020 年)
323	表 7	モルドバ共和国 一般廃棄物発生量予測(2021 年-2027 年)
323	図 10	モルドバ共和国 EIA プロセス

(English)

(Moldova) JCM feasibility study on the project of bio-gasification using ethanol distillation residues in the Republic of Moldova

SDG Impact Japan Inc.
Toyo Energy Solutions Co.

1. Purpose of the JCM FS Study

The Republic of Moldova (hereinafter referred to as "Moldova") is located between Ukraine and Romania. With its fertile black soil that continues from Ukraine, The country's main industry has been the export of agricultural products. While agriculture is the main export commodifies, the country is heavily dependent on imports of fossil fuels due to the lack of energy sources. The amount of energy supplied from domestic sources is only about 20% of the country's energy demand. Most of the energy sources, natural gas in particular, had depended on the import from Russia. The country's economy has been in a significant downtrend since 1990, when it gained independence, and this has been the birth pangs of its transition from a planned economy to a market economy, but its economic strength, as measured by GDP per capita, has remained stagnant since independence.

In order to overcome this situation, the government of Moldova is promoting economic and energy partnerships with the EU. The government is planning to transition to renewable energy sources (hereafter RES). Being an agricultural country, biofuels are recognized as one of the high potential RES, which is also stipulated in the countries energy policies.

At the same time, it has set ambitious GHG reduction targets, and in its NDC2 submitted to the UNFCCC in 2020, it committed to reducing GHG emissions by 70% from 1990 levels by 2030, and further to 88% if international cooperation is obtained.

With the context of energy security and achievement of GHG reduction target, the circulation of unutilized resources such as agricultural and municipal wastes has been gaining momentum in both the public and private sectors. It is recognized as very useful from the viewpoint of both RES strategies and effective waste management strategies. Many stakeholders from government and private sectors are looking into promoting the sector.

This FS study focused on the methane fermentation (anaerobic digestion and fermentation) process as an effective means of recycling organic waste in Moldova. With the above-mentioned policy background, the study attempts to confirm the effectiveness of the project and the acceptability of the local people, and to investigate the feasibility of commercialization and JCM project implementation.

The purpose of the study was to confirm the effectiveness of the project and the acceptability of the project to local stakeholders. Since Moldova had just become a JCM contracting party in September 2022, it is assumed that the JCM scheme has not been widely known not only among project proponents but also among government officials. The study also aimed to build a sufficient understanding of the scheme and its significance among local officials and on gaining consensus for commercialization. Eventually, the study

aimed to build a sufficient understanding of the scheme and its significance among local stakeholders and to obtain their consensus for the project.

2. JCM FS Study Implementation Structure

SDG Impact Japan (hereinafter referred to as "SIJ") has led the study, while Toyo Energy Solution (hereinafter referred to as "TES") evaluated the technical feasibility and conceptual plant design.

SIJ concluded an MOU with the local partner in May 2023 and conducted the study together. In addition, the Avant Garde Group ("AGG"), a local consulting firm, supported to collect relevant information around regulation and to establish network with related ministries and agencies.

A diagram of the FS study implementation structure is shown below.

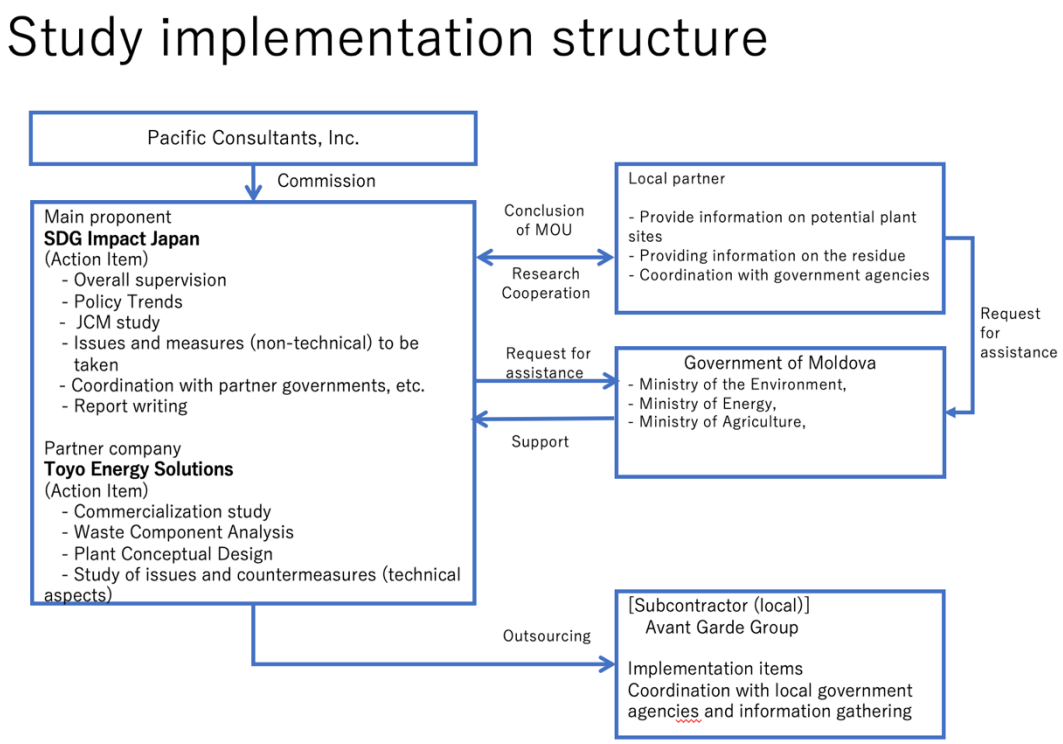


Figure. 1 JCM FS Study Implementation Structure

Source: Study team

3. JCM FS Study Overview and Schedule

The main objectives of this FS study were to identify technical and economic risk factors in the implementation of the project, and to foster understanding of the project among local business and

government officials. The study also aimed to develop measures to address the risk factors identified through the study and to build consensus among local stakeholders to promote the project, thereby facilitating a smooth transition to the commercialization phase. In particular, the project focused on building a network with the relevant officials of the government of Moldova and developing a valid JCM methodology, both of which are necessary for JCM. The study also looked into the possible opportunities to expand the proposed biogas project with commercial scale business.

The main items of the study were as follows;

- Understanding macroeconomic and financial risks
- Identification of business market environment risks
- Identifying Technical Risks
- Foster understanding among local businesses
- Building relationships with local governments
- Extraction of financing risk

The schedule of the study was set as below;

Table 1 FS Study Schedule



Table 2 Field Study Schedule and Summary

Study stage	Schedule	Summary
1st field Study	Saturday, September 16 - Saturday, September 23, 2023	Visit to Ministry of Environment, Ministry of Energy, Ministry of Agriculture, Embassy of Japan in Moldova, JICA, local partner
Second field Study	Wednesday, November 8, 2023 - Friday, November 10, 2023	Visit to Ministry of Environment, Ministry of Energy, and local partner *Participated in the JCM seminar sponsored by the Ministry of the Environment
Third field Study	Tuesday, November 28 - Friday, December 1, 2023	Embassy of Japan in Moldova, visit to local partner

Source: Study team

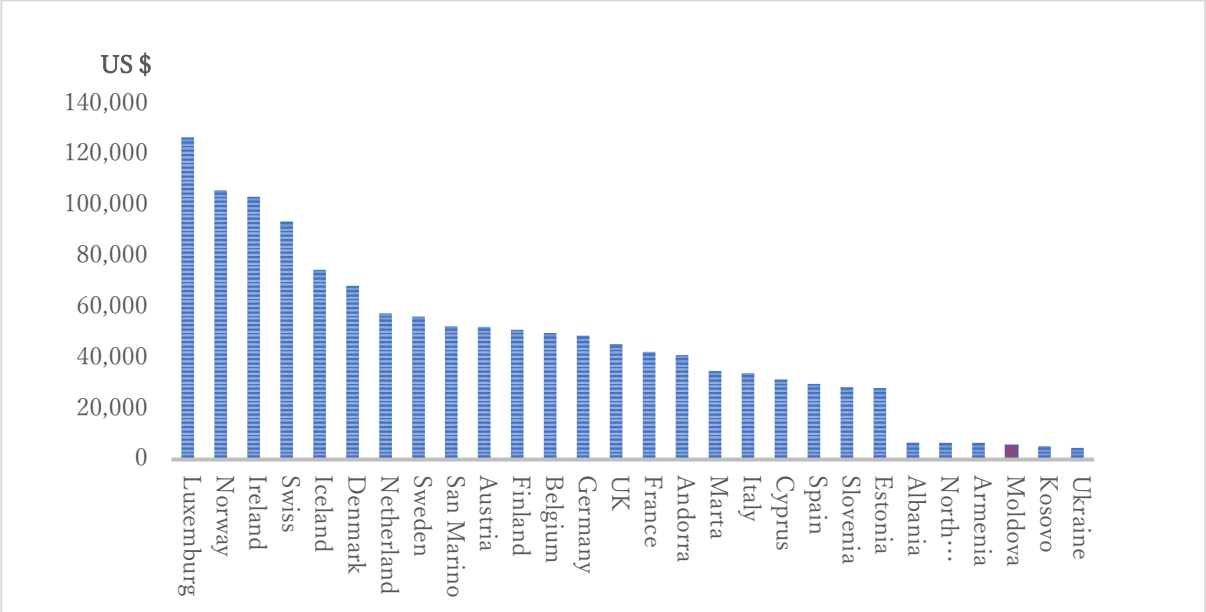
4. Results of JCM FS Study

4.1. Analysis of related policy and institutional trends

4.1.1. Basic Information

① Macro-economic Environment

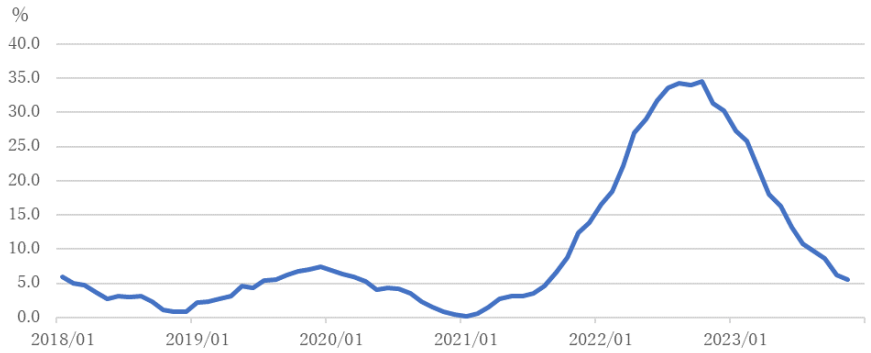
Moldova is one of the leased developed countries in Europe with the GDP per capita of Moldova is about $5,000.



Source: Prepared by the Study team from IMF data.

Figure 2 Comparison of GDP per capita in European countries (2022)

While the country was able to recover from the effect of the COVID-19 Pandemic, the war in Ukraine is having a significant impact on the economy, especially the Russian-dependent natural gas, which is seven times more expensive than before the war. The inflation rate has stabilized recently but it passed over 30% giving significant impact to the daily living of the citizens.

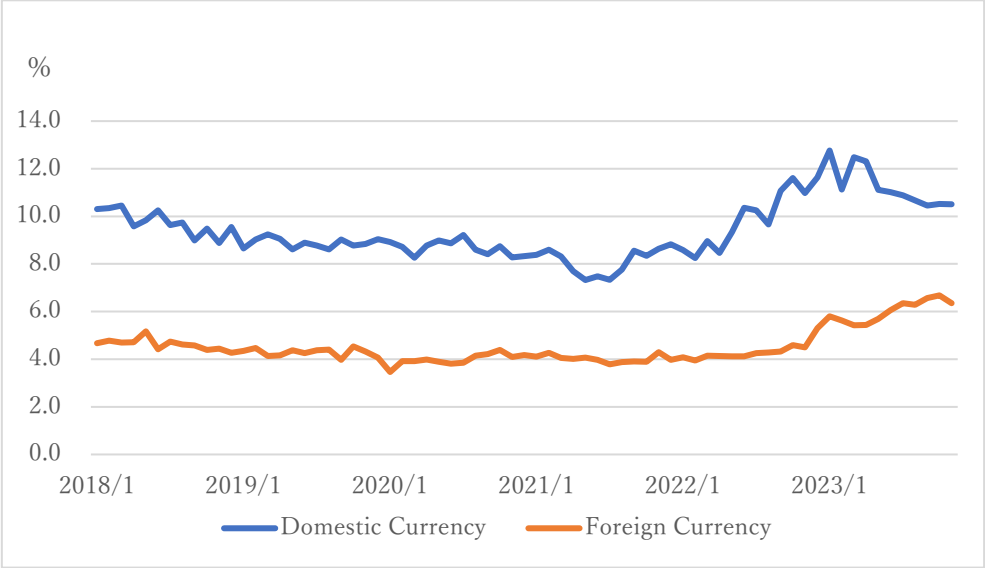


Source: Study team, based on data from the National Bank of Moldova.

Figure 3 Republic of Moldova Inflation Rate Trends (2018-2023)

② Financial Market

Market interest rates were hovering around 8% before the war, but have recently risen to the low 11% range due to rising inflation and other factors.



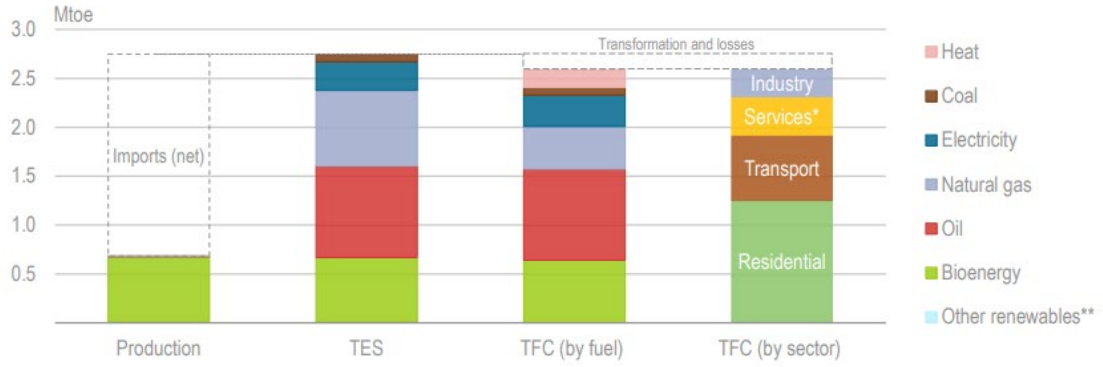
Source: Study team, based on data from the National Bank of Moldova.

Figure 4 Republic of Moldova Reference Rate Trends (2018-2023)

4.1.2. Resource and Energy Policy

Moldova produces very little fossil fuels, therefore, the country's energy supply is dependent on imports. The country's energy self-sufficiency rate being around 25%, one of the lowest in the world. In particular, the country relies almost entirely on imports of natural gas from Russia.

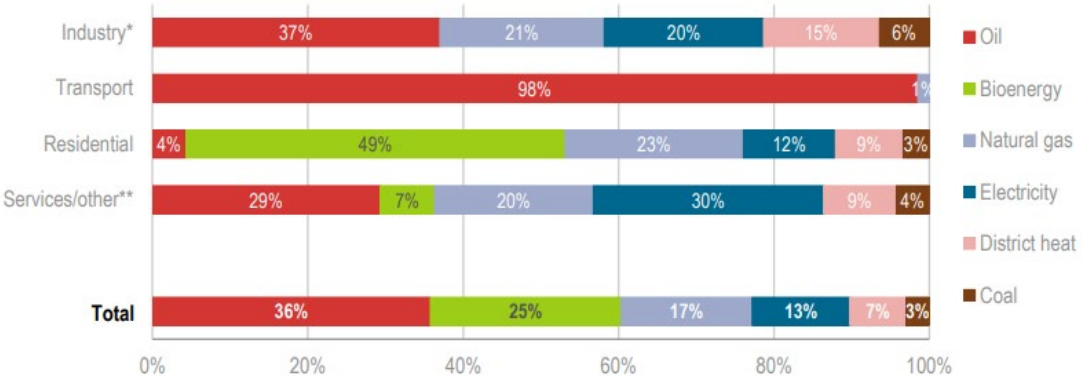
The domestic energy demand structure is unique. While the industry sector generally consume the most of energy, the household sector consuming the largest amount of energy, especially use of Bioenergy.



*TES: Total Energy Supply, TFC: Total Final Consumption

Source: IEA Report

Figure 5 Republic of Moldova Overview of Energy System by Fuel and Sector



Source: IEA Report

Figure 6 Republic of Moldova Final Energy Consumption by Energy Sector (2020)

The main focus of the country's energy policy is to strengthen relations with neighboring EU countries and to access and integrate the EU market, and it is also important to comply with EU standards for energy laws and regulations and energy-related measures. The table below lists the major EU directives and regulations that the country is required to comply with following its participation to the EU's Energy Community in 2010 and its Association Agreement with the EU in 2014.

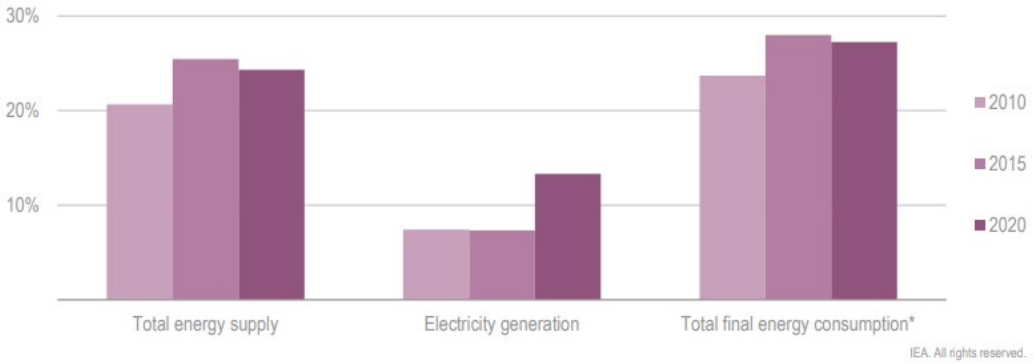
Table 3 Key EU Directives and Regulations for the Energy Sector

Corresponding Markets	Directives and Regulations	Summary
Electricity	EC Directive 2009/72	• Introduced common rules for generation, transmission, distribution, and supply of electricity • Provides for universal service and consumer protection obligations • Clarification of competition requirements
	EC Regulation 714/2009	• Provides rules for cross-border electricity trading • The objective is to strengthen competition in the electricity intra-regional market.
Natural Gas	EC Directive 2009/73	• Common rules for transmission, distribution, supply and storage of natural gas, liquefied natural gas, biogas and biomass gas • Separation of energy production and supply from network operations to prevent conflicts of interest between businesses
	EC Directive 715/2009	• Regulations on access to infrastructure for natural gas transmission networks, gas storage, and LNG facilities
Energy Security	EC Directive 2005/89	• Provides for measures aimed at security of electricity supply, such as ensuring an adequate level of functioning of the EU electricity market, interconnection between parties, generation capacity and supply-demand balance, etc.
	EC Directive 2004/67	• A common framework within which Parties can define a general safe supply policy that is transparent, based on solidarity, non-discriminatory, and consistent with the requirements of the single market for gas
	EC Directive 2009/119	• Mandate maintenance of minimum inventories of crude oil or petroleum products
Energy Efficiency and Renewable Energy	EC Directive 2009/28	• Determination of binding national targets to be achieved by Parties through the use of renewable energy in the electricity, heating and cooling, and transportation sectors by 2020.
	EU Directive 2012/27	• Introduce binding energy efficiency targets, requiring more efficient use of energy at all stages of

Corresponding Markets	Directives and Regulations	Summary
		the energy chain, from production to final consumption
	EU Directive 2010/31	• Energy Performance of Buildings Directive • Provides a legal framework for setting minimum energy performance requirements for new and existing buildings
	EU Regulation 2017/1369	• Framework for energy labeling applicable to energy-related products and services on the market
Climate Change and the Environment	Clean Energy For All Europeans Package	• A comprehensive policy package outlining the Commission's future policy proposals in the areas of climate change and renewable energy
	General Policy Guidelines	• General Policy Guidelines on the 2030 Targets of the Parties to the Energy Community
	EC Directive 2001/80	• Directive on the restriction of emissions of certain pollutants into the atmosphere from large combustion plants
	EU Directive 2016/802	• Directive on the reduction of sulfur content in certain liquid fuels
Energy Statistics	EC Regulation 1099/2008	• A common framework for the creation, communication, evaluation and dissemination of comparable energy statistics in the Community
	EU Regulation 2016/1952	• European statistics on natural gas and electricity prices

Source: IEA Report

RES accounts for about a quarter of the final energy supply and final energy consumption in Moldova as of 2020, making it an important energy source for a country with scarce energy resources.

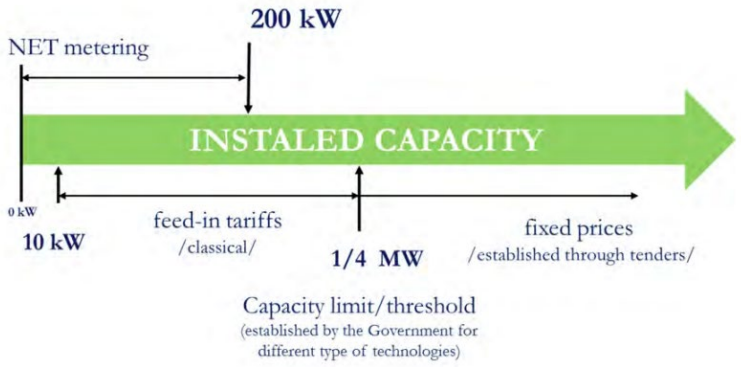


Source: IEA Report

Figure 7 Percentage of RES in the energy system of the Republic of Moldova (2010-2020)

While the overall size of RES generation is increasing and a large part of the hydropower potential is already being utilized, the country's RES generation potential is not being fully exploited due to various barriers, such as capacity limitations to balance the electricity system and competitive use of land (e.g. agriculture). Therefore, the RES Law, which came into effect in 2018, supports RES power producers who meet the requirements, and the country has three levels of support, depending on the size of the project, as follows

- Net metering for small facilities with capacities up to 200 kW
- FIT system for small-scale projects between 10 kW and 1 MW (up to 4 MW for wind power)
- Bidding system for large projects

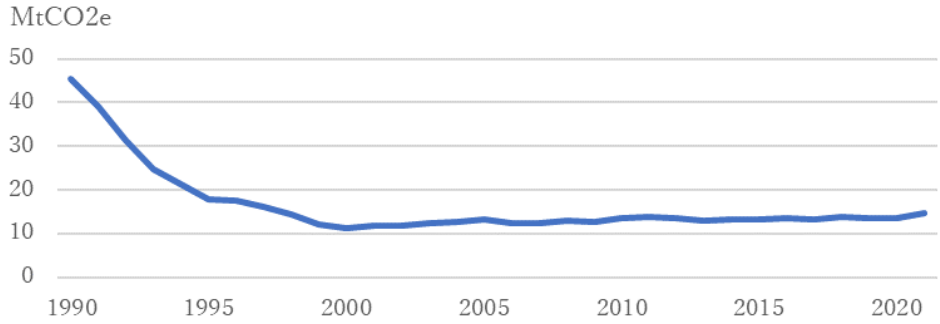


Source: IEA Report

Figure 8 Republic of Moldova Three Levels of Support in RES Law

4.1.3. Climate Change Policy

The following table shows the evolution of GHG emissions (excluding LULUCF) in the Republic of Moldova. The country's GHG emissions have decreased from 39.2MtCO2e of emissions in 1991, when the Soviet Union dissolved and the country declared independence, to 14.6MtCO2e in 2021, a decrease of approximately 62%. This significant decrease in emissions can be attributed to Moldova's transition from a centralized economy to a market economy, with limited economic activity after independence. However, since the beginning of the 21st century, Moldova's emissions have been increasing, albeit slightly in total terms: compared to GHG emissions of 11.2MtCO2e in 2000, emissions increased by about 30% in 2021.



Source: Prepared by the Study team from data of the Moldovan Environmental Agency.

Figure 9 Republic of Moldova GHG Emissions Trends (1990-2021)

As an early international commitment to climate change mitigation, the country acceded to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in 1995 and ratified the Kyoto Protocol in 2003. As a non-Annex I country (a developing country with no reference to GHG reduction targets), the country reports to the UNFCCC through its national reports and biennial update reports. In May 2017, the country ratified the Paris Agreement and committed to a nationally determined contribution (NDC) to reduce its net GHG emissions by 2030 by 64-67% below 1990 levels. ～to 67% reduction compared to 1990 levels. In March 2020, they also submitted an updated version of their NDC (NDC2) to the UNFCCC, and in NDC2, they increased their ambition on climate change by pursuing a more ambitious target than their initial commitment (NDC1) The unconditional target of NDC2 is to reduce GHG emissions by 2030 to 1990 levels by emissions by 70% below 1990 levels by 2030. Furthermore, the conditional target, which is based on the fulfillment of certain conditions such as access to low-cost financial resources, technology transfer, and technical cooperation, could be raised from the 78% reduction from 1990 levels that was the goal of NDC1 to an 88% reduction.

Table 4 Republic of Moldova NDC (Unconditional and Conditional targets)

	Unconditional target	Conditional target
NDC1	64-67% reduction from 1990 levels	78% reduction from 1990 levels
NDC2	70% reduction from the 19990 level	88% reduction from 1990 levels(likelihood)

Source: Prepared by the Study team

4.1.4. Environmental Policy

In 2014, Moldova approved its first long-term strategic document in the field of environmental protection, the "Environmental Strategy for the period 2014-2023" (Government Decision No. 301/2014), and in 2022 it published a framework policy document for environmental protection, the "Concept for the Development of an Environmental Strategy to 2033" (2033 Environmental Strategy Concept). The country's long term vision and policies were clarified in 2022 with the publication of the "Concept for the

Development of an Environmental Strategy to the Year 2033" (2033 Environmental Strategy Concept), which is a framework policy document for environmental protection.

The demand for waste management is on the rise, and countermeasures are urgently needed. Domestic general waste disposals have increased by about 20% between 2016 and 2020 and expected to increase more. On the other hand, no progress has been made in developing waste treatment capacity, including final disposal facilities. The national program points the immediate upgrade is necessary in the areas such as the environmental protection, volume reduction and effective utilization of municipal solid waste.

Table 5 Republic of Moldova Generation of General Waste (2016-2020)

	2016	2017	2018	2019	2020
Total Population (,000)	2,824	2,780	2,730	2,686	2,644
Amount of Waste (thousand ton/year)	783	819	786	874	949
Amount of Waste per capital (t/y)	0.28	0.29	0.29	0.33	0.36

Source: Study team, based on data from Moldova's National Statistics Office.

Table 6 Republic of Moldova General waste collection (2017-2020)

	2017		2018		2019		2020	
	Waste (000 ㎥)	Population (000)	Waste (000 ㎥)	Population (000)	Waste (000 ㎥)	Population (000)	Waste (000 ㎥)	Population (000)
Total	3,274	1,082	3,146	1,127	3,495	1,258	3,796	1,396
Urban	2,521	817	2,559	841	2,734	871	2,760	894
Suburb	753	265	586	287	761	387	1,036	501

Source: Study team, based on data from Moldova's National Statistics Office.

Table 7 Republic of Moldova General Waste Generation Projections (2021-2027)

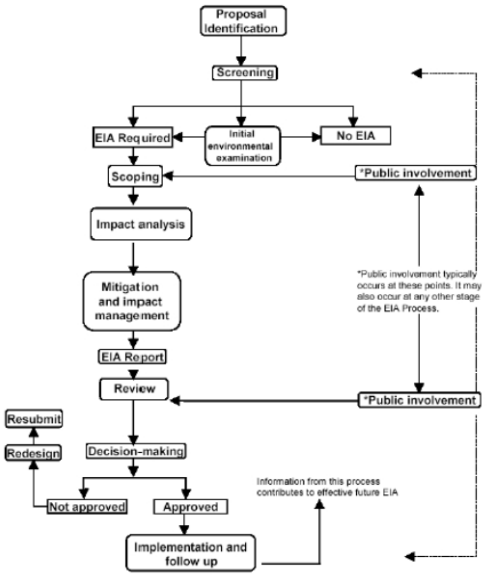
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total Population (,000)	2,597	2,609	2,585	2,563	2,541	2,520	2,499
Amount of Waste (thousand ton/year)	1.0	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3
Amount of Waste per capital (t/y)	1,088	1,101	1,114	1,127	1,142	1,155	1,168

Source: Study team, based on data from Moldova's National Statistics Office.

Overall, the process of conducting an EIA in Moldova is consistent with international best practices and the requirements of the EU EIA Directive. The process of determining whether an assessment is required for the activities listed in Annex 2 is referred to as screening and involves a preliminary assessment or screening of the planned activities by the Moldovan Environmental Agency prior to the EIA. For the preliminary assessment of activities specified in Annex 1, it is carried out on the basis of the application submitted by the project developer, using the criteria set out in Appendix 4 to determine the need to conduct an EIA at the transboundary or national level. For the preliminary assessment of the activities

specified in Annex 2, it will be carried out on the basis of the application submitted by the project developer, using the criteria set out in Appendix 4, in order to determine the need for an Environmental Impact Assessment. If the need for an Environmental Impact Assessment is determined, this assessment will be conducted at the national level. The preliminary screening will take place within 10 working days. Based on the results of the screening, the Environment Agency will make one of the following decisions

- Planned activities are subject to cross-border EIA
- Planned activities are subject to EIA at the national level
- Planned activities are not subject to EIA



Source: CHPM2030

Figure 10 Republic of Moldova EIA Process

The methane fermentation project is considered to be possible subject to the EIA and the project applicable in Annex 2 requires screening.

Table 8 Relevant provisions of the EIA Act related to the Project

	Annex 1 (Mandatory EIA	Applicability to the Project	Annex 2 (Required screening for EIA)	Applicability to the Project
Energy	Power plant 300 MW capacity or more	nil	Power plant capacity from 5MW to 300MW	Yes
			natural gas storage facility	Nil

Waste	Landfills or facilities for the disposal of non-hazardous waste by incineration or chemical treatment as defined in Annex 2 of the Waste Law 209/2016	nil	Facilities for non-organic waste treatment not covered in Annex 1	Yes
			Liquid waste storage facilities	having

Source: Prepared by the Study team from field research.

4.2. Consideration of Commercialization and JCM project

4.2.1. Feasibility study

The group made a site visit to the ethanol distillation plant operated by the local partner and commenced a study to evaluate the feasibility of introducing a methane fermentation plant.

The company produce ethanol from cereals through distillation process. Also the company produces DDGS using residues after distillation process. The results of the field study revealed that each process of ethanol distillation and DDGS production uses high-temperature steam for drying, and that the removal of moisture. Especially DDGS production process requires an enormous amount of energy.

The company is looking to move away from natural gas as soon as possible, not only to reduce GHG emissions but also from an economic standpoint, given the soaring price of natural gas in Moldova. The methane fermentation process from distillation residues not only reduces the use of natural gas for steam, but also reduce DDGS production.

The detailed site study and discussions with the local partners was held to understand local need. Finally, a conceptual design and business plan for the methane fermentation plant is proposed. As a result, the project is economically feasible since the cost reduction effect of reducing natural gas consumption would be significant. The general consensus on the proposed plan has made with the local partner.

4.2.2. JCM projectization study

From the viewpoint of JCM, we investigated the financial capability of the local partner, studied the GHG emission reduction methodology with the plant installation site in mind, and discussed the JCM implementation system in Moldova with the relevant authorities.

As a result, it was found that the local partner has sufficient financial capacity and that the production process of the installed plant was carefully examined, and that there were no problems in the formulation of the GHG emission reduction methodology.

In addition, the JCM Joint Committee members were announced in November 2023 and in process of formulation. On the other hand, the detailed institutional design for JCM is still in the process of being finalized, and there is a need for further discussions on the consistency with the NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) demonstration and private-sector JCM. Therefore, in

implementing JCM projects, it is necessary to steadily implement various issues based on the establishment of a good relationship with the relevant ministries and agencies.

4.3. Consideration of issues and countermeasures

General consensuses with the local partner on the overall picture of the project and the division of labor and roles were made.

In addition, we were able to obtain a good understanding of the significance of the project from the Ministry of the Environment, the Ministry of Energy, and the Ministry of Agriculture of Moldova, which are the relevant local authorities, as well as favorable opinions regarding their continued cooperation. The Ministry of the Environment provided some guidance on EIA, and also received support for the early establishment of JCM-JC. Both the Ministry of Energy and the Ministry of Agriculture gave us positive feedback on the proposed project. The study team continues to seek the opinions of NEDO and METI (Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan)in order to adjust the system for the commercialization of the project.

The following are summary of each issue to be considered.

(1) Macroeconomic and financial risks

Moldova has been deeply affected by the war in Ukraine, and it was confirmed that the damage to the economy and finance is significant. On the other hand, the government of Moldova is implementing various measures to avoid prolonging the impact of the war, and the impact is gradually being reduced.

In step with macroeconomic policies, private operators are also formulating strategies to mitigate the impact of natural gas prices and the local partner is also seeking an early exit from natural gas uses. The economic benefits of reducing natural gas use are very large and that a return on investment can be expected in a sufficiently short period of time.

(2) Business Market Environment Risk

Moldova is currently heavily dependent on imports for fossil fuels and electricity. The government focuses on transition to renewable energy to expand its own production. The development of unutilized resources such as agricultural and municipal solid waste will contribute greatly to achieve the country policy and to improve economy, energy security, welfare and environmental performance including the mitigation of climate change impacts, and waste reduction.

On the other hand, the initial assumption was that the plant would not be subject to an EIA, but the investigation revealed that the plant has expanded significantly in size from the original plan. Therefore it may require for EIA.

Therefore, when proceeding with business in the future, it is necessary to take into account the schedule for obtaining permits and licenses before implementing business management, and sufficient attention should be paid to the preparation of the plan.

As for competitors, although there are some biogas projects in operation in Moldova, there are several projects led by German manufacturers.

(3) Technology risk

The feasibility study examined a business plan based on local needs, and confirmed that it was possible to eliminate the technical risks that were initially assumed like local jurisdiction, physical and land constraints, available utility constraints, residue components, etc. Although there are still some remaining issues to be resolved, we were able to reach a basic agreement on the business plan with the local partner.

(4) Financing risk

The consensus with local partner has made on the installation of a methane fermentation plant at the subject company's plant. It is concluded that there is no funding risk in the implementation of the project.

(5) Building relationships with local stakeholders

During the FS study period, we had several on-site interviews and exchanged information with the local partner and relevant local authorities, and established good relationships with all parties.

In particular, from the viewpoint of JCM implementation, the JCM Joint Committee had not been established in Moldova at the time of the proposal, but it in process and currently able to receive PIN (Project Idea Note). Therefore, we recognize that the initial institutional hurdles in the promotion of JCM have been cleared.

In addition, we have obtained the willingness of the Ministry of Energy and the Ministry of Agriculture, as well as the Ministry of the Environment, to provide the necessary support for the implementation of the project in the future. In the future, we intend to establish an appropriate implementation system for the JCM project with input from the relevant authorities in Japan.

4.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions

4.4.1. Summary of Proposed Methodology

The basis for the GHG emission reductions from the project will be as follows

① Reduction of fossil fuels by feeding biogas generated by feeding organic wastes such as ethanol distillation residue into anaerobic digestion and fermentation equipment into heat generating equipment

② Reduction in fossil fuel and electricity consumption associated with the reduction of ethanol distillation residue utilized in the DDGS production process due to the installation of anaerobic digestion and fermentation equipment

③ Avoidance of methane gas naturally generated by leaving ethanol distillation residue

In addition, the following eligibility requirements are considered necessary for the adaptation of this methodology

Criterion 1	This project will install anaerobic digestion and fermentation equipment at a plant that brews ethanol and manufactures DDGS, and use biogas from ethanol distillation residue and other organic waste as a source of heat generation.
Criterion 2	Waste treatment plants, primarily anaerobic digestion and fermentation units, are equipped with equipment to remove hydrogen sulfide and water from the biogas before feeding the generated gas to gas holders or tanks
Criterion 3	Treatment is taken to avoid methane emissions from residuals from anaerobic digestion and fermentation units (including economic uses such as being sold as fertilizer or other suitable treatment).

4.4.2. Proposed Methodology for Calculating Reference Emissions

Reference emissions are calculated based on the aforementioned concept as follows

① Calculation of emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment

② Calculate emissions based on energy and fuel consumption in the DDGS manufacturing process

③ Calculation of the amount of methane gas naturally generated by leftover residue

(1) Emissions based on fossil fuel consumption by heat generating equipment

The main component of the biogas produced by the anaerobic digestion and fermentation system will be methane, which will replace the existing fuel (CNG in this project) with an equivalent amount of energy.

Therefore, the amount of fossil fuel substitution due to biogas input in the heat generation system is calculated by the following equation. Note that multiple types of existing fuels can also be considered.

(2) Emissions based on energy and fuel consumption in the DDGS production process

The introduction of anaerobic digestion and fermentation units will reduce the amount of ethanol distillation residue that is originally used to produce DDGS, which will result in less energy being consumed due to the reduced operation of the DDGS production process.

The energy input to the DDGS production process will be exothermic unit fuel to produce steam and electricity. Regarding fossil fuel consumption in the heating equipment associated with steam consumption, it should be noted that for the ethanol production process, steam consumption does not change depending on whether or not an anaerobic digestion and fermentation system is installed.

(3) Avoidance of methane gas naturally generated by leaving ethanol distillation residue

For the calculation of methane gas volume from spontaneous fermentation of ethanol distillation residue, given that the residue is a fluid with a TS of 8.7%, the methodology for methane generation

from industrial wastewater presented in the IPCC guidelines (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Chapter 6) can be referenced.

4.4.4. Proposed Monitoring Methodology

The table below summarizes the parameters required for the methodology calculations.

Table 9 Methodological Parameters

Methodology Parameters	*symbol*	unit	various factors or elements
Ethanol distillation residue to be decantaioned		ton/p	Monitoring A
Ethanol distillation residue without Evaporation		ton/p	Monitoring B
Amount of biogas supplied to the heat generator	*QBG,p*	Nm3/p	Monitoring ①.
Amount of steam supplied to DDGS process	*QSDD,p*	ton/p	Monitoring (2)
Steam supplied to the Ethanol process	*QSEth,p*	ton/p	Monitoring ③.
Amount of residue fed into DDGS process	*QDtotal,p*	ton/p	Monitoring ④
Volume of ethanol distillation residue fed to anaerobic digester	*QDf,p*	ton/p	Monitoring ⑤.
Fuel consumption of heat generating equipment	*FCi,p*	Nm3/p	Monitoring ⑥
Amount of electricity supplied to DDGS	*ECDD,p*	kWh/p	Monitoring ⑦
Electricity supplied to anaerobic septic tanks	*ECf,p*	kWh/p	Monitoring (8)
Amount of ethanol residue to be abandoned	$P_i \times W_i$	m /y[3]	monitoring
Amount of organic matter removed from abandoned ethanol residue	*sadist*	kgCOD/y	monitoring
CH4 times yield from abandoned ethanol residues	*radius*	kgCH4/y	monitoring

Source: Study team

4.4.5. Study of GHG emission reductions in projects subject to the JCMFS

Based on the aforementioned calculation equation, reference and project emissions were estimated from the current measured values, design values, and set default values.

Since the input values for the CO2 reduction calculation formula are assumed to be the values monitored after the introduction of the anaerobic digestion and fermentation equipment, the calculations in this estimation were made by calculating backwards from the current measured values to the values after the introduction of the anaerobic digestion and fermentation equipment.

GHG Emission Reduction Estimation Result

CO2 emissions Q : 10,310 [tCO2/year]

Reference emissions REp : 10,490 [tCO2/year]

Project Emissions PEp : 180 [tCO2/year]

4.4.6. Potential contribution to GHG emission reductions through the dissemination of JCMFS eligible projects

The GHG emission reductions from methane fermentation treatment of all ethanol distillation residues generated at the subject plants were estimated based on the above calculation method.

The results of the estimation based on the above conditions resulted in an annual GHG emission reduction of 35,615 tons.

5. Coordination with counterpart governments and other relevant parties for commercialization

During the course of discussions with counterpart government officials, it was confirmed that the main objectives of this project are in line with the national strategy of the Republic of Moldova. The Ministry of Environment has set a high decarbonization target of -70% of the 1990 level through the review of NDC, or -88% if international cooperation is obtained. Moldova just became a JCM signatory in September 2022, and if this project is implemented as a JCM project, it will be the first JCM project in Moldova, so the Ministry of Environment has high expectations for the project.

In discussions with the Ministry of Energy, high expectations have been expressed for renewable energies in terms of securing energy supply. Biogas, in particular, is seen as having great potential for domestic development, and policy guidance measures, such as the introduction of a FIT system, are being considered. The Ministry of Agriculture is very interested in the use of residues generated in the production process of agriculture, which is the main industry in Moldova, and has expressed a desire to conduct a study on the possibility of effective use of resources throughout the product life cycle.
In light of these points, it is understandable that the ministries concerned are extremely positive in their attitude toward the implementation of this case.

On the other hand, based on discussions with the ministries and the current status of the JCM system, the following institutional issues need to be addressed in order to promote JCM, and these issues need to be steadily addressed by building good relationships with the relevant ministries.

JCM Project Implementation Procedures

Consistency with the JCM scheme on the Japanese side

Expansion of similar needs in the agricultural sector

6. Challenges and actions for future commercialization

Through this FS Study, we were able to confirm the high level of acceptance of the project on the local side through close discussions with local stakeholders.

The Ministry of Environment has also expressed its support for this project not only from the perspective of JCM promotion, but also from the perspective of the country's climate change and waste policy. Given these circumstances, we intend to promptly prepare and propose the commercialization of JCM after the completion of this FS project as originally planned.

While the study resolved many of the issues initially anticipated at the time of porposal, there are some issues that have become apparent through the course of the study. The continued communication with the stakeholders in Moldova and consultation with the relevant authorities in Japan will be necessary in order to formulate and materialize a plan for the early realization of the project.

The business issues currently envisioned are as follows;

Table 10 Issues for future commercialization

Issue	Contents and Response Policy
External environment	Natural Gas Price Trends Since natural gas prices are the foundation of the project's business viability, we need to pay close attention to future price trends and will continue to monitor the situation.
Business Environment	EIA Screening The project was found to be subject to EIA screening, and depending on the screening, it may be necessary to conduct an EIA. Communication with JCM-JC Thanks to the efforts of the Japanese and Moldovan authorities, a joint committee implementation structure was announced in November 2023, and concrete discussions should be held in the future to convert this project to JCM.
Reach an agreement with local operators	Local jurisdiction While a general consensus was reached on specific project plans, outstanding issues include the control of the fermenter tanks and gas boilers. Schedule Since this project is expected to be realized as soon as possible, the Japanese side plans to make a project proposal as soon as possible.
Consensus building with local institutions	Local counterparts As for the local authority counterparts to implement the NEDO demonstration project, not only the Ministry of the Environment but also the Ministry of Energy and the Ministry of Agriculture have readily agreed to work with us. We need to continue to communicate with NEDO and METI to obtain their opinions on the selection of a counterpart, as well as to obtain the cooperation of the local side.

Source: Study team

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: JCM feasibility study on the project of bio-gasification using ethanol distillation residues in the Republic of Moldova

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: SDG Impact Japan Inc.

Page	Number	Title.
344	Figure 2.	Comparison of GDP per capita in European countries (2022)
345	Figure 3.	Republic of Moldova Inflation Rate Trends (2018-2023)
345	Figure 4.	Republic of Moldova Reference Rate Trends (2018-2023)
346	Figure 5.	Republic of Moldova Overview of Energy System by Fuel and Sector
346	Figure 6.	Republic of Moldova Final Energy Consumption by Energy Sector (2020)
347	Table 3.	Key EU Directives and Regulations for the Energy Sector
348	Figure 7.	Percentage of RES in the energy system of the Republic of Moldova (2010-2020)
349	Figure 8.	Republic of Moldova Three Levels of Support in RES Law
350	Figure 9.	Republic of Moldova GHG Emissions Trends (1990-2021)
351	Table 5.	Republic of Moldova Generation of General Waste (2016-2020)
351	Table 6.	Republic of Moldova General waste collection (2017-2020)
351	Table 7.	Republic of Moldova General Waste Generation Projections (2021-2027)
352	Figure 10.	Republic of Moldova EIA Process

添付 2.5. 株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ

事業名：（モンゴル）モンゴル国ウランバートル市の暖房ボイラ用の燃料を
バイオ炭に切り替える JCM 事業

実施者：株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ

1. JCM FS 調査の目的

プログラム型 JCM により、ウランバートル市（以下 UB 市）の暖房用に温水を供給するボイラ（Heat Only Boiler : HOB）用の燃料を石炭からバイオ炭に切り替えて普及する。

2. JCM FS 調査の実施体制

本調査の実施体制を図 1 に、調査従事者を表 1 に示す。

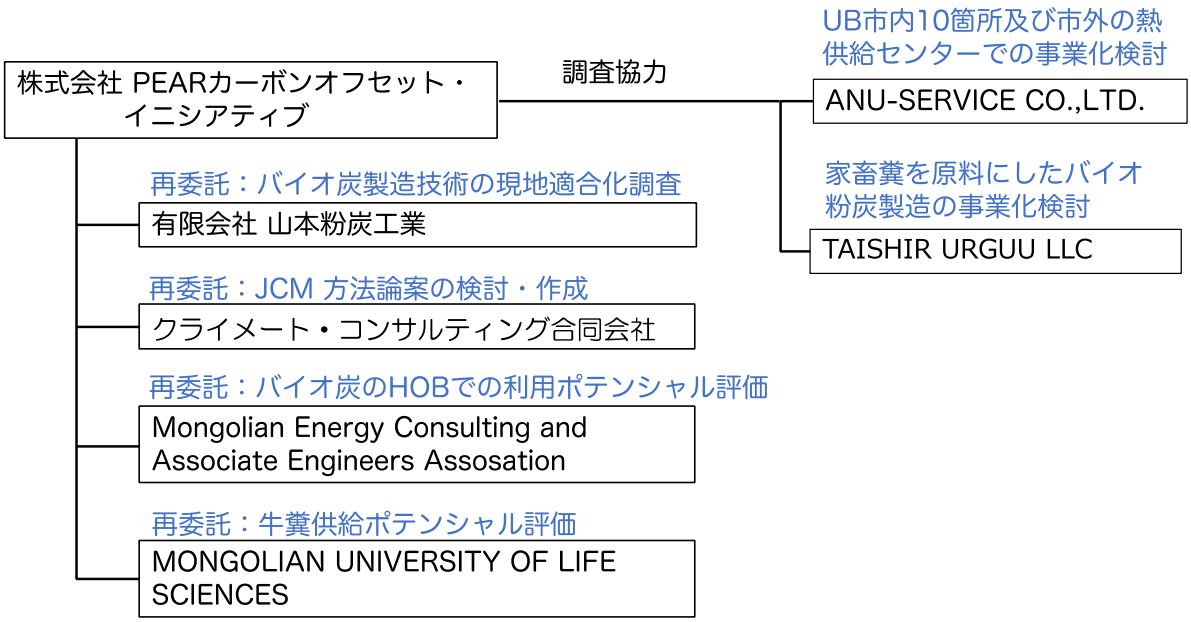


図 1 JCM FS 調査の実施体制
出典：調査チーム作成

表 1 JCMFS 調査従事者

氏名	業務内容
佐々木一雄	業務統括者、JCM 事業の形成、課題と対応策の検討、相手国政府関係者等との対話、JCM パートナー候補との協議
冨澤昌雄	JCM プロジェクト化の検討、課題と対応策の検討

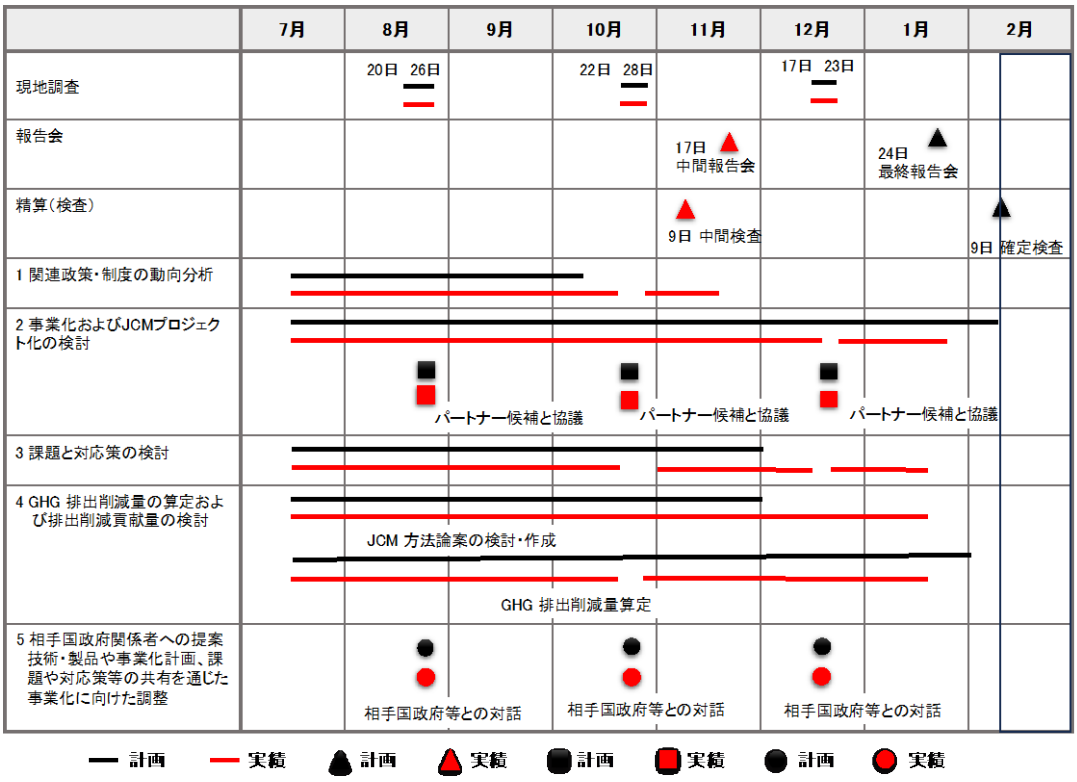
出口剛太	GHG 排出削減量の算定、関連政策・制度の動向分析
森裕子	バイオ炭事業化の検討
Jamsranjav Baasankhuu	現地情報収集、現地調査調整、相手国政府関係者等との対話と JCM パートナー候補との協議調整

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. JCMFS 調査項目

1. 関連政策・制度の動向分析
2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討
   1）山仙プール式炭化平炉技術（以下、山仙炭化炉）の現地適合性評価
   2）事業の経済性、実現性の評価とバイオ粉炭製造事業計画策定
   3）事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討
   4) JCM を活用した普及展開計画の策定
3. 課題と対応策の検討
4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討
5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた 事業化に向けた調整

3.2. JCM FS 調査スケジュール



出典：調査チーム作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

モンゴル国の 2021 年の人口は 340 万 9,939 人、ウランバートル市（以下、UB 市）の人口は 163 万 9,172 人で、人口の 48%が UB 市に集中している。UB 市の居住地区は、中心部の「市街区」と「ゲル地区」に二分される。

モンゴル国は、厳寒でマイナス 30℃になる日もあり、9 月 15 日から 5 月 15 日までの 9 か月間、暖房が必要である。モンゴル国は、豊富な石炭資源を有するため、石炭で暖房が行われている。UB 市の冬季の暖房は、市街区では 3 カ所の石炭火力発電所からの熱水、ゲル地区の学校、病院等の公共施設やアパートは熱供給センターの石炭ボイラ（Heat Only Boiler : HOB）と小型石炭焚き温水ヒーター、ゲル地区の 13 万世帯以上の住宅は 22 万台に及ぶストーブで行われている。モンゴル国家基準（MNS5043）では、HOB の出力は 0.10 MW から 3.15 MW と規定されている。UB 市で使用されている石炭のほとんどは国営のバグヌール炭（Baganuur coal mine）で、カロリーが 4,000kcal/kg 以下の灰分の含有量が多い低品位炭である。燃焼時に煤塵排出量が多く、PM10 等による大気汚染により市民の健康被害が深刻化している。

そのため、モンゴル国政府は 2018 年に第 62 号閣議決定「原炭使用禁止」で、UB 市での暖房での原炭の使用を禁止した。モンゴル国では、暖房、発電用の一般炭の選炭は行われていない。例外的に、改良燃料とミドリングが使用されている。ミドリングは、粘結炭を選炭して高品質のコークス炭を製造する過程で排出された低品位の粘結炭である。改良燃料は、ミドリングを固めたブリケットで、主にゲル地域のストーブで使用され、一部は HOB でも使用されている。

現状、UB 市では、HOB による暖房は、認可熱供給事業者が熱を供給するケースと、学校などの個別施設が自ら暖房するケースがある。認可熱供給事業者は、特別許可で主にバグヌール炭等の原炭を使用している。2023 年 8 月 18 日現在、19 社が 172 基の HOB で暖房を行なっており、年間石炭消費量は 113,867t である。UB 市の大気汚染対策は、エネルギー省傘下のモンゴル国国家汚染管理委員会（エネルギー省大臣が会長）から、UB 市政府に移管された。実施体制は、まだ決まっていない。UB 市政府は、認可熱供給事業者に対して LPG ボイラ、電気ボイラ等へ石炭からのシフトを要求しており、認可熱供給事業者は、その対策が喫緊の課題となっている。

モンゴル国政府が 2020 年 10 月に UNFCCC 事務局に提出した NDC では、2030 年の BAU の GHG 総排出量を 74.8MtCO2-eq に達すると推定、2030 年の排出目標を 57.4 MtCO2eq とし、16.9 MtCO2eq（22.7%）削減する目標を掲げている。

削減目標の 16.9MtCO2eq の内、エネルギー生産と消費削減対策が 11.3 MtCO2eq で 66.7%を占める。European Commission のレポートによると、2018 年の GHG 総排出量は 60.8MtCO2-eq で、既に 2030 年の排出目標をオーバーしている。IEA のデータによると、2020 年の一次エネルギー供給量は 249,128TJ で、その内石炭は 168,546TJ で 68%を占める。今後、電力と暖房の石炭消費量を削減する取り組みが必要である。

パリ協定（2016 年 11 月発効）では、全ての国が温室効果ガスの排出削減目標を「国が決定する貢献（NDC)」として 5 年毎に提出・更新する義務があり、2025 年がその年にあたる。また、モンゴル国政

府は、今まで温室効果ガス排出・吸収量に関する国家インベントリ報告書を作成する必要がなかったが、遅くとも 2024 年 12 月 31 日までに、NDC の実施・達成に向けた進捗状況等と合わせて隔年透明性報告書(Biennial Transparency Report: BTR)として報告しなければならなくなった。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

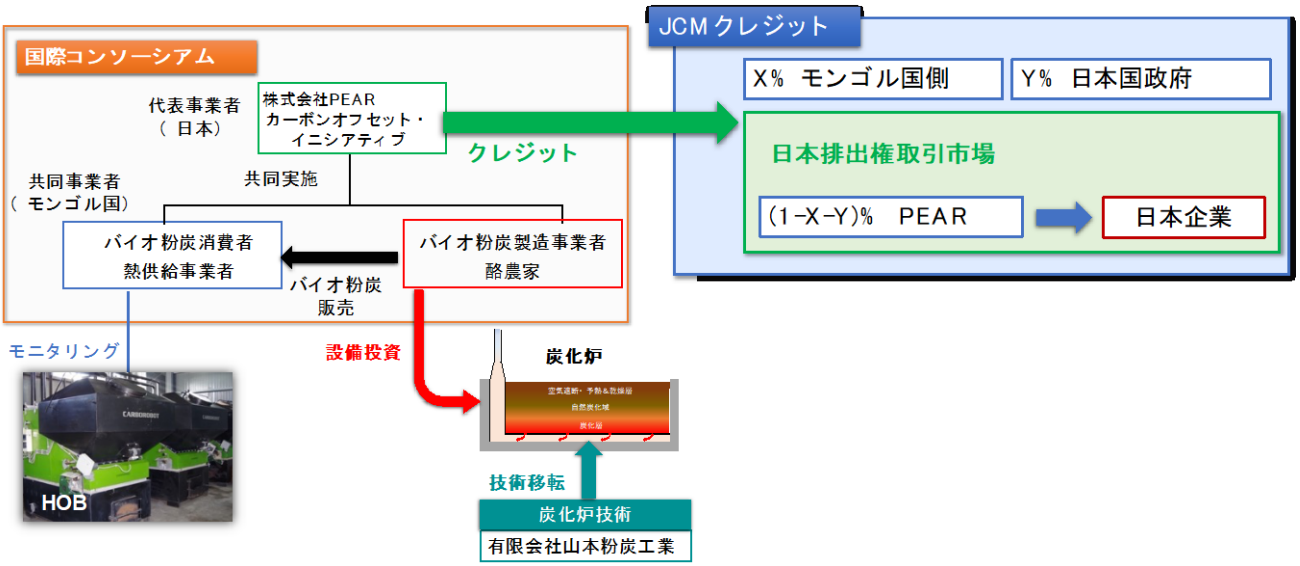
4.2.1 事業の概要

本事業は、プログラム型 JCM により、UB 市及びモンゴル国全域の暖房用に温水を供給するボイラ（Heat Only Boiler : HOB）用の燃料である石炭を、牛糞等家畜糞を原料としたバイオ粉炭に切り替えて CO2 を削減する。導入する技術は、有限会社 山本粉炭工業（以下、山本粉炭工業）の山仙炭化炉である。

本事業は、図 2 に示す民間 JCM のスキームを考えている。国際コンソーシアムには、酪農家がバイオ粉炭製造事業者として参加する。炭化炉建設の設備投資はバイオ炭製造事業者が行う。そして、モニタリングが必要なことから、バイオ炭の消費者（熱供給事業者）の参加が不可欠であり、参加する。

日本側の株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ（以下、PEAR）のクレジットは、東京証券取引所のカーボン・クレジット市場での販売を想定している。

東京証券取引所は、2023 年 10 月 11 日に正式にカーボン・クレジット市場を開設した。現在東京証券取引所が取り扱うクレジットは、国が認証・発行する J-クレジットのみである。売買の区分は、「省エネ」「再エネ（電力）」「再エネ（熱）」「再エネ（電力と熱の混合）」「森林」「その他」の 6 種類がある。開設初日からの 10 営業日で最も売買高が多かったのは再エネ（電力）で全体の 4 分の 3 を占め、省エネと合わせるとほぼ取引の全てを占める。



出典：調査チーム作成

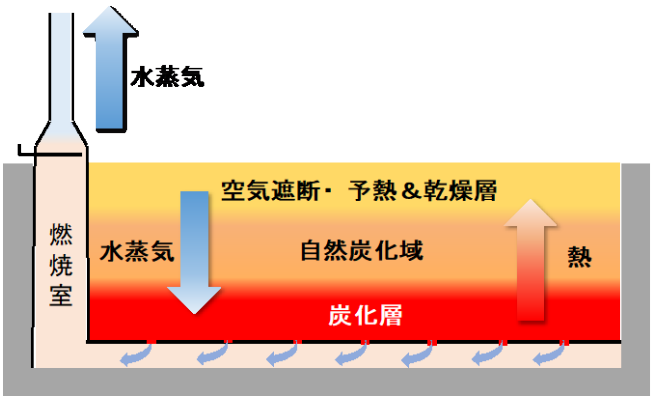
図 2 民間 JCM クレジットの日本の排出権取引市場でのクレジットスキーム（想定）

4.2.2. 導入する技術

山仙炭化炉は、山本粉炭工業の独自技術で特許（第 5117548 号、国際特許第 5560383 号）を有する。山仙炭化炉（写真 1 参照）は、バイオマスからバイオ粉炭を製造する炭化炉である。粉炭の表面には多数の微細孔があり、1g の微粉炭の表面積は 330m2 とも言われており、そのため燃焼効率は良好である。本事業では、熱供給事業者の HOB のスペックに応じて 4,000cal/kg～5,500kcal/kg のバイオマス粉炭を製造する。灰はカリウムが豊富で、カリ肥料として使用できる。

山仙炭化炉は、平坦なコンクリートの上にオガ屑、木材チップ、樹皮などを積み上げて点火して炭化する平炉製炭法を改良した、上部を開放したプール型構造である。火種となる乾燥したバイオマスに着火し、その上にさらに水分を含む炭化原料のバイオマスを投入して燃焼部分と外気を遮断し、炉内の水蒸気を含むガスの流れを、開放された上部から、バイオマス・炭化物の層を経て、下部の煙道へと流れる下降流に制御し、煙突から排出する（図 3 参照）。水蒸気は沸点（大気圧の場合、100℃）を超える温度に加熱された蒸気（過熱水蒸気）となり、処理雰囲気下を極低酸素化する事で、炉内内部での燃焼を起こすことなく、バイオマスを安定して炭化する。家畜糞は水分を含むため、従来の炭化方式では利用する前に乾燥を要するための余分なネエネルギーが必要であったが、山仙炭化炉では不要であると考えている。

本事業でモンゴルに導入する山仙炭化炉の 1Unit は炭化炉 2 基を直列で、製造能力は 9t / 5 日、年間 400t 以上の大量の粉炭を製造(実績)できる。原料の家畜糞は 36t / 5 日と見込まれる。山仙炭化炉の建設資材は全て、モンゴル国で調達する。



出典：調査チーム作成

図 3 山仙炭化炉の構造



出典：調査チーム作成

写真 1 山仙炭化炉



状均一化　　バイオ炭払出

出典：調査チーム作成
図 4 バイオマス粉炭製造プロセス

バイオ粉炭製造プロセスを図 4 に示す。投入したバイオマスは、炭化と水分蒸発により容積が縮小するので、3～4 回新たにバイオマスを投入し、最後に全体を混合して空気を送り込んで不純物を燃焼する精錬（炭焼きでは“ねらし”と言う）を行なった後、散水により消火する。1 回のロットで、5 日間程度の工程である。炭化のための補助燃料と送風機などの電力が不要で、ランニングコストが少ない設備である。上部が開放されているので、原料投入とバイオ炭の払い出しは、バックフォー等の重機により行えるので省力化ができる。

4.2.3. バイオ粉炭供給ポテンシャル

(1) 家畜糞の発生状況調査

2023 年 8 月に実施した第 1 回調査で、山本粉炭工業の山本 明男代表取締役、国立大学の MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCES（以下、MULS） School of Engineering Technology, Head of professor team の MUNNKHBAT Bazarjav 教授と UB 市郊外の酪農家 TAISHIR URGUU LLC（以下、TAISHIR)、牛糞捨て場、小規模酪農家の調査を行った。同調査で、牛糞の状態の調査を行い、山仙炭化炉でバイオ粉炭を製造できることを確認した。TAISHIR URGUU LLC は、130 頭の搾乳牛を飼育、牛舎は 200 頭の収容能力があり、2024 年からは、通年牛舎で飼育の予定である。牛舎の近くに 10ha の用地を所有し、バイオ粉炭の製造に関心を示している。




写真 2 TAISHIR URGUU LLC 牛舎　　出典：調査チーム




写真 3 牛糞捨て場と牛糞　　出典：調査チーム

(2) バイオ粉炭供給ポテンシャル

MULS に委託し、TAISHIR から半径 30km 以内の原料（家畜糞）ポテンシャルを試算・評価した。牛の糞量は 427,353t と見込まれ、年間 100,000t のバイオ粉炭が生産できると見込まれる。

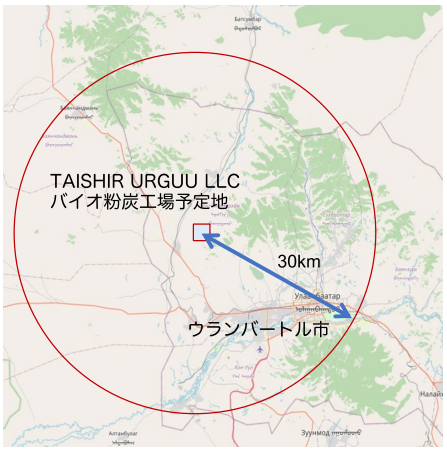


図 5 バイオ粉炭工場から30km 圏内

出典:OpenStreetMap contributors
https://www.openstreetmap.org/copyright

表 2 家畜糞供給ポテンシャル

	頭数	1頭の排出量	排出量	年間排出量	バイオ粉炭製造量
	頭	kg/日	t/日	t/年	t/年
牛	65,046	18	1,170.83	427,353	106,838
馬	35,949	14	503.29	183,701	45,925
羊	97,511	1.2	117.01	42,709	10,677
ヤギ	84,458	1	84.46	30,828	7,707
合計				684,590	171,148

出典：MULS への委託調査レポート

4.2.4. バイオ粉炭の燃焼設備

(1) HOB の燃料

UB 市の HOB 数と石炭消費量を表 3 に示す。UB 市では、バグヌール炭等の原炭とミドリング、改良燃料が使用されている。

燃料用の石炭は、非粘結炭で日本では一般炭と呼ばれている。UB 市で使用されているバグヌール炭等は、低カロリー（4,000kcal/kg 以下（現地ヒアリング））で灰分が多い褐炭である。

ミドリングは、粘結炭を選炭して高品質のコークス炭（原料炭）を製造する過程で排出された低品位の粘結炭である。粘結性があるため炉内で溶けるので、ボイラ用の燃料としては適さない。

改良燃料は、ミドリングをブリケットにした燃料で、HOB で燃焼した時は、未燃分が多い灰となる。

表 3 UB 市の HOB 数と石炭消費量

	HOB 数	原炭	ミドリング	改良燃料炭
2019 年	415	179,026t		
2020 年	400	171,453t		
2021 年	350	105,732t	54,505t	11,271t
2022 年	353	138,795t	49,566t	35,123t

出典：大気汚染源 2022 年国家統計報告書

(2) UB 市で使用されている HOB

モンゴルでは、JCM 事業で「MN001　Installation of high-efficiency Heat Only Boilers in 118th School of Ulaanbaatar City Project」と、「MN 002　Centralization of heat supply system by installation of high-

efficiency Heat Only Boilers in Bornuur soum Project」が実施中である。同方法論では、図 6 に示すようにプロジェクトの HOB は高熱効率（熱効率 61.0%）、リファレンスの HOB は低熱効率（熱効率 53.3%）としている。高熱効率 HOB は 5mm-25mm の粉炭、低熱効率 HOB は塊炭（原炭、ミドリング、改良燃料）を使用する。



出典：調査チーム作成

図 6 バイオ粉炭を使用する HOB

(3) HOB 調査

2023 年 10 月に実施した第 2 回調査で、認可熱供給事業者の HOB の調査を実施した。

低熱効率の HOB は、ELBEGDULAAN LLC と HOYULAA KHUU LLC の熱供給センターを調査した。両社とも HOB の燃料を LPG への切り替え等を UB 市政府から要請されており、バイオ粉炭への関心は高い。ELBEGDULAAN LLC は、モンゴル性の HOB で熱供給を行っている（写真 4 参照）。バグヌール炭を使用しており、カロリー不足で熱効率が悪く、経済性が悪いとのことであった。HOYULAA KHUU LLC は、オリンピア工業株式会社製の HOB とモンゴル製の HOB で熱供給を行っている。オリンピア工業株式会社製の HOB は、LPG への燃料転換が可能なものとなっている。石炭は、自社の粉砕機により、5mm-25mm の粉炭にして燃焼している（写真 5 参照）。




出典：調査チーム

写真 4 ELBEGDULAAN LLC のモンゴル製 HOB と燃料のバグヌール炭




出典：調査チーム

写真 5 HOYULAA KHUU LLC の日本製 HOB とモンゴル製 HOB

認可熱供給事業者では、ANU-SERVICE CO.,LTD.（以下、ANU）と HOYULAA KHUU LLC の日本製 HOB のみが高熱効率 HOB で熱供給を行っている。ANU の高熱効率 HOB は、CARBOROBOT、EKOEFEKT、PROMETEI の 3 機種があり、構造、仕様はほぼ同じである。UB 市の 105 番学校（EKOEFEKT）、149 番学校（PROMETEI）と JCM MN002 のトゥブ県 Bornuur（EKOEFEKT）（写真 6 参照）、 JCM MN001 の 118th School が集中熱暖房に接続されたため、その代替で JCM 実施中のトゥブ県 Ugtaal tsaidam（CARBOROBOT） を調査した。石炭は、自社の粉砕機により、5mm-25mm の粉炭にして燃焼している（写真 7 参照）。

(4) 事業対象

UB 市には、認可熱供給事業者 19 社の 60 か所の熱供給センターに 172 基の HOB がある。暖房時期には、主にバガヌール炭鉱の石炭約 11 万トン（4,000kcal/kg 弱）が使用されている。

ANU の HOB は、図 6 に示す粉炭を利用する高熱効率の CARBOROBOT300、EKOEFEKT、PROMETEI である。ANU 以外の認可熱供給事業者 18 社の HB は、塊炭を利用する低熱効率の HB である。

事業のリファレンスは、電気ボイラである。低熱効率の HOB と高熱効率 HOB のリファレンスの電気ボイラの CO2 排出量を平均的な HOB のバイオ粉炭燃焼量で試算した（表 4 参照）。熱効率が低くな

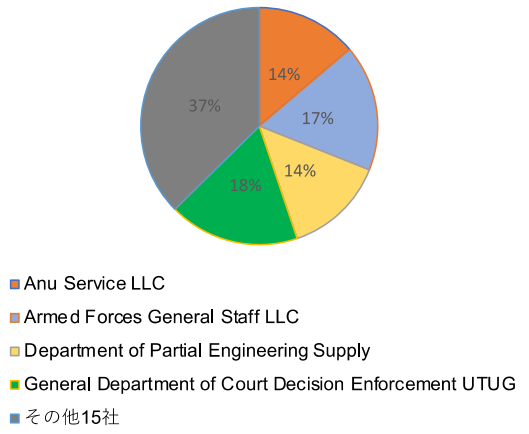
ると、リファレンスの電気ボイラの CO2 排出量も低くなる。高効率 HOB の方が、CO2 排出削減量を増やすことができる。高熱効率 HOB は、バイオ粉炭を造粒して粒径：5mm – 25mm にして利用する。低熱効率 HOB は、ブリケットにする。バイオ粉炭の加工費も高熱効率 HOB が低い。従って、高効率の HOB を事業対象とした。

表 4 ANU の熱供給センターと高熱効率 HOB の販売実績

	熱効率	バイオ粉炭燃焼量	発生熱量	使用熱量	リファレンスの電気ボイラの電力消費量	電気ボイラのCO_2排出量
高熱効率	0.610	400 t	6,463 GJ	3,943 GJ	1,095 MWh	941 tCO2
低熱効率	0.533	400 t	6,463 GJ	3,445 GJ	957 MWh	822 tCO2

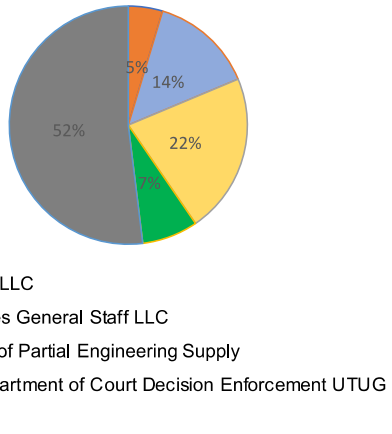
出典：調査チーム作成

ANU の HOB は、図 7 に示すように認可熱供給事業者 172 基の 14%を占めるが、図 8 に示すように石炭消費量は 5%しか占めない。シビアな HOB の管理を行なっており、JCM でモニタリングの経験・ノウハウも有している。ANU は、UB 市の 10 箇所の熱供給センターに 22 基の HOB 所有し、年間の石炭の消費量は 4,640t である。また、トゥブ県の 10 箇所の熱供給センター（内 2 箇所は JCM 実施）で熱供給事業を行っている。その他、107 台の高熱効率の HOB を販売している（稼働しているかは不明）。これらの高効率 HOB でバイオ粉炭を利用できる。従って、ANU の HOB で事業化を検討する。



出典：UB 市へのヒアリングを元に調査チーム作成

図 7 認可熱供給事業者別 HOB 所有台数

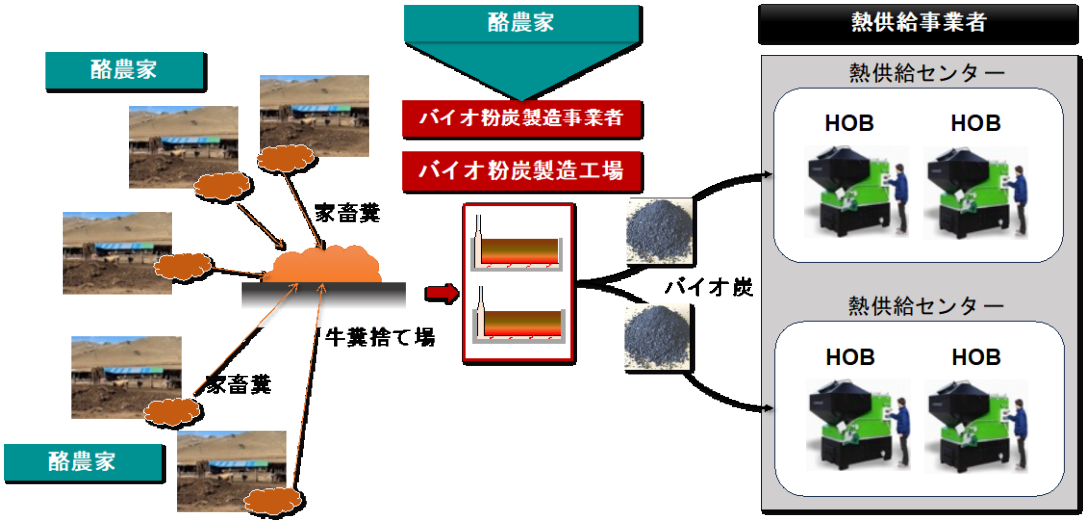


出典：UB 市へのヒアリングを元に調査チーム作成

図 8 認可熱供給事業者別石炭消費量

4.2.5. バイオ炭製造事業

ANU の UB 市の 10 箇所の熱供給センター向けバイオ粉炭製造事業の事業スキームを図 9 に示す。



出典：調査チーム作成

図 9 バイオ粉炭製造事業の事業スキーム

持続的に事業を実施するためには、家畜糞を供給する酪農家の協力が不可欠である。従って、酪農家が、バイオ炭製造事業者として参加する。JCM 事業では、P4 の図 2 に示すように UB 市でバイオ粉炭製造販売を行う酪農家と、バイオ粉炭を購入して熱供給とモニタリングを行う熱供給事業者が国際コンソーシアムに参加する。

表 5 に、ANU の UB 市の 10 箇所の熱供給センターへのバイオ粉炭供給量を示す。3,256t/年のバイオ粉炭を製造するには、8 基の炭化炉が必要である。炭化炉を 1 箇所に集約することで、バックフォー、フォークリフト、トロンメル、造粒機の設備を共有して設備投資を軽減できる。

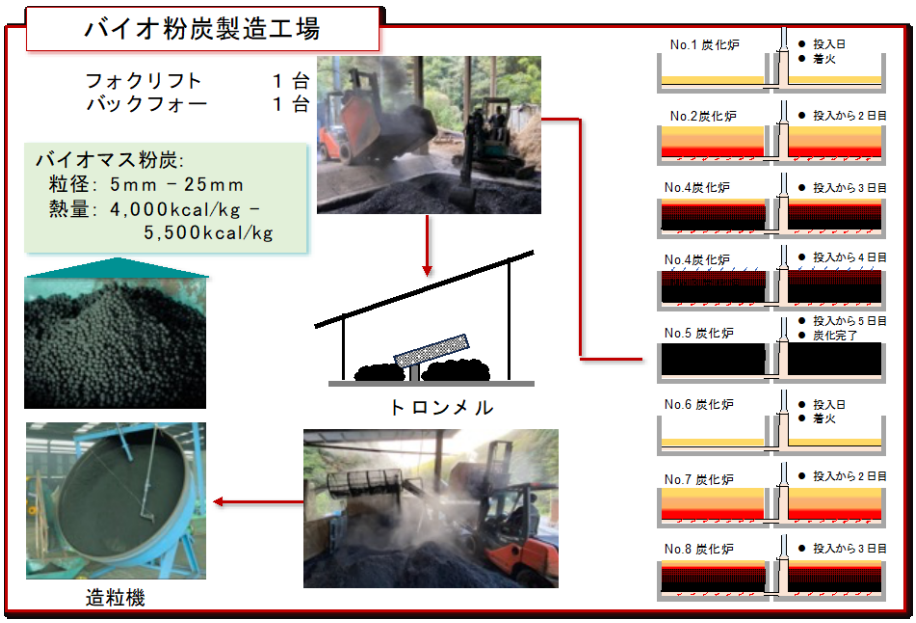
そこで、UB 市近郊の酪農場に、図 10 に示す山仙炭化炉 8 基を設置したバイオ粉炭工場の建設を目指す。設備投資と設備の運営、バイオ粉炭の製造と販売は酪農家が行う。山仙炭化炉は 5 日間でバイオ粉炭を製造する。 5 基以上設置することで、連続してバイオ粉炭を製造でき、作業員も少数で効率的に作業ができる。バイオ粉炭製造工場は、1 日あたり約 57.6t/日の家畜糞から、14.4t のバイオ粉炭を製造する。

ANU の高効率 HOB は、粉砕して 5mm – 25mm で燃焼している。HOB に投入している粉砕したバグヌール炭をサンプリングして分析した。発熱量は、5,079kcal/kg であった。原炭には、岩石が混在し灰分が多くなっている。粉砕されて篩い分けされた際に、石炭より硬い岩石等が除去されたと考えられる。従って、製造するバイオ粉炭は、粒径：5mm – 25mm、熱量：5,000kcal/kg –5,500kcal/kg とした。

表 5 ANU の UB 市の 10 箇所の熱供給センターへのバイオ粉炭供給量

	燃焼量	熱量	低位発熱量	
バガヌール炭	4,640 t/年	74,973 GJ	3,860 kcal/kg	16.16 GJ/t
バイオ粉炭	3,256 t/年	74,973 GJ	5,500 kcal/kg	23.02 GJ/t

出典：調査チーム作成



出典：調査チーム作成

図 10 バイオ粉炭工場

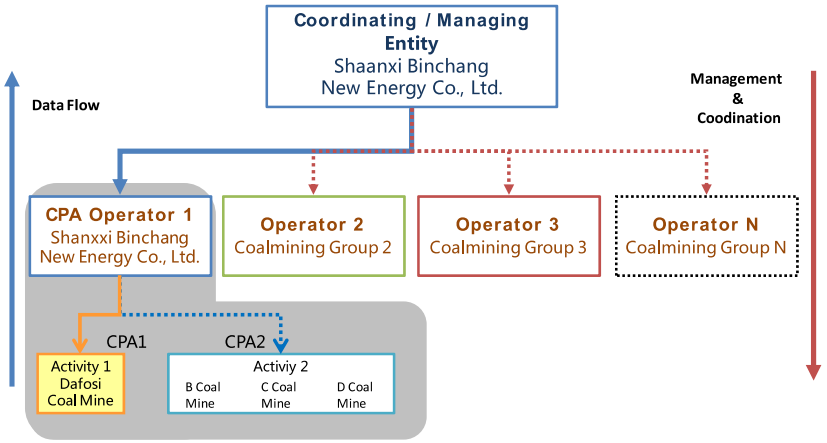
4.2.6. プログラム型 JCM による全国展開

JCM では、プログラム型が実施されていない。国際的な排出権のスキームとしては、プログラム型 CDM がある。従って、プログラム型 CDM のスキームでプログラム型 JCM の検討を行った。

CDM では、プログラム活動（Programme of activities: PoA）は、調整管理主体（Coordinating/Managing Entity: CME）の下で、複数のプログラム活動（CDM programme activity: CPA）を実施することができる。CPA の数に制限はなく、PoA 登録後に CPA を追加していくことも可能である。

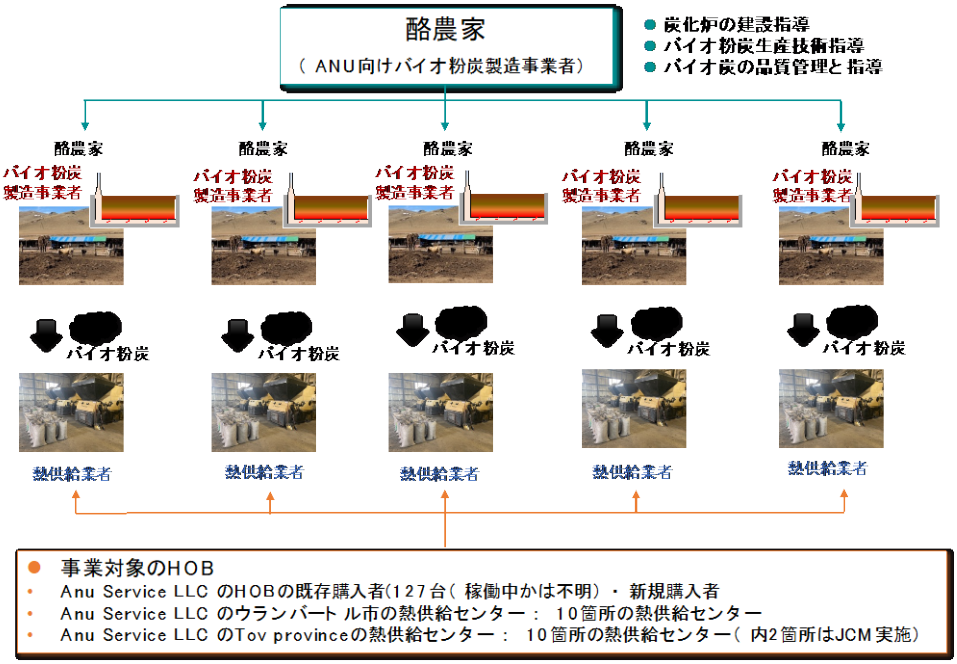
PEAR は、4 件のプログラム型 CDM を開発し国連登録した。その内、China Coal Mine Ventilation Air Methane Oxidization Programme 事例を紹介する。

同プロジェクトの PoA の管理運用スキームを図 11 に示す。PoA は、同一の技術（設備）を使い、境界（バウンダリー）は中国国内である。CME は、Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd. の子会社である Shaanxi Binchang New Energy Co., Ltd. である。CPA1 は Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd. の Dafosi Coal mine、CPA2 は Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd. のその他の炭鉱である。CPA3 以降は、中国国内のその他の炭鉱である。



出典：China Coal Mine Ventilation Air Methane Oxidization Programme

図 11 CDM の PoA の管理運用スキーム



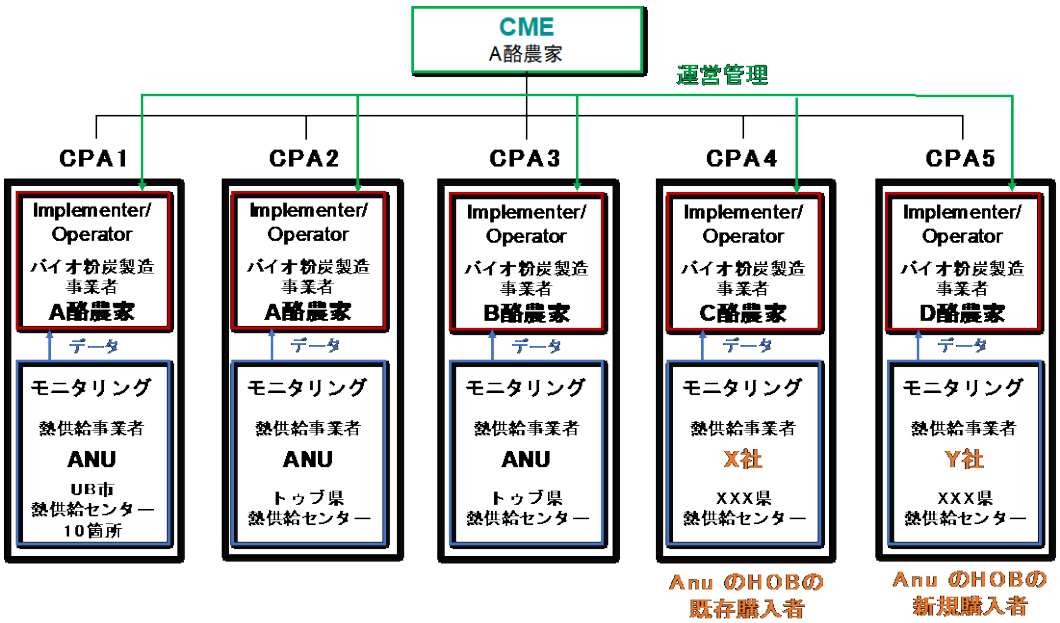
出典：調査チーム作成

図 12 フランチャイズによるバイオ粉炭製造の全国展開

本事業では、図 12 に示すように UB 市でバイオ粉炭製造を行う酪農家が、フランチャイズで、バイオ粉炭製造・販売を行う。同事業者が、モンゴル国各地の酪農家に対して、炭化炉の建設指導、バイオ粉炭の製造指導、バイオ粉炭の品質管理と指導を行う。バイオ粉炭の販売先は、ANU と ANU の高効率 HOB の販売先である。

民間 JCM プロジェクトの PoA の管理運用スキームを図 13 に示す。PoA は、山本粉炭工業の粉炭技術と山仙炭化炉を使い、境界（バウンダリー）はモンゴル国内である。CME は、最初に ANU の UB 市の熱供給センター向けにバイオ粉炭を製造販売した酪農家である。CPA1 は ANU で UB 市の熱供給セ

ンター、CPA2 も ANU でトゥブ県の熱供給センターである。CPA4 以降は、モンゴル国内の ANU の高熱効率 HOB の販売先の熱供給事業者である。



出典：調査チーム作成

図 13 JCM の PoA の管理運用スキーム

4.2.7. 事業化の見込み

ウランバートル市政府は、HOB の大気汚染対策として、石炭以外の暖房用ボイラとして電気ボイラや LPG ボイラへの切り替えを認可熱供給事業者に要求している。ANU が、電気または LPG に切り替えた時の燃料代の比較を試算した。試算結果を表 6 に示す。LPG の暖房用の価格は 3,300MNT/kg、低位発熱量は 46.58GJ/t である。ボイラ効率は、平成 28 年度エネルギー使用合理化事業者支援補助金の温水ボイラ効率が 89%以上なので 89%とした。電気ボイラの熱効率は保守的に見て 100%として試算した。バガヌール炭は、輸送費、灰の処理費を含む単価である。バイオ粉炭は、バガヌール炭の調達コストと同程度と考えており、輸送費を含む。灰の処理費は、肥料として販売できるため、0 円/t で試算した。ANU は、電気または LPG ボイラへの設備投資も必要となる。表 6 の通り、電力、LPG に対して、バイオ粉炭は価格競争力を有する。

表 6 ANU が電気または LPG に切り替えた時の燃料代の比較

	燃焼量	発生熱量	使用熱量	年間電力消費量	LPG使用量	燃料代・電気代	単価	
バガヌール炭	4,640 t	74,973 GJ	45,733 GJ			30,981,214 円	153,635 MNT/t	6,677 円/t
電気ボイラ		45,733 GJ	45,733 GJ	12,704 MWh		103,059,573 円	186.7 MNT/kWh	8 円/kWh
LPGボイラ		51,386 GJ	45,733 GJ		1,103,176 kg	158,215,313 円	3,300 MNT/kg	143 円/kg
バイオ炭	3,256 t	74,973 GJ	45,733 GJ			30,981,214 円	218,910 MNT/t	9,514 円/t

出典：調査チーム作成

4.3. 課題と対応策の検討

モンゴル国では、家畜糞を原料として大量のバイオ炭を製造して暖房用に燃焼利用した実績が無い。モンゴル側にとって、山本粉炭工業の炭化技術・設備初めて導入する技術なので、リスクが発生する。そのため、実証試験の実施を検討する。

山本粉炭工業のバイオ炭技術は、ローテクでありモンゴル国で調達できる資材で建設が出来、製造にあたっては電気や燃料を必要としない。イニシャルコストやランニングコストは小さいが、普及するためには、山本粉炭工業の山仙炭化炉技術・ノウハウの習得、すなわち人材の育成が不可欠である。そのため、人材育成計画を作成する。

バイオ粉炭製造時に CH4 を排出する。方法論で、プロジェクトの CH4 の排出の検討を行う。

本事業では、プログラム型の民間 JCM のスキームの活用を考えている。プログラム型の JCM の事例が無いので、CDM の経験をもとに、プログラム型の民間 JCM のスキームを提案する。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

方法論は、CDM と同様、通常型とプログラム型で同じ内容で作成した。

(1) Form for submitting the proposed methodology
方法論の提案者: 株式会社 PEAR カーボン・オフセット・イニシアティブ
適用される分野: エネルギー
タイトル: Production of biochar and use for HOB (ver. 1.0)

(2) 概要

プロジェクト活動のモニタリングは、建物への供給熱量を計測する。プロジェクト活動の温水供給用ボイラ（HOB）の燃料はバイオ炭である。バイオ炭は、牛等の家畜の糞から作られた発熱量 4,000 ～ 5,500 kcal/kg の燃焼しない水準に管理された酸素濃度の下、350℃超の温度でバイオマスを加熱して作られる固形物である。バイオマス燃焼に伴う GHG 排出量は 0 である。従って、プロジェクト活動の GHG 排出量は、バイオ炭製造時の排出量と原料やバイオ炭の輸送に伴う排出量である。リファレンスシナリオの熱供給用のボイラは、電気ボイラで効率は保守的に見て 1.0 とする。リファレンスシナリオとプロジェクト活動との GHG 排出量の差が、GHG 排出削減量となる。

(3) 適格性要件

この方法論は以下の全ての適格性要件を満たすプロジェクトに適用する。

要件 1：生成されるバイオ炭の原料は、ベースラインシナリオでエネルギー目的に使用されていない家畜糞に限定されなければならず、プラスチックや重金属などで汚染されている可能性のある有機廃棄物は除外されなければならない。

本方法論は、次の条件の全てを満たす場合に適用することができる。

・バイオ炭生産者と熱供給者は契約を締結し、そしてバイオ炭生産者は、販売される燃料がバイオ炭のみであることを保証しなければならない。
・バイオ炭生産者は、家畜糞収集時に、家畜糞が酪農家によって提供されたことを示す文書を入手し、保管しなければならない。さらに、バイオ炭生産者はバイオ炭灰を定期的に分析し、バイオ炭にリンとカリウム（家畜糞尿由来）が含まれていることを示す測定データを保存しなければならない。
・熱供給者は、バイオ炭を購入するたびに購入伝票を保管しなければならない。
・上記各書類は検証時に提出しなければならない。

要件 2：バイオ炭の製造技術には次の条件を満たさなければならない。
・炭化炉設備は、モンゴルの人たちが、モンゴル国内で部品、資材を調達して、モンゴル国内で製造できること。
・炭化炉設備は、設置してから 20 年以上の稼働実績があること。
・炭化炉設備は、1 基あたり年間 100t 以上のバイオ炭製造の実績があること。
・炭化炉設備は、助燃や加熱が不要で、自燃でバイオ炭の製造が行えること。
・炭化炉設備は、電気が不要で、無電化地域でもバイオ炭の製造が行えること。
・炭化炉設備は、家畜糞を原料として、低位発熱量 4,000kcal/kg～5,500kcal/kg のバイオ炭の製造が出来ること。

要件 3:プロジェクトの HOB は､モンゴル国家基準（MNS5043)に規定されている 0.10 MW から 3.15 MW の範囲であること。

4.4.2. リファレンス排出量の算定方法案

(1) リファレンス排出量の算定根拠

モンゴルでは資金援助がなければ､既存の従来型 HOB が継続使用されるか､低価格で操作が容易な低熱効率の HOB が導入しやすいと予想される。モンゴル国ではこれらのタイプの普及率が高い。

一方、ウランバートル市の大気汚染の深刻化を受け、モンゴル政府は 2018 年政府決議第 62 号により、ウランバートル市の暖房における原炭の使用を禁止した。

モンゴルでは暖房用燃料である非粘結炭の選炭は行われていない。そのため、ゲル地域ではコークス炭の原料炭から作られた改良燃料（ブリケット）がストーブ用として普及しつつある。UB 市 HOB の中には改良燃料（ブリケット）やミドリングを燃料として使用するものもあるが、現在、HOB のほとんどは政府の特別許可の下に原炭を使用している｡熱効率の高い HOB では､微粉炭が使用されており、特別許可のもとで原炭も使用されている。このため、政府は石炭以外の暖房システムとして電気ボイラや LPG ボイラを推奨している。

LPG ボイラーは電気ボイラに比べて暖房費が 5 割程度高いとされており､導入はまだ限られている。

このような状況を踏まえ、電気ボイラへの転換が今後さらに進むことが予想されるため、本方法論では、電気ボイラをリファレンスボイラとして設定する。リファレンス排出量の計算に必要なボイラ効率は、正味の排出量削減を達成するため、保守的に見て 1.0 に設定した。

(2) リファレンス排出量の計算

リファレンス排出量は、プロジェクトボイラーから供給される正味熱量、グリッド電力の CO2 排出係数とリファレンスボイラ（電気ボイラ）の効率を用いて計算される。「プロジェクトボイラーから供給される正味熱量」はモニタリングパラメータである。「グリッド電力の CO2 排出係数」と「リファレンスボイラ（電気ボイラ）の効率」はどちらもデフォルト値として設定される。後者は保守性を考慮して効率は 1.0 とした。したがって、リファレンス排出量は以下のように算出される。

$$RE_y = (HG_{PJ,p} \div 3.6)/\eta_{RE} \times EF_{elec}$$

$HG_{PJ,p}$ ：期間 p におけるプロジェクトボイラーによって供給された正味熱量［GJ/p］

$EF_{電気}$ ： グリッド電力の CO_2 排出係数［tCO_2/MWh］

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクトの排出量は以下の排出源により構成される。

・バイオ炭の生産に伴う CH4 排出量
・原料の輸送に伴う CO2 排出量
・バイオ炭の輸送に伴う CO2 排出量

原料とバイオ炭の輸送に伴う排出量は、輸送の往復距離が 200 km 未満の場合には無視できる。

$$PE_p = PE_{py,p} + PE_{tp\_fs,p} + PE_{tp\_bio,p}$$

$PE_{py,p}$ ： 期間 p におけるバイオ炭の生産に伴う CH_4 及び N_2O 排出量［tCO_2-eq/p］

$PE_{tp\_fs,p}$ ： 期間 p における原料の輸送に関する CO_2 排出量［tCO_2/p］

$PE_{tp\_bio,p}$ ： 期間 p におけるバイオ炭の輸送に関する CO_2 排出量［tCO_2/p］

1）バイオ炭の生産に伴う CH_4 排出量

$$PE_{py,p} = BC_p \times (EF_{py,CH4} \times GWP_{CH4})$$

BC_p ： 期間 p において燃焼したバイオ炭の量［t /p］

$EF_{py,CH4}$ ： バイオ炭生産時の CH_4 排出係数［tCH_4/t］

GWP_{CH4} ： CH_4 の GWP

2）原料の輸送に伴う CO_2 排出量

輸送距離が往復 200km 未満の場合、排出量は無視できる。

$$PE_{tp\_fs,p} = (DD_{fs,p}/FE_{fs}) \times (WT_{fs,p}/LC_{fs}) \times NCV_{fs,fuel} \times EF_{fs,fuel}$$

$DD_{fs,p}$ ： 期間 p における原料の輸送距離（往復）［km］

FE_{fs} ： 原料を輸送する車両の燃費［km/t］

$WT_{fs,p}$ ： 期間 p における原料の総重量［t/p］

LC_{fs} ： 原料を輸送するための車両の最大積載量［t］

$NCV_{fs,fuel}$ ： 原料輸送に使用される化石燃料の正味発熱量［TJ/t］

$EF_{fs,fuel}$ ： 原料輸送に使用される化石燃料の CO_2 排出係数［tCO_2/TJ］

3）バイオ炭の輸送に伴う CO_2 排出量

輸送距離が往復 200km 未満の場合、排出量は無視できる。

$$PE_{tp\_bio,p} = (DD_{bio,p}/FE_{bio}) \times (BC_p/LC_{bio}) \times NCV_{bio,fuel} \times EF_{bio,fuel}$$

$DD_{bio,p}$ ： 期間 p におけるバイオ炭の輸送距離(往復) [km]

FE_{bio} ： バイオ炭を輸送する車両の燃費［km/t ］

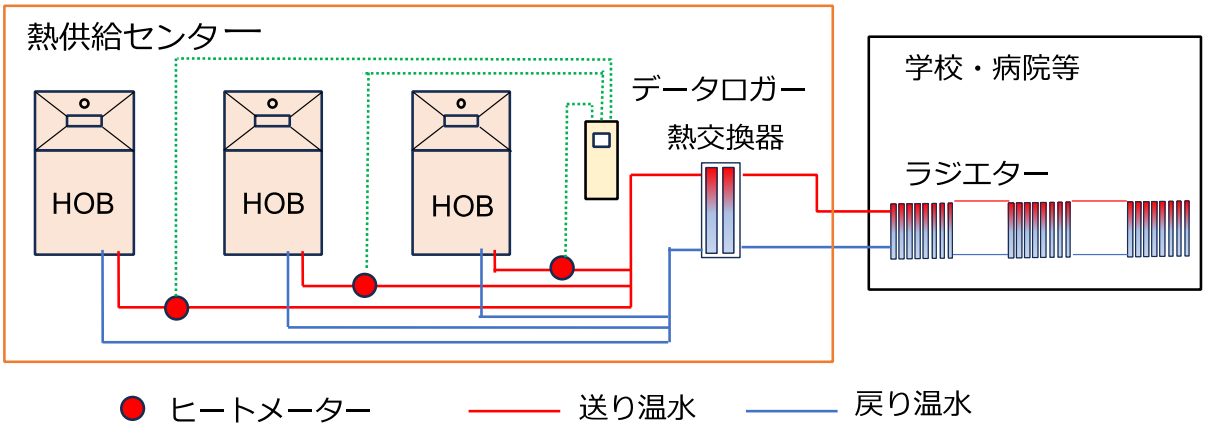
LC_{bio} ： バイオ炭を輸送するための車両の最大積載量［t］

$NCV_{bio,fuel}$ ： バイオ炭の輸送に使用される化石燃料の正味発熱量［TJ/t］

$EF_{bio,fuel}$ ： バイオ炭の輸送に使用される化石燃料の CO_2 排出係数［tCO_2/TJ］

4.4.4. モニタリング方法案

リファレンス排出量は、プロジェクト HOB の建物への熱供給量と CO2 排出係数から計算する。図 14 に示すように HOB から温水が出た箇所にヒートメータを設置し、モニタリングを行う。 ヒートメータは、送りもしくは戻りの温水の流量、温度を計測している。そして、ヒートメータで計測されたデータは、データロガーで記録される



出典：調査チーム作成

図 14 供給熱量モニタリングの概念図

4.4.5. JCM FS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

ANU の UB 市の 10 箇所の熱供給センターで、バイオ粉炭 3,256t を燃焼して熱供給を行った時の GHG 排出削減量の試算値を表 7 に示す。

製造時に CH4 を排出する。デフォルト値で計算すると 3,989tCO2e と見込まれる。原料の輸送に伴う排出量とバイオ炭の輸送に伴う排出量は、往復の輸送距離が 200km 未満なので 0tCO2e とした。

電気ボイラを代替したことにより 10,913tCO2 の削減が見込まれ、差引 6,924tCO2e の排出削減効果が見込まれる。

表 7 JCM FS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量

		燃焼量	電力消費量	発生熱量	使用熱量	CH_4排出量		CO_2排出量	CO_2排出削減量
リファレンスシナリオ	電気ボイラ		12,704 MWh	45,733 GJ	45,733 GJ			10,913 tCO2	-6,924 tCO2
プロジェクト	バイオ炭HOB	3,256.0 t		74,973 GJ	45,733 GJ	160 tCH4	3,989 tCO2	3,989 tCO2	
HOB熱効率	0.610								
電気ボイラ熱効率	1								
グリッド排出係数	0.859 tCO2/MWh								

出典：調査チーム作成

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

2022 年の家畜数を表 8 に示す。牛は 550 万頭で牛糞は約 3,613 万 t、バイオ粉炭は約 900 万 t 製造できるポテンシャルがあると見積もられる。IEA の報告によると、2021 年の民生用の石炭消費量は 14,527TJ、バイオ粉炭のカロリーを 4,000kcal/kg （0.0168TJ/kg）で試算すると 885,000t に相当する。その内 100,000t（75TJ）を、プログラム JCM でバイオ粉炭に切り替えるケースで GHG 排出削減量を試算した。212,674tCO2e の排出削減効果が見込まれる（表 9 参照）。

表 8 2022 年の家畜数から試算したモンゴル国のバイオ粉炭製造ポテンシャル

	頭数	1頭の排出量	排出量	年間排出量	バイオ粉炭製造量
	頭	kg/日	t/日	t/年	t/年
牛	5,500,000	18	99,000.00	36,135,000	9,033,750
馬	4,800,000	14	67,200.00	24,528,000	6,132,000
羊	32,700,000	1.2	39,240.00	14,322,600	3,580,650
ヤギ	27,600,000	1	27,600.00	10,074,000	2,518,500
合計				85,059,600	21,264,900

出典：家畜頭数　Livestock, in 2022　National Statistics Office

表 9 プログラム JCM での GHG 排出削減量

		燃焼量	電力消費量	発生熱量	使用熱量	CH_4排出量		CO_2排出量	CO_2排出削減量
リファレンスシナリオ	電気ボイラ		390,424 MWh	1,404,403 GJ	1,404,403 GJ			335,374 tCO2	-212,874 tCO2
プロジェクト	バイオ炭HOB	100,000.0 t		2,302,300 GJ	1,404,403 GJ	4,900 tCH4	122,500 tCO2	122,500 tCO2	
HOB熱効率	0.610								
電気ボイラ熱効率	1								
グリッド排出係数	0.859 tCO2/MWh								

出典：調査チーム作成

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

2023 年 10 月に実施した第 2 回現地調査、12 月に実施した第 3 回現地調査で、モンゴル側合同委員会メンバー等政府関係者と面談、事業紹介を行うとともに意見交換を行なった。調査結果は下記の通りである。尚、2023 年 12 月 18 日 日本側合同委員会メンバー 菊間茂 在モンゴル日本大使館参事官に事業説明を行った。

■ Ministry of Environment and Tourism
- 12 月 19 日　合同委員会メンバーの上司　S.Tsogtgerel, State Secretary と G.Enkhmunkh 環境政策管理部部長と面談。
- Ministry of Environment and Tourism が、地方都市の石炭暖房による大気汚染を所管。地方都市でも大気汚染が深刻化しており、バイオ粉炭利用の普及に高い関心を示し、協力を約束した。

■ Ministry of Energy
- 12 月 19 日　合同委員会メンバー Ariunbold Sukhbaatar, Policy and Planning Department Senior expert と上司の G.Enkhtuvshin, 政策企画部戦略計画課課長他政策企画部エネルギー課 2 名と面談。
- 一次エネルギーのバイオマスエネルギー推進事業として評価し、協力を約束した。

■ Ministry of Food Agriculture and Light Industry
- 10 月 27 日　GANKHULEG Munguntsog, Vice minister、12 月 20 日　合同委員会メンバーの Ts.Bolorchuluun,政策企画部長と面談。
- 家畜糞のポテンシャルは大きく、酪農家がバイオ粉炭製造事業に参加することはモンゴルの畜産業発展につながることから、事業を評価し、協力を約束した。

■ UB 市政府
- 10 月 27 日、12 月 20 日に合同委員会メンバーの DAVAAJARGAL Gan-Ochir, Head of Air Quality Monitoring and Management Division, Department of Against Air Pollution に面談。
- 10 月調査時には UB 市の大気汚染対策は、エネルギー省傘下のモンゴル国国家汚染管理委員会であった。12 月調査時には、UB 市政府に移管されていた。実施体制は、まだ決まっていない。
- UB 市の大気汚染対策として事業を評価し、協力を約束した。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

① モンゴル国では、家畜糞を原料として大量のバイオ炭を製造して暖房用に燃焼利用した実績が無い。モンゴル側にとって、山本粉炭工業の炭化技術・設備初めて導入する技術なので、リスクが発生する。

対応方針：酪農家のバイオ粉炭製造事業者が 1 号炉を建設して実証活動を行うことを計画中である。4,000-5,500kcal/kg のバイオ粉炭を製造できるか、安定した熱量のバイオ粉炭を製造できるか検証し、石炭を燃料とする HOB による暖房に起因する大気汚染改善に貢献できるか燃焼試験を行う計画である。また、高熱効率の HOB に適合するか検証する計画である。

② 山本粉炭工業のバイオ炭技術は、ローテクでありモンゴル国で調達できる資材で建設が出来、製造にあたっては電気や燃料を必要としない。イニシャルコストやランニングコストは小さいが、普及するためには、山本粉炭工業の山仙炭化炉技術・ノウハウの習得、すなわち人材の育成不可欠である。

対応方針：MULS が゛、JICA 事業等の制度を活用して大学研究者を山本粉炭工業に派遣して技術習得を行う計画であり、その後、習得した大学研究者が、バイオ粉炭製造工場の技術者に技術指導を行う計画である。また、有限会社山本粉炭工業が現地で技術指導を行う計画である。

③ バイオ粉炭製造時に CH4 を排出する。方法論では、プロジェクトの CH4 の排出は、i)プロジェクトサイトまたは同等のパイロットサイトでの直接測定、ｉi）科学文献を検討し、プロジェクト現場の条件に適合する適切な値を選択、iii）デフォルト値: 0.049 (Cornelissen et al. (2016))の何れかを選択する。デフォルト値が 0.049 と大きいため、CH4 のモニタリングが課題である。

対応方針：山本粉炭工業の日本の炉で測定できないか、検討中である。例えば、日本原子力研究開発機構 核燃料・バックエンド研究開発部門 東濃地科学センター 地層科学研究部が、キャビティーリングダウン法による携帯型装置で断層や褶曲といった地質構造に起因するメタン漏出を徒歩測定した結果について報告しており、このような方法を検討中である。

④ 本事業では、プログラム型の民間 JCM のスキームの活用を考えているが、プログラム型の JCM の事例が無い。

対応方針：プログラム型の JCM の方法論を作成し、合同委員会に提出したいと考えている。また、JCM では、PoA-DD や CPA-DD に相当するフォームが用意されていないので、そのアイディアを提案したいと考えている。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Production of biochar and use for HOB (ver. 1.0)

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Biochar	Biochar is defined in this methodology as a solid material made from livestock manure, such as cattle manure, with a calorific value of 4,000-5,500 kcal/kg, by heating the livestock manure at temperatures above 350° C under controlled oxygen concentrations at noncombustible levels.
HOB	Heat Only Boiler which is defined as a boiler to supply hot water.
Boiler efficiency	Boiler efficiency is the percentage of heat quantity used to generate hot water against total heat quantity provided by a fuel.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Switching the fuel/electricity of a newly established or existing HOB (Heat Only Boiler) to biochar that is produced from livestock manure.
Calculation of reference emissions	Electric boilers are set as a reference boiler in this methodology. The boiler efficiency required to calculate the reference emissions is set at 1.0 in a conservative manner to achieve net emission reduction.
Calculation of project emissions	Project emissions consists of 1) CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production, 2) CO_2 emission associated with transportation of feedstock and biochar. The latter emissions can be neglected, in case if the round trip distance of its transportation is less than 200 km.
Monitoring parameters	- Net heat quantity supplied by the project boiler - Amount of biochar combusted - Transport distance of feedstock (return trip), in case if it is over

	200km. - Total weight of feedstock, in case if the transport distance of feedstock is over 200km. - Transport distance of biochar (return trip) , in case if it is over 200km.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	Feedstock of the produced biochar must be limited to livestock manure that is not being used for energy purpose under the reference scenario, and must exclude the organic wastes that may be contaminated with such as plastics and heavy metals. In order to guarantee the above criteria, the following shall be implemented; - The biochar producer and the heat supplier shall conclude a contract, and the biochar producer shall guarantee that the sold fuel is solely biochar. - The biochar producer shall obtain and keep the documentations at the time of livestock manure collection, which show that the livestock manure is provided by dairy farmers. Besides, the biochar producer shall periodically analyze the biochar ash and store the measured data which shows that the biochar contains phosphorus and potassium (derived from the livestock manure). - The heat supplier shall keep purchase invoices of biochar for each purchase. - Each of above document shall be submitted at the time of verification.
Criterion 2	Biochar production technology must meet the following conditions; - The carbonization furnace can be manufactured in Mongolia by people in Mongolian who procure necessary parts and materials in Mongolia. - The carbonization furnace has its operation performance at least 20 years. - The carbonization furnace is capable of producing more than 100 tons of biochar per year. - The carbonization furnace is capable of producing biochar by its own combustion, without the need for auxiliary combustion or heating. - The carbonization furnace does not require electricity and able to produce biochar in areas without electricity. - The carbonization furnace can produce biochar with a net calorific value of 4,000-5,500 kcal/kg from livestock manure.
Criterion 3	Capacity of the project HOB ranges from 0.10 MW to 3.15MW, according to the Mongolian National Standard (MNS5043).

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption of reference HOB (electric boiler)	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Production of biochar (pyrolysis)	CH_4, N_2O
Transportation of feedstock of biochar (The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip)	CO_2
Transportation of biochar (The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip)	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

In Mongolia, without financial assistance, it is expected that the existing conventional type HOB continues to be used, or the vertical type HOB is easy to be introduced because of its low price and easy operation. Those types have high diffusion rate in Mongolia.

On the other hand, due to the worsening air pollution in the City of Ulaanbaatar, the Mongolian government banned the use of raw coal in heating in the City of Ulaanbaatar in Government Resolution No. 62 of 2018.

In Mongolia, the coal preparation of non-coking coal as fuel for heating is not conducted. Therefore, improved fuel (briquettes) made from middling from coking coal preparation is becoming more popular for stoves in the Ger areas. Some of the older HOBs that use lump coal also use improved fuel (briquettes) as fuel, but most of the older HOBs currently use raw coal under a special permit of the government. Newer HOBs with high thermal efficiency use powdered coal, which also uses raw coal under the special permit. Therefore, electric boilers and LPG boilers are recommended as heating systems other than coal by the government.

As to LPG boilers, since heating costs are estimated to be about 50% higher than that of electric boilers, its installation are still limited.

Under these circumstances, conversion to electric boilers is expected to further increase in the future, therefore, electric boilers are set as a reference boiler in this methodology. The boiler efficiency required to calculate the reference emissions is set at 1.0 in a conservative manner to achieve net emission reduction.

F.2. リファレンス排出量の計算

Reference emissions are calculated by the net heat quantity supplied by the project boiler and CO2 emission factor of the grid electricity as well as efficiency of reference boiler (electric boiler). “Net heat quantity supplied by the project boiler” is a monitoring parameter. Both “CO2 emission factor of the grid electricity” and “Efficiency of reference boiler (electric boiler)” are set as default values. The

efficiency is set as 1.0 in order to take into account a conservativeness. Therefore, the reference emissions are calculated as follows.

$$RE_y = (HG_{PJ,p} \div 3.6)/\eta_{RE} \times EF_{elec}$$

$HG_{PJ,p}$: Net heat quantity supplied by the project boiler during the period p [GJ/p]

EF_{elec} : CO_2 emission factor of the grid electricity [tCO_2/MWh]

η_{RE} : Efficiency of reference boiler (electric boiler)

G. プロジェクト排出量の計算

Project emissions consists of following emission sources;

- CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production
- CO_2 emission associated with transportation of feedstock
- CO_2 emission associated with transportation of biochar

Emissions associate with transportation of feedstock and biochar can be neglected, in case if the round trip distance of its transportation is less than 200 km.

$$PE_p = PE_{py,p} + PE_{tp\_fs,p} + PE_{tp\_bio,p}$$

$PE_{py,p}$: CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production during the period p [tCO_2-eq/p]

$PE_{tp\_fs,p}$: CO_2 emission associated with transportation of feedstock during the period p [tCO_2/p]

$PE_{tp\_bio,p}$: CO_2 emission associated with transportation of biochar during the period p [tCO_2/p]

1) CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production

$$PE_{py,p} = BC_p \times (EF_{py,CH4} \times GWP_{CH4} + EF_{py,N2O} \times GWP_{N2O})$$

BC_p : Amount of biochar combusted during the period p [t/p]

$EF_{py,CH4}$: CH_4 emission factor of the biochar production [tCH_4/t]

GWP_{CH4} : GWP of CH_4

$EF_{py,N2O}$: N_2O emission factor of the biochar production [tN_2O/t]

GWP_{N2O} : GWP of N_2O

2) CO_2 emission associated with transportation of feedstock

The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip.

$$PE_{tp\_fs,p} = (DD_{fs,p}/FE_{fs}) \times (WT_{fs,p}/LC_{fs}) \times NCV_{fs,fuel} \times EF_{fs,fuel}$$

$DD_{fs,p}$: Transport distance of feedstock during the period p (return trip) [km]

FE_{fs} : Fuel economy of the motor vehicle to transport feedstock [km/t]

$WT_{fs,p}$	:	Total weight of feedstock during the period p [t/p]
LC_{fs}	:	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport feedstock [t]
$NCV_{fs,fuel}$	:	Net calorific value of fossil fuel used for feedstock transportation [TJ/t]
$EF_{fs,fuel}$	:	CO_2 emission factor of fossil fuel used for feedstock transportation [tCO_2/TJ]

3) CO_2 emission associated with transportation of biochar

The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip.

$$PE_{tp\_bio,p} = (DD_{bio,p}/FE_{bio}) \times (BC_p/LC_{bio}) \times NCV_{bio,fuel} \times EF_{bio,fuel}$$

$DD_{bio,p}$	Transport distance of biochar during the period p (return trip) [km]
FE_{bio}	Fuel economy of the motor vehicle to transport biochar [km/t]
LC_{bio}	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport biochar [t]
$NCV_{bio,fuel}$	Net calorific value of fossil fuel used for biochar transportation [TJ/t]
$EF_{bio,fuel}$	CO_2 emission factor of fossil fuel used for biochar transportation [tCO_2/TJ]

H. 排出削減量の計算

$$\mathbf{ER_p = RE_p - PE_p}$$

ER_p : Emission reductions during the period p [tCO_2/p]

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

PE_p : Project emissions during the period p [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
EF_{elec}	CO_2 emission factor of the grid electricity [tCO_2/MWh]	The most recent value available at the time of validation is applied and fixed for the monitoring period thereafter. The data is sourced from CDM Mongolia unless otherwise instructed by the Joint Committee.
η_{RE}	Efficiency of reference boiler (electric boiler)	Default value: 1.00
$EF_{py,CH4}$	CH_4 emission factor of the biochar production [tCH_4/t]	The following order of priority shall be applied: i) Direct measurement at the project site or a comparable pilot site

		ii) Select an appropriate value which fit with conditions of the project site through a review of scientific literatures iii) Default value: 0.049 (Cornelissen et al. (2016))
GWP_{CH4}	GWP of CH_4	Default value: 25 (IPCC AR4)
$EF_{py,N2O}$	N_2O emission factor of the biochar production [tN_2O/t]	The following order of priority shall be applied: i) Direct measurement at the project site ii) Select an appropriate value which fit with conditions of the project site through a review of scientific literatures
GWP_{N2O}	GWP of N_2O	Default value: 298 (IPCC AR4)
FE_{fs}	Fuel economy of the motor vehicle to transport feedstock [km/t]	The following order of priority shall be applied: i) Measurement before the project starts ii) Catalogue value of the manufacturer under appropriate driving cycle iii) Fuel economy of the comparable motor vehicle in overseas such as Japan
LC_{fs}	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport feedstock [t]	Catalogue value of the manufacturer
$NCV_{fs,fuel}$	Net calorific value of fossil fuel used for feedstock transportation [TJ/t]	The following order of priority shall be applied: (1) Net calorific value (lower heating value) provided by fuel supplier, (2) IPCC default values at the lower limit in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 of "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories"
$EF_{fs,fuel}$	CO_2 emission factor of fossil fuel used for feedstock transportation [tCO_2/TJ]	IPCC default values at the lower limit in Table 1.4 of Chapter 1 of Vol. 2 from "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories"
FE_{bio}	Fuel economy of the motor vehicle to transport biochar [km/t]	The following order of priority shall be applied: i) Measurement before the project starts

		ii) Catalogue value of the manufacturer under appropriate driving cycle iii) Fuel economy of the comparable motor vehicle in overseas such as Japan
LC_{bio}	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport biochar [t]	Catalogue value of the manufacturer
$NCV_{bio,fuel}$	Net calorific value of fossil fuel used for biochar transportation [TJ/t]	The following order of priority shall be applied: (1) Net calorific value (lower heating value) provided by fuel supplier, (2) IPCC default values at the lower limit in Table 1.2 of Chapter 1 of Vol. 2 of "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories"
$EF_{bio,fuel}$	CO_2 emission factor of fossil fuel used for biochar transportation [tCO_2/TJ]	IPCC default values at the lower limit in Table 1.4 of Chapter 1 of Vol. 2 from "2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories"

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：モンゴル国ウランバートル市の暖房ボイラ用の燃料をバイオ炭に切り替える JCM 事業

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：株式会社 PEAR カーボンオフセット・イニシアティブ

頁	図表番号	タイトル
368	表 3	UB 市の HOB 数と石炭消費量
380	表 8	2022 年の家畜数から試算したモンゴル国のバイオ粉炭製造ポテンシャル

(English)

(Mongolia) JCM feasibility study on switching fuel for heating boilers to biochar in the city of Ulaanbaatar

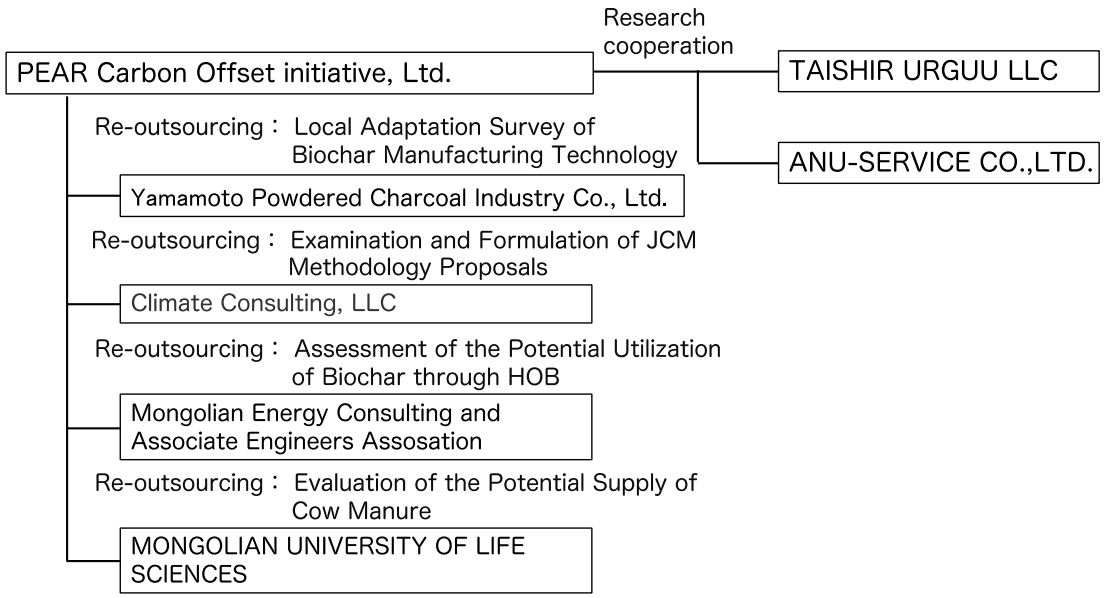
PEAR Carbon Offset initiative, Ltd.

1. Purpose of the JCM FS Study

The objective of the JCM FS (Joint Crediting Mechanism Feasibility Study) is to switch the fuel from coal to biochar for Heat Only Boilers (HOB) supplying hot water for heating in Ulaanbaatar city (hereinafter referred to as UB city) and disseminate biochar utilization.

2. Implementation Structure of JCM FS Survey

Implementation structure of this survey is illustrated in Figure 1, and personnel involved in the survey are presented in Table 1.



Source: Survey Team Creation

Figure 1 Implementation Structure of JCM FS Survey

Table 1 Personnel involved in JCM FS Survey

Name	Job Responsibilities
SASAKI Kazuo	Overall management of tasks, formation of JCM projects, examination of issues and corresponding strategies, dialogue with relevant government officials in the partner country, negotiations with potential JCM partners

TOMIZAWA Masao	Consideration of JCM project implementation, examination of issues and corresponding strategies
DEGCUCHI Gota	Calculation of GHG emissions reduction, analysis of trends in related policies and regulations
MORI Yuko	Examination of biochar business
Jamsranjav Baasankhuu	Coordinating dialogue with relevant government officials in the partner country and negotiations with potential JCM partners

3. Overview and Schedule of JCM FS Survey

3.1. JCM FS Survey Items

1. Analysis of trends in related policies and regulations
2. Examination of commercialization and JCM project implementation
   1) On-site suitability assessment of the Yamasen-style pool-type carbonization furnace technology (hereinafter referred to as Yamasen carbonization furnace)
   2) Evaluation of the economic feasibility and viability of the project, and formulation of a plan for biochar production
   3) Examination of specific commercialization plans and dissemination strategies for biochar commercialization
   4) Formulation of a dissemination and expansion plan utilizing JCM
3. Examination of issues and corresponding strategies
4. Calculation of GHG emissions reduction and consideration of the contribution to emissions reduction
5. Coordination for biochar commercialization through sharing of technology proposed, products, commercialization plans, issues and corresponding strategies with relevant government officials in the partner country.

3.2. JCM FS Survey Schedule

Survey Period: July 20, 2023, to February 9, 2024.

First Survey: August 20 to August 26

Second Survey: October 22 to October 28

Third Survey: December 17 to December 23

4. Results of JCM FS Survey

4.1. Analysis of Trends in Related Policies and Regulations

In Mongolia, with harsh winters where temperatures can drop to minus 30° C, heating is required for nine months from September 15 to May 15. Given its abundant coal resources, Mongolia relies on coal for heating. As of 2021, Mongolia's population is 3,409,939, with Ulaanbaatar city hosting 1,639,172 people, concentrating 48% of the population. The residential areas of UB city are divided into the central "urban area" and the "ger district." In winter, centralized district heating from three coal-fired power plants is used in the urban area, while public facilities and apartments in the ger district, including schools and hospitals, use HOB of heating supply centers, along with small coal-fired hot water heaters. Over 130,000 households in the ger district use coal-fired stoves, totaling approximately 220,000 units. According to Mongolia National Standard (MNS5043), the output of HOB is specified to range from 0.10 MW to 3.15 MW. Most of the coal used in UB city is produced by state-owned Baganuur coal, characterized by low-grade properties with a calorific value below 4,000 kcal/kg and high ash content. The combustion of this coal produces a large amount of soot and causes air pollution, adversely affecting public health through PM10 emissions.

In response to these challenges, the Mongolian government issued Cabinet Decision No. 62 in 2018, prohibiting the use of raw coal for heating in UB city. Mongolia does not conduct coal preparation for general heating or power generation. Exceptionally, improved coal briquettes and middling are used. Middling are low-grade coking coal generated during the process of coal preparation to select high-quality coking coal. Improved coal briquettes are briquettes made from middling, primarily used in stoves in the ger area and some HOB units.

Currently, heating in UB city using HOB is supplied either by authorized heating supply companies or individually by specific facilities such as schools. Authorized heating supply companies primarily use raw coal, including Baganuur coal, under special permission. As of August 18, 2023, 19 companies operate 174 HOB units, with an annual coal consumption of 113,867 tons.

The air pollution control efforts in UB city were transferred from the National Pollution Management Committee of Mongolia (chaired by the Minister of Energy) to the UB City Government. The implementation structure is yet to be determined. The UB City Government has requested heating supply companies to switch from coal to LPG or electricity, etc. This shift is considered an urgent issue by these companies.

The Ministry of Environment and Tourism has been tasked with overseeing air pollution caused by coal heating in regional cities. Even in regional cities, air pollution from coal HOB is becoming a serious issue.

In Mongolia's NDC submitted to the UNFCCC Secretariat in October 2020, it is estimated that the GHG total emissions under the Business as Usual (BAU) scenario will reach 74.8 $MtCO_{2\text{-}eq}$ by 2030. The emissions reduction target for 2030 is set at 57.4 $MtCO_{2\text{-}eq}$, aiming to achieve a 16.9 $MtCO_{2\text{-}eq}$ (22.7%) reduction. Among the 16.9 $MtCO_{2\text{-}eq}$ reduction target, energy production and consumption measures account for 11.3 $MtCO_{2\text{-}eq}$, representing 66.7%. According to a report by the European Commission, the total GHG emissions in 2018 were 60.8 $MtCO_{2\text{-}eq}$, already surpassing the 2030 emission reduction target.

According to IEA data, the primary energy supply in 2020 was 249,128 TJ, with coal accounting for 168,546 TJ, representing 68%. Efforts to reduce coal consumption for power and heating are necessary. Under the Paris Agreement (effective in November 2016), all countries are obligated to submit and update their Nationally Determined Contributions (NDC) for greenhouse gas emission reduction goals every five years, with 2025 being the next deadline. Mongolia, which was previously not required to create a national inventory report on greenhouse gas emissions and absorptions, is now mandated to report a Biennial Transparency Report (BTR) by no later than December 31, 2024. This report must include progress on NDC implementation and achievement, along with other relevant information.

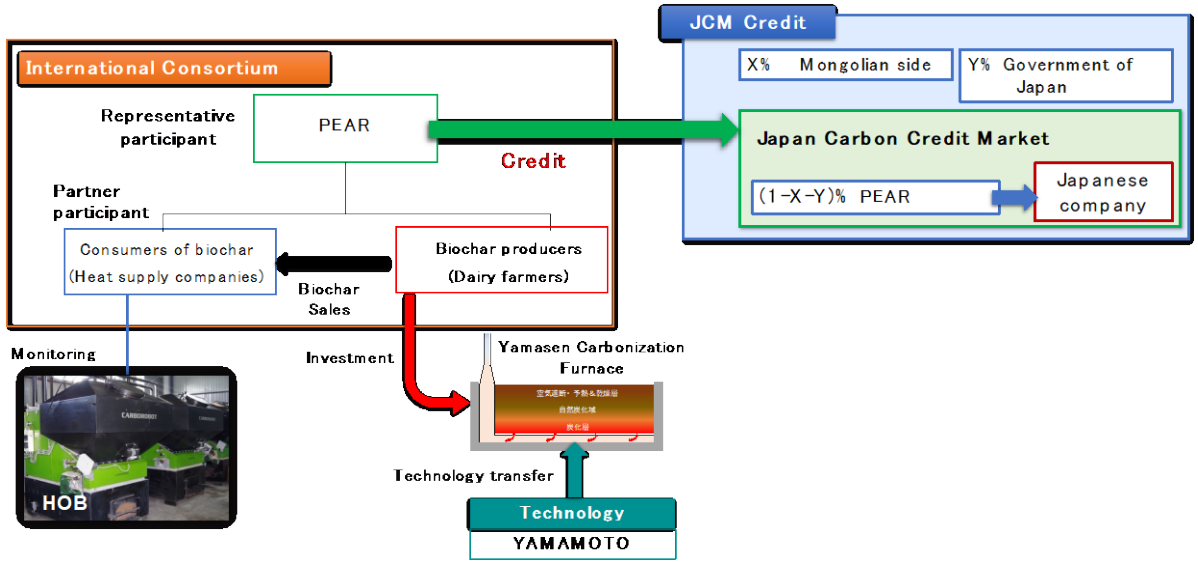
4.2. Consideration of Commercialization and JCM Project Implementation

4.2.1. Project Overview

This project aims to reduce CO_2 emissions by switching from coal, used as fuel for HOB supplying hot water for heating in UB city and throughout Mongolia, to biochar made from livestock manure such as cow dung, through the programmatic approach of JCM. The technology to be introduced is the Yamasen carbonization furnace developed by Yamamoto Powdered Charcoal Industry Co., Ltd. (hereinafter referred to as Yamamoto).

The project envisions a private sector JCM scheme, as illustrated in Figure 2. Dairy farmers participate as biochar producers in the international consortium. The investment in carbonization furnace construction is undertaken by the biochar production entity. As monitoring is necessary, participation from consumers of biochar (heat supply companies) is crucial, and they are expected to be involved.

The credits from Japan's PEAR Carbon Offset Initiative Co., Ltd. are scheduled to be sold on the Tokyo Stock Exchange's carbon credit market.



Source: Survey Team Creation

Figure 2 Credit Scheme for Private Sector JCM Credits in the Japanese Emissions Trading Market (Assumed)

The Tokyo Stock Exchange officially opened the Carbon Credit Market on October 11, 2023. Currently, the credits handled by the Tokyo Stock Exchange are limited to J-Credits certified and issued by the government. The trading categories include "Energy Efficiency," "Renewable Energy (Electricity)," "Renewable Energy (Heat)," "Renewable Energy (Combined Electricity and Heat)," "Forestry," and "Others." Among these, the category with the highest trading volume in the first 10 business days from the market opening was "Renewable Energy (Electricity)," accounting for three-quarters of the total, and when combined with "Energy Efficiency," it covers almost all trading activities.

4.2.2. Technology to be Introduced

The Yamasen carbonization furnace is a proprietary technology developed by Yamamoto, with patents (Japanese Patent No. 5117548, International Patent No. 5560383). The Yamasen carbonization furnace (refer to Photo 1) is a furnace that produces biochar from biomass. The surface of the powdered charcoal has numerous fine pores, with a surface area of 330 m^2 per gram of fine charcoal, ensuring excellent combustion efficiency. In this project, powdered biochar with a calorific value ranging from 4,000 kcal/kg to 5,500 kcal/kg will be produced according to the specifications of HOBs used by heat supply companies. The ash produced is rich in potassium and can be utilized as potassium fertilizer.

The Yamasen carbonization furnace is a pool-type structure with an open top, an improvement on the flat furnace carbonization method where sawdust, wood chips, bark, etc., are stacked on a flat concrete surface and ignited for carbonization. It involves igniting dry biomass to serve as the ignition source, then introducing biomass for carbonization, containing moisture, on top of it to cut off combustion part and outside air. The flow of gas containing water vapor in the furnace is controlled as it descends through the open top, passes through the layer of biomass and carbonized material, and flows into the lower flue, eventually being discharged through the chimney (refer to Figure 3). Steam becomes superheated steam, exceeding the boiling point (100° C at atmospheric pressure), and by extremely deoxygenating the processing atmosphere, it stabilizes the carbonization of biomass without causing combustion inside the furnace. As livestock manure contains moisture, traditional carbonization methods required additional energy for drying before utilization. However, it is believed that this is unnecessary with the Yamasen carbonization furnace.

In this project, one unit of the Yamasen carbonization furnace to be introduced in Mongolia consists of two carbonization furnaces in series, with a production capacity of 9 tons every 5 days, capable of producing more than 400 tons of powdered biochar annually (actual performance). The expected amount of raw material, livestock manure, is 36 tons every 5 days. All materials for construction of the Yamasen carbonization furnace will be sourced locally in Mongolia.

The biochar manufacturing process is illustrated in Figure 4. As the input biomass undergoes carbonization and moisture evaporation, its volume decreases. Therefore, biomass is introduced three to four times in succession, and finally, the entire mixture is refined by introducing air to combust impurities (refining). Afterward, the refinement is completed by extinguishing the impurities with water spray. The entire process takes approximately 5 days for one batch. The facility operates without the need for auxiliary fuels and electrical power for devices such as blowers during carbonization, resulting in low running costs.

Since the top is open, material input and the removal of biochar can be mechanized using equipment such as backhoes, streamlining the process and reducing labor.

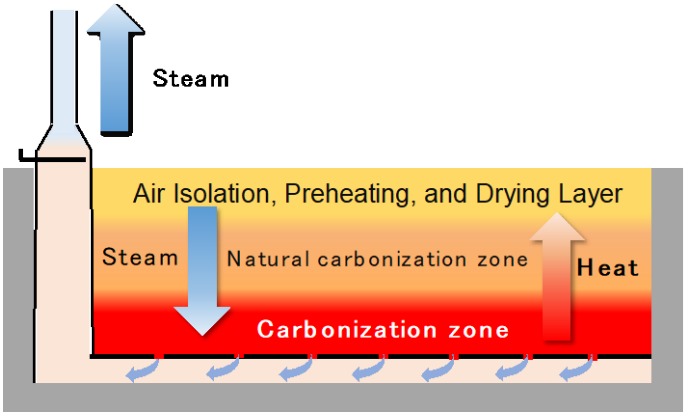


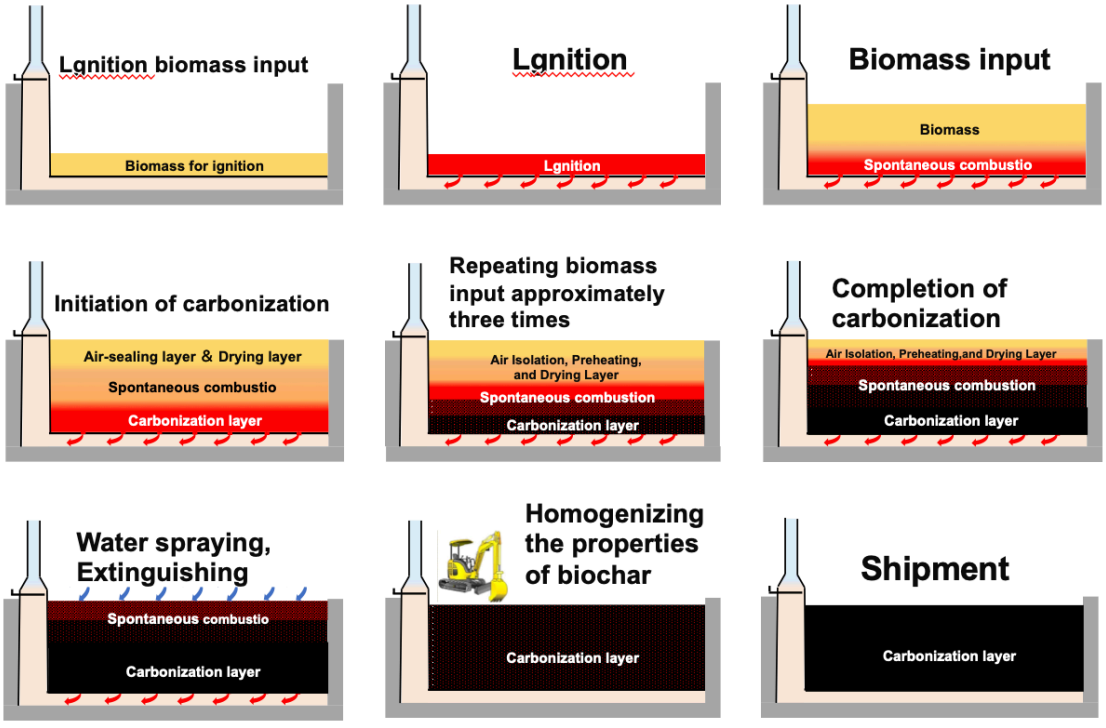
Figure 3 The Structure of the Yamasen Carbonization Furnace

Source: Survey Team Creation



Picture 1 Yamasen carbonization furnace

Source: Survey Team Creation



Source: Survey Team Creation

Figure 4 Powdered Biochar Manufacturing Process from Biomass

4.2.3. Powdered Biochar Supply Potential

(1) Survey on the Generation of Cow Dung

In the first survey conducted in August 2023, Mr. Akio Yamamoto, the representative director of Yamamoto, along with Professor Bazarjav Munnkhbat, Head of the Professor Team at the School of

Engineering Technology, MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCES (MULS), and Taishir Urguu LLC, a dairy farm located on the outskirts of Ulaanbaatar, conducted an investigation into the conditions of cow dung disposal and small-scale dairy farms. During the survey, an examination of the state of cow dung was carried out, confirming the feasibility of producing biochar using the Yamasen carbonization furnace. Taishir Urguu LLC, which houses 130 milking cows in a barn with a capacity for 200, is planning to maintain cows throughout the year starting in 2024. They also own a 10-hectare plot of land near the barn and have expressed interest in the production of powdered biochar.




Picture 2 TAISHIR URGUU LLC's Barn　　Source: Survey Team




Picture 3 Cow Dung Disposal Area, and Cow Dung　　Source: Survey Team

(2) Powdered Biochar Supply Potential

Commissioned to MONGOLIAN UNIVERSITY OF LIFE SCIENCES (MULS), we calculated and evaluated the potential of raw materials (livestock manure) within a 30km radius from the dairy farm TAISHIR URGUU LLC (hereinafter referred to as TAISHIR). The estimated amount of cow dung is 427,353 tons, and it is anticipated that 100,000 tons of powdered biochar can be produced annually.



Figure 5 Area within a 30km Radius from the Powdered Biochar Factory

Source: OpenStreetMap contributors https://www.openstreetmap.org/copyright

Table 2 Livestock Manure Supply Potential

	Headcount	Individual manure output per head	livestock manure		Powdered biochar production quantity
		kg/day	t/day	t/yr	t/yr
Cow	65,046	18	1,170.83	427,352	106,838
Horse	35,949	14	503.29	183,699	45,925
Sheep	97,511	1.2	117.01	42,710	10,677
Goat	84,458	1	84.46	30,827	7,707
Total				684,589	171,147

Source: MULS resurch

4.2.4. Combustion Equipment for Powdered Biochar

(1) HOB Fuel

Table 3 shows the number of HOBs and coal consumption in UB City. In UB, original coals such as Baganuur coal mine, middling, and improved coal briquet are used. The coal used as fuel is non-caking coal, which is called steam coal in Japan. Coals used in UB, such as Baganuur coal, are low-calorie (below 4,000 kcal/kg, according to local interviews) and high-ash brown coals. Middling are low-grade coking coals emitted during the process of coal preparation to produce high-quality coking coal (raw material coal). Since they melt in the furnace due to their caking characteristic, they are not suitable as fuel for boilers. Improved coal briquet are briquettes made from middling, and when burned in HOBs, they result in ash with a high proportion of unburned residues.

Table 3 The number of HOBs and coal consumption in UB City

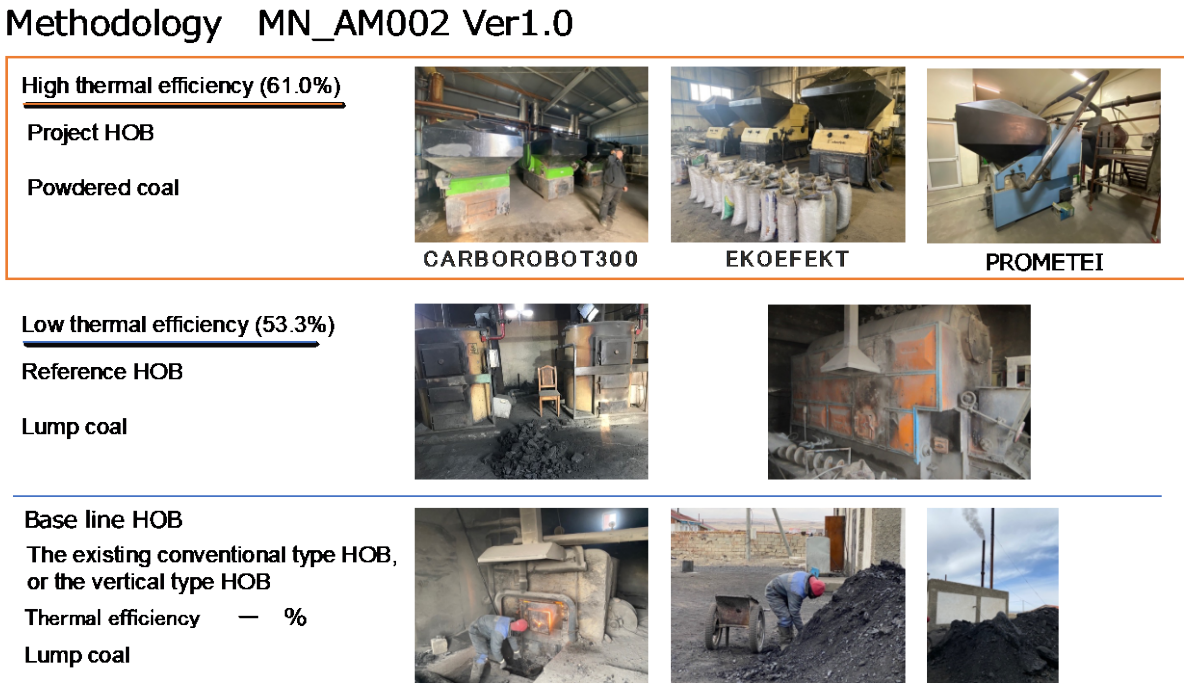
	No. of HOB	Law Coal	Middling	Improved coal briquet
2019	415	179,026t		
2020	400	171,453t		
2021	350	105,732t	54,505t	11,271t
2022	353	138,795t	49,566t	35,123t

Source: Mayor's Office of UB city, Ensuring the Definite Implementation of the Ban on Raw Coal Use in 2023

(2) HOBs Used in UB City

In Mongolia, the JCM projects 'MN001 Installation of high-efficiency Heat Only Boilers in 118th School of Ulaanbaatar City Project' and 'MN 002 Centralization of heat supply system by installation of high-

efficiency Heat Only Boilers in Bornuur soum Project' are currently underway. According to the methodology, HOBs in the project are classified into high thermal efficiency (thermal efficiency 61.0%), as depicted in Figure 6, while the reference HOB is categorized as low thermal efficiency (thermal efficiency 53.3%). The high thermal efficiency HOB uses powdered coal (5mm-25mm), while the low thermal efficiency HOB uses lump coal (raw coal, middling, improved briquet coal).



Source: Survey Team Creation

Figure 6 Existing HOBs that use coal fuel

(3) HOB survey

In the second survey conducted in October 2023, an investigation was carried out on HOB of licensed heat supply operators. The study focused on the HOBs having low thermal efficiency at ELBEGDULAAN LLC and HOYULAA KHUU LLC. Since both companies have received requests from the UB City Government to switch their HOBs to LPG, they have notable interests in switching to biochar. ELBEGDULAAN LLC provides heat with Mongolian HOBs (see Picture 4). Baganuur coal was used, but it lacks calories and has poor thermal efficiency, making it uneconomical. HOYULAA KHUU LLC provides heat using HOBs made by Olympia Industries Co., Ltd. and Mongolian HOBs. The HOB manufactured by Olympia Industries Co., Ltd. can be converted to LPG as fuel. Coal is combusted using an in-house crusher that turns lamp coal into 5mm to 25mm size (see Picture 5).




Picture 4 Mongolian-manufactured HOB of ELBEGDULAAN LLC and Bugnuur coal

Source: Survey Team




Picture 5 Japanese-manufactured HOB and Mongolian HOB of HOYULAA KHUU LLC

Source: Survey Team Creation

ANU-SERVICE CO., LTD. (hereinafter referred to as ANU) and HOYULAA KHUU LLC (installing Japanese-manufactured HOB) are the only licensed heat suppliers providing heat energy with high thermal efficiency HOBs. ANU's high-efficiency HOB includes three models: CARBOROBOT, EKOEFEKT, and PROMETEI, all with almost identical structures and specifications. The 105th School in UB (EKOEFEKT), the 149th School (PROMETEI), and JCM MN002 in Bornuur, Tuv Province (EKOEFEKT, refer to Picture 6) were connected to centralized heating system. As an alternative, the ongoing JCM in Ugtaal tsaidam, Tuv Province (CARBOROBOT), was studied. Coal is processed by their own crusher, converting it into 5mm-25mm powdered coal for combustion (refer to Picture 7).



Picture 6 EKOEFEKT at the Bornuur Heat Supply Center
Source: Survey Team



Picture7 Coal Mill
Source: Survey Team

(4) Project Scope

In Ulaanbaatar, there are 172 HOB across 60 heat supply centers operated by 19 licensed heat suppliers. During the heating season, approximately 110,000 tons of coal, mainly from the Bugnuur coal mine (with a calorific value of about 4,000 kcal/kg), are used.

ANU's HOBs, CARBOROBOT 300, EKOEFEKT, and PROMETEI utilizing powdered coal as shown in Figure 6, are characterized by their high thermal efficiency. The HOBs of the other 18 licensed heat suppliers, apart from ANU, use lump coal and have lower thermal efficiency.

The reference for the project is electric boilers. The CO_2 emissions of electric boilers, both for low and high thermal efficiency HOBs, are calculated based on the average consumption of biochar for typical HOBs (refer to Table 4). As thermal efficiency decreases, the CO_2 emissions of the reference electric boiler also decrease. High-efficiency HOBs can achieve a greater reduction in CO_2 emissions. High-efficiency HOBs use pelleted biochar with a particle size of 5mm – 25mm, while low-efficiency HOBs use briquettes. The processing cost of biochar is lower for high-efficiency HOBs. Therefore, the project focus is on evaluating high-efficiency HOBs.

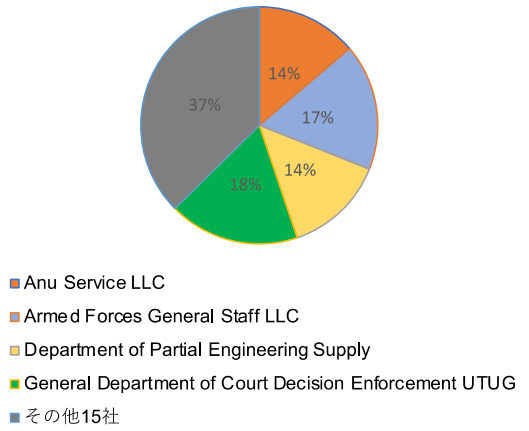
Table 4 Sales performance of heat supply center of ANU and high-efficiency HOBs

	Efficiency	Power Biochar consumption	Heat generation value	Net heat quantity	Reference Electric boilers Electricity consumption	Reference emissions
high-efficiency HOBs	0.610	400 t	6,463 GJ	3,943 GJ	1,095 MWh	941 tCO2
low-efficiency HOBs	0.533	400 t	6,463 GJ	3,445 GJ	957 MWh	822 tCO2

Source: Survey Team Creation

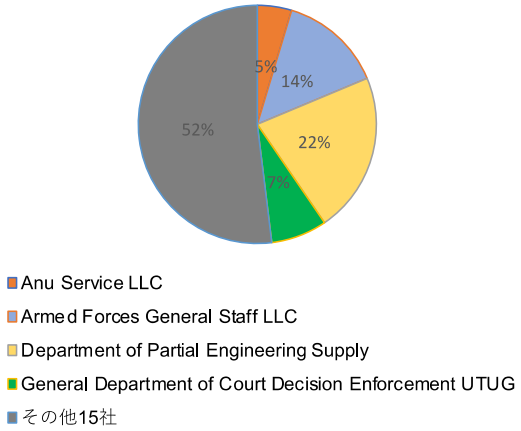
ANU's HOBs account for 14% of the 172 licensed heat suppliers, as shown in Figure 7, but only constitute 5% of coal consumption, as shown in Figure 8. ANU maintains rigorous management of their HOBs and possesses experience and expertise in monitoring through the JCM. ANU owns 22 HOBs in 10 heat supply centers in UB City, with an annual coal consumption of 4,640 tons. Additionally, they operate

heat supply services in 10 heat supply centers in Tuv Province (including 2 centers undergoing JCM implementation). ANU has also sold 107 high-efficiency HOBs (operational status unknown). These high-efficiency HOBs can utilize biochar. Therefore, ANU's HOBs are under consideration for the project.



Source: Internal documents of the UB City Government

Figure 7 The number of HOB units owned by licensed heat suppliers

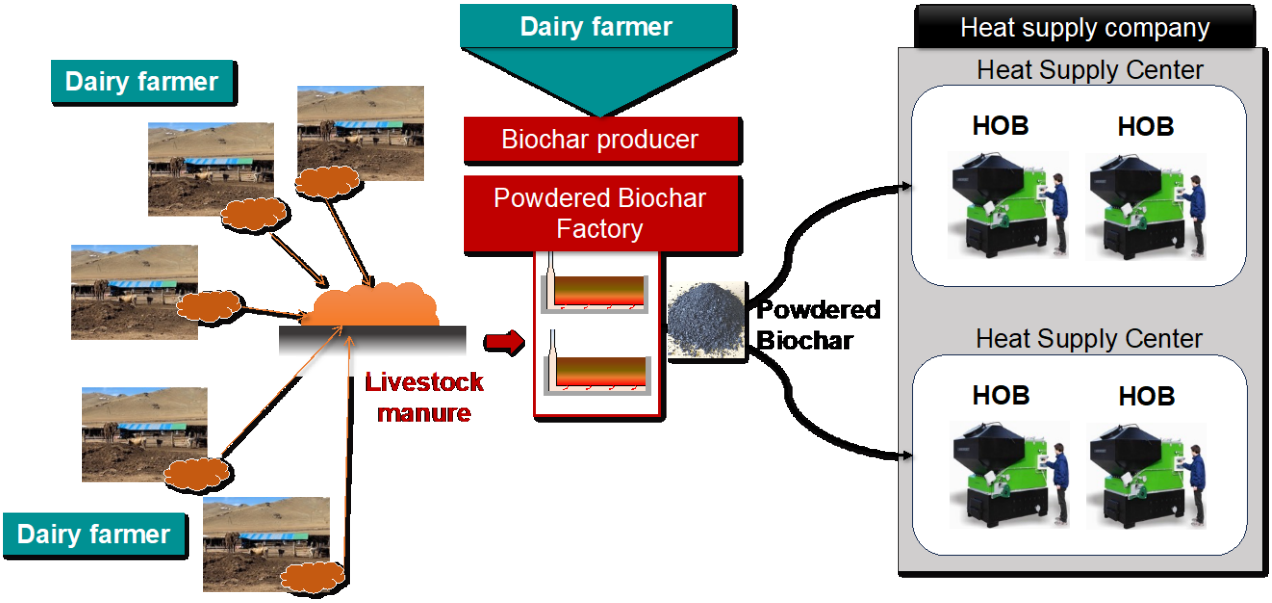


Source: Internal documents of the UB City Government

Figure 8 Coal consumption by licensed heat suppliers

4.2.5. Biochar Manufacturing Business

Figure 9 illustrates the business scheme of biochar manufacturing business for ANU's 10 heat supply centers in UB City.



Source: Survey Team Creation

Figure 9 Business scheme for the biochar manufacturing business

In order to sustainably carry out the business, the cooperation of dairy farmers supplying livestock manure is essential. Therefore, dairy farmers participate as biochar manufacturing operators. In the JCM project, dairy farmers engaged in biochar production and sales in UB, and heat supplyers purchasing biochar for heat supply and conducting monitoring participate in the international consortium as shown in Figure 2.

Table 5 shows the supply volume of biochar to ANU's 10 heat supply centers in UB City. To produce 3,256 tons of biochar annually, 8 carbonization furnaces are required. By consolidating the carbonization furnaces in one site, facility investment can be reduced by sharing equipment such as backhoes, forklifts, trommels, and pelletizers.

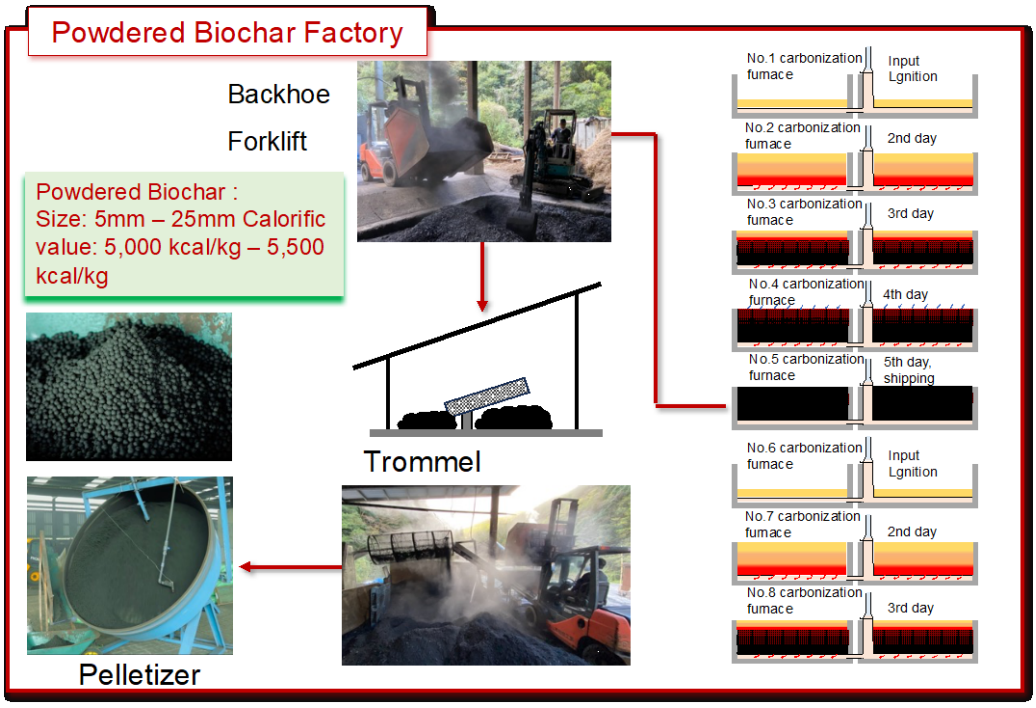
Therefore, the goal is to construct a biochar plant with 8 Yamazen carbonization furnaces at a dairy farm near UB City, as shown in Figure 10. Dairy farmers will be responsible for facility investment, operation, biochar production, and sales. The Yamazen carbonization furnaces produce biochar in 5 days. By installing more than 5 furnaces, biochar can be continuously produced with efficient operations by a small number of workers. The biochar manufacturing plant can produce approximately 14.4 tons of biochar from about 57.6 tons of livestock manure per day.

ANU's high-efficiency HOBs combust pulverized Bugnuur coal with a particle size of 5mm – 25mm. Samples of crushed Bugnuur coal, used as fuel in the HOB, were sampled and analyzed. The calorific value was 5,079 kcal/kg. The law coal has high ash content due to a significant amount of rocks. It is presumed that during the grinding and sieving process, harder rocks, etc., were removed from the coal. Therefore, the manufactured biochar is specified with a particle size of 5mm – 25mm and a calorific value of 5,000 kcal/kg – 5,500 kcal/kg.

Table 5 Supply volume of biochar to ANU's 10 heat supply centers in UB City

	Consumption	Heat generation value	Low heating value	
Baganuur coal mine	4,640 t/年	74,973 GJ	3,860 kcal/kg	16.16 GJ/t
Powdered Biochar	3,256 t/年	74,973 GJ	5,500 kcal/kg	23.02 GJ/t

Source: Survey Team Creation



Source: Survey Team Creation

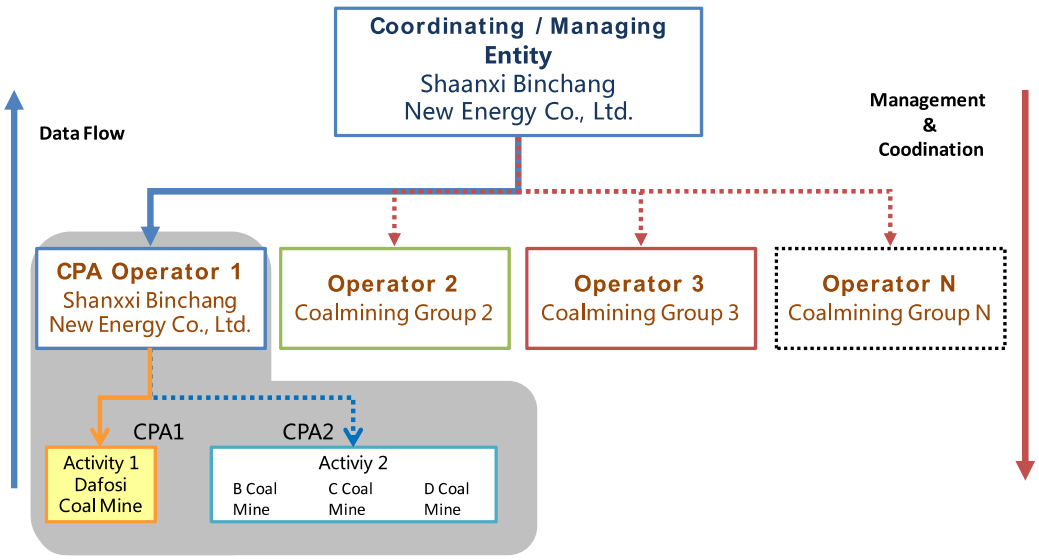
Figure 10 Biochar plant

4.2.6. Nationwide Expansion through Programmatic JCM

As of now, programmatic JCM has never been implemented. As an international emissions trading scheme, there exists the programmatic Clean Development Mechanism (CDM). Therefore, consideration was given to programmatic JCM according to the scheme of programmatic CDM.

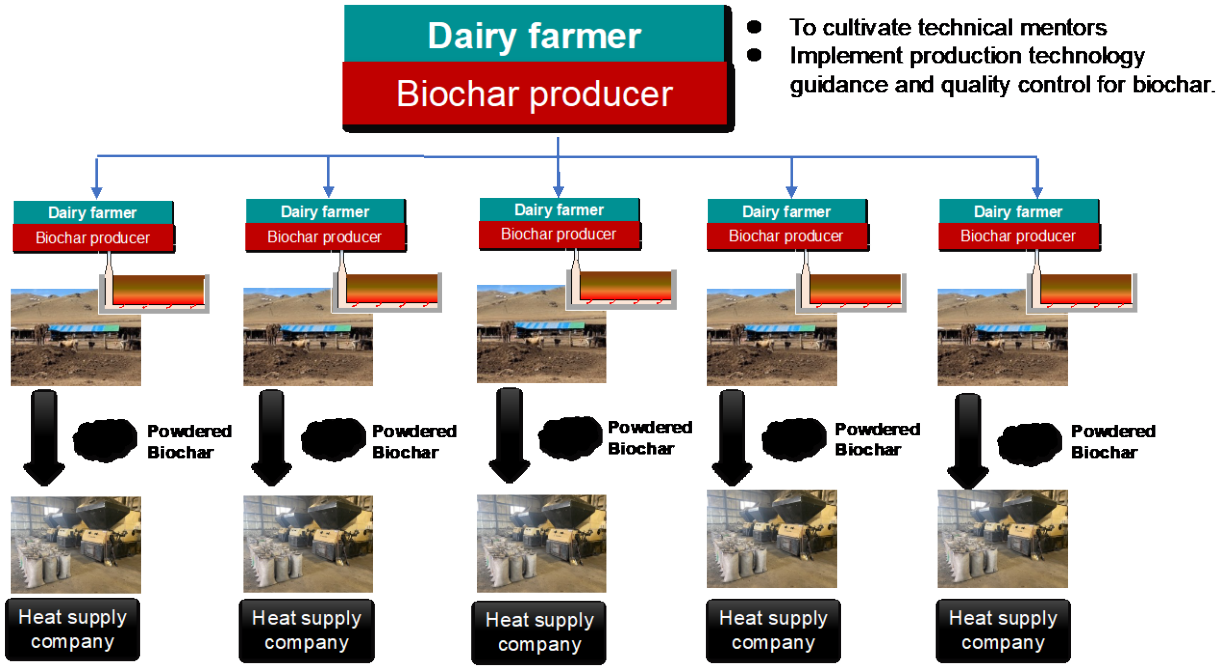
In the CDM, a Program of Activities (PoA) can carry out multiple CDM program activities (CPA) under the supervision of Coordinating/Managing Entity (CME). There is no limit to the number of CPAs, and additional CPAs can be added after PoA registration. PEAR has developed and registered four programmatic CDMs with the United Nations. Among them, the case of the China Coal Mine Ventilation Air Methane Oxidization Programme is introduced as follows.

Figure 11 illustrates the operational and management scheme of the PoA for the CDM project. The PoA uses the same technology (equipment), and the boundary is within China. The CME is Shaanxi Binchang New Energy Co., Ltd., a subsidiary of Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd. CPA1 is Dafosi Coal Mine of Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd., CPA2 is other coal mines of Shaanxi Binchang Mining Group Co., Ltd. CPA3 and subsequent CPAs are other coal mines within China



Source：China Coal Mine Ventilation Air Methane Oxidization Programme

Figure 11 Operational and management scheme of the PoA for the CDM project



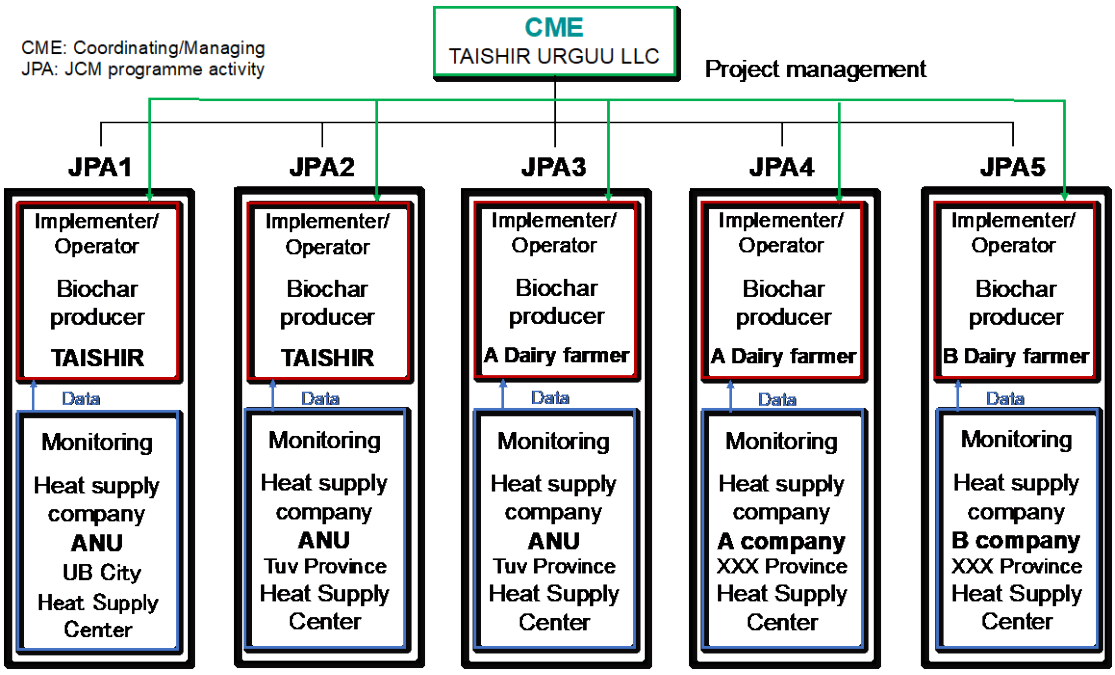
Source: Survey Team Creation

Figure 12 Nationwide expansion of powdered biochar production through franchise system

In this project, as illustrated in Figure 12, dairy farmers in UB City engage in biochar manufacturing through a franchise system. These operators provide guidance on the construction of carbonization furnaces, manufacturing of biochar, and quality management to dairy farmers across Mongolia. The biochar is sold to ANU and the purchasers of ANU's high-efficiency HOBs.

Figure 13 depicts the operational and management scheme for the private JCM project's PoA. The PoA

utilizes Yamamoto's powdered biochar technology and Yamazen carbonization furnaces. The boundary is within Mongolia. The CME is a dairy farmer who initially manufactured and sold biochar to ANU's heat supply centers in UB City. CPA1 covers ANU's heat supply centers in UB City, and CPA2 covers ANU's heat supply centers in Tuv Province. CPA4 and subsequent CPAs involve licensed heat suppliers in Mongolia who are purchasers of ANU's high-efficiency HOBs.



Source: Survey Team Creation

Figure 13 Operational and management scheme for the private JCM project's PoA

4.2.7. Project Prospects

The UB City Government requires licensed heat suppliers to switch from coal to electric or LPG boilers as a measure against air pollution caused by HOBs. ANU has calculated the cost comparison of fuel when switching to electricity or LPG. The results of the calculation are shown in Table 6. The price of LPG for heating is 3,300 MNT/kg, with a lower heating value of 46.58 GJ/t. The boiler efficiency is assumed to be 89% based on the hot water boiler efficiency supported by the Fiscal 2016 Energy Use Rationalization Subsidized Project. The thermal efficiency of the electric boiler is conservatively estimated at 100%. The price of Bugnuur coal includes transportation and ash disposal costs. Biochar is assumed to have a procurement cost similar to Bugnuur coal, including transportation costs. Ash disposal costs are estimated at 0 JPY/t, as it can be sold as fertilizer. ANU would also require investment in facilities for electric or LPG boilers. As shown in Table 6, biochar is competitively priced against electricity and LPG.

Table 6 Comparison of fuel costs when ANU switches to electricity or LPG

	Consumption	Heat generation value	Net heat quantity	Electricity consumption	LPG consumption	Fuel cost・Electricity cost	Unit price	
Baganuur coal	4,640 t	74,973 GJ	45,733 GJ			30,981,214 円	153,635 MNT/t	6,677 YEN/t
Electric boilers		45,733 GJ	45,733 GJ	12,704 MWh		103,059,573 円	186.7 MNT/kWh	8 YEN/t
LPG boilers		51,386 GJ	45,733 GJ		1,103,176 kg	158,215,313 円	3,300 MNT/kg	143 YEN/t
Powdered Biochar	3,256 t	74,973 GJ	45,733 GJ			30,981,214 円	218,910 MNT/t	9,514 YEN/t

Source: Survey Team Creation

4.3. Consideration of Issues and Countermeasures

In Mongolia, there is no established precedent for the mass production of biochar from livestock manure as a raw material for heating purposes. Introducing Yamamoto's carbonization technology and facilities is a novel approach for Mongolia, introducing inherent risks. Therefore, considering the potential risks, it is contemplated to conduct a demonstration trial.

Yamamoto's biochar technology is low-tech, allowing construction with locally sourced materials in Mongolia, and it does not require electricity or additional fuel for biochar production. While the initial and running costs are minimal, the widespread adoption depends on the acquisition of Yamamoto's Yamazen carbonization furnace technology and know-how. So it is very important to develop human resources. Hence, a human resources development plan will be developed.

CH_4 is emitted during biochar production. Methodologies will be explored to assess the CH_4 emissions in the project.

In this project, the utilization of a programmatic private JCM scheme is being considered. As there are no existing cases of programmatic JCM, proposals for the programmatic private JCM scheme will be developed according to the experience from CDM.

4.4. Calculation of GHG Emissions Reduction and Evaluation of Emissions Reduction Contributions

4.4.1. Overview of Methodology Proposal

The methodology, as similar to CDM, is typically formulated with the same content for both the normal type methodology and programmatic methodology.

(1) Form for submitting the proposed methodology

Name of the methodology proponents submitting this form: PEAR Carbon Offset Initiative., Ltd.

Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies: Energy

Title of the proposed methodology, and version number: Production of biochar and use for HOB (ver. 1.0)

(2) Overview

Monitoring of project activities involves measuring the supplied heat to the building. The fuel for the HOB in the project activities is biochar. Biochar is a solid substance having calorific value of 4,000 to 5,500

kcal/kg produced by heating biomass, such as livestock manure, at temperatures exceeding 350° C under controlled oxygen levels to prevent burning out. GHG emissions from biomass combustion can be counted zero. Therefore, the GHG emissions from the project activities include emissions during biochar production and emissions associated with the transportation of raw materials and biochar produced.

The boiler for heat supply is assumed to be an electric boiler having a conservative efficiency of 1.0 in the reference scenario. The difference in GHG emissions between the project activities and the reference scenario constitutes the GHG emissions reduction.

(3) Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1：

Feedstock of the produced biochar must be limited to livestock manure that is not being used for energy purpose under the reference scenario, and must exclude the organic wastes that may be contaminated with such as plastics and heavy metals.

In order to guarantee the above criteria, the following shall be implemented;

- The biochar producer and the heat supplier shall conclude a contract, and the biochar producer shall guarantee that the sold fuel is solely biochar.
- The biochar producer shall obtain and keep the documentations at the time of livestock manure collection, which show that the livestock manure is provided by dairy farmers. Besides, the biochar producer shall periodically analyze the biochar ash and store the measured data which shows that the biochar contains phosphorus and potassium (derived from the livestock manure).
- The heat supplier shall keep purchase invoices of biochar for each purchase.
- Each of above document shall be submitted at the time of verification.

Criterion 2：

Biochar production technology must meet the following conditions;

- The carbonization furnace can be manufactured in Mongolia by people in Mongolian who procure necessary parts and materials in Mongolia.
- The carbonization furnace has its operation performance at least 20 years.
- The carbonization furnace is capable of producing more than 100 tons of biochar per year.
- The carbonization furnace is capable of producing biochar by its own combustion, without the need for auxiliary combustion or heating.
- The carbonization furnace does not require electricity and able to produce biochar in areas without electricity.
- The carbonization furnace can produce biochar with a net calorific value of 4,000-5,500 kcal/kg from livestock manure.

Criterion 3：

Capacity of the project HOB ranges from 0.10 MW to 3.15MW, according to the Mongolian National Standard (MNS5043).

4.4.2. Methodology Proposal for Calculating Reference Emissions

(1) Establishment of reference emissions

In Mongolia, without financial assistance, it is expected that the existing conventional type HOB continues to be used, or the vertical type HOB is easy to be introduced because of its low price and easy operation. Those types have high diffusion rate in Mongolia.

On the other hand, due to the worsening air pollution in the City of Ulaanbaatar, the Mongolian government banned the use of raw coal in heating in the City of Ulaanbaatar in Government Resolution No. 62 of 2018.

In Mongolia, the coal preparation of non-coking coal as fuel for heating is not conducted. Therefore, improved fuel (briquettes) made from middling from coking coal preparation is becoming more popular for stoves in the Ger areas. Some of the older HOBs that use lump coal also use improved fuel (briquettes) as fuel, but most of the older HOBs currently use raw coal under a special permit of the government. Newer HOBs with high thermal efficiency use powdered coal, which also uses raw coal under the special permit. Therefore, electric boilers and LPG boilers are recommended as heating systems other than coal by the government.

As to LPG boilers, since heating costs are estimated to be about 50% higher than that of electric boilers, its installation are still limited.

Under these circumstances, conversion to electric boilers is expected to further increase in the future, therefore, electric boilers are set as a reference boiler in this methodology. The boiler efficiency required to calculate the reference emissions is set at 1.0 in a conservative manner to achieve net emission reduction.

(2) Calculation of reference emissions

Reference emissions are calculated by the net heat quantity supplied by the project boiler and CO_2 emission factor of the grid electricity as well as efficiency of reference boiler (electric boiler). “Net heat quantity supplied by the project boiler” is a monitoring parameter. Both “CO_2 emission factor of the grid electricity” and “Efficiency of reference boiler (electric boiler)” are set as default values. The efficiency is set as 1.0 in order to take into account a conservativeness. Therefore, the reference emissions are calculated as follows.

$$RE_y = (HG_{PJ,p} \div 3.6)/\eta_{RE} \times EF_{elec}$$

$HG_{PJ,p}$: Net heat quantity supplied by the project boiler during the period p [GJ/p]

EF_{elec} : CO_2 emission factor of the grid electricity [tCO_2/MWh]

η_{RE} : Efficiency of reference boiler (electric boiler)

4.4.3. Calculation of project emissions

Project emissions consists of following emission sources;

- CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production
- CO_2 emission associated with transportation of feedstock
- CO_2 emission associated with transportation of biochar

Emissions associate with transportation of feedstock and biochar can be neglected, in case if the round trip distance of its transportation is less than 200 km.

$$PE_p = PE_{py,p} + PE_{tp\_fs,p} + PE_{tp\_bio,p}$$

$PE_{py,p}$	:	CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production during the period p [tCO_2-eq/p]
$PE_{tp\_fs,p}$	:	CO_2 emission associated with transportation of feedstock during the period p [tCO_2/p]
$PE_{tp\_bio,p}$	:	CO_2 emission associated with transportation of biochar during the period p [tCO_2/p]

1) CH_4 and N_2O emission associated with the biochar production

$$PE_{py,p} = BC_p \times (EF_{py,CH4} \times GWP_{CH4} + EF_{py,N2O} \times GWP_{N2O})$$

BC_p	:	Amount of biochar combusted during the period p [t/p]
$EF_{py,CH4}$	:	CH_4 emission factor of the biochar production [tCH_4/t]
GWP_{CH4}	:	GWP of CH_4
$EF_{py,N2O}$	:	N_2O emission factor of the biochar production [tN_2O/t]
GWP_{N2O}	:	GWP of N_2O

2) CO_2 emission associated with transportation of feedstock

The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip.

$$PE_{tp\_fs,p} = (DD_{fs,p}/FE_{fs}) \times (WT_{fs,p}/LC_{fs}) \times NCV_{fs,fuel} \times EF_{fs,fuel}$$

$DD_{fs,p}$	:	Transport distance of feedstock during the period p (return trip) [km]
FE_{fs}	:	Fuel economy of the motor vehicle to transport feedstock [km/t]
$WT_{fs,p}$	:	Total weight of feedstock during the period p [t/p]
LC_{fs}	:	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport feedstock [t]
$NCV_{fs,fuel}$	:	Net calorific value of fossil fuel used for feedstock transportation [TJ/t]
$EF_{fs,fuel}$	:	CO_2 emission factor of fossil fuel used for feedstock transportation [tCO_2/TJ]

3) CO_2 emission associated with transportation of biochar

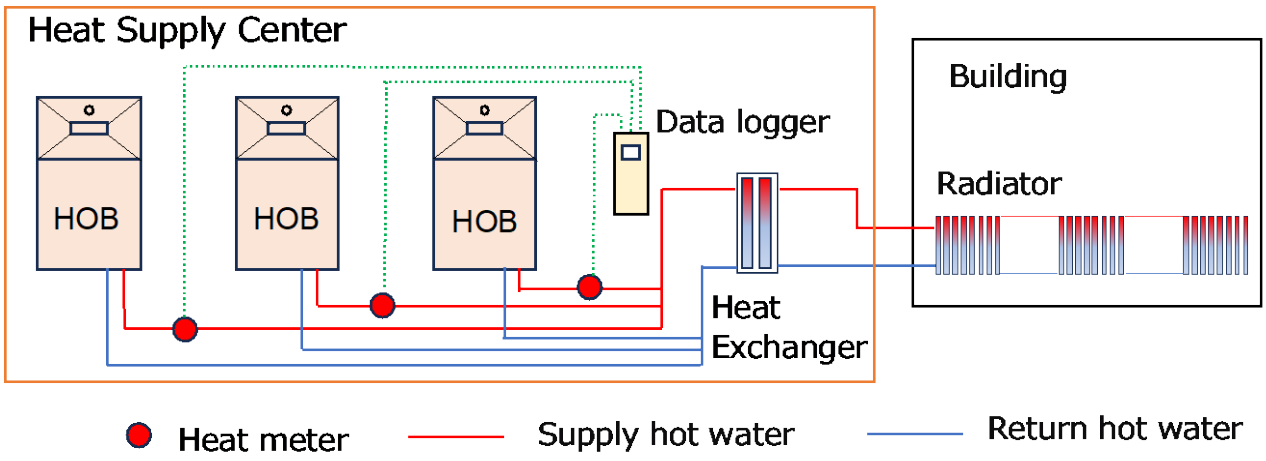
The emission can be neglected if the transport distance is less than 200 km in round trip.

$$PE_{tp\_bio,p} = (DD_{bio,p}/FE_{bio}) \times (BC_p/LC_{bio}) \times NCV_{bio,fuel} \times EF_{bio,fuel}$$

$DD_{bio,p}$	:	Transport distance of biochar during the period p (return trip) [km]
FE_{bio}	:	Fuel economy of the motor vehicle to transport biochar [km/t]
LC_{bio}	:	Maximum load capacity of the motor vehicle to transport biochar [t]
$NCV_{bio,fuel}$	:	Net calorific value of fossil fuel used for biochar transportation [TJ/t]
$EF_{bio,fuel}$	:	CO_2 emission factor of fossil fuel used for biochar transportation [tCO_2/TJ]

4.4.4. Methodology Proposal for Monitoring

The calculation of reference emissions is based on the heat supply to the building from the project HOB and the CO_2 emission coefficient. A heat meter is installed at the hot water outlet point from the HOB as illustrated in Figure 14, and monitoring is conducted. The heat meter measures the flow rate of the supplied or returned hot water, as well as the supplied and returned hot water temperatures. The data recorded by the heat meter is then logged by a data logger.



Source: Survey Team Creation

Figure 14 Schematic view monitoring of amount of heat energy supplied

4.4.5. Examination of GHG Emission Reductions in JCM FS Target Projects

Table 7 presents the estimated calculation of GHG emissions reductions when 3,256 tons of powdered biochar were burned for heat supply in 10 heating supply centers belong to ANU in UB City. CH_4 is emitted during the biochar production process, and the calculation using default value indicates an expected emissions of 3,989 $tCO_{2\text{-eq}}$. Emissions associated with the transportation of raw materials and biochar are assumed to be zero since the round-trip transport distance is less than 200 km.

The substitution of electric boilers resulted in an anticipated reduction of 10,913 tCO_2, with a net

emission reduction effect of 6,924 $tCO_{2\text{-eq}}$ after accounting for the difference.

Table 7 GHG Emissions Reduction in JCM FS Target Projects

		Consumption	Electricity consumption	Heat generation value	Net heat quantity	CH_4 emission		CO_2 emission	Emission reductions
Reference	Electric boilers		12,712 MWh	45,727 GJ	45,727 GJ			10,920 tCO2	-6,931 tCO2
Project	Powdered Biochar HOB	3,256.0 t		74,963 GJ	45,727 GJ	160 tCH4	3,989 tCO2	3,989 tCO2	0 tCO2

Source: Survey Team Creation

4.4.6. Potential Contribution to GHG Emission Reduction through the Adoption of JCMFS Target Projects

Table 8 indicates the number of livestock in 2022. With a total of 5.5 million cattle, it is estimated that approximately 36.13 million tons of cattle manure are excrate. About 9 million tons of powdered biochar could be produced from the manure. According to the IEA report, the coal consumption for household use in 2021 was 14,527 TJ. Calculating the calorific value of powdered biochar at 4,000 kcal/kg (0.0168 TJ/kg), this is equivalent to 885,000 tons. A case was considered where 100,000 tons (75 TJ) out of 885,000tons would be switched to powdered biochar in the programmatic JCM, and the resulting GHG emissions reduction was estimated as follows.

Table 8 The estimated biochar production potential in Mongolia based on the livestock numbers in 2022

	Headcount	Individual manure output per head	livestock manure		Powdered biochar production quantity
		kg/day	t/day	t/yr	t/yr
Cow	5,500,000	18	99,000.00	36,135,000	9,033,750
Horse	4,800,000	14	67,200.00	24,528,000	6,132,000
Sheep	32,700,000	1.2	39,240.00	14,322,600	3,580,650
Goat	27,600,000	1	27,600.00	10,074,000	2,518,500
Total				85,059,600	21,264,900

Source：Headcount Livestock, in 2022 National Statistics Office

Table 9 GHG Emissions Reduction in the programmatic JCM

		Consumption	Electricity consumption	Heat generation value	Net heat quantity	CH4 emission		CO2 emission	Emission reductions
Reference	Electric boilers		390,424 MWh	1,404,403 GJ	1,404,403 GJ			335,374 tCO2	-212,874 tCO2
Project	Powdered Biochar HOB	100,000.0 t		2,302,300 GJ	1,404,403 GJ	4,900 tCH4	122,500 tCO2	122,500 tCO2	

Source: Survey Team Creation

5. Coordination for Project Implementation with relevant parties such as the government of the partner country

During the second on-site survey conducted in October 2023 and the third on-site survey conducted in December 2023, meetings were held with members of the Mongolian Joint Committee and other government officials. The purpose of these meetings was to introduce the project, engage in discussions, and exchange opinions. The survey results are as follows. Additionally, on December 18, 2023, project outline was explained to Shigeru Kikuma, Counselor of the Japanese Embassy in Mongolia who is a member of the Japanese Joint Committee.

■Ministry of Environment and Tourism

- On December 19th, a meeting was held with the superior of the Joint Committee members, S. Tsogtgerel, State Secretary (pictured on the right), and G. Enkhmunkh, Director of the Environmental Policy and Management Department.
- Ministry of Environment and Tourism is responsible for overseeing air pollution caused by coal heating in regional cities. Air pollution is a growing concern even in regional cities, and there is a strong interest in promoting the use of powdered biochar. The Ministry pledged cooperation in this regard.

■Ministry of Energy

- On December 19th, a meeting was held with Ariunbold Sukhbaatar, Senior Expert from the Policy and Planning Department (far left), and his superior G. Enkhtuvshin, Chief of the Strategic Planning Section within the Policy and Planning Department (second from the right), along with two members from the Energy Section of the Policy and Planning Department.
- The project was evaluated as a biomass energy promotion initiative for primary energy, and their cooperation was pledged.

■Ministry of Food Agriculture and Light Industry

- On October 27th, a meeting was held with GANKHULEG Munguntsog, Vice Minister (right side of the top picture). And on December 20th, a meeting was conducted with Ts. Bolorchuluun, Chief of the Policy and Planning Department (center in the bottom picture), who is also a member of the Joint Committee.
- Recognizing the significant potential of livestock manure, and considering that the involvement of dairy farmers in the biochar powder production project could contribute to the development of Mongolia's livestock industry, the project was positively evaluated, and their cooperation was assured.

■UB City Government

- On October 27th and December 20th, meetings were held with DAVAAJARGAL Gan-Ochir, Head of the Air Quality Monitoring and Management Division, Department of Against Air Pollution (third from the right).
- During the October survey, the air pollution control measures in UB City were under the Mongolian National Pollution Management Committee, a subsidiary of the Ministry of Energy (chaired by the Minister of Energy). However, by the time of the December survey, these responsibilities had been transferred to the UB City Government, and the implementation structure had not yet been finalized.
- The project was evaluated as a measure for air pollution control in UB City, and their cooperation was pledged.

6. Issues and Responses for Future Project Implementation

1) In Mongolia, there is no experiences of producing a large quantity of biochar from livestock manure as a raw material and utilizing it for heating. For the Mongolian side, the carbonization technology and equipment of Yamamoto represent a novel introduction, leading to potential risks.

The response strategy is as follows: There is a plan to construct a pilot furnace and conduct a demonstration activity by a dairy farmer, who is powdered biochar producer. The goal is to verify whether they can produce powdered biochar with a calorific value of 4,000-5,500 kcal/kg, ensure the production of stable heat output, and conduct combustion tests to assess the contribution to improving air pollution due to heating with coal-fired HOBs. Additionally, there is a plan to verify compatibility with high thermal efficiency HOBs.

2) Yamamoto's biochar technology is low-tech, allowing construction with locally procurable materials in Mongolia, and it does not require electricity or additional fuel for production. While the initial costs and running costs are relatively small, human resource development in order to acquire Yamamoto's Yamasen carbonization furnace technology and know-how is indispensable for widespread adoption.

The response strategy is as follows: MULS plans to leverage JICA projects and initiatives to dispatch university researchers to Yamamoto for technical training. Subsequently, the researchers who have acquired the expertise will provide technical guidance to the engineers at poedered biochar production plants. Additionally, Yamamoto also has plans to provide on-site technical guidance.

3) CH_4 is emitted during the powdered biochar production. In the methodology, the options for estimating CH_4 emissions from the project are: i) direct measurement at the project site or an equivalent pilot site, ii) consideration of scientific literatures to select an appropriate value conforming to the conditions at the project site, or iii) choosing the default value: 0.049 (Cornelissen et al. (2016)). Since the default value is relatively large at 0.049, monitoring CH_4 emissions presents a challenge.

The response strategy is as follows: The possibility of measuring CH_4 emissions in Yamamoto's furnaces in Japan is under consideration. For instance, Geological Science Research Department, Tono Geoscience Center, Nuclear Fuel and Back-end Research and Development Department, the Japan Atomic Energy Agency, has reported on the results of methane leakage originating from geological structures such as faults and folds using a portable device based on the cavity ring-down method. This method is currently being explored.

4) In this project, there is consideration for utilizing the programmatic approach for private JCM schemes. However, there are no precedents for programmatic JCM.

The response strategy is as follows: The plan is to create the methodology for programmatic JCMin this research report and submit it to the Joint Committee. Additionally, as there are no equivalent forms for Program of Activities Design Document (PoA-DD) or Concept Note for the Consolidated Project Activity (CPA-DD) in JCM, there is an intention to propose ideas for these forms.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: JCM feasibility study on switching fuel for heating boilers to biochar in the city of Ulaanbaatar

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: PEAR Carbon Offset initiative, Ltd.

Page	Number	Title
398	Table 3	The number of HOBs and coal consumption in UB City
412	Table 8	The estimated biochar production potential in Mongolia based on the livestock numbers in 2022

添付 2.6. 双日株式会社

事業名：（ベトナム）ベトナム国工業団地における複合エネルギーマネジメント及び
統合データプラットフォーム事業による民間 JCM 実現可能性調査

実施者：双日株式会社
共同実施者：日本工営株式会社

1. JCM FS 調査の目的

我が国は、これまで JCM 等を活用し、途上国等において我が国の優れた脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減を実現する等、世界全体の GHG 排出削減に貢献してきた。具体的には、FS や NEDO による実証事業等を通じ、複数の JCM プロジェクトの実現を支援してきている。また民間資金を中心とする JCM プロジェクト（民間 JCM プロジェクト）については、その組成を促進するため、令和 5 年 3 月 28 日に「民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンス」を公表するとともに、民間 JCM プロジェクト実施のための具体的な体制構築が進められている。

以上を踏まえ、本 FS では我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等を促進し、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現する案件の実現可能性の検討を目的とする。

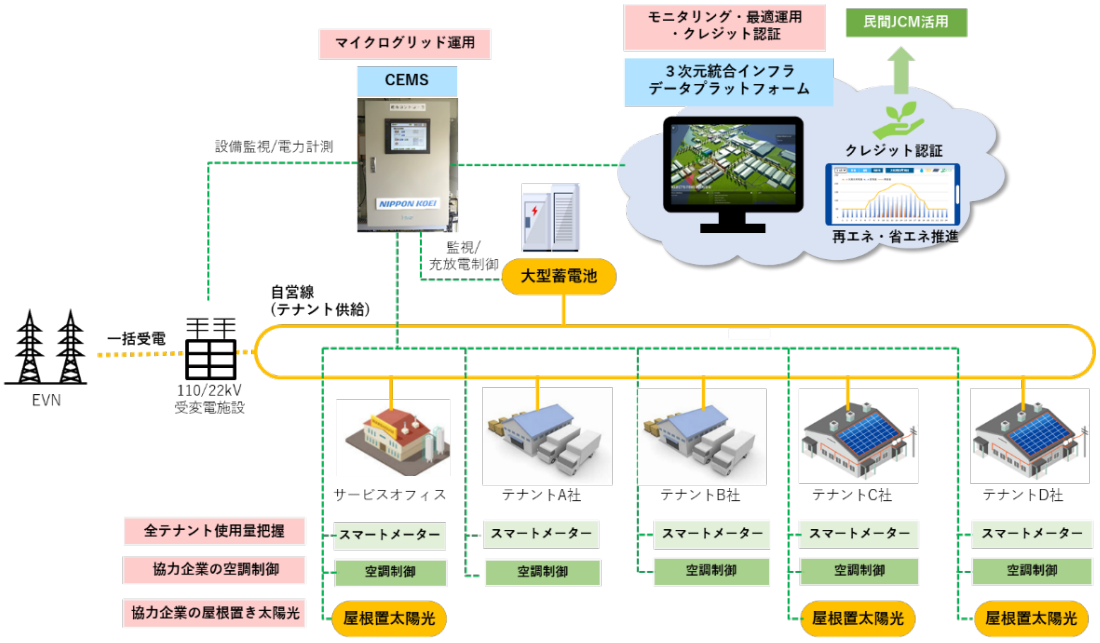
本業務では、双日株式会社が出資するベトナム国ドンナイ省ロンドウック工業団地における工業団地主体での複合エネルギーマネジメント事業の実施可能性を調査する。双日、双日出資の現地事業会社及び日本工営が主体となり事業形成する。

- 事業①スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善
- 事業②テナント個社の空調自動制御（省エネ）
- 事業③屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用

工業団地主体での民間投資により、テナント個社と協働しながら効果的・効率的に、再エネ・省エネ・脱炭素を推進する事業。GHG 削減量は統合データ PF によるモニタリングを行い、民間 JCM を活用する予定である。

ベトナム国は、2050 年に向けたカーボンニュートラル、再エネ目標 70%を掲げているなかで、急増した太陽光発電への対応、調整力の強化が喫緊の課題となっている。また近年ハノイにおいても製造業への節電要請があるなど電力供給の不安定化も起こる事がある。

このような状況下、大規模需要家である工業団地のマイクログリッドによる再エネ・省エネ・脱炭素事業の形成は、ベトナム国の課題解決や目標達成にも寄与する。

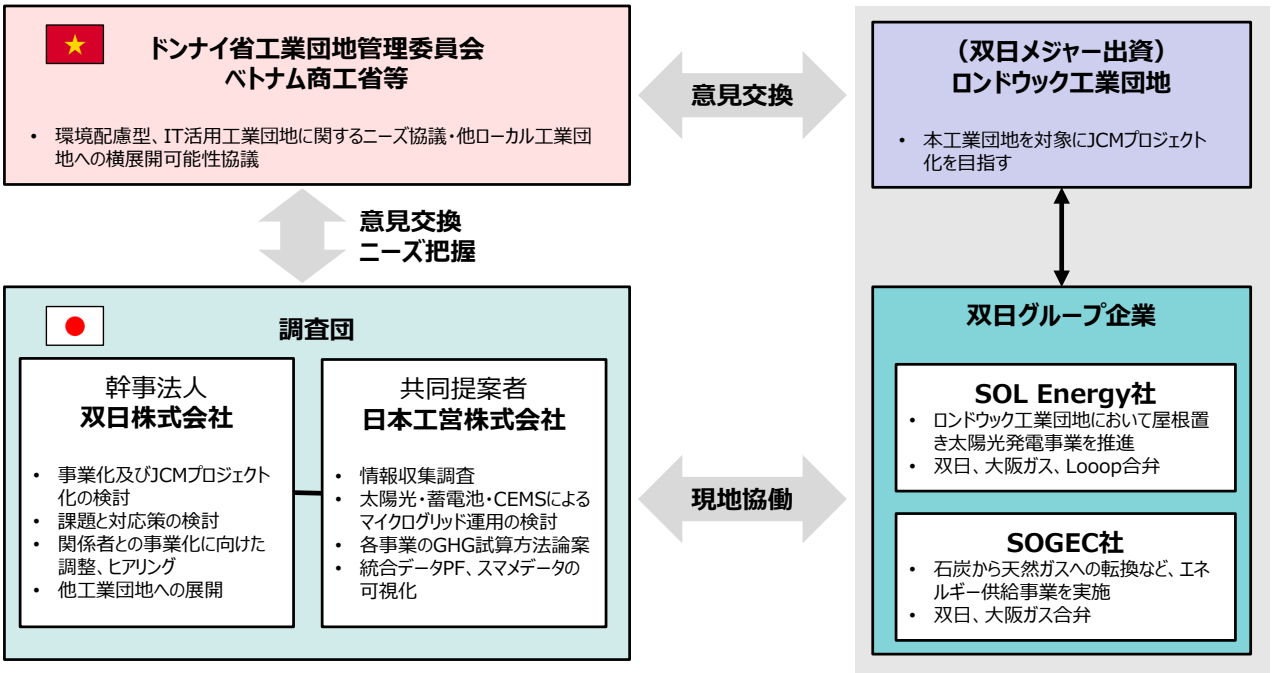


出典：調査団作成

図 1 1 事業の全体像

2. JCM FS 調査の実施体制

本業務の実施体制図を下図に示す。



出典：調査団作成

図 2 1 JCMFS 調査の実施体制

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

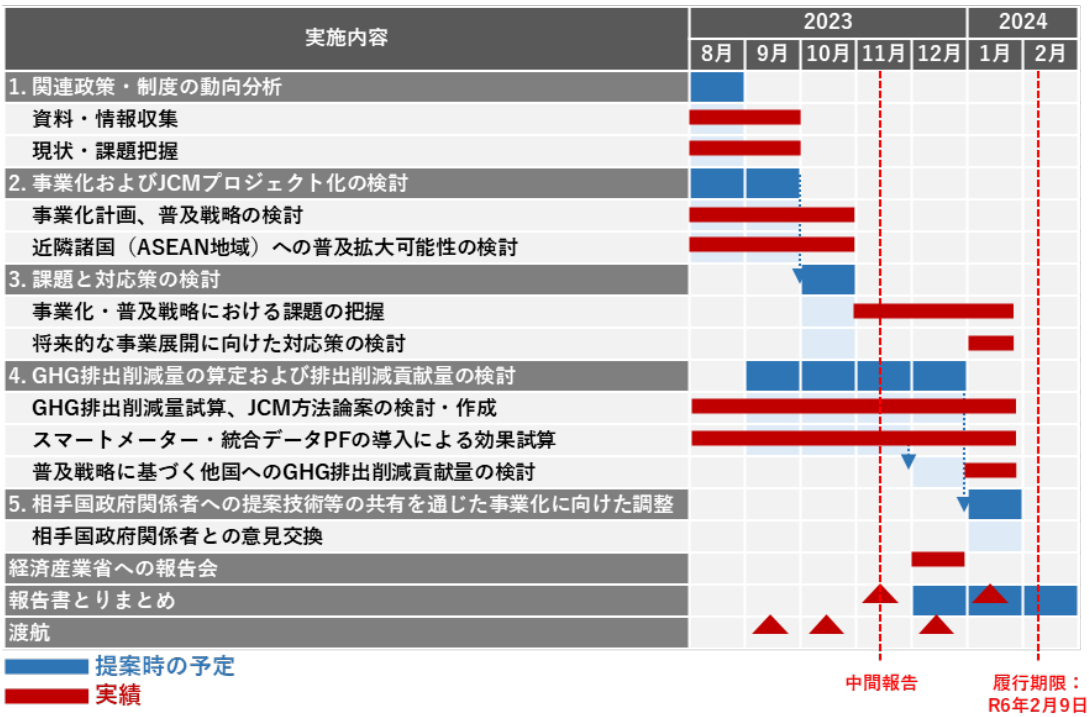
JCM-FS の調査項目は下記の通り。

- 1.関連政策・制度の動向分析
- 2.事業化及び JCM プロジェクト化の検討：事業①～③の導入計画及びコスト・収支試算を行う。ビジネスモデル・実施体制案、民間 JCM 活用によるファイナンス改善シミュレーションを実施する。本事業は複数事業の組み合わせのため、段階的な事業化ステップを整理する。
- 3.課題と対応策の検討：事業化の促進・普及展開に向けて、電力供給に応じたビジネスモデル検討や EVN への売電や周辺工業団地への融通など制度面の課題や解決策を整理する。
- 4.GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討：事業①は新規算定方法を検討予定。事業②は既存方法論適用、事業③は他国方法論をもとにベトナム国で検討予定。
- 5.相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整

上記調査項目 1-5 を取りまとめて、Project Idea Note 案を作成した。

本業務のスケジュールを下記に示す。

表 3 1 JCMFS 調査スケジュール



出典：調査団作成

表 3 2 渡航実績

期間	訪問先	成果
2023 年 9 月 19 日～9 月 28 日	ロンドウック工業団地	本調査事業協力の取り付け。
	テナント 3 社	スマートメーターの取り付け及び実験協力の取り付け。
	ロテコ工業団地	本調査事業後の横展開時の協力の取り付け。
	SOGEC 社	本調査の目的の共有と、調査後の事業化フェーズに於ける協力の取り付け。
	SOL Energy 社	同上
	ベトナム現地システム企業	スマートメーターの仕様や交換取り付け方法の確認実施。
2023 年 12 月 18 日～22 日	ロンドウック工業団地	データ取得状況、事業①②③に関する事業化検討結果の共有。将来的な事業化に向けた協議。
	テナント 3 社	データ取得状況、事業①②に関する検討結果の共有。将来的な脱炭素化に関するヒアリング。
	ロテコ工業団地	導入済みのスマートメーターに関するヒアリング。導入済みのスマートメーター、システムの現地視察
	SOL Energy 社	将来的な太陽光発電事業との連携に向けた協議
	DIZA（ドンナイ省工業団地管理委員会）	ベトナム工業団地における脱炭素事業に関する協議
	日系省エネ設備企業	ベトナム国内での空調制御機器設置に関する情報収集

出典：調査団作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

ベトナムにおける関連政策・制度の動向、課題・現地ニーズを把握した。

・2020 年の改定 NDC では 2030 年 9%削減を目標としている。

・COP26 では 2050 年カーボンニュートラル目標を表明している。

・第 8 次国家電力計画では 2050 年再エネ電源比率 67.5%～71.5%の目標を掲げている。

現状の電源構成は約半数を石炭火力に頼っている。旺盛な開発需要に伴い今後も電力需要の増加が見込まれるものの、脱炭素の動きから火力発電等の新設が停止しており、電源確保に課題が残る。今夏に首都ハノイ近郊の工業団地に電力使用量の削減要請、緊急の節電要請があるなど、電力需給がひっ迫する事もあった。

太陽光発電は FIT 制度(2017 年～2020 年)により、9,200 MW もの発電所が始動した。しかし、急増する太陽光発電は周辺地域の電圧降下等の問題も引き起こしており、国営電力会社による系統側での調整力強化が必要である。

電力供給側での課題が多く残るなか、大規模需要家である工業団地による分散型エネルギーシステム（マイクログリッド）の構築は、解決策の一つとなる。ロンドウック工業団地による複合エネルギーマネジメント事業は、工業団地主体で再エネ・省エネなどの脱炭素事業を推進しながら調整力も向上する。本事業の横展開は、ベトナム国の再エネ推進・脱炭素に大きく貢献する。

更にベトナムの工業団地関連施策(35／2022／ND-CP 号)にて、工業団地のエコ化（汚染源削減、循環型生産、脱炭素化、モニタリング方法の確立）が掲げられており、本政令とも整合する事業である。

表 41 ベトナム国における関連計画・施策

関連する計画・戦略	概要
国家グリーン成長戦略（VGGS）（首相決定 No.1658/2021/QS-TTg）	・2050 年までの 3 フェーズで、低炭素経済の実現・GHG 排出削減・再エネ促進に係る目標を設定 ・目標の一例：2050 年までに GDP あたりの GHG 排出量を 30%削減(2014 年比)、各期間（10 年間）の平均 GDP あたりの一次エネルギー消費量を 1 年当たり 1.0%削減、供給エネルギーに示す再エネ比率 25～30% ・エネルギーの高効率化、産業のグリーン化、スマートで持続可能なレジリエンスなどを進める方針を示す。
パリ協定実施計画（首相決定 No.2053/2016/QD-TTg）	・NDC 実施に係り、関連省庁や地方政府等により実施されるべき政策措置を規定
再生可能エネルギー開発計画（REDS）（首相決定 No.2068/2015/QD-TTg）	・再エネ目標値をエネルギー（2030 年に 32%）および電力セクター（2030 年に 32%）でそれぞれ設定。エネルギーセクターの GHG 削減目標は 2030 年で BAU 比 25%
2030 年までの国家エネルギー発展戦略と 2045 年までのビジョン（政治局決議 No.55/2020/NQ-TW）	・再エネの開発優先方針を掲げる。エネルギー総供給に占める再エネの割合を 2030 年までに約 15～20%、2045 年までに 25～30%に引き上げ
第 8 次国家電力開発計画（PDP8）（首相決定 No.500/2023/QD-TTg）	・再生可能エネルギー源の開発及び利用の優先を明記。2030 年までに 30.9-39.2%、2050 年までに 67.5-71.5%の再エネ電源比率を目標に設定
2019-2030 年国家省エネルギープログラム（VNEEP3）（首相決定 No.280/2019/QD-TTg）	・通常のベースラインと比較して最終エネルギー消費を削減するための目標値として、2025 年に 5-7%、2030 年に 8-10%を設定
2025 年までのベトナムの持続可能なスマートシティ開発計画および 2030 年までの方針（首相決定 No.950/2018/QD-TTg）	・2025 年までのスマートシティ試験運用・開発規格の策定を掲げる。同構想に基づき、ASEAN スマートシティ・ネットワーク（ACSN）参加都市であるホーチミン・ダナン・ハノイ市各々で地場・外資系企業と連携した開発が進行中

工業団地及び経済区の管理規則に係る政令（政令 No.35/2020/ND-CP）	・2018 年 5 月に公布された政令 82/2018/ND-CP 号が改定され、IT 活用に加え、工業団地のエコ化（汚染源削減、循環型生産、脱炭素化）の促進、工業団地を核とした都市づくりへの土壌が整備された

出典：調査団作成

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

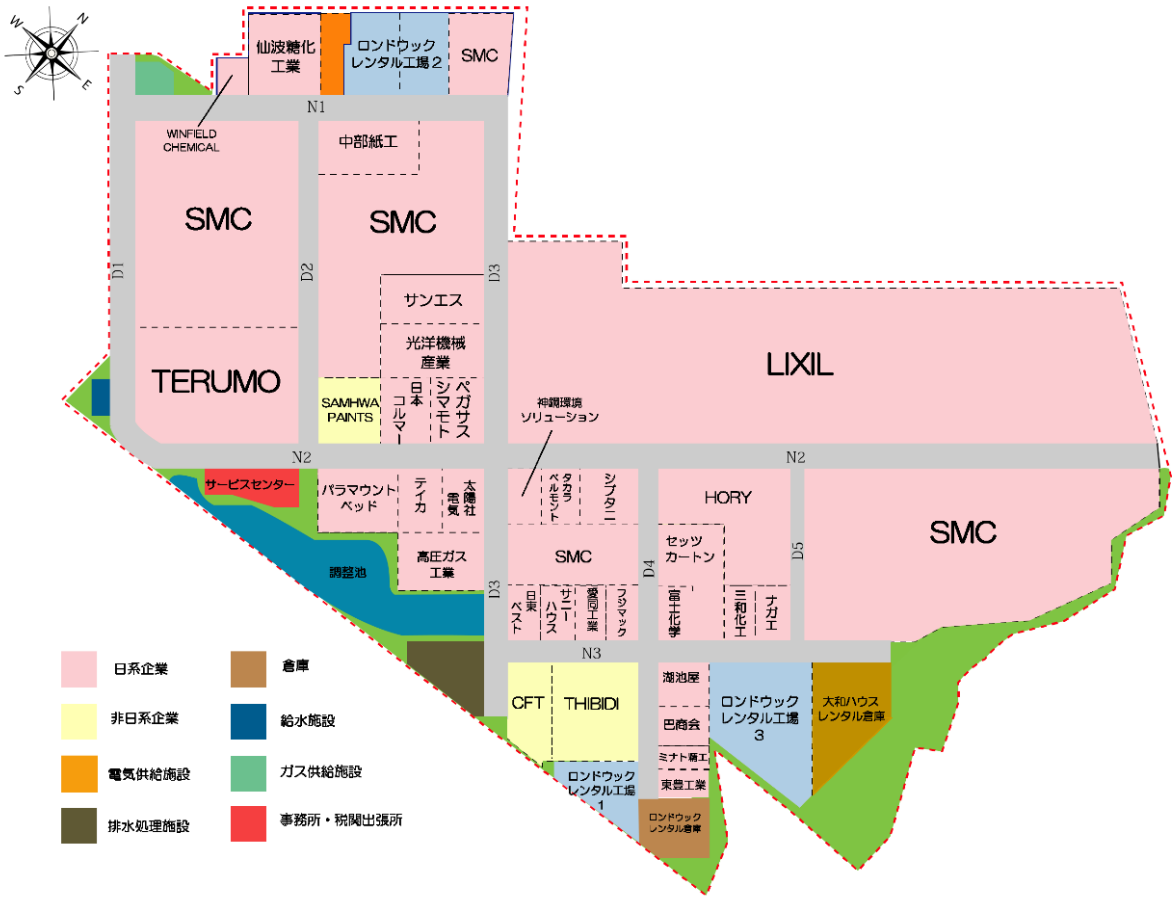
4.2.1. ロンドウック工業団地における複合エネルギーマネジメント事業

(1) ロンドウック工業団地の開発及び運営

ロンドウック工業団地は、ベトナム国ドンナイ省に位置しており、双日株式会社、大和ハウス工業株式会社、株式会社神鋼環境ソリューション、ドナフード社（国営食糧公社）によって開発された工業団地である。

双日は 2013 年にロンドウック工業団地（270ha）を運営開始、土地はすでに完売しており、運営フェーズを迎える。テナント数は 72 社(うち日系企業 64 社)である。日系テナント企業を中心に脱炭素ニーズも高まっており、双日及び関連事業会社、テナント社による脱炭素の取り組みを計画・事業推進している。日本工営は本工業団地の設計及び施工管理から従事しており、双日と共にエコ・スマート工業団地化に向けた協働を進めている。

提案事業であるロンドウック工業団地における複合エネルギーマネジメント事業は、工業団地社及び日系テナントとの協働による再エネ・省エネ・脱炭素を一体的に進めるために適した対象地と認識する。

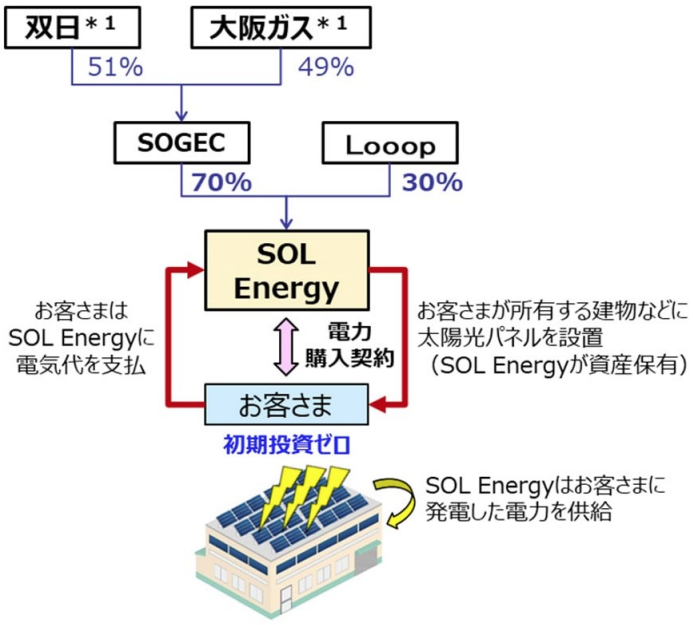


出典：双日株式会社

図 44 ロンドウック工業団地入居企業マップ

(2) 屋根置き太陽光発電事業

工業団地内の再エネ推進に向けて双日・大阪ガス・Looop 社の合弁である SOL Energy 社による計 9.8MW の屋根置き太陽光発電事業。本事業は環境省「令和 3 年度二国間クレジット制度資金支援事業のうち設備補助事業」を活用して実施している。

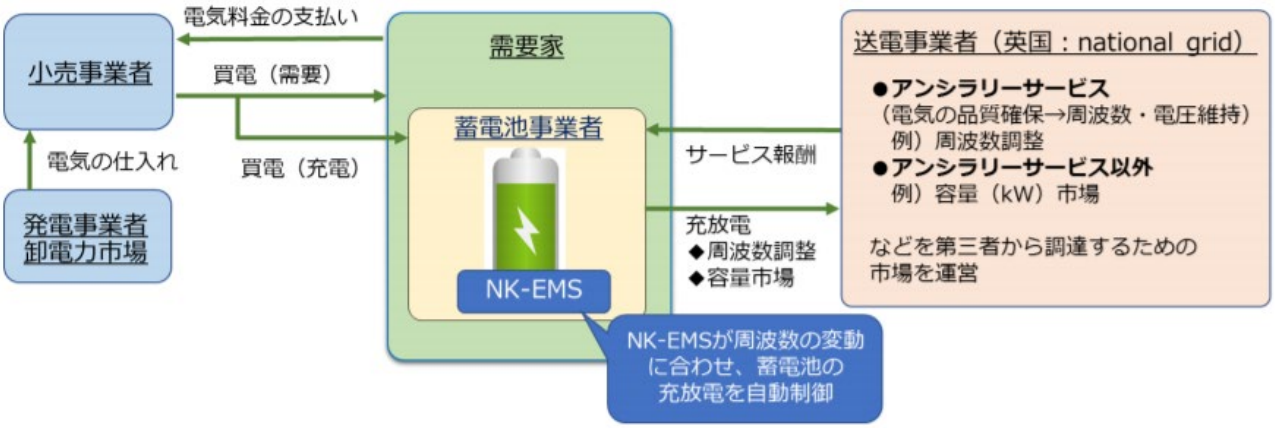


出典：双日株式会社 HP

図 4 1 屋根置き太陽光発電事業

(3) 日本工営によるエネルギーマネジメント事業

日本工営はコンサルティング事業に加えて、エネルギー事業を経営戦略の柱として掲げ、欧州での蓄電池ビジネス、日本でのマイクログリッドなどに事業者としても取り組み、自社技術による蓄電池と自社製エネルギーマネジメントシステムを提供している。



出典：日本工営

図 4 2 蓄電池制御システム NK-EMS の概要

(4) 本 JCM-FS 調査：ロンドウック工業団地における複合エネルギーマネジメント事業

本 JCM-FS 調査は、前述したこれまでの取り組みを踏まえ、エコ・スマート工業団地の実現に向けた下記 3 つの複合エネルギーマネジメント事業について検討した。

- 事業①スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善

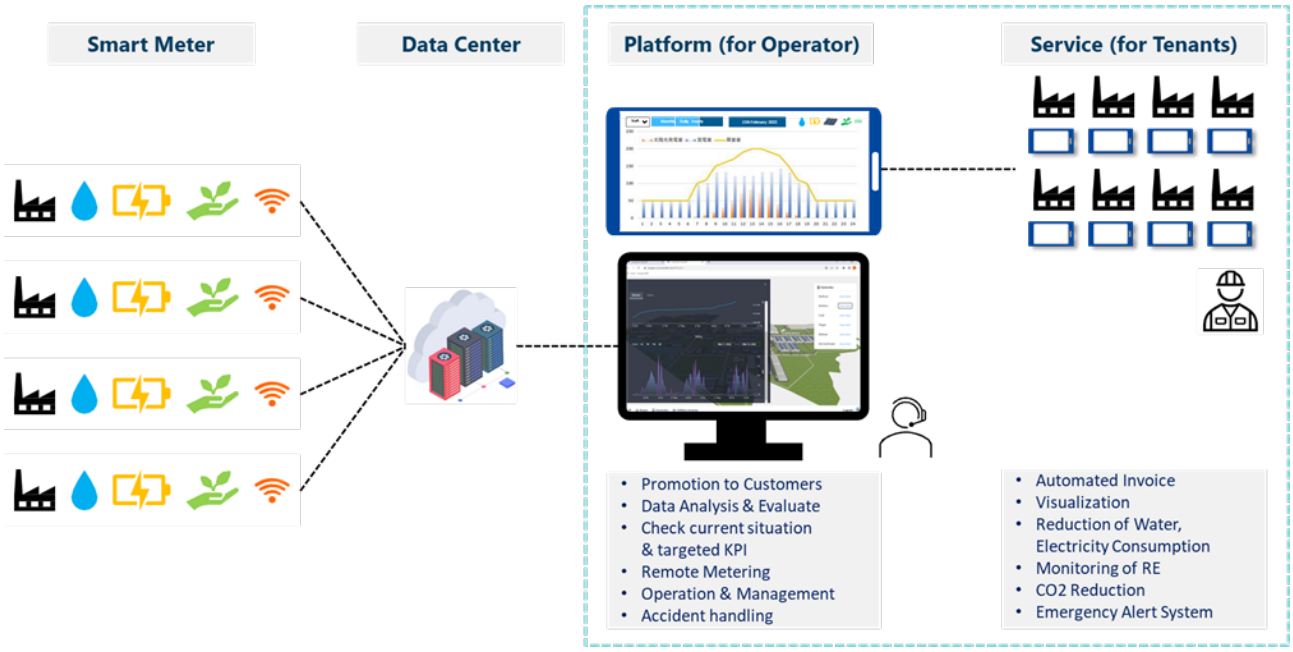
- 事業②テナント個社の空調自動制御（省エネ）
- 事業③屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用

工業団地主体での複合的な事業推進により、テナント個社よりも効果的・効率的に、再エネ・省エネ、脱炭素を推進する。テナント全社の電力使用量を詳細に把握した上で、太陽光発電・蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用、テナントの需要調整（空調制御によるデマンドレスポンス）が可能となる。統合データ PF により、工業団地による管理業務への活用、テナントへのデータ可視化・リコメンド等のデータマネジメントを行う。

本 JCM-FS 調査は、３つの事業それぞれにおいて、「事業化及び JCM プロジェクト化の検討」「事業採算性の検討」「課題と対応策の検討」を実施した。

4.2.2. 事業①：スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善

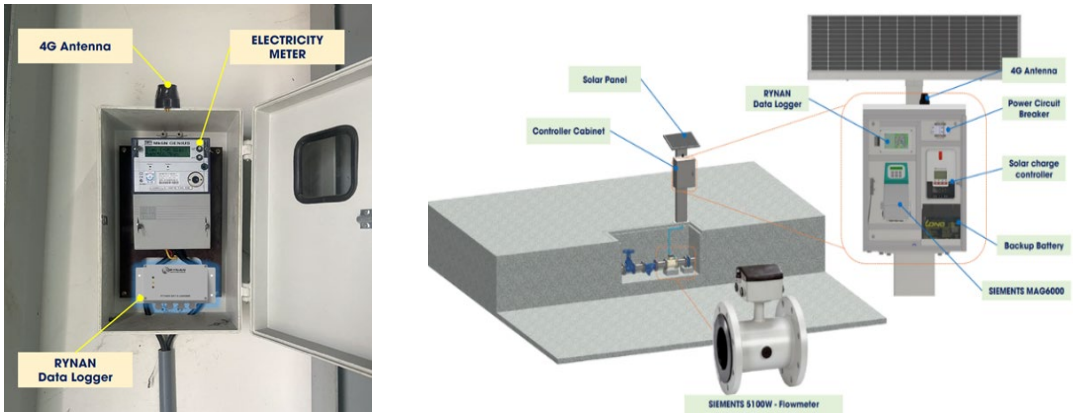
双日と日本工営は、スマートメーター及び工業団地インフラ（上下水、電気、道路、環境など）を管理する統合データ PF の試験運用を開始している。今後の計画として、スマートメーターによるリアルタイムデータ可視化、太陽光・省エネ機器・蓄電池等のデータ連携・統合管理を計画している。



出典：調査団作成

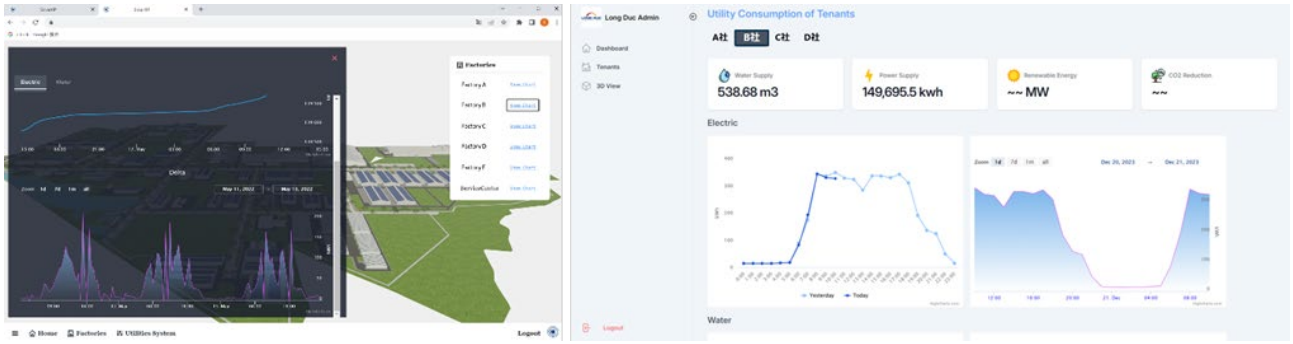
図 43 スマートメーター、統合データ PF による見える化サービスイメージ

スマートメーターの基本設計は、電力メーター及び水道メーターにデータロガーを設置して、データをインターネット上に送信、統合データプラットフォームによるデータ管理及びテナントへのデータ提供を行う。



出典：調査団作成

図 44 スマートメーター機器（電力・水道）



出典：調査団作成

図 44 統合データプラットフォーム

スマートメーターと統合データ PF の事業効果を、工業団地とテナント工場に分けて下表に記す。

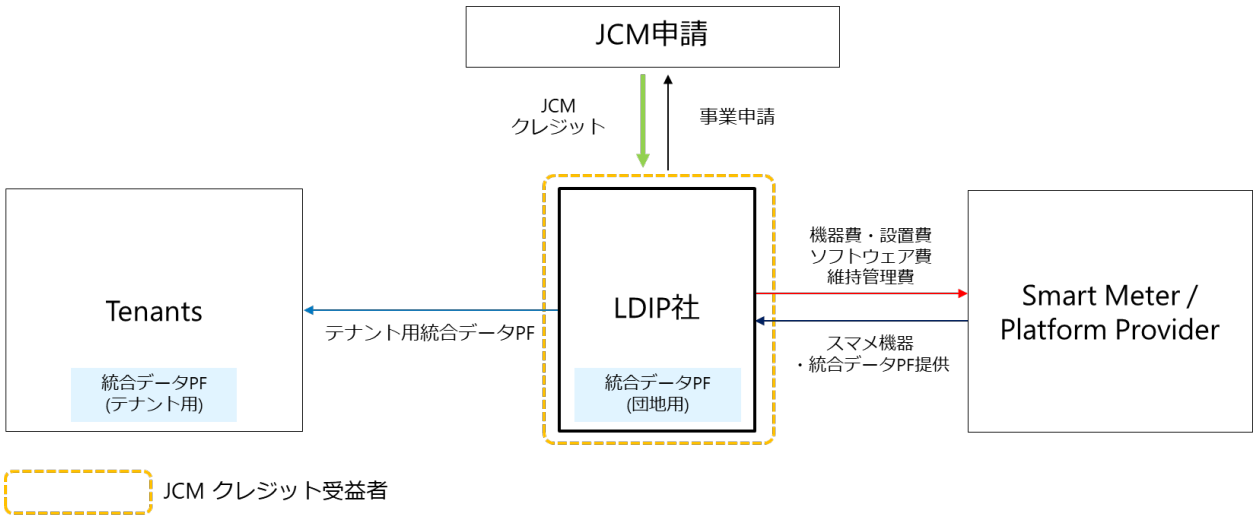
表 42 スマートメーター、統合データ PF による事業効果

項目	工業団地	テナント工場
プロモーション	・ スマート・エコ工業団地のプロモーションとして活用 ・ テナント社の遠隔視察	・ エコ・スマート工業団地として認識。外国企業の場合オンラインでも工業団地の理解向上
エコ工業団地認定	・ エコ工業団地規程(Degree 35）に基づき認定エコ工業団地を取得（国内外の基金等から優先的なローン、環境保護関連法律及び規定によるグリーンクレジットを付与、グリーン債権発行、ベトナム国主催技術支援プログラム、投資促進プログラムに優先的参加）	・ エコ工業団地規程(Degree 35）に基づき認定エコ企業として登録 ・ 各種の優遇施策
電力	・ 自動遠隔検針・請求作業効率化 ・ 運営品質向上（発電量最適化・電圧監視・再エネによる変動確認） ・ 事故対応（電圧降下・事故位置の予測）	・ 使用量・料金の見える化 ・ 電力量調整（節電行動） ・ 再エネ・節電事業推進

	・ 運営高度化（需要予測、デマンドコントロール）	
太陽光発電	屋根置き太陽光発電設備導入企業とのデータ連携 ・ 自動遠隔検診 ・ 発電・消費のバランス調整 ・ GHG 削減量可視化	・ 発電・自家消費のバランス調整 ・ GHG 削減量可視化
水道	・ 自動遠隔検針 ・ 請求作業効率化 ・ 運転品質向上（水圧、水質監視） ・ 事故対応（漏水等検知、事故位置の予 ・ 運営高度化（需要予測、時間帯別料金の把握、自動開閉栓）	・ 使用量・料金の見える化 ・ 水量調整（節水行動） ・ 水の再利用等の施策推進

出典：調査団作成

事業モデルは下図の通りである。LDIP 社が一括して申請し、JCM クレジットを獲得する。検討の結果、民間 JCM の活用により収益性が改善されると考えられるが、収益の前提となる JCM クレジット量については引き続きリファレンスデータを収集し、継続的に検討する必要がある。事業採算性の検討結果は非公表である。



出典：調査団作成

図 4 5 事業①：スマートメーター及び統合データ PF の事業モデル

4.2.3. 事業②：テナント個社の空調自動制御（省エネ）

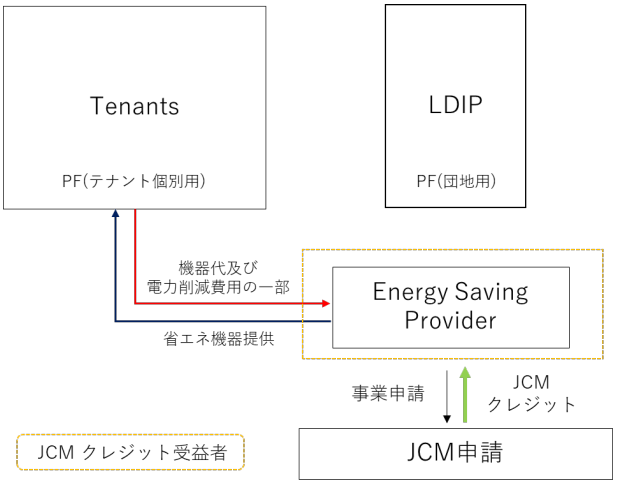
事業②は、省エネに関心のあるテナント社に対して、空調の電力使用量削減を目的に、省エネ制御装置の導入を検討する。省エネに関心のある複数社に対して省エネ制御装置を導入し、電気使用料削減分の一部を機器の投資回収に充てる事業を想定する。

本 FS 調査において、工業団地側が主体となり省エネを進めるにあたり、全てのテナント工場に共通の設備である「空調」に焦点を当て、本事業の検討を進める。資源エネルギー庁の「日本における業種別電力消費」では、工場内における電力消費は大きく「生産設備」「コンプレッサ・ポンプ・ファン」「空調」「照明」「電気炉」「冷凍機」の 6 種類に分かれる。テナント工場の業種により、その電力使用割合は様々であるが、全てのテナントにおいて「空調」「照明」は導入されている。更に「空調」は、東南アジアは冷房の電力需要が増える夏場が長く、物価水準と比較すると電力料金が割高な国も多く、製造コストの低い新興国においても十分な需要が存在すると想定される。

自動空調制御機器は、既存の空調機器を 30 分に 1 回程度の送風運転（サイクリック制御）に切り替えることにより、空調の最大 20%程度の省エネが可能である。サイクリック制御システムは、30 分間に 1 回、室外機のコンプレッサーを停止して送風モードに切り替えを行う。コンプレッサー停止中もエアコンは止まらずに室内の冷たい空気を循環させ続けるため、室温に大きな変化は生じない一方、コンプレッサーの稼働時間を物理的に抑えるため、約 2 割程度の電力削減効果が得られる。

本 FS 調査では、協力テナント 2 社における自動空調制御機器の導入コスト・効果の試算を行った。事業モデルは下図の通り JCM 事業化に向けて、省エネ希望テナントを複数社（5-10 社程度）募り、省エネ事業者が一括して JCM 申請を行う方法を検討した。

事業採算性検討の結果、民間 JCM の活用により一定の事業採算性が期待できるものの、今後費用対効果の向上に向け各社の機器スペックの精査や実機での試験等が必要である。



出典：調査団作成

図 4 6 事業モデル：省エネ事業者による複数テナントの一括申請

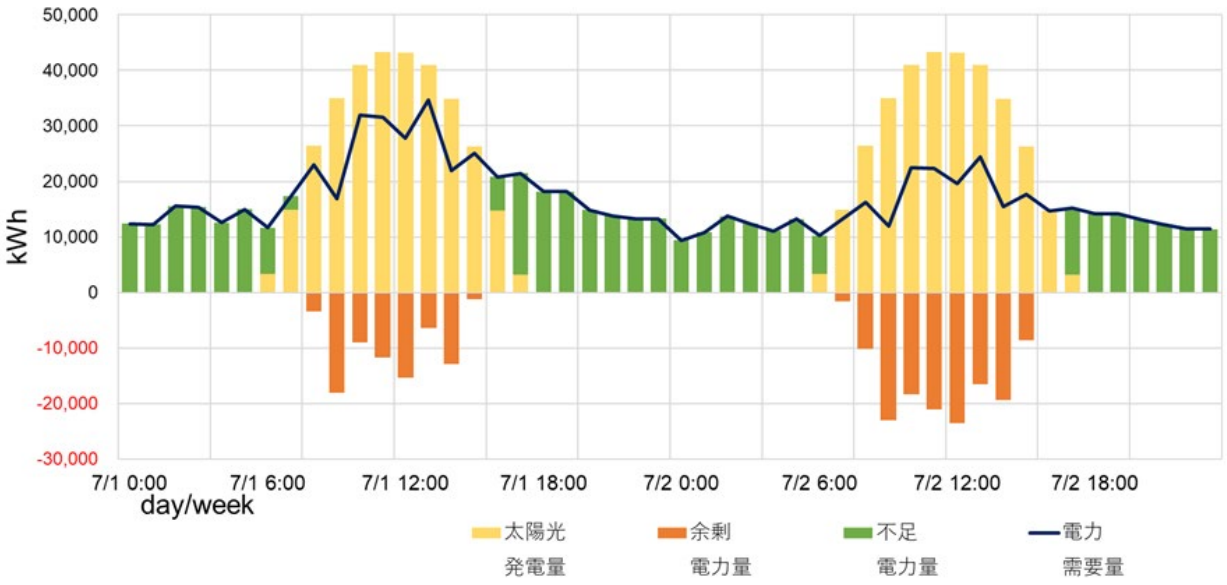
4.2.4. 事業③：屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用

前述の通りロンドウック工業団地では、テナント社の再生可能エネルギー導入ニーズ及び工業団地としての脱炭素の取り組みに向けて、屋根置き太陽光発電事業（9.8MW）を実施している。本 FS 調査では、今後、屋根置き太陽光発電事業の順次拡大に合わせた、蓄電池・CEMS の導入による工業団地マイクログリッド事業を検討した。検討項目は下記の通り。

（1） 基礎情報の整理
（2） 太陽光発電のポテンシャル整理
（3） 蓄電池の活用方法と充放電シミュレーション
（4） ビジネスモデルの検討
（5） 事業採算性
（6） JCM 活用検討

需要の整理及び太陽光発電の拡大ポテンシャルより、太陽光発電の余剰電力を整理した。太陽光発電ポテンシャルは、現在（9.8MW）、中間値 30MW、将来の拡大ポテンシャル（58MW）において、蓄電池、CEMS の導入効果を試算した。

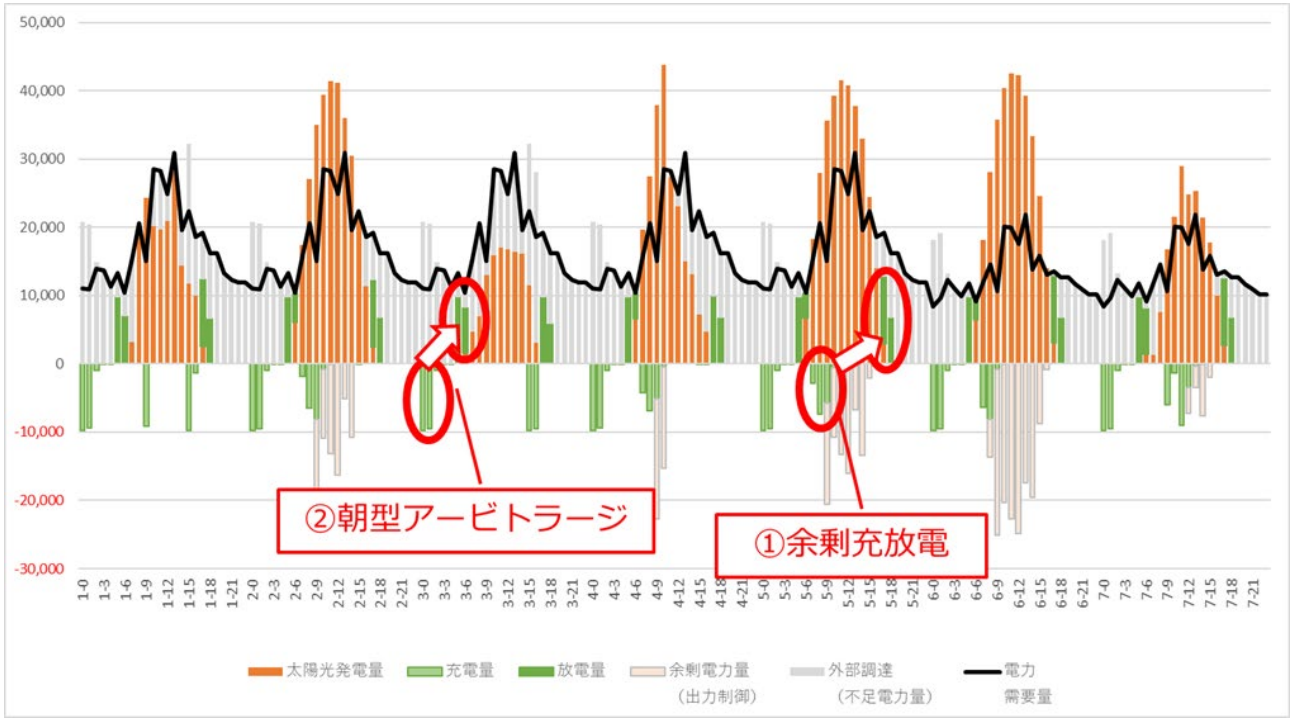
コロナ以降に工業団地の電力需要が増加傾向にあり、屋根置太陽光 30MW では余剰がほとんど発生しない状況であった。下図は、将来の拡大ポテンシャル（58MW）における電力需要量、太陽光発電量、余剰電力量を試算した結果である。



出典：調査団作成

図 47 太陽光発電の余剰電力

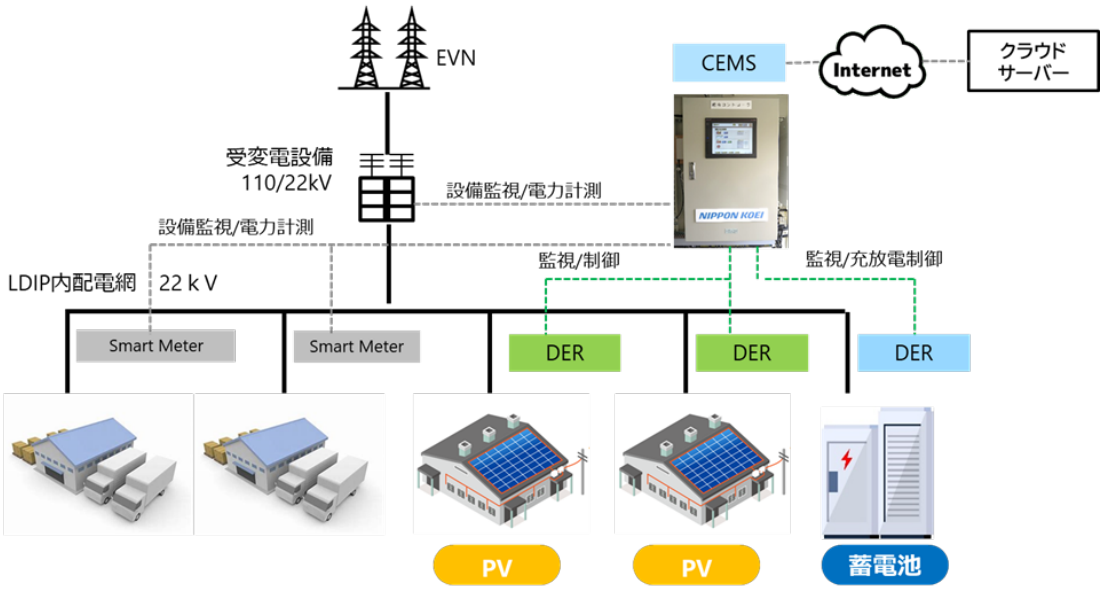
蓄電池の活用方法は通常、太陽光の余剰電力を受電し、夕方以降の不足時に放電する。しかし、通常の余剰電力の充放電だけでは事業採算性が低く収益改善のため、放電時間を夕方ピークタイム及び夜間充電の朝方放電の 2 種類を踏まえた試算を行った。



出典：調査団作成

図 ４８ 蓄電池の制御方法

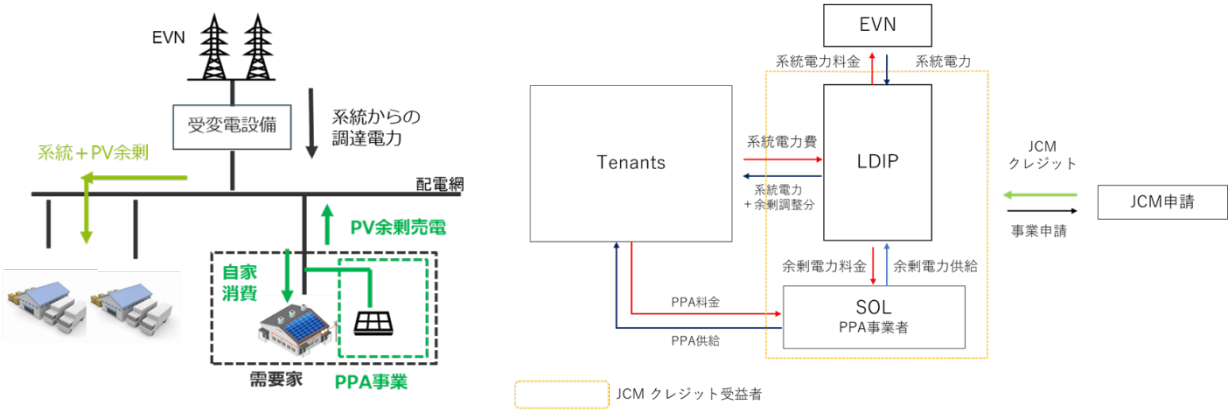
CEMS は、上記検討結果を踏まえて、工業団地内の電力需給の統合制御し、EVN の系統に逆潮流しないように蓄電池の充放電によるピークシフトと太陽光発電設備の出力抑制及び朝方アービトラージの制御を行う。スマートメーターによる需要家サイドの電力消費量、各設備の状態を監視し、ピークカット等により電力量削減を図る。



出典：調査団作成

図 ４９ 工業団地における CEMS 概要図

事業③の事業スキームは、太陽光発電事業を拡大し、余剰電力を蓄電池し、CEMS によりコントロールする事業モデルを想定する。



出典：調査団作成

図 4 10 事業③の事業モデル

4.3. 課題と対応策の検討

各事業における課題と対等策は下記の通り検討した。

表 4 3 各事業における課題と対応策

課題	対応策
事業①：スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善	
電力スマートメーター設置･統合データ PF による「可視化」効果の具体化	電力スマートメーター設置・統合データ PF による「可視化」効果の検証：本 FS 調査にてスマートメーターをテナント 2 社およびレンタル工場 1 か所に設置。うちテナント 2 社については、取得データに基づく行動改善案を実施することにより、省エネ効果を検証した
事業②テナント個社の空調自動制御（省エネ）	
空調自動制御の事業化・効果試算	テナント個社の空調自動制御の事業効果試算 前述のテナント 2 社のケースにおける概算での事業採算性検討から、費用対効果を検証
中小規模のテナント個社における空調自動制御単体の導入では GHG 削減効果が低い （1 テナントあたり数十 t-CO2）	省エネ事業者がテナント複数社を一括申請。 例：2015 年度環境省設備補助事業「空調制御システムを用いた工場の省エネ」
事業③屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用	
再エネ電源拡大の遅れ：現在、グリッドにおける再エネ電源増加等の影響により、太陽光関連事業の許認可が停滞している実	今後の法制度改善や事業認可の状況を確認する必要がある。また将来的には、屋根置き太陽光発電以外の再エ

態がある。ロンドウック工業団地内の屋根置き太陽光発電事業 10MW も遅延しており、今後の商工省、EVN 等による改善、法制度の改善が待たれる。	ネ電源の拡大に向けた関連法制度の整備により、蓄電池の導入タイミングが早まると考えられる。
蓄電池の収益性確保：余剰電力の活用のみでは、蓄電池の採算性が向上しない	事業採算性の検討 余剰電力の活用に加えて、朝方アービトラージによる収益性の改善策を検討した。

出典：調査団作成

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

事業①：スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善

既存の方法論は存在しないため既存の空調省エネ方法論（VN_AM015 ver1.0）を参考に全体を構成した。削減ロジックはスマメ導入等による可視化データに基づき運用改善を行うことで GHG 排出を削減する。省エネ率の算出方法は、十分な量の客観的データの収集が困難であったことから、対象工場での電力消費量の実績データを基に、運用改善後に取得したモニタリングデータから定量的に GHG 排出削減量を算出する方法を検討した。その際、生産高・生産量あたりの消費電力量をエネルギー原単位として省エネ率の検討を行った。

事業②：テナント個社の空調自動制御導入（省エネ）

各テナントの空調設備のタイプに合わせて、既存方法論（VN_AM015 ver1.0（ベトナム）：Installation of compressor control system(s) for split type air conditioner(s)）の適用を検討した。テナント 2 社の空調機器情報を取得・確認したところ、上記方法論の適格性要件を満たさない機器が確認されたこと、また、導入予定の制御機器が上記方法論の適格性要件を一部満たさないことから上記方法論をベースにした新規方法論案の検討を行った。

既存方法論からの変更点としてはエアコンだけでなく圧縮式冷凍機等に関しても対象とした点、制御装置のサンプリングレートを 0.01 秒以下から 1 秒以下に変更した点が挙げられる。

事業③：屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用

ベトナムでは太陽光発電＋蓄電池等パッケージ技術に対する JCM 方法論はないため、他国の既存 JCM 方法論及びベトナムの太陽光発電システム導入に関する JCM 方法論（下記）を参考に、対象工業団地に適した方法論案を検討・作成した。

- MV_AM002_ver01.0（モルディブ）：Installation of Energy Management System, Battery Energy Storage 10 System (EMS-BESS) and Solar PV System
- CL_AM002_ver01.0（チリ）：Installation of Solar PV System and Storage Battery System
- ID_AM017_ver01.0（インドネシア）：“Installation of Solar PV System and Storage Battery System“
- VN_AM007_ver01.0（ベトナム）：”Installation of Solar PV System”

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

添付 7.1 参照

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

添付 7.1 参照

4.4.4. モニタリング方法案

添付 7.1 参照

4.4.5.　JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

事業①：スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善

省エネ率：6.60%（参考値）

電力 CO2 排出係数：0.7221 tCO2/MWh

GHG 排出削減量：8,190 tCO2/年（参考値）

事業②：テナント個社の空調自動制御導入（省エネ）

対象：ロンドゥック工業団地内テナント(20%)への導入（想定）

制御機器の省エネ係数：0.16（VN015 プロジェクトの省エネ係数を参照）

電力 CO2 排出係数：0.7221 tCO2/MWh

GHG 排出削減量：569 tCO2/年

事業③：屋根置き太陽光発電拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用

PV 容量：47.8MW

蓄電池容量：10MW/20MWh

GHG 排出削減量：20,968 tCO2/年

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

(1) ベトナム国における排出削減への貢献可能性

ベトナム国の工業団地（2021 年 4 月時点：575 か所、約 22 万 ha）はベトナム商工省及び各省工業団地管理委員会との協議のもと展開している。面積当たりで換算すると約 2,422 万 t-CO2/年の削減効果（ロンドゥック工業団地：270ha）が見込まれる。

(2) 他国における排出削減への貢献可能性

双日が運営を行う他工業団地（ベトナム、インドネシア、インド：総開発面積 3,800ha）に対して展開する場合、面積あたり換算で 約 42 万 t-CO2/年の削減効果が見込まれる。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

相手国政府関係者等との対話により、本 JCM FS 調査で検討した調査内容について共有し、事業化の促進を図るとともに、将来の JCM プロジェクト化においてカウンターパートとなる政府関係者、相手国企業の特定を行った。

意見交換先として、ドンナイ省工業団地管理委員会、ロンドウック工業団地、テナント 3 社との協議を行った。

2023 年 11 月に日本国経済産業省とベトナム商工省は、カーボンニュートラルに向けたエネルギートランジション協力のための協働閣僚声明を発出しており、本事業はこれらの取り組みに合致すると考えられる。また令和 3 年度 METI 質高 FS 補助金では日越エネルギーWG において蓄電池・CEMS による工業団地マイクログリッドの事業について発表され、先方政府の関心も得ており引き続き事業検討を進める話をした経緯があり、本事業や民間 JCM 化による事業促進に関しても関心は高いと想定している。

ドンナイ省工業団地との意見交換会では、ドンナイ省では政令 35 号に合わせてエコ工業団地の認定を進めており、ロンドウック工業団地の取り組みに期待していることや、今後開発が進む新規工業団地において、エコ工業団地、スマート工業団地を進めてほしいとの意見があった。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

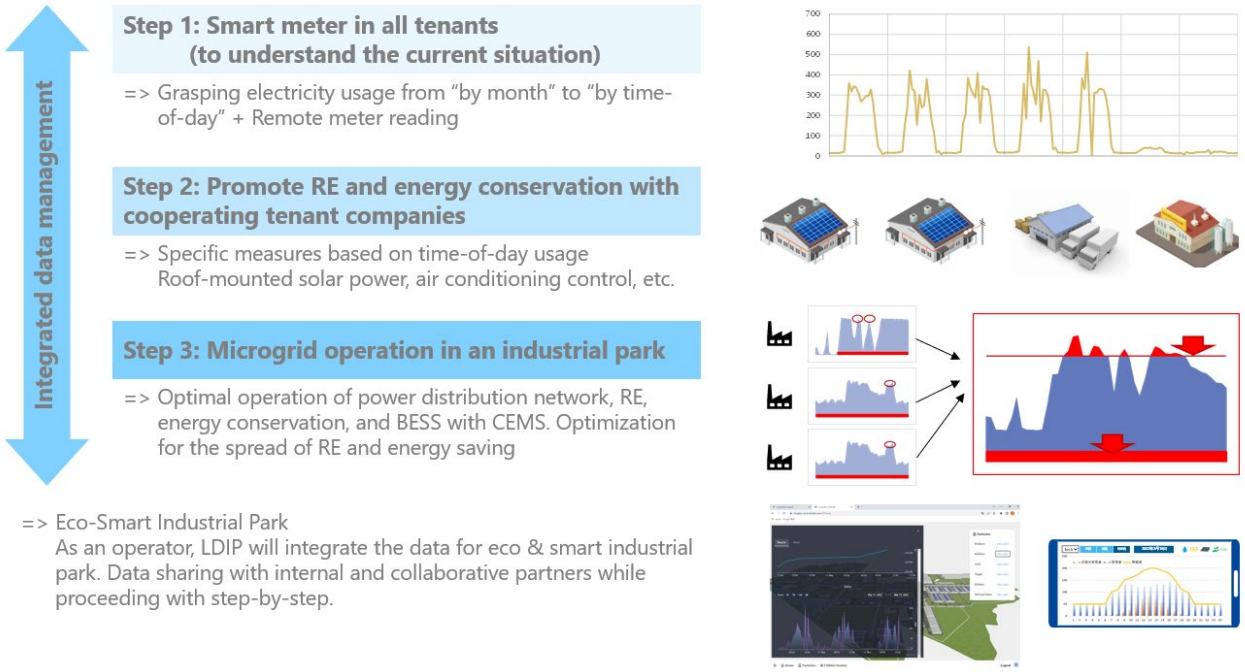
本 JCMFS 調査では、脱炭素技術・製品のパートナー国での普及を通じて、当該国での GHG 排出削減及び JCM クレジット化を実現できるよう、脱炭素技術・製品の普及等に向けた事業計画（ファイナンスの検討を含む）の検討、提案する事業による CO2 排出削減量の定量化、さらに脱炭素技術・製品等の普及拡大時の排出削減への貢献の検討により、事業展開に向けた具体的な検討を行った。

2023 年度の JCM FS では、(1)NEDO JCM 実証事業と(2)民間 JCM の出口戦略が想定されており、本 FS 調査結果に基づき、今後の課題及び対応方針を整理した。

事業化及び JCM プロジェクト化までの取組、スケジュール

本事業はロンドウック工業団地において、双日、関連事業会社（工業団地社、太陽光発電事業会社である SOL Energy 社、エネルギー事業会社である SOGEC 社)、日本工営による工業団地主体での民間投資による事業実施可能性を検討した。今後、テナントの協力も得ながら段階的なプロジェクト化を想定しており、本 FS 調査終了時点の事業化ステップを記す。

- Step1：全テナントへのスマートメーター設置（現状把握）
- Step2：協力テナント企業との再エネ・省エネ推進・実証
- Step3：蓄電池・CEMS 導入による工業団地単位でのマイクログリッド運用



出典：調査団作成

図 6 1 JCM 事業実施のステップ

本 JCM FS 調査結果を踏まえた、現時点での排出削減量及び出口戦略の可能性を下表の通り整理した。

表 6 1 本 FS 調査による出口戦略の可能性

事業	排出削減量	民間 JCM	NEDO 実証
事業①スマートメーター及び統合データ PF の導入による運用改善 ⇒計 46 箇所への導入	8,190 t-CO2/年 （参考値）	△ リファレンスデータ不足	—
事業②テナント個社の自動空調制御 ⇒10 社程度への導入	569 t-CO2/年	○	—
事業③太陽光拡大及び蓄電池・CEMS ⇒PV（48MW）＋蓄電池（10MW, 15MWh）	20,968 t-CO2/年	○	○

出典：調査団作成

工業団地における複合エネルギーマネジメント事業及び現状把握、再エネ、省エネ拡大に向けた、法制度、現地工業団地管理委員会、テナントニーズ等を確認した。今後の事業化実現に向けた課題と対応方針を下表に示す。

表 6 2 出口戦略の実現にむけた今後の課題と対応方針

出口戦略実現に向けた今後の課題	対応方針
事業①スマートメーター及び統合データ PF の導入による運用改善 ➢ 民間資金によるスマメ導入	➢ 本事業は、工業団地複合エネルギーマネジメント事業の Step1 にあたる。

➢ 導入後のリファレンスデータの拡充	➢ 本 FS にて検討したスマートメーター調査、行動改善策によるリファレンスデータの拡充に向け、引き続き、スマートメーターの設置によるデータ取得調査を検討する ➢ 導入前のスマメ効果試算は難しく、今後導入後のデータを確認しながら JCM 事業化、方法論案の改善を行う。
事業②テナント個社の空調制御導入（省エネ） ➢ 中小規模テナントでは、空調容量が小さい設備が多い ➢ 協力テナント 2 社のデータを基にした事業採算性検討では、民間 JCM を活用した場合でも費用回収に約 4 年かかる。日系空調設備企業へのヒアリングによると 2-3 年の費用回収が望ましいとの声もあり、今後費用対効果の具体化の必要がある。	➢ 本事業は、工業団地複合エネルギーマネジメント事業の Step2 にあたる。 ➢ 今後、機器の試験導入をテナント企業と検討して、効果及び事業採算性の検証が必要である。 ➢ スマメによる電力量の把握及び試験度運入で得られた効果の検証をもって、事業参画を希望するテナントを募り、テナント複数社での JCM 事業化を検討する
事業③屋根置太陽光拡大及び蓄電池・CEMS によるマイクログリッド運用 ➢ 既存の屋根置き太陽光事業の遅れ（ライセンス承認等） ➢ 現状ベトナムでは、工業団地から国営電力会社への売電や周辺工業団地との融通が認められていない。 ➢ そのため、工業団地主体によるエネルギーマネジメントは団地内融通に限られてしまい、再エネ・省エネの拡大、採算性確保に課題	➢ 本事業は、工業団地複合エネルギーマネジメント事業の Step3 にあたる。統合データ PF による、電力量、再エネ量、省エネ効果を総合的に把握分析する体制を整える。（Step1＆Step2） ➢ 今後、法制度、Direct PPA 事業等の制度設計等も勘案して、蓄電池・CMES 導入タイミングを検討する。 ➢ 将来的に、EVN への売電や周辺工業団地との団地間融通等の制度構築が進めば、工業団地による複合エネルギーマネジメント事業の普及や横展開がより活発に進むと考えられる。 ➢ ベトナム国において、工業団地内でのマイクログリッド運用が行われていない事から、同国で初の工業団地におけるマイクログリッド事業として、NEDO JCM 実証事業等の出口戦略を検討する。

出典：調査団作成

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案（事業①：スマートメーター及び統合データプラットフォームによる運用改善）

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Factory Energy Saving by Implementation of Energy Saving Actions based on the visualized data

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Visualize	The amount of electricity consumed by a factory can be remotely monitored by installing a smart meter or similar device. If metering devices can “control” energy consuming operation of equipment s and facilities, such project is not to be included in this methodology even if it can “visualize”.
Energy saving actions	The actions which contribute energy saving without any investing.
Energy saving rate	Energy saving rate realized through the result of energy saving actions.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	To visualize electricity consumption in factories using metering devises and the energy saving actions will be conducted based on the obtained data on electricity consumption by time of day. Reduce power consumption by improving operations based on the energy saving actions.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on electricity consumption, energy saving rates, and electricity CO2 emission factors obtained from monitoring.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated based on electricity consumption monitoring data and electricity CO2 emission factors.
Monitoring parameters	Electricity is monitored.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	It is visualized using metering devises in existing factories and energy saving actions shall be conducted based on the data from the devises.
Criterion 2	The ability to identify the power usage of the plant as visualized by the smart meter.
Criterion 3	Smart meter must be certified to IEC62052-11, IEC62053-21, IEC62053-22, IEC62053-23, IEC62056-21 (IEC61107).

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by lighting	CO_2
Electricity consumption by air conditioners	CO_2
Electricity consumption by equipment/facilities in the factory	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by lighting	CO_2
Electricity consumption by air conditioners	CO_2
Electricity consumption by equipment/facilities in the factory	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated based on electricity consumption, energy saving rate, and electricity CO2 emission factors obtained from monitoring. The energy saving rate is determined in the following manner.

Step1: Using data from at least one month after the start of visualization, examine potential energy saving actions and select a menu of actual energy saving actions to be made.

Step2: The amount of power reduction and energy saving rate are calculated based on the specific energy consumption per production volume, etc., based on data for one month after the operational improvement. The energy saving rate is the percentage of reduction in visualized electricity use at the plant.

The reference data shall be based on electricity consumption per unit of output, production volume, etc., and seasonal variations shall be taken into account as necessary. An example of the calculation is as follows.

Monthly electricity consumption data for at least one year (preferably three years) prior to the installation of the relevant smart meter shall be collected to confirm electricity usage characteristics. The following intensity analysis shall be performed when confirming the data.

- Time-series analysis of electricity consumption (comparison with historical data, calculation of seasonal indices using monthly average method)
- Correlation analysis between electricity consumption and production volume, etc. (comparison with production volume, etc., derivation of relationship equation between production volume, etc. and electricity consumption intensity, correlation coefficient of 0.7 or higher is desirable)
- Time-series analysis of electricity consumption intensity (comparison of electricity consumption per unit of production, etc., and calculation of intensity based on the seasonal indices mentioned above)

Step3: Reference emissions are calculated using the energy conservation rate determined in Step 2. The formula for calculating reference emissions is shown in F.2.

F.2. リファレンス排出量の計算

$RE_p = (PEC_p * EF_{elec}) / (100\% - ESR)$

RE_p	:	Reference CO2 emissions during the period p [tCO2/p]
PEC_p	:	Project electricity consumption by applicable equipment during the period p [MWh/p]
EF_{elec}	:	CO2 emissions factor of consumed electricity [tCO2/MWh]
ESR	:	Energy saving rate [%]

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = PEC_p * EF_{e,p}$

PE_p	:	Project CO2 emissions during the period p [tCO2/p]
PEC_p	:	Project electricity consumption by applicable equipment during the period p [MWh/p]
EF_{elec}	:	CO2 emissions factor of consumed electricity [tCO2/MWh]

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

ER_p：GHG emission reductions during the period p [tCO2e/p]
RE_p：Reference emissions during the period p [tCO2e/p]
PE_p：Project emissions during the period p [tCO2e/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
ESR	Energy saving rate [%]	Determined by following stepwise procedures as in Section F1 "Establishment of reference emissions" of the methodology.
EFelec	CO2 emission factor of consumed electricity. When project facilities consume only grid electricity or captive electricity, the project participant applies the CO2 emission factor respectively. When project facilities may consume both grid electricity and captive electricity, the project participant applies the CO2 emission factor with lower value. [CO2 emission factor] For grid electricity: The most recent value available from the source stated in this table at the time of validation. For captive electricity, it is determined based on the following options: a) Calculated from its power generation efficiency (η elec,CG [%]) obtained from manufacturer's specification. The power generation efficiency based on lower heating value (LHV) of the captive power generation system from the manufacturer's specification is applied; $EF_{elec} = 3.6 \times \frac{100}{\eta_{elec,CG}} \times EF_{fuel,CG}$ b) Calculated from measured data	[Grid electricity] Ministry of Natural Resources and Environment of Vietnam (MONRE), Vietnamese DNA for CDM unless otherwise instructed by the Joint Committee. [Captive electricity] For the option a) Specification of the captive power generation system provided by the manufacturer (η elec,CG [%]). CO2 emission factor of the fossil fuel type used in the captive power generation system (EFfuel,CG [tCO2/GJ]) For the option b) Generated and supplied electricity by the captive power generation system (EGPJ,CG,p [MWh/p]). Fuel amount consumed by the captive power generation system (FCPJ,CG,p [mass or volume/p]). Net calorific value (NCVfuel,CG [GJ/mass or volume]) and CO2 emission factor (EFfuel,CG [tCO2/GJ]) of the fuel consumed by the captive power generation system in order of preference: 1) values provided by the fuel supplier;

	The power generation efficiency calculated from monitored data of the amount of fuel input for power generation (FCPJ,CG,p) and the amount of electricity generated (EGPJ,CG,p) during the monitoring period p is applied. The measurement is conducted with the monitoring equipment to which calibration certificate is issued by an entity accredited under national/international standards; $EF_{elec} = FC_{PJ,CG,p} \times NCV_{fuel,CG} \times EF_{fuel,CG} \times \frac{1}{EG_{PJ,CG,p}}$ Where: NCVfuel,CG: Net calorific value of fuel consumed by the captive power generation system [GJ/mass or volume] Note: In case the captive electricity generation system meets all of the following conditions, the value in the following table may be applied to EFelec depending on the consumed fuel type. ● The system is non-renewable generation system ● Electricity generation capacity of the system is less than or equal to 15 MW fuel type / Diesel fuel / Natural gas EF_{elec} / 0.8*1 / 0.46*2 *1 The most recent value at the time of validation is applied. *2 The value is calculated with the equation in the option a) above. The lower value of default effective CO2 emission factor for natural gas (0.0543 tCO2/GJ), and the most efficient value of default efficiency for off-grid gas turbine systems (42%) are applied.	2) measurement by the project participants; 3) regional or national default values; 4) IPCC default values provided in tables 1.2 and 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Lower value is applied. [Captive electricity with diesel fuel] CDM approved small scale methodology: AMS-I.A. [Captive electricity with natural gas] 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories for the source of EF of natural gas. CDM Methodological tool "Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems version02.0" for the default efficiency for offgrid power plants.

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of compressor control system(s) for air conditioning equipment(s), Version 01.0

B. 用語及び定義

Compressor control system(s)	A system that improves operation efficiency of air conditioning equipment(s) by preventing excessive cooling through the utilization of pre-programmed switching on/off schedules of compressors. The pre-programmed switching on/off schedules of compressors constantly monitors operation status of the compressor equipped in the air conditioner outdoor unit by measuring an electric current at the optimum programmed timing.
Air conditioning equipment(s)	A type of air conditioning equipment(s) allows air conditioner(s) which one outdoor unit to be connected with a wide variety of indoor units, including wall mounted, consoles, cassette, and ducted units. Also it allows any type of chillers and boilers as heat sources which can be installed the compressor control system(s).
Energy saving factor	Energy saving rate realized through pre-programmed switching on/off schedules by installing compressor control system for air conditioning equipment(s)

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Energy saving achieved by compressor control system(s) for air conditioning equipment(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on the monitored electricity consumption of compressor of project air conditioning equipment(s) with compressor control system(s), the project energy saving factor, and the CO2 emission factor of the electricity consumed by project air conditioning equipment(s).
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated based on the monitored electricity consumption of compressor of project air conditioning equipment(s)

	with compressor control system(s), the project energy saving factor, and the CO2 emission factor of the electricity consumed by project air conditioning equipment(s).
Monitoring parameters	Electricity consumption of compressor of project air conditioning equipment(s) with installation of compressor control system(s)

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	The project installs compressor control system(s) for new and/or existing non-inverter air conditioning equipment utilizing electric heat pump.
Criterion 2	The compressor control system(s) has a function to measure electric current of compressor(s) at the sampling rate of 1 second or below and to estimate the amount of electricity consumption of compressor(s) in non-inverter air conditioning equipment(s).
Criterion 3	

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by compressor of new and/or existing non-inverter air conditioning equipment(s) without compressor control system	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption of compressor of project air conditioning equipment(s) with compressor control system(s)	CO2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are established based on the monitored electricity consumption of compressor of project air conditioning equipment(s), the project energy saving factor, and the CO2 emission factor of the electricity consumed by project air conditioning equipment(s).

The project energy saving factor by installation of the compressor control system(s) is determined by the following procedures to ensure net emission reductions.

Step 1: Once after the installation of the compressor control system(s) in the project activity, switch the compressor control system(s) on(activate) and off(inactivate) consecutively at the 30-minute interval at pre-programmed switching on/off schedules before starting monitoring period. Secondly take continuous measurements on electricity consumption of compressors in the air conditioning equipment(s) for both on and off cases at an interval of at least 1 second by internal functions of compressor control system(s) for at least one operating day.

Step 2: Collect measured electricity consumption data by all installed compressor control system(s) during period examined. All the data is aggregated to total electricity consumption for both on and off cases, respectively per installed compressor control system(s).

Note:
In case the number of the installed compressor control system(s) exceeds 10 units, random sampling may be conducted. The sample size can be determined in line with the latest version of "Guideline Sampling and surveys for CDM project activities and programmes of activities" and "Standard Sampling and surveys for CDM project activities and programmes of activities" applicable at the time of conducting the sampling. Simple random sampling can be utilized if areas where the compressor control systems are installed belong to the same region described in explanatory note 1, and if the same pre-programmed on/off switching schedules are applied to all compressor control systems installed.

Step 3: Compare electricity consumption data of all collected or sampled compressor control systems(s) for on and off cases and calculate the percentage of electricity consumption saved expressed as calculated energy saving factor of each data or sample. Calculate the energy saving factor as follows.

$$\eta_{j,pe} = \left(EC_{PJ,sys,off,j,pe} - EC_{PJ,sys,on,j,pe}\right) \div EC_{PJ,sys,off,j,pe}$$

j	:	An index variable that is used to count the number of all or sampled compressor control system(s) which is installed to air conditioning equipment(s) for determination of calculated energy saving factor.
$\eta_{j,pe}$	:	Calculated energy saving factor determined by the compressor control system j which is installed to the air conditioning equipment(s) during the period examined pe [-]
$EC_{PJ,sys,on,j,pe}$	:	Electricity consumption of compressor measured by the compressor control system j which is installed to the project air conditioning equipment(s) with activating compressor energy saving control during the period examined pe [MWh/pe]

$EC_{PJ,sys,off,j,pe}$: Electricity consumption of compressor measured by the compressor control system j which is installed to the project air conditioning equipment(s) with inactivating compressor energy saving control system during the period examined pe [MWh/pe] Step 4:

Determine the project energy saving factor with (1) averaged energy saving factor (defined as η_{ave}) which is derived by averaging the calculated energy saving factor(s) and (2) standard deviation (defined as σ) by every energy saving factor of air conditioning equipment(s) j. Project energy saving factor η is set as follows by subtracting standard deviation (σ) from averaged energy saving factor (η_{ave}) to ensure net emission reductions.

$$\eta = \eta_{ave} - \sigma$$

Where,

$$\eta_{ave} = \frac{1}{j}\sum_{j} \eta_{j,pe}$$

In case of using all data,

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{j}\sum_{j}\left(\eta_{j,pe} - \eta_{ave}\right)^2}$$

In case of using sampled data,

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{j-1}\sum_{j}\left(\eta_{j,pe} - \eta_{ave}\right)^2}$$

η_{ave} : Averaged energy saving factor of compressor in air conditioning equipment(s) [-]

σ : Standard deviation of energy saving factor of compressor in air conditioning equipment(s) [-]

η : Project energy saving factor [-]

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = \sum_{i=1} EC_{PJ,i,p} \div (1-\eta) \times EF_{elec}$$

RE_p : Reference CO2 emissions during the period p [tCO2/p]

$EC_{PJ,i,p}$: Electricity consumption of compressor of project equipment i which is installed compressor control system(s) during the period p [MWh/p]

i : An index variable that is used to count the number of all project equipment which is installed compressor control system(s)

η	:	Project energy saving factor [-]
EF_{elec}	:	CO2 emissions factor of consumed electricity [tCO2/MWh]

G. プロジェクト排出量の計算

$$PE_p = \sum_{i=1} EC_{PJ,i,p} \times EF_{elec}$$

PE_p	:	Project CO2 emissions during the period p [tCO2/p]
$EC_{PJ,i,p}$	:	Electricity consumption of compressor of project equipment i which is installed comp system(s) during the period p [MWh/p]
EF_{elec}	:	CO2 emissions factor of consumed electricity [tCO2/MWh]

H. 排出削減量の計算

$$ER_P = RE_p - PE_p$$

Where

ER_p：GHG emission reductions during the period p [tCO2e/p]

RE_p：Reference emissions during the period p [tCO2e/p]

PE_p：Project emissions during the period p [tCO2e/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
η	Project energy saving factor [-]	Determined as per the procedure described in Section F.1
EF_{elec}	CO2 emission factor of consumed electricity. When project compressor consumed only grid electricity or captive electricity, the	[Grid electricity] Ministry of Natural Resources and Environment of Vietnam (MONRE), Vietnamese DNA for CDM unless otherwise instructed by the Joint Committee.

	project participant applies the CO2 emission factor respectively. When project compressor may consume both grid electricity and captive electricity, the project participant applies the CO2 emission factor with lower value. [CO2 emission factor] For grid electricity: The most recent value available from the source stated in this table at the time of validation For captive electricity, it is determined based on the following options: a) Calculated from its power generation efficiency (η elec,CG [%]) obtained from manufacturer's specification The power generation efficiency based on lower heating value (LHV) of the captive power generation system from the manufacturer's specification is applied; $$EF_{elec} = 3.6 \times \frac{100}{\eta_{elec,CG}} \times EF_{fuel,CG}$$ b) Calculated from measured data The power generation efficiency calculated from monitored data of the amount of fuel input for power generation ($FC_{PJ,CG,p}$) and the amount of electricity generated ($EG_{PJ,CG,p}$) during the monitoring period p is applied. The	[Captive electricity] For the option a) Specification of the captive power generation system provided by the manufacturer (η elec,CG [%]). CO2 emission factor of the fossil fuel type used in the captive power generation system ($EF_{fuel,CG}$ [tCO2/GJ]) For the option b) Generated and supplied electricity by the captive power generation system (EGPJ,CG,p [MWh/p]). Fuel amount consumed by the captive power generation system (FCPJ,CG,p [mass or volume/p]). Net calorific value (NCVfuel,CG [GJ/mass or volume]) and CO2 emission factor (EFfuel,CG [tCO2/GJ]) of the fuel consumed by the captive power generation system in order of preference: 1) values provided by the fuel supplier; 2) measurement by the project participants; 3) regional or national default values; 4) IPCC default values provided in tables 1.2 and 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Lower value is applied. [Captive electricity with diesel fuel] CDM approved small scale methodology: AMS-I.A. [Captive electricity with natural gas]

	measurement is conducted with the monitoring equipment to which calibration certificate is issued by an entity accredited under national/international standards; $EF_{elec} = FC_{PJ,CG,p} \times NCV_{fuel,CG} \times EF_{fuel,CG} \times \frac{1}{EG_{PJ,CG,p}}$ Where: $NCV_{fuel,CG}$: Net calorific value of fuel consumed by the captive power generation system [GJ/mass or volume] Note: In case the captive electricity generation system meets all of the following conditions, the value in the following table may be applied to EF_{elec} depending on the consumed fuel type. ● The system is non-renewable generation system ● Electricity generation capacity of the system is less than or equal to 15 MW Fuel type: Diesel fuel / Natural gas EF_{elec}: 0.8*1 / 0.46*2 *1 The most recent value at the time of validation is applied.	2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories for the source of EF of natural gas. CDM Methodological tool "Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems version02.0" for the default efficiency for off-grid power plants

	*2 The value is calculated with the equation in the option a) above. The lower value of default effective CO2 emission factor for natural gas (0.0543 tCO2/GJ), and the most efficient value of default efficiency for off-grid gas turbine systems (42%) are applied.	

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of Solar PV System and Storage Battery System, Version 01.0

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Solar photovoltaic (PV) system	An electricity generation system which converts sunlight into electricity by the use of photovoltaic (PV) modules. The system also includes ancillary equipment such as inverters required to change the electrical current from direct current (DC) to alternating current (AC).
Storage battery system	The storage battery system which is consisted of power converter(s) and connected group of battery cell charges and discharges itself by converting electrical energy into chemical energy.
Energy Management System (EMS)	A computer-based system which monitors, controls, and optimizes the amount of electricity supplied.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity by installation and operation of solar PV system(s) and storage battery system(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the amount of the electricity displaced by the project multiplied by either: 1) conservative emission factor of the grid, or 2) conservative emission factor of the captive diesel power generator.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the solar PV system(s), the storage battery system(s), and EMS which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the project solar PV system(s), the quantity of the net electricity which the project EMS supplies to the regional grid or captive power generator which is displaced by the project solar PV system, and charge and discharge

	amounts of the storage battery system(s) as necessary depending on the selected option for calculation of reference emissions.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	The solar PV system(s) and storage battery system(s) are newly installed or installed to replace existing storage battery system(s).
Criterion 2	The PV modules are certified for design qualifications (IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108) and safety qualification (IEC 61730-1 and IEC 61730-2).
Criterion 3	The equipment to monitor output power of the solar PV system(s) and irradiance is installed at the project site.
Criterion 4	In the case of replacing existing storage battery system(s), a plan is prepared in which mercury used in the existing storage battery system(s) is not released to the environment. Execution of the prevention plan is checked at the time of verification, in order to confirm that mercury used for the existing one replaced by the project one is not released to the environment.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid electricity and/or captive electricity	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from the solar PV system(s)	N/A
Consumption of electricity by storage battery system(s)	N/A
Consumption of electricity by EMS	N/A

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

The default emission factors are set in a conservative manner based on the Viet Nam's national grid. The emission factor is calculated based on the recent three years of electric power source mix published by Vietnamese government identifying 1) primary fuel type which has the largest volume of generated electricity among the fossil fuel types used as a source and 2) the best heat efficiencies derived from the type of power plants currently operational in Viet Nam according to the identified primary fuel type.

As a result, the emission factor of 0.333 tCO_2/MWh is applied which is calculated based on the heat efficiency of the most efficient natural gas-fired power plant supplying electricity to the national grid.

The value is lower than the emission factor of the Viet Nam grid published by the government of Viet Nam, which is 0.8154 tCO_2/MWh (combined margin, 2015), and ensures net emission reductions.

In addition, the emission factor of a diesel power generator is calculated by applying the default heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel power generator, and set to 0.533 tCO_2/MWh.

F.2. リファレンス排出量の計算

For calculation of reference emissions, either Option1, Option2, Option3-1, Option3-2 or Option4 is selected in line with the monitoring parameters which can be monitored.

Option1:

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} \times (1 - LR_j)\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]
LR_j : Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system j [-]
EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]
i : Identification number of project solar PV system
j : Identification number of the project storage battery system

Option2:

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} \times LR_j\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]
$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]
LR_j : Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system j [-]
EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option3-1 (In case the project storage battery system(s) is only charged by the project PV system(s)):

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]
$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]
$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system j during the period p [MWh/p]
EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option3-2 (In case the project storage battery system(s) is charged by electricity sources including the project solar PV system(s)):

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p} \times EC_{i,j,p} \div ECA_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]
$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]
EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]
$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system j during the period p [MWh/p]
$ECA_{j,p}$: Quantity of the electricity charged by all electricity sources to the project storage battery system j during the period p[MWh/p]

Option4 (In case an EMS manages the quantities of electricity which the project solar PV system(s) supplies to the EMS, electricity which the EMS charges the project storage battery system(s), electricity which the project storage battery system(s) discharges to the EMS and electricity which the EMS supplies to the electricity system displaced by the project):

$$RE_p = \sum_{i,k} NEG_{i,k,p} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$NEG_{i,k,p}$: Quantity of the net electricity which the project EMS *k* supplies to the regional grid or captive power generator which is displaced by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

k : Identification number of the project EMS

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = 0$

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

$= RE_p$

ER_p : Emission reductions during the period *p* [tCO_2/p]

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
EF_{RE}	Reference CO_2 emission factor for the project solar PV system *i*. The value for $EF_{RE,i}$ is selected from the emission factor based on the national grid ($EF_{RE,grid}$) or based on captive diesel power generator ($EF_{RE,cap}$) in the following manners: In case the PV system in a proposed project activity is connected to the national grid including through an internal grid which is not connected to a captive power generator, $EF_{RE,grid}$, 0.333 tCO_2/MWh is applied.	Additional information The default emission factor is derived from the result of the survey on the generation efficiency of major natural gas-fired power plants in Viet Nam and the default heat efficiency of 49% which is set above the value of the most efficient diesel power generator. The default value is revised if deemed necessary by the JC.

	In case the PV system in a proposed project activity is connected to an internal grid which is connected to both the national grid and a captive power generator, $EF_{RE,grid}$, 0.333 tCO_2/MWh is applied. In case the PV system in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the national grid, $EF_{RE,cap}$, 0.533 tCO_2/MWh is applied.	
LR_j	Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system *j* LR can be calculated by the following equation: $LR_j = 1 - \varphi_{charge,j} \times \varphi_{convert,j}$ $\varphi_{charge,j}$: Charging efficiency of the project storage battery system *j* [-] $\varphi_{convert,j}$: Conversion efficiency of project storage battery system *j* [-]	Specifications of project storage battery system *j*

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：ベトナム国工業団地における複合エネルギーマネジメント及び統合データプラットフォーム事業による民間 JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：双日株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Vietnam) Private-sector JCM feasibility study on integrated energy management and data platform in industrial parks

Sojitz Corporation
Nippon Koei Corporation

1. Purpose of the JCM FS Study

Japan has contributed to global GHG emission reductions by promoting the diffusion of Japan's powerful decarbonization technologies and products in developing countries, through the use of JCM, and by achieving GHG emission reductions in those countries. Specifically, Japan has supported the realization of several JCM through demonstration projects by NEDO and FS. In addition, in order to promote the establishment of private-sector JCM projects, "Guidance for Establishing JCM Projects mainly Funded by the Private Sector" was released on March 28, 2023, and the establishment of a specific system for the implementation of private-sector JCM projects is underway.

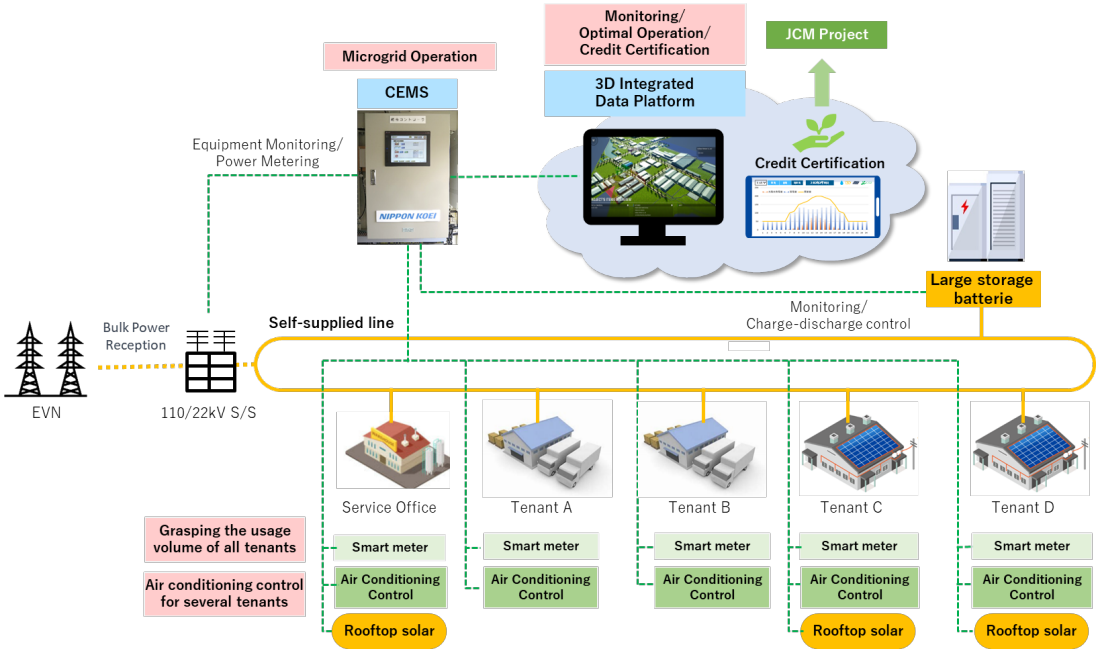
Based on the above, this Feasibility Study (FS) aims to promote the spread of decarbonization technologies and products by Japanese companies, and to study the feasibility of projects to realize GHG emission reductions and JCM credits in the country.

This Study investigated the feasibility of integrated energy management and data platform in Long Duc Industrial Park, Dong Nai Province, Vietnam, in which Sojitz Corporation has invested. Sojitz, Sojitz-funded local companies, and Nippon Koei will take the lead in forming the following three component projects.

- Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform
- Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving)
- Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS

The project aims to promote renewable energy, energy conservation, and decarbonization in collaboration with individual tenants effectively and efficiently through private investment mainly in factory parks. GHG reductions will be monitored by the Integrated Data PF and private JCM will be used.

While the Vietnamese government is aiming for carbon neutrality and a renewable energy target of 70% by 2050, and while EVN, the state-owned electric power company, is facing supply challenges, the formation of renewable energy, energy saving, and decarbonization projects in industrial parks, which are on the large consumer side, will contribute to achieving the goals and solving the problems of the Vietnamese nation.

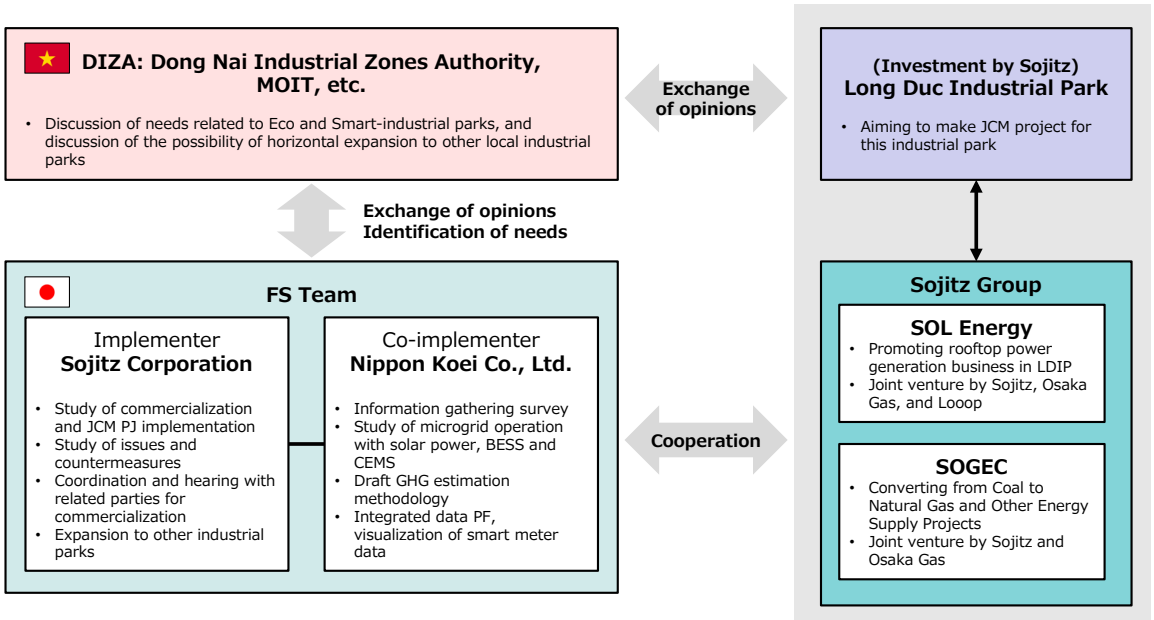


Source: FS Team

Figure 1.1. Overall Structure of Integrated Energy Business in Industrial Park

2. Implementation Structure of the JCM FS

The following diagram shows the structure of this study.



Source: FS Team

Figure 2.1 Implementation Structure of JCM-FS

3. Overview and Schedule of the JCM FS

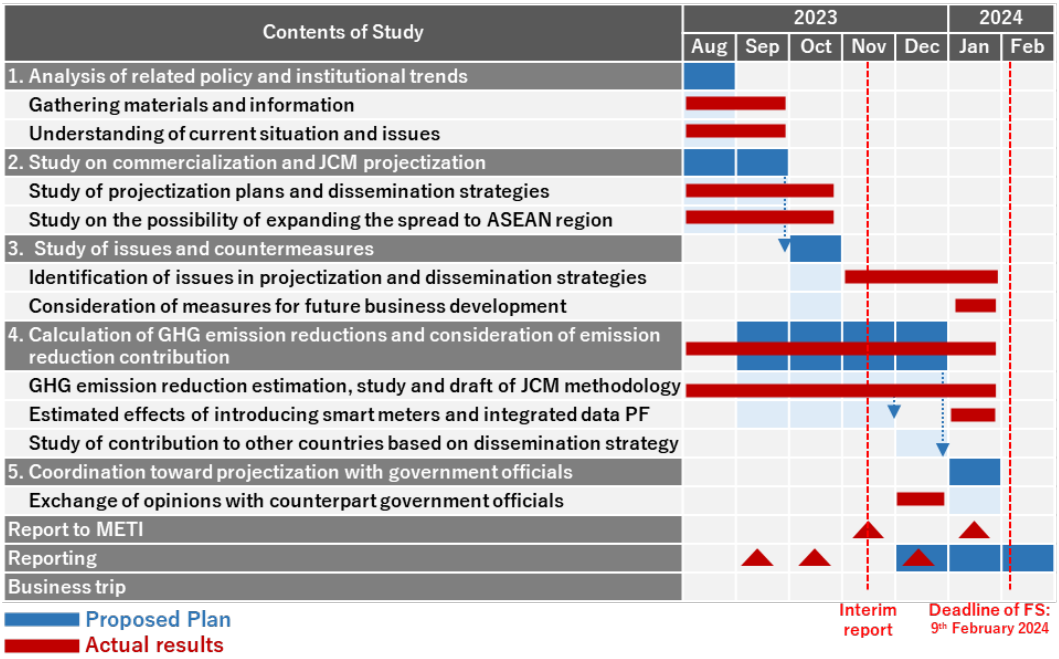
Scope of work is described below:

- 1: Analysis of related policy and institutional trends.
- 2: Study on commercialization and JCM projectization
  Implementation plan and cost/income/expense estimation for projects (1) to (3) were examined. A business model and implementation structure plan were also examined, and simulation of financial improvement using private-sector JCM was conducted. Since this project is a combination of multiple component projects, step-by-step commercialization steps will be organized.
- 3: Study of issues and countermeasures
  In order to promote commercialization and deployment of the project, the project will organize institutional issues and solutions, such as business model study based on electricity supply, electricity sales to EVN, and flexibility to surrounding industrial parks.
- 4: Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contribution
  For project (1), a new calculation method was considered. Project (2) applied existing methodologies, and Project (3) was studied in Vietnam based on methodologies in other countries.
- 5: Coordination toward commercialization through sharing of proposed technologies/products, commercialization plans, issues and measures, etc. with government officials in the partner country were examined.

The above survey items 1-5 will be compiled, and the draft 3 Project Idea Note (PIN) were prepared.

The schedule for this study is shown below.

Table 3.1 Schedule of JCM-FS



Source: FS Team

Table 3.2 Business Trip Record

Period	Counterpart	Result
September 19 to 28, 2023	Long Duc Industrial Park (Long Duc Investment Company Limited)	Securing cooperation for this FS.
	IP tenants: 3 companies	Securing cooperation for experimentation of smart meter installation.
	LOTECO Industrial Park (The Long Binh Industrial Zone Development Limited Liability Company)	Securing cooperation for horizontal deployment after this FS.
	SOGEC	Sharing the objectives of this FS and securing cooperation for the business phase after the FS.
	SOL Energy	As above.
	Vietnam local system company	Conducting verification of smart meter specifications and replacement installation methods.
December 18 to 22, 2023	Long Duc Industrial Park (Long Duc Investment Company Limited)	Sharing data acquisition status and survey results for project (1), (2), and (3). Discussions for future business development.

	IP tenants: 3 companies	Sharing survey results on data acquisition status and project (1) and (2). Hearings on future decarbonization.
	LOTECO Industrial Park (The Long Binh Industrial Zone Development Limited Liability Company)	Hearings on installed smart meters. Site visit to the installed smart meters and systems.
	SOL Energy	Discussions aimed at collaboration with future solar power generation project.
	DIZA (Dong Nai Industrial Zones Authority)	Discussions on decarbonization projects in Vietnamese industrial parks.
	Japanese energy saving equipment company	Gathering information on the installation of air conditioning control equipment in Vietnam.

Source: FS Team

4. Results of JCM FS

4.1. Analysis of Related Policy and Institutional Trends

Trends in related policies and institutions, issues, and local needs in Vietnam were identified as follows.

・In the revised NDC for 2020, Vietnam has set a target of 9% reduction by 2030.

・At COP26, a carbon neutrality target for 2050 was announced.

・The 8th National Electricity Plan sets a target of 67.5%-71.5% renewable power source ratio in 2050.

The current power source composition relies on coal-fired power for about half of its power generation. Although electricity demand is expected to continue to increase in line with strong development demand, new construction of thermal power plants and other power generation facilities has been halted due to the trend toward decarbonization, and challenges remain in securing power sources. This summer, industrial parks in the suburbs of Hanoi were asked to reduce power consumption and to save electricity on an emergency basis.

As for solar power generation, 9,200 MW of power plants have started up under the FIT system (2017-2020). However, the rapid increase in solar power generation is causing problems such as voltage drops in the surrounding areas, and the state-run power company needs to strengthen its ability to regulate the power grid. While many issues remain on the power supply side, the construction of a distributed energy system (micro-grid) by industrial parks, which are large-scale consumers, is one solution.

The Integrated energy management project by the Longduc Industrial Park will promote decarbonization projects such as renewable energy and energy conservation by the industrial park itself, while also improving its coordination capabilities. The horizontal deployment of this project will greatly contribute to the promotion of renewable energy and decarbonization in Vietnam.

Furthermore, this project is in line with the Vietnamese policy on industrial parks (No. 35/2022/ND-CP), which calls for the eco-friendly development of industrial parks (reduction of pollution sources, recycling-oriented production, decarbonization, and establishment of monitoring methods).

Table 4.1 Related legal systems and policies in Vietnam

Title	Summary
National Green Growth Strategy (VGGS) (Prime Minister's Decision No. 1658/2021/QĐ-TTg)	・Sets targets related to achieving a low-carbon economy, GHG emission reduction, and renewable energy promotion in three phases up to 2050. ・Example of targets: Reduce GHG emissions per GDP by 30% by 2050 (compared to 2014), reduce primary energy consumption per GDP by 1.0% per year for each period (10 years), and aim for a renewable energy ratio of 25-30% in the energy supply. ・Indicates policies for enhancing energy efficiency, greening industries, and advancing smart and sustainable resilience.
Paris Agreement Implementation Plan (Prime Minister's Decision No. 2053/2016/QĐ-TTg)	・Specifies policy measures to be implemented by relevant ministries and local governments regarding the implementation of NDCs.
Renewable Energy Development Strategy (REDS) (Prime Minister's Decision No. 2068/2015/QĐ-TTg)	・Sets renewable energy targets for the energy (32% by 2030) and power sectors (32% by 2030). The GHG reduction target for the energy sector is 25% compared to BAU by 2030.
National Energy Development Strategy up to 2030 with a vision to 2045 (Politburo Resolution No. 55/2020/NQ-TW)	・Emphasizes a priority policy for renewable energy development. Aims to increase the renewable energy ratio in total energy supply to about 15-20% by 2030 and to 25-30% by 2045.
8th National Power Development Plan (PDP8) (Prime Minister's Decision No. 500/2023/QĐ-TTg)	・Clearly prioritizes the development and utilization of renewable energy sources. Sets a target renewable power source ratio of 30.9-39.2% by 2030 and 67.5-71.5% by 2050.
National Energy Efficiency Program for 2019-2030 (VNEEP3) (Prime Minister's Decision No. 280/2019/QĐ-TTg)	・Sets targets for reducing final energy consumption compared to the normal baseline, aiming for a 5-7% reduction by 2025 and an 8-10% reduction by 2030.
Vietnam's Plan for Sustainable Smart City Development up to 2025 and Policy up to 2030 (Prime Minister's Decision No. 950/2018/QĐ-TTg)	・Outlines the formulation of smart city trial operation and development standards by 2025. Based on this concept, development in collaboration with local and foreign companies is progressing in Ho Chi Minh City, Da Nang, and Hanoi, which are participating cities in the ASEAN Smart City Network (ACSN).

Decree on the Management of Industrial Parks and Economic Zones (Decree No. 35/2020/ND-CP)	・Amends Decree No. 82/2018/ND-CP issued in May 2018, adding the use of IT and promoting the eco-fication of industrial parks (reduction of pollution sources, circular production, decarbonization), and preparing the groundwork for urban development centered on industrial parks.

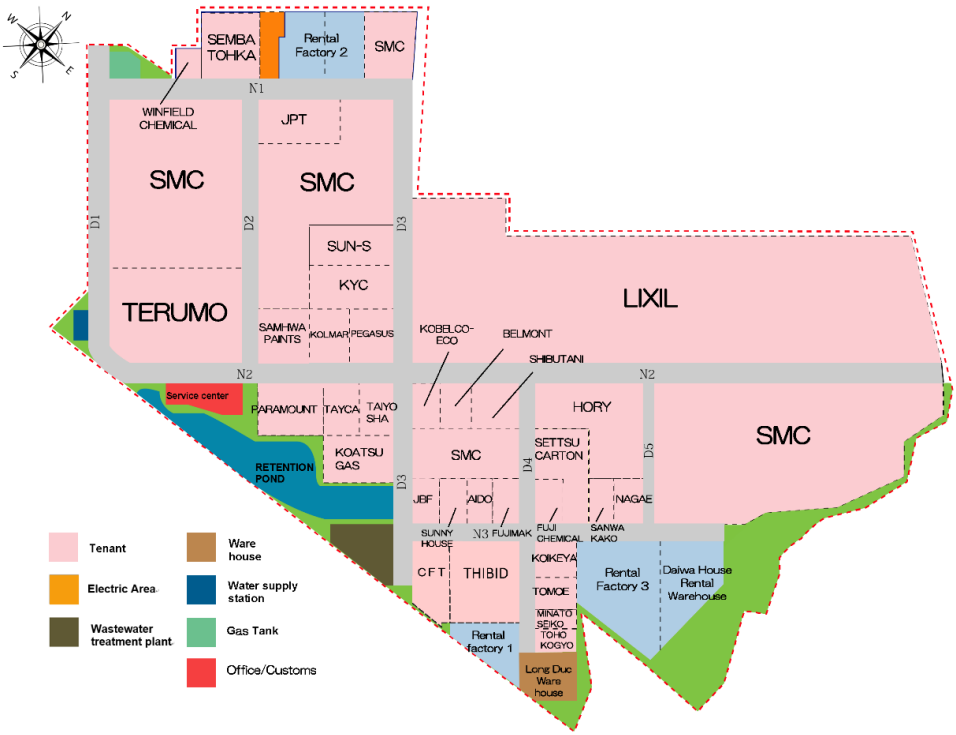
4.2. Study on Commercialization and JCM Projectization

4.2.1. Integrated Energy Management in Long Duc Industrial Park

(1) Development and operation of the Long Duc Industrial Park

Long Duc Industrial Park is located in Dong Nai Province, Vietnam, and was developed by Sojitz Corporation, Daiwa House Industry Co., Ltd., Kobelco Eco-Solutions Co., Ltd., and Donna Foods (National Food Corporation). Sojitz began operating the Long Duc Industrial Park (270ha) in 2013, and the land has already been sold out, and the park is entering operational phase. The number of tenants is 72 companies (including 64 Japanese companies). The need for decarbonization is also increasing, especially among Japanese tenant companies, and Sojitz and tenant companies are planning and promoting decarbonization initiatives. Nippon Koei is engaged in the design and construction management of this industrial park and is collaborating to create an eco-smart industrial park.

We recognize that the proposed project, the Integrated Energy Management Project in Long Duc Industrial Park, is suitable for the promotion of renewable energy, energy saving, and decarbonization under the collaboration with the Industrial Park Company and Japanese tenants.

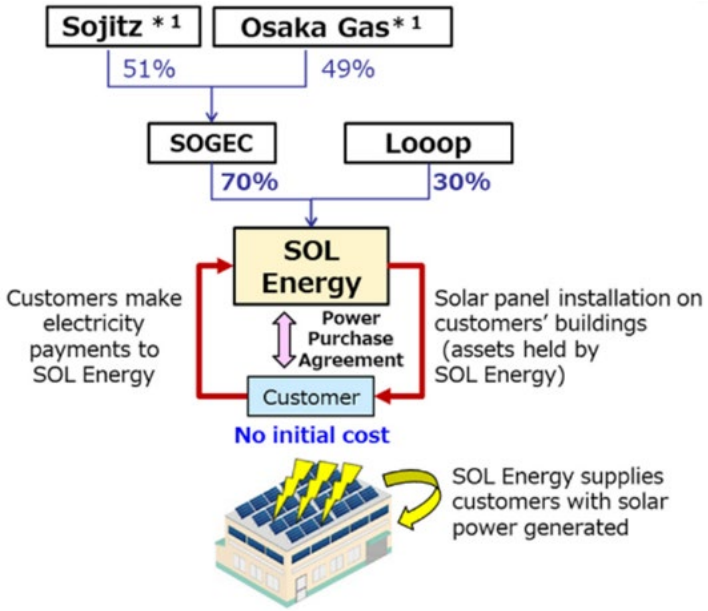


Source: Sojitz Corporation

Figure 4.1 Map of Long Duc Industrial Park

(2) Rooftop Solar Generation Business

Rooftop solar generation business totaling 9.8 MW by SOL Energy, a joint venture between Sojitz, Osaka Gas, and Looop, to promote renewable energy in the industrial park. This project is being implemented with financial support as one of the JCM Model Projects from the Ministry of the Environment of Japan.

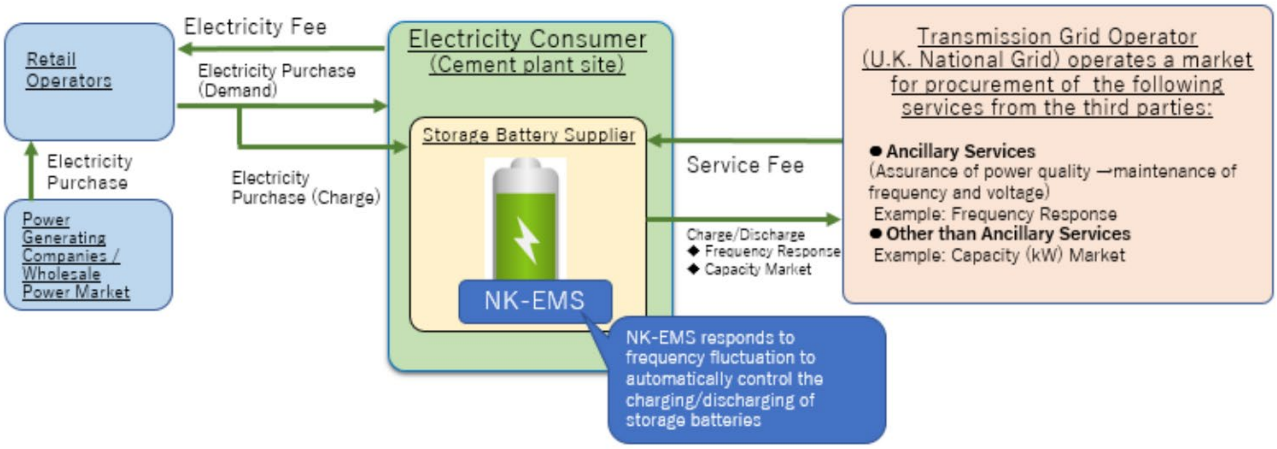


Source: Sojitz Corporation

Figure 4.2 Rooftop Solar Generation Business

(3) Energy Management Business by Nippon Koei

In addition to the consulting business, Nippon Koei has made the energy business a pillar of its management strategy and is also involved as an operator in the BESS business in Europe and microgrids in Japan, including the deployment of BESS and NK's energy management system.



Source: Nippon Koei Co., Ltd.

Figure 4.3 Overview of the NK-EMS Storage Battery Control System

(4) JCM-FS: Integrated Energy Management Project in Long Duc Industrial Park

Based on the above project, This JCM-FS study examined the following three components for the Integrated energy management projects for the realization of eco-smart industrial parks.

- Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform
- Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving)
- Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS

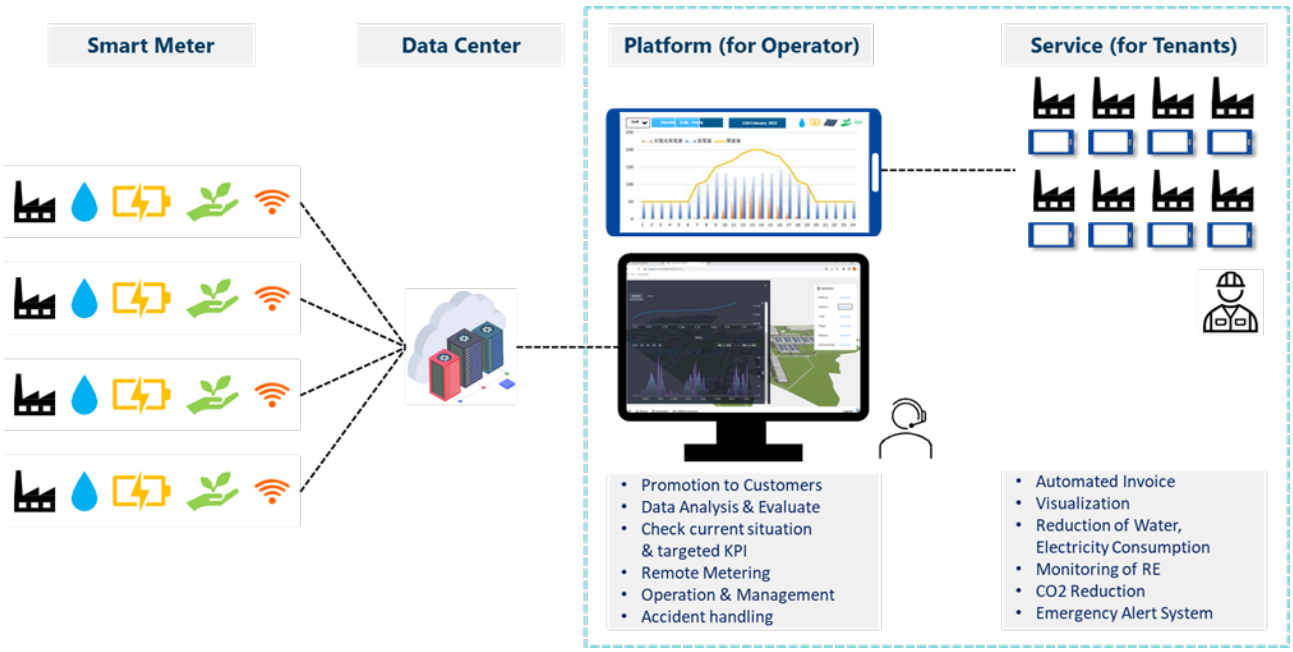
The implementation of the project by the industrial park entity will promote renewable energy, energy saving, and decarbonization projects more effectively and efficiently than by individual tenants.

After obtaining detailed electricity consumption data by all tenants, micro-grid operation using solar power generation, BESS and CEMS, and tenant demand adjustment (demand response through air conditioning control) will be carried out. The integrated data PF, which integrates data from each project, will facilitate data management by the industrial park and tenants.

This JCM-FS study conducted "Study of Commercialization and Utilization of JCM Program", "Financial Analysis", and "Study of Issues and Solutions", in each 3 component projects.

4.2.2. Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform

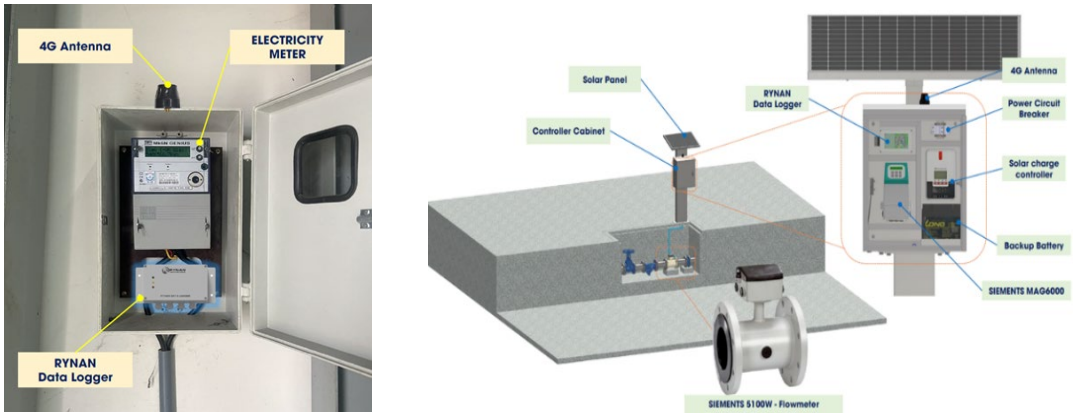
Sojitz and Nippon Koei have begun test operations of an integrated data PF that manages smart meters and industrial park infrastructure (water, sewage, electricity, roads, environment, etc.). Future plans include real-time data visualization using smart meters, and data linkage and integrated management of solar power, energy-saving equipment, storage batteries, etc.



Source: FS Team

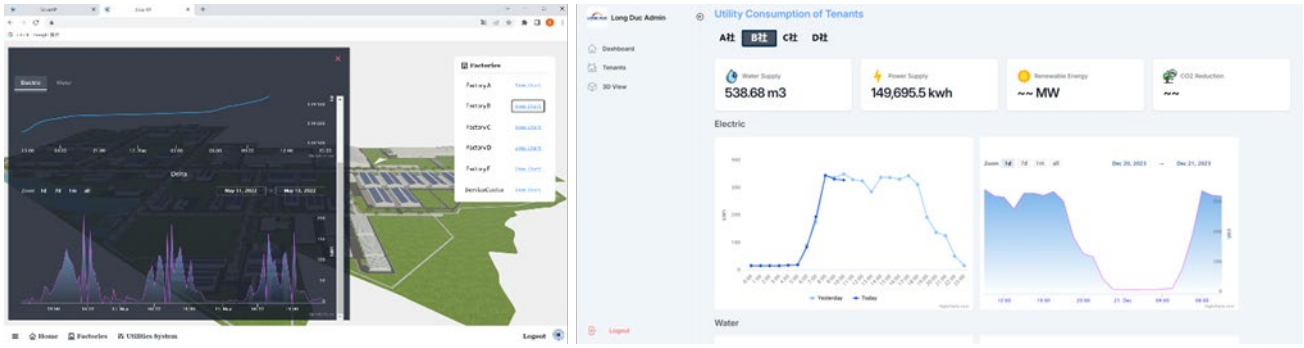
Figure 4.4 Image of Visualization Service Using Smart Meters and Integrated Data PF

The basic concept of the smart meter is to install data loggers on electricity and water meters, transmit data over the Internet, manage data through an integrated data platform, and provide data to tenants.



Source: FS Team

Figure 4.5 Smart Meter Devices (Electricity and Water)



Source: FS Team

Figure 4.6 Integrated Data Platform

The table below shows the project effects of smart meters and integrated data PF, broken down into industrial parks and tenant factories.

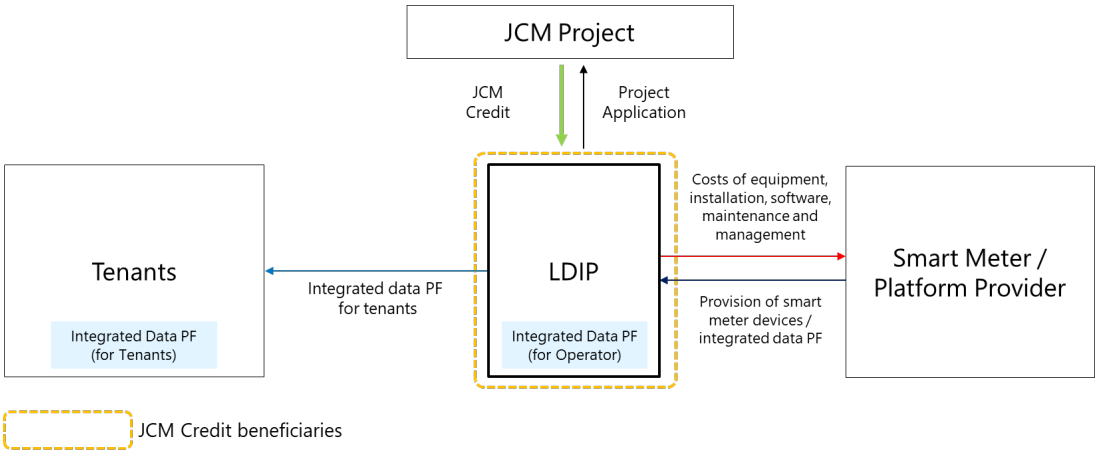
Table 4.2 Project Effects of Introducing Smart Meters and Integrated Data PF

Item	Industrial Park	Tenant Factory
Promotion effect	・Used as a promotion for smart and eco-friendly industrial parks ・Remote inspection of tenant company	・Recognized as an eco-smart industrial park. Improved understanding of industrial parks, even online for foreign companies

Eco-Industrial Park Certification	・Obtained an Eco-Industrial Park certification under Degree 35 (preferential loans from domestic and foreign funds, green credits in accordance with environmental protection laws and regulations, issuance of green credits, preferential participation in technical assistance programs and investment promotion programs sponsored by the Vietnamese government). ・Visualization of decarbonization effects of water, electricity, renewable energy, etc.	・Registered as a certified eco-company under the Eco-Industrial Park Regulations (Degree No. 35) ・Various preferential measures
Electric power	・Automatic remote meter reading ・Billing efficiency ・Improvement of operational quality (optimization of power generation, voltage monitoring, confirmation of fluctuations due to renewable energy) ・Accident response (voltage drop and accident location prediction) ・Operational sophistication	・Visualization of usage and rates ・Adjustment of electricity consumption (power-saving behavior) ・Promote renewable energy and electricity conservation projects
Solar power	・Data linkage with companies that are planning to install rooftop solar power generation facilities ・Automatic remote medical checkup ・Adjustment by amount of electricity generated ・Balancing of power generation and consumption ・GHG reduction visualization	・Balancing of power generation and private consumption ・GHG reduction visualization
Water supply	・Automatic remote meter reading ・Billing Efficiency ・Improvement of operational quality (water pressure, water quality monitoring) ・Accident response (detection of leaks, etc., prediction of accident location) ・Operational sophistication	・Visualization of usage and rates ・Water volume control (water conservation actions) ・Promotion of water reuse and other measures

Source: FS Team

The project model is shown in the figure below: LDIP will apply for the JCM credits in a lump sum. As a result of the study, it is considered that profitability will be improved by utilizing private-sector JCM. However, it is necessary to continue to collect reference data on the amount of JCM credits, which is a prerequisite for profitability, and to examine this issue on an ongoing basis. The results of the study on project profitability will not be disclosed.



Source: FS Team

Figure 4.7 Project 1: Business Model 2. LDIP pays all costs, including meter installation costs

4.2.3. Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving)

Project (2) will consider installing energy-saving control devices for tenant companies interested in energy conservation to reduce electricity consumption for air conditioning. It is assumed that the project will install energy-saving control devices for multiple companies interested in energy conservation and use a portion of the reduction in electricity consumption to recover the investment in the devices.

In this FS study, the industrial park side will take the initiative in promoting energy efficiency and conservation, focusing on "air conditioning," which is a common facility for all tenant factories. According to the Agency for Natural Resources and Energy's "Electricity Consumption by Industry in Japan," electricity consumption in factories is divided into six major categories: “production equipment”, “compressors, pumps, and fans”, “air conditioning”, “lighting”, “electric furnaces”, and “refrigeration equipment”.

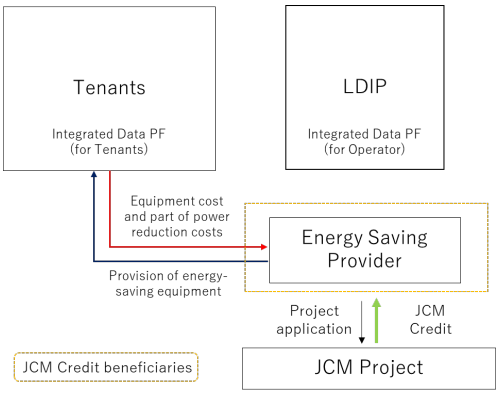
The percentage of electricity consumption varies depending on the type of industry of the tenant factory, but all tenants have installed "air conditioning" and "lighting as common facilities. In particular, demand for "air conditioning" is expected to be sufficient, as Southeast Asia has a long summer season when electricity demand for air conditioning increases and electricity prices are relatively high compared to the price level.

Automatic air conditioning control equipment can save up to 20% of air conditioning energy by switching existing air conditioning equipment to "air blowing operation once every 30 minutes (cyclic control).

The cyclic control system switches to the air blowing mode by stopping the compressor of the outdoor unit once every 30 minutes. While the compressor is stopped, the air conditioner does not stop and continues to circulate cool air in the room, so there is no significant change in room temperature, while the compressor operating time is physically reduced, resulting in a power reduction of approximately 20%.

In this FS study, trial calculations of the costs and effects of installing automatic air-conditioning control equipment in two cooperating tenants were conducted. As shown in the figure below, the project model was designed to be a JCM project, and the method of soliciting multiple tenants (about 5-10 companies) who wish to save energy and having them apply for JCM collectively by an energy conservation business operator was considered.

As a result of the project profitability study, a certain level of business profitability can be expected by utilizing private-sector JCM. However, in order to improve cost-effectiveness, it will be necessary to examine the equipment specifications of each company and conduct tests using actual equipment.



Source: FS Team

Figure 4.8 Business Model: Collective Application for Multiple Tenants by an Energy Conservation company

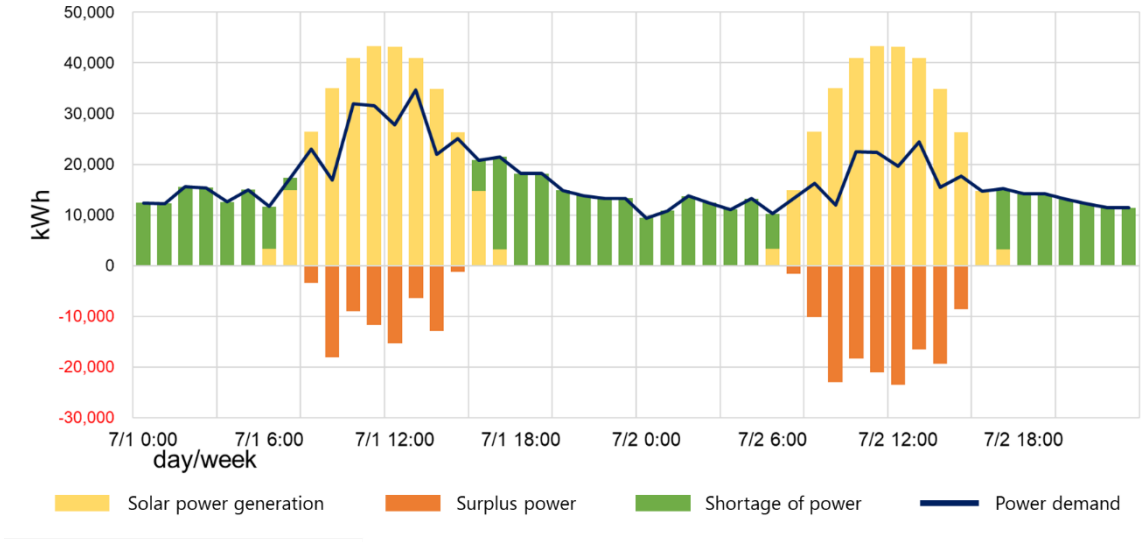
4.2.4. Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS

As mentioned above, the Long Duc Industrial Park is implementing a rooftop solar generation business (9.8 MW) to meet the renewable energy installation needs of the tenants and the industrial park's decarbonization efforts. In this FS study, the industrial park microgrid project with the introduction of storage batteries and CEMS was examined in conjunction with the sequential expansion of roof-mounted solar power generation projects in the future. The items were conducted as follows:

(1) Analysis of basic Information
(2) Analysis of solar power potential
(3) Storage battery utilization and recharge/discharge simulation
(4) Study of business models
(5) Financial analysis
(6) Utilization of JCM Program

From the analysis of electricity demand and potential of photovoltaic power generation, the surplus power of photovoltaic power generation was calculated. The effects of installing BESS and CEMS were estimated for the current (9.8 MW), intermediate (30 MW), and future expansion potential (58 MW) of solar power generation. After COVID-19, electricity demand in the industrial park was increasing, and the case of 30 MW of roof top solar PV generates almost no surplus.

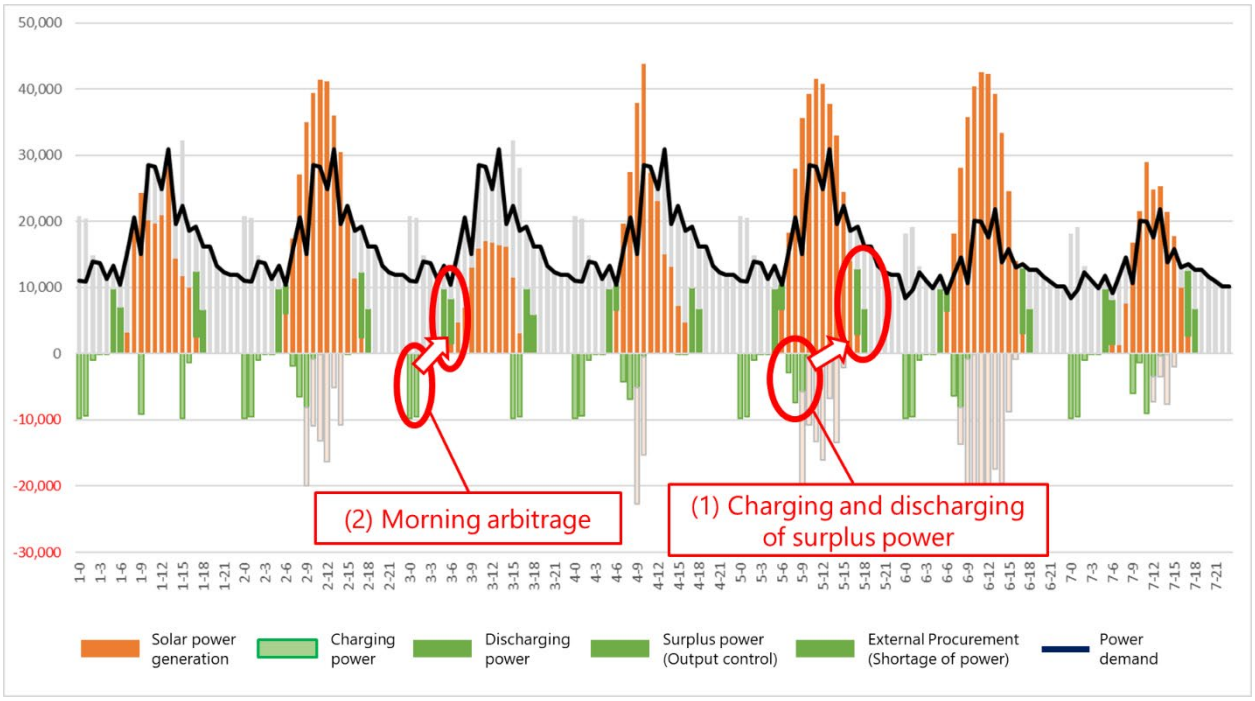
The figure below shows the results of estimating the amount of electricity demand, solar power generation, and surplus power at the future expansion potential (58 MW).



Source: FS Team

Figure 4.9 Photovoltaic Surplus Power

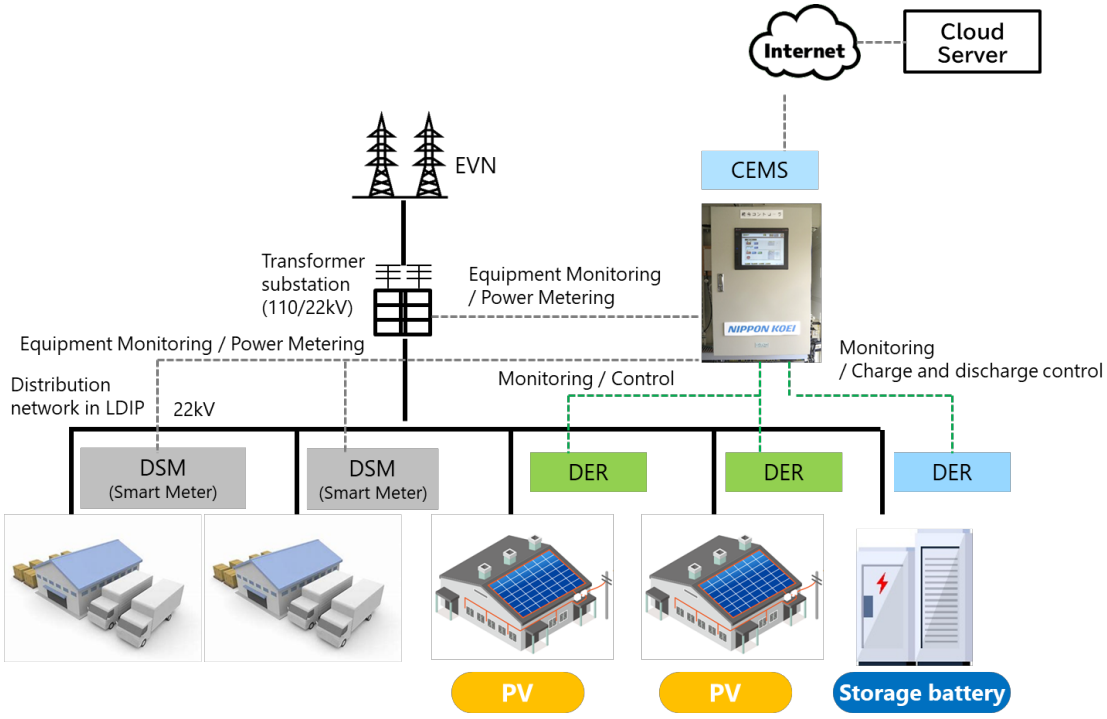
Storage batteries are usually utilized to receive surplus power and discharge it in the evening or later when there is a shortage. However, since the business is not profitable if only normal charging and discharging of surplus electricity is used to improve profitability, estimates were made based on two types of discharge times: evening peak time and morning discharge with nighttime recharging.



Source: FS Team

Figure 4.10 Control Method of Storage Batteries

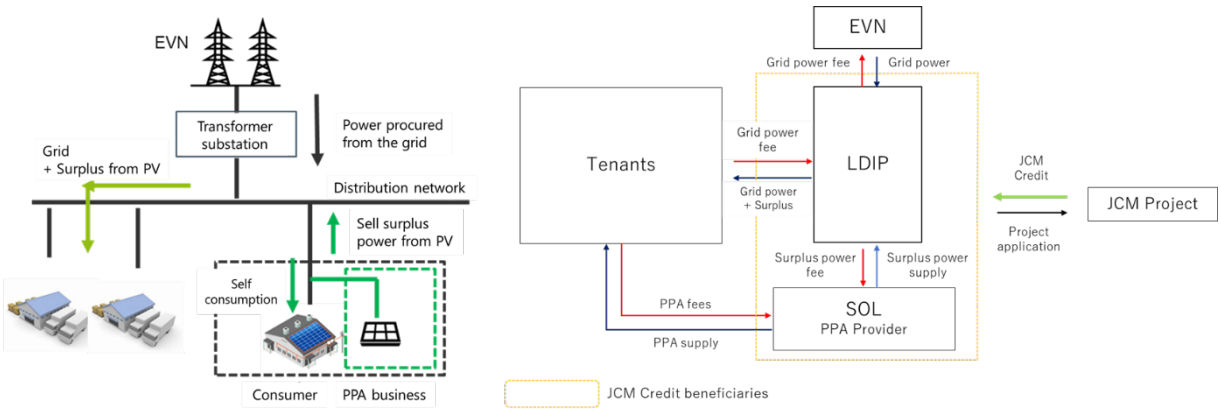
Based on the results of the above study, CEMS will perform integrated control of electricity supply and demand in the industrial park, shifting peak demand by recharging and discharging storage batteries to prevent reverse power flow to the EVN grid, and controlling output suppression and morning arbitrage of solar power generation facilities. Electricity consumption on the consumer side and the status of each facility will be monitored using smart meters to reduce electricity consumption through peak shaving and other measures.



Source: FS Team

Figure 4.11 Schematic of CEMS in an Industrial Park

The business scheme for Project (3) assumes a business model in which the solar power generation business is expanded, surplus electricity is stored in batteries, and controlled by CEMS.



Source: FS Team

Figure 4.12 Business Model for Project (3)

4.3. Examination of Issues and Countermeasures

Issues and countermeasures in each project were considered as follows

Table 4.3 Issues and Measures in Each Business

Issues	Measures
Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform	
Materialization of "visualization" effect by electricity smart meter installation and integrated data PF	Verification of "visualization" effect by installation of electricity smart meters and integrated data PF Smart meters were installed at two tenants and one rental factory in this FS study. Verified the energy saving effect of the two tenants by implementing behavioral improvement plans based on the acquired data.
Project (2): Automatic air conditioning control for individual tenants (energy saving)	
Trial calculation of the commercialization and effectiveness of automatic air-conditioning control	Trial calculation of the business effect of automatic air-conditioning control for individual tenants Verification of cost-effectiveness based on a rough estimate of business profitability in the case of the two tenants mentioned above.
GHG reductions are low for individual small- and medium-scale tenants using only automatic HVAC control (several tens of tons of CO2 per tenant)	Energy saving business applies for multiple tenants at once. Example: 2015 Ministry of the Environment equipment subsidy project "Energy saving in factories using air conditioning control systems".
Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS	
Delay in expansion of renewable energy sources: Currently, due to the increase in renewable energy sources on the grid, the licensing of solar-related projects is stagnant. The 10 MW rooftop solar power generation project in the Long Duc Industrial Park has also been delayed, and improvements by the Ministry of Commerce and Industry, EVN, and others, as well as improvements in the legal system, are awaited.	It is necessary to confirm the status of future legal system improvements and business approvals. In the future, the timing of the introduction of storage batteries is expected to be accelerated by the development of related legal systems for the expansion of renewable energy sources other than roof-mounted solar power generation.
Ensure profitability of storage batteries: Utilization of surplus electricity alone will not improve profitability of storage batteries	Examination of Business Profitability In addition to the use of surplus electricity, measures to improve profitability through morning arbitrage were examined.

Source: FS Team

4.4. Calculation of GHG Emission Reductions and Consideration of Emission Reduction Contributions

4.4.1. Summary of Proposed Methodology

Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform

Since there is no existing methodology, the existing air conditioning energy efficiency and conservation methodology (VN_AM015 ver1.0) was used as a reference for the entire project. The reduction logic is to reduce GHG emissions through operational improvements based on visualized data by introducing SmartMeter and other means. Since it was difficult to collect a sufficient amount of objective data to calculate the energy saving rate, a method to quantitatively calculate GHG emission reductions from monitoring data obtained after operational improvements based on actual data of electricity consumption at the subject factory was considered. In doing so, the energy saving ratio was examined using the amount of electricity consumed per unit of output and production as the energy intensity.

Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving)

The application of the existing methodology (VN_AM015 ver1.0 (Vietnam): Installation of compressor control system(s) for split type air conditioner(s)) was examined according to the type of air conditioning equipment of each tenant. After obtaining and confirming information on air conditioning equipment of two tenants, we confirmed that the equipment did not meet the eligibility requirements of the above methodology, and since the control equipment to be installed did not meet some of the eligibility requirements of the above methodology, we examined a new methodology proposal based on the above methodology.

The changes from the existing methodology include not only air conditioners but also compressed refrigeration units, etc., and a change in the sampling rate of the control equipment from 0.01 seconds or less to 1 second or less.

Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS

Since there is no JCM methodology for package technologies such as PV + storage batteries in Vietnam, a draft methodology suitable for the target industrial park was reviewed and prepared with reference to existing JCM methodologies in other countries and the JCM methodology for the introduction of PV systems in Vietnam (see below).

- MV_AM002_ver01.0 (Maldives): Installation of Energy Management System, Battery Energy Storage 10 System (EMS-BESS) and Solar PV System
- CL_AM002_ver01.0 (Chile): Installation of Solar PV System and Storage Battery System
- ID_AM017_ver01.0 (Indonesia): Installation of Solar PV System and Storage Battery System
- VN_AM007_ver01.0 (Vietnam): Installation of Solar PV System

4.4.2. Proposed Methodology for Calculating Reference Emissions

Please refer to Appendix 7.1. in Japanese version.

4.4.3. Proposed Methodology for Calculating Project Emissions

Please refer to Appendix 7.1. in Japanese version.

4.4.4. Proposed Monitoring Method

Please refer to Appendix 7.1. in Japanese version.

4.4.5. Consideration of GHG Emission Reductions in Projects Subject to the JCM FS

Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform

Energy conservation rate: 6.60% (reference value)

Electricity CO2 emission factor: 0.7221 tCO2/MWh

GHG emission reduction: 8,190 tCO2/year (reference value)

Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving)

Target: Installation for tenants (20%) in Long Duc Industrial Park (assumed)

Energy efficiency factor of control equipment: 0.16 (refer to the energy efficiency factor of VN015 project)

Electricity CO2 emission factor: 0.7221 tCO2/MWh

GHG emission reduction: 569 tCO2/year

Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS

PV capacity: 47.8MW

Storage battery capacity: 10MW/20MWh

GHG emission reduction: 20,968 tCO2/year

4.4.6. Potential Contribution to GHG Emission Reductions through the Dissemination of JCMFS Eligible Projects

(1) Potential Contribution to Emission Reductions in Vietnam

Industrial parks in Vietnam (as of April 2021: 575 locations, approx. 220,000 ha) are being developed in consultation with the Ministry of Industry and Trade of Vietnam and the provincial industrial park management committees. The reduction effect per area is expected to be about 24.22 million t-CO2/year (Long Duc Industrial Park: 270 ha).

(2) Potential Contribution to Emission Reductions in Other Countries

If the project is expanded to other industrial parks operated by Sojitz (Vietnam, Indonesia, and India: total development area of 3,800 ha), it is expected to reduce CO2 emissions by approximately 420,000 t-CO2/year on a per-area basis.

5. Coordination with the Government of the Partner Country and Other Relevant Parties for Commercialization

Through dialogues with counterpart government officials, etc., we shared the study contents reviewed in this JCM FS study to promote commercialization, and identified government officials and counterpart companies that would serve as counterparts in future JCM project development.

Discussions were held with the Dong Nai Provincial Industrial Park Management Committee, Long Duc Industrial Park, and the three tenant companies as the parties to exchange opinions.

In November 2023, the Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) and the Vietnamese Ministry of Industry and Trade issued a joint ministerial statement for cooperation in energy transition toward carbon neutrality, and this project is considered to be consistent with these efforts. In addition, the Japan-Vietnam Energy Working Group presented a project for a microgrid in an industrial park using storage batteries and CEMS in the FY2021 METI Quality Assurance FS subsidy, and the government of Vietnam has expressed interest in the project. We assume that there is a high level of interest in this project and the promotion of the project through private-sector JCM.

At the discussion meeting with Dong Nai Provincial Industrial Park, there were comments that Dong Nai Province is promoting the certification of eco-friendly industrial parks in accordance with Decree No.35, that they have high expectations for the initiatives of Long Duc Industrial Park, and that they would like to see eco-friendly industrial parks and smart industrial parks promoted in the new industrial parks to be developed in the future.

6. Issues and Responses for Future Commercialization

In this JCMFS study, we examined the business plan for the diffusion of decarbonization technologies and products (including financing), quantified the CO2 emission reductions from the proposed projects, and emission reductions from the proposed projects, as well as the contribution of the projects to emission reductions at the time of diffusion and expansion of decarbonization technologies/products, etc.

The JCM FS for FY2023 envisages (1) NEDO JCM demonstration projects and (2) exit strategies for private-sector JCM, and based on the results of this FS study, future issues and response policies were organized.

Initiatives and Schedule for Commercialization and JCM Project

Sojitz Corporation, Sojitz Industrial Park Company, SOL Energy, a solar power generation company, and SOGEC, an energy company, examined the feasibility of implementing this project at the Long Duc Industrial Park through private investment by the industrial park itself, Sojitz, the affiliated companies (the industrial park company, SOL Energy, a solar power generation company, and SOGEC, an energy company), and JCM. The project is expected to be implemented in phases with the cooperation of tenants, and the steps for commercialization at the end of this FS study are described below.

- Step 1: Installation of smart meters for all tenants (to understand current status)
- Step 2: Promotion of renewable energy and energy saving with cooperating tenant companies
- Step 3: Micro-grid operation in each industrial park by installing storage batteries and CEMS



Source: FS Team

Figure 6.1 Steps in Implementing a JCM Project

Based on the results of this JCM FS study, the current emission reductions and possible exit strategies are summarized in the table below.

Table 6.1 Potential Project Strategies from this FS Study

Project	Emission Reductions	Private JCM	NEDO Demonstration
Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform => Introduction to a total of 46 locations	8,190 t-CO2/Year (Reference value)	△ Insufficient reference data	-
Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving) => Introduction to about 10 companies	569 t-CO2/Year	○	-
Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS => PV (48MW) + Storage batteries (10MW, 15MWh)	20,968 t-CO2/Year	○	○

Source: FS Team

The legal system, local industrial park management committee, tenant needs, etc. were confirmed for the integrated energy management project and current situation in the industrial park, and for the expansion of renewable energy and energy conservation. The table below shows the issues to be addressed for the realization of future commercialization of the project and the policy for addressing them.

Table 6.2 Future Issues and Policies for Realization of Project Strategies

Future Challenges to Realizing Project Strategies	Plan
Project (1): Operational Improvement by Smart Meters and Integrated Data Platform ➢ Introduction of smart meters with private funding ➢ Expansion of reference data after installation	➢ This project is Step 1 of the Industrial Park Complex Energy Management Project. ➢ Continue to study the smart meter survey studied in this FS and to expand the reference data through behavior improvement measures, and study the data acquisition survey by installing smart meters. ➢ It is difficult to estimate the smart meter effect before installation, and we will improve the JCM commercialization and methodology proposal by checking the data after installation in the future.
Project (2): Automatic Air Conditioning Control for Individual Tenants (Energy Saving) ➢ Many small and medium-sized tenants have equipment with small air conditioning capacity ➢ According to a project profitability study based on data from two cooperating tenants, it takes about 4 years to recover costs even if private JCM is used. According to interviews with Japanese air-conditioning equipment companies, some said that a cost recovery of 2-3 years would be desirable, and cost-effectiveness needs to be clarified in the future.	➢ This project is Step 2 of the Industrial Park Complex Energy Management Project. ➢ It is necessary to verify the effectiveness and profitability of the project by examining the pilot installation of the equipment with tenant companies in the future. ➢ With the understanding of the amount of electricity by smart meter and the verification of the effect obtained from the test installation, we will invite tenants who wish to participate in the project and consider JCM commercialization with multiple tenant companies.
Project (3): Expansion of Rooftop Solar Power and Microgrid Operation with BESS and CEMS ➢ Delays in existing roof-mounted solar projects (license approval, etc.) ➢ Currently, in Vietnam, the industrial parks are not allowed to sell electricity to the	➢ This project is Step 3 of the Industrial Park Complex Energy Management Project. It establishes a system to comprehensively understand and analyze the amount of electricity, renewable energy, and energy saving effects through the integrated data PF. (Step 1 & Step 2)

state-run power company or to interconnect with neighboring industrial parks. ➢ As a result, energy management by industrial parks is limited to intra-estate transmission, which poses challenges for expanding renewable energy and energy efficiency and securing profitability.	➢ In the future, the timing of introduction of storage batteries and CMES will be considered, taking into account the legal system, institutional design of Direct PPA projects, etc. ➢ In the future, if the establishment of a system for selling electricity to EVNs and inter-industrial park interconnections with neighboring industrial parks is promoted, the diffusion and horizontal deployment of combined energy management projects by industrial parks will be more actively promoted. ➢ Since there is no microgrid operation in industrial parks in Vietnam, consider exit strategies such as NEDO JCM demonstration project as the first microgrid project in an industrial park in Vietnam.

Source: FS Team

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1, 7.2 and 7.3 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Private-sector JCM feasibility study on integrated energy management and data platform in industrial parks

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Sojitz Corporation

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.7. 東洋エンジニアリング株式会社

事業名：（中南米事業対象国）パルプ工場から排出される CO2 を原料とした化学品/合成燃料製造に係る JCM 実現可能性調査

実施者：東洋エンジニアリング株式会社
共同実施者：日本工営株式会社

1. JCM FS 調査の目的

東洋エンジニアリング（以下、「TOYO」）が保有している脱炭素化技術（グリーンメタノール）の、調査対象国における実現可能性を調査することによって、調査対象国での温室効果ガス及び JCM クレジット化の実現性を検討することを目的とし、以下に示すアウトプットに向けた業務を実施した。

尚、調査事業実施にあたっては、調査対象国のパートナー会社の協力のもと、必要なデータ、情報の開示ならびに諸フィードバックを受けながら実施した。

（アウトプット）

- 現在 GHG を排出しているプラントに、TOYO 保有脱炭素化技術を適用して事業化および JCM プロジェクト化した場合に見込まれる GHG 排出削減量とその算定方法。
- TOYO 保有脱炭素化技術の普及戦略における調査対象国及び他国での排出削減への貢献量とその算定方法。
- 実現可能性調査業務終了後の JCM プロジェクト化事業計画および活動の整理

2. JCM FS 調査の実施体制

本 JCM FS 調査の実施体制図ならびに体制図企業の責任と役割を以下に記載する。

表 1 JCMFS 調査の実施体制

企業名	体制上の役割	責任と役割
東洋エンジニアリング	実施者	-プロジェクトのコンセプト策定・技術的検討 -事業化および JCM プロジェクト化の検討 -課題と対応策の検討 GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討
日本工営	共同実施者	-関連政策・制度の動向分析 -GHG 削減量試算のための JCM 方法論案の検討・作成、GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

		-相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整
調査対象国パートナー企業	調査対象国パートナー企業	-本調査事業の対象設備（CO_2 排出源となる既設パルプ工場及びグリーン水素製造に必要な再エネ電力を供給するバイオマス発電所）の保有者であり、本調査事業実施に先立ち、本調査事業についての協議を重ねてきた。調査事業中、必要な情報・データの供与、コンセプト策定及び事業化に向けた協議を行った。

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. JCM FS 調査項目とそのスケジュール

JCM FS 主要調査項目ならびにそのスケジュールを以下に示す。

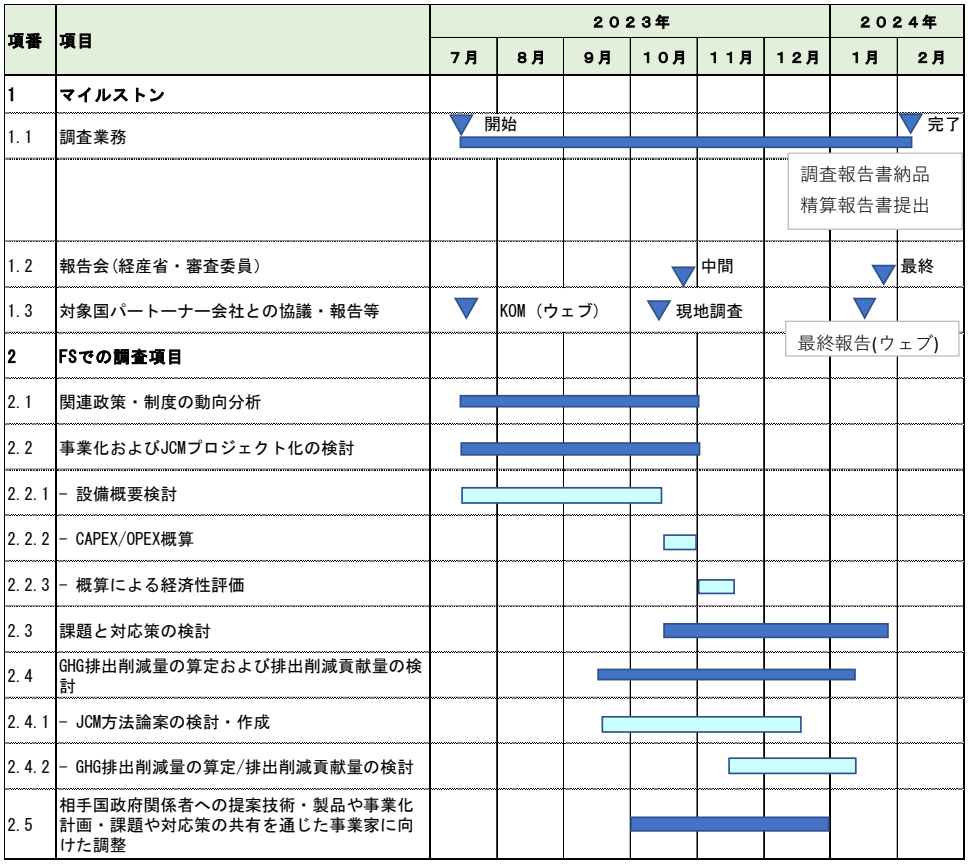


図 1 JCM FS スケジュール

3.2. 現地調査実績

JCM FS 調査期間中に実施した現地調査実績を、日程、相手先、調査項目とともに以下に記載する。

10/23　　調査）調査対象既存パルプ工場（対象技術導入予定工場）

10/24　　会議）JOGMEC、調査対象国ユーテイリテイー会社、調査対象国パートナー会社および親会社(石油元売り)

10/25　　会議）セメント会社、飲料製造販売会社
10/26　　会議）セメント会社
10/30　　会議）調査対象国日本国大使館、JETRO
10/31　　会議）調査対象国政府機関

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

調査対象国は、2050 年カーボンニュートラルを達成するための長期エネルギー計画において、二酸化炭素の回収・利用・貯留（CCUS）の重要性を高く評価している。一方、その実施と利用を管理する積極的な法制度はまだ整備されていない。CCUS 技術の安全かつ効果的で大規模な導入を導くためには、包括的な政策と規制の枠組みが急務である。

燃料に関する包括的な国家法制度ロードマップでは、様々なエネルギーに関する調査研究、探査、開発、発電、送電、輸送、貯蔵、分配、消費、効率的利用、輸出入を含む様々な活動が計画されている。これには、電気、石炭、ガス、石油とその派生物、原子力、地熱、太陽エネルギー、水素、水素由来の燃料が含まれる。ただし、現段階ではグリーン水素に関する議論が進められている一方で CCU や E-fuel に関する法制度は存在していない。

なお水素分野プロジェクトの環境アセスメントにおいては、特にバリューチェーン全体を包含するプロジェクト（再生可能エネルギーの調達から、水の電気分解による水素製造、その調整と貯蔵、再変換、そして最終的には輸送と流通）について、対象となっている特定のプロジェクトを評価することに重点を置いている。つまり、評価対象プロジェクトに焦点を当てる一方で、水素バリューチェーンの他のプロセスやサブプロセスについては、評価対象プロジェクトと本質的に関連がない限り、必ずしも掘り下げないということである。これによってより的を絞った効率的な評価を保証し、許可取得のスケジュールを早めることを目指している。

その他に、調査対象国では運輸通信省がエネルギー省と協力し持続可能な航空燃料（SAF）分野への取り組みを進めている。特に米州開発銀行（IDB）との協力で SAF に関するロードマップの作成を進めており、国際航空機関（ICAO）のような組織が設定した国際基準に合わせる方向で進んでいくことが予測できる。

その他に関連するプログラムとして、官民組織における温室効果ガス（GHG）排出量の管理を奨励し、GHG 排出量削減に貢献することを目的としたものがある。プログラム内で直接 CCU について言及があるものではないが、各企業等の排出が明確化されることによって、脱炭素への関心がさらに高まり、CCU 等に関心を持つ企業の増加に貢献すると想定される。

最後に、汚染物質排出・移動登録（PRTR）制度によって、調査対象国内において各企業が現在では 121 の汚染物質と 9 の物理・生物学的パラメータの報告を行っている。報告には点源から排出される CO2 量も報告されており、同報告量に基づき、額は小さいものの炭素税が課されている。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

4.2.1. 本事業の設備概念検討の背景・前提

本事業の設備概念検討は以下の背景・前提のもとで行われた。

1) パートナー会社は、木材を原料としてパルプを製造するパルプ工場を保有している。その工場では、製造工程で副生される黒液(Black Liquor)や木質バイオマスを燃料とするボイラーがあり、そのボイラーで発生させたスチームを駆動力とするタービン発電機を有している。
2) 上記 1)のタービン発電機で発電される電力はその由来燃料より、再エネ電源と定義され、工場内で必要とされる需要を賄うとともに、余剰電力も発電しており、その余剰分は、現在グリッドに送電されている。
3) 上記 1)のボイラーからの排ガスには相当量の CO2 が含まれている
4) パートナー会社は、現在パートナー会社が合板の製造等に使われる樹脂の原料としてメタノールを調達している

4.2.2 本事業の設備概念検討のコンセプト

本事業の設備概念設計を実施するにあたり、TOYO が保有する脱炭素化技術（グリーンメタノール）を以下のように適用した。

1). グリーンメタノール製造原料

1.1). グリーン水素

上記 2)の発電されている余剰再エネ電源を水電解装置に供給し、グリーンメタノールの原料であるグリーン水素を製造する。

1.2). CO2

上記 3)で排出されているボイラー排ガスを CO2 回収設備で処理することによって、グリーンメタノールの原料として必要となる CO2 を回収する。

2). メタノール製品

本事業で製造されるグリーンメタノールにより、上記 4)で使用されている天然ガス由来のメタノールを代替することにより、GHG 排出削減に貢献する。

4.2.3 事業設備構成と設備容量

4.2.2 で必要となるグリーンメタノール製造のための原料量、条件を満たすパルプ工場を特定したうえで、以下の表 2 に示す各設備の適用技術の設備容量決定支配要因をもとに検討した結果、以下表 3 に示す設備容量ならびに構成が得られた。

各設備の適用技術の詳細は次章 4.2.4 で記載する。

表 2 事業設備容量決定支配要因（東洋エンジニアリングにて作成）

グリーンメタノール合成 1)	適用技術	TOYO g-Methanol® プロセス
水電解装置 2)	適用技術	アルカリ水電解（AEC）
	消費電力	5 kW/H2-Nm3
CO2 回収装置 3)	適用技術	化学吸収法
	CO2 回収率	90%

表 3 事業設備容量（東洋エンジニアリングにて作成）

グリーンメタノール合成設備	9.6 t/h (230MTPD)
水電解設備	2.0 t/h
CO2 回収設備	14.0 t/h

事業対象であるパルプ工場における、事業前後の設備容量ならびにその構成を以下図 2 に示す。

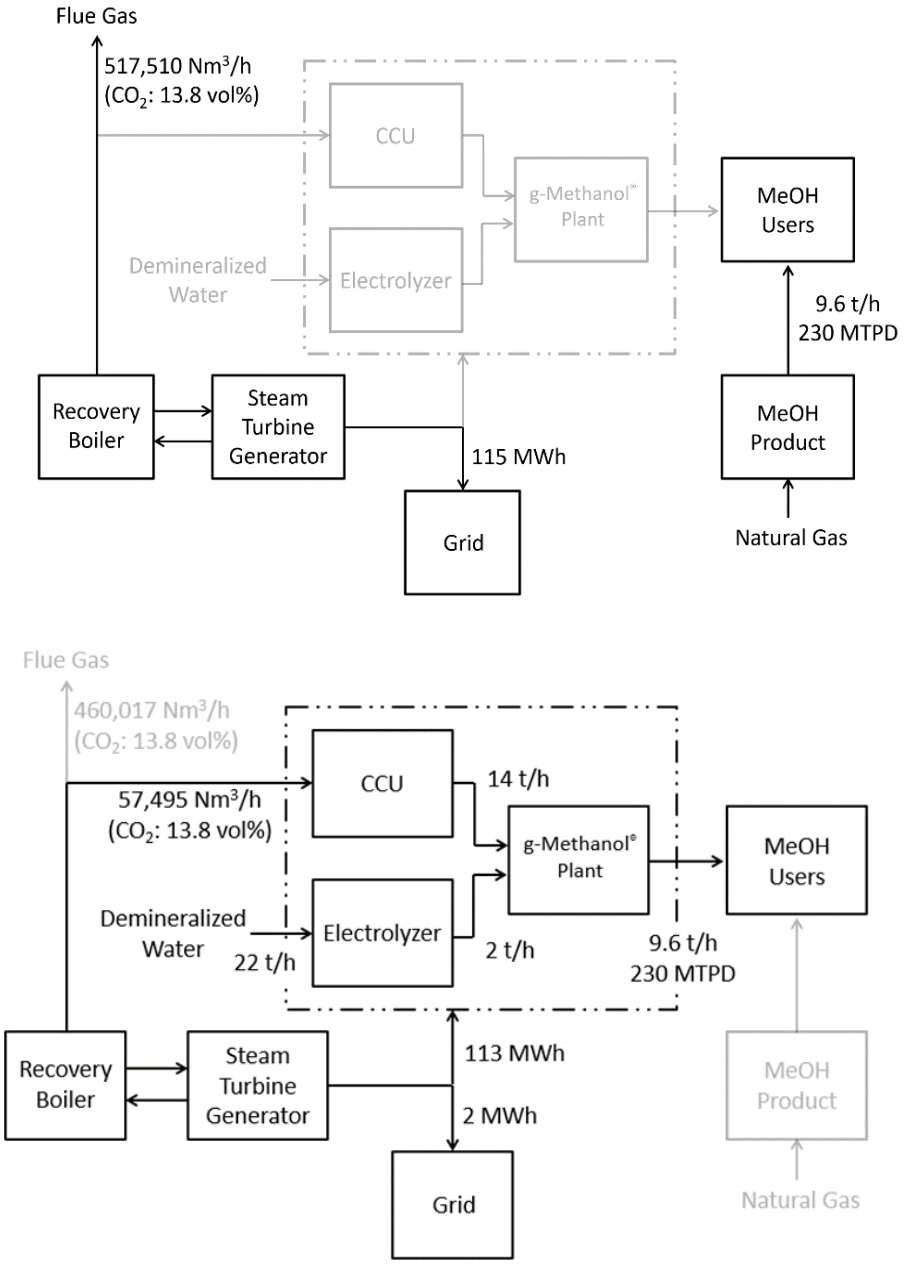


図 2 事業前後の設備容量・構成比較 （上：事業前、下：事業後）：
東洋エンジニアリングにて作成

4.2.4. 適用した技術ならびに設備の説明

1). グリーンメタノール製造技術

本事業におけるグリーンメタノール製造技術として、TOYO が保有するメタノール合成プロセス g-Methanol®を適用する。g-Methanol®は、TOYO 独自のメタノール合成リアクターである MRF-Z®を採用した合成セクションと、メタノールを精製する蒸留セクションに分かれる。

【合成セクション】H2 と CO2 から成る合成ガスは、合成ガスコンプレッサーによって昇圧され、メタノール合成反応器である MRF-Z®リアクターへ送られる。メタノール合成反応は H2 と CO2 を原料とし、銅触媒下において、下記に示すメタノール合成反応と逆シフト反応によってメタノールが合成される。

$$CO+2H2 \leftrightarrow CH3OH \quad (\Delta H=-90.6\ MJ/kmol)$$

$$CO2+2H2 \leftrightarrow CH3OH+H2O \quad (\Delta H=-49.4\ MJ/kmol)$$

$$CO2+2H2 \leftrightarrow CO+H2O \quad (\Delta H=41.2\ MJ/kmol)$$

上記の総括反応は発熱反応であり、高圧・低温ほど平衡濃度が高くなるため除熱をしながらメタノール濃度を上げる操作が必要となる。そのためボイラー水(BFW)を冷媒として反応器に供給し、昇温、気化し飽和蒸気を生成することで反応熱を回収する。反応器の出口生成物は冷却された後、フラッシュドラムでリサイクルガスと粗メタノールへと分けられる。リサイクルガスは、原料合成ガスへ混ぜられ合成ループが形成される。リサイクルガスの一部は、原料合成ガスにわずかに含まれる窒素やアルゴンなどの不活性成分を除去するために未反応 H2 と共にパージガスとして排出される。

【MRF-Z®リアクターの特徴】下図 3 に、商用化されている 3 タイプの代表的なメタノール合成リアクターを示す。TYPE A は Quench 型であり、B と C は Shell & Tube 型である。近年では反応熱をスチームとして回収し有効活用ができるという点で、TYPE B または C が採用されている。TYPE B と C は触媒を充填する位置に違いがあり、B では Tube 側に、C では Shell 側に充填される。一方で TOYO の MRF-Z®は TYPE C に分類され、その構造の違いから下記の利点がある。

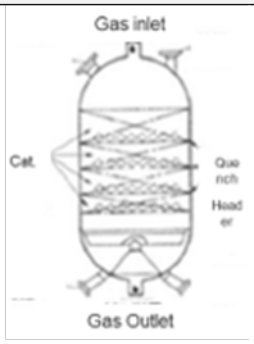
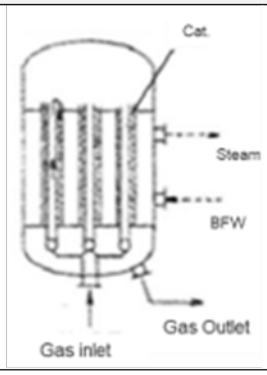
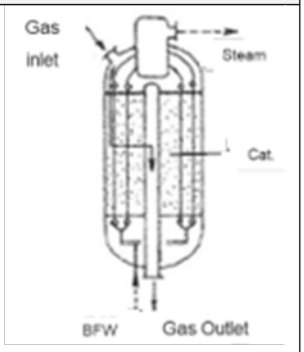
	TYPE A	TYPE B	TYPE C
構造			
ライセンサー	ICI	MGC/MHI	TOYO
型式	Quench	二重管熱交式	多段冷却ラジアルフロー式
転化率	低	高	中
ΔP	低	中	低
大型化	容易	難	容易
熱回収	-	中圧スチーム	中圧スチーム

図 3 代表的なメタノール合成リアクターの構造と特徴
東洋エンジニアリングにて作成

触媒の最小化

下図 4 に、MRF-Z®リアクターの詳細構造を示す。プロセス流体が反応器外側から内側に向かって流れ、多段の冷却管を備えることによって下図 5 で示されるような最大反応速度線に沿った温度プロファイルを実現することができる。これより触媒充填量あたりのメタノール濃度が上昇し、必要とされる触媒量を最小化することができる。

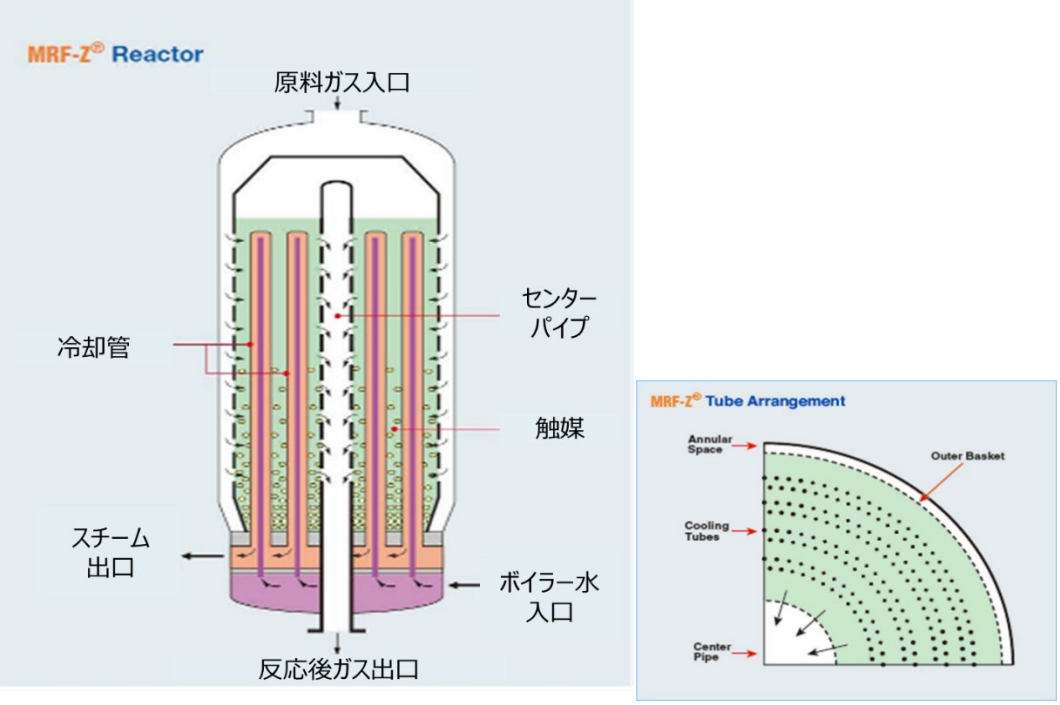


図 4 MRF-Z®リアクターの内部構造
東洋エンジニアリングにて作成

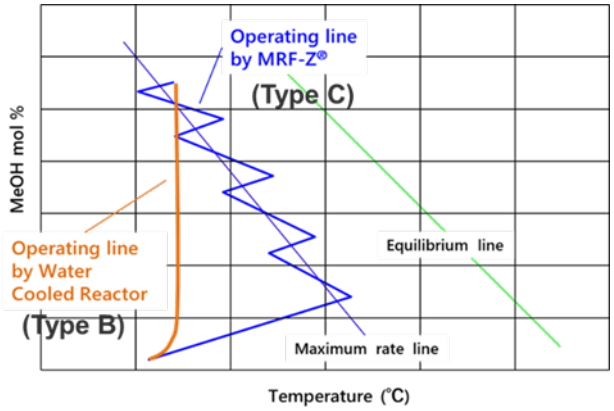


図 5 反応器内部の運転線
東洋エンジニアリングにて作成

触媒交換作業の省力化

また TYPE C は、運転性の観点で触媒の交換が容易であるという点でも優位性がある。TYPE B ではプラント規模によっては数百以上の Tube それぞれに充填された触媒を交換しなければならないのに対し、TYPE C では Shell 側に触媒が充填されているため交換作業が容易である。特に MRF-Z®に関しては、反応器下側から容易に触媒を取り出すことができ、交換作業の省力化が可能である。

【蒸留セクション】蒸留セクションは、軽沸物処理塔とメタノール蒸留塔の 2 つの蒸留塔により、製品メタノールを精製する。軽沸物処理塔では、粗メタノールにわずかに溶け込んだ未反応 CO2 とジメチルエーテルやギ酸メチルなどの低沸アルコール副生成物が除去される。メタノール蒸留塔では、軽沸物処理塔からの粗メタノールを蒸留操作によってメタノールと水を分離し製品メタノールが塔頂部から回収される。メタノール合成反応の副生成物である水は蒸留塔下部から排出され、イソブチルアルコールやエタノールなどの高級アルコール副生成物が水とメタノールと共にフーゼル油として回収される。

本事業におけるグリーンメタノール合成設備の概要を以下に示す。

表 4 グリーンメタノール合成設備概要（東洋エンジニアリングにて作成）

適用技術	g-Methanol®
設備容量	230MTPD (9.6 t/h)

2). 水電解装置技術

水電解技術は、電解セルの形式によりアルカリ水電解（Alkaline Electrolysis Cell、以下 AEC)、プロトン交換膜電解（Proton Exchange Membrane electrolysis、以下 PEM)、固体酸化物電解（Solid Oxide Electrolysis Cell、以下 SOEC）に大別される。以下表 5 に各水電解技術の概要を示す。

表 5 水電解技術概要（東洋エンジニアリングにて作成）

	AEC	PEM	SOEC
Commercial Status	Mature	Commercial, rapid growth	Demonstration
Capital Cost	Low (Low cost material, Ni, Fe, KOH)	Moderate (Noble metal like Pt, but falling fast)	High (Expected to drop)
Efficiency (Electrical)	- 70%	Approaching AEC, expected to – 80%	Expected to 80 – 90%, but needs heat input
Stack life (hours)	75,000 (as of 2020) 80,000 (2050)	57,000 (as of 2020) 75,000 (2050)	48,000 (as of 2020) 70,000 (2050)
Temperature (degC)	Low (<100)	Low (<100, up to 200)	High 500 – 1000
Pressure (barG)	Low (near ATM) Can operate up to 30*1	High (< 30 barg) Can operate up to 70	Low Can operate up to 10
System Responce	Seconds	Milliseconds	Seconds
Cold Start Time (min)	<60	<20	60
Strengths	Low cost material	Responsibility to power grid fluctuation, sub second response	High Efficiency Potential Integration with high temperature industry

*1 運転圧は、各電解装置ベンダーの型式によって異なる

【AEC】 AEC は現在最も多くの商業実績がある成熟した技術である。電解装置の CAPEX は他の技術に比べて安価である。また、OPEX に大きく影響する電解効率（Efficiency）についても、現状では他の技術に比べて良い傾向がある。一方で、AEC は既に成熟した技術であるため、今後の技術改良による CAPEX、 OPEX 改善の余地は限られる。

【PEM】 PEM は AEC に次ぎ商業実績のある技術である。現時点では CAPEX、電解効率共に AEC に劣るが、今後急速に改善し、主要な水電解技術となると考えられている。現状では、電極に白金などの貴金属を使用するため、CAPEX が高くなるが、より安価な電極材料を使用する技術開発が進んでいる。また、PEM は、装置の応答性（System Response)、及び停止状態からの起動時間（Cold Start Time）において、AEC や SOEC より優位である。そのため、太陽光や風力に代表される供給変動性のある再エネ電源を使用する場合、PEM は再エネ変動への追従性という面で有利であると考えられる。

【SOEC】 SOEC は AEC や PEM に比べて新しい技術である。原料に高温水蒸気を使用するため、電解効率が AEC や PEM に比べて高い。そのため、商業化されれば、他の技術に比べて OPEX が有利になると考えられている。一方で、SOEC は他の技術に比べて運転温度が高温（500 – 1000℃）であり、高温熱源の確保が必要であることに注意を要する。

本事業においては、使用する再エネ電源はバイオマス発電であり、変動性はなく電力の安定供給が可能であると考えられる。そのため、現状で CAPEX、OPEX 双方に優位性がある AEC を水電解装置の技術として適用し、各ベンダーの AEC 電解装置の中でコスト競争力のある型式を選定した。以下表 6 に選定した電解装置の概要をまとめる。

表 6 水電解装置概要（東洋エンジニアリングにて作成）

適用技術	AEC
設備容量	2 t/h
消費電力	5 kW/H2-Nm^3
運転圧力	17 barG

3). CO2 回収設備技術

CO2 回収技術は、主に化学吸収法、物理吸収法、膜分離法、深冷分離法、物理吸着法の 5 つに大別される。

【化学吸収法】 化学吸収法は、イオン化学反応を利用して、CO2 を分離する方法である。イオン結合により、CO2 を吸収するモノエタノールアミン（MEA）液などのアミン水溶液に排ガスを通して、液中に CO2 を取り込む。吸収塔内で CO2 は 40-50℃でアミン水溶液とイオン結合反応を起こし、アミン炭酸塩を生成する。生成されたアミン炭酸塩を再生塔で 110-130℃まで加熱することで、CO2 はアミン水溶液から脱離し、高濃度の CO2 が回収される。

【物理吸収法】 物理吸収法は、CO2 をイオン結合させて吸収する化学吸収法とは違い、吸収塔でポリエチレングリコール系溶液やメタノールなどの吸収液に排ガスを通して、高圧・低温下で物理的に CO2 を吸収する方法である。そして、再生塔で減圧又は加熱し、高濃度の CO2 を回収する。化学吸収法がイオン結合を利用したのに対して、物理吸収法では圧力や温度を利用して吸収液に CO2 を取り込む点で異なるが、基本的に装置設備は同様の構造となる。

【膜分離法】 膜分離法は、排ガス中の CO2 分子を、分子径サイズによって篩い分ける方法（分子篩）と、膜への CO2 溶解・拡散による選択透過等がある。膜分離法は、高圧力の排ガスからの CO2 分離においては、上記の化学吸収法及び物理吸収法のように加減圧や加熱によるエネルギー消費がなく、エネルギー効率が高い点で優れている。しかし、分離に必要な膜面積を確保するための物理的な空間を要する点やろ過技術の観点から、高濃度の CO2 を得られない点で難が残っている。

【深冷分離法】 深冷分離法は、気体の沸点の違いを利用し、排ガスを圧縮及び低温液化し、蒸留することで CO2 を取り出す方法である。しかし、他の分離方法に対して、設備投資コストが高くなることや排ガスの圧縮に必要なエネルギー消費量が大きいため、実用化には至っていない。

【物理吸着法】 物理吸着法は、CO2 を圧力差と温度差を活用して、他の気体と分離させる方法である。具体的には、ゼオライトや活性炭などの固体の吸着材に排ガスを通して、CO2 を吸着させて取り出す。また、物理吸着法は、高圧下で吸着させた CO2 を低圧下で吸着させて回収する圧力スイング吸着法（PSA）と、低温で吸着した CO2 を高温で脱着させて回収する温度スイング吸着法（TSA）の 2 種類に加えて、両者を併用する PTSA 法がある。

下図 6 に CO2 回収技術それぞれの特性と選定基準について示す。本事業において CO2 回収設備の原料となるのは、Recovery Boiler からのボイラー燃焼排ガスであるため、その性状から化学吸収法を CO2 回収技術として適用する。

（CO2 分離回収技術の特性）

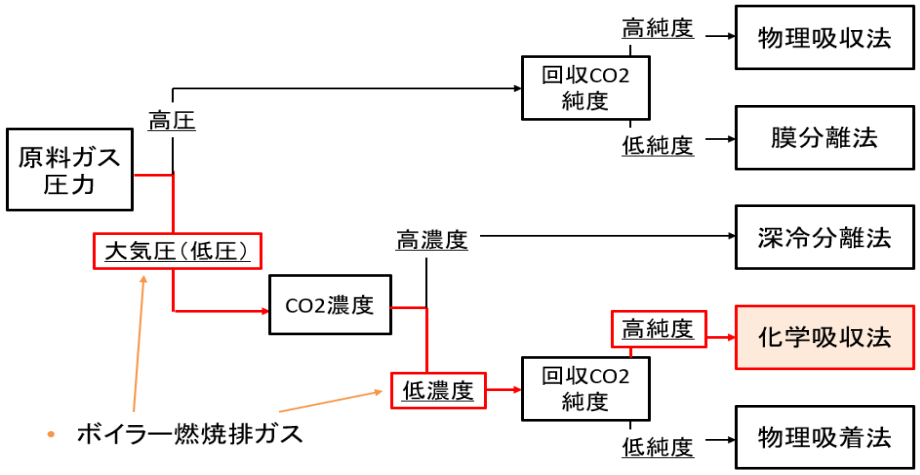


図 6 CO2 回収技術それぞれの特性と選定基準
東洋エンジニアリングにて作成

本事業における CO2 回収設備の概要を以下表 7 に示す。

表 7 CO2 回収設備概要（東洋エンジニアリングにて作成）

適用技術	化学吸収法
設備容量	14 t/h
CO2 回収率	90%

4.2.5 経済性評価

上記に記載した設備構成及び容量に基づき、下図 7 に示す積算範囲において、CAPEX ならびに OPEX 積算を行った。

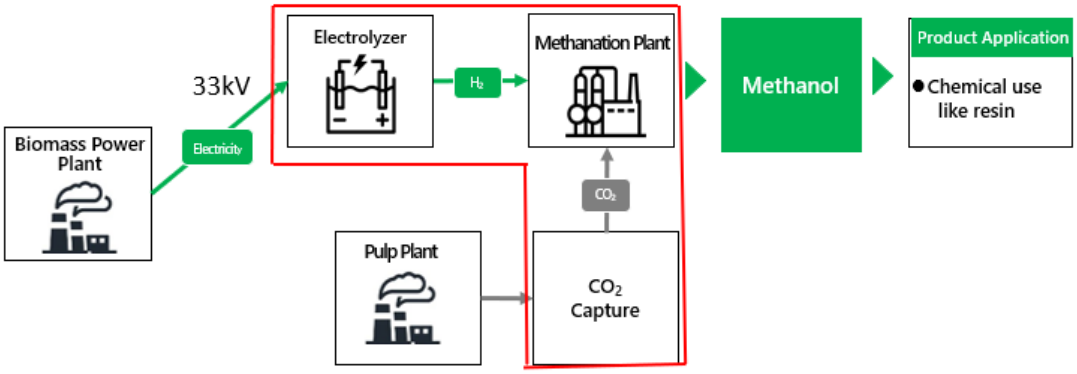


図 7 CAPEX/OPEX 積算範囲
東洋エンジニアリングにて作成

積算範囲は上図の赤枠で示されている設備であり、具体的には下記の設備である。

1）水素製造設備（Electrolyzer）
2) CO2 回収設備
3）グリーンメタノール合成設備（含むメタノール貯蔵タンク）
4）上記 1), 2), 3)を繋ぐ配管ならびにケーブル

ただし、グリーンメタノール製造に必要な用役は、既設パルプ工場から供給される前提である為、既存設備の改造費も合わせて積算対象には含めていない。

パートナー会社と協議のもと、経済性評価モデルを作成し、本事業の経済性評価を行った結果、以下図 8 に示すグリーンメタノール製造コストが得られた。なお、本事業のビジネス主体・モデル等が未定であることから、このグリーンメタノール製造コストに利益は含まれていない。即ち内部収益率は 0%でのコストである。図に示されているとおり、グリーンメタノールコストを支配しているのは OPEX であり(78%)、その OPEX の大部分を占めるのが電気代である。

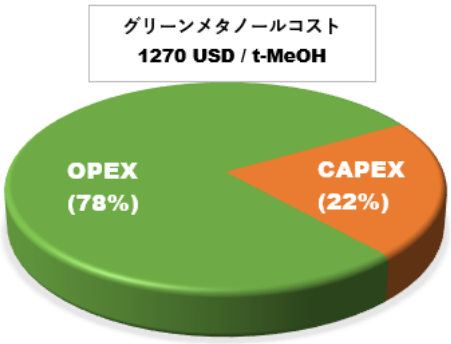


図 8 グリーンメタノール製造コスト
東洋エンジニアリングにて作成

4.2.6. JCM プロジェクト化事業化計画

本事業では商業レベルでのグリーンメタノールの製造を目指している。従って、本事業としては「民間資金を中心とする JCM プロジェクト」（民間 JCM）の組成を目指すことを想定している。また、本事業報告書では、この場合の方法論を記載しているが、今後の詳細な検討結果に基づき、必要に応じて修正・改訂していく必要がある。

FS 後の事業開発プロセスとロードマップとしては、以下を想定している。

1）パートナー会社との、本事業調査結果を基にした会社事業方針のすり合わせ。=> 2024 年前半
2）1)の結果に基づくより詳細な事業化計画策定（基本設計、基本設計に基づく CAPEX/OPEX 積算、経済性評価、環境申請準備）=>2024 年内
3) Project Idea Note（改訂版） の提出 => 2024 年内
4) FEED 作成及び環境申請提出 => 2025 年内
5）新規設備導入及び既設改造 EPC => 2026 年～2029 年
6）完工及び JCM クレジット発行 => 2030 年

4.2.7. 合成燃料への展開検討

MTJ 技術はイソパラフィン主成分となる MTO（Methanol to Olefines）型と、芳香族成分も含まれる MTG（Methanol to Gasoline）型が提案されているが、本調査では既存技術からある程度推定が可能な MTO 型技術を想定した。そのブロックフローは下図 9 のとおりである。230MTPD のメタノールを全量 MTJ プロセスで処理した際の、試算されたジェット留分生産量は日産約 100kL で、見込まれる GHG 削減効果は、年間約 10 万トンであった。

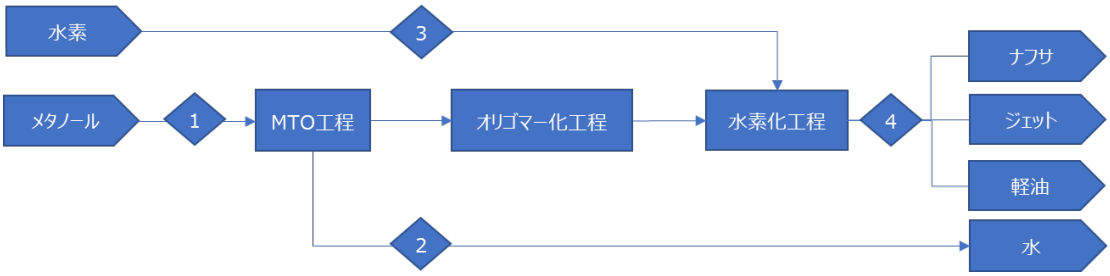


図 9 MTJ プロセスブロックフロー
東洋エンジニアリングにて作成

4.3. 課題と対応策の検討

本調査事業実施前にあげられていた、技術面及び経済性から実現性のための課題と対応策について、検討を行った結果を以下に述べる。

4.3.1. 技術面から実現のための課題

4.3.1.1. CO2 を原料とするメタノール触媒の失活対策

CO_2 を原料とするメタノール合成反応においては、メタノールと等モル量の水が副生する。一般的に使用されている Cu-ZnO 系（銅-酸化亜鉛系）メタノール合成触媒は、水の存在下において劣化しやすい傾向がある。STY（空時収率）で比較すると、Cu/ZnO 触媒≧Cu/ZrO_2 触媒>Cu 担持触媒≧非 Cu 触媒となる。日本では、RITE（地球環境産業技術研究機構）が Cu/ZnO/ZrO_2/Al_2O_3/SiO_2 触媒を開発し、2010 年にパイロットスケールプラントに採用した。その他、いくつかの研究機関から、 CO_2 を原料とするメタノール合成反応において使用できる新しい触媒が報告されているが、商業規模のプラントに適用するにはまだ時間を要する見込みである。商業規模のプロセスでは、Cu/ZnO/Al_2O_3 触媒が一般的に採用されている。Clariant など既存のメタノール触媒の製造に取り組んでいるメーカーを中心に、従来と比較し大きく耐久性を向上させた型式での CO2 を原料とするメタノール触媒の開発に取り組んでおり、本事業で採用できることが期待されている。

4.3.1.2. H2/CO2 圧縮機システムの検討

水電解装置出口水素圧力は、選定する水電解装置の型式により異なる。CO2 圧力は化学吸収法では大気圧に近い圧力である。一方、メタノール合成圧力は 50-100bar 程度であり、そこまで昇圧するための最適な圧縮機の昇圧システムの検討が必要になる。具体的には、水電解装置の型式選定後、発生水素圧力を考慮して、CO2 を H2 と混合する圧力を決める必要がある。

本事業においては、まず、最も CAPEX インパクトの高い水電解装置のタイプ選定並びに仕様決定を行った結果、アルカリ水電解方式を選定した。

一方で、化学吸収法による回収 CO2 圧力は大気圧に近い圧力であるが、g-Methanol®プロセスにおけるメタノール合成圧力は 50-100bar 程度である。低分子量の水素は、単独での昇圧を想定すると圧縮比を高くすることができないため昇圧に多段のケーシングを必要とする。一方で水素を CO2 とあらかじめ混合後、必要圧力まで昇圧するシステムの場合には圧縮機の必要段数が抑えられる。そのため、本事

業においては、下図 10 に示すように、CO2 を 17 barG まで昇圧したのちに H2 と混合し、CO2 と H2 から成る合成ガスをメタノール合成圧力まで昇圧するスキームとした。

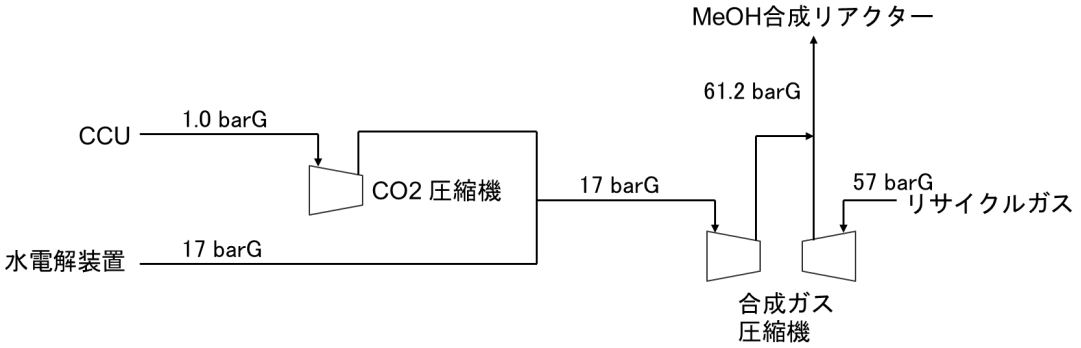


図 10 合成ガス昇圧スキーム
東洋エンジニアリングにて作成

4.3.2. 経済性から実現のための課題

4,3,2,1. 再エネ電源の安定供給(量・変動)ならびに価格

本事業では、水電解装置の再エネ電力供給源を、蒸気タービン発電機（Power Boiler, Recovery Boiler にて発生するスチームにて発電）とすることで以下のメリットを享受することができる。

- バイオマス発電として、夜間も含めて 24 時間安定的に再エネ供給が可能である。(現状は、パルプ工場での必要量からの余剰分をグリッドに外販しており、その分を本事業に充てることで安定供給が可能。太陽光発電、風力発電と異なり、供給電力の変動対策を行う必要がなく、そのための設備（例えば水素貯蔵設備や蓄電池）が不要である。)
- CO2 排出源も同様に Power Boiler, Recovery Boiler であることから、再エネ電力源と必要な設備（CO2 回収装置、水電解装置、グリーンメタノール合成装置）を近接して配置できる。(Interconnection の為のケーブル・配管量等を最小化できる)

蒸気タービン発電機からの余剰電力は、利益込みでグリッドに外販されている。本調査の結果で得られたグリーンメタノールコスト(利益を含まないコスト)は、約 1270 USD/t-MeOH と高止まりすることから、本事業の実現のためには、グリーンメタノールコストの主要構成部である水素製造 OPEX の低減、即ち再エネコストの低減が必須である。つまり、パートナー会社にとっては、グリーンメタノールを製造し合板製品の Scope 3 排出削減を達成する為に、再エネ電力の外販で得られる利益を逸失することを意味する。パートナー会社は、環境価値向上に関して積極的ではあるものの、この利益損失をどう判断するかは、経営的な判断も必要になることから、時間をかけて丁寧にパートナー会社と協議を重ねる必要がある。

4.3.2.2. 合板事業におけるグリーンメタノールの需要

本事業により、現在パートナー会社が合板製造に使っている化石燃料由来のメタノールをグリーンメタノールにて代替することが可能となる。一方、価格に関しては、現在の購入価格と比べ、今回算出したグリーンメタノール価格は相当割高なものとなる。一方、最終製品である合板の製造コストに占める

メタノール（化石燃料由来）コストの比率を鑑みると、グリーンアンモニアに代替したコストインパクトは、直接合板製品の価格へ直接的にはひびいてこない（相対的にはコストインパクトは低くなる）。Scope-3 の GHG 排出量削減による環境価値の高いグリーン合板の需要に関して、パートナー会社にて更なる調査が必要である。

4.3.2.3. 合板事業以外でのグリーンメタノール用途の検討

化学品以外でのメタノールの用途として、舶用燃料等の燃料用途が近年、注目されている。調査対象国においても、メタノールのバンカリング需要が今後増えてくると思われるが、調査対象国ではグリーンアンモニア製造プロジェクトが数多く計画されている一方、グリーンメタノール製造プロジェクトの計画はほとんど無いことから、グリーンアンモニアが今後、炭素強度の低いクリーンな船舶燃料として使用されていく見込みである。

一方、パートナー会社等との討議の結果、調査対象国でのグリーンメタノールユーザーとしては、「サケ養殖会社」、「ワイン製造会社」などが考えられ、それらの製品を欧州等へ輸出する際に、低炭素強度を謳った商品として価格上昇幅を吸収できる可能性が有る。この可能性に関して、更なる調査が必要である。

また、航空分野で用途としては、グリーンメタノールを原料として MTJ にて SAF を作ることが考えられるが、これに関しては 4.2.7 章に概略調査結果を記載している。

4.3.2.4. プラントのスケールアップによるコスト低減可能性

4.2.3 章に示すとおり、本事業では、総排ガス量のうち、その約 7%のみを利用して CO2 を回収しグリーンメタノールを製造している。従って、CO2 回収量を増やせば、パートナー会社全体における GHG 排出量削減量の増大に寄与すると共に、プラントのスケールメリットによりグリーンメタノール製造コストを低減できる可能性が有るとの意見もパートナー会社から提起された。

仮に、本調査対象ボイラーの総排出量に相当する量の CO2 を用いてグリーンメタノールを製造した場合、その設備規模とメタノール価格がどのようになるか概略検討を行った。

その結果として得られた CO2 回収設備は、5,500 MTPD と大型となり、これは世界最大の CO2 回収装置である米国 Petra Nova の CO2 回収装置（4,776 MTPD）を上回る大きさとなる。また、再エネの必要電力容量（設備利用率が 100%の場合）及び水電解装置容量も 1.8GW と大きくなり、再エネ電源の開発と水電解装置の調達がネックになることが分かる。

一方、これらの設備容量を用いて、グリーンメタノール価格を積算した結果、230MTPD の場合と比較して、約 10-20%程度の削減が可能であることが分かった。

本調査の結果では、グリーンメタノール価格に対して、その半分以上が再エネ電力コストとなることから、プラントのスケールアップによるグリーンメタノール価格全体へ低減効果は限定的である。従って、将来的には再エネ製造コスト及び水素製造コストの低減が見込まれることを考慮すると、最初の設備規模及び事業投資コストは小さくして、即ち、現時点における余剰の再エネ電力(115MW)を最大限利用する、追加 CAPEX 投資を伴わない範囲にとどめ、製品であるグリーンメタノールのマーケット醸成に合わせて、段階的にグリーンメタノールの製造量を増大させていく方が良いと判断できる。本件に関

しても、パートナー会社の事業戦略及び投資判断と密接に関連することから、パートナー会社とは継続的に協議していく必要がある。

4.3.2.5. 水電解装置の今後のマーケット動向評価

“IRENA Green Hydrogen Reduction Cost 2020”によれば、水電解装置の今後の大きなコストダウン要因として「サプライヤーの製造能力アップ」と「製造知見の蓄積」があげられ、2030 年時点で水電解装置のコストは 350～450 USD/kW 程度になると予想されている。本事業の CAPEX 積算で採用した、TOYO 社内保有コストデータは、その範囲内にあるが、今後の水電解装置の技術・開発動向及び価格動向に関しては、日本及び欧米・中国のサプライヤーから情報入手を継続していく予定である。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

方法論のタイトル、用語の定義、方法論の要旨は以下の通りである。大規模排出源である紙パルプセクターは、大量のバイオマスを活用しており、これら炭素を回収し利活用していくことは、生物起源の炭素循環を進めていくことになり、気候変動緩和への貢献度が高い。そこで、本方法論は、紙パルプセクターにおける CO2 回収とグリーンメタノールの製造、そしてメタノールを化学品として使用している量を置き換えるものとして検討した。

A. Title of the methodology

Production of Green Methanol from captured CO_2 and clean hydrogen for replacing the methanol produced from natural gas in the pulp and paper sector

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Green methanol	Green methanol is produced from clean hydrogen and captured CO_2.
Clean hydrogen	Clean hydrogen shall be defined based on Carbon intensity (Well-to-Gate). The reference values shall be those recognized by the governments of both countries at the time of project registration.
Renewable Energy	Renewable energy is energy derived from natural sources that are constantly replenished, such as sunlight, wind, water movement, and geothermal heat. Renewable energy sources include solar, wind, hydroelectric, geothermal, and biomass energy.
Carbon capture	Carbon capture is a technology to capture CO_2 from large

	point sources or atmosphere. By preventing the release of CO_2 into the atmosphere or removing the CO_2 from the atmosphere, carbon capture technology mitigates climate change. CO_2 sources are not limited to Biogenic.
Methanol produced from natural gas	Conventionally, methanol has been produced from natural gas in the target country.
Methanol	The methanol is to be used as chemical substance, not as the fuel.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Green methanol is produced and replaces the conventionally produced methanol from the natural gas.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the GHGs emission from conventional methanol production process from the natural gas in the target country.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated on the basis of monitored electricity consumption and emission factors for grid electricity or captive electricity. In case biomass is used as the renewable energy, its transportation are calculated by roundtrip distance of biomass transportation, mass of transported biomass and emission factor for biomass transportation.
Monitoring parameters	- Amount of Methanol production - Amount of Methanol usage as chemical product - Electricity consumption for clean hydrogen production, carbon capture and methanol production - Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources - Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The CO_2 recovered by applying on-site carbon capture technology shall be used as a feedstock.

Criterion 2	The clean hydrogen shall be used as a feedstock.
Criterion 3	Methanol is used as the chemical products in the target country

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel	CO_2, CH_4
Electricity	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity	CO_2
Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources	CO_2
Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources	CO_2

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、IPCC ガイドラインによるメタノール製造に関する排出係数（0.56 tCO2/tMeOH）に、グリーンメタノールの製造量（利用量）と乗じて算出する。本調査では、対象国のメタノール生産をすべて行っている企業に聞き取りを行い、実際の排出係数は上記の IPCC の数値よりも高いことを確認している。

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated on the basis of the green methanol production amount multiplied by the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories published by IPCC.

The emission factor of the BaU emission is assumed to be is 0.6 ton-CO_2/ton-methanol by producing synthesis gas from natural gas by reformer and synthesizing methanol, based on the interview with methanol producer in the target country.

The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Volume 3, Chapter 3, Table 3.12 and Volume 3, Chapter 3, Page 3.74) and the global warming potentials for 100-year time horizons (GWP-100) by the Supplementary Material for IPCC Sixth Assessment Report* are as follows.
CO2: 0.497 ton-CO_2 / ton of methanol produced, 1 (GWP-100)

CH4: 2.3 kg-CH_4 / ton of methanol produced, 27.9 (GWP-100)
Total: 0.56117 ton-CO_2eq / ton of methanol produced

In the methodology, the emission factor database (EFDB) by IPCC is lower than the conventional emission factor in the target country. Therefore, the methodology results in a net reduction of emissions, since reference emissions are lower than the BaU emissions.

* *Smith, C., Z.R.J. Nicholls, K. Armour, W. Collins, P. Forster, M. Meinshausen, M.D. Palmer, and M. Watanabe, 2021: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material. In Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Available from https://www.ipcc.ch/*

F.2. Calculation of reference emissions

$RE_p = N_{MEOH,p} * \{(EF_{CO2,MEOH} + EF_{CH4,MEOH} * GWP_{100,CH4})$

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$N_{MEOH,p}$	Project production amount of methanol during the period p [tMEOH/p]
$EF_{CO2,MEOH}$	CO_2 emissions factor for production of methanol [tCO_2/tMEOH]
$EF_{CH4,MEOH}$	CH_4 emissions factor for production of methanol [tCH_4/tMEOH]
$GWP_{100,CH4}$	Global warming potentials for 100-year time horizons of CH_4[tCO_2/tCH_4]

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量の算定方法案は以下の通りである。二酸化炭素の吸収、クリーン水素の製造、グリーンメタノールの製造にかかる電力量と、それに関連した温室効果ガス排出を計算する。紙パルプセクターでは、豊富なバイオマス資源をエネルギー源として活用しているため、バイオマス電力であることを想定した計算項を入れた。

G. Calculation of project emissions

$$PE_p = EC_{cc,p} * EF_{elec,cc} + EC_{H2,p} * EF_{elec,H2} + EC_{MEOH,p} * EF_{elec,MEOH} + \sum_i \left(\left(FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p} \right) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)$$

PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$EC_{cc,p}$	Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]
$EF_{elec,cc}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project carbon capture

equipment [tCO_2/MWh]

$EC_{H2,p}$ Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]

$EF_{H2,cc}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by production of H_2 [tCO_2/MWh]

$EC_{MEOH,p}$ Electricity consumption by project methanol production plant during the period p[MWh/p]

$EF_{elec,\ MEOH}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by project methanol production plant [tCO_2/MWh]

$FC_{PJ\_onsite,i,p}$ The amount of the fuel type i used onsite for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]

$FC_{PJ\_t,i,p}$ The amount of the fuel type i used for transportation of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]

$NCV_{PJ,i}$ Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit]

$EF_{PJ,i}$ CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ]

In case there is the evidence that demonstrate maximum output capacity* is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, emissions from transportation can be neglected. As for project emissions resulted from the transportation of biomass resources to a utilization facility, CDM Methodological tool "Project and leakage emissions from biomass" stipulates that the emissions can be neglected if the transportation distance is less than 200 km.[99]
In case there is no evidence that demonstrate maximum output capacity is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, entire emissions from transportation are calculated using the equation above.

* Maximum output capacity is maximum amount of power generation that the power plant can generate.

4.4.4. モニタリング方法案

上記の通り、消費電力量、バイオマス発電に関する排出と、メタノールの製造量および利用量をモニタリングする必要がある。本事業においては、すべての情報が対象社内にあり、既存設備で既にモニタリングされているデータに加え、新設プラントの消費電力量やメタノール製造量等をモニタリングする必要がある。

"Project and leakage emissions from biomass"
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v4.pdf

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

上記より対象プロジェクトの GHG 排出削減量は以下のように計算される。

＜リファレンス排出量＞

81,420tMeOH/yr　x　0.56117 tCO2/tMEOH＝45,690tCO2 / yr

（グリーンメタノール年間製造量 x IPCC ガイドラインによるメタノール製造に関する排出係数 ＝年間リファレンス排出量）

＜プロジェクト排出量＞

対象プロジェクトはオンサイトの既存バイオマス発電を使用しているためプロジェクト排出量は 0 tCO2 / yr とみなせる。

＜GHG 排出削減量＞

（リファレンス排出量）−（プロジェクト排出量）＝45,690tCO2 / yr − 0 tCO2 / yr =45,690tCO2 / yr

従って、グリーンメタノールの製造量により、年間約 46,000tCO2 の削減となる。化学工場として法定耐用年数は 8 年であり、本事業により約 36. 5 万 tCO2 の削減が期待される。

また利用される CO2 も化石燃料由来ではなくバイオジェニック起源である。現在クレジットの質に関する議論が世界的に進められているが、本事業で発行可能なクレジットは、除去系に近いクレジットとして評価することができうると考えられる。

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

対象国における近年のメタノールの製造量が年間 80−90 万トンに対し、輸出量は 20−25 万トン程度である。よって国内消費は約 60 万トンと考えられる。このうち化学品として用いられているものを 80%とすると、年間 48 万トンのメタノールが化学品として使用されている。これを本事業で提案するグリーンメタノールで置き換えた場合、

480,000tMEOH/yr÷81,420tMEOH/yr×46,000tCO2/yr≒約 271,200tCO2/yr

の削減が可能となる。

また、燃料メタノールまたは SAF としての利活用を考えるならば、対象国において紙パルプセクターの 2.5 倍の量の CO2 が化石燃料発電から発生している。他にもセメントセクターなどもあり、特に化石燃料由来の CO2 源が多く存在するところ、CCU のさらなる活用可能性は高い。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

調査対象国において CCU 事業を推進するにあたって、気候変動分野におけるイノベーションに関心の高い省庁や、JCM を担当する省庁と協議を行った。協議において、二酸化炭素の回収・利用（CCU）のような技術は非常に重要であるところ、その導入についてさらなる検討が必要であり、日本からの協力に期待する旨の発言を受けた。また、本事業においては既存バイオマス電力を流用するためリーケージが生じることとなるが、クリーン水素製造における再エネの追加性については調査対象国内での普及

展開性を踏まえると必ずしも考慮する必要はないのではないかとの意見があった。面談についてはCOP28（ドバイ）より前の時期に実施したが、COP において CCU および CCS の重要性が議論されたこともあり、調査対象国においても更なる検討が進むものと期待される。一方で CCU については、明確な政策制度が打ち出されていないため、民間セクターの投資を呼び込むためには、早期に政策内で位置づけ、明文化を図っていく必要がある旨を先方政府関係者と確認した。調査国パートナー会社との協議を深める中で、政府による政策的な後押しを並行して得られるよう、今後引き続き調査対象国側との協議を継続する計画である。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

上記で得られた経済性検討結果をもとに、本事業の事業性に関してパートナー会社と協議を行った結果、以下のフィードバックを得た。

- 合板製造コストに占めるメタノール価格の比率より、グリーンメタノールを樹脂原料として使用した場合の製品である合板の価格を試算した。現在のメタノール購入価格と比べ、本事業において算出したグリーンメタノール価格は割高ではあるが、Scope-3 の GHG 排出量削減による環境価値の高いグリーン合板の需要に関して、更なる調査が必要である。
- 本事業の経済性検討においては、JCM クレジットの価格を 40USD/tCO2 と計算した。クレジット価値が上昇しクレジット獲得が事業実施の実現性を向上させるには、世界的なクレジット市場価格の上昇や調査対象国の炭素税が見直されることが必要である。
- グリーンメタノールを燃料用途として利用する際は、「サケ養殖会社」、「ワイン製造会社」等への販売が考えられる。即ち、これらの製品を欧州等の海外へ輸出する際に、低炭素強度を謳った商品として価格上昇幅を吸収できる可能性があり、この可能性に関しても更なる調査が必要である。
- また、グリーンメタノールを原料として MTJ にて SAF を作った場合、約 3 万 KL/年の SAF 製造が可能になると試算された。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Production of Green Methanol from captured CO_2 and clean hydrogen for replacing the methanol produced from natural gas in the pulp and paper sector

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Green methanol	Green methanol is produced from clean hydrogen and captured CO_2.
Clean hydrogen	Clean hydrogen shall be defined based on Carbon intensity (Well-to-Gate). The reference values shall be those recognized by the governments of both countries at the time of project registration.
Renewable Energy	Renewable energy is energy derived from natural sources that are constantly replenished, such as sunlight, wind, water movement, and geothermal heat. Renewable energy sources include solar, wind, hydroelectric, geothermal, and biomass energy.
Carbon capture	Carbon capture is a technology to capture CO_2 from large point sources or atmosphere. By preventing the release of CO_2 into the atmosphere or removing the CO_2 from the atmosphere, carbon capture technology mitigates climate change. CO_2 sources are not limited to Biogenic.
Methanol produced from natural gas	Conventionally, methanol has been produced from natural gas in the Target Country.
Methanol	The methanol is to be used as chemical substance, not as the fuel.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Green methanol is produced and replaces the conventionally produced methanol from the natural gas.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the GHGs emission from conventional methanol production process from the

	natural gas in the Target Country.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated on the basis of monitored electricity consumption and emission factors for grid electricity or captive electricity. In case biomass is used as the renewable energy, its transportation are calculated by roundtrip distance of biomass transportation, mass of transported biomass and emission factor for biomass transportation.
Monitoring parameters	- Amount of Methanol production - Amount of Methanol usage as chemical product - Electricity consumption for clean hydrogen production, carbon capture and methanol production - Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources - Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	The CO_2 recovered by applying on-site carbon capture technology shall be used as a feedstock.
Criterion 2	The clean hydrogen shall be used as a feedstock.
Criterion 3	Methanol is used as the chemical products in the Target Country

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel	CO_2, CH_4
Electricity	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity	CO_2
Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources	CO_2
Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated on the basis of the green methanol production amount multiplied by the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories published by IPCC.

The emission factor of the BaU emission is assumed to be is 0.6 ton-CO_2/ton-methanol by producing synthesis gas from natural gas by reformer and synthesizing methanol, based on the interview with methanol producer in the Target Country.

The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Volume 3, Chapter 3, Table 3.12 and Volume 3, Chapter 3, Page 3.74) and the global warming potentials for 100-year time horizons (GWP-100) by the Supplementary Material for IPCC Sixth Assessment Report* are as follows.
CO_2: 0.497 ton-CO_2 / ton of methanol produced, 1 (GWP-100)
CH4: 2.3 kg-CH_4 / ton of methanol produced, 27.9 (GWP-100)
Total: 0.56117 ton-CO_2eq / ton of methanol produced

In the methodology, the emission factor database (EFDB) by IPCC is lower than the conventional emission factor in the target country. Therefore, the methodology results in a net reduction of emissions, since reference emissions are lower than the BaU emissions.

* *Smith, C., Z.R.J. Nicholls, K. Armour, W. Collins, P. Forster, M. Meinshausen, M.D. Palmer, and M. Watanabe, 2021: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material. In Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Available from https://www.ipcc.ch/*

F.2. リファレンス排出量の計算

$RE_p = N_{MEOH,p} * \{(EF_{CO2,MEOH} + EF_{CH4,MEOH} * GWP_{100,CH4})$

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$N_{MEOH,p}$	Project production amount of methanol during the period *p* [tMEOH/p]
$EF_{CO2,MEOH}$	CO_2 emissions factor for production of methanol [tCO_2/tMEOH]
$EF_{CH4,MEOH}$	CH_4 emissions factor for production of methanol [tCH_4/tMEOH]
$GWP_{100,CH4}$	Global warming potentials for 100-year time horizons of CH_4[tCO_2/tCH_4]

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = EC_{cc,p} * EF_{elec,cc} + EC_{H2,p} * EF_{elec,H2} + EC_{MEOH,p} * EF_{elec,MEOH} + \sum_i \left(\left(FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p} \right) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)$

PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$EC_{cc,p}$	Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]
$EF_{elec,cc}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project carbon capture equipment [tCO_2/MWh]
$EC_{H2,p}$	Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]
$EF_{H2,cc}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by production of H_2 [tCO_2/MWh]
$EC_{MEOH,p}$	Electricity consumption by project methanol production plant during the period p[MWh/p]
$EF_{elec,\ MEOH}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project methanol production plant [tCO_2/MWh]
$FC_{PJ\_onsite,i,p}$	The amount of the fuel type i used onsite for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]
$FC_{PJ\_t,i,p}$	The amount of the fuel type i used for transportation of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]
$NCV_{PJ,i}$	Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit]
$EF_{PJ,i}$	CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ]

In case there is the evidence that demonstrate maximum output capacity* is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, emissions from transportation can be neglected. As for project emissions resulted from the transportation of biomass resources to a utilization facility, CDM Methodological tool "Project and leakage emissions from biomass" stipulates that the emissions can be neglected if the transportation distance is less than 200 km.[100]
In case there is no evidence that demonstrate maximum output capacity is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, entire emissions from transportation are calculated using the equation above.

* Maximum output capacity is maximum amount of power generation that the power plant can generate.

[100] "Project and leakage emissions from biomass"
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v4.pdf

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

ER_p	GHG emission reductions during the period p [tCO_2e/p]
RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2e/p]
PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2e/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
$EF_{CO2,MEOH}$	CO_2 emissions factor for production of methanol [$tCO_2/tMEOH$]	IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.
$EF_{CH4,MEOH}$	CH_4 emissions factor for production of methanol [$tCH_4/tMEOH$]	IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.
$GWP_{100,CH4}$	Global warming potentials for 100-year time horizons of CH4[tCO_2/tCH_4]	IPCC default value provided in 7.SM.6: Tables of Greenhouse Gas Lifetimes, Radiative Efficiencies and Metrics of *the Climate Change 2021: The Physical Science Basis*, the Working Group I contribution to the Sixth Assessment Report, Chapter 7 Supplementary Material. The value of GWP_{100} is applied.
$EF_{elec,cc}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project carbon capture equipment [tCO_2/MWh] The value for $EF_{elec,cc}$ is selected from the emission factor for grid electricity or for captive electricity in the following manners: In case a carbon capture equipment in a proposed	The default emission factor is obtained from a study of electricity systems in the Target Country and the most efficient diesel power generator (49% heat efficiency). Once the default values are revised, the revised values are applied.

	project activity is connected to the regional grid, the following factor is applied for the respective region. Regional grid name: Emission factor SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh In case a carbon capture equipment in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid but connected to 100 % renewable energy (excluding biomass energy), 0.000 tCO_2/MWh is applied. In case a carbon capture equipment in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, 0.533 tCO_2/MWh is applied.	
$EF_{elec,H2}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project hydrogen production plant [tCO_2/MWh] The value for $EF_{elec,H2}$ is selected from the emission factor for grid electricity or for captive electricity in the following manners: Regional grid name: Emission factor SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh In case a hydrogen production plant in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, 0.533 tCO_2/MWh is applied. In case a hydrogen production plant in a	The default emission factor is obtained from a study of electricity systems in the Target Country and the most efficient diesel power generator (49% heat efficiency). Once the default values are revised, the revised values are applied.

	proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid but connected to 100 % renewable energy (excluding biomass energy), 0.000 tCO_2/MWh is applied.	
$EF_{elec,MEOH}$	CO_2 emission factor of electricity consumed by project methanol production plant [tCO_2/MWh] The value for $EF_{elec,MEOH}$ is selected from the emission factor for grid electricity or for captive electricity in the following manners: In case a methanol production plant in a proposed project activity is connected to the regional grid, the following factor is applied for the respective region. Regional grid name: Emission factor SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh In case a methanol production plant in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid but connected to 100 % renewable energy (excluding biomass energy), 0.000 tCO_2/MWh is applied. In case a methanol production plant in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, 0.533 tCO_2/MWh is applied.	The default emission factor is obtained from a study of electricity systems in the Target Country and the most efficient diesel power generator (49% heat efficiency). Once the default values are revised, the revised values are applied.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：パルプ工場から排出される CO2 を原料とした化学品/合成燃料製造に係る JCM 実現可能性調査概略調査報告書（公表版）

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：東洋エンジニアリング株式会社

頁	図表番号	タイトル
485	表 3	事業設備容量
485	図 2	事業前後の設備容量・構成比較（上：事業前、下：事業後）
487	図 3	代表的なメタノール合成リアクターの構造と特徴
488	図 4	MRF-Z®リアクターの内部構造
488	図 5	反応器内部の運転線
489	表 4	グリーンメタノール合成設備概要
489	表 5	水電解技術概要
490	表 6	水電解装置概要
491	図 6	CO2 回収技術それぞれの特性と選定基準
492	図 7	CAPEX/OPEX 積算範囲
492	表 7	CO2 回収設備概要
493	図 8	グリーンメタノール製造コスト
494	図 9	MTJ プロセスブロックフロー
495	図 10	合成ガス昇圧スキーム

(English)

(Chile) JCM feasibility study on chemical goods/synthetic fuel production using CO2 emitted from pulp mill as a raw material

Toyo Engineering Corporation
Nippon Koei Corporation

1. Objective of the JCM FS Study

With the objective to examine the realizability for the utilization of green-house gas emitted in the target country and the use of JCM credit, TOYO Engineering Corporation (TOYO) has carried out the business by investigating the feasibility for utilizing the TOYO's own decarbonization technology (for producing green methanol) in the target country, and has obtained the following outputs.

(Outputs)

- Reduction amount of GHG emission and its calculation method to be expected when the TOYO's own decarbonization technology has been applied and industrialized to a plant currently emitting GHG, and the JCM project has been realized.
- Contribution to the reduction amount and its calculation method to be applied to the target country and other countries within the diffusion strategy of the TOYO's own decarbonization technology.
- Organization of the JCM project industrialization plan and activities after completion of the feasibility study.

2. Implementation Structure of JCM FS

The implementation structure is described below with the responsibilities and roles of the companies.

Table 1 JCMFS Implementation Structure

Name of Company	Title	Role and Responsibility
Toyo Engineering	Lead Study Party	-Development of the Project Concept with examination of the technologies to be applied -Planning for Commercialization and JCM Materialization of the Project -Examination for Issues and Countermeasures -Calculation for GHG emission reduction and examination to contribute the GHG emission reduction

Nippon Koei	Co-Study Party	-Analysis of related policies and regulations -Examination and preparation of the draft JCM methodology for estimating GHG reductions, calculation of GHG emission reduction, and examination of emission reduction contributions GHG emission reduction - Coordination for commercialization through sharing of proposed technologies and products, commercialization plans, issues, countermeasures, etc. with government officials in target country
Partner Company at the Target Country	Partner Company at the Target Country	-Owner of the targeted existing pulp mill for this FS (CO2 source and Bio-mass power supply source) -Prior to the implementation of this FS, discussion was made on this FS -The necessary information and data were shared for discussing to formulate the concept and commercialization

3. JCM FS Outline and Schedule

3.1. JCM FS Major Items and Schedule

The main survey items of the JCM FS and their schedule are shown below.

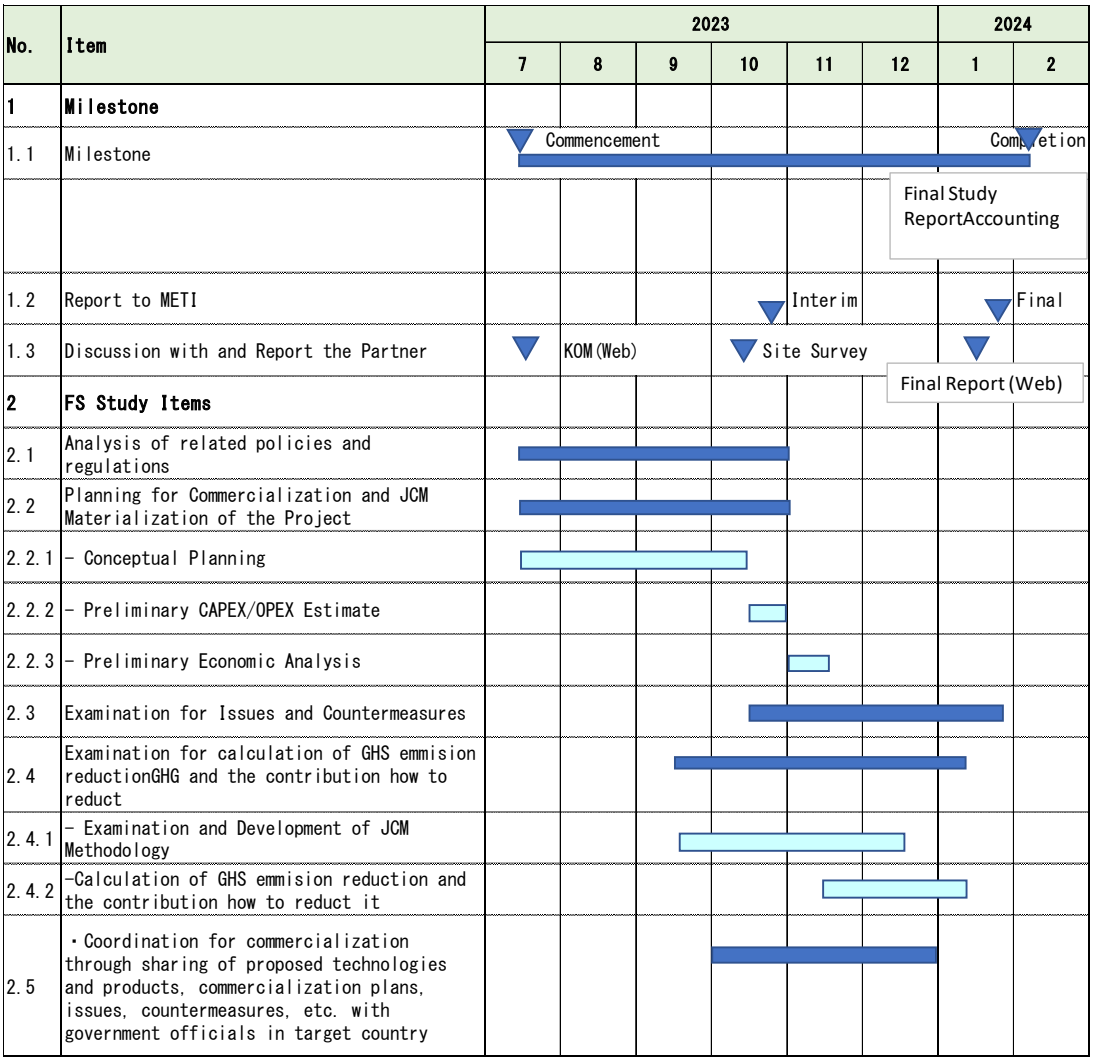


Figure 1 JCM FS Schedule

3.2. Survey Activities during this FS at the Target Country

The results of the surveys conducted during the JCM FS period, along with the schedule, counterparty, and survey items, are described below.

10/23 Survey) for the existing pulp mill (planned to locate the objective units in this FS)

10/24 Meeting) JOGMEC, Utility Company, The Partner Company, The Partner Company's parent company

10/25 Meeting) Cement Company, Drink Supply Company

10/26 Meeting) Cement Company

10/30 Meeting) Japanese Embassy, JETRO

10/31 Meeting) Government officials in target country

4. JCM FS Result

4.1. Analysis of related policies and regulations

The country studied highly values the importance of Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage (CCUS) in its long-term energy plan to achieve carbon neutrality in 2050. On the other hand, a comprehensive policy and regulatory framework is urgently needed to guide the safe, effective, and large-scale deployment of CCUS technologies, as no active legal framework governing their implementation and use is yet in place.

The comprehensive national legislative roadmap for fuels plans a range of activities, including research, exploration, development, generation, transmission, transportation, storage, distribution, consumption, efficient use, and import/export of various types of energy. These include electricity, coal, gas, oil and its derivatives, nuclear, geothermal, solar energy, hydrogen, and hydrogen-derived fuels. At this stage, however, while discussions on green hydrogen are underway, there is no legislation on CCU or E-fuel.

In the environmental assessment of hydrogen projects, the focus is on assessing the specific project under development, especially those that encompass the entire value chain (from the procurement of renewable energy to the production of hydrogen through electrolysis of water, its conditioning, storage, reconversion, and ultimately, transportation and distribution). This means that while the focus is on the project under evaluation, other processes and sub-processes of the hydrogen value chain are not necessarily explored unless they are essentially related to the project under evaluation. This is intended to ensure a more targeted and efficient evaluation and to accelerate the timelines for obtaining permits.

In addition, in the target country, the Ministry of Transport and Communications is working with the Ministry of Energy to promote the Sustainable Aviation Fuels (SAF) sector. In particular, a roadmap for SAF is being developed in cooperation with the Inter-American Development Bank (IDB), and it is anticipated that this will move in the direction of aligning with international standards set by organizations such as the International Civil Aviation Organization (ICAO).

Other related programs are aimed at encouraging the management of greenhouse gas (GHG) emissions in public and private organizations and contributing to the reduction of GHG emissions. While there is no direct mention of the CCU in the program, it is assumed that identifying the emissions of individual companies and other organizations will further increase interest in decarbonization and contribute to an increase in the number of companies interested in the CCU and other related activities.

Finally, the Pollutant Release and Transfer Register (PRTR) system currently requires companies to report 121 pollutants and 9 physical and biological parameters within the target country. The report also includes the amount of CO2 emitted from point sources, and a rather small carbon tax is imposed based on this reported volume.

4.2. Examination of the industrialization and of the operationalization of JCM project

4.2.1. Background and premises for conceptual planning of this project

Conceptual planning of this project was made on the following background and

premises.

1) The partner company has a pulp factory to produce pulp from timber. And in this factory, boilers are installed where black liquor as a byproduct in the manufacturing process and woody biomass are used as a fuel. Turbine generators are also installed that are driven by steam generated in these boilers.
2) Electric power generated by the above turbine generators 1) is defined as renewable energy because of its fuel, and is used as power required in the factory, and at the same time, surplus power is currently transmitted to the grid.
3) Exhaust gas from the above boilers 1) contain a considerable amount of CO2.
4) The partner company is currently purchasing methanol as the raw material for resin used for producing plywood.

4.2.2. Concept for the conceptual planning of this project

TOYO Engineering's own decarbonization technology (green methanol) will be applied under the premises mentioned in 4.2.1 as follows.

1) Raw material for producing green methanol

1.1) Green hydrogen

By supplying surplus power generated as in the above 2) to the electrolyzer, green hydrogen as a raw material for green methanol is produced.

1.2) CO2

By treating the boiler exhaust gas emitted as in the above 3) by means of the CO2 capture unit, CO2 necessary as a raw material for green methanol is captured.

2)Methanol product

Substituting the green methanol for the natural gas-origin methanol used as in the above 4) will contribute to GHG reduction amount.

4.2.3. Configuration and capacity of the units for this project

After identifying the pulp factory to satisfy the methanol production amount as per 4.2.2, an examination was made as to the determining factors of each unit and its applied technology as shown in Table-2 below and the capacity of each unit was determined as Table-3 below. The details of the applied technologies are described in Section 4.2.4 "Descriptions of the technology and unit applied".

Table 2 Project unit capacity determining factors (Developed by Toyo Engineering)

Green methanol synthesis unit	Applied technology	TOYO g-Methanol® process
Electrolyzer	Applied technology	Alkaline water electrolysis (AEC)
	Power consumption	5 kW/H2-Nm^3
CO2 capture unit	Applied technology	Chemical absorption method
	CO2 recovery rate	90%

Table 3 Project unit capacity (Developed by Toyo Engineering)

Green methanol synthesis unit	9.6t/h(230MTPD)
Hydrogen Generation Unit	2.0t/h
CO2 capture unit	14.0t/h

At the identified pulp factory, the comparison of the capacity and configuration of units before and after industrialization is shown as Fig.2 below

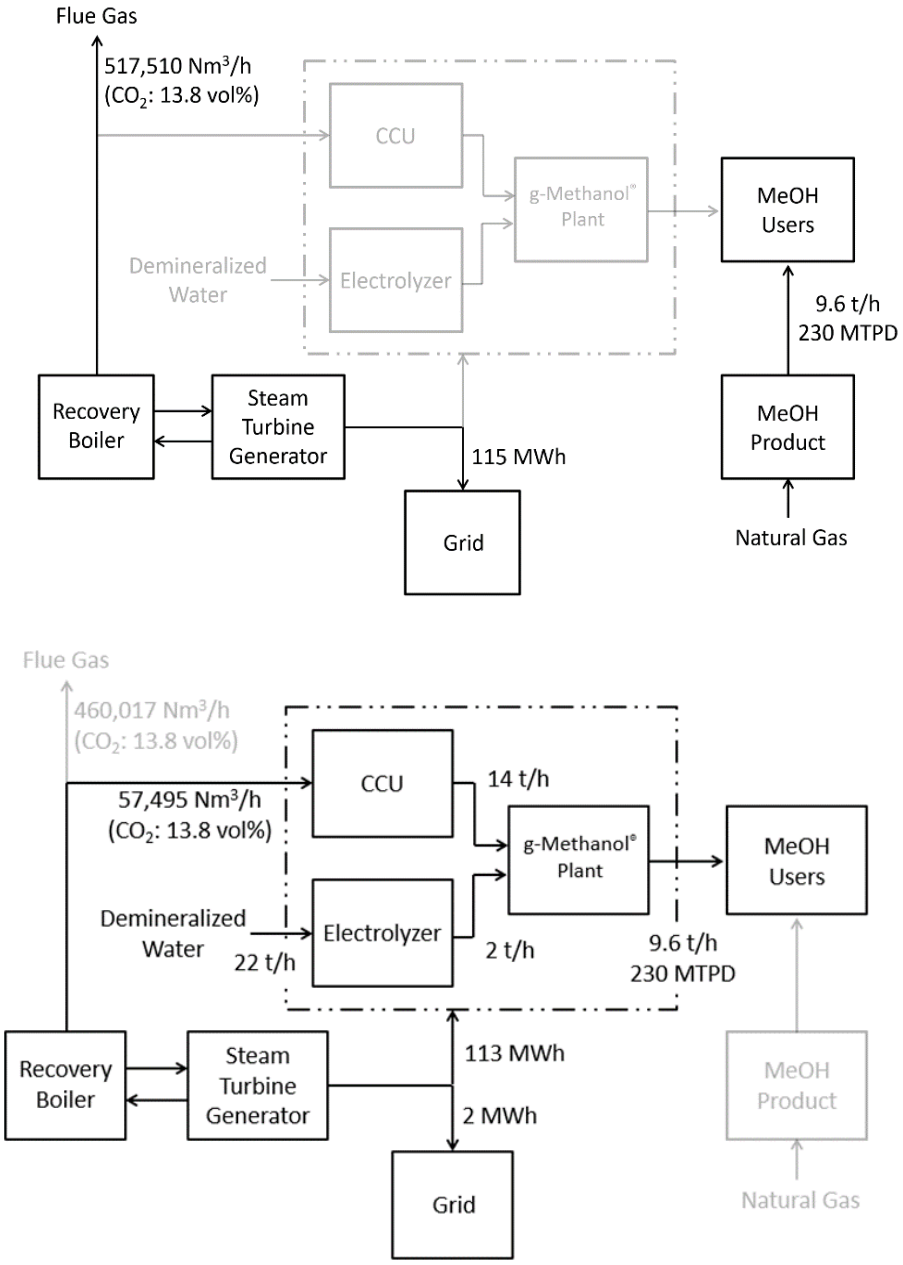


Figure 2 Comparison of the capacity and configuration of unit before and after industrialization (above: before industrialization, below: after industrialization):
(Developed by Toyo Engineering)

4.2.4. Descriptions of the technology and unit applied

1) Green methanol production technology

TOYO's own methanol synthesis process g-Methanol® is to be applied as the green methanol production technology in this project. This g-Methanol® is divided into the synthesis section where the TOYO's own methanol synthesis reactor MRF-Z® is employed, and the distillation section to refine methanol.

[Synthesis section] Synthesis gas consisting of H2 and CO2 is pressurized by the synthesis gas compressor and sent to the methanol synthesis rector called MRF-Z® reactor. In the methanol synthesis rection, H2 and CO2 are used as the raw materials, and under the cupper catalyst, the following methanol synthesis rection and reverse shift reaction occur to synthesize methanol.

$$CO+2H2 \leftrightarrow CH3OH \quad (\Delta H=-90.6\ MJ/kmol)$$
$$CO2+2H2 \leftrightarrow CH3OH+H2O \quad (\Delta H=-49.4\ MJ/kmol)$$
$$CO2+2H2 \leftrightarrow CO+H2O \quad (\Delta H=41.2\ MJ/kmol)$$

As the above overall reactions are exothermic reactions, the equilibrium concentration tends to increase for higher pressure and low temperature. Thus, it will be necessary to increase the methanol concentration while removing heat. Therefore, boiler feed water (BFW) is supplied to the reactor as a cooling medium, vaporizing and generate MP steam so as to recover the reaction heat. The product at the reactor exit is cooled, and then is divided into recycle gas and crude methanol by the flush drum. Recycle gas is mixed with the synthesis gas to form the synthesis loop, while part of it is discharged as purge gas together with unreacted H2, so as to remove inactive ingredients such as a slight amount of Nitrogen and Argon contained in the raw material synthesis gas.

[Features of MRF-Z® reactor] Fig.3 shows three typical commercialized methanol synthesis reactors. Type A is a quench type, while B and C are a shell and tube type. Recently, reactors type B or C are employed as they allow the reaction heat to be recovered as steam for effective utilization. Reactors type B and C differ in the position for filling catalyst, that is, on the tube side for type B, while on the shell side for type C. On the other hand, TOYO's MRF-Z® is classified as type C, which has the following features due to the different configuration.

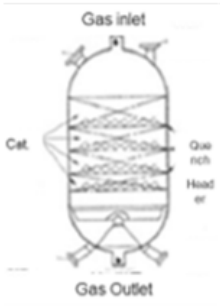
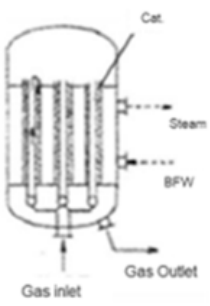
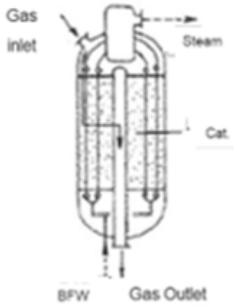
	TYPE A	TYPE B	TYPE C
Construction			
Licensor	ICI	MGC/MHI	TOYO
Type	Quench	Double Wall Tube HEX	MRF-Z®
Conversion rate	Low	High	Middle
△P	Low	Medium	Low
Capacity	Easy	Difficult	Easy
Heat recovery	-	Middle pressure steam	Middle pressure steam

Figure 3 Construction and features of typical methanol synthesis reactors (Developed by Toyo Engineering)

Minimization of catalyst

Fig.4 shows the detailed configuration of MRF-Z® reactor. Process fluid flows from the reactor outside to its inside, where multi-stage cooling tubes are installed, which allows a temperature profile to be made along the maximum reaction speed line as indicated in Fig.5. Thus, the methanol concentration per a filled amount of catalyst increases, so as to minimize the amount of catalyst needed.

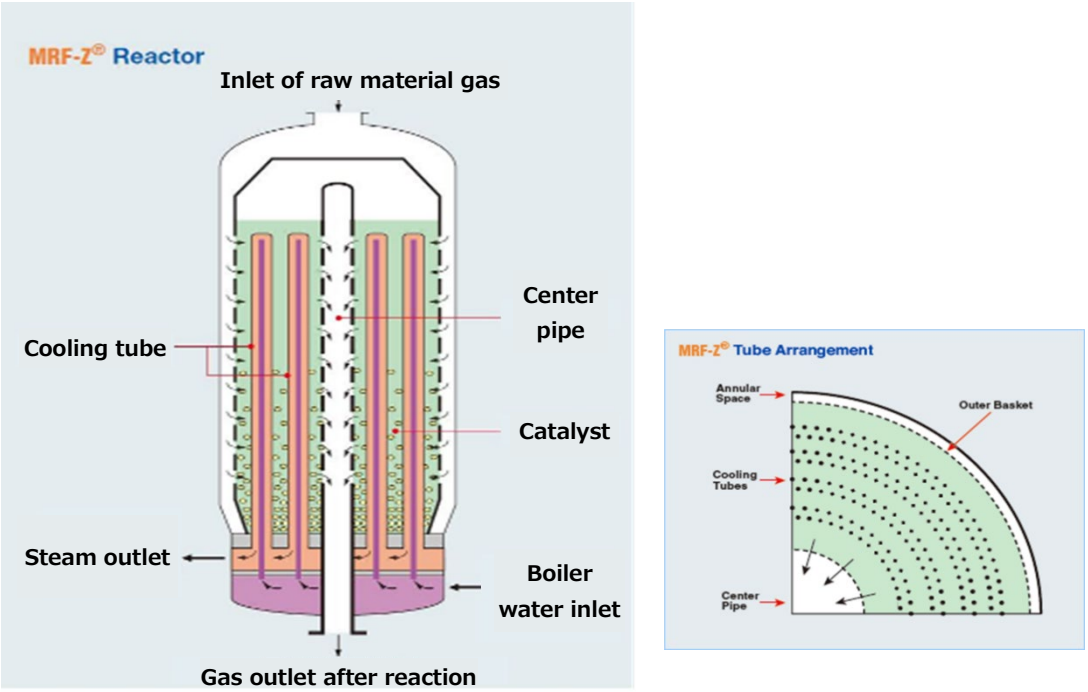


Figure 4 Internal configuration of MRF-Z® reactor (Developed by Toyo Engineering)

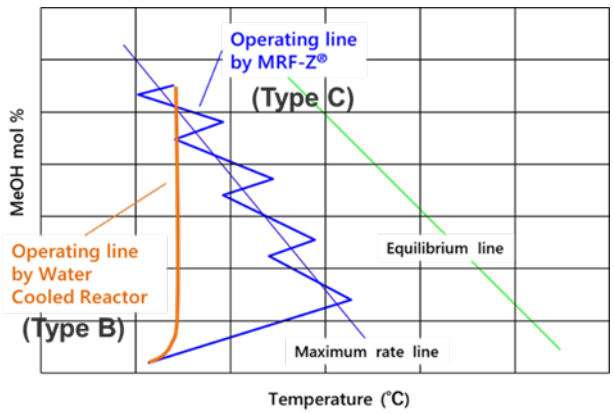


Figure 5 Reactor inside operating line (Developed by Toyo Engineering)

Manpower saving in catalyst exchange work

In terms of operability, type C is superior because of its ease in catalyst exchange work. In case of type B, depending on the plant scale, catalyst filled in tubes of more than several hundred numbers has to be exchanged, while type C facilitates this exchange work as catalyst is filled only on the shell side. An MRF-Z® reactor, in particular, allows manpower saving in this exchange work as its catalyst may be taken out from the reactor bottom side.

[Distillation section] In the distillation section, two distillation columns, that is, the Light End Stripper and the Methanol Distillation Column, refine product methanol. In the Light End Stripper, a slight amount of low boiling alcohol byproducts dissolved in crude methanol such as unreacted CO2, as well as dimethyl ether and methyl formate are removed. In the Methanol Distillation Column, crude methanol from the Light End Stripper is separated into methanol and water through distillation, thus product methanol is recovered from the top of column. Water as a byproduct of methanol synthesis reaction is discharged from the Distillation Column bottom side, while high grade alcohol byproducts such as isobutyl alcohol and ethanol are recovered as fusel oil together with water and methanol.

Table4 given below is the outline of the green methanol synthesis equipment of this project.

Table 4 Outline of green methanol synthesis equipment: (Developed by Toyo Engineering)

Applied technology	g-Methanol®
Equipment capacity	230MTPD (9.6 t/h)

2) Technology for water electrolysis equipment

Water electrolysis technology is roughly divided into the following in terms of the type of electrolysis cells; Alkaline Electrolysis Cell (hereinafter referred to as AEC), Proton Exchange Membrane electrolysis (hereinafter referred to as PEM) and Solid Oxide Electrolysis Cell

(hereinafter referred to as SOEC). Table5 given below is the outline of each water electrolysis technology.

Table 5 Outline of water electrolysis technology (Developed by Toyo Engineering)

	AEC	PEM	SOEC
Commercial Status	Mature	Commercial, rapid growth	Demonstration
Capital Cost	Low (Low cost material, Ni, Fe, KOH)	Moderate (Noble metal like Pt, but falling fast)	High (Expected to drop)
Efficiency (Electrical)	- 70%	Approaching AEC, expected to – 80%	Expected to 80 – 90%, but needs heat input
Stack life (hours)	75,000 (as of 2020) 80,000 (2050)	57,000 (as of 2020) 75,000 (2050)	48,000 (as of 2020) 70,000 (2050)
Temperature (degC)	Low (<100)	Low (<100, up to 200)	High 500 – 1000
Pressure (barG)	Low (near ATM) Can operate up to 30*1	High (< 30 barg) Can operate up to 70	Low Can operate up to 10
System Responce	Seconds	Milliseconds	Seconds
Cold Start Time (min)	<60	<20	60
Strengths	Low cost material	Responsibility to power grid fluctuation, sub second response	High Efficiency Potential Integration with high temperature industry

*1: The operating pressure differs depending on the type of vendors of each electrolysis equipment.

[AEC] At present, AEC is a matured technology having the most commercial experiences. CAPEX of its electrolysis equipment is low compared to other technologies, while the electrolysis efficiency having a considerable impact on OPEX shows a more favorable trend than other technologies. On the other hand, as AEC is matured, there remains a room for enhancement for CAPEX and OPEX to be made by future technological improvement.

[PEM] PEM is a technology that has also commercial experiences second to AEC. At present, this technology is inferior to AEC in terms of CAPEX and electrolysis efficiency, but is considered to be a major water electrolysis technology through rapid improvement in future. Precious metal such as platinum is currently used for electrodes, resulting in a high CAPEX, but technological development is being made to use cheaper electrode materials. Moreover, PEM has advantages over AEC or SOEC from the viewpoint of the equipment system response and cold start time from a standstill condition. Therefore, PEM is considered to be favorable in terms of followability to variations of renewable energies, when renewable energies having supply fluctuations such as solar power or wind power are used.

[SOEC] Compared to AEC and PEM, SOEC is a newer technology, whose electrolysis efficiency is higher than that of AEC and PEM because high temperature steam is used as the raw material. Therefore, once commercialized, this is considered to be more favorable in terms of OPEX than other technologies. On the other hand, the operating temperature is

higher (500-1,000° C) compared to other technologies, be attentive to the need for securing a high temperature source.

The renewable energy source used in this project is biomass-based power generation, which is thought to be capable of supplying stable power without fluctuations. Thus, AEC will be employed as a water electrolysis technology which is superior in terms of CAPEX and OPEX at present, and among several AEC electrolysis equipment of each vendor, a cost competitive type was selected. Table 6 shows the outline of the selected electrolysis equipment.

Table 6 Outline of water electrolysis equipment (Developed by Toyo Engineering)

Applied technology	AEC
Equipment capacity	2 t/h
Power consumption	5 kW/H2-Nm^3
Operating pressure	17 barG

3) CO2 capture unit technology

CO2 capture technology can be roughly divided into the five methods; chemical absorption method, physical absorption method, membrane separation method, cryogenic separation method, and physical adsorption method.

[Chemical absorption method] Chemical absorption method utilizes ion chemical reaction to separate CO2. That is, exhaust gas is allowed to pass through aqueous solution of amine such as mono-ethanol amine (MEA) to absorb CO2 by means of ionic bonding, so as to absorb CO2 in the liquid. In the absorption column, CO2 develops an ionic bond reaction with aqueous solution of amine at 40-50° C, to generate amine carbonate. Amine carbonate thus generated is heated in the regeneration column to 110-130° C, so that CO2 is separated from aqueous solution of amine to allow CO2 of high concentration to be recovered.

[Physical absorption method] Different from the chemical absorption method to absorb CO2 by ionic bonding, this physical absorption method uses an absorption column to allow exhaust gas to pass through an absorption liquid such as polyethylene glycol-based solution or methanol, so as to physically absorb CO2 under a high pressure and low temperature condition. And then high-concentration CO2 is recovered after depressurization or heating in the regeneration column. The chemical absorption method uses an ionic bonding, while this physical absorption method differs in using pressure or temperature to absorb CO2 in the absorption liquid. But the fundamental equipment configuration of these two methods is basically identical.

[Membrane separation method] In this membrane separation method, several approaches are available; sieving method (molecular sieve) to separate CO2 molecules in the exhaust gas depending on the molecular particle size, and selective permeability method wherein a

membrane is used for dissolution and diffusion of CO2. This membrane separation method has an advantage in terms of high efficiency as there is no energy consumption in pressurization & depressurization or heating as in the case of the chemical absorption method or the physical absorption method for separation of CO2 from high pressure exhaust gas. However, there remains disadvantage in that high-concentration CO2 cannot be obtained because a substantial physical space is needed to secure the membrane area necessary for separation or from the viewpoint of filtering technology.

[Cryogenic separation method] In this cryogenic separation method, difference in the boiling point of gases is used, and exhaust gas is compressed and liquefied at low temperature to allow CO2 to be recovered through distillation. Compared to other separation methods, the equipment investment cost tends to be high and also the energy consumption necessary for exhaust gas compression is large, thus this method is not yet commercialized.

[Physical adsorption method] This is a method to separate CO2 from other gases by utilizing the differences in pressure and temperature. In concrete terms, exhaust gas is allowed to pass through a solid adsorbent material such as zeolite or activated carbon, so as to take out CO2 through adsorption. In this physical adsorption method, several approaches are available; pressure swing adsorption method (PSA) wherein CO2 adsorbed under high pressure is recovered after being adsorbed under low pressure, temperature swing adsorption method (TSA) wherein CO2 adsorbed under low temperature is detached under high temperature for recovery, and PTSA method that combines these two methods.

The below Fig.6 shows the features of each CO2 capture technology together with selection criteria. This project uses boiler combustion exhaust gas coming from recovery boiler and power boiler as the raw material for CO2 capture unit. Judging from its physical properties, the chemical absorption method is to be applied as the CO2 capture technology.

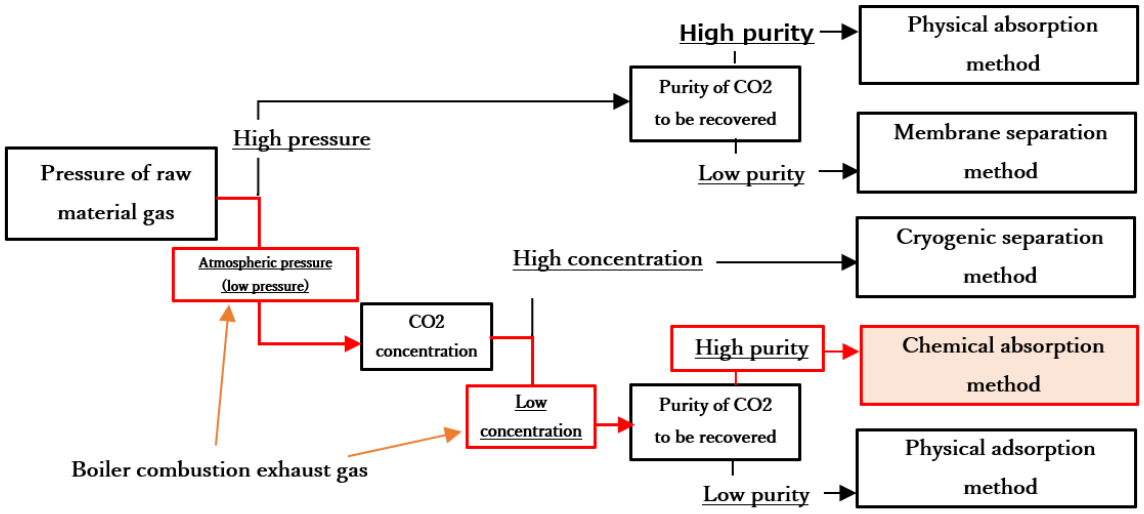


Figure 6 Features of CO2 capture technology (Developed by Toyo Engineering)

Given below Table7 is the outline of the CO2 capture unit in this project.

Table 7 Outline of the CO2 capture unit (Developed by Toyo Engineering)

Applied technology	Chemical absorption method
Unit capacity	14 t/h
CO2 recovery rate	90%

4.2.5. Economic analysis

Based on the above-mentioned configuration and capacity of the units, CAPEX and OPEX were estimated for the estimation scope shown below as Fig.7.

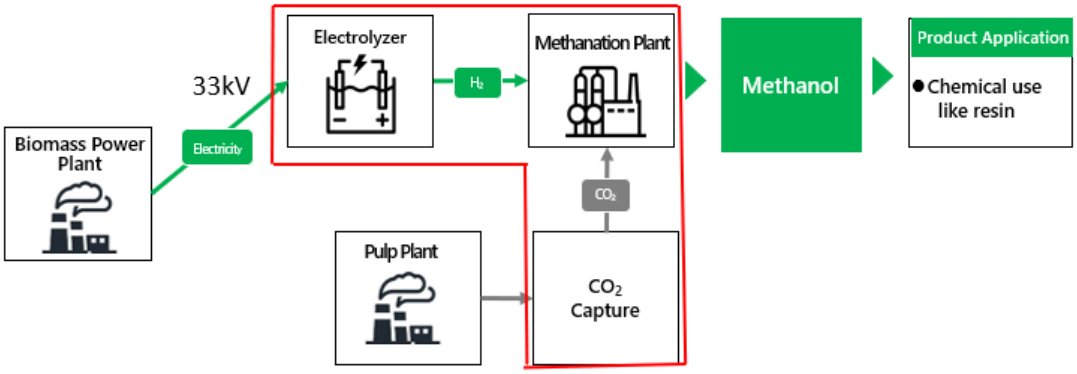


Figure 7 CAPEX/OPEX estimation scope (Developed by Toyo Engineering)

The estimation scope includes the units indicated with a red frame, which is shown below specifically.

1) Hydrogen generation unit (Electrolyzer)
2) CO2 capture unit
3) Green methanol synthesis unit (including methanol storage tank)
4) Piping and cables for connecting the above 1), 2) and 3)

However, as a premises, utilities necessary for producing green methanol are to be supplied from the existing pulp factory, so that the utilities cost as well as modification cost of the existing equipment are not included in this estimation.

Based on consultations with the partner company, an economic analysis model was formulated to conduct economic analysis, with the following Fig.8 Green methanol production cost obtained. Since the business entity and model of this project have not yet been decided, profit is not included in this cost in the figure. That is, the internal rate of return is the cost at 0%. As shown in the below figure, OPEX dominates green methanol cost with 78% and electricity cost accounts for most of OPEX.

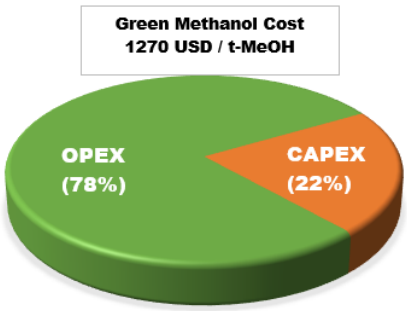


Figure 8 Green Methanol Production Cost (Developed by Toyo Engineering)

4.2.6. Planning of the operationalization and industrialization of JCM project

This project aims at producing green methanol on a commercial level, where "private capital-focused JCM project" (private JCM) is estimated to be established. This project report provides descriptions on the methodology, but these shall be subject to modifications or amendments depending on the results of future detailed examinations.

The project development process and the roadmap after completion of FS are assumed to be as follows.

1) Exchange of views with the partner company on the company's business policy, based on the study results of this project => First half of 2024
2) Establishment of a more detailed plan for industrialization, based on the result under 1) above (basic design, estimation of CAPEX/OPEX based on the basic design, economic analysis, preparation for environmental application) => Within 2024
3) Submission of Project idea note (revision) => Within 2024
4) Preparation of FEED and submission of environmental application) => Within 2025
5) EPC for introducing new units and for modification of existing factory => 2026 to 2029
6) Completion of the work and issuance of JCM credit => 2030

4.2.7. Examination for development to synthetic fuel

As MTJ technology, two types are proposed; MTO (Methanol to Olefines) type to constitute the major components of iso-paraffin, and MTG (Methanol to Gasoline) including aromatic components. In this project report, the MTO type technology is assumed to be employed as this is presumable to a certain degree from the existing technologies. The following Fig.9 shows a block flow of this process.

The estimated daily MTJ production amount when fully treating methanol of 230 MTPD in the MTJ process is about 100 kL, while the expected GHG reduction amount is about 100,000 tons per year.

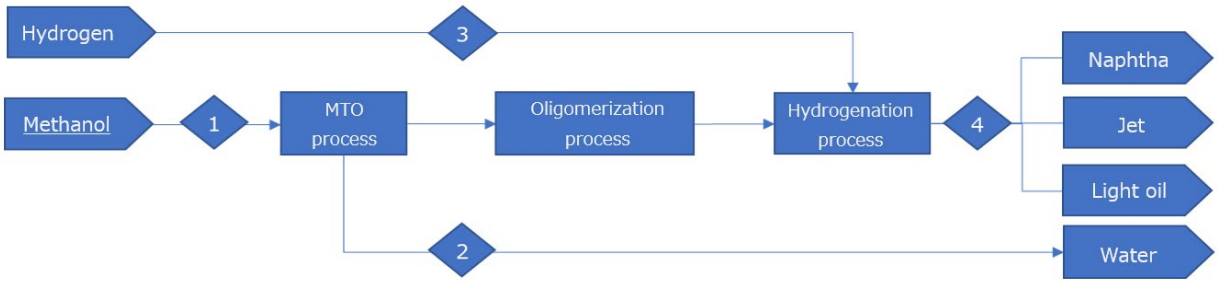


Figure 9 MTJ process block flow (Developed by Toyo Engineering)

4.3. Examination for Issue and Countermeasures

The following issues for feasibility from the technical and economic perspectives that were raised before the implementation of this FS were examined and addressed in the conceptual design deliverables of this FS, economic analysis, and issues and responses for future commercialization.

4.3.1. Technical Challenges

4.3.1.1. Measures against deactivation of methanol catalysts using CO2 as a raw material

In the methanol synthesis reaction using CO2 as a raw material, a molar amount of water is a by-product of methanol. Commonly used Cu-ZnO (copper-zinc oxide) methanol synthesis catalysts tend to deteriorate easily in the presence of water. When compared in terms of STY (free-time yield), Cu / ZnO catalysts≧ Cu / ZrO 2 catalysts> Cu-supported catalysts≧ non-Cu catalysts.

In Japan, the Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) developed a Cu/ZnO/ZrO2/Al2O3/SiO2 catalyst and adopted it in a pilot-scale plant in 2010.

Several other research institutes have reported new catalysts that can be used in CO2-based methanol synthesis reactions, but it will take some time to apply them to commercial-scale plants.

In commercial-scale processes, Cu/ZnO/Al2O3 catalysts are commonly employed.

Manufacturers such as Clariant who are working on the manufacture of existing methanol catalysts are working on the development of methanol catalysts using CO2 as a raw material in a type that greatly improves durability compared to conventional ones, and it is expected that they will be adopted in this project.

4.3.1.2. Examination for H2/CO2 compression system

The hydrogen pressure at the outlet of electrolyzer varies depending on the type of electrolyzer selected. The CO2 pressure is close to atmospheric pressure in the chemical absorption method.

On the other hand, the methanol synthesis pressure is about 50-100 bar, and it is necessary to consider the optimal compressor system to boost the pressure to that level.

Specifically, after selecting the model of the electrolyzer, it is necessary to determine the pressure at which CO2 is mixed with H2 in consideration of the generated hydrogen pressure. In this project, the alkaline water electrolysis method was selected as a result of selecting the type of electrolyser

with the lowest CAPEX and determining the specifications, and then selecting the alkaline water electrolysis method. On the other hand, the pressure captured CO2 by the chemical absorption method is close to atmospheric pressure, but the methanol synthesis pressure in the g-Methanol® process is about 50-100 bar.

Low molecular weight hydrogen requires a multi-stage casing for pressure boosting because the compression ratio cannot be increased when it is assumed to be boosted alone. On the other hand, in the case of a system in which hydrogen is mixed with CO2 in advance and then pressurized to the required pressure, the required number of compressor stages is suppressed.

Therefore, in this project, as shown in Figure 10 below, this scheme was selected that in which CO2 was pressurized to 17 barG and then mixed with H2, and the synthesis gas consisting of CO2 and H2 was pressurized to the methanol synthesis pressure.

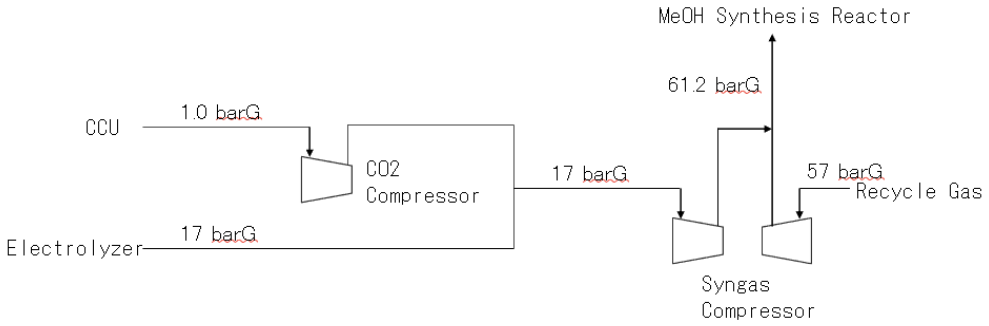


Figure 10 Synthesis Gas Compression Scheme (Developed by Toyo engineering)

4.3.2. Economical Challenges

4.3.2.1. Stable supply of renewable energy sources (volume and fluctuations) and prices

In this project, by using steam turbine generators (the steam generated by the Power Boiler and Recovery Boiler) as the renewable energy power supply source for the electrolyzer, the following benefits can be enjoyed.

-As biomass power generation, it is possible to stably supply renewable energy 24 hours a day, including at night. (Currently, the surplus from the required amount at the pulp mill is sold externally to the grid, and by using that amount for this project, a stable supply can be achieved. Unlike solar power generation and wind power generation, it is possible to prevent fluctuations in the power supply. No system is required to handle the fluctuations (for example, hydrogen storage equipment or storage batteries).

-Since the CO2 emission source is also the Power Boiler and Recovery Boiler, the renewable power source and the necessary units in this project (CO2 Capture Unit, Electrolyzer and Green Methanol Unit) can be placed in close proximity. (The amount of cables and piping for interconnection can be minimized.

Excess electricity from the steam turbine generator is sold to the grid at a profit. Since the green methanol cost (cost not including profit) obtained from the results of this study remains high at approximately 1,270 USD/t-MeOH. In order to realize this project, it is necessary to reduce the

hydrogen production OPEX dominating the green methanol cost, that is, to reduce the renewable energy cost. In other words, for the partner company, in order to produce green methanol and achieve Scope 3 emission reductions for plywood products, it means losing profits from external sales of renewable electricity.

Although partner companies are proactive about improving environmental value, determining how to judge this profit loss requires management judgment, so it is necessary to take time and carefully discuss with partner company.

4.3.2.2. Demand for Green Methanol in Plywood Business

This project will enable the partner company to replace the fossil fuel-derived methanol currently used in plywood manufacturing with green methanol.

On the other hand, regarding the price, the green methanol price calculated this time is considerably higher than the current purchase price. On the other hand, considering the proportion of methanol (fossil fuel-derived) costs in the manufacturing cost of plywood, the final product, the cost impact of substituting green ammonia does not directly affect the price of plywood products (relatively lower). Further research is required by the partner company regarding the demand for green plywood with high environmental value due to Scope-3 GHG emissions reduction.

4.3.2.3. Consideration of green methanol applications outside the plywood business

In recent years, fuel applications such as marine fuel have attracted attention as a use for methanol other than chemicals. Demand for methanol bunking is expected to increase in the target country as well, but while many green ammonia production projects are being planned in the target country, there are almost no plan for green methanol production project. Green ammonia is expected to be used as a clean marine fuel with low carbon intensity in the future.

On the other hand, as a result of discussions with the partner company, it was found that green methanol users in the target country include "salmon farming companies" and "wine manufacturing companies." As a product that claims low carbon intensity, there is a possibility that it can absorb the price increase. Further investigation is required regarding this possibility. In addition, for use in the aviation field, it is possible to produce SAF at MTJ using green methanol as a raw material, but a summary study result regarding this is described in Section 4.2.7.

4.3.2.4. Cost savings by scaling up the plant

As shown in Section 4.2.3, this project uses only about 7% of the total amount of exhaust gas to recover CO2 and produce green methanol. Therefore, increasing the amount of CO2 captured will contribute to an increase in the reduction of GHG emissions for the partner company as a whole, and there is a possibility that the cost of green methanol production can be reduced due to the economies of scale of the plant which was raised by the partner company. If green methanol was produced using an amount of CO2 equivalent to the total emissions of the boilers subject to this

study, a rough study was conducted what the facility size and methanol price would be. The resulting CO2 Capture Unit will be large-scale at 5,500 MTPD, which is larger than the world's largest CO2 capture facility, Petra Nova's CO2 capture facility in the United States (4,776 MTPD). In addition, the required power capacity for renewable energy (if the facility utilization rate is 100%) and electrolyzer capacity will be large at 1.8GW, which indicates that the development of renewable energy power sources and the procurement of electrolyzer will become a bottleneck. On the other hand, as a result of integrating the green methanol cost using these installed capacities, it was found that a reduction of about 10-20% is possible compared to the case of 230 MTPD. According to the results of this study, more than half of the green methanol cost comes from renewable electricity costs, so the reduction effect on the overall green methanol price by scaling up the plant is limited. Therefore, considering that renewable energy production costs and hydrogen production costs are expected to decrease in the future, the initial facility scale and business investment costs should be reduced to the level of the current surplus renewable energy power (115MW). It can be judged that it is better to make maximum use of it, limit it to a range that does not involve additional CAPEX investment, and gradually increase the production amount of green methanol as the market for the green methanol product grows. As this matter is closely related to the partner company's business strategy and investment decisions, it is necessary to continue discussions with the partner company.

4.3.2.5. Evaluation of future market trends for electrolysers

According to “IRENA Green Hydrogen Reduction Cost 2020”, “increased manufacturing capacity of suppliers” and “accumulation of manufacturing knowledge” are cited as major cost reduction factors for electrolyzers in the future, and the cost of electrolyzers will be reduced by 2030. is expected to be around 350-450 USD/kW.

TOYO in-house cost data used in the CAPEX estimation for this project is within that range, but information regarding future technology/development trends and price trends for electrolyzers should be obtained from suppliers in Japan, Europe, America, and China.

4.4. Calculation of GHG Emission Reductions and Consideration of Emission Reduction Contributions

4.4.1. Framework on the methodology

The title of the methodology, terms and definitions, and a summary of the methodology are shown below. The pulp and paper sector, which is a large-scale emission source, utilizes a large amount of biomass, and the capture and utilization of this carbon will contribute to the promotion of the biogenic carbon cycle, which will make a significant contribution to climate change mitigation. Therefore, this methodology was developed to replace amount of methanol used as a chemical product with green methanol produced with carbon capture technology in the pulp and paper sector.

A. Title of the methodology

Production of Green Methanol from captured CO_2 and clean hydrogen for replacing the methanol produced from natural gas in the pulp and paper sector

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Green methanol	Green methanol is produced from clean hydrogen and captured CO_2.
Clean hydrogen	Clean hydrogen shall be defined based on Carbon intensity (Well-to-Gate). The reference values shall be those recognized by the governments of both countries at the time of project registration.
Renewable Energy	Renewable energy is energy derived from natural sources that are constantly replenished, such as sunlight, wind, water movement, and geothermal heat. Renewable energy sources include solar, wind, hydroelectric, geothermal, and biomass energy.
Carbon capture	Carbon capture is a technology to capture CO_2 from large point sources or atmosphere. By preventing the release of CO_2 into the atmosphere or removing the CO_2 from the atmosphere, carbon capture technology mitigates climate change. CO_2 sources are not limited to Biogenic.
Methanol produced from natural gas	Conventionally, methanol has been produced from natural gas in the target country.
Methanol	The methanol is to be used as chemical substance, not as the fuel.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Green methanol is produced and replaces the conventionally produced methanol from the natural gas.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the GHGs emission from conventional methanol production process from the natural gas in the target country.

Calculation of project emissions	Project emissions are calculated on the basis of monitored electricity consumption and emission factors for grid electricity or captive electricity. In case biomass is used as the renewable energy, its transportation are calculated by roundtrip distance of biomass transportation, mass of transported biomass and emission factor for biomass transportation.
Monitoring parameters	- Amount of Methanol production - Amount of Methanol usage as chemical product - Electricity consumption for clean hydrogen production, carbon capture and methanol production - Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources - Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The CO_2 recovered by applying on-site carbon capture technology shall be used as a feedstock.
Criterion 2	The clean hydrogen shall be used as a feedstock.
Criterion 3	Methanol is used as the chemical products in the target country

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel	CO_2, CH_4
Electricity	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity	CO_2
Onsite fossil fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources	CO_2
Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources	CO_2

4.4.2. Establishment of Reference Emissions

Reference emissions are calculated by multiplying the emission factor for methanol production according to the IPCC guidelines (approx. 0.56 tCO2/tMeOH) by the amount of green methanol produced (utilized). In this study, the company engaged in all methanol production in the target country was interviewed to confirm that the actual emission factor is higher than the above emission factor by IPCC.

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated on the basis of the green methanol production amount multiplied by the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories published by IPCC.

The emission factor of the BaU emission is assumed to be is 0.6 ton-CO_2/ton-methanol by producing synthesis gas from natural gas by reformer and synthesizing methanol, based on the interview with methanol producer in the target country.

The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (Volume 3, Chapter 3, Table 3.12 and Volume 3, Chapter 3, Page 3.74) and the global warming potentials for 100-year time horizons (GWP-100) by the Supplementary Material for IPCC Sixth Assessment Report* are as follows.
CO2: 0.497 ton-CO_2 / ton of methanol produced, 1 (GWP-100)
CH4: 2.3 kg-CH_4 / ton of methanol produced, 27.9 (GWP-100)
Total: 0.56117 ton-CO_2eq / ton of methanol produced

In the methodology, the emission factor database (EFDB) by IPCC is lower than the conventional emission factor in the target country. Therefore, the methodology results in a net reduction of emissions, since reference emissions are lower than the BaU emissions.

* *Smith, C., Z.R.J. Nicholls, K. Armour, W. Collins, P. Forster, M. Meinshausen, M.D. Palmer, and M. Watanabe, 2021: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity Supplementary Material. In Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. Available from https://www.ipcc.ch/*

F.2. Calculation of reference emissions

$RE_p = N_{MEOH,p} * \{(EF_{CO2,MEOH} + EF_{CH4,MEOH} * GWP_{100,CH4})$

RE_p Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$N_{MEOH,p}$ Project production amount of methanol during the period p [tMEOH/p]

$EF_{CO2,MEOH}$ CO_2 emissions factor for production of methanol [tCO_2/tMEOH]

$EF_{CH4,MEOH}$ CH_4 emissions factor for production of methanol [tCH_4/tMEOH]

$GWP_{100,CH4}$ Global warming potentials for 100-year time horizons of CH_4[tCO_2/tCH_4]

4.4.3. Calculation of project emissions

The proposed approach for calculating project emissions is as follows. The amount of electricity and associated greenhouse gas emissions for CO2 capture, clean hydrogen production, and green methanol production will be calculated. Since the pulp and paper sector utilizes abundant biomass resources as an energy source, the calculation item was included assuming that the electricity is generated from biomass.

G. Calculation of project emissions

$PE_p = EC_{cc,p} * EF_{elec,cc} + EC_{H2,p} * EF_{elec,H2} + EC_{MEOH,p} * EF_{elec,MEOH} + \sum_i \left((FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)$

PE_p Project emissions during the period p [tCO_2/p]

$EC_{cc,p}$ Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]

$EF_{elec,cc}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by project carbon capture equipment [tCO_2/MWh]

$EC_{H2,p}$ Electricity consumption by project carbon capture equipment during the period p[MWh/p]

$EF_{H2,cc}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by production of H_2 [tCO_2/MWh]

$EC_{MEOH,p}$ Electricity consumption by project methanol production plant during the period p[MWh/p]

$EF_{elec,\ MEOH}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by project methanol production plant [tCO_2/MWh]

$FC_{PJ\_onsite,i,p}$ The amount of the fuel type i used onsite for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]

$FC_{PJ\_t,i,p}$ The amount of the fuel type i used for transportation of biomass resources during the period p [mass or volume unit/p]

$NCV_{PJ,i}$ Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit]

$EF_{PJ,i}$ CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ]

In case there is the evidence that demonstrate maximum output capacity* is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, emissions from transportation can be neglected. As for project emissions resulted from the transportation of biomass resources to a utilization facility, CDM Methodological tool "Project and leakage emissions from biomass" stipulates that the emissions can be neglected if the transportation distance is less than 200 km.[101]
In case there is no evidence that demonstrate maximum output capacity is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biomass resources and a biomass power plant is unlikely to exceed 200km, entire emissions from transportation are calculated using the equation above.

* Maximum output capacity is maximum amount of power generation that the power plant can generate.

4.4.4. Monitoring

As mentioned above, the project needs to monitor electricity consumption and emissions related to biomass power generation, as well as methanol production and utilization. In this project, all information is within the target company, and in addition to the data already monitored in the existing facilities, it is necessary to monitor the amount of electricity consumption and methanol production in the new plant.

4.4.5. Study on GHG emission reduction in the target project

According to the above methodology, GHG emission reduction in the target project will be calculated as below.

<Reference emissions>

81,420tMEOH/yr x 0.56117 tCO2/tMEOH＝45,690tCO2 / yr

(The amount of annual green methanol production x emission factor for methanol production according to IPCC guidelines = the amount of annual reference emissions)

<Project emissions>

The project emissions can be considered 0tCO2 /yr because the project uses existing on-site biomass power generation.

<GHG emission reduction>

[Reference emissions]-[Project emissions]= 45,690tCO2 / yr - 0tCO2 / yr =45,690tCO2 / yr

Therefore, the annual GHG emission reduction is approximately 46,000 t-CO2 based on the production volume of green methanol.

"Project and leakage emissions from biomass"
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v4.pdf

The legal useful life of a chemical plant is 8 years, and this project is expected to reduce approximately 365,000 tons of CO2 emissions.

The CO2 used in the project is not derived from fossil fuels, but from biogenic sources. While discussions on the quality of credits are currently underway worldwide, the credits that can be issued from this project can be evaluated as credits that are similar to those that can be issued from the removal of CO2.

4.4.6. Contribution potential to GHG emission reductions by the extension of the target project of this JCM FS

The annual production of methanol in the target country in recent years has been 800,000-900,000 tons, while the export volume is about 200,000-250,000 tons. Therefore, annual domestic consumption is considered to be approximately 600,000 tons. Assuming that 80% of this amount is used as chemicals, 480,000 tons of methanol is used as chemicals annually. If this is replaced by the green methanol proposed in this project,

$$480{,}000\text{tMEOH/yr} \div 81{,}420\text{tMEOH/yr} \times 46{,}000\text{tCO2/yr}$$
$$\fallingdotseq \text{approx. } 271{,}200\text{tCO2/yr}$$

approximately 271,200tCO2/yr of the GHG emissions reductions can be achieved.

In addition, when utilization of green methanol as fuel methanol or SAF is considered, the amount of CO2 generated from fossil fuel power generation in the target country is 2.5 times larger than that of the pulp and paper sector. There are other sectors, such as the cement sector, where there are many sources of CO2 especially those derived from fossil fuels, and the potential for further promotion of CCU is high.

5. Coordination for commercialization with government officials in the target countries

In promoting CCU projects in the target country, it was consulted with ministries and agencies that are highly interested in innovation in the field of climate change and ministries and agencies in charge of the JCM. During the consultation, it was stated that technologies such as carbon capture and utilization (CCU) are extremely important, and that further consideration is required for their introduction, and that Japan expects cooperations. In addition, although the project will divert existing biomass power, which will result in leakage, there was a comment that the additionality of renewable energy for clean hydrogen production does not necessarily need to be considered in light of the potential for widespread deployment in the target country. The interviews were conducted before COP28 (Dubai), but the importance of CCU and CCS was discussed at the COP, and it is expected that further studies will be conducted in the target country. On the other hand, since there is no clear policy system for the CCU, it is necessary to position it in the policy at an early stage and

to clarify it in order to attract private sector investment. In the course of deepening consultations with the partner company in the target country, it is planned to continue discussions with the target country in order to obtain policy support from the government in parallel.

6. Issues and countermeasures for future industrialization

Based on the results of the above economic analysis, consultations were held with partner companies as to the industrialization of this project, to obtain the following feedbacks.

- From the ratio of methanol price against the plywood production cost, the price of plywood to be produced using green methanol as the raw material was estimated. Compared to the current methanol purchase price, the green methanol price calculated in this project turned out to be higher. Further study will be required as to the demand of green plywood having a higher environmental value to be gained by GHG reduction amount of Scope-3.
- In the economic analysis in this project, the JCM credit price was set at 40 USD/tCO2 for calculation. Rise in the credit value and enhanced realizability of the industrialization of credit acquisition will require a worldwide credit market price hike, as well as review of the carbon tax in the target country.
- ”Farmed salmon producing companies” and “Wine making companies” may be potential buyers of green methanol as a fuel. In other words, when exporting these products overseas such as to Europe, there may be a room for accepting a price increase in the name of low-carbon products. In this regard, further investigation is needed.
- A trial calculation indicated a possibility of producing MTJ-based SAF of about 30,000 KL/year with green methanol as the raw material.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: JCM feasibility study on chemical goods/synthetic fuel production using CO2 emitted from pulp mill as a raw material

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Toyo Engineering

Page	No.	Title
517	Table3	Project unit capacity
518	Figure2	Comparison of the capacity and configuration of unit before and after industrialization (above: before industrialization, below: after
520	Figure3	Construction and features of typical methanol synthesis reactors
520	Figure4	Internal configuration of MRF-Z® reactor
521	Fugure5	Reactor inside operating line
521	Table4	Outline of green methanol synthesis equipment
522	Table5	Outline of water electrolysis technology
523	Table6	Outline of water electrolysis equipment
524	Figure6	Features of CO2 capture technology
525	Table7	Outline of the CO2 capture unit
525	Figure7	CAPEX/OPEX estimation scope
526	Figure8	Green Methanol Production Cost
527	Figure9	MTJ process block flow
528	Figure10	Synthesis Gas Compression Scheme

添付 2.8. 阪和興業株式会社

事業名：（ウズベキスタン）公立病院における太陽光発電・蓄電池の導入
およびボイラーの燃料転換に関する JCM 実現可能性調査

実施者：阪和興業株式会社

1. JCM FS 調査の目的

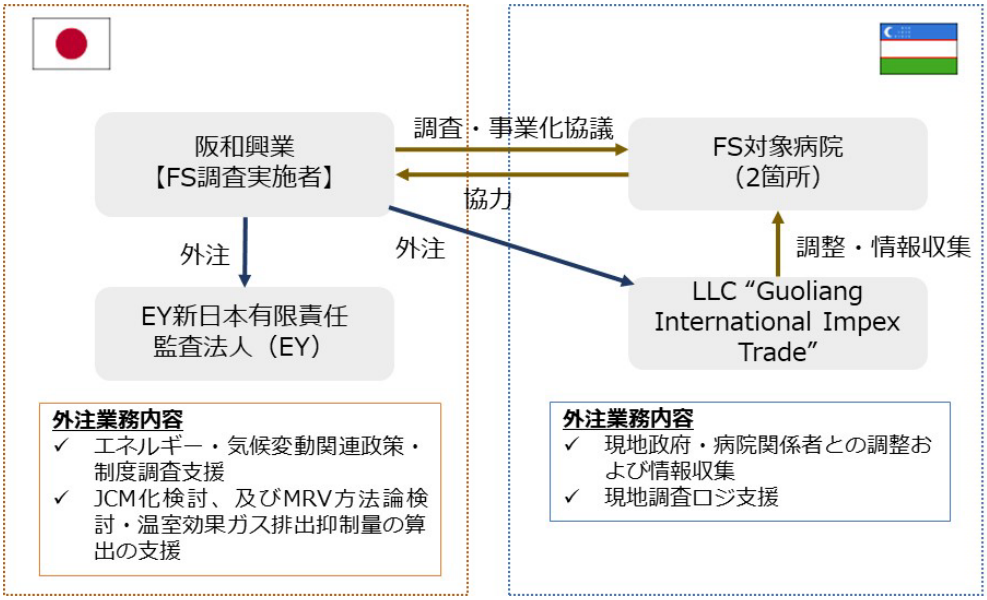
本 FS 調査では、調査開始当初、ウズベキスタン共和国(以下、ウ国)の公立病院に太陽光発電・蓄電池システムを導入することにより、安定かつクリーンな電力を供給するとともに、石炭またはガスボイラーをバイオマスボイラーに転換することにより、GHG 排出量を削減する事業の実現可能性を調査することを目的として実施した。

本事業のニーズ確認のため、阪和興業株式会社（以下、阪和興業）では、2022 年 10 月に事前調査（現地調査）を実施、プロジェクトサイトとなるヤッカバフ中央病院および地域病院のみならず、現地外務省や、プロジェクトサイトを管轄するカシカダリヤ州政府やヤッカバフ区政府とも面談した。その結果、電力供給に関し、病院の電力供給の不安定さ、非常用発電機の老朽化、ディーゼル燃料の燃料代上昇、電気代の急激な値上がりといった課題を確認した。加えて、熱供給に関しては、冬季の暖房用に石炭ボイラーまたは天然ガスボイラーを利用した温水暖房システムが導入されているが、石炭ボイラーは近年の国際的な石炭使用への批判の高まりを受け、長期的な使用は難しいと感じている一方、ガスボイラーはウ国でのガス消費量増加に伴い供給不足が発生している点を確認した。これらの事前調査を踏まえて、本 FS では、公立病院への①太陽光発電機および蓄電池の導入、②石炭またはガスボイラーのバイオマスボイラーへの変更を目的として調査を実施した。

2. JCM FS 調査の実施体制

本ＦＳ調査は、阪和興業が主体となって事業化および JCM プロジェクト化の検討を行った。また、阪和興業の外注先として、EY 新日本有限責任監査法人が、ウ国におけるエネルギー・気候変動関連政策・制度に係る調査、JCM 化検討、MRV 方法論案の検討および削減効果の算定等の支援業務、現地コンサルティング会社 LLC “Guoliang International Impex Trade”が、現地政府・病院関係者との調整や情報収集、現地調査ロジ支援業務を担った。

図 2-1 JCM FS 調査の実施体制



出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. JCM FS 調査の概要

本 FS 調査では、ウ国の公立病院を対象に、①太陽光発電・蓄電池システムの導入、および②石炭またはガスボイラーをバイオマスボイラーへの転換を目的とし、ウ国の再生可能エネルギーに関する法制度・体制、リースに関する規制・可能性、調査対象病院の電力使用状況、ボイラー使用状況、現地 EPC 状況等を調査項目とし、第 1 回現地調査を 2023 年 9 月 16 日～9 月 30 日に実施した。

しかしながら、第 1 回現地調査における現地省庁へのヒアリングにおいて、2022 年 9 月に発出された「省エネルギー技術の導入と低出力の再生可能エネルギー源開発のための追加的措置に関する大統領令（UP-220）」および 2023 年 2 月に発出、同年 8 月に改正された「2023 年の再生可能エネルギー源および省エネルギー技術導入の加速に向けた施策に関する大統領決定（PP-57）」（詳細は 4.1.2 章にて後述）により、公立病院を含む公共施設において急速に太陽光パネルの設置が進められていることが判明した。また、同様に大統領令 UP-220 では、天然ガス節約のため、公立病院等の公共施設がガスボイラーを使用している場合、石炭ボイラーへ転換するとの指令も出されており、この状況下では、当初想定の事業内容では、事業機会に乏しいとの判断に達した。

そのため、事業化の検討対象を、ウ国の公立病院における温室効果ガス（以下、GHG）排出削減への貢献の観点で再検討し、①温水暖房システムへのヒートポンプの導入、および②既存石炭ボイラーにおけるバイオマス混焼（バイオマス原料のペレット化）へと変更した。これを受け、調査目的は、ウ国の公立病院に温水暖房システム用ヒートポンプを導入すること、および石炭ボイラーにおいてバイオマス混焼（バイオマス原料のペレット化）について、提案技術の導入可能性および事業化の検討、GHG 排出削減ポテンシャルの検討および JCM プロジェクト化の検討等を行った。

具体的な FS 調査項目は以下の通り。

1. 関連政策・制度の動向分析：提案事業に関連するエネルギー、気候変動関連政策、制度の整備状況やドナーの支援動向を、文献およびウ国政府等関係者へのヒアリングを通じて調査。
2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討：提案事業の事業化および JCM プロジェクト化に向け、以下の項目を調査。
   (1) 制度・市場調査：公立病院へのリースモデルによる設備導入に関するプロセスや要件、設備導入に向けた製品認証、調査対象技術の市場環境および事業対象となる公立病院について調査。
   (2) 技術調査：現地病院に適した設備仕様をメーカーと協業して検討した。また、現地で安定的に調達可能なバイオマス燃料（農業残渣）を検討。
   (3) 事業化検討：事業化へ向け、リース会社、設備・機器メーカー、EPC、現地病院と詳細を協議した。また、想定するビジネスモデルにおける事業実施体制およびファイナンスを検討し、経済性を試算。
   (4) JCM プロジェクト化検討：民間 JCM のプロジェクト化へ向け、実施体制やスケジュールを策定し、Project Idea Note（PIN）案を作成。
3. 課題と対応策の検討：調査実施における課題として、現地政策を踏まえ調査対象を変更。
4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討：温水暖房システムへのヒートポンプの導入を対象に、JCM 方法論案の検討、およびその方法論案に基づいた GHG 排出削減量の算定。
5. 相手国政府関係者との事業化に向けた調整：ウ国で JCM を所管する経済財務省に、公立病院を管轄する公衆衛生省、エネルギー政策を管轄するエネルギー省、投資促進や貿易を管轄する投資産業貿易省と面談を行い、提案事業の説明や事業化に向けた意見交換を行った。
6. 今後の事業化に向けた課題と対応：本 FS 調査の結果を踏まえ、ヒートポンプの導入を対象に、今後の事業化に向けた課題と対応策を検討。

3.2. JCM FS 調査のスケジュール

本 FS 調査の実施スケジュールは以下の通り。

表 3 1 FS 調査スケジュール

予定

調査項目	2023年					2024年	
	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
①関連政策・制度の動向分析							
②事業化およびJCMプロジェクト化の検討							
1) 制度・市場調査							
2) 技術調査							
3) 事業化検討							
4) JCMプロジェクト化検討							
③課題と対応策の検討							
④GHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討							
⑤相手国政府関係者への事業化に向けた調整							
報告書							
現地調査		▲		▲			

出典：調査チーム作成

なお、現地調査は 2023 年 9 月および 11 月の 2 回実施し、各渡航実績は以下の通り。

表 3 2 現地調査実績

実施時期	面談先
第 1 回 2023 年 9 月 16 日 ～9 月 30 日	・ 現地政府関係機関（経済財務省、投資貿易省、公衆衛生省、エネルギー省、Yashil Energiya（再エネ公社）） ・ 日本政府関係機関（在ウ国日本大使館、JETRO タシケント事務所、JICA ウズベキスタン事務所） ・ ドナー（世界銀行タシケント事務所） ・ EPC 候補 2 社 ・ 地方政府関係機関（カシカダリヤ州庁、ヤッカバフ区庁） ・ 病院関係機関（ヤッカバフ中央病院、ヤッカバフ地域病院、ヤッカバフ区電力供給公社事務所） ・ その他（タシケント州営工業団地 Texnopark）
第 2 回 2023 年 11 月 18 日 ～11 月 30 日	・ 現地政府関係機関（環境省、Uzhydromet（水文気象庁）、農業省、エネルギー省） ・ 日本政府関係機関（在ウ国日本大使館） ・ EPC 候補 1 社 ・ リース会社 1 社 ・ 地方政府関係機関（ヤッカバフ区庁、ナマンガン州カサンサイ区庁） ・ 病院関係機関（ヤッカバフ中央病院、ヤッカバフ地域病院、ナマンガン州カサンサイ区病院） ・ 綿花工業 1 社

出典：調査チーム作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1 ウ国のエネルギー気候変動関連の現状

(1) エネルギー需給

ウ国の総エネルギー供給量は、2020 年時点で 1,885,662TJ、エネルギー源別に見ると、83.1%が天然ガス、次いで石油が 9.5%、石炭が 6.5%と、大部分を天然ガスに依存（図 4-1）。ウ国の経済は、エネルギー集約度が高く、近代化および燃料やエネルギー産業の多様化は国の開発の主要優先事項となっている [1]。

[1] 1st BUR (English) p.26.

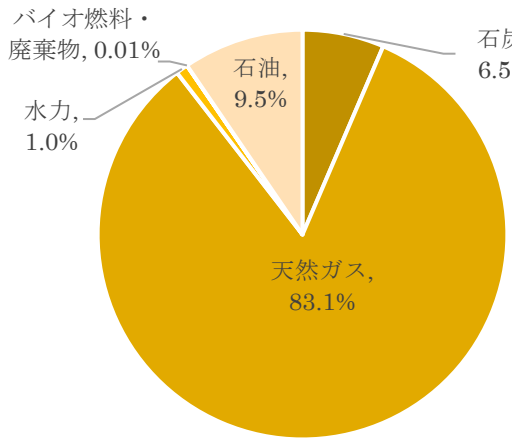


図 4-1 2020 年の総エネルギー供給における
エネルギー源別割合

出典：IEA[2]

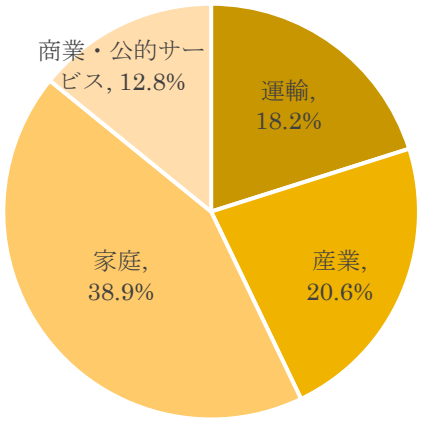


図 4-2 2020 年の最終エネルギー消費に
おけるセクター別割合

出典：IEA[2]

ウ国は、主に自国のエネルギー資源で需要を賄っているが、2021 年現在で利用可能な発電能力は 12.9GW である。同国初の 100MW の太陽光発電所は 2021 年に稼働を開始した。2030 年までには再生可能エネルギーによる発電比率を少なくとも 25%まで引き上げる計画、500 万 kW の太陽光発電所、300 万 kW の風力発電所、190 万 kW の水力発電所を含む、約 1,000 万 kW の新しい再生可能エネルギー設備が建設される予定[3]。

(2) ウ国の電源構成と太陽光発電を巡る状況

ウ国では、豊富な天然ガス資源を背景に電源構成の 88%は天然ガスが占めており、次いで水力が 8%、石炭が 4%、石油が 1% (2022 年、図 4-3)。ウ国の再生可能エネルギーの技術的な潜在ポテンシャルは 3,494TWh/年と見積もられ、現在の電力需要の 61.2TWh/年を大きく上回るが、水力発電以外の再生可能エネルギーの利用は、太陽光発電を含め極めて限定的である。

[2] IEA World Energy Balances 2022 -Uzbekistan. https://www.iea.org/countries/uzbekistan

[3] NDC2 (English) p.13

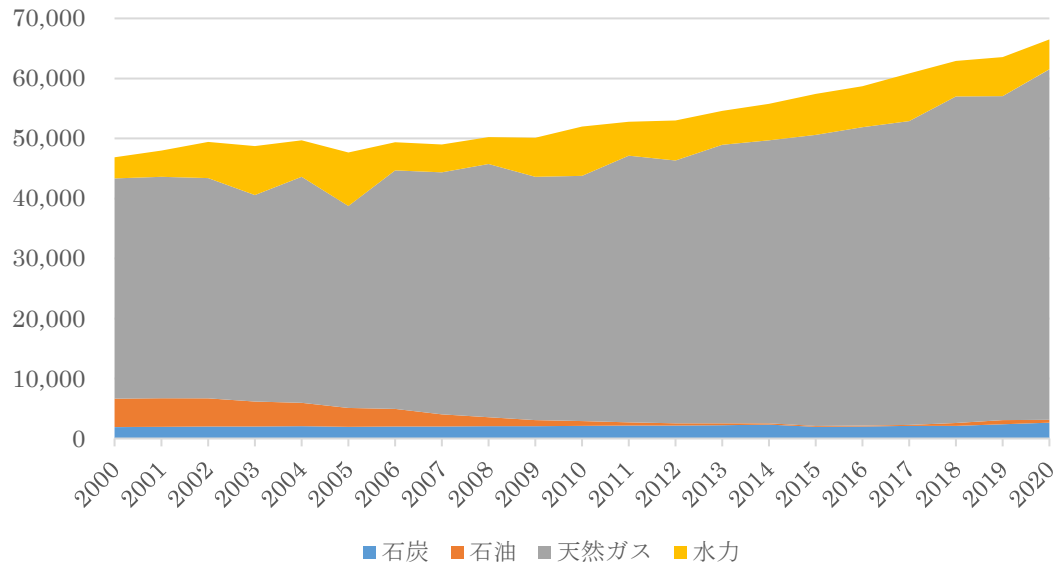


図 4-3 電源別発電量（GWh）

出典：IEA[4]

(3) GHG 排出

2017 年のウ国の温室効果ガス（GHG）総排出量は、林業およびその他の土地利用部門（FOLU）における炭素除去を除いて 189.2 Mt CO2-eq、炭素除去を含めると 180.6 Mt CO2-eq である。そのうち、エネルギー部門が全体の 76.3%を占め、次いで農業部門 17.8%、工業プロセスと製品使用（IPPU）4.5%、廃棄物 1.4%となる。

世界全体の排出量におけるウ国の割合は約 0.3%である。1 人当たりの GHG 排出量は、5.8 t-CO2/人、うち CO2 排出量は 3.1 t-CO2/人、メタン（CH4）排出量は 2.3 t-CO2/人、亜酸化窒素（N2O）排出量は 0.44 t-CO2/人となっている。

[4] IEA Electricity Information 2022 https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information

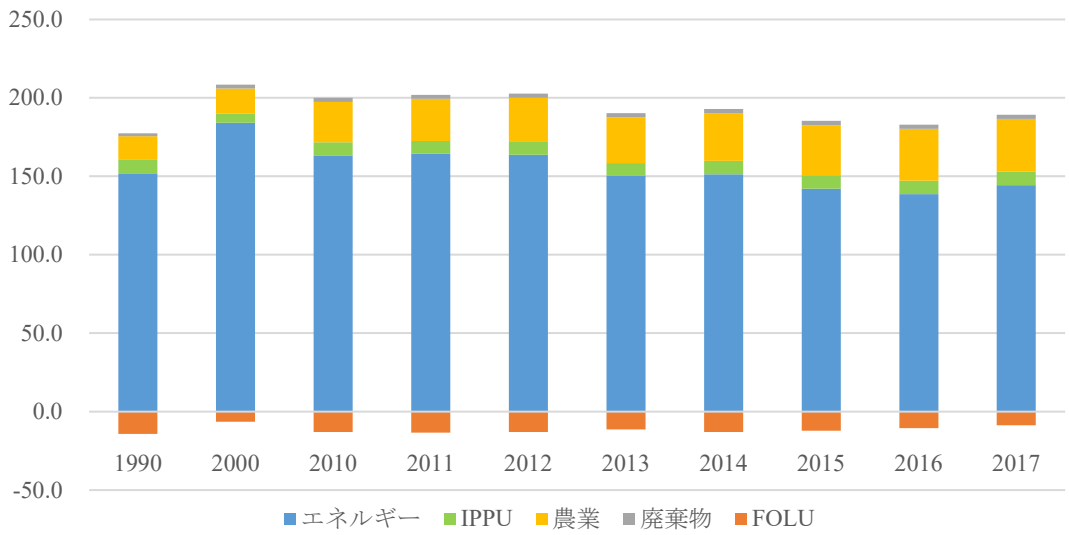


図 4-4 セクター別 GHG 排出量（百万 tCO2-eq）

出典：1st BUR

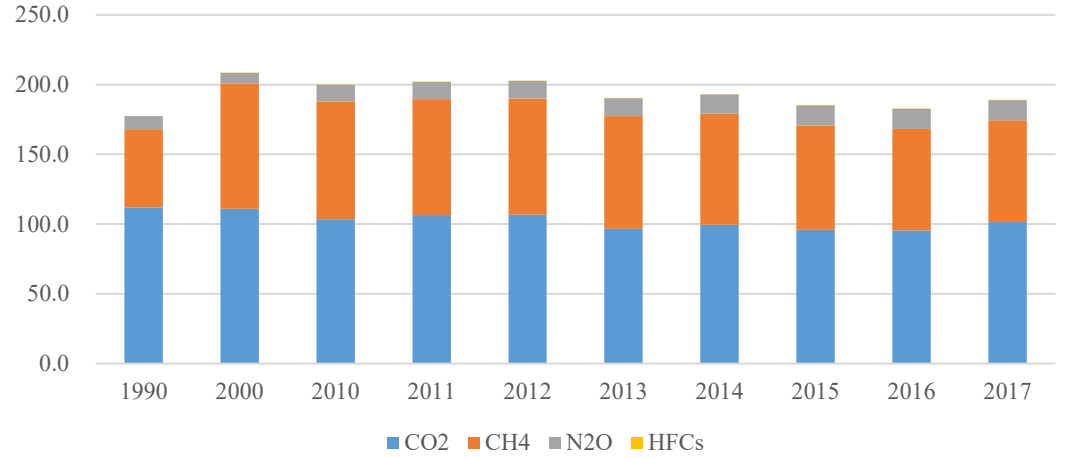


図 4-5 GHG 種別排出量（百万 tCO2-eq）

出典：1st BUR

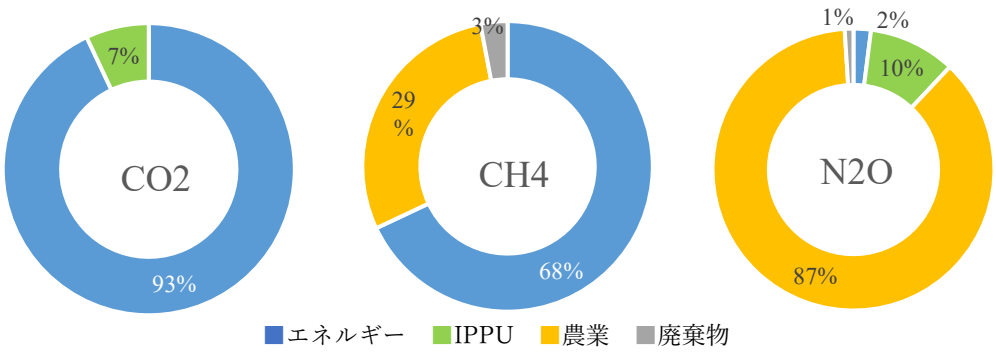


図 4-6 GHG 種別セクター別排出割合（%）

出典：1st BUR

2017 年のエネルギー部門の総排出量 144,407.83GgCO2-eq の内訳を見ると、天然ガスの採掘・加工・輸送が最も高い 33%で、次いで発電における燃料燃焼が 22%である。

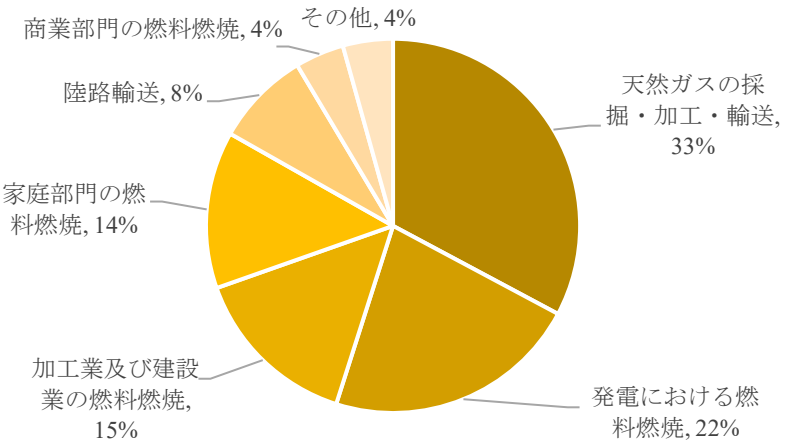


図 4-7 エネルギー部門の排出量内訳（2017 年）

出典：1st BUR

なお、総排出量の内訳では、石油・ガス産業におけるメタン漏出（22.7%）、電気および熱生産のための燃料燃焼による CO2 排出（13.3%）、工業および建設業における燃料燃焼による CO2 排出（10.0%）、家畜の腸内発酵によるメタン排出（9.4%）、家庭用の燃料燃焼による CO2 排出（8.4%）の 6 つの要因が全体の約 63%を占める。

4.1.2 エネルギー・気候変動関連政策

(1) 国が決定する貢献（NDC）

ウ国は、1993 年 6 月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）に加盟、2017 年 4 月にパリ協定に署名し、各国が自主的に決定する約束草案（INDC）を提出した。2018 年 10 月にはパリ協定を批准し、INDC が初版 NDC（NDC1）となった。NDC1 では、2030 年までに国内総生産（GDP）当たり GHG 排出量を 2010 年比 10%削減するため、気候変動対策の強化を目指すとした。

NDC1 を更新した第 2 版 NDC（NDC2）は、ウ国水文気象サービスセンター（the Center of Hydrometeorological Service of the Republic of Uzbekistan）による総合調整と国連開発計画（UNDP）の支援の下、省庁間の作業部会により 2021 年に策定された。NDC2 は、主要省庁の他、学界、市民社会、民間セクター、若者世代の代表者が参加し、持続的な開発目標（SDGs）や、国情に沿った社会経済開発目標とも整合されている。

この NDC2 では、2030 年までに GDP 当たり GHG 排出量を 2010 年比 35%削減するとしており、NDC1 から 25%の大幅な目標引き上げとなった（ただし、絶対量の削減目標ではないため、ウ国の経済成長は妨げないと整理されている）。

(2) 国家戦略・開発計画

エネルギーおよび気候変動に関連する国家戦略・開発計画について、以下が挙げられる。

- **国家開発戦略：2022-2026 年（Development Strategy of New Uzbekistan for 2022-2026）**[5]

  7 つの目標（target）のうち、「3. 国民経済の開発を加速し、高い成長率を確保する」の中で、「目標（Goal）24. 経済への安定した電力供給と、あらゆる分野におけるグリーン経済技術の積極的な導入により、経済のエネルギーを 20%増加させる」とある。

- **グリーン経済への移行戦略：2019-2030 年（Strategy for Transition of the Republic of Uzbekistan to a Green Economy for 2019-2030、2019 年 10 月 4 日付大統領決定 PP-4477）**

  2018 年 10 月、ウズベキスタンはパリ協定を批准した。パリ協定のコミットメントの実施とウ国の「グリーン」経済への移行を確実にするため、2019 年 10 月に本決定が採択された。

  以下などの目標が含まれている。

  - 2030 年までに GDP 当たりの GHG 排出量を 2010 年比で 10%削減する。
  - エネルギー効率の倍増させる。
  - 再生可能エネルギー比率を、総発電量の 25%以上にする。

- **Green Agenda**（NDC2 に記載があるが、具体的な政策名は特定できていない）

  UNDP、世界銀行、国連食糧農業機関（FAO）、アジア開発銀行（ADB）等の支援を受け、2030 年までのロードマップが策定されている。

(3) エネルギー政策

- 官民パートナーシップ（PPP）に関する法律（Law of the Republic of Uzbekistan "On Public-Private Partnership"、2019 年 5 月 10 日付 No. ZRU-537）[6]
- 再生可能エネルギー源の利用に関する法律（Law of the Republic of Uzbekistan "On the use of renewable energy sources"、2019 年 5 月 21 日付 No. ZRU-539）[7]
- 再生可能エネルギー源を含む電気エネルギーを生産する事業体の統一電力系統への接続に関する規則の承認に関する閣議決定（Resolution of the Cabinet of Ministers "On approval of the regulations for connecting to the unified electric power system of business entities that produce electric energy, including from renewable energy sources"、2019 年、No. 610）[8]

---

[5] The Asia Today “Main Targets of Uzbekistan’s 2022-2026 Development Strategy”（2022 年 2 月 22 日付記事）https://theasiatoday.org/opinions/main-targets-of-uzbekistans-2022-2026-development-strategy/

[6] https://www.iea.org/policies/13313-law-of-the-republic-of-uzbekistan-dated-may-10-2019-no-zru-537-on-public-private-partnership

[7] https://www.iea.org/policies/13310-law-of-the-republic-of-uzbekistan-on-the-use-of-renewable-energy-sources-dated-may-21-2019-no-zru-539

[8] https://www.iea.org/policies/13312-resolution-of-the-cabinet-of-ministers-no-610-on-approval-of-the-regulations-for-connecting-to-the-unified-electric-power-system-of-business-entities-that-produce-electric-energy-including-from-renewable-energy-sources

- 再生可能エネルギーおよび水素エネルギーの開発対策に関する決定（Resolution "On measures for the development of renewable and hydrogen energy in the Republic of Uzbekistan"、2021 年、No. PP-5063）[9]
- 省エネルギー技術の導入と低出力の再生可能エネルギー源開発のための追加的措置に関する大統領令（Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "About Additional Measures for Implementation of Energy-saving Technologies and Development of Renewable Energy Resources of Low Power”、2022 年 9 月 9 日付 No. UP-220）[10,11]

  2023 年の再生可能エネルギー源および省エネルギー技術導入の加速に向けた施策に関する大統領決定（Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "About Measures for Acceleration of Implementation of Renewable Energy Resources and Energy-saving Technologies in 2023”、2023 年 2 月 16 日付 No. PP-57、2023 年 8 月 23 日改正）[12,13]

  - 公共施設への小規模再生可能エネルギー設備建設
  - 屋根置き太陽光発電の導入と設備運営を目的とする有限責任会社 Yashil Energia の設立
  - 中国企業と協力したソーラーパネルの生産体制構築
  - 石炭への転換奨励
- 電力領域改革の次の段階を実行するための施策に関する大統領令（Decree of the President of the Republic of Uzbekistan " About Measures for Carrying Out the Next Stage of Reforming of the Sphere of Power”、2023 年 9 月 28 日付 No. UP-166）

(4) 気候変動・環境政策
- 2030 年までの環境保護コンセプトの承認（Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "On Approval of the Concept of Environmental Protection of the Republic of Uzbekistan until 2030"、2019 年 10 月 30 日付、UP-5863）[14]
- 環境保護のための経済的メカニズムのさらなる改善に関する政令（Decree on further improvement of economic mechanisms for environmental protection in the territory of the Republic of Uzbekistan、2021 年、No.202）[15]

---

[9] https://www.iea.org/policies/13432-resolution-no-pp-5063-on-measures-for-the-development-of-renewable-and-hydrogen-energy-in-the-republic-of-uzbekistan

[10] https://lex.uz/en/docs/6189043

[11] https://leap.unep.org/en/countries/uz/national-legislation/resolution-no-220-president-republic-uzbekistan-additional

[12] https://lex.uz/en/docs/-6385716

[13] https://leap.unep.org/en/countries/uz/national-legislation/presidential-decree-no-pp-57-measures-accelerate-introduction

[14] https://www.iea.org/policies/15258-concept-of-environmental-protection-of-the-republic-of-uzbekistan-until-2030

[15] https://www.iea.org/policies/15263-decree-202-on-further-improvement-of-economic-mechanisms-for-environmental-protection-in-the-territory-of-the-republic-of-uzbekistan

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

4.2.1. 制度・市場調査

(1) 公立病院への設備導入に係る入札制度

病院への設備導入は、入札によって事業者が決定される。予算は、経済財務省が公衆衛生省に配分し、公衆衛生省が各病院へ配分し各病院が入札を行う。

熱供給に関連する設備導入を検討する事業者は、病院と熱供給契約を締結した熱供給事業者との交渉が必要。

(2) 製品認証制度

ウズベキスタンに輸入される製品は品質と安全性が技術規則に適合していることを証明するため、ウズベキスタン国家標準規格（O'zDSt）認証を取得する必要がある。認証は、ウズベキスタン標準化・計量・認証庁（UZSTANDARD）が鑑定し発行。また、設備導入・施工にあたっては、事業者は法人単位で取得する「産業テクノロジー認証」が求められる。

(3) 市場環境

屋根置き太陽光発電および蓄電池

4.1.2 章に前述する通り、ウ国では、2022 年に発行された大統領令 220 号、および 2023 年 8 月に発行された大統領決定 57 号により、財政的インセンティブの提示、公共建物への屋根置き太陽光パネル導入の義務化等を通じ、太陽光発電の住宅、公共建物等への普及に力を入れている。並行して電気料金の引き上げも実施しており、太陽光発電の普及は急速に進められている。

特に、公共建物に対しては、全エネルギー消費量の 30%以上を再生可能エネルギーで賄う(大統領令 220 号)などの指針も出され、国の予算で屋根置き太陽光パネルの導入が進められている。また、同 4.1.2 章に前述の通り、屋根置き太陽光発電の導入と設備運営を目的とするエネルギー省傘下の有限責任会社 Yashil Energiya を設立し、PPA 契約による電力販売ビジネスの展開を進めている。

一方、エネルギー省や保健省等へのヒアリングによれば、現状では、コストの問題から蓄電池の導入はあまり進んでおらず、蓄電池無しのオングリッド案件に注力しているとのことであった。

ヒートポンプ（給湯用）

ウ国では、最終エネルギー消費に占める建築部門の割合が最大で、そのほとんどが暖房によるエネルギー消費によるものである。世界銀行のレポート[15]によると、特に公立病院では、全エネルギー消費量に占める暖房による消費量は、地域病院では 70%、地方診療所では 88%を占めるという。同レポートでは、10%の建物が地域暖房システムを採用しているが、残りの 90%は個別のボイラーによる熱を利用している。また、地域暖房システムのうち 70%はタシケントに位置し、天然ガスを燃料とする旧ソビエト時代の古いボイラーを利用するシステムに依存する。個別設置のボイラーは、石炭また天然ガスを熱源とするものが使用されており、63%の地域病院は天然ガスによるボイラーを熱源としている報告され

ている[16]。また、4.1.2 章に前述する通り、大統領決定 57 号では、天然ガスから石炭への転換が進められおり、公立病院においても、天然ガスから石炭ボイラーへの転換が進められている。

バイオマスボイラー

ウ国は、豊富な天然資源を背景に、これまでバイオマスなどの代替燃料の使用が進んでいなかったが、IEA によれば、ウ国では、綿花の茎やその他の農業残渣、家畜や葦の廃棄物を、直接燃焼熱またはガス化により、エネルギー資源として利用できる可能性が高いとされる。

(4) 事業対象となる公立病院

ウ国には約 3,800 箇所の公立病院があり、これらの病院のうち、事業対象となる各州の大型公立病院は下表の通りとなる。その大半はガスまたは石炭ボイラーが暖房システムとして利用されているが、2023 年以降、大統領令（PP-57）により、ガスボイラーは石炭ボイラーへの転換が進められているものと思われる。区立病院のうち、大型病院をリストアップし、既にリスト化した州立の大型病院と合わせて、提案事業のターゲットとなる病院を精査、優先順位付けを行った（黄色ハイライト）。

表 41 ウ国の主な公立病院リスト

No	病院名	州名	設立年	病床数	冬の暖房システム
1	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Namangan Filiali	Namangan	1981 年	240	ガスと石炭ボイラー
2	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Andijon Filiali	Andijon	1979 年	360	ガスと石炭ボイラー
3	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Farg‘ona filiali	Fergana	1998 年	360	ガスと石炭ボイラー
4	Toshkent tibbiyot akademiyasi ko'p tarmoqli klinikasi	Tashkent City	1976 年	1,200	ガスボイラー
5	Respublika shoshilinch tibbiy yordam ilmiy markazi Sirdaryo filiali	Sirdarya	2019 年	200	石炭ボイラー
6	Respublika shoshilinch tibbiy yordam ilmiy markazi Jizzax filiali	Jizzakh	1999 年	200	石炭ボイラー
7	Samarqand davlat tibbiyot universitetining 1-klinikasi	Samarkand	1929 年	1,500	ガスと石炭ボイラー
8	Navoiy viloyat kop tarmoqli shifoxonasi	Navoiy	2014 年	200	ガスボイラー
9	Buxoro viloyati ko'p tarmoqli tibbiy markazi	Bukhara	1976 年	455	ガスと石炭ボイラー

[16] Appraisal document for clean energy for buildings in Uzbekistan Project, June 2, 2022 https://documents1.worldbank.org/curated/en/602781663185457552/pdf/Uzbekistan-Clean-Energy-for-Buildings-in-Uzbekistan-Project.pdf

10	Qashqadaryo viloyat ko‘p tarmoqli tibbiyot markazi	Kashkadarya	2019 年	421	ガスと石炭ボイラー
11	Surxondaryo viloyat ko'p tarmoqli tibbiyot markazi	Surkhandarya	1980 年代	420	ガスと石炭ボイラー
12	Xorazm viloyati ko'p tarmoqli tibbiyot markazi	Khiva	1926 年	412	ガスと石炭ボイラー
13	Yakkabog tumani ko’p tarmoqli markaziy poliklinika	Kashkadarya	1981	295	ガスボイラー➡石炭ボイラー
14	Yakkabog tumani poliklinika	Kashkadarya	1956	200	石炭ボイラー
15	Kosonsoy tumani ko’p tarmoqli markaziy poliklinika	Namangan	1982 年	380	石炭ボイラー

4.2.2 技術調査

(1) 太陽光発電および蓄電池

FS 開始当初、太陽光発電設備と蓄電池を公立病院に導入する想定で、第 1 回現地調査（2023 年 9 月）時に調査対象病院より、電力消費量データを入手した。しかしながら、同じく第 1 回現地調査にて、大統領令により太陽光発電設備の設置が急速に進んでいることが判明し、ビジネスモデルの転換を余儀なくされた。

蓄電池については、協議していたメーカーが海外事業に関し、大規模事業に絞るとの判断がなされ、小規模となる病院レベルでの VRFB(Vanadium Redox Flow Battery)の導入は断念した。太陽光発電および蓄電池導入のビジネスモデルは難しいと判断し、以降は温水暖房システム用ヒートポンプに切り替えて検討を行った。

(2) 温水暖房システム用ヒートポンプ

第 1 回現地調査で FS 対象病院の現況設備の確認をし、第 2 回現地調査でヒートポンプの機種選定や運用シミュレーションに必要となるデータを収集し、メーカー協力の下、ヒートポンプの仕様を検討した。

現況設備

ヤッカバフ地域病院は、1958 年に設立された。設立当時は、地域の総合病院の役割を担っていたが、1990 年に現在の中央病院が設立されると、地域病院の位置付けへと変更された。

温水暖房システムの熱源として、中央病院ではガス、地域病院では石炭が使用されている。

中央病院、地域病院ともにボイラーは敷地内に設置されたボイラー室内に設置されている（図 4-8)。地域病院では、石炭を手くべしており、2 シフト制（2 人×12 時間）で 24 時間の管理を行っている。ボイラー内の温度が下がると石炭を追加するが、頻度はおよそ 30 分に一度である。逆に、ボイラー内の温度が 60℃以上となると空気流入量を減らして火力を下げ、給湯温度を調整している。

中央病院、地域病院とも、ボイラー室で温めた温水を敷地内に通された配水パイプを通じて給湯し、各部屋に設置されたパネルヒーターフィンによって暖房を提供している（図 4-9)。フィンの数は地域病

院で、新規増設の産婦人科を除き合計 2,373 枚であり、中央病院のデータは無かったが、床面積から 3,501 枚程度と推計される。



中央病院
（奥の 2 台がガスボイラー、手前が石炭ボイラー）



地域病院
（石炭ボイラー）

図 4-9 ヤッカバフ中央病院および地域病院のボイラー室

出典：調査チーム撮影



配水パイプ（外観）



パネルヒーターフィン

図 4-10 温水暖房システムの配水パイプおよびパネルヒーターフィン（地域病院）

出典：調査チーム撮影

消費燃料

温水暖房システムの運用期間は、各病院とも毎年 11 月 1 日から 3 月 15 日となる。ヤッカバフ中央病院のガス消費量は以下の通り。ヤッカバフ地域病院は、毎年 200t の石炭（フェルガナ盆地産）を 20t ずつ、10 回に分け購入にしている（実際の消費量は計測していないが、購入した分を毎年使い切る方法をとっている）。

表 4 2 ヤッカバフ中央病院のガス消費量（2021-22 年度）

年度	月	ガス消費量	年度	月	ガス消費量
2022 年度	2022 年 11 月	5,962 m^3	2021 年度	2021 年 11 月	11,031 m^3
	2022 年 12 月	27,971 m^3		2021 年 12 月	29,845 m^3
	2023 年 1 月	34,701 m^3		2022 年 1 月	34,868 m^3
	2023 年 2 月	13,274 m^3		2022 年 2 月	31,437 m^3
	2023 年 3 月	－m^3		2023 年 3 月	19,455 m^3
	合計	m^3		合計	122,636 m^3

出典：病院へのヒアリングに基づき調査チーム作成

給湯条件

ヤッカバフ中央病院、ヤッカバフ地域病院とも、同一のエネルギー管理責任者を配置しており、同人が給湯条件を定めている。給湯温度の具体的なモニタリングデータは無いが、戻り水の温度（ボイラーへの入口温度）が 24 度を下回らないよう出口温度を調整している。

表 4 3 給湯における温度設定（℃）

月	外気温	出口温度	温度ロス	入口温度
11 月	5～10	44	20	24
12 月	-10～-15	50	26	24
1 月	-10～-20	54	30	24
2 月	-10～-15	50	26	24
3 月	5	44	20	24

出典：病院へのヒアリングに基づき調査チーム作成

なお、外気温は年によって差があるが、ヤッカバフ地区から約 17km 離れたシャフリサブスの年間平均気温（図 4-10）を参考に、表 4-4 の外気温を想定することとした。

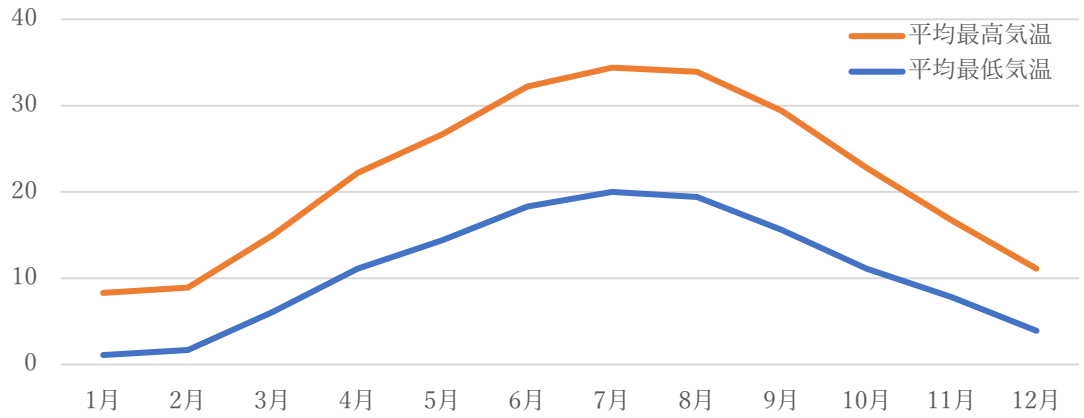


図 4 11 シャフリサブスの平均気温（℃）

出典：meteoblue ウェブサイト情報[17]に基づき調査チーム作成

表 4 4 ヒートポンプ仕様検討における想定温度

月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
平均外気温度	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
最低外気温度	－	－	-10℃	－	－

出典：調査チーム作成

ヒートポンプの仕様検討

上記の前提条件を踏まえ、ヒートポンプメーカーと協議をし、ヒートポンプの仕様を検討した。その結果、機種は日本メーカー製の 400V 仕様、60 馬力と同等の性能を持つものと想定し、日本メーカー製の調達を想定した。同機種は、暖房 COP3.35、暖房能力 180kW、消費電力 53.7kW である。この機種を前提に、導入台数の試算を行った。なお、検討に当たっては、1 号案件となるヤッカバフ中央病院を対象に、①ボイラーの運転状況から熱需要を想定するアプローチと、②病院の暖房環境から熱需要を想定するアプローチの 2 パターンから運用シミュレーションを行った。

① ボイラーの運転状況から熱需要を想定するアプローチ

既存ボイラーの燃料消費量から推定した熱需要を基に試算したところ、ヒートポンプの導入台数は 3 台となった。

表 4 5 ボイラーの運転状況から熱需要を想定するアプローチによる運用シミュレーション

項目	単位	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
出口温度	℃	44	50	54	50	44
温度差	℃	20	26	30	26	20

[17] meteoblue ウェブサイト（なお、華氏を摂氏に転換した）
https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/shahrisabz-shahri_uzbekistan_1346482

循環水量	L/ h	15,429	15,429	15,429	15,429	15,429
熱量/時	kWh	359	466	538	466	359
稼働時間	h	24	24	24	24	24
熱量/日	kWh/d	8,611	11,195	12,917	11,195	8,611
稼働日数	day	30	31	31	28	15
熱量/月	kWh/m	258,339	347,035	400,425	313,451	129,169
HP 合計能力	kW	534	573	531	573	534
HP 稼働時間/月	h	720	744	744	672	360
HP 合計消費電力	kW	176	212	214	212	176
HP 合計消費電力/月	kWh/m	126,792	157,802	159,365	142,531	63,396
空調面積	㎡	8,439	8,439	8,439	8,439	8,439
暖房負荷	kWh/㎡	0.043	0.055	0.064	0.055	0.043
平均外気温度	℃	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
最低外気温度	℃	ー	ー	- 10℃	ー	ー
HP 暖房能力/基	kW	178	191	177	191	178
HP 消費電力/基	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7
HP 台数	基	3	3	3	3	3
HP 合計能力	kW	534	573	531	573	534
HP 合計消費電力	kW	176	212	214	212	176

出典：調査チーム作成

② 病院の暖房環境から熱需要を想定するアプローチ

病院の暖房設定温度から推定した熱需要を基に試算したところ、ヒートポンプの導入台数は 21 台となった。

表 46 病院の暖房環境から熱需要を想定するアプローチによる運用シミュレーション

項目	単位	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
出口温度	℃	44	50	54	50	44
温度差	℃	20	26	30	26	20
循環水量	L/ h	108,000	108,000	108,000	108,000	108,000
熱量/時	kWh	2,512	3,265	3,767	3,265	2,512
稼働時間	h	24	24	24	24	24
熱量/日	kWh/d	60,279	78,363	90,419	78,363	60,279
稼働日数	day	30	31	31	28	15
熱量/月	kWh/m	1,808,372	2,429,247	2,802,977	2,194,158	904,186
HP 合計能力	kW	3,738	4,011	3,717	4,011	3,738
HP 稼働時間/月	h	484	606	754	547	242

HP 合計消費電力	kW	1,233	1,485	1,499	1,485	1,233
HP 合計消費電力/月	kWh/m	596,356	899,203	1,130,692	812,183	298,178
空調面積	㎡	8,439	8,439	8,439	8,439	8,439
暖房負荷	kWh/㎡	0.298	0.387	0.446	0.387	0.298
平均外気温度	℃	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
最低外気温度	℃	ー	ー	- 10℃	ー	ー
HP 暖房能力/基	kW	178	191	177	191	178
HP 消費電力/基	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7
HP 台数	基	21	21	21	21	21
HP 合計能力	kW	3,738	4,011	3,717	4,011	3,738
HP 合計消費電力	kW	1,233	1,485	1,499	1,485	1,233

出典：調査チーム作成

①と②のアプローチで、ヒートポンプ台数に大きな差が発生した。②は、過去の給湯量や給湯温度の運転記録は無く、運転を任されているエンジニアの経験則に基づいた理想的な暖房環境であるものの、マニュアル管理により現実の運用との乖離が生じているためと考えられる。協力ヒートポンプメーカーとの協議の結果、配管の閉塞等によりポンプの吐出能力より循環水量がかなり少ない事を推察し、その結果ヒートポンプ 3 台があれば現状の石炭ボイラーと同等の熱量を発生することができると推測した。そのため、事業性の試算には①のアプローチからヒートポンプ 3 台を採用した。

(3) ボイラーの燃料転換（バイオマスボイラーの導入、バイオマスペレットの混焼）

調査開始当初は、バイオマスボイラーの導入を想定していたが、大統領令により、ガス節約のために石炭ボイラーへ転換する政策が取られている現状を踏まえ、バイオマスボイラーの導入としてボイラーを更新するのではなく、石炭ボイラーにおいてバイオマスペレットを混焼するビジネスモデルへと変更した。

本調査の前に先行して行った事前調査では、紡績企業の協力を得て、残渣の集荷およびバイオマス燃料（ペレット）の製造を行うことを検討していた。

当初、木質ペレット製造機械メーカー、バイオマスボイラーメーカーとも事前に協議し、それらの技術導入の可能性を検討していたが、4.2. 3 にも後述するが、現行の石炭価格がかなり安く抑えられていることから、バイオマスの石炭混焼であっても事業採算性が悪く、事業化は厳しいと判断した。

4.2.3 事業化検討

(1) ヒートポンプ導入の事業化

事業費の算出

ヤッカバフ中央病院にヒートポンプを 3 台導入する事業として、ヒートポンプの協力メーカーからヒートポンプ一式、物流企業から輸送費、ウ国の EPC 候補企業から施工費の見積をそれぞれ入手し、初期投資額（CAPEX）を算出した。なお、ヒートポンプの輸送経路は、日本（横浜）→韓国（釜山）→ロシア（ボストチヌイ）→タシケント（FOR）またはヤッカバフ（FOT）とし、40 フィートハイキューブ

コンテナ 1 本となる。入手した見積を基に算出した初期投資額は表 4-7 の通り、162,065USD と算出された。

表 4-7 初期投資額

費目	金額（USD）
機器代	111,174
輸送費	10,891
施工費	40,000
合計	162,065

出典：調査チーム作成

次に、事業費（OPEX）として、電気代とメンテナンス費を算出した。電気代は、単価を 1kWh 当たり 0.081USD、消費電力を 649,886kWh/年（表 4-5 より）とし、年間 52,640USD となる。メンテナンス費は、1 回当たり 2,223USD、1 年当たり 1 回のメンテナンスとし、年間 2,233USD となる。以上より、事業費合計は、年間 54,863USD と算出された。

ファイナンス（リース）

ウ国では、外貨建てリースおよびローンは、資金元が運営まで関わる PPP 案件以外では不可であり、ウ国でのリース・ローンは、全てスム建てとなるとのことであった。

また、リース事業は認可制ではないため、あらゆる有限責任会社はリース業を営むことができる。一方で、ライセンス制度はあり、ライセンス保有企業は、信用格付研究所（Credit Rating Agency）のデータベースにアクセス可能となる。

以上の調査結果を踏まえ、事業化の検討においては、阪和興業の元社員がウ国で起業した HK Nippon LLC をリース会社として建て、リースを行うビジネスモデルを想定する。なお、4.2.1 章(1)に記載の通り、病院への熱供給は熱供給事業者が行うため、リースの借り手も熱供給事業者となる。

事業実施体制

事業実施体制として図 4-11 を想定する。

まず、機材の流れとしては、阪和興業がヒートポンプメーカーからヒートポンプを調達し、ウ国の HK Nippon 社へ輸出する。HK Nippon 社は、EPC 業者を介して病院へヒートポンプを設置する（EPC 業者は、設置後のメンテナンスも対応する）。

次に、資金・サービスの流れとして、阪和興業が日本の金融機関から調達した資金を元に、HK Nippon LLC へリースのための特別目的投資（または出資）を行い、コミッションを支払う。HK Nippon LLC は、現地熱供給事業者へリースを行い、リース代金回収資金を基に、阪和興業へヒートポンプの代金を分割で支払う。なお、現地熱供給事業者は、病院から徴収する熱供給サービス利用料（熱供給費）を元にリース料を支払う。

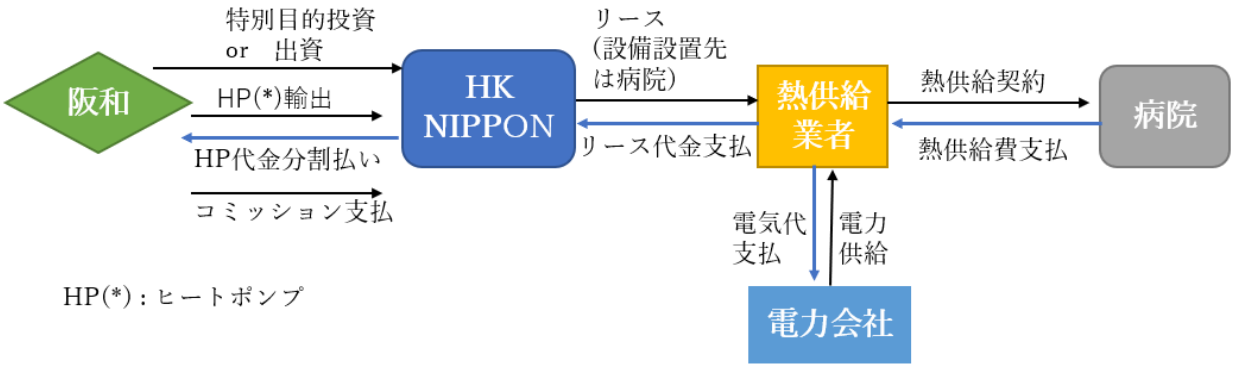


図 4 12 事業実施体制

出典：調査チーム作成

事業経済性の試算

これまでの調査結果を下に、事業経済性を試算した。なお、ビジネスモデルの妥当性を確認するため、最終的に事業実施可否を判断する現地熱供給事業者にとっての事業性としている。

事業実施前として、既存の石炭ボイラーを使用し続けたケースを前提に、石炭の燃料代、石炭を手くべする人件費、およびボイラーのメンテナンス費を計上する。各前提条件は以下の通り。

- 燃料代（石炭）：ウ国産石炭は、資源枯渇が予測されており、その際はカザフスタン産石炭価格が指標となる。インフレを考慮しないという前提で、10 年後に、欧州の代表的石炭価格指数 API2(CIF ARA；欧州着)の 108USD/t よりカザフスタンから欧州の輸送費 65USD/t を減じ、カザフスタンからウズベキスタンへの輸送費 35USD/t を加えた価格 78USD/t に収斂すると想定し、石炭価格を 1 年目は現行の 36 USD /t、以降毎年 4～5USD/t ずつ上昇すると想定した。
- 人件費：1 年目は一人当たり 500USD/月、以降物価上昇率 11.4%（2022 年）も踏まえ、年 5%ずつ賃金（人件費単価）が上昇すると想定。人数は、病院による現行の体制は 2 人×2 交代制（12 時間勤務）だが、熱供給事業者による運営として 2 人×3 交代制（8 時間勤務）を想定。
- メンテナンス費：石炭ボイラーのメンテナンス費として、年 1 回、1,200USD かかると想定。

次に、事業実施後として、石炭ボイラーをヒートポンプに置き換えたケースを前提に、設備リース代、ヒートポンプの電気代、およびメンテナンス費を計上する。各前提条件は以下の通り。

- 設備リース代：初期投資額 162,065USD を 10 分割し、毎年単利で 14%の金利を掛けた金額をリース代とする。
- 電気代：単価は kW 当たり 0.081USD とし、10 年間変わらないと想定。電力消費量は、表 4-5 のシミュレーションに基づき 649,886kWh/年とする。
- メンテナンス費：EPC 候補企業との協議を踏まえ、年 1 回、2,223USD かかると想定（10 年契約で総額 22,230USD）。

結論として、上記前提条件に基づくと、既存の石炭ボイラーを使い続ける場合に比べ、ヒートポンプの導入によって 10 年間合計 98,158USD が追加負担となり、熱供給事業者にとってヒートポンプを導入するインセンティブがないことが確認された。一方で、天然ガス消費量低減のために石炭ボイラーへの転換が増えることによる大気汚染（PM2.5 等）の回避や大気汚染による健康被害の抑制、GHG 排出量削減といった提案事業のコベネフィットの側面は今後重視されてくると期待する。

また、リース代を除くランニングコストのみの比較では、ヒートポンプ導入後の方が 10 年間合計で 86,596USD 安価となることから、初期投資額の一部をウ国政府の補助金等で賄うなどで初期投資額（熱供給事業者の負担額）を抑えることができれば、事業化の可能性があると言える。

(2) バイオマス混焼（バイオマスペレット化）の事業化

(1)の事業性で記載した通り、国産石炭は、現状安価で 1t 当たり、約 35～36USD（430,000 スム）である。これに対し、時間当たり生産能力 1t のペレット製造機を日本から輸出すると、総費用は約 1,981 千 USD（297,140 千円）となる。ヒートポンプ同様、10 年間のリース契約を前提とすると、金利を加味せずとも、10 年均等割りで単年 198 千 USD（29,714 千円）の費用負担が必要となるのに対し、バイオマスペレットの想定生産量は 3,000t（1 日 10 時間×300 日運転）のため、バイオマスペレットがトン当たり 66USD 以上とならないと採算が合わない。加えて、4.2.2 章(3)に記載の通り、紡績企業の協力を経て綿花残渣の集荷およびペレット製造を行う想定であったが、採算性の関係から紡績企業の協力を経る目途が立っておらず、事業実施体制の構築も困難であった。そのため、現時点では事業化を断念した。

今後、ウ国内の石炭枯渇により、カザフスタン産石炭を輸入する局面になれば、(1)の事業性で記載した通り、石炭価格が 78USD/t 程度に収斂すると想定され、その場合には事業採算性の再検討が可能になると考える。その際には、改めて紡績企業と事業実施体制構築の協議を行う。

4.2.4 JCM プロジェクト化検討

4.2.3 章(1)に記載の通り、ヒートポンプもバイオマス混焼も、現段階では事業化は難しい。一方で、ヒートポンプに関しては、事業実施体制の構築は目途が立っており、初期投資額の低減等により事業性が確保された場合には、事業が実現可能となる可能性が高い。そのため、JCM プロジェクト化の対象は、温水暖房システムへのヒートポンプ導入として、まず 1 号案件としてヤッカバフ中央病院で事業化を行い、次にヤッカバフ地域病院を 2 号案件として、段階的な事業化を目指す。

JCM の実施体制は、代表事業者を阪和興業とし、ウ国側参加者に、HK Nippon LLC、ヤッカバフ中央病院、現地熱供給事業者を想定する。

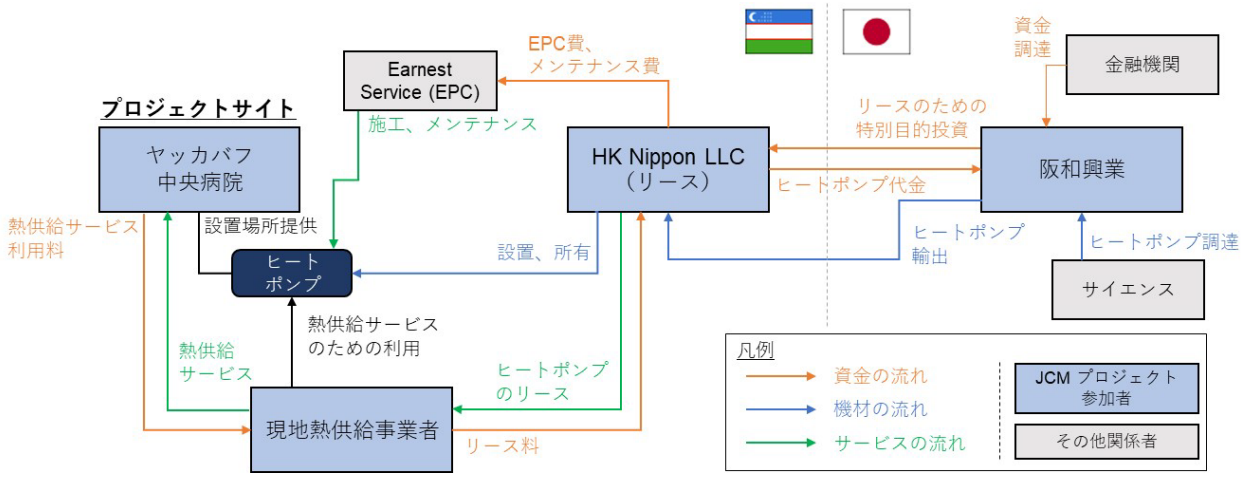


図 4 13 JCM 事業実施体制

出典：調査チーム作成

上記の前提にて、Project Idea Note（PIN）を作成した。

4.3. 課題と対応策の検討

本調査の実施に当たり、大きな課題となったのがビジネスモデルの再検討である。前述の通り、大統領令 UP-220 および PP-57 を受け、ウ国の事業環境は事前調査時から大きく変更していた。具体的には、太陽光発電について、公共施設への太陽光発電設備導入が急速に普及しており、バイオマスボイラーについて、石炭転換が奨励されている。そのため、ビジネスモデルを再検討し、温水暖房システムへのヒートポンプ導入、（石炭ボイラーでの）バイオマスペレット混焼にそれぞれ調査対象を変更し、事業化の検討を行った。

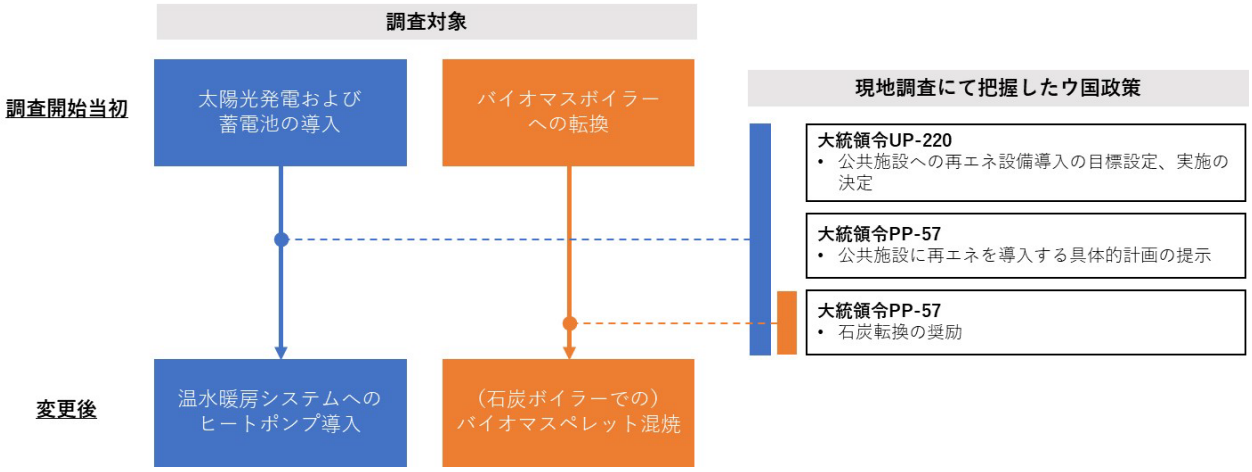


図 4 14 調査対象の変更

出典：調査チーム作成

調査の結果、いずれも事業化は現時点では難しいとの判断となったが、ヒートポンプに関しては、事業実施体制の構築は目途が立っており、初期投資額の低減等により事業性が確保された場合には、事業

が実現可能となる可能性が高い。そのため、ヒートポンプの事業化を主として、JCM 事業化の検討を行った。なお、今後、ヒートポンプの事業化を目指す上での課題と対応策については、6 章にて後述する。

4.4 GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1 方法論案の概要

(1) 方法論の考え方

本調査では、病院の温水暖房システムへの電気ヒートポンプの導入により、従来ボイラーで使用している化石燃料の消費を削減する事業を JCM 化（方法論検討）の対象とする。この場合、リファレンス排出量は、ヒートポンプから供給される温水を生成するのに必要な熱エネルギーをリファレンスボイラー効率で除し、燃料排出係数を乗じて算出する。また、プロジェクト排出量は、ヒートポンプおよび補助設備の電力消費量に電力排出係数乗じたもの、および補助ボイラーを利用する場合は、その燃料消費量に真発熱量（Net Calorific Value: NCV）と燃料排出係数を乗じたものを加えて算出する。GHG 排出削減量は、リファレンス排出量よりプロジェクト排出量を減じて算出する。

なお、本方法論案は、以下の既存方法論を参考に検討した。

- JCM 方法論：CR_AM003（Ver1.0）Installation of Electric Heat Pump Type Water Heater for Hot Water Supply Systems（コスタリカ）
- J クレジット方法論：EN-S-002 （Ver.3.0）ヒートポンプの導入

(2) 方法論タイトル

方法論タイトルは以下を想定する。

「温水暖房システムへの電気ヒートポンプの導入」

(3) 用語および言語

用語および定義は以下を想定する。

用語	定義
電気ヒートポンプ	電気で作動するヒートポンプで、電力最適化装置（インバータ等）も装備されており、需要に応じて加熱エネルギーを調整することで、圧縮機の電力消費を最小限に抑えることができる。
温水暖房システム	電気ヒートポンプまたは補助ボイラーによって温められた温水を、建物に配置したパイプやパネルヒーターに循環させる暖房システム。

(4) 方法論の概要

方法論の概要は以下を想定する。

項目	概略
GHG排出削減対策	電気ヒートポンプの導入により、従来ボイラーで使用されている化石燃料の消費を削減する。
リファレンス排出量の計算	プロジェクト対象となるヒートポンプで湯を生成するための正味熱エネルギーをリファレンスボイラーの効率で除し、燃料のCO2排出係数を乗じて算出。

プロジェクト排出量の計算	ヒートポンプおよびその補助設備によるモニタリング電力消費量と、該当する場合は補助ボイラーによる燃料消費量に基づいて算出。

(5) 適格性要件

適格性要件は以下を想定する。

基準 1	電気ヒートポンプを導入し、建物の温水暖房システムに給湯するプロジェクトである。電気ヒートポンプが既設の設備と置き換わる場合、既設の設備は電気ヒートポンプではない。
基準 2	プロジェクトの電気ヒートポンプに使用する冷媒を放出しないための計画を作成する。

(6) 排出源と GHG の種類

排出源と対象 GHG は以下を想定する。

リファレンス排出量	
排出源	対象GHG
リファレンスボイラーの燃料消費	CO2
プロジェクト排出量	
排出源	対象GHG
電気ヒートポンプおよび補助機器による電力消費	CO2
（該当する場合）補助ボイラーによる燃料消費	CO2

4.4.2 レファレンス排出量の算定方法案

(1) レファレンス排出量の設定

レファレンス排出量は、プロジェクト対象となる温水暖房システムで利用するために供給される温水をヒートポンプで生成するための正味熱エネルギーをリファレンスボイラーの効率で除し、燃料の CO2 排出係数を乗じて算出する。

正味熱エネルギー量は、電気ヒートポンプから温水暖房システムで使用するために供給された温水の総量、ヒートポンプによる加熱前後の水の温度差、水の物性値（密度、比熱）により算出する。

レファレンスボイラーの効率は、CDM 方法論ツールにおける新規ボイラーの最高効率である 92%をデフォルト値として保守的に設定することで、正味排出削減量を確保する。

(2) レファレンス排出量の計算

$$RE_p = \left(Q_{PJh,p} \div \eta_{REh}\right) \times EF_{fuel}$$

ここで、

$$Q_{PJh,p} = \sum_i m_{PJ,i,p} \times \left(T_{ave,out,i,p} - T_{ave,in,i,p}\right) \times C_p \times \rho \times 10^{-3}$$

RE_p	期間 p のリファレンス排出量［tCO2/p］
$Q_{PJh,p}$	期間 p のプロジェクトで温水暖房システムに温水を供給するために利用した熱エネルギー量［GJ/p］
η_{REh}	熱エネルギー生成のためのリファレンスボイラーの効率［-］
EF_{fuel}	燃料消費の CO2 排出係数［tCO2/GJ］
$m_{PJ,i,p}$	期間 p のヒートポンプから温水暖房システム i に供給された温水の総量［m3/p］
$T_{ave,out,i,p}$	期間 p のヒートポンプから温水暖房システム i へ供給される温水の平均温度［℃］
$T_{ave,in,i,p}$	期間 p の温水暖房システム i からヒートポンプへ供給される水の平均温度［℃］
C_p	水の定圧比熱容量［MJ/tonne-℃］
ρ	水の密度［tonne/m3］
i	温水暖房システムのインデックス［-］

4.4.3 プロジェクト排出量の算定方法案

$$PE_p = \left(\sum_j EC_{PJHP,j,p} + \sum_k EC_{PJaux,k,p} \right) \times EF_{elec} + \sum_l AC_{PJB,l,p} \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel}$$

PE_p	期間 p のプロジェクト排出量［tCO2/p］
$EC_{PJHP,j,p}$	期間 p の温水暖房システム i に温水を供給するヒートポンプ j の電力消費量［MWh/p］
$EC_{PJaux,k,p}$	期間 p の温水暖房システム i に温水を供給する付帯設備 k の電力消費量［MWh/p］
EF_{elec}	消費電力の CO2 排出係数［tCO2/MWh］
$AC_{PJB,l,p}$	（該当する場合）期間 p の補助ボイラー l の燃料消費量［tonne/p］
NCV_{fuel}	消費燃料の真発熱量［GJ/tonne］
EF_{fuel}	消費燃料の CO2 排出係数［tCO2/GJ］
j	ヒートポンプのインデックス［-］

k	付帯設備のインデックス [-]
l	補助ボイラーのインデックス [-]

4.4.4 モニタリング方法案

(1) 事前に決定するパラメータ案

まず、事前に設定するパラメータとして以下を想定する。

パラメータ	データについての説明	情報源
η_{REh}	熱エネルギー生成のためのリファレンスボイラーの効率 CDM 方法論ツールにおける新規の天然ガス炊きボイラーの最高効率である 92%をデフォルト値として保守的に設定する	CDM 方法論ツール「熱または電気エネルギー発電システムのベースライン効率の決定」（Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems）ver. 2.0
EF_{fuel}	燃料消費の CO2 排出係数 [tCO2/GJ]	以下のいずれかを想定： a. 燃料供給者から提供された値 b. プロジェクト参加者による測定値 c. 地域または国のデフォルト値 d. 2006 年 IPCC Guidelines on National GHG Inventories の Ch.1 Vol.2 の表 1.4 に記載されている IPCC のデフォルト値（Lower 値が適用される）
NCV_{fuel}	消費燃料の真発熱量 [GJ/tonne]	以下のいずれかを想定： a. 燃料供給者から提供された値 b. プロジェクト参加者による測定値 c. 地域または国のデフォルト値 d. 2006 年 IPCC Guidelines on National GHG Inventories の Ch.1 Vol.2 の表 1.2 に記載されている IPCC のデフォルト値（Upper 値が適用される）
EF_{elec}	消費電力の CO2 排出係数 [tCO2/MWh] 系統電力と自家発電電力に分けて設定する想定。自家発電電力の割合は、自家発電電力量をプロジェクトサイトにおける総消費電力量で除して算出	[系統電力] ウ国政府等による公表値（ただし、現時点では公表値はなく、エネルギー省へのヒアリング値によると 0.43tCO2/MWh） [自家発電電力] 太陽光発電の場合はゼロとする。ディーゼル発電の場合は、製造者仕様書から得られる発電効率から算出するか、発電用燃料消費量から算出するかのいずれかとする
C_p	水の定圧比熱容量 4.184 [MJ/tonne-℃]（水温 24℃の場合）	（ヒートポンプへ供給される水の平均温度に応じて検討）

ρ	水の密度 0.997 [t/m3]（水温 24℃の場合）	（ヒートポンプへ供給される水の平均温度に応じて検討）

(2) 主要なモニタリング項目

主要なモニタリング項目およびそのモニタリング方法は以下を想定する。

パラメータ	データについての説明	測定機器・測定方法
$m_{PJ,i,p}$	期間 p のヒートポンプから温水暖房システム i に供給された温水の総量［m3/p］	流水計により継続的に測定
$T_{ave,out,i,p}$	期間 p のヒートポンプから温水暖房システム i へ供給される温水の平均温度［℃］	温度計により継続的に測定
$T_{ave,in,i,p}$	期間 p の温水暖房システム i からヒートポンプへ供給される水の平均温度［℃］	温度計により継続的に測定
$EC_{PJHP,j,p}$	期間 p の温水暖房システム i に温水を供給するヒートポンプ j の電力消費量［MWh/p］	電力計により継続的に測定
$EC_{PJaux,k,p}$	期間 p の温水暖房システム i に温水を供給する付帯設備 k の電力消費量［MWh/p］	電力計により継続的に測定
$AC_{PJB,l,p}$	（該当する場合）期間 p の補助ボイラー l の燃料消費量［tonne/p］	燃料投入記録または燃料の購入伝票等により継続的に測定

4.4.5 本調査対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

ヤッカバフ中央病院に、電気ヒートポンプ（60 馬力、暖房 COP3.35、暖房能力 180kW）を 3 台導入した場合の GHG 排出削減量を試算した。

(1) レファレンス排出量

表 48 本プロジェクトにおけるリファレンス排出量

項目	単位	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	合計
ヒートポンプ稼働時間	h	720	744	744	672	360	3,240
循環水量（総量）	m^3	11,109	11,479	11,479	10,368	5,554	49,989
出口温度	℃	44	50	54	50	44	-
入口温度	℃	24	24	24	24	24	-
温度差	℃	20	26	30	26	20	-
ヒートポンプの熱エネルギー	GJ	927	1,245	1,437	1,124	463	5,196
リファレンス排出量	tCO2	93	126	145	113	47	524

出典：調査チーム作成

前提条件：

1. ヒートポンプの稼働は、1 日当たり 24 時間、月別の稼働日数は 11 月が 30 日、12 月が 31 日、1 月が 31 日、2 月が 28 日、3 月が 15 日の計 135 日とする。
2. 時間当たり循環水量は、15,492L/h とする。総量は、ヒートポンプ稼働時間に時間当たり循環水量を乗じて算出。

3. 出口温度および入口温度は、プロジェクト対象病院からのヒアリング値による。
4. 水の比熱は 4.184MJ/t-℃、水の密度は 0.997t/m3 とする（いずれも水温 24℃の場合）。
5. リファレンスボイラー効率は、CDM 方法論ツールにおける新規ボイラーの最高効率である 92%をデフォルト値として保守的に設定する。
6. 消費燃料の CO2 排出係数は、2006 年 IPCC Guidelines on National GHG Inventories の Ch.1 Vol.2 の表 1.4 に記載されている IPCC のデフォルト値（Lower 値）より、亜瀝青炭の 0.0928tCO2/GJ を適用する。

以上より、**リファレンス排出量は 524tCO2/年**と試算した。

(2) プロジェクト排出量

表 49 本プロジェクトにおけるプロジェクト排出量

項目	単位	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	合計
ヒートポンプ消費電力/基	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7	-
ヒートポンプ合計消費電力	kWh	126,792	157,802	159,365	142,531	63,396	649,886
プロジェクト排出量	tCO2	55	68	69	61	27	279

前提条件：

1. ヒートポンプの稼働条件は、リファレンス排出量と同様とする。
2. ヒートポンプの稼働台数は 3 台とする。
3. 消費電力の CO2 排出係数は 0.43tCO2/MWh（エネルギー省ヒアリング値）とする。

出典：調査チーム作成

以上より、**プロジェクト排出量**は **279tCO2/年**と試算した。

(3) GHG 排出削減量

リファレンス排出量－プロジェクト排出量より、**GHG 排出削減量**は **245tCO2/年**と試算した。

4.4.6 本調査対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

(1) 事業化・JCM 化のスケジュール

想定する事業化および JCM 化のスケジュールは以下の通りである。

表 4 10 事業化および JCM 化のスケジュール

項目	1年目				2年目				3年目				4年目				5年目			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
①事業化																				
1）1号案件実施に向けた詳細計画策定（契約・発注）																				
2）1号案件の設備導入																				
3）1案件の設備稼働																				
4）2号案件実施に向けた詳細計画策定（契約・発注）																				
5）2号案件の設備導入																				
6）2案件の設備稼働																				
7）他施設への普及・営業活動																				
8）新規案件への設備導入・稼働																				
②JCMプロジェクト化																				
1）民間JCM実現に向けた相手国関係者との協議																				
2）方法論策定（PoA化の検討含む）																				
3）1号案件の登録手続き																				
4）1号案件のモニタリング																				
4）1号案件のクレジット発行手続き																				
5）新規案件の追加、登録、MRV手続き																				

出典：調査チーム作成

4.2.4 章に記載の通り、本調査後すぐの事業化は難しいが、事業性が確保された場合を前提とすると、ヤッカバフ中央病院を第 1 号案件として温水暖房システムへヒートポンプを導入する。その後は、2 号案件にヤッカバフ地域病院、以降公衆衛生省とも協議の上、ウ国内の公立病院への導入を進める。

なお、上述の通り、1 件あたりの GHG 排出削減見込量は 245tCO2/年と多くはないが、複数案件を組み合わせることで、削減ボリュームを大きくすることができるため、CDM のプログラム型（PoA 型）のような民間 JCM 案件を想定する。

(2) 普及拡大時における GHG 排出削減量

1 年目に 1 号案件の設備稼働、2 年目に 2 号案件の設備稼働、その後 5 年目までに 5 件の導入を目指す。2 号案件以降、1 号案件と同等規模の病院へ普及拡大した場合の GHG 排出削減量は以下の通り。

表 4 11 普及拡大時における GHG 排出削減量

年	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目
導入件数（件）	1	1	1	1	1
累積導入件数（件）	1	2	3	4	5
GHG排出削減量（tCO2/年）	245	490	735	980	1,225
累積GHG排出削減量（tCO2）	245	735	1,470	2,450	3,675

出典：調査チーム作成

以上より、事業開始 5 年目に累積 5 件導入した場合の GHG 排出削減量は 1,225tCO2/年、事業開始 5 年目までの累積 GHG 排出削減量は 3,675tCO2 と計画する。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

第 1 回、第 2 回の現地出張を通じ、下記 4 省庁の政府関係者と面会をし、事業化および JCM 案件化に向けた協議を行った。

5.1. 経済財務省

経済財務省は、ウ国における JCM 所管省庁である。計画する案件概要の説明に加え、JCM スキームに関する説明を行った上で協議を行った。ウ国で初めての本 FS 事業の取組を歓迎し、経済財務省の JCM 担当官としても、実案件を基に今後 JCM の経験を積めるように引き続き支援・協議をしていきたいとのコメントを得た。

特に、面談中には、世界銀行や、韓国政府などが提案する ITMOs 関連事業（世界銀行では 30-50USD/tCO2、韓国からは 16USD/ tCO2）では、具体的にクレジット買取価格が提示されていることから、それに対応する JCM のクレジット価格やそれに類する金額についての関心が高く示された。

5.2. 公衆衛生省

公衆衛生省では、大統領決定 57 号に従い、公立病院への太陽光パネルの設置を進めている。公立大型病院は全国で約 3,800 箇所あり、うち 2023 年中に 1,789 箇所（全体の約 47%）に太陽光パネルを設置することを目標として掲げている（ほぼ設置済み）。基本的に、公立病院への設備導入は入札を経る必要があり、価格が重視される。

一方、同大統領決定 57 号の下で設立された再生エネルギー公社（Yashil Energiya）は、病院や国営の建物の屋根を借り、PPA 契約に基づき電力を販売しており、これは入札を経ずに実施される。これまでの設置済みの太陽光パネルの約 10%は Yashil Enerygiya による PPA 契約によるものであった。

阪和のウ国での取組や提案は歓迎するものの、同時期に大統領の指令のもとに、同様の事業が進んでいることから、設備納入企業としての入札参加、PPA 事業実施、または熱供給への参入等、当該事業への参入方法については検討が必要になることなど、助言を受けた。

5.3. エネルギー省

提案事業の事業化について助言を得るため、副大臣、および省エネエネ担当部長と面談を行った。副大臣からは、2023 年に発令された大統領決定 57 号に基づき公共建物への太陽光パネル導入は義務化され、エネルギー省としても専門部署を立ち上げ、PPA 契約による導入も含め、急速に展開を進めていることについて説明があった。

また、副大臣からは、バイオマス利用を検討している点にも高い関心が寄せられ、その残渣の回収およびペレット化による利用スキームの検討・調査をしてほしいとの提案を受けた。

さらに、第 2 回現地訪問時に、ヒートポンプによる熱供給事業の可能性について説明を行った際は、ヒートポンプ導入は、世界銀行等ともその普及について検討を進めており、ウ国としても重視しているとのことであった。今後、阪和が事業や調査を実施する際は、「サポートレター」を出すなど、支援をするとのコメントを得た。

5.4. 投資産業貿易省

ウ国における事業化、ビジネス実施について助言を受けるため、副大臣、および日本・韓国企業担当官と面談を行った。パリ協定に基づき、ウ国も GHG 排出削減に向けてより力を入れている、また昨年は過去 80 年で最も寒い冬となったことから、エネルギー分野の打撃が多く、電力のガスへの依存率軽減、再エネ導入、省エネプロジェクトなどが重視されている中、阪和の取組は意味があり、全面的に支援するとのコメントを得た。



経済財務省



公衆衛生省



エネルギー省



投資産業貿易省

図 5 1 相手国政府関係者との面談の様子

出典：調査チーム撮影

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

6.1. 設備の詳細設計に向けたデータ収集・検討

本調査では、ヒートポンプの仕様検討に当たり、①ボイラーの運転状況から熱需要を想定するアプローチと、②病院の暖房環境から熱需要を想定するアプローチの 2 パターンから運用シミュレーションを行ったが、結果として①はヒートポンプ 3 台、②は同 21 台と、台数に大きな違いが見られた。これは、②が、過去の給湯量や給湯温度の運転記録は無い状態で、運転を任されているエンジニアの経験則に基づいた理想的な暖房環境であるものの、マニュアル管理により現実の運用との乖離が生じているためと考えられる。今後、設備の詳細設計を行う段階では、この乖離理由を分析し、真に妥当なヒートポンプ

仕様および台数を決定する必要があるが、乖離理由の分析には、既存設備の仕様や運転実績（給湯量および出口温度／戻り温度)、パネルヒーターによる暖房能力等の運用データが必要となる。

本調査では、スケジュールの制約から、厳冬期を迎える前の現地調査となり、運用データの収集を十分に行うことができなかった。そのため、最低でも、暖房需要期（11 月 1 日～3 月 15 日）を通じ、以下のデータを実測する必要があると考える。なお、実測に当たっては、データ記録機能がある計測機器を病院に設置する。

A) ボイラー関連データ
- 日別／時間別の温水温度（ボイラーからの出口／入口双方）
- 温水配管の流量（ボイラーからの出口／入口双方）

B) 病棟側のデータ
- パネルヒーター内の温水温度推移
- 室温推移

6.2. 熱供給業者の信用力

これまで公立病院、公立病院を管轄する市・区・州の公衆衛生部局、または公衆衛生省が設備導入のための契約相手方であったが、大統領令 UP-108 により、熱供給に関しては、入札で病院と熱供給契約を結んだ熱供給業者が契約相手方となった。そのため、公立病院の場合は、ウ国の公衆衛生省傘下の機関として、カントリーリスクは考慮するものの、信用力は民間企業に比べ評価をしやすい状況であったが、民間企業である熱供給業者に対しては、与信面の課題が発生する。

対応策として、与信判断のしづらい現地企業が契約相手方とならないよう、今後、公衆衛生省に対し、既存の石炭ボイラーを使用して熱供給を行う通常の熱供給契約とは別枠で、大気汚染問題、GHG 削減対策として、ヒートポンプによる熱供給契約を設定し、公立病院、公立病院を管轄する市・区・州の公衆衛生部局、または公衆衛生省を契約相手方とできるよう働きかける。加えて、初期投資額の全額または一部を公衆衛生省からの補助金で賄うことができれば、与信リスクも軽減でき、実現可能性が高まる。

6.3. ウ国の政治体制による事業環境への影響

ウ国では、国の最高権力者である大統領を中心とする中央集権体制をとる。そのため、大統領令の内容は、ただちに管轄省庁や州政府の政策にも反映され、その結果事業環境が急激に変化する可能性がある。

本調査においても、2022 年 9 月に発出された「省エネルギー技術の導入と低出力の再生可能エネルギー源開発のための追加的措置に関する大統領令（UP-220)」および 2023 年 2 月に発出、同年 8 月に改正された「2023 年の再生可能エネルギー源および省エネルギー技術導入の加速に向けた施策に関する大統領決定（PP-57)」によって、公立施設における太陽光発電設備の導入が急速に進み、その結果太陽光発電および蓄電池を導入するという当初のビジネスモデルの変更を余儀なくされた。

ヒートポンプの導入に向けて、現時点では特段ヒートポンプに特化した政策は展開されていないが、世界銀行や JICA 等がヒートポンプを含む省エネの必要性を訴求していることからも、今後の政策動向には注視が必要である。

一方で、これは政府関係者を巻き込み政策に反映出来れば、事業化・普及のスピードも高まることも意味するため、事業化に際しては、事業実施者だけでなく、ウ国政府関係者との関係深耕も重要となる。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of Electric Heat Pump for Hot Water Supply Systems, Version 1.0

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Electric Heat Pump	Electric heat pump is a heat pump operated on electricity and equipped with power optimization devices (e.g. inverters) to minimize compressor power consumption by adjusting the heating energy according to demand.
Hot Water Supply System	Hot water heating system is a heating system in which hot water heated by an electric heat pump or auxiliary boiler is circulated through pipes and panel heaters located in the building.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Reducing fossil fuel consumption with introducing (an) electric heat pump(s).
Calculation of reference emissions	Calculated by the net supplied heating energy for hot water supplied by (an) electric heat pump(s), efficiencies of the reference equipment (boiler) and CO2 emission factor of fuel.
Calculation of project emissions	Calculated based on the monitored electricity consumption by the electric heat pump(s) and its auxiliary electric equipment and fuel consumption by auxiliary boiler if applicable.
Monitoring parameters	・ Electricity consumed by the project electric heat pump type water heater(s) ・ Electricity consumed by auxiliary electric equipment of the electric heat pump type water heater system (e.g., water pumps) ・ Fuel consumption of project auxiliary boiler where applicable ・ Average water temperature flowing from hot water supply system to heat pump(s)

	・ Average water temperature flowing from heat pump(s) to hot water supply system ・ Quantity of water flowing from heat pump(s) to hot water supply system

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	A project introduces (an) electric heat pump(s) to supply hot water to hot water supply system utilized in a building. In case (an) project electric heat pump(s) replaces existing equipment, the existing one is not (an) electric heat pump(s).
Criterion 2	A plan for not releasing refrigerant used for the project electric heat pump(s) is prepared.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fuel consumption by reference equipment (boiler)	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by (an) electric heat pump(s) and its auxiliary electric equipment	CO2
Fuel consumption by auxiliary boiler where applicable	CO2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated from the net supplied quantity of heating energy by the project electric heat pump(s) divided by the efficiency of reference boiler and multiplied by the emission factor of the fuel.

Net quantity of heating energy supplied is calculated by water quantity supplied to the hot water supply system and temperature difference between before and after heating by project heat pump(s) and physical property values of water (density and specific heat of water). The net emission reductions are ensured by conservatively setting the efficiency of reference boiler at 92% which is the highest efficiency for a new boiler available from CDM methodological tool as default value.

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = \left(Q_{PJh,p} \div \eta_{REh}\right) \times EF_{fuel}$$

Where,

$$Q_{PJh,p} = \sum_{i} m_{PJ,i,p} \times \left(T_{ave,out,i,p} - T_{ave,in,i,p}\right) \times C_p \times \rho \times 10^{-3}$$

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO2/p]
$Q_{PJh,p}$	Quantity of heating energy utilized to supply hot water to hot water supply system during the period p [GJ/p]
η_{REh}	Efficiency of the reference boiler for heating energy generation [-]
EF_{fuel}	CO2 emission factor for fuel [tCO2/GJ]
$m_{PJ,i,p}$	Quantity of water flowing from heat pump(s) to hot water supply system i during the period p [m3/p]
$T_{ave,out,i,p}$	Averaged water temperature flowing from heat pump(s) to hot water supply system i during the period p [degree Celsius]
$T_{ave,in,i,p}$	Averaged water temperature flowing from hot water supply system i to heat pump(s) during the period p [degree Celsius]
C_p	Specific heat capacity of water [MJ/tonne-degree Celsius]
ρ	Density of water [tonne/m3]
i	Identification number of the hot water supply system [-]

G. プロジェクト排出量の計算

$$PE_p = \left(\sum_{j} EC_{PJHP,j,p} + \sum_{k} EC_{PJaux,k,p}\right) \times EF_{elec} + \sum_{l} AC_{PJB,l,p} \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel}$$

PE_p	Project emissions during the period p [tCO2/p]
$EC_{PJHP,j,p}$	Electricity consumed by the project electric heat pump j which supplies hot water to hot water supply system i during the period p [MWh/p]
$EC_{PJaux,k,p}$	Electricity consumed by auxiliary electric equipment k of the hot water supply system i during the period p (e.g., water pumps) [MWh/p]
EF_{elec}	CO2 emission factor for consumed electricity [tCO2/MWh]

$AC_{PJB,l,p}$	Fuel consumption of auxiliary boiler l in the project during the period p (if applicable) [tonne/p]
NCV_{fuel}	Net calorific value for fuel [GJ/tonne]
EF_{fuel}	CO2 emission factor for fuel [tCO2/GJ]
j	Identification number of the electric heat pump [-]
k	Identification number of the auxiliary electric equipment of hot water supply system (e.g., water pumps) [-]
l	Identification number of the auxiliary boiler [-]

H. 排出削減量の計算

Emission reductions are calculated as below:

$ER_p = RE_p - PE_p$

ER_p	Emission reductions during the period p [tCO2/p]
RE_p	Reference emissions during the period p [tCO2/p]
PE_p	Project emissions during the period p [tCO2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
η_{REh}	Efficiency of the reference boiler for heating energy generation default value: 92%	Default value in the methodology (from the CDM methodological tool "Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems", ver. 2.0).
EF_{fuel}	CO2 emission factor for fuel [tCO2/GJ]	In the order of preference: a) values provided by the fuel supplier; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; d) IPCC default values provided in table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC

		Guidelines on National GHG Inventories. Lower value is applied.
NCV_{fuel}	Net calorific value for fuel [GJ/tonne]	In the order of preference: a) values provided by the fuel supplier; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; d) IPCC default values provided in table 1.2 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
EF_{elec}	CO2 emission factor for consumed electricity [tCO2/MWh] When project (an) electric heat pump(s) consumes only grid electricity or captive electricity, the project participant applies the CO2 emission factor respectively. When project (an) electric heat pump(s) may consume both grid electricity and captive electricity, the project participant applies the CO2 emission factor for grid and captive electricity proportionately. Proportion of captive electricity is derived from dividing captive electricity generated by total electricity consumed at the project site.	[Grid Electricity] The most recent value available at the time of validation is applied and fixed for the monitoring period thereafter. The data is sourced from publicly announced value by the government of Uzbekistan. [Captive electricity] In the case of electricity generated by solar power system, the emission factor is zero. In the case of electricity generated by diesel power generator, the emission factor is calculated either from the generation efficiency obtained from the manufacturer's specifications or from the fuel consumption for electricity generation.
C_p	Specific heat capacity of water 4.1846 MJ/tonne-degree Celsius in case of standard water temperature of 24℃	(Consideration depending on the average temperature of the water supplied to (an) heat pump(s))
ρ	Density of water 0.997 t/m3 in case of standard water temperature of 24℃	(Consideration depending on the average temperature of the water supplied to (an) heat pump(s))

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：（ウズベキスタン共和国）公立病院における太陽光発電・蓄電池の導入およびボイラーの燃料転換に関するJCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：阪和興業株式会社

頁	図表番号	タイトル
540	図 2-1	JCM FS 調査の実施体制
541	表 3-1	FS 調査スケジュール
542	表 3-2	現地調査実績
543	図 4-1	2020 年の総エネルギー供給におけるエネルギー源別割合
543	図 4-2	2020 年の最終エネルギー消費におけるセクター別割合
544	図 4-3	電源別発電量(GWh)
545	図 4-4	セクター別 GHG 排出量(百万 tCO2-eq)
545	図 4-5	GHG 種別排出量(百万 tCO2-eq)
545	図 4-6	GHG 種別セクター別排出割合(%)
546	図 4-7	エネルギー部門の排出量内訳(2017 年)
550	表 4-1	ウ国の主な公立病院リスト
552	図 4-9	ヤッカバフ中央病院および地域病院のボイラー
552	図 4-10	温水暖房システムの排水パイプおよびパネルヒーターフィン（地域病院）
553	表 4-2	ヤッカバフ中央病院のガス消費量
553	表 4-3	給湯における温度設定(℃)
554	図 4-11	シャフリサブスの平均気温(℃)
554	表 4-4	ヒートポンプ仕様検討における想定温度
554	表 4-5	ボイラーの運転状況から熱需要を想定するアプローチによる運用シュミレーション
555	表 4-6	病院の暖房環境から熱需要を想定するアプローチによる運用シュミレーション
556	表 4-7	初期投資額
558	図 4-12	事業実施体制
560	図 4-13	JCM 事業実施体制
560	図 4-14	調査対象の変更
565	表 4-8	本プロジェクトにおけるリファレンス排出量
565	表 4-9	本プロジェクトにおけるプロジェクト排出量
567	表 4-10	事業化および JCM 化のスケジュール

567	表 4-11	普及拡大時における GHG 排出削減量
569	図 5-1	相手国政府関係者との面談の様子

(English)

(Uzbekistan) JCM feasibility study on the introduction of solar power generation and storage batteries, and boiler fuel conversion in public hospitals in the Republic of Uzbekistan

Hanwa Co., Ltd.

1. Purpose of the JCM FS Study

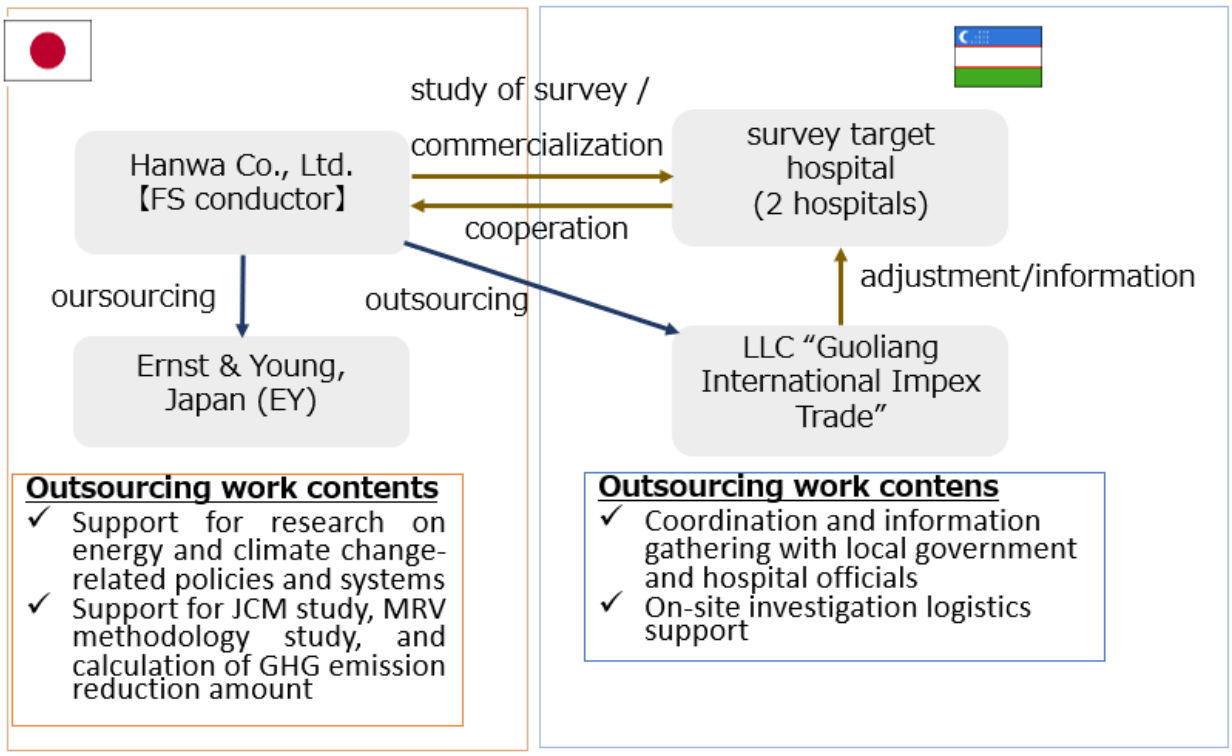
In this FS study, at the beginning of the study, we carried out the investigation of feasibility study for the purpose to reduce GHG emission by supplying stable and clean electricity by introducing solar power generation and storage battery systems to public hospitals in the Republic of Uzbekistan (hereinafter referred to as "Uzbekistan") and also replacement of coal/natural gas boilers with biomass boilers.

In order to confirm the needs of this project, Hanwa Co., Ltd. (hereinafter referred to as Hanwa) has conducted the preliminary survey (on-site survey) in October, 2022. Those interviews were held not only with the project site, Yakkabog Central Hospital and regional hospital, but also with Ministry of Foreign Affairs, and the Kashikadariya Provincial Government and Yakkabog District Government, which have jurisdiction over the project site. As a result, we confirmed the issues regarding power supply, unreliable power supply, aging of emergency generator, price rise of diesel fuel, price rise of electric bill. In addition, we confirmed heat supply in winter, a hot water heating system using a coal boiler and natural gas boiler has been introduced, but a coal boiler is facing the increasing international criticism of coal use in recent years. Therefore, Government of Uzbekistan feels that it is difficult to use coal boiler in the long term. On the other hand, Uzbekistan faces issue that short supply of Natural Gas due to increased gas consumption in Uzbekistan. Based on these investigation, we carried out the investigation with the aim of ① introducing solar power generators and storage batteries to public hospitals, and ② changing from coal or gas boiler to biomass boiler.

2. JCM FS study implementation structure

In this FS study, Hanwa took the lead in considering the commercialization and JCM project. In addition, as a subcontractor of Hanwa, Ernst & Young Shin Nihon LLC provides support such as research on energy and climate change-related policies and systems in Uzbekistan, consideration of JCM, consideration of MRV methodologies, and calculation of reduction effects. The local consulting company LLC "Guoliang International Impex Trade" was responsible for coordinating with local government and hospital officials, gathering information, and providing logistics support for the field survey.

Figure 2-1 JCM FS survey implementation structure



Source: created by research team

3. JCM FS study overview and schedule

3.1. JCM FS Survey overview

This FS survey targeted public hospitals in Uzbekistan with the aim of (1) introduction of solar power generation and storage battery systems, and (2) converting coal or gas boilers to biomass boilers.

The 1st on-site survey was conducted from 16/Sep/2023 to 30/Sep/2023, with the survey items including the system, regulations and possibilities regarding leases, power usage status of the surveyed hospitals, boiler usage status, local EPC status, etc.

However, in interview surveys with local ministries and agencies during the first field survey conducted in September 2023, Executive Order on Additional Measures for the Introduction of Energy-Saving Technologies and the Development of Low-Power Renewable Energy Sources(UP-220)" published in September 2022 and Presidential Decision on Measures to Accelerate the Introduction of Renewable Energy Sources and Energy Saving Technologies in 2023 (PP-57)" (Details in 4.1.2(described later in the chapter) issued in February 2023 and revised in August of the same year, we found the installation of solar panels was rapidly progressing in public facilities including public hospitals. Similarly, in Presidential Decree UP-220, in order to conserve natural gas, the directive has been issued to convert public facilities such as public hospitals that use gas boilers to coal boilers. We have studied carefully and come to the conclusion that there is little business opportunity on initially envisioned business contents.

Therefore, We reconsidered the project from the perspective of contributing to greenhouse gases (hereinafter referred to as GHG)emissions reduction, and changed to (1) the introduction of a heat pump to the hot water heating system, and (2) biomass co-firing (pelletizing the biomass raw material) in the existing coal boiler. In response to this, we have revised the purpose of the study was to reduce the consumption of fossil fuels (coal and natural gas) by introducing heat pumps for hot water heating systems in public hospitals in Uzbekistan and by co-firing biomass in coal boilers. Investigating the feasibility of projects that reduce GHG emissions.

The specific FS survey items are as follows.

1. Analysis of trends in related policies and systems: The state of development of energy and climate change-related policies and systems related to the proposed project. Donor support trends, literature and Uzbekistan Government etc. Investigation through interviews with related parties.
2. Consideration of commercialization and JCM project development: Investigate the following items in order to commercialize the proposed project and JCM project development.
   (1) System/market research: Processes and requirements for introducing equipment into public hospitals through a lease model, research on product certification for equipment introduction, the market environment of the target technology, and public hospitals targeted for the project.
   (2) Technical survey: We have studied suitable equipment specification for local hospitals in collaboration with Heat Pump manufacturer. We also surveyed biomass fuel (agricultural residue) that can be stably procured locally.
   (3) Commercialization consideration: Toward commercialization, discuss details with leasing companies, equipment/equipment manufacturers, EPCs, and local hospitals. In addition, in the assumed business model considering business implementation structure and financing, Economical of Estimate.
   (4) Consideration of turning into a JCM project: Toward turning a private JCM into a project, implementation system and develop a schedule, Project Idea Note (PIN) proposal of create.
3. Consideration of issues and counter measures: As an issue in implementing the survey, changing the survey target based on local policy.
4. Calculation of GHG emission reduction amount and consideration of emission reduction contribution amount: Examining the proposed JCM methodology and conducting based on the proposed methodology for the introduction of heat pumps into hot water heating systems Calculation of GHG emission reductions.
5. Partner country government officials with adjustment for commercialization : We held meetings and explained the proposed project and exchanged opinions on commercialization with the Ministry of Economy and Finance in charge of JCM, the Ministry of Public Health which has jurisdiction over public hospitals, the Ministry of Energy which has jurisdiction over energy

policy, and the Ministry of Investment, Industry and Trade which has jurisdiction over investment promotion and trade.

6. Issues and countermeasures for future commercialization : Based on the results of this FS study, we will consider issues and countermeasures for future commercialization, targeting the introduction of heat pumps.

3.2. JCM FS Survey schedule

The implementation schedule of the survey is as follows.

Table3 1 FS Survey schedule

schedule

Survey Items	2023					2024	
	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb
① Analysis of the trends of policies and systems							
② Consideration of commercialization and JCM project							
1) Institutional and market research							
2) Technical Investigation							
3) Commercialization study							
4) Consideration of JCM project							
③Examination of issues and countermeasures							
④Calculation of GHG emission reductions and consideration of contributions to emission reductions							
⑤Coordination for commercialization for the Government officials of the partner country							
Report							
Field Survey		▲			▲		

Source: created by research team

Table 3 2 Field survey record

	Interview destination
1st September 16th to September 30th, 2023	・ Local government agencies (Ministry of Economy and Finance, Ministry of Investment and Trade, Ministry of Public Health, Ministry of Energy, Yashil Energiya (Renewable Energy Corporation)) ・ Japanese government related organizations (Embassy of Japan in Uzbekistan, JETRO Tashkent Office, JICA Uzbekistan Office) ・ Donor (World Bank Tashkent Office) ・ EPC candidate (2 companies) ・ Local government related organizations (Kashikadariya Provincial Office, Yakkabog District Office) ・ Hospital-related organizations (Yakkabog Central Hospital, Yakkabog Regional Hospital, Yakkabog District Electricity Supply Corporation Office) ・ Others (Tashkent State Industrial Park Texnopark)

2nd time November 18th to November 30th, 2023	・ Local government related organizations (Ministry of the Environment, Uzhydromet ((Hydrometeorological Agency)), Ministry of Agriculture, Ministry of Energy) ・ Japanese government related organizations (Japanese Embassy in Uzbekistan) ・ EPC candidate (1 company) ・ Lease company (1 company) ・ Local government related organizations (Yakkabog District Office, Kasansay District Office, Namangan Province) ・ Hospital-related institutions (Yakkabog Central Hospital, Yakkabog Regional Hospital, Kasansay District Hospital, Namangan Province) ・ Cotton industry (1 company)

4. JCM FS survey results

4.1. Analysis of trends in related policies and systems

4.1.1. Current status of energy and climate change in Uzbekistan

(1) Energy supply and demand

As of 2020, Uzbekistan's total energy supply is 1,885,662 TJ, and by energy source, 83.1% is natural gas, followed by oil at 9.5%, and coal at 6.5%, making it largely dependent on natural gas (Figure 4-1). Uzbekistan's economy is highly energy-intensive, and modernization and diversification of the fuel and energy industry are key priorities for the country's development.[1].

[1]1st BUR (English) p.26.

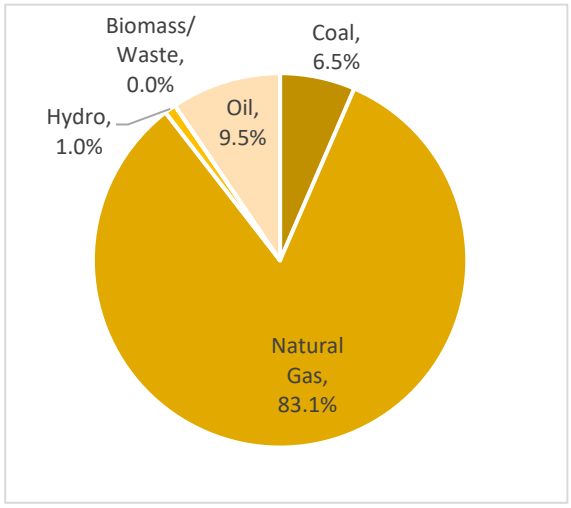


Figure 4 1 Share of energy sources in total energy supply of UZ in 2020

Source: IEA[2]

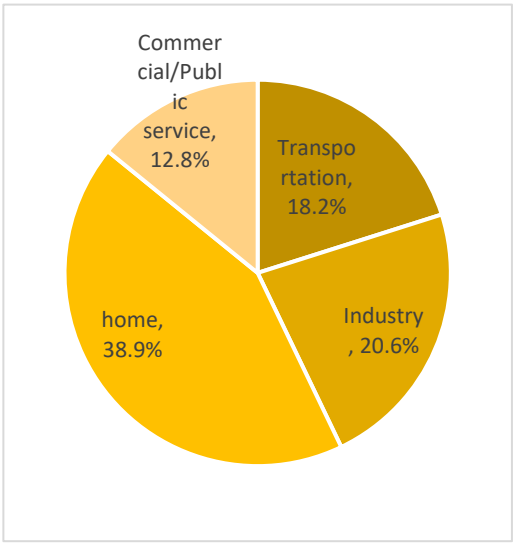


Figure 4 2 Share by sector in final energy consumption of UZ in 2020

Source: IEA[2]

Uzbekistan mainly meets its demand with its own energy resources, and as of 2021, the available power generation capacity is 12.9GW. The country's first 100MW solar power plant began operation in 2021. The plan is to increase the proportion of electricity generation from renewable energy to at least 25% by 2030, with approximately 10 million kW of electricity generated, including 5 million kW of solar power plants, 3 million kW of wind power plants, and 1.9 million kW of hydropower plants. of new renewable energy facilities to be built[3].

(2) Uzbekistan's power source mix and the situation surrounding solar power generation

In Uzbekistan, due to abundant natural gas resources, natural gas accounts for 88% of the power source, followed by hydropower at 8%, coal at 4%, and oil at 1% (in 2022,Figure 4-3). The technical potential of renewable energy in Uzbekistan is estimated to be 3,494 TWh/year, which far exceeds the current electricity demand of 61.2 TWh/year, but the use of renewable energy other than hydroelectric power is extremely limited including solar power generation.

[2] IEA World Energy Balances 2022 -Uzbekistan. https://www.iea.org/countries/uzbekistan

[3] NDC2 (English) p.13

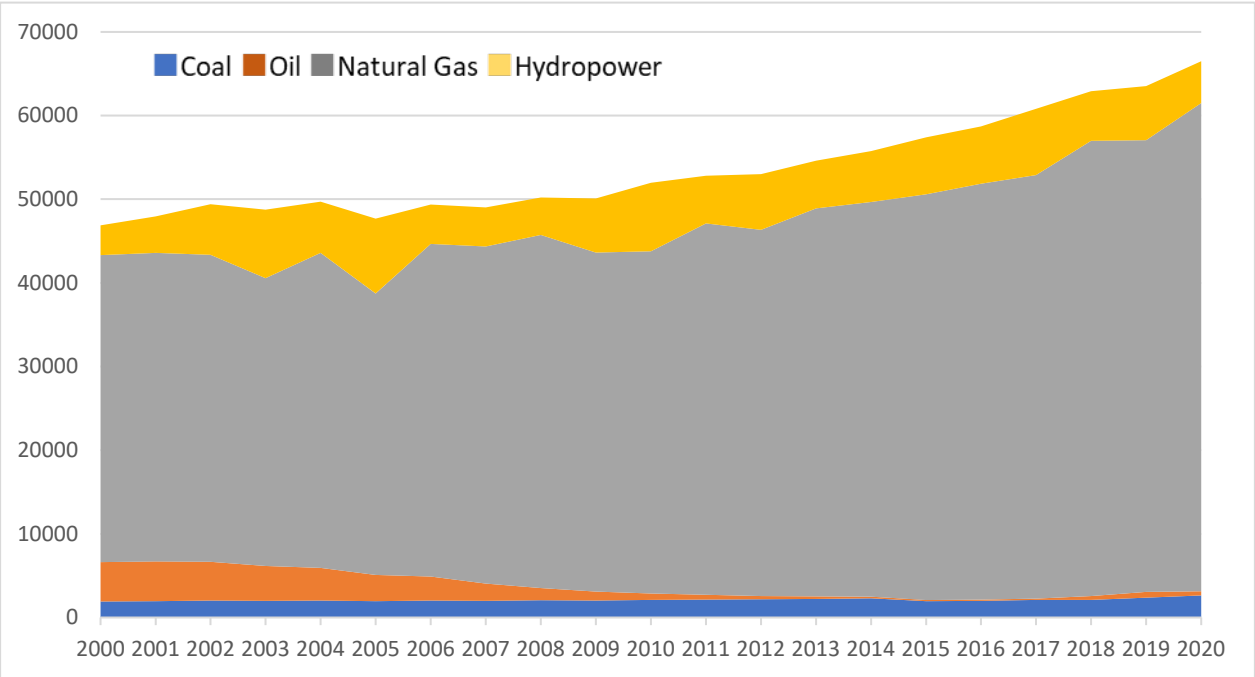


Figure 4-3 Power generation amount by power source in UZ (GWh)

Source: IEA[4]

(3) GHG emissions

In 2017, Uzbekistan's total greenhouse gas (GHG) emissions were 189.2 Mt CO2-eq excluding carbon removal in forestry and other land use sectors (FOLU) and 180.6 Mt CO2-eq including carbon removal. The energy sector accounts for 76.3% of the total, followed by the agricultural sector at 17.8%, industrial process and product use (IPPU) at 4.5%, and waste at 1.4%.

Uzbekistan's share of global emissions is approximately 0.3%. GHG emissions per person are 5.8 t-CO2/person, of which CO2 emissions are 3.1 t-CO2/person, methane (CH4) emissions are 2.3 t-CO2/person, and nitrous oxide (N2O) emissions are 0.44 t-CO2/person.

[4] IEA Electricity Information 2022https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information

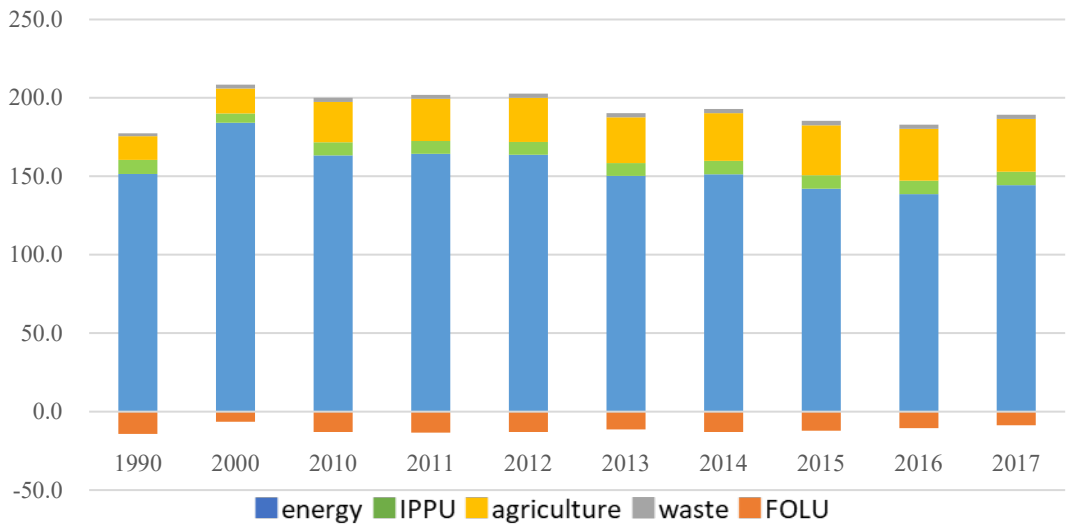


Figure 4-4 GHG emissions by sector (million tCO2-eq)

Source: 1st BUR

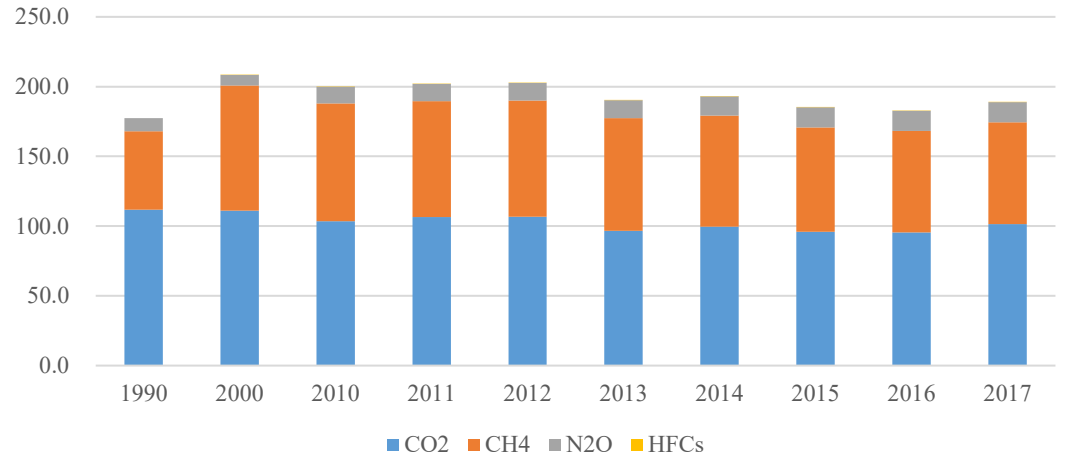


Figure 4-5 GHG emissions by type (million tCO2-eq)

Source: 1st BUR

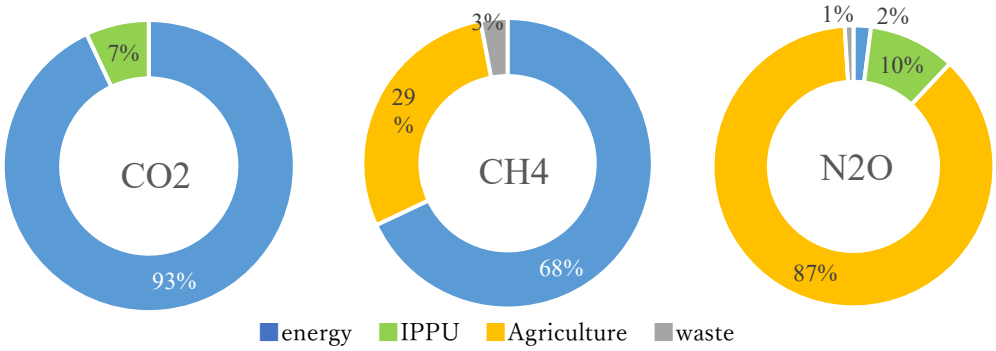


Figure 4-6 Emission ratio by GHG type and sector (%)

Source: 1st BUR

Looking at the breakdown of the energy sector's total emissions of 144,407.83 GgCO2-eq in 2017, natural gas extraction, processing, and transportation accounted for the highest amount at 33%, followed by fuel combustion for power generation at 22%.

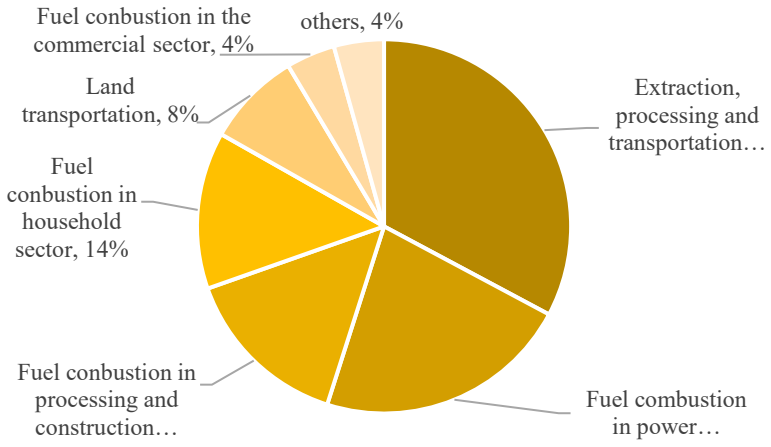


Figure 4-7 Energy sector emissions breakdown (2017)

Source: 1st BUR

The breakdown of total emissions includes methane leakage in the oil and gas industry (22.7%), CO2 emissions from fuel combustion for electricity and heat production (13.3%), and CO2 emissions from fuel combustion in industry and construction (10.0%), methane emissions from intestinal fermentation in livestock (9.4%), and CO2 emissions from household fuel combustion (8.4%).
These six factors account for approximately 63% of the total.

4.1.2 Energy and climate change related policies

(1) Nationally Determined Contribution (NDC)

Uzbekistan acceded to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in June 1993, signed the Paris Agreement in April 2017, and submitted the Nationally Indeterminate Involvement (INDC). In October 2018, Uzbekistan ratified the Paris Agreement, and the INDC became the first NDC (NDC1). NDC1 aims to strengthen climate change countermeasures in order to reduce GHG emissions per gross domestic product (GDP) by 10% compared to 2010 levels by 2030.

The second edition of the NDC (NDC2), which updates NDC1, was formulated in 2021 by the inter-ministerial committee's effort with overall coordination by the Center of Hydrometeorological Service of the Republic of Uzbekistan and support from the United Nations Development Program (UNDP). NDC2 includes representatives from key ministries, as well as academia, civil society, the private sector, and young people, and is aligned with the Sustainable Development Goals (SDGs) and socio-economic development goals in line with national circumstances.

This NDC2 aims to reduce GHG emissions per GDP by 35% compared to 2010 by 2030, which is a significant 25% increase from NDC1 (however, it is not an absolute reduction target, so (It has been concluded that economic growth will not be hindered.)

(2) National strategy and development plan

- **National Development Strategy: 2022-2026 (Development Strategy of New Uzbekistan for 2022-2026)**[5]

  Among the 7 goals, "3. Accelerate the development of the national economy and ensure a high growth rate", "Goal 24. Provide a stable supply of electricity to the economy and The active implementation of green economy technologies will increase the economy's energy by 20%.

- **Strategy for Transition of the Republic of Uzbekistan to a Green Economy for 2019-2030 (Presidential Decision PP-4477 dated October 4, 2019)**

  In October 2018, Uzbekistan ratified the Paris Agreement. This decision was adopted in October 2019 to ensure the implementation of the Paris Agreement commitments and Uzbekistan's transition to a "green" economy.

  The decision includes the following goals.

  - By 2030, reduce GHG emissions per GDP by 10% compared to 2010.
  - Double energy efficiency and reduce the carbon intensity of gross domestic product.
  - Further develop renewable energy sources and increase their proportion to at least 25% of total electricity generation.

- **Green Agenda**(Although it is stated in NDC2, the specific policy name has not been identified)
- With support from UNDP, the World Bank, the Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), the Asian Development Bank (ADB), and others, a roadmap to 2030 has been formulated, with the following goals:

(3) Energy policy

- Law on Public-Private Partnership (PPP) (Law of the Republic of Uzbekistan "On Public-Private Partnership", No. ZRU-537 of May 10, 2019)[6]
- Law of the Republic of Uzbekistan "On the use of renewable energy sources" No. ZRU-539 of May 21, 2019[7]

---

[5] The Asia Today “Main Targets of Uzbekistan's 2022-2026 Development Strategy” (Article dated February 22, 2022)https://theasiatoday.org/opinions/main-targets-of-uzbekistans-2022-2026-development-strategy/

[6] https://www.iea.org/policies/13313-law-of-the-republic-of-uzbekistan-dated-may-10-2019-no-zru-537-on-public-private-partnership

[7] https://www.iea.org/policies/13310-law-of-the-republic-of-uzbekistan-on-the-use-of-renewable-energy-sources-dated-may-21-2019-no- zru-539

- Resolution of the Cabinet of Ministers "On approval of the regulations for connecting to the unified electric power system of business" entities that produce electric energy, including from renewable energy sources", 2019, No. 610)[8]
- Resolution "On measures for the development of renewable and hydrogen energy in the Republic of Uzbekistan", 2021, No. PP-5063[9]
- Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "About Additional Measures for Implementation of Energy-saving Technologies and Development of Renewable Energy Resources of Low Power", No. UP-220 dated September 9, 2022)[10,11]

Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "About Measures for Acceleration of Implementation of Renewable Energy Resources and Energy-saving Technologies in 2023" No. PP-57 dated February 16, 2023, revised August 23, 2023)[12,13]

- Construction of small-scale renewable energy facilities in public facilities
- Establishment of Yashil Energia, a limited liability company, for the purpose of introducing rooftop solar power generation and operating facilities.
- Building a solar panel production system in cooperation with Chinese companies
- Encouraging conversion to coal

- Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "About Measures for Carrying Out the Next Stage of Reforming of the Sphere of Power" dated September 28, 2023 No. UP-166)

(4) Climate change/environmental policy

- Decree of the President of the Republic of Uzbekistan "On Approval of the Concept of Environmental Protection of the Republic of Uzbekistan until 2030", dated October 30, 2019, UP-5863[14]

---

[8] https://www.iea.org/policies/13312-resolution-of-the-cabinet-of-ministers-no-610-on-approval-of-the-regulations-for-connecting-to-the-unified- electric-power-system-of-business-entities-that-produce-electric-energy-including-from-renewable-energy-sources

[9] https://www.iea.org/policies/13432-resolution-no-pp-5063-on-measures-for-the-development-of-renewable-and-hydrogen-energy-in-the-republic-of- uzbekistan

[10]https://lex.uz/en/docs/6189043

[11]https://leap.unep.org/en/countries/uz/national-legislation/resolution-no-220-president-republic-uzbekistan-additional

[12]https://lex.uz/en/docs/-6385716

[13]https://leap.unep.org/en/countries/uz/national-legislation/presidential-decree-no-pp-57-measures-accelerate-introduction

[14] https://www.iea.org/policies/15258-concept-of-environmental-protection-of-the-republic-of-uzbekistan-until-2030

- Decree on further improvement of economic mechanisms for environmental protection in the territory of the Republic of Uzbekistan, 2021, No. 202[15]

4.2. Consideration of commercialization and JCM project

4.2.1. System/market research

(1) Bidding system for equipment introduction to public hospitals

Business operators to introduce equipment to hospitals are determined through bidding. The budget is allocated by the Ministry of Economy and Finance to the Ministry of Public Health, which then distributes it to each hospital, which then submits a bid.

Businesses considering the introduction of equipment related to heat supply need to negotiate with the heat supply company that has concluded a heat supply contract with the hospital.

(2) Product certification system

In order to prove that products imported into Uzbekistan comply with technical regulations in terms of quality and safety, the Uzbekistan National Standards (O'zDSt) certification must be obtained. The certification is assessed and issued by the Uzbekistan Standardization, Metrology and Certification Authority (UZSTANDARD). In addition, when installing and constructing equipment, businesses are required to obtain an "industrial technology certification" for each corporation.

(3) Market environment

Rooftop solar power generation and battery storage

As mentioned in Chapter 4.1.2, in Uzbekistan, based on Presidential Decree No. 220 issued in 2022 and Presidential Decision No. 57 issued in August 2023, financial incentives are provided, roofs are installed on public buildings, etc. Efforts are being made to popularize solar power generation in homes, public buildings, etc. by making it mandatory to install solar panels. At the same time, electricity rates are being raised, and solar power generation is rapidly spreading.

In particular, guidelines have been issued for public buildings to cover at least 30% of their total energy consumption with renewable energy, and the government is using the national budget to install rooftop solar panels.

On the other hand, according to interviews with the Ministry of Energy and the Ministry of Health, etc., the introduction of storage batteries is currently not making much progress due to cost issues, and they are focusing on on-grid projects that do not require storage batteries.

Heat pump (for hot water supply)

[15] https://www.iea.org/policies/15263-decree-202-on-further-improvement-of-economic-mechanisms-for-environmental-protection-in-the-territory-of-the-republic-of- uzbekistan

In Uzbekistan, the construction sector accounts for the largest share of final energy consumption, most of which comes from heating. Particularly in public hospitals, heating accounts for 70% of total energy consumption in community hospitals and 88% in rural clinics, according to a World Bank report. The report found that 10% of buildings have district heating systems, while the remaining 90% use heat from individual boilers. Additionally, 70% of the district heating system is located in Tashkent and relies on old Soviet-era boilers that run on natural gas. Individually installed boilers are powered by coal or natural gas, and it is reported that 63% of local hospitals use boilers powered by natural gas as their heat source.[16]. Additionally, as mentioned in Chapter 4.1.2, Presidential Decision No. 57 promotes the conversion from natural gas to coal, and public hospitals are also converting from natural gas to coal boilers.

biomass boiler

Due to its rich natural resources, the use of alternative fuels such as biomass has not progressed in Uzbekistan. However, according to the IEA, Uzbekistan is using cotton stalks and other agricultural residues, as well as livestock and reeds. It is said that there is a high possibility that this waste can be used as an energy resource through direct combustion heat or gasification.

(4) Public hospitals targeted for the project

There are approximately 3,800 public hospitals in Uzbekistan, and among these hospitals, the large public hospitals in each province targeted by the project are shown in the table below. Most of them use gas or coal boilers for their heating systems, but from 2023 onwards, gas boilers are expected to be replaced with coal boilers by Presidential Decree (PP-57). Among these hospitals, priority was given to the central hospital and large regional hospitals (see table below).

Table 4 1 List of main public hospitals in Uzbekistan

No	The name of the hospital	State name	Year of establishment	Number of beds	winter heating system
1	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Namangan Filiali	Namangan	1981	240	gas and coal boilers
2	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Andijon Filiali	Andijon	1979	360	gas and coal boilers
3	Respublika Shoshilinch Tibbiy Yordam Ilmiy Markazi Farg'ona filiali	Fergana	1998	360	gas and coal boilers
4	Toshkent tibbiyot akademiyasi ko'p tarmoqli klinikasi	Tashkent City	1976	1,200	gas boiler

[16] Appraisal document for clean energy for buildings in Uzbekistan Project, June 2, 2022 https://documents1.worldbank.org/curated/en/602781663185457552/pdf/Uzbekistan-Clean-Energy-for-Buildings-in-Uzbekistan-Project.pdf

5	Respublika shoshilinch tibbiy yordam ilmiy markazi Sirdaryo filiali	Sirdarya	2019	200	coal boiler
6	Respublika shoshilinch tibbiy yordam ilmiy markazi Jizzax filiali	Jizzakh	1999	200	coal boiler
7	Samarqand davlat tibbiyot universitytetining 1-klinikasi	Samarkand	1929	1,500	gas and coal boilers
8	Navoiy viloyat kop tarmoqli shifoxonasi	Navoiy	2014	200	gas boiler
9	Buxoro viloyati ko'p tarmoqli tibbiy markazi	Bukhara	1976	455	gas and coal boilers
10	Qashqadaryo viloyat ko'p tarmoqli tibbiyot markazi	Kashkadarya	2019	421	gas and coal boilers
11	Surxondaryo viloyat ko'p tarmoqli tibbiyot markazi	Surkhandarya	1980	420	gas and coal boilers
12	Xorazm viloyati ko'p tarmoqli tibbiyot markazi	Khiva	1926	412	gas and coal boilers
13	Yakkabog tumani ko'p tarmoqli markaziy poliklinika	Kashkadarya	1981	295	Gas boiler➡ Coal boiler
14	Yakkabog tumani poliklinika	Kashkadarya	1956	200	coal boiler
15	Kosonsoy tumani ko'p tarmoqli markaziy poliklinika	Namangan	1982	380	coal boiler

4.2.2 Technical survey

(1)Solar power and battery storage

At the beginning of the FS, we assumed that solar power generation equipment and storage batteries would be introduced to public hospitals, and we obtained power consumption data from the target hospitals during the first field survey (September 2023). However, during the same first field survey, it was discovered that the installation of solar power generation equipment was progressing rapidly due to the presidential order, and the company was forced to change its business model.

Regarding storage batteries, the manufacturer has decided to focus on large-scale overseas business, and has given up on introducing VRFB(Vanadium Redox Flow Battery) at the small-scale hospital level. After determining that the business model of introducing solar power generation and storage batteries would be difficult, the company decided to switch to a heat pump for hot water heating systems.

(2)Heat pump for hot water heating systems

We have confirmed the current condition of the hospitals equipment on 1st on-site survey in Sep/2023. And we collected data necessary for heat pump model selection and operational simulation, and examined heat pump specifications in cooperation with the Heat Pump manufacturer.

Current equipment

Yakkabog Regional hospitals: Established in 1958. At the time of its establishment, it played the role of a regional general hospital, but once the Central Hospital is established, it was positioned as a regional hospital.

The area covered by the hot water heating system at Yakkabog Central Hospital and Regional Hospitals is as follows (Table 4-3).

Boilers at both central and regional hospitals are located in boiler rooms located on the premises.is set up (figure 4-9). Regional hospital. The coal is hand-pulled, and there are 2 shifts. (2 people x 12 hours) in 2 shifts Manages time. Coal is added when the temperature in the boiler drops, but the frequency is approx. 30minute pitch. Conversely, if the temperature inside the boiler exceeds 60°C, air in flow quantity is reduced and lowering the heat and adjusting the hot water temperature.

Both central and regional hospitals use hot water heated in boiler rooms. By passing into the premises water distribution through the pipe. Hot water was supplied and installed in each room panel heater. Heating is provided by fins(figure 4-9). The number of fins is at the local hospital., total of excluding the newly added obstetrics and gynecology department 2,373 of the central hospital. There was no data, but based on the floor area, it is estimated that there are about 3,501 pieces.



Central hospital
(The two in the back are gas boilers, and the front is a coal boiler.)



Regional hospital
(coal boiler)

Figure 4-9 Boiler room of Yakkabog central and regional hospitals

Source: Photographed by the investigation team



Water distribution pipe (exterior)



Panel heater fin

Figure 4-10 Water heating system water distribution pipes and panel heater fins (Yakkabog regional hospital)

Source: Photographed by the investigation team

Fuel consumption

The operation period of the hot water heating system is 1 per year for each hospital from 1st November to 15th of March next year. Yakkabog Central hospital, the consumption of gas amount is as follows. Yakkabog Regional Hospital receives 200tonne coal (from Ferghana Valley) 20tonne, 10 times purchasing it in installments. (Although we do not measure actual consumption, we use the method of using up the purchased amount every year.).

Table4 2 Gas consumption of Yakkabog Central Hospital (2021-2022)

year	Month	gas consumption	year	Month	gas consumption
2022	2022 Nov.	5,962m3	2021	2021 Nov.	11,031m3
	2022 Dec.	27,971m3		2021 Dec.	29,845m3
	2023 Jan.	34,701m3		2022 Jan.	34,868m3
	2023 Feb.	13,274 m3		2022 Feb.	31,437m3
	2023 Mar.	---m3		2023 Mar.	19,455m3
	Total	m3		Total	122,636m3

Source: Created by investigation team based on interviews with hospitals

Hot water supply conditions

Both Yakkabog Central Hospital and Yakkabog Regional Hospital have the same energy manager, who determines hot water supply conditions. There is no specific monitoring data for hot water temperature, but the temperature of outlet hot water is adjusted that the temperature of return water (temperature at the inlet to the boiler) does not fall below 24℃.

Table4 3 Temperature setting for hot water supply for heating system (°C)

Month	Outside temperature	outlet temperature	temperature loss	Inlet temperature
November	5～10	44	20	24
December	-10～-15	50	26	24
January	-10～-20	54	30	24
February	-10～-15	50	26	24
March	5	44	20	24

Source: Created by investigation team based on interviews with hospitals

The outside temperature varies depending on the year, but we assumed to use annual average temperature record of Shahrisabz which is located approx. 17km from Yakkabog (Figure 4-11) with reference totable 4-6.

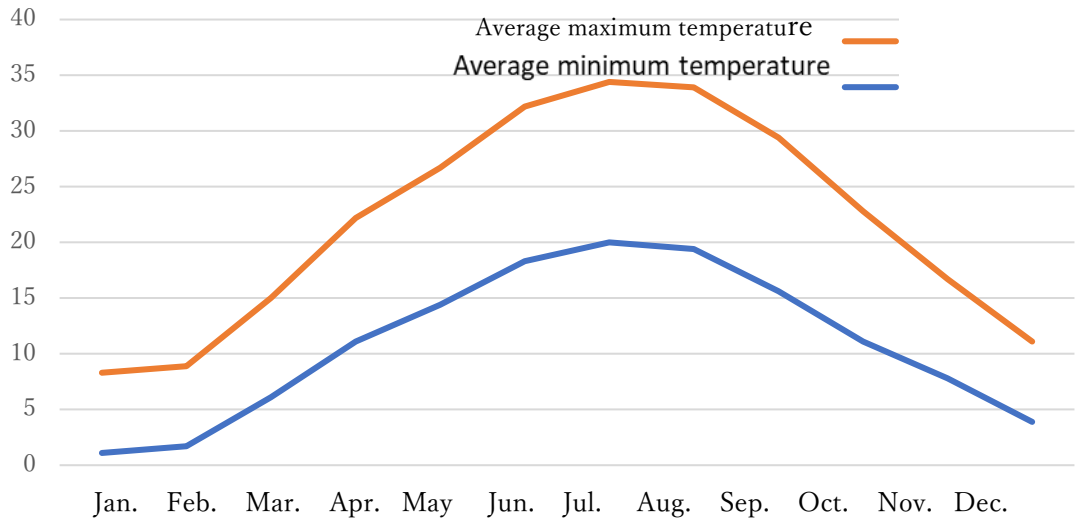


Figure 4-11 Average temperature in Shahrisabz (°C)

Source: Investigation team created based on meteoblue Website information[17]

Table 4 6 Assumed temperature when considering heat pump specifications

Month	November	December	January	February	March
Average outside temperature	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
Minimum outside temperature	-	-	-10℃	-	-

Source: Created by investigation team

[17]meteoblue website (converted from Fahrenheit to Celsius) https://www.meteoblue.com/en/weather/historyclimate/climatemodelled/shahrisabz-shahri_uzbekistan_1346482

Examining heat pump specifications

Based on the above prerequisites, we held discussions with a heat pump manufacturer, to determine the specifications of the heat pump. As a result, we assumed the model is 400V specifications, 60 horse power with equivalent performance, made by Japanese manufacturer (That model has heating COP3.35, heating capacity 180kW, power consumption 53.7kW). Based on this model, we made a trial calculation of the number of machines to be introduced. In addition, when considering the first project, Yakkabog Central Hospital, to target operation simulation from 2 patterns, (1) An approach that estimates heat demand from the boiler operating status, and (2) An approach that estimates heat demand from the hospital heating environment.

(1) Approach that estimates heat demand from boiler operating conditions

Based on a trial calculation based on the heat demand estimated from the fuel consumption of the existing boiler, the number of heat pumps to be installed was **3**.

Table4 5 Operational simulation using an approach that assumes heat demand from boiler operating conditions

item	unit	November	December	January	February	March
outlet temperature	℃	44	50	54	50	44
temperature difference	℃	20	26	30	26	20
Circulating water amount	L/h	15,429	15,429	15,429	15,429	15,429
heat/hour	kWh	359	466	538	466	359
Operating time	h	24	24	24	24	24
Calorie amount/day	kWh/d	8,611	11,195	12,917	11,195	8,611
Number of working days	day	30	31	31	28	15
Heat amount/month	kWh/m	258,339	347,035	400,425	313,451	129,169
HP total capacity	kW	534	573	531	573	534
HP operating hours/month	h	720	744	744	672	360
HP total power consumption	kW	176	212	214	212	176
HP total power consumption/month	kWh/m	126,792	157,802	159,365	142,531	63,396
Air conditioning area	m2	8,439	8,439	8,439	8,439	8,439
heating load	kWh/㎡	0.043	0.055	0.064	0.055	0.043
average outside temperature	℃	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
minimum outside temperature	℃	-	-	-10℃	-	-
HP heating capacity/group	kW	178	191	177	191	178
HP power consumption/base	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7
Number of HP units	base	3	3	3	3	3
HP total capacity	kW	534	573	531	573	534
HP total power consumption	kW	176	212	214	212	176

Source: Created by investigation team

(2) Approach to estimate heat demand from hospital heating environment

According to a trial calculation based on the heat demand estimated from the hospital's heating setting temperature, the number of heat pumps introduced to be **21**.

Table4 6 Operational simulation using an approach that assumes heat demand from the hospital heating environment

item	unit	November	December	January	February	March
outlet temperature	℃	44	50	54	50	44
temperature difference	℃	20	26	30	26	20
Circulating water amount	L/h	108,000	108,000	108,000	108,000	108,000
amount of heat/Time	kWh	2,512	3,265	3,767	3,265	2,512
Operating time	h	24	24	24	24	24
amount of heat/Day	kWh/d	60,279	78,363	90,419	78,363	60,279
Number of working days	day	30	31	31	28	15
amount of heat/Month	kWh/m	1,808,372	2,429,247	2,802,977	2,194,158	904,186
HP total capacity	kW	3,738	4,011	3,717	4,011	3,738
HP operating hours/month	h	484	606	754	547	242
HP total power consumption	kW	1,233	1,485	1,499	1,485	1,233
HP total power consumption/month	kWh/m	596,356	899,203	1,130,692	812,183	298,178
Air conditioning area	m2	8,439	8,439	8,439	8,439	8,439
heating load	kWh/㎡	0.298	0.387	0.446	0.387	0.298
average outside temperature	℃	7.5℃	3.0℃	1.0℃	3.5℃	8.5℃
minimum outside temperature	℃	-	-	-10℃	-	-
HP heating capacity/group	kW	178	191	177	191	178
HP power consumption/base	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7
Number of HP units	base	21	21	21	21	21
HP total capacity	kW	3,738	4,011	3,717	4,011	3,738
HP total power consumption	kW	1,233	1,485	1,499	1,485	1,233

Source: Created by investigation team

With approaches (1) and (2), there is a big difference occurred in the number of heat pumps. Despite the fact that (2) is based on the experience of the engineer in charge of operation, as there is no operational record of past hot water supply amount or hot water temperature, and although the heating environment is ideal based on the empirical rules of the engineer in charge of operation. Due to the manual management, there is a discrepancy with the actual operation. This is thought to be due to a discrepancy with actual operation. As a result of discussions with heat pump manufacturer, we deduced that the amount of circulating water was considerably less than the discharge capacity of the pump due to blockage in the

piping, etc., and we found that 3 heat pumps would be able to generate the same amount of heat as the current coal boiler. Therefore, 3 heat pumps were adopted from approach (1) for the Feasibility Study.

(3)Boiler fuel conversion (introduction of biomass boiler, co-firing of biomass pellets)

At the beginning of the study, it was assumed that biomass boilers would be introduced, but in light of the current policy of converting to coal boilers to save gas by presidential order, it was decided to replace the boilers with the introduction of biomass boilers. Instead, the company changed its business model to co-firing biomass pellets in a coal boiler.

In a preliminary study conducted prior to this study, we considered collecting the residue and producing biomass fuel (pellets) with the cooperation of textile companies.

Initially, we had discussions with wood pellet manufacturing machinery manufacturers and biomass boiler manufacturers in advance to consider the possibility of introducing their technologies. As will be discussed later in 4.2.3, the current price of coal is kept quite low, so even co-firing biomass with coal would be unprofitable and commercialization would be difficult.

4.2.3. Considering commercialization

(1) Commercialization of heat pump introduction

Business expenses calculation

As a project to introduce 3 heat pumps to Yakkabog Central Hospital, we got estimation of 3 sets of heat pumps from a cooperating manufacturer, transportation costs from logistics company, installation costs from EPC candidate and calculated the initial investment amount (CAPEX). The transportation route, Japan (Yokohama) → South Korea(Busan) → Russia(Vostochny) → Tashkent(FOR) or Yakkabog (FOT)and 40 feet high cube x 1 container. The initial investment amount calculated based on the estimate obtained is (Table 4-7), 162,065USD was calculated.

Table 4-9 Initial investment amount

Expense item	Amount (USD)
Equipment fee	111,174
transportation cost	10,891
Construction cost	40,000
total	162,065

Source: Created by investigation team

Next, business expenses(OPEX) as, electric land maintenance costs were calculated. For electricity bill, unit price is 1kWhHit 0.081USD, power consumption of 649,886kWh/year (Table 4-7) makes 52,640USD/year. The maintenance cost is 2,223USD, maintenance once per year, makes 2,233USD. From the above, the total project cost is 54,863USD/year

Finance (lease)

In Uzbekistan, foreign currency denominated leases and loans, except the funding source is involved in the operation PPP, is not possible, and all leases and loans in Uzbekistan will be denominated in Uzbekistan Sum (UZS).

Furthermore, since leasing business is not subject to licensing, any limited liability company can operate leasing business. On the other hand, there is a licensing system for leasing business, and companies that hold a license will be able to access the Credit Rating Agency's database.

Based on the above survey results, when considering commercialization, we decided to use that a former Hanwa employee has already established his own company in Uzbekistan, HK Nippon LLC, as a leasing company and assuming a leasing business model. In addition, as stated in 4.2.1chapter(1), the heat supply company provides heat to the hospital, so the lessee of the lease will be the heat supply company.

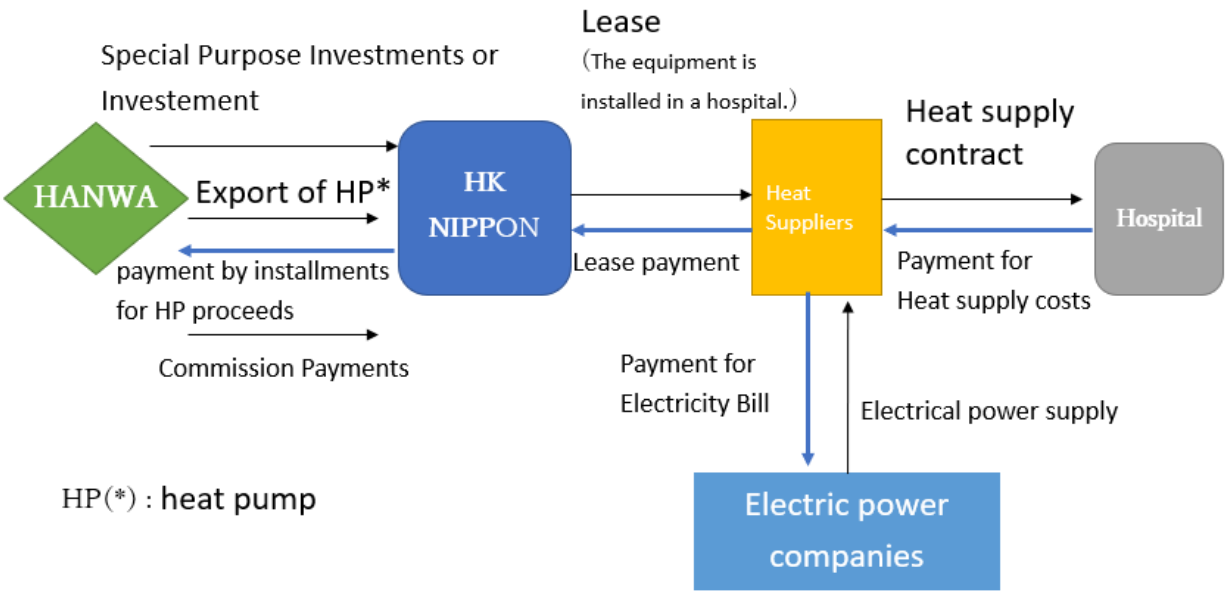
Business implementation structure

As a project implementation system assume (Figure 4-11)

First, Regarding the flow of equipment, Hanwa purchase heat pumps from Heat Pump Manufacturer and export to Uzbekistan, consignee as HK Nippon LCC. HK Nippon LCC shall install the heat pump to the hospitals via EPC contractor (EPC also handle maintenance after installation as a vendor.).

Next, as for the flow of funds and services, Hanwa will make a special investment (or capital injection) in HK NIPPON LLC for leasing based on funds procured from Japanese financial institutes and will pay a commission. HK Nippon LLC will lease the heat pump to a local heat supply company and pay Hanwa in installments for the heat pump based on the funds collected from the lease. The local heat supply company pays the lease fee based on the heat supply service usage fee (heat supply cost) collected from the hospital.

Figure 4 12 Business implementation structure



Source: Created by investigation team

Estimation of business economic efficiency

Based on the results of previous surveys, we made trial calculation of the business economic efficiency. In addition, in order to confirm the validity of the business model, it is considered a business feasibility for the local heat supply company, which will ultimately decide whether or not to implement the project.

Prior to project implementation, assuming that the existing coal boiler continues to be used, coal fuel cost, labor costs for hand-pulling coal, and boiler maintenance cost will be recorded. Each prerequisites are as follows.

- fuel cost(coal): It is predicted that Uzbekistan's domestic coal resources will be depleted, and in that case, the price of Kazakh coal will be used as and indicator. Assuming that inflation is not considered, after 10 years, the transportation cost from Kazakhstan to Europe will be reduced by 65USD/t from the representative European coal price index API2(CIF ARA : arriving in Europe) of 108USD/t, and the transportation cost from Kazakhstan to Uzbekistan is 35USD/t. We assumed that the price would converge to 78USD/t, and assumed that the coal price would be the current 36USD/t in the first year and increase by 4 to 5USD/t every year thereafter.
- Labor costs: The first year 500USD/Month/person, After that, the price increase rate 11.4% (in 2022), When wages (unit labor costs) increase by assumption. The number of people depends on the hospital. current system is 2 people×2 shifts (12-hours work). However, as it is operated by a heat supply company, 2 people × 3 shift(assumes 8-hours work).
- Maintenance cost: once a year as maintenance cost for coal boiler 1,200USD to be assumed.

Next, after the project implementation. Assuming that a coal boiler is replaced with a heat pump, the equipment lease fee, heat pump electricity fee, and maintenance costs Account for. Each prerequisite is as follows.

- Equipment lease fee: Initial investment amount162,0651USD to be divided into 10, and adding the interest of rate 14%. The lease fee is the amount multiplied by the interest rate.
- electric bill: The unit price is 0.081USD/ kW and remain unchanged for 10 years assumed. The power consumption is (table4-7) Based on simulations of 649,886kWh/Year.
- Maintenance cost: Based on discussions with EPC candidate, once a year 2,223USD. It is assumed that it will take (10 years contract Total amount 22,230USD).

In conclusion, based on the above assumptions, if you continue to use the existing coal boiler, In comparison, with the introduction of heat pumps 10 years annual total 98,158USD is an additional burden, It was confirmed that there is no incentive for heat supply companies to introduce heat pumps. On the other hand, replacement from natural gas boiler to coal boiler to save natural gas consumption will create issues of air pollution (PM2.5etc.). We expect countermeasure like controlling health damage caused by air pollution, GHG emissions Co-benefits aspect of the proposed project such as reduction will be taken into account.

Also, Comparing only running costs excluding lease fees, it is better after introducing a heat pump for 10 years in total 86,596USD. If the part of the initial investment is subsidized by the Uzbekistan government,

etc., it will be possible to reduce the initial investment amount (the amount borne by the heat supply company) and it can be said that there is a possibility of commercialization.

(2) Commercialization of biomass co-firing (biomass pelletization)

As stated in (1) business feasibility, domestic coal price in Uzbekistan is currently very cheap about 35～36USD(430,000Sum)/t. In contrast to this, if we export a pellet making machine which has production capacity 1t/hour from Japan, the total cost will be approximately 198,000USD (297,140,000JPY). Similar to heat pump case, assuming lease contract for 10 years in equal annual installments, total cost will be 198,000USD (29,7141,000JPY)/year. Even though we don't include interest, and assuming biomass pellets Production volume is 3,000t (10 hours/day x 300 days working) , biomass pellets to be 66USD/t or above. If this is not achieved, it will not be profitable. In addition, as we stated in 4.2.2 chapter (3), we expected cooperation/support by Cotton spinning/textile company for collecting and pelletizing of Cotton residue. However, in terms of profitability, there was no prospect of obtaining cooperation from cotton spinning/textile companies, and it was difficult to establish a business implementation system. Therefore, commercialization at present was given up.

From now on, due to the depletion of coal in Uzbekistan, Coal from Kazakhstan import aspect. If it becomes, as we mentioned in (1) the business feasibility section, the coal price to be around 78USD/t assumed to converge to be in that case. We believe that it will be possible to reconsider business profitability in that case. At that time, we will once again try to collaborate with textile companies. Building a business implementation system has a discussion at that time.

4.2.4. Considering turning it into a JCM project

As we stated in 4.2.3 chapter (1), Commercialization of both heat pumps and biomass mixed firing are difficult at this stage. On the other hand, regarding heat pumps, we are on track to establish a business implementation system. If business viability is secured by reducing the initial investment amount, etc. There is a high possibility that the project will become viable. Therefore, the target of JCM project is introduction of heat pump to hot water heating systems, we estimate first commercialization of the project at Yakkabog Central Hospital as the first project, and then the Yakkabog Regional Hospital as the second project, aiming for gradual commercialization.

The implementation structure of JCM is, Hanwa will be the representative company, and "HK Nippon LLC", Yakkabog Central Hospital, and a local heat supply company.

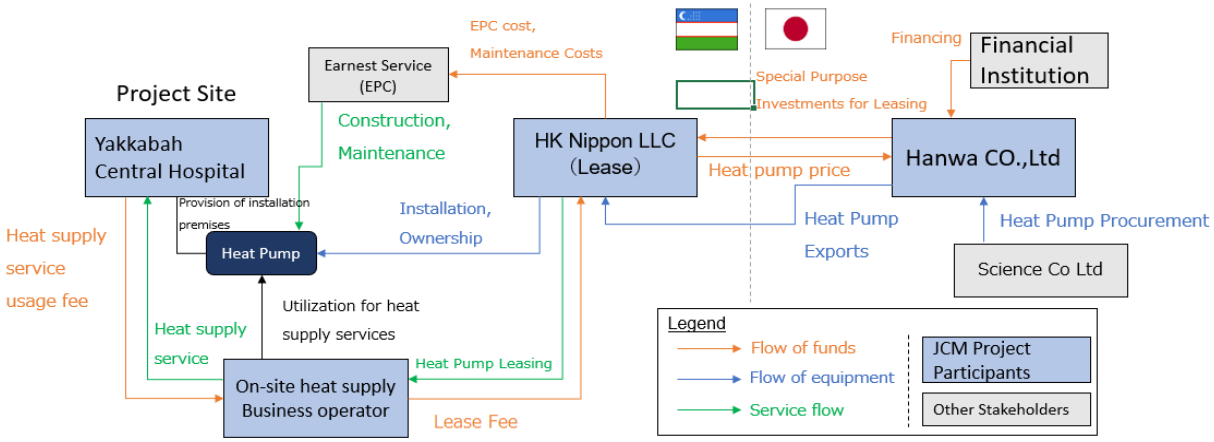


Figure 4 13 JCM Business implementation structure

Source: Created by investigation team

Based on the above assumptions, Project Idea Note(PIN)It was created.

4.3. Consideration of issues and countermeasures

In conducting this study, a major challenge was reexamining the business model. As mentioned above, in response to Presidential Decree UP-220 and PP-57, the business environment in Uzbekistan has changed significantly since the time of the preliminary survey. Specifically, with regards to solar power generation, the introduction of solar power generation equipment to public facilities is rapidly spreading, and the conversion of biomass boilers to coal is being encouraged. Therefore, we reconsidered our business model and changed our research targets to introducing heat pumps into hot water heating systems and co-firing biomass pellets (in coal boilers), and considered commercialization.

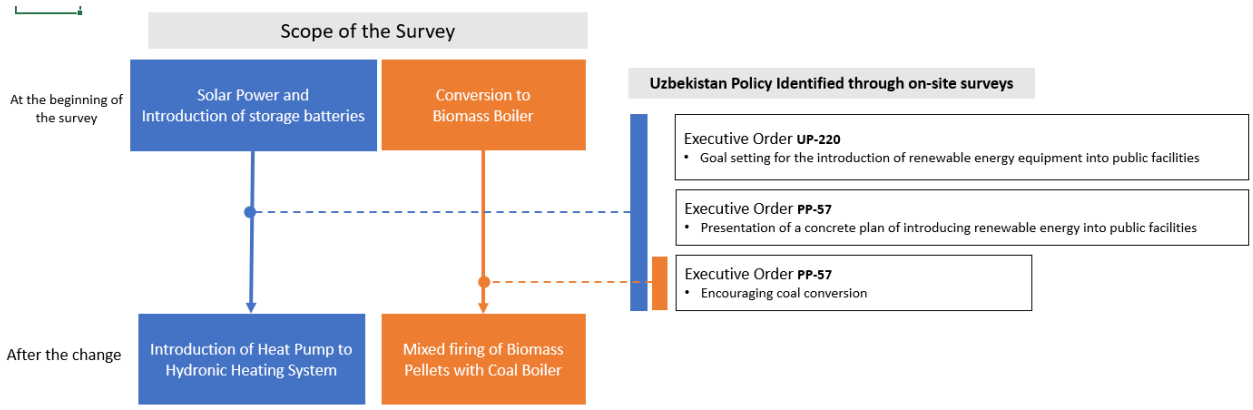


Figure 4 14 Change of investigation target

Source: Created by research team

As a result of the investigation, it was determined that it would be difficult to commercialize any of them at this time, but regarding heat pumps, The construction of the project implementation system is on track, and if the feasibility of the project is ensured by reducing the initial investment amount, there is a high possibility that the project will become a reality. Therefore, we are focusing on the commercialization of heat pumps, we considered commercialization. In addition, future challenges and countermeasures for commercializing heat pumps will be discussed later in Chapter 6.

4.4. Calculation of GHG emission reduction amount and consideration of emission reduction contribution amount

4.4.1. Summary of proposed methodology

(1) Concept of methodology

In this FS, JCM methodology study will be applied to projects that reduce the consumption of fossil fuels conventionally used in boilers by introducing electric heat pumps to hot water heating systems in hospitals. In this case, the reference emission amount is calculated by dividing the thermal energy required to generate the hot water supplied from the heat pump by the reference boiler efficiency and multiplying the result by the fuel emission coefficient. In addition, project emissions are calculated by multiplying the electricity consumption of the heat pump and auxiliary equipment by the electricity emission factor, and if an auxiliary boiler is used, the fuel consumption is calculated by adding the net calorific value (NCV) and fuel emissions. Calculate by adding the product multiplied by the coefficient. GHG emission reductions are calculated by subtracting project emissions from reference emissions.

This proposed methodology was developed with reference to the following existing methodologies.

- JCM methodology: CR_AM003 (Ver1.0) Installation of Electric Heat Pump Type Water Heater for Hot Water Supply Systems (Costa Rica)
- J Credit Methodology: EN-S-002 (Ver.3.0) Introduction of heat pump.

(2) Methodology title

The methodology title is assumed to be as follows.

"Introduction of electric heat pump to hot water heating system"

(3) Terminology and language

The following terms and definitions are assumed.

Term	definition
electric heat pump	It is an electrically operated heat pump that is also equipped with a power optimization device (such as an inverter), which can minimize the power consumption of the compressor by adjusting the heating energy according to demand.
hot water heating system	A heating system that circulates hot water heated by an electric heat pump or auxiliary boiler through pipes and panel heaters located throughout the building.

(4) Overview of methodology

The outline of the methodology is assumed to be as follows.

item	Outline
Measures to reduce GHG emissions	The introduction of electric heat pumps will reduce the consumption of fossil fuels traditionally used in boilers.
Calculation of reference emissions	Calculated by dividing the net thermal energy required to generate hot water by the heat pump targeted for the project by the efficiency of the reference boiler and multiplying it by the CO2 emission coefficient of the fuel.
Calculating project emissions	Calculated based on the monitored electricity consumption by the heat pump and its auxiliary equipment and, if applicable, the fuel consumption by the auxiliary boiler.

(5) Eligibility requirements

Eligibility requirements are assumed to be as follows.

Criterion 1	This project will introduce an electric heat pump to supply hot water to the building's hot water heating system. If an electric heat pump replaces existing equipment, the existing equipment is not an electric heat pump.
Criterion 2	Develop a plan to avoid releasing the refrigerant used in the project's electric heat pumps.

(6) Emission sources and GHG types

Emission sources and target GHGs are assumed to be as follows.

Reference emissions	
Emission source	Target GHG
Reference boiler fuel consumption	CO2
project emissions	
Emission source	Target GHG
Power consumption by electric heat pumps and auxiliary equipment	CO2
Fuel consumption by auxiliary boiler (if applicable)	CO2

4.4.2. Proposed method for calculating reference emissions

(1) Setting reference emissions

Reference emissions are calculated by dividing the net thermal energy required to use a heat pump to generate hot water for use in the hot water heating system covered by the project by the efficiency of the reference boiler, and multiplying by the CO2 emission factor of the fuel.

The net thermal energy amount is calculated from the total amount of hot water supplied from the electric heat pump for use in the hot water heating system, the temperature difference between the water before and after heating by the heat pump, and the physical properties of water (density, specific heat).

The efficiency of the reference boiler is conservatively set to a default value of 92%, which is the highest efficiency for new boilers in the CDM methodology tool, to ensure net emission reductions.

(2) Calculation of reference emissions

$$RE_p = \left(Q_{PJh,p} \div \eta_{REh}\right) \times EF_{fuel}$$

here,

$$Q_{PJh,p} = \sum_i m_{PJ,i,p} \times \left(T_{ave,out,i,p} - T_{ave,in,i,p}\right) \times C_p \times \rho \times 10^{-3}$$

RE_p	Reference emissions for period p [tCO2/p]
$Q_{PJh,p}$	Amount of thermal energy used to supply hot water to a hot water heating system in a project with period p [GJ/p]
η_{REh}	Efficiency of reference boilers for thermal energy generation [-]
EF_{fuel}	CO2 emission factor of fuel consumption [tCO2/GJ]
$m_{PJ,i,p}$	Total amount of hot water supplied from the heat pump to the hot water heating system i during period p [m3/p]
$T_{ave,out,i,p}$	Average temperature of hot water supplied from the heat pump to hot water heating system i during period p [℃]
$T_{ave,in,i,p}$	Average temperature of water supplied from hot water heating system i to the heat pump during period p [℃]
C_p	Constant pressure specific heat capacity of water [MJ/tonne-℃]
ρ	Water density [tonne/m3]
i	Index of hot water heating systems [-]

4.4.3. Proposed method for calculating project emissions

$$PE_p = \left(\sum_j EC_{PJHP,j,p} + \sum_k EC_{PJaux,k,p}\right) \times EF_{elec} + \sum_l AC_{PJB,l,p} \times NCV_{fuel} \times EF_{fuel}$$

PE_p	Project emissions for period p [tCO2/p]
$EC_{PJHP,j,p}$	Electricity consumption of heat pump j that supplies hot water to hot water heating system i during period p [MWh/p]
$EC_{PJaux,k,p}$	Electricity consumption of auxiliary equipment k that supplies hot water to hot water heating system i during period p [MWh/p]
EF_{elec}	CO2 emission factor of power consumption [tCO2/MWh]
$AC_{PJB,l,p}$	Fuel consumption of auxiliary boiler l for period p (if applicable) [tonne/p]
NCV_{fuel}	Net calorific value of consumed fuel [GJ/tonne]
EF_{fuel}	CO2 emission factor of consumed fuel [tCO2/GJ]
j	Heat pump index [-]
k	Auxiliary equipment index [-]
l	Auxiliary boiler index [-]

4.4.4. Monitoring method proposal

First, assume the following parameters to be set in advance.

parameters	Explanation about the data	source of information
η_{REh}	Reference boiler efficiency for thermal energy generation Conservatively set the default value to 92%, the highest efficiency for new natural gas boilers in the CDM methodology tool.	CDM methodology tool "Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems" ver. 2.0
EF_{fuel}	CO2 emission factor of fuel consumption [tCO2/GJ]	Assuming one of the following: e. Value provided by fuel supplier f. Measurements by project participants g. Default value for region or country h. IPCC default values listed in Table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories (Lower value applies)
NCV_{fuel}	Net calorific value of consumed fuel [GJ/tonne]	Assuming one of the following: e. Value provided by fuel supplier f. Measurements by project participants g. Default value for region or country h. IPCC default values listed in Table 1.2 of Ch.1 Vol.2 of the 2006 IPCC Guidelines on National

		GHG Inventories (Upper value applies)
EF_{elec}	CO2 emission factor of power consumption [tCO2/MWh] It is assumed that the power will be set separately for grid power and self-generated power. The percentage of self-generated electricity is calculated by dividing the amount of self-generated electricity by the total amount of electricity consumed at the project site.	[Power grid] Value published by the Uzbekistan government, etc. (However, there is no published value at this time, and according to the hearing value with the Ministry of Energy, it is 0.43tCO2/MWh) [Privately generated electricity] Zero in case of solar power generation. In the case of diesel power generation, it is calculated either from the power generation efficiency obtained from the manufacturer's specifications or from the fuel consumption for power generation.
C_p	Specific heat capacity of water at constant pressure 4.184 [MJ/tonne-℃] (when water temperature is 24℃)	(Considered according to the average temperature of water supplied to the heat pump)
ρ	Water density 0.997 [t/m3] (at water temperature 24℃)	(Considered according to the average temperature of water supplied to the heat pump)

(2) Main monitoring items

The main monitoring items and monitoring methods are assumed to be as follows.

parameters	Explanation about the data	Measuring equipment/method
$m_{PJ,i,p}$	Total amount of hot water supplied from the heat pump to the hot water heating system i during period p [m3/p]	Continuously measured by flowmeter
$T_{ave,out,i,p}$	Average temperature of hot water supplied from the heat pump to hot water heating system i during period p [℃]	Continuously measured by thermometer
$T_{ave,in,i,p}$	Average temperature of water supplied from hot water heating system i to the heat pump during period p [℃]	Continuously measured by thermometer
$EC_{PJHP,j,p}$	Electricity consumption of heat pump j that supplies hot water to hot water heating system i during period p [MWh/p]	Continuously measured by power meter
$EC_{PJaux,k,p}$	Electricity consumption of auxiliary equipment k that supplies hot water to hot water heating system i during period p [MWh/p]	Continuously measured by power meter
$AC_{PJB,l,p}$	Fuel consumption of auxiliary boiler l for period p (if applicable) [tonne/p]	Continuously measured using fuel input records or fuel purchase slips, etc.

4.4.5. GHG emission reduction in the targeted project for this study

We estimated the amount of GHG emission reductions if three electric heat pumps (60 horsepower, heating COP 3.35, heating capacity 180 kW) were introduced at Yakkabog Central Hospital.

(1) Reference emissions

Table 4 8 Reference emissions of this project

Item	unit	November	December	January	February	March	total
Heat pump operating time	h	720	744	744	672	360	3,240
Circulating water volume (total volume)	m3	11,109	11,479	11,479	10,368	5,554	49,989
outlet temperature	℃	44	50	54	50	44	-
Inlet temperature	℃	24	24	24	24	24	-
temperature difference	℃	20	26	30	26	20	-
heat pump thermal energy	G.J.	927	1,245	1,437	1,124	463	5,196
Reference emissions	tCO2	93	126	145	113	47	524

Source: Created by investigation team

Prerequisites:

1. The heat pump operates 24 hours a day, and the number of operating days per month is 30 days in November, 31 days in December, 31 days in January, 28 days in February, and 15 days in March, for a total of 135 days. .
2. The amount of circulating water per hour is 15,492L/h. The total amount is calculated by multiplying the heat pump operating time by the amount of circulating water per hour.
3. The outlet temperature and inlet temperature are based on hearing values from the project target hospitals.
4. The specific heat of water is 4.184MJ/t-℃, and the density of water is 0.997t/m3 (both when the water temperature is 24℃).
5. The reference boiler efficiency is conservatively set to a default value of 92%, which is the highest efficiency for new boilers in the CDM methodology tool.
6. The CO2 emission factor for consumed fuel is 0.0928tCO2/GJ for sub-bituminous coal from the IPCC default value (lower value) listed in Table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of the 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.

Based on the above, the reference emissions were estimated to be 524tCO2/year.

(2) Project emissions

Table 4 9 Project emissions of this project

item	Unit	November	December	January	February	March	total
Heat pump power consumption/unit	kW	58.7	70.7	71.4	70.7	58.7	-
Heat pump total power consumption	kWh	126,792	157,802	159,365	142,531	63,396	649,886
project emissions	tCO2	55	68	69	61	27	279

Source : created by investigation team

Prerequisites:

1. The operating conditions of the heat pump are the same as the reference emissions.
2. The number of heat pumps in operation is 3.
3. The CO2 emission coefficient for power consumption is 0.43tCO2/MWh (Ministry of Energy hearing value).

Based on the above, the project emissions were estimated to be 279tCO2/year.

(3) GHG emission reduction amount

Based on the reference emissions - project emissions, the GHG emission reduction was estimated to be 245tCO2/year.

4.4.6. Contribution to GHG emissions reduction by the dissemination of the project

(1) Schedule for commercialization/JCM

The anticipated schedule for commercialization and JCM development is as follows.

Table 4 10 Schedule for commercialization and JCM

項目	Year 1				Year 2				Year 3				Year 4				Year 5			
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
①Commercialization																				
1) Formulation of a detailed plan for No.1 project implementation (Contracts and Orders)																				
2) Equipment introduction of No. 1 project																				
3) Facility operation of No.1 project																				
4) Formulation of a detailed plan for No.2 project implementation (Contracts and Orders)																				
5) Equipment introduction of No.2 project																				
6) Facility operation of No.2 project																				
7) Dissemination and sales activities to other facilities																				
8) Installation and operation of equipment for new projects																				
②Establishment of JCM project																				
1) Consultation with stakeholders in partner countries toward the realization of the private-sector JCM																				
2) Methodology formulation (Including consideration of PoA)																				
3) Registration Procedure for Project No.1																				
4) Monitoring of Project No.1																				
5) Procedures for issuing credits for Project No.1																				
6) Adding new deals, registering, MRV procedures																				

Source: Created by research team

As stated in Chapter 4.2.4, it will be difficult to commercialize the project immediately after this study, but assuming that feasibility is secured, heat pumps will be introduced to the hot water heating system at Yakkabog Central Hospital as the first project. After that, the second project will be Yakkabog Regional Hospital, and after discussions with the Ministry of Public Health, we will proceed with its introduction to public hospitals in Uzbekistan.

As mentioned above, the expected reduction in GHG emissions per project is 245tCO2/year, which is not large, but by combining multiple projects, the reduction volume can be increased, so We assume a private JCM project such as CDM program type (PoA type)

(2) GHG emission reduction amount during expansion of usage

The aim is to start operating the equipment for the first project in the first year, start operating the equipment for the second project in the second year, and then introduce 5 projects by the fifth year. After Project No. 2, the amount of GHG emission reductions if expanded to hospitals of the same size as Project No. 1 is as follows.

Table 4 11 GHG emission reduction amount during expansion of usage

Year	1st year	2nd year	3rd year	4th year	5th year
Number of installations (cases)	1	1	1	1	1
Cumulative number of introductions (cases)	1	2	3	4	5
GHG emission reduction (tCO2/year)	245	490	735	980	1,225

Cumulative GHG emission reduction (tCO2)	245	735	1,470	2,450	3,675

Source: Created by investigation team

Based on the above, it is planned that the cumulative GHG emission reduction will be 1,225tCO2/year if 5 plants are introduced in the fifth year of the project, and the cumulative GHG emission reduction by the fifth year of the project will be 3,675tCO2.

5. Coordination for commercialization with relevant parties such as the government of the partner country

Through the first and second field surveys, we met with government officials from the following 4 ministries and agencies and held discussions toward commercialization and JCM projects.

5.1. Ministry of Economy and Finance

The Ministry of Economy and Finance is the ministry in charge of JCM in Uzbekistan. Since Uzbekistan does not have a track record of implementing JCM projects, we welcome this FS project, which is the first of its kind in the country, and as the Ministry of Economy and Finance's JCM officer, we hope to gain experience in JCM in the future based on actual projects.

In particular, during the interviews, we talked about ITMOs proposed by the World Bank, the Korean government, etc. Related projects (at the World Bank 30-50USD/tCO2, from Korea 16USD/tCO2) Since the credit purchase price was specifically presented, there was a strong interest in the corresponding JCM credit price and similar amounts.

5.2. Ministry of Public Health

In the Ministry of Public Health, Presidential Decision No. 57In accordance with this, we are proceeding with the installation of solar panels at public hospitals. There are approximately 3,800 large public hospitals nationwide. Some places, some 1,789 location (approximately47%) by the end of 2023. The goal is to install solar panels in Japan (almost all of them have already been installed). Basically, when introducing equipment to public hospitals, it is necessary to go through bidding, and the emphasis is on price.

On the other hand, the Renewable Energy Corporation established under Presidential Decision No. 57 (Yashil Energiya) rents the roofs of hospitals and state-owned buildings, PPA Electricity is sold based on contracts, and this is done without going through bidding. About the solar panels installed so far 10 % Yashil Enerygiya by PPA. It was based on a contract.

Although we welcome Hanwa's efforts and proposals in Uzbekistan, similar projects are underway at the same time under the directives of the president, so we are not interested in participating in bidding as an equipment supplier, implementing PPA projects, or providing heat supply. We received advice that it would be necessary to consider how to enter the business, such as entering into the business.

5.3. Ministry of Energy

In order to obtain advice on the commercialization of the proposed project, we met with the Deputy Minister and the Director of Energy Conservation. The Deputy Minister stated that based on Presidential Decision No. 57 issued in 2023, the installation of solar panels in public buildings will become mandatory, and the Ministry of Energy will also launch a specialized department and rapidly expand the installation, including through PPA contracts. There was an explanation of what was going on.

The Deputy Minister also expressed high interest in the fact that biomass utilization is being considered., we received a proposal to consider and investigate a utilization scheme by collecting the residue and turning it into pellets.

Furthermore, during the second site visit, when we explained the possibility of a heat supply business using heat pumps, we stated that the introduction of heat pumps is being discussed with the World Bank and other institutions, and that Uzbekistan is placing importance on it. They commented that they would provide support, such as by issuing "support letters," when Hanwa conducts projects or surveys in the future.

5.4. Ministry of Investment, Industry and Trade

In order to receive advice on commercialization and business implementation in Uzbekistan, we met with the Deputy minister and Japanese and Korean business officials. Based on the Paris Agreement, Uzbekistan is also putting more effort into reducing GHG emissions, and last year was the coldest winter in the past 80 years, so the energy sector was hit hard and dependence on gas for electricity has increased. While emphasis is being placed on energy efficiency reduction, renewable energy introduction, and energy-saving projects, Hanwa's efforts are meaningful and they will fully support them.



Ministry of Economy and Finance



Ministry of Public Health



Department of Energy



Ministry of Investment, Industry and Trade

Figure 5 1 Interview with government officials from the partner country

Source: Photographed by the research team

6. Challenges and responses for future commercialization

6.1. Data collection and consideration for detailed equipment design

In this study, when considering the specifications of heat pumps, we conducted operational simulations based on 2 patterns: (1) an approach that assumes heat demand from the operating status of the boiler, and (2) an approach that assumes heat demand from the hospital heating environment. As a result, (1) uses 3 heat pumps, and (2) uses 21 heat pumps. There was a big difference in the number of machines. This is because (2) is an ideal heating environment based on the empirical rules of the engineer in charge of operation, with no operational records of past hot water supply amount or hot water temperature, but due to manual management, it does not match actual operation. This is thought to be due to a discrepancy between (1) and (2). In the future, at the stage of detailed equipment design, it will be necessary to analyze the reason for this discrepancy and determine the truly appropriate heat pump specifications and number of heat pumps. Operational data such as the specifications of existing equipment, operational history (amount of hot water supply and outlet temperature / return temperature), heating capacity of panel heaters, etc. is required.

Due to schedule constraints, this survey was carried out before the onset of the harsh winter season, and it was not possible to collect sufficient operational data. Therefore, at a minimum, it is necessary to actually measure the following data throughout the heating demand season (November 1st to March 15th). For actual measurements, measuring equipment with data recording functionality will be installed at the hospital.

A) Boiler related data
- Hot water temperature by day/hour (both outlet/inlet from boiler)
- Flow rate of hot water piping (both outlet/inlet from boiler)

B) Ward side data
- Change in hot water temperature in the panel heater
- Room temperature changes

6.2. Creditworthiness of heat supplier

Until now, public hospitals, city/district/province public health departments that have jurisdiction over public hospitals, or the Ministry of Public Health have been the contracting parties for the installation of equipment. The heat supplier that signed the heat supply contract with the hospital became the contracting party. Therefore, in the case of public hospitals, as institutions under the Ministry of Public Health in Uzbekistan, it was easier to evaluate their creditworthiness compared to private companies, although country risks were taken into account and credit issues will arise.

As a countermeasure, in order to prevent local companies with difficult credit judgments from becoming contract partners, we will be requesting the Ministry of Public Health to provide budget frame for heat supply by heat pump instead of coal boiler as countermeasure for air pollution / GHG emission control separately from regular heat supply contracts that use existing coal boilers to supply heat. As a GHG reduction measure, we will establish a heat supply contract using heat pumps, and work to have public hospitals, public health departments of cities, districts, and states that have jurisdiction over public hospitals, or the Ministry of Public Health as contract partners. In addition, if all or part of the initial investment can be covered by a subsidy from the Ministry of Public Health, credit risk will be reduced and the project's feasibility will increase.

6.3. Impact of Uzbekistan's political system on the business environment

Uzbekistan has a centralized system centered on the president, who is the highest authority in the country. Therefore, the contents of the presidential order will be immediately reflected in the policies of the competent ministries and agencies and state governments, and as a result, the business environment may change rapidly.

This study also focused on the Presidential Decree on Additional Measures for the Introduction of Energy-Saving Technologies and the Development of Low-Output Renewable Energy Sources (UP-220) issued in September 2022, and the Presidential Decision on Measures to Accelerate the Introduction of Renewable Energy Sources and Energy Saving Technologies in 2023 (PP-57), revised in August of the same year, led to rapid progress in the introduction of solar power generation equipment in public facilities. As a result, we were forced to change our original business model of introducing solar power generation and storage batteries.

Towards the introduction of heat pumps, there are currently no specific policies being developed specifically for heat pumps, but as the World Bank, JICA, and other organizations are appealing to the need for energy conservation, including heat pumps, future policy trends are expected. requires close attention.

On the other hand, this also means that if government officials can be involved and reflected in their policy, the speed of commercialization and dissemination will be faster. The deepening relationship with Uzbekistan government officials is also important.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: (Republic of Uzbekistan) Introduction of solar power generation and storage batteries in public hospitals and boiler fuel conversion on JCM Feasibility Study

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Hanwa Co., Ltd.

Page	Number	Title
579	Figure 2-1	JCM FS survey implementation structure
581	Table 3-1	FS survey schedule
581	Table 3-2	Field survey record
583	Figure 4-1	Share of energy source in total energy supply of UZ in 2020
583	Figure 4-2	Share by sector in final energy
584	Figure 4-3	Power generation amount by power source in UZ (GWh)
585	Figure 4-4	GHG emissions by sector (million tCO2-eq)
585	Figure 4-5	GHG emissions by type (million tCO2-eq)
585	Figure 4-6	Emission ratio by GHG type and sector (%)
586	Figure 4-7	Energy sector emissions breakdown (2017)
590	Table 4-1	List of main public hospitals in UZ
592	Figure 4-9	Boiler Room of Yakkabog Central and Regional hospitals
593	Figure 4-10	Water distribution pipe and panel heater fin of water heating sustem
593	Table 4-2	Gas consumption of Yakkabog Central hospital(2021-2022)
594	Table 4-3	Temperature setting for hot water supply for heating system
594	Figure4-11	Average temperature in Shahrisabz
594	Table 4-4	Assumed temperature when considering heat pump specifications
595	Table 4-5	Operational simulation using an approach that assumes heat demand from boiler operating conditions
596	Table 4-6	Operational simulation using an approach that assumes heat demand from the hospital heating environment
597	Table 4-7	Initial Investment amount

598	Figure 4-12	Business implementation structure
601	Figure 4-13	JCM business implementation structure
601	Figure 4-14	Change of investigation target
607	Table 4-8	Reference emissions of this project
608	Table 4-9	Project emissions of this project.
609	Table 4-10	Schedule for commercialization and JCM
609	Table 4-11	GHG emission reduction amount during expansion of usage
611	Figure 5-1	Interview with government officials of the partner country (UZ)

添付 2.9. 日立造船株式会社

（日本語）

事業名：（ラオス）ラオス国における水素発生装置と水素ボイラのシステム化による
スチームの脱炭素化に向けた JCM 実現可能性調査

実施者：日立造船株式会社

1. JCM FS 調査の目的

NEDO JCM 事業への展開を目的に本 FS を実施する。対象国であるラオスは、水力発電の余剰電力が発生する一方、国内で使用する化石燃料を全量輸入する状況にある。ここに水素発生装置および水素ボイラの一貫システムを導入することで、ラオスの課題である化石燃料への依存度低減と自国資源の有効活用を両立した脱炭素化が図れ、同時に日本の脱炭素化技術を普及させることができると着想し、JCM プロジェクト化の実現性を検証するため、本提案を行うに至った。

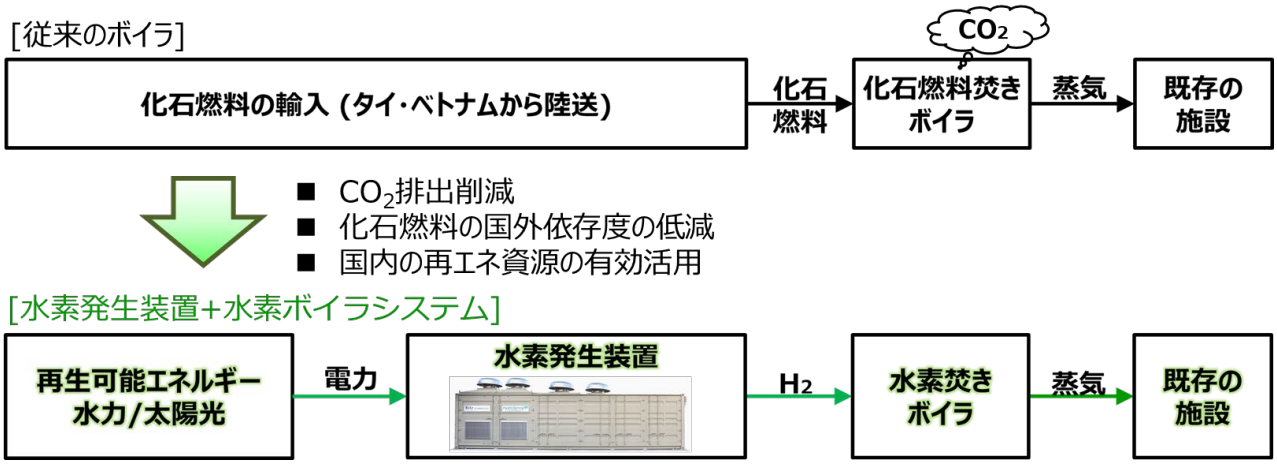
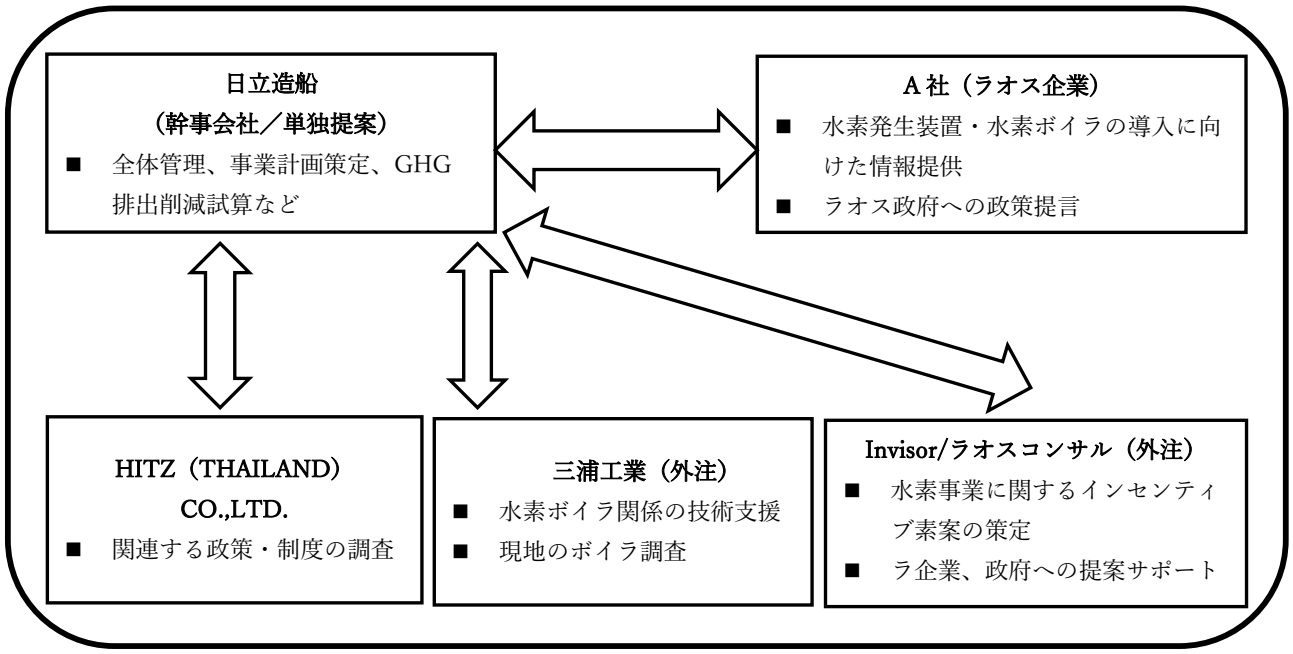


図 1 1 提案事業の概要と目的

2. JCM FS 調査の実施体制

ラオスの課題である化石燃料への依存度低減と自国資源の有効活用を両立した脱炭素化、日本の脱炭素化技術普及を達成するため、日立造船（水素発生装置メーカ）を幹事企業として、A 社(ラオス企業/JCM 事業第一候補)、三浦工業（水素ボイラメーカ/水素ボイラの情報提供)、Invisor(ラオスコンサル/ラオス政策・制度の情報提供、政府への政策提言の協力）と実施の体制を構築した。三菱 UFJ 銀行からはアドバイザーとして、事業計画作成・方法論策定のレビュー等のサポートを受ける。



※ 三菱 UFJ 銀行（アドバイザー）

■ 事業計画作成の支援（ファイナンスの知見提供）

■ 方法論策定サポート

図 2 1 JCM FS 調査実施体制

[出典：日立造船作成]

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 提案時の JCM調査項目

ラオスを含む東南アジアにおいては水素技術の導入事例がほとんどないため、本提案のシステム導入に対して、以下に示す 3 点の課題を認識し、これらの課題への対策/対応策について調査、検討を行った。

■ スチーム製造コスト

事業化に向けて、水素発生装置および水素ボイラのシステムによるスチーム製造コストを試算、明確化する。従来の化石燃料焚きボイラに比べ高コストになると予測され、新エネルギー（水素）の導入支援や政策上の提言など、コスト差を埋める施策の明確化を本 FS のアウトプット目標とする。

■ 技術課題の把握

日本国内の事業に留まっていた水素発生装置、水素ボイラの仕様で、気温や水質が異なる東南アジア地域の環境下で安定稼働を可能か調査を行い、東南アジアで求められる装置仕様、運転条件、等を確認する。

■ ラオス企業の理解醸成

現地で十分に認識されていない水素技術の導入、普及に向け、現地企業に対し水素技術に関する理解醸成を進める。

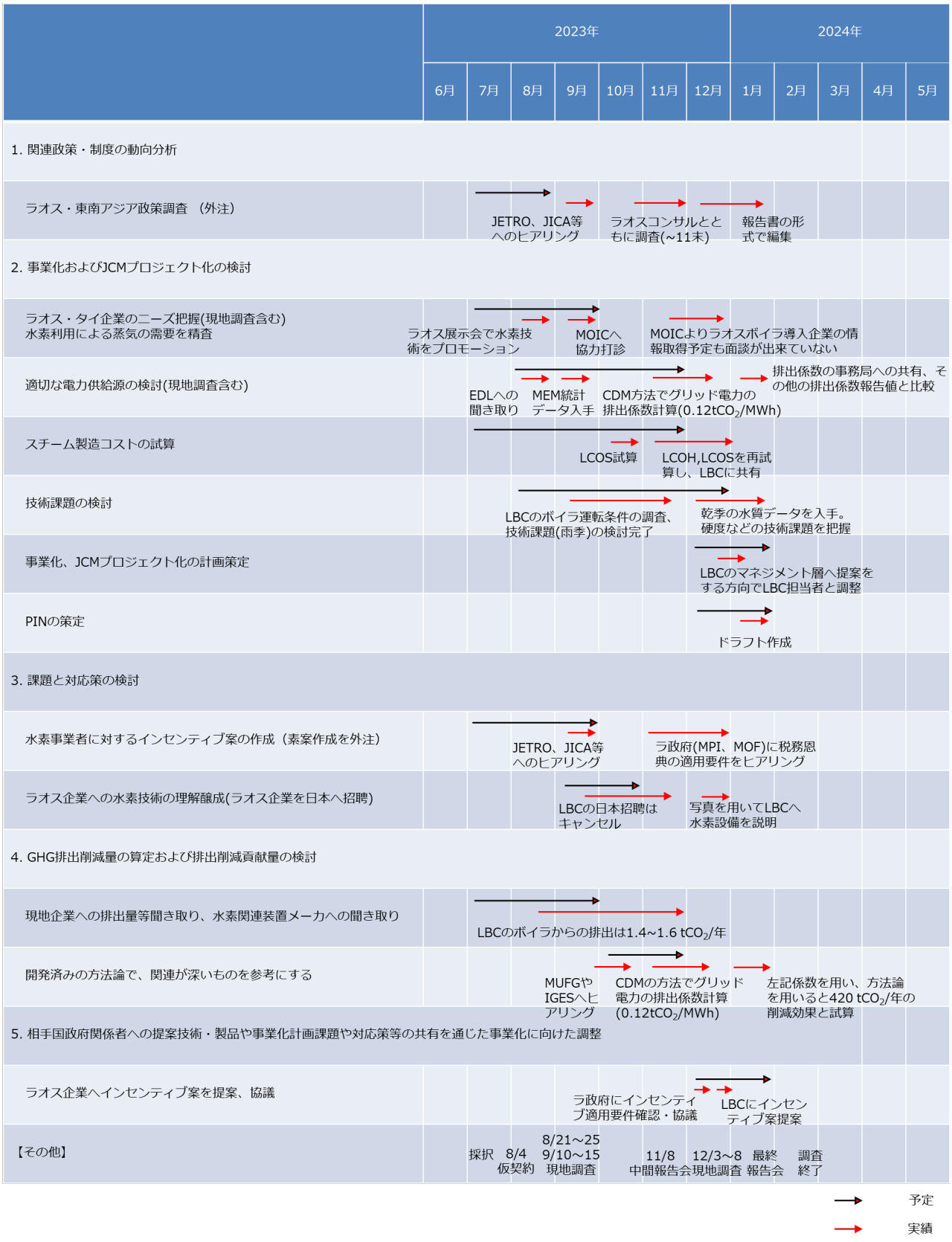


図 31 申請時スケジュールと実績

[出典：日立造船作成]

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

本事業で提案するシステム導入に対し、認識している主要な課題の一つ、当該システムによるスチーム製造コストの低減策を検討するにあたり、対象国となるラオスの脱炭素化に向けた国家計画および戦略、脱炭素化促進に向けた優遇制度等について網羅的に調査を行った。ラオスおよび周辺国への本事業の普及展開を検討するにあたり、ラオス国内の水力発電由来の余剰電力活用および、食品・飲料等、BtoC 企業の脱炭素化製造実現の観点から、現在、ラオスと電力融通を行い、また製造業が主要産業である隣国、タイにおける脱炭素化に向けた最新の政策等の調査も行った。

また、詳細は後に報告するが、スチーム製造コストで最も割合を占めるのは電力購入費である。このため、適切な電力供給源の検討および GHG 排出削減量の検討における重要な要素である実証想定サイトにおける調達可能な電力単価を含め、ラオスの発電所など電力構成の概況および最新の電力需給状況についても調査を行った。

4.1.1. ラオスにおける脱炭素化促進に関する政策

ラオス人民民主共和国（以下ラオス）は東南アジアのインドシナ半島に位置する共和国国家であり、ASEAN 加盟国 10 か国の中で、中国、ミャンマー、カンボジア、ベトナム、タイの 5 か国と国境を接する唯一の陸封国である。国土面積は日本の本州とほぼ同等の約 24 万 km^2、国土の約 7 割を山岳地帯が占める。北部から南部に渡って約 1,900km を流れるメコン川は生活水や食料の確保および水力発電所の発電に使用される重要な天然資源である。ラオスの気候は熱帯性気候帯に属し、5 月から 10 月までの雨季と、11 月から 4 月までの乾季に分かれるが、年間を通して高温多湿な環境である。2021 年時点の人口は約 733.8 万人、名目 GDP は約 190 億ドル、一人あたり GDP は 2,595 ドル、主な輸出品目は電力、金、金鉱石である。全量を輸入に依存する機械類、ディーゼル、車両と云った工業製品や石油製品などがある。

ベトナム、タイ、カンボジア等の周辺国と比較して人口は少なく、経済規模も小さいため、GHG 排出総量自体は少ないものの、近年、エネルギー由来の CO_2 排出量は、2015 年までの 5 Mt 未満の状況から、ホンサー石炭火力発電所の運用開始、等も含め、2019 年に 18.71 Mt へと 3 倍以上へと急激に増加している。

2015 年 12 月の COP21 におけるパリ協定採択後、2016 年 9 月に「国が決定する貢献（NDC）」初版を、2021 年 5 月に改定版を提出し、2030 年までの BAU60％削減および 2050 年までの条件付きゼロエミッション達成を目標に設定した。

ラオスのエネルギー政策の動向については、エネルギー全般を対象とした包括的なエネルギー政策は未策定だが、エネルギー分野が気候変動対策における GHG 削減の主要セクターであることから、国家気候変動問題解決戦略の他、2011 年に再生可能エネルギー開発戦略 2025（Renewable Energy Development Strategy 2025）、2018 年にラオス国家グリーン成長戦略（National Green Growth Strategy of Lao PDR till 2030）を策定すると共に現在施行中の第 9 期・社会経済開発 5 カ年計画（2021-2025）において、経済成長および気候変動対策の主要ドライバーとする政策の方向性を示している。電力関連の戦略、開発計画は、電力法により定義、構成、策定方法等が規定されており、また 2021 年に電力開発戦略 2021-

2030 が策定されている。ラオス政府の策定する各戦略、計画において共通して言及されているのは、再生可能エネルギー源の多様化、省エネルギー化、化石燃料および非クリーンエネルギーの使用削減である。
化石燃料の一種であるディーゼル、ガソリンを合わせた石油燃料製品の輸入額は、2022 年に年間 11 億 9,099 万ドルとなり、輸入総額の約 17.5%を占める。2022 年 12 月時点の外貨準備高は約 11 億ドルであり、石油燃料製品輸入に伴う外貨流出は、ラオス政府の過大な負担となっていることが想定される。これらの製品は主にタイおよびベトナムからの輸入に頼り、陸送の輸送コストが付加されるため、調達コストは海洋輸入が可能な周辺国よりも割高となっている。このため、化石燃料の輸入依存は、ラオス国内の企業には事業継続性の観点で、ラオス政府には貿易輸入額の増加やエネルギー安全保障の観点で重大な懸念事項と認識されている。
前述したエネルギー関連政策において、グリーン成長が期待される優先分野への国内外からの民間投資に対するインセンティブ創出、グリーンインフラの整備促進・再生可能エネルギー技術への投資に対する税制優遇措置などのインセンティブ設定等が優先事項として挙げられている。また、他の政策として、投資奨励法、所得税法、加工工業法などにおいて法人税減税等、具体的な施策が記載されているが、水素関連の実例は現在の段階では存在せず、案件ごとに関連省庁と協議し、判断を仰ぐ必要がある。

4.1.2. タイにおける脱炭素化に関する政策

タイは東南アジアのインドシナ半島中央部に位置し、東北部・北部はメコン川を境にラオスと国境を接している。2022 年時点の人口は 6,609 万人、名目 GDP 総額は 4,952 億ドル、一人当たりの名目 GDP は 7,651 ドルである。タイは、ラオスにとり ASEAN 加盟国の中で最大の貿易相手国であり、最大の輸出産品はエネルギー（電力）である。
タイは、2015 年 12 月に COP21 のパリ協定採択後、2016 年 9 月に「国が決定する貢献（NDC)」初版を提出、2020 年 10 月に第 1 版、2022 年 10 月に第 2 版を改定版として提出している。2021 年 10 月には、初版の長期低排出発展戦略（LT-LEDS）を提出。2023 年 9 月現在、2050 年までのカーボンニュートラル達成および 2065 年までの GHG 排出ネットゼロを公約に掲げている。年々、気候変動に対する緩和策は強化されており、民間企業や一般消費者等、多方面で脱炭素化に向けた意識が高まっている。エネルギー分野では 2023 年 12 月現在、国家エネルギー計画の策定が進められており、本計画には、既存主要計画および現在策定中の Hydrogen White Paper を基にした水素関連のロードマップが統合される予定である。
水素関連事業者に対する優遇措置としては、投資奨励法において法人税の減免が規定されている。さらに必要な支援策として、水素製造設備への再エネ電力送電線の整備、再エネの第三者利用制度（TPA）の枠組み構築、クリーン水素工場の採用における税制優遇やクリーン水素を採用した発電設備への設備投資が挙げられているが、具体的な数字は決まっていない。

4.1.3. ラオスにおける電力概況および最新の電力需給

電力開発計画、電力事業の許可、開発の許可、環境社会配慮、電力技術基準への準拠から電力の輸出入、地方電化事業、電力価格算定の原則等は、電力法にて定められている。電力関連の政策・関連法規制の策定・実施は、エネルギー鉱業省（MEM）が管掌しており、ラオス電力公社（EDL）も傘下に含む。

発電事業については、外資参入が認められており、タイ・中国・韓国・日本等の発電事業者が出資を行っている。送電・配電事業については、基本的には EDL にのみ事業権が付与されており、EDL がラオス国内で開発された発電所から電力を購入し、EDL が保有する送配電網により国内消費者への供給を行っている。周辺国との輸出入についても、EDL が周辺国の電力公社と売買契約を締結している。輸出向けの送電にあたっては、専用線を設けているプロジェクトが多い。
電力価格は MEM と EDL が素案を策定し、首相の承認を以って確定される。消費者への販売価格については、直近では 2023 年 2 月より段階的な改定が発表され、改定前の価格と比較すると、非住宅向けでは約 20%～130%ほど値上げされており、工業利用向けでは高圧系統で約 30%料金が上がっている。2023 年 6 月および 9 月にも約 5～10%ずつ段階的に値上がりしている。
IPP からの電力調達価格は、EDL・IPP 間の PPA 締結によって個別に決定され、基本的に公開されない。一般的には、全量買い取り（Take or Pay）契約を締結しており、発電量に関わらず発電所への支払いが必要になる。EDL の財務状況は 2018 年以降公表されていないが、前述の通り、IPP からの電力調達においては全量買い取り（Take or Pay）契約を締結しており、発電量に関わらず発電所への支払いが必要である上、大部分が US ドルで締結されていることから、キープ安による為替差損が発生し、負債が拡大していることが推察される。現地メディアのビエンチャンタイムズによると、ラオス政府は 2022 年 4 月に「EDL 業務改革推進委員会」を設置しており、当該委員会が EDL の財務状況改善に向けた改革プロセスを進めている。
公表されている最新の需要想定、および発電所開発計画は、2021 年 12 月に MEM より公表された電力開発戦略 2021-2030 である。本戦略が公表されるまで最新の需要予測であった、2016 年 2 月公表の「需要予測および供給計画」と比較すると、最大需要想定は大幅に下方修正されている。
2022 年における発電源毎の設備容量は、水力発電所が 82.45%で最も多く、火力発電所が 16.10%、バイオマス発電所が 0.96%、太陽光発電所が 0.48%となっている。火力発電所は設備容量としては 16.10%を占めるものの、ラオス北部のホンサー石炭火力発電所 1 か所のみである。1,878MW のうち、1,778MW が輸出向け、100MW が国内向けとして供給されている。全体的な傾向として、乾季の期間中でも特に 1 月から 5 月にかけては需要が供給を上回り、雨季の期間中でも特に 6 月から 10 月にかけては余剰が発生する見込みであり、2030 年までこの傾向が継続する見込みとなっている。
こうした月次の電力事情を考慮し、今後の開発の方向性としては、国内消費向けの発電量を十分に確保し、乾季の発電量を安定して確保するため、エネルギーの多様化を挙げており、2030 年までに水力発電 75%、石炭火力発電 20%、再生可能エネルギー5%とすることを目標としている。また、雨季の余剰電力活用にあたっては、周辺国への輸出の他、仮想通貨のマイニングを含む国内産業での利用、水素への変換、電力消費につながる産業インフラの開発等が挙げられ、これらを促進するための支援メカニズムの必要性について言及している。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

本 FS では、現地のボイラ導入企業の調査、および各企業のニーズ調査を行い、普及展開性の有無、環境意識・与信力の高い先進国の企業か、等を選定基準として JCM プロジェクト化に向け候補企業の絞り込みを実施した。その結果第一候補と定めた A 社のスチーム製造条件をモデルに、以下、水素ボイラ

および競合の脱炭素ボイラである電気ボイラをA社に導入した場合のスチーム製造コスト、スチームの安定供給の可否について比較・検討を行った。
A社が使用しているボイラはC重油を燃料としたものであり、このC重油焚きボイラによるCO_2排出の対策が目下の課題となっている。ヒアリングによると、A社はボイラの脱炭素化に向け、水素/電気両方式のボイラを比較・検討しており、当社が提案する水素発生装置と水素ボイラのシステム導入判断のためには、スチーム製造コストやボイラ性能等の分析を伴う提案が求められる。
A社の現状の使用状況(表4-1)を基に①現状のC重油焚きボイラ、②水素発生装置と水素ボイラのシステムおよび③電気ボイラに置き換えた場合のスチーム製造コスト(スチーム均等化原価(Levelized Cost of Steam, LCOS))を試算した。また、水素発生装置による水素製造コスト(水素均等化原価(Levelized Cost of Hydrogen, LCOH))を試算した。

表 4 1 現状のC重油焚きボイラの使用状況とJCM PJでの必要水素量
[出典：日立造船作成]

項目	単位	値
重油消費量	kg/年	428,368
スチーム量	ton/年	5,587
JCM PJでの必要水素量	Nm^3/年	1,472,176

試算の結果、LCOHの内、最大の割合を占めるのが電解用電力費、次いで設備費であった。なお、水素ボイラとシステム化する場合、事前のスチーム製造量の分析により適切な規模の水素発生装置の導入が可能であり、水素発生装置の高い稼働率を実現しやすい。水素製造コストは水素発生装置の稼働率に大きく依存することから、水素ボイラでの用途の場合、水素価格を低く抑えられるメリットがある。
次に①C 重油ボイラ、②水素発生装置と水素ボイラおよび③電気ボイラ、によるスチーム製造コスト(LCOS)を試算したところ、③電気ボイラは現状の重油ボイラと同等以下とコストメリットがあることを確認した。②水素発生装置と水素ボイラのシステムについては、商用ベースでは現状の重油ボイラより高額となり、普及展開に向けての課題となることが分かった。LCOSの内、②水素発生装置と水素ボイラのシステムで最大の割合を占めるのが電解用電力費であり、次いで設備費であった。
一方で、分析の結果、燃焼方式の水素ボイラは短時間でスチーム製造量を増加させることができ、スチーム需要が急増した場合でも、追随性良くスチームを製造できることが分かった。更に、スチーム負荷需要が急増した場合、電気ボイラの場合電力使用量が急増するため工場内の電源電圧変動の影響があるのに対し、水素ボイラの場合タンクに貯蔵した水素を燃料とするため電力系統への影響はないことが分かった。
スチームの需要が急増するタイミングとは、工場が特にスチームを必要とする時点であり、その肝心なタイミングで安定してスチームを供給できる点で水素ボイラのメリットは大きい。一般的に負荷変動が大きい業種としては、飲料・食品の工場があり(例えば、ビール製造では、糖化工程で大量のスチームが必要となり負荷変動が大きい)、水素発生装置+水素ボイラの提案先として期待できる。なお、食品・飲料についで利用割合が高いとされる化学工業のうち、原材料製造分野については一般的に不可変動が小さく、製薬分野については最終製品によるため、顧客へのヒアリングによりニーズ確認が必要になる。

4.3. 課題と対応策の検討

JCM 事業化に向け、水素発生装置と水素ボイラのシステムによるスチーム製造コスト高の課題、CO_2 排出削減を実現するための水電解用電力の確保に関する課題、現地の気候・水質や水素発生装置と水素ボイラのシステム化に関する技術課題、現地企業の水素技術への理解が不十分という課題を解決する必要がある。以下、課題に対する対応策を纏める。

4.3.1 スチーム製造コスト

4.2 項に示した通り、水素発生装置と水素ボイラのシステムを用いた場合、従来の重油焚きボイラと比較してスチーム製造コストが高くなる課題がある。ラオスや周辺国での商用展開に向けては、電力費の低減、設備費の低減、政策による優遇などが必要である。

〇電力費の低減

水素発生装置と水素ボイラのシステムによる LCOS の内、最大の割合を占めるのが電解用の電力費である。電解用の電力費は、水素製造量[Nm^3/年]、水電解装置の電力原単位[kWh/Nm^3]、および電力単価[LAK/kWh]の積により求められる。必要な燃料(水素量)の低減は水素ボイラの効率、水電解装置の電力原単位は水素発生装置の効率にかかわり、これらの効率をさらに向上させるには技術革新が求められる。一方、電力単価については、ラオスの余剰電力の有効活用を訴求することで、ラオス政府、EDL との協議の余地が残る。しかしながら、4.1.3 項に記載した通り、EDL は、IPP からの電力調達においては全量買い取り(Take or Pay)契約を締結しており、発電量に関わらず発電所への支払いが必要となっていること、大部分が USD で締結されており LAK 安による為替差損が発生していることから、その負債が拡大していると推察される。これらの状況を考慮すると、今後 EDL への値下げ交渉の難易度は高いと考えられるが、余剰電力を安価に提供することで水素の製造・熱利用が促進されれば、重油の国外依存度を下げることに繋がり、ラオス国にとって重要なメリットがある点をラオス政府、EDL に粘り強く説明していく。

〇設備費の低減

水素発生装置と水素ボイラのシステムによる LCOS の内、電解用の電力費に次いで割合が高いのは電解槽の交換費を含む設備費である。当社は、GI 基金事業／再エネ等由来の電力を活用した水電解による水素製造プロジェクト、【研究開発項目 1】水電解装置の大型化技術等の開発、Power-to-X 大規模実証、カーボンニュートラル実現へ向けた大規模 P2G システムによるエネルギー需要転換・利用技術開発、にて水電解装置の大型化・モジュール化技術開発に参画し、PEM 型水電解装置のコストダウンに取り組んでいる(c.f. 2030 年の政府目標は、PEM 型水電解装置 65,000 円/kW、アルカリ型水電解装置 52,000 円/kW)。

［出典：NEDO］

○政策による優遇

ラオスにはグリーン投資を促進する制度が表 4-2 に示した通り定められている。普及展開時においては、適用先企業、ビジネスモデルに応じて適用可否を検討することとなるが、法人税の減免によるインセンティブのみでは、重油ボイラと水素発生装置と水素ボイラのシステムによる LCOS のコスト差を賄うことは困難だと考えられるため、前述の通り、電力費や装置費低減などの効果と合算で経済性を成立させる必要がある。

［出典：The Laotian times］

表 4 2 ラオスのグリーンエネルギー事業への優遇策

［出典：日立造船作成］

	Laws	Incentives	Note
Incentive (1)	Law on Investment Promotion	Corporate tax exemption for 4 years	For Zone 2
Incentive (2)	Law on Processing Industry	Corporate tax exemption for 3 years	Extension of 3 years corporate tax exemption, after expiry of tax exemption period under the Law on Investment Promotion
Incentive (3)	Law on Income Tax	7% corporate tax rate is applied after expiry of tax exemption period under the Law on Investment Promotion	Normal corporate tax rate is 20%

4.3.2 適切な電力供給源の確保

水電解の電力供給源として PV 設備を新規に導入する場合、PV の稼働率を 20%とすると、水素発生装置の稼働率も 20%となる。稼働率 20%で A 社が必要な水素(1,472,176 Nm^3/年)を製造するには大規模な水素発生装置および PV 設備が必要となる(最低でも 4.2 MW 必要)。グリッド(EDL)からの電力調達費はゼロとなるものの、設備費が大幅に増加する結果、LCOH、LCOS とも大きくなる。つまり、製造コストの抑制のためには、昼夜問わず水素製造が可能となるグリッド電力の活用が重要である。

ラオスのグリッド電力の CO_2 排出係数を、過去の方法論(LA_AM002 Ver1.0)で用いられた 0.319 ton-CO_2/MWh とした場合、水素発生装置と水素ボイラのシステムによる排出量の方が大きくなり、プロジェクトの結果、CO_2 排出量は増加する計算となる。このように、ラオスの電力は大半が水力を中心とする再エネ電力で構成されているにもかかわらず、排出係数は高く設定されている。そこで、経産省の JCM の考え方に近い CDM 手法(Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0)を用い最新のラオスの発電データを用いて排出係数を試算した。試算のプロセス、結果を以下に示す。

○ Operating margin 排出係数

Operating margin(OM)排出係数の計算方法には、ディスパッチデータ解析 OM 法、簡易 OM 法、調整簡易 OM 法、平均 OM 法 4 通りある。算定に必要なデータのラオス政府からの入手性を考慮し、最も簡易な平均 OM 法による算出を行うこととする。

平均 OM 法の排出係数は(式 1)で計算する。

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{\sum_t EG_{t,y} \times EF_{EL,t,y}}{\sum_t EG_{t,y}} \quad \cdots (式1)$$

$EF_{grid,OMaverage,y}$ ： y 年における平均 OM で試算する CO_2 排出係数
$EG_{t,y}$ ： y 年における発電施設 t からグリッドに供給される送電端電力量の総量
$EF_{EL,t,y}$ ： y 年における発電施設 t の CO_2 排出係数
t ： LC/MR 電源の発電施設を含む、グリッドに電力供給する全発電施設
y ： データ記録された年

2022 年末時点でラオス国内には 94 の発電所があり、その内訳は水力発電所が 81 カ所、太陽光発電所 8 カ所、バイオマス発電所が 4 カ所および火力発電所が 1 カ所である。火力発電所以外は再生可能エネルギー由来の発電所であり、唯一の火力発電所はホンサー石炭火力発電所である。ゆえに(式 1)を(式 2)の通り変換する。

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{EG_{Hongsa,y} \times EF_{EL,Hongsa,y}}{\sum_t EG_{t,y}} \quad \cdots (式2)$$

$EG_{Hongsa,y}$ ：y 年におけるホンサー火力発電所からグリッドに供給される送電端電力量
$EF_{EL,Hongsa,y}$ ：y 年におけるホンサー火力発電所の CO_2 排出係数

ここで、2021 年のホンサー石炭火力発電所の発電量は 11,891,930 MWh/年、2021 年のラオス国内の総発電量は 46,485,542 MWh/年である[STATISTICAL YEARBOOK ENERGY AND MINES 2022 (DPC)]。一方、ホンサー火力発電所の排出係数に関するデータが収集できないため、便宜的に 0.958 ton-CO_2/MWh と定める(資源エネルギー庁)。なお、ホンサー石炭火力発電所は輸出向けの発電所であるが、CDM の手法では、輸出向け電力を差し引かないとされているため、本計算に含めている(Electricity exports should not be subtracted from electricity generation data used for calculating and monitoring the electricity emission factors.(6.1. Step 1: Identify the relevant electricity systems, 27 より))。反対に、乾季等におけるタイ等からの輸入電力には火力由来の電力が含まれるが、CDM の手法では考慮に入れないためこの計算には含めない。2021 年のデータを用いて(式 2)を計算すると、平均 OM 法の排出係数 $EF_{grid,OMaverage,y}$ は(式 3)の通り試算される。

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{EG_{Hongsa,2021} \times EF_{EL,Hongsa,2021}}{\sum_t EG_{t,2021}}$$

$$= \frac{11{,}891{,}930\left[MWh/年\right] \times 0.958[ton - CO_2/MWh]}{46{,}485{,}542\left[MWh/年\right]}$$

=0.245 [ton-CO_2/MWh]・・・(式 3)

○ Build margin 排出係数

Build Margin(BM)は、CDM プロジェクトが、新たに建設される予定の発電所を代替するものではなくとも、その建設を遅延されることになる、という考え方に基づき、最近建設された発電所の 20%を加重平均した排出係数、または直近に建設された 5 つの発電所を加重平均した排出係数の内、高い方を代替すると考える。

最新の 5 発電所の 2021 年発電量は 276,979 MWh、2022 年発電量は 2,309,150 MWh でありラオス国内発電所全体に占める割合は、それぞれ 0.6%、4.6%と 20%を超過しない。

一方、ラオスの発電所を最新のものから遡り、ラオス国内全体の発電量の 20%を占めるまで列挙すると、表 4-3 の通りとなる。表 4-3 に示した発電所は 2019～2022 年に完成したものであり完成から 10 年以上経過したものは含まれないため、表 4-3 の発電所のデータより Build margin 排出係数を試算する。ここで列挙した発電所は水力または太陽光発電所であり、ラオスで唯一の火力発電所であるホンサー石炭火力発電所は含まれていないことが重要である。

表 4 3 ラオスの発電所(最新の発電量 20%)

［出典：日立造船作成］

発電源	発電所名	所在地	設備容量(MW)	2021 年発電量(MWh/y)	2022 年発電量(MWh/y)	完成
水力	Nam Theun 1	Bolikhamxay	650.00	0	1,089,630	2022
水力	NumNgum1(No. 6 Phase2)	Vientiane	40.00	173,158	188,380	2021
水力	Nam Ou 7	Phongsaly	210.00	40,425	511,038	2021
水力	Lower Nam Hinboun	Khammuan	15.00	63,396	58,969	2021
水力	Nam Kong 1	Attapeu	160.00	0	461,134	2021
水力	Nam Kong 3	Attapeu	54.00	0	176,274	2021
水力	Nam Ou 4	Phongsaly	132.00	202,521	366,264	2020
水力	Nam TaLan	Luangnamtha	5.00	5,622	8,352	2020
水力	Lower-Houaylamphanh	Xekong	15.00	0	58,604	2020
水力	Nam Ou 1 Dam	Luangprabang	180.00	279,390	434,751	2020
水力	Nam Ou 3 Dam	Luangprabang	210.00	332,536	539,916	2020
水力	Tadsalan	Savannakhet	3.20	7,410	8,667	2020
水力	Xelanong 1	Savannakhet	70.00	0	238,003	2020
水力	Nam Tae	Xiangkhouang	15.00	33,940	44,759	2020
太陽光	Hadxayfong Solar power plant	Vientiane Capital	14.00	21,041	19,604	2020

	(above the water)					
太陽光	Ounamkhong 1 Solar PowerPlant	Savannakhet	5.00	0	9,596	2020
水力	Nam Ao	Xiangkhouang	15.00	55,652	70,207	2020
太陽光	Ounamkhong 3 Solar Power Plant	Savannakhet	5.00	0	6,947	2020
水力	Nam Lik 1	Vientiane	64.00	0	0	2019
水力	Nam Tha 1	Bokeo	168.00	275,658	416,392	2019
水力	Nam Phai	Vientiane	2.50	0	0	2019
水力	Nam Phayai + Extension	Xaysomboun	19.20	144,411	134,815	2019
水力	Nam Jae 1	Xaysomboun	15.00	68,940	74,838	2019
水力	Nam kap	Xaysomboun	12.00	45,054	52,248	2019
水力	Nam Ngiep 1	Bolikhamxay	272.00	77,010	0	2019
水力	Nam Ngiep 1 Secondary Plant	Bolikhamxay	18.00	7,530	6,048	2019
水力	Nam Sor	Bolikhamxay	5.00	10,970	13,311	2019
水力	Donsahong	Champassak	260.00	2,072,937	2,155,322	2019
水力	Xayaboury Dam	Xayaboury	1,285.00	7,220,710	8,122,410	2019
			合計	11,138,311	15,266,477	

表 44 発電量 20%を占める最新の発電所の発電量

［出典：日立造船作成］

	2021 年発電量	2022 年発電量
発電量 20%を占める最新の発電量 [MWh/年]	11,138,311	15,266,477
ラオス国内全体の発電量 [MWh/年]	46,485,542	50,299,236
発電量の割合 [%]	23.9	30.3

Build Margin は(式 4)により計算するが、上記の検証より $EF_{grid,BMaverage,2021}$＝$EF_{grid,BMaverage,2022}$=0 である。

$$EF_{grid,BMaverage,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \cdots (式4)$$

$EF_{grid,OMaverage,y}$ ： y 年における平均 BM で試算する CO_2 排出係数

$EG_{t,y}$ ： y 年における発電施設 m からグリッドに供給される送電端電力量の総量

$EF_{EL,t,y}$ ： y 年における発電施設 m の CO_2 排出係数

m ： Build Margin に含める発電施設

y ： データ記録された年

○ Combined margin 排出係数

第一回目のクレジット期間においては、Combined margin 排出係数は(式 5)にて算出される。

$$EF_{grid,CM,2021} = 0.5 \times EF_{grid,BM,2021} + 0.5 \times EF_{grid,BM,2021}$$
$$= 0.5 \times 0.254 + 0.5 \times 0$$
$$= 0.122\ [ton - CO_2/MWh] \cdots (式5)$$

$EF_{grid,CM,y}$ ： y年における CM CO_2排出係数

$EF_{grid,OM,y}$ ： y年における OM CO_2排出係数

$EG_{grid,BM,y}$ ： y年における BM CO_2排出係数

以上、最新のラオス電力データと CDM の手法にて、ラオスグリッドの排出係数を試算したが、CDM の手法に則ると、

- タイ、ベトナム、中国からの輸入電力は排出係数の計算に含めない点
- 国内の火力発電所(ホンサー石炭火力発電所)由来の電力はほぼ全量を輸出しているにもかかわらず排出係数の計算に含めている点

が実態と異なるため、今後 NEDO JCM 事業においてこれらのデータを調査し、より実態に即した排出係数の試算を継続する必要がある。

ラオスの排出係数としては、その他に表 4-5 の通り報告されており、上記の通り計算した数値(0.122 ton-CO_2/MWh)との差異が大きい。JCM プロジェクトの方法論 LA_AM002 では排出係数が 0.319 ton-CO_2/MWh とされているが、天然ガス発電の排出係数として計算しており概算の傾向が強い。CDM プロジェクト(Xekaman 3 Hydropower Project, Lao PDR)では、電源データとして 2015-2019 年の数値を用い、Operating margin 0.8907 ton-CO_2/MWh、Build margin 0.8010 ton-CO_2/MWh、Combined margin 0.823 ton-CO_2/MWh とされている。2015-2019 年の数値を用いているため、国内の電力発電量が現在より小さく(OM(式 2)、BM(式 4)の分母が小さく)、ホンサー石炭火力発電所の電力データが OM、BM 計算いずれにも含まれるため、0.8 ton-CO_2/MWh 台の数値となったものと推察される。同様に IRENA の報告では、2016 年に 0.610 ton-CO_2/MWh(elec. & heat generation)であったものが、2021 年に 0.363 ton-CO_2/MWh へと低減している。以上の分析から、ラオスは小規模な国であるため国内総発電量やその電源構成割合の変化が大きく、短期間のうちに排出係数は変わりうることを考慮する必要がある。

表 4 5 ラオスの電力の排出係数

[出典：日立造船作成]

報告	排出係数 [ton-CO_2/MWh]
JCM プロジェクト(方法論 LA¥AM002)	0.319
CDM プロジェクト(Xekaman 3 Hydropower Project, Lao PDR)	0.823
IRENA Energy Profile	0.363 (電力＋熱の排出係数)
気候変動対策支援ツール(JICA Climate-FIT)	0.555

4.3.3 NEDO JCM 事業での技術開発目標の明確化

本 JCM FS では NEDO JCM 事業への移行を想定しており、NEDO JCM 事業における技術開発目標の明確化を行った。水素発生装置および水素ボイラは既に製品化済みの製品であるものの、気温や水質が異なるラオス・東南アジアへの導入実績がない。そこで、現地の水質、気温に対する課題とその対策の検討を行った。また、水素発生装置と水素ボイラのシステム化に関する課題とその対策の検討を行った。

4.3.3.1 現地水質への対応

ラオスの気候は熱帯性気候に属し、5 月から 10 月までの雨季と、11 月から 4 月までの乾季に分かれるが、年間を通じて高温多湿である。本事業の実施候補地であるラオス・ビエンチャンにおける月別降雨量を以下に示す。(図 4-1)

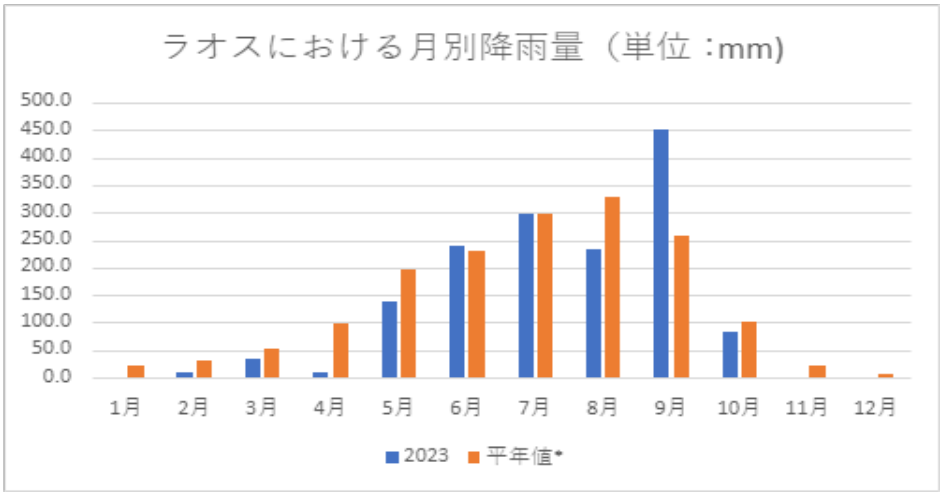


図 4 1 ラオスにおける月別降雨量

[出典：気象庁データより日立造船作成]

2023 年の 1 月、11 月、12 月には降雨量が 0 mm になっていることからも分かる通り、11 月から 4 月の乾季には降雨量が非常に少なく、河川の水量は減少し、滞留することが多い。

一方 5 月～10 月の雨季には、月間降雨量が概ね 100 mm を超え、河川の流量が増加する。また熱帯性気候に多く見られるスコールも頻繁に発生し、急激な降雨により河川内の沈降物の巻き上げも生じる。雨季および乾季にて水質が異なると考えられることから、それぞれの水質を分析し、水素発生装置および水素ボイラへの影響を検討した。

[出典：Lao PDR - Climatology | Climate Change Knowledge Portal (worldbank.org)]

〇水素発生装置への影響および対策

PEM 型の水素発生装置は標準的に水道水を純水製造装置にて純水に変換し、その後 PEM 型の水電解槽に導入し水の電気分解を行い、水素を発生させる(図 4-2)。そのため、現地の原水が影響を及ぼすのは

純水製造装置となる。メーカへのヒアリングより、現地水質は乾季・雨季とも硬度が高く純水製造装置の許容値を超えていることが指摘された。そのため、軟水器をオプションとして追加する対策を取る。

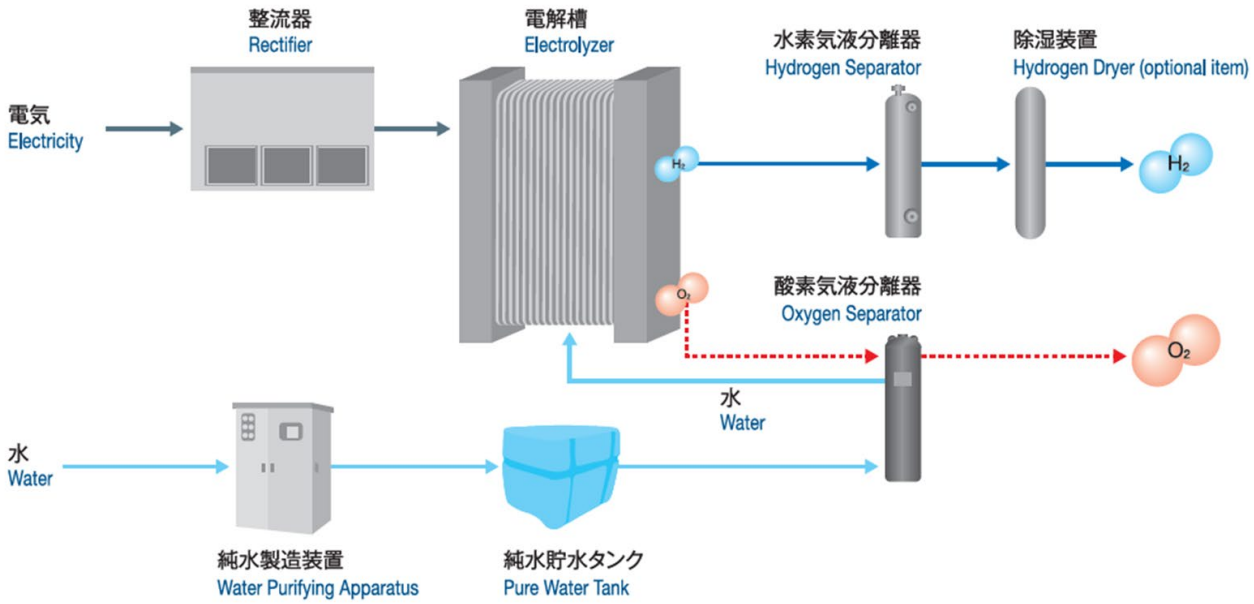


図 4 2 PEM 型水電解装置の装置概略図

[出典：日立造船作成]

〇水素ボイラへの影響および対策

雨季(9 月)の原水の pH は基準値の水素ボイラの許容値の範囲内である一方、硬度(Hardness)は基準値を超えており、ボイラへのスケール付着の懸念が確認された。そのため、NEDO JCM 事業においては軟水器の導入が必要である。

乾季の原水については、pH は基準値の範囲内であり問題ない一方、電気伝導率(EC)は許容範囲上限に近い数値であった。原水の EC が基準値を超えるとボイラブロー水が増え、ボイラ効率低下が懸念されるため、RO 装置などの導入が必要である。硬度については雨季と同様であった。

4.3.3.2 現地気温への対応

ラオス・ビエンチャンにおける 2023 年の月別気温を図 4-3 に示す。

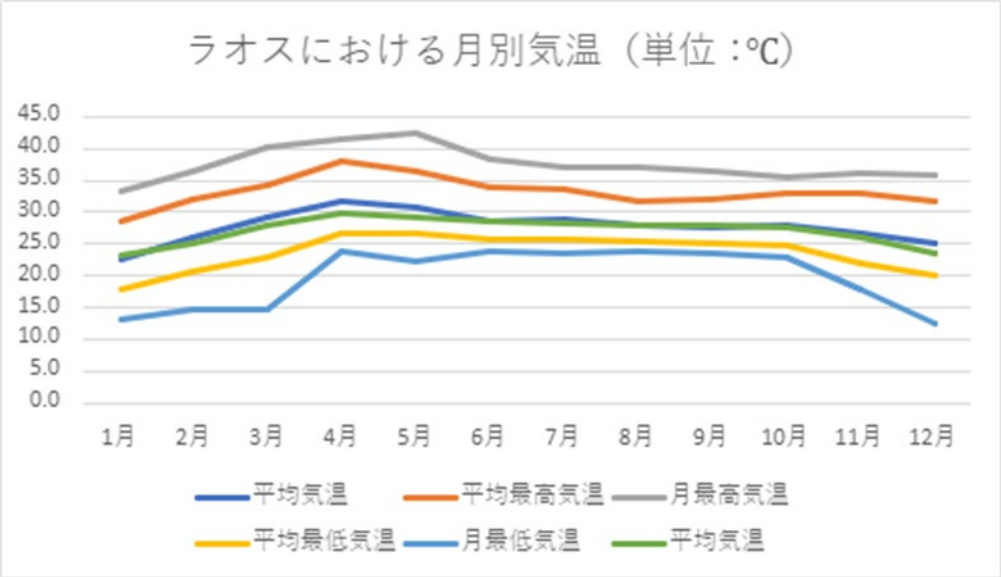


図 43 ラオスにおける月別気温
[出典：気象庁データより日立造船作成]

乾季の平均最高気温は 32.9℃、平均最低気温は 21.7℃、雨季の平均最高気温は 33.4℃、平均最低気温は 25.5℃であった。乾季と雨季で大きな差はなく、年間を通じて高温であることが分かるが、特に 2023 年の 3 月～5 月にかけては 40℃を超えた最高気温が観測された。
水素発生装置については、40℃と 45℃仕様の装置の設計を検討する。40℃前後で構成機器のグレードが変わるため、40℃と 45℃仕様品のコスト差を分析する。コスト分析の結果、事業性に影響を及ぼすほどに大幅なコスト差とならない場合は、45℃仕様の機器を用い安定稼働することを実証する。大幅な価格差となる場合は、最高 40℃にて実証を行う。
水素ボイラの構成機器の仕様温度は構成機器ごとに異なるが、40～50℃の範囲であり、高温となるボイラ室で運転されている実績があることから、ラオスの環境下でも問題なく安定稼働できる可能性は高い。

4.3.3.3 システム化に向けた対応

水素発生装置と水素ボイラのシステム化については、工場のスチーム需要を分析し、年間の水素使用量を見積もる。これにより水素発生装置の過剰な大型化を防ぎ、水素発生装置を高い稼働率で運転することができ、水素製造コスト、スチーム製造コストの抑制が可能となる。
水素ボイラへ供給する水素の仕様について、水素ボイラへ供給する純度および露点はシビアではなく、水素発生装置の除湿筒の設置は不要と判断できた。
一方で、水素発生装置と水素ボイラのシステムによる従来ボイラの置き換えの場合、追加的に水素発生装置の設置スペース、ユーティリティー、電源の確保が必要となることが分かった。

4.3.4 ラオス企業の理解醸成

ラオス企業へ水素発生装置＋水素ボイラのシステムの導入を提案した際に、スチームの脱炭素化が可能なことは理解されるものの、水素発生装置や水素ボイラといった最先端技術を扱った実績が無く、安全

性や安定稼働性について懸念が示されていた。そのため、水素発生装置、水素ボイラの納入実績および安全性を調査しラオス企業に共有した。表 4-6 に水素発生装置の調査結果を纏める。また、水素発生装置と水素ボイラの実機の視察を行った。

表 4 6 水素発生装置(日立造船)の安全性・安定性について
［出典：日立造船作成］

項目	説明
納入実績	山梨県企業局、北海道電力など最大規模 400 Nm^3-H_2/h の大型装置を納入。国内 31 基、海外 2 基、累計 33 基の納入実績あり。
安定性	純度 99.9%以上、0.75-0.85 MPa の水素を製造可能。
	20,000h 超の稼働実績あり。
安全装置	水素濃度計でのモニタリング機能。周囲の水素濃度が 1%を超えた場合自動停止。
	遠隔の運転モニタリングシステムあり。(オプション)
	水素発生装置の自動停止と水素配管内の水素自動排出(窒素パージ)機能あり。
	停電時、UPS からの電力供給による安全停止機能あり。
メンテナンス	定期検査と電解槽交換等アフターフォローあり。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

本プロジェクトは水素を燃料とするボイラを新規に導入する、又は既存の化石燃料焚きボイラを、水素発生装置で製造した水素を燃料とする水素ボイラに置き換えることで GHG(CO2)排出量の削減を目指すものである。またその燃料となる水素は水素発生装置(水電解装置)により製造するものとする。本プロジェクトの適格性要件を表 4-7 に纏める。

適格性要件１、2 は本プロジェクトで想定しているスキームそのものである。適格性要件 3 については、例えば、水素発生装置と水素ボイラを同一サイトに設置し、水素発生装置にて製造した水素は直接または一度水素タンクに貯留したものを水素ボイラの燃料として利用する場合、本要件を満たす。一方、水素発生装置と水素ボイラが離れた場所にあり、水素を外部から調達する場合は、本要件を満たすか確認する必要がある。適格性要件 4 については、例えば、ラオスのグリッド電力を用いる場合でも、本プロジェクトが無ければ、稼働せずに休止していたはずの水力発電所からの余剰電力を活用する場合は要件を満たすものとしている。

現状対象国(ラオス)では、重油焚きの炉筒煙管ボイラが主に利用されている(A 社などが使用)。この化石燃料焚きボイラを運転する際、燃料の燃焼により排出される GHG(CO2)排出量をレファレンス排出量とする。JCM プロジェクトでは、電力由来の排出、水素輸送の前処理による排出、水素輸送による排出が考えられる。これらを合算したものをプロジェクト排出量とする。排出削減量はレファレンス排出量からプロジェクト排出量を減ずることで算出する。

表 4 7 適格性要件

［出典：日立造船作成］

適格性要件 1	水素ボイラを新規に導入するか、既存の化石燃料焚きボイラを水素ボイラで置き換える。
適格性要件 2	水素ボイラで燃焼する水素は、水電解により製造される水素である。
適格性要件 3	プロジェクトに使用する水素は、水素ボイラ導入の前に他の用途に使用されていないこと。水素の供給者からの文書によりこれを証明することが可能である。
適格性要件 4	水電解に使用される再生可能エネルギー電力は、水素ボイラで使用される水素を製造する前に他の用途に使用されていないこと又は余剰電力となっていること。

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

前述の通り、現状対象国(ラオス)では、炉筒煙管ボイラが主流で利用されている。これらのボイラを運転する際、燃料の燃焼により排出される GHG(CO_2)排出量をレファレンス排出量とする。

レファレンス排出量は、対象国(ラオス)で主流のボイラの効率を基に計算する。更に、次の点を考慮し保守的に設定する。

①対象国で主流のボイラの最新のボイラ効率を用いる。

②IPCC ガイドライン記載の低位発熱量[kg-CO_2/TJ]を利用する。

具体的にはプロジェクト期間中にプロジェクトボイラ(水素ボイラ)にて利用した熱量[GJ/p]と同量の熱量をレファレンスボイラの燃料で発生させる場合の排出量として算定する。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は、電力由来の排出量、水素の輸送のための処理(液化、圧縮など)による排出量、水素の輸送による排出量の和により求める。特に、電力由来の排出の計算は消費電力量と電力の CO_2 排出係数の積により求める。なお、4.3.2 項に記載の通り、ラオスの電力データおよび CDM 手法によりラオスグリッドの排出係数を 0.122　ton-CO_2/MWh と試算している。

プロジェクトで利用する電力は、水素発生装置の水電解用の電力、水素発生装置の計装用電力、水素ボイラの計装用電力が考えられる。消費電力の大半を占めるのが水電解用電力であり、水電解の電力原単位は 5 kWh/Nm^3-H_2 である。

水電解装置の補器類にはヒータ、給水ポンプ、コンプレッサなど、水素ボイラの補器類には、業務用軟水装置、薬注装置、台数制御装置、硬度漏れ警報装置、給水タンクなどが考えられる。

なお、水素発生装置と水素ボイラを同一サイトで一体システムとして導入する場合、水素の輸送のための処理(液化、圧縮など)の処理、および水素の輸送が不要であり、これらによる排出は無い。日立造船製の水素発生装置の水素吐出圧力は 0.8 MPa、水素ボイラの水素受け入れ圧力は三浦工業の SI-200 の場合 40~50 kPa であることから、水素発生装置にて製造した水素を減圧するだけで供給可能である。即ち、コンプレッサでの昇圧は不要である。

製造された水素を輸送する方法としては、高圧気体、液体、キャリア利用(アンモニア、メタン等に変換)の形態で輸送する方法が想定される。

4.4.4. モニタリング方法案

本プロジェクトのレファレンス排出量を算出するためには、燃料（水素）燃焼量、燃料電磁弁、燃料瞬間流量のモニタリングをすることで、プロジェクト期間中に製造したスチーム製造量を把握する必要がある。このスチーム量をリファレンスボイラ(重油焚きボイラ)で製造する場合に必要な消費燃料から、リファレンス排出量が算出できる。

更に、本プロジェクトで排出されるプロジェクト排出量を算出するためには、プロジェクトで使用する電力の使用量[MWh/p]をモニタリングする必要がある。本プロジェクトで使用する電力は、水電解用電力、水電解装置の補器稼働用の電力、水素ボイラの補器稼働用電力である。

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

[プロジェクト排出量の計算]

プロジェクトでは年間 1,472,176 Nm^3 の水素を使用することから、電力原単位を 5 kWh/Nm^3、電力の排出係数を 0.122 ton-CO_2/MWh とすると、PE_p = 0.122×1,472,176/5≒898[ton-CO_2/年]となる。

[保守的なレファレンス排出量の計算]

レファレンス排出量は(式 6)を用いて、対象国(ラオス)で主流のボイラの効率を基に計算し、次の点を考慮し保守的に計算する。①対象国で主流のボイラの最新のボイラ効率を用いる。②IPCC ガイドライン記載の低位発熱量[kg-CO_2/TJ]を利用する。

$$RE_p = FC_{H2,PJ,p} \times \frac{P_{H2}}{100} \times NCV_{H2} \times \frac{\eta_{PJ}}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE} \quad \cdots (式6)$$

RE_p	: Reference emissions during project period p [ton-CO_2/p]
$FC_{H2,PJ,p}$	: Hydrogen consumption in hydrogen boiler during project period p (1,472,176 Nm^3/年)
P_{H2}	: Hydrogen purity (99.9%)
NCV_{H2}	: Lower heating value of hydrogen (0.0108 GJ/Nm^3)
η_{PJ}	: Boiler efficiency of project hydrogen boiler 97%
η_{RE}	: Boiler efficiency of reference boiler 89%
$EF_{fuel,RE}$	: Reference fuel CO_2 emission factor (0.0755 ton-CO_2/GJ)

ラオスでの主流のボイラはラオス企業へのヒアリング結果から、炉筒煙管ボイラ、その最新のボイラ効率は 89 %とした（参考文献 JCM_TH_PM012_ADD1)。IPCC ガイドライン記載の重油(Residual Fuel Oil)の低位発熱量(Net calorific value (Lower heating value))は、デフォルトカーボンコンテント(Lower)は 0.0206 tonC/GJ[2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories]であることから、0.0206×44/12＝0.0755 ton-CO_2/GJ とした。また、IPCC ガイドラインの水素の低位発熱量(Net calorific value (Lower heating value))は、0.0108 GJ/Nm^3 とした。

［出典：chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.env.go.jp/council/16pol-ear/y164-04/mat04.pdf］

以上より、年間約 5,587 ton のスチームを製造する場合、必要な水素は 1,472,176 Nm^3 となり、

$$RE_p = 1{,}472{,}176\left[Nm^3/年\right] \times \frac{99.9[\%]}{100} \times 0.0108\ [GJ/Nm^3] \times \frac{98[\%]}{89[\%]} \times 0.0755[ton - CO_2/GJ]$$

$$= 1{,}320\left[ton - CO_2/年\right] \cdots (式7)$$

となる。そのため本プロジェクトのCO_2削減量は1,320－896 ＝ 422 ton-CO_2/年と試算できる。

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

当社はラオス国内に少なくともトータル 30 ton-steam/h のボイラが導入されていることを確認しており、これらのボイラ導入企業への展開が考えられる。

一方、タイにおいては、ラオスと比較して製造業の GDP に対する産業別構成比が高く、各産業分野にも多数の企業が存在しており、ボイラユーザーも多岐に渡る。水素ボイラー（燃焼式ボイラー）は、飲料製造会社など負荷変動が大きい用途に優位性を示すが、タイには飲料製造会社が 1,835 社あり、これらの企業への提案が期待できる。（出典：DBD DataWarehouse+ ）

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

当社は、ラオスソンサイ首相やシナヴァ MEM 副大臣らを含む政府関係者と面談をし、ラオスの余剰電力を活用したグリーンエネルギー事業実施を行う上で、電力価格の低減が必須との説明をしており、その点を認識していただいている。電力価格の低減については、今後政府の実務者との協議を進める。

その他、MEM、EDL にはラオスの電力データ、MOIC にはラオスのボイラ導入企業、MPI、MOF および MOIC にはグリーン事業に対する税務恩典の情報提供の協力をいただいている。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

6.1. スチーム製造コストに関する対応策について

ラオスでの水素発生装置と水素ボイラのシステム普及のためには、水素システムによるスチーム製造コストが、従来の化石燃料焚きボイラと同程度となる必要がある。4.3.1 項にてコスト分析にて示した通り、スチーム製造コストに占める割合は、水電解用の電力費が最も大きく、次いで設備コスト(水素発生装置、水素ボイラ)であることから、これらの低減が有効である。

4.1.3 項に記載した通り、負債が拡大していると推察される EDL に対する電力価格値下げ交渉の難易度は高いと考えられるが、余剰電力を安価に提供することで水素の製造・熱利用が促進されれば、重油の国外依存度を下げることに繋がり、ラオス国にとって重要なメリットがある点を、ラオス政府、EDL に粘り強く説明していく。

NEDO JCM 事業化に向けては、水素ボイラの安定したスチーム供給能力を A 社に訴求していく。また水素発生装置と水素ボイラのシステムのスチーム製造コストの分析結果を A 社と共有し、脱炭素効果を踏まえたスチーム製造コスト増の許容範囲について協議を行っていく。
その他、水素発生装置メーカの日立造船、水素ボイラメーカの三浦工業など日系メーカの設備費コストダウンも有効である。日立造船は GI 基金事業にて、電解槽の大型化、コストダウンの開発を鋭意進めているところである。日本企業、ラオス企業、日本政府、ラオス政府 4 者で NEDO JCM 事業に向けどのように現状のコスト差を負担して行けるか協議していく。

表 61 コスト差を埋める取り組み案
［出典：日立造船作成］

プレーヤー	サポート内容
水電解装置、水素ボイラメーカ（日本企業）	設備のコストダウン
スチーム需要家（ラオス企業）	脱炭素効果を踏まえたスチームコスト増の一部負担
日本政府	NEDO JCM 補助金・その他サポート
ラオス政府	水素事業へのサポート（電力価格の低減・税務恩典等）

6.2. NEDO JCM 事業での技術開発目標の明確化について

4.3.2 項に記載した通り、現地の水質や気温に合わせた仕様での安定稼働を確認するとの方針は固まったため、NEDO JCM 事業に向けて装置および水素発生装置と水素ボイラのシステムの詳細設計を進めていく。

6.3. 適切な電力供給源の検討について

最新のラオス電力データと CDM の手法にて、ラオスグリッドの排出係数を 0.122 ton-CO_2/MWh と試算した。実態に即して新たに算定した排出係数を水素発生装置と水素ボイラのシステムによる NEDO JCM 事業で使用できるようにするため、今後、他機関から報告されている排出係数との比較・検討を踏まえ、関係機関へ説明し、協議を行う。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of water electrolyzers and hydrogen-fired boilers

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Water electrolyzers	An equipment used for the electrolysis of water, composed of an anode chamber, an anode, a cathode chamber, a cathode and a separator such as an ion exchange membrane.
Hydrogen-fired boilers	An equipment to generate heat by combusting hydrogen as fuel.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Introduce new hydrogen-fired boilers or replace fossil fuel-fired boilers with boilers that use hydrogen as fuel. Hydrogen will be produced by water electrolysis using electricity derived from renewable power in Lao PDR.
Calculation of reference emissions	Reference emissions will be calculated based on the efficiency of the mainstream boiler in the target country (Lao PRD). Reference emissions will be set conservatively, taking into consideration the following points: (1) Use the latest boiler efficiency of mainstream boilers in the target country. (2) Use the lower calorific value [kg-CO_2/TJ] listed in the IPCC guidelines.
Calculation of project emissions	Project emissions are determined by the sum of project emissions from electricity, project emissions from processing (liquefaction, compression, etc.) for hydrogen transport, and project emissions from hydrogen transport. Emissions from electricity are calculated by multiplying the amount of electricity consumed by the CO_2 emission coefficient of electricity.
Monitoring parameters	Amount of steam produced in the project. Amount of electricity used in the project.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	Introducing a new hydrogen-fired boiler or replacing an existing fossil fuel-fired boiler with a hydrogen-fired boiler.
Criterion 2	The hydrogen used in a hydrogen boiler is produced by water electrolysis.
Criterion 3	The hydrogen used for the project must not have been used for any other purpose prior to the introduction of the hydrogen boiler. It is possible to prove this with documentation from the hydrogen supplier.
Criterion 4	The renewable power used to produce hydrogen must not have been used for other purposes or be in surplus before producing the hydrogen used in the hydrogen boiler.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel consumed by reference boiler	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Power consumed by water electrolyzer and hydrogen boiler	CO_2
Hydrogen processing for hydrogen transportation	CO_2
Hydrogen transportation	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions will be set conservatively, taking into consideration the following points: (1) Use the latest boiler efficiency of mainstream boilers in the target country. (2) Use the lower calorific value [kg-CO_2/TJ] listed in the IPCC guidelines.

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = FC_{H2,PJ,p} \times \frac{P_{H2}}{100} \times NCV_{H2} \times \frac{\eta_{PJ}}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE}$$

RE_p Reference emissions during project period p [ton-CO_2/p]

$FC_{H2,PJ,p}$ Hydrogen consumption in hydrogen boiler during project period p [t/p or Nm^3/p]

P_{H2} Hydrogen purity [%]

NCV_{H2} Lower heating value of hydrogen [GJ/t or GJ/Nm^3]. 120 GJ/t or 0.0108 GJ/Nm^3.

η_{PJ}	Boiler efficiency of project hydrogen boiler [%]
η_{RE}	Boiler efficiency of reference boiler [%]
$EF_{fuel,RE}$	Reference fuel CO_2 emission factor [ton-CO_2/GJ]

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = PE_{elec,p} + PE_{pre-tr,p} + PE_{tr.p}$

PE_p Project emissions during project period p [ton-CO_2/p]

$PE_{elec,p}$ Project emissions from electricity during project period p [ton-CO_2/p]

$PE_{pre-tr,p}$ Project emissions from processing for transport of hydrogen during project period p [ton-CO_2/p]

$PE_{tr,p}$ Project emissions from hydrogen transportation during project period p [ton-CO_2/p]

$\boldsymbol{PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec,PJ,hb}}$

$\boldsymbol{EC_{PJ,p}}$ Power consumption by hydrogen boiler, hydrogen generator and auxiliary equipment during project period p [MWh/p]

$\boldsymbol{EF_{elec,PJ}}$ CO_2 emission factor of electricity consumed by hydrogen generator, hydrogen boiler and auxiliary equipment [ton-CO_2/MWh]

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

ER_p Emission reduction amount during project period p [ton-CO_2/p]

RE_p Reference emissions during project period p [ton-CO_2/p]

PE_p Project emissions during project period p [ton-CO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：ラオス国における水素発生装置と水素ボイラのシステム化によるスチームの脱炭素化に向けた JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：日立造船株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Lao PDR) JCM feasibility study on decarbonization of steam by systemization of hydrogen generators and hydrogen boilers in Lao People's Democratic Republic

Hitachi Zosen Corporation

1. Purpose of the JCM FS Study

This FS was implemented for the purpose of developing the project into a NEDO/JCM project. While Lao PDR (hereinafter Laos), the target country, generates surplus electricity from hydropower generation, it imports all fossil fuels used in the country. The introduction of an integrated system of hydrogen generator and hydrogen boiler will enable Laos to decarbonize its economy while reducing its dependence on fossil fuels and effectively utilizing its own resources, both of which are challenges for the country and will lead to the dissemination of Japan's decarbonization technologies at the same time. This proposal was made to verify the feasibility of JCM project implementation.

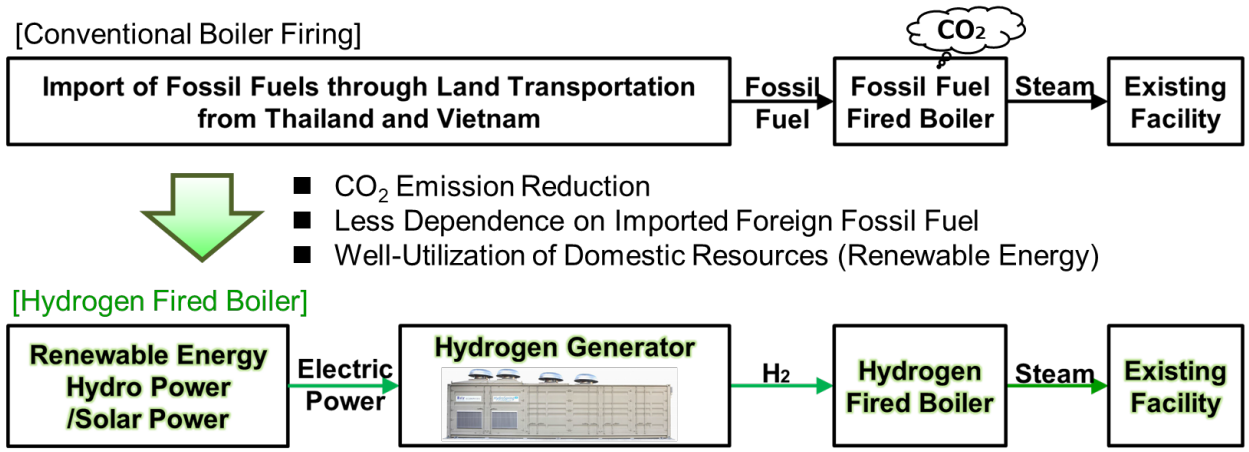


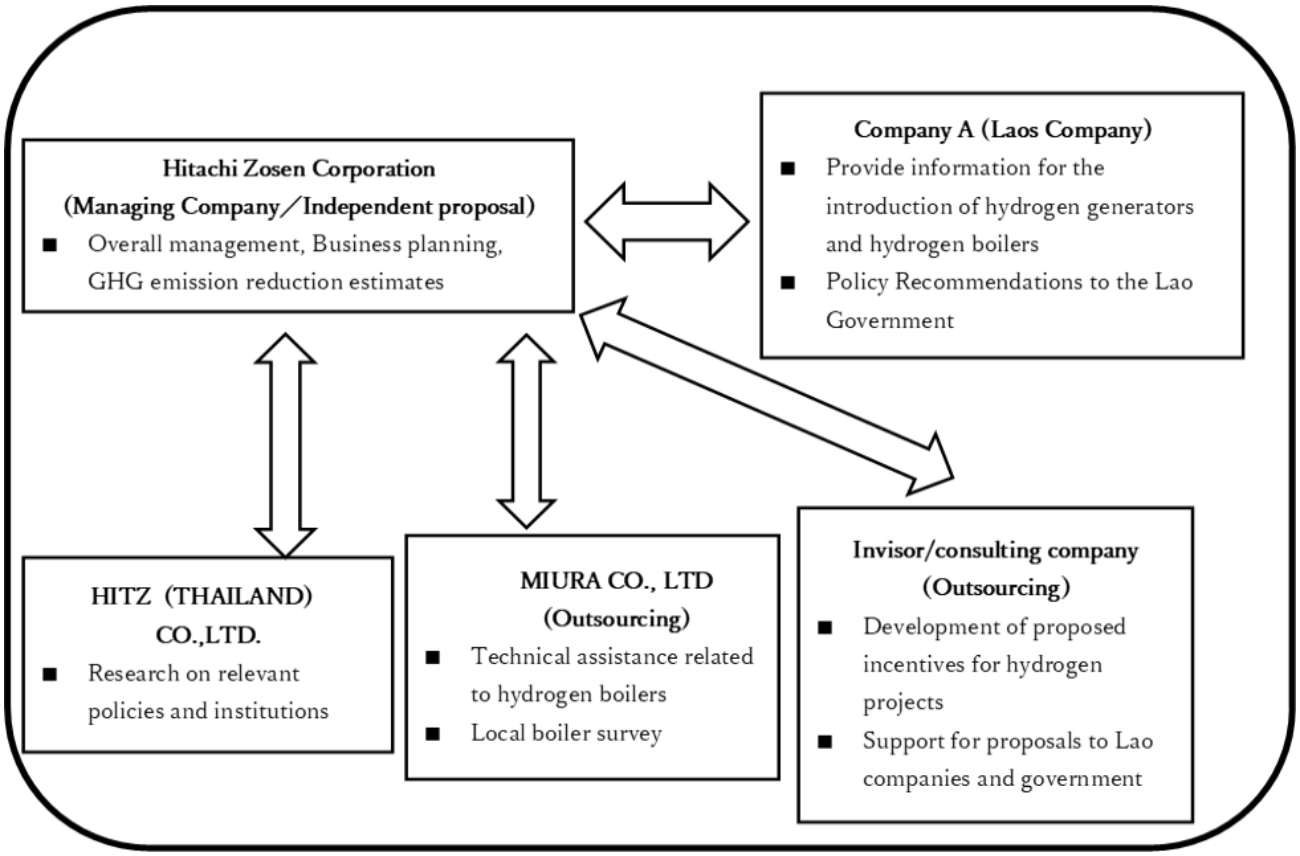
Fig. 1 1 Purpose of the JCMFS Survey

[Created by Hitachi Zosen]

2. Organization of JCM FS

In order to achieve the decarbonization of Laos while reducing its dependence on fossil fuels and effectively utilizing its own resources, both of which are challenges for the country, and the dissemination of Japan's decarbonization technology, Hitachi Zosen Corporation (hydrogen generator manufacturer) conducted the FS as the lead company, with Company A (Lao company/ 1st candidate for JCM project), MIURA CO.,LTD (hydrogen boiler manufacturer/ providing information on hydrogen boilers) and Invisor CO.,LTD (Lao consulting/providing information on policies and incentives in Laos, and cooperating in making policy proposals to the government) as the support companies. MUFG Bank,Ltd.

provided support for the preparation of a business plan and review of the methodology development as an advisor.



※ MUFG Bank, Ltd. (Advisor)

- Assistance in preparing business plans (provision of finance expertise)
- Experienced support in methodology development.

Fig. 2 1 JCMFS Survey Implementation Structure
[Created by Hitachi Zosen]

3. JCM FS overview and schedule

Since Southeast Asia, including Laos, lacks examples of hydrogen technologies, we recognized the following three issues for the introduction of hydrogen generator and hydrogen boiler system (hereinafter the hydrogen system), and studied countermeasures against these issues.

- High cost of steam production by the hydrogen system
  For commercialization, we plan to estimate the cost of steam production using the hydrogen system, which is expected to be higher than that of a conventional fossil fuel-fired boiler. The output goal of this FS is to identify the cost difference and make recommendations from policy and other aspects to close the gap.

- Clarifying technical issues

  It is necessary to confirm the specifications and operating conditions of the hydrogen system to enable stable operation in the environment of the Southeast Asian region, where temperature and water quality are different from those of Japan.
- Fostering understanding among Lao companies

  To promote the diffusion of hydrogen technology in Laos, we will approach local companies to foster their understanding of hydrogen technology.

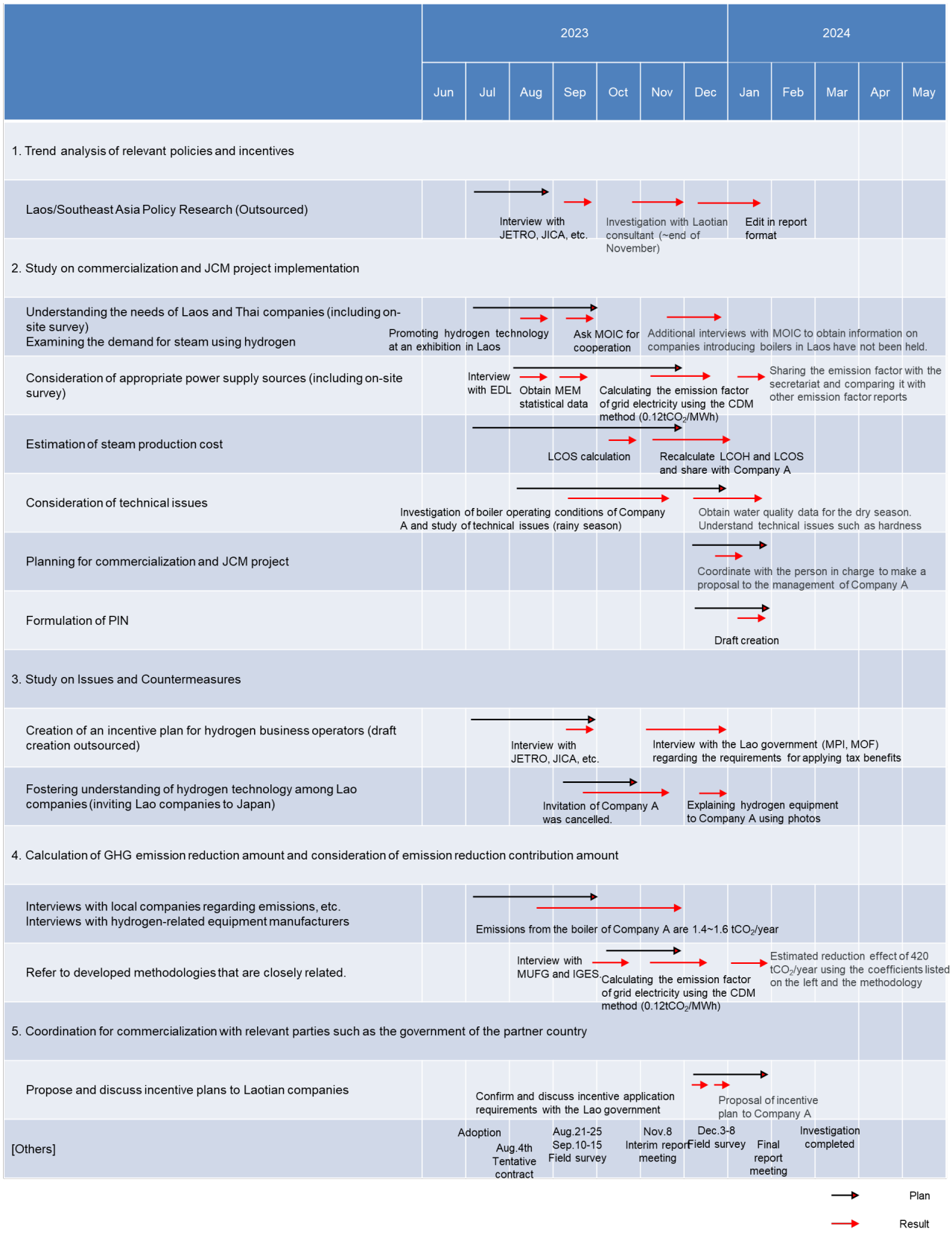


Fig. 3 1 Schedule at the time of application and results

[Created by Hitachi Zosen]

4. JCM FS results

4.1. Trend analysis of relevant policies and incentives

In order to study measures to address the high cost of steam production, which is a major issue for the introduction of the hydrogen system in this project, a comprehensive survey was conducted on current national plans and strategies to promote decarbonization, as well as incentives for decarbonization. In addition to Laos, the target country, we also conducted a survey on the latest policies in Thailand, where the manufacturing industry is a major industry, and which currently shares electricity with Laos from the perspective of utilizing surplus electricity from hydropower plant in Laos and decarbonizing manufacturing by B-to-C companies, such as food and beverage companies.

As mentioned below, the price of electricity accounts for the largest proportion of steam production cost. Since this is an important factor in considering appropriate electricity supply sources and GHG emission reductions, we also investigated the general situation of electricity in Laos and the latest electricity supply and demand.

4.1.1. Policies on Decarbonization in Laos

The Lao People's Democratic Republic (hereinafter Laos) is a republican state located on the Indochina Peninsula in Southeast Asia, the only landlocked country among the 10 ASEAN member countries, and borders five countries: China, Myanmar, Cambodia, Vietnam, and Thailand. It has an area of approximately 240,000 square kilometers, about the same as Japan's Honshu Island, and approximately 70% of its land area is mountainous. The Mekong River, which flows approximately 1,900 km from the north to the south, is an important natural resource used to secure water and food for daily life and to generate electricity through hydropower plants. The climate is tropical, with a rainy season from May to October and a dry season from November to April, but it is hot and humid throughout the year. As of 2021, the population is approximately 7,338,000, nominal GDP is approximately $19 billion, and GDP per capita is $2,595. The country's main exports are electricity, gold, and gold ore, and it relies entirely on imports of industrial products such as machinery, diesel, vehicles, and petroleum products.

Although the total amount of GHG emissions is small due to its small population and economy compared to neighboring countries such as Vietnam, Thailand, and Cambodia, in recent years, energy-derived CO_2 emissions have increased rapidly from less than 5 Mt by 2015 to 18.71 Mt as of 2019, partly due to the start of operation of the Hong Sa coal-fired power plant.

After the adoption of the Paris Agreement at COP21 in December 2015, the first Nationally Determined Contribution (NDC) was submitted in September 2016 and revised in May 2021. It is targeting a 60% BAU reduction by 2030 and achieving conditional zero emissions by 2050.

Regarding energy policies, no comprehensive policy covering energy in general has been formulated, but the energy sector is a key sector for GHG reduction in countermeasures against climate change, and in addition to the NDC, the Renewable Energy Development Strategy 2025 issued in 2011, the National Green Growth Strategy of Lao PDR till 2030 formulated in 2018, and the 9th Five-Year National Socio

Economic Development Plan (2021-2025), currently in force, also provides policy direction as a key driver of economic growth and climate change action. The Electricity Law defines the definition, structure, and method of formulating strategies and development plans related to electricity, and the Electricity Development Strategy 2021-2030 was formulated in 2021. Diversification of renewable energy sources, energy conservation, and reduction in the use of fossil fuels and non-clean energy sources are common challenges described in all strategies and plans.

The total import value of petroleum products, including diesel and gasoline, a type of fossil fuel, was $1,190.99 million per year in 2022, accounting for about 17.5% of total import value. The foreign currency outflow due to imports of petroleum products is expected to be an excessive burden for the Lao government. These products are imported mainly from Thailand and Vietnam, and since transportation costs are added by land transportation, procurement prices are relatively higher than those of neighboring countries where ocean imports are possible, and dependence on fossil fuel imports is recognized as a serious concern for companies in Laos in terms of business continuity and for the Laotian government in terms of increased trade imports and energy security.

In the energy-related policies mentioned above, the creation of incentives for domestic and foreign private-sector investment in priority areas where green growth is expected, the promotion of green infrastructure, and the establishment of tax incentives for investment in renewable energy technologies are listed as priorities. In addition, specific corporate tax reduction measures are described in the Law on Investment Promotion, the Law on Income Tax, and the Low on Processing Industry, but each project needs to be judged by the relevant ministries since there are no examples of hydrogen-related cases at this time.

4.1.2. Policies on decarbonization in Thailand

Thailand is located in the central part of the Indochina Peninsula in Southeast Asia, bordering Laos on the Mekong River in the northeast and north, and has a population of 66.09 million as of 2022 with a total nominal GDP of $495.2 billion and a nominal GDP per capita of $7,651. For Laos, Thailand is the largest trading partner among ASEAN member countries, with its largest export product being energy (electricity).

Thailand submitted its first version of its Nationally Determined Contribution (NDC) in September 2016 after the adoption of the Paris Agreement at COP21 in December 2015. Subsequently, it submitted a revised NDC, the first revised version in October 2020 and the second revised version in October 2022; In October 2021, it submitted its first version of the Long-Term Low Emission Development Strategy (LT-LEDS), and it has been committing to achieving carbon neutrality by 2050 and net zero GHG emissions by 2065 as of September 2023. Every year, mitigation measures against climate change are strengthened, and awareness of the need to decarbonize is increasing in many sectors, including the private sector and the general consumer.

In the energy sector, as of December 2023, a National Energy Plan is being developed, which will integrate the existing major plans and the hydrogen-related roadmap based on Hydrogen White Paper which is

currently being developed. Regarding incentives for hydrogen-related businesses, the Law on Investment Promotion provides for corporate tax reductions and exemptions. Further necessary support measures include the development of renewable energy power transmission lines to hydrogen production facilities, the establishment of a framework for a third-party access (TPA) of renewable energy trading, tax incentives for the adoption of clean hydrogen plants, and subsidy for capital investment in power generation facilities employing clean hydrogen, although specific figures have not yet been determined.

4.1.3. The general situation of electricity and the latest electricity supply and demand in Laos

Electricity development plans, licensing of electricity projects, development permits, environmental and social considerations, compliance with electricity technical standards, import/export of electricity, rural electrification projects, and principles of electricity price calculation are stipulated in the Electricity Law. The Ministry of Energy and Mines (hereinafter MEM) is responsible for the formulation and implementation of electricity-related policies and regulations, and includes the Electricite Du Laos (hereinafter EDL) under its umbrella.

In the power generation business, entry of foreign companies is allowed, and power generation companies from Thailand, China, South Korea, Japan, and other countries have invested in the business. In transmission and distribution business, only EDL is basically granted business rights. EDL purchases electricity from power plants developed in Laos and supplies it to domestic consumers through EDL's own transmission and distribution network. For imports and exports to neighboring countries, EDL has concluded power purchase agreements with the electricity authorities of those countries. Many projects for power exports have their own transmission lines dedicated to exporting power.

Electricity price will be drafted by MEM and EDL and finalized upon approval by the Prime Minister. The prices of electricity sold to consumers have been revised gradually since February 2023, and compared to the prices before the revision, the prices for non-residential customers have increased by approximately 20% to 130%, and the prices for industrial customers have increased by approximately 30% on the high-voltage grid. The price increases have been phased in by approximately 5-10% each in June and September 2023 as well.

The prices of electricity procured from IPPs are determined individually through the conclusion of PPAs between EDL and IPPs, and is generally not publicly disclosed. Generally, EDL has a take-or-pay contract and is required to pay the power plant regardless of the amount of electricity it generates; EDL's financial statement have not been publicly disclosed since 2018, but it can be inferred that the liabilities are growing due to the foreign exchange losses caused by the depreciation of the Laos Kip, since EDL has a take-or-pay contract when procuring electricity from IPPs as mentioned above, in which the payment to the power plant is required regardless of the amount of electricity generated and most of the contracts are concluded in US dollars. According to the Vientiane Times, a local media, the Lao government has established the committee to reform the operation of EDL in April 2022, and said the committee has been moving forward with the reform process to improve EDL's financial situation.

The latest published demand forecast and power plant development plan is the Electricity Development Strategy 2021-2030, published by MEM in December 2021. Compared to the "Demand Forecast and Supply Plan" published in February 2016, which was the most recent demand forecast until this strategy was published, the maximum demand forecast has been revised downward significantly.
In 2022, hydropower plants account for the largest share of installed capacity per source of power generation at 82.45%, thermal power plant accounts for 16.10%, biomass power plants account for 0.96%, and solar power plants account for 0.48%. A thermal power plant accounts for 16.10% of the installed capacity in Laos, but only one thermal plant, the Hong Sa coal-fired power plant in northern Laos which has 1,778 MW of the 1,878 MW is for export while 100 MW is for domestic use. Overall, demand exceeds supply during the dry season, especially from January to May, and there is a surplus during the rainy season, especially from June to October, a trend that is expected to continue until 2030.
Considering this monthly power situation, the direction of future development includes diversification of energy sources to ensure sufficient power generation for domestic consumption and stable power generation in the dry season, with the goal of 75% hydropower, 20% coal-fired power, and 5% renewable energy by 2030. It also aims to utilize surplus electricity during the rainy season. In addition to exporting surplus electricity during the rainy season to neighboring countries, the strategy also mentions the need for a support mechanism to promote the use of surplus electricity for domestic industries, including virtual currency mining, conversion to hydrogen, and development of industrial infrastructure for electricity consumption.

4.2. Study on commercialization and JCM project implementation

In this FS, a survey of local companies who have introduced boiler and a needs assessment of each company were conducted to narrow down the list of candidates for the JCM project. The selection criteria included whether or not the hydrogen system would be widely deployable, and whether the company was from a developed country with high environmental awareness and creditworthiness.
Using the steam production conditions of Company A, which was selected as the first candidate, as a model, we compared and studied the steam production costs and stable steam supply capacity when a hydrogen boiler and an electric boiler, which is a competing decarbonized boiler, are introduced to Company A.
The boiler used by Company A is C-heavy oil fired boiler, and the current issue is how to reduce CO2 emissions from this heavy oil C-fired boiler. According to the interview, Company A was comparing and considering both hydrogen and electric boilers in order to decarbonize its boilers, and requesting a proposal with analysis of steam production costs and boiler performance in order to make a decision to introduce the hydrogen system that we proposed. Below is a summary of the results of the steam production cost analysis and the analysis of the follow- up to steam load fluctuations, which were conducted for the proposal to Company A.
Based on the current usage of Company A, we estimated (1) the steam production cost using a Heavy oil-C fired boiler, (2) the steam production cost of the hydrogen system and (3) the steam production cost of

an electric boiler (Levelized Cost of Steam (LCOS)). We also estimated the hydrogen production cost (Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)) using a hydrogen generator.

Table 4 1 Current usage of C-heavy oil-fired boilers and hydrogen requirements in JCM PJ
[Created by Hitachi Zosen]

Item	Unit	Value
Heavy oil consumption	kg/year	428,368
Steam volume	ton/year	5,587
Hydrogen requirements in JCM PJ	Nm^3/year	1,472,176

The results of the estimation showed that the power for electrolysis accounted for the largest proportion of LCOH, followed by the equipment cost. In the case of systemization with a hydrogen boiler, it is possible to install a hydrogen generator of an appropriate size based on a prior analysis of the steam production volume, and it is easy to achieve a high utilization rate of the hydrogen generator. Since the cost of hydrogen production is highly dependent on the operating rate of the hydrogen generator, there is an advantage in keeping the price of hydrogen low when used with a hydrogen boiler.
The steam production cost (LCOS) of (1) a C-heavy oil fired boiler, (2) the hydrogen system, and (3) an electric boiler was estimated, and the cost advantage of (3) the electric boiler was shown to be equal to or less than the current cost. The cost of (2) hydrogen generator and hydrogen boiler system was found to be more expensive on a commercial basis than the current system, which is a major issue to be solved for the dissemination of the system.
On the other hand, the result of the analysis showed that a fuel-operated hydrogen boiler can increase steam production in a short period of time, and can produce steam with good follow-up even when the demand for steam increases rapidly. Furthermore, when steam load demand increases rapidly, electric boilers are affected by fluctuations in the plant's power supply voltage due to the rapid increase in electricity consumption, whereas hydrogen boilers use hydrogen stored in tanks as fuel, so there is no impact on the power system.
The timing when the steam load demand increases significantly is the critical timing when the factory especially needs steam, and the hydrogen boiler is highly advantageous in that it can stably supply steam at that critical timing. In addition, beverage and food factories are generally subject to large load fluctuations (e.g., beer production requires a large amount of steam in the saccharification process, resulting in large load fluctuations), and are expected to be the target of the proposed system. In the chemical industry, which is deemed to be the second most common application for steam boilers after food and beverage, load fluctuations are generally small in the raw material manufacturing sector, while in the pharmaceutical sector, load fluctuations depend on the final product. Therefore, it is necessary to confirm customer needs through interviews.

4.3. Study on Issues and Countermeasures

For JCM commercialization, it is necessary to solve the issues of high cost of steam production by the proposed system, securing electricity for water electrolysis to reduce CO_2 emissions, technical issues related to local climate and water quality and systemization of hydrogen generators and hydrogen boilers, and insufficient understanding of hydrogen technology by local companies. Below is a summary of measures taken to address the issues.

4.3.1. Steam production cost

As shown in 4.2, there is an issue that the steam production cost using the hydrogen system is higher than that of a conventional heavy oil-fired boiler. For commercial deployment in Laos and neighboring countries, it is necessary to reduce electricity and equipment costs, and to apply preferential policies.

- Reduction of electricity cost

The cost of power for electrolysis accounts for the largest portion of the LCOS from the hydrogen system. The cost of power for electrolysis is calculated by multiplying the amount of hydrogen produced [Nm3/year], the power consumption of electrolyzer [kWh/Nm3], and the unit price of electricity [LAK/kWh]. The reduction in the amount of fuel (hydrogen) required is related to the efficiency of the hydrogen boiler, and the power consumption rate of electlolyzer is related to the efficiency of the hydrogen generator, both of which require technological innovation.

On the other hand, with regard to the unit price of electricity, there remains room for discussion with the Lao government and EDL by appealing for the effective use of surplus electricity in Laos. As mentioned in 4.1.3, it can be inferred that the liabilities of EDL are growing due to the foreign exchange losses caused by the depreciation of the Laos Kip, since it has a take-or-pay contract when procuring electricity from IPPs, which the payment to the power plant is required regardless of the amount of electricity generated and most of the contracts are concluded in US dollars. Considering these circumstances, negotiations with EDL to lower the price are likely to be highly difficult in the future. We will persistently explain to the Lao government and EDL that if hydrogen production and heat utilization are promoted by providing surplus electricity at a low price, it would lead to reducing dependence on foreign countries for heavy oil, which would have important benefits for Lao PDR. However, we will persistently explain to the Lao government and EDL that if hydrogen production and heat utilization are promoted by providing surplus electricity at a low price, it would lead to reducing dependence on fuel oil imports, which would have important benefits for Lao PDR.

- Reduction of equipment cost

In the LCOS from a hydrogen generator and hydrogen boiler system, the second largest portion after the power cost for electrolysis is the cost of equipment, including the cost of replacing the electrolyzer. Hitachi Zosen is participating in the GI Fund Project "Hydrogen Production by Water Electrolysis Using Electricity Derived from Renewable Energies," [R&D Item 1] Development of Technology for Upscaling Water Electrolyzer and Power-to-X Large-Scale Demonstration, and is developing technology for upsizing, modularization and cost reduction of PEM type electrolyzer. (c.f. Japan's government target

for 2030 is 65,000 yen/kW for PEM-type electrolyzers and 52,000 yen/kW for alkaline-type water electrolyzers) Miura Industry is also participating in this GI Fund project and is in charge of the decarbonization demonstration of heat demand and industrial processes.

- Preferential policies

Laos has incentives to promote green investment as shown in Table 4-2, and the applicability of the system will be considered depending on the target company and business model at the time of diffusion and deployment. However, it is difficult to cover the gap of LCOS between conventional heavy oil fired boiler and the hydrogen system only through incentives such as corporate tax reductions and exemptions. As mentioned above, it is necessary to achieve economic viability through the aggregate effect of the electricity cost and equipment cost reductions.

Table 4 2 Incentives for Green Energy Projects in Laos
[Created by Hitachi Zosen]

	Laws	Incentives	Note
Incentive (1)	Law on Investment Promotion	Corporate tax exemption for 4 years	For Zone 2
Incentive (2)	Law on Processing Industry	Corporate tax exemption for 3 years	Extension of 3 years corporate tax exemption, after expiry of tax exemption period under the Law on Investment Promotion
Incentive (3)	Law on Income Tax	7% corporate tax rate is applied after expiry of tax exemption period under the Law on Investment Promotion	Normal corporate tax rate is 20%

4.3.2. Securing an appropriate electricity supply source

When a new PV facility is installed as a source of electricity, assuming a PV operating rate of 20%, the operating rate of the hydrogen generator will be below 20%. To produce the necessary hydrogen (1,472,176 Nm^3/year) for company A at a 20% operating rate, the hydrogen generator and PV facility would need to be large (at least 4.2 MW required). In addition, although the cost of procuring electricity from the grid (EDL) would be zero, both LCOH and LCOS would be large as a result of the significant increase in facility costs. In other words, to control production costs, it is important to utilize grid electricity, which enables hydrogen production day and night.

However, if the CO_2 emission factor from power generation in Laos is set to 0.319 ton-CO_2/MWh, which was used in the previous methodology (LA_AM002 Ver1.0), the emissions from the hydrogen system would be larger, resulting in a calculated increase in CO_2 emissions as a result of the project. Therefore,

we used the CDM method (Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0), which is similar to the METI JCM approach, to estimate the emission factor using the latest Lao PDR power generation data. The process and results of the estimation are shown below.

● Operating margin emission factor

There are four methods for calculating the operating margin (OM) emission factor: the dispatch data analysis OM method, the simplified OM method, the adjusted simplified OM method, and the average OM method. Considering the availability of data necessary for the calculation from the Lao government, the simplest method, the average OM method, is used for this FS.

The emission factor for the average OM method is calculated using (Equation 1).

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{\sum_t EG_{t,y} \times EF_{EL,t,y}}{\sum_t EG_{t,y}} \quad \cdot \cdot \cdot (Equation\ 1)$$

$EF_{grid,OMaverage,y}$	: CO_2 emission factor estimated for the average OM method in year y
$EG_{t,y}$	: CO_2 emission factor of power generation facility t in year y
$EF_{EL,t,y}$	: CO_2 emission factor of power generation facility t in year y
t	: All generating facilities that supply power to the grid, including LC/MR-sourced generating facilities
y	: Year the data was recorded

As of the end of 2022, there are 94 power plants in Laos, including 81 hydropower plants, 8 solar power plants, 4 biomass power plants, and 1 thermal power plant. All but one of the thermal power plants are derived from renewable energy sources, and the only thermal power plant is the Hong Sa coal-fired power plant. Hence, (Equation 1) is converted as in (Equation 2).

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{EG_{Hongsa,y} \times EF_{EL,Hongsa,y}}{\sum_t EG_{t,y}} \quad \cdot \cdot \cdot (Equation\ 2)$$

$EG_{Hongsa,y}$	: Amount of power generating at sending end supplied to the grid from the Hong Sa coal-fired power plant in year y
$EF_{EL,Hongsa,y}$	: CO_2 emission factor for Hong Sa coal-fired power plant for in year y

The total power generation of Hong Sa coal-fired power plant in 2021 is 11,891,930 MWh/year, and the total power generation in Laos in 2021 is 46,485,542 MWh/year [MEM DPC2022]. On the other hand, since data on the emission factor of the Hong Sa Thermal Power Plant cannot be collected, it is assumed to be 0.958 ton-CO2/MWh for convenience (Agency for Natural Resources and Energy, METI). The Hong Sa coal-fired power plant is an export-oriented power plant, but the CDM methodology clearly states that electricity exports should not be subtracted from the electricity generation data used for calculating and monitoring. (Electricity exports should not be subtracted from electricity generation data used for calculating and monitoring the electricity emission factors. (From 6.1. Step 1: Identify the relevant

electricity systems, 27)). Conversely, electricity imports from Thailand and other countries during the dry season include electricity from thermal power plants, which are not considered in the CDM methodology and are therefore not included in this calculation. By calculating (Equation 2) using the 2021 data, the emission factor for the average OM method, EFgrid,OMaverage,y, is estimated as in (Equation 3).

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{EG_{Hongsa,2021} \times EF_{EL,Hongsa,2021}}{\sum_t EG_{t,2021}}$$

$$= \frac{11{,}891{,}930[MWh/year] \times 0.958[ton-CO_2/MWh]}{46{,}485{,}542[MWh/year]}$$

$$= 0.245 \text{ [ton-CO}_2\text{/MWh]} \cdots \text{(Equation 3)}$$

● Build margin emission factor

The Build Margin (BM) is based on the concept that a CDM project will delay the construction of a new power plant, even if it does not replace the plant to be built. The higher of the 20% of weighted average emission factor of the most recently constructed power plants or the weighted average emission factor of the five most recently constructed power plants should be set as the replacement.

The generation volumes of the five latest power plants in 2021 and 2022 are 276,979 MWh and 2,309,150 MWh, respectively. The share of power generation from these five newest power plants to the total Lao domestic power plants is 0.6% in 2021 and 4.6% in 2022, not to exceed 20%.

Table 4-3 lists the power plants in Laos, starting with the most recent plants and working backward until they account for 20% of the total power generation in the Laos. The power plants listed in Table 4-3 were completed construction between 2019 and 2022, and those completed more than 10 years ago are not included, so the build margin emission factors are estimated from the power plant data in Table 4-3. It is important to note that the power plants listed here are hydropower or solar power plants and do not include the Hong Sa coal-fired power plant, which is the only thermal power plant in Laos.

Table 4 3 Power plant in Laos (20% of latest generation)

[Created by Hitachi Zosen]

Power source	Power Plant Name	Location	Equipment capacity (MW)	Power generation in 2021 (MWh/y)	Power generation in 2022 (MWh/y)	Complete
Water power	Nam Theun 1	Bolikhamxay	650.00	0	1,089,630	2022
Water power	NumNgum1(No.6 Phase2)	Vientiane	40.00	173,158	188,380	2021
Water power	Nam Ou 7	Phongsaly	210.00	40,425	511,038	2021
Water power	Lower Nam Hinboun	Khammuan	15.00	63,396	58,969	2021

Water power	Nam Kong 1	Attapeu	160.00	0	461,134	2021
Water power	Nam Kong 3	Attapeu	54.00	0	176,274	2021
Water power	Nam Ou 4	Phongsaly	132.00	202,521	366,264	2020
Water power	Nam TaLan	Luangnamtha	5.00	5,622	8,352	2020
Water power	Lower-Houaylamphanh	Xekong	15.00	0	58,604	2020
Water power	Nam Ou 1 Dam	Luangprabang	180.00	279,390	434,751	2020
Water power	Nam Ou 3 Dam	Luangprabang	210.00	332,536	539,916	2020
Water power	Tadsalan	Savannakhet	3.20	7,410	8,667	2020
Water power	Xelanong 1	Savannakhet	70.00	0	238,003	2020
Water power	Nam Tae	Xiangkhouang	15.00	33,940	44,759	2020
Sunlight	Hadxayfong Solar power plant (above the water)	Vientiane Capital	14.00	21,041	19,604	2020
Sunlight	Ounamkhong 1 Solar PowerPlant	Savannakhet	5.00	0	9,596	2020
Water power	Nam Ao	Xiangkhouang	15.00	55,652	70,207	2020
Sunlight	Ounamkhong 3 Solar Power Plant	Savannakhet	5.00	0	6,947	2020
Water power	Nam Lik 1	Vientiane	64.00	0	0	2019
Water power	Nam Tha 1	Bokeo	168.00	275,658	416,392	2019
Water power	Nam Phai	Vientiane	2.50	0	0	2019
Water power	Nam Phayai + Extension	Xaysomboun	19.20	144,411	134,815	2019
Water power	Nam Jae 1	Xaysomboun	15.00	68,940	74,838	2019

Water power	Nam kap	Xaysomboun	12.00	45,054	52,248	2019
Water power	Nam Ngiep 1	Bolikhamxay	272.00	77,010	0	2019
Water power	Nam Ngiep 1 Secondary Plant	Bolikhamxay	18.00	7,530	6,048	2019
Water power	Nam Sor	Bolikhamxay	5.00	10,970	13,311	2019
Water power	Donsahong	Champassak	260.00	2,072,937	2,155,322	2019
Water power	Xayaboury Dam	Xayaboury	1,285.00	7,220,710	8,122,410	2019
			Total amount	11,138,311	15,266,477	

Table 4 4 20% of electricity generated by the newest power plants

[Created by Hitachi Zosen]

	Power generation in 2021	Power generation in 2022
Latest generation accounting for 20% of total generation [MWh/year]	11,138,311	15,266,477
Overall power generation in Laos [MWh/year]	46,485,542	50,299,236
Percentage of electricity generated [%]	23.9	30.3

Build Margin is calculated by (Equation 4), and from the above verification $EF_{grid,BMaverage,2021} = EF_{grid,BMaverage,2022}$=0.

$$EF_{grid,BMaverage,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \cdot \cdot \cdot (Equation\ 4)$$

$EF_{grid,OMaverage,y}$: CO_2 emission factor estimated by average BM in year y

$EG_{t,y}$: Total amount of power generating at sending end supplied to the grid from generation facility m in year y

$EF_{EL,t,y}$: CO_2 emission factor of power generation facility m in year y

m : Power generation facilities to include in Build Margin

y : Year the date was recorded

● Combined margin emission factor

For the first crediting period, the combined margin emission factor is calculated by (Equation 5)

$$EF_{grid,CM,2021} = 0.5 \times EF_{grid,BM,2021} + 0.5 \times EF_{grid,BM,2021}$$
$$= 0.5 \times 0.254 + 0.5 \times 0$$
$$= 0.122\ [ton - CO_2/MWh] \cdots (Equation\ 5)$$

$EF_{grid,CM,y}$: CM CO_2 emission factor in year y
$EF_{grid,OM,y}$: OM CO_2 emission factor in year y
$EG_{grid,BM,y}$: BM CO_2 emission factor in year y

The emission factors for the Lao PDR grid were estimated using the latest Lao electricity data and the CDM methodology as above. However, the following two points are different from the actual situation based on the CDM methodology, and it is necessary to investigate these data in the NEDO JCM project to continue estimating emission factors that are more in line with reality.

- Electricity imports from Thailand, Vietnam, and China are not included in the emission factor calculation.
- The electricity from the domestic thermal power plant (Hongsa Coal-Fired Power Plant) is included in the calculation of the emission factor even though almost all of the electricity from the plant is exported.

The emission factor for Laos grid has been reported in Table 4-5, which differs significantly from the value calculated above (0.122 ton-CO_2/MWh). The JCM project methodology LA_AM002 gives an emission factor of 0.319 ton-CO_2/MWh, but it is calculated as an emission factor for natural gas power generation and tends to be a rough estimate. The CDM project (Xekaman 3 Hydropower Project, Lao PDR) uses 2015-2019 figures as power source data, with an operating margin of 0.8907 ton CO_2/MWh and a build margin of 0.8010 ton-CO_2/MWh, Combined margin 0.823 ton-CO_2/MWh (Table 4-5).

Since the 2015-2019 figures are used, it is inferred that the figures are in the 0.8 ton-CO_2/MWh range because domestic electricity generation is smaller than today (the denominators in OM (equation 2) and BM (equation 4) are smaller) and electricity data from the Hong Sa coal-fired power plant is included in both the OM and BM calculations. Similarly, IRENA reports a reduction from 0.610 ton-CO_2/MWh (elec. & heat generation) in 2016 to 0.363 ton-CO_2/MWh in 2021. From the above analysis, it is necessary to take into account that Laos is a small country and that the emission factor can change in a short period of time due to significant changes in the total domestic power generation and its power source composition ratio.

Table 4 5 Emission factors for electricity in Laos
[Created by Hitachi Zosen]

Report	Emission factor [ton-CO_2/MWh]
JCM Project (Methodology LA¥AM002)	0.319
CDM Project(Xekaman 3 Hydropower Project, Lao PDR)	0.823

IRENA Energy Profile	0.363 (Emission factor for electricity + heat)
Climate Change Support Tools (JICA Climate-FIT)	0.555

4.3.3. Clarification of technology development goals for the NEDO/JCM Project

This JCM FS assumes the transition to the NEDO/JCM project, and we clarified technology development targets for the NEDO JCM project. Although the hydrogen generator and the hydrogen boiler are already commercialized products, we studied issues related to the local water quality and temperature, as well as issues and countermeasures for systemization, since the hydrogen generator and the hydrogen boiler are to be installed in Laos and Southeast Asia, where they have not yet been proven.

4.3.3.1. Countermeasures for the local water quality

Laos has a tropical climate, with a rainy season from May to October and a dry season from November to April, and it is hot and humid throughout the year. The monthly rainfall in Vientiane, Laos, which is the project's candidate site, is shown below. (Figure 4-1)

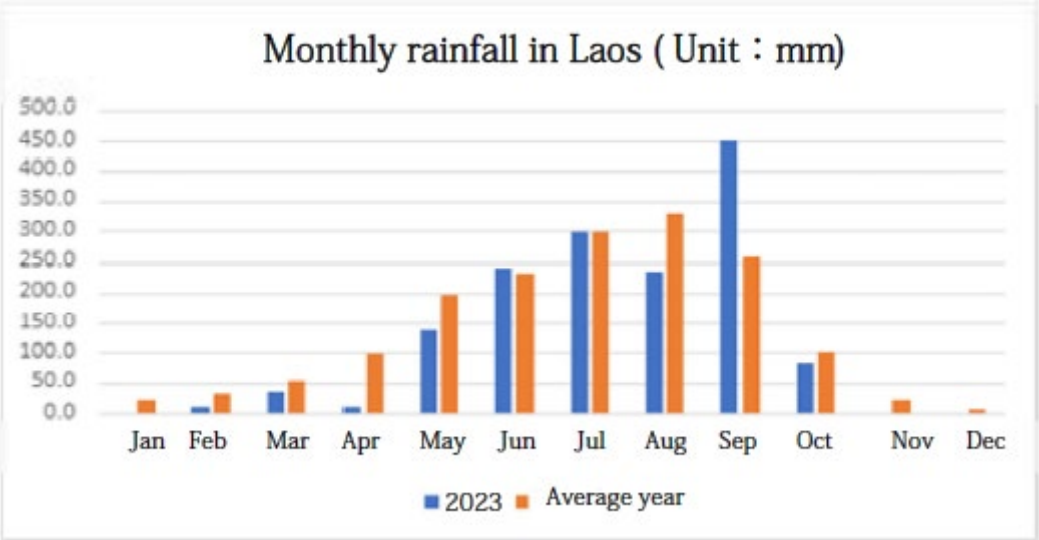


Fig. 4 1 Monthly Rainfall in Laos
[Created by Hitachi Zosen from Japan Meteorological Agency Data]

As evidenced by the fact that rainfall was 0 mm in January, November, and December of 2023, rainfall is very low during the dry season from November to April, and river water flows are often reduced and stagnant. In contrast, during the rainy season from May to October, monthly rainfall generally exceeds 100 mm and river flow increases. Squalls, which are common in tropical climates, occur frequently, and the rapid rainfall causes sediments in the river to be swept up. Since the water quality is considered to differ between the rainy and dry seasons, we analyzed the water quality in each season and examined the effects on hydrogen generators and hydrogen boilers.

- Impact on hydrogen generator and countermeasures

In a PEM-type hydrogen generator, tap water is converted to pure water using a water purifier, and then introduced into a PEM-type water electrolysis tank, where water is electrolyzed to generate hydrogen(Figure 4-2). Therefore, the local raw water will affect the water purifier. From interviews with the manufacturer, it was pointed out that the local water quality for both dry season and rainy season was high in its hardness and exceeded the allowable value of the pure water production equipment. Therefore, as an option, countermeasures will be taken to add a water softener.

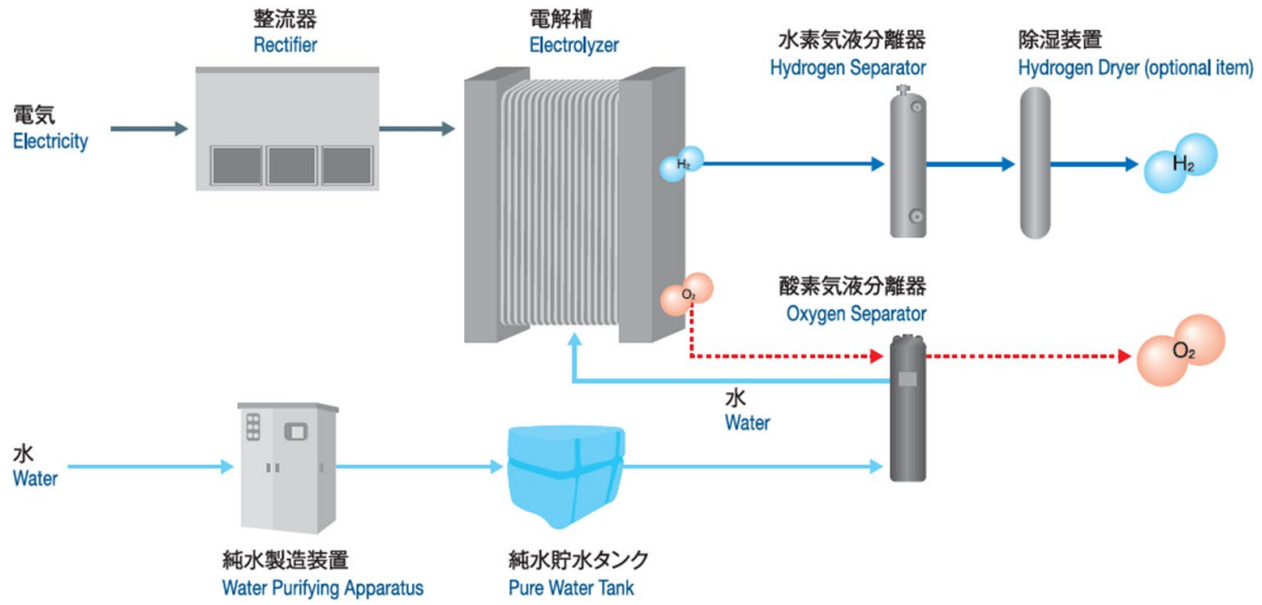


Fig. 4 2 Equipment schematic of PEM-type water electrolyzer
[Created by Hitachi Zosen]

- Impact on hydrogen boiler and countermeasures

While the pH of the raw water during the rainy season (September) was within the allowable range of the hydrogen boiler, the hardness exceeded the standard value, and concerns about scale deposition on the boiler were confirmed. Therefore, it is necessary to install water softeners in the NEDO JCM project. As for the raw water in the dry season, pH was within the standard value range, while EC was close to the upper limit of the permissible range. If the EC of raw water exceeds the standard value, boiler blow water will increase, and there is concern that boiler efficiency will decrease. Hardness was the same as in the rainy season.

4.3.3.2. Countermeasures for local temperature

Monthly temperatures in Vientiane, Laos for the year 2023 are shown in Figure 4-3.

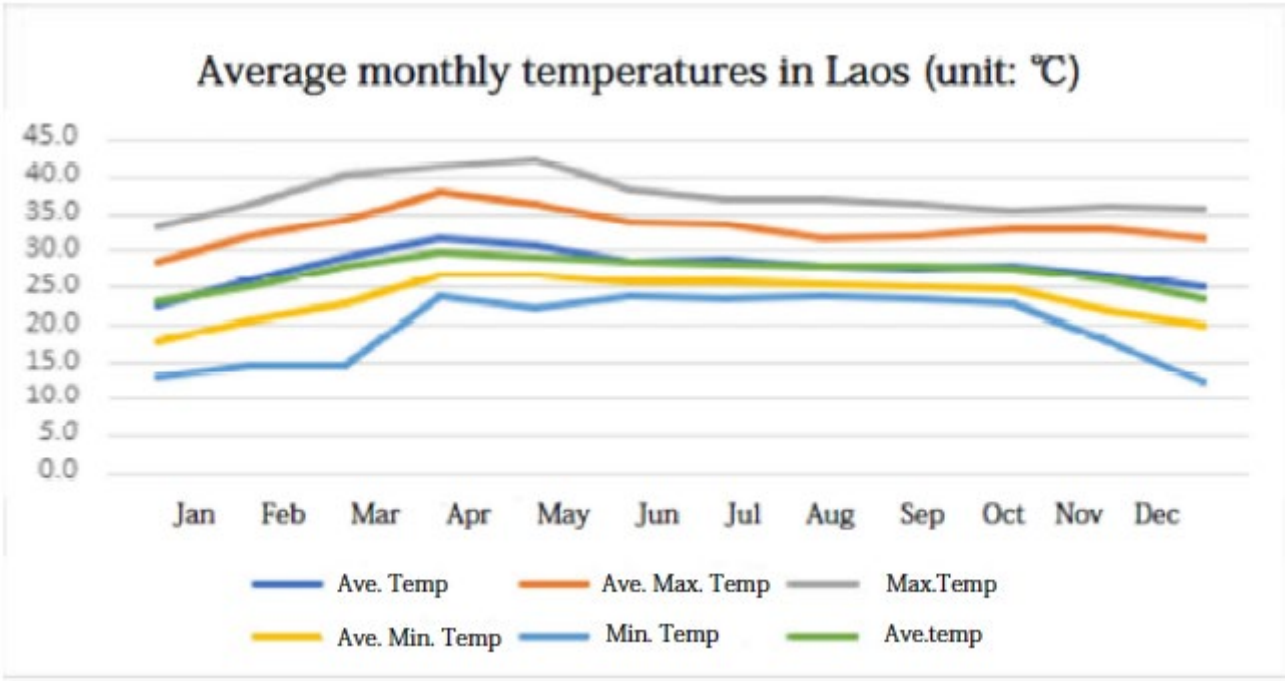


Fig. 4 3 Monthly Temperatures in Laos
[Created by Hitachi Zosen from Japan Meteorological Agency Data]

The average maximum and minimum temperatures in the dry season are 32.9°C and 21.7°C, while those in the rainy season are 33.4°C and 25.5°C, respectively. There is no significant difference between the dry and rainy seasons, indicating high temperatures throughout the year, with the highest temperatures exceeding 40°C observed especially from March to May in 2023. The standard hydrogen generator manufactured by Hitachi Zosen is a 40°C specification, but in consideration of the local temperature, a 45°C specification product will be considered in parallel. Since the grade of the components changes around 40 °C, we will first analyze the cost difference between the 40°C (standard product) and the 45°C-specification product. If the cost analysis shows that the cost difference is not significant enough to affect the business feasibility, the 45°C-specification equipment will be used to demonstrate stable operation. If the cost difference is significant, the demonstration will be conducted using normal specifications (max. 40°C).

The specification temperature of the hydrogen boiler components varies from component to component, but ranges from 40 to 50°C. The NEDO JCM project will demonstrate stable operation under local temperatures that can exceed 40°C. In some cases, the boiler is operated in a boiler room where the temperature is high, and there is a high possibility that the boiler will operate stably without problems even under the Laotian environment.

4.3.3.3. Countermeasures for systemization

For the systemization of the hydrogen generator and hydrogen boiler, the plant's steam demand should be analyzed to estimate the annual hydrogen usage. This will prevent excessive enlargement of the hydrogen

generator and allow the hydrogen generator to operate at a high operating rate, thereby reducing hydrogen production costs and steam production costs.
Regarding the specifications of the hydrogen supplied to the hydrogen boiler, it was determined that the purity and dew point of the hydrogen supplied to the hydrogen boiler are not severe, and the installation of a dryer in the hydrogen generator is not necessary.
On the other hand, in the case of replacing a conventional boiler by systemizing a hydrogen generator and hydrogen boiler, additional space, utilities, and power supply for the hydrogen generator must be secured.

4.3.4. Fostering understanding among Lao companies

When we proposed the introduction of a hydrogen generator and hydrogen boiler system to Lao companies, they understood that it was possible to decarbonize steam, but they had no experience with cutting-edge technologies such as hydrogen generators and hydrogen boilers and expressed concern about its safety and stable operation. Therefore, we studied the delivery record and safety of hydrogen generators and hydrogen boilers and shared with Lao companies. Table 4-6 summarizes the results of the hydrogen generator survey. In addition, the actual hydrogen generator and hydrogen boiler were inspected.

Table 4 6 Safety and Stability of the Hydrogen Generator (Hitachi Zosen)
[Created by Hitachi Zosen]

Item	Description
Track record	Delivered the largest 400 Nm^3-H_2/h large scale unit to Yamanashi Prefectural Bureau of Public Enterprises, Hokkaido Electric Power Co. We have delivered 31 units in Japan and 2 units overseas, with a total of 33 units.
Stability	Capable of producing hydrogen with a purity of 99.9% or higher at 0.75-0.85 MPa.
	Over 20,000 hours of operation.
Safety device	Monitoring function with hydrogen concentration meter. Automatic shutdown when ambient hydrogen concentration exceeds 1%.
	Remote operation monitoring system available. (Optional)
	In the event of a power failure, a safety shutdown function is provided by power supplied from UPS.
Maintenance	Periodic inspections and follow-up services such as electrolyzer replacement are available.

4.4. Calculation of GHG emission reduction amount and consideration of emission reduction contribution amount

4.4.1. Outline of the proposed methodology

This project aims to reduce GHG (CO_2) emissions by introducing new hydrogen-fired boilers, or replacing existing fossil fuel-fired boilers with hydrogen-fired boilers that use hydrogen produced by hydrogen generators. The hydrogen used as the fuel shall be produced by a hydrogen generator (electrolyzer). Table 4-7 summarizes the eligibility criteria for this project.

Eligibility criteria 1 and 2 are the exact scheme envisioned in this project. Eligibility criteria 3 is fulfilled, if a hydrogen generator and a hydrogen boiler are installed at the same site and the hydrogen produced by the hydrogen generator is used directly or once stored in a hydrogen tank as fuel for the hydrogen boiler. On the other hand, if hydrogen production and the hydrogen boiler are located in separate locations and hydrogen is procured from an external source, it is necessary to confirm that eligibility criteria 3 is fulfilled. When using grid power in Laos, eligibility criteria 4 is considered to be fulfilled if surplus power from hydropower plants that would have been idle without this project is used.

Currently, in Laos, the target country, heavy oil-fired fire tube boilers are mainly being used (by Company A, etc.). The amount of GHG (CO2) emitted from the combustion of fuel when operating this fossil fuel-fired boiler is defined as the reference emission amount. In a JCM project, emissions from electricity, emissions from pre-treatment of hydrogen transport, and emissions from hydrogen transport are considered. The sum of these emissions is defined as project emissions. Emission reductions are calculated by subtracting project emissions from reference emissions.

Table 4 7 Eligibility Criteria
[Created by Hitachi Zosen]

Criterion 1	Install new hydrogen boilers or replace existing fossil fuel-fired boilers with hydrogen boilers.
Criterion 2	The hydrogen to be burned in the hydrogen boiler is hydrogen produced by water electrolysis.
Criterion 3	The hydrogen to be used in the project must not have been used for any other purpose prior to the installation of the hydrogen boiler. Documentation from the supplier of the hydrogen can verify this.
Criterion 4	Renewable electricity used for water electrolysis shall not be used for other purposes or be surplus electricity prior to the production of hydrogen for use in the hydrogen boiler.

4.4.2. Proposed method for calculating reference emissions

As mentioned earlier, in Laos, the target country, fire tube boilers are currently the mainstream. When operating these boilers, the GHG (CO_2) emissions from fuel combustion are used as the reference emissions. The GHG (CO_2) emissions emitted by the combustion of fuel during operation of these boilers are defined as the reference emissions.

Reference emissions are calculated based on the efficiency of the mainstream boiler in Laos, the target country. Furthermore, the reference emissions will be set conservatively, taking into account the following points:
[1] Use the latest boiler efficiency of mainstream boilers in the target country.
[2] Use the lower calorific value [kg-CO_2/TJ] listed in the IPCC guidelines.
Specifically, the emissions will be calculated if the same amount of heat [GJ/p] generated by the project boiler (hydrogen boiler) during the project period is generated using the reference boiler fuel.

4.4.3. Proposed method for calculating project emissions

Project emissions are determined by the sum of emissions from electricity, emissions from pre-treatment of hydrogen transport (liquefaction, compression, etc.), and emissions from hydrogen transportation. In particular, emissions from electricity are calculated by multiplying the amount of electricity consumed by the CO_2 emission factor of electricity. As described in Section 4.3.2, the emission factor of the Laos grid is estimated to be 0.122 ton-CO_2/MWh using Laos electricity data and the CDM method.
The electricity to be used in the project may include power for electrolysis in the hydrogen generator, electricity for instrumentation in the hydrogen generator and the hydrogen boiler. Power for electrolysis accounts for the majority of power consumption, and the electricity consumption rate for electrolysis is 5 kWh/Nm_3-H_2.
Auxiliary equipment for electrolyzers includes heaters, water supply pumps, compressors, etc. Auxiliary equipment for hydrogen boilers includes water softeners, chemical dosing equipment, unit control equipment, hardness leakage alarm systems, water supply tanks, etc. .
When a hydrogen generator and a hydrogen boiler are installed as an integrated system at the same site, there is no need for pre-treatment of hydrogen transport (liquefaction, compression, etc.) and for transporting hydrogen, and there are no emissions from these processes. The hydrogen discharge pressure of hydrogen generator of Hitachi Zosen is 0.8 MPa, and the hydrogen receiving pressure of the hydrogen boiler is 40 to 50 kPa for Miura SI-200, so the hydrogen produced by the hydrogen generator is depressurized. In other words, there is no need to increase the pressure using a compressor.
Possible methods for transporting the produced hydrogen include using high-pressure gas, liquid, or carriers (conversion to ammonia, methane, etc.).

4.4.4. Proposed monitoring method

In order to calculate the reference emissions for this project, it is necessary to ascertain the amount of steam produced during the project period by monitoring the amount of fuel (hydrogen) burned, fuel solenoid valves, and instantaneous fuel flow rate. The reference emissions can be calculated from the fuel consumption required to produce this amount of steam using a reference boiler (heavy oil-fired boiler).
Furthermore, in order to calculate the amount of project emissions emitted by this project, it is necessary to monitor the amount of electricity used in the project [MWh/p]. The electricity used in this project is power for electrolysis , auxiliary equipment of the electrolyzer and the hydrogen boiler.

4.4.5. Consideration of GHG emission reductions in projects targeted by JCM FS

- Calculation of project emissions

Since the project uses 1,472,176 Nm^3 of hydrogen per year, an assumed electricity consumption rate is 5 kWh/Nm3 and the electricity emission factor is 0.122 ton-CO_2/MWh, PEp = 0.122×1,472,176/5≒898[ton-CO_2/ year].

- Conservative reference emissions calculation

Reference emissions are calculated using (Equation 6) based on the efficiency of the mainstream boiler in Laos, the target country, and are calculated conservatively by considering the following points. [1] Use the latest boiler efficiency of mainstream boilers in the target country. [2] Use the lower calorific value [kg-CO_2/TJ] listed in the IPCC guidelines.

Based on the results of interviews with Lao companies, the mainstream boiler in Laos is the fire tube boiler, and the latest boiler efficiency is 89% (Reference JCM_TH_PM012_ADD1). The default carbon content (Lower) of the lower heating value (Net calorific value) of residual fuel oil described in the IPCC guidelines is 0.0206 tonC/GJ [2006 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories] Therefore, 0.0206×44/12=0.0755 tonCO_2/GJ. The lower heating value (Net calorific value) of hydrogen in the IPCC guidelines is 0.0108 GJ/Nm_3.

[Source: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.env.go.jp/council/16pol-ear/y164-04/mat04.pdf]

From the above, when producing approximately 5,600 tons of steam per year, the required hydrogen will be approximately 1.4 million Nm^3, so

$$RE_p = 1{,}472{,}176[Nm^3/year] \times \frac{99.9[\%]}{100} \times 0.0108\ [GJ/Nm^3] \times \frac{98[\%]}{89[\%]} \times 0.0755[ton - CO_2/GJ]$$

$$= 1{,}320[ton - CO_2/year] \cdots (Equation\ 7)$$

Therefore, the CO_2 reduction amount of this project can be estimated as 1,320-896 = 422 ton-CO_2/year.

4.4.6. Possibility of contributing to GHG emission reduction through dissemination of projects targeted by JCM FS

It is possible to expand this to companies that have introduced boilers in Laos. Furthermore, in Thailand, compared to Laos, the manufacturing industry has a higher share of the GDP by industry, and the amount is also large at 495.3 billion US dollars. There are many companies in each industrial field, and boiler users are diverse.

Hydrogen boilers (fired boilers) are advantageous in applications where load fluctuations are large, such as in beverage manufacturing companies. There are 1,835 beverage manufacturing companies in Thailand. (Source: DBD DataWarehouse+) We can expect proposals to these companies.

5. Coordination for commercialization with relevant parties such as the government of the partner country

Our company met with government officials, including Prime Minister, Dr. SONEXAY SIPHANDONE and Deputy Minister of Ministry of Energy and Mines, Dr. of SINAVA SOUPHANOUVONG, and explained that lowering electricity prices is essential in implementing green energy projects that utilize surplus electricity in Laos. In the future, we will proceed with discussions with practitioners.

We have received information and cooperation from MEM and EDL regarding electricity data in Laos, from MOIC regarding companies that have introduced boilers in Laos, and from MPI, MOF and MOIC regarding tax benefits for green businesses.

6. Challenges and countermeasures for future commercialization

6.1 Measures regarding steam production costs

In order to disseminate the hydrogen systems in Laos, it is necessary to reduce the steam production cost to the same level as conventional boiler systems. As shown in the cost analysis, the electricity cost for electrolysis accounts for the largest proportion of the steam production cost, followed by the equipment cost.

As stated in Section 4.1.2.1, although it will be difficult to negotiate electricity price reductions with EDL, which is presumed to have increasing debt, it will have a significant effect on reducing steam production costs. By showing the Lao government the benefits of reduced heavy oil usage, effective use of surplus electricity, and reduced CO_2 emissions when this project and green hydrogen-related projects become widespread, we will negotiate with the Lao government to reduce electricity prices.

For the NEDO JCM, we will appeal the stable steam supply capability of the hydrogen boiler to Company A. We will share the analysis results of steam production costs for the hydrogen systems with Company A, and discuss the allowable range of increase in steam production costs based on decarbonization effects.

In addition, it is important for Japanese manufacturers such as Hitachi Zosen, a hydrogen generator manufacturer, and Miura, a hydrogen boiler manufacturer, to reduce equipment costs. Hitachi Zosen is currently developing technology for upsizing, modularization and cost reduction of PEM type electrolyzer under the GI Fund project. We believe it is necessary for the four parties - Japanese companies, Lao companies, the Japanese government, and the Lao government - to discuss how the current cost difference can be borne for the NEDO JCM project.

Fig. 6 1 Proposed initiatives to close the cost gap

[Created by Hitachi Zosen]

Player	Support Contents
Water electrolysis equipment, hydrogen boiler manufacturer (Japanese company)	Cost reduction of equipment
Steam customer (Lao company)	Partial burden of increased steam costs based on decarbonization benefits

Government of Japan	NEDO JCM subsidy and other support
Government of Laos	Support for hydrogen projects (lower electricity prices, tax benefits, etc.)

6.2. Clarification of technology development goals in NEDO/JCM projects

As described in Section 4.3.2, we plan to confirm stable operation with specifications tailored to local water quality and temperature. We will proceed with the detailed design of the hydrogen generator and hydrogen boiler system for the NEDO/JCM project.

6.3. Consideration of appropriate power supply sources

Using the latest Lao electricuty data and the CDM method, we calculated the emission factor of the Lao grid to be 0.122 ton-CO_2/MWh. It is necessary to make it possible to use the emission factor that match the actual situation in NEDO JCM projects. In the future, we will compare and examine emission factors reported by other organizations, and discuss with related organizations on the application of newly calculated emission factors in the hydrogen system projects.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: JCM feasibility study on decarbonization of steam by systemization of hydrogen generators and hydrogen boilers in Lao People's Democratic Republic

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Hitachi Zosen Corporation

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.10. イーレックス株式会社

（日本語）

事業名：（ベトナム） ベトナムにおけるフューエルコンバージョンを通じた JCM クレジット創出の実現可能性調査

実施者：イーレックス株式会社

1. JCM FS 調査の目的

ベトナム国は石炭・石油・ガス火力発電への依存度が 5 割弱あり、カーボンニュートラルと拡大する電力需要への対応を両立する手段の構築が喫緊の課題となっている。第 8 次国家電力マスタープラン（以下、PDP8）では、2050 年までに発電容量を現在の 7-8 倍に引き上げること、水力・太陽光・風力・バイオマスといった再生可能エネルギーの比率を 60%以上に引き上げること、石炭火力発電はバイオマスやアンモニアへ完全移行しフェードアウトすること等が記載されている。したがって、石炭火力発電のバイオマスへの fuel conversion はベトナム国のニーズにかなったカーボンニュートラルの重要なツールであると結論できる一方、実際にプロジェクトを検討するにあたっては経済性が課題となっている。

本調査は、ベトナム国ランソン省 Na Duong（読み：ナズオン）石炭火力発電所における fuel conversion を通じた JCM クレジット創出プロジェクトを前提に、その実現可能性を調査するものである。該当する事業は、ベトナム国石炭鉱産グループの子会社であるビナコミンパワーホールディング社（以下、ビナコミンパワー）と共同で、ビナコミンパワーがベトナム国ランソン省に保有する Na Duong 石炭火力発電所（以下、該当発電所）に対し、周辺地域に賦存する未利用バイオマス資源を活用して石炭火力発電のバイオマス混焼（以下、fuel conversion）を実施するものである。

該当発電所で実施する fuel conversion 事業（以下、当事業）の目的は、ベトナム国が PDP8 で掲げた石炭火力トランジションに対して、日本の技術と実績による支援を行い、同国の NDC 達成に貢献することである。

fuel conversion にあたっては、前述の通りバイオマス発電の事業収益性が実現の障害となっている。解消方法としては、当事業を JCM クレジット化し、該当発電所から生まれる環境価値をマネタイズすることなどが考えられる。JCM クレジット化を目指すにあたっては、方法論の開発や日越両国政府関係機関の理解、国際的議論の動向等、解決すべき課題が存在する。こうした課題を解決するため当 FS は実施される。

当 FS の主な目的は三点である。一点目は、JCM に前例のない石炭火力発電のバイオマスへの fuel conversion の方法論を策定すること。JCM 設備補助スキームにおいて化石燃料を含む方法論は除外されていたため、令和 5 年度より開始された民間スキームを想定してその議論の端緒となることを目指す。

二点目は、策定した方法論に基づきプロジェクトの経済性を試算し、JCM クレジットを取得することが fuel conversion の課題である経済性を解消しうるかどうかを確認することである。

三点目は、こうした FS の調査の過程において、ベトナム国のカーボンクレジット主管官庁であるベトナム国天然資源環境省（MONRE）へ情報共有や意見交換を行い、fuel conversion やその方法論に関する一定程度のコンセンサスを得ることである。

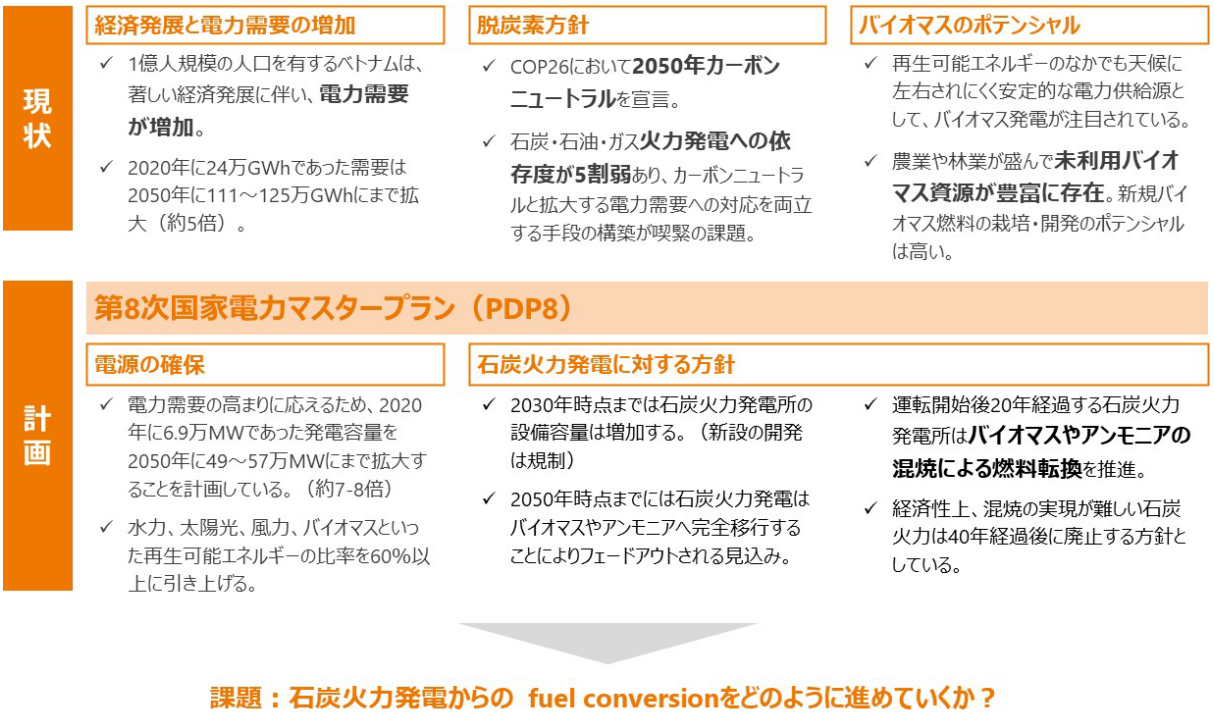


図 1 ベトナム国の課題とニーズ
（当社作成資料）



図 2 ベトナム国の課題とニーズ　調査の目的
（当社作成料）

2. JCM FS 調査の実施体制

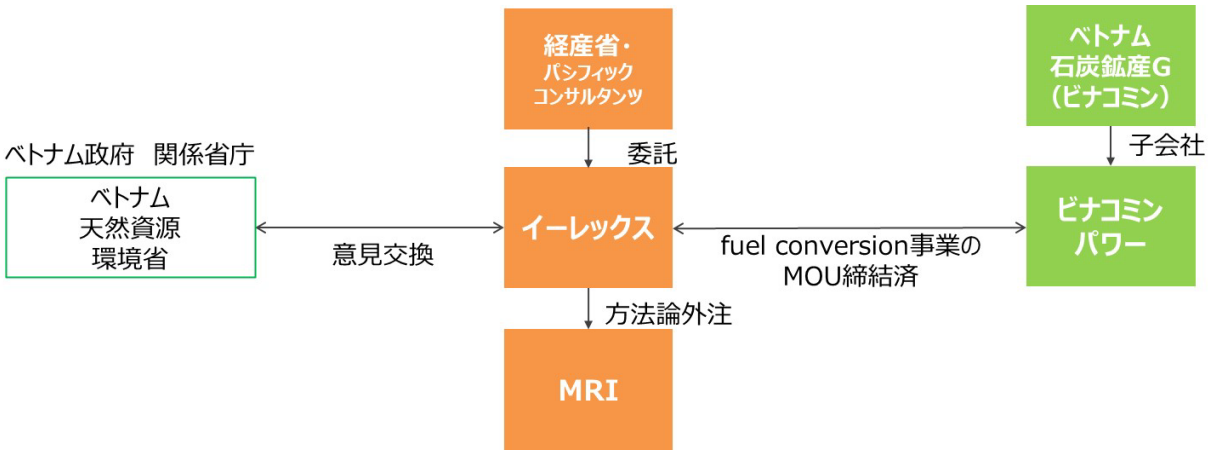


図　3 JCMFS 調査の実施体制
（当社作成資料）

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. スケジュール概要

当初からの大幅な変更なし

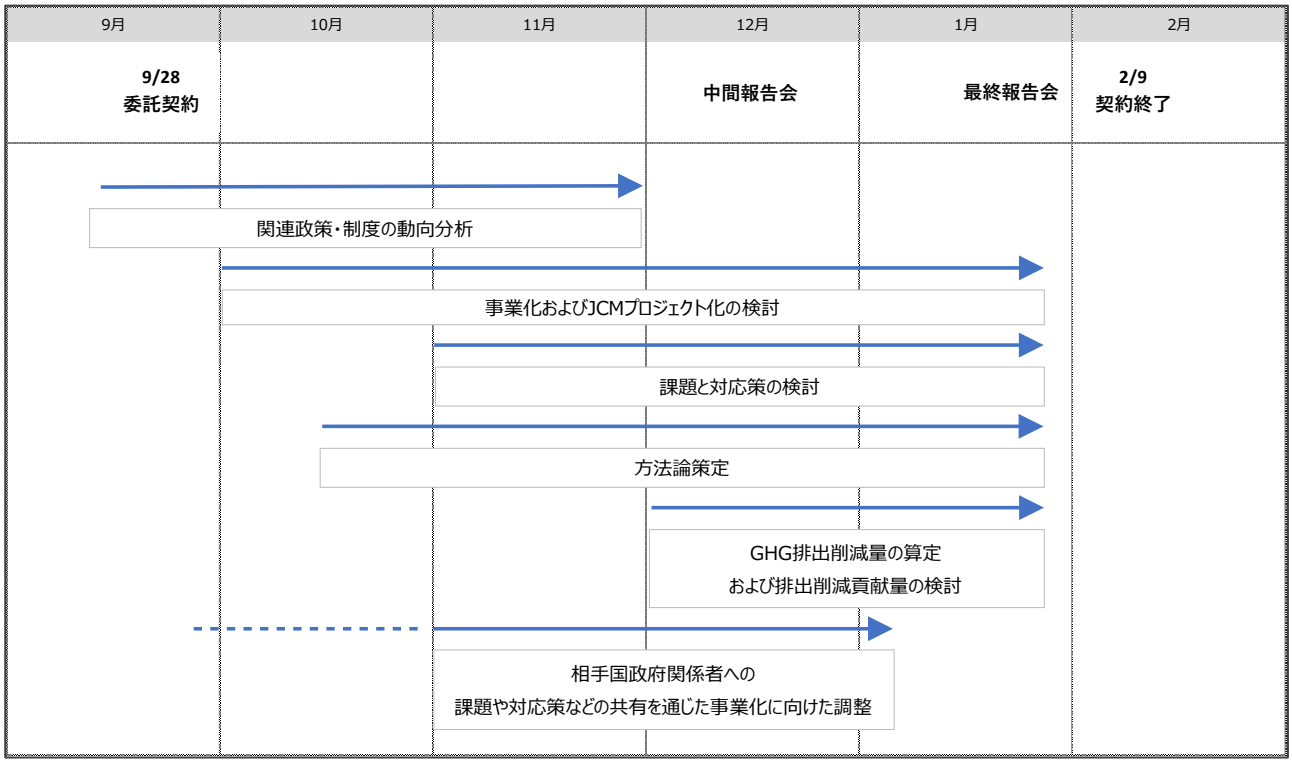


図　4.　JCMFS 調査の実施スケジュール
（当社作成資料）

3.2. 実績（出張等）

渡航 1 回目（11/1-4）

相手先	ベトナム国・ハノイ　天然資源環境省
概要	天然資源環境省・気候変動局長クオンさまと面談を行った。
内容	JCM クレジットを含むベトナム国のカーボンクレジット政策・制度について議論を行ない、JCM 実現可能性調査のヒアリングにご協力いただける担当窓口を紹介いただいた。 ・ JCM 案件のクレジット配分および PIN への記載方法についての議論 ・ Fuel conversion のカーボンクレジット調査（JCMFS）調査項目について ・ 日本のカーボンクレジット市場開設（10 月）について

3.3. 実績（その他打合せ）

前述のとおり、ご担当者窓口を紹介いただき以降はオンライン（オンライン MTG、メール文面）でやり取りをおこなった。

第 2 回（ご担当者様）11/16

相手先	ベトナム国・ハノイ　天然資源環境省
面談	天然資源環境省・気候変動局のご担当者様とオンライン面談を行った
内容	調査項目の共有を行い、調査報告書へ記載する質問への回答を得るとともに、カーボンクレジット市場拡大の移行と fuel conversion の需要について確認できた。

第 3 回（ご担当者様）1/11

相手先	ベトナム国・ハノイ　天然資源環境省
面談	天然資源環境省・気候変動局のご担当者様とオンライン面談を行った
内容	当調査で作成した方法論のドラフトを共有し、意見交換を行った。 ・ 参照排出係数について先方からの異議はなかった。 ・ 2025 年に開始するベトナム国 ETS パイロット市場について、システム登録が開始する旨先方から伺った。イーレックスのような外資企業についても登録可能。

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

ベトナム国の国情や PDP8 の内容を簡単にまとめるとともに、カーボンプライシングやバイオマス、fuel conversion に関する政策・制度を調査した。

ベトナムにおけるカーボンプライシング政策としては政令 06/2022/ND - CP「温室効果ガス削減およびオゾン層保護に関する規定」があり、2028 年に排出権取引制度を段階的に実施することやその対象施設約 2,000 ヶ所が定義されている。バイオマス発電事業の開発に関する規定・支援としては 2020 年

より発行した「首相決定 08/2020/QD—TT g」がある。これは、それ以前は 5.8 セント/kWh と安価であったため市場が確立されていなかったバイオマスに対して、買取価格を引き上げ遡及適用することを決めたものである。一方で、引き上げ後の買取価格もなお東南アジアのなかでは安価な水準に留まっており、fuel conversion にあたっても論点の一つとなる可能性がある。PDP8 で記載されている fuel conversion については、現在制度整備の端緒についたところとなる。具体的には、2023 年 6 月に商工省が各省および各石炭火力発電所の関係者に対して fuel conversion に関する計画の策定を要請し、これを商工省が取りまとめているところとなる。取りまとめには fuel conversion の対象となる石炭火力発電所のリストアップや 2050 年へ向けた石炭退出の詳細ロードマップ等が含まれると想定され、PDP8 の実施計画と合わせてベトナム政府からの公表情報を今後も注視したい。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

ビジネススキームを設定し、当該発電所において fuel conversion を行う際の経済性試算を行った。使用する燃料や、混焼を行う石炭火力発電所のボイラの種類、混焼に当たり必要な設備の増設/改造など、コストアップの要因となるファクターの洗い出しを行い、適切と思われる設備投資費用額を確認した。該当発電所で必要な設備投資費用額は約 40 億円と推定される。

4.4「GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討」で後述する通り、排出削減量にカーボンクレジット単価を積算すると、カーボンクレジット単価 3,000 円 t-CO2 のとき 15 年間のプロジェクト期間中のカーボンクレジット収入は 88 億円/年となる。またカーボンクレジット単価を 5,000 円 t-CO2 とした場合、プロジェクト期間中のカーボンクレジット収入は 147 億円/年となる。カーボンクレジット単価が前述の水準で推移する場合、設備投資費用を十分に補うことが可能である。

また参考までに他国の fuel conversion に関する事例を調査している。

4.3. 課題と対応策の検討

Fuel conversion に対するコンセンサスを確認した。COP 等での GHG の排出削減をめぐる国際的議論においては、石炭火力発電などの化石燃料に対して即時禁止を求める声も根強い。一方で、経済成長とそれに伴う深刻な電力不足を抱え、今後発電容量を 7-8 倍に拡大していく計画のベトナム国においては、電源の確保をしつつ再生可能エネルギーを引き上げる過程において fuel conversion が重要な役割を果たす。ASEAN 諸国および日本が協調する国際的イニシアティブにおいて、fuel conversion が「トランジション」等の呼称で充分にコンセンサスを得ている旨を整理した。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

本調査で策定した fuel conversion の方法論を記載した。主な論点として、「混焼比率の上限」「参照排出係数」「ダブルカウント」等が抽出できた。

4.4.1. 方法論案の概要

ベトナム国をはじめとした JCM 署名国において、本事業に適用可能な JCM 方法論は存在しないため、方法論開発にあたり、登録済みの CDM（Clean Development Mechanism）方法論を参照した。

その際、主に参照する登録済み CDM 方法論「ACM0020 Version 01.0.0」の適格性要件においてバイオマス混焼比率が 50%以下に限定されているところ、本方法論ではバイオマスの混焼割合を 90%以下として適格性要件を設定した。

また、リファレンス排出量の算定には、既存の「二国間クレジット制度資金支援事業のうち設備補助事業」スキームにおいて使用される規定値の排出係数 0.333t-CO2/kWh ではなく、該当石炭火力発電所の排出係数またはベトナム国の平均グリッド排出係数（報告書提出時点では 0.7221 t-CO2/kWh）を用いることとした。その際、発電所が訴求する fuel conversion のクレジットと需要家が訴求する省エネクレジットがダブルカウントとならないように、MRV の過程において参照するベトナム国の平均グリッド排出係数は毎年更新する必要がある。

排出削減量は、リファレンス排出量（$\boldsymbol{RE_p}$）からプロジェクト排出量（$\boldsymbol{PE_p}$）を減じた式で求められる。

数式 1

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

レファレンス排出量は、以下の算定式により求められる。

数式 2

$$\boldsymbol{RE_p = f_{BR,p} \times EG_{PJ,p} \times min[1](EF_{EG,GR,p}, EF_{EG,SITE,p})}$$

表 1 パラメータ（レファレンス排出量）

パラメータ		説明・単位	手法
$\boldsymbol{RE_p}$	=	期間 p のレファレンス排出量[t-CO2]	数式 1 より算出
$\boldsymbol{f_{BR,p}}$	=	レファレンスシナリオにおける化石燃料またはバイオマス残渣利用における効率の違いを考慮した、期間 p のバイオマス投入量の割合[%]。	数式 2 より算出
$\boldsymbol{EG_{PJ,p}}$	=	期間 p におけるプロジェクトの熱エンジンによって供給される発電量[MWh]	プロジェクト想定により算出
$\boldsymbol{EF_{EG,GR,p}}$	=	期間 p におけるグリッド排出係数[t-CO2/MWh]	ベトナム国政府が公表する最新のデータを用いる。
$\boldsymbol{EF_{EG,SITE,p}}$	=	期間 p における JCM 対象発電所排出係数[t-CO2/MWh]	本バイオマス混焼事業を実施する石炭火力発電所の排出係数を使用。

[1] min(a, b)という式の場合は、 a と b のうち、小さい方の値ということを示す。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は、①プロジェクト活動に起因するプロジェクトサイトでの化石燃料消費（発電のための燃焼は除く）に基づく排出量、②プロジェクトプラントで燃焼されるバイオマス残渣のプロジェクトサイト外輸送に起因する排出量、の合計として算出する。以下の算定式により求められる。

数式 1

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{FF,p} + PE_{TR,p}}$$

表 2 パラメータ（プロジェクト排出量）

パラメータ		説明・単位	手法
$\boldsymbol{PE_p}$	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]	数式 3 より算出
$\boldsymbol{PE_{FF,p}}$	=	期間 p における、プロジェクト活動に起因するプロジェクトサイトでの化石燃料消費（発電のための燃焼は除く）による排出量[t-CO2]	数式 4 より算出
$\boldsymbol{PE_{TR,p}}$	=	期間 p における、プロジェクトプラントで燃焼されるバイオマス残渣のプロジェクトサイト外輸送による排出量[t-CO2]	数式 5 もしくは 6 より算出

4.4.4. モニタリング方法案

表 3 モニタリング方法案

パラメータ	測定機器・手法等	備考
$\boldsymbol{EG_{PJ,p}}$	電力計	・ 排出削減量を計算するために、電力計データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。 ・ 計測された発電量の整合性は、電気料金検収票と燃料消費量をもって照合する必要がある。 ・ 校正は毎年実施する。
$\boldsymbol{HG_{PJ,p}}$	温度計、流量計、及び圧力計	・ プロジェクト活動のプロセス熱負荷に供給されるプロセス熱（蒸気または熱水）のエンタルピーから給水・ボイラのブローダウン、及び装置に戻る凝縮水のエンタルピーを差し引いた差として算出する。

		・ エンタルピーは、質量（または体積）流量、温度、及び過熱蒸気の場合は圧力に基づき、温度と圧力の関数蒸気テーブルまたは熱力学的方程式を使用して計算する。
FC_p	重量計または体積計	・ 継続的にモニタリングを行う。 ・ 計測された燃料消費量の整合性は、購入量に基づいた年間エネルギーバランスと在庫の変動をもって照合する。 ・ 調達燃料の請求書が特定される場合は、測定された燃料消費量を財務記録に残っている購入伝票と照合する。
$NCV_{FF,p}$ $NCV_{i,p}$	次の 4 手法のうちの 1 つの手法を用いて測定する。 ① 燃料供給者からの請求書に記載されている量 ② プロジェクト参加者による測定 ③ 地域別もしくは国別で定められた既定値 ④ 統計上の 95%の信頼区間における不確実性のうち、最も保守的な上限または下限の IPCC デフォルト値（2006 年 IPCC 国別 GHG インベントリガイドライン第 2 版（エネルギー）の第 1 章・表 1.2 に規定されている）	・ 左記項目の手法の使用条件は下記の通り。 ① 望ましいデータである。 ② ①のソースがない場合。 ③ ①のソースがない場合。なお、この情報ソースは液体燃料にのみ使用可能であり、適切に文書化され信頼できる情報ソースに基づいている必要がある。 ④ ①のソースがない場合。 ・ ①及び②の場合、燃料供給ごとに正味発熱量を算定し、そこから加重平均で年間の値を計算する。③の場合は、毎年値の妥当性を検証する。④の場合では、IPCC ガイドラインの改訂を都度考慮する。
N_p	現地測定	・ 排出削減量を計算するために、データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。 ・ 車両走行回数とバイオマス燃焼量との整合性を確認する(例：前年度との関連比較)。
AVD_p	バイオマスの起源をプロジェクト実施者が記録する。	・ 排出削減量を計算するために、データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。

		・ 他の情報源からの情報（例：地図）と比較することで、輸送会社によって提供された距離の記録の一貫性を確認する。
$EF_{km,p}$	適切な正味発熱量に CO2 排出係数を乗じて、燃料消費からの CO2 排出量を計算する。正味発熱量及び CO2 排出係数については、信頼できる各国のデフォルト値を使用し、入手できない場合は（国別の）IPCC デフォルト値を使用する。	・ 使用する車両タイプに適用可能な排出係数を選択する際には、保守的な値（妥当な範囲内の上限値）を選択する。 ・ 少なくとも毎年確認する。
$BR_{TR,p}$	重量計または体積計	・ 体積計を使用する場合は、バイオマス残渣の各カテゴリーの密度を使用して質量単位に変換する。 ・ 排出削減量を計算するために、データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。 ・ 購入量と在庫変動に基づく年間エネルギーバランスと計測結果の照合を行う。
TL_p	バイオマス輸送に使用される車両の平均車両積載量	・ プロジェクトプラントにバイオマスを運ぶ各車両の重量を平均して決定する。 ・ 排出削減量を計算するために、データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。
$FC_{TR,i,p}$	燃料購入の領収書または車両内の燃料消費計	・ 本パラメータは、輸送における CO2 排出量の算出においてオプション 2 を選択した場合にのみ適用される。 ・ 排出削減量を計算するために、データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。 ・ 妥当性を確認すべく、オプション 1 での距離から計算する手法を簡易的に行うことで、クロスチェックを実施する。
$EF_{FF,i,p}$	① 測定を実施する。 ② 正確で信頼性の高い地域または国の排出係数データを使用する。当データが利用できない場合、IPCC の排出係数既定値を使用(地域の状況を合理的に	・ ①の測定を実施する場合は、評判の高い研究所で、関連国際基準に従って実施する。 ・ ②の既定値を使用する場合は、保守的な方法で値を選択し、その選択を正当化する。

	表していると判断される場合に限る)。	・ ①の場合は、少なくとも 6 ヶ月毎、測定毎に少なくとも 3 つのサンプルを採取する。②の場合は、毎年データの妥当性を確認する。

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

前提条件として、該当発電所ナズオンの出力は 110MW、15 年間のプロジェクト期間とする。はじめの 4 年は設備改造が最低限で済むバイオマス混焼比率 20%から混焼を始め、以降 50%で運転するとしたとき、混焼比率 20%の年は排出削減量 8 万 8 千 t-CO2/年であり、混焼比率 50%の年は排出削減量 23 万 t-CO2/年となる。15 年間のプロジェクト全体の削減量は約 300 万 t-CO2 となる。

排出削減量にカーボンクレジット単価を積算すると、カーボンクレジット単価 3,000 円 t-CO2 のとき 15 年間のプロジェクト期間中のカーボンクレジット収入は 88 億円/年となる。またカーボンクレジット単価を 5,000 円 t-CO2 とした場合、プロジェクト期間中のカーボンクレジット収入は 147 億円/年となる。

Fuel conversion に伴うプロジェクト期間中のカーボンクレジット収入で設備投資費用を補うことが出来る一方、燃料価格差分は、燃料の設定価格とクレジット価格によっては固定買取価格（FIT 価格）の値上げも検討が必要となる可能性がある。なお、ベトナムのバイオマス発電に対する FIT 価格は他の東南アジア諸国から見ても比較的安価な水準であり、仮に FIT 価格が上昇したとしても他国と同水準となる程度であることが確認できた。

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

前述の通り、当 FS では、fuel conversion 実現の障害となる経済性に対し、JCM クレジットを獲得することが事業収益性改善に貢献しうることをモデルケースをおいて説明することができた。また、JCM に前例のない fuel conversion の方法論を初めて策定することで、各種課題の抽出を行うことができた。

ベトナム国は現在、出力合計 19,889MW の石炭火力発電所 26 個を有している（2023 年度調べ。現在建設中であるか、または建設済みで運転開始の待機状態である石炭火力発電所が PDP8 には記載されており、あくまで現時点での出力となる)。この 26 件の発電所のボイラ種類の内訳は CFB ボイラ 10 件と PC ボイラ 16 件であり、該当発電所であるナズオン発電所は CFB ボイラであるものの、PC ボイラでも同様にバイオマス混焼が可能であることが判明している。「CO2 Emissions from Fuel Combustion 2012（IEA)」によると、石炭火力発電所からの CO2 排出量の世界平均は 0.958t-CO2/kWh であるため、仮に現時点の既設石炭火力発電所をすべて fuel conversion した場合、ベトナム国全体の GHG 排出量は 19,053,662t-CO2 削減できる試算となる。この削減量は、ベトナムの 2020 年度の CO2 排出量の約 5%にあたる量である。

Fuel conversion は、現在化石燃料による火力発電への依存度が高いベトナムにおいて既存の石炭火力発電所施設を再利用しつつフェードアウトできる有効な手段である。化石燃料の退出に貢献し、GHG 排出削減に貢献する。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

イーレックスは、当調査の一環としてベトナム国天然資源環境省・気候変動局と意見交換の打合せを行った。

ベトナム国政府と同国の石炭火力発電所の燃料転換を推進するため、バイオマス混焼及び専焼事業促進に関する協議を進めている。石炭火力発電の段階的な廃止、バイオマスを中心とした再生可能エネルギーへの転換は、エネルギー施策の最重要課題の一つに取り上げられる。一方で、バイオマスの安定供給やバイオマス混焼/専焼を円滑に実行するための技術/施設の整備には莫大な投資を必要とする。

バイオマス混焼/専焼事業の普及による環境価値創造は、それに伴うファイナンスポテンシャルの創出により、事業の円滑な推進に寄与するものと期待される。具体的には、JCM 等の炭素メカニズムを活用したクレジットのマネタイズ化により事業性の向上を図る。

バイオマス混焼/専焼事業バイオマスにおいて、前述の現在承認待ちとなっている JCM 方法論では、実質的な GHG 排出削減量と JCM クレジット量に大きな乖離が生じる。こうした保守性の担保は、目指すベトナム国のセロエミッション化に対する JCM 事業の貢献を抑制することになり、ベトナム国政府も大きな懸念を抱いている。

本事業で提案するバイオマス混焼事業に適用される JCM 方法論のロジックでは、JCM ガイドラインに沿って、クレジットの保守性担保は維持しつつも、JCM 事業として事業推進することによる環境価値創造（適正な炭素クレジットの創出）に伴うファイナンス効果により、事業の円滑な推進普及を可能にするものである。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

経済的課題としては、バイオマス燃料をどのように必要量取得しコストを抑えるかという問題がある。これについては、ベトナム国内に潜在するバイオマス燃料について文献調査を行い、地域ごと・種類ごとのポテンシャルを確認した。2035 年時点でベトナム全体の木質系バイオマス燃料の理論的ポテンシャルは約 3,700 万 t、該当する発電所が属する北部内陸・山間地域では約 1,100 万 t と判明している（ベトナム産業貿易省のデータをもとにしたベトナムエネルギー研究所 IE の試算によるもの）。専焼化しても燃料の必要量は約 100t であり、約当該発電所の運営に問題はないことが確認できた。一方で、燃料コストについてはまだ確定できていない状態である。該当発電所で利用するバイオマス残渣は、家具などのマテリアル利用の残材、木の皮（バーク）、枝葉、低質材である。これらの燃料を組み合わせ、ボイラなどへの負担をおさえながらコストパフォーマンスも良い配合を確認しているところとなる。試算上は 30$～50$/t の値を利用しており、仮に 30$/t で燃料を調達できる場合は FIT 価格の値上げを行わなくともカーボンクレジット収入で設備投資費用と燃料価格差の双方を補うことが出来る水準である。

制度的課題として、前述したダブルカウントの問題がある。当方法論は、発電所の化石燃料消費抑制による CO2 排出削減量をクレジットとし、参照パラメータの選択肢として平均グリッド排出係数を使用している。発電側にて混焼に伴うクレジットをクレームする一方、同時に需要家が省エネ等にて使用

電力量を削減しクレジットをクレームする場合も考えられるが、その時点だけをとらえればクレジットのダブルカウントが生じる可能性を排除できない。

これについては、MRV の方法をよく検討するとともに、今後のベトナム国のクレジット制度設計全体の問題として国内で発行されるカーボンクレジットの全体を把握する仕組みなどの検討も必要である。

また、社会環境的課題として、産炭国であるベトナムにおいて、現状の安価な化石燃料と比べた場合 Fuel conversion による燃料コスト上昇が生じるのは避けられないという課題がある。発電事業者にとって fuel conversion が魅力的なものにうつりにくく、PDP8 にも記載された必要施策である反面、実現化が進まない可能性がある。

これについては、発電事業者への働きかけを行い経済性の不安を解消するべく早期に fuel conversion を行う利点を訴求していく必要がある。カーボンクレジットによる fuel conversion 事業の経済性の完全解決には、カーボンクレジットの普及状況、カーボンクレジット単価、燃料単価、燃料確保量、日本とベトナムのクレジット配分という変数が多く存在する。ある一定の状況でのみ成立する条件を追求するのではなく、様々な前提を置きながら両国政府と調整を行う必要がある。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Fuel conversion from coal to biomass for power generation

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Biomass	Biomass is non-fossilized and biodegradable organic material originating from plants, animals, and microorganisms. This includes products, by-products, residues, and wastes from agriculture, forestry, and related industries, as well as the non-fossilized and biodegradable organic material of industrial and general waste. Biomass also includes the gases and liquids recovered from the decomposition of non-fossilized and biodegradable organic material.
Biomass residue	Biomass residue is defined as biomass that is a by-product, residue, or waste matter from agriculture, forestry, and related industries. This does not include municipal waste or other waste that contains fossilized and/or non-biodegradable material (however, small amounts of inert inorganic material like soil or sand may be included).
Co-firing	The simultaneous combustion of both biomass residues and fossil fuels in a single boiler.
Heat	The useful heat energy generated in a heat generation facility (e.g., boilers, cogeneration plants, thermal solar panels, etc.) and transferred to a heat carrier (e.g., liquids, gases, vapors, etc.) for use in thermal applications and processes including power generation.
Process heat	Heat that end users do not use for mechanical drive or power generation.
Heat generation /heat generator	A facility that generates heat energy by burning fuel. Examples include boilers that supply steam and hot water, heaters that

	supply hot oil and fluids, and furnaces that supply hot and combustion gases.
Heat-only plant	A heat generation plant that does not use the generated heat for power generation or cogeneration.
Power plant	A facility that converts heat into mechanical power using a thermal engine to generate electricity. Heat is generated by the combustion of fuel in the heat generator, and power is generated by the power generator connected to the heat engine. A power plant includes all equipment necessary to generate power, including heat generators, heat engines, power generators, gearboxes and reducers, instrumentation and controllers, coolers, pumps, fans, and systems necessary for the preparation, storage, and transport of fuel. A typical example of a power plant is a steam cycle plant that generates heat in a boiler from the combustion of fuel and transfers it to steam to drive a steam turbine. The steam turbine is connected to a power generator that ultimately generates power, usually via a reducer.
Power-only plant	A power generation plant to which the following conditions apply: (a) All heat engines in a power plant produce only electricity and do not co-produce heat; and (b) Heat generated by plant facilities (e.g., boilers) is used only in thermal engines (e.g., turbines and motors) and not in other processes (e.g., for heating or as raw material for processes). For example, in the case of a power plant with a steam header, this means that all steam supplied to the steam header must be used in the turbine.
Power/thermal plant	A plant that supplies electricity and heat and belongs to the following categories, unlike power-only plants: a) Cogeneration plants and b) plants that are not necessarily in cogeneration mode but that produce heat and power at the same facility (e.g., extracting heat directly from a standard heat header that also supplies heat to a heat engine for power generation).
Cogeneration plant	A power/thermal plant in which at least one heat engine generates both heat and power simultaneously.
Net power generation amount	The amount of electricity generated by a power plant unit, excluding the amount of electricity used for ancillary and auxiliary loads. Ancillary and auxiliary loads are the electricity consumed by the auxiliary equipment (e.g., pumps, transport trucks, smoke

	treatment, controllers, etc.), fuel handling, and emergency response equipment of a power plant unit.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	$\boldsymbol{PE_p = PE_{FF,p} + PE_{TR,p}}$
Calculation of reference emissions	$\boldsymbol{RE_p = f_{BR,p} \times EG_{PJ,p} \times min(EF_{EG,GR,p}, EF_{EG,SITE,p})}$
Calculation of project emissions	$\boldsymbol{PE_p = PE_{FF,p} + PE_{TR,p}}$
Monitoring parameters	$\boldsymbol{EF_{EG,GR,p}}$ $\boldsymbol{NCV_{FF,p}}$

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	No biomass types other than biomass residues are used in this project. Biomass residue is defined as biomass that is a by-product, residue, or waste material from agriculture, forestry, and related industries. This does not include municipal waste or other waste that contains fossilized and/or non-biodegradable material.
Criterion 2	The amount of biomass residue to be co-fired in the heat generator in the project shall not exceed 90% of the total fuel on an energy basis.
Criterion 3	The biomass residues used in the project's heat generator are not derived from biomass that has been chemically treated prior to combustion. In addition, biomass-derived fuel procurement shall not involve significant energy consumption causing a large amount of GHG emissions, except for transport and mechanical processing.
Criterion 4	Biomass residue cannot be used at the project site without one of the following technical elements of capital investment: ➢ Modify or replace existing heat generators/boilers ➢ Install new heat generators/boilers ➢ A new biomass residue supply chain established for the project (e.g., collect and clean contaminated fresh biomass residues that cannot be used for energy purposes without use in the project) Facility for preparing and supplying biomass residues
Criterion 5	In the identified reference scenario, biomass would not be co-fired, and the same types of fossil fuels would be fired as in the project activities.
Criterion 6	The heat generator and power generator in the reference scenario are the same as the power generator in the project scenario.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel combustion for power generation	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel consumption at the project site (excluding combustion for electricity generation)	CO2
Transport of biomass residues outside the project site	CO2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

- The reference emissions for this project are the CO2 emissions from the combustion of fossil fuels required to produce the same amount of electricity/heat as is produced from the combustion of biomass residues co-fired under the project activity.
- In order to ensure conservatism of the JCM credits, the emission factor used in the calculation of the reference emissions shall be the smaller of the average grid emission factor for Vietnam and the emission factor for the power plants subject to this JCM project.
- In order to ensure conservatism, emissions from biomass transfer shall be counted as project emissions in this methodology, while emissions from the transfer of existing fossil fuels that are reduced by the introduction of biomass shall not be counted as reference emissions.

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = f_{BR,p} \times EG_{PJ,p} \times min(EF_{EG,GR,p}, EF_{EG,SITE,p})$$

※The expression min(a, b) indicates that it is the smaller value of a and b.

- RE_p = Reference emissions for period p [t-CO2]
- $f_{BR,p}$ = percentage of biomass input for period p [%], considering different efficiencies in fossil fuel or biomass residue utilization in the reference scenario
- $EG_{PJ,p}$ = amount of electricity generated [MWh] supplied by the project heat engine in period p
- $EF_{EG,GR,p}$ = grid emission factor in period p [t-CO2/MWh]
- $EF_{EG,SITE,p}$ = emission factor for power plants subject to JCM in period p coefficient [t-CO2/MWh].

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = PE_{FF,p} + PE_{TR,p}$

- PE_p = Project emissions in period p [t-CO2]
- $PE_{FF,p}$ = emissions from fossil fuel consumption (excluding combustion for power generation) at the project site resulting from the project activity in period p [t-CO2]
- $PE_{TR,p}$ = Emissions from off-site transportation of biomass residues burned in the project plant in period p [t-CO2]

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

- ER_p = Emission reductions for period p [t-CO2]
- RE_p = Reference emissions for period p [t-CO2]
- PE_p = Project emissions for period p [t-CO2]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
$EF_{EG,GR,p}$	Grid emission factor for period p [t-CO2/MWh]. Apply 0.7221 tCO2/MWh.	Emission factors published by each country See IGES (latest: published November 2023)
$NCV_{FF,p}$	If accurate and reliable regional or country-specific data from the measurement exercise are not available, use the IPCC default net calorific value (country-specific where available).	IPCC default net calorific value (country specific if available)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：ベトナムにおけるフューエルコンバージョンを通じた JCM クレジット創出の実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：イーレックス株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Vietnam) Feasibility Study on JCM Credit Creation Through Fuel Conversion in Vietnam

erex Co., Ltd

1. Purpose of the JCM FS Study

The country of Vietnam is almost 50% dependent on coal-, oil-, and gas-fired power generation, and there is an urgent need to establish a means to both become carbon neutral and meet growing electricity demand. The Eighth National Master Plan for Electricity (hereinafter referred to as "PDP8") calls for increasing power generation capacity to 7-8 times the current level by 2050, increasing the ratio of renewable energy sources such as hydropower, solar power, wind power, and biomass to more than 60%, and completely shifting coal-fired power generation to biomass and ammonia. The coal-fired power generation will be completely shifted to biomass and ammonia, and faded out. Therefore, it can be concluded that fuel conversion from coal-fired power generation to biomass is an important carbon-neutral tool that meets the needs of Vietnam, but economic feasibility is an issue when considering actual projects.

This study investigates the feasibility of a project to generate JCM credits through fuel conversion at the Na Duong coal-fired power plant in Lang Son Province, Vietnam. The project is a joint project with Vinacomin Power Holding Company (Vinacomin Power), a subsidiary of the Vietnam Coal Minerals Group, to generate JCM credits for the Na Duong coal-fired power plant in Lang Son Province, Vietnam (hereinafter referred to as "the power plant") by utilizing unutilized biomass resources in the surrounding area. VinaComin Power will conduct biomass co-firing (hereinafter referred to as "fuel conversion") for coal-fired power generation by utilizing unutilized biomass resources in the surrounding area.

The purpose of the fuel conversion project (hereafter referred to as "the project") at the power plant is to contribute to the achievement of Vietnam's NDC by providing Japanese technology and experience to support the country's coal-fired power transition as outlined in PDP 8.

As mentioned above, the profitability of biomass power generation is an obstacle to the realization of fuel conversion. In order to achieve JCM credits, there are issues that need to be resolved, such as the development of methodologies, understanding between the Japanese and Vietnamese government agencies, and trends in international discussions. The FS will be implemented to resolve these issues.

The FS has three main objectives. First, to develop a methodology for fuel conversion from coal-fired power generation to biomass, which is unprecedented in JCM, and to serve as a starting point for discussion of a private scheme that started in FY2023, since the Financing Programme for JCM Model Projects scheme excludes methodologies that include fossil fuels.

The second point is to estimate the economic efficiency of the project based on the methodology developed, and to confirm whether the acquisition of JCM credits can solve the economic efficiency issue of fuel conversion.

Third, in the process of the FS study, we will share information and exchange opinions with the Ministry of Natural Resources and Environment of Vietnam (MONRE), the competent authority for carbon credits in Vietnam, to obtain a certain degree of consensus on fuel conversion and its methodology.

2. JCM FS Survey Implementation Structure

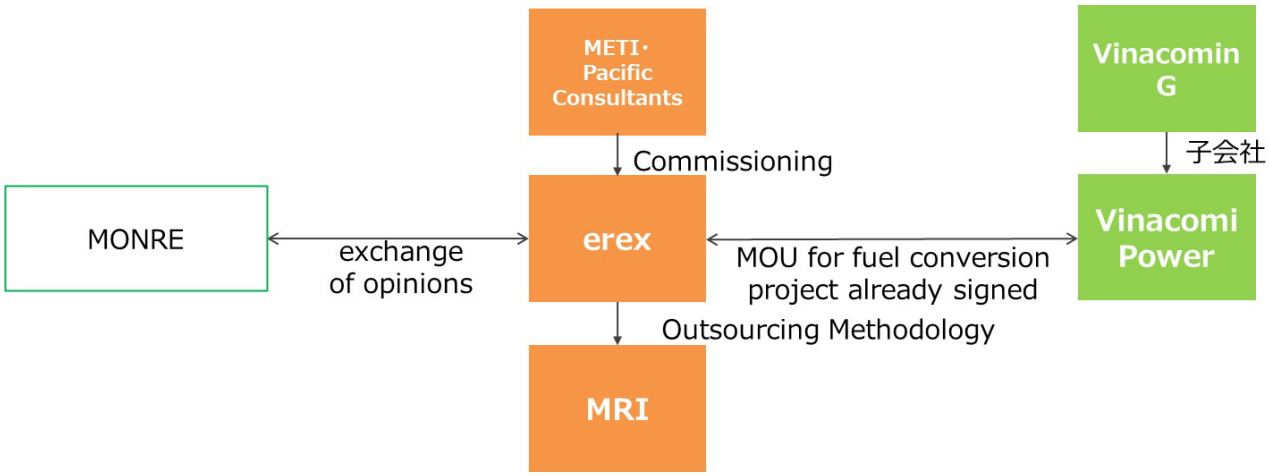


Figure 1 JCM FS Survey Implementation Structure
(Created by erex)

3. Overview and Schedule of JCM FS Survey

3.1. Schedule overview

No major changes.

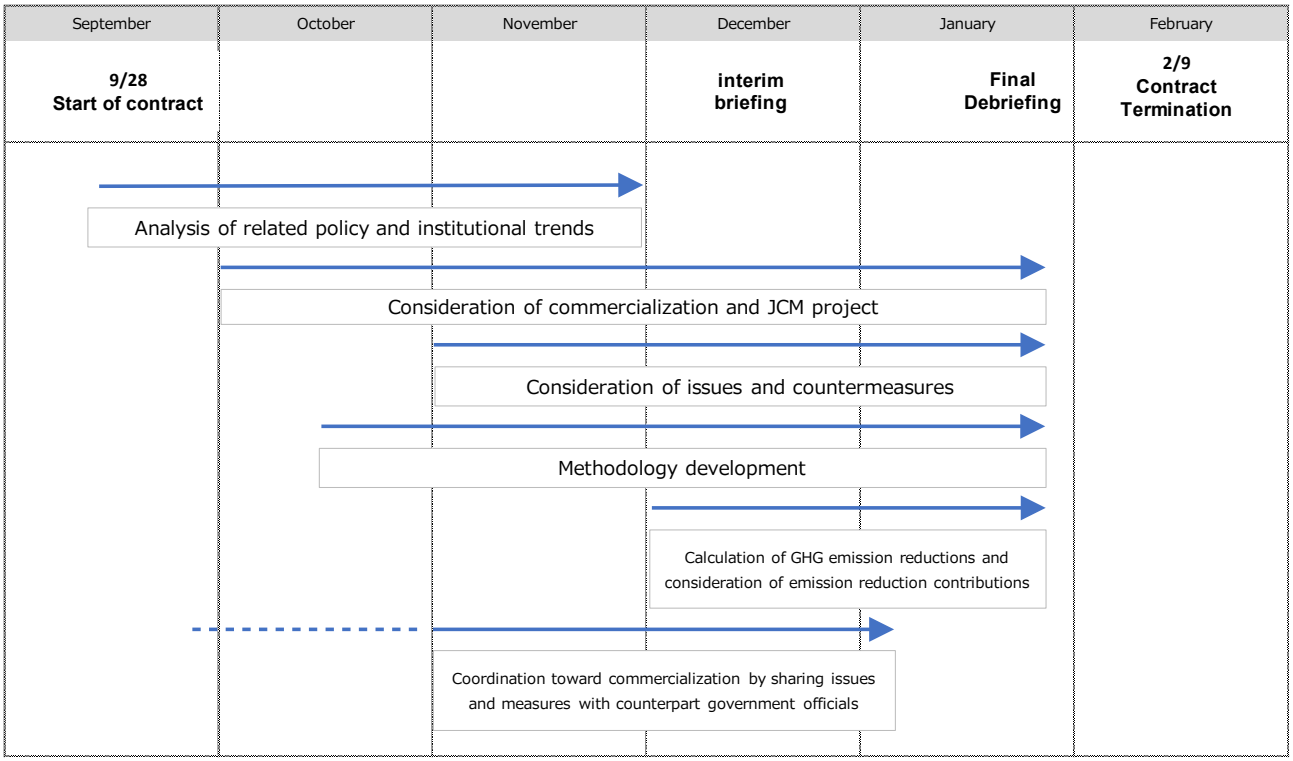


Figure2. Overview and Schedule of JCM FS Survey
(Created by erex)

3.2. Actual results (business trips)

1st (11/1-4)

Counterparty	Hanoi, Vietnam Ministry of Natural Resources and Environment
Summary	Interview with Mr. Cuong, Director General of Climate Change Department, Ministry of Natural Resources and Environment, Hanoi, Vietnam.
Contents	Discussed Vietnam's carbon credit policy and system, including JCM credits, and introduced the contact person in charge who could cooperate with the JCM feasibility study hearing. ・ Discussion on the allocation of JCM credits and the method of including JCM credits in PINs ・ Discussion on the JCMFS survey items for fuel conversion ・ Opening of the Japanese carbon credit market in October

3.3. Actual results (Other meetings)

As mentioned above, we were introduced to the contact person in charge and thereafter communicated online (online MTG, e-mail correspondence).

2 nd (Contact person) 11/16

Counterparty	Hanoi, Vietnam Ministry of Natural Resources and Environment
Summary	Conducted an online interview with a representative from the Ministry of Natural Resources and Environment and the Department of Climate Change.
Contents	We shared survey items, obtained answers to questions to be included in the survey report, and confirmed the transition of the carbon credit market expansion and the demand for fuel conversion.

3 rd（Contact person）1/11

Counterparty	Hanoi, Vietnam Ministry of Natural Resources and Environment
Summary	Conducted an online interview with a representative from the Ministry of Natural Resources and Environment and the Department of Climate Change.
Contents	A draft of the methodology developed in this study was shared and opinions were exchanged. ・ There were no objections to the reference emission factor. ・ We were informed that the system registration for the Vietnamese ETS pilot market, which will start in 2025, will begin. Foreign companies such as EREX will be able to register.

4. JCM FS Survey Results

4.1. Analysis of trends in related policies and institutions

Briefly summarized the national situation in Vietnam and the contents of PDP8, and investigated policies and systems related to carbon pricing, biomass, and fuel conversion.

The carbon pricing policy in Vietnam includes Decree 06/2022/ND - CP "Provisions on Greenhouse Gas Reduction and Ozone Layer Protection", which defines the phased implementation of an emissions trading system by 2028 and about 2,000 facilities to be included in the system. As for regulations and support for the development of biomass power projects, there is the "Prime Minister's Decision 08/2020/QD-TTg" issued starting in 2020. This decision increased the purchase price and retroactively applied it to biomass, which had not yet established a market due to its low price of 5.8 cents/kWh prior to the decision. The fuel conversion mentioned in PDP8 is just at the beginning of the development of the system. Specifically, in June 2023, the Ministry of Commerce and Industry requested each ministry and coal-fired power plant operator to formulate a plan for fuel conversion, which is now being compiled by the Ministry. The compilation is expected to include a list of coal-fired power plants subject to fuel conversion and a detailed roadmap for coal withdrawal by 2050, and we will continue to monitor the information released by the Vietnamese government in conjunction with the PDP8 implementation plan.

4.2. Study on commercialization and JCM project

Set up a business scheme and estimated the economic feasibility of fuel conversion at the power plant. Factors that could increase costs, such as the fuel to be used, the type of boiler at the coal-fired power plant for co-firing, and the expansion/remodeling of facilities necessary for co-firing, were identified, and the amount of capital investment cost that would be appropriate was confirmed. The capital investment required for the power plant in question is estimated to be approximately 4 billion yen.

As described later in Section 4.4, "Calculation of GHG Emission Reductions and Consideration of Emission Reduction Contribution," when the carbon credit unit price is added to the emission reductions, the carbon credit revenue over the 15-year project period is 8.8 billion yen/year at a carbon credit unit price of 3,000-yen t-CO2. If the carbon credit unit price is 5,000 yen t-CO2, the carbon credit income during the project period will be 14.7 billion yen/year. If the unit price of carbon credits remains at the aforementioned level, it should be sufficient to cover the capital investment cost.

And, we are also investigating cases of fuel conversion in other countries.

4.3. Consideration of Issues and Countermeasures

In international discussions on GHG emission reductions at COP and other forums, there are strong calls for an immediate ban on fossil fuels such as coal-fired power generation. On the other hand, Vietnam is facing serious power shortages due to economic growth, and plans to expand its power generation capacity by 7-8 times in the future. In the international initiatives, fuel conversion has been well agreed upon under the name of "transition" and other terms.

4.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions

The methodology for fuel conversion developed in this study is described. The main issues identified were "upper limit of co-firing ratio," "reference emission factor," "double counting," and others.

4.4.1. Outline of Draft Methodology

Since there is no JCM methodology applicable to this project in Vietnam and other JCM signatory countries, we referred to the registered CDM (Clean Development Mechanism) methodologies in developing the methodology.

The eligibility requirements of the registered CDM methodology "ACM0020 Version 01.0.0", which is the main reference, are limited to a biomass co-firing ratio of 50% or less, while the eligibility requirements of this methodology are set to a biomass co-firing ratio of 90% or less.

In addition, instead of using the specified emission factor for the calculation of reference emissions under the existing "Financing Programme for JCM Model Projects" scheme, the emission factor of the relevant coal-fired power plant or the average grid emission factor of the country of Vietnam was used. In this case, the average grid emission factor of the country of Vietnam, which is referred to in the MRV process, needs to be updated every year to avoid double counting the fuel conversion credits claimed by power plants and the energy conservation credits claimed by consumers.

Emission reductions are calculated by the formula of reference emissions ($\boldsymbol{RE_p}$) minus project emissions ($\boldsymbol{PE_p}$).

Formula 1

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

4.4.2. Proposed Methodology for Calculating Reference Emissions

Reference emissions are determined by the following formula.

Formula 2

$$\boldsymbol{RE_p = f_{BR,p} \times EG_{PJ,p} \times min^{1}(EF_{EG,GR,p}, EF_{EG,SITE,p})}$$

Table 1 Parameter (Reference emissions)

Parameter		Description/unit	Method
$\boldsymbol{RE_p}$	=	Reference emissions during period *p* [t-CO2]	Calculated from formula (1)
$\boldsymbol{f_{BR,p}}$	=	Percentage of biomass input during period *p*, taking into account differences in efficiency in fossil fuel or biomass residue use in the reference scenario [%]	Calculated from formula (2)
$\boldsymbol{EG_{PJ,p}}$	=	The amount of power generation supplied by the thermal engine of the project during period *p* [MWh]	Calculated based on project assumptions
$\boldsymbol{EF_{EG,GR,p}}$	=	Grid emission factor during period *p* [t-CO2/MWh]	The latest data disclosed by the Vietnamese government is used.
$\boldsymbol{EF_{EG,SITE,p}}$	=	Emission factor at the JCM target power plant during period *p* [t-CO2/MWh]	The emission factor of the coal-fired power plant where this biomass co-firing project is executed is used.

4.4.3. Proposed Methodology for Calculating Project Emissions

Project emissions are calculated as the sum of ① emissions from fossil fuel consumption at the project site (excluding combustion for power generation) resulting from project activities, and ② emissions from off-site transportation of biomass residues to be burned at the project plant. The following calculation formula is used to determine the amount of emissions.

[1] The expression min (a, b) indicates a or b, whichever is smaller.

Formula 2

$$PE_p = PE_{FF,p} + PE_{TR,p}$$

Table 2 Parameter (Project emissions)

Parameter		Description/unit	Method
PE_p	=	Project emissions during period p [t-CO2]	Calculated from formula (3)
$PE_{FF,p}$	=	Emissions from fossil fuel consumption (excluding combustion for power generation) at the project site resulting from project activities during period p [t-CO2]	
$PE_{TR,p}$	=	Emissions from the off-project site transport of biomass residues burned at the project plant during period p [t-CO2]	

4.4.4. Proposed monitoring method

Table 3 Key monitoring items

Parameter	Measurement equipment, methods, etc.	Notes
$EG_{PJ,p}$	Power meter	・ Continuously monitor and appropriately aggregate data from the power meter to calculate emission reductions. ・ Consistency of the measured power generation needs to be checked against electricity bills and fuel consumption. ・ Perform calibration annually.
$HG_{PJ,p}$	Thermometer, flowmeter, and pressure gauge	・ Calculate as the difference between the enthalpy of process heat (steam or hot water) supplied to the process heat load of the project activity minus the enthalpy of the water supply/boiler blowdown and the condensate water returning to the equipment.

		・ Calculate the enthalpy based on the mass (or volume) flow rate, temperature, and, in the case of superheated steam, pressure using the temperature and pressure function vapor table or thermodynamic equations.
FC_p	Weight scale or volumeter	・ Perform monitoring continuously. ・ Consistency of measured fuel consumption is checked with annual energy balance based on purchases and inventory fluctuations. ・ If the invoice for the procured fuel is identified, the measured fuel consumption is checked against the purchase slip in the financial records.
$NCV_{FF,p}$, $NCV_{i,p}$	Measure using one of the following four methods. [1] The amount specified in the invoice from the fuel supplier [2] Measurement by project participants [3] Region or country-specific default values ⑤ [4]The IPCC's default value for the most conservative upper or lower limit of uncertainty in the 95% statistical confidence interval (as specified in Chapter 1, Table 1.2 of the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 (Energy))	・ The conditions for using each of the methods outlined on the left are as follows. [1] It is desirable data. [2] If there is no source for [1]. [3] If there is no source for [1]. This information source can only be used for liquid fuels and needs to be based on a properly documented and reliable information source. [4] If there is no source for [1]. ・ In cases [1] and [2], calculate the net calorific value for each fuel supply, from which the annual value is calculated on a weighted average basis. In case [3], verify the validity of the value annually. In case [4], consider revising the IPCC Guidelines each time.
N_p	On-site measurement	• Continuously monitor and appropriately aggregate data to calculate emission reductions. ・ • Ensure consistency between the number of vehicle trips and the amount

		of biomass burned (e.g., relative comparison with the previous year).
AVD_p	Record the origin of the biomass by the project implementer.	• Continuously monitor and appropriately aggregate data to calculate emission reductions. ・ • Verify the consistency of the distance records provided by the transport company by comparing them with information from other sources (e.g., maps).
$EF_{km,p}$	Calculate CO2 emissions from fuel consumption by multiplying the appropriate net calorific value by the CO2 emission factor. For net calorific values and CO2 emission factors, use country-specific reliable defaults, or if they are not available, use IPCC defaults (by country).	• When selecting an emission factor applicable to the vehicle type to be used, select a conservative value (upper limit within a reasonable range). ・ • Check at least annually.
$BR_{TR,p}$	Weight scale or volumeter	• If a volumeter is used, use the density of each category of biomass residue to convert to a unit of mass. • Continuously monitor and appropriately aggregate data to calculate emission reductions. ・ • Check annual energy balance against measurement results based on purchase amount and inventory fluctuation.
TL_p	The average load capacity of vehicles used for biomass transport	• Determine by averaging the weight of each vehicle carrying biomass to the project plant. ・ • Continuously monitor and appropriately aggregate data to calculate emission reductions.
$FC_{TR,i,p}$	Receipts for fuel purchases or in-vehicle fuel consumption meters	• This parameter only applies if Option 2 is selected in the calculation of CO2 emissions in transport.

		• Continuously monitor and appropriately aggregate data to calculate emission reductions. ・ • To verify validity, perform a cross-check by simply applying the calculation method from the distance in Option 1.
$EF_{FF,i,p}$	[1] Perform measurements. [2] Use accurate and reliable regional or national emission factor data. If such data is not available, use the IPCC's emission factor defaults (provided they are considered to reasonably represent regional conditions).	• Perform measurements [1] in accordance with relevant international standards in a laboratory of high reputation. • If using the default value [2], select the value in a conservative way to justify the choice. ・ In case [1], take at least three samples per measurement at least every six months. In case [2], verify the validity of the data annually.

4.4.5. Study of GHG emission reductions in JCMFS eligible projects

As a precondition, the output of the power plant Najuon is 110 MW and the project period is 15 years. The emission reductions for the project as a whole over the 15-year period will be about 3 million t-CO2/year. emission reductions over a 15-year period would be approximately 3 million t-CO2 emission reductions, the carbon credit income during the 15-year project period would be 8.8 billion yen/year at a carbon credit unit price of 3,000 yen t-CO2. If the carbon credit unit price is 5,000 yen t-CO2, the carbon credit income during the project period will be 14.7 billion yen/year.

While the carbon credit revenue during the project period will cover the capital investment cost, the fuel price differential may require consideration of raising the feed-in tariff (FIT) price, depending on the set price of fuel and the credit price. The FIT price for biomass power generation in Vietnam is relatively low compared to other Southeast Asian countries, and even if the FIT price were to rise, it would be at the same level as in other countries.

4.4.6. J Potential Contribution to GHG Emission Reduction through the Dissemination of JCMFS Projects

As mentioned above, the JCMFS was able to explain in a model case that the acquisition of JCM credits can contribute to the improvement of project profitability against the backdrop of economics, which is an obstacle to achieving fuel conversion. In addition, by developing a fuel conversion methodology for the first time, which is unprecedented in JCM, we were able to identify various issues.

Fuel conversion is an effective means of fading out existing coal-fired power plant facilities while reusing them in Vietnam, which is currently highly dependent on fossil fuel-fired power generation. It will contribute to the retirement of fossil fuels and reduce GHG emissions.

5. Coordination with counterpart governments and other relevant parties for commercialization

As part of the study, EREX held a meeting with the Vietnamese Ministry of Natural Resources and Environment and Department of Climate Change to exchange views.

Discussions are underway with the Vietnamese government to promote biomass co-firing and dedicated burning in order to promote fuel conversion at coal-fired power plants in Vietnam. The phasing out of coal-fired power generation and the conversion to renewable energy sources, mainly biomass, are taken up as one of the most important issues for energy policy. On the other hand, a huge investment is required for the stable supply of biomass and the development of technology and facilities for smooth implementation of biomass co-firing/mono-firing.

The creation of environmental value through the spread of biomass co-firing/monogeneration projects is expected to contribute to the smooth promotion of these projects by creating associated financing potential. Specifically, the business potential will be improved through monetization of credits by utilizing carbon mechanisms such as JCM.

In the biomass co-firing/exclusively burning project biomass, the aforementioned JCM methodology, which is currently awaiting approval, results in a large discrepancy between the actual GHG emission reductions and the amount of JCM credits. The government of Vietnam is also very concerned about such conservatism, as it will inhibit the contribution of the JCM project to the country's goal of becoming a zero-emission country.

The logic of the JCM methodology to be applied to the biomass co-firing project proposed in this project is to enable smooth promotion and diffusion of the project through the financing effect associated with the creation of environmental value (creation of appropriate carbon credits) by promoting the project as a JCM project, while maintaining the guarantee of conservatism of credits in accordance with the JCM guidelines.

6. Issues and responses for future commercialization

One economic issue is how to acquire the necessary amount of biomass fuels and keep costs down. In this regard, a literature survey was conducted on potential biomass fuels in Vietnam, and the potential for each region and type was confirmed: the theoretical potential for woody biomass fuels in Vietnam as a whole in 2035 was found to be about 37 million tons, and in the northern inland and mountainous regions to which the relevant power plants belong, about 1, 1 million tons. The theoretical potential of woody

biomass fuel for the whole of Vietnam as of 2035 was found to be about 37 million tons, and in the northern inland and mountainous areas where the corresponding power plants are located, about 1, 1 million tons. The amount of fuel required is about 100 tons even if the power plant is converted to a mono-firing plant, and it has been confirmed that there will be no problem in the operation of the power plant. On the other hand, the fuel cost has not yet been determined. The biomass residues to be used at the power plant are leftover wood from furniture and other material use, bark, leaves and branches, and low-quality wood. The company is in the process of combining these fuels and confirming a blend that is cost-effective while minimizing the burden on the boiler and other equipment. If the fuel can be procured at $30/t, the carbon credit income can cover both the capital investment cost and the fuel price difference without raising the FIT price.

One institutional issue is the aforementioned double counting problem. This methodology uses the average grid emission factor as a reference parameter. While the power generation side may claim credits for co-firing, at the same time consumers may reduce their electricity consumption by saving energy, etc., and claim credits for this reduction.

In addition to carefully examining the MRV method, it is also necessary to consider a mechanism to grasp the total amount of carbon credits issued in Vietnam as an overall issue for the future design of the country's crediting system.

In addition, as a social and environmental issue, it is inevitable that fuel conversion will increase fuel costs in Vietnam, a coal-producing country, when compared to the current low-cost fossil fuels. While fuel conversion is a necessary measure as stated in PDP8, it may not be realized because it is difficult for power generators to see fuel conversion as attractive.

In this regard, it is necessary to appeal the advantages of fuel conversion to power generation companies as early as possible to resolve their concerns about the economic feasibility of fuel conversion. There are many variables that need to be taken into account in order to fully resolve the economics of fuel conversion projects using carbon credits, including the status of the diffusion of carbon credits, the unit price of carbon credits, the unit price of fuel, the amount of fuel secured, and the distribution of credits between Japan and Vietnam. Rather than pursuing conditions that can be met only under certain circumstances, it is necessary to coordinate with the governments of both countries while making various assumptions.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Feasibility Study on JCM Credit Creation Through Fuel Conversion in Vietnam

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: erex Co., Ltd.

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.11. 住友林業株式会社

（日本語版）

事業名：（インドネシア）インドネシア共和国 木質バイオマス安定供給のための
泥炭地管理技術調査事業

実施者：住友林業株式会社

1. JCM FS 調査の目的

インドネシア共和国カリマンタン島の泥炭地とインドネシア政府が推進する同島内の東カリマンタン州への首都移転計画を背景に、当社グループのノウハウ・実績を活かした持続可能な貯水型泥炭地管理に基づき行う、泥炭地由来の CO2 排出削減及び植林による CO2 吸収並びに生産された植林木による木質バイオマス発電による CO2 排出削減、並びにこれらに関する方法論案を検討・策定を行うことを目的に調査を実施した。

2. JCM FS 調査の実施体制

本 FS 調査の実施者は住友林業株式会社である。再委託先として、日本工営株式会社を、外注先に当社グループ会社の PT. Wana Subur Lestari としている。各主体の業務内容は以下の通り。

表 1 JCMFS 調査の実施体制

会社名	会社住所	業務内容
住友林業株式会社	東京都千代田区大手町 1 丁目 3 番 2 号	FS 全体管理、調査計画の作成・実施、報告書作成、現地調査手配。
日本工営株式会社	東京都千代田区麹町 5 丁目 4 番	GHG 排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討のうち、泥炭地管理・植林木のストック・木質バイオマス発電の各情報を整理し、JCM 提案方法論ガイドラインに沿った JCM 方法論案の検討・作成の支援を実施。
PT. Wana Subur Lestari （ワナスブリレスタリ）	Jl. Surya, Gang Surya Nila No. 8 Kel.Parit Tokaya Kec. Pontianak Selatan – Pontianak Kalimantan Barat Indonesia	西カリマンタン州 WSL 社有林における泥炭地の計測調査及びデータ整備支援。

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

本 FS では、貯水型泥炭地管理に基づき植林木の生産を行い、木質バイオマス発電を行うスキームを想定し、事業化及び JCM プロジェクト化を検討した。想定する事業の具体的な内容としては、中央カリマンタン州のメガライスプロジェクト跡地において、貯水型泥炭地管理を行ったうえで、木質バイオマスを生産するために植林事業及び木質バイオマス発電事業を行うとともに、泥炭地及び植林並びに木質バイオマス発電に係るオフセットクレジットの創出を行うものとした。貯水型の泥炭地管理技術に基づく泥炭地の地下水位管理は、当社グループの子会社である WSL/MTI/KMF 社が、2010 年からインドネシア・西カリマンタン州において、この貯水型の泥炭地管理及び森林経営を行うことで、泥炭火災を防止してきた実績がある。

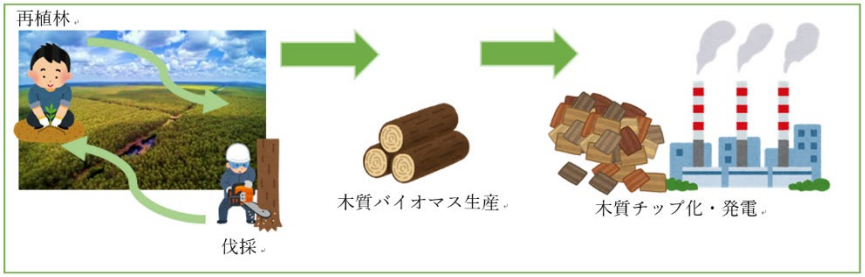


図 1 事業のイメージ（出典：住友林業株式会社作成）

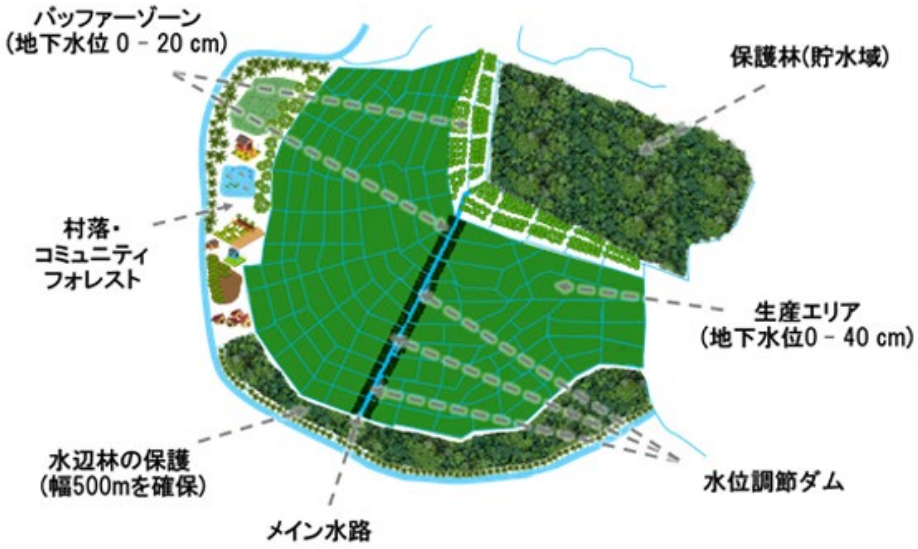


図 2 当社グループ会社の水位管理（出典：住友林業株式会社作成）

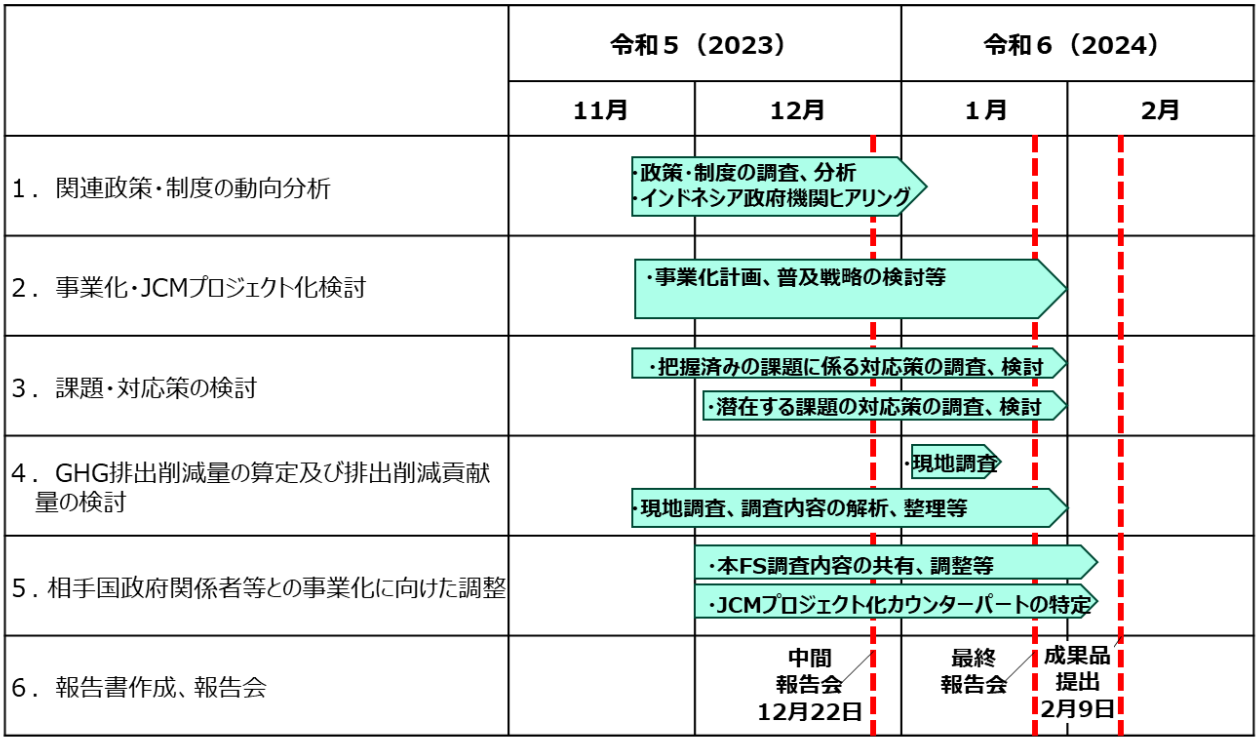


図 3 調査スケジュール（出典：住友林業株式会社作成）

表 2 現地調査日程

調査実績	調査概要	
	調査地	調査内容
2024 年 1 月 5 日(金)～1 月 14 日（日）	インドネシア・西カリマンタン州ワナ・スブリ・レスタリ社植林地	泥炭地における写真測量及び基準点測量の測量結果の精度検証を行うため、両測量を同一泥炭地において実施。左記の調査日程は移動日を含む。

4. JCM FS 調査の成果

4.1. インドネシアの関連政策・制度の動向分析

インドネシアは、世界第 4 位の人口（約 2 億 7,000 万人）を有する東南アジア地域の大国であり、マラッカ海峡などのシーレーン上の要衝に位置し、東南アジア諸国連合（ASEAN）に おいて主導的な役割を担うほか、ASEAN 唯一の G20 メンバー国として、地域・国際社会の諸課題においてもイニシアティブを発揮している [1]。

[1] 外交青書 2023、外務省、https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/bluebook/2023/pdf/pdfs/2_2.pdf

2021 年 7 月、インドネシア政府は「2050 年低炭素・気候強靭化のための長期戦略(Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050）[2]」を国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出し、2060 年までにカーボンニュートラルを達成することを目指すことを公表した。特にパリ協定に定められた「国が決定する貢献」(NDC）については、2021 年の提出に続き、2022 年にも NDC（Enhanced NDC）を提出し、脱炭素化を推し進めている。同時に国際社会は、インドネシアによる石炭から再生可能エネルギーへの移行を支援するために、2022 年 11 月、日本をはじめとする各国が「公正なエネルギー移行パートナーシップ（JETP)」を公表し、インドネシアの再生可能エネルギーの拡大を含めた脱炭素化の取組を支援する体制を構築している。

また、同政府は脱炭素社会に向けて他にも、電力・エネルギー政策、電力の固定買取価格（FIT）制度、カーボンクレジット市場の開業など様々な取り組みを行っている。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

事業性の検討を行う上で、売上項目はバイオマス発電による売電収入とクレジット（植林吸収、泥炭地排出削減、化石燃料の代替）販売収入であり、コスト項目はイニシャルコスト、ランニングコストに分けて試算した。事業性試算の前提条件は以下のとおりである。

表 3 事業性試算の前提条件

条件	事業期間（年度）	初年度を泥炭地管理や植林、木質バイオマス発電に係る調査期間とし、その次年度から起算して 30 年間（2025 年度～2054 年度)。
	試算面積	9,000 ha
	植林（樹種）	Acacia crassicarpa、伐期 4 年
	泥炭地インフラ整備	当社グループ管理地の貯水型泥炭地管理インフラを基に試算。泥炭地インフラ整備が事業開始 3 年目（2027 年度）に完了。
	泥炭地調査・設計	初年度の調査費用として衛星・ドローン・野外調査費として計上。
	バイオマス発電事業	植林地近傍に設置すると仮定し、事業開始 5 年目（2029 年度）から稼働 10MW 規模。
	チップ製造	バイオマス発電所まで原木を運搬し、発電所内でチップ化を行う
売電収入	FIT 価格	バイオマス発電（PLTBm)、 5 MW~10MW、カリマンタン 1～10 年目：9.86(cent $ /kwh)×1.1 11~25 年目：7.89 (cent $ /kwh)
クレジット収入	木質バイオマス発電による排出削減	発電に必要なバイオマス量：125,318 t/年 植林地外の木質バイオマス集積所に集積した丸太をボートに積み込み、バイオマス発電所まで運搬。発電所にて荷下ろしし、トラックに再度積込、発電所に併設のチップ工場まで運搬する。

[2] Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 (Indonesia LTS-LCCR 2050) https://unfccc.int/documents/299279

	植林・森林吸収	1 年目から 4 年目までの 1 伐期目までを対象とする。
	泥炭地からの排出削減	貯水型泥炭管理のインフラ整備完了後からプロジェクトを開始。 10 年間のモニタリング期間を経て、発行する。
	クレジット販売単価	2029 年時点で 500 円/t-CO_2 と設定している。事業性試算においては、クレジット需要の高まりを想定し、5 年ごとに 1,000 円ずつ単価が上がる条件で試算を行う。

4.2.1. 事業化に向けた検討

泥炭地における植林事業により生産された木材は木質バイオマス発電所へ全量を供給するため、本事業においては植林事業での売り上げは見込んでいない。このため、総売上高には木質バイオマス発電の売電収入と本事業において創出されるクレジット販売価格を売上に計上することとしている。クレジットは①化石燃料代替による排出削減クレジット、②森林吸収クレジット、③泥炭地における排出削減クレジットを売上の対象とした。事業にかかる初期投資は、木質バイオマス発電設備の投資コストが大きな割合を占め、次に泥炭地管理におけるインフラ整備コスト、貯水型管理のための地形図等作成にかかる初期調査を中心にコストを計上している。本事業における総売上高、総売上原価、売上高総利益、販売管理費等を計算し、IRR を求め、事業の実現可能性を確認した。試算結果より、前提条件としているクレジット価格、FIT 価格では事業期間の 30 年間での事業性は乏しいと示された。

次に、事業の実現可能性を模索するため、2029 年度時点のクレジット価格が上昇している場合と、FIT 価格水準が上昇している場合を想定し感度分析を行った。感度分析の結果から、1）2029 年時点のクレジット価格が 7,000 円以上になった場合、2）FIT 価格が現在の 1.5 倍以上となり、かつ 2029 年時点のクレジット価格が 3,000 円以上となった場合に事業性が確保できると考えられた。なお、本 FS における事業性検討は、2024 年 2 月時点の諸条件を鑑み試算したものであり、今後の社会的、自然的条件の変化により、試算結果は異なるものとなることを付言する。

今後、国際的なクレジット需要の高まりに伴い、クレジット価格が上昇していく可能性が想定されるため、事業性に影響を与える今後のクレジット価格動向を継続して把握に努める。再生可能エネルギー導入等の方針に伴う FIT 価格の改定などの政策動向についても引き続き把握に努める。

また、ここで事業に係るコストをもとに、tCO_2 当たりの排出削減に要するコストを試算する。本 FS における排出削減量等については、4.4 において後述するが、以下の表のとおりとなる。

表 4 本 FS における排出削減量等（出典：住友林業株式会社作成）

対策区分	対策種別	事業期間における CO_2 排出削減量等の総量（単位：t-CO_2）
エネルギー起源	木質バイオマス発電	827,190
その他	植林	71,138
	泥炭地管理	3,681,678
総計		4,580,006

事業コストは総売上原価、販売管理費、初期投資費とし、本 FS における排出削減及び森林吸収を全て含む排出削減量等の総計で除すことで、tCO_2 当たりの削減コストを算出したところ、tCO_2 当たり排出削減コストは約 10,000 円と算出された。

4.2.2. 事業化に向けたスケジュール

FS 終了後の事業化に向けては、インドネシア環境林業省管轄の土地においてパイロットプロジェクト（事業性確認及びトライアル）を行い、事業性が確認できた後、本格的な事業化を目指す。前述のとおり、現時点においては、クレジット価格及び FIT 価格が上昇しないことには、十分な事業性が確保できないことが想定される。しかし、気候変動対策への貢献等の観点から泥炭地管理による排出削減対策、再生可能エネルギー需要の高まりに対応した木質バイオマス安定供給の観点からも、事業化に向けた検討は引き続き行っていく。今後も事業性の確保を念頭にクレジット価格の動向等を注視しつつ、事業化及び JCM プロジェクト化を目指すこととしたい。

後述 6 の事業化に向けた課題にも記載をするが、JCM は日本とインドネシアの二国間での制度であるため、インドネシア政府の意向が大きく影響すると考えている。当社がパイロットプロジェクトの開始のためのコンセプトノートを環境林業省へ提出した際、コンポーネントの一つに JCM 方法論の開発の記載があったことに、環境林業省側から JCM に対して懸念点を示された経緯がある。当社が実施したヒアリングによれば、インドネシア政府において、クレジット制度に係る法令の整備中であることや泥炭地における排出削減定量化の方法論化を 2027 年に目指している動きがある等の情報を得ており、これらの状況を踏まえ、プロジェクト化に向けては相手国政府の意向を理解し、慎重に行う必要があると強く認識している。

4.3. 課題と対応策の検討

課題と対応策の検討については、以下の表のとおり。

表 5 課題と対応策の検討

	課題	対応策の検討結果
1	2024 年インドネシア大統領選挙の結果に伴う政策変更の可能性	大統領選挙の結果次第で政府の様々な政策の方針転換の可能性は残るため、引き続きインドネシア政府の政策をフォローしていく。
2	貯水型泥炭地管理に対する企業等のニーズ	インドネシア政府は、2060 年のカーボンニュートラルの実現に向けた諸政策を実施するとともに、カーボン・クレジット市場が形成段階にあることが明らかになった。本事業が予定している適切な泥炭地管理は インドネシアの CO_2 排出削減に大きく寄与する可能性を有しており、今後、少なくとも政府レベルにおいては当社の貯水型の泥炭地管理技術に対するニーズは高まることが期待できる。
3	泥炭地に関する JCM クレジットの普及	環境林業省は、泥炭地からの CO_2 排出削減等に関する方法論について、泥炭地からの CO_2 排出削減に関するクレジット発行のために、より精度の高い測定方法を検討している。よって、本 FS 調査

		の現地調査で明らかになった測定技術の課題を克服しながら JCM の方法論を策定していく。
4	インドネシア国内の省庁との調整	JCM プロジェクト化・事業化に向けては、日本及びインドネシア両政府の複数の省庁との間で調整が必要となることが明らかになっており、引き続き調整を行っていく。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討（木質バイオマスによる発電）

本事業に適用可能な承認済みの JCM 方法論は存在しない。JCM 方法論ガイドラインに沿った方法論案を以下のとおりまとめた。本 FS での事業においては、木質バイオマス発電による CO_2 排出削減、植林による CO_2 吸収、泥炭地管理による CO_2 排出削減の 3 つの方法論案を策定した。

4.4.1. 方法論案の概要

木質バイオマスを原料としてバイオマス発電を行う。木質バイオマス燃料の集積所から燃料を集積・運搬するところから計算するものとする。バイオマス集積所とバイオマス発電所の関係、バイオマス発電所内での排出項目について、次図に示す。

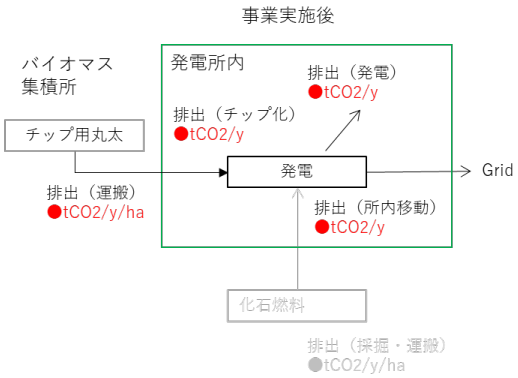


図 4 バイオマス発電所のバウンダリーの例（出典：住友林業株式会社作成）

本方法論案におけるシナリオ設定を次表に示す。

表 6 シナリオ設定案

シナリオ	概要
リファレンスシナリオ	化石燃料を用いた発電を行うことにより、化石燃料由来の CO_2 排出が継続する。
プロジェクトシナリオ	バイオマス燃料を用いた発電を行うことにより、化石燃料による CO_2 排出が削減されている。

上記シナリオ設定に基づく、方法論案の概要を次表に示す。

表 7 GHG 排出削減量の方法論案概要

項目	概要
GHG 排出削減対策	持続可能な植林・森林経営から生産される木質バイオマスを用いた発電を行うことで、化石燃料による CO_2 排出を削減する。

項目	概要
リファレンス排出量の計算	インドネシアにおける実際の排出係数データを聞き取り、公開データにて収集し、リファレンス排出量を計算する。
プロジェクト排出量の計算	プロジェクト排出量には、バイオマス発電所での木質バイオマス燃料の燃焼からの排出、バイオマス発電所での化石燃料の燃焼からの排出、木質バイオマス燃料の輸送からの排出が含まれる。 【バイオマス燃料の燃焼に伴う排出量】 持続可能な森林経営を通じ生産される木質バイオマス燃料はカーボンニュートラルであるため、燃焼による排出はゼロとする。 【化石燃料の燃焼に伴う排出】 バイオマス発電所における化石燃料の燃焼に伴う排出量は、化石燃料の消費量と燃料の CO_2 排出係数から算出される。バイオマス発電所の稼働に必要な化石燃料に加えて、木質バイオマスをチップ化する過程で必要な化石燃料も含まれる。また、バイオマス発電所内でのバイオマスの運搬に必要な化石燃料はここに含まれる。 【木質バイオマス燃料の輸送に伴う排出量】木質バイオマス燃料の輸送に伴う排出量は、木質バイオマスの輸送による化石燃料の消費量と燃料の CO_2 排出係数から算出する。輸送方法は水路もしくは陸路になる。該当しない場合は、木質バイオマス燃料の輸送による排出量は、各集積所から輸送される貨物の総質量と、各集積所とバイオマス発電所との間の距離から計算される。

1）適格性要件

本方法論案の適格性要件を次表に示す。

表 8 方法論の適格性要件案

基準	内容
基準 1	バイオマス発電所（チップ化施設含む）を新規にプロジェクトサイト近郊に建設する。
基準 2	持続可能な森林経営を通じ生産される木質バイオマスのみを利用する。

2）排出源と GHG の種類

本方法論案では、リファレンス排出量に関しては化石燃料を燃焼することにより排出する CO_2 を対象とする。プロジェクト排出量に関しては、バイオマス発電を行う際に排出する CO_2 並びに木質バイオマスの運搬の際に発生する CO_2 のみを対象とする。本方法論案における排出源と GHG の種類を次表に示す。

表 9 排出源と GHG の種類

リファレンス排出量における排出源・GHG 種類		プロジェクト排出量における排出源・GHG 種類	
グリッド電力・自家発電からの排出	CO_2	バイオマス発電所におけるバイオマス燃料の燃焼	N/A
		バイオマス発電所の稼働に伴う化石燃料消費量	CO_2
		バイオマス発電用のチップ生産に伴う化石燃料消費量	CO_2
		木質バイオマス燃料および/または木質バイオマス燃料の原料を集積所からバイオマス発電所まで輸送することによる化石燃料消費量	CO_2

プロジェクト排出量においては、木質バイオマスを燃焼することにより発生する CO_2 は、対象としない。

4.4.2. リファレンス排出量の算定方法案

バイオマス発電所の設置および稼働による、国/地域および独立した送電網および/または自家用電力を含む送電網電力の代替として用いられる。リファレンス排出量は、バイオマス発電所による正味発電量に、グリッド電力および/または自家発電の CO_2 排出係数を乗じて計算される。

$$\boldsymbol{RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}}$$

RE_p	p 期間におけるリファレンス排出量[tCO_2/p]
NEG_p	p 期間におけるバイオマス発電により発電される正味発電量[MWh/p]
$EF_{RE,elec}$	国・地方のグリッド電力および/または自家発電の CO_2 排出係数[tCO_2/MWh]

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量には、バイオマス発電所での木質バイオマス燃料の燃焼からの排出、バイオマス発電所での化石燃料の燃焼からの排出、固体バイオマス燃料の輸送からの排出が含まれる。バイオマス燃料の燃焼に伴う排出量に関しては、持続可能な森林経営を通じ生産される木質バイオマス燃料はカーボンニュートラルであるため、燃焼による排出はゼロとする。

バイオマス発電所内での化石燃料の燃焼に伴う排出は、化石燃料の消費量と燃料の CO_2 排出係数から算出される。これには、発電所内のバイオマス燃料の移動、チップ化施設の稼働、発電自体に必要な燃料などが含まれる。

木質バイオマス燃料の輸送に伴う排出量は、以下のいずれかの方法で算出する。①輸送による化石燃料の消費量と燃料の CO_2 排出係数から計算される。②各収集場所から輸送される貨物の総質量と、各集積所場所とバイオマス発電所との間の距離から計算される。

プロジェクト排出量は、発電所内での化石燃料燃焼に伴う排出量と、燃料の場外からの輸送の際の排出量の合計値であり、次式で示される。

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{ONSITE,p} + PE_{TRANS,p}}$$

$\boldsymbol{PE_p}$	p 期間におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]
$\boldsymbol{PE_{ONSITE,p}}$	p 期間にバイオマス発電所内で、バイオマス発電の稼働に必要な化石燃料の燃焼により排出される CO2 排出量[tCO_2/p]
$\boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$	p 期間に、バイオマス燃料を、バイオマス発電所外からバイオマス発電所まで輸送する際に必要な化石燃料の燃焼により排出される CO_2 排出量[tCO_2/p]

$\boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$ には、以下の二つのオプションで検討する。

オプション 1：燃料消費をモニタリングする

オプション 2：木質バイオマスの運搬に係る距離と量をモニタリングする

各オプションでのプロジェクト排出量の計算式は次式の通りである。

オプション１： $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_j FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$

オプション２： $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_k \sum_l D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$

$$\boldsymbol{PE_{ONSNITE,p} = \sum_i FC_{ONSITE,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i}}$$

$FC_{ONSITE,i,p}$	p 期間にバイオマス発電所内で、バイオマス発電の稼働に必要な化石燃料 i の消費量 [mass or volume/p]
NCV_i	バイオマス発電所の稼働に使用される化石燃料 i の真発熱量（Net calorific value）[GJ/mass or volume]
$EF_{fuel,i}$	化石燃料 i の CO_2 排出係数[tCO_2/GJ]
I	化石燃料タイプの番号[-]

$PE_{TRANS,p}$ は、次にあげるオプションに基づき、計算される。

オプション１：燃料消費をモニタリングする

$$\boldsymbol{PE_{TRANS,p} = \sum_j FC_{TRANS,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$$

$FC_{TRANS,j,p}$	p 期間に場外からのバイオマス燃料の輸送に必要な必要な化石燃料 j の消費量[mass or volume/p]
NCV_j	バイオマス燃料を場外からバイオマス発電所まで輸送する際に使用される化石燃料 j の真発熱量（Net calorific value）[GJ/mass or volume]
$EF_{fuel,j}$	化石燃料 j の CO_2 排出係数 [tCO_2/GJ]
j	化石燃料タイプの番号[-]

オプション２：木質バイオマスの運搬に係る距離と量をモニタリングする

$$\boldsymbol{PE_{TRANS,p} = \sum_k \sum_l D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$$

D_k	バイオマス燃料集積所 k とバイオマス発電所の間の往復の距離[km]
$FR_{k,l,p}$	p 期間に、運搬方法 l によりバイオマス燃料集積所 k から輸送されるバイオマス燃料の量[ton/p]
$EF_{vehicle,l}$	使用する運搬方法 l の CO_2 排出係数 [tCO_2/ton-km]
k	バイオマス燃料の集積所の番号 [-]
l	使用する運搬方法の番号 [-]

算出にあたり、各パラメータは以下のとおり設定した。

表 10 リファレンス及びプロジェクト排出量の算定方法 各パラメータ

パラメータ	データについての説明	情報源
$EF_{RE,elec}$	国・地域及び独立した送電網および自家発電の CO_2 排出係数（tCO_2/MWh） $EF_{RE,elec}$ の値は、次の方法で、国/地域送電網（$EF_{RE,grid}$）または独立送電網および/または自家用ディーゼル発電機（$EF_{RE,cap}$）に基づく排出係数から選択される。 提案されたプロジェクト活動におけるバイオマス発電所が直接接続されている場合、または独立系統にも自家発電機にも接続されていない内部系統を介して国家/地域系統に接続されている場合（ケース 1)、場所に応じて、$EF_{RE,grid}$ を 0.243～0.653 の間の値に設定する。 提案されたプロジェクト活動のバイオマス発電所が、国家/地域送電網と、独立送電網および/または自家発電機の両方に接続する内部送電網に接続されている場合（ケース 2)、場所に応じて、$EF_{RE,grid}$ を 0.243～0.533 の間の値に設定する。 提案されているプロジェクト活動のバイオマス発電所が、国/地域の送電網に接続されておらず、独立した送電網および/または自家発電機にのみ接続されている内部送電網に接続されている場合（ケース 3)、$EF_{RE,cap}$ として、0.533 tCO_2/MWh が適用される。	地域のデフォルト IPCC のデフォルト値 CDM の Tool to calculate the emission factor for an electricity system の最新版
NCV_i	バイオマス発電所の稼働に使用される化石燃料の正味発熱量（GJ/mass or volume）	既存の事業者 地域のデフォルト IPCC のデフォルト値
NCV_j	バイオマス発電所への木質バイオマス燃料の輸送活動に使用される化石燃料の正味発熱量	既存の事業者 地域のデフォルト IPCC のデフォルト値
$EF_{fuel,j}$	バイオマス発電を稼働させる際に排出する CO_2 排出量（tCO_2/GJ）	既存の事業者 地域のデフォルト IPCC のデフォルト値
$EF_{fuel,j}$	バイオマス燃料をバイオマス発電施設まで運搬する際に要する化石燃料（tCO2/GJ）	既存の事業者 地域のデフォルト

パラメータ	データについての説明	情報源
		IPCC のデフォルト値
$EF_{vehicle,l}$	運搬方法 i ごとの CO_2 排出量（tCO_2/ton-km]） Vehicle class　EFvehicle,l Light vehicle　0.000245 tCO_2/ton-km Heavy vehicle　0.000129 tCO_2/ton-km 車両は 26t 以下を Light vehicle、26t 以上を Heavy vehicle としている。	デフォルト The default values provided in the CDM methodological tool "Project and leakage emissions from transportation of freight."

4.4.4. モニタリング方法案

モニタリング項目としては以下の 5 項目が挙げられる。

- バイオマス発電所による正味発電量
- バイオマス発電所の運転に伴う化石燃料の自家消費（運転及びチップ化工場の稼働に係る消費）
- 輸送による化石燃料の消費（該当する場合）
- バイオマス集積所とバイオマス発電所との往復距離（該当する場合）
- バイオマス集積所から輸送される貨物の総質量（該当する場合）

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

JCMFS 対象プロジェクトにおける GHG 排出削減量は、以下の条件及び次式に基づき、31,815tCO_2/年（リファレンス排出量 33,259tCO_2–プロジェクト排出量 1,444tCO_2/年）と算出された。事業期間全体（26 年間）の排出削減量は、827,190tCO_2 と算出された。

・発電に必要なバイオマス量は 125,318t/年

・バイオマス集積所に集積された木質バイオマス燃料をボートに積込、バイオマス発電所まで運搬。その後、発電所で荷下ろしを行い、トラックに再度積込、チップ工場まで運搬を行う。

・ボートによる運搬距離：片道 100km、発電所内でのトラックでの移動 1 km

・バイオマス発電所及びチップ工場を稼働させるための燃料：ディーゼル燃料 1 t/日

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

ER_p	p 年での排出削減量[tCO_2/p]
RE_p	p 年でのリファレンス排出量 [tCO_2/p]
PE_p	p 年でのプロジェクト排出量[tCO_2/p]

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

インドネシアの泥炭地において非森林に対し植林を行い持続可能な森林経営からの木材を活用するという前提を置くと、木質バイオマス燃料は泥炭地及びその上に立地する植林地の面積及び年間成長量に依存する。 NDC 達成を含めたインドネシア政府の気候変動政策の実現のために定められた林業・土

地利用セクターにおけるインドネシアの政策指針である FOLU Net[3]によれば、インドネシアにおける 2030 年までに回復が必要な泥炭地面積は約 1,887,000ha となっており、仮にこのうち、約 5%にあたる 90,000ha の泥炭地に対して植林を行うこととすると、当該植林面積は本 FS の試算条件の約 10 倍となる。このため、約 10 倍の発電容量を生成することができると仮定すると、約 318,150t-CO2/年の排出削減を見込むことができる。

4.5 GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討（植林）

4.5.1. 方法論案の概要

1）方法論案の考え方と概要

本方法論では、人為的に排水された泥炭地に「貯水型管理技術」を導入し、地下水位を一定以上に維持することで、泥炭層の酸化・分解による CO_2 排出を抑制する対策を施した場所において、林木を生産する。本方法論案におけるシナリオ設定を次表に示す。

表 11 シナリオ設定案

シナリオ	概要
リファレンスシナリオ	過去 10 年間自然植生が伐開されないが、植林も行われていない状態が継続する。
プロジェクトシナリオ	森林は、林分ごとに伐採を行った後に再植林を行い、プロジェクト対象地全体としては、常に、森林状態を維持することになる。このため、森林吸収は、プロジェクト対象地全体では、一定以上に確保される状態が継続する。

上記シナリオ設定に基づく、方法論案の概要を次表に示す。

表 12 GHG 排出削減量の方法論案概要

項目	概要
GHG 排出削減対策	人為的に排水された泥炭地に「貯水型管理技術」を導入し、地下水位を一定以上に維持した場所において、植林・森林経営活動を行い、林分ごとに 4 年周期で伐採を行い、その材をバイオマス発電の燃料として用いる。森林は、林分ごとに伐採を行った後に再植林を行い、プロジェクト対象地全体としては、常に、森林状態を維持することになる。このため、森林吸収は、プロジェクト対象地全体では、一定以上に確保される状態が継続する。
リファレンス排出量の計算	リファレンス排出量は以下より計算される。 - プロジェクト開始前 10 年間の 2013 年～2022 年の間のプロジェクト対象地での GHG 排出の平均値をリファレンス排出量とする。 - プロジェクト対象地での炭素ストックの変化による正味 GHG 排出量は、インドネシア政府から提供される年間平均 CO_2 排出・除去量から計算される。これらの量は国の FREL/FRL に基づくものである。
プロジェクト排出量の計算	プロジェクト排出量は、モニタリング期間中の y 年のプロジェクト正味排出量/吸収量は、モニタリング期間中のモニタリングされた炭素ストックの変化、CO_2 以外の GHG 発生源からの排出量、および輸送などから発生する排出量に基づいて計算される。 また、伐採を伴うプロジェクトであることから、長期平均 GHG 便益をクレジットの上限値として設定する。クレジットの反転リスクのバッファーとして、方法論ガイドライ

[3] https://gakkum.menlhk.go.id/assets/filepublikasi/Buku_RENOPS_Indonesia_s_FOLU_NETSINK_2030.pdf

項目	概要
	ンで定義されているデフォルトの割引率 20%を、プロジェクトの排出量削減に適用する。

2）適格性要件

本方法論案の適格性要件を次表に示す。

表 13 方法論の適格性要件案

基準	内容
基準 1	プロジェクトは、インドネシア国政府によって植林が承認された樹種の植林および/または ANR（自然再生支援）を通じて CO_2 削減を強化する。プロジェクト活動を通じて、プロジェクト地域は非森林から森林に代わる
基準 2	事業実施者は、プロジェクト開始日から 10 年以内にプロジェクト地域から在来生態系が除去されていないことを証明する。
基準 3	プロジェクト対象地は、排水を行った泥炭地において、貯水型管理を行ったうえで、植林を行う。
基準 4	事業実施者は、プロジェクト開始日前に、プロジェクト対象地内で実施されている、環境的および社会的に悪影響を及ぼした農業を含む経済活動がプロジェクト地域外に移転されていないことを証明する。
基準 5	正味の排出削減または除去が過大評価されないように、枯木、落葉、土壌有機炭素の 3 つの炭素プールをプロジェクトの排出削減または除去の推定から控えめに除外することを証明する。
基準 6	植林の際には、窒素肥料の施肥は行わない。

3）排出源と GHG の種類

本方法論案では、リファレンス及びプロジェクト排出量ともに、地上部バイオマス及び地下部バイオマスから排出される CO_2 を対象とする。また、リファレンス排出量では、バイオマス火災による放出を検討するとともに、プロジェクト排出量では、火災は限りなく少なくなるが、火災の可能性はあるため、火災からの排出量も考慮する。プロジェクト実施に必要な活動（伐採に必要な機械の稼働、バイオマス集積所までの運搬）のための化石燃料からの排出される CO_2 を対象とする。本方法論案における排出源と GHG の種類を次表に示す。

表 14 排出源と GHG の種類

リファレンス排出量における排出源・GHG 種類		プロジェクト排出量における排出源・GHG 種類	
地上部バイオマスからの排出	CO_2	地上部バイオマスからの排出	CO_2
地下部バイオマスからの排出	CO_2	地下部バイオマスからの排出	CO_2
		化石燃料からの排出（植林作業に必要な機械）	CO_2
		泥炭火災による排出	CO_2

N_2O 排出量は、窒素施肥の状況によっては、影響を無視できない場合がある[4]が、植林の際に、窒素肥料などの施肥は行わないことから、N_2O 排出量は無視することとする。

4.5.2. リファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、炭素ストックの変化と火災による CO_2 以外の GHG 発生源からの排出量から計算される。

$$RL_y = \Delta CS_{ref,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{ref,y}}$$

ここで、

$\boldsymbol{\Delta CS_{ref,y}}$	*y*年のリファレンスシナリオにおける炭素ストックの変化[tC]
44/12	CO_2から炭素量を換算する際の換算係数
$L_{fire_{ref,y}}$	*y*年のプロジェクトサイトでのバイオマスの燃焼によるCH_4及びN_2Oの排出量[tCO_2e]

リファレンスシナリオにおける炭素ストックの変化は、次式を用いて計算される。

$$\Delta CS_{ref,y} = \sum(C_{yri} - C_{yri+1}) / \sum(yr_{i+1} - yr_{i+})$$

ここで、

$\boldsymbol{\Delta CS_{ref,y}}$	*y*年のリファレンスシナリオにおける炭素ストックの変化[tC]
$\boldsymbol{C_{yr}}$	*yr*年のリファレンス期間中のi年におけるプロジェクト対象地での炭素ストック[tC]
$\boldsymbol{yr}$	リファレンス期間中の年

4.5.3. プロジェクト排出量の算定方法案

モニタリング期間中の y 年のプロジェクト正味排出量/吸収量は、モニタリング期間中のモニタリングされた炭素ストックの変化、CO_2 以外の GHG 発生源からの排出量、および輸送などから発生する排出量に基づいて次のように計算される。

$$PE_y = \Delta CS_{PJ,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{PJ,y}} + E_{energy,PJ,y} + DE_y$$

$\boldsymbol{PE_y}$	*y*年のプロジェクトの正味排出量/除去量 [tCO_2e]
$\boldsymbol{\Delta CS_{PJ,y}}$	*y*年のプロジェクト対象地での炭素ストック変化量[tC]
$\boldsymbol{L_{fire_{PJ,y}}}$	*y*年のプロジェクト対象地でのバイオマス燃焼によるCO_2以外の排出量[tCO_2e]
$\boldsymbol{E_{energy,PJ,y}}$	*y*年の燃料消費によるCO_2 排出量[tCO_2]

[4] Murdiyarso, D., Hergoualc'h, K., & Verchot, L. V. 2010. Opportunities for reducing greenhouse gas emissions in tropical peatlands. Proceedings of the National Academy of Sciences, 107(46), 19655-19660.

$\boldsymbol{DE_y}$	y年の排出量の変位（Displacement）[tCO_2e]
44/12	CO_2から炭素への変換係数

(a) y年のプロジェクトエリアでの炭素ストック変化量は、次式で計算される。

$$\Delta CS_{PJ,y} = \sum\left(NUM_i \times \Delta BM_{i,y} \times (1 + R_i) \times CF_i\right) \qquad \text{(Equation 6)}$$

$\boldsymbol{\Delta CS_{PJ,y}}$	y年のプロジェクトエリアでの炭素ストック変化量 [tC]
$\boldsymbol{NUM_i}$	プロジェクトエリア内の人の手により植栽された木もしくは天然更新補助された樹種iごとの立木の本数[tree]
$\boldsymbol{\Delta BM_{i,y}}$	y年での樹種iごとの地上部の年間成長量（変化量）[t-dm/tree/y]
$\boldsymbol{R_i}$	植栽木の根系の割合の係数[単位ナシ]
$\boldsymbol{CF_i}$	木質バイオマスの炭素係数 [tC/t-dm]

NUM_i：プロジェクトエリア内の人の手により植栽された木もしくは天然更新補助された樹種iごとの立木の本数）は、地上部でのモニタリングにより算出される。サンプルプロットの数は、炭素貯蔵量の正味変化の推定値が信頼度95%で平均の真の値の10%以内になるように決定される。

$\Delta BM_{i,y}$：y年での樹種iごとの地上部の年間成長量（変化量）は、直接測定のデータと、論文またはその他の科学的証拠から得られたアロメトリック方程式に基づいて計算される。
R_i：植栽木の根系の割合の係数）及びCF_i（木質バイオマスの炭素係数）は2006 IPCC guidelinesから参照する。

(b) y年のプロジェクトエリアでのバイオマス燃焼によるCO_2以外のGHGガス（CH_4及びN_2O）の排出量は、次式で計算される。

$$L_{fire,PJ,y} = \sum L_{fire_{PJ,y}} \div ny \qquad \text{(Equation 7)}$$

$\boldsymbol{L_{fire,PJ,y}}$	y年でのプロジェクトエリア内のバイオマス燃焼によるCH_4 及びN_2Oの排出量[tCO_2e]
$\boldsymbol{L_{fire_{PJ,y}}}$	モニタリング期間内のy年でのプロジェクトエリア内のバイオマス燃焼によるCH_4 及びN_2Oの排出量[tCO_2e]
$\boldsymbol{ny}$	モニタリング期間内のモニタリング実施年数

$$L_{fire,PJ,y} = AB_{j,ym} \times MB_j \times C_f \times G_{ef} \times 10^{-3} \times GWP \qquad \text{(Equation 8)}$$

$\boldsymbol{L_{fire,PJ,y}}$	モニタリング期間内のy年でのプロジェクトエリア内のバイオマス燃焼によるCH_4 及びN_2Oの排出量[tCO_2e]
$\boldsymbol{AB_{j,ym}}$	モニタリング期間ym年におけるプロジェクト対象地での植生区分jごとの火災発生面積 [ha]

$\boldsymbol{MB_j}$	プロジェクト対象地での植生区分jでの燃焼に利用可能な燃料の質量[t/ha]
$\boldsymbol{C_f}$	森林火災の燃焼係数
$\boldsymbol{G_{ef}}$	森林火災の排出係数[g kg-dm burnt $^{-1}$]
$\boldsymbol{GWP}$	地球温暖化係数（CH4：25、N2O：298）

$AB_{j,ym}$（モニタリング期間ym年におけるプロジェクト対象地での植生区分jごとの火災発生面積）は、衛星画像を用いたモニタリングにより取得する。
MB_j、C_f、G_{ef}は、2006 IPCCの数値を活用できる。

(c) $_y$年のプロジェクト活動のための輸送及び機械の稼働のための化石燃料消費によるCO_2 排出量は、次式で計算される。

$$E_{energy,PJ,y} = LC_y \times CC \times ODU \times \frac{44}{12} \quad \text{(Equation 9)}$$

$\boldsymbol{E_{energy,PJ,y}}$	y年のエネルギー消費により発生するCO_2排出量［tCO_2］
$\boldsymbol{LC_y}$	モニタリング年yにおける燃料の消費量[TJ]
$\boldsymbol{CC}$	燃料内の炭素含有率[kt-C /TJ]
$\boldsymbol{ODU}$	使用中の酸化係数
44/12	CO_2から炭素への変換係数

LC_y（モニタリング年yにおける燃料の消費量）は、燃料購入時の領収書もしくはその他証拠書類から取得される。
CC（燃料内の炭素含有率）及び*ODU*（使用中の酸化係数）は、2006 IPCC guidelinesの数値を活用できる。

累積排出量が 5%未満である炭素プールおよび GHG ソースからの正味排出量は、直接モニタリングするのではなく、参照データを使用するなどの簡易な方法から推定できる。

4.5.4. モニタリング方法案

モニタリング項目は以下のとおりである。

- 植栽した樹木の本数：植栽記録を基にする。樹種により一定のサイクルでの伐採になると思われるが、定期的にドローン撮影により植栽状況（本数）を確認する
- 地上部の年間成長量：現地にて樹高、胸高直径等を計測し、既存のアロメトリー式を用いて年間成長量を計算する。
- 火災面積：衛星画像解析もしくは現地調査にて測定する。
- プロジェクト活動のための燃料の消費量：プロジェクトの記録（領収書など）を用いる。

4.5.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

JCMFS 対象プロジェクトにおける GHG 排出削減量は、次式に基づき算出される。

$$ER_y = RL_y - PE_y$$

$\boldsymbol{ER_y}$	y年での排出削減量tCO_2 [tCO_2e]
$\boldsymbol{RL_y}$	y年でのリファレンス排出量［tCO_2e］
$\boldsymbol{PE_y}$	y年でのプロジェクト排出量［tCO_2e］

また、本方法論は伐採を伴う植林となるが、一定のサイクルで伐採し、直後に植栽するため、クレジットの上限値を以下のように設定する。

$$\boldsymbol{LA} = \frac{\sum_{t=1}^{n}(\boldsymbol{PEt} - \boldsymbol{REt})}{\boldsymbol{n}}$$

LA	長期平均GHG便益［tCO_2e］
PEt	プロジェクトによるGHG排出削減・除去量（CO_2, CH_4, N_2O）及び排出の移転［tCO_2e］
REt	リファレンス排出量［tCO_2e］
t	年
n	設定した期間の年数合計

$$LA_{credt\,y} = LA_y \times (1 - DF)$$

$\boldsymbol{LA_{credt\,y}}$	y年でクレジットができる長期平均GHG便益　［tCO_2e］
$\boldsymbol{LA_y}$	y年での長期平均GHG便益　［tCO_2e］
$\boldsymbol{DF_y}$	割引率（20%）

クレジットの反転リスクのバッファーとして割引率を適用する。モニタリング期間中にクレジットできるプロジェクトの長期平均 GHG 便益は次式に従い計算する。

算出にあたり、各パラメータは以下のとおり設定した。

表 15 植林におけるパラメータの設定

パラメータ	数値	設定根拠
ΔBMi	樹種ごとの地上部のバイオマスの年間変化量（t-dm/tree/y）	事業実施者
Ri	樹種ごとの根系の割合（単位ナシ）	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.4)
CFi	樹種ごとの炭素係数（tC/t-dm）	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.3)
CC	燃料内の炭素含有率（kt-C /TJ）	2006 IPCC Guidelines
ODU	使用中の酸化係数	2006 IPCC Guidelines

伐採を伴う植林に係る事業に適用する森林吸収量の計算手法としては上記のとおり、林野庁の JCM ガイドライン案にある長期 GHG 便益の考え方を採用できる。本 FS の試算においては、さらにより保守的に 1 サイクル目のみを計上する考えに基づき、計算を行うと、71,138t-CO2 となる。
伐採 1 サイクル目（1 年～4 年）の GHG 便益の合計(tCO_2)：71,138

4.5.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

泥炭地における植林・森林経営活動の方法論案が普及した場合の GHG 排出削減への貢献可能性について検討する。FOLU Net Sink2030[5]によれば、インドネシアにおける 2030 年までに回復が必要な泥炭地面積は約 1,887,000ha となっており、仮にこのうち、約 5%にあたる 90,000ha の泥炭地に対して植林を行うこととすると、当該植林面積は本 FS の試算条件の約 10 倍となる。このため、事業期間全体で約 711,380t-CO_2 の排出削減を見込むことができる。

4.6. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討(排水泥炭地の貯水型管理)

4.6.1. 方法論案の概要

1）方法論案の考え方と概要

本方法論案では、人為的に排水された泥炭地に「貯水型管理技術」を導入し、地下水位を一定以上に維持することで、泥炭層の酸化・分解による CO_2 排出を抑制する GHG 排出削減対策を評価する。人為的に排水された泥炭地からの酸化・分解による CO_2 排出量は、泥炭沈下率（地表面高の変動）から推計し、プロジェクト排出量とリファレンス排出量との差を GHG 排出削減量とする。

本方法論案におけるシナリオ設定を次表に示す。

表 16 シナリオ設定案

シナリオ	概要
ベースラインシナリオ	人為的に排水された泥炭地において、排水状態が維持されたまま、生産活動が実施されている。
リファレンスシナリオ	人為的に排水された泥炭地が、生産活動にも利用されず、貯水されないまま放棄された状態が継続する。
プロジェクトシナリオ	人為的に排水された泥炭地に「貯水型管理技術」を導入し、地下水位を一定以上に維持することで、泥炭層の酸化・分解による CO_2 排出が抑制されている。

上記シナリオ設定に基づく、方法論案の概要を次表に示す。

表 17 排水泥炭地における貯水型管理由来の GHG 排出削減量の方法論案概要

項目	概要
GHG 排出削減対策	人為的に排水された泥炭地に「貯水型管理技術」を導入し、地下水位を一定以上に維持することで、泥炭層の酸化・分解による CO_2 排出を抑制する。

5 https://gakkum.menlhk.go.id/assets/filepublikasi/Buku_RENOPS_Indonesia_s_FOLU_NETSINK_2030.pdf

項目	概要
リファレンス排出量の計算	リファレンスシナリオは、人為的に排水された泥炭地が、生産活動にも利用されず、貯水されないまま放棄された状態を想定する。 リファレンス排出量は、地表面高の差を、泥炭の沈下とみなし、同泥炭沈下を、泥炭層の酸化・分解によるものとみなし、沈下率(cm/年)から排出量を計算する。 泥炭沈下量は、排水された泥炭地において、長期的に地表面高及び地下水位を観測したデータを用いて推計する。
プロジェクト排出量の計算	貯水型管理開始時とモニタリング時の 2 時期間における地表面高の差を、泥炭の沈下とみなし、同泥炭沈下を、泥炭層の酸化・分解によるものとみなし、沈下率(cm/年)から排出量を計算する。プロジェクト排出量の泥炭沈下率は、リモートセンシング技術による対象地での地表面高の変動計測に基づき算出する。泥炭沈下量は、泥炭分解＋圧密・圧縮ー植生からの加入とされているが、適格性要件及びモニタリング手法により、圧密と植生からの加入の影響を最小化する。

2）適格性要件

本方法論案の適格性要件を次表に示す。

表 18 排水泥炭地の貯水型管理 方法論の適格性要件案

基準	内容
基準 1	プロジェクト対象地は、以下を満たす地域とする： • プロジェクト対象地は、人為的に排水された泥炭地*とする。 ➢ 対象地が泥炭地であることは、以下に基づき判断する： 対象国の公式な泥炭分布図/国際誌に掲載された科学論文で示された泥炭地かつ、ボーリング調査により精度 80%以上が確認された泥炭分布図。ボーリング調査結果は 1km^2 当たり 1 地点以上、または土壌図、植生図、地形区分図によって土壌が均一とみなせる区域ごとに 1 地点以上の調査密度の結果を用いて検証することとする。また、ボーリング調査結果は、対象国の公的なデータベースで利用可能なもの／国際誌に掲載された科学論文で確認できるもの／それらの方法に準じて実施された結果を用いて判断する。 ➢ 対象泥炭地が人為的に排水された跡地であることは、以下に基づき判断する： 対象地域内に排水路が存在し、対象地における地盤高に対する乾季の最低水位が、対象地域近郊に分布する未排水泥炭地の地盤高に対する乾季の最低水位よりも有意に低い。なお、乾季の最低水位を求めるための地下水位の測定頻度は 2 週間に 1 回以上とする。または、乾季における排水路から横断方向の地下水位勾配が、排水路に向かって低下していることが確認できる区域。 • 排水後 10 年以上経過している（泥炭の沈下に対する分解以外の影響を最小化するため）。 *泥炭地の定義: 土壌有機物を 65%以上有する泥炭層を 30cm 以上有する [6]/対象国の定義/IPCC[7]のいずれかを採用する。

[6] Rieley, JO. and Page, SE. 2005. Wise Use of Tropical Peatland: Focus on Southeast Asia. Alterra, Wageningen, The Netherlands. 237 p. ISBN 90327-0347-1.

[7] IPCC 2019. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/06/19R_V0_02_Glossary_advance.pdf)

基準	内容
基準 2	プロジェクトサイトにおける貯水型管理では、観測井を用いた地下水位を 1 回／1 時間以上の頻度で連続的に観測し、貯水前の排水跡地の地下水位より、年間を通じて、有意に高い地下水位を維持している、かつ、地表面から 40cm 以上を維持している。精度管理のため、観測井の点検を 2 回／年以上実施する。 地下水位の観測は、主な排水路（等高線に直交する排水路）に対して横断方向の測線を設けておこなう。横断方向の測線は主な排水路 5 ㎞に対して 1 本以上設け、各測線において 2 点以上で実施する。
基準 3	貯水型管理下の土地利用において、泥炭地に窒素肥料を施肥しない。
基準 4	公表された科学論文または実測データにより、リファレンスシナリオ（人為的に排水された泥炭地）に対して、プロジェクトシナリオ（貯水型管理の泥炭地）における N_2O 排出量が、有意に増加しないことが示されている。
基準 5	公表された科学論文または実測データにより、リファレンスシナリオ（人為的に排水された泥炭地）に対して、プロジェクトシナリオ（貯水型管理の泥炭地）における CH_4 排出量が、有意に増加しないことが示されている。
基準 6	プロジェクト期間は、事業実施者の有する対象地土地利用権の有効期間以下、かつ、貯水型管理開始時の、地下水位より上部の泥炭層厚が、全て酸化・分解される期間(年)以下とする。 同期間は以下により設定する： 時間(年)= 地下水位より上部の泥炭深（m)/泥炭分解速度(m/年)
基準 7	プロジェクト対象地における土地利用において、地上部バイオマス残渣を地表面に極力残さないよう施業を行う。
基準 8	貯水型管理下の土地利用では、伐根など泥炭層の撹乱を伴う施業は行わない。

3）排出源と GHG の種類

本方法論案では、リファレンス及びプロジェクト排出量ともに、泥炭層の酸化・分解により排出される CO_2 のみを対象とする。本方法論案における排出源と GHG の種類を次表に示す。

表 19 排出源と GHG の種類

リファレンス排出量における排出源・GHG 種類		プロジェクト排出量における排出源・GHG 種類	
人為的に排水された泥炭地における泥炭層の酸化・分解	CO_2	人為的に排水された後、貯水型管理が実施されている泥炭地における泥炭層の酸化・分解	CO_2

CH_4 排出量は地下水位の影響を受け[8]、貯水型土地利用においては、排水型土地利用と比較し CH_4 排出量は多い一方で、排水後、酸化・分解により排出される CO_2 と比較して、この CH_4 排出量は無視できる程度と考えられている。なお、N_2O 排出量は、窒素施肥の状況によっては、影響を無視できない場合がある[9]。このため、実際に対象地・事業期間で無視できる量か判断するため、4.6.1 で述べた適格性要件 4 及び 5 を設定する。

[8] Hergoualc'h, K. A., & Verchot, L. V. 2012. Changes in soil CH4 fluxes from the conversion of tropical peat swamp forests: a meta-analysis. Journal of Integrative Environmental Sciences, 9(2), 93-101.

[9] Murdiyarso, D., Hergoualc'h, K., & Verchot, L. V. 2010. Opportunities for reducing greenhouse gas

4.6.2. リファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、対象地と同流域で人為的に排水された泥炭地からの排出量として以下の式に基づき求める。

$$\text{リファレンス排出量}(tCO_2/T\text{ 年}) = \Delta S_R \times A \times CD \times (44/12) \div 1000$$

沈下率は、排水開始からの経過年数に応じて減少すると想定されるため、リファレンスシナリオにおける泥炭沈下率は以下のいずれかの方法で求める。

オプション１：対象地近郊に、リファレンスサイト（排水後放置されている泥炭地）を設定し、同サイトでの実測データにより、事業期間の沈下率を求める。モニタリング評価期間ごとに、実測により沈下率を求める。具体的には以下の手順によること。

Step 1: 以下の基準に基づき、リファレンスサイトを設定する。

基準 1 :プロジェクトサイトと同流域で排水後 10 年以上経過し、現在生産活動に使われず放置されている場所で、プロジェクト期間中は同じ状態が維持されること。

基準 2：プロジェクト開始前のプロジェクト対象地と地下水位および地下水位より上の泥炭層厚がおおむね等しいこと。

Step 2: リファレンスサイトで、プロジェクトによる排出量算出期間と同じ期間の泥炭沈下量を計測し、沈下率を求める。泥炭沈下量の計測方法は、プロジェクト対象地における沈下量の計測方法と同じとする。

オプション２：リファレンスシナリオに適合する場所（人為的に排水された泥炭地が、生産活動にも利用されず、貯水されないまま放棄された状態。排水後 10 年以上経過した地域）における経年的な地盤高の長期測量結果を基に、沈下率の低減傾向の近似式を設定する。近似式の RMSE は、測量精度を下回ること。具体的には以下の手順によること。

Step 1: リファレンスシナリオに適合する場所における過去約 10 年間の沈下率計測結果を収集する。リファレンスに適合する場所は以下の基準を満たすこと。

基準 1：プロジェクトサイトと同流域で排水後 10 年以上経過し、現在生産活動に使われず放置されている場所。

Step 2: 横軸に排水開始後の時間、縦軸に沈下率をプロットするとともに、経年的な沈下率低減傾向の近似式を作成する。近似式の RMSE　は、プロジェクトの地表高測量で設定する測量精度を下回ること。近似式に用いる沈下率は以下の基準をみたすこと。

基準 1 ：排水開始からの経過年数が把握されていること。

基準 2 ：近似式に用いる沈下率は、雨季の調査結果に基づくこと。

基準 3 ：近似式は少なくとも時期の異なる 10 個の沈下率データから求めること。

Step 3: 得られた近似式を用いて、プロジェクト期間（排水開始後何年目～何年目）と同期間のリファレンス沈下量とする。

---

emissions in tropical peatlands. Proceedings of the National Academy of Sciences, 107(46), 19655-19660.

4.6.3. プロジェクト排出量の算定方法案

貯水型管理開始時とモニタリング時の 2 時期間における地表面高の差を、泥炭の沈下とみなし、同泥炭沈下を、泥炭層の酸化・分解によるものとみなし、沈下率(cm/年)から排出量を計算する。プロジェクト排出量の泥炭沈下率は、リモートセンシング技術による対象地での地表面高の変動計測に基づき算出する。沈下率は、グリッド単位で設定し、各グリッド面積を乗じて沈下量体積を算出し、炭素密度を乗じて排出量を算出する。プロジェクト排出量の算定式案を以下に示す。

$$\text{プロジェクト排出量}(tCO_2/T\text{ 年}) = \sum_{x=1}^{X} S_{R,x} \times A_x \times CD \times (44/12) \div 1000$$

リファレンス及びプロジェクト排出量の算定方法に用いた各パラメータを次表に示す。

表 20 リファレンス及びプロジェクト排出量の算定方法 各パラメータ

パラメータ	データについての説明	情報源
ΔS_R (m/T 年) リファレンスシナリオにおける泥炭沈下率	泥炭沈下率：対象地と同流域で人為的に排水された泥炭地における、地表面高の長期変動データ。	大学や研究機関による実測データ 科学論文
$\Delta S_{R,x}$ (m/T 年) プロジェクト排出量における泥炭沈下率	• $\Delta S_{R,x}$=プロジェクト対象地 grid cell x における 貯水型管理開始時の地表面高-プロジェクト対象地 grid cell x における T 年後のモニタリング時の地表面高 • プロジェクト対象地 貯水型管理開始時の地表面高：日本/対象国の測量ガイドラインに準拠し Lidar 等により測量された地表面高のベースマップデータ。 • 測定された点群データから grid ごとの代表値を設定する。その際に、排出削減量が保守的な数値となるよう、最も低い数値を採用する。点群データの測量密度は、400 点/m^2 以上とする。以上により、地表面高のモニタリングにおけるリターや残渣加入の影響を軽減する。 要求する検証精度として、格子間隔は 250m 以下とし、精度（RMS 誤差）は水平方向・鉛直方向（標高）で±0.05m以内とする。なお、精度の検証方法は事業実施者/代表事業者/対象国の測量ガイドラインに準拠し実施する。 • T 年後のモニタリング時の地表面高:事業実施者/代表事業者/対象国の測量ガイドラインに準拠し Lidar/レーザーセンサー付き UAV 等により測量された地表面高のベースマップデータ。 • モニタリング期間(T 年)：測量の精度を踏まえて、沈下量の変化を捉えられる期間を評価期間とする。例えば、鉛直方向精度(RMS 誤差)が 0.05m の場合、モニタリング期間は 10 年以上とする。 • モニタリング時期は、泥炭の酸化・分解が地表面高に最も影響を与える雨季とする。	事業実施者
A 面積(m^2)	• リファレンス排出量算出に用いる面積値。排水後泥炭地で、貯水型管理が実践される区画の面積。重機により地表面の攪乱が生じる場合は、重機の影響を受ける面積を除く。 • プロジェクト排出量計算式の A_x の合計面積。	事業実施者

パラメータ	データについての説明	情報源
A_x 面積 (m^2)	プロジェクト対象地における grid cell x における面積。	事業実施者
CD (kg/m^3)	• Carbon density (CD) = Bulk density (BD) x 476.82 + 4.76 • BD:地下水位より上の泥炭土壌の仮比重(bulk density: BD)値（g/cm^3)。リファレンスとプロジェクト排出量は同一の数値を用いる。	BD: 事業実施者対象地泥炭土壌サンプルから分析した結果

4.6.4. モニタリング方法案

本方法論案における GHG 排出削減量算出に用いるモニタリング指標は、対象地における地表面高の変動である。地表面高は 4.6.5 の項目の説明に従って調査する。

4.6.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

リファレンス排出量の計算は、4.6.2 で述べた次式に基づき算出した。算出にあたり、各パラメータは以下のとおり設定した。

表 21 リファレンス排出量算出に用いたパラメータの設定

パラメータ	数値	設定根拠
S	0.034 m/年	リファレンスシナリオ（人為的に排水された泥炭地が、生産活動にも利用されず、貯水されないまま放棄された状態が継続する。）に合致する既往知見に乏しいため、以下の考えに基づき設定した。 ・排水の影響を受けていること。 ・１０年程度の観測結果に基づくこと。 ・データのばらつきを踏まえて、多くの観測結果に基づくこと。 この考えに基づき、Evans et al 2019 の自然林における 0.034m/年を用いた。この森林は 1990 年代に排水路が整備された植林地に隣接しており、排水の影響を受けており、最大 10 年に及ぶ観測結果、92 地点のデータに基づいて算出されている。
A	90,000,000m2	事業対象地全体のうち、貯水型泥炭地管理技術を導入する面積である 9,000ha とした。
CD	85.82 kg/m3	Warren et al. (2012)[10]より、次式で算出。Carbon density (CD) = Bulk density (BD) x 476.82 + 4.76
BD	0.17 g/cm3	事業提案者が貯水型泥炭地管理を実施するインドネシア西カリマンタン州社有林における測量結果
T	26 年	事業期間のうちクレジット発行期間

プロジェクト排出量の計算は、4.6.3 で述べた次式に基づき算出した。

[10] https://www.researchgate.net/publication/236578023_A_cost-efficient_method_to_assess_carbon_stocks_in_tropical_peat_soil

$$プロジェクト排出量(tCO_2/T\ 年) = \Delta \sum_{x=1}^{X} S_{R,x} \times A_x \times CD$$

算出にあたり、各パラメータは以下のとおり設定した。

表 22 貯水型管理におけるパラメータの設定

パラメータ	数値	設定根拠
S	0.029 m/年	事業提案者が貯水型管理を実施するインドネシア西カリマンタンにおける測量結果
A	90,000,000m2	事業対象地全体のうち、貯水型泥炭地管理技術を導入する面積である 9,000ha とした。
CD	85.82 kg/m3	Warren et al. (2012)[11]より、次式で算出。Carbon density (CD) = Bulk density (BD) x 476.82 + 4.76
BD	0.17 g/cm3	事業提案者が貯水型管理を実施するインドネシア西カリマンタンにおける測量結果
T	26 年	事業期間のうちクレジット発行期間

年あたり GHG 排出削減量(tCO_2/年)：141,603

事業期間における GHG 排出削減量(tCO_2)：3,681,678

4.6.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

泥炭地における排出削減の方法論案が普及した場合の GHG 排出削減への貢献可能性について検討する。FOLU Net Sink2030[12]によれば、インドネシアにおける 2030 年までに回復が必要な泥炭地面積は約 1,887,000ha となっており、仮にこのうち、約 5%にあたる 90,000ha の泥炭地に対して貯水型管理を行うこととすると、当該面積は本 FS の試算条件の約 10 倍となる。このため、約 1,416,030t-CO_2/年の排出削減を見込むことができる。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

本 FS 調査期間中、インドネシア政府関係者等との対話により、上記 1～4 で検討する或いは検討した調査内容について共有し、JCM プロジェクト化・事業化に対する同政府の理解の促進を図った。その過程で、今後本事業の JCM プロジェクト化に向けてカウンターパートとなる環境林業省から、JCM に関する懸念点がある旨の発言があり、先方政府の担当省庁 による JCM への理解促進の重要性を強く認識するに至った。

[11] https://www.researchgate.net/publication/236578023_A_cost-efficient_method_to_assess_carbon_stocks_in_tropical_peat_soil

[12] https://gakkum.menlhk.go.id/assets/filepublikasi/Buku_RENOPS_Indonesia_s_FOLU_NETSINK_2030.pdf

他方、インドネシア政府内で JCM 全般を担当する経済担当調整府とのやり取りを通じて、泥炭地管理及び植林事業に対して前向きな見解を得ている。当社は、在日インドネシア大使館及び在インドネシア日本大使館をはじめ、日・インドネシア両政府に対して随時説明を行い、両政府関係者と密に連絡を取りながら JCM プロジェクト化・事業化への助言及び支援を得ている。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

当社が、想定する JCM プロジェクト化の出口戦略は民間 JCM であり、実際に事業として実施していくためには事業性の確保が前提条件となる。FIT 価格やクレジット価格が今後、現在の水準から上昇すれば事業性確保の可能性が出てくるため、これらの動向を引き続き注視したい。インドネシア政府は 2060 年のカーボンニュートラルへ向けて様々な取組を推進している中、当社としても、カウンターパートとなる環境林業省や経済担当調整府と密に協議しながら、引き続き泥炭地管理・植林・木質バイオマス発電事業のプロジェクト化の道筋を模索していく予定である。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案（バイオマス発電）

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Electricity generation by a biomass power plant from sustainably managed forest Version 01.0

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Biomass power plant	An electrical power plant which produces electricity through biomass combustion in a boiler and a steam generator that heats water to produce steam which then flows through steam turbines that spin an electrical generator to generate electricity.
Solid woody biomass	A source of energy made of biological woody materials, which are produced separately for biomass power plant.
Sustainably managed forest	The sustainable managed forests are sustainably managed by replanting after harvesting with some designated year cycle (depending on the tree species to be planted) to supply the renewable raw materials sustainably.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Fossil fuel emissions will be reduced by generating biomass power plant using the solid woody biomass fuel produced from sustainable afforestation and forest management.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated from net electricity generation by a biomass power plant multiplied by a CO_2 emission factor of grid electricity and/or captive electricity.
Calculation of project emissions	Project emissions include the emissions from combustion of solid woody biomass fuels in a biomass power plant, the emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities, and the emissions from transportation of solid woody biomass fuels. [Emissions from solid woody biomass fuel combustion]

	The emissions resulting from combustion of solid woody biomass fuels are zero since they are carbon neutral. [Emissions from fossil fuel combustion] The emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities, such as chip producing facility, are calculated from the amount of fossil fuel consumption and a CO_2 emission factor of the fuel. In addition to the fossil fuels necessary to operate a biomass power plant, the fossil fuels needed in the process to produce woody ships from solid woody biomass are also considered. This also includes the fossil fuels required to transport biomass within the biomass power plant. [Emissions from transportation of solid woody biomass fuels] The emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from the amount of fossil fuel consumption by the transportation and a CO_2 emission factor of the fuel, if applicable. If not applicable, the emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from total mass of freight transported from each collecting site and distance between each collecting site and a biomass power plant.
Monitoring parameters	・ Net quantity of electricity generated by a biomass power plant. ・ On-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant. ・ Consumption of fossil fuel by transportation, if applicable ・ Round trip distance between collecting site and a biomass power plant, if applicable. ・ Total mass of freight transported from collecting site, if applicable.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	A biomass power plant, including chip-producing facility, is newly installed on and/or nearby the project site.
Criterion 2	The project uses only solid woody biomass fuels from sustainably managed forest.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Grid electricity and/or captive power generation	CO_2

Project emissions	
Emission sources	GHG types
Solid woody biomass fuel combustion in a biomass power plant	N/A
Fossil fuel consumption for operating a biomass power plant	CO_2
Fossil fuel consumption for operating a chip-producing facility	CO_2
Fossil fuel consumption by transportation of solid woody biomass fuels and/or materials of solid woody biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

The default emission factors are set in a conservative manner for the Indonesian regional grids. The default emission factors are calculated based on the conservative operating margin that reflects on the latest electricity mix including low cost/must run (LCMR) resources for each regional grid in Indonesia during the year 2016-2018 and refers to the conservative emission factor of each fossil fuel power plant to secure net emission reductions. The conservative emission factor of each plant is calculated as 0.795 tCO_2/MWh for coal-fired power plant and 0.315 tCO_2/MWh for gas-fired power plant based on the survey on heat efficiency of power plant in Indonesia. The emission factor for diesel power plant is calculated as 0.533 tCO_2/MWh based on a default heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel power generators.

In case a biomass power plant in a proposed project activity is directly connected or connected via an internal grid not connecting to either an isolated grid or a captive power generator, to a national/regional grid (Case 1), the value of operating margin including LCMR resources, calculated using the best heat efficiency among currently operational plants in Indonesia for the emission factors of fossil fuel power plants, is applied.

In case a biomass power plant in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a national/regional, and an isolated grid and/or a captive power generator (Case 2), the lower value between emission factors of "Emission factor for Case 1 (tCO_2/MWh)" and the conservative emission factor of diesel-fired power plant of 0.533 tCO_2/MWh is applied.

In case a biomass power plant in a proposed project activity is only connected to an internal grid connecting to an isolated grid and/or a captive power generator (Case 3), the emission factor of a diesel generator calculated by applying a default heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel generator is applied, which is set as 0.533 tCO_2/MWh.

The emission factors to be applied for each case are explained in the Section I.

F.2. リファレンス排出量の計算

Reference emissions are calculated by multiplying the net electricity production by a biomass power plant by the CO_2 emission factor for grid electricity and/or captive generation.

$$RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}$$

Where

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
NEG_p	Net quantity of electricity generated by a project biomass power plant during the period p [MWh/p]
$EF_{RE,elec}$	CO_2 emission factor of national/regional and isolated grids and/or captive electricity [tCO_2/MWh]

$NEGp$ is a difference between quantity of gross generated electricity and quantity of electricity consumed by a project biomass power plant (e.g., building, plant, etc) during the period p.

G. プロジェクト排出量の計算

Project emissions include emissions from the combustion of solid woody biomass fuels in biomass power plants, emissions from the combustion of fossil fuels in biomass power plants, and emissions from the transportation of solid biomass fuels.

[Emissions from woody biomass fuel combustion]
The emissions resulting from combustion of solid woody biomass fuels are zero since solid woody biomass fuels are carbon neutral.

[Emissions from fossil fuel combustion]
The emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities, such as chip producing facility, are calculated from the amount of fossil fuel consumption and a CO_2 emission factor of the fuel. This includes the fossil fuel to move biomass fuel within the power plant entity, to operate chipping facilities, and the fuel needed to generate electricity itself.

[Emissions from transportation of solid woody biomass fuels]

The emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from the amount of fossil fuel consumption by the transportation and a CO_2 emission factor of the fuel, if applicable. If not applicable, the emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from total mass of freight transported from each collecting site and distance between each collecting site and a biomass power plant.

Project emissions are the sum of emissions from burning fossil fuel biomass inside the biomass plant entity and emissions from transporting fuel from off-site collecting sites, and are calculated by the following formula:

$$\boldsymbol{PE_p} = \boldsymbol{PE_{ONSITE,p}} + \boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$$

Where

Pep: Project emissions during the period p [tCO_2/p]

$PE_{ONSITE,p}$: Project emissions by on-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant during the period p [tCO_2/p]

$PE_{TRANS,p}$: Project emissions by transportation activity of solid woody biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant during the period p [tCO_2/p]

$\boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$ is calculated using one of the following options.

- Option 1 : Monitoring fuel consumption
- Option 2 : Monitoring trip road distance and mass of freight

Option 1: $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_j FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$

Option2: $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_k \sum_l D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$

$PE_{ONSITE,p}$, is calculated as below.

$$\boldsymbol{PE_{ONSNITE,p} = \sum_i FC_{ONSITE,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i}}$$

Where

$FC_{ONSITE,i,p}$: On-site consumption of fossil fuel i for operating a biomass power plant during the period p [mass or volume/p]

NCVi: Net calorific value of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [GJ/mass or volume]

$EFfuel,i$:	CO_2 emission factor of fossil fuel i [tCO_2/GJ]
i:	Indication number of fossil fuel type [-]

$PE_{TRANS,p}$ is calculated using one of the following options.

Option 1 : Monitoring fuel consumption

$$\boldsymbol{PE_{TRANs,p} = \sum_{j} FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$$

Where

$FCTRANS,j,p$:	Consumption of fossil fuel j by transportation during the period p [mass or volume/p]
$NCVj$:	Net calorific value of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]
$EFfuel,j$:	CO_2 emission factor of fossil fuel j [tCO_2/GJ]
j:	Indication number of fossil fuel type [-]

Option 2 : Monitoring trip road distance and mass of freight

$$\boldsymbol{PE_{TRANs,p} = \sum_{k}\sum_{l} D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$$

Where

Dk:	Round trip distance between collecting site k and a biomass power plant [km]
FRk,l,p:	Total mass of freight transported from collecting site k by vehicle type l during the period p [ton/p]
$EFvehicle,l$:	CO_2 emission factor of vehicle type l [tCO_2/ton-km]
k:	Indication number of collecting site [-]
l:	Indication number of vehicle type [-]

*If the round trip distance between collecting site k and a biomass power plant (Dk) is less than 200km and the total rated electrical output capacity of the project biomass power plant is equal to or less than 15 MW, the emissions from the transportation may be neglected.

H. 排出削減量の計算

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

Where

ERp : Emission reductions during the period p [tCO_2/p]

REp : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

PEp : Project emissions during the period p [tCO_2/p

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,elec}$	CO_2 emission factor for the national/ regional and isolated grids and/or captive electricity [tCO_2/MWh] The value for $EF_{RE,elec}$ is selected from the emission factor based on the national/regional grid ($EF_{RE,grid}$) or based on isolated grid and/or a captive diesel power generator ($EF_{RE,cap}$) in the following manner: In case a biomass power plant in a proposed project activity is directly connected, or connected via an internal grid not connecting to either an isolated grid or a captive power generator, to a national/regional grid (Case 1), $EF_{RE,grid}$ is set as between 0.243 and 0.653, depending on the location. In case a biomass power plant in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a national/regional grid, and an isolated grid and/or a captive power generator (Case 2), EFRE,grid is set as between 0.243 and 0.533, depending on the location. In case a biomass power plant in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to a national/regional grid, and only connected to an isolated grid	a) Regional or national default values; b) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied. c) the calculated value using the latest version of the "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" under the CDM at the time of validation.

	and/or a captive power generator (Case 3), $EF_{RE,cap}$: 0.533 tCO_2/MWh is applied.	
NCV_i	Net calorific value of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [GJ/mass or volume]	In the order of preference: a) Values provided by the fuel supplier; b) Measurement by the project participants; c) Regional or national default values; d) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
NCV_j	Net calorific value of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]	
$EF_{fuel,j}$	CO_2 emission factor of fossil fuel *i* used for operating a biomass power plant [tCO_2/GJ]	In the order of preference: a) Values provided by the fuel supplier; b) Measurement by the project participants; c) Regional or national default values; d) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
$EF_{fuel,j}$	CO_2 emission factor of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [tCO_2/GJ]	
$EF_{vehicle,l}$	CO_2 emission factor of vehicle type l [tCO_2/ton-km] Vehicle class — $EF_{vehicle,l}$ Light vehicle — 0.000245 tCO_2/ton-km Heavy vehicle — 0.000129 tCO_2/ton-km Vehicles with a gross vehicle mass being less or equal to 26 tonnes are classified in light vehicle. Vehicles with a gross vehicle mass being higher than 26 tonnes are classified in heavy vehicle.	The default values provided in the CDM methodological tool "Project and leakage emissions from transportation of freight."

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Afforestation/ reforestation with timber harvesting in Indonesia

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Indonesia's official forest reference level (National FRL)	Indonesia's official forest reference level (National FRL) is defined as the most recent and available forest reference level submitted to the UNFCCC secretariat by Indonesia and completed technical assessment by the UNFCCC's assessment team.
Sustainably managed forest	The sustainable managed forests are sustainably managed by replanting after harvesting with some designated year cycle (depending on the tree species to be planted) to supply the renewable raw materials sustainably.
Solid woody biomass	A source of energy made of biological woody materials, which are produced for biomass power plant.
Peatland	Organic soils with at least 65% organic matter and a minimum thickness of 30 cm[13], or the definition described in an official document published by the host country, or the definition defined by IPCC[14].

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Afforestation/reforestation and forest management will be implemented on the areas where the groundwater level has been maintained above a certain level by introducing "water storage management technology" to artificially drained peatlands. Trees planted will be harvested on a certain-year cycle, depending on tree species. The wood will be used as solid woody biomass fuel to generate biomass power plant. The forest will be replanted after felling each stand, and the project area as a whole will

[13] Rieley, JO. and Page, SE. 2005. Wise Use of Tropical Peatland: Focus on Southeast Asia. Alterra, Wageningen, The Netherlands. 237 p. ISBN 90327-0347-1.

[14] IPCC 2019. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/06/19R_V0_02_Glossary_advance.pdf)

Items	Summary
	maintain a forested state at all times. Therefore, forest absorption will continue to be secured above a certain level in the entire project area.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated as follows. - The average value of GHG emissions at the project site during the 10 years before the start of the project, from 2013 to 2022, will be used as the reference emissions. - Net GHG emissions due to changes in carbon stock at the project site are calculated from the annual average CO_2 emissions and removals provided by the Indonesian government. These amounts are based on the country's FREL/FRL.
Calculation of project emissions	Project emissions are the project net emissions/removals for year y during the monitoring period, and calculated based on the emissions which are generated from monitored changes in carbon stocks during the monitoring period, emissions from GHG sources other than CO_2, and transportation, etc. in addition, since harvesting planted trees will be conducted by the project, the long-term average GHG benefit will be set as the upper limit of credits. A default discount factor of 20%, as defined in the methodology guidelines, is applied to project emissions reductions to account for the risk of reversal.
Monitoring parameters	- Harvested annual dry matter yield of planted trees per unit area, introduced by the project - Total annual area harvested of planted trees to be woody biomass - Ratio of above-ground residues to harvested yield for planted trees - Ratio of below-ground residues to harvested yield for planted trees - Quantity of fuel consumed in vehicle and/or equipment - Number of vehicle and/or equipment - Total travel distance of vehicle and/or total use hours of equipment - Average specific energy consumption of vehicle and/or equipment

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	The project is to enhance CO_2 removals through plantation whose species approved by the government of Indonesia to plant. Through the project activities, the project area converted to forest from non-forest.
Criterion 2	Project participants demonstrate that the project area has not been cleared of native ecosystems within the 10 year period before the project start date.

Criterion 3	The project sites are peatland areas where drained artificially, but implemented "water storage management technology" to maintain the groundwater level above a certain level.
Criterion 4	Project participants provide the documented evidence that any economic activity including agriculture which had been implemented in the project area before the project start date and had had negative environmental and social impacts is not displaced to outside of the project area.
Criterion 5	Documented evidence that three carbon pools of dead wood, litter and soil organic carbon can be conservatively excluded from estimation of project emission reductions or removals to ensure that net emission reductions or removals are not overestimated.
Criterion 6	N-fertilizer is not used for plantation in the project area.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Above ground biomass	CO_2
Below ground biomass	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Above ground biomass	CO_2
Below ground biomass	CO_2
Emissions from combustion of fossil fuels	CO_2
Emissions from peatland fire	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

The guideline requires that the reference level of the target country would be referred to when considering the reference level for each project. This proposed methodology also refers the reference level of Indonesia.

The reference areas shall be the same or similar location/ conditions to the project areas: that is the peatland area with artificially drained. The reference period is 10 years form before the commencement of the project. Reference emissions are calculated from changes in carbon stocks over the past 10 years.

Reference emissions are calculated from emissions and removals of carbon stocks. Carbon stock emissions and removals are estimated from activity data and emission factors provided by Indonesia and used to develop the national FREL/REL.

F.2. リファレンス排出量の計算

The project reference level at year y during the proposed monitoring period is calculated as follows

$$RL_y = \Delta CS_{ref,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{ref},y}$$

Where:

$\Delta CS_{ref,y}$ Projected carbon stock change in project area at year *y* [tC]、

44/12 Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2

$L_{fire_{ref},y}$ Projected amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in project area at year *y* [tCO_2e]

Carbon stock change at year *y* in the project area is projected using the following equation.

$$\Delta CS_{ref,y} = \sum(C_{yri} - C_{yri+1}) / \sum(yr_{i+1} - yr_{i+})$$

ここで、

$\Delta CS_{ref,y}$：Projected carbon stock change in project area at year *y* [tC]、

C_{yr}：Carbon stock in the project area at year *yr* during the reference period [tC]

yr_i：Years during the reference period

CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area are projected using the following equation

$$L_{fire_{ref},y} = \sum_{yr} L_{fire,ref,yr} / nyr$$

where

$L_{fire_{ref},y}$：Projected amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *y* [tCO_2e]

$L_{fire,ref,yr}$：Historical amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *yr* during the reference period [tCO_2e]

nyr：Number of monitored years during the reference period

$$L_{fire_{ref},yr} = AB_{j,yr} \times MB_j \times C_f \times G_{ef} \times 10^{-3} \times GWP$$

where

$L_{fire,ref,yr}$：Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *yr* during the reference period [tCO_2e]

$AB_{j,yr}$：Area burnt in stratum *j* in the project area at year *yr* [ha]

MB_j：Mass of fuel available in the project area for combustion in stratum *i* [t ha^{-1}]

C_f ：Combustion factor for forest fire

G_{ef} ：Emission factor for forest fire[g kg-dm burnt $^{-1}$]

GWP：Global Warming Potential (25 for CH_4 and 298 for N_2O)

Data of "MB_j", "C$_f$" and "G$_{ef}$" can be sourced from 2006 IPCC guidelines.

G. プロジェクト排出量の計算

Project net emissions/removals at year *y* during the monitoring period are calculated on the basis of monitored carbon stock change, emissions from other GHG sources and displacement during the monitoring period as follows:

$$PE_y = \Delta CS_{PJ,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{PJ},y} + E_{energy,PJ,y} + DE_y$$

PE_y Project net emissions/removals at year *y* [tCO_2e]

$\Delta CS_{PJ,y}$ Carbon stock change in the project area at year *y* [tC]

$L_{fire_{PJ},y}$ Amount of non-CO_2 emissions from biomass burnng in the project area during year *y* [tCO_2e]

$E_{energy,PJ,y}$ Amount of CO_2 emissions from energy use during year *y* [tCO_2]

DE_y Displacement of emissions at year *y* [tCO_2e]

44/12 Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2

(a) Carbon stock change in the project area at year *y* is estimated using the following equation.

$$\Delta CS_{PJ,y} = \sum\left(NUM_i \times \Delta BM_{i,y} \times (1 + R_i) \times CF_i\right) \quad \text{(Equation 6)}$$

$\Delta CS_{PJ,y}$ Carbon stock change in the project area at year *y* [tC]

NUM_i Number of trees of tree species *i* planted or naturally regenerated by human assistance in the project area [tree]

$\Delta BM_{i,y}$ Mean annual change in above-ground biomass per tree of tree species *i* at year *y* [t-dm/tree/y]

R_i Root-shoot ratio for planted trees [dimensionless]

CF_i Carbon fraction of tree biomass [tC/t-dm]

Data for "NUM_i" are generated by direct monitoring. The number of sample plots is determined to provide estimates in the net change in carbon stocks to within 10 per cent of the true value of the mean at the 95 per cent confidence level.

Data for "$\Delta BM_{i,y}$" can be calculated based on data of direct measurement and allometric equations sourced from peer-review thesis or other scientific evidence.

Data for "*R*" and "*CF*" can be sourced from 2006 IPCC guidelines.

(b) For non-CO_2 emissions (CH_4 and N_2O) from biomass burning in the project area during year *y*, the equation below is used.

$$L_{fire,PJ,y} = \sum L_{fire_{PJ},y} \div ny \quad \text{(Equation 7)}$$

$L_{fire,PJ,y}$ Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area during year *y* [tCO_2e]

$L_{fire_{PJ},y}$ Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *y* during the monitoring period [tCO_2e]

ny Number of monitored years during the monitoring period

$$L_{fire,PJ,y} = AB_{j,ym} \times MB_j \times C_f \times G_{ef} \times 10^{-3} \times GWP \quad \text{(Equation 8)}$$

$L_{fire,PJ,y}$ Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *y* during the monitoring period [tCO_2e]

$AB_{j,ym}$ Area burnt in stratum *j* in the project area at monitoring year *ym* [ha]

MB_j Mass of fuel available for combustion in stratum *i* [t/ha]

C_f Combustion factor for forest fire

G_{ef} Emission factor for forest fire [g kg-dm burnt $^{-1}$]

GWP Global Warming Potential (25 for CH_4 and 298 for N_2O)

Data for "$AB_{j,ym}$" is generated by direct monitoring using remotely sensed imagery.
Data for "MB_j", "C_f" and "G_{ef}" can be sourced from 2006 IPCC guidelines.

(c) For CO_2 emissions from combustion of fossil fuels for project activities such as from transport and machinery use at year *y*, the equation below is used.

$$E_{energy,PJ,y} = LC_y \times CC \times ODU \times \frac{44}{12} \quad \text{(Equation 9)}$$

$E_{energy,PJ,y}$ Amount of CO_2 emissions from energy use during year *y* [tCO_2]

LC_y Consumption of fuel at monitoring year *y* [TJ]

CC Carbon content of fuel [kt-C /TJ]

ODU Oxidized during use factor

44/12 Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2

Data of "LC_y" is collected by purchase receipt and/or other documental evidence.
Data of "CC" and "ODU" is sourced from 2006 IPCC guidelines.

Net emissions from any carbon pools and GHG sources whose amount is less than 5% of cumulative emissions can be estimated using simple measures, such as by using reference data, rather than direct monitoring.

(d) Displaced emissions (DE_y) is assumed to be zero.

H. 排出削減量の計算

Project emission reductions or removals at year y are calculated as the difference between the project reference level and the project net emissions/removals.
Annual emission reductions are calculated using the equation below.

$$ER_y = RL_y - PE_y$$

ER_y Project emission reductions or removals at year y [tCO_2e]

RL_y Project reference level at year y [tCO_2e]

PE_y Project net emissions/removals at year y [tCO_2e]

$$ER_{credt\ y} = ER_y \times (1 - DF)$$

$ER_{credt\ y}$ Project emissions reductions available to be credited in year y [tCO_2e]

ER_y Project emissions reductions in year y [tCO_2e]

DF Discount factor, default as 0.2

A discount factor is applied as a measure for risk of reversals.

Project emissions reductions available to be credited for a monitoring period are calculated as follows:

$$ER_{credt,p} = \sum_i ER_{credit,y}$$

$ER_{credt,p}$ Project emissions reductions available to be credited for a monitoring period p [tCO_2e]

$ER_{credit,y}$ Project emissions reductions available to be credited in year y [tCO_2e]

As this methodology targets the afforestation/ tree planting with harvesting, and project sites will be replanted right after harvesting/ felling trees in a certain year cycle, depending on the tree species to be planted. Therefore, the upper limits of credits is set as follows by applying the long-term average GHG benefit:

$$\boldsymbol{LA} = \frac{\sum_{t=1}^{n}(\boldsymbol{PEt} - \boldsymbol{REt})}{\boldsymbol{n}}$$

$\boldsymbol{LA}$ The long-term average GHG benefit [tCO_2e]

$\boldsymbol{PEt}$ The cumulative to-date GHG emission reductions and removals generated during the project, including CO_2, CH_4, N_2O emissions reasonably attributable to the project activities, and displaced emissions [tCO_2e]

$\boldsymbol{REt}$ The cumulative to-date project reference level [tCO_2e]

t Year

n Total number of years in the established time period

$$LA_{credt\,y} = LA_y \times (1 - DF)$$

$LA_{credt\,y}$ Long-term average GHG benefit available to be credited in year y [tCO_2e]

LA_y Long-term average GHG benefit in year y [tCO_2e]

DF Discount factor, default as 0.2

A discount factor is applied as a measure for risk of reversals.

Project emissions reductions available to be credited for a monitoring period are calculated as follows:

$$LA_{credt,p} = \sum_i LA_{credit,y}$$

$LA_{credt,p}$ Long-term average GHG benefit available to be credited for a monitoring period p [tCO_2e]

$LA_{credit,y}$ Long-term average GHG benefit available to be credited in year y [tCO_2e]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
$\Delta BM_{i,y}$	Mean annual change in above-ground biomass per tree of tree species i at year y (t-dm/tree/y)	Calculated based on data of direct measurement and allometric equations sourced from peer-review thesis or other scientific evidence
R_i	Root-shoot ratio for planted tree species i (dimensionless)	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.4)
CF_i	Carbon fraction of tree biomass for planted tree species i (tC/t-dm)	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.3)
GWP	Global Warming Potential	2006 IPCC Guidelines
CC	Carbon content of oil (kt-C /TJ)	2006 IPCC Guidelines
ODU	Oxidized during use factor	2006 IPCC Guidelines
DF	Discount factor	Default

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Rewetting drained tropical peatland

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Drain channel	A manmade feature in a peatland that conducts water towards a hydrological outlet
Peat	Organic soils with at least 65% organic matter and a minimum thickness of 30 cm[15], or the definition described in an official document published by the host country, or the definition defined by IPCC[16].
Reference scenario	Reference scenario assumed under this methodology is that the drained tropical peatland is remained drained and abandoned without being used for any productive activity.
Water table depth	Depth of sub-soil or above-soil surface of water, relative to the soil surface.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Reduction in carbon dioxide (CO_2) emissions due to decreased oxidation of soil organic material that occurs as a result of project activities, namely rewetting drained peatland forest.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on the subsidence of peatland surface during the monitoring period, assuming that subsidence of the peatland surface is occurred due to oxidation of soil organic materials. The subsidence under the reference scenario is projected based on the long-term monitoring data in the drained and abandoned peatland in the same or near watershed of the project area.

[15] Rieley, JO. and Page, SE. 2005. Wise Use of Tropical Peatland: Focus on Southeast Asia. Alterra, Wageningen, The Netherlands. 237 p. ISBN 90327-0347-1.

[16] IPCC 2019. 2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/06/19R_V0_02_Glossary_advance.pdf)

Calculation of project emissions	Project emissions are calculated based on the monitored subsidence of peatland surface during the monitoring period, assuming that subsidence of the peatland surface is occurred due to oxidation of soil organic materials. Subsidence of peatland soil surface is estimated by calculation of difference in the peatland soil surface levels during the monitoring period measured with remote sensed data. Change in the peatland surface is occurred not only due to oxidation of soil organic materials, but also consolidation of peat soil and litterfall.
Monitoring parameters	Subsidence of peatland soil surface in the project area

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	This methodology is applicable in the tropical peatland rewetted more than 10 years after artificial drainage. I. It must be confirmed that the project area is peatland based on the peatland map published by the host country or peer-reviewed literature in the international scientific journal with an accuracy higher than 80 % verified by a boring survey, which was conducted under the following sampling density: i) one boring point/km^2 ; or ii) one boring point per area where the soil property is regarded as homogenous according to the following maps/data such as soil, vegetation, topography, and geology. The boring survey result applied for verification shall be obtained from i) the official database of the host country; or ii) peer-reviewed international literature; or iii) data measured following the methodology defined under the guidelines published by the host country or peer-reviewed international literatures. II. It must be confirmed that the project area was drained artificially based on the following data: i)Drainage channels were developed in the project area; and ii)The lowest water table depth in the dry season in the project area is significantly lower than the one in the undrained peatland near the project area. The lowest water table depth in the dry season shall be identified by measuring the water table depth at least biweekly during the dry season.; Or,

	iii) The water table depths measured along the gradient of the slope, which is perpendicular to the drain channel decline, declines when the monitoring point gets closer to the drain channel.
Criterion 2	The project activity is the rewetting of drained peatland satisfying the following conditions: The water table depth monitored hourly by observation wells, which is significantly higher than the one of drained peatland, and 40cm. In order to control the accuracy, maintenance of the observation wells must be conducted twice per year. The water table depth shall be measured in more than two points per measuring line. The measuring lines shall be set in the traverse direction to the main drain channel every 5km of drain channel length.
Criterion 3	N-fertilizer is not used in the project area.
Criterion 4	It must be demonstrated by referring to peer-reviewed literature or actual measured data, that under the project scenario, N_2O emissions are insignificant or decrease in the reference scenario compared to the rewetted tropical peatland.
Criterion 5	It must be demonstrated by referring to peer-reviewed literature or actual measured data, that under the project scenario, CH_4 emissions are insignificant or decrease in the reference scenario compared to the rewetted tropical peatland.
Criterion 6	The project period is less than the effective period of the land use right authorized to the project proponent/member by the government of the host country. In case the effective period of the land use right is permanent, the project period is less than the period estimated by the following formula: Peat depletion time = Depth/ Depletion rate Where: Peat depletion time (year): Peat depletion time in the reference scenario in years elapsed since the project start Depth (m): Average peat depth above water table level (above the drainage limit) in the reference scenario at project start. A conservative (small) value obtained from peer-reviewed literatures or actual measured data must be applied. Rate (m/year): Rate of peat loss due to subsidence in the reference scenario. A conservative (high) value obtained from peer-reviewed literatures must be applied.
Criterion 7	The amount of residual biomass on the peat soil surface left in the project site shall be minimized as much as possible.
Criterion 8	Activities which disturb peat soil surface such as root removal are not conducted in the project area.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types

Oxidation of soil organic material from the drained tropical peatland	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Oxidation of soil organic material from the rewetted drained tropical peatland	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Peat subsidence ratio is estimated by one of the following options:

Option 1: Field measurements at reference site

Step 1: Define the reference site based on the following criteria

Criteria1: The reference site must be in the same watershed of the project site, which has been drained for more than 10 years and in no use. The reference area shall be remained drained and abandoned during the whole period of the project.

Criteria2: Peat thickness above the groundwater table of the reference site must not have significant difference from the one of the project site at the start of the project before resetting.

The groundwater table of the reference site must not have significant difference from the one of the project site.

Step 2: Measure peat subsidence at the reference site during the project period. The measuring timing and method must be the same as the one applied for the project emission calculation.

Option 2：Approximation method from field measurements

Step 1: Data of annual subsidence rate measurements for at least 10 years at the locations which satisfies the following criterion:

Criterion1: The reference site must be in the same watershed of the project site, which has been drained for more than 10 years and in no use.

Step 2: Using the collected data in the step 1, make a scatter plot showing time since the start of drainage in the x-axis, and rate of subsidence in the y-axis. Over the prepared scatter plot, draw an approximate equation to grasp the time-series trend of subsidence rate reduction. The RMSE of this approximate equation must be less than the accuracy set for the project's surface elevation survey, described in Section I of this document.

The subsidence rate data to draw the approximate equation must satisfy the following criteria.

Criteria1: The number of years elapsed since the start of drainage of the measuring area can be proved with a certain evidence.

Criteria2: The data of rainy season shall be used.

Criteria3: The approximate equation must be obtained from at least 10 subsidence rate data in different elapsed time from drainage.

Step 3: The obtained approximate equation is used to determine the reference subsidence for the entire project period.

F.2. リファレンス排出量の計算

Option 1:

$$RE_p = (\sum_{x=1}^{X} \Delta S_{R,x,p} \times A_x \times CD) \div \sum_{x=1}^{x} A_x \times A$$

$\boldsymbol{RE_p}$	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{\Delta S_{R,x,p}}$	Subsidence rate of peatland surface of in grid cell x of the reference area during the period p [m/p]
$\boldsymbol{A_x}$	Area of grid cell x [m^2]
$\boldsymbol{A}$	Total project area [m^2]
$\boldsymbol{CD}$	Carbon density [kg/m^3]

$$\boldsymbol{CD = BD \times 476.82 + 4.76}$$

BD: Bulk density of peat soil above the ground water table[g/cm^3]

Option 2:

$$RE_p = \Delta S_{R,p} \times A \quad \times CD$$

$\boldsymbol{RE_p}$	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{\Delta S_{R,p}}$	Subsidence rate of peatland surface during the period p [m/p]
$\boldsymbol{A}$	Total project area [m^2]
$\boldsymbol{CD}$	Carbon density [kg/m^3]

$$\boldsymbol{CD = BD \times 476.82 + 4.76}$$

BD: Bulk density of peat soil above the ground water table[g/cm^3]

G. プロジェクト排出量の計算

$$PE_p = \sum_{x=1}^{X} \Delta S_{p,x,p} \times A_x \times CD$$

$\boldsymbol{PE_p}$	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{\Delta S_{p,x,p}}$	Subsidence rate of peatland surface of in grid cell x of the project area during the period p [m/p]

$\boldsymbol{A_x}$	Area of grid cell x [m^2]
$\boldsymbol{CD}$	Carbon density [kg/m^3]

H. 排出削減量の計算

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$\boldsymbol{ER_p}$	Emission reductions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{RE_p}$	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{PE_p}$	Project emissions during the period p [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
$\Delta S_{p,x,p}$	Subsidence rate of peatland surface of in grid cell x of the project area during the period p [m/p] $\Delta S_{p,x,p}$ is a difference in soil surface level of the project area during the monitoring period p, measured by the project proponent using remote sensing analysis, conducted in accordance with the guidelines for measurement of Japan or the host country or methodology described in peer-reviewed literatures. Step 1: The project proponent develops a digital elevation model as the baseline map of soil surface level of the project area just after rewetting the drained peatland, by remote sensing analysis of data derived by technology such as LiDAR. The technical specification for the map generation shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. The obtained point-cloud data are converted to the area data by grid cell < 250m. In the process of conversion, lowest value amongst the point-cloud data is applied as the representative value of the grid. Step2:	Measurement by the project proponent

	The accuracy of the developed baseline map is assessed by topographic field measurement, whose result shall show an RMSE < ±0.05m in vertical and horizontal direction. The technical specification for the topographic field measurement shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. Step 3: The project proponent develops a digital elevation model (DEM) of the project area after the period p, by remote sensing analysis of data derived by technology such as LiDAR/ In-SAR etc. The technical specification for the map generation shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan, or the methodology peer-reviewed literature. The obtained point-cloud data is converted to the area data by grid cell < 250m. The Lidar/laser sampling density shall be more than 400/m^2. Step 4: The accuracy of the map developed in step 3 is assessed by topographic field measurement, whose result shall show an RMSE < ±0.05m in vertical and horizontal direction. The technical specification for the topographic field measurement shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. The monitoring period p shall be long enough to identify the difference of the surface level, which shall be significantly larger than the RMSE value. For instance, in case that the RMSE is less than ±0.05m, the monitoring period shall be longer than 10 years. The monitoring shall be conducted in the rainy season to minimize the influence of the other factors on the soil subsidence rate.	

	Step 5: Calculate the difference of the surface level by grid of the developed maps in Step 1-4.	
$\Delta S_{R,x,p}$	Subsidence rate of peatland surface in grid cell x of the project area during the period p in the reference baseline Option 1 [m/p] $\Delta S_{R,x,p}$ is estimated following the description F1 of this document.	Peer-reviewed literature describing the result of measurement in the project site or Measurement by research institution/university or Measurement by the project proponent
$\Delta S_{R,p}$	Subsidence rate of peatland surface during the period p in the reference baseline Option 2 [m/p] $\Delta S_{R,p}$ is estimated following the description F1 of this document.	Peer-reviewed literature describing the result of measurement in the project site or Measurement by the project proponent
A_x	Area of grid cell x of the project area [m^2]	Project proponent
CD	Carbon density [kg/m^3] $$CD = BD \times 476.82 + 4.76$$ Where; BD: Bulk density of peat soil above water table [g/cm^3] The same figure is used in both reference and project emissions calculation.	Warren et al. (2012)[17]
BD	Bulk density of peat soil above water table [g/cm^3] The soil bulk density is the weight of dry soil divided by the total soil volume.	Measurement by the project proponent

[17] https://www.researchgate.net/publication/236578023_A_cost-efficient_method_to_assess_carbon_stocks_in_tropical_peat_soil

	The BD applied in the methodology shall be the value measured by the project proponent following the guidelines published by the research institution of the host country or Japan, or the methodology descried in the peer-reviewed international literature.	

7.4 二次利用未承諾リスト

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：インドネシア共和国 木質バイオマス安定供給のための泥炭地管理技術調査事業

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：住友林業株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Indonesia) The Study of stock-based peatland water management technology for stable supply of woody biomass

Sumitomo Forestry Co., Ltd.

1. Purpose of the JCM FS Study

Against the backdrop of peatlands on Kalimantan Island in the Republic of Indonesia and the Indonesian government's plan to relocate the capital to East Kalimantan Province on the island, a feasibility study has been conducted on reducing CO_2 emissions from peatlands, CO_2 absorption through forestation, and reducing CO_2 emissions through wood biomass power generation by log cut from planted forest, based on stock-based water management that leverages Sumitomo Forestry Group's know-how and experience, and to examine and formulate a proposed methodology for these reductions.

2. Implementation structure of the JCM Feasibility Study

Sumitomo Forestry Co., Ltd.(SFC), is the company conducting the feasibility study. Nippon Koei Co., Ltd. and PT. Wana Subur Lestari which is an SFC Group company have been recommissioned. The description of duties of each entity are as follows.

Table 1 Implementation structure of the JCM Feasibility Study

Company name	Company address	Description of duties
Sumitomo Forestry Co., Ltd.	1-3-2 Otemachi, Chiyoda-ku, Tokyo	Overall supervision of feasibility study, preparation and implementation of survey plan, preparation of report, and arrangement of field surveys.
Nippon Koei Co., Ltd.	5-4 Kojimachi, Chiyoda-ku, Tokyo	Organize information on peatlands management, plantation wood stock, and wood biomass power generation in the calculation of GHG emission reductions and avoided and study the GHG emission reduction contribution. Provided assistance in reviewing and preparing JCM proposed methodology in

		accordance with the JCM Guidelines for Developing Proposed Methodology.
PT. Wana Subur Lestari	Jl. Surya, Gang Surya Nila No. 8 Kel.Parit Tokaya Kec. Pontianak Selatan – Pontianak Kalimantan Barat Indonesia	Conduct measurements and surveys of peatlands in WSL Company-owned forests in West Kalimantan Province and assist in data preparation.

3. Overview and schedule of the JCM Feasibility Study

In this feasibility study, SFC considered the production of log cut from planted forest using stock-based water management and the commercialization of the project for woody biomass production as well as the JCM project. The envisaged project is to carry out forestation and wood biomass power generation business on the former site of the Mega Rice Project Area in Central Kalimantan Province in order to produce woody biomass after stock-based water management, and to generate offset credits for the peatlands, forestation, and wood biomass power generation business. The GHG emission reduction measures targeted in this feasibility study are CO_2 emission reductions based on our stock-based water management technology with water control, and forest absorption of CO_2 through forestation and forest management activities in the peatlands. The stock-based water management system has a track record of preventing peat fires by maintaining high groundwater levels throughout the year, as implemented by WSL/MTI/KMF, subsidiaries of Sumitomo Forestry Group, in West Kalimantan, Indonesia, since 2010.

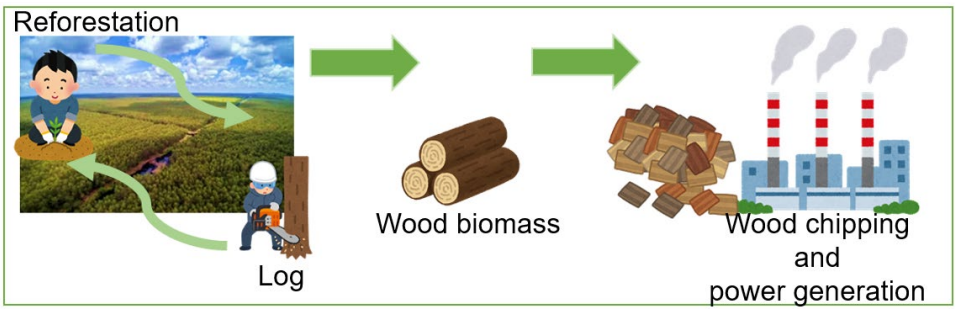


Figure 1 Business Image
(Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

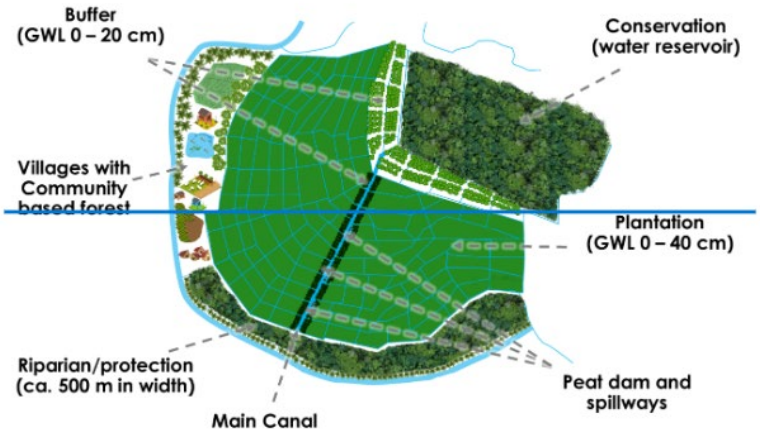


Figure 2 Water control of our group companies
(Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

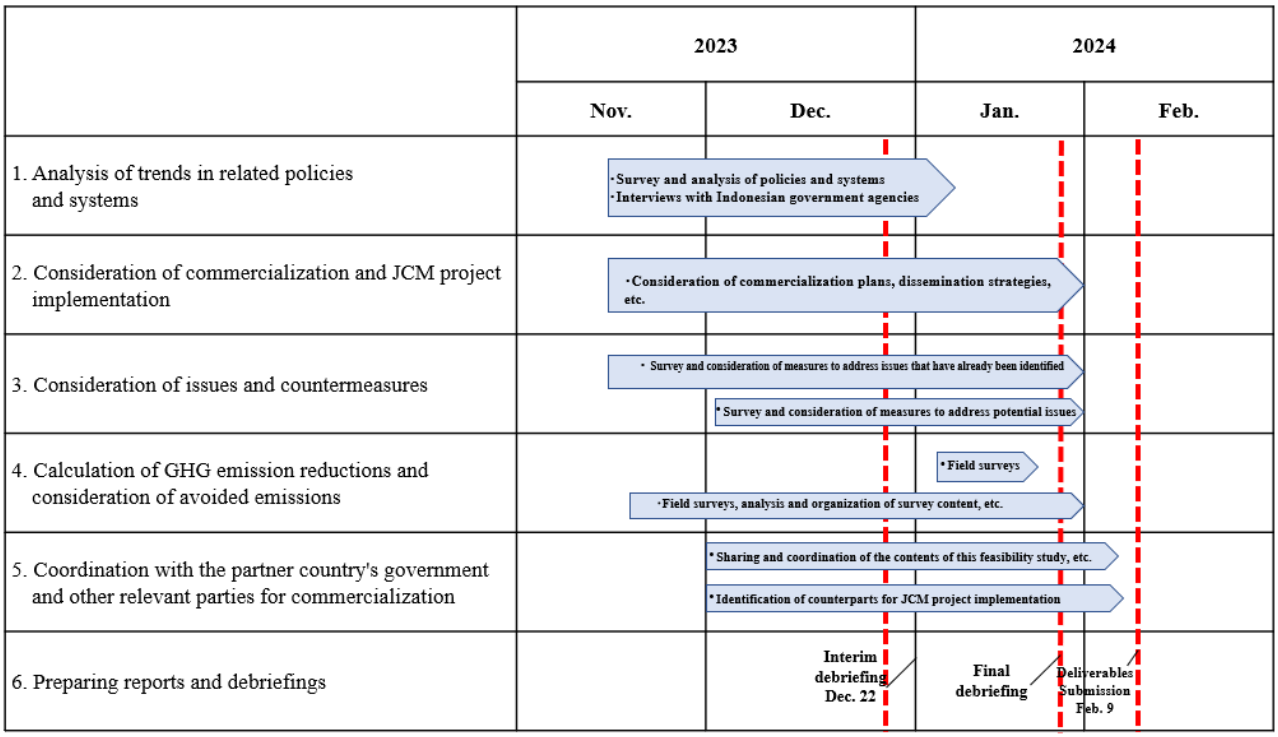


Figure 3 Schedule of the Feasibility Study
(Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

Table 2 Field survey schedule

survey schedule	survey summary	
Friday, 5 January - Sunday, 14 January 2024	location	details
	Wana Subur Lestari plantation	To verify the accuracy of the survey results of photogrammetric and reference point surveys in

	(West Kalimantan Province, Indonesia)	peatlands, both surveys were carried out in the same peatland. The survey schedule included travel days.

4. Results of the JCM Feasibility Study

4.1. Analysis of trends in related policies and systems

Indonesia is a large country in the Southeast Asian region with the world's fourth largest population (approximately 270 million people), and is located at a strategic point on the sea lanes such as the Strait of Malacca. In addition to playing a leading role in the Association of Southeast Asian Nations (ASEAN), the country is the only G20 member in ASEAN and has demonstrated initiative in a variety of regional and international issues.

In July 2021, the Government of Indonesia submitted the "Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050" to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) Secretariat, announcing its goal of achieving carbon neutrality by 2060. In particular, with regard to the "Nationally Determined Contribution" (NDC) stipulated in the Paris Agreement, following its submission in 2021, Indonesia is pushing forward with decarbonization by submitting another NDC (Enhanced NDC) in 2022. Simultaneously, to support Indonesia's transition from coal to renewable energy, in November 2022, Japan and other countries announced the Just Energy Transition Partnership (JETP) to support Indonesia's decarbonization efforts, including the expansion of renewable energy.

The Government of Indonesia is also undertaking various other initiatives toward a decarbonized society, including electricity and energy policies, a feed-in tariff (FIT) system for electricity, and the opening of a carbon credit market.

4.2. Consideration of commercialization and project implementation of JCM

In considering the feasibility of the project, the revenue items include electricity sales from biomass power generation and revenue from the sale of credits (forestation absorption, peatlands emission reduction, and substitution of fossil fuels), while the cost items include initial costs and running costs. The premise of the feasibility study is as follows.

Table 3 Premise of the Feasibility Study

Project period (FY)	The first fiscal year of the project will be the study period for peatlands management, forestation, and wood biomass power generation business, and following the next fiscal year for a period of 30 years.
Calculation area	9,000ha
forestation (species)	Acacia crassicarpa, 4-year logging rotation

Peatlands infrastructure development	Estimated based on stock-based water management infrastructure on Company-managed land. Peatlands infrastructure development will be completed in the third year after the start of the project.
Peatlands survey and design	Satellite, drone, and field survey costs for the first fiscal year of the study.
Biomass power generation business	Starting operation in the fifth year of the project. Installed in the vicinity of the forestation area. 10MW scale.
Chip production	Logs transported to the wood biomass power generation plant and converted to chips in the power plant.
FIT price	Wood biomass power generation (PLTBm), 5MW~10MW, Kalimantan 1st ~10th year: 9.86 (cent$/kwh) × 1.1 11th ~ 25th year: 7.89 (cent$/kwh)
Carbon credit price	In the feasibility calculations, the unit price is set at 500 yen/t-CO_2 in 2029, with the condition that the unit price increases by 1,000 yen every five years.

4.2.1 Study for commercialization

This feasibility study does not expect sales revenue from a forestation project, since all timber produced by the forestation in the peatland assumes to be supplied to a wood biomass power plant. Hence the revenue from the sale of electricity from wood biomass power generation and the credit sales generated by the forestation are counted in the total sales. For the credits, they included sales of (i) emission reduction credits from fossil fuel substitution, (ii) forest absorption credits and (iii) emission reduction credits in peatlands. In terms of the initial investment for the project, the major portion is accounted for by the investment costs of the wood biomass power generation facilities, followed by the costs of infrastructure in peatland management, and the costs of initial studies for the preparation of topographical maps and other information for stock-based water management. Based on the above assumptions, we calculated total sales, total cost of sales, gross profit on sales, selling and administrative expenses for the project, determined IRR, and examined the feasibility of the project. The results showed that the business viability of the project over the 30-year project period was poor at the assumed credit and FIT prices which were prerequisite of the feasibility study.

Next, in order to explore the feasibility of the project, a sensitivity analysis was conducted based on two cases: an increase of the credit price in 2029 and level of FIT price. The results indicated that business feasibility could be secured 1) if the credit price as of 2029 will be above 7,000 yen, 2) if the FIT price will be above 1.5 times the current price and also the credit price as of 2029 will be above 3,000 yen. It should be noted that we examined the feasibility of the project based on the above conditions and in consideration of various conditions as of February 2024. The estimated results may differ depending on future changes in social and natural conditions.

As it is assumed that credit prices may increase in line with the growing international demand for carbon credits, we will continue to monitor credit price trends that will have impacts on business viability. At the same time, we will keep following policy trends such as the revision of FIT prices and the introduction of renewable energy. The cost of emission reductions per tCO2 is also estimated here based on the costs associated with the project. emission reductions, etc. in the FS, which are discussed below in 4.4, are shown in the table below.

Table 4 Emission reductions and forest absorption in FS (Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

category	Type of measures	Total amount of CO2 emission reductions, forest sink in the project period (unit：t-CO_2)
Energy origins	woody biomass	827,190
Other	Afforestation	71,138
	Peatlands management	3,681,678
total amount		4,580,006

4.2.2 Schedule for commercialization

A pilot project (business feasibility assessment and trials) will be conducted on land under the jurisdiction of the Ministry of Environment and Forestry of the Republic of Indonesia toward commercialization after the completion of the feasibility study, and once the business viability is confirmed, the full-scale commercialization will be targeted. At this point, it is assumed that the entire project will not be sufficiently feasible unless the credit and FIT prices. However, from the perspective of contributing to the mitigation of climate change and other emission reduction measures through peatlands management, as well as from the perspective of providing a stable supply of woody biomass to meet the growing demand for renewable energy, we will continue to consider the feasibility of commercializing the project. We will continue to monitor trends in credit prices and other factors with an eye to securing business viability, with the aim of commercializing the project and making it a JCM project.

As described below in section 6 regarding issues for commercialization, since this is a bilateral program between Japan and Indonesia, the intentions of the Government of Indonesia are expected to have a significant impact on the project. When the Company submitted the concept note to the Ministry of Environment and Forestry for the initiation of the pilot project, one of the components included the development of a JCM methodology, and this led to the Ministry expressing some concerns about JCM. According to the interviews we conducted, we obtained information that the Government of Indonesia is in the process of preparing laws and regulations related to the crediting system, and that there is a movement to establish a proposed methodology for quantifying emission reductions on peatlands by 2027. In light of these circumstances, we strongly recognize the need to understand the intentions of the partner country's government and to proceed with caution toward project implementation.

4.3. Consideration of challenges and countermeasures

Table 5: Consideration of challenges and countermeasures
(Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

	challenges	Consideration results of the countermeasure
1	Possible policy changes following the results of the 2024 presidential election in Indonesia	We will continue to track the government's policies, as the possibility of policy changes in various government policies remains depending on the outcome of the presidential election.
2	Needs of companies and others for stock-based water management	As the Government of Indonesia has implemented various policies to achieve carbon neutrality by 2060, it has become clear that the carbon credit market is in its formative stages. The appropriate peatlands management planned for this project has the potential to make a significant contribution to the reduction of CO_2 emissions in Indonesia. In the future, at least at the government level, the need for the Company's stock-based water management technology can be expected to increase.
3	Dissemination of JCM credits for peatlands	The Ministry of Environment and Forestry is studying more accurate methods of measuring CO_2 emissions from peatlands. This is in order to issue credits for the reduction of CO_2 emissions from peatlands. Therefore, the JCM methodology will be developed while overcoming the measurement technology issues identified in the field study of this feasibility study.
4	Coordination with ministries and agencies in Indonesia	It has become clear that coordination with multiple ministries and agencies of both the Government of Japan and the Government of Indonesia will be necessary for JCM project realization and commercialization, and we will continue to coordinate with these ministries and agencies.

4.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of avoided emissions (Electricity generation by a biomass power plant from sustainably managed forest)

Any existing JCM methodologies cannot be applicable for the project. The proposed methodology in accordance with the JCM Methodology Guidelines is as follows. This feasibility study drafted three proposed methodologies: CO_2 emission reduction by wood biomass power generation, CO_2 absorption by forestation, and CO_2 emission reduction by peatlands management.

4.4.1. Overview of the proposed methodologies

1) Concept and outline of the proposed methodology

It is assumed that biomass power is generated from woody biomass. The calculation is based on the fuel will be collected and transported from the woody biomass fuel accumulation station. The relationship between the biomass collection station and the biomass power plant as well as the emission items within the biomass power plant are shown below.

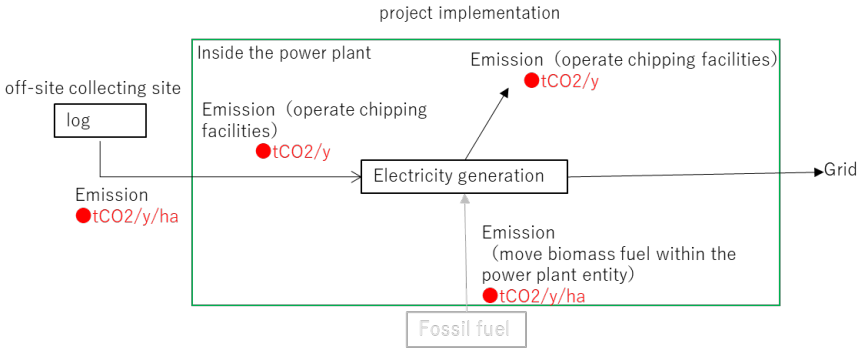


Figure 4 Examples of biomass power plant boundaries
(Source: Prepared by Sumitomo Forestry Co.)

The following table shows the scenarios in this draft methodology.

Table 6 Proposed scenarios

Scenario	Contents
Reference scenario	To keep generating electricity by using fossil fuel which leads to CO_2 emissions from fossil fuel.
Project Scenario	To reduce CO_2 emission from fossil fuel by generating electricity through biomass fuel uses

A summary of the proposed methodology, based on the above scenarios, is as below.

Table 7 Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Fossil fuel emissions will be reduced by generating biomass power plant using the solid woody biomass fuel produced from sustainable forestation and forest management.
Calculating reference emissions	Reference emissions are calculated from net electricity generation by a biomass power plant multiplied by a CO_2 emission factor of grid electricity and/or captive electricity.
Calculating project emissions	Project emissions include the emissions from combustion of solid woody biomass fuels in a biomass power plant, the emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities, and the emissions from transportation of solid woody biomass fuels. [Emissions from solid woody biomass fuel combustion]

Items	Summary
	The emissions resulting from combustion of solid woody biomass fuels are zero since they are carbon neutral. [Emissions from fossil fuel combustion] The emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities such as chip mills are calculated from the amount of fossil fuel consumption and a CO_2 emission factor of the fuel. In addition to the fossil fuels which is necessary to operate a biomass power plant, it includes the fossil fuels required in the process to produce chips are also considered. Furthermore, it also includes fossil fuels necessary for transportation of biomass within the biomass power plant. [Emissions from transportation of solid woody biomass fuels] Emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from the amount of fossil fuel consumption by the transportation and a CO_2 emission factor of the fuel. The transportation method will be by waterway or overland. If not applicable, the emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated from total mass of freight transported from each collecting site and distance between each collecting site and a biomass power plant.

This methodology is applicable to projects that meet all of the following criteria.

2) Eligibility criteria

Table 8 Eligibility criteria

Criterion	Contents
Criterion 1	A biomass power plant including chip mills is newly installed on and/or nearby the project site.
Criterion 2	The project uses only solid woody biomass fuels from sustainably managed forest.

3) Emission Sources and GHG types

In this proposed methodology, the reference emissions target the CO_2 emitted from burning fossil fuels, while the project emissions only target the CO_2 emitted from biomass power generation and from the transportation of woody biomass. The following table shows the emission sources and GHG types in the proposed methodology.

Table 9 Emission Sources and GHG types

Reference emissions		Project emissions	
Emission sources	GHG types	Emission sources	GHG types
Grid electricity and/or captive power generation	CO_2	Solid woody biomass fuel combustion in a biomass power plant	N/A
		Fossil fuel consumption for operating a biomass power plant	CO_2

Reference emissions		Project emissions	
		Fossil fuel consumption for operating a chip mill	CO_2
		Fossil fuel consumption by transportation of solid woody biomass fuels and/or materials of solid woody biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant	CO_2

In the project emissions, the CO_2 emitted from the combustion of woody biomass are not included.

4.4.2. Proposed methodology for calculating reference emissions

Reference emissions are used as a substitute for grid power including national/regional and independent grid and/or private power by installing and operating biomass power plants. They are calculated by multiplying the net electricity production by a biomass power plant by the CO_2 emission factor for grid electricity and/or captive generation.

$$\boldsymbol{RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}}$$

Where

RE_p	Reference emissions during the period p [t-CO_2/p]
NEG_p	Net quantity of electricity generated by a project biomass power plant during the period p [MWh/p] ($NEGp$ is a difference between quantity of gross generated electricity and quantity of electricity consumed by a project biomass power plant (e.g., building, plant, etc) during the period p.)
$EF_{RE,elec}$	CO_2 emission factor of national/regional and isolated grids and/or captive electricity [t-CO_2/MWh]

4.4.3. Proposed methodology for calculating project emissions

Project emissions include emissions from the combustion of solid woody biomass fuels in biomass power plants, emissions from the combustion of fossil fuels in biomass power plants, and emissions from the transportation of solid biomass fuels.

[Emissions from woody biomass fuel combustion]

The emissions resulting from combustion of solid woody biomass fuels are zero since the fuels are carbon neutral.

[Emissions from fossil fuel combustion]

The emissions from combustion of fossil fuel at a biomass power plant and affiliated facilities such as chip mills are calculated from the amount of fossil fuel consumption and a CO_2 emission factor of the fuel. This includes the fossil fuel to move biomass fuel within the power plant, to operate chip mills, and the fuel needed to generate electricity itself.

[Emissions from transportation of solid woody biomass fuels]
The emissions from transportation of solid woody biomass fuels are calculated using one of the following methods. (i) Calculated from the fossil fuel consumption due to transport and the CO2 emission factor of the fuel. (ii)The emissions from the transport of woody biomass fuel are calculated from the total mass of the cargo transported from each collection point and the distance between each collection point location and the biomass power plant.

Project emissions are the sum of emissions from burning fossil fuel biomass inside the biomass plant and emissions from transporting fuel from off-site collecting sites, and are calculated by the following formula:

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{ONSITE,p} + PE_{TRANS,p}}$$

Where

$\boldsymbol{PE_p}$	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{PE_{ONSITE,p}}$	Project emissions by on-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant during the period p [tCO_2/p]
$\boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$	Project emissions by transportation activity of solid woody biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant during the period p [tCO_2/p]

$\boldsymbol{PE_{TRANS,p}}$ is calculated using one of the following options.
- Option 1 : Monitoring fuel consumption
- Option 2 : Monitoring trip road distance and mass of freight

Option 1: $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_j FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$
Option2: $\boldsymbol{PE_p = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i} + \sum_k \sum_l D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$

$PE_{ONSITE,p}$, is calculated as below.

$$\boldsymbol{PE_{ONSNITE,p} = \sum_i FC_{ONSITE,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i}}$$

Where

$FC_{ONSITE,i,p}$:	On-site consumption of fossil fuel i for operating a biomass power plant during the period p [mass or volume/p]

NCVi:	Net calorific value of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [GJ/mass or volume]
EFfuel,i:	CO_2 emission factor of fossil fuel i [tCO_2/GJ]
i:	Indication number of fossil fuel type [-]

$PE_{TRANS,p}$ is calculated using one of the following options.

Option 1 : Monitoring fuel consumption

$$\boldsymbol{PE_{TRANs,p} = \sum_{j} FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}}$$

Where

FCTRANS,j,p:	Consumption of fossil fuel j by transportation during the period p [mass or volume/p]
NCVj:	Net calorific value of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]
EFfuel,j:	CO_2 emission factor of fossil fuel j [tCO_2/GJ]
j:	Indication number of fossil fuel type [-]

Option 2 : Monitoring trip road distance and mass of freight

$$\boldsymbol{PE_{TRANs,p} = \sum_{k} \sum_{l} D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}}$$

Where

Dk:	Round trip distance between collecting site k and a biomass power plant [km]
FRk,l,p:	Total mass of freight transported from collecting site k by vehicle type l during the period p [ton/p]
EFvehicle,l:	CO_2 emission factor of vehicle type l [tCO_2/ton-km]
k:	Indication number of collecting site [-]
l:	Indication number of vehicle type [-]

Table10 Reference and Project Emissions Calculation Method

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,elec}$	CO_2 emission factor for the national/ regional and isolated grids and/or captive electricity [tCO_2/MWh] The value for $EF_{RE,elec}$ is selected from the emission factor based on the national/regional grid ($EF_{RE,grid}$) or based on isolated grid and/or a captive diesel power generator ($EF_{RE,cap}$) in the following manner: In case a biomass power plant in a proposed project activity is directly connected, or connected via an internal grid not connecting to either an isolated grid or a captive power generator, to a national/regional grid (Case 1), $EF_{RE,grid}$ is set as between 0.243 and 0.653, depending on the location. In case a biomass power plant in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a national/regional grid, and an isolated grid and/or a captive power generator (Case 2), EFRE,grid is set as between 0.243 and 0.533, depending on the location. In case a biomass power plant in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to a national/regional grid, and only connected to an isolated grid and/or a captive power generator (Case 3), $EF_{RE,cap}$: 0.533 tCO_2/MWh is applied.	a) Regional or national default values; b) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied. c) the calculated value using the latest version of the "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" under the CDM at the time of validation.
NCV_i	Net calorific value of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [GJ/mass or volume]	In the order of preference: a) Values provided by the fuel supplier; b) Measurement by the project participants; c) Regional or national default values; d) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on
NCV_j	Net calorific value of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]	

<table>
<tr><td></td><td></td><td>National GHG Inventories.
Upper value is applied.</td></tr>
<tr><td>$EF_{fuel,j}$</td><td>CO_2 emission factor of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [tCO_2/GJ]</td><td rowspan="2">In the order of preference:
a) Values provided by the fuel supplier;
b) Measurement by the project participants;
c) Regional or national default values;
d) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.
Upper value is applied.</td></tr>
<tr><td>$EF_{fuel,j}$</td><td>CO_2 emission factor of fossil fuel j used for transportation activity of solid woody biomass fuels to a biomass power plant [tCO_2/GJ]</td></tr>
<tr><td>$EF_{vehicle,l}$</td><td>CO_2 emission factor of vehicle type l [tCO_2/ton-km]
<table><tr><th>Vehicle class</th><th>$EF_{vehicle,l}$</th></tr><tr><td>Light vehicle</td><td>0.000245 tCO_2/ton-km</td></tr><tr><td>Heavy vehicle</td><td>0.000129 tCO_2/ton-km</td></tr></table>
Vehicles with a gross vehicle mass being less or equal to 26 tonnes are classified in light vehicle. Vehicles with a gross vehicle mass being higher than 26 tonnes are classified in heavy vehicle.</td><td>The default values provided in the CDM methodological tool “Project and leakage emissions from transportation of freight.”</td></tr>
</table>

4.4.4. Proposed methodology for monitoring

This feasibility study will include the five monitoring items as follows.

- Net electricity production from wood biomass power plants.
- On-site consumption of fossil fuels for wood biomass power plant operations (the consumption related to the operation of the power plant and the operation of the chip mill)
- Consumption of fossil fuels by transportation (if applicable).
- Round trip distance between biomass collection point and wood biomass power plant (if applicable).
- Gross weight of cargo transported from wood biomass collection point (if applicable).

4.4.5. Consideration of GHG emission reductions in the JCM Feasibility Study

The GHG emission reductions in this feasibility study, based on the assumption of a 30-year project period, were calculated to be 31,815t-CO_2/year (reference emissions 33,259t-CO_2/year minus project emissions 1,444t-CO_2/year), based on the following conditions and formula.

- The amount of biomass required for power generation is 125,318 t/year.
- The woody biomass fuel accumulated at a biomass collection station is loaded onto a boat and transported to a biomass power plant. The fuel is then unloaded at a power plant, reloaded onto trucks, and transported to a chip mill.
- Transport distance by boat: 100 km one way, 1 km by truck inside the power plant
- Fuel for operating the biomass power plant and chip mills: 1 t/day of diesel fuel

4.4.6. Potential contribution to GHG emission reductions through the dissemination of projects

The premise of this feasibility study is to plant trees on non-forested peatlands in Indonesia and to utilize timber from sustainable forest management. In this case, woody biomass fuels will depend on the size of the peatlands and the size of the forestation area and annual growth rate of them.

According to the FOLU Net Sink 2030 which is a policy guideline in the forestry and land use sector, set forth for the realization of the climate change policies of the Government of Indonesia including the achievement of NDC, the total area of peatlands in Indonesia that needs to be rehabilitated by 2030 is approximately 1,887,000 hectares. If the JCM feasibility study assumes that 90,000 hectares, around 5% of the targeted rehabilitated peatlands, will be covered and forestated by this project, the size of the forestation area will be around 10 times the area we put as premise of the estimation. This can lead to the estimation that emission reductions of about 318,150 t-CO_2/year can be expected, since it can generate about 10 times as much power generation capacity.

4.5. Calculation of GHG emission reductions and consideration of avoided emissions (forestation)

4.5.1. Overview of the proposed methodologies

1) Concept and outline of the proposed methodology

In this methodology, forestation will be carried out in peatlands, used to be drained artificially, where the stock-based water management technology has been introduced. The peatlands can maintain above a certain groundwater level, and control CO_2 emissions due to oxidation and decomposition of the peat layer. Timber will be produced on the peatlands.

The following table shows the scenarios in this draft methodology.

Table 11 Proposed scenarios

Scenario	Contents
Reference scenario	Situation where natural vegetation has not been cleared and forestation has not been conducted for the past 10 years.
Reference scenario	Although forests will be harvested and reforested after each forest segment, the project area as a whole will always remain in a state of forested condition. This will continue to ensure a certain level of forest absorption throughout the project area.

A summary of the proposed methodology, based on the above scenarios, is as below.

Table 12: Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	The stock-based water management technology will introduce the peatland where drained artificially. Forestation and forest management will be conducted in the peatlands where the groundwater level can be maintained above a certain level, and each forest segment will be harvested on a four-year rotation, and the timber will be used as fuel for biomass power generation. The entire project area will be maintained in a state of forested condition by harvesting each forest segment and then reforesting it. This will continue to ensure a certain level of forest absorption throughout the project area.
Calculating reference emissions	Reference emissions are calculated as follows. ・ The average value of GHG emissions at the project area during the 10 years before the start of the project, from 2013 to 2022, will be used as the reference emissions. ・ Net GHG emissions due to changes in carbon stock at the project area are calculated from the annual average CO2 emissions and removals provided by the Government of Indonesia. These amounts are based on the country's FREL/FRL.
Calculating project emissions	Project emissions are the project net emissions/removals for year y during the monitoring period, and calculated based on the emissions which are generated from monitored changes in carbon stocks during the monitoring period, emissions from GHG sources other than CO_2, and transportation, etc. in addition, since harvesting planted trees will be conducted by the project, the long-term average GHG benefit will be set as the upper limit of credits. A default discount factor of 20%, as defined in the methodology guidelines, is applied to project emissions reductions to account for the risk of reversal.

2) Eligibility criteria

Table 13 Eligibility Criteria

Criterion 1	The project is to enhance CO_2 removals through plantation whose species approved by the government of Indonesia to plant. Through the project activities, the project area converted to forest from non-forest.
Criterion 2	Project participants demonstrate that the project area has not been cleared of native ecosystems within the 10-year period before the project start date.

Criterion 3	The project areas are peatland areas where drained artificially, but implemented "water storage management technology" to maintain the groundwater level above a certain level.
Criterion 4	Project participants provide the documented evidence that any economic activity including agriculture which had been implemented in the project area before the project start date and had had negative environmental and social impacts is not displaced to outside of the project area.
Criterion 5	Documented evidence that three carbon pools of dead wood, litter and soil organic carbon can be conservatively excluded from estimation of project emission reductions or removals to ensure that net emission reductions or removals are not overestimated.
Criterion 6	N-fertilizer is not used for plantation in the project area.

3) Emission Sources and GHG types

In the draft methodology, both reference and project emissions target CO_2 emitted from aboveground and belowground biomass. The reference emissions considered emissions from biomass fires. At the same time, the project emissions also considered emissions from fires, although possibility of fire will be infinitely small but it remains. The emissions from fossil fuels for the activities necessary for project implementation (operating the machinery required for harvesting and transporting the biomass to the biomass collection point) are covered. The sources of emissions and types of GHGs in the proposed methodology are listed in the following table.

Table 14: Emission Sources and GHG types

Reference emissions		Project emissions	
Above ground biomass	CO_2	Above ground biomass	CO_2
Below ground biomass	CO_2	Below ground biomass	CO_2
		Emissions from combustion of fossil fuels	CO_2
		Emissions from peatland fire	CO_2

N2O emissions can be ignored since no nitrogen fertilizer or other fertilizers are applied during forestation in this project, although N2O emissions may not be negligible depending on the status of nitrogen fertilization.

4.5.2. Calculation of reference emissions

The project reference level at year y during the proposed monitoring period is calculated as follows

$$RL_y = \Delta CS_{ref,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{ref,y}}$$

Where

$\Delta CS_{ref,y}$	Projected carbon stock change in project area at year *y* [tC]
44/12	Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2
$L_{fire_{ref},y}$	Projected amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in project area at year *y* [tCO_2e]

Carbon stock change at year *y* in the project area is projected using the following equation.

$$\Delta CS_{ref,y} = \sum(C_{yri} - C_{yri+1}) / \sum(yr_{i+1} - yr_{i+})$$

Where

$\Delta CS_{ref,y}$	Projected carbon stock change in project area at year *y* [tC]、
C_{yr}	Carbon stock in the project area at year *yr* during the reference period [tC]
yr	Years during the reference period

4.5.3. Calculation of project emissions

Project net emissions/removals at year *y* during the monitoring period are calculated on the basis of monitored carbon stock change, emissions from other GHG sources and displacement during the monitoring period as follows:

$$PE_y = \Delta CS_{PJ,y} \times \frac{44}{12} + L_{fire_{PJ},y} + E_{energy,PJ,y} + DE_y$$

PE_y	Project net emissions/removals at year *y* [tCO_2e]
$\Delta CS_{PJ,y}$	Carbon stock change in the project area at year *y* [tC]
$L_{fire_{PJ},y}$	Amount of non-CO_2 emissions from biomass burnng in the project area during year *y* [tCO_2e]
$E_{energy,PJ,y}$	Amount of CO_2 emissions from energy use during year *y* [tCO_2]
DE_y	Displacement of emissions at year *y* [tCO_2e]
44/12	Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2

(a) Carbon stock change in the project area at year *y* is estimated using the following equation.

$$\Delta CS_{PJ,y} = \sum(NUM_i \times \Delta BM_{i,y} \times (1 + R_i) \times CF_i) \qquad \text{(Equation 6)}$$

$\Delta CS_{PJ,y}$	Carbon stock change in the project area at year *y* [tC]
NUM_i	Number of trees of tree species *i* planted or naturally regenerated by human assistance in the project area [tree]
$\Delta BM_{i,y}$	Mean annual change in above-ground biomass per tree of tree species *i* at year *y* [t-dm/tree/y]
R_i	Root-shoot ratio for planted trees [dimensionless]
CF_i	Carbon fraction of tree biomass [tC/t-dm]

Data for "NUM_i" are generated by direct monitoring. The number of sample plots is determined to provide estimates in the net change in carbon stocks to within 10 per cent of the true value of the mean at the 95 per cent confidence level.
Data for "$\Delta BM_{i,y}$" can be calculated based on data of direct measurement and allometric equations sourced from peer-review thesis or other scientific evidence.
Data for "R" and "CF" can be sourced from 2006 IPCC guidelines.

(b) For non-CO_2 emissions (CH_4 and N_2O) from biomass burning in the project area during year *y*, the equation below is used.

$$L_{fire,PJ,y} = \sum L_{fire_{PJ,y}} \div ny \qquad \text{(Equation 7)}$$

$\boldsymbol{L_{fire,PJ,y}}$	Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area during year *y* [tCO_2e]
$\boldsymbol{L_{fire_{PJ,y}}}$	Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *y* during the monitoring period [tCO_2e]
$\boldsymbol{ny}$	Number of monitored years during the monitoring period

$$L_{fire,PJ,y} = AB_{j,ym} \times MB_j \times C_f \times G_{ef} \times 10^{-3} \times GWP \qquad \text{(Equation 8)}$$

$\boldsymbol{L_{fire,PJ,y}}$	Amount of CH_4 and N_2O emissions from biomass burning in the project area at year *y* during the monitoring period [tCO_2e]
$\boldsymbol{AB_{j,ym}}$	Area burnt in stratum *j* in the project area at monitoring year *ym* [ha]
$\boldsymbol{MB_j}$	Mass of fuel available for combustion in stratum *i* [t/ha]
$\boldsymbol{C_f}$	Combustion factor for forest fire
$\boldsymbol{G_{ef}}$	Emission factor for forest fire [g kg-dm burnt $^{-1}$]
$\boldsymbol{GWP}$	Global Warming Potential (25 for CH_4 and 298 for N_2O)

Data for "$AB_{j,ym}$" is generated by direct monitoring using remotely sensed imagery.
Data for "MB_j", "C_f" and "G_{ef}" can be sourced from 2006 IPCC guidelines.

(c) For CO_2 emissions from combustion of fossil fuels for project activities such as from transport and machinery use at year *y*, the equation below is used.

$$E_{energy,PJ,y} = LC_y \times CC \times ODU \times \frac{44}{12} \qquad \text{(Equation 9)}$$

$\boldsymbol{E_{energy,PJ,y}}$	Amount of CO_2 emissions from energy use during year *y* [tCO_2]
$\boldsymbol{LC_y}$	Consumption of fuel at monitoring year *y* [TJ]
$\boldsymbol{CC}$	Carbon content of fuel [kt-C /TJ]
$\boldsymbol{ODU}$	Oxidized during use factor

44/12	Conversion factor of molecular weight of carbon to CO_2
	Data of "LC_y" is collected by purchase receipt and/or other documental

Data of "LC_y" is collected by purchase receipt and/or other documental evidence.
Data of "CC" and "ODU" is sourced from 2006 IPCC guidelines.

Net emissions from any carbon pools and GHG sources whose amount is less than 5% of cumulative emissions can be estimated using simple measures, such as by using reference data, rather than direct monitoring.

(d) Displaced emissions (DE_y) is assumed to be zero.

4.5.4. Proposed methodology for monitoring

This feasibility study will include the following monitoring items.

- The number of trees planted will be based on planting records. It assumes that trees will be harvested on certain cycle depending on species. The planting status including number of trees will be monitored by periodic drone photography.
- Annual above-ground growth will be calculated by measuring tree height, diameter at breast height and others in the field survey and using existing allometric formulas.
- Area where fire occurred will be measured by satellite image analysis or field survey.
- Fuel consumption for project activities will be confirmed by using receipts and other project records.

4.5.5. Consideration of GHG emission reductions in projects subject to the JCMFS

GHG emission reductions for JCMFS projects are calculated based on the following formula.

$$ER_y = RL_y - PE_y$$

$\boldsymbol{ER_y}$	Emission reduction amount at year y [tCO_2e]
$\boldsymbol{RL_y}$	Reference emissions at year y [tCO_2e]
$\boldsymbol{PE_y}$	Project emissions at year y [tCO_2e]

As this methodology targets the afforestation/ tree planting with harvesting, and project sites will be replanted right after harvesting/ felling trees in a certain year cycle, depending on the tree species to be planted. Therefore, the upper limits of credits is set as follows by applying the long-term average GHG benefit:

$$\boldsymbol{LA} = \frac{\sum_{t=1}^{n}(\boldsymbol{PEt} - \boldsymbol{REt})}{\boldsymbol{n}}$$

LA	The long-term average GHG benefit [tCO_2e]

PEt	The cumulative to-date GHG emission reductions and removals generated during the project, including CO_2, CH_4, N_2O emissions reasonably attributable to the project activities, and displaced emissions [tCO_2e]
REt	The cumulative to-date project reference level [tCO_2e]
t	Year
n	Total number of years in the established time period

$$LA_{credt\,y} = LA_y \times (1 - DF)$$

$\boldsymbol{LA_{credt\,y}}$	Long-term average GHG benefit available to be credited in year y [tCO_2e]
$\boldsymbol{LA_y}$	Long-term average GHG benefit in year y [tCO_2e]
$\boldsymbol{DF_y}$	Discount factor, default as 0.2

A discount factor is applied as a measure for risk of reversals.

Project emissions reductions available to be credited for a monitoring period are calculated as follows:

$$LA_{credt,p} = \sum_i LA_{credit,y}$$

$\boldsymbol{LA_{credt,p}}$	Long-term average GHG benefit available to be credited for a monitoring period p [tCO_2e]
$\boldsymbol{LA_{credt\,y}}$	Long-term average GHG benefit available to be credited in year y [tCO_2e]

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Table15: Parameters in Afforestation

Parameter	Description of data	Source
ΔBMi	Mean annual change in above-ground biomass per tree of tree species *i* at year *y* (t-dm/tree/y)	Calculated based on data of direct measurement and allometric equations sourced from peer-review thesis or other scientific evidence
Ri	Root-shoot ratio for planted tree species *i* (dimensionless)	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.4)
CFi	Carbon fraction of tree biomass for planted tree species *i* (tC/t-dm)	2006 IPCC Guidelines Vol.4 (Table 4.3)
CC	Global Warming Potential	2006 IPCC Guidelines
ODU	Carbon content of oil (kt-C /TJ)	2006 IPCC Guidelines

This feasibility study adopts the concept of long-term GHG benefits in a drafted JCM guidelines published by the Forestry Agency of Japan as a calculation method for forest absorption. In the estimation of this feasibility study, the calculation of the total GHG benefits accounts for the first cycle of logging only, since this feasibility study has taken even more conservative than the concept by the Forestry Agency.

Total GHG benefits for the first cycle of logging (years 1-4): 71,138 t-CO_2

4.5.6. Potential contribution to GHG emission reductions through the dissemination of projects

This section will study the potential contribution to GHG emission reductions in Indonesia in the case that the proposed methodology for forestation and forest management activities in peatlands will be disseminated. According to the FOLU Net Sink 2030, the total area of peatlands in Indonesia that needs to be rehabilitated by 2030 is approximately 1,887,000 hectares. If the JCM feasibility study assumes that 90,000 hectares of peatlands, around 5% of the targeted rehabilitated peatlands, will be covered and forestated by this project, the size of the forestation area will be around 10 times the area we put as premise of the estimation. This can lead to the estimation that the emission reductions over the whole project period will be expected around 711,380 t-CO_2.

4.6. Calculation of GHG emission reductions and consideration of avoided emissions (Rewetting drained tropical peatland)

4.6.1. Overview of the proposed methodologies

1) Concept and outline of the proposed methodology

The proposed methodology evaluates GHG emission reduction measures to control CO_2 emissions from oxidation and decomposition of peat layers by introducing the technology on the stock-based water management to the peatlands drained artificially which allows to maintain the groundwater level above a certain level. The CO_2 emissions from oxidation and decomposition from peatlands drained artificially are estimated from the rate of peat subsidence (changes in land surface elevation). The amount of the GHG emission reduction will be the difference between the project emissions and the reference emissions.

The following table shows the scenarios in this draft methodology.

Table16 Proposed scenarios

Scenario	Contents
Baseline scenario	In peatlands drained artificially, production activities are carried out while drainage conditions are maintained.
Reference scenario	Artificially drained peatlands will continue to be abandoned without being used for productive activities and without applying stock-based water management.

Project scenario	CO_2 emissions from oxidation and decomposition of peat layers are reduced by introducing the technology on the stock-based water management to peatland drained artificially and maintaining the groundwater level above a certain level.

A summary of the proposed methodology, based on the above scenarios, is as below.

Table 17 Summary of the methodology for GHG emission reductions from stock-based water management in drained peatlands

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Reduction in carbon dioxide (CO_2) emissions due to decreased oxidation of soil organic material that occurs as a result of project activities, namely rewetting drained peatland forest.
Calculating reference emissions	Reference emissions are calculated based on the subsidence of peatland surface during the monitoring period, assuming that subsidence of the peatland surface is occurred due to oxidation of soil organic materials. The subsidence under the reference scenario is projected based on the long-term monitoring data in the drained and abandoned peatland in the same or near watershed of the project area.
Calculating project emissions	Project emissions are calculated based on the monitored subsidence of peatland surface during the monitoring period, assuming that subsidence of the peatland surface is occurred due to oxidation of soil organic materials. Subsidence of peatland soil surface is estimated by calculation of difference in the peatland soil surface levels during the monitoring period measured with remote sensed data. Change in the peatland surface is occurred not only due to oxidation of soil organic materials, but also consolidation of peat soil and litterfall.

2) Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Table 18 Eligibility Criteria

Criterion	Summary
Criterion 1	This methodology is applicable in the tropical peatland rewetted more than 10 years after artificial drainage. I. It must be confirmed that the project area is peatland based on the peatland map

Criterion	Summary
	published by the host country or peer-reviewed literature in the international scientific journal with an accuracy higher than 80 % verified by a boring survey, which was conducted under the following sampling density: i) one boring point/km^2 ; or ii) one boring point per area where the soil property is regarded as homogenous according to the following maps/data such as soil, vegetation, topography, and geology. The boring survey result applied for verification shall be obtained from i) the official database of the host country; or ii) peer-reviewed international literature; or iii) data measured following the methodology defined under the guidelines published by the host country or peer-reviewed international literatures. II. It must be confirmed that the project area was drained artificially based on the following data: i) Drainage channels were developed in the project area; and ii) The lowest water table depth in the dry season in the project area is significantly lower than the one in the undrained peatland near the project area. The lowest water table depth in the dry season shall be identified by measuring the water table depth at least biweekly during the dry season.; Or, iii) The water table depths measured along the gradient of the slope, which is perpendicular to the drain channel decline, declines when the monitoring point gets closer to the drain channel.
Criterion 2	The project activity is the rewetting of drained peatland satisfying the following conditions: The water table depth monitored hourly by observation wells, which is significantly higher than the one of drained peatland, and 40cm. In order to control the accuracy, maintenance of the observation wells must be conducted twice per year. The water table depth shall be measured in more than two points per measuring line. The measuring lines shall be set in the traverse direction to the main drain channel every 5km of drain channel length.
Criterion 3	N-fertilizer is not used in the project area.
Criterion 4	It must be demonstrated by referring to peer-reviewed literature or actual measured data, that under the project scenario, N_2O emissions are insignificant or decrease in the reference scenario compared to the rewetted tropical peatland.

Criterion	Summary
Criterion 5	It must be demonstrated by referring to peer-reviewed literature or actual measured data, that under the project scenario, CH_4 emissions are insignificant or decrease in the reference scenario compared to the rewetted tropical peatland.
Criterion 6	The project period is less than the effective period of the land use right authorized to the project proponent/member by the government of the host country. In case the effective period of the land use right is permanent, the project period is less than the period estimated by the following formula: Peat depletion time = Depth/ Depletion rate Where: Peat depletion time (year): Peat depletion time in the reference scenario in years elapsed since the project start Depth (m): Average peat depth above water table level (above the drainage limit) in the reference scenario at project start. A conservative (small) value obtained from peer-reviewed literatures or actual measured data must be applied. Rate (m/year): Rate of peat loss due to subsidence in the reference scenario. A conservative (high) value obtained from peer-reviewed literatures must be applied.
Criterion 7	The amount of residual biomass on the peat soil surface left in the project site shall be minimized as much as possible.
Criterion 8	Activities which disturb peat soil surface such as root removal are not conducted in the project area.

3) Emission Sources and GHG types

In this draft methodology, both reference and project emissions only cover CO_2 emitted from oxidation and decomposition of peat beds. The sources of emissions and types of GHGs in the proposed methodology are listed in the following table.

Table 19 Emission Sources and GHG types

Reference Emission sources・GHG types		Project Emission sources・GHG types	
Oxidation of soil organic material from the drained tropical peatland	CO_2	Oxidation of soil organic material from the rewetted drained tropical peatland	CO_2

CH4 emissions are influenced by the groundwater table.[1] The stock-based land use has higher CH4 emissions than the drain-based land uses. However, the CH4 emission volume is considered negligible compared to the CO_2 emitted by oxidation and decomposition after drainage. Regarding N2O emissions, it may not be negligible depending on the status of nitrogen fertilization. For those reasons, this feasibility study set the eligibility requirements 4 and 5 described in 4.6.1 above in order to determine whether the amount is actually negligible for the subject site and project period.

4.6.2. Calculation of reference emissions

Reference emissions are determined as emissions from peatlands drained artificially in the same watershed as the targeted areas, based on the following formula.

$$\text{reference emissions } (tCO_2/T\text{year}) = \Delta S_R \times A \times CD \times (44/12) \div 1000$$

Peat subsidence ratio is estimated by one of the following options:

Option 1: Field measurements at reference site

Step 1: Define the reference site based on the following criteria

Criteria1: The reference site must be in the same watershed of the project site, which has been drained for more than 10 years and in no use. The reference area shall be remained drained and abandoned during the whole period of the project.

Criteria2: Peat thickness above the groundwater table of the reference site must not have significant difference from the one of the project site at the start of the project before resetting. The groundwater table of the reference site must not have significant difference from the one of the project areas.

Step 2: Measure peat subsidence at the reference site during the project period. The measuring timing and method must be the same as the one applied for the project emission calculation.

Option 2：Approximation method from field measurements

Step 1: Data of annual subsidence rate measurements for at least 10 years at the locations which satisfies the following criterion:

Criterion1: The reference site must be in the same watershed of the project site, which has been drained for more than 10 years and in no use.

Step 2: Using the collected data in the step 1, make a scatter plot showing time since the start of drainage in the x-axis, and rate of subsidence in the y-axis. Over the prepared scatter plot, draw an approximate equation to grasp the time-series trend of subsidence rate reduction. The RMSE of this approximate

[1] Hergoualc'h, K. A., & Verchot, L. V. 2012. Changes in soil CH4 fluxes from the conversion of tropical peat swamp forests: a meta-analysis. Journal of Integrative Environmental Sciences, 9(2), 93-101.

equation must be less than the accuracy set for the project's surface elevation survey, described in Section I of this document. The subsidence rate data to draw the approximate equation must satisfy the following criteria.

Criteria1: The number of years elapsed since the start of drainage of the measuring area can be proved with a certain evidence.

Criteria2: The data of rainy season shall be used.

Criteria3: The approximate equation must be obtained from at least 10 subsidence rate data in different elapsed time from drainage.

Step 3: The obtained approximate equation is used to determine the reference subsidence for the entire project period.

4.6.3. Calculation of project emissions

The difference in ground surface elevation during the two time periods between the start of stock-based water management and the time of monitoring is considered as peat subsidence. The project emissions will be calculated from the rate of peat subsidence (cm/year), assuming that this is caused from oxidation and decomposition of the peat layer. For the peat subsidence rate for the project emissions, it will be calculated based on the measurement of land surface elevation changes at the targeted areas using remote sensing technology. Subsidence rate are set on a grid-by-grid basis and are multiplied by each grid area to calculate the volume of subsidence, which is then multiplied by the carbon density to calculate the emissions. The proposed formula for calculating project emissions is shown below.

Calculation of project emissions(tCO_2/Tyear) $=\sum_{x=1}^{X} S_{R,x} \times A_x \times CD \times (44/12) \div 1000$

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Table 20 Calculation of emissions reference and project emissions

Parameter	Description of data	Source
ΔS_R (m/Tyear) Peat subsidence rates in the reference scenario.	〖ΔS〗_(p,x,p) is a difference in soil surface level of the project area during the monitoring period p, measured by the project proponent using remote sensing analysis, conducted in accordance with the guidelines for measurement of Japan or the host country or methodology described in peer-reviewed literatures.	Measured data from universities and research institutions Scientific papers
$\Delta S_{R,x}$ (m/Tyear)	Subsidence rate of peatland surface of in grid cell x of the project area during the period p [m/p]	Project proponent

Parameter	Description of data	Source
Peat subsidence rate in Project emissions	$\Delta S_{p,x,p}$ is a difference in soil surface level of the project area during the monitoring period p, measured by the project proponent using remote sensing analysis, conducted in accordance with the guidelines for measurement of Japan or the host country or methodology described in peer-reviewed literatures. Step 1: The project proponent develops a digital elevation model as the baseline map of soil surface level of the project area just after rewetting the drained peatland, by remote sensing analysis of data derived by technology such as LiDAR. The technical specification for the map generation shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. The obtained point-cloud data are converted to the area data by grid cell < 250m. In the process of conversion, lowest value amongst the point-cloud data is applied as the representative value of the grid. Step2: The accuracy of the developed baseline map is assessed by topographic field measurement, whose result shall show an RMSE < ±0.05m in vertical and horizontal direction. The technical specification for the topographic field measurement shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. Step 3: The project proponent develops a digital elevation model (DEM) of the project area after the period p, by remote sensing analysis of data derived by technology such as LiDAR/ In-SAR etc. The technical specification for the map generation shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation	

Parameter	Description of data	Source
	published by the government institution of the host country or Japan, or the methodology peer-reviewed literature. The obtained point-cloud data is converted to the area data by grid cell < 250m. The Lidar/laser sampling density shall be more than 400/m^2. Step 4: The accuracy of the map developed in step 3 is assessed by topographic field measurement, whose result shall show an RMSE < ±0.05m in vertical and horizontal direction. The technical specification for the topographic field measurement shall follow the guidelines for topographic measurement and map preparation published by the government institution of the host country or Japan. The monitoring period p shall be long enough to identify the difference of the surface level, which shall be significantly larger than the RMSE value. For instance, in case that the RMSE is less than ±0.05m, the monitoring period shall be longer than 10 years. The monitoring shall be conducted in the rainy season to minimize the influence of the other factors on the soil subsidence rate. Step 5: Calculate the difference of the surface level by grid of the developed maps in Step 1-4.	
A(m^2)	Total project area [m^2]	Project proponent
A_x(m^2)	Area of grid cell x of the project area [m^2]	Project proponent
CD (kg/m^3)	Carbon density [kg/m^3] $CD = BD \times 476.82 + 4.76$ Where; BD: Bulk density of peat soil above water table [g/cm^3]	BD:Project proponent

Parameter	Description of data	Source
	• The same figure is used in both reference and project emissions calculation.	

4.6.4. Proposed Monitoring Methodology

In this proposed methodology, the monitoring indicator used to calculate GHG emission reductions is the change in ground surface elevation at the targeted areas. The ground surface elevation is surveyed as described in section 4.6.5.

4.6.5. Consideration of GHG emission reductions in projects subject to the JCMFS

The reference emissions were calculated based on the following equation described in Section 4.6.2. Each parameter for calculation is as follows.

Table 21 Parameters used to calculate reference emissions

Parameter	Data	Source
S	0.034 m/year	Reference scenario (peatlands that have been artificially drained and continue to be abandoned without being used for productive activities and without water storage). The following ideas were established due to the lack of existing knowledge that is consistent with the following. ▪ Being affected by drainage. · To be based on observations over a period of about 10 years. · To be based on a large number of observations, taking into account the variability of the data. Based on this idea, 0.034 m/year in a natural forest in Evans et al 2019 was used. This forest is adjacent to a plantation with drainage channels in the 1990s and is affected by drainage, and the calculation is based on up to 10 years of observations and data from 92 sites.
A	90,000,000m2	The area of the entire project area was set at 9,000 ha, which is the area where water storage peatland management technology will be introduced.
CD	85.82 kg/m3	Calculated from the following formula (Warren et al. (2012)) Carbon density (CD) = Bulk density (BD) x 476.82 + 4.76
BD	0.17 g/cm3	Survey results in company-owned forests in West Kalimantan, Indonesia, where the project proponent is implementing water-storage peatland management.
T	26year	Credit issuance period of the project period

Project emissions were calculated based on the following equation described in 4.6.3.

$$\text{Project emission}(tCO_2/T\text{year}) = \Delta \sum_{x=1}^{X} S_{R,x} \times A_x \times CD$$

In the calculations, the parameters were set as follows.

Table 22 Parameters in stock-based water management

Parameter	Data	Source
S	0.029 m/year	Survey results in West Kalimantan, Indonesia, where the project proponent implements stock-based water management.
A	90,000,000m2	The area of the entire project area was set at 9,000 ha, which is the area where water storage peatland management technology will be introduced.
CD	85.82 kg/m3	Calculated by following formula according to Warren et al. (2012)[2] Carbon density (CD) = Bulk density (BD) x 476.82 + 4.76
BD	0.17 g/cm3	Survey results in West Kalimantan, Indonesia, where the project proponent implements stock-based water management.
T	26year	Credit issuance period of the project period

Average annual GHG emission reductions: 141,603 t-CO_2/year
GHG emission reduction during the project period: 3,681,678 t-CO_2/year

5. Coordination with the partner country's government and other relevant parties for commercialization

During the period of the feasibility study, Sumitomo Forestry shared with Indonesian government officials and others the contents of the study discussed in 1-4 above, and sought to promote their understanding of JCM project development and commercialization. During this process, there were comments from the Ministry of Environment and Forestry, which will be a main counterpart for the JCM project, that they had some concerns about JCM, which led us to strongly recognize the importance of promoting understanding of JCM by the ministry in charge.

On the other hand, through communication with the Coordinating Ministry of Economic Affairs, which is in charge of overall coordination of JCM within the Government of Indonesia, we received positive views regarding the peatland management and forestation project. Sumitomo Forestry has been briefing the Embassy of Indonesia in Japan and the Embassy of Japan in Indonesia as well as both the Government of

[2] https://www.researchgate.net/publication/236578023_A_cost-efficient_method_to_assess_carbon_stocks_in_tropical_peat_soil

Japan and the Government of Indonesia from time to time, and has been in close contact with both government officials to obtain advice and support for JCM project development and commercialization.

6. Issues and countermeasures for future commercialization

An assumed exit strategy for Sumitomo Forestry's JCM project is a private-sector JCM, and securing business feasibility is a prerequisite for implementing the project as a business. If FIT prices and credit prices increase from the current level in the future, there will be a possibility of confirming commercial viability, and we will continue to monitor these trends closely. As the Government of Indonesia is promoting various initiatives to achieve carbon neutrality by 2060, Sumitomo Forestry will continue to explore ways to develop peatland management, forestation, and wood biomass power generation business projects in close consultation with our counterparts in the Ministry of Environment and Forestry and the Coordinating Ministry of Economic Affairs.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1, 7.2 and 7.3 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: The study of stock-based peatland water management technology for a stable supply of woody biomass

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Sumitomo Forestry Co., Ltd.

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.12. Zenmov 株式会社

（日本語）

事業名：（アラブ首長国連邦）アラブ首長国連邦（アブダビ首長国）における「公共交通モビリティの電気・水素等の低炭素化車両の導入と運行モニタリング・効率化システム（SMOC）の導入による GHG 排出削減事業」

実施者：Zenmov 株式会社

共同実施者：株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバル

1. JCM FS 調査の目的

本業務では、アラブ首長国連邦、アブダビ首長国（以下「アブダビ」とする。）において、モビリティ分野及び交通ネットワーク・公共交通施策を担当しているアブダビ市政・交通庁（Department of Municipalities and Transport: DMT、以下「DMT」とする。）傘下の統合交通センター（Integrated Transport Centre: ITC、以下「ITC」とする。）が保有する公共路線バス車両の転換及びそれら車両転換に伴う運行管理の支援を行うことで、GHG 排出削減事業としての実行可能性について調査、検討するものである。

調査、検討にあたっては、プログラム期間に想定される GHG 排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討を行うことを目的とする。

2. JCM FS 調査の実施体制

本調査の実施体制は以下のとおりである。幹事企業を Zenmov とし、株式会社オリエンタルコンサルタンツグローバル（以下「OCG」とする。）を共同実施者とする。

Zenmov は公共交通の運行事業を海外展開している企業であり、MaaS（Mobility as a Service）事業として、あらゆる公共交通機関のサービスを、ICT（情報通信技術）を活用してシームレスに結びつけ、マイカー以外の交通手段による移動サービスを展開している。

OCG は、海外建設コンサルティングとして事業を展開しており、海外における交通プロジェクトの実績が豊富であるとともに、JCM を含めたエネルギー関連業務にも精通している。また、一般財団法人中東協力センター（アブダビ事務所あり）をはじめ、UAE 内官民機関とのビジネス連携を構築している。

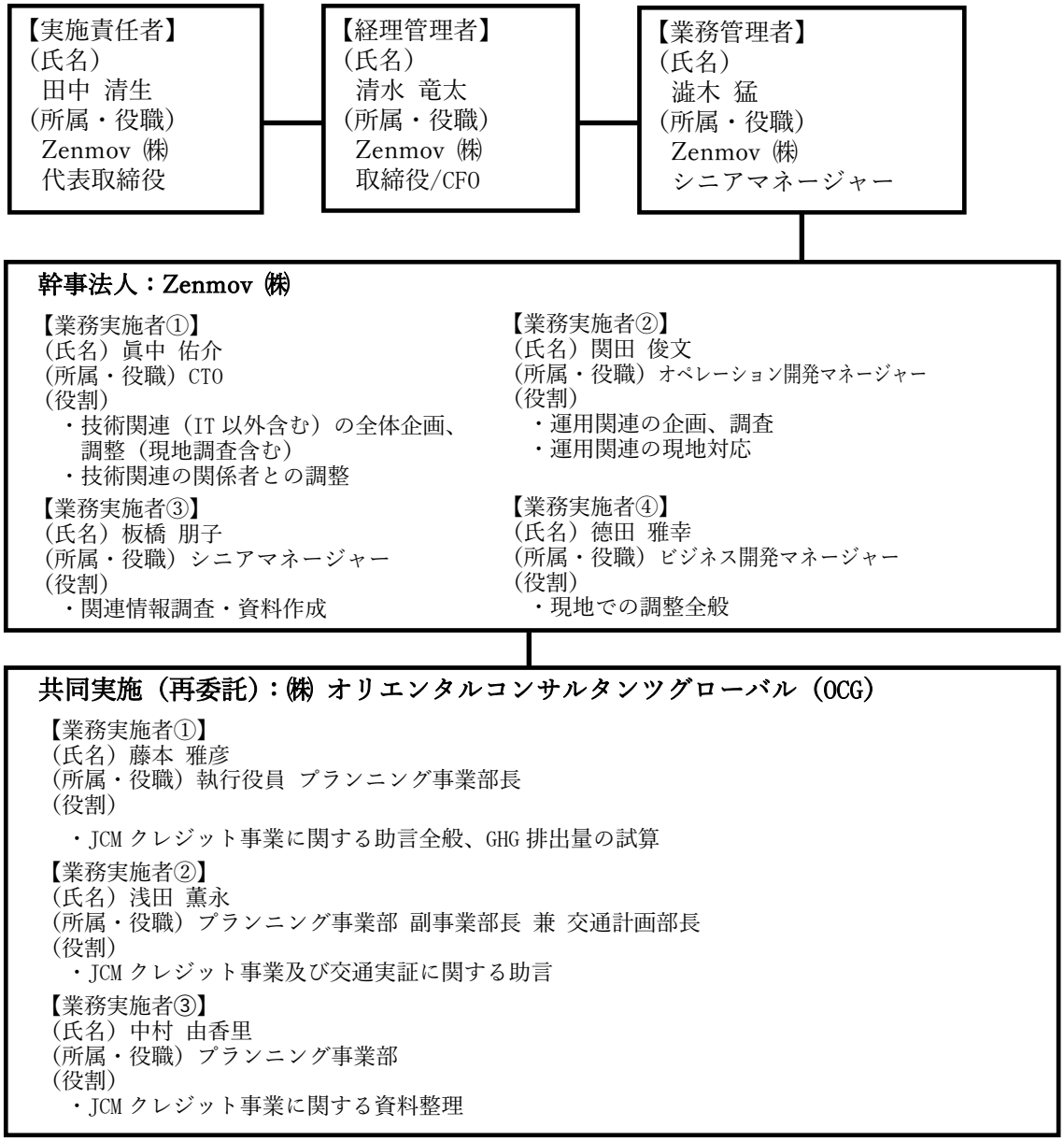


図 1 実施体制図

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 関連政策・制度の動向分析

UAE では従来より、石油依存からの脱却と産業の多角化に向けて取り組んでいるため、GHG 排出削減に関する関連政策・制度を精査するとともに、気候変動・環境省（MOCCAE）及びアブダビ環境庁（EAD）等、関連省庁の政策を網羅的に把握する。また、具体的な施策として、アブダビ市等自治体レベルをはじめ、交通関連分野では、DMT の傘下に位置づけられる ITC の施策や制度について調査した。

3.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の JCM 実証事業を通じた事業化に向けて、事業内容とともに技術課題を検討した。低炭素化車両の導入費用に対し、GHG 削減に対する JCM プロジェクト化、及び JCM システム構築について検討した。

3.3. 課題と対応策の検討

事業化・普及戦略の立案及び実証事業の実施にあたっては、必要となる手続きや相手国の規制及び規格の制定に関する対応が必要となる。（1）システム上の技術的課題、（2）事業計画上（費用面）の課題及び（3）政策的課題について検討した。

3.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

ITC が保有する公共路線バスの車両をはじめ、ITC が規制・監督する民間事業者のタクシー及びスクールバスにおける低炭素化車両の導入可能性に応じて、電動バスの提案を含め、導入台数に応じた GHG 排出削減量を試算し、現実的かつ最適な GHG 排出削減貢献量を検討した。

3.5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整

上記の検討を通じて、直接のカウンターパートとなる ITC をはじめ、アブダビの関係機関、国営もしくは民間企業、及び在外関係者（大使館、NEDO）等とのコンタクトや情報交換を行った。

3.6. 渡航実績

以下に、アブダビへの渡航実績と現地での確認内容を示す。

表 1 渡航実績（1 回目）

現地調査日程	現地調査概要	
2023 年 10 月 10 日（火）～10 月 13 日（金）	訪問先	確認内容
	JCCME（中東協力センター）	関連機関との調整を通じた、連携体制の確認
	ADDED（アブダビ経済開発庁）	本業務の実施内容説明、及び事業化に向けた留意事項、協力内容の確認
	ITC（アブダビ統合交通センター）	本業務の実施内容説明、及びデータ提供に関する協力依頼
	在 UAE 日本国大使館（経済班 乾氏）	本業務の実施内容説明、事業化に向けた留意事項等の確認
	MOCCAE（UAE 気候変動・環境省）	本業務の実施内容説明、JCM クレジット取得に関する ITC との連携実施に関する同意の取得
	KEZAD（Khalifa Economic Zones Abu Dhabi【カリファ経済地域】）	ADDED に紹介されたため訪問。Free Port Zone の運用展開について、ビジネス展開について聴取した。

	Emirates Driving Corporation	免許センターの教育体制として見学

表 2 渡航実績（2 回目）

現地調査日程	現地調査概要	
2023 年 11 月 13 日(月) ～11 月 17 日(金)	訪問先	確認内容
	JCCME（中東協力センター）	関連機関との調整窓口など、協力連携体制の確認
	EAD（アブダビ環境庁）	本業務の実施内容説明、及び ITC との事業化の取組について理解を得た。
	ITC（アブダビ統合交通センター）	運行管理データの提供について改めて依頼し、データ提供していただける旨を再確認した。
	ITC（アブダビ統合交通センター）運行管理センター（バスコントロールセンター）	運行管理センターでの公共路線バスの運行管理状況を見学した。運行管理システムの稼働状況を見学するとともに、人員体制、事故時の対応や迂回ルートへの誘導等に関する対応についても説明を受けた。電動バスを導入する際は、バッテリー管理など新たな管理項目が必要になるとのコメントを得た。

表 3 渡航実績（3 回目）

現地調査日程	現地調査概要	
2024 年 1 月 24 日(水) ～1 月 26 日（金）	訪問先	確認内容
	JCCME（中東協力センター）	ITC との協議内容の進捗を報告するとともに、3 月にアブダビで開催される日本アブダビ経済協議会（ADJEC）への関わりについて協議。
	ITC（アブダビ統合交通センター）	実証事業実施に向けた路線の選定及びデータ連携に関する協議を行い、後日提案いただくこととなった。また、ITC 上層部への承認手続きのため、JCM 制度及び NEDO 実証制度の仕組について改めて詳細な説明を行い、後日資料を提供することとなった。
	在 UAE 日本国大使館	JCMFS 業務の進捗報告を行った。また、今後 NEDO 実証を進めていく上での方針説明を行った。

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

アラブ首長国連邦（United Arab Emirates: UAE)、以下「UAE」とする。）は、石油産出国として有名であるが、近年では、石油依存からの脱却と産業の多角化に向けて取り組んでいる。このため、UAE 内の行政機関においては、国家レベル及び首長国レベルでの GHG 排出削減に関する関連政策や制度が存在する。

一方、本調査期間における 2023 年 11 月 30 日から 12 月 13 日にかけて、国連気候変動枠組条約第 28 回締約国会議（以下「COP28」とする。）が UAE のドバイで開催されたこともあり、削減目標に対する実現意欲に関しても一段と機運が高まっている状況である。

COP28 では、パリ協定の目的達成に向けた世界全体の進捗を評価するグローバル・ストックテイク（Global Stocktake: GST）（以下「GST」とする。）について、初めての決定が採択された。

ここで、12 月 1 日～2 日の首脳級会合を経た 2 週間にわたる議論・交渉の末に採択された決定文書には、1.5℃目標の達成に向けて、2025 年までの排出量のピークアウト、全ガス・全セクターを対象とした排出削減により世界全体で再エネ発電容量 3 倍・省エネ改善率 2 倍、エネルギー部門の脱・低炭素燃料の使用加速、化石燃料からの移行、再エネ・原子力・CCUS などの排出削減・炭素除去技術・低炭素水素等の加速をはじめ、交通分野のゼロ・エミッション・ヴィークル（Zero Emission Vehicle: ZEV）・低排出車両の普及を含む多様な道筋を通じた排出削減、都市レベルの取組、持続可能なライフスタイルへの移行等の重要性について盛り込まれた。

事業パートナーとして想定しているアブダビ統合交通センター（以下「ITC」とする。）は、アブダビの公共路線バスの運行管理業務を遂行する機関であるとともに、タクシー、スクールバス等の事業を管轄する役割を持つ。

ITC は、アブダビの持続可能な交通システムの強化を目指し、2023 年 11 月 28 日に「グリーン・モビリティ・フォーラム」を開催した。同フォーラムには、政府高官や韓国、中華人民共和国の代表者、グリーン電力バスメーカーの代表者、アラブ首長国連邦大学やハリファ大学などの学術機関も参加した。

本フォーラムでは、ITC のアブドゥラ・アル・マルズーキ事務局長が、2050 年までにネット・ゼロを達成するという UAE の戦略に沿った ITC のロードマップの一環として、「グリーンバス・プログラム」を通じて、国内外を問わず戦略的パートナーと緊密に協力していくことを表明した。

ITC の掲げたグリーンバス・プログラムでは、2030 年までにアブダビ島をグリーンゾーンとし、持続可能なエネルギーで運行される公共交通システムを提供するとともに、2050 年までに包括的な変革を実施することを目的としている。このことは、2025 年までのプログラム期間中に、水素バスや電動バスのさまざまなモデルを技術面・運行面で総合的に評価するプログラムであることを意味している。また、このプログラムの中で、さまざまなパートナーシップが構築されるものと考えている。すなわち、ITC はこのプログラムを通じて、アブダビの公共交通車両を段階的に低炭素化車両に転換していくことを目指している。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

JCM の事業化にあたっては、本業務で検討した GHG 削減手法を ITC が運用している路線バス事業とのタイアップ事業として実施することを検討している。ITC とは、本 FS 調査の受注前から交通分野のセミナー等において、アブダビ、日本の交通分野における相互の課題を共有してきた経緯があるが、本 FS 調査における JCM プロジェクトの議論を通じて、プロジェクト実施に向けた具体的な情報交換が可能となり、特に ITC の現状を踏まえた形で協議を進めているところである。

JCM プロジェクトに関する相手国政府の反応は前向きであり、JCM に関する日本との窓口機関となる MOCCAE（UAE 気候変動・環境省）をはじめ、EAD（アブダビ環境庁）及び DMT（アブダビ市政・

交通庁）に内容を説明し、理解を得ることで、ITC とのプロジェクト推進に対する同意を得ている状況である。

一方、ITC が現在運行している路線バスの車両は、ITC が保有している欧州製のディーゼルエンジンバスであるとともに、ITC は中国、韓国などによる低炭素化車両導入に向けた動きがあることを考慮し、JCM の事業化にあたっては、実証事業等の実施により、日本がイニシアティブを発揮できるよう、スピード感をもって取り組んでいくことが重要である。

4.2.1. 現状調査

11 月にアブダビに訪れた際に、ITC のバスコントロールセンター（Bus Control Center: BCC、以下「BCC」という。）を見学する機会を得た。写真撮影は禁止であったため、内部の様子を示すことができないが、大型モニター数台が前面中央に設置されており、バス運行路線における主要交差点の動画がリアルタイムの映像で映し出されていた。それらのモニターに向かって、20 台程度のデスクがあり、各デスクにて運行管理者が担当路線バスの運行状況を監視し、遅滞管理、リルート指示、事故対応等の運行指示をしている状況であった。

BCC で運用されているバスコントロールシステムは、2008 年に導入されたドイツ INIT 社製のものであり、随時更新を重ねてきているとヒアリングした。ここで、わが国の路線バス運行よりも DX 整備が進んでおり、走行データ、燃費データ、乗降データ等の各種データが取得可能となる重厚なシステム環境であることが判明した。

- 現在の位置管理
- ドライバー管理
- ルート管理
- 緊急対応（リルート機能）
- 運転履歴管理
- 乗車履歴管理
- 料金システム運用　　など

図 2 ITC のバスコントロールシステムによる運行管理項目

4.2.2. ITC のニーズ

現地調査を踏まえ認識した ITC のニーズは主に以下 2 つの項目であった。

（1）グリーンバス・プログラムによる車両転換のニーズ

ITC のグリーンバス・プログラムにより、2030 年までに持続可能なエネルギーで運行される公共交通システムを提供することを検討している。したがって、ITC はプログラム実施期間の早い段階で、低炭素化車両のさまざまなモデルを技術面・運行面で総合的に評価することとしている。

日本の JCM プロジェクトによる低炭素化車両への転換は、ITC のニーズに合致するものである。

（2）電動バスを運行監視するためのバッテリー監視のニーズ

電動バスは運用やメンテナンスで既存車両と異なるため、バッテリーの充電状況および劣化状況を監視し、メンテナンスやトラブル発生に対応できる体制を整備することが必要である。ITC の現行システムは電動バスに対応していないため、とくに、バッテリー監視の部分について、事例と提案を求められている。

4.2.3. GHG 排出削減手法の検討

本 FS 調査では、車両転換による GHG 削減効果だけでなく、「運行調整」に係る GHG 削減効果の算出について検討した。4.4 にて、車両転換による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討を示す。

4.2.4. NEDO JCM 実証事業に向けた取組

JCM プロジェクトは、この事業により ITC の保有するディーゼルバスを電動バス転換することにより JCM クレジット化を目指すものであり、SMOC の機能の一つである「運行調整」を用いたアブダビの路線バスの運行効率化・サービス向上よる GHG 削減貢献は、同 SMOC が参入できた際の発展形であり、本 FS 調査では、JCM プロジェクト化からは対象外としている。

しかし、ディーゼルバスから電動バスへの車両転換に伴い、軽油の燃料補給と充電タイミングの違いが発生することとなり、JCM 実証事業の前提となるリファレンスとプロジェクトの運行条件を一致させるためには、電動バスのバッテリーを監視していくことが必須条件となる。また、ITC は、運行実績のない電動バスの運行管理には、既存の ITC の運行監視システムでは対応できない新たな管理内容が必要となることを認識している。Zenmov としては、この部分の技術に SMOC の有用性を期待されているため、PoC（Proof of Concept：概念実証）として検証したいと考えている。

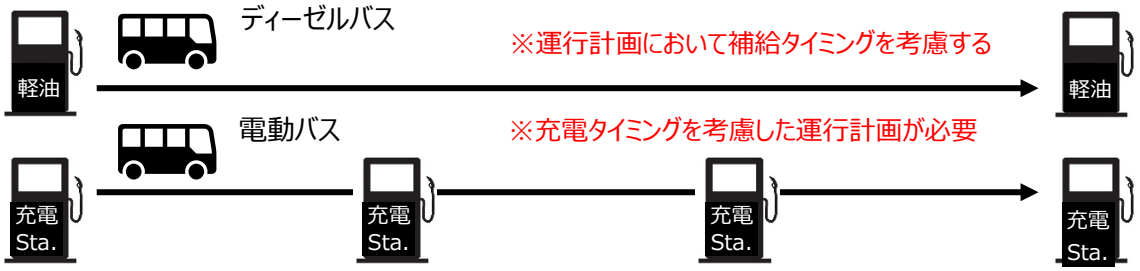


図 3 ディーゼルバスと電動バスにおける 1 日運行距離に対する燃料補給（充電）回数の違い

そこで、Zenmov は、安全かつ効率的（無駄がない）な電動バスの導入と JCM クレジットの創出に向けて、「ダイナミック・バッテリーマネジメントシステム」の運行管理システム機能を SMOC 機能の一部として提供するとともに、車両転換により期待される GHG 排出削減量による JCM クレジットの計算システムの技術を ITC に提供していきたいと考えている。

ここでは、電動バス運用に関する技術的課題の解決方策として、以下（1）～（3）の事項を考慮する。

（1）ベースライン統一のためのダイナミック運行スケジュールの生成

バッテリー残量は、バスの運用方法（エアコン使用状況、乗客数等）により変動するため、バッテリー残量の急激な減衰を監視し、充電スパンを加味した運行スケジュールを生成する。また、気象条件を加味した過去1年分のデータを収集し、季節ごと、月ごとなど、日々ダイナミックに更新される運行スケジュールを生成する。

（2）特定車種に依存しない汎用システムの構築

ITCの路線バス車両は、将来的には数百台規模の電動バスが混在することとなり、車種も多様となる。このため、特定車種に依存しない汎用的なシステムを構築し、かつダイナミック運行スケジュールを機能させる。

（3）高温環境下でのバッテリー負荷及び劣化に対応

アブダビでは、夏には50℃という高温環境下での運行となり、バッテリー負荷が大きくなるため、不具合が発生した場合の状況を学習していく機能を備え、トラブルを未然に防ぐアラート機能を備える。

また、MRV（Measurement, Reporting and Verification）[1]で排出量を正しく算出するためにSMOCが適していることをITCに理解されることが重要であり、現行のITCバスコントロールシステムへのシステム連携による機能拡張としてSMOCの参入機会を得ることは、ITCの「グリーンバス・プログラム」[2]に沿ったJCMプロジェクト化への展開を継続する上でも重要である。

なお、運行調整によるGHG削減に関しては、人口成長下にあるアブダビにおいては、都市交通量が増加していく状況であり、今後、運行間隔を短くし、運行量を増加していかなければならない路線が発生し得る状況である。そこで、アブダビにおける路線バスの運行によるGHG削減を期待するには、マイカー利用等の非効率な移動形態から、新たに導入される効率的な車両による路線バスへの交通モードの転換率を把握することが必須となるため、実証期間中にモニタリング調査を行うことで、交通モードの転換率を把握し、GHG削減量を把握したいと考える。

[1] MRV：Measurement, Reporting and Verificationの略語。GHGガス排出削減の実施状況を測定（Measurement）し、国際的に報告（Reporting）し、その削減状況を検証（Verification）する仕組みを、それぞれの頭文字をとってMRV（測定・報告・検証）という。これにより各国の排出削減行動の透明性・正確性を確保できる。

[2] 2030年までに約270台のディーゼルバスを低炭素化車両に転換するプログラムのこと。

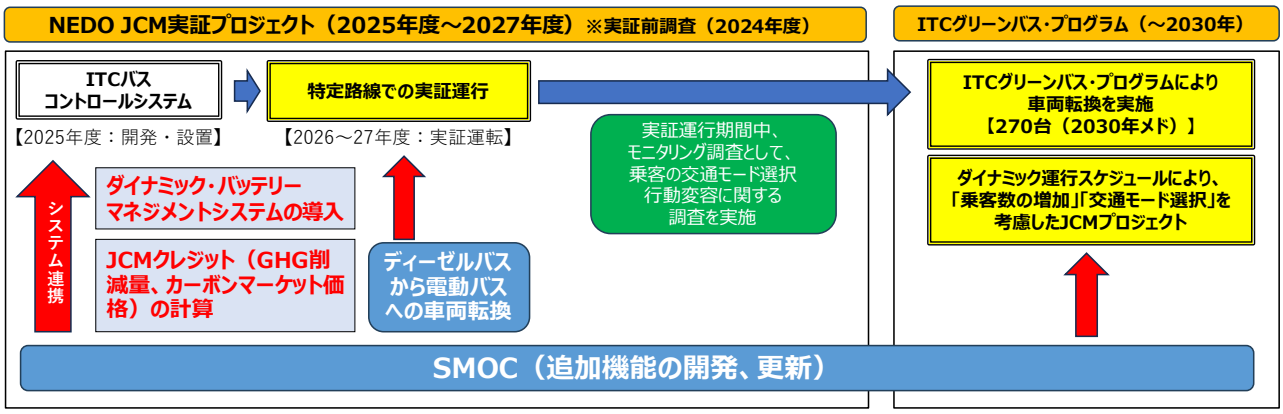


図 4 NEDO 実証事業への移行（今後の展開）

4.2.5. システム連携内容

ITC バスコントロールシステムへの SMOC システムの連携内容を下図に示す。現行の ITC バスコントロールシステムは、運行管理を既に実施しているため、電動バスの導入と JCM クレジット化に伴う新たな機能を SMOC により補完することで、ITC のニーズに応えるシステム連携を図ることとする。

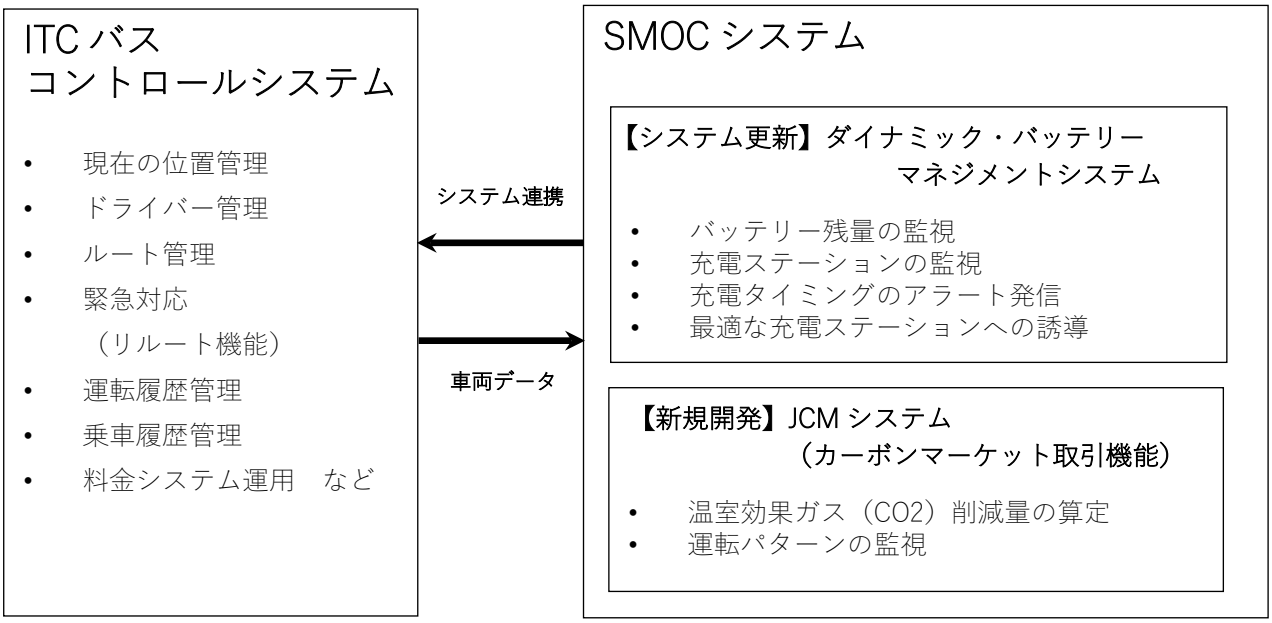


図 5 システム連携イメージ

（1）ダイナミック・バッテリーマネジメントシステムの連携イメージ

クラウドベースのダイナミック・バッテリーマネジメントシステムは、ITC のバスコントロールシステムと連携し、路線バスの位置と利用可能な充電ステーションを常時監視し、適切な充電ステーションを案内することで運行スケジュールをキープすることを可能とする。

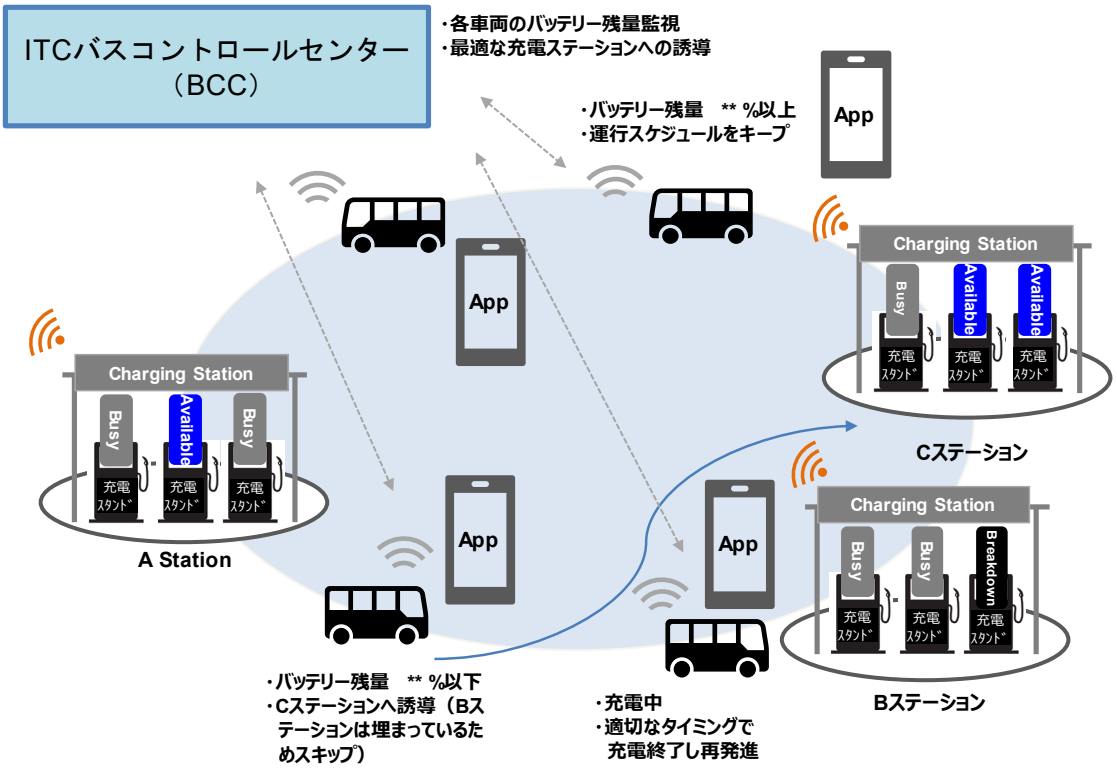


図 6 ダイナミック・バッテリーマネジメントシステムの連携イメージ

（2）JCM システムの連携イメージ

JCM システムは、電動バスの運行データを入手し、JCM クレジットの計算を行うためのシステムとして、ITC バスコントロールシステムとのファイル共有を通じたシステム連携を行うこととなる。運行データの共有を通じて、蓄積データの妥当性に関するチェック機能を備えるものとする。

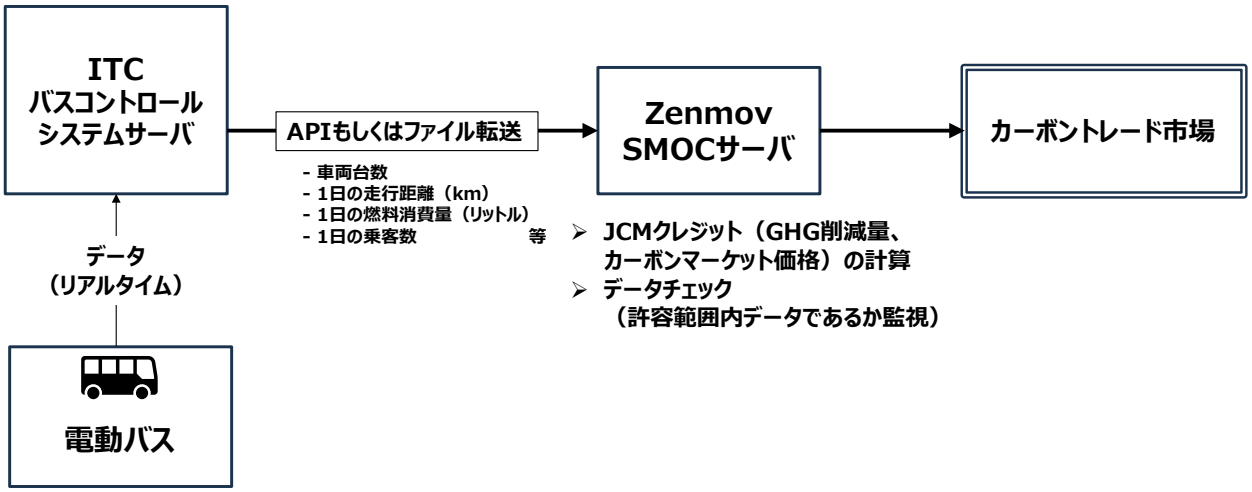


図 7 JCM システムの連携イメージ

（3）JCM システム仕様

ここで提案する JCM システムは、ディーゼルバスから転換された電動バスにより削減された CO_2 削減量を JCM クレジットとして、カーボントレード市場での取引を支援するシステムとして提供するものである。このとき、UAE 側の JCM クレジット登録簿に登録された JCM クレジットを ITC が売り手となり、カーボントレード市場の売買システムを経由して、買い手と契約するまでのシステム仕様とする。

【インプットデータ】

① 電動バスの走行距離（各車両→ITC バスコントロールシステム）

② 電動バスのバッテリー電力消費量（各車両→Zenmov システム）

③ 充電ステーションに供給されるグリッド電力の CO_2 排出係数（EAD より入手・更新）

④ ディーゼルエンジン燃料（軽油）の CO_2 排出係数（IPCC 等のデフォルト値）

【計算・登録手順】

① 電動バスのバッテリー消費量に応じ CO_2 排出量を計算

② 電動バスの走行距離に応じ、ディーゼルバスで走行した時の CO_2 排出量を算定

③ CO_2 排出削減量を計算（日単位を検討）

④ JCM クレジット登録簿に登録

【取引手順（ITC が売り手として)】

① JCM クレジット登録簿に登録された JCM クレジットを認識

② カーボントレード市場の売買システムにおいて販売量を設定

③ 販売量に応じたクレジット額（金額）の表示

④ 販売状態

⑤ 買い手により販売契約締結

表 4 売り注文入力事項（例）

売買区分名	売り
クレジット認証番号	*********
制度名	○○カーボントレード市場
分類名	EV 車走行（省エネ）
方法論	公共交通機関におけるディーゼルバスから 電動バスへの転換による CO_2 排出量削減
実施者名	ITC
国名	アラブ首長国連邦
地域名	アブダビ首長国

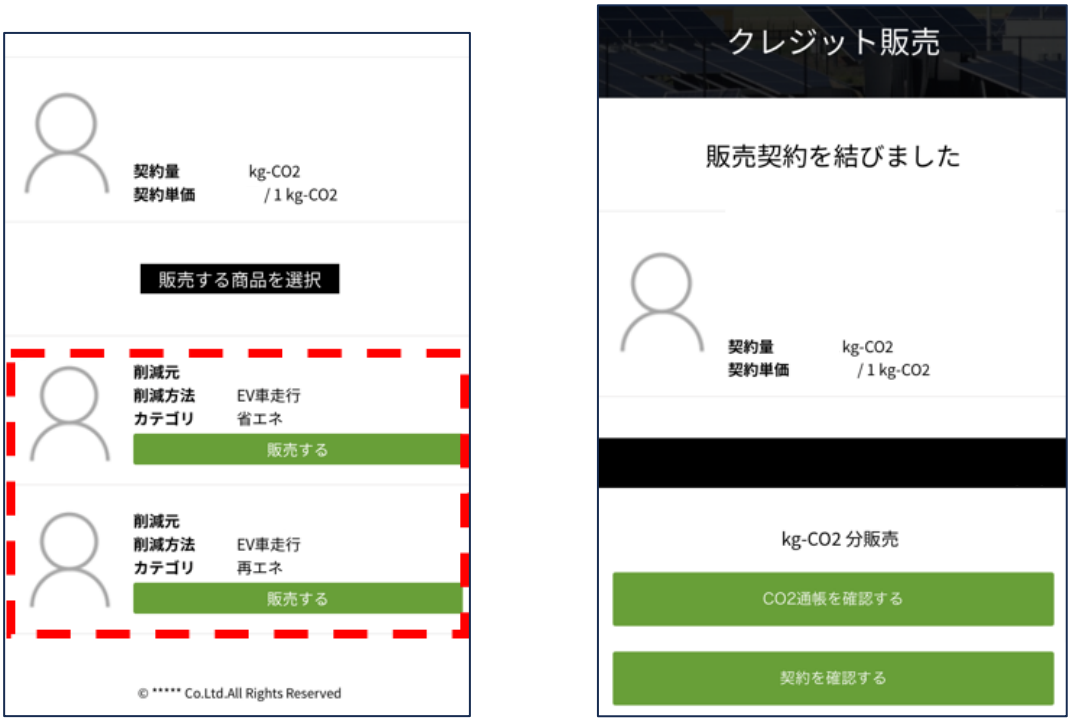


図 8 JCM システムの画面イメージ

（4）JCM システムによる公共交通利用促進活用策

JCM システムは電動バスの運行による CO_2 排出削減量を算出できるため、利用者が公共バス（電動バス）を利用することで、移動距離に応じた CO_2 排出削減量を特典ポイントとして利用者に提供することが可能となる。このポイントは公共バスの利用促進のため、運賃割引ほか、他サービスの特典として活用することも考えられる。

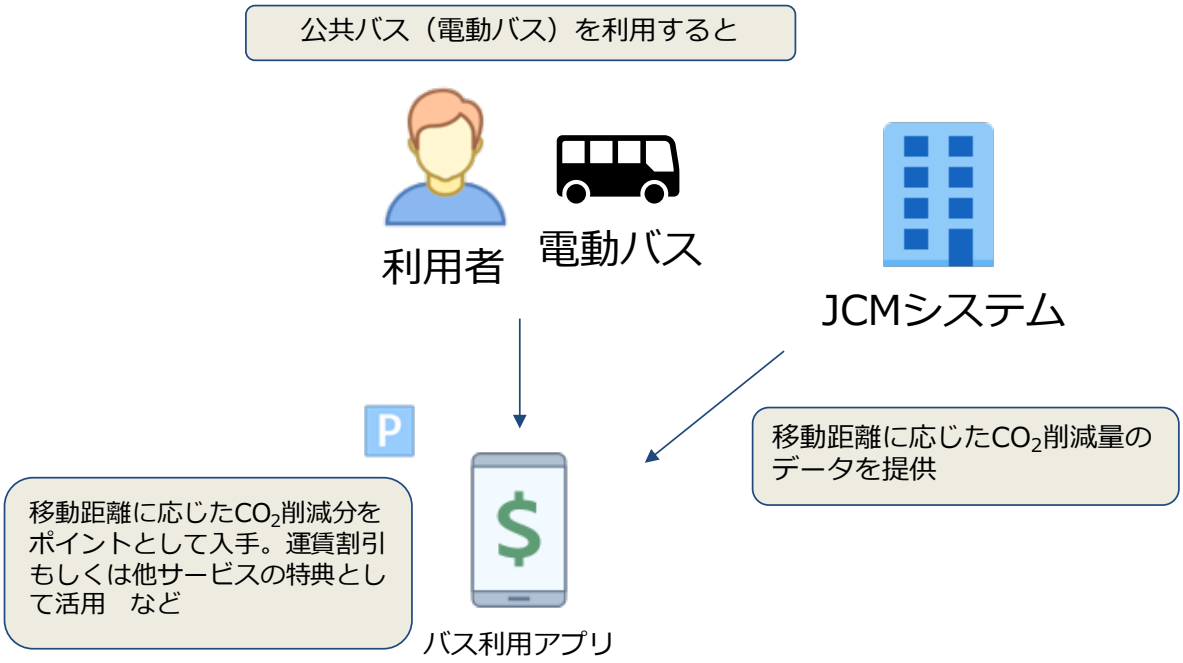


図 9 JCM システムを公共交通利用促進策として活用するイメージ

4.2.6. NEDO JCM 実証事業スケジュール

以下に、NEDO JCM 実証事業スケジュールを示す。実証フェーズにより、2025 年度にシステム連携に向けたシステム開発と車両転換に向けた調整を行い、実証フェーズを 2026 年度から実証の本運用を 2 年間を想定している。

表 5 NEDO JCM 実証事業スケジュール（案）

No	調査項目	2023年度 (R5)		2024年度 (R6)				2025年度 (R7)				2026年度 (R8)				2027年度 (R9)				2028年度 (R10)			
		3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
	令和5年度 JCM実現可能性調査																						
1	**実証前調査**																						
1-1	MoU/PAドラフトの合意締結等																						
2	**開発・設置（1年を想定）**																						
2-1	MoU/PA締結																						
2-2	車両転換に向けた調整（ITCとMoU締結等）																						
2-3	システム連携に向けた準備・セットアップ（SMOCカスタマイズ）																						
2-4	GXリーグにおける排出量取引（GX-ETS）支援のためのシステム構築																						
3	**実証（2年を想定）**																						
3-1	本運用																						
3-2	交通モード選択における行動変容実態の把握（ネット手法によるアンケート調査等）																						
3-3	モニタリング																						
4	**定量化フォローアップ事業（1年を想定）**																						
4-1	実証に基づくGHG削減量の算出																						
4-2	普及に向けた改善点の抽出																						

4.3. 課題と対応策の検討

ITC は、低炭素化車両については、中国や韓国の機関とも技術協力している状況である。本 FS 調査や今後の JCM プロジェクトを契機として、本邦技術を活用しつつ、ITC との連携関係を構築していくことが重要である。本 FS 調査で検討した GHG 排出削減手法について、車両転換と運行調整に関わる検討を行ったが、今後の事業展開における有効なアプローチ策としては、ITC からのニーズの高い車両の転換とダイナミック・バッテリー管理システムの導入を契機として、電動バスでの管理運行支援を日本のイニシアティブにより実践し、それらを PoC（Proof of Concept：概念実証）として検証していくことが有効である。

ここで、NEDO JCM 実証事業は、円滑な PoC を実施する上での好機となるため、積極的に活用していきたいと考える。

以下、事業推進上想定される課題について示す。

4.3.1. 技術的課題

ITC に対する事業提案内容として、ITC におけるドイツ INIT 社製のバスコントロールシステムと連携し、ダイナミック・バッテリー管理システムと JCM システム（カーボンマーケット取引機能）について提案しているところである。今後、API 及びファイル転送に関するシステム上の詳細を協議していくこととなるため、ITC 側との合意形成を図るとともに、既存システムとの綿密な連携調整が必要となる。

4.3.2. 事業計画上（費用面）の課題

ITC では 815 台のディーゼルバスを保有し、路線バスについては、事業者として運行サービスを提供している状況である。その中で、ITC は、2030 年までに自ら保有する 270 台のディーゼルバスについて、低炭素化車両の導入を計画している。このため、それらディーゼルバス 270 台を低炭素化車両に転換するための資金は ITC の資金を投入する予定である。

残りのディーゼルバスの低炭素化車両への転換については、ITC の事業費により推進されることを期待しているが、仮にそのような予算措置が期待できない場合は、車両転換に必要となる初期費用を、運行事業による料金収入のほか、民間 JCM 市場への JCM クレジット取引による収入で賄う事業計画とその実施体制を整備していくことも考えられる。

また、このとき、ITC の運行する路線バスのみを対象とするのではなく、ITC が規制・監督する民間運行事業者により運行されるスクールバス（5,969 台）、タクシーのうちガソリン車（1,086 台）及びディーゼル車（204 台）についても民間 JCM として、取り込んでいくことを検討していくことが有効と考えられる。

4.3.3. 政策的課題

路線バスの充電ステーションにおいて、太陽光発電所等の再生可能エネルギーをエネルギー源とする発電所と直接契約をすることなどで、ゼロ・エミッションでの JCM プロジェクト化が期待されるが、現状、アブダビの電力会社では、そのような契約形態が存在しない。今後、行政的なアプローチにより電力会社と交渉するなどにより、優先的に再生可能エネルギー電力の使用を実現することで、ITC もしくは交通分野での JCM クレジット市場の活性化に寄与するものと考える。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

（1）既存方法論

JCM の交通分野での登録方法論は、以下に示す 2 つの方法論のみであり、本プロジェクトの活動である「ディーゼルバスの電動バスへの転換」に適用可能な既存 JCM 方法論は存在しない。

① ベトナム国デジタルタコグラフ（VN_AM001_Ver2.0、方法論は登録済み）：デジタルタコグラフとデータ分析システムによって、運転手に効率的な運転を促すもの。
② インドネシア国公共バスへの CNG とディーゼル燃料混焼設備導入（ID_AM026_ver01.0、方法論は検討されたが未登録）：公共のディーゼルバスに CNG ディーゼルハイブリッド装置を導入して、ディーゼル燃料（軽油）を CNG に転換するもの。

一方、CDM 方法論では、小規模方法論 AMS-III.C「Emission reductions by electric and hybrid vehicles (Version 16.0)」が登録されており、JCM 方法論ではないが、本プロジェクトの方法論案を作成するための参考とした。

（2）概要

本事業による GHG 排出削減は、特定バス路線を走行するディーゼルバスを電動バスに転換されることによって、従来、ディーゼルバス走行時に消費していたディーゼル燃料（軽油）が削減され、実現されるものである。

GHG 排出削減量の算定は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差から求められる。

リファレンス排出量は、特定バス路線を走行するディーゼルバスからの GHG 排出量である。

ディーゼルバスのリファレンス燃費（リットル/km）に、ディーゼル燃料（軽油）の正味発熱量（GJ/リットル)、ディーゼル燃料（軽油）の CO_2 排出係数(トン CO_2/GJ）を乗じてディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量（トン CO_2/台・km）を求める。さらに、ディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量に、プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バスの台数（台）と 1 台当たりの運行距離（km）を乗じて、リファレンス排出量を計算する。なお、ディーゼルバスのリファレンス燃費（リットル/km）は、特定バス路線を走行しているディーゼルバスのディーゼル燃料（軽油）消費量（リットル）と運行距離（km）を 60 日にわたって実測して平均燃費を算定する方法と、リファレンスの対象であるディーゼルバスのカタログに示される燃費値（リットル/km）を用いる方法のいずれかを用いる。

プロジェクト排出量は、プロジェクト対象である電動バスへのグリッド電力の供給量に由来する CO_2 排出量である。プロジェクト対象である電動バスへのグリッドから供給された電力量（MWh）にグリッド電力の CO_2 排出係数(トン CO_2e/MWh)を乗じて、計算する。プロジェクトで再生可能エネルギー由来の電力を用いる場合は、再生可能エネルギー由来の電力量（MWh）に再生可能エネルギー電力の CO_2 排出係数(トン CO_2e/MWh)を乗じて、計算する。

ディーゼルバスを電動バスに転換する場合、従前に運行していた特定バス路線はその位置や走行距離は変化せず、また、バスの乗車可能人数やエアコン搭載などサービスレベルは変化しないものと想定する。

4.4.2. リファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量は、特定バス路線を走行するディーゼルバスからの GHG 排出量である。

これは、ディーゼルバスのリファレンス燃費（リットル/km）にディーゼル燃料の正味発熱量（GJ/リットル)、ディーゼル燃料（軽油）の CO_2 排出係数(トン CO_2/GJ）を乗じて求めたディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量（トン CO_2/台・km）に、プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バスの台数（台）と 1 台当たりの運行距離（km）を乗じて計算する。

$$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p}$$

即ち、

$RE_{p,k}$ = リファレンス排出量（tCO_2）

$EF_{RE,VKM,k,before}$ = 特定バス路線を走行するディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量(トン CO_2/台・km)

$N_{k,p}$ = プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バスの台数（台）

$DD_{k,p}$ = プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バス 1 台当たりの運行距離（km）

k = 特定路線

p = プロジェクト実施後のある期間

ここで、$EF_{RE,VKM,k,before}$：特定バス路線を走行するディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量（トン CO_2/台・km）は、以下の方法で算定する。

$$EF_{RE,VKM,k,before} = FE_{reference} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel}$$

即ち、

$FE_{reference}$ = リファレンス燃費（リットル/km）

NCV_{diesel} = ディーゼル燃料（軽油）の正味発熱量（GJ/リットル）

EF_{diesel} = ディーゼル燃料（軽油）の CO_2 排出係数(トン CO_2/GJ)

なお、$FE_{reference}$： リファレンス燃費（リットル/km）は、以下のいずれかの方法を用いて算定する。

オプション１）

リファレンスの対象であるディーゼルバスにおいて、特定路線における運行距離（km）と燃料消費量（リットル）を少なくとも 60 日間収集して算定した燃費値を用いる方法

$$FE_{reference} = FC_{diesel,k,before} / VKM_{k,before}$$

即ち、

$FC_{diesel,k,before}$ = 特定バス路線を走行するディーゼルバスの燃料消費量（リットル）

$VKM_{k,before}$ = 特定バス路線を走行するディーゼルバスの運行距離（km）

オプション２）

リファレンスの対象であるディーゼルバスのカタログに示される燃費値：$FE_{catalogue}$ を用いる方法

$$FE_{reference} = FE_{catalogue}$$

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量は、プロジェクト対象である電動バスへのグリッド電力の供給量に由来する CO_2 排出量である。

プロジェクト対象である電動バスへのグリッドから供給された電力量(MWh)にグリッド電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）を乗じて、計算する。

プロジェクトで再生可能エネルギー由来の電力を用いる場合は、再生可能エネルギー由来の電力量（MWh）に再生可能エネルギー電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）を乗じて、計算する。

$$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid} + EC_{p,renewables} \times EF_{renewables}$$

即ち、

$PE_{elec,p}$ = プロジェクト排出量（トン CO_2）

$EC_{p,grid}$ = プロジェクト対象である電動バスにグリッドから供給された電力（MWh）

EF_{grid} = グリッド電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）

$EC_{p,renewables}$ = プロジェクト対象である電動バスに再生可能エネルギー発電所から供給された再生可能エネルギー電力 ((MWh)

$EF_{renewables}$ = 再生可能エネルギー電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）

4.4.4. モニタリング方法案

プロジェクト実施後、以下の項目のモニタリングを行う。

表 6 モニタリング項目案

パラメータ	データの概要	方法
$N_{k,p}$	プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バスの台数（台）	年間販売記録または公式の登録プロジェクト車両数のデータ
$DD_{k,p}$	プロジェクト実施後に特定バス路線を走行する電動バス 1 台当たりの運行距離（km）	全ての車両の運行距離（km）のデータ
$EC_{p,grid}$	プロジェクト対象である電動バスにグリッドから供給された電力（MWh）	電力充電ステーションでの電力充電記録
EF_{grid}	グリッド電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）	電力関連省庁より最新のグリッド電力の CO_2 排出係数を入手
$EC_{p,renewables}$	プロジェクト対象である電動バスに再生可能エネルギー発電所から供給された再生可能エネルギー電力（MWh）	再生可能エネルギー電力の購入記録
$EF_{renewables}$	再生可能エネルギー電力の CO_2 排出係数（トン CO_2/MWh）	再生可能エネルギー発電所から再生可能エネルギー電力の CO_2 排出係数を入手

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

GHG 排出削減量は、前述の方法論の計算式を用いて、以下のとおり算定される。なお、ここで用いる $DD_{k,p}$ 値は、プロジェクト対象バスの運行距離ではなく、既存のバス 1 台当たりの年間平均走行距離を使用した。このとき、プロジェクト排出量と GHG 排出削減量の計算では、既存のバス 1 台当たりの年間平均走行距離が電動バスに置換されることを前提とする。

（1）リファレンス燃費の算定

$FE_{reference} = FC_{diesel,k,before} / VKM_{k,before} = 105{,}745 / 225{,}326 = 0.46$（リットル/km）

なお、

$FC_{diesel,k,before} = 105{,}745$（リットル/日）【現地調査での ITC からの入手データより】

$VKM_{k,before} = 225{,}326$（km/日）【現地調査での ITC からの入手データより】

（2）特定バス路線を走行するディーゼルバスの台キロ当たりの CO_2 排出量の算定

$EF_{RE,PKM,k,before} = FE_{reference} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel} = 0.46 \times 0.03525 \times 0.0741$

$= 0.0012$（トン CO_2/台・km）

なお、

$NCV_{diesel} = 0.03525$（GJ/リットル）【IPCC 等のデフォルト値】

$EF_{diesel} = 0.0741$（トン CO_2/GJ）【IPCC 等のデフォルト値】

（3）リファレンス排出量

【パターン 1】

ITC が 2030 年までの転換目標として掲げている **270 台**の車両を転換した時の年間 CO_2 削減量（以下「**【パターン 1】**」とする。）

$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p} = 0.0012 \times 270 \times 100{,}913 = 32{,}696$（トン CO_2/年）

【パターン 2】

ITC 所有車両 **815 台**を転換した時の年間 CO_2 削減量（以下「**【パターン 2】**」とする。）

$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p} = 0.0012 \times 815 \times 100{,}913 = 98{,}819$（トン CO_2/年）

なお、

$N_{k,p}$ = 270（台）**【パターン 1】**

$N_{k,p}$ = 815（台）**【パターン 2】**

$DD_{k,p}$ = 100,913（㎞/台・年）【現地調査での ITC からの入手データより】

（4）プロジェクト排出量

【パターン 1】

$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid}$ = 26,157（MWh）× 0.264（トン CO_2/MWh）= 6,905（トン CO_2/年）

【パターン 2】

$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid}$ = 78,954（MWh）× 0.264（トン CO_2/MWh）= 20,844（トン CO_2/年）

なお、

$EC_{p,grid}$，= 0.96（kWh/㎞）【電動バスの電費、メーカーヒアリングによる】× 100,913（㎞/台）× 270（台）

= 26,157（MWh）**【パターン 1】**

$EC_{p,grid}$，= 0.96（kWh/㎞）【電動バスの電費、メーカーヒアリングによる】× 100,913（㎞/台）× 815（台）

= 78,954（MWh）**【パターン 2】**

EF_{grid} = 0.264（トン CO_2/MWh）【グリッド排出係数：2026 年予測値、出典：EAD、2021 年】

注）再生可能エネルギー由来の電力の使用はゼロとした。

（5）GHG 排出削減量

GHG 排出削減量は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差から求められる。

【パターン 1】

ER_p = 32,696 − 6,905 = 25,791（トン CO_2/年）

【パターン 2】

ER_p = 98,819 − 20,844 = 77,975（トン CO_2/年）

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

ITC によるディーゼルバスから電動バスへの 2030 年を目途とする目標台数は 270（台）であり、それによる年間 GHG 排出削減量は 25,791（トン CO_2/年）**【パターン 1】**と予測される。

一方、ITC が所有するディーゼルバスの総数は 815（台）であり、これらすべてを電動バスへ転換した場合、年間 GHG 排出削減量は 77,975（トン CO_2/年）**【パターン 2】**と予測され、本 JCM プロジェクトの普及によって、将来、約 3 倍の GHG 排出削減への貢献が期待される。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

事業化に向けた相手国政府等関係者との調整は、主に ITC と実施している。本 FS 調査を通じて、車両転換による GHG 排出削減量の把握のために、ITC の運行データを一部提供いただいた。

ITC のニーズに見合った形で、低炭素化車両の導入等による JCM クレジット化を提案しているところであるとともに、ITC のバスコントロールシステムと連携することで、ITC のもつ運行データを把握できるように協議を重ねている。

JCM プロジェクト化を ITC との協働プロジェクトとして推進ししてくためには、継続的な関係構築が必要であるため、本 FS 調査に留まらず、将来のアブダビの交通体系を見据えた上で、今後とも協議を重ねていきたいと考える。

今後のプロジェクト推進にあたっては、ITC とのデータ共有のための NDA（秘密保持契約）の締結をはじめ、NEDO 実証事業（車両転換、システム連携等）を実施する場合等、より緊密な関係を築くためには MOU（覚書）等の締結が必要と考える。

そのためには、現在提案している技術内容を実証することで、日本の技術に対する信頼を得ていく活動を推進していくことが重要である。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

今後の事業化に向けては、ITC の 2030 年を達成目標とする「グリーンバス・プログラム」において、約 270 台の低炭素化車両への転換プログラムに採用されるための取組が必要と考える。

中国、韓国等の機関が ITC とのプロジェクト推進を図るなか、「グリーンバス・プログラム」の取組において、日本がイニシアティブをとるために、NEDO の JCM 実証事業に早急にとりかかり、本邦技術による提案が ITC をはじめ、ITC における実績となることが重要である。

事業化にあたって、Zenmov の SMOC 技術として全面的にシステム提供するのではなく、ITC で導入されているドイツ INIT 社製のバスコントロールシステムとの連携により、ダイナミック・バッテリーマネジメントシステムの導入を提案しているなど、より高い技術を要求される状況下で、交通分野での JCM クレジット化を図ることは、意義の高いものと言える。

今後、ITC との継続的な交渉の場を確保することが重要であり、継続的なプロジェクト推進により、交渉を優位に進められることが重要と考える。

6.1. NEDO JCM 実証事業化の検討

SMOC は、ITC バスコントロールシステムに対する JCM クレジット計算システム及びバッテリーマネジメントシステムの連携・構築を考えている。

実証要素として、電動バスによる運行スケジュールを軽油の補給タイミングを加味し、ベースラインと同様の運行スケジュールを確保するためには、バッテリーマネジメントシステムを構築することが必須と考える。

このようなダイナミックなバッテリーマネジメントシステムを構築しない場合、ディーゼルバスと電動バスとでは運用形式が燃料の充填という観点で異なるため、実証前後の走行距離もしくは走行時間も異なることとなり、JCM 規定の観点で比較不能な状態に陥ることが懸念される。

実証前後において、同様の運用体制となるようサポートするためのシステムとして、JCM クレジットを計算する仕組のみならず、ダイナミック・バッテリーマネジメントシステムを付加して構築することが必須であり、かつ技術実証要素に値するものと考える。

6.2. 民間 JCM の検討

民間 JCM の検討にあたっては、ITC が所有する 815 台のディーゼルバスを継続的に低炭素化車両に更新するだけでなく、民間事業者により運行されているタクシー、スクールバス等についても低炭素化車両への転換を推進していくことが必要である。このためには、NEDO JCM 実証事業後の取組において、継続的に低炭素化車両の更新費用を調達していく仕組みが必要である。このとき、アブダビには 5,969 台のスクールバスが運行されていることを考慮すると、スクールバス運行事業者が構成企業の主体となる「運行事業者コンソーシアム」を立ち上げ、このコンソーシアムが、公共交通の運行事業とともに、JCM クレジットの発行を含め、GHG 排出削減に関わる活動を行うことが有効と考える。

その他、コンソーシアムは、エネルギー・水素関連企業の参加を促し、GX リーグ参加企業等による「カーボン・クレジット市場」の取引を支援することが有効であると考える。

また、FCV もしくは水素エンジン車両の普及にあたっては、水素の社会基盤構築に関連する企業等との連携を図り、交通分野とエネルギー分野が一体となった社会を構築することで、民間資金を活用した民間 JCM が実現されるものと考える。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

CO_2 Emission Reduction by Replacement of Diesel Buses to Electric Buses in Public Transportation

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Fuel efficiency	Energy efficiency of a particular bus given as a ratio of fuel consumed per unit of distance travelled. [liters/km]

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	By converting existing diesel buses operating on a specific bus route to electric buses, referred to as the "Project Bus," the traditional consumption of diesel fuel during bus operation is reduced, leading to a decrease in CO_2 emissions.
Calculation of reference emissions	The reference emissions are the greenhouse gas (GHG) emissions from diesel buses operating on a specific bus route. At first, to calculate the CO_2 emissions per bus-kilometer, the reference fuel efficiency of diesel buses (in liters/km) is determined. Next, the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses are calculated by multiplying the reference fuel efficiency (in liters/km) by the net calorific value of diesel fuel (GJ/liter) and the CO_2 emission factor of diesel fuel (tCO_2/GJ). Further, the reference emissions are calculated by multiplying the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses by the number of electric buses (units) that will operate on the specific bus route after the project implementation and the operating distance per unit (in km). The reference fuel efficiency can be determined either by measuring the actual diesel consumption and distance traveled for 60 days or by using the fuel efficiency values (in liters/km) provided in the catalog for the specific diesel buses targeted for reference.

Calculation of project emissions	The project emissions are derived from the CO_2 emissions associated with the supply of grid electricity to the targeted electric buses. The CO_2 emissions for the project are calculated by multiplying the amount of electricity supplied from the grid to the targeted electric buses (MWh) by the CO_2 emission factor of grid electricity (tCO_2e/MWh). In the case of using renewable energy for the project, the CO_2 emissions are calculated by multiplying the amount of electricity from renewable sources (MWh) by the CO_2 emission factor of renewable energy (tCO_2e/MWh).
Monitoring parameters	a) Number of electric buses operating on the specific route after the project：$\mathbf{N_{k,p}}$ *Data is monitored from transaction evidence (e.g. invoices) from bus supplier.* b) Operating distance per electric bus on the specific route after the project (km)：$\mathbf{DD_{k,p}}$ *Odometer equipped in electric buses is applied for measurement of drive distance of the electric buses.* c) Electricity supplied from the grid to the targeted electric buses (MWh)：$EC_{p,grid}$ *Data is monitored by measuring equipment.* d) CO_2 emission factor of grid electricity (tCO_2/MWh)：$\mathbf{EF_{grid\ e}}$ *Information from Environment Agency Abu Dhabi (EAD)* e) Electricity from renewable sources supplied to the targeted electric buses (MWh)：$\mathbf{EC_{p,renewables}}$ *Data is monitored by measuring equipment.* f) CO_2 emission factor of renewable energy (tCO_2/MWh)：$\mathbf{EF_{renewables}}$ *Information from renewable energy power plant.*

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	This project involves the conversion of buses using fossil fuels such as diesel into electric buses.
Criterion 2	The target vehicles operate on specific routes.
Criterion 3	Within the project, the project implementer is responsible for identifying all target vehicles and ensuring that they are not used for other purposes during the project. Additionally, it

	is essential to manage and confirm that there are no modifications to the identified target vehicles.
Criterion 4	If the project involves supplying renewable energy to the electric buses, the project implementer must provide verifiable evidence of procuring electricity from renewable sources (such as through blockchain or Power Purchase Agreements, PPA).
Criterion 5	All existing diesel buses to be replaced by the project buses have similar passenger capacity, and there will be no change in service levels, such as air conditioning operation, as a result of the project.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Diesel fuel consumption by reference buses	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by project buses	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

The reference emissions are the greenhouse gas (GHG) emissions from diesel buses operating on a specific bus route. At first, to calculate the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses, the reference fuel efficiency of diesel buses (in liters/km) is determined.

Next, the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses are calculated by multiplying the reference fuel efficiency (in liters/km) by the net calorific value of diesel fuel (GJ/liter) and the CO_2 emission factor of diesel fuel (tCO_2/GJ).

Further, the reference emissions are calculated by multiplying the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses by the number of electric buses (units) that will operate on the specific bus route after the project implementation and the operating distance per unit (in km).

The reference fuel efficiency can be determined either by measuring the actual diesel consumption and distance traveled for 60 days or by using the fuel efficiency values (in liters/km) provided in the catalog for the specific diesel buses targeted for reference.

F.2. リファレンス排出量の計算

The reference greenhouse gas (GHG) emissions for a specific route "k" during period "p" are calculated as follows:

$$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p}$$

Where:

$RE_{p,k}$ is the reference emissions (tCO_2),

$EF_{RE,VKM,k,before}$ is the CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses on the specific route before the project (tCO_2/bus-km),

$N_{k,p}$ is the number of electric buses operating on the specific route after the project,

$DD_{k,p}$ is the operating distance per electric bus on the specific route after the project (km),

k represents the specific route, and

p represents the period after project implementation.

The CO_2 emissions per bus-kilometer for diesel buses on the specific route before the project ($EF_{RE,VKM,k,before}$) is determined by the following equation:

$$EF_{RE,VKM,k,before} = FE_{reference} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel}$$

Where:

$FE_{reference}$ is the reference fuel efficiency (liters/km),

NCV_{diesel} is the net calorific value of diesel fuel (GJ/liter),

EF_{diesel} is the CO_2 emission factor of diesel fuel (tCO_2/GJ).

The reference fuel efficiency ($FE_{reference}$) can be calculated using either Option 1 or Option 2:

Option 1: Using the operating distance and the fuel consumption data collected from the specific route for at least 60 days for the diesel buses targeted for reference.

$$FE_{reference} = FC_{diesel,k,before} / VKM_{k,before}$$

Where:

$FC_{diesel,k,before}$ is the fuel consumption of diesel buses on the specific route before the project (liters),

$VKM_{k,before}$ is the operating distance of diesel buses on the specific route before the project (km),

Option 2: Using the fuel efficiency values provided in the catalog for the diesel buses targeted for reference.

$$FE_{reference} = FE_{catalogue}$$

G. プロジェクト排出量の計算

The project emission intensity is the CO_2 emissions derived from the supply of grid electricity to the project target vehicles. It is calculated by multiplying the amount of electricity supplied from the grid to the project target vehicles (MWh) by the CO_2 emission factor of grid electricity (tCO_2e/MWh). If the project utilizes electricity derived from renewable energy sources, the calculation involves multiplying the amount of electricity from renewable sources (MWh) by the CO_2 emission factor of renewable energy electricity (tCO_2e/MWh).

$$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid} + EC_{p,renewables} \times EF_{renewables}$$

Where:

$PE_{elec,p}$ is the project emissions from electricity supplied from the grid and renewable energy (tCO_2),

$EC_{p,grid}$ is the electricity supplied from the grid to the targeted electric buses (MWh),

EF_{grid} is the CO_2 emission factor of grid electricity (tCO_2/MWh),

$EC_{p,renewables}$ is the electricity from renewable sources supplied to the targeted electric buses (MWh),

$EF_{renewables}$ is the CO_2 emission factor of renewable energy (tCO_2/MWh)

H. 排出削減量の計算

The emission reduction is defined as the difference between the reference emission and the project emission.

$$ER_p = RE_p - PE_{elec,p}$$

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
NCV_{diesel}	Calorific value of diesel fuel:	Default value from IPCC
EF_{diesel}	CO_2 emission factor of diesel fuel:	Default value from IPCC
$FC_{diesel,k,before}$	Fuel consumption of diesel buses on the specific route before the project (liters)	Actual measurement value, at least 60 days for the diesel buses targeted for reference.

$\mathbf{VKM_{k,before}}$	Operating distance of diesel buses on the specific route before the project (km)	Actual measurement value, at least 60 days for the diesel buses targeted for reference.
$\mathbf{FE_{catalogue}}$	Fuel efficiency values provided in the catalog.	Catalogue values of fuel efficiency provided by bus manufacture.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：アラブ首長国連邦（アブダビ首長国）における「公共交通モビリティの電気・水素等の低炭素化車両の導入と運行モニタリング・効率化システム（SMOC）の導入によるGHG 排出削減事業」【概略調査報告書】

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：Zenmov 株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(United Arab Emirates) Project to Reduce GHG Emissions in the United Arab Emirates (Emirate of Abu Dhabi) by Introducing Electric, Hydrogen, and Other Low-Carbon Emission Vehicles for Public Transportation Mobility and by Introducing a System for Monitoring and Improving the Efficiency of Operations (SMOC)

Zenmov Inc.
Oriental Consultants Global Co., Ltd.

1. Purpose of the JCM FS Study

This work will be carried out in Abu Dhabi, United Arab Emirates (hereinafter referred to as "Abu Dhabi"). This work will be carried out by the Department of Municipalities and Transport (DMT), which is in charge of the mobility sector, transport networks, and public transport policies in Abu Dhabi, United Arab Emirates (hereinafter referred to as "UAE"). The Integrated Transport Centre (ITC, hereinafter referred to as "ITC") under the DMT is responsible for the conversion of public route buses owned by the ITC. The project will study the feasibility of the project as a GHG emission reduction project by providing support for the conversion of public route bus fleets owned by ITC and the operation management associated with the conversion of these fleets.

The purpose of the study and review is to calculate the GHG emission reductions and emission reduction contribution assumed for the program period.

2. JCM FS Survey Implementation Structure

The structure for conducting this study is as follows Zenmov Inc. (hereinafter referred to as "Zenmov") will be the lead firm, and Oriental Consultants Global Co., Ltd. (hereinafter referred to as "OCG"), as co-implementer.

Zenmov is a company that operates public transportation services overseas. As a MaaS (Mobility as a Service) business, Zenmov seamlessly links all public transportation services using ICT (Information and Communication Technology) to develop transportation services.

OCG operates as an overseas construction consulting firm and has extensive experience in transportation projects overseas, as well as in energy-related work, including JCM. OCG has also established business partnerships with public and private organizations in the UAE, including the Japan Cooperation Center for the Middle East (with UAE Japan Desk).

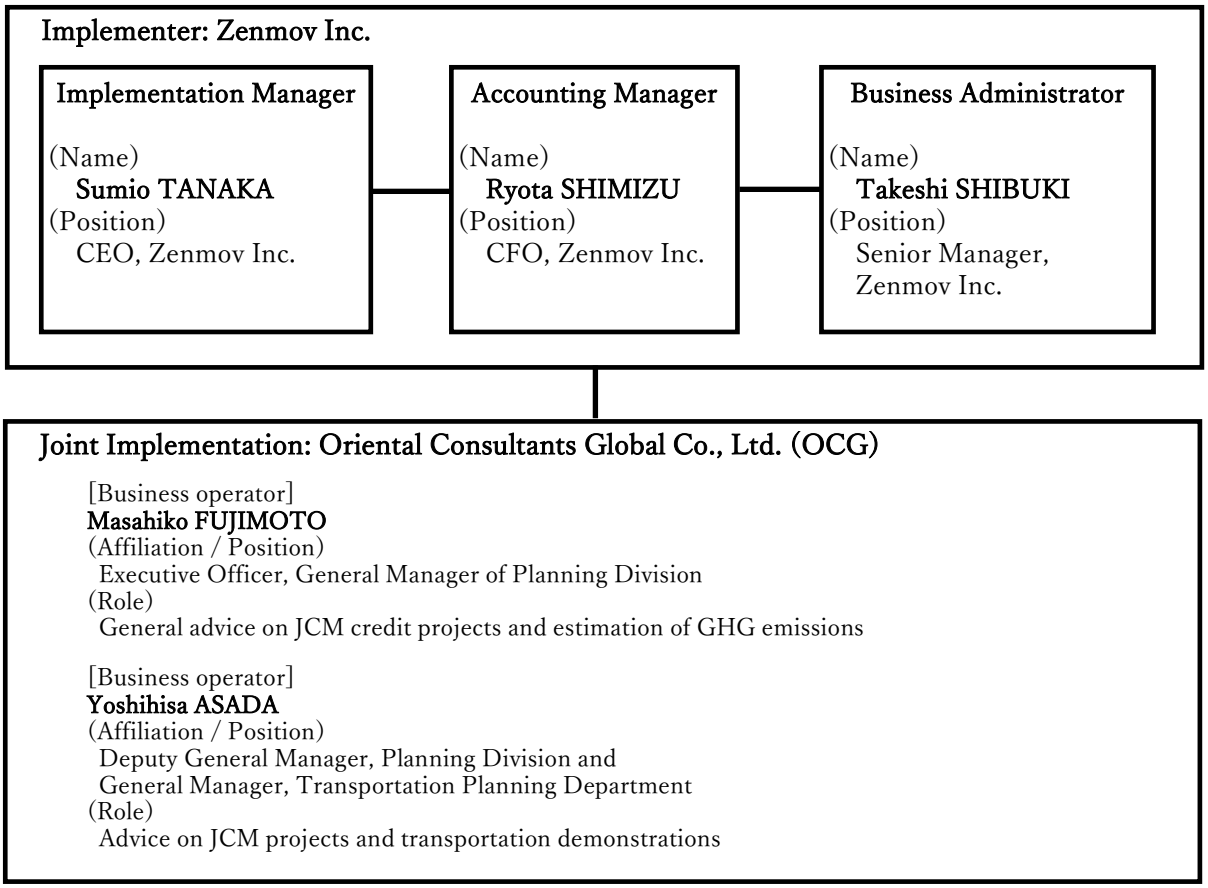


Fig.1 Implementation Structure

3. JCM FS Survey Overview and Schedule

3.1. Analysis of related policy and institutional trends

Since the UAE has traditionally been working to break away from dependence on oil and diversify its industry, the study will scrutinize relevant policies and systems related to GHG emission reductions and comprehensively understand the policies of relevant ministries and agencies, including the Ministry of Climate Change and Environment (MOCCAE) and the Abu Dhabi Environment Authority (EAD). In addition, as specific measures, the study examined the policies and institutions of the ITC, which is positioned under the umbrella of the DMT in the transportation-related field, as well as at the municipal level, including Abu Dhabi Municipality.

3.2. Consideration of commercialization and JCM project

Technical issues as well as project details were examined for commercialization through the JCM demonstration project of the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), a national research and development corporation. The JCM project for GHG reduction and the establishment of a JCM system were discussed for the cost of introducing low-carbon vehicles.

3.3. Consideration of issues and countermeasures

In planning the commercialization and dissemination strategy and implementing the demonstration project, it is necessary to take necessary procedures and actions related to the establishment of regulations and standards in the partner country. (1) Technical issues related to the system, (2) Issues related to business planning (cost), and (3) Policy issues.

3.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions

Depending on the possibility of introducing low-carbon vehicles in ITC's fleet of public route buses as well as in cabs and school buses of private operators regulated and supervised by ITC, GHG emission reductions according to the number of vehicles introduced were estimated, including proposals for electric buses, to determine a realistic and optimal GHG emission reduction contribution.

3.5. Coordination for commercialization through sharing of proposed technologies/products, commercialization plans, issues and countermeasures, etc. with government officials of counterpart countries

Through the above study, we made contacts and exchanged information with ITC as a direct counterpart, Abu Dhabi related organizations, state-owned or private companies, and overseas parties (Embassy of Japan in the UAE , NEDO).

3.6. Business Trip Results

Below are the results of the trip to Abu Dhabi and the details of the local checks.

Table.1 Travel Results (1st trip)

Field Survey Schedule	Field Survey Summary	
From: Tuesday, October 10, 2023 To: Friday, October 13, 2023	destination	Confirmation details
	JCCME (Japan Cooperation Center for the Middle East)	Confirmation of collaboration system through coordination with related organizations
	ADDED (Abu Dhabi Economic Development Authority)	Explanation of the details of the implementation of this project, and confirmation of points to be noted and details of cooperation toward commercialization
	ITC (Abu Dhabi Integrated Traffic Center)	Explanation of the details of this work and request for cooperation in providing data
	Embassy of Japan in the UAE (Ms. Inui, Economic Corps)	Explanation of the details of implementation of this work and confirmation of items to be considered for commercialization
	MOCCAE (UAE Ministry of Climate Change and Environment)	Explanation of the details of the implementation of this work and obtaining consent for implementation in cooperation with ITC for the acquisition of JCM credits

	KEZAD (Khalifa Economic Zones Abu Dhabi)	Visited ADDED after being referred by ADDED and heard about the operational development of the Free Port Zone and business development.
	Emirates Driving Corporation	Observation as an educational system of the license center

Table.2 Travel Results (2nd trip)

Field Survey Schedule	Field Survey Summary	
From: Monday, November 13, 2023 To: Friday, November 17, 2023	destination	Confirmation details
	JCCME (Japan Cooperation Center for the Middle East)	Confirmation of cooperation and collaboration system, including coordination contact with related organizations
	EAD (Abu Dhabi Environment Authority)	The details of the implementation of this work were explained, and an understanding of the commercialization efforts with ITC was obtained.
	ITC (Abu Dhabi Integrated Traffic Center)	We reiterated our request for the provision of operation management data and reaffirmed our willingness to provide the data.
	ITC (Abu Dhabi Integrated Transport Center) Operations Management Center (Bus Control Center)	The participants observed the operation and management of public route buses at the Operation Management Center. In addition to observing the operation of the operation management system, the tour participants were briefed on the personnel structure and the measures to be taken in case of an accident and to guide the buses to a detour route. They commented that new management items, such as battery management, would be required when introducing electric buses.

Table.3 Travel Results (3rd trip)

Field Survey Schedule	Field Survey Summary	
From: Wednesday, January 24, 2024 To: Friday, January 26, 2024	destination	Confirmation details
	JCCME (Japan Cooperation Center for the Middle East)	Reported on the progress of discussions with ITC and discussed involvement in the Abu Dhabi Japan Economic Council (ADJEC) to be held in Abu Dhabi in March.
	ITC (Abu Dhabi Integrated Traffic Center)	Discussions were held on the selection of routes and data linkage for the implementation of the demonstration project, and a proposal was to be submitted at a later date. In addition, a detailed explanation of the structure of the JCM system and the NEDO demonstration system was given again for the approval procedure to the upper management of the ITC, and materials were to be provided at a later date.
	Embassy of Japan in the UAE	A progress report on the JCMFS work was presented. He also explained the policy of NEDO in proceeding with the NEDO demonstration in the future.

4. Results of JCM FS Survey

4.1. Analysis of related policy and institutional trends

UAE is well known as an oil-producing country, but in recent years it has been working to break away from its dependence on oil and to diversify its industries. As a result, there are relevant policies and systems for GHG emission reductions at the national and emirate levels in the UAE.

Meanwhile, the 28th Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change ("COP28") was held in Dubai, UAE, from November 30 to December 13, 2023, during the period of this study. The willingness to realize the reduction targets is also growing on the occasion of COP28.

COP28 adopted the first decision on the Global Stock-Take (GST), an assessment of global progress toward achieving the objectives of the Paris Agreement.

Here, the decision document adopted after two weeks of discussions and negotiations following a summit-level meeting on December 1-2, 2012, includes the following goals to achieve the 1.5° C target: Peaking out of emissions by 2025, tripling the global renewable energy generation capacity and doubling the energy efficiency improvement rate through emission reductions targeting all gases and all sectors, Accelerating the use of low-carbon fuels in the energy sector, shifting away from fossil fuels, and accelerating emission reductions, carbon removal technologies, and low-carbon hydrogen in renewable energy, nuclear power, and CCUS, as well as Zero Emission Vehicle (ZEV) and low emission vehicles in the transportation sector. The importance of emission reductions through various pathways, city-level initiatives, and transition to sustainable lifestyles was included in the report.

ITC, which is envisioned as the project partner, will be responsible for the operation and management of Abu Dhabi's public bus services, as well as cabs, school buses, and other services.

ITC hosted the Green Mobility Forum on November 28, 2023, with the aim of enhancing Abu Dhabi's sustainable transportation system. The forum was attended by government officials, representatives from South Korea and the People's Republic of China, green power bus manufacturers, and academic institutions such as United Arab Emirates University and Khalifa University.

At the Forum, Abdullah Al Marzouki, Director General of ITC, expressed the UAE's commitment to work closely with strategic partners, both local and international, through the Green Bus Program as part of ITC's roadmap in line with the UAE's strategy to achieve net zero emissions by 2050.

The Green Bus Program set forth by the ITC aims to make Abu Dhabi Island a green zone by 2030, to provide a public transportation system that operates on sustainable energy, and to implement a comprehensive transformation by 2050. This means that the program will comprehensively evaluate different models of hydrogen and electric buses in terms of technology and operation during the program period until 2025. ITC also expects that various partnerships will be established within this program. In other words, through this program, ITC aims to gradually convert Abu Dhabi's public transport fleet to low-carbon vehicles.

4.2. Consideration of commercialization and JCM project

In the JCM project, the GHG reduction methods studied in this project are considered to be implemented as a tie-up project with the bus project operated by ITC. Through discussions on the JCM project in this FS, it has become possible to exchange specific information for the implementation of the project, and discussions are now underway in a manner that takes into account the current situation at ITC in particular.

The response of the counterpart government to the JCM project has been positive, and the MOCCAE (UAE Ministry of Climate Change and Environment), which serves as the contact organization with Japan for the JCM project, EAD (Environment Agency -Abu Dhabi), and DMT (Department of Municipalities and Transportation) have been briefed and understanding obtained, and consent to promote the project with ITC has been obtained. MOCCAE, EAD, and the DMT have agreed to the project.

On the other hand, considering that the buses currently operated by ITC are European diesel engine buses owned by ITC, and also that ITC is moving toward the introduction of low-carbon vehicles, it is important that, in commercializing JCM, Japan, through the implementation of demonstration projects, etc. to work with a sense of urgency so that Japan can demonstrate its initiative.

4.2.1. Survey of the present situation

During our visit to Abu Dhabi in November, We had the opportunity to visit the ITC's Bus Control Center (hereafter referred to as "BCC"). Several large monitors were installed in the center of the front of the BCC, showing real-time video images of major intersections on bus routes. Facing these monitors were about 20 desks, at each of which an operation manager monitored the operation status of the buses and gave operation instructions such as delay management, rerouting instructions, and response to accidents.

We heard that the bus control system operated by BCC is made by INIT of Germany, which was introduced in 2008, and has been updated as needed. Here, we learned that digital transformation operation is more advanced than that for route bus operations in Japan, and that the system environment is a profound one that makes it possible to acquire various types of data, including travel data, fuel consumption data, and boarding and alighting data.

- Current Location Management
- Driver Management
- Route Management
- Emergency Response (Rerouting Function)
- Operation History Management
- Ride History Management
- Fee System Operation, etc.

Figure.2 Operation management items by ITC's bus control system

4.2.2. ITC Needs

The two main ITC needs identified based on the survey of the present situation were:

(1) Vehicle conversion needs under the Green Bus Program

With ITC's Green Bus Program, ITC is looking to provide a public transportation system that operates on sustainable energy by 2030. Therefore, ITC will conduct a comprehensive technical and operational evaluation of various models of low-carbon vehicles early in the program implementation period.

The conversion to low-carbon vehicles through Japan's JCM project meets the needs of ITC.

(2) Battery monitoring needs to monitor the operation of electric buses

The current ITC system is not compatible with electric buses, so examples and suggestions are required, especially with regard to the battery monitoring part. and suggestions are requested.

4.2.3. Study of GHG emission reduction methods

In this FS, not only the GHG reductions from fleet conversion, but also the GHG reductions related to "operational adjustments" were examined. 4.4 shows the calculation of GHG emission reductions from fleet conversion and the emission reduction contribution.

4.2.4. Efforts toward NEDO JCM demonstration project

The JCM project aims for JCM credits by converting the diesel buses owned by ITC to electric buses through this project, and the contribution to GHG reduction by improving the operational efficiency and service of Abu Dhabi buses using "operation coordination," one of the SMOC's functions, will be developed when the SMOC is able to participate. The contribution to GHG reduction by improving the operational efficiency and service of Abu Dhabi's buses using the SMOC's "operation coordination" function, which is one of the SMOC's functions, will be developed when the SMOC is able to enter the project.

However, the conversion of vehicles from diesel buses to electric buses will result in differences in the timing of diesel fueling and recharging, and monitoring the batteries of the electric buses will be a prerequisite for matching the operating conditions of the project with the references assumed in the JCM demonstration project. In addition, ITC recognizes that the operation management of electric buses with no operational track record will require new management details that cannot be handled by the existing ITC operation monitoring system, and Zenmov expects SMOC to be useful in this area of technology and would like to verify it as a PoC (Proof of Concept).

Therefore, Zenmov would like to provide the operation management system function of the "Dynamic Battery Management System" as part of the SMOC function, as well as the GHG emission reductions expected from the vehicle conversion, in order to introduce safe and efficient (no waste) electric buses and create JCM credits. The company intends to provide ITC with the technology for a calculation system for JCM credits based on the GHG emission reductions expected from the vehicle conversion.

In this section, the following items (1) through (3) will be considered as measures to solve technical issues related to electric bus operation.

(1) Generation of dynamic operation schedule for baseline unification

Since the remaining battery capacity fluctuates depending on how the buses are operated (air conditioner usage, number of passengers, etc.), the system monitors the rapid decay of the remaining battery capacity and generates an operation schedule that takes into account the charging span. The system also collects data for the past year, taking weather conditions into account, and generates operation schedules that are dynamically updated on a daily basis, such as on a seasonal or monthly basis.

(2) Construction of a general-purpose system that does not depend on specific car models

In the future, ITC's route bus fleet will include several hundred electric buses, and the vehicle types will be diverse. For this reason, a general-purpose system that does not depend on a specific vehicle type will be constructed, and a dynamic operation schedule will be made to function.

(3) Responds to battery load and degradation in high-temperature environments

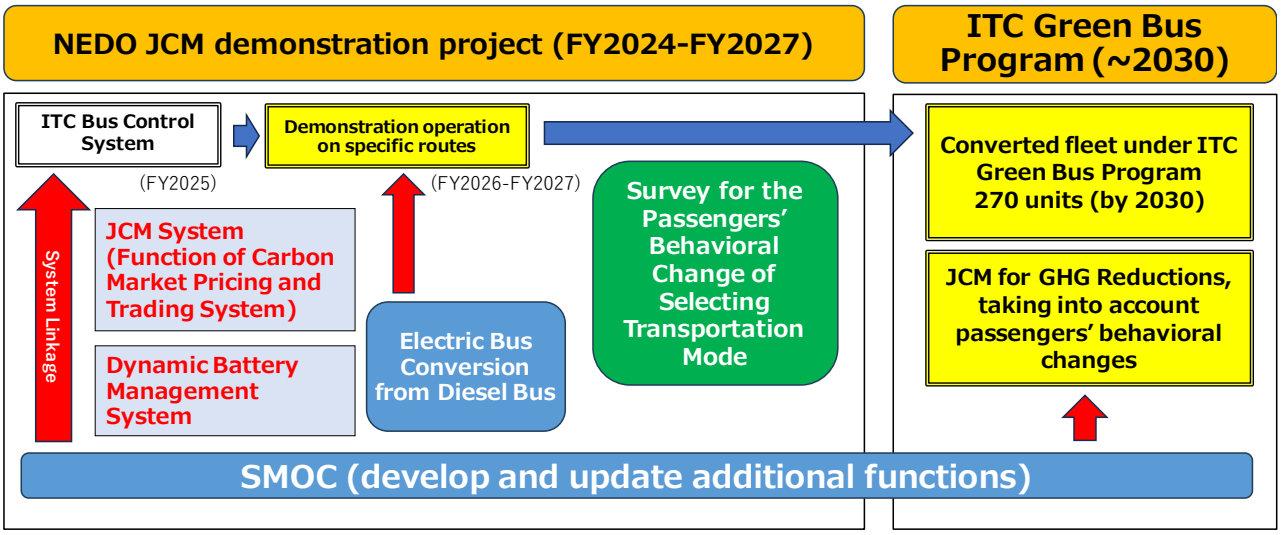
In Abu Dhabi, the vehicle operates in a high temperature environment of 50° C in the summer, which increases the battery load. The vehicle is equipped with an alert function that prevents problems before they occur by learning the conditions under which a problem may occur.

It is also important for the ITC to understand the suitability of SMOC for correctly calculating emissions with MRV (Measurement, Reporting and Verification)[1] , and it is important that SMOC as a functional extension to the current ITC bus control system through system integration entry opportunities is also important for continued deployment to JCM projectization in line with ITC's "Green Bus Program" .[2]

With regard to GHG reductions through operational adjustments, Abu Dhabi is undergoing population growth and urban traffic is expected to increase, and it is possible that some routes will require shorter service intervals and higher service volumes in the future. Therefore, in order to reduce GHG emissions through the operation of bus routes in Abu Dhabi, it is essential to understand the conversion rate of transportation modes from inefficient modes of travel such as the use of private cars to the newly introduced efficient vehicle bus routes. Therefore, we would like to conduct a monitoring survey during the demonstration period to ascertain the conversion rate of transportation modes and the amount of GHG reductions.

[1] MRV stands for Measurement, Reporting and Verification, a system for measuring GHG emission reductions, reporting them internationally, and verifying their reductions.

[2] A program to convert approximately 270 diesel buses to low-carbon vehicles by 2030.



*) NEDO: New Energy and Industrial Technology Development Organization, JAPAN

Figure.3 Transition to NEDO Demonstration Project (Future Development)

4.2.5. System Linkage Details

The figure below shows the details of the linkage of the SMOC system to ITC Bus control System. Since the current ITC Bus Control System already implements operation management, SMOC will complement the new functions associated with the introduction of electric buses and JCM credits in order to link the system to meet ITC's needs.

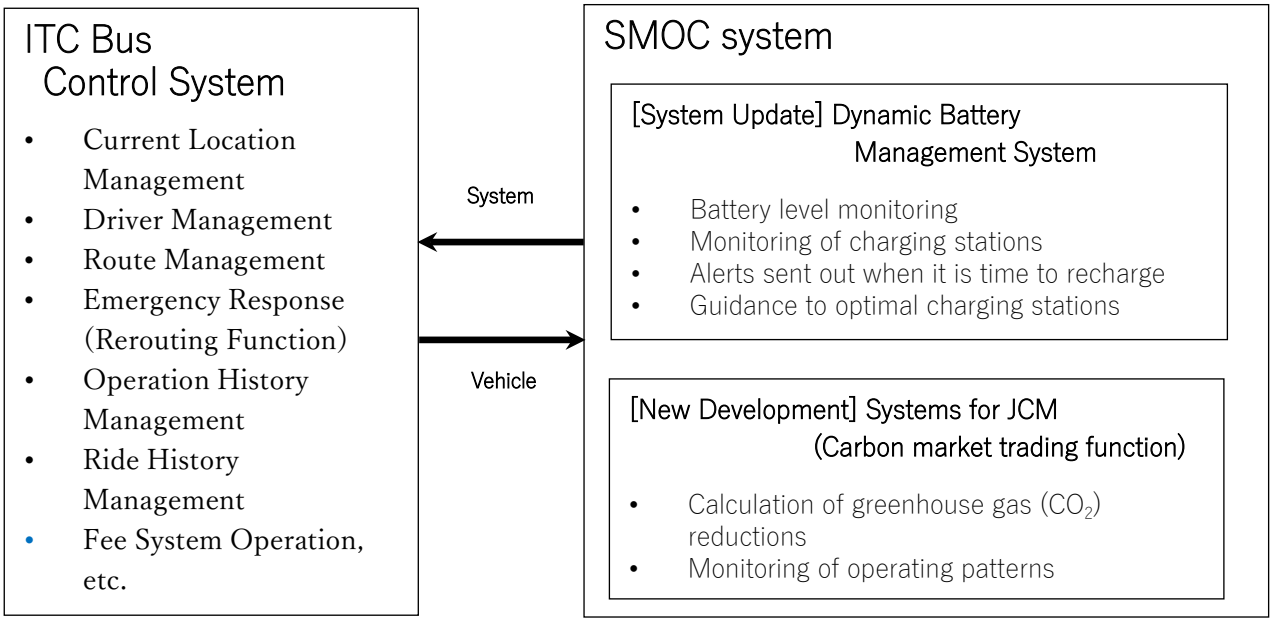


Figure.4 Image of System Linkage

(1) Image of Dynamic Battery Management System Linkage

The cloud-based Dynamic Battery Management System will work with ITC Bus Control System to constantly monitor the location and available charging stations of route buses and guide them to the appropriate charging stations to keep them on schedule.

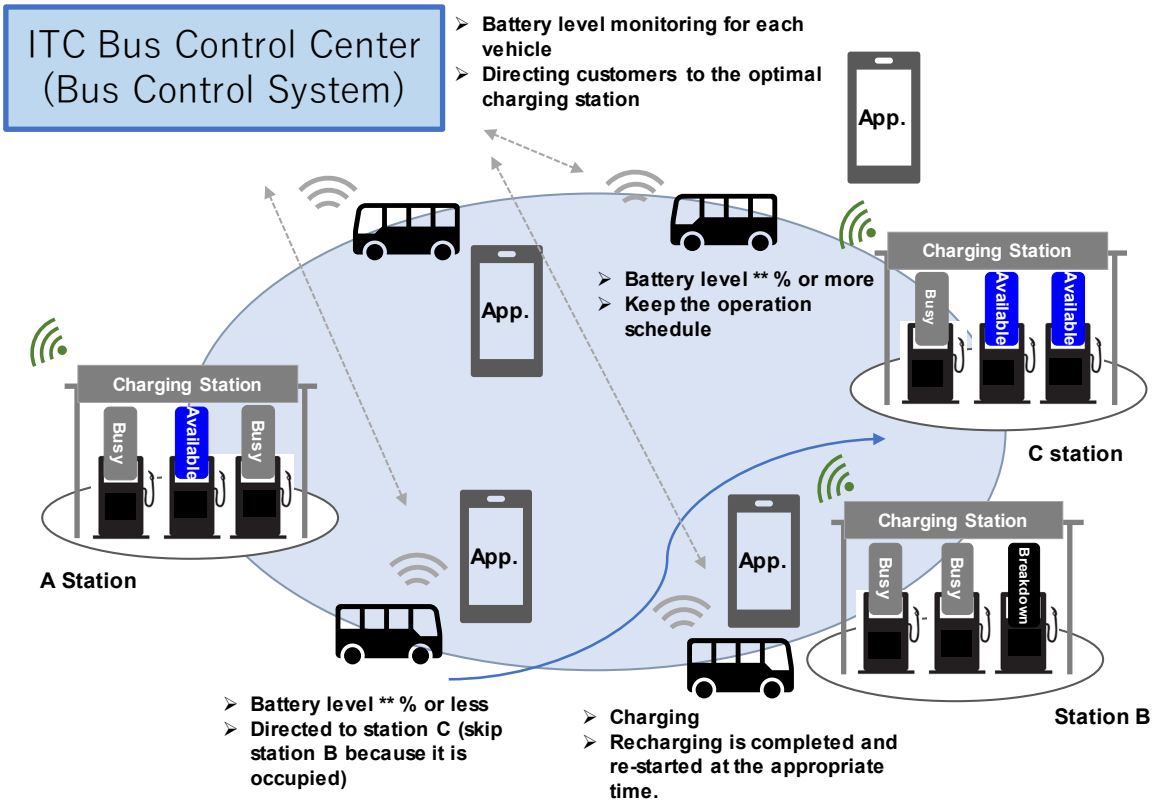


Figure.5 Image of Dynamic Battery Management System Linkage

(2) Image of JCM system linkage

JCM System shall be linked to the ITC Bus Control System (ITC Server) through file sharing to obtain operation data of electric buses and to calculate JCM credits. Through the sharing of operation data, Zenmov (JCM System) shall be equipped with a check function for the validity of the stored data.

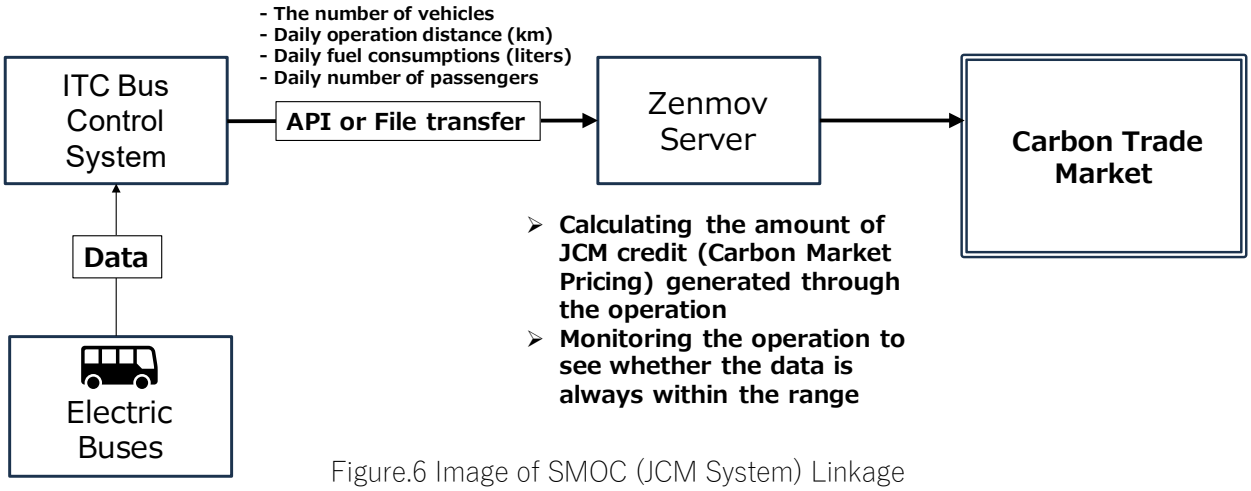


Figure.6 Image of SMOC (JCM System) Linkage

(3) JCM system specifications

The JCM system proposed here is to provide the CO_2 reductions achieved by electric buses converted from diesel buses as JCM credits as a system to support trading in the carbon trade market. The system specification is that ITC will be the seller of the JCM credits registered in the JCM credit registry on the UAE side, and the system will go through the carbon trade market trading system to contract with the buyer.

[Input data]

(a) Distance traveled by electric buses (each vehicle → ITC bus control system)

(b) Battery power consumption of electric buses (each vehicle → Zenmov system)

(c) CO_2 emission factor for grid electricity supplied to charging stations (obtained from EAD)

(d) CO_2 emission factor for diesel engine fuel (diesel oil) (default value from IPCC, etc.)

[Calculation and Registration Procedure]

(a) Calculate CO_2 emissions based on battery consumption of electric buses.

(b) Calculate CO_2 emissions based on the distance traveled by electric buses when traveling on diesel buses.

(c) Calculate CO_2 emission reductions (consider daily units)

(d) Register in the JCM Credit Registry

[Transaction procedures (ITC as seller)

(a) Recognition of JCM credits registered in the JCM Credit Registry

(b) Set sales volume

(c) Indication of credit amount (monetary value) based on sales volume

(d) Sales status

(e) Sales contract is concluded by the buyer

Table.4 Sell Order Entries (Example)

Trade Category Name	For Sale
Credit Authorization Number	*********
System name	XX Carbon Trade Market
Classified name	EV Driving (Energy Saving)
Methodology	From Diesel Buses to Electric Buses in Public Transportation Reducing CO2 Emissions by Converting from Diesel to Electric Buses
Name of implementor	Integrated Transport Center (ITC)
Country name	United Arab Emirates (UAE)
Local name	Emirate of Abu Dhabi

(4) Measures to promote the use of public transportation through the JCM system

Since the JCM system can calculate CO_2 emission reductions from the operation of electric buses, it is possible to provide users with CO_2 emission reductions as reward points based on the distance they travel when they use public buses (electric buses). These points could be used such as rewards for fare discounts and other services to promote the use of public buses.

4.2.6. NEDO JCM Demonstration Project Schedule

The following is the schedule for the NEDO JCM demonstration project. The demonstration phase will allow for system development for system linkage and coordination for vehicle conversion in FY2025, and the demonstration phase is expected to be followed by two years of full-scale operation of the demonstration starting in FY2026.

Table.5 NEDO JCM Demonstration Project Schedule

No	Implementation Items	FY 2023		FY 2024				FY 2025				FY 2026				FY 2027				FY 2028 (R10)			
		3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
	2023 JCM Feasibility Study																						
1	**Pre-demonstration survey**																						
1-1	MoU/PA draft agreement conclusion, etc.																						
2	**Development and installation (1 year expected)**																						
2-1	MoU/PA signed																						
2-2	Coordination for vehicle conversion (MoU concluded with ITC, etc.)																						
2-3	"Preparation for system linkage and Setup (SMOC customization)"																						
2-4	System setup to support emissions trading (GX-ETS) in the GX League																						
3	**Demonstration (2 years expected)**																						
3-1	Full-scale operation																						
3-2	Grasping the actual status of behavioral changes in transportation mode selection (e.g., questionnaire survey using online methods)																						
3-3	Monitoring																						
4	**Quantification follow-up project (1 year is assumed)**																						
4-1	Calculation of GHG reductions based on the demonstration																						
4-2	Extraction of points to be improved for dissemination																						

*) Q: Quarter

4.3. Consideration of issues and countermeasures

ITC is also in a situation of technical cooperation with Chinese and Korean agencies regarding low-carbon vehicles. It is important to take advantage of this FS and future JCM projects to establish a cooperative relationship with ITC while utilizing Japanese technology. GHG emission reduction methods studied in this FS were related to vehicle conversion and operation coordination. It would be effective to implement these measures on Japan's initiative and verify them as a Proof of Concept (PoC).

Here, NEDO JCM demonstration project is a good opportunity to implement a smooth PoC, and we intend to make active use of it.

The following is the issues that are expected to be addressed in the promotion of the project.

4.3.1. Technical issues

As part of the project proposal to ITC, we are proposing the Dynamic Battery Management System (DBMS) and the JCM System (carbon market trading function) in conjunction with ITC's Bus Control System manufactured by INIT of Germany. Since the details of the system regarding API and file transfer will be discussed in the future, it will be necessary to reach a consensus with the ITC side and closely coordinate with the existing system.

4.3.2. Business planning issues

ITC owns 815 diesel buses and is currently providing operation services for route buses as an operator. ITC plans to convert 270 of its diesel buses to low-carbon vehicles by 2030. Therefore, ITC plans to fund the conversion of those 270 diesel buses to low-carbon vehicles.

However, if such a budgetary measure cannot be expected, a business plan and implementation system could be developed to cover the initial costs required for the conversion of the remaining diesel buses through revenue from the JCM credit transactions in the private JCM market, in addition to revenue from fares from the operation of the buses.

In addition, it would be effective to consider incorporating school buses (5,969 units) operated by private operators regulated and supervised by ITC, as well as gasoline-powered (1,086 units) and diesel-powered (204 units) cabs, as private JCMs, instead of only targeting buses operated by the ITC.

4.3.3. Policy issues

It is expected that JCM projects with zero emissions can be realized by, for example, directly contracting with power plants that use renewable energy sources such as solar power plants at bus charging stations, but at present, such contractual arrangements do not exist in Abu Dhabi's electric power companies. In the future, we believe that the use of renewable energy will contribute to the revitalization of the JCM credit market in the ITC or transportation sector through the use of an administrative approach to negotiate with power companies to give priority to the use of renewable energy power.

4.4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions

4.4.1. Summary of Proposed Methodology

(1) Existing methodology

JCM has only two registered methodologies in the transportation sector, as shown below, and there are no existing JCM methodologies applicable to the "Conversion of Diesel Buses to Electric Buses," which is the activity of this project.

(a) Vietnam Digital Tachograph (VN_AM001_Ver2.0, Methodology is registered): A digital tachograph and data analysis system to encourage drivers to drive more efficiently.
(b) Installation of CNG and diesel fuel co-firing equipment in public buses in Indonesia (ID_AM026_ver01.0, methodology considered but not yet registered): CNG diesel hybrid

equipment is installed in public diesel buses to convert diesel fuel (gas oil) to CNG.

On the other hand, the small-scale methodology AMS-III.C "Emission reductions by electric and hybrid vehicles (Version 16.0)" is registered in the CDM methodology, and although it is not a JCM methodology, it was used as a reference for preparing the draft methodology for this project.

(2) Outline

The GHG emission reductions from this project will be realized by converting diesel buses running on specific bus routes to electric buses, thereby reducing the amount of diesel fuel (diesel oil) consumed when running diesel buses in the past.

The calculation of GHG emission reductions is obtained from the difference between reference and project emissions.

Reference emissions are GHG emissions from diesel buses traveling on specified bus routes.

The reference fuel consumption of diesel buses (liters/km) is multiplied by the net calorific value of diesel fuel (diesel oil) (GJ/liter) and the CO_2 emission factor of diesel fuel (diesel oil) (tCO_2 /GJ) to obtain the CO_2 emissions per vehicle-km of diesel buses (tCO_2 /unit/km). Furthermore, the reference emissions are calculated by multiplying the CO_2 emissions per vehicle-kilometer of diesel buses by the number of electric buses (units) that will travel the specified bus route after project implementation and the operating distance per bus (km). The reference fuel efficiency of diesel buses (liter/km) will be calculated by either calculating the average fuel efficiency by measuring the diesel fuel (diesel oil) consumption (liter) and operating distance (km) of diesel buses running on the specified bus route over a 60-day period, or by using the fuel efficiency value shown in the catalog of the diesel bus that is the subject of the reference either method uses the fuel efficiency value (liter/km) shown in the catalog of the diesel bus that is the subject of the reference.

Project emissions are the CO_2 emissions derived from the supply of grid electricity to the electric buses that are the project subject. They are calculated by multiplying the amount of electricity supplied by the grid to the electric buses subject to the project (MWh) by the CO_2 emission factor for grid electricity (tCO_2 e/MWh). If the project uses electricity from renewable energy sources, multiply the amount of electricity from renewable energy sources (MWh) by the CO_2 emission factor for electricity from renewable energy sources (tCO_2 e/MWh).

When a diesel bus is converted to an electric bus, it is assumed that the location and mileage of the previously operated specific bus route will not change, nor will the level of service, such as the number of passengers the bus can accommodate or air conditioning.

4.4.2. Proposed Methodology for Calculating Reference Emissions

Reference emissions are GHG emissions from diesel buses traveling on specified bus routes.

This is calculated by multiplying the reference fuel consumption of diesel buses (liters/km) by the net calorific value of diesel fuel (GJ/liter), the CO_2 emission factor of diesel fuel (diesel oil) (tCO_2 /GJ), the CO_2 emissions per unit-kilometer of diesel buses (tCO_2 /unit-kilometer), and then by the CO emissions per unit-km of diesel buses (tCO_2 /unit-km), multiplied by the number of electric buses running on the specified bus route after the project implementation (units) and the operating distance per unit (km).

$RE_{p,k} = EFRE_{,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p}$

namely,

$RE_{p,k}$ = Reference emissions (tCO_2)

$EF_{RE,VKM,k,before}$ = CO_2 emissions per vehicle-km of diesel buses traveling on specified bus routes (tCO_2 / vehicle-km)

$N_{k,p}$ = Number of electric buses that will travel on the specified bus route after project implementation (units)

$DD_{k,p}$ = Distance (km) per electric bus traveling on the specified bus route after project implementation.

k = specific route

p = some period of time after project implementation

Where $EF_{RE,VKM,k,before}$: CO_2 emissions per vehicle-km of diesel buses traveling on the specified bus route (tons CO_2 / vehicle-km) shall be calculated by the following method.

$EF_{RE,V\,KM,k,before} = FEreference \times NCVdiesel \times EFdiesel$

namely,

$FEr_{eference}$ = Reference fuel consumption (liters/km)

NCV_{diesel} = Net calorific value of diesel fuel (diesel oil) (GJ/liter)

EF_{diesel} = CO_2 emission factor for diesel fuel (diesel oil) (tons CO /GJ)$_2$

$FE_{reference}$: Reference fuel consumption (liter/km) shall be calculated using one of the following methods.

(Option 1)

A method using fuel efficiency values calculated by collecting the operating distance (km) and fuel consumption (liters) of diesel buses subject to the reference on a specific route for at least 60 days.

$FE_{reference} = FC_{diesel,k,before} / VKM_{k,before}$

namely,

$FC_{diesel,k,before}$ = Fuel consumption (liters) of diesel buses traveling on a specific bus route

$VKM_{k,before}$ = Distance (km) operated by diesel buses on specified bus routes

(Option 2)

Fuel consumption values shown in the catalog of the diesel buses that are the subject of the reference: method using $FE_{catalogue}$

$FE_{reference} = FE_{catalogue}$

4.4.3. Proposed Methodology for Calculating Project Emissions

Project emissions are CO_2 emissions derived from the amount of grid electricity supplied to the electric buses in the project.

The amount of electricity supplied by the grid to the electric buses subject to the project (MWh) is multiplied by the CO_2 emission factor for grid electricity (tCO_2 /MWh).

If the project uses electricity from renewable energy sources, multiply the amount of electricity from renewable energy sources (MWh) by the CO_2 emission factor for renewable energy electricity (tCO_2 /MWh).

$$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid} + EC_{p,renewables} \times EF_{renewables}$$

namely,

$PE_{elec,p}$ = Project emissions (tons CO_2)

$EC_{p,grid}$ = Electricity supplied by the grid to the electric buses in the project (MWh)

EF_{grid} = CO_2 emission factor for grid electricity (tons CO_2 /MWh)

$EC_{p,renewables}$ = renewable energy electricity supplied to the project electric buses from renewable energy power plants ((MWh))

$EF_{renewables}$ = CO_2 emission factor for renewable electricity (tCO_2 /MWh)

4.4.4. Proposed Monitoring Methodology

After project implementation, the following items will be monitored

Table.6 Proposed Monitoring Items

Parameter	Data Summary	Method
$N_{k,p}$	Number of electric buses running on the specified bus route after project implementation (units)	Annual sales records or official registration project vehicle count data
$DD_{k,p}$	Operating distance per electric bus traveling on the specified bus route after project implementation (km)	Data of the distance (km) of all vehicles in operation
$EC_{p,grid}$	Electricity by the grid (MWh) supplied to the electric buses in the project	Power charging records at power charging stations
EF_{grid}	CO_2 emission factor for grid electricity (tCO_2 /MWh)	Obtain the latest CO_2 emission factors for grid electricity from the relevant ministries and agencies.
$EC_{p,renewables}$	Renewable electricity supplied to the project electric buses from renewable energy power plants (MWh)	Renewable energy electricity purchase records
$EF_{renewables}$	CO_2 Emission factor (tCO_2 /MWh) of renewable electricity	Get CO_2 emission factors for renewable electricity from renewable energy power plants

4.4.5. Study of GHG emission reductions in projects subject to the JCMFS

The GHG emission reductions are calculated using the aforementioned methodology formula as follows The $DD_{k,p}$ value used here is not the operating distance of the project buses, but the average annual mileage per existing bus. The calculation of project emissions and GHG emission reductions then assumes that the average annual mileage per existing bus is replaced by electric buses.

(1) Calculation of reference fuel consumption

$FE_{reference} = FC_{diesel,k,before} / VKM_{k,before}$ = 105,745 / 225,326 = 0.46 (liter/km)

In addition,

$FC_{diesel,k,before}$ = 105,745 (liter/day) [from data obtained from ICT during field survey]

$VKM_{k,before}$ = 225,326 (km/day) [from data obtained from ICT during field survey]

(2) Calculation of CO_2 emissions per vehicle kilometer for diesel buses traveling on specified bus routes

$EF_{RE,PKM,k,before} = FE_{reference} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel}$ == 0.46 × 0.03525 × 0.0741

= 0.0012 (tCO_2 /unit/km)

In addition,

NCV_{diesel} = 0.03525 (GJ/liter) [default value from IPCC and others]

EF_{diesel} = 0.0741 (tCO_2 /GJ) [IPCC and other default values]

(3) Reference emissions

[Pattern 1]

Annual CO_2 reductions when 270 vehicles are converted, which ITC has set as its conversion target by 2030. (Hereafter referred to as "[Pattern 1]")

$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p}$ = 0.0012 × 270 × 100,913 = 32,696 (tons CO_2 /year)

[Pattern 2]

Annual CO_2 reduction when 815 ITC-owned vehicles are converted

(hereinafter referred to as "[Pattern 2]").

$RE_{p,k} = EF_{RE,VKM,k,before} \times N_{k,p} \times DD_{k,p}$ = 0.0012 × 815 × 100,913 = 98,819 (tCO_2 / year)

In addition,

$N_{k,p}$ = 270 (units) [Pattern 1].

$N_{k,p}$ = 815 (units) [Pattern 2].

$DD_{k,p}$ = 100,913 (km/unit/year) [from data obtained from ICT during field survey].

(4) Project Emissions

[Pattern 1]

$PE_{elec,p} = EC_{p,grid} \times EF_{grid}$ = 26,157 (MWh) × 0.264 (tCO_2 /MWh) = 6,905 (tCO_2 /year)

[Pattern 2]

$PEelec_{,p} = ECp_{,grid} \times EF_{grid}$ = 78,954 (MWh) × 0.264 (tCO_2 /MWh) = 20,844 (tCO_2 /year)

In addition,

$EC_{p,grid,}$ = 0.96 (kWh/km) [Electricity cost of electric buses, based on manufacturer's hearing]
× 100,913 (km/unit) × 270 (units)
= 26,157 (MWh) **[Pattern 1]**

$EC_{p,grid,}$ = 0.96 (kWh/km) [Electricity cost of electric buses, based on manufacturer's hearing]
× 100,913 (km/unit) × 815 (units)
= 78,954 (MWh) **[Pattern 2]**

EF_{grid} = 0.264 (tCO_2 /MWh) [Grid emission factor: 2026 forecast, source: EAD, 2021].

Note: The use of electricity derived from renewable energy sources was assumed to be zero.

(5) GHG emission reductions

GHG emission reductions are determined from the difference between reference and project emissions.

[Pattern 1]

ER_p = 32,696 - 6,905 = 25,791 (tCO_2 /year)

[Pattern 2]

ER_p = 98,819 - 20,844 = 77,975 (tCO_2 /year)

4.4.6. Potential contribution to GHG emission reductions through the dissemination of JCMFS eligible projects

The ITC's target number of diesel buses to be converted to electric buses by 2030 is 270 (units), and the annual GHG emission reduction resulting from this conversion is projected to be 25,791 (tCO2/year) **[Pattern 1]**.

On the other hand, the total number of diesel buses owned by ITC is 815 (units), and if all of them were converted to electric buses, the annual GHG emission reduction is projected to be 77,975 (tCO2/year) **[Pattern 2]**, and the spread of this JCM project is expected to contribute to GHG emission reduction by about three times in the future.

5. Coordination with counterpart governments and other relevant parties for commercialization

Coordination with the partner government and other relevant parties for the commercialization of the project is mainly conducted with ITC. Through this FS, ITC provided us with some of its operational data in order to understand the GHG emission reductions resulting from bus conversion.

We are proposing the use of JCM credits through the introduction of low-carbon vehicles, etc., in a manner that meets the needs of ITC, and are also in discussions to link with the ITC's Bus Control System so that the ITC's operation data can be monitored.

In order to promote the JCM project as a collaborative project with ITC, it is necessary to build a continuous relationship between ITC and Japan. Therefore, we would like to continue our discussions with a view to the future transportation system in Abu Dhabi, not limiting ourselves to this FS.

In promoting future projects, we believe it is necessary to conclude an NDA (Non-Disclosure Agreement) for data sharing with ITC, as well as an MOU (Memorandum of Understanding) to establish a closer relationship, such as when conducting NEDO demonstration projects (bus conversion, system coordination, etc.).

To this end, it is important to promote activities to gain trust in Japanese technology by demonstrating the details of the technology currently proposed.

6. Challenges and actions for future commercialization

For future commercialization, we believe that efforts should be made to have approximately 270 vehicles adopted for the conversion program to low-carbon vehicles in the ITC's Green Bus Program, which has a target to be achieved by 2030.

While organizations in China, Korea, and other countries are promoting projects with ITC, it is important for Japan to take the initiative in the Green Bus Program by promptly starting NEDO's JCM demonstration project, and to make proposals based on Japanese technology a proven track record at ITC.

In commercializing the system, Zenmov is proposing to introduce a Dynamic Battery Management System in conjunction with the Bus Control System manufactured by INIT of Germany, which has been introduced at ITC, rather than providing the system entirely as Zenmov's SMOC technology. Under these circumstances, it is highly significant to make JCM credits in the field of transportation.

We believe that it is important to secure a place in ongoing negotiations with ITC in the future, and that ongoing project promotion will help us to gain the upper hand in negotiations.

6.1. NEDO Study of JCM demonstration project

SMOC is considering linking and building a JCM credit calculation system and battery management system to the ITC bus control system.

As a demonstration element, we believe it is essential to establish a battery management system to ensure that the operation schedule by electric buses is similar to the baseline, taking into account the timing of diesel fuel refueling.

If such a Dynamic Battery Management System is not established, the operating modes of diesel buses and electric buses will differ in terms of fueling, which will result in different mileage or travel time before and after the demonstration, and there is a concern that the two will become incomparable in terms of JCM regulations.

It is essential to establish not only a system to calculate JCM credits but also a Dynamic Battery Management System as a system to support the same operational system before and after the demonstration, and we believe that this system is worthy of a technology demonstration component.

6.2. Consideration of private JCM

In considering the private-sector JCM, it is necessary not only to continuously replace the 815 diesel buses owned by ITC with low-carbon vehicles, but also to promote the conversion of cabs, school buses, and other vehicles operated by private operators to low-carbon vehicles. For this purpose, it is necessary to establish a mechanism to continuously finance the cost of upgrading low-carbon vehicles through initiatives after the NEDO JCM demonstration project. Considering that there are 5,969 school buses in operation in Abu Dhabi, it would be effective to establish a "Consortium of operators" whose main members are school bus operators, and this consortium, together with public transportation operators, will conduct GHG emission reduction activities, including issuing JCM credits. The consortium could then work together with public transportation operators to reduce GHG emissions, including the issuance of JCM credits.

In addition, the Consortium believes that it would be effective to encourage other energy and hydrogen-related companies to participate and to support trading in the "carbon credit market" by GX League participants and other companies.

In addition, in promoting FCVs or hydrogen engine vehicles, we believe that private-sector JCM using private-sector funds will be realized by building a society that integrates the transportation and energy sectors through collaboration with companies and other entities related to the construction of a social infrastructure for hydrogen.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Project to Reduce GHG Emissions in the United Arab Emirates (Emirate of Abu Dhabi) by Introducing Electric, Hydrogen, and Other Low-Carbon Emission Vehicles for Public Transportation Mobility and by Introducing a System for Monitoring and Improving the Efficiency of Operations (SMOC)

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Zenmov Inc.

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.13. 電源開発株式会社

（日本語）

事業名：（フィリピン）フィリピン国養鶏場地域協同組合における分散型複合再エネ導入による GHG 排出削減および事業性調査

実施者：電源開発株式会社

1. JCM FS 調査の目的

供給不安定かつ石炭火力による電力が 8 割以上を占める系統電力に依存するフィリピン国バターンの需要家（養鶏場、最終的には地域協同組合での展開）に対し、オンサイトで複合再エネ（屋根置き太陽光発電、蓄電、鶏糞利用発電）を導入することで、受電する系統電力を自ら設置する再エネ電力に代替し、GHG 排出削減を行う。併せて電力安定供給（レジリエンス）にも寄与する。1 需要家当たり最大 30-100kW 程度の需要規模だが、同協同組合には 20 を超える養鶏業者が加盟し、まとまった需要が期待される。また、同国の最新の法制度に基づき、余剰電力を系統へ供給することにより、屋根置き太陽光等の養鶏場の再エネリソースを最大限活用し、同国全体の GHG 排出削減に貢献することが期待できる。

フィリピン国バターン州の養鶏場へ屋根置き太陽光、鶏糞利用発電といった再エネ電源および蓄電池を導入し、受電する系統電力を代替した際の GHG 排出削減量および電力供給コスト（経済性）の検討を行った。

検討に際しては、再エネ電源と蓄電池の組み合わせによる養鶏場での再エネ由来電力供給の最大化に加え、同国政府推進のもと導入されている、ネットメータリングスキーム及び新たな分散型電源（Distributed Energy Resource：DER）法制度に基づく系統への売電を想定することで、最大量の再エネ導入ポテンシャルを導き出すケーススタディを行い、GHG 排出削減量と経済性を FS のアウトプットとする。

2. JCM FS 調査の実施体制

JCM FS 調査の実施体制は以下の通り。

表 1 JCMFS 調査の実施体制

体制	業務範囲
電源開発株式会社	全体取り纏め、比国エネルギー電力政策法規制、太陽光蓄電池設計、鶏糞利用発電検討、ファイナンス、事業経済性、GHG 排出評価、方法論確立
LCTSI （再委託先）	養鶏場での電力需要計測、太陽光パネル・蓄電池システム設計、鶏糞分析他

出典：電源開発（株）作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

a. 関連政策・制度調査：

事業実施に必要な許認可を含むフィリピン国政府の最新政策、制度、法規制等の公的情報の収集、日・比政府関係者及び比ローカルコンサルタントへのヒアリング

b. GHG 排出削減量の算定と経済性検討：

現在の系統受電からの代替電源供給として、且つ余剰電力を系統に売電することをベースに、養鶏場建屋・敷地面積を踏まえた導入可能な太陽光発電パネル、鶏糞発生量に基づく発電設備、想定される蓄電池の各スペックを設定し、ならびに各価格より導かれる電力供給コスト（kWh 単価）の検討。

想定される GHG 排出削減量も加味し、電力供給コストより求められる最適設備構成・運転パターンの検討。

c. JCM プロジェクト化の検討：

上記 b.の検討結果およびインドネシアでの太陽光・蓄電池 JCM 方法論（JCM_ID_AM017）およびフィリピンでのバイオマス発電 JCM 方法論（JCM_PH_AM003）を参照し、新たな方法論作成。

d. JCM プロジェクト化／事業化に向けた課題と対応：

各設備導入により GHG 排出削減・電力安定確保の効果の増大が期待できる一方、投資コストに伴う経済性の低下が課題となる。需要家の許容可能な料金水準を踏まえた設備の最適化と GHG 排出削減効果を検討。

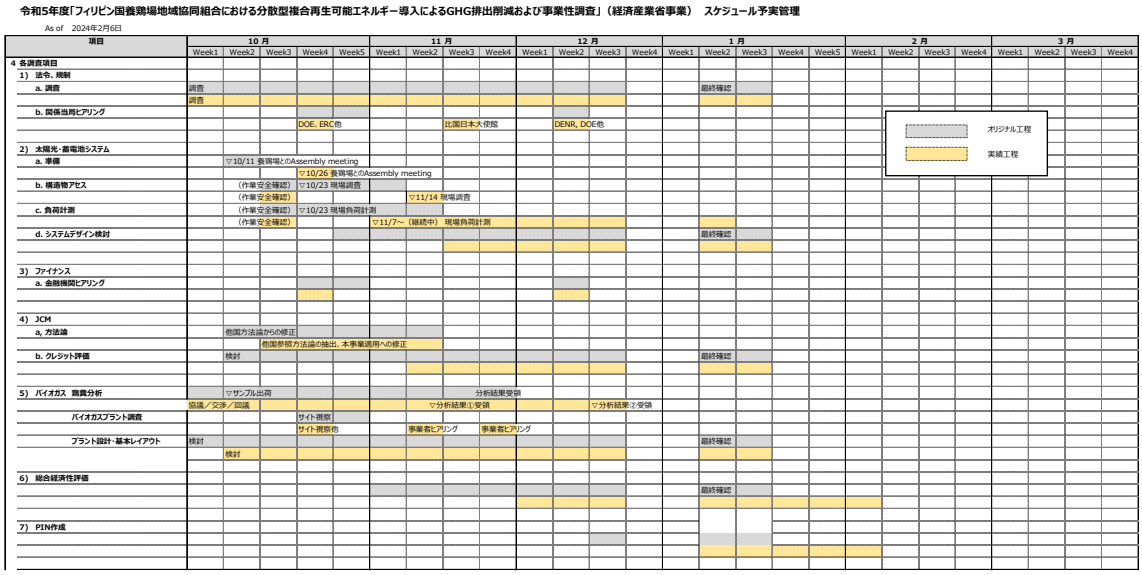


図 1 JCMFS 調査の実施体制

出典：電源開発（株）作成

表 2 渡航実績

回	期間	面談先
第 1 回	2023 年 10 月 22 日 ～11 月 1 日	JETRO、DOE、ERC、地方電化公社、フィリピン開発銀行、養鶏場調査、バイオガス発電事業者、再委託先
第 2 回	2023 年 12 月 10 日 ～12 月 15 日	JICA、DOE、DENR、エネルギー政策会議アドバイザー、再エネ事業者、再委託先

出典：電源開発（株）作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 調査の概要

フィリピンのエネルギー供給実績、供給見通し、温暖化対策、電力法制度および再エネ関連法制度および関連許認可制度について整理した。

エネルギー政策立案と市場運営（規制）、さらに環境保全の担い手として、同国ではエネルギー省（DOE）、エネルギー規制委員会（ERC: Energy Regulatory Commission）、環境天然資源省（DENR: Department of Environment and Natural Resources）が各々の役割を果たしている。

DOE はフィリピンのエネルギー部門を統括し、エネルギー計画や電源開発計画といったエネルギー政策の策定や市場制度設計の役割を担い、その運営のための詳細なルール作りと監督は 2001 年の電力市場改革法（EPIRA: Electric Power Industry Reform Act）制定に基づき設立された ERC が行っている。なお、規制機関は中立性を求められるため、ERC は DOE から独立した存在として活動を行っている。

一方、天然資源・エネルギー開発に伴う環境破壊や国民への健康被害を回避すべく、DENR が監督を行っており、エネルギープロジェクト実施の際に必要となる環境アセスメント（EIA: Environmental Impact Assessment）は同省の管轄である。

再エネプラント開発事業者への税制優遇であるが、7 年間の法人税免税、その後は 10%の軽減税率を需要家電力料金引き下げ条件に適用（通常の法人税率は 25%）、さらに過去 3 年分の欠損金の 7 年間繰越（損金計上による法人税削減）、輸入資機材に対する輸入関税免税、付加価値税免税、加速償却などが導入されている。これが適用されるのは系統売電向け再エネ『開発事業者』のみで、自家消費向けプラントへは適用されない。自家消費向け再エネ事業に対しては、4～7 年間の法人税免税＋5 年間の軽減税率（5%）適用や資機材輸入関税の免税が与えられる。ただし、メリットは法人免税・減税期間満了か、免/減税額が累計で投資額（土地取得費用と運転資金除く）の 50%に達した時点の、いずれか先に訪れた方で終了する。

自家消費中心の再エネ電源から配電系統への売電制度について、所外への余剰再エネ電力販売による経済性向上を梃子とした、需要家による再エネ自家発電設備の導入促進を企図し、フィリピン政府は **Net-Metering プログラム**を 2013 年に導入している。本スキームでは**上限設備容量を 100kW** と

定めているが、契約当たりの上限設備容量である。余剰電力の買取価格は配電会社の平均発電原価とし、月末の電力購入/売電収入の差額を支払う。なお、配電会社から需要家への現金での支払いは禁じられている（電力購入額＜売電収入となった場合、差額をクレジットとして翌月に繰り越し精算する。）

2022 年に ERC は Resolution No. 11, series of 2022（通称：**DER ルール**）を発出、ネットメータリング契約活用し配電網に買電可能な再エネ電源、および自家消費のみを目的とした分散型電源運用に関するルールを策定した。この制度における配電系統へ売電可能な電源は「**100kW～1MW までの再エネ電源**」という制約が存在し、一方で自家消費にのみ用いられる電源（自家発電源）については種別および設備容量を問わぬ形となっている。系統への売電可能量は、再エネ設備容量の 30%以下である必要があり、売電価格については、設備出力 100kW 超～500MW については、同発電原価の 75%、同 500kW 超～1MW については同発電原価の 60%で算定され、月次買電料金支払いと売電収入を相殺した精算額を配電会社へ支払う。

最後に Net-Metering プログラム/DER ルールを JCM 事業へ適用した際に発生しうる問題に触れる。Net-Metering プログラムでは全発電電力量に相当する REC（炭素クレジットと同義）は配電会社帰属と定められている。また、DER ルールでは同ルールに基づき最終需要家が消費した電力に相当する分の REC が、当該再エネプラントの安全技術基準適合証明（COC: Certificate of Compliance）の登録者に帰属するとなっている。

一方で JCM ではパートナー間の貢献に基づき炭素クレジットが分配されるため、その分配率が Net-Metering プログラムや DER ルールに定める REC 帰属と異なり、最悪の場合、日比両国における同一炭素クレジットの二重計上の懸念が生じる。これについては、2023 年 10 月の DOE 面談において、「Net-Metering プログラムで得られた REC は全て配電会社帰属となり、同 REC に相当する炭素クレジットを日本側パートナーが国外で取引することは不可能」との見解が示されている。この対応によって仮に炭素クレジットの二重計上が回避されたとしても、JCM のスキーム自体が成立しえないことから、クレジット分配に関する二国間での協議・調整が求められる。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

4.2.1. バターン州養鶏場

フィリピン国バターン州のある養鶏業地域協同組合（加盟養鶏場数は 23 社）では、地元電化公社（PENELCO）より電力供給を受けている。フィリピン国では、燃料を海外から輸入することに依存しており、それに伴い電気料金の高騰が続いている。需要家である各養鶏場も、この問題に直面している。また、PENELCO の管轄では同国平均よりも石炭火力依存度が高く、これに伴い GHG 排出係数も増加している。さらに、配電網が脆弱で頻繁に停電を起こすため、需要家は停電時に老朽ディーゼル自家発電利用を余儀なくされ、これも GHG 排出量の増に繋がっている。また、養鶏場は地点当たりの電力需要は、最大で 30-100kW 程度であるものの、地点数（組合加盟企業数）が多く需要積み上げが期待できる。

今回、各養鶏場より入手した、過去の電気料金請求書記載の月別電気使用量とロガーによる日別・時間別電力使用量実測データ、さらに養鶏場オーナーへのヒアリング情報をもとに、24 時間×365 日

の電力使用量モデルを作成した。以下のグラフが A 養鶏場のデータに基づくシミュレーション結果である。

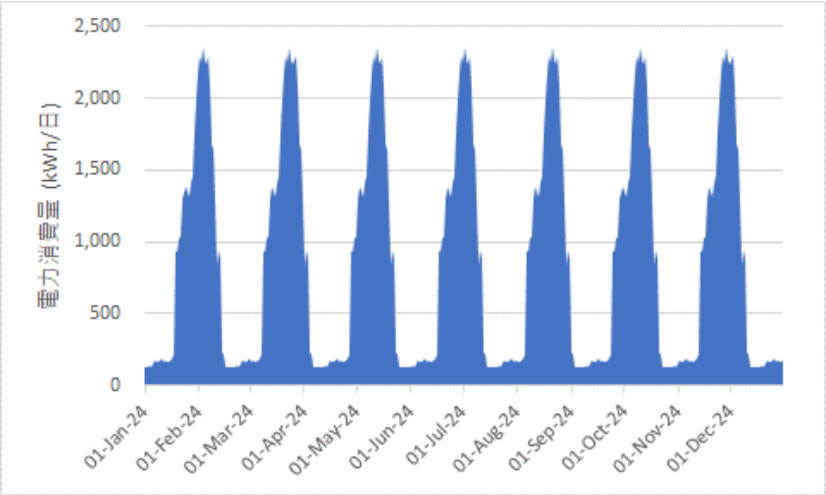


図 2 A 養鶏場の 24 時間×365 日の電力使用量モデル

出典：電源開発（株）作成

4.2.2. 再生可能エネルギー導入

本調査では、鶏舎屋根に太陽光パネルを設置し、発電電力を自家消費しつつ、余剰電力を蓄電池へ取り込み夜間帯での自家消費供給とする、もしくは余剰電力を系統側に売電することを想定し検討を行う。さらには、鶏糞を利用したバイオガス発電を導入し、その利用法として平時の自家消費に加え、停電時バックアップとしてのディーゼル自家発電設備代替として、電力安定供給への寄与を想定した。炭素ニュートラルの再エネ電力供給による系統からの購入電力代替（削減）は、すなわち、CO2 排出量の削減に繋がるものである。

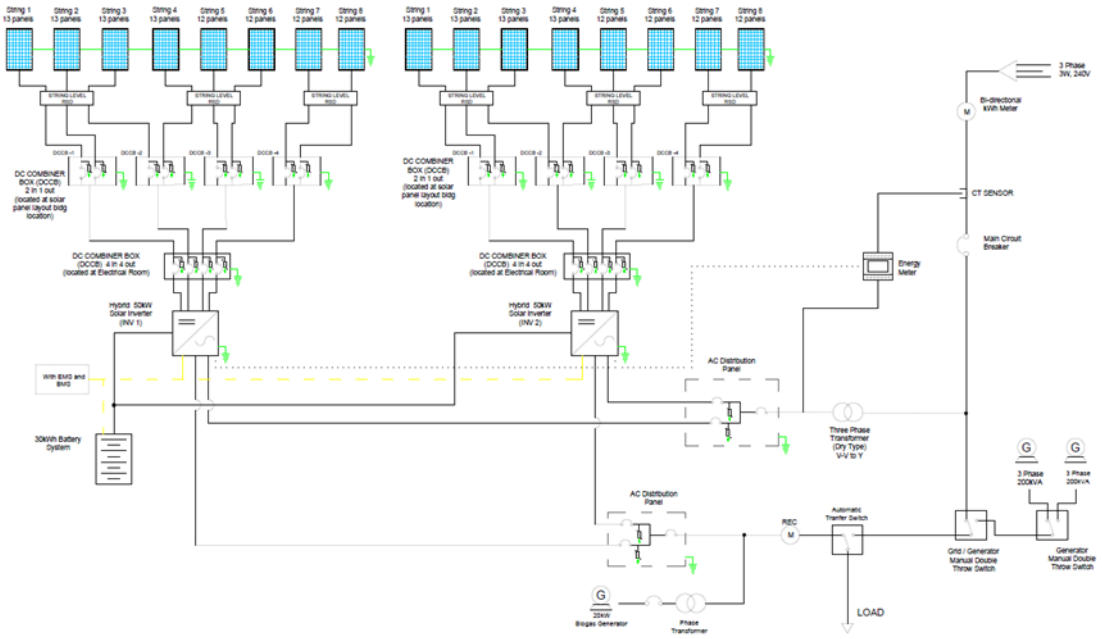


図 3 単線結線図（太陽光、蓄電、バイオガス発電導入ケース）

出典：電源開発（株）作成

4.2.3. 太陽光発電・蓄電池導入

必要な太陽光パネル枚数設定おいては、各養鶏場地点の日射量データを、地点座標、屋根角度、方角を設定した上で、日射量データベース（1 時間データ）より入手し、太陽光発電設計ソフトウェアにて太陽光発電量を計算、一方で各養鶏場の使用電力量を同じく 24 時間×365 日単位で分析し、電力需給分析を行った。

A 養鶏場のケースでは、今回の現地調査の結果、鶏舎に太陽光パネルを設置する際には、日照のみならず鶏舎の建屋構造（強度）も考慮し、屋根のトラス構造が配置されている個所に太陽光パネルを設置する計画とした。養鶏場での使用電力量に対し鶏舎屋根スペースが十分に広いため、より日射効率の高い、屋根南面を中心にパネル配置していく結果となった。

4.2.4. バイオガス発電設備導入

鶏糞の有効活用については 3 つの有効利用（肥料、バイオマス発電、バイオガス発電）が考えられ、それぞれの特長について整理した。今回の検討では出力 1MW 以下のバイオガスプラントは建設実績があること、屋根置き太陽光＋蓄電池の併設により運転停止の頻度があがることが予想され、ガス貯留ができるバイオガス発電が適していると判断した。

バイオガス発電システムの検討するにあたり、鶏糞の性状調査、国内外のメーカーへのヒアリングにより検討した。バイオガス発電システムは、原料前処理設備、原料槽、メタン発酵設備、ガス利用設備（発電、熱利用）、残渣処理設備（脱水、堆肥化）で構成され、発電規模は養鶏場内の消費電力量と太陽光＋蓄電池システムとのバランスにより 20-34kW と設定した。

表 3 鶏糞の有効利用比較

	肥料	バイオマス発電	バイオガス発電
利用方法	鶏糞を乾燥させ肥料として利用する	鶏糞を乾燥させバイオマス燃料としてボイラで燃焼させ、蒸気を作り発電する。	バイオマスを嫌気槽にて発酵させ、バイオガスを生成しガスエンジンの燃料として利用し発電。
利点	・ バイオマス発電、バイオガス発電に比べ乾燥器のみであり、設備費がかからない。 ・ 近郊に大規模農場があると肥料として有効活用できる。	・ 設備が大規模となり発電容量数 MW ぐらいになるので、系統への売電向きである。 ・ 敷料として使用しているもみ殻も燃料として利用できる。 ・ 日本での実績がある	・ 発電容量が小さく自家消費に適する。 ・ 運転はほぼ少人数で可能であり、人件費が抑えられる。 ・ ガスをガスホルダーに貯めておけるので、太陽光発電できない時間帯にて利用可能。 ・ 発酵後の残渣は無臭であり、肥料として利用
課題	・ 悪臭対策が必要 ・ 近隣に住居、学校があると悪臭による苦情問題が発生。 ・ 調査地域では現在鶏糞はほとんど埋立ており、肥料の需要が少ない	・ 広い土地が必要 ・ 発電出力が小さいと建設単価が高くなる。 ・ 通常 24 時間連続運転であり、大量の燃料が必要 ・ 通風系の回転機器の騒音対策が必要 ・ 出力が 1MW を超えるので、Net Metering 及び DER ルールの対象とならない。 ・ 複数の養鶏場から原料を調達する必要がある	・ 建設費が高い。 ・ 発酵しガスを生成するのに時間を要する。 ・ 他の家畜糞尿と比較し N 分が高く、発酵時にアンモニアが生成しバイオガスの生成を阻害する。 ・ 鶏糞でのバイオガス発電は日本では実証段階で、商用実績がない。
評価	△	×	○

出典：電源開発（株）作成

4.2.5. 事業化スキームとファイナンス検討

調査で検討する事業を特定目的会社設立し実施する場合には、タックスインセンティブ享受のための BOI 登録により自己資本比率 25%以上が義務化され、事業会社の当社持分 40%以上となれば、

証券取引委員会ルールに基づき最低払込資本 20 万米ドルが会社の基本的な姿となろう。さらに、プロジェクト実施に係る資金は、事業投資への期待利回りと市中金利に大差ない限りは、払込資本金を優先的に活用し、不足額を Develop Bank of Philippines の E2SAVE プログラム融資で賄うことが考えられる。

4.2.6. ケース分析（経済性分析）

今回検討する分散型電源事業の経済性を検証すべく、A 養鶏場を例に、養鶏場の電力消費量データと太陽光照射量データを元に、各ケースにつき検討を行った。設備規模により系統への売電に際し適用される制度が異なるため、Net Metering スキームおよび DER ルールを対象としている。

Net-Metering スキームにおいて、公称出力 100kW が最大値となるため、太陽光パネルの出力値を 100kWp と設定した。基本的に、昼間は太陽光発電から、夜間には太陽光発電から充電された蓄電池もしくはバイオガス発電から養鶏場自家消費向けに電力供給されるスキームを採用する。また、太陽光発電からの余剰電力を外部系統に売電する。Net-Metering スキームでは、年間を通じ、売電電力量総量が、受電電力量総量を上回ることが出来ない。この制約を考慮し、バイオガス発電の出力は 20kW に設定された。

DER ルールにおいては、再エネ設備は 100kW 超から 1MW まで導入が可能である。今回、Net-Metering スキームとの比較を行うために、太陽光発電 200kWp および 300kWp のケース分析を実施した。

感度分析含めた計 23 ケースにつき分析を行った。その結果は、残念ながら現在の資機材価格や売電価格、金利水準ではプロジェクトが経済的に成り立つケースは限定的であるものの、可能性があるケースとしては以下の 3 ケースが挙げられる。仮に再エネ法に定める税優遇措置を適用した場合、特に固定資産税の上限設定（評価額の 1.5%がプロジェクトにおける合計納税額の上限）と、VAT 免税の効果が大きく働き、3-5%の IRR 改善となる。

- ケース 1（太陽光 100kW、NM 売電）
- ケース 2（太陽光 80kW+バイオガス発電 20kW、NM 売電）
- ケース 3（バイオガス発電 34kW、NM 売電）

表 4 ケース分析結果（A 養鶏場）

ケース	1	2	3
太陽光発電設備容量 (kWp)	100	80	-
蓄電池容量 (kWh)	-	-	-
バイオガス発電設備容量 (kW)	-	20	34
系統売電に対する適用制度（NM/DER*）	NM	NM	NM
基本ケースに対する投資額増減	-10%		
カーボンクレジット販売収益に対するプロジェクトへの還流**	Yes (50%)	Yes (50%)	Yes (50%)

カーボンクレジット (t-CO2/年)	70.67	138.23	138.88
プロジェクト IRR	7.75%	7.47%	10.99%
エクイティーIRR	7.75%	7.23%	11.87%
プロジェクト IRR10%達成に必要な売電価格 (¥/kWh)	28.22	28.05	23.54

＊NM はネットメータリングプログラム、DER は DER ルールの略

＊＊炭素クレジットはプロジェクト期間平均の年間排出削減量に対する 50%が日本側パートナーに付与されると仮定

出典：電源開発（株）作成

4.2.7. JCM プロジェクト化

太陽光発電およびバイオガス発電の導入（再エネ由来の蓄電池運用含む）により、現行の、外部系統からの電力供給の代替を行う。カーボンクレジット（クレジット）は、JCM 方法論に基づいて算出する。民間 JCM に基づく事業実施を志向し、発生したクレジットは、フィリピンと日本の貢献度に応じた配分がなされる。今回の経済性分析におけるクレジットの配分として、両国とも同量の割り当て（50%:50%）を想定した。ただし、Net-Metering プログラム適用に伴い、後述のクレジット（ないしは再エネ証書）の二重計上問題が発生するため、二国間での本問題の解決の道が拓かれない限り、JCM としてのプロジェクト化は困難と考えられる。

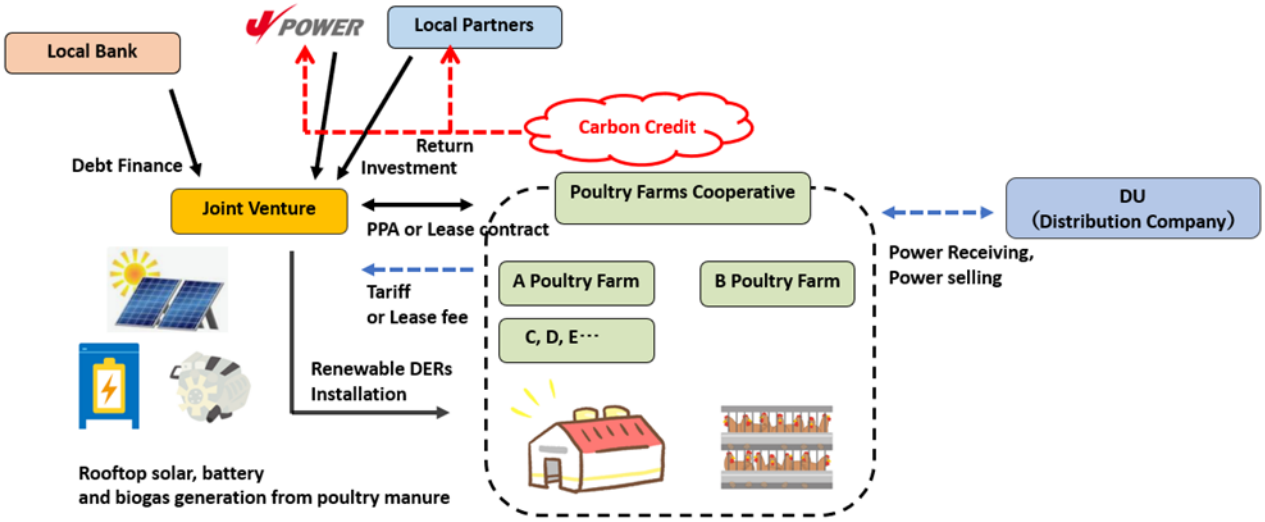


図 4 プロジェクトスキーム（イメージ図）

出典：電源開発（株）作成

4.2.8. プロジェクトスケジュール

太陽光＋蓄電池システム及びバイオガスプラント導入については、養鶏場の導入意向、プロジェクトの経済性、カーボンクレジットの制度の課題の見通しが立つことができれば、2024 年第 2 四半期より基本設計をはじめ、2025 年後半の営業運転開始を目指して検討を進めていく。

4.3. 課題と対応策の検討

4.3.1. 再エネ証書およびカーボンクレジットとの二重計上問題

現在、Net-Metering プログラムでは、REC メーターに記録された再エネ発電電力量見合いの再エネ証書（REC）が自動発行され、自家消費、外部への売電問わず、全量を配電会社帰属とすることと定めている。REC は、配電会社が RPS を遵守状況確認のツールとしての利用が主目的だが、最終的に REC 見合いの電力は、ゼロカーボン電力として国の温暖化ガス排出削減に貢献したと見做されるため、仮にこの電力（証書）に相当するカーボンクレジットが JCM 案件通じ海外に付与されれば、同一の GHG 排出削減（＝クレジット）を二重計上することとなる。一方、DER ルール下での REC 帰属は、再エネプラント運転許可の COC 登録者と定められているため、この場合でもホスト国側割当のカーボンクレジットと再エネプラント所有者が得る再エネ証書の間で二重計上が発生しうるが、このケースでは、JCM プロジェクト化時に合意された割合の REC を、事業者から電化組合へ無償譲渡する覚書締結し、それに従い譲渡を実施すれば問題回避が可能である。

4.3.2. JCM プロジェクト化に向けたフィリピン側関係者の姿勢と考えうるビジネスモデル

JCM プロジェクトで採用するビジネスモデルに関しては、100kW 以下の需要家は再エネ電力小売自由化対象外のため、Net-Metering プログラム適用対象の場合は、当初想定した設備投資後、養鶏場への売電契約通じた投資回収でなく、設備リース＋運転･保守サービス契約提供の仕組みを検討中。一方、DER ルール適用対象の需要家に対しては、電力小売のビジネスモデル適用が可能である。

4.3.3. 太陽光発電パネル・サプライチェーン人権 DD

太陽光パネル調達に際しては、「Tier 1」と呼ばれる太陽光パネル製造事業者を選定するものとし、①信頼性と品質、②財務的安定性、③製造能力、④長期保証の 4 つの要点に加え以下の、サプライチェーンにおける人権 DD の取り組みも行うものとする。

1. 太陽光パネル製造事業者が国連グローバル・コンタクトに加盟、もしくはそれに準拠した取り組みの有無確認
2. パネル製造から調達までのサプライチェーン全体の透明性の確認

4.3.4. バイオガス発電の課題と対応策

バイオガス発電事業におけるリスクについて、起こりうる事象と原因を下表に示す。

表 5 本事業におけるリスクの全体像

事象		原因	対応策
売上減少	バイオガス量減少	原料の不足	鶏糞の供給不足によるバイオガス生成量の減少が一要因。飼育サイクルも考慮し、清掃時に排出された鶏糞を、飼育期間中にバイオガスプラントに安定的に供給する必要がある。
	設備のトラブル	プラント故障	バイオガス中硫黄分による配管腐食が考えられ、非金属材料の適用が一つの対応策。

費用の増加	イニシャルコスト増加	建設費増加	昨今の物価高騰によりプラント建設費増加が考えられる。今回は 20kW、34kW と小型プラントであることから、全体ユニットの工場でのモジュール化（コンテナ化）も一つのアプローチである。
	ランニングコスト増加	メンテナンス費の増加	運用にて発酵槽内の定期清掃、発酵槽内アンモニア濃度上昇による希釈水量の適正化を図る。

出典：電源開発（株）作成

4.3.5. 経済性

4.2.6 でのケース分析のとおり、各ケースにより結果にバラつきはあるものの、概して事業経済性は厳しい結果である。考えられる要因は以下のとおり。

① 再エネ機器導入コストの高止まり

世界的なインフレが継続する中、再エネ機器の導入価格が高止まりしている、具体的には、太陽光発電システムの導入価格が kW 当たり USD 1,350 となり、数年前の価格である kW 当たり USD 700－800 に比較すると、大幅な価格上昇が見られる。世界的なインフレが製造および供給チェーンにおいて原材料の上昇を招いている。

② 養鶏場の電力需要規模および消費パターン

養鶏場の電力消費パターンについて過去の実績をもとに各養鶏場の消費量をモデル化した。

鶏舎の電力消費パターンとしては(1)雛受入～約 1 週間は雛が体温調整できず、鶏舎内温度を高めに設定するため空調利用しないことから電力消費低となる、(2)～出荷迄（28 日目以降）は鶏舎内温度を下げるために空調利用にて出荷直前が電力消費量ピークとなる、(2)出荷後は鶏舎清掃と次回受入準備のため、空調利用はわずかであり電力消費低となる。このようなサイクルが繰り返され、山型の電力消費パターンが形成される。

養鶏場の鶏舎数、飼育サイクルに合わせた電力消費量を把握し、各養鶏場に合わせた発電システムを提案する必要がある。

③ 蓄電池バターン地域での時間帯別料金システムの未導入

欧米では蓄電池導入のインセンティブに繋がる制度として、時間帯別料金システムが存在する。しかし、フィリピンでは現在のところ、日中の電力需要がひっ迫するマニラ首都圏地域で MELARCO 社が導入しているのみで、バターン州では未採用である。しかし、ERC はフィリピン全土での時間帯別料金システム導入を希望しており、今後は、バターン州を含む、より多くの地域でこのシステムが導入されてゆく可能性がある。

現在、バターンの電化組合（PENELCO）が調達する電気のうち 9 割は、ベースロード電源である 3 か所の石炭火力発電所（IPP）からの供給で、残り 1 割を卸電力市場（WESM）から

調達しており、かつ、需要も日中のオフィスでの冷房使用のような電力需要の立ち上がりがないため、時間帯ごとの需給変動は首都圏に比べ小さいと考えられる。その中で時間帯別料金を導入する経済的合理性は見つけ難い。電化組合と石炭火力 IPP との契約が切れるのは、至近で 2029 年、2 か所の発電所（計 103MW のうち 78MW）であり、2030 年頃を見据えた時間帯別料金導入が妥当なスケジュール感と言える。

顧客（養鶏場）が蓄電池導入によりどのような恩恵を受け、その対価としてどれだけ支払えるかという点である。停電時のディーゼル自家発電の代替として、発電コスト、維持補修の費用・手間、低環境負荷といった総合的な観点に基づく顧客側判断が重要となる。

④ 想定されるビジネスモデルに基づき適用される法制度（税優遇措置）の違い

適用される税優遇措置（再エネ法か SIPP か）により IRR が 2-3%変動する。（経済性確保に）必要な電力販売価格でみると、SIPP の税優遇措置では 1 例しか現在の養鶏場が電化組合から購入する電力料金を下回るケースしかないが、再エネ法の税優遇措置が適用では 6 例が既存の買電料金を下回る可能性が生じる。

再エネ法に基づく税優遇措置の適用を考えた場合、同法の用語の定義からの逸脱（実際の設備の運転／利用）につき、フィリピン政府側が納得できる説明を行うため、再エネ発電設備リース案件への再エネ開発事業者認定実績の確認や、全ての条件を満たしていないが再エネ開発事業者に認定することが妥当と判断されるような説明を行うための根拠集めと論理構築が必要となる。

4.4. 4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

太陽光＋蓄電池システムは、フィリピンの電力系統 （グリッド）における既設電源による電力の代替、および余剰電力を売電するものである。グリッドに供給および自家消費される電力量を、グリッドに接続するフィリピンの発電所から発電する際に排出される GHG 排出量の削減に寄与するものである。本プロジェクトではインドネシア国で承認済み JCM 方法論 「JCM_ID_AM017_ver01.0 Installation of Solar PV System and Storage Battery System」を参考に、フィリピン国内のグリッド排出係数に適応するよう改訂した。

バイオガス発電システムは、フィリピンの電力系統 （グリッド）における既設電源による電力の代替、および余剰電力を売電するものである。グリッドに供給および自家消費される電力量を、グリッドに接続するフィリピンの発電所から発電する際に排出される GHG 排出量の削減に寄与するものである。リファレンス電力量は、本プロジェクトにおける正味発電量からプラント所内消費電力量を差し引いた電力系統への電力供給量となる。

バイオガス発電システムに適用が可能にするために、フィリピン国で承認済み JCM 方法論「 PM_AM003 Ver1.0 Installation of biomass power plant」を参照し、バイオガス発電への適応できるように改訂した。

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

4.4.2.1. 太陽光＋蓄電池システム

レファレンス排出量は JCM 方法論 ID_AM017 のベースライン排出量と同じ以下の計算式により算定する。ベースラインの排出量は、Option1、Option2、Option3-1、Option3-2 から選択する。

Option1

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} \times (1 - LR_{j,p})\} \times EF_{RE}$$

ここで

RE_p : p 期間中のレファレンス排出量[tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: プロジェクト太陽光発電システム i の期間中の発電量 p [MWh/p]

$LR_{j,p}$: プロジェクト蓄電池システム j の期間 p における充放電損失率 [%]

EF_{RE} : プロジェクトシステムの参考 CO2 排出係数 [tCO_2/MWh]

i : 太陽光発電システムの識別番号

j : 蓄電池システムの識別番号

Option 2

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} \times LR_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

ここで

RE_p : p 期間中のレファレンス排出量[tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: プロジェクト太陽光発電システム i の期間中の発電量 p [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: 太陽光発電システム i が蓄電池システム j に充電した電力量 [MWh/p]

$LR_{j,p}$: プロジェクト蓄電池システム j の期間 p における充放電損失率 [%]

EF_{RE} : プロジェクトシステムの参考 CO2 排出係数 [tCO_2/MWh]

Option 3-1（プロジェクトの蓄電池システムが、プロジェクトの太陽光発電システムによってのみ充電される場合）

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

ここで

RE_p : p 期間中のレファレンス排出量[tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: プロジェクト太陽光発電システム i の期間中の発電量 p [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: 太陽光発電システム i が蓄電池システム j に充電した電力量 [MWh/p]

$ED_{j,p}$: プロジェクト期間中に蓄電池システム j から放電された電力量 p [MWh/p]

EF_{RE} : プロジェクトシステムの参考 CO2 排出係数 [tCO_2/MWh]

Option 3-2（プロジェクトの蓄電池システムが、プロジェクトの太陽光発電システム以外の電力源によって充電される場合）

$$\mathrm{RE_p} = \sum_{\mathrm{i,j}} \left\{ \mathrm{EG_{i,p}} - \mathrm{EC_{i,j,p}} + \mathrm{ED_{j,p}} \times \mathrm{EC_{i,j,p}} \div \mathrm{ECA_{j,p}} \right\} \times \mathrm{EF_{RE}}$$

ここで

$\mathrm{RE_p}$ ： p 期間中のレファレンス排出量[tCO_2/p]

$\mathrm{EG_{i,p}}$ ：プロジェクト太陽光発電システム i の期間中の発電量 p [MWh/p]

$\mathrm{EC_{i,j,p}}$ ：太陽光発電システム i が蓄電池システム j に充電した電力量 [MWh/p]

$\mathrm{EF_{RE}}$ ：プロジェクトシステムの参考 CO2 排出係数 [tCO_2/MWh]

$\mathrm{ED_{j,p}}$ ：プロジェクト期間中に蓄電池システム j から排出された電力量 p [MWh/p]

$\mathrm{ECA_{j,p}}$ ：蓄電池システム j に全電源から充電された電力量[MWh/p]

4.4.2.2. バイオガス発電システム

レファレンス排出量は JCM 方法論 PM_AM003 のベースライン排出量と同じ以下の計算式により算定する。

$$RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}$$

ここで

RE_p ： p期間中のレファレンス排出量 [tCO2e/p]

NEG_p ： バイオガス発電所の p期間中の正味発電量 [MWh/p]

$EF_{RE,elec}$ ： 国内送電網の CO2 排出係数 [tCO_2/MWh]

NEG_pは以下のように算定される。

$$NEG_p = EG_p - EC_{aux,p}$$

ここで

EG_p ： バイオガス発電所の p期間中の発電量 [MWh/p]

$EC_{aux,p}$ ： バイオガス発電所の p期間中の所内発電量 [MWh/p]

$EC_{aux,p}$は以下のように算定される。

$$EC_{aux,p} = RPC_{aux} \times 24(hours/day) \times D_p$$

ここで

RPC_{aux} ： バイオガス発電の補助機器の定格総消費電力[MW]

D_p ： 期間中の稼働日数 p [day/p]

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

4.4.3.1. 太陽光＋蓄電池システム

プロジェクト排出量は PDM 方法論 ID_AM017 のプロジェクト排出量の計算式を参照し、以下の計算式により算定する。太陽光＋蓄電池システムからのプロジェクト排出量は発生しないので PE_p の値はゼロである。

$PE_p = 0$

ここで

PE_p　　：プロジェクト期間中の排出量 p [tCO_2/p]

4.4.3.2. バイオガス発電システム

プロジェクト排出量は PDM 方法論 PM_AM003 のプロジェクト排出量の計算式を参照し、バイオガスの原料の輸送に係る項目を削除した以下の計算式により算定する。

$$PE_p = \sum_i \left((FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)$$

ここで

PE_p　　：プロジェクト期間中の排出量 p [tCO_2/p]

$FC_{PJ\_onsite,i,p}$ ：プロジェクト期間中のバイオガス原料を処理し、バイオガス原料の発酵を支援するために現場で使用される燃料 i の量。[mass or volume unit/p]

$FC_{PJ\_t,i,p}$ ：プロジェクト期間中にバイオガス原料の輸送に使用された燃料タイプ i の量 [mass or volume unit/p]

$NCV_{PJ,i}$ ：燃料タイプ i の発熱量 [GJ/mass or volume unit]

$EF_{PJ,i}$ ：燃料タイプ i の CO2 排出係数[tCO_2/GJ]

4.4.4. モニタリング方法案

4.4.4.1. 太陽光＋蓄電池システム

太陽光＋蓄電システムにてモニタリングするデータは以下の通り。

表 6 太陽光＋蓄電システムのモニタリングデータ

パラメータ	$LR_{j,p}$
単位	%
データの情報源	プロジェクト参加者による測定／計算
モニタリング間隔	連続的。少なくとも年 1 回測定／計算する。

出典：電源開発（株）作成

4.4.4.2. バイオガス発電システム

バイオガス発電システムにてモニタリングするデータは以下の通り。

表 7 バイオガス発電システムのモニタリングデータ

パラメータ	EG_p	$EC_{aux,p}$	$FC_{PJ\_onsite,i,p}$	D_p
単位	MWh/p	MWh/p	mass or volume unit/p	day/p
データの情報源	プロジェクト参加者による測定			プロジェクトの運転記録
モニタリング間隔	連続的。 少なくとも年 1 回集計する。		少なくとも年 1 回集計する。	

出典：電源開発（株）作成

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

4.4.5.1. 太陽光＋蓄電池システム

JCMFS 対象プロジェクトの GHG 排出削減量は、PDM 方法論 ID_AM017 のプロジェクト排出量の計算式を参照し、以下の計算式により算定する。

$ER_p = RE_p - PE_p$

$= RE_p$

ここで

ER_p ：p 期間中の排出削減量 ［tCO_2/p］

RE_p ：p 期間中のレファレンス排出量 ［tCO_2/p］

PE_p ：p 期間中のプロジェクト排出量 ［tCO_2/p］

本プロジェクトの蓄電池システムは、プロジェクトの太陽光発電システムによってのみ充電される場合なので、RE_p は Option3-1 を用いてレファレンス排出量を算定する。なお、蓄電池を使わず太陽光発電のみの場合、既存方法論 JCM_PH_AM002 を適用する。

表 8 太陽光＋蓄電池システム前提条件

項目	条件値
CO2 排出係数	0.507 t-CO2/MWh
蓄電池充放電効率	90%（損失 10%）

出典：電源開発（株）作成

CO2 排出係数は、GEC（公益財団法人地球環境センター）公表の令和 5 年度 JCM 設備補助事業 CO2 排出係数において、バターン州が位置するルソン島グリッドおよび再生可能エネルギー導入時の数値を適用するものとする。

4.4.5.2. バイオガス発電システム

JCMFS 対象プロジェクトの GHG 排出削減量は、PDM 方法論 PH_AM003 のプロジェクト排出量の計算式を参照し、以下の計算式により算定する。

$ER_p = RE_p - PE_p$

ここで

ER_p : p 期間中の排出削減量 [tCO_2/p]

RE_p : p 期間中のレファレンス排出量 [tCO_2/p]

PE_p : p 期間中のプロジェクト排出量 [tCO_2/p]

例えば、ケース 4-4（太陽光発電に 20kW バイオガス発電システムを組み合わせたケース）にて、GHG 削減量は、以下の前提で算定する。

表 9 バイオガス発電システム前提条件

項目	条件値
CO2 排出係数	0.507 t-CO2/MWh
年間発電時間	8,300 時間
所内率	3%
バイオガス原料輸送距離	200km 未満
バイオガス原料を処理し、バイオガス原料の発酵を支援するために現場で使用される燃料	無

出典：電源開発（株）作成

なお、CO2 排出係数については、4.4.5.1 同様に、GEC 設定の数値を適用する。

4.4.5.3. GHG 排出削減量計算

4.4.5.1 および 4.4.5.2 の前提条件をもとに、A 養鶏場での GHG 排出削減量を計算し、太陽光（＋蓄電池）導入による効果、バイオガス発電導入による効果を、それぞれ算出する。出力規模、利用率によるが、概ね、太陽光（＋蓄電池）発電とバイオガス発電による CO2 排出削減効果は同程度であり、トータルでは、A 養鶏場においては、年間 70t～200t-CO2 の削減効果となる。

また、4.2.6 ケース分析で有望と考える 3 ケースの事業モデルによる想定 GHG 排出削減効果は、養鶏業協同組合全体で年間 2,283.6～4,487.8t-CO2 となる。

JCM プロジェクトとして CO2 クレジットの配分は、日比側の出資比率、その他貢献度合いを考慮する必要があるが、本調査では、これまでと同様の日比均等配分（50%/50%）として設定する

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性について、技術面、制度面について GHG 排出削減への貢献について整理し、GHG 排出削減への貢献の可能性について整理した。

技術面については太陽光発電技術、蓄電池技術およびバイオガス発電技術はすでに確立した技術であること、制度面については、フィリピン国内に Net-Metering システム及び DER ルールは DOE が制度化したものであることから今回調査実施したバターン州に限らずフィリピン国内に展開が可能である。

本 JCMFS 対象プロジェクトを普及するための事業展開としては、はじめにバターン州養鶏業地域組合に加盟している養鶏農家 23 社に導入する。更なる展開として、長期的にはバターン州内の他の養鶏業地域組合への導入、さらには他の州の養鶏業地域組合への展開、また養鶏場以外に養豚場への展開することでフィリピン国の GHG 排出削減に寄与することが期待される。

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

Net-Metering プログラムおよび DER ルールに基づく、余剰電力の系統への売電を巡り、炭素クレジット／REC の二重計上の問題が発生する。JCM プロジェクトとして組成するには、本問題の解決は不可欠である。

フィリピン政府関係者に同問題の存在を認識してもらった上で解決策を見出すべく、REC を所掌する DOE、および、炭素クレジットを所掌する DENR と協議を行った。当初は DOE、DENR ともに所掌外のクレジットの存在を認識しておらず、自らが所掌するクレジットとの二重計上に対する認識は持っていなかった。しかし、協議を通じて問題の認識と理解を深め、2024 年 1 月の DOE/DENR 共同面談では DOE より、「現行制度の改正含め、問題解決に最も効果的な方法を関係者と協議し実施することを考えている。」との発言を得ている。現在、フィリピン政府において問題解決に向けた検討中との認識であり、その結果を待っているところである。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

事業化に関する検討のうち経済性については、感度分析含めたケース別に分析を行った。その結果は残念ながら現在の資機材価格や売電価格、金利水準ではプロジェクトが経済的に成り立つケースは限定的との結果が得られた。また、今後の事業化に向けた課題については、主に 4.3 に記載したとおりであるが、それ以外の要素も纏めると下表のとおり。主に JCM プロジェクト化のための条件整備（関連制度改正とクレジット配分の合意）と経済性の改善に集約される。

この中にはフィリピンの法制度に基づく炭素クレジット二重計上問題の解決も含まれているが、“民間”JCM の名を冠するにせよ、パートナー国の法制度上の問題を民間事業者のみで交渉し問題解決図るのは難しく、日本国政府の協力が期待される。本問題は既存の JCM 案件でも発生してい

る可能性があり、本案件の推進如何によらず、同問題が既存プロジェクトで発生していないことの確認と、仮に発生していた場合の解決が必要である。

表 10 事業化に向けた課題と対応

	課題	対応
1	炭素クレジット二重計上問題の解決（JCM）	・ フィリピン政府との協議通じ、二重計上回避に必要な法制度改正を働きかけ
2	二国間での炭素クレジット配分比率の合意（JCM）	・ 過去案件を踏襲し 50:50 での配分を提案（環境省 JCM 設備補助案件での配分踏襲）、あるいは、 ・ 両国パートナーの出資比率に応じた配分を提案
3	事業経済性確保	・ 複数案件並行開発等による EPC コスト引き下げ ・ 余剰電力の約 1/4 が無駄（無償販売）となる DER ルールより Net-Metering プログラム案件開発を志向 ・ 再エネ法で定める税優遇措置適用のため、一部要件は満たさぬものの、適格な再エネ開発事業者であることを比国政府に認めさせる論理構築、比国政府との協議 ・ 地政学的緊張高まりによるインフレ、高金利の緩和待ち
4	養鶏場の事業実施意欲確認と経営破綻時の対応	・ 地元電化組合の電力料金が下落傾向にある中で、養鶏業者にとり魅力的な価格水準の提示 ・ 経営破綻時に他案件に波及せぬよう、1 事業会社－1 プロジェクト体制を基本とし、さらに養鶏業組合で債務保証を行えないか協議
5	養鶏場が許容可能な売電料金水準の達成	・ 事業経済性確保の項と同じ ・ 炭素クレジット売却益の事業会社への充当
6	養鶏サイクルに伴う工期への影響	・ 鶏の飼育期間中はストレスを与えるような工事音は禁忌されるため、基本、出荷後から鶏舎清掃後に幼鶏を受入れる間に工事が限定される ・ この工事実施可能な期間に基づく工事スケジュールを立てる
7	天候リスクと売電（設備リース）価格水準	・ Net-Metering プログラムでは養鶏場への電力小売不可なため設備リースでの投資回収を想定するが、悪天候の場合には発電電力量減により買電価格（単価）が上昇することから、天候リスク勘案したリース料設定を行う →天候リスクとらぬ分、事業者収益性を低く設定し、両者が許容可能な価格水準を検討

出典：電源開発（株）作成

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案（太陽光＋蓄電池）

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of Solar PV System and Storage Battery System, Draft

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Solar photovoltaic (PV) system	An electricity generation system which converts sunlight into electricity by the use of photovoltaic (PV) modules. The system also includes ancillary equipment such as inverters required to change the electrical current from direct current (DC) to alternating current (AC).
Storage battery system	The storage battery system which is consisted of power converter(s) and connected group of battery cell charges and discharges itself by converting electrical energy into chemical energy.

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity by installation and operation of solar PV system(s) and storage battery system(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the amount of the electricity displaced by the project multiplied by either: 1) conservative emission factor of the grid, or 2) conservative emission factor of the captive diesel power generator.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the solar PV system(s) and the storage battery system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the project solar PV system(s) and charge and discharge amounts of the storage battery system(s) as necessary depending on the selected option for calculation of reference emissions.

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	The solar PV system(s) and storage battery system(s) are newly installed.
Criterion 2	The PV modules are certified for design qualifications (IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108) and safety qualification (IEC 61730-1 and IEC 61730-2).
Criterion 3	The equipment to monitor output power of the solar PV system(s) and irradiance is installed at the project site.
Criterion 4	In the case of replacing the existing storage battery system (s), a plan is prepared in which mercury used in the existing storage battery system (s) is not released to the environment. Execution of the prevention plan is checked at the time of verification, in order to confirm that mercury used for the existing one replaced by the project is not released to the environment.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid electricity and/or captive electricity	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from the solar PV system(s)	N/A

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

The default emission factor is set in a conservative manner for the Philippines regional grids: Luzon-Visayas and Mindanao systems. The emission factor is calculated based on the conservative operating margin that reflects on the latest electricity mix including low cost/must run (LCMR) resources for each regional grid in the Philippines during the year 2015-2017 and refers to the conservative emission factor of each fossil fuel power plant in order to secure net emission reductions. The conservative emission factor of each plant are calculated as 0.826 t-CO_2/MWh for coal-fired power plant and 0.326 t-CO_2/MWh for gas-fired power plant based on the survey on heat efficiency of power plant in the Philippines. The emission factor for diesel power plant is calculated as 0.533 t-CO_2/MWh based on a default heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel power generators.

In case the PV system(s) in a proposed project activity is directly connected or connected via an internal grid, not connecting either an isolated grid or a captive power generator, to a national/regional grid (PV Case 1), the value of operating margin including LCMR resources, using the best heat efficiency among currently operational plants in the Philippines for the calculated emission factors of fossil fuel power plants,

is applied. The emission factors to be applied are shown in column "Emission factor for PV Case 1 (tCO_2/MWh)" of Table 1 of the additional information.

In the case the PV system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a national/regional, and an isolated grid and/or a captive power generator (PV Case 2), the lower values between emission factors as shown in Section I. and the conservative emission factors of diesel-fired power plant of 0.533 t-CO_2/MWh is applied. The emission factors to be applied for PV Case 2 (t-CO_2/MWh) are shown in Section I.

In the case that the PV system(s) in a proposed project activity is only connected to an internal grid connecting to an isolated grid and/or a captive power generator (PV Case 3), the emission factor of a diesel generator calculated by applying the efficient heat efficiency of 49%, an efficiency level which has not been achieved yet by the world's leading diesel generator is applied, which is set as 0.533 tCO_2/MWh.

The result of calculation for emission factors to be applied for each case is shown in Section I.

F.2. リファレンス排出量の計算

For calculation of reference emissions, either Option1, Option2, Option3-1 or Option3-2 is selected.

Option1:

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} \times (1 - LR_{j,p})\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]
$LR_{j,p}$: Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system *j* during the period *p* [%]
EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]
i : Identification number of project solar PV system
j : Identification number of the project storage battery system

Option2:

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} \times LR_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system *i* to the project storage battery system *j* during the period *p* [MWh/p]

$LR_{j,p}$: Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system *j* during the period *p* [%]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option3-1 (In case the project storage battery system(s) are only charged by the project PV system(s)):

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system *i* to the project storage battery system *j* during the period *p* [MWh/p]

$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system *j* during the period *p* [MWh/p]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option3-2 (In case the project storage battery system(s) are charged by electricity sources other than the project PV system(s)):

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p} \times EC_{i,j,p} \div ECA_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system *i* to the project storage battery system *j* during the period *p* [MWh/p]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system *j* during the period *p* [MWh/p]

$ECA_{j,p}$: Quantity of the electricity charged by all electricity sources to the project storage battery system *j* during the period *p*[MWh/p]

G. プロジェクト排出量の計算

$PE_p = 0$

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

H. 排出削減量の計算

$ER_p = RE_p - PE_p$

$= RE_p$

ER_p : Emission reductions during the period *p* [tCO_2/p]

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source
EF_{RE}	Reference CO_2 emission factor for the project system. The value for EF_{RE} is selected from the emission factors based on the national/regional grid ($EF_{RE,grid}$) or based on isolated grid and/or a captive diesel power generator ($EF_{RE,cap}$) in the following manner: In case the PV system(s) and storage battery system(s) in a proposed project activity are directly connected, or connected via an internal grid not connecting to either an isolated grid or a captive power generator, to a national/regional grid (PV Case1), EF_{RE} is set as follows: Regional grid name: Emission factor for Case 1: Luzon-Visayas 0.507 tCO_2/MWh Mindanao 0.468 tCO_2/MWh In case the PV system(s) and storage battery system(s) in a proposed project activity are connected to an internal grid connecting to both a national/regional grid and a captive power generator (PV Case 2), EF_{RE} is set as follows: Regional grid name: Emission factor for Case 1: Luzon-Visayas 0.507 tCO_2/MWh Mindanao 0.468 tCO_2/MWh In case the PV system(s) and storage battery system(s) in a proposed project activity are connected to an internal grid which is not connected to a national/regional grid, and only	The default emission factor value is obtained from a study of electricity systems in the Philippines and heat efficiency of the world's leading diesel generator. The default value is revised if deemed necessary by the JC.

	connected to an isolated grid and/or a captive power generator (PV Case 3), EF_{RE}, 0.533 tCO_2/MWh is applied.	
$LR_{j,p}$	Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system *j* LR can be calculated by the following equation: $LR_{j,p} = 1 - \varphi_{charge,i,j,p} \times \varphi_{convert,i,j,p}$	Specifications of project storage battery system *j*

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Installation of biogas power plant, Draft

B. 用語及び定義

Terms	Definitions
Biogas power plant	A biogas power plant which consists of a biogasdigestor, a generator set (genset) and auxiliary equipment. The digestor generates heat by fermenting biogas resources, and the genset uses the heat to generate electricity.
Biogas resources	Biogas resources refer to non-fossilized, biodegradable organic material originating from naturally occurring or cultured plants, animals and micro-organisms, including agricultural products, by-products and residues such as, but not limited to, biofuels except corn, soya beans and rice but including sugarcane and coconut, rice hulls, rice straws, coconut husks and shells, corn cobs, corn stovers, bagasse, biodegradable organic fractions of industrial and municipal wastes that can be used in bioconversion process and other processes, as well as gases and liquids recovered from the decomposition and/or extraction of non-fossilized and biodegradable organic materials. (Definition in Republic Act No.9513, 2008)

C. 方法論の概要

Items	Summary
GHG emission reduction measures	GHG emission reductions can be achieved through the displacement of national grid and/or regional electric cooperatives by installation and operation of a biogas power plant.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated from net electricity generated by the project which replaces electricity from national grid and/or regional electric cooperatives, CO_2 emission factor for the national grid. CO_2 emission factor for the national grid is conservatively selected.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated from emissions from onsite fossil fuel consumption for processing biogas resources and, and emissions from fossil fuel consumption for transportation of biogas resources. In case there is the evidence that demonstrate transportation distance of biogas

	resources does not exceed 200km, emissions from transportation can be neglected.
Monitoring parameters	- Net amount of electricity generated by a biogas power plant - The amount of onsite fuel consumption for processing biogas resources - The amount of fuel consumption for transportation of biogas resources

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	A biogas power plant is installed and supplies electricity to the national grid and/or regional electric cooperatives.
Criterion 2	In case a biogas power plant provides generated electricity to regional electric cooperatives only, or to both national grid and regional electric cooperatives, CO_2 emission factor for the national grid is more conservative than that of regional electric cooperatives, through comparing those energy mixes.
Criterion 3	Biogas resources from dedicated plantation are not used in the project.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity generation of national grid and/or regional electric cooperatives.	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Onsite fossil fuel consumption for processing biogas resources	CO_2
Fossil fuel consumption for transportation of biogas resources	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated based on the net amount of electricity generated by a biogas power plant and CO_2 emission factor for the national grid.

In general, auxiliary equipment of a biogas power plant, when in operation, consumes electricity generated by the power plant itself, however, all the auxiliary equipment is not always in operation, nor do they operate at maximum load. To ensure conservativeness in this methodology, it is assumed that all the auxiliary equipment operates all the time at theoretically maximum load during a given monitoring period. Hence, the net amount of electricity generated by the biogas power plant can be calculated lower than that of the actual case, which leads to net emission reductions.

F.2. リファレンス排出量の計算

$$\boldsymbol{RE_p} \quad = \quad \boldsymbol{NEG_p \times EF_{RE,elec}}$$

Where

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

NEG_p : Net amount of electricity generated by the biogas power plant during the period p [MWh/p]

$EF_{RE,elec}$: CO_2 emission factor for the national grid [tCO_2/MWh]

Determination of NEG_p

$$\boldsymbol{NEG_p} \quad = \quad \boldsymbol{EG_p - EC_{aux,p}}$$

Where

EG_p : Amount of electricity generated by the biogas power plant during the period p [MWh/p]

$EC_{aux,p}$: Amount of electricity consumed by the auxiliary equipment of the biogas power plant during the period p [MWh/p]

Determination of $EC_{aux,p}$

$$\boldsymbol{EC_{aux,p}} \quad = \quad \boldsymbol{RPC_{aux} \times 24(hours/day) \times D_p}$$

Where

RPC_{aux} : Total rated power consumption of the auxiliary equipment of the biogas power plant [MW]

D_p : Number of operating days during the period p [day/p]

G. プロジェクト排出量の計算

$$\boldsymbol{PE_p = \sum_i \left(\left(FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p} \right) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)}$$

Where

PE_p	: Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$FC_{PJ\_onsite,i,p}$	: The amount of the fuel type i used onsite for processing biogas resources during the period p [mass or volume unit/p]
$FC_{PJ\_t,i,p}$	: The amount of the fuel type i used for transportation of biogas resources during the period p [mass or volume unit/p]
$NCV_{PJ,i}$	: Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit]
$EF_{PJ,i}$	: CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ]

In case there is the evidence that demonstrate maximum output capacity* is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biogas resources and a biogas power plant is unlikely to exceed 200km, emissions from transportation can be neglected. As for project emissions resulted from the transportation of biogas resources to a utilization facility, CDM Methodological tool "Project and leakage emissions from biogas" stipulates that the emissions can be neglected if the transportation distance is less than 200 km.[1]
In case there is no evidence that demonstrate maximum output capacity is equal to or less than 15 MW and the round trip distance between biogas resources and a biogas power plant is unlikely to exceed 200km, entire emissions from transportation are calculated using the equation above.

* Maximum output capacity is maximum amount of power generation that the power plant can generate.

H. 排出削減量の計算

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

Where

ER_p	:	Emission reductions during the period p [tCO_2/p]
RE_p	:	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
PE_p	:	Project emissions during the period p [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

Parameter	Description of data	Source

[1] "Project and leakage emissions from biomass"
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v4.pdf

$EF_{RE,elec}$	CO_2 emission factor for the national grid [tCO_2/MWh]	The most recently value of combined margin (CM) emission factor provided by Department of Energy in Republic of the Philippines or the calculated value using the latest version of the "Tool to calculate the emission factor for an electricity system" under the CDM at the time of validation.
RPC_{aux}	Total rated power consumption of the auxiliary equipment of the biogas power plant [MW]	Specification of all the auxiliary equipment included in the biogas power plant, provided by the manufacturer.
$NCV_{PJ,i}$	Net calorific value for the fuel type *i* [GJ/mass or volume unit]	In the order of preference: a) values provided by fuel supplier/collector; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; or d) IPCC default values provided in table 1.2 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
$EF_{PJ,i}$	CO_2 emission factor for the fuel type *i* [tCO_2/GJ]	In the order of preference: a) values provided by fuel supplier/collector; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; or d) IPCC default values provided in table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.

7.3. 二次利用未承諾リスト

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：フィリピン国養鶏場地域協同組合における分散型複合再エネ導入による GHG 排出削減および事業性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：電源開発株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Philippines) Study on GHG emission reduction and economic feasibility by the introduction of combined distributed renewable energy resources into poultry cooperatives in the Philippines

Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER)

1. Objective of the JCM FS Study

This report focuses on addressing the challenges faced by consumers, particularly poultry farms in the province of Bataan in the Philippines, where more than 80% of the electricity is derived from an unstable supply and coal-fired power. The proposed solution involves the on-site implementation of comprehensive distributed renewable energy resources, including rooftop solar power generation, battery system, and the utilization of poultry manures for power generation. The objective is to replace grid power with renewable energy sources, thereby achieving a reduction in greenhouse gas (GHG) emissions and ensuring a stable power supply (resilience).

While individual consumers demand ranges from max 30 to 100 kW, the poultry farm cooperative, comprising over 20 farmers, is expected to consume substantial aggregated electricity demand. Additionally, aligning with the latest national regulations, surplus power can be supplied to the outside grid, maximizing the utilization of renewable resources such as rooftop solar and generation from poultry manures in the poultry farms and contributing to the overall reduction of GHG emissions in the country.

The report presents case studies conducted in poultry farms in the Province of Bataan, the Philippines, evaluating the reduction in GHG emissions and the economic feasibility when replacing grid power with renewable energy sources such as rooftop solar, poultry waste utilization, and battery system.

The study considers the maximization of renewable energy supply to poultry farms through the combination of renewable energy sources and battery system. It also explores the potential for selling excess power to the outside grid based on the government-promoted Net-Metering Program and the Distributed Energy Resources (DER) regulations. The output of the financial and technical feasibility study (FS) serves as an indicator for the reduction in GHG emissions and economic viability.

2. Study Organization of JCM FS

Please see the study organization of JCM Feasibility Study as below,

Table 1 Study Organization of JCM FS

Company	Scope of Work
Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER)	Overall project management, Legal/regulatory flame work, Equipment basic specification, Poultry manures utilization, Financing, Economic viability, and GHG emission reduction assessment in the Philippines
LCTSI	Consumed power demand measurement, Solar panel and battery system design, and Poultry manure analysis.

Source：Created by J-POWER

3. Summary of JCM FS and the FS schedule

a. Policy and Regulatory Framework Investigation:

This involves the collection of public information on the latest policies, regulations, and legal frameworks of the Philippines government, including the necessary permits and approvals for the project implementation. The process includes gathering insights from Japanese and Philippine government officials as well as local consultants.

b. Calculation of GHG Emission Reduction and Economic Viability:

This step involves surveying the current electricity consumption and GHG emission reduction from both grid and on-site power generation. Considering the poultry farm's structural conditions and free land area, the study evaluates the feasible capacity of solar panels, the generation capacity on poultry manures generation and their cost of power facilities and the considerations for battery capacity including storage and discharge capabilities. Additionally, the study examines the power supply cost (per kWh), aiming to determine the optimal facility configuration and operational patterns considering GHG emission reduction and power supply costs, including the possibility of supplying power to the grid.

c. Study of JCM Project Implementation:

Based on the results from the step b, the study refers to the methodology for solar and battery JCM in Indonesia (JCM_ID_AM017) and biomass power generation JCM in the Philippines (JCM_PH_AM003) to create new methodologies tailored to the project's requirements.

d. Challenges and Actions toward JCM Project Implementation/Business Operation:

While the introduction of each equipment is expected to enhance the reduction of GHG emissions and ensure power stability, economic viability becomes a challenge. The study explores the optimization of facilities based on the acceptable tariff levels for consumers, considering the potential decrease in economic feasibility and assessing the GHG reduction effects. This involves addressing challenges and formulating responses to pave the way for the implementation and commercialization of the JCM project.

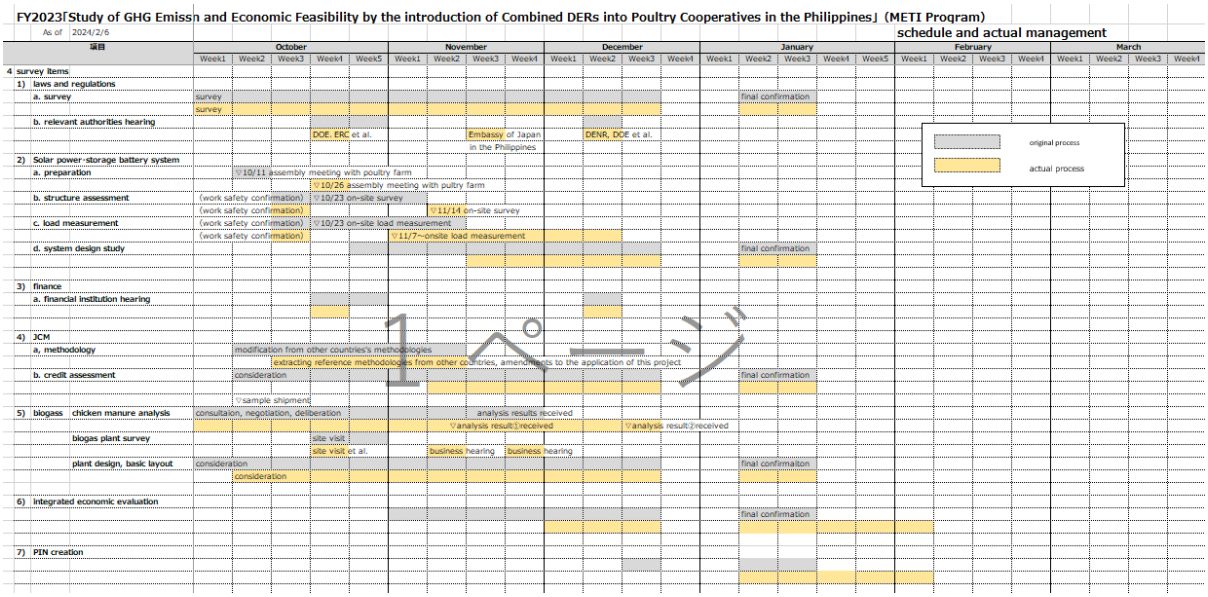


Figure 1: JCM FS project schedule

Source：Created by J-POWER

Table 2: Visit Record

No.	Period	Interviewed Players
#1	22/Oct/2023- 1/Nov/2023	JETRO、DOE、ERC、PENELCO、DBP、Poultry farms、Biogas Power Generation Company、Local Partners
#2	10/Dec/2023- 15/Dec/2023	JICA、DOE、DENR、Adviser、Re Energy Players、Local Partners

Source：Created by J-POWER

4. Achievement of JCM FS

4.1 Trends Analysis of Relevant Policies and Regulations

This section compiles information on the energy supply performance, supply forecasts, climate change mitigation efforts, electricity-related laws, renewable energy-related laws, and relevant permit and approval systems in the Philippines.

In the Philippines, the Department of Energy (DOE), Energy Regulatory Commission (ERC), and Department of Environment and Natural Resources (DENR) play crucial roles in energy policy formulation, market operations (regulation), and environmental conservation, respectively. The DOE oversees the country's energy sector, leading the development of energy policies such as energy plans and power development plans, while the ERC, established based on the Electric Power Industry Reform Act (EPIRA) of 2001, is responsible for detailed rulemaking and supervision to ensure market operation. As a regulatory body, ERC operates independently from the DOE to maintain neutrality.

DENR supervises environmental aspects related to natural resources and energy development, aiming to prevent environmental damage and health hazards to citizens. Environmental Impact Assessment (EIA) required for energy projects falls under the jurisdiction of DENR.

Although tax incentives are in place, such as a seven-year corporate tax exemption (the normal corporate tax rate being 25%) followed by a 10% reduced tax rate applied as a condition for lowering consumer electricity rates, benefits such as a seven-year carryover of losses from the past three years, exemptions from import duties on imported equipment, value-added tax exemptions, and accelerated depreciation apply only to renewable energy "developers" for grid-selling electricity, and not to plants for self-consumption. For self-consumption renewable energy projects, a four to seven-year corporate tax exemption plus a five-year reduced tax rate (5%) or exemptions from import tariffs on equipment imports are granted. However, the benefits end when either the corporate tax exemption/reduction period expires, or when the cumulative tax exemption/reduction amount reaches 50% of the investment amount (excluding land acquisition costs and operating funds), whichever comes first.

The Net-Metering Program, introduced in 2013, aims to promote the installation of consumer-owned renewable energy generation facilities by enhancing economic viability through the sale of surplus renewable energy to the distribution system. Under this scheme, the maximum facility capacity is set at 100 kW per contract, and the surplus power purchase price is based on the average generation cost of the distribution company, with any difference between the electricity purchase and selling income settled as a credit in the following month.

In 2022, ERC issued Resolution No. 11, series of 2022, also known as the Distributed Energy Resources (DER) Rules, establishing rules for the use of Net-Metering contracts to purchase renewable energy sources for the distribution system and the operation of distributed energy sources aimed solely at self-consumption. The system places constraints on power sources that can sell electricity to the distribution system, limiting them to "renewable energy sources with capacities ranging from 100 kW to 1 MW." Meanwhile, power sources used exclusively for self-consumption (self-generated sources) are not restricted by type or capacity. The amount of electricity that can be sold to the grid must be 30% or less of the capacity of renewable energy facilities. As for the selling price of electricity, it is calculated at 75% of the same generation cost for facilities with an output of over 100 kW up to 500 MW, and at 60% of the same generation cost for facilities with an output of over 500 kW up to 1 MW. The settlement amount, which offsets the monthly electricity purchase fee payments against the electricity sales income, is paid to the distribution company.

Finally, the document highlights potential issues that may arise when applying the Net-Metering Program/DER Rules to Joint Crediting Mechanism (JCM) projects. As mentioned in the Renewable Energy Certificate (REC) attribution, under the Net-Metering Program, all RECs (equivalent to carbon credits) corresponding to the entire generated electricity amount are attributed to the distribution company. In contrast, the DER Rules state that the REC equivalent to the power consumed by the final consumer is attributed to the registered party of the compliance with safety technology standards (Certificate of Compliance, COC) for the relevant renewable energy plant. As the distribution ratio of carbon credits in JCM is based on contributions between partners, it may differ from REC attribution under the Net-Metering Program or DER Rules. In the worst-case scenario, concerns about the double counting of the same carbon credit in both Japan and the Philippines may arise. In response to this, during a DOE meeting in October 2023, it was indicated that "all RECs obtained through the Net-Metering Program will be attributed solely to the distribution company, making it impossible for the Japanese partner to trade the equivalent carbon credits outside the country." While this may mitigate the risk of double counting, the fundamental scheme of JCM itself must be established, necessitating bilateral discussions and adjustments regarding credit distribution.

4.2. Business Development and Study for JCM Project Implementation

4.2.1. Poultry Farms in Bataan Province

In Bataan Province, the Philippines, the Cooperative, consisting of 23 member poultry farms, receives electricity supply from the local power distribution company, Peninsula Electric Cooperative (PENELCO). The Philippines heavily relies on importing fuel, leading to a continuous rise in electricity prices. Poultry farms, as end-users, also face this challenge. Under PENELCO's jurisdiction, the country's dependency on coal-fired power is higher than the national average, resulting in increased greenhouse gas (GHG) emission intensity. Moreover, frequent power outages in the distribution network force poultry farms to resort to aging diesel generators during blackouts, contributing to

additional GHG emissions. Despite each poultry farm's individual electricity demand per location averaging ranges from max 30 to 100 kW during operation, the cumulative demand from numerous locations (cooperative member companies) indicates potential demand stacking.

Based on past monthly electricity consumption data from each poultry farm obtained, as well as actual measured data of daily and hourly power usage from loggers, and further supplemented by information gathered from interviews with poultry farm owners, a model for electricity consumption over 24 hours for 365 days was created. The graph below presents simulation results based on data from Farm A.

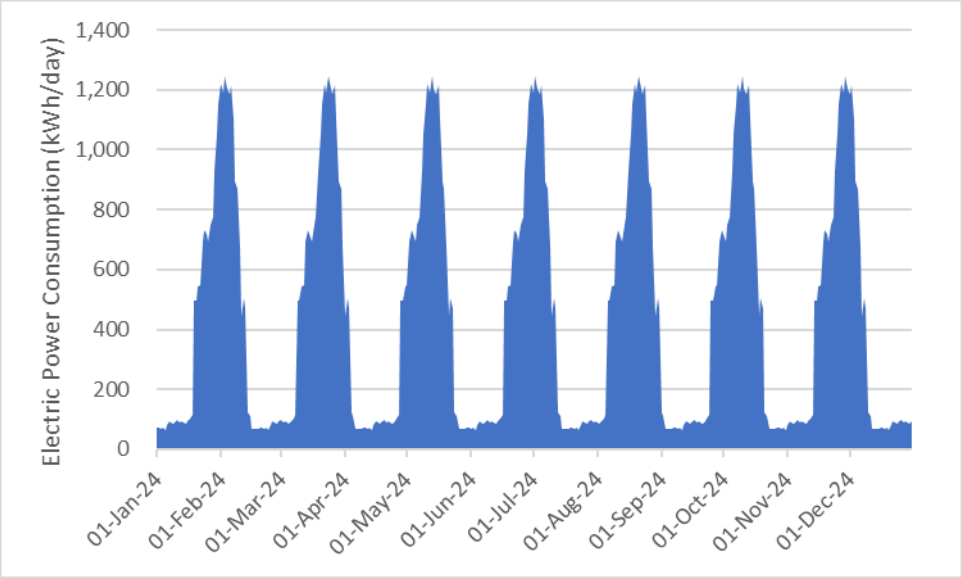


Figure 2 Yearly Electricity Consumption Data Model in Farm A

Source：Created by J-POWER

4.2.2. Introduction of Renewable Energy

In this study, the installation of solar panels on the roofs of poultry houses is considered for generating electricity, with the surplus power either stored in batteries for self-consumption during nighttime periods or sold back to the grid. Additionally, the introduction of biogas power generation utilizing poultry manure is explored. This includes its use for regular self-consumption and as a backup during power outages, replacing diesel generators and contributing to stable power supply. The substitution of purchased grid electricity with carbon-neutral renewable energy supply directly translates to a reduction in CO2 emissions.

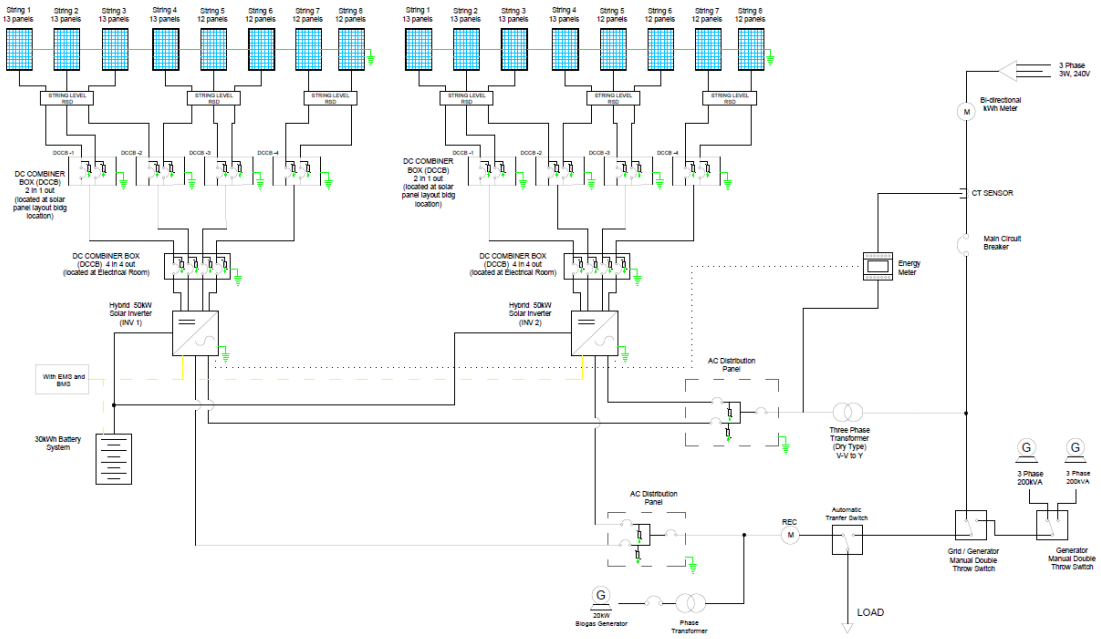


Figure 3: Single-Line Diagram (Case of Solar Photovoltaic, Battery Storage, and Biogas Power Generation Integration)

Source：Created by J-POWER

4.2.3. Introduction of Solar Photovoltaic Systems and Battery Storage

In determining the required number of solar panels, solar irradiance data for each poultry farm location were obtained from solar irradiance database (1-hour data), taking into account the site coordinates, roof angle, and orientation. The solar energy generation was then calculated using solar photovoltaic design software. Simultaneously, an analysis of the electricity consumption for each poultry farm was conducted on a 24-hour x 365-day basis to assess electricity demand and supply.

In the case of Farm A, the results of the on-site survey indicated that when installing solar panels on the poultry houses, not only solar irradiance but also the building structure (strength) of the poultry houses needed to be considered. Therefore, it was planned to install solar panels in areas where the roof truss structure is present. Since the roof space of the poultry houses provided sufficient area for solar panel installation relative to the electricity consumption, the panels were primarily placed on the south-facing roofs to maximize sunlight exposure efficiency.

4.2.4. Introduction of Biogas Power Generation Facilities

For the effective utilization of poultry waste, three possibilities—fertilizer, biomass power generation, and biogas power generation—are considered, each with its unique characteristics. In this study, considering the proven construction of biogas plants with outputs below 1 MW and anticipating increased downtime due to the coexistence of rooftop solar power and battery systems, biogas power generation, capable of gas storage, is deemed suitable. The evaluation of the biogas power generation

system involves studying the characteristics of poultry waste through surveys and consultations with domestic and international related players. The biogas power generation system comprises pre-processing equipment, raw material tanks, methane fermentation equipment, gas utilization equipment (power generation, heat utilization), and residue processing equipment (dehydration, composting). The power generation scale is set at 20-34 kW, balancing the electricity consumption within the poultry farm and the solar power + battery system.

Table3 Comparison of Effective Use of Poultry manure

	Fertilizer	Biomass Power plant	Biogas Power plant
Way to use	Drying chicken manure for use as fertilizer	Chicken manure is dried and burned as biomass fuel in a boiler to produce steam and generate electricity.	Chicken manure is fermented in an anaerobic tank to produce biogas, which is used as fuel for gas engines to generate electricity.
Merit	・ Compared to biomass power generation and biogas power generation, only a dryer is required, so equipment costs are lower. ・ If there is a large farm in the suburbs, it can be effectively utilized as fertilizer.	・ The facilities will be large and have a generating capacity of several MW, so they are suitable for selling electricity to the grid. ・ Rice husks used as bedding material can also be used as fuel. ・ Proven track record in Japan	・ Small power generation capacity and suitable for private consumption. ・ The system can be operated by a small number of people, thus reducing labor costs. ・ Gas can be stored in a gas holder and used during times when solar power cannot be generated. ・ Residue after fermentation is odorless and can be used as fertilizer.

Issues	・ Need to take countermeasures against bad odor. ・ Complaints about bad smells occur when there are houses and schools in the neighborhood. ・ Most of the chicken manure in the study area is currently buried in landfill, and there is little demand for fertilizer.	・ Requires a large area of land ・ Smaller power output means higher construction costs. ・ Generation of electricity is usually continuous 24 hours a day, so a large amount of fuel is required. ・ Noise reduction measures are required for rotating equipment in the ventilation system. ・ Since the output exceeds 1 MW, it is not subject to Net Metering and DER rules. ・ Need to procure raw materials from multiple poultry farms.	・ Construction costs are high. ・ It takes time to ferment and produce gas. ・ Higher N content than other livestock manure, which generates ammonia during fermentation and inhibits biogas generation. ・ Biogas power generation using poultry manure is still in the demonstration stage in Japan and has no commercial track record.
Evaluation	△	×	○

Source：Created by J-POWER

4.2.5. Business Scheme and Financial Considerations

If a special purpose company is established for the identified project through a survey, the creation of the Board of Investments (BOI) registration becomes mandatory to enjoy tax incentives, with a minimum self-capital ratio of 25%. Furthermore, if the ownership stake in the business company exceeds 40%, a minimum capital contribution of $200,000 according to the Securities and Exchange Commission rules will be fundamental. Regarding project funding, utilizing the capital contribution will be prioritized, primarily if the expected return on investment for business is comparable to the prevailing market interest rates. Any shortfall can be covered through financing from the Development Bank of the Philippines' the Energy Efficiency Saving Financing Program (E2SAVE).

4.2.6. Case Analysis (Economic Analysis)

To verify the economic feasibility of the distributed power generation project under consideration this time, an analysis was conducted for multiple cases using a poultry farm as an example, based on the electricity consumption data of the poultry farm and the solar irradiation data. Different regulations apply to the sale of electricity to the grid depending on the scale of the facilities, hence, the Net Metering Program and DER rules are targeted.

In the Net-Metering Program, the nominal output is capped at 100 kW, thus the output value of the solar panels was set at 100 kWp. Essentially, during the day, electricity is supplied from solar power generation, and at night, electricity is supplied to the poultry farm for self-consumption from batteries charged by solar power generation or from biogas power generation. Additionally, surplus electricity from solar power generation is sold to the external grid. Under the Net-Metering Program, the total amount of electricity sold throughout the year cannot exceed the total amount of electricity received. Taking this constraint into account, the output of the biogas power generation was set at 20 kW.

In the DER rules, renewable energy facilities can be introduced from over 100 kW up to 1 MW. For comparison with the Net-Metering Program, case analyses of solar power generation of 200 kWp and 300 kWp were conducted this time.

Analyses were conducted for a total of 23 cases, including sensitivity analyses. The results indicate that while cases where the project is economically viable are limited under current equipment prices, selling prices, and interest rate levels, there are three potential cases. If the tax incentives stipulated in the Renewable Energy Law were applied, particularly the cap on fixed asset tax (with a limit of 1.5% of the assessed value as the maximum total tax amount for the project) and the effect of VAT exemption would significantly contribute to an improvement of 3-5% in IRR.

- Case 1 (Solar 100 kW, NM selling)
- Case 2 (Solar 80 kW + Biogas 20 kW, NM selling)
- Case 3 (Biogas 34 kW, NM selling)

Table 4 Case Analysis Results in Farm A

Case	1	2	3
Solar power capacity (kWp)	100	80	-
Battery capacity (kWh)	-	-	-
Biogas power generation capacity (kW)	-	20	34
Applied regulatory flame (NM/DER)*	NM	NM	NM
Capital increase/decrease for base case	-10%		
Credit return to the Project**	Yes (50%)	Yes (50%)	Yes (50%)
Carbon Credit (t-CO2/年)	70.67	138.23	138.88

Project IRR	7.75%	7.47%	10.99%
Equity IRR	7.75%	7.23%	11.87%
Sales Tariff to achieve 10% IRR (¥/kWh)	28.22	28.05	23.54

*NM: Net Metering Program, DER: DER rule

**Assuming that 50% of the average annual emission reduction during the project period is allocated to the Japanese partner as carbon credits.

Source：Created by J-POWER

4.2.7. JCM Project Implementation

The introduction of solar power generation and biogas power generation (including the operation of energy storage systems derived from renewable sources) is aimed at substituting the current electricity supply from the external grid. Carbon credits (credits) are calculated based on the JCM methodology. The project implementation is intended to be based on Private-Sector JCM, and the generated credits are distributed according to the contributions of the Philippines and Japan. For the allocation of credits in this economic analysis, an equal allocation (50%:50%) was assumed for both countries. However, due to the application of the Net-Metering Program, there arises the issue of double counting of credits (or renewable energy certificates) as mentioned below, making the project difficult to be projectized as JCM unless a solution to this issue is reached bilaterally.

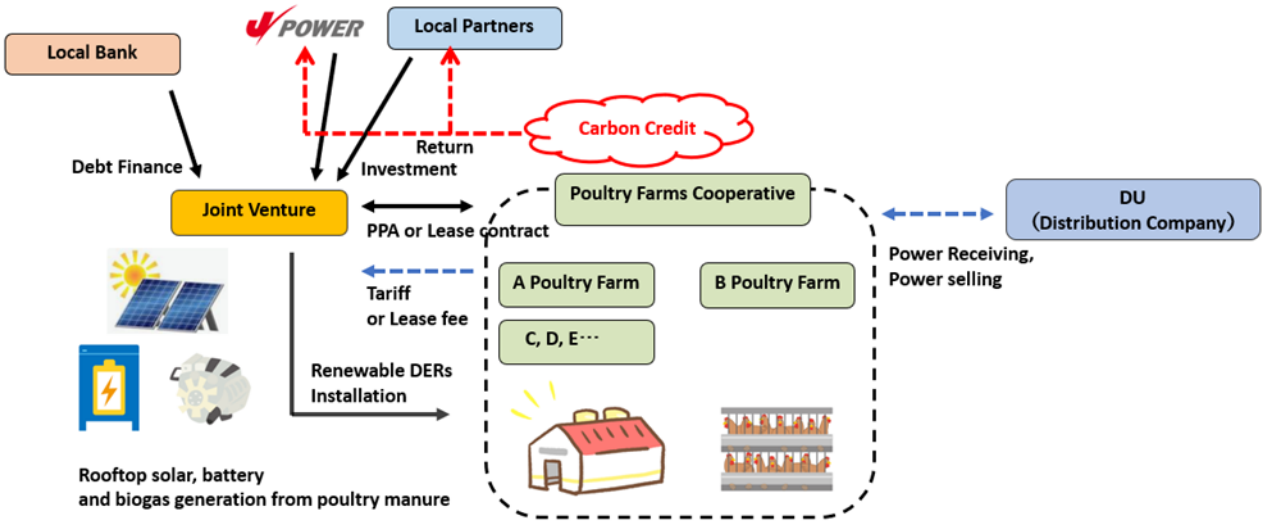


Figure 4 Project Scheme (Image)

Source：Created by J-POWER

4.2.8. Project Schedule

For the introduction of solar power with a battery storage system and biogas plants, if there is clarity on the poultry farm's intention to adopt, the project's economic viability, and the challenges related to

the carbon credit system, the basic design work will commence from the middle of 2024. The aim is to progress the evaluation with a target for commercial operations to commence in the later in 2025.

4.3. Consideration of Challenges and Countermeasures

4.3.1. Double Counting Issue with Renewable Energy Certificates and Carbon Credits

Currently, under the Net-Metering Program, Renewable Energy Certificates (RECs) corresponding to the amount of renewable energy generation recorded by the REC meter are automatically issued and attributed entirely to the distribution company, regardless of whether the electricity is consumed onsite or sold to the grid. While the primary purpose of RECs is for the distribution company to verify compliance with Renewable Portfolio Standards (RPS), ultimately, the electricity matched by RECs is considered to have contributed to national greenhouse gas (GHG) emissions reduction as zero-carbon electricity. If carbon credits equivalent to this electricity (certificates) were to be granted overseas through JCM projects, it will result in double counting of the same GHG emissions reduction (i.e., credits).

On the other hand, under the DER rules, REC attribution is designated to the holder of the Certificate of Compliance (COC) for operating renewable energy plants. Even in this case, double counting may occur between the host country's allocated carbon credits and the RECs obtained by the renewable energy plant owner. However, in this scenario, it is possible to avoid the issue by signing a memorandum of understanding with the operators at the time of JCM project development to transfer the agreed proportion of RECs to the electric cooperative free of charge, and subsequently executing the transfer accordingly.

4.3.2 Attitudes of Philippine Stakeholders and Potential Business Models for JCM Project Development

Regarding the business models to be adopted for JCM projects, for end-users with electricity demand of 100 kW or less, who are not subject to renewable energy electricity retail liberalization, it is being considered to explore a mechanism involving equipment leasing and provision of operation and maintenance services, rather than relying on investment recovery through power sales contracts to poultry farms, as initially assumed, in cases where the Net-Metering Program applies. On the other hand, for end-users subject to DER rules, the application of electricity retail business models is feasible.

4.3.3 Human Rights Due Diligence in the Solar Panel Supply Chain

When procuring solar panels, the selection shall be made from solar panel manufacturers referred to as "Tier 1". In addition to four key points: (1) reliability and quality, (2) financial stability, (3) manufacturing capacity, and (4) long-term warranty, the following human rights due diligence (DD) efforts in the supply chain will also be conducted:

1. Confirmation of whether the solar panel manufacturer is a member of the United Nations Global Compact or adheres to similar initiatives.

2. Verification of transparency throughout the entire supply chain from panel manufacturing to procurement.

4.3.4. Challenges and Countermeasures for Biogas Power Generation

For biogas power generation projects, potential risks and their causes are outlined in the table below:

Table 5 Risk Profile for Biogas Power Generation Business

Events		Cases
Decrease in sales	Reduction in biogas volume	One of factors causing the decrease in biogas production is the shortage of chicken manure supply. Taking into account the raising cycle, it is necessary to ensure a stable supply of chicken manure to the biogas plant throughout the raising period, including cleaning period.
	Equipment malfunctions	Potential corrosion of pipes due to sulfur content in the biogas is a concern, and the application of non-metallic materials is one of counter options.
Increase in costs	Increase in initial costs	The recent surge in commodity prices may lead to increased construction costs for the plant. Given that this project involves small-scale plants of 20kW and 34kW, modularization (containerization) of the entire unit at the factory is one approach being considered.
	Increase in running costs	Regular cleaning inside the fermentation tanks, and optimizing the dilution water volume due to increased ammonia concentration in the fermentation tanks.

Source：Created by J-POWER

4.3.5. Economic Viability

As demonstrated in the case analysis in 4.2.6, while there is variation in results across different cases, the overall economic viability of the projects is challenging. Possible factors include:

1. Stagnation in the Cost of Renewable Energy Equipment

Under current global inflation, the introduction prices of renewable energy equipment have stagnated. Specifically, the introduction price of solar power generation systems has reached USD 1,350 per kW, compared to USD 700-800 per kW a few years ago, indicating a significant price

increase. Global inflation has led to the rise in raw material costs within the manufacturing and supply chain.

2. Scale of Electricity Demand and Consumption Patterns in Poultry Farms

Consumption patterns of electricity in poultry farms were modeled based on past records. These patterns include:

- A low electricity consumption phase during the first week after chick placement, as chicks cannot regulate their body temperature, leading to minimal use of air conditioning.
- A peak in electricity consumption prior to shipment when air conditioning is utilized to lower the room temperature of the poultry house.
- A low electricity consumption phase after shipment during the cleaning period and preparation for the next batch of chicks.

As a result, poultry farms with a large number of houses, varying timelines from placement to shipment, longer raising periods until shipment, and shorter cleaning periods are more desirable for the introduction of distributed renewable energy sources. However, from the perspective of poultry farms, there's a high likelihood of transitioning to a simultaneous placement pattern due to the impracticality of leaving houses empty for an extended period in case of disease outbreak necessitating culling.

3. Apply the Time of Use Electricity Tariffs Program

In Europe and the US, there exists a time-of-use pricing system that serves as an incentive for the adoption of battery storage. However, in the Philippines, currently, Manila Electric Company (MELARCO) is the only provider implementing this system in the Manila metropolitan area, where daytime power demand is pressing, while it remains unused in Bataan Province. Nevertheless, the Energy Regulatory Commission (ERC) hopes to implement time-of-use pricing systems nationwide in the Philippines, and in the future, there is potential for this system to be adopted in more regions, including Bataan Province.

At present, around 90% of the electricity procured by the Peninsula Electric Cooperative (PENELCO) in Bataan comes from three coal-fired power plants (Independent Power Producers or IPPs) serving as baseload sources, with the remaining 10% procured from the Wholesale Electricity Spot Market (WESM). Additionally, due to factors such as a lack of significant demand spikes during daytime hours, such as for office air conditioning, demand fluctuations based on time periods are considered smaller compared to those in the metropolitan area. Thus, the economic rationale for implementing time-of-use pricing is difficult to justify. Contracts between the electric cooperative and coal-fired IPPs are set to expire around 2029 for two power plants (78MW out of a

total of 103MW), making the introduction of time-of-use pricing around 2030 a reasonable schedule to consider.

The main consideration lies in determining the benefits customers (such as poultry farms) can derive from battery storage installation and how much they can pay for it. From the perspective of customers, decisions will be based on factors such as the cost of electricity generation, maintenance and repair expenses, and environmental impact, particularly as an alternative to diesel generators during power outages.

4. Differences in Legal Frameworks (Tax Incentives) Applied Based on Assumed Business Models
The application of tax incentives (under the Renewable Energy Act or the Special Investment Promotion Plan) results in a 2-3% variation in Internal Rate of Return (IRR). In terms of the necessary electricity selling price to ensure economic viability, only one case under the tax incentives of the Special Investment Promotion Plan has the potential to undercut the current electricity purchase price from the electric cooperative for poultry farms. However, with the application of tax incentives under the Renewable Energy Act, there is a possibility of six cases undercutting existing electricity purchase prices.

If tax incentives under the Renewable Energy Act are considered, a justification process involving evidence gathering and logical reasoning is required to explain deviations from the terms of the act in actual equipment operation/use to obtain Philippine government approval. This involves confirming the renewable energy development credentials of the renewable energy developer for leased renewable energy generation projects and providing explanations justifying the certification of developers as renewable energy developers despite not meeting all conditions.

4.4. Calculation of GHG Emission Reductions and Assessment of Emission Reduction Contributions

4.4.1. Overview of Methodology Proposals

The solar PV + battery system serves as a substitute for electricity generated by existing power sources in the Philippine power grid and also allows for the sale of surplus electricity. It contributes to the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions associated with the generation of electricity from power plants connected to the grid, which is both supplied to and self-consumed from the grid. In this project, the approved JCM methodology "JCM_ID_AM017_ver01.0 Installation of Solar PV System and Storage Battery System" from Indonesia is referenced and adapted to fit the grid emission coefficients in the Philippines.

The biogas power generation system similarly substitutes for electricity from existing sources in the Philippine power grid and allows for surplus electricity to be sold. Like the solar PV system, it contributes to the reduction of GHG emissions associated with electricity generation from power plants

connected to the grid, which is both supplied to and self-consumed from the grid. The reference electricity quantity is the amount of electricity supplied to the grid, excluding the plant's internal consumption, derived from the net electricity generation in this project.

To enable the application of the biogas power generation system, the approved JCM methodology "PM_AM003 Ver1.0 Installation of biomass power plant" in the Philippines is referenced to ensure adaptability to biogas power generation.

4.4.2. Calculation Method Proposal for Reference Emission Amount

4.4.2.1. Solar + Battery System

The reference emission amount is calculated using the following formula, which is the same as the baseline emission amount in JCM methodology ID_AM017. For calculation of reference emissions, either Option1, Option2, Option3-1 or Option3-2 is selected.

Option1

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} \times (1 - LR_{j,p})\} \times EF_{RE}$$

Where,

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]

$LR_{j,p}$: Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system j during the period p [%]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

i : Identification number of project solar PV system

j : Identification number of the project storage battery system

Option 2

$$RE_p = \sum_{i,j} \{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} \times LR_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

Where,

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]

$LR_{j,p}$: Loss ratio of charge and discharge on the project storage battery system j during the period p [%]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option 3-1 (In case the project storage battery system(s) are only charged by the project PV system(s))

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

Where,

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]

$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system j during the period p [MWh/p]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

Option 3-2 (In case the project storage battery system(s) are charged by electricity sources other than the project PV system(s))

$$RE_p = \sum_{i,j}\{EG_{i,p} - EC_{i,j,p} + ED_{j,p} \times EC_{i,j,p} \div ECA_{j,p}\} \times EF_{RE}$$

Where,

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project solar PV system i during the period p [MWh/p]

$EC_{i,j,p}$: Quantity of the electricity charged by the project solar PV system i to the project storage battery system j during the period p [MWh/p]

EF_{RE} : Reference CO_2 emission factor for the project system [tCO_2/MWh]

$ED_{j,p}$: Quantity of the electricity discharged from the project storage battery system j during the period p [MWh/p]

$ECA_{j,p}$: Quantity of the electricity charged by all electricity sources to the project storage battery system j during the period p[MWh/p]

4.4.2.2 Biogas Power Generation System

The reference emission amount is calculated using the following formula, which is the same as the baseline emission amount in JCM methodology PM_AM003.

$$RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}$$

Where,

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

NEG_p : Net amount of electricity generated by the biogas power plant during the period p [MWh/p]

$EF_{RE,elec}$: CO_2 emission factor for the national grid [tCO_2/MWh]

NEG_p is calculated as follows,

$$NEG_p = EG_p - EC_{aux,p}$$

Where,

EG_p : Amount of electricity generated by the biogas power plant during the period p [MWh/p

$EC_{aux,p}$: Amount of electricity consumed by the auxiliary equipment of the biogas power plant during the period p [MWh/p]

$EC_{aux,p}$ is calculated as follows,

$$EC_{aux,p} = RPC_{aux} \times 24(hours/day) \times D_p$$

Where,

RPC_{aux} : Total rated power consumption of the auxiliary equipment of the biogas power plant [MW]

D_p : Number of operating days during the period p [day/p]

4.4.3. Proposal for Calculation Method of Project Emission Amount

4.4.3.1. Solar + Battery System

The project emission amount is calculated using the calculation formula for project emission amount in PDM methodology ID_AM017, as follows. Since there are no project emissions from the solar + battery system, the value of PEp is zero.

$PE_p = 0$

Where,

PE_p : Project emissions during the period p [tCO_2/p]

4.4.3.2. Biogas Power Generation System

The project emission amount is calculated using the calculation formula for project emission amount in PDM methodology PM_AM003, with the items related to the transport of biogas raw materials removed, as follows.

$$PE_p = \sum_i \left((FC_{PJ\_onsite,i,p} + FC_{PJ\_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)$$

Where,

PE_p : Project emissions during the period p [tCO_2/p]

$FC_{PJ\_onsite,i,p}$: The amount of the fuel type i used onsite for processing biogas resources during the period p [mass or volume unit/p]

$FC_{PJ\_t,i,p}$: The amount of the fuel type i used for transportation of biogas resources during the period p [mass or volume unit/p]

$NCV_{PJ,i}$: Net calorific value for the fuel type i [GJ/mass or volume unit]

$EF_{PJ,i}$: CO_2 emission factor for the fuel type i [tCO_2/GJ]

4.4.4. Monitoring method

4.4.4.1. Solar + Battery System

The data monitored by the solar power generation + storage system is as below:

Table 6 Monitoring Data in Solar + Battery System

Parameters	$LR_{j,p}$
Unit	%
Data sources	Measurement / Calculation by Participants
Monitoring cycle	Monitoring continuously Collecting once a year at least

Source：Created by J-POWER

4.4.4.2. Biogas Power Generation System

The data monitored by the Biogas Power Generation System is as below:

Table 7 Monitoring Data in Biogas System

Parameters	EG_p	$EC_{aux,p}$	$FC_{PJ\_onsite,i,p}$	D_p
Unit	MWh/p	MWh/p	mass or volume unit/p	day/p
Data sources	Measurement by Participants			Operation Records
Monitoring cycle	Monitoring continuously Collecting data once a year at least		Collecting data once a year at least	

Source：Created by J-POWER

4.4.5 Study of GHG Emission Reduction in JCM FS projects

4.4.5.1. Solar + Battery System

The GHG emission reduction amount for JCM FS target projects is calculated using the calculation formula of project emissions in PDM methodology ID_AM017, as follows:

$ER_p = RE_p - PE_p$

$= RE_p$

Where,

ER_p : Emission reductions during the period p [tCO_2/p]

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

PE_p : Project emissions during the period p [tCO_2/p]

Since the battery system of this project is only charged by the project's solar power generation system, REp is calculated using Option 3-1 to determine the reference emission amount. Additionally, if only solar power generation is used without a battery, the existing methodology JCM_PH_AM002 is applied.

Table 8 Assumption of Solar + Battery system

Items	Conditions
CO2 Emission Factor	0.507 t-CO2/MWh
Battery Charge/Discharge Efficiency	90% （10% loss）

Source：Created by J-POWER

Note that the CO2 emission coefficient is based on the values for the Luzon Island grid and renewable energy deployment as indicated in the JCM Facility Subsidy Program CO2 Emission Coefficients for FY2023 announced by the Global Environment Centre Foundation.

4.4.5.2. Biogas Power Generation System

The GHG emission reduction amount for JCM FS target projects is calculated using the calculation formula of project emissions in PDM methodology PH_AM003, as follows:

$ER_p = RE_p - PE_p$

Where,

ER_p : Emission reductions during the period p [tCO_2/p]

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

PE_p : Project emissions during the period p [tCO_2/p]

For example, in Case 4-4 (a case combining 20 kW biogas power generation system with solar power generation), the GHG reduction amount is calculated based on the following assumptions:

Table 9 Assumption of biogas generation system

Items	Conditions
CO2 Emission Factor	0.507 t-CO2/MWh
Annual Generation Hours	8,300 hours
In-house Consumption Rate	3%
Transportation Distance of Biogas Raw material	Less than 200km
Fuel used on-site for processing biogas raw materials and supporting fermentation of biogas raw materials	None

Source：Created by J-POWER

Note that the CO2 emission coefficient is applied based on the values set by GEC, similar to 4.4.5.1.

4.4.5.3. Calculation of GHG Emission Reduction

Based on the assumptions outlined in 4.4.4.1 and 4.4.4.2, the GHG emission reduction at Farm A is calculated, and the effects of solar (plus storage) and biogas power generation introductions are computed separately. CO2 emission reduction effects from solar (plus storage) and biogas power generation are generally comparable. Overall, at Farm A, the reduction effect amounts to approximately 70t to 200t-CO2 annually.

Furthermore, as a promising business model, the anticipated GHG emission reduction effect for the entire poultry farming cooperative is estimated to be between 2,283.6 and 4,487.8t-CO2 annually.

Regarding the allocation of credits as part of the JCM project, it is necessary to consider the investment ratio from Japan and the degree of other contributions. However, in this study, the allocation is set at the same Japan-Philippines equal distribution ratio (50%/50%) as before.

4.4.6. Contribution to GHG Emission Reduction through the Dissemination of JCM FS Projects

The potential contribution to greenhouse gas (GHG) emission reduction through the widespread adoption of JCM FS projects was assessed in terms of technology and regulatory aspects. The contributions to GHG emission reduction were organized and outlined concerning both technological and regulatory dimensions.

On the technological front, solar power generation, battery storage, and biogas power generation technologies are already well-established. Regarding regulatory aspects, the Net-Metering Program and Distributed Energy Resource (DER) Rules in the Philippines are institutionalized by the

Department of Energy (DOE). Therefore, the potential for deployment extends beyond the surveyed province of Bataan to other regions within the Philippines.

To promote the widespread adoption of this JCM FS project, the initial business deployment involves introducing the technology to the 23 poultry farmers affiliated with the Cooperative. Furthermore, for long-term expansion, the project aims to extend its reach to other poultry farming cooperatives within Bataan Province and eventually expand to similar cooperatives in other provinces. Additionally, by extending the project to pig farming facilities and beyond poultry farms, the initiative anticipates contributing significantly to GHG emission reduction on a national scale in the Philippines.

5. Coordination with Stakeholders in the Host Country Government for Project Implementation

Issues have arisen concerning the sale of surplus electricity to the grid under the Net-Metering Program and DER Rules, leading to the potential problem of double-counting carbon credits/RECs (Renewable Energy Certificates). Resolving this issue is crucial for the establishment of the JCM project.

In order to address this matter, discussions were conducted with relevant authorities from the Philippine government. The Department of Energy (DOE), responsible for REC, and the Department of Environment and Natural Resources (DENR), responsible for carbon credits, were engaged in these discussions. Initially, both the DOE and DENR were not aware of the existence of credits outside their jurisdiction and did not recognize the potential for double-counting with credits under their purview. Through ongoing discussions, awareness and understanding of the issue deepened, and during a joint meeting of DOE and DENR in January 2024, the DOE expressed its commitment to exploring and implementing the most effective solutions, including potential revisions to the existing regulations.

Currently, the issue is under consideration by the Philippine government, and we are awaiting the outcome of their deliberations.

6. Challenges and Responses for Future Project Implementation

As part of the considerations for business implementation, an analysis was conducted, including case-specific scenarios with sensitivity analysis. Unfortunately, the results indicated that under the current equipment prices, selling prices, and interest rates, the cases where the project was economically viable were limited.

Regarding the challenges for future business implementation, primarily outlined in section 4.3, additional elements are summarized in the table below. These challenges mainly revolve around the

preparation of conditions for JCM project implementation (such as relevant regulatory revisions and agreement on credit allocation) and the improvement of economic viability.

Included in these challenges is the resolution of the carbon credit double-counting issue based on the legal framework in the Philippines. However, addressing this issue solely through negotiations with private-sector entities, even under the banner of a "private-sector" JCM, may be challenging. Collaboration and support from the Japanese government are crucial. This issue may also be relevant to existing JCM projects, and regardless of the progress of this particular project, confirmation of the absence of such issues in existing projects and resolution plans if they arise are necessary.

Table 10 Challenges and Actions for Project Implementation

	Challenges	Actions
1	Resolution of Carbon Credit Double-Counting Issue (JCM)	• Through discussions with the Philippine government, efforts are made to advocate for legislative amendments necessary to avoid double-counting.
2	Agreement on Carbon Credit Allocation Ratio between Two Countries (JCM)	• Proposing a distribution ratio of 50:50, following past cases (following the distribution in the Environmental Ministry's JCM facility support projects), or • Proposing a distribution based on the investment ratios of both countries' partners (anticipated to be higher for the Japanese partner).
3	Ensuring Business Economic Viability	• Cost reduction in EPC (Engineering, Procurement, and Construction) through parallel development of multiple projects. • Preference for Net-Metering Program project development over DER (Distributed Energy Resources) rules, where approximately 1/4 of surplus power is wasted (sold without charge). • Logical construction to gain recognition from the host country government as a qualified renewable energy developer, despite not meeting some requirements for tax incentives under the Renewable Energy Act. Ongoing discussions with the host country government. • Waiting for inflation and high-interest rates to ease due to increased geopolitical tension.
4	Confirmation of Operational Willingness of Poultry Farms and Response to Business Bankruptcy	• Presenting attractive pricing levels to poultry farmers amid a trend of declining electricity tariffs by the local electrification cooperative. • Establishing a one-business company to one-project system as a fundamental approach to prevent the spread of bankruptcy to other projects. Additionally, discussing the possibility of debt guarantees by the poultry farming cooperative.

5	Achieving Acceptable Power Sale Tariffs for Poultry Farms	• Similar to the item on ensuring business economic viability. • Allocation of profits from carbon credit sales to the project company.
6	Impact of Poultry Farming Cycle on Construction Period	• Construction activities are restricted primarily to the period between the clearing of chicken houses after shipping and the arrival of chicks for rearing, as construction noise during the chicken rearing period is discouraged. • Developing a construction schedule based on the feasible construction period, considering the impact on economic viability if the construction period extends.
7	Weather Risk and Power Sale (Equipment Lease) Price Levels	• Considering the restriction on selling electricity directly to poultry farms in the Net-Metering Program, anticipating investment recovery through equipment leasing. Setting lease fees considering weather risks, where adverse weather conditions may increase purchase electricity prices (unit price). • To mitigate weather risks, setting business profitability lower and mutually considering acceptable price levels for both parties.

Source：Created by J-POWER

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 and 7.2 in the report in Japanese.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: Study on GHG emission reduction and economic feasibility by the introduction of combined distributed renewable energy resources into poultry cooperatives in the Philippines

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER)

Page	Number	Title
None	None	None

添付 2.14. 日本テピア株式会社

（日本語))

事業名：（タイ）民間資金活用によるバイオマスボイラー導入の JCM 案件化実現可能性調査

実施者：日本テピア株式会社

共同実施者：テピアインベストメント株式会社、株式会社日本サーモエナー

1. JCM FS 調査の目的

バイオマスを燃料とし、燃焼時に温室効果ガスを発生させずに蒸気を生成できるバイオマスボイラーは、工業分野での熱供給における脱炭素技術として商用化され、今後の普及が期待される技術である。特にバイオマス資源の豊富なタイを中心とした ASEAN 地域においては、バイオマス資源を利用したバイオマスボイラーの使用による熱供給の脱炭素化が、現時点で取りうる最善の手段の一つであると考えられる。バイオマスボイラーは化石燃料焚きボイラーと比較してコスト面等で不利な点もあるが、JCM 設備補助事業によって初期投資費用の一部を補填することで、ASEAN 地域においても数件が導入され、温室効果ガス排出削減に貢献してきた。しかしながら、JCM 設備補助事業・実証事業として設備を導入する場合、年度予算による制約や法定耐用年数期間の設備使用義務等があり、設備を導入する事業者の立場から、経営の自由度が制限されることを理由に、同事業の活用を断念するケースも多かった。そこで我々は、政府からの補助金ではなく民間資金を活用する形での JCM 案件化（以下、「民間 JCM」とする。）によってバイオマスボイラー導入時のコスト面での不利を解消することができれば、ASEAN 同地域内でもっとも工業の集積化が進むタイにおいて、温室効果ガス削減効果の高いバイオマスボイラーの普及が促進され、同国の工業分野での熱供給における脱炭素化の促進に寄与することができるという仮説を立てた。

民間 JCM は、政府資金を使用せず民間投資のみによって組成される JCM だが、本調査開始時点ではまだこれまでに組成事例はない新たな取り組みである。民間 JCM プロジェクト組成において予見可能性を高めるため、民間 JCM の開始によって新たに導入される予定のプロセスや、特に留意が必要となる事項が記載された「民間資金を中心とする JCM プロジェクトの組成ガイダンス」が 2023 年 3 月 28 日に環境省、経済産業省、外務省から発表されているものの、こうした具体的な制度整備とともに案件組成が進んでいくことが期待されている状態である。我々は、民間 JCM を利用した場合に、従来の政府資金による援助を前提とした JCM の代表的事例である環境省 JCM 設備補助事業と比較して、設備を導入する事業者が享受できると想定されるメリットを表 1 の通り整理した。

表 1 民間 JCM 利用による想定メリット

	JCM 設備補助事業	民間 JCM
資金補助メリット	導入設備の一部に対する補助金を受け取ることができる。(基礎工事、建屋等は対象外。補助率 30 - 50%。)	民間企業・ファンド等から資金供与を受け取ることができる。(金額、対象費用等の縛りはない。)

準備期間・タイミング	応募資料作成には相応の手間がかかる。また、公募期間内（毎年 4－10 月ごろ）に応募する必要がり、交付決定を受け事業開始できるまでには、応募後 3 か月間以上の時間がかかる。	いつでも応募が可能。予算の制約もない。また、応募から事業開始までの期間も大幅に短縮される。（合同委員会で承認を得るのみ）
事業実施期間	日本国の法定耐用年数期間、設備を使用し、モニタリングを行う義務がある。	実施期間を短縮し資金供与額を少なく設定することや、逆に実施期間を長くし、資金供与額を増やすことも可能。
不履行時の資金返還義務	義務を履行しない場合、受領した補助金を返還しなければならない。	クレジット発行量に応じて段階的に資金を供与する形式も可能。

出所：日本テピア作成

ただし以上のメリットはあくまで想定であり、これらのメリットが実際に生じるか否かは、パートナー国側の民間 JCM の承認条件や承認プロセス等によることとなる。現在、パートナー国側で整備が進みつつある制度の状況を確認した上で、前述の仮説が成り立つためには、現地におけるバイオマスボイラーおよび民間 JCM の利用に対する需要があり、かつ、日本国内投資家によるファンドの組成による資金調達に目途が立ち、さらには排出権クレジットの生成、売却が問題なく実施でき、結果として民間 JCM というビジネスモデルが収益事業として成り立つことが証明される必要がある。

本調査は民間 JCM を利用したタイでのバイオマスボイラー展開実現に向けたこれらの課題を明らかにし、対応策について検討したうえで、その実現可能性を判断する目的で実施したものである。

2. JCM FS 調査の実施体制

本調査は図 1 に示した体制で実施した。

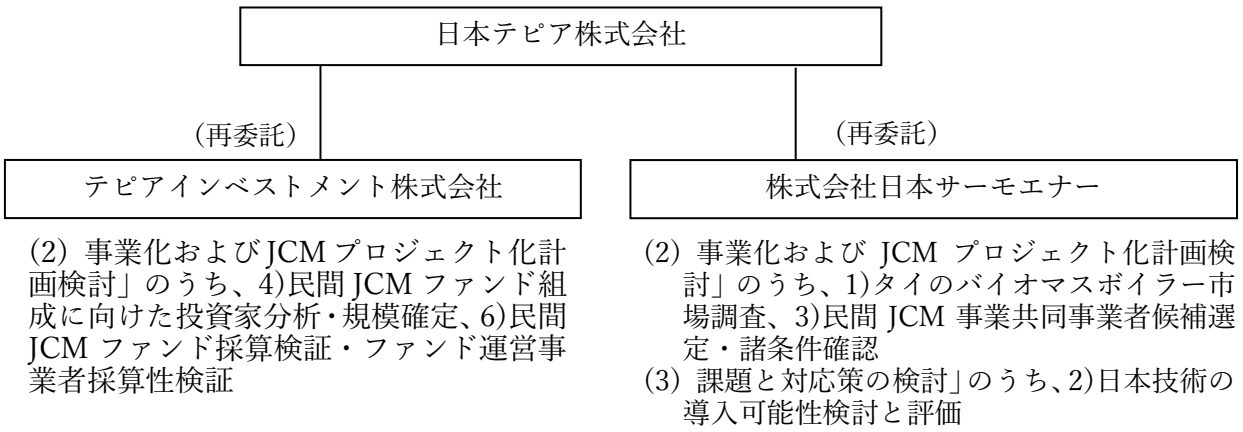


図 1 実施体制図

出所：日本テピア作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査の概要

本調査は、民間 JCM によるバイオマスボイラー普及実現の課題を明らかにしその対策を検討することを目的として、以下に挙げる項目について調査した。

(1) 関連政策・制度の動向分析
1) タイ政府のパリ協定 6 条市場メカニズム推進に関する政策・具体的方針
2) タイ政府の民間 JCM プロジェクト推進に対する政策・具体的方針
3) バイオマスボイラー方法論の論点に関する二国間委員会タイ側方針

(2) 事業化計画および JCM プロジェクト化の検討
1) タイのバイオマスボイラー市場分析
2) 利用可能なバイオマス賦存量の確認
3) 民間 JCM 事業共同事業者候補選定・諸条件確認
4) 民間 JCM ファンド組成に向けた投資家分析・規模確定
5) JCM クレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析
6) 設備導入事業者の投資効果
7) 民間 JCM ファンド採算検証・ファンド運営事業者採算性検証
8) プロジェクト開発者ビジネスモデル・事業採算性検証

(3) 課題と対応策の検討
1) 民間 JCM 案件化諸課題の整理と対応策検討
2) 日本技術の導入可能性検討と評価

(4) GHG 排出削減見込量の算定および排出削減貢献量の検討
1) 方法論案の概要
2) リファレンス排出量の算定方法案
3) プロジェクト排出量の算定方法案
4) モニタリング方法案
5) JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討
6) JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

(5) 相手国関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整

3.2. 実施スケジュールおよび海外渡航日程

本調査は図 2 に示したスケジュールで実施した。

	2023年				2024年	
	9月	10月	11月	12月	1月	2月
(1) 関連政策・制度の動向分析						
1)タイ政府のパリ協定6条市場メカニズム推進に関する政策・具体的方針						
2)タイ政府の民間JCMプロジェクト推進に対する政策・具体的方針						
3)バイオマスボイラー方法論の論点に関する二国間委員会タイ側方針						
(2) 事業化計画およびJCMプロジェクト化の検討						
1)タイのバイオマスボイラー市場分析						
2)バイオマス賦存量・調達方法確認						
3)民間JCM事業共同事業者候補選定・諸条件確認						
4)民間JCMファンド組成に向けた投資家分析・規模確定						
5)JCMクレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析						
6)設備導入事業者の投資効果検証						
7)民間JCMファンド採算検証・ファンド運営事業者採算性検証						
8)プロジェクト開発者ビジネスモデル・事業採算性検証						
(3) 課題と対応策の検討						
1)民間JCM案件化諸課題の整理と対応策検討						
2)日本技術の導入可能性検討と評価						
(4) GHG排出削減見込量の算定および排出削減貢献量の検討						
方法論検討・削減量試算						
(5) 相手国関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整						
タイ政府に対する検討結果紹介・方向性説明						

図 2 実施スケジュール

出所：日本テピア作成

なお、上記調査実施のため、海外調査渡航を以下の通り実施した。

＜第 1 回渡航＞　2023 年 10 月 23 日～31 日
市場調査、バイオマス賦存量調査、バイオマス技術調査、タイ政府ヒアリング等

＜第 2 回渡航＞　2023 年 11 月 21 日～29 日
設備導入候補先調査、タイ政府ヒアリング、バイオマス賦存量調査等

＜第 3 回渡航＞　2024 年 1 月 7 日～17 日
設備導入候補先調査、タイ政府との調整、在タイ日本政府関係者との調整等

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. タイ政府のパリ協定 6 条市場メカニズム推進に関する政策・具体的方針

タイは工業化の進展により今後もエネルギー需要の増加が見込まれる一方で、パリ協定に基づく NDC において 2030 年までに BAU 比で 20%削減の GHG 排出削減を宣言するとともに、LTS の中で、2050 年までの CO_2 排出量ネットゼロおよび 2065 年までの GHG 排出量ネットゼロを目指している。また、現在のエネルギー源の 6 割を占める天然ガスをはじめ化石燃料の埋蔵量には限りがあることから、持続可能な発展に向けて循環型エネルギーへの転換が求められている。

タイ政府が 2022 年 11 月に発表した更新版 LTS によると、タイの GHG 排出量は 2000 年時点の 245,899,560t から 2018 年時点では 372,648,770t と約 1.5 倍に増加している。2018 年時点でのセクター別内訳を見ると、発電等のエネルギー製造分野からの排出が 69.06%、製造分野が 10.77%、農業分野が 15.69%、廃棄物分野が 4.48%となっており、ASEAN 地域内で最大の集積を誇る製造業からの排出量が一定の割合を占めている。LTS の中で示された 2065 年までの GHG 排出量ネットゼロへの道筋は、2025 年を排出のピークとして以降は減少に転じさせ、なお残る排出分については土地利用・土地利用変化と林業（LULUCF）による GHG 吸収分によって相殺することで達成するというものである。最大の排出源である発電を中心としたエネルギー分野では、再生可能エネルギーの活用等による大きな削減を見込んでいるほか、工業分野については「バイオ・循環型・グリーン（BCG）経済モデル」の推進によって排出を抑制する方針である。BCG 経済の実現に向けては、海外からの先進技術の導入や投資が重要であるとされ、BOI による法人所得税免税恩典の付与などを中心とした積極的な投資優遇が行われている。

BCG 経済モデルに見られる海外からの先進技術の導入および投資誘致という考え方は、同モデルが確立される以前からタイ政府の基本戦略であったと言える。1985 年のプラザ合意以降、円高の進行を背景として日本企業によるタイへの海外投資が増加し、一気に工業化の進んだタイだが、1997 年のアジア通貨危機によって一旦落ち込みを見せたものの、2000 年代前半に当時のタクシン首相によって推進されたデュアル・トラック政策によって再び一気に加速し、今日の産業集積に至っている。このような歴史的背景から海外からの技術・投資の導入に非常に積極的な姿勢を持つタイ政府は、パリ協定 6 条市場メカニズムの活用に対しても早期から肯定的な姿勢を見せ、2015 年 11 月に日本政府との間で JCM

二国間文書に署名している。タイには 1980 年代後半以降、自動車産業を中心に日本企業の投資が集積していることもあり、JCM 二国間文書の署名以降多くの JCM プロジェクトがタイで開発され、環境省の JCM 設備補助事業を含む資金支援事業件数では、全パートナー国の中でインドネシアに次ぐ 2 番目に多い 51 件（2023 年 10 月 5 日時点）のプロジェクトが実施されてきた。

こうした中、タイ政府は排出権クレジット管理のためのガイドラインおよびメカニズム（非公式英訳名「Carbon Credit Management Guideline and Mechanism」、以下「ガイドライン」とする。）を発表し、タイ国内での排出権クレジット取引に関する指針とともに、JCM などパリ協定 6 条市場メカニズムによるクレジットや、CDM、VER ほか国際的な枠組みによってタイ国内でクレジットを生成するプロジェクトに関する指針を打ち出した。同ガイドラインは気候変動対策に関する仏暦 2550 年（西暦 2007 年）首相府令第 8 条 2 項、5 項および 7 項の定めによって NCCC から発行されたものであり、民間 JCM としての案件化を目論む本プロジェクトにおいても、この内容に従って進める必要がある。

ガイドラインは全 18 項によって構成されているが、タイ国内でのクレジット利用の場合に関する規定を定めた第 1 項から第 8 項までと、国際的なクレジット利用の場合に関する規定を定めた第 9 項から第 16 項まで、その他の規定である第 17 項および第 18 項の大きく 3 つに分かれている。このうち、JCM クレジットを生成するプロジェクトを実施する場合に適用が想定されるのは、第 9 項から第 16 項までと考えられる。ガイドライン第 10 項では、国際的な用途で使用されるクレジットは次のいずれかの類型でなければならないとして、プロジェクト類型が限定列挙されている。さらにガイドライン第 11 項では、プロジェクトが満たすべき要件として 6 つの項目が挙げられている。これらの記載から判断する限り、バイオマスボイラーの導入により化石燃料をバイオマスに代替する本プロジェクトは、項目 10.1 のプロジェクト類型に該当するものと考えられ、項目 11 に記載された要件、特に(3)に従ったクレジット配分および(4)に従った期間設定に配慮した形で実施すれば、タイ政府の掲げる指針に沿うものと考えられる。また、これらの国際的クレジット利用を目的としたプロジェクトを実施する際の手順が、第 12 項に定められている。国際的な用途で使用するクレジットを創出するプロジェクトとして実施する場合には、ONEP、NCCC での協議を経て、最終的には閣議での承認を得る必要があることが判明した。

背景には、パリ協定 6 条 2 項市場メカニズムによるクレジット生成時の「相当調整」ルールへの対応がある。相当調整とは、パリ協定 6 条 2 項を活用して生成されたクレジットを国際間で移転した場合に、排出削減量の二重計上を防止するための仕組みであり、2021 年の COP26 における 6 条メカニズムに関する大枠ルールの合意、2022 年の COP27 における同ルール関連の報告や審査に関する合意の中で形成されたルールである。6 条 2 項メカニズムのひとつである JCM によって発行されたクレジットもこの相当調整の対象となり、パートナー国においては JCM クレジットとして日本国の NDC 達成のために使用された排出削減量と同量を、自国の NDC で示した目標削減量に加算しなければならない。以前はまだ相当調整の詳細なルールが整備されていなかったが、現在、各国においてそのルールが整備されつつあり、今回、タイ政府によって発出されたガイドラインも、相当調整が必要となるクレジットの認可基準の方向性を示すものとして示されたものであると考えられる。

以上の机上調査に加え、本調査では、日タイ JCM 合同委員会のタイ側機関のひとつであり、タイの気候変動政策に関してもっとも知見を持つと考えられる TGO に対して、2 回にわたりヒアリングを実施した。この結果、文献で得られた情報以外に、新たに次のような情報を入手した。

まず、ガイドラインにおける「タイ国内使用目的」と「国際的使用目的」の適用の基準は、クレジットの使用目的によって変わり、生成したクレジットが外国の NDC 達成にカウントされる場合または ICAO による CORSIA で使用される場合など、タイ政府が自国 NDC に対して相当調整を行う必要があるか否かである、との見解であった。JCM クレジットを創出し、それを転売して収益を得ることを前提としたプロジェクトの場合、転売した先のクレジット需要家の用途に制限を付与する等しない限り、タイのガイドラインにおいては「国際的使用目的」に分類され、ONEP、NCCC での協議を経て、最終的には閣議での承認を得る必要があることとなる。今後提出される案件については、民間 JCM に限らず設備補助事業や JCM 実証事業なども含め、案件ごとに閣議承認を含めた一連の審議プロセスを通す必要があり、その実施のタイミングは PIN 提出のタイミングとなるとのことであった。一連の審議プロセスの所用期間については明確な回答を得られなかったが、相応の期間がかかるものと見込まれるとのことであった。当初の想定では、民間 JCM 案件化のメリットのひとつとして申請から実施までの期間短縮効果を見込んでいたが、タイで実施するプロジェクトに関しては、逆にこれまでよりも期間が長くなる可能性があることが本調査によって判明したと言える。

次に、本プロジェクトで予定しているバイオマスボイラーの導入による化石燃料からの再生可能エネルギー転換が、タイ政府の推進するプロジェクトに合致するかについて意見を聴取したところ、工業分野の熱供給への再生エネルギー利用の項目には合致しているため、審議の対象にはなるものの、タイで既に導入されている技術の場合には相応の投資額が必要となる可能性があるとの回答を得た。他方、水素ボイラーのようにタイ国内にまだ導入されていない技術の供与がある場合には、ガイドライン第 11 項(5)には完全に合致するとのことであった。

今回想定している民間 JCM プロジェクトでは、事業収益性の確保の観点から、技術的に既に確立されていて実証実験等のプロセスを経ずに導入できる技術でのプロジェクト実施を前提条件として考えていた。該当する技術の中で費用対削減効果が高く、クレジット収入が多く見込める技術としてバイオマスボイラーを選定したという経緯がある。このように、タイ政府が NDC に対する相当調整を行う条件として求める導入技術の新規性と、民間 JCM プロジェクトが収益性確保の観点から求める導入技術の確実性は相反している状況であり、それでもなお民間 JCM として確実性の高い技術で案件構築するためには、技術の新規性以外でいかに日本の貢献を示すことができるかが争点となる。

4.1.2. タイ政府の民間 JCM プロジェクト推進に対する政策・具体的方針

前項で述べた通り、JCM クレジットを組成するプロジェクトを実施し、その JCM クレジットを最終的に日本国の NDC 達成に使用する場合には、ONEP、NCCC での協議を経て、最終的には閣議での承認を得なければならないことが判明した。そこで、今回のプロジェクトが閣議承認を得る必要があるとした場合、使用する技術の概要、投資額を含む日本による貢献の概要を現段階での想定条件で具体的に

提示し、閣議承認を得られる可能性があるか否か TGO から意見を聴取した。ヒアリング実施時点には案件概要が固まっていない状態であったものの、より具体的な事例に沿って確認することによって、本プロジェクトの実施可否を見極める意図で、仮の条件設定を行い提示した。

ヒアリング結果から、タイでのバイオマスボイラー導入の JCM 案件化に際しては、少なくとも、タイ側が提示するクレジット配分条件に関する認定の方向性は非常に厳しく、日本政府による公的資金が入らない民間 JCM の場合でも、タイ政府が相当調整を実施する必要がある限りにおいては、総投資額のうちに占める資金供与額の割合を上回る割合のクレジット配分を得られる可能性は極めて低いと推測される。この結果を受け、4.2 事業化および JCM プロジェクト化の検討の中で事業計画に織り込むべきクレジット入手量を、当初の想定量から修正する必要が生じることとなった。

また、民間 JCM を従来の補助金を使用する JCM 制度と比較した際の利点の一つとして想定していた設備導入事業者への資金供与方法の自由度についても、プロジェクト参加者間のクレジット配分率も決めた上で閣議承認を受ける必要があるというタイ政府内での審議プロセスが判明したことで、大きく制約を受けることとなる。タイ政府のクレジット配分率の判断基準はまだ確立はされていないものの、仮にクレジット配分率の是非が初期投資額に対する資金面での貢献割合で判断されるとした場合には、資金供与をランニングコストに対する補助等の形で実施するという考え方は成り立たないこととなる。ヒアリング調査によって判明した以上の結果を踏まえ、4.2 事業化および JCM プロジェクト化の検討の中で事業化に向けたビジネス面での確認を行うこととした。

4.1.3. バイオマスボイラー方法論の論点に関する二国間委員会タイ側方針

JCM 方法論案 TH-PM022 “Introduction of Biomass Boiler” は、2022 年 5 月 6 日に日本テピア株式会社によって JCM 日タイ合同委員会事務局に提出された方法論案で、その後、同年 5 月 28 日から 6 月 11 日までパブリックコメント募集が行われている。同方法論案は、日本テピア株式会社が 2018 年度に「平成 30 年度二国間クレジット制度資金支援事業」（以下「設備補助事業」とする。）によって実施した「食用油工場へのバイオマスボイラーの導入」の GHG 削減量算定を主たる目的として開発された方法論案である。なお、同事業は 2019 年 12 月 27 日に完了し、導入されたバイオマスボイラー（設備容量 35t/h）は、同年 11 月から運転を開始している。

本プロジェクトで想定されるバイオマスボイラーの導入は、TH-PM022 の適格性要件を充足していることから、本プロジェクトによる排出削減量は同方法論案をそのまま利用して算出する予定である。方法論案の中で特に論点と考えられるのが、同方法論案中プロジェクト排出量の$\boldsymbol{PE_{tr,p}}$（期間 p 中のバイオマスの輸送によるプロジェクト排出量）の算出である。方法論案では、バイオマス供給者のストックヤードからプロジェクトサイトまでの輸送距離から算出するとされているが、例えばバイオマスの 1 次供給者のサプライチェーン上流にさらに 2 次供給者等が存在する場合などにおいて、どこを起点として算出するかによって、プロジェクト排出量が大きく変わる可能性がある。この点を明らかにすることで、プロジェクトで使用可能なバイオマス燃料の種類を特定したいという狙いがある。そこで本調査では、方法論案 TH_PM_022 の承認に関する現状およびバイオマス移動距離の考え方について、TGO へ

のヒアリングを実施したが、この結果、本プロジェクトの収入源となるクレジット発行量が減少する要因の一つとして懸念されていた、バイオマス移動距離計算の際の起算地点の遡及によるプロジェクト排出量の増加については、問題となる可能性は低いと判断した。ただし、方法論案 TH_PM_022 の具体的な承認予定時期については確認できなかった。本プロジェクトの実施には方法論案 TH_PM_022 の承認が前提となるため、プロジェクトの実施スケジュール検討には、方法論案承認までに要する期間を考慮する必要があることが判明した。

4.2. 事業化および JCM プロジェクト化の検討

4.2.1. タイのバイオマスボイラー市場分析

タイにおけるバイオマスボイラー市場について情報を収集し、今後の普及可能性について検討行った。まず、タイで一定規模以上の蒸気需要を有する工場をリストアップし、工場規模、現行ボイラーおよび燃料種別、蒸気使用量等の観点から、バイオマスボイラー導入可能性のある工場の絞り込みを行った。調査手法としては、調査期間および調査資源が限られており全数調査を実施することが困難なため、可能な限りの対象企業を抽出して調査を行う形式をとった。一般的に、一定規模以上の蒸気ボイラーを使用する業種としては、食品産業、化学産業、繊維産業などがある。これらの業種を中心に、タイの基幹産業である自動車産業も含めて、蒸気ボイラーを使用している工場を政府のデータベースやインターネット等からリストアップし、50 社程度を目途に、企業名、資本金額、ウェブサイトといった基礎的な情報を含んだリスト（ロングリスト）を作成した。次に、製品や規模、体制、資本等の観点から導入可能性が高いと考えられる企業を同ロングリストの中から 15 社を抜き出したリスト（ショートリスト）を作成し、蒸気ボイラーの有無、使用燃料と必要蒸気量などの詳細項目に関するヒアリング調査を電話、メール等によって実施した。この結果、コンタクトをとった 15 社中半数にあたる 8 社から、バイオマスボイラー入れ替え・増設に対して関心、または具体的な計画があるという回答を得た。

以上の調査結果をもとに、本プロジェクトでターゲットとする当面のバイオマスボイラー需要および将来的なタイのバイオマスボイラー需要予測についてあらためて推計した。推計における条件設定として、まず、実際には工場ごとに必要蒸気量も異なるものの、そこまで精緻な予測は困難なため、ここでは全需要を 1 件あたり一律 18t/h の蒸発量のバイオマスボイラーに換算し、算出することとした。その上で、当面のバイオマスボイラー需要の目安は、2030 年までに本プロジェクトで組成する JCM ファンドを活用して民間 JCM 事業として展開する案件として定義し、将来的なタイのバイオマスボイラー需要としては、その後、タイの LTS において GHG 排出量ネットゼロを実現する 2065 年までに、タイにおいて JCM 制度を利用して導入されるバイオマスボイラーの件数と定義した。以上の設定のもとで推計した市場の結果を表 2 に示す。タイのバイオマスボイラー市場が確実に存在することは確認できたが、制度調査の中で判明した JCM 案件としてのタイ政府承認取得の困難さを考慮し、2030 年までの当面のターゲットとして目指すバイオマスボイラー市場は 1 件あたり蒸発量 18t/h 換算で 3 件、将来需要としては同 25 件と設定することとする。

表 2 バイオマスボイラー需要予測（事業のターゲットとする需要と将来需要予測）

市場	定義	1 件あたり 18t/h 換算での予測件数	推計根拠
当面のターゲット市場	2030 年までに本プロジェクトで民間JCM案件化するターゲット	3	ヒアリング調査結果で「関心あり」と回答した 8 社のうち 4 割から受注する想定。JCM 案件化所用期間を加味し、2030 年までには 3 件と設定。
将来市場	2065 年までに JCM を活用してタイで導入されるバイオマスボイラー市場	25	タイの工業用ボイラー台数(2014 年時点で 12,481 台)から入替ポテンシャルはある。その中で、バイオマス燃料調達の限界、JCM 案件化に対するタイ政府の承認取得の困難さから考え、3 年間で 2 件程度が上限と想定。

出所：日本テピア作成

4.2.2. 利用可能なバイオマス賦存量の確認

バイオマスボイラーの利用に必要不可欠なバイオマス燃料の現状について、文献および関係機関へのヒアリングによって調査を実施した。具体的には、2018 年から 2022 年までの間における最大収量×バイオマス比率×残存バイオマス係数×発熱量によって、各バイオマス資源のポテンシャル値を算出した。それぞれのバイオマス資源の残余量と含水率、熱量を総合して勘案すると、もっとも大きなポテンシャルを持っているのは稲わらであると言える。稲わらはそのままバイオマスボイラーに投入することが難しいため、いったんペレット化する等の加工が必要となるが、輸送の問題をクリアすれば利用可能性はあるものと考えられる。

また、バイオマス資源ごとの調達価格レベル調査を行った。バンコク近郊に拠点を構え商業ベースで行っている PKS サプライヤー1 者からは PKS の小売価格 5 バーツ（約 21 円）/kg という情報を入手した。他方、DEDE にヒアリングを行う中で、DEDE が既存のバイオマス発電所 13 か所に対してバイオマス燃料の調達価格をヒアリングした結果を一覧にした情報も入手した。もっとも、これらの調達価格を回答しているバイオマス発電所はあらかじめバイオマス資源が多く発生する地域に立地し、近隣の農家から大規模に調達する調達網を確立しているところがほとんどであるため、バイオマスボイラーを導入する工場がこれと同じ価格レベルでバイオマス資源を調達できるとは考えにくい。

4.2.3. 民間 JCM 事業共同事業者候補選定・諸条件確認

4.2.1. タイのバイオマスボイラー市場分析でショートリストに挙げた工場のうち、5 社について調査団が実際に工場またはオフィスを訪問した。民間 JCM 事業の実施に向けては、設備導入企業との間で、資金供与の支払金額・方法等、最低使用期間、MRV 実施等の義務、クレジット配分合意等について合意する必要がある。この中で、現行のボイラー設備や使用燃料その他、GHG 排出削減効果算定および

民間 JCM 案件化に向けた資金供与額提案等を行うのに必要な情報を入手できた A 社をモデルとし、諸条件の検討を行った。

A 社における現在のボイラー燃料種別・使用量等の状況は、表 3 にまとめた通りである。

表 3 A 社関連工場での現行ボイラー使用状況等

使用燃料種別	石炭
月間燃料使用量	1,000 t
機種・設備容量	炉筒煙管
蒸発量	18t/h
ボイラー効率	82%
導入年	2008 年

出所：日本テピア作成

A 社ではこれまで石炭燃料を使用してきたが、今後、脱炭素社会に向けてステークホルダー等からの要請からバイオマスボイラーへの切り替えを検討しているところである。

A 社から入手した以上の情報に基づき、まず、現在の年間蒸気使用量を以下の通り算出した。

$$\text{蒸気使用量（t/年）} = \frac{\text{燃料使用量} \times \text{使用燃料発熱量} \times \text{ボイラー効率}}{\dfrac{\text{蒸気比エンタルピー}}{\text{比熱容量}} - \text{ボイラー給水温度}}$$

$$= \frac{12{,}000(\text{kg}) \times 4{,}152(\text{kcal/kg}) \times 82(\%)}{\dfrac{2762.83\ (\text{kJ/kg})}{4.184\ (\text{kJ/kg}\cdot℃)} - 95\ (℃)}$$

$$= \quad 72{,}268\ \text{t/年}$$

以上の計算から算出した年間蒸気使用量を、A 社にバイオマスボイラーを導入する場合の想定年間使用蒸気量として設定することとした。次に、年間蒸気使用量および現在のピーク時の蒸気使用量等から、導入するバイオマスボイラーの仕様について検討し、表 4 の通り選定した。

表 4 選定したバイオマスボイラー仕様

項目	概要
ボイラー種別	炉筒煙管ボイラー
蒸発量（t/h）	6
導入台数（台）	3
デザイン想定使用燃料	ウッドペレット、ウッドチップ、PKS

出所：ボイラーメーカーの情報をもとに日本テピア作成

次に、A 社に対する資金供与可能額を算出するための試算を行った。

まず、上記使用のバイオマスボイラーを導入した際の GHG 排出削減量について算出したが、この詳細な計算過程については 4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討で後述することとし、ここでは結果のみ示すこととする。結論としては年間 9,918tCO_2 の削減効果があることが判明した。また、JCM クレジットの販売価格についても、4.2.5. JCM クレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析で後述することするが、結論としては 2,000 円/tCO_2 を織り込むこととした。JCMクレジットの配分率については、4.1.2. タイ政府の民間 JCM プロジェクト推進に対する政策・具体的方針に記したとおり、相当調整が必要となる 6 条 2 項クレジットの配分率に対するタイ政府の考え方は、「投資額に対する日本側の貢献」割合に従うというものである。ここでは仮に「50%」をクレジット配分率と置いて計算を進めることし、後にその割合が的確であるかについて検証することとした。

以上の設定条件の下で、まず、本プロジェクトのクレジット収入について検討した。民間 JCM は、実施年数が日本の法定耐用年数に縛られないという自由度が特徴である。このため、事業実施年数、即ちクレジットを発行する年数別にプロジェクト収入を整理した。ここでは販売価格 2,000 円/tCO_2 を想定しつつ、省エネルギー類型 J-クレジットの現行価格レベルを下回る 1,000 円/tCO_2 から再生可能エネルギー（電力）類型 J-クレジットの現行価格レベルを上回る 3,500 円/tCO_2 までのレンジで、クレジット販売価格変動による感度分析を行った。

次に、これらのプロジェクト収入から、投資家への利回り配当を控除し、実際に事業経費として使用できる金額を算出した。投資家へのリターンについては次項で述べるが、グリーン投資であることを理由に、通常のファンドよりも利回りをある程度低く設定したとしても、関心を示すと思われる投資家は一定数存在することが、今回の調査の中で確認できたところである。しかしながら、ファンドとして成立させるために最低限の利回りを確保する必要はあるため、ここでは仮に最低年利 1.5%（単利計算）と設定した場合のファンドへのリターンおよび事業者として確保する粗利を加味し、クレジット収入予測から各パターンにおいて事業実施に必要となるファンド投資額を算出した。ファンド組成額がこの額よりも不足すれば事業が成り立たず、この額よりも増加すれば、事業実施には影響はないものの余剰資金分の投資家への利回り確保にさらなる収益が必要となることから、この額を「最適ファンド組成額」と考えるものとする。

続いて、本プロジェクトの実施にかかる管理費用について検討を行った。管理費用もプロジェクト実施年数によって変化することから、プロジェクト実施年数ごとに整理した。そして、最適ファンド組成額から設備導入事業者への資金供与額を除く諸経費を差し引くことで、変動要因である事業実施年数およびクレジット販売単価によって構成されるパターン別に、設備導入事業者に供与可能な金額を算出した。この値がマイナスになるパターンにおいては、設備導入事業者への資金供与分を除いた状況でも収支が成り立たないため、事業実施の可能性はない。値がプラスの場合には理論上は事業の実施は可能であるが、設備導入事業者が負うリスクおよび各種コスト負担に対して、この資金供与額が釣り合うか否かは、設備導入事業者の判断に拠ることとなる。また、クレジット販売単価の変動によって資金供与額

も変動するものの、代表事業者としてのリスクコントロールの視点から、設備導入事業者に対してクレジット販売単価が高騰した場合の金額を提示することは困難である。クレジット販売単価に関しては、4.2.5. JCM クレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析で後述する通り、2,000 円/tCO_2 が現段階ではもっとも現実的な予測値である。

以上から A 社に対しては、クレジット販売価格 2,000 円/tCO_2 想定のうち、諸経費および投資家利回りとの関係で資金供与額がもっとも高くなる事業実施期間 10 年間のパターンと事業実施期間を 2 年間短縮した 8 年間のパターンの合計 2 パターンを提示することとした。（表 5 参照）その際、クレジットの売却時点で単価が想定を大幅に上回っていた場合には、追加での資金供与を検討する旨を、特約条項としてあわせて盛り込むこととした。また、資金の提供方法については、当初は民間 JCM としての自由度を活かしランニングコストに対する補助等での支払いの可能性も想定してしたが、4.1.2. タイ政府の民間 JCM プロジェクト推進に対する政策・具体的方針で述べた通り、タイ政府への PIN 提出時点で金額が変動する形式では認可が困難という TGO の意見を考慮し、全額、初期設備投資資金に対する補助とすることとした。

表 5 A 社への民間 JCM 提示条件

事業実施年数	8 年間	10 年間
資金供与額	3000 万円	4000 万円
資金供与方法	初期設備投資資金 （※原則一括払い。ご希望の場合、分割払いも可能）	

出所：日本テピア作成

4.2.4. 民間 JCM ファンド組成に向けた投資家分析・規模確定

国内でファンドを組成し、タイでのバイオマスボイラー導入民間 JCM 事業に対して投資を行うスキームへの投資家の反応を見るべく、環境・エネルギー関連ファンドへの投資実績のある投資家を中心にインタビューを行った。これにより、組成するファンドの規模等概要を検討した。国内の投資家 9 者に対してインタビューを行い、民間 JCM の計画概要について説明するとともに、民間 JCM ファンドを企画した場合の参加意思等について聴取した。ヒアリング結果を総括すると、JCM クレジットを収益源としたファンドに対する投資家の関心は総じて高いこと、また、通常の収益性は IRR6%程度を求めるケースが多いが、グリーン投資など ESG に関連したケースでは収益を度外視することもあること、投資金額ついては案件の性質次第で十分な金額が確保できることが確認できたと言える。他方で、やはりクレジットを収益源とすることの確実性が投資家の懸念点として挙がっており、ファンド組成の際にはしっかりとしたコミットメントが必要であることが確認できた。この結果をもとに、今回の調査における投資家へのリターン率については、将来の JCM クレジットの付加価値等を考慮しない価格の現時点で想定できるクレジット価格である 2,000 円/t およびクレジット配分率 50%をベースラインとし、このベースラインで推移する場合の投資利回りを単利 1.5%/年と設定することとした。なお、これは投資家に提示する最低ラインとして設定した数値であり、将来のクレジット価格上昇の際のプレミアム等をあわせて提示することとする。

4.2.5. JCM クレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析

本項では、生成される JCM クレジットの相対取引または市場での売価を予測するため、関係者へのヒアリングを行った結果を記す。また、2023 年 10 月に設立された東証カーボン・クレジット市場での J-クレジット動向の分析結果を加味し、想定売価を設定した。

東京証券取引所は、2023 年 2 月に政府から示された「GX 実現に向けた基本方針」における「排出量取引制度」の導入方針を受け、2022 年度の実証事業実施を経て、2023 年 10 月 11 日に正式にカーボン・クレジット市場を開設した。現在、同市場では J-クレジットのみが取引対象クレジットとして取り扱われている。J-クレジットの価格と本プロジェクトで生成を予定している JCM クレジットの価格とが同じレベルになるか否かについて、現段階で予測することは困難であるが、現在の東証カーボン・クレジット市場での価格はひとつの目安となるものと言えよう。本プロジェクトは、バイオマス燃料を燃焼させるバイオマスボイラーを導入し、蒸気を製造する際に使用されていた化石燃料を代替することで GHG 排出量を削減するプロジェクトであることから、J-クレジットの分類に当てはめると「再生可能エネルギー（熱）」に該当することとなる。以上から、本プロジェクトの実施によって生成される JCM クレジットの想定売価としては 2,000 円/tCO_2 を織り込むべきであるという考え方ができる。

他方、JCM クレジットの国際性という特性に着目した場合、JCM クレジット価格は現在の J-クレジット売買価格とは異なる独自の価格設定になる可能性もある。同価格を現時点で正確に予測することは困難であるが、本調査の中では JCM を含むパリ協定 6 条「市場メカニズム」第 2 項による国際的スキームによって生成される ITMOs の取り扱いに関するルール整備の進捗について、最新の情報を収集するとともに、クレジットを実際に調達し利用する需要家に対するヒアリングを実施した。今回インタビューを行った 2 社はいずれも GX リーグに参加している企業であるが、仮に GX-ETS において J-クレジットと JCM クレジットのみが適格クレジットとされた場合でも、JCM クレジットと J-クレジット、さらにすべての類型について、使用可能な範囲を限定せずすべて等しく使用できるとされた場合には、もっとも低い価格帯に収斂していくものと考えられる。以上からも、現段階において将来の JCM クレジット価格が高くなると判断できる材料は見つけられなかった。

4.2.6. 設備導入事業者から見た採算性検証

本プロジェクトの実施に向けては、現地の設備導入事業者にプロジェクト参加意思が不可欠である。無論、日本企業をはじめ各国企業が市場やステークホルダー等の要請によって脱炭素の実現に向けた取り組みを加速しつつあることが本調査を企画した前提である。特に、現時点で抜本的な解決策の少ない熱供給における脱炭素化ではバイオマスボイラーに対する需要が大きいというのが我々の立てた仮説であり、この点については 4.2.1. タイのバイオマスボイラー市場分析で述べた通り、本調査の中でも実際に確認されている。しかしながら前項までに述べた通り、近年のバイオマス燃料調達価格の高騰や、現時点で想定されるクレジット価格および配分率から算出した設備導入事業者への資金供与額等が、設備導入事業者の投資判断にマイナスの影響を与える可能性もある。そこで、A 社の事例をもとに設備導入事業者側から見た採算性について分析を行った。化石燃料焚きボイラーとバイオマスボイラーとを比

較した場合、バイオマスボイラーのランニングコストの方が高くなるため、燃料費の観点からの投資回収という考え方は成り立たず、事業収支は大きくマイナスとなる。ただし、設備導入事業者の候補となる企業は、市場やステークホルダー等の要請によって脱炭素の実現を余儀なくされている状況であるため、熱供給の脱炭素が実現しなかった場合に生じる可能性のある市場競争での劣後や株価下落による企業価値の毀損などのリスクと比較しての判断となる。

4.2.7. 民間 JCM ファンド採算検証・ファンド運営事業者採算性検証

前項までの結果および他調査項目の関連要素を総合し、本項では、民間 JCM ファンドとしての採算性を検証した。ファンドの利回りについては、4.2.4. 民間 JCM ファンド組成に向けた投資家分析・規模確定で述べた通り、将来の JCM クレジットの付加価値等を考慮しない価格の現時点で想定できるクレジット価格である 2,000 円/t およびクレジット配分率 50%をベースラインとし、このベースラインで推移した場合の最低投資利回りとして単利 1.5%/年と設定した。そのうえで、ファンドの運営に必要な費用を見積もった。これらの費用を織り込んで、1 案件 10 年間でのプロジェクト実施にかかる損益を算出したところ、ファンド運営事業者としてはファンドを組成し運用する事業を実施する価値はあるものと判断した。

4.2.8. プロジェクト開発者ビジネスモデル・事業採算性検証

本項では、以上の結果および他調査項目の関連要素を総合し、プロジェクト開発・実施者としてのビジネスモデルおよび事業採算性を検証した。この結果、プロジェクトの実施を請け負う立場としては、実施する意義は十分にあるものと判断した。

4.3. 課題と対応策の検討

4.3.1. 民間 JCM 案件化諸課題の整理と対応策検討

本項では、4.1 関連政策・制度の動向分析および 4.2 事業化および JCM プロジェクト化の検討に記した調査を通じて把握した民間 JCM 案件化に向けた諸課題を整理し、その対応策について検討を行った結果について記す。調査で判明した課題は、大きく分けて 5 点あると考える。1 点目は、4.1.1 タイ政府のパリ協定 6 条市場メカニズム推進に関する政策・具体的方針の中で判明した、タイ政府が相当調整を必要とする 6 条 2 項クレジットの発行条件を厳格な基準に設定しつつあるため、バイオマスボイラー導入の投資対効果の良さが逆に作用し、案件が認可されない可能性がある点である。2 点目は、4.1.2 タイ政府の民間 JCM プロジェクト推進に対する政策・具体的方針の中で判明した、タイ政府の JCM クレジット配分率認可方針によって JCM クレジット入手量が当初想定より減少することである。3 点目は、4.2.5JCM クレジット想定売価設定のためのクレジット需要家分析の中で判明した、現段階で予見される JCM クレジット価格が J-クレジットの価格レベルを確実に上回る見込みが乏しいということである。4 点目は、4.2.2 利用可能なバイオマス賦存量の確認の中で判明したバイオマス燃料価格の高騰に伴い、現地事業者側のランニングコストが当初想定よりも高くなるということである。5 点目は、以上の課題を総合した結果、現地の設備導入事業者に対して支払うことのできる資金供与額が限定され、現地側事業者側から見た民間 JCM 活用によるバイオマスボイラー導入事業実施のメリットが希薄になるということである。

4.3.2. 日本技術の導入可能性検討と評価

これまでタイにおけるバイオマスボイラーの導入事例においては、タイ製ほか日本国製以外の技術が多く導入されてきた。特に、発電用途のバイオマスボイラーではなく、蒸気を使用する製造工場において、製造した蒸気の全量を飽和蒸気として使用する用途で導入されるバイオマスボイラーに関しては、確認した限り、これまで JCM 設備補助事業において日本製技術が導入された事例はない。他方、4.1 関連政策・制度の動向分析で述べた通り、今後、タイにおける JCM 案件をタイ政府が認定する際のポイントである「日本による貢献」を示すためには、バイオマスボイラーに関しても日本製技術を使用し、その特性をアピールする必要がある。そこで本調査では、日本のバイオマスボイラーメーカーのうち、タイにメンテナンス拠点を既に有しており、現状でタイでのバイオマスボイラーの導入が可能と思われる企業に対してヒアリングを実施し、現在タイ市場に流通しているメーカーと比べて　技術面・価格面での優位性について検討を行い、今後、民間 JCM プロジェクトにおいて日本製技術を使用する可能性について検討を行った。この結果、必要な蒸発量のレンジにもよるが、日本製バイオマスボイラーの普及展開可能性は存在することを確認した。

4.4. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

タイにおいて、蒸気を製造するためのバイオマスボイラーを導入し、化石燃料を代替するプロジェクトの GHG 排出削減量を計算するための JCM 方法論案としては、TH_PM_022 ” Introduction of Biomass Boiler”がある。同方法論案は、2022 年 5 月 6 日に日本テピア株式会社によって JCM 日タイ合同委員会事務局に提出され、その後、同年 5 月 28 日から 6 月 11 日までパブリックコメント募集が行われた。なお、同法論案の日タイ合同 JCM 委員会における審議状況は、4.1.3 バイオマスボイラー方法論の論点に関する二国間委員会タイ側方針で述べた通り、未だタイ政府側で検討中だが、TGO へのヒアリングによると、大きな課題・論点があるために審議が停止しているということではない模様である。

同方法論案の適格性要件および各要件に対応する本プロジェクトの適用状況は表 6 の通りである。方法論案概要、排出源と GHG タイプ、排出削減量計算方法、データおよび事前に設定するパラメータについては 7.1JCM 方法論案を参照願う。

表 6 TH_PM_022 方法論案の適格性要件と本プロジェクトの適用予定

	適格性要件	本プロジェクトの適用予定
基準 1	1 基以上のバイオマスボイラーを新設または化石燃料焚きボイラーと入れ替える。	1 基以上のバイオマスボイラーを導入し、石炭焚きボイラーと入れ替える。
基準 2	プロジェクトバイオマスボイラーで使用されるバイオマス燃料は、バイオマス残渣から作られた固形バイオマスのみである。	バイオマス残渣から作られた固形バイオマス（PKS）のみを使用する。

基準 3	プロジェクトで使用されるバイオマス残渣はプロジェクトが行われなかった場合にエネルギーとして使用されない。これはバイオマス供給者からのレターによって証明される。	プロジェクトで使用されるバイオマス残渣はプロジェクトが行われなかった場合にエネルギーとして使用されない旨、供給者からのレターを入手する。

出所：TH_PM_022 ” Introduction of Biomass Boiler”をもとに、日本テピア作成

4.4.2. レファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量（$\boldsymbol{RE_p}$）は、プロジェクトボイラーで生産される蒸気の量（$\boldsymbol{SP_{PJ,p}}$）、生産された蒸気および給水比エンタルピー（$\boldsymbol{h''_{steam}\, h'_{water}}$）、リファレンスボイラーの効率（$\boldsymbol{\eta_{RE}}$）、およびリファレンスとなる化石燃料の CO_2 排出係数（$\boldsymbol{EF_{fuel,RE}}$）から計算される。リファレンスボイラーの効率のデフォルト値はタイで販売されている化石燃料焚きボイラーの中でもっとも高い値を採用し、給水比エンタルピーはタイで記録された最高気温を給水温度として設定することで、保守的に排出量を計算する。

$$\boldsymbol{RE_p = \frac{SP_{PJ,p} \times (h''_{steam} - h'_{water})}{10^3} \times \frac{100}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE}}$$

各略語の説明および単位は、7.1JCM 方法論案を参照願う。

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量（$\boldsymbol{PE_p}$）は、プロジェクトボイラーおよび付帯機器の電力消費による排出量（$\boldsymbol{PE_{elec,p}}$）、プロジェクトボイラーでの化石燃料消費による排出量（$\boldsymbol{PE_{fuel,p}}$）およびバイオマス燃料の輸送による排出量（$\boldsymbol{PE_{tr,p}}$）の合計によって算出される。算出方法は以下の通りである。

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{elec,p} + PE_{fuel,p} + PE_{tr,p}}$$

$$\boldsymbol{PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec}}$$

$$\boldsymbol{PE_{fuel,p} = \sum_i FC_{PJ,i,p} \times NCV_{fuel,PJ,i} \times EF_{fuel,PJ,i}}$$

$$\boldsymbol{PE_{tr,p} = \sum_j D_{j,p} \times m_{j,p} \times EF_{tr}}$$

各略語の説明および単位は、7.1JCM 方法論案を参照願う。

4.4.4. モニタリング方法案

方法論案 TH_PM022 で定められたモニタリング項目は、表 7 に挙げた 5 項目であり、本プロジェクトにおけるこれらのモニタリング方法案は以下の通りである。

表 7 モニタリング項目・方法案

項目	方法案
プロジェクトバイオマスボイラーによる製造蒸気量	蒸気流量計による実測
プロジェクトバイオマスボイラーおよび付帯機器の消費電力量	電力計による実測
プロジェクトバイオマスボイラーでの化石燃料消費量	購入伝票記録を使用
バイオマスの往復輸送距離	供給者のストックヤード位置を特定し、地図上で計測
輸送バイオマスの質量	購入伝票記録を使用

出所：日本テピア作成

4.4.5. JCMFS 対象プロジェクトでの GHG 排出削減量の検討

バイオマスボイラー導入の民間 JCM 案件化 1 件目として想定する A 社工場へのバイオマスボイラー(18t/h)設備導入による GHG 排出削減効果を、方法論案 TH_PM022 を適用して算出した。また、同工場への資金供与予定額から、費用対削減効果を算出した。

リファレンス排出量は以下の通りとなる。なお計算に使用した値は表 8 に示す通りである。

$$RE_p = \frac{72,300 \times (2762.83 - 397.48)}{10^3} \times \frac{100}{89} \times 0.0543$$

$$= 171014.805 \times 100 \div 89 \times 0.0543$$
$$= 10,433.8$$

表 8 リファレンス排出量計算に用いた値

			使用した値
RE_p	=	期間 p 中のリファレンス排出量［tCO_2/p］	（計算）
$SP_{PJ,p}$	=	期間 p 中にプロジェクトバイオマスボイラーによって生成された蒸気量［t/p］	72,300 （A 社現状から推測）
h''_{steam}	=	生成された蒸気の比エンタルピー［kJ/kg］	2762.83 （蒸気圧 6Bar、飽和蒸気表（圧力基準））
h'_{water}	=	給水の比エンタルピー［kJ/kg］	397.48 （給水温度 95℃（カタログ値）×比熱容量 4.184kg・℃（方法論規定値））
η_{RE}	=	リファレンスボイラー効率［%］	89

			（方法論規定値）
$EF_{fuel,RE}$	=	リファレンスボイラーで消費される化石燃料の CO_2 排出係数［tCO_2/GJ］	0.0543 （方法論規定値）

出所：日本テピア作成

次に、プロジェクト排出量は以下の通りとなる。なお計算に使用した値は表 9 に示す通りである。

$$PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec}$$

$$= 1{,}080 \times 0.477$$

$$= 515.16$$

$$PE_{fuel,p} = \sum_i FC_{PJ,i,p} \times NCV_{fuel,PJ,i} \times EF_{fuel,PJ,i}$$

$$= 0 \times 11.9 \times 0.0909$$

$$= 0$$

$$PE_{tr,p} = \sum_j D_{j,p} \times m_{j,p} \times EF_{tr}$$

往復輸送距離 200km 未満のため、方法論案に従い、0 とする

$$PE_p = 515.16 + 0 + 0$$

$$= 515.16$$

表 9 プロジェクト排出量計算に用いた値

			使用した値
PE_p	=	期間 p 中のプロジェクト排出量［tCO_2/p］	（計算）
$PE_{elec,p}$	=	期間 p 中にプロジェクトボイラーおよび付帯機器によって消費された電力によるプロジェクト排出量［tCO_2/p］	（計算）
$PE_{fuel,p}$	=	期間 p 中にプロジェクトボイラーで燃焼された化石燃料によるプロジェクト排出量［tCO_2/p］	（計算）
$PE_{tr,p}$	=	期間 p 中のバイオマスの輸送によるプロジェクト排出量［tCO_2/p］	（計算）

$EC_{PJ,p}$	=	期間 p 中にプロジェクトバイオマスボイラーおよび付帯機器によって消費された電力量［MWh/p］	1,080MWh（カタログ値、現行ボイラー蒸気量から推計）
EF_{elec}	=	消費された電力の CO_2 排出係数［tCO_2/MWh］	0.477（タイ グリッド電力）
i	=	化石燃料種別の識別符号［-］	石炭
$FC_{PJ,i,p}$	=	期間 p 中にプロジェクトバイオマスボイラーで消費された化石燃料 i の量［mass or volume/p］	0 t（投入予定なし）
$NCV_{fuel,PJ,i}$	=	プロジェクトバイオマスボイラーで使用された化石燃料 i の正味発熱量（NCV）［GJ/mass or volume］	11.9 GJ/t（IPCCC Guideline 2006）
$EF_{fuel,PJ,i}$	=	プロジェクトバイオマスボイラーで使用された化石燃料 i の CO_2 排出係数[tCO_2/GJ]	0.0909
j	=	バイオマス供給者のストックヤードからプロジェクトサイトの間のバイオマス往復輸送回数の識別符号［-］	
$D_{j,p}$	=	期間 p 中のバイオマスの往復輸送 j にかかる距離［km］	150
$m_{j,p}$	=	期間 p 中のバイオマス輸送 j におけるバイオマス質量［t］	14,815（蒸気量、ボイラーカタログ値から推計）
EF_{tr}	=	バイオマス輸送の CO_2 排出係数［tCO_2/(t･km)］	0.000245（方法論規定値）

出所：日本テピア作成

以上から、A 社プロジェクトの実施による年間 GHG 排出削減量は以下の通りとなった。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$$= 10{,}433.8 - 515.16$$

$$= 9{,}918\ tCO_2 \text{ /年}$$

4.4.6. JCMFS 対象プロジェクトの普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

本項では 4.2.1 タイのバイオマスボイラー市場分析での調査結果から、民間 JCM ファンド資金によって実施可能な案件数・実施規模を検討し、同検討結果をもとに事業展開時の年間 GHG 排出削減効果を

算出した。表 2 の通り設定した当面のターゲット市場（蒸発量 18t/h バイオマスボイラー3 件）と将来市場（同 25 件）に普及した場合の年間 GHG 排出削減効果は表 10 の通りである。

表 10 普及展開時の GHG 排出削減効果

	導入件数（18t/h ボイラー換算）（件）	年間 GHG 削減効果予測（tCO_2）
当面のターゲット市場（~2030 年）	3	29,754
将来市場（~2065 年）	25	247,950

出所：日本テピア作成

5. 相手国政府等関係者との事業化に向けた調整

5.1. 日タイ JCM 合同委員会タイ側機関概要と事前相談実施方法の検討

日タイ JCM 合同委員会のタイ側メンバーは、MONRE、PCD、DIW、ONEP、DEDE、FTI、TGO の 7 機関からの代表者で構成されている。このなかで実質的にタイ側の窓口となるのが TGO である。本調査仕様に定められた「相手国政府党関係者との事業化に向けた調整」を実施する方法について、TGO との間で検討を行った。この結果、まず JCM 案件としての事前相談という位置づけで、TGO との間で実施する。さらに、本件の技術がバイオマスボイラーであり、再生可能エネルギーに関連することから、DEDE との間でも個別に事前相談を実施するということになった。これを受け、2024 年 1 月の現地調査の際に両機関を訪問し、個別の事前相談を実施したものである。

5.2. TGO との事前相談

TGO との事前相談実施概要は以下の通りである。TGO に対しては、制度調査ヒアリング目的での訪問時に既に案件の概要については何度か説明をしていたが、この事前相談では主に日本製バイオマスボイラーの特徴に関するプレゼンテーションと、「貢献」の考え方に基づくクレジット配分率に関する案の紹介を実施し、意見を聴取した。資料としては PIN の原案を示し、議論を行った。TGO から出された意見および質問は以下の通りである。

- 日本製のバイオマスボイラー技術を、タイにある工場で製造するというプロジェクトは評価できる。他国製の技術・製品をそのまま持ってくるプロジェクトが多い中で、新しい切り口である。
- また、一般的に値段の上がっている天然ガスや重油の使用量を減らせるバイオマスへの燃料転換プロジェクトについても、総論は賛成である。ただし、バイオマス燃料価格の観点は重要なポイント。FIT で実施しているバイオマス発電でも、燃料調達がネックとなり停止している案件もある。DEDE とも相談を進めていってほしい。
- クレジット配分率について、日本側による技術貢献を 20 百万円と評価するのが適切と認められるかどうかは、JCM 合同委員会で議論してみないとわからない。

5.3. DEDE との事前相談

DEDE とは主に日本製バイオマスボイラー技術がタイ製との比較でどのように有利かという視点で、JCM 案件としての実施体制およびバイオマスボイラーに関する技術紹介を実施し、意見を聴取した。DEDE から出された意見は以下の通りである。

- DEDE としてはこれまで 10 年間以上バイオマスボイラーを促進してきた。以前はバイオマスボイラーも運用で不安があったが、今は改善されてはいると認識している。
- 設備導入事業者の投資判断基準は導入によるコストがあまり高すぎないことと、自分自身で簡易なメンテナンスができること。
- また、当然のことながら燃料供給についても懸念がある。DEDE としても多くのバイオマス燃料の確保を目指し、様々な可能性を探っている。
- 今後、DEDE としてもタイで調達可能なバイオマス燃料の調査を進めていくので、その燃料がバイオマスボイラーで燃焼可能か否かといった観点で意見交換できればと思う。

6. 今後の事業化に向けた課題と対応

制度的課題として挙げられるのが、民間 JCM を含む、相当調整が必要となる国際間の排出権クレジット移転を伴うプロジェクトを実施する場合のタイ政府による認定基準およびプロセスの確立である。本調査終了時点ではまだこれらの制度が確立されておらず、プロジェクトの実現準備と並行してタイ政府の動向についても確認する必要がある。また、プロジェクト概要について DEDE および TGO との事前調整は行ったが、クレジット配分率など実際に PIN を提出した後に審議を経て決定される事項については、不確定要素として残ることとなる。

本事業の事業化計画の検討に関する課題としては、設備導入事業者との間で事業実施の合意を得るに至っていない点に集約される。この背景として、クレジット売却価格および配分率が想定よりも低くなり、その他コストから算出された設備導入事業者への資金供与可能額が限定的にならざるを得なかったことに加えて、バイオマス燃料価格の高騰が追い打ちをかけ、設備導入事業者の投資対効果評価が下振れしてしまったことが挙げられる。今後、相当調整つき排出権クレジットの価値向上の可能性について注視を続け、設備導入事業者に提示する資金供与可能額の引き上げを探るとともに、安価なバイオマス燃料の確保に向けて、DEDE 等との連携も模索していく。また、設備導入事業者候補企業群へのアプローチを続け、投資コストを容認できる企業を確保する必要がある。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案（TH_PM_022）

JCM 提案方法論フォーム

A. 方法論のタイトル

Introduction of Biomass Boiler, Ver. 01.0

B. 用語及び定義

用語	定義
Biomass	Biomass is non-fossilized and biodegradable organic material originating from plants, animals and microorganisms. This shall include products, by-products, residues and waste from agriculture, forestry and related industries as well as the non-fossilized and biodegradable organic fractions of industrial and municipal wastes.
Biomass residue	Biomass residues are defined as biomass that is a by-product, residue or waste stream from agriculture, forestry and related industries. This shall not include municipal waste or other wastes that contain fossilized and/or non-biodegradable material (however, small fractions of inert inorganic material like soil or sands may be included).
Biomass boiler	A boiler which combusts biomass to heat water and produce steam.
Boiler efficiency	The ratio of the total absorption heating value of the usable heat output to the heat amount contained in fuel fired in the boiler. In other words, it means that 1 minus the fraction of the heat loss. The heat loss includes the one by blow water.
Drain recovery system	Drain recovery system is an equipment which recovers drain with some heating energy and reuses for boiler feed water.

C. 方法論の概要

項目	概略
GHG emission reduction measures	One or more biomass boilers are introduced and combust biomass instead of fossil fuels to generate heat and produce steam, resulting in reduction of GHG emissions from fossil fuels.

Calculation of reference emissions	Reference emissions are CO_2 emissions from heat generation by a reference boiler which combusts fossil fuel(s). They are calculated by the amount of produced steam by the project biomass boiler(s), specific enthalpies of steam and water, reference boiler efficiency and a CO_2 emission factor of fossil fuel.
Calculation of project emissions	Project emissions are CO_2 emissions from electricity consumed by the project biomass boiler(s), combustion of fossil fuel(s) by the project biomass boiler(s) and transportation of biomass. CO_2 emissions from consumed electricity are calculated by the amount of electricity consumed by the project biomass boiler(s) and its CO_2 emission factor. In case the project biomass boiler(s) combusts fossil fuel(s) as well as biomass, project emissions include CO_2 emissions from the combustion of fossil fuel(s), which are calculated by the amount of fossil fuel(s), net calorific value of fossil fuel(s) and its/their CO_2 emission factors. CO_2 emissions from biomass transportation are calculated by roundtrip distance of biomass transportation, mass of transported biomass and a CO_2 emission factor for biomass transportation.
Monitoring parameters	● Amount of steam produced by the project biomass boiler(s) ● Amount of electricity consumed by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment ● Amount of fossil fuel(s) consumed by the project biomass boiler(s) ● Round trip distance of biomass transportation ● Mass of transported biomass

D. 適格性要件

本方法論は、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用される。

Criterion 1	One or more biomass boilers are newly installed or replace an existing fossil fuel-fired boiler(s).
Criterion 2	In case of utilizing biomass fuel for project biomass boiler (s), only solid biomass fuels made of biomass residues are used.
Criterion 3	Biomass residues utilized for the project are not used for energy application in absence of the project activity. This can be demonstrated by the letter from suppliers of biomass.

E. 排出源と GHG の種類

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel(s) consumed for generation of heat to produce steam	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumed by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment	CO_2
Fossil fuel(s) combusted by the project biomass boiler(s)	CO_2
Fossil fuel(s) consumption by transportation of biomass between the place of biomass supplier's stockyard and the project site	CO_2

F. リファレンス排出量の設定および計算

F.1. リファレンス排出量の設定

Reference emissions are calculated based on the amount of steam produced by the project boiler(s), specific enthalpies of produced steam and feed water, reference boiler efficiency and a CO_2 emission factor of reference fossil fuel.

A default value for the reference boiler efficiency is conservatively set to 89% taking the highest value among the fossil fuel-fired boilers sold in Thailand, and specific enthalpy of feed water is conservatively calculated by setting the highest air temperature recorded in Thailand as the temperature of feed water, so as to ensure net emission reductions.

F.2. リファレンス排出量の計算

$$RE_p = \frac{SP_{PJ,p} \times (h''_{steam} - h'_{water})}{10^3} \times \frac{100}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE}$$

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$SP_{PJ,p}$	The amount of steam produced by the project biomass boiler(s) during the period p [t/p]
h''_{steam}	Specific enthalpy of produced steam [kJ/kg]
h'_{water}	Specific enthalpy of feed water [kJ/kg]
η_{RE}	Reference boiler efficiency [%]
$EF_{fuel,RE}$	CO_2 emission factor for fossil fuel consumed by the reference boiler [tCO_2/GJ]

G. プロジェクト排出量の計算

$$PE_p = PE_{elec,p} + PE_{fuel,p} + PE_{tr,p}$$

$$PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec}$$

$$PE_{fuel,p} = \sum_{i} FC_{PJ,i,p} \times NCV_{fuel,PJ,i} \times EF_{fuel,PJ,i}$$

$$PE_{tr,p} = \sum_{j} D_{j,p} \times m_{j,p} \times EF_{tr}$$

PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$PE_{elec,p}$	Project emissions from consumed electricity by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment during the period p [tCO_2/p]
$PE_{fuel,p}$	Project emissions from combustion of fossil fuel by the project boiler(s) during the period p [tCO_2/p]
$PE_{tr,p}$	Project emissions from transportation of biomass during the period p [tCO_2/p]
$EC_{PJ,p}$	The amount of electricity consumed by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment during the period p [MWh/p]
EF_{elec}	CO_2 emission factor of consumed electricity [tCO_2/MWh]
i	Identification number of fossil fuel type [-]
$FC_{PJ,i,p}$	The amount of fossil fuel consumed by the project biomass boiler(s) for the fuel type i during the period p [mass or volume/p]
$NCV_{fuel,PJ,i}$	Net calorific value of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [GJ/mass or volume]
$EF_{fuel,PJ,i}$	CO_2 emission factor of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [tCO_2/GJ]
j	Identification number of the round trip for biomass transportation between the place of biomass supplier's stockyard and the project site [-]
$D_{j,p}$	Round trip distance of the biomass transportation j during the period p [km]
$m_{j,p}$	Mass of biomass transported in the biomass transportation j during the period p [t]
EF_{tr}	CO_2 emission factor for biomass transportation [tCO_2/(t·km)]

* If the round trip distance for biomass transportation $D_{j,p}$ is less than 200 km and the total rated thermal output of the project biomass boiler(s) is equal to or less than 45 MW, the emissions from the transportation may be neglected.

H. 排出削減量の計算

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ER_p	Emission reductions during the period p [tCO_2/p]

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2/p]

I. データ及び事前に設定するパラメータ

事前に設定する各データ及びパラメータの情報源は以下のとおりである。

パラメータ	データについての説明	情報源
h''_{steam}	Specific enthalpy of produced steam [kJ/kg].	Saturated steam table based on "IAPWS Industrial Formulation" (e.g. steam table published by The Japan Society of Mechanical Engineers), using the values for setting steam pressure according to vendor specification or operation manual on the site.
h'_{water}	Specific enthalpy of feed water [kJ/kg]. Calculated based on the following equation: $h'_{water} = T_{FW} \times C_p$ Where: T_{FW} Temperature of feed water [° C] C_p Specific heat capacity of water [kJ/(kg·° C)] (= 4.184 kJ/(kg·° C))	(In case that hot water recovered by drain recovery system is not reused for feed water into project biomass boiler (s)) The highest air temperature recorded in Thailand by the Thai Meteorological Department is applied to T_{FW} for conservativeness. (In case that hot water recovered by drain recovery system is reused for feed water into project biomass boiler (s)) T_{FW} is fixed at the values taken from implementation plan or operation manual on the site for feed water into project biomass boiler (s). C_p: Theoretical value provided in table 6 of Cabinet Order No. 357 of 1992, Japan
η_{RE}	Reference boiler efficiency [%]. The default value is set to 89%.	JCM approved methodology TH_AM009. The value is derived from the survey. It is revised if deemed necessary by the Joint Committee.

$EF_{fuel,RE}$	CO_2 emission factor for fossil fuel consumed by the reference boiler [tCO_2/GJ]. CO_2 emission factor of natural gas is applied in this methodology in a conservative manner.	In the order of preference: a) regional or national default values; or b) IPCC default values provided in table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Lower value is applied.
EF_{elec}	CO_2 emission factor of consumed electricity [tCO_2/MWh]. When the biomass boiler(s) consumes only grid electricity or captive electricity, the project participant applies the CO_2 emission factor respectively. When both grid electricity and captive electricity may be consumed by the project biomass boiler(s), the project participant applies the CO_2 emission factor with higher value. [CO_2 emission factor] **For grid electricity:** The most recent value available from the source stated in this table at the time of validation. **For captive electricity:** It is determined based on the following options: **a)** Calculated from its power generation efficiency (η_{cap} [%]) obtained from manufacturer's specification The power generation efficiency based on lower heating value (LHV) of the captive power generation system from the manufacturer's specification is applied; $$EF_{elec} = 3.6 \times \frac{100}{\eta_{cap}} \times EF_{fuel,cap}$$	**Grid electricity:** The most recent value available at the time of validation is applied and fixed for the monitoring period thereafter. The data is sourced from "Grid Emission Factor (GEF) of Thailand", endorsed by Thailand Greenhouse Gas Management Organization, unless otherwise instructed by the Joint Committee. **Captive electricity:** For the option **a)** Specification of the captive power generation system connected to the boiler, provided by the manufacturer (η_{cap} [%]). CO_2 emission factor of the fuel consumed by the captive power generation system connected to the boiler ($EF_{fuel,cap}$ [tCO_2/GJ]) in order of preference: 1) values provided by the fuel supplier; 2) measurement by the project participants; 3) regional or national default values; 4) IPCC default values provided in table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied. For the option **b)** Generated and supplied electricity by the captive power generation system

	b) Calculated from measured data The power generation efficiency calculated from monitored data of the amount of fuel input for power generation ($FC_{cap,p}$) and the amount of electricity generated ($EG_{cap,p}$) during the monitoring period p is applied. The measurement is conducted with the monitoring equipment to which calibration certificate is issued by an entity accredited under national/international standards; $EF_{elec} = FC_{cap,p} \times NCV_{fuel,cap} \times EF_{fuel,cap} \times \frac{1}{EG_{cap,p}}$ Where: $NCV_{fuel,cap}$: Net calorific value of the fuel consumed by the captive power generation system connected to the boiler [GJ/mass or volume] c) Conservative default value: A value of 1.3 tCO_2/MWh may be applied.	connected to the biomass boiler(s) ($EG_{cap,}$ [MWh/p]). Fuel amount consumed by the captive power generation system connected to the biomass boiler(s) ($FC_{cap,}$ [mass or volume/p]). Net calorific value ($NCV_{fuel,cap}$ [GJ/mass or volume]) and CO_2 emission factor of the fuel ($EF_{fuel,cap}$ [tCO_2/GJ]) in order of preference: 1) values provided by the fuel supplier; 2) measurement by the project participants; 3) regional or national default values; 4) IPCC default values provided in tables 1.2 and 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied. For the option c) CDM methodological tool "TOOL 05: Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation, version 03.0"
$NCV_{fuel,PJ,i}$	Net calorific value of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [GJ/mass or volume]	In the order of preference: a) values provided by fuel supplier; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; or d) IPCC default values provided in table 1.2 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
$EF_{fuel,PJ,i}$	CO_2 emission factor of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [tCO_2/GJ]	In order of preference: a) values provided by fuel supplier; b) measurement by the project participants;

<table>
<tr><td></td><td></td><td>c) regional or national default values; or
d) IPCC default values provided in table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.</td></tr>
<tr><td>EF_{tr}</td><td>CO_2 emission factor for biomass transportation [$tCO_2/(t \cdot km)$]

The default value in the following table is applied.
<table><tr><th>Vehicle class</th><th>EF_{tr} [$tCO_2/(t \cdot km)$]</th></tr><tr><td>Light vehicles</td><td>0.000245</td></tr><tr><td>Heavy vehicles</td><td>0.000129</td></tr></table>
Light vehicles: Vehicles with a gross vehicle mass being less or equal to 26 tonnes.
Heavy vehicles: Vehicles with a gross vehicle mass being higher than 26 tonnes.

If both vehicle classes are used in the project, the larger value (0.000245 $tCO_2/(t \cdot km)$) is applied.</td><td>CDM methodological tool “TOOL 12: Project and leakage emissions from transportation of freight, version 01.1.0”</td></tr>
</table>

7.2. 二次利用未承諾リスト

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：（タイ）民間資金活用によるバイオマスボイラー導入の JCM 案件化実現可能性調査

委託事業名：令和 5 年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM 実現可能性調査）

受注事業者名：日本テピア株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

(English)

(Thailand) Feasibility study for JCM project implementation of biomass boiler utilization with private sector funding

Tepia Corporation Japan
Tepia Investment Co., Ltd. / Nippon Thermoener Co., Ltd.

1. Objective of the JCM FS Study

Biomass boilers, which use biomass as fuel and can generate steam without emitting greenhouse gases during combustion, have been commercialized as decarbonization technology for industrial heat supply. This technology is expected to see wider adoption in the future. Particularly in the ASEAN region, with abundant biomass resources, the utilization of biomass boilers for heat supply decarbonization is considered one of the best available options. While biomass boilers may have certain disadvantages, such as cost compared to fossil fuel boilers, several installations have been introduced in the ASEAN region, contributing to greenhouse gas emissions reduction through partial subsidies for initial investment costs provided by the Joint Crediting Mechanism (JCM) Model Project. However, when introducing facilities as part of the JCM Model Project, there are constraints related to annual budget limitations and mandatory equipment usage periods. Many businesses have abandoned the use of this program due to the restrictions it places on their operational flexibility. Therefore, we hypothesize that by utilizing private funds rather than government subsidies through the concept of JCM projects, known as 'Private-sector JCM,' we can mitigate the cost disadvantages of introducing biomass boilers. This approach could promote the wider adoption of biomass boilers with high greenhouse gas reduction effects in Thailand, which is the most industrialized country in the ASEAN region, and contribute to the decarbonization of heat supply in the country's industrial sector.

Private-sector JCM is a new initiative composed solely of private investments without government funding, and at the beginning of this study, there have been no previous instances of its formation. To enhance predictability in the formation of Private-sector JCM projects, the " Explanation of the Guidance Document for Development of Private-Sector JCM Projects" was released by Ministry of Environment, Ministry of Economy, Trade, and Industry, and Ministry of Foreign Affairs on 28th March, 2023. However, while these specific institutional arrangements are in place, the progress of project formations is anticipated to move forward. We have outlined the expected benefits that businesses introducing equipment can enjoy when utilizing Private-sector JCM, as compared to typical cases of JCM projects with support primarily based on government funding, such as JCM Model Project, supported by Ministry of Environment. These benefits are summarized in Table 1.

Table 1. Expected Benefits of Using Private-sector JCM

	JCM Model Project	Private funding JCM
Benefits	Receive subsidies for the installation equipment. (Foundation work, buildings, etc., are excluded. Subsidy rates range from 30% to 50%.)	Receive funding from private companies, funds, etc. (No restrictions on the amount or eligible expenses.)
Preparation, Timing	The preparation of application documents requires a significant amount of effort. Necessary to apply within the open call period (typically from April to October each year), and it may take more than 3 months from the application submission to receive the grant decision and initiate the project.	Applications are open at any time, and no budget constraints. The period from application to project initiation is significantly shortened, requiring approval only from JCM Joint Committee.
Duration of Project execution	Obligation to use the equipment within the legally prescribed useful life period in Japan and conduct monitoring.	Possible to shorten the implementation period and set a lower funding amount, or conversely, extend the implementation period and increase the funding amount.
Obligation to refund funds in case of non-performance	If the obligations are not fulfilled, the received subsidy must be returned.	Possible to provide funding gradually based on the issued credit amount.

Source: Tepia Corporation Japan

However, it should be noted that the aforementioned benefits are hypothetical, and whether these benefits materialize or not will depend on the approval conditions and approval processes of the Private-sector JCM on the partner country's side. Currently, the situation of the institutional development progressing in the partner country needs to be confirmed. To validate the hypothesis mentioned earlier, there must be demand for the use of biomass boilers and Privat-sector JCM in the local context. Additionally, there should be a clear path for fund raising through the formation of funds by domestic Japanese investors. Furthermore, the generation and sale of emission reduction credits should proceed without issues, ultimately proving that the Private Funding JCM business model is viable as a revenue-generating venture.

The objective of this study is to identify the challenges associated with the deployment of biomass boilers in Thailand using Private-sector JCM and to consider potential solutions, ultimately assessing the feasibility of realizing this initiative.

2. Implementation Structure of JCM FS

This study was conducted following the framework illustrated in Figure 1.

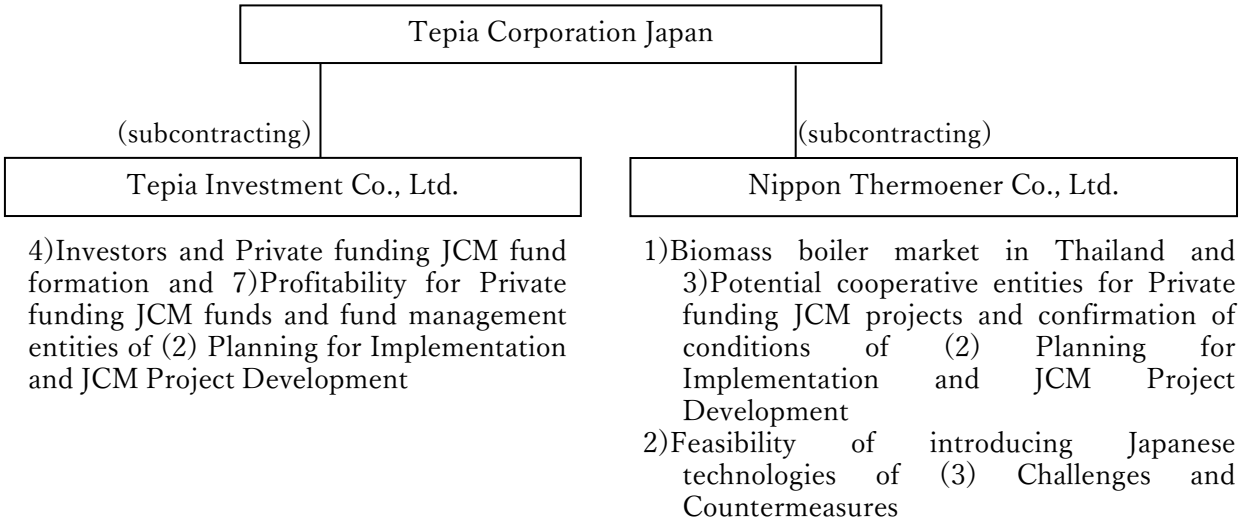


Figure 1. Implementation Structure of FS

Source: TEPIA Corporation Japan

3. Overview and Schedule of JCM FS

3.1. Overview of JCM FS

This study aimed to identify challenges and consider solutions for the widespread adoption of biomass boilers through Private-secor JCM. Study items are as follows.

(1) Analysis of Relevant Policies and Regulations

1)Thai government policies and strategies related to Article 6 of the Paris Agreement “Market Mechanisms”

2)Thai government policies and strategies for promoting Private funding JCM projects

3)Policies on biomass boiler methodologies

(2) Planning for Implementation and JCM Project Development

1)Biomass boiler market in Thailand

2)Available biomass reserves in Thailand

3)Potential cooperative entities for Private-sector JCM projects and confirmation of conditions

4)Investors and Private-sector JCM fund formation

5)Credit demand for setting JCM credit assumed sale prices

6)Investment analysis of cooperative entities

7)Profitability for Private-sector JCM funds and fund management entities
8)Project developers' business models and business profitability

(3) Challenges and Countermeasures
1)Challenges related to Private-sector JCM projects and countermeasures
2)Feasibility of introducing Japanese technologies

(4) Expected GHG Emission Reductions and Assessment of Emission Reduction Contributions
1) GHG emission reduction Methodology
2) Reference emission
3) Project emission
4) Monitoring
5) GHG emission reduction effects at initial project
6) GHG emission reduction effects upon future project implementation

(5) Coordination for Project Development through Proposals of Technologies, Products, Implementation Plans, Challenges, Countermeasures, etc., shared with stakeholders

3.2. Schedule and Overseas Travel Itinerary

This study was conducted following the schedule in Figure 2.

	2023				2024	
	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb
(1) Analysis of Relevant Policies and Regulations						
1)Thai government policies and strategies related to Article 6 of the Paris Agreement “Market						
2)Thai government policies and strategies for promoting Private funding JCM projects						
3)Policies on biomass boiler methodologies						
(2) Planning for Implementation and JCM Project Development						
1)Biomass boiler market in Thailand						
2)Available biomass reserves in Thailand						
3)Potential cooperative entities for Private funding JCM projects and confirmation of conditions						
4)Investors and Private funding JCM fund formation						
5)Credit demand for setting JCM credit assumed sale prices						
6)Investment analysis fo cooperative entities						
7)Profitability for Private funding JCM funds and fund management entities						
8)Project developers' business models and business profitability						
(3) Challenges and Countermeasures						
1)Challenges related to Private funding JCM projects and						
2)Feasibility of introducing Japanese technologies						
(4) Expected GHG Emission Reductions and Assessment of Emission Reduction Contributions						
Methodology and Calculation of GHG emission reduction effects						
(5) Coordination for Project Development through Proposals of Technologies, Products, Implementation Plans, Challenges, Countermeasures, etc., shared with stakeholders in the partner country						
Presentation of Study Results to the Thai Government						

Figure 2. Schedule

Source: TEPIA Corporation Japan

The following overseas studies were conducted for the aforementioned study:

October 23rd to 31st, 2023

Market research, Biomass stock assessment, Biomass technology study, Thai government hearings, etc.

November 21st to 29th, 2023

Study of potential facilities for installation, Thai government hearings, Biomass stock assessment, etc.

January 7th to 17th, 2024

Survey of potential facilities for installation, Coordination with the Thai government, Coordination with Japanese government officials in Thailand, etc.

4. Findings of JCM FS

4.1. Analysis of Relevant Policies and Regulations

4.1.1. Thai government policies and strategies related to Article 6 of the Paris Agreement "Market Mechanisms"

Thailand anticipates a continued increase in energy demand due to industrialization. However, in its Nationally Determined Contributions (NDC) based on the Paris Agreement, Thailand has declared its commitment to achieving a 20% reduction in greenhouse gas (GHG) emissions compared to Business-As-Usual (BAU) levels by 2030. Furthermore, within its Long-Term Strategy (LTS), Thailand aims for net-zero CO2 emissions by 2050 and net-zero GHG emissions by 2065. Given the finite reserves of fossil fuels, including natural gas, which currently accounts for 60% of its energy sources, Thailand recognizes the need to transition towards a circular energy system to support sustainable development.

According to the updated LTS announced by the Thai government in November 2022, Thailand's GHG emissions have increased from approximately 245,899,560 tons in 2000 to about 372,648,770 tons in 2018, nearly 1.5 times higher. When examining the sectoral breakdown for the year 2018, emissions were distributed as follows: 69.06% from the energy production sector, including power generation; 10.77% from the manufacturing sector; 15.69% from agriculture; and 4.48% from waste management. Notably, emissions from the manufacturing industry, which is the largest contributor and boasts the highest concentration within the ASEAN region, accounted for a significant proportion. The pathway to achieving net-zero GHG emissions by 2065, as outlined in the LTS, involves peaking emissions in 2025 and subsequently reducing them. Any remaining emissions will be offset by GHG absorption through changes in land use, land-use change, and forestry (LULUCF). In the energy sector, with power generation being the largest emission source, substantial reductions are anticipated through the utilization of renewable energy and other measures. In the industrial sector, the government aims to restrain

emissions through the promotion of the "Bio-Circular-Green (BCG) Economy Model." To achieve the realization of the BCG economy, the introduction of advanced technology and investments from overseas are considered crucial, and various investment incentives, including corporate income tax exemptions granted by the BOI (Board of Investment), are being actively pursued.

The concept of introducing advanced technology from overseas and attracting investments, as seen in the BCG Economy Model, has been a fundamental strategy of the Thai government even before the establishment of this model. Following the Plaza Accord in 1985, the strengthening of the Japanese yen led to an increase in foreign investments by Japanese companies in Thailand, resulting in rapid industrialization. However, this progress faced a setback during the Asian financial crisis of 1997. Nevertheless, it regained momentum in the early 2000s due to the Dual-Track Policy promoted by then-Prime Minister Thaksin Shinawatra, ultimately leading to the industrial clustering seen today. Given this historical background and Thailand's proactive stance in introducing foreign technology and investments, the Thai government has been positive about utilizing the market mechanisms of Article 6 of the Paris Agreement. As early as November 2015, Thailand signed a bilateral document with the Japanese government, marking the inception of JCM. Thailand has been a destination for Japanese investments, primarily in the automotive industry, since the late 1980s. As a result, numerous JCM projects have been developed in Thailand since the signing of the JCM bilateral document. Thailand ranks second among all partner countries in terms of the number of funded projects, including the Ministry of Environment's JCM model project, with a total of 51 projects as of October 5, 2023, trailing only Indonesia in this regard.

In this context, the Thai government has announced guidelines and mechanisms for carbon credit management, referred to as the "Carbon Credit Management Guideline and Mechanism" (hereinafter referred to as the "Guideline"). The Guideline provides direction for carbon credit transactions within Thailand, as well as for projects generating credits within Thailand under international frameworks, such as those related to the Paris Agreement Article 6 market mechanisms, CDM (Clean Development Mechanism), VER (Verified Emission Reductions), and others. The issuance of theGuidelines is based on the provisions of the Prime Minister's Office Regulation of the year 2007 (BE 2550 in the Thai calendar) concerning climate change mitigation Clause 8 (2), (5), and (7). It is important to note that the Private-sector JCM projects must align its efforts with the content outlined in the Guidelines.

The Guidelines consist of a total of 18 clauses, divided into three main categories. The first category includes clauses from the 1st to the 8th, which establish provisions for the utilization of credits within Thailand. The second category encompasses clauses from the 9th to the 16th, which establish provisions for the utilization of credits on an international scale. The remaining provisions are covered in the 17th and 18th clauses.

Among these clauses, it is anticipated that the application for projects generating JCM credits would primarily fall under clauses from the 9th to the 16th. Clause 10 of the guidelines specifies that credits used for international purposes must belong to one of the listed project types. Additionally, Clause 11 outlines six criteria that projects must meet. Based on these descriptions, it can be inferred that this project, involving the introduction of biomass boilers to replace fossil fuels, falls under project type 10.1, and it aligns with the Guidelines set forth by the Thai government, especially regarding credit allocation in accordance with (3) and the period setting in accordance with (4).

Furthermore, Clause 12 outlines the procedure for implementing projects intended to generate credits for international purposes. It has been revealed that when conducting projects to generate credits for international use, consultation with ONEP (Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning) and NCCC (National Climate Change Committee) is required, culminating in approval by the Cabinet.

This context is shaped by the need to address the "corresponding adjustments" rule in the context of Article 6, paragraph 2, of the Paris Agreement regarding credit generation within market mechanisms. Corresponding adjustments are mechanisms designed to prevent double counting of emission reductions when credits generated using the Paris Agreement Article 6, paragraph 2, are transferred internationally. The rules for corresponding adjustments were established within the framework of the Paris Agreement, with agreements reached during COP26 in 2021 on overarching rules for Article 6 mechanisms and agreements related to reporting and review of these rules during COP27 in 2022. Credits issued through mechanisms such as the JCM, which is one of the Article 6, paragraph 2, mechanisms, are subject to corresponding adjustments. Partner countries are required to add the same amount of emission reductions achieved using JCM credits toward Japan's NDC target and their own NDC target. Initially, the detailed rules for corresponding adjustments were not well-established, but currently, various countries are in the process of developing these rules. The Guidelines issued by the Thai government in this instance are believed to indicate the direction for the approval criteria for credits that will require corresponding adjustments.

In addition to the desktop research mentioned above, this study included two rounds of interviews with TGO, one of the Thai agencies within the JCM Joint Committee and considered to possess the most expertise on Thailand's climate change policies. As a result of these interviews, we obtained information as follows.

The criteria for applying "domestic use" and "international use" in the Guidelines vary depending on the purpose of using the credits. It is determined by whether the generated credits count towards achieving foreign countries' NDCs or are used in CORSIA by ICAO. In such cases, the Thai government would need to make corresponding adjustments to its own NDC. For projects that assume the creation of

JCM credits and profit from their resale, unless limitations are placed on the usage by the credit buyers, projects in Thailand's guidelines fall under the category of "international use." They require approval through discussions with ONEP, NCCC, and ultimately, Cabinet approval. For future project submissions, including not only private JCM but also JCM model projects and JCM demonstration projects, a series of review processes, including Cabinet approval, will be necessary on a case-by-case basis. The timing of these processes will align with the submission of the PIN. While a specific timeframe for these review processes was not provided, it was anticipated that a considerable duration would be required.

Initially, one of the anticipated benefits of private JCM projects was the potential reduction in the time from application to implementation. However, this study has revealed that, in the case of projects in Thailand, the timeline may actually be longer than before, which contrasts with the initial assumption. The criteria for the application of "Domestic Use" and "International Use" purposes in the Guidelines vary depending on the intended use of the credits. It depends on whether the generated credits count towards foreign NDC achievements or are used in CORSIA by ICAO, among other factors. The opinion was that the Thai government needs to make significant adjustments to its domestic NDC based on whether or not the credits generated will be used for such purposes. In the case of projects designed to generate JCM credits with the assumption of resale for profit, unless restrictions are imposed on the use by the credit buyers, the Thai guidelines categorize them as "International Use," and approval from the ONEP and NCCC, and ultimately the Cabinet, would be required. For future cases submitted, including not only Private-sector JCM but also JCM model projects and JCM demonstration projects, a series of deliberative processes, including Cabinet approval, will be required for each case. The timing of implementation is the same as the timing of PIN submission. While a specific timeframe for the entire deliberative process was not provided, it is expected to take a considerable amount of time. Initially, it was anticipated that one of the benefits of Private-sector JCM projects would be a shortened period from application to implementation. However, it has been revealed through this study that, for projects to be implemented in Thailand, the timeframe may actually be longer than before.

We also sought opinions on whether the transition from fossil fuels to renewable energy through the introduction of biomass boilers planned in this project aligns with projects promoted by the Thai government. It was noted that it aligns with the use of renewable energy for industrial heat supply, making it subject to deliberation. However, there may be a need for a significant investment when using technologies that are already introduced in Thailand. On the other hand, if there is a provision of technologies that have not yet been introduced in Thailand, such as hydrogen boilers, it was mentioned that it fully aligns with Guideline Clause 11(5).

In the context of this proposed Private-sector JCM project, the premise was to consider projects based on technologies that are already technically established and can be introduced without the need for demonstration experiments, with a focus on ensuring the profitability of the project. Among the applicable

technologies, biomass boilers were selected due to their high cost-effectiveness and the potential for substantial credit income. The background for this selection is that there is a conflict between the novelty of the introduction technology required by the Thai government for substantial adjustments to NDC and the certainty of the introduction technology sought by Private-sector JCM projects for profit assurance. Despite this conflict, to develop a project with a high level of certainty as a Private-sector JCM, the key issue is how to demonstrate Japan's contribution in ways other than technological novelty.

4.1.2. Thai government policies and strategies for promoting Private-sector JCM projects

As mentioned in the previous section, it was determined that in order to implement a project that generates JCM credits and ultimately uses those JCM credits towards Japan's NDC achievement, approval must be obtained through consultations with ONEP and NCCC, culminating in Cabinet approval. Therefore, if this project were to require Cabinet approval, a preliminary set of conditions, including an overview of the technology to be used and Japan's contribution, including the investment amount, were presented at this stage to seek input from TGO on the potential for obtaining Cabinet approval. While the project details were not yet finalized at the time of the hearing, this provisional condition setting and presentation were intended to assess the feasibility of implementing this project by examining it in alignment with more specific cases.

Based on the results of the interview, it is inferred that for the JCM project involving the introduction of biomass boilers in Thailand, the certification direction regarding the credit allocation conditions proposed by the Thai side is expected to be very strict. Even in the case of Private-sector JCM projects without subsidy from the Japanese government, it is highly unlikely to obtain a credit allocation exceeding the proportion of the funding provided within the total investment amount, as long as the Thai government needs to make significant adjustments. As a result of this assessment, it became necessary to revise the initially assumed amount of credits to be obtained in the project plan.

Furthermore, it was discovered that the flexibility of the funding method to be provided to equipment installation operators, which was one of the advantages assumed when comparing Private-sector JCM with the traditional subsidy-based JCM, would be significantly constrained. This is due to the Thai government's internal deliberation process, which requires determining the credit allocation ratio among project participants and obtaining Cabinet approval. While the criteria for determining the Thai government's credit allocation ratio have not been firmly established, if the decision on the credit allocation ratio is based on the proportion of financial contributions to initial investment, the idea of providing funding as support for running costs or in a similar manner may not be feasible. Taking into account the results obtained from the hearing survey, further business-related assessments will be conducted to proceed with the project.

4.1.3. Policies on biomass boiler methodologies

JCM proposed Methodology TH-PM022, titled "Introduction of Biomass Boiler," was submitted to the JCM Joint Committee Secretariat by Tepia Corporation Japan on May 6, 2022. Subsequently, a public comment period was held from May 28 to June 11, 2022, regarding this methodology. This methodology was developed with the primary purpose of calculating GHG reduction amounts for the introduction of biomass boilers in edible oil factories, based on a project that Tepia Corporation Japan implemented in 2018. This project received funding support under the JCM model project. The project was completed on December 27, 2019, and the introduced biomass boiler with a capacity of 35t/h commenced operations in November of the same year.

The introduction of biomass boilers envisioned in this project satisfies the eligibility criteria of TH-PM022. Therefore, the project's emission reduction amounts will be calculated using this methodology directly. One particular point of discussion within the methodology is the calculation of the Project Emissions ($\boldsymbol{PE_{tr,p}}$) from biomass transportation during period "p". The methodology specifies that it should be calculated based on the transportation distance from the biomass supplier's stockyard to the project site. However, in cases where there are secondary suppliers or other entities further upstream in the biomass supply chain, the choice of starting point for calculation can significantly affect the project's emission reduction estimates. The aim is to identify the specific types of biomass fuels that can be used in the project by clarifying this aspect. In this context, the interview was conducted with the TGO to understand the current status and the approach to calculating biomass transportation distances in the context of methodology TH-PM-022. The results indicate that concerns about the retroactive increase in project emissions due to the starting point for calculating biomass transportation distances, which had been raised as a factor potentially reducing the credit issuance amount – a source of income for the project – are considered to have a low likelihood of being problematic. However, specific information regarding the expected approval timeline for methodology TH-PM-022 could not be confirmed. As the project's implementation is contingent on the approval of methodology TH-PM-022, it was recognized that considerations need to be made for the time required for the methodology approval when planning the project's implementation schedule.

4.2. Planning for Implementation and JCM Project Development

4.2.1. Biomass boiler market in Thailand

We collected information regarding the biomass boiler market in Thailand and conducted an assessment of its potential for future adoption. Initially, we compiled a list of factories in Thailand that have a certain level of steam demand, and narrowed down the factories with potential for biomass boiler introduction based on factors such as factory size, current boilers, fuel types, and steam usage. Given the limited research period and resources available, we adopted a format where we conducted surveys by extracting as many relevant companies as possible, as a complete survey was not feasible. Typically, industries that use steam boilers of a certain scale include the food industry, chemical industry, textile

industry, and others. We focused on these industries, including Thailand's vital automotive industry, and compiled a list (herein after "longlist") of approximately 50 companies from government databases, the internet, and other sources. Subsequently, we created a "shortlist" by extracting 15 companies from the longlist, considering factors such as products, scale, organizational structure, and capital that indicated a high potential for biomass boiler adoption. We conducted a detailed inquiry into these companies via phone, email, and other means, collecting information on aspects such as the presence of steam boilers, the types of fuel used, and the required steam quantities. As a result, among the contacted 15 companies, responses from more than half, specifically 8 companies, indicated an interest in or specific plans for biomass boiler replacement or expansion.

Based on the aforementioned research results, we re-estimated the current and future demand for biomass boilers, which are the targets of this project. In setting the conditions for estimation, we acknowledged that while the actual steam requirements vary from factory to factory, it would be difficult to make precise predictions for each one. Therefore, we uniformly converted the entire demand into equivalent biomass boilers with a steam evaporation capacity of 18t/h per unit. As a result, we defined the immediate biomass boiler demand as a benchmark for this project, which will be deployed as Private-sector JCM projects utilizing the JCM funds constituted by this project, aiming to complete by 2030. Additionally, we defined the future demand for biomass boilers in Thailand as the number of biomass boilers introduced in Thailand using the JCM mechanism until achieving net-zero GHG emissions in Thailand by 2065, as outlined in Thailand's LTS. The market estimates based on these settings are presented in Table 2. While it is confirmed that the biomass boiler market exists in Thailand, considering the challenges identified in obtaining Thai government approval for JCM projects during the survey, we have set the immediate target for the biomass boiler market, which we aim to achieve by 2030, at 3 units equivalent to 18t/h each. As for the future demand, we have set it at 25 units based on the aforementioned criteria.

Table 2 Biomass Boiler Demand Forecast (Target Demand for the Project and Future Demand Forecast)

Market	Definition	units equivalent to 18t/h each	Basis for Estimation
Target Market	The targets for Private-sector JCM projects by this project by 2030.	3	Taking into account that 40% of the 8 companies that responded with "interest" in the hearing survey are expected to secure orders, and factoring in the time required for JCM project conversion, the target is set at 3 units by 2030.

Market in the future	The biomass boiler market to be introduced in Thailand using the JCM by 2065.	25	Considering the potential for replacement within Thailand's industrial boiler fleet (which stood at 12,481 units as of 2014), limitations related to biomass fuel procurement, and the difficulty of obtaining Thai government approval for JCM projects, it is assumed that a maximum of around 2 units can be achieved within a span of 3 years.

4.2.2. Available biomass reserves in Thailand

We conducted research into the current state of essential biomass fuels required for biomass boilers through literature research and consultations with relevant organizations. Specifically, we calculated the potential values for each biomass resource by multiplying the maximum yield, biomass ratio, remaining biomass coefficient, and heat generation for the years from 2018 to 2022. When considering the residual quantity, moisture content, and heat content of each biomass resource, it can be concluded that rice straw has the largest potential. However, rice straw requires processing such as pelletization before it can be directly used in biomass boilers. Once transportation issues are addressed, it can be considered a viable option.

The research to determine the procurement price levels for each biomass resource is also conducted. We obtained information from one commercial PKS supplier based near Bangkok, indicating a retail price of 5 THB (approximately 21 JPY) per kilogram for PKS. Additionally, during consultations with DEDE, we acquired information listing the procurement prices of biomass fuels for 13 existing biomass power plants. It should be noted that these power plants are typically located in regions where biomass resources are abundant, and they have established extensive procurement networks with nearby farmers. Therefore, it is unlikely that factories introducing biomass boilers would be able to procure biomass resources at the same price level as these power plants.

4.2.3. Potential cooperative entities for Private-sector JCM projects and confirmation of conditions

In Chapter 4.2.1, the team visited 5 of the factories listed in the shortlist, with the goal of obtaining the necessary information for implementing the Private-sector JCM project. To proceed with a Private-sector JCM project, agreements need to be reached with the facility installation companies on various aspects, including the amount and method of funding disbursement, minimum usage period, MRV implementation obligations, credit allocation agreements, and more. Among these, Company A provided the required information for calculating GHG emission reduction effects and proposing funding amounts

for the current boiler facilities, usage of fuel, and other necessary data related to Private-sector JCM project conversion. Company A was used as a model for the assessment of various conditions.

The current situation at Company A regarding boiler fuel type, usage amount, and other relevant details is summarized in Table 3 as follows

Table 3 The current boiler usage status and related information at Company A's affiliated factories

Type of fuel	Coal
Fuel usage per month	1,000 t
Type of boiler	Fire-tube boiler
Steam production amount	18t/h
Boiler Efficiency	82%
Installation year	2008

Source: TEPIA Corporation Japan

Company A has been using coal fuel. However, in response to requests from stakeholders and the transition towards a decarbonized society, they are considering switching to a biomass boiler. Based on the information obtained from Company A, the annual steam usage has been calculated as follows.

$$\textbf{Steam usage (t/y)} = \frac{\textbf{Fuel usage} \times \textbf{Calorific value} \times \textbf{Boiler Efficiency}}{\frac{\textbf{Vapor specific enthalpy}}{\textbf{Specific heat capacity}} - \textbf{Feed water temperature}}$$

$$= \frac{\mathbf{12,000(kg)} \times \mathbf{4,152(kcal/kg)} \times \mathbf{82(\%)}}{\frac{\mathbf{2762.83\ (kJ/kg)}}{\mathbf{4.184\ (kJ/kg \cdot ℃)}} - \mathbf{95\ (℃)}}$$

$$= \mathbf{72{,}268\ t/y}$$

The annual steam usage calculated as mentioned above is set as the assumed annual steam usage when introducing a biomass boiler at Company A. Next, based on the annual steam usage and the current peak steam usage, the specifications for the biomass boiler to be installed were considered and selected as shown in Table 4.

Table 4 Specification of the project boiler

Items	Specification
Boiler type	Fire-tube boiler
Steam amount (t/h)	6
Units	3
Designated fuel	Wood pellet, Wood chip, PKS

Source: TEPIA Corporation Japan based on the information from Boiler manufacturer

Next, a preliminary calculation was conducted to determine the amount of funding that can be provided to Company A.

The GHG emission reduction amount when introducing the biomass boiler for the mentioned usage was calculated. The detailed calculation process for this will be discussed later, and here, only the results are presented. The conclusion was that it resulted in an annual reduction of 9,918 tCO2. Additionally, regarding the selling price of JCM credits, as will be discussed in Chapter 4.2.5, it was decided to incorporate a price of 2,000 JPY/tCO2. As for the allocation ratio of JCM credits, as mentioned in Chapter 4.1.2, the Thai government's approach to the allocation ratio for the Paris Agreement Article 6, paragraph 2 credits that require substantial adjustments is based on the "percentage of Japan's contribution to the investment amount." Here, we assumed a preliminary credit allocation ratio of "50%" and planned to verify later whether this ratio is appropriate.

Under the conditions above, the project's credit revenue was initially considered. One of the characteristics of Private-sector JCM projects is the flexibility in the project duration, which is not restricted by Japan's statutory useful life. Therefore, the project income was organized by the number of years of project implementation, which corresponds to the years of issuing credits. Here, assuming a selling price of 2,000 JPY/tCO_2, a sensitivity analysis was conducted based on credit sales price variations ranging from 1,000 JPY/tCO_2 (below the current price level of energy-saving category J-credits) to 3,500 JPY/tCO_2 (above the current price level of renewable energy (electricity) category J-credits).

Next, from these project revenues, the return to investors was deducted to calculate the actual amount that can be used as project expenses. Regarding the return to investor, as mentioned in the following section, it was confirmed during this research that there would be a certain number of investors interested, even if the return rate is set slightly lower than conventional funds due to being a green investment. However, to make the fund viable, it is necessary to ensure a minimum return. Therefore, here we assumed a minimum annual interest rate of 1.5% (simple interest) and calculated the required fund investment amount for project implementation in each scenario, considering the return to the fund and the gross profit secured as a business operator. If the fund composition amount falls short of this amount, the project will not be viable. If it exceeds this amount, there will be no impact on project implementation, but additional revenue will be required to secure returns to investors for the surplus funds. Therefore, this amount is considered the "optimal fund composition amount."

Next, we considered the management expenses associated with the implementation of this project. As management expenses also vary depending on the project implementation years, we organized them for each year of project implementation. Then, by subtracting various expenses from the optimal fund composition amount, which excludes the fund disbursement to the equipment installation company, we calculated the amount that can be provided to the equipment installation company for each scenario

constituted by the variable factors, namely, the project implementation years and the credit sales unit price. In scenarios where this value becomes negative, the project is not viable even after deducting the fund disbursement to the equipment installation company, as the financial balance would not hold. In cases where the value is positive, theoretically, the project implementation is possible. However, whether this fund disbursement amount balances the risks and various cost burdens borne by the equipment installation company will depend on the judgment of the equipment installation company. Moreover, while the fund disbursement amount also varies with the fluctuation in credit sales unit price, it is difficult to provide the equipment installation company with the amount in case the credit sales unit price significantly increases due to the perspective of risk control as a representative company. Regarding the credit sales unit price, as mentioned in Chapter 4.2.5, 2,000 JPY/tCO_2 is the most realistic forecast value at this stage.

Based on the above considerations, we have provided two scenarios for Company A. These scenarios are based on a credit sales unit price assumption of 2,000 JPY/tCO_2 and take into account the relationship between various expenses and investor returns. The first scenario is a 10-year project implementation period with the highest fund disbursement amount due to the relationship between expenses and investor returns. The second scenario is an 8-year project implementation period, shortened by 2 years. (Refer to Table 5 for details.) In these scenarios, we have included a provision to consider additional fund disbursement if the credit sales unit price significantly exceeds the assumed value at the time of credit sales. Regarding the method of providing funds, initially, we considered the possibility of payment through subsidies or other means to cover running costs, taking advantage of the flexibility of the Private-sector JCM project. However, considering the Thai government's policy and specific guidelines for promoting Private funding JCM projects, as mentioned in Chapter 4.1.2, where it is difficult to obtain approval for funding that changes in amount at the time of PIN submission to the Thai government, we decided to provide the entire amount as a subsidy for the initial equipment investment capital.

Table 5 Private finding JCM Conditions for Company A

Project duration	8years	10years
Amount of initial investment support	30Million JPY	40Million JPY
Types of financial support	for Initial investment (Provided in a lump sum, basically. Installment payments are also an option.)	

Source: TEPIA Corporation Japan

4.2.4. Investors and Private-sector JCM fund formation

Based on the interviews with investors, who have experience in investing in environmental and energy-related funds and were approached to gauge their interest in investing in a scheme to establish a fund and make investments in the private JCM project for biomass boiler deployment in Thailand, we have

considered the outline and size of the proposed fund. Interviews were conducted with 9 investors to explain the overview of the Private-sector JCM and inquire about their willingness to participate in a planned Private JCM fund. In summary, the results of the interviews indicate a generally high level of interest among investors in funds that generate revenue from JCM credits. Additionally, investors typically seek an IRR of around 6% for regular investments, but for cases related to green investments and ESG, they may be willing to prioritize environmental impact over returns. Regarding investment amounts, it was confirmed that substantial amounts could be secured depending on the nature of the project. However, concerns about the reliability of revenue generation through JCM credits were raised as a significant point of concern for investors. Therefore, it is important to establish a solid commitment when structuring the fund. Based on these results, the return rate to investors in this survey is set as a baseline. The baseline assumes a current credit price of 2,000 JPY/t and a credit distribution rate of 50%, with an annual simple interest rate of 1.5%. This is the minimum rate presented to investors, and additional premiums and other incentives will be included when future credit prices rise.

4.2.5. Credit demand for setting JCM credit assumed sale prices

In this chapter, we report the results of interviews with stakeholders to predict the relative transaction or market selling price of the generated JCM credits. We also considered the analysis of J-Credit trends on the Tokyo Stock Exchange (TSE) Carbon Credit Market, which was established in October 2023, based on the "Basic Policy for Achieving GX" presented by the government in February 2023.

The Tokyo Stock Exchange officially opened the Carbon Credit Market on October 11, 2023, following the introduction of the Emission Trading System outlined in the government's "Basic Policy for Realization of GX" in February 2023. Currently, only J-Credits are traded in this market. It is difficult to predict whether the price of J-Credits on the TSE Carbon Credit Market will reach the same level as the price of JCM credits generated by this project. However, the current prices in the TSE Carbon Credit Market can serve as a reference point. This project involves the introduction of biomass boilers that burn biomass fuel to replace fossil fuels used to produce steam, resulting in a reduction in GHG emissions. Therefore, when classifying J-Credits, it falls under the category of "Renewable Energy (Thermal)." Based on these considerations, it is reasonable to incorporate a projected selling price of 2,000 JPY/tCO_2 for JCM credits generated by this project.

On the other hand, considering the international nature of JCM credits, it is possible that the price of JCM credits may be set independently of the current J-Credit trading prices. While accurately predicting this price at this stage is challenging, this survey has taken into account the progress in rule development regarding the handling of Internationally Transferred Mitigation Outcomes (ITMOs) generated by international schemes, including JCM, under Article 6.2 of the Paris Agreement. Additionally, interviews were conducted with potential credit buyers to understand their perspectives. The two companies

interviewed as part of this study are both participants in the GX League. Even if, hypothetically, only J-Credits and JCM credits were considered eligible credits in the GX-ETS, and if there were no limitations on the usability of JCM credits compared to J-Credits or other credit types, it is likely that the prices would converge to the lowest price range. Based on the information gathered, there are no clear indications at this stage that the future price of JCM credits will be significantly higher. In summary, while it is difficult to make precise predictions about the future pricing of JCM credits, the information collected and the current trends do not suggest a significant deviation from the pricing logic in the carbon credit market.

4.2.6. Investment analysis of cooperative entities

For the implementation of this project, it is essential to have the participation and willingness of equipment installation companies. It is understood that Japanese and other international companies are accelerating their efforts towards decarbonization in response to market demands and stakeholders' requirements. In particular, our hypothesis is that there is significant demand for biomass boilers in achieving decarbonization in the currently lacking fundamental solutions for heat supply, as confirmed in this study, as described in Chapter 4.2.1. However, as mentioned in the previous chapter, recent increases in the procurement costs of biomass fuels and the expected credit prices and allocation ratios may negatively impact the investment decisions of equipment installation companies. Therefore, we conducted an analysis from the perspective of equipment installation companies based on Company A's case. When comparing biomass boilers to fossil fuel-fired boilers, the running costs of biomass boilers are higher, making the concept of investment payback from a fuel cost perspective unfeasible, resulting in significant negative financial implications. However, companies being considered as potential equipment installation candidates are compelled to achieve decarbonization due to market demands, stakeholders' requirements, and the current lack of fundamental solutions. Consequently, their judgment will consider the risks associated with potential market competition, secondary positions, or damage to corporate value due to stock price declines in case decarbonization of heat supply is not achieved, compared to the running costs and negative financial implications.

4.2.7. Profitability for Private-sector JCM funds and fund management entities

Based on the results presented in the previous chapters and considering the related elements from other study items, in this chapter, we have assessed the profitability of the private JCM fund. Regarding the fund's returns, as mentioned in Chapter 4.2.4, we set a baseline of a simple interest rate of 1.5% per annum as the minimum investment return when considering the current credit price of 2,000 JPY/tCO_2 and a credit allocation rate of 50%, without accounting for potential future value additions of JCM credits. Furthermore, we estimated the expenses required for the operation of the fund. By incorporating these costs, we calculated the profit and loss of implementing the project over a 10-year period for one project case. The results indicate that, as a fund management entity, there is value in establishing and operating the fund.

4.2.8. Project developers' business models and business profitability

In this chapter, we have integrated the results mentioned above and related elements from other items to examine the business model and project profitability as a project developer and implementer. As a result of this evaluation, we have determined that there is significant value in taking on the role of implementing the project.

4.3. Challenges and Countermeasures

4.3.1. Challenges related to Private-sector JCM projects and countermeasures

In this section, we summarize the various challenges identified through the study mentioned in the previous chapters and discuss the corresponding strategies. The challenges identified through the study can be broadly categorized into five points. The first point is the strict criteria set by the Thai government for the issuance of credits based on Article 6, paragraph 2 of Paris Agreement, as mentioned in Chapter 4.1.1. This has the potential to work against the favorable cost-effectiveness of biomass boiler adoption, making it possible for projects not to be approved. The second point is the reduction in JCM credit acquisition due to the Thai government's JCM credit allocation policy, as identified in Chapter 4.1.2. The third point is the limited likelihood, as revealed in Chapter 4.2.5, that the current JCM credit price forecast will reliably exceed the price level of J-credits. The fourth point is the increasing cost of biomass fuel, as mentioned in Chapter 4.2.2, which may result in higher running costs for local operators than initially anticipated. The fifth point is the overall result of these challenges, which limits the amount of funding that can be provided to local equipment installation companies. This can lead to a diminishing benefit of implementing biomass boiler adoption projects from the perspective of local companies participating in the Private-sector JCM utilization.

4.3.2. Feasibility of introducing Japanese technologies

In the past, many biomass boiler technologies other than those manufactured in Japan have been introduced in Thailand. Specifically, in the case of biomass boilers used in manufacturing plants that utilize all the generated steam as saturated steam for various processes, rather than for power generation, there have been no instances where Japanese technology has been introduced in JCM model projects. On the other hand, in the future, in order to demonstrate the "contribution by Japan," which is a key point for Thai government certification of JCM projects in Thailand, it will be necessary to use Japanesee technology for biomass boilers and highlight their unique features. Therefore, in this study, interviews were conducted with Japanese biomass boiler manufacturers that already have maintenance bases in Thailand and are considered capable of introducing biomass boilers in the current Thai market. A comparison was made between these manufacturers and those currently available in the Thai market in terms of technical and pricing advantages. As a result, it was confirmed that there is potential for the widespread adoption of biomass boilers made in Japan, depending on the required evaporation capacity range.

4.4. Expected GHG Emission Reductions and Assessment of Emission Reduction Contributions

4.4.1. GHG emission reduction Methodology

JCM methodology for calculating GHG emission reduction from projects involving the introduction of biomass boilers for steam production to replace fossil fuels in Thailand is known as "TH_PM_022: Introduction of Biomass Boiler." This methodology was submitted to the JCM Joint Committee Secretariat by Tepia Corporation Japan on May 6, 2022. Subsequently, a public comment period was held from May 28 to June 11 of the same year. Regarding the status of the deliberation of this methodology within the Joint JCM Committee, as mentioned in Chapter 4.1.3, it is still under consideration by the Thai government. However, based on information obtained through interviews with TGO, it appears that the deliberation process has not been halted due to any significant issues or disputes.

Table 6 provides an overview of the eligibility requirements and the applicability of this project to the criteria outlined in the methodology. For detailed information about the methodology's summary, emission sources, GHG types, emission reduction calculation methods, data, and parameters to be set in advance, please refer to Chapter 7.1 of the JCM methodology document.

Table 6. The eligibility criteria of TH_PM_022 methodology and its applicability to this project

	Eligibility criteria	Applicability to this project
Criterion1	One or more biomass boilers are newly installed or replace an existing fossil fuel-fired boiler(s).	Install one or more biomass boilers to replace coal-fired boilers.
Criterion2	In case of utilizing biomass fuel for project biomass boiler(s), only solid biomass fuels made of biomass residues are used.	Only solid biomass made from biomass residues (PKS) will be used.
Criterion3	Biomass residues utilized for the project are not used for energy application in absence of the project activity. This can be demonstrated by the letter from suppliers of biomass.	A letter from the supplier confirming that the biomass residues used in the project will not be used as energy if the project is not implemented will be obtained.

Source: TEPIA Corporation Japan based on TH_PM_022 " Introduction of Biomass Boiler"

4.4.2. Reference emission

The reference emissions ($\boldsymbol{RE_p}$) are calculated based on the quantity of steam produced by the project boiler ($\boldsymbol{SP_{PJ,p}}$), the enthalpy difference between the produced steam and feedwater ($\boldsymbol{h''_{steam}}$ $\boldsymbol{h'_{water}}$), the efficiency of the reference boiler ($\boldsymbol{\eta_{RE}}$), and the CO_2 emission coefficient of the reference fossil fuel ($\boldsymbol{EF_{fuel,RE}}$). The default value for the efficiency of the reference boiler is taken as the highest value among fossil fuel-fired boilers available in Thailand. The feedwater enthalpy is

conservatively set using the recorded highest ambient temperature in Thailand as the feedwater temperature to calculate emissions.

$$RE_p = \frac{SP_{PJ,p} \times (h''_{steam} - h'_{water})}{10^3} \times \frac{100}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE}$$

Please refer to Chapter 7.1 for explanations and units of each abbreviation.

4.4.3. Project emission

The project emissions (PE_p) are calculated as the sum of emissions from:
Emissions due to the electricity consumption of the project boiler and associated equipment ($PE_{elec,p}$).
Emissions from fossil fuel consumption in the project boiler ($PE_{fuel,p}$).
Emissions from the transportation of biomass fuel ($PE_{tr,p}$).

The calculation method is as follows.

$$PE_p = PE_{elec,p} + PE_{fuel,p} + PE_{tr,p}$$

$$PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec}$$

$$PE_{fuel,p} = \sum_i FC_{PJ,i,p} \times NCV_{fuel,PJ,i} \times EF_{fuel,PJ,i}$$

$$PE_{tr,p} = \sum_j D_{j,p} \times m_{j,p} \times EF_{tr}$$

Please refer to Chapter 7.1 for explanations and units of each abbreviation.

4.4.4. Monitoring

The monitoring parameters specified in methodology TH_PM022 are the 5 items listed in Table 7. The monitoring methods for these parameters in this project are as follows.

Table 7. Monitoring parameters and planned monitoring method

Parameters	Planned monitoring method
The amount of steam produced by the project biomass boiler(s)	Monitored by Steam flow meter
The amount of electricity consumed by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment	Monitored by Electricity meter
The amount of fossil fuel consumed by the project biomass boiler(s)	Use Purchase Invoice Record

Round trip distance of the biomass transportation	Specify Supplier's Stockyard Location and Measure on the Map
Mass of biomass transported in the biomass transportation	Use Purchase Invoice Record

Source: TEPIA Corporation Japan

4.4.5. GHG emission reduction effects at initial project

The GHG Emission Reduction Effect of Biomass Boiler (18t/h) Installation at Company A's Factory, which is assumed as the first private funding JCM project for biomass boiler introduction, was calculated using the TH_PM022 methodology. Furthermore, the cost-effectiveness was determined based on the planned amount of funding for this factory.

The reference emissions are as follows. The values used for the calculation are as shown in Table 8.

$$RE_p = \frac{72,300 \times (2762.83 - 397.48)}{10^3} \times \frac{100}{89} \times 0.0543$$

$$= 171014.805 \times 100 \div 89 \times 0.0543$$

$$= 10,433.8$$

Table 8 Values used for the calculation of reference emission

			Value
RE_p	=	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]	(Calculated)
$SP_{PJ,p}$	=	The amount of steam produced by the project biomass boiler(s) during the period p [t/p]	72,300 (from current status of Company A)
h''_{steam}	=	Specific enthalpy of produced steam [kJ/kg]	2762.83 (Steam Pressure 6Bar、Saturated Steam Table (Pressure Basis))
h'_{water}	=	Specific enthalpy of feed water [kJ/kg]	397.48 (Feed water temperature 95℃ (Specification)* Specific heat capacity 4.184kg・℃（fixed ex ante in TH_PM022）
η_{RE}	=	Reference boiler efficiency [%]	89 (fixed ex ante in TH_PM022)
$EF_{fuel,RE}$	=	CO_2 emission factor for fossil fuel consumed by the reference boiler [tCO_2/GJ]	0.0543 (fixed ex ante in TH_PM022)

Source: TEPIA Corporation Japan

Next, the project emissions are as follows. The values used for calculation are provided in Table 9.

$$PE_{elec,p} = EC_{PJ,p} \times EF_{elec}$$

$$= 1{,}080 \times 0.477$$

$$= 515.16$$

$$PE_{fuel,p} = \sum_{i} FC_{PJ,i,p} \times NCV_{fuel,PJ,i} \times EF_{fuel,PJ,i}$$

$$= 0 \times 11.9 \times 0.0909$$

$$= 0$$

$$PE_{tr,p} = \sum_{j} D_{j,p} \times m_{j,p} \times EF_{tr}$$

Since the round-trip transportation distance is less than 200 km, according to the methodology, it is considered as 0.

$$PE_p = 515.16 + 0 + 0$$

$$= 515.16$$

Table 9 Values used for the calculation of project emission

			Value
PE_p	=	Project emissions during the period p [tCO_2/p]	(Calculated)
$PE_{elec,p}$	=	Project emissions from consumed electricity by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment during the period p [tCO_2/p]	(Calculated)
$PE_{fuel,p}$	=	Project emissions from combustion of fossil fuel by the project boiler(s) during the period p [tCO_2/p]	(Calculated)
$PE_{tr,p}$	=	Project emissions from transportation of biomass during the period p [tCO_2/p]	(Calculated)
$EC_{PJ,p}$	=	The amount of electricity consumed by the project biomass boiler(s) and ancillary equipment during the period p [MWh/p]	1,080MWh (Specification, Estimated from the current boiler's steam output)

EF_{elec}	=	CO_2 emission factor of consumed electricity [tCO_2/MWh]	0.477 (Grid Electricity in Thailand)
i	=	Identification number of fossil fuel type [-]	Coal
$FC_{PJ,i,p}$	=	The amount of fossil fuel consumed by the project biomass boiler(s) for the fuel type i during the period p [mass or volume/p]	0 t (No plan to use)
$NCV_{fuel,PJ,i}$	=	Net calorific value of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [GJ/mass or volume]	11.9 GJ/t (IPCCC Guideline 2006)
$EF_{fuel,PJ,i}$	=	CO2 emission factor of fossil fuel used by the project biomass boiler(s) for the fuel type i [tCO_2/GJ]	0.0909
j	=	Identification number of the round trip for biomass transportation between the place of biomass supplier's stockyard and the project site [-]	
$D_{j,p}$	=	Round trip distance of the biomass transportation j during the period p [km]	150
$m_{j,p}$	=	Mass of biomass transported in the biomass transportation j during the period p [t]	14,815 (Estimated from steam output and Specification)
EF_{tr}	=	CO2 emission factor for biomass transportation [tCO_2/(t·km)]	0.000245 (fixed ex ante in TH_PM022)

Source: TEPIA Corporation Japan

Based on the information provided, the annual GHG emission reduction from the implementation of Company A's project is as follows.

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$$= 10{,}433.8 - 515.16$$

$$= 9{,}918\ tCO_2 \text{ / year}$$

4.4.6. GHG emission reduction effects upon future project implementation

In this chapter, based on the results of the study in Chapter 4.2.1, we have considered the number of projects and their scale that can be implemented with funding from the private JCM fund. Using this analysis, we have calculated the annual GHG emission reduction effect when expanding the business. The annual GHG emission reduction effect is as shown in Table 10, assuming the initially targeted market (3

biomass boilers with a steam production capacity of 18t/h) and the future market (25 biomass boilers with the same capacity) as set in Table 2.

Table 10 The GHG emission reduction effect when expanding the business to the targeted scale

	Units (equivalent to 18t/h boilers) (Unit)	The annual GHG reduction effect forecast (tCO_2)
Target Market (~2030)	3	29,754
Market in the future (~2065)	25	247,950

Source: TEPIA Corporation Japan

5. Coordination for Project Development through Proposals of Technologies, Products, Implementation Plans, Challenges, Countermeasures, etc., shared with stakeholders in the partner country

5.1. Method of Pre-Consultation for the JCM Joint Committee

The Thai members of JCM Joint Committee consist of representatives from seven agencies: MONRE, PCD, DIW, ONEP, DEDE, FTI, and TGO. Among these, TGO plays a crucial role as the primary contact on the Thai side. Discussions were held with TGO on how to carry out the "coordination for project implementation with government parties of the partner country" as stipulated in the study specifications. As a result of these discussions, it was decided that the coordination would first take place through a pre-consultation with TGO, positioning it as part of the JCM project. Additionally, since this project involves biomass boiler technology and is related to renewable energy, separate pre-consultations would also be conducted with DEDE. In line with this decision, during the on-site survey in January 2024, both agencies were visited, and individual pre-consultations were conducted.

5.2. Pre-Consultation with TGO

The overview of the pre-consultation conducted with TGO is as follows. During previous visits for the purpose of conducting a system study and hearing, we had already provided several explanations about the project's outline to TGO. However, during this pre-consultation, we primarily presented the features of biomass boilers made in Japan and introduced proposals related to credit allocation based on the concept of "contribution." We also sought input and feedback. As supporting material, we presented the draft of the Project Idea Note (PIN) and engaged in discussions. The opinions and questions raised by TGO are as follows.

- Appreciates the project's initiative to manufacture Japanese biomass boiler technology in Thai factories. This project provides a new perspective compared to many projects that simply import technologies and products from other countries.
- The projects that aim to reduce the use of more expensive natural gas and heavy oil by switching to biomass fuels are generally supported. However, it's important to consider the price of biomass

fuels, as it can be a crucial factor. Even in biomass power generation projects implemented under FIT, fuel procurement issues have led to project stoppages. TGO suggests ongoing consultation with DEDE regarding this matter.

- Regarding the credit allocation rate and the evaluation of Japanese technical contributions at 20 million yen, it is acknowledged that a decision on appropriateness can only be made through discussions within the JCM Joint Committee.

5.3. Pre-Consultation with DEDE

In the discussions with DEDE, an emphasis was placed on comparing Japanese biomass boiler technology primarily with Thai-made technology, with a focus on the implementation framework for JCM projects and the introduction of technology related to biomass boilers. The opinions presented by DEDE are as follows.

- DEDE has been promoting biomass boilers for over a decade. In the past, there were concerns about the operational aspects of biomass boilers, but DEDE now recognizes that significant improvements have been made.
- Investment criteria for facility installation operators include ensuring that the cost of installation is not excessively high and that they can perform basic maintenance themselves.
- Naturally, there are concerns about the supply of biomass fuel. DEDE is actively striving to secure a variety of biomass fuels and explore various possibilities.
- In the future, DEDE will continue to investigate the availability of biomass fuels in Thailand. It would be beneficial to exchange opinions on whether these fuels can be effectively burned in biomass boilers.

6. Challenges and Countermeasures to realize the project

One of the institutional challenges is the establishment of certification criteria and processes by the Thai government when implementing projects involving international emissions credit transfers, including Private-sector JCM projects. At the time of this study's completion, these systems had not yet been established, and it is necessary to monitor the Thai government's progress in parallel with the preparations for project realization. Although pre-consultations with DEDE and TGO have been conducted regarding the project overview, certain aspects, such as the credit allocation ratio, which will be determined through deliberation after the actual Project Idea Note (PIN) submission, remain uncertain.

Regarding the challenges related to the consideration of the project implementation plan, the main issue lies in the situation that we have not yet reach agreement with the cooperative entity on project execution. This is primarily due to lower-than-anticipated credit sale prices and allocation ratios, which resulted in limited funding available to the facility installation operators calculated from other costs.

Additionally, the surge in biomass fuel prices exacerbated the situation, causing a decline in the investment cost-effectiveness evaluation of the cooperative entity. Going forward, it is essential to closely monitor the potential for an increase in the value of emissions credits with substantial adjustments, explore options for increasing the funding available to cooperative entity, and seek collaborations with DEDE and others to secure affordable biomass fuels. Continuously approaching potential companies as cooperative entity candidates and securing companies willing to accept investment costs will also be necessary.

7. Appendix

7.1. Draft JCM Methodology

Same as the Appendix 7.1 in the report in Japanese version.

7.2. Secondary use unapproved list

Secondary use unapproved list

Report title: (Thailand) Feasibility study for JCM project implementation of biomass boiler utilization with private sector funding

FY2023 Study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (JCM feasibility study)

Entity: Tepia Corporation Japan

Page	Number	Title
None	None	None

添付 3. JCM セミナーでのパシフィックコンサルタンツ発表資料

添付 3.1. ウズベキスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するウェビナー

Key Points for Utilizing METI JCM FS Schemes

JCM FS応募におけるポイント

*Presentation is based on JCMFS application guideline in FY2023.

FY2023 JCM-FS Secretariat
FY2023 JCM-FS事務局
メールアドレス：JCM_pckk@tk.pacific.co.jp

This project is commissioned by the Ministry of Economy, Trade and Industry

目次 / CONTENTS

- Purpose of JCM FS
- Target technologies/products
- Expected exit strategy after JCM FS
- Research items on JCM FS
- Project Idea Note
- JCM FS budget (In case of FY2023)
- Overall schedule in case of FY2023

[Appendix]
- GHG emission reduction project potential in Uzbekistan

2

目的 / PURPOSE of JCM FS

■ 本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、二国間クレジット制度（JCM）を活用し、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等の**事業化を実現**すると共に当該国での温室効果ガス排出削減及び**JCMクレジット化を実現**する案件の実現可能性を検討する。

Examining the feasibility of a project to commercialize the dissemination of decarbonization technologies and products by Japanese and other entities, and to realize GHG emission reductions and JCM credits issuance by utilizing the Joint Crediting Mechanism (JCM).

■ 本FSの出口として、**『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDOによるJCM実証事業）への応募、あるいは、民間JCMプロジェクトとしてのJCMプロジェクト化**を期待している。

As an exit strategy of JCM FS, it is expected to apply for either the NEDO JCM Demonstration Project or a Private JCM project.

3

対象技術・製品 / Target technologies/products

■ 優れた脱炭素技術等を活用したエネルギー起源CO2の排出削減を行うとともに、実現したGHG排出削減量のJCMクレジット化に資するもの

Reduction of **energy-derived** CO2 emissions through the use of superior decarbonization technologies, etc., and contribution to issue JCM credits.

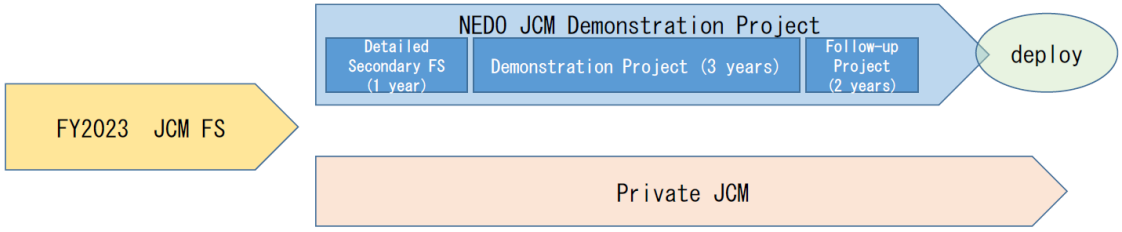
■ GHG排出削減量を定量的に評価でき、かつ、可能な限り大規模なGHG排出削減に貢献するもの（明確なGHG排出削減量の閾値は設定しませんが、一定以上の規模のGHG排出削減量が見込める提案を優先します）

Projects that contribute to **quantifiable GHG emission reductions** and contribute to the largest possible GHG emission reductions. No clear threshold for GHG emission reductions will be set, but priority may be given to proposals that are expected to achieve larger GHG emission reductions.

4

FS終了後の展開（想定する出口戦略） / Expected exit strategy after JCM FS

- 『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』
  NEDO JCM Demonstration Project
- 民間資金を中心とするJCMプロジェクト（民間JCM）
  Private JCM project



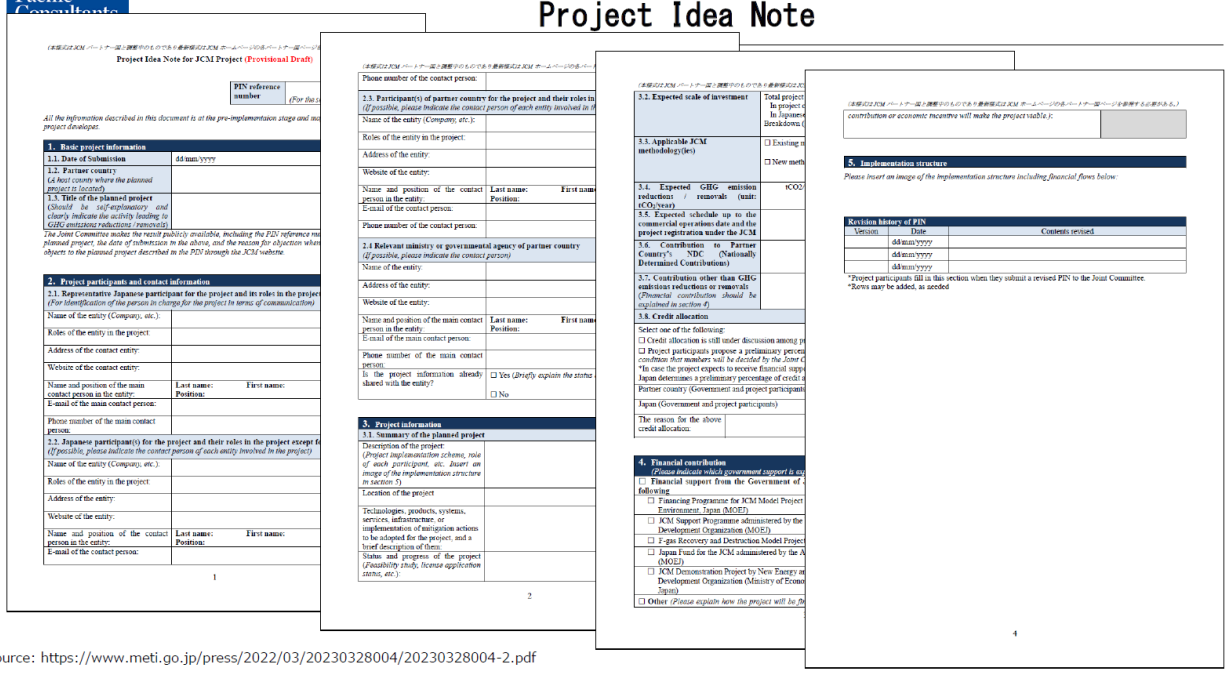
5

FSにおける調査項目 / Research items on JCM FS

- 関連政策・制度の動向分析
  Trend analysis of related policies and systems
- 事業化およびJCMプロジェクト化の検討
  Study of commercialization and JCM project implementation
- 課題と対応の検討
  Examination of issues and measures
- GHG排出削減見込量の算定および排出削減貢献の検討
  Calculation of expected GHG emission reductions and consideration of contribution to emission reductions
- 相手国関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整
  Coordination toward commercialization through sharing of proposed technologies/products, project plans, issues and measures, etc. with counterpart parties

6

Project Idea Note


Project Idea Note for JCM Project (Provisional Draft)

Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

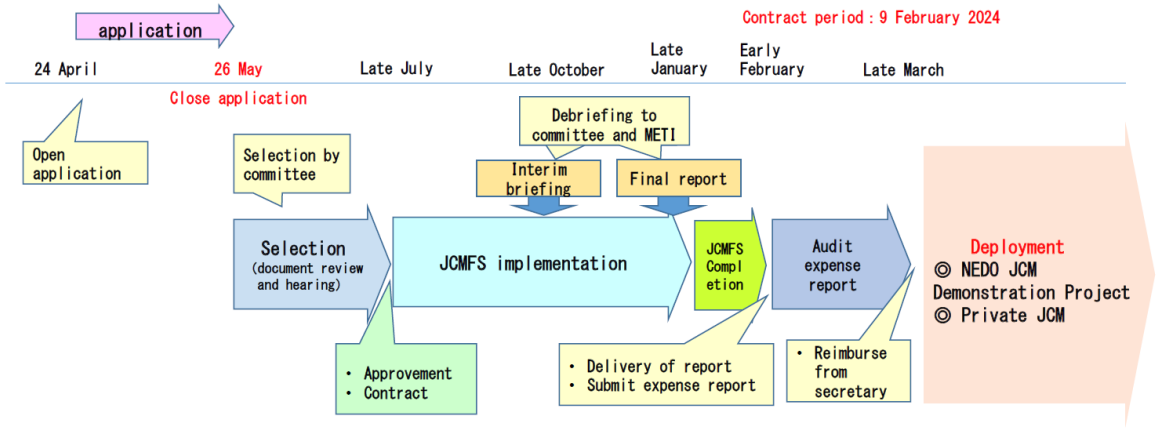
実施規模等 / JCM FS budget (In case of FY2023)

- Type : Entrustment from JCMFS secretariat
- FS schedule : Contract date ～ 9 February 2024
- Budget : 15 million JPY (tax excluded)/JCMFS = 100,000 USD/JCMFS (1USD=150JPY)
  FY2023 result: 14 JCMFS project approved

  NOTE) Any proposal over maximum budged could not be approved.
- One of requirements for applicants :
  日本に拠点を有していること。親会社である本社が、日本に拠点を有している日本企業の海外現地法人は、「日本に拠点を有していること」に含む。
  Having a base in Japan. An overseas subsidiary of a Japanese company whose parent company's head office is based in Japan is included in "having a base in Japan."

8

全体スケジュール / Overall schedule in case of FY2023



9

Appendix

GHG emission reduction project potential in Uzbekistan

PRODUCING THE FUTURE

10

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

1. Status of GHG emission in Uzbekistan (2020)

GHG emissions (World Bank)

- ◆ GHG emissions (2020) : 187.5 million tCO2e[1]
  - ■ CO2 (2020) : 115.6 million tCO2 (61.7%)[2]
  - ■ CH4 (2020) : 53.6 million tCO2e (28.6%)[3]

Energy-derived CO2 emissions (2020, IEA) [4]

- ➢ Fuel combustion: 109.6 million tCO2
- ➢ Fuel-wise: Natural gas **78.7%**, oil 11.0%, coal 10.3%
- ➢ Sector-wise: Electricity and heat generation **40.6%**, household **22.9%**, transportation 14.4%, industry 10.6%, service 11.6%, other 5.2%

※1 World Bank, 2023, Total greenhouse gas emissions (kt of CO2 equivalent)Uzbekistan, https://data.worldbank.org/indicator/EN.ATM.GHGT.KT.CE?locations=UZ

※2 World Bank, 2023, CO2 emissions (kt) Uzbekistan, CO2 emissions (kt) - Uzbekistan | Data (worldbank.org)

※3 World Bank, 2023, Methane emissions (kt of CO2 equivalent) - Uzbekistan | Data (worldbank.org)

※4 IEA, 2022, Uzbekistan 2022 Energy Policy Review, https://iea.blob.core.windows.net/assets/0d00581c-dc3c-466f-b0c8-97d25112a6e0/Uzbekistan2022.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

2. Large GHG emission sources by sub-category in Uzbekistan from the Biennial Report[5]

Sector	Category	ktCO2e	Major GHG
Energy	Natural gas	47,185.2	CH4
Energy	Power generation, gaseous fuels	27,557.8	CO2
Energy	Process industry and construction, gaseous fuels	20,838.2	CO2
AFOLU	Internal fermentation	19,446.3	CH4
Energy	Residential sector, gaseous fuels	17,521.8	CO2

As of 2017, the top five categories with the highest GHG emissions amounted to approximately 132.55 million tons of CO2e, accounting for approximately 70% of Uzbekistan's GHG emissions.

※5 First Biennial Update Report of the Republic of Uzbekistan under UNFCCC, 2021, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/FBURUZeng.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

3. Major GHG mitigation measures in Uzbekistan from the NDC[6]

- Double the energy-efficiency indicator relative to the level of 2018 and halve the energy intensity of GDP.
- Increase the share of renewable energy sources to 25% of total power generation by 2030.
  - New 5GW of solar, 3 GW of wind and 1.9 GW of hydroelectric power plants.
- Further introducing energy-saving technologies in industry, construction, agriculture and other sectors of the economy.
  - Upgrade the infrastructure of industrial enterprises, ensure their sustainability by increasing energy efficiency by at least 20% and by wider use of clean and environmentally friendly technologies and industrial processes.
- Introducing alternative fuels in transportation.
  - Expand the production and use of motor fuels and vehicles with improved energy efficiency and environmental performance, as well as develop electric transport.
- Improving the water management system.
  - Significantly increase the water use efficiency in all sectors of the economy, introduce drip irrigation technologies on up to 1 million hectares of lands and increase yield of crops cultivated on this land by up to 20-40%.

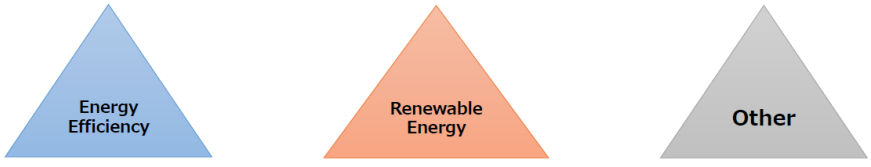
※6 Updated Nationally Determined Contribution (Uzbekistan, 2021) https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Uzbekistan_Updated%20NDC_2021_EN.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4. Potential areas for JCM project in Uzbekistan

Requirements for JCM scheme:

- METI/MOE JCM support scheme: Project that can **reduce energy-derived CO2 emission.**
- Private JCM: Project that can reduce GHG emissions (including non-energy-derived CO2).
- In both cases, it is necessary for project to be able to calculate GHG emission reduction quantitatively.



- ✓ Electrified tech (heat pump etc) in household / industry sector
- ✓ Energy efficiency in power/heat sector (reduction of losses in power/heat generation/distribution etc)

- ✓ Fuel change from fossil to renewables
- ✓ Large renewable power with power storage system (battery, green-H2 etc).
- ✓ PV, wind, small hydro etc.

- ✓ Prevention of CH4 leakage from natural gas grid.
- ✓ Alternative motor fuel production or renewable power for EV.
- ✓ H2, CCUS etc

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

添付 3.2. ブラジル、フィリピンにおける二国間クレジット制度（JCM）支援スキーム活用促進セミナー
（ブラジル、フィリピンのセミナーで用いた資料は、表紙の開催日を除いて同じ。）





目次

1. 目的
2. 対象技術・製品
3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）
4. FSにおける調査項目
5. 実施期間、実施規模等
6. 応募資格
7. 審査基準
8. 全体スケジュール

1. 目的

❑ 目的

本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、二国間クレジット制度（JCM）を活用し、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等の**事業化を実現**すると共に当該国での温室効果ガス排出削減及び**JCMクレジット化を実現**する案件の実現可能性を検討していただきます。

本FS で対象とした内容は、その後の**JCMプロジェクト化を期待**しています。具体的には、FSの出口として、**『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDOによるJCM実証事業）への応募、民間JCMプロジェクトとしてのJCMプロジェクト化**を期待している。

2. 対象技術・製品

❑ 対象技術、製品等

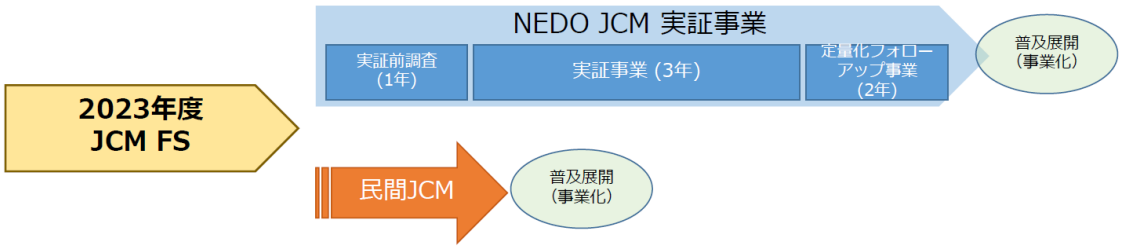
- JCMに関する二国間文書に署名しているパートナー国又は今後署名が見込まれる途上国等において、優れた脱炭素技術等を活用した**エネルギー起源CO2の排出削減を行う**とともに、**実現したGHG排出削減量のJCMクレジット化**に資するもの

- GHG排出削減量を定量的に評価でき、かつ、可能な限り大規模なGHG排出削減に貢献するもの（明確なGHG排出削減量の閾値は設定しませんが、一定以上の規模のGHG排出削減量が見込める提案を優先します）

5

3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）

- 『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』
- 民間資金を中心とするJCMプロジェクト（民間JCM）



6

3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）

JCM FSで想定する出口戦略別の対象技術、想定GHG排出削減量の違い

出口戦略	NEDO JCM実証事業	民間JCM
対象技術	① 実証する技術は、提案者が有する日本の低炭素技術・システムであり、かつ相手国において当該技術・システムを普及させるための技術的な課題（以下、「技術課題」という。）があり、その克服のために実証事業が必要であること。 ② 地球温暖化対策として、実証事業によって温室効果ガス排出削減効果が定量化し得るものであり、実証事業の期間及び終了後において大規模な温室効果ガス排出削減効果が期待できるもの。 ③ 当該技術・システムの普及戦略が具体的かつ実現可能性の高いものであること。 ④ ①で示された技術課題を克服する有効な手段として、適切に実証計画が作成されていること。	我が国の民間事業者による排出削減・吸収に貢献する優れた脱炭素技術の導入等が、民間事業者自らの資金で実施される場合は、対象技術に制限はない。 本FSでの対象は、エネルギー起源のCO2排出削減に資する技術等の導入を対象とする。
想定するGHG排出削減量	・JCM実証事業のモニタリング期間で1,000tCO2以上のJCMクレジットが見込め、かつ ・JCM実証事業終了後の普及展開期間で年間10,000t-CO2以上の排出削減効果が見込める案件 ※NEDO JCM実証事業に準ずる	特に基準は設けないが、民間JCMとしての実現性の高さ、中長期的視点で見たGHG排出削減ポテンシャルなどから、総合的に評価する。

※いずれもJCM署名国のみが対象。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

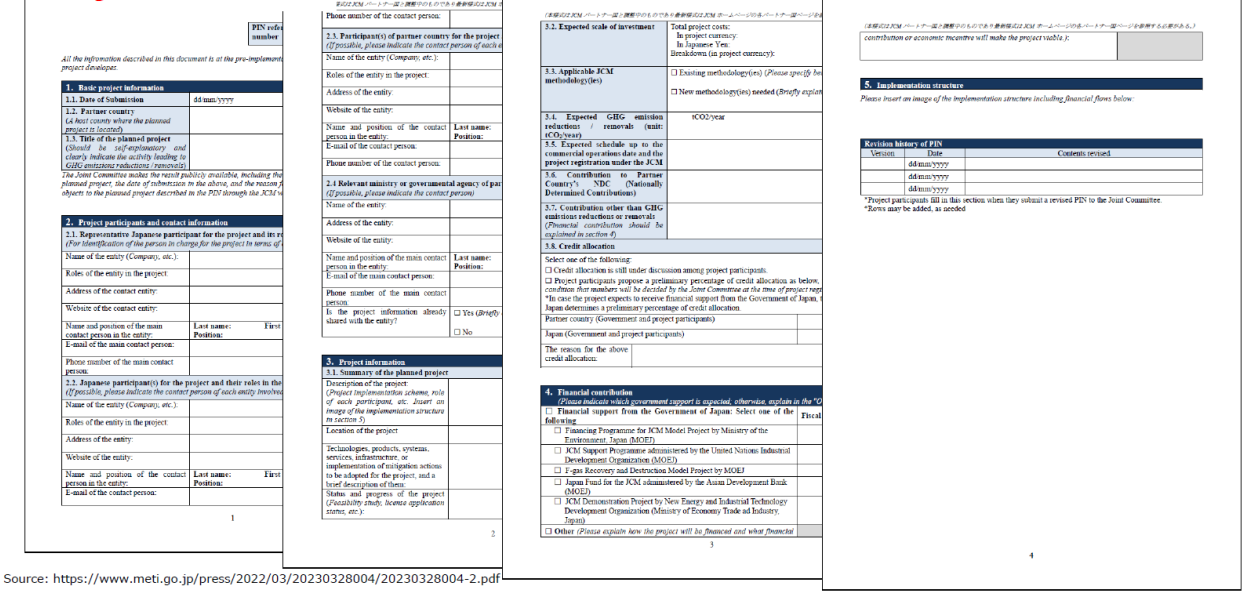
4. FSにおける調査項目

調査項目	調査内容
1. 関連政策・制度の動向分析	● 相手国におけるFSに関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握する。 ● 対象とする政策・制度には、NDC、地球温暖化政策、関連するエネルギー政策、事業化に関連する政策、制度、法令、規制等を含むものとする。
2. 事業化およびJCMプロジェクト化の検討	● 上記1の分析結果を踏まえ、**事業化およびJCMプロジェクト化に向けた、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討**を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む）。 ● 国内他地域、他国や地域内での普及拡大の可能性とその方策について検討する。 ● NEDO JCM実証事業、民間JCMを活用した普及展開などの計画の検討を行う。
3. 課題と対応策の検討	● 今後の事業化およびJCMプロジェクト化を検討するにあたり、**事業化・普及戦略の課題**（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び**将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策**を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む）。
4. GHG排出削減量の算定および排出削減貢献の検討	● JCMプロジェクト化した際の**GHG排出削減見込量の試算**を行う。GHG削減量試算のために、**JCM方法論の検討・作成**を行うこと。 ● 提案する脱炭素技術・製品等の普及拡大時における当該国及び**他国や地域内での排出削減への貢献の検討**を行うこと（例：当該国での制度導入による削減貢献、他国・地域内への普及拡大時の削減貢献の定量化）。**想定するプロジェクト単位のGHG排出削減量の試算および普及展開した場合の仮定から削減量を試算する。**
5. 相手国関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整	相手国政府関係者等との対話により、上記1～4で検討する或いは検討した調査内容について共有し、事業化の促進を図るとともに、**将来のJCMプロジェクト化においてカウンターパートとなる政府関係者、相手国企業の特定を行う**。相手国の関係機関や企業、大使館、JETRO、NEDO、JICA 等在外関係者等と連携するための取り組みを含む。必要に応じ、日本国内関係施設の調査や相手国政府関係者等に向けた説明会等の開催等を効果的に行う。

Pacific Consultants

4. FSにおける調査項目

Project Idea Note



Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

Pacific Consultants
Producing The Future™

5. 実施期間・実施規模等

- ❑ **実施形態**：委託事業
- ❑ **実施期間**：契約締結日～2024年2月9日
- ❑ **実施規模**：1,500万円以内／1件（税抜）
  2023年度実績：採択14件

10

6. 応募資格

FSの対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできません）。

① 日本に拠点を有していること。**日本に本社を有する海外支社等は応募可。**
② FSを的確に遂行する組織、人員等を有していること。
③ FSを円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。
④ FSで知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。
⑤ 予算決算及び会計令第70条及び第71条の規定に該当しないものであること。
⑥ 経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。
⑦ 過去3年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。
⑧ 弊社が示す契約書案および特約条項の内容を理解し、かつ、合意できること。

※FS後の事業化を担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があり、事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していません。

11

7. 審査基準

1. 「10. 応募資格」を満たしているか。
2. 応募書類が全て提出されているか。
3. 提案内容が、「1. 目的」に合致しているか。
4. 事業を行う国や対象技術について、普及可能性や相手国政府の支援策、法制度等具体的な分析に基づき、合理的に選択されているか。
5. 優れた技術、ノウハウ、製品等の活用が見込まれ、FS実施後の広範な普及促進に資するものか。
6. GHG排出削減のロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的かつ的確に記載されているか。また、排出削減量の算定方法論の新規開発が必要な場合は、その検討手順や想定される課題が整理され、課題の解決策（仮説）が示されているか。
7. 事業実施が、大規模なGHGの排出削減のみならず、相手国の環境改善、環境・エネルギー技術の普及促進、省エネ促進や世界の排出削減に貢献するか。また、FS の対象国・対象分野のみならず、他国や地域内、他の関連分野等に波及することが見込まれるものか（普及拡大による削減貢献への波及性）。
8. 事業の社内での位置づけ、企業戦略との整合性、企業での事業化に対する経営方針が明確か（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等）。
9. 将来の事業化およびJCMプロジェクト化に向けて具体的な事業計画が検討されていて、かつ、FS 終了後の事業展開およびJCMプロジェクト化の見込みが高いかどうか。
10. 提案する事業に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績をどの程度有しているか。
11. FSにおいて検証する、事業実施に向けて克服すべき課題（投資リスク、投資負担の軽減、価格競争力強化といった事業推進に向けた課題も含む）に関する仮説と、その検証方法が明確に示されているか。
12. FSを円滑に開始、遂行するため、相手国政府や企業等関係者との調整等がされており、採択後すぐに調査に取り組める見込みがあるか。

12

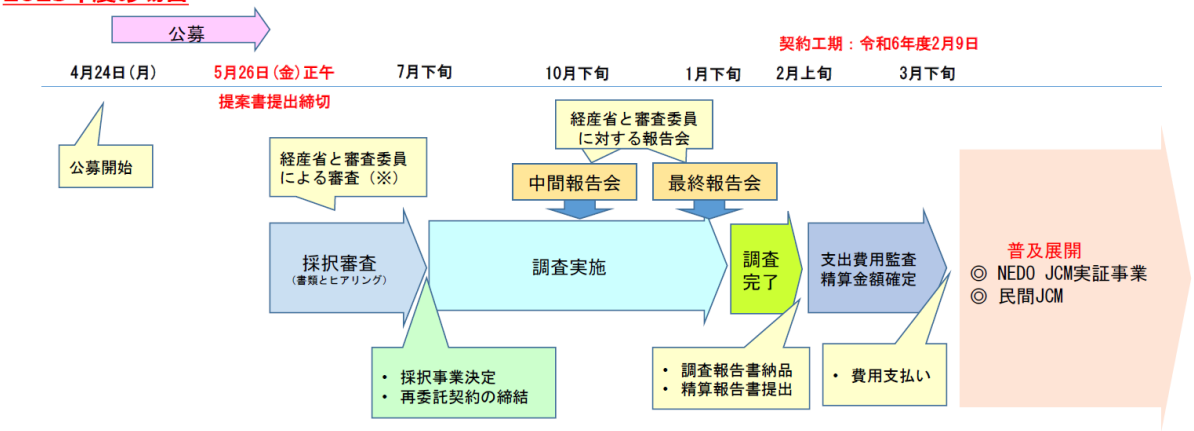
7. 審査基準(続き)

13. FS 後の事業化およびJCMプロジェクト化を担う予定の企業等が本事業に参画しているかどうか（参画の形態は、申請者（共同申請者を含む）、委託先、外注先、本 FSでの委託費での費用支出が生じない協力先のいずれかとする）。
14. 事業実施体制に複数事業者を含む場合、各事業者の能力、役割、成果が明確であるか。また、将来のNEDO JCM実証事業や民間JCMで事業主体となる法人が明確であるか。
15. FSの調査規模等に適した実施体制が構築されているか。
16. FS実施方法や各事業者の分担、スケジュールが効果的かつ現実的か（調査状況及び現地の情報について、事務局及び委託元の経済産業省担当者と定期的に情報交換を行うとともに、調査状況に柔軟に対応できる実施方法・スケジュールとなっているか）。また、調査中間時でのマイルストーンの設定が明確にされているか。
17. FS の費用総額と、将来の事業化効果のコストパフォーマンスが優れているか。
18. ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。
19. 「ビジネスと人権」に関する行動計画（2020-2025）（令和2年10月、ビジネスと人権に関する行動計画に係る関係府省庁連絡会議策定）（以下 URL 参照）に沿って、企業が自らの責任の下、最善の人権対応（人権デューディリジェンスのプロセス導入、ステークホルダーとの対話等）に取り組んでいるか
https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100104121.pdf
20. 適切な情報管理体制が確保されているか。また、情報取扱者以外の者が、情報に接することがないか。
21. 事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理部分について、再委託（委託業務の一部を第三者に委託することをいい、請負その他委託の形式を問わない。以下同じ。）を行っていないか。
22. 事業費総額に対する再委託費の割合が50%を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか（「再委託費率が50%を超える理由書」を作成し提出すること）。

13

8. 全体スケジュール

2023年度の場合



採択審査、FSの進捗確認のための中間報告会およびFS完了確認のための最終報告会が経済産業省、および外部有識者委員会により実施されます。

14

経済産業省　令和５年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM実現可能性調査業務）委託業務

インドにおける二国間クレジット制度 (JCM)
支援スキーム活用促進セミナー

- JCM実現可能性調査の応募におけるポイント -

2024年1月31日
JCM-FS事務局
（パシフィックコンサルタンツ株式会社）
メールアドレス：JCM_pckk@tk.pacific.co.jp

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

経済産業省 令和５年度
二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査
（JCM実現可能性調査）

企画提案の公募説明会資料

公募期間：令和5年4月24日（月）～5月26日（金）正午

※ 本資料は、1次公募時の内容でご説明しておりますことにご注意ください。

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

目次

1. 目的
2. 対象技術・製品
3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）
4. FSにおける調査項目
5. 実施期間、実施規模等
6. 応募資格
7. 審査基準
8. 全体スケジュール

1. 目的

❑ 目的

本実現可能性調査（Feasibility Study：FS）は、二国間クレジット制度（JCM）を活用し、我が国企業等の脱炭素技術・製品の普及等の**事業化を実現**すると共に当該国での温室効果ガス排出削減及び**JCMクレジット化を実現**する案件の実現可能性を検討していただきます。

本FS で対象とした内容は、その後の**JCMプロジェクト化を期待**しています。具体的には、FSの出口として、**『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』（NEDOによるJCM実証事業）への応募、民間JCMプロジェクトとしてのJCMプロジェクト化**を期待している。

2. 対象技術・製品

❑ 対象技術、製品等

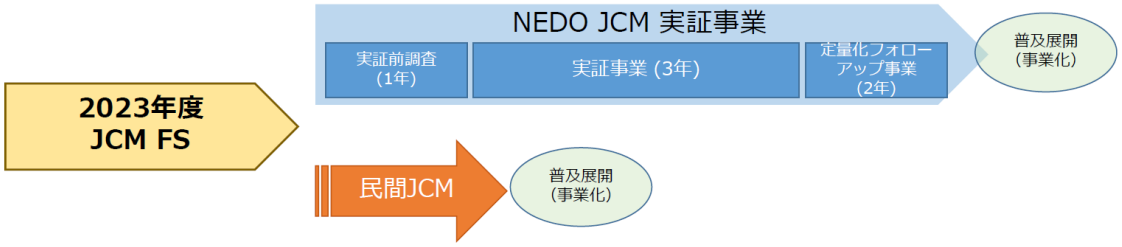
- JCMに関する二国間文書に署名しているパートナー国又は今後署名が見込まれる途上国等において、優れた脱炭素技術等を活用した**エネルギー起源CO2の排出削減を行う**とともに、**実現したGHG排出削減量のJCMクレジット化**に資するもの

- GHG排出削減量を定量的に評価でき、かつ、可能な限り大規模なGHG排出削減に貢献するもの（明確なGHG排出削減量の閾値は設定しませんが、一定以上の規模のGHG排出削減量が見込める提案を優先します）

5

3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）

- 『二国間クレジット制度（JCM）等を活用した低炭素技術普及促進事業』
- 民間資金を中心とするJCMプロジェクト（民間JCM）



6

3. FS終了後の展開（想定する出口戦略）

JCM FSで想定する出口戦略別の対象技術、想定GHG排出削減量の違い

出口戦略	NEDO JCM実証事業	民間JCM
対象技術	① 実証する技術は、提案者が有する日本の低炭素技術・システムであり、かつ相手国において当該技術・システムを普及させるための技術的な課題（以下、「技術課題」という。）があり、その克服のために実証事業が必要であること。 ② 地球温暖化対策として、実証事業によって温室効果ガス排出削減効果が定量化し得るものであり、実証事業の期間及び終了後において大規模な温室効果ガス排出削減効果が期待できるもの。 ③ 当該技術・システムの普及戦略が具体的かつ実現可能性の高いものであること。 ④ ①で示された技術課題を克服する有効な手段として、適切に実証計画が作成されていること。	我が国の民間事業者による排出削減・吸収に貢献する優れた脱炭素技術の導入等が、民間事業者自らの資金で実施される場合は、対象技術に制限はない。 本FSでの対象は、エネルギー起源のCO2排出削減に資する技術等の導入を対象とする。
想定するGHG排出削減量	・JCM実証事業のモニタリング期間で1,000tCO2以上のJCMクレジットが見込め、かつ ・JCM実証事業終了後の普及展開期間で年間10,000t-CO2以上の排出削減効果が見込める案件 ※NEDO JCM実証事業に準ずる	特に基準は設けないが、民間JCMとしての実現性の高さ、中長期的視点で見たGHG排出削減ポテンシャルなどから、総合的に評価する。

※いずれもJCM署名国のみが対象。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

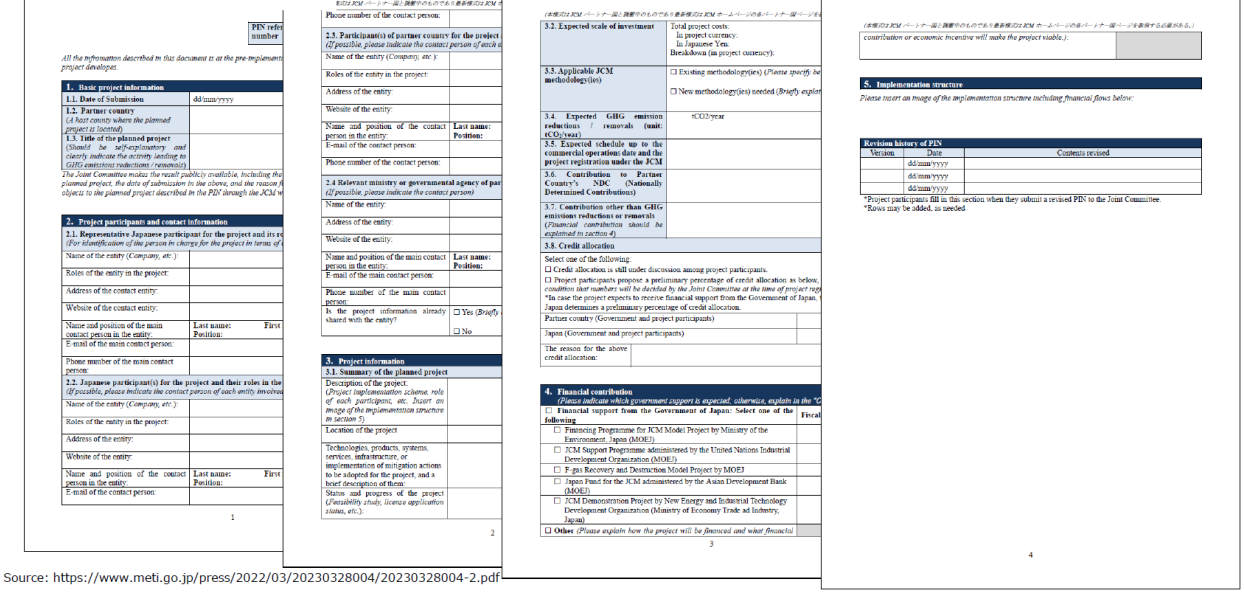
4. FSにおける調査項目

調査項目	調査内容
1. 関連政策・制度の動向分析	● 相手国におけるFSに関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握する。 ● 対象とする政策・制度には、NDC、地球温暖化政策、関連するエネルギー政策、事業化に関連する政策、制度、法令、規制等を含むものとする。
2. 事業化およびJCMプロジェクト化の検討	● 上記1の分析結果を踏まえ、**事業化およびJCMプロジェクト化に向けた、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討**を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む）。 ● 国内他地域、他国や地域内での普及拡大の可能性とその方策について検討する。 ● NEDO JCM実証事業、民間JCMを活用した普及展開などの計画の検討を行う。
3. 課題と対応策の検討	● 今後の事業化およびJCMプロジェクト化を検討するにあたり、**事業化・普及戦略の課題**（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び**将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策**を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む）。
4. GHG排出削減量の算定および排出削減貢献の検討	● JCMプロジェクト化した際の**GHG排出削減見込量の試算**を行う。GHG削減量試算のために、**JCM方法論の検討・作成**を行うこと。 ● 提案する脱炭素技術・製品等の普及拡大時における当該国及び**他国や地域内での排出削減への貢献の検討**を行うこと（例：当該国での制度導入による削減貢献、他国・地域内への普及拡大時の削減貢献の定量化）。想定するプロジェクト単位のGHG排出削減量の試算および普及展開した場合の仮定から削減量を試算する。
5. 相手国関係者への提案技術・製品や事業化計画、課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整	相手国政府関係者等との対話により、上記1～4で検討する或いは検討した調査内容について共有し、事業化の促進を図るとともに、**将来のJCMプロジェクト化においてカウンターパートとなる政府関係者、相手国企業の特定を行う**。相手国の関係機関や企業、大使館、JETRO、NEDO、JICA 等在外関係者等と連携するための取り組みを含む。必要に応じ、日本国内関係施設の調査や相手国政府関係者等に向けた説明会等の開催等を効果的に行う。

Pacific Consultants

4. FSにおける調査項目

Project Idea Note



Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

Pacific Consultants
Producing The Future

5. 実施期間・実施規模等

- ❑ **実施形態**：委託事業
- ❑ **実施期間**：契約締結日～2024年2月9日
- ❑ **実施規模**：1,500万円以内／1件（税抜）
  2023年度実績：採択14件

10

6. 応募資格

FSの対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできません）。

① 日本に拠点を有していること。**日本に本社を有する海外支社等は応募可。**
② FSを的確に遂行する組織、人員等を有していること。
③ FSを円滑に遂行するために必要な経営基盤を有し、かつ、資金等について十分な管理能力を有していること。
④ FSで知り得た一切の情報について、不適切に開示すること、又は漏洩することがない組織体制を有していること。
⑤ 予算決算及び会計令第70条及び第71条の規定に該当しないものであること。
⑥ 経済産業省からの補助金交付等停止措置又は指名停止措置が講じられている者ではないこと。
⑦ 過去3年以内に情報管理の不備を理由に経済産業省との契約を解除されている者ではないこと。
⑧ 弊社が示す契約書案および特約条項の内容を理解し、かつ、合意できること。

※FS後の事業化を担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があり、事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していません。

11

7. 審査基準

1. 「10. 応募資格」を満たしているか。
2. 応募書類が全て提出されているか。
3. 提案内容が、「1. 目的」に合致しているか。
4. 事業を行う国や対象技術について、普及可能性や相手国政府の支援策、法制度等具体的な分析に基づき、合理的に選択されているか。
5. 優れた技術、ノウハウ、製品等の活用が見込まれ、FS実施後の広範な普及促進に資するものか。
6. GHG排出削減のロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的かつ的確に記載されているか。また、排出削減量の算定方法論の新規開発が必要な場合は、その検討手順や想定される課題が整理され、課題の解決策（仮説）が示されているか。
7. 事業実施が、大規模なGHGの排出削減のみならず、相手国の環境改善、環境・エネルギー技術の普及促進、省エネ促進や世界の排出削減に貢献するか。また、FS の対象国・対象分野のみならず、他国や地域内、他の関連分野等に波及することが見込まれるものか（普及拡大による削減貢献への波及性）。
8. 事業の社内での位置づけ、企業戦略との整合性、企業での事業化に対する経営方針が明確か（企業の短期及び中長期の経営計画での明確な位置付け等）。
9. 将来の事業化およびJCMプロジェクト化に向けて具体的な事業計画が検討されていて、かつ、FS 終了後の事業展開およびJCMプロジェクト化の見込みが高いかどうか。
10. 提案する事業に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績をどの程度有しているか。
11. FSにおいて検証する、事業実施に向けて克服すべき課題（投資リスク、投資負担の軽減、価格競争力強化といった事業推進に向けた課題も含む）に関する仮説と、その検証方法が明確に示されているか。
12. FSを円滑に開始、遂行するため、相手国政府や企業等関係者との調整等がされており、採択後すぐに調査に取り組める見込みがあるか。

12

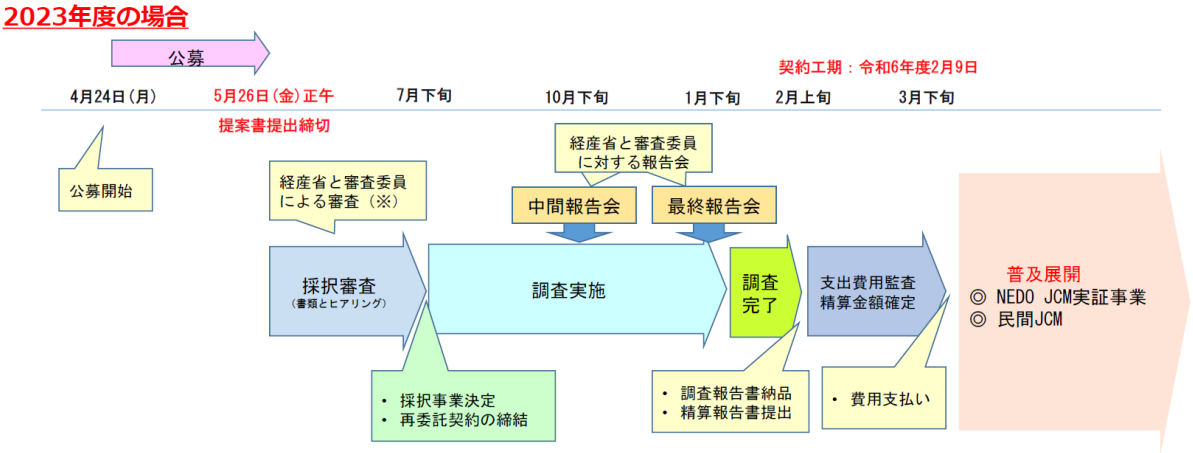
7. 審査基準(続き)

13. FS 後の事業化およびJCMプロジェクト化を担う予定の企業等が本事業に参画しているかどうか（参画の形態は、申請者（共同申請者を含む）、委託先、外注先、本 FSでの委託費での費用支出が生じない協力先のいずれかとする）。
14. 事業実施体制に複数事業者を含む場合、各事業者の能力、役割、成果が明確であるか。また、将来のNEDO JCM実証事業や民間JCMで事業主体となる法人が明確であるか。
15. FSの調査規模等に適した実施体制が構築されているか。
16. FS実施方法や各事業者の分担、スケジュールが効果的かつ現実的か（調査状況及び現地の情報について、事務局及び委託元の経済産業省担当者と定期的に情報交換を行うとともに、調査状況に柔軟に対応できる実施方法・スケジュールとなっているか）。また、調査中間時でのマイルストーンの設定が明確にされているか。
17. FS の費用総額と、将来の事業化効果のコストパフォーマンスが優れているか。
18. ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。
19. 「ビジネスと人権」に関する行動計画（2020-2025）（令和2年10月、ビジネスと人権に関する行動計画に係る関係府省庁連絡会議策定）（以下 URL 参照）に沿って、企業が自らの責任の下、最善の人権対応（人権デューディリジェンスのプロセス導入、ステークホルダーとの対話等）に取り組んでいるか
https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100104121.pdf
20. 適切な情報管理体制が確保されているか。また、情報取扱者以外の者が、情報に接することがないか。
21. 事業全体の企画及び立案並びに根幹に関わる執行管理部分について、再委託（委託業務の一部を第三者に委託することをいい、請負その他委託の形式を問わない。以下同じ。）を行っていないか。
22. 事業費総額に対する再委託費の割合が50%を超えないか。超える場合は、相当な理由があるか（「再委託費率が50%を超える理由書」を作成し提出すること）。

13

8. 全体スケジュール

2023年度の場合



採択審査、FSの進捗確認のための中間報告会およびFS完了確認のための最終報告会が経済産業省、および外部有識者委員会により実施されます。

14

インドにおける
GHG排出削減削減事業の検討

2024年1月

パシフィックコンサルタンツ株式会社

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

目次

1. インドの温室効果ガス（GHG）排出の現状
2. インドのGHG排出削減戦略・計画
3. 日本・インド間のJCMに関する近年の協議状況など
4. インドにおける炭素市場創設の主な検討状況
5. インドでの（将来的な）JCMプロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの事例

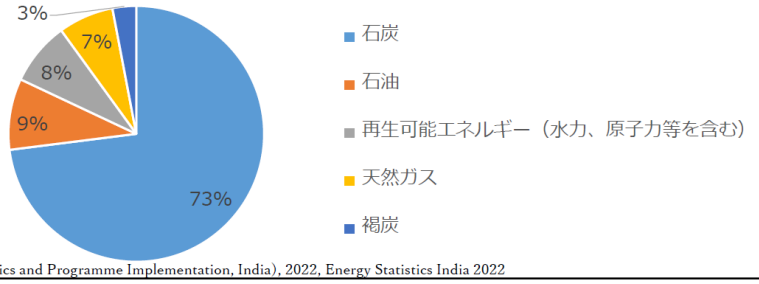
Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

1．インドの温室効果ガス（GHG）排出の現状

- 2020年のエネルギー起源CO2排出量は以下の通り（IEA, 2020）。
  ・燃料の燃焼によるCO2排出量: 2,074.7 Mt CO2
  ・燃料別CO2排出量: 石炭 70.6%, 石油 25.5%, 天然ガス 3.8%, その他 0.1%
  ・部門別CO2排出率: 電力と熱 51.0%, 工業 24.2%, 運輸 13.0%, 家庭 4.5%, 非特定の最終消費量 1.6%, 企業・事業所 1.5%, 農業 1.4%, その他 2.8%

- インドのエネルギー発電源割合は、石炭 73%, 石油 9%, 再生可能エネルギー（水力、原子力等を含む） 8%, 天然ガス 7%, 褐炭 3%で、依然として石炭に大きく依存している。

エネルギー発電割合（ FY2020-2021年, MoSPI）



※インドは2023年12月に"Third National Communication"を国連に提出しており、最新情報は同報告書参照のこと。
https://unfccc.int/documents/636235

※MoSPI (Ministry of Statictics and Programme Implementation, India), 2022, Energy Statistics India 2022

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

2．インドのGHG排出削減戦略・計画

- インドは2021年に開催されたCOP26にて、**2030年までに実質GDPあたりのGHG排出量を2005年レベルから45%削減**し、**2030年までに非化石燃料ベースのエネルギー資源による累積電力設備容量の割合を約50%達成**するという、2015年の「国が決定する貢献」（NDC）を更新する「パンチャムリット（Panchamrit）」（炭素削減に関する５つの誓約）を発表し、下記の新たな５つの目標を設定した。

  - 2030年までに非化石エネルギー容量を500GW達成する。
  - 2030年までにエネルギー需要の50%を再生可能エネルギーから賄う。
  - 現在から2030年までに予測される炭素排出総量を10億トン削減する。
  - 2030年までに経済（実質GDP）あたりの炭素集約度（GHG排出量）を2005年のレベルから45%削減する。
  - 2070年までにネットゼロを実現する。

- **電力庁は2022年9月発表の国家電力計画草案において、2030年の設備容量計画を発表し、非化石電源500GW（太陽光333GW、風力134GW、バイオマス15GW、小水力5GW ＋ 水力83GW）**を目指すとしている。

- 2021年8月に**2030年までにグリーン水素の年間生産量を500万トンにまで増やすことを目指した「国家水素ミッション」**を発表。その具体的計画となる**グリーン水素・アンモニア政策**を2022年2月に発表した。グリーン水素・アンモニア生産者が、再生可能電力の購入や再生可能エネルギー容量の拡張を自由に行うことができることや、すぐに消費しない再生可能電力を最長30日間まで流通会社に預けられることなどが規定されている。今後は水電気分解装置・部品に係るPLI（国産奨励金）スキームや、②石油精製事業者及び肥料製造事業者に対して、使用水素の数%をグリーン水素に置き換えることの義務付け等が検討されるとのこと。

※JETRO https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/031_08_00.pdf
※JETRO https://www.jetro.go.jp/biznews/2022/03/1e00c614dbb84378.html
※インド電力省 https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1799067

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

3．日本・インド間のJCMに関する近年の協議状況など

- 2022年3月19日（https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/cep/20220319_01.html ）
  - 「日印クリーン・エネルギー・パートナーシップ（ＣＥＰ）」を発表しエネルギー安全保障の確保、カーボンニュートラルと経済成長の実現に向け、あらゆるエネルギー源・技術を活用した、多様かつ現実的なエネルギートランジションを通じて日印間のエネルギー協力を推進することとした。

- 2023年1月12日～1月13日（https://www.env.go.jp/press/press_01064.html ）
  - 日本国環境省は、インド共和国環境・森林・気候変動省や両国の関係団体とともに「日本・インド環境ウィーク」を開催し、両国が環境分野の議論をリードする必要性に一致し、G7及びG20の連携として、ライフスタイル変革や海洋ごみ、適応等の分野での連携を調整していくことを確認するとともに、JCMの早期構築についても意見交換を実施した。

- 2023年3月17日（https://www.env.go.jp/press/press_01415.html ）
  - 日本国環境省とインド環境・森林・気候変動省との間において、JCMの構築に向けた意向を確認するエイド・メモワールの署名が行われ、今後のJCMの構築のために両省は協力覚書の署名に向けて尽力することが確認された。

- 2023年4月16日（https://www.env.go.jp/press/press_01498.html ）
  - 日本国環境省は、環境大臣とインド共和国ヤーダブ環境・森林・気候変動大臣と会談し二国間クレジット制度（JCM）の早期構築に向けた協議の加速を合意した。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4．インドにおける炭素市場創設の主な検討状況

- 2022年12月15日　省エネ改正法での炭素市場の導入に関する規定
  (https://pib.gov.in/PressReleasePage.aspx?PRID=1883921)
  - 炭素市場の導入を含む省エネ法の改正案が議会を通過。カーボンクレジットはインド国内で優先的に使用されるが、**先進技術により生じるカーボンクレジット**は国内指定機関により販売される可能性がある。
- 2023年2月17日（https://pib.gov.in/PressReleaseIframePage.aspx?PRID=1900216）
  - パリ協定6.2条協力的アプローチの対象技術を決定（3年で更新予定）。

I.GHG削減活動:
1. 貯蔵付き再生可能エネルギー（貯蔵されたコンポーネントのみ）
2. 太陽熱発電
3. 洋上風力発電
4. グリーン水素
5. 圧縮バイオガス
6. 燃料電池などの新たなモビリティ技術
7. エネルギー効率を高める先進技術
8. 持続可能な航空燃料
9. 削減が難しい分野のプロセス改善に利用可能な最良のテクノロジー
10.潮汐エネルギー、海洋熱エネルギー、海洋塩濃度差エネルギー、海洋波エネルギー、海流エネルギー
11.再生エネルギープロジェクトと連携した高圧直流送電

II. 代替材料:
12. グリーンアンモニア

Ⅲ. 除去活動:
13. 二酸化炭素回収・利用・貯蔵

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

5．インドでの（将来的な）JCMプロジェクト化の可能性がある分野やプロジェクトの例

- **再生可能エネルギー（風力、太陽光/熱、バイオマス、水力）**
  - 国家電力計画草案（2022年9月）にて非化石電源500GW（太陽光333GW、風力134GW、バイオマス15GW、小水力5GW ＋ 水力83GW）を目指しており、再生可能発電を接続する送電線を建設する大規模な計画も発表している。特にインドは、その地理的特性により太陽光及び風力のポテンシャルが高く競争力の高い電源として受け止められている。
  - インドは地熱発電本テンシャルが高い。インド初の地熱発電プロジェクトとして、北部ラダック地方で石油ガス公社ONGCが事業を推進中である。
  - インドは農業国であり、ポテンシャルは大きい（サトウキビ残渣、稲わら・麦わら、牛糞）。稲わら等の野焼きが大気汚染を深刻化させているため、大気汚染対策にも資する。

※前頁に示すインドのパリ協定6.2条対象技術の項目にない再エネではエネ貯蔵が必要。

- **水素・アンモニア**
  - グリーン水素の世界的な生産・供給国として、グリーン水素とその関係機器の輸出機会の創出を狙っている。「国家水素ミッション」で2030年までにグリーン水素の年間生産量を500万トンにまで増やすことを目指しており、石油精製事業者等に対するグリーン水素の使用義務付けについても議論がされていく方針であり、今後、鉄鋼、肥料、石油精製のいずれのセクターにおいても生産が伸びていくことが予測されていることから水素の需要は拡大していく見込みである。

※インドで水素を製造し、日本に輸出、日本で水素を消費するモデルはJCMの対象とはならない。

- **CCU**
  - 国営インド石油公社(Indian Oil)や国営発電企業NTPC、鉄鋼メジャーのアルセロールミッタル社等がCCU関連技術を開発中。
- **省エネ**
  - エネルギー起源CO2排出割合の高い工業分野における省エネ事業。
  - モディ首相による「鉄道の100%電化」や電力大臣による「2030年までに新車販売台数の30%をEV化」が発表されるなど、モビリティにおける電化需要増加が見込まれる。

※JETRO https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/031_08_00.pdf
※JETRO https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/suiso_nenryo/pdf/031_08_00.pdf
※NEDO https://www.nedo.go.jp/content/100938546.pdf
※UNFCCC, 2022, INDIA'S INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION: WORKING TOWARDS CLIMATE JUSTICE

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

経済産業省　令和５年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
（JCM実現可能性調査業務）委託業務

Webinar: Joint Crediting Mechanism (JCM) Exploration in the United Arab Emirates

Key Points for Utilizing METI JCM FS Schemes

March 05, 2024

JCM FS Secretariat
(PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.)
E-mail : JCM_pckk@tk.pacific.co.jp

This English translation is a provisional translation for reference purposes only. Please be sure to refer to the Japanese original for an accurate understanding of the content.

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

経済産業省 令和５年度 二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査（JCM実現可能性調査）

企画提案の公募説明会資料

公募期間：令和5年4月24日（月）～5月26日（金）正午

*Presentation is based on JCMFS application guideline in FY2023.

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

CONTENTS

1. Purpose of JCM FS
2. Target technologies・products
3. Expected exit strategy after JCM FS
4. Research items on JCM FS
5. JCM FS budget (In case of FY2023)
6. Eligibility for Application
7. Screening Criteria
8. Overall schedule in case of FY2023

1. Purpose

❑ Purpose

Examining the feasibility of a project to commercialize the dissemination of decarbonization technologies and products by Japanese and other entities, and to realize GHG emission reductions and **JCM credits issuance by utilizing the Joint Crediting Mechanism (JCM)**.

As an exit strategy of JCM FS, it is expected to **apply for either the NEDO JCM Demonstration Project or a Private JCM project**.

2. Target technologies/products

❑ Target technologies/products

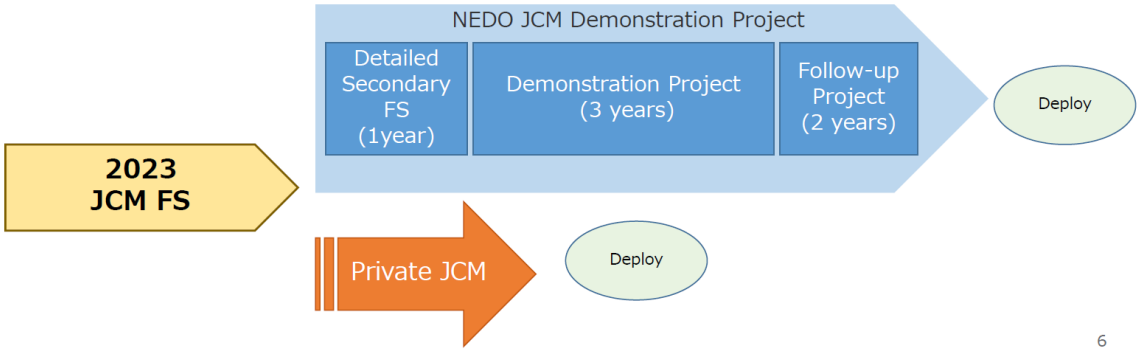
Reduction of **energy-derived** CO2 emissions through the use of superior decarbonization technologies, etc., and contribution to **issue JCM credits** in partner countries that have signed or are expected to sign the Memorandum of Cooperation on JCM.

Projects that contribute to **quantifiable GHG emission reductions** and contribute to the largest possible GHG emission reductions. No clear threshold for GHG emission reductions will be set, but priority may be given to proposals that are expected to achieve larger GHG emission reductions.

5

3. Expected exit strategy after JCM FS

- NEDO JCM Demonstration Project
- Private JCM project



6

3. Developments after the end of the FS (assumed exit strategy)

Differences in target technologies and assumed GHG emission reductions by exit strategy assumed in the JCM FS

Exit strategy	NEDO JCM Demonstration Project	Private JCM
Target Technology	① The technology to be demonstrated must be a Japanese low-carbon technology or system owned by the proposer, and there must be technical issues to be overcome in order to promote the technology or system in the partner country (hereinafter referred to as "technical issues"). The demonstration project is necessary to overcome such technical issues. ② The demonstration project is expected to have quantifiable GHG emission reduction effects as a countermeasure against global warming, and is expected to have large-scale GHG emission reduction effects during and after the demonstration project period. ③ The dissemination strategy for the technology/system must be concrete and highly feasible. ④ The demonstration plan must be appropriately prepared as an effective means of overcoming the technical issues identified in ①.	There are no restrictions on the target technologies if the introduction of superior decarbonization technologies that contribute to GHG emission reductions and absorption by private enterprises in Japan is financed by the private enterprises themselves. *Note that the target of JCM FS is the introduction of technologies that contribute to the reduction of energy-based CO2 emissions.
Assumed GHG emission reductions	・JCM credits of 1,000 t-CO2 or more are expected during the monitoring period of the JCM Demonstration Project, and ・Emission reductions of 10,000 t-CO2 or more per year during the period of diffusion and deployment after the JCM Demonstration Project is completed.	No specific criteria are set, but the comprehensive evaluation will be conducted based on the feasibility of the project as a private-sector JCM and its GHG emission reduction potential from a medium- to long-term perspective, as well as other factors.

※ Both are only available for JCM Partner countries.

Copyright © Pacific Consultants Co., Ltd.

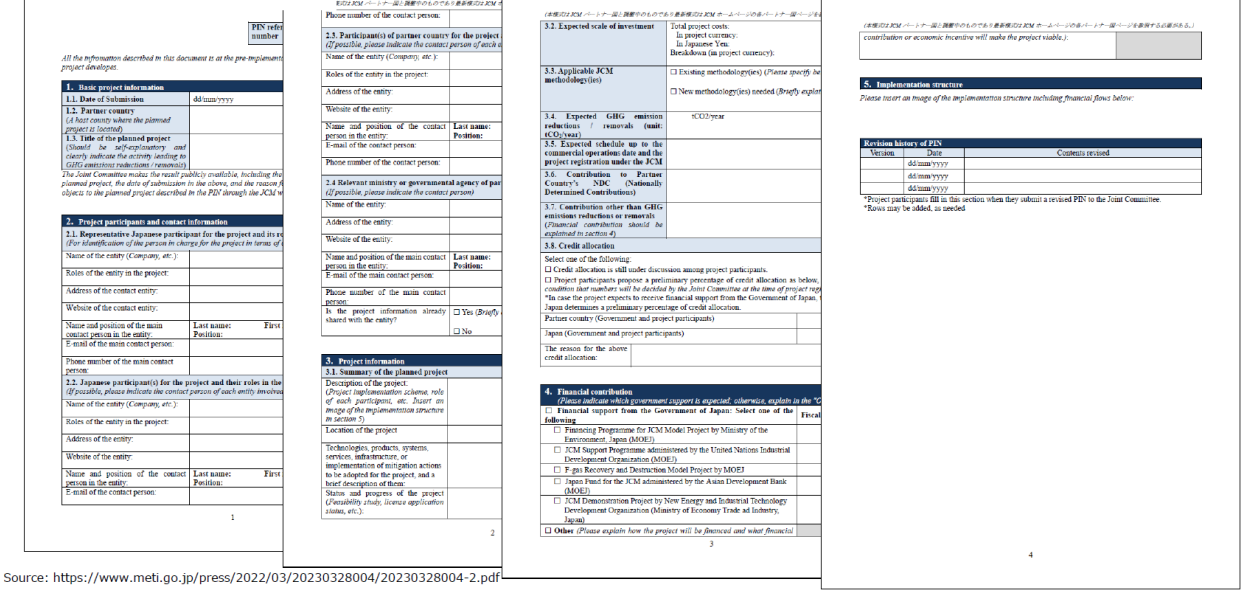
4. The research items in FS

Items	Survey Details
1. Analysis of related policy and institutional trends	● Identify trends (current and future) in policies and systems related to FS in the partner country, as well as issues and local needs. ● Policies and systems to be covered include NDC, climate change policy and related energy policy, and policies, systems, laws, and regulations related to commercialization of the proposed project.
2. Consideration of commercialization and JCM project	● Based on the results of the analysis in the Item 1, identify business/technology needs and study specific commercialization plans and dissemination strategies for commercialization and JCM project development (including studies necessary for financing, investment, and mitigation of business risks for commercialization). ● Examine the possibility of and measures to expand in other regions of the target country and other/neighboring countries. ● Examine plans for the NEDO JCM demonstration project, diffusion and expansion using private-sector JCM.
3. Study of issues and countermeasures	● In considering future commercialization and JCM project development, issues related to commercialization and dissemination strategies (business risks, identification of bottlenecks in dissemination, etc.) as well as success factors and issues to be resolved and measures to be taken for future business development (including contributions to regulations and standards in partner countries, approaches other than policies and systems, and proposals for business models linked to policy and system building).
4. Calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions	● To estimate the GHG emission reductions when the proposed project becomes and is implemented as the JCM project , and to study and prepare a draft JCM methodology for calculating the GHG reductions. ● To examine the contribution to GHG emission reductions in the country concerned and within other countries and regions when the proposed decarbonization technology/product, etc. is expanded (e.g., contribution to GHG reductions through the introduction of the system in the country concerned and quantification of the contribution to reductions when the system is expanded within other countries and regions). **Estimate GHG emission reductions for the proposed project level and the GHG emission reductions based on the assumption of widespread deployment of the proposed project.**
5. Coordination for commercialization through sharing proposed technologies/products, commercialization plans, issues, and countermeasures, etc. with counterparts in other countries.	● Through dialogues with partner country's government officials, etc., share the contents and progress/results of the studies in the Item 1-4, promote commercialization, and identify government officials and counterpart companies that will serve as counterparts in future JCM project development. This includes efforts to collaborate with relevant institutions and companies in the partner country, Japanese Embassy, JETRO, NEDO, JICA, and other overseas parties, etc. Effective implementation of surveys of relevant facilities in Japan and holding of briefing sessions, etc. for government officials, etc. of the counterpart country, as necessary.

Pacific Consultants

4. Research items on JCM FS

Project Idea Note



Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

Pacific Consultants
Producing The Future

5. JCM FS budget and eligibility for apply

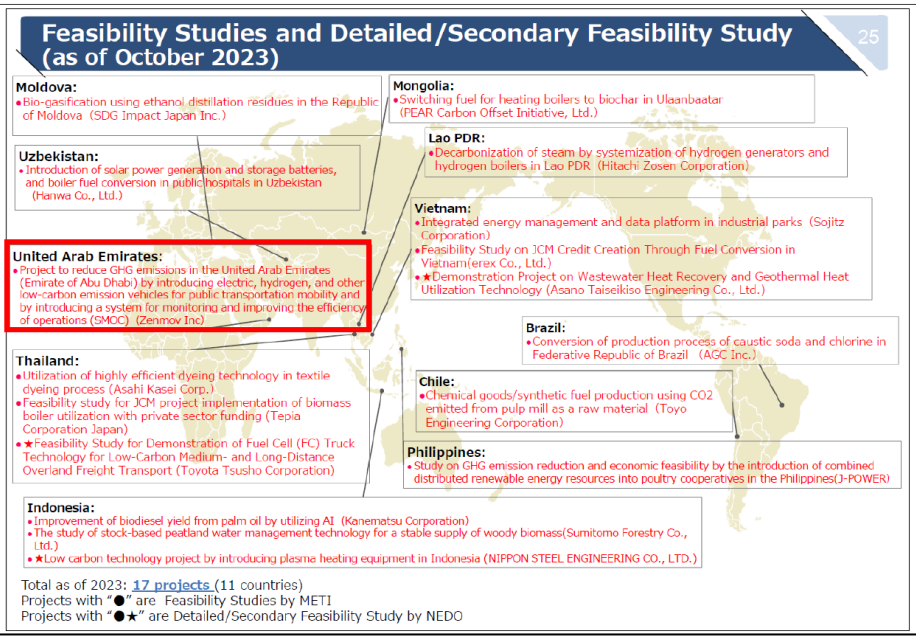
- ❑ **Type：Entrustment from JCMFS secretariat**
- ❑ **FS schedule：Contract date ～ 9 February 2024**
- ❑ **Budget: Maximum 15 million JPY (tax excluded)/proposal = 100,000 USD/proposal (1USD=150JPY)**

  <u>FY2023 result: 14 JCMFS project approved</u>

  ・Open call for proposal of JCMFS is expected to be continued for the next Japanese fiscal year (Apr 2024 -).
- ❑ **One of eligibilities for applicants：Having a base of operation in Japan. An overseas subsidiary/branch of a Japanese company whose parent company's head office locates in Japan is also eligible.**

10

5. JCM FS budget and eligibility for apply



11

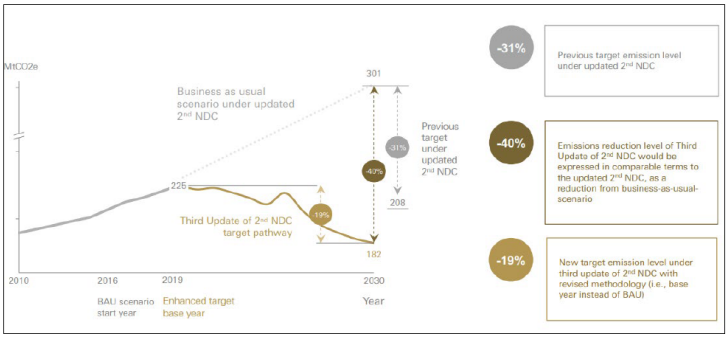
Potential areas of JCM projects in the UAE

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Climate Change Policies in the UAE

- In October 2021, the UAE pledged to achieve **2050 net-zero** emissions ahead of other Gulf countries.
- In July 2023, the UAE government revised its **National Energy Strategy 2050**, released in 2017, setting targets to **triple its renewable energy generation capacity by 2030**. At the same time, it developed the **National Hydrogen Strategy**, which aims to **produce 1.4 million tons of hydrogen per year and create 2.1 million tons of domestic demand by 2031,** based on UAE's Hydrogen Leadership Roadmap (2021).
- The UAE's latest NDC (2023) strengthen the emission reduction target and aims for a 40% emission reduction from the 2030 BAU level and a 19% reduction in 2030 from the baseline 2019 emission level.

NDC Target in 2030



Source: Accelerating Action Towards a Green, Inclusive and Resilient Economy: Third Update of Second Nationally Determined Contribution for the UAE (2023)

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

GHG Emissions in the UAE

- GHG emissions from the **"Industry sector"**, which includes cement, steel, aluminum, and petrochemicals, account for about **46%** (103 MtCO2e) of total GHG emissions (302 MtCO2e) as of 2019 and have reduction potential.
- The NDC has indicated a target volume of reduction from 226 MtCO2e in 2019 to 182 MtCO2e in 2030. The majority of this reduction is planned to come from the **"Building sector"** (35MtCO2e), promoting energy conservation in buildings and decarbonization of the power supply sources that supply energy to buildings.
- Emissions from the **"Power and Water Generation sector"**, including cogeneration plants, is 76 MtCO2e (2019), with significant reduction potential.

Sector	2019	2030 Target	Reduction	rate
Industry	103 MtCO2e	98 MtCO2e	5 MtCO2e	-5%
Buildings	62 MtCO2e	27 MtCO2e	35 MtCO2e	-56%
Transport	42 MtCO2e	42 MtCO2e	0 MtCO2e	-5%
Waste	13 MtCO2e	14 MtCO2e	-	+8%
Agriculture	6 MtCO2e	4 MtCO2e	2 MtCO2e	-22%
Power grid emission coefficient	0.55 tCO2e /MWh	0.27 tCO2e/MWh	-	-51%
Power and Water Generation	76MtCO2e	68 MtCO2e		-11%

※Emissions from the "Power and Water Generation" sector is included in each other sector.

Source: Prepared by PACIFIC CONSULTANTS from "Accelerating Action Towards a Green, Inclusive and Resilient Economy: Third Update of Second Nationally Determined Contribution for the UAE (2023)

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Main actions for Sectoral GHG Emission Reductions in NDC

Sector	Actions
Power and Water Generation Power grid emission coefficient	· **Reduce grid emission factors by 51% by expanding clean energy sources by 19.8 GW by 2030**. · Produce potable water **using low-carbon reverse osmosis (RO) technology** to meet water demand. · Increase freshwater production to 100% using clean energy and waste heat by 2030.
Industry	· By 2030, industrial production will be increased by about 100% while emission reductions will be achieved at the same time. Large emitting industries are cement, aluminum, and steel production. In particular, the **UAE DSM program aims to improve energy efficiency by 33% by 2050 for the top 50 energy consumers**. · Planning a **CCS package that will introduce CCS in the cement production process** and provide financial incentives. · **Developing a carbon registration and trading system.** · **Developing a National Hydrogen Strategy** to accelerate low-carbon hydrogen production for domestic demand as well as for export Abu Dhabi is also developing a low-carbon hydrogen strategy policy.
Transport	· The UAE's goal is to reduce GHG emissions in the transportation sector **by 1% by 2030**. **Emissions per passenger kilometer traveled will be reduced by 20% and per freight ton-kilometer by 40%**. · Develop the **UAE National Smart Mobility Strategy, Dubai 2040 Urban Master Plan, and Abu Dhabi Surface Transportation Master Plan to expand the public transportation system and freight transportation** infrastructure. · Advance a policy package to promote the development of a comprehensive EV network throughout the UAE, with **all cabs in Dubai to be hybridized, electrified, and hydrogenated by 2027**.
Waste	· More than 60% of the UAE's emissions in the waste sector come from landfills. · The projected 8% increase in emissions from the sector by 2030 is due to the additional electricity consumption for recycling and increased waste-to-energy use (waste-to-energy generation) that will increase GHG emissions in the short term as the UAE works to achieve an **80% recycling rate by 2031**. · **Reduce CH4 emissions by 30% by 2030.**
Buildings	· The UAE population is expected to increase by 14% by 2030 compared to 2019, and **achieving -56% by 2030** is an ambitious goal. · The UAE DSM program for 2021 calls for a **40% reduction in energy use and a 20% reduction in water demand by 2050 through energy-efficient buildings** and cooling equipment, rooftop photovoltaics, solar water heating, and the **introduction of national building codes.**
Agriculture	· The main sources of emissions are on-farm energy use and livestock enteric fermentation. · Increase agricultural and water use efficiency through the use of new technologies and artificial intelligence, while reducing the carbon intensity of electricity used. · Reduce GHG emissions through more efficient use of fertilizers. · Increase food supply chain efficiency through the use of blockchain and big data.

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Source: Prepared by PACIFIC CONSULTANTS from "Accelerating Action Towards a Green, Inclusive and Resilient Economy: Third Update of Second Nationally Determined Contribution for the UAE (2023)

Examples of potential areas for JCM projects in the UAE

Prerequisite for JCM projectization:

- METI JCM FS/NEDO JCM Demonstration/MOE Model Project → Have to contribute to reduction of **energy-derived CO2 emissions reduction**.
- Private-sector JCM → Contribute to **all kinds of GHG emissions reduction** (including non-energy derived).
- **Projects that cannot quantitatively be calculated GHG emission reductions compared with reference scenario are not suitable for JCM.**

Energy-saving/conservation

- Energy conservation in and green energy supply to **buildings.**
- Energy conservation measures in the **industrial sector**, which accounts for 46% of emissions. Energy conservation measures in the **cement industry** (clinker manufacturing process, etc.), which is a particularly high emitter.。

Renewable Energy

- The Middle East is an ideal location for solar photovoltaic and solar thermal power generation (CSP).

Hydrogen / Ammonia

- Based on the National Hydrogen Strategy, UAE accelerate in increase hydrogen production and export as well as domestic demand.
- In January 2021, METI Japan signed a Memorandum of Cooperation (MoC) with ADNOC to accelerate bilateral cooperation in the areas of fuel ammonia and carbon recycling.

CCU/CCUS

- ADNOC plans to increase its CO2 capture capacity to 5 million tCO2 per year by 2030, more than six times the current capacity.
- UAE will introduce CCS in the cement production process.

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Pacific Consultants

Examples of JCM projects (Registered/Preparing)

Sector	Examples	Japanese company	Estimated Emission Reduction (tCO2/y)	JCM Country	Ref
Power and Water Generation Power grid emission coefficient	· Introduction of Amorphous High Efficiency Transformers in Power Grid · Introduction of 5MW Floating Solar Power System on Industrial Water Reservoir in Thailand · 48MW Offshore Wind Power Generation Project in Duyen Hai District, Tra Vinh Province	• Yuko-Keiso • TSB Bangko • Shizen Energy	• 2,109 • 2,552 • 36,597	• Lao PDR • Thailand • Vietnam	• LA004 • TH014 • Preparing
Industry	· Energy Saving for Semiconductor Factory with High Efficiency Centrifugal Chiller and Compressor · Power Generation by Waste Heat Recovery in Cement Industry · Energy Saving for Air conditioning in Tire Manufacturing Factory with High Efficiency Centrifugal Chiller · Power generation by waste heat recovery in the PT Semen Indonesia (Persero) Tbk factory in Tuban · Energy saving by optimum operation at an oil refinery · Introduction of High-efficiency Once-through Boiler in Film Factory · Introduction of High Efficiency Water Pumps in Da Nang City	• Sony Semiconductor Manufacturing • NTT Data Institute of Management Consulting • INABATA & CO • JFE Engineering • Yokogawa Electric • Mitsubishi Chemical • Yokohama Water	• 365 • 29,746 • 208 • 149,063 • 1,275 • 960 • 738	• Thailand • Thailand • Thailand • Indonesia • Indonesia • Indonesia • Vietnam	• TH004 • TH006 • TH007 • ID013 • ID014 • ID021 • VN012
Transport	**· Zenmov Inc., studied possibility of JCM for efficient EV public transportation in Abu Dhabi in FY2023.**	• -	• -	• -	
Waste	· Yangon Waste to Energy plant by introducing power generation and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW) · Waste to Energy Project in Bac Ninh Province	• JFE Engineering • JFE Engineering	• 2,000-8,000 • 41,804	• Myanmar • Vietnam	• MM001 • Preparing
Buildings	· Installation of Energy Saving Equipment and Solar Power System to Complex Building · Introduction of High Efficiency Chiller and High Efficiency LED Lighting with Dimming Function to Shopping Center · Introduction of Air Cooled Chiller to Office Building	• Yuko Keiso • Tokyu Corp • Hitachi-Johnson Controls Air Conditioning	• 1,493 • 732 • 86	• Indonesia • Vietnam • Vietnam	• Preparing • Preparing • Preparing
Agriculture	· 6MW Solar Power Project Utilizing Farmland in Maule and Nuble Region	• Farmland	• 4,400	• Chile	• Preparing

Source: https://www.jcm.go.jp/ and https://gec.jp/jcm/projects/

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名　令和5年度 二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査） 報告書

委託事業名　令和5年度 二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査）

受注事業者名　　パシフィックコンサルタンツ株式会社

頁	図表番号	タイトル
9～41		案件概要図、案件成果図
96	図 4	CCUプロジェクトの実施に当たっての協力体制の事例
127	図 11	J-クレジットのスキーム図
143	図 13	株式会社PEARカーボンオフセット・イニシアティブ社が想定するプログラム型の実施体制
145	図 14	兼松株式会社が想定するプログラム型の実施体制
146	図 15	AZEC JCM利活用促進に関する国際会合当日の様子
945～978		セミナー発表資料