経済産業省 御中

令和 6 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

2025 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. 前年度 FS 案件のフォローアップ 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 8
2.3. JCM FS 成果概要 11
2.3.1. 旭化成株式会社 12
2.3.2. AGC 株式会社 15
2.3.3. 株式会社 NTT ドコモ 17
2.3.4. 株式会社クボタ 20
2.3.5. 双日株式会社 22
2.3.6. 日本工営株式会社 24
2.3.7. ファイン・エコ・ソリューション株式会社 26
2.3.8. 一般財団法人カーボンフロンティア機構 28
2.3.9. 株式会社エックス都市研究所 30
2.3.10. 株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所 33
2.3.11. サステナブルホールディングス株式会社 35
2.3.12. 日鉄エンジニアリング株式会社 37
2.3.13. 三井物産株式会社 39
2.3.14. Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd. 42
2.3.15. 株式会社クリーンシステム 45
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 48
3.1. カザフスタンにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 48
3.1.1. カザフスタンの GHG 排出量 48
3.1.2. カザフスタンのエネルギー需給動向 50
3.1.3. カザフスタンの NDC 58
3.1.4. カザフスタンの気候変動関連の主な政策 58
3.1.5. カザフスタンのカーボンクレジット関連政策の動向 60
3.1.6. カザフスタンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 61
3.1.7. カザフスタンでの JCM セミナーの開催 62
3.2. チリにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 66

3.2.1. チリの GHG 排出量 66
3.2.2. チリのエネルギー需給動向 67
3.2.3. チリの NDC 76
3.2.4. チリの気候変動関連の主な政策 76
3.2.5. チリのカーボンクレジット関連政策の動向 78
3.2.6. チリでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 82
3.2.7. チリでの JCM セミナーの開催 83
3.3. マレーシアにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催 87
3.3.1. マレーシアの GHG 排出量 87
3.3.2. マレーシアのエネルギー需給動向 88
3.3.3. マレーシアの NDC 97
3.3.4. マレーシアの気候変動関連の主な政策 98
3.3.5. マレーシアのカーボンクレジット関連政策の動向 101
3.3.6. マレーシアでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 102
3.3.7. マレーシアでの JCM セミナーの開催 103
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 106
3.4.1. インドの GHG 排出量 106
3.4.2. インドのエネルギー需給動向 107
3.4.3. インドの NDC 115
3.4.4. インドの主な GHG 排出削減戦略・計画 116
3.4.5. インドのカーボンクレジット関連政策の動向 117
3.4.6. インドでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発 119
3.4.7. インドでの JCM セミナーの開催 120
3.5. 将来的な JCM FS につながる新規案件候補 123
3.6. 技術分野を限定した国内におけるセミナーの開催 124
3.6.1. 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 1 回） 124
3.6.2. 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 2 回） 129
4. JCM 促進に係る調査事業 133
4.1. 水素・アンモニア混焼分野に係る調査 133
4.1.1. 水素・・アンモニア燃料の活用に関する諸外国の動向 133
4.1.2. 諸外国の技術動向 137
4.1.3. 日本国内の技術システム・技術開発動向 140
4.1.4. 水素・アンモニア活用に関連する既存の GHG 排出削減方法論 146
4.1.5. JCM プロジェクト化に向けた検討 149
4.1.6. 有識者・国内企業へのインタビュー 151

4.1.7. JCM 方法論案の検討 153
4.1.8. 水素・アンモニア燃料の火力発電所への混焼方法論案の検討における課題・論点 157
4.2. ネガティブエミッション分野（DACCS）に係る調査 158
4.2.1. DACCS の概要 158
4.2.2. DACCS の JCM プロジェクト実施のための課題の整理 170
4.2.3. 有識者・国内企業へのインタビュー 193
4.2.4. 今後の論点整理 194
5. 前年度 FS 案件のフォローアップ 197
別添資料 201
添付 1. JCM FS 公募関係資料 201
添付 2. 採択事業者の概要報告書 262
添付 2.1. 旭化成株式会社 262
添付 2.2. AGC 株式会社 298
添付 2.3. 株式会社 NTT ドコモ 327
添付 2.4. 株式会社クボタ 357
添付 2.5. 双日株式会社 385
添付 2.6. 日本工営株式会社 407
添付 2.7. ファイン・エコ・ソリューション株式会社 440
添付 2.8. 一般社団法人カーボンフロンティア機構 465
添付 2.9. 株式会社エックス都市研究所 494
添付 2.10. 株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所 533
添付 2.11. サステナブルホールディングス株式会社 564
添付 2.12. 日鉄エンジニアリング株式会社 586
添付 2.13. 三井物産株式会社 617
添付 2.14. Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd. 643
添付 2.15. 株式会社クリーンシステム 672
添付 3. セミナーでのパシフィックコンサルタンツ発表資料 700
添付 3.1. カザフスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するセミナー 700
添付 3.2. チリにおける更なる二国間クレジット制度（JCM）の促進セミナー 709
添付 3.4. マレーシア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 716
添付 3.5. インドにおける India-Japan Environmental Business Promotion Seminar 725
添付 4. 二次利用未承諾リスト 735

図番号リスト

図 1 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）ウェブサイト 5
図 2 カザフスタンの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2021 年） 49
図 3 カザフスタンの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2021 年） 49
図 4 カザフスタンのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2021 年） 50
図 5 カザフスタンのエネルギー種別総供給量の割合（2021 年） 50
図 6 カザフスタンのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2021 年） 51
図 7 カザフスタンのエネルギー源別発電量の割合（2021 年） 51
図 8 カザフスタンのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年） 52
図 9 カザフスタンのエネルギー源別最終消費の割合（2021 年） 52
図 10 カザフスタンの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年） 53
図 11 カザフスタンの産業種源別最終消費の割合（2021 年） 53
図 12 カザフスタンのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2021 年） 54
図 13 カザフスタンのエネルギー源別発電量の割合（2021 年） 54
図 14 カザフスタンのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2021 年） 55
図 15 カザフスタンの産業種別電力消費割合（2021 年） 55
図 16 カザフスタンの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2021 年） 55
図 17 カザフスタンの民生部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2021 年） 56
図 18 カザフスタンの民生部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年） 56
図 19 カザフスタンの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2021 年） 57
図 20 カザフスタンの産業部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年） 57
図 21 チリの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年） 67
図 22 チリの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年） 67
図 23 チリのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2023 年） 68
図 24 チリのエネルギー種別総供給量の割合（2023 年） 68
図 25 チリのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2023 年） 69
図 26 チリのエネルギー源別発電量の割合（2023 年） 69
図 27 チリのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年） 70
図 28 チリのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年） 70
図 29 チリの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年） 71
図 30 チリの産業種源別最終消費の割合（2022 年） 71
図 31 チリのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2023 年） 72
図 32 チリのエネルギー源別発電量の割合（2023 年） 72
図 33 チリのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年） 72
図 34 チリの産業種別電力消費割合（2022 年） 73
図 35 チリの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年） 73

図 36 チリの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 74
図 37 チリの産業部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 74
図 38 チリの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 75
図 39 チリの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）.... 75
図 40 各地域の水素製造標準化コスト比較..... 77
図 41 マレーシアの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）..... 88
図 42 マレーシアの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）..... 88
図 43 マレーシアのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 89
図 44 マレーシアのエネルギー種別総供給量の割合（2022 年）..... 89
図 45 マレーシアのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 90
図 46 マレーシアのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）..... 90
図 47 マレーシアのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 91
図 48 マレーシアのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年）..... 91
図 49 マレーシアの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 92
図 50 マレーシアの産業種源別最終消費の割合（2022 年）..... 92
図 51 マレーシアのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 93
図 52 マレーシアのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）..... 93
図 53 マレーシアのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 94
図 54 マレーシアの産業種別電力消費割合（2022 年）..... 94
図 55 マレーシアの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 95
図 56 マレーシアの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 95
図 57 マレーシアの産業部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年） 96
図 58 マレーシアの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 96
図 59 マレーシアの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）
..... 97
図 60 マレーシア再生可能エネルギー導入目標..... 99
図 61 マレーシアの New Capacity Target シナリオ..... 100
図 62 インドの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）..... 107
図 63 インドの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）..... 107
図 64 インドのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 108
図 65 インドのエネルギー種別総供給量の割合（2022 年）..... 108
図 66 インドのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 109
図 67 インドのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）..... 109
図 68 インドのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 110
図 69 インドのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年）..... 110
図 70 インドの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 111
図 71 インドの産業種源別最終消費の割合（2022 年）..... 111
図 72 インドのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 111

図 73 インドのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）..... 112
図 74 インドのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 112
図 75 インドの産業種別電力消費割合（2022 年）..... 112
図 76 インドの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 113
図 77 インドの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 113
図 78 インドの産業部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 114
図 79 インドの民生部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）..... 114
図 80 インドの民生部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）..... 115
図 81 諸外国検討事例における支援対象・CO2 閾値の設定..... 149
図 82 IEA ネットゼロシナリオにおける DACCS による CO2 除去量..... 160
図 83 除去クレジットの需要企業..... 161
図 84 IPCCAR6 のシナリオ別 CO2 排出量..... 161
図 85 LCA 手法の適応なしの場合の算定イメージ..... 176
図 86 LCA 手法の適応ありの場合の算定イメージ..... 176
図 87 除去クレジット購入企業..... 181
図 88 地域/国別の CCUS プロジェクト数..... 184

表番号リスト

表 1 現地渡航実績一覧..... 3
表 2 採択結果（1 次公募）..... 6
表 3 採択結果（2 次公募）..... 7
表 4 採択結果（3 次公募）..... 8
表 5 採択事業者の現地調査への同行..... 9
表 6 中間報告会日程..... 9
表 7 最終報告会日程..... 9
表 8 JCMFS 成果概要の内容..... 11
表 9 カザフスタンの GHG 排出量（Mt CO2e）..... 48
表 10 カザフスタンの NDC（2023 年）の概要..... 58
表 11 カーボンニュートラル達成のための大統領令 No.121 における重点分野（抜粋）..... 59
表 12 カザフスタンの排出量取引制度（KAZ ETS）の概要..... 60
表 13 カザフスタンにおけるカーボンクレジットスキームを活用した既存のプロジェクト..... 60
表 14 カザフスタンでの現地調査日程..... 61
表 15 カザフスタンでの現地面談実績..... 61
表 16 カザフスタンにおける JCM の実施に関するセミナー（アジェンダ）..... 62
表 17 カザフスタンにおいて JCM で優先的に検討する分野（セミナー時点）..... 64
表 18 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）..... 64

表 19 チリの GHG 排出量（Mt CO2e） 66
表 20 チリの NDC（2020 年）の概要 76
表 21 チリにおけるカーボンクレジットスキームを活用した既存のプロジェクト 79
表 22 カザフスタンでの現地調査日程 82
表 23 チリでの現地面談実績 82
表 24 チリにおける更な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） 83
表 25 チリにおけるパリ協定 6 条対象プロジェクト（セミナー時点での案） 85
表 26 マレーシアの GHG 排出量（Mt CO2e） 87
表 27 マレーシアの NDC の概要 97
表 28 マレーシア・シンガポールでの現地調査日程 102
表 29 マレーシアに関する面談実績 102
表 30 シンガポールでの現地面談実績 103
表 31 マレーシア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） 104
表 32 マレーシアにおける JCM 支援スキーム活用促進セミナー（質疑応答） 105
表 33 インドの GHG 排出量（Mt CO2e） 106
表 34 インドの NDC の概要 116
表 35 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 117
表 36 インドの CCTS におけるオフセットクレジットの対象分野 118
表 37 インドでの現地調査日程 119
表 38 インドでの現地面談実績 119
表 39 Exploring Collaboration Opportunities toward Decarbonized and Sustainable Society in India 概要） 121
表 40 将来的な JCM FS 候補案件① 123
表 41 将来的な JCM FS 候補案件② 123
表 42 将来的な JCM FS 候補案件③ 123
表 43 第 1 回 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー概要 . 124
表 44 第 2 回 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー概要 . 129
表 45 八つの示唆的なパスウェイ 134
表 46 JCM パートナー国の水素・アンモニア戦略・支援制度と水素の用途 135
表 47 主要国における水素・アンモニア戦略・支援制度と水素の用途 135
表 48 発電分野での水素利用技術に関する技術成熟度評価（Technology Readiness levels of Hydrogen end-uses by sector） 137
表 49 水素とアンモニアの利用技術の動向とプロジェクト例 138
表 50 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（つくる） 140
表 51 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（はこぶ） 141
表 52 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（つかう） 141

表 53 GI 基金において水素・アンモニア利用技術の研究開発を実施しているメーカー等の当該技術の海外展開に関する記載例 143
表 54 GI 基金による火力発電への水素・アンモニア混焼事業の例 144
表 55 水素・アンモニア利用に関する既存の方法論 146
表 56 AM0020 Co-firing of biomass residues for heat generation and/or electricity generation 147
表 57 稼働中（2022 年 4 月時点）の主な DAC/DACCS プロジェクト 158
表 58 JCM パートナー国/パートナー候補国における DAC/DACCS 計画 159
表 59 海外における DAC 技術の概要 165
表 60 国内における DAC 技術の開発・実証状況 168
表 61 既存の DACCS/CCS 方法論等 170
表 62 適用技術 172
表 63 CO2 回収源の定義 173
表 64 DACCS 方法論における DACCS 工程で利用するエネルギーの取り扱い 174
表 65 各方法論における LCA 手法の導入 177
表 66 DACCS におけるクレジットバッファーと貯留後モニタリング 178
表 67 欧米等の DAC 支援策 181
表 68 JCM パートナー国等における CCS の状況 185
表 69 アンケート対象の令和 5 年度 JCM FS 実施者 197
表 70 令和 5 年度 JCM FS 実施者向けフォローアップアンケート様式 197

略語リスト

略語	英語	日本語
ACCU	Australian Carbon Credit Unit	オーストラリア炭素クレジット
ACR	American Carbon Registry	アメリカン・カーボン・レジストリー
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ADNOC	Abu Dhabi National Oil Company	アブダビ国営石油会社
AMUL	Anand Milk Union Limited	—
ARPChem	Japan Technological Research Association of Artificial Photosynthetic Chemical Process	人工光合成化学プロセス技術研究組合
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
ATR	Autothermal Reforming	自動改質器
AZEC	Asia Zero Emission Community	アジア・ゼロエミッション共同体
BAU	Business as Usual	現状維持
BCX	Bursa Carbon Exchange	ブルサ・カーボン・エクスチェンジ
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage	炭素回収・貯留付きバイオエネルギー
BESS	Battery Energy Storage System	大容量蓄電池システム
BEV	Battery Electric Vehicle	バッテリー電気自動車
BM	Build Margin	ビルドマージン
BPCL	Bharat Petroleum Corporation Limited	－
BPMED	Bipolar Membrane Electrodialysis	バイポーラ膜電気透析
CAPEX	Capital expenditure	資本的支出
CAR	Climate Action Reserve	クライメート・アクション・リザーブ
CBG	Compressed Biogas	圧縮バイオガス
CCDA	Climate Change and Development Authority, Papua New Guinea	パプアニューギニア気候変動開発庁
CCS	Carbon Capture and Storage	炭素回収・貯留
CCTS	Carbon Credit Trading Scheme	炭素クレジット取引制度
CCU	Carbon Capture and Utilization	炭素回収利用
CCUS	Carbon Capture, Utilization, and Storage	炭素回収・利用・貯留
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CDR	Carbon Dioxide Removal	二酸化炭素回収
CGPP	Corporate Green Power Programme, Malaysia	マレーシア企業グリーン電力プログラム
CH4	Methane	メタン
CHP	Combined Heat and Power	熱電併給
CN	Carbon Neutral	カーボンニュートラル
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス

CO2	Carbon Dioxide	二酸化炭素
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción de Chile	チリ産業開発公社
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation	国際航空のための炭素オフセットおよび削減スキーム
CSP	Concentrated Solar Power	太陽熱発電
CSTR	Continuous Stirred-Tank Reactor	連続撹拌槽型反応器
DAC	Direct Air Capture	直接空気回収
DACCS	Direct Air Capture with Carbon Storage	直接空気炭素回収・貯留
DCCE	Department of Climate Change and Environment, Thailand	タイ国気候変動・環境局
DOE	Department of Energy, USA	米国エネルギー省
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane	炭層メタン増進回収
ECLP	La Estrategia Climática de Largo Plazo	チリ国長期気候戦略
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム
EOR	Enhanced Oil Recovery	原油増進回収
EPC	Engineering, Procurement, and Construction	設計・調達・建設
EPS	Eco Plant Services Co., Ltd.	－
ERF	Emission Reduction Fund	排出削減基金
ERG	Eurasian Resources Group, Kazakhstan	—
ESA	Electrosorb Swing Adsorption	エレクトロスイング吸着法
ETS	Emission Trading System	排出量取引制度
EU	European Union	欧州連合
EV	Electric Vehicle	電気自動車
FAIS	Foundation for the Advancement of Industry, Science and Technology in Kitakyushu	公益財団法人北九州産業学術推進機構
FCC	Fluid Catalytic Cracking	流動接触分解
FICCI	Federation of Indian Chambers of Commerce & Industry, India	インド商工会議所連盟
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
FY	Fiscal Year	会計年度
GCCSI	Global CCS Institute	グローバル CCS インスティテュート
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEC	Global Environment Centre Foundation	地球環境センター
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GI	Green Innovation	グリーンイノベーション
GX	Green Transformation	グリーントランスフォーメーション

H2	Hydrogen	水素
H2S	Hydrogen Sulfide	硫化水素
HypoMem	Highly Permeable Polyaniline-based Hybrid Separation Membrane	高透過性のポリアニリン系ハイブリッド分離膜
ICE	Internal Combustion Engine	内燃機関
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IETA	International Emissions Trading Association	国際排出権取引連盟
IGES	Institute for Global Environmental Strategies	地球環境戦略研究機関
IMF	International Monetary Fund	国際金融機関
INCOFER	Costa Rican National Institute of Railway	コスタリカ鉄道庁
IPCC	The International Panel on Climate Change	気候変動に関する政府間パネル
IPPU	Industrial Processes and Product Use	工業プロセス及び製品の使用
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
ISO	International Organization for Standardization	国際標準化機構
ITMO	Internationally Transferred Mitigation Outcome	国際的に移転された緩和成果
JAXA	Japan Aerospace Exploration Agency	宇宙航空研究開発機構
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	国際協力銀行
JC	Joint Committee	合同委員会
JCCII	Japan Chamber of Commerce and Industry in India	インド日本商工会
JCM	Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
JCM FS	Joint Crediting Mechanism Feasibility Study	二国間クレジット制度実現可能性調査
JETRO	Japan External Trade Organization	日本貿易振興機構
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KAZ ETS	Kazakhstan Emissions Trading System	カザフスタン排出量取引制度
KEGOC	Kazakhstan Electricity Grid Operating Company	—
KPI	Key Performance Indicator	重要業績評価指標
KSA	Kingdom of Saudi Arabia	サウジアラビア王国
LCA	Life Cycle Assessment	ライフサイクルアセスメント
LCCN	Life Cycle Carbon Neutral	ライフサイクルカーボンニュートラル
LH2	Liquid Hydrogen	液体水素
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
LiB	Lithium Ion Battery	リチウムイオンバッテリー
LP	Liquefied Petroleum	液化石油

LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LULUCF	Land Use, Land-Use Change, and Forestry	土地利用、土地利用変化及び林業
MCH	Methylcyclohexane	メチルシクロヘキサン
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan	経済産業省
MHFS	Marine Hydrogen Fuel Tank and Fuel Supply System	舶用水素燃料タンクおよび燃料供給システム
MOEFCC	Ministry of Environment, Forest and Climate Change, India	インド環境森林気候変動省
MOF	Ministry of Finance, India	インド財務省
MOP	Ministry of Power, India	インド石油化学省
MoU	Memorandum of Understanding	覚書
MRV	Monitoring, Reporting, Verification	モニタリング、報告、検証
MZT	Mission Zero Technology	ミッションゼロテクノロジー
N2O	Nitrous Oxide	亜酸化窒素
NCT	New Capacity Target	新規容量目標
NDC	Nationally Determined Contribution	国が決定する貢献
NDDB	National Dairy Development Board	インド酪農開発委員会
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEM	Net Energy Metering	ネットエネルギーメーター制度
NETR	National Energy Transition Roadmap, Malaysia	マレーシア国家エネルギー移行ロードマップ
NEXI	Nippon Export and Investment Insurance	日本貿易保険
NH3	Ammonia	アンモニア
NIES	National Institute for Environmental Studies	国立環境研究所
NOx	Nitrogen Oxides	窒素酸化物
NREP	National Renewable Energy Program	国家再生可能エネルギー計画
O&M	Operation and Maintenance	運転管理と保守点検
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OECC	Overseas Environmental Cooperation Center, Japan	海外環境協力センター
OM	Operating Margin	オペレーティングマージン
OPEX	Operating Expenditure	運営費
ORC	Organic Rankine Cycle	有機ランキンサイクル
PA	Paris Agreement	パリ協定
PAT	Perform, Achieve and Trade	インド省エネルギー達成認証制度

PCS	Power Conditioner	パワーコンディショナー
PDD	Project Design Document	プロジェクト設計書
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo	チリ国長期エネルギー計画
PIN	Project Idea Note	プロジェクトアイデアノート
PMGD	Small Means of Distributed Generation	小規模分散発電設備
PNG	Papua New Guinea	パプアニューギニア
PoC	Proof of Concept	概念実証
PRTR	Pollutant Release and Transfer Register	化学物質排出移動量登録
PV	Photovoltaic	太陽光発電
R&D	Research and Development	研究開発
RDF	Refuse Derived Fuel	廃棄物固形燃料
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
REC	Renewable Energy Certificate	再生可能エネルギー証書
RESTEC	Remote Sensing Technology Center of Japan	一般社団法人リモート・センシング技術センター
RITE	Research Institute of Innovative Technology for the Earth, Japan	地球環境産業技術研究機構
ROTOBO	Institute for Russian & NIS Economic Studies	ロシア NIS 貿易会
SAF	Sustainable Aviation Fuel	持続可能な航空燃料
SCG	Siam Cement Group	—
SEDA	Sustainable Energy Development Authority, Malaysia	マレーシア持続可能エネルギー開発庁
SERT	Sustainable Environment Research and Training Foundation, India	インド財団法人持続可能環境調査・研究財団
SEZ	Special Economic Zones	経済特区
SNI	Standar Nasional Indonesia	インドネシア国家規格
SO2	Sulfur Dioxide	二酸化硫黄
SOEC	Solid Oxide Electrolyzer Cell	固体酸化物形電解セル
SPC	Special Purpose Company/Corporation	特別目的会社
TES	Total Energy Supply	総エネルギー供給
TFC	Total Final Consumption	最終エネルギー消費
TNB	Tenaga Nasional Berhad	マレーシア国営電力テナガ・ナショナル
TPEs	Third-Party Entities	第三者機関
TRL	Technology Readiness Level	技術成熟度レベル
TS	Technical Specifications	標準仕様書
UAE	United Arab Emirates	アラブ首長国連邦

UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
UNIDO	United Nations Industrial Development Organization	国際連合工業開発機関
UPS	Uninterruptible Power Supply	無停電電源装置
VCS	Verified Carbon Standard	—
VOC	Volatile Organic Compounds	揮発性有機化合物
VTSA	Vacuum Temperature Swing Adsorption	真空温度スイング吸着法
WtS	Waste to Steam	—

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、「GHG」）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[1]において、2013 年度比で 2035 年度に 60%、2040 年度に 73%削減という目標を掲げている。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・吸収量定量的を評価し削減目標達成に活用する二国間クレジット制度（以下、「JCM」）については、NDC において、「グローバルサウス諸国等への脱炭素技術、製品、システム、サービス、インフラ等の普及や対策実施を通じ、実現した温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価するとともに、我が国の NDC の達成に活用するため、JCM を構築・実施していく。」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、2040 年度までの累積で、2 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。」としている。

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、2022 年以降、新たに 12 か国が協力覚書に署名しており、上記目標の達成にむけて今後も新規パートナー国の追加が見込まれている。2023 年 3 月には「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」が公表され、2024 年 3 月にはガイダンス内容を充実化した改定版が公表されている [2]。

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 6 年 8 月には、「第 2 回 AZEC・JCM 国際会合」が開催された。

本事業では、これらの背景を踏まえ、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」）や民間資金による JCM プロジェクトを目指す JCM 実現可能性調査（以下、「JCM FS」）案件の公募採択とそれら案件に対する JCM プロジェクト化に向けた適切な支援の実施、国内外での JCM セミナー開催等を通じた JCM プロジェクト案件候補の発掘、新たな技術分野での JCM プロジェクト化にむけた課題整理に加えて令和 5 年度 JCM FS 案件のフォローアップを行うことにより JCM を促進することを目的として実施した。

---

[1] Japan's 2035/2040 NDC https://unfccc.int/sites/default/files/2025-02/Japans%202035-2040%20NDC.pdf 及び 日本の NDC（国が決定する貢献）https://www.env.go.jp/content/000291804.pdf

[2] 「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（改定版）（環境省、経済産業省、外務省、農林水産省、2024 年 3 月 25 日） https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm/pdf/private_secor_JCM_guidance_all_202403.pdf

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、3 次公募を実施した。
B. 応募提案の選定を行い、合計 15 件を採択した。
C. 15 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セミナー

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カザフスタン共和国（以下、「カザフスタン」)、チリ共和国（以下、「チリ」)、JCM 署名に向けて継続的に協議がなされているマレーシアにて、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、インド共和国（以下、「インド」）では、日本国環境省が主催したセミナーに登壇し JCM FS の紹介を行った。

2024 年 12 月 11 日	カザフスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するセミナー（対面形式）
2024 年 12 月 19 日	チリにおける更なる二国間クレジット制度（JCM)の実施に関するセミナー（対面形式）
2025 年 2 月 5 日	マレーシア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）
2025 年 3 月 4 日	India-Japan Environmental Business Promotion Seminar（対面形式）

(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 3 件を発掘した。現地渡航実績は以下のとおり。なお、シンガポールは、東南アジアでの事業展開に関して本社機能を有する日系企業も多いため、マレーシアと合わせて調査を実施した。

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
カザフスタン	2024 年 10 月 6 日～10 月 12 日	2023 年 12 月 8 日～12 月 14 日
チリ	2024 年 10 月 18 日～10 月 27 日	2024 年 12 月 15 日～12 月 22 日
シンガポール・マレーシア	2024 年 12 月 1 日～12 月 14 日	2025 年 2 月 1 日～2 月 12 日
インド	2025 年 2 月 26 日～3 月 8 日	

(3) 技術分野を限定した国内におけるセミナーの開催

JCM プロジェクトの開発の促進を目的とし、政府による支援メニューの紹介、JCM 制度の背景、方法論や MRV の基本的な考え方、JCM FS 実施事業者による事例紹介、国内外でのクレジット制度の動向等について、都内で事業者向けセミナーを開催した。

2024 年 10 月 17 日　令和 6 年度 二国間クレジット制度 (JCM) の更なる促進に向けたセミナー（ハイブリッド形式）
2025 年 1 月 15 日　令和 6 年度 二国間クレジット制度 (JCM) の更なる促進に向けたセミナー（第 2 回）（ハイブリッド形式）

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水素・アンモニア混焼分野、ネガティブエミッション（直接空気回収（DACCS））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. 前年度 FS 案件のフォローアップ

「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)」の事業者に対して進捗に関するアンケートを実施した。また、複数の事業者に対してパートナー国における JCM や脱炭素関連政策等に関する情報提供を実施した。

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、1 次公募、2 次公募はそれぞれ約 4 週間、3 次公募は約 2 週間とし、JCM FS の企画提案の募集を行った。JCM FS のウェブサイトを経済産業省ドメインに構築し(jcmfs.meti.go.jp)、公募案内等を実施した（次頁 図 1)。公募開始前には公募の事前予告を行うなどした[3]。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（1 次公募、2 次公募のみ開催)、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。なお、3 次公募では、過年度までに案件がないアゼルバイジャン、ジョージア、アラブ首長（UAE)、キルギスを調査対象国とした JCM FS の公募を行った。

- 1 次公募：令和 6 年 4 月 22 日（月）～5 月 24 日（金）12 時（正午）必着
- 2 次公募：令和 6 年 7 月 22 日（月）～8 月 23 日（金）12 時（正午）必着
- 3 次公募：令和 6 年 10 月 21 日（月）～11 月 1 日（金）17 時必着

(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。3 次公募時には公募説明会は行わず、ウェブサイトで 2 次公募時の公募説明会の録画データを公表した。

- 1 次公募：令和 6 年 4 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分
- 2 次公募：令和 6 年 7 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 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は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、質問者にメールで返答を行った。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である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。

---

[3] 1 次公募は、経済産業省ドメイン利用のための手続き等のため JCMFS ウェブサイトの構築が事前予告に間に合わず、経済産業省が事前予告を行った。



図 1 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）ウェブサイト

(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、4 名の外部有識者に審査委員を委嘱して実施した。審査委員による書類審査を経てヒアリングの対象とした提案者に対して以下の日程でオンラインにてヒアリングを実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後（最大 15 分)、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。なお、3 次公募では審査委員による書類審査のみとした。

- 一次公募： 令和 6 年 6 月 19 日（水）10 時 10 分～16 時 05 分
  令和 6 年 6 月 20 日（木）9 時 45 分～12 時 15 分
- 二次公募： 令和 6 年 9 月 12 日（木）9 時 30 分~18 時 00 分

(6) 審査結果のとりまとめ

審査委員による事業者へのヒアリングを踏まえ、高評価を得た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、JCM FS ウェブサイトにおいて 7 月 1 日(1 次公募)および 9 月 25 日(2 次公募)、11 月 14 日（3 次公募）に公表した。

表 2 採択結果（1 次公募）

採択事業者	事業名
旭化成株式会社	タイにおける省エネ高精細フレキソ印刷技術に関する JCM 実現可能性調査 (JCM Feasibility Study on Energy-Efficient High-Definition Flexographic Printing Technology in Thailand)
AGC 株式会社	チリにおける鉱業での太陽熱発電導入に関する JCM 実現可能性調査 (JCM Feasibility Study on the Introduction of Solar Thermal Power Generation in the Mining Industry in Chile)
株式会社 NTT ドコモ	フィリピンにおける無線基地局へのソーラーパネルと蓄電池の設置及び最適電力制御技術に関する JCM 実現可能性調査（JCM Feasibility Study on the Installation of Solar Panels and Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations in the Philippines)

株式会社クボタ	フィリピンにおける農業残渣を活用したバイオマス発電に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Utilizing Agricultural Residues in the Philippines）
双日株式会社	ウズベキスタンにおける大型風力発電事業導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on large-scale onshore wind power project in Uzbekistan）
日本工営株式会社	コスタリカにおける貨物鉄道への蓄電池機関車導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on the Introduction of Battery Locomotives for Cargo Railway in Costa Rica）
ファイン・エコ・ソリューション株式会社	インドにおける牛糞由来のメタンガスを使用した分散型発電システムの導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung in India）

表 3 採択結果（2次公募）

採択事業者	事業名
一般財団法人カーボンフロンティア機構	タイにおけるバイオチャー製造・利用に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Biochar Production and Utilization in Thailand）
株式会社エックス都市研究所	インドにおける石油化学産業への大規模Waste to Steam導入と都市廃棄物の広域輸送システムに関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Large-scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste in India）
株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所	ブラジルにおける民間主導によるバイオマス発電事業に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Project in Brazil Led by Private Sector）
サステナブルホールディングス株式会社	パプアニューギニアにおけるハイブリッド太陽光発電システムの導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Introduction of Hybrid Solar Power System in Papua New Guinea）
日鉄エンジニアリング株式会社	インドにおける「第二世代バイオエタノール製造技術」導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology" in India）
三井物産株式会社	カザフスタンにおける大型風力発電の導入に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on the Introduction of a Large-scale Onshore Wind Power Project in Kazakhstan）
Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.	インドにおけるCompressed Bio Gas技術に関するJCM実現可能性調査（JCM Feasibility Study on Compressed Bio Gas Technology in India）

表 4 採択結果（3 次公募）

採択事業者	事業名
株式会社クリーンシステム	ジョージアにおける廃棄物由来燃料の利用に関する JCM 実現可能性調査 (JCM Feasibility Study on the Utilization of Waste-Derived Fuel in Georgia)

(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) 契約及び経理処理に関する説明会の実施

採択事業者に対し、契約及び経理処理に関する説明会を以下の日時で開催した。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、説明を行った。

- 1 次公募：令和 6 年 7 月 10 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分
- 2 次公募：令和 6 年 10 月 4 日（金）10 時 00 分～11 時 00 分
- 3 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。また各事業者とはキックオフミーティングを行い、審査委員からのコメントや調査を進める上での留意事項、成果報告書に関する説明等を行った。

(2) 採択事業者への経理処理の周知・指導等

JCM FS 実施事業者には、採択時期に応じて中間検査と確定検査を実施した。また、事業者からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

(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 5 採択事業者の現地調査への同行

事業者	実施期間	内容
一般財団法人カーボンフロンティア機構	12 月 15 日～12 月 18 日	調査に同行し、現地関係者に 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（採択審査委員会の審査委員）への各採択事業の進捗報告として 2024 年 10 月から 12 月にかけて 1 次及び 2 次公募採択事業者の中間報告会、2024 年 1 月に全事業者の最終報告会をオンラインにて実施した。報告会では、各採択事業から業務の進捗や当面の課題等を報告（最大 15 分）した後、委員と質疑応答（最大 30 分）を実施した。事務局は、委員から挙げられた各事業者に対する指摘事項等を整理して各事業者に送付し、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 6 中間報告会日程

開催日	時間	採択提案事業者
10 月 31 日（木）	09:45-10:30	株式会社クボタ
	10:30-11:15	日本工営株式会社
	11:15-12:00	株式会社 NTT ドコモ
11 月 1 日（金）	09:45-10:30	AGC 株式会社
	10:30-11:15	ファイン・エコ・ソリューション株式会社
	11:15-12:00	旭化成株式会社
	15:00-15:45	双日株式会社
12 月 3 日（火）	09:45-10:30	サステナブルホールディングス株式会社
	15:15-16:00	株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所
	16:00-16:45	株式会社エックス都市研究所
	16:45-17:30	Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
12 月 6 日（金）	09:45-10:30	日鉄エンジニアリング株式会社
	10:30-11:15	一般財団法人カーボンフロンティア機構
	11:15-12:00	三井物産株式会社

表 7 最終報告会日程

開催日	時間	採択事業者
1 月 23 日（木）	10:30-11:15	一般財団法人カーボンフロンティア機構
	11:15-12:00	AGC 株式会社
1 月 24 日（金）	10:30-11:15	株式会社クボタ

	11:15-12:00	日鉄エンジニアリング株式会社
	13:00-13:45	Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
1 月 28 日（火）	09:45-10:30	株式会社 NTT ドコモ
	10:30-11:15	株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所
	11:15-12:00	三井物産株式会社
	15:15-16:00	双日株式会社
	16:00-16:45	日本工営株式会社
	16:45-17:30	ファイン・エコ・ソリューション株式会社
1 月 30 日（木）	09:45-10:30	株式会社エックス都市研究所
	13:00-13:45	旭化成株式会社
	13:45-14:30	サステナブルホールディングス株式会社
	14:30-15:15	株式会社クリーンシステム

2.3. JCM FS 成果概要

採択事業者（表 2、表 3、表 4）の JCM FS 成果概要（和英）を次項に示す。成果概要では以下に示す項目を記載した。

表 8 JCMFS 成果概要の内容

項目	内容
FS 概要	調査の背景、相手国ニーズ、相手国課題・ニーズ解決に向けた仮説、提案する GHG 排出削減対策の優位性等を踏まえて事業概要を記載
FS の目的およびアウトプット	企画提案書で示した JCM FS の目的およびアウトプットの概要を記載
FS の最終成果	FS 目的、アプトプット目標に対して、最終成果を記載
FS 終了後の JCM プロジェクト化の見込み	企画提案書で示した FS 終了後の JCM プロジェクト化の見込みも踏まえて調査終了時の JCM プロジェクト化の見込みを記載
調査終了時点での想定出口戦略	調査終了時の想定出口戦略にチェック

2.3.1. 旭化成株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：タイにおける省エネ高精細フレキソ印刷技術に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：旭化成株式会社
（共同提案者：非公表）

FS概要

・タイ国では2030年までのGHG排出量の削減目標を20～25%から30～40%に引き上げる等、脱炭素の取り組みを加速している。印刷産業での脱炭素化は、同国のカーボンニュートラル達成に向けたニーズと合致するものである。
・印刷産業においても、欧米の消費財ブランドを中心に環境配慮の動きが加速しており、脱炭素化への対応はタイ国の印刷産業の国際競争力向上にもつながるものである。
・印刷の工程には製版と印刷がある。方式としてはグラビア、フレキソ等があり、タイを含むアジアや日本ではグラビアが圧倒的なシェアを保有している。グラビアは印刷品質が高いが、乾燥工程から発生するエネルギー起源CO_2が多い。また、有機溶剤を使用することから揮発した溶剤が多量に発生し、作業環境に難がある。溶剤を回収・再利用したり、燃焼処理することによるプロセス由来CO_2も発生する。製版においても、金属めっきを行うことからエネルギー消費が大きい。
・一方、水性フレキソ印刷は乾燥工程が短く、発生するエネルギー起源CO_2も少ない特徴がある。有機溶剤を使用しないため、溶剤の揮発が少なく、作業環境の改善、溶剤由来のプロセス由来CO_2の削減が可能となる。製版においても、感光性樹脂への露光が主であり、エネルギー消費は小さい。
・旭化成は、グラビア印刷に遜色のないレベルの高精細な水現像フレキソ版およびその製版技術を開発中。これにより、高精細かつ高い環境性能の水性フレキソ印刷が実現可能となる。本事業で水性フレキソ印刷をタイ国で展開することによって、タイの印刷産業の脱炭素ニーズを満たすことができると想定する。

FSの目的およびアウトプット

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、印刷産業におけるタイ国での関連政策・制度の動向分析をする。 • 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。 • 現地プロジェクトパートナー（協力企業）との協力体制のもと、脱炭素効果の精度を上げて見積もるため、エネルギー起源CO_2排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討を行う。 • 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・製品や事業化計画の説明を行う。
アウトプット	• 本FSのアウトプットとして、タイ印刷事業者リストを作成し、現地調査を実施する。調査結果を踏まえて方法論の草案を作成する。Project Idea Note for JCM Project（PIN）の草案を作成する。

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	【タイ国での関連政策・制度の動向分析】 • DCCE（気候変動・環境局）は「炭素税制度」「カーボンクレジット制度」「GHG排出量取引制度」等が含まれる「気候変動法案」を提案。 • 韓国および中国のVOC排出規制を調査。韓国ではソウル近郊の工業団地において、グラビア印刷工場の新設を制限する規制の存在を確認。 • 一方、タイにおいては、PRTR法制定やVOC排出規制の流れはあるが、タイ国のグラビア印刷企業にフレキソ印刷へ転換させる外圧になる程ではないとの認識。 • 今後、タイでの制度動向を注視し、タイ国の環境維持のために、VOC排出規制の更なる強化等も含めて、タイ国政府に提案することも想定。 【事業化・JCMプロジェクト化および普及に向けた道筋】 • **タイの軟包装分野における製版・印刷事業者のリストアップ完了（製版：８社、印刷：110社）。** • タイでの軟包装印刷分野では、グラビア印刷が９割以上であり、軟包装材への水性フレキソ印刷の例はないことを確認。タイでは大規模印刷においてはグラビア印刷、小規模印刷においてはデジタル印刷が選択されており、**中規模での印刷においてはフレキソ印刷にコストメリットを出し得ると理解**。 • グラビア印刷からフレキソ印刷への切り替えの潮流がある分野として、**フードパッケージ分野とシュリンクフィルム・ラベル印刷分野**を特定。**脱炭素効果の高いフレキソ印刷に代えたいとのニーズがタイ国でも高まっている**ことを確認。 • **旭化成の水現像フレキソ版を用いる水性フレキソ印刷**は、タイ国で**環境配慮型の高精細印刷技術の提供が可能**になる有望な方向性であると整理。 • このうち、**フードパッケージ分野で、S社を現地プロジェクトパートナー企業として特定**。S社にフレキソ印刷機を新規導入する事業化・JCMプロジェクト化を想定。 【エネルギー起源CO_2排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討】 • S社からの実データをもとに、グラビア印刷におけるレファレンス排出量を算出。 • グラビア製版についても、S社が外注しているタイ国の製版企業から実データを収集した。 • フレキソ印刷については、タイ国では事例の入手が（実施例が少ないために）極めて困難であるので、日本のフレキソ印刷企業に協力いただき、共有いただいた複数のジョブでの実データを参考に、フレキソ印刷のエネルギー消費量を算定した。 • 旭化成は社内にフレキソ製版機を有しているため、この実データをフレキソ製版用として活用した。 • これらのデータをもとに、レファレンスおよびプロジェクトシナリオでのGHG排出量を算定した。その結果、S社にフレキソ印刷機を１台導入した場合のエネルギー起源CO_2排出削減量は**205t-CO_2/年（削減率50%）と算出された。** 【相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画の説明】 • 今後、タイ国におけるCO_2削減ポテンシャルを精査した上で説明を実施する予定である。 【PIN草案の作成】 • 本FSでの検討内容およびJCM方法論案をもとに、PINの草案を作成した。

FSの最終成果

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	**エネルギー起源CO_2排出削減量の試算：205 tCO_2/年**　（製版工程は含まず） 上記以外のGHG排出削減量の試算　：プロセス由来CO_2（インキの有機溶剤の焼却に伴うCO_2）327 tCO_2/年

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

・NEDO JCM実証応募を目指すことも視野に入れつつ、コストダウン効果を精査して民間JCM展開も併せて考える予定。
・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協定国である他のアセアン諸国に展開を行い、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パートナー国が広がる場合には、印刷産業の盛んなインドは有望な展開先となり得ると期待する。

(英語)

FY2024 JCM Feasibility
JCM Feasibility Study on Energy-Efficient High-Definition Flexographic Printing Technology in Thailand

Feb 7th, 2025
Proponent: Asahi Kasei Corporation
Co-proponent: Undisclosed

Overview of the JCM FS

・Thailand is accelerating its decarbonization efforts, including raising its GHG emission reductions target from 20-25% to 30-40% by 2030. The decarbonization of printing industry in Thailand matches the needs for achievement of its carbon neutrality.
・Consumer products brand owners in Europe and the United States have been accelerated their environmental efforts in printing industry. The decarbonization efforts will lead to improving the international competitiveness of Thailand's printing industry.
・There are the plate-making and printing processes. The methods for printing are gravure and flexo. Gravure printing enables high quality printing and has an overwhelming share in Asia including Thailand and Japan. However, a large amount of energy-derived CO_2 emission is generated from its drying process, and its working environment is not good for employees due to VOC by solvents of inks. Process-derived CO_2 emission is also emitted by recovery, recycle and burnout of solvents. Energy consumption of metal-plating process is high in gravure plate-making process.
・On the other hand, energy–derived CO_2 emission of water-based flexo printing might be lower because its drying process is smaller and shorter than gravure printing. Furthermore, the working environment does not have a negative impact on employees, and there is almost no CO_2 emissions from the process since no solvents are used. Energy consumption in flexo plate-making process is also lower than gravure.
・Asahi Kasei has developed some water-washable plates and plate-making technologies which achieve high-definition printing quality comparable to gravure printing. We expect that we can meet the decarbonization needs of the Thailand's printing industry by introducing this technology.

Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives	1. To analyze the trends of relevant policies and systems related to the printing industry, for the purpose of examining and identifying issues and necessary systems for the diffusion of this technology. 2. To examine pathways to commercialization and JCM project by studying business models for the diffusion of this technology and calculating the CO_2 emission reductions. 3. To study assignments and actions for the diffusion of this technology and commercialization. 4. To calculate energy-derived CO_2 emission reductions and examine contributions to emission reductions by precisely estimating the decarbonization effect in a framework of cooperation with local collaborating companies. 5. To explain the proposed technology, product and commercialization plan with government officials in the partner country to share the results of this FS with experts in Thailand.
Outputs	• To make out the list of platemaking and printing companies in Thailand, development of a new JCM methodology for printing process, and Project Idea Note for JCM Project (PIN).

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs	【Analysis of the trends of relevant policies and systems related to the printing industry】 • Department of Climate Change and Environment (DCCE) proposed "Climate Change Act" which including the systems of carbon tax, caron credit and GHG emissions trading. • We researched VOC emission regulations in South Korea and China. In South Korea, we confirmed the existence of regulations for the construction of new gravure printing factories in industrial areas near Seoul. • On the other hand, there is no strong regulation to the extent that printing companies switch gravure to flexo. • We will monitor the trends in Thailand's system and plan to make proposals to the Thailand's government, including further strengthening of VOC emission regulations, in order to maintain Thailand's environment. 【Examination of pathways to commercialization and JCM project】 • **We have completed the list of platemaking and printing companies for flexible packaging in Thailand. (Platemaking: 8 companies, Printing: 110 companies)** • It has been confirmed that gravure printing has a share of over 90% and there are few cases of flexo printing in the flexible packaging field in Thailand. Gravure printing is selected for large-sale printing, digital printing is selected for small-scale printing, and it is understood that **flexo printing can have some cost advantage for medium-scale printing.** • As an area where there is a chance of switching from gravure to flexo, **we specify the food packaging, shrink film and label field. We have confirmed that there is a growing need of flexo printing in Thailand for an alternative to gravure printing because flexo printing might be low CO_2 emissions.** • **Water-based flexo printing with Asahi Kasei's water-washable plates is considered a promising direction to enable the provision of high-definition printing technology with low CO_2 emissions in Thailand.** • **We found a local gravure printing company in food packaging field as a collaborating partner**. We plan to examine pathways to commercialization and JCM project to introduce a new flexo printing machine in the collaborating company. 【Calculation of energy-derived CO_2 emission reductions and examine contributions to emission reductions】 • We calculated Reference emissions during printing and drying process using real data from a local gravure printing collaborating company. • We estimated Reference emissions during platemaking process using real data from a supplier of collaborating company. • It is quite difficult to gain the real data of flexo printing for flexible packaging in Thailand. So, we estimated Project emissions during printing and drying process using real data of some jobs from Japanese flexo printing company. • We calculated Project emissions during platemaking process using Asahi Kasei's real data. • We estimated Reference emissions and Project emissions with these data. As a result, **energy-derived CO_2 emission reductions will be 205 tCO_2/y (reduction rate is 50%)** in a case of introducing a new flexo printing machine in the collaborating company. 【Explanation of the proposed technology, product and commercialization plan with government officials in the partner country】 • We will explain this FS results after examining the CO_2 emission reductions potential in Thailand. 【Drafting of PIN】 • Project Idea Note for JCM Project (PIN) is proposed with this FS.

5

Results of the JCM FS

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	**Energy-derived CO_2 emission reductions : 205 tCO_2/y** (Except platemaking process) Other GHG emission reductions : Process-derived CO_2 (CO_2 from burnout of solvent) 327 tCO_2/y

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

・We plan to apply NEDO JCM Demonstration or consider to try private sector JCM after clarifying the details of cost reduction.
・Based on the results of the development of other companies in Thailand, 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 emission reduction effect.
・Furthermore, if JCM expands to the Global South Countries in the future, India, with its thriving printing industry, could be a promising partner country.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☐Private JCM ■Both

2.3.2. AGC 株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：チリにおける鉱業での太陽熱発電導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者： AGC株式会社
共同提案者： 日本工営株式会社

FS概要

チリは化石燃料資源に乏しく、1997年以降天然ガスや石炭を海外から輸入することで経済成長に必要なエネルギーを補ってきたが、 2050 年までにカーボンニュートラル（炭素中立）を達成するための長期気候戦略「La Estrategia Climática de Largo Plazo（ECLP）」を提出した。
具体的には、2030 年までに国内発電全体の 80%を再生可能エネルギーにすることや大規模鉱山でゼロエミッションを実装することが計画されている。またエネルギー省の再生可能性エネルギーの導入計画では、太陽熱発電(CSP)を2028年までに1GW導入することとなっており、チリにおける鉱業でのCSPのニーズは非常に高い。チリ国の最大産業である鉱業で使用されている石炭火力発電等による電力を、AGCが開発した最新のCSP用のガラスを用いたCSPによる再生可能性エネルギーに転換することにより、CO2の排出の削減を図る。これによるCO2排出削減分についてJCM化を行うため、必要となる調査を実施した。
また日本とチリ国は既にJCMの署名を行っており、チリ国の政府関係者や太陽熱発電協会に対するヒアリング等を通じて、気候変動枠組み条約に関する最新の政策動向等を調査した。
チリの鉱山会社はCSPの理解が乏しいと想定されるため、現地でのセミナーも活用してCSPの長所等をアピールしてJCM化への道筋をつけた。

FSの目的およびアウトプット

目的	①気候変動枠組み条約等に関連する政策・制度の動向、②太陽熱発電に関連する社会経済状況、市場動向、③事業化及びJCM化の課題と対応策、④太陽熱発電導入によるGHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討、JCM方法論、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、⑥今後の課題と対応策、⑦Project Idea Note案　について調査を実施した。
アウトプット	上記の目的に対してのアウトプットを記す。 ①鉱業での気候変動枠組み条約に関する政策の最新動向の分析(現地ニーズ等を含む) ②太陽熱発電の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太陽熱発電導入によるGHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定、JCM方法論の作成 ⑤相手国政府関係者等への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有の面談と理解 ⑥調査によって得られた課題に対する対応策の作成 ⑦Project Idea Note案の作成

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	• チリのCSPに関する規制枠組みは、2018年のPELPで初めて言及されて以来、大幅に進展した。2021年のECLPおよびその後の2023年のPELPまでに、CSPは国の再生可能エネルギー計画において有能な技術として確認した。 • 今後、CSPは鉱業などの高エネルギー需要を持つセクターで重要な役割を果たし、チリがその野心的な気候目標を達成するのを助けることが期待されている。 • チリ国において3MWのAGCの太陽熱発電(CSP)用の高性能のガラスを採用した24時間発電可能なCSPプラントの導入を想定し、CSPの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を行った。 • NEDO実証への要件対応としては、発電に必要な水量が少ない有機ランキンサイクル（ORC）発電設備の導入を合わせて行うことで技術実証検討を同時に行うことを検討した。これは、水の乏しいチリの鉱山の事情に合致することから、関係企業と協議を行っている。民間JCMとしては、鉱山会社が自社投資で行うスキームを優先して検討することとした。そのため、投資効率、効果の精査のため、自社の電力ニーズ、本事業のコスト以外の効果を含めて整理するとともに、チリでCSPの活動実績のあるスペインのEPC業者にコンタクトをとり、見積を依頼した。 • 方法論については、１）発電による削減、２）熱電併給による削減　の2ケースを作成した。 • 出口戦略としては、NEDO JCM　実証と民間JCMの両方を検討中。NEDO　JCM実証は、要件に適合するため上記のようにエネルギーを直接生成、コントロールもしくは省エネする技術を有する企業とのタイアップを検討している。民間JCMは鉱山会社の自己投資によるケースを検討した。 • チリにおけるNEDOのカウンターパートの機関としてCORFO（Corporación de Fomento de la Producción de Chile：チリ産業揮発公社/生産開発機構）を考えていたが、エネルギー省、鉱山省との面談では、本事業の主旨である技術実証であれば、として、チリ研究支援機関の紹介を受けた。 • 本事業についてのProject Idea Note案を作成した。
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：約7,120tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

現時点では、NEDO　JCM実証と民間JCMのうちの両方を検討しているが、現時点の鉱山会社の導入希望時期を勘案すると、来年度のNEDO実証への応募への組成化が必要であるが、時間的に難しい可能性があるので、鉱山会社の投資判断可否判断を受け、実施の場合は、民間JCMでの取り組みになるものと考えている。

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM feasibility study on the Introduction of Solar Thermal Power Generation in the Mining Industry in Chile

7th February 2025
Proponent : AGC Inc.
Co-proponent : Nippon Koei Co., Ltd.

Overview of the JCM FS

Chile is poor in fossil fuel resources and has been importing natural gas and coal from abroad since 1997 to supplement the energy needed for economic growth, but has submitted a long-term climate strategy "La Estrategia Climática de Largo Plaza (ECLP)" to achieve carbon neutrality by 2050.
Specifically, it is planned to use renewable energy sources for 80% of all electricity generation in the country by 2030 and to implement zero emissions at large-scale mines. In addition, the Ministry of Energy's plan to introduce renewable energy calls for the introduction of 1 GW of solar thermal power by 2028, and the need for solar thermal power in the mining industry in Chile is very high. The company aims to reduce CO2 emissions by converting electricity from coal-fired power generation and other sources used in the mining industry, which is the largest industry in Chile, into renewable energy from solar thermal power generation using the latest glass developed by AGC for solar thermal power generation. The necessary surveys were conducted in order to convert the CO2 emission reductions into the JCM.
In addition, Japan and Chile have already signed the JCM, and we investigated the latest policy trends related to the United Nations Framework Convention on Climate Change through interviews with Chilean government officials and the Japan Solar Thermal Power Association.
Since it is assumed that Chilean mining companies have a poor understanding of solar thermal power generation, we used local seminars to promote the advantages of solar thermal power generation and pave the way for JCM.

Objectives and target outputs of JCMFS

Objectives	(1) Trends in policies and systems related to the United Nations Framework Convention on Climate Change, etc., (2) Socioeconomic conditions and market trends related to solar thermal power generation, (3) Issues and countermeasures related to commercialization and JCM, We conducted a survey on (4) calculation of GHG emission reductions and consideration of emission reduction contributions from the introduction of solar thermal power generation, JCM methodology etc.
Outputs	The output for the above purpose is described. (1) Analysis of the latest trends in policies related to the United Nations Framework Convention on Climate Change in the mining industry (including local needs, etc.) (2) Confirmation of a specific plan for the commercialization of solar thermal power generation and consideration of the establishment of a JCM project (3) Formulation of issues and countermeasures for the JCM project (4) Calculation of GHG emission reductions and emission reduction contributions from the introduction of solar thermal power generation, and preparation of the JCM methodology etc.

3

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs	• Chile's regulatory framework for CSPs has come a long way since it was first mentioned in the 2018 PELP. By the 2021 ECLP and subsequent 2023 PELP, CSP has identified it as a competent technology in the country's renewable energy plan. • Going forward, CSPs are expected to play an important role in sectors with high energy demand, such as mining, to help Chile achieve its ambitious climate goals. • Assuming the introduction of a 24-hour CSP plant in Chile that uses high-performance glass for the CSP of AGC with a capacity of 3 MW, we confirmed the specific plan for the commercialization of solar thermal power generation and examined the creation of a JCM project. • In response to the NEDO demonstration, we examined whether it was possible to study simultaneous technology demonstration by introducing an organic Rankine cycle (ORC) power generation facility that requires less water for power generation. This is in line with the situation of the mines in Chile, where water is scarce, so we are discussing it with the relevant parties. In order to prioritize the scheme to be implemented by mining companies with their own investment accordance with their preference, the private JCM sorted out its own electricity needs and the effects other than the cost of this project and contacted a Spanish EPC contractor who has a track record of CSP activities in Chile and requested a quote. • In terms of methodology, we created two cases: 1) reduction by power generation and 2) reduction by combined heat and power. • As an exit strategy, we are considering both the NEDO JCM demonstration and the private JCM. The NEDO JCM demonstration is considering tie-ups with companies that have technologies to directly generate, control, or save energy. The private JCM examined the case of self-investment by mining companies. • I was considering CORFO (Corporación de Fomento de la Producción de Chile) as a counterpart to NEDO in Chile, but in a meeting with the Ministry of Energy and the Ministry of Mines, I was introduced to a Chilean research support organization as a technical demonstration, which is the main purpose of this project. • A draft Project Idea Note was prepared for this project.
GHG emission reduction estimated using the draft methodology developed in the FS	Estimated reduction in energy-derived CO2 emissions: Approx. 7,120 tCO2/year Estimates of GHG emission reductions other than those listed above: None

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☐Private JCM ■Both

At the moment, we are considering both the NEDO JCM demonstration and the private JCM, but since it may be difficult to formulate an application for the NEDO demonstration in the next fiscal year due to time constraints, we believe that it will be a private-sector JCM initiative if the mining company decides to invest in the project.

4

2.3.3. 株式会社 NTT ドコモ

（日本語）

令和６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
FS件名：フィリピンにおける無線基地局へのソーラーパネルと蓄電池の設置及び最適電力制御技術に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：株式会社NTTドコモ

FS概要

フィリピンでは、深刻なエネルギー危機に直面しており、政策として「ナショナル・リニューアブル・エナジー・プログラム（NREP）2020-2040」を策定し、再生可能エネルギーへの転換をめざしている。本計画では、2030 年までに35%、2040 年までに50%を再生可能エネルギーで賄うことを目標としている。また、エネルギー拡大プログラムのうち太陽光発電については、「Expanded Rooftop Solar Program」を掲げており、屋根上スペースを活用した太陽光発電を奨励している。一方で、フィリピンが2015 年に気候変動枠組条約へ提出したNDC には、国内努力のみGHG 削減目標はなく、諸外国からの協力がある前提で、2030 年までにBAU 比約70%削減する目標が記載されており、先進国からの財政的、技術的支援を得ながら、NDC 目標達成をめざす方針であることがわかる。今回、フィリピン国内の携帯電話用無線基地局に対して、ソーラーパネルや遠隔での制御が可能な蓄電池および付随する通信設備を導入することで、化石燃料由来の商用電力の使用量を減らし、GHG 排出量の削減につながると見込んでいる。また、太陽光発電量や無線基地局の消費電力を監視し、ソーラーパネルによる発電量が無線基地局の消費電力を上回っている際には、蓄電池を充電制御し、ソーラーパネルが発電しない夜間の時間帯などに蓄電池を放電制御する。このように、弊社の技術である「グリーン基地局」には再生エネルギーを積極的に動力源と使用し、蓄電池の充放電の制御技術やノウハウを共有することで、より効率的なGHG排出量削減が可能になると推測している。さらに台風等の自然災害などの長期に停電した場合でも通信を確保するために、従来の鉛蓄電池の代わりに大容量蓄電池（リチウムイオン電池やニッケル水素電池）を使用している。蓄電池を遠隔制御することで省エネにも取り組み、この技術もGHG排出量削減につながると考えられる。

FSの目的およびアウトプット

目的	• フィリピン国内にある無線基地局に、JCMスキームの活用により弊社の技術を取り入れる。具体的には、オフグリッド基地局に関しては、現状自家発電設備（ディーゼル発電機）によって電力を供給している。今回の提案でソーラーパネルと蓄電池を導入して、余剰電力を充電する創蓄連携制御により、化石燃料の消費を抑制することでGHG 排出量を削減させる。一方、オングリッド基地局に関しては、ソーラーパネルと蓄電池及び天気予報連動制御を導入して、商用電力の購入量を最適に抑制することでGHG 排出量を削減させる。
アウトプット	①弊社技術の適用可能性 1）導入の課題・解決策：技術面、事業性(コスト)、法規制面、環境面、災害対応 2）弊社技術の優位性：天気予報と連動した基地局蓄電池の制御効果と従来技術との比較結果。 ②複数基地局への導入可能性：フィリピン国内の地域によって日照条件が異なるため、 地域に応じて最適なソーラーパネルの設置方法や枚数を検討し、予想されるGHG 排出削減量の推定する。 ③方法論案の作成：フィリピン国内の通信会社であるPLDT 社内の基地局でのPoC計画の作成 ④その他・留意点 フィリピンでは台風が頻繁に発生するため、災害対策も考慮した施工方法の検討

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

①弊社技術の適用可能性
1）導入の課題・解決策：技術面、事業性(コスト)、法規制面、環境面、災害対応
技術面：基地局の構成は日本国内の構成と大きな違いがないことを確認した。典型的な構成は、分電盤から整流器2台に接続し、電流は60A、電圧は51Vで使用電力は3kW相当である。加えて、現地視察によりPVパネル導入の可能性を確認した。一枚当たり410WのPVパネル15枚を設置し、約6kWの発電が見込まれる。そのうち、余剰電力3kWは有効活用が可能である。
事業性：工事費除く設備投資額として、ソーラーパネル15枚とPVチャージャの調達価格はおよそ100万円である。一方、従来の10kWディーゼル発電機はおよそ125万円で販売しており、提案方法がより安価であることを確認した。また、施工費についても、屋根の設置を必要とするディーゼル発電機に対して、既存の基地局収容函の屋根面へのソーラーパネル設置を提案する本施工方法は安価であり、燃料は一切使用しないため、運用コストも抑えられる。
法規制面、環境面：PoCの二局調査の上、法規制面の問題点も明確した。セブの基地局は自然保護地域内に位置しているため、樹木の伐採はセブ市役所に相談する必要がある。また、公有地である場合は自然資源省の許可も必要である。両サイトとも、工事の許可証の取得が必須である。物品調達について、管理対象になる可能性があるので、両国の輸出入管理法を厳守する上でプロジェクトを進める。
災害対応：フィリピンは台風が多発しており、建築物の劣化なども見られており、必要に応じて設置箇所の補強作業を行う。



図１. 整流器電圧



図2. 整流器電流


図3. 設置イメージ


図４. 敷地外の樹木（伐採の予定）

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	2）弊社技術の優位性：天気予報と連動した基地局蓄電池の制御効果と従来技術との比較結果。 一般的なソーラーパネルを備える基地局の蓄電池は、停電時の通信確保用（バックアップ容量）と、ソーラー発電による通常時の充放電用（サイクル容量）の2つの構成で使用しており、停電時に十分なバックアップ容量を確保するため、バックアップ容量の比率を固定して運用している。一方、弊社技術である天気予報連動制御では、バックアップ容量とサイクル容量の比率を固定することなく、天気予報の情報を基に、リチウムイオン電池のバックアップ容量の比率を柔軟に変更することで余剰電力の有効活用と災害対策を両立している。 ②複数基地局への導入可能性：フィリピン国内の地域によって日照条件が異なるため、地域に応じて最適なソーラーパネルの設置方法や枚数を検討し、予想されるGHG 排出削減量の推定する。 セブ島のBeverly HillsとマニラのCervantesの二拠点をPoC実施候補と選定した。それぞれ、ソーラーパネル15枚程度、検証用のLiB、PVコンバータの導入を予定している。試算の結果、セブ拠点の年間発電量は8.76MWh、マニラ拠点は8.95MWhと算出されている。2拠点合わせて年間10.76トンCO2を削減可能とのことを明らかにした。 ③方法論案の作成： 基地局の構成（オングリッド・オフグリッド）と所在地によって、異なる排出係数を適用することでGHG削減方法論を作成した。 ④その他・留意点 フィリピン国内の治安状況を懸念している。基地局においても盗難事例が発生しており、現地の通信事業者との連携が必要である。
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	**エネルギー起源CO2排出削減量の試算：1076 tCO2/年** 上記以外のGHG排出削減量の試算　：[CH4] 無し　[N2O] 無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略：☐NEDO JCM 実証　☐民間JCM　☑両方

NEDO『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』と民間JCM両方の活用を想定している。
セブとマニラの２サイトの建設を行う予定

（英語）

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on the Installation of Solar Panels and Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations in the Philippines

7th February 2025
Implementation : NTT DOCOMO, INC.

Overview of the JCMFS

The Philippines is facing a severe energy crisis and has formulated the "National Renewable Energy Program (NREP) 2020-2040" as a policy to promote the transition to renewable energy. This plan aims to supply 35% of its energy from renewable sources by 2030 and 50% by 2040. As part of its energy expansion programs, the country has launched the "Expanded Rooftop Solar Program", which encourages the use of rooftop spaces for solar power generation. On the other hand, the Nationally Determined Contribution (NDC) that the Philippines submitted to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) in 2015 does not include a domestic GHG reduction target based solely on its own efforts. Instead, it sets a goal of reducing emissions by approximately 70% compared to the Business-as-Usual (BAU) scenario by 2030, based on the premise of receiving international support. This indicates that the country is aiming to achieve its NDC targets with financial and technological assistance from developed nations. In this project, we plan to introduce solar panels, remotely controllable storage batteries, and related telecommunications equipment for mobile network base stations in the Philippines. By doing so, we expect to reduce the use of fossil fuel-based commercial electricity and decrease GHG emissions. Additionally, we will monitor the amount of solar power generated and the power consumption of the base stations. When solar power generation exceeds the base station's consumption, the system will control battery charging, storing the excess energy. At night, when solar panels are not generating power, the system will control battery discharge to supply energy efficiently. Our "Green Base Station" technology actively utilizes renewable energy as a power source. By sharing our expertise in battery charge and discharge control, we anticipate achieving more efficient GHG reductions. Furthermore, in the event of prolonged power outages due to typhoons or other natural disasters, we use high-capacity storage batteries (such as lithium-ion or nickel-metal hydride batteries) instead of conventional lead-acid batteries to ensure continued communication. By remotely controlling these batteries, we also contribute to energy conservation, which further aids in reducing GHG emissions.

Objectives and target outputs of JCMFS

Objectives	• We plan to integrate our technology into wireless base stations in the Philippines by utilizing the JCM (Joint Crediting Mechanism) scheme. Specifically, for off-grid base stations, electricity is currently supplied by diesel generators as self-generation equipment. In our proposed plan, we will introduce solar panels and storage batteries and implement a solar-storage integrated control system that charges excess electricity. By reducing fossil fuel consumption, this approach will contribute to GHG emission reductions. For on-grid base stations, we will introduce solar panels, storage batteries, and weather forecast-linked control systems. This system will optimize and minimize the purchase of commercial electricity, thereby further reducing GHG emissions.
Outputs	①Applicability of Our Technology 1）Challenges and Solutions for Implementation : Technical aspects, Business viability (cost), Regulatory aspects, Environmental aspects, Disaster response 2）Advantages of Our Technology : Compare the effects of weather-forecast-linked control of base station batteries with conventional technologies to highlight the superiority of our approach. ②Scalability to Multiple Base Stations: Since sunlight conditions vary across regions in the Philippines, we will consider the optimal installation methods and number of solar panels for each region and estimate the expected GHG emissions reduction. ③Drafting a Methodology Proposal : Develop a PoC (Proof of Concept) plan for implementation within PLDT base stations in the Philippines to validate feasibility and performance. ④Other Considerations: Since typhoons frequently occur in the Philippines, construction methods that factor in disaster preparedness must be examined.

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs	①Applicability of Our Technology 1）Challenges and Solutions for Implementation Technical Aspects : The base station structure in the Philippines does not significantly differ from those in Japan. Typical configurations connect two rectifiers to a distribution board, operating at 60A current, 51V voltage, and approximately 3kW power usage. On-site surveys confirmed the feasibility of solar panel installation. By installing 15 PV panels with a capacity of 410W each, approximately 6kW of power generation is expected, with 3kW of surplus power available for effective utilization. Business Viability : Excluding construction costs, the estimated investment for 15 solar panels and a PV charger is approximately ¥1 million. Comparatively, a traditional 10kW diesel generator costs ¥1.25 million, making our proposal more cost-effective. Additionally, since no fuel is required, operational costs are significantly reduced. Regulatory and Environmental Aspects : Based on investigations of two PoC base stations, regulatory issues were identified. For example, the Cebu base station is located in a nature reserve, requiring consultation with the Cebu City Office for tree removal permits. If situated on public land, permission from the Department of Natural Resources is also needed. Both sites require construction permits for progress. To ensure compliance, the project will adhere to export and import control laws in both countries for equipment procurement. Disaster Response : Considering the frequent typhoons in the Philippines and observed infrastructure deterioration, reinforcement work will be carried out during construction. 2）Advantages of Our Technology Our battery technology for green base stations traditionally uses two configurations: backup capacity (for ensuring communication during outages) and cycle capacity (for regular charging and discharging via solar power). Backup capacity has been fixed at 80% to ensure 24 hours of operation during outages.Our new technology automates and adjusts the backup-to-cycle capacity ratio based on weather forecasts, enabling more flexible operation of lithium-ion batteries.In field trials, this technology reduced commercial electricity use by 10% under "sunlight control mode." Additionally, under "autonomous recovery mode," operations during power outages extended by over two times, reaching approximately 63 hours. ②Scalability Across Multiple Base Stations : Due to varying sunlight conditions across regions in the Philippines, we will assess the optimal installation methods and number of solar panels for each location to estimate the expected GHG emission reductions. The Beverly Hills site in Cebu and Cervantes site in Manila have been selected as PoC candidates. Each is planned to install 15 PV panels, Smart LiB batteries, and PV systems. Estimated annual power generation is 8.76MWh for Cebu and 8.95MWh for Manila. Combined, these sites are projected to reduce annual CO2 emissions by 10.76 tons. ③Methodology Proposal : Develop a GHG reduction methodology by applying different emission factors based on base station configurations (on-grid or off-grid) and locations. ④Other Considerations Concerns about security in the Philippines have been noted, particularly regarding theft incidents at the Cebu base station. Measures such as deploying security patrols and installing surveillance cameras are being considered to mitigate risks.

5

Results of the JCM FS

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	**Energy-derived CO2 emission reductions : 1076 tCO2/y** Other GHG emission reductions : [CH4] Not Appliable [N2O] Not Appliable

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

We plan to utilize both NEDO's "Promotion of Low-Carbon Technology Deployment Projects Utilizing the Joint Crediting Mechanism (JCM)" and the private sector JCM framework. The construction of two sites in Cebu and Manila is also planned as part of the project. These sites will serve as demonstration locations for the implementation of our technology and for verifying its impact on GHG emissions reductions.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐ NEDO JCM Demonstration
☐Private JCM ☑Both

6

2.3.4. 株式会社クボタ

（日本語）

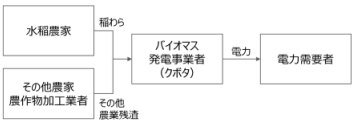
令和６年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
FS件名：フィリピンにおける農業残渣を活用したバイオマス発電に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者： 株式会社クボタ
共同提案者： 日本工営株式会社

FS概要

フィリピンでは、多くの農業残渣が有効利用されていない。その一つである稲わらの多くは野焼きされているため、周辺地域への大気汚染等の要因となっており、未利用農業残渣の活用が課題である。

これに対し、クボタは稲わら回収機（ベーラー）等の農業機械の導入による稲わら回収の効率化を図ると共に、稲わらの有効利用を検討する。同国政府は、バイオマス発電等の廃棄物発電技術の導入を奨励していることから、本FSではフィリピンにおけるバイオマス発電事業の立上げを検討する。なおフィリピンでは稲わらだけでなく、農作物加工業や養鶏事業からの加工残渣や鶏糞等の問題も顕在化しているため、それらの農業残渣等の有効利用を合わせて検討する。



FSの目的およびアウトプット

目的	本FSでは、以下の3点を目的とする。 ① フィリピンでの未利用バイオマスの効率的な回収・利用の方法を確認する。 ② バイオマス発電事業の事業化に向けた検討を行う。 ③ 民間JCMを想定し、申請・事業化に向けた準備を行なう。
アウトプット	

完成時期	想定アウトプット
中間報告	バイオマス候補案件リスト
	対象案件の事業評価結果
	候補案件の選定（比較検討結果）
最終報告	選定した案件のJCM化可否
	稲わら回収の実用化可否
	具体的な事業計画の策定
調査終了時（FS終了後も含む）	対象案件に係るPDD作成（新規方法論が必要な場合は、方法論開発を含む）
	事業実施に向けたEPCの選定（プラント機材調達計画等の策定含む）
	事業実施体制の最終化（現地関係者との調整、現地SPC設立等含む）

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

想定アウトプットに対する成果

1．バイオマス候補案件リスト化・評価・選定

- クボタは早期に事業化を図るべく、まずは現在フィリピンで開発中のバイオマス発電案件を探索し、稲わら活用可否等の要件を比較検討し、西ミンドロ州サブラヤン市のバイオマス発電事業（以下、提案事業）を選定した。その後提案事業への参画と事業化、並びにJCM化を検討した。

2．選定した案件のJCM化可否

- 提案事業（概要は下記の通り）についてJCM化の検討を行った。
  設備容量：5.5MW（ネット4.5MW）、バイオマス資源：稲わら44,617t/年、もみ殻10,394t/年、年間発電量：35,640MWh/年
- 提案事業は既承認方法論PH_AM003_ver01.0 “Installation of biomass power plant”を選定し、各適格性要件を満たすこと確認した。
  GHG排出削減量＝レファレンス排出量 － プロジェクト排出量 ＝ 18,069.5 － 415.5 ＝ **17,654.0 [tCO2/年]**
- JCM化に向けて、フィリピン政府に民間JCMの適用可否や環境価値の扱いについて確認したが、民間JCM化に特に課題はないと判断した。

3．稲わら回収の実用化可否

- クボタ製ベーラーを用いて稲わら回収の実証調査を実施した。結果、フィリピンのバイオマス発電で一般に利用されているもみ殻よりも安価に調達できることを確認し、稲わら回収の実用化が可能であると判断した。
  稲わら調達コスト：1.2ペソ/kg（0.11ペソ/MJ）、もみ殻調達コスト：1.6ペソ/kg（0.13ペソ/MJ）

4．具体的な事業計画の策定

- 各ステイクホルダーとの協議により、初期投資コスト、売電価格を設定し、事業収支を試算した。
- 今後、事業収益の向上に向けた施策・2027年事業立上に向けた取組みを推進する。

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量

エネルギー起源CO2排出削減量の試算：17,654.0 tCO_2/年

上記以外のGHG排出削減量の試算　：[CH_4] 0 tCO_2e/年　[N_2O] 0 tCO_2e/年

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　☒民間JCM　□両方

事業評価の結果、現段階では提案事業への出資は困難であるという評価結果となった。今後、事業収益の向上に向けた下記の施策を実施した上で、JCMプロジェクト化を推進する。
1) 売電価格に関する送配電事業者との交渉
2) 初期投資コストの低減
3) クレジット獲得・獲得量の向上

(英語)

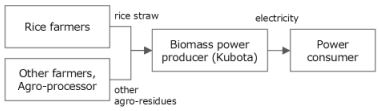
FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Utilizing Agricultural Residues in the Philippines

7th February 2025
Proponent: Kubota Corporation
Co-proponent: Nippon Koei Co., Ltd.

Overview of the JCM FS

In the Philippines, many agricultural residues are not utilized effectively. For instance, rice straw is often burned in the field, causing air pollution, and its effective use remains a challenge.

In this FS, Kubota examines how to improve the efficiency of rice straw collection using agricultural machinery, such as balers. Additionally, Kubota explores the effective utilization of rice straw by establishing a biomass power generation plant, as the Philippine government is promoting the adoption of waste-to-energy technologies. Furthermore, other residues, like food processing waste and chicken manure, are also considered as supplementary feedstock to address disposal issues.



Objectives and target outputs of JSM FS

Objectives	(1) Identify efficient methods for the recovery and use of unused biomass in the Philippines (2) Conduct studies for the commercialization of biomass power generation projects (3) Prepare for the application and commercialization under the private JCM
Outputs	

	Expected output
Interim report	Longlist of biomass projects in the Phillipines
	Business evaluation of each project
	Selection of the most promising project (Results of comparative study)
Final report	Applicability of JCM for the selected project
	Feasibility of rice straw collection
	Specific business plan
At the end of the FS (including after the FS)	PDD of the selected project (including methodology development if a new methodology is required)
	Selection of an EPC contractor (including formulation of equipment procurement plans, etc.)
	Finalization of business structure (including coordination with local stakeholders, establishment of an SPC, etc.)

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs

1. Listing, evaluating, and selecting biomass projects
- To expedite the commercialization of the project, Kubota initially researched biomass power generation projects currently under development in the Philippines. Kubota compared various factors, including the feasibility of utilizing rice straw, and ultimately selected a biomass power generation project in Sablayan City, Occidental Mindoro ("proposed project"). Following this, Kubota evaluated opportunities for participation in the proposed project, its commercialization, and JCM.

2. Applicability of JCM for the proposed project
- The proposed project was examined for JCM.
  Installed capacity: 5.5 MW (net 4.5 MW), Biomass (Feedstock): rice straw 44,617 t/year, rice husks 10,394 t/year,
  Annual power generation: 35,640 MWh/year
- Kubota confirmed that the proposed project could meet the eligibility criteria of approved methodology PH_AM003_ver01.0 "Installation of biomass power plant".
- Kubota discussed the applicability of JCM and ownership of environmental attributes with the Philippine government. It was determined that there were no significant issues regarding application of JCM to the proposed project.

3. Feasibility of rice straw collection
- Kubota demonstrated that its baler could collect rice straw at a lower cost than the rice husks typically used for biomass power generation in the Philippines, leading to the conclusion that collecting rice straw collection is practical.
  rice straw procurement cost: 1.2 pesos/kg (0.11 pesos/MJ), rice husk procurement cost: 1.6 pesos/kg (0.13 pesos/MJ)

4. Formulation of a specific business plan
- The initial investment cost and the electricity rate were determined, and the business revenues and expenses were projected.
- Kubota will implement strategies to enhance business profitability and initiatives aimed at launching the business in 2027.

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS

Energy-derived CO2 emission reductions : 17,654.0 tCO_2/year (= Reference Emissions 18,069.5 - Project Emissions 415.5)

Other GHG emission reductions [CH_4] 0 tCO_2e/year, [N_2O] 0 tCO_2e/year

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☒ Private JCM ☐Both

The results of the project evaluation indicated that investing in the project is challenging without the following measures:
1) Negotiations with a Distribution Utility for higher electricity rates
2) Lower initial investment costs
3) Increased carbon-credit allocation

2.3.5. 双日株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：ウズベキスタンにおける大型風力発電事業導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：　双日株式会社

FS概要

【調査背景・相手国ニーズ】
・ウズベキスタンは2050年カーボンニュートラル達成を目指し、エネルギートランジションロードマップを策定。2021年に改訂されたNDCの中においても短期的には2030年までに2010年比で温室効果ガス排出量を35%削減することを目指すことを目標としている。同国は現在電力の約9割を火力発電に依存、人口増加や経済成長に伴う電力需要増加に対応する為、電源の多様化・再生可能エネルギーの導入が急務となっている。そのような状況下、再生可能エネルギー電源の1つである風力発電に関し、2030年までに19GWの導入を計画中。
・現在、当社とカタールの開発パートナーが共同で1GW規模の大型風力発電事業を開発中（以下「本事業」）。2024年5月にウズベキスタン経済財務省と面談し、同国政府内でもJCMへの関心が高まっている旨を確認。本事業は、上記ウズベキスタンのカーボンニュートラル目標の達成やエネルギートランジション等の政府のニーズに合致。本FS調査の実施を通じ、当該国の更なる経済成長・脱炭素施策達成並びにJCMプロジェクト化の早期実現に貢献するもの。
【調査項目（以下7項目）】　※みずほリサーチ＆テクノロジーズ株式会社に一部再委託
1. 関連政策・制度の動向分析　2. 提案技術や事業の実施に関連する社会経済環境や市場動向の分析　3. 事業化およびJCMプロジェクト化に向けた課題と対応策の検討　4. GHG削減量の算定及び排出削減貢献量の検討とJCM方法論案の作成に向けた検討・作成　5. 相手国政府への事業化に向けた調整　6. 今後の課題と対応策の検討　7. PIN案の作成

FSの目的およびアウトプット

【FSの目的】
各種情報収集、ウズベキスタン政府との協議、JCMプロジェクト化を含めた経済性の試算等を通じ、ウズベキスタンにおける本事業の事業化及びJCMプロジェクト化達成を目指すもの。

【アウトプット】

調査項目	アウトプット
1.関連政策・制度の動向分析	各種分析結果
2.事業実施に係る社会経済環境や市場動向の分析	各種分析結果
3.事業化及びJCMプロジェクト化の検討	本事業の経済性分析結果
4.GHG削減量の算定及び排出削減貢献量の検討とJCM方法論案の作成	GHG削減量の算定結果／JCM方法論案
5.相手国政府への事業化に向けた調整	面談記録他
6.今後の課題と対応策の検討	検討結果資料
7.PIN案の作成	PIN案

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

調査項目	達成状況
1.関連政策・制度の動向分析	達成
2.事業実施に係る社会経済環境や市場動向の分析	達成
3.事業化及びJCMプロジェクト化の検討	検討継続
4.GHG削減量の算定及び排出削減貢献量の検討とJCM方法論案の作成	達成
5.相手国政府への事業化に向けた調整	達成（協力を取り付け協議継続）
6.今後の課題と対応策の検討	確認された課題について検討継続
7.PIN案の作成	ウズベキスタン政府によるレビュー中

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量

2,059,750 t CO2/年

GHG排出削減量＝リファレンス排出量-プロジェクト排出量　にて試算。
プロジェクト排出量の前提は0、リファレンス排出量の前提は 2,059,750t CO2/ 年
前提①本事業の年間想定発電量（MWh）:3,500,000
背景①事業開発サイトにおける想定発電量を算出
前提②排出係数(t CO2/MWh):0.58850
背景② Uzbekistan UNFCCC CDM に登録済の過去案件のうち IGES List of Grid Emission Factors に記載されている案件と照らし合わせた上で、OM と BM を抽出し加重平均したもの。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　■民間JCM　□両方

本事業は、現在ウズベキスタン政府を始めとする社外関係者と事業化に向け議論継続中、プロジェクトサイトにおける各種調査結果の確認、及びウズベキスタン政府の期待タリフ水準においてプロジェクトの経済性を満たすようなプロジェクトとなるような条件が揃うことを前提に、JCMプロジェクト化を検討するもの。JCMの活用に関しては、ウズベキスタン政府が相応の関心があることはこれまでの調査により確認できているが、日本側の貢献によるクレジットの分配率等については今後本事業の進捗に応じ、ウズベキスタン政府と適宜交渉を実施していくこととなる。こうした交渉を確実に進めるためにも、日本とウズベキスタン両政府による合同委員会の開催等を通じ、日本政府からJCMプロジェクト化への期待を伝え、JCM概要・各種プロセスなどの情報提供していくことが有効であると思料する。

(英語)

FY 2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Large-scale Onshore Wind Power Project in Uzbekistan

Feb 7th, 2025
Proponent: Sojitz Corporation

Overview of the JCM FS

<Background and Needs of the Host Country>
Uzbekistan's Carbon Neutrality Goals: Uzbekistan has developed an energy transition roadmap aiming to achieve carbon neutrality by 2050. The revised NDC (Nationally Determined Contribution) in 2021 sets a short-term goal to reduce greenhouse gas emissions by 35% by 2030 compared to 2010 levels. Currently, the country relies on thermal power for about 90% of its electricity. With increasing electricity demand due to population growth and economic development, diversifying energy sources and introducing renewable energy have become urgent tasks. In this context, Uzbekistan plans to introduce 19GW of wind power by 2030 as part of its renewable energy strategy.
<Current Project Development>
Sojitz, in collaboration with a development partner from Qatar, is currently developing a large-scale wind power project with a capacity of 1GW (hereinafter referred to as "the Project"). In May 2024, Sojitz met with the Ministry of Economy and Finance of Uzbekistan and confirmed the growing interest in the Joint Crediting Mechanism (JCM) within the government. The Project aligns with Uzbekistan's carbon neutrality goals and energy transition needs. Through this feasibility study (FS), Sojitz aims to contribute to the country's further economic growth, decarbonization efforts, and the early realization of JCM projects.

Objectives and target outputs of JCM FS

<Objective>
To achieve the commercialization and JCM project realization of the proposed wind power project in Uzbekistan. This will be accomplished through various activities including information gathering, consultations with the Uzbekistan government, and economic feasibility assessments, including the potential for JCM project implementation

Item	Output
1. Analysis of trends in relevant policies and regulations in Uzbekistan	Analysis results
2. Analysis of the socio-economic environment and market trends surrounding the project	Analysis results
3. Examination to realize private JCM project in Uzbekistan	Analysis results
4. Calculation of GHG reduction amounts and examination of emission reduction contributions, and preparation of a draft JCM methodology	Calculation Results of GHG Reduction / JCM Methodology Proposal
5. Coordination with the host country government for project commercialization	Interview memo
6. Challenges and countermeasures	Analysis results
7. Draft Project Idea Note (PIN)	PIN draft 3

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs

Item	Achievement Status
1. Analysis of trends in relevant policies and regulations in Uzbekistan	Achieved
2. Analysis of the socio-economic environment and market trends surrounding the project	Achieved
3. Examination to realize private JCM project in Uzbekistan	Ongoing Consideration
4. Calculation of GHG reduction amounts and examination of emission reduction contributions, and preparation of a draft JCM methodology	Achieved
5. Coordination with the host country government for project commercialization	Achieved (Ongoing Discussions)
6. Challenges and countermeasures	Ongoing Examination of Identified Issues
7. Draft Project Idea Note (PIN)	Under Review by the Uzbekistan Government

GHG emission reductions estimated using draft methodology developed in this FS

2,059,750 t CO2/year The GHG emission reduction amount is estimated as follows:
GHG Emission Reduction = Reference Emissions - Project Emissions
Project Emissions Assumption: 0
Reference Emissions Assumption: 2,059,750 t CO2/year
Assumption 1: Annual projected electricity generation for the project (MWh): 3,500,000
Background 1: Calculated based on the expected electricity generation at the project development site.
Assumption 2: Emission factor (t CO2/MWh): 0.58850
Background 2: Derived from the weighted average of the Operating Margin (OM) and Build Margin (BM) factors listed in the IGES List of Grid Emission Factors, based on past projects registered under the Uzbekistan UNFCCC CDM.

Prospects for JCM project development after completion of the JCMFS

Assumed exit strategy at the end of JCM FS

☐NEDO JCM ■Private JCM ☐Both

The project is currently under ongoing discussions with the Uzbekistan government and other external stakeholders regarding its commercialization. In the process of verifying various survey results at the project site, including wind condition surveys, layout, and grid connection. The consideration for JCM project realization is based on the assumption that the project will meet the economic feasibility criteria at the expected tariff levels set by the Uzbekistan government.
Our previous investigations have confirmed that the Uzbekistan government has an interest in utilizing the JCM. However, the allocation rate of carbon credits resulting from Japan's contribution will be subject to future negotiations with the Uzbekistan government as the project progresses. To ensure the smooth advancement of these negotiations, it is deemed effective to convey Japan's expectations for JCM project realization through joint committee meetings between the Japanese and Uzbekistan governments, and to provide information on the JCM framework and various processes.

2.3.6. 日本工営株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：コスタリカ共和国における貨物鉄道への蓄電池機関車導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：日本工営株式会社
共同提案者：北陸重機工業株式会社

FS概要

コスタリカの貨物鉄道に、我が国の**蓄電池機関車を導入するためのFS調査**を行う。コスタリカでは、電力の98%が再生可能エネルギー由来である一方で、**運輸交通セクターは化石燃料に依存しており、脱炭素化が課題**である。
具体的なアウトプットは、①蓄電池機関車スペックの検討、②蓄電池機関車を活用した運行計画、③コスト積算と経済性評価、④ビジネスモデル作成（貨物鉄道での利活用方法）、⑤事業化及び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、⑥FS終了後のJCMプロジェクト化事業計画及び活動の整理の6点である。
日本では蓄電池を搭載した鉄道車両の開発、製造が行われており、車両工場の入換や車両搬送に蓄電池機関車が活用される等の実績を有する。本事業では、蓄電池機関車の開発、製造経験のある北陸重機工業の技術を適用することを想定する。INCOFERのニーズに合わせた機関車を導入するため、地形条件や貨物需要、運転条件等に合わせた蓄電池機関車の性能等を検討するとともに、JCM事業化に向けたGHG削減算出方法論等を検討する。

FSの目的およびアウトプット

目的	• コスタリカの貨物鉄道への、北陸重機工業が製造する**蓄電池機関車の導入可能性を調査することにより、コスタリカ国内でのGHG 排出削減効果及びJCM 事業実現性を調査**する。
アウトプット	• ①～⑥の6つの項目に絞り調査を実施した。 • JCM事業化に向けて、蓄電池機関車の仕様の検討や環境評価、コスト評価の他に、蓄電池機関車を普及させるためのビジネスモデルの検討を実施した。 • 本FS調査では、中間審査、最終審査、終了時の3つをマイルストーンとして各項目におけるアウトプットを調査開始時に準備した。

アウトプット		各マイルストーンまでの達成目標
①蓄電池機関車スペックの検討	中間	第1回現地渡航を踏まえた仕様書草案（寸法、蓄電池性能、牽引能力等の諸元）
	最終	仕様書草案に対するINCOFERコメント反映版
	終了	最終報告会でのコメント反映版
②蓄電池機関車を活用した運行計画	中間	需要・蓄電池のスペックを踏まえた貨物列車の運行計画（簡易なダイヤ、充電のタイミング）
	最終	仕様書草案に対するINCOFERコメント反映版
	終了	最終報告会でのコメント反映版
③コスト積算と経済性評価	中間	蓄電池機関車及び充電施設の概略積算
	最終	概略積算結果を基にした経済評価
	終了	最終報告会でのコメント反映版
④ビジネスモデル作成	中間	貨物鉄道の利用促進のためのアクションプラン案作成
	最終	アクションプラン案の優先順位付け
	終了	最終報告会でのコメント反映版
⑤事業化及び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	中間	想定ＧＨＧ削減量及び算出方法
	最終	リファレンス量の算定
	終了	最終報告会でのコメント反映版
⑥FS終了後のJCMプロジェクト化事業計画及び活動の整理	中間	想定するファイナンス・事業スキーム等のオプション整理 許認可スケジュールの検討
	最終	本件での提案スキーム案
	終了	最終報告会でのコメント反映版

FSの最終成果

目標成果に対する結果	1. 蓄電池機関車のスペック検討：バッテリー容量及び機関車の仕様について地形や貨物需要を踏まえて検討した 2. 蓄電池機関車を活用した運行計画：鉄道輸送や蓄電池機関車の使用について鉄鋼工場への輸送需要を踏まえて検討した 3. コスト積算と経済性評価：蓄電池機関車とディーゼル機関車のOPEXとライフサイクルコストについて検討した 4. ビジネスモデル作成：蓄電池機関車の活用及びサービス拡大に向けた検討した 5. 事業化及び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：GHG排出削減量算定方法の検討を行い、導入によるGHG排出削減効果の計算を実施した 6. FS終了後のJCMプロジェクト化事業計画及び活動の整理：プロジェクトの目的、ゴール、実施可能なスキームを検討した
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：293 tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　☑NEDO JCM 実証　□民間JCM　□両方

- 3.5年で1,000 tCO2の削減量が見込める。
- 普及展開期間の10,000 tCO2の削減に向けては、区間や輸送量を増やすことで、削減効果を高められないか検討が必要。
- なお、現在、材料のMoin港⇒工場の輸送の一部や、工場⇒Moin港の製品の輸送にはトレーラーを使用している。これらを貨物輸送に転換した際のモーダルシフト分を考慮すると、トレーラーの輸送でのCO2排出量は60,000トン/年（年間60,000トンをトレーラーで輸送）×200km（トレーラーの輸送距離）×85 gCO2/t/km＝1,020 tCO2/yearとなることから、鉄道への転換分を考慮することも一案。
- FS終了後、最終版の報告書サマリーをINCOFERに送付し、現地側で検討をしてもらう。



モインの貨物駅



現在使用されているトレーラー

2

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Introduction of Battery Locomotives for Cargo Railway in Costa Rica

7 February 2025

Proponent: Nippon Koei Co., Ltd
Co-proponent: Hokuriku Heavy Industries, Ltd

Overview of the JCM FS

Feasibility Study was conducted for introduction of Japanese battery locomotives to cargo railway in Costa Rica. Renewable energy ratio is around 98% in the energy sector Costa Rica, on the other hand transportation sector depend on fossil fuels and decarbonatization is its challenge.
Following 6 activities are outputs of this study.
1.Consideration of specifications of battery locomotive, 2. Railway operation using battery locomotive, 3. Cost estimation and economic evaluation, 4. Development of business model, 5. Estimation of GHG emission reduction and its estimation method when conducted implementation stage and JCM project, 6. JCM project plans and activities after the JCM FS
In Japan, battery locomotives are used for shunting in depot and rolling stock shipment. In this JCM FS study, it is assumed that the technology of Hokuriku Heavy Industres, which has experience in the design and manufacturing of battery locomotives will be applied. To introduce the locomotives to meet the needs in INCOFER (Costa Rican National Institute of Railway), this study considered the specifications of battery locomotives taking into account topographic conditions, cargo demand and operation condition. In addition, this survey considered the methodology of GHG emission reduction for JCM project.

Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives	• To study the feasibility of introducing battery locomotive manufactured by Hokuriku Heavy Industries to Costa Rica's cargo railway, • To study the effects of GHG emission reductions and the feasibility of JCM projects in Costa Rica.
Output	• FS was conducted in the six activities shown in the overview above • This survey studied specifications, environmental aspect, cost, business model to implement JCM Project • Outputs in each category were prepared in accordance with three milestones: interim review, final review, and at the end of the study.

Output		Achievement goals each milestones
1. Consideration of specifications of battery locomotive	Interim	Preparation of draft specifications for 1st trip (Dimension, Battery specifications, towing capacity)
	Final	Modification of specifications as per comments from INCOFER
	End	Modification of specifications as per comments from final report meeting
2. Railway operation using battery locomotive	Interim	Cargo railway operation plan taking account of demand and battery specifications (Preparation of simple diagram and consideration of battery charging timing)
	Final	Modification of plan as per comments from INCOFER
	End	Modification of plan as per comments from final report meeting
3. Cost estimation and economic evaluation	Interim	Cost estimation at local price for battery locomotive and power charge facilities
	Final	Economic evaluation by result of cost estimation result
	End	Modification of cost study as per comments from final report meeting
4. Making of business model (How to use cargo railway)	Interim	Preparation of draft action plans for use promotion of cargo railway
	Final	Prioritization of proposed action plans
	End	Modification of plans as per comments from final report meeting
5. Estimation of GHG emission reduction and its estimation method when conducted implementation stage and JCM project	Interim	Estimation of reduction of GHG emission and calculation method
	Final	Calculation of reference scenario
	End	Modification of methodologies as per comments from final report meeting
6. JCM project plans and activities after the JCM FS	Interim	Organize of estimated finance and project scheme Consideration of approval and authorization schedule
	Final	Consideration of proposed scheme of this project
	End	Modification of scheme as per comments from final report meeting

Result of the JCM FS

Result regarding the target outputs	1.Consideration of specifications of battery locomotive: Battery capacity and locomotive specifications were considered taking into account topographic conditions and cargo demand. 2. Railway operation using battery locomotive: Railway operation and utilization of battery locomotive were considered taking into account delivery demand of steel plant. 3. Cost estimation and economic evaluation: OPEX and life cycle cost were compared between battery locomotive and diesel locomotive. 4. Development of business model: Utilization on battery locomotive and how to expand the service were considered. 5. Estimation of GHG emission reduction and its estimation methodology in implementation stage and JCM project: Methodology of calculation of GHG emission reduction was considered. And expected GHG emission of reduction by battery locomotive was calculated. 6. JCM project plans and activities after the JCM FS: Project objectives, goals and applicable scheme were considered.
GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	**Energy-devided CO2 emission reductions : 293 tCO2/y** Other GHG emission reductions : None

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

- 1,000 tCO2 reduction in 3.5 years are prospected.
- Toward 1,000 tCO2 reduction in demonstration stage, it is required to consider more reduction of GHG emission by increasing the usage of cargo railway.
- Trailers are used for some of the delivery from Moin to steel plant and entire delivery from the plant to Moin. When such modal shift from trailer to cargo railway is considered, CO2 emission reduction can reach 1,000 tCO2/ year. It is one of the options to consider the modal shift from trailer to railway cargo.
  60,000t/year (Annual trailer delivery) x 200km (Deriver distance) x85 gCO2/t/km＝1,020 tCO2/year
- INCOFER will examine the summary of this final report after completion of FS.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☑NEDO JCM Demonstration
☐Private JCM ☐Both



Cargo railway station in Moin



Trailer used for delivery

4

2.3.7. ファイン・エコ・ソリューション株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：インド国における牛糞由来のメタンガスを使用した分散型発電システムの導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：ファイン・エコ・ソリューション株式会社

FS概要

世界最大の酪農国であるインドでは、バイオガスの原料となる牛糞が毎日大量に排出されている。現地の成分が不安定なバイオガスをそのまま使用し安定的に発電できる分散型発電システムの導入・普及事業を実施するための技術的及び地域特有の運用上の課題等を明確し、その対処方法を検討する。
導入予定技術は、自動車用のCNGエンジンの制御システムを、現地の成分不安定なバイオガスに適合させたエンジン制御システムである。
具体的には、インドの特に農村部における不安定な電力供給事情や農業従事者が直面する各種課題を抽出し、それら課題を提案企業が開発した牛糞由来メタンガスを使った分散型発電システムでどこまで解決可能かを調査・分析する。
その結果得られる成果のJCMへの組み入れがどのように可能かの検証を実施した。

FSの目的およびアウトプット

目的	・目的は、提案企業のシステムをインド農村地域に導入した場合を想定し、インド側関係者（NDDB、AMUL、酪農家やインド人協力者）と、インド酪農業が直面する各種課題の解決につながることを確認、検証する。それと共に、インドの酪農家でシステムを設置した場合を想定し、予定通りの稼働を可能とするための課題を取り纏め、NEDO実証前調査へ応募への準備を進める。その上で、当該システム導入に際しての採算性（事業化の可能性）を検討すると共に、JCMとの連動可能性の検証を行うことを目指すアウトプットとする。
アウトプット	【中間】 ①インド側関係者、特にNDDB(National Dairy Development Board：インド酪農開発委員会)からの本事業に対する協力合意取り付け ②実証サイトの決定 【最終報告】 ①提案企業のシステムがインド政府の政策や市場動向に合致していることを確認 ②事業化やJCMプロジェクト化に向けた課題を取り纏め、それらに対する対応策を検討 ③GHG排出削減量の算出 ④JCM方法論（案）の作成 【調査終了時】 事業化に向けた実施体制の策定

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	【FS目的に対する成果】 インド側関係者（NDDB、AMUL、酪農家やインド人協力者）との間で、提案システムがインド酪農業が直面する各種課題の解決につながることを現地で検証した。それと共に、インドの酪農家でシステムを設置した場合を想定し、予定通りの稼働を可能とするための課題を取り纏めに至った。その上で、当該システム導入に際しての採算性（事業化の可能性）を検討することができた。 【アウトプット目標に対する最終成果】 ・NDDBからの本事業に対する協力合意を取り付け ・実証サイトの決定(乳牛約500頭を飼育するGoshala(インドの野牛の保護施設) ・ダコール所在Gaushalaからの本事業へのサポート・レター取得 ・提案システムがインド政府の政策及び市場動向への合致を確認 ・事業化やJCMプロジェクト化に向けた課題及び対応策の取り纏め ・モデル酪農家(Gaushala)の電力使用量と牛糞の発生量比較 使用量≒85kWh/d ：牛糞発電可能量100kWh/day ・GHG排出削減量の算出 ・JCM方法論（案）の作成 ・事業化に向けた実施体制の策定 ・現状エネルギー使用各種データを収集の上、当社システムを導入した場合の現状の化石燃料由来の電力負荷の軽減程度を検証。 ・我々のシステムを導入した場合、システムの稼働に必要な機器等の選定を実施。
本FSで作成した方法論で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：2600 tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：[CH4] 135500tCO2e/年 （１００箇所導入のプロジェクトを想定し、FS調査Gaushalaのデータを元に試算）

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

インドは現在JCM未締結国であるが、両国政府の間で早期締結に向け協議中であるものと理解。同協議状況を注視していくと共にその状況に適した対応を行っていく計画である。
FS終了後の2025年後半より、JCMの動向に注視しながらNEDO実証と共に経済産業省のガイダンスに準拠した民間JCM導入への必要準備作業を行っていく。また、NEDO実証に進めた場合、その結果としての事業化に向けた資金調達は2025年より検討していく。

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung in India

Overview of the JCM FS

07 February 2025
Proponent: Fine Eco Solution Co.,Ltd.

India, the world's largest dairy country, produces large amounts of cow dung every day, which is used as a raw material for biogas. This project will clarify the technical and region-specific operational issues involved in implementing a project to introduce and disseminate a distributed power generation system that can generate stable power using local biogas, whose composition is unstable, and consider ways to address these issues.
The technology to be introduced is an engine control system that adapts the control system for CNG engines used in automobiles to the local biogas, whose composition is unstable.
Specifically, the project will identify the unstable power supply situation, particularly in rural areas of India, and the various issues faced by agricultural workers, and investigate and analyze to what extent these issues can be resolved by a distributed power generation system that uses methane gas derived from cow dung, developed by the proposing company.
The project will then verify how the results obtained as a result can be incorporated into the JCM

Objectives and target outputs of the JCM FS

Objectives	• Assuming that the proposing company's system is introduced in rural areas of India, we will confirm and verify with Indian stakeholders (NDDB, AMUL, dairy farmers, and Indian collaborators) that it will lead to solving various issues facing the Indian dairy industry. At the same time, assuming that the system is installed at an Indian dairy farm, we will summarize the issues that will enable the system to operate as planned and proceed with preparations to apply for a NEDO feasibility study. Based on this, we will consider the profitability (possibility of commercialization) of introducing the system, and aim to verify the possibility of linking it with the JCM.
Outputs	[Interim]① Obtaining cooperation agreement for this project from Indian stakeholders, especially NDDB ② Deciding on the demonstration site [Final report]① Confirming that the proposing company's system is in line with the Indian government's policies and market trends ② Summarizing issues for commercialization and JCM project development, and considering countermeasures for those issues ③ Calculating GHG emission reductions ④ Creating a JCM methodology (draft) [At the end of the survey] Establishing an implementation structure for commercialization

Result of the JCB FS

Result regarding the target output	• [Results for FS objectives] • We verified on-site with the Indian stakeholders (NDDB, AMUL, dairy farmers, and Indian collaborators) that the proposed system would lead to solutions for various issues facing the Indian dairy industry. We also envisioned the system being installed at an Indian dairy farm and were able to summarize the issues that would enable it to operate as planned. We were then able to consider the profitability (feasibility of commercialization) of introducing the system. • [Final results for output goals] • Received cooperation agreement for this project from NDDB • Decided on the demonstration site (Goshala (a buffalo shelter in India) where about 500 dairy cows are raised) • Received letter of support for this project from Gaushala, where Dakor is located • Confirmed that the proposed system is in line with the Indian government's policies and market trends • Collected issues and countermeasures for commercialization and JCM project • Compared electricity consumption and cow dung generation of model dairy farm (Gaushala) • Consumption ≒ 85kWh/d: cow dung power generation potential 100kWh/day • Calculated GHG emission reductions • Created JCM methodology (draft) • Established implementation structure for commercialization • Collected various data on current energy usage and verified the degree of reduction in current fossil fuel-derived electricity load if our system is introduced. • Selected equipment etc. necessary for the system to operate if our system is introduced
GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	• Estimated reduction in CO2 emissions from energy sources: 2600 tCO2/year • Estimated reduction in GHG emissions other than those mentioned above: [CH4] 135,500 tCO2e/year total 138,100tCO2e/year • (Assuming a project to introduce the system at 100 locations, estimated based on data from the FS survey Gaushala)

Prospects for JCM projectization After completion of the JCM FS

India is not currently a JCM signatory country, but it is understood that discussions are underway between the two governments with the aim of concluding the agreement at an early date. We plan to closely monitor the status of these discussions and take appropriate measures.
From the second half of 2025 after the completion of the feasibility study, we will closely monitor JCM trends and carry out the necessary preparatory work for the introduction of the JCM in the private sector in accordance with the guidance of the Ministry of Economy, Trade and Industry, along with the NEDO demonstration. Furthermore, if we proceed to the NEDO demonstration, we will consider raising funds for commercialization from 2025 as a result of this.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM demo☐private JCM ■Both

2.3.8. 一般財団法人カーボンフロンティア機構

（日本語）

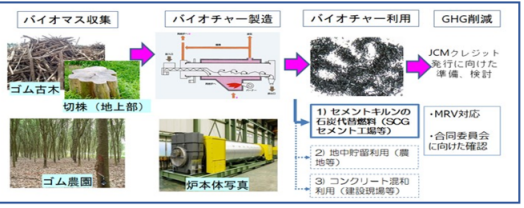
令和６年度「二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業（JCM実現可能性調査業務）」
最　終　報　告
FS件名：タイにおけるバイオチャー製造・利用に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：一般財団法人 カーボンフロンティア機構
共同提案者：株式会社大和三光製作所

FS概要

タイに豊富に賦存する未利用バイオマス（ゴム古木の切株、農業残渣等）から、大和三光製作所の炭化技術によってバイオチャーを製造し、タイ最大のセメント会社であるSiam Cement Group（以下SCG）のセメントキルンにおける石炭燃料代替利用によるCO_2排出削減の可能性を調査・検討し、JCMクレジット発行に向けた準備を行う。主な調査項目は以下の通り。

1.未利用バイオマスの安定調達の確認
2.バイオチャー利用先での有効性の確認
3.代替する石炭の調達状況の確認
4.実証設備の確実な輸出、建設の確認



FSの目的およびアウトプット

目的	1.未利用バイオマスの安定調達の確認 2.バイオチャー利用先での有効性の確認 3.代替する石炭の調達状況の確認 4.実証設備の確実な輸出、建設の確認
アウトプット	1. ゴム古木の切株の賦存状況、ゴム農園者のプランテーション計画、他のバイオマスの収集、利用状況及び収集業者、加工業者の実態を調査する。 2. セメントキルンにおけるバイオチャー投入による影響、他国製バイオチャー製造試験装置における課題（性能、製品品質、安定運転性等）を調査する。 3. 産出国及び場所、輸送経路及び方法、調達価格について調査する。 4. 現地輸送経路及び方法、現地建設業者を調査する。 5. その他 PINの作成及びMRVの遂行については、NEDO JCM実証事業に採択または民間JCMに進むことが決まれば、方法論承認に向けて第三者機関への確認を依頼し、確認を得られた後はPDDを提出、合同委員会への登録申請といった一連のプロセスを迅速に進める。 事業化及びJCMプロジェクト化を検討するにあたっての課題について、事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のボトルネック等）や将来の事業展開に向けて解決すべき課題の抽出に取り組み、具体的な対応策を策定する。

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	**1.未利用バイオマスの安定調達の確認** • SCGからゴム切株賦存状況資料を入手、ゴム農園、切株の収集・加工業者の見学も行い、SCG Thung Song工場周辺における原料調達可能性を、またゴム公社から、天然ゴムに対する需要の伸びを確認することができた。 **2.バイオチャー利用先での有効性の確認** • SCG Thung Song工場のセメントキルンへの石炭供給ライン、及び実証事業で製造予定のバイオチャー投入場所を確認した。また、キルン燃焼及びクリンカ製造への影響について、今回の炭化試験結果及び想定導入量の範囲では問題ないことを確認できた。SCGに試験的に導入した中国製炭化装置の見学も行い、安定運転ができていない要因（タール処理、計測機器等）を把握することができた。 • サンプルを日本へ輸入、大和三光福島工場にて炭化試験を実施、バイオチャー製造条件及び品質を確認することができた。 **3.代替する石炭の調達状況の確認** • SCG Thung Song工場で使用している石炭の調達状況（産出国、品質、価格、タイ国内輸送ルート等）を把握した。 **4.実証設備の確実な輸出、建設の確認** • SCG事業所内で工事を行っている建設会社（EPS社、SCG子会社）と打合せを行い、バイオチャー製造デモプラント建設工事の協力が得れらること、大和三光がサブコンとして利用しようと考えている業者の採用が可能であることを確認した。 • デモプラント建設工事の体制については大和三光とEPS社とですり合わせる必要がある。 **5.その他（事業化及びJCMプロジェクト化を検討するにあたっての課題）** • バイオチャーによる石炭代替だけでは高い収益性は得られないと考えられ、バイオチャーの付加価値を高める（より高い販売価格が見込める）ことを検討する必要がある。 • セメントキルンの排熱利用、炭化装置を構成する機器のタイでの調達等のコストダウン検討、製品の付加価値向上検討、及び現状で処理に困っている廃棄物の取り扱いを含めた原料及び燃料多様化も検討する予定。
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：65,793 t CO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：なし

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

SCGは、早期実用化及びセメントキルンでの石炭代替のみならずバイオチャーの多目的利用を望んでいる。次のステップとしてNEDO JCM実証を視野に入れ、日本の事業参画候補会社と検討する予定。商用化にはSCGと共同でバイオチャー製造事業会社（SPC）を設立し、年産3万トン規模の炭化設備を建設して社会実装、JCMの獲得を目指していく計画である。
SCGはタイ国内にThung Song工場を含めて6セメント工場を保有しており、SCG内での横展開、さらにはタイ国内にある16セメント工場、またSCGはベトナム、カンボジア、インドネシア、フィリピンにもセメント工場を有しており、国外への展開も期待できるが、一方事業化に向けて事業参画候補会社からは早期事業化、及びエネルギー起源CO_2削減以外への展開も望まれており、民間JCMを進める可能性もある。

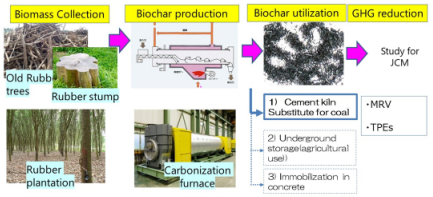
(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Biochar Production and Utilization in Thailand

7 February 2025
Proponent : Japan Carbon Frontier Organization
Co-proponent : YAMATO SANKO MFG.CO.,LTD.

Overview of the JCM FS

We will investigate and consider the possibility regarding the following items.
-To produce biochar from unused biomass (old rubber tree stumps, agricultural residues, etc.) that is abundant in Thailand.
-To use biochar as an alternative fuel for coal in the cement kilns of Thailand's largest cement company, Siam Cement Group (SCG).
-To study the possibility for reduction of CO2 emissions and JCM project.
The main survey items are as follows:
1. Confirm stable procurement of unused biomass
2. Confirm effectiveness of biochar utilization
3. Confirm procurement status of biomass to replace coal
4. Confirm reliable export and construction of demonstration facilities



Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives	1. Confirm stable procurement of unused biomass 2. Confirm effectiveness of biochar utilization 3. Confirm procurement status of biomass to replace coal 4. Confirm reliable export and construction of demonstration facilities
Outputs	1. To investigate the existence of old rubber tree stumps, rubber plantation plans, collection and utilization of other biomass, and the actual situation of collectors and processors. 2. To investigate the impact of introducing the biochar to cement kilns and issues (performance, product quality, stable operation, etc.) and the problems of biochar production equipment made in other countries. 3. To investigate the country and location of production, transportation route and method, and procurement price. 4. To investigate local transportation routes and methods, and local construction companies 5. Others Regarding the creation of the PIN and the execution of MRV, if it is decided that the project will be selected for the NEDO JCM demonstration project or to proceed to the private sector JCM, a series of processes will be carried out, including the submission of a PDD and application for registration to the Joint Committee. In order to address the issues involved in considering commercialization and turning the project into a JCM project, we will work to identify issues and take appropriate countermeasures.

3

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs	1. Confirm stable procurement of unused biomass -We obtained the information on rubber stump reserves from SCG and also visited rubber plantations and stump collectors and processors. We were able to confirm the possibility of procuring raw materials and also confirmed the demand for natural rubber. 2. Confirm effectiveness of biochar at its destination -We confirmed the coal supply line to the cement kiln at SCG Thung Song factory, and the location of the biochar to be produced in the demonstration project and also confirmed that there are no problems with the impact on kiln combustion and clinker production based on the results of the carbonization test. We also visited the Chinese-made carbonization equipment that was experimentally introduced at SCG, and were able to understand the factors that have prevented stable operation. -Samples were imported to Japan and carbonization tests were conducted at the Yamato Sanko Fukushima Plant, enabling us to confirm the biochar production conditions and quality. 3. Confirm procurement status of biomass to replace coal -We identified the procurement status (country, quality, price, transportation route) of the coal used at the SCG Thung Song factory. 4. Confirm reliable export and construction of demonstration facilities -Meetings were held with the construction company (EPS, a subsidiary of SCG) carrying out construction work within the SCG facility, and it was confirmed that cooperation could be obtained for the construction of the biochar production demonstration plant, and that it would be possible to employ the company that Yamato Sanko was considering using as a subcontractor. -The structure for the demonstration plant construction work needs to be agreed between Yamato Sanko and EPS. 5.Others It is believed that simply replacing coal with biochar will not be highly profitable, and it is necessary to consider ways to increase the added value of biochar (which would enable a higher selling price). They also plan to consider the cost reduction measures such as utilizing exhaust heat from cement kilns and procuring the equipment that makes up the carbonization system in Thailand, as well as improving the added value of products, and diversifying raw materials and fuels, including the handling of waste that is currently difficult to process.
GHG emission reductions estimated using draft methodology developed in the JCMFS	Energy-derived CO2 emission reductions：65,793 t CO2/年 Other GHG emission reductions ：nothing

Prospects for JCM projectization after completion of the JCM FS

SCG hopes for early practical application and multipurpose use of biochar, not just as a replacement for coal in cement kilns. As a next step, we plan to proceed NEDO JCM demonstration and discuss with potential Japanese companies participating in the project. For commercialization, we plan to establish a biochar manufacturing company jointly with SCG, build a carbonization facility with an annual production capacity of 30,000 tons, and aim for social implementation and acquisition of the JCM. SCG owns six cement factories in Thailand, including the Thung Song factory, and also in Vietnam, Cambodia, Indonesia, and the Philippines. However, with regard to commercialization, the potential participants in the project are hoping for early commercialization and expansion into areas other than reducing CO2 emissions from energy sources, and there is a possibility that a private JCM will be promoted.

4

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☐Private sector JCM ■Both

2.3.9. 株式会社エックス都市研究所

（日本語）

令和６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
FS件名：インドにおける石油化学産業への大規模Waste to Steam導入と都市廃棄物の広域輸送システムに関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：株式会社エックス都市研究所
共同提案者：株式会社西原商事ホールディングス(西原商事HLD)、一般財団法人リモート・センシング技術センター（RESTEC）

FS概要

調査の背景：地球温暖化対策においては、電力供給面では再エネや水素の利用が解決策として議論されて久しいが、熱を代替できる技術は廃棄物による燃料代替が注目されている。本調査は、成長著しいインドにおける石油化学産業での熱代替として、廃棄物焼却施設から得られる蒸気を産業へ供給する「大規模Waste to Steam (WtS)」事業の実現可能性を検討するものである。

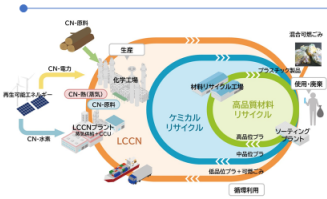
相手国ニーズ：石油化学産業はインドの発展に重用な産業である。この産業はCO2削減困難な領域（Hard to abate）に属する。インド政府は、この領域をJCMの対象領域に選定している。JCM対象領域に廃棄物管理の分野は含まれないが、動静脈連携であれば廃棄物分野であっても産業振興に資するため、JCM対象技術になりうるとの見方がある。

相手国課題・ニーズ解決に向けた仮説：化学工場の蒸気１トン製造に約100LのC重油が必要である。焼却炉により年間20万トンの蒸気を製造することができれば、工場での削減分及び埋立回避によるメタン削減分から、廃棄物の焼却、電力消費及び輸送での追加排出分を差し引いて、少なくとも約３万トン-CO2/年程度の削減を推定する。

提案するGHG排出削減対策の優位性等：廃棄物焼却で得た蒸気を工場で直接利用すれば、効率よく熱を利用することができ、焼却発電する場合に比べて２倍程度のCO2削減効果が得られる。電気ではなく熱にアプローチする点と、動静脈連携を創出する点で優位性のある提案となっている。である。

WtS 事業モデル





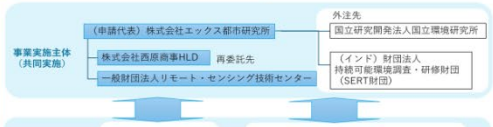
コンセプト（LCCN）：WtSは、次世代の焼却施設への進化を見据えて、CCU付帯可能な施設として提案。社会システムの観点からプラスチック循環をライフサイクル全体でカーボンニュートラルを目指すデザイン設計を都市に実装するもの。

FSの目的およびアウトプット

目的	• インドでのWtS事業をJCM実証事業としての創出する。廃棄物広域収集をシミュレーションし、実現可能性を評価するとともに課題を整理する。 • コチ市での廃棄物収集が難しい場合は他都市での展開もあり得る。
アウトプット	• JCM方法論案の完成、次のステップ提示、自治体への提案

FSの最終成果

FS調査実施体制



国内調査

FS準備期間（事前）
11月6日 キックオフ
計画・文献調査
フォローアップ
ヒアリング調査
12月3日 中間報告
フォローアップ
1月22日 報告案提出
1月30日 最終報告
2月７日 納品

海外調査

2023年度FS調査
・組成調査、環境性・経済性評価等
8月10~13日 EXRI/NIES/RESTEC
・ケララ州とのワークショップ
サラダ・ムラリーダラン氏ら

11月18~23日 EXRI/西原HD
・焼却施設立地確認
・コチ市廃棄物フロー調査

12月11~13日 EXRI/NIES
・11月のフォロー調査
・インド環境省、日本大使館意見交換
12月11日~1月16日 RESTEC
・コジコード市調査（島しょ部含む）
・トリバンドラム市調査
・BPCLとの実施体制の協議
・港湾、埋立地関係者取材

FSの事業モデル想定

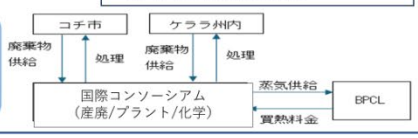



写真１ インド環境省との会談風景
次官補ナミイタプラサド氏ら


写真２ コチ市訪問時グループ写真
保健部長サシクマール博士




写真３ 港湾設備（コジコード）



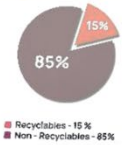


図１ 非有機性廃棄物は、衛生廃棄物と有機性廃棄物と分別回収され、有価物を除去してフラフ化される。RDFや乾燥廃棄物と呼ばれ、セメント工場での代替燃料とされている。WtSでは、未利用の廃棄物を利用。


写真４ 保管施設（コジコード）

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

結果：自治体からのデータ収集、現場評価、利害関係者との協議により事業化が進展した。

・インド政府と意見交換を行い、WtSがHard to abate領域としてJCM対象となり得る可能性があることを確認した。
- 建設候補地の現地踏査より、処分場から工場までの配管距離距離が約５kmに渡る（図３）。
- 一廃の低品位廃棄物は465t/d 賦存（図2）。
- 輸送費用は、近郊で4ルピー/kg、広範な輸送も行われており、で8~9.5ルピー/kgが実績値。

課題：関係者の連携調整を推進する。効率輸送の実証、セメントでの利用状況の把握、熱供給部分を切り出した安定供給の実証事業が出来ると良い。

- 効率輸送は、海運の場合の一回の輸送量は2,000tと見込む。輸送効率化には、積出場、荷受側共に一時保管場が必要。
- セメントでの受入量の確認が必要。
- 焼却施設は工場に隣接させ、ブラマプラム処分場に保管施設を設置すると良い。
- 今後、BPCL側との実施体制の協議を通じ、ケララ州へ提案を提出したい。
- 廃棄物処理は州が束ねている。地方自治省下で、廃棄物供給に関する新たな政策を準備する必要があると分かった。

GHG排出削減量

本FSで作成した方法論案で試算

エネルギー起源CO2排出削減量の試算：
約2.9万 tCO2/年



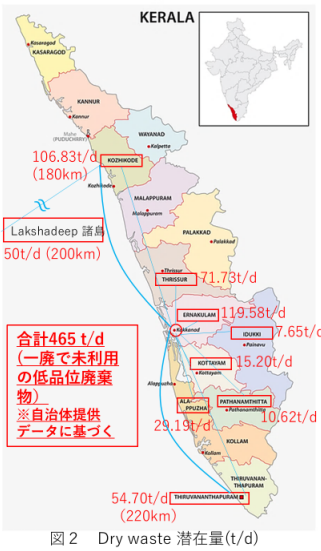


図２　Dry waste 潜在量(t/d)



図３　ブラマプラム処分場（焼却施設建設候補地）とBPCLの立地：直線距離では２kmだが、現在工事中のメタンガスパイプに沿わせると、配管敷設ルートが４～５kmと見積もられる。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

- インドMOFCCによると、Waste to Steamは化学産業における Hard to abateに該当しうるとの見方が強い。一方で、BPCLとMOEFCCとの協議を行うには、MOP(石油化学省）を通す必要がある。MOF（財務省）の理解も必要。
- FS終了後、広域輸送の可能性についてケララ州と協議を継続する。
- BPCLと日本のプラントメーカー及び産廃事業者との連携協定の締結を協議する。

調査終了時点での想定出口戦略

☐NEDO JCM 実証　☐民間JCM　☑両方

図 3: ©OpenStreetMap contributors, https://www.openstreetmap.org/edit?editor=id#map=14/9.　97976/76.41519

(英語)

FY2024　JCM Feasibility Study
JCM feasibility study on Large-Scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste in India

7th Feb. 2025
Proponent: : EX Research Institute Ltd.
Co-Proponents: Nishihara shoji Holdings Co., Ltd, Remote Sensing Technology Center of Japan

Overview of the JCM FS

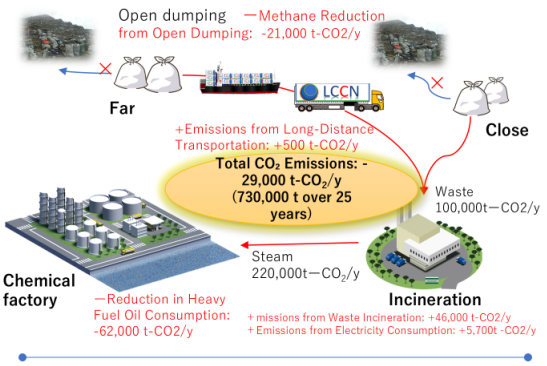
Background of the Study: While renewable energy and hydrogen have long been discussed as solutions for power supply in climate change mitigation, waste-derived fuel is gaining attention as a heat energy alternative. This study examines the feasibility of a large-scale **Waste to Steam** (**WtS**) project, supplying steam from waste incineration facilities to the petrochemical industry in rapidly growing India.

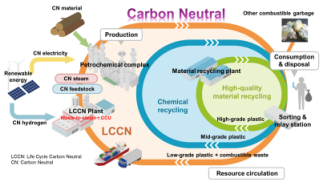
Needs of the Partner Country : The petrochemical industry plays a crucial role in India's development and is classified as a Hard-to-Abate sector for CO_2 reduction. The Indian government has designated this sector as eligible for JCM.

Hypothesis for Addressing Partner Country Needs: Producing 1 ton of steam in chemical plants requires approximately 100L of heavy fuel oil. If 200,000 tons of steam are generated annually from incinerators, it is estimated that about 30,000 tons of CO_2 per year can be reduced, factoring in reductions from fuel substitution and methane avoidance, minus emissions from incineration, electricity use, and transportation.

Advantages of the Proposed GHG Emission Reduction Measures : By directly utilizing steam from waste incineration in factories, heat can be used more efficiently, achieving twice the CO_2 reduction compared to waste-to-energy power generation. The proposal's strengths lie in its direct approach to heat utilization and fostering industrial-waste sector collaboration.

WtS Business Model





Concept（LCCN）: WtS is proposed as a facility that can evolve into the next generation of incineration plants with CCU integration. From a societal systems perspective, it aims to implement urban design that achieves carbon neutrality throughout the entire life cycle of plastic circulation.

Objectives and target output of JCM FS

Purpose	• The WtS project in India will be developed as a JCM demonstration project. A simulation of wide-area waste collection will be conducted to assess feasibility and identify challenges. If waste collection in Kochi City proves difficult, expansion to other cities will be considered. • The JCM methodology draft will be finalized, and the next steps will be outlined for proposals to municipalities.
Output	• Completion of the JCM Methodology Draft, Presentation of Next Steps, and Proposal to Municipalities

6



Result regarding the target outputs

Results:

Project development progressed through data collection from municipalities, on-site evaluations, and stakeholder consultations.

Discussions with the Indian government confirmed that WtS could qualify as a JCM project within the Hard-to-Abate sector.

Site surveys indicated that the pipeline from the landfill to the plant would span approximately 5 km (Figure 3).

An estimated 465 t/d of unutilized low-grade municipal solid waste is available (Figure 2).

Transportation costs are 4 INR/kg for nearby areas and 8–9.5 INR/kg for long-distance transport.

Challenges:

Promote coordination among stakeholders, verify efficient transport methods, assess current cement industry usage, and demonstrate stable heat supply.

For marine transport, a single shipment is estimated at 2,000 tons, requiring temporary storage at both shipping and receiving points.

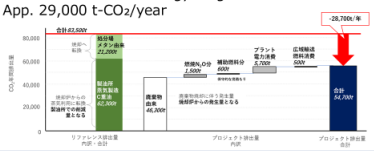
Confirmation of cement industry intake capacity is necessary. The incineration facility should be adjacent to the plant, with storage facilities at the Brahmapuram Landfill.

Moving forward, discussions with BPCL will shape the implementation framework, with a proposal to be submitted to Kerala State.

Waste management is overseen at the state level, and new policies on waste supply under the Ministry of Local Government will be required.

GHG Emission Reduction

Estimated using the methodology developed in the FS: Estimated Energy-Origin CO_2 Reduction: App. 29,000 t-CO_2/year



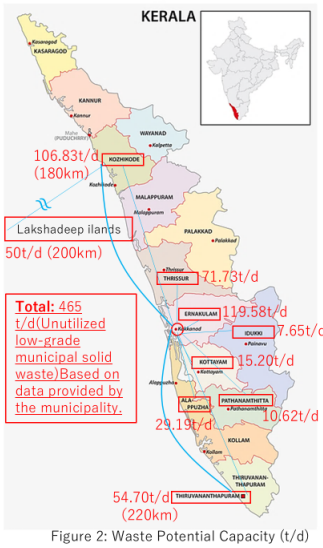


Figure 2: Waste Potential Capacity (t/d)

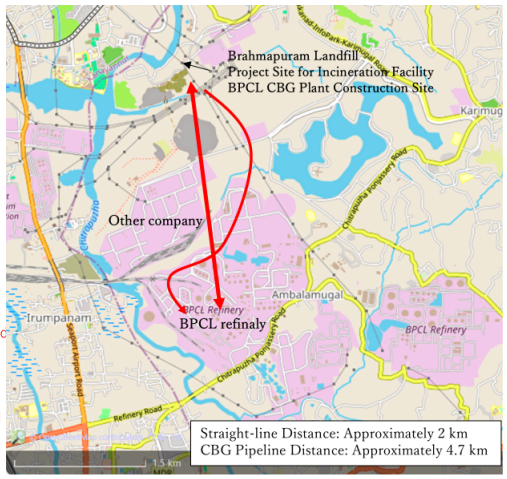


Figure 3: Brahmapuram Landfill (Proposed Site for Incineration Facility) and BPCL Location:The straight-line distance is 2 km, but if the pipeline follows the currently under-construction methane gas line, the route is estimated to be 4–5 km.

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

- India's MOFCC views Waste to Steam as a potential Hard-to-Abate sector in the chemical industry.
- Discussions between BPCL and MOEFCC require coordination through the MOP, with support from the MOF.
- Post-FS, talks with Kerala State on long-distance transport will continue, along with partnership negotiations between BPCL, Japanese plant manufacturers, and waste management companies.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☐PrivateJCM ☑Both

Figure 3: ©OpenStreetMap contributors, https://www.openstreetmap.org/edit?editor=id#map=14/9. 97976/76.41519

2.3.10. 株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所

（日本語）

令和６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）」
FS件名：ブラジルにおける民間主導によるバイオマス発電事業に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：株式会社ｴﾇ･ﾃｨ･ﾃｨ･ﾃﾞｰﾀ経営研究所
共同提案者：シナネンホールディングス株式会社

FS概要

- 本調査は、季節変動の大きい水力発電への依存度が高いの現状を踏まえ、再生可能エネルギーの拡大を目指すブラジルの政策を背景として、バイオマス発電事業を実施するものであり、その実現によりJCMを活用したバイオマス発電事業の普及に貢献すると想定され、また水力発電への依存度低下、これまで活用されてこなかったバイオマス残渣の有効活用、といった点においても社会課題の解決に寄与すると期待される。
- 本事業は他のバイオマス発電事業と比較して、複数種類のバイオマス燃料を使えることから燃料調達に左右されることの少ない安定的なバイオマス発電を実現しており、更にデジタル制御による効率化による経済面でのメリットに加え、バイオマス発電量の増加による脱炭素効果等の環境面でのメリット、および水の循環利用を実現することによる社会面でのメリットも生み出すことができるといった、数多くの優位性がある。
- 本FSはブラジルの脱炭素政策に沿ってバイオマス発電所の整備運営を行うと共に、同事業を民間JCMの対象とすることでブラジルにおいて関心が高まっている炭素市場への参入を図っていくことを視野に入れた調査検討を行うものである。

FSの目的およびアウトプット

目的	技術面、制度面、経済面のそれぞれにおける以下の各課題について、対応策やその実現可能性を評価し、バイオマス発電や民間JCMの事業としての実現条件を把握することを目的とする。 〇技術面の課題 ・ユーカリチップ、バガス等の多様なバイオマス燃料を利用可能なシステムにおける、貯留施設の在庫品質管理 〇制度面の課題 ・予備電源確保契約における、制度変更の有無や確実な予備電源確保資金の入手条件の確認 ・民間JCMを出口戦略とするため、ブラジルのJCM署名と、予備電源確保契約条件である2026年7月プラント運開のスケジュール確認 〇経済面の課題 ・予備電源確保資金の変動、バイオマス発電電力販売価格の変動を想定した事業採算性確保
アウトプット	上記の通り、本事業には技術面、制度面、経済面のそれぞれにおいて課題への対応策等を確立し、バイオマス事業としての事業性を確保できる条件、民間JCMを実現するための条件を明らかにすることをアウトプットとする。 1. 関連政策・制度の動向分析 2. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析 3. 事業化およびJCMプロジェクト化に向けた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とJCM方法論案の作成 5. 相手国政府関係者への永安技術・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

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

【FSアウトプットの達成状況】
- アウトプット項目に対する達成状況は以下のとおり。

アウトプット項目	達成状況
1. 関連政策・制度の動向分析	FSに必要な調査を実施した。
2. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析課題や対応策等の共有を通じた事業化に向けた調整	現地調査を通じて、本バイオマス発電事業の注目度が高く、社会的合意が形成されている現状を確認した。
3. 事業化およびJCMプロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	現地調査で入手した情報を踏まえて事業採算性評価を実施した。
4. GHG排出削減量の算定、およびJCM方法論案の作成	承認済みJCM方法論をベースに検討を実施し、JCM方法論の作成を行った。
5. 相手国政府関係者への提案技術・製品や事業化計画	ブラジル政府へのヒアリング調査を通じて、本バイオマス発電事業への期待、および予備電源確保契約の確実な履行を確認した。

【今後の課題・対応方針】
- 本バイオマス発電事業、およびJCMへの署名・本事業への導入について、ブラジル政府・民間ともWelcomeな基本スタンスであり、JCMへの署名は数年内にも十分可能性はあることを確認した一方で、JCMに関しては現時点で具体的な動きにまで至っておらず先行きが定かでない点が課題と認識している。

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量

エネルギー起源CO2排出削減量の試算：75,287 tCO2/年
上記以外のGHG排出削減量の試算　　：[CH4] 無し　　[N2O] 無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　☑民間JCM　□両方

- 本事業では技術的優位性のある技術・システムを採用する予定であるが、バイオマス発電そのものは実績のあるもので、技術課題の解決に向けた実証というよりも商業的にビジネス展開を図っていく要素が強いものである。このためFS終了後の出口戦略としては、民間JCMの適用を想定している。
- 本事業は、15年間にわたる予備電源契約を締結済みであり、この安定収益源に加えて、予備電源としての要請がない期間については、卸売市場を通じて電力の販売を行う計画である。
- これらの計画実現に向けて、ブラジル政府のJCM署名が実現するのか、また実現するとしても時期がいつになるのかが現時点で未定であることが課題となっている。

(英語)

TY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Project in Brazil Led by Private Sector

7 Feb 2025
Proponent : NTT DATA INSTITUTE OF MANAGEMENT CONSULTING, Inc.
Co-proponent : SINANEN HOLDINGS CO., LTD

Overview of the JCM FS

- This study is to implement a biomass power generation project against the backdrop of Brazil's policy to expand renewable energy, and its realization is expected to contribute to the spread of biomass power generation projects using JCM.
- Compared to other biomass power generation projects, this project realizes stable biomass power generation that is less affected by fuel procurement because it can use multiple types of biomass fuels.
- This FS will conduct a study with a view to entering the carbon market, which is of growing interest in Brazil.

Objectives and target output of JCM FS

Objectives	Evaluate measures to address each of the following issues and their feasibility, and understand the conditions for realization of biomass power generation and private JCM projects. [Technical issues] Inventory quality control of storage facilities in a system where various biomass fuels can be used. [Institutional issues] Confirmation of the changes in the rules and conditions for the contracts for the reserve power sources. Confirmation of Brazilian JCM signature and schedule for plant. [Economic Issues] Assure business profitability.
Outputs	Identify the conditions under which the project can be made commercially viable as a biomass project, and the conditions under which private JCM can be realized.

3

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs

Status of Achievement of FS Outputs
The status of achievement for the output items is as follows.

Output items	Status of Achievement
1. Analysis of trends in related policies and systems	Conducted surveys necessary for FS.
2. Coordination toward commercialization	Confirmed that this biomass power generation project is attracting people's attention and that a social consensus has been formed.
3. Examination of issues and measures for commercialization and JCM project implementation	Conducted the evaluation of project profitability.
4. Calculation of GHG emission reductions, and preparation of JCM methodology proposal	Conducted the study based on the approved JCM methodologies, and Prepared the JCM methodology.
5. proposed technologies/products and commercialization plans to the government officials of the counterpart country	Confirmed the progress of this project and the implementation of the contract for the reserve power supply.

Future Issues and PoliciesBoth
Confirmed that the Brazilian government and private sector have positive stance on this projects. While it was confirmed that JCM signing may be possible within a few years, the future of JCM remains unclear as no concrete action has been taken as of yet.

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS

Estimated reduction in energy-derived CO2 emissions: 75,287 tCO2/year
Estimated GHG emission reductions other than the above: [CH4] None [N2O] None

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

- As an exit strategy after the completion of the FS, the application of private JCM is envisioned.The Project has already concluded a 15-year reserve power supply contract. In addition, for the period when the power is not requested as a reserve power source, the power will be sold through the wholesale market.The challenge for the realization of the plan is that it is currently undecided whether the JCM signature by the Brazilian government will be realized and, if so, when it will take place.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐ NEDO JCM Demonstration
☐ Private JCM ☐ Both

4

2.3.11. サステナブルホールディングス株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：パプアニューギニアにおけるハイブリッド太陽光発電システムの導入に関するJCM実現可能性調査

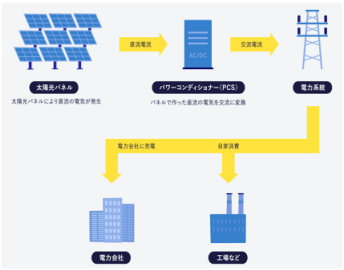
2025年2月7日
提案者： サステナブルホールディングス株式会社
共同提案者： 株式会社日本開発政策研究所

FS概要

- 背景：パプアニューギニア（PNG）は全国的な電力不足に加え、系統電力網が未整備。地方部では高コストのディーゼル発電に頼っており、経済特区（SEZ）開発等を通じた産業振興・投資誘致の最大の足枷になっている。
- 相手国ニーズ：豊富な未利用地を持つPNG であるが、太陽光発電を産業用に24 時間供給していくための安価で安定した技術を持ち合わせていないため、日本等の技術的支援を求めている。また、PNGは2022年11月にJCMの構築に係る協力覚書に署名したばかりであり、JCM第1号案件の形成が求められている。
- 課題解決に向けた仮説：右図赤枠のウェスタン州の候補地を対象に、太陽光発電に基づく発電・蓄電システムの導入を進めることで、全国約20箇所で開発が進むSEZへの再エネ電力供給のモデルケースとなりえる。



ウェスタン州の位置



提案システムの概念図

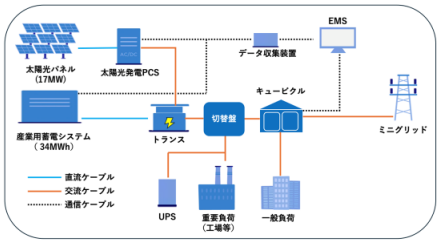
FSの目的およびアウトプット

目的	本提案事業は、PNG全国のSEZ候補地約20箇所のうち、再エネのニーズが先行して確認できされたウェスタン州を対象に、サステナブルホールディングス社および協力会社が持つ、太陽光発電と蓄電池に基づくハイブリッドシステムを先方国に提案できるよう、事業実施可能性調査を行うことを目的とする。
アウトプット	主要なアウトプットとしては、JCM事業を速やかに実施出来るような形での発電システムの設計、当該システムの事業採算性の評価、パートナーを含めた事業スキームの確定、GHG排出削減量推定、PINである。各段階のアウトプット目標は以下の通り。 • 中間報告会（2024年12月3日）：候補地の最終化、システムの概念設計 • 最終報告会（2025年1月30日）：事業スキームの確定、詳細設計、収益性の検証結果、CO2排出削減量推定結果、PIN • 調査終了時（2025年1月31日）：実施スケジュール、ファイナンスに関する最新情報

地図：©OpenStreetMap contributors, https://www.openstreetmap.org/

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況x	• 候補地の最終化：当初、国有地を含む2箇所を想定していたが、国有地の候補地は使用不可となり、1箇所にまとめて提案システムを設置する方針に変更となった。20ha程度のまとまった土地を、慣習地から確保する必要があり、想定より時間が掛かっており、まだ候補地を絞り込めていない。2025年中に目処をつけたい。 • システムの概念設計：当初は2箇所に分かれる想定であったが、需要家の近傍の1箇所の土地に提案システムを設置し、送電コストを最小限にする方針に決まった。 • 事業スキームの確定：下図のスキームをベースに関係者と現在も交渉中。 • 詳細設計：土地が未確定であるため、設計については当初の想定ほど詳細に設計することは出来ていない。右図の通り。 • 収益性の検証結果：売電契約における売電価格、現地の日射量・発電効率から、高い収益性が予想される。 • 方法論：PW_AM001をベースに作成し、JCM担当の政府機関である気候変動開発庁（CCDA）に説明し概ね了解済み。 • CO2排出削減量推定結果：下記の通り。 • PIN：仮のドラフトは作成し、CCDAに説明済。クレジットの分配については、詳細計画が出来た後に協議する。 • ファイナンスに関する最新情報：投資家等とは引き続き協議中で、土地が確定し、より詳細な収益性が確定した段階で判断をする。NEXIの貿易保険は適用可能。
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：11,726 tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：無し

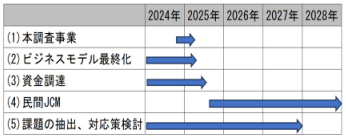


図：本件で検討した提案システム

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　☑民間JCM　□両方

- 本件では、現地パートナーが十分な資金を保有しており、システム購入資金の大半を拠出する。また、プレFSでの暫定的なIRRも比較的高いため、事業としての実現性は高い。ただ、日本側には技術だけでなく投資も期待されており、日本の投資家は本調査結果次第で投資判断を行う予定。
- FS終了後の実施スケジュールを右図に示す。ただし、土地確保に想定より時間がかかっており、着工時期は土地が確保され次第確定する。



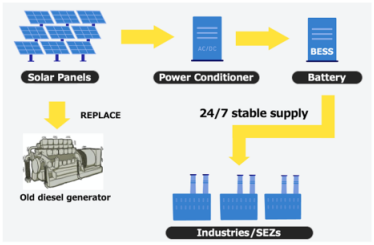
(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Introduction of Hybrid Solar Power System in Papua New Guinea

7th February 2025
Proponent : Sustainable Holdings Co., Ltd.
Co-proponent : Japan Development Institute Ltd.

Overview of the JCM FS

- Background: Papua New Guinea (PNG) suffers from a nationwide power shortage and an underdeveloped grid. In rural areas, it relies on high-cost diesel power generation, which is the biggest hindrance to industrial promotion and investment attraction through the development of special economic zones (SEZs).
- Needs of the partner country: PNG has abundant unused land but does not have the cheap and stable technology to supply solar power to industrial use 24 hours a day, so it is seeking technical assistance from Japan and other countries. In addition, PNG has just signed a memorandum of cooperation on the establishment of the JCM in November 2022 and is seeking to form the first JCM project.
- Hypothesis for solving the problem: By promoting the introduction of a solar power generation and storage system in the candidate site in Western Province, shown in the red frame in the figure on the right, it could become a model case for supplying renewable energy to SEZs, which are being developed in approximately 20 locations nationwide.



Conceptual diagram of proposed system

Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives	This proposed project targets Western Province, one of the approximately 20 SEZ candidate sites across PNG where the need for renewable energy has been identified first. The purpose of the project is to conduct a feasibility study so that the hybrid system based on solar power generation and storage batteries owned by Sustainable Holdings Limited and its partner companies can be proposed to the recipient country.
Outputs	The main outputs are the design of a power generation system that allows the JCM project to be implemented quickly, an evaluation of the business profitability of the system, confirmation of the business scheme including partners, estimation of GHG emission reductions, and PIN. The output goals for each stage are as follows. • Interim report meeting : Finalization of candidate sites, conceptual design of the system • Final report meeting: Business scheme, detailed design, results of profitability verification, estimated CO2 emission reductions, PIN • End of study: Implementation schedule, latest information on finance

Results of the JCM FS

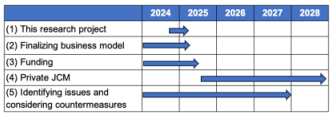
Results regarding the target output	• Finalization of candidate sites: Initially, two locations, including national land, were envisaged, but the candidate site on national land became unavailable, and the plan was changed to install the proposed system in one location. A large piece of land of about 20 hectares needs to be secured from customary land, which is taking longer than expected, and the candidate sites have not yet been narrowed down. We would like to have a clear idea of the target by 2025. • Conceptual design of the system: Initially, it was envisaged to split the system into two locations, but it was decided to install the proposed system in one location near the consumer to minimize transmission costs. • Definition of business scheme: Currently negotiating with relevant parties based on the scheme in the diagram below. • Detailed design: Since the land has not been finalized, the design has not been as detailed as initially envisaged. As shown in the diagram on the right. • Profitability verification results: High profitability is expected based on the power sales price in the power sales contract, the amount of solar radiation on site, and power generation efficiency. • Methodology: Created based on PW_AM001, explained to the Climate Change and Development Authority (CCDA), the government agency in charge of JCM, and generally agreed. • Estimated CO2 emission reductions: As shown below. • PIN: A tentative draft has been prepared and explained to CCDA. The distribution of credits will be discussed once a detailed plan is drawn up. • Latest information on finance: Discussions are ongoing with investors, etc., and a decision will be made once the land has been finalized, and more detailed profitability has been determined. NEXI trade insurance is applicable.
GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	Energy-derived CO2 emission reductions : 11,726 tCO2/y Other GHG emission reductions : No

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

- In this case, the local partner has sufficient funds and will contribute the majority of the system purchase costs. In addition, the provisional IRR from the pre-FS is relatively high, so the feasibility of the project is high. However, not only technology but also investment is expected from the Japanese side, and Japanese investors plan to make an investment decision depending on the results of this study.
- The implementation schedule after the completion of the FS is shown in the figure on the right. However, securing the land is taking longer than expected, and the start of construction will be confirmed as soon as the land is secured.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demo
☑Private JCM ☐Both



2.3.12. 日鉄エンジニアリング株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：インドにおける「第二世代バイオエタノール製造技術」導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者：日鉄エンジニアリング株式会社

FS概要

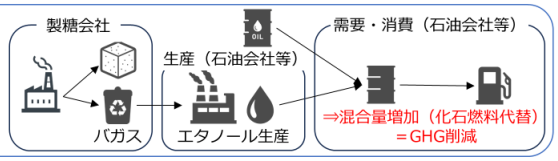
ニーズ
カーボンニュートラル実現へ向けバイオエタノール増産を国家戦略として推進中。

課題
現状「第一世代」(食物からの製造)が主であり、食料確保の観点からも「第二世代」(非可食の草木、農作物の残渣等から製造)が求められている。原材料多様化(バガスも候補)を目指しているが技術が確立されていない。

課題・ニーズ解決に向けた仮説
当社開発技術をインドに導入し、第二世代バイオエタノールを増産する。JCMプロジェクト化により第一世代との経済性の差を埋めていく。

日鉄エンジニアリング™
第二世代バイオエタノール製造技術の開発に取り組み、特にバガスを原材料とした製造技術の開発を完了。

事業概要
第二世代バイオエタノール製造技術を導入し、インドにおけるバイオエタノールの増産を達成し、燃料の置き換えによるGHG排出削減を達成する。



FSの目的およびアウトプット

目的	• 当社製「第二世代バイオエタノール製造技術」によるインドにおけるバイオエタノール生産の活性化を目的として、バガスを原料としたバイオエタノール生産事業性の確保と、JCM 事業化に向けたGHG 排出削減効果を明らかにする。
アウトプット	① 調査終了時までの達成目標 ・インドにおける当社製第二世代バイオエタノール設備導入事業のベース資料構築 ② アウトプットイメージ ・インドにおけるバイオエタノール関連政策・制度動向調査結果 ・原材料（バガス）調達方法の調査結果 ・JCM プロジェクト案 ・JCM プロジェクト案を踏まえたJCM 方法論ドラフト（GHG 排出削減量試算含む） ・インドにおけるビジネスモデルと普及計画と政策提言案

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	● インドにおけるバイオエタノール関連政策・制度動向調査結果 →政府機関、石油会社等との対話、ヒアリングにより基本的な政策、制度動向については調査完了。 政府の増産方針の下、補助金（PM JI-VAN Yojanaプログラム）とオフテイク保証によって推進され、開発投資も旺盛であることを確認。 ● 原材料（バガス）調達方法の調査結果 →バガスの賦存量、調達先、調達方法のイメージについて調査完了。 バガスを原材料として検討を進めていくことは問題ないと確認。 ● JCM プロジェクト案 →複数の潜在顧客／パートナーにJCMスキームを説明し、興味があることを確認。 但し現時点でカーボンクレジットの金銭的な評価は未だ確立されておらず、経済性向上への寄与については継続検討が必要。 JCMスキームを前提としたファイナンスへの期待があることも確認。 ● JCM プロジェクト案を踏まえたJCM 方法論ドラフト（GHG 排出削減量試算含む） →作成済。FS開始時点の仮説(※)に一定の合理性があることを確認。 ※ガソリンへのバガス由来のバイオエタノール混合量増加により、化石燃料使用量を削減、GHG削減を達成を実現する ● インドにおけるビジネスモデルと普及計画と政策提言案 →JCMプロジェクトにおけるビジネスモデルについては通常のEPCを想定。（設備の設計、調達、建設に対する対価を受領） インドにおける普及計画については、デモプラントからスタートするか、商用機を投入するか、今後潜在顧客と検討を進める。 政策提言としては、投資を活性化させるためのオフテイク価格の早期決定、カーボンクレジットの金銭価値定量化指標の導入が考えられる。
本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：43,327 tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算：なし

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　□民間JCM　■両方

1. 出口戦略の選択における考え方
バガスからのエタノール製造技術に係るプロセス技術の開発は完了しており、エタノール増産ニーズもあるため、民間JCM化による商用機導入を検討中。
一方で当該技術のデモンストレーションを求める意見もあり、NEDO JCM実証事業を活用したデモ機導入も選択肢として考えている。
2. JCMプロジェクト化の計画
本FS終了後、インドの石油会社等を潜在パートナー／顧客とし、年産3万キロリットル程度の第二世代エタノール製造設備の早期導入を実現させる。
導入した設備にて生産されるバイオエタノールがガソリンに混合されることによる化石燃料消費削減（GHG排出量削減）のJCM化を考えている。

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM feasibility study on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology" in India

7th February 2025
Proponent: Nippon Steel Engineering Co., Ltd.

Overview of the JSM FS

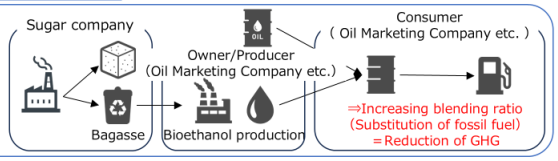
Demands
Promoting bioethanol production as a national strategy to achieve carbon neutrality.

Challenges
Currently, "First-Generation" (production from edible feedstocks is the main source. From the viewpoint of food security, "Second-Generation" (production from inedible feedstocks) is required. Aiming to diversify feedstocks (bagasse is a candidate), but the technology has not yet been established.

Hypothesis for solving issues/needs
To introduce "Second-Generation Bioethanol Production Technology" to India to increasing production of Second-Generation bioethanol and make up the economic difference with First Generation by establishing JCM project.

NIPPON STEEL ENGINEERING™
Completed the development of Second-Generation bioethanol production technology, especially in utilizing bagasse as a feedstock.

Assumed business scheme
Achieve increased production of bioethanol in India by "Second-Generation Bioethanol Production Technology" and reduce the GHG emissions through fuel substitution from fossil fuel to bioethanol.



Objectives and target outputs of JCM FS

Objective	To find out the feasibility of business of bioethanol production from bagasse as a feedstock and to clarify the GHG emission reduction effect for JCM commercialization, with the aim of promoting bioethanol production in India using our "second generation bioethanol production technology".
Outputs	**Goal to be achieved by the end of feasibility study** Establishment of base materials for the project to introduce Nippon Steel Engineering's Second-Generation bioethanol facilities in India. **Target outputs** ・Results of survey on bioethanol-related policy and institutional trends in India ・Results of survey on procurement methods of the bagasse as a feedstock ・Idea of JCM project ・Draft JCM methodology based on idea of JCM project (including estimation of GHG emission reduction) ・Draft business model, spreading plan and policy recommendations in India

3

Results of the JCM FS

Result regarding the target outputs	● **Results of survey on bioethanol-related policy and institutional trends in India** →Investigation of basic policy and institutional trends was completed through interviews with government authorities, oil marketing companies, etc. Under the government's policy of increasing production of Second-Generation bioethanol, the project is being promoted through subsidies (PM JI-VAN Yojana Program) and off-take guarantees, and we confirmed that development investment is strong. ● **Results of survey on procurement methods of the bagasse as a feedstock** →Completed a survey on bagasse, including its quantity, suppliers, and procurement method. We have confirmed that there is no problem in considering bagasse as a feedstocks. ● **Idea of JCM project** →Explained the JCM scheme to several potential customers/partners and confirmed their interest. However, the financial evaluation of carbon credits has not yet been established, hence the contribution of carbon credits to economic improvement need to be considered. We also confirmed that there are expectations for financing based on the JCM scheme. ● **Draft JCM methodology based on idea of JCM project (including estimation of GHG emission reduction)** →Draft methodology is established. The hypothesis of this FS (*) was confirmed that it has a rationality. *Reduce fossil fuel consumption and achieve GHG reductions by increasing the amount of bagasse-derived bioethanol blended with gasoline. ● **Draft business model, spreading plan and policy recommendations in India** →The business model for JCM projects is assumed to be EPC project. Whether to start with a demonstration plant or to commercial plant will be discussed with potential customers in the future. Policy recommendations include early determination of off-take prices to stimulate investment, and introduction of a quantification index for the financial evaluation of carbon credits is considered.
GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	Energy-derived CO2 emission reductions: 43,327 tCO2/y Other GHG emission reductions: Not Applicable

Prospects for JCM project development after completion of the JCM FS

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐ NEDO JCM Demonstration
☐ Private JCM ■Both

Way of approach to select an exit strategy
Since the development of process technology for ethanol production from bagasse has been completed and there is a demand to increase ethanol production in India, we are considering the introduction of a commercial plant through Private JCM. On the other hand, there is opinion that a demonstration of this technology is required, and the introduction of a demonstration plant through NEDO JCM demonstration is also being considered as an option.

Expected plan for JCM project
We will try early introduction of a Second-Generation ethanol production facility with an annual production capacity of approximately 30,000 kiloliters, with a potential customers/partners such as oil marketing companies. The JCM project will be established based on the concept that to reduce fossil fuel consumption (GHG emissions reduction) by blending the bioethanol produced at the introduced facilities with gasoline.

4

2.3.13. 三井物産株式会社

（日本語）

令和６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
FS件名：カザフスタンにおける大型風力発電の導入に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者： 三井物産株式会社

FS概要

- カザフスタンは2030年迄に国内温室効果ガス排出量を1990年比で15%削減する目標を設定、更に国際的な支援が得られることを条件に、2030年迄に同25%削減を確約している。
- 同国は2060年迄のカーボンニュートラルを達成すべく、2023年にカザフスタン大統領令第121号「2060年迄のカザフスタン共和国のカーボンニュートラル達成のための戦略」を発効。目標達成のために18の戦略分野を特定、2020年時点のGHG排出量約3.5億トンを2060年迄にnet zeroとする方針。
- 同国の国内総発電設備容量は2023年時点で約24.5GW 、年間総発電量が112.8千MWh。発電量別の燃料内訳は石炭火力が66%、ガス火力が21%、水力が8%、風力が3%、太陽光が2%。同国政府は再生可能エネルギーの占める割合を2030年迄に15%、2050年迄に50%に夫々引き上げる目標を掲げている。
- 同国大手鉱山企業Eurasian Resources Group (“ERG”)社はカザフスタン総発電量の約17%を生産している一方、発電量の多くは石炭火力発電が占めている。同社は自社カーボンニュートラル戦略の中で、2030年迄に自社消費電力の15%を再生可能エネルギー化、2035年迄にGHG排出量を20%削減する目標を掲げている事から、同社による自社保有石炭火力発電設備の再生可能エネルギー転換は同社により最も重要な取組の一つである。
- 本件はERG社が計画する、1,000MWの大型陸上風力発電所をカザフスタン国Pavlodar州に建設・所有・運営し、ERG社子会社に対し電力を長期で供給する事業である。ERG社は本事業において外部より発電事業、特に再生可能エネルギー発電の保有・運営実績を持つパートナーを招聘し、事業の開発並びにプロジェクトファイナンスなどの制度資金活用を志向。

FSの目的およびアウトプット

目的	• 本調査ではERG社の自社消費用電力が石炭火力発電から大型陸上風力発電に置き換わることを前提に、同陸上風力発電事業へのJCM適用可能性の調査を通じ、方法論を確立させる事を目的としている。
アウトプット	**最終報告会でのアウトプット項目** ①ベースライン仮説の確認（自家発石炭火力の再エネ置き換え） ②自家発燃料の石炭の成分及び既存石炭火力の性能・運転状況に基づく排出係数の算定 ③カザフスタンにおけるカーボンプライシング導入の現状及び見通しの調査 ④カザフスタン政府からERGに対するGHG排出割当ての調査 ⑤電力接続条件の調査、サイトの検討・選定 ⑥風力発電事業の主要計画 ⑦GHG削減量の再計算 ⑧カザフスタン国内企業に対するGHG排出削減義務と本プロジェクトにJCMを適用する場合の兼ね合い、クレジットの配分の調整 ⑨Project Idea Note (“PIN”)のドラフト作成

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	**①ベースライン仮説の確認(自家発石炭火力の再エネ置き換え)** • ERG社は現在自社で石炭火力を中心に5か所の発電所(総発電容量4GW)を保有、稼働中。発電容量の8割は自社消費用、残りは国営GridのKEGOC社に売電中。ERG社では自社製品のグリーン電力化を目指しており、現在Aktobe州にて建設中の新規風力発電所(発電容量150MW)に加え、今回FS対象である1,000MWの新規風力発電案件も自社合金鉄工場向けに建設し、ERG社が同工場にてこれまで使用していた既存火力発電由来の電力を置き換える前提であることを確認。 **②自家発燃料の石炭の成分及び既存石炭火力の性能・運転状況に基づく排出係数の算定** • ERG社が保有・操業中のAksu石炭火力発電所の現状調査を実施。同発電所は発電容量2,110MWの超臨界発電所であり、燃料は主にERG社が保有する石炭鉱山のVostochniy 炭を使用、2021~2023年平均で13,983 GWh/年を発電、ERG子会社のAksu Ferroalloys工場やKEGOC社に電力を供給中。 • 直近3年間の平均Net発電量と燃料(石炭及び燃料油)発熱量から、発電所の熱効率(LHV, 送電端)は35.26%と算出される。同熱効率と石炭火力発電のリファレンスとしての排出係数は、同発電所熱効率と石炭(瀝青炭)の発熱量当たりのCO2排出Default値※から計算され0.914tCO2/MWhとなる。 ※(The International Panel on Climate Change(“IPCC”) Guidelines for National Gas Inventrories) • ERG社よりAksu石炭発電所がカザフスタンの最高効率石炭火力発電所との説明有、同発電所の排出係数をグリッドのレファレンス排出係数を算出する際のパラメーターとして使用した。 **③カザフスタン国におけるカーボンプライシング導入の現状及び見通しの調査** • ERG社へのヒアリング、当社現地事務所経由の調査並びに国際金融機関(IMF)による各種調査結果公開情報等を踏まえ、カザフスタンのカーボンプライシングに関する各種情報収集を実施。カザフスタンでは2023年1月よりEmission Trading System(“ETS”)が導入されており、同国排出権取引の約半分を網羅している。但し、現在の排出権価格は低く、CO2トン当たり0.8-0.9cent(米)レベルである。世界でETSが導入されている国の中でも低い方に入る。今後排出権価格が上昇していくことが予想されるが、短期間での大きな改善を期待されない見通し。 **④カザフスタン政府からERGに対するCO2排出割当ての調査** • ERG社の2023年Scope1、Scope2、GHG排出量は29.2百万トンであり、カザフスタン全体排出量の約9%に相当する。同社は2035年に現状比で排出量の20%を削減を目指すと共に、主要製品であるフェロクロム・アルミニウム・鉄鉱石ペレットでは現状比30%の排出削減を目指す。更に、2050年にはERG全体としてカーボンニュートラル達成の計画を挙げており、同国政府目標に対し10年前にnet-zeroを達成する計画。 • 尚、ERG社の各火力発電施設・合金鉄工場等はETS対象施設となっている。各施設に対し排出割当が設定されており、今日現在では無償排出枠を超えないレベルで推移している。但し、2030年頃に無償排出枠を超えることが想定され、それに向けてERG社は再生可能エネルギー発電の開発、既存発電施設や各種製品製造工場に於けるエネルギー効率化によるGHG削減取り組みを計画している。 **⑤電力接続条件の調査、サイトの検討・選定** • ERG社は自社が保有するPavlodar州/Aksu石炭火力発電所Grid(自社保有)から約100キロ圏内で大型風力案件の候補地を選定し、約5年前に同候補地において50MWの風力発電案件を想定した風況調査を実施している。同候補地周辺には広大な土地があり、発電容量は約1GW程度まで拡大余地あり。当社にても11月上旬に同サイトを視察済。サイト周辺には高速道路があり、道路インフラは良好である。 • 尚、同候補地に風力発電設備を設置する場合、ERG社は自社の送電線を建設し、同送電線を同じく自社保有のAksu Gridに接続見込み。Aksu Gridは110V, 220V, 500Vの配電線が接続可能となっており、風力案件も同Gridに接続する前提。

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	**⑥風力発電事業の主要計画及び発電量予測内容の検証** • ERG社はカザフスタンの複数地域で自社工場消費用に風力発電案件の開発を計画中。当社との共同開発候補案件として本FS対象のPavlodar州案件に就き協議中。今回の調査を通じてERG社とプロジェクトスキームに関する協議を進め、お互いの認識に違いがないことを確認。ERG社が建設中の150MW風力案件の建設コスト、既存の石炭火力発電の電力料金と再生可能エネルギー発電の想定料金比較も踏まえた本FS対象となる大型風力案件の簡易的な事業性検証を継続中。 • 想定プロジェクトサイト近傍で、過去にERG社が実施した風況調査に基づく風力発電設備の予想設備利用率(キャパシティファクター)は40.1%となるとの報告をERGから受けている。従いこの設備容量と設備利用率から想定発電量(MWh/ｙ)は以下の通りに計算される。 ■ 想定年間発電量（MWh/y）＝1,000 MW x 24 x 365 x 40,1% = 3,512,760 MWh/y **⑦GHG削減量の再計算** • 後述する方法論を踏まえ、排出量を次の通り計算：REp＝3,512,760 MWh/y x 0.533 tCO2/MWh = **1,872,301tCO2/y** **⑧カザフスタン国内企業に対するGHG排出削減義務と本プロジェクトにJCMを適用する場合の兼ね合い、クレジットの配分の調整** • 本FS対象大型風力発電に加え一般的な再生可能エネルギー発電はETS制度対象外施設となる。一方、本調査対象の風力発電開発によって削減されたGHG排出量はJCMの合同委員会での承認を得て排出クレジットとなるが、ERG社分に関してはETS制度上でのオフセット乃至ETS市場での国内排出権販売が可能となる。ETS制度では対象会社がETS対象外分野でのGHG削減による獲得したクレジットをオフセット可能となっている。 **⑨Project Idea Note (“PIN”)のドラフト作成** • ERG社とも内容の確認を得て、PINをドラフト済み、今般最終成果品として提出する。
本FSで作成した方法論案試算のGHG排出削減量	エネルギー起源CO2排出削減量の試算：1,872,301 tCO2/年 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　□NEDO JCM 実証　■民間JCM　□両方

■ Project Information Note(PIN)の提出後、２国間の合同委員会のとの協議にてCreditの配分を含めJCMプロジェクトとしてPINの承認を得ることが本件事業開発の前提条件となる。当社-ERG間で共同開発契約を締結し開発期間、開発項目、開発コスト、責任分担、JCM Credit 配分を取り決めた上で対応、売電価格(ERG傘下の製造部門との電力売買)、EPC、O&M、借入金調達、環境影響評価等の個別の交渉及び協議が妥結したところで諸般契約を締結、finance close達成、着工、建設を経て操業開始となる。
■ 2025年後半に共同開発契約の締結、2026年にはプロジェクト関連諸契約の締結、2027年に着工、2029年に操業開始のプロジェクトスケジュールを想定。

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM feasibility study on the Introduction of Large-scale Onshore Wind Project in Kazakhstan

February 7, 2025
Proponent: Mitsui & Co., Ltd.

Overview of the FS

■ By 2030, Kazakhstan aims to reduce its domestic greenhouse gas emissions by 15% compared to 1990 levels. Furthermore, it has committed itself to reducing emissions by 25% subject to receiving international support.
■ Kazakhstan issued Kazakhstan Presidential Decree No. 121, "Strategy for Achieving Carbon Neutrality in the Republic of Kazakhstan by 2060." To achieve this goal, 18 strategic areas have been identified, with the aim of reducing GHG emissions from approximately 350 million tons as of 2020 to net zero by 2060.
■ As of 2023, Kazakhstan's total domestic power generation capacity is roughly 24.5 GW, and its annual total power generation is 112,800 MWh. Breakdown by the power sources is as follows: coal-fired power accounts for 66%, gas-fired power for 21%, hydropower for 8%, wind power for 3%, and solar power for 2%. Kazakhstan's government aims to increase the renewable energy sources percentage to 15% by 2030 and to 50% by 2050.
■ The Eurasian Resources Group ("ERG"), a major Kazakh mining company, is responsible for roughly 17% of the total electrical power generated in Kazakhstan, most of which ERG generated by Coal-fired power. ERG's own carbon neutrality strategies aim to switch 15% of the power consumed by the Group to renewable energy sources by 2030 and to reduce GHG emissions by 20% by 2035. Thus, converting the group's own coal-fired thermal power plants to use renewable energy is one of ERG's most critical initiatives.
■ In this project, ERG plans to construct, own, and operate a 1,000 MW onshore wind power plant in the Kazakh region of Pavlodar and to provide a long-term supply of electrical power to ERG's subsidiaries. ERG wants to invite an external partner with a track record of power generation business ownership and operation, especially renewable energy power generation business, and wishes to develop the project and utilize institutional funding such as project finance.

Objectives and target outputs of the FS

Objectives	• This study is based on the premise that ERG will switch the source of the power from coal-fired power to the wind power generated by a large-scale onshore wind farm. Its objectives are to establish a methodology by studying the feasibility of using JCM for this onshore wind power generation.
Output	**Output items in the final reporting session** (1) Verification of baseline hypothesis (replacement of self-generated coal-fired power plant with renewable energy) (2) Calculation of emission factors based on the components of the coal used as fuel for self-generated power and the performance and operating conditions of the existing coal-fired power plant (3) Assessment of the current status and outlook for carbon pricing in Kazakhstan (4) Assessment of GHG emission allocated to ERG by the Kazakhstan government (5) Assessment of power connection conditions, site evaluation and selection (6) Development of the master plan for the wind power project (7) Recalculation of GHG reduction amount (8) Coordination of the GHG emission elimination obligations and the JCM implementation for this project and allocation of carbon credits (9) Drafting of the Project Idea Note ("PIN")

Results of the JCM FS

Results regarding the target output	① **Verification of baseline hypotheses (replacement of captive coal-fired power with renewable energy)** • ERG currently owns and operates five power plants, primarily coal-fired, with a total capacity of 4GW. 80% of the generated power is used in-house, and the remaining is being sold to KEGOC, the state-owned power grid operator. Aiming to achieve green electrification of its in-house products, ERG is currently planning to construct a 1,000 MW wind power plant, which is the primary object of the FS, to power its own ferroalloy manufacturing plant and thus replace the coal-fired power, in addition to the new wind power plant currently being constructed in the Aktobe Region (power generation capacity:150 MW). ②**Calculation of emission factors based on the components of the coal used as fuel for self-generated power and the performance and operating conditions of the existing coal-fired power plant** • A study was performed to assess the current status of the Aksu coal-fired power plant owned and operated by ERG. The power plant is a supercritical coal plant with a power generation capacity of 2,110 MW. The coal used in the plant is primarily Vostochniy coal from coal mines owned by ERG. The plant generated an average of 13,983 GWh per year from the year 2021 to 2023, and the generated electricity has been supplied to the Aksu Ferroalloys plant, an ERG subsidiary, and to KEGOC. • Based on the average net power generation and fuel (coal and oil) calorific output over the past three years, the thermal efficiency (LHV, transmission end) is calculated to be 35.26%. The emission factor used as a reference value for coal-fired power generation was calculated to be 0.914 tCO2/MWh based on the plant's thermal efficiency and the default CO2 emission value* per unit of coal's heat output (bituminous coal). * (The International Panel on Climate Change ("IPCC") Guidelines for National Gas Inventories) • ERG explained that the Aksu coal-fired power plant is Kazakhstan's highest efficiency coal-fired power plant and that the power plant's emission factor was used as a parameter in calculating the grid's reference emission factor. ③ **Assessment of the current status and outlook for carbon pricing in Kazakhstan** • Based on interviews with ERG, studies by our local office, and the published results of various studies by the International Monetary Fund (IMF), we collected various information regarding carbon pricing in Kazakhstan. In January 2023, Kazakhstan introduced an Emission Trading System ("ETS"), which covers roughly half of the country's emissions trading. However, the current price of carbon credit is quite low, at roughly 0.8 to 0.9 cents (in US dollars) per ton of CO2, ranking one of the lowest rates among countries implementing ETS. The price of carbon credit is expected to rise in the future, but no major improvements are forecasted in the short term. ④ **Assessment of GHG emission allocated to ERG by the Kazakhstan government** • ERG's Scope 1 and Scope 2 GHG emissions for 2023 were 29.2 million tons, amounting to roughly 9% of Kazakhstan's total emissions. ERG aims to reduce its total emissions by 20% compared to present levels by 2035. For the production of its main products, namely ferrochrome, aluminum, and iron ore pellets, ERG aims to reduce emissions by 30% compared to present levels. Furthermore, ERG plans to achieve carbon neutrality for the entire ERG group by 2050. The target for achieving net-zero emissions is 10 years earlier than the net-zero target of the national government. • ERG's power generation facilities are included within the scope of the ETS. Emissions have been allocated to each facility, and currently facilities are operating at levels within the free emission allowance. However, emissions are expected to surpass the free emissions allowance in roughly 2030, so ERG plans to implement GHG reduction measures by developing renewable energy power generation facilities and improving the energy efficiency of existing power plants and product manufacturing plants. ⑤ **Assessment of power connection conditions, site evaluation and selection** • ERG has selected a candidate site for a large-scale wind power project within roughly 100 kilometers of its Aksu coal-fired power plant grid in Pavlodar Region and conducted a wind condition assessment envisioning a 50 MW wind power plant project at the site 5 years ago. The site is large and open enough for developers to expand the power generation capacity up to roughly 1 GW. We also performed an on-site inspection of the site in early November and confirmed that tthe infrastructure is well developed with highways installed around the site. • If wind power plants are to be built at the candidate site, ERG will install its own power transmission lines and connect them to the Aksu Grid owened by ERG. Aksu Grid can connect110 V, 220 V, and 500 V distribution lines.

Final results of FS

Results regarding the target output	⑥ **Development of the master plan for the wind power project** ERG is planning to develop wind power projects in several areas in Kazakhstan to provide electricirty for their own factories. We are currently engaged in discussions with ERG regarding this potential joing development project in Pavlodar Region which is also the primary subject of this FS. Through the study, we have discussed with ERG on the project scheme and made an alignement. We will continue to study the preliminary feasibility for a large-scale wind power project based on the construction costs of ERG's ongoing150MW wind power project, as well as a comparison of the electricity rates between existing coal-fired power generation and the anticipated rates for renewable energy generation. We confirmed with ERG that the estimated capacity factor of the wind power plant would be 40.1% based on the wind condition asessment conducted near the project site. Therefore, the estimated power generation (MWh/year) based on this capacity and capacity utilization rate is calculated as follows. ■ Estimated annual power generation (MWh/y)=1,000 MW x 24 x 365 x 40,1% = 3,512,760 MWh/y ⑦ **Recalculation of GHG emissions amount** Based on our methodology, the emissions volume can be calculated as follows: REp=3,512,760 MWh/y x 0.533 tCO2/MWh = **1,872,301 tCO2/y** ⑧ **Coordination of the GHG emission elimination obligations and the JCM implementation for this project and allocation of carbon credits** The renewable energy generation facilities, including this large-scale wind power covered by this feasibility study, will be excluded from the ETS system. Although the GHG emissions reduced by this wind power project will become emission credits upon approval by the JCM joint committee, the credits owned by ERG can be offset under the ETS system or sold as domestic emission allowances in the ETS market. The ETS system allows companies to offset credits obtained from GHG reductions in non-ETS sectors. ⑨ **Drafting of the Project Idea Note ("PIN")** We confirmed the contents with ERG, created a draft PIN, and will submit it as a final deliverable.
GHG emissions reductions estimated using the draft methodology in thie FS	The amount of CO2 emissions reductions from energy production: 1,872,301 tCO2/year The amount of GHG emissions reductions other than the above: None

Prospects for JCM project development after completion of FS

Envisioned exit strategy upon completion of study □ NEDO JCM verification ■ Private sector JCM □ Both

■ After submitting the Project Information Note (PIN), obtaining approval for the PIN as a JCM project through discussions with the bilateral joint committee, including the allocation of credits, becomes a prerequisite for the development of this project. We will conclude a joint development agreement between our company and ERG, determining the development period, development items, development costs, the division of responsibility, and JCM credit allocation. Once these are settled, we will proceed with negotiations and agreements on matters such as the electricity sales price (power sales with the manufacturing division under ERG), EPC, O&M, loan procurement, and environmental impact assessment. After reaching agreements on these matters, we will conclude various contracts, achieve finance close, commence construction, and eventually start operations.

■ We anticipate the joint development agreement to be concluded in the latter half of 2025, project agreements in 2026, commencing construction in 2027, and starting commercial operation in 2029.

2.3.14. Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

(日本語)

令和６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
FS件名：インドにおけるCompressed Bio Gas技術に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者： Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

FS概要

インド三菱商事会社 (MCI) は、現地パートナー候補と共同で、民間JCMスキームを用いたインドにおける圧縮バイオガス（CBG）プロジェクトを検討中。 本FSでは、インド野村総合研究所も起用の上、インドにおけるCBG市場の詳細調査を実施。
主な調査範囲は以下の通り:
1. **インドにおけるCBGエコシステムの概要：**インドの気候変動目標 (NDC)とCBGの役割、インドにおけるCBG市場詳細、CBG関連政策と規制詳細
2. **インドにおけるCBGバリューチェーン評価：**原料調達評価、技術評価、発酵残渣商業化評価
3. **実現可能性評価：**CBG需給分析、最適なプラント規模検討、GHG排出削減量・JCMクレジット計算、経済性モデル、事業リスク調査、JCM 方法論策定

FSの目的およびアウトプット

目的
- 本FS の目的は、インドのCBG市場を包括的に理解の上、JCMを活用したCBGプラント設置可能性の評価。調査にはCBG需要、サプライチェーン、物流、原料の入手可能性、技術的オプション、経済性、環境への影響、規制枠組み、リスク軽減策等、様々な要素の詳細分析が含まれる。

アウトプット

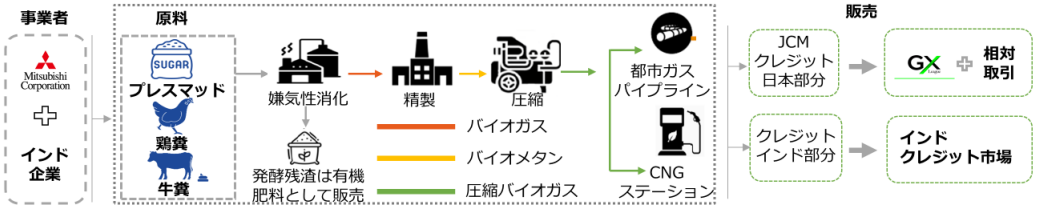
	概要
インドのCBG市場	**CBG市場調査：**①市場規模・成長予測、②主要プレイヤー、③使用原料の量と質、④各種規制
バリューチェーン評価	**原料評価：**①各種原料の特性、②調達方法と経済性、③調達に際しての課題
	技術評価：①CBG生産に使用される技術とプロセス、②各技術のプロコン分析、③求められる生産量に基づく最適な技術の選定
	発酵残渣評価：①最終用途の分析、②価格設定における規制
需給分析	**CBGと発行残渣の需要分析：**①CBGと発行残渣の最終使用例、②中長期需要予測
	原料供給分析：①原料供給における課題、②中長期供給予測
最適なプラント規模	**最適なCBGプラントの特徴：**①使用原料の種類、②使用技術・加工の種類、生産量
GHG排出削減量	**JCMの枠組み：**①削減されるGHG排出量、②JCMクレジットの算出、③JCM方法論策定
ビジネスモデル	**ビジネスモデル：**①収益、設備投資、運転資金予測、②収益性予測及び事業リスク特定

1

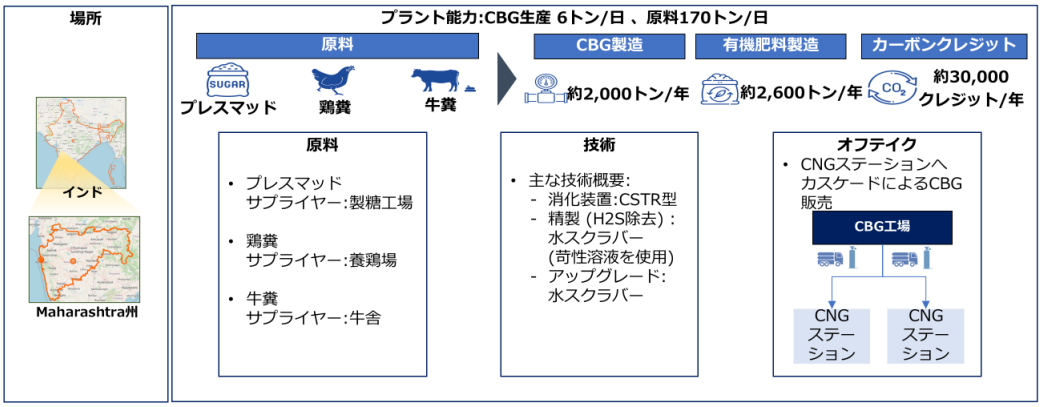
FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況

- **JCMプロジェクトスキーム**



- **プロジェクトの概要**



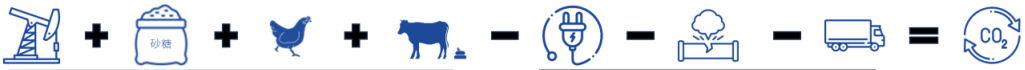
2

FSの最終成果

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量

エネルギー由来のCO2排出削減量の推定:約30,000 tCO2/年 （10年間平均）
上記以外のGHG排出削減量推計:なし

リファレンス排出量				プロジェクト排出量		
化石燃料代替	プレスマッドからのメタン発生回避	鶏糞からのメタン発生回避	牛糞からのメタン発生回避	電気使用量	メタンガス漏洩	物流における燃料使用量



約34,000 tCO2/e　　約 4,000 tCO2/e

- 既存JCM方法論はなく、今般、UNFCCCのCDM手法AMS-III.AD、AMS-III.AO、AMS-III.AQを用いて作成。

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　☐NEDO JCM 実証　☑民間JCM　☐両方

- JCMプロジェクト化に向け、インドの既存CBG事業社であるパートナー候補のデューデリジェンスを実施の上、三菱商事株式会社と共に以下内容について詳細を詰めていく。
  1) 現地パートナーと民間JCM案件としてCBGへの共同出資について協議
  2) 原料サプライヤーや、オフテイカーである石油・都市ガス配給会社と協議
  3) ビジネスモデルの検証

リスク（懸念事項）：
①インドと日本のJCMパートナーシップ協定は締結されておらず、締結と日印両政府による合同委員会の設立を待つ必要あり。
②クレジットの日印間の分配率について、合同委員会で審議・決定される。
③JCM方法論についても、ベースラインとしてCBG混合義務の影響を受けない前提としているも、最終的には合同委員会の確認が必要。

3

(英語)

FY 2024 JCM Feasibility Study
JCM Feasibility Study on Compressed Biogas Technology in India

February 7, 2025
Proponent: Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

Overview of the JCM FS

Mitsubishi Corporation of India (MCI) is considering a compressed biogas (CBG) project in India using a private JCM scheme in collaboration with a potential local partner. In this FS, Nomura Research Institute India (NRI) was appointed to conduct the detailed research on the CBG market in India.
The main scope of the survey is as follows:
1. **Overview of the CBG ecosystem in India**: India's climate change goals (NDC) and the role of CBG, details of the CBG market in India, details of CBG-related policies and regulations
2. **Evaluation of the CBG value chain in India**:Raw material procurement evaluation, technology evaluation, commercialization evaluation of fermentation residues
3. **Feasibility evaluation:** CBG supply-demand analysis, optimum plant size evaluation, GHG emission reduction and JCM credit calculation, economic model, business risk study, JCM methodology formulation

Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives

- The objective of this FS is to comprehensively understand the CBG market in India and evaluate the feasibility of installing CBG plants with the potential to utilise JCM. The study includes detailed analysis of various factors such as CBG demand, supply chain, logistics, raw material availability, technical options, economics, environmental impact, regulatory framework, and risk mitigation measures.

Outputs

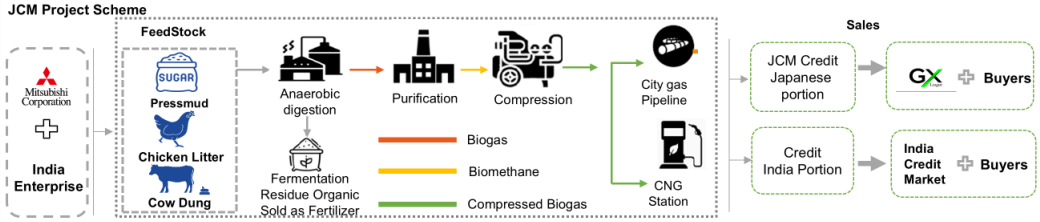
	Overview
CBG Market in India	**CBG Market Research:** (1) Market Size and Growth Forecast, (2) Major Players, (3) Quantity and Quality of Raw Materials Used, (4) Various Regulations
Value Chain Evaluation	**Raw Materials Evaluation:** (1) Characteristics of Raw Materials, (2) Procurement Methods and Economies, (3) Issues in Procurement
	Technology Evaluation: (1) Technology and Processes Used for CBG Production, (2) Analysis of Each Technology, (3) Selection of Optimal Technology Based on Required Production Volume
	Evaluation of fermentation residues: (1) Analysis of end-use, (2) Regulation in pricing
Supply and demand analysis	**Analysis of demand for CBG and issued residues:** (1) Examples of final use of CBG and issued residues, (2) Medium- to long-term **demand forecast**
	Analysis of raw material supply: (1) Issues in raw material supply, (2) Medium- to long-term supply forecast
Optimal plant size	**Characteristics of an optimal CBG plant:** (1) Type of raw material used, (2) Type of technology and processing used, and **production volume**
GHG emission reduction	**JCM framework:** (1) GHG emissions to be reduced, (2) Calculation of JCM credits, and (3) Development of JCM methodology
Business model	**Business model:** (1) Revenue, capital investment, and working capital forecast, and (2) Profitability forecast and business risk **identification**

4

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs

JCM Project Scheme



- **Outline of the Project**

Location



Plant Capacity: 6 tons/day CBG production, 170 tons/day raw material

Feedstock	CBG Prod.	Organic fertilizer production	Carbon credits
Press Mud, Chicken Litter, Cow Dung	Approximately 2,000 tons/year	Approx. 2,600 tons/year	Approx. 30,000 Credits per year

FeedStock

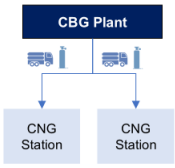
- Press Mud
  Supplier: Sugar factory
- Chicken Litter
  Supplier: Poultry
- Cow Dung
  Supplier: Cattle Farm

Technology

- Main Technology Overview:
  - Digester: CSTR type
  - Purification (H2S removal): Water scrubber (using caustic solution)
  - Upgrade: Water scrubber

Offtake

- To CNG Station
  CBG Sales by Cascade



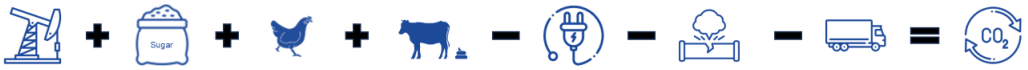
5

Results of the JCM FS

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS

Estimated energy-derived CO2 emissions reductions: Approximately 30,000 tCO2/year (10 year average)
Estimates of other GHG emission reductions other than above: None

Reference emissions				Project emissions		
Fossil fuel Replacement	Methane Avoidance from press-mud	Methane Avoidance from Chicken Litter	Methane Avoidance from Cow Dung	Electricity Usage	Physical gas leakage	Fuel Usage in logistics



- There is no existing JCM methodology, and this time it is developed using the CDM methods AMS-III.AD, AMS-III.AO, and AMS-III.AQ of the UNFCCC.

Approx. 34,000tCO2/e	Approx. 4,000 tCO2/e

Prospects for JCM projet development after completion of the JCMFS

- For the JCM project, due diligence will be conducted with potential partners (existing CBG companies in India) and the following details will be finalized with Mitsubishi Corporation.
  1) Discuss joint investment in CBG as a private JCM project with local partners
  2) Discuss with raw material suppliers and off-taker oil and gas distributors
  3) Review of business model

Risk (concern):
① The India-Japan JCM Partnership Agreement has not yet been concluded, and it is necessary to wait for the conclusion and the establishment of a joint committee by the two governments.
② The distribution of credits between Japan and India will be discussed and decided by the joint committee.
③ The JCM methodology is also based on the assumption that it will not be affected by the CBG blending obligation as a baseline, but it will need to be confirmed by the joint committee.

Assumed exit strategy at the end of the JCM FS

☐NEDO JCM Demonstration
☑ Private JCM ☐ Both

6

2.3.15. 株式会社クリーンシステム

(日本語)

令和６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
FS件名：ジョージアにおける廃棄物由来燃料の利用に関するJCM実現可能性調査

2025年2月7日
提案者： 株式会社クリーンシステム

FS概要

事業概要：混合廃棄物の適正選別による廃プラスチック、木屑、繊維屑、紙屑等の廃棄物由来燃料製造及び利用

ジョージアは2021年に更新したNDCで、2030年までに温室効果ガス（GHG）排出量を1990年比で35%削減する目標を掲げている。廃棄物管理や再生可能エネルギーの推進が、カーボンニュートラル達成の重要な要素である。しかし、同国では廃棄物処理インフラが整っておらず、埋立が主な処理手段となっている。適切な廃棄物選別と資源化は、埋立地の負担軽減や環境問題解決に直結する。また、エネルギー供給を国外に依存しているため、国内資源の活用が需要であり、廃棄物由来の燃料は安定したエネルギー供給に有望な手段である。ジョージアは日本とのJCMで低炭素技術導入とGHG削減の協力を進めており、廃棄物燃料の活用プロジェクトは化石燃料削減と廃棄物管理改善を通じてGHG削減に貢献する。

FSの目的およびアウトプット

目的	1.廃棄物由来の燃料に関する政策・制度の動向分析 2.提案事業に関する事業化およびJCMプロジェクト化の検討 3.事業化およびJCM化の課題と対応策の検討 4.提案事業によるGHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討 5.ジョージア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.廃棄物由来の燃料政策の最新動向の把握 2.事業化の具体的計画の確認及びJCMプロジェクト化に向けて具体的な案策定 3. JCMプロジェクト化の課題と対応策の案策定 4.導入によるGHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定 5.ジョージア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 これらをもとにPIN（Project Idea Note）の案を作成する。

FSの最終成果

アウトプットで定めた「最終報告時点の目標」の達成状況	1.廃棄物由来の燃料政策の最新動向の把握 　現地政府関係者との面談及び実査により詳細を確認することができた。ソ連時代の旧型の非管理型埋立処分場から管理型処分場への変換は進んでいるものの、焼却処理については検討はしているものの進んでいないことが確認された。また、廃棄物由来燃料については、民間企業からの要望は政府側にも届いてはいるものの、具体的な政策はない状況であるため、全く進んでいない状況であった。 2.事業化の具体的計画の確認及びJCMプロジェクト化に向けて具体的な案策定 　廃棄物由来燃料の購入希望者との面談を行うことができた。実証事業への協力も取り付けた。また関係行政機関には具体的な事業案・JCMプロジェクトの説明を行い、提案事業に向けての支援を要請した。 3. JCMプロジェクト化の課題と対応策の案策定 　当初想定していたよりも分別については進んでいないことなどが判明した。一方で、EU一辺倒の政策は大きく転換され、日本からのリサイクル技術や投資についてはニーズが大変高いことが判明した。今後設置機材の内容などを見直しを行う。 4.導入によるGHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定 　J-クレジットの方法論（EN-S-019廃棄物由来燃料による化石燃料又は系統電力の代替）をもとに、現地の廃棄物処理方法に応じた新方法論案を作成した。それに基づく、削減量の算定を実施することができた。 5.ジョージア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 　ジョージア政府関係者へ提案技術の説明を行なった。また、JCMプロジェクトについてはまだ実施したことがないため、今後の流れやNCDについても説明を行なったところ、理解が進んだ。また、今後の課題や対応策についても協議を行った。今後実証事業やビジネス化に向けての協力を取り付けることができた。 これらをもとにPIN（Project Idea Note）の案を作成した。

FSの最終成果

本FSで作成した方法論案で試算したGHG排出削減量	**エネルギー起源CO2排出削減量の試算：10,523 tCO2/年** 上記以外のGHG排出削減量の試算　　：無し

FS終了後のJCMプロジェクト化の見込み

調査終了時点での想定出口戦略　☑NEDO JCM 実証　☐民間JCM　☐両方

企画提案時点では、FS調査において現地ニーズの高さを確認できた場合、民間JCMを目指すことを検討していた。しかしながら、ジョージアにおいては、廃棄物由来燃料の製造はこれまで一切行われておらず、活用に際しては、その廃棄物由来燃料の有効性に関する実証データを見たいとの要望が行政関係者及び、販売予定先からあった。購入予定者からは、廃棄物由来燃料の成分（特に塩素分含有率）および熱量などの分析結果をみて、自らの炉に適しているかを判断したいとのコメントがあった。
JCM実証においては、実際に、分別作業から廃棄物由来燃料を製造するだけでなく、その成分や熱量を精緻に分析することを想定している。さらに、販売価格の設定や採算性分析などを行う予定である。
また、ジョージア政府は2019年2月から、すべての地方自治体は、紙、ガラス、プラスチック、金属の廃棄物について、個別の廃棄物収集システムを導入するとしているが、現地調査の結果、実際には分別はごく限られた地域でしか実施されていない状況であることが判明した。JCM実証においては、搬入される廃棄物の分別割合や、制度運用の状況等を鑑み、設置する機材の選定などを行う。分別が今後も進まないようであれば、選別ラインの設置及び、ビジネス展開時における、機械選別のための機材の選定などを行う。
これらを検討した結果及び、事業実施初期段階での資金調達、政治的リスクを鑑み、NEDO JCM実証事業を出口戦略として想定している。NEDO JCM実証事業を通じて、ジョージアでの廃棄物由来燃料の利用可能性を検証し長期的な事業化の展望を示すことにも繋がり、同国の持続可能な発展とGHG削減目標の達成に向けた具体的な貢献が可能になると見込んでいる。

5

(英語)

FY2024 JCM Feasibility Study
JCM feasibility study on the utilization of waste-derived fuels in Georgia

7 February 2025
Proponent : Clean System CO., LTD

Overview of the JCM FS

Project Summary: Production and utilization of waste-derived fuels such as waste plastic, wood waste, fiber waste, and paper waste through proper sorting of mixed waste
Georgia has set a goal of reducing greenhouse gas (GHG) emissions by 35% from 1990 levels by 2030 in its updated NDC for 2021. Waste management and promotion of renewable energy are key elements in achieving carbon neutrality. However, the country lacks waste treatment infrastructure, and landfill is the main means of disposal. Appropriate waste sorting and recycling will directly contribute to reducing the burden on landfill sites and solving environmental problems. In addition, since the country is dependent on foreign countries for energy supply, utilization of domestic resources is in demand, and waste-derived fuels are a promising means for stable energy supply. Georgia is cooperating with Japan in JCM to introduce low-carbon technologies and reduce GHG emissions, and the project to utilize waste-derived fuels will contribute to GHG reduction through fossil fuel reduction and improved waste management.

Objectives and target outputs of JCM FS

Objectives	1. Analysis of policy and institutional trends related to waste-derived fuels 2. Consideration of commercialization and Consideration of issues and measures for commercialization and JCM 3. project development Formulate proposals for issues and measures for JCM project development 4. Consideration of proposed technologies, products, business plans, issues and measures, etc. to Georgia stakeholders Coordination for commercialization through sharing of proposed technologies, products, business plans, issues and measures, etc. with Georgia stakeholders
Outputs	1. Identify the latest trends in waste-derived fuels policy 2. Confirm concrete plans for commercialization and formulate concrete proposals for JCM 3. JCM projectization issues and formulation of proposed measures to address them 4. Calculation of GHG emission reductions and emission reduction contribution from installation 5. Interviews with and understanding of Georgian government officials to share proposed technologies/products, business plans, issues and measures to address them, etc. Based on these, a draft PIN (Project Idea Note) will be prepared.

4

Results of the JCM FS

Results regarding the target outputs	1. Understanding the latest trends in waste-derived fuel policy We were able to confirm details through interviews with local government officials and on-site inspections. It was confirmed that conversion from the old unmanaged landfills of the Soviet era to managed landfills is progressing, but that incineration is not progressing, although it is being considered. In addition, there was no progress at all in the area of waste-derived fuels, as there is no specific policy for this area, although requests from the private sector have been received by the government side. 2. Confirmation of concrete plans for commercialization and formulation of concrete proposals for JCM project development Interviews with potential purchasers of waste-derived fuels were successfully conducted. Cooperation for the demonstration project was also obtained. We also explained the concrete business plan and JCM project to the relevant government agencies and requested their support for the proposed project. 3. JCM Projecting Issues and Drafting of Countermeasures It was found that there was less progress on sorting than originally expected. On the other hand, the EU's one-sided policy has been drastically changed, and the need for recycling technology and investment from Japan has turned out to be very high. We will review the contents of the equipment to be installed in the future. 4. Calculation of GHG emission reductions and emission reduction contribution from the introduction of the system Based on the J-Credit methodology (EN-S-019 Substitution of fossil fuels or grid electricity by waste-derived fuels), a new methodology was drafted according to local waste treatment methods. Based on this methodology, we were able to calculate the amount of emission reductions. 5. Interviews and understanding of sharing proposed technologies/products, business plans, issues and measures to address them, etc. with Georgian government officials The proposed technologies were explained to Georgian government officials. In addition, since the JCM project has not yet been implemented, we explained the future flow of the project and the NCD, which led to a better understanding of the project. The participants also discussed future issues and measures to be taken. We were able to secure cooperation for future demonstration projects and business development. Based on these, a draft PIN (Project Idea Note) was prepared.

Results of the JCM FS

GHG emission reductions estimated using the draft methodology developed in the FS	**Estimated CO2 emission reductions from energy use: 40,524 tCO2/5 years** **Estimated GHG emission reductions other than the above: None**

Prospects for JCM project development After completion of the JCM FS

Assumed exit strategy At the end of the JCM FS

☑NEDO JCM Demonstration ☐Private JCM ☐Both

At the time of the proposal, we were considering pursuing a private-sector JCM if the FS study confirmed a high level of local needs, but as noted in the final results of the FS mentioned above, in light of the strong demand for demonstration data on the effectiveness of waste-derived fuel, funding in the early stages of project implementation, and political risk, we decided to pursue the NEDO Through the NEDO JCM demonstration project, the feasibility of waste-derived fuel utilization in Georgia will be verified and a long-term commercialization prospect will be presented, which is expected to make a concrete contribution to the country's sustainable development and achievement of its GHG reduction target.

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カザフスタン、チリ、及び JCM 署名に向けて継続的に協議がなされているマレーシアとインドにて、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、東南アジアでの事業実施の意思決定を行う機能を有することがあるシンガポールに所在する日系事業者とも面談するためマレーシアと合わせてシンガポールにも渡航した。これらの国でのセミナーの機会も活用しながら、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. カザフ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. カザフスタンの GHG 排出量

カザフスタンが 2025 年 1 月に UNFCCC に提出した第 1 回隔年透明性報告書[4]によると、カザフスタンの GHG 総排出量は、主にエネルギー部門の変化により、長年にわたって大きな変動を見せてきた。2022 年の GHG 総排出量（LULUCF を除く）は 348.8 Mt CO2e で、1990 年のレベルを 10.7%下回ったが、これは 2021 年より 7.8%（または 25.1 Mt CO2e）増加している。2022 年の純排出量（LULUCF を含む）は 353 Mt CO2e となり、1990 年比では 8.5%減少したが、前年比では 7.5%増加している。

カザフスタンは、パリ協定 6 条活動に従事していないため、国際的に移転された緩和成果を移転または獲得していない。したがって、カザフスタンは GHG インベントリを調整しておらず、報告期間の各年の排出収支は、正味の年間 GHG 排出量推計値と等しい。1990 年の基準年のレベルと比較すると、NDC 実施期間の最初の 2 年間の GHG 排出量は、それぞれ 14.86%、8.49%減少した。しかし、2030 年に 1990 年比で 15%の排出削減という目標の達成には、更なる排出削減が必要となる。

表 9 カザフスタンの GHG 排出量（Mt CO2e）

セクター	1990	2000	2010	2020	2021	2022	排出傾向	
							2021/2022	1990/2022
エネルギー	322.0	170.1	258.5	288.5	251.4	281.9	12.1%	-12.5%
IPPU	22.7	17.3	20.0	26.8	26.9	27.0	0.5%	18.8%
農業	41.8	28.1	30.3	37.5	38.6	33.0	-14.5%	-21.0%
LULUCF	-4.79	34.0	37.9	16.1	4.7	4.13	-11.9%	n/a
廃棄物	4.0	3.6	4.8	6.5	6.8	6.9	1.0%	74.2%
合計	390.5	219.1	313.5	359.3	323.7	348.8	7.8%	-10.7%
純排出量	385.7	253.2	351.4	375.4	328.4	353.0	7.5%	-8.5%

出典： The First Biennial Transparency Report of The Republic of Kazakhstan (2025)よりパシフィックコンサルタンツ作成

[4] The First Biennial Transparency Report of The Republic of Kazakhstan (2025) https://unfccc.int/documents/645419

IEA[5]によると、カザフスタンにおける燃料由来の CO2 排出量は、2000 年の 112 MtCO2 から 2021 年には 2 倍の 224 MtCO2 に増加している。2021 年における燃料由来の CO2 排出量のうち 58.6%は石炭からの排出であり、のこり 22.5%は石油、18.9%は天然ガスである。部門別に見ると、電力及び熱生産部門が最大の 51.8%、民生が 14.6%、産業が 13.2%、運輸交通が 10.1%、その他（商業及び公共サービス、農業、その他）が 10.3%である。これら排出源燃料、部門の傾向は、年により多少の変動は見られるものの 2000 年から概ね変わっていない。

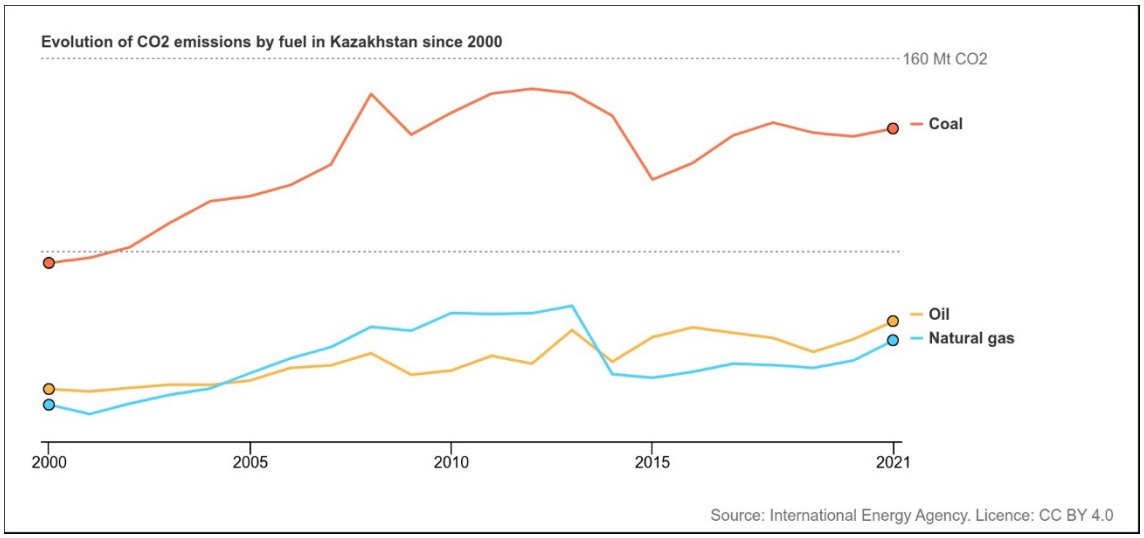


図 2 カザフスタンの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2021 年）

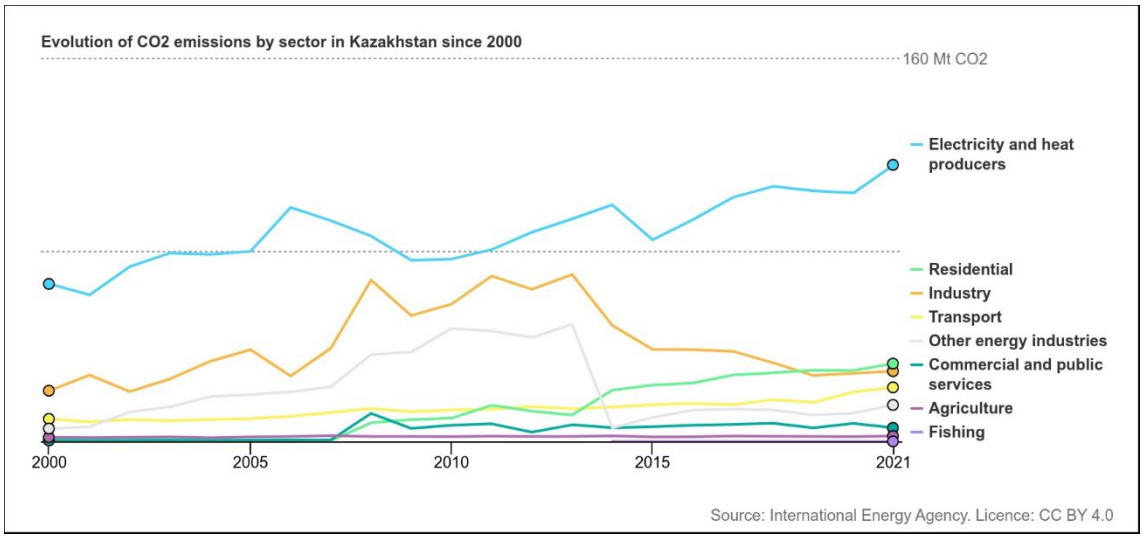


図 3 カザフスタンの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2021 年）

[5] Kazakhstan, https://www.iea.org/countries/kazakhstan/emissions 2024 年 8 月 20 日アクセス

3.1.2. カザフスタンのエネルギー需給動向

IEA[6]によると、カザフスタンの全体的なエネルギー余剰は過去 20 年間安定しており、国内需要を満たすために必要なエネルギー供給の平均 230%を占めている。これによりカザフスタンは化石燃料、特に石油の大規模な純輸出国となっている。

カザフスタンの 2021 年における総エネルギー供給（TES）を図 4、図 5 に示す。2021 年は、TES 2,877,482 [TJ]のうち 48.8%は石炭、24.9%が石油、24.7%が天然ガス、1.2%が水力であり、98.4%が化石燃料由来のエネルギーである。石炭の消費量は 2010 年頃まで継続的に増加しているが、その後は横ばいの状況にある。石油は継続的に消費量が増加しているが、天然ガスは 2013 年をピークに 2015 年までは低下し、その後はやや増加傾向にある。いずれの化石燃料も 2000 年の消費量の 2 倍程度に達している。

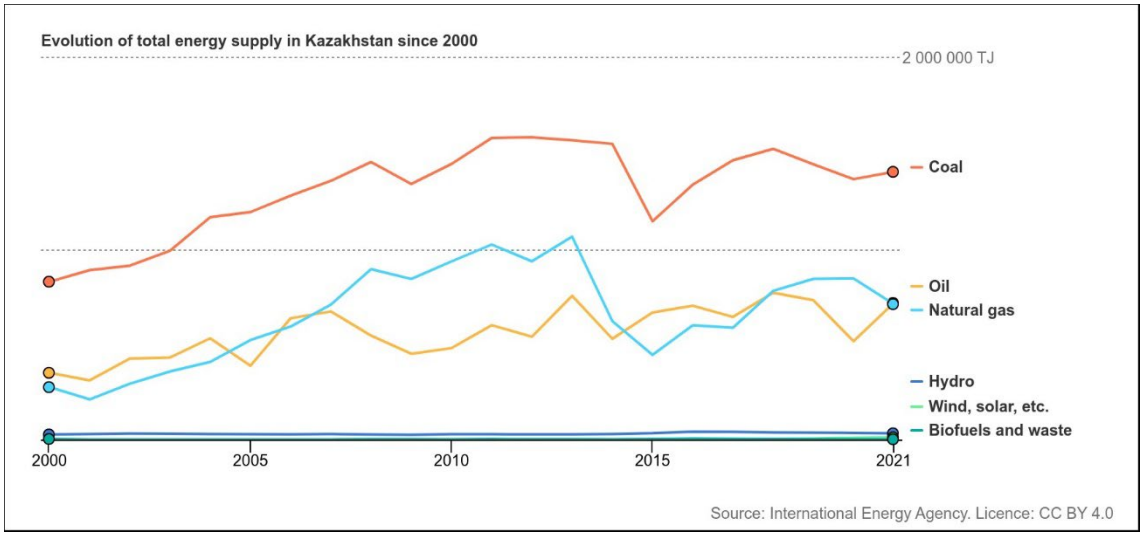


図 4 カザフスタンのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2021 年）

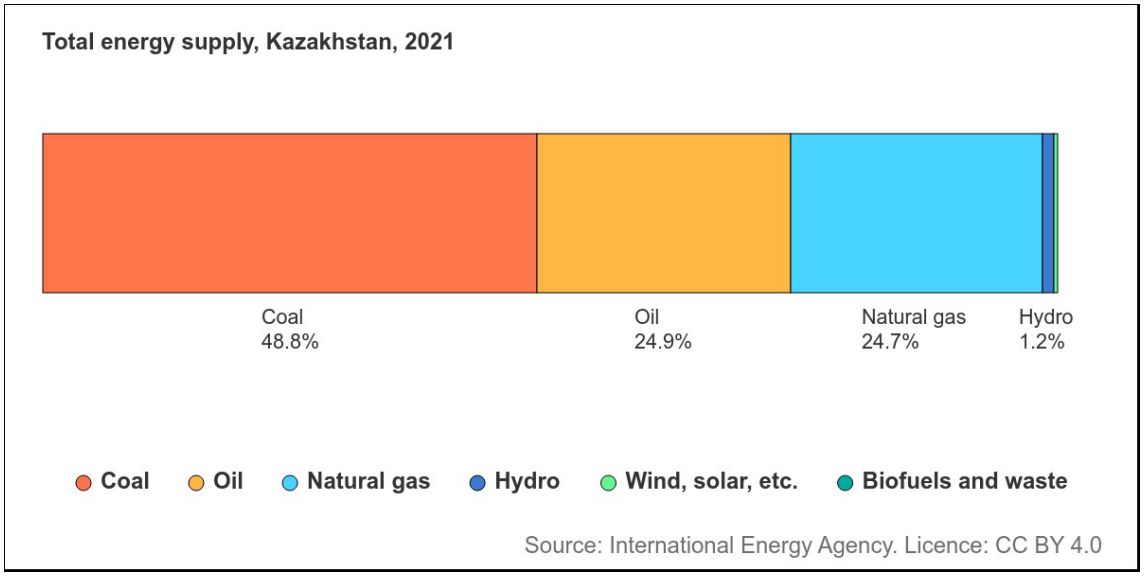


図 5 カザフスタンのエネルギー種別総供給量の割合（2021 年）

[6] https://www.iea.org/reports/kazakhstan-2022/executive-summary, 2024 年 8 月 20 日アクセス

カザフスタンの 2021 年の発電源をみると、石炭が 59.1%（67,981 GWh）、石油が 3.3%（3,748 GWh）、天然ガスが 26.7%（30,760 GWh）、水力が 8.0%（9,208 GWh）、風力が 1.5%（1,747 GWh）、太陽光が 1.4%（1,629GWh）であり、化石燃料由来の電力が 89.1%に上る。

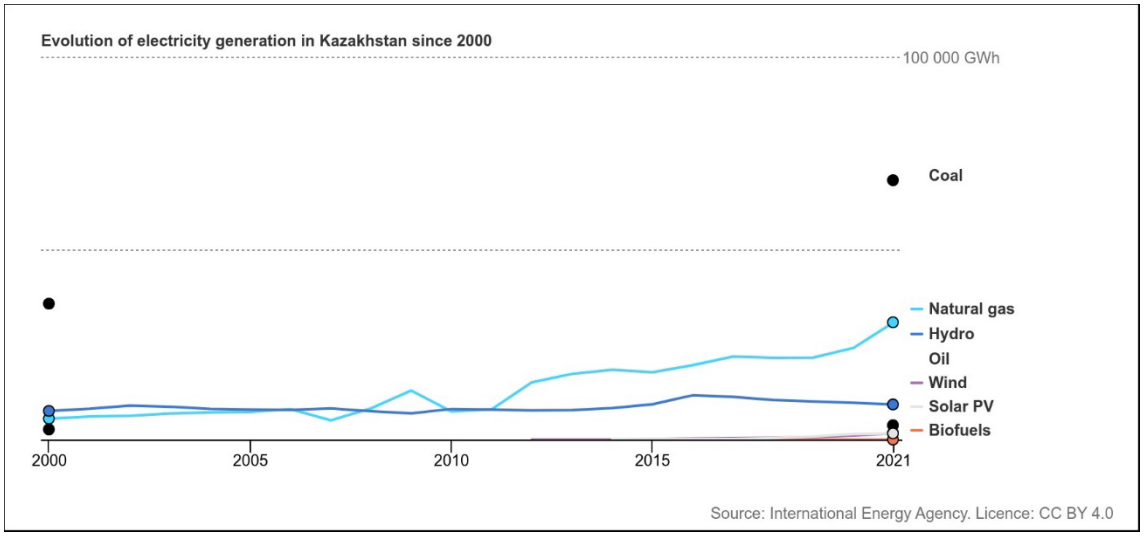


図 6 カザフスタンのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2021 年）

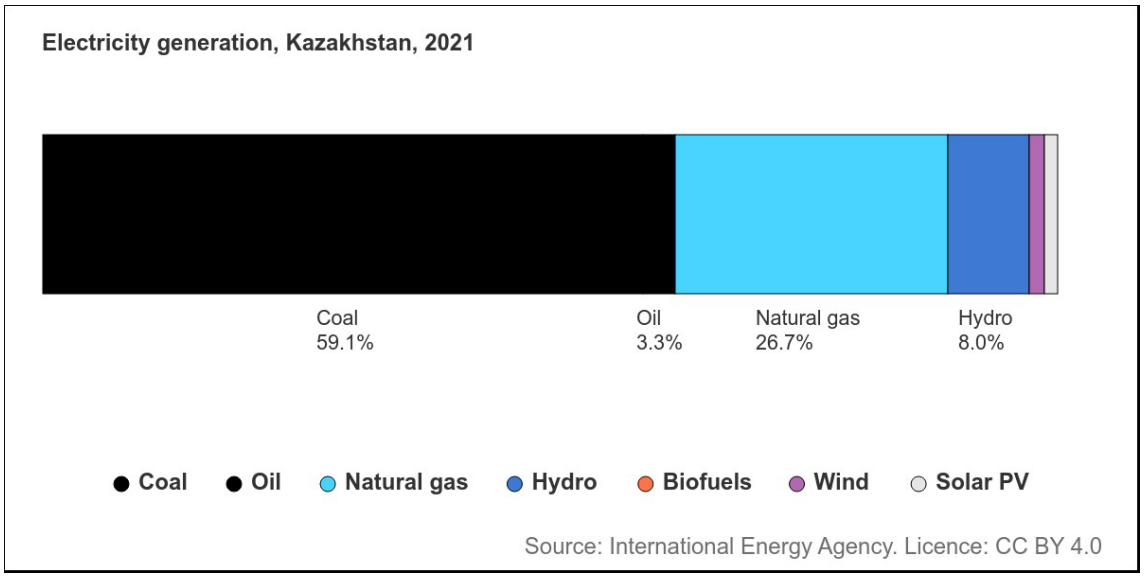


図 7 カザフスタンのエネルギー源別発電量の割合（2021 年）

カザフスタンの 2021 年の最終エネルギー消費（TFC）を見ると、石油製品が最も多く 31.5%（570,244 TJ）、次いで石炭 21%（380,499 TJ）、電力 17.3%（312,729 TJ）、天然ガス 15.6%（283,104 TJ）、熱利用 14.6%（263,574 TJ）である。

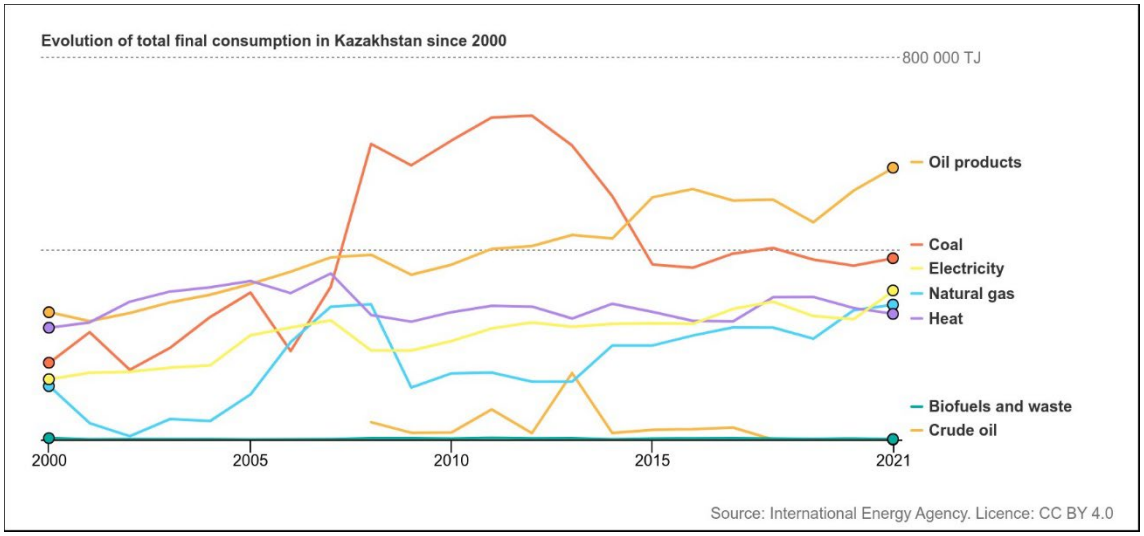


図 8 カザフスタンのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年）

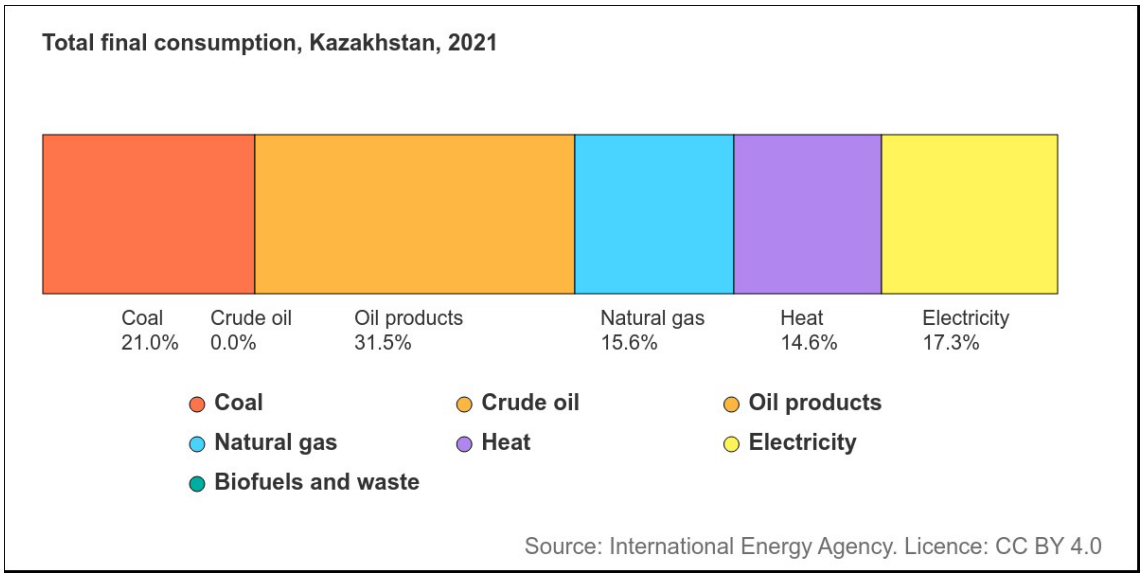


図 9 カザフスタンのエネルギー源別最終消費の割合（2021 年）

部門別最終エネルギー消費をみると、民生部門が最大の 34%（616,017 TJ)、次いで産業部門 30.3%（548,779 TJ)、交通分野 18.6%（336,855 TJ)、商業・公共サービス分野 12.8%（231,527 TJ)、農林業 2.3%（40,683 TJ)、その他 2%（34,332TJ）である。民生、交通、商業・公共サービス部門での最終消費が継続的に増加している。

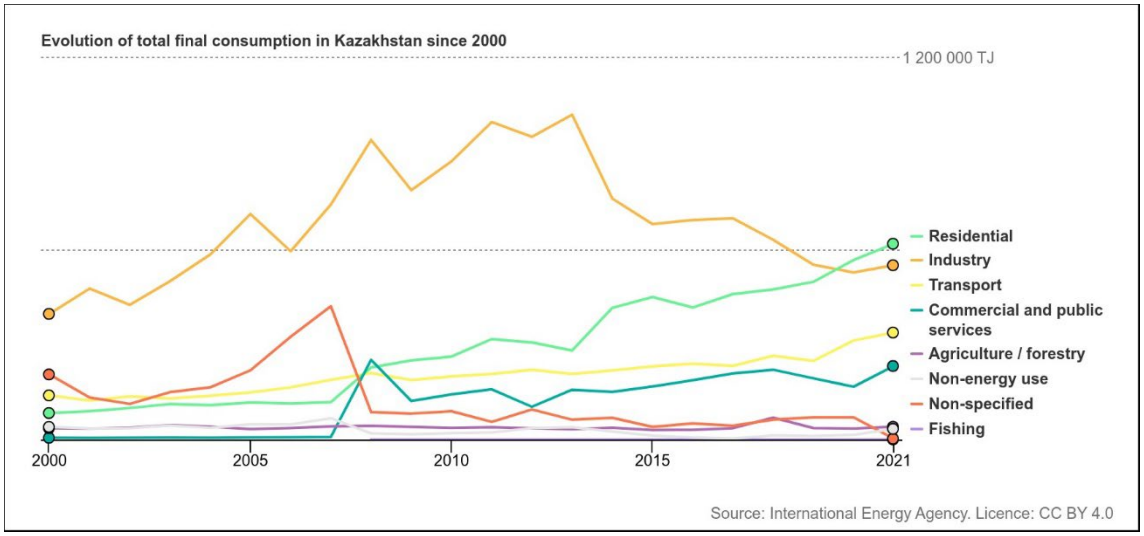


図 10 カザフスタンの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年）

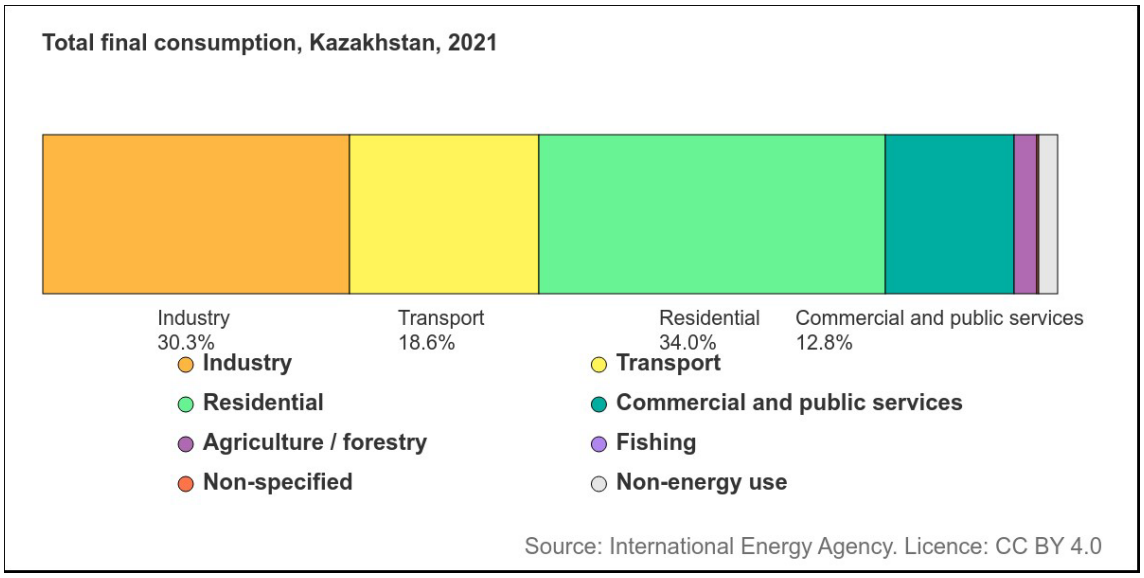


図 11 カザフスタンの産業種源別最終消費の割合（2021 年）

電力部門を見ると、2021 年の発電量（115,078 GWh）において最大の発電源は石炭火力（59.1%）であり、次いで天然ガス（26.7%）、水力（8.0%）、石油（3.3%）、風力（1.5%）、太陽光（1.4%）が続く。2000 年の発電量 51,324 GWh から 2021 年におよそ 2 倍の発電量となっており、増加分は石炭および天然ガス火力発電が担っていると考えられる。

電力及び熱生産部門から生じる CO2（2021 年の燃料由来の CO2 の 51.8%）のうち、77.1%は石炭由来であり、次いで天然ガスが 20.3%、石油が 2.6%である。2021 年において、最終エネルギー消費に占める電力の割合は 17.3%であり、産業部門が 50.6%を消費している。

なお、カザフスタンには柔軟性のある発電能力が不足しており、周波数の安定性を維持するためにロシアの電力システムとの並列運転が必要となる。再生可能エネルギーが増加するにつれて、系統の安定化は大きな課題となる可能性が高い。[7]

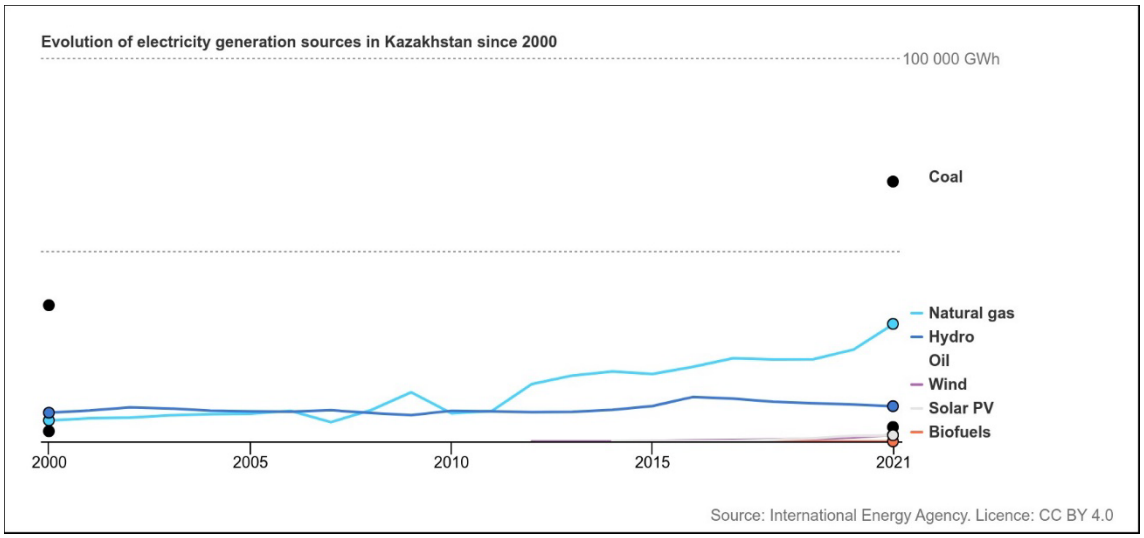


図 12 カザフスタンのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2021 年）

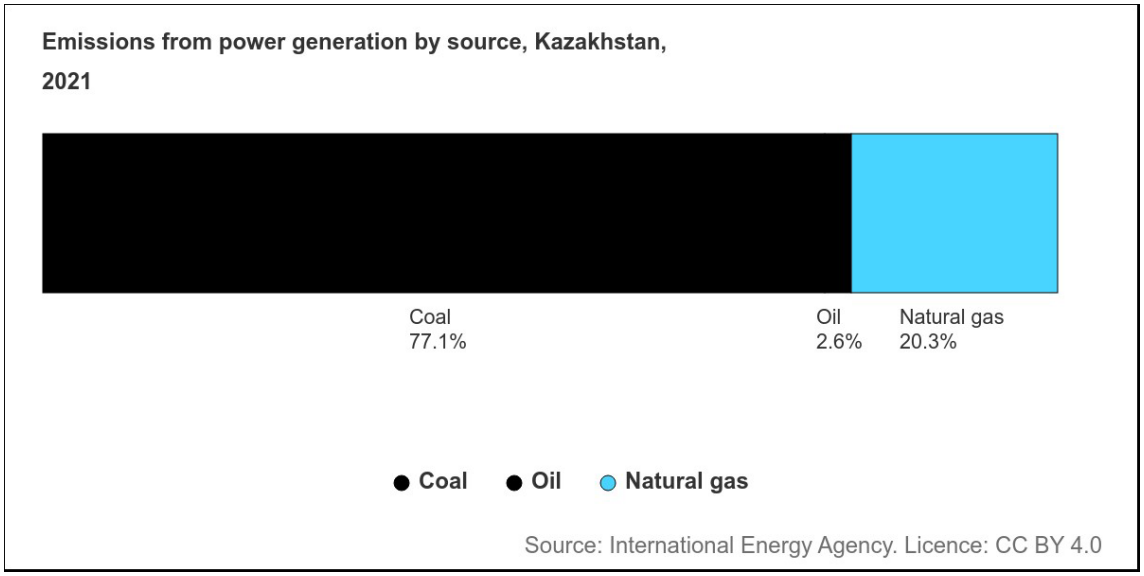


図 13 カザフスタンのエネルギー源別発電量の割合（2021 年）

[7] Kazakhstan 2022 (IEA, 2022) https://iea.blob.core.windows.net/assets/fc84229e-6014-4400-a963-bccea29e0387/Kazakhstan2022.pdf 2024 年 8 月 20 日アクセス

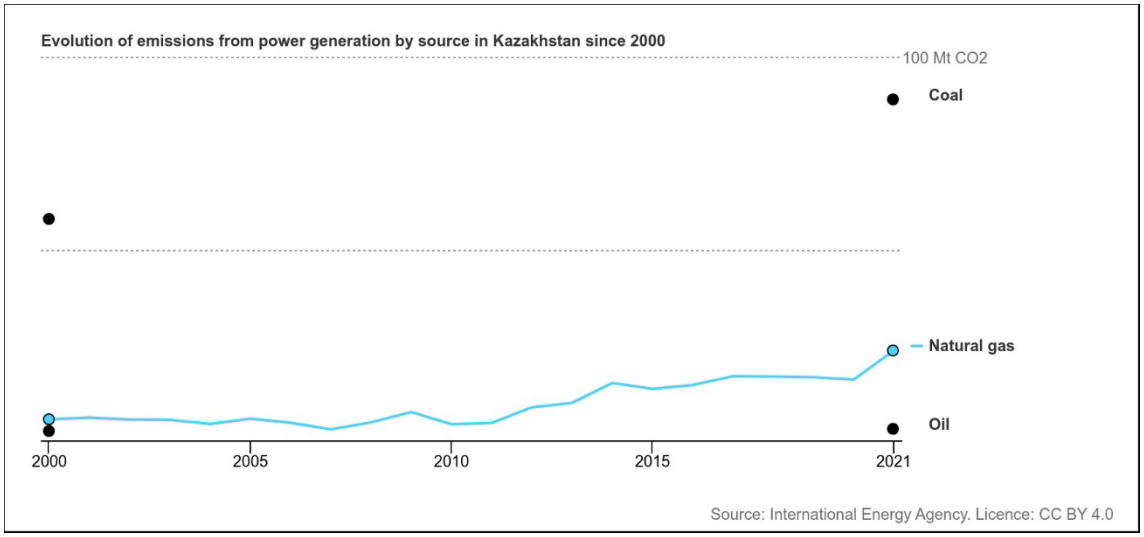


図 14 カザフスタンのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2021 年）

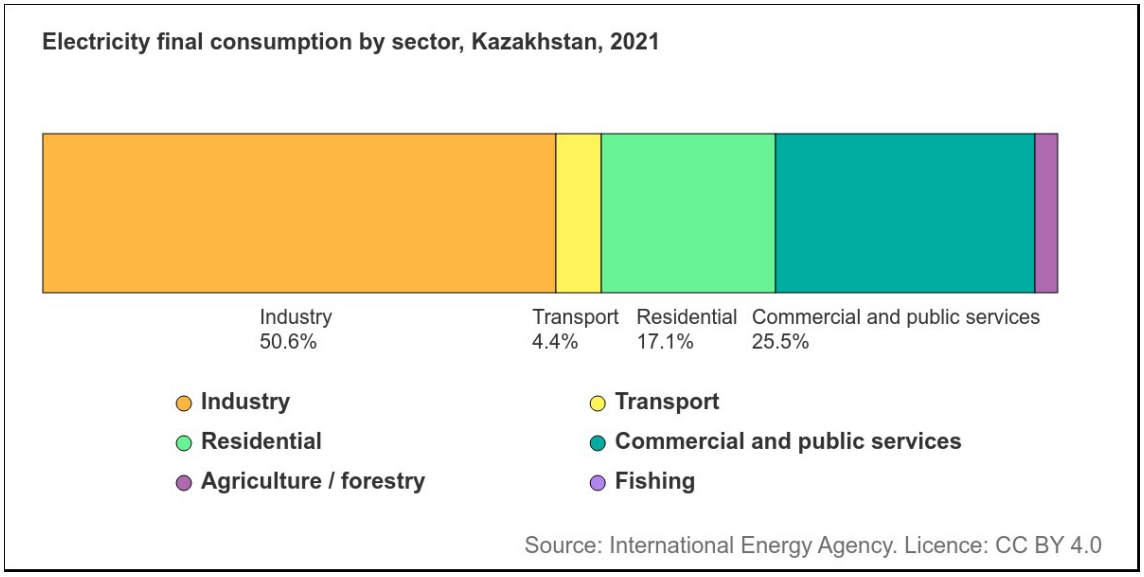


図 15 カザフスタンの産業種別電力消費割合（2021 年）

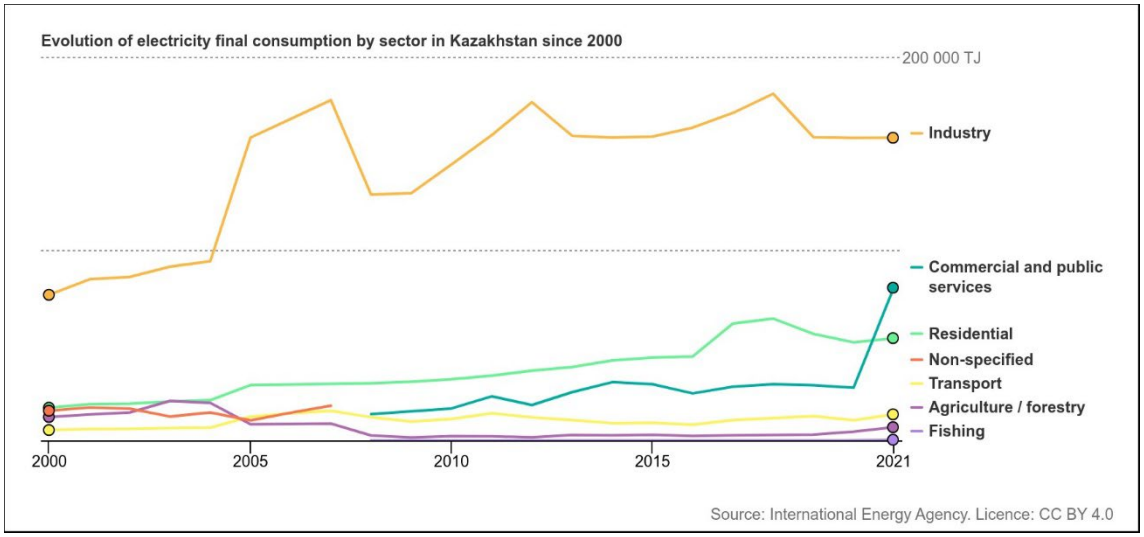


図 16 カザフスタンの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2021 年）

最大の最終エネルギー消費部門である、民生部門（2021 年において 34%）のエネルギー源をみると、天然ガスが 27.9%、石炭が 25.6%、熱が 19.2%、石油製品が 18.5%、電力が 8.7%である。2000 年からの変化をみると、近年では石炭、天然ガス、石油製品の利用が急増していることがわかる。これらのエネルギー源は一般に暖房やボイラに用いられていると考えられ、CO2 削減にはこれらの電化が重要と考えられる。

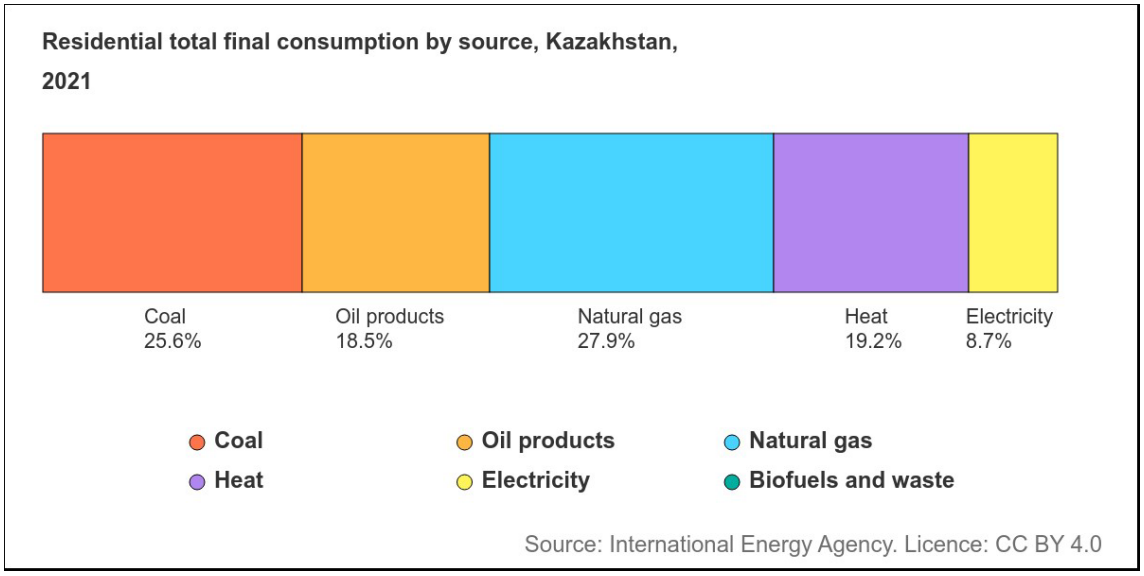


図 17 カザフスタンの民生部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2021 年）

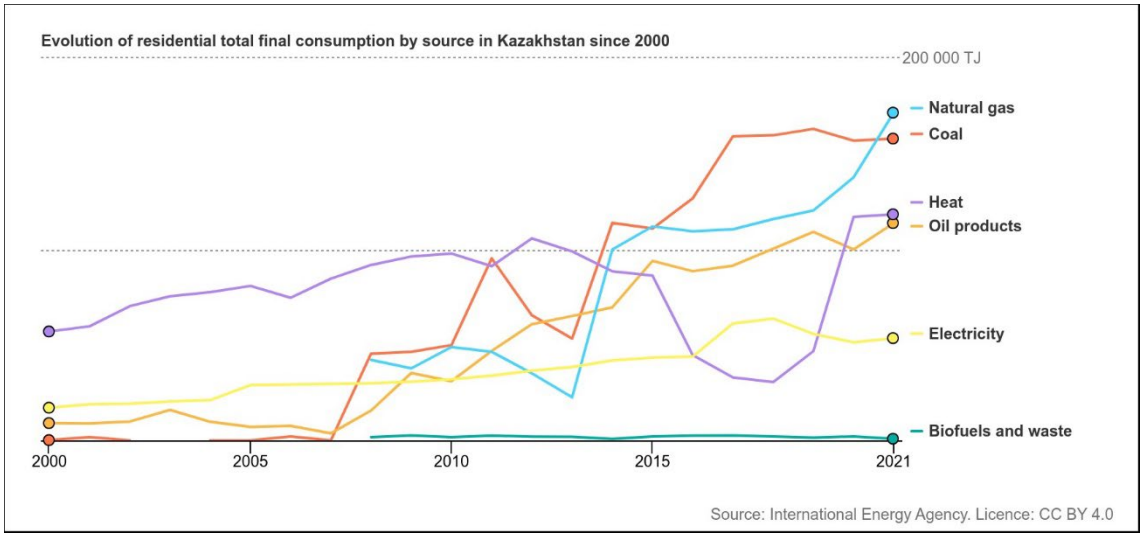


図 18 カザフスタンの民生部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年）

産業部門のエネルギー源をみると、石炭が 33.9%、電力が 28.9%、石油が 15.4%、熱が 11.2%、天然ガスが 10.7%である。2000 年からの変化をみると、近年では石炭、天然ガス、石油製品の利用が急増していることがわかる。これらのエネルギー源は一般に暖房やボイラに用いられていると考えられ、CO2 削減にはこれらの電化が重要と考えられる。

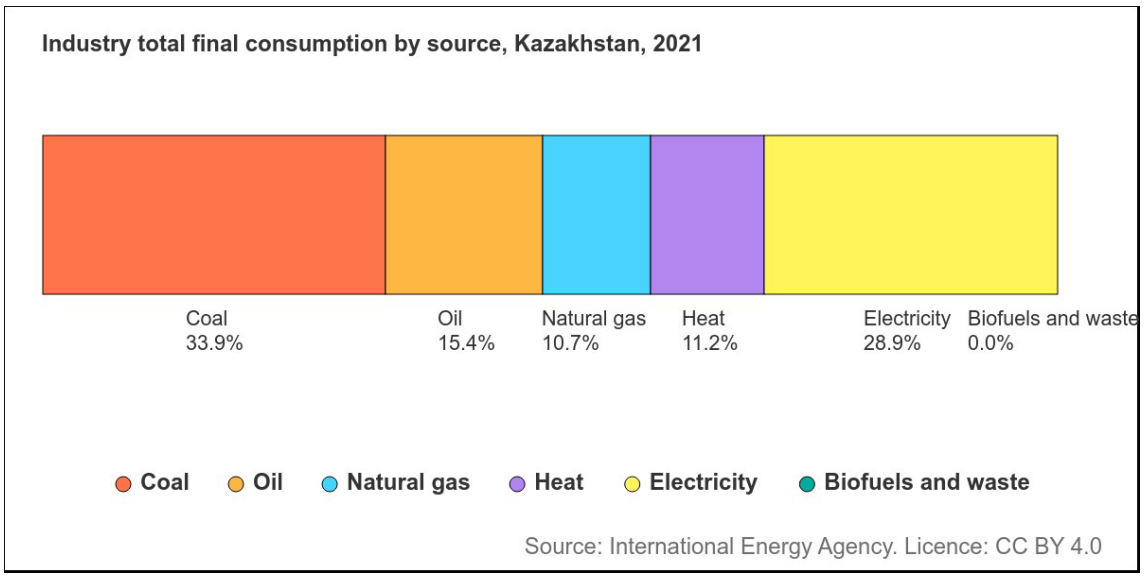


図 19 カザフスタンの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2021 年）

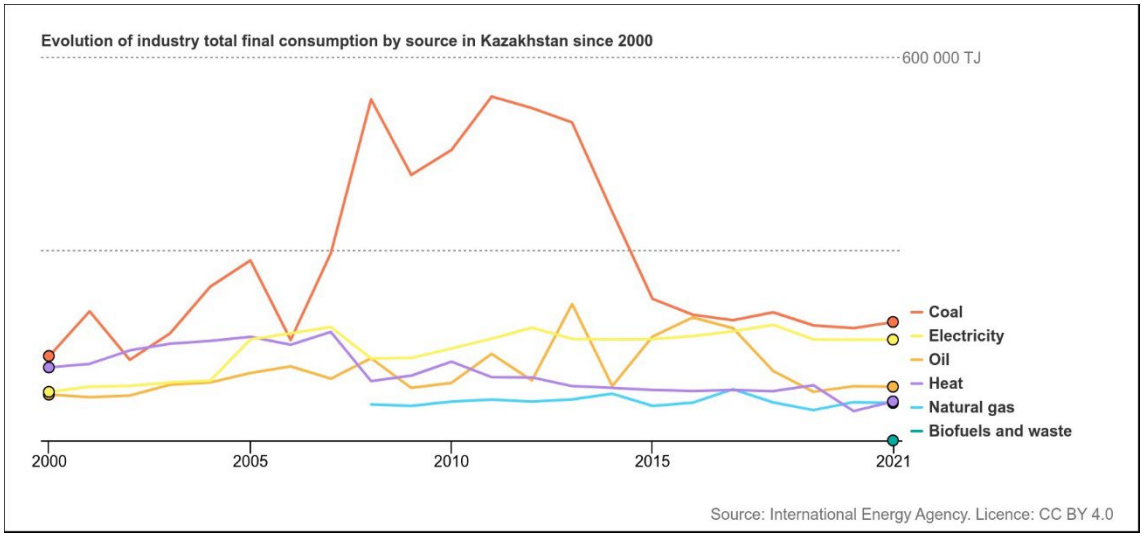


図 20 カザフスタンの産業部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2021 年）

カザフスタンのエネルギー需給についてのまとめ

- エネルギー供給は継続的に増加しており、2021 年には化石燃料が 9 割以上を占め、特に石炭による供給が 48.8%を占めている。発電源は、石炭（59.1%）と天然ガス（26.7%）で 85%以上を占めており、化石燃料への依存度が高い状態が続いている。再生可能エネルギーは近年増加しているが太陽光と風力で合わせて 2.9%程度である。2000 年の発電量 51,324 GWh から 2021 年におよそ 2 倍となっており、増加分は石炭および天然ガス火力発電が担っていると考えられる。
- 最終エネルギー消費（2021 年）は、石油製品 31.5%、次いで石炭 21%、電力 17.3%、天然ガス 15.6%、熱利用 14.6%である。電力は産業部門が 50.6%を消費している
- 部門別最終エネルギー消費（2021 年）では、民生部門 34%、産業部門 30.3%、交通分野 18.6%、商業・公共サービス分野 12.8%で 95%以上を占める。民生部門で消費されるエネルギー源をみると、天然ガスが 27.9%、石炭が 25.6%、熱が 19.2%、石油製品が 18.5%、電力が 8.7%である。2000 年

からの変化をみると、近年では石炭、天然ガス、石油製品の利用が急増している。これらのエネルギー源は一般に暖房やボイラに用いられていると考えられ、CO2 削減にはこれらの電化が重要と考えられる。産業部門のエネルギー源をみると、石炭が 33.9%、電力が 28.9%、石油が 15.4%、熱が 11.2%、天然ガスが 10.7%である。

3.1.3. カザフスタンの NDC

カザフスタンの最新の NDC（2023 年）の概要は以下のとおり。3.1.1 で示す通り、最新の GHG 排出動向をみると、2022 年において 1990 年比で GHG 純排出量は-8.5%であり、更なる排出削減が必要な状況にある。

表 10 カザフスタンの NDC（2023 年）の概要

項目	概要	
GHG 排出削減目標	・ 無条件のシナリオ ➢ 2030 年までに GHG 排出量 15%削減（1990 年比） ・ 条件付きのシナリオ ➢ 2030 年までに GHG 排出量 25%削減（1990 年比）	
緩和対策の重点分野と対策	エネルギー	・ 電力部門のスマート化 ・ 電力部門での再生可能エネルギーの割合を 2030 年までに 15%に増加 ・ グリーン水素などのエネルギー源の多様化 ・ 国土の 60%を天然ガス網でつなぐ
	交通	・ 大都市での EV インフラの整備

出典：Updated Nationally Determined Contribution of the Republic of Kazakhstan (2023)よりパシフィックコンサルタンツ作成

3.1.4. カザフスタンの気候変動関連の主な政策

2013 年に発行された”Concept for the transition of the Republic of Kazakhstan to a green economy”では、2050 年までに電力の 50%を代替又は再生可能なエネルギー源で発電するとしている。また、電力生産に由来する CO2 排出量を 2030 年までに 15%削減し、2050 年までに 40%削減することを求めている。特に、電力部門における老朽化したインフラの段階的廃止、再生可能エネルギーや石炭・石油の代替エネルギー利用の増加、エネルギー効率の改善による達成を想定している。2020 年には、当該コンセプトを実施するための行動計画を策定している。

電力生産における再生可能エネルギーの割合を増強するという目標を定めているが、大量の安価な石炭資源に依存しているため、目標の達成は困難な状況にある。再生可能エネルギーを除き、カザフスタンのエネルギー価格は一般的に直接補助金がでているわけではなく、政策手段により抑制されている。従

来の発電事業者の料金は外部性（維持管理、環境など）を考慮しておらず、再生可能エネルギーは外部性を考慮しない石炭火力発電と競争する環境にある。

カザフスタンは過去に再生可能エネルギー電力の固定価格買取制度を実施していたが、2018 年から再生可能エネルギープロジェクトの料金を決定するためにオークション制度を導入している。オークションベースの電力購入契約により、プロジェクトでは指定された再生可能エネルギーの集中購入権者に電力が優先的に販売される。なお、オークションではエネルギー貯蔵が求められていないため、蓄電池を伴う再生可能エネルギープロジェクトへのインセンティブがない。2021 年からはガス火力や水力発電にもオークション制度が取り入れられている。

エネルギー効率に関する政策は多様な分野で実施されているものの、エネルギー料金の低さ、政府全体でのエネルギー効率の調整機関の不在など課題も多い。低いエネルギー料金のためエネルギー効率の高い機器を購入するインセンティブがほとんどない。

なお、トカエフ大統領は 2021 年に、2060 年までにカーボンニュートラルの達成を制約し、2023 年に”Presidential Decree No. 121 validating the Strategy for achieving carbon neutrality of the Republic of Kazakhstan until 2060”を発行している。同大統領令では、分野横断的な脱炭素アプローチを掲げ、グリーン投資の必要性や炭素規制制度の構築などを掲げている。エネルギー分野では一次エネルギー供給の脱炭素化、経済全般での再生可能エネルギーの利用とエネルギー効率の向上などを挙げており、水素エネルギーの活用も示されている。

表 11 カーボンニュートラル達成のための大統領令 No.121 における重点分野（抜粋）

	概要
エネルギー供給	・ 一次エネルギー供給の脱炭素化 ・ 電力・熱エネルギー生産の脱炭素化 ・ 建築物、運輸、産業における最終エネルギー利用の脱炭素化と効率化
電力・熱供給	・ 代替・再生可能エネルギーの長期ビジョンを策定する ・ 水力発電の長期ビジョンを策定する ・ 30 年以上経過した石炭火力発電所の停止と CCS 導入による継続の可能性を検討する ・ 天然ガス、ヒートポンプ、バイオ燃料等の活用
交通・輸送	・ 移動の必要性をなくす或いは減らす（回避）、燃費を改善する、旅客と貨物の流れを最適化する、公共交通機関、最適な都市計画等 ・ より環境にやさしい輸送手段、代替燃料、電化への転換（シフト） ・ エネルギー効率を高め、輸送車両からの排出を削減する
産業	・ セメント、鉄鋼、アルミニウムに代わる、温室効果ガス排出強度が低い、あるいは全くない代替建材の使用 ・ 廃棄物（スクラップを含む）処理の規模を拡大し、このセクターの主な排出源である原材料処理の必要性を削減する。 ・ 炭素回収・貯留と組み合わせた新しいゼロエミッション生産技術の導入。

出典:「2060 年までのカザフスタン共和国カーボンニュートラル達成戦略の承認について」（ROTOBO, 2023）による仮訳からパシフィックコンサルタンツ作成(https://jp-kz.org/wp/wp-content/uploads/CarbonNeutralityStrategyKZ20230202.pdf)

3.1.5. カザフスタンのカーボンクレジット関連政策の動向

カザフスタンでは、2013 年に CO2 を対象とした排出量取引制度（KAZ ETS）が導入されており、2022 年において同国の CO2 排出量の約 50%を排出する電力、熱供給所、採掘、製造業の年間 20,000 tCO2 超を排出する合計 128 社、201 施設をカバーしている。KAZ-ETS の排出量上限は、対象施設での予想生産量とベンチマークに基づいてボトムアップで設定される。予想生産量を上回った場合には、上限から更にリザーブが発行され、2022 年には、57 施設を対象に合計 8.7 MtCO2 のリザーブが発行されている。上限の割当について、制度開始当初はグランドファザリングによる無償割当がなされていたが、2021 年から、全ての排出量許可はベンチマークを通じて分配されている。なお、フェーズ内での排出枠のバンキングは可能であるが、フェーズをまたいでのバンキングは不可である。ボローイングは不可である。対象事業者は排出上限の遵守のためにオフセット・クレジットを用いることも可能であり、その利用量は制限されていない。2023 年に、カザフスタン国内向けのオフセット・クレジットプログラムである Qazaq Green Certificate Program が構築されているが、KAZ ETS での利用可否については明確ではない。

表 12 カザフスタンの排出量取引制度（KAZ ETS）の概要

	対象年	排出上限（MtCO2）	排出量割当方法	対象産業*
フェーズ 1	2013	147	2010 年の排出量を基準に無償割当	電力、熱供給、採掘、製造（石油・ガス鉱業、治金、化学）
フェーズ 2	2014-2015	154.9/152.8	2011-2012 年の平均排出量の 0%、1.5%削減を無償割当	
フェーズ 3	2018-2020	485.9（3 年間合計）	無償割当又は製品ベースのベンチマークを企業が選択	上記に加えて、加工業（建設資材）
フェーズ 4	2021	159.9	ベンチマーク	
フェーズ 5	2022-2025	166.2/163.7/161.2/158.8	ベンチマーク	

*20,000 tCO2/年以上を排出する施設が対象

出典：International Carbon Action Partnership <https://icapcarbonaction.com/en/ets/kazakhstan-emissions-trading-system>

カザフスタンは京都議定書において、気候変動枠組条約上、GHG 排出削減義務を負っていない非附属書 I 国であるが、自主的に排出削減目標を課しており、CDM は実施されていない。

表 13 カザフスタンにおけるカーボンクレジットスキームを活用した既存のプロジェクト

スキーム	プロジェクト名	実施者	実施期間	概要	想定 GHG 排出削減量（tCO2e/yr）
VCS	Badamsha Wind Farm in Kazakhstan	Eni S.p.A.（イタリア）等	2020 年 3 月 24 日 - 2030 年 3 月 23 日	新規 48MW 風力発電プロジェクト。	232,137

VCS	Badamsha 2 Wind Farm in Kazakhstan	Eni S.p.A.（イタリア）等	2021 年 12 月 31 日 - 2031 年 12 月 30 日	バダムシャ 1 風力発電所の拡張（追加 48MW）プロジェクト。	172,580

出典：VERRA https://registry.verra.org/app/search/VCS/All%20Projects

3.1.6. カザフスタンでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

カザフ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、アスタナ及びアルマトイ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。

表 14 カザフスタンでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2024 年 10 月 6 日～10 月 12 日
第二回渡航	2024 年 12 月 8 日～12 月 14 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、JCM 合同委員会の早期開催への期待が示され、エネルギー分野の案件候補等について意見交換を実施した。カザフスタンでの主要な企業は政府出資であり、贈賄リスクなども見ていく必要があるとの指摘も得た。

また、10 月 11 日にアルマトイにて、ROTOBO が主催した「日本カザフスタン・カーボンニュートラル分野協力推進セミナー」に参加し、日系企業等との意見交換を実施した。

表 15 カザフスタンでの現地面談実績

日系機関・企業	現地機関・企業
・ 伊藤忠 アルマトイ事務所 ・ 日新アルマトイ駐在員事務所 ・ 三菱商事株式会社 アルマトイ事務所 ・ INPEX 株式会社 アスタナ事務所 ・ 豊田通商株式会社 アルマトイ事務所 ・ 三井物産 アルマトイ事務所 ・ 丸紅株式会社 アルマトイ事務所 ・ 住友商事 アスタナ事務所 ・ JICA カザフスタンフィールドオフィス ・ 三菱 UFJ 銀行アルマトイ駐在員事務所	・エコロジー・天然資源省

3.1.7. カザフスタンでの JCM セミナーの開催

2024 年 12 月 11 日（水）に日本国経済産業省とカザフスタン共和国エコロジー天然資源省との共催のもと、「カザフスタンにおける二国間クレジット制度(JCM)の実施に関するセミナー」を開催した。[8] 本セミナーはカザフスタン・アスタナ市の会場で開催され、60 名を超える参加申込を得た。

本セミナーではカザフスタン・エコロジー天然資源省気候政策部部長 SABIEVA Saule Sagdatovna 氏による開会挨拶、在カザフスタン日本国大使館金田臨時代理大使の開会挨拶の後、SABIEVA Saule Sagdatovna 氏から 2060 年までのカザフスタンのカーボンニュートラル実現戦略の説明と JCM への期待が述べられた。

その後、経済産業省、公益財団法人地球環境センター(GEC)、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）からそれぞれ、JCM の最新動向や支援メニューが紹介された。当社からは経済産業省 JCM FS への応募におけるポイントを示した。さらに、今年度の JCM FS に採択され、セミナー開催時点においてカザフスタンで調査を実施中の三井物産株式会社から JCM FS の実施内容が説明され後に、カザフスタンにおける JCM の実施や活用に向けた質疑応答を実施した。

参加者へのアンケート結果からは、概ね「JCMFS に関心がある」との回答が得られ、「カザフスタンにおけるより多くのグリーン・プロジェクト、ベストプラクティスの知識や技術移転を希望する」などの意見を得た。

セミナーのアジェンダは以下のとおり。

表 16 カザフスタンにおける JCM の実施に関するセミナー（アジェンダ）

日　時：2024 年 12 月 11 日（水）10:00-13:00（カザフスタン時間）
場　所：カザフスタン・アスタナ市モスコワビジネスセンター アスタナ会議室
形　式：会場
主　催：経済産業省、カザフスタン・エコロジー天然資源省
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・ロシア語（逐次通訳）

Time	Contents	Speaker
10:00-10:10	Opening Remarks	Ms. SABIEVA Saule Sagdatovna, Director of the Climate Policy Department, Ministry of Ecology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan
		Mr. KANATA Tomohiro Charge d'affaires of the Embassy of Japan in the Republic of Kazakhstan
10:10-10:25	The Strategy for Achieving Carbon Neutrality by 2060 and expectations of the JCM	Ms. SABIEVA Saule Sagdatovna, Director of the Climate Policy Department, Ministry of Ecology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan

[8] http://carbon-markets.env.go.jp/jp_info/jp_info_event/y-2024/20241211/

10:25-10:40	The Recent Development of the Joint Crediting Mechanism (JCM) (Online)	Mr. MITSUI Hiroyuki, Deputy Director (Joint Crediting Mechanism), Global Environment Affairs Office GX Policy Group, Innovation and Environment Policy Bureau, METI
10:40-10:55	Financing Programme for JCM Model Projects and JCM Global Match (Online)	Ms. ISHIHARA Masami, Senior Manager, Tokyo Office Financing Programe Group, Global Environment Centre Foundation (GEC)
10:55-11:10	Q&A Session	
11:10-11:25	Coffee break	
11:25-11:35	NEDO JCM Demonstration Scheme (Online)	Mr. MIZUGUCHI Dai, Director, JCM Projects Section, International Projects Department, New Energy and Industrial Technology Development Organization, Japan (NEDO)
11:35-11:45	Key Points for Utilizing METI JCM FS Schemes	Mr. NOSE Daiki, General Manager, Sustainable Development Section, Sustainability Promotion Department, Global Company, PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD. (Japan)
11:45-11:55	JCM Feasibility Study on potential large-scale onshore wind power project in Kazakhstan (Material is not available)	Mr. Rahimov Tulkinjon, Deputy General Manager, Third Dept of Div. II (Middle East, Africa, Central Asia, India), Infrastructure Projects Business Unit, Mitsui&Co., Ltd.
11:55-12:25	Q & A Session	
12:25-12:30	Closing Remarks	Mr. MITSUI Hiroyuki, Deputy Director (Joint Crediting Mechanism), Global Environment Affairs Office GX Policy Group, Innovation and Environment Policy Bureau, METI
12:30-13:00	Networking	

エコロジー・天然資源省からの発表の主なポイントを示す。同発表では JCM プロジェクトとして優先的に検討する分野の候補が示された。

- カザフスタンでは 2060 年までのカーボンニュートラル戦略を策定している。まず、条件なしで 2030 年までに 1990 年比で 15%削減、国際支援ありで 2030 年までに同 25%削減。2025 年前半には NDC 改訂版を公表する予定で、2035 年までの目標を示す予定である。
- 現在、2060 年カーボンニュートラルまでのロードマップ作製作業を実施している。優先的に対策すべきセクターの検討、対象セクターでの長期・短期の数値目標を検討している。優先的に検討しているタイプは水素の利用、CCUS 等であり、その他に追加的な投資がどの程度必要となるかについても検討しており、2030 年までに 100 億ドル、2060 年までに 6100 億ドルが必要と試算している。

- セクター別ではエネルギー分野が最大で、JCM に最も期待する分野である。その他、工業、鉱業、農林業、廃棄物分野がある。
- カザフスタンでは既に国内排出枠取引制度が 2013 年から稼働している。対象は電力、石油・ガス、鉱業、冶金、化学、加工業を対象としており、カザフスタンの GHG 排出量の 43%をカバーしている。これらの約 200 設備が対象である。現在は無償の排出枠であるが、有償に移行する準備をしている。世界銀行のグラントを利用して市場取引の改善を実施する予定である。

表 17 カザフスタンにおいて JCM で優先的に検討する分野（セミナー時点）

セクター	JCM プロジェクトで優先的に検討するタイプ
エネルギー	・ 石炭の再生可能エネルギーへの置換 ・ 水素エネルギーの開発
産業	・ 最も優れたエネルギー効率技術・素材の利用
農林業	・ 持続可能な農業・畜産業の管理活動 ・ 灌漑の改善 ・ 再植林
廃棄物管理	・ 排水汚泥処理技術 ・ リサイクル可能な廃棄物やコンポスト可能な廃棄物の割合を増加するプロジェクト
建物・熱	・ 熱供給セクターにおけるプロジェクト
交通・輸送	・ 環境に優しい交通モードへの転換

ウェビナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 18 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	JCM プロジェクトの MRV を行うに当たって、カザフスタンの法律を考慮しないといけないとの理解でよいか。	METI	JCM 制度はカザフスタンの国内法に準拠して実施することが基本になり、MRV もカザフスタンのポリシーに則って実施するものである。
2	カザフスタンの法的や技術的な面で、本日ご紹介の JCM スキーム（JCMFS、NEDO 実証事業、JCM 設備補助事業）はすべて実行できるものであるのか。	METI	経済産業省の JCMFS はいつでも利用可能である。環境省の設備補助事業と NEDO JCM 実証事業について、日本とカザフスタン両国の合同委員会の開催が前提になる。
3	JCM プロジェクトの実施期間を教えてください。	GEC	環境省設備補助事業のスケールによって、一年事業・二年事業・最長三年事業が選べられる。設備導入後に設備が実際に稼働開始してクレジットが発行される

			までの期間は 10 年間或いは 5 年間を更新するパターンのいずれかを選ぶ。
		METI	NEDO 実証事業は予算を付けて 3 年間で実施する。
4	森林管理や植林事業は JCM の対象になるのか。	METI	ネイチャーベースのプロジェクトは JCM 対象になり得るが、本日紹介した経済産業省 JCM FS、NEDO JCM 実証事業、JCM 設備補助事業はエネルギー起源の CO2 排出削減のみが対象になる。

3.2.　チリにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.2.1.　チリの GHG 排出量

チリが 2024 年 12 月に UNFCCC に提出した温室効果ガスインベントリ [9]によると、2022 年の GHG 総排出量（LULUCF セクターを考慮しない全カテゴリーの合計）は 111 Mt CO2 e と推定され、1990 年以降 135%、2020 年以降 7.1%増加している。これは、COVID-19 時の活動の低さによるところが大きい。2022 年の GHG 総排出量に占める各部門の割合については、エネルギー部門が 76.4%を占め、次いで農業部門（8.3%）、廃棄物部門（8.0%）、最後に IPPU 部門（7.3%）となっており、エネルギー部門が GHG 削減において最も重要性の高い部門であることを示している。

表 19 チリの GHG 排出量（Mt CO2e）

セクター	1990	2000	2010	2020	2021	2022	排出傾向	
							2021/2022	1990/2022
エネルギー	33.3	51.7	65.4	78.8	84.9	84.7	-0.2%	254.3%
IPPU	1.8	3.1	3.7	6.7	7.5	8.1	8.0%	450.0%
農業	10.4	11.8	11.3	9.7	9.5	9.2	-3.1%	-11.5%
LULUCF	-82.8	-77.6	-65.0	-54.5	-62.4	-56.6	-9.2%	-31.6%
廃棄物	1.6	3.0	4.5	8.2	8.6	8.8	2.3%	550.0%
合計	-35.5	-7.9	19.9	49.1	48.2	54.3	12.6%	252.9%
純排出量	47.3	69.7	85.0	103.7	110.6	111.0	0.3%	234.6%

出典： Documento del Inventtario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Serie 1990-2022 (2024)よりパシフィックコンサルタンツ作成

IEA[10]によると、チリにおける燃料由来の CO2 排出量は、2000 年の 49MtCO2 から 2022 年には 78%増の 87MtCO2 に増加している。2022 年における燃料由来の CO2 排出量のうち 61.2%は石油からの排出であり、のこり 24.8%は石炭、14.0%は天然ガスである。部門別に見ると、運輸交通部門が最大の 36.0%、電力及び熱生産が 33.9%、産業が 18.5%、民生が 5.4%、その他（商業及び公共サービス、農業、漁業、その他）が 6.2%である。2007 年以降電力及び熱生産による CO2 排出が増加し 2021 年までは最大の排出部門であったが、2022 年に運輸交通部門が最大の排出部門となった。その他の排出源燃料、部門の傾向は、年により多少の変動は見られるものの 2000 年から概ね変わっていない。

[9] Documento Del Inventtario Nacional de Gases de Efecto Invernadero Serie 1990-2022 (Dec 2024) https://unfccc.int/documents/645188

[10] Chile, https://www.iea.org/countries/chile/emissions 2024 年 10 月 7 日アクセス

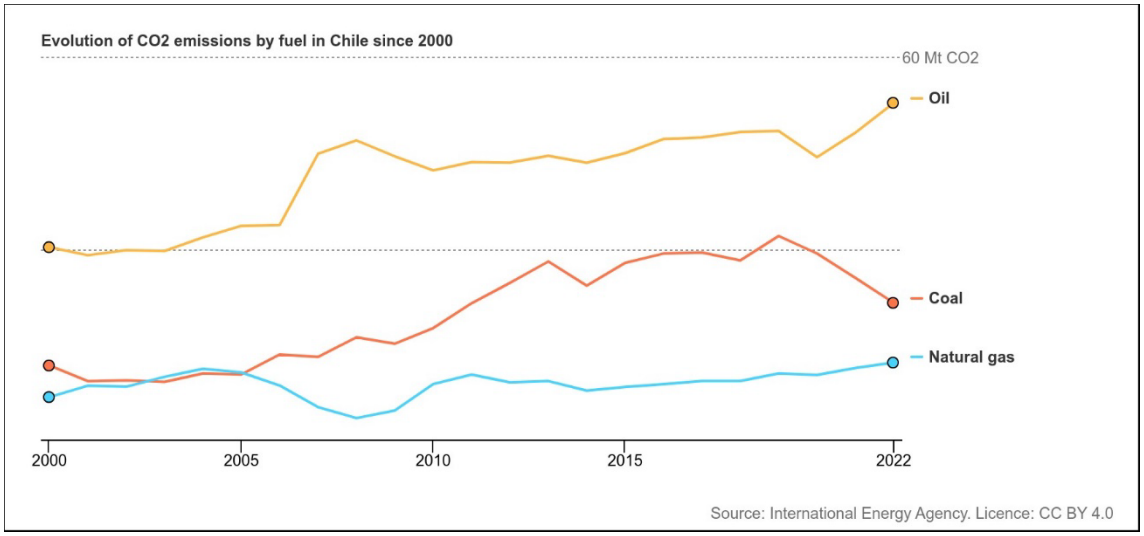


図 21 チリの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

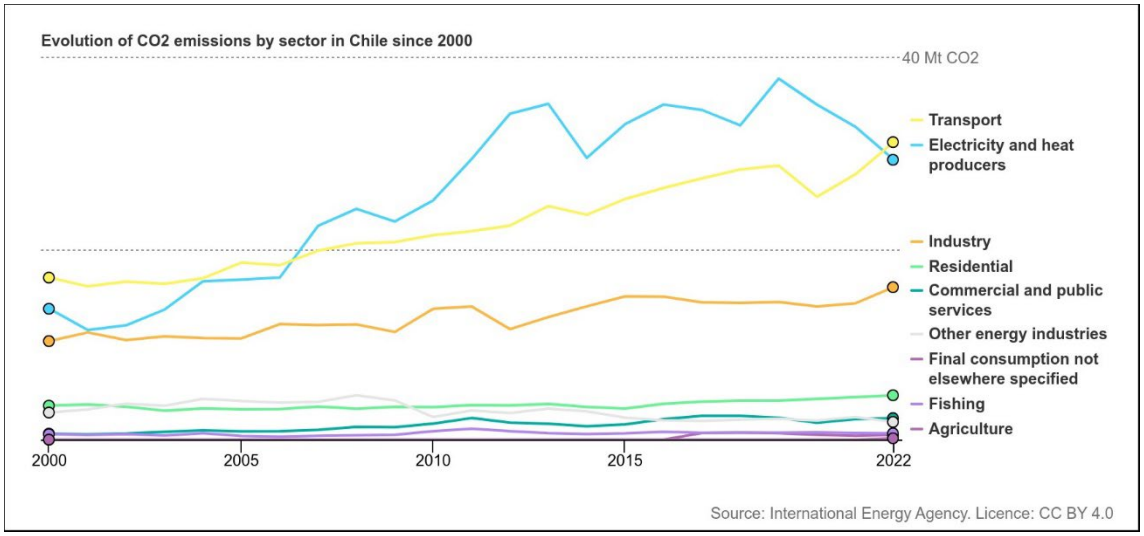


図 22 チリの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

3.2.2. チリのエネルギー需給動向

IEA[11]によると、チリは国内エネルギー供給の大部分を輸入に頼っている。

チリの 2000 年～2023 年における総エネルギー供給（TES）を図 23、図 24 に示す。2023 年は、TES 1,613,078 [TJ]のうち 42.2%は石油、20.7%がバイオ燃料と廃棄物、14.0%が天然ガス、10.5%が石炭、5.1%が風力、風力・太陽光等が 7.5%であり、66.7%が化石燃料由来のエネルギーである。石油の供給量は 2007 年頃にかけて大幅に増加したが、その後はほぼ横ばいの状況にある。バイオ燃料と廃棄物は 2011 年～2013 年で大幅に増加したものの 2014 年以降はほぼ横ばいの状況である。石炭の供給量は 2019 年をピークに減少している。これは、「2040 年までにチリ国内の石炭火力発電所を全て閉鎖する」という長期

[11] IEA (2018) Energy Policies Beyond IEA Countries - Chile Review 2018

計画に則り 2019 年から 2023 年までの期間に、国内の 8 つの石炭火力発電所が閉鎖された影響であると考えられる [12]。風力・太陽光等は 2014 年頃から増加しており、水力は 2000 年から概ね変わっていない。

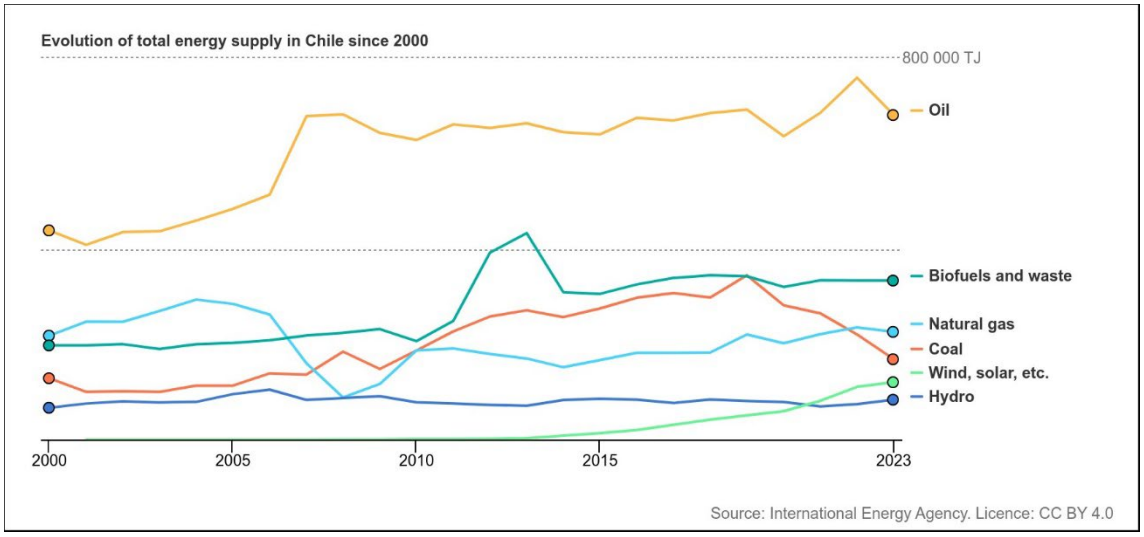


図 23 チリのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2023 年）

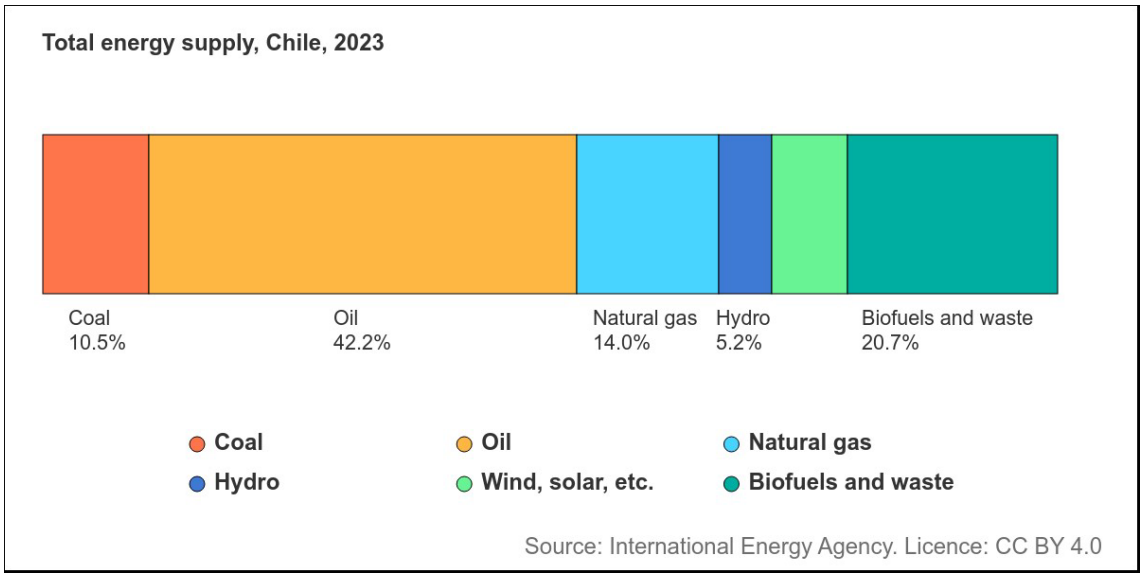


図 24 チリのエネルギー種別総供給量の割合（2023 年）

チリの 2023 年の国内エネルギー生産をみると、バイオ燃料・廃棄物が 55.1%（332,780 TJ）、風力・太陽光が 19.9%（120,264TJ）、水力が 13.9%（83,885TJ）、天然ガスが 7.6%（45,644TJ）、石油が 3.2%（19,263TJ）、石炭が 0.3%（2,030TJ）であり、化石燃料由来の国内エネルギー生産は 11.1%のみとなっている。

[12] JETRO(2023)地域・分析レポート
https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/special/2023/1001/8bbb2afe3d9561c9.html

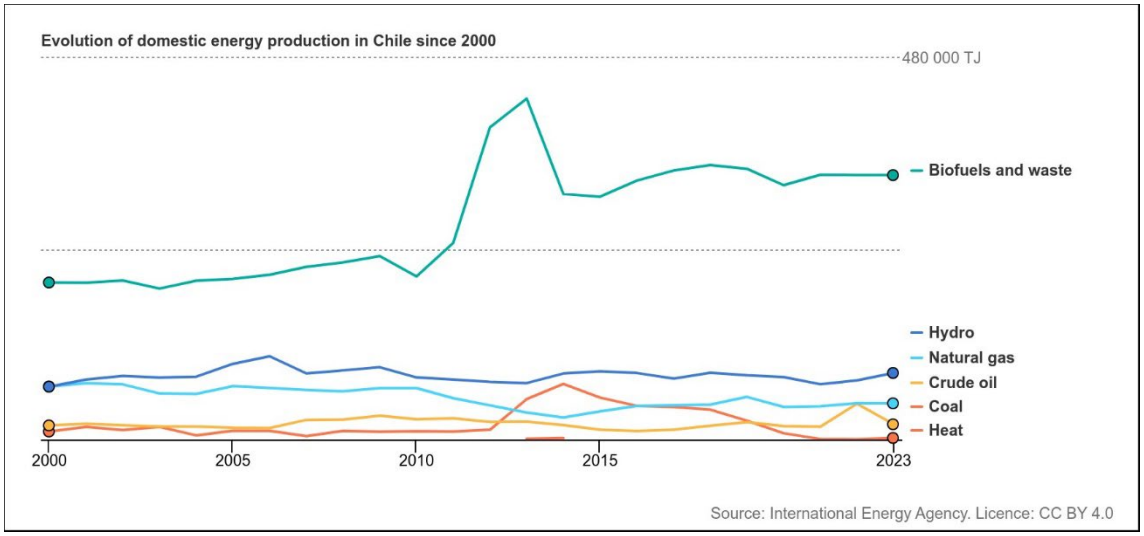


図 25 チリのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2023 年）

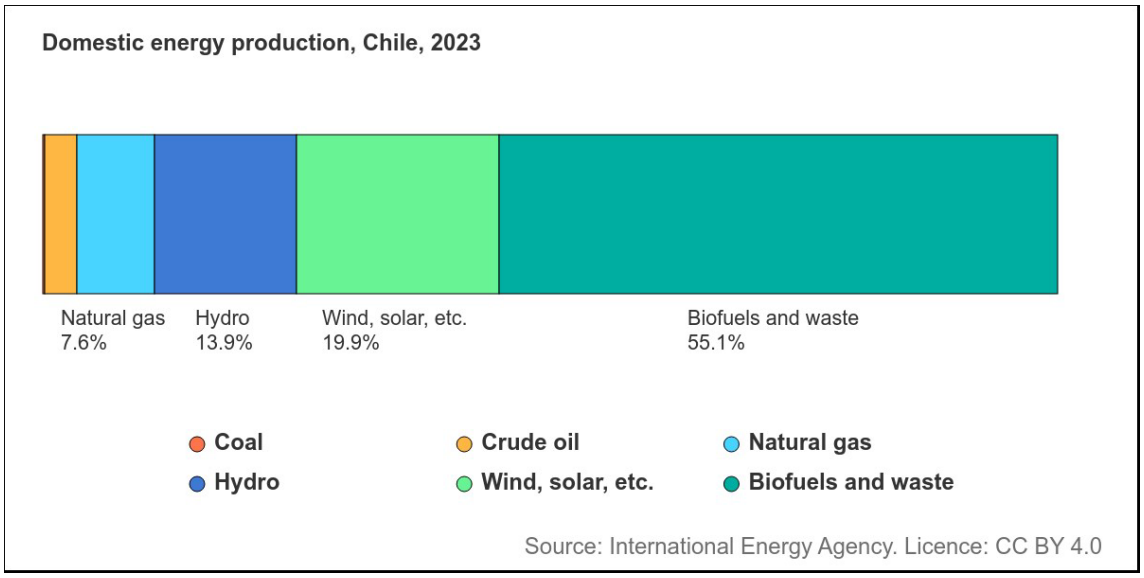


図 26 チリのエネルギー源別発電量の割合（2023 年）

チリの 2022 年の最終エネルギー消費（TFC）を見ると、石油製品が最も多く 58.1%（728,246 TJ）、次いで電力 22.8%（285,685TJ）、バイオ燃料と廃棄物 11.0%（137,510 TJ）、天然ガス 7.1%（89,273 TJ）、石炭 0.8%（9,661 TJ）である。

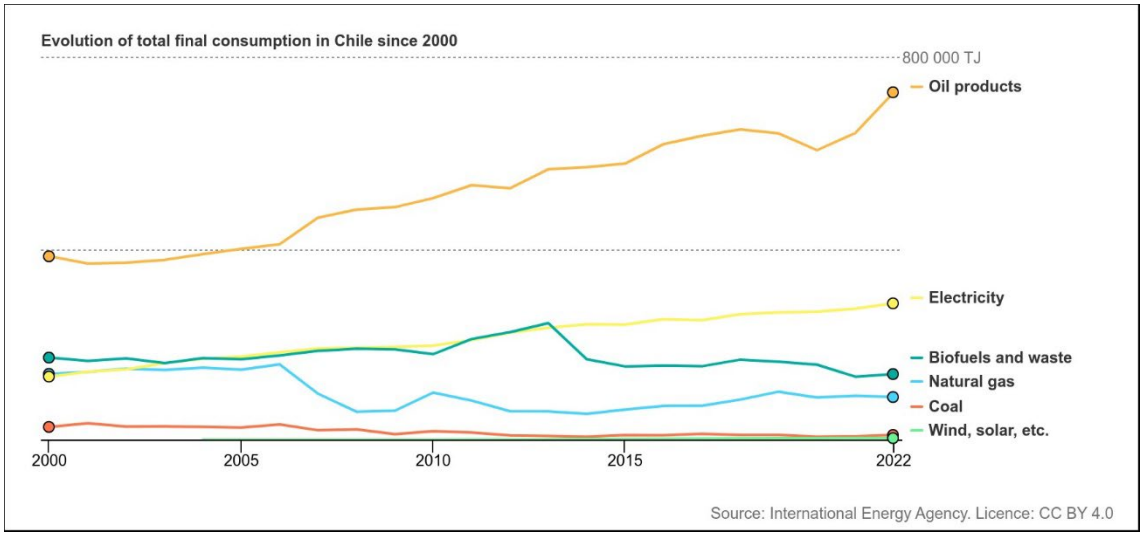


図 27 チリのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

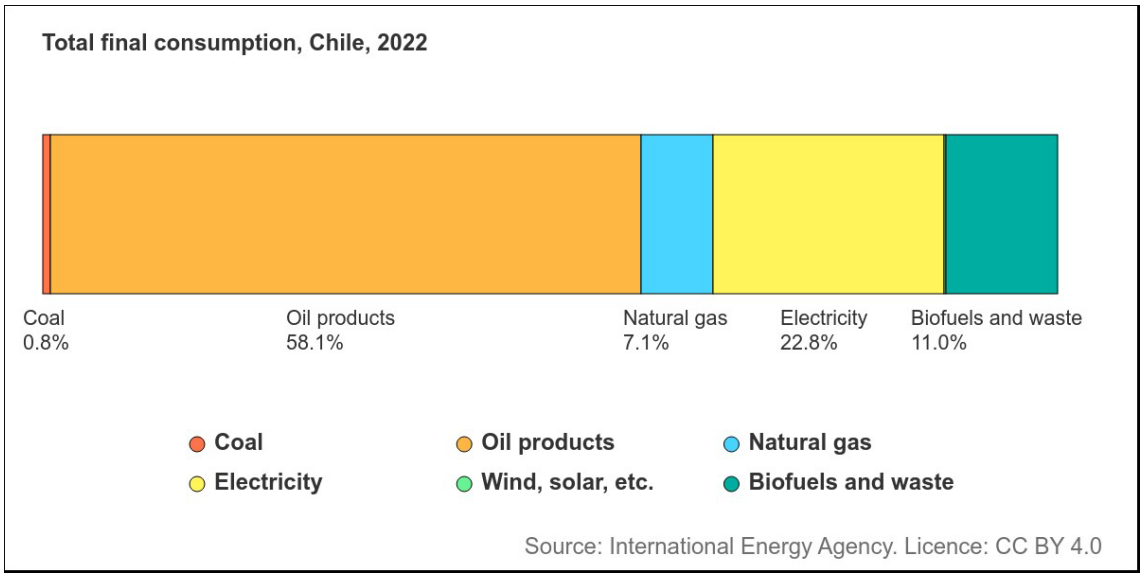


図 28 チリのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年）

部門別最終エネルギー消費をみると、産業門が最大の 36.0%（451,603 TJ）、次いで運輸交通部門 35.0%（438,408 TJ）、民生分野 16.4%（206,095 TJ）である。産業、交通部門での最終消費が継続的に増加している。

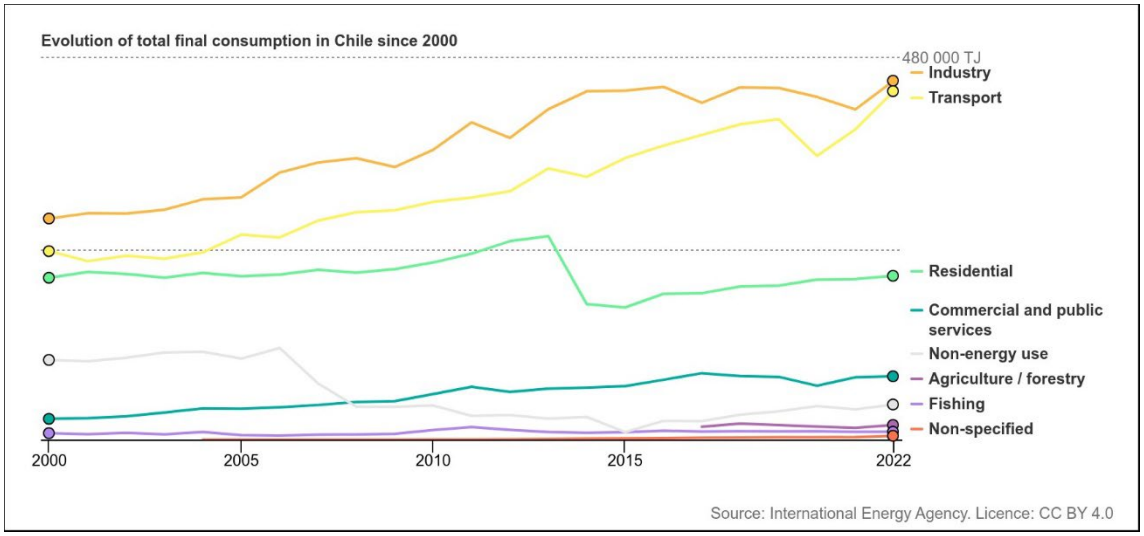


図 29 チリの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

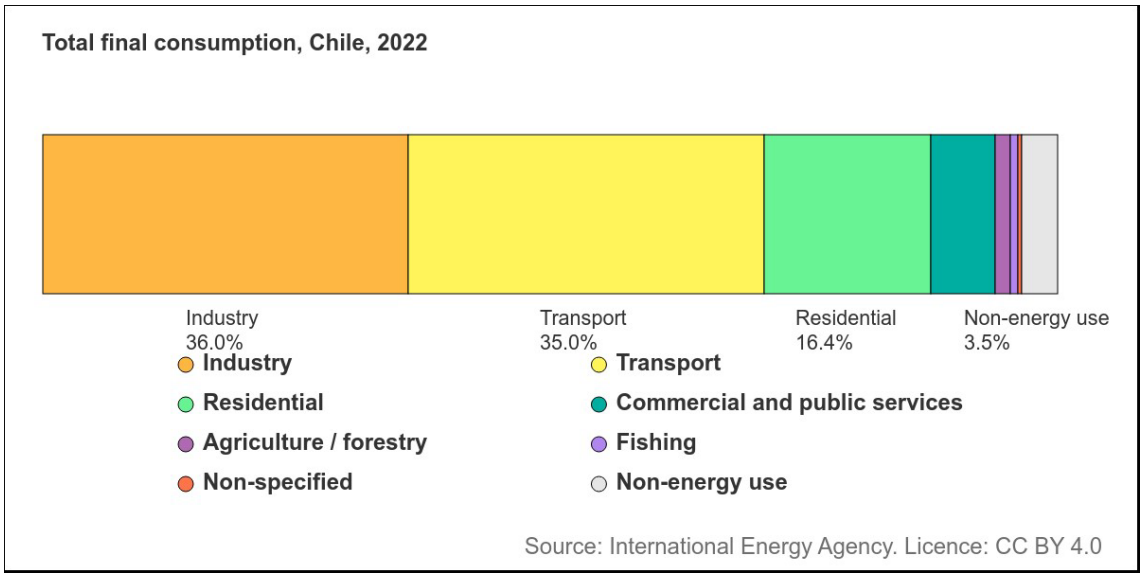


図 30 チリの産業種源別最終消費の割合（2022 年）

電力部門を見ると、2023 年の発電量（87,733 GWh）において最大の発電源は水力（26.6%）であり、次いで太陽光（20.2%）、石炭（17.3%）、天然ガス（15.4%）、風力（10.8%）、バイオ燃料（6.0%）、石油（2.9%）、地熱（0.5%）が続く。2000 年の発電量 40,078 GWh から 2023 年におよそ 2.2 倍の発電量となっており、石炭は 2019 年より大幅に減少し、2015 年以降は太陽光発電が大きく伸びている。

電力及び熱生産部門から生じる CO2（2022 年の燃料由来の CO2 の 33.9%）のうち、67.7%は石炭由来であり、次いで天然ガスが 25.0%、石油が 7.3%である。2022 年において、最終エネルギー消費に占める電力の割合は 23.0%であり、産業部門が 59.1%を消費している。

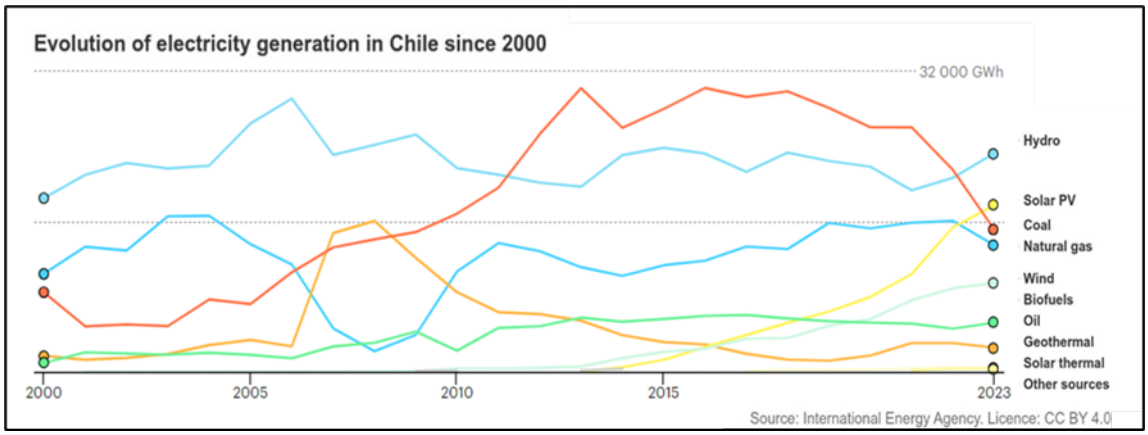


図 31 チリのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2023 年）

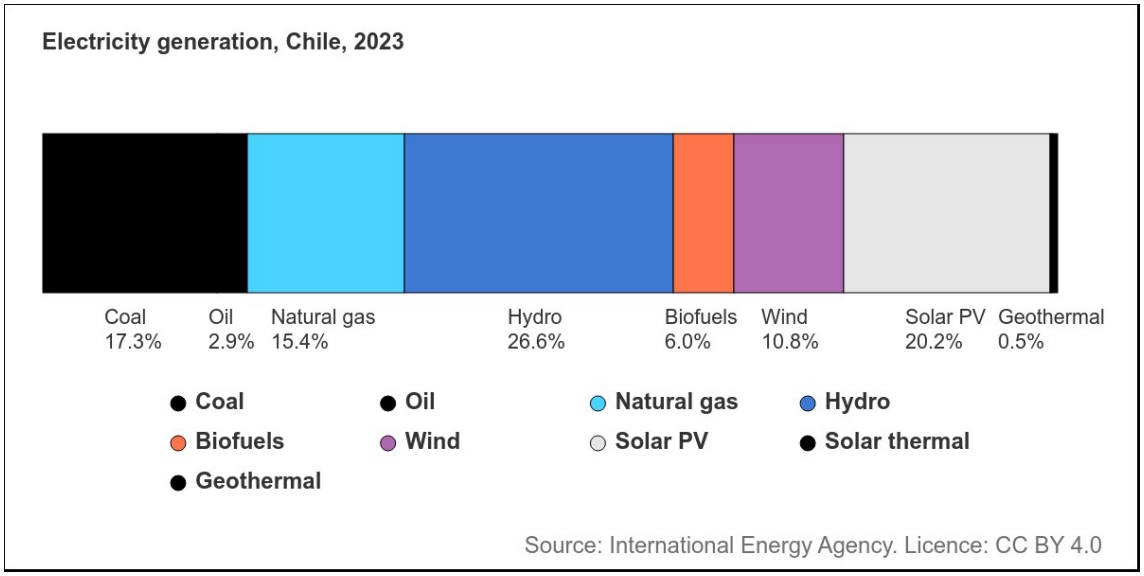


図 32 チリのエネルギー源別発電量の割合（2023 年）

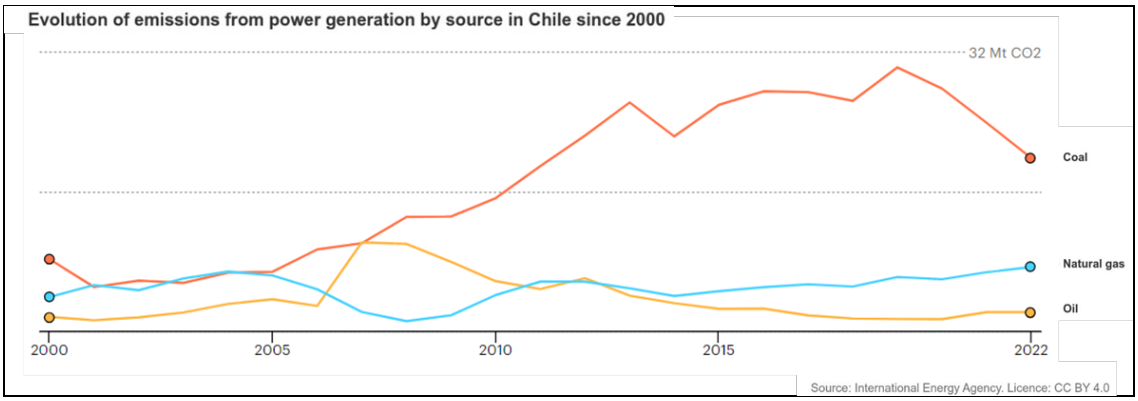


図 33 チリのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年）

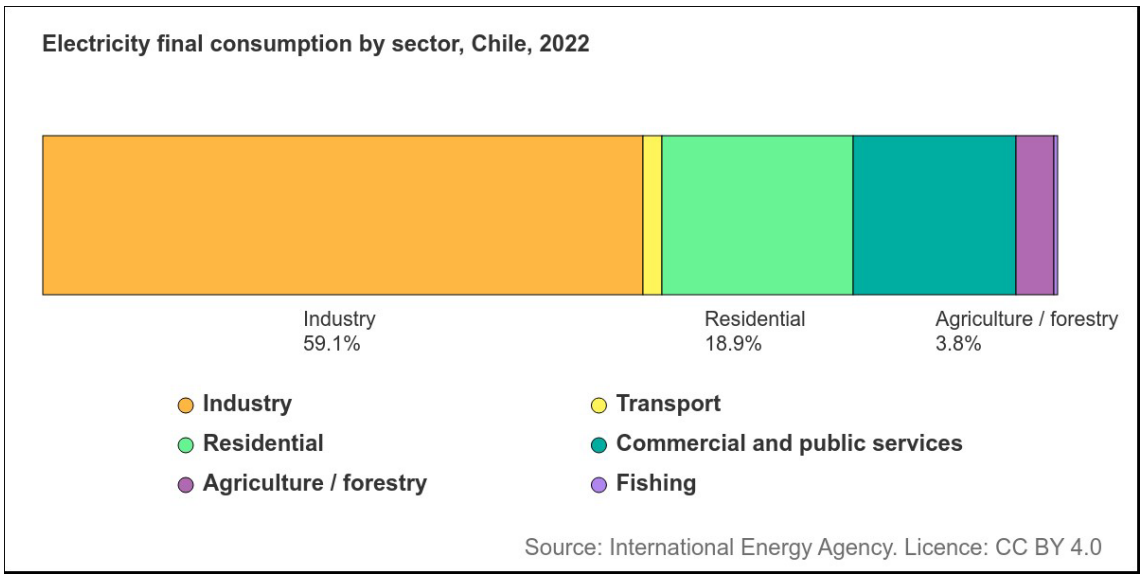


図 34 チリの産業種別電力消費割合（2022 年）

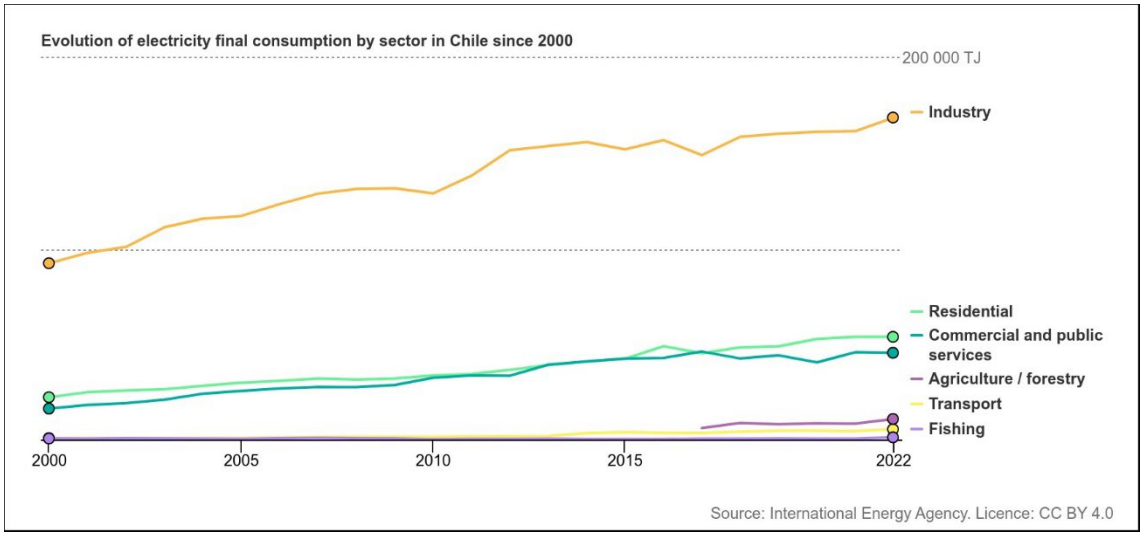


図 35 チリの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年）

最大の最終エネルギー消費部門である、産業部門（2022 年において 36%）のエネルギー源をみると、電力が 37.4%、石油が 37.6%、バイオ燃料・廃棄物が 13.3%、天然ガスが 9.7%、石炭が 2%である。2000 年からの変化をみると、石炭を除きいずれのエネルギー源も増加している。

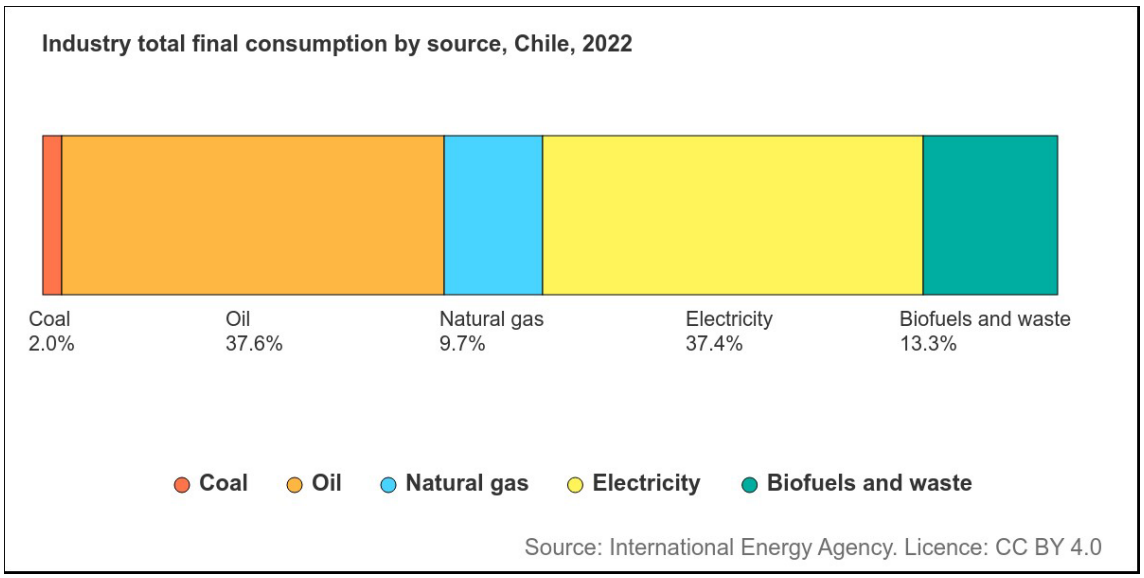


図 36 チリの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

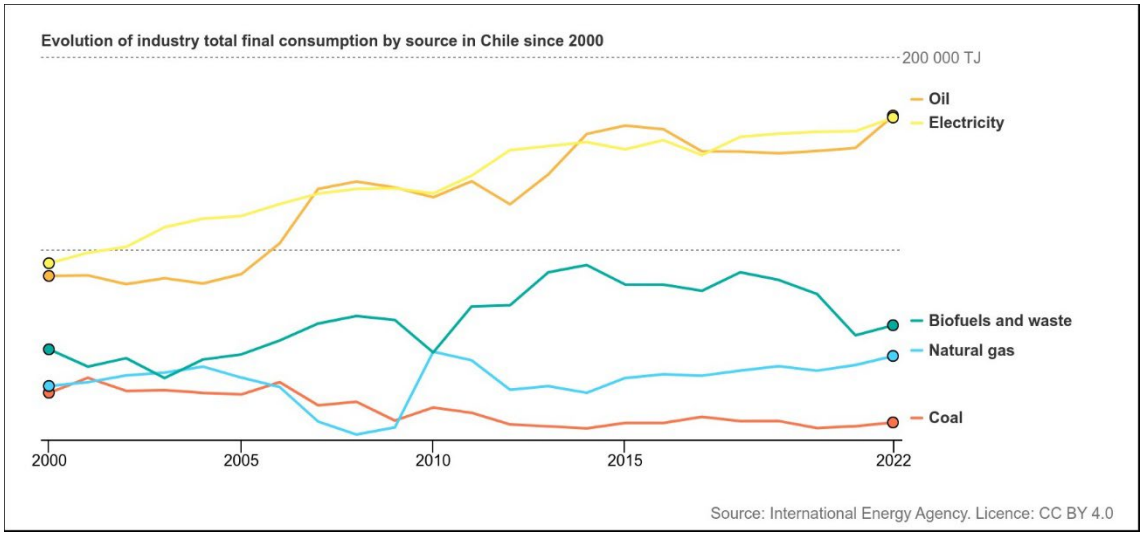


図 37 チリの産業部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

運輸交通部門のエネルギー源をみると、石油製品が 98.7%を占め、電力が 1.2%である。2000 年からの変化をみると、石油製品の消費量は約 2 倍に増加している。2014 年以降電力は微増しており、政府は国家水素戦略（2020 年）や電気自動車戦略（2022 年）によって 2035 年までに電気自動車の販売を 100%にするという目標を掲げている[13]ものの、依然として石油製品への依存度が高い。

[13] https://www.iea.org/countries/chile

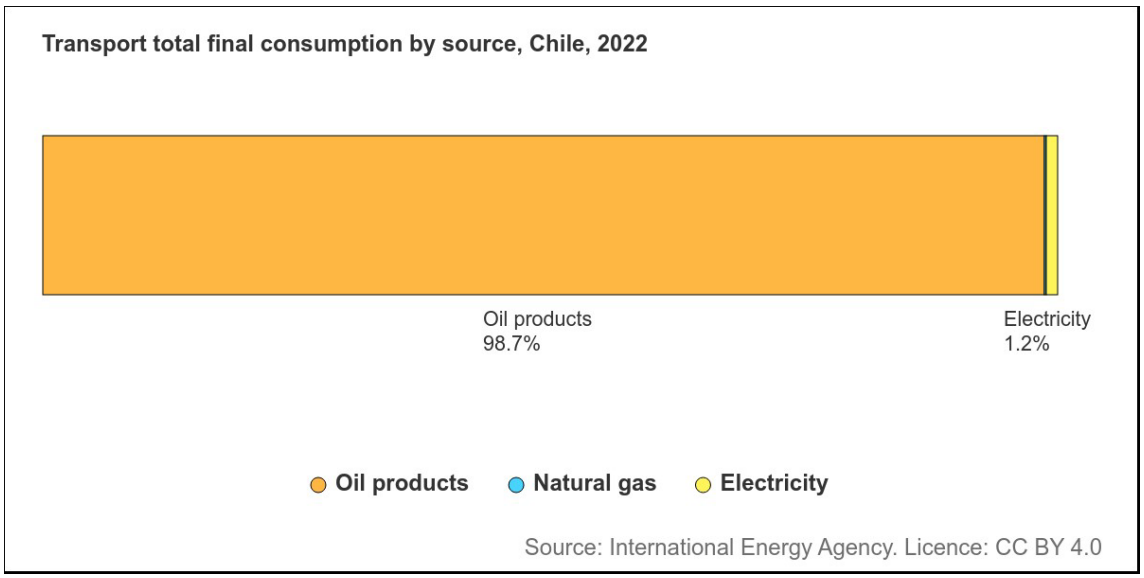


図 38 チリの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

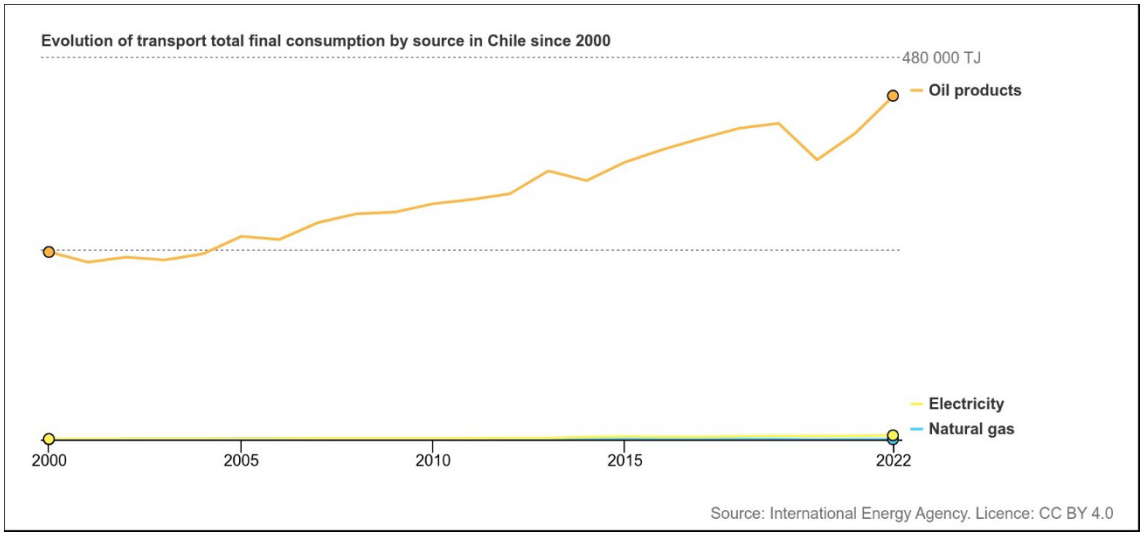


図 39 チリの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

チリのエネルギー需給についてのまとめ

- エネルギー供給は継続的に増加しているものの大部分を輸入に頼っている。エネルギー共有は 2023 年には化石燃料が 67%を占め、特に石油による供給が 42.2%を占めている。政府の「2040 年までにチリ国内の石炭火力発電所を全て閉鎖する」という長期計画に則り、石炭の供給量は 2019 年以降大幅に減少している。
- 発電源は、バイオ燃料・廃棄物が 55.1%、風力・太陽光が 19.9%、水力が 13.9%であり、化石燃料由来の国内エネルギー生産は 11.1%のみとなっている。
- 最終エネルギー消費（2022 年）は、石油製品が 58.1%、次いで電力 22.8%、バイオ燃料と廃棄物 11.0%、天然ガス 7.1%、石炭 0.8%である。電力は産業部門が最大の 59.1%を消費している。
- 部門別最終エネルギー消費（2022 年）は、産業門が最大の 36.0%、次いで運輸交通部門 35.0%、民生分野 16.4%である。産業部門で消費されるエネルギー源をみると、電力が 37.4%、石油が 37.6%、

バイオ燃料・廃棄物が 13.3%、天然ガスが 9.7%、石炭が 2%である。2000 年からの変化をみると、石炭を除きいずれのエネルギー源も増加している。運輸交通部門のエネルギー源をみると、石油製品が 98.7%を占め、電力が 1.2%である。2000 年からの変化をみると、石油製品の消費量は約 2 倍に増加している。

3.2.3. チリの NDC

チリの最新の NDC（2020 年）の概要は以下のとおり。3.2.1 で示す通り、最新の GHG 排出動向をみると、2022 年において 111 MtCO2e であり、更なる排出削減が必要な状況にある。NDC では、パリ協定第 6 条が費用効果の高い方法で緩和行動を実施するためのメカニズムであることを認識しており、民間セクターの参加を促進する唯一の条項であるとしている。国レベルでは、2020 年に官民対話ラウンドテーブルを設置し、環境十全性を維持し、ダブルカウントを回避し、持続可能な開発を促進する明確なガイドラインを考慮しつつ、市場利用の具体的な政策を検討していくとしている。

表 20 チリの NDC（2020 年）の概要

項目	概要
GHG 排出削減目標	・ 2020~2030 年までの GHG 排出量を 1,100 MtCO2eq までに抑える ・ 2025 年までに GHG 排出量の最大値（ピーク）を迎える ・ 2030 年までに GHG 排出量を 95 MtCO2e レベルとする

出典：Chile's Nationally Determined Contribution Update (2020)よりパシフィックコンサルタンツ作成

3.2.4. チリの気候変動関連の主な政策

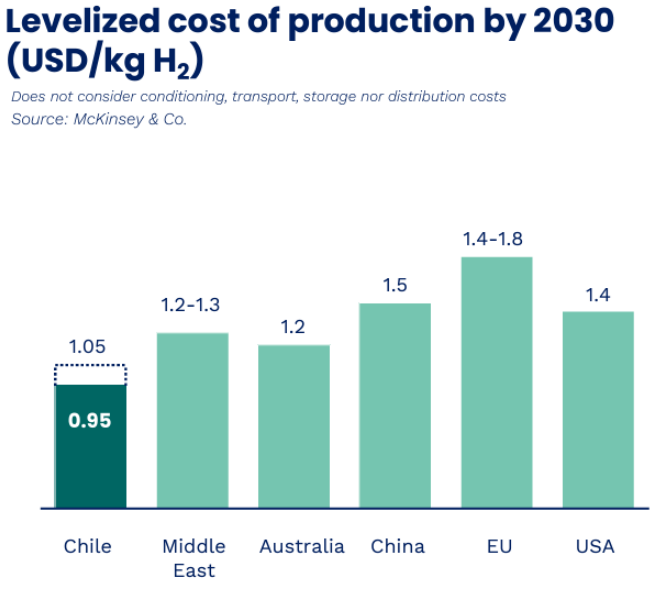
チリでは 2022 年 6 月に"Framework Law on Climate Change"[14]（気候変動枠組法）が発行されている。同法では、政権を超えた気候変動対策を継続的に実施することを目指すものであり、NDC、長期気候戦略、気候変動財務戦略及び部門別の緩和・適応計画が含まれる。同法では、2050 年までにカーボンニュートラルのレジリエントな社会の構築を目指し、エコシステムアプローチ、公平性と気候正義、領土性（territoriality）、透明性、参加の原則を含んでいる。14 条では設定された排出基準システムに基づき、排出源に対する GHG 排出制限を指定するように義務付けている。15 条では、排出削減が進み排出枠に余剰が生じた場合に余剰枠の認定を受け、これらの余剰枠を他の排出規制対象での排出枠の遵守に用いることができるとしている。さらに、パリ協定第 6 条に対応する排出削減または排出除去クレジットをチリ環境省が管理することも示されている。37 条では、市場メカニズムによるカーボンクレジットについて、長期気候戦略、NDC の目的達成に対して直接的或いは間接的に促進するものでなくてはならないとしている。しかし、具体的な手段の説明はなされていない。

[14] LEY MARCO DE CAMBIO CLIMÁTICO (2022)
https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286&tipoVersion=0

チリの長期気候戦略[15]では、下記の目標を掲げている。

- 2025 年までに石炭火力発電所の 65%を閉鎖する
- 2030 年までに国内発電量全体の 80%を再生可能エネルギーとする、大規模鉱山でゼロエミッションを実装する
- 2040 年までに全ての石炭火力発電所を閉鎖する、エネルギー源の 20%をグリーン水素とする、公共交通をゼロエミッション可する、
- 2050 年までに国内発電量の 100%をゼロエミッションとする、鉱業や産業分野からの炭素排出を 70%削減する

豊富な再生可能エネルギーポテンシャルを背景にグリーン水素の製造拡大も計画している。チリ政府が作成した"Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities"[16]の中において中東、オーストラリア、中国、欧州、米国と比較してもチリで製造される水素の方が価格競争力に優れていることを示している。同資料の中では、例えば日本や韓国を輸出先に想定した場合に、輸送コストを加味してもオーストラリアで製造される水素とほぼ同価格を維持できると予測している。アンモニアも含めた水素関連のプロジェクト数は 40 を超えている。プロジェクトの中身についても製造地は様々であり、北米、欧州、東アジアへの輸出を念頭に置いているものから、国内での製鉄、農業、燃料電池車への利用を目指しているものまで非常に多彩である。



チリ北部・南部で 0.95-1.05 USD/kgH2

出典：Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities

図 40 各地域の水素製造標準化コスト比較

[15] Estrategia Climática de Largo Plazo 2050 (2021) https://cambioclimatico.mma.gob.cl/estrategia-climatica-de-largo-plazo-2050/descripcion-del-instrumento/

[16] Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities (2021) https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/green_h2_strategy_chile.pdf

3.2.5. チリのカーボンクレジット関連政策の動向

チリは 2017 年に炭素税を導入し当初は 1 tCO2 あたり 5 USD としたが「2050 年までの国家エネルギー政策」に沿って、この価格は 10 年後までに 1 tCO2 あたり 35 USD に上昇する予定である。また、人口や地域の汚染状況に基づいて粒子状物質（PM2.5）、窒素酸化物（NOx）、二酸化硫黄（SO2）などの大気汚染物質に課税する地域汚染税も存在する。

2020 年に議会で可決された税制近代化法（Tax Modernization Law）では、企業が炭素税負担を軽減できるカーボン・オフセット制度が導入された。2023 年 2 月 24 日から、環境省が定義・公表する基準に従った排出削減プロジェクトを通じて、カーボン・オフセットを行うことができる。オフセットの対象となるプロジェクトについて以下の 3 つの基準を定めている。

・排出削減は納税者が受けている環境規制やセクター規制の追加的なものでなければならない
・排出削減量は測定可能であり環境省によって検証可能でなければならない。
・排出削減プロジェクトは納税者がグリーン税の納税義務を負う期間を通じて実施されなければならない。

さらにグリーン税制（Green Tax Emissions Compensation System）として環境省が「外部認証プログラム」を承認する決議を行った。国連による「クリーン開発メカニズム」、 Verra による「Verified Carbon Standard」、ゴールド・スタンダード財団による「Gold Standard for the Global Goals」によって実施されるプロジェクトの一部も認められることになる。次のマイルストーンとして、プロジェクトの申請認証のためのプラットフォーム整備を目指している。これにより、グリーン税制に参加するプロジェクトを管理し、排出・汚染物質移転登録簿（RETC）のシステムを簡素化する。

2022 年 6 月に制定された「気候変動枠組法」では排出権取引制度（ETS）の整備も計画されている。2050 年のカーボンニュートラルの目標を設定し、それを達成するためにチリが実施する国、地域、地方の気候政策について説明している。チリの NDC、長期気候戦略、気候変動財政戦略、セクターごとの緩和・適応計画が含まれる。ただ、排出規制制度の具体的な設計は検討中である。

2023 年 11 月環境省は「温室効果ガス排出量及び短寿命気候汚染物質排出規制の策定に関する規則案」を公表し、パブリックコンサルテーションを行った。この文書には、枠組みの下で策定される排出規制値の手順と特徴が明記されている。

2023 年 12 月から 2024 年 2 月にかけて「2023-2030 年グリーン水素行動計画」が公開協議の対象となった。この計画ではグリーン水素をつかうプロジェクトの実施を促進することを目的として、エネルギー部門の ETS も提案している。

チリでは VCS、CDM の両方において、非常に数多くのプロジェクトが実施されてきた実績がある。なお、2024 年から VCS や CDM プロジェクトの削減量がチリ国内の市場で利用できる。

表 21 チリにおけるカーボンクレジットスキームを活用した既存のプロジェクト

スキーム	プロジェクト名	実施者	想定 GHG 排出削減量 (tCO2e/yr)
VCS	La Yesca Landfill Gas Project	Veolia SU Chile S.A.	146,516
VCS	BOSQUES CAUTIN S.A. FOREST CARBON PROJECT CONVERSION OF LOGGED TO PROTECTED FOREST PROJECT	Bosques Cautin S.A.	237,382
VCS	Caelus Grouped Project	NFC Green SpA	111
VCS	Proventus Grouped Project	NFC Green SpA	2,301
VCS	SANTIAGO PONIENTE LANDFILL GAS PROJECT	Veolia Su Chile S.A	333,251
VCS	PANITAO Biomass Thermal Energy Project	Energias Industriales S.A.	19,235
VCS	Punta Colorada Wind Farm Project Phase I	Barrick Chile Generacion Limitada	28,941
VCS	Cerro Dominador Concentrating Solar Power Plant in Chile	CERRO DOMINADOR CSP S.A.	682,732
VCS	Malleco, Lomas de Duqueco and Negrete Wind Project, Chile	Multiple Proponents	699,147
VCS	MSA-1 Hydropower Plant	Araucania Power SpA	10,111
VCS	Chile: Lircay Run-Of-River Project	Hidromaule S.A	53,040
VCS	Ovejería Photovoltaic Power Plant	Colbun S.A.	13,103
VCS	Reforestation of degraded lands in the Valle California of Patagonia, Chile	Agrícola y Forestal SNP Ltda	1,193
VCS	Reforesting Degraded Lands in Chile through the use of Mycorrhizal Inoculation	Mikro-Tek Inc.	16,864
VCS	Chile: Hornitos Hydroelectric Project	Colbun S.A.	66,318
VCS	FUEL REPLACEMENT WITH WASTE GAS STREAM CONTAINING HYDROGEN AND BIOMASS AT THE CMPC	CMPC Celulosa S.A.	30,646
VCS	San Pedro Hydropower Plant	Colbun S.A.	610,724
VCS	Viñales biomass power plant	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	258,093
VCS	La Mina Hydropower Plant	Colbun S.A.	97,535
VCS	El Panul	Ecosecurities Group Limited	10,000
VCS	AVOIDING PLANNED DEFORESTATION AND DEGRADATION IN THE VALDIVIAN COASTAL RESERVE, CHILE	The Nature Conservancy	58,154
VCS	Alto Maipo Hydroelectric Project	Alto Maipo SpA	1,688,164
VCS	Chacayes Hydroelectric Project, Chile	Pacific Hydro Chacayes S.A.	357,011
VCS	Lebu III Wind Farm Project	NSL Eólica Limitada	303,299
VCS	Lican Hydroelectric Plant	Lican SpA	56,427
VCS	Methane capture and destruction on La Hormiga landfill in San Felipe and El Belloto landfill in Quilpue	Bionersis S.A.	26,868
VCS	Totoral Wind Farm Project	Multiple Proponents	56,740
VCS	San Clemente Hydroelectric Power Plant	Colbun S.A.	16,560
VCS	Chile: Quilleco Hydroelectric Project	Colbun S.A.	172,176
VCS	Mariposas Hydroelectric Project	Hidroeléctrica Río Lircay S.A.	18,219
CDM	Graneros Plant Fuel Switching Project	Nestle Chile S.A.	36,583

CDM	Copiulemu landfill gas project (Center for the Storage and Transfer, Recovery and Control of Waste, Treatment and Disposal of Industrial and Household Waste)	Empresa de Tratamiento de Residuos Copiulemu S.A.	32,036
CDM	Cosmito landfill gas project (Improvement of Gas Extraction System in Old Cosmito Dump)	Empresa de Tratamiento de Residuos Copiulemu S.A.	47,080
CDM	La Higuera Hydroelectric Project, Chile	HIdroelectrica La Higuera S.A.	175,248
CDM	Russfin Biomass CHP Plant Project.	Forestal Russfin Ltda.	178,327
CDM	Santa Marta Landfill Gas (LFG) Capture Project.	Consorcio Santa Marta. S.A	1,246,680
CDM	Coronel landfill gas capture project	Inversiones Biogas Chile	90,547
CDM	Puclaro Hydroelectric Power Plant	Hidroeléctrica Puclaro S.A.	67,078
CDM	Regional landfill projects in Chile	Sistemas de Biogases Bionersis Chile Ltda	54,341
CDM	El Empalme Landfill Gas Recovery Project	Sociedad Comercial Rexin Ltda	23,126
CDM	Canela Wind Farm Project	Endesa Eco	44,919
CDM	Methane capture and destruction on La Hormiga landfill in San Felipe and El Belloto landfill in Quilpue Bundle CDM project.	Sistemas de Biogases Bionersis Chile Ltda	113,057
CDM	El Panul – EcoMethane Landfill Gas Project	TASUI Norte Sur S.A.	24,575
CDM	Totoral Wind Farm Project	Norvind S.A SN Power Chile Inversiones Eléctricas Ltda.	90,984
CDM	La Paloma Hydroelectric Power Plant, Chile	Hidropaloma S.A.	3,426
CDM	Guayacán Hydroelectric Project	Energía Coyanco S. A.	20,665
CDM	Project for the reduction of greenhouse gas emissions of Hidroelectrica La Confluencia S.A.	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	512,333
CDM	Trueno River Hydroelectric Power Plant	Hidroelectrica Trueno S.A.	13,809
CDM	SECURITIZATION AND CARBON SINKS PROJECT	Fundación Chile	392,040
CDM	Catalytic N2O destruction project at the new nitric acid plant PANNA 4 of Enaex S.A.	Enaex S.A.	1,157,152
CDM	El Carmelo Hydroelectric Project	Enernuevas S.A.	97,571
CDM	Bonito Hydroelectric Project	Hidrobonito S.A	228,425
CDM	Nalcas Small Hydroelectric Run-of-River Power Plant	HIDRONALCAS S.A.	118,537
CDM	El Callao Small Hydroelectric Run-of-River Power Plant	HIDROCALLAO S.A.	45,115
CDM	Cabo Leones Wind Farm	Ibereólica Cabo Leones I S.A ; Aprovechamientos Energéticos S.A.	621,279
CDM	Punta Palmeras Wind Power Project	Punta Palmeras S.A.	447,261
CDM	8.6MW PV Bundling CDM Project	Chile Solar JV	7,071
CDM	12MW PV Bundling CDM Project	Chile Solar JV	10,387
CDM	Santa Rosa PV CDM Project	DE Energia SpA	15,223
CDM	Quinta PV CDM Project	DE Energia SpA	3,587
CDM	Rinconada PV CDM Project	DE Energia SpA	10,538

CDM	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Corneche and Los Guindos	Agricola Super Limitada	710,017
CDM	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Peralillo	Agricola Super Limitada	637,671
CDM	Methane capture and combustion from swine manure treatment for Pocillas and La Estrella	Agricola Super Limitada	2,275,337
CDM	Lepanto Landfill Gas Management Project	Aconcagua S.A.	277,174
CDM	Advanced swine manure treatment in Maitenlahue and La Manga	Agricola Super Limitada	1,420,594
CDM	Chile: Quilleco Hydroelectric Project	Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	2,069,404
CDM	Chile: Hornitos Hydroelectric Project	Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	1,283,901
CDM	Valdivia biomass power plant	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	516,617
CDM	PANITAO Biomass Thermal Energy Project	Energías Industriales S. A.	24,350
CDM	Chile: Lircay Run-Of-River Project	Hidromaule S.A.	773,941
CDM	Horcones biomass power plant expansion project	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	257,963
CDM	Monte Redondo Wind Farm Project	SUEZ Energy Andino S.A. ; Eólica Monte Redondo S.A.	489,645
CDM	San Clemente Hydroelectric Power Plant	Colbún S.A.	58,989
CDM	Laja Hydroelectric Project	Eólica Monte Redondo S.A. ; SUEZ Energy Andino S.A.	189,448
CDM	Providencia Hydroelectric Plant	Hidroeléctrica Providencia S.A.	164,923
CDM	Cuel Wind Farm Project	AM Eolica Negrete SpA	415,360
CDM	Chacayes Hydroelectric Project, Chile	Pacific Hydro Chacayes S.A.	1,860,417
CDM	Lautaro Generation Project	COMASA S.A.	271,271
CDM	El Arrayán Wind Farm Project	Parque Eólico El Arrayán SpA	1,329,030
CDM	Los Hierros Hydroelectric Power Plant	BESALCO CONSTRUCCIONES S.A.	518,846
CDM	San Pedro Wind Farm Project	ALBA S.A.	472,143
CDM	Rio Picoiquen run off river power station	Hidroangol S.A	256,164
CDM	El Molle – Landfill gas (LFG) capture project	Gestión Integral de Residuos S.A. GIRSA S.A	612,852
CDM	Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase 1	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	1,451,256
CDM	Trupan Biomass Power Plant in Chile	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	1,516,710
CDM	Chacabuquito Hydroelectric Power Project	Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A.	881,359
CDM	Nueva Aldea Biomass Power Plant Phase 2	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	908,828
CDM	Loma Los Colorados Landfill Gas Project	KDM S.A. Private entity. Project Sponsor.	7,637,682
CDM	Catalytic N2O destruction project in the tail gas of the nitric acid plant PANNA 3 of Enaex S.A.	Enaex S.A.	8,305,643

3.2.6. チリでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

チリにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、サンティアゴ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。

表 22 カザフスタンでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2024 年 10 月 18 日～10 月 27 日
第二回渡航	2024 年 12 月 15 日～12 月 22 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、水素やアンモニア燃料の利用についてチリで促進されているがコスト競争力が不足している、鉱山企業は脱炭素化に非常に積極的である、チリでは政策目標はあるものの民間への資金支援が無い等、エネルギー分野の案件候補等について意見交換を実施した。

表 23 チリでの現地面談実績

日系機関・企業	現地機関・企業
・ 智利三菱商事 ・ JETRO チリ ・ チリ三井物産 ・ 双日米国会社サンティアゴ出張所 ・ 日智商工会議所 ・ チリ住友商事 ・ T-Phite ・ 日本大使館 ・ JICA チリ支所 ・ Sherpas ・ 前川製作所チリ ・ 伊藤忠チリ ・ ブリジストンマイニングソリューション南米会社 ・ ユーラスエナジー チリ ・ サカタのタネ チリ ・ 商船三井チリ ・ コマツチリ	・環境省 ・エネルギー省

3.2.7. チリでの JCM セミナーの開催

2024 年 12 月 19 日（木）に、経済産業省とチリ共和国エネルギー省及び環境省との共催のもと、「チリにおける更なる二国間クレジット制度(JCM)の実施に関するセミナー」を開催した。[17] 本セミナーはチリ・サンティアゴ市の会場で開催され、70 名を超える参加申込を得た。

本セミナーではチリ・エネルギー省企画・持続可能な開発局長 Alex Santander 氏及びチリ環境省緩和・透明性部長 Camila Lavarca 氏、在チリ日本国大使館小玉参事官の開会挨拶の後、チリ・環境省 Cristina Figueroa 氏からチリ国内におけるカーボンマーケットやカーボンニュートラルの達成に向けた優先案件の考え方について説明され、続いてチリ・エネルギー省 Isabella Villanueva 氏からカーボンニュートラルに向けたエネルギー戦略が説明された。

その後、経済産業省、GEC、NEDO からそれぞれ、JCM の最新動向や支援メニューが紹介され、当社からは経済産業省 JCM FS への応募におけるポイントが示されました。さらに、今年度の JCM FS に採択され、セミナー開催時点においてチリで調査を実施中の AGC 株式会社から JCM FS の実施内容が説明された。なお、質疑応答は時間の都合から省略し、ネットワーキング時に応じた。

参加者へのアンケート結果からは、「今後も同様のセミナーの開催を希望する」等の意見を得た。

チリにおける 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 24 チリにおける更な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 12 月 19 日（木）10:00-12:00（チリ時間）

場　所：チリ・サンティアゴ市 NH Collection Hotel 会議室

形　式：対面

主　催：経済産業省、チリ・エネルギー省、チリ・環境省

事務局：パシフィックコンサルタンツ株式会社

Time	Contents	Speaker
10:00-10:15	Opening remarks	Mr. Alex SANTANDER, Head of Strategic Planning and Sustainable Development Division, Ministry of Energy, Chile Mrs. Camila LABARCA, Head of Mitigation and Transparency Department, Ministry of Environment, Chile Mr. KODAMA Hiroaki Deputy Head of Mission, Embassy of Japan in Chile
10:15-10:30	Carbon markets under the PA article 6 in Chile, and priority action list	Ms. Cristina FIGUEROA, Climate Negotiation Specialist, Ministry of Environment, Chile
10:30-10:45	Energy policy: Strategy on achieving carbon neutrality by 2050	Ms. Isabella VILLANUEVA, Climate Change Analyst, Ministry of Energy, Chile

[17] http://carbon-markets.env.go.jp/jp_info/jp_info_event/y-2024/20241219/

10:45-11:00	The recent development of the Joint Crediting Mechanism (JCM) (Online)	Mr. MITSUI Hiroyuki, Deputy Director (Joint Crediting Mechanism), Global Environment Affairs Office GX Policy Group, Innovation and Environment Policy Bureau, METI
11:00-11:10	Financing Programme for JCM Model Projects and JCM Global Match (Online)	Mr. OSHIMO Yasuhiro, Senior Manager, Tokyo Office, Global Environment Centre Foundation (GEC)
11:10-11:20	NEDO JCM Demonstration Scheme (Video)	Mr. MIZUGUCHI Dai, Director, JCM Projects Section, International Projects Department, New Energy and Industrial Technology Development Organization, Japan (NEDO)
11:20-11:30	Key Points for Utilizing METI JCM FS Schemes	Mr. NOSE Daiki, General Manager, Sustainable Development Section, Sustainability Promotion Department, Global Company, PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD. (Japan)
11:30-11:40	Example of a JCM Feasibility Study in Chile	Mr. SUGIMOTO Shuichiro, Senior Manager, Sustainability Division, Corporate Planning General Division, AGC Inc.
11:40-11:55	Q & A Session	―
11:55-12:00	Closing Remarks	Mr. MITSUI Hiroyuki, Deputy Director (Joint Crediting Mechanism), Global Environment Affairs Office GX Policy Group, Innovation and Environment Policy Bureau, METI
12:00-	Networking	

チリ・環境省及びチリ・エネルギー省からの発表の主なポイントを示す。同発表では JCM プロジェクトとして優先的に検討する分野の候補が示された。

チリ・環境省

- 環境省は省庁横断的にパリ協定 6 条について対応しており、タスクフォースを所管している。
- チリでは Climate Change Framework Law が制定され、第 14 条では Emission Standard、15 条ではパリ協定 6 条と Offset Standard、30 条で GHG 検証システムについて示している。
- チリの NDC では第 6 条の利用を想定しており、炭素市場構築のため対象とする活動の検討を省庁間で実施中であり、また、グリーン税とそのオフセットシステムの活用などを検討している。また５０を超える民間団体と炭素市場に求める内容等について協議を行った。
- チリの炭素市場は国内に 3 つの需要がある。まずグリーン税の対象事業者、Emission Standard の対象事業者、HuellaChile プログラムへの参加事業者である。利用可能なクレジットの一つは、国際的な認証を受ける Verra 等のクレジットやパリ協定 6.4 条の削減ユニットのうち自国内分

で用いる緩和貢献ユニット（Mitigation Contribution Unit）である。もう一つは、パリ協定 6.2 条のクレジットである。

- パリ協定 6 条対象プロジェクトの考え方としては、「A（完全に追加的な技術分野）. NDC やセクター別緩和計画の対象外である分野」「B. 先進的な緩和対策」「C. NDC で述べる緩和対策かつ経済性が低い分野（便益が損害を上回ることを示す必要あり）」。A のケースはクレジットを 100%国外移転することも可能である。B のケースはセクター別緩和計画において将来的に実施する分野の前倒しなどが考えられる、C は各省庁から技術等を抽出しているところであり、NDC の達成を妨げる障害が無いことを求める。セミナーで示すリストは検討中のものであり今後変わる可能性もある。

表 25 チリにおけるパリ協定 6 条対象プロジェクト（セミナー時点での案）

省	A	B	C
Ministry of Transport and Telecommunications	・School Transport ・Trucks using green hydrogen for fuel ・Modal shift to rail, metro or urban trains: extra train paths to those of PSM	・None	・Electromobility for intercity/interregional buses outside the Metropolitan Region ・Water taxis ・Electromobility – Public transport in Santiago – Sintema Red ・Electromobility – Public transport regions ・Tram development in regions ・Implementation of ropeways ・Electromobility in small urban transport (Taxis)
Ministry of Energy	・Green hydrogen for local use	・Conversion or closing of thermal power plants	・Small Means of Distributed Generation (PMGD) ・Energy Storage ・Electrification of the industrial sector

A（完全に追加的な技術分野） NDC やセクター別緩和計画の対象外である分野

B. 先進的な緩和対策

C. NDC で述べる緩和対策かつ経済性が低い分野（便益が損害を上回ることを示す必要あり）

チリエネルギー省

- ・2050 年カーボンニュートラルに向け、気候変動枠組法のもと、セクター別緩和・適応計画を公表したところ。
- セクター別緩和計画では、M1 電力マトリクスの脱炭素化、M2 低炭素型燃料、M3 グリーン水素の促進、M4 交通分野の電化及び効率化、M5 産業分野の効率化と再エネ化、M6 多様なセクターの最終需要サイドにおける電化を掲げている。M4 以外は 6 条の利用も想定している。

- M1 は、蓄エネ（スタンドアローン、ハイブリッド含む)、PMGD、自家消費、石炭火力の閉鎖或いは置換である。M2 は、再生可能エネルギー燃料の輸入、M3 はローカルなグリーン水素及び派生品の需要、M5 及び M6 はエネルギー効率化及び再生可能エネルギーの新規技術あるいは最新技術への置換である。

3.3.　マレーシアにおける新規案件候補の開発とセミナーの開催

3.3.1.　マレーシアの GHG 排出量

マレーシアが 2024 年 12 月に UNFCCC に提出した隔年透明性報告書[18]によると、2021 年の GHG 総排出量（LULUCF セクターを考慮しない全カテゴリーの合計）は 327.6 Mt CO2 e と推定され、2005 年以降 128.2%、2019 年から 0.09%増加している。エネルギー部門と IPPU 部門は増加傾向にあり、農業部門と廃棄物部門は減少傾向にある。LULUCF 部門の吸収源は安定している。GHG 排出量の全体的な増加は、国の開発計画と人口増加と連動したエネルギー需要やインフラの増加が寄与している。

表 26 マレーシアの GHG 排出量（Mt CO2e）

セクター	2005	2019	2021	排出傾向	
				2019/2021	2005/2021
エネルギー	205.4	261.3	259.6	-0.6%	26.3%
IPPU	15.0	32.5	37.0	13.8%	246.6%
農業	10.4	7.8	7.3	-6.4%	-29.8%
LULUCF	-190.7	-209.2	-212.2	-1.4%	-11.2%
廃棄物	24.5	25.6	23.6	-7.8%	-3.6%
合計	64.7	118.0	115.3	-2.2%	178.2%
純排出量	255.5	327.3	327.6	0.09%	128.2%

出典： Malaysia First Biennial Transparency Report (2024)よりパシフィックコンサルタンツ作成

IEA[19]によると、図 41 で示されるように、マレーシアにおける燃料由来の CO2 排出量は、2000 年の 115 MtCO2 から 2022 年には約 2 倍の 241 Mt CO2 に増加している。2022 年における燃料由来の CO2 排出量のうち 39.4%は石炭からの排出であり、のこり 29.8%は石油、30.8%は天然ガスである。部門別にみると、図 42 で示されるように、電力及び熱生産部門が最大の 48.8%、運輸交通が 22.3%、産業が 15.0%、その他（民生、商業及び公共サービス、農業、漁業、その他）が 13.9%である。2000 年以降、電力及び熱生産部門の排出量が約 3 倍となった。その他の部門に関しては 2000 年から増加している部門が多いものの、電力及び熱生産部門のような大きな増加は見られない。

[18] Malaysia First Biennial Transparency Report (2024) https://unfccc.int/documents/645171

[19] IEA、https://www.iea.org/countries/malaysia/emissions

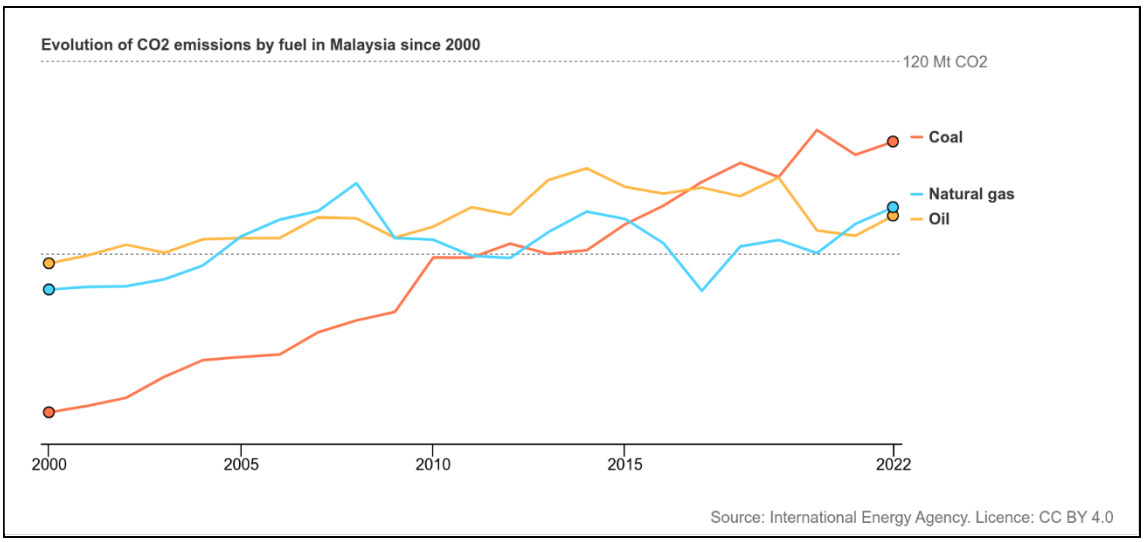


図 41 マレーシアの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

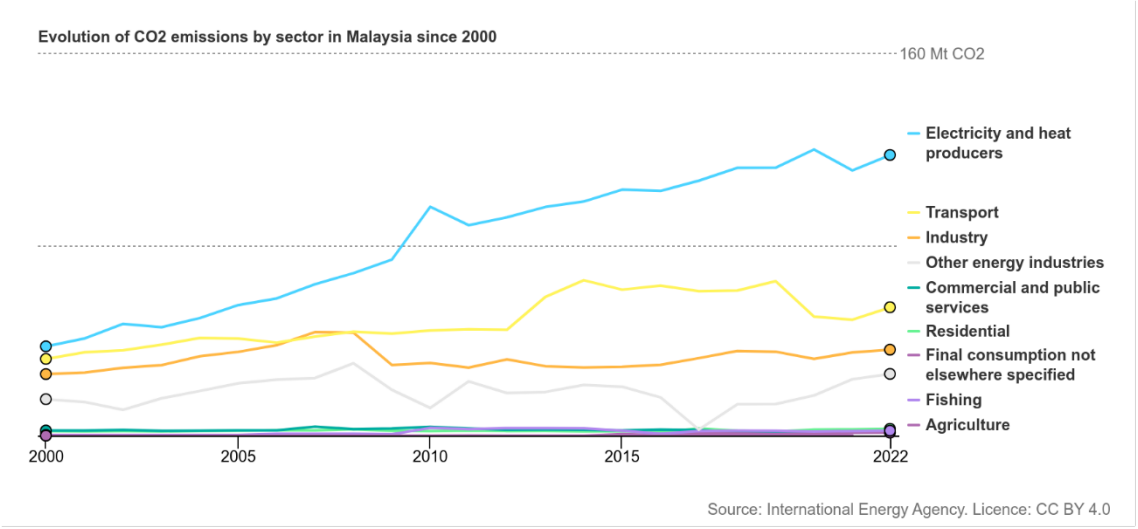


図 42 マレーシアの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

3.3.2. マレーシアのエネルギー需給動向

IEA[20]によると、マレーシアのエネルギー純輸出と輸入量は 2022 年においてほぼ拮抗しているが、エネルギー輸入が過去 20 年で大きく増加している。

マレーシアの 2022 年における総エネルギー供給（TES）を図 43 図 44 に示す。2022 年は、TES 4,169,814 [TJ]のうち 23.6%は石炭、25.2%が石油、47.0%が天然ガス、2.7%が水力であり、95.8%が化石燃料由来のエネルギーである。石油は 2014 年をピークに消費量が減少傾向、天然ガスは増加傾向、石炭は 2000 年から 2022 年を通して急激に増加している。

[20] https://www.iea.org/countries/malaysia/energy-mix
https://www.iea.org/countries/malaysia/oil

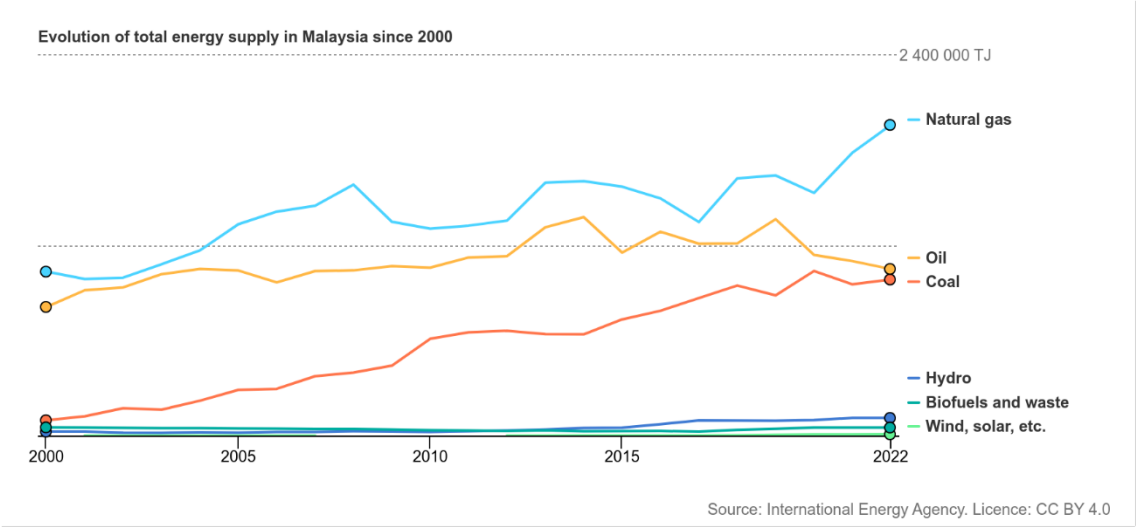


図 43 マレーシアのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2022 年）

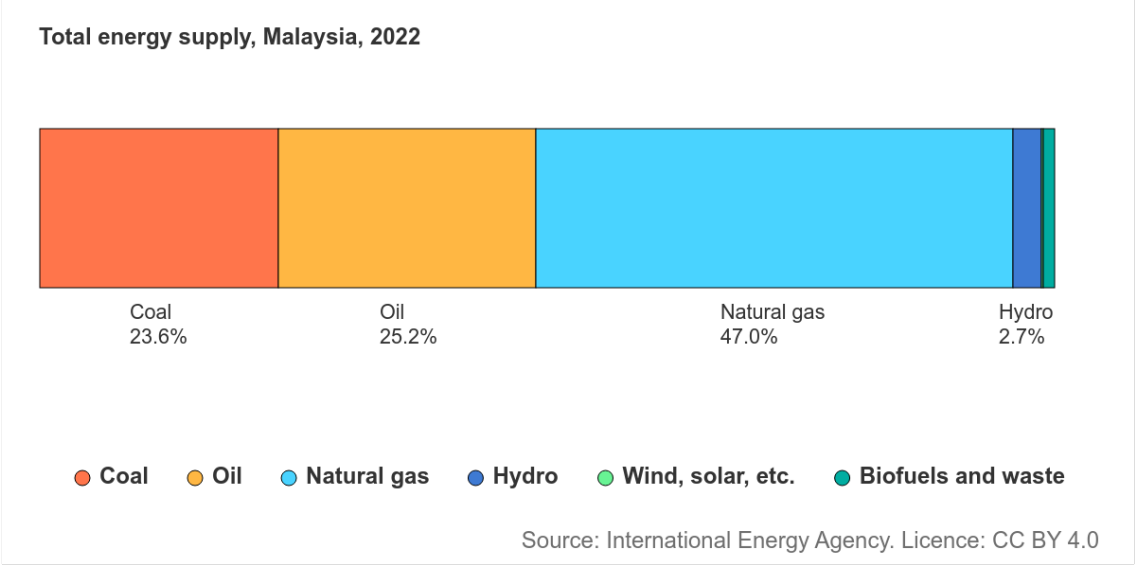


図 44 マレーシアのエネルギー種別総供給量の割合（2022 年）

マレーシアの 2022 年の発電源をみると、石炭が 46.8%（87,584 GWh）、石油が 0.5%（1,013 GWh）、天然ガスが 34.3%（64,180 GWh）、水力が 16.6%（31,101 GWh）、太陽光が 1.2%（2,192GWh）であり、化石燃料由来の電力が 81.6%に上る。

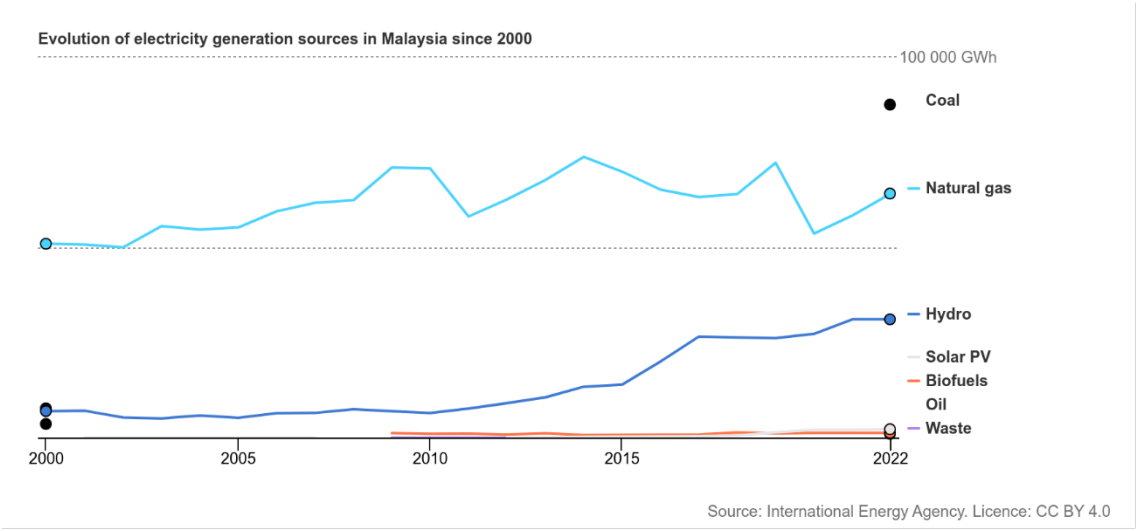


図 45 マレーシアのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）

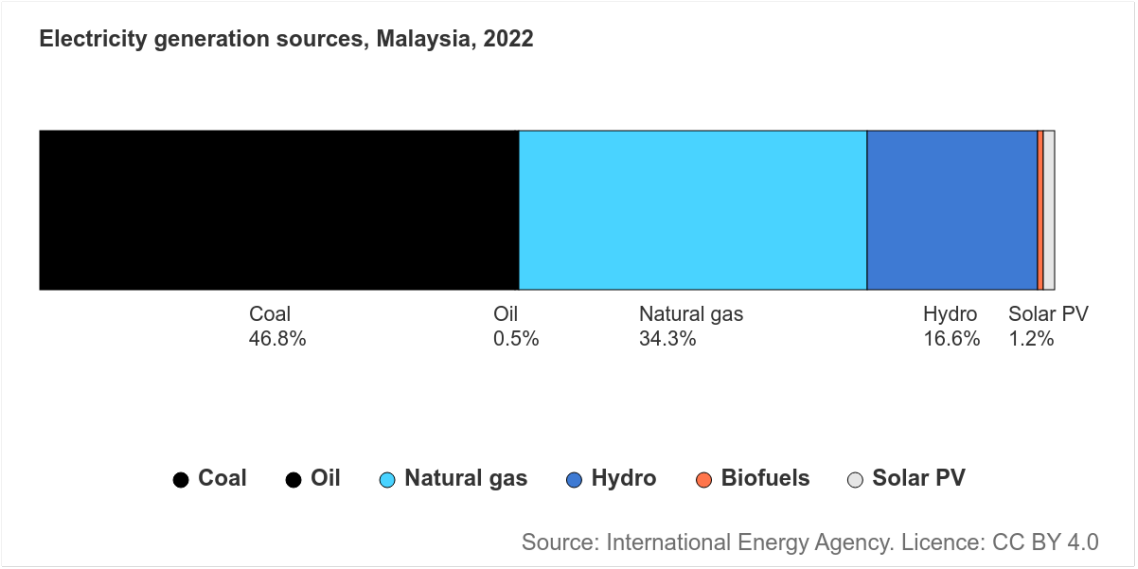


図 46 マレーシアのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）

マレーシアの 2022 年の最終エネルギー消費（TFC）を見ると、石油製品が最も多く 42.9%（1,067,531 TJ）、次いで天然ガス 30.7%（764,009 TJ）、電力 23.7%（591,219 TJ）である。

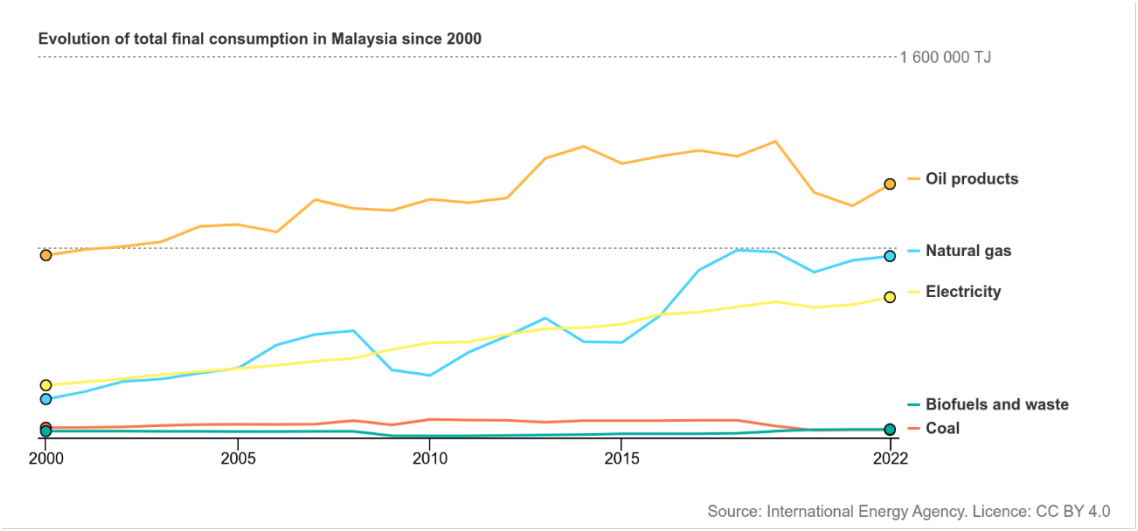


図 47 マレーシアのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

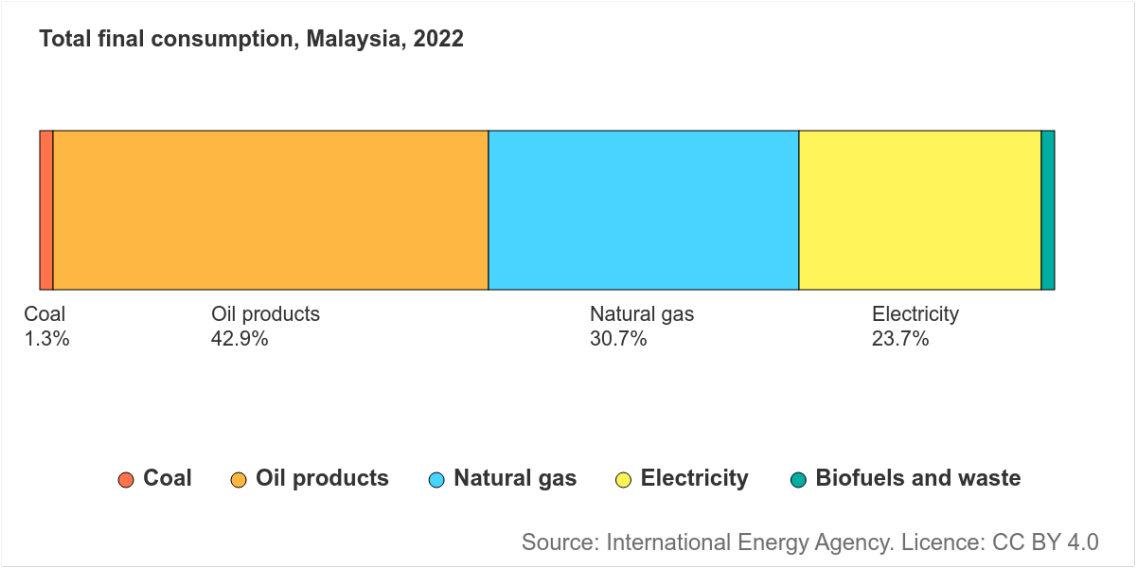


図 48 マレーシアのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年）

部門別最終エネルギー消費をみると、産業部門が最大の 32.8%（816,068TJ）、次いで交通部門 31.9%（793,863TJ）、民生分野 7.2%（178,231TJ）、商業・公共サービス分野 7.6%（188,617 TJ）、漁業 1.1%（28,054 TJ）、農林業 0.8%（18,728 TJ）、その他 18.7%（466,558TJ）である。産業部門、交通部門、その他部門での最終消費が継続的に増加している。

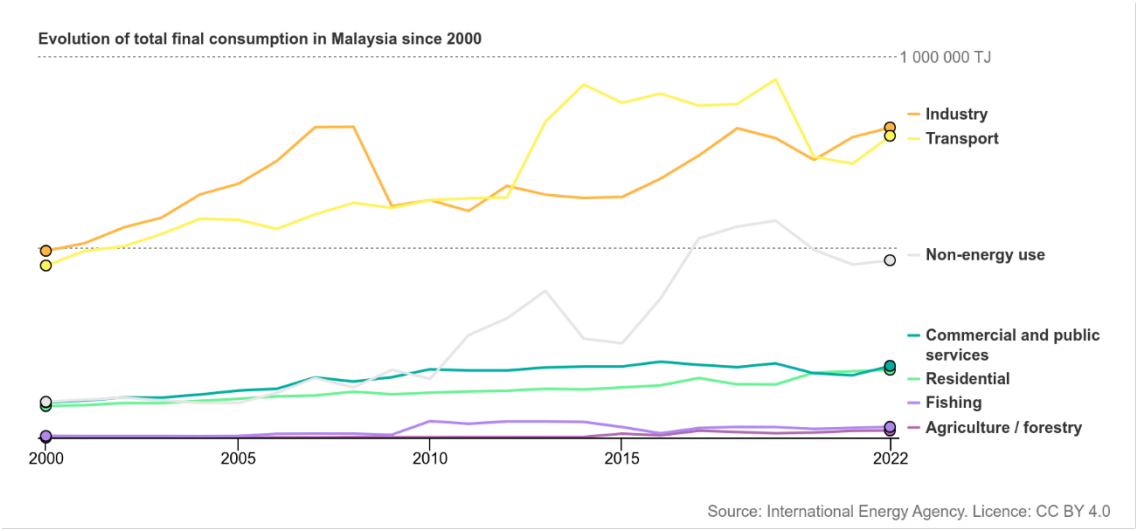


図 49 マレーシアの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

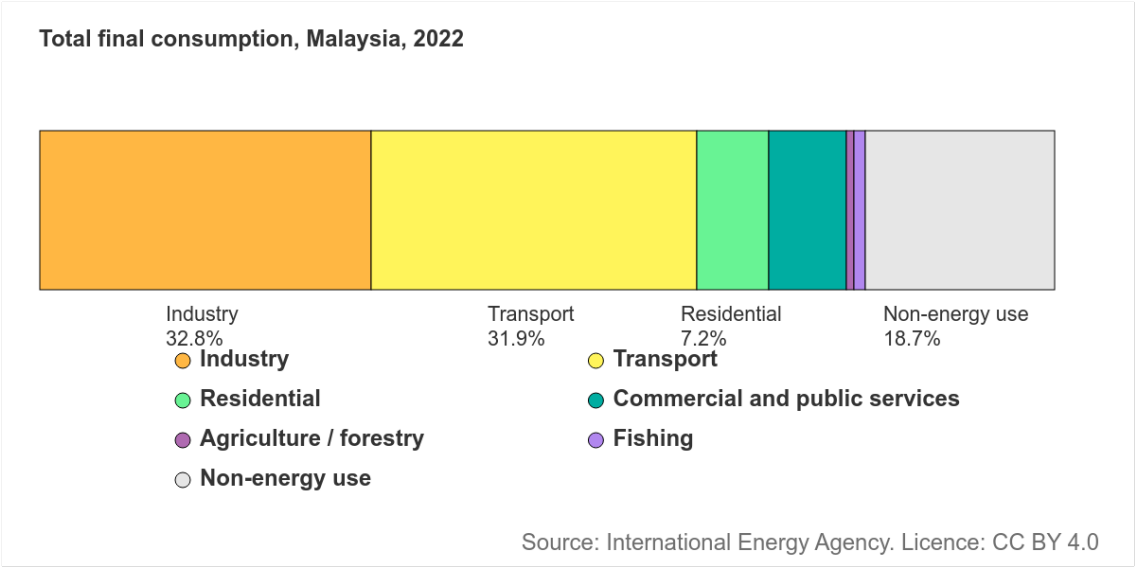


図 50 マレーシアの産業種源別最終消費の割合（2022 年）

電力部門を見ると、2022 年の発電量（187,297 GWh）において最大の発電源は石炭火力（46.8%）であり、次いで天然ガス（34.3%）、水力（16.6%）、太陽光（1.2%）、バイオ燃料（0.7%）、石油（0.5%）が続く。2000 年の発電量 69,255 GWh から 2022 年におよそ 3 倍の発電量となっており、増加分は石炭および水力発電が担っていると考えられる。

電力及び熱生産部門から生じる CO2（2022 年の燃料由来の CO2 の 49%）のうち、75.5%は石炭由来であり、次いで天然ガスが 23.8%、石油が 0.7%である。2022 年において、最終エネルギー消費に占める電力の割合は 23.7%であり、産業部門が 48.8%を消費している。

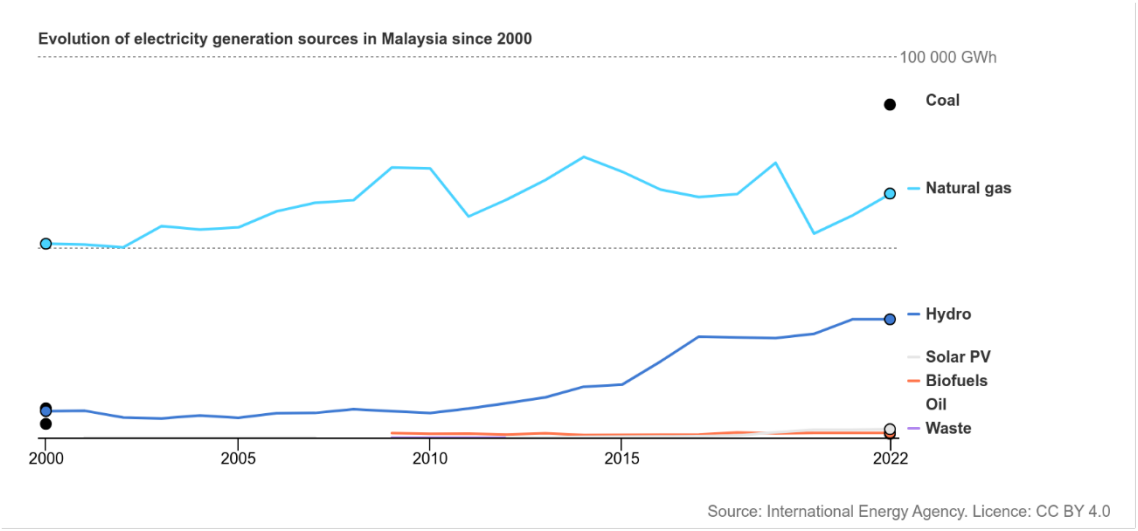


図 51 マレーシアのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）

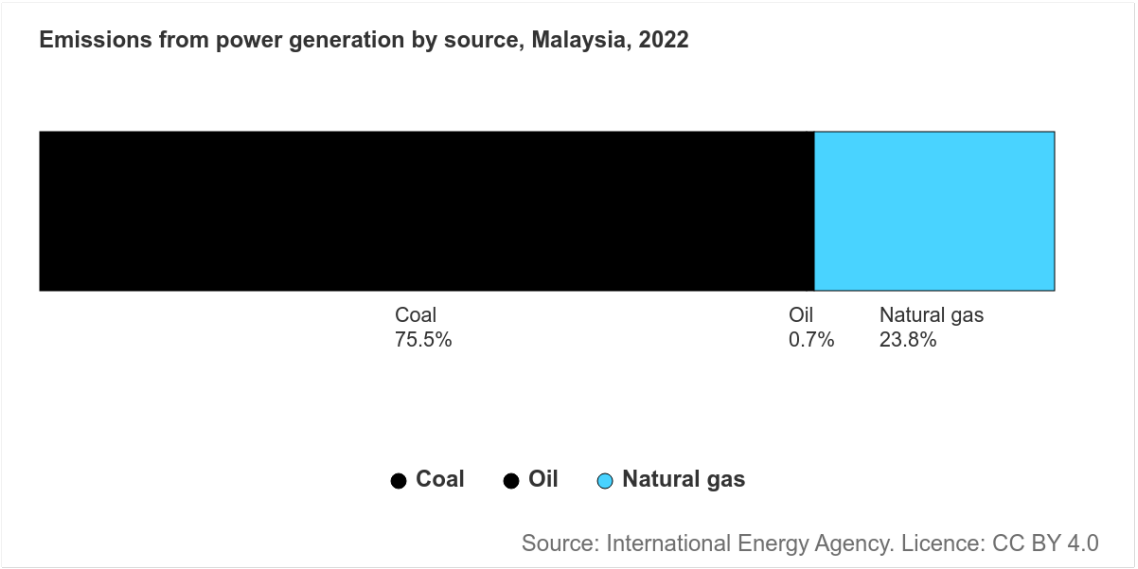


図 52 マレーシアのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）

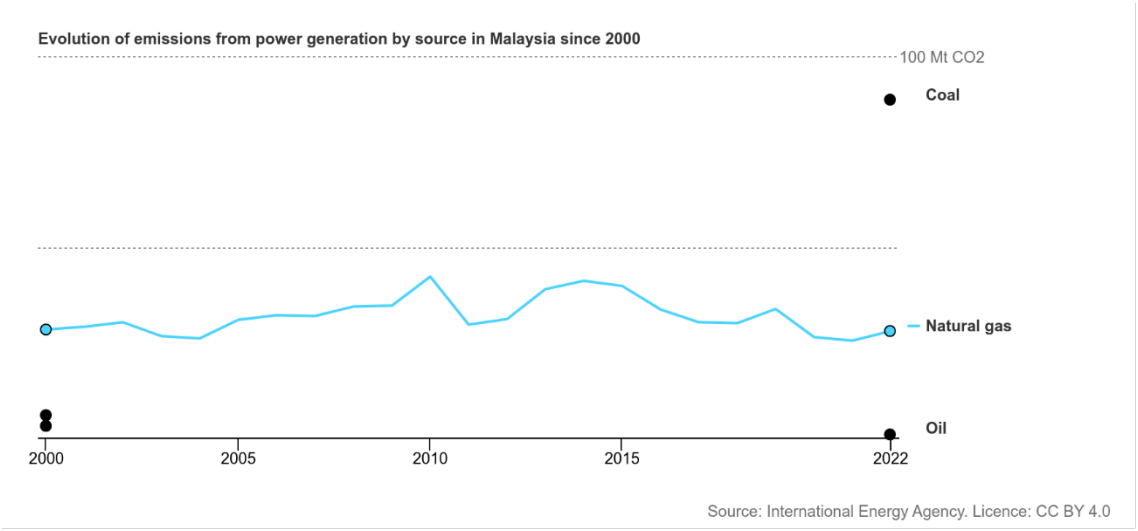


図 53 マレーシアのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年）

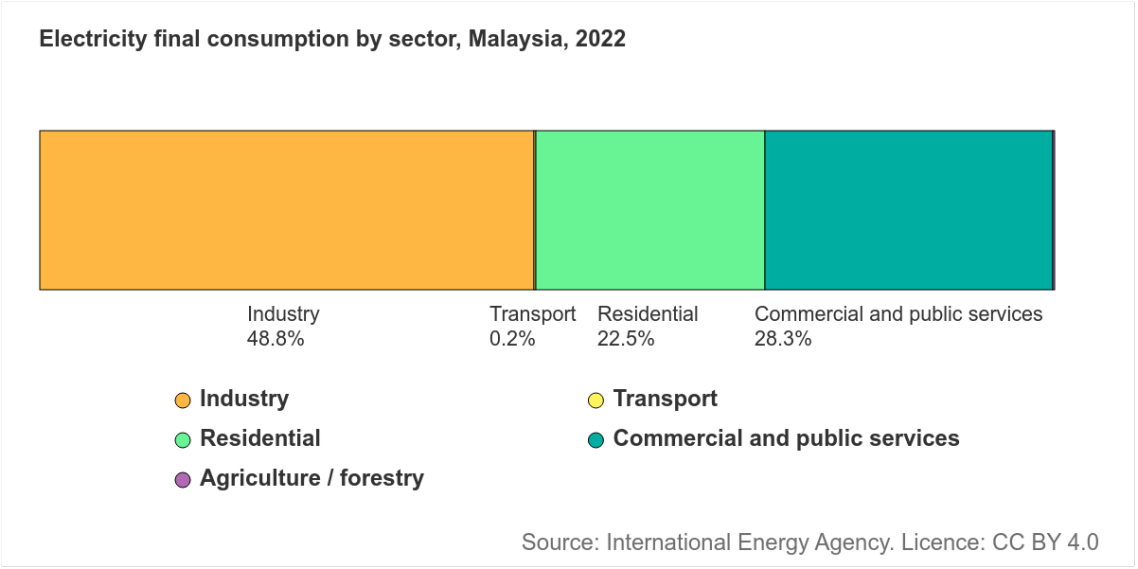


図 54 マレーシアの産業種別電力消費割合（2022 年）

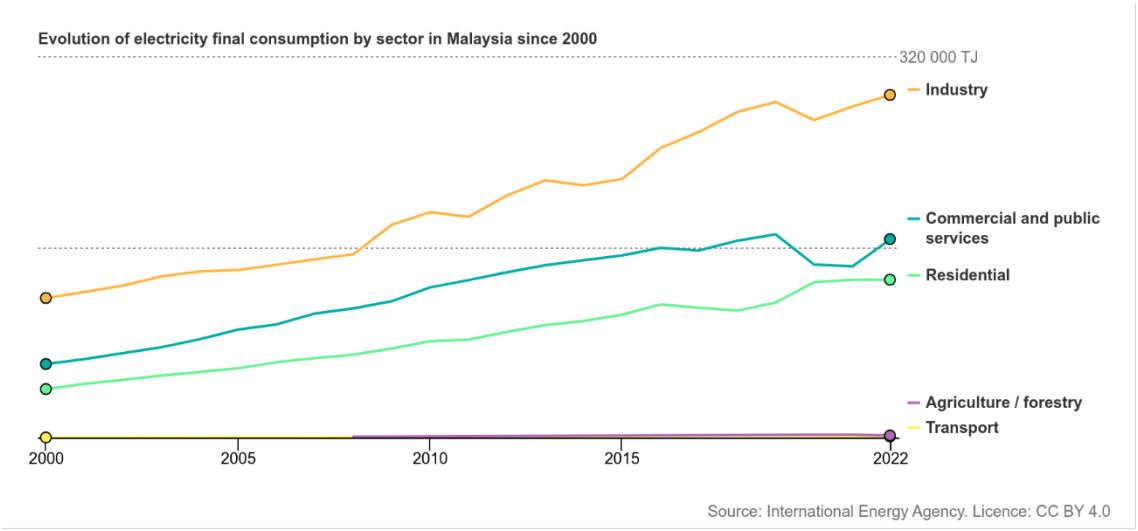


図 55 マレーシアの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年）

産業部門（2022 年において 32.8%）のエネルギー源をみると、天然ガスが 45.5%、電力が 35.4%、石油が 15.1%、石炭が 4.0%である。2000 年からの変化をみると、近年では天然ガス、電力の利用が急増していることがわかる。

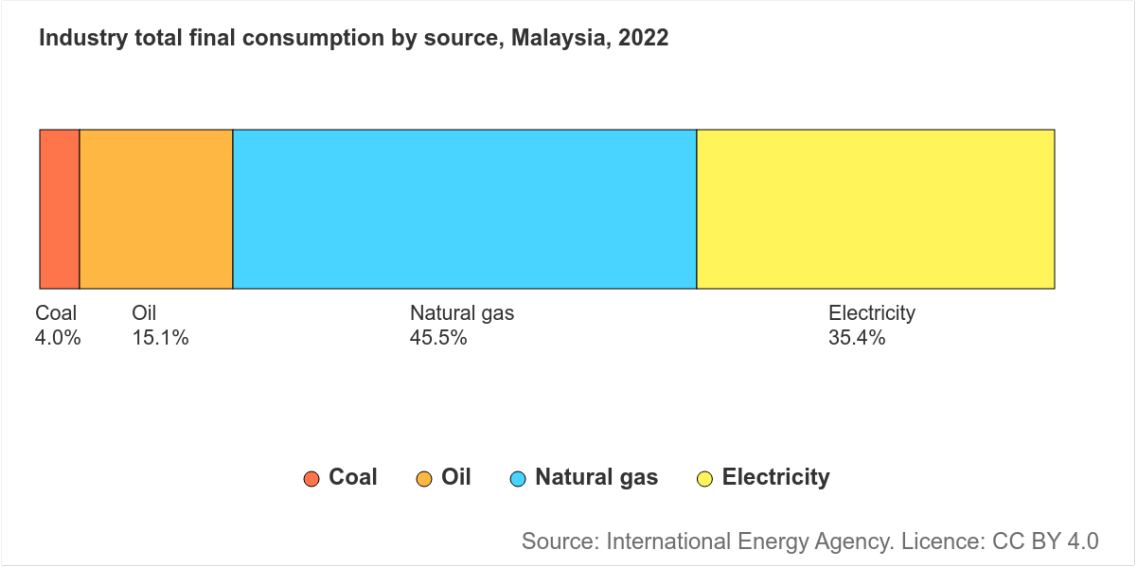


図 56 マレーシアの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

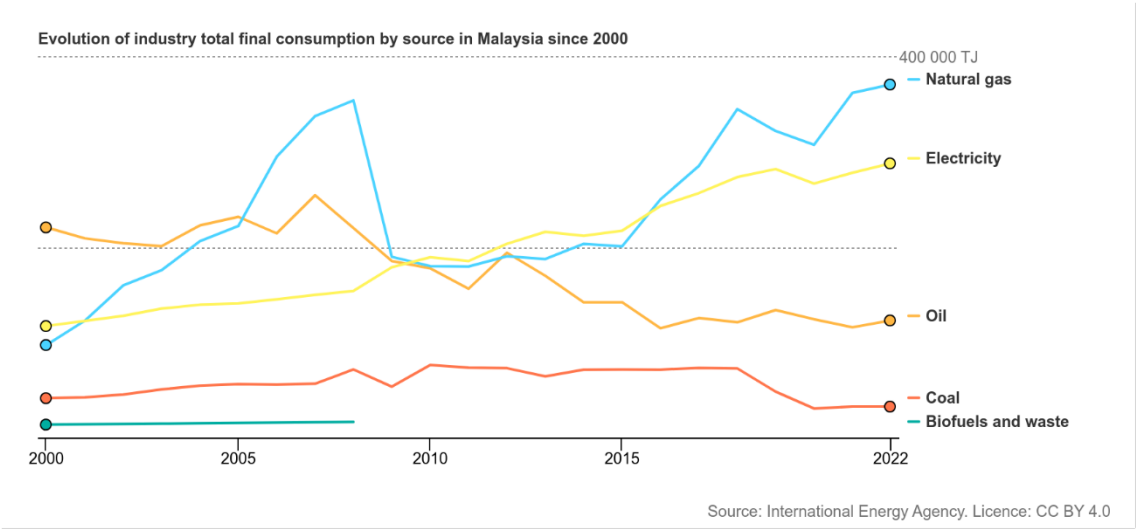


図 57 マレーシアの産業部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

運輸交通部門（2022 年において 31.9%）のエネルギー源をみると、石油製品が 95.3%、廃棄物・バイオ燃料が 4.4%である。2000 年から一貫して大部分を石油製品が占めるが、近年廃棄物・バイオ燃料の利用が開始され、まだ少ないものの増加傾向にある。

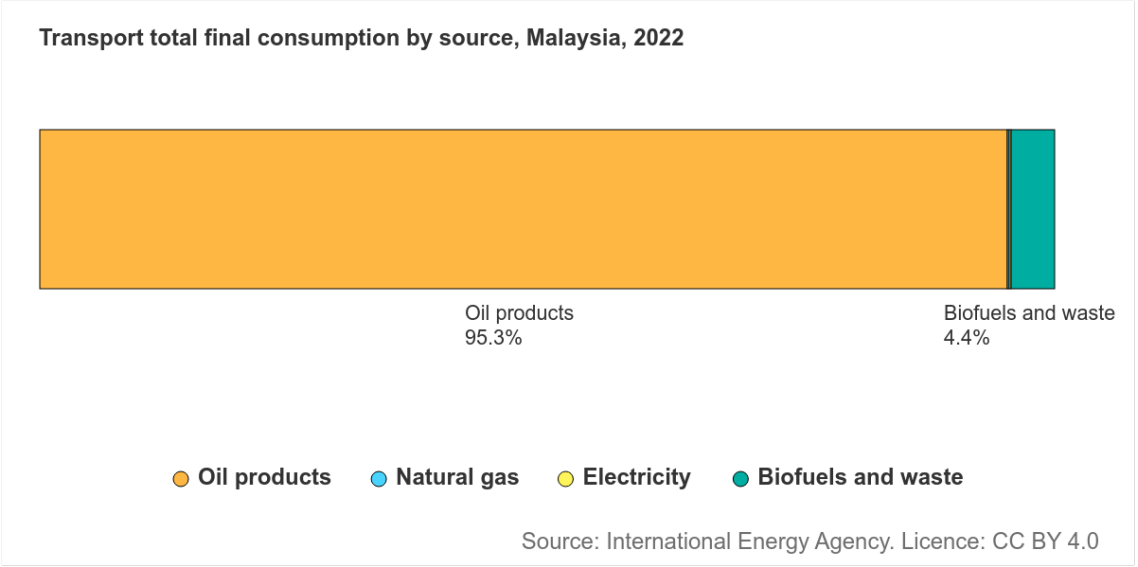


図 58 マレーシアの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

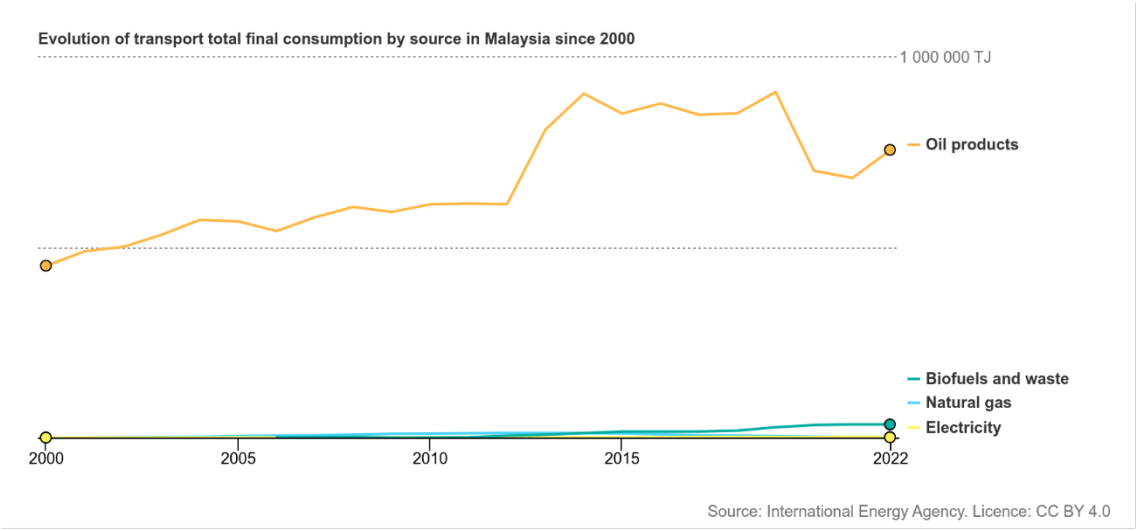


図 59 マレーシアの運輸交通部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

マレーシアのエネルギー需給についてのまとめ

- エネルギー供給は継続的に増加しており、2021 年には化石燃料が 95.8%を占め、天然ガスによる供給が 47.0%を占めている。発電源は、石炭（46.8%）と天然ガス（34.3%）で 8 割以上を占めており、化石燃料への依存度が高い状態が続いている。再生可能エネルギーは近年増加しているが太陽光とバイオマスを合わせて 1.8%程度である。
- 最終エネルギー消費（2022 年）は、石油製品 42.9%、次いで天然ガス 30.7%、電力 23.7%となっている。電力は産業部門が 48.8%を消費している
- 部門別最終エネルギー消費をみると、産業部門が 32.8%、交通部門 31.9%、民生分野 7.2%、商業・公共サービス分野 7.6%で 8 割(79.5%)を占める。産業部門で消費されるエネルギー源をみると、天然ガスが 45.5%、電力が 35.4%、石油が 15.1%、石炭が 4.0%である。2000 年からの変化をみると、近年では天然ガス、電力の利用が急増している。運輸交通部門のエネルギー源をみると、石油製品が 95.3%、廃棄物・バイオ燃料が 4.4%である。近年、廃棄物・バイオ燃料の利用が開始され、まだ少ないものの増加傾向にある。

3.3.3. マレーシアの NDC

マレーシアの最新の NDC（2021 年）の概要は以下のとおり。定量的なセクター別の目標は定められていない。なお、隔年報告書（2024）によると、2005 年の炭素強度は 0.3501 kg/リンギットと比較して 2021 年は 0.2206 kg/リンギットと 37.12%低下している。また、予測では 2030 年には 0.1551 kg/リンギットまで約 44.3%低下するとしている。

表 27 マレーシアの NDC の概要

	概要
GHG 排出削減目標	・ 2030 年までに、GDP 当たりの温室効果ガス排出量を 2005 年比で 45%削減する

出典：Malaysia's Update of Its First Nationally Determined Contribution (2023)よりパシフィックコンサルタンツ作成

3.3.4.　マレーシアの気候変動関連の主な政策

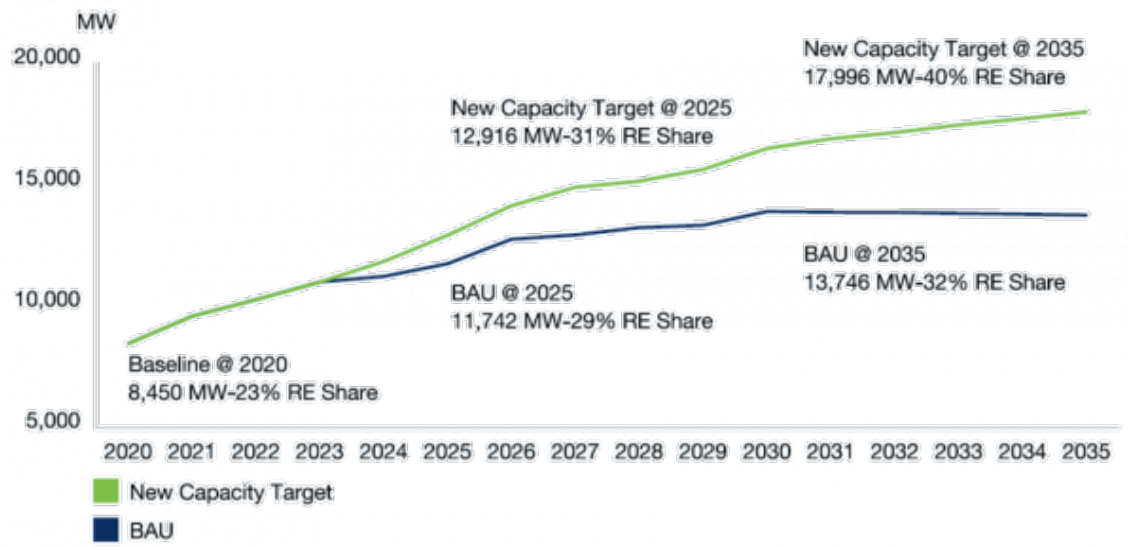
マレーシア政府は、2050 年までにカーボンニュートラルを達成することを宣言している。2023 年には、国家の脱炭素化政策の柱である国家エネルギー移行ロードマップ（National Energy Transition Roadmap；NETR）を発表した。同ロードマップでは再生可能エネルギーや水素といった重要分野を指定するとともに、20 億リンギット規模の基金を立ち上げるなど、エネルギー移行に向けた取り組みを本格化しつつある。

「エネルギー移行ロードマップ(NETR)」（2023 年 10 月）で指定される重要 6 分野は、①エネルギー効率、②再生可能エネルギー、③水素、④バイオエネルギー、⑤グリーンモビリティ、⑥CCUS/CCS である。また指定される 10 基幹事業は、使用エネルギーの効率的な切り替え、再生可能エネルギー、エネルギー貯留、エネルギー確保、グリーン水素、水素発電、バイオマス需要創出、次世代モビリティ、次世代燃料、CCS である。

マレーシアの「第 12 次マレーシア計画（12th Malaysia Plan)」（2021～2025 年）は、経済の再生、治安・福祉・包摂性の強化、持続可能性の追求という 3 つの柱を軸としている。これらの柱を達成するために、将来に向けた人材育成、技術導入の加速と技術革新、コネクティビティ拡大と交通インフラ、公共サービスの強化という 4 つの政策が掲げられている。さらに、この計画では「ゲームチェンジャー」と称される 14 の具体的な施策が打ち出されており、政府関係機関の再建などが重点的に進められている。この計画の実施に向け、政府は開発予算を大幅に増額し、4,000 億リンギ（約 10 兆 4,000 億円）を投じることとしている。これは、前回の第 11 次計画を大きく上回る額であり、過去最大規模の投資となる [21]。

エネルギー分野では、National Energy Policy 2022–2040 (2022）において再生可能エネルギー導入促進により、同割合を 2019 年の 21.5%から 2025 年までに 31%、2035 年までに 40%へと順次引き上げる目標が設定されている。

[21] JETRO、https://www.jetro.go.jp/biznews/2021/10/7443f26ff3abdffc.html



出典：SEDA (https://www.seda.gov.my/reportal/myrer/)

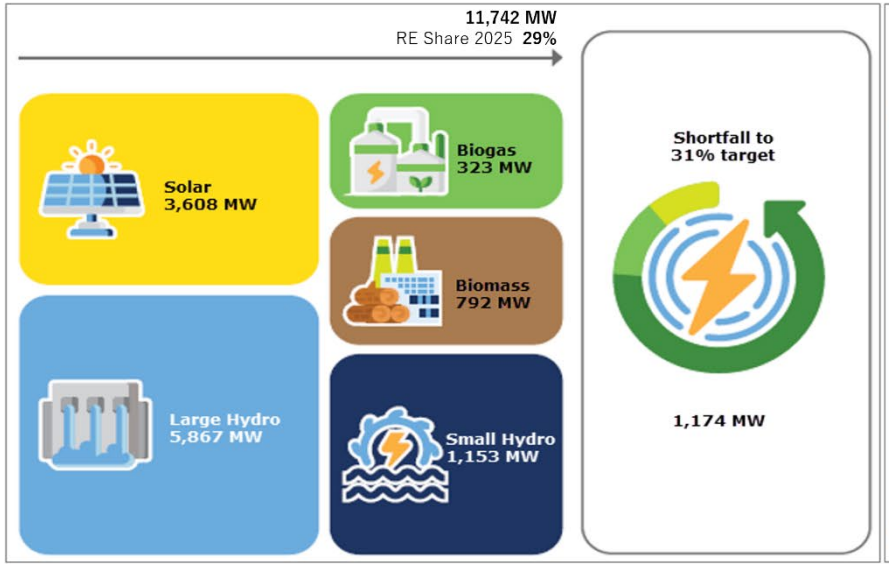
※BAU シナリオは、既存プログラムを継続し、新たな政策やプログラムを導入しない場合を想定している。

※New Capacity Target（NCT）は、再生可能エネルギーの発電能力を大幅に拡大し、2035 年までに再生可能エネルギーによる発電量を全体の 40%とすることを目指すシナリオである。

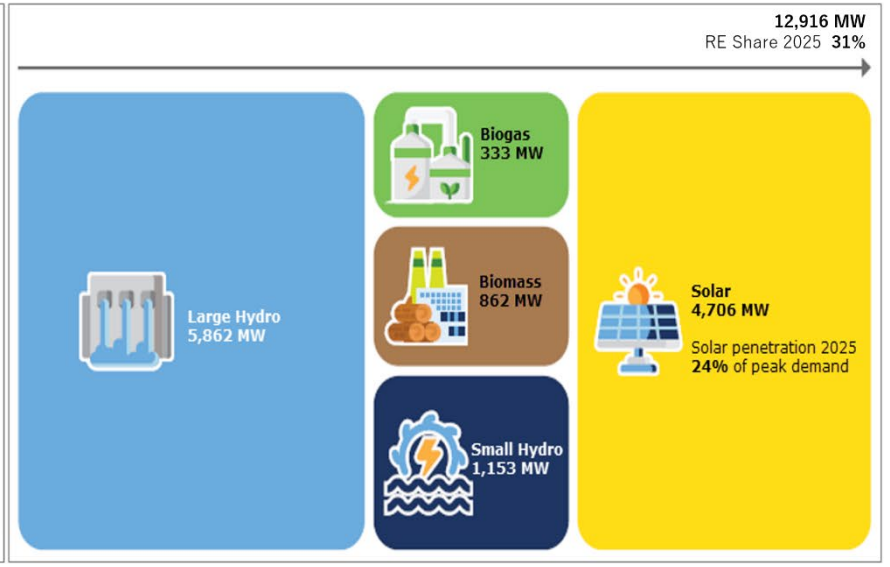
図 60 マレーシア再生可能エネルギー導入目標

再生可能エネルギーの導入は、水力発電や太陽光発電だけでなく、バイオマスやバイオガスにも広がる。下記図より、マレーシア政府は再生可能エネルギー導入を積極的に推進しており、特に 2025 年までに太陽光発電の導入拡大を最も重視している。政府は、BAU シナリオにおける太陽光発電設備容量を 3,608 MW から 4,706 MW に引き上げることを目標としている。また、2035 年までには、BAU シナリオの約 2 倍の太陽光発電設備容量を導入することを目指すとともに、バイオガスとバイオマスの発電量増加も視野に入れていることが示唆される。また、再生可能エネルギーの安定供給のため、エネルギー貯蔵システムを含む新技術の導入が予定される。

その他に、水素エネルギーの活用に関する「水素経済・技術ロードマップ（Hydrogen Economy and Technology Roadmap；HETR)」(2023）や、民間部門における再生可能エネルギーの促進に関する”Net Energy Metering 3.0 (NEM 3.0)” (2020)や” Corporate Green Power Programme (CGPP)” (2022)等が策定されている。前者は発電量が消費量を上回った場合、余剰電力を国営電力テナガ・ナショナル (TNB) に売電できる制度であり、後者は企業が太陽光発電事業者から太陽光エネルギーを、送配電会社を通じて仮想的に購入できるようにするスキームである。



2025 年 BAU シナリオ



2025 年 NCT シナリオ



2035 年 BAU シナリオ



2035 年 NCT シナリオ

出典：SEDA (https://www.seda.gov.my/reportal/myrer/)

図 61 マレーシアの New Capacity Target シナリオ

エネルギー効率化については、「国家エネルギー効率行動計画（National Energy Efficiency Action Plan；NEEAP）」（2016）を策定している。この計画では、2016 年から 2025 年の 10 年間で 52,233 GWh の電力を節約するという目標を達成するために、以下の 5 つの取り組みを中心としている。

- 高効率家電の普及：5 つ星評価の家電製品の購入を促進
- 最低エネルギー性能基準（Minimum Energy Performance Standards；MEPS）の導入：製品に対するエネルギー効率の最低基準を設定
- エネルギー監査の実施：建物や工場のエネルギー使用状況を調査し、改善策を講じる
- コージェネレーションの推進：発電と熱を同時に利用するシステムの導入を促進
- 高効率建物の設計：新築建物のエネルギー効率を向上させる設計基準を設ける

交通輸送分野の対策において中心となるのが「国家交通政策（National Transport Policy：NTP）2019-2030」である。この計画では、電気自動車の普及や公共交通機関の利用促進等のイニシアチブが打ち出されている。また、「国家バイオ燃料政策（National Biofuel Policy）」の継続的な実施により、バイオディーゼルの使用が拡大し、石油依存度の削減が図られている。B10（バイオディーゼル 10%混合）は 2019 年から導入され、今後 B20、B30 へと段階的に移行する予定である。さらに、「国家産業マスタープラン（National Industrial Mater Plan；NIMP）2030」では、電気自動車の普及を加速するため、充電インフラの整備や関連産業の育成が計画されている。

3.3.5. マレーシアのカーボンクレジット関連政策の動向

マレーシアでは、国の炭素取引プラットフォーム「ブルサ・カーボン・エクスチェンジ（BCX）」が発足し[22]、2024 年 7 月に初の炭素クレジットオークションを成功裏に実施されている。BCX により、企業は任意の炭素クレジットの取引が可能となり、透明性の高い取引を確保しつつ、国家の気候変動対策の支援が可能となる。さらに、BCX は 2024 年 9 月 9 日に再生可能エネルギー証書（REC）の取引も開始している。企業にとって BCX を利用する主な利点は以下の通りである。[23]

- コンプライアンスおよび任意の相殺：BCX は企業に対し、任意の炭素削減目標への対応を容易にする手段を提供可能である。エネルギー、製造、輸送などの排出量が多い業種の企業は、カーボンクレジットを利用し、不可避な排出を相殺することで持続可能性の証明を強化し、国際的な気候基準と整合させることが出来る。
- 低炭素投資の支援：BCX は、国内の低炭素プロジェクトへの投資を奨励する。クレジットを購入することにより、企業はマレーシア国内の取り組みに直接的な経済支援を提供することが出来る。
- 国際市場への統合：BCX は、マレーシアが国際炭素市場に参加する準備を目的に設計されており、炭素価格メカニズムや炭素国境調整税が普及する中で重要な役割を果たす。

マレーシアでは 157 件の CDM プロジェクトと 18 件の VCS プロジェクトを実施済みである。

---

[22] Carbon Credits: https://carboncredits.com/bursa-malaysia-debuts-malaysias-first-nature-based-carbon-credits/

[23] https://bcx.bursamalaysia.com/web

Lim ら（2013）[24]によると、CDM プロジェクトの 69%が再生可能エネルギーに関するものであり、特に風力発電、水力発電、バイオマスエネルギーが中心であった。マレーシアでは、エネルギー産業、廃棄物管理、農業など幅広い分野で CDM プロジェクトが展開され、国全体の温室効果ガス排出削減に大きく寄与していた。上記の情報より、マレーシアにはカーボンクレジット創出プロジェクトの高いポテンシャルを有していることが示される。

3.3.6. マレーシアでの将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発

マレーシア及び東南アジアにおける将来的な FS に繋がる新規案件候補の開発のため、クアラルンプール及びシンガポール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、シンガポールは、東南アジアでの事業展開に関して本社機能を有する日系企業も多いため、マレーシアと合わせて調査を実施した。

表 28 マレーシア・シンガポールでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2024 年 12 月 1 日～12 月 14 日
第二回渡航	2025 年 2 月 1 日～2 月 12 日

現地調査での面談実績概要は下表のとおり。マレーシアでは、3.3.4 で示したようにバイオマス、水素等の再生可能エネルギーやエネルギー効率化に焦点を置いて面談を実施した。現地調査では、面談先より、マレーシアとの署名への期待とともに、パームヤシ殻等のバイオマス残渣利用、水素やアンモニア利用、メタン回収利用等について意見交換を実施した。またシンガポールでは、同国が進める協力的アプローチに関して意見交換を実施した。

表 29 マレーシアに関する面談実績

日系機関・企業	現地機関・企業
・ 在マレーシア日本国大使館 ・ 三菱重工業マレーシア ・ JETRO クアラルンプール事務所 ・ レカムビジネスソリューションズマレーシア ・ マレーシア日本人商工会議所 ・ AMITA NAZA SDN BHD ・ マレーシアみずほ銀行 ・ 三菱商事マレーシア ・ 東京産業マレーシア ・ MUFG 銀行マレーシア ・ 丸紅クアラルンプール	・ NADI WILLER SDN. BHD. ・ Z-Cep Energy Management

[24] X Lim et al 2013 IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 16 012058 https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/16/1/012058/pdf

・ Looop Energy マレーシア ・ IHI マレーシア ・ マレーシア三井住友銀行 ・ マレーシア三井物産 ・ 京セラマレーシア ・ 自然電力 ・ SDG インパクトジャパン ・ WILLER ・ 新川電機マレーシア ・ バイオマス・フューエル	

表 30 シンガポールでの現地面談実績

日系機関・企業	現地機関・企業
・ 在シンガポール日本国大使館 ・ ENEOS シンガポール ・ Greenway Grid Global ・ ジェトロ・シンガポール事務所 ・ パナソニック シンガポール ・ 伊藤忠シンガポール ・ アジア・大洋州三井物産 ・ 三菱商事シンガポール ・ 出光インターナショナルアジア ・ シンガポール日本商工会議所 ・ 三菱重工業アジア大洋州 ・ 三菱電機アジア ・ JERA ・ 日立アジア ・ IHI アジア大洋州 ・ JFE エンジニアリングシンガポール ・ 川崎重工業シンガポール	・無し

3.3.7. マレーシアでの JCM セミナーの開催

2025 年 2 月 5 日（水）に、日本国経済産業省とマレーシア日本人商工会議所との共催のもと、「マレーシア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について」を開催した。[25]本セミナーはクアラルンプールのマレーシア日本人商工会議所及びオンラインのハイブリッド方式で開催し、マレーシア、シンガポール、日本から約 130 名の参加申込を得た。

[25] http://carbon-markets.env.go.jp/jp_info/jp_info_event/y-2025/20250205/

本セミナーでは在マレーシア日本国大使館一等書記官黒谷要介氏による開会挨拶の後、経済産業省、GEC からそれぞれ、JCM の最新動向や支援メニューが紹介された。当社からは経済産業省 JCM FS への応募におけるポイントを示した。JETRO からはマレーシアにおける脱炭素化ビジネスの現状及び方向性について説明がされた。さらに、令和 5 度の JCM FS に採択され、ベトナムで「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調査」を実施したイーレックス株式会社から JCM FS の実施内容が説明された後に、マレーシアにおける JCM の実施に向けた質疑応答が活発に行われました。

参加者へのアンケートでは、「各演題共に理解が非常に深まるセミナーだった」とのご意見をいただいた他に、マレーシアでの JCM 署名に向けた期待について意見を得た

マレーシアにおける 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 31 マレーシア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：2025 年 2 月 5 日（水）14:00-16:00（マレーシア時間）

場　所：マレーシア日本人商工会議所会議室

形　式：マレーシア日本人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：経済産業省

共　催：マレーシア日本人商工会議所

事務局：パシフィックコンサルタンツ株式会社

Time	Contents	Speaker
14:00-14:05	開会のあいさつ	在マレーシア日本国大使館 一等書記官　黒谷要介
14:05-14:20	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 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 室長補佐（JCM 担当） 三井 博行
14:20-14:35	JCM設備補助事業の最新状況とJCM Global Match	公益財団法人地球環境センター　東京事務所　企画官 尾下康宏
14:35-14:50	マレーシアにおける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 グローバルカンパニー　国際サステナ推進部　環境社会創造室　主任コンサルタント 川島有子
14:50-15:00	マレーシアにおける脱炭素化ビジネスの現状及び方向性	JETROクアラルンプール事務所 ダイレクター 吾郷 伊都子
15:00-15:10	ベトナムにおけるJCM実現可能性調査の取り組み事例	イーレックス株式会社　経営企画部 サステナビリティ推進課　主任 横山 万葉

15:10-15:25	質疑応答	参加者
15:25-15:30	閉会の挨拶	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 室長補佐（JCM 担当） 三井 博行
15:30-16:00	ネットワーキング	

セミナーでの主な質疑応答は下記の通り。

表 32 マレーシアにおける 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 FS を経て民間 JCM に移行した場合、獲得した JCM クレジットをどのように日本政府と配分するかなどの具体的な取り決めがあるか。	METI	民間資金のみで実施された JCM プロジェクトにおいては、日本政府がクレジット配分に関与することはなく、企業間で自由に配分を決めることができる。
2	マレーシアにおける炭素税の進捗動向について伺いたい。	JETRO	2024 年 10 月に発表された 2025 年度のマレーシア国家予算案において、2026 年までに鉄鋼およびエネルギー産業への炭素税導入が示されたが、詳細については発表されていない。
3	マレーシアにおける JCM 設備補助事業の公募において、補助対象となる事業の具体的な例を知りたい。	GEC	2024 年度の JCM 設備補助事業の整理では、前年度までに当該国でその技術について 10 件を超える実績がなければ、そのような技術は応募が可能としている。

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

インド政府が 2024 年 12 月に UNFCCC に提出した第 4 次隔年更新報告書[26]によると、2020 年のインドの総 GHG 排出量は、LULUCF を除いて 2,959 MtCO2e、LULUCF を含めて 2,437 MtCO2e である。国内総排出量（LULUCF を含む）は、2019 年に比べて 7.93%減少し、1994 年以降は 98.34%増加ししている。総 GHG 排出量の主な要因は、化石燃料の燃焼による CO2 排出量、家畜からのメタン排出、アルミニウムおよびセメント生産の増加である。

表 33 インドの GHG 排出量（Mt CO2e）

セクター	1994	2000	2010	2019	2020	排出傾向	
						2019/2020	1994/2022
エネルギー	744	1,027	1,510	2,374	2,238	-5.7%	300%
IPPU	103	89	172	264	239	-9.5%	232%
農業	344	356	390	421	406	-3.6%	118%
LULUCF	14	-223	-253	-485	-522	-7.6%	-
廃棄物	23	53	65	73	76	4.1%	330%
合計	1,229	1,301	2,137	2,647	2,437	-7.9%	198%
純排出量	1,214	1,524	2,137	3,132	2,959	-5.5%	243%

出典： India Fourth Biennial Update Report (2024)よりパシフィックコンサルタンツ作成

IEA[27]によると、インドにおける燃料由来の CO2 排出量は、2000 年の 891MtCO2 から 2022 年には 2514MtCO2 に増加している。2022 年における燃料由来の CO2 排出量のうち 72.2%は石炭からの排出であり、残り 24.2%は石油、3.6%は天然ガスである。部門別に見ると、電力及び熱生産が最大の 52.7%、産業が 24.1%、運輸交通が 12.9%、民生が 3.9%、その他（商業及び公共サービス、農業、その他）が 6.4%である。部門別排出量の割合の傾向は 2000 年からほとんど変化がない。

[26] India Fourth Biennial Update Report (2024) https://unfccc.int/documents/645149

[27] India, https://www.iea.org/countries/india/emissions　2024 年 12 月 10 日アクセス

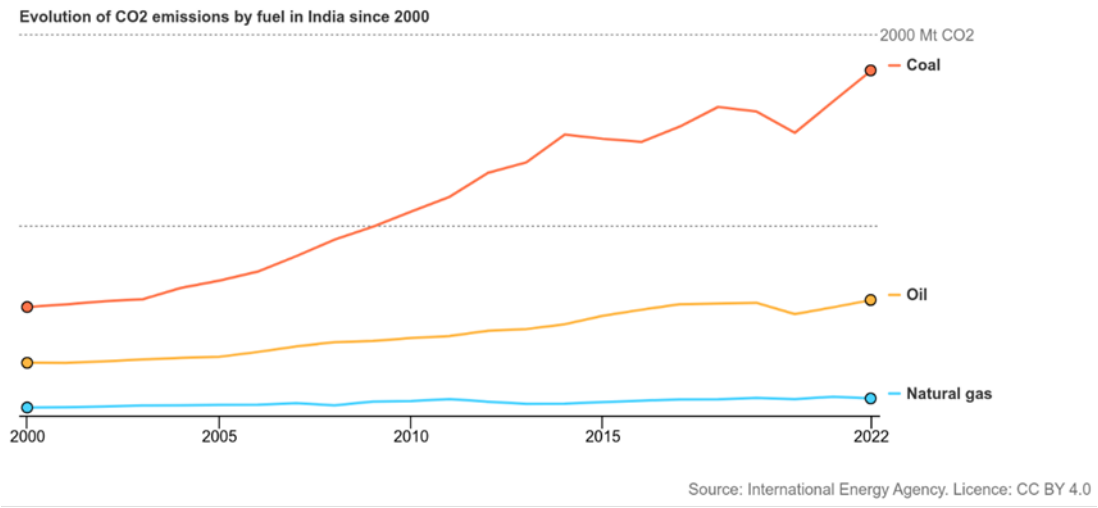


図 62 インドの化石燃料別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

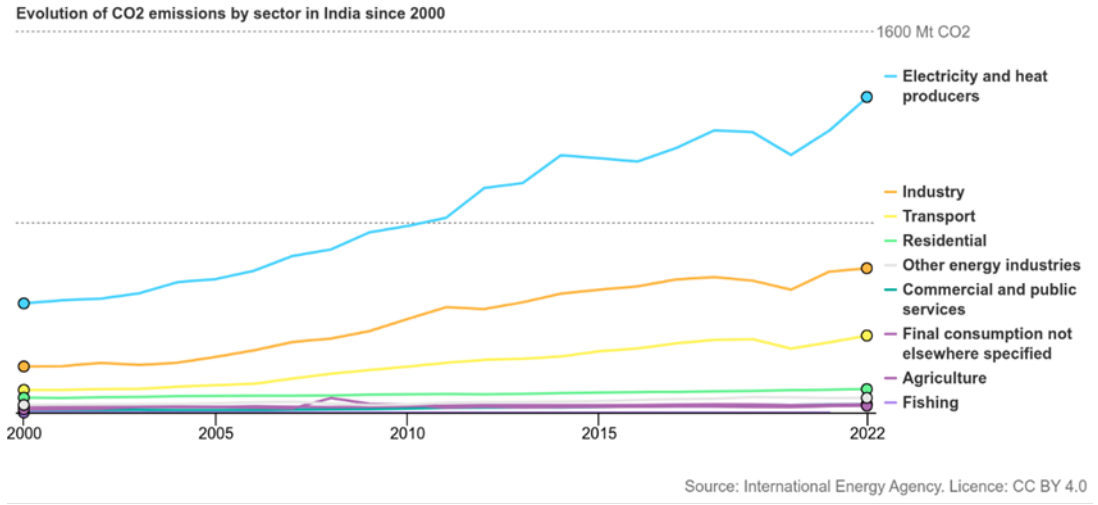


図 63 インドの産業分野別 CO2 排出量（2000 年～2022 年）

3.4.2. インドのエネルギー需給動向

IEA[28]によると、インドの国内エネルギー需要は急速に増加している。インドの 2000 年～2022 年における総エネルギー供給（TES）を図 64 と図 65 に示す。2022 年は、TES 42,515,035 [TJ]のうち 45.9%は石炭、24.0%が石油、20.7%がバイオ燃料と廃棄物、5.1%が天然ガスであり、合計 75%が化石燃料由来のエネルギーである。石炭の供給量は 2003 年から急増しており、2020 年に一度減少したものの、2022 年にかけて再び急増している。

石油、バイオ燃料と廃棄物は微増、その他はほぼ横ばいの状況にある。風力・太陽光は 2022 年時点で全体の 1.7%に留まるものの、2000 年の 7,547[TJ]から 734,183[TJ]へと約 10 倍増加している。

[28] India, https://www.iea.org/countries/india 2024 年 12 月 10 日アクセス

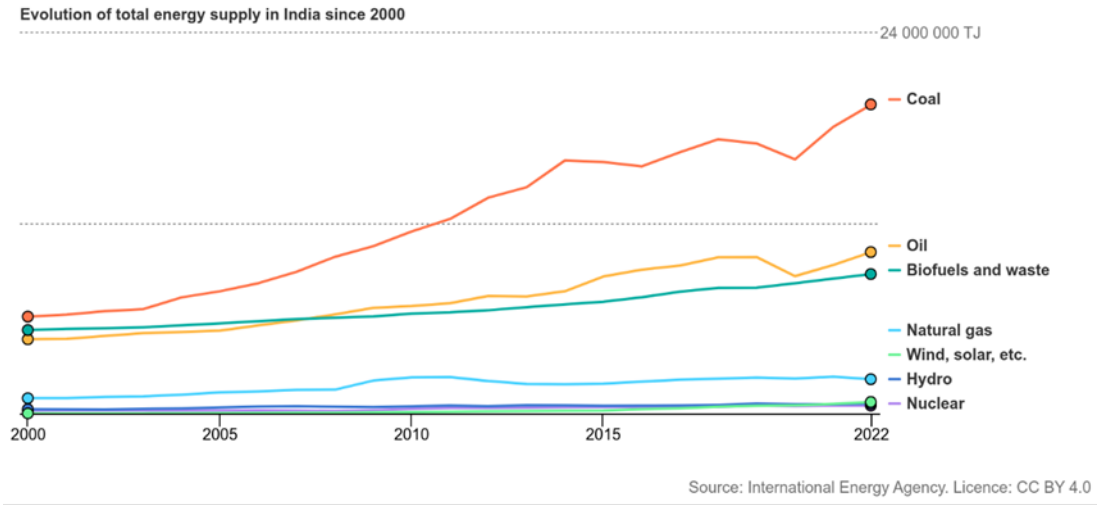


図 64 インドのエネルギー種別総供給量の時間経緯（2000 年～2022 年）

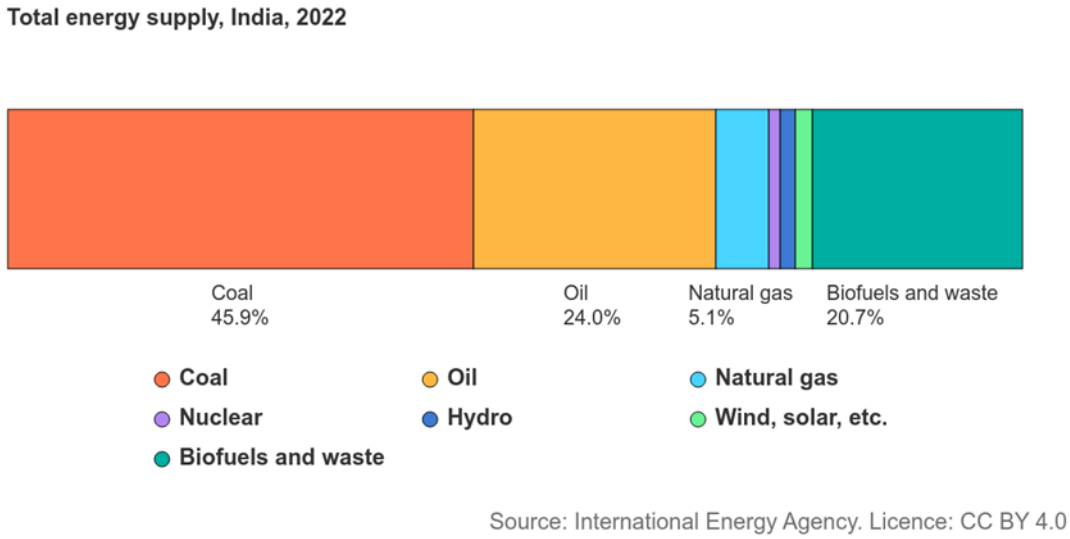


図 65 インドのエネルギー種別総供給量の割合（2022 年）

インドの 2022 年の発電源をみると、石炭が 52.4%（14,565,269TJ)、バイオ燃料と廃棄物が 31.7%（8,802,359TJ)、原油が 5.0%（1,181,614TJ)、天然ガスが 4.2%（1,181,614TJ）風力・太陽が 2.6%（734,183TJ）であり、化石燃料由来の国内エネルギー生産は 61.6%となっている。

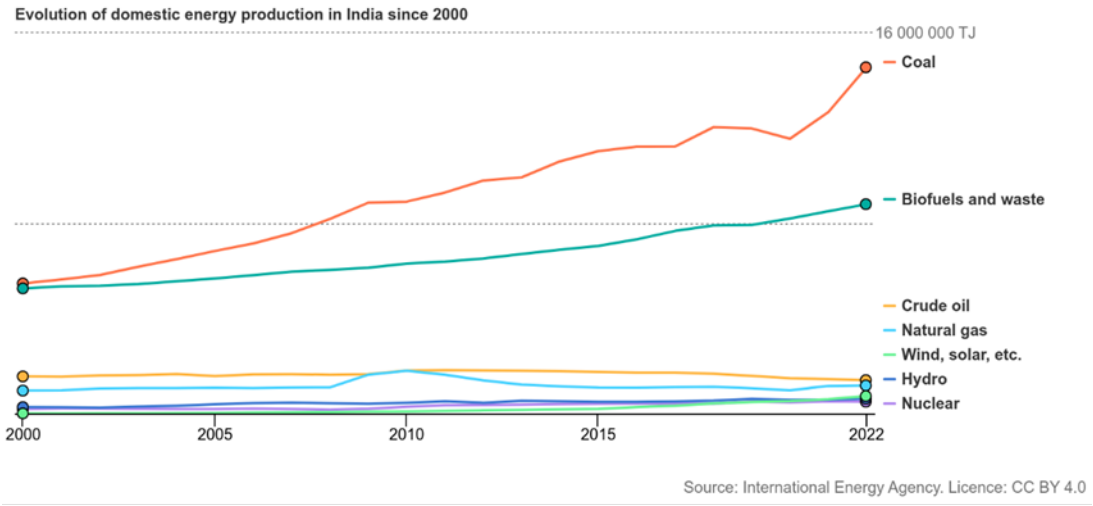


図 66 インドのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）

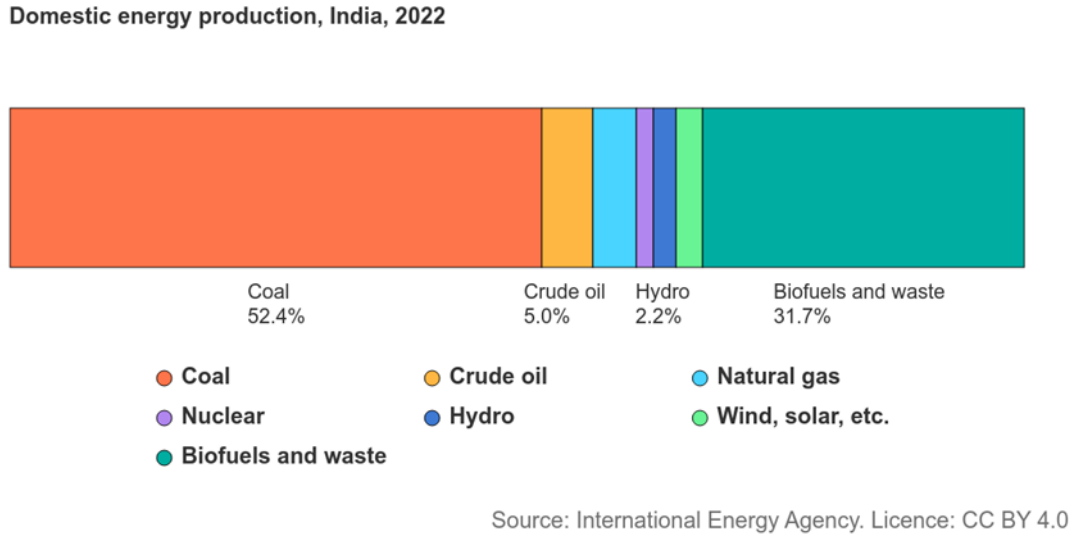


図 67 インドのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）

インドの 2022 年の最終エネルギー消費（TFC）を見ると、石油製品が最も多く 31.5%（8,853,789TJ）、次いでバイオ燃料と廃棄物 27.5%（7,727,987TJ）、電力 17.9%（5,034,976TJ）、石炭 16.7%（4,700,896TJ）、天然ガス 6.2%（1,743,816TJ）である。

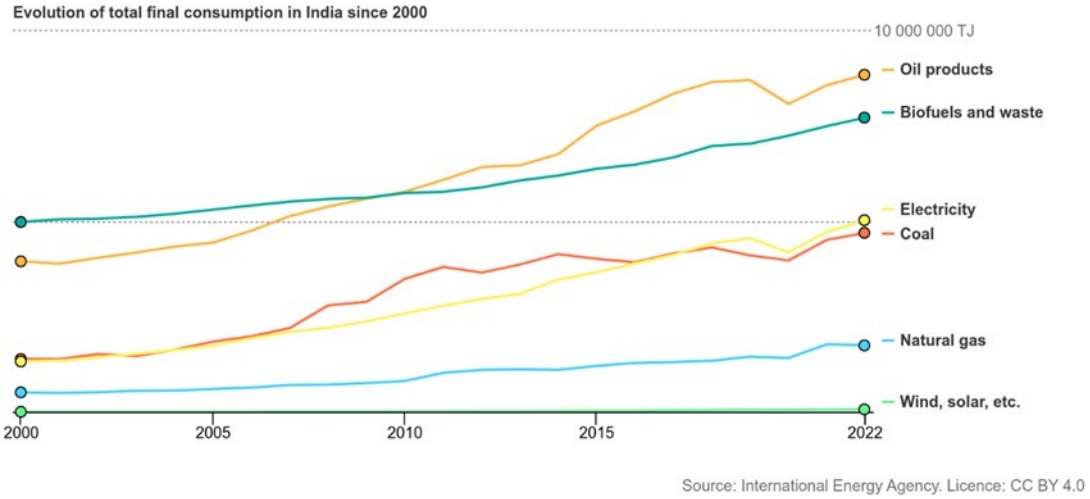


図 68 インドのエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

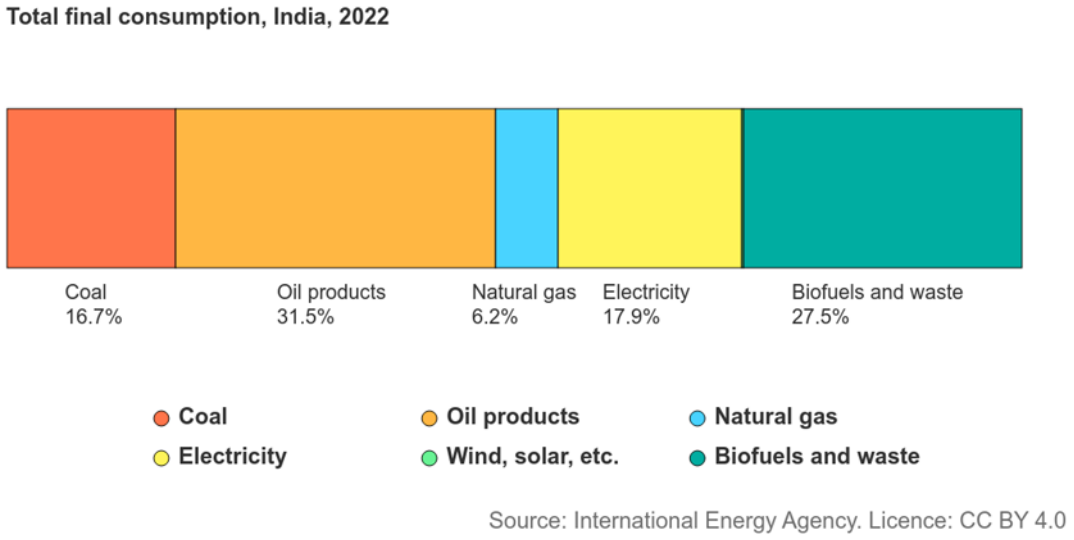


図 69 インドのエネルギー源別最終消費の割合（2022 年）

部門別最終エネルギー消費をみると、産業部門が最大の 40.5%(11,392,918TJ)、次いで民生分野 25.1%（7,046,585TJ）運輸交通部門 16.8%（4,738,594TJ)、である。2008 年までは民生部門が最大の最終消費部門であったが、2008 年以降産業部門の最終消費が急増している。交通部門での最終消費も継続的に増加している。

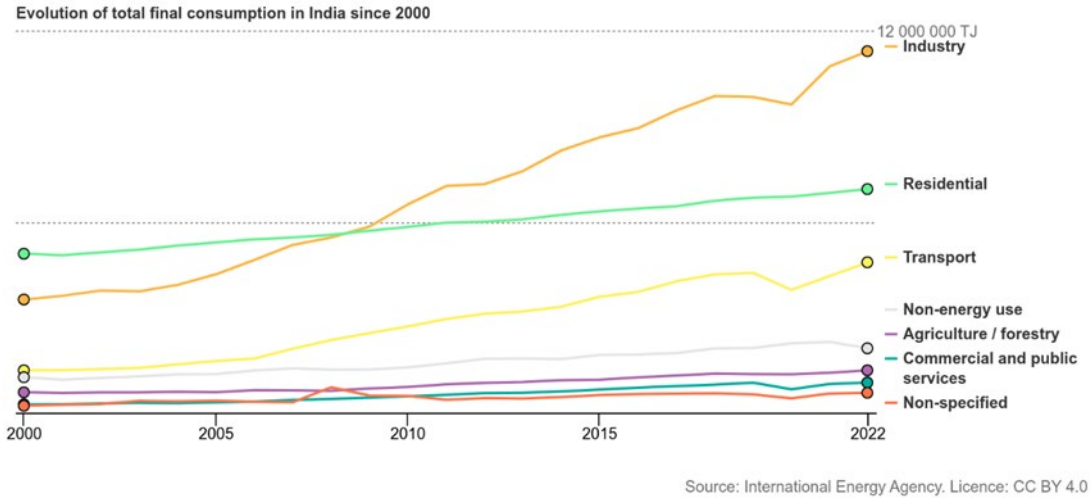


図 70 インドの産業種源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

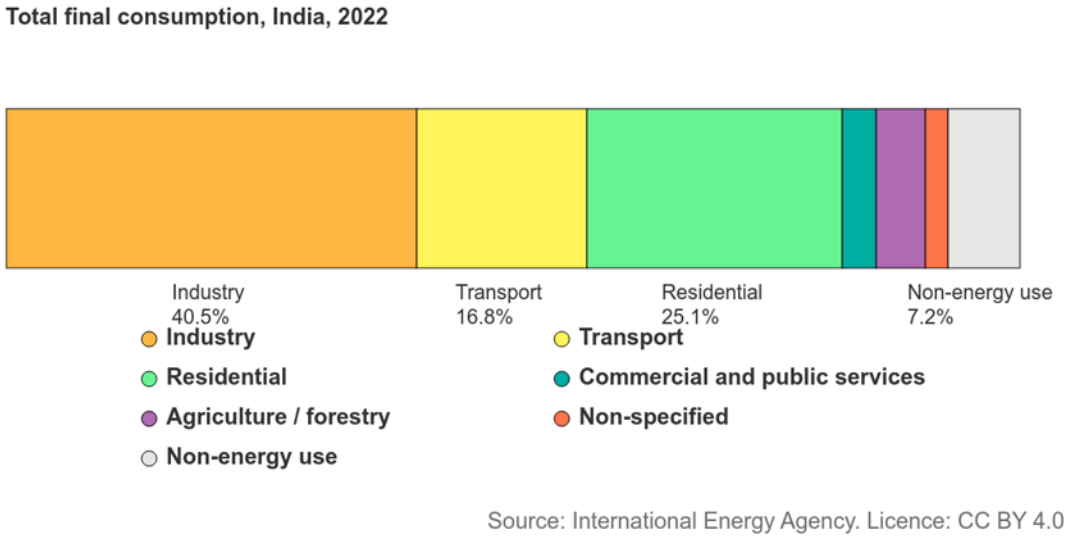


図 71 インドの産業種源別最終消費の割合（2022 年）

電力部門を見ると、2022 年の発電量（1,814,062 GWh）において最大の発電源は石炭（72.0%）であり、次いで水力（9.6%）、太陽光（5.8%）、風力（4.4%）、天然ガス（3.0%）が続く。2000 年の発電量 561,058 GWh から 2023 年におよそ 3.2 倍の発電量となっており、石炭による発電量は継続して大幅に増加している。

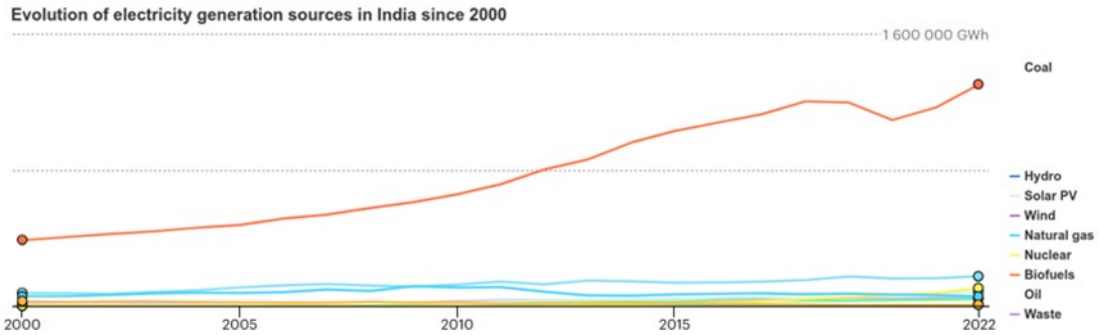


図 72 インドのエネルギー源別発電量の時間経緯（2000 年～2022 年）

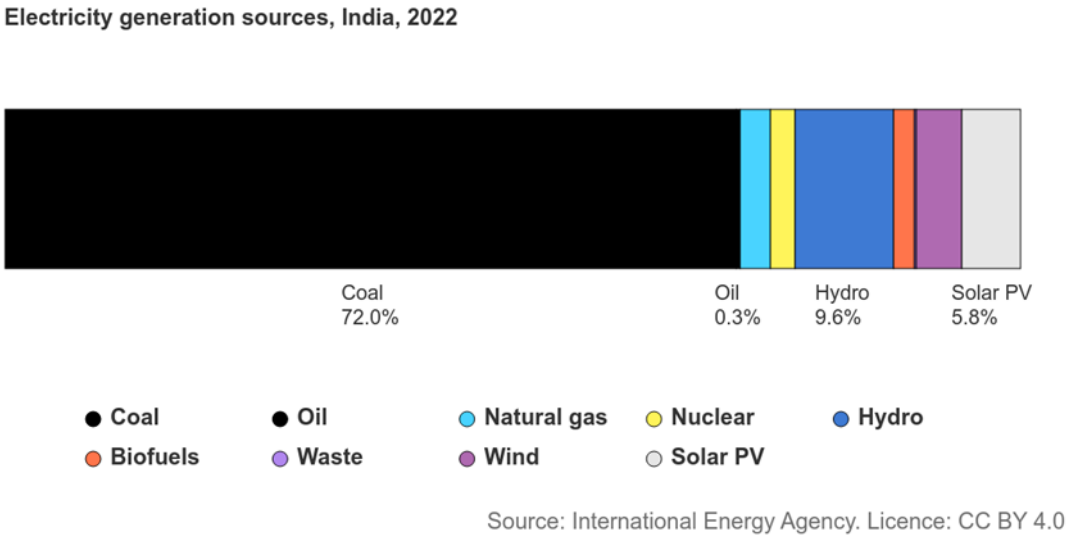


図 73 インドのエネルギー源別発電量の割合（2022 年）

電力及び熱生産部門から生じる CO2（2022 年の燃料由来の CO2 の 52.7%）のうち、97.5%は石炭由来であり、次いで天然ガスが 2.1%となっている。また、2022 年において、最終エネルギー消費に占める電力の割合は 18.0%であり、産業部門が 42.2%を消費している。

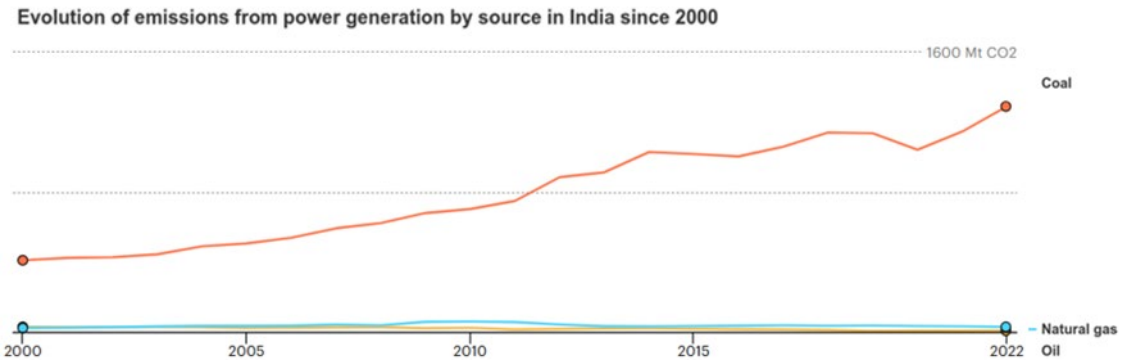


図 74 インドのエネルギー源別発電由来 CO2 排出量の時間経緯（2000 年～2022 年）

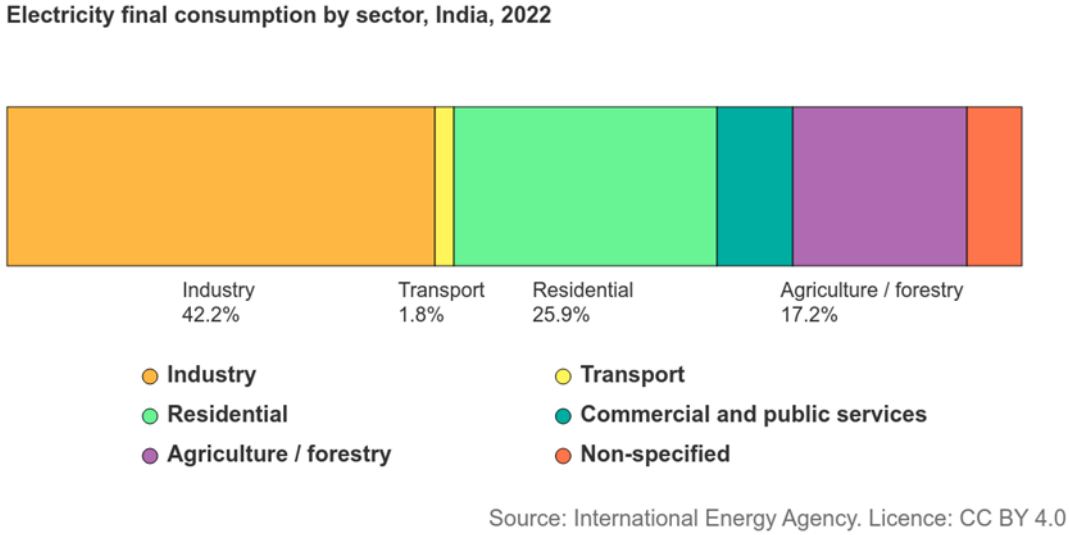


図 75 インドの産業種別電力消費割合（2022 年）

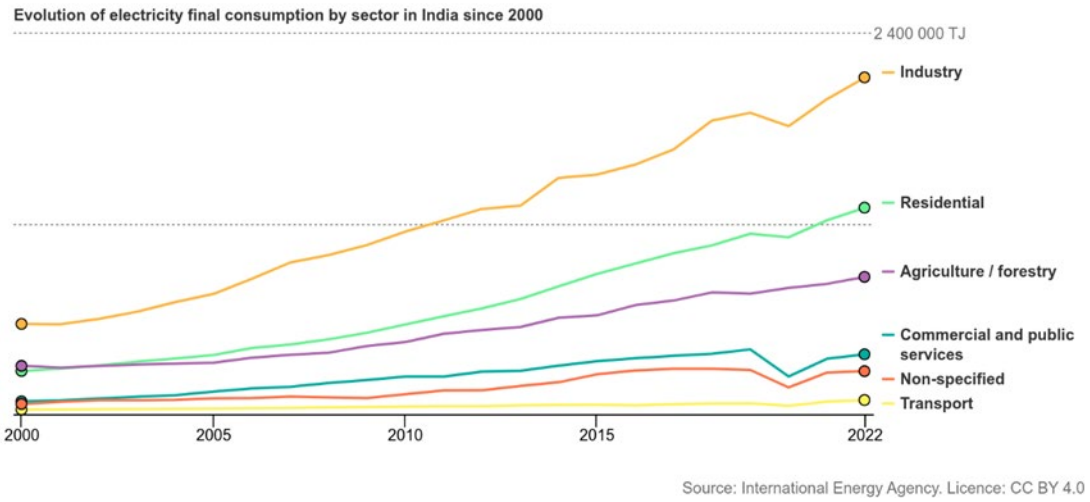


図 76 インドの産業種別電力消費割合の時間経緯（2000 年～2022 年）

最大の最終エネルギー消費部門である、産業部門（2022 年において 42.2%）のエネルギー源をみると、石炭が 37.2%、バイオ燃料・廃棄物が 28.8%、電力が 18.6%、石油が 10.0%、天然ガス 5.3%である。2000 年からの変化をみるといずれのエネルギー源も増加している。

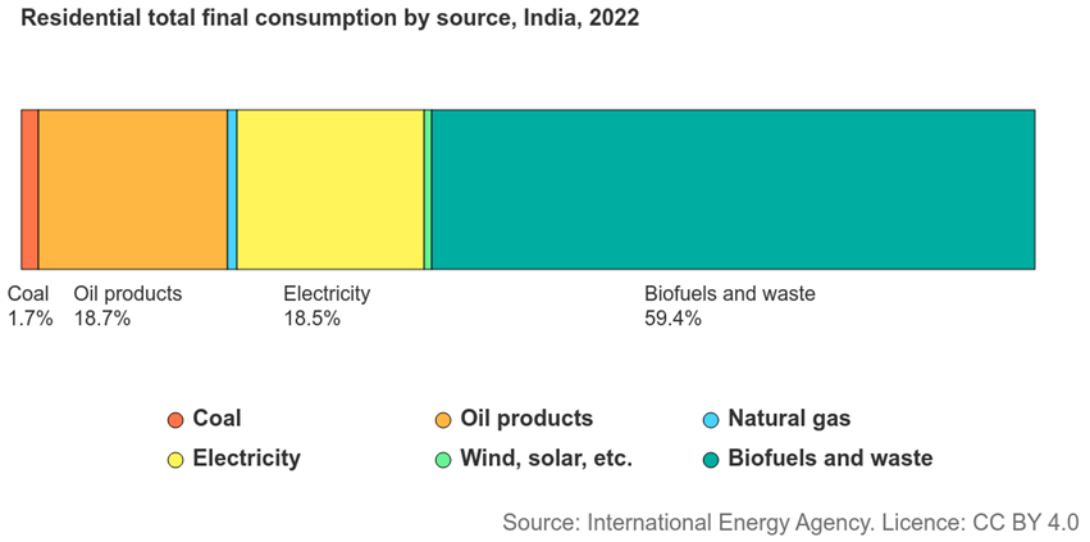


図 77 インドの産業部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

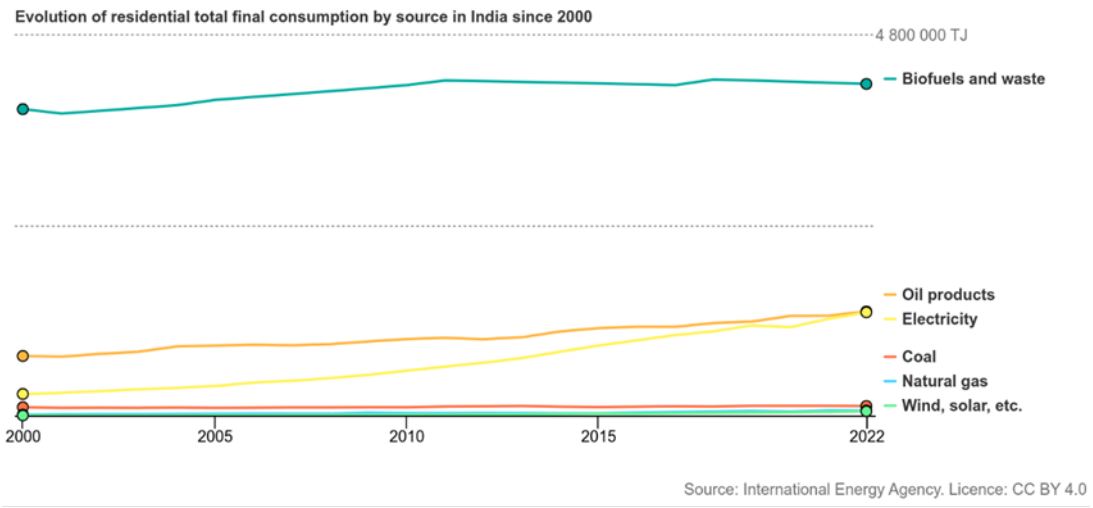


図 78 インドの産業部門におけるエネルギー最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

民生部門のエネルギー源をみると、バイオ燃料と廃棄物が 59.4%を占め、石油製品が 18.7%、電力が 18.5%、石炭が 1.7%である。2000 年からの変化をみると、電力を除きほぼ横ばいで、電力は 4.8 倍増加している。暖房や調理にはバイオマスや石油などの可燃性燃料が広く使用されており、化石燃料ボイラーを効率的な電気ヒートポンプに置き換える等によって GHG の削減に寄与すると考えられる。

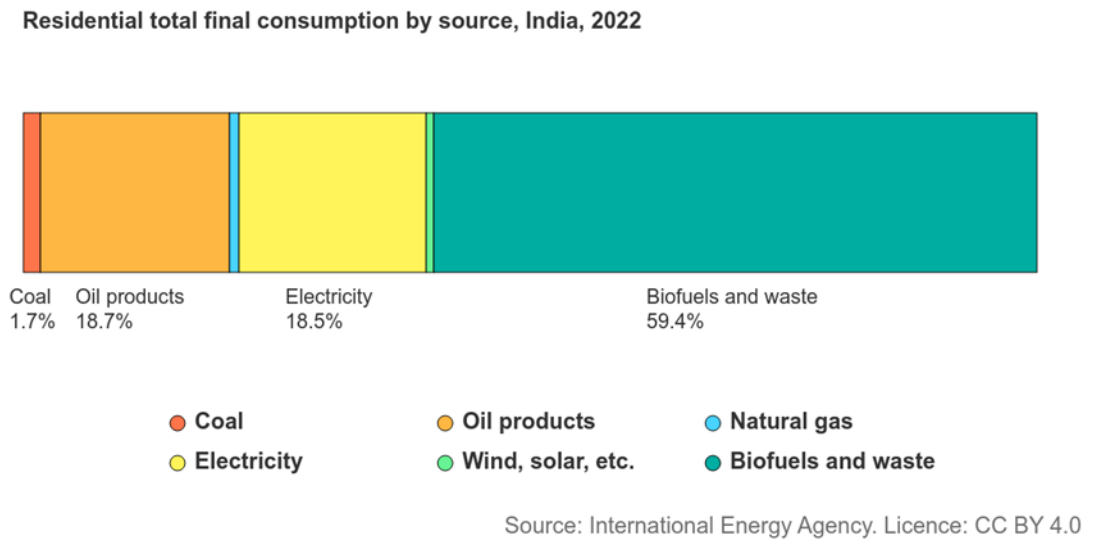


図 79 インドの民生部門におけるエネルギー源別最終消費割合（2022 年）

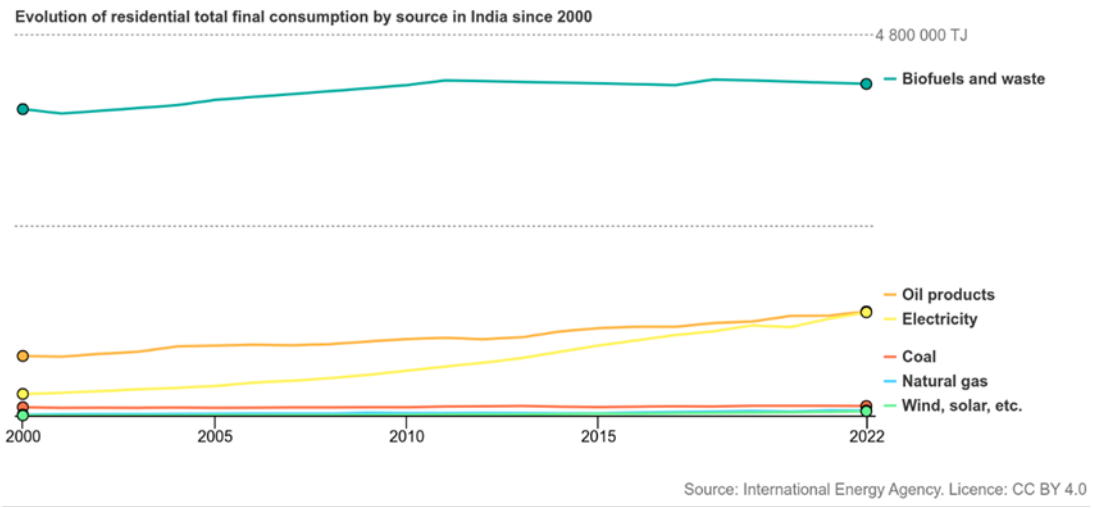


図 80 インドの民生部門におけるエネルギー源別最終消費の時間経緯（2000 年～2022 年）

インドのエネルギー需給についてのまとめ：

- エネルギー供給は 2022 年には 45.9%は石炭、24.0%が石油、20.7%がバイオ燃料と廃棄物、5.1%が天然ガスであり、75%が化石燃料由来のエネルギーである。
- 発電源は、石炭が 52.4%、バイオ燃料と廃棄物が 31.7%、原油が 5.0%、天然ガスが 4.2%、風力・太陽が 2.6%であり、化石燃料由来の国内エネルギー生産は 61.6%に及ぶ。
- 最終エネルギー消費（2022 年）は、石油製品が 31.5%、次いでバイオ燃料と廃棄物 27.5%、電力 17.9%、石炭 16.7%、天然ガス 6.2%である。電力は産業部門が最大の 42.2%を消費している。
- 部門別最終エネルギー消費（2022）をみると、産業部門が最大の 40.5%、次いで民生分野 25.1%、運輸交通部門 16.8%である。産業部門のエネルギー源をみると、石炭が 37.2%、バイオ燃料・廃棄物が 28.8%、電力が 18.6%、石油が 10.0%、天然ガス 5.3%である。2000 年からの変化をみるといずれのエネルギー源も増加している。民生部門のエネルギー源をみると、バイオ燃料と廃棄物が 59.4%を占め、石油製品が 18.7%、電力が 18.5%、石炭が 1.7%である。2000 年からの変化をみると、電力を除きほぼ横ばいで、電力は 4.8 倍増加している。

3.4.3. インドの NDC

インド国の最新の NDC（2022 年）の概要は以下のとおり。第 4 版隔年更新報告書によると、2005 年から 2020 年の間に、インドの国内総生産（GDP）の排出原単位は 36%減少したとしている。また、2024 年 10 月までに、設置済みの発電容量における非化石燃料源の割合は 46.52%に達したとしている。特に、再生可能エネルギー発電設備の累計設置容量（大規模水力発電プロジェクトを除く）は、2014 年 3 月の 35 GW から 156.25GW へと 4.5 倍に増加した。

表 34 インドの NDC の概要

	概要
GHG 排出削減目標	・ GDP の排出原単位を 2005 年比で 2030 年までに 45%削減 ・ 非化石燃料源による累積発電設備容量を 50%まで増加 ・ 森林および樹木被覆の追加により、25 億から 30 億トンの CO2 換算の炭素吸収源を追加で創出 ・ 2070 年のネットゼロの達成

出典：India's Updated First Nationally Determined Contribution Under Paris Agreement (2022)よりパシフィックコンサルタンツ作成

3.4.4. インドの主な GHG 排出削減戦略・計画

インド政府は自国の 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)。[29]。これにより、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。

エネルギー分野においては、国家グリーン水素ミッション（National Green Hydrogen Mission, 2023 年）[30]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ている。本政策は、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開発の達を目標としている。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

交通分野では、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 販売目標を掲げている。その

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

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

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[31]という数値目標を設定している。

3.4.5. インドのカーボンクレジット関連政策の動向

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。[32] 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として 13 分野を公表し[33]、2024 年 6 月に 14 分野に更新している。[34] これら技術リストは 3 年で更新される見込みである。このことから、インドが JCM パートナー国となった場合には、JCM プロジェクトは本リストのいずれかの分野に該当する必要がある。

表 35 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
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
12.	Clean cooking using renewable energy at scale (Government or Public-Private Partnership project only)

[31] 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

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

[33] 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

[34] F.No. CC-13008/238/2022-CC (E-187765) Office Memorandum: Subject: List of activities finalized in India under Article 6.4 mechanism of Paris Agreement - reg, Ministry of Environment, Forest and Climate Change, https://moef.gov.in/uploads/pdf/article_6.4.pdf

Alternate Materials	
13.	Green Ammonia
Removal Activities	
14.	Carbon Capture Utilization and Storage

※2024 年 6 月に No.12 が追加された。

国内では、キャップアンドトレードに基づく炭素クレジット取引制度（Carbon Credit Trading Scheme: CCTS）が、エネルギー効率に関する Perform Achieve Trade（PAT）スキームの対象となる事業所を含め、段階的に約 1,400 の事業所を対象に GHG 排出量上限を導入されるものである。鉄鋼、セメント、パルプ・紙、石油化学などの主要産業では、2026 年までに排出量原単位の上限が設定される見込みである。[35] [36] なお、排出枠を課せられていない事業者が CCTS の下でクレジットを発行することも可能であり、このような削減義務の対象ではない分野の事業者にも GHG 排出削減を促している。CCTS の下でのオフセットメカニズムの対象分野は、電力省エネルギー効率局が公表している。[37]

表 36 インドの CCTS におけるオフセットクレジットの対象分野

No.	Sector	Sub-Sector	事例
1	エネルギー	エネルギー産業 エネルギー分散 エネルギー需要	・水電解によるグリーン水素製造 ・貯蔵付き再生可能エネルギー ・洋上風力発電 ・バイオマスを利用したグリーン水素製造 ・圧縮バイオガス ・石灰製造におけるエネルギー効率化
2	産業	製造業 化学産業 鉱工業 金属業	・グリーンアンモニアの利用 ・アンモニア・尿素製造での原料転換
3	廃棄物	廃棄物管理・処理	・バイオ炭 ・埋立地ガス回収利用
4	農業	農業	・体系的な稲作の強化 ・バイオ炭

[35] International Carbon Action Partnership, 2024 年 9 月, *India adopts regulations for planned compliance carbon market,* https://icapcarbonaction.com/en/news/india-adopts-regulations-planned-compliance-carbon-market

[36] Detailed Procedure for Compliance Mechanism under CCTS, Bureau of Energy Efficiency, 2024 https://beeindia.gov.in/sites/default/files/Detailed%20Procedure%20for%20Compliance%20Procedure%20under%20CCTS.pdf

[37] No. 45/02/NMEEE/Energy Efficiency-CCTS/2024, OFFICE MEMORANDUM Subject: Approved Sectors in Offset Mechanism under CCTS by Central Government, BUREAU OF ENERGY EFFICIENCY (2024) https://beeindia.gov.in/sites/default/files/2024-10/OM%20for%20approved%20Sectors%20in%20Offset%20Mechanism%20under%20CCTS.PDF

			・アグロフォレストリー
5	森林	植林・再植林	・植林活動 ・制度的林業
6	交通	交通	・モーダルシフト ・電動自動車／バス
7	建設	建設	・石灰石焼成粘土セメント（Limestone Calcined Clay Cement: LC3 セメント）
8	揮発・漏洩	燃料由来 産業ガス由来	・セミコンダクタ産業からの CF4 削減 ・油田からのガス回収利用
9	溶剤利用	溶剤利用	－
10	CCUS	CCUS およびその他除去	・燃焼後の排出ガス対策 - CCS

出典：No. 45/02/NMEEE/Energy Efficiency-CCTS/2024, OFFICE MEMORANDUM Subject: Approved Sectors in Offset Mechanism under CCTS by Central Government, BUREAU OF ENERGY EFFICIENCY (2024)からパシフィックコンサルタンツ作成

3.4.6. 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。

表 37 インドでの現地調査日程

渡航	日程
第一回渡航	2025 年 2 月 26 日-3 月 8 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 14 技術等について意見交換を行った。

表 38 インドでの現地面談実績

日系機関・企業	現地政府等
・ JETRO ニューデリー事務所 ・ 日鉄エンジニアリング インド ・ インド三井物産 ・ カナデビア インド ・ 豊田通商インド ・ IHI ・ NEC インド	・ IndiaHub E-Governance Private Limited

・ 伊藤忠インド ・ マルチスズキ ・ 日立インド ・ 東芝インド ・ SMBC ニューデリーオフィス ・ 住友商事インド ・ インド三菱商事	

3.4.7. インドでの JCM セミナーの開催

経済産業省担当官との相談のもと、2025 年 3 月 4 日（火）に日本国環環境省が主催し、インド商工会議所連盟、インド日本商工会、地球環境戦略研究機関、海外環境協力センターが後援する「Exploring Collaboration Opportunities toward Decarbonized and Sustainable Society in India」に登壇し、経済産業省の JCM FS の紹介を実施した。[38]

本セミナーでは、日本国環境省の開会挨拶の後、インド・エネルギー資源研究所の基調講演があり、その後、環境省、ADB、当社や海外環境協力センターから JCM や JCM 支援スキームを紹介した。続いて、日系企業による JCM プロジェクト事例の紹介や脱炭素に貢献する技術の紹介がなされた。今年度の JCM FS に採択された Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.からも JCM FS の実施内容が説明された。

これら技術紹介の後、地球環境戦略研究機関をモデレータに、日本国環境省、インド電力省エネルギー効率局、Jindai Steel and Power Limited、Tata Steel、インド商工会議所連盟、JICA によるパネルディスカッションがなされた。最後にハイレベルスピーチののち、ビジネスネットワーキングを実施した。なお、当社もビジネスネットワーキングにて 1 ブースを構え、複数のインド企業に JCM FS の紹介等を実施した。

インドにおける Exploring Collaboration Opportunities toward Decarbonized and Sustainable Society in India のアジェンダは以下のとおり。

[38] http://carbon-markets.env.go.jp/jp_info/jp_info_event/y-2025/20250304/

表 39 Exploring Collaboration Opportunities toward Decarbonized and Sustainable Society in India 概要）

開催日時：2025 年 3 月 4 日（火） 11:00-16:30（日本時間 14:30~20:00）

開催方式：対面

会　　場：インド・ニューデリー　The Leela Palace New Delhi ホテル

主　　催：日本国環境省

後　　援：インド商工会議所連盟（FICCI）、インド日本商工会（JCCII）、地球環境戦略研究機関（IGES）、海外環境協力センター（OECC）

時間	内容	発表者
11:00-11:05	開催のあいさつ	日本国環境省　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付 JCM 推進室　室長 飯野 暁
11:05-11:25	基調講演 ➢ インドのエネルギー政策と脱炭素化政策、および協力の可能性	TERI 特別フェロー（元環境森林・気候変動省事務次官、元気候変動交渉主席交渉官）　ラジャーニ・ランジャン・ラシミ
JCM および JCM 案件開発の紹介		
11:25-11:55	JCM の最新動向	日本国環境省　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付 JCM 推進室 室長補佐　木滑 黄平
	JFJCM の紹介	アジア開発銀行　気候変動・持続可能な開発部 気候変動・レジリエンス・環境クラスター 気候変動スペシャリスト　村山 賢洋
	JCM 実現可能性調査の紹介	パシフィックコンサルタンツ株式会社 国際開発部　環境社会創造室長　野瀬 大樹
	JCM 事業の形成	一般社団法人海外環境協力センター　研究員 蕗澤 音々
JCM パートナー国における JCM 優良事例の紹介		
11:55-12:30	ベトナム・バクニン省における廃棄物発電事業（JCM 設備補助事業）	JFE エンジニアリング株式会社　環境本部海外事業部営業部 担当部長　高橋 元
	フィリピンにおける地熱発電事業（JCM 設備補助事業）	Energy Development Corporation　ビジネス開発グループ　プロジェクト開発ヘッド フランシスコ・カルロ・サントス
	インドにおける圧縮バイオガス技術（JCM 実現可能性調査）	三菱商事インド株式会社　地球環境エネルギー・電力ソリューショングループ長　岩本 修
12:30-13:30	昼食	
インドにおけるグリーン経済投資を促進するポテンシャルプロジェクト		
13:30-15:00	水素製造装置	カナデビア株式会社　Kanadevia India Private Limited　ビジネス開発部　　グループヘッド

		サムビット・モハンティ
	アンモニア利用	株式会社 IHI　新エネルギー担当部長　坂野 貴司
	二酸化炭素回収（CDR）技術	インド三菱重工業株式会社　Mitsubishi Heavy Industries India Pvt. Ltd. マネジングディレクター　木村 玲
	太陽光発電＋大容量蓄電池システム（BESS）	Indiahub E-Governance Private Limited（株式会社ファームランド（ファームドグループ）と提携） ディレクター　ヴィカッシュ・シャルマ シニアアドバイザー　サブラタ・バッタチャーヤ
	エネルギー管理システム	株式会社堀場製作所　HORIBA India Private Ltd. ビジネスマネージャー　クナル・ソニー
	蒸気管理システム	株式会社テイエルブイ　TLV India Private Limited　コンサルティング・エンジニア ラヴィ・ミシュラ
	コークス乾式消火設備（CDQ）	日本製鉄株式会社　NIPPON STEEL INDIA PRIVATE LIMITED　ジェネラルマネージャー 中島 弘喜
	パネルディスカッション	- エネルギー効率局（インド電力省）　次官 ミルインド・デオレ - 環境省地球環境局国際炭素市場　室長　飯野 暁 - Jindal Steel and Power Limited　最高調達責任者兼グリーン水素・ガス化部門責任者 ナヴィーン・アローワット - Tata Steel 常駐役員　スガンダ・ジャヤスワル - インド商工会議所連盟（FICCI）環境・気候変動委員会共同委員長、グリーンコ・グループ最高サステナビリティ責任者 ランバブ・パラバスツ博士 - 国際協力機構（JICA）インド事務所　次長 高橋 明人
ハイレベル講演		
15:00-15:30	ハイレベルスピーチ	FICCI 資源効率・循環経済産業連合（RECEIC）会長　マニッシュ・シャルマ 環境省地球環境審議官　松澤 裕
15:30-16:30	ビジネスネットワーキング	

3.5. 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 3 件の発掘を実施した。

表 40 将来的な JCM FS 候補案件①

非公表

表 41 将来的な JCM FS 候補案件②

非公表

表 42 将来的な JCM FS 候補案件③

非公表

3.6. 技術分野を限定した国内におけるセミナーの開催

JCM プロジェクトの開発の促進を目的とし、政府による支援メニューの紹介、JCM 制度の背景、方法論や MRV、JCMFS 実施事業者による事例紹介、国内外でのクレジット制度の動向等について、都内で事業者向けセミナーを開催した。

2024 年 10 月 17 日	令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（ハイブリッド形式）
2025 年 1 月 15 日	令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 2 回）（ハイブリッド形式）

3.6.1. 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 1 回）

2024 年 10 月 17 日（木）に「令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー」を開催した。[39] 本セミナーは、会場での対面とオンライン参加によるハイブリッド形式で開催され、幅広い分野から 340 名を超える参加申込を得た。

本セミナーでは経済産業省の木村範尋地球環境問題交渉官による開会挨拶の後、セッション 1 では、経済産業省、環境省、農林水産省からそれぞれ、JCM の最新動向や支援メニューが紹介された。セッション 2 では、経済産業省からクレジット制度全般と民間 JCM プロジェクトの動向が説明され、三菱 UFJ リサーチ＆コンサルティング株式会社から JCM 制度の経緯や仕組みについて詳細に解説された。セッション 3 では、令和 5 年度 JCM 実現可能性調査を実施された旭化成株式会社、イーレックス株式会社、株式会社 SDG インパクトジャパンより各社の JCM 実現可能性調査の事例が示された後に、経済産業省をモデレータに JCM 実現可能性調査のメリットや課題について議論された。各セッションでは活発な質疑応答がなされた。

参加者へのアンケート結果からは、概ね「参考になった」との回答が得られ、「制度の説明がわかりやすかった」「具体的な JCM 実現可能性調査の事例が参考になった」などの意見を得た。

表 43 第 1 回 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー概要

日　時：2024 年 10 月 17 日（木）13:30-16:30（13:10 開場）
場　所：日比谷国際ビルコンファレンススクエア　8E
形　式：会場、オンラインのハイブリッド形式
主　催：経済産業省
事務局：パシフィックコンサルタンツ株式会社

時間	内容	発表者
13:30-13:35	開会挨拶	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 地球環境問題交渉官 木村 範尋
セッション 1 JCM 制度の概要と政府支援内容の紹介		

[39] https://jcmfs.meti.go.jp/20241108.html

13:35-13:50	JCM の最新動向と経済産業省による支援メニューの紹介	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 室長補佐（JCM 担当） 三井 博行
13:50-14:00	JCM 設備補助事業の取組	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付 JCM 推進室 JCM 推進企画官 百瀬 嘉則
14:00-14:10	JCM における農業分野の取組	農林水産省 大臣官房 みどりの食料システム戦略グループ 環境企画官 大島 立大
14:10-14:15	質疑応答	
セッション 2 JCM 制度関連の基本説明と課題の共有		
14:15-14:30	クレジット制度全般と 民間 JCM プロジェクトについて	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 係長 酒井 拓水
14:30-14:50	JCM 制度の詳細説明	三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング　政策研究事業本部 地球環境部 上席主任研究員 邉見 達志
14:50-15:00	質疑応答	
15:00-15:10	休憩	
セッション 3 JCM FS 事例紹介		
15:10-16:05	JCM FS 事例ご紹介	旭化成株式会社 ライフイノベーション事業本部 サステナビリティ推進部 部長 丸山 睦弘
	イーレックスの JCM への取り組みについて （JCM 実現可能性調査を中心に）	イーレックス株式会社 経営企画部 経営企画課 環境担当 主任 横山 万葉
	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事業	株式会社 SDG インパクトジャパン マネージングパートナー 栗田 永幸
	ディスカッションおよび質疑応答	（モデレータ） 経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 係長 中山 雄一朗
閉会		
16:05-16:10	閉会挨拶 次回告知	経済産業省 三井 博行

セミナーでの主な質問と回答は以下の通り（※回答内容は回答時点でのものです）。

質問	回答
JCM を通じて、何件のプロジェクトが日本政府にクレジットを配分しているのか、クレジットがどのくらいの割合で日本政府に入っているのか情報を共有してほしい。	JCM はこれまで 250 件以上のプロジェクトの実績があります。それらのほとんどは環境省の設備補助事業によるものであり、クレジットの大半は日本政府に配分されています。
当初 JCM でクレジット創出をしようとしたが、方法論がない・実績がない等を理由に検討を見送った例を聞く。このような懸念に対して、今後どのように対応していくか。	方法論や実績が無い事業につきましては、JCM 実現可能性調査等を通じて、事業開始に向けた十分な調査と検討を行うことで、JCM 化へのハードルを少しでも下げることが期待できます。
環境省 JCM 設備補助事業における JCM による CO2 排出削減量の貢献公表について教えてほしい。仮に、代表事業者が日本の親会社で共同事業者がパートナー国現地工場の場合、日本の親会社は現地工場を含めた CO2 排出削減量を、グループ全体としての CO2 排出削減目標に含めて公表してもよいのか	パリ協定 6 条に沿って実施される JCM においては、二重計上の防止は特に重要であることから、JCM クレジットや JCM プロジェクトによる GHG 排出削減効果が二重計上されていると誤解されるような対外的な説明は避ける必要があります。二重計上と誤解されない表現をもとに、共同事業者とともに実施した JCM プロジェクトにより排出削減に貢献したことを公表することについては妨げませんが、その表現ぶりに疑義等がある場合は、公益財団法人地球環境センター（GEC）にお問合せください。
今回紹介された支援スキームとは別に、JETRO/JICA/UNIDO/ADB 他、どの位の種類があるのか。	本セミナーで紹介しきれなかった政府支援メニューにつきましては、こちらの資料を参照ください。https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm /pdf/jp_Recent_Development_of_JCM_202405.pdf
補助金前提の JCM では、民間企業に対してどの程度クレジットが配分されるのか。	補助金前提の JCM プロジェクト（JCM 設備補助事業および NEDO 実証事業）では、原則として日本に配分されたクレジットは全て日本政府が取得します。ただし案件によっては、民間企業に対して、事業への貢献度合い等に応じて一部を配分する事例もあります。
セミナーで例示された設備補助事業のうち、いくつかの省エネプロジェクトは、投資対効果が低く、規模も小さいものがある。これらは 4,000 円/tCO2 のクライテリアを達成することが困難と想定されるが、これらの領域は別のクライテリアが設定されていて応募することが可能と理解してよいか。	設備補助事業の公募要領に記載の通り、原則は 4,000 円/tCO2 以下であり、同一国での件数や技術分野に応じて変わります。詳細は、公募要領をご確認のうえ、ご不明な点は公益 財団法人地球環境センター（GEC）にお問合せください。

電子申請方式を利用しているのは、設備補助事業だけか。	ご理解の通りです。
相手国政府との交渉（プロジェクトの認定、両国クレジット取 り分比率等）の具体的なイメージ（どの程度、民間が単独でやる必要があり、どの程度政府支援が期待できるか、どの程度政府として関与しグリップを利かせるのか）を示してほしい。	民間 JCM については、原則として事業者が直接相手国政府への案件共有やクレジット配分の協議を行うこととしています。日本政府としては、事業実施のための様々な支援メニューを提供するとともに、事業者からの要請に応じて関係省庁ならびに相手国の現地日本大使館等とも連携しながら、相手国政府との連絡調整を行います。
再エネ発電所を例とした場合、運転開始後の案件でも適用可能なのか、あるいは建設前の段階で交渉を取りまとめる必要があるのか。	運転開始後の案件でも JCM プロジェクトとして認められる場合はありますが、事業の予見可能性を高めるうえでは、事業開始前に PIN の申請によって両国政府の了承を得ることが望ましいと考えます。
民間 JCM において、資金貢献を行う日本企業の要件（日本法人であること等）を教えていただきたい。例えば、海外のファンドを経由した資金調達をする場合、日本企業からの資金貢献として認めることが可能か。	JCM の事業実施者は日本法人であることが望ましいですが、JCM 登録簿に当該法人の口座を持つこと以外に具体的な要件はありません。海外ファンドを経由した資金調達を行ったとしても、日本企業の事業への貢献として認めることは可能です。
日本の企業(親会社)が、パートナー国にある子会社とコンソーシアムを組んで、親会社が子会社に資金を提供して GHG を削減させた場合、民間 JCM として成立するのか。また、このような事業は NEDO 実証事業の対象になりえるのか。	日本企業が、パートナー国にある子会社と国際コンソーシアムを締結し、子会社での設備導入等を通じて GHG 削減を行う事業は、過去にも事例があり、JCM プロジェクトとして否定されておりません。他方、NEDO 実証事業としては、相手国企業との MoU 締結を行う必要があることから、このような事業形態には適さないと考えます。
JCM クレジットは GHG プロトコルに適用したものではないので、CDP や SBT に適応できないと言った説明をされたがこの理解で合っているか。	ご理解の通りです。
JCM クレジット 1 億トンの創出に向けたロードマップ等を作成されていれば示してほしい。	現時点で日本政府としてロードマップ等は作成しておりませんが、セミナーでご紹介したとおり、今後のクレジット創出の促進に向けた様々な政府支援制度の整備等に取り組んでいます。
AWD の方法論についてフィリピンでの開発が先行しているが、今後 ASEAN 諸国（特にタイ、ベトナム等）の米作の盛んな国への横展開を通じて JCM 開発が加速するのか。	フィリピンで開発した AWD 方法論は、今後他国のニーズや案件ポテンシャルを踏まえて展開することを想定しており、今後ますます農業分野の JCM 開発の加速化が期待できます。

相手国によってはクレジットの国外移転に反対する動きもある中、今後 JCM 関連プロジェクトの促進（民間 JCM を含む）に向けて、相手国政府がメリットを感じるインセンティブの準備について、どのような検討をされているか。	JCM を通じた日本の脱炭素技術等の普及促進により、相手国での NDC に貢献することがインセンティブの前提となります。また、JCM ではより保守的なリファレンス排出量を設定することで、クレジットの一部を日本に移転してもなお、相手国の NDC へ貢献することについて理解を得ることが重要と考えます。
JCM クレジットに対する相手国へのインセンティブとして、ODA や JBIC の融資でのコンセッショナリティ、条件付けなどは将来的に検討されるのか。	原則として、ODA の案件から JCM クレジットを創出することはできません。日本政府として JCM に関連した金融支援策は現時点で設けておりませんが、各金融制度における優位性は将来的に検討の余地があります。

閉会後に実施したアンケートでは 61 名から回答を得た。主な回答結果は以下の通り。

Q このセミナーは貴方のビジネスにおける今後の JCM プロジェクト化の検討のために参考になりましたか。

参考にならなかった	あまり参考にならなかった	どちらでもない	参考になった	大変参考になった	合計
0	0	4	33	24	61

Q 日本政府の二国間クレジット制度支援メニューのご活用を検討されていらっしゃいますでしょうか（複数回答可）。

経済産業省 JCM 実現可能性調査	NEDO 低炭素技術普及促進事業（JCM 実証事業）	NEDO 有望技術分野の新規方法論開発に向けた調査	NEDO JCM クレジット化支援・MRV 適用調査事業	環境省 JCM 設備補助事業	農林水産省（農業分野、森林分野）
13	4	5	4	13	10

Q 経済産業省 JCM 実現可能性調査の活用を検討されていらっしゃる場合、そのアイデア概要を可能な範囲でご教示いただけますでしょうか。

バイオチャー製造利用、EV 導入、泥炭地及び農地の土壌改良、島しょにおける再エネへの置換、る廃食用油の精製利用、稲作の中干し農法、波力発電　等

Q セミナーに関するご意見・ご感想をお寄せください。

・資料が充実している。 ・継続的にこのようなセミナーの開催を希望する。 ・事業化に進めるだけのクレジット価値創造が可能であるのか。 ・具体的な JCM FS の案件紹介があり、実務が見えたことが良かった。

・JCM クレジット価格の不透明さから大口投資は躊躇されることが多い。
・わかりやすく、有意義なセミナーであった。
・国内クレジット制度についても話しを伺いたい。

3.6.2. 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 2 回）

2025 年 1 月 15 日（水）に「令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー（第 2 回）」を開催した。本セミナーは会場での対面とオンライン参加によるハイブリッド形式で開催され、幅広い分野から 430 名を超える参加申込を得た。

本セミナーでは経済産業省の木村範尋地球環境問題交渉官による開会挨拶の後、セッション 1 では、経済産業省より JCM の最新動向や政府支援メニューの紹介及び JCM 実現可能性調査の概要や活用にむけたポイント等が紹介された。セッション 2 では、株式機会社三菱総合研究所から JCM における方法論の考え方や留意点等について、一般社団法人日本能率協会からは MRV の考え方と重要性について詳細に解説された。また、経済産業省からは、パリ協定 6 条の概要や COP29 の成果が説明された。セッション 3 では、株式会社三井物産戦略研究所より世界でのカーボンクレジット制度の動向や取組み等が説明され、経済産業省から JCM クレジットの今後の活用に向けた展望等が述べられた。ディスカッションでは、JCM の更なる促進に向けた課題等について議論された。各セッションでは会場やオンラインから活発な質疑応答がなさた。

参加者へのアンケート結果からは、概ね「参考になった」との回答が得られ、「方法論や MRV について具体的に理解することができた」「パリ協定 6 条を含め JCM の最新動向への理解が深まった」「定期的に開催をお願いしたい」などの意見を得た。

表 44 第 2 回 令和 6 年度 二国間クレジット制度（JCM）の更なる促進に向けたセミナー概要

日　時：2025 年 1 月 15 日（水）13:30-16:30（13:10 開場）
場　所：日比谷国際ビルコンファレンススクエア 8D
形　式：会場、オンラインのハイブリッド形式
主　催：経済産業省
事務局：パシフィックコンサルタンツ株式会社

時間	内容	発表者
13:30-13:40	開会挨拶	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 地球環境問題交渉官 木村 範尋
セッション 1 JCM 制度の概要と政府支援内容の紹介		
13:40-13:55	JCM の最新動向 ✓ JCM 概要政府支援メニューの横断的解説 ✓ 各種支援メニューの内容紹介	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 室長補佐（JCM 担当） 三井 博行 同 係員 住友 陽次郎
13:55-14:10	JCM FS の紹介	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 係長 酒井 拓水
14:10-14:20	質疑応答	

セッション 2 JCM 制度の深堀解説		
14:20-14:35	方法論の考え方 ✓ 基本的な考え方 ✓ 方法論開発における留意点	株式会社三菱総合研究所 エネルギー・サステナビリティ事業本部 参与 山口 建一郎
14:35-14:50	MRV の考え方 ✓ TPE(第三者機関)によるバリデーション、ベリフィケーションの説明、MRV の重要性	一般社団法人 日本能率協会 地球温暖化対策センター センター長 鈴木 健司
14:50-15:00	パリ協定 6 条について ✓ 概要・COP29 での交渉結果	経済産業省 イノベーション・環境局 GX グループ 地球環境対策室 係長 中山 雄一朗
14:50-15:00	質疑応答	
15:00-15:10	休憩	
セッション 3 JCM FS の今後について		
15:10-16:05	クレジット動向と世界全体の取組 ✓ 各国の取組・動向 ✓ 民間企業の取組・動向	株式会社三井物産戦略研究所 国際情報部 シニア研究フェロー 本郷 尚
15:35-15:50	JCM クレジットの活用について ✓ GX-ETS 及びクレジット取引の現状と今後 ✓ 更なる JCM の活用に向けた展望	経済産業省 イノベーション･環境局 GX グループ 地球環境対策室 地球環境問題交渉官 木村 範尋
閉会		
16:05-16:10	閉会挨拶	経済産業省 イノベーション･環境局 GX グループ 地球環境対策室 地球環境問題交渉官 木村 範尋

セミナーでの主な質問と回答は以下の通り（※回答内容は回答時点でのものです)。

質問	回答
民間 JCM で日本の事業者が取得する JCM クレジットは､パリ協定 6 条に基づき､必ず日本の｢NDC 目的」で国際移転が承認されるのでしょうか？それとも､｢その他の目的」として ITMO 承認される可能性はあるのでしょうか。	原則として､JCM クレジットは日本の NDC 達成のために利用されますが､CORSIA 等その他の目的への利用可能性は否定されていません。そのような将来的な利用可能性も含めて、NDC とその他の目的両方の利用を含めるように ITMOs の承認を行うことを検討して おります。
JCM クレジットのレイティング（格付け）について、どうお考えでしょうか。	クレジットの格付けについて、特段方針は持っておりません。JCM はパリ協定 6 条に沿って、環境十全性や透明性を確保しながら着実に運用を進めていきます。
JCM クレジットの GX-ETS への売却を検討する場合に､JCM クレジットの取得年度に何らかの制限はございますでしょうか。	現在 GX-ETS の第 1 フェーズにおいては､適格クレジットの取得年度に制限は設けられていません。今後の GX-ETS での JCM クレジットの扱いの詳細については、今後検討を進めてまいります。
JCM の創出方法論で再エネ電力のものがあるかと思いますが､JCM は J-クレジットのように電力証書としても活用できるものでしょうか。	現時点では JCM クレジットを、日本で電力証書のように活用することはできません。

JCM の相手国は、日本の ODA 支出割合が多いほうが有利でしょうか。	相手国への ODA 支出割合が、JCM プロジェクト組成に影響するとは一概に言えません。相手国の国際協力に関する方針、ニーズ、規制等を踏まえて、判断されるものです。
JCM クレジットを無効化した場合には、NDC でカウントされるという理解はあっていますか。	その通りです。ただし、無効化されたクレジットをすぐに NDC にカ ウントするのではなく、無効化手続によって無効化口座に移転されたクレジットを、政府が NDC へ利用していきます。
ホスト国とのクレジットの連携のイメージがあまり出来ませんでした。ご説明にあったインドネシアに関しては、インドネシアのクレジット 制で認められたクレジットも JCM クレジットと同様の取り扱い（国際移転）が出来るのでしょうか。	ご理解の通りです。インドネシアに限らず、パートナー国でのクレジット制度で認められた JCM 以外のクレジットも、パリ協定 6 条に沿った形で承認され、相当調整がなされた場合には国際移転が可能です。ただし、日本とインドネシアとの間では、現状は JCM のみを通 じてクレジットを国際移転することとしています。
インドの資本参加・技術支援先の会社で能力増強を行う際に省エネ技術等を適用し、CO2 排出削減が出来る場合は、JCM 事業として成立する可能性有りますか。	対象とする技術分野や事業体制、JCM パートナー国における事業かどうかにも依りますので、一概に判断することができません。具体的な案件がございましたら担当までご相談ください。
プロジェクトパートナーの中に、Host 国以外の国の企業が居る場合の対応について。	日本と相手国以外の第三国の企業が事業に参画すること自体は否定されません。ただし、あくまで日本側あるいは相手国側としての関与となります。仮に日本側として事業に参画する場合、当該企業が日本の JCM 登録簿に口座を保有していれば、配分された JCM クレジットを取得することは可能です。それを第三国へ移転することはできません。

閉会後に実施したアンケートでは 86 名から回答を得た。主な回答結果は以下の通り。

Q このセミナーは満足のいく内容でしたか 。

非常に不満	不満	普通	満足	非常に満足	合計
0	0	5	46	35	86

Q このセミナーは貴方のビジネスにおける今後の JCM 利用の検討のために参考になりましたか。

参考にならなかった	あまり参考にならなかった	どちらでもない	参考になった	大変参考になった	合計
0	0	4	51	31	86

Q 参考となった項目の理由を教えてください（複数回答可）

JCM の最新動向	JCMFS の紹介	方法論の考え方	MRV の考え方	パリ協定 6 条について	クレジット動向と世界全体の取組	JCM クレジット活用について
33	28	36	26	34	46	47

Q 経済産業省 JCM 実現可能性調査の活用を検討されていらっしゃる場合、そのアイデア概要を可能な範囲でご教示いただけますでしょうか。

経済産業省 JCM 実現可能性調査	NEDO 低炭素技術普及促進事業（JCM 実証事業）	NEDO 有望技術分野の新規方法論開発に向けた調査	NEDO JCM クレジット化支援・MRV 適用調査事業	環境省 JCM 設備補助事業	農林水産省（農業分野、森林分野）	グローバルサウス	その他	現時点では特に検討していない
17	12	5	9	21	6	2	11	29

Q 経済産業省 JCM 実現可能性調査の活用を検討されていらっしゃる場合、そのアイデア概要を可能な範囲でご教示いただけますでしょうか。

低温排熱利用、水田の中干し対策、膜技術を活用した省エネ、空調・冷凍機による省エネ、水素・アンモニア燃料の混焼、CCS　等

Q セミナーに関するご意見・ご感想をお寄せください。

・定期的な開催により状況や実績の紹介をお願いしたい。 ・東京以外でも開催をお願いしたい。 ・JCM に関して網羅的に説明を聞くことができ参考となった。 ・具体的な案件の紹介をお願いしたい。 ・・二国間の交渉状況や制度内容が短い時間のスパンで変更されているため、企業向けのこのようなセミナーの頻度は上げていってほしい。

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、水素・アンモニア混焼と直接空気回収（DACCS）の 2 分野とした。

4.1. 水素・アンモニア混焼分野に係る調査

経済産業省では「2050 年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」(2021 年)、「水素基本戦略（案)」(2023 年）や水素・アンモニア政策小委員会の「中間とりまとめ」(2024 年）において水素・燃料アンモニア産業の国際展開に向けた今後の取組みとして、水素発電タービンのアジア等への輸出、石炭火力へのアンモニア混焼のアジア地域への輸出を目指すとしている。しかしながら「発電へのアンモニア・水素燃料の利用」分野では JCM プロジェクト化の実績が乏しいため、将来的に想定されるプロジェクトの事例、JCM 方法論検討に必要な基礎的な条件や排出削減量算定方法、JCM プロジェクト化における課題等について整理した。

4.1.1. 水素・・アンモニア燃料の活用に関する諸外国の動向

本調査時において、世界のエネルギー関連 CO2 排出量の 80%近くを占める 41 か国の政府が、水素・アンモニア戦略を採用している。再生可能エネルギーの導入コストの低下などにより、グリーン水素の生産コストが今後低下するとみられ、世界各国で水素戦略の策定が加速している。

国際エネルギー機関により公表された「Global Hydrogen Review 2022」では 15〜22 Mt であったクリーン水素[40] の生産量は、現在 27〜35 Mt まで増加している。IEA プロジェクトデータベース（2023 年 10 月 31 日時点）から集計したところ、積み上がった製造容量は 2030 年時点で水素約 50 Mt、アンモニア約 20 Mt に及ぶ。しかし、このうち最終投資決定/建設段階にあるものは、それぞれ 3、4%程度しかなく、大部分がコンセプト段階や実現可能性調査段階に留まっている。

水素利用に関する世界的企業で構成される Hydrogen Council のレポート「Hydrogen Decarbonization pathways: A life-cycle assessment」(2021）では、「つくる」、「はこぶ」、「つかう」の各段階における CO2 削減の取り組みが詳しく述べられている。特に、再生可能エネルギーを使用したアンモニア製造プロセスが、従来の化石燃料ベースの方法に比べて大幅な CO2 削減を可能にすると指摘している。また、輸送段階では、液化アンモニアの効率的な輸送技術が発展しており、エネルギー使用量の削減に寄与している。利用段階では、特に火力発電所でのアンモニア混焼技術が注目され、大規模な CO2 削減が可能であるとされている。さらに、レポートでは、次表に示すように世界の地域別に検討された八つの示唆的なパスウェイに基づき、水素・アンモニアがサプライチェーン全体を通じて GHG の排出削減にどのように貢献するかが説明されている。このパスウェイは、エネルギー源から水素の利用用途まで、技術の進歩と政策の連携によって達成可能な削減シナリオを示しており、JCM プロジェクトにおける水素・アンモニア製造・利用技術による GHG 排出削減のポテンシャルを示唆しているといえる。

---

[40] IEA では、クリーン水素を「低排出源（太陽光発電や風力発電などの自然エネルギー、原子力等）からの発電電力を用いて水の電気分解により製造された水素を含む。バイオマスから製造された水素や、炭素回収・利用・貯蔵（CCUS）技術を用いた化石燃料から製造された水素も、低排出水素としてカウントされる。」としている。

表 45 八つの示唆的なパスウェイ

パスウェイ	原産地域	利用地域	エネルギー源	水素製造方法	水素変換	水素輸送・配送方法	水素の用途	代替手段
1	オーストラリア	東アジア	天然ガス	ATR + CCS	液体水素（LH_2）	液体水素輸送（9,000 km）	軽量車両（例: フリート）	ガソリンエンジン車, 電気自動車（BEV）
2	スカンジナビア	スカンジナビア	天然ガス	ATR + CCS	液体水素（LH_2）	液体水素輸送（トラック輸送, 100 km）	船舶輸送（例: クルーズ船）	ディーゼルエンジン車（ICE）
3	北西ヨーロッパ	北西ヨーロッパ	天然ガス	ATR + CCS	–	水素パイプラインネットワーク	産業用熱（例: ボイラー/炉）	天然ガス
4	中東	東アジア	天然ガス	ATR + CCS	アンモニア（NH_3）合成	アンモニア輸送（12,000 km）	中央発電所	天然ガス
5	北アメリカ	北アメリカ	風力＋太陽光	中央集約型電気分解	アンモニア（NH_3）合成	アンモニア輸送（2,000 km）	肥料生産	天然ガス
6	中国	中国	太陽光	中央集約型電気分解	–	水素パイプライン（2,500 km）	バス	ディーゼルエンジン車（ICE）
7	アメリカ	アメリカ	風力＋太陽光	現地/分散型電気分解	–	燃料補給ステーション	トラック	ディーゼルエンジン車（ICE）
8	西/中央ヨーロッパ	西/中央ヨーロッパ	洋上風力	現地/分散型電気分解	–	–	製鉄所（直接還元鉄 + 電気アーク炉）	製鉄所（高炉 + 転炉）

注記：これらのパスウェイは、実際のプロジェクトや技術的な進展を示唆するものではない。

* ATR: 自動改質器（天然ガスから水素を生成する技術

** CCS: 二酸化炭素回収・貯留技術

出典：Hydrogen Council, 2021

先進国、中進国、途上国を含め、水素戦略を策定している国を下表に示す。

JCM パートナー国の中では、アラブ首長国連邦（UAE）とサウジアラビアは、水素に関する包括的な戦略と規制の枠組みを制定しており、チリは、グリーン水素製造の世界的リーダーになることを目指した明確な戦略を定めている。ケニア、ベトナム、インドネシア、スリランカ、チュニジアは、水素エネルギーの探求と関連規制・政策の開発の初期段階にある。

表 46 JCM パートナー国の水素・アンモニア戦略・支援制度と水素の用途

国	水素・アンモニア戦略等の名称	水素の主な用途
チュニジア	National Strategy for the Development of Green Hydrogen and its Derivatives in Tunisia （2023 年 9 月）	発電用燃料、産業用原料
サウジアラビア	National Hydrogen Strategy （2020 年 6 月）	工業用原料（化学・石油精製）
UAE	Hydrogen Leadership Roadmap（2021 年 11 月） National Hydrogen Strategy 2050（2023 年 7 月）	輸送用燃料、産業用原料（鉄鋼など）、発電用燃料、工業用原料（化学・石油精製）
インドネシア	National Hydrogen Strategy（2023 年 12 月）	輸送用燃料、発電用燃料、産業用原料
チリ	National Green Hydrogen Strategy（2020 年 11 月） Green Hydrogen Action Plan 2023-2030（2024 年 4 月）	産業用原料（鉄鋼など）、工業用原料（化学・石油精製）
スリランカ	National Hydrogen Roadmap（2023 年 9 月）	発電用燃料
ベトナム	National Hydrogen Development Strategy（2024 年 2 月）	輸送用燃料、産業用原料（鉄鋼など）
ケニア	Green Hydrogen Strategy and Roadmap（2023 年 9 月） Guidelines On Green Hydrogen And Its Derivatives（2024 年 5 月）	発電用燃料、工業用原料（化学・石油精製）

出典：IEA 情報からパシフィックコンサルタンツ作成

表 47 主要国における水素・アンモニア戦略・支援制度と水素の用途

国・地域	水素・アンモニア戦略等の名称	水素の主な用途
EU	水素戦略（2020 年 7 月） リパワーEU（2022 年 5 月） 財政支援策「欧州水素銀行」（EHB）最初入札結果発表（2024 年 4 月 30 日）	輸送用燃料、産業用原料（鉄鋼など）

フランス	エネルギー移行に向けた水素拡大計画（2018年6月） 国家水素戦略（2020年9月） フランス2030（2021年10月）	輸送用燃料、産業用（鉄鋼など）原料
オランダ	国家気候協定（2019年6月） 国家水素戦略（2020年4月） 水素インフラ整備計画（2022年6月）	輸送用燃料、産業用原料
ドイツ	国家水素戦略（2020年6月） 水素・同派生製品入札メカニズム「H2Global」（2022年12月）	輸送用燃料、産業用原料（鉄鋼など）
デンマーク	水素とグリーン燃料の開発と促進に関する協定（Power-to-X戦略）（2022年3月）	
英国	水素戦略（2021年8月） ※水素生産能力の目標引き上げは「エネルギー安全保障戦略」（2022年4月）にて設定 グリーン水素製造支援プログラム「HAR 1（Hydrogen Allocation Round）」（2023年12月14日）	工業用原料（化学・石油精製）
スペイン	水素ロードマップ（2020年10月）	輸送用燃料、発電用燃料、産業用原料
中国	水素エネルギー産業発展中長期計画（2021～2035年）（2022年3月）	輸送用燃料
インド	Harnessing Green Hydrogen（2022年6月） National Green Hydrogen Mission（2023年1月） 「グリーン水素転換のための戦略的介入（SIGHT）」プログラム（2024年1月16日）	輸送用燃料、工業用原料（化学・石油精製）
シンガポール	2050年までのシンガポール海運脱炭素化ブループリント(2022年3月) シンガポールの国家水素戦略(2022年10月)	発電用燃料（輸入）
オーストラリア	国家水素ロードマップ（2018年10月） 国家水素戦略（2019年11月） 政府投資計画「水素ヘッドスタート」プログラム（2023年5月）	輸送用燃料、工業用原料
カナダ	カナダ水素戦略（2020年12月）	輸送用燃料、発電用燃料、産業用原料

米国	水素ショット（2021 年 6 月） 国家クリーン水素戦略とロードマップ（2022 年 9 月）※ドラフト	輸送用燃料、発電用燃料、産業用原料
チリ	グリーン水素国家戦略（2020 年 11 月）	輸送用燃料、輸出
ウルグアイ	ウルグアイにおけるグリーン水素開発ロードマップ（2022 年 6 月）	輸出
オマーン	グリーン水素戦略（2022 年 10 月）	輸出
ナミビア	グリーン水素・誘導体戦略（2022 年 11 月）	輸送用燃料、輸出

出典：IEA 情報からパシフィックコンサルタンツ作成

4.1.2. 諸外国の技術動向

水素関連技術の成熟度はサプライチェーンによって大きく異なるものの、水素・アンモニアの製造（つくる）技術の方が、利用技術（つかう）よりも、一部化学産業等の確立された用途を除き、発展している。電力分野での水素・アンモニアの最終利用技術の成熟度は、以下の図に示されている。IEA の”Global Hydrogen Review 2023”によると最終用途技術の中でも、水素が脱炭素化においてより重要な役割を果たすと期待されている、排出削減が困難なセクターの技術は成熟度が低く、技術革新のペースも遅い。水素とアンモニアの最終利用技術における技術革新のレベルについては、水素のエンドユース技術に関する特許動向を分析した結果、約 90%の国際特許ファミリーが気候変動への対応を目的としている。特に自動車分野における水素利用技術に関する特許の成長が顕著である。航空および海運分野におけるイノベーションは比較的低調であるものの、過去 20 年間で年間 10%の成長率を記録している。しかしながら、製鉄や水素・水素系燃料タービンなど、脱炭素化が困難な産業用途においては、依然として目立ったイノベーションが見られない状況である。これらの分野における技術革新が今後の課題となる。

表 48 発電分野での水素利用技術に関する技術成熟度評価（Technology Readiness levels of Hydrogen end-uses by sector）

TRL	技術
9	天然ガス火力発電への水素混焼 高温型燃料電池
7	水素専焼発電
6	燃料電池・ガスタービンハイブリッド発電
5	天然ガス／石炭火力発電へのアンモニア混焼
4	アンモニア専焼発電

*TRL 0 – 4: 小規模プロトタイプ、4- 6: 大規模プロトタイプ、6 – 8: 実証、8 – 10:市場導入段階、10 – 11: 成熟

出典： Global Hydrogen Review 2023 (IEA, 2023)をもとにパシフィックコンサルタンツ作成

水素の最終利用動向の概要といくつかの例を、下表に示す。

表 49 水素とアンモニアの利用技術の動向とプロジェクト例

エネルギー	
電力	動向（実証段階） • 電力セクターにおける燃料としての水素は、世界の発電ミックスに占める割合は0.2%未満であり、極めて少ない。 • 水素を発電に利用する技術は現在商業的に利用可能であり、燃料電池、内燃機関（ICE）、ガスタービンのいくつかの設計は、水素の専焼または混焼で運転することができる。 • 水素とアンモニアによる火力発電容量は、各国が発表しているプロジェクト計画によれば、2030 年までに 5800MW に達する可能性がある。 事例 • 水素をアンモニアの形で利用することも、発電の選択肢のひとつである。石炭火力発電所でのアンモニア混焼は、日本と中国での試験で成功裏に実証されている。アンモニアはガスタービンの燃料にもなりうる。 • 日本では 2022 年に 2MW のガスタービンで 100%アンモニアの専焼に成功しており、40MW 専焼のタービン開発に向けた取り組みが進められている。
運輸	
交通	動向（商用段階） • 交通分野での水素の主な用途は、燃料電池電気自動車で、主に自動車とバスだが、大型トラックも増加している。これは、水素技術が乗用車だけでなく、道路物流でも利用されつつあることを意味する。 • Hydrogen Council および McKinsey & Company が発表された「Hydrogen Insights Report」によると、2023 年時点世界中で約 79,000 台の燃料電池車が走行している。 事例 • 日本では水素を利用したトラックが商業化に向けた取り組みが進んでいる。特に、トヨタと日野自動車が共同開発した水素燃料電池トラックが、長距離輸送における脱炭素化を目指してテスト運行されている。
鉄道	動向（商用段階） • 鉄道輸送分野での水素とアンモニアの利用は、他の分野（自動車など）に比べて採用が限られており、まだ初期段階にある。 • しかし、水素を使った列車への関心と投資は増加していて、特に鉄道ネットワークの脱炭素化を目指す地域で注目されている。水素燃料電池を使う列車は、非電化区間でのディーゼル列車の代替として有望視されていて、ヨーロッパやアジアでパイロットプロジェクトが進行中。 事例 • 2023 年において、燃料電池車両の開発と商業化が各国で加速している。 　o ドイツで 燃料電池車両の配備 　o 日本、カナダ、スペインにおいて旅客用水素列車の試験運行 　o 中国とカナダにおける貨物列車の商業運行
船舶	動向（実証段階）

	• Global Maritime Forum は、ゼロ・エミッション船舶技術のパイロット・プロジェクトと実証プロジェクトを特定しており、そのうちの 50 件以上がアンモニア燃焼と水素燃料電池、30 件がメタノール、25 件が水素燃焼に焦点を当てている。 事例 • 2023 年 3 月、ノルウェーで初の液体水素フェリー「MF Hydra」がゼロ・エミッションの水素を使用して運航を開始した。2024 年後半には、ノルウェーでさらに 2 隻のフェリーに燃料電池システムが納入される予定である。
航空	動向（開発段階） • 合成ケロシンのような低排出ガス水素燃料を含む持続可能な航空燃料（SAF）は、航空機の脱炭素化のための他の潜在的な解決策と比較して、最も高い技術準備レベルにある。合成ケロシンは、技術転換なしに化石ジェット燃料を直接置き換えることができるドロップイン燃料である。 事例 • ハンブルグ-ロッテルダム間の「水素飛行回廊」の覚書（MoU）締結により、早ければ 2026 年には水素を利用した航空機運行が実現する可能性がある。
その他	
ビルディング	動向（実証段階） • 水素の変換、輸送、使用に伴うエネルギーロスのため、建物で使用する水素技術は、他の利用可能な選択肢に比べてはるかに効率が悪く、新しい、あるいは再利用可能なインフラや装置が必要となる。 • 2022 年になっても、水素を利用した建築技術の導入はほとんど進んでいない。現在、建築物分野での燃料電池は過去数年間に緩やかな市場成長を遂げ、その大部分は欧州、日本、韓国、米国に設置され、化石燃料を主な燃料としている。 事例 • 日本では、エネファームなど家庭用燃料電池の普及により、燃料電池マイクロ熱電併給（CHP）の配備台数は 2022 年 末時点で 45 万台を超えている。
精製と産業	動向（実証段階） • 補助工程における高温熱のための水素利用の研究開発が進んでいる。 事例 • 2023 年、欧州 12 カ国の国際パートナー30 社が「HyInHeat」を立ち上げ、アルミニウムと鉄鋼の補助工程における水素の利用を実証した。 • 東京ガスと建材メーカーである LIXIL は、アルミニウムの熱処理に天然ガスの代わりに水素を使用する実験を行い、製品の品質に悪影響を及ぼさないことを確認した。

＊表中の技術開発段階は各分野の一般的な成熟度を示している。個々の技術はより低い成熟度の場合もあれば、より高い開発段階にある場合もある。

出典：IEA 情報からパシフィックコンサルタンツ作成

JCM プロジェクト化との関連では、技術の成熟度の観点から、実際の JCM プロジェクトとして採用しやすい水素・アンモニア技術は、発電と交通分野（特に公共交通や鉄道への利用）が考えられる。発

電については、現在、電力ミックスにおける水素・アンモニアの占める割合は小さいが、前章で述べた政策動向からも見ると、今後この分野の成長は大きいと予測される。しかし、今後は、重工業や大型車、鉄道、海運、エネルギー貯蔵など、水素とアンモニアが費用対効果の優れた低炭素代替エネルギーとなる可能性が高い分野の案件を発掘、発展させていくことも重要と考えられる。

4.1.3. 日本国内の技術システム・技術開発動向

国内では、グリーンイノベーション基金事業（以下、「GI 基金」という。）で、つくる・はこぶ・つかうの各段階に必要な技術開発が実施されている。下表に GI 基金による取組（2024 年 9 月時点）を示す。

表 50 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（つくる）

研究開発内容	実施体制	生成物	2024 年度現状	備考
大規模アルカリ型水電解装置の開発、グリーンケミカル実証	旭化成(株)、日揮ホールディングス(株)	水素	建設、パイロット運転	2030 年までに 5.2 万円/kW のコスト目標
大規模 PEM 型水電解装置の開発、熱需要の脱炭素化実証	山梨県企業局、東京電力ホールディングス(株)、他 6 社	水素	開発・検討、建設	2030 年までに 6.5 万円/kW のコスト目標
グリーン水素（人工光合成）等からの化学原料製造技術の開発・実証	三菱ケミカル(株)、人工光合成化学プロセス技術研究組合（ARPChem）	水素	開発・検討	
アンモニア製造新触媒の開発・実証	千代田化工建設(株)、東京電力ホールディングス(株)、(株)JERA	アンモニア	開発・検討	
グリーンアンモニア電解合成	出光興産(株)、他 4 大学	アンモニア	開発・検討	
SOEC メタネーション技術革新事業	大阪ガス(株)、(国研)産業技術総合研究所	メタン	開発・検討	水, CO2, 電力から直接的にメタンを製造（水→水素と水素→メタンのプロセスが一体化）
低温プロセスによる革新的メタン製造技術開発	東京ガス(株)、(株)IHI、(国研)宇宙航空研究開発機構（JAXA）	メタン	開発・検討	水, CO2, 電力から直接的にメタンを製（水→水素と水素→メタンのプロセスが一体化）

直接 MCH 電解合成技術開発	ENEOS(株)	MCH	建設	「はこぶ」ことを前提とした MCH の直接電解合成

出典：グリーンイノベーション基金事業各種プロジェクトの研究開発・社会実装計画及び事業概要資料より作成

表 51 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（はこぶ）

研究開発内容	実施体制	2024 年 9 月現状	備考
液化水素サプライチェーンの大規模実証	日本水素エネルギー(株)*、ENEOS(株)、岩谷産業(株) *現在は川崎重工業の完全出資会社	建設	水素
革新的液化技術開発	川崎重工業(株)	建設	水素
直接 MCH 電解合成技術開発	ENEOS(株)	建設	MCH

出典：グリーンイノベーション基金事業各種プロジェクトの研究開発・社会実装計画及び事業概要資料より作成

表 52 GI 基金における水素・アンモニア関連技術の研究開発動向（つかう）

研究開発内容	実施体制	原料（水素の利用形態）	用途	2024 年度現状	備考
大型ガスタービンによる水素混焼発電	(株)JERA	液化水素	発電	開発・検討	体積混焼比率 30%
中型ガスタービンによる水素混焼・専焼	関西電力(株)	液化水素	発電	開発・検討	体積混焼比率 30%
大型ガスタービンによる水素専焼	ENEOS(株)	液化水素	発電	開発・検討	
アンモニア高混焼化実証	（株）IHI、(株) JERA	アンモニア	発電	開発・検討	
アンモニア専焼バーナ活用による高混焼化実証	三菱重工業（株）、（株）JERA	アンモニア	発電	開発・検討	混焼率 50%目標
アンモニア専焼ガスタービン研究開発	（株）IHI、東北大学、産業技術総合研究所	アンモニア	発電	開発・検討	
水素燃料電池電動推進システム技術開発	(株)IHI エアロスペース	液体水素	航空機燃料	不明	
水素燃料電池コア技術開発	東レ(株)	水素	航空機燃料	不明	
舶用水素エンジン及び MHFS（舶用水素燃料	川崎重工業(株)、ヤンマーパワーテクノロ	水素	船舶燃料	開発・検討	

タンクおよび燃料供給システム）の開発	ジー(株)、(株)ジャパンエンジンコーポレーション				
アンモニア燃料国産エンジン搭載船舶の開発	日本郵船(株)、他 4 社	アンモニア	船舶燃料	開発・検討、実船実証	
アンモニア燃料船開発と社会実装の一体型プロジェクト	伊藤忠商事(株)、他 4 社	アンモニア	船舶燃料	開発・検討	推進システム・船体開発および保有・運航を実施
アンモニア燃料のナフサ分解炉実用化	三井化学(株)、他 3 社	アンモニア	ナフサ分解炉燃料	開発・検討	
金属製品を取り扱うアンモニア燃焼工業炉の技術確立	脱炭素産業熱システム技術研究組合、他 8 社	水素	工業炉用燃料	開発・検討	
金属製品を取り扱う水素燃焼工業炉の技術確立	脱炭素産業熱システム技術研究組合、他 8 社	アンモニア	工業炉用燃料	開発・検討	
CO2 からの合成反応を用いた高効率な液体燃料製造技術の開発	ENEOS(株)	水素	合成燃料製造	開発・検討	
革新的触媒・プロセスによるグリーン LP ガス合成技術の開発・実証	古河電気工業(株)	水素（を含む合成ガス）	LPG 製造	開発・検討	共電解や逆シフト反応により製造された合成ガスを原料とすることを想定
バイオメタネーション技術の開発	水 ing エンジニアリング(株)	水素	メタネーション	不明	バイオガスと水素を原料としたメタネーション技術
所内水素を活用した水素還元技術等の開発、外部水素や高炉排ガスに含まれる CO2 を活用した低炭素化技術等の開発	日本製鉄(株)、JFE スチール(株)、(株)神戸製鋼所、一般財団法人金属系材料研究開発センター	水素	製鉄	開発・検討	日本製鉄「COURSE50, Super COURSE50」や JFE スチール「カーボンリサイクル高炉」等の開発

直接水素還元技術の開発	日本製鉄(株)、JFE スチール(株)、一般財団法人金属系材料研究開発センター	水素	製鉄	開発・検討、建設	
CO2 からの基礎化学品製造技術の開発・実証	三菱ケミカル(株)、三菱瓦斯化学(株)	水素	アルコール製造	開発・検討	MTO により基礎化学品原料を製造するために利用
水素細菌による CO2 と H2 を原料とする革新的なものづくり技術の開発	双日(株)､他5社	水素	化成品、飼料原料	不明	微生物を利用したバイオものづくり
CO2 を原料に物質生産できる微生物による製造技術等の開発・実証	富士フイルム(株)	水素	有機物	不明	微生物を利用したバイオものづくり

出典：グリーンイノベーション基金事業各種プロジェクトの研究開発・社会実装計画及び事業概要資料より作成

GI 基金では開発の目的やアウトプットの一つとして国際競争力の確保を掲げており、上表に示した技術は基本的に将来の海外展開（当該技術を用いて製造した製品の輸出や当該技術そのものの移転等）が想定されているものと考えられる。その中でも現段階の事業戦略ビジョンや経営計画、プレスリリース等において、GI 基金で開発中の水素・アンモニア利用技術そのものの海外展開について明示されているメーカー等の記載概要を下表に示す。

表 53 GI 基金において水素・アンモニア利用技術の研究開発を実施しているメーカー等の当該技術の海外展開に関する記載例

企業	GI 基金での開発分野	水素・アンモニア利用技術の海外展開に関する記載内容の一例
(株)JERA	発電	アジアにおいて 2050~2060 年頃に LNG 火力発電を水素転換
関西電力(株)	発電	水素発電の国内外事業拡大を目指していくとともに、海外展開に必要となる国際標準化の早期確立に貢献
川崎重工業(株)	船舶燃料	GI 基金で開発した技術の海外顧客への売り込み戦略・市場投入の考えについての記載あり
三井化学(株)	ナフサ分解炉燃料	アンモニア燃焼ナフサ分解炉技術をパッケージ化して、広くライセンス供与
古河電気工業(株)	LPG 製造	GI 基金で開発した LPG 製造技術の国際標準化・世界展開を目指す

日本製鉄(株)	製鉄	CN 製造プロセスの技術移転を通じた海外の環境問題の解決に貢献
JFE スチール(株)	製鉄	・BHP 社協業による原料ソース拡大等、海外連携の検討も加え、水素製鉄技術の開発を加速 ・海外での水素直接還元製鉄の実装イメージ図あり
三菱ケミカル(株)	アルコール製造	・GI 基金で開発中の技術のビジネスモデルの一つとして、国内、及び安価 H2 が期待できる海外への製造プロセスのライセンス供与
富士フイルム(株)	有機物製造	グループ会社 FUJIFILM Diosynth Biotechnologies とともに CDMO(受託開発・受託製造)でグローバル展開

出典：グリーンイノベーション基金事業各種プロジェクトに参画している各社の事業戦略ビジョン、経営計画、プレスリリース等より作成

GI 基金による事業のうち、火力発電への混焼事業の概要は以下の通り。

表 54 GI 基金による火力発電への水素・アンモニア混焼事業の例

研究開発内容	大型ガスタービンによる水素混焼発電
実施体制	株式会社 JERA
事業規模	約 110 億円
支援規模	約 66 億円
研究概要	既に開発した水素混焼用燃焼器及び現在開発中の水素専焼燃焼器を、火力発電所に実装し、実機実証を通して燃焼安定性を検証するとともに、発電所の負荷追従運転を行う上での水素供給についての技術開発を行う。
アウトプット目標	大規模需要を創出する水素ガスタービン発電技術（混焼、専焼）を実現するための技術の確立
取組状況（2024 年 9 月時点）	水素供給設備の仕様と機器配置の検討を実施。 発電設備は、水素配管追設および燃焼器改造等の設備検討、発電効率や窒素酸化物排出量などの運転特性評価などを実施。 副生水素等に含まれる微量物質（ベンゼン、トルエン等）が、ガスタービン内部でガム状物質に変化し流路閉塞する懸念を抽出し、ガム状物質生成の閾値確認のための水素性状に関する評価を、2022 年末～2024 年度に別事業にて検討予定。それに伴い、総事業期間も事業計画に影響の無い範囲で延長となる見通し。

研究開発内容	中型ガスタービンによる水素混焼・専焼
実施体制	関西電力株式会社
事業規模	約 160 億円
支援規模	約 100 億円

研究概要	既に開発した水素混焼用燃焼器及び現在開発中の水素専焼燃焼器を、火力発電所に実装し、実機実証を通して燃焼安定性を検証するとともに、発電所の負荷追従運転を行う上での水素供給についての技術開発を行う。
アウトプット目標	大規模需要を創出する水素ガスタービン発電技術（混焼、専焼）を実現するための技術の確立
取組状況（2024年9月時点）	実証フェーズで実現が見込める水素混焼率、実証開始時期、既設改造範囲を確認。 受入・貯蔵設備の技術開発状況の確認し、既存技術の延長で対応可能なことを確認。 海外からの大規模水素サプライチェーンが構築される前の実証に必要な液化水素の国内での確保検討。 水素発電を取り巻く政策動向を踏まえた、大型機での高混焼率実証への計画変更も検討中。

研究開発内容	大型ガスタービンによる水素専焼
実施体制	ENEOS 株式会社
事業規模	約 240 億円
支援規模	約 140 億円
研究概要	既に開発した水素混焼用燃焼器及び現在開発中の水素専焼燃焼器を、火力発電所に実装し、実機実証を通して燃焼安定性を検証するとともに、発電所の負荷追従運転を行う上での水素供給についての技術開発を行う。
アウトプット目標	大規模需要を創出する水素ガスタービン発電技術（混焼、専焼）を実現するための技術の確立
取組状況	将来の社会実証への移行と周辺地域における産業分野の豊富な水素需要ポテンシャルを加味し、水素専焼発電実証を行う候補場所を選定し、当初実証予定の 2 か所から 1 か所に修正。現時点で実証の障害となる許認可事項が無いことを確認済。 実証試験に供する水素の供給方法は、GI 基金事業の液化水素サプライチェーン事業との連携を視野に検討中。専焼燃焼に必要な水素供給量(t/h)の確保に課題があり、水素供給パイプラインの敷設ルートや実証方法を検討中。

研究開発内容	事業用火力発電所におけるアンモニア高混焼化技術確立のための実機実証
実施体制	株式会社 IHI、株式会社 JERA
事業規模	約 232 億円
支援規模	約 139 億円
研究概要	本プロジェクトでは、2050 年カーボンニュートラルの実現のため、石炭火力発電設備のアンモニア専焼化への段階的移行に必要な技術を開発し、5 万 kW 規模以上の実機での実証を行う。

アウトプット目標	アンモニア高混焼率バーナを新規開発し、1000MW 級石炭火力発電設備の全バーナに実装して実証試験することで、アンモニア混焼率 50%以上の混焼技術を確立し、社会実装に向けての課題抽出と対策立案を行う。
取組状況	高混焼率バーナの開発は、別の NEDO 交付金事業（アンモニア 20%混焼）の成果も活用しつつ小型燃焼試験設備（0.24t/h)、大型燃焼試験設備（2.4t/h）を用いて、60%混焼バーナの燃焼試験を計画通り実施中。 • NOx は石炭専焼同等まで低減でき、さらに N2O や未燃アンモニアについては不検出までの開発レベルに到達。 • 1000MW 級石炭火力発電設備実機運用に関する設備仕様検討等についても計画通り実施中。

出典：NEDO グリーンイノベーション基金プロジェクト情報ウェブサイトからパシフィックコンサルタンツ作成

4.1.4. 水素・アンモニア活用に関連する既存の GHG 排出削減方法論

CDM、VCS、CAR、ゴールドスタンダード、J-クレジットにおける水素・アンモニア活用に関連する既存の GHG 排出削減方法論を燃料の用途に応じて整理した。

火力発電への混焼・専焼に適用可能な既存の方法論は見当たらず、非電力分野での燃料用途としての利用では CDM、J-クレジットや VCS でいくつかの方法論が見られる。非電力分野での原料として水素・アンモニアを利用する方法論は見当たらない。

表 55 水素・アンモニア利用に関する既存の方法論

用途		水素	アンモニア
電力	石炭火力への混焼・専焼	該当しない	既存の方法論みあたらず
	ガス火力への混焼・専焼	既存の方法論みあたらず	該当しない
非電力（燃料）	熱利用（工業炉）	J クレジット ・EN-S-043 Ver1.0 非再生可能エネルギー由来水素・アンモニア燃料による化石燃料等又は系統電力の代替 ・EN-R-010 Ver1.0 再生可能エネルギー由来水素・アンモニア燃料による化石燃料等又は系統電力の代替	
	船舶用エンジン	VCS（開発中） M0191 Methodology for Alternative Low-Carbon Fuels for Shipping	
	モビリティ・定置用燃料電池	J クレジット ・EN-S-044 Ver2.0 非再生可能エネルギー由来水素利用 ・EN-R-011 Ver2.0 水素燃料電池車の導入(再生可能エネルギー由来水素利用) CDM	該当しない

		・AMS-III.BQ Ver.01 Hydrogen fuel cell vehicles	
非 電 力 （原料）	水素還元製鉄	既存の方法論みあたらず	
	基礎化学品合成	既存の方法論みあたらず	

※CDM、VCS、CAR、ゴールドスタンダード、J-クレジットを調査。

一方、混焼の観点では、CDM において発電施設でのバイオマス混焼に関する方法論が見られる。

表 56 AM0020 Co-firing of biomass residues for heat generation and/or electricity generation in grid connected power plants

項目	内容
Applicability	この方法論は、バイオマス残渣を混焼して熱を生成する設備 1 台を運転するプロジェクト活動に適用される。熱生成設備の熱出力は、発電専用プラントで電力を生産するために現場で使用されるか、コージェネレーション設備で発電するために使用される。プロジェクト活動には、既存または新規の熱生成設備において化石燃料の一部をバイオマス残渣に置き換えることが含まれる。 本方法論は以下の条件下において適用可能である。 ・ プロジェクトの工場において、バイオマス残渣以外のバイオマスを使用しないこと。 ・ プロジェクトの熱生成設備において、バイオマス残渣を混焼する量は、エネルギーベースで総燃料の 50%以下であること。 ・ 生産工程で発生するバイオマス残渣を利用するプロジェクト活動（例：砂糖や木質パネル板の生産）の場合、プロジェクトの実施により、原料投入物（例：砂糖、米、丸太など）の処理能力の増加や、この工程におけるその他の実質的な変更（例：製品の変更）を生じさせてはならない ・ プロジェクトの熱発電設備で使用されるバイオマス残渣は、1 年以上保存してはならない。 ・ プロジェクトの熱生成装置／設備で使用されるバイオマス残渣は、化学的に処理されたバイオマス（例えば、エステル化、発酵、加水分解、熱分解、生物学的または化学的分解など）から得られたものでないこと。さらに、バイオマス由来燃料の利用は、輸送や機械的処理を除けば、大きなエネルギー量の消費を伴わない。 ・ また、バイオマス由来燃料の調製は、輸送や機械的処理を除けば、大きなエネルギー量を伴わないため、大きな GHG 排出を引き起こさない； ・ バイオマス残渣の利用は、以下の設備投資なしには、プロジェクトサイトでは技術的に不可能である。 ➢ 既存の熱発生器／ボイラーの改修または交換、または ➢ 新しい熱発生器／ボイラーの設置。 ➢ プロジェクトの目的のために新たに確立されたバイオマス残渣専用のサプライチェーン（例：他の方法ではエネルギー目的に使用されない、汚染さ

	れたバイオマス残渣供給源の収集と洗浄)、または ➢ バイオマス残渣の準備と供給のための設備。 ・ 最後に、本方法論は、ベースラインとなる熱発電設備と発電設備がプロジェクト設備と同じであり、かつ、以下の「ベースラインシナリオの選択と追加性の実証の手順」に従って特定される最も妥当なベースラインシナリオが以下のものである場合にのみ適用される： ➢ 発電の場合：シナリオ P2～P5 及び P7； ➢ 熱発電： シナリオ H2 から H5； ➢ バイオマス利用：シナリオ B1、B2、B3、B5、B6、B7、B8、またはこれらのシナリオの組み合わせ。ただし、シナリオ B5 から B8 については、方法論の手順に従ってリーケージ排出を計上する必要がある。

出典: CDM 方法論 AM0020（https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/CDM_ACMKV0PM8N2RJHWD3RBIBHO9UM96066II）からパシフィックコンサルタンツ作成

また、CDM では EB119（2023 年 9 月）で AM0124 Hydrogen production from electrolysis of water を承認しており、承認までの過程で方法論パネルは複数の明確化要請を行っている。水素・アンモニア混焼に関する方法論案の検討に関連する明確化要請としては下記が挙げられる。

適格性要件

・ 方法論は水素生産者がクレジットを取得できるとしているが、水素の消費者を特定する項目を追加するべきである。
・ 「認証されたグリーン電力を活用」あるいは「再エネ電力認証（REC）」を活用することについて、REC は既存の再エネからも発行されうるため再エネの追加を担保しない。REC の利用は削除すべき。

バウンダリー

・ 水素消費者はバウンダリーに含まれていないが、化石燃料由来の水素を、再エネ電力を利用した電気分解による水素に置換するプロジェクトにおいてはバウンダリーに含むべき。

これらを踏まえつつ承認された AM0124 の特徴を挙げる。

Scope

・ 水電解による水素生成に用いる電力は、自家消費のための再生可能エネルギー施設のみから供給されるか、或いは主に自家消費のための再生可能エネルギー施設から供給され不足分はグリッドから供給される。

Applicability

・ プロジェクトにより生成された水素は、ホスト国内の需要家に供給される。
・ 自家消費のための再生可能エネルギー施設は太陽光発電又は風力発電である。再エネ認証を通じた再生可能エネルギー電力の購入は対象としない。
・ プロジェクト参加者は排出削減量のダブルカウントが生じないことを示すこと。

ベースライン排出量

・ 既存の水素生成に関するベースライン排出係数は IEA のデフォルト値或いは過去 3 か年での水素

生成量、電力消費量及び化石燃料消費量から算定する。

プロジェクト排出量

・ 自家消費のための再生可能エネルギー電力以外の電力の消費、化石燃料の消費、プロジェクトで生成された水素の需要家への運搬及び水素の物理的漏洩とする。

4.1.5. JCM プロジェクト化に向けた検討

4.1.5.1. JCM 対象国への適用性

「4.1.2 諸外国の技術動向」の通り水素・アンモニアに関連する技術は、発電分野と交通分野での技術成熟度は比較的高いものの、多くがまだ研究開発段階にある。JCM においては日本の優れた技術を JCM パートナー国に展開するため、日本での技術確立が進めば、その技術を移転する形でプロジェクトを実施できる可能性があるが、水素・アンモニア製造に要する GHG 排出量に注意を払う必要がある。化石燃料から製造されるいわゆるグレー水素、グレーアンモニアは概ね 11～13kg-CO2eq/kg-H2 の CO２排出量とされている。一方、化石燃料から製造されるものの、CCS 等の技術を利用するブルー水素・アンモニアや再生可能エネルギーを利用して水電解により製造するグリーン水素・アンモニアの CO２排出量は概ね 0～3kg-CO2eq/kg-H2 となっている。プロジェクト毎の GHG 排出削減量はプロジェクトの規模、当該国における各排出係数によるベースライン等によって変化するものの、グレー水素・アンモニアを利用してプロジェクトを実施する場合に、ブルー水素・アンモニア、グリーン水素・アンモニアと比べて少なくとも 4 倍程度の CO2 排出量が発生して GHG 排出削減への貢献度合いが小さくなる恐れがある。

また、欧米各国は原料調達から製造の段階で概ね 3～4kg-CO2eq/kg-H2 以下の CO２排出量の水素・アンモニアをクリーン水素と定義し、政策的な支援対象としている。日本が水素・アンモニア利用の普及拡大を図っていくにあたっては GHG 排出削減量という観点に加えて、諸外国の動向と足並みを揃えることも重要であると考えられる。

● 各国の支援制度では**製造源や排出されるCO2排出量で閾値を設定**し、支援対象を限定する方向。

対象地域	ラベル	公表時期	要求事項	目的
EU	EUタクソノミー対応水素	2022	• LCA全体排出量が化石燃料由来のものより73.4%削減されたもの（3.0kg-CO2/kg-H2） • 水素化合物については70%削減されたもの	• 気候変動緩和のための投資の誘導
EU	RFNBO	2022	• 3.4kg-CO2e/kg-H2 ※"Lifecycle GHG"	• 供給者の再生可能燃料供給の義務を定めたもの（Renewable Energy Directive）
英国	低炭素水素	2022	• 2.4kg-CO2e/kg-H2 ※"Well-to-Gate"	• 政策や補助金の対象に用いられる
ドイツ H2Global	クリーン水素	2022	• EUタクソノミーを基準に考えるが、70%以上の削減を求める可能性	• 供給契約条件の一つとして用いられる
豪州	原産地証明制度	2021	• IPHEの計測方法等に基づいたCO2排出量の報告 ※Well-to-Gate	• 豪州原産地証明制度（Guarantee of Origin("GO")）における認証を付与
米国	クリーン水素	2022	• 4kg-CO2/kg-H2 ※"Well to Gate"	• DOEの水素ハブ補助金の対象に用いられる
米国	クリーン水素	2022	• 4kg-CO2/kg-H2 ※"through the point of production"	• インフレ防止法において炭素強度に応じて税控除が可能
–	低炭素水素	2017	• 天然ガス由来水素と比して60%が削減されたもの（将来的な閾値厳格化の可能性） ※"Well to Gate"	• 自主的なCertifHy制度による認定

図 81 諸外国検討事例における支援対象・CO2 閾値の設定

出典：経済産業省　水素政策小委員会/アンモニア等脱炭素燃料政策小委員会合同会議 中間整理

水素・アンモニアを利用した火力発電への混焼プロジェクトを実施するには、実施国内において生産された水素・アンモニアを利用する場合と、国外から輸入する場合が考えられる。

この場合、電源構成に占める再生可能エネルギー比率が一部のグリッドで高いチリや水力発電が主要な電源であるラオスといった国においては、水電解装置等を導入した上でグリッド電力を使用してプロジェクト用に水素・アンモニアを生産することも選択肢になり得る。ただ、グリッド排出係数が保守的に設定されており実態と乖離している可能性があるため、事業検討においては GHG 削減量の詳細な試算や、場合によっては排出係数に関する相手国政府との協議・調整が必要になると考える。一方でプロジェクトのために水電解装置に加えて、再生可能エネルギー電源を設置する場合はプロジェクト初期投資コストが高くなり、事業採算性が低下する。また、干ばつや水不足が頻発する地域においては安定的な水供給も課題となる。

4.1.5.2. 技術面での課題

「4.1.1 水素・アンモニア燃料の活用に関する諸外国の動向」の通り JCM パートナー国を含む多くの国で水素・アンモニアの利用が検討されている一方で、「4.1.3 日本国内の技術システム・技術開発動向」で示したように、日本においてもまだ多くの技術が実証開発段階にあり、各技術が商用化レベルに成熟することが期待される。その中では発電分野と交通分野の技術成熟度が高く、GHG 削減量の観点においても発電分野と交通分野での水素・アンモニア利用は有効であると考えられる。

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）」においてラオスで実施された案件の中では、ラオス側から水素発生装置や水素ボイラの安全性に懸念が示されていた。これは水素発生装置のような先端技術を同国として扱った経験がないことに起因する懸念事項であり、FS 実施者が安全性に関する懸念を払拭する必要があった。ラオス以外の JCM パートナー国でも可燃性ガスである水素の取り扱いに関して同様の懸念がうまれる可能性は高く、日本での事業経験を丁寧に説明することに加えて、他国における水素関連施設の導入、運営にあたっては安全性に十分に留意する必要がある。また、このような技術面の課題に対するパートナー国やパートナー企業での規制対応や、制度整備状況についても留意する必要がある。

4.1.5.3. コスト面での課題

IEA の Global Hydrogen Review 2021 によると水素のコスト（均等化発電原価）はグリーン水素が 3～8USD/kg、ブルー水素 1～2 USD/kg、グレー水素 0.5～1.7 USD/kg とされている。前述の通りグレー水素は CO2 の排出量が多いため GHG 排出削減に繋がらない可能性がある一方で、グリーン水素やブルー水素の利用は事業採算性が低くなってしまう。民間 JCM の実施を検討する際には日本企業側からの投資割合、利用する水素のコスト、あるいはパートナー国側が受け取るクレジットを含めた環境価値を説明して相手国側から理解を得る必要がある。一方、日本企業側としては事業投資額が増加する可能性があるが、将来的なクレジットの価値も加味して検討を進めることが有効と考えられる。

4.1.5.4. MRV 面での課題

J クレジット 再生可能エネルギー由来水素・アンモニア燃料による化石燃料等又は系統電力の代替（EN-R-010）の方法論を例に取ると、国内で製造された水素・アンモニアの利用に関して下記の事項が記載されている。

- 国内で製造した水素・アンモニアを利用する場合、二重登録を回避するために、水素・アンモニアを利用する設備だけではなく、水素・アンモニアを製造した設備についても、製造した設備の種類、製造場所や設備に固有の情報や標識（シリアル番号、設置住所地等）の情報を収集すること。

上記方法論では、水素製造部分が強く意識されているが、水素・アンモニア事業を JCM プロジェクトとして実施する場合も排出削減量が二重計上されないように方法論を設計する必要がある。

4.1.6. 有識者・国内企業へのインタビュー

化石燃料を利用した火力発電での水素・アンモニア混焼による CO2 削減に関する方法論案を作成し、同技術を所有する企業、水素・アンモニア混焼事業の実施者、方法論の専門家にインタビューを実施し、方法論案について意見交換を実施した。以下に主なコメントを示す。

Q. 水電解法によるに水素・アンモニアに絞る形としたが、他の方法で製造された水素・アンモニアも含めないと調達は困難であるか。

・ 調達コスト次第である。

・グリーン水素・アンモニアのグリーンとは何かを定める必要があるのではないか。余剰再エネを利用するにしても、余剰であることを説明するのは困難な面もある。欧州では新規追加の再エネであることを求める傾向がある。

Q 水素・アンモニアの供給者に「製造した水素・アンモニアが他の用途に使用されていないこと」の証明を求めることは可能だと思うか。

・一般的には既存の設備で定量の水素・アンモニアしか製造出来ないため、別用途に使う製造量は追加できない。証明するには第三者機関による登録システム等の導入が考えられるが、メーカーにとって管理コストが増える。

Q 水素・アンモニアを混焼・専焼行うにあたって、大幅な設備の変更などは必要ないか。

・混焼の割合により改造する度合いは変わるため一概に言えない。

Q 使用する水素・アンモニアの純度の特定は容易であるか。適格性に純度を含める場合にどの程度が適切であると考えるか。

・ ハーバー・ボッシュ法で作られたアンモニアの純度は 99%以上であり、一定であるため純度は特定していない。

・ 水素は製造方法により純度が変化するため特定した方がよいのではないか。

Q 水素・アンモニアを運搬する際には、具体的にどのような手段が想定されるか。

・ 距離と量に応じて、船舶、トレーラー、パイプライン、陸送のような運搬手段がある。製造地点から供給地点まで輸送する際の CO2 排出量が方法論案の考慮範囲になる。

Q 事業サイトに運搬してきた水素・アンモニアを専焼・混焼で利用できる様にするには具体的にどのような工程が必要になるか。圧縮・冷却以外にエネルギーを必要とする工程はあるか。

・ 発電所から出る蒸気でアンモニアを気化させる工程があるが、圧縮・冷却以外にエネルギーを必要とする工程はない。

Q 可燃性である水素の取り扱いの安全性に関して、技術的課題等はあるか。適格性要件に含めるべき事項があるか。

・ 実証は問題なく終了した。実施国で該当する保安基準を満足することが必要だが、基準が無い国では日本の基準を適用するなどが考えられる。

Q 各モニタリング項目と方法案について、実施が現実的ではないと感じる部分はあるか。

・ 混焼では N2O は計測下限未満でほとんど検出されなかった実績がある。N2O の常時モニタリングより、年 1-2 回計測下限値以下であることを確認するのが現実的である。

Q 既存の石炭・天然ガスでの発電と比べて、水素・アンモニアを混焼する上で発生するネガティブな影響はあるか。（NOx 等）また、それらは将来的に対策を講じることが可能であるか。

・ ISO/TS 21343:2025” Oil and gas industries including lower carbon energy — Fuel ammonia —Requirements and guidance for boilers for power generation”に関する内容を追加することが考えられる。

Q （水素・アンモニア混焼事業について）JCM パートナー国で水素・アンモニア混焼事業の可能性があると思われる国はあるか。水素製造・消費をパートナー国内で地産地消する JCM プロジェクトの実現可能性はあると思われるか。JCM 事業としての実施には、課題があると思われる場合にどのような点が挙げられるか。

・マレーシアはポテンシャルがあるが、まだ JCM パートナー国ではない。

Q その他

・ CDM AM0124 “Hydrogen production from electrolysis of water”は水素製造方法の低炭素化であるが、再エネ証書は対象外、水素は温室効果があるため漏洩をプロジェクト排出量に含めている。

・ ACM0020 はバイオマス種により効率が低下することを前提としているため、方法論が複雑になっている。

・発電電力の低炭素化の観点からは、発電源燃料のライフサイクル炭素強度で比較するのが良いのではないか。ライフサイクル炭素強度で比較すると、水素漏洩や運搬などの、混焼までのプロセスにおける排出量も炭素強度に含まれることになる。

・ ダブルカウントの防止はケースバイケースであるため、何らか文章で担保できると良い。

4.1.7. JCM 方法論案の検討

前項まで記述の通り、国内外のクレジット制度において水素・アンモニアの専焼・混焼に関する方法論は存在しないため、CDM に登録済みの方法論「Co-firing of biomass residues for heat generation and/or electricity generation in grid connected power plants」（ACM0020 Version 01.0.0）を参考とした。同方法論はバイオマスの混焼に関する方法論であるが、既存の化石燃料発電設備に他の低炭素燃料を投入して混焼するという点で、大枠の考え方は共通しているが、発電効率が変化することを見込んだ方法論である。また、プロジェクト排出量における水素・アンモニアの製造や輸送に関わる部分は J クレジットに登録済みの方法論「再生可能エネルギー由来水素・アンモニア燃料による化石燃料等又は系統電力の代替」（EN-R-010 Ver.2.1）を参考にした。なお、当該方法論案は一つの考え方を示したものであり、混焼方法論の考え方はこれに限定されるものではない。

4.1.7.1. 方法論案の概要

化石燃料を使用する既存の火力発電所に、水素またはアンモニア燃料を混焼することにより、化石燃料の消費を削減し、もって CO2 の排出削減に貢献する。

4.1.7.2. 適格性要件

本方法論案における適格性要件案を示す。なお、混焼に用いる水素濃度については、燃焼設備の仕様等に応じて変わり得るものと考えられ、また GHG 排出削減には混焼における水素の体積比率によるため適格性要件には含めていない。

適格性 要件 1	（設定の目的：プロジェクトタイプ） 石炭や天然ガスを利用する既存の火力発電所に水素或いはアンモニア燃料を混焼するプロジェクトである。
適格性 要件 2	（設定の目的：GHG 排出量の純減の担保） 本プロジェクトのために新規に追加された太陽光発電又は／及び風力発電による再生可能エネルギー由来の電力或いは／及びグリッド電力を使用した水電解法で製造した水素或いは同水素由来アンモニア燃料のみを混焼の原料として使用する。
適格性 要件 3	（設定の目的：ダブルカウントの回避） プロジェクトの実施者は、混焼に用いる水素・アンモニア燃料の利用による排出削減量のダブルカウントが回避されていることを書類で示すこと。
適格性 要件 4	（設定の目的：技術の優位性） アンモニア燃料の混焼プロジェクトでは、燃焼ボイラーの技術仕様（ISO/TS 21343:2025）を満足すること。
適格性 要件 5	（設定の目的：GHG ガスとしての水素の漏洩の制限） 混焼に用いる水素の生産から消費までの間の水素漏洩率を把握できること。
適格性 要件 6	（設定の目的：発電における水素・アンモニア燃料取扱い基準の遵守）

	水素・アンモニア燃料の発電への取扱いは実施国の安全基準など該当する規制を遵守すること。実施国において適用される規制が無い場合は日本の規制を遵守すること。

4.1.7.3. レファレンス排出量の考え方

本方法論案におけるレファレンス排出量の算定方法案を示す。

$$\boldsymbol{RE_p = f_{HA,p} \times EG_{PJ,p} \times min\left(EF_{EG,GR,p}, EF_{EG,SITE,p}\right)}^{41} \quad \text{・・数式 1}$$

RE_p = 期間 p のレファレンス排出量[t-CO2]

$f_{HA,p}$ = レファレンスシナリオにおける火力発電所での化石燃料利用時の発電効率或いは水素・アンモニア利用時における発電効率の違いを考慮した、期間 p の水素・アンモニア投入量の割合[%]

$EG_{PJ,p}$ = 期間 p におけるプロジェクトの発電機によって供給される発電量[MWh]

$EF_{EG,GR,p}$ = 期間 p におけるグリッド排出係数[t-CO2/MWh]

$EF_{EG,SITE,p}$ = 期間 p におけるプロジェクト対象発電所の排出係数[t-CO2/MWh]

$$\boldsymbol{f_{HA,p} = \frac{HG_{PJ,p} - FC_p \times NCV_{FF,p} \times \eta_{HG,FF}}{HG_{PJ,p}}} \quad \text{・・数式 2}$$

$f_{HA,p}$ = レファレンスシナリオにおける火力発電所での化石燃料利用時の発電効率或いは水素・アンモニア利用時における発電効率の違いを考慮した、期間 p の水素・アンモニア投入量の割合[%]

$HG_{PJ,p}$ = プロジェクトの期間 p において生成された熱量[GJ]

FC_p = 期間 p において熱生成機器で燃焼された化石燃料の量[質量または体積単位]

$NCV_{FF,p}$ = 期間 p における化石燃料の正味発熱量[GJ/質量または GJ/体積単位]

$\eta_{HG,FF}$ = レファレンスシナリオにおける化石燃料による熱生成効率[%]

$$EF_{EG,SITE,p} = \frac{3.6 \times EF_{FF,p}}{\eta_{EG,FF,p}}$$

$EF_{FF,p}$ = 化石燃料の排出係数[t-CO2/MWh]

ここで、

$$\eta_{EG,FF,p} = \frac{EG_{PJ,p} \times 3.6}{FC_p \div \left(1 - f_{HA,p}\right) \times NCV_{FF,p}}$$

$\eta_{EG,FF,p}$ = 化石燃料を利用する発電機の期間 p における発電効率[%]

$EG_{PJ,p}$ = 期間 p におけるプロジェクトの発電機によって供給される発電量[MWh]

FC_p = 期間 p において熱生成機器で燃焼された化石燃料の量[質量または体積単位]

[41] $EF_{EG,GR,p}$ と $EF_{EG,SITE,p}$ のうち小さい値を使用

$f_{HA,p}$ ＝ レファレンスシナリオにおける火力発電所での化石燃料利用時の発電効率或いは水素・アンモニア利用時における発電効率の違いを考慮した、期間 p の水素・アンモニア投入量の割合[%]

$NCV_{FF,p}$ ＝ 期間 p における化石燃料の正味発熱量[GJ/質量または GJ/体積単位]

なお定数 3.6 は MWh と GJ の変換係数である。

4.1.7.4. プロジェクト排出量の考え方

プロジェクト排出量は、①プロジェクトで燃焼される水素・アンモニアの輸送に起因する排出量、②プロジェクトにおけるアンモニア燃料の燃焼に伴う排出量、③プロジェクトで用いる水素の製造に伴う排出量（グリッド電力を消費する場合はグリッド電力消費量による CO2 排出を含む)、④電気分解法による水素製造における上下水道の使用又は水の運搬に伴う排出量、⑤水素・アンモニアの圧縮、(必要に応じた）冷却、及び対象設備への供給に伴う電力又は化石燃料の使用による排出量、⑥水素からアンモニアへの変換及び逆変換に伴う電力又は化石燃料の使用によ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。なお、水素が漏洩して大気と反応することによる潜在的な温室効果については本方法論案では取り上げていないが、今後検討が必要となる可能性がある。

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{TR,p} + PE_{pj,m} + PE_{pj,s,w} + PE_{pj,s,p} + PE_{pj,s,c}}$$

PE_p ＝ 期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]

①$PE_{TR,p}$ ＝ 期間 p におけるプロジェクトで利用する水素･アンモニアの輸送による排出量[t-CO2]

②$PE_{pj,m}$ ＝ プロジェクト実施後のアンモニア燃料の燃焼に伴う N2O 排出量[t-CO2/tN2O]

③$PE_{pj,p}$ ＝ プロジェクトで用いる水素の製造に伴う排出量（グリッド電力を消費する場合はグリッド電力消費量による CO2 排出を含む）[t-CO2]

④$PE_{pj,s,w}$ ＝ 上水道及び下水道の使用又は水の運搬による排出量[t-CO2]

⑤$PE_{pj,s,p}$ ＝ 水素・アンモニアの圧縮・冷却・供給による排出量[t-CO2]

⑥$PE_{pj,s,c}$ ＝ 水素からアンモニア等への変換・逆変換による排出量[t-CO2]

4.1.7.5. モニタリングの考え方

レファレンス排出量とプロジェクト実施後排出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案の一覧を下表に示す。

モニタリング項目		モニタリング方法案
$f_{HA,p}$	レファレンスシナリオにおける化石燃料または水素・アンモニア利用における効率の違い	・ 重量計等による実測

	を考慮した、期間 p の水素・アンモニア投入量の割合[%]	
$EG_{PJ,p}$	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]	・ 電力計による計測
$EF_{EG,GR,p}$	期間 p におけるグリッド排出係数[t-CO2/MWh]	・ JCM において定められている当該国の排出係数を使用
FC_p	期間 p において熱生成機器で燃焼された化石燃料の量[質量または体積単位]	・ 流量計等による実測
$PE_{TR,p}$	期間 p における、プロジェクトで燃焼される水素・アンモニアの輸送による排出量[t-CO2]	・ 水素・アンモニア運搬時に必要な燃料の供給会社からの請求書をもとに算定 ・ 重量計による計測
$PE_{pj,m}$	プロジェクトにおけるアンモニア燃料の製造に伴う CO2 排出量[t-CO2]	・ グリッド電力、化石燃料の消費量を電力量計、重量計等の方法で実測し、排出係数を乗じて算定
$PE_{pj,p}$	プロジェクトで用いる水素の製造に伴う排出量（グリッド電力を消費する場合はグリッド電力消費量による CO2 排出を含む）[t-CO2]	・ 再生可能エネルギー電力由来の水素を利用する場合はゼロ。グリッド電力を利用する場合は、グリッド電力消費量を電力計で実測。
$PE_{pj,s,w}$	上水道及び下水道の使用又は水の運搬による排出量[t-CO2]	・ 水の運搬時に必要な燃料の供給会社からの請求書をもとに算定 ・ 重量計による計測
$PE_{pj,s,p}$	水素・アンモニアの圧縮・冷却・供給による排出量[t-CO2]	・ 圧縮・冷却・供給設備に必要な燃料の供給会社からの請求書をもとに算定 ・ 重量計による計測
$PE_{pj,s,c}$	水素からアンモニア等への変換・逆変換による排出量[t-CO2]	・ 水素とアンモニアの変換、逆変換に必要な燃料の供給会社からの請求書をもとに算定 ・ 重量計による計測

4.1.8. 水素・アンモニア燃料の火力発電所への混焼方法論案の検討における課題・論点

JCM において水素・アンモニア燃料の火力発電所への混焼方法論案を検討した。今後更に検討が必要と考えられる課題・論点を以下に整理した。

・パートナー国内での水素・アンモニア燃料の製造のバウンダリー

方法論案では、火力発電所における水素・アンモニア燃料の混焼を想定し、バウンダリーは火力発電所サイトとし、水素・アンモニア燃料については、その調達から消費までをプロジェクト排出量として算出することとしている。水素・アンモニア燃料は製造され、化石燃料の代替として消費されて初めて CO2 削減効果を有するため、本方法論案では、水素・アンモニア燃料の製造から消費までをバウンダリーとする。なお、国内での燃料製造においてグレー水素からグリーン水素への製造方法転換等による削減を考慮する場合は別途方法論が必要となる。

・水素・アンモニア燃料の製造に用いるエネルギー

水素・アンモニア燃料の製造に用いる電力について、CDM AM0124 を参考に新設の太陽光発電、風力発電或いは不足する場合はグリッド電力の利用に限定する案としたが、例えば、ラオスなど石炭火力発電があり、かつ水力発電電力の余剰が生じているパートナー国も存在するため、水素・アンモニア燃料の製造に用いる電力源は、必ずしも新設の再生可能エネルギー電源を活用することや、対象技術を太陽光発電および風力発電に限定しなくともよい可能性がある。事業を実施するパートナー国の状況に応じて、対象とする電力源の構成を見直すことも考えられる。

・水素の漏洩による温室効果

水素が漏洩して大気と反応することによる潜在的な温室効果については、本方法論案では取り上げていないが、今後検討が必要となる可能性がある。対策としては、水素漏洩に対する対策をプロジェクト設計書等での記載を求め、製造時の漏洩量（水素利用における安全対策から輸送以降の漏洩はほとんど無いと想定する）に水素の潜在的温室効果を乗じる、或いは、最良の技術で水素を製造した場合の漏洩量を示し、その値未満であることを適格性要件に含めるなどが考えられる。

・発電原料の違いによるライフサイクルでの炭素強度の差異を用いる排出削減量の算定

本報告書での方法論案では、発電効率の変化を見込んだバイオマス混焼での GHG 排出削減方法論をベースにしている。一方で、排出削減量の算定には、プロジェクト実施前後での火力発電に用いる原料のライフサイクル炭素強度の比較（例えば、石炭火力発電と石炭と、ブルー水素の混焼発電とで比較した発電量当たりの GHG 排出係数）によって排出削減量を算定する手法もあり得る。しかし、算定に含めるライフサイクルのバウンダリーの妥当性、炭素強度で比較することによるグレー或いはブルー水素を利用することに対するパートナー国の受容性、さらにはパリ協定下で実施する JCM プロジェクトとしての妥当性については慎重に検討する必要がある。

4.2. ネガティブエミッション分野（DACCS）に係る調査

経済産業省では「ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会」に「DAC ワーキンググループ」を設置し、主に国内での DAC 排出算定方法論などの論点を議論・整理し、2024 年 6 月 28 日の第 6 回において「DAC ロードマップの策定に向けた検討」がとりまとめられている。本調査では DAC ワーキンググループで示された DAC 方法論のフレームや検討内容を踏まえ、DAC を JCM で活用する場合の論点を再度整理し、JCM 方法論検討に必要な基礎的な条件や排出削減量算定方法、JCM プロジェクト化における課題等について整理した。

4.2.1. DACCS の概要

4.2.1.1. DACCS の現状 [42]

2025 年 3 月現在、世界では 27 の直接空気回収（DAC）施設が稼働しており、年間約 1 万トンの CO2 を回収している。2021 年まで DAC 施設の設置は主にヨーロッパに限られていたが（表 57 参照）、2022 年以降北米で DAC 市場が急速に拡大している [43]。北米における DAC 市場の拡大要因として、2022 年 8 月に米国で成立したインフレ削減法において、DAC 等に関する特別措置が追加され、DACCS 事業者に最大 180 ドル/トン CO2 の税額控除があげられる [44]。欧州、北米で先行して DAC 実施/計画が行われている一方、JCM パートナー国/パートナー候補国においても、UAE、サウジアラビア、ケニア、チリ、ブラジルで DAC/DAC＋CCS（DACCS）プロジェクトが検討されている（表 58 参照）。

表 57 稼働中（2022 年 4 月時点）の主な DAC/DACCS プロジェクト

事業者	国	セクター	CO2 貯蔵／利用	開始年	CO2 回収容量（tCO2/年）
Global Thermostat	米国	R&D	不明	2010	500
Global Thermostat	米国	R&D	不明	2013	1000
Climeworks	ドイツ	Customer R&D	利用	2015	1
Carbon Engineering	カナダ	Power-to-X	利用	2015	最大 365
Climeworks	スイス	Power-to-X	利用	2016	50
Climeworks	スイス	Greenhouse fertilisation	利用	2017	900
Climeworks	アイスランド	CO2 removal	貯蔵	2017	50

[42] https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture（最終閲覧日 2024/9/2）

[43] https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.119416（最終閲覧日 2024/9/2）

[44] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/006_02_00.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

Climeworks	スイス	Beverage carbonation	利用	2018	600
Climeworks	スイス	Power-to-X	利用	2018	3
Climeworks	イタリア	Power-to-X	利用	2018	150
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2019	3
Climeworks	オランダ	Power-to-X	利用	2019	3
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2019	3
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2019	50
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2020	50
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2020	3
Climeworks	ドイツ	Power-to-X	利用	2020	3
Climeworks	アイスランド	CO2 removal	貯蔵	2021	4000

出典：IEA、”Direct Air Capture, A key technology for net zero”（Revised version）よりパシフィックコンサルタンツ作成

表 58 JCM パートナー国/パートナー候補国における DAC/DACCS 計画

国名	内容
ケニア [45]	Climeworks と Great Carbon Valley が DACCS プロジェクトを計画しており、2030 年までに 100 万トン/年の CO2 除去を目指している。
UAE[46]	アブダビ国営石油会社 ADNOC と Occidental が年間 100 万トンの DACCS、DAC＋CCU（DAC＋U）プロジェクトを計画している。
サウジアラビア [47]	国営石油会社のアラムコが DAC 装置の開発等を行う。
チリ [48]	Global Thermostat が Magallanes（haro Oni site）で DAC プロジェクトを計画している。
ブラジル [49]	Repsol Sinopec Brasil は、SENAI-CIMATEC と提携して DAC 5000 プロジェクトを立ち上げた。再生可能エネルギーを活用し、最大 5,000 トン/年の DAC を予定しており、ラテンアメリカでは初の DAC パイロットプロジェクトとなる。

2025 年 3 月現在、設置された DAC 設備の大部分は小規模であり、1,000 トン CO2/年以上を回収しているプラントは、Climeworks、Global thermostat、Carbon engineering の 3 社によるプラントのみとなっている。しかし、近年 DAC/DACCS 設備数や規模拡大に関して大きな動きがでており、少なくと

[45] https://climeworks.com/press-release/climeworks-and-great-carbon-valley-chart-path-to-large-scale-dac（最終閲覧日 2024/9/2）

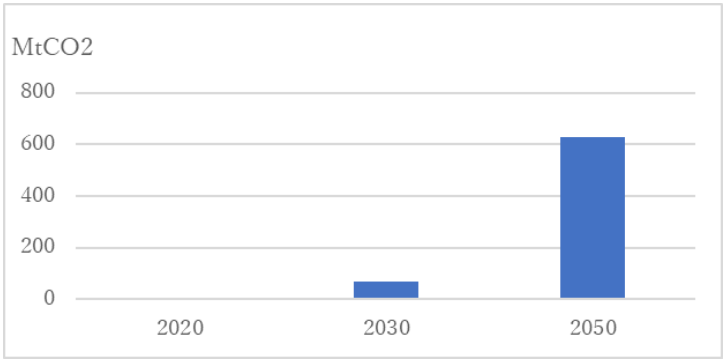
[46] https://www.adnoc.ae/en/News-and-Media/Press-Releases/2023/ADNOC-and-Occidental-to-Advance-Direct-Air-Capture-Project-in-the-UAE（最終閲覧日 2024/9/2）

[47] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/006_02_00.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

[48] https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac77a4（最終閲覧日 2024/9/2）

[49] https://repsolsinopec.com.br/noticias/repsol-sinopec-lanca-projeto-dac-5000-para-remocao-de-ate-5-mil-toneladas-de-co2-do-ar-por-ano/（最終閲覧日 2024/9/2）

も 130 の大規模な DAC（1,000 トン CO2/年以上）の計画が様々な段階で進められている。政策支援なしでは 2030 年に DACCS の展開が完了することは期待できないとされているが [50]、計画段階の DACCS がすべて実施された場合、IEA の 2050 年ネット・ゼロ・エミッションシナリオで 2030 年に必要とされる CO2 除去量（年間約 6,300 万トン CO2）に達する見込みとなる。



出典：IEA "NET Zero by 2050"よりパシフィックコンサルタンツ作成

図 82 IEA ネットゼロシナリオにおける DACCS による CO2 除去量

4.2.1.2. DACCS の必要性

ネットゼロ社会の実現のためには、省エネ、化石燃料使用の大幅削減、再生可能エネルギーの大量導入、エネルギーシステムの幅広い電化、グリーン水素製造等、様々な手段を組み合わせる必要がある。しかし、これらの対策を講じた上でも残存する排出量を相殺するために、DACCS のような CO2 除去貯留技術が必要とされる。そして、ネットゼロ社会が近づくにつれてその価値は増大すると考えられる [51]。航空や船舶分野等は化石燃料使用をゼロにすることが困難な可能性があることから、それらの企業は残余排出量の相殺のために除去クレジットに先行投資をしている可能性がある。

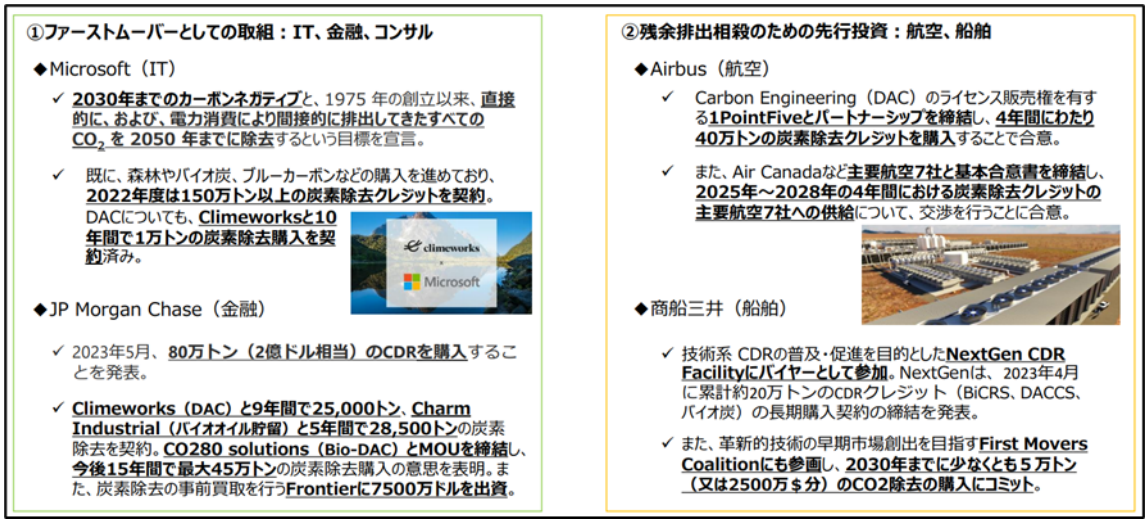
また、産業革命以前と比べ温度上昇を 1.5℃以内に抑える IPCC のシナリオでは、DACCS のような CO2 除去技術が 2050 年以降のネットゼロ社会実現後にも必要とされている。例えば、マイクロソフトは、除去クレジット購入の主要企業であり、過去に自社で排出した CO2 を相殺するために DACCS のような CO2 除去のクレジットを購入している。[52] マイクロソフトは、炭素除去なくして世界的な気候目標を達成することはできないと考えているため、炭素除去プログラムの構築を始めている [53]。

[50] https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture（最終閲覧日 2024/9/2）

[51] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/001_gijiyoshi.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

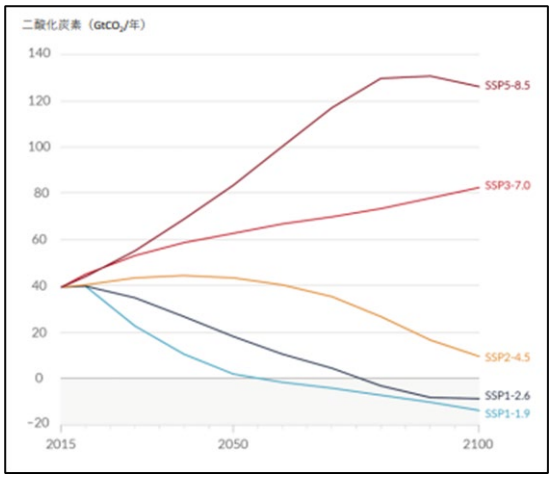
[52] https://Puro.earth/blog/success-cases/microsoft（最終閲覧日 2024/9/2）

[53] マイクロソフト（2021）「マイクロソフトにおける炭素除去の取り組み」



出典：経済産業省「ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会　とりまとめ」

図 83 除去クレジットの需要企業



出典：https://www.data.jma.go.jp/cpdinfo/ipcc/ar6/IPCC_AR6_WGI_SPM_JP.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

※SSP1-1.9 が産業革命前と比べ温度上昇を 1.5℃以下に抑えるシナリオとなる。

図 84 IPCCAR6 のシナリオ別 CO2 排出量

4.2.1.3. DACCS の利点・欠点

DAC には多くの利点があると考えられる。第一に、DAC は大気中の CO2 を捕集することから、一般的に固定排出源の影響という要因以外は設置する場所を選ばないことが挙げられる。そのため、CO2 貯留場所の近くに DAC 設備を設置することが可能となり、CO2 輸送に伴う GHG 排出量が CCS プロジェクトと比べて削減される可能性がある。第二に、BECCS（バイオマス燃焼＋CCS）に比べて、食糧生産との土地競合の問題や生物多様性への悪影響が抑制できる可能性がある[54]。森林プロジェクトと比べても、自然環境による影響、必要とする面積、水使用量が抑制される可能性があり、CO2 削減や環境影響の評価も容易となる可能性がある。第三に、DAC のために再エネ施設を建設した場合、電力系統を

[54] https://www.rite.or.jp/news/events/yogo_ppt_separationfy2021_1.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

考慮する必要がないことが挙げられ、工場の稼働率等の経済的影響も受けないと考えられる。DAC は分散型施設として安定的に CO2 除去を行える可能性がある。

DAC の欠点として、空気中の CO2 濃度は 400ppm 程度と低いため、回収や分離に多くのエネルギーを消費し、プロジェクト実施コストが高く、政策支援なしには現段階ではビジネスとして成立しない可能性が挙げられる。(プロジェクト実施のインセンティブに関しては 4.2.2.4 を参照)。また、DAC 設備が低価格で建設可能、大気回収に適した自然環境(風況、気温、 湿度等)下、といった好条件に恵まれた国・地域は限られる可能性も挙げられる [55]（極端に乾燥した気候や湿度の高い気候、または汚染された空気が特徴の場所では、さらにテストを行う必要がある [56])。

4.2.1.4. DAC 先行企業の動向

大規模 DAC 施設数は本報告時点では少なく、現状の DAC ビジネスモデルは、現在稼働中の DAC プロジェクトによる CO2 除去クレジットのみでなく、将来 CO2 除去する予定のクレジットの販売契約等を行うことで成り立っている。2025 年 3 月時点で、約 1,400 万トンの除去系クレジットの販売契約が行われているが、実際に引き渡されたのはその内の約 4.5%となっている。[57]

次に、DAC 先行 3 社と日本の DAC 実施企業について記載する。

・ Climeworks[58]

2009 年にスイスで設立された Climeworks は、官民両方の支援 [59]を受け、2024 年 10 月までで、世界中で 15 のプラントを稼働させている。大規模プラントとしては、アイスランドにおいて年間 4 千トン規模の Orca を操業、2024 年 5 月には同じくアイスランドで Mammoth を稼働開始した。プラント規模拡大に伴い年間 3 万 6 千トンの CO2 除去を計画し、2030 年までに 100 万トン、2050 年までに 10 億トン級の DACCS ハブ建設を目指している。Climeworks は、自社で DACCS 方法論を作成し、HP 等で第三者認証済みのクレジットを広く販売している。稼働中のプロジェクトによるクレジットのみではなく、将来稼働する予定のクレジットの販売契約も行っており、2021 年にマイクロソフトと 10 年間で 1 万トンの除去クレジット販売の契約、2023 年に BCG と 15 年間で合計 8 万トンの除去クレジット販売の契約を締結している。

・ Carbon Engineering、Occidental、1PointFive（Occidental の子会社）

2023 年 8 月、米石油企業 Occidental は約 11 億ドルで、2009 年カナダで設立された DAC 先行企業の Carbon Engineering を買収した [60]。Carbon Engineering、Occidental は、2025 年中旬に、年間最大 50 万トンの DACCS プロジェクト Stratos を 米国テキサスにおいて商業運転開始予定であり、

---

[55] http://www.cocn.jp/report/7c8d787cac7266b307fc767d9f2240a1c0da1787.pdf（最終閲覧日 2024/9/2）

[56] https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/direct-air-capture（最終閲覧日 2025/3/19）

[57] https://www.cdr.fyi/ （最終閲覧日 2025/3/19）

[58] https://climeworks.com/（最終閲覧日 2024/10/1）

[59] スイス、ドイツ連邦教育研究所、EU ホライズン 2020 等、 https://iea.blob.core.windows.net/assets/9766b4da-a5e3-4d76-874d-ea286e333956/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf （最終閲覧日 2025/3/21）

[60] https://www.oxy.com/news/news-releases/occidental-enters-into-agreement-to-acquire-direct-air-capture-technology-innovator-carbon-engineering/ （最終閲覧日 2024/10/1）

BlackRock が Stratos に 5 億 5 千万ドルの出資を表明している。 2024 年 7 月、1PointFive は、Stratos によるプロジェクトにより創出予定の 50 万トンの除去クレジットを Microsoft に販売する契約を締結した [61]。

・ Global Thermostat、Zero Carbon Systems

2023 年 4 月、2010 年米国で設立された Global Thermostat は、米国エネルギー省（DOE）等の資金支援を受け、大手エンジニアリング会社数社と共同で年間数百万トンまでの CO2 回収規模の DAC プロジェクトを発表した。2024 年 5 月、Zero Carbon Systems が Global Thermostat を買収し、Zero Carbon Systems は、2025～2026 年に年間 2,500 トンの実証プラントを所有・運営し、2030 年頃までに 100 万トン規模のプラントを所有・運営することを計画している。[62]

・ 川崎重工

日本企業としては、IEA の「改訂版 Direct Air Capture A key technology for net zero」に川崎重工が記載されており、2025 年頃に年 2 万トンの二酸化炭素（CO2）回収プラントで実証し大型化に道筋をつけながら事業を始め、2030 年に年 50 万～100 万トンの大型設備の建設を目指すとされている。しかし、クレジット販売/販売契約を既に実施している欧米企業と比べると、DACCS 事業化の面では遅れていると考えられる。

4.2.1.5. 国内外における DAC の技術

DAC の回収・分離技術には、物理吸着法、化学吸収法、膜分離法、冷却凝縮法、電気化学などがある。現段階で IEA の技術成熟度レベル（TRL）で 8~9 の実用レベルに至っているのは Climeworks 社（スイス）、Global Thermostat 社（米国）によるアミンを使用した吸着法と、Carbon Engineering 社（カナダ）の KOH/Ca(OH)2 水溶液を用いた化学吸収法のみである [63]。

物理吸着法は他の技術と比較してエネルギー効率が比較的良いものの熱エネルギーが必要である。また、技術開発の進展により比較的低いコストで実施できるため開発途上国でも実装可能になると考えられる。商業規模で実証済みの化学吸収法は高い CO2 捕捉効率があり、吸収液の量を増やすことで規模拡大が可能であることから、規模の経済が働きやすく、大規模での実施が適している。炭素回収・分離コストについては公開されていないことが多いが、Climeworks 社の物理吸着法による炭素回収・分離コストは約 500～600 USD/トン CO2 であり、2025 年までに 200 USD/トン CO2、 2030 年までに 100 USD/トン CO2 以下を目指している [64]。Global Thermostat 社は 85～100 USD / トン CO2 を目指し

[61] https://www.oxy.com/news/news-releases/1pointfive-announces-agreement-to-sell-500000-metric-tons-of-direct-air-capture-carbon-removal-credits-to-microsoft/（最終閲覧日 2024/10/1）

[62] https://www.globalthermostat.com/news-and-updates/zero-carbon-systems-acquires-global-thermostat-and-its-best-in-class-technology-to-capture-carbon-dioxide-from-the-air（最終閲覧日 2024/10/1）

[63] https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.119416（最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[64] 同上

ている[65]。Carbon Engineering 社の化学吸収法は推定 94～232USD/トン CO2 である[66]。各社で低コストでの実装に向けた開発が進められている。

特定の電極材料に電圧を印加することで、電極表面に CO2 を吸着させ、電極の電圧を変更することで吸着された CO2 を脱着させる電気化学法は、現状の技術の成熟度は低く 2030 年までに導入の準備が整う可能性は低いものの、エネルギー消費量が少ないため、エネルギーコストの高い国でも実装できる可能性がある。同様に膜分離法も研究段階ではあるが、原理的に熱エネルギーを必要としないため消費エネルギーが少なくて済む技術である。冷却凝縮法は高純度精製が可能だが、自然に低温環境が得られる寒冷地域に向いていると考えられ、温暖な地域では高い冷却コストが必要となる。[67]

DACCS は再エネ等の脱炭素電源と CO2 貯留地を必要とすることから、これらが豊富に存在する地域での実施が望ましい。また、ポテンシャルの高さと巨額の政府支援を背景に、北米において先行して市場が拡大しており競争が激化している[68]。

---

[65] 同上

[66] 同上

[67] DAC プラントは、ヨーロッパ全土と北米の幅広い気候条件下で運転に成功しているかが特徴的な場所では、さらなるテストが必要であると考えられる。例えば、極端に乾燥した気候、湿度の高い気候、汚染された気候などである。(https://iea.blob.core.windows.net/assets/78633715-15c0-44e1-81df-41123c556d57/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf)

[68] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/004_04_00.pdf

表 59 海外における DAC 技術の概要

技術	技術の概要	企業*	技術の詳細*	技術の成熟度*	炭素回収・分離コスト（() 内は目標値）*	エネルギー消費量*	利点 */**	欠点 **	向いている国	向かない国
吸着法（固体吸収法）	固体吸着材/吸収材を使用して CO2 を吸着/吸収し、加熱・減圧・加湿操作により CO2 を分離	Climeworks	アミン担持吸着剤	8~9	500～600 USD/t CO2（2025 年までに 200 USD/t CO2、 2030 年までに 100 USD/t CO2 以下）	熱:9.0 GJ/t 電力 :450kWh/t ***	・エネルギー効率が比較的良い ・操作が簡便 ・高純度精製が可能 ・適用範囲が広い	・吸着容量が限られる ・プロセスが複雑 ・アミンの劣化と腐食問題 ・アミンの漏洩による人体や生態系への影響の懸念 ・再生ガス／再生熱源が必要	・設備にもよるが熱エネルギーが必要なため、再エネ余剰が豊富な国 ・アミンの劣化や腐食対策ができるインフラが整っている国	
		Global Thermostat	アミン担持吸着剤	7~8	不明 （85～100 USD / t CO2）	熱:4.4 GJ/t 電力 :160kWh/t ***				
		GreenCap Solutions	ゼオライト吸着剤	7	不明					
		Susteon Inc.	イオン液体触媒（PEI 系）を使用し、再生温度が低く低圧損の固体吸収材 ***	4	不明		・アミン系吸収材より吸着量、吸脱着速度が高くエネルギー削減が可能			
化学吸収法	溶液を用いて CO2 を吸収し、再生プロセスで CO2 を分離	Carbon Engineering	KOH/Ca(OH)2 水溶液***	7~8	94 ～ 232USD/t CO2（推定値）	熱:5.3 GJ/t 電力 :366kWh/t ***	・高い CO2 捕捉効率 ・商業規模で実証済み ・現段階で吸収液は高価であるが、規模の経済が働きやすく大容量向き ・低分圧ガス向き ・炭化水素への親和性が低い	・浸食、腐食、泡立ちがある ・再生用熱源が必要 ・適用範囲が限定的	・高度な技術力と資本が必要 ・エネルギーコストの低い国 ・再生可能エネルギーが豊富な国 ・規模の経済が働くため大規模で実施できる国	・初期コスト・運用コストが負担となる開発途上国など ・エネルギーコストの高い国
		CSIRO	アミノ酸	4	273 ～ 1227 USD/t CO2（推定値）					
電気化学	特定の電極材料に電圧を印加することで、電極表面に CO_2を吸	Verdox	エレクトロスイング吸着法（ESA）	3~4	50～100 USD/t CO2	100～150 kJ/mol CO2	従来法と比較して 70%のエネルギー削減 ***	・2030 年までに導入の準備が整う	・エネルギー消費量が少ないため、エ	・初期コスト・運用コストが負担と

技術	技術の概要	企業*	技術の詳細*	技術の成熟度*	炭素回収・分離コスト（() 内は目標値）*	エネルギー消費量*	利点 */**	欠点 **	向いている国	向かない国
	着させ、電極の電圧を変更することで、吸着された CO_2を脱着させる	Mission Zero Technology (MZT)	イオン選択膜技術	4			・再生に必要なエネルギーが小さい（熱再生アプローチよりも3～4 倍少ないエネルギー）*	可能性は低い*	ネルギーコストの高い国でも実装可能	なる開発途上国など
		Sabatino	バイポーラ膜電気透析 (BPMED) 技術	3	770 USD/t CO2 （250USD/t CO2）					
膜分離法	特定の膜を通じてCO2 を物理的に分離	InnoSense LLC ***	高透過性のポリアニリン系ハイブリッド分離膜（HypoMem）***	4 ***			・原理的に熱エネルギーを必要としない（分離する際のエネルギーが比較的少なくて済む）**** ・操作が簡便 ・安価 ・小容量向き	・高圧が必要 ・低純度 ・現段階で運転費が高い ・油脂分含有ガスに弱い ・大容量に不向き	・高圧ガスインフラの整っている国や地域 ・エネルギー消費量が少ないため、エネルギーコストの高い国でも実装可能	・高圧ガスインフラが未整備の国や地域
冷却凝縮法（深冷分離法）	低温環境で CO2 を凝縮（ドライアイス化）して分離						・高純度精製が可能 ・装置が比較的簡易 ・適用範囲が広い	・装置が複雑 ・現段階で運転費、建設費が高い	・自然に低温環境が得られる寒冷地域	・高い冷却コストが必要なため、熱帯地域や砂漠地帯で非効率となる可能性がある
その他	VTSA システム	Hydrocell Ltd.		3~4	不明					
	イオン交換樹脂を使用した水分スイング吸着	Infinitree		5~6	不明					
	水分駆動型電気吸着	Skytree		5~6						

参照：* https://doi.org/10.1016/j.ces.2023.119416 ** https://www.nikko-research.co.jp/wp-content/uploads/2022/05/rc202204_0002_1.pdf

*** https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/pdf/002_02_00.pdf

国内における DAC 技術の開発・実証状況を表 60 に整理した。川崎重工業株式会社は潜水艦などの閉鎖空間中空気からの CO2 除去技術の研究から始まった固体吸収材を使用した KCC（Kawasaki CO2 Capture）プロセスを開発しており、これまで有効利用できていなかった 100℃以下の低温排熱を利用可能である点をメリットの一つとしている。環境省事業を活用した小規模実証試験が既に完了しており、2025 年に 2 万トン/年、2030 年には 50~100 万トン/年の CO2 を回収する大型設備の建設を目指すとしている。

その他、「ムーンショット型研究開発制度[69]」のうち目標 4「2050 年までに、地球環境再生に向けた持続可能な資源循環を実現」の中では複数の DAC 技術開発に関連する研究開発プロジェクトが進められており、固体吸収法や化学吸収法＋冷熱利用、物理吸着法＋電気化学法、膜分離法と様々な分離回収技術が対象となっている。これらプロジェクトのマネージャーは大学の専門家であるが、実証装置の設計等については三菱重工業株式会社や日揮ホールディングス株式会社といったメーカーが担当している事例も確認された。

[69] 我が国発の破壊的イノベーションの創出を目指し、従来技術の延長にない、より大胆な発想に基づく挑戦的な研究開発（ムーンショット）を推進する国の大型研究プログラム

表 60 国内における DAC 技術の開発・実証状況

実施主体	研究開発			実証		
	分離回収技術	研究開発内容、技術の概要・特徴	導入が想定される地域・条件	実証 PJ 概要・実証レベル	実証 PJ での利用技術	今後の実証・商用化の展開
川崎重工業	固体吸収法	・KCC (Kawasaki CO2 Capture)プロセスと呼ばれる、CO2 吸収多孔質材表面に吸収材用アミンをコーティングした固体吸収材を用いた手法 ・低温蒸気のエネルギーのみで CO2 を分離するため、従来の液体吸収法よりも分離回収エネルギーを約 6 割削減可能 ・液体吸収法と比較してプロセス系外へのアミン飛散量を抑制	これまで有効利用できていなかった 100℃以下の低温排熱が利用できる場所	・環境省委託業務の中で 5 kg-CO2／日回収量（約 2 トン-CO2／年）の小型実証試験機を明石工場内に設置し、実証試験を 2022 年度までに完了。	自社開発の固体吸収法	・2025 年頃に年 2 万トンの二酸化炭素（CO2）回収プラントで実証し大型化に道筋をつけながら事業を始める。 ・2030 年に年 50 万～100 万トンの大型設備の建設を目指す。
金沢大学、RITE	固体吸収法	・低濃度の CO2 を従来技術よりも大幅に低い温度で分離回収できるシステムの実現に向け、CO2 固体吸収材とその性能を最大限に引き出すことができる CO2 回収プロセス、システムの開発 ・RITE が開発した固体吸収材を適用し、固体吸収材からの CO2 の脱離方式としては「蒸気再生方式」と「空気再生方式」の二つを検討	低温熱が利用できる場所	・ムーンショット型研究開発事業内で「蒸気再生方式」による DAC 小型試験装置（数 kg-CO2/day）を開発し、RITE 敷地内にて設置し、試験・評価を実施。 ・装置の大型化・実用化に向けたデータ取得、知見の蓄積。	同研究グループで開発した技術（吸収材は RITE、装置設計は三菱重工業）	・DAC ベンチスケール実証機（~500kg/d）での実証試験を 2025 年の大阪・関西万博会場で実施予定。 ・2020 年代後半にパイロットスケールの DAC 試験装置の設計と経済性評価を実施。
名古屋大学、東邦瓦斯、東京理科大学	化学吸収法＋冷熱利用	・化学吸収法に LNG 廃冷熱利用を組み合わせることで DAC を省エネルギー化する技術"Cryo-DAC"を開発 ・冷却による CO2 固化現象を利用した再生塔のポンプレス減圧により吸収塔と再生塔を常温（25℃）付近で操作し、投入熱エネルギーゼロで高圧・液化 CO2 を回収可能 ・送風エネルギー100kWh/t-CO2 未満が目標	LNG 未利用冷熱の発生場所（都市ガス工場にて LNG 冷熱を活用して CO2 を分離回収し、e-methane 製造も可能）	・ムーンショット型研究開発事業内でベンチスケール機（1t-CO2/year）により実用化の可能性検証。 パイロット装置（50t-CO2/year）の開発（設計・設備コスト試算等）に着手。	同研究グループで開発した技術（詳細設計は日揮 HD）	・2029 年度に Cyro-DAC パイロット機（50t-CO2/year）の開発・運転を目標。 ・2029 年度末に商用プラントの概念設計を完了する計画。
東京大学、大阪大学、理化学研究所、UBE、清水建設、千代田化工建設、古川電気工業	物理吸着法＋電気化学法	・大気中に放散された希薄な CO2 を物理／化学的手法にて回収・富化 ・CO2 電解還元により高濃度 CO2 から有用化学原料（エチレン等）を製造する統合システムを開発 ・エアコンの取り込み外気の温度調節電力の削減＋コジェネ未利用熱の活用により、CO2 回収・富化工程にかかる電力を実質的に賄える可能性	都市部（オフィスビル内の空気を循環させつつビル内の CO2 回収・富化・資源化する都市型 DAC-U システムを提案）	－	－	2024 年度に実験室規模のシステム構築、2029 年度にパイロットプラント構築がムーンショットの KPI。

実施主体	研究開発			実証		
	分離回収技術	研究開発内容、技術の概要・特徴	導入が想定される地域・条件	実証 PJ 概要・実証レベル	実証 PJ での利用技術	今後の実証・商用化の展開
九州大学、熊本大学、北海道大学	膜分離法	・小型・分散配置可能で、大気からの CO2 回収と炭素資源変換までを連続して行う DAC+U システムを創製 ・従来の CO2 透過膜と比べて極めて高い CO2 透過性を持つ膜分離（m-DAC 技術）で DAC を行うことで、シンプルなシステム、低コスト・小面積なプロセス、サイズ調整可能、薬剤不使用といったメリットがあり、導入場所を選ばずどこでも CO2 回収が可能	家庭やビル等の小～中規模のオンサイト（連結によるサイズ拡張）	・大阪府の補助金を活用して小型分散型の DAC 装置を利用した植物工場での CO2 直接利用（光合成促進）実証を大阪・関西万博開催期間中に実施予定。	九州大学発の Carbon Xtract が保有する m-DAC 技術	2029 年度に CO2 変換までを行う小型ユニットでの実証がムーンショットでの KPI。
日立製作所	－	2022 年より研究プロジェクトが始動しているとの記載はあるが詳細は不明	－	－	－	－
ENEOS	－	－	－	・回収量が約 75kg-CO2/day の DAC 装置を導入。 ・四季がはっきりしており、気温の年較差が大きく降水量が多く高温多湿となる日本固有の環境下での DAC 技術の実証試験を実施。	Climeworks 社（スイス連邦）の吸着法を用いた DAC 装置	－

参照） 川崎重工技報・185 号「省エネルギー型 CO2 分離・回収システム「KCC」」（2023 年 12 月）
電気新聞「川崎重工、ＤＡＣを２５年に事業化」（2024 年 1 月 11 日）, https://www.denkishimbun.com/sp/342330
地球環境産業技術研究機構（RITE）HP「大気中からの高効率ＣＯ₂分離回収・炭素循環技術の開発」（2024 年 9 月 11 日閲覧）, https://www.rite.or.jp/chemical/project/2023/07/post_13.html
三菱重工業株式会社 HP「実機サイズの CO2 固体吸収材の評価に着手―大気中の CO2 を直接回収する技術の開発が大きく前進―」（2022 年 9 月 20 日）,
https://www.mhi.com/jp/news/22092001.html
則永行庸（名古屋大学）「冷熱を利用した大気中二酸化炭素直接回収の研究開発」（2022 年 2 月, ムーンショット型研究開発事業 目標 4 成果報告会 2021）
日揮ホールディングス株式会社 HP「LNG 未利用冷熱を活用した、大気中の CO2 を直接回収する DAC の技術確立に向けパイロット装置の開発に着手」（2023 年 4 月 26 日）,
https://www.jgc.com/jp/news/2023/20230426.html
ムーンショット型研究開発事業 プロジェクト紹介「電気化学プロセスを主体とする革新的 CO2 大量資源化システムの開発」, https://www8.cao.go.jp/cstp/moonshot/gaiyo/ms4_sugiyama.pdf
ムーンショット型研究開発事業 電気化学プロセスを主体とする革新的 CO2 大量資源化システムの開発 HP「プロジェクト概要」, https://www.innovation-riken.jp/moonshotpj03/
藤川茂紀（九州大学）「”ビヨンド・ゼロ”社会実現に向けた CO2 循環システムの研究開発」（2022 年 2 月, ムーンショット型研究開発事業 目標 4 成果報告会 2021）
ムーンショット型研究開発事業 プロジェクト紹介「”ビヨンド・ゼロ”社会実現に向けた CO2 循環システムの研究開発」, https://www.nedo.go.jp/content/100923464.pdf
九州電力株式会社 HP「九州大学、双日、九州電力は大気中の二酸化炭素を回収する技術を用いた DAC-U 装置の用途を共同開発・検証するために覚書を締結しました」（2023 年 3 月 22 日）,
https://www.kyuden.co.jp/press_h230322-1.html
株式会社日立製作所 HP「CO2 を衣服の原料やエネルギーに　カーボントランスフォーメーション」（2023 年 11 月 16 日）, https://social-innovation.hitachi/ja-jp/article/carbon-transformation/
ENEOS 株式会社「アジア太平洋地域で初となるＣｌｉｍｅｗｏｒｋｓ社のＣＯ２回収装置を導入 ～大気中のＣＯ２回収実証試験を開始～」（2023 年 12 月 8 日）,
https://www.eneos.co.jp/newsrelease/upload_pdf/20231208_02_01_0906370.pdf

4.2.2. DACCS の JCM プロジェクト実施のための課題の整理

本項では、JCM における DACCS プロジェクト実施の課題として、DACCS 方法論案、DACCS プロジェクト実施のインセンティブ、DACCS 実施可能国（CCS 実施可能国）について整理を行った。

4.2.2.1. 既存の DACCS に関連する方法論

2025 年 3 月現在、JCM における DACCS 方法論は作成されていないため [70]、他スキームにおける DACCS 方法論について整理し、方法論作成のための検討事項をまとめた。

2025 年 3 月現在までに作成されている DACCS、DAC、CCS の主な方法論やツール等を表 61 に示す。DACCS の方法論は、DAC と CCS を一気通貫とした DACCS 方法論と、DAC 方法論と CCS 方法論の二つの方法論を合わせて DACCS 方法論としたものがある。いずれの方法論においても、CO2 除去量は、貯留する CO2 量から回収-貯留工程で使用する化石燃料由来の CO2 排出量、貯留後 [71]の漏出に関する排出量を減算することで算出される。以下、JCM の DACCS 方法論作成の際に論点となる可能性のある項目を挙げた。

- LCA 手法の導入
- CO2 回収源（空気）の定義
- DAC の適応技術
- DACCS 工程で使用するエネルギー
- CCS 部分

表 61 既存の DACCS/CCS 方法論等

方法論/ガイド名	作成機関/クレジット市場等	発行年	適応範囲	概要
大気中からの二酸化炭素直接回収（DAC）に関する方法論（案）	DAC ワーキンググループ（DAC-WG）	2024 年 5 月	DAC	J-クレジットにおける DAC 方法論案。CCS 方法論案に関しては、2024 年 6 月現在、検討中となっている。
Geologically Stored Carbon Methodology for CO2 Removal Edition 2024 v. 1	Puro.earth	2024 年 6 月	DACCS（/BECCS）	ネガティブ・エミッションに特化したボランタリークレジット制度、Puro.earth における DACCS/BECCS の方法論。
Carbon Dioxide Removal by Direct Air Capture	Climeworks	2022 年 6 月	DAC	スイスの DAC 実施企業、Climeworks による DAC 方法

[70] CCS についてはインドネシアにおいてガイドラインが 2024 年 12 月に発行された。https://www.jcm.go.jp/id-jp/rules_and_guidelines

[71] 本報告書では貯留前の漏出に関する排出量は化石燃料由来の CO2 排出量に含むこととする。

				論。Carbfix の方法論と合わせると DACCS 方法論となる。
Permanent and secure geological storage of CO2 by in-situ carbon mineralization	Carbfix	2022 年 6 月	CCS	アイスランドの CCS 実施企業、Carbfix による CCS 方法論。climeworks と共同プロジェクトを実施している。
Module for CO2 capture from air	VCS	2024 年 10 月	DAC	VCS の DAC 方法論案。VCS の CCS 方法論と合わせると DACCS 方法論となる。
Methodology for carbon capture and storage	VCS	2024 年 6 月	CCS	VCS の CCS 方法論案。
Tool for differentiating reductions and removals in CCS projects	VCS	2024 年 2 月	DACCS 等	VCS による、大気からの除去と、燃料の燃焼に伴う CO2 の削減を区分けするツール。
Methodology for the quantification, monitoring, reporting and verification of greenhouse gas emissions reductions and removals from carbon capture and storage projects (version1.1)	ACR (American carbon registry)	2021 年 9 月	CCS	米国のボランタリークレジット制度、ACR における CCS 方法論。
Carbon capture and storage method 2021 - simple method guide	ACCU (The Australian Carbon Credit Unit)	2024 年 1 月	CCS	ACCU（オーストラリア炭素クレジット）における CCS 実施のガイド。DAC による CO2 削減はオーストラリアの排出削減目標にはカウントできず、本ガイドは DAC からの炭素を対象とはしていない。
Best practices for life cycle assessment (LCA) of direct air capture with storage (DACS)	DOE (U.S. Department of energy)	2022 年 6 月	DACCS	DACCS 実施のための LCA 手法ガイド。
High-level criteria for carbon geostorage activities	IETA (International Emissions	2022 年 10 月	CCS	IETA による CCS 基準(ガイドライン)。

	Trading Association)			
Preliminary Draft Federal Offset Protocol: Direct Air Carbon Dioxide Capture and Geological Storage	Environment and Climate Change Canada	2025 年 1 月	DACCS	Environment and Climate Change Canada による DACCS ガイドライン。
Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Proposed Methodology for Carbon Capture and Storage and Carbon Capture, Utilization and Storage	日・インドネシアの JCM 合同委員会	2024 年 12 月	CCS/CCUS	インドネシアにおける JCM の CCS/CCUS ガイドライン。

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

各方法論における適用技術を表 62 に示す。方法論の対象とする適用技術に関して、Climeworks の方法論は自社技術のみを対象としているのに対し、他の方法論は一般的な DAC 技術を挙げている、もしくは技術の制限はなしとしている。DAC の技術が特定されている事業に関しては、方法論における技術の特定が方法論の不確実性を減少させる可能性がある。一方、方法論の汎用性を高めるためには、DAC-WG における「大気から CO2 を回収して高濃度で取り出すことが可能な技術であり、例として、1.化学吸収、2.化学吸着、3.膜分離、4.電気化学、5.物理吸着、6.物理吸収などの技術を用いた回収方法であること」という記載のように、一般的な DAC 技術を記載することが適当であると考えられる。

表 62 適用技術

方法論作成機関/クレジット市場等	適応技術
DAC-WG	大気から CO2 を回収して高濃度で取り出すことが可能な技術であり、例として、1.化学吸収、2.化学吸着、3.膜分離、4.電気化学、5.物理吸着、6.物理吸収などの技術を用いた回収方法であること。
VCS	・液体溶媒または固体吸着剤による化学的/物理的、吸収/吸着 ・電気化学プロセス ・膜分離 ・深冷分離
Puro.earth	技術の制限はなし。
Climeworks	温度-真空スイング（Temperature vacuum swing）吸着法による化学吸着法。

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

各方法論における CO2 回収源の定義を表 63 に示す。CO2 回収源に関しては、DAC-WG の方法論案が最も詳細な定義づけをしており、他の方法論の定義を包括している。また、DAC-WG の方法論案は、回収源の空気が固定排出源の影響を受けていないことに関する証明方法を提示しており、JCM の DAC 方法論における CO2 回収源の定義として適応可能であると考えられる[72]。回収源の定義を詳細に定義し、回収源の定義の証明を求めることは、クレジットの品質向上に寄与する。

表 63 CO2 回収源の定義

方法論作成機関/クレジット市場等	CO2 回収源の定義
DAC-WG	回収する CO2 は大気由来のものであり、「大気」とは固定の排出源（発電所の煙突、工場の排気口等）の影響を直接受けない大気のことを指す。ただし、局所的な人為的・自然の影響は受けるため、CO2 濃度は変動しうる。また、「大気」には屋内の空気も含まれる。 プロジェクト実施者は、大気から回収したことについて以下の方法のいずれか又は複数を組み合わせて、合理的に説明しなければならない。 ① 地図情報等を用いて、回収を実施する場所が固定の排出源から十分に離れていることを確認する。 ② 回収源となる気体中の CO2 の濃度をモニタリングし、その値が大気の CO2 濃度と大きく乖離していないことを確認する。 ③ 1.吸収材や回収設備の能力、2.吸収材や回収設備の使用・稼働記録、3.回収実績、等をもとに回収源となる気体中の CO2 の濃度が大気の CO2 濃度と大きく乖離していないことを確認する。
VCS	固定排出源の影響を受けない大気中の CO2 とする。ただし、地域の人為的活動、自然環境によって大気中の CO2 濃度は変化しうる。
Puro.earth	大気中の CO2 とする。
Climeworks	大気中の CO2 とする。ただし、CO2 濃度は時期によって変化する。

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

DACCS 工程で利用するエネルギーについて表 64 に示す。

エネルギーについては、まず再生可能エネルギーの利用の追加性に留意する必要がある。例えば、EU タクソノミーでは、グリーン水素製造に関する再生可能エネルギーについて、以下 3 点の要件を課している。

- 追加性：グリーン水素生産のために追加的に設置された（水素生産施設の稼働の 36 カ月より前に稼働を開始していない）新設施設で発電された再エネ電力の供給を受けること。
- 時間的相関性：水素生産と再エネ発電が同一の 1 時間以内に行われること。
- 地理的相関性：水素生産施設と電力供給を受ける再エネ発電施設が同一あるいは相互に接続され

[72] ただし、DAC-WG の方法論案の「大気に屋内の空気を含む」という部分は、DAC 装置を設置する土地が確保しづらい日本の事情を考慮して追加されている。

た電力入札ゾーンに位置していること[73]。

上記要件は 2027 年末まで適用が免除されているが、DACCS で使用する再生可能エネルギーについても同様の議論が必要になる可能性がある。追加性のない既存の再生可能エネルギーを利用したプロジェクトは、国/地域単位で正味 CO2 削減に寄与しない可能性があることから、追加性のない再生可能エネルギーを利用したプロジェクトはクレジットの品質を低減させる可能性がある。

VCS の DAC 方法論はグリッドからの再生可能エネルギー利用を CO2 ゼロとして認めていない。一方、DAC-WG の方法論案では、グリッドからの再生可能エネルギーの利用を認ており、グリーン電力証書等の購入により CO2 排出量はゼロとカウントされる。再生可能エネルギーの追加性を考慮することは、クレジットの品質向上に寄与する可能性がある一方で、DAC の普及促進を低減させる可能性がある。各国の制度を踏まえ、案件毎に検討していくことが必要であると考えられる。

化石燃料については、既存の方法論では化石燃料の併用を不可とはしていないが、CO2 貯留の際に化石燃料由来の CO2 排出と空気からの除去 CO2 を区別することが要求されている。VCS では両者を区別するツールが作成されている。DAC-WG の方法論案では、DAC のための新規の化石燃料燃焼装置は不可としながらも、「第 7 次エネルギー基本計画」の中で 2050 年カーボンニュートラル実現のための具体的な方策のひとつに CCS があげられていることから、CO2 回収装置の付属という条件下でのみ化石燃料の新規利用が認められている。

廃熱利用に関して、LCA 手法を適用しない方法論は、未利用（余剰）の熱利用の CO2 排出量をゼロとしている。未利用の廃熱の条件については、DAC-WG/VCS の方法論が JCM 方法論にも適応可能であると考えられる。一方、LCA 手法を適用する方法論（climeworks、Puro.earth）においては、廃熱利用に関して記載されていないが、未利用の廃熱であっても、熱源施設の CO2 排出量の按分等により CO2 の積み上げが必要になる可能性がある。

表 64 DACCS 方法論における DACCS 工程で利用するエネルギーの取り扱い

方法論作成機関/クレジット市場等	化石燃料の利用	再生可能エネルギーの取り扱い	廃熱利用
DAC-WG	プロジェクトに必要な熱の確保のため化石燃料を用いる装置を新規に設置する際は回収装置の設置が必要となる。（回収装置の付いていない化	グリッドからの再エネ電力（非化石証書、グリーン電力証書等）を利用可とし、CO2 ゼロとする[74]。	プロジェクト実施前には未利用であった廃熱の利用に関しては、CO2 カウントは行わない。なお、廃熱の利用や廃熱回収設備の導入により影響を受ける既設の熱利用設備がある場合は、「プロジェクト実施前には未利

[73] JETRO（https://www.jetro.go.jp/biznews/2023/06/707789640ea06dcf.html）（最終閲覧日：2024 年 6 月 5 日）

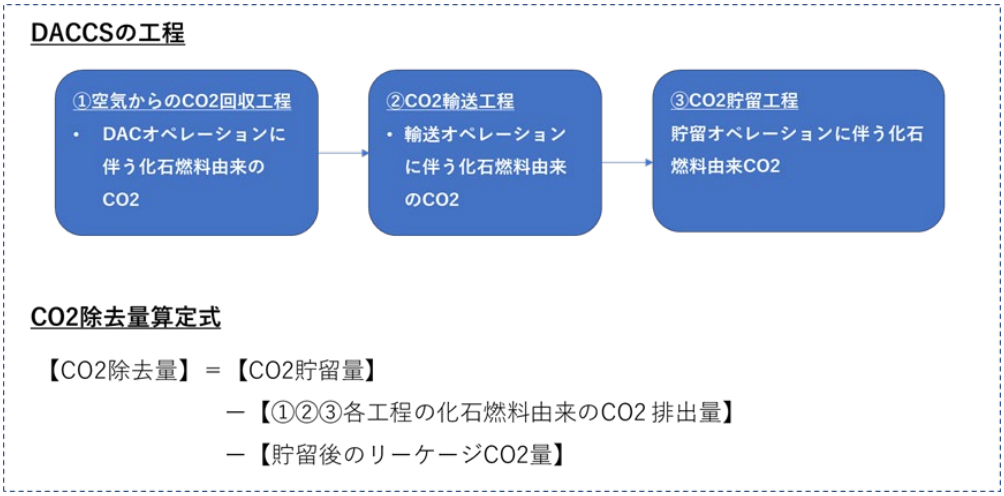
[74] 再生可能エネルギーのメニュー等については、「電力の小売営業に関する指針」（経済産業省）を参照。

	石燃料燃焼装置を新設することは不可）		用であった」とはいえないため、未利用廃熱の対象とならない。
VCS	利用不可という記載はないが、CO2貯留の際に化石燃料由来のCO2 と空気からの除去 CO2 を区別することが要求されており、両者を区別するツールが作成されている。	再生可能エネルギー電力は、DAC 事業者自身が発電した電力（オンサイト、自営線等）に限り CO2 ゼロとする。	以下の要件を満たす場合、廃熱利用に係る排出量はゼロとみなすことができる。 1. プロジェクトバウンダリの外部から調達している。 2. プロジェクトがなければ熱源の設備で利用されておらず、プロジェクト開始以前には他の需要家への引き渡し、販売、利用がされていない。 3. プロジェクト開始以前には周囲のヒートシンクに放熱されている。
Puro.earth	利用不可という記載はないが、CO2貯留の際に化石燃料由来のCO2 と空気からの除去 CO2 を区別することが要求されている。	明確な記載はない。 （ただし、「通常、CCS活動は、自家発電または契約による再エネ電力源の利用を目指す」、「再エネ利用に関するリーケージは考慮しない」と記載されているため、グリッドからの再エネ利用を可とし、再エネの追加性に関しては考慮しない可能性が高い。）	記載はなし。
Climeworks	利用不可という記載はないが、CO2貯留の際に化石燃料由来のCO2 と空気からの除去 CO2 を区別することが要求されている。	記載なし。	熱エネルギー利用に関し、CO2の算定を要求しているが、廃熱に係る記載はなし。

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

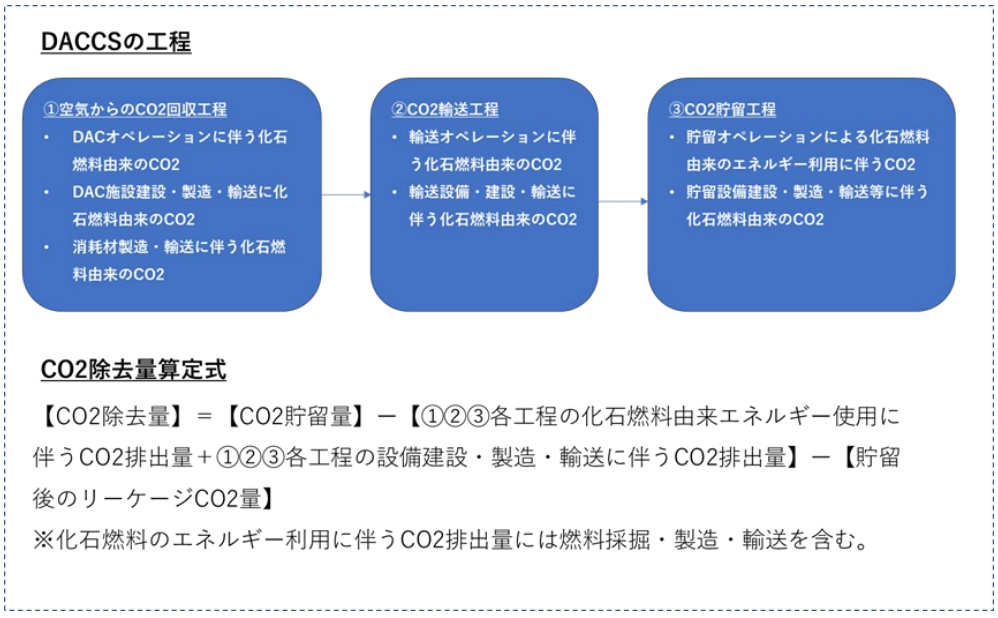
4.2.2.2. DACCS におけるライフサイクル評価（LCA）手法の導入

既存の DACCS/DAC の方法論において着目すべき点に LCA 手法の導入が挙げられる。既存の CDM、JCM、J-クレジットの方法論においては、基本的に LCA は求められておらず、エンボディドカーボン[75]や、プロジェクトで使用する燃料の上流工程の CO2 算定も求められていない。しかし Puro.earth と Climeworks の DAC 方法論は LCA 手法に則っており、エンボディドカーボンや燃料の上流工程の CO2 算出が求められている。LCA 手法あり/なしの場合における、CO2 除去量のイメージを図 85、図 86 に、各方法論の LCA（エンボディドカーボンと燃料の上流工程）の取り扱いに関して表 65 に示す。



出典：パシフィックコンサルタンツ作成

図 85 LCA 手法の適応なしの場合の算定イメージ



出典：各方法論よりパシフィックコンサルタンツ作成

図 86 LCA 手法の適応ありの場合の算定イメージ

[75] 施設等の建設や、建設資材の製造や運搬に伴う CO2 排出量を指す。

表 65 各方法論における LCA 手法の導入

方法論作成機関/クレジット市場等	LCA 手法		
		エンボディドカーボン	燃料の上流工程
DAC-WG	LCA 手法の適応は要求されていない。	算定は求めていない。（オペレーションに使用するエネルギーが低くなり相対的に無視できなくなった場合や、秘匿性の管理方法の確立状況を踏まえつつ、エンボディドカーボンの考慮の在り方について適宜検討を行うこととする。）	燃料の上流工程に関しては正確な算出が可能と考えられる範囲に限り算出する。
VCS	LCA 手法の導入は求めていないが、エンボディドカーボン、燃料の上流工程の算出の項目が記載されている。	算出項目として挙がっているが、計算式は提示されていない。	算出を求めている。
Puro.earth	LCA 手法を適応。	算出が必要。	記載はないが、LCA 手法に則っているため算出が必要であると考えられる。
Climeworks	LCA 手法を適応。	算出が必要。	記載はないが、LCA 手法に則っているため算出が必要であると考えられる。

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

Puro.earth と Climeworks の方法論は、GHG プロトコルや「Best Practices for LCA of DACS”（2022, U.S. Department of Energy）」を参考にして作成されていることから[76]、LCA 手法を導入している。U.S. Department of Energy はネガティブエミッション効果の算定を行うには LCA 手法が最適であるとしている。一方で、VCS の方法論は LCA 手法の導入を要求していない。JCM の DACCS 方法論において、LCA 手法を導入することの利点と欠点は以下の通り。

利点

- 既存の DAC 方法論との整合性がとれる。
- CO2 除去量算定の保守性を高め、クレジットの品質を高める可能性がある。例えば、リファレンスとプロジェクトの双方で LCA を考慮しない場合、双方で LCA 部分は相殺されていると考

[76] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/001_03_00.pdf（最終閲覧日：2024 年 6 月 5 日）

えられる可能性がある。また、世界で CO2 削減が実施されている状況を鑑みると、従来の設備建設の LCA 手法による CO2 排出量は新規設備より高い可能性もある。しかし、DAC はリファレンス排出量がゼロのため、リファレンスとプロジェクトで LCA の相殺という考え方は不可になる。

欠点

- 既存の JCM 方法論の考え方との整合性がとれない。例えば、インドネシアで策定された JCM の CCS・CCUS ガイドラインには LCA が要求されていないことから、DAC 部分のみに LCA を要求すると、CCS ガイドラインとの整合性がとれない可能性がある。
- 既存の DAC 方法論と整合性が取れないことがクレジットの品質に影響を及ぼす可能性がある。
- CO2 除去量の算定の複雑性を高める。例えば、廃熱利用を考える場合、LCA 手法を考慮しない場合、他に利用されていない廃熱は CO2 ゼロとして利用可能となるが、LCA 手法を考慮するのであれば、廃熱は DAC に利用された時点で元のエネルギー源からの按分が必要となる可能性がある。

DAC-WG においては、LCA 手法の導入について、「CO2 アカウントのルールなのか、LCA のルールなのか、認識をそろえる必要がある」と議論された。その結果、DAC-WG では、CO2 アカウントルールに焦点を当てるという方針が検討されている。したがって、DAC-WG の方法論は、LCA 手法の導入は要求していない。しかし、DAC-WG の方法論案は、エンボディドカーボンと燃料の上流工程の CO2 算定の項目をあげており、現行ではその算定は要求していないが、将来的に算定を要求する可能性がある、というように既存の DAC 方法論と既存の再生可能エネルギーや省エネ等での GHG 排出削減量算定方法論の考え方（J-クレジット方法論等）との折衷案が提案されていると考えられる。

LCA 手法の導入については、既存 DAC 方法論と、既存 JCM 方法論の考え方のどちらとの整合性を重視するかにより決定する必要がある。DAC-WG の方法論案は両者の利点と欠点を考慮して提案されていることから、DAC-WG の方法論案に各国の事情を鑑みて JCM 方法論を作成することも一案であると考えられるが、LCA 手法の導入については、今後も世界の DACCS 方法論の状況を注視する必要がある。

4.2.2.3. CCS 実施後の漏出に備えたクレジットバッファーと貯留後モニタリング

CCS 部分の方法論については、JCM ガイドライン（インドネシア）に準ずる。[77] 表 66 は、CCS 方法論を作成するにあたって重要な点となるクレジットバッファーと貯留後モニタリングについて整理した。

表 66 DACCS におけるクレジットバッファーと貯留後モニタリング

作成機関/クレジット市場	クレジットバッファー	貯留後のモニタリング
JCM	初期設定では 3%だが、参加者が方法論で設定する。	当該国の法令に準ずる。

[77] https://www.jcm.go.jp/id-jp/rules_and_guidelines

Puro.earth	漏出が生じた場合、事業者はクレジットに関する全ての責任を負う。そのため、事業者はクレジットバッファーを授ける、保険に加入することも任意で行える。[78]	サイト閉鎖後、責任の移転が行われるまでモニタリングの義務がある。 サイト閉鎖後のモニタリングは漏出が確認されない限り、その頻度は減ってもよい。
Carbfix	記載なし。	貯留層からの漏出のモニタリング実施は要求されているが、プロジェクト終了後のモニタリングの記載はなし。
VCS	記載なし。	記載なし。
ACR（US）	10%または民間保険（任意であるが、プロジェクト実施者は、裁判等の結果リーケージの責任を負う可能性がある）。	モニタリングの結果によるが、CO2 注入後最短 5 年のモニタリング。漏出が確認された場合は、モニタリングを 2 年延長し、漏出が認められなくなるまでモニタリング実施の必要がある。
ERF （ Emission Reduction Fund）（Australia）	3%	クレジット期間終了からサイト閉鎖までの間、最大会計年度で 15 年。

4.2.2.4. DAC プロジェクト実施のインセンティブ

DACCS プロジェクトの実施は本報告時点では実施費用が高く、インセンティブの設定が必要であると考えられる。以下、DACCS プロジェクト実施のための各国でのインセンティブを整理した。

- クレジット供給側のインセンティブ

  JCM における DACCS プロジェクトは事業者が GX-ETS でクレジットを売却することで成り立つと考えられる。一般的に、DACCS 等の CO2 除去プロジェクトは CO2 削減プロジェクトに比べ費用を要し、2024 年 7 月時点の DACCS 実施コストは各国で導入されているカーボンプライシングの水準を上回るため、早期の投資に対する収益性が低いことが課題として挙げられている[79]。例えば、ネガティブエミッションのクレジットを対象とした Puro.earth の The CORC インデックス価格は、2024 年 12 月時点で、約 129 ユーロ（約 2 万円）/トンであるが、現段階で同価格では DACCS 実施費用を回収できない可能性が高い。また、欧州委員会は、2026 年 7 月までに EU-ETS に除去系のクレジットを組み込む方法について報告する予定となっているが、2024 年 8 月現在、

[78] https://7518557.fs1.hubspotusercontent-na1.net/hubfs/7518557/Supplier%20Documents/Puro_Public_Consultation_GSC_June-2024_summary.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[79] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/006_02_00.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

EU-ETS の価格は約 70 ユーロ（約 11,200 円）[80]となっており、同様に現行の DACCS 実施コストを回収できない可能性が高い。

GX-ETS の排出枠価格は現時点では不明だが、GX-ETS の適格クレジットである J-クレジットの価格は、2024 年秋以降に価格が上昇しており、2025 年 3 月 21 日の省エネプロジェクトが約 4,000 円/トン、再エネ（電力）が約 6,500 円/トン、森林プロジェクトが約 5700 円／トンとなっている[81] 。J-クレジットに DACCS が加わったとしても、DACCS クレジットは実施費用を上回る価値が付かない可能性があり[82]、JCM において費用を要する先進的プロジェクトに対するインセンティブ設定は、DACCS に限らず課題になると考えられる。

・ クレジット需要側のインセンティブ

除去系クレジットの The CORC インデックス価格は約 122 ユーロ/トンだが、CDR.fri のデータによれば、マイクロソフトが CO2 除去クレジットの 7 割以上を購入しており、2024 年 8 月現在、CO2 除去クレジットの市場は未成熟であると考えられる。その理由として、現段階ではネットゼロのために、CO2 除去クレジットより CO2 削減クレジットの方が安価で獲得が容易であるため、現状制度で企業が自主的に CO2 除去クレジットを購入するインセンティブが低い可能性があげられる[83]。同様に、GX-ETS においても、企業が排出枠の上限を遵守するために外部からクレジットを購入する場合、現状、J クレジットの最も安いクレジットを購入することが経済合理的である可能性があり、費用を要する CO2 除去プロジェクトのクレジット購入へのインセンティブ設定は同様に課題として挙げられる。

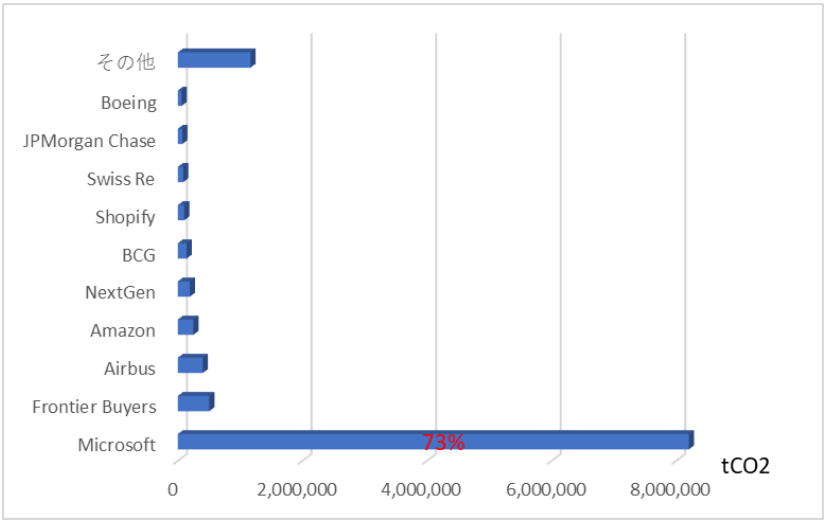
特に早期のクレジット購入に係るインセンティブは、2050 年にネットゼロを達成するためには、2050 年から残余排出分の除去クレジットを購入すればよいとも考えられるため、課題となる可能性がある。また、技術普及により今より安い価格で DACCS クレジットを購入できる可能性があると企業が考えた場合、早期のクレジット購入のインセンティブを低下させる。

[80] CME の先物の 2024 年 9 月限価格を参照し、1 ユーロ=160 円で算出した。

[81] https://www.jpx.co.jp/equities/carbon-credit/daily/index.html （最終閲覧日：2025 年 3 月 24 日）

[82] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/001_gijiyoshi.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 24 日）

[83] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/004_gijiyoshi.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）



出典：CDR.fyi よりパシフィックコンサルタンツ作成

図 87 除去クレジット購入企業

DACCS は実施費用が高いことから、BAU ではその技術の普及速度は鈍い可能性が高い。したがって、DACCS 先進地域では、DACCS 事業推進のために様々な支援策を用意しており、その概要を表 67 に記載した。

DACCS 先進国である米国では、研究支援に加え、プロジェクトの初期投資のために DAC ハブ設立への資金提供や、プロジェクト運営補助として $180/トンの支援策が実施されている。一方、日本においては研究支援、実証支援に留まっており、日本企業が DACCS ビジネスを展開するには、現段階では、CAPEX と OPEX 双方の支援が必要であると考えらえる。

表 67 欧米等の DAC 支援策

支援の種類		欧米等	日本
助成金、補助金等	プロジェクトへの直接補助金	・DAC ハブ設立への資金提供（米国）：インフラ投資・雇用法により、4 つの DAC ハブ設立のために 35 億ドル（約 5,300 億円）の資金が割り当てられている。 ・EU イノベーション基金	-
	研究・開発・実証支援	・米国エネルギー省による R&D（研究開発）プログラムにおいて炭素除去も対象となっている。100 $ /tCO2 のコスト目標を達成するため、DACCS/DACCU や、海洋由来 CDR、風化促進など幅広い技術の R&D を支援。 ・EU Horizon Europe：研究・イノベーション助成プログラムで、DAC 技術の研究開発も対象となっている。	・ムーンショット型研究開発事業（金沢大学、名古屋大学等） ・グローバルサウス（川崎重工業）

		・カーボンリムーバル XPRIZE：CO2 除去の技術開発促進のための国際コンテスト（1 億ドル、約 150 億円）。	
	事業運営補助金	・税額控除（米国）：インフレ削減法案（IRA）において、CO2 の利用には＄130/トン、隔離には＄180/トンの税額控除が実施されている。 ・偏差補填（生産コストと市場価格の差額を補填）：英国で再エネ導入で実績がある。	-
炭素市場	コンプライアンス	EU-ETS：EU においては、2023 年 5 月に採択・発行した EU-ETS 指令改正案において、EU-ETS におけるネガティブエミッションの扱いについて、欧州委員会が欧州議会及び理事会に 2026 年 7 月までに報告を行うことを明記。	GX-ETS
	ボランタリー	・The corc インデックス（約 129 ユーロ/トン、約 2 万円）	J-クレジット、JCM
需要側の対策	義務量割当	・カリフォルニア州においては、排出量のうち一定割合の除去の購入義務化に向けた検討が進められている。	-

出典：日本以外は EA, (2024),"Direct Air Capture. A key technology for net zero (revised version)"、日本はパシフィックコンサルタンツ作成

これらを踏まえつつ、また、ネガティブエミッション市場創出に向けた検討会であげられている支援策[84]を参考に、JCM における DACCS 支援策（案）の候補を記載する。

■ 実証支援、研究開発補助
- ムーンショット型研究開発事業（金沢大学、名古屋大学等）、グローバルサウス（川崎重工業）で実施されている。

■ CAPEX 支援
- JCM プロジェクトへの補助金。

■ OPEX 支援
- クレジット価格の偏差補填：クレジットの最低基準価格を決定し、基準価格に満たない場合は、基準価格までの差分を政府が補填する。
- CO2 除去 1 トン当たりの補助金。

■ 除去系クレジットの市場形成の支援
- 緩和と除去のクレジットの分け：GX-ETS において、除去系クレジット価格が緩和系クレジット価格と同一になった場合、除去系クレジットを GX-ETS で販売するインセンティブがなくなる可能性が高いことから、両者を区別する。区別がない場合は、OPEX 支援に記載した支援が必要になる可能性がある。また、除去系クレジット価格の目途はを示すことは、

84 https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/pdf/20230628_3.pdf

DACCS ビジネス立ち上げに寄与する。

- GX-ETS におけるバンキング：2050 年のカーボンニュートラルに向けて除去クレジットの需要は高まると想定される。将来 CO2 除去クレジット購入の必要性がある事業者は、CO2 除去クレジットを現時点で購入可能、無期限でクレジット保有可能にすることで、現在の DACCS クレジット価格が将来の価格より低いと想定した場合、現段階で DACCS クレジットを購入する可能性があり、DACCS クレジットの需要増加に繋がる可能性がある。
- 義務量割当：カリフォルニア州においては、排出量のうち一定割合の除去クレジットの購入義務化に向けた検討が進められている。

4.2.2.5. JCM パートナー国等における DACCS 実施の可能性

DACCS は CO2 貯留地を必要とすることから、CCS が実施できる国/地域でプロジェクト実施が可能になると考えられる。また、貯留地が豊富に存在する地域での実施が望ましいと考えられ[85]、貯留地の特定と開発が必要とされている[86]。令和 6 年 6 月 28 日の DAC-WG において、DACCS の「国内技術＋海外実施」の案が議論された。「DAC ロードマップの策定に向けた検討②」において以下が記載されている。

- *早期の産業創出に向けて、再エネ等の脱炭素電源や CCS インフラが豊富な海外も含め、適地を活用した実証・商用化に向けたプロジェクト組成を推進する。*
- *除去価値の移転に必要となる国家間合意を進める前提として、各国の CCS に関する法規制等の整備状況や、相手国の移転ニーズ、国家間連携体制等を踏まえたうえで、どの国と優先的に進めていくかを検討する必要がある。*

本項では、JCM パートナー国等における DACCS 実施のポテンシャルを検討するために、各国の CCS に係る法令、政策等を調査した。

2024 年 3 月時点で、世界では 58 の CCUS 施設の操業が確認されており、建設計画中の施設を含むと約 500 の施設が確認されている（図 88 参照）。施設の多くは北米、欧州で操業/建設計画されているが、JCM パートナー国等においても、CCUS 施設の操業/建設計画が行われている。特にインドネシアでは、JCM における CCS と CCUS のガイドライン[87]が定められており、DACCS 実施の有望国の一つと考えられる。しかしながら、米国、カナダ、英国、ノルウェー等の Global CCS institute （GCCSI）による CCS 実施可能性評価値（CCS Readiness Index）[88]が 60 から 70（100 が最高値）なのに対し、JCM パートナー国等ではサウジアラビア、メキシコの 38 が最高値である。

---

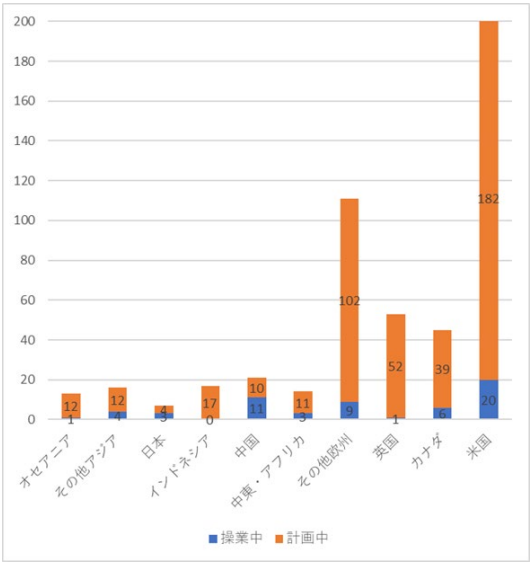
[85] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/005_02_00.pdf（最終閲覧日：2025 年 3 月 20 日）

[86] https://iea.blob.core.windows.net/assets/9766b4da-a5e3-4d76-874d-ea286e333956/DirectAirCapture_Akeytechnologyfornetzero.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 20 日）

[87] https://www.jcm.go.jp/id-jp/rules_and_guidelines （最終閲覧日：2025 年 3 月 20 日）

[88] 各国の CCS に対する政策、法律、規制、貯留資源開発状況等を総合的に鑑みた評価値となる。評価値は 0（最低）から 100（最高）で示され、米国が 72 で最高値、欧州各国は概ね 60～70 となっている。（https://co2re.co/（最終閲覧日：2025 年 3 月 20 日））

JCM パートナー国等における CCS に係るプロジェクト、法令、政策等を調査し表 68 に示した。JCM パートナー国等においては CCS に特化した法令が整備済の国はない。一方で、サウジアラビア、UAE やブラジルは、CCS プロジェクトを操業中であり、豊富な CO2 貯留地ポテンシャルを有することから、今後の CCS 実施の有望地と考えられる。メキシコ、マレーシア（一部の州で CCS に特化した法令あり）は、CCS の法令等が準備されている段階であると考えられ、パイロットプロジェクトも実施/計画中であり、CCS に意欲的であると考えられる。その他、インドは、CCS に係る国家組織を設立し、法令に関しても検討がなされている。



出典：GCCIS よりパシフィックコンサルタンツ作成

図 88 地域/国別の CCUS プロジェクト数

表 68 JCM パートナー国等における CCS の状況[89]

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値[90]							
		CCS プロジェクト[91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値[92] 法令・規制等の内容[95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値[93] 政策等の内容[95]		貯留ポテンシャル評価値[94]	**総合評価**
JCM パートナー国								
サウジアラビア	△ 国が CO2 圧入による鉱物化の研究開発をしており、DAC のニーズあり[96]	操業中 ・Uthmaniyah project 建設/計画中 ・Saudi Aramco Jubail Hub	・CCS に特化した法規制の枠組みはない。環境影響評価は KSA:Article 5 of General Environmental Law 28 Rajab 1422 H, 2001 で規定されている。石油ガス関連事業は、石油・鉱物最高評議会、エネルギー産業鉱物資源省、国営石油・ガス会社サウジアラムコの 3 者が関与している。[97]	12	・「温室効果ガス排出権取引・相殺制度（2024 年開始予定）にて CCS 方法論が準備されていることから、CCS も同制度に含まれると考えられる。[98] ・2035 年までに年間 4,400 万トンの CCS を目標としている。 ・Uthmaniyah project は国有企業によるプロジェクトとなる。	24	79	**38**

[89] GCCSI のデータベース（CORE2）で CCS 実施可能性スコアが記載されていないパートナー国/パートナー候補国、かつ CORE2 で CCS プロジェクトが確認されないパートナー国/パートナー候補国に関しては、法令、政策等は調査していない。

[90] 各国の CCS に対する政策、法律、規制、貯留資源開発状況等を総合的に鑑みた評価値となる。評価値は 0（最低）から 100（最高）で示され、米国が 72 で最高値、欧州各国は概ね 60～70 となっている。(https://co2re.co/)

[91] 脚注が記載されているプロジェクト以外は、CORE2 で確認されたプロジェクトを記載した。また、プロジェクトには、EOR プロジェクトを含むが、CCU プロジェクトであると確認されたプロジェクトは含んでいない。

[92] CCS に対する各国の法律、規制の整備に係る評価値となる。評価値は 0（最低）から 100（最高）で示され、ノルウェーが 58 で最高値、続いて英国が 50、米国が 49 となっている。 (https://co2re.co/)

[93] CCS に対する各国の政策整備に係る評価値となる。評価値は 0（最低）から 100（最高）で示され、オーストラリアが 77 と最高値、続いてカナダが 75、米国が 73 となっている。(https://co2re.co/)

[94] CCS に対する各国の CCS 貯留容量とその開発度に係る評価値となる。評価値は 0（最低）から 100（最高）で示され、カナダが 98 と最高値、続いて米国とノルウェーが 96 となっている。(https://co2re.co/)

[95] 脚注が記載されている内容以外は、GCCSI の「Global status of CCS 2023」が出典となる。

[96] https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/negative_emission/dac_wg/pdf/005_gijiyoshi.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[97] 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報告書

[98] https://gcom.cdmdna.gov.sa/Methodologies （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92] 法令・規制等の内容 [95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93] 政策等の内容 [95]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
メキシコ	-	操業中 ・PEMEX EOR Project ・Poza Rica CCS Pilot（パイロット）	・CCS/CCUS 実施のための規制・政策の変更の必要性が認識されており [99]、人材育成のために「Berkeley-UNAM Master's Program in CCUS (2015-2020)」が実施された [100]。 ・2024 年 7 月現在、メキシコにおける CCS/CCUS 情報サイト MECCS では規制/政策の策定/変更が実施されたという記載は確認されなかった。[101]	47	・CCUS 技術ロードマップが策定された（2018）。 ・CCUS Atlas が策定され、CCUS ポテンシャル量等が示された（2018）。 ・世界銀行等の支援により産業界、学界、政府等への CCS/CCUS に係るトレーニングプログラムが行われた（2016）。［101］	15	54	**38**
UAE	△	操業中 ・ADNOC Al-Reyadah 建設/計画中 ・ADNOC Ghasha Concession Fields ・ADNOC Habshan ・SNOC Sharjah	CCS に特化した法規制の枠組みはない。既存の法律を CCS に適用している可能性がある。	14	・UAE の気候変動目標に関する最新のコミュニケーショ ンでは、CCS のコストの少なくとも一部を負担する 契約導入の可能性について言及した。 ・「The United Arab Emirates' First Long-Term Strategy Demonstrating Commitment to Net Zero by 2050」で CCS について繰り返し記載がある。[102] ・現行のプロジェクトは国有企業により実施されている。	15	81	**36**
インドネシア	-	計画/建設中：以下プロジェクトを含む 18 件 ・Sunda-Asri Basin CCS/CCUS ・Carbone Aceh Arun Hub ・Pertamina Jatibarang	・CCS と CCUS について JCM のガイドラインが作成されている。 ・ADB の支援を受け、ASEAN 初となる CCUS 固有の包括的な法的枠組み案を作成しているが、施行等はされていない。CCS プロジェクトの許認可と操業には、既存の環境・計画手続関連の法律や、既存	34	・2023 年より石炭火力のみ排出量規制 ETS あり（但し CCS への紐づけなし）、同年政府認定炭素取引所 IDX が発足した。炭素税は 2025 年からの予定で、エネ鉱省は石油ガス上流事業における CCUS で炭素クレジット制度を検討している。[103]	4	52	**30**

[99] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/107321/REGULATORY_CCUS_Final_Report.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[100] https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/315722/CCUS_INGLES.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[101] https://meccs.org.mx/en/ （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[102] https://unfccc.int/sites/default/files/resource/UAE_LTLEDS.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]					
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92] 法令・規制等の内容 [95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93] 政策等の内容 [95]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
			の石油・ガス事業の許可・承認手続が、適用される可能性が高い [97]。 ・2023 年、CCS 事業を可能とするエネ鉱省大臣令公布、その後 2024 年 1 月大統領令で海外由来の CO2 を含む CCS も可能に省令策定予定。CCS の国際基準 ISO を国内規格 SNI 化済み。 ・2024 年 1 月大統領令に越境輸送条項がある（量規制等にも言及）。 ［103］		・PR 14/2024 は、CCS 活動に従事する請負業者やオペレーターに対する税制優遇措置の可能性を規定している。詳細については、財務省による具体的な施行規則がまだ予定されていない [104]。			
ベトナム	-	操業中 ・Rang Dong 油田 CO2EOR（パイロット） ・white tiger oilfield CCS project(キャンセルされた) ［103］	・CCS に特化した法規制の枠組みは存在しないが、同国の環境法を、CCS プロジェクトの許可と運用に適用することができる。[97] ・電力計画等で CCUS に言及されている。国営石油会社 PVN が CCS に関するガイドラインを作成し関係会社に展開した。 ・規制機関は多層となり、PVN が案件組成・実施、商工省（MOIT）の承認を得て、首相の承認を得る（CCS については天然環境資源省（MONRE）も管轄見込み）。 ［103］	28	・最新の NDC では、技術移転目標の中に CCS への言及が含まれている [105]。 ・第 4 次産業革命への参加を促進するための研究開発の優先技術リストに関する決議 No.2117/QD-TTg（2020 年 12 月 16 日付）および、優先的に開発する先端技術・製品のリストを承認する決議 No.38/QD-TTg（2020 年 12 月 30 日付）に CCS を記載している。[97]	3	56	**29**

[103] https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/010/097/240418_Research2.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[104] https://sustainability.freshfields.com/post/102j164/part-1-indonesia-further-paves-the-way-for-ccus （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[105] https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/01/Global-Status-of-CCS-Report-1.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92] 法令・規制等の内容 [95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93] 政策等の内容 [95]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
タイ	-	計画中/建設中 ・PTTEP Arthit ・政府主導で 13 の CCS(CCUS 含む)プロジェクトを実施中。[103]	・CCS 固有の法令はほとんど存在しなく、CCS の規制に対する統合的なアプローチは存在しない。一方で、一般的な環境関連法や許認可制度が CCS プロジェクトに適用可能であるとされる。[97] ・石油法改正を準備中。[103]	24	・CCS に関する法人税優遇 [106]。 ・「長期 GHG 低排出開発戦略(LT-LEDS)」において CCUS 実装目標が規定(2022 年 11 月改訂版)される。 ・「国家エネルギー政策(NEP2022)」において CCUS が脱炭素化に必須の技術として規定される。 ・2023 年、プレミアム T-VER（国内クレジット制度）で CCS 方法論策定済み。クレジット取引所 FTIX あり。[103]	4	39	**22**
フィリピン	-	-	・CCS に特化した法規制の枠組みはない。一方、2013 年の ADB の調査によると、東南アジアの他の国と同様に、フィリピンには、CCS プロジェクトを規制するために使用される可能性のある法規制の枠組みが存在する。[97]	29	-	2	35	**22**
ケニア	△	-	-	-	-	2	12	-
チリ	△	-	-	-	-	3	-	-
パプアニューギニア	-	計画中 Total Energies Papua LNG	-	-	-	-	-	-
カザフスタン	-	-	-	-	-	5	29	-

[106] https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/01/Global-Status-of-CCS-Report-1.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
			法令・規制等の内容 [95]		政策等の内容 [95]			
バングラデシュ	-	-	-	-	-	2	24	-
スリランカ	-	-	-	-	-	-	19	-
ラオス	-	-	-	-	-	-	18	-
チュニジア	-	-	-	-	-	2	15	-
ミャンマー	-	-	-	-	-	1	13	-
ウクライナ	-	-	-	-	-	3	-	-
アゼルバイジャン	-	-	-	-	-	2	-	-
モンゴル	-	-	-	-	-	-	-	-
パラオ	-	-	-	-	-	-	-	-
モルディブ	-	-	-	-	-	-	-	-
コスタリカ	-	-	-	-	-	-	-	-
セネガル	-	-	-	-	-	-	-	-
エチオピア	-	-	-	-	-	-	-	-
ジョージア	-	-	-	-	-	-	-	-
ウズベキスタン	-	-	-	-	-	-	-	-
キルギス	-	-	-	-	-	-	-	-
モルドバ	-	-	-	-	-	-	-	-
その他								
ブラジル	-	稼働中： ・Buracica Field EOR Project ・Lula oil field ・Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS 計画中： ・FS Lucas do Rio Verde BECCS ・Stryde CO2 storage ・Charqueadas ECBM Pilot ・Oxy-firing FCC Demonstration ・Miranga Field EOR Pilot	・2023 年 11 月、8 月に上院を通過した CCS 活動のための法的枠組みを提供する法案(PL1425/2022)が下院で承認された。 ・ブラジルの堆積盆地における CO2 貯留の基本的な定義と規制の概要を示すもので、貯留の初期条件や、長期にわたる貯留 CO2 の責任限度を含む。	34	・Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS は国有企業により実施されている。	8	86	**42**

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92] 法令・規制等の内容 [95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93] 政策等の内容 [95]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	**総合評価**
		・Petrobras CCS pilot project						
マレーシア	-	計画中/建設中 ・Kasawari 三井物産（先進的 CCS） ・マレー半島（JAPEX/日揮/Kline） ・Bintulu（JAPEX/日揮/Kline） ・BIGST ガス田 ［103］	・サラワク州が州法で CCS 事業を規定。国レベルの法令は検討中。 ・サラワク州法で CCS 土地利用許認可あり。 ［103］ ・「先進的 CCS 事業」で 3 プロジェクトが日本からマレーシアに CO2 を輸送し貯留する [107]	39	・CCS 事業に税制控除あり（法人税免除）。 ［103］	9	46	**31**
南アフリカ	-	・CO2 storage project -Zululand Basin（パイロット）	・CCS/CCU のための法律がないことが課題として挙げられている。[108]	43		10	42	**31**

[107] https://www.jogmec.go.jp/news/release/news_10_00191.html （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[108] https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2024/03/International-PtX-Hub_202403_Carbon-Capturing-South-Africa.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92] 法令・規制等の内容 [95]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93] 政策等の内容 [95]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
インド	-	稼働中 ・Tuticorin Alkali Chemicals and Fertilizers Ltd	・インド中央政府のシンクタンクである NITI Aayog を通じて CCUS に関する政策枠組みペーパーを発表。	27	・インド政府石油天然ガス省は「2030 年 CCUS ロードマップ」の作成に取り組んでいる（2024 年 7 月現在、ドラフト版が発行されている）。[109] ・インド政府は、2022 年に CCS/CCUS における 2 つの国家組織を設立すると発表した。 ・2023 年 7 月、インドと米国は、米国・インド戦略的クリーン・エネルギー・パートナーシップの新興燃料・技術の柱の下に、炭素回収・利用・貯蔵をワークストリームとして追加することに合意した。	4	36	**22**
エジプト	-	・Idku Egypt　（パイロット）	エジプト投資法 no. 72 の改正により、一定の条件を満たす CCS プロジェクトは戦略的または国家プロジェクトとみなされるようになった。[110]	31		2	11	**14**

[109] https://mopng.gov.in/files/article/articlefiles/Draft_UFCC_Roadmap_2030_v3.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[110] https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2023/09/CCS-Legal-and-Regulatory-Indicator-2023-The-Global-CCS-Institute.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

国名	DAC 実施 ○：実施中 △：計画中	GCCSI による CCS 実施可能性評価値 [90]						
		CCS プロジェクト [91]	GCCSI による CCS 関連法令、規制の評価値 [92]		GCCSI による CCS 関連政策の評価値 [93]		貯留ポテンシャル評価値 [94]	総合評価
			法令・規制等の内容 [95]		政策等の内容 [95]			
シンガポール	-	-	・CCS に特化した法規制の枠組みはない。また、同国には、CO2 の貯留に適した既知の地層はない。	-	・2024 年 3 月、シンガポール政府は ExxonMobil と Shell から成る S-Hub コンソーシアムとの間で 2030 年までに 250 万 t/年の国境を越えた CCS の計画・開発を行う MOU を締結したと発表。シンガポールの産業排出の CO2 を貯留する。[103]	12	-	-

出典：各種資料からパシフィックコンサルタンツ作成

4.2.3. 有識者・国内企業へのインタビュー

本項では、JCDACCS の JCM プロジェクト化に向けた論点を整理し、同技術を所有する企業、事業実施者、方法論の専門家にインタビューを実施し、方法論案やインセンティブ等について意見交換を実施した。以下に主なコメントを示す。

Q. DAC の事業化に対するインセンティブについて

- JCM で DAC を実施することは現時点で困難であると考える。JCM はパリ協定の下で実施するという点で、NDC 達成手段としての JCM という目的においては GHG 除去ではなく削減をすることが最優先事項となると認識している。

  （パシフィックコンサルタンツのコメント）

  - 短期的には DACCS は費用効果的のある CO2 削減（除去）手段ではない可能性が高いが、CO2 排出をゼロにすることが難しい産業では、ネガティブエミッションを達成する技術は NDC 達成のために長期的には必要とされている。
  - JCM はパートナー国において優れた脱炭素技術を普及させることが目的の一つであるため、現段階の費用効率性のみで DACCS の必要性を述べることはできないと考えられる。
- DAC クレジットが、再生可能エネルギーや森林吸収等と同等のクレジット価格で取引された場合、DAC がビジネスとして成り立つことは現時点で困難である。DAC がビジネスとして成り立つには、DAC の価値を反映したクレジット市場が必要である。
- 複合的なインセンティブが必要であるが、ネガティブエミッションは義務量（需要）がなければ市場が育たないのではないか。

Q DAC 方法論について

- LCA は考慮すべきと考えるが、評価方法が確立されていない。全て測定することは現実的には不可能であるため、DAC に適した評価方法を整備することが必要であると考えている。

  （パシフィックコンサルタンツのコメント）

  - JCM において LCA による評価方法は確立されていないが、LCA は確立された手法であり、DAC についても「BEST PRACTICES FOR LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA) OF DIRECT AIR CAPTURE WITH STORAGE (DACS)」が公表されており、算出に伴う労力は発生するが、算出自体は可能であると考えられる。
- LCA は上流工程の GHG 排出量を算出することになると思うが、他の JCM 方法論では算出していないところ、DAC では算出を求めることに問題が無いか。
- LCA の計算は困難になる可能性もあり、計算に労力を要する可能性がある。吸収量に比較して排出が少ない場合は、論文等を参考にするなどして「5%未満は考慮しない」などのデフォルト値を設定することも一つの案ではないか。

  （パシフィックコンサルタンツのコメント）

  - DAC-WG の方法論案において、今後、エンボディドカーボンが全体に占める割合が大きくなるようであれば、算出を行うとされている。

Q DAC に利用するエネルギーについて

- 再生可能エネルギーの追加性は課題であると考える。例えば、限られた再生可能エネルギーを DAC で利用すると、他の用途分が不足しそれを化石燃料で補うことになる可能性がある。
- 再生可能エネルギーの追加性は課題と考える。再生可能エネルギー利用が競合していなければリーケージにはならないが、再生可能エネルギーが十分にあることの主張は難しい。
- 再生可能エネルギーの追加性を考慮しないことは、JCM クレジットの品質に影響する可能性があるのではないか。

Q その他

- JCM がパリ協定の下で実施するものであることを考えると、化石燃料をエネルギー源として利用する DAC は認めるべきではないのではないか。
- DAC に再生可能エネルギーを利用するのであれば、そのエネルギーをそのまま電力として別の用途に使った方が、効率が良いことも想定される。

（パシフィックコンサルタンツのコメント）

- 再生可能エネルギー電力を DAC に利用した場合の CO2 削減量と、再生可能エネルギー電力を化石燃料による発電を代替した場合の CO2 削減量との差異量は、DAC の技術種、電力排出係数等、国や地域によって異なる。以下、既存文献から CO2 削減量の比較（概算）を行った。DAC で CO2 を 1 トン除去するのに必要な電力を 1618-3474kWh[111] とし、その電力は全量再生可能エネルギーで賄われているとした場合、その再生可能エネルギー電力により、
  - 石炭による発電（CO2 排出係数：0.863kg-CO2/kWh[112]）を代替した場合、1.4-3 トンの CO2 削減が可能となる。
  - 石油による発電（CO2 排出係数 695kg-CO2/kWh[113]）を代替した場合、1.1-2.4 トンの CO2 削減が可能となる。
  - 日本の電力排出係数 0.439 kg-CO2/kWh[114]を代替した場合、0.7-1.5 トン CO2 の CO2 削減が可能となる。

4.2.4. 今後の論点整理

2025 年 3 月現在、世界では 27 の直接空気回収（DAC）施設が稼働しており、年間約 1 万トン CO2 を回収している。2022 年以降、米国インフレ削減法による税額控除が一因となり、DACCS 市場が急速に拡大している。一部の JCM パートナー国においても、DACCS の実施が計画されている。DACCS の

[111] https://www.the-innovation.org/data/article/energy/preview/pdf/XINNENERGY-2024-0007.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[112] https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=Y06&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=8713 （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[113] https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=Y06&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=8713 （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

[114] https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/green_energy/newenergy/geco2_iinnkai/34doc2.pdf （最終閲覧日：2025 年 3 月 25 日）

ようなネガティブエミッション技術は、ネットゼロ社会実現のために、排出せざるをえない CO2 を相殺するために必要であると考えられ、ネットゼロ社会実現後も温度上昇を 1.5℃以内に抑えるために必要であると考えられている。CO2 除去策としての DACCS の利点は、場所を問わず設置することが可能であり、森林プロジェクトにおいても必要とする面積や水使用量が抑制されることであり、分散型施設として安定的に CO2 除去を行える可能性があるということである。欠点は、現段階では費用が高く、BAU では技術の普及が難しいことにある。

DACCS 先進国の企業が既にクレジット販売を行っているのに対し、日本企業の DACCS ビジネスは実証の段階である。日本企業が DACCS ビジネスを行うためには、JCM を活用することによる普及展開促進や CAPEX と OPEX の支援に加え、ネガティブエミッションの市場形成が望まれる。

JCM における DACCS プロジェクト実施の課題としては以下が挙げられ、今後に継続して検討が必要である。

① 方法論について

- LCA 手法を導入するか否かは初期に決定すべき項目であると考える。LCA 手法の導入については、既存の DAC 方法論と JCM 方法論の考え方のいずれの方法論との整合性を重視するかにより決定する必要がある。DAC-WG の方法論案は両者の利点と欠点を考慮して提案されていることから、DAC-WG の方法論案に各国の事情を鑑みて方法論を作成することが一案であると考えられるが、世界の DACCS 方法論の状況について今後も注視する必要がある。
- CO2 回収源の証明に関する適格性要件については、クレジットの品質と作業負荷のバランス、各国の状況を鑑みて、案件ごとに検討することが望ましいと考えられる。
- 適用技術については、技術を特定することが方法論の不確実性を低下させる可能性がある一方、同時に方法論の汎用性を狭めることなる。案件毎に方法論の確実性と汎用性とのバランスをとることが求められる。
- 再生可能エネルギーの追加性は、クレジットの品質を高める可能性がある一方、DAC の普及促進を低減させる可能性がある。各国の制度を踏まえ、案件毎に検討していくことが必要であると考えられる。
- DACCS 工程における化石燃料の使用については、既存の方法論では化石燃料の併用を不可とはしていない一方、DAC-WG の方法論案は、CO2 回収装置の付属という条件下で化石燃料施設の新規建設を認めている。日本が CCS 事業の支援をしていることから、DAC-WG の方法論案は政策との整合性がとれていると考えられる。

② インセンティブの設定

- DACCS 先進国と比べ、日本企業の DAC ビジネスは遅れているのが現状である。その理由の一つとして、DACCS は BAU での実施は現段階で困難であるが、日本において DAC への支援は研究開発段階に留まってことが一つの理由として挙げられる。
- 今後、JCM で DACCS を実施させるには、CAPEX、OPEX 双方の支援が必要であるとともに、JCM クレジットが DACCS ビジネスの事業性を改善できるような、一定価格以上で販売できる市場形成が必要であると考えられる。市場形成の方法として、クレジット価格の偏差補填、

GX-ETS におけるバンキングの実施、除去クレジットの義務量割当等が考えられる。DACCS 先進国の政策を鑑みると、DACCS 推進のためにはこれらの施策を複合的に行う必要がある

③ CCS 実施

- パートナー国のインドネシアで JC における CCS ガイドラインが策定されているため、ガイドラインに則って各国の方法論を作成する。
- JCM パートナー国等において CCS のインフラ等が比較的整っている国として、サウジアラビア、メキシコ、UAE、ブラジル、マレーシアが挙げられる。

5. 前年度 FS 案件のフォローアップ

JCM プロジェクト化を促進するべく、令和 5 年度 JCM FS で採択した 14 件の事業者にフォローアップアンケートを実施した。

表 69 アンケート対象の令和 5 年度 JCM FS 実施者

実施者	対象国	案件
旭化成株式会社	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
AGC 株式会社	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
兼松株式会社	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 事業化調査
株式会社 SDG インパクトジャパン	モルドバ	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
双日株式会社	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
東洋エンジニアリング株式会社	チリ	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
阪和興業株式会社	ウズベキスタン	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
カナデビア株式会社（旧 日立造船株式会社）	ラオス	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
イーレックス株式会社	ベトナム	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
住友林業株式会社	インドネシア	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
Zenmov 株式会社	アラブ首長国連邦	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
電源開発株式会社	フィリピン	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
日本テピア株式会社	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

表 70 令和 5 年度 JCM FS 実施者向けフォローアップアンケート様式

本アンケートは、パシフィックコンサルタンツ株式会社が経済産業省から受託した「令和 6 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）」（「R6 JCMFS 業務」

という。）のもとで、「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）」で JCM FS 調査を実施された全事業者に対して、調査後のフォローを目的として実施するものです。アンケート内容は R6 JCMFS 業務実施の目的でのみ利用するものとし、また、委託元である経済産業省に共有させていただきます。

1	事業者名	
2	FS 案件名	
3	担当者名・連絡先（メールアドレス）	
4	FS 実施後、出口戦略の実現に向けた検討は想定通り進んでいますか。	貴社の R5 JCMFS の企画提案書における出口戦略： ○○*（事務局が最終報告書を基に JCM 実証／民間 JCM を記載）* □はい □いいえ
5	現在、次のうちどのプログラムで JCM 化の検討を進めていますか。また、FS 応募時の出口戦略と変更があった場合、その理由を教えてください。	□民間 JCM □NEDO JCM 実証事業 □NEDO JCM クレジット化支援・MRV 適用調査事業 □その他の国補助金事業 □その他 出口戦略に変更がある場合その理由 （　　）
6	４で「はい」の場合、現在の進捗状況について具体的に差し支えない範囲で教えてください。（例　出口戦略としていた JCM 実証前調査を実施中。／民間 JCM の実施に向けて関係者と○○について調整中で○年ごろの PIN 提出に向けて継続検討中。）	
7	4 で「いいえ」の場合、想定通り進んでいない課題（FS 後に生じた課題等も含む）は何ですか。解決の目途とその検討状況について差し支えない範囲で具体的に（　）にて教えてください。（複数選択・回答可）	□現地政策・制度的課題（　　） □市場環境（　　） □業性（　　） □技術的課題（　　） □相手国政府・事業関係者等との調整の課題（　　） □政府間交渉待ち（パートナー国交渉、ルール整備等） □その他（　　） （例　現地側事業者の事業からの辞退／事業資金の調達が進んでいない）

8	4 で「いいえ」の場合、今後の出口戦略の実現に向けた対応の予定を、7 の回答での各課題への対応等を含めて、差し支えない範囲で具体的に教えてください。	
9	7 で生じた課題の解決に向けて、FS 事務局や経済産業省からのサポートや要望はありますか。「はい」の場合は、具体的に希望されるサポートや要望の内容を（ ）に記載ください（経済産業省と相談のうえ、JCM FS 事務局にて可能な範囲でサポートが可能です（応相談となります））。	□はい □いいえ 「はい」の場合に具体的に記載ください。 （ ）
10	R5 JCMFS で調査された提案の、JCM 化の目途が立ちそうな時期はいつ頃ですか。	□1～2 年程度 □3～4 年程度 □5 年以上先
11	その他、ご質問やご要望、ご意見等ありましたら記入ください。	

アンケートからは、出口戦略の実現にむけて想定通りに進んでいる事業者は、4 件／14 件であった。想定通りに進んでいる案件では、合同委員会への PIN の提出準備や NEDO JCM 実証事業等を進めている。一方で、想定通りに進んでいない事業者の主な理由としては下記が挙げられ、その対応のために検討している旨の回答を得た。

- JCM 未署名国の案件は、JCM 署名待ち。
- JCM FS により、相手国のシステムとの整合性に課題が生じることが判明した。
- JCM FS により、グリッド電力の利用では想定通りに CO2 削減量が生じないことが判明した
- 相手国での市場環境や事業実施体制が整備されるまでにまだ時間を要する

1～2 年程度で JCM プロジェクト化の目途が立つと回答した事業者は 5 件、3～4 年程度は 4 件、5 年先以上は 4 件、未定が 1 件であった。

その他に主な意見・要望としては下記が挙げられた。

- 合同委員会への PIN 提出の支援があると良い。
- JCM FS を通じて、現地関係者とコネクションが出来た。
- 相手国政府関係者等との継続協議を支援頂けると良い。
- 合同委員会メンバーから意見を伺う機会があると良い。
- 相手国での JCM 実施をスムーズに進められるような相手国への継続的な働きかけをしていただけると良い。

経済産業省担当官と相談し、特にチリ、フィリピン、タイを対象に実施した事業者等に対しては、今年度開催したチリでのセミナーの概要やチリ政府のパリ協定６条２項に対する検討状況等の提案された事業に関連する情報の提供を行った。

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 6 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

2024.4.22

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 6 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 JCM 実現可能性調査（JCM Feasibility Study：JCM 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。

JCM 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 15 件程度を想定しており、1 件当たりの予算上限は税抜 1,500 万円です。

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 22 日（月）～5 月 24 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 6 年度 JCMFS 公募要領（令和 6 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）
情報セキュリティに関する事項.pdf

公募説明会

- 開催日時：令和 6 年 4 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分
- 開催方法：Teams
- 説明会への参加方法：下記 Teams ウェビナー登録ページより、必要情報をご記入の上ご登録をお願いいたします
  <URL は省略>
  <開催後は終了した旨を示し、公募説明会の動画は YouTube を埋め込み
  https://youtu.be/FQo1ysibhdw>

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 23 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 6 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（2024 年 4 月 22 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。
<令和 6 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（2024 年 4 月 26 日作成）.pdf を追加>

過年度までの採択結果等
過年度の採択結果については、以下のウェブサイトをご覧ください（令和 6 年 4 月 22 日現在 ）。
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）」（経済産業省事業）の企画提案の採択について

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（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業）の企画提案（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 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 4 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 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

※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

R6 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：jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

メールの件名（題名）は「【問い合わせ】令和 6 年度 JCM 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 6 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

2024.7.22

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：GX グループ）からの受託事業として、令和 6 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）」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査」の企画提案の 2 次募集を行います。

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。
JCM 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 7 件程度（予算総額は税抜 1 億 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 6 年 7 月 22 日（月）～8 月 23 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 6 年度 JCMFS 公募要領（2 次公募）（令和 6 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）
情報セキュリティに関する事項.pdf

公募説明会

- 開催日時：令和 6 年 7 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分
- 開催方法：Teams
- 説明会への参加方法：下記 Teams ウェビナー登録ページより、必要情報をご記入の上ご登録をお願いいたします
  <URL は省略>
  ＜開催後は終了した旨を示し、公募説明会の動画は YouTube を埋め込み
  https://youtu.be/y67vQATpH5Q＞

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 6 年 8 月 22 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 6 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」（経済産業省事業）に係る企画提案 Q&A（2024 年 7 月 22 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。

過年度までの採択結果等
過年度の採択結果については、以下のウェブサイトをご覧ください（令和 6 年 7 月 22 日現在 ）。
令和 6 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）」（経済産業省事業）1 次募集の企画提案の採択について

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（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業）の企画提案の採択について

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（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業）の企画提案（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 4 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 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

※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。

R6 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：jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

メールの件名（題名）は「【問い合わせ】令和 6 年度 JCM FS（2 次公募）」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。

<三次公募>

令和 6 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 3 次募集について

2024.10.21

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：GX グループ）からの受託事業として、令和 6 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）」を実施します。その一環として、「JCM 実現可能性調査」の企画提案の 3 次募集を行います。

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。
JCM 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、3 次募集ではアゼルバイジャン、ジョージア、UAE、キルギスを調査対象国とした FS 案件を募集いたします。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 1 件程度（予算総額は税抜 1500 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 6 年 10 月 21 日（月）～11 月 1 日（金）17 時必着

(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 6 年度 JCMFS 公募要領（3 次公募）（令和 6 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）
情報セキュリティに関する事項.pdf

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 6 年 10 月 31 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）。
※3 次公募においては第三者の有識者で構成される委員会で書類審査を行い決定します。
詳細は、公募要領「12. 応募手続き」「13. 審査・採択」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 6 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」（経済産業省事業）に係る企画提案 Q&A（2024 年 10 月 21 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。

過年度までの採択結果等
過年度の採択結果については、以下のウェブサイトをご覧ください（令和 6 年 7 月 22 日現在 ）。
令和 6 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）」（経済産業省事業）2 次募集の企画提案の採択について

令和 6 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）」（経済産業省事業）1 次募集の企画提案の採択について

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（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業）の企画提案の採択について

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（JCM 実現可能性調査）」（経済産業省事業）の企画提案（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 4 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 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

※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

R6 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　国際サステナ推進部

JCM-FS 事務局
メールアドレス：jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

メールの件名（題名）は「【問い合わせ】令和 6 年度 JCM FS 3 次公募について」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>

令和 6 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 6 年 4 月 22 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 6 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、2022 年以降、新たに 12 カ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 5 年 9 月には「AZEC・JCM 国際会合」を開催し、JCM の進捗状況、各国におけるカーボンマーケットの整備、各国のエネルギー政策とカーボンマーケットの関係、パリ協定 6 条の実施状況、JCM 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、情報交換及び意見交換を行いました。

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。

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、FS の出口としての事業が、応募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. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社	• 相手国における FS に関連する技術や事業の社会経済環境や市場の動向及び課題・現地ニーズを把握する。

会経済環境や市場動向の分析	• 対象とする社会経済環境・市場の動向には、競合企業等の動向を含む市場の競争環境、提案技術の需要、原材料の調達可能性等を含むものとする。
3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	• 上記 1、2 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・普及戦略への課題の把握と対応策の調査・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）。 • 相手国内他地域、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 [1]、民間 JCM[2]を活用した普及展開などの計画の検討を行う。
4. GHG 排出削減量 [3]の算定 [4]および排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成	• 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 GHG 削減量、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（英文）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] 2024 年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」に係る公募について https://www.nedo.go.jp/koubo/AT092_100232.html

[2] 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（改定版）（2024 年 3 月 25 日）
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm/pdf/private_secor_JCM_guidance_all_202403.pdf

[3] 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

[4] 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。

	係者等に向けた説明会等の開催等を効果的に行う。
6. 今後の課題と対応策の検討	• 1~5 の調査成果を踏まえ、今後の事業化および JCM プロジェクト化、普及展開を進めるにあたり、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）。
7. Project Idea Note (PIN) 案の作成	• JCM プロジェクト化に向けた PIN 案を作成すること。 • PIN 案の作成は、脚注 2 の「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（改定版）」を参照すること。

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、表 3-1 に参考までに、2024 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象等を示します。

表 3-1　2024 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 エネルギー起源二酸化炭素（エネルギーの使用に伴って発生する二酸化炭素をいう。）の排出の抑制に関する事業であること。（例えば、森林由来による二酸化炭素吸収のみに関する事業は対象外） ③ 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ること。 ④ 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。 ⑤ 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。	一概に制約はないが、パートナー国における NDC の conditional target(s)（国際的な支援により達成する目標）などを参照し、検討しているプロジェクトがパートナー国政府によって期待されるセクター・脱炭素技術等に含まれているかどうか確認を十分に行うことが重要。 ※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。

[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。

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クレジットが発行可能であり、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まれること。 ※NEDO JCM 実証事業に準ずる。	特に基準は設けていない。 ※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参照ください。

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）

・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 6 年 4 月 22 日時点）：29 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、カザフスタン、ウクライナ）

※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 7 年 2 月 7 日

6. 採択件数及び予算規模

- 採択件数は 15 件程度を想定します。
- 予算総額は 270 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
- 成果報告書の作成・納品に係る各 FS 実施事業者への周知・指導

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、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」に含むとします。

また、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 4、13、14)」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。特約条項の内容を良くご確認いただき、本 FS への応募によ

り特約条項に合意いただけたものといたします。

○経済産業省本省において締結する標準的な委託契約フォーマット（概算契約書）：
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/gaisan/r6keiyaku_format.html

11.2. 成果物

- 調査報告書（和文）電子媒体（オンラインストレージ等）非公表用　　1 式
- 概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（オンラインストレージ等）公表用　　1 式
- 実績報告書（和文）（証憑等を含む）電子媒体（オンラインストレージ等）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）	• 調査報告書電子媒体（PDF および Word 形式を想定）（和文）。調査報告書には、JCM 方法論案（英文）を含む。 • PIN 案（Word 形式を想定）（英文） • 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
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（和文のみ。PDF 及び Word 形式、20 ページ程度） • 調査概要（PPT 形式、2 枚程度、和文・英文）：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。 • JCM 方法論案（Word 形式を想定。英文のみ。） • 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。
実績報告書 （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 6 年 4 月 22 日（月）
- 企画提案書提出締切日：**令和 6 年 5 月 24 日（金）12 時（正午）必着**

なお、採否の通知は令和 6 年 6 月下旬頃を予定しています。（「13.3 採択結果の決定及び通知について」を参照）。

12.2 説明会の開催

- 開催日時：**令和 6 年 4 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分**
- 開催方法：Teams Webinar
  説明会への参加方法：以下の URL にアクセスいただき、参加申込をしてください。申込時にメールアドレスに誤りが無いように十分に気を付けてください。
  参加申込：https://events.teams.microsoft.com/event/d29924db-b254-4781-adb5-157bfff11ac0@1436d589-92e5-4e3b-a67a-1e65a9b1ba02

12.3. 応募予定者の事前連絡

FS への応募予定者は、令和 6 年 5 月 17 日（金）17 時までに、jcmfs-sec@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 6 年度 JCM FS**」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、提案書様式 1、様式 2、様式 3 は、「企画提案書」ファイルとしてまとめてください。
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】
1. 企画提案書_企業
2. 見積書_企業名
3. 添付資料_企業名
4. 会社概要_企業名

5. 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 6 年 5 月 24 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

- 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。ヒアリングでは、応募時に提出頂いた資料のみを使用可とします。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) 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）。
5) FS の相手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。
6) 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。
7) プロジェクトレベルでの GHG 排出削減を達成するロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的に検討し、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）と調査内容が示されているか。
8) 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）。
9) 提案事業者において、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) 提案する事業や技術に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績を有しており、効果的な FS の実施と適切な FS の成果が得られる見込みが高いかどうか。
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）に関する解決のための仮説と、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) 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。
14) FS の調査規模等に適した実施体制が構築されているか。
15) 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。
16) 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。
17) ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。
18) 「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
19) 企画提案書に『「情報管理体制図」、「情報取扱者名簿」（別添 2）を契約時に提出することを確約します。』と記載され、情報管理体制が確保される見込みか。
20) 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。
21) 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（「11.1 契約形態」の内容も必ずご確認ください）。
- 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（公募ウェブサイトの「見積テンプレート」の内容を必ずご確認ください）。

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 6 年度 JCM FS 公募について」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 6 年 5 月 23 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：jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

以上

<二次公募: ページ番号は省略>

令和 6 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次公募）

令和 6 年 7 月 22 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 6 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、2022 年以降、新たに 12 カ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 5 年 9 月には「AZEC・JCM 国際会合」を開催し、JCM の進捗状況、各国におけるカーボンマーケットの整備、各国のエネルギー政策とカーボンマーケットの関係、パリ協

定 6 条の実施状況、JCM 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、情報交換及び意見交換を行いました。

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。

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、FS の出口としての事業が、応募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
8. 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。
9. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	• 相手国における FS に関連する技術や事業の社会経済環境や市場の動向及び課題・現地ニーズを把握する。 • 対象とする社会経済環境・市場の動向には、競合企業等の動向を含む市場の競争環境、提案技術の需要、原材料の調達可能性等を含む

	ものとする。
10. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	• 上記 1、2 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・普及戦略への課題の把握と対応策の調査・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）。 • 相手国内他地域、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[1]、民間 JCM[2]を活用した普及展開などの計画の検討を行う。
11. GHG 排出削減量[3]の算定[4]および排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成	・ 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 GHG 削減量、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（英文）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。
12. 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。
13. 今後の課題と対応策の	• 1~5 の調査成果を踏まえ、今後の事業化および JCM プロジェクト

[1] 2024 年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」に係る公募について https://www.nedo.go.jp/koubo/AT092_100232.html

[2] 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（改定版）（2024 年 3 月 25 日）
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm/pdf/private_secor_JCM_guidance_all_202403.pdf

[3] 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

[4] 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。

検討	化、普及展開を進めるにあたり、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）。
14. Project Idea Note (PIN) 案の作成	• JCM プロジェクト化に向けた PIN 案を作成すること。 • PIN 案の作成は、脚注 2 の「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（改定版）」を参照すること。

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、表 3-1 に参考までに、2024 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象等を示します。

表 3-1　2024 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	⑥ 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。 ⑦ エネルギー起源二酸化炭素（エネルギーの使用に伴って発生する二酸化炭素をいう。）の排出の抑制に関する事業であること。（例えば、森林由来による二酸化炭素吸収のみに関する事業は対象外） ⑧ 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ること。 ⑨ 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。 ⑩ 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。	一概に制約はないが、パートナー国における NDC の conditional target(s)（国際的な支援により達成する目標）などを参照し、検討しているプロジェクトがパートナー国政府によって期待されるセクター・脱炭素技術等に含まれているかどうか確認を十分に行うことが重要。 ※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 クレジットが発行可能であり、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ま	特に基準は設けていない。

[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。

	れること。 ※NEDO JCM 実証事業に準ずる。	※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参照ください。

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）

・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 6 年 7 月 22 日時点）：29 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、カザフスタン、ウクライナ）

※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

5. FS 実施期間

契約締結日～令和 7 年 2 月 7 日

6. 採択件数及び予算規模

- 採択件数は 7 件程度を想定します。
- 予算総額は 105 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
- 成果報告書の作成・納品に係る各 FS 実施事業者への周知・指導

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、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」に含むとします。

また、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 4、13、14)」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。特約条項の内容を良くご確認いただき、本 FS への応募により特約条項に合意いただけたものといたします。

〇経済産業省本省において締結する標準的な委託契約フォーマット（概算契約書）：

https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/gaisan/r6keiyaku_format.html

11.2. 成果物

- 調査報告書（和文）電子媒体（オンラインストレージ等）非公表用　　1 式
- 概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（オンラインストレージ等）公表用　　1 式
- 実績報告書（和文）（証憑等を含む）電子媒体（オンラインストレージ等）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）	• 調査報告書電子媒体（PDF および Word 形式を想定）（和文）。調査報告書には、JCM 方法論案（英文）を含む。 • PIN 案（Word 形式を想定）（英文） • 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
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（和文のみ。PDF 及び Word 形式、20 ページ程度） • 調査概要（PPT 形式、2 枚程度、和文・英文）：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。 • JCM 方法論案（Word 形式を想定。英文のみ。） • 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。
実績報告書 （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 6 年 7 月 22 日（月）
- 企画提案書提出締切日：**令和 6 年 8 月 23 日（金）12 時（正午）必着**

なお、採否の通知は令和 6 年 9 月中旬頃を予定しています。（「13.3 採択結果の決定及び通知について」を参照）。

12.2 説明会の開催

- 開催日時：**令和 6 年 7 月 24 日（水）10 時 30 分～11 時 30 分**
- 開催方法：Teams Webinar
  説明会への参加方法：以下の URL にアクセスいただき、参加申込をしてください。申込時にメールアドレスに誤りが無いように十分に気を付けてください。
  参加申込：https://events.teams.microsoft.com/event/1de079f2-6612-4486-84ad-533f09f4b403@1436d589-92e5-4e3b-a67a-1e65a9b1ba02

12.3. 応募予定者の事前連絡

FS への応募予定者は、令和 6 年 8 月 16 日（金）17 時までに、jcmfs-sec@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 件名と対象国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 6 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、提案書様式 1、様式 2、様式 3 は、「企画提案書」ファイルとしてまとめてください。
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】
6. 企画提案書_企業
7. 見積書_企業名
8. 添付資料_企業名
9. 会社概要_企業名
10. 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 6 年 8 月 23 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

- 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。ヒアリングでは、応募時に提出頂いた資料のみを使用可とします。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。

22) 「10. 応募資格」を満たしているか。
23) 応募書類が全て提出されているか。
24) 提案内容が、「1.目的」に合致しているか。
25) 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）。
26) FS の相手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。
27) 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。
28) プロジェクトレベルでの GHG 排出削減を達成するロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的に検討し、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）と調査内容が示されているか。
29) 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）。
30) 提案事業者において、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。
31) 提案する事業や技術に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績を有しており、効果的な FS の実施と適切な FS の成果が得られる見込みが高いかどうか。
32) 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）に関する解決のための仮説と、その検証方法が明確に示されているか。
33) 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。

34) 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。
35) FS の調査規模等に適した実施体制が構築されているか。
36) 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。
37) 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。
38) ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。
39) 「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
40) 企画提案書に『「情報管理体制図」、「情報取扱者名簿」（別添 2）を契約時に提出することを確約します。』と記載され、情報管理体制が確保される見込みか。
41) 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。
42) 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（「11.1 契約形態」の内容も必ずご確認ください）。

- 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（公募ウェブサイトの「見積テンプレート」の内容を必ずご確認ください）。

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 6 年度 JCM FS 2 公募について」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 6 年 8 月 22 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：jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

以上

<三次公募: ページ番号は省略>

令和 6 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（3 次公募）

令和 6 年 10 月 21 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サステナ推進
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 6 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 3 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、2022 年以降、新たに 12 カ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 5 年 9 月には「AZEC・JCM 国際会合」を開催し、JCM の進捗状況、各国におけるカーボンマーケットの整備、各国のエネルギー政策とカーボンマーケットの関係、パリ協

定 6 条の実施状況、JCM 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、情報交換及び意見交換を行いました。

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。

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、FS の出口としての事業が、応募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
15. 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。
16. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	• 相手国における FS に関連する技術や事業の社会経済環境や市場の動向及び課題・現地ニーズを把握する。 • 対象とする社会経済環境・市場の動向には、競合企業等の動向を含む市場の競争環境、提案技術の需要、原材料の調達可能性等を含む

	ものとする。
17. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	• 上記 1、2 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・普及戦略への課題の把握と対応策の調査・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）。 • 相手国内他地域、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[1]、民間 JCM[2]を活用した普及展開などの計画の検討を行う。
18. GHG 排出削減量[3]の算定[4]および排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成	・ 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 GHG 削減量、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（英文）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。
19. 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。
20. 今後の課題と対応策の	• 1~5 の調査成果を踏まえ、今後の事業化および JCM プロジェクト

[1] 2024 年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」に係る公募について https://www.nedo.go.jp/koubo/AT092_100232.html

[2] 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（改定版）（2024 年 3 月 25 日）
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm/pdf/private_secor_JCM_guidance_all_202403.pdf

[3] 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

[4] 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。

検討	化、普及展開を進めるにあたり、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）。
21. Project Idea Note (PIN) 案の作成	• JCM プロジェクト化に向けた PIN 案を作成すること。 • PIN 案の作成は、脚注 2 の「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（改定版）」を参照すること。

3. 対象技術、製品等

FS の対象は、「4. 想定される調査対象国」に示す国において、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、表 3-1 に参考までに、2024 年度の JCM FS で想定する出口戦略別の対象等を示します。

表 3-1　2024 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	⑪ 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。 ⑫ エネルギー起源二酸化炭素（エネルギーの使用に伴って発生する二酸化炭素をいう。）の排出の抑制に関する事業であること。（例えば、森林由来による二酸化炭素吸収のみに関する事業は対象外） ⑬ 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ること。 ⑭ 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。 ⑮ 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。	一概に制約はないが、パートナー国における NDC の conditional target(s)（国際的な支援により達成する目標）などを参照し、検討しているプロジェクトがパートナー国政府によって期待されるセクター・脱炭素技術等に含まれているかどうか確認を十分に行うことが重要。 ※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 クレジットが発行可能であり、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ま	特に基準は設けていない。

[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。

	れること。 ※NEDO JCM 実証事業に準ずる。	※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参照ください。

4. 想定される調査対象国

調査対象国は、アゼルバイジャン、ジョージア、UAE、キルギスとします。

5. FS 実施期間

契約締結日～令和 7 年 2 月 7 日

6. 採択件数及び予算規模

- 採択件数は 1 件程度を想定します。
- 予算総額は 15 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 成果報告資料作成と出席〔最終報告会〕
- 毎月の月報提出
- 精算事務〔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確定検査の実施、精算
- 成果報告書の作成・納品に係る各 FS 実施事業者への周知・指導

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）。

⑰ 日本に拠点を有していること。
⑱ FS を的確に遂行する組織、人員等を有していること。
⑲ 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。
⑳ 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。
21 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。
22 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。
23 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。
24 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、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」に含むとします。

また、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 4、13、14)」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。特約条項の内容を良くご確認いただき、本 FS への応募により特約条項に合意いただけたものといたします。

○経済産業省本省において締結する標準的な委託契約フォーマット（概算契約書）：
https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/gaisan/r6keiyaku_format.html

11.2. 成果物

- 調査報告書（和文）電子媒体（オンラインストレージ等）非公表用　　1 式
- 概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（オンラインストレージ等）公表用　　1 式
- 実績報告書（和文）（証憑等を含む）電子媒体（オンラインストレージ等）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）	• 調査報告書電子媒体（PDF および Word 形式を想定）（和文）。調査報告書には、JCM 方法論案（英文）を含む。 • PIN 案（Word 形式を想定）（英文） • 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
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（和文のみ。PDF 及び Word 形式、20 ページ程度） • 調査概要（PPT 形式、2 枚程度、和文・英文）：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。 • JCM 方法論案（Word 形式を想定。英文のみ。） • 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。
実績報告書 （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、精算作業に関して事務局からご連絡いたします。

※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 6 年 10 月 21 日（月）
- 企画提案書提出締切日：**令和 6 年 11 月 1 日（金）17 時必着**

なお、採否の通知は令和 6 年 11 月上旬頃を予定しています。（「13.3 採択結果の決定及び通知について」を参照）。

12.2 説明会の開催

- 3 次募集では説明会は開催いたしません。
- 以下の 2 次募集時の説明会動画をご参照下さい（動画で示す日程等は 2 次募集の内容ですのでご注意ください）

https://jcmfs.meti.go.jp/20240722.html

12.3. 応募予定者の事前連絡

FS への応募予定者は、令和 6 年 10 月 28 日（月）12 時までに、jcmfs-sec@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 6 年度 JCM FS 3 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、提案書様式 1、様式 2、様式 3 は、「企画提案書」ファイルとしてまとめてください。

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】

11. 企画提案書_企業
12. 見積書_企業名
13. 添付資料_企業名
14. 会社概要_企業名
15. 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 6 年 11 月 1 日（金）17 時までに、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

- 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書類審査を行い決定します
- 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。

43) 「10. 応募資格」を満たしているか。
44) 応募書類が全て提出されているか。
45) 提案内容が、「1.目的」に合致しているか。
46) 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)。

47) FS の相手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。

48) 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。

49) プロジェクトレベルでの GHG 排出削減を達成するロジック（考え方）および排出削減量の算定方法について具体的に検討し、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）と調査内容が示されているか。

50) 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)。

51) 提案事業者において、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。

52) 提案する事業や技術に関して、これまでに何らかの活動、調査、事業展開実績など、経験や実績を有しており、効果的な FS の実施と適切な FS の成果が得られる見込みが高いかどうか。

53) 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）に関する解決のための仮説と、その検証方法が明確に示されているか。

54) 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。

55) 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。

56) FS の調査規模等に適した実施体制が構築されているか。

57) 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。

58) 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。

59) ワーク・ライフ・バランス等推進企業であるか。

60) 「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

61) 企画提案書に『「情報管理体制図」、「情報取扱者名簿」（別添 2）を契約時に提出することを確約します。』と記載され、情報管理体制が確保される見込みか。

62) 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。

63) 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（「11.1 契約形態」の内容も必ずご確認ください）。
- 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（公募ウェブサイトの「見積テンプレート」の内容を必ずご確認ください）。

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 6 年度 JCM FS 3 公募について」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 6 年 10 月 31 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　国際サステナ推進部
JCM FS 事務局
メールアドレス：jcmfs-sec@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：タイにおける省エネ高精細フレキソ印刷技術に関する JCM 実現可能性調査

実施者: 旭化成株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1 調査の背景・相手国ニーズ

タイ国 プラユット首相は COP26（2021 年 11 月 1 日開催）にて、2050 年に「カーボンニュートラル」、2065 年までに「ネット・ゼロ・エミッション」の達成を目指すという目標を述べ、あらゆる手段で気候変動課題に取り組むという強い意志を表明した。適切で時宜を得た技術移転や国際的な支援、グリーンファイナンス制度の利用促進等により、NDC をより加速させることが可能とした。続く COP27（2022 年 11 月 6 日開催）でも、ワラウット・シラパアーチャー天然資源・環境相が、2030 年までに 20～25%としていた温室効果ガス排出量の削減目標を 30～40%に引き上げることを発表した。これに先立ち、国家エネルギー政策評議会（2021 年 8 月 4 日開催）にて承認された「国家エネルギー計画枠組み」では、低炭素経済・社会の実現に向け、エネルギー分野で、エネルギー効率性を 30%以上改善すること等が示されている。また、2024 年には新しい国家エネルギー計画を定めるとしており、再生可能エネルギーの比率を 2023 年の 20%から 2037 年までに 51%に大幅に引き上げ、小型モジュール原子炉開発等が盛り込まれるとされている。印刷産業の脱炭素化は、同国のカーボンニュートラル達成に向けたニーズと合致するものである。

印刷産業においても、欧米の消費財ブランドを中心に環境配慮の動きが加速しており、印刷機の生産、印刷加工等、そのサプライチェーンの脱炭素化が強く求められる状況にあり、脱炭素化への対応は印刷産業の国際競争力向上にもつながるものである。

JCM に関して、タイ国内制度の構築に伴い、日本とタイ国の両国政府にてルール改定を続けており、2024 年 7 月 8 日に両国政府は協力覚書（MoC）に署名を行った。これは、タイ国が JCM を積極的に進めていく姿勢を示すものであり、日本とタイ国における JCM の取り組みが加速していくことが期待される。

1.2 提案事業の概要

FS 終了後に事業化及び JCM プロジェクト化を想定している提案事業は、タイ国で軟包装向けのグラビア印刷を行う企業にフレキソ印刷を導入することによる GHG 排出削減プロジェクトである。

印刷の方式としては主にグラビア、フレキソがあり、欧米ではフレキソ印刷の割合が高いが、タイ国を含むアジアや日本ではグラビアが圧倒的なシェアを保有している。

印刷事業は、主に製版と印刷の工程に分かれている。

グラビア製版は、ダイヤモンドの針を振動させる電子彫刻方式やレーザー方式で、金属のシリンダーに孔を開ける。そのため凹型の版となり、その孔に主に油性のインキを入れ、基材に転写して印刷を行

うため、色の濃淡をつけやすく、印刷品質が高い。一方、色ごとに印刷→乾燥を行う dry-on-dry 方式であるため、乾燥工程でのエネルギー消費が大きい。また、インキに有機溶剤が含まれることから、揮発した溶剤が多量に発生し、作業環境に難がある。その溶剤を回収・再利用したり、燃焼処理することによる CO2 も発生する。

フレキソ製版は、感光性樹脂をレーザー露光し、硬化していない部分を削って凸型の版とし、その表面にインキを付けて基材に転写して印刷を行う。そのため、色の濃淡はつけにくい。一方、水性フレキソ印刷は、色ごとに乾燥を経ない wet-on-wet 方式であるため、乾燥工程が短く、エネルギー消費が少ない。かつ、インキに有機溶剤が含まれないため、作業環境に悪影響はなく、溶剤由来の CO2 も発生しない。

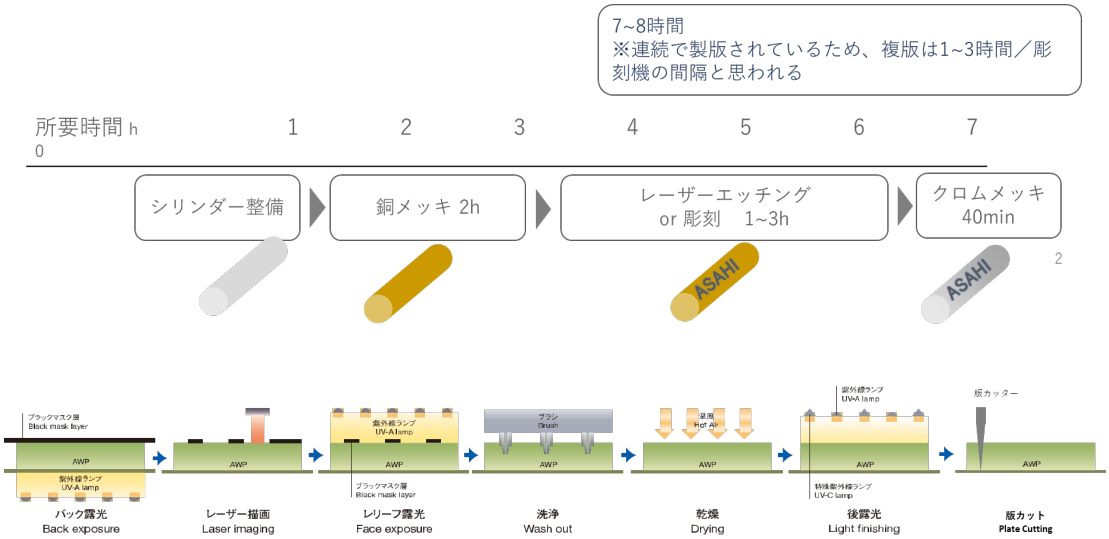


図 1-1 グラビア印刷（上）とフレキソ印刷（下）の製版プロセスのイメージ

出典：旭化成作成

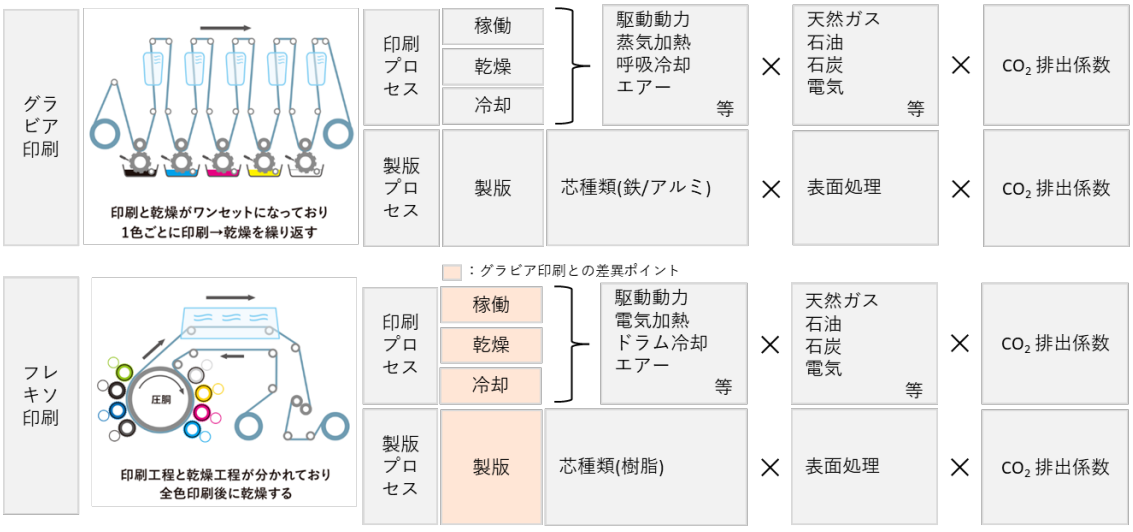


図 1-2 グラビアとフレキソのプロセスの違い

出典：TOPPAN BIZ HP を参考に調査チーム作成

旭化成は半世紀以上にわたり、高品質なフレキソ印刷を実現するための、フレキソ印刷用感光性樹脂版を開発・販売している。フレキソ製版では、洗浄の際に有機溶剤を使用する溶剤現像版が一般的に使用されているが、感光性樹脂が溶剤を吸収し膨潤してしまうため、印刷精度が低下する問題がある。旭化成は洗浄に水を使用する水現像版(AWP)を開発し、膨潤による印刷精度低下を防ぐことに成功した。更なる改良を続け、現在ではグラビア印刷に遜色のないレベルの高精細な水性フレキソ印刷が実現可能となってきている。

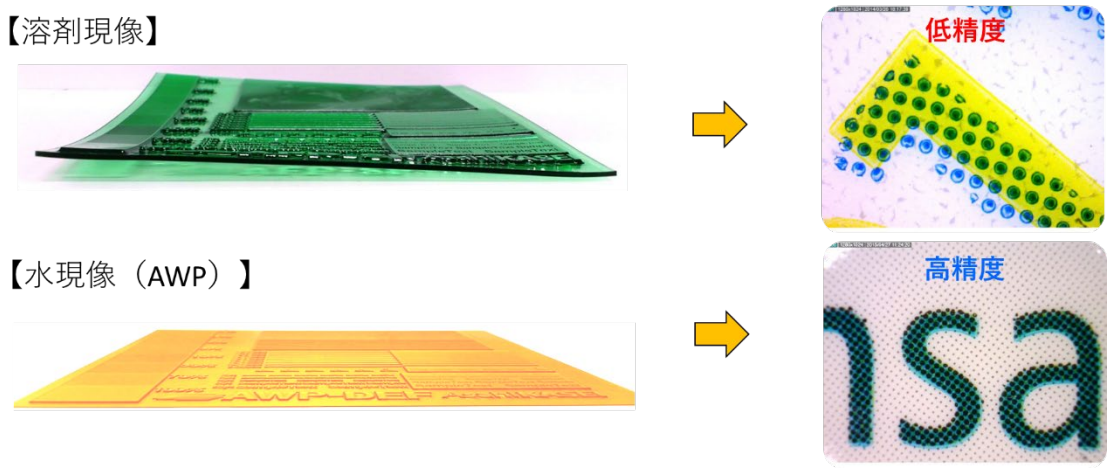


図 1-3 溶剤現像・水現像のフレキソ版及び印刷結果イメージ

出典：旭化成作成

本事業で水性フレキソ印刷をタイ国で展開することによって、印刷産業のエネルギー起源 CO2 及びプロセス由来 CO2 を削減し、タイ国の印刷産業の脱炭素ニーズを満たすことができると想定する。これにより、製品の環境配慮を注視するグローバルブランドオーナーの要求に応えることで、同製品の国際競争力を高めることを通じて、タイ国の経済振興にも資すると想定している。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

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、印刷産業におけるタイ国での関連政策・制度の動向分析をする。
(2) 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。
(3) 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。
(4) 現地検証パートナー（協力企業）との協力体制のもと、脱炭素効果の精度を上げて見積もるため、エネルギー起源 CO2 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・製品や事業化計画の説明を行う。

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 P 社が再委託事業者である。現地パートナーとして、S 社にご協力をいただいた。



図 2-1 JCMFS 調査の実施体制

出典：旭化成作成

3. JCM FS 調査実施内容の概要とスケジュール

3.1 調査実施内容の概要

JCM FS 調査は、項目(1)～(4)からなる。以下に、各項目の内容を示す。

- **(1) タイ国の印刷加工業 事業実態調査**：印刷加工業の(A)事業者数・事業規模、(B)印刷加工設備仕様・使用エネルギー等を、デスクトップ作業、現地有識者、業界団体へのアンケートや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、タイ国での印刷加工での GHG 排出量と、本件技術を採用し得る企業を整理する。約 4 か月での検討を見込む。
- **(2) 現地プロジェクトパートナー（協力企業）との検証**：パートナーと共に、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（エネルギー起源 CO2 の削減効果）を検証する。約 6 か月での検討を見込む。
- **(3) JCM 方法論（基礎）構築**：上記(1)(2)の調査を通じて明らかになる印刷加工の標準条件と、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。
- **(4) 報告書作成**：上記(1)～(3)の成果を報告書にまとめ、成果物を完成させる。2024 年 1 月中に完成させる。

3.2 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下のとおり。



図 3-1 JCMFS 調査スケジュール

出典：旭化成作成

3.3 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は以下のとおり。

表 1 FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2024 年 10 月 3 日（木） ～ 2024 年 10 月 7 日（月）	タイ工業団地公社（IEAT）	タイ国の工業団地への CO_2 排出削減に関する規制や奨励措置、VOC 規制有無の確認。
	F 社（フレキソ製版）	タイ国の印刷業界におけるセグメント別の棲み分け状況の把握。
	S 社（フレキソ印刷）	タイ国の軟包装印刷分野における、脱炭素効果の高いフレキソ印刷のニーズの確認。
	タイ印刷協会	業界全体の状況と、フレキソ印刷への置き換えに適した企業の情報収集。
2024 年 11 月 21 日(木) ～ 2024 年 11 月 22 日(金)	B 社（グラビア印刷）	既設印刷設備の仕様、生産状況の確認。JCM FS のパートナーへの打診。
	S 社（グラビア印刷）	新規にフレキソ印刷を導入する意向の確認。JCM FS のパートナーへの打診。
	C 社（印刷業界の商社）	フレキソ印刷への置き換えに関心のある企業探索の打診。
2024 年 12 月 19 日(木)	S 社（グラビア印刷）	既設印刷設備の仕様、生産状況の確認。CO_2 排出量の算定に必要なデータ及びその取得方法の確認。

2025 年 1 月 23 日（木）	S 社（グラビア印刷）	既設印刷設備の仕様、生産状況の確認。CO_2 排出量の算定結果の確認。

出典：旭化成作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. 関連省庁・団体

以下に、タイ国における印刷業界及び JC の関連組織を整理する。このうち、省エネに関する業務は DEDE が、CO2 クレジットに関わる業務は TGO が所管している。

表 2 関連省庁・団体

省庁・団体名	Web ページ/活動内容
The Thai Printing Association タイ印刷協会	https://www.thaiprint.org/ 1946 年に設立された民間産業団体。タイ国の印刷産業を体系的かつ具体的に発展させ、国内印刷産業と輸出向け印刷の力強く持続的な成長を目指している。各種セミナー、研修、展示会を開催し、環境規制への対応や持続可能な印刷技術の推進、国際 基準に準拠するための支援を行っている。
Industrial Estate Authority of Thailand (IEAT) タイ工業団地公社	https://www.ieat.go.th/en 1972 年に設立された内閣工業省管轄の組織。国内の約 65 の工業団地（公共施設、道路、下水道等で構成される工業地帯エリアを指す）を運営し、産業に適したインフラを整備している。外国企業向けの税制優遇措置や、環境に配慮したグリーン工業団地の推進にも注力している。
The Thai Packaging Association (TPA) タイ包装協会	https://www.thaipack.or.th/ 1969 年設立。紙の包装からプラスチック、金属、ガラスまで多岐にわたり、知識と技術理解のサポートや、材料サプライヤー、製造業者、エンドユーザー、学術機関等、サプライチェーン全体で、設計と生産基準の向上を目指している。
Ministry of Public Health (MoPH) 保健省	https://anamai.moph.go.th/en/ 1942 年設立。保健関連政策の策定、実施、監視、評価を担当する国家保健当局。食品用プラスチックパッケージに関する規則等、規制機能、消費者保護、関連する公衆衛生法の実施、健康促進、予防、疾病管理、治療、

	リハビリテーションを含む保健サービスの提供を行っている。
Food and Drug Administration (FDA) 食品医薬品局	https://en.fda.moph.go.th/ 保健省（MoPH）直轄の組織で 1979 年設立。タイ国では、薬品、食品、補助食品、動物用製品、医薬・麻薬・毒物含有物を輸入もしくは生産に先立ち FDA の登録申請を行い、認証を受ける必要がある。
Department of Climate Change and Environment (DCCE) 気候変動・環境局	https://www.dcce.go.th/ 2023 年 8 月、天然資源環境省・環境保全推進局（DEQP：Department of Environmental Quality Promotion)から改称され、天然資源環境省内に気候変動・環境局が設置された。
Ministry of Natural Resources and Environment（MNRE） 天然資源環境省	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、森林資源等、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 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。
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、タイ国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・配電の開発促進等、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。
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 への参画等、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. 気候変動対策に関するタイ国政府の動き

【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）及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、民間電力会社等、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、及び(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) タイ国の 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、等の主要な計画策定ガイドラインがある。

【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 及び 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 2024 年 3 月時点で計 164 件のプロジェクトが認証され、1,812 万 t の CO_2 削減量がクレジット化された。クレジット化された CO_2 排出削減量のうち、取引された量は約 326 万 t、金額は 2 億 9,200 万 THB。2022 年には前年比 4 倍の取引量、2023 年は前年比 27.8%減であったが、それでも取引量は 2021 年の 3 倍であり、今後も市場拡大が予測されている。

2024 年 7 月 8 日には、タイ JCM に関して、タイ国内制度の構築に伴い、日タイ両国政府での協議の上、ルールを改定し、両国政府にて署名が行われた。改定後は、タイ国で実施する JCM プロジェクトに

関する手続きは、原則 Premium T-VER に従うこととなり、各種書類の様式は T-VER のものを使用する等、タイとの JCM において、T-VER の重要性が今後も増していくと想定される。

【炭素税、炭素クレジット、排出量取引】

タイ国は、2030 年までに CO_2 排出量を 30%削減し、2050 年までに CO_2 排出ゼロ、2065 年までに温室効果ガス（GHG）排出ゼロを達成する目標を掲げている。同天然資源環境省（MNRE）は 2023 年 8 月に、気候変動緩和や GHG 削減に関わる措置を講じる担当機関として、気候変動・環境局（DCCE）を設立した。

現在、国レベルでの削減規制が検討されている途上で、GHG 削減におけるモニタリング用の数式作成・システム構築のフェーズにある。

天然資源・環境省傘下で DCCE が提案した「気候変動法案」は 2024 年 10 月 15 日時点で、内閣でドラフト版が審議中である。法案には、化学産業を含む CO_2 排出量が見込まれる製造事業者等に炭素税が課される見込みである。

ドラフトには、主要な点として以下の 3 つの項目が含まれている。

1）炭素税制度：製品のライフサイクルにおける GHG 排出量に基づいて課税を行う。

2）カーボンクレジット事業：炭素クレジット事業への登録を義務付けられる。

3）GHG 排出量取引制度：排出権を企業の資産として扱い、証券取引法により取引を規制。

タイ国は気候変動の影響を強く受ける国の一つであり（気候変動リスクランキングで世界上位 10 カ国に入る）、近年になり、関連規制の整備や検討が進んでいる。

4.1.3. VOC に関するタイ国政府の動き

グラビア印刷はインキに溶剤インキを使用するため、インキを乾燥させる際に揮発した溶剤（揮発性有機化合物：VOC）が大量に発生する。VOC に関する政策・制度の動向は、タイ国の印刷産業に影響を与えると想定されため、調査を行った。

【タイ国における PRTR 制度構築に向けた動き】

日本では 1999 年に「特定化学物質の環境への排出量の把握等及び管理の改善の促進に関する法律」（化管法）により PRTR 法が制度化された。

タイ国では JICA 協力のもとで、PRTR 制度の構築に向けた取り組みが行われてきた。2011 年よりパイロットプロジェクトを実施し、2022 年に「水銀及び水銀化合物」を追加する等、規制対象物質が計 108 物質（群）、規制対象業種も 7 業種から 19 業種に拡大した制度の草案を公開している。

規制対象物質に、グラビア印刷用インキの溶媒で広く使用されているトルエンが含まれているが、規制対象業種 19 業種の中に印刷産業は含まれていない。

2024 年 2 月には PRTR 制度の実現を要請する 12,000 名以上の署名がタヴィシン首相に提出される等、PRTR 制度の構築に向けての動きが加速しているが、グラビア印刷事業への直接の影響は小さいものと想定される。

【タイ国における VOC 排出規制に関する動き】

大気汚染の改善に向けて、タイ工業省は、2022 年 11 月に、VOC による大気汚染対策に係る 3 件の告示を公布した。これらの告示は、主に 100t/日以上の VOC の製造、保管または使用がある化学プラントを対象としており、それぞれフレアの使用、プラントの保守作業、容量 4,000 リットル以上の固定式タンクからの VOC の排出による汚染対策を定める内容となっている。

【食品包装におけるプラスチック使用の新規定】

タイ保健省（MoPH）は、包装に使用可能なプラスチックの種類や、ホルムアルデヒド、トルエン、エチルベンゼン等の使用最大量を定めた、食品用プラスチックパッケージに関する新たな規則「食品に使用するプラスチック容器包装の品質及び規格に関する告示」を 2022 年 6 月に施行した。

これにより、輸入食品を含む食品用プラスチック容器包装の品質及び規格が新たに定められ、規定された種類以外のプラスチックを使用する場合には、安全性評価結果報告書等の提出が求められるようになった。また、従来禁止されていた再生プラスチックの使用が許可され、その品質基準や条件も規定された。

なお、カラーのプラスチックやインキを使用して製造されたパッケージについても、特定芳香族アミン（芳香族アミンのうち、発がん性が指摘されている芳香族アミン）の残留試験が求められるようになった。

以上から、PRTR 制度の構築と並行して VOC 排出及び使用の規制が進んでいくものと想定されるが、**タイ国のグラビア印刷企業に、フレキソ印刷へ転換させる外圧とはなっていない**のが現状である。

4.1.4 VOC に関するアジア他国の動き

タイ国政府への提案の参考として、アジア他国の VOC 規制に関する動きを調査した。

【韓国における VOC 排出規制】

韓国では、ソウルの近くにある半月工業団地や始華工業団地等において、VOC 排出に関する規制が実施されている。

様々な業種が包含されている内容であり、印刷業界においては、グラビア印刷工場の新設や、油性インキに含まれているトルエン等を排出する設備の新設を制限する規制が発足している。

この規制を受けて、**韓国のグラビア印刷企業 W 社では新規にフレキソ印刷を導入する等、外圧として機能している**。

【中国における VOC 排出規制】

中国においても VOC 排出規制が進んでいる。

2013 年の PM2.5 問題を踏まえ、同年に「大気汚染防止行動計画」が策定され、印刷業界を含む主要産業が大気汚染を管理する必要があることを明確にした。

2016 年には第 13 次五か年計画において「生態環境保護計画」が策定され、石油化学、有機化学品、表面コーティング、包装、印刷等の基幹産業における VOC 管理の強化が求められるようになった。

さらに 2020 年には「2020 年揮発性有機化合物を管理する攻略方案」を発表した。この法案の中で、インキ中の VOC 含有量の制限を決定し、原材料や副資材の代替技術への転換を強力に推進することを明記している。

このように、現状ではグラビア印刷自体の規制までは行われていないが、中国でも VOC の排出規制は強化されており、有機溶剤を用いない印刷への転換が推進されている。

このように、グラビア印刷が主流である韓国や中国においても、VOC 排出規制の強化、新規のグラビア印刷工場建設の禁止といった流れがある。この流れが他のアジア諸国で続く可能性は高いと想定する。タイ国では、PRTR 制度の制定を進めている段階ではあるが、タイ国の環境維持のために、VOC 排出規制の更なる強化等も含めてタイ国政府に提案することも想定している。

4.2.社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1 タイ国の社会経済環境

外務省によると、タイ国の人口は 2022 年時点で 6,609 万人であり、日本の約半分程度である。人口増加率はここ 10 年ほど 0.4%以下が続いており、人口はほぼ横ばいである。

タイ国の GDP の年平均実質成長率は、1960 年代が 8.0%、70 年代は 6.8%、80 年代は 7.8%、90 年代は 1995 年までの 5 年間が 8.6%であった。90 年代は経済危機により、1997 年、1998 年はマイナス成長になったものの、1999 年にはプラス成長へと回復する等、タイ国は長期的に高い経済成長を続けてきた。しかし直近では、2023 年の経済成長率が 1.9%、2024 年の予想は 2.6～2.9%、2025 年の予想は 3%程と、他のアジア諸国に比べて低成長が続いている。

表 3 国際機関による 2024 年と 2025 年の GDP 成長率予測

表　国際機関による2024年と2025年のGDP成長率予測の比較　（単位：%）

国・地域	2024年予測				2025年予測			
	IMF	ADB	世界銀行	AMRO	IMF	ADB	世界銀行	AMRO
東南アジア（注）	4.5	4.6	ー	4.8	4.6	4.7	ー	4.9
インドネシア	5.0	5.0	4.9	5.2	5.1	5.0	5.0	5.2
マレーシア	4.4	4.5	4.3	5.0	4.4	4.5	4.4	4.7
フィリピン	6.2	6.0	5.8	6.3	6.2	6.0	5.9	6.5
タイ	2.7	2.6	2.8	2.9	2.9	2.6	3.0	3.1
ベトナム	5.8	6.0	5.5	6.0	6.5	6.0	6.0	6.5
シンガポール	2.1	2.4	ー	2.6	2.3	2.6	ー	1.9
カンボジア	6.0	5.8	5.8	6.2	6.1	5.8	6.1	6.4
ラオス	4.0	4.0	4.0	4.7	4.0	4.0	4.1	4.9
ミャンマー	1.5	1.2	1.3	3.2	2.0	1.2	2.0	3.2
中国	4.6	4.8	4.5	5.3	4.1	4.8	4.3	4.9
インド	6.8	7.0	7.5	ー	6.5	7.0	6.6	ー

（注）IMFはASEAN5カ国（インドネシア、マレーシア、フィリピン、シンガポール、タイ）が対象。
（出所）IMF、ADB、世界銀行、AMRO

出典：IMF、ADB、世界銀行、AMRO

経済成長が低迷していることの一因として、輸出の伸び悩みがある。タイ国においても高齢化が進んでおり、生産人口が減少していることに加え、人件費もアジア主要国の中でも高い部類となっている。今後のタイ国の経済成長において、産業の高度化や生産性の向上が重要になると想定される。

4.2.2 タイ国の印刷産業の市場動向

【タイ国の軟包装の市場規模】

タイ国では都市化が急速に進んでおり、都市化率は 2013 年の 46.2%から 2023 年には 53.6%に上昇、2030 年には 58.4%に達すると予測されている。都市型生活が主流となる中で、軽量で便利なパッケージの需要が高まり、保存期間や製品保護を強化する技術の進歩が見られる。特に、食品、飲料、医薬品等の消費の増加が、軟包装の需要をさらに後押ししている。タイ国の 2023 年における軟包装市場の規模は 47.9 億ドル（7,185 億円）に達し、2024 年から 2029 年の CAGR は 5.72%と予測されている。

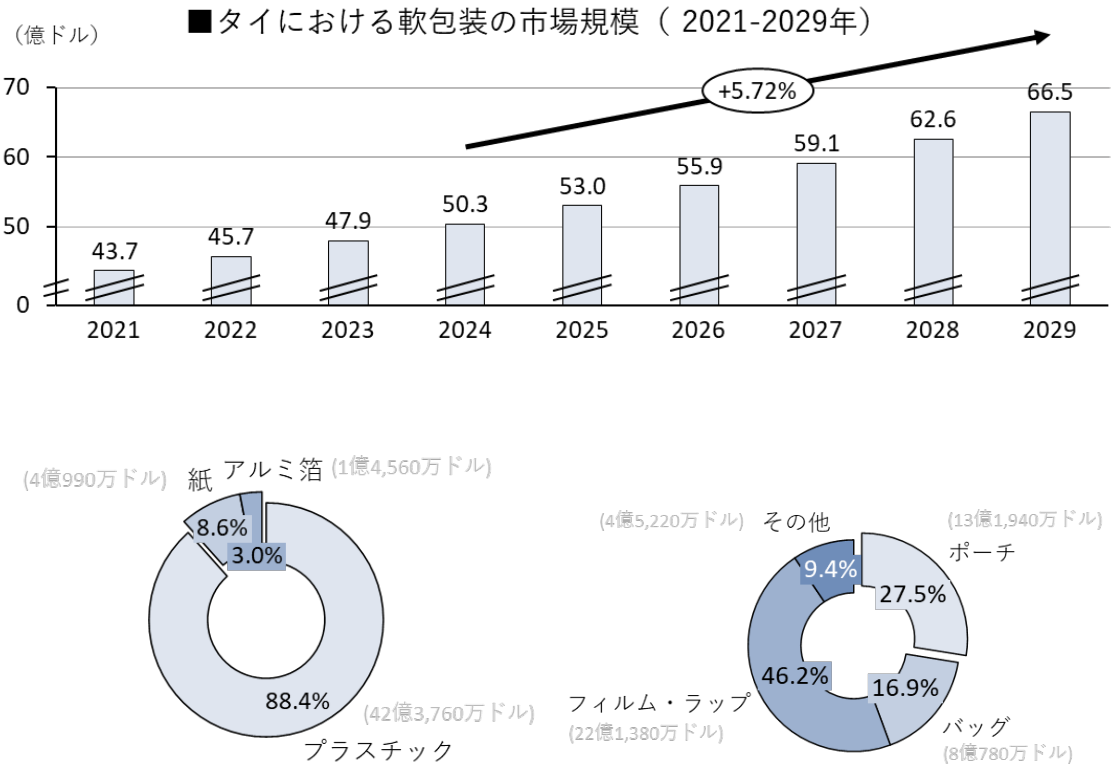


図 4-1 タイ国における軟包装の市場規模及び素材・タイプ別の内訳

出典：企業リストアップ結果や有料市場レポートを基に調査チーム作成

一方で、プラスチック廃棄物が主要な環境問題として浮上しており、未回収のプラスチック廃棄物、及び不衛生な処理施設でのプラスチック廃棄物（年間 428kL）が発生していると推定される。2021 年以降、プラスチックバッグの有料化が進んでいるものの、母数が大きいため、2029 年時点でもプラスチックの市場規模は依然として 58.3 億ドル（8,963.5 億円）で 1 位を占めると予測されている。

包装資材に使用される樹脂フィルムは、PE（ポリエチレン）と BOPP（二軸延伸ポリプロピレン）が全体の約 7 割を占め、一部の大手企業は減量やリサイクル可能な素材を中心に新製品の開発を進めており、持続可能な生産へシフトを始めている。より環境負荷の低い生産に取り組む企業は今後増加する見込みである。

【タイ国におけるフレキソ印刷の立ち位置】

先述の通り、タイ国内ではグラビア印刷が圧倒的なシェアを有しており、フレキソ印刷の認知度は比較的低いのが現状である。

一方、環境意識の高い顧客やグローバルブランドオーナーからの要求を受けた場合に、フレキソ印刷への切り替えも見られつつある。更に、グローバル印刷企業のタイ生産拠点である印刷工場にも環境負荷低減の強い要望があることからも、今後フレキソ印刷のシェアが伸びていく可能性があると想定される。

4.3. 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

【パートナー企業の特定】

旭化成は印刷企業に対して水性フレキソ印刷用の感光性樹脂を供与するビジネスを有するが、事業化及び JCM プロジェクト化に向けて、パートナーとなる印刷企業を特定することが課題であった。そこで、タイ国における製版企業及び印刷企業のロングリストを作成した。

ロングリスト作成については、ウェブ検索及び関連協会へのヒアリングを通じて、8 社の製版企業、110 社の印刷企業を特定した（なお、製版企業は製版のみを行っている企業。印刷企業は印刷のみの場合と、製版も内製している場合がある。また、製版、印刷ともに、グラビアのみ、フレキソのみ、グラビアとフレキソの両方の場合が含まれる）。

印刷企業 110 社のうち、売上高規模が大きな企業ではフレキソ印刷が導入済あるいは導入予定との回答がみられるが、比較的売上規模の小さい 70 社においては、フレキソ印刷の導入が全く行われていないことがわかった。その理由として、フレキソ印刷には専用の印刷機を導入する必要があり、イニシャルコストがかかるためであると考えられる。

そこで、ロングリストから、規模の大きい会社及び関連協会へのヒアリングを通じてフレキソ印刷に関心を持っている企業を抽出してコンタクトを取り、**S 社を JCM プロジェクトのパートナーとして特定した**。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

【事業性の検討】

グラビア印刷は既に大多数のシェアを獲得しており、中～大規模印刷向けである。他方、小規模印刷においてはデジタル印刷が優位である。

タイ国における軟包装向け水性フレキソ印刷は、中規模印刷においてフレキソ印刷の事業性を見出し得ると考えている。その理由としては以下の通り。

(1) 省人化、段取り時間短縮が可能

グラビア印刷用のシリンダーは非常に重たく、人の手で動かすことは困難であり、機械で作業する必要があるのに対し、フレキソ印刷用の感光性樹脂は軽量で、容易に人が動かすことができる。また、グラビア印刷はシリンダーの孔の深さで印刷濃度が変わるため、ベテランの作業者が現場の状況を注視する必要があるのに対し、フレキソ印刷は運転中の色の変化が起こりづらい。このことから、**フレキソ印刷は段取り作業に要する時間が短く、省人化を実現することが可能**である。

(2) エネルギーコストが低い

本 FS での試算結果から、同量の印刷を行った場合のエネルギーコストも低くなる見込みである。

以上のことから、フレキソ印刷のランニングコストはグラビア印刷より低くなり得ると想定しており、多品種中規模印刷に事業性があると見込んでいる。

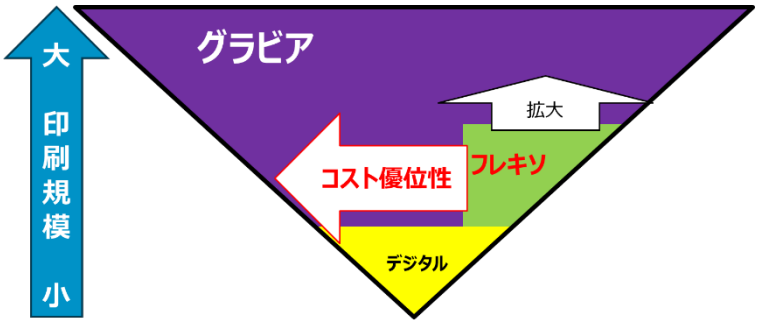


図 4-2 タイ国印刷業界の印刷方式での棲み分けイメージ

出典：旭化成作成

フレキソ印刷機の設備費用は 5 億円程であり、イニシャルコストはかかるが、ランニングコストの差から事業性を見出し得ると想定している。

【ビジネスモデルの検討】

将来的な S 社との民間 JCM においては、両社で設備投資を行い、資金貢献割合に応じたクレジット配分を想定している。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

今後、タイ国における CO_2 削減ポテンシャルを精査した上で説明を実施する予定である。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

JCM プロジェクトにおける日本の貢献としては、次世代のフレキソ高精細印刷技術を実現する感光性樹脂を提供し、高精細印刷を実現するとともに GHG 削減を実現することである。この高精細印刷を欧米のブランドオーナーに訴求することで、タイ国の印刷産業の貢献に資するものである。

旭化成の水現像用感光性樹脂（AWP）は、現像の際に溶剤を使用しないため、膨張が起きず、高精細な印刷を可能とする。日本や韓国において、これまでグラビア印刷を用いていた製品を、実際に AWP を用いたフレキソ印刷に置き換えを進めている。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

本方法論の適格性要件は、従来のグラビア印刷設備に代わり水性フレキソ印刷設備で印刷すること、軟包装材を印刷することである。印刷工程は、大きく分けて製版工程と印刷工程からなり、グラビアとフレキソで各工程が異なる。製版工程は、素材に印刷するための版を製造する工程であり、グラビア印刷では、主に金属製のロールを電子彫刻もしくはレーザーにより加工し、銅・クロムの電気めっきを実施するのに対し、水性フレキソ印刷では、光で固まる樹脂製の素材を主にレーザー加工することで製造する（図 1-1、1-2)。印刷工程においては、素材を上流から下流へ送るための繰り出し・巻き取り機等の設備の稼働に必要な消費電力に加え、乾燥工程における空気を外気より取り込むためのブロワーとその空気を加熱するための熱源の消費エネルギーが主な CO2 排出源となる。

本プロジェクトのバウンダリーを下図 4 3 に示す。本プロジェクトにおいては、新たにフレキソ印刷設備を導入し、グラビア印刷と同様の製品をフレキソ印刷設備で印刷した場合の CO2 排出量の削減分を JCM クレジットとして創出する。この印刷プロセスについては、有識者のインタビューにより、主に印刷スピードや乾燥時の温度については、素材の材質、インキの種類（油性 or 水性)、絵柄面積率によって決まることが分かったが、事業者ごとにカスタマイズされている可能性もあるため、この 3 つが同じであればタイ国の全ての工場で同じ乾燥温度、印刷スピードで印刷しているとは限らないことが分かった。従って、本プロジェクトの方法論においては、同じ工場で印刷する同等の製品ごとにグラビア印刷におけるリファレンス排出量を設定し、プロジェクトで同じ製品を水性フレキソで印刷した場合の CO2 排出量を算定し、差分を JCM クレジットとして創出する方針である。

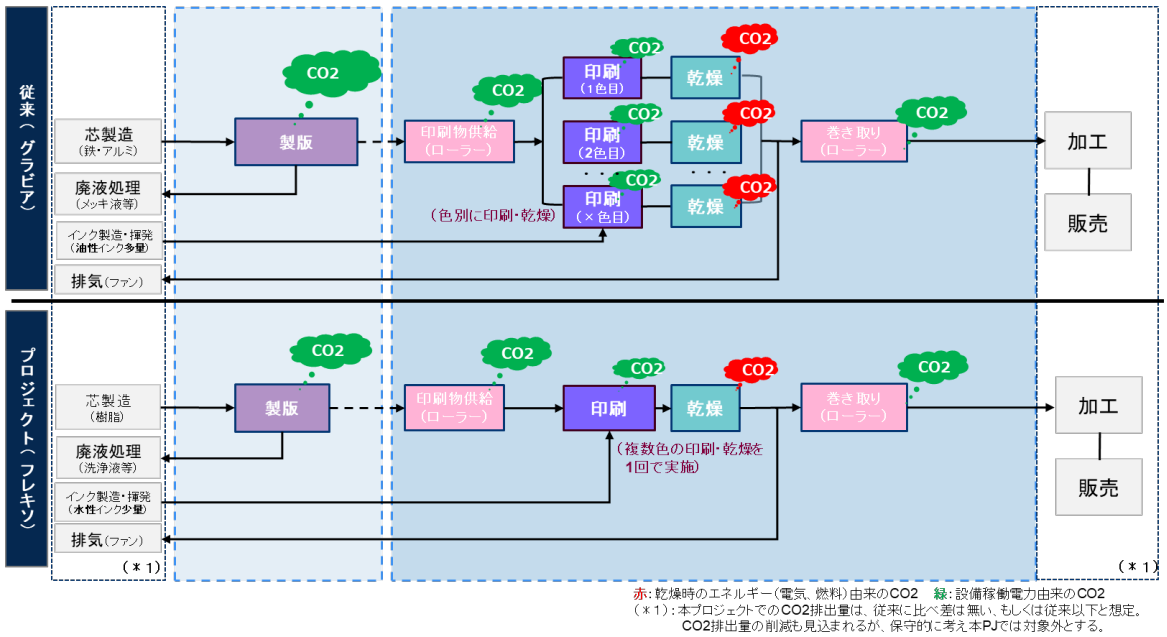


図 4-3 本プロジェクトのバウンダリー

出典：調査チーム作成

製版工程については、下図 4 4 のようなプロセスとなる。グラビア印刷の場合、保守的に CO2 排出量を算定するために、主要プロセスであるめっきと、電子彫刻もしくはレーザー加工時のエネルギー使用量を算定の対象とする方針である。グラビア、フレキソの両方とも、エネルギー源は設備稼働のための電力であり、それぞれの設備で対象の作業時の電力消費量を算定する。グラビア、フレキソ、それぞれの製版の消費電力については、彫刻の場合もレーザーの場合も 1 つの版を製造するのに製版設備は一定の出力で同程度の加工時間稼働するため、版の絵柄が異なっていても設備が同じであれば消費電力にほとんど差は無いと考えられる。

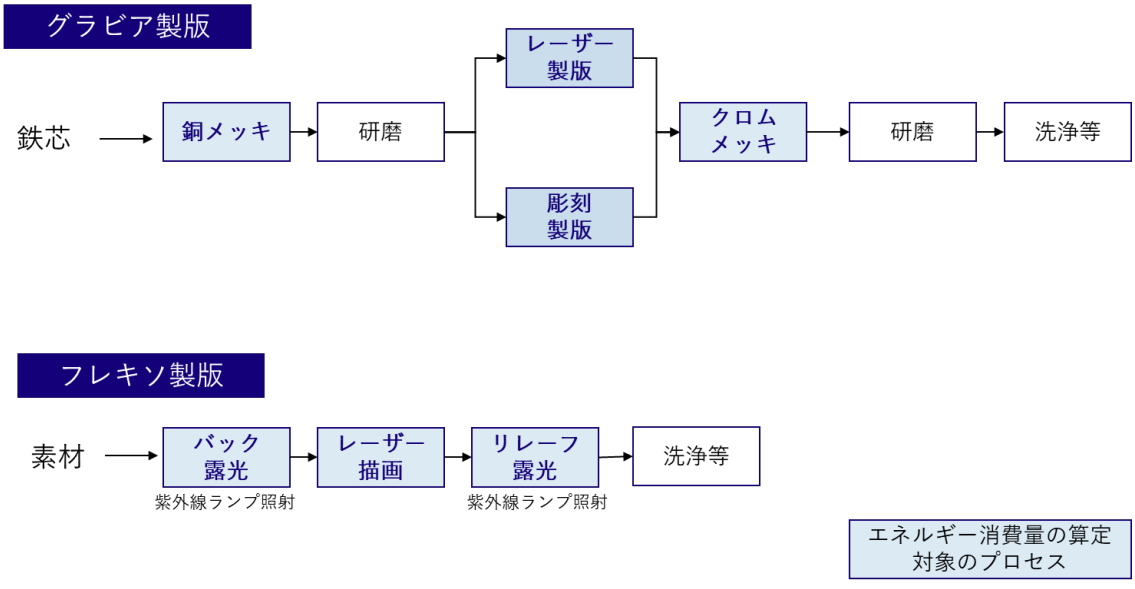


図 4-4 製版プロセス詳細

出典：調査チーム作成

印刷・乾燥工程については、図 4 3 のバウンダリーに記載の通りとなるが、乾燥工程の詳細を下図 4 5 に示す。乾燥工程は、外気からブロワーを通して吸気した空気を、電気や燃料を熱源とした熱交換器により加熱して乾燥機内に吹き込み、そこに印刷物を流しインキを乾燥させる構造となっている。乾燥後の空気の廃熱の一部を熱源として空気の加熱に使用する廃熱回収方式と排ガスの一部をそのまま乾燥機入口に混合する排ガス回収方式がある。（本プロジェクトでのパートナー企業である S 社の印刷設備についても、廃熱回収設備が導入されている。）グラビア印刷の場合は、印刷機で使用する色ごとに本系統が設置されているのに対し、フレキソ印刷の場合は、本系統は 1 つのみとなっている。

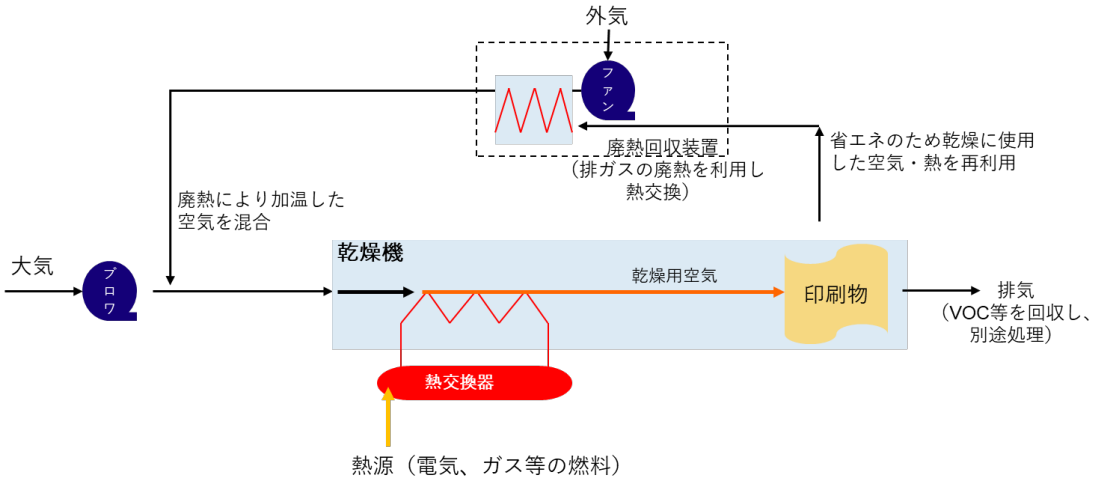


図 4-5 乾燥プロセス詳細（例：廃熱回収）

出典：調査チーム作成

4.7.2. 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、製版工程と印刷工程（印刷機が稼働に必要な設備の消費エネルギーと乾燥工程における乾燥空気を加熱するための消費エネルギー）におけるエネルギー消費由来の CO_2 排出量からなり、プロジェクトを実施する工場で使用されている同機種のグラビア印刷機を用いて、同様の製品を印刷する場合の消費エネルギーを以下の式より算出する。（計算式の詳細は別紙 6 参照）

保守性を担保するために、印刷工程の消費エネルギー算出は以下を留意する。

- 乾燥設備の加熱部の熱交換効率は劣化の影響を考慮せず設備のスペック値の最大効率（もしくは保守的に 100%）とする。
- 熱回収を実施している場合、回収空気の熱損失はゼロとする。
- 印刷設備は、通常運用時に色の調整や段取り・設定確認のための運転（例：印刷時間 60 分に対し、調整・設定のための運転 45 分）があるが、その間の CO_2 排出量は含めない。

$$RE = RE_{plm} + RE_{print} + RE_{dry}$$

RE = リファレンス排出量 [t-CO_2]

RE_{plm} = 製版工程の CO_2 排出量 [t-CO_2]

RE_{print} = 印刷機が稼働するために必要なエネルギー消費による CO_2 排出量[t-CO_2]

RE_{dry} = 乾燥工程における CO_2 排出量 [t-CO_2]

製版工程の CO_2 排出量RE_{plm}については、製版加工機とめっき設備の版製造時の消費電力より算定する。

$$RE_{plm} = \sum_{process} EV_{process} \times CEF_{electricity} + \sum_{plating} EV_{plating} \times CEF_{electricity}$$

$EV_{process}$ = めっき設備の消費電力[kwh]
$EV_{plating}$ = 版加工設備の消費電力[kwh]
$CEF_{electricity}$ = 電力排出係数[kg-CO2/kwh]

印刷機が稼働するために必要なエネルギー消費による CO_2 排出量RE_{print}について、設備の消費電力より算定する。

$$RE_{print} = \sum_{print} EV \times CEF_{electricity}$$

EV =印刷設備の消費電力[kwh]（乾燥時に使用するブロワーの消費電力も含める。）

乾燥工程における CO_2 排出量RE_{dry}については、乾燥工程で空気を所定の乾燥温度まで加熱するために必要なエネルギー消費量より算出する。熱源となる電気、もしくは燃料（ガス、重油等）の使用量が計測可能な場合は、その使用量から CO_2 排出量を算出する。

$$RE_{dry} = \sum_{i} \sum_{dry} \left(\left(\left(T_{dry} - T_{atm_in} \right) \times F_{dry} \right) \div \varepsilon_{heat\ exchange} \times t_{dry} \times CV_{air} \times CEF_{fuel,i} \right)$$

T_{dry} = 加熱後の乾燥空気の温度［℃］
T_{atm_in} = 乾燥機入口の空気流量（廃熱もしくは排ガス回収による加熱空気混合後）[℃]
T_{atm_r} = 排ガス・廃熱回収の空気温度［℃］(保守的に$T_{atm_r} = T_{dry}$とする）
F_{dry} = 乾燥空気の流量［m^3/h］
$\varepsilon_{heat\ exchange}$ = 熱源種類 i の場合の熱交換効率［-］
t_{dry} = 乾燥時間[h]
CV_{air} = 空気の比熱［J/(kg/℃)]=1/3600[kwh/(kg/℃)]
$CEF_{fuel,i}$ =加熱するための熱源種類（電気・燃料等）i の排出係数［kg-CO_2/J］

4.7.3. 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ついては、各設備の消費電力を実測する方針である。各設備の製品別の消費エネルギーが実測できない場合は、リファレンスと同様に計算式より算出する。（計算式の詳細は別紙 6 参照）

$$PE = PE_{plm} + PE_{print} + PE_{dry}$$

$PE =$ プロジェクト排出量 [t-CO_2]
$PE_{plm} =$ 製版工程の CO_2 排出量 [t-CO_2]
$PE_{print} =$ 印刷機が稼働するために必要なエネルギー消費による CO_2 排出量[t-CO_2]
$PE_{dry} =$ 乾燥工程における CO_2 排出量 [t-CO_2]

4.7.4. 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。

表 4 モニタリング方法案

工程	モニタリング対象	モニタリング方法（案）
製版	版加工設備の消費電力	実測
	版加工の時間	実測もしくは設定値
	版めっき設備の消費電力	実測
	めっきの時間	実測もしくは設定値
印刷	印刷機の消費電力	実測値
	印刷時間	実測もしくは設定値
	印刷スピード	設定値
	印刷物の長さ	実測（生産データ）
乾燥	乾燥機の消費電力	実測
	外気温度	実測（計測データが無い場合、タイ国の気象データ参照）
	加熱後の空気温度（乾燥用空気の温度）	実測値もしくは設定値
	ブロワーによる外気の吸い込み空気流量	実測値
	廃熱再利用の場合、注入する空気流量	計測値もしくは設備の設定値 （他のモニタリング値より計算も可。詳細は方法論参照）
	印刷時間	実測もしくは設定値
	印刷スピード	設定値
	印刷物の長さ	実測（生産データ）

出典：調査チーム作成

4.7.5. 方法論案の課題

【課題】製版工程のリファレンス排出量について

製版工程においては、印刷事業者が別事業者に外注している場合が多く十分なヒアリングとデータの入手が実施できていない。版製造にかかわる CO_2 排出量はグラビア印刷に比べ、水性フレキソ用の版製造の CO_2 排出量が同等以下になる事は他の文献や調査でも試算されているが、タイ国の製版事業者の実情をふまえた保守的な算定方法はまだ検証できていない。今後の方針として、製版事業者へのヒアリング、データの入手等を通して、製版工程の CO_2 排出におけるリファレンス排出量算出のための保守性の考え方等を調査、整理する。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

今回の JCM FS においては、複数のタイの印刷事業者に加え、日本、タイ、韓国の事業者からもヒアリングを実施した。その中で、本プロジェクトのパートナー企業である S 社より提供頂いたグラビア印刷における実データを元に、エネルギー起源 CO_2 削減量を見積もるべく、リファレンス排出量を試算した。

プロジェクトの排出量については、タイ国においては軟包装材に水性フレキソ印刷を導入している事業者がほぼいないと想定されるため、日本のフレキソ印刷企業や旭化成内の実データや、国内外の公開文献等を参考にグラビア印刷と水性フレキソ印刷を実施した際の削減率を使用し、プロジェクト実施により想定される CO_2 排出量を試算した。

【リファレンス排出量】

S 社より提供を受けた設備・生産データをもとにして、リファレンス排出量の試算した。同社で軟包装材に 8 色 10,000m^2 のグラビア印刷を実施した場合、製版 1 回あたり 89.8 kg-CO_2、製版＋印刷＋乾燥での CO_2 排出量は、189.5kg-CO_2 となる。このうち、製版の排出量が 89.8kg-CO_2 と最も大きくなるが、版は 10,000m^2 印刷するごとに製造するものではなく、再利用される。また、実際には 10,000m^2 よりも長い数万 m^2 の印刷が多く、印刷量が増えれば相対的に製版の排出量の割合は小さくなる。今後、JCM プロジェクトとして方法論を作成するにあたり、グラビア印刷とフレキソ印刷の製版工程の CO_2 排出量について、版の交換頻度等も考慮した上で如何に保守的に算出するか検討する必要がある。

【プロジェクト排出量】

S 社は現状フレキソ印刷設備を有しておらず、軟包装向けのフレキソ印刷設備を有している事業者はタイ国では非常に少ない。また設備導入に多大なコストと期間が必要になるため、本 FS 調査事業内では S 社にてフレキソ印刷での CO_2 排出量を検討するための実証は困難である。従って、本 FS では、日本のフレキソ印刷企業や旭化成内の実データや、同じ軟包装製品をグラビア印刷とフレキソ印刷にて製造した事例を参考に CO_2 削減量を見積もって、プロジェクト排出量を算出することとした。

（製版工程のプロジェクト排出量：PE_{plm}）

タイ国におけるレファレンスと同製品の製版プロセスの実測値がないため、本 FS では旭化成にて製版した際の消費電力量（実測値）55.2kWh をプロジェクトの消費電力量として使用する。（旭化成で製造した版は、S 社でレファレンス排出量を算定したグラビア印刷の場合とまったく同じ絵柄ではないが、製版工程における設備による消費電力量は版のデザイン等によって大きく変わらないことから、本 FS では製版工程のプロジェクト消費電力量を 55.2kWh とする。）プロジェクト排出量を試算すると、31.3kg-CO_2 となる。

（印刷機が稼働するために必要なエネルギー消費によるプロジェクト排出量：PE_{print}）

国内のフレキソ印刷事業者の協力を得て、S 社のレファレンスと同様の軟包装材を使用した場合のフレキソ印刷機の 1 時間あたりの消費電力の実測値は 93.7kW となる。この時、プロジェクトの印刷時間を 1 時間とすると、プロジェクトの消費電力量は、93.7kWh となる。この値を本 FS でのプロジェクト消費電力量として使用する。（同事業者での材質・印刷スピード等の条件を変えた場合のフレキソ印刷機の消費電力を比較するとほとんど差がなかったことから、同じフレキソ印刷機を使用した場合、印刷物の面積が同じであれば、消費電力量に大きな差はないと考えられる。グラビア印刷に比べ、フレキソ印刷の印刷時間は短くなる。本 FS では、プロジェクトの印刷時間を計測できないため、保守的にフレキソと同じ時間として、試算する。）この時、プロジェクト排出量を試算すると、53.0kg-CO_2 となる。

（乾燥工程におけるプロジェクト排出量：PE_{dry}）

乾燥工程のプロジェクト排出量は、本 FS においては実測できたデータがないため、グラビアでのレファレンス排出量と公開文献情報を参照し試算する。

印刷時の乾燥に必要なエネルギー使用量（CO_2 排出量）は、添付する方法論に示す通り、乾燥に必要な空気へのエネルギー投入量（乾燥用の空気の流量×加熱による温度変化）によって決まる。加熱後の乾燥空気の温度は、印刷物の材質に依存し、グラビア印刷とフレキソ印刷において差は無いと考えられるため、乾燥空気の加熱による温度変化は同じとなる。結果、乾燥によるエネルギー使用量（CO_2 排出量）は空気の流量に比例する。日本フレキソ技術協会より公開されている文献によると、印刷機メーカーがグラビア印刷とフレキソ印刷で、同じ仕様の印刷物を印刷した際の乾燥に必要な空気の流量は、フレキソ印刷時の乾燥空気流量の 1.2~3.6 倍になると報告されている。本 FS では、この公開情報より中間値をとり、グラビア印刷の乾燥時の空気流量をフレキソ印刷の 2.4 倍とすると、フレキソ印刷のプロジェクト排出量は、41.9 kg-CO_2 となる。

上記の試算結果より、プロジェクト排出量は、製版工程においては製版 1 回当たり 31.27kg-CO_2、印刷＋乾燥工程においては、95kg-CO_2 となる。

（参考：その他、本 FS で調査したフレキソ印刷による CO_2 削減効果）

参考に、日本フレキソ技術協会における公開情報と本 FS でヒアリングを実施した韓国印刷事業者におけるグラビア印刷とフレキソ印刷における CO_2 排出量の削減効果に関する情報を示す。両ケース共に、グラビア印刷とフレキソ印刷を比較した場合、60%以上の CO_2 排出量削減効果が見込まれている。本 FS での乾燥工程における上記計算では、CO_2 排出量はグラビアに比べ水性フレキソの場合 58.3%削

減できるとしてプロジェクトの CO_2 排出量を試算したが、十分保守的な削減量になっていると考えられる。

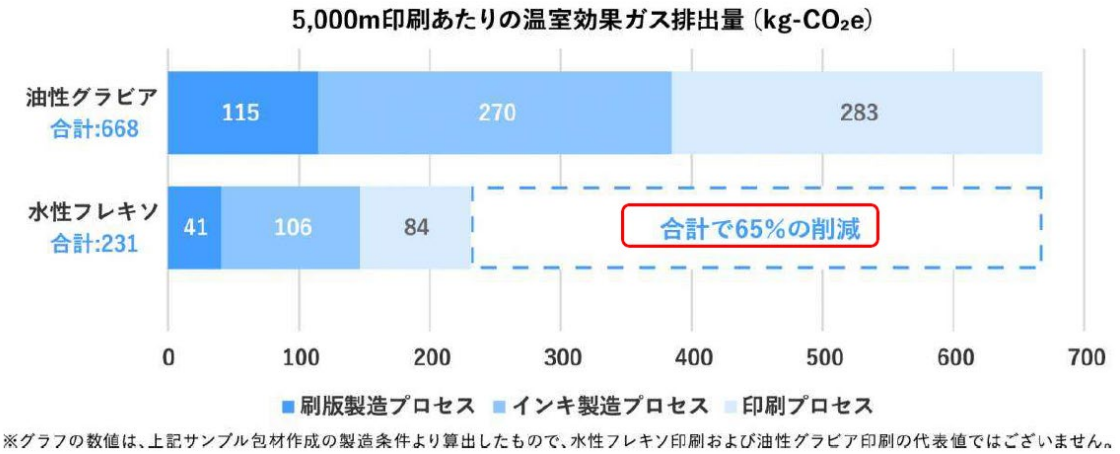


図 4-6 グラビア・フレキソ CO2 排出量の試算結果例

出典：一般社団法人 日本フレキソ技術協会と一般社団法人 サステナブル経営推進機構データ

本 FS における S 社の CO2 削減効果の試算結果を、表 6 に示す。S 社でのグラビア印刷におけるレファレンス排出量に対し、水性フレキソ印刷に変更することで、10,000m2 の印刷において印刷＋乾燥の工程で 94.5kg-CO2（0.00549 kg-CO2/m2）の削減効果が期待でき、フレキソ印刷機 1 台の CO2 排出量削減は 205t-CO2/年となる。(製版の CO2 排出量を加える場合、過剰に加算しないよう年間の版の製造回数を考慮する必要がある。)

表 5 S 社における CO_2 削減量試算（製版/1 版あたり）

	製版工程の CO_2 排出量
グラビア印刷 （リファレンス）	89.8 kg-CO_2/版
フレキソ印刷 （プロジェクト）	31.3 kg-CO_2/版
CO_2 削減量	**58.5** kg-CO_2/版

出典：調査チーム作成

表 6 S 社における CO_2 削減量試算（印刷＋乾燥）

	印刷+乾燥 （10,000m² 印刷時）	S 社の印刷＋乾燥 （S 社で印刷機 1 台を 1 年間運転）
グラビア印刷 （リファレンス）	189.5kg-CO_2	411 t-CO_2/年/台
フレキソ印刷 （プロジェクト）	95.0 kg-CO_2	206 t-CO_2/年/台
CO_2 削減量	**94.5** kg-CO_2	**205** t-CO_2/年/台

出典：調査チーム作成

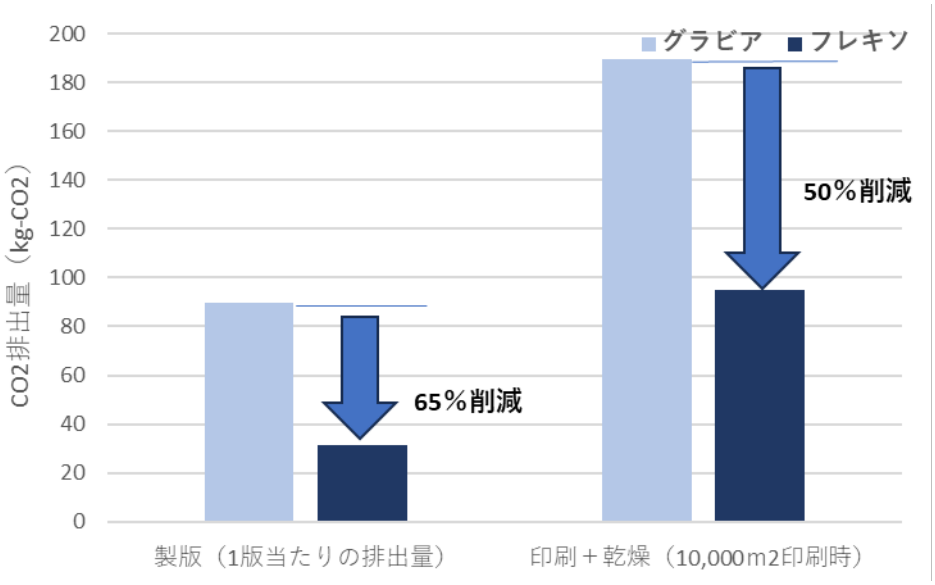


図 4-7 グラビア・フレキソ CO2 排出量

出典：調査チーム作成

【プロセス由来 CO_2】

グラビア印刷は溶剤インキを使用するため、インキを乾燥させることで溶剤が大量に揮発する。VOC は規制があるため、そのまま大気放出はできず、それらは活性炭に吸着される。活性炭に吸着した溶剤はその後、燃焼処理され、CO_2 が発生する。**フレキソ印刷に切り替えることでプロセス由来の CO_2 排出量も削減できる**。

一例として、顔料（固形分）が 20%、80%が有機溶剤で、酢酸エチル：メチルエチルケトン：IPA＝4:4:2 である油性グラビアインキで化学量論的に計算すると、その際の CO_2 排出量は 151kg-CO_2 となる。

一方で、水性フレキソ印刷では VOC の発生量は非常に少量であり、フレキソ印刷では VOC によるプロセス由来 CO_2 は発生しないと見なせる。そのため、**151kg-CO_2/10,000m²（0.0151 kg-CO_2/m）、フレキソ印刷機 1 台では 327t-CO_2/年のプロセス由来 CO_2 排出量を削減できる**と考えられる。

以上から、**1m² 当たりのエネルギー起源 CO_2 削減量は 0.00945kg-CO_2/m²、プロセス由来 CO_2 削減量は 0.0151kg-CO_2/m²、フレキソ印刷機 1 台導入によるエネルギー起源 CO_2 削減量は 205t-CO_2/年、プロセス由来 CO_2 削減量は 327t-CO_2/年**と見積もれる。

4.7.7.提案事業の普及に夜 GHG 排出削減への貢献の可能性

本 FS の試算結果から、フレキソ印刷がタイ国の軟包装業界全体に普及すると、エネルギー起源 CO_2 削減量は約 2 万 t-CO_2/年、プロセス由来 CO_2 削減量は約 4 万 t-CO_2/年になると期待される。軟包装以外のグラビア印刷事業に普及することで、更なる GHG 排出量削減が見込まれる。

図 4-1 にあるように、タイ国の軟包装市場は年 5.72%で成長していくため、JCM FS で想定した JCM プロジェクトの事業化及び普及により、タイ国の印刷産業でのエネルギー起源 CO_2 の削減が可能とな

る。また、エネルギー起源 CO_2 以上に、VOC 処理にかかるプロセス由来 CO_2 の削減が可能となる。これにより、タイ国の NDC 達成に貢献できると期待される。

また、各国で年々厳しくなる VOC 排出規制への対応も可能となる。これにより大気汚染といった環境問題解決に貢献できると考えられる。

さらに、グラビア印刷の現場は、有機溶剤を使用していることから、いわゆる 3K と呼ばれる職場であり、従業員の健康や定着率に課題がある。フレキソ印刷に切り替えることで作業環境の改善に大いに貢献できる。

加えて、フレキソ印刷は製品毎の段取り時間が短く、少人数での作業が可能なことも特徴である。タイ国でも生産人口の減少や人件費高騰により生産性向上が求められており、フレキソ印刷に切り替えることで、この点での社会課題解決にも貢献できると考えている。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本調査事業を通じて、以下を明らかにすることができた。

- 現地グラビア印刷企業を調査し、**旭化成の感光性樹脂を用いた JCM プロジェクトのパートナーとなる企業を特定した**。
- **中規模印刷領域**において、フレキソ印刷の事業性を見出し得ると見込んだ。
- タイ国の VOC 規制は途上だが、**アジア他国では規制強化が進んでおり、それをタイ国に提案することで、本技術の拡大が可能になる可能性がある**。
- パートナー企業である S 社において、**フレキソ印刷機 1 台導入によるエネルギー起源 CO_2 削減量は 205t-CO_2、プロセス由来 CO_2 削減量は 327t-CO_2** と算出した。

本 FS 事業の結果を踏まえ、**NEDO JCM 実証応募を目指すことも視野に入れつつ、コストダウン効果を精査して民間 JCM 展開も併せて考える**予定である。

その実現に向けた課題は以下の通り。

(1) NEDO JCM 実証事業を活用しながら、グラビア印刷からフレキソ印刷に切り替えた場合の同等性や印刷品質の確認が必要である。
(2) JCM（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、検証手順の確認等を進める必要がある。
(3) 民間 JCM における JCM クレジット配分のあり方を、両国政府とも議論して明確にする必要がある。
(4) タイ現地及びグローバルブランドオーナーのフレキソ印刷に対する価値の認知を上げる必要がある。
(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。

(1) フレキソ印刷で新たに印刷する軟包装商品について、フレキソ印刷機メーカーや日本のフレキソ印刷工場にて試作を行い、同等性や品質を担保できる印刷条件を確定させる。その後、S 社にフレキソ印刷機を導入し、実証・実装を行う。

(2) (1)の実証及びモニタリング方法の確立、検証手順の確認については、NEDO JCM 実証事業等を活用しながら検討を進める。

(3) JCM 事業の座組を明確にして、両国政府と議論していく。

(4) NEDO JCM 実証事業活用を視野に入れながら、フレキソ印刷によるエネルギー起源 CO_2、プロセス由来 CO2 削減量を精査し、その効果をグローバルブランドオーナーに訴求していく。

(5) パートナー国であるアセアン諸国（インドネシア、ベトナム、インド等）に展開を行う。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	Kingdom of Thailand
Name of the methodology proponents submitting this form	Asahi Kasei Corporation
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Manufacturing industries
Title of the proposed methodology, and version number	Reduction of CO_2 emissions in the printing process by introducing water-based flexographic printing technology
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised

A. Title of the methodology

Reduction of CO_2 emissions in the printing process by introducing water-based flexographic printing technology

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Flexographic printing	Flexographic printing is a wet-on-wet method that does not require drying for each color, so the drying process is short and the printing speed is fast, resulting in less energy-derived CO_2 emissions.
Gravure Printing	Gravure printing offers high printing quality and high ink density, but printing speed is low and the dry-on-dry method, which involves printing and drying for each color, generates a large amount of energy-derived CO_2 from each process.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	・ CO_2 emissions will be reduced by introducing flexographic printing equipment and producing products printed by conventional gravure using flexographic printing. ・ The flexographic printing technology to be introduced in this PJ can reduce the number of drying cycles and energy consumption required without compromising quality compared to gravure printing, and will reduce CO_2 emissions derived from electricity and fuel required for plate making and printing processes (including drying).
Calculation of reference emissions	・ Calculate the emissions for gravure printing of the same product as the project. Calculate the energy consumption required for power by operating the equipment in the plate making and printing process and for the heat source during drying, based on the actual measured values of power consumption, operating hours, temperature, etc. ・ In order to calculate conservatively, spec values are used for the efficiency of drying equipment, and heat loss in exhaust gas and

	waste heat recovery is assumed to be zero. Power consumption shall cover only the period during which products are actually printed.
Calculation of project emissions	Calculate the energy consumption required for power from operating equipment in the plate making and printing process and heat source during drying when flexo printing the same product as the reference, based on actual measured values of power consumption, operating hours, temperature, etc.
Monitoring parameters	Air temperature, power consumption for printing process, power consumption for drying process, time for printing and drying process, air temperature after drying, drying air, fan air flow rate

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	Applicable to products that were previously printed using gravure printing but are now being converted to water-based flexographic printing.
Criterion 2	The material to be printed shall be flexible packaging material.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Power consumption of plate making process facilities (processing process and plating facilities) equipment	CO_2
Power consumption of printing facilities	CO_2
Power consumption of drying blowers	CO_2
Heat source for dryer (gas or electric)	CO_2
Fuel and electricity consumption as heat source for dryers	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Power consumption of plate making process facilities (processing process and plating facilities) equipment	CO_2
Power consumption of printing facilities	CO_2
Power consumption of drying blowers	CO_2
Heat source for dryer (gas or electric)	CO_2
Fuel and electricity consumption as heat source for dryers	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Calculate emissions for gravure printing of the same product as the project. The power for the plate-making and printing processes is calculated by multiplying the power consumption during equipment operation by an emission factor. For the heat source during the drying process, the emission factor is calculated by multiplying the energy consumption required to heat the air to the specified drying temperature in the drying process. To ensure maintainability, the following points should be taken into account when calculating energy consumption in the printing process.

The heat exchange efficiency of the heating section of the drying equipment shall be equal to or greater than the maximum efficiency of the equipment specifications. (If the specification value is unknown, the heat exchange efficiency may be set to 100%.)

If heat recovery is used, the heat loss of recovered air shall be zero.

In the case of a printing facility, while the facility is operated for color adjustment, setup, and setting confirmation during normal operation (e.g., 45 minutes of operation for adjustment and setting against 60 minutes of printing time), CO_2 emissions during that time shall not be included.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE = RE_{plm} + RE_{print} + RE_{dry}$$

$RE =$ Reference emissions [kg-CO_2]

$RE_{plm} =$ Reference emissions during platemaking [kg-CO_2]

$RE_{print} =$ Reference emissions during printing process [kg-CO_2]

$RE_{dry} =$ Reference emissions during drying process [kg-CO_2]

<CO_2 emissions from plate making>

$$RE_{plm} = \sum_{term} EV_{process} \times CEF_{electricity} + \sum_{term} EV_{plating} \times CEF_{electricity}$$

$$= \sum_{term} E_{process} \times CEF_{electricity} \times t_{process} + \sum_{term} E_{plating} \times CEF_{electricity} \times t_{plating}$$

$EV_{process}$ =Electricity usage in processing[kwh]

$EV_{plating}$ =Electricity usage in plating[kwh]

$CEF_{electricity} =$ Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

$t_{process}$ =Plate processing time by processing machine [h]

$t_{plating}$ =Plating time of plates by plating machine [h]

$E_{process}$ =Rated output of processing machine [kw]

$E_{plating}$ =Rated output of plating machine [kw]

<CO_2 emissions from printing machine>

$$RE_{print} = \sum_{print} EV \times CEF_{electricity}$$

EV =Electricity usage in print process[kwh]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

< CO_2 emissions during drying >

・CO_2 emissions when calculated from air temperature after heating

$$RE_{dry} = \sum_{i}\sum_{dry}\left(\left(\left(T_{dry} - T_{atm_in}\right) \times F_{dry}\right) \div \varepsilon_{heat\ exchange} \times t_{dry} \times CV_{air} \times \rho_{air} \times CEF_{fuel,i}\right)$$

$$t_{dry} = L \div PS$$

$$T_{atm_in} = \frac{F_{air_atm} \times T_{atm_air} + F_{air_r} \times T_{atm_r}}{F_{air_atm} + F_{air_r}}$$

$$F_{dry} = F_{air_atm} + F_{air_r}$$

T_{dry} = Dry air temperature [℃]

T_{atm_air} = Atmospheric air temperature [℃]

T_{atm_in} = Air temperature at inlet of heating section (after mixing recovered air) [℃]
(If actual measurements are available, use actual values.)

T_{atm_r} = Air temperature of recovered air [℃] (conservatively assume $T_{atm_r} = T_{dry}$)

F_{dry} = Air volume from after heating [m^3/h]

F_{air_atm} = Air volume from Air Blower [m^3/h]

F_{air_r} = Air volume of recovered air [m^3/h]

$\varepsilon_{heat\ exchange}$ =Energy conversion efficiency of heat exchanger of fuel type i [-]

t_{dry} =heating hours for dry[h]

CV_{air} = Specific heat of air [kJ/(kg/℃)]=1/3600[kwh/(kg/℃)]

ρ_{air} =Density of heated drying air [kg/m3]

PS = Print Speed[m/h]

L = Print material length[m]

$CEF_{fuel,i}$ = CO_2 emission factor per unit calorific value of fuel type i [kg-CO_2/J]

・CO_2 emissions when electricity and fuel consumption for heating of drying facilities is known.

a. CO_2 emissions when the heat source is electricity.

$$RE_{print} = \sum_{dry} EVd \times CEF_{electricity}$$

EVd =Electricity usage in dry process[kwh]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

b. CO_2 emissions when fuel is used as heat source.

$$RE_{dry} = \sum_{i}\sum_{dry}\left(M_{fuel,i} \times CV_{fuel,i} \times t_{dry} \times CEF_{fuel,i}\right)$$

$$= \sum_{i}\sum_{dry}\left(M_{fuel,i} \times CV_{fuel,i} \times PS \times L \times CEF_{fuel,i}\right)$$

i = fuel type

M_{fuel} = Fuel volume [m^3/h]

CV_{fuel} = Fuel calorific value [kJ/kg]

t_{dry} =heating hours for dry[h]

PS = Print Speed[m/h]

L = Print material length[m]

$CEF_{fuel,i}$ = Emission factor for fuel,i[kg-CO_2/J]

G. Calculation of project emissions

$$PE = PE_{plm} + PE_{print} + PE_{dry}$$

PE = Project emissions [kg-CO_2]

PE_{plm} = Reference emissions during platemaking [kg-CO_2]

PE_{print} = Project emissions during printing process [kg-CO_2]

PE_{dry} = Project emissions during drying process [kg-CO_2]

<CO_2 emissions from plate making>

$$PE_{plm} = \sum_{process} EV_{process_p} \times CEF_{electricity} + \sum_{plating} EV_{plating} \times CEF_{electricity}$$

$$= \sum_{process} E_{process_p} \times CEF_{electricity} \times t_{processing_p}$$

$$+ \sum_{plating} E_{plating_p} \times CEF_{electricity} \times t_{plating_p}$$

$EV_{process_p}$ =Electricity usage in processing[kwh]

$EV_{plating_p}$ =Electricity usage in plating[kwh]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

$t_{process_p}$ =Plate processing time by processing machine [h]

$t_{plating_p}$ =Plating time of plates by plating machine [h]

<CO_2 emissions from printing machine>

$$PE_{print} = \sum_{print} EV \times CEF_{electricity}$$

EV =Electricity usage in print process[kwh]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

< CO_2 emissions during drying >

・CO_2 emissions when electricity or fuel consumption for heating of drying facilities is not known.

$$PE_{dry} = \sum_{dry} \left(\left(T_{dry} - T_{atm_in} \right) \times F_{dry} \right) \div \varepsilon_{heat\ exchange} \times t_{dry} \times CV_{air} \times \rho_{air} \times CEF_{electricity}$$

$$t_{dry} = PS \times L$$

$$T_{atm_in} = \frac{F_{air_atm} \times T_{atm_air} - F_{air_r} \times T_{atm_r}}{F_{air_atm} + F_{air_r}}$$

$$F_{dry} = F_{air_atm} + F_{air_r}$$

T_{dry} = Dry air temperature [℃]

T_{atm_air} = Atmospheric air temperature [℃]

T_{atm_in} = Air temperature at inlet of heating section (after mixing recovered air) [℃]

T_{atm_r} = Air temperature of recovered air [℃] ($T_{atm_r} = T_{dry}$)

F_{dry} = Air volume from after heating [m^3/h]

F_{air_atm} = Air volume from Air Blower [m^3/h]

F_{air_r} = Air volume of recovered air [m^3/h]

$\varepsilon_{heat\ exchange}$ =Energy conversion efficiency of heat exchanger [-]

t_{dry} =heating hours for dry[h]

CV_{air} = Specific heat of air [kJ/(kg/℃)] =1/3600[kwh/(kg/℃)]

ρ_{air} =Density of heated drying air [kg/m^3]

PS = Print Speed[m/h]

L = Print length[m]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

・CO_2 emissions when electricity consumption for heating of drying facilities is known.

① CO_2 emissions when the heat source is electricity

$$PE_{dry} = \sum_{dry} EVd \times CEF_{electricity}$$

EVd =Electricity usage in dry process[kwh]

$CEF_{electricity}$ = Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]

② CO_2 emissions when fuel is used as heat source.

$$PE_{dry} = \sum_{i}\sum_{dry}\left(M_{fuel,i} \times CV_{fuel,i} \times t_{dry} \times CEF_{fuel,i}\right)$$

$$= \sum_{i}\sum_{dry}\left(M_{fuel,i} \times CV_{fuel,i} \times PS \times L \times CEF_{fuel,i}\right)$$

i = fuel type

M_{fuel} = Fuel volume [m^3/h]

CV_{fuel} = Fuel calorific value [kJ/kg]

t_{dry} =heating hours for dry[h]

ρ_{dry} =Density of fuel type i [kg/m^3]

PS = Print Speed[m/h]

L = Print material length[m]

$CEF_{fuel,i}$ = Emission factor for fuel,i[kg-CO_2/J]

H. Calculation of emissions reductions

$$ER = RE - PE$$

ER =Emission reductions [kg-CO_2]

RE =Reference emissions [kg-CO_2]

PE =Project emissions [kg-CO_2]

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EV_{process}$	Electricity usage in processing[kwh]	Measured value
$EV_{plating}$	Electricity usage in plating[kwh]	Measured value
$CEF_{electricity}$	Emission factor for electricity[kg-CO_2/kwh]	[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.
$t_{process}$	Plate processing time by processing machine [h]	Set value, measured value
$t_{plating}$	Plating time of plates by plating machine [h]	Set value, measured value
$E_{process}$	Rated output of processing machine [kw]	Equipment specifications
$E_{plating}$	Rated output of plating machine [kw]	Equipment specifications
EV	Electricity usage in print process[kwh]	Actual measurements
T_{dry}	Dry air temperature [℃]	Set value, measured value
T_{atm_air}	Atmospheric air temperature [℃]	Actual measurements or Thai weather data
T_{atm_in}	Air temperature at inlet of heating section (after mixing recovered air) [℃]	Set value, measured value
T_{atm_r}	Air temperature of recovered air [℃]	(conservatively assume $T_{atm_r} = T_{dry}$)
F_{dry}	Air volume from after heating [m^3/h]	Set value, measured value
F_{air_atm}	Air volume from Air Blower [m^3/h]	Set value, measured value
F_{air_r}	Air volume of recovered air [m^3/h]	Set value, measured value
$\varepsilon_{heat\ exchange}$	Energy conversion efficiency of heat exchanger of fuel type i	Use emission intensity of each fuel in Thailand
t_{dry}	heating hours for dry[h]	Set value, measured value
CV_{air}	Specific heat of air [J/(kg・℃)]	Regional or national default values
ρ_{air}	Density of heated drying air [kg/m^3]	Regional or national default values
PS	Print Speed[m/h]	Set value
L	Print material length[m]	Measured value
$CEF_{fuel,i}$		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. Lower value is applied

EVd	Electricity usage in dry process[kwh]	Measured value
M_{fuel}	Fuel volume [m^3/h]	Measured value
CV_{fuel}	Fuel calorific value [kJ/kg]	Regional or national default values
ρ_i	Density of fuel type i [kg/m^3]	Regional or national default values

6.2 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：タイにおける省エネ高精細フレキソ印刷技術に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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

添付 2.2. AGC 株式会社

事業名：チリにおける鉱業での太陽熱発電導入に関する JCM 実現可能性調査

実施者: AGC 株式会社
共同実施者：日本工営株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

チリは化石燃料資源に乏しく、1997 年以降天然ガスや石炭を海外から輸入することで経済成長に必要なエネルギーを補ってきた。他方、同国北部は日射量に恵まれ、南部は風に恵まれるなど自然エネルギーは豊富である。 そのためチリ政府は 2015 年に発表したエネルギー計画である「Energia 2050」において、チリの発電電力に占める再生エネルギー（水力含む）の比率を、2018 年末時点の 50%弱から 2035 年までに 60%、2050 年までに 70%まで引き上げる国家計画を示している。2040 年までに国内の石炭火力発電所を全面的に閉鎖することを宣言しているが、COP25 ではさらに野心的な目標を掲げている。

チリでは、以前から国の政策として、2040 年までに国内の石炭火力発電所を全面的に閉鎖し、2050 年までに国内総発電量の 70%以上を再生可能エネルギーにより賄うことが掲げられていたが、2019 年時点で依然として石炭火力発電は国全体の発電量の約 4 割を占めている。同年の 10 月上旬からの反政府デモの影響により、COP25 の開催地をマドリードに委ねる格好となったが、COP25 の議長国として引き続き存在感を示している。下記のように気候変動に関する政策はより野心的になっている。
英国グラスゴーで開催の国連気候変動枠組み条約第 26 回締約国会議（COP26）の開会式（2021 年 10 月 31 日）で、チリのカロリナ・シュミット環境相は同国が 2 年務めた COP 議長国を英国に引き継いだ。同環境相は COP26 期間中にフアン・カルロス・ジョベト鉱業兼エネルギー相、アンドレス・クブ科学技術相とともに、国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）のパトリシア・エスピノサ事務局長と会談し、チリが 2050 年までにカーボンニュートラルを達成するための長期気候戦略「La Estrategia Climática de Largo Plazo（ECLP)」を提出した。主な内容は次のとおりである。
2025 年まで
・石炭火力発電所の 65%を閉鎖する。
2030 年まで
・国内発電全体の 80%を再生可能エネルギーにする。
・大規模鉱山でゼロエミッションを実装する。
2040 年まで
・全ての石炭火力発電所を閉鎖し、他のエネルギーに置き換える。
2050 年まで
・国内発電の 100%をゼロエミッションにする。
・鉱業、産業分野からの炭素排出を 70%削減する。

特に鉱山が多く立地し、太陽光由来の電力エネルギーが多く使われている北部においては、日中の電力スポット価格がゼロになることも多く、太陽光発電所の出力抑制が頻繁に行われている。そこでチリ政府（特にエネルギー省）はさらなる脱炭素化を進めるために、蓄電と夜間に発電できる再エネ技術の導入に高い関心を有し、数年来、JCM による支援を期待している。集光型太陽熱発電（CSP=Concentrated Solar Power）技術はこれに応えうる、また本邦技術に優位性のある数少ない技術の一つであり、導入を進めるにあたって JCM による支援が期待される分野と言える。本調査の提案技術である CSP の最大のメリットは、日中の太陽熱により蓄熱した熱媒体をエネルギー源として夜間も継続して発電できることである。本設備は通常の太陽光発電では発電が困難な夜間でもエネルギーを安定供給できるため、本設備の普及によりチリに多数存在する非鉄金属鉱山・プロジェクトの再生可能エネルギーの活用推進に貢献できる。

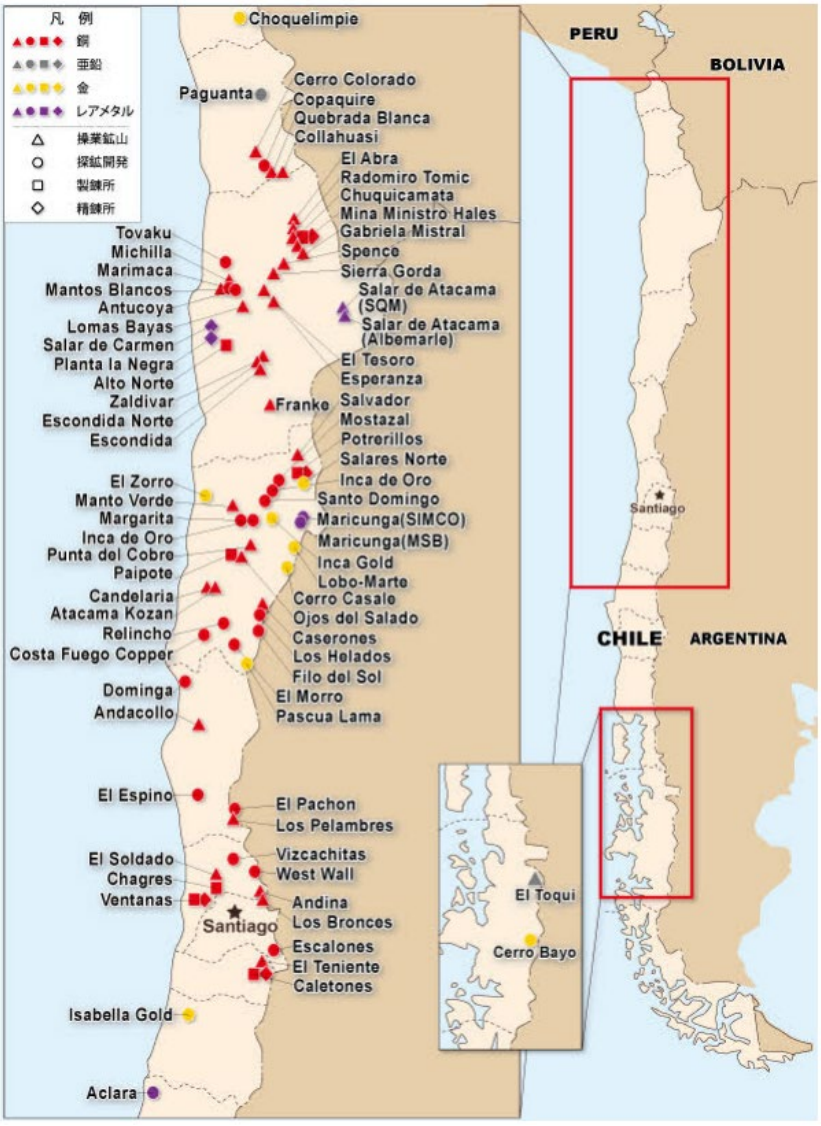


図 1 チリ非鉄金属鉱山・プロジェクト位置図

出典　世界の鉱業の趨勢 2022 チリ鉱業データ集（2022）

https://mric.jogmec.go.jp/wp-content/uploads/2023/03/trend2022_cl_data.pdf

独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）

1.2 提案事業の概要

チリ国にて AGC の CSP 用の高性能のガラスを採用した出力 3 MWe の 24 時間発電可能な蓄熱装置を有する CSP プラントの導入を想定している。集光設備としては、パラボリックトラフ型を想定している。

パラボリックトラフ型とは、曲面鏡を用いて、鏡の前に設置されたパイプに太陽光を集中させ、パイプ内を流れる液体（オイルなどの熱媒体）を加熱し、その熱で発電する発電方式である。パラボリックトラフ型は、光を線状に集光する曲面鏡と、その前に延びるパイプ、熱媒を循環させるポンプ、蒸気タービン、発電機、復水器などで構成される。各曲面鏡で反射された太陽光が、鏡の前を横切るパイプを加熱し、そこで加熱された熱媒が蒸気タービンに送られて水を蒸発させ、蒸気タービンを回すことにより、発電が行われる。蓄熱装置を用いて熱を蓄えておけば、夜間の発電も可能である。
また規模においては、チリでは 3MWe を超える場合は環境影響評価が必要となり、複雑な手続きと時間が要することが懸念されることから 3MWe とした。

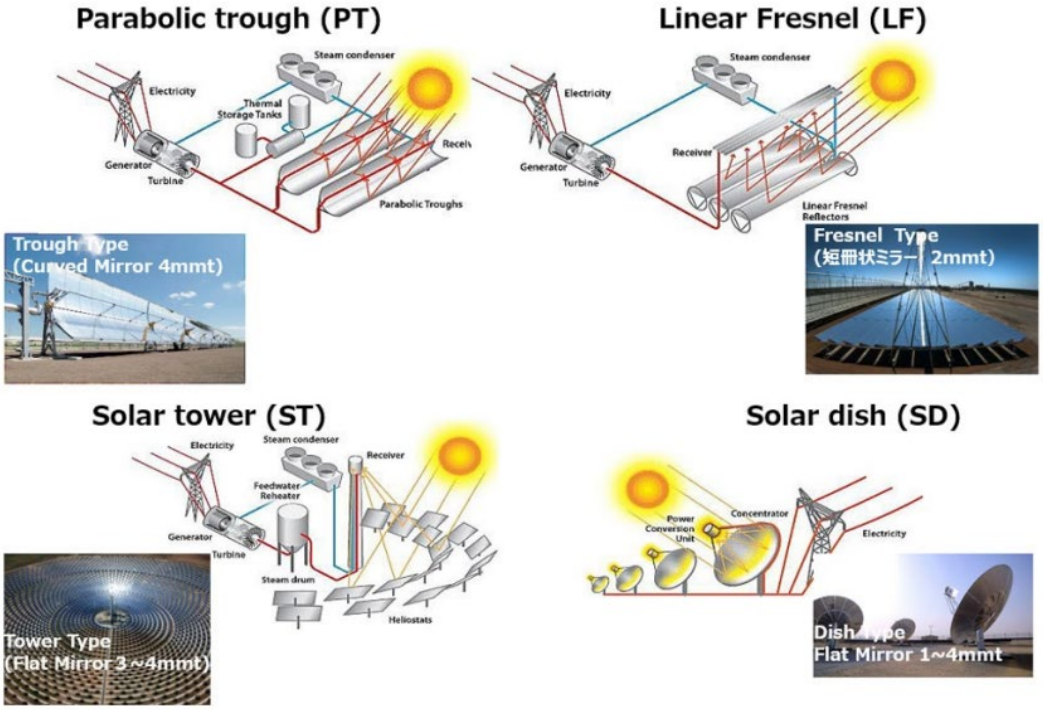


図 2 色々な集光型太陽熱利用設備
出典 NEDO 再生可能エネルギー技術白書 5 集光型太陽熱発電の技術の現状とロードマップ(2013 年)より



図 3 AGC が開発した薄型 CSP 用ガラスを使用したミラーを用いたパラボリックトラフ型用ファセット

ターゲットとなる市場はチリ国の最大の産業である鉱業における CSP となる。チリ国では図 1 に示すように多数の銅鉱山等が存在する。チリ国市場の動向としては、今後グリーンマイニングへの移行することを踏まえ、チリ国の特に北部における再生可能エネルギーの供給において必要不可欠な技術であると想定している。

チリ国での太陽熱設備に使用される高透過ガラスのシェアについては、チリ国は CSP を 2028 年に 1GW の導入を予定しているが、もともと AGC が 100%のシェアを持っていたこともあり、少なくとも過半数以上のシェアを取ることを見込んでいる。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

目的は下記の 7 つとなる。

①気候変動枠組み条約等に関連する政策・制度の動向
②集光型太陽熱発電に関連する社会経済状況、市場動向
③事業化及び JCM 化の課題と対応策
④集光型太陽熱発電導入による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討、JCM 方法論
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
⑥今後の課題と対応策
⑦Project Idea Note 案

について調査を実施する。これらに対して、

①鉱業での気候変動枠組み条約に関する政策の最新動向の分析(現地ニーズ等を含む)
②集光型太陽熱発電の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、特に石炭火力発電と集光型太陽熱発電はコスト的には同等を達成できるものの鉱業での実績がないのが課題であり、本 FS で実証への道筋を確実なものとしたい。また事業化に向けて EPC との面談も行う。
④集光型太陽熱発電導入による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定、JCM 方法論の作成
⑤相手国政府関係者等への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有の面談と理解
⑥調査によって得られた課題に対する対応策の作成
⑦Project Idea Note 案の作成

をアウトプットとする。チリの鉱山会社では集光型太陽熱発電の理解が乏しいと想定されるため、集光型太陽熱発電の長所等の理解を得て JCM 化への道筋をつける。

2. JCM FS 調査の実施体制

本 JCM FS の調査体制は下記の通りである。

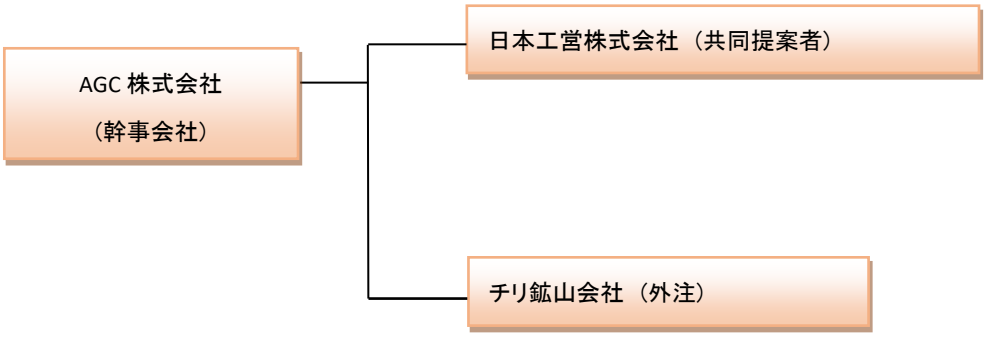


図 4 調査体制
出典：調査チーム作成

また、それぞれの責任と役割は下記の通りである。
AGC 株式会社(幹事会社)
・全体統括、報告書とりまとめ
・政策、制度の動向
・事業化、JCM 化検討
・相手国政府の理解
・課題に対する対応策
・PIN 案の作成

日本工営株式会社(共同提案者)
・政策、制度の動向
・GHG 排出削減量等算定

チリ鉱山会社(外注)
・現地コーディネート(現地におけるロジスティクス)

3. JCM FS 調査実施内容の概要とスケジュール

本 JCMFS では、下記の調査を実施した。

- 鉱業での気候変動枠組み条約に関する政策の最新動向の分析(現地ニーズ等を含む)
- 集光型太陽熱発電の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
- JCM プロジェクト化の課題と対応策の策定
- 集光型太陽熱発電導入による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定、JCM 方法論の作成
- 相手国政府関係者等への提案技術・製品や事業計画、課題や対応策等の共有の面談と理解
- 調査によって得られた課題に対する対応策の作成
- Project Idea Note 案の作成



図 5 JCM FS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成

表 1　JCM FS の渡航実績

年月日	訪問、面談先	主な目的
2024 年 8 月 28 日(水) ～ 2024 年 9 月 9 日（月）	チリ鉱山会社（8/29-30）	本 CSP FS プロジェクトの紹介、候補鉱山サイト訪問
	チリ国エネルギー省（9/2）	本 CSP　FS プロジェクトの紹介、JCM に関する議論
	チリ国鉱山省（9/2）	同上
	チリ国環境省（9/2）	同上
	在チリ日本国大使館（9/2）	同上
	MUFG チリ（9/3）	同上
	SMBC チリ（9/4）	同上
	JETRO (9/4)	同上
	チリ三菱商事（9/4）	同上
	GASCO (9/5)	本 CSP　FS プロジェクトの紹介、GASCO の現在の事業内容、CSP 技術への関心、潜在的な協力の可能性
	ACSP (9/6)	本 CSP　FS プロジェクトの紹介、意見交換
	JICA チリ支所（9/6）	同上
	アジアゲートウエイ(9/6)	民間 JCM に関する意見交換
	CORFO (9/6)	CSP 実証事業に向けた確認（MOU、共同融資のオプション、CSP＋PV＋BESS 技術等）
	CSP 発電所（12/9）	CSP 発電所見学

2024 年 12 月 8 日(日) ～ 2024 年 12 月 21 日（土）	CSP 研究施設（12/10）	CSP 研究施設見学
	Tewer 社（12/11）	CSP 技術動向、今後の展開に向けての意見交換
	CoxEnergy 社（12/11）	本 CSP　FS プロジェクトの紹介、意見交換
	AGC MOL 工場（12/13）	CSP 用ガラス製造工程見学 CSP 製品事業取り組み紹介
	チリ鉱山会社（12/16）	鉱山訪問
	JICA チリ支所（12/17）	今後の展開に向けての意見交換
	ACSP (12/18)	同上
	アジアゲートウエイ（12/18）	同上
	チリ三菱商事（12/19）	同上
	JCM セミナー（12/19）	本 JCM FS の紹介

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

チリにおいて関連する政策において CSP がどのように位置づけられているかについて確認した。CSP が最初に確認できるのは 2017 年に公表された長期エネルギー計画（PELP）2018-2022 であり、CSP は将来計画に含めるために研究すべき技術として言及された。その後の関係する政策的な動向として以下が挙げられる。2020 年には、気候変動枠組み法（LMCC）の草案が上院に提出された。この草案では、各省庁が独自のセクター別緩和・適応計画（PSMyA）を策定し、国家環境コミットメントとの整合性を確保することが義務付けられた。同年、チリは国家決定貢献（NDC）を更新した。2021 年には、新しい PELP 2023-2027 が発表され、チリのエネルギー戦略における CSP の役割がさらに前進した。セクター別緩和・適応計画（PSMyA）の草案が 2024 年末に発表された。

チリの CSP に関する政策枠組は、2018 年の PELP で初めて言及されて以来、大幅に進展した。2021 年の ECLP およびその後の 2023 年の PELP までに、CSP は国の再生可能エネルギー計画において有能な技術として着目されている。長時間の安定供給、慣性力の供給など、系統安定に資する CSP の特性は特に変動性再生可能エネルギーを補完しうるため、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するというチリの目標にとって不可欠なものとなっている。 気候変動枠組法は、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するための CSP の重要性をさらに強調し、最近の予備 PELP 報告書（2023-2027）は、国のエネルギーマトリックスにおける CSP の役割の増大に関する詳細な予測を提供している。今後、CSP は鉱業などの高エネルギー需要を持つセクターで重要な役割を果たし、チリがその野心的な気候目標を達成するのを助けることが期待されている。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

チリの最近 1 年、2023 年の第 4 四半期から 2024 年第 3 四半期の四半期ごとの実質 GDP 成長率は、前年同期比プラス（2024 年は、第 1 四半期 2.3%、第 2 四半期 1.6%、第 3 四半期 2.3%）で推移している。直近の需要項目別動向は内需については前年同期比 0.5%（ 寄与度 0.5%）である。消費は前年同期比 1 .8%（同 1 . 4%）。内訳は，民間 消費が同 1 . 0%，政府消費は同 5.3%。総固定資本形成は前年同期比 ▲0. 2% （寄与度 ▲0.0%）。内訳は，機械・設備投資が同 1. 2%，建設・住宅投資が同 ▲1 .1%。在庫品増加は寄与度▲0. 9%であった。

外需の寄与度は，1. 8%で、輸出は，前年同期比 6 .4%である。品目別では銅が同 8. 8% ， 鉱業品全体は同 8 . 2%となった。財全体では同 4 . 6%，農林水産品は同▲0. 9%となった。輸入は，同 1. 5%であった。

チリ中央銀行は 2024 年 9 月に発表した金融政策報告書で、2024 年通年の GDP 成長率は 2.25～2.75%になるとの予想を発表している（年初見通し 2.6%）。

銅工業に関しては、昨年の第 4 四半期に前年同期比▲4.3%を記録したものの、2024 年大第 1 四半期は同 4.8%、2024 年第 2 四半期は同 4.8%、2024 年第 3 四半期は同 4.5%であった。

CSP の市場は、2012 年に Antofagasta の銅鉱山に導入された事例、最近は、アタカマに、発電事業用に大規模な CSP 設備 Cerro Dominador 発電所（機器トラブルで停止、再立ち上げ中）の事例があるが定常的な市場は見られない。しかし、一方で、CSP の導入が増えている中国において、実力をつけてきた中国企業が展開先としてチリで活動を始めており、また、発電用途以外では北部を中心とした、水不足地域における脱塩水製造での集光型太陽熱利用設備の熱利用が検討、アピールされている。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

第一の課題は、最初の事業化の銅鉱山の選定である。候補としては、チリの鉱山会社が関係する 2 か所の銅鉱山のいずれかで行うことを検討している。一つは、既存鉱山サイトであり、もう一つは新規鉱山である。新規鉱山は、2026 年末に操業開始を目指す開発中の鉱山である。当初は、日射条件がよりよく、操業期間がより長い新規鉱山で、環境影響評価の政府手続きの簡易（DIA）になる 3MWe 未満のデモプラント設置を第一候補としているが、予定通りの鉱山の操業開始に向けての注力のためのリソース投入でリソースの余力に乏しく、また、追加施設の設置による政府関係手続等で鉱山開発への影響を回避することが前提条件として含まれている。そのため、既存鉱山の二つの候補地についても検討をしている。既存鉱山は、すでに開発当初の算定鉱量を超えているが、新規鉱脈の発見と開発により鉱量が増加し、引き続き操業可能と見積もられている。操業継続には銅価をはじめとする変動に影響されるため、新規の発電所投資には慎重にならざるを得ない。一方で、鉱山が鉱量枯渇しても、閉山業務や選鉱施設は他社の選鉱業務を請け負うなど、ある程度の電力需要が見込める可能性はある。なお、既存鉱山には、2 か所の候補地があり、1 か所は鉱区近傍で電力需要の大きい施設に直接電力配電供給可能であるが、敷地面積に制限がある。もう一方の尾鉱ダム（銅を採取した後の残鉱滓の廃棄場）は鉱区から離れており、敷地面積には制限がないものの、近傍施設である鉱滓脱水設備での電力需要が小さく、電力需要の多い鉱区までは送電線敷設や託送委託などが必要になる。

第二の課題は、事業化の進め方である。当初、最初の事業化では、NEDO の JCM 実証を活用して技術ショーケースとしてのプロジェクト化を第一に考えていたが、NEDO との事前相談（2024 年 10 月）の結果では、高性能 CSP ガラスのみでは、技術実証要素に乏しく、エネルギーを直接発生・コントロー

ルする技術を含めることが望ましいとの指摘を受け、技術実証要素の追加検討が必要となっている。第二の候補である、民間 JCM の活用では、鉱山会社の直接投資および投資会社を介して売電事業を行うスキームを検討した。鉱山会社の直接投資では、3MWe 未満の小規模プラントでは採算性が厳しい可能性があり、詳細な見積もり取得が必要である。投資会社に出資してもらい、鉱山会社が土地を貸与する形で採算性の良いより大きい発電プラント～8 MWe 程度もしくは、外部への売電を想定してさらに大きい発電施設～30MWe を建設して売電スキームを通じて回収するスキームは、投資会社からしては本事業のみでは投資規模が小さい点、大きくするにしてもすぐには系統接続許可取得の難易度が高い点、鉱山会社としてもサイト内に第 3 者企業施設を建設することについて保安上の懸念があることから検討、調整が必要である。

これらのみを踏まえ、NEDO 実証の応募要件への対応としては、発電に必要な水量が少ない有機ランキンサイクル（ORC）発電設備の導入を合わせて行うことで同時技術実証検討の可能性がないか検討をしている。これは、水の乏しいチリの鉱山の事情に合致することから、関係各者と協議を行っている。なお、チリへの ORC 設備の導入は近年、JCM の設備補助事業「マウレ州における 3.4MW もみ殻発電プロジェクト」で行われており、『発電に必要な水量が少ない有機ランキンサイクル技術を採用することで、近年チリで影響が懸念されている少雨に対する気候変動適応の面でも貢献する。』としている。ちなみにこれが南米最初の ORC 設備導入となっている。[1]

民間 JCM は、上記事情から鉱山会社が自社投資により行うスキームを優先して検討するため、鉱山会社での自社の電力ニーズ、本事業のコスト以外の効果を整理するとともに、チリで CSP の活動実績のあるスペインの EPC 業者にコンタクトをとり、見積を依頼している。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

近年、鉱業においては、EU の CBAM 対策などの面や、企業の ESG、SDG s 対応の見地から鉱業における低炭素化の流れがある。今回の調査では、多くの大手の銅鉱山はすでに、電力事業者と再エネ PPA（長期のグリーン電力契約）を結んでおり、また、少数であるが自家発電の再エネとして、PV、非集光型太陽熱発電を保有している鉱山があることが確認できた。CSP については、PT-CSP(10.5MW)＋TES 6.5hrs（The Minera El Tesoro 社　Antofagasta　1 か所）と限られており、自家発電 CSP による電力のグリーン化実績は需要は少ないほとんどない模様である。一方で、ミネラニッテツアタカマ鉱山社のような程度の比較的中小規模の小さい銅鉱山ではそのような対応はさらに限定的な傾向でが進んでおらず、また、すでに限られた水力、風力などの夜間のグリーン電力枠は大手鉱山が押さえている可能性があり CSP＋蓄熱の自家発電による 24 時間のグリーン電力需要は今後、出てくると考えられる。現在、チリの電力価格は上昇傾向であることから、昼夜間におけるグリーン電力の価格も上昇が予想される。

我々は、2024NREL Annual Technology Baseline (ATB)の CSP の Moderate2026 年のシナリオ(Class2, 115MWe グロス,10 時間蓄熱　OCC＝6061USD/KW）および Utility scale PV （Classs2, 100MWDC, OCC=1267USD/KW）＋Utility-Scale Battery(60MW, 10Hr、 OCC=3284USD/KW))を参考に、24 時間の自家発電供給を念頭に、CSP＋TES（蓄熱 16 時間）および PV＋リチウムイオン蓄電池（16 時間）の LCOE を概算した。 今回、十分に 24 時間供給ができること、蓄電池と時間を揃えることから 16 時

[1] 出典　https://gec.jp/jcm/jp/projects/19pro_chl_01/

間の蓄熱を想定したが、今回の調査では実運用上は過剰の可能性があるが、算定上は投資が大きくなる方向で、厳しい側なので採用している。

概算においては、検討対象地域の年間 DNI 値が、ATB 掲載の米国の事例地域（CSP Resource Class：Class2＝7.50-7.75kWh/m2/day）よりも 2－3 割程度高多い(9.8kWh/m2/day)ことから設備利用稼働率が高く見積もれること、規模は ATB の試算の 115MWe(グロス)規模よりも小さく、相対的に投資負担が大きくなるが、小規模向けの最新の技術（無線制御、軽量化による自立稼動など）低コスト化が見込めることから規模の因子は吸収できるとした。

我々は、2024NREL Annual Technology Baseline (ATB)を参考に、24 時間の自家発電供給を念頭に、CSP＋蓄熱設備（TES：蓄熱 16 時間）および PV＋リチウムイオン蓄電池（16 時間）の LCOE を概算した。

概算においては、検討対象地域の直達日射量（DNI＝Direct Normal Irradiation）値が、ATB の米国の事例 Class2 カテゴリよりも少なくとも 2－3 割程度多いことから設備利用率が高く見積もれること、一方、規模は ATB の試算の 115MWe（グロス）規模よりも小さく、相対的に投資負担が大きくなるが、小規模向けの最新の技術（無線制御、軽量化による自立稼動など）低コスト化が見込めることを考慮した。(詳細は、実際の見積による)

その結果、CSP＋蓄熱設備（蓄熱 16 時間）の LCOE は、PV＋リチウムイオン蓄電池（16 時間）や産業用の電力価格（買電）より低いことが示唆された。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

NEDO の JCM 実証への応募を検討するにあたり、チリにおける MOU のカウンターパートの確認を行った。

当初、我々は、チリにおける NEDO と同様の機関として CORFO（Corporación de Fomento de la Producción de Chile：チリ産業開発公社/生産開発機構）を考えていたが、エネルギー省、鉱山省との面談では、本事業の主旨である技術実証であれば、として、チリ研究支援機関の紹介を受けた。また、環境省との面談では、「NEDO と CORFO の間での覚書（MOU）について懸念がある。チリの規則では、このような協定を締結する権限を持つのは外務省だけであり、透明性を確保するための手続きが必要なため、締結までに 3〜4 ヶ月かかる。さらに、JCM メカニズムがチリの法律のパリ協定第 6 条に準拠するように更新されない限り、これらの主体間で締結された覚書は、炭素クレジットの所有権を明記しなければならない。これは、協定にチリの国際的な環境保護義務を反映させるために極めて重要である。第 6 条対応に関して日本の環境省からは明確な話は来ていない」との指摘を受けた。また、CORFO においては、適任者として（Regional Office Coquimbo, Technological Capability Division）の紹介を受けた。

また、事業化を行う鉱山会社とは、前述にある状況を踏まえた議論を行っている。民間 JCM なども見据え、単独での事業化も検討の中心になっていることから、社内での意思決定のための、投資算定のため、より確度の高い見積もりが必要となっている。そのため、鉱山会社にスペイン EPC 業者を紹介し、直接の会話を行うことを促している。特に、スペイン語ネイティブで意思疎通できることから適切と考えている。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

チリでは、NDC として 2030 年の排出量 95MtCO2e を掲げており、2030 年のエネルギーミックスにおいて再生可能エネルギー利用を 70%にすることを計画している。

銅鉱山の多い、アタカマ州周辺では、電力需要が多く、鉱山関係の電力需要の占める割合が多い、これに対して石炭、ガスの化石燃料の供給で 24 時間操業を支えている。

本 JCM プロジェクトにおいては、日本の高機能な CSP 設備と TES（蓄熱）システムで 24 時間供給可能なタービンを用いた安定電源を普及することにより、石炭、ガスの発電を置換することで、再生可能エネルギー利用率を高め、温室効果ガス排出の削減に貢献し、チリの NDC に貢献できる。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

GHG 排出削減は CSP の導入による、化石燃料を電力源に含むグリッド電力および/または自家発電電力の代替による温室効果ガス排出の削減としたによる。そこで方法論として、以下 2 つのアプローチでの検討を行った。1）発電による削減、2）熱電併給による削減。以下本節においては 1）として発電のみによる削減を説明した。6.1 の方法論案として、両案を添付している。

4.7.1. 方法論案の概要

適格性要件について、以下の要件を検討の上、提案した。

表 2 適格性要件

要件	概略	設定理由
1	プロジェクトによって、新規の CSP システムが導入され、電力のみを供給する。	本方法論においては、新規かつ電力のみとする。熱電併給型の案件については方法論を分けた方がより明瞭になり使いやすいものとなると考えたため。
2	導入される CSP システムの蓄熱設備によって、6 時間以上の電力供給がなされる。	「定置用蓄電システムの普及拡大策の検討に向けた調査（METI/MRI、2023）において、日本国内において「業務・産業用蓄電システムは 3h 以下が大半」、「太陽光発電併設の蓄電システムは 1h 容量未満が大半」などの記載がある。また海外事例においても、英国で長時間率として 4 時間以上等が用いられていることが示されている。チリにおける CSP 協会への聞き取りからも、4 時間程度までは蓄電池の優位性も発揮されるが、6 時間程度以上においては CSP システムが強いとのことであったため。
3	The mirror and collector of CSP system(s) are designed and installed in	IECの技術委員会でCSPについて議論を行っている専門家への聞き取りを行った。その結果、IEC62862を参考にすべきとのコメントを得た。またその際には、主要機器である鏡、

	accordance with IEC 62862.	コレクターに注目範囲を絞るのが良いとのコメントを受けたため。

4.7.2. 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、CSP システムからグリッドへの正味交流出力に、1）グリッドの保守的な排出係数、または 2）自家ディーゼル発電機の保守的な排出係数を掛け合わせて計算される。

リファレンス排出量の計算は承認方法論 CL_AM001　　Installation of Solar PV System (Ver2.0) を参考にして、令和 6 年度から令和 8 年度　二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（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）公募要領を参考にグリッドの排出係数を更新して作成した。

デフォルトの排出係数は、チリの地域グリッド（全国電力システム（SEN)、アイセンシステム、マガジャネスシステム）に対して保守的に設定される。排出係数は、2016-2018 年の各地域グリッドの最新の電力ミックスを反映した保守的なオペレーティングマージンに基づいて計算され、各化石燃料発電所の保守的な排出係数を参照して、純排出削減を確保する。各発電所の保守的な排出係数は、チリの発電所の熱効率に関する調査に基づいて、石炭火力発電所の場合は 0.826 tCO2/MWh、ガス火力発電所の場合は 0.364 tCO2/MWh と計算される。ディーゼル発電所の排出係数は、49%のデフォルト熱効率（出典：承認方法論 CL_AM001 Installation of Solar PV System (Ver2.0)）に基づいて 0.533 tCO2/MWh と計算され、これは世界の主要なディーゼル発電機の値を上回る効率レベルである。提案されたプロジェクト活動の CSP システムが、自家発電機に接続せずに地域グリッドに直接接続または内部グリッドを介して接続されている場合 (CSP ケース 1)、化石燃料発電所の排出係数を計算する際に、チリで現在運用されている発電所の中で最高の熱効率を使用して、LCMR リソースを含むオペレーティングマージンの値が適用される。この場合に適用される排出係数は、別添の方法論案のセクション I に「CSP ケース 1」として示されている。提案されたプロジェクト活動の CSP システムが、地域グリッドと自家発電機の両方に接続された内部グリッドに接続されている場合 (CSP ケース 2)、この方法論のセクション I に「CSP ケース 1」として示されている排出係数と、0.533 tCO2/MWh の保守的なディーゼル発電所の排出係数のうち、低い値が適用される。この場合に適用される排出係数は、この方法論のセクション I に「CSP ケース 2」として示されている。提案されたプロジェクト活動の CSP システムが、自家発電機にのみ接続された内部グリッドに接続されている場合（CSP ケース 3)、世界の主要なディーゼル発電機の値を上回る効率レベルである 49%の熱効率を適用して計算されたディーゼル発電機の排出係数 0.533 tCO2/MWh が適用される。各ケースに適用される排出係数は、この方法論のセクション I に示されている。

$$\mathrm{RE}_p = \sum_i \left(EG_{i,p} \times EF_{RE,i} \right)$$

RE p : 期間 p 中のリファレンス排出量［tCO2/p］

EG i,p : 期間 p 中にプロジェクト CSP システム i によって生成された電力の量(ネット）［MWh/p］

EF RE,i : プロジェクト CSP システム i の接続先に応じたリファレンス排出係数［tCO2/MWh］

4.7.3. 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計算は承認方法論 CL_AM001 Installation of Solar PV System (Ver2.0)を参考にして、ゼロとした。

PE p = 0
PE p : 期間 p 中のプロジェクト排出量［tCO2/p］

4.7.4. モニタリング方法案

排出削減はネット（正味）発電量を対象に行う。よって、電力量計を CSP システム内の適切な位置に設置する。自家消費分を発電量から賄う場合は、グリッドに送電する電力量をモニタリングすることになるが、システムの消費分を外部から調達する場合は、外部から得られる電力量もモニタリングし、送電分との差分をネット発電量として算出する必要がある。

4.7.5. 方法論案の課題

CSP の特長は太陽光発電では難しい夜間の発電を蓄熱することによって可能とすることである。チリは水力、太陽光、風力などの再エネ導入が進んでいるが、特に今回の調査で主要な CSP 導入ターゲットと考えている鉱山セクターが多く立地する北部は、太陽光の世界的な適地であり、日中の排出係数が低下している一方で、夜間の排出係数は下がっていない。そこで、CSP の効果を評価するためには時間別の排出係数の考え方を採用する必要がある。

本調査を通じ、チリエネルギー省から、近い将来、グリーン水素の炭素強度を明確にするため、今後時間別排出係数の算定と公表を行う方針であることを確認した。そこで、方法論の課題として、将来時間別排出係数が公表されることを踏まえ、時間別排出係数の考え方を導入しえた方法論を検討することが CSP による脱炭素効果を考えるうえで望ましい。

なお、時間別排出係数を導入した場合、上記で検討した方法論案に対し、リファレンス排出量は以下のようになる。

【時間別排出係数を導入した際のリファレンス排出量の計算式】

$$\mathrm{RE}_p = \sum_i \left(EG_{i,p,t} \times EF_{RE,t,i} \right)$$

RE_p : 期間 p 中のリファレンス排出量［tCO2/p］
$EG_{i,p,t}$: 期間 p 中の時間 t にプロジェクト CSP システム i によって生成された電力の量（ネット）［MWh/p］
$EF_{RE,t,i}$: プロジェクト CSP システム i の接続先に応じた基準時間 t 別の排出係数［tCO2/MWh］

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

GHG 排出削減量の試算は以下の条件にて行った。

・設備容量　3MWe

・年間発電量　設備利用率 75%想定で 19,713MWh

3MWe×24hr/日×365 日×0.75（設備利用率）=19,713MWh

リファレンス排出量：19,713 MWh/yr × 0.361 tCO_2/MWh = 7,116.39 tCO_2/yr

プロジェクト排出量：ゼロ

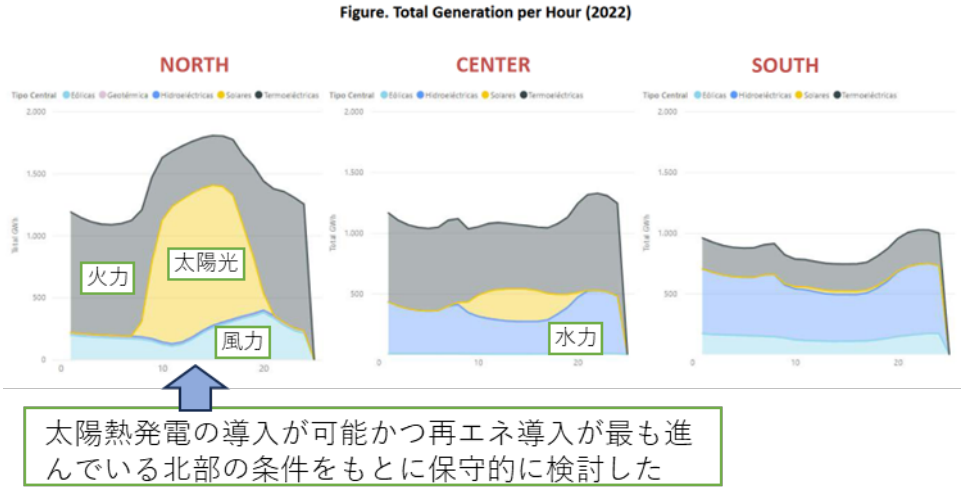
排出削減量：約 7,120 tCO_2/yr

NEDO JCM 実証事業を実施した場合、実証期間中に 1 年間稼働、フォローアップ期間中の 2 年間を合わせると、3 年間で約 21,360 tCO_2 の削減が期待される。

民間 JCM を実施した場合、10 年間のプロジェクト期間とすれば、約 71,200tCO_2 の削減が期待される。

時間別排出係数を導入した場合の削減量は、以下の通りとした。

時間別排出係数の想定：2022 年のデータとしてチリエネルギー省が公表している。発電量のデータをもとに計算を実施した。



出典：CHILE'S ACTION PLAN FOR POWER S ECTOR D ECARBONIZATION
https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/86636.pdf

2022 年時間別発電量のデータから、最も再エネ導入が進んでいる北部の条件で推定した時間別グリッド排出係数は、日中（太陽光が最大の時点）0.138tCO2/MWh、夜間 0.498tCO2/MWh であった。よって、蓄熱の設計に応じ、夜間のみ発電した場合（例えば、太陽熱エネルギーを日中 10%、夜間 90%で電力に転換した場合、排出削減量は約 9,100tCO2/yr となる。

19,713 MWh/yr x 10% x 0.138 tCO2/MWh +19,713 MWh/yr x 90% x 0.498 tCO2/MWh= 9,107.4 tCO2/yr

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

CSP 技術の導入による NDC 達成への貢献として、チリにおいて最も重要な産業の一つである鉱山セクターは、バリューチェーンの川下に気候変動対策に積極的な先端企業を有し、操業をグリーン化していくことが重要課題である。その際に安定電源や熱電併給を可能とする CSP 技術の貢献可能性は非常に大きい。また、チリ NDC が掲げる石炭火力の早期廃止に対する CSP の貢献も重要な観点である。変動型再エネでは賄えない安定かつ 24 時間の供給を可能とする CSP 技術は、カーボンニュートラルの早期達成に向けた野心の上積みに大きく貢献するものである。なお現状他に適用可能な技術としてはグリーン水素が挙げられているが、特にこれから 10 年を見た際に、技術の成熟度、コスト競争力の観点から現時点で CSP が優れていると考えており、一刻も早い実証の成功が望まれる。

なお、2020 年のチリの GHG 排出量の 17.6%（18.5 MtCO2e）を鉱山セクターが占めている。仮に 20 の鉱山が 9MWe の CSP を導入した場合、以下の通り年間約 43 万 tCO_2 の削減が期待できる。

・中小規模鉱山の一部に CSP を導入した場合の削減ポテンシャル：20 か所 x 7,120 tCO_2/yr x 3 (9MWe/3MWe) = 427,000 tCO_2/yr

チリ国内の業界団体 Generadoras de Chile の公表データ（https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile、2025 年 1 月確認）によると、2022 年時点で石炭火力発電は 4,332MW の設備容量と発電量 19,291GWh とある。これらを廃止し置き換えるためには変動性再エネだけではなく蓄電技術が不可欠であるが、CSP はそれを兼ね備える技術として適用可能性が高い。仮に設備容量の 2 割を置き換えたとしても、約 860MW であり、その削減ポテンシャルは 200 万 tCO_2 を超える。なおこの試算は方法論に基づきグリッド排出係数で計算しているが、実際には石炭火力を直接置き換えるため、より大きくなる。

・石炭火力の一部を CSP で置き換えた場合の削減ポテンシャル：4,332 MW× 20% x 7,120 tCO_2/yr / 3MW = 2,056,256 tCO_2/yr

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

チリの制度面としては、4.1 記載のように CSP は国の再生可能エネルギー計画において有能な技術として着目されている。気候変動枠組法は、2050 年までにカーボンニュートラルを達成するための CSP の重要性をさらに強調し、最近の予備 PELP 報告書（2023-2027）は、国のエネルギーマトリックスにおける CSP の役割の増大に関する詳細な予測を提供している。

また、鉱業セクター気候変動計画（PSCC 2024）でも太陽熱システムを取り上げており、太陽熱システムは鉱業部門におけるエネルギー集約的な活動を変革する上で極めて重要と位置付けられている。PSCC は、長期的な気候変動目標を達成するための産業界と政府の協力に焦点を当て、太陽熱システムプロジェクト実施のための 2025 年から 2050 年までのスケジュールを概説している。また、大規模鉱業における太陽熱技術の展開を促進するため、パイロットプロジェクトや鉱業安全基準の規制見直しも提案されている。

さらに PSCC は、エネルギー効率を改善し、化石燃料への依存をさらに減らすために、太陽熱システムと、水素やプロセスの電化といった他の再生可能技術との相乗効果の可能性を探っている。これらの対策は、チリの気候変動目標を達成するために不可欠であり、同計画は、中規模・大規模鉱山事業における太陽熱システム導入を支援するための技術開発と気候変動資金の必要性を強調している。

以上の通り、制度面としては、鉱業における CSP の普及はチリの制度面では齟齬がないと考えられる。

また、社会経済環境においては、直近では経済環境は厳しさが出ているものの、チリの基幹産業である銅鉱業は世界のグリーン化の流れ、上述の制度面もあり大手はすでに電力のグリーン化や設備機器の電動化に動いており、今後、中小も GHG 排出削減のため、電力のグリーン化の方向に動くと考えられる、一方、系統の電力コスト上昇でグリーン電力の高騰も考えられることから、大手ほど交渉力のない中小鉱山は、自前の安定なグリーン電源確保に動くことが予想される。

本事業では、鉱業への CSP 普及のため 3 MWe の CSP デモンストレーション設備を念頭に NEDO JCM 実証と民間 JCM の両方のいずれかを出口として検討を進めていた。

JCM 実証においては、事前の実証前調査の相談においてガラス/ミラーは CSP における素材、部材であり、ガラス/ミラーのみでは技術実証要素として不十分であり応募資格としては不十分との指摘を受けた。

応募に際しては、直接エネルギーを生成する技術（発電部のタービンや発電機)、エネルギーを直接コントロールする技術（エネルギーマネジメントシステムなど）や省エネ技術（ポンプなど）と組み合わせて、当該技術を有する会社が幹事法人として応募する必要があるとのことであった。

そのため、直接エネルギーを生成に関与する技術として、チリで普及事例が 1 例しかない、有機ランキンサイクル（ORC）発電設備の導入検討を合わせて行うことで同時技術実証の可能性がないか検討をしている。これは、水の乏しいチリの鉱山の事情に合致することから今後の継続的な運用に有利と考えられ、また、候補地域の過酷な気象条件（気温の日較差が大きいなど）技術検証要素を含んでおり、当該技術を有する企業の関係者と協議を行っている。なお、チリへの ORC 設備の導入は近年、JCM の設備補助事業「マウレ州における 3.4MW もみ殻発電プロジェクト」で行われており、『発電に必要な水量が少ない有機ランキンサイクル技術を採用することで、近年チリで影響が懸念されている少雨に対する気候変動適応の面でも貢献する。』としている。ちなみにこれが南米最初の ORC 設備導入となっている。

また、今回の調査では、溶融塩の循環のためのポンプのエネルギー消費が大きく、過酷な条件で稼働する必要があり改善の余地がありそうであった。そこでこれらの課題解決のための省エネ、高耐久のポンプ関連の日本の技術がないか探索を検討している。

民間 JCM としては、鉱山会社が自社投資により行うスキームを優先して検討するため、自社の電力ニーズ、本事業のコスト以外の効果を整理するとともに、チリで CSP の EPC 活動実績のあるスペインの EPC 業者にコンタクトして見積を依頼している。

この際、3 MWe 規模よりも 8－10MWe 出力の方が、規模、利用機器の汎用性、入手性の観点から投資効率が良いとの意見があることから自社の電力ニーズを踏まえて検討を行っている。しかしながら、3 MWe を超えた場合には、環境影響評価に時間を要するため、新規鉱山の操業（2026 年）と同時期の立ち上げを志向した場合には間に合わない可能性があることから、上記の見積取得を踏まえて総合的な判断を行うこととしている。

また、民間 JCM として投資会社と協働した出口戦略を検討したが、鉱山会社の意向（保安上の懸念など)、や投資会社の希望する投資規模感と合致しないことから今回での検討は見送り、将来的に規模の大きな CSP 導入あるいは小規模の CSP の複数導入などの案件を想定し、鉱山各社の意向を精査して行うべき内容とした。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案（CSP ケース 1）

CSP の導入による、化石燃料を電力源に含むグリッド電力および/または自家発電電力の代替による温室効果ガス排出の削減に関する方法論案は以下の通り。

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	

Form for submitting the proposed methodology

Host Country	The Republic of Chile
Name of the methodology proponents submitting this form	AGC Inc. / Nippon Koei Co., Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	1. Energy industries (renewable - / non-renewable sources)
Title of the proposed methodology, and version number	Installation of Concentrated Solar Power System for Electricity Generation, Version 01.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	07/02/2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
01.0	07/02/ 2025	First edition

A. Title of the methodology

Installation of Concentrated Solar Power System for Electricity Generation, Version 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Concentrated Solar Power (CSP) System	An electricity generation system which converts sunlight into electricity by the use of thermal energy concentrated by the mirrors. There are four major types of CSP, 1) Parabolic Trough, 2) Linear Fresnel, 3) Solar Tower, and 4) Solar Dish. To extend the power generation time, CSP system includes thermal storage tank(s).

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity using fossil fuel as power source by installation and operation of the concentrated solar power system(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the AC output of the CSP system(s) 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 CSP system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the project CSP system(s)

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project newly installs CSP system(s) which will supply only electricity.
Criterion 2	The thermal storage of the installed CSP system is designed to supply energy for more than 6 hours.
Criterion 3	The mirror and collector of CSP system(s) are designed and installed in accordance with IEC 62862.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid and/or captive electricity	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from CSP system(s)	N/A

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

The default emission factor is set in a conservative manner for the Chilean regional grids: the National Electricity System (SEN), the Aysén system, and the Magallanes system.

The emission factor is calculated based on the conservative operating margin that reflects on the latest electricity mix including low cost/must run resources for each regional grid in Chile during 2016-2018 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 is calculated to be 0.826 tCO_2/MWh for coal-fired power plant and 0.364 tCO_2/MWh for gas-fired power plant based on the survey on heat efficiency of power plant in Chile. The emission factor for diesel power plant is calculated to be 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 the CSP system(s) in a proposed project activity is directly connected or connected via an internal grid, not connecting to a captive power generator, to a regional grid (CSP Case 1), the value of operating margin including LCMR resources, using the best heat efficiency among currently operational plants in Chile in calculating emission factors of fossil fuel power plants, is applied. The emission factors to be applied in this case are shown as "CSP Case 1" in section I of this methodology.

In the case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a regional grid and a captive power generator (CSP Case 2), the lower value between emission factors shown as "CSP Case 1" in section I of this methodology and the conservative emission factor of diesel-fired power plant of 0.533 tCO_2/MWh is applied. The emission factors to be applied in this case are shown as "CSP Case 2" in section I of this methodology.

In the case that the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid only connecting to a captive power generator (CSP Case 3), the emission factor of a diesel generator calculated by applying the heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel generator, which is set to 0.533 tCO_2/MWh, is applied.

The emission factors to be applied in each case are shown in Section I. Data and parameters fixed ex ante of this methodology.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i \left(NEG_{i,p} \times EF_{RE,i}\right)$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$NEG_{i,p}$: Quantity of the net electricity generated by the project CSP system i during the period p [MWh/p]
$EF_{RE,i}$: Reference emission factor of the project CSP system i [tCO_2/MWh]

$NEG_{i,p}$ is a difference between amount of gross generated electricity and amount of electricity consumed by a project CSP system(s) (e.g., building, plant, etc.) during the period p.

G. Calculation of project emissions

$PE_p = 0$
PE_p : Project emissions during the period p [tCO2/p]

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$
$$= RE_p$$

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. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	Reference emission factor of the regional grid and/or captive power generator which is displaced by the project CSP system *i*. The value for $EF_{RE,i}$ is selected from the list of emission factors in the following manner: CSP Case 1: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to a regional grid including through internal grid which is not connected to a captive power generator, $EF_{RE,i}$ is set as follows per the connected regional grid: Regional grid name: Emission factor for CSP Case 1: SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh CSP Case 2: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connected to both a regional grid and a captive power generator, $EF_{RE,i}$ is set as follows per the connected regional grid: Regional grid name: Emission factor for CSP Case 2: SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh PV Case 3: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, $EF_{RE,i}$ is set at 0.533 tCO_2/MWh.	$EF_{RE,i}$

7.2. JCM 方法論案（CSP ケース 2）

CSP の導入による、化石燃料を電力源に含むグリッド電力および/または自家発電電力の代替および化石燃料由来の熱供給による温室効果ガス排出の削減に関する方法論案は以下の通り

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

A. Title of the methodology

Installation of Concentrated Solar Power System to Supply Electricity and Heat, Version 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Concentrated Solar Power Cogeneration System (CSP-CGS)	An electricity and heat generation system which converts sunlight into electricity by the use of thermal energy concentrated by the mirrors. There are four major types of CSP, 1) Parabolic Trough, 2) Linear Fresnel, 3) Solar Tower, and 4) Solar Dish. To extend the power generation time, CSP system includes thermal storage tank(s).
Recipient Facility	A cluster of buildings and/or plants (or building/plant itself) to which electricity and heat generated by CSP-CGS are supplied.
Boiler Efficiency	Net quantity of heat generated per quantity of energy contained in fuel fired in the boiler.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Electricity and heat generated by a CSP-CGS installed in a project site substitute all or part of grid and/or captive electricity as well as heat, which leads to efficient energy use of recipient facility(ies) and in turn GHG emission reductions.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are GHG emissions from the use of grid and/or captive electricity and heat generated by a reference boiler, which are calculated based on: the amount of electricity consumed by the recipient facility(ies) which is generated by the CSP-CGS; the amount of heat consumed by the recipient facility(ies) which is

	generated by the CSP-CGS; GHG emission factors for consumed electricity in the recipient facility(ies); reference boiler efficiency and fossil fuel consumed by the reference boiler.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the CSP-CGS system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	Amount of electricity consumed by the recipient facility(ies) which is generated by the CSP-CGS and amount of heat consumed by the recipient facility(ies) which is generated by the CSP-CGS.

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project newly installs CSP-CGS system(s) which will supply both electricity and heat.
Criterion 2	The electricity and heat generated by the installed CSP-CGS system(s) will be consumed by the Recipient Facility(ies).
Criterion 3	The mirror and collector of CSP-CGS system(s) are designed and installed in accordance with IEC 62862.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid and/or captive electricity	CO2
Consumption of fossil fuel to generate heat	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from CSP-CGS system(s)	N/A
Generation of heat from CSP-CGS system(s)	N/A

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated based on: the amount of electricity generated by the CSP-CGS and consumed by the recipient facility(ies); the amount of heat generated by the CSP-CGS and consumed by the recipient facility(ies); reference boiler efficiency; and CO_2 emission factors for consumed electricity in the recipient facility(ies) and fossil fuel consumed by the reference boiler.

The default CO_2 emission factor is set in a conservative manner for the Chilean regional grids: the National Electricity System (SEN), the Aysén system, and the Magallanes system.
A default value for the reference boiler efficiency is conservatively set to XY [%] taking the highest value among those products sold in Chile, so as to ensure net emission reductions.

The emission factor is calculated based on the conservative operating margin that reflects on the latest electricity mix including low cost/must run resources for each regional grid in Chile during 2016-2018 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 is calculated to be 0.826 tCO_2/MWh for coal-fired power plant and 0.364 tCO_2/MWh for gas-fired power plant based on the survey on heat efficiency of power plant in Chile. The emission factor for diesel power plant is calculated to be 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 the CSP-CGS system(s) in a proposed project activity is directly connected or connected via an internal grid, not connecting to a captive power generator, to a regional grid (CSP Case 1), the value of operating margin including LCMR resources, using the best heat efficiency among currently operational plants in Chile in calculating emission factors of fossil fuel power plants, is applied. The emission factors to be applied in this case are shown as "CSP Case 1" in section I of this methodology.

In the case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a regional grid and a captive power generator (CSP Case 2), the lower value between emission factors shown as "CSP Case 1" in section I of this methodology and the conservative emission factor of diesel-fired power plant of 0.533 tCO_2/MWh is applied. The emission factors to be applied in this case are shown as "CSP Case 2" in section I of this methodology.

In the case that the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid only connecting to a captive power generator (CSP Case 3), the emission factor of a diesel generator calculated by applying the heat efficiency of 49%, an efficiency level which is above the value of the world's leading diesel generator, which is set to 0.533 tCO_2/MWh, is applied.

The emission factors to be applied in each case are shown in Section I. Data and parameters fixed ex ante of this methodology.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i (NEC_{i,p} \times EF_{RE,i}) + \sum_i HC_{i,p} \times \frac{100}{\eta_{RE}} \times EF_{fuel,RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$NEC_{i,p}$: Quantity of the net electricity consumed by the recipient facility I during the period p [MWh/p]
$EF_{RE,i}$: Reference emission factor of the project CSP system i [tCO_2/MWh]
$HC_{i,p}$: Amount of heat consumed by the recipient facility i which is generated by the CGS during the period p [GJ/p]
η_{RE} : Reference boiler efficiency [%]
$EF_{fuel,RE}$: CO_2 emission factor for fossil fuel consumed by the reference boiler [tCO_2/GJ]

$NEG_{i,p}$ is a difference between amount of gross generated electricity and amount of electricity consumed by a project CSP system(s) (e.g., building, plant, etc.) during the period p.

G. Calculation of project emissions

$PE_p = 0$
PE_p : Project emissions during the period p [tCO2/p]

H. Calculation of emissions reductions

$ER_p = RE_p - PE_p$
$= RE_p$

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. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	Reference emission factor of the regional grid and/or captive power generator which is displaced by the project CSP system i.	The default emission factor is obtained from a study of electricity systems in Chile and the most efficient diesel

	The value for $EF_{RE,i}$ is selected from the list of emission factors in the following manner: CSP Case 1: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to a regional grid including through internal grid which is not connected to a captive power generator, $EF_{RE,i}$ is set as follows per the connected regional grid: Regional grid name: Emission factor for CSP Case 1: SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh CSP Case 2: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connected to both a regional grid and a captive power generator, $EF_{RE,i}$ is set as follows per the connected regional grid: Regional grid name: Emission factor for CSP Case 2: SEN (National System) 0.361 tCO_2/MWh Aysén System 0.214 tCO_2/MWh Magallanes System 0.348 tCO_2/MWh PV Case 3: In case the CSP system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, $EF_{RE,i}$ is set at 0.533 tCO_2/MWh.	power generator (49% heat efficiency). The default value is revised if deemed necessary by the JC.
η_{RE}	Reference boiler efficiency. Default value is set to XY [%].	Value to be derived from the result of survey. The default value, XY [%], should be revised if necessary.
$EF_{fuel,RE}$	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) values provided by fuel supplier; b) measurement by the project participants; c) regional or national default values; or

		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.

6.3 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：チリにおける鉱業での集光型太陽熱発電導入に関する JCM 実現可能性調査調査報告書

委託事業名：令和 6 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）

6

受注事業者名：AGC 株式会社

頁	図表番号	タイトル
299	図 1	チリ非鉄金属鉱山・プロジェクト位置図
300	図 2	色々な太陽熱利用設備
300	図 3	AGC が開発した薄型 CSP 用ガラスを使用したミラーを用いたパラボリックトラフ型用ファセット
302	図 4	調査体制
303	図 5	調査スケジュール
303	表 1	JCM FS の渡航実績
308	表 2	適格性要件

添付 2.3. 株式会社 NTT ドコモ

事業名： フィリピンにおける無線基地局へのソーラーパネルと蓄電池の設置及び最適電力制御技術に関する JCM 実現可能性調査

実施者: 株式会社 NTT ドコモ

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

フィリピン共和国では、経済成長と人口増加に伴いエネルギー需要が年々増加している。一方で、エネルギー供給の約 70%を化石燃料に依存しており（出典：フィリピンエネルギー省エネルギー統計 2022)、温室効果ガス（GHG）排出量の削減が重要な課題となっている。また、電力インフラが不十分な地方や遠隔地では、安定した電力供給が困難であり、通信インフラの運用にも支障が出ている。このような状況下で、持続可能なエネルギー供給体制の構築が急務となっている。

フィリピン政府は「ナショナル・リニューアブル・エネルギー・プログラム（NREP）2020-2040」を策定し、2040 年までに再生可能エネルギーの導入比率を 50%に引き上げる目標を掲げている（出典：NREP 2020-2040)。再生可能エネルギーの導入拡大は、エネルギー供給の安定化と同時に、GHG 排出量の削減にも大きく貢献することが期待されている。しかし、その実現には、現地の自然環境やインフラ条件に適した技術の導入と、運用コストの最適化が不可欠である。

一方で、フィリピン最大手の通信会社である PLDT 社は、通信インフラの安定運用を目指しているが、特に地方部では電力供給の不安定さが課題となっている。非常用発電機に頼る運用が多く、燃料コストの上昇や GHG 排出量の増大が懸念されている。例えば、非常用発電機に使用されるディーゼル燃料は 2022 年時点で 1 リットルあたり平均 1 米ドルに達し（出典：IEA Energy Prices Report 2022)、年間の GHG 排出量は 1 台あたり約 3.5 トンと推定されている（出典：IPCC 排出係数ガイドライン)。こうした背景から、無線基地局における再生可能エネルギーの導入と効率的な電力管理は、PLDT 社にとっても重要な課題である。

本調査は、これらの課題を解決するため、ソーラーパネルと蓄電池を組み合わせた再生可能エネルギーシステムを無線基地局に導入する可能性を検討するものである。初期段階では、現地視察を通じて自然環境や運用条件を確認し、技術の適用可能性を評価した。また、現地の法規制や関連制度について調査し、システムの導入に向けた課題を明確化した。その後、天候や電力需要に応じた最適な電力制御システムを設計し、安定的かつ効率的なエネルギー運用を実現することを目指す。

この取り組みにより、無線基地局の運用コストの削減と GHG 排出量の大幅な削減が期待されるとともに、フィリピン政府の再生可能エネルギー政策の推進に貢献する。さらに、持続可能なエネルギーソリューションの提案を通じて、フィリピン全体のインフラ強化と脱炭素化の実現を支援することが本調査の目標である。

本提案事業は、フィリピン共和国の通信用無線基地局において、ソーラーパネルと蓄電池を導入することで脱炭素化を実現し、温室効果ガス（GHG）排出削減と電力供給の安定化を図るものである。フィージビリティスタディ（FS）を通じて技術適用の可能性を検証し、FS 終了後は事業化および JCM（Joint Crediting Mechanism）プロジェクト化を目指している。

導入する主な低炭素型対策・技術は以下の通りである。

① ソーラーパネルの設置

無線基地局にソーラーパネルを導入し、昼間の太陽光発電によって商用電力またはディーゼル発電への依存を削減する。オングリッド基地局では、ソーラーパネルによる発電を優先的に活用し、不足分を商用電力で補うことで、電力コストの削減 CO_2排出量の低減を実現する。一方、オフグリッド基地局では、ディーゼル発電機が主電源となるが、日中の太陽光発電によってその稼働時間を短縮し、燃料消費量と運用コストの削減を図る。特に、電力供給が不安定な地方部においては、太陽光発電と蓄電池を組み合わせることで、より持続的で安定した電力供給を確保する。基地局の敷地内を活用することで、追加の土地取得コストを抑えつつ効率的なエネルギー供給が可能となる。

② 蓄電池の導入

蓄電池を併設し、昼間に発電された電力を蓄えることで夜間や災害時に電力を供給する。これにより、非常用発電機への依存を大幅に削減し、燃料費の節約および GHG 排出量の削減を実現する。蓄電池システムは、電力需要に応じた充放電の最適制御を行うことでエネルギー効率を向上させる。

③ 電力管理システム（EMS：Energy Management System）

気象データや電力消費データをもとに、電力需要と供給を最適に制御するシステムを導入する。EMS により、再生可能エネルギーの活用率を最大化し、エネルギー運用の効率化と運用コストの削減を実現する。

本事業は、FS 終了後の事業化においてフィリピン政府が掲げる「NREP　2020-2040」の目標達成に寄与し、2040 年までに再生可能エネルギー比率を 50%に引き上げる取組を支援する。また、JCM プロジェクトとして実現することで、削減した GHG 排出量を日本とフィリピンの双方でクレジット化し、国際的な脱炭素化への貢献も期待される。

さらに、本事業は日本国内で既に展開されている「グリーン基地局」の成功事例を活用する。弊社が国内で構築したグリーン基地局は、ソーラーパネルとリチウムイオン蓄電池を活用し、商用電力への依存を低減する技術である。特に、SEG-B（Smart Energy Gateway for Base station）は、太陽光発電の直流電力を効率的に蓄電池に貯めることで、エネルギー損失を約 10%削減可能である。また、災害時には最大 3 日間の電力供給を目指した信頼性の高いエネルギー管理システムを備えている。全国 273 局に展開される日本国内のグリーン基地局では、合計 2,000kW の発電能力を持ち、家庭 1,000 軒分に相当する再生可能エネルギーを活用している。これらの技術をフィリピンに適用することで、持続可能なエネルギーインフラの構築に貢献する。

また、PLDT 社およびその子会社 SMART 社との連携を通じて、フィリピン国内での再生可能エネルギー技術の実証実験を実施した。具体的には、ソーラーパネル（PV）の設置による発電能力の評価、蓄

電池の最適制御による電力供給の安定化、および日本からの遠隔監視システムを活用したエネルギーマネジメントの実証を行った。この結果を踏まえ、次に地方部や過疎地における電力供給の安定性向上とGHG 排出削減効果の検証を行う計画である。さらに、これらの連携を基盤に、東南アジア全体での再生可能エネルギー技術の展開を目指す。これらの取組は、地域ごとの課題に対応したソリューションを提供し、持続可能な未来の実現に向けた国際的なモデルとなることが期待される。

1.3. JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本 JCM FS 調査の目的は、フィリピン共和国の通信用無線基地局において、再生可能エネルギー技術を導入し、持続可能な電力供給と脱炭素化を実現するための技術的・経済的な実現可能性を評価することである。本調査を通じて、以下のアウトプットを目指す。

① 技術的適用可能性の評価
ソーラーパネルおよび蓄電池を無線基地局に導入することによる電力供給安定化と GHG 排出削減の効果を検証する。現地の自然環境や気象条件、既存の電力インフラを考慮し、最適なシステム設計を行う。

② 経済性および運用コストの分析
システム導入にかかる初期費用や運用維持コストを明確化し、既存の商用電力や非常用発電機に依存する場合とのコスト比較を行う。さらに、導入後のコスト削減率や回収期間（ROI）を算出し、長期的な経済性を検証する。

③ GHG 排出削減効果の算定
導入したグリーン基地局技術が、年間でどの程度の GHG 排出削減を実現するかを算定する。例えば、ディーゼル発電機を基準とした場合のデータを用い、削減効果を定量的に示す。これにより、フィリピン政府の脱炭素化目標および JCM プロジェクトへの貢献度を評価する。

④ 事業化および JCM プロジェクト化の提案
FS 調査結果を基に、事業化および JCM プロジェクト化に向けた具体的な計画を策定する。これには、PLDT 社との連携を基盤に、インドネシアの通信オペレーターとの協力を加えることで、東南アジア全体への再生可能エネルギー技術の展開を目指す。また、無線基地局への再生可能エネルギー導入拡大に向けた包括的なロードマップを提案する。さらに、JCM クレジットの活用により、日本とフィリピン、インドネシアを含む東南アジア全域の経済的利益を最大化する方策を明確化する。

2. JCM FS 調査の実施体制

本プロジェクトの実施体制は、株式会社 NTT ドコモクロステック開発部エネルギー技術開発担当の岩永充生、中村祐喜、外山裕太、肖俊良の 4 名に加え、弊社フィリピン支店の高林健一を含む 5 名体制で構成されている。

また、フィリピンの大手通信事業者である PLDT 社およびその子会社 SMART 社と連携し、技術導入および実証実験を共同で実施した。PLDT 社および SMART 社は、対象基地局の選定、運用環境の提供、ならびに現地での対応を担当し、NTT ドコモは技術設計、システム最適化、および遠隔監視技術の評価を担当する。

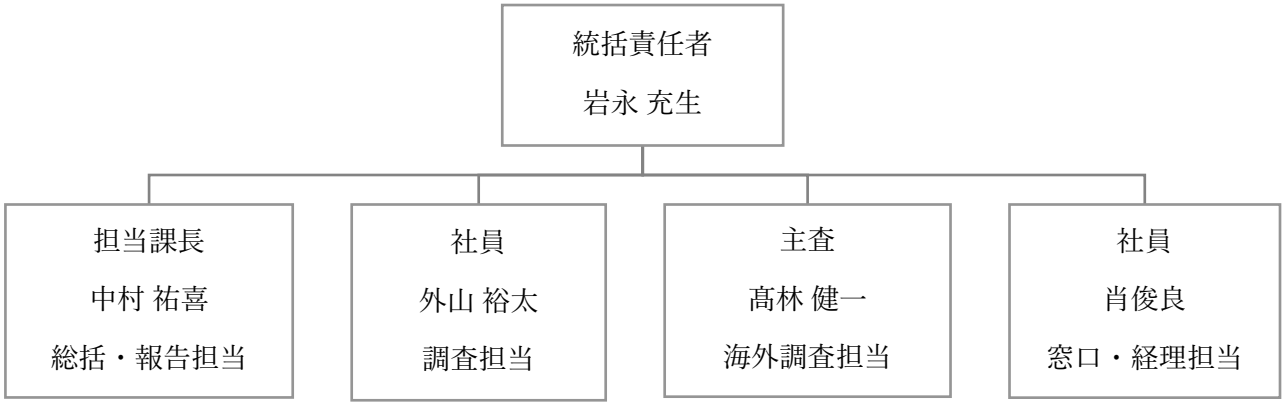


図 1　JCMFS 調査実施体制図
出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査委実施内容の概要

本調査では、無線基地局における再生可能エネルギー導入の可能性を明らかにするため、以下の内容を実施した。

まず、フィリピン国内の対象候補地であるセブのビバリーヒルズ（Beverly Hills）およびマニラのセルバンテス(Cervantes)において現地視察を行い、基地局の運用状況、自然環境、日照条件、および電力供給の現状を調査した。さらに、基地局における電力配分と消費電力を明確にし、電力需要と供給の状況を把握した。また、現地で測量を実施し、ソーラーパネル（PV）の設置可能性、具体的な寸法やスペースの確認を行った。これにより、システム導入の実現性を支える根拠となるデータを収集した。

次に、収集したデータを基にソーラーパネルおよび蓄電池の技術適用可能性を評価した。現地の気象条件や電力需要に適合するソーラーパネル、蓄電池及び制御装置等を提案した。また、技術的な導入課題を明確化し、法規制や関連制度、物品および技術の輸出入に関する法律についても調査を行い、システム導入に必要な手続きや障壁を整理した。

さらに、システム導入の経済性について評価を実施した。初期導入費用、運用維持コスト、現状維持とのコスト比較を行い、再生可能エネルギー導入による経済的メリットを算出したことで、投資対効果を明確に示すことができた。これらの調査を通じて、導入後の年間 GHG 排出削減量を算定し、フィリピン政府の脱炭素化目標および JCM プロジェクトとしてのクレジット創出への貢献度を評価した。最終的に、調査結果を基に事業化および JCM プロジェクト化に向けたロードマップを策定し、PLDT 社と連携して具体的な実施体制を構築した。

本調査により、無線基地局への再生可能エネルギー導入の実現可能性を明確にし、JCM プロジェクト化することが可能であることを示した。

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下のとおりである。

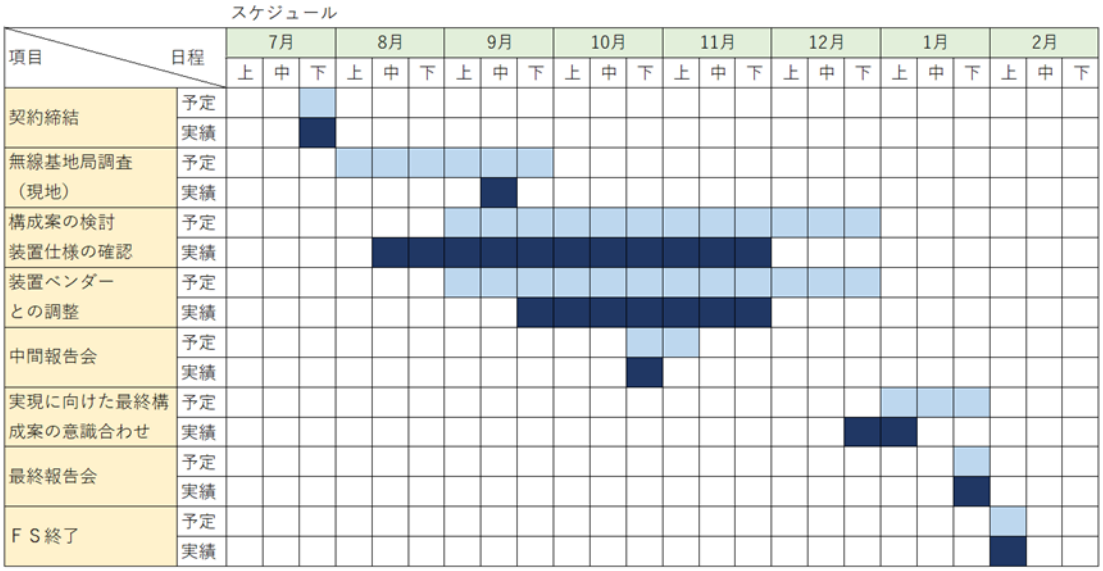


図 2 JCMFS 調査スケジュール
出典：調査チーム作成

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は以下のとおり。

表 1　FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2024 年 9 月 17 日（月）～ 2024 年 9 月 21 日（金）	PLDT 社	ドコモの技術導入に向けて、地権者への説明や法規制の確認といった大きな順序の確認ができた。 これについては日本国内でも同様の順序であった。今後の技術導入に向けた構成案を検討し、提案する方針となった。
2024 年 12 月 8 日（日）～ 2024 年 12 月 11 日（水）	PLDT 社	PoC 実施に関する確認及び将来フィリピンにおけるグリーン基地局の拡大について合意を得た。
	MG EXEO	現地の設計・施工に関するコンサルティングを実施した。

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

フィリピン政府は、エネルギー供給の安定化と温室効果ガス（GHG）排出削減を両立するため、複数の政策・制度を展開している。近年では「エネルギー効率・保全法（Republic Act 11285）」（2019 年施行）に基づき、産業・商業部門におけるエネルギー利用効率の向上が義務付けられており、エネルギー管理システムの導入が加速している（出典：DOE Energy Efficiency and Conservation）。

さらに、2022 年に発表の「グリーンエネルギーオークションプログラム」では、再生可能エネルギー電力供給の拡大を目的とし、競争的なオークションを通じて再生可能エネルギー供給事業者を選定する仕組みである（出典：DOE GEAP Guidelines）。これにより、太陽光発電や風力発電などの導入が加速しており、2030 年までに再生可能エネルギー比率を 35%、2040 年には 50%に引き上げる目標が再確認されている。

また、フィリピン政府はエネルギー貯蔵システム（ESS）の導入を奨励しており、エネルギー供給のピークシフトや再生可能エネルギーの安定利用に貢献する技術として注目されている。特に 2023 年には、エネルギー省が ESS に対する投資促進策を強化する方針を打ち出し、再生可能エネルギーの普及と電力供給の安定化に一層の弾みがついている（出典：DOE ESS Policy 2023）。

国際的な枠組みとしては、フィリピンはパリ協定に基づく NDC を掲げており、2030 年までに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。この達成に向けて、JCM の活用が進められており、日本との協力を通じて低炭素技術の導入と普及が図られている。

これらの政策動向は、本調査で対象とするソーラーパネルおよび蓄電池の導入と関連しており、フィリピン政府の支援制度や新たな政策の活用を通じて、プロジェクトの実現性が高まるとともに、持続可能なエネルギー基盤の構築が促進されると考えられる。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

フィリピンの社会経済環境および市場動向は、再生可能エネルギー導入を中心に、持続可能な開発と脱炭素化の推進が重要な課題として浮上している。政府の強力な政策支援と民間主導の取り組みが相まって、エネルギーセクターおよび関連産業全体にわたる変革が進行している。

フィリピン経済は近年、堅調な成長を維持しているが、その一方で電力需要の増加と供給の不安定性が課題となっている。特に、地方や遠隔地における電力インフラの脆弱性が顕著であり、安定した電力供給の確保が必要不可欠である。この状況を受け、再エネ技術の導入は国家的優先事項として位置づけられ、政府は「ナショナル・リニューアブル・エネルギー・プログラム」や「グリーンエネルギーオークションプログラム」を通じて、再生可能エネルギー比率の向上を目指している。

市場動向の観点では、フィリピンの通信業界が再エネ導入における先駆者となっている。通信大手であるグローブ・テレコムは、AI を活用したエネルギー管理システムを導入し、無線基地局の電力消費を最適化することで、最大 8%の削減効果と CO2 排出量の削減を実現している。こうした技術革新は、電力供給の安定化と運用コストの削減に寄与しており、フィリピンにおける通信インフラの脱炭素化モデルとして注目されている。

一方で、競合である PLDT は、メトロ・パシフィック・インベストメント（MPIC）を通じて電力供給網の強化を進め、再エネ導入の推進に向けた投資を拡大している。特に、データセンターおよび通信基地局における電力効率の向上が、PLDT の競争力を支える戦略的要素となっており、インフラの持続可能性確保に貢献している。

民間企業の動向としては、アヤラ・コーポレーション傘下の ACEN が再エネ導入をリードしており、複数の通信施設や産業施設において電力供給を再生可能エネルギーに切り替えている。2023 年には、ACEN は 42,000 トンの CO2 排出削減を達成しており、再エネの経済的および環境的メリットを実証している。また、配電最大手のマニラ電力―メラルコも、太陽光および水力発電を中心とした電力供給を進めており、地域経済との連携を深めながら再エネ普及に取り組んでいる。

フィリピン市場全体として、ASEAN 地域との経済的統合が再エネ市場の成長を後押ししている。日本貿易振興機構（JETRO）が主催する ASEAN Energy Business Forum（AEBF）では、日本企業がフィリピン市場に再エネ技術や省エネソリューションを展開しており、国際協力を通じた技術移転が進行中である。これにより、フィリピン国内の技術基盤が強化され、再エネ導入に向けたインフラ整備が加速している。

さらに、フィリピンにおける社会的動向として、企業の ESG 意識の高まりが挙げられる。再エネ導入や脱炭素化への取り組みは、単なるコスト削減手段にとどまらず、企業の社会的責任（CSR）やブランド価値の向上にも寄与している。これにより、企業間競争における差別化要因として、持続可能なエネルギー運用がますます重要視されている。

総じて、フィリピンの社会経済環境と市場動向は、再エネ導入および技術革新の融合によって変革が進んでいる。通信業界をはじめとする主要セクターにおいて、グローブ・テレコムや PLDT といった企業が再エネ技術の導入を進める中、政府支援や国際協力が事業化を後押ししている。この傾向は、フィリピンにおけるエネルギー供給の安定化と脱炭素社会の実現に向けた礎となるものであり、今後の展開が大いに注目される。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

本調査では、フィリピンにおける再生可能エネルギーの導入を通じた通信インフラの脱炭素化を事業化し、JCM プロジェクトとして実現するための課題とその対応策について検討した。以下に、技術面、経済面、制度面、環境面、災害対応面の観点から課題と対応策を整理する。

① 技術面の課題と対応策

まず、技術面においては、再エネ技術導入の適合性が重要な課題となる。ソーラーパネルと蓄電池のシステムは、設置地域の自然環境、例えば日照条件や気候変動、および電力需要に応じた最適設計が求められる。特に電力供給が不安定な遠隔地では、蓄電池の容量設計や運用効率が事業の成否を左右する要素となる。これに対する対応策として、AI 技術を活用した電力管理システムを導入し、電力需要と供給のリアルタイム予測および最適化を行うことで、安定的なエネルギー供給を確保する必要がある。また、弊社の天気予報データを活用した制御システムを組み込み、日照量や気象条件の変化を事前に予測することで、ソーラーパネルと蓄電池の効率的な運用を実現できると考えられる。これにより、再生可能エネルギーの活用率が向上し、エネルギー供給の安定性がさらに高まることが期待される。

セブ基地局では、敷地内の燃料タンクおよび設備室屋根上にソーラーパネル 15 枚を設置し、最大 6.15kW の発電容量を見込んでいる。この設置計画は、現地で行った詳細な屋根構造の測量データに基づいている。一方、マニラ基地局では、壁面に合計 16 枚のソーラーパネルを設置する計画があり、最大 6.56kW の発電容量を想定している。ここでは、近隣建物による日陰の影響を最小限に抑えるため、設置角度や配置の最適化が検討された。

また、両基地局においては蓄電池（Smart LiB）の導入が計画されているが、日射量や電力消費の変動をリアルタイムで管理するため、AI を活用したエネルギー管理システム（EMS）の導入が求められる。これにより、再生可能エネルギーの利用率を最大化し、安定的な電力供給を実現することが可能となる。セブサイトに 48V100Ah の LiB15 台(72kwh)を新設し、マニラサイトは同仕様の LiB10 台(48kWh)増設する予定である。

② 経済面の課題と対応策

次に、経済面では、初期導入コストおよび運用維持費用が大きな課題である。現地調査および設置計画に基づく試算では、特に蓄電池の導入費用が大きな割合を占めている。これにより、初期投資が事業収益に与える影響が懸念されている。

経済面の課題を解決するため、複数の視点からコスト削減および収益性向上を目指した対応策を検討した。

まず、既存の設備を最大限活用し、新規導入を必要最低限に抑える。調査の結果、PLDT 社の基地局では大半蓄電池が導入されているため、既存蓄電池の再利用を優先し、無駄な追加投資を回避する。今後、PLDT 社と既に蓄電池が設置されているサイトの提供について協議を進め、設置候補地の選定を進める。

これにより、設備導入の効率化および運用コストの最適化を図りつつ、再生可能エネルギーの活用率を向上させることを目指す。そして、コスト削減のための調達プロセスを見直す。競争入札を実施し、複数のサプライヤーを対象に価格や条件を競わせることで、コストの透明性を確保しつつ最適な条件を

引き出す。入札基準として、製品の品質認証、納期、価格上限を明確に設定し、サプライヤー間の競争を促進する。また、長期的な調達契約を活用して安定供給を確保し、資材調達の効率化を図る。資材や設備の大口発注を行うことで、スケールメリットを活かし、単価を削減することが可能である。また、サプライヤーとの長期調達契約を締結し、供給と価格の安定化を図る。さらに、現地サプライヤーとの連携も進める。ASEAN 域内のサプライチェーンを積極的に活用し、輸送コストや関税負担を軽減する。フィリピンまたは周辺地域のサプライヤーと直接交渉を行うことで、現地条件に適したコスト削減を実現できる。また、長距離輸送に伴うリスクやコストを削減する効果も期待される。加えて、メーカーとの直接取引も重要な手段である。卸売業者を省き、メーカーとの交渉を直接行うことで、製品の単価をさらに抑える。

市場動向の変化に対応するため、主要原材料や設備の市場価格を継続的に監視することも重要である。価格が低下しているタイミングでの先行調達を行うことで、原材料価格の高騰リスクを回避できる。サプライヤーとの柔軟な調達契約を通じて、価格変動に対応する仕組みを構築することも併せて検討している。

また、現地工事費用の削減も大きな焦点となる。この課題に対し、競争入札の活用を中心に、その他の施策を組み合わせて取り組む。

まず、施工業者の選定に競争入札を導入することで、コスト削減と品質確保を両立させる。競争入札を通じて複数の施工業者から提案を募り、価格、施工能力、納期、実績などの観点から最も適切な業者を選定する。また、入札時には、再生可能エネルギー設備の設置に求められる基準や安全性を明確に規定し、入札業者がこれらを遵守できることを確保する。

次に、モジュール工法の採用を検討する。例えば、ソーラーパネルの架台や蓄電池設備のユニットを事前に工場で組み立て、現地では据付と接続のみを行う形とすることで、施工の複雑さを低減する。この方法により、現地で必要な作業時間を短縮し、施工人員を最適化することが可能である。また、ユニット化された部品の活用は、品質の均一化と施工効率の向上にもつながる。

さらに、施工の一部は、地元の建設業者への委託を進める。特に基礎工事や現場準備といった専門性が比較的低い作業については、地元業者に外注することで、輸送費や宿泊費などの間接コストを削減するとともに、地域社会への経済的貢献も期待できる。この場合も、競争入札を導入し、地元業者間の価格競争を促すことでコストを抑える。

また、工期の短縮と作業の並行進行もコスト削減の鍵となる。工程を詳細に分析し、依存関係の少ないタスクを同時進行で進める計画を立てることで、工期全体を圧縮する。例えば、蓄電池設備の基礎設置と配線作業を同時に実施することで、待機時間を削減する。また、工程管理にはデジタルツールを活用し、リアルタイムで進捗を管理することで、遅延を未然に防ぐ。

施工現場の労務コストをさらに削減するためには、人的リソースの効率化も必要である。施工員のスキルを向上させるため、短期集中トレーニングを事前に実施し、標準化された施工手順を浸透させることで、無駄な作業や手戻りを最小限に抑える。

再エネ導入は長期的にはコスト削減効果が期待されるものの、事業化に向けては収入源の多様化も必要である。まず、余剰電力の売電を通じて、再エネ設備の活用率を最大化しながら追加利益を得る。発電量が自家消費を超えた場合、余剰分をフィリピンの電力網に供給し、売電収益を確保する。今後は、PLDT 社が傘下の配電会社との協議を進め、余剰電力の活用方法や売電スキームの最適化について具体的な議論を行う。これにより、運用段階での経済効果を引き出すことが可能となる。また、フィリピン政府のフィードインタリフ（FIT）制度を活用し、安定的な収益基盤を確立する。次に、JCM を活用し

てカーボンクレジットを創出し、日本政府からの技術移転と経済支援を引き出すことが重要である。さらに、フィリピン政府の再エネ支援策や税制優遇を最大限に活用することで、初期投資額の負担を軽減できる。

これらの施策を統合的に実施することで、初期コストの削減と収益性の向上を両立させることが可能である。経済面の課題を克服し、持続可能な事業モデルを構築するため、引き続き多方面からの最適化を進める方針である。

試算の結果、拡大段階で物品費および人工費を大幅に削減することが可能であり、一局あたりの総コストを約 600 万円程度に抑えられる見込みが得られた。この結果を踏まえ、本プロジェクトは経済的な実現可能性を十分に有しており、再生可能エネルギーの活用を通じた通信インフラの脱炭素化を持続可能な形で推進できることが確認された。

③ 制度面の課題と解決策

制度面では、日本からフィリピンへの再生可能エネルギー技術や関連設備の輸出に際する輸出管理およびフィリピン側の輸入手続きが課題となる。具体的には、日本の輸出管理規制を遵守し、フィリピンの関税制度や認証要件への適合を確保する必要がある。また、フィリピンの電波法や技術基準に準じた装置の導入が求められるため、事前の規格適合性評価が不可欠である。さらに、自然保護地域内での基地局設置に際しては、環境影響評価（EIA）の実施や環境保護関連法規への適合が求められるとともに、必要な許認可を取得しなければならない。加えて、フィリピンの治安状況も課題であり、盗難や資産破損のリスクに対処するために、GPS トラッキング機能を活用した設備管理、監視カメラの設置や定期的な巡回警備の実施に加え、また、知的財産の保護についても、現地での不正使用を防ぐための契約管理や登録制度の整備を徹底することで、これらの課題に対応することが求められる。

これらの課題を解決するためには、政府機関や現地パートナー企業との緊密な連携が必要である。輸出入手続きや法的障壁をクリアするための包括的な計画を策定するとともに、専門家や法律顧問を交えた法規制レビューを定期的に実施することで、制度変更や法規制の更新に迅速に対応できる体制を整える必要がある。

④ 環境面の課題と解決策

環境面は、PoC 対象基地局の一部が、自然保護地域内に設置されているため、環境負荷の最小化が重要な課題となる。現地調査の結果、一部の基地局では、日中の特定の時間帯に樹木の影が PV パネルにかかることで、発電量が大幅に低下する可能性があることが確認された。そのため、適切な樹木の剪定および伐採を行うことが求められる。

しかし、自然保護区内での樹木伐採には、現地の環境保護法や土地管理規制に準拠する必要があり、関係機関からの許認可取得が不可欠である。フィリピンの環境天然資源省（DENR）との協議を行い、必要な手続きを経て許可を得ることが求められる。

対応策として、ソーラーパネルの設置場所の最適化により、伐採範囲を最小限に抑えるアプローチを採用する。具体的には、日射量の確保が可能な敷地内の適切な位置にパネルを配置し、一部の樹木は剪定にとどめることで、環境への影響を低減する。また、伐採が避けられない場合には、代替として植樹活動を行い、生態系保全への配慮を示すことも検討されている。

さらに、日射量の変動をリアルタイムで分析し、蓄電池システムとの組み合わせで発電効率を補完する技術的対策 も進めていく。特に、天気予報データを活用した EMS を導入することで、日射量の低下が予測される場合には、電力使用の最適化を行い、安定的な電力供給を維持する。

このような対策を講じることで、自然保護区内における環境負荷を抑えつつ、ソーラーパネルの発電効率を最大化し、本プロジェクトの持続可能性を確保することを目指す。

⑤　災害対応面の課題と解決策

台風や地震、洪水といった自然災害の影響を受けやすい地域に位置している基地局について、防災対策の強化が重要な課題となる。特に、フィリピンは環太平洋火山帯に位置し、年間 20 個以上の台風が襲来することから、強風や豪雨による設備の損傷リスクが高い。また、一部の基地局は洪水リスクのある低地や地盤の弱い地域に設置されているため、浸水対策や耐震対策の強化が求められる。

現地調査の結果、既存の基地局の多くは強風や豪雨に耐えられるように設計されているものの、ソーラーパネルや蓄電池などの設備が災害時に損傷するリスクがあることが判明した。特に、強風によるパネルの飛散や浸水による蓄電池の故障が課題となる。

これに対する対応策として、強風対策として耐風設計を採用した架台を導入し、設置角度を最適化することで風圧を分散させる。また、パネルの固定方法を強化し、台風時の耐久性を向上させるための追加補強を施す。さらに、蓄電池に関しては防水性の高い筐体を採用 し、浸水リスクのある基地局では高架設置を行うことで、洪水時のダメージを回避する。

また、地震リスクに対しては、耐震構造やアンカーボルトの強化を行い、機器の転倒や破損を防止する。特に、フィリピンの地震多発地域に設置される基地局では、耐震基準に準拠した設計を採用し、地震時の機能維持を確保する。

さらに、遠隔監視システムを活用し、災害発生時にリアルタイムで設備の稼働状況を確認できる体制を構築する。これにより、災害後の復旧作業の迅速化を図ることができる。

技術・経済・制度・環境・防災の各側面における解決策を実行することで、フィリピンにおける通信インフラの再エネ導入が加速され、JCM プロジェクト化の実現が期待される。これにより、持続可能なエネルギー基盤の構築と CO2 排出削減の目標達成が可能となり、フィリピン政府の脱炭素社会実現に寄与することが見込まれる。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

本プロジェクトのビジネスモデルは、NEDO の資金支援を活用し、NTT ドコモが技術提供を行い、フィリピンの通信事業者が現地での事業運営を担当する構造となっている。通信事業者は、導入した再エネ設備を活用し、電力会社と連携して商用電力の削減、売電や DR を実施し、追加収益を確保する仕組みである。

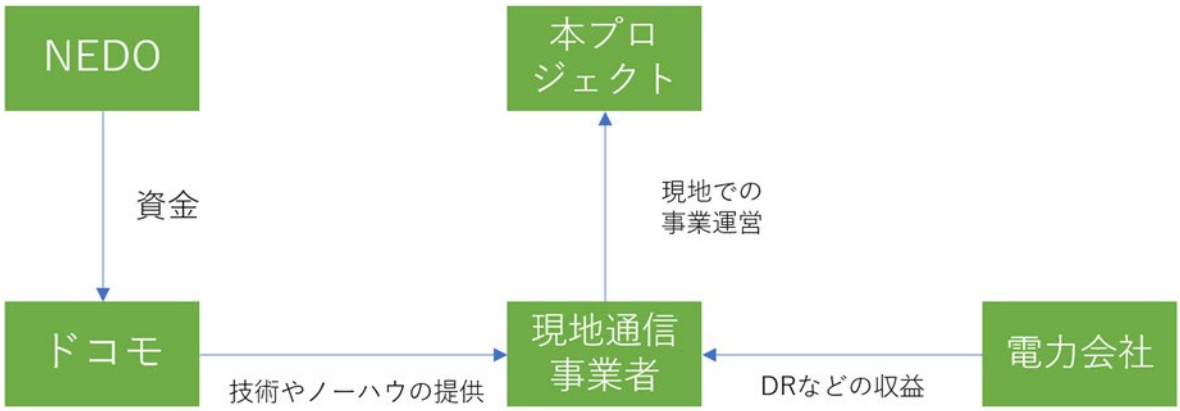


図 3　ビジネスモデル
出典：調査チーム作成

ビジネスモデルは、収益構造、コスト構造、顧客価値の 3 つの主要要素を中心に構築されている。本セクションでは、これらの要素を具体的に分析し、本プロジェクトの経済的持続可能性と競争力を評価する。

収益構造の柱となるのは、運用コストの削減、カーボンクレジットの販売、そして政府支援の活用である。まず、フィリピンの通信基地局では、1 局あたり年間消費電力が約 26,280kWh に上ると試算される。この消費量に対し、太陽光発電システムを導入することで年間約 8,000kWh の電力を自給でき、総消費量の約 30%を賄うことが可能である。フィリピンエネルギー省が提供された電力料金データ(平均 10PHP/kWh)を基に計算すると、1 サイトあたり年間約 208,000 円のコスト削減が見込まれる。また、再生可能エネルギーの活用は長期的に安定した運用コストを実現するだけでなく、電力料金の上昇リスクを回避する手段としても有効である。

さらに、再生可能エネルギー導入による CO2 排出削減効果をクレジット化することで、新たな収益源を確保できる。本プロジェクトでは、年間約 1,000 トンの CO2 排出削減が見込まれ（200 局で導入の場合)、この削減量をカーボンクレジットとして市場で販売することで年間約 300 万円（3000 円/クレジット）の収益が期待される。このように、環境負荷軽減の取組は、経済的にも大きなメリットをもたらす。

一方、初期導入費用や運用コストの管理は重要な課題である。本プロジェクトでは、ソーラーパネル、蓄電池、エネルギー管理システム（EMS）の導入が必要であり、1 サイトあたりの総投資額は約 650 万円と試算されている。この初期投資は、フィリピン政府の再生可能エネルギー法（Renewable Energy Act of 2008）および戦略的投資優先計画（SIPP）による税制優遇措置や補助金を活用することで、最大 15%の削減が見込まれる。

本プロジェクトは、顧客価値の創出にも重点を置いている。まず、再生可能エネルギーの利用により、通信事業者は環境責任を果たし、企業イメージやブランド価値を向上させることができる。また、持続可能な運用モデルを確立することで、電力供給の安定性を確保し、長期的なコスト削減を実現する。さらに、技術移転や雇用創出を通じて地域社会への貢献を果たし、プロジェクトの社会的受容性を向上させることが期待される。

IRR は 6.1%と算出された。また、補助金適用後の初期投資額を考慮すると、IRR は 8.4%に向上し、財務的な持続可能性が高まることが確認された。

工事費除く設備投資額として、ソーラーパネル 15 枚と PV チャージャの調達価格はおよそ 100 万円である。一方、従来の 10kW ディーゼル発電機の新設はおよそ 125 万円で販売しており、提案方法がより安価であることを確認した。また、施工費についても、屋根の設置を必要とするディーゼル発電機の新設に対して、既存の基地局収容函の屋根面へのソーラーパネル設置を提案する本施工方法は安価であり、燃料は一切使用しないため、運用コストも抑えられる。

以上の検討を踏まえた事業性評価では、本プロジェクトは経済的持続可能性、環境的影響、社会的影響の観点から高い実現可能性を持つという結論に至った。経済的には、投資回収期間が 20〜25 年との試算結果になった。

また、環境的には年間 1,000 トン以上の CO2 排出削減が見込まれ、フィリピン政府の脱炭素化目標に直接的に寄与する。さらに、地域社会への雇用創出や技術移転を通じ、持続可能な経済発展を促進する要因ともなる。

これらの要素を組み合わせると、フィリピン市場における持続可能な成長を実現するモデルケースとして、通信業界および他産業への展開可能性を持つ優れた事例となることが期待される。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

本プロジェクトの事業化に向けた調整は、フィリピン最大手通信事業者 PLDT およびその移動通信子会社 SMART との協力を中心に進められた。これらの調整は、現地調査を起点とし、技術的適合性の確認および実証試験（PoC）の計画策定を通じて進めた。会談の中で、PLDT および SMART の担当者からは、NTT ドコモが展開するグリーン基地局技術に対して強い関心が示され、今後の拡大フェーズにおいて 200〜300 の基地局を対象に協力を進めたい意向が共有された。特に離島地域では電力不足が深刻であることが指摘され、こうした地域での導入をぜひ進めてほしいという要望も示された。

まず、現地調査では、PLDT および SMART が運用する無線基地局の構成が日本国内の基地局と大きく変わらないことが確認された。その結果、ソーラーパネルおよび蓄電池の導入に技術的な障壁がないことが明らかとなった。特に、島嶼部など電力供給が不安定な地域において、蓄電池を活用した電力供給の安定化が可能であり、運用効率を大幅に向上させる見込みが得られた。

これを踏まえ、PLDT および SMART との協議により、セブとマニラの 2 か所の無線基地局を対象に PoC を実施することが決定された。これらの基地局は、それぞれ都市部と地方部の特性を反映した環境条件を持ち、再エネシステムの導入効果を多角的に評価するための最適な選定であった。PoC では、PV システムと蓄電池の統合運用を行い、AI を活用したエネルギー管理システムを導入して、電力消費削減および CO2 排出削減効果の検証を目的に実施するものである。

さらに、PoC に基づく調査結果を活用し、PLDT および SMART との間で再エネシステムの本格導入に向けた詳細な計画が策定された。これには、導入後の運用コスト削減効果や排出削減量のモニタリング体制の確立が含まれ、プロジェクトの持続可能性を確保するための重要な枠組みが形成された。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

JCM プロジェクトにおける日本の貢献は、技術移転、資金支援、およびカーボンクレジット創出の 3 つの側面に整理できる。

まず、日本が保有する先進的な再生可能エネルギー技術およびエネルギー管理システムは、フィリピンの電力供給における効率化と信頼性向上に貢献する。特に AI を活用した電力需要予測システムや高効率な蓄電池技術は、電力供給が不安定な地域において有効な解決策となり、プロジェクトの実現可能性を高める要素となる。

そして、NEDO JCM 実証などの日本国政府および関連機関による資金支援が、JCM プロジェクトの経済的基盤を強化する。JCM の仕組みを活用することで、プロジェクト初期の導入コストが軽減され、フィリピン企業にとって経済的インセンティブが生まれる。さらに、事業化後には削減された CO2 排出量をカーボンクレジットとして認証し、日本側の温室効果ガス削減目標達成にも寄与する。

次に、JCM プロジェクトは国際的な協力を通じて、フィリピンにおける技術普及と環境対策のモデルケースを構築する。日本企業とフィリピン企業が連携することで、現地の技術者育成や雇用創出にもつながり、地域経済の発展に貢献する。また、JCM の方法論策定や排出削減効果の定量的評価において、日本の専門機関が技術支援を提供し、透明性と信頼性の高いプロジェクト運営が可能となる。

これらの貢献により、日本はフィリピンの持続可能なエネルギー供給基盤の構築を支援しつつ、自国の排出削減目標達成にも貢献することができる。JCM プロジェクトは、両国にとって経済的・環境的利益をもたらすと同時に、国際的な脱炭素社会の実現に向けた重要なステップとなる。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.4.1. 方法論案の概要

本プロジェクトは、フィリピン国内の通信インフラにおける太陽光発電の導入を通じて、温室効果ガス（GHG）の排出を削減することを目的とする。

この目的を達成するため、JCM の承認方法論である「PH_AM002: Installation of Solar PV System」（Version 01.0）や環境省の指針を参照し、対象基地局の電力需要を太陽光発電で代替することで、化石燃料主体の電力消費を削減する。

無線基地局に太陽光発電設備を導入し、PLDT 社での商用電力（オングリッド基地局の場合）／化石燃料（オフグリッド基地局の場合）による自家発電電力を太陽光発電で代替することにより排出削減を実現する。

オングリッド/オフグリッドのシナリオを分けて検討した。オングリッド基地局の場合：「太陽光発電が商用電力を置換した電力量（MWh/年）×商用電力の排出係数」、オフグリッド基地局の場合：「太陽光発電が自家発電を置換した電力量（MWh/年）×自家発電電力の排出係数」で算定される。またソーラーパネル定格 6 kW を備えたグリーン基地局 1 局あたりの CO2 排出削減効果は年間 5.39t であり、200 局設置できた場合にはおよそ 1,076t となる。

本方法論では、以下の要素が考慮される。

表 2 方法論の要素

排出削減メカニズム	グリッド電力またはキャプティブ電力から供給される電力を、太陽光発電による再生可能エネルギーで代替する。これにより、化石燃料の使用を削減し、GHG 排出を効果的に抑制する。
適格性要件	太陽光発電システムが国際基準（IEC 61215, IEC 61730）を満たしていること。また、天気予報連動制御技術を導入すること。 **適格性要件①：** **IEC 61215－地上設置型太陽電池モジュールの性能試験** IEC 61215 は、地上に設置される結晶系シリコン太陽電池モジュールの長期的な性能評価と耐久性を確認するための国際規格である。この規格では、太陽電池モジュールが 20 年以上の屋外使用に耐えることが求められている。主要な要件は以下のとおりである。 1. **機械的強度** o 風圧、雪荷重、衝撃などに耐えること。 2. **温度サイクル試験** o 環境温度の急激な変化（-40° C～+85° C）に繰り返し晒されても性能が劣化しないこと。 3. **湿度凍結試験** o 高湿度環境下（湿度 85%以上）で凍結・融解が繰り返されてもモジュールが損傷しないこと。 4. **UV 劣化試験** o 紫外線に長時間曝されても、モジュールの材料が劣化せず性能を維持できること。 5. **絶縁性能** o 高電圧を印加しても、漏れ電流が規定値以下であること（絶縁性能の確認）。 **適格性要件②：** **IEC 61730: 太陽電池モジュールの安全規格** IEC 61730 は、太陽電池モジュールの安全性要件を規定した国際規格である。この規格は、太陽電池モジュールが設置後の使用中に安全であることを確保するために、設計・材料・製造工程における要件を示している。 IEC 61730 は、以下の 2 つの主要な試験分類に基づいて安全要件を規定している： 1. **クラス A（一般の高電圧環境用）** o 通常の高電圧（最大 1500V）での動作条件下で安全を保つ設計要件。 2. **試験要件** o **衝撃試験**: モジュールが物理的衝撃に耐えること。

	○ **耐火性試験**: モジュールが火災の拡大を引き起こさないこと。 ○ **湿気侵入試験**: モジュール内部に湿気が侵入しても電気絶縁性能が維持されること。 ○ **アーキング試験**: 電弧放電を防ぐ構造であること。 **適格性要件③：** **天気予報連動制御技術**は、以下の要件を満たすこととする。 1. **信頼性の高い天気予報データの取得と活用** ○ 最新の気象予測データを取得する。 ○ 雨量、日射量、気温、風速などのデータをリアルタイムで活用し、太陽光発電システムの発電量予測を行う。 2. **AI を活用した予測モデルの導入** ○ 過去の天候データと現在の気象予報を組み合わせ、**発電量の変動を予測する AI アルゴリズムを導入**する。 ○ AI による学習を通じて、季節変動や突発的な気象変化にも対応可能な予測精度の向上を図る。 3. **EMS との統合** ○ 天気予報に基づき、発電量が不足すると予測された場合、事前に電力供給の優先順位を調整し、必要な電力を蓄電池から補う制御を行う。 ○ 発電量が余剰となる場合、蓄電池への充電を最適化し、売電やデマンドレスポンス（DR）への活用を最大化する。 4. **遠隔監視・制御システムの導入** ○ 日本国内の EMS 基盤を活用し、フィリピン国内の基地局の発電状況、電力消費、蓄電池の充放電を遠隔監視する。 ○ 現地の通信回線を活用し、データ送信の安定性を確保することで、迅速な対応を可能にする。
排出削減量の算定方法	排出削減量は、再生可能エネルギーによって代替された電力量を基に算定される。 これには、グリッド電力の排出係数やキャプティブ電力の効率に基づく基準値を使用する。
モニタリング要件	太陽光発電システムの発電量を定期的に記録し、正確なデータに基づく排出削減量の算定を保証する。 必要に応じて、外部監査を受けることで、透明性と信頼性を確保する。
対象地域	ルソン-ビサヤス地域およびミンダナオ地域を対象とし、それぞれの地域特性に応じた最適なシステムを設計・導入する。

出典：調査チーム作成

4.7.2. レファレンス排出量の算定方法案

レファレンス排出量（Reference Emissions）は、対象施設で太陽光発電システムによって代替される従来の化石燃料由来の電力消費量に基づいて算定される。

この方法論では、以下の式を用いる：

$$\boldsymbol{RE_p = \sum_i \left(EG_{i,p} \times EF_{RE,i} \right)}$$

RE_p:期間 p 内のリファレンス排出量（単位：tCO2/p）

$EG_{i,p}$:期間 p 内に太陽光発電システム iの電力量（単位：MWh/p）

$EF_{RE,i}$:太陽光発電システム iのリファレンス CO2 排出係数（単位：tCO2/MWh）

地域ごとの電力供給状況および最新の電力統計データに基づいて設定される。具体的には、下記の表に記載されている。

表 3 各地域の排出係数（単位 t-CO_2/MWh）

発電タイプ	ルソン-ビサヤス地域	ミンダナオ地域
商用電力	0.706	0.817
自家発電	0.533	0.533

出典：調査チーム作成

これらの係数は、フィリピンエネルギー省による最新の電力供給データを反映しており、地域特性と燃料の種類を考慮した信頼性の高い算定が可能である。

さらに、対象施設の運用条件に応じた 3 つのケースが考慮される：

Case 1：PV システムが直接電力網に接続されている場合。（オングリッド局）

ルソン-ビサヤスまたはミンダナオ地域の排出係数を使用。

$$RE_p = RE_{grid}$$

Case 2：電力網と自家発電機の両方に接続されている場合。

電力網の排出係数とディーゼル発電機の排出係数のうち、低い値を使用。

$$RE_p = min(RE_{grid}, RE_{captive})$$

Case 3：キャプティブ発電機のみへの接続の場合。（オフグリッド基地局）

ディーゼル発電機の排出係数 0.533 tCO2/MWh を使用。

$$RE_P = RE_{captive} = 0.533\ tCO2/MWh$$

4.7.3. 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、太陽光発電システムが運用中に直接的な GHG 排出を発生させないため、0 と設定される。

$$\boldsymbol{PE_p = 0}$$

4.7.4. モニタリング方法案

モニタリングは、プロジェクトの効果を正確かつ透明に評価するための重要な要素である。本プロジェクトでは、以下の具体的なモニタリング方法を採用する：

①発電量の記録

太陽光発電システムの発電量を 10 分ごとに記録し、データをデジタル形式で保存する。具体的には、発電量計測装置を設置し、自動的に収集されたデータをクラウドにアップロードし、リアルタイムで確認可能とする。

②使用電力量の計測

対象基地局で消費される電力量を継続的に計測し、太陽光発電による代替効果を算出する。専用のスマートメーターを用いて、時間帯別の消費データを取得し、再エネによる削減割合を詳細に評価する。

③機器の稼働状況の監視

太陽光発電システムおよび蓄電池の稼働状況をリアルタイムで監視するため、ドコモ EMS 基盤を活用した IoT モニタリングシステムを導入する。このシステムは、既存の日本国内で確立された技術を基に、フィリピンの運用要件に適応する形で改良を加えた仕様となる。稼働状態や性能データを可視化し、異常が検出された場合にアラートを送信する仕組みを整備することで、信頼性の高い監視体制を構築する。

④データのバックアップと保全

すべてのデータは、定期的にバックアップを実施し、安全なデータベースに保存する。これにより、データ喪失や改ざんのリスクを最小化する。

⑤第三者認証の実施

外部監査機関による定期的なレビューを実施し、収集データの正確性とプロジェクトの進捗を保証する。これには、年次報告書の提出や独立した第三者機関による現地調査が含まれる。

⑥　報告および分析

データをもとに四半期ごとに分析を行い、プロジェクトの進捗状況や排出削減効果を評価する。分析結果は、ステークホルダーに対して定期的に報告される。

4.7.5. 方法論案の課題

本方法論案の適用においてはいくつかの課題が明らかになっている。

排出削減量の算定に用いられる排出係数については、最新の電力供給データを十分に反映していない場合、削減効果が過大または過小評価されるリスクがある。そのため、地域ごとの電力供給や再エネ利用の進展を考慮し、電力供給データの定期的な見直しと方法論への迅速な反映が求められる。

また、プロジェクトの排出削減効果を正確に評価するためには、発電量や日射量などのパラメータのモニタリングが不可欠である。しかし、遠隔地やインフラが未整備な地域ではデータ収集や報告プロセスに困難を伴う可能性がある。さらに、フィリピンで収集されたデータを日本に持ち込む場合、データの取り扱いや適用に関する法的規制や倫理的配慮も検討が必要である。また、監視に必要な装置として、フィリピンに日本のスマートメーターに類似した装置の設置があるかどうかを確認し、その導入可能性を検討することも重要である。

さらに、キャプティブ発電機を併用するプロジェクトでは、複数の電力源の排出係数をどのように統合するかが課題となる。特に、化石燃料を主とするキャプティブ発電機の排出量が過小評価されると、削減効果が誤って算出されるリスクが高まる。この問題を解決するためには、排出係数の設定方法を明確化し、燃料割合の正確な把握が重要となる。
これらの課題に適切に対応することで、方法論案の適用可能性を向上させ、プロジェクトの成功を持続的に支える基盤を構築することが可能となる。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

セブおよびマニラにおける PoC 試験を基に、GHG 排出削減量を試算する。
1 サイトにあたり PV パネル 15 枚を設置し、1 枚あたりの出力を 410W と想定。システム全体で約 6kW の発電能力を持ち、以下の式で年間発電量を算出：

$$\text{年間発電電力見込量}\left(\text{kWh/年}\right)=\frac{\text{発電最大出力（kW）}\times\text{日射量（kWh/m2・日）}\times 365\text{ 日}\times\text{総合設計係数}}{\text{標準日射強度（kW/m2）}}$$

総合設計係数とは、直流補正係数、温度補正係数、インバータ効率、配線損失等を考慮した値であり、「大規模太陽光発電設備導入の手引書」(NEDO／平成 23 年 3 月) では 0.65～0.8 程度としている。参考までに JIS C 8907:2005 太陽光発電システムの発電電力量推定方法より、以下の値と式を用いて算出したところ 0.80 となる。(出典：環境省)

K_{HD}：日射量年変動補正係数 0.97　　K_{PD}：経時変化補正係数 0.95
K_{PA}：アレイ回路補正係数 0.97　　K_{PM}：アレイ負荷整合補正係数 0.94
η_{INO}：インバータ実効効率 0.95

$$\text{総合設計係数}=K_{HD}\times K_{PD}\times K_{PA}\times K_{PM}\times\eta_{INO}=0.97\times 0.95\times 0.97\times 0.94\times 0.95=0.8$$

地球大気に入射する直達太陽光が通過する路程の、標準状態の大気に垂直に入射した場合の路程に対する比をエアマス（AM）という。AM1.5 のときの日射強度を標準日射強度といい、1kW/m2 となる。（国際航業株式会社 et al,平成２７年度年度環境省委託業務処分場等への太陽光発電導入実現可能性調査「一般廃棄物日暮最終処分場」）
NASA(アメリカ航空宇宙局)からの GIS データによると、セブの日照量は 5kWh/m2・日で、マニラは 5 .11kWh/m2・日である。計算結果として、セブサイトの年間発電量は約 8.76MWh となる。マニラ地域はセブと同様のシステム構成と条件を設定し、年間発電量を 8.95 MWh と仮定。
両地域の合計発電量は 17.71MWh となり、GHG 排出削減量は以下のように算出される：
セブ（ミンダナオ地域にあるオフグリッド局）：

$$GHG_{reduction_cebu}=8.76MWh\times\frac{0.507t}{MWh}\approx 4.44\ tCO2/year$$

マニラ地域（ルソン-ビサヤス地域にあるオングリッド局）

$$GHG_{reduction_manila}=8.95MWh\times\frac{0.706t}{MWh}\approx 6.34\ tCO2/year$$

両サイトの合計で年間 10.76 tCO2 の削減が見込まれ、JCM クレジットの創出が期待される。

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

本プロジェクトは、フィリピン政府が掲げる国家決定貢献（NDC）目標である 2030 年までの GHG 排出量 70%削減および 2040 年までの再エネ比率 50%引き上げの達成に向けて、重要な役割を果たす可能性を有している。無線基地局を対象とした太陽光発電システムの導入は、再エネ利用の推進に直接的に寄与するだけでなく、他産業への技術波及効果も期待される。

特に、試算を通じて、年間約 10.76 トンの CO2 削減効果が確認されており、これを全国規模で展開することで、再エネ利用の拡大とともに GHG 排出削減目標の達成が促進される。この削減量は、フィリピン国内の環境政策に対する国際的な信頼性を高めるとともに、同国が掲げるエネルギー構造転換において基盤的な役割を果たすと考えられる。

さらに、再エネ技術の導入により、フィリピン国内における電力供給の安定化が実現されるとともに、安定した通信環境の構築が期待される。特に電力供給が不安定な遠隔地では、再エネ技術を活用した電力供給は、通信インフラの信頼性を高めるだけでなく、社会的受容性を向上させ、地域住民への直接的な恩恵をもたらし、持続可能な地域社会の構築に貢献する。

また、JCM を通じた技術移転は、本プロジェクトにおいて重要な要素である。日本からフィリピンへの太陽光発電システムやエネルギー管理システム（EMS）の導入を通じて、フィリピン国内の再エネ技術基盤が強化され、両国間の協力関係が一層深化する。この協力により、フィリピン国内の再エネ導入が加速するだけでなく、JCM クレジットの創出を通じて両国の温室効果ガス排出削減目標の達成に貢献することが可能となる。

JCM クレジットの経済的影響として、得られる資金がフィリピン国内の再エネプロジェクトの拡大に再投資されることで、関連産業の成長や雇用創出といった付加的な効果も期待される。さらに、日本側においても、これらのクレジットは自国の GHG 排出削減目標達成を支える手段となり、国際的な環境貢献における具体的な実績として位置付けられる。

本プロジェクトは、再エネ利用の成功モデルを示すことで、通信インフラを超えた多産業への展開を可能にし、フィリピンの NDC 目標達成に向けた持続可能なエネルギー基盤構築の一翼を担う事業である。
本プロジェクトは、再エネ利用の成功モデルを示すことで、通信インフラを超えた多産業への展開を可能にし、フィリピンの NDC 目標達成に向けた持続可能なエネルギー基盤構築の一翼を担う事業である。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本プロジェクトの出口戦略は、フィリピン国内における再生可能エネルギー導入の拡大および持続可能なエネルギー基盤の構築を目指し、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』と民間 JCM を活用することを想定している。本 FS 調査結果では、2 サイトで年間約 10.76 トンの CO2 削減が見込まれ、フィリピン全国規模で展開すれば、現在のコンテナー型基地局に加え、中継局への PV 導入を含めた 100～200 局の設置により、年間 1,000 トン以上の CO2 削減が可能と試算される。これを実現するには、コストの削減が不可欠であり、現在の試算では、1 局あたりの事業

費は具体的な設計や設備仕様によって異なるが、設備のモジュール化、バルク調達、既存設備の活用などにより事業費削減を 650 万円まで削減可能と考えられる。

技術実証の要素として、天気予報連動制御を活用し、発電量と電力需要の予測精度を向上させる。当技術はエネルギーロスを抑え、通常技術と比べ GHG 排出量を 25%改善できることは日本での実証実験で確認された。フィリピンにおいても、この技術が適用可能かどうかを検証し、現地の気象条件や運用環境に適合するよう調整を行う。また、100～200 局で気象データを継続的に収集し、地域ごとの異なる気象条件を考慮した発電・蓄電モデルを構築し、安定したエネルギー供給を実現する。JCM 実証段階では、コスト削減を進めながら、まず 100 局程度のグリーン基地局を建設し、2 年間で 1,000 トンの CO2 削減を達成することを目標とし、事業費も従来の半分程度に抑えることが可能と見込まれる。

実証事業では、①天気予報連動制御の最適化によるエネルギーマネジメントの精度向上、②台風や地震など災害時の電力供給安定性の強化、③通信設備のリアルタイム消費電力管理によるエネルギー効率の向上、④JCM クレジット創出に向けた CO2 削減量の測定・検証が主な課題となる。これらの技術的検証をクリアし、JCM の本格適用を進めることで、フィリピン全国基地局の再エネ化を促進し、CO2 削減目標の達成に貢献する。さらに、フィリピン国内の他インフラへの応用を検討し、持続可能なエネルギー利用の拡大を図ることで、長期的な環境・経済的利益の創出を目指す。

これにより、同国の NDC 目標達成を支援し、持続可能なエネルギー利用の普及を促進する。国内外でのプロジェクト成果の持続的な展開を目指し、広範な環境的および経済的効果を実現する。JCM を通じたクレジット創出は、プロジェクトによる GHG 排出削減量を正確に評価し、JCM クレジットとして認証することで実現される。このクレジットはフィリピン国内外での再エネプロジェクトへの再投資資金を確保する基盤となり、同時に日本の GHG 排出削減目標の達成にも寄与する。加えて、NEDO プログラムの活用により、省エネルギー技術の研究開発および社会実装を推進するための追加的な資金および技術支援が可能となる。

本プロジェクトの普及はフィリピン国内にとどまらず、インドネシアをはじめとする他の発展途上国への展開も視野に入れている。特に、これらの国々ではエネルギー供給の安定化が喫緊の課題であり、本プロジェクトによる技術移転と再エネ導入の成功モデルが大きな影響を及ぼす可能性がある。国際エネルギー機関（IEA）の報告によれば、東南アジア全体で再エネ導入が進むことで、2030 年までに約 2 億トンの CO2 排出削減が達成される見通しが示されており、本プロジェクトもその一翼を担うと期待される。通信インフラの再エネ化における成功事例を基盤として、同様の課題を抱える他国での実装が期待される。このような国際的な展開により、グローバル的な GHG 排出削減への貢献が拡大するだけでなく、対象国のエネルギー効率改善や経済発展を支援することが可能となる。

しかし、これらの戦略を実現するにはいくつかの課題が存在する。

まず、社会経済環境面において、グリーン基地局の建設には 1 局あたり約 650 万円のコストが想定されており、全国展開には膨大な資金が必要である。この資金調達の課題に対応するため、フィリピン政府の税制優遇措置や補助金制度を活用し、JCM クレジットの収益をプロジェクトに再投資する。拡大に必要な資金を調達する計画である。また、事業費削減のため、設備のモジュール化、現地サプライヤー・通建会社との連携、調達の最適化を進めることで、コストを抑えつつ拡大を実現する。

さらに、制度面では、自然保護地域内での基地局建設において樹木伐採が必要となる場合があり、環境保護規制の遵守や許認可取得が課題となる。これに対して、現地パートナーや現地政府と連携し、プロセスを簡素化するための協議を行う。また、環境負荷を低減するため、樹木の伐採を最小限に抑え、可能な限り既存の土地利用を最適化する計画を立てる。また、技術および物品の輸出入管理も課題とな

っており、輸出入手続きについては、専門のコンサルタントや物流企業を活用し、スムーズな輸送と法的要件の遵守を確保する。必要に応じて、日比両国政府との調整を進めることで、法規制のクリアを迅速化する。

技術面では、信頼性の高い天気予報データの取得が課題となる。これに対し、現地の気象予報データ提供者やフィリピン大気地球物理天文局（PAGASA)、アメリカ海洋大気庁（NOAA）または日本の研究機関などと連携し、正確な気象データを取得する体制を整える。また、一部基地局では敷地が狭く、電力を完全に PV で賄うことが困難な場合があるため、4G または 5G 設備の部分自立を検討するさらに、日本のスマートメーターがフィリピンの技術基準および電波法基準を満たしていないことが遠隔監視の課題となっている。この問題については、現地パートナーである SMART 社と連携し、フィリピン国内で認可された製品を活用することで解決を図る。

また、技術移転の効率性を確保するためには、現地技術者の育成や関連インフラの整備が必要不可欠である。さらに、政策環境の整備も重要であり、再エネ導入を加速するための税制優遇措置やインセンティブ制度の強化がフィリピン政府によって進められる必要がある。

これらの課題に対応することで、本プロジェクトの成果を持続可能な形で展開し、フィリピンをはじめとする発展途上国における脱炭素社会の実現を支援する。また、この戦略により、日本と対象国との協力関係がさらに深化し、国際的な温室効果ガス削減努力における模範的な事例となることが期待される。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	The Republic of the Philippines
Name of the methodology proponents submitting this form	NTT DOCOMO, INC.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Telecommunication
Title of the proposed methodology, and version number	Installation of Solar Panels, Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations in the Philippines
List of documents to be attached to this form (please check):	☒The attached draft JCM-PDD: ☒Additional information
Date of completion	15/01/2015

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
01.0	15/01/2025	Frist Draft

A. Title of the methodology

Installation of Solar Panels, Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations in the Philippines, V01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Solar photovoltaic (PV) system	An electricity generation system that converts sunlight into electricity using photovoltaic (PV) modules. The system also includes ancillary equipment such as inverters required to change the electrical current
Energy Management System (EMS)	The EMS is a system composed of a server and software that can forecast the electricity load and solar PV electricity and conduct Economic Load Dispatching Control by controlling a battery energy storage system (BESS) for efficient system operation.
Battery Energy Storage System (BESS)	The BESS is a system consisting of a power converter and a connected group of battery cells, which charges and discharges energy by converting electrical energy into chemical energy. The BESS is controlled by EMS for efficient charging and discharging.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity by installation and operation of solar PV system(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on the AC output of the solar PV system(s) multiplied by the conservative emission factor.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the solar PV system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the project solar PV system(s).

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project installs solar PV system(s).
Criterion 2	The PV modules are certified for design qualifications (IEC 61215) and safety qualification (IEC 61730-1 and IEC 61730- 2).
Criterion 3	The equipment used for monitoring output power of the solar PV system(s) and irradiance is installed at the project site
Criterion 4	Weather forecast-based control

E. Emission Sources and GHG types

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. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

The default emission factor is set in a conservative manner for the Philippines regional grids: Luzon-Visayas and Mindanao systems.

The emission factor is referring to the conservative emission factor of National Grid Emission Factor published by the Government of Philippines and the emission factor for captive power is emission is based on fuel emission factor, lower heating value of fuels and the generator efficiency.
Emission factors for the Luzon-Visayas and Mindanao grids during the 2019-2021 period are as follows:

- **Luzon-Visayas Grid:**
  - EF_{CM}: 0.7058 t-CO_2/MWh
- **Mindanao Grid:**
  - EF_{CM}: 0.8173 t-CO_2/MWh

Captive Power Emission Factor ($EF_{captive}$) is set to 0.533 t-CO_2/MWh.

Case 1: Direct Grid Connection

For PV systems directly connected to the regional grid or connected via an internal grid not linked to a captive power generator, the Combined Margin Emission Factor (EF_{CM}) is applied. This factor

balances immediate emissions reductions with longer-term impacts on the grid composition. This case is most suitable for projects aiming to displace high-carbon grid electricity while contributing to grid decarbonization.

For PV systems directly connected to the regional grid or connected via an internal grid not linked to a captive power generator, the Combined Margin Emission Factor (EF_{CM}) is applied. This case is most suitable for projects aiming to displace high-carbon grid electricity while contributing to grid decarbonization. This factor balances immediate emissions reductions with longer-term impacts on the grid composition.

The Emission Factor of Case 1 is set as follow:

- Luzon-Visayas Grid: 0.7058 t-CO_2/MWh
- Mindanao Grid: 0.8348 t-CO_2/MWh

Case 2: Mixed Systems

In scenarios where the PV system is connected to both a regional grid and a captive power generator, a conservative approach is applied by using the lower value between the EF_{CM} and the emission factor of diesel-fired power generator. This approach accounts for the mixed operational nature of the system, prioritizing a conservative baseline for emissions reductions.

The Emission Factor of Case 2 is set as follow:

- Luzon-Visayas Grid: EF_{CM} = 0.533 t-CO_2/MWh
- Mindanao Grid: EF_{CM} = 0.533 t-CO_2/MWh

Case 3: Captive Systems Only

For PV systems exclusively connected to an internal grid linked to a captive power generator, the emission factor of diesel-fired power plants is used. This reflects the operational characteristics of captive diesel systems and ensures realistic baseline emissions for calculation. The emission factor is set at 0.533 t-CO_2/MWh.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i (EG_{i,p} \times EF_{RE,i})$$

RE_p: Reference emissions during the period p (tCO2/p)

$EG_{i,p}$: Quantity of electricity generated by the project solar PV system i during period p (MWh/p)

$EF_{RE,i}$: Reference CO2 emission factor for the project solar PV system i(tCO2/MWh)

G. Calculation of project emissions

$$PE_p = 0$$

PE_p ： Project emissions during period p (tCO2/p)

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p = RE_p$$

ER_p : Emission reductions during period p

RE_p : Reference emissions during period p

PE_p : Project emissions during period p

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	To assess the GHG reductions from PV panel installations, reference emissions are established using the National Grid Emission Factors (NGEF) provided by the Department of Energy (DOE) of the Republic of the Philippines. These factors are derived from the grid's operational data and fuel efficiency surveys, ensuring a robust and conservative approach to emissions reduction calculations. The NGEF includes the Operating Margin (OM), the Build Margin (BM), and the Combined Margin (CM), following the methodologies outlined by the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). OM represents the emissions from existing power plants likely to reduce output due to renewable energy integration. It is calculated using the formula: $$EF_{OM} = \frac{\sum(GEN_i \times EF_i)}{\sum GEN_i},$$ *where GEN_i represent the Generation of plant i,* *EF_i represent the Emission Factor of plant i* This parameter captures the immediate impact on the grid by displacing high-carbon electricity sources.	JCM_PH_AM002 DOE, Government of the Philippines: National Grid Emission Factor for 2019-2021 UNFCCC/CCNUCC: Methodological Tool (Version 02) "Tool to calculate the emission factor for an electricity system"

BM reflects emissions from the most recent or planned capacity additions, capturing longer-term changes in the grid. It is calculated using the formula:

$$EF_{BM} = \frac{\sum(GEN_m \times EF_m)}{\sum GEN_m},$$

where GEN_m *represent the Generation of the plant m in the sampl*

EF_m *represent the Emission factor of plant m*

BM focuses on the newest additions to grid capacity, highlighting the shift in emissions profiles.

CM combines OM and BM to provide a balanced metric for assessing both immediate and future impacts. The calculation formula is:

$$EF_{CM} = (w_{OM} \times EF_{OM}) + (w_{BM} \times EF_{BM}), where$$

$$w_{OM}: Weighting\ for\ OM; w_{BM}: Weighting\ for\ BM$$

For wind and solar projects, weightings are adjusted to $w_{OM} = 0.75$ and $w_{BM} = 0.25$ to reflect their immediate impact on grid operations.

Additionally, low-cost/must-run (LCMR) resources, such as hydro and geothermal, are incorporated to ensure that the emission factors accurately represent the actual energy mix in the Philippines.

Emission factors for the Luzon-Visayas and Mindanao grids during the 2019-2021 period are as follows:

- Luzon-Visayas Grid:
  - EF_{OM}: 0.6935 t-CO_2/MWh
  - EF_{BM}: 0.7426 t-CO_2/MWh
  - EF_{CM}: 0.7058 t-CO_2/MWh (wind and solar projects)
- Mindanao Grid:
  - EF_{OM}: 0.8522 t-CO_2/MWh
  - EF_{BM}: 0.7824 t-CO_2/MWh
  - EF_{CM}: 0.8173 t-CO_2/MWh (wind and solar projects)

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：フィリピンにおける無線基地局へのソーラーパネルと蓄電池の設置及び最適電力制御技術に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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 NTT ドコモ

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.4. 株式会社クボタ

事業名： フィリピンにおける農業残渣を活用したバイオマス発電事業に関する JCM 実現可能性調査

実施者：株式会社クボタ
共同実施者：日本工営株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

株式会社クボタ（以下、クボタ）は、農業機械メーカーとして、グローバルに農業ソリューションを提供している。

クボタの活動拠点の一つであるフィリピンでは、稲わらを含む多くの農業残渣が有効利用されておらず、その多くは野焼きにより処分され、周辺地域では大気汚染等の問題が生じている。この問題に対し、クボタは稲わら回収機（以下、ベーラー）等の農業機械の技術導入により稲わら回収の効率化を図るとともに、未利用農業残渣の有効利用を検討した。

また、フィリピンにおける発電プラントの総設備容量（2023）は 28,291MW であるが、そのうちバイオマス発電の設備容量は 585MW であり、2%を占める程度である。同国におけるバイオマス発電の設備容量並びに施設数は増加傾向にあり、現行のエネルギー計画[1]では、2040 年までにバイオマス発電の設備容量を 1,293MW 追加することを目指している。

以上の背景から、今回フィリピンでの稲わら等の農業残渣を活用したバイオマス発電事業に関する FS を実施するに至った。

1.2 提案事業の概要

提案事業において、クボタはフィリピンにおけるコメ生産から発生するバイオマス資源（稲わらやもみ殻）を有効利用するため、クボタが有するフィリピン国内での農業関係者とのネットワークを活用し、コメ農家への啓蒙等を通じて効率的なバイオマス資源回収・輸送の体系を確立する。そして、回収したバイオマス資源を燃料とするバイオマス発電事業を実施する。

提案事業では、稲わらを効率的かつ経済的に回収するために、クボタのベーラーを導入する。また、バイオマス発電を経済的かつ安定的に行うために、主要な発電設備には耐久性・メンテナンス性に優れた本邦設備（発電機や変圧器等）を導入する。これらにより、稲わらを活用した再生可能エネルギー（以下、再エネ）の安定生産を可能とし、稲わらの野焼きによる大気汚染の軽減や地域電力の再エネ化による GHG 排出量削減に貢献する。

[1] Philippines Energy Plan 2018-2040

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本調査では、①フィリピンでの未利用残渣（稲わら等）の効率的な回収・利用方法の確認、②事業化に向けた検討、並びに③JCM プロジェクト化に向けた各種検討を実施した。
また、クボタはより迅速に事業を開始するべく、現地事業者が開発に着手しているバイオマス発電プロジェクトへの出資・経営参画を検討している。本調査ではフィリピンでのバイオマス発電プロジェクトを複数探索した上で、有望案件を選定し事業化を検討することとした。本調査における想定アウトプットを表 1.1 に示す。

表 1.1 調査のアウトプット

完成時期	アウトプット	記載場所若しくは今後の予定
中間報告会	バイオマス発電案件探索・比較、及びそれに基づく候補案件の選定	**エラー! 参照元が見つかりません。** 項
最終報告会	選定した案件の JCM 化可否	**エラー! 参照元が見つかりません。** 項
	稲わら回収の実用化可否	**エラー! 参照元が見つかりません。** 項
FS 終了後	提案事業に係る PDD 作成	PIN 確定後に作成する。
	事業実施に向けた EPC 事業者の選定	現地パートナーと交渉中であり、今後確定する。
	事業実施体制の最終化（現地関係者との調整、現地 SPC 設立等を含む）	**エラー! 参照元が見つかりません。** 項

出典：調査チーム作成

2. JCM FS 調査の実施体制

本調査の実施体制を図 2.1 に示す。本調査では、フィリピンでのバイオマス発電プロジェクトの現地パートナー（ディベロッパー）・EPC 事業者とともに事業化検討を行った。また、現地販売会社であるクボタフィリピン/農家と連携して稲わら回収実証を行い、稲わら回収の実用化可否を確認した。また、フィリピン政府機関・地方政府等と協議を行い、JCM 適用可能性について確認した。

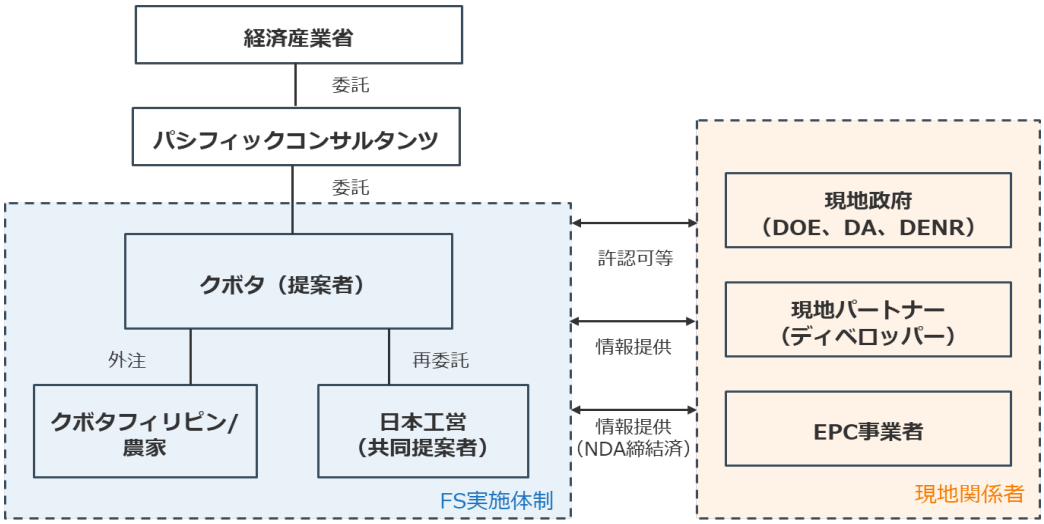


図 2.1 実施体制図

出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

本調査では、表 3.1 に示す 7 つの調査項目について実施した。調査スケジュールを図 3.1 に示す。

表 3.1 本 FS における調査の実施内容と実施方法

#	調査項目	実施内容・実施方法
1	関連政策・制度の動向分析	フィリピン政府はバイオマス発電事業に関する法制度を定めている。法制度に関して、エネルギー省（以下、DOE）バイオマスエネルギー管理部に確認した。稲わら等の未利用バイオマス資源の活用に関して、DOE 及び農業省（以下、DA）に確認した。また、JCM 関連を担当している環境天然資源省（以下、DENR）気候変動サービスと協議を行い、フィリピン側の民間 JCM に関する意向及び方針を確認した。
2	提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	コメ農家へのヒアリング、及び現地実証を行い、現地ニーズに即した効率的な稲わらの回収方法を検討した。 また、フィリピンにおけるバイオマス発電プロジェクトを探索し、その中から稲わらの混合処理が可能なプロジェクトを選定し、バイオマス回収から発電までの事業検討を行った。
3	事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応の検討	事業候補地周辺の農家及び関係者へのヒアリングを通じて、事業ニーズを把握するとともに、バイオマス発電事業の収益性評価を行い、事業性を確認した。 提案事業は民間 JCM の活用を想定しているため、JCM 申請に向けた事業体制及びスケジュール等を策定し、PIN 案を作成した。
4	GHG 排出削減量の算定及び排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成	提案事業は、稲わら等の未利用バイオマス資源を燃料として発電することによりグリッド電力の代替を行う。GHG 排出削減量に関して、既承認方法論（PH_AM003）をベースにするが、追加的にベーラー利用によ

#	調査項目	実施内容・実施方法
		る GHG 排出量を検討した。これを踏まえ、提案事業における GHG 排出削減量の試算を行った。
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	上記 1 のとおり、フィリピン政府関係者（DOE、DA、DENR）との協議により、提案事業の調査内容を共有し、事業化の課題を確認した。
6	今後の課題と対応策の検討	提案事業は政府許認可等の取得等を一部完了しているが、幾つかの手続き等が完了していない。これらについては、関係省庁との面談を通じて、今後確認する予定である。
7	PIN 案の作成	提案事業に関する PIN 案を作成した。ただし現時点で、一部決定していない事項があるため、今後現地パートナーと共に PIN 案の最終化を行う。

出典：調査チーム作成



図 3.1 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

4.1.1. バイオマス発電の関連政策・制度

フィリピンでは、バイオマスエネルギー利用に関して、様々な法制度が整備・運用されている。主なバイオマス発電関連政策・制度の内容を以下に示す。

(1) 再生可能エネルギー法（Republic Act No. 9513）

再生可能エネルギー法は、2008 年 12 月に施行されたフィリピンにおける再エネ資源の開発、利用及び事業化の促進等に関する法制度で、バイオマスを含む太陽光、風力、水力、地熱、海洋エネルギー等の再エネ開発の推進を目的としている。

バイオマス発電に関わる方針として、DOE は DENR と連携し、バイオガス等の廃棄物発電技術（家畜糞尿や農業廃棄物等の発酵、ガス化等）を採用することを奨励している（第 30 項)。再生可能エネルギー法における主なインセンティブを表 4.1 に示す。

表 4.1　再生可能エネルギー法における主なインセンティブ

区分	インセンティブ	概要
財政インセンティブ	所得税	再エネ開発事業者に対し、7 年間の所得税を免除する。
	関税	再エネ機器・設備、資材、部品等に対して、10 年間の輸入関税を免除する。
	その他	特別不動産税、付加価値税免除、カーボンクレジットの非課税等についても適宜、考慮する。
非財政インセンティブ	再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準（RPS）	発電事業者や送配電事業者等の電力取引に関わる事業者に対し、取引量の 1.0%以上は再エネ電力を調達又は生産することを義務付ける。(2040 年にかけて 2.52%に引き上げ)
	固定価格買取制度（FIT）	再エネ電力を、送配電事業者が一定期間保証された固定価格で買い取りを行う制度である。
	グリーンエネルギーオプションプログラム（GEOP）	GEOP は電力消費者が、再エネを電源として選択できる制度である。ただし需要電力月平均 100kW 以上の電力消費者が対象となる。
	ネットメータリング	電力消費者が自家用に 100kW までの再エネ資源による発電を行い、余剰電力をグリッドに販売することができる。
	再生可能エネルギー市場（REM）	REM において再エネ証書（REC）の取引等を行うことができる。

出典：REPUBLIC ACT NO. 9513 より調査チーム作成

(2) 外資規制撤廃（バイオマス）

これまで、再生可能エネルギー法施行規則（IRR）によって、フィリピンにおけるバイオマス発電プラントの所有・運営に係る外資の参入は上限 40%に制限されていたが、2019 年にフィリピン政府は外資規制を撤廃し、外資の 100%出資を認めている。

(3) エネルギー省省令（No. DC2019-10-0013）

同省令はフィリピンにおける再エネ開発に係るガイドラインを規定している。再エネ資源の利用については、1987 年フィリピン国憲法第 12 条第 2 項に基づき、フィリピン国内のエネルギー及びその他の天然資源はすべて国に帰属し、その開発や利用は国の完全な管理下に置かれると定めている。また、再エネ開発業者は、再エネ資源の開発及び/又は利用にあたり、エネルギー省と再エネ運用契約（Renewable Energy Operating Contract）を締結する事を求めている。再エネ運用契約の対象には、外資企業も含まれており、バイオマスエネルギーの開発にあたっては、再エネ運用契約のうちバイオマスエネルギー運用契約（Biomass Energy Operating Contract：BEOC）を締結する。バイオマス発電事業者は、BEOC 発行日から 5 年間の商業運転が可能で、BEOC の有効期間は発行日から 25 年間（更新可能）である。

4.1.2 農業関連政策・制度

フィリピンにおける主な農業関連の補助金制度を以下に示す。

・ コメ競争力強化基金（Rice Competitiveness Enhancement Fund：RCEF）

RCEF は、フィリピンにおいて 2019 年にコメの輸入制限を撤廃したことを受けて、コメ農家の国際競争力及び所得向上を目的として設立された基金である。同基金は、フィリピン稲研究所（Philippine Rice Research Institute：PhilRice）、フィリピンポストハーベスト開発機械化センター（Philippine Center for Postharvest Development and Mechanization：PHilMech）、農業研修所（Agricultural Training Institute：ATI）、技術教育技能開発局（Technical Education and Skills Development Authority：TESDA）に配分され、稲生産、近代稲作技術、種子生産、農業機械化、知識・技術移転等に利用される。予算は 6 カ年で 100 億ペソであり、うち 50 億ペソが PHilMech を通じて農業機械に関連した補助金として利用される。

PHilMech は、地方自治体（Local Government Unit：LGU）・農業組合等の要望に基づいて予算を設定した上で、 RCEF を活用し農業機械を購入（入札による）し、各地域の農家に無償で提供している。現時点でベーラーは RCEF の対象外だが、稲わら回収・有効利用は PHilMech も重要な課題であると認識しており、今後 RCEF の対象となる可能性がある。本制度を活用して、本提案事業に参画する農家にベーラーが無償で提供されることを目指して、引き続き情報収集を行う。

4.1.3 環境関連の政策・制度

バイオマス発電事業の実施に関連する主な環境関連の政策・制度の内容を以下に示す。

(1) DENR 省行政命令（Department Administrative Order 2019-2021：DAO）

DENR は、都市廃棄物の廃棄物発電プロセスを所管している。DENR 省令 2019-2021 の第 6 項では Waste to Energy（WtE）施設の運用上のガイドラインが示され、受け入れ可能な廃棄物の定義とその持続可能な調達、貯蔵場所の確保、環境モニタリングについて記載されている。また、WtE 施設の事業者は、モニタリング結果を環境管理局（Environment Management Bureau：EMB）に提出しなければならない。モニタリングは連続排ガス計測システム（Continuous Emission Monitoring System：CEMS）を介して EMB に報告され、PM、NO_2、CO、HCl、温度及び EMB が求めたその他項目が計測される。

なお、ガイドラインは現在更新中であるため、2019-2021 版を参照した。

(2) フィリピン環境影響評価システム（Philippine Environmental Impact Statement System：PEISS）

DENR は PEISS に基づき EMB 及び地方事務所を通じて環境影響の管理を行っている。また、環境に重大な影響を及ぼす可能性のある全ての開発事業に対して、環境適合証明書（Environmental Compliance Certificate：ECC）の取得を義務付けている。ECC は、提案事業が国内の環境法令を遵守していること、環境影響評価（Environmental Impact Assessment：EIA）の一環としてすべての管理計画が実施されていることを証明するものである。

ECC 取得を含めた PEISS に関する手続きについては、“Procedural Manual for DAO 2003-30”に詳しくまとめられている。EEC 取得にあたっては、事業が A～D にカテゴライズされ、属するカテゴリーに対応する書類の提出が必要となる。提案事業はカテゴリーB「環境上重要な地域に位置する事業」に該当すると想定され、初期環境調査書（Initial Environmental Examination：IEE）の提出が必要となる。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1 農業セクター

フィリピン政府統計（2021 年）によれば、農林水産業（生産額は 1 兆 7,600 億ペソ）は、GDP の 9.6%を占め、全労働人口の 24.2%にあたる 1,066 万人が農業に従事している。農作物ではサトウキビ（2,628 万トン）、コメ（1,996 万トン）、ココナッツ（1,472 万トン）が多く生産されている。コメはフィリピンにおける主食の一つであり、作物生産量 2 位であるものの、人口増加による消費量の増加や、2019 年のコメの輸入数量制限の撤廃等の影響で、コメの輸入量は増加傾向にある。

4.2.2 農業残差の現状

フィリピンにおける主要な農業残渣として、もみ殻、稲わら、バガス、ココナッツ殻、家畜糞尿等が挙げられる。農業残渣全体では、9,907MW に相当する発電ポテンシャルを有すると試算されている。[2] 農業残渣別の発電ポテンシャルは、表 4.2 に示す。

[2] Tadeo, B.D. 2015

表 4.2 農業残渣の発電ポテンシャル（2016 年）

農業残渣	残渣量 [t]	発電量 [kWh/kg]	発電ポテンシャル [MW]
もみ殻	3,767,824	0.627	308
稲わら	8,813,623	0.774	888
トウモロコシの穂軸	1,851,626	0.932	225
トウモロコシの茎	14,437,632	0.872	1,639
ココナッツ殻（husk）	4,143,376	1.398	754
ココナッツ殻（shell）	1,970,074	1.758	451
ココナッツの葉	13,666,092	1.139	2,027
バガス	6,163,085	0.316	254
サトウキビの残渣	1,118,527	0.545	79
鶏糞	46,430,466	0.240	1,451
豚の糞尿	468,648,600	0.030	1,831
合計			9,907

また、農業残渣の廃棄方法として、労働力不足や回収作業のコストが高い等の理由により、違法な焼却処分（野焼き）が行われており、野焼きに伴う CO_2 の排出や大気汚染等も問題となっている。稲わらの有効活用に向けては、収集・輸送・処理までの一貫した対策が求められている。また、本調査において着目している稲わら以外にも、トウモロコシやココナッツの農業残渣や鶏・豚等の家畜残渣も多量に発生していることから、これらの積極的な活用も求められる。

4.2.3 農業機械の現状

フィリピン政府は、1997 年に農漁業近代化法、2013 年に農業機械化法を制定し、農業の近代化及び機械化を目指している。

また、RCEF の農業機械化プログラムの下、PHilMech は 2019 年～2022 年の対象期間において、10,633 の農業組合や地方自治体に対し、合計 22,844 台の農業機械を提供している。提供された農業機械は、耕うん用のトラクター等（12,644 台）や、収穫・脱穀用の刈取機、コンバイン、脱穀機（6,979 台）等が含まれる。

4.2.4 バイオマス発電の現状

フィリピンにおける総発電設備容量（2023 年）は 28,291MW であり、設備容量の構成割合は、石炭 44%、石油 13%、天然ガス 13%、再生可能エネルギー（水力、地熱、太陽光、バイオマス、風力）30%となっており、バイオマス発電は全体の 2%（585MW）を占める。なお、同国のエネルギー計画においては、バイオマスの総設備容量を 2040 年までに 1,292MW の追加を目標としている [3]。

[3] DOE, Philippine Energy Plan 2018-2040

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1. 事業化に向けた課題と対応策の検討

提案事業の事業化検討に際し、(1) 現地パートナー及び候補案件の探索、(2) 候補案件実施のための課題と対応策の検討を行った。

(1) 現地パートナー及び候補案件の探索

クボタは早期の事業化を図るために、バイオマス発電事業に精通する現地パートナーと連携すること、並びにフィリピンで開発中のバイオマス発電プロジェクトに参画することを検討した。
まずは、現地パートナー及び候補案件の探索を目的として、バイオマス排出事業者や EPC 事業者との面談を実施した。面談の結果、プロジェクトを複数探索し比較した上で、有望なプロジェクト 1 件を選定した。なお、選定したバイオマス発電プロジェクト（ミンドロ島・サブラヤン市）は、表 4.3 に示すとおり主要な事業成立要件を満たすことを確認した。

表 4.3 事業成立要件及び確認結果

事業成立要件		確認結果
プラント設立地	プラント周辺から稲わら・もみ殻の必要量が調達可能であること。	同一市内・近隣市内（50km 以内）の水田・精米工場から十分な稲わら・もみ殻の調達が可能である。
バイオマス調達先	農家・精米組合の協力が得られること。	現プロジェクト開発者の一人は、精米組合・トラック輸送組合のトップであり、農家組合・精米組合のメンバーと強いコネクションを有している。
電力販売先	長期的かつ高単価での売電が期待できること。	電力販売先となる送配電事業者は、3 か年の電力調達計画に本プロジェクトの電力を組み込むことを検討している。また、売電価格 7.39 ペソ/kWh、20 年契約にも基本的に同意している。ただし、売電価格の引上げについて交渉中である。
事業許認可	許認可申請先となる地方自治体が本件に対して協力的であること。	現プロジェクト開発者は市長とのコネクションを有しており、かつ、市長は安定電源の確保・雇用創出につながる本事業立上に前向きである。

出典：調査チーム作成

(2) 事業実施のための課題と対応策

当該案件の事業化にあたり、特に十分なバイオマス資源の確保、ベーラーの導入可否、及びバイオマス発電事業の経済性確保が重要であることから、後述の**エラー! 参照元が見つかりません。**項に示すとおり、調達予定地における稲わら及びもみ殻の想定発生量の試算、ベーラー実証調査、及びバイオマス資源の調達単価や売電価格等を考慮した経済性評価を行った。

4.3.2. JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

JCM プロジェクトでは、事業の安定した実施に加え、モニタリング等の必須の取組みを実施する必要がある。そのため、提案事業を JCM プロジェクトとして実施する場合、予想される課題を列記した上で、現時点において想定し得る対策を検討した。検討結果を表 4.4 に示す。

表 4.4 JCM 化に向けた課題とその対策

#	課題	対策・状況
1	安定したバイオマス資源の調達	バイオマス資源調達先となる農業組合及び精米組合と稲わら・もみ殻の調達交渉を開始しており、十分な量の調達が期待できる。ただし、将来的に稲わらやもみ殻の需要が高まった際にそれらの調達が困難になることが予想されるため、農業組合及び精米組合とは長期契約を締結する予定である。
2	安定したバイオマス発電の実施	バイオマス発電プラントの実績が豊富な現地 EPC 事業者と事業化に向けた協議（交渉や設計等）を進めている。
3	近隣地域への電力供給	発電プラント近隣における地方グリッド管理者（送配電事業者）と売電交渉を開始しており、電力供給契約やバイオマス発電に係る環境価値への考え方につき協議を進めている。
4	適切な JCM モニタリング項目の収集・保管	JCM プロジェクトでは、適切なモニタリングの実施が重要である。EPC 事業者に対して国際規格（IEC 等）に準拠した計測機器の導入等を指示している。また、運用後における適切なデータの取得、保管を実現するための体制構築等についても協議を進めている。

出典：調査チーム作成

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. ビジネスモデル

提案事業のビジネスモデルを図 4.1 に示す。現地パートナーと共に、特別目的会社（SPC）を設立して、バイオマス発電事業を行うことを想定している。SPC は農家組合、精米組合、及び物流業者と連携して稲わら・もみ殻の効率的な調達を行う。なお、クボタは農家組合にベーラー・トラクターを提供し、ほ場での稲わら回収の効率化を図る。発電プラントでは調達した稲わら・もみ殻をボイラーで直接燃焼し、5.5MW の発電を行う。発電した電力（5.5MW）の内、プラント内消費分（1.0MW）を除く 4.5MW の電力を、当該地域の送配電事業者に販売する。

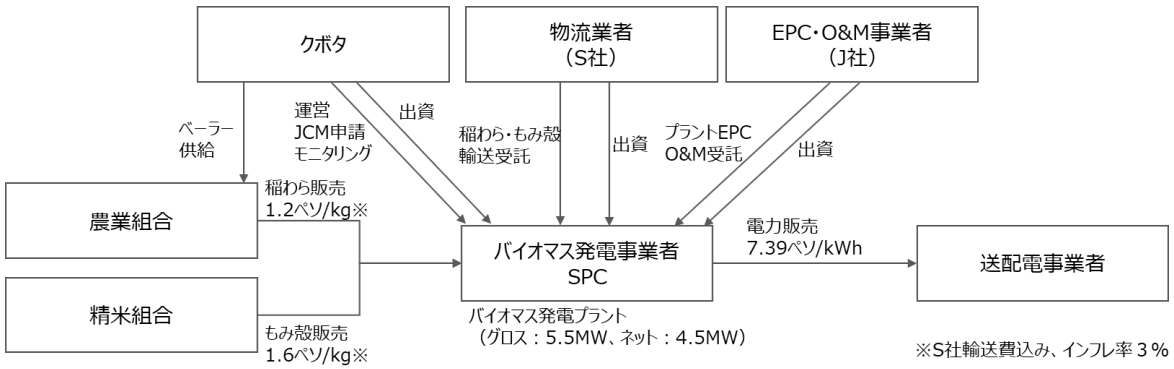


図 4.1 ビジネスモデル

出典：調査チーム作成

4.4.2. 事業性評価に係る検討

（1）稲わら・もみ殻の調達

バイオマス発電（5.5MW）における稲わら及びもみ殻の年間必要調達量は、それぞれ 4.5 万トン、1.0 万トンを見込んでいる。これに対し、バイオマス発電プラント設立地市内・隣接市（半径 50km 圏内）における稲わら及びもみ殻の想定発生量は、それぞれ 30.8 万トン、4.7 万トンであり十分な発生量があることを確認した。

稲わら調達価格は、本調査においてクボタ製ベーラーを用いた稲わらの回収実証を行い試算した。なお、稲わら販売者が十分な利益[4]が得られる価格（1.2 ペソ/kg、0.11 ペソ/MJ）として試算した。また、もみ殻調達価格についてはフィリピン国内のバイオマス発電プラントで一般的に取引されている価格（平均 1.6 ペソ/kg、0.13 ペソ/MJ）を確認した。

本調査において、稲わらがもみ殻よりも安価に調達できることが確認できたことから、ベーラーを用いた稲わら回収、及びバイオマス発電における稲わら利用は経済的にも有効であることを確認した。

なお、将来的に稲わら・もみ殻の有用性がフィリピン国内に認知された場合、それらの需要が増加し調達価格がインフレする可能性がある。なお後述の収益性評価においては、フィリピン国内におけるコメ取引価格インフレ率（直近 20 年間で 4.1%/年、10 年間で 1.6%/年[5]）を参考に、稲わら・もみ殻調達価格のインフレ率を年 3%に設定した。

（2）電力の販売

現在、電力販売先である送配電事業者と売電価格について交渉中であるが、先方の要望価格（7.39 ペソ/kWh）を確認した。年間売上額は以下を想定している。

売上額：2.63 億ペソ＝売電価格 7.39 ペソ/kWh×売電容量 4.5MW×稼働日数 330 日×24 時間

なお、当該価格は、インフレ等により O&M コストが変動した場合、その変動に合わせて価格が変動する見込みである。ただし、稲わら・もみ殻の調達コストの変動は考慮されない。

[4] ベーラー等の農業機械の投資回収期間が 2 年（農作業請負事業者の要望に基づく）として試算

[5] フィリピン政府統計

（3）初期投資費用

初期投資費用は、EPC 兼 O&M 事業者の試算結果（12.6 億ペソ）を確認した。内訳はプラント EPC コスト（11.1 億ペソ）、土地準備（0.6 億ペソ）、事業化手続き費用（0.3 億ペソ）、及び 6 か月分の運転資金（0.6 億ペソ）を想定している。

（4）O&M 費用

O&M 費用は、EPC 兼 O&M 事業者の試算結果（0.23 億ペソ/年）を確認した。

（5）収益性評価及び今後の対策

上述の確認結果を基に、収益性評価を実施した。結果、20 年間のプロジェクト IRR（内部収益率）は 6.8%となった。本結果に加えて、提案事業への出資においては、カントリーリスクや 3%を超える稲わら・もみ殻のインフレリスクを考慮する必要があり、現段階では出資は困難であるという評価結果となった。したがって、提案事業の出資・事業化には収益改善が必要となる。**エラー! 参照元が見つかりません。**に収益改善に向けた対策を示す。

表 4.5 収益改善に向けた今後の対策

項目	対策
稲わら・もみ殻の調達価格インフレに追従可能な売電価格の設定	上記（2）に記載のとおり、現状想定の売電価格は稲わら・もみ殻の調達価格のインフレは考慮されない。一方で、エネルギー規制委員会が発行する電力供給契約テンプレートに記載されている売電価格算出方法は、燃料調達価格の変動に対して、売電価格の変動を認めている。今後、これを根拠に、売電価格の算出方法について、送配電事業者と交渉を行う。
売電価格の向上	電力販売先である送配電事業者の要望価格（7.39 ペソ/kWh）は、フィリピン政府の承認電力価格 [6]に基づくものである。現在、当該価格の改定（7.39 ペソ/kWh から 8.50 ペソ/kWh 程度への引上げ）に関する協議が行われており、この改定を待ち売電価格の向上を目指す。
クレジットの獲得	民間 JCM を活用することでカーボンクレジットを獲得し、本事業の収益として計上する。ただし、後述（表 4.6）のとおり、DENR は日本企業が当該事業に全額出資した場合にも、日本への配分は最大 50%という意向を示している。クレジット獲得量向上に向けて DENR と交渉を行う。

出典：調査チーム作成

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

フィリピン政府や事業関係者との協議状況を表 4.6 に示す。

[6] Subsidized Approved Generation Rate (SAGR)

表 4.6 フィリピン政府や事業関係者との協議状況

相手方	協議状況
LGU（発電プラント設立候補地の地方自治体）	提案事業の実施には、プラント設立地の LGU の許認可が必要となる。プラント設立候補地であるサブラヤン市の市長と面談を行い、提案事業の概要について説明した。提案事業は当該地域の不安定な電力供給を改善するだけでなく、プラント運営による雇用創出や稲わら買取による農家の所得向上が期待できることから、市長より賛同を得た。また、事業実施時の許認可取得においてサポートするというコメントを得た。
送配電事業者	当該地域の電力需要は増加傾向にあり、電源の増設ニーズがあることを確認した。また、当該地域はディーゼル発電に大きく依存しているが、フィリピン政府が定める RPS を背景に、安定した再エネ電源が求められている。このことから、送配電事業者は提案事業の電力買取について大筋で同意し、3 か年の電力調達計画に本提案事業を組込むことにした。 電力供給契約については、エネルギー規制委員会のテンプレートをベースに交渉している。テンプレートに記載されている電力価格算出方法は、固定分（資本、O&M、燃料調達）と変動分（O&M、燃料調達）のコストを合算する方法が採用されている。しかし、稲わら等は原油や天然ガスといった一般的な燃料のような価格指標が存在しないため、稲わら等の燃料調達コストの変動分を公的に算出することが難しい。このため、送配電事業者は燃料調達コストの変動分は認めない意向である。なお、送配電事業者は初期売電価格をフィリピン政府の承認電力価格（7.39 ペソ/kWh）に合わせたいとの意向を示している。**エラー! 参照元が見つかりません。**に示したとおり、継続して交渉を行う。
PHilMech	PHilMech は、RCEF を活用してコメ農家に農業機械の無償提供を行っている。また、PHilMech は稲わらの回収・有効利用はコメ生産において重要課題であると認識しており、ベーラーの活用について検討を進めている。現状ベーラーは RCEF の対象にはなっていないが、今後検討の余地があることを確認した。
DENR	DENR の気候変動サービスと協議を行い、フィリピン側の民間 JCM に関する意向及び方針を確認した。しかし、現時点で民間 JCM に対する明確な指針はなく、JCM クレジットの分配に関しては、案件毎の協議が必要となることを確認した。ただし、原則日本の分配比率は上限 50%で、フィリピンは下限 50%を想定していることを確認した。
DOE	提案事業（電力を送配電事業者に販売）における環境価値の取扱いについて確認したが、フィリピン政府としての方針はなく、発電事業者及び送配電事業者間でその取扱いを決めるべきであるという認識を確認した。そのため送配電事業者と協議を行い、発電事業者に環境価値が帰属するよう電力供給契約書において明記することとした。

出典：調査チーム作成

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

提案事業を JCM プロジェクトとして実施する場合、フィリピンへの日本の貢献として期待される要素を以下に示す。

（1）効率的な稲わら回収の実現による稲わらの有効活用

コメ農家にとっては稲わらの処理は大きな課題であり、稲わらの多くが野焼きされている。提案事業において、稲わらをベーラーにて短時間で回収し、バイオマス資源として販売することができれば、野焼き及びそれによる大気汚染の軽減が期待され、かつ、農家の新たな収入源として期待される。

（2）クボタの知見やネットワークを活用した農家への支援

クボタは、提案事業においてフィリピン国内市場に新たにベーラーを導入する予定である。クボタの現地販売会社や販売代理店のネットワークを活用してベーラーを販売するとともに、ベーラー導入時の農家への教育機会の提供や、導入後のメンテナンスサービスの提供等、カスタマーサポートを行うことで、ベーラーを活用した稲わらの広域的かつ安定的な回収が期待される。

（3）発電設備における信頼性の高い本邦技術の導入による安定電力の供給

提案事業では、効率的に稲わら等のバイオマス資源を回収、調達することで、それらを燃料とした発電を実施することにより、安定した地域電力の供給を目指している。主要な発電設備（タービンや発電機、変圧器等）には、故障やメンテナンス頻度が低い信頼性のある機器として本邦製品の導入を想定している。これにより当該地域に長期間安定した電力の供給が期待される。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

本調査において対象となるバイオマス発電事業は、フィリピン西ミンドロ州サブラヤン市に位置し、発電プラント近隣地域より調達可能なバイオマス（稲わらともみ殻）を活用し、バイオマスの燃焼を行い発電することでグリッド電力の代替を図るものである。なお、バイオマス資源を効率的に回収するため、農地においてベーラーを利用することを想定している。

提案事業に対する JCM 方法論として、フィリピンにおける既承認方法論 PH_AM003_ver01.0 “Installation of biomass power plant”を採用する予定である。当該方法論は、バイオマス発電プラントを運用し、かつ、国レベル若しくは地方レベルのグリッド電力を代替することにより GHG 排出量削減に貢献するプロジェクトに対して適用されるものである。リファレンス排出量及びプロジェクト排出量の詳細については、後述の 4.7.2 項及び 4.7.3 項に記載する。

本方法論では、バイオマス資源を次のように定義している。

バイオマス資源とは、自然発生又は培養された植物、動物、微生物に由来する非化石化、生分解性の有機物質を指す。具体的には、トウモロコシ、大豆、コメを除くバイオ燃料（サトウキビ、ココナッ

ツを含む)、もみ殻、稲わら、ココナッツ殻、トウモロコシの芯、トウモロコシの茎、バガス（サトウキビの搾りかす)、バイオマス変換プロセスやその他のプロセスで使用できる産業廃棄物及び都市廃棄物の生分解性有機物質、及び非化石/生分解性有機物質の分解及び/又は抽出から回収されたガスと液体等、農産物、副産物、残留物が含まれるものとする[7]。

当該方法論（PH_AM003_ver01.0）の適格性要件並びに提案事業における適用可能性を表 4.7 に示す。提案事業は適格性要件を全て満たしているため、採用することが可能である。

表 4.7 適格性要件

#	適格性要件	判定
1	バイオマス発電プラントが建設され、国レベル若しくは地方レベルのグリッドに電力を供給する。	提案事業は、新規に建設されるバイオマス発電プラントである。また、発電された電力は近隣グリッド（地方レベルのグリッド）へ供給される。
2	バイオマス発電プラントが発電した電力を地方レベルのグリッドに供給する場合、又は国レベルと地方レベルのグリッド双方に供給する場合､それらのエネルギーミックスを比較すると、国レベルのグリッドの CO2 排出係数は地方レベルの排出係数よりも保守的である。	提案事業は、発電した電力を地方レベルのグリッドに供給する。当該地域のグリッドは、主に化石燃料由来の電力が供給されている。国レベルのグリッド排出係数（0.507 [tCO2/MWh]）は、当該地域のグリッド排出係数よりも保守的である。
3	専用プランテーションから調達するバイオマス資源を使用しない。	提案事業では、外部関係者から稲わら・もみ殻の農業残渣を調達する予定であり、専用プランテーションからバイオマス資源を調達する予定はない。

出典：調査チーム作成

4.7.2. レファレンス排出量の算定方法案

既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）では、プロジェクトで生成した電力を、国レベル及び/又は地方レベルのグリッドの電力を代替することを想定しており、レファレンス排出量は以下の式で算定する。

$$RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}$$

RE_p ： 対象期間 p におけるレファレンス排出量[tCO_2/p]
NEG_p ： 対象期間 p におけるバイオマス発電量（正味：ネット）[MWh/p]
$EF_{RE,elec}$ ： グリッド排出係数 [tCO_2/MWh]

NEG_p の設定

[7] Definition in Republic Act No.9513, 2008

$$NEG_p = EG_p - EC_{aux,p}$$

EG_p : 対象期間 p におけるバイオマス発電プラントにおける発電総量［MWh/p］

$EC_{aux,p}$: 対象期間 p におけるバイオマス発電プラント内の補助設備における電力消費総量［MWh/p］

$EC_{aux,p}$ の設定

$$EC_{aux,p} = RPC_{aux} \times 24\ [時間/日] \times D_p$$

RPC_{aux} : バイオマス発電プラントの補機類の定格消費電力［MW］

D_p : 期間 p における運転日数［day/p］

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）では、プロジェクト排出量は、提案事業におけるバイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼を補助するためにプロジェクトサイトにて消費される化石燃料（それに伴う GHG 排出量）、及びバイオマス資源の輸送のための化石燃料の消費に伴う GHG 排出量から計算する。なお、バイオマス資源の輸送距離が往復 200km を超えないことを証明できる場合は、輸送による排出量は無視できるとされている。

$$PE_p = \sum_i ((FC_{PJ_onsite,i,p} + FC_{PJ_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i})$$

PE_p : 期間 p におけるプロジェクト排出量［tCO_2/p］

$FC_{PJ_onsite,i,p}$: 期間 p におけるバイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼補助のためにプロジェクトサイトで消費された燃料タイプ i の消費量［volume unit/p］

$FC_{PJ_t,i,p}$: 期間 p におけるバイオマス資源の輸送のために消費された燃料タイプ i の消費量［volume unit/p］

$NCV_{PJ,i}$: 燃料タイプ i の正味発熱量［GJ/volume unit］

$EF_{PJ,i}$: 燃料タイプ i の CO_2 排出係数［tCO_2/GJ］

提案事業では次の要素をプロジェクト排出量として考慮する。

① 稲わら回収のためのベーラー利用に係る化石燃料の消費

② バイオマス資源（稲わらやもみ殻）の輸送に係る化石燃料の消費

①稲わら回収のためのベーラー利用に係る化石燃料の消費

提案事業では、稲わらを効率的に回収することを目的としてベーラーの導入を計画している。このため、ベーラー利用に係る化石燃料の消費に伴う GHG 排出量を考慮する。

まずベーラーの利用は、プロジェクト排出要素のうち、「バイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼補助のためにプロジェクトサイトで消費された燃料の消費量：$FC_{PJ_onsite,i,p}$」に該当する。そのため、ベーラー利用に係る燃料消費量を把握した上で、プロジェクト排出量を算定する。ただし、フィリ

ピンにおいてベーラーは普及途上であるため、参考となるベーラー利用に係る排出原単位が存在しない。したがって、参考文献や本調査の数値を引用することとした。

ベーラーを利用して稲わら 1 トンを回収するための燃料消費量（原単位）は、既往文献 [8]にて提示されている数値を参考に算定した。当該文献では、含水率 11%の稲わら 1 トン当りの燃料消費量（3.83 liter/トン）が算定されており、この値を乾物（含水率 0%）に換算すると、稲わら 1 トン当たりの燃料消費量は 4.30 liter/トンとなる。

なお、上述の文献値（4.30 liter/トン）は本調査で実施した実証試験結果よりも保守的であったことから、文献値を採用することとした。

②バイオマス資源（稲わらやもみ殻）の輸送に係る化石燃料の消費

既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）では、バイオマス資源の輸送において、次の要件が満たされていれば、GHG排出量は軽微であると判断され、無視できると設定されている。

なお、クリーン開発メカニズム（CDM）方法論ツール「バイオマスからのプロジェクト及びリーケージ排出量」においても、同様に輸送距離が 200km 未満であれば当該排出量を無視できると規定されており、PH_AM003（ver01.0）に特有の条件ではないことから、本方法論でも同じ条件を維持する。

[条件 1]　発電プラントの最大出力容量が 15MW 以下であること

[条件 2]　バイオマス資源調達先とバイオマス発電プラントの往復距離が 200km を超えないこと

条件 1 に対して、提案事業の設備容量は 5.5MW となっており、かつ今後の容量増加の予定がないため、最大出力容量は 15MW 以下である。

条件 2 に対して、バイオマス発電プラントの位置は**エラー! 参照元が見つかりません。**の★の箇所となる。現在の予定ではサブラヤン市内を中心にバイオマス資源（稲わらやもみ殻）を複数の農家組合から調達する予定となっている。これは発電プラントから最大半径 50 km の範囲内に収まる輸送距離であり、往復距離 200km を超過しない。

したがって、上述の条件を満たすため、バイオマス資源の輸送に係る GHG 排出量は無視できる。



©OpenStreetMap contributors

図 4.2　バイオマス資源調達エリア

出典：https://www.openstreetmap.org/copyright を基に、調査チーム作成

4.4.4. モニタリング方法案

既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）に基づくモニタリング項目を表 4.8 に示す。

[8] An Assessment on the Technical and Economic Feasibility of Mechanized Rice Straw Collection in the Philippines

表 4.8 モニタリング項目

#	モニタリング項目	提案事業における項目
1	バイオマス発電プラントで発電された電力量（ネット）	総発電量（ネット）
2	バイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼を補助するためのオンサイト燃料消費量	ベーラー利用に係る燃料消費量
3	バイオマス資源の輸送のための燃料消費量	無視できる

出典：調査チーム作成

また、既承認方法論では表 4.9 に示すパラメータを確認することが求められている。

表 4.9 提案事業におけるパラメータ項目

パラメータ	パラメータ詳細	パラメータの確認方法等
$EF_{RE,elec}$	グリッド排出係数 [tCO_2/MWh]	DOE より提供される最新のグリッド排出係数（Combined Margin）、又は検証時点での関連数値を確認する。
RPC_{aux}	発電プラントの補助機器の総定格消費電力 [MW]	発電プラントに含まれる全ての補助機器の仕様（メーカー提供）を基に消費電力を確認する。
$NCV_{PJ,i}$	燃料 i の正味発熱量 [GJ/mass or volume unit]	NCVは、次の順位で採用を検討する。 1） 燃料供給者/収集者が提供する値、 2） プロジェクト参加者による測定、 3） 地域又は国のデフォルト値、又は 4） IPCC国別 GHGインベントリガイドライン（2006年）の第1巻第2章の表1.2に記載されているIPCCデフォルト値。
$EF_{PJ,i}$	燃料 i の CO_2 排出係数 [tCO_2/GJ]	EFは、次の順位で採用を検討する。 1） 燃料供給者/収集者が提供する値、 2） プロジェクト参加者による測定値、 3） 地域又は国のデフォルト値、又は 4） IPCC国別 GHGインベントリガイドライン（2006年）の第1巻第2章の表1.2に記載されているIPCCデフォルト値。

出典：調査チーム作成

4.7.5. 方法論案の課題

提案事業では、既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）を採用するが、一部プロジェクト排出量につき、案件固有の要素を考慮する必要がある。現時点で想定される方法論案の課題を以下に示す。

(1) ベーラー利用に係るプロジェクト排出量の算定

4.7.3 項のとおり、ベーラー利用に係る稲わら 1 トン当たりの燃料消費量を保守的に設定する予定であるが、他社ベーラー等を利用する場合、その都度関連数値を確認する必要がある。なお、燃料

消費量はベーラー以外にも、ベーラーをけん引するトラクター、運転条件、ほ場条件によって異なるため、その数値設定が容易ではないことが懸念される。

(2) バイオマス輸送に係るプロジェクト排出量の算定

4.7.3 項のとおり、提案事業では最大でも往復 100km 程度の輸送距離になると想定しているため、往復距離 200km 以内という条件を満たしており、輸送に係るプロジェクト排出量は無視できる。しかしながら、バイオマス調達のために想定以上の長距離輸送が必要になった場合には、検証の段階でクレジット創出量を精緻に算定するために、その輸送距離を記録しておく必要がある。

(3) 適切なモニタリングの実施

JCM の運用では、モニタリングを適切に行うことが重要である。そのため、今後事業実施に伴う機材調達や運用時において、以下 3 点に配慮することが必要である。

- 国際規格に準拠したモニタリング機器の設置
- モニタリングデータに対する適切な保管
- モニタリングデータの確認体制の構築

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

提案事業における運転条件を基にした GHG 排出削減量を以下に算定する。

(1) バイオマス発電プラント運転仕様

表 4.10 バイオマス発電プラント運転仕様

項目	単位	数値	備考
設備容量（グロス）	MW	5.5	
バイオマス資源			
稲わら	トン/y	44,617	発電量の 80%分
（乾物稲わら）	トン/y	36,898	含水率 0 %
もみ殻	トン/y	10,394	発電量の 20%分
設備容量（ネット）	MW	4.5	
年間運転日数	day/y	330.0	
年間発電量（グロス）	MWh/y	43,560	
（ネット）	MWh/y	35,640	

出典：調査チーム作成

(2) レファレンス排出量

提案事業は、バイオマス発電事業であるため年間発電量（ネット）がレファレンス排出量に相当する。

$$RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}$$

= 35,640 [MWh/y] × 0.507 [tCO_2/MWh]

= 18,069.5 [tCO_2/y]

RE_p	： 対象期間 p におけるレファレンス排出量 [tCO_2/p]
NEG_p	： 対象期間 p におけるバイオマス発電量（ネット）[MWh/p]
	※ 35,640 [MWh/y]は、プラントの発電容量（ネット）4.50 [MW]を年間運転日数（330 日）、24 時間操業した際の総発電量として算定している。
$EF_{RE,elec}$	： グリッド排出係数 [tCO_2/MWh]
	※ 近隣の地方グリッドの排出係数は、0.507 [tCO_2/MWh]となっている。

(3) プロジェクト排出量

提案事業におけるプロジェクト排出要素としては、「①バイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼を補助するためにプロジェクトサイトにて消費される化石燃料（それに伴う GHG 排出量)」、及び「②バイオマス資源の輸送のための化石燃料の消費に伴う GHG 排出量」が候補となる。しかしながら、上述のとおり、②バイオマス資源の輸送に係る GHG 排出量は無視することができるため、要素①におけるベーラー利用に係る GHG 排出量のみが対象となる。

$$\boldsymbol{PE_p = \sum_i ((FC_{PJ_onsite,i,p} + FC_{PJ_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i})}$$

= 36,898 [ton/y]× 4.30 [liter/ton] ÷ 1000 ×2.619 [tCO_2/kilo-liter]

= 415.5 [tCO_2/y]

PE_p	： 期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]
$FC_{PJ_onsite,i,p}$	： 期間 p におけるバイオマス資源の処理及びバイオマス資源の燃焼補助のためにプロジェクトサイトで消費された燃料タイプ i の消費量 [volume unit/p]
	※ ベーラー利用に係る燃料消費として、稲わら（乾物）1 トンを回収する際の燃料消費量（4.30 liter/ton）を採用する。
$FC_{PJ_t,i,p}$	： 期間 p におけるバイオマス資源の輸送に消費された燃料タイプ i の消費量 [volume unit/p]
	※ 無視できるため、0 とする。
$NCV_{PJ,i}$	： 燃料タイプ i の正味発熱量 [GJ/volume unit]
$EF_{PJ,i}$	： 燃料タイプ i の CO_2 排出係数 [tCO_2/GJ]
	※ ベーラー利用における燃料はベーラーをけん引するトラクターが消費する軽油（排出係数：2.619 tCO2/kilo-liter）を参照する。

(4) GHG 排出削減量の算定

提案事業による GHG 排出削減量は、以下のようになる。

$$\boldsymbol{ER_p = RE_p - PE_p}$$

= 18,069.5 − 415.5

= 17,654.0 [tCO_2/y]

ER_p	： 対象期間 p における GHG 排出削減量 [tCO_2/p]
RE_p	： 対象期間 p におけるレファレンス排出量 [tCO_2/p]
PE_p	： 対象期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO_2/p]

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

フィリピンは 2021 年 4 月に NDC を提出し、2020 年から 2030 年までの間に、農業、廃棄物、産業、運輸、エネルギーの各分野における GHG 排出量を、BAU 比で 75%削減（無条件で 2.71%、条件付きで 72.29%）する目標を掲げている。当該 NDC には、具体的な削減内訳は明示されていないが、同国においてバイオマス発電は有望な再エネ電源として認識されている。

NDC をはじめとするフィリピンの気候変動対策に対して、同国でのバイオマス発電事業は着実に増えており、2023 年までに 580MW（設備容量）まで積み上がっている。これに対し、同国では 2030 年までに 660MW、2040 年までに 1,292MW の設備容量を追加する目標をエネルギー計画にて掲げている。

したがって、提案事業（設備容量 5.5MW）は、2030 年までの目標（未達分 80MW）に対して、6.9%相当の貢献が期待できる。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本 FS 後の展開、及びその実現に向けた課題と対応について、表 5.1 に記載する。まずは提案事業における収益性改善等の課題解決を図る。その後、JCM プロジェクト化（PIN、PDD の提出等）を進め事業化を目指す。

表 5.1 今後の展開、及び課題と対応

今後の展開	課題	対応
提案事業の事業化	**エラー! 参照元が見つかりません。**項に記載したとおり、現状の事業性評価結果は芳しくなく、収益性確保が課題となる。	**エラー! 参照元が見つかりません。**項に記載した内容を実施し、収益性確保を図る。
稲わら有用性の認知による農業機械の販売促進	フィリピンにおけるベーラーの供給・メンテナンス体制を整えることが課題となる。	現地販売会社並びに農機販売代理店との連携により、供給・メンテナンス体制を構築する。合わせて、現地販売会社の教育プログラムを活用して、ベーラー作業方法の教育等を推進する。

出典：調査チーム作成

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

提案事業は、フィリピンにおいて稲わら等を資源としたバイオマス発電事業であるため、既承認方法論（PH_AM003_ver01.0）を採用する。

なお、プロジェクト排出に係る要素として、①稲わら回収時のベーラー利用に伴う化石燃料化石燃料の消費、及び②バイオマス資源の輸送に伴う化石燃料の消費が挙げられる。ただし、②は、提案事業におけるバイオマス資源の輸送距離は 200 ㎞未満であるため、無視することができる。

採用する JCM 方法論（PH_AM003_ver01.0）を以下に示す。

Joint Crediting Mechanism Approved Methodology PH_AM003
"Installation of biomass power plant"

A. Title of the methodology

Installation of biomass power plant, version 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Biomass power plant	A biomass power plant which consists of a biomass boiler, a generator set (genset) and auxiliary equipment. The biomass boiler generates heat by combusting biomass resources as its fuel, and the genset uses the heat to generate electricity.
Biomass resources	Biomass 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. Summary of the methodology

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 biomass 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 biomass resources and assisting combustion of biomass resources, and emissions from fossil fuel consumption for transportation of biomass resources. In case there is the evidence that demonstrate transportation distance of biomass resources does not exceed 200km, emissions from transportation can be neglected.
Monitoring parameters	- Net amount of electricity generated by a biomass power plant - The amount of onsite fuel consumption for processing biomass resources and assisting combustion of biomass resources - The amount of 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	A biomass power plant is installed and supplies electricity to the national grid and/or regional electric cooperatives.
Criterion 2	In case a biomass 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	Biomass resources from dedicated plantation are not used in the project.

E. Emission Sources and GHG types

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 biomass resources and assisting combustion of biomass resources	CO_2
Fossil fuel consumption for transportation of biomass resources	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated based on the net amount of electricity generated by a biomass power plant and CO_2 emission factor for the national grid.

In general, auxiliary equipment of a biomass 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 biomass power plant can be calculated lower than that of the actual case, which leads to net emission reductions.

F.2. Calculation of reference emissions

$$\boldsymbol{RE_p} = \boldsymbol{NEG_p} \times \boldsymbol{EF_{RE,elec}}$$

Where

RE_p : Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

NEG_p : Net amount of electricity generated by the biomass 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

$$\boldsymbol{NEG_p} = \boldsymbol{EG_p - EC_{aux,p}}$$

Where

EG_p : Amount of electricity generated by the biomass power plant during the period p [MWh/p]

$EC_{aux,p}$: Amount of electricity consumed by the auxiliary equipment of the biomass power plant during the period p [MWh/p]

Determination of $EC_{aux,p}$

$$\boldsymbol{EC_{aux,p} = RPC_{aux} \times 24(hours/day) \times D_p}$$

Where

RPC_{aux} : Total rated power consumption of the auxiliary equipment of the biomass power plant [MW]

D_p : Number of operating days during the period p [day/p]

G. Calculation of project emissions

$$\boldsymbol{PE_p = \sum_i \left((FC_{PJ_onsite,i,p} + FC_{PJ_t,i,p}) \times NCV_{PJ,i} \times EF_{PJ,i} \right)}$$

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 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.[9]

[9] “Project and leakage emissions from biomass”
https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-16-v4.pdf

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.

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

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. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,elec}$	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 biomass power plant [MW]	Specification of all the auxiliary equipment included in the biomass 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.

以上

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：フィリピンにおける農業残渣を活用したバイオマス発電に関する JCM 実現可能性調査報告書

委託事業名：令和 6 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：株式会社クボタ

頁	図表番号	タイトル
373	図 4.2	バイオマス資源調達エリア

添付 2.5. 双日株式会社

事業名： ウズベキスタンにおける大型風力発電事業導入に関する JCM 実現可能性調査

実施者：双日株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

ウズベキスタン共和国’（以下、「ウ国」）は、豊富なエネルギー資源（天然ガス等）を背景に、電源構成の約 9 割を火力発電に依存してきた。一方、足許の人口増加・経済成長に伴いエネルギー需給がひっ迫しており一部地域においては停電が断続的に発生、また旧ソ連製の発電所が大宗を占める中、施設の老朽化が進んでいる。加えて、ガス資源の枯渇や有効活用の為、火力発電所の高効率化及び、太陽光・風力発電等の再生可能エネルギー電源開発が喫緊の課題となっている。上記及び国際的な脱炭素の潮流を踏まえ、ウ国政府は火力に偏った電源構成を見直すと共に 2050 年迄のカーボンニュートラル（以降、「CN」）達成に向けたエネルギートランジションのロードマップを策定。2030 年迄を火力発電の近代化を行う期間と定め、ガス火力発電の高効率化を進めると共に、再生可能エネルギーの拡大を進めている。2023 年 11 月に開催された日本-ウズベキスタンラウンドテーブルでは、2030 年の電力需要に応えるため、風力発電 19GW、太陽光 9GW、蓄電施設 4GW 相当を導入していくとの見解がウ国政府より表明されている。斯かる状況下、双日株式会社（以下、「当社」）とカタールの開発パートナー社は共同でウ国における最大 1 GW 規模の大型風力発電事業の開発を開始している（以下、「本事業」）。

本事業に関連し、2024 年 5 月にウ国経済財務省（MOEF）と面談した際、ウ国政府内で JCM への関心が高まっていることを確認。本 FS 調査の実施を通じ、本事業のウ国における JCM プロジェクトの実現を目指すものである。特に、本 FS の出口の一つと想定した民間 JCM については、民間 JCM を活用した日本マーケットへの環境価値の販売等について今後の市場（特に GX ETS での取引制度の確立と想定需要家の拡がり）の立ち上がりを含めた分析等を行い、 JCM プロジェクト化にあたっての課題について検討をおこなっている。

1.2 提案事業（本事業）の概要

当社は、カタールの開発パートナーと共に、ウ国・ナボイ州において大型風力発電事業の開発を進めている。発電容量は最大 1GW、事業期間は 25 年を想定し、BOOT(Build-Own-Operate-Transfer）方式となる見込み。プロジェクトコストについてはスポンサーによるエクイティに加えて、プロジェクトファイナンスによる調達を予定している。現在、風況調査、送電線連携、環境社会配慮調査等の開発ワークを進めており、2026 年の建設開始、2029 年の運転開始を計画している。

上述の通り、本事業はウ国の更なる経済成長並びに同国の掲げるカーボンニュートラル目標達成にあたり、重要な案件として位置付けられており、当社は本事業を通じて JCM プロジェクトの実現を目指すものである。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本 FS 調査の目的は、JCM プロジェクト化に向けて関連する各種情報の収集、ウ国政府との協議・交渉、JCM プロジェクト化を含めた経済性の試算等を通じ、本事業の事業化及び JCM プロジェクト化の早期実現を目指すものである。

2. JCM FS 調査の実施体制

本 FS 調査において、当社が FS 実施事業者として事業化及び JCM プロジェクト化の検討を推進。当社の再委託先として一部業務につき、みずほリサーチ&テクノロジーズ株式会社（以下、「みずほ R&T」）が調査を担当した。調査実施にあたっては、日本政府関係者、ウ国政府関係者、JCM/カーボンクレジット等の各種有識者等との協議・相談を幅広く行った。

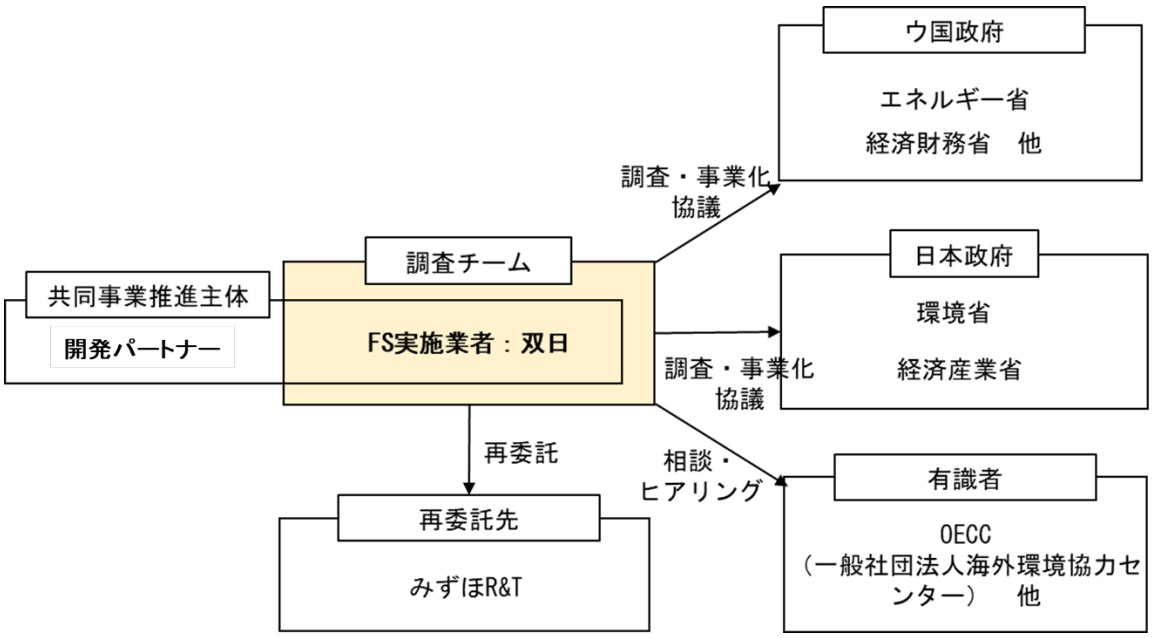


図 1 JCMFS 調査の実施体制
出典：調査チーム作成

みずほ R&T への再委託業務内容は以下の通り。

A. 民間 JCM 活用に向けたカーボンクレジット市場全般に係る調査
①民間 JCM 売買の現状、②東証カーボンクレジット市場の今後の見通しと課題、③主要なボランタリー・クレジット市場の動向（Verified Carbon Standard、Gold Standard 等）及び民間 JCM との比較

B. 上記①を踏まえた、民間 JCM 事業化に向けた進め方・課題

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

本 FS 調査では、ウ国政府とその他関係者との面談を通じ、ウ国における JCM に対する理解促進を促すと共に、CN 施策推進を背景とした政策・制度の導入に関し調査、及び課題の検証を実施した。また本事業の JCM プロジェクト化及びカーボンクレジット市場の課題検証にあたっては、再委託先としてみずほ R&T よりアドバイスを頂いた。

これら検討に際して確認された課題に関しては、適宜日本政府と相談しつつ、対応策の検討を実施。また、PIN についてはドラフト案をウ国政府に提出し、内容に関して具体的な協議を実施したものである。

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：ウ国における本 FS に係る政策・制度や事業化に関連する課題・現地ニーズ等の確認を行った。
② 提案技術や事業の実施に関連する社会経済環境や市場動向の分析：同国における本事業に関連する市場環境等の分析を行った。
③ 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討：本事業化および JCM プロジェクト化のための経済性等につき試算・分析した。
④ GHG 削減量の算定及び排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成に向けた検討・作成：GHG 削減量の精査を行うとともに、JCM 方法論案に係る検討実施した。
⑤ 相手国政府への事業化に向けた調整：ウ国政府関係者（エネルギー省 ・ 経済財務省他）等と事業化に向けた協議を実施した。
⑥ 今後の課題と対応策の検討：上記項目 1. から 5.を通じて得た課題や対応策についての纏めを行った。
⑦ PIN 案の作成：JCM プロジェクト化に向けウ国政府との協議を踏まえ PIN 案を作成した。

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下のとおり。事務局との委託契約締結後の調査開始が当初想定より後ろ倒しとなった為、調査スケジュールの見直しを実施したが、当初想定通りの 3 回の現地出張及び 1 回のサイト実査を含め、当初予定した調査は調査スケジュールの期限通りに実施された。

表 1 JCMFS 調査スケジュール（提案時スケジュール）

FS 実施内容	スケジュール案							
	2024 年						2025 年	
	7 月	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. 事業実施に係る社会経済環境や市場動向の分析								
3. 事業化及び JCM プロジェクト化の検討								
4. GHG 削減量の算定及び排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成								
5. 相手国政府への事業化に向けた調整								
6. 今後の課題と対応策の検討								
7. PIN 案の作成								
現地出張		●			●		●	
月次報告	●	●	●	●	●	●	●	●
経済財務省への報告会（中間・最終）				●			●	
最終資料取り纏め（成果物納入）								●

出典：調査チーム作成

表 2 JCMFS 調査スケジュール（最終スケジュール）

FS 実施内容	スケジュール案					
	2024 年				2025 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						
2. 事業実施に係る社会経済環境や市場動向の分析						
3. 事業化及び JCM プロジェクト化の検討						
4. GHG 削減量の算定及び排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成						
5. 相手国政府への事業化に向けた調整						
6. 今後の課題と対応策の検討						
7. PIN 案の作成						
現地出張		●		●	●	
月次報告		●	●	●	●	●

出典：調査チーム作成

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航の実績と概要は以下のとおり。

現地出張（計 3 回）：
第 1 回：2024 年 10 月 7 日（月）- 10 月 12 日（土）
目的
・MOE（エネルギー省）や現地 TA 等との情報収集・関連交渉
・MIIT（投資貿易省）、MOEF（経済財務省）との意見交換
・大使館訪問　他

第 2 回：2024 年 12 月 1 日（日）- 12 月 7 日（土）
目的
・現地技術アドバイザー等との情報収集・関連交渉
・MOEF（経済財務省）との意見交換（10 月に続き 2 回目）
・大使館訪問　他

第 3 回：2025 年 1 月 13 日（月）-1 月 18 日（土）
目的
・JCM-FS に係る MOEF（経済財務省）への進捗報告及び協力要請

サイト実査（計 1 回）：2024 年 12 月 9 日（月）-12 月 16 日（月）
目的
・JCM 活用の実現の為の開発業務の一環として、EPC コントラクター候補等と共にサイト実査を実施

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. ウ国の基本情報

ウ国の基本情報[1]は以下の通り。

項目	詳細
首都	タシケント
人口	3,570 万人（2024 年）
民族	ウズベク系（84.4%）、タジク系（4.9%）、カザフ系（2.4%）、カラカルパク系（2.2%）、ロシア系（2.1%）等
面積	44 万 8,969 平方キロメートル（日本の約 1.2 倍）
言語	ウズベク語
宗教	イスラム教スンニ派
GDP	1015.8 億ドル、一人当たり GDP2,820 ドル（いずれも 2023 年）
経済（実質 GDP）成長率	6.3%（2023 年）
失業率	6.8%（2023 年）
外部格付	BB -格（S&P）、Ba3 格（Moody's）、BB- 格（Fitch）
主要産業	綿繊維産業、食品加工、機械製作、金、石油、天然ガス

[1] https://www.mofa.go.jp/mofaj/area/uzbekistan/data.html

項目	詳細
主要通貨	スム
元首	シャフカット・ミルジヨーエフ大統領（2016 年 12 月に就任、2023 年 7 月再々選（3 期目）、任期は 2030 年迄）
経済的な特徴	ミルジヨーエフ大統領就任後は、経済システムの自由化、投資環境の改善を重視。2017 年 9 月に為替レート及び外貨兌換の自由化を実施。ウラン、金、モリブデン等国内の鉱物資源が豊富。原油、天然ガスも算出するが輸出余力は乏しいと見られている。主要輸出品は綿花や金等。一次産業主体の経済脱却が課題。



図 2 ウ国と周辺国位置＞

出典：外務省 HP より、調査チーム引用

4.1.2. 主要電源構成と発電所に係る調査

IEA のレポート[2]によればウ国の総エネルギー供給(TES)は 2020 年に 45.3 百万トン石油 eq(Mtoe)。電源構成別にみると、天然ガスが TES の 83%を占め、石油は 9%、石炭は 6%を占める。再生可能エネルギー（主に水力）は約 1%をカバー。従いウ国における総エネルギー供給量における、化石燃料の割合は TES の約 99%に達する（2019 年の世界平均は 81%）。天然ガスはウ国のエネルギーシステムの中核を成しており、2000 年から 2020 年の間、総エネルギー需要の 80%以上を安定的に占めている。これ

[2]https://iea.blob.core.windows.net/assets/0d00581c-dc3c-466f-b0c8-97d25112a6e0/Uzbekistan2022.pdf

ら背景と世界的なカーボンニュートラルへの関心の高まりを踏まえ、ウ国では偏った化石燃料由来のエネルギー依存からの脱却と、エネルギー源調達先の多様化が急務となっている。

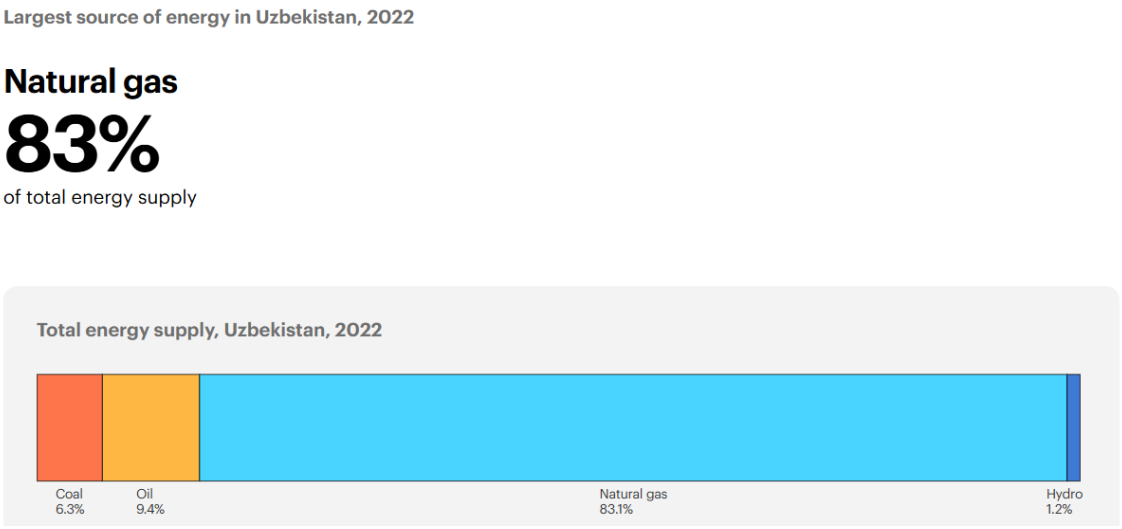


図 3 ウ国発電所における主要電源構成と化石燃料の割合

出典：IEA の HP より、調査チーム引用

また、こうした電力構成を担うウ国内の発電所につき、2021 年 1 月時点発電容量は 15.9 ギガワット（GW）、そのうち 12.9 GW が利用可能な状況となっている。主な発電源は、容量 13.9 GW の 11 の火力発電所と 1.85 GW の水力発電所。うち、3.9 GW（火力発電所の総容量の 27.2%）は 2012 年から 2021 年にかけて稼働を開始したエネルギー効率の高い発電ユニットであり、1.9 GW（火力発電所の総容量の 13.7%）は近代化されている。一方で、残りの火力発電容量 8.4 GW（全体の 60%）が 1970 年代から 1990 年代にかけて旧ソ連時代に運転を開始したものであり、これらの発電所は天然ガス、重油、石炭を使用しており、発電効率は 25-35%と低い。これは最新鋭の複合サイクルガスタービン（CCGT）の効率の半分程度に留まることから、昨今のカーボンニュートラルに向けた取り組みの中で、温室効果ガス（GHG）排出量が多い発電所への対応が求められている。

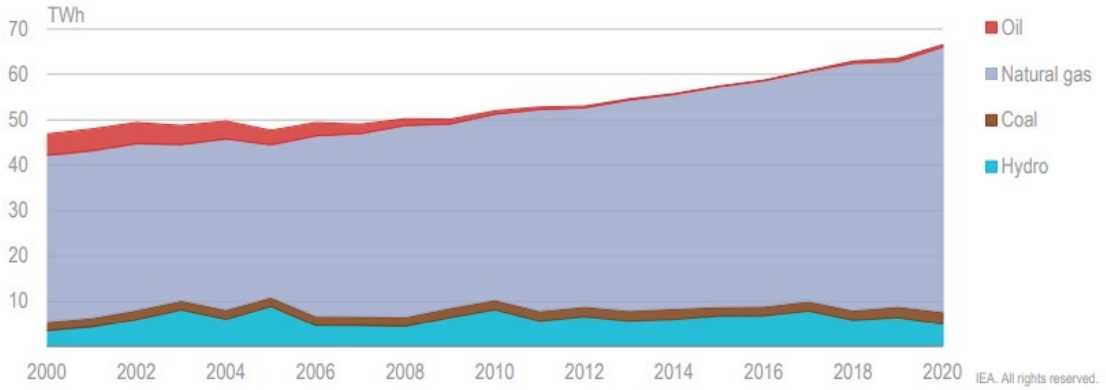


図 4 ウ国の電源別発電量（2000-2022 年） GWh

出典：IEA の HP より、調査チーム引用

4.1.3 GHG 排出量

国連気候変動枠組条約 （UNFCCC）が 2024 年に公表したデータ [3]によれば、2021 年のウ国の温室効果ガス（GHG）総排出量は、FOLU（森林および土地利用）部門の吸収を考慮しない場合で 2 億 6 百万 tCO2eq、吸収を考慮した場合で 2 億 tCO2eq。GHG 排出量は 1990 年から 2021 年の間に 32.5%増加し、2010 年から 2021 年の間には 20.6%増加。最も大きな排出量の増加が見られたのは、農業（Agriculture）部門および工業プロセス Industrial process)部門となっている。また 2021 年の総排出量に対する温室効果ガスの寄与度は以下の通り（Mt CO2eq)。:

・二酸化炭素　CO2 –139.4 (67.1%)
・メタン　CH4 – 52.8 (25.4%)
・亜酸化窒素　N2O – 14.4 (7.0%)

ウ国で排出される二酸化炭素に関し、過去 20 年間で 75-85%がエネルギー部門由来であることが判明している。

IPCC Sectors	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	Δ (1990-2021)
Energy	126.97	124.32	135.27	125.36	123.32	111.96	125.33	122.27	120.84	136.32	**+7.4%**
Industrial Processes	13.22	7.94	8.87	15.00	18.95	15.73	18.86	21.06	21.56	29.21	**+121.0%**
Agriculture	11.83	14.10	14.17	16.54	22.51	27.21	30.52	31.25	31.83	32.25	**+172.7%**
Waste	4.42	5.00	5.43	6.01	6.82	7.83	8.39	8.62	8.86	9.15	**+107.1%**
Total (excluding FOLU)	**156.44**	**151.35**	**163.75**	**162.92**	**171.61**	**162.73**	**183.10**	**183.20**	**183.09**	**206.94**	**+32.3%**
FOLU	-15.38	-11.69	-3.66	2.95	2.44	-3.28	-2.37	-4.12	-4.89	-6.35	**-58.7%**
Total (including FOLU)	**141.05**	**139.66**	**160.08**	**165.86**	**174.05**	**159.46**	**180.73**	**179.08**	**178.20**	**200.59**	**+42.4%**

図 5 ウ国のセクター別 GHG 排出量（1990-2021 年） MtCO2eq
出典：UNFCCC の HP より、調査チーム引用

4.1.4 各種 CN 制度

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 UNFCCC 事務局に対し、「約束草案（INDC)」を提出し、パリ協定に署名。2018 年 10 月にウ国法第 491 号によりパリ協定を批准し、これにより INDC はウ国の最初の国別貢献（NDC1）となった。その後 2021 年に NDC を更新して NDC2 を公表して以降は、「GDP 単位当たりの GHG 排出量を 2030 年において 2010 年比 35%削減」することを掲げている（NDC1 では 10%削減)。

ミルジヨーエフ大統領自らがこうした短期間での高い目標達成に向けたウ国としてのコミットメントを国際社会に示していることに加え、2022 年 12 月付大統領令第 PP-436 号「2030 年までのウ和国に

[3]https://unfccc.int/sites/default/files/resource/NIR%20Uzb_eng_26_06_2024%20%D1%84%D0%B8%D0%BD%D0%B0%D0%BB.pdf

おける「グリーン」経済への移行と「グリーン」成長の確保に関するプログラム」[4]が発令。本大統領令の中では、上述のウ国目標達成の重要性が改めて確認されると共に、再生可能エネルギー源の生産能力を 15GW に増加させ、総電力生産量に占める割合を 30%以上にすることや、産業におけるエネルギー効率を少なくとも 20%向上させること、再生可能エネルギー源の利用拡大を通じて、GDP 単位あたりのエネルギー消費量を 30%削減すること等がうたわれている。

また、このようなトップダウンでの CN 施策の中で、本 JCM に関連する施策として、2023 年 9 月に採択された閣議決定（「グリーンエネルギー」証明書の導入拡大と「グリーンファイナンス」メカニズムの改善」（No.515）では、グリーン電力生産者や購入者の事前登録、各種証明書発行の手続、商品取引所のルール等、証明書の導入拡大とグリーンローンなどグリーンファイナンスメカニズムの監督等について記され国際的な取組への関心が示されると共に、国内での体制整備が進んでいることが窺える。

また、先般アゼルバイジャンで開催された COP29 には、ウ国代表としてミルジョーエフ大統領が参加。スピーチでは、改めてパリ協定の合意の遵守、2030 年までに GHG 排出量を 35%削減する目標に係るコミットメントを発表。再生可能エネルギーが電源構成に占める割合を 40%に引き上げることを述べた [5]。このように、大統領自らがトップダウンで CN 施策を推進していることはウ国の 1 つの特徴と言える。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

ウ国の電力分野は、足元でウ国政府が主導する太陽光・風力発電を中心とした再生可能エネルギー大規模開発と発送電の分離や電力自由化を始めとする国内電力規制改革が同時並行で進んでいる状況。本事業を取り巻く開発環境としては、競合他社（外資）の参画もあり競争環境（目標タリフの引き下げ）が激化。また、上記大規模開発の進展により、プロジェクトサイト適地の候補が少なくなっている乃至需要地から離れた遠方に限られるようになっている。加えて、将来的に送電線等の基幹インフラが不足することが指摘されている。ウ国政府は、太陽光・風力発電の大規模開発から、系統安定を企図した新規蓄電池の設置や既存変電所・送電施設の拡張を含めた提案を求める等、事業者への要求にも変化が出てきている。

4.3. 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

当社は、2024 年にカタールの開発パートナーと共にウ国政府と本事業開発に係る合意書を締結。現在、プロジェクトサイトにおける各種調査（風況、グリッド接続、環境社会調査）をはじめ、事業化に向けた開発を進めている。同開発を進めていく中で、投資経済性が確保できることを確認することが事業化において重要となる。

---

[4] https://lex.uz/ru/docs/6303233?ONDATE=01.01.2025

[5] https://president.uz/en/lists/view/7690

本事業の JCM プロジェクト化に関しての課題と対応策は、後述「5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応」を参照。

4.4.ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. ビジネスモデル概要

本事業の進捗としては、上述通り事業化に向けプロジェクトサイトにおける風況調査、グリッド接続関連調査等を推進中。今後ウ国政府と本事業の電力売買契約基本条件等につき詳細協議を進めていく予定。上記と並行し、ウ国政府の期待タリフ水準を勘案しつつ、プロジェクトコスト（CAPEX/OPEX、ファイナンス条件等）の精査及びプロジェクトの経済性確認を進めている。

本 FS の出口戦略である民間 JCM に関しては、再委託先であるみずほリサーチ＆テクノロジーズと共に、民間 JCM 活用に向けたカーボンクレジット市場の概要やカーボンクレジット取引状況（総取引量、約定価格、参加プレーヤー等）につき調査を実施し、民間 JCM 事業化を通じたクレジットの価値最大化を検証・課題分析を行った。

また、本 FS 事業の最終成果物の 1 つである PIN 案を作成し、ウ国政府へ説明の上、レビューを依頼済。クレジット化及び環境価値の具体的な配分案環境価値の配分については、ウ国政府と複数回にわたる協議を実施。方法論案や排出削減量の計算方法、クレジットの算出を始めとする JCM プロジェクト化に必要な前提条件の検証と併せ、本件 FS を通して JCM プロジェクト化の確度が高まることとなった。

4.4.2. 事業性評価に係る検討

上述の通り本事業の経済性については今後の CAPEX や OPEX、ファイナンス条件、ウ国政府とのタリフ交渉により確定されるが、本事業に近似した一般的な風力発電事業等及び一定の仮定を踏まえて簡易的な経済性試算を行った結果、投資回収年数は 18 年程度であり、民間 JCM 事業化によるカーボンクレジット販売を前提として、一定の経済性を有するプロジェクトとなり得る。尚、これら事業性評価は現時点で想定される前提を仮置きして試算したものであり、本事業の進捗や経済・社会環境に応じ、今後精緻化が必要であることに留意が必要である。

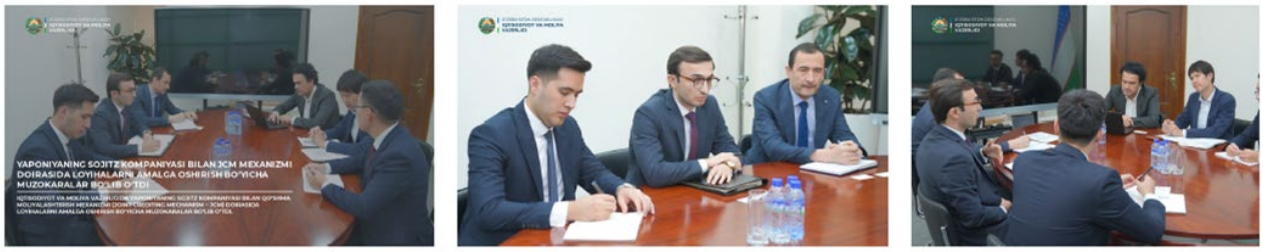
4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

本 FS では、ウ国経済財務省やエネルギー省などの政府関係者との対話により JCM プロジェクト化促進を図るとともに、将来の JCM プロジェクト化において事前に必要となる環境価値の分配率や日本の貢献に係る議論、JCM 設備補助金の申請に必要となる PIN 案に関し、幅広く意見交換先を実施した。また、こうした JCM に係るウ国政府との交渉状況や JCM プロジェクト化に向けた開発方針につき、本事業の開発パートナーと随時共有し、理解を図った。

尚、本 FS 期間中に現地に 3 回出張し、うち 2 回につき、その時の様子がウ国経済財務省（MOEF）の HP に掲載された。第 3 回目の出張時の最後には、実案件を基に今後の JCM 第 1 号案件の実現に向けて引き続き支援したいとのコメントを得ている。

Negotiations were held with the Japanese company Sojitz on the implementation of projects within the framework of the JCM mechanism

09 October 2024 20:12 1686 Print



Negotiations were held with the Japanese company Sojitz regarding the implementation of projects within the framework of the Joint Crediting Mechanism (JCM), in the Ministry of Economy and Finance.

Bakhrom Salomov, General Manager, Yusuke Mizuno, Assistant Manager, and Akbarjan Akramov, a representative of Sojitz company, and representatives of the Green Economy Development Department of the Ministry participated in the meeting.

At the beginning of the meeting, the Sojitz company expressed their gratitude to the Ministry for the warm reception and gave a brief information about the current status of the projects planned to be implemented together with the Republic of Uzbekistan.

The foreign side made a proposal to implement projects aimed at expanding the use of renewable energy sources and reducing greenhouse gas emissions in Uzbekistan within the JCM mechanism.

Moreover, the representatives of the ministry expressed their readiness to support projects aimed at reducing greenhouse gas emissions, and to review these projects based on the procedures developed within the framework of the JCM mechanism.

At the end of the meeting, the parties agreed to establish cooperation within the JCM mechanism and continue discussions.

Information Service

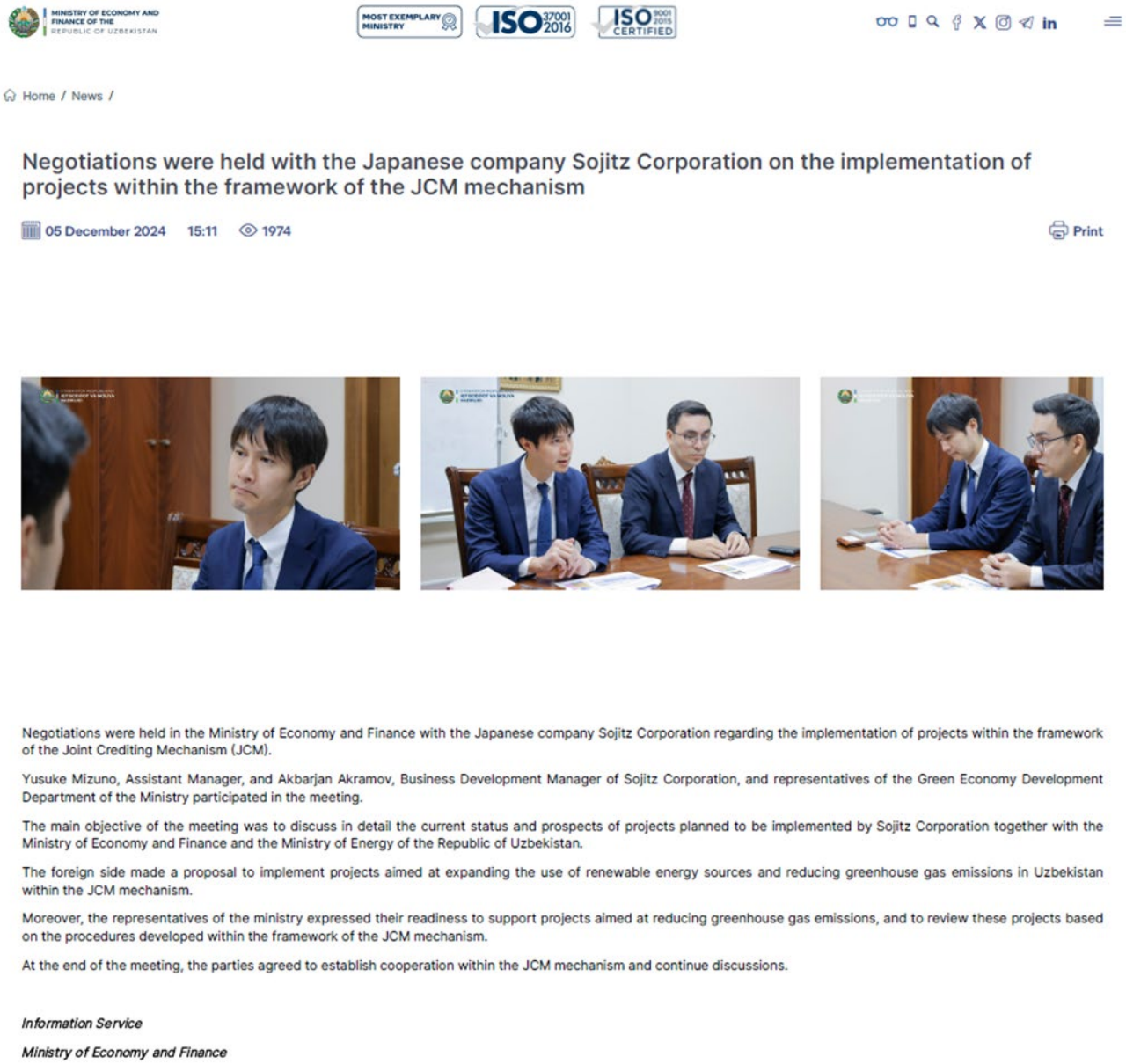
Ministry of Economy and Finance

図 6 2024 年 10 月 9 日付 MOEF との会議の様子＞

出典：ウ国経済財務省（MOEF）の HP より、調査チーム引用

Ministry of Economy and Finance of the Republic of Uzbekistan

<https://gov.uz/en/imv/news/view/24010>



MINISTRY OF ECONOMY AND FINANCE OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN

MOST EXEMPLARY MINISTRY ISO 37001 2016 ISO 9001 2015 CERTIFIED

Home / News /

Negotiations were held with the Japanese company Sojitz Corporation on the implementation of projects within the framework of the JCM mechanism

05 December 2024 15:11 1974 Print

Negotiations were held in the Ministry of Economy and Finance with the Japanese company Sojitz Corporation regarding the implementation of projects within the framework of the Joint Crediting Mechanism (JCM).

Yusuke Mizuno, Assistant Manager, and Akbarjan Akramov, Business Development Manager of Sojitz Corporation, and representatives of the Green Economy Development Department of the Ministry participated in the meeting.

The main objective of the meeting was to discuss in detail the current status and prospects of projects planned to be implemented by Sojitz Corporation together with the Ministry of Economy and Finance and the Ministry of Energy of the Republic of Uzbekistan.

The foreign side made a proposal to implement projects aimed at expanding the use of renewable energy sources and reducing greenhouse gas emissions in Uzbekistan within the JCM mechanism.

Moreover, the representatives of the ministry expressed their readiness to support projects aimed at reducing greenhouse gas emissions, and to review these projects based on the procedures developed within the framework of the JCM mechanism.

At the end of the meeting, the parties agreed to establish cooperation within the JCM mechanism and continue discussions.

Information Service

Ministry of Economy and Finance

図 7 2024 年 12 月 5 日付 MOEF との会議の様子
出典：ウ国経済財務省（MOEF）の HP より、調査チーム引用
Ministry of Economy and Finance of the Republic of Uzbekistan
<https://gov.uz/en/imv/news/view/29521>

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

FS 期間中の 3 回の現地出張を通じ、ウ国政府に対し JCM の概要、効果等につき説明実施。ウ国政府からは JCM の重要性は認識するものの、上述の通りウ国のカーボンニュートラル目標達成に向けたトップダウンでの施策推進の必要性に対する説明有。引き続きウ国政府に対し JCM の効果や日本の貢献につき本事業の進捗と合わせ交渉継続していく。また時宜に応じ本邦の関係省庁（環境省、経産省他）にも状況を説明の上、GtoG の場などで、日本の貢献についてウ国政府に理解頂けるよう支援を依頼していくことが本事業の JCM プロジェクト化に必要と考える。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討・試算 [6]

本 JCM 方法論案は、ウ国での新規風力発電所の設置に関するもの。風力発電所の設置により、化石燃料由来の発電所を置き換え、GHG 排出削減を目指すもの。JCM 方法論案に則った、削減量のベースとなる基準排出量は、本事業の年間想定発電量に排出係数を掛けて計算され、また、新規風力発電所設置によるプロジェクト排出量はゼロと仮定。また、これらの算出に係る方法論案の適用基準として、新規設置であること、グリッドに接続するもの、大規模プロジェクトであることの 3 つの要件を満たすことを想定。最終的な排出削減量は基準排出量からプロジェクト排出量を引いて算出される。各項目の概要は以下参照、また詳細は後述「6.1 JCM 方法論案」参照。

4.7.1. 方法論案の概要

4.7.1.1 概要

本 FS 調査において、風力発電事業については過去 JCM 案件にて確立された方法論案の採用がないことを確認した。それを受け、本 FS の進捗報告（2024 年 10 月の中間報告及び 2025 年 1 月の最終報告）を通じ、クリーン開発メカニズム（CDM）の一環として使用される方法論であり、国際的な枠組みである「ACM0002: Grid connected electricity generation from renewable sources Version 22.0」を採用することとした。

4.7.1.2 適格性要件

適格性要件として、「ACM0002: Grid connected electricity generation from renewable sources Version 22.0」を踏まえ、以下の全ての要件を満たすプロジェクトに適用されることを想定する。また以下の定義は、クリーン開発メカニズム（CDM）に準拠するものとする。

条件①：活動実施前には 再生可能発電プラントが稼動 していなかったサイトに新規発電プラントを導入し（グリーンフィールド ・プラント）するもの。

条件②：グリッドに接続の上で電力を供給するもの。

条件③：大規模（large scale）案件。

4.7.2. 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、本事業による発電量が代替する電源にて同量の発電をしたときの CO2 排出量になるため、以下のように算定する。

本事業の年間想定発電量（MWh）× 本事業が代替する電力の CO2 排出係数（t CO2/MWh）

---

[6] 基本的な考え方や用語は公益財団法人地球環境戦略研究機関（IGES）「方法論ガイドブック」参照
https://www.iges.or.jp/jp/publication_documents/pub/training/jp/11369/JCM%E6%96%B9%E6%B3%95%E8%AB%96%E3%82%AC%E3%82%A4%E3%83%89%E3%83%96%E3%83%83%E3%82%AF_Jp_2021_0.pdf

4.4.3. プロジェクト排出量の算定方法案

風力発電事業の為、0 を想定。

4.7.4. モニタリング方法案

4.7.4.1 事前に決定するパラメータ

消費電力の CO2 排出係数[tCO2/MWh]（Uzbekistan UNFCCC CDM に登録済の過去案件のうち IGES List of Grid Emission Factors に記載されている案件と照らし合わせた上で、 使用する CO2 排出係数を抽出した。より保守的に CO2 排出量を算定するため Operating margin 排出係数（OM）と Build margin 排出係数（BM） を抽出し加重平均して算出した。（4.7.6 で後述）

4.7.4.2 主要なモニタリング項目

プロジェクト期間における基準排出量 [tCO2]の算定に必要な風力発電量をスマートメーター等の計測機器を用いて算出する。

4.7.5. 方法論案の課題

現時点で方法論案に関し特段の懸念点は無し。但し、これまでの現地出張では、ウ国政府の中でも方法論案の概念を全て理解されているとは言い難く、今後本事業の JCM プロジェクト化を検討する過程で、引き続き説明していく必要が有ると考える。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

排出削減量＝リファレンス排出量-プロジェクト排出量
プロジェクト排出量の前提は 0 、リファレンス排出量の前提は 2,059,750t CO2/ 年
その為、2,059,750t CO2/ 年-0=2,059,750t CO2/年

本事業の想定 GHG 排出削減量(レファレンス排出量)は、2,059,750 t CO 2/年（下記前提① × 前提②)。考え方の概要は以下の通り。

・前提①：本事業の年間想定最大発電量(MWh/年) : 3,500,000
・背景①：本事業開発に係る想定最大発電量を算出。

・前提②：Emission Factor(t-CO 2/kWh): 0.58850
・背景②：IGES List of Grid Emission Factors では、 Uzbekistan UNFCCC CDM に登録済の過去案件を参照し排出係数設定の根拠とした。ウ国で参考となる CDM 事例数が少ないこと、また本事業の現時点で想定している完工時期（2030 年度まで）を踏まえると、 OM 排出係数を用いる考え方もあるが、

より保守的に CO2 排出量を算定するため BM 排出係数と OM 排出係数を加重平均した数値を用いて算出した。 但し今後、日ウ合同委員会での議論等を踏まえて適宜精査が必要である。

4.7.7. 提案事業の普及による相手国の NDC 達成等への貢献の可能性

本事業は、ウ国掲げる 2050 年の CN 目標を達成への最大限寄与するもの。ウ国の長年の課題であった火力電源依存からの脱却・調達電源の多様化に貢献し、国内の安定した電力供給の一助となるもの。また、本事業は、以下の方法でウ国の SDGs（持続可能な開発目標）の達成に大きく貢献する可能性があるものと思料。但し、これらの点に関しては、第 3 回現地出張時にウ国政府と直接説明したものの、あくまで現時点における想定であり、今後更なる議論が必要になるものである。

・目標 3. すべての人に健康と福祉を：化石燃料への依存を減らすことで、大気汚染を減少させ、公共の健康状態を改善する。
・目標 4. 質の高い教育をみんなに：安定した電力供給を提供することで、教育の機会を拡充し、子供たちの学習環境を向上させる。
・目標 5. ジェンダー平等を実現しよう：女性の雇用機会を創出し、労働力への参加を支援することで、ジェンダー平等を促進する。
・目標 7. エネルギーをみんなに そしてクリーンに：風力発電は持続可能でコスト効率の高いエネルギー源であり、手頃でクリーンなエネルギーの需要に直接応える。
・目標 8. 働きがいも経済成長も：高品質な雇用を創出し、経済成長を促進。
・目標 9. 産業と技術革新の基盤をつくろう：技術革新を促進し、強靭なエネルギーインフラの開発を支援する。
・目標 13. 気候変動に具体的な対策を：風力エネルギーは温室効果ガスの排出削減と気候変動対策の重要な要素。
・目標 17. パートナーシップで目標を達成しよう：国際的な協力を通じて、持続可能な開発のためのグローバルなパートナーシップと専門知識の共有を促進する。

出典：国連開発計画（UNDP）の HP より、調査チーム作成 [7]

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本 FS の想定出口戦略は民間 JCM を想定。本事業は、現在ウ国政府を始めとする社外関係者と事業化に向け協議を行いつつ、各種開発ワーク（風況調査、レイアウト、グリッド接続調査、環境社会影響調査等）を実施中。ウ国政府が期待するタリフ水準においてプロジェクトの経済性が確保できることを前提に、JCM プロジェクト化を検討するものである。

一方、JCM の活用に関しては、ウ国政府が相応の関心があることは本ＦＳ調査により確認できているが、方法論案に係る基本的な概念の理解や日本側の貢献によるクレジットの分配率等については引き続きウ国政府と適宜説明の上、交渉を実施していくこととなる。こうした交渉を確実に進めるためにも、

[7] https://www.undp.org/ja/japan/sustainable-development-goals

日本とウ国両政府による合同委員会の開催等を通じ、日本政府から JCM プロジェクト化への期待を伝え、JCM 概要・各種プロセスなどの情報提供していくことが有効であると思料する。

その他、2024 年 10 月の中間報告、2025 年 1 月の最終報告で指摘のあった「大規模設備の搬入方法・ルート」や「事業パートナーとのクレジット分配議論等」に関しては、今後事業の進捗に応じ、適宜確認の上、ウ国政府も交え議論していく予定。

最後に、各種制度・社会経済環境・技術面における現時点での課題と対応方針として当社が考えるのは以下の通り。

表 3 課題と対応方針

課題		対応方針
制度面	①民間 JCM 市場未成立（JCM 市場未成立の為、日本側の貢献によるクレジットの分配率の議論において、具体的な数値等をウズベク政府に示すことができない） ②本事業への JCM の適用に向けた調整（現制度においては 3 か年以内の完工が必要となり実際の建設スケジュールとの調整が必要、等）	①想定出口戦略としての民間 JCM を引き続き検討していく一方、JCM 設備補助金制度の活用・ボランタリークレジットの適用可能性等についても検討を進めていく。 ②JCM プロジェクト化に向けた具体的な調整を進めるにあたり、日本政府関係者（環境省、経産省、GEC 等）とも随時協議・相談を行っていく。
社会経済環境面	ウ国政府（エネルギー省）では 2030 年までに 2010 年比で単位あたりの温室効果ガス排出量を 35%削減するという目標を掲げており、まずは本目標の達成を目指すとの方針。	同国におけるカーボンニュートラル目標の達成状況をモニタリングすると共に、本事業における本邦の貢献について粘り強くウズベク政府への説明を継続する。
技術面	現時点で懸念なし。本事業の実現には競争力のある提案が必要であり、プロジェクトファイナンス組成と合わせて入念な検証が必要。	本事業の進捗に応じ、今後想定するプロジェクトファイナンスのレンダー候補との協議を開始する。

出典：調査チーム作成

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	Republic of Uzbekistan
Name of the methodology proponents submitting this form	Sojitz Corporation
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Energy industries (renewable-/non-renewable sources);
Title of the proposed methodology, and version number	Installation of Wind Power Plant
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
1.0		First Version

A. Title of the methodology

Installation of Wind Power Plant

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Wind Power Plant	An electricity generation system which converts wind into electricity by the use of wind turbines. The system also includes ancillary equipment such as inverters required to change the electrical current from direct current (DC) to alternating current (AC).

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity using fossil fuel as power source by installation and operation of the wind power plant(s)
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the output of the wind power plant(s) multiplied by the conservative emission factor of grid electricity.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the wind power plant(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of sold to the power company from electricity generated by the wind power plant(s).

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project newly installs wind power plant(s)(green field)
Criterion 2	The project connected to the grid.
Criterion 3	The large-scale project.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid electricity	CO2

Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from wind power plant(s)	N/A

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

3,500,000 MWh × 0.58850 (t CO2/MWh) = 2,059,750 t CO2/year
Assumption 1: Annual projected electricity generation (MWh): 3,500,000
Background 1: Calculated based on the expected electricity generation at the project development site.
Assumption 2: Emission factor (t CO2/MWh): 0.58850
Background 2: Derived from the weighted average of the Operating Margin (OM) and Build Margin (BM) factors listed in the IGES List of Grid Emission Factors, based on past projects registered under the Uzbekistan UNFCCC CDM.

F.2. Calculation of reference emissions

$RE_p = \Sigma (EG_{i,p} \times EF_{RE,i,})$

RE_p: Reference emissions during the period p [tCO2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of electricity sold to the power company from electricity generated by the wind power plant(s) during the period p [MWh/p]
$EF_{RE,i,}$: Reference CO2 emission factor for the wind power plant(s) i [tCO2/MWh]

G. Calculation of project emissions

Project emissions are not assumed in the methodology as they are negligible for any wind power plant connected to the electricity grid.
PEp = 0
PEp : Project emissions during the period p [tCO2/p]

H. Calculation of emissions reductions

ERp = REp − PEp = REp

ERp : Emission reductions during the period p [tCO2/p]

REp : Reference emissions during the period p [tCO2/p] PEp : Project emissions during the period p [tCO2/p]

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	Derived from the weighted average of the Operating Margin (OM) and Build Margin (BM) factors listed in the IGES List of Grid Emission Factors, based on past projects registered under the Uzbekistan UNFCCC CDM.	一般社団法人海外協力センター（OECC） 国連気候変動枠組条約（UNFCCC） 公益財団法人地球環境戦略研究機関（IGES）

6.2 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：ウズベキスタンにおける大型風力発電事業導入に関する JCM 実現可能性調査調査報告書

委託事業名：令和 6 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
391	図 2	ウ国と周辺国位置
392	図 3	ウ国発電所における主要電源構成と化石燃料の割合
392	図 4	ウ国の電源別発電量（2000-2022 年） GWh
393	図 5	ウ国のセクター別 GHG 排出量（1990-2021 年） MtCO2eq

添付 2.6. 日本工営株式会社

事業名： コスタリカにおける貨物鉄道への蓄電池機関車導入に関する JCM 実現可能性調査

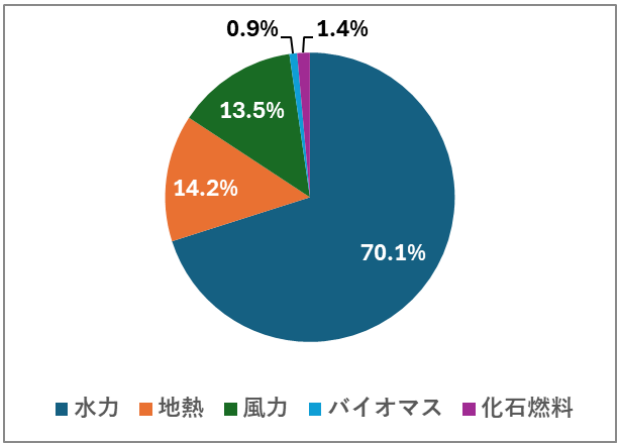
実施者：日本工営株式会社
共同実施者：北陸重機工業株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

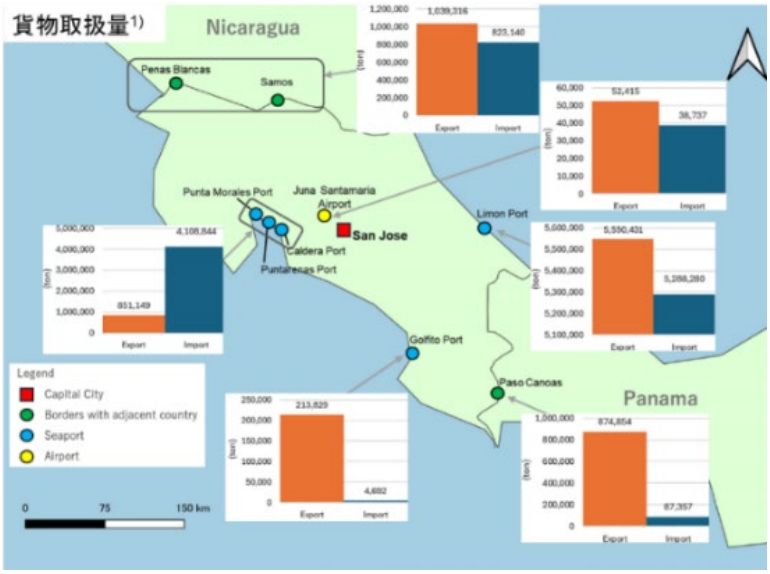
1.1.1. コスタリカ共和国の概要

コスタリカ共和国は人口 520 万人を有する中米の国である。エコツーリズムが盛んで環境先進国として知られ、再生可能エネルギーは図 1 1 に示すとおり国内の総発電電力量の 98%を占めている[1]。このように電力セクターでの脱炭素化は進んでいる一方、コスタリカでの運輸セクター（自動車、オートバイ、鉄道など)に着目すると、化石燃料がエネルギー源として多くを占めており、国内の CO_2排出量（10.9 Mt）の内の 51%が運輸交通部門からとなっている。2019～2023 年に JICA がコスタリカを含む中米地域の物流マスタープランの策定を支援する等、運輸交通セクターにおける協力も進められている。コスタリカの物流セクターに着目すると、図 1 2 に示すとおり、3 つの海港と 3 つの国境（陸路）、1 つの空港が主な国際物流の拠点となっている。コスタリカでの物流は、トラック・トレーラーといった道路輸送が主流であることから環境面への負荷が大きいと指摘されており、これら自動車による貨物輸送から排出される二酸化炭素排出量は運輸部門の 36.5%を占めるとされている。



出典：JETRO、コスタリカ電力公社（ICE）資料を基に調査チーム作成
図 1 1 コスタリカの発電電力量の内訳

[1] 4 年連続で国内電力の 98%超を再生エネルギーで供給(コスタリカ)｜ ビジネス短信 ―ジェトロの海外ニュース - ジェトロ



出典：JICA 資料を基に調査チーム作成

図 1 2 物流拠点と物流取扱量

1.1.2. コスタリカ共和国の鉄道概要

コスタリカには約 537km の鉄道ネットワークがあり、太平洋側の港町 Puntarenas から、サンホセを通り、カリブ海側のリモンを結ぶ路線が形成されていた（図 1 3 のグレー線）。しかし、近年は鉄道施設の老朽化等により大部分が不通となっており、サンホセ首都圏とリモン地域での運行に限られている（図 1 3 のオレンジ線）。リモン地域では、リモン・モイン港とその後背地間で貨物列車が運行されている。なお、鉄道の軌間は日本と同じく 1,067mm が採用されており、日本の鉄道車両を導入しやすい環境である。また、現在の鉄道は全て非電化であり、ディーゼル機関車やディーゼル気動車が運行されていることから、鉄道セクターの脱炭素化の余地は大きい。

列車は公共事業・運輸省（以下、MOPT）下にある、コスタリカ鉄道公団（以下、INCOFER）が運営・維持管理を担っている。本 JCM FS 調査の主たるカウンターパート機関は INCOFER である。

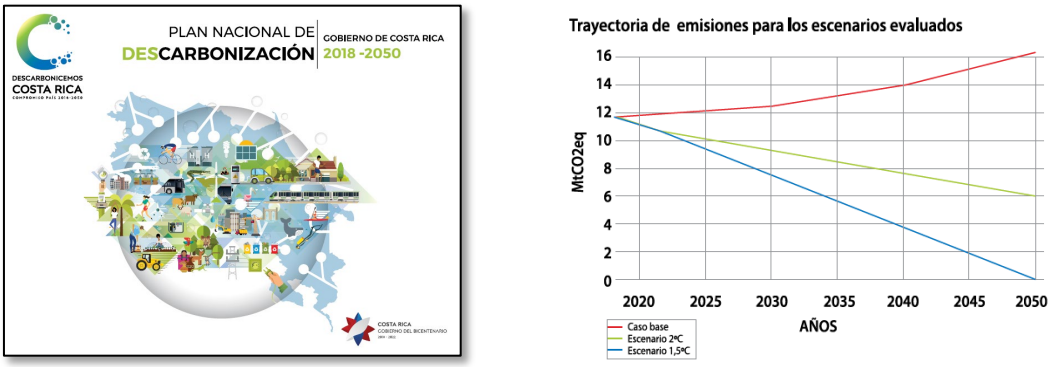


出典：調査チーム作成

図 1 3 コスタリカの鉄道ネットワーク

1.1.2. コスタリカ共和国の脱炭素関連施策

2018 年に策定された国家脱炭素化計画において、2050 年までにカーボンニュートラルを実現する目標が掲げられている。また 2020 年版の NDC(国が決定する貢献 Nationally Determined Contribution)では 2030 年の CO_2排出量を 9.11Mt とする目標が掲げられている。前述の通り、コスタリカの発電電力量の大半は再生可能エネルギーで賄われる等、電力セクターの脱炭素化は進んでいる一方、運輸交通セクターからの CO_2排出が排出量全体の約半数を占めていることから、運輸交通セクターの脱炭素化が課題である。国家脱炭素化計画で示された 10 の活動軸にも、①モビリティシステムの改善、③低炭素な貨物輸送が掲げられるなど、運輸交通セクターでの取組が含まれている。鉄道に関しては、コスタリカのカリブ海側に位置するリモン地域の貨物鉄道を電化・改良する Tren Eléctorico Limonense de Carga（TELCA）プロジェクトがアクションとして例示されている。TELCA プロジェクトは 2022 年までのタイムラインで実行計画が検討されていたが、事業費が高額なこともあり未だ調査段階にとどまっている。国家脱炭素化計画においても鉄道へのモーダルシフトを促進し、環境へ配慮した車両を導入することで脱炭素を図っていくことが推奨されていることから、鉄道セクターの改善ニーズは環境の観点からも大きい。



出典：コスタリカの脱炭素化計画

図 1 4 コスタリカの脱炭素化計画

1.2 提案偉業の概要

本 JCM FS 調査で提案する事業は、コスタリカのリモン地域の貨物鉄道に、我が国の蓄電池機関車を導入することで、非電化・ディーゼル列車での運行となっている鉄道セクターの脱炭素化に貢献するものである。提案する蓄電池機関車は、機関車に搭載した蓄電池の電力で走行するため、走行中に GHG を排出しない。また路線全体に架線を敷設する必要が無いため、電化に要するコストの節約も期待できる。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

1.3.1. JCM FS 調査の目的

本 JCM FS 調査の目的は、コスタリカのリモン地域の貨物鉄道への、蓄電池機関車の導入可能性を調査することにより、コスタリカ国内での GHG 排出削減効果及び JCM 事業実現性を調査することである。

1.3.2. JCM FS 調査の目指すアウトプット

本 JCM FS 調査では、表 11 に示す 6 つのアウトプットを取りまとめることを目指し、検討・分析を行った。

表 11 本 JCM FS 調査のアウトプット

アウトプット	ステージ	各ステージまでの達成目標
①蓄電池機関車スペック（仕様書）の検討	中間	第 1 回現地渡航を踏まえた仕様書草案（寸法、蓄電池性能、けん引能力等の諸元）
	最終	仕様書草案に対する INCOFER コメント反映版
	終了	最終報告会でのコメント反映版
②蓄電池機関車を活用した運行計画	中間	需要・蓄電池機関車のスペックを踏まえた貨物列車の運行計画（簡易なダイヤ、充電のタイミング）
	最終	運行計画に対する INCOFER コメント反映版
	終了	最終報告会でのコメント反映版
③コスト積算と経済性評価	中間	蓄電池機関車及び充電施設の概略積算
	最終	概略積算結果を基にした経済評価
	終了	最終報告会でのコメント反映版
④ビジネスモデル作成	中間	貨物鉄道の利用促進のためのアクションプラン案作成
	最終	アクションプラン案の優先順位付け
	終了	最終報告会でのコメント反映版
⑤事業化及び 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	中間	想定ＧＨＧ削減量及び算出方法
	最終	リファレンス排出量の算定
	終了	最終報告会でのコメント反映版
⑥FS 終了後の JCM プロジェクト化事業計画及び活動の整理	中間	想定するファイナンス・事業スキーム等のオプション整理。許認可スケジュールの検討
	最終	本件での提案スキーム案
	終了	最終報告会でのコメント反映版

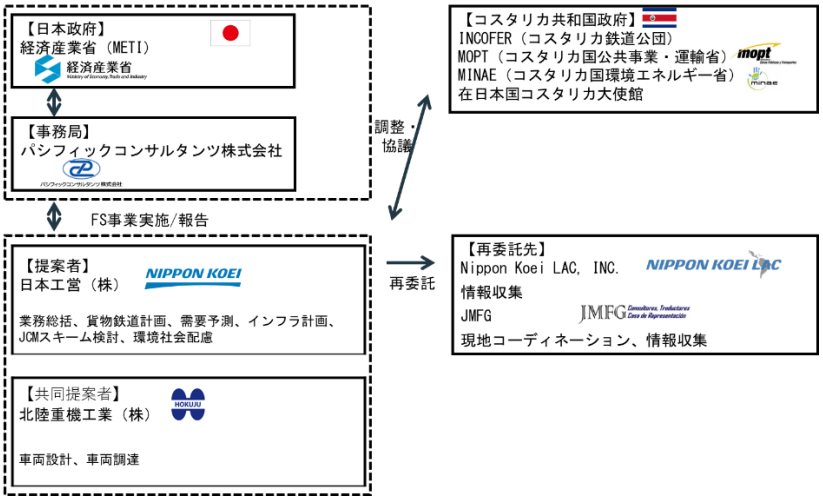
注：ステージ分けは中間：中間報告会、最終：最終報告会、終了：調査終了時
出典：調査チーム作成

2. JCM FS 調査の実施体制

2.1. 体制図と企業の責任と役割

本 JCM FS 調査の実施体制図ならびに体制図における企業の責任と役割を以下に記載する。

体制図



出典：調査チーム作成

図 2 1 JCM FS 調査実施体制図

2.2. 相手国のカウンターパート機関

本 JCM FS 調査でのコスタリカ側のカウンターパート機関を示す。

- INCOFER（コスタリカ鉄道公団）
  本 JCM FS 調査のカウンターパートとなる機関であり、MOPT 下にある国営企業である。コスタリカの鉄道（旅客鉄道および貨物鉄道）の運営を行っている。リモンの貨物鉄道については TELCA プロジェクトの実施を検討している。
- MOPT（コスタリカ国公共事業・運輸省）
  コスタリカ国の鉄道を含む運輸セクターを所掌している。
- MINAE（コスタリカ国環境・エネルギー省）
  環境及びエネルギーセクターを所掌しており、JCM を含むカーボンニュートラル施策についての主なカウンターパート機関となる。
- JAPDEVA（Junta de Administración Portuaria y de Desarrollo Económico de la Vertiente Atlántica）
  コスタリカ政府が所有する国営企業で、リモン港とモイン港の運営および管理を行っている。

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

蓄電池機関車の導入に向けては、表 3-1 に示す 5 つの事業実施手順で進める計画である。ステップ 1、2 では蓄電池機関車を導入していくために必要な周辺環境の調査や機関車の仕様検討、環境面の評価等を行う。また、ステップ 3 以降は、実際に蓄電池機関車の導入を行い、GHG 削減に向けた取組及びフォローアップ、普及の拡大を目指していくことを想定している。本 JCM FS 調査は表 3-1 の中の最初の調査（ステップ 1）である。

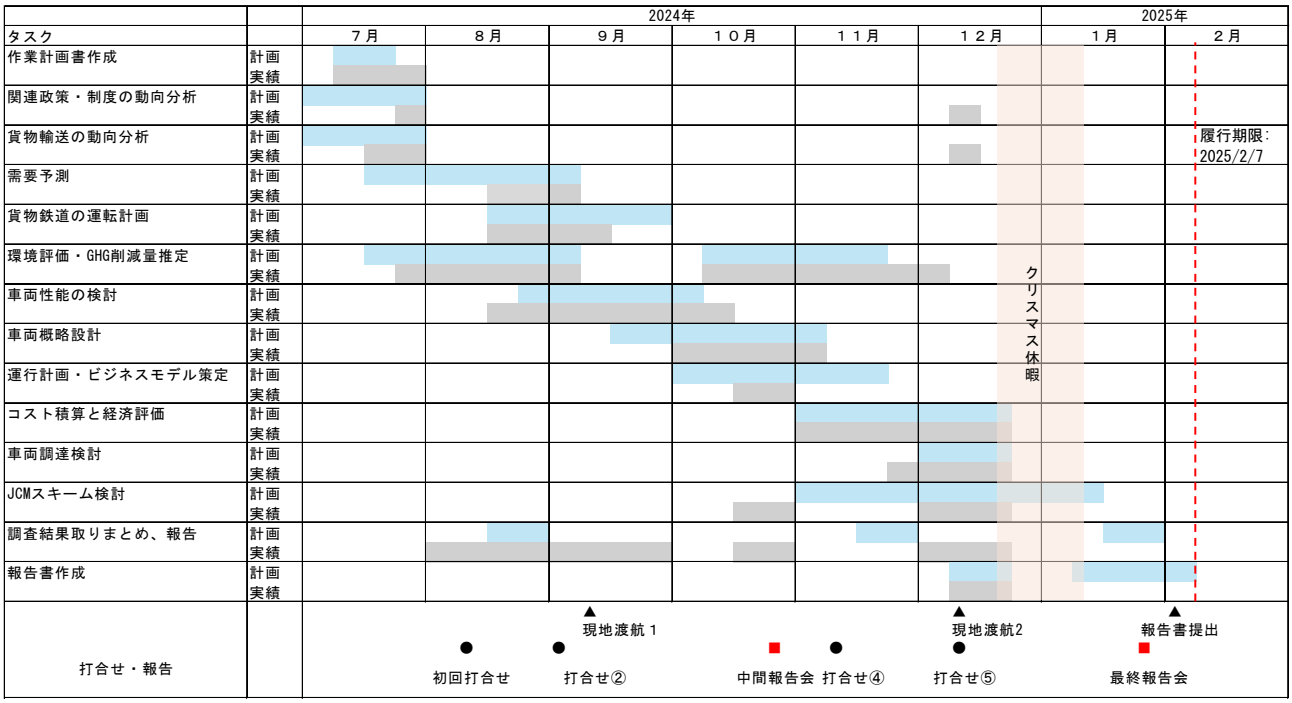
表 3-1 調査実施手順

ステップ	フェーズ	実施内容
ステップ1	FS（本調査）	コスタリカの貨物需要やルートの地形条件から蓄電池機関車のスペックの概略検討や電力施設、貨物駅等の位置関係より蓄電池機関車の充電施設位置や充電方法の検討を行い、**鉄道事業及びJCM事業双方の観点での事業性を確認**する。また、TELCAプロジェクトを念頭に、蓄電池車両の導入計画を踏まえた貨物鉄道の改良計画について概略検討を行う。
ステップ2	実証前調査	実証事業の実証計画・事業計画の精緻化、普及の蓋然性、GHG排出削減効果及びその定量化手法（JCM方法論等）のほかProject AgreementやMOUの内容について検討を行う。具体的には蓄電池機関車の仕様や設計・製造・輸送方法等の詳細検討を行う。
ステップ3	実証事業	蓄電池機関車及び充電施設等の付帯設備の設計・製造・納入及び据付を行う。その後、運転を開始し、貨物輸送を行う。
ステップ4	定量化フォローアップ事業	蓄電池機関車の利用実態を確認する他、需要等の見直しから蓄電池機関車を活用した輸送計画の更新を行う。
ステップ5	普及段階	INCOFERへ蓄電池機関車の追加導入を進めていき、全体の運行での蓄電池機関車利用率を上げていく。最終的に全運行を蓄電池機関車で賄えるように導入調整を進めることを目指す

出典：調査チーム作成

3.2. 調査スケジュール

調査スケジュールを図 3-1 に示す。本 JCM FS 調査は 2024 年 7 月 9 日から 2025 年 2 月 7 日の期間で実施した。現地視察やカウンターパートとの折衝、情報収集等を行うため 9 月、12 月の 2 回に分けてコスタリカへ渡航した。同調査は 14 個のタスクに分けて実施した。



出典：調査チーム作成

図 3 1 JCM FS 調査スケジュール

3.3. 渡航実績

2024 年 9 月 8 日から 9 月 14 日の期間で第 1 次渡航を実施し、INCOFER とのキックオフ会議の他、貨物鉄道の運行区間の現地視察、蓄電池機関車の仕様検討に向けてのけん引重量や導入区間について議論した。その他に、INCOFER の貨物鉄道と隣接する Moin 港の管理者や INCOFER の主要荷主である鉄鋼製品企業とも面談し、貨物鉄道の現状の利用状況や貨物鉄道の利用促進に向けた将来的な計画についてヒアリングを行った。さらに、中米地域の有力ドナーである CABEI(中米経済統合銀行　Central American Bank for Economic Integration)とも面談し、蓄電池機関車を導入する際の支援スキーム等について議論した。その他に、在コスタリカ日本大使館と JICA コスタリカ支所を表敬し、調査結果の報告や情報収集を行った。

2024 年 12 月 16 日から 12 月 21 日の期間で第 2 次渡航を実施し、INCOFER に蓄電池機関車の仕様や運行方法、オペレーションコストの検討結果等を報告した。また、コスタリカの MINAE や MOPT との面談を行い、NEDO 実証に進んだ際の日本とコスタリカ側の MOU 締結先等について確認した。さらに、主要荷主である鉄鋼製品企業とも再度面談し、トレーラーを使用した輸送時の燃料消費量等の確認を行った。その他に、在コスタリカ日本大使館、JICA コスタリカ支所を表敬し、調査結果を報告した。

4. JCM FS 調査の成果

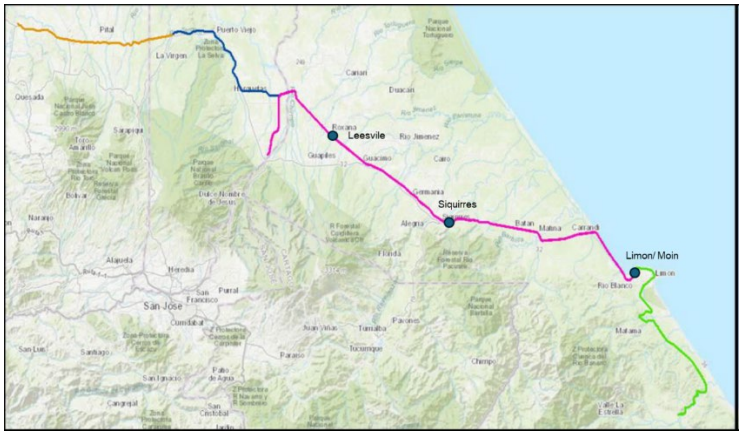
4.1. 関連政策・制度の動向分析

4.1.1. リモン地域の概要

本 JCM FS 調査の対象地であるリモン県はコスタリカ東部のカリブ海側の地域に位置し、バナナやパイナップルなどの農産品の生産地となっており、生産された果物等はリモン／モイン港から欧米等へ輸出されている。リモン／モイン港はコスタリカで最大規模の港湾であり、年あたり 550 百万トンの輸出量、520 百万トンの輸入量を誇る。

INCOFER が 2022 年に策定した鉄道マスタープラン によれば、リモンの鉄道路線は首都圏の鉄道に次いで 2 番目に整備すべき優先路線として位置づけられている。2030 年には年間 200 万トン、2050 年には年間 380 万トンの貨物需要があると見積もられるなど、同国における重要度の高い路線である。

このような高いポテンシャルに関わらず、リモン県での貨物鉄道の運行は限定的となっている。かつてはバナナや紙製品なども輸送されていたが、現在は鉄のインゴットの輸送にとどまっている（現在の運行状況は 4.2 にて詳述）。



注：路線の色分けは後述する TELCA プロジェクトでの整備フェーズ

出典：INCOFER

図 4 1 リモンの貨物鉄道路線図

4.1.2 TELCA プロジェクトの概要

コスタリカ政府はリモンの貨物鉄道の輸送力を強化するために、TELCA（Tren Eléctorico Limonense de Carga（リモン貨物電気鉄道））と呼ばれるプロジェクトを提案している。このプロジェクトは、軌道や橋梁などのインフラの改修の他、電化、信号などの鉄道システムの改良、貨物ターミナルの整備、車両の調達などから構成されている。2019 年には中米経済統合銀行（CABEI）の資金でフィージビリティ調査（FS）が実施された。リモン／モイン港から内陸の Rio Frio までの 120km をフェーズ 1 として、最終的には 250km の鉄道路線を整備する計画となっている。事業費はフェーズ 1 で 407.8 百万ドルとされている。

INCOFER では現在この FS の見直しを行っている。例えば、コスト縮減のため狭軌（1,067mm）のままとする案も検討されている。また、事業費のうち 20%を電化に係るコストが占めていることから、電化の要否等についても代替案が検討されている。



出典：INCOFER

図 4 2 TELCA プロジェクトの FS 報告書

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1. リモン地域での貨物鉄道の現状とニーズ分析

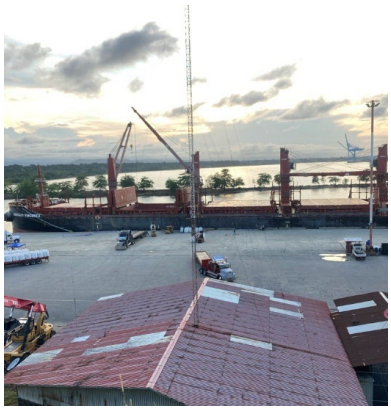
現在、リモン地域の貨物鉄道では、モイン港から内陸の Leesville という町にある鉄製品の工場まで、原料となる鉄のインゴットが輸送されている。輸送量は月に 12,000～15,000 トンで、モイン港から Leesville までの距離は約 89km である。なお、機関車の老朽化や過不足による輸送力の不足により、3,000 トンのインゴットは鉄道ではなくトレーラーで工場まで輸送されている。

貨物列車は機関車の種類等により異なるが、5 両、10 両、又は 15 両の貨車をけん引して途中の Siquirres という駅まで運ばれる。Siquirres から Leesville までは勾配が急な箇所がある等の線形条件のため、5 両の貨車をけん引して運行されている。貨車 1 両につき 30 トンのインゴットを積載することが可能である。したがって、仮に全て 6 両編成（機関車 1 両＋貨車 5 両）とした場合、月 15,000 トン輸送するためには、以下の計算により、1 日 4 本の列車が運行されていることとなる。

工場で加工された製品（建設用の鉄筋やフェンス等）は 70%が近隣諸国への輸出用でモイン港に出荷される。ただし、製品をモイン港に輸送する際は鉄道ではなく、トレーラーにより輸送されている。これはモイン港の貨物ヤードに製品を適切に保管しておくための屋根等の施設が無いため、トレーラーで運ばざるを得ないためである。荷主である工場へのヒアリングによれば、本来は原料・製品とも鉄道での輸送を志向しておりそのため鉄道沿線に工場を建設したことがわかった。INCOFER 側も、荷主の意向に応えられるようモイン港での貨物ヤードの整備を検討している。



鉄道で輸送されるインゴット



モイン港

出典：調査チーム撮影

図 4 リモンの貨物鉄道

4.2.2. 蓄電池機関車の概要

蓄電池を搭載した鉄道車両は電力を車内に貯蓄することで一定距離を走行することができる。我が国では、これまで蓄電池を搭載した旅客車両と機関車の双方の開発、運用実績がある。機関車においては、北陸重機工業が製造したものが、鉄道車両メーカーの施設内の車両入替や短距離の車両輸送に活用されている実績がある。



出典：調査チーム撮影

図 43 蓄電池を搭載した旅客車両



出典：調査チーム撮影

図 44 北陸重機工業が製造する蓄電池機関車

世界的にも蓄電池機関車の普及は進んでおり、日本のみならず世界の複数の車両メーカーが蓄電池旅客車両の開発、製造を行い、アジアや欧州圏での運用が見られる。例えば、日本の北陸重機工業以外に中国の CRRC やアメリカの CAT、Wabtec 等が開発、製造を行っており、運用が開始されたものも存在する。

表 41 他国の車両メーカーが製造する蓄電池機関車

メーカー	CRRC（中国）	CAT（米国）	Wabtec（米国）
概要	タイ、アルゼンチンに蓄電池機関車を納入	米 Union Pacific Railroad(UP)社が導入予定。	重量物運搬用の蓄電池機関車を開発。米 UP 社が導入予定。

出典：各企業ホームページより調査チーム作成

我が国で導入されている蓄電池機関車は線形や勾配条件で変動するが 1 回の充電で約 30km から 40km の走行が可能であり、本線で運用を行う場合、上記の距離ごとに充電施設を設置する必要がある。充電時間は充電器側の性能と搭載する蓄電池の性能に依存する。蓄電池機関車に搭載されたリチウムイオン電池は、急速充電が可能な特長を有しており、より高電流の充電施設を設けることで、充電時間を短縮して使用することが可能である。

4.2.3. 蓄電池機関車の代替技術

走行中に GHG を排出しない代替技術としては①電化（電気機関車）、②燃料電池が考えられる。そこでこれらの代替技術の特徴を表 4 2 に整理した。

代替技術のうち、①電化に関しては TELCA プロジェクトでも検討・提案された案であり、最も一般的な技術となる。しかし、新規に電化する場合は、全線にわたり架線等を敷設する必要があり初期投資が大きい。また、こ線橋やトンネル、橋梁（トラス橋）と架線が支障する場合は、インフラの改良も必要となるため、さらなるコスト増となる。本事業で対象とする路線にトンネルは無いが、国道が鉄道をオーバーパスするこ線橋が 2 か所ある。INCOFER へのヒアリングによれば、これらのこ線橋には架線を設置するための離隔はあるため、こ線橋の架け替え等は必要ないが、貨物鉄道のトラス橋とは架線が支障する可能性があるため、橋梁の改良又は架け替えが必要となり、事業費がさらに高額となる懸念がある。

もう一方の代替技術の②燃料電池に関しては、けん引能力等は蓄電池機関車とそん色ないと考えられるが、コスタリカでは水素の利活用は始まったばかりであり、例えばグアナカステ県（コスタリカ北西部）の Ad Astra 社 [2]など、製造・供給元は限られている。したがって、水素のサプライチェーンに課題があると考えられ、コスタリカでの実用化は現時点で容易でないと考えられる。

以上より、コスタリカの貨物鉄道に関しては、蓄電池機関車が従来の電気機関車と比べ、架線の新設費用が掛からない点で最も優位性のある技術と考えられる。

表 4 2 蓄電池機関車と代替技術の比較

記事	現行	代替技術		
	ディーゼル機関車	電気機関車	燃料電池機関車	蓄電池機関車
特徴	ディーゼル燃料で走行する	架線から供給される電力により走行する。	水素をエネルギー源とする燃料電池により走行する。	機関車に搭載した蓄電池の電力により走行する。
脱炭素化への貢献	走行中に GHG を排出すことから、環境負荷は比較的大きい。	電気で走行するため、走行中に GHG は排出しない。発電時に直接・間接的に GHG が排出される。	電気で走行するため、走行中に GHG は排出しない。水素生成時に直接・間接的に GHG が排出される。	電気で走行するため、走行中に GHG は排出しない。発電時に直接・間接的に GHG が排出される。

[2] Ad Astra 社（https://www.adastrarocket.com/cr/our-services/hydrogen/）

記事	現行	代替技術		
	ディーゼル機関車	電気機関車	燃料電池機関車	蓄電池機関車
機関車の価格	現在も世界中で使用されており、機関車の価格は比較的安価。	現在も世界中で使用されており、機関車の価格は比較的安価。	ディーゼル機関車・電気機関車に比べて高価。	ディーゼル機関車・電気機関車に比べて高価。
長距離の走行	長距離の走行が可能。	長距離の走行が可能。	重量物をけん引した際や上り勾配の場合は水素の消費が激しく、長距離走行に向かない。	重量物をけん引した際や上り勾配の場合は蓄電池の消費が激しく、長距離走行に向かない。
特記事項	現在の運用。	全線に架線の設置が必要となる。こ線橋やトンネル等の既設構図物との支障が課題となる。	実用化された事例は限られている（チリなど)。	本事業での提案。

出典：調査チーム作成（ただし、電気機関車の写真は JR 貨物、燃料電池機関車）

4.3. 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

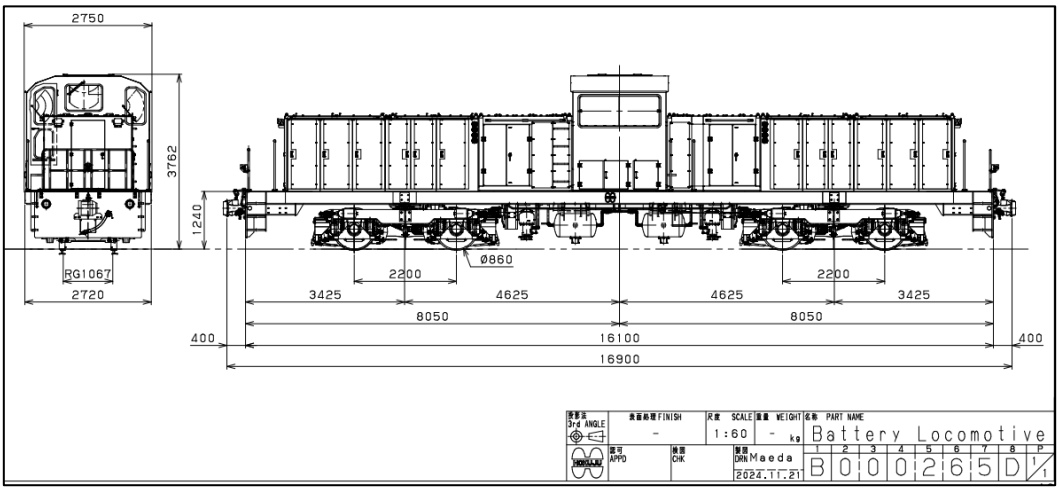
4.3.1. 蓄電池機関車のスペックの検討

コスタリカの軌間は日本の在来線と同じ 1,067mm であることから、本事業で導入を予定する蓄電池機関車のスペックは、我が国で実用化されている蓄電池機関車をベースとして検討した。JCM FS 調査で検討した機関車のスペックを表 4 3 に、図面を図 4 5 に示す。

表 4 3 提案する蓄電池機関車の仕様

項目	仕様	注釈
車両重量	55 t	
軸配置	Bo-Bo	台車が 2 台あることを表す
寸法	全長：16,9000 mm 全幅：2,750 mm 全高：3,762 mm	
バッテリー容量	540AH	実績車よりも本事業用に容量を増加

出典：調査チーム作成



出典：調査チーム作成

図 45 提案する蓄電池機関車の図面

4.3.2. 蓄電池の消費シミュレーション

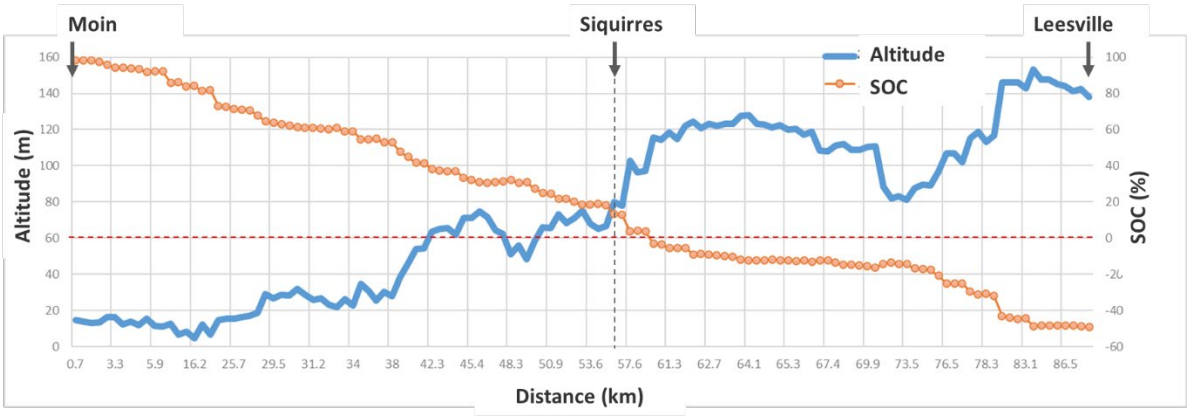
蓄電池機関車をリモンの貨物鉄道に導入した際の、蓄電池の消費量に関するシミュレーションを実施した。シミュレーションの前提条件は、現行の運行状況を参考に表 44 に示すとおりである。

表 44 蓄電池消費シミュレーションの前提条件

項目	条件	注釈
機関車の重量	55 t	
けん引重量	往路（Moin⇒Leesville）： 220 t 復路（Leesville⇒Moin）： 70 t or 175 t	貨車の重量：14 ton、積荷を 30 ton とし、（14 ton＋30 ton）×5 両。 復路では空車の 70 ton（貨車 14ton×5 両）または材料の 70%相当（製品の 70%が輸出用のため）を積載した（14ton＋30 ton×70%）×5 両。
走行速度	30 km/h	シミュレーションの簡易化のため一定と仮定する。
蓄電池容量	540 AH (330 kWh)	リチウムイオン蓄電池
その他	回生ブレーキを考慮	

出典：調査チーム作成

シミュレーションの結果のうち、往路（Moin⇒Leesville）での結果を図 46 に示す。青線で示された断面図が表す通り、Moin 港から全般的に上り勾配であり、Leesville までは 120m ほど標高が高くなる。オレンジ色の線で蓄電池の SOC が示されているが、SOC は中間地点にある Siquirres 駅で 12.9%、Leesville 駅では-49.2%となった。したがって、5 両けん引時は、中間地点で充電が必要となる。



出典：調査チーム作成

図 46 蓄電池の消費シミュレーション結果（Moin⇒Leesville）

この結果を INCOFER に説明したところ、まずは Siquirres～Leesville 間で蓄電池機関車を往復させることを提案された。これは、Moin～Siquirres 間では、機関車の種類により 5 両、10 両、15 両をけん引しているが、Siquirres～Leesville 間では勾配がきついこと、Leesville にある工場の引込線が貨車 5 両分のキャパシティしかないこと等から 5 両けん引を基本としているため、後者の区間での導入がより現況に即しているためである。

なお、復路についても、同様にシミュレーションを行っており、その結果を表 45 に示す。

表 45 蓄電池の消費シミュレーション結果

条件	Moin～Siquirres 間での SOC 低下量	Siquirres～Leesville 間での SOC 低下量
往路（Moin⇒Leesville） けん引重量 220 t（満載時）	87.1%	62.1%
復路（Leesville⇒Moin） けん引重量 70 t（空車時）	28.8%	17.7%
復路（Leesville⇒Moin） けん引重量 175 t（輸出分積載時）	46.7%	29.1%

出典：調査チーム作成

また、充電時間についてもシミュレーションを実施したため、その結果を表 46 に示す。INCOFER とのヒアリングによれば、コスタリカ国内で 240A の事例があることがわかったので、本事業では 50%、90%の充電に要する時間を 1.1 時間、1.5 時間とした。

表 46 充電時間のシミュレーション結果

充電電流	C レート	50%充電	90%充電
60 A	0.2	2.8 時間	4.6 時間
120 A	0.4	1.6 時間	2.5 時間
240 A	0.9	1.1 時間	1.5 時間

充電電流	C レート	50%充電	90%充電
480 A	1.8	0.8 時間	1.0 時間

出典：調査チーム作成

4.3.3. 蓄電池機関車を活用した運行計画

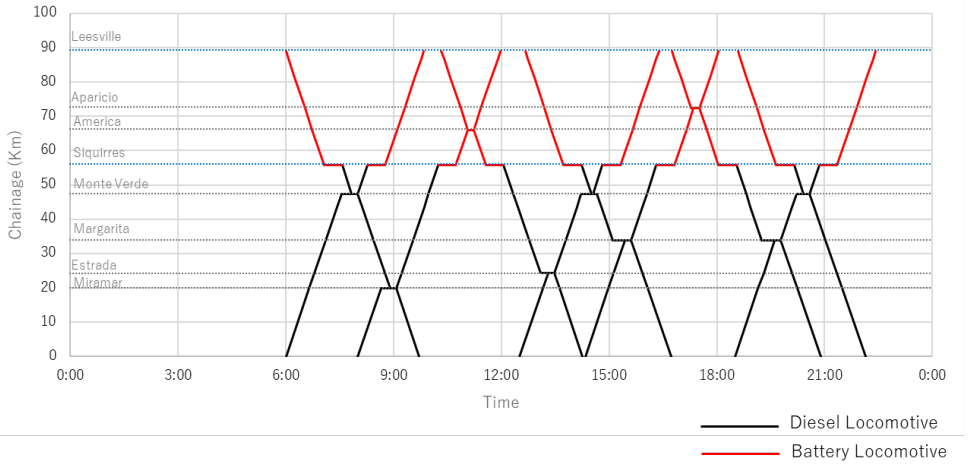
蓄電池機関車を Siquirres から Leesvile の区間で導入することを計画した。同区間の輸送は将来的な需要も考慮し 1 日あたり 5 往復程度の運行が必要になると推定される。以上のことから、本 JCM FS 調査では Siquirres から Leesvile までの区間を 5 往復/日で運行した場合の蓄電池機関車の運用方法について検討を行った。なお、Moin から Siquirres までの区間は、INCOFER が現行で使用しているディーゼル機関車を使用することを想定する。運行計画を検討する際のその他の条件を表 4 7 に示す。

表 4 7 運行計画作成時の条件

項目	条件	備考
蓄電池機関車台数	2 両	
表定速度	30 km/h	
充電時間	1.5 時間/回	240 A での充電
列車交換時間	10 分/回	1 回あたりの入替時間
列車付替	30 分	Siquirres にてディーゼル機関車から蓄電池機関車に付替
営業時間	24 時間体制	

出典：調査チーム作成

Siquirres から Leesvile まで往復で運行した場合の消費量は約 91%程度であり、1 回の充電で往復運転が可能である。他方で、蓄電池機関車を効率的に運行すること等を考慮して Siquirres と Leesvile の双方に充電設備を設置することを想定した。上記条件をもとに、蓄電池機関車を導入した場合の運行計画を作成した。Moin から Leesvile までの区間の 1 日あたりのダイヤグラムを図 4 7 に示す。 1 日あたりの機関車の走行配分は、ディーゼル機関車で約 558 km（日運行距離の 62%）、蓄電池機関車が約 332 km（38%）である。



出典：調査チーム作成

図 4 7 蓄電池機関車導入時のダイヤグラム

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. 提案事業のビジネスモデル

現状では Leesville にある工場の材料の輸送に限られているが、将来的には復路での製品の出荷にも鉄道を利用するほか、沿線の他の工場等での原材料や製品の輸送、またパイナップルやバナナなど農産品の出荷にも鉄道を利用してもらうことで、輸送量を増やしていくことが期待される。INCOFER によれば、既に砕石などの建設資材の輸送を検討しているとのことであった。

なお、Leesville にある工場関係者にヒアリングしたところ、材料や製品の輸送には鉄道を用いることを原則としており、そのために工場用地は鉄道沿線にあるとのことであった。今後も鉄道での輸送を志向していること、また工場として生産体制を維持ないし拡大していく方針であることから、今後も鉄インゴットや製品の輸送需要は続くものと考えられる。そこで、第 1 段階として、蓄電池機関車を走行させる Siquirres と Leesville に充電施設を設置し、ディーゼル機関車での輸送を蓄電池機関車に代替させることを検討する。なお、Siquirres 駅や Leesville の工場用地等には、充電施設を設置するスペースがあることも確認している。

	
Siquirres 駅	Leesville にある工場

出典：調査チーム撮影

図 4 8 Siquirres 駅と Leesville の工場

4.4.2. 経済性評価に係る検討（OPEX）

提案事業が従来のディーゼル機関車から蓄電池機関車の置換えであることから、Siquirres～Leesville 間を、ディーゼル機関車で往復した際のディーゼル燃料代と蓄電池機関車で往復した際の電気代を検討した。コストの試算に用いた前提条件を表 4 8 に示す。

走行時の消費電力については、4.3 節で述べた蓄電池の消費シミュレーション結果を基に、走行による消費電力を求めた。そして、充電時のロスを 10%としてその分を上乗せした電力量を基に電気代を試算した。

ディーゼル燃料の消費量については、4.7 節で述べるリファレンス排出量の算定方法を準用し、必要電力相当分のエネルギーをディーゼルエンジンで発生させた際の燃料消費量をディーゼル機関車での燃料消費量とした。これにディーゼル燃料代の原単位を乗じることで、最新のディーゼルエンジンを搭載した機関車での燃料代となる。

なお、現在の燃料消費量に関しては、月間の走行距離が 7,102km に対して、月平均で 29,850L とのことである。勾配・けん引重量や線路の状態（雨等で濡れているか乾いているか）等で条件は異なるため、本来は単純計算できないが、 1 km 走行するのに 29,850L ÷7,102km＝4.2L/km のディーゼル燃料を消費していることとなる。

表 48 経済性評価の前提条件

項目	条件	注釈
機関車重量	55 t	
走行距離	33 km（Siquirres～Leesville 間）	
けん引重量	往路（Siquirres⇒Leesville）：220 t 復路（Leesville⇒Siquirres⇒）：175 t	復路については輸出向け製品（材料の 70%の重量）を積載しているケースを想定
電気料金	CRC 20 /kWh（USD 0.04 /kWh）	ARESEP（コスタリカにおける公共料金を監督する機関）が公表している事業者用のオフピーク時の電気料金を参考にした（下の**エラー! 参照元が見つかりません。**参照）。
ディーゼル燃料代	CRC 493.57 /L（USD 0.99/L）	RECOPE（国営の石油卸売公社）の 2024 年 12 月 3 日付けの公表価格。ガスステーションのマージン分は含めず、揮発油税 CRC 154 を含む（INCOFER にヒアリングしたところ、揮発油税込みの価格で RECOPE から購入しているため）。
充電時の電気ロス	10%と仮定	

注：為替レートは CRC 1 = USD 0.002（2024 年 12 月）

出典：調査チーム作成

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta (máxima)	¢ 66.06
Periodo punta (mínimo)	¢ 61.29
Periodo valle (máxima)	¢ 24.54
Periodo valle (mínimo)	¢ 22.77
Periodo nocturno (máxima)	¢ 15.11
Periodo nocturno (mínimo)	¢ 14.02

注：中央 2 段がオフピーク時、下 2 段が夜間の電気料金

出典：ARESEP の資料を基に調査チーム作成

図 49 コスタリカの電気料金

Siquirres～Leesville 間 1 往復におけるコスト試算結果を表 49 に示す。年間ベースでは蓄電池機関車の走行コストはディーゼル機関車に比べて約 USD122,000（USD 142,148－USD 20,390）低くなる試算となった。すなわち、蓄電池機関車は GHG 削減の他、OPEX の節減にも資すると考えられる。

表 49 走行時の電気代と燃料代の試算結果

No.	項目	蓄電池機関車	ディーゼル機関車	注釈
A	Siquirres⇒Leesville の電力/燃料消費量	204 kWh	50 L	
B	Leesville⇒Siquirres の電力/燃料消費量	102 kWh	46 L	
C	1 往復での電力/燃料消費量	306 kWh	96 L	A + B
C’	1 往復での電力/燃料消費量(充電ロス込み)	340 kWh	96 L	306 ÷ 90% = 340
D	電気代・燃料代単価	CRC 20 /kWh	CRC 493.57 /L	
E	1 往復での電力/燃料代	CRC 6,797 (USD 14)	CRC 47,383 (USD 95)	C‘×D
F	1 日の往復数	5 往復	5 往復	
G	年間の走行日数	300 日	300 日	日曜は工場が休業
H	年間での電力/燃料代	CRC 10.2 million (USD 20,390)	CRC 71.1 million (USD142,148)	E×F×G

注：為替レートは CRC 1 = USD 0.002（2024 年 12 月）
出典：調査チーム作成

4.4.3. 経済性評価に係る検討（LCC）

次に機関車の購入価格（CAPEX）を考慮したライフサイクルコスト（以下、LCC）の比較を行った。前述のとおり、運行費用に関しては蓄電池機関車の電気代はディーゼル機関車の燃料代よりも安価になることが試算されたが、一般に蓄電池機関車は従来型のディーゼル機関車よりも割高であるため、機関車の購入価格を含めた LCC での比較を行った。また、蓄電池は充電・放電を繰り返すことで劣化が進むため、蓄電池の更新費用も考慮する必要がある。

なお、本事業では出口戦略として、NEDO 実証事業の活用を想定している。NEDO 実証事業の場合、実証期間終了時に、運用期間分の減価償却を考慮した価格で買い取ることになる。この時の減価償却の割合は、機器やモーターといった種類により異なるが、1 年間での減価償却の割合を 23.9%とした。NEDO 実証事業では実証期間は原則 3 年とあることから、その期間が 3.5 年や 4 年となった場合、減価償却の割合は異なる。

これらの条件下で①ディーゼル機関車（DL）、②蓄電池機関車（BL）、③蓄電池機関車（BL、NEDO 実証での減価償却考慮）、の 3 パターンで LCC を試算した。この結果から、①ディーゼル機関車（DL）と③蓄電池機関車（BL）、NEDO 実証での減価償却考慮の比較では 10 年目に蓄電池機関車の LCC がディーゼル機関車を下回る可能性が示唆された。①ディーゼル機関車（DL）と②蓄電池機関車（BL）との比較では 20 年目辺りで蓄電池機関車の LCC の方が安価になる試算となった。

一般的に機関車は 40～50 年近く使用することもあるため [3]、NEDO 実証などのスキームを活用することで、LCC の面からも蓄電池機関車が優位になる可能性が示唆される結果となった。

4.4.4. 事業性評価に係るその他検討

本設で提案したビジネスモデルを実現させ、貨物鉄道の利用を拡大させていくためには、大きく①鉄輸送の維持・拡大、②荷主の拡大、③インフラの改良の 3 点が特に重要と考えられる。

まず鉄インゴットの輸送に関しては、モインの貨物ヤードに製品を保管するための施設を整備することが重要である（現状は図 4 10 の左の写真）。

次に、荷主の拡大については、建設資材や農産品などが輸送品目として考えられるが、まずは建築資材などのバルク貨物を対象にすることがよいと考えられる。したがって、第一段階として線路が付近まで延びている JAPDEVA の港湾で扱われるバルク貨物を輸送することを提案する。

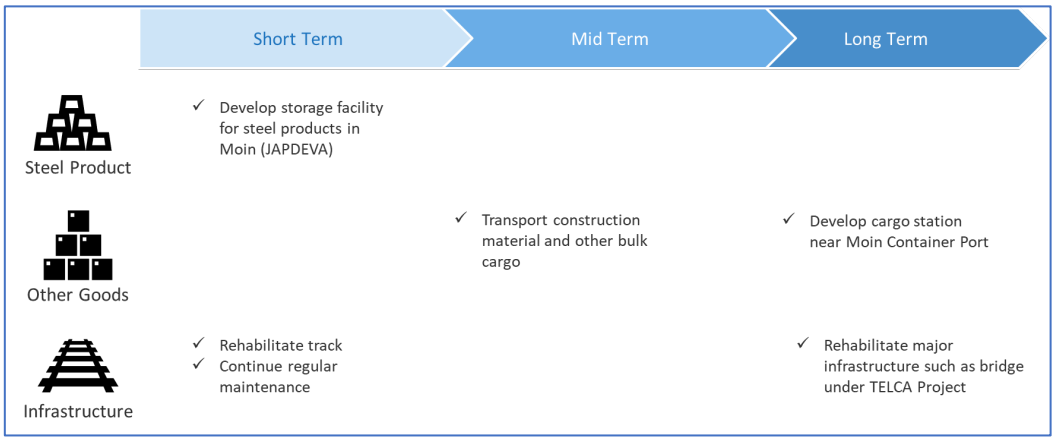
そして、現状の軌道等のインフラは必ずしも良好な状態にあるとは言い難く、減速をしている区間も見られた。軌道、橋梁などのインフラを改良し、走行性を改善することが、速度や蓄電池機関車の電費の改善、安全性の確保の観点から重要である（軌道を図 4 10 右に示す）。インフラ改良に関しては TELCA プロジェクトで進められる計画となっているが、大規模投資の場合はファイナンス組成に時間がかかるため、特に改修が必要な箇所から逐次改良していくことが望ましい。また、橋梁などの高度な技術が必要な工事に関しては ODA などを活用することも一案である。

		
モインのターミナル	コンテナ港近くの 貨物ヤード候補地	リモンの貨物鉄道の軌道

出典：調査チーム撮影

図 4 10 事業性改善のために改良等が必要な施設の例

[3] 機関車の法定耐用年数は電気機関車で 18 年、内燃動車（ディーゼル機関車）で 11 年だが（減価償却資産の耐用年数等に関する省令　別表第一）、それより長く使われるケースも多い。



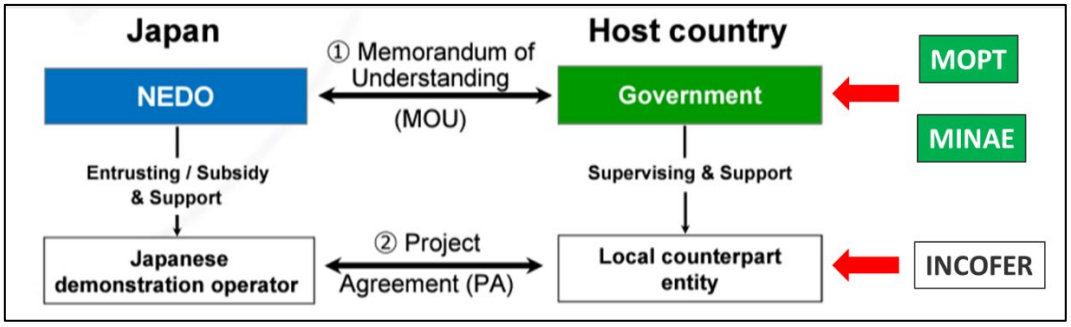
出典：調査チーム作成

図 4 11 貨物鉄道ビジネスの改善・拡大に向けたアクションプラン案

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

本 JCM FS 調査では、2 回の現地渡航を通してコスタリカの多様な機関等と面談し、提案事業に関して協議を行った。多くの機関で、本 JCM FS 調査や提案事業に関して好意的な反応が得られた。これは提案事業が、鉄道の利用拡大や運輸セクターの脱炭素化といったコスタリカの課題に即しているためであると思われる。

事業化に際して、まずは実証事業として NEDO のスキームの活用を念頭に置いている。この場合、NEDO とコスタリカ政府との間で MOU を締結する必要がある。締結先の候補として、MINAE と MOPT が考えられるが、MINAE からは、同省では化石燃料などエネルギー関連も所掌していることから、ディーゼルからの転換を図る本事業に関しては MINAE がサイナーとなり得るとの見解を得た。一方で MOPT からは、INCOFER 自体が外国の政府機関との文書にサインすることが可能であろうとの見解を得た。Project Agreement (PA)の締結先が INCOFER となると想定されるところ、MOU については MINAE とするのが望ましいものと考えられる。



出典：NEDO 資料を基に調査チーム作成

図 4 12 NEDO 実証時の体制（案）

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

JCM プロジェクトの実施により期待される我が国の貢献を**エラー! 参照元が見つかりません。**に整理した。我が国の対コスタリカの国別開発協力方針では、基本方針（大目標）として「環境分野を中核とした持続的発展への支援」が掲げられており、提案事業はこの大方針とも合致している。

表 4 10 JCM プロジェクトにおける日本の貢献

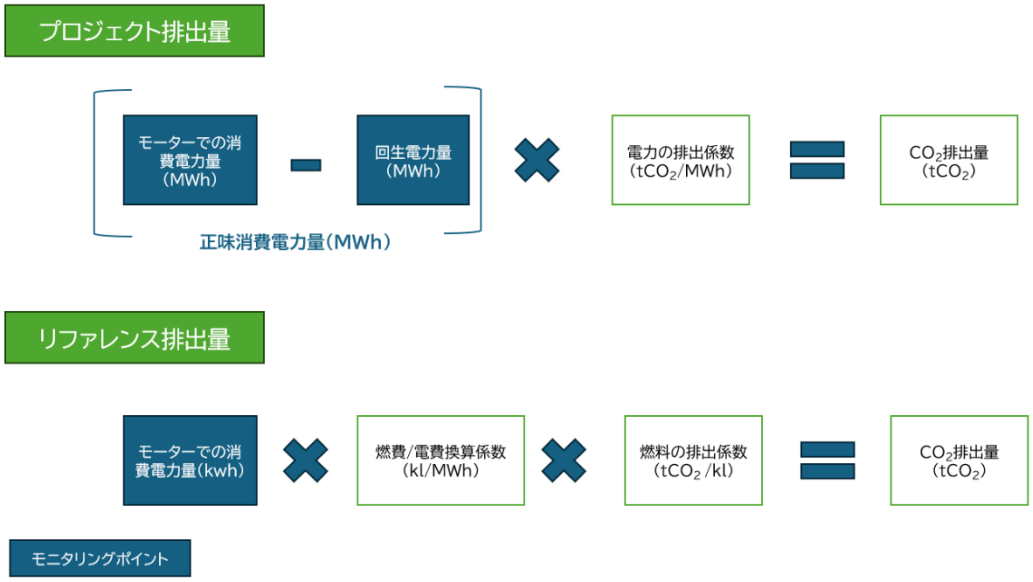
No.	貢献する分野	我が国の貢献
1	物流の改善	リモン/モイン港はコスタリカのカリブ海側で最大の港湾であり、同国の物流の要衝である。港湾へのアクセス鉄道の改善は物流の効率化等につながることが期待される。
2	運輸セクターの脱炭素化	コスタリカでは運輸交通分野からの GHG 排出量が国全体の約半分を占めており、鉄道の脱炭素化は同国の脱炭素化政策にも貢献する。
3	地域格差の是正	国別開発協力方針において、開発課題のひとつに「国境・沿岸地域を中心とした格差是正」が掲げられている。提案事業は、首都で経済の中心である、サンホセ都市圏ではなく、沿岸部のリモンを対象地としている。当地にある工場のサプライチェーン改善にも資することから、リモン県の産業にも資する。

出典：調査チーム作成

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

方法論案の概要は以下の通りである。



出典：調査チーム作成

図 4 13 本方法論案の概要

本方法論案では、対象事業の特性やコスタリカの鉄道状況を踏まえ、貨物鉄道への蓄電池機関車の導入によるディーゼル機関車からの転換に向けた方法論案を検討した。

本方法論案では、既存のディーゼル機関車に代わって蓄電池機関車を導入し、エネルギー源を化石燃料から電気に転換し GHG を削減する。リファレンス排出量は、燃料/電力消費量換算係数とディーゼル燃料の CO_2排出係数に基づいて計算される。プロジェクト排出量は、プロジェクトの機関車の電力消費量と電力排出係数から計算される。プロジェクトで使用されるすべての電力が再生可能エネルギー源から供給される場合、プロジェクト排出量はゼロである。モニタリングポイントは走行にかかる消費電力（モータ消費電力）及び回生電力である。

適格性要件としては以下の 3 点を挙げている。

1. 蓄電池機関車が貨物輸送を主な目的として新たに導入されること
2. 蓄電池機関車のモーター消費電力をモニタリング可能であること
3. 蓄電池機関車のモーター回生電力をモニタリング可能であること

それぞれの設定理由は以下のとおりである。

1. 旅客のように途中での乗降者等を想定しないことで計算方法を単純化した。
2. モニタリングポイントとしてモーター消費電力を想定しているため。
3. モニタリングポイントとしてモーター回生電力を想定しているため。

4.7.2. 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、プロジェクトのモーター電力消費量、リファレンス機関車の燃料/電力消費変換係数、およびディーゼル燃料の CO_2排出係数を用いて計算される。リファレンス機関車の燃料/電力消費変換係数は、正味の排出削減量を確保するために、事前に以下の保守的な方法で決定される。

この方法論で設定されたデフォルト値がリファレンス機関車の燃料消費量として適用される。 デフォルト値は、機関車用ディーゼルエンジンの最新のカタログ値から決定される。カタログ値は通常、運行中の機関車の燃料消費量よりも良好な燃料消費量を示す。したがって、カタログ値に基づいてリファレンス機関車の燃料消費量のデフォルト値を設定することは保守的である。

$$RE_p = \sum_i \left(PEC_{p,i} \times CF_{fuel/elec} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel} \right)$$

Where

RE_p Reference emissions during the period p [tCO_2/p]

$PEC_{p,i}$ Project electricity consumption by the motor of project locomotive i during the period p [MWh/p]

$CF_{fuel/elec}$ Fuel/electricity consumption conversion factor [kl/MWh]

NCV_{diesel} Net calorific value of diesel fuel [GJ/kl]

EF_{diesel} CO_2 emission factor of diesel fuel [tCO_2/GJ]

4.7.3. 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。

蓄電池機関車による正味消費電力量（モータ消費電力量－モータ回生電力量）と電力排出係数から、プロジェクト排出量を計算する。なお、本事業においてはグリッド電力を使用予定であるが、全て再生可能エネルギー電力であった場合は排出係数はゼロとする。

$$PE_p = \sum_i \left(NPEC_{p,i} \times EF_{elec,p} \right)$$

Where

PE_p Project emissions during the period p [tCO_2/p]

$NPEC_{p,i}$ Net project electricity consumption by the motor of project locomotive i during the period p [MWh/p]

$EF_{elec,p}$ CO_2 emissions factor of electricity during the period p [tCO_2/MWh]

Net project electricity consumption by the motor during the period p ($NPEC_{p,i}$) is calculated with the following equation.

$$NPEC_{p,i} = PEC_{p,i} - PER_{p,i}$$

Where

$PER_{p,i}$ Project electricity regeneration by the motor of project locomotive i during the period p [MWh/p]

4.7.4. モニタリング方法案

上記の通り、補機を除いた走行時に消費する電力量（モータ消費電力量）と走行時に回生する電力量（モータ回生電力量）をそれぞれモニタリングする。それぞれのモニタリングが可能であることはメーカーに確認済みである。

4.7.5. 方法論案の課題

燃料/電力消費変換係数はエンジンスピード（rpm）毎に与えられており、この値は運転条件や負荷条件によって異なるため、プロジェクトごとにどの値を用いるかは精査が必要である。

また、メーカーのシミュレーションにて算定された CO_2排出量に比べ、本方法論案にて試算した値は約 20%小さくなった。この違いの理由の一つとして、下り坂走行時におけるディーゼルエンジンのアイドリングによるディーゼル燃料の消費量が考慮されていないことが挙げられる。一方でこのアイドリング時の燃料消費量は路線の勾配により異なるため、方法論として一般化することは難しい。保守性のある方法論案であることが証明された反面、実態との乖離が過大になる懸念がある。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

上記より対象プロジェクトの GHG 排出削減量は下表のように計算される。
本 JCM プロジェクトにおいて、293 tCO_2/年の GHG 排出削減量が見込めるため、約 3 年 5 か月のモニタリング期間において 293 tCO2/年×41/12(年)＝1,001 tCO2 となり、NEDO　JCM 実証の条件である、1,000tCO_2を超える試算結果となった。

表 4 11 本 JCM プロジェクトでの GHG 排出削減量の試算

No.	項目	条件	注釈
a	プロジェクト電力消費量	0.3264 MWh/往復	北陸重機工業シミュレーション結果（Siquirres～Leesville）
b	年間往復回数	1500 往復	1 日 5 往復、25 日/月運行
c	プロジェクト電力消費量	489.6 MWh/年	=a×b
d	燃料/電力消費変換係数	0.2561 kl/MWh	カタログ値（Volvo Penta TAD 1353VE）
e	ディーゼル燃料の CO_2排出係数	2.613 t CO_2/kl	“Factores de emisión de gases efecto invernadero ”, Instituto Meteorológico Nacional
f	**リファレンス排出量**	**327.6 tCO_2/年**	**=c×d×e**
g	プロジェクト正味電力消費量	0.2623 MWh/年	北陸重機工業シミュレーション結果（Siquirres～Leesville）
h	プロジェクト正味電力消費量	393.4 MWh/年	=g×b
i	グリッド電力の CO_2 排出係数	0.0879 tCO_2/MWh	“Factores de emisión de gases efecto invernadero ”, Instituto Meteorológico Nacional
j	**プロジェクト排出量**	**34.6 tCO_2/年**	**=h×i**
k	**排出削減量**	**293 tCO_2/年**	**=f-j**

出典：調査チーム作成

4.7.7. 提案事業の普及による相手国の NDC の達成等への貢献の可能性

1.1.3 で示したように、コスタリカにおける NDC や国家脱炭素計画において、交通セクターはコスタリカの脱炭素達成に向けて重要なセクターとして位置づけられている。本事業の普及はコスタリカの交通セクターでの脱炭素化に寄与するものであり、MINAE との面談においても本事業に期待する発言がみられた。

また、本事業の普及により、既存のディーゼル機関車の置き換えだけでなく、既存のトレーラー輸送を蓄電池機関車輸送に転換することも可能である。鉄鋼会社へのヒアリング結果から、以下の計算結果となり、追加的に年間約 1,000tCO₂の GHG 排出削減効果を見込むことができる。

表 4 12 本事業の普及時における GHG 排出削減量の試算

No.	項目	条件	注釈
a	トレーラー輸送重量	60,000 t/年	ヒアリング結果より
b	トレーラー往復距離	200 km/往復	ヒアリング結果より
c	トレーラー輸送 CO_2排出係数	85 $gCO_2/(t・km)$	ヒアリング結果より
d	**リファレンス排出量**	**1020.0 tCO_2/年**	**=a×b×c**
e	プロジェクト正味電力消費量	0.6356 MWh/年	北陸重機工業シミュレーション結果（Moin～Leesville）
f	機関車年間往復回数	273 往復	=a/機関車での輸送重量（220t）
g	プロジェクト正味電力消費量	173.5 MWh/年	=e×f
h	グリッド電力の CO_2 排出係数	0.0879 tCO_2/MWh	""Factores de emisión de gases efecto invernadero", Instituto Meteorológico Nacional"
i	**プロジェクト排出量**	**15.3 tCO_2/年**	**=g×h**
j	**排出削減量**	**1,004 tCO_2/年**	**=d-i**

出典：調査チーム作成



出典：調査チーム撮影

図 4 14 現在使用されているトレーラー

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

提案事業は表 5 1 に示す通り NEDO JCM 実証事業が掲げる対象技術の要件を満たしていることから、NEDO JCM 実証事業を出口戦略として想定している。今後の対応として、本 JCM FS 調査終了後

に INCOFER 等コスタリカ側の機関に再度結果を共有し、コスタリカ政府内でも提案事業をよく検討してもらうよう、依頼する予定である。

表 5 1 NEDO JCM 実証事業での対象技術

	対象技術	本事業での対応
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。	我が国の鉄道車両メーカーが製造した機関車を導入することを想定している。また、搭載するリチウムイオン蓄電池についても、我が国のメーカーが製造する蓄電池の利用を想定している。 相手国での導入に際して、機関車の走行に必要なエネルギーはけん引重量の他線路の条件により異なることから、現地国での実証を通して、最適な運行方法等を確認する意義は大きい。
②	エネルギー起源二酸化炭素の排出の抑制に関する事業であること。	ディーゼル機関車に代えて蓄電池機関車を導入する事業であり、ディーゼル燃料の使用による CO_2削減に資する。
③	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ること。	本 JCM FS 調査で検討・提案した方法論案により、GHG 削減効果を定量化できる見込みである。
④	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。	既に現地の鉄道事業者他、関係機関と協議をしており、現地政府の鉄道利用の関心は高いことを確認している。
⑤	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	実証事業の実証前調査応募時に実証計画を策定する。

出典：JCM FS 調査　企画提案の募集要項　表 3-1 を基に調査チーム作成

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	The Republic of Costa Rica
Name of the methodology proponents submitting this form	Nippon Koei Co., Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	7. Transport
Title of the proposed methodology, and version number	Replacement of diesel locomotives with battery locomotives for cargo railway, version 01.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐The attached draft JCM-PDD: ☐Additional information
Date of completion	07/02/2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
01.0	07/02/2025	First edition

A. Title of the methodology

Replacement of diesel locomotives with battery locomotives for cargo railway, version 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Battery locomotives	Battery locomotives are a type of electric locomotive that are powered by rechargeable batteries. These batteries drive the traction motors, allowing the locomotive to operate without the need for overhead cables or a third rail.
Fuel /electricity consumption conversion factor	The fuel /electricity consumption conversion factor is the ratio of the amount of electricity consumption of the battery locomotives to the number of littles of diesel combusted of the diesel locomotives. It measures the fuel consumption by the diesel engine that produces an equivalent power output to the power consumption used to operate the battery locomotives during the project period. This rate is typically expressed in units such as grams per kilo watt hour (g/kWh) or liters per kilo watt hour (L/kWh).
Net project electricity consumption	Net project electricity consumption is calculated by subtraction of project electricity regeneration by the motor during the project period from the project electricity consumption by the motor during the project period.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Introduction of battery locomotives to replace existing diesel locomotives, and to convert the energy source from fossil fuels to electricity.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on the fuel /electricity consumption conversion factor and the CO_2 emission factor of the diesel fuel.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated from the electricity consumption of the project locomotives and the electricity emission factor. If all

	the electricity used in the project is from renewable energy sources, the project emissions are zero.
Monitoring parameters	Electricity consumption and regeneration by the motor are monitored.

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	Battery locomotives will be newly introduced for the primary purpose of freight transportation.
Criterion 2	It should be possible to monitor the electricity consumed by the motor in the battery locomotives.
Criterion 3	It should be possible to monitor the electricity regenerated by the motor in the battery locomotives.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Diesel fuel consumption by reference locomotives	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Electricity consumption by the motor by project locomotives	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated with the electricity consumption of the project motor, the fuel/electricity consumption conversion factor of the reference locomotive and the CO_2 emission factor of the diesel fuel. The fuel/electricity consumption conversion factor of the reference locomotive is determined *ex-ante* from the following option in a conservative manner to ensure net emission reductions:

The default value set in this methodology is applied as fuel consumption of reference locomotives.

The default value is determined from the most recent catalogue value of diesel engine for locomotives. A catalogue value usually shows better fuel consumption than the one which is calculated for the locomotives being operated. Therefore, setting a default value of fuel consumption of reference locomotives based on the catalogue values is conservative.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i \left(NPEC_{p,i} \times CF_{fuel/elec} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel} \right)$$

Where

RE_p	Reference emissions during the period p [tCO_2/p]
$PEC_{p,i}$	Project electricity consumption by the motor of project locomotive i during the period p [MWh/p]
$CF_{fuel/elec}$	Fuel/electricity consumption conversion factor [kl/MWh]
NCV_{diesel}	Net calorific value of diesel fuel [GJ/kl]
EF_{diesel}	CO_2 emission factor of diesel fuel [tCO_2/GJ]

G. Calculation of project emissions

$$PE_p = \sum_i \left(NPEC_{p,i} \times EF_{elec,p} \right)$$

Where

PE_p	Project emissions during the period p [tCO_2/p]
$EF_{elec,p}$	CO_2 emissions factor of electricity during the period p [tCO_2/MWh]

Net project electricity consumption by the motor during the period p ($NPEC_{p,i}$) is calculated with the following equation.

$$NPEC_{p,i} = PEC_{p,i} - PER_{p,i}$$

Where

$PER_{p,i}$	Project electricity regeneration by the motor of project locomotive i during the period p [MWh/p]

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

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. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
NCV_{diesel}	Net calorific value of diesel fuel [GJ/kl]	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 1.2 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Upper value is applied.
EF_{diesel}	CO_2 emission factor of diesel fuel [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 table 1.4 of Ch.1 Vol.2 of 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories. Lower value is applied.
$CF_{fuel/elec}$	Fuel/electricity consumption conversion factor [kl/MWh] The fuel/electricity consumption conversion factor of the reference locomotive is determined *ex-ante* from the following option in a	The default value is determined from the most recent catalogue value of diesel engine for reference locomotives.

	conservative manner to ensure net emission reductions: The default value set in this methodology is applied as fuel consumption of reference locomotives. The default value is determined from the most recent catalogue value of diesel engine for locomotives.	
$EF_{elec,p}$	CO_2 emissions factor of electricity during the period p [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 "Factores de emisión de gases efecto invernadero", Instituto Meteorológico Nacional unless otherwise instructed by the Joint Committee.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：コスタリカにおける貨物鉄道への蓄電池機関車導入に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：日本工営株式会社

頁	図表番号	タイトル
407	図 1-1	コスタリカの発電電力量の内訳
408	図 1-2	物流拠点と物流取扱量
409	図 1-4	コスタリカの脱炭素化計画
414	図 4-1	リモンの貨物鉄道路線図
415	図 4-2	TELCA プロジェクトの FS 報告書
423	図 4-9	コスタリカの電気料金
426	図 4-12	NEDO 実証時の体制（案）

添付 2.7. ファイン・エコ・ソリューション株式会社

事業名： インドにおける牛糞由来のメタンガスを使用した分散型発電システムの導入に関する JCM 実現可能性調査

実施者：ファイン・エコ・ソリューション株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

インド政府は、全国民への安定的エネルギー供給を国策とし推進しており、特に所得水準が低く電力供給がままならない地方農村部における電力アクセスの向上については、農民所得倍増計画とともに大きな政策アジェンダとしている。関連して、脱炭素化を目指したクリーンで持続可能なエネルギーの導入に対しても意欲的であり、ナレンドラ・モディ首相は、2021 年 11 月に開催された国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議（COP26）において、「2070 年までのネットゼロ(温室効果ガスの純排出ゼロ)の実現」を宣言している。更に COP26 の場で、モディ首相は「2030 年までに非化石燃料による発電容量を 500 ギガワット（GW）に引き上げ」、「2030 年までに総電力の 50%を再生可能エネルギーから賄う」、「現在から 2030 年までの期間に予測されている GHG(温室効果ガス)排出量を 10 億トン削減する」、「2030 年までにインド経済の（GDP 当たりの排出量）炭素強度を 2005 年のレベルから 45%以上削減する」といった脱炭素に係る野心的な目標を設定している。2024 年 10 月月現在、再生可能エネルギーベースの発電容量は 201.45GW を達成し、インドの総発電容量の 46.3%に占めるに至っており、目標に向けて前進が見られているが、より一層の効率化、稼働率の向上も求められる。

それらクリーンエネルギーの供給に関連して、インドは世界有数の酪農大国（普通牛 2 億頭、水牛 1 億頭の約 3 億頭）であることから、バイオガスの原料となる牛糞が毎日大量に排出されており、提案者はインドにおけるバイオガス発電システムを普及させることが可能との構想を得て、インド関連各種調査の一環として、各地に所在するインド酪農家を訪問、その現状（収入や問題点等）を調査すると共に、特に農村部における電力事情と酪農業の現状につき各種情報の入手に努めてきた。その間、調査した多くのインド酪農家が、不安定な電力供給に苦慮しており、そのため搾乳機が使えなかったり、高温下でも牛舎のファンが回せなかったり、ミルクチラー不稼働により腐敗した生乳の投棄などによる経済損失を被っている現状を目のあたりにしてきた。また牛糞の放置による不衛生な状況が感染症を発症させ、農民の健康被害も生じさせている現状は、目を覆いたくなるものであった。

上記のような状況を考えたとき、インド農村部、特に酪農家にとって、自前の牛糞を使ったエネルギーを得られることが出来れば、牛乳の生産性（所得）の向上や衛生面（健康被害）の改善、地球温暖化（脱炭素化）対策への貢献だけでなく、地産地消エネルギーによる地域経済強化、化石エネルギー輸入削減、電力の供給安定化による生産性向上等の数多くのメリットが得られるものと考えた。その為提案者の持つ技術力を生かし、牛糞由来のバイオガス、それもメタン成分の変動に左右されない、通常必要となる精製処理の不要な発電機（エンジン）による発電を行い、それをリチウムイオン電池（使用済みで十分対応可能）に蓄電し、不安定な電力に苦慮している地方の酪農家の人たちに使ってもらうことを

考え、今回提案したシステムの開発を行って、その論理的完成を見た。既述の通り、インドの地方部とその地域の酪農家が抱えている環境、公衆衛生にも関わるエネルギー問題対策は、提案者が開発した「酪農家の日常作業の中で循環できる地産地消システム」の導入により一定程度対応可能となると考えられる。

以上の背景から、インドの酪農業のメッカであるインド・グジャラート州所在、グジャラート酪農協同組合連合会(Gujarat Cooperative Milk Marketing Federation: GCMMF）及び GCMMF が手掛けるインド乳製品最大手 AMUL 社、グジャラート州アナンド所在のインド酪農業開発委員会(National Dairy Development Board ：NDDB)との間で、牛糞由来のメタンガスによる分散型発電システムの導入に係る協議を重ねてきた。その結果、上記関係者すべてが同提案に興味を示してくれ、今般の提案に至った次第である。



図 1：インド地図

出所：https://www.openstreetmap.org/copyright

【本事業におけるキーワード】

NDDB	NDDB は 1965 年、グジャラート州のアナンド（Anand）にて設立され、インド酪農業の発展のための活動を行っており、そのため酪農協同組合や牛乳生産者等に対し、技術や資金援助（融資）等を実施している。
AMUL	NDDB と同地(Anand)に本社を置く世界的な乳製品製造会社である。正式名称は Anand Milk Union Limited。2023 年度の年商は 8 千億ルピー（約 1 兆 6 千億円)。
Gaushala	Gau はサンスクリット語で牛（特に雌牛）を意味し、Shala は聖域、保護区域を意味する言葉。経営形態は州立のものや宗教団体が寄付を募って運営している慈善施設のものがある。単なる老廃牛の保護施設にとどまらず、成牛などの飼育も行っており、生産した生乳は販売も行い、施設の運営資金にあてがっている。なお現在、グジャラート州内には今回 NDDB より指定を受けた Gaushala と同様のものが 1,418 存在する。

1.2 提案事業の概要

インドは世界最大の酪農国であり、バイオガスの原料となる牛糞が毎日大量に排出されている。現地の成分不安定なメタンガスでも精製せず安定的に発電できる分散型発電システムの導入・普及事業を実施するための技術的及び地域特有の運用上の課題等を明確し、その対処方法を検討した。

導入予定技術は、CNG エンジン等の自動車用のエンジンの制御システムを、現地の成分不安定なメタンガスに適合させたエンジン制御システムである。本システムは現地の既存バイオガス発生サイトに配管接続するだけで稼働が可能であり、安価に構成できる。本システムは、発電機の出力は一旦リチウムイオン電池に蓄電するため、発電機の出力が変動しても発電電力を全て吸収でき効率がよい。また電気出力はインバータから負荷に応じて出力するため、発電エンジンの負荷応答制御は要求されない。エンジン制御としては、発電量を確保できればよく、電気使用中のエンジン停止でも停電しない。従って、効率の良い穏やかなエンジンの運転プログラムを使用できる。

日本で開発されたリチウムイオンバッテリーのシステム制御技術、自動車エンジンの学習制御技術ノウハウを組み合わせて活用し、インド酪農業固有の事象（零細酪農家が多い）を踏まえ、小規模でのシステム稼働が最適になるよう設計している。具体的には下記諸点を包含しており、その前提となる 1 システムは 1 ユニット（約 200 頭＝1 酪農家保有平均乳牛数 5 頭×40 酪農家）を想定して稼働させる設計となっている。また、1 ユニット数 kW 程度の分散型電源として、電力供給の十分でない地方酪農家の自家使用電力として対応が可能な他、電力負荷と発電出力の統合制御による発電システム制御技術を活用、すなわち数 kW 程度の小規模で間欠的な使用条件での電力供給要求に対応可能とした。更に、エンジン燃焼制御技術および耐久性評価技術を駆使、脱硫や濃度調整などのバイオガス精製を不要とし、システムコストを抑え、小規模での分散導入を可能としている。

本システムの導入により、電力供給が不安定なインド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、エネルギー起源 CO2 を削減し、温暖化効果の大きいメタンガスを燃焼処理することにより GHG 削減への貢献が可能となる。

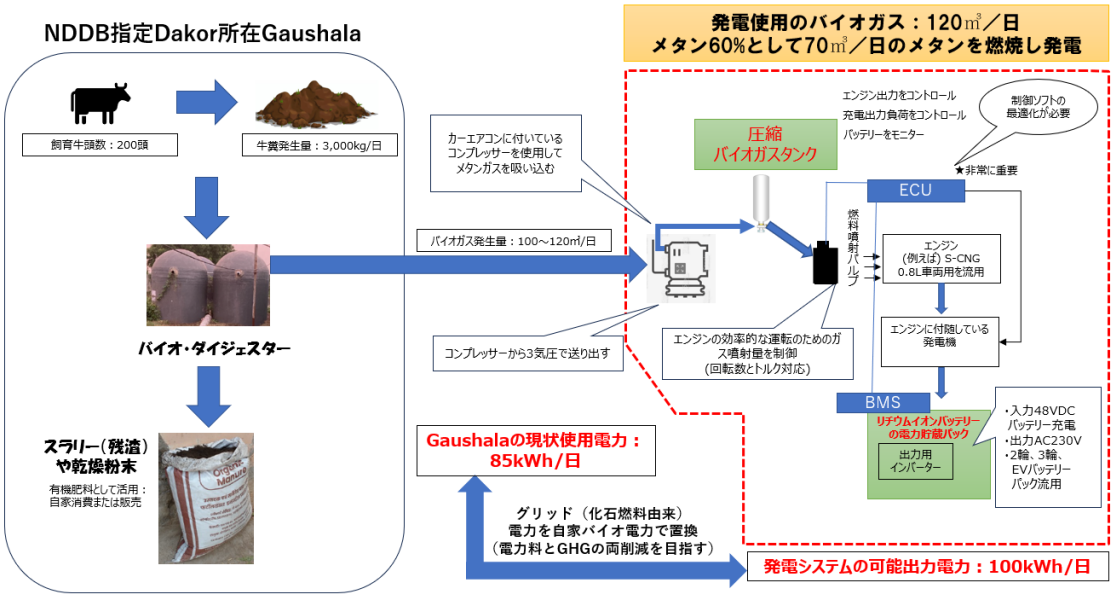


図 2：本事業の調査結果：モデル酪農家(Gaushala)の電力使用量と牛糞の発生量比較

出典：調査チーム作成

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

目的としては、インド、特に農村部における不十分な電力供給事情や農業従事者が直面する各種課題を抽出し、それら課題を提案企業が開発した牛糞由来メタンガスを使った分散型発電システムでどこまで解決可能かを調査・分析し、その結果得られる成果の JCM への組み入れがどのように可能かの検証を行った。

具体的にはインド側関係者（NDDB、AMUL、酪農家やインド人協力者）やインド酪農業が直面する各種課題の解決につながることを確認、検証すると共に、NDDB 指定 Gaushala(酪農を行いながら老牛なども保護する施設)でのシステム設置を想定した実施計画で、予定通りの稼働を可能とするための課題を取り纏め、NEDOJCM 実証あるいは民間 JCM への準備を進めるに際する課題を取り纏めた。その一方、当該システム導入に際しての採算性（事業化の可能性）を検討すると共に、JCM との連動可能性の検証を行うことを目指すアウトプットとした。

2. JCM FS 調査の実施体制

本事業の実施体制は以下の通り。提案企業であるファイン・エコ・ソリューションを事業総括として、再委託先であるインド・ビジネス・センターがインドにおける事業化支援や関係当局等との交渉支援を行う。また、インド側の外注先として Dr. Ami Kakkad が提案企業の現地渡航時の各種調査支援を担当する。更に協力者としてのアスエネは、提案企業に対して現地酪農家が提案システムを導入した場合の CO2 や GHG 排出量の見える化が、どのような形で実現可能かの調査支援及び方法論の構成、カーボン・クレジット販売に関する現状及びマーケットに関する説明・関連助言を行い、その結果を共有した。下図は本事業の推進体制である。

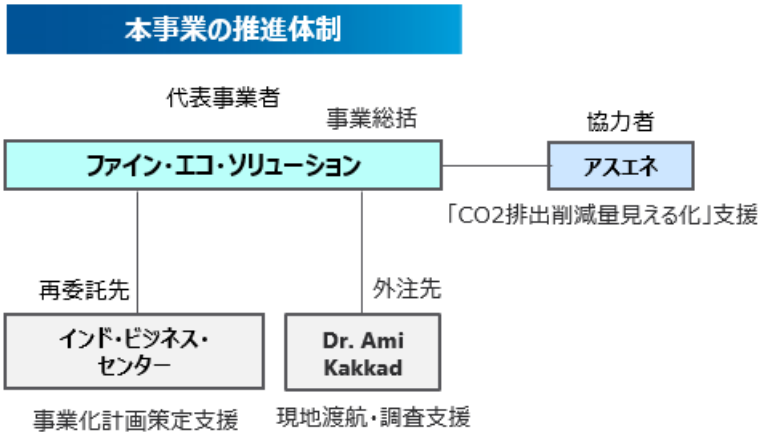


図 3：本事業の推進体制
出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

本事業では、2024 年 7 月から 2025 年 2 月までの期間にわたり、インドでの現地調査や国内調査を通じて実施した。まず「関連政策・制度の動向分析」については、インドにおける再生可能エネルギーに係る各種情報やインド政府の政策を分析し、現在のインドのエネルギー状況に鑑みた市場動向と提案システムの市場適合性を確認した。「提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析」においては、インドの牛頭数に係る各種データの取得・分析の他、実証サイト候補地での牛糞量の目安を基にした発電量の試算や、競合情報等を取り纏めた。「事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討」では、現地の取得データを基にした提案システムの設備仕様の策定と現地適応性の確認を行い、提案システムで削減可能な CO2 と GHG の算出を試算した。「GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成」では、削減量の定量的なデータを作成し、削減コストも試算した。最後に「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」では、インド側関係者（NDDB、AMUL や酪農業関係者等）への提案システムの概念と機能を理解してもらい、その事業化の可能性につき協議を実施した。

表 1 ：FS での渡航スケジュール

年月日	面談先	目的
2024 年 9 月 22 日（日）～9 月 27 日（金）	NDDB	本事業における提案システムや実証サイト特定に係る協議。
	AMUL	実証サイト特定に係る意見交換。
	酪農家(Gaushala)	提案システム導入可能性に係る視察。
	一般酪農家	提案システム導入可能性に係る視察。
	NEDO ニューデリー事務所	提案システムの説明及び出口戦略としての応募に際する各種相談。
	JETRO ニューデリー事務所	提案システムの説明及び同システムに対する質疑応答。
	JETRO アーメダバード事務所	提案システムの説明及びグジャラート州の投資環境等に対する意見交換。
2024 年 11 月 16 日（土）～11 月 22 日（金）	NDDB	実証実施に対する協力合意取り付け。
	AMUL	実証実施に対する協力合意取り付け。
	酪農家(Gaushala)	提案システム導入可能性に係る視察。

	エンジンのディーラー訪問	インド市場で流通しているエンジン・スペックを確認。
	民間企業①	エンジン調達につき協議。
	民間企業②	提案システムを中心とした事業化に向けた協議を行っていくことで合意。
	NEDO ニューデリー事務所	JCM 未締結下において、出口戦略としての応募に際する各種相談。

出典：調査チーム作成



訪問したグジャラート州の Gaushala



牛糞を回収する女性



NDDB 及び AMUL との協議



Gaushala での牛糞処理の様子

写真：渡航時の写真

出所：調査チーム撮影

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

本項目では、インドにおける再生可能エネルギー導入事情及び電力供給・需要の現状や課題を整理した。

インドは経済成長の加速化に伴い、この 10 年間で発電容量が大幅に追加された。インドの発電容量は、2015 年度時点で 305GW であったところが、2024 年 10 月 31 日現在で 454GW を記録、そのうち化石燃料の割合は 243GW で全体の 53%を占めている。一方、10 年前は全体の 20%以下を占めていたに過ぎない再生可能エネルギーは、プラス成長で増加傾向にあり現在は全体の半数近くを占める容量となっている。インドの再生可能エネルギー容量は、2024 年 10 月 10 日に 200GW 越え(Hydro(水力発電)を合算させた統計)を達成し、インド政府は 200GW 越えを一つのマイルストーンとして「重要な節目を迎えた」と述べている 。前述の通り、インド政府は 2030 年までに再生可能エネルギー容量を 500GW とする目標を抱えており、化石燃料への依存を減らし同目標に着々と前進していることが伺える。

なお、再生可能エネルギー源としては太陽光発電が最も多くインドで使用されている。日照時間が長い地の利を活かした太陽光発電の容量増加は著しく、累計太陽光発電設置数としては、インドは世界トップ 5 入りを果たしている。その他、風力発電や近年ではバイオガスエネルギーの活用が進んでいる。

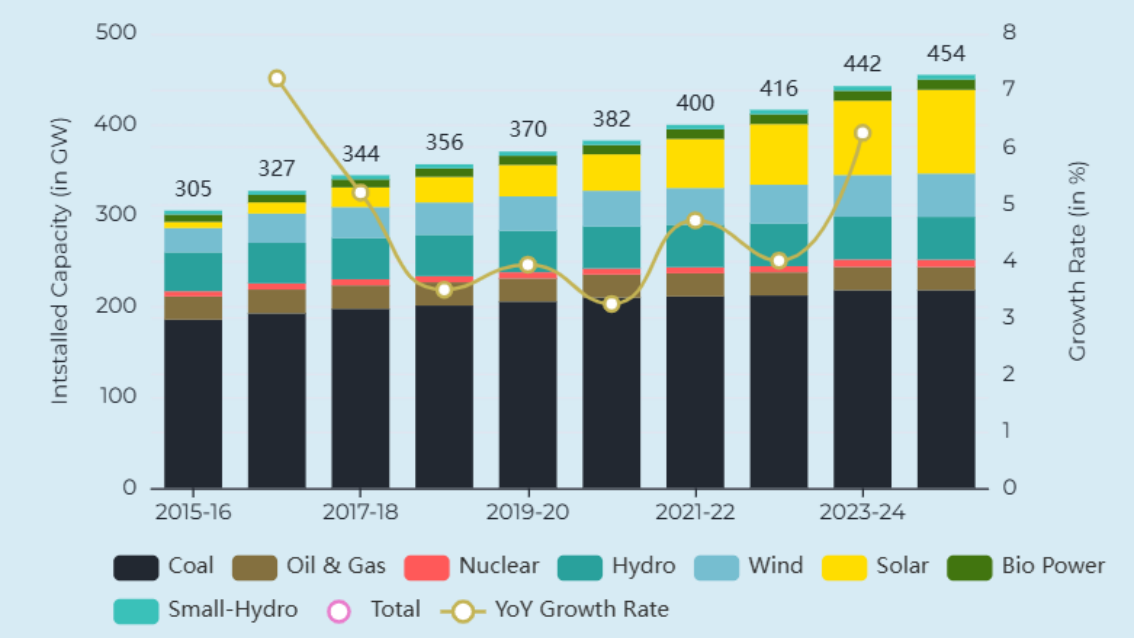


図 4：インドの電力容量

出所：NITI Aayog, India Climate & Energy Dashboard

インド電力庁(Central Electricity Authority) [1]によれば、2029～30 年のピーク電力需要は 334.8GW に達し、2030 年には非化石燃料(原子力を含む)の割合が 64.4%になるとの予想がされている。電力需要を地域内訳で見ていくと、北部(116.7 GW)が最大で、西部(107 GW)、南部(97.4 GW)、東部(45.7 GW)、

[1] Central Electricity Authority, “Report on optimal generation capacity mix for 2029-30”, April 2023.

北東(5.8 GW)の順であり、都市部ほど電力需要が多い傾向にある。電力の消費先の大部分は産業用で、一人当たりの電力消費量は 1395kWh(2024 年：Central Electricity Authority)とされている。米国やカナダの 10 分の 1 以下である現状からすると、今後も電力消費量の拡大が予想され、現況のエネルギーミックスや国際動向、経済情勢、インド政府の政策等を考慮すると再生可能エネルギーの割合はインド政府による導入推奨や関連技術の開発により、将来的にも増加し続けることが予想される。

再生可能エネルギー導入が最も進んでいる州はラジャスタン州で、グジャラート州、タミル・ナド州が続く。本事業の対象地域であり、モディ首相の出身地で、かつて州首相(2001～2014 年)も務めていたグジャラート州は全国 2 位(下図赤枠)で、再生可能エネルギーの導入に意欲的な州の一つとされている。

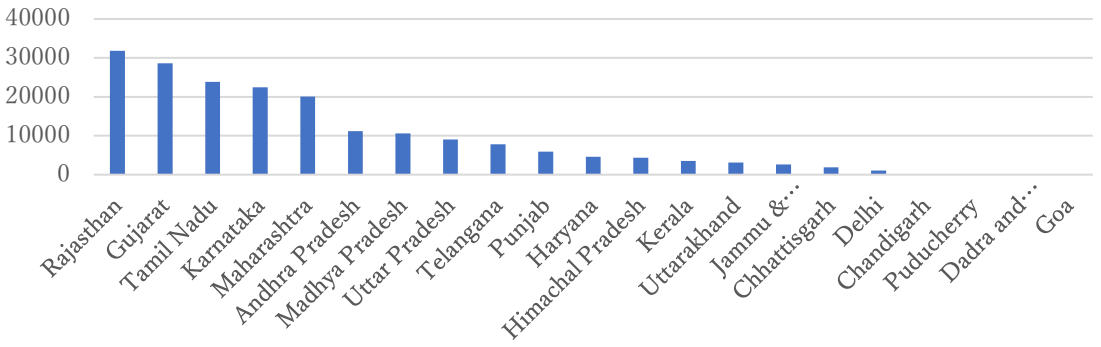


図 5：州別再生可能エネルギー導入量(2024 年 10 月 31 日現在)

出所：Central Electricity Authority, Government of India, Ministry of Power

ナレンドラ・モディ首相は、2021 年 11 月に開催された COP26 において、以下の目標を掲げている。

モディ首相が COP26 で掲げた目標
2070 年までのネットゼロ(温室効果ガスの純排出ゼロ)の実現
2030 年までに非化石燃料による発電容量を 500 ギガワット（GW）に引き上げ
2030 年までに総電力の 50%を再生可能エネルギーから賄う
現在から 2030 年までの期間に予測されている GHG(温室効果ガス)排出量を 10 億トン削減する（2019 年：23.7 億トン）
2030 年までにインド経済の（GDP 当たりの排出量）炭素強度(二酸化炭素総排出量/一次エネルギー総供給。原子力と再生可能エネルギー比率が高いほど、また高効率技術を導入するほど小さな値になる)を 2005 年のレベルから 45%以上削減する

上記目標を達成するために、インド政府は国家プロジェクトとして、各州における送電システムの整備、州間送電システム(Inter State Transmission System)の統合計画等が進められている。電力省では、再生エネルギー購入義務制度(Renewable Purchase Obligation)を設け、目標値を設定している。再生エネルギー購入義務制度は電力会社等の電力調達者に対し、再生可能エネルギーの購入義務を課すものである。電力消費量の合計割合に対するパーセンテージとして、2024 年度の目標は、29.91%と設定、2029 年度には 43.33%とかなり野心的な目標を掲げている。

それに関連して、インド政府は再生可能エネルギーを推進するための様々なスキームを打ち出している。その一つとして、バイオガスプラント導入推進策は本提案システムにも適応可能性があるもと考えられる。

表 2：中央政府によるバイオガスプラント導入推進策

Biogas Programme：2022 年 11 月	
背景	インド農村部では、動物の排泄物を含む膨大な量の生物廃棄物が発生している。これらを活用したバイオガスは環境に優しく、脱炭素化に貢献し得るものである。
目標	・クリーンな食用燃料、照明のためのバイオガスプラントの設置。 ・温室効果ガスの削減、衛生環境の改善、女性のエンパワーメント、農村部の雇用の創出をもたらす熱及び小電力(Thermal and Small Power)へのニーズ対応。
管轄機関	Ministry of New & Renewable Energy
対象範囲	バイオガス分野の普及を図るため、1m3 から 2500 m3/日のバイオガスを発電する中小規模のバイオガスプラントの設置が対象。設置者は個人や農家、家禽、Gaushala、屠殺場、乳製品メーカー、協同組合、産業、組織等。
実施機関	・州のプログラム実施期間(PIA)による実施：州や連邦直轄州、ムンバイ・カディ村産業委員会(KVIC)、アナンドにある NDDB、バイオガス開発トレーニングセンター(BDTC)。 ・金融機関による実施：融資期間、金融機関、銀行、インド再生可能エネルギー開発庁（IREDA)、その他 PIA と協議の上、全国農業農村開発銀行(NABARD)やインド準備銀行(RBI)が承認した金融機関。
中央政府からの財政支援	・1 m3 から 25 m3/日のバイオガスプラント：設置地域によって支援金を設定。主要州での 1 m3 の場合は、9,800 ルピー、北東州の場合は、17,000 ルピーの支援金。清潔なトイレを設置すると追加支援も得られる。 ・25m3 から 2500m3/日のバイオガスプラント：発電能力が 3kW～50kW の場合、支援金の上限が 45,000 ルピー/kW。プロジェクトの管理手数料の一部支援もあり。Gaushala での設置に対する特別インセンティブもあり。
プロジェクトの完了と試運転	・1 m3 から 25 m3/日のバイオガスプラント：事前承認がない限り、会計年度の終わりまで。 ・25m3 から 2500m3/日のバイオガスプラント：完成と試運転はプロジェクト承認から 12 カ月以内に実施する。いかなる場合でも管轄省の承認日から 24 カ月以内を超えてはならない。

出所：Ministry of New & Renewable Energy を基に調査チーム作成

下図は、バイオガスプラント導入推進策による各州・各専門機関の小型バイオプラント設置の年間目標である。NDDB だけでも 900 のプラント設置を目標として掲げている。

Sr. No.	State	State PIA	Nos. of Biogas Plants Target for 2022-23 (Category – wise)				Target for sanitary Toilet's linked Biogas Plant	Nos. of Biogas Training Courses			
			General	SC	ST	Total		CCMs	TKWT	STC	Users
1	Andhra Pradesh	NREDCAP	1500	400	100	**2000**	400	4	1	1	20
2	Arunachal Pradesh	APEDA	30	10	10	**50**	10	2	1	1	10
3	Assam	FDA	700	300	200	**1200**	300	2	2	1	30
4	Bihar	RDD	75	50	25	**150**	50	1	1	1	10
5	Chhattisgarh	CREDA	500	200	100	**800**	200	2	2	1	25
6	Goa	Agri. Dept.	30	10	10	**50**	10	1	1	0	5
7	Gujarat	RDD	200	75	25	**300**	150	2	1	1	15
8	Haryana	RDD,	70	20	10	**100**	50	1	0	1	10
9	Haryana	Agri Deptt.	300	80	20	**400**	120	1	1	1	10
10	Himachal Pradesh	RDD	30	10	10	**50**	10	1	1	1	5
11	Jammu & Kashmir	RDD	30	10	10	**50**	10	2	1	1	5
12	Jharkhand	RDD	20	15	15	**50**	10	2	2	1	5
13	Karnataka	RDPRD	1000	400	200	**1600**	800	2	2	2	20
14	Kerala	Agri Deptt.	250	100	50	**400**	200	1	1	1	10
15	Kerala	RDD	150	25	25	**200**	50	2	1	1	15
16	Madhya Pradesh	MPSAIDC	2000	500	400	**2900**	400	4	1	1	30
17	Maharashtra	RDD	4500	1000	500	**6000**	2500	4	2	1	20
18	Manipur	RDD	20	20	10	**50**	10	1	1	1	10
19	Meghalaya	MNREDA	20	20	10	**50**	10	1	1	1	5
20	Mizoram	DA&V	20	15	15	**50**	10	2	1	1	5
21	Nagaland	RDD	20	15	15	**50**	10	2	1	1	5
22	Odisha	OREDA	80	50	20	**150**	50	3	1	1	20
23	Punjab	PEDA	700	250	50	**1000**	400	4	2	1	25
24	Puducherry	RDD	30	10	10	**50**	10	1	1	-	5
25	Rajasthan	RDD, BFA	150	100	50	**300**	150	2	1	1	10
26	Sikkim	SREDA	30	10	10	**50**	10	1	0	-	5
27	Tamil Nadu	RDPRD	120	50	30	**200**	70	1	1	1	5
28	Telangana	RDD	50	30	20	**100**	50	1	1	-	10
29	Tripura	TREDA	60	25	15	**100**	20	1	1	1	10
30	Uttar Pradesh	UPNEDA	175	50	25	**250**	80	2	1	1	15
31	Uttarakhand	UREDA	50	30	20	**100**	30	1	1	-	10
32	Uttarakhand	RDD, Pauri	60	30	10	**100**	30	1	1	1	10
33	West Bengal	RDD	70	20	10	**100**	20	2	0	-	10
34	A&N Islands	RDPRD	30	10	10	**50**	10	-	-	-	5
35	D & N Haveli	RDPRD	30	10	10	**50**	10	1	0	-	5
36	KVIC, Mumbai	KVIC*#	1500	700	300	**2500**	700	10	6	2	30
37	NDDB, Anand	NDDB#	700	150	50	**900**	250	2	2	2	15
Total			**15300**	**4800**	**2400**	**22500**	**7200**	**73**	**44**	**32**	**460**

図 6：バイオガスプログラムに基づく小型バイオガスプラント設置の年間目標：2022～2023 年度
出所：Ministry of New & Renewable Energy

モディ首相は、2025 年 3 月までにインド全土で 24 時間 365 日(完全電化)の電力供給を実現するという野心的な目標を掲げている。しかしながら、農村地域においては 1 日数時間の電力供給というところが多々あり、完全電化にはほど遠い。本事業の主要テーマである再生可能エネルギーによる分散型発電による農村部での電力供給というコンセプトとは、その一部においてモディ首相の掲げる目標の一助となると認識しており、この点にこそ酪農大国インドの農村部における分散型電力供給のビジネスモデルとしての優位性があるものと判断した。

インドは世界第 1 位を誇る生乳生産で世界の牛乳生産の 24.64%を占めている 。2019 年に実施されたインド政府による第 20 回家畜センサスによれば、家畜総数は約 5 億 3,600 頭で牛(Cattle)の数は約 1 億 9,300 頭と世界最大級レベルの数を誇る。牛が全体の家畜に占める割合は 36%で、バッファローを含めれば半数以上を占める計算となる。これらの家畜の 95%以上が農村部に生息している。

表 3：インドにおける家畜数：2019 年

家畜のカテゴリー	数(in Million)
Cattle	193.46
Goat	148.88
Buffalo	109.85
Sheep	74.26
Pig	9.06
Mithun	0.39
Horses & Ponies	0.34
Camel	0.25
Donkey	0.12
Mule	0.08
Yak	0.06
Total	536.75

出所：20th Livestock Census, Ministry of Agriculture, Department of Animal Husbandry, Dairying & Fisheries, Government of India

州別で見ていくと、家畜が最も生息している州は北部ウッタル・プラデシュ州で 6,780 万頭である。次にラジャスタン州(5,680 万頭)、マディヤ・プラデシュ州(4,060 万頭)と続き、本事業対象地域のグジャラート州は 10 位で 2,690 万頭である。家畜のカテゴリー別に見ていくと、牛の数は西ベンガル州がトップで、1,910 万頭。グジャラート州で牛 961 万頭の全国 11 位である。一方のバッファローはウッタル・プラデシュ州が 3301 万頭で、次ラジャスタン州が 1,369 万頭、グジャラート州は 3 位の 1,054 万頭である。同調査によれば、野良牛の数は全国に 502 万頭いるという。

家畜から発生される温室効果ガスの統計では、グジャラート州は国内第 6 位である。インドは世界最大の酪農国であることから、バイオガスの原料となる牛糞が毎日大量に排出されている。牛糞からはバイオガスが発生する他、牛の胃の中にいる微生物は、二酸化炭素やメタンを生成し、げっぷとして大気に排出されている。

グジャラート州におけるメタンガス発生量については国内州別上位となっている。メタンガスの排出源は牛糞や牛のげっぷのみならず、水田からも発生している。畜産から排出されるメタンでは、インドは世界 1 位である。インドでは毎日、300 万トンの牛糞が生産されている。牛糞を農薬や肥料として海外向けに輸出をされることもあり、世界最大の牛糞輸出国とも言われている。

牛糞回収作業においては、身一つで行える単純労働作業であることから、女性の自立や雇用創出支援の一環として様々なプログラムが実施されている。インドの国民の大半を占めるヒンドゥー教徒にとって、牛は神聖に扱われており、インドで最も崇拝されている生き物である。ほとんどの酪農家の牛は清潔に保たれており、また餌の関係もあり牛糞の臭いも気になるほどではない。そうした背景からインドにおいては、牛糞回収にはさほど抵抗感はなく、牛糞回収ニーズに対する需要と供給がマッチしている。そのため、牛糞回収に対する労働不足という課題はほとんど発生していない。Gaushala を訪問した結果、牛糞を収集する労力も確保されていた。回収者に対して月給として費用も発生していることも判明した。

インドでの現地調査において、NDDB より指定された実証サイトの Gaushala における家畜数は以下の通り。2023 年と 2024 年のデータで、家畜の総数は前年比で 12%増加している。その中でも、対象とする飼育牛頭数は約 200 頭で 1 日の牛糞発生量は 3,000kg である。バイオ・ダイジェスターからのバイオガス発生量は 1 日 100～200 ㎥程度である。

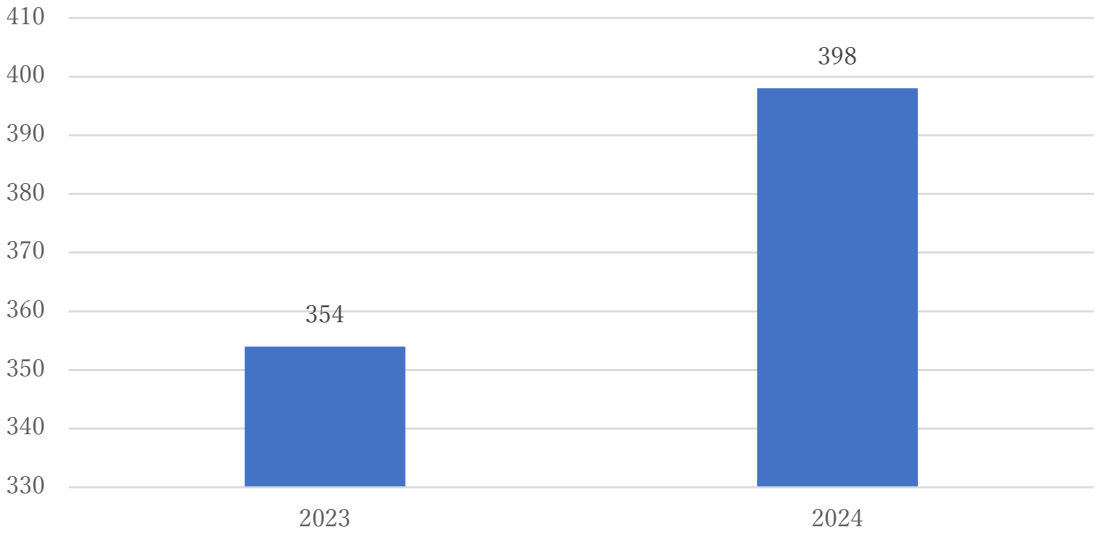


図 7：ダコール Gaushala における家畜数推移(Cattle/ Buffaloes)
出所：現地渡航時における聞き取り調査を基に調査チーム作成

インド政府としては、メタン排出量の削減と共に、バイオガスのビジネスとしての有効活用を推進している。

表 4：インド政府によるメタン削減のための諸政策

政策名	実施機関	概要
The National Mission on Sustainable Agriculture (NMSA)	Ministry of Agriculture and Farmers Welfare	稲作におけるメタン排出量の削減策。
National Innovations in Climate Resilient Agriculture (NICRA)	Indian Council of Agricultural Research (ICAR)	米からのメタン軽減に係る技術開発。

Capacity building programmes	Krishi Vigyan Kendras	インド全国における気候変動対策に係る能力開発プログラムの実施。
National Livestock Mission	Department of Animal Husbandry and Dairying (DAHD)	メタン排出の削減につながる家畜向けの飼料配給プログラム。
Galvanizing Organic Bio-Agro Resources Dhan (GOBARdhan)	Government of India	牛の糞や農業残渣などの有機廃棄物をバイオガス、CBG（Compressed Bio Gas）に変換するためのシステム構築。
New National Biogas and Organic Manure Programme	Ministry of New & Renewable Energy	小規模バイオガスプラントの設置、農家や酪農家、個人世帯を含むユーザーへの厨房や照明用のクリーンな調理燃料の供給、バイオガスプラントからの有機肥料システムの改善に係る諸政策。

出所：Press Information Bureau, “Measures to Reduce Methane Emissions”, 24 July 2023.

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

【課題】

世界最悪な大気汚染からの脱却や、地方における不十分な電力供給体制を考えた場合、インドにおける化石燃料に頼らない電力供給（脱炭素化）は待ったなしであり、提案システムのインドにおける需要は多大であることが今回の調査で確認出来た。

ただし提案システムにて使用するエンジンには既存の製品はなく、提案システム用に開発する必要がある。そのため当面の間は、世界 3 大自動車市場となったインド製自動車のエンジン（廃車のエンジンで代替可能）の改造にて対応することとした。実証予定のグジャラート州内には州政府認定のスクラップ（廃車取り扱い）企業が 5 社あり、各社への月平均廃車持ち込み台数は 200～250 台とのことで、そのうちの数パーセントの廃車エンジンが入手できれば提案システムの安定的製造は可能となる。そのため、同ルートの確立を行うと共に、改造エンジンに頼らない提案システム用専用エンジンの開発が必要となる。

【対応策】

提案システムの試運転に必要な改造用エンジンについては、本事業において確保の目途をつけることができた。

また、将来的ビジネスの拡大に備え、提案者らにより提案システムに適合するエンジンの開発が進められており、同エンジンのインドでの現地化に持ち込めれば一層のコスト削減も可能になると共に、モディ首相の推進する“Make in India”にも適合することとなる。

提案企業作成の設置費用等も含めたシステム導入に関する全体的な説明とその運用形態に関しインド側関係者(NDDB、AMUL や Gaushala の幹部)との協議を行った結果、ビジネスモデルは理解できるとの先方意見と共に、下記理由等から事業性も十分にあるとの評価をいただいた。

・ 化石燃料由来（グリッドからの）の電力に頼らない自家発電による Gaushala の運営が可能となり、現状の電力料金削減（現状年間約 40 万円）に繋がる。

・ スラリー(残滓)を有機肥料として有効活用（自家消費や販売）出来ることから、化学肥料代（インド国にとっては化学肥料輸入代金の支払い、すなわち外貨流失）の削減と Gaushala にとっての追加収入源の確保に繋がる。

・ 牛糞から大気中に放出されているメタンガスの有効活用（メタンガスを燃焼させ CO2 に変換）することから理論上は 27/28 の GHG 削減に繋がり、モディ首相が進めるカーボンフリーな社会実現に向けたプログラムの一助になり得る。

上記のように大方好意的な評価をいただけたが、提案企業システムの具体的導入・普及に際しては更なる詳細分析が必要だが、その分析はモデルケースの具体的設置及び運営を行う中で実証していくことが現実的との見解に至った。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

今回の調査に基づく試算では、初期投資（システム代＋安定運行までの諸費用総計で約 500 万円）の回収は 6 年程度で可能との結論を得た。これにより、電気代の削減（全廃）及び生産性向上（腐敗投棄量削減）等で年間 120 万円収入増加が見込める。

CO2 クレジットでの収益としては、J クレジット価格は 5 ,000 円/tCO2。1 ユニットでは年間 1381tCO2＝690 万円相当と試算。JCM で日本への移転を 6 0%とすると 100 ユニットのプロジェクトでは 82860tCO2 が J クレジット換算され、約 4 億円/年となる。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

調査対象州であるグジャラート州アナンドに所在するインド NDDB により現在使用中の化石由来電力をどこまで置き換えられるかの調査と、その具体化に関する提案をして欲しいとの要請が提案企業に寄せられた。なお、インドが提示している国際移転可能なカーボン・クレジットの対象分野のうち、圧縮バイオガスが対象分野になるとの先方指摘があった。

現在は NDDB 融資（一般的には 2 年据え置きの 8 年返済スキーム）により、AMUL の技術指導を得て導入したダイジェスターを活用、スラリー（残滓）による化学肥料に代る有機肥料の生産を行っているが、発生するメタンガスは放置状態で、地球温暖化を促進してしまっている。

調査した結果、提案システム（牛糞由来メタンガスによる分散型発電）1 ユニットの導入により、現状必要としている電力が賄えるとの結論を得た。と共に、メタンガスを燃焼させ CO2 に変換することにより一定の GHG の削減に繋がることも明確にできた。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

インドは現在世界最悪の都市環境汚染に苦しむと共に、増大する国内電力需要を賄うため依然として化石燃料による発電にその多くを頼らざるを得ない状況にある。そのため毎年巨額の原油輸入（2024 年 4 月 18 日付インド政府発表 23/4-24/3 年度暫定統計：2 億 3250 万トン、1324 億ドル、約 20 兆円）を行わざるを得ず、それによる外貨流出（膨大な貿易赤字）への対応にも苦慮している。そういった状況の中においてもモディ政権は 2070 年までのカーボンフリー実現を目指しているが、必ずしも自国技術のみにて対応できる状況にはないため、我が国の技術を提供することでインドが直面する環境や電力不足問題の解決に貢献すると共に、世界的な地球温暖化防止の一助となる貢献に繋げられる。

また、日本の低金利資金を活用した JBIC 等が行っているツーステップローン等の活用により、更なる日本の貢献が期待できる。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

方法論のタイトル：

・牛糞由来バイオガス分散型小規模発電（DBGGS)による系統電力の代替

GHG 排出削減対策：

・DBGGS の発電電力により、系統電力を置き換える。
・肥料スラリー製造のため貯留処理された牛糞から発生し大気放出しているバイオガスの処理法を、DBGGS に配管で導き燃焼する処理法に置換する。

リファレンス排出量の計算：

・CO2 のリファレンス排出量は、プロジェクトで計測された DBGGS の出力電力量に基づき計算される。
・プロジェクト実施時のバイオガス発電システムの出力電力量に（実施時点最新の）系統電力排出係数を乗じ削減量を算出する。

・CH4 のリファレンス排出量は、プロジェクトで計測された DBGGS の出力電力量に基づき計算される。
・DBGGS の出力電力量と DBGGS のシステム効率から 燃焼した CH4 の処理量を算出。

プロジェクト排出量の計算：

・モニタリングされた DBGGS の出力電力量、燃料および系統電力使用量に基づき計算。
・主要な排出量　発電燃料がバイオガスのため、0 とみなす。
・付随的排出量　CO2：牛糞の運搬；(農場内で人力で行うので 0)。
ダイジェスターの使用；使用動力用電力、化石燃料使用量で算出。
バイオガスの運搬；(農場内配管であり、 0)
発行後残滓の貯留、処理；元々液肥として利用されており、プロジェクトは 0。
CH4：発電で使い切れずに、大気放出される量　(リファレンスの減少)

適格性要件：

基準 1：発電した電力は系統電力に置き換え、プロジェクト対象の農場で自家消費される。(外部送電を排除し、プロジェクトの境界を明確化)
基準 2：原料の牛糞が肥料スラリーに加工される過程で、副産物として発生し大気放出されている未利用のバイオガスを利用する。(追加性の確認)
調理用バイオガスと競合しない配管とする。(農場によっては、少量のバイオガスを調理に使用するケースがあるためプロジェクトの境界を明確化)
基準 3：農場内に設置されたバイオ・ダイジェスターに、牛糞は毎日連続して投入される。
バイオガスはバイオ・ダイジェスターから DBGGS に直接配管で導き発電に利用する。
(付随的排出を抑えるための要件)

主なモニタリング項目：

プロジェクトのシステム出力電力量　(Gop)
家畜飼養頭数、飼養日数、
発酵残滓スラリーの出荷数量、
システム運用記録及び付随的使用エネルギー(Ea)

4.7.2. レファレンス排出量の算定方法案

CO2 のレファレンス排出量(Rco2)は、プロジェクトで計測された DBGGS の出力電力量 Gop に基づき計算。プロジェクト実施時のバイオガス発電システムの出力電力量 Gop に（実施時点最新の）系統電力排出係数 EF を乗じ削減量を算出する(Rco2=Gop x EF)。

CH4 のレファレンス排出量 Rch4 は、プロジェクトで計測された DBGGS の出力電力量に基づき計算される(Rch4=28 x Qch4 /22.4 x 16 /1000 tCO2e)。

DBGGS の出力電力量 Gop と DBGGS のシステム効率 ES(=0.144)CH4 から 燃焼した CH4 の処理量を算出。Ch4 の燃焼時発熱料は 8650kcal/Nm3 , 802kJ/mol。

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出の算定方法案は以下の通り。

主要な排出量	発電燃料がバイオガスのため、 0 とみなす。
付随的排出量	CO2：牛糞の運搬は農場内にて人力で行うので 0 とみなる。
ダイジェスターの使用	使用動力用電力、化石燃料の使用量で算出。
バイオガスの運搬	農場内配管であるため、 0 とみなす。
発行後残滓の貯留、処理	BaU で液肥として利用されており、プロジェクトの追加排出は 0 とみなす。
CH4	発電で使い切れずに、大気放出される量。覆いがない貯留槽では全量が大気放出されており、プロジェクトとしては漏れ排出量としてではなく、レファレンスの減少としてカウントされる。
N2O	排出量を試算すると、１%以下であり、プロジェクトとしては、 0 とみなす。日本国温室効果ガスインベントリ報告書 2024 年(添付資料：6.3)表５－１９に牛１頭当たりの糞尿に含まれる窒素量、表５－１７に貯留の N2O 排出係数は 0.02%kg-N2O-N/kg-N の記載あり。これを元に試算した。 １日１頭あたり排出糞尿中の窒素量は表５－19 より多くても 300g 200 頭 1 日貯留時は 300x200x0.02%=0.012kgN2O-N CO2 換算　0.012x14/44x265=1.01kgCO2e　メタン排出は 50kg CO2 換算　　50×28＝1400kgCO2e なので N2O はその 0.07%程度となる。

4.7.4. モニタリング方法案

家畜飼養頭数、飼養日数、発酵後スラリー液肥生産量をモニターし、CH4 発生量を算定する。現地データでは 200 頭 1 日当たり、概ね CH4 70m 3 である。DBGGS の出力電力量 Gop を DBGGS でモニターし、DBGGS のシステム効率 ES から燃焼処理した Q_{CH4} を算定。

Gop x 3.6 x 1000/(802 x 1000/22.4)/ES= Q_{CH4} Nm3

4.7.5. 方法論案の課題

現地のバイオ・ダイジェスターは、貯留槽に覆いをつけた簡易なものであり、加熱や攪拌でのエネルギー消費はないが、処理能力やガス濃度などのばらつきが大きく、飼養牛の種類も多いため、発生 CH4 量を飼養頭数から算定するのが困難である。一方、発電システムの出力電力量 Gop は、システムでモニターできるので燃焼処理した CH 4 が理論上 DBGGS スペックから計算できる。なお、運転状況により

効率が変動するため、DBGGS のシステム効率 ES の実働における見積もりには現地実証データの裏付けが必要である。

4.4.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

グジャラート州に 1,418 ヶ所存在する 200～500 頭規模の Gaushala を対象にして 200 頭を 1 ユニットとして発電システム 100 ユニットを導入するプロジェクトを想定して試算する。1 ユニットについての GHG 削減量は、CO2 に関しては、本事業での調査結果、約 200 頭規模の牛糞貯留槽投入量は 2～3 トン/日で、100～150m3 の容量のバイオ・ダイジェスターの消化能力は 2～3 トン/日で、得られるバイオガス中の CH4 は約 50kg/日 であった。 なお、バイオガスのメタン含有率は 60～65%であった。方法論でモニターする DBGGS 出力電力量は、上記 CH4 を燃焼して得られる。

発生したバイオガス全てを消費するとして
70x8560=599200kcal=599200x4.19kJ=2511MJ=2511/3.6=697kWh/day のエネルギーを得られる。

DBGGS の設計スペックより ES(0.144)を以下にて推定しバイオガス内燃機関効率 25%、発電機効率 80%、バッテリー効率 90%、インバータ効率 80%として 697x0.25x0.8x0.9x0.8=100kWh/day の電力量が得られ、年間で最大 36500kWh を置換できる。

可能な年間のエネルギー起源 CO2 削減量は、0.72x36500＝年間約 26t-CO2、CH4 :燃焼処理したメタンガスは FS 調査データにより 70Nm3/day なので、CH4＋2O2＝CO2＋2H2O より CH4 の 1 分子を CO2 の 1 分子に置換することで、温暖化係数を換算して GHG 年間削減量 70x365x(28-1)x44/22.4=1355t-CO2e。プロジェクトとしてはこの１００倍なので 年間削減量は 2600t-CO2　及び　135500t-CO2e　合計で 138100t-CO2e となる。

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

2018 年時点インドの CO2 排出量は 23.1 億 t-CO2 であり、国家目標として 2070 年に排出量 0 を掲げている。また、2030 年までに約 10 億 tCO2 削減も掲げている。インド政府国家目標を前提とすると、2030 年までにグジャラート州の Gaushala に 1400 ユニットの DBGGSD を導入すると、138100 x 1400=19334 万 t CO2e の削減で　10 億 t CO2 に対して 0.2%となる。

なお、2025 年 2 月 1 日にインド国会に上程された 2025 年度インド国家予算において農業の成長と生産性向上及び地方の生活水準の向上等がトップ・プライオリティとして組み込まれていることからも今回提案したプロジェクトの推進によって環境問題に対応すると共にモディ政権が目指す上記主要課題への貢献が果たせるものと考える。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

（1）METI/NEDO

現時点では日印の JCM 締結が未了の事から、JCM 締結国を前提とした公募への応募は困難と思慮。ただし、提案企業のシステムに関しインド側の期待が大きいことから、何らかの公的支援が得られないか NEDO 本部を訪問し関係者に相談したいと考えている。日本で設計したシステムの現地適合性確認

及び適合した場合の実証に際しては、NDDB 及び AMUL の協力を得てインドでのシステム設置安定化とそれに携わる人材育成がキーとなる。

(2) 民間企業との連携

これまで既述した通り、インド企業で提案企業システムのインドへの導入、ビジネス化に関し興味を示している企業があることから、2024 年 11 月にスタートした協議を継続し、ビジネス化可能との双方の基本的認識の実証に向けた道筋を付けたい。NDDB、AMUL や Gaushala 及びインド民間企業も含めたインド側関係者との協業に関する協議を進める一方、日本の金融機関に対しても継続的した接触を保ち、日印協力したプロジェクトの推進に繋がるよう努力してまいりたい。なお、課題としては、上記(1)記載したものと共に本プロジェクトをベースとした民間金融機関に本プロジェクトの意味合いとその価値、事業性のあることを十分理解していただき、資金提供につなげること。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	India
Name of the methodology proponents submitting this form	Fine Eco Solution LTD
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Bio energy , Agriculture
Title of the proposed methodology, and version number	Replacement of grid electricity with biogas power generated by anaerobic fermentation of cow dung 1.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	2025.2.10

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
1.0	2025.2.10	proposed

A. Title of the methodology

Replacement of grid electricity with biogas power generated by anaerobic fermentation of cow dung

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
DBGGS	Decentralized Bio Gas Generation System

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	・Grid electricity will be replaced with electricity generated by DBGGS. ・The biogas generated from cow dung that is stored and processed for producing fertilizer slurry will no longer be released into the atmosphere, but will be piped to DBGGS and combusted.
Calculation of reference emissions	CO2 reference emissions will be calculated based on the amount of electricity output by DBGGS measured during the project. The amount of reduction is calculated by multiplying the amount of electricity output by the biogas power generation system at the time of project implementation by the grid electricity emission coefficient (latest at the time of implementation). CH4 reference emissions will be calculated based on the amount of electricity output by DBGGS measured during the project. The amount of combusted CH4 processed is calculated from the amount of electricity output by DBGGS and the DBGGS system efficiency.
Calculation of project emissions	1. Calculated based on the monitored DBGGS output electricity, fuel and grid electricity usage in the project. 2. Primary emissions: Considered to be zero as the fuel for power generation is biogas. 3. Incidental emissions: CO2: Transportation of cow dung; (0 as this is done manually on the farm). 4. Use of the digester: Calculated based on the amount of electricity used for DBGGS and the amount of fossil fuels used in the project. 5. Transportation of biogas: (0 as it is piped on the farm). 6. Storage and treatment of residues after issuance: Considered to be zero as this is used as liquid fertilizer in BaU.

	CH4: Amount not used up in power generation and released into the atmosphere (This counts as a reduction in references)
Monitoring parameters	The project's DBGGS output electricity (Gop), number of livestock (Nc), number of days of livestock rearing (Ncd), shipping quantity of fermentation residue slurry (Vs), system operation records and incidental energy usage (Ea)

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The electricity generated will be consumed on the project's target farms as a replacement for grid power.
Criterion 2	The project will utilize unused biogas that is generated as a by-product and released into the atmosphere during the process of processing the raw material cow dung into fertilizer slurry. The piping will not compete with biogas for cooking.
Criterion 3	Cow dung will be continuously fed into a biodigester installed on the farm every day. The biogas will be piped directly from the bio-digesta to the DBGGS and used to generate electricity.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Use of power equipment on farms	CO2
Cow dung stored for the purpose of producing liquid fertilizer	CH4, N2O
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Use of biogas power generation systems and biodigesters	CO2
Bio-digester leaks	CH4, N2O

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

1. CO2: DBGGS replaced the amount of electricity used by the farm with biogas power generation. BaU emissions are assumed to be before the introduction of DBGGS, but since calculations are made using the latest grid power emission factor at the time of project implementation, the reference emissions are set lower than the BaU emissions as a trend.

2. CH4: CH4 in the biogas supplied to the DBGGS from the power generation biodigester and combusted.
3. N2O: Cow dung storage and treatment is anaerobic, so the amount is small, less than 1% of the total emissions, and may be ignored for this project.

F.2. Calculation of reference emissions

1. CO2: Generator output power x latest grid power emission factor (CO2)
Rco2=EF x Gop
2. CH4: CH4 reference emissions = (DBGGS output power / DBSSG system efficiency) / (CH4 unit heat value)
Qch4= Gop x 3.6 x 1000/(802 x 1000/22.4)/ES
3. N2O: There is currently no data applicable to India, so estimates will be made with reference to Japan Greenhouse Gas Inventory Report 2024
Average number of animals kept x keeping period x nitrogen amount in excrement x N2O emission factor (storage)
(200 x 365 x (300g) x 0.02% gN2O-N = 4.380 kg - N2O-N
4.380 x14/44 x 265 /1000=0.369 tCO2e/year,
less than 0.1% of total emissions of CH4　50kg x 365 x 28/1000=511tCO2e

G. Calculation of project emissions

Primary emissions = 0 (renewable fuels)
Associated emissions: Sewage sludge transportation, biogas processing, and biogas transportation will not be carried out in the project.
Currently, fermentation residue processing is being carried out as a business, selling the residue slurry as fertilizer, and CO2 is not counted as an incidental emission of the project. Emissions of the amount not used in the power generation system and leakage from the digester are monitored as a reduction in the reference and managed as system operation efficiency.
Cow manure is transported on the farm by hand. If an electric pump is used due to the digester structure, the power of the pump is added.

H. Calculation of emissions reductions

Reference emissions – project emissions = emission reductions

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
EF	CO2 emission factor (national grid):0.716	CEA: cdm-co2-baseline-database
GWCH4, GWN2O	Global warming coefficient of CH4 and N2O 28, 265	IPCC AR5

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：インドにおける牛糞由来のメタンガスを使用した分散型発電システムの導入に関する JCM 実現可能性

委託事業名：令 6 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：ファイン・エコ・ソリューション株式会社

頁	図表番号	タイトル
441	図 1	インド地図
446	図 4	インドの電力容量
447	図 5	州別再生可能エネルギー導入量(2024 年 10 月 31 日現在)
449	図 6	バイオガスプログラムに基づく小型バイオガスプラント設置の年間目標：2022～2023 年度

添付 2.8. 一般社団法人カーボンフロンティア機構

事業名： タイにおけるバイオチャー製造・利用に関する JCM 実現可能性調査

実施者：一般財団法人カーボンフロンティア機構
共同実施者：株式会社大和三光製作所

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

JCOAL は 2016 年～2023 年に JST/JICA 事業でタイ・チュラロンコーン大学と共同でバイオマスガス化の研究開発を行い、タイでの活動を積み重ねてきた。現在 2020 年～2024 年 NEDO ジェット燃料合成技術開発を同大学と実施中である。その縁でタイの企業集団 SCG（Siam Cement Group）からバイオチャーの取り組みの相談を受けて、2024 年にタイ（3 月 7 日）及び日本（4 月 5 日）に打合せをした結果、日本の炭化技術を活用して共同で JCM クレジット獲得を目指すことを確認した。

タイでは、毎年大量に発生している未利用バイオマス（特にゴム古木の切株、農業残渣等）の腐敗によるメタン排出を防止するための有効活用、特にエネルギー利用が嘱望されている。特にセメント産業はエネルギー起源及び非エネルギー起源の GHG を大量に排出する産業として、タイ政府が国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出した GHG 排出削減貢献 NDC（Nationally Determined Contribution） にもセメント産業としての対応の必要性が明記されている。タイにおける 2022 年の CO_2 排出量は 3 億 8,594 万トンで、その内工業部門が 10.5%の 4,053 万トン、セメント産業はその 39%の 1,580 万トンの排出量である。

タイ国内最大のセメント会社である SCG として、セメント工場における CO_2 削減対策は喫緊の課題となっている。タイのセメント業界が示している 2050 年に向けての CO_2 削減ロードマップにおける削減対策として CCUS が 45%、クリンカ製造時の燃料代替等が 12%、コンクリート中固定等の CO_2 シンクで 8%を想定している。セメントキルンにおける石炭代替、コンクリート中固定化はこのロードマップの削減策に合致する対策と言える。また、タイ政府は Bio-Circular-Green(BCG)経済モデルを閣議承認し、国家戦略として経済構造転換を推進している。

一方、SCG によるとセメント利用現場での CO_2 削減対策は、省エネ、セメント製造での化石エネルギーの効率的利用、さらには CCS による GHG 削減に関するものであり、目標値到達の実現性が危ぶまれている。さらに非エネルギー期限の GHG の削減にはゼロエミッションのみならずネガティブエミッションを取り入れる必要があり、対策案を模索している。

この解決策としてバイオチャーの利用拡大があり、これを実現する上で日本が有する優れたバイオマス利用技術（バイオチャー製造技術）に対する期待が大きいことを掴んだ。バイオチャーはバイオマスを炭化炉内に投入して高温、大気遮断状態で熱分解させて得られる製品であり、石炭を代替する再生可能燃料としての活用が期待され、海外から輸入する燃料及び外貨の節約、地産地消型社会に繋がるものである。また、長期間性状が安定するため地中貯留やコンクリートに混和させることで CO_2 を長期間固定するのと同じ効果が得られるため、バイオマスから製造した場合ネガティブエミッションとなることが期待されている。

1.2 提案事業の概要

1.で示した課題を具体的に解決できる手段として、バイオチャーの製造利用が非常に有効な手段であることを SCG と確認した。すなわち、バイオチャーを再生可能燃料としてキルンの主要燃料である石炭の代替として利用して GHG 削減を行う。図 1 に全体事業概要を、図 2 にセメント製造フローにおけるバイオチャー投入位置を示す。

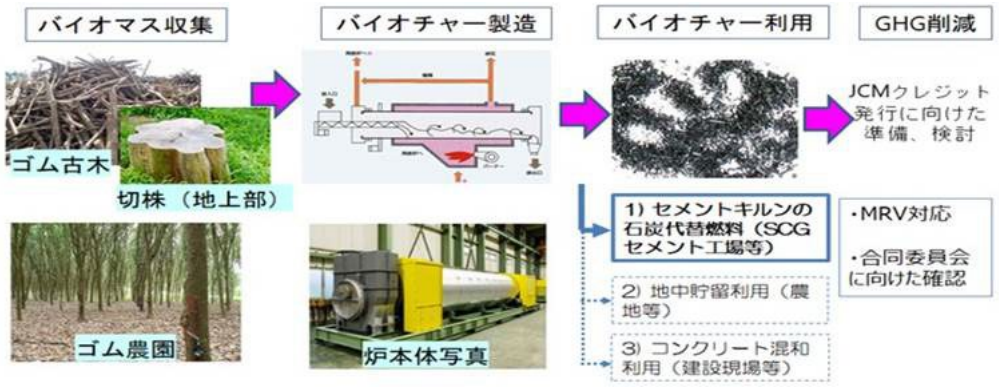


図 1 全体事業概要
出典：JCOAL 作成

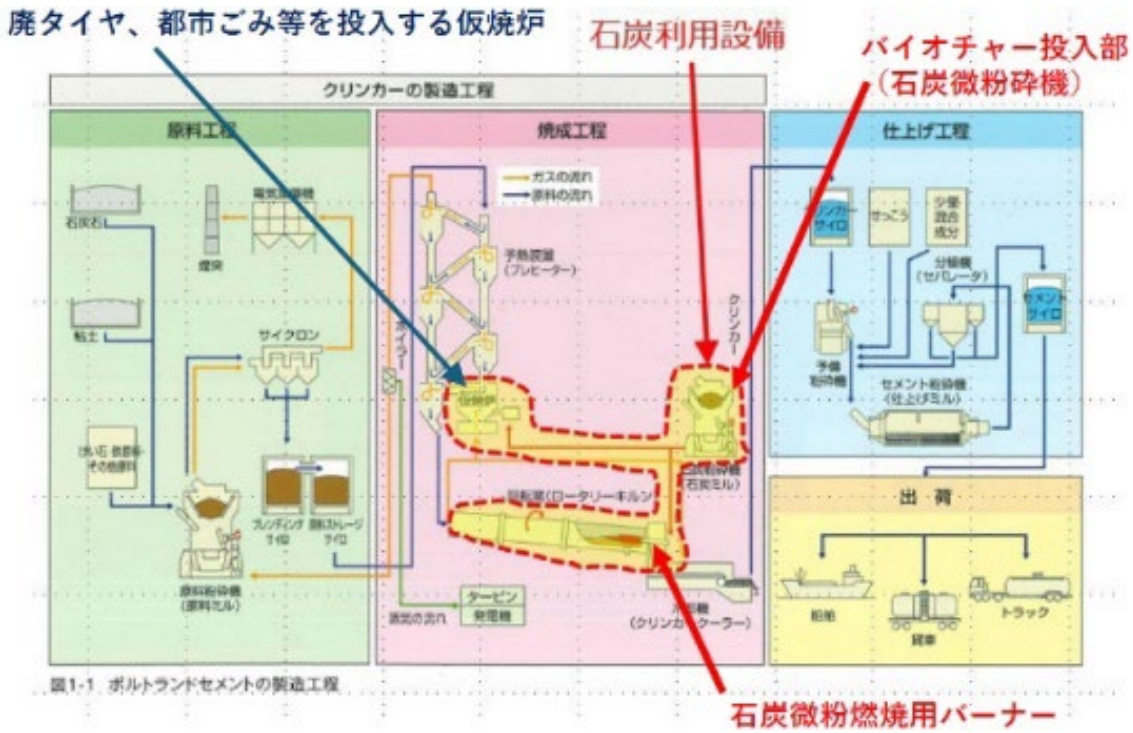


図 2 セメント製造フローとバイオチャー投入位置
出典：セメント協会資料より JCOAL 作成

一方、バイオチャーの製造や利用をタイで行うためには技術移転を含む技術実証要素の解決が必要であり、そのための第一歩として共同で NEDO の JCM 実証事業に取り組む必要性を確認し、その事前調査として FS を実施することとした。

バイオチャーの製造は、昔ながらの炭焼きとして農民の副業として製造がおこなわれてきただけであり、品質のばらつきや製造時の排ガス汚染の問題が残っている。また、SCG では中国製の試験装置を導入したが連続運転ができず、日々起動と停止が必要な不安定な技術であり、大型プラント設備による高品質で、環境にやさしいバイオチャーの大量製造法への期待が大きいことを掴んだ。

SCG と協議した結果、バイオチャーの製造はゴム農園が多く立地しているタイ南部のナコンシータマラート県にある SCG Thung Song セメント工場内を想定している。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプットは以下の通りである。

表 1 JCM FS 調査の目的およびアウトプット

(1)	未利用バイオマスの安定調達の確認	ゴム古木の切株の賦存状況、ゴム農園者のプランテーション計画、他のバイオマスの収集、利用状況及び収集業者、加工業者の実態を調査する
(2)	バイオチャー利用先での有効性の確認	セメントキルンにおけるバイオチャー投入による影響、他国製バイオチャー製造試験装置における課題（性能、製品品質、安定運転性等）を調査する
(3)	代替する石炭の調達状況の確認	産出国及び場所、輸送経路及び方法、調達価格について調査する
(4)	実証設備の確実な輸出、建設の確認	現地輸送経路及び方法、現地建設業者を調査する

出典：JCOAL 作成

2. JCM FS 調査の実施体制

JCM プロジェクトを主体的に行う企業候補として太平洋セメント社に協力を依頼、FS 結果を踏まえて SCG との共同企業体を他関心表明企業と共に構築する予定である。

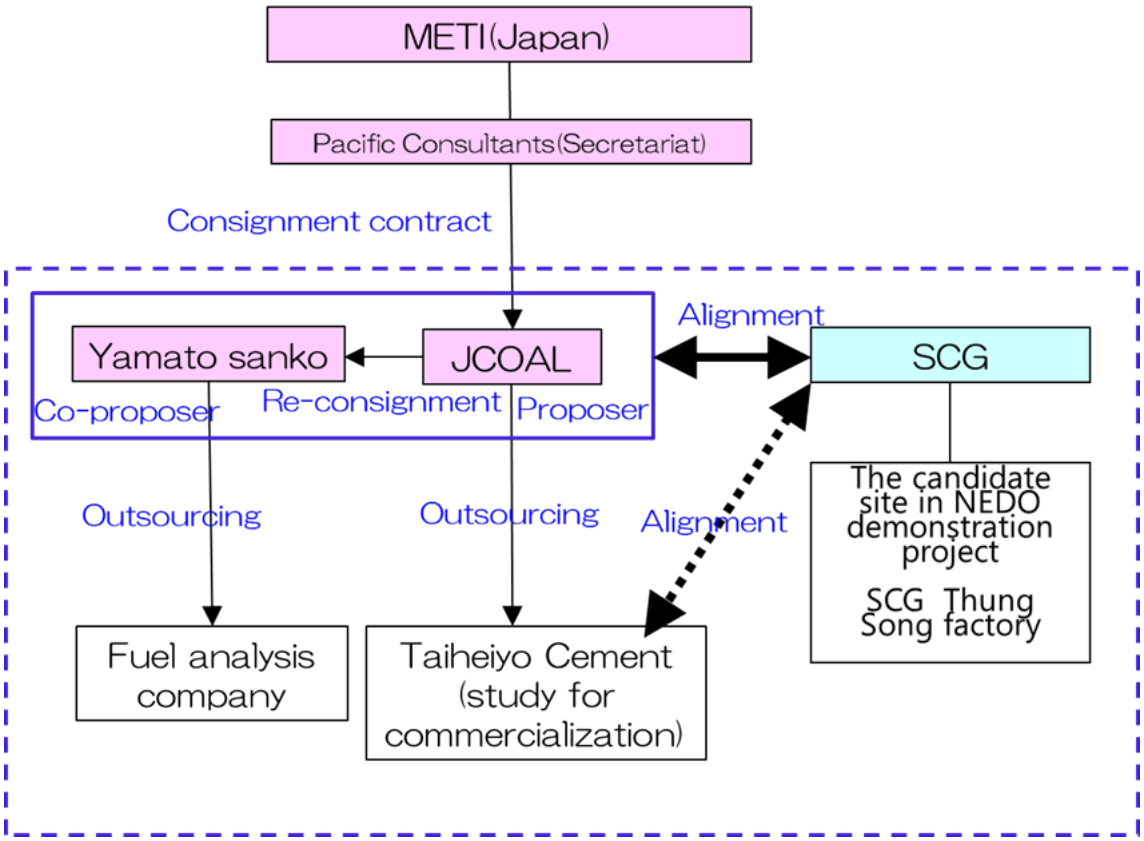


図 3 JCM FS 調査の実施体制

出典：JCOAL 作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

タイ国の関連政策や制度、及び同国の社会経済環境や市場動向についてタイムリーな進捗や、本 JCM FS 調査後の JCM プロジェクト化を見据えたセメント業界の GHG 削減方策や未利用バイオマス賦存・利用状況の動向を調査する。また、JCM プロジェクト化に向けたバイオチャー製造設備の炭化技術改善による製造コスト低減検討や、製造設備 O&M 移転に係る調査も重要である。JCM プロジェクト化によるクレジット獲得のルールや JCM 方法論開発のためのタイ国政府関係者とのさらなる関係構築も本 JCM FS 調査を通して実施した。

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下の通りである。

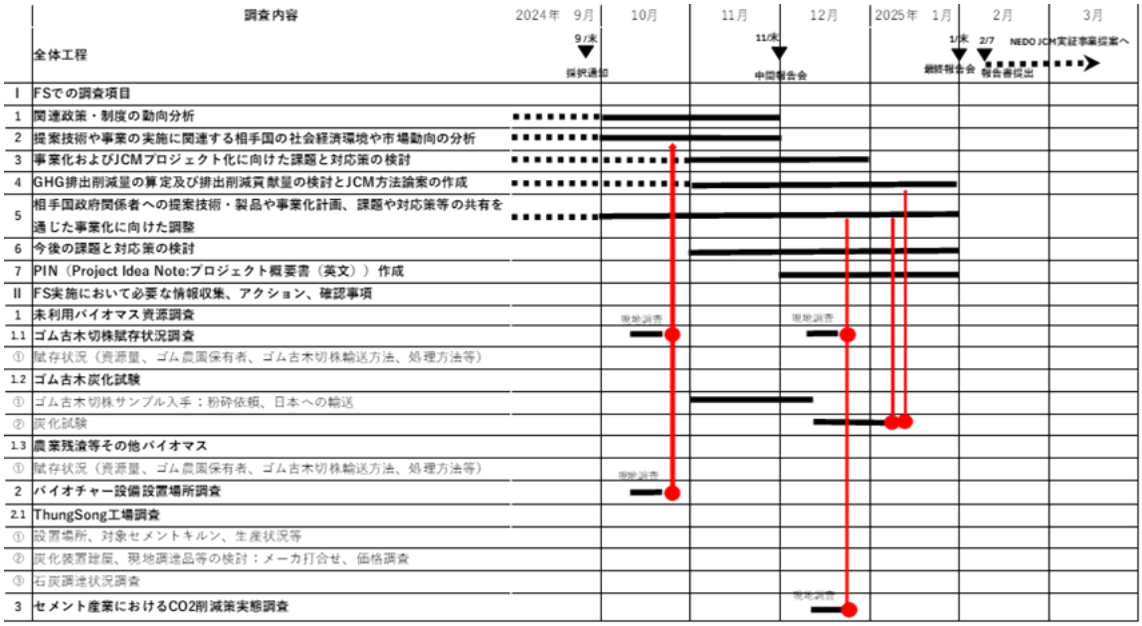


図 4 JCM FS 調査スケジュール

出典：JCOAL 作成

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は以下の通りである。

表 2 FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2024 年 10 月 20 日（日）～10 月 27 日（日）	Siam Cement Group 本社	JCM プロジェクト化に向けた協力体制、及び連携確認
	在タイ国日本大使館	本 JCM FS 事業説明、及び JCM プロジェクト化に向けた協力確認
	NEDO バンコク事務所	本 JCM FS 事業説明、及び JCM プロジェクト化に向けた協力確認
	SCG Thung Song 工場	次事業における実証プラント設置及びバイオチャー利用場所を含めた協力確認
	ゴムプランテーション、ゴム切株伐根現場視察	Thung Song 工場周辺のゴム農園状況、古木切株伐根状況、利用可能資源量把握
	ゴム伐根加工工場視察、サンプル確認	ゴム伐根粉砕加工状況、日本へ輸出するサンプル確認
2024 年 12 月 15 日（日）～12 月 21 日（土）	Ministry of Natural Resources and Environment, Thailand Greenhouse Gas	T-VER 制度の把握

	Management Organization (TGO)	
	Ministry of Energy, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)	本 JCM FS 事業説明、及び JCM プロジェクト化に向けた NEDO MOU 対応可否を含む協力確認
	Ministry of Natural Resources and Environment, Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP)	本 JCM FS 事業説明、及び JCM プロジェクト化に向けた協力確認
	Rubber Authority of Thailand (RAOT)	タイにおける天然ゴムの今後の需要、ゴム農園の展開、ゴム古木の供給可能性等確認
	JCM セミナー（環境省、GEC、TGO 共催）	T-VER 制度の理解
	JETRO	本 JCM FS 事業説明、及び JCM プロジェクト化に向けた協力確認、タイにおけるバイオチャー他事業者の紹介
	NEDO バンコク事務所	JCM プロジェクト化に向けた事業展開調査
	太平洋セメントインターナショナル（タイ）	JCM プロジェクト化に向けた事業展開調査

出典：JCOAL 作成

4. JCM FS 調査の成果

4.1. 関連政策・制度の動向分析

タイ国は気候変動の影響が最も大きい国（2000～2019 年）9 位にランクされており、特に北部の山岳地帯と海岸沿いで、洪水、干ばつ、暴風雨、地滑り、海岸浸食など、さまざまな側面で気候変動の影響を受けている。タイ国政府はこのような気候変動の影響に対応するべく気候変動対策について国家戦略を策定し、国際的気候変動対策であるパリ協定の締約国として GHG 排出量削減目標を定め取り組んでいる。2022 年に提出した第 2 版 NDC（更新版）において、2030 年までの GHG 排出量 BAU 比 30%（国際的支援を条件とした場合最大 40%）削減を掲げており、また、同年 11 月に提出した長期低排出発展戦略（Long-term Low greenhouse gas Emission Development Strategies、LT-LEDS）改訂版では、2050 年までのカーボンニュートラル及び 2065 年までのネットゼロ達成を目指すとしている。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1. 社会経済環境

EU の炭素国境調整メカニズム（CBAM）の適用が 2023 年 10 月に開始されたことで、世界各国で GHG 排出量を正確に把握する動きが加速している。CBAM の対象となるのは、鉄鋼、アルミニウム、セメント、肥料、電力、水素及びそのサプライチェーンとなる。また、対象製品に使用される電力発生時に生じる GHG 排出も含まれるため、間接的な GHG 排出（EU に輸入・輸出される製品の生産に使用する電力の発電時に生じる GHG）も 2025 年 12 月末までの移行期間を経て対象に含まれるなど、EU へ対象製品を輸入・輸出する事業者は、輸入・輸出に伴う GHG 排出量を報告する義務を負うことになる。このような状況の中、TGO（Thailand Greenhouse Gas Management Organization）は、EU だけでなく今後他国でも同様の措置が導入されることからサプライチェーン全体の GHG 排出量の把握が重要になるとしている。

一方、脱炭素に向けた GHG 排出量の把握とカーボンクレジットの上昇傾向が世界で進む中、バイオマス利用の動きも加速している。2023 年 10 月タイで国連食糧農業機関（FAO）のプログラムの 1 つである Global Bioenergy Partnership（GBER）として Bioenergy Week が開催され、バイオマスやバイオエネルギーの開発促進、投資環境の整備などについて専門家が協議を重ねた。アジア太平洋地域には大規模な農業セクターが存在しており、インド、インドネシア、マレーシアなどの主要国におけるバイオエネルギーの利用促進の動きが進んでおり、木質バイオマスを含むバイオエネルギー重要性が不可欠のエネルギーになると予想されている。

バイオチャーは、木材チップ、食物残渣や農業廃棄物といったバイオマスを低酸素環境で加熱し（熱分解プロセス）、炭素をより安定した形に変換した、孔質で炭素に富んだ固体である。バイオチャー技術の利用は、廃棄物を減らし、水質改善、酸性度低下、微生物形質の改善を含めた土壌改善、地球温暖化対策となる。バイオチャー製造プロセスには大きく、木材から木炭を製造する製造プロセスとして広く知られている熱分解と、有機炭素質材料を酸素と蒸気を用いて高温で一酸化炭素と二酸化炭素に変換するガス化に分けられる。熱分解は酸素を使わない熱分解プロセスで、有機材料をバイオチャーに変換する。木材チップ、作物残渣、有機廃棄物などのバイオマス原料を、制御された環境で高温（通常 300℃～800℃）に加熱し、揮発性ガスを放出させ、固体残渣としてバイオチャーを形成する。熱分解により、多孔質構造を持つ炭素リッチなバイオ炭が生成されるため、土壌改良、炭素隔離、その他の用途に適しておりGHG 排出削減に貢献可能である。

4.2.2. セメント業界の取引

日本とタイの両国とも「2050 年までのカーボンニュートラル」を目指した検討を進めており、セメント産業から排出される CO_2 は産業別に見て高い割合を占めるため、相応の削減が求められている。日本では、これまでクリンカ／セメント比の低減や省エネルギー設備の導入による削減に取り組んできたが、さらなる削減に向けた革新的技術開発を国プロの委託・助成事業で進めている。タイにおいても、セメント中のクリンカ比率を低減したハイドリックセメントのような低炭素セメントの使用が主流になっており、今後さらにクリンカ比率を低減したセメント（LC3）の開発・導入が計画されている。また、

自然エネルギーを利用した発電や農業残渣などの未利用バイオマスの活用によるエネルギー転換にも着手している。太平洋セメント株式会社「２６中期経営計画（2024 年度～2026 年度)」においても国内・海外の混合セメント化の推進がカーボンニュートラルへ向けた取り組みとして掲げられている。

エネルギー面に関しても、セメント製造の主燃料である石炭、すなわち化石エネルギーからの代替が求められており、日本国内では廃プラスチックや木くずなどがリサイクル燃料として使用されている。タイでは国土の 4 割程度が農地であり、有効利用されていないバイオマスが豊富に存在する。本 FS はその一つである天然ゴムの古木・切株を炭化し、石炭の一部を代替することによって、CO_2 の排出削減を試みるものである。石炭同様のハンドリング性や製品であるセメント品質への影響がないことが確認できれば、代替燃料としての魅力は大きい。

タイセメント最大手の SCG が公表したロードマップにおける主な取り組みは、Low Carbon Product（低炭素製品)、②Energy Efficiency & Transition（エネルギー効率と移行)、③Carbon Capture Utilization & Storage（CCUS：二酸化炭素の回収・利用・貯留技術)、④Natural Climate Solution（NCS：自然の気候解決策）の 4 つであり、これらの実現のために上述のハイドリックセメント導入等によるクリンカ比率低減を着実に進めている。

太平洋セメント株式会社は、タイのバンコクに現地法人を設置し、SCG との協業を通じて、現地への技術移転の経験・ノウハウを蓄積しているが、今後、日本国内で培われた CO_2 削減技術や経験を、このような経験を生かしてタイにおける未利用バイオマス資源の有効活用に生かすことができれば、現地のセメント産業の脱炭素化へ大きく貢献することが期待される。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1. セメント製造に係る排出削減に関する課題と対応策の検討

セメント製造工程における CO_2 の発生は、焼成工程において原料である石灰石が脱炭酸することによって発生するプロセス由来 CO_2 が約 60%、石炭燃焼及び電力消費によって発生するエネルギー由来 CO_2 が約 40%となっており、将来的にはプロセス由来 CO_2 を CCUS によって削減することが望ましいが、当面はエネルギー由来 CO_2 の削減が喫緊の課題であり、SCG においては石炭由来 CO_2 排出を 2030 年までにゼロにする目標「Zero Coal Strategy」を掲げている。以下に詳細を記す。

4.3.2. セメント製造における CO_2 排出

セメントの製造工程は、原料工程、焼成工程、仕上げ工程の 3 つの製造プロセスからなる。原料工程及び燃焼工程で石灰石、粘土、けい石等からクリンカを製造、仕上げ工程でクリンカに石こう、混合剤等を加えてセメントを製造する。焼成工程では 1450℃まで昇温する必要があり、熱源として主に石炭を燃料として使用している。

セメント製造工程における CO_2 の発生は、焼成工程において原料である石灰石が脱炭酸することによって発生するプロセス由来 CO_2 が約 60%、石炭燃焼及び電力消費によって発生するエネルギー由来 CO_2 が約 40%、セメント製造による CO_2 排出量はセメント 1 t あたり約 690kg-co_2（日本の主なセメント産業のデータ）となっている。

セメント産業における CO_2 削減策としては以下が検討されている。特に原料由来 CO_2 の排出削減には CCUS が有効であり、CO_2 の回収方法、回収 CO_2 の利用、固定化方法の技術開発がなされている。

（既存技術／原料由来）
① 石灰石代替原料
② 低 CO_2 セメント
（既存技術／エネルギー由来）
① 省エネルギー
② 代替エネルギー（廃棄物、バイオマス等)、
③ 低 CO_2 エネルギー
（革新技術／原料由来）
① CO_2 の分離回収、利用、貯留（CCUS）

4.3.3. タイのセメント産業

① タイ

タイ国内には計 16 のセメント工場があり、うち SCG 社が 6 工場、Siam City Cement 社が 3 工場、Heidelberg Materials 社が 3 工場、他 4 工場である。セメント生産能力は約 6,000 万 t 、生産量は年間約 3,500 万 t （2023 年）で今後国内の建設需要の伸びによって増加の見込み、業界全体の CO_2 排出量は年間約 3,200 万 t - CO_2（2020 年）である。SCG が最大手でタイのセメント産業のリーダー的存在であり、カーボンニュートラルへの取り組みも率先して行っている。

② SCG

SCG のセメント工場のうち、南部ナコンシータマラート県の SCG Thung Song 工場にバイオチャー製造実証プラントを設置する予定である。SCG では、カーボンニュートラルに向けて再エネ電気及びバイオマス等の代替燃料の導入、Low Carbon Product のマーケット開発等積極的に取り組んでいる。特に石炭由来 CO_2 排出を 2030 年までにゼロにする目標「Zero Coal Strategy」を掲げている。

4.3.4. 原料バイオマスの供給源と調達に関する課題と対応策の検討

タイは農業が盛んであり、もみ殻、バガス、パーム油搾りかす、ゴム古木等、各事業から発生する廃棄物系バイオマスの発生量が多い。ゴムのプランテーションはタイ南部を中心に多く立地しており、ゴムの木は 20〜30 年で伐採されるために古木の切り株が多く発生している。タイにおける未利用バイオマス資源量をみると、ゴム古木のうち、640 万トンが有効利用されていないため、調達可能量は十分あると考えられる。

タイでは技術の成熟度及び国内におけるバイオマスポテンシャル、今後の成長性から気候変動対策としてバイオマスの利用が重要政策として位置づけられ、中でもバイオマスを炭化して製造するバイオチャーを燃料としての石炭代替する技術が相応しいと考えられる。

SCG の調査資料によればタイ南部の 5 州でのゴム古木切株発生量は年間 290 万 t 、SCG Thung Song 工場周辺 150km 圏内で未利用（供給可能）な量が年間約 160 万 t ある。タイにおけるゴム古木の約 7 割がタイ南部で発生している。タイ南部にある SCG のセメント工場内に炭化装置を設置することで原料（ゴム古木）調達からバイオチャー製造、利用までを効率的に行うことが可能となる。

4.3.5. バイオチャー製造の技術とコストに関する課題と対応策の検討

4.3.5.1. 炭化装置（大和三光製作所）

① 炭化概要

炭化とは、炭素化合物を主成分とする素材の化学分解・反応ゴムの切り株と破砕品を意味する。具体的には、酸素供給を制限した環境下において、有機物を高温（300～700℃）で加熱し、揮発成分をかなりの割合で除去し、炭素主体の固形物質（炭）を得るプロセスを言う。この過程で、有機物は熱分解を受け、水分や揮発性化合物が放出され、残った炭素が高い熱安定性を持つ炭として変化する。炭化は主にバイオマスの処理やエネルギー源、土壌改良材として利用される。本 FS における対象素材は、ゴムの木の切り株である。想定水分 30%～ 35%(以下湿量基準）のゴムの切り株を、20mm ～ 30mm 程度に破砕し、乾燥、炭化を行う。また、今回採用を検討している大和三光製作所製の炭化炉においては、発生する揮発分、ガスはすべて回収して熱風発生炉の熱源として利用されるため、外部への放出はない。

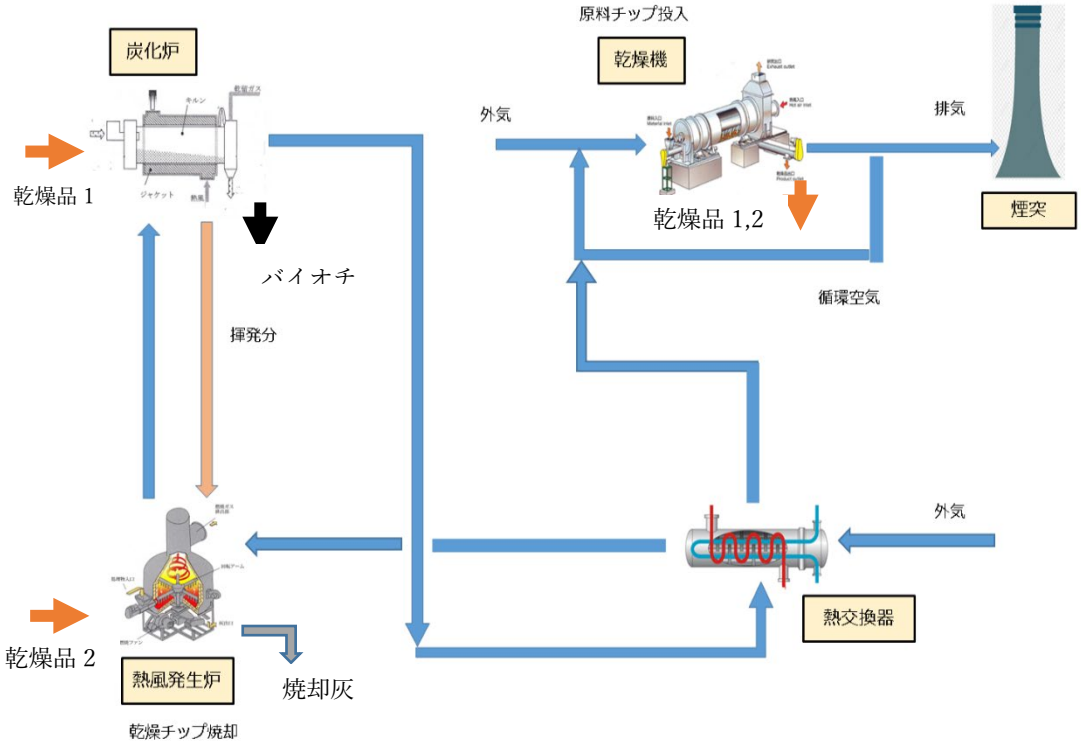


図 5 乾燥・炭化設備概略物質・ガスフロー

出典：大和三光提供資料

② ゴムの切り株と破砕品

バイオチャーの原料となるゴムの切り株と破砕品について、タイ国ナコンシータマラート県のゴム農園及び破砕工場で調査した。

ゴムの木の寿命は 25～30 年程度でゴムの生産能力が低下し、農家は新しい木の植え替えが必要となる。ゴムの切り株を掘り起こし、適切に処分する為には、コストおよび時間がかかる為に放置されて未利用となるケースもある。破砕工場ではゴムの切り株を集め、一次破砕しチップ化される。今回の乾燥・

炭化試験用にゴムの切り株サンプル（約 300kg）は、SCG のご協力により、バラツキのある一次破砕品を概ね 20～30mm の粒度に二次破砕されたものを提供いただいた。

4.3.5.2. 乾燥・炭化試験結果と考察（大和三光製作所）

今回、比較的短期間の FS の中で、大和三光に与えられた最大の目的はタイ現地に赴き、現在のゴムの木の切り株の賦存状況、利用可能性の調査及び国内に、ある程度の試験用サンプルを持ち込んで乾燥・炭化試験を行い、ゴムの切り株が持つ物性を最大限把握することにある。切り株持ち込みに当たり、植物検疫証明書（phytosanitary certificate）の発行など、今回のタイ側カンターパートである、SCG (Siam Cement Group)の関係者には多くのご協力を頂いた。サンプルを入手したあと、大和三光研究所で乾燥・炭化試験を行った。結果的に炭化物としては、現状 SCG が使用している石炭の仕様に近い想定以上の炭化物が得られたが、試験機自体のシール性の問題などにより炭化炉出口温度がやや低めに出たことや、温度計の測定位置などにも検討の余地がある。また、胴径に対し、胴長をもう少し長く取るなど伝熱面積を増やす事で、さらなる炭化の効率アップが期待でき、今後の課題として検討を進める。今回の炭化試験結果については、以下に考察を行う。

炭化試験結果についての考察（抄）

(1) ゴムの切り株原料については、約 300kg 入手し、2024/11/25～11/28 の期間に予定通りの乾燥試験 Run T1～T6 及び炭化試験 RunY1～Y4 を行うことが出来た。

(2) ゴムの切り株原料の水分は、当初 35%(wet base)程度を見込んでいたが、現地採取後の保管および破砕の過程で乾燥が進み、18%程度まで乾燥が進んでいた。それ故、RunT5 と RunT6 での試験は、サンプルに加水して乾燥試験を行った。

(3) 炭化試験での入口水分は約 8.5～9%程度で投入を行った。
RunY1～RunY3 はそれぞれ、投入量を 10.8kg/h～14.4kg/h と変化させ、試験機内滞留時間の違いによる炭化データを採取した。RunY4 については、到着した原料を乾燥せず、RunY1 と投入量を同一にして変化を見た。

(4) 外部分析機関には、乾燥前ゴムの切り株原料と RunY1 炭化品の 2 検体で分析を依頼した。

(5) 炭化分析の結果は良好なものが得られ、SCG が現在セメントキルンに使用している石炭と比較しても、多くの値で満足いくものが得られた。

(6) 低位（真）発熱量の比較

・SCG 提示石炭（水素分率 5%とする）

LHV = 6982-550 x 9 x 0.05 = 6735 kcal/kg

・炭化品（RunY1 ）

LHV = (26620/4.186)-550 x 9 x 0.0298 = 6212 kcal/kg

・ゴムの切り株原料

LHV = (17250/4.186)-550 x 9 x 0.0526 = 3861 kcal/kg

上記 RunY1 炭化後の単位重量当たりの発熱量の上昇値は、炭化品低位発熱量－切り株原料低位発熱量=6212-3861=2351Kcal/kg となる。

(7) ハードグローブ粉砕性指数（HGI）

一般炭における HGI はおおよそ 40〜60 の範囲にある。今回、RunY1 では 62 という HGI が得られたが、これは実に想定外の数値だった。この HGI の高さは、石炭との混焼に有利に働く期待できる。また、RunY1 では SCG が現在使用している石炭の発熱量に近い結果が得られているので、十分石炭との混焼がしやすく、場合によっては全量代替が可能となる。バイオマスの中でもゴムの木もしくはゴムの木の切り株については、今後炭化物として優位性が期待できる代替燃料になるのではないかと想定する。

4.3.5.3. セメントキルンで燃料として用いる石炭をバイチャーで代替するに当たっての注意点（太平洋セメントによる評価）

本 FS は、タイに豊富に存在する未利用バイオマスであるゴムの古木や切株、農業残渣等を株式会社大和三光製作所の炭化装置を使用してバイオチャーを製造し、SCG のセメント工場において、主要燃料である石炭の代替として利用することにより GHG の削減を行うプロジェクトの検討である。

セメント製造において、石炭はクリンカを焼成するためのロータリーキルンと原料を予熱・脱炭酸するための仮焼炉と呼ばれる設備の 2 ヶ所で使用される。いずれも微粉炭燃焼用バーナーでの使用となるため、石炭は粉砕機（石炭用竪型ミル）で適切な粒度まで粉砕する。バイオチャーは最大で数センチメートルほどのチップ状であるため、微粉炭燃焼用バーナーで使用するためには粉砕が必要になる。また、バイオチャーは植物由来であるためアルカリ成分の含有量が高い。セメント製造プロセスにおいて、アルカリ成分はセメントの品質や安定運転を阻害するため、プロセスに投入できる量に限りがある。

以上より、セメント製造プロセスにおいてバイオチャーを使用するための検討事項は

① バイオチャーの粉砕機（石炭用竪型ミル）での粉砕性把握（石炭同様か）

② セメントの品質を維持しかつ安定運転できるバイオチャー使用量の許容範囲の把握

の 2 点となる。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

事業概要

タイで豊富に賦存する未利用バイオマス（ゴム古木の切株、農業残渣等）から、大和三光製作所の炭化技術によってバイオチャーを製造し、セメント会社のセメントキルンにおける石炭燃料代替としての利用による CO2 排出削減を行い、単にバイオチャーの製造販売のみならず、CO2 削減によるクレジット収入も目指す。併せて、将来的には農地での地中貯留による化学肥料削減やコンクリート混和剤として固定化することによる CO2 排出削減、クレジット獲得の可能性も視野に入れた事業である。図 6 に事業全体概要を示した。

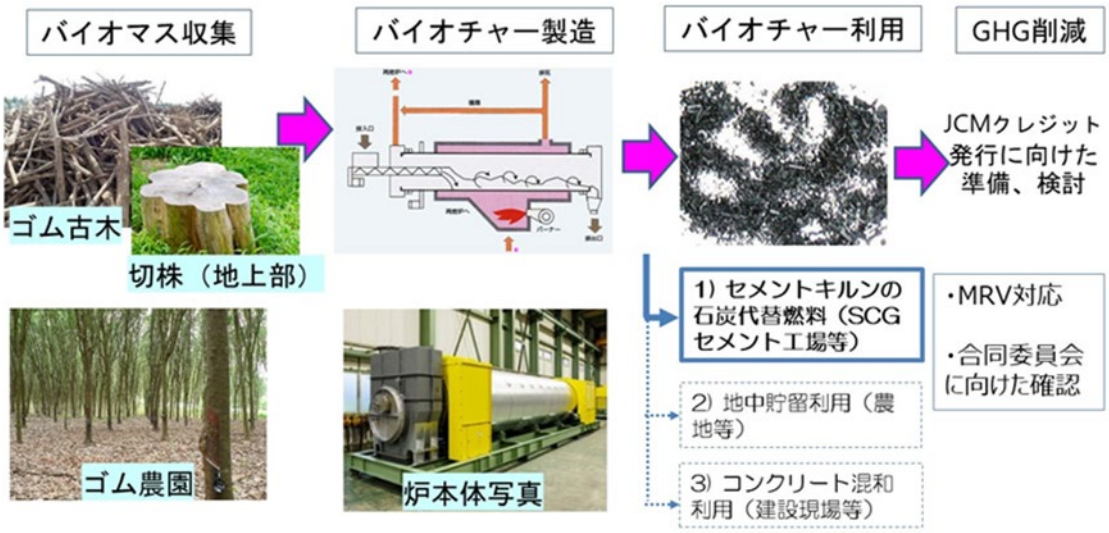


図 6 バイオチャー製造事業概要

（出典：SCG 及び大和三光提供資料から JCOAL 作成）

4.4.1. バイオチャー製造事業

4.4.1.1. 前提条件

タイにおけるバイオチャー製造事業について、表 3 に示す前提条件に基づいて検討した。

表 3 バイオチャー製造事業の前提条件

項目	内容	備考
(1) バイオチャー製造量	年間 31,104 t-bc(dry)	0.675t/h x 7,680hrs x 6 ライン
(2) バイオチャー販売量	年間 30,000 t-bc(dry)	歩留まり 96.5%
(3) 年間稼働時間	7,680 時間	320 日/年
(4) 原料バイオマス	ゴム古木切株の粉砕チップ	水分 35%
(5) 原料バイオマス必要量	年間 92,851 t	2.015t/h x7,680hrs x 6 ライン
(6) プラント設置場所	セメント会社内または近傍	

（出典：大和三光提供資料）

バイオチャー製造装置は 1 系列年間 5,000 t -dry で、年間 30,000 t -dry 製造の場合は 6 系列となる。

4.4.1.2. バイオチャー製造運転条件

バイオチャー製造の運転に必要なエネルギーについて表 4 に示した。

表 4 バイオチャー製造に必要なエネルギー

項目	必要量	備考
燃料（軽油）	15L/t-bc(dry) 15x31,104=466,560L/year	
電気	355kW/ t-bc(dry) 355x31,104＝11,041,920kWh/year	

（出典：大和三光提供資料）

4.4.2. 事業性検討

4.4.2.1. 検討結果

バイオチャー製造事業の事業性について、大和三光提供データに基づいて検討した。

現在 SCG が使用している石炭の価格は 4,800THB/t（139US$/t)、発熱量が 6,735kcal/kg(LHV、ドライベース)であり、バイオチャー（カロリー6,212kcal/kg（LHV、ドライベース）がカロリー等価となるバイオチャー価格は 130US$/t である。一方、日本において、バイオチャー及びブラックペレットは約 30,000 円/t（約 200US$/t）で取引されているため、タイにおいてもバイオチャーの現状の販売価格の目安は 200US$/t と想定される。SCG としては 130US$/t 以上で購入の場合、現状の石炭価格より高価となるが、高価となる分が CO2 削減のインセンティブ（カーボンクレジット）相当となる。現状タイの国内の CO2 取引制度（T-VER）によるクレジット価格が概略 190THB（5.6US$/ t ）であるが、将来的には 30~50US$/t 程度になると思われ、バイオチャー販売価格 200US$でクレジット価格 50US$/t、販売価格 250US$/t でクレジット価格 20US$/t 以上で事業採算性が出てくると考えられる。

いずれにしてもバイオチャー製造（炭化）装置の 1 基当たりの製造規模が小さく、今後スケールアップによるコストダウン、パッケージ機器の複数台納入によるコストダウンを図っていく必要がある。

4.4.2.2. 事業性向上に向けた考察

前章に記載の通り、バイオチャーを石炭燃料代替にのみ使用する場合には、石炭価格より高価となる分が CO_2 排出削減インセンティブ（クレジット）と見合うことが必要となる。今後、タイにおいても排出量取引制度（T-VER）が本格運用され、さらには国際間クレジット取引制度（Premium T-VER）及び JCM 制度との連携も制度化されているので、タイにおけるクレジット価格も現状よりも高くなっていくと想定される。

その上で、以下の事業性向上策を検討していく予定である。

(1) バイオチャーの付加価値製品市場の開拓

バイオチャーは石炭燃料代替のみならず、農地への利用（カーボンファーミング)、コンクリート内への固定（バイオチャーコンクリート)、活性炭利用等、付加価値の高い利用方法も並行して検討していく必要がある。

(2) 多様化製品に対応した運転技術の確立

実証事業において、多様化製品製造に対応した運転条件での運転技術を確立することが必要となる。例えば、以下の運転条件。
燃料向け製造（石炭代替）の場合：炭化温度は 350℃以下として生産量を増やす。
高機能バイオチャー１（建材、化学肥料代替）の場合：炭化温度は 350℃を超える温度。
高機能バイオチャー２（活性炭）の場合：バイオチャーに高圧蒸気にて賦活処理を施す

(3) バイオチャー製造プラント（炭化装置）のコストダウン

バイオチャー製造設備は炭化炉の大きさに制限があり、規模が大きくなった場合にはスケールアップではなく、最大規模の炭化炉ユニットを複数台並べることとなる。今回の検討結果では年間 30,000 トン製造ベースにおいては 5,000ｔ×6 ユニットとなり、設計費、機器調達費、建設・据付費用の低減を検討していく必要がある。商用化に向けては以下の様なコストダウン検討をする必要がある。

- タイ調達品の拡大
- 1 ユニットの生産規模拡大
- 複数ユニット設置の場合の設計費、機器調達価格の削減、機器の共通設備化

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

4.5.1. タイ政府関係機関

本調査事業の成果を JCM プロジェクトとして実施するにあたり、プロジェクト登録、承認及びクレジット配分に関わる政府機関及び緊密に連携していく必要がある各タイ側パートナーと今後事業化に向けて調整が必要な項目について述べる。

TGO
【組織概要】TGO は、気候変動が経済と社会に及ぼす深刻化と広範な影響に対応し、タイの温室効果ガス排出を管理および削減することが不可欠であることから、温室効果ガス削減プロジェクトの開発と実施を管理および促進するため、2007 年に自治的な公的組織として設立された。2023 年からは NDC 達成に貢献するため、パリ協定等の国際ルールに準拠する排出削減・除去プロジェクトを実施するための枠組みとして Premium T-VER を運営している。JCM など外国機関との協力によりタイ国内で実施される排出削減プロジェクトも Premium T-VER の下で行われる。
【調整項目】TGO は Premium T-VER の実務のほぼすべてを担い、JCM に関しては日タイ合同委員会のメンバーでもある。とくに方法論、プロジェクト及びクレジット配分に関しての主要論点となる追加性評価の各ステップ毎に日本側の考えを PIN 案提示の段階で理解してもらう必要がある。

DEDE（Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy）
【組織概要】タイ政府機関の中で代替エネルギー・省エネルギーに関する政策を展開している。タイのクリーンエネルギー源の導入と CO2 排出量削減の取り組みを支援する国家エネルギー計画（NEP)、2023－2037 年及び 2037 年までに再生可能エネルギーの割合を最終エネルギー消費量全体の 36%まで増加させるという目的の代替エネルギー開発計画 2024 – 2037 (AEDP 2024)を推進している。

【調整項目】DEDE は、日本国政府との MOU 締結にあたり当事機関となることが可能とのことであるので、FS 完了後直ちにプロジェクト化に向けての体制案やスケジュール案について計画を説明することが必要となる。

ONEP（Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning）
【組織概要】ONEP は、温室効果ガス排出削減とレジリエンス構築の目標を実施するため、国内外の施策、手段、メカニズムを利用し、活用するための調整、支援、主要省庁との緊密な連携を主な役割としている。
【調整項目】
タイ政府の中で、UNFCCC に対するタイ国の代表機関のひとつであるのでパリ協定に規定されたルール基づくクレジットの相当調整が円滑に行われるようクレジット配分の考え方を説明しておくことが必要と考えられる。

RAOT（Rubber Authority of Thailand）
【組織概要】　RAOT は、ゴムの研究開発、ゴム規格の促進とサポート、工業用ゴムおよびゴム製品の価格の安定化を含む、ゴムの全システムを統合的に管理する組織である。
【調整項目】　RAOT はゴムプランテーション、ゴム生産・供給の管理を行っている公的機関であるのでプロジェクトで安定的にバイオマス原料を調達できるようゴム切り株の調達について計画を示し、理解を得ておく必要がある。

4.5.2. タイパートナー企業（SCG）

【調整項目】
SCG の環境・気候政策の目的実現スケジュールに沿った商業化プロジェクト案の策定が必要となる。事業利益を確保するためにバイオチャーの需要拡大は必須で、バイオチャーの機能高度化や利用先多角化等についての目標を共有し、実行していくことも必要である。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

4.6.1. NEDO 事業を通じた資金的貢献

NEDO JCM 実証事業に進む場合、NEDO に係る費用について日本政府の資金が提供されることによって、SCG 側ではセメントキルンにおける石炭燃料代替の利用実証を効果的に行うことが可能となる。

4.6.2. 設備提供及びキャパシティビルディングを通じた技術的貢献

実証事業で用いるバイオチャー製造設備及び運転技術の訓練、技術移転等、日本のバイオチャー製造技術による技術支援を行う（大和三光製作所を想定）。また、セメントキルンの石炭燃料代替の利用実証において、日本のセメント会社に伴う運転、セメントキルン及び製品への影響確認、問題がある場合の対応策等の技術支援を行う。（太平洋セメントを想定）。

4.7.JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

プロジェクトバウンダリーとしては、本事業でのバイオマス源であるゴム古木切株の伐採及びその輸送、バイオチャー製造、及びバイオチャーの利用までをバウンダリー内に含む。バイオチャーの利用先は主にセメント工場で用いている石炭の代替燃料である。レファレンスシナリオでは、①バイオチャーによるセメント工場での石炭燃料代替を実施していない。②バイオチャーの所内への供給はしていない。プロジェクトシナリオは、「セメント工場での燃料として消費されている石炭をバイオチャーにより代替する。」とする。セメント工場外で他の用途に用いられる場合の排出削減量の計算方法は、本方法論案では提示しない。

4.7.2. 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、削減プロジェクトを実施しない場合の石炭燃焼による排出量であるが、プロジェクトで用いるバイオチャーの消費重量にバイオチャーの重量当り正味発熱量を乗じ、さらに石炭燃焼の熱量当たり排出原単位を乗じることで算出する。燃料代替による効率低下がある場合にはペナルティとして差し引く。ペナルティ分は排出削減量から減じられる。

【リファレンス排出量の排出源と GHG の種類】

・プロジェクト開始後に代替燃料として燃焼されるバイオチャーの熱量と同等の熱量を有する量の石炭の燃焼による排出：CO_2

・代替による効率低下分に相当する石炭の燃焼による排出（負）：CO_2

【リファレンス排出量の設定】

$RE_{COAL,y}$（y 年度にバイオマスによって置換される石炭の燃焼による排出量）（t CO_2）

$= (FC_{BC,y} \times NCV_{BC,y} - FP_y) \times EF_{CO2,COAL}$

$FC_{BC,y}$ ＝ y 年度のバイオチャー消費量（t）

$NCV_{BC,y}$ ＝ y 年度のバイオチャーの重量当り正味発熱量（GJ/t）

FP_y= 燃料ペナルティ（GJ）

$= P_{clinker,y} \times MAX(0, SEC_{clinker,BC} - SEC_{clinker,COAL})$

（注）FP 発生要因の例: 代替燃料の粒子が大きいことによる熱伝導率の低下、成分の化学的影響、製品への灰混入などによる効率低下。

$P_{clinker,y}$ ＝ 製品（クリンカ）生産量（t）

$SEC_{clinker,BC,y}$ ＝ y 年度の製品重量当たりエネルギー原単位（GJ/t）

$SEC_{clinker,COAL,y}$ ＝ y 年度の製品重量当たりエネルギー原単位（GJ/t）

$EF_{CO2,COAL}$ ＝ 石炭燃焼の熱量当たり排出原単位（t CO_2/GJ）

プロジェクトで用いるクリンカ製造用のロータリーキルンで用いていた石炭のプロジェクト開始直前 3 年の加重平均を用いる

4.7.3. 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考え方】プロジェクト排出量は、プロジェクト開始後にバイオチャー燃焼により発生する正味排出量に、プロジェクト開始後に追加的化石燃料燃焼により発生する排出量、プロジェクト開始後に追加的電力消費により発生する排出量、バイオチャー製造プラントまで原料を輸送することにより発生する及びバイオマスの採取（抜根）により発生する排出量を加えた量である。

【プロジェクト排出量の排出源と GHG の種類 】

・バイオチャー燃焼により発生する正味排出量 ：CO_2

・追加的化石燃料燃焼により発生する排出量 ：CO_2

・バイオマス原料を採取することによる排出量：CO_2

・追加的電力消費により発生する排出量 ：CO_2

・バイオチャー製造プラントまで原料を輸送することにより発生する排出量 ：CO_2

【プロジェクト排出量の設定 】

$PE_y = PE_{BC,y} + PE_{FC,y} + PE_{EC,y} + PE_{T,y} + PE_{BM}$

PE_y ＝ プロジェクト排出量（t CO_2）

$PE_{BC,y}$ = y 年度のバイオチャー燃焼により発生する正味排出量（t CO_2）

＝0（t CO_2） バイオマス由来であるため

$PE_{FC,y}$ = y 年度の追加的化石燃料消費により発生する排出量（t CO_2）

$= F_{FC} \times SD_{Diesel} \times EF_{Diesel}$

F_{FC} ＝ 年間化石燃料（軽油）消費量(L)

SD_{Diesel} = F_{FC}{年間化石燃料（軽油）消費量(L)} × SD_{Diesel} 軽油比重(kg/L) × EF_{Diesel} =軽油排出係数(tCO_2/kg)

$PE_{EC,y}$ = y 年度の追加的電力消費により発生する排出量（t CO_2）

＝0（t CO_2） バイオマス発電による電力を使用する予定

$PE_{T,y}$ ＝ y 年度にバイオチャー製造プラントまで原料を輸送することにより発生する排出量（t CO_2）

$= D_y \times FR_y \times EF_{T,CO2} \times 10^{-6}$ （CDM TOOL 12 による保守的な計算方法）

D_y ＝ y 年度のバイオマス原料輸送の出発地と目的地の間の往復距離（km）

FR_y ＝ y 年度に輸送されたバイオマスの総重量（t）

$EF_{T,CO2}$ ＝ 輸送車両排出原単位デフォルト値（g CO_2/t km）

$PE_{BM,y}$ = y 年度のバイオマスの採取（抜根）により発生する排出量 （t CO_2）

$= FE_{excav} / SN_{stump} \times N_{stump} / SD_{excav\ fuel} \times NCV_{excav} \times EF_{excav} \times 44/12 \times N_{WD,y}$

FE_{excav} =油圧ショベル標準燃費*

SN_{stump} = 1 標準動作で掘り出す切り株数

N_{stump} = 1 日に掘り出す切り株数

$SD_{excav\ fuel}$ =輸送燃料比重**

NCV_{excav} =油圧ショベル燃料発熱量***

EF_{excav} =油圧ショベル燃料排出原単位***

$N_{WD,y}$ = y 年における稼働日数）

*（一社）日本建設機械施工協会「建設機械の燃費評価」2014 年 12 月 8 日（0.28m^3 クラス油圧ショベルの 2020 年燃費基準値）

** 日本産業規格 K 2204：2007
*** SHK マニュアル ver.5.0（II-55）

4.7.4. モニタリング方法案

(i) モニタリングはプラント毎に行う。
(ii) 本法法案は、測定対象となるデータ、モニタリングを責任を持って行う実施者、適用される品質管理手順など、すべてのモニタリング手順を説明し、指定する。方法論にオプション(デフォルト値の使用や現場での測定など)がある場合は、どのオプションを使用するかを指定する。すべての計測機器は、業界の慣行に従って定期的に校正する。
(iii) モニタリングの一環として収集されたすべてのデータは、電子的にアーカイブし、最後のクレジット期間の終了後少なくとも年当該事業に係る法及び契約に規定された保存期間は保存する。
モニタリング対象のすべてのデータとパラメータは、以下の表の手順によりモニタリングする。
モニタリング対象外のデータとパラメータは、プロジェクト開始前に測定または決定する。

【モニタリング対象のデータとパラメータ】

$FC_{BC,y}$：y 年度にプロジェクトプラントで石炭代替燃料として使用したバイオチャーの量(t)
$NCV_{BC,y}$：y 年度に使用したバイオチャーの加重平均正味発熱量(GJ/t)
$P_{clinker,y}$: 製品（クリンカ）生産量(t)
$SEC_{clinker,BC}$ ：プロジェクト開始後の製品（クリンカ）重量当たりバイオチャーのエネルギー原単位(GJ/t)
$PE_{BC,y}$: y 年度にバイオチャー燃焼により発生する正味排出量(t CO_2)
$PE_{FC,y}$: y 年度のプロジェクト活動の結果としての追加の化石燃料消費によるプロジェクト排出量(t CO_2)
$PE_{EC,y}$: y 年度のプロジェクト活動の結果としての追加の電力消費によるプロジェクト排出量(t CO_2)
$PE_{T,y}$: y 年度にバイオマス原料をバイオチャー製造プラントまで輸送することにより発生する排出量(t CO_2)
D_y: バイオマス原料輸送の出発地と目的地の間の往復距離(km)
FRy: 1 年間に輸送されたバイオマスの総重量(t)
N_{stump}: 1 日に掘り出すバイオマス切り株数のプロジェクト各年度平均値
$N_{WD,y}$: y 年における油圧ショベルの稼働日数

4.7.5. 方法論案の課題

1 バイオマス原料の採取に係る GHG 排出の算定に関し、油圧ショベル（excavator）の標準燃費の値が必要なため、SHK マニュアル、JIS、業界策定の基準に準拠し設定するパラメータを用いた。その採用についてタイ側と合意できるか或いはタイに適したパラメータがあるかが課題である。
2 CDM ACM0003 に倣い、バイオマス原料に化学変化を伴う加工を行うのでなければ、原料の加工（破砕しチップ化、乾燥など）による GHG 排出に有意な増加があったとはしない、すなわちプロジェクト排出に計上しないとした点は妥当であるか、更に検討が必要。

3 追加性判定に関し、「評価時点でタイ国内のクリンカ製造全セメント工場数を A とし、そのうち、登録済み／妥当性確認の検証中プロジェクト(CDM、T-VER など)の工場を除き、生産量が当該工場の±50%の範囲に入る工場数を B とし。それら B 工場を技術類似性評価の対象とする。提案プロジェクトはこれまでタイで（世界中でも）採用された前例のないクリンカ製造過程で燃焼される石炭をバイオチャーで代替するという新技術を用いるものなので、類似性評価値 F＝1-B/B= 0 <0.2 となり、追加性があると判断する。」と考えてよいか、それをタイ側と合意できるか？

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

【リファレンス排出量】

$RE_{COAL} = (FC_{PJ} \times NCV_{BC} - FP) \times EF_{COAL}$

$= (30000 \times 26.0 - 0) \times 0.0866$

$= 67,548 \ (tCO_2/y)$

FC_{PJ} = 30,000 t/y：計画値

NCV_{BC} = 6,212 kcal = 26.0 GJ ：大和三光実測値

FP = 0

EF_{COAL} = 0.0866(t CO_2/GJ）：SCG から聴取した石炭発熱量 6,735kcal/kg に基づく値

【プロジェクト排出量】

プロジェクト開始後各年において、

$PE = PE_{BC} + PE_{FC} + PE_{EC} + PE_T + PE_{BM}$

$= 0 + 1,218.9 + 0 + 500.5 + 35.5 = 1,755 \ (tCO_2/y)$

その内訳は、

$PE_{BC, y}$ = y 年度のバイオチャー燃焼により発生する正味排出量（t CO_2）= 0 (t CO_2) バイオマス由来であるため

$PE_{FC, y}$ = y 年度の追加的化石燃料消費により発生する排出量（t CO_2）

= {年間化石燃料（軽油）消費量(L)} × 軽油比重(kg/L) × 軽油排出係数(tCO_2/kg)

= 46,6560(L) × 0.82(kg/L) × 3.186×10^{-3} (tCO_2/kg) =1,218.9 tCO_2/y

PE_{EC} = 0 (t CO_2) プロジェクト実施前と同じであるため

PE_T = バイオマス／バイオチャー輸送による排出量 ゴムの木切り株を片道 25km 輸送に伴う CO_2 排出(ton)

= 50(往復輸送距離 km)×76,760(バイオマス重量 t) ×129(重輸送車両排出原単位 gCO_2/t･km) $\times 10^{-6}$

= 500.5（tCO_2）:CDM TOOL12 による。

PE_{BM}：ゴムの木切り株を掘り出すことによる排出量(ton)

= 4.3kg(１標準動作での軽油消費)/300(１標準動作で掘り出す切り株数)×2587(1 日に掘り出す切り株数)/0.82kg/l（軽油比重） × 38.0GJ/kl（軽油発熱量） × 0.0188 t C/GJ（軽油の炭素排出係数*） × 44/12 × 300 日 = 35.5 ton

【排出削減量】

プロジェクト開始後各年において、

$ER = 67{,}548 - 1{,}755 = 65{,}793\ tCO_2/y$

4.7.7. 提案事業の普及に夜 GHG 排出削減への貢献の可能性

バイオチャー生産量年間 3 万トンの場合は全削減量 65,815 トン／年のうち、タイ側貢献割合である。他の国内セメント工場に普及した場合は、適用工場数に応じてタイ国内の派出削減量の増加が見込まれる。仮にタイ国内のセメント工場で年 30 万トンのバイオチャー需要があれば CO_2 排出削減量は 66 万トン／年となる。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

今回の FS を通じて得られた成果に基づいて、NEDO の JCM 実証事業へ進むことによって、ゴム古木切り株を使ったバイオチャーの製造、セメントキルンでの石炭代替利用の実証を行い、バイオチャー製造・運転技術をタイ側へ技術移転し、その先の商用化に際してのプラントコストや運転コストの低減に繋げていく所存である。

5.1. 事業性

タイにおいて、バイオチャー製造事業を実現させるためにはバイオチャー製造事業の事業性確保が大前提となる。その為には前述した様に、バイオチャーの付加価値製品市場の開拓及びプラントコストの低減が重要となる。SCG としてはバイオチャー製造事業者であり利用者でもあり、全体として自社の CO_2 削減が適正なコストで達成できれば事業として進める意義がある。

その上で、バイオチャー製造・販売事業を SCG に協力して参画するパートナー企業が必要であり、次期実証事業において将来のビジネスモデルのベースを確立するシナリオが求められる。

5.2. JCM クレジットの獲得

バイオチャー製造事業実現のもう一つの要素は、ＪＣＭクレジットの獲得である。タイにおいては、Premium T-VER 制度における Additionality（追加性）へ対応することが求められる。現状、追加性が認められる Positive List は以下の通り。

(1) Green hydrogen energy
(2) Energy from waves (Tidal energy)
(3) Offshore wind power
(4) Geothermal energy
(5) Bio-energy with Carbon Capture and Storage: BECCS
(6) Solar thermal energy for electricity generation (Concentrating solar power)
(7) Carbon Capture and Utilization (CCU)

(8) Carbon capture and storage (CCS)

今回のバイオチャー製品においては、バイオチャーのコンクリート混和は上記 List に該当するが石炭燃料代替は該当しないとの見解を TGO から示された。
ポジティブリストに含まれない場合、以下の分析による追加性を示すことが必要となる。

(1) Common practice
該当プロジェクトは、同国の類似プロジェクトと異なった技術を適用している

(2) Investment analysis
収益性が十分ではない。目安として追加的なインセンティブがない前提での IRR が 10%以下。

(3) Barrier analysis
通常の環境下ではプロジェクト実施が困難である

優れたプロジェクトであっても、当初から収益性が十分に高く、プロジェクトの障壁がない場合には、タイ側の NDC のためにタイ側でプロジェクトを実施した方が良いと考えていると思われる。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	The Kingdom of Thailand
Name of the methodology proponents submitting this form	Japan Carbon Frontier Organization
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	**4. Manufacturing industries**
Title of the proposed methodology, and version number	Emissions reduction through substitution of coal with biochar in cement manufacture ver. 00.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	00 Jan 2024

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
00.0	00 Jan 2024	

A. Title of the methodology

Emissions reduction through substitution of coal with biochar in cement manufacture

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Biochar	Material generated by heating biomass to a temperature in excess of 350°C under conditions of controlled and limited oxidant concentrations to prevent combustion (2019 Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 4: Agriculture, Forestry and Other Land Use, Appendix4)

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Coal consumed as fuel in cement plants will be replaced by biochar.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are emissions from coal combustion in the absence of a reduction project and are calculated by multiplying the weight of burnt biochar used in the project by the net calorific value per weight of biochar and then multiplying by the emission intensity per calorific value of coal burnt previously. If there is a decrease in efficiency due to fuel substitution, it will be deducted as a penalty. The penalty will be deducted from the emission reduction.
Calculation of project emissions	Project emissions are the net emissions generated by biochar combustion after the start of the project, plus the emissions generated by the combustion of additional fossil fuels after the start of the project, the emissions generated by the additional electricity consumption after the start of the project, the emissions generated by transporting raw materials to the biochar production plant, and the emissions generated by the extraction (rooting) of biomass.
Monitoring parameters	1. Amount of biochar used as a coal alternative fuel in the project plant 2. Weighted average net calorific value of the biochar used in the project plant 3. Production volume of products (clinker) 4. Energy intensity of biochar per weight of product (clinker) after the start of the project 5. Project emissions due to additional fossil fuel consumption as a result of project activities 6. Project emissions due to additional electricity consumption *as* a result of project activities 7. missions generated by transporting biomass raw materials to biochar production plants 8. Average number of biomass stumps dug out per day for each project year

	9. Number of working days per year for excavators

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	This methodology is applied to the case where biochar replaces coal, which is currently used as the main fuel for clinker firing in cement plants.
Criterion 2	This methodology is applied to projects that do not reduce carbon dioxide emissions by any method other than fuel substitution, without changing the production method other than biochar substitution in the factory, therefore the reduction effect of substitution can be clearly identified.
Criterion 3	The raw biomass is placed in an aerobic environment in the process of being put into the biochar production equipment and is not processed with any chemical changes.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Emissions from the burning of coal in an amount of coal with a calorific value equivalent to the calorific value of biochar burned as an alternative fuel after the start of the project	CO_2
Emissions from the combustion of coal equivalent to the efficiency loss due to substitution (negative)	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Net emissions generated by biochar combustion	CO_2
Emissions generated by additional fossil fuel consumption	CO_2
Emissions generated by additional electricity consumption	CO_2
Emissions generated by excavating raw materials (tree stumps)	CO_2
Emissions generated by transporting raw materials to the biochar production plant	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

$RE_{COAL,y}$ (Emissions from the burning of coal displaced by biomass in year y) (t CO_2)

$= (FC_{BC,y} \times NCV_{BC,y} - FP_y) \times EF_{COAL}$

$FC_{BC,y}$ = Biochar Consumption in year y (t)

$NCV_{BC,y}$ = Net Calorific Value of Biochar in year y (GJ/t)

FP = Fuel penalty (GJ)

= $P_{clinker} \times MAX(0, SEC_{clinker,BC} - SEC_{clinker,COAL})$

(Note) Examples of FP factors: Reduced thermal conductivity due to large particles in alternative fuels, chemical effects of ingredients, and reduced efficiency due to ash contamination in the product.

$P_{clinker,y}$ = Production volume of products (clinker) (t)

$SEC_{clinker,BC,y}$ = Energy intensity per product weight in year y (GJ/t)

$SEC_{clinker,COAL,y}$ = Energy intensity per product weight in year y (GJ/t)

F.2. Calculation of reference emissions

$RE_{COAL} = (FC_{COAL} \times NCV_{BC} - FP) \times EF_{COAL}$

$= (30000 \times 26.0 - 0) \times 0.0866$

$= 67,548$

Where

NCV_{BC} = 6212 kcal = 26.0 GJ

EF_{COAL} = 0.0866(t CO_2/GJ) ： Based on the values based on calorific value provided by SCG

G. Calculation of project emissions

In each year after the start of the project,

$RE = PE_{BC} + PE_{FC} + PE_{EC} + PE_{T} + PE_{BM}$

Where

PE_{BC} = 0 (Biochar is made from carbon-neutral biomasss)

$PE_{FC} = F_{FC} \times SD_{Diesel} \times EF_{Diesel}$

F_{FC} = Annual fossil fuel (diesel oil) consumption (L)

SD_{Diesel} = Diesel specific gravity (kg/L) ×

EF_{Diesel} = Diesel emission factor (tCO_2/kg)

PE_{EC} = 0

$PE_{T} = D \times FR_{y} \times EF_{T,CO2} \times 10^{-6}$ (CDM TOOL 12 applied)

D = Round-trip distance between origin and destination of biomass raw material transportation (km)

FR = Total weight of transported biomass (t)

$EF_{T,CO2}$ = Transportation vehicle emissions intensity default value (g CO_2/t km)

PE_{BM} = Emissions from digging out rubber tree stumps (ton)

$= FE_{excav} / SN_{stump} \times N_{stump} / SD_{excav\ fuel} \times NCV_{excav} \times EF_{excav} \times 44/12 \times N_{WD}$

FE_{excav} = Excavator Standard Fuel Economy* (kg)

SN_{stump} = Number of stumps to be dug out in one standard operation

N_{stump}= Number of stumps dug out per day

$SD_{excav\ fuel}$ = Specific fuel gravity (kg/L)

NCV_{excav} = Excavator fuel calorific value (GJ/kL)

EF_{excav} = Excavator fuel carbon emission intensity (t C/GJ)

N_{WD} = Number of working days in year y

= 4.3kg／300× 2587/0.82kg/L× 38.0GJ/kl× 0.0188 t C/GJ × 44/12× 300

= 35.5 t/y

* Japan Construction Machinery and Construction Association (0.28m^3 class hydraulic excavator)

Thus

$RE = PE_{BC} + PE_{FC} + PE_{EC} + PE_{T} + PE_{BM}$

= 0 +1218.9 + 0 + 500.5 +35.5

=1755 (tCO_2)

H. Calculation of emissions reductions

In each year after the start of the project,

$ER_y = RE_y - PE_y$ = 67,548 – 1,755 = 65,793 t tCO_2/y

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{CO2,COAL}$	Weighted average CO_2 Emission Factor of Coal for the three years immediately preceding the start of the project	Project participants
$SEC_{clinker,COAL}$	Specific Energy of Coal used before the start of the project	Project participants' measurement or IPCC Default NCV
EF_{CO2}	Default CO_2 emission factor for freight transportation (g CO_2/t km)	CDM TOOL 12
FE_{excav}	Excavator Standard Fuel Economy* (kg)	Japan Construction Machinery and Construction Association (JCMA)
SN_{stump}	Number of stumps to be dug out in one standard operation	Observation of biomass collection (uprooting) site by project participants
$SD_{excav\ fuel}$	Standard Dencity of excavator fuel (Diesel oil)	International or national standard, International or

		national standard, e.g. JIS K 2204: 2007
NCV_{excav}	Net Calorific Value of excavator fuel (Diesel oil)	2006 IPCC Guideline vol. II Chap.1 Table1.2
EF_{excav}	Emissions Factor of excavator fuel (Diesel oil)	2006 IPCC Guideline vol. II Chap.1 Table 1.4

6.2 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：タイにおけるバイオチャー製造・利用に関するJCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：一般社団法人カーボンフロンティア機構

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.9. 株式会社エックス都市研究所

事業名：インドにおける石油化学産業への大規模 Waste to Steam 導入と
都市廃棄物の広域輸送システムに関する JCM 実現可能性調査

実施者：株式会社エックス都市研究所
共同実施者：株式会社西原商事ホールディングス
共同実施者：一般財団法人リモート・センシング技術センター

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景

本調査は、成長著しいインドにおける石油化学産業での熱代替として、廃棄物焼却施設から得られる蒸気を産業へ供給する「大規模 Waste to Steam (WtS)」事業の実現可能性を検討するものである。

1.1.1 対象国の選定理由

各国の CO_2 排出量は、1990 年から現在にかけて大きく変化しており、世界の CO_2 排出削減には、主要排出国（中国、米国、インドなど）の取組が鍵を握っている。特に、インドは、新興市場経済に分類され、急速な経済成長を遂げている国の一つである。人口が多く、拡大する中産階級を背景に、国内外の投資家から注目されている。経済発展が進み、都市化が進行する中で廃棄物の処理が課題となっており、JCM 案件形成の対象国として選定した。

1.1.2 インドの取組強化項目

インドでは、NDC（Nationally Determined Contribution; 温室効果ガスの排出削減目標）において 2030 年までに、下記を目指している。

・GDP あたりの排出量（排出強度）を 2005 年比で 45%削減する
・発電設備容量の 50%を非化石燃料電源とする
・森林被覆を拡大し、炭素吸収源を強化し、25～30 億トンの CO_2 を吸収する

パリ協定第 6 条において、国際炭素市場に参加する可能性のあるプロジェクトの種類に関して決定を下すことが義務付けられている。これに対応し、インド政府は GHG 削減活動の対象領域を 2023 年 7 月に決定し 13 分野を提示、その後 2024 年 6 月[1]に 1 分野を追加し、14 分野を更新した。その中で、Hard to Abate(削減困難な産業部門：エネルギー集約型産業（鉄鋼、セメント、化学、石油精製など））を主な焦点とする脱炭素措置として、PAT スキーム（Perform, Achieve, Trade Scheme)、BEE（Bureau of Energy Efficiency)、太陽光エネルギー推進、グリーンエネルギー証書、炭素税、排出基準の導入を強

[1] F. No. CC-13008.238/2022-CC (E-187765) Office memorandum, Gov. of India MOEFCC（HSM Division)、List of activities to be considered under bilateral/cooperative approaches in India under Article 6.2 Mechanism (https://moef.gov.in/uploads/pdf/revised_list_article_6.2.pdf)

化している。一方で、具体技術として廃棄物管理の分野は産業へのイノベーションのスコープではないとの観点から、JCM 対象とされていない。

1.1.3 インドの廃棄物処理の報告制

インドでは大部分の廃棄物が埋立処分され、環境汚染や土地不足の問題が深刻化していた。2021 年、インド政府が公衆衛生推進のミッションとして Swachh Bharat Mission-Urban 2.0（SBM-U 2.0）を開始し、都市部の廃棄物ゼロの達成を目指している。都市部での廃棄物の分別収集、リサイクル、再利用を促進し、持続可能な廃棄物管理システムを構築するとしており、都市部の廃棄物を科学的かつ持続可能に処理することを目指しています。具体的な施策として、廃棄物からエネルギーを生成する「Waste to Energy（WtE)」プラントの設置が含まれている。

1.1.4 世界の廃棄物処理の方向性

EU では、焼却（waste to Energy）とリサイクル・コンポストの比率が上がり、埋立量の削減に貢献している。EU では、エネルギーリカバリーの定義としてエネルギー効率を指標化し、エネルギー効率が 0.65 以上をサーマルリサイクル施設と定義し、エネルギー回収施設として認定される[2]。焼却施設は、「単純焼却はレッド、エネルギー回収基準 R1 を満たせばイエロー、CCU/CCUS（Carbon Capture and Utilization, Storage；炭素回収活用貯留）が出来ればグリーンになるという意見もある」[3]との報告がある。この潮流から、将来的には、焼却炉からの CO_2 回収を行うことが必要となる。

焼却発電は、電力に変換した場合の発電効率は 10～20%前後が実態であり、分散立地の場合の熱回収方法としては有用だが、立地を考慮して、産業と隣接させて熱として利用すれば相対的な効率は発電の２～３倍となる。

WtE は立地制約が少ないことから、広域処理の連携調整コストをかけることなく設置することが出来るが、一方で結果として分散的に立地させることとなり CCU 導入に不利である。日本では自区内処理で市民間の抗争に決着をつけてきた歴史があり、分散的に立地している。それゆえ、生活圏での焼却施設であることを背景として、地域貢献を強化する目的で機能が整備されている。一方で WtS はエネルギー効率の最大化を図ることを目的として立地を選んで設置するものであり、大規模処理することにより、スケールメリットの確保、回収した CO_2 の出口確保など、CCU の導入条件も整う。焼却熱による発電と蒸気供給の特徴（300t/d, 10GJ/t の場合）を下表にまとめた。これが本提案の特色であり、インド内では初となる取組である。

---

[2] 欧州連合（EU）の廃棄物枠組指令（Directive 2008/98/EC）（https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:312:0003:0030:EN:PDF)

[3] 脱炭素、ＥＵタクソノミーへ向けた廃棄物処理のあり方研究会「意見交換」における論点整理：脱炭素、EU タクソノミーへ向けた廃棄物処理のあり方研究会（第 2 回）2022 年 6 月 28 日
https://www.jesc.or.jp/work/tabid/493/Default.aspx

表 1 焼却熱による発電と蒸気供給の特徴

（本事業条件：300 t/d, 10 GJ/t, 100 t/d 分の広域輸送を含む場合）

項目	Waste to Energy	Waste to Steam
効果	発電	産業への蒸気供給
排出削減量	約▲1.29 万 t/y	約 2.8 万 t/y
制約	送電線に接続できれば実施可能	3 ㎞程度の範囲内に熱需要工場が必要
利点	調整コストが少ない	大規模集約にするほど有利 将来の CCU 導入に有利
欠点	再エネの普及による電力需要低下 発電効率が低い 将来の CCU 導入に不利	関係者調整コストがかかる

出典；調査チーム作成

* 日本環境省施設規模ごとの交付要件に基づく [4]

** 令和 5 年度地域の熱利用マッチングによる焼却施設からのエネルギー回収高度化実証報告書；計算値

また、イギリス政府は、2024 年 12 月 30 日焼却に対するさらなる規制が設けた [5]。その内容は、新しい廃棄物焼却炉は、厳しい新しい地域および環境条件を満たしている場合にのみ計画承認を受けると発表した。そこには、将来的な CCU の設置が前提とした設計となっていること、との要件が含まれる。CCU を設置するには、300t/日程度の施設では炭素回収活用（Carbon Capture Utilization: CCU）事業の成立は困難 [6]と言われており、出来るだけ大規模に廃棄物処理を行うことが必要となる。そのためには、初期段階では小規模の焼却炉であっても、将来的に拡張することを見据えておく必要がある。熱利用も大規模化するため、その熱需要のある地域に立地することが必要である。

1.2 提案事業の概要

1.2.1 大規模 Waste to Steam

(1) WtS の基本モデル

Hard to abate 産業の燃料転換が求められている中、廃棄物焼却施設で得られる蒸気は、化学工場で使われる蒸気と温度帯が近い。焼却施設のボイラの蒸気を工場へ直接送気することで、工場の蒸気として利用することが出来る。効率の低い焼却発電をするよりも、2 ～ 3 倍の効率で熱利用することが出来る。この仕組みを、焼却発電を含む Waste to Energy（WtE）と区別して、Waste to Steam（WtS）と表記する。

---

[4] 高効率ごみ発電施設整備マニュアル，環境省環境再生・資源循環局廃棄物適正処理推進課（https://www.env.go.jp/content/900534340.pdf）

[5] King of UK: Press release; Government to crack down on waste incinerators with stricter standards for new builds（https://www.gov.uk/government/news/government-to-crack-down-on-waste-incinerators-with-stricter-standards-for-new-builds）

[6] 高岡昌輝：脱炭素、ＥＵタクソノミーへ向けた廃棄物処理のあり方研究会（第 2 回）資料 3 （2022）等

大規模な石油・化学工場群では一般的に 1,000～2,000t/時の量の蒸気を利用している。一般的な化学工場では、１L の蒸気を製造するのに約 100L の C 重油を消費しており、重油の使用料は膨大である。6,000 t/日規模の施設を作ったとしても蒸気受入の余力は十分である。

WtS の事例は、韓国の工業団地で国家事業として取り組まれてきたほか、近年は欧州でも事例が増えている。WtS 事業には、日本のプラントメーカーが建設に携わった事例も複数存在しており、需給者間の連携調整や配管敷設に関しても適切な技術を提供することが出来る。

WtS 事業は焼却熱利用の技術であり、蒸気として回収した熱を、発電ではなく工場に直接蒸気として供給する、エネルギー効率の非常に高い既存技術である。動静脈連携での産業部門の CO_2 排出削減に効果の高い技術である。WtS の概念図を下図に示す。

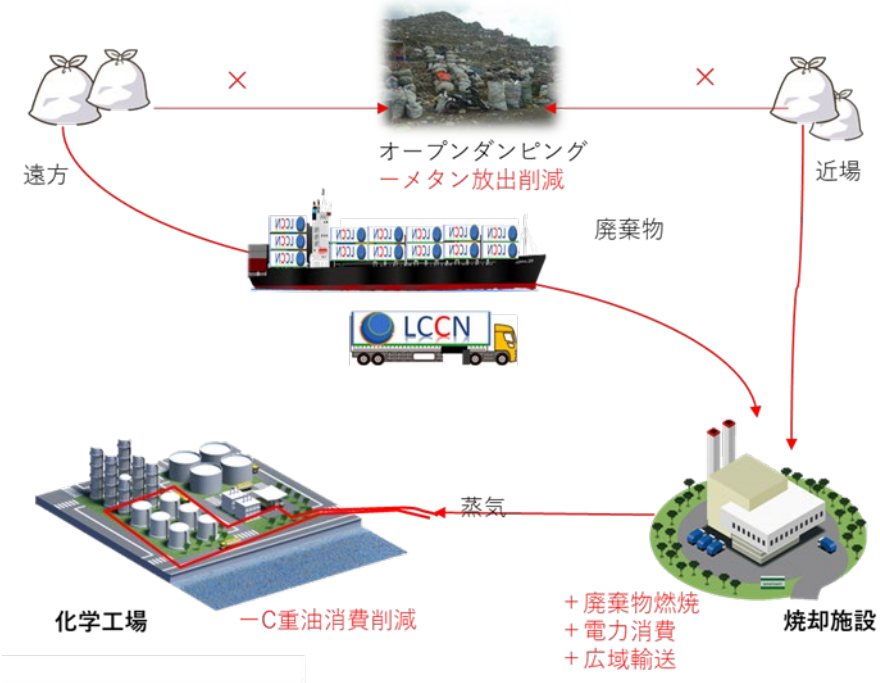


図 1 WtS の概念図

出典：調査チーム作成

(2) Waste to Steam ＝LCCN Ready という位置づけ

分別を通じて回収される高品位、中品位なプラスチックリサイクルでは、処理量が限られると共に、そこで処理できない廃棄物や残差も残る。低品位（オレンジの環）プラスチックや高品位・中品位廃プラスチックのリサイクル残渣を、焼却炉によって漏れなくカバーし、その熱利用を産業で利用することで、発生元である化学プラントの脱炭素に貢献することになる。コンセプト化した炭素・エネルギー循環のためのライフサイクルカーボンニュートラル（LCCN)）概念図を下図に示す。LCCN コンセプトは、WtS 事業を含むプラスチック資源循環パッケージであり、国立研究開発法人国立環境研究所(NIES) システム領域システムイノベーション研究室　藤井実室長が概念化して説明をしている。

本事業で取り扱う Waste to Steam は、都市におけるプラスチック循環を概念化した LCCN コンセプトに基づき設置されるものである。Waste to Steam は、将来的な LCCN を目指した、LCCN Ready のプラントであり、脱炭素社会におけるシステムに位置付けである。

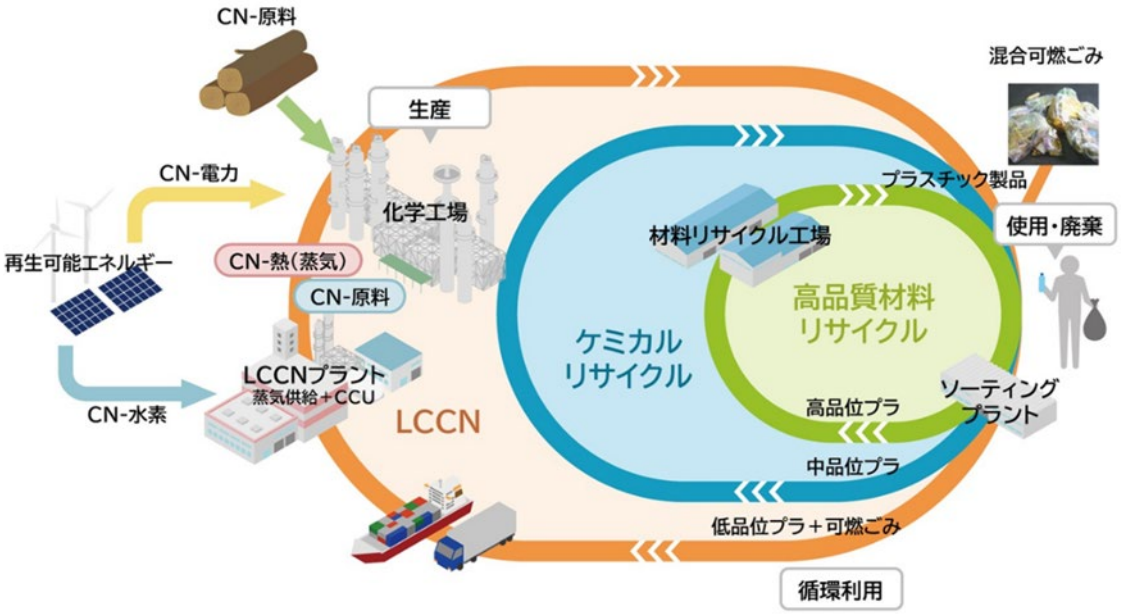


図 2 ライフサイクルカーボンニュートラル（LCCN)）概念図

出典：一般社団法人 LCCN 推進研究会（https://lccn.or.jp/）[7]

(3) 対象廃棄物

焼却についてはリサイクルを優先する観点から、適用技術として下流側にある位置付けと認識されている状況である。世界的には焼却炉の設置に対する国際 NGO[8]を中心とした焼却反対の思想も強い。彼らは大気汚染を監視する観点から調査研究および情報発信を行っているが、大量生産・大量消費に対する警鐘も含む主張となっている。

日本の循環型社会形成推進基本法では、「再使用および再生利用がなされないものであって熱回収できるものは熱回収がなされなければならない」と定められており、徹底的な資源循環において重要であること。一方で、素材が単一で汚れの無いものが大量に回収できるような高品位のプラスチックもあれば、汚れが多少残るもの、衛生や分別が困難なものも同時に存在しており、プラスチックの中でも、技術的にリサイクルが効率的であるものと非効率的である他の可燃性廃棄物も含む低品位のプラスチックは、プラスチック廃棄物として高品位、中品位のものと並列に存在し、処理を無視することはできない。それぞれのプラスチックの性状にあわせて、適用する処理技術を用意し、網羅的なリサイクルを推進する必要がある。LCCN コンセプトにおいて、WtS で処理対象とする廃棄物は、資源として未利用の低品位廃棄物としている。

(4) 事業フィールド

本提案の WtS 事業でコチ市の処分場に建設予定の焼却炉から、近隣に立地するインド第 2 位の国営石油生産会社の Bharat Petroleum Corporation Limited（以下、BPCL という）の製油所へ蒸気を供給する事業案件化に向けた実現可能性調査である。廃棄物収集に広域輸送を行うことを想定し、廃棄物収集

[7] 藤井 実：ゴミ焼却の熱と CO_2 を工場で活用する「LCCN」の社会実装に向けて（ https://www.nies.go.jp/social/navi/colum/lccn.html ）

[8] GAIA, Global Alliance for Incinerator Alternatives（ https://www.no-burn.org/ja/zero-incineration/ ）

可能性を高めるための検討を行う。コチ市での WtS 事業では、その用地候補は、製油所の近隣に位置し、焼却施設の建設地はコチ市が確保済みである。



図 3 廃棄物焼却施設から産業への蒸気供給モデルと事業実施候補地

出典：©OpenStreetMap contributors, https://www.openstreetmap.org/edit?editor=id#map=14/9.97976/76.41519

1.2.2. 廃棄物量確保のための広域輸送保

コチ市では、廃棄物は 50%以上を生ごみなどの湿潤ごみが占めており、不法投棄や自家処理が多く量が少ない点を改善し、回収量や熱量を高めることが課題であるが、WET＝バイオ、DRY＝ノンバイオとで廃棄物を分別していることや、現時点でバイオメタン施設の施策がすでに進行している(「4.2 社会経済環境や市場動向の分析」にて詳述)。焼却炉導入に伴う回収システムの整備（広域化、バイオメタン回収）も並行して整備することを踏まえると、燃焼可能な最低限の熱量は確保可能と見込んでいる。

一定量の蒸気供給を実現するためには、廃棄物密集地や広域的に効率的に廃棄物を収集する必要がある。海外事例を参考に、廃棄物の効率輸送の荷姿と輸送モードを設定した。下図に効率的な広域輸送における輸送技術（モードと荷姿）を示す。

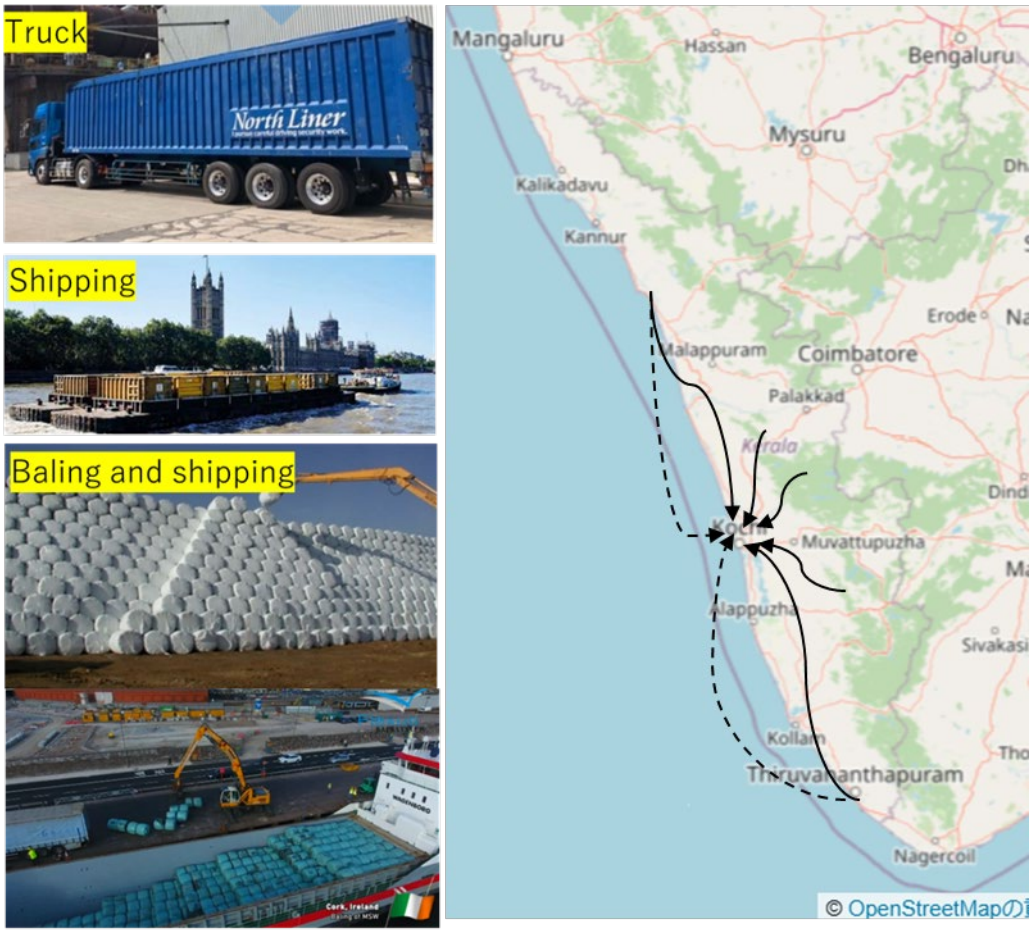


図 4 効率的な広域輸送における輸送技術（モードと荷姿）

出典：©OpenStreetMap contributors, https://www.openstreetmap.org/#map=7/10.979/74.750

1.3. JCM FS 調査の目的および目指すアウトプット

JCM プロジェクトの開始に向けた基礎検討（導入技術、対象サイト、事業関係者等）、JCM 方法論の基礎の作成、相手国における導入技術の普及可能性の検討を行う。導入技術はインドでの WtS の実施。JCM 実証事業としての事業化を目指す。2023 年度に実施した事業性、環境性評価、社会的受容性の評価に加え、廃棄物収集における広域輸送シミュレーションを行い、実現可能性を評価するとともに課題を整理する。コチ市での廃棄物収集が難しい場合は他都市での展開もあり得る。

2. JCM FS 調査の実施体制

再委託先（外注を含む）、協力先などを含めた全体像を下図に示す。申請代表は EXRI が担当し、株式会社西原商事ホールディングスおよび一般財団法人リモート・センシング技術センターへ再委託する。この三社が事業実施主体であり、共同実施協定を締結し事業に当たる。株式会社エックス都市研究所は、国立研究開発法人国立環境研究所へ CO_2 排出推計、インドの財団法人持続可能環境調査・研修財団（SERT 財団）へインド国内の輸送可能性調査業務の一部を外注する。

外部協力機関として、インド側はラムキーグループ、日本サイドは、ラムキー日本法人 P9 合同会社、北九州市環境局環境国際戦略家、公益財団法人北九州産業学術推進機構により、外部関係者として各種調整協力を受ける。

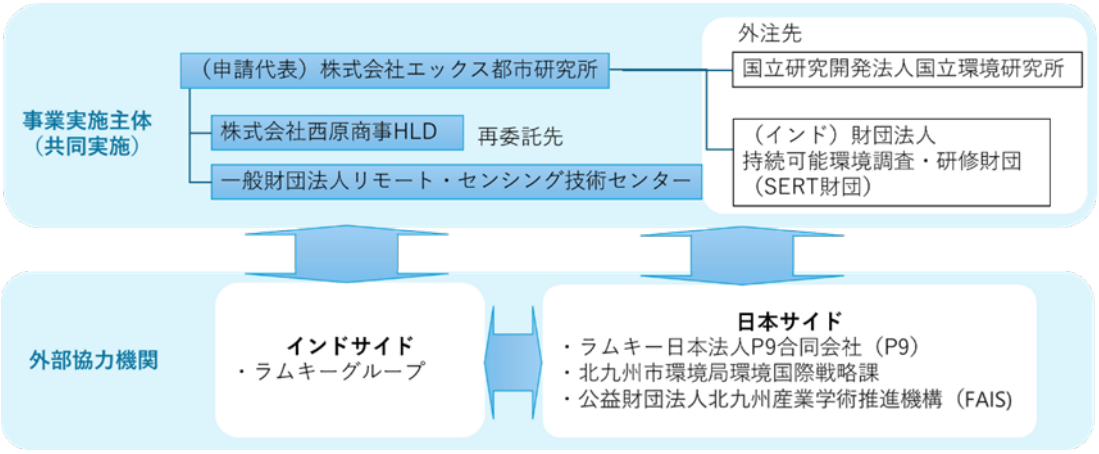


図 5 FS 事業実施体制

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. 調査実施内容の概要

インドコチ市での WtS 事業を BPCL とコチ市およびケララ州政府に提案しインドコチ市における低品位廃棄物の焼却・バイオガスによる蒸気供給事業に関する設備投資、環境影響、社会的受容性の面から実現可能性調査を行った。その結果、300t/日の廃棄物処理施設で WtS 事業を行った場合、一定の事業性が見込めたが、廃棄物量の確保の面で課題があった。2024 年度は、実現可能性を高め、検討の熟度を上げるため、廃棄物広域輸送による廃棄物収集可能性について調査を行うこととした。

3.2. 調査スケジュール

これまでの経緯を踏まえ、調査は、10 月中に契約行為、11 月より FS 事業として調査を開始した。11 月に第 1 回海外渡航、12 月に第 2 回海外渡航を実施した。第 2 回海外渡航では、RESTEC 担当者が 1 か月間現地滞在し、外注先の SERT と共に自治体や事業者への訪問を行い情報収集、事業説明、廃棄物収集可能性等を調査した。

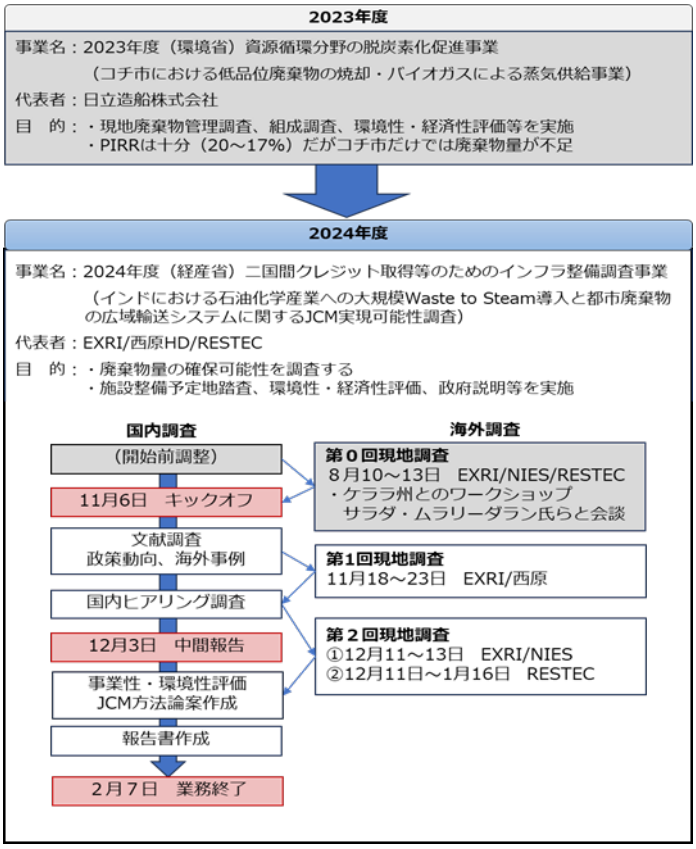


図 6 JCMFS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成, EXRI:株式会社エックス都市研究所、RESTEC：一般財団法人リモート・センシング技術センター、西原：株式会社西原商事ホールディングス

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は以下のとおり。

表 2 FS での渡航実績

年月日	面談・視察先	目的
2024 年 11 月 18 日（月） ～ 11 月 22 日（金）	11/19, 20 コチ市ブラマプラム埋立地（旧エリア）	・焼却施設建設候補地の視察 ・バイオガス施設建設地の視察
	11/19 コチ市 BPCL コチ製油所	・工場周辺の踏査 ・配管敷設エリアの現地確認 ・配管敷設可能性について議論
	11/20 コチ市 水上メトロ（旅客用）	・水上ルートでの乗船踏査 ・貨物での実施可能性を検討
	11/21 コチ市 市役所保健部	・コチ市廃棄物管理政策ヒアリング
	11/22 コチ市 Green Warm RRF 工場	・コチ市からの委託先の資源分別とフラフ燃料製作過程見学
2024 年 12 月 11 日（月） ～ 2025 年	12/11 ニューデリー 在インド日本大使館	・日本環境省とインド政府との交渉状況およびアプローチ方針の確認
	12/12 ニューデリー インド環境森林省	・LCCN 事業（WtS 含む）の説明 ・JCM 対象領域の考え方の確認

1 月 17 日（金）		・コチ市での WtS が JCM 対象に該当するかどうかの意向伺い
	12/13 コチ市 ブラマプラム埋立地 （現行エリア）	・処分場再生事業の廃棄物視察 ・現行埋立の廃棄物視察
	12/14 コチ市 ジグマグローバルソリューションズ	・廃棄物リサイクルに関する意見交換 ・BSF の応用に関する情報収集
	12/23 コジコード市 市役所市長面談	・廃棄物管理ヒアリング ・廃棄物輸送への支援要請
	12/24 コジコード市 埋立地面談・視察	・廃棄物管理現地確認
	1/6　電話会談 トリバンドラム市資源循環事業者	・Suchitwa Mission 公社ヒアリング ・広域廃棄物収集のための廃棄物輸送コストについて話し合う
	1/8 コジコード市 ベルポート港視察 ケララ海事局面談	・ラクシャディープ諸島からの荷受環境の確認

出典：調査チーム作成

＊Suchitwa Mission は、ケララ州政府の地方自治局の下にある廃棄物管理セクターの技術サポートグループ(TSG)、https://suchitwamission.org/web/profile

4. JCM FS 調査の成果

実行可能性調査は、徹底したデータ収集、現場評価、利害関係者との協議により、大きな進展を遂げた。次のステップでは、輸送ロジスティクスの改善、特に廃棄物輸送コストへの対応、ブラフマプラムの廃棄物蒸気プラントの運用要件の評価を行う必要がある。このプロジェクトには、地方自治体と BPCL からの支援が不可欠となる。

4.1. 関連政策・制度の動向分析

“India’s Updated First Nationally Determined Contribution Under Paris Agreement (2021-2030)[9]”では、温室効果ガスの削減目標等を示しているが、セクター別の目標は示されていない。

2024 年 6 月に環境森林気候変動省が発表した Office Memorandum “ Revised list of Activities under bilateral/ cooperative approaches in India under Article 6.2 mechanism of Paris Agreement”によれば、以下の活動が、パリ協定 6.2 条メカニズムによる二国間/協力アプローチによる炭素クレジット取引の対象とされている。廃棄物セクターでの適用は、1.5 圧縮バイオガス、I.9 削減困難な分野で利用可能な最善の技術 が考えられる。

[9] JCM 取引対象領域の決定について，環境・森林・気候変動省発出プレスリリース，投稿日: 2023 年 2 月 17 日 17:50PM by PIB Delhi（ https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/202208/India%20Updated%20First%20Nationally%20Determined%20Contrib.pdf ）

インド政府中央汚染管理委員会（CPCP）の報告書[10]により、次の状況が示されている。

・インドでは、1 日あたり 160,039 トンの都市廃棄物が発生している。
・そのうち、152,750 トン（約 95%）の都市廃棄物が毎日自治体によって回収されている。
・収集された固形廃棄物のうち、79,957 トン（50%）は処理またはリサイクルされ、約 18%は埋立処分されている。50,655 トン（32%）は、計上されていない（un-accounted）。

都市廃棄物管理の法規制については、Solid Waste Management Rules 2016 に拠っている。第 11 条により州の職務が定められており、次が含まれている。

・固形廃棄物の処理および処分施設の設置に適した土地を地方自治体に割り当てる
・地域施設から 50km（またはそれ以上）の距離にある市町村のグループに対して、費用分担ベースで共通の地域衛生埋立地の設置を促進し、そのような衛生埋立地の専門的な管理を確保する
・廃棄物収集業者および廃棄物販売業者の登録制度を開始する

第 15 条により自治体の職務が定められており、次が含まれている。

・家庭廃棄物および商業施設や非住宅からの廃棄物（本法の定義に含まれる廃棄物）の戸別収集と分別を確実に行う。
・収集された廃棄物からリサイクル可能な物質を選別するための物質回収施設または二次貯蔵施設を設置する。
・利用料金を規定し、廃棄物排出者から随時徴収する 。
・固形廃棄物処理施設の建設、運営、維持管理を、自前で、または民間企業の参加を得て、この規則の下で定められた規則 に従って促進する 。
・廃棄物が衛生的な埋立地を含めて 1 日あたり 5 トンを超える場合、廃棄物の処理、処理、処分施設を設置するため の認可を得るために SPCB（州汚染管理委員会）に申請書を提出する必要がある。

4.2.社会経済環境や市場動向の分析

(1) インド政府の動向調査

インド政府は再生可能エネルギーの導入に対し「手頃な交通手段に向けた持続可能な代替策（SATAT: Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation）」イニシアチブを掲げている。取組課題および展望として、CBG プラント設置や物流ネットワークの構築を行うインフラ整備、廃棄物から効率的に CBG を製造する技術開発、CBG の利用促進のための啓蒙活動による意識向上が挙げられている。

その方針に基づき、政府は輸送燃料等における CBG ブレンド目標、CNG に一定割合（例：5～10%）の CBG をブレンドすることを義務化した

こういったバイオ廃棄物の徹底利用の流れにより、ノンバイオ廃棄物の分別制度を高めることにもつながっている。

(2) WtS 海外事例の情報整理

廃棄物焼却施設における熱回収の主流は焼却発電であるが、近年では脱炭素の観点から産業への蒸気供給により、高効率に熱利用される例が増えている。本項では、海外での WtS の動きとしていくつか事例を紹介したい。海外における焼却熱の産業利用プロジェクトの概要を次表に示す。産業へ蒸気供給を

[10] CPCB, Annual Report 2020-2021 on Implementation of Solid Waste Management Rules, 2016

行っている施設は、発電や地点熱供給（各世帯への暖房や給湯のための熱供給）も行っている場合もあれば、蒸気供給のみに転換した施設もある。

日本国内での事例について、調査チーム（うち、株式会社エックス都市研究所/国立研究開発法人国立環境研究所）は自治体の焼却炉からの供給が 4 件ほど把握しており、これらは公開情報ではないため明示しないがいずれも小規模であり偶発的な立地条件と連携構築により実現している。

海外事例では、化学コンビナートでの焼却熱供給実装案件を下表に示す。

表 3 焼却熱の産業利用プロジェクトの概要

国	都市	立地	熱供給先	事業者	熱供給開始年	日処理能力 t/日	蒸気供給量 t/時
韓国	蔚山	沿岸	化学工場	Koentec 社	2008	463	40
ベルギー	アントワープ	沿岸	化学工場（6 箇所）	INDAVER 社 SLECO 社	2019	約 3,030	140
オランダ	ロッテルダム	沿岸	工場、地域暖房（2 箇所）	AVR 社	2013	670	124
ドイツ	ハンブルク	沿岸	製油所、地域暖房	MVR 社	1999	1,000	140
	クナザック	内陸	化学工業団地	EEW 社	2009	1,000	約 176
	ベルンブルク	内陸	ソーダ工場	PreZero 社	2010	1,500	225
	ミンデン	内陸	製薬会社	KVAG 社	2010	100	18
	シュタースフルト	内陸	ソーダ工場	REMONDIS 社	2019	約 1,150	70
スイス	ルツェルン	内陸	製紙工場、地域暖房、発電	Renergia 社	2015	600	約 70
	ヴァインフェルデン	内陸	製紙工場、地域暖房	KVA 社	2022	1,000	約 210
フランス	シャランペ	内陸	化学工場	B+T Group	2023	606	96.8

出典：土井麻記子, 廃棄物焼却熱の産業利用と広域輸送の実現に向けて: 都市と廃棄物、第 53 巻, 第 7 号、pp.42-58 (2023)の表に新情報をミンデンの情報を追加して更新。研究代表者：藤井実, 環境研究総合推進【JPMEERF20223C02】の成果。

注釈：処理能力と蒸気供給量は、330 日稼働想定の推計を含む。

日処理量千トンから数千トンの廃棄物を必要とする焼却施設の稼働には、効率的な広域輸送が重要になる。国内外での一般廃棄物をどのような荷姿でどのように輸送しているのかについて、海外事例について文献調査した。

(3) 陸路でのトラック輸送の効率化事例

スイスルツェルン近郊都市では 40 フィートコンテナへの廃棄物積替中継輸送が行われている。下図に示す。中継地のオペレーションは効率化されており、職員一人で行われており、別の一人が複数の中継地を巡回している。廃棄物は、中継地のピットに投下された後、職員が操作トレーラーンでつかみ上げ、2 連結シャーシのトレーラーに乗せた 40 フィートコンテナに押し込まれる。クレーンの先端は回転式となっており、ひも状の廃棄物を巻き取る操作も行うなどして、きっちりとコンテナに詰められる。

(4) 船舶輸送の効率化事例

水上輸送の例として、ロンドン CORY 社は、テムズ川上流の川沿いに位置する中継施設から、先の約 30km 下流にある焼却施設リバーサイドファシリティまで、艀を使って一般廃棄物を水上輸送している。

荷姿は、20 フィートコンテナに 14 トン程度積載し、1 つの艀に 30 個のコンテナが積載される。1 回の輸送で艀を 2 艘牽引でき、合計 840 トンの廃棄物を運ぶことが出来る。この方法により、都市部での渋滞解消と CO_2 排出削減に役立っている。

4.2.4. セメント産業での廃棄物による燃料代替に関する規定について

1986 年に制定された「環境（保護）法」に基づき、インドでは廃棄物管理に関する各種規則が整備されている。これらの規則は、廃棄物の適切な処理とリサイクルを促進し、産業部門での廃棄物利用を推進する枠組みを提供している。このことから、インドでは、廃棄物処理への民間企業の参入が進んでおり、自治体と提携した廃棄物管理やリサイクル事業が展開されている。

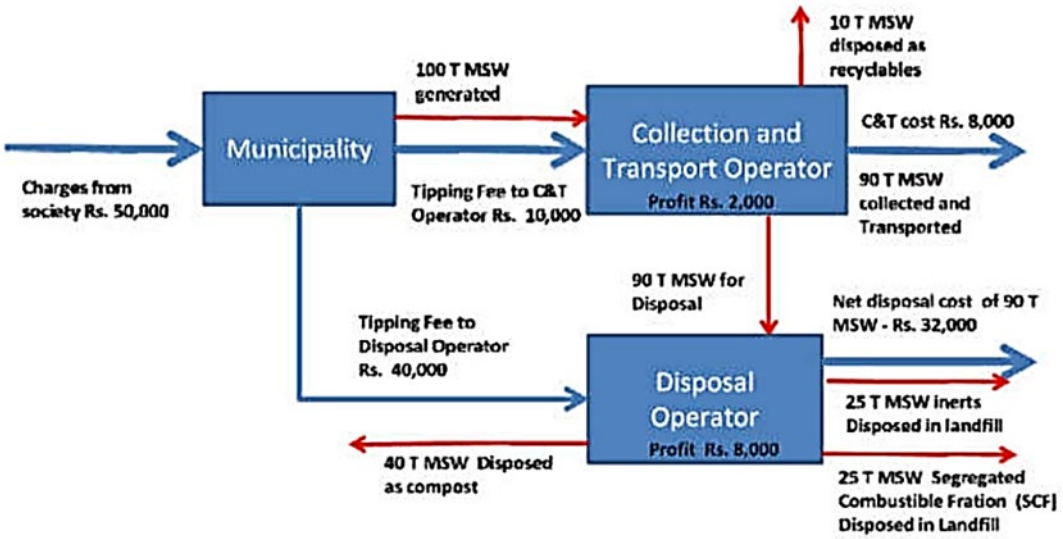


図 7 事業の基本モデル

出典：インドの中央公害制御委員会（CPCB）（https://cpcb.nic.in/ ）Guidelines for Co-processing of Plastic Waste in Cement Kilns (As per Rule '5(b)' of Plastic Waste Management Rules (2016)

一方で、セメント工場での廃棄物の共同焼却において適切な公害防止措置が取られていない現状を情報公開請求に基づいて収集されたデータに基づき、有害物質の排出増加や環境・地域住民への影響を指摘されている。具体的には、少なくとも 11 州 39 カ所のセメント工場で混合焼却が実施されているが（試験運転を含む）、11 州のいずれも排出モニタリングや記録に関する体系的な手法が確立されていないとの報告である。国際 NGO は、この調査結果を基に、混合焼却に反対し、適切な規制とモニタリングを求めている [11]。

プラスチック由来の熱や原料をプラスチックに戻す観点では、熱も回収した炭素もプラスチック製造に還元できることが炭素循環の観点からは自然である。各産業での燃料消費削減や脱炭素型の仕組み構築はどの産業でも必要になると考えられる。

[11]アン・ララカス，コンクリート・プロブレム：インドのセメント処理施設における有害な混合焼却による環境影響，脱焼却炉グローバル連合(GAIA)，髙木仁三郎基金アジア枠研究助成

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題は、廃棄物量の確保の可能性を確認することである。WtS で処理可能な廃棄物の賦存量の確認、広域的な収集における輸送コストを低減化するための既存インフラ、輸送コスト、そして世界で行われている一般廃棄物の効率輸送方法についてベンチマーキングを行った。

4.3.1. 廃棄物量の確保

廃棄物収集可能性調査の対象とした各市に対し、廃棄物量の調査、廃棄物処理/輸送事業者および自治体担当者への事業説明および協力要請を行った。また、各自治体担当者へデータ提供を受け、そのデータをとりまとめた。

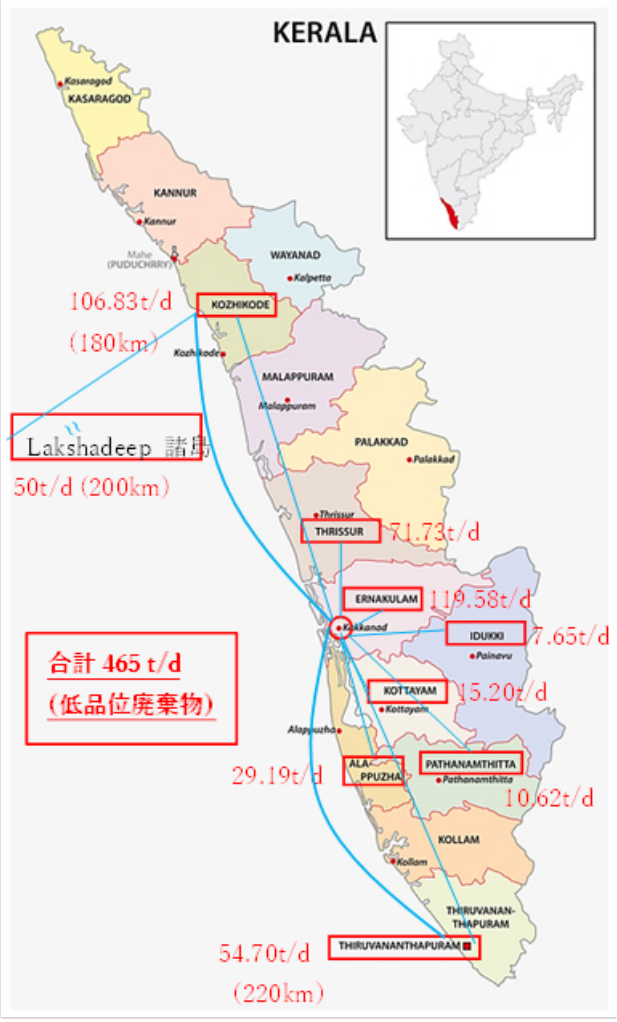


図 8 廃棄物賦存量(t/d)

4.3.2. 輸送インフラの確認

コジコードとトリバンドラムからコチまでの海上輸送には、艀を使うことが想定される。1 回の輸送量が 2 千 t となるあるため、一定量蓄積されるまで出発地で一時保管が必要となる。陸路での選択肢もあり、陸路の場合、廃棄物 1 トン当たりの値段は、船舶の倍となる。

廃棄物を保管するために、ブラマプラム処分場に、廃棄物/ RPF 保管施設を建設する必要がある。3つの輸送モードのうち、鉄道貨車サービスの方が経済的だが、コジコードとトリバンドラムにしか使用できない。もちろん、定期的なサービスではなく、配達時間が大きく異なる場合がある。さらに、駅からブラマプラムまで道路で移動する必要がある。したがって、サービスの可用性に基づいて、集積および発送施設が必要となる。残りのすべての市からの集約での選択肢は道路輸送が適切であり、基本的に道路輸送におけるインフラの制約はない。

結果、コチ市（エルナクラム）への廃棄物の輸送は以下のように実施できる。

- トリバンドラム市とコジコード市からコチ市への移動には、艀による海運かトラックでの陸送が実施しうる。
- コチ首都圏からコチ市(エルナクラム)への廃棄物の輸送は陸路のみが適当。
- ラクシャディープ諸島からの廃棄物は、現在コジコード港まで海運が行われており、いったんコジコードに集約したのち、コジコード市の廃棄物と共に、艀または道路でコチまで輸送しうる。

4.3.3. 輸送料金

コジコード市およびトリバンドラム市からコチ市への輸送可能性について、陸路、海路、鉄路でのコストや施設情報の収集を行い、輸送方法について検討した。

輸送モード別所要時間を下表に示す。時速換算すると 35~42km/h であり、渋滞解消や交通環境、輸送時間帯の工夫でも、輸送の効率化が可能と考えられる。

表 4 輸送モード別所要時間

項目		コチ首都圏						広域輸送	
出発地		パタナムシッタ	アラプジャ	エルナクラム(コチ)	アイダッキー	コッタヤ	トリシュール	トリバンドラム	コジコード
到着地		コチ WtS プラント							
道路距離		125	70	0	95	70	78	220	180
所要時間（時間）	陸路	3	2	0.5	3	2	2	6	6
	海路	-	-	-	-	-	-	13	12
廃棄物量（t）調査結果		10.62	29.19	119.58	7.65	15.2	71.73	54.7	157
		253.97							
収集計画		200						50	50

出典：調査チーム作成（SERT 財団）

ヒアリング結果のまとめとして、輸送モード別の輸送＋処理/輸送料金を下表に示す。

表 5 輸送モード別の輸送＋処理/輸送料金

内容	荷物種類	モード 都市間：200 km 市内：100 ㎞	インド	日本円換算（中央値）	
			INR/t	円/t	円/km
輸送＋処理		陸運（都市間）	8,000~9,500	16,500	82.5

（処理委託）	廃棄物 [12]	陸運（市内）	4,000	7,600	76.0
輸送のみ	廃棄物 [13]	陸運（都市間）	864～1,036	1,750	8.75
		陸運（市内）	345～432	738	7.38
	一般貨物	海運	3,000~4,000	6,650	33.25
		鉄道	259～248	500	2.5

出典：調査チーム作成

4.3.4. 焼却施設から製油所までの配管の設置可能性に関する専門家ヒアリング

配管敷設にいくつかインド側から懸念が出されたため、配管の設置可能性について調査した。日本の配管技術の専門家[14]の意見をいただくと共に情報収集を行った。現行の焼却炉建設候補地は BPCL まで４㎞である。日本国内実績でも１～２km の蒸気供給、欧州ではベルギーアントワープで 3～5km の配管敷設事例があるものの、蒸気供給と温熱配給も含めた距離である。4.7km の蒸気供給が不可能ではないが、４㎞敷設するよりも工場の隣接地に土地を探して焼却炉を建設することができるなら、その方が望ましい。

表 6 懸念点に対する日本の専門家からのコメント

懸念点	BPCL	日本の専門家コメント（解決策）
小川を挟む点	地下埋設とする	・現在の環境でも高架での敷設が十分可能。 ・高架は埋設より費用が小さい。 ・埋設の場合、ピット式としてきちんと点検できる仕組みが必要。
距離が長い点	メタンガス配管に沿わせる	・最短距離で配管を敷設できないのか。 ・焼却施設の設置場所を化学工場に近い位置に変更して、配管距離を短縮できないのか。
雨季のスコールへの耐性	地下埋設とする	・日本でもスコールはあり、これが蒸気供給の障害となるとは考えにくい。

出典：調査チーム作成

4.3.5. コチ市の廃棄物管理に関する調査

コチ市では、2023 年の処分場火災を契機に管理体制が一新され、より衛生的な廃棄物管理が行われるようになっている。コチ市は周辺の首都圏を含めると 300 万人程度の人口を擁するが、コチ市単体では 60 万人程度である。埋立廃棄物が 100 トン程度発生しており、それらは焼却対象となるが、ノンバイオの残差はセメント工場に送られており、コチ市単体で確保できる未利用の低品位廃棄物は少なく、Waste to Steam（WtS）プロセスの安定稼働には十分ではない。コチ市以外の自治体から廃棄物を収集し、ブ

[12] 都市間は 200km 想定、市内はコチ市での実績（本調査チームヒアリングに基づく）

[13] 日本貿易振興機構（JETRO 環境・インフラ課），カルナータカ州における固形廃棄物の管理, p18, 2017 年 4 月, 1 ドル 86 INR で計算した。

[14] 株式会社大阪テクノクラート（https://www.osaka-techno.com/）

ラマプラム処分場への広域輸送を検討する必要があるとともに、他都市でもセメントへの燃料利用量を見積もる必要はある。

4.4.ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. 事業実施体制

日本側とインド側の事業者とで国際コンソーシアムを組み、SPC を設立する。蒸気需要家、プラントメーカー、廃棄物処理事業者での SPC を構成し、日本側コンサルタントにより事業支援を受託する構成。WtS は国内初事例となることから、何等かの国家的フラッグシップを設けられるとよい。この点は引き続きインド政府や BPCL に政策提言を行っていく。

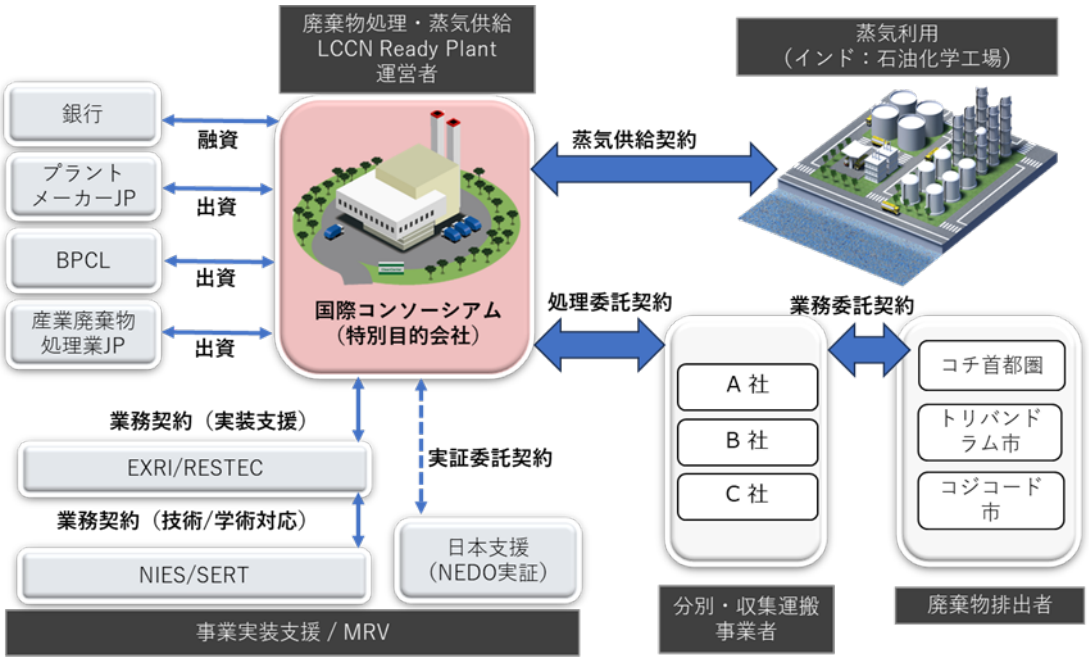


図 9 事業実施体制

出典：調査チーム作成

4.4.2. 事業実施体制

事業性シミュレーション結果を下表に示す。当初想定として全量を有償で処理する場合、PJIRR は 12.8%、投資回収年数は 7 年であるが、仮に処理費を貰わず全量無償で受け入れる場合 PJIRR は 11.2%、投資回収年数は 8 年となった。全量とは言わないものの、広域輸送分のみ配慮して、100t/d（全体の 3 分の 1 の量）のみ無償とする場合は PJIRR が 12.3%、投資回収年数は 7 年となる。

表 7 事業性シミュレーション結果

シナリオ		PJIRR	投資回収年数
廃棄物処理費	全量無償	11.2%	8 年
	200km 以上輸送のみ無償（100t/d 分）	12.3%	7 年

	全量有償	12.8%	7 年
補助金	10 億円	16.4%	5 年
	20 億円	22.6%	3 年

出典：調査チーム作成

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

関係者へヒアリングを実施し、意向確認や意見交換等、事業化に向けた調整を実施した。面談結果は以下に示す。

表 8 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

面談・視察先		成果
蒸気オフテイカー	BPCL 環境担当副部長	・BPCL としての実施意向は変化なし。
プラントメーカー	2023 年度 FS 実施事業者	・社内での調整状況を確認
	その他の事業者	・海外展開の状況や社内方針を把握
WtS 立地自治体/ 廃棄物供給自治体	コチ市保健部長	・WtS 事業を JCM として実施することに賛成。焼却炉の設置は決まっているので、体制を整えて進めたい。 ・市内廃棄物の供給についても協力可能
廃棄物供給自治体	コジコード市市長 埋立地管理担当者	・LCCN について ・市内廃棄物の供給についても協力可能
政府関係者	在インド日本大使館一等秘書官	・廃棄物管理が JCM 対象となっていない点について承知している。
	日本環境省 JCM 室室長	・焼却発電
	インド環境森林省次官補（JCM 担当）	・インド環境省として LCCN Ready は産業の化石燃料消費削減効果があり JCM の候補に含まれる可能性があるとの認識を確認できた。ただし、日本大使館側として焼却発電も推したい状況であり、日本国側スタンスの方向性も踏まえた対応が出来ると良い。

出典：調査チーム作成

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

本プロジェクトは、日本の先進技術と資金支援を活用してインドの石油化学産業における C 重油依存を削減し、地域の廃棄物管理とエネルギー供給の課題解決を目指す。WtS は廃棄物プラスチックのエネルギーを化学工場に還元し、年間約 2.9 万トンの CO_2削減を実現する。JCM の枠組みを通じて、日本は削減クレジットを取得しつつ現地の気候変動対策を支援し、この取り組みは他地域への展開モデルにもなる。

WtS は化学産業の CO_2を再利用する循環型モデルとして LCCN Ready な施設を提案しており、その導入は持続可能な社会システムのデザインにも直結する。日本の高度な廃棄物処理技術と安定した稼働実績により、WtS の安定供給と環境負荷の低減が可能である。さらに、日本の民間企業が SPC に出資することで初期投資の負担を軽減し、日本は排出削減クレジットを取得して国際的な GHG 削減にも貢献する。

環境面では、C 重油使用による年間 62,300 トンの CO_2削減と埋立地のメタン回避による 21,203 トンの CO_2-eq 削減が見込まれる。一方で、焼却や輸送による年間 52,500 トンの排出は、全体の削減効果によって相殺される。加えて、廃棄物処理施設の設置により新たな雇用が創出され、地域経済の活性化や化学産業の競争力強化、地域住民の生活環境改善にも寄与する。

最後に、WtS は CCU（Carbon Capture and Utilization）の活用によりメタノールを製造し、これをプラスチック原料として再利用することでカーボン循環型の産業モデルを構築し、持続可能な発展に貢献する。

4.7. GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

基本的にはミャンマーの焼却発電方法論（JCM_MM_AM001_ver01.0 Sectoral scope: 01 and 13：Power generation and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW)）のスキームを基本として踏襲ししつつ、WtS に関わる部分を更新した。適用要件を以下に示す。

基準 1　本事業は、新たに焼却炉、廃熱回収ボイラ、排ガス処理設備、および産業プロセス向けに蒸気を供給するために必要なインフラを設置するものである。

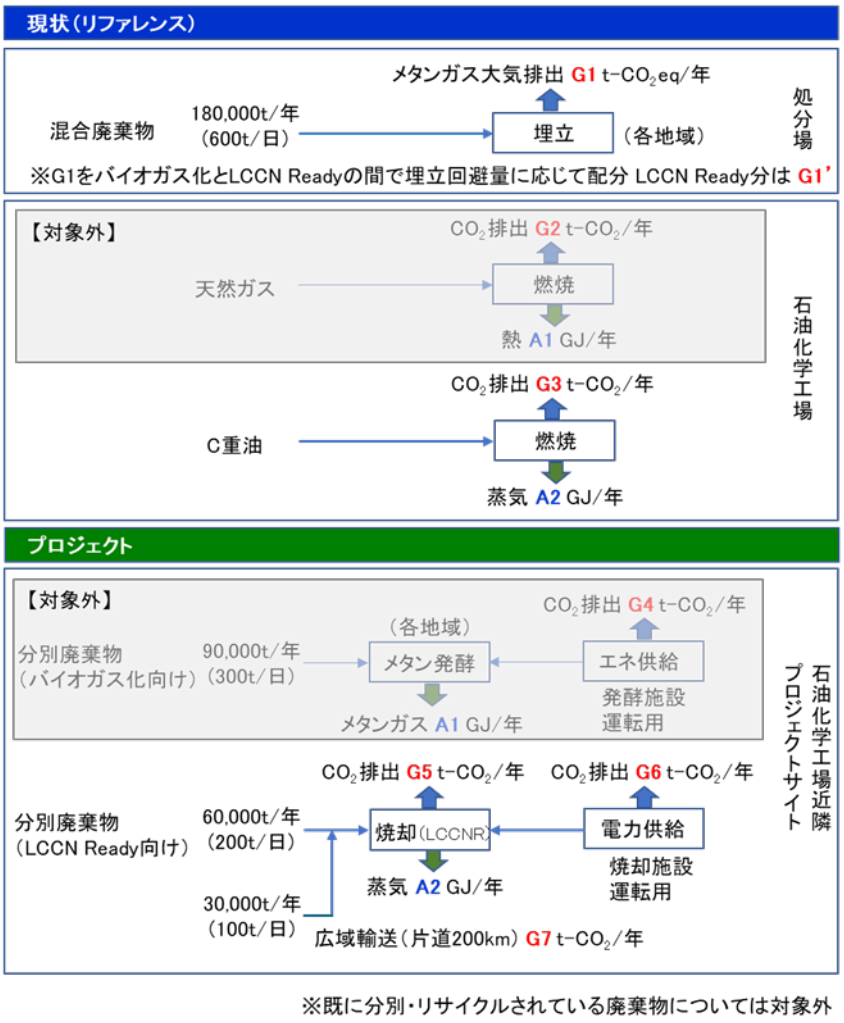
基準 2　本事業では、回収・輸送された都市ごみ（MSW）を LCCN Ready プラントにおいて焼却し、高効率で蒸気に変換する。

基準 3　LCCN Ready プラントで生成された蒸気は石油化学プラントにおいて有効に利用され、化石燃料の消費削減に寄与する。

基準 4　本事業の施設は 25 年以上の稼働を計画している。

基準 5　本事業には、将来的な拡張の可能性があり、石油化学生産プロセスとの統合を強化し、CO_2をプラスチック製造の炭素源として利用することも想定している。

基準 6　本事業では、未利用の廃棄物を対象とする。つまり、適正な環境設備のもとで既に燃料利用されている廃棄物は対象外となる。



記号	定義
G1	処分場 CH_4 分
G1'	処分場 CH_4 分（WtS）
G2	天然ガスの燃料利用
G3	C 重油の燃料使用
G4	CBG の電力消費
G5	廃棄物焼却由来
G5'	燃焼による N_2O 由来
G5"	追加の補助燃料由来
G6	焼却の電力消費
G7	広域輸送
A1	ガスの熱
A2	蒸気の熱

図 10 現状とプロジェクトにおける GHGs の排出（1 年当たり）

出典：調査チーム作成（国立研究開発法人国立環境研究所）

表 11 削減項目と収支計算式

削減項目	計算式
①埋立地からのメタンの大気中への放出回避による削減（LCCN Ready への配分）	G1'
②バイオガス化による天然ガスの消費抑制による削減	G2-G4
③LCCN Ready による C 重油の消費抑制による削減	G3-G5-G5'-G5"-G6-G7
①+③ 合計（1 年間当り）	G1'+G3-G5-G6-G7

出典：調査チーム作成

4.7.2. 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を見込んだ。

（排出分）工場での蒸気製造における C 重油燃焼に伴う CO_2

（排出分）埋立地で発生する CH_4

4.7.3. 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を見込んだ。

（排出分）焼却炉での廃棄物焼却に伴い発生する N_2O、焼却炉での電力使用による CO_2 排出、遠隔地から調達する廃棄物の輸送に伴う CO_2 排出

（削減分）工場からの供給蒸気量に伴い削減される C 重油分、直接埋立が回避されることによる CO_2 削減分

4.7.4. モニタリング方法案

監視パラメーターを以下に示す。

表 9 監視パラメーター

モニタリング項目	モニタリング方法例	モニタリング頻度
廃棄物の処理量	・重量計による計測	対象期間で累計
廃棄物組成	・焼却施設に搬入された廃棄物	対象期間で算出
廃棄物の運搬における燃料使用量	・運搬会社からの提供値（燃費）を利用	1 回/年
廃棄物の運搬に使用する化石燃料	・デフォルト値を利用	検証時点で最新のものを使用
プラント稼働時の電力消費量	・電力供給会社からの請求書を	対象期間で累計
プラントの稼働日数と時間	・焼却施設からの提供値	1 回/年

出典：調査チーム作成

4.7.5. 方法論の課題

セメント工場での代替燃料として廃棄物を用いる場合、輸送における CO2 はカウントされていない。これを入れるべきか。取材では、セメント燃料は州を跨ぐ輸送が行われており、通常でも 1,500km ほど運んでいるとの情報もある。

4.7.6. JCMFS プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量を試算した。その結果、年間約 2.9 万トンが削減可能と推計された。下図に示す。

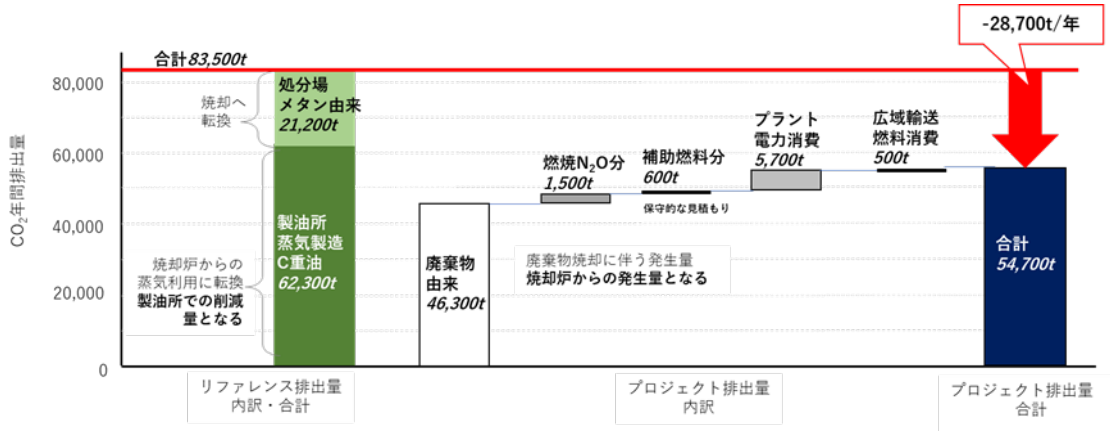


図 12 大規模 WtS 導入による排出削減量の推計結果

出典：調査チーム作成（国立研究開発法人国立環境研究所/株式会社エックス都市研究所）

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

本プロジェクトでの推計値 300 t/d の WtS 施設の導入で年間約 3 万トンの CO_2 が削減される。それを基準として全国に拡大推計した場合の CO_2 排出削減量を計算した。下表に示す。全ての廃棄物が WtS（LCCN Ready）に供給されると、年間 800 万トンの CO_2 が削減できる。

図 13 WtS がもたらす JCM への貢献量（廃棄物が 50%の場合）

カバー率（廃棄物の配分ケース）	排出削減量	日本の貢献分 50%の場合
全量：すべての廃棄物が WtS へ	800 万 t-CO_2/y	120 万 t-CO_2/y
50%：他の産業など他産業との配分	400 万 t-CO_2/y	69 万 t-CO_2/y
25%：8 千 t/d の WtS が 5 基のみ	200 万 t-CO_2/y	30 万 t-CO_2/y

注釈：現行廃棄物発生量の 50%を焼却処理するとし、原単位は単純比例計算で求めた値を使用。焼却施設規模のスケールメリットも無視している。

出典：調査チーム作成（株式会社エックス都市研究所）

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

5.1 事業案件化

本調査の結果を基に事業参画への経営判断を進め、下記のプロセスに進みたい。

・事業主体同士での共同実施協定の締結
・詳細 FS の実施（立地詳細検討、熱需要調査、供給計画の作成）
・蒸気売買契約の内容協議（蒸気価格、配管の責任分界点）
・事業実施主体による排出自治体との連携協定の締結
・配管敷設距離は短い方がコスト面でも効率面でも有利である。BPCL 工場に隣接または工場内での焼却炉設置の可能性を相談する。

5.2 精度・政策上の課題

・JCM の締結が事業実施に追いつかない場合でも、事業化が進んでいく可能性がある。JCM スキームの取り込みは事業開始後でも良いのかは要確認である。
・WtS 事業への協力に関するケララ州の施策への明文化
・インド政府の廃棄物施策には、廃棄物発電についてプログラムが存在するが、焼却熱供給が施策上位置付けられていない。Hard to abate 対策技術として明文化され、推進していただき、事業化推進が行われるようお願いしたい。

5.3 技術的な課題

・WtS は古くから存在する技術であり、焼却炉の安定稼働ができれば蒸気供給は安定的に行える。世界でもすでに適用例があるが、インドでの実施はこれまでに例がない。そのため、本事業のうち、焼却炉におけるボイラ以降の熱需給調整に関し、NEDO の実証事業として実装することが出来ると良い。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	

Form for submitting the proposed methodology

Host Country	Republic of India
Name of the methodology proponents submitting this form	EX Research Institute Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Energy Industry Waste handling and disposal
Title of the proposed methodology, and version number	Steam supply and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW), Ver 01.0
List of documents to be attached to this form (please check):	The attached draft JCM-PDD: ☒Additional information
Date of completion	07/02/2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
01.0	07/02/2025	First edition

A. Title of the methodology

Steam supply and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW), Ver 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Municipal solid waste (MSW)	A heterogeneous mix of different solid waste types, usually collected by municipalities or other local authorities. MSW includes household waste, garden/park waste and commercial/institutional waste.
Solid waste disposal site (SWDS)	Designated areas intended as the final storage place for solid waste.
LCCN Ready	As a preliminary step toward achieving Life Cycle Carbon Neutral (LCCN), which aims for carbon neutrality throughout the entire life cycle of plastics from production to disposal, this mechanism consolidates waste at petrochemical plants and other facilities for combustion while efficiently supplying steam to industrial processes. Compared to conventional waste incineration power generation, this approach offers approximately twice the energy efficiency, which is a significant advantage. In the future, the CO_2 generated can be utilized as a carbon source for plastic production in petrochemical plants.
LCCN Ready plant	A facility that supplies process steam to petrochemical plants and other industrial sites through waste incineration. While various plant configurations are possible, this definition specifically refers to facilities that do not include power generation equipment and are solely dedicated to supplying steam to industrial processes.
WTE	Waste to Electricity. Waste incineration power generation.

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	By supplying steam to petrochemical plants through LCCN Ready facilities, CO_2 emissions from fossil fuel consumption at petrochemical plants are reduced. Additionally, landfill avoidance prevents methane gas emissions from waste decomposition.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated as the sum of the following components: ● CO_2 emissions from fossil fuel combustion in the petrochemical plant - The amount of steam required by the petrochemical plant multiplied by the emission factor of the fossil fuel that would have been used to generate the equivalent amount of steam. ● CO_2-equivalent emissions from methane generation in landfilled waste - The amount of waste diverted from landfill to the LCCN Ready plant multiplied by the methane emission factor for landfilled waste, converted to CO_2-equivalent emissions.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated as the sum of the following components: ● CO_2 emissions from combustion of fossil carbon contained in MSW - The amount of municipal solid waste (MSW) incinerated multiplied by the fraction of fossil carbon content and the carbon conversion factor. ● N_2O emissions from combustion of waste - The amount of MSW incinerated multiplied by the N_2O emission factor associated with waste incineration. ● CO_2 emissions from electricity consumption for LCCN Ready plant operation - The electricity consumed by the LCCN Ready plant multiplied by the emission factor of electricity. ● CO_2 emissions from auxiliary fossil fuel consumption for incineration - The amount of fossil fuel used as an auxiliary source in the incineration process multiplied by the emission factor of the fossil fuel. ● CO_2 emissions from waste transportation - The fuel consumption associated with transporting waste from collection points to the LCCN Ready plant multiplied by the emission factor of the transport fuel.

Monitoring parameters	● Quantity of MSW fed into the LCCN Ready plant (wet basis) ● Quantity of steam produced by the LCCN Ready plant and supplied to the petrochemical plant ● Quantity of electricity consumed by the LCCN Ready plant ● Quantity of auxiliary fossil fuel consumed for incineration ● Quantity of fuel consumed for waste transportation to the LCCN Ready plant (only for waste additionally procured due to the increased processing capacity of the plant, excluding waste that would have otherwise been disposed of on-site)

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project newly installs an incinerator, waste heat recovery boiler, exhaust gas treatment equipment, and necessary infrastructure to supply steam to industrial processes.
Criterion 2	The project incinerates municipal solid waste (MSW) that has been collected and transported to the LCCN Ready plant, where it is efficiently converted into steam.
Criterion 3	The steam produced at the LCCN Ready plant is effectively utilized in petrochemical plants, leading to a reduction in fossil fuel consumption.
Criterion 4	The project facility is planned to operate for more than twenty-five years.
Criterion 5	The project has the potential for future expansion, including enhanced integration with petrochemical production processes to utilize CO_2 as a carbon source for plastic manufacturing.
Criterion 6	It targets unused waste. In other words, waste that is already being utilized as fuel under proper environmental facilities is excluded.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuel consumption for steam production in petrochemical plants	CO_2
Methane generation from waste decomposition in landfill sites	CH_4
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Combustion of fossil carbon contained in waste	CO_2
Incineration of waste	N_2O
Electricity use by the LCCN Ready plant	CO_2

Fuel consumption for wide-area transportation of waste	CO_2
Consumption of auxiliary fossil fuels needed for incineration	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

A petrochemical complex is located in Kochi, Republic of India, where a large amount of steam is produced and utilized using fossil fuels, leading to significant CO_2 emissions.

Regarding waste management, initiatives such as biogas projects for kitchen waste and the use of refuse-derived fuel (RDF) as an alternative fuel in cement factories are being implemented. However, a substantial portion of waste is still being landfilled, which is considered to contribute to methane gas emissions.

In the absence of financial assistance, an alternative waste treatment facility such as an LCCN Ready plant would not be installed due to cost constraints. Therefore, the business-as-usual (BaU) scenario for waste management primarily consists of landfill disposal, resulting in CH_4 emissions from waste decomposition, as well as CO_2 emissions from fossil fuel combustion for steam production in petrochemical plants.

To ensure conservative emission reduction estimates, the reference emissions are determined as the sum of:

CH_4 emissions from waste decomposition in landfill sites, calculated using a first-order decay (FOD) model with a conservative correction factor to account for model uncertainties.
CO_2 emissions from fossil fuels combusted to produce steam in petrochemical plants, which would be displaced by the project.

F.2. Calculation of reference emissions

Reference Emissions Calculation

The reference emissions during period p are calculated as follows:

$$RE_p = RE_{CH4,p} + RE_{elec,p}$$

where:

RE_p = Reference emissions during the period p [t-CO_2 e/p]

$RE_{CH4,p}$ = Reference emissions from the decomposition of MSW at a SWDS during period p [t-CO_2 e/p]

$RE_{steam,p}$ = Reference emissions from fossil fuel consumption for steam production at petrochemical plants during period p [t-CO_2 e/p]

Reference Emissions from MSW Decomposition at a SWDS Methane (CH_4) emissions from MSW decomposition at a SWDS occur with a time delay and are accounted for only from the next calendar year after disposal (or incineration).

$$RE_{CH4,p} = \sum_{y=p_start}^{p_end} \left[\varphi \times (1-f) \times GWP_{CH4} \times (1-OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_f \times MCF \times \sum_{i=1}^{y-1} \sum_{j} \left\{ W_i \times P_j \times DOC_j \times e^{-k_j(y-1-i)} \times \left(1 - e^{-k_j}\right) \right\} \right]$$

where:

$RE_{CH4,p}$ = Reference emissions from decomposition of MSW at a SWDS during period p [t-CO_2 e/p]

y = The N-th year from the first disposal (or incineration),extending from P_{start} to Pend if y = 1,methane generation is not accounted for.

p_start = The N-th year from the first disposal (or incineration), which is the first year of period p

p_end = The N-th year from the first disposal (or incineration), which is the last year of period p

φ = Model correction factor for uncertainty adjustment

f = Fraction of methane recovered at SWDS and prevented from being emitted into the atmosphere

GWP_{CH4} = Global warming potential of methane [t-CO_2 e/t-CH_4]

OX = Oxidation factor (reflecting methane oxidized in soil cover or other materials at SWDS)

$\frac{16}{12}$ = Conversion factor [t-CH_4/t-C]

F = Fraction of methane in SWDS gas[volume fraction]

DOC_f = Fraction of degradable organic carbon (DOC) that decomposes under specific conditions in SWDS [weight fraction]

MCF = Methane correction factor

i = The N-th year from the first disposal (or incineration), extending from the first year in the time period in which MSW is disposed at a SWDS (i = 1) to year y (i = y)

W_i = Quantity of MSW incinerated at the LCCN Ready plant in year iii (wet basis) [t]

P_j = Fraction of waste type j [weight fraction]

DOC_j = Fraction of degradable organic carbon in waste type j[weight fraction]

k_j = Decay rate constant for waste type j [1/year][1/year]

j = Waste type

Reference Emissions from Steam Production in Petrochemical Plants

The reference emissions from fossil fuel combustion for steam production in petrochemical plants are calculated as follows:

$$RE_{steam} = SU_{petchem} \times EF_{steam} \times PP$$

where:

$RE_{steam,p}$ = Reference emissions from fossil fuel consumption for steam production [t-CO2e/p]

$SU_{petchem}$ = Quantity of steam supplied from the LCCN Ready plant and used by the petrochemical plant [GJ/p]

EF_{steam} = CO_2 emission factor for steam production in petrochemical plants [t-CO2/GJ]

PP = プロジェクト実施期間 20(year)

The amount of steam supplied is calculated as follows:

$$SU_{petchem} = LHV_w \times DWI_{lccnr} \times AOD_{lccnr} \times SSE_{lccnr}$$

where:

LHV_w = Lower heating value of waste [10 GJ/t-waste]

DW_{lccnr} = Daily waste incineration capacity at the LCCN Ready plant [300 t-waste/day]

AOD_{lccnr} = Annual operating days of the LCCN Ready plant [300 days/year]

SSE_lccnr = Steam supply efficiency of the LCCN Ready plant [0.8 GJ-steam/GJ-waste]

G. Calculation of project emissions

The project emissions during period p are calculated as follows:

$$PE_p = PE_{COM_{CO2,p}} + PE_{COM_{N2O},p} + PE_{EC,P} + PE_{FC,p} + PE_{TR,p}$$

where:

PE_p =Project emissions during the period p [t-CO2e/p]

$PE_{COM_{CO2,p}}$ = CO_2 emissions from combustion of fossil carbon contained in waste during the period p [t-CO2e/p]

$PE_{COM_{N2O},p}$ = N_2O emissions from combustion of waste during the period p [t-CO2e/p]

$PE_{EC,P}$ = CO_2 emissions from electricity consumption at the LCCN Ready plant during the period p [t-CO2e/p]

$PE_{FC,p}$ = CO_2 emissions from auxiliary fossil fuel consumption for incineration during the period p [t-CO2e/p]

$PE_{TR,p}$ = CO_2 emissions from waste transportation during the period p [t-CO2e/p]

CO_2 Emissions from Electricity Consumption at the LCCN Ready Plant

$$PE_{COM_CO2,p} = EFF_{COM} \times \frac{44}{12} \times \sum_{j} \sum_{i=P_{start}}^{P_{end}} \left(W_i \times P_j \times \frac{DC}{100} \times FCC_j \times FFC_j \right)$$

where:

$PE_{COM_CO2,p}$ = CO_2 emissions from waste incineration [t-CO_2e/p]

EFF_{COM} = Combustion efficiency of the incinerator [fraction]

W_i = Quantity of MSW fed into the incinerator in year i (wet basis) [t]

P_j = Fraction of waste type j [weight fraction]

DC = Dry matter content of MSW [%]

FCC_j = Fraction of total carbon content in waste type j [t-C/t]

FFC_j = Fraction of fossil carbon in total carbon content of waste type j [weight fraction]

$44/12$ = Conversion factor [t-CO_2/t-C]

N_2O Emissions from Combustion of Waste

$$PE_{COM_N2O,p} = \sum_{i=p_start}^{p_end} W_i \times EF_{N2O} \times GWP_{N2O}$$

Where:

$PE_{COM_N2O,p}$ = N_2O emissions from waste incineration [t-CO_2e/p]

i = The N^{th} year from the first incineration

p_start = The N^{th} year from the first incineration, which is the first year of the period p

p_end = The N^{th} year from the first incineration, which is the last year of the period p

W_i = Quantity of MSW incinerated in year i (wet basis) [t]

EF_{N2O} = Emission factor for N_2O from incineration [t-N_2O/t waste]

GWP_{N2O} = Global warming potential of N_2O [t-CO_2e/t-N_2O]

CO_2 Emissions from Electricity Consumption at the LCCN Ready Plant

$$PE_{lccnr_e} = EC_{lccnr} \times DOH_{lccnr} \times AOD_{lccnr} \times EF_{elect} \times PP$$

Where:

$PE_{EC,p}$ = = CO_2 emissions from electricity consumption [t-CO_2e/p]

EC_{lccnr} =Specific electricity consumption per 300t/d LCCN Ready plant [1.10 MW]

DOH_{lccnr} = Daily operation hours of the LCCN Ready plant [24 hours/day]

AOD_{lccnr} = Annual operating days of the LCCN Ready plant [300 days/year]

EF_{elect} = CO_2 emission factor for grid electricity in India [0.72 t-CO_2/MWh]
PP = Project implementation period [20 years]

CO_2 Emissions from Waste Transportation

$$PE_{wat} = AFC_{wat} \times EF_{diese}$$

Where:
PE_{wat} = CO_2 emissions from waste transportation [t-CO2e/p]
AFC_{wat} = Diesel consumption for waste transportation [kL/year]
EF_{diesel}x = CO_2 emission factor for diesel [2.62 t-CO_2/kL]

The diesel consumption is calculated as follows:

$$AFC_{wat} = \left(\frac{AW_{wat}}{RT}\right) \times \frac{TD_{wat}}{FC_{wat}}$$

Where:
AW_{wat} = Additional waste transported from outside Kochi [t/day]
RT = Waste load per truck [20 t/truck]
TD_{wat} = 広域輸送の往復輸送距離（km/trip）
FC_{wat} = トラックの燃料消費率（km/kL）

CO_2 Emissions from Auxiliary Fossil Fuel Consumption

$$PE_{FC,p} = \sum_{fuel}\left(FC_{fuel,p} \times NCV_{fuel} \times EF_{CO2,fuel}\right)$$

Where:
$PE_{FC,p}$ = CO_2 emissions from auxiliary fossil fuel consumption [t-CO2e/p]
$FC_{fuel,p}$ = Quantity of auxiliary fossil fuel consumed [kL or m3/p]
NCV_{fuel} = Net calorific value of fuel [GJ/kL or m3]
$EF_{CO2,fuel}$ = CO_2 emission factor of fuel [t-CO2/GJ]
fuel = Kind of fuel

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

Where:

ER_p	=	Emission reductions during the period p [t-CO_2e/p]
RE_p	=	Reference emissions during the period p [t-CO_2e/p]
PE_p	=	Project emissions during the period p [t-CO_2e/p]

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
φ	Model correction factor to account for model uncertainties Default value: 0.80 The conservative value was selected from the default values $\varphi_{default}$ in the tool.	CDM Methodological Tool "Emissions from solid waste disposal sites" (Version 07.0)
f	Fraction of methane captured at a SWDS and flared, combusted or used in another manner that prevents the emissions of methane to the atmosphere Default value: 0	Decided taking into consideration the situation in India
GWP_{CH4}	Global Warming Potential of methane [t-CO_2e/t-CH_4] Default value: 28	IPCC (2021): WG I AR6
OX	Oxidation factor (reflecting the amount of methane from a SWDS that is oxidized in the soil or other material covering the waste) Default value: 0.1	CDM Methodological Tool "Emissions from solid waste disposal sites" (Version 07.0)
F	Fraction of methane in the SWDS gas [volume fraction] Default value: 0.5	CDM Methodological Tool "Emissions from solid waste disposal sites" (Version 07.0)
DOC_f	Fraction of degradable organic carbon (DOC) that decomposes under the specific conditions occurring in a SWDS [weight fraction] Default value: 0.5	CDM Methodological Tool "Emissions from solid waste disposal sites" (Version 07.0)
MCF	Methane correction factor Select one of the followings taking into consideration the situation of the project. (1) In Yangon City: Default value of 0.8	CDM Methodological Tool "Emissions from solid waste disposal sites" (Version 07.0)

	The appropriate value was selected from the default values $MCF_{default}$ in the tool taking into consideration the situation in Yangon City. (2) In other places in Myanmar: (2)-1 In case of a water table above the bottom of the SWDS, estimate the MCF using the following equation. $$MCF = MAX\left\{\left(1 - \frac{2}{d_y}\right), \frac{h_{w,y}}{d_y}\right\}$$ $h_{w,y}$ = Height of water table measured from the base of the SWDS [m] d_y = Depth of the SWDS [m] (2)-2 In case that the SWDS does not have a water table above the bottom of the SWDS, select the applicable value from the following: ● 1.0 for anaerobic managed solid waste disposal sites. These have controlled placement of waste (i.e. waste directed to specific deposition areas, a degree of control of scavenging and a degree of control of fires) and will include at least one of the following: (i) cover material; (ii) mechanical compacting; or (iii) leveling of the waste; ● 0.5 for semi-aerobic managed solid waste disposal sites. These have controlled placement of waste and will include all of the following structures for introducing air to the waste layers: (i) permeable cover material; (ii) leachate drainage system; (iii) regulating pondage; and (iv) gas ventilation system; ● 0.8 for unmanaged solid waste disposal sites– deep. This comprises all SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of greater than or equal to 5 meters; ● 0.4 for unmanaged-shallow solid waste disposal sites or stockpiles that are considered SWDS. This comprises all SWDS not meeting the criteria of managed SWDS and which have depths of less than 5 meters. This includes stockpiles of solid waste that are considered SWDS.	

<table>
<tr>
<td>DOC_j</td>
<td>Fraction of degradable organic carbon in the waste type j [weight fraction]
Default values for DOC_j:
<table>
<tr><th>Waste type j</th><th>DOC_j [% of wet waste]</th></tr>
<tr><td>Wood and wood products</td><td>43</td></tr>
<tr><td>Pulp, paper and cardboard (other than sludge)</td><td>40</td></tr>
<tr><td>Food, food waste, beverages and tobacco (other than sludge)</td><td>15</td></tr>
<tr><td>Textiles</td><td>24</td></tr>
<tr><td>Garden, yard and park waste</td><td>20</td></tr>
<tr><td>Nappies</td><td>24</td></tr>
<tr><td>Glass, plastic, metal, other inert waste</td><td>0</td></tr>
</table>
</td>
<td>CDM Methodological Tool “Emissions from solid waste disposal sites” (Version 07.0) and Table 2.4, chapter 2, volume 5 of 2006 IPCC guidelines for National GHG Inventories</td>
</tr>
<tr>
<td>k_j</td>
<td>Decay rate for the waste type j [1/yr]
Default values for k_j:
<table>
<tr><th colspan="2">Waste type j</th><th>k_j [1/yr]</th></tr>
<tr><td rowspan="2">Slowly degrading</td><td>Pulp, paper, cardboard (other than sludge), textiles</td><td>0.07</td></tr>
<tr><td>Wood, wood products and straw</td><td>0.035</td></tr>
<tr><td>Moderately degrading</td><td>Other (nonfood) organic putrescible garden and park waste</td><td>0.17</td></tr>
<tr><td>Rapidly degrading</td><td>Food, food waste, sewage sludge, beverages and tobacco</td><td>0.40</td></tr>
</table>
The default values k_j for Tropical (Mean annual temperature>20 degree C) and Wet (Mean annual precipitation>1000mm) were selected taking into consideration the climate condition of Myanmar.</td>
<td>CDM Methodological Tool “Emissions from solid waste disposal sites” (Version 07.0)</td>
</tr>
<tr>
<td>P_j</td>
<td>Fraction of the waste type j [weight fraction]
Before the validation of a proposed project, take at least one sample in each season (both rainy and dry) from MSW transported to a SWDS within the same</td>
<td>Study conducted by the project participants</td>
</tr>
</table>

<table>
<tr><td></td><td>municipality where the project facility is to be constructed, weigh each waste fraction (measure on wet basis) taking into consideration the waste type j, as provided in the tables for FCC_j and FFC_j, and average each waste fraction j among the samples.</td><td></td></tr>
<tr><td>EF_{steam}</td><td>Emission factor for steam production using heavy fuel oil C. 0.078 [t-CO_2/GJ]
Select one of the followings taking into consideration the situation of the project.
For grid electricity: The value available from PDD of the most recently registered CDM project hosted in Myanmar 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.
For captive electricity: The most recent value available from CDM approved small scale methodology AMS-I.A. at the time of validation.</td><td>For grid electricity: PDD of the most recently registered CDM project hosted in Myanmar or the latest version of the “Tool to calculate the emission factor for an electricity system” under the CDM at the time of validation
For captive electricity: CDM approved small scale methodology AMS-I.A.</td></tr>
<tr><td>EFF_{COM}</td><td>Combustion efficiency of incinerator [fraction] Default value: 1 (100%)</td><td>Table 5.2, chapter 5, volume 5 of 2006 IPCC guidelines for National GHG Inventories</td></tr>
<tr><td>FCC_j</td><td>Fraction of total carbon content in waste type j [t-C/t]
Default values for FCC_j:
<table>
<tr><th>Waste type j</th><th>FCC_j
[% of dry weight]</th></tr>
<tr><td>Paper/cardboard</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Textiles</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Food waste</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Wood</td><td>54</td></tr>
<tr><td>Garden and Park waste</td><td>55</td></tr>
<tr><td>Nappies</td><td>90</td></tr>
<tr><td>Rubber and Leather</td><td>67</td></tr>
<tr><td>Plastics</td><td>85</td></tr>
<tr><td>Metal*</td><td>NA</td></tr>
<tr><td>Glass*</td><td>NA</td></tr>
<tr><td>Other, inert waste</td><td>5</td></tr>
</table>
*Metal and glass contain some carbon of fossil origin. Combustion of significant amounts of glass or metal is not common.</td><td>CDM approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0022 “Alternative waste treatment processes” (Version 02.0)</td></tr>
</table>

<table>
<tr>
<td>FFC_j</td>
<td>Fraction of fossil carbon in total carbon content of waste type j [weight fraction]
Default values for FFC_j:
<table>
<tr><td>Waste type j</td><td>FFC_j (%)</td></tr>
<tr><td>Paper/cardboard</td><td>5</td></tr>
<tr><td>Textiles</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Food waste</td><td>-</td></tr>
<tr><td>Wood</td><td>-</td></tr>
<tr><td>Garden and Park waste</td><td>0</td></tr>
<tr><td>Nappies</td><td>10</td></tr>
<tr><td>Rubber and Leather</td><td>20</td></tr>
<tr><td>Plastics</td><td>100</td></tr>
<tr><td>Metal*</td><td>NA</td></tr>
<tr><td>Glass*</td><td>NA</td></tr>
<tr><td>Other, inert waste</td><td>100</td></tr>
</table>
*Metal and glass contain some carbon of fossil origin. Combustion of significant amounts of glass or metal is not common.</td>
<td>CDM approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0022 “Alternative waste treatment processes” (Version 02.0)</td>
</tr>
<tr>
<td>DC</td>
<td>Dry matter content of MSW [%]
Before the validation of a proposed project, take at least one sample in each season (both rainy and dry) from MSW transported to a SWDS within the same municipality where the project facility is to be constructed, weigh each sample in wet and dry basis, calculate the fraction of dry matter content for each sample, and average the values obtained.</td>
<td>Study conducted by the project participants</td>
</tr>
<tr>
<td>EF_{N2O}</td>
<td>Emission factor for N_2O associated with incineration [tN_2O/t waste]
Select one of the following default values taking into consideration the situation of the project.
Default values for EF_{N2O}:
<table>
<tr><td>Type of waste</td><td>Technology / Management practice</td><td>EF_{N2O} [tN_2O/t waste wet basis]</td></tr>
<tr><td>MSW</td><td>Continuous and semicontinuous incinerators</td><td>$1.21*50*10^{-6}$</td></tr>
<tr><td>MSW</td><td>Batch-type incinerators</td><td>$1.21*60*10^{-6}$</td></tr>
</table></td>
<td>CDM approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0022 “Alternative waste treatment processes” (Version 02.0) and Table 5.6, chapter 5, volume 5 of 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories</td>
</tr>
</table>

GWP_{N2O}	Global Warming Potential of nitrous oxide (IPCC AR6) [t-CO_2e/t-N_2O] Default value: 265	IPCC AR6, WGI, Table 7.15:
NCV_{fuel}	Net calorific value of fuel [GJ/kL or m^3]	Table 1.2, chapter 1, volume 2 of 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories.
$EF_{CO2,fuel}$	CO_2 emission factor for heavy fuel oil (C 重油) [t-CO_2/GJ] Select a value for the fuel combusted by the project from the IPCC default values at the upper limit of the uncertainty at a 95% confidence interval. Default: 0.0774 [t-CO_2/GJ]	Table 1.4, chapter 1, volume 2 of 2006 IPCC Guidelines for National GHG Inventories. Upper value is applied.
FC_{wat}	Fuel consumption data is based on the fuel efficiency list set by the Ministry of Land, Infrastructure, Transport and Tourism (MLIT), adopting approximately 3 km/L for trailers with a maximum load capacity of 24 tons.	Publication of Vehicle Fuel Efficiency" under MLIT Notification No. 61 (2004).

二次利用未承諾リスト

報告書の題名:インドにおける石油化学産業への大規模 Waste to Steam 導入と都市廃棄物の広域輸送システムに関する JCM 実現可能性調査報告書

委託事業名：令和 6 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：株式会社エックス都市研究所

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.10. 株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所

事業名：ブラジルにおける民間主導によるバイオマス発電事業に関する JCM 実現可能性調査

実施者　株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所
共同実施者　シナネンホールディングス株式会社

1. JCM FS 調査の目的

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

ブラジルは、長期目標として 2050 年のネットゼロ、2030 年までに 2005 年比で 50%削減という目標を掲げている。

再生可能エネルギーについて、ブラジルのエネルギー構成の 44%、発電構成の 85%となっており、世界的に見ても非常に高い水準である。但し、発電量のうち約 66%は水力で、太陽光と風力を合わせて 10%となっている。過度な水力依存は、渇水期に電力不足を招くリスクがあること、社会環境的に巨大ダム建設が困難になっていること、大型水力は大消費地に遠く送電コストがかさむことなどから、過剰な水力依存から脱却し、太陽光と風力を拡充する方針となっている。

バイオ燃料の活用は、温室効果ガス(GHGs)削減のための中心的な位置づけにあり、市場メカニズムを活用しつつ燃料消費におけるバイオ燃料割合を拡大する方向である。

1.2 提案事業の概要

本 FS の検討対象はブラジルにおけるバイオマス発電事業である。導入する低炭素型対策・技術について、多様なバイオマスを利用可能なバイオマスプラントの導入のほか、デジタル技術による高度な発電プロセス管理の実現、リサイクル水の有効利用といった特徴がある。

本事業では上述のとおり技術的優位性のある技術・システムを採用する予定であるが、バイオマス発電そのものは実績のあるもので、技術課題の解決に向けた実証というよりも商業的にビジネス展開を図っていく要素が強いものであるため、FS 終了後の出口戦略としては、民間 JCM の適用を想定している。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

1.3.1. FS 実施の目的

本事業には技術面、制度面、経済面のそれぞれにおいて以下のような課題が残っている。本 FS 調査は、各課題への対応策やその実現可能性を評価し、バイオマス発電や民間 JCM の事業としての実現条件を把握することを目的とする。

1.3.1.1. 技術面の課題

- 多様なバイオマス燃料の在庫管理における技術課題と対応策の検討

1.3.1.2. 制度面の課題

- 予備電源確保契約における制度変更の有無や確実な予備電源確保資金の入手条件の確認
- 同契約による運開期限（2026 年 7 月）に向けた民間 JCM のスケジュール確認

1.3.1.3. 経済面の課題

- 予備電源確保資金の変動、バイオマス発電電力の販売価格の変動等の事業採算性への影響
- 民間 JCM とした場合の環境価値分が事業採算に与える影響

1.3.1.4. 目指すべきアウトプット

本事業には技術面、制度面、経済面のそれぞれにおいて課題への対応策等を確立し、バイオマス事業としての事業性を確保できる条件、民間 JCM を実現するための条件を明らかにすることをアウトプットと想定している。

2. JCM FS 調査の実施体制

実施体制とそれぞれの役割は下図のとおりである。なお、MGMグループは、本バイオマス発電事業のファイナンス面のアレンジャーとして既に活動している。

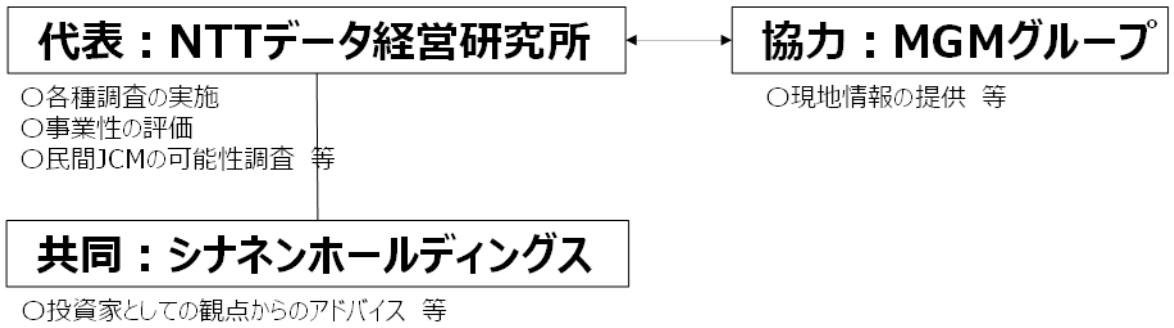


図 1 JCMFS 調査体制図

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. 調査実施内容の概要

FS の具体的な実施内容・実施方法は下表のとおり。

表 1 JCMFS 調査 各項目の実施内容

調査項目	実施内容
1. 関連政策・制度の動向分析	○ブラジルのエネルギー政策、エネルギー政策の影響を受ける温暖化対策政策、同政策を受けた電力制度の最新情報を調査する。

	○リザーブ電源入札制度の最新状況等を把握し、長期的視点から事業採算性や安定性等に制度が与える影響を評価する。 ○JCM へのブラジルの参加、民間 JCM の手続きと事業推進のスケジュールとの整合についても調査検討を行う。
2. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	○ブラジル国内で利用されているバイオマス発電技術について調査を行い、本提案技術の優位性や競争力を評価する。 ○多種類のバイオマス燃料を在庫として抱えることが可能か否かの確認を行う。 ○バイオマス発電に関する社会的合意形成の状況の調査を行う。
3. 事業化およびJCMプロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	○１．及び２．の調査検討結果を踏まえた上で、事業の実施期間を設定、毎年得られる電力の売上と必要な運営経費を推定し、事業採算性を評価する。 ○制度の変更等による売上の変動、運営経費の高騰等のリスク因子をリストアップし、売上と運営経費を変動させ、感度解析を行う。
4. GHG排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討とJCM方法論案の作成	○GHG 排出削減量については、既にフィリピン、インドネシア、チリ等において JCM の方法論が作成され承認されている。これらの承認済み方法論を参考に本事業の JCM 方法論を作成。 ○GHG 排出削減量は上記方法論に沿って検討を行う。
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	○本事業は予備電源入札制度を活用する想定であり、制度変更の可能性の確認、制度の利用に関する政府関係者との調整は必須事項と想定。 ○その他、環境アセスメントや周辺住民との合意形成など事業実現の障害となる恐れのあるリスク事項についても政府関係者との協議対象として取り上げる。

出典：調査チーム作成

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下のとおり。提案時の想定スケジュールを黒実線、実施スケジュールを赤実線で記載している。

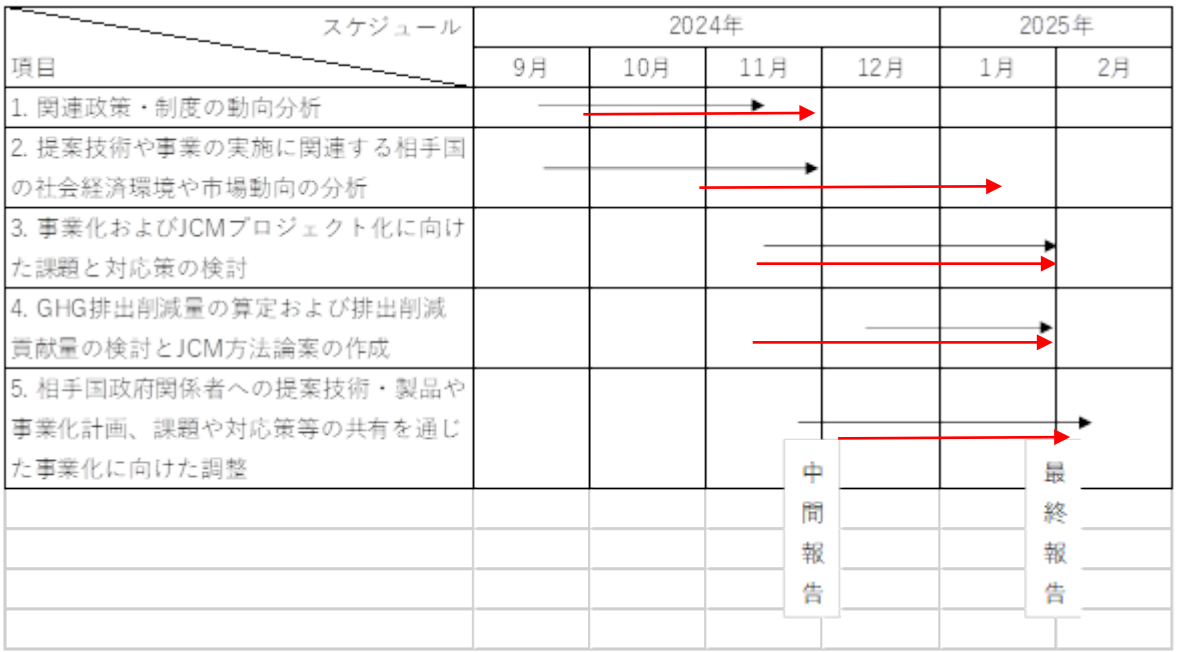


図 2 JCMFS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は表 2 のとおり。

表 2 FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2025 年 1 月 8 日（水）～1 月 10 日（金）	ブラジル連邦共和国　鉱山エネルギー省	電力制度、特に予備電源確保契約に影響を与える制度について確認
	同　環境省	日本側のクレジット取得について確認、JCM への参加に関する最新動向を把握
	IBS Energy Holdings （バイオマス発電事業者）	現地プロジェクトの進捗状況等を確認

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. ブラジルのエネルギー概況

ブラジルは南アメリカ大陸最大の国であり、面積は 850 万 km2 で世界第 5 位である。総人口は 2 億 500 万人で、第 7 位である。

総エネルギー供給量（TES）の内訳（2022 年）は図 xx のとおり。再生可能エネルギー全体で 49.1%とほぼ半分の割合を占めており、個別にみると石油が 35.1%と第一位、バイオ燃料（サトウキビ）が 16.9%で第二位、水力が 12.1%で第三位である。ブラジルの肥沃な大地と気候により、バイオマスが大きなエネルギー源となっている。

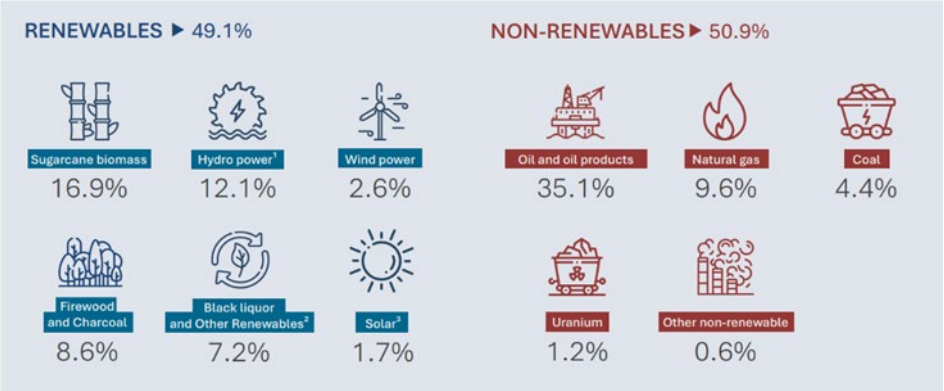


図 3 Total Energy Supply in 2023

出典：BEN 2024 | Summary Report

再エネ電力を発電量の割合でみると、水力が 58.9%を占め圧倒的な存在感を示している。次いで、風力（13.2%）、バイオ燃料（8.0%）が大きな割合を占めており、太陽光（7.0%）を合計すると、再生可能エネルギーは 87.1%となっている。

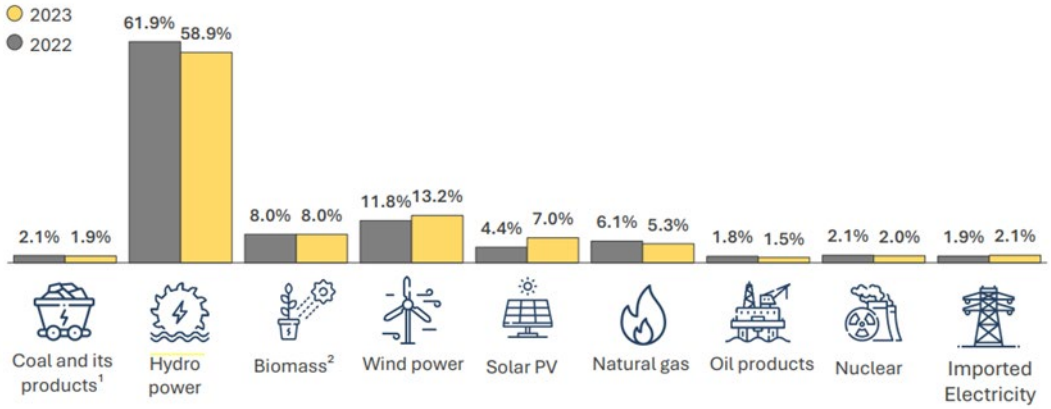


図 4 Brazilian electrical mix in 2023

出典：BEN 2024 | Summary Report

水力発電は豊富な降雨量、および広大な土地面積・地形を背景としており、GHG 排出量が少ない一方で、水不足による停電リスクが課題となっている。風力発電は風況の良さを背景に利用が進んだ。風力発電の設備利用率は、通常 25%程度であるのに対して、ブラジルでは平均で 40%、特に北東部では 50%を超える状況となっている。バイオマスはサトウキビ由来のバイオエタノールを燃料として活用するフレックス自動車が広く普及しており、米国などにも輸出されている。

4.1.2 ブラジルのエネルギー政策、地球温暖化対策

4.1.2.1. 国家エネルギー計画 2050 (PNE2050)

2020 年に公表された PNE2050 によると、計画終期である 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 倍になると見込まれており、対策としてエネルギー源の多様化と十分な量の確保を基本方針としている。確保電力は、水力発電依存を下げ、水力以外の再生可能エネルギー比率を向上させる他、原子力活用を進め、安定的なベースロードエネルギー源としてガス火力発電の活用を目指すものとなっている。また、計画期間中の重点投資分野は、(1) 再生可能エネルギー、(2) バイオ燃料、(3) 原子力エネルギー、(4) 石油ガスの 4 分野である。

再生可能エネルギーは、ブラジルのエネルギー構成の約 49%、発電構成の約 87%となっており、世界的に見ても非常に高い水準である。但し、発電量のうち約 59%は水力で、太陽光と風力を合わせて約 20%となっている。過剰な水力依存から脱却し、太陽光と風力を拡充する方針となっている。バイオ燃料の活用は、温室効果ガス(GHGs)削減のための中心的な位置づけにあり、市場メカニズムを活用しつつ燃料消費におけるバイオ燃料割合を拡大する方向である。

4.1.2.2. ブラジルの NDC／気候変動に関する省庁間委員会（CIM）

ブラジル政府は 2023 年に気候変動に関する省庁間委員会（CIM）を設置した。CIM は第 2 次ルーラ

政権時（2007～2010 年）に定められた気候変動に関連する国家政策（PNMC[1]）を実施・監視する組織で 18 の省庁から構成されており、府省庁横断的に環境政策を推進する意向を示している。同年 9 月 14 日には、CIM 設立後初の会合を開催し、CIM の機能に関する次の 5 つの決議が承認された。

(1)	CIM の内規の承認
(2)	PNMC の更新に向けたワーキンググループの設立
(3)	気候計画（Plano Clima[2]）の更新に向けたワーキンググループの設置
(4)	ブラジル温室効果ガス排出量取引制度（SBCE）の規定と運用を協議するワーキンググループの設置
(5)	外務省はブラジルの温室効果ガス（GHG）排出削減目標（NDC）を修正し、国連気候変動枠組み条約（UNFCCC）に報告する

(5)について、シルバ環境・気候変動相が、2023 年 9 月 20 日に米国ニューヨークで行われた国連の「気候野心サミット」において、2025 年までに温室効果ガス排出量を基準年である 2005 年比で 48%、2030 年までに 53%削減すると発表した。アゼルバイジャンのバクーで開催された国連気候変動枠組み条約第 29 回締約国会議（COP29）において、ブラジルは新たな NDC を提出したものの、2023 年版から数値目標に変更はない。

ブラジルの NDC は 2016 年に取り決められて以降、2020 年、2022 年、2023 年にそれぞれ改定され、2024 年版は 4 回目の改定となる。2022 年版の NDC は、2025 年までに 37%削減、2030 年までに 50%削減であったことから、2023 年の改定で削減目標をさらに引き上げた。ブラジルの NDC を巡っては、更新される度に基準年の排出量が修正されており、温室効果ガスの削減目標の割合が拡大しても、排出可能な量は実質的に増えていることがあった。例えば 2020 年版の改定では、削減目標自体は維持されたものの、基準年の排出量が 21 億トンから 28 億トンに増えており、仮に NDC を達成しても許可される排出量は増加していたため、その目標設定に疑問の声が上がっていた。しかし、2022 年版から基準年の排出量は 25 億 6,000 万トンに修正され、2023 年版も同値を踏襲している。

4.1.3. カーボンクレジット制度の動向

4.1.3.1. 排出量取引制度（SBCE）

ブラジルでは 2024 年 12 月に、キャップ＆トレード方式の排出量取引制度（ETS）の「ブラジル温室効果ガス（GHG）排出量取引制度（SBCE）」を設立する法律が公布された。この制度は、ETS の対象となる全事業者の GHG 総排出量〔二酸化炭素（CO2）換算〕の上限（キャップ）を政府が定める期間に対して設定し、そのキャップに対応した排出枠を発行するというもの。排出枠は年間 2 万 5,000 トン以上の GHG 排出する対象事業者に対して無償または有償（オークション方式）で配分される。

---

[1] 2009 年 12 月 29 日に公布された法律 12187 号により制定された政策。気候変動の緩和・適応に向けた、国としての目標、行動指針、取るべき手段、目標などを定めている。

[2] PNMC にのっとり、2035 年までの気候変動対策の指針を策定する「緩和」と「適応」の 2 つの柱から構成され、それぞれに国家戦略、分野別計画（「緩和」は 8 分野、「適応」は 15 分野）、目標、実施方法が規定される。2024 年には 5 つのワークショップの開催が予定され、2024 年内の策定を目指している。

これらの事業者は、自社が実際に排出した GHG 排出量に相当する排出枠を調達する義務があり、SBCE での調達義務達成のために政府や他の企業から排出枠の不足分を購入できるほか、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る。ただし、利用には連邦政府が今後立ち上げる予定の管理登録システムへの登録が必要となる。

制度設計としてキャップは段階的に引き下げられるため、排出枠の総量は発行される度に減少し、排出枠の価格が上昇する見込みだ。これにより、配分された排出枠を超過する企業には、排出枠の調達コストを下げるために、GHG 排出量を減らすインセンティブが生まれる。

なお、GHG を年間 1 万～2 万 5,000 トン未満排出する事業者も SBCE の対象となるが、排出枠調達義務はなく、自社の GHG 排出量のモニタリングと報告のみを行う必要がある。また、財務省が 12 月 12 日に発表した資料によると、対象となるセクターは今後特定されるとしているが、新たな要件が設けられる可能性もある。ただし、同法では農畜産セクターは SBCE の対象外となっている。

4.1.3.2. ボランタリークレジット市場

SBCE の導入が進む一方で、ブラジルではボランタリークレジット市場に注目が集まっている。ボランタリークレジット市場では、NGO などの民間事業者が GHG 排出を削減・抑制するプロジェクトをクレジットとして認証する。企業は、自社の排出削減目標や排出枠を超える分をクレジットと相殺することができる。

クレジットの発行量を分野別で見ると「林業・土地利用」が全体の 61.4%を占めており、続く「再生可能エネルギー」（30.0%）の約 2 倍のクレジットを発行している。ブラジルでは、「農業・林業・その他土地利用 （Agriculture, Forestry and Other Land Use、通称：AFOLU)」に関わるプロジェクトのクレジット発行量が増加しており注目を集めている。同国では、牛肉や大豆などの農畜産物の農地拡大を目的とした森林減少が進んでおり、GHG を排出する要因となっている。このような問題に対して、森林減少・劣化の抑制や持続可能な森林経営などの取り組みを行う、いわゆる REDD+に該当するプロジェクトが、ブラジルの AFOLU 関連のプロジェクトのほとんどを占めている。

4.1.4. 電力入札制度

ブラジルでは 2004 年 3 月に電源入札制度が導入された。入札制度は 2005 年から水力と火力中心に運用されていたが、徐々に再エネ電源が対象に加えられていった。入札は、電力供給の保障、電源の多様化、競争の増進を一義的な目的とし、大きく①新規電源入札と②リザーブ電源入札の 2 つのタイプからなる。2002 年導入の PROINFA（FIT 制度）と 2004 年開始の入札制度がしばらく併存していたが次第に FIT の有効性が低下していった。こうして電源入札制度が長期の再エネ電力導入拡大の中心的原動力となった。ブラジルは 2019 年までに 30 回を超える再エネ対象の新規電源入札を実施、世界でも再エネ入札の経験を最も豊富に有する国の一つとなっている。

表 2 新規電源入札（New Energy Auction）概要

項目	内容
最初の実施年	2007 年：バイオマス/小水力 2009 年：風力

	2014 年：太陽光
入札実施主体	国家電力庁（ANEEL）
入札実施頻度	原則として年 2 回
種　　類	・基本は 2004 年に規定された A-3（通常、風力、太陽光、小水力等）および A-5（大規模水力、在来型プラント等） ・2017 年に新たに A-4（再エネ限定）と A-6（再エネ・天然ガス）を導入 ＊数字は事業者に認められた落札から運開までの年数。例えば A-4 入札の場合、事業者は落札後 4 年以内の電力供給開始を義務付けられる。

出典：“Renewable Energy Auctions: A Global Overview”, May 2018 ほか

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1. バイオマス原料の確保・保管

4.2.1.1. バイオマス原料の確保

無価値な廃棄バイオマスを活用することを原則としており、ユーカリチップについても廃材等を積極的に活用する計画である。既にサイト周辺のサトウキビ栽培農家とは協議が進んでおり、発生する廃棄系バイオマスは全て調達できる仕組みとなっている。これらのバイオマスの調達は IBS グループの別会社である IBS バイオマス・ソリューション（ブラジルにおける大手のバイオマス供給会社である MADEPLANT 社との合弁）が担っており、木材チップ換算で 600,000t/Year の供給を受ける 20 年間の契約を締結済み。また、バイオマスはユーカリチップやサトウキビ系の廃棄物バイオマスが中心であるものの、樹皮・おがくず・サトウキビの茎・その他の農業系廃棄物を含む計画である。

4.2.1.2. バイオマス原料の保管

バイオマス原料の保管に関して、木材（主にユーカリ）チップ、サトウキビ由来の廃棄バイオマス等を、それぞれスペースを分けた場所に屋外貯留する計画である。基本的には野積み状態であるが、雨が降ったとしても雨水の浸透深さは表層部分に限られるため、運営上、大きな問題にはならないことを確認した。

4.2.2. 多様なバイオマスを利用できる本事業の技術的優位性

4.2.2.1. 本事業で導入する技術の優位性

本事業で導入するバイオマス発電技術・システムには次の 3 つの優位性がある。

① 多様なバイオマスを利用可能な柔軟なシステム

導入するバイオマスプラントは、幅広い範囲のバイオマス燃料を受け入れることができる。すなわち、水分含有量や粒度が統一されている必要はなく、季節によって調達可能なバイオマス燃料が異なる場合でも、それらを幅広く受け入れることが可能である。

② Energy4.0 の採用（デジタル技術による高度な発電プロセス管理の実現）

横河電機により開発されたソフトウェアを横河ブラジル経由で導入する計画となっており、未加工材料（バイオマス燃料を含む）の到着時点からグリッドへの電力供給までをデジタル管理し、系統側からの要請に応じた適切なコントロールを可能とする。

③ リサイクル水の有効利用

汚水処理施設を整備し、プラント排水のみならず地域（住民）から排出される汚水の処理を行い、処理済水をプラント用水として再利用する。現時点の想定では年間 2,600,000m3 の処理済水を利用する計画である。

2 に記載のとおり、バイオマス発電技術・システムのうち発電プロセス管理のための制御システムには我が国の横河電機のシステムが同社のブラジル会社を経由して導入される計画となっている。なお、横河電機の発電プロセス管理の制御システムは実績の豊富なシステムであるが、バイオマス発電に導入するのは本事業が初の事例である。

4.2.2.2. 他の類似技術と比較した場合の優位性

前項に記載した 3 つの特徴のうち、①の多様なバイオマスの受け入れを可能とする柔軟なシステムを採用することで、バイオマス発電施設の稼働率の向上を実現できる。すなわち、バイオマス燃料は調達期間に季節変動があり、例えばバガスのみを燃料としたバイオマス発電の場合、バガスの調達量が減少する時期には発電の出力を低下させる、場合によっては発電停止を行う必要が生じる懸念がある。一方、ユーカリ由来のチップを含め多様なバイオマス燃料を利用することが可能になると、バガス燃料が減少する時期にはユーカリ由来の木質チップ量を増加させること等により、発電所の稼働率を高いレベルで保つことも可能になる。このように、多様なバイオマス燃料の利用を可能とすることは、バイオマス調達量の季節変動の影響の最小化効果を有している。

また、②のデジタル技術による高度な発電プロセス管理は、得られる各種データを用いてより高度なプラントの運転を可能とすることが期待されており、バイオマス発電全体の効率向上に貢献することが期待されている。

さらに、③のリサイクル水の有効利用は、発電施設につきものの水調達問題を解決するものであり、同時に住民の生活環境の向上にも貢献することができるため、事業的な効果に加え、社会的な効果も期待できる。

このように、本事業は他のバイオマス発電事業と比較して、燃料調達に左右されることの少ない安定的なバイオマス発電の実現及びデジタル制御による効率化による経済面でのメリットに加え、バイオマス発電量の増加による脱炭素効果等の環境面でのメリット、さらには水の循環利用を実現することによる社会面でのメリットも生み出すことができるという優位性を有している。

4.2.3. 社会的合意形成の状況

サンパウロ州はブラジル国内で最も環境等の規制が厳しく、バイオマス発電等の許可を得ることは容易ではない州である。その中で必要な許認可をすべて取得済の本プロジェクトは、ブラジル国内におい

てかなり知名度の高いバイオマス発電プロジェクトである。すでに社会的合意形成が進んでいる状況であり、特段の反対運動等も起きていないことを確認している。

4.3. 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1. FS 事業の概要、および進捗状況

4.3.1.1. 事業概要

FS で検討対象としている事業は、バイオマス発電事業（80MW：40MW×2）である。事業サイトは、ブラジル・サンパウロ州のレンソーイス・パウリスタであり、バイオマス燃料は、主としてユーカリのチップ、サトウキビのバガス、その他の廃棄物系バイオマスを利用する計画である。本事業の特徴は、上記のとおり、ブラジルにおいて先進的な次の 3 つの技術・システムを取り入れている点にある。

① 多様なバイオマスを利用可能な柔軟なシステム
② Energy4.0 の採用（デジタル技術による高度な発電プロセス管理の実現）
③ リサイクル水の有効利用

採用する設備は性能が証明されたものとしており、主な設備などは下表のとおり。

表 3 主な導入設備の概要

設備	概要
バイオマスの貯留設備	木材（主にユーカリ）チップ、サトウキビ由来の廃棄バイオマス等を、それぞれスペースを分けた場所に貯留。基本的には野積み状態であるが、雨が降ったとしても雨水の浸透深さは表層部分に限られるため、運営上、大きな問題にはならない。
バイオマスの混合設備	発電設備に投入する前に異なる種類のバイオマスを混合。水分、カロリー等を調整して混合する。
ボイラー	バブコック＆ウィルコックスのブラジル法人から調達。混合されたバイオマスを燃焼。燃焼方式は流動層方式（サンドベッド型）の想定。約 8.2MPa　510℃で 325t/h の計画。
発電機	2 系列（40MW×2）
ガス処理	電気集塵機（ABB の技術を活用し、各種物質を高効率に分離）を活用予定。
変電所	サイト内に設置。138kV まで昇圧した後、26 ㎞先の接続点まで送電する計画。
水利用	完全クローズドとして再利用することに加え、周辺コミュニティからの汚水を処理した後の処理済水も活用する計画。

出典：調査チーム作成

4.3.1.2. 事業スキーム

プラント整備のために必要な土地は既に確保済の状態である。

また、発電した電力は 15 年間にわたり、予備電源確保契約（キャパシティ・ペイメント）を基本として、余剰がある場合はブラジルの電力取引市場である CCEE（Chamber of Electric Energy Commercialization）に売電する計画である。

関連するプレーヤーは次のとおりである。

表 4 主なプレーヤーと役割

企業名	役割
IBS Energy Holdings	発電所の建設・所有・運営
シナネンホールディングス	SPC への出資者
MGM グループ	ファイナンス面のアレンジャー
IBF invest、CAF、サンタンデール銀行	融資
横河電機	発電プロセル管理、制御システム
AEG	EPC コントラクター

出典：調査チーム作成

また、上記の先進的な技術を導入することから、ブラジルのイノベーション促進のための公的資金の貸し付けや投資を行う FINEP から融資を受けることが見込まれている。

4.3.1.3. 事業サイト

事業サイトは、サンパウロ州レンソ―イス・パウリスタにある約 30 エーカーの土地利用権を確保済み。土地利用計画は下図に示すとおりであり、すでに整地も完了している。

また、容量予備契約を獲得するためのオークションに参加するためには、必要な許認可を取得していることが必要であり、本プロジェクトは以下のとおり、必要な許認可をすべて取得済であり、計画実施に支障がないことを確認している。

- 土地の利用権／水（地下水：世界一の地下水帯水層の一部を利用）の利用権／建設許可／環境影響評価（EIA）／送配電網への接続許可、運営許可　等

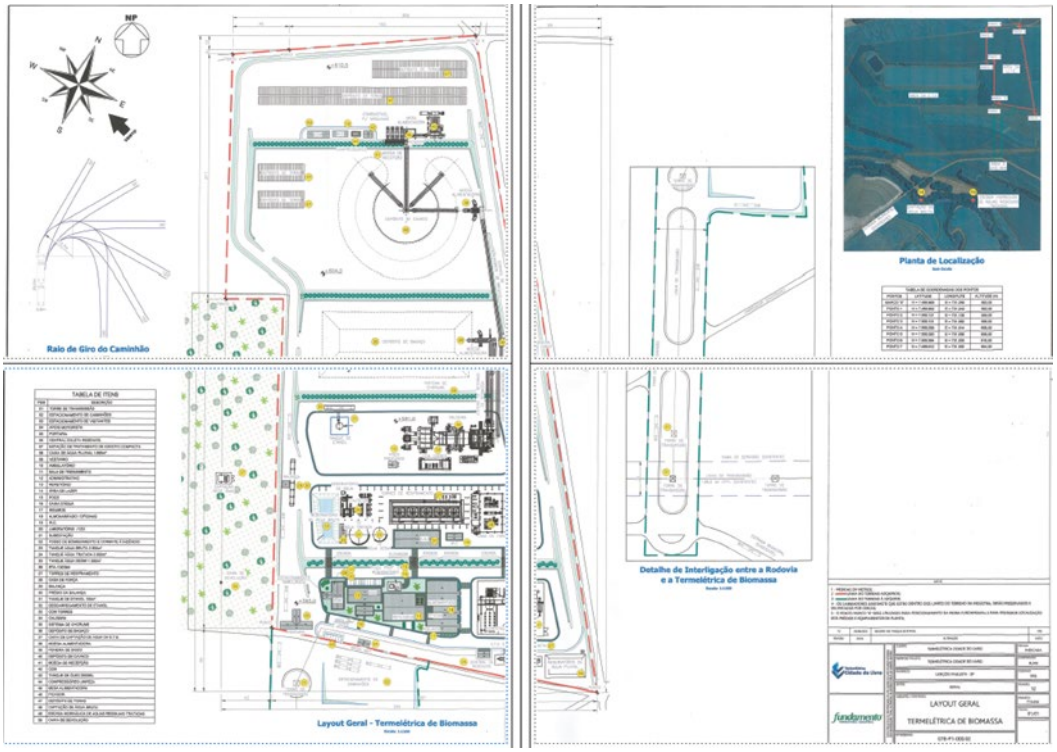


図 5 土地利用計画図

出典：IBS 社提供



現地サイト入り口　整地された現地サイト①　整地された現地サイト②

図 6 現地写真

出典：調査チーム撮影

4.3.1.4. その他の環境配慮等

本事業におけるその他の環境配慮等に関して、以下の点について確認した。

・利用する水について、バージン水としては地下水を利用するものの、完全クローズドサイクルを実現。コミュニティから排出される汚水 300m3/h を処理し、処理済水をプラントで利用する計画。さらに、汚水処理からバイオガス（バイオメタン）やヨウ素を回収・利用する研究も進めている。

・電気集塵機で排ガスから回収された物質のうち、有効利用可能なものは有効利用する計画であり、ある意味、サーキュラーエコノミーにも対応している。
・プロジェクトで生み出される電力は再エネ由来の電力であり、そのことを明確にするため、全ての電力を I-REC 認証を取得することも計画中。
・バイオマス燃料としてユーカリチップを利用する場合、それらは FSC 認証を取得したものとする計画。
・希少な動植物が存在する場所からはバイオマス燃料を取出さない。バイオマス発電からの CO2 を回収分離することで、カーボンネガティブを実現することも検討中。

4.3.1.5. 事業スケジュール

予備電源契約上、2026 年 7 月までの運転開始が必須であり、それに向けて準備を進めているところ、上述のとおり事業実施において特に懸念される課題は想定されない。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. 事業収益性の試算

4.4.1.1. 試算の前提条件

試算の前提条件として以下のとおり想定する。
・事業期間：30 年
・収益：予備電源契約に基づく売電収入、同契約待期期間における売電収入
・コスト：CAPEX；バイオマス発電所建設コスト　USD160M
　　OPEX：バイオマス発電所運営コスト（バイオマス燃料輸送コストを含む）

4.4.1.2. 試算結果

試算結果は以下のとおり。
・収益（事業期間平均）：USD 79.5M/年
・FCFE：USD 12.0M /年
・IRR：10.25%
また、「予備電源契約に基づく売電収入率」「バイオマス発電所運営コスト」がそれぞれ変動した場合の感度分析結果は下表のとおり。

表 5 収支シミュレーション 感度分析結果

		輸送コスト変動		
		-1%	0%	+1%
発電所稼働率変動	55%	12.7%	11.5%	9.8%
	50%	11.6%	10.3%	8.4%
	45%	10.5%	8.9%	6.6%

出典：調査チーム作成

4.4.2. 事業リスクの分析

本事業において想定していたリスクに対して、下表の FS 事業を通してリスク分析を実施した。

表 6 想定する事業リスク

本事業で想定するリスク	FS におけるリスク分析、および対応策
1. リザーブ電源（予備電源）入札制度を利用した15年間にわたる予備電源確保契約を締結できない。	○既に契約締結に合意されており、FS 事業時点でも大きな課題は無いことを確認。 ○但し、2026 年 7 月にプラントの稼働を開始することが条件とされており、スケジュールを遵守していくことで、引き続きリスクの顕在化を防いでいく。
2. バイオマス発電に関する社会的合意が形成できず、反対運動などによりスケジュール遅延が発生する。	○FS 事業時点では地方自治体、周辺住民を含め反対運動等は生まれていないことを確認した。 ○今後も事業推進プロセスにおいて当該リスクの顕在化を未然に把握できるよう現地とのコミュニケーションを密に行う。
3. ブラジルのJCM参加が遅延して、民間JCMの手続き等が見通せない。	○FS 事業において、ブラジル環境省等関係者への聞き取り調査を実施した。民間企業のみで対処できる課題ではないことから、経済産業省様とも連携し、ブラジルの JCM への参加の動向を注視していく。
4. JCM方法論は参考方法論も存在しており、大きな課題を想定していない。	○承認済み方法論をベースに、ブラジル環境省等関係者との協議を行い、大きな課題のないことを確認した。
5.民間JCMを利用することにより、15年にわたる予備電源確保契約に悪影響が出る。	○１．に記載のとおり、既に契約締結が合意されており、FS 事業時点では大きな課題は無いことを確認した。民間 JCM を適用するとバイオマス発電が有する環境価値がプロジェクト外に流出する点についても、現地にて関係者と協議を行い、予備電源確保契約等への影響が想定されないことを確認した。

出典：調査チーム作成

4.4.3. JCM プロジェクトを想定した事業全体の評価

4.4.3.1. 試算の前提条件

4.4.1 の前提に加えて、以下の前提を想定する。

・収益：JCM によるクレジット売却収入
（3,000 円/t･CO2、排出削減量のうち 10%を JCM と想定）

4.4.3.2. 試算結果

試算結果は以下のとおり。JCM 導入により、IRR が約 0.1%上昇すると想定される。

・収益（事業期間平均）：USD 79.9M/年（内 JCM 分 USD320K）
・FCFE：USD 12.1 /年
・IRR：10.35%

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

事業化に向け、以下の内容について現地関係者からのコメントを取得した。

関係先	事業化に関係するコメント等
鉱山エネルギー省	・民間 JCM として一部の環境価値が日本に移転されることがあったとしても、容量予備契約が影響を受けることはない。 ・系統からの要請がない状態で発電を行い、卸市場等に売電を行うことは可能である。 ・一部の環境価値（JCM クレジット）が日本に移転された場合、ブラジルの NDC に移転価値分が上乗せされることは当然であると考える。
環境省	・ブラジル政府として JCM に前向きである。現在のところどこの国とも正式な動きは始まっていないが、2～3 年以内の JCM 参加の可能性は十分にあると考えられる。在ブラジル日本大使館とも密に連携を取っている。 ・JCM クレジットとして日本に移転された環境価値分はブラジルの NDC に上乗せとなることは理解している。
事業者	・現地サイトの整備や許認可等の取得は対応済みであり、事業化に向けた課題は特にない。 ・JCM については大変に関心が高く、ブラジル政府に対して民間側から何らかの働きかけが必要であるなら協力する。

出典：調査チーム作成

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

日本の貢献として下表のとおり想定する。

項目	貢献内容
プロジェクトへの出資	事業性採算性・安定性向上への貢献
エネルギーマネジメントシステム等のソフト・ハードの提供	プロジェクトの技術的優位性への貢献、事業採算性・安定性向上への寄与

出典：調査チーム作成

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

バイオマス発電については既にフィリピン、インドネシア、チリ等において JCM の方法論が作成され承認されている。そこで、これらの既存方法論を参考に GHG 排出削減量算定の方法論を検討する。基本的な考え方は以下のとおり。

① GHG 排出削減は、既存の電力グリッド（電力系統）からの調達電力、あるいは、自家発電電力をカーボンニュートラル（CN）電力で置き換えることにより達成される。
② リファレンス排出量（REy）は、バイオマス発電による電力のうち自己消費する電力量を除いた正味の電力量に電力系統、あるいは、自家発電の排出係数を掛け算して算出。
③ プロジェクト排出量（PEy）は、バイオマス発電の運転維持管理に伴う排出 GHG の足し算で算出。なお、バイオマス燃料の燃焼時排出 GHG は CN として扱うことが可能であり、0 と想定。
④ GHG 排出削減量（ERy）は、REy から PEy を差し引くことによって算定（REy - PEy）。

適格性要件については以下のとおり想定する。基準 2 におけるバイオマス燃料については、バイオマス残渣以外に木質チップなどの利用も想定し、非食用の原料とした。

基準 1	バイオマス発電プラントが設置され、地域の送電網および／または受電施設に電力を供給する。
基準 2	プロジェクトの発電プラントは、非食用の原料から作られたバイオマス燃料を使用する。

出典：調査チーム作成

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、バイオマス発電設備により生み出された電力のうち自己消費する電力量を除いた正味の電力量に電力系統、あるいは、自家発電の排出係数を掛け算することにより算出する。算定式は以下のとおり。

表 7 リファレンス排出量の算定式

$$\boldsymbol{RE_p = NEG_p \times EF_{RE,elec}}$$

記号	定義	単位
RE_P	リファレンス排出量	tCO2/p
NEG_P	バイオマス発電所が期間 p に発電した電力量の合計	MWh/p
$EF_{RE,elec}$	施設で消費される電力の地域グリッドの CO2 排出係数	tCO2/MWh

NEGp は、期間 p におけるプロジェクトバイオマス発電所（例：建物、プラントなど）によって発電された電力の総量と、消費された電力量の差分。

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

プロジェクト排出量（PEy）は、バイオマス発電設備の運転維持管理に伴う排出 GHG の足し算で算出する。具体的には、バイオマス燃料の輸送、燃料の燃焼、発電設備において燃焼される化石燃料の燃焼から排出される GHG を足し算することを想定。なお、バイオマス燃料の燃焼時排出 GHG は CN として扱うことが可能であり、0 と想定。従って、PEy はバイオマス燃料の輸送及び化石燃料の燃焼により排出される GHG を足し算することを想定。プロジェクト排出量は、以下の式のとおり算定する。

表 8 プロジェクト排出量の算定式

$$\boldsymbol{PE_p = PE_{onsite,p} + PE_{trans,p}}$$

記号	定義	単位
PE_p	期間 p におけるプロジェクト排出量［tCO_2/p］	tCO2/p
$PE_{onsite,p}$	バイオマス発電所運営のための化石燃料の消費による、期間 p におけるプロジェクト排出量[tCO_2/p]	tCO_2/p
$PE_{trans,p}$	収集地点からバイオマス発電所までのバイオマス燃料の輸送による、期間 p におけるプロジェクト排出量［tCO_2/p］	tCO_2/p

$PE_{onsite,p}$ は以下のように算定する。

表 9　$PE_{onsite,p}$ の計算式

$$\boldsymbol{PE_{onsite,p} = \sum_i FC_{onsite,i,p} \times NCV_i \times EF_{fuel,i}}$$

記号	定義	単位
$FC_{onsite,i,p}$	バイオマス発電所運営のために消費する、期間 p における化石燃料の消費量	mass or volume/p
NCV_i	バイオマス発電所運営のために消費した化石燃料の熱量	GJ/mass or volume
$EF_{fuel,i}$	バイオマス発電所運営のために消費した化石燃料の CO_2 排出係数	tCO2/GJ
i	発電所で消費された化石燃料の種類を示す番号	-

※プロジェクトバイオマス発電所の総定格発電容量が15MW以下の場合、CDM方法論ツール「バイオマスからのプロジェクトと漏えい排出量(バージョン04.0)」に従って、バイオマス発電所を運転するための化石燃料の現地消費による排出を無視できる場合がある。

$PE_{trans,p}$ は以下のように算定する。

① Monitoring fuel consumption

表 10 $PE_{trans,p}$の計算式

$$PE_{trans,p} = \sum_{j} FC_{trans,j,p} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}$$

記号	定義	単位
$FC_{trans,j,p}$	バイオマス燃料輸送のために消費する、期間 p における化石燃料の消費量	mass or volume/p
NCV_j	バイオマス燃料輸送のために消費した化石燃料の熱量	GJ/mass or volume
$EF_{fuel,j}$	バイオマス燃料輸送のために消費した化石燃料の CO_2 排出係数	tCO2/GJ
j	バイオマス燃料輸送のために消費された化石燃料の種類を示す番号	-

① Monitoring trip road distance and mass of freight

表 11 $PE_{trans,p}$の計算式

$$PE_{trans,p} = \sum_{k}\sum_{l} D_k \times FR_{k,l,p} \times EF_{vehicle,l}$$

記号	定義	単位
D_k	バイオマス原料の採取地から発電所までの往復輸送距離	km
$FR_{k,l,p}$	バイオマス原料の採取地から発電所までの期間 p における総輸送量	ton/p
$EF_{vehicle,l}$	車両タイプ lの CO_2 排出係数	tCO_2/ton-km
k	バイオマス原料採取地を示す番号	-
l	車両タイプを示す番号	-

※回収地 k とバイオマス発電所(Dk)の往復距離が 200km 未満で、プロジェクトバイオマス発電所の総定格発電容量が 15MW 以下の場合、CDM 方法論ツール「バイオマスからのプロジェクトおよび漏洩排出量(バージョン 04.0)」に従って、輸送からの排出を無視することができる。

各データ、およびパラメータの根拠は下表のとおり。

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,elec}$	地域系統電力で消費された電力の CO2 排出係数[tCO2/MWh]	ブラジル連邦共和国の科学技術革新省が提供した最新のコンバインマージン（CM）排出係数の値、または「排出量を計算するためのツール」の最新バージョンを使用して計算された値。
NCV_i	バイオマス発電所の運転に使用される化石燃料の熱量[GJ/mass or volume]	優先順位は次のとおり。 a）燃料供給者が提供する値

<table>
<tr><td>NCV_j</td><td>バイオマス燃料をバイオマス発電所に輸送する活動に使用される化石燃料の熱量[GJ/mass or volume]</td><td>b）プロジェクト参加者による測定
c）地域または国のデフォルト値
d) 2006年のIPCC温室効果ガスインベントリに関するガイドラインで提供されたIPCCのデフォルト値。上限値が適用される。</td></tr>
<tr><td>$EF_{fuel,i}$</td><td>バイオマス発電所を運営するために使用される化石燃料の CO2 排出係数[tCO_2/GJ]</td><td rowspan="2">優先順位は次のとおり。
a）燃料供給者が提供する値
b）プロジェクト参加者による測定
c）地域または国のデフォルト値
d) d) 2006年のIPCC温室効果ガスインベントリに関するガイドラインで提供されたIPCCのデフォルト値。上限値が適用される。</td></tr>
<tr><td>$EF_{fuel,j}$</td><td>バイオマス原料をバイオマス発電所に輸送する活動に使用される化石燃料の CO2 排出係数[tCO_2/GJ]</td></tr>
<tr><td>$EF_{vehicle,l}$</td><td>車両クラスによる CO2 排出係数[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>車両総質量が 26 トン以下の車両は軽自動車に、26 トンを超える車両は、大型車両に分類される。
* プロジェクトで両方の車両クラスが使用される場合、大きい値（0.000245 tCO2/(t･km)）が適用される。</td><td>CDM 方法論ツール「貨物輸送によるプロジェクトおよび漏出排出量」に提供されるデフォルト値。</td></tr>
</table>

4.7.4. モニタリング方法案

リファレンス排出量、プロジェクト排出量の算定に必要となるモニタリングパラメータ及びモニタリング方法例等の一覧は以下のとおり想定している。

表 12 モニタリングパラメータ及びモニタリング方法例等

No	パラメータ	パラメータの分類	パラメータの説明	モニタリング方法例		モニタリング頻度等
				プロジェクトオーナー	情報提供主体	
活動量に関するもの						
1	$FC_{onsite,i,p}$	バイオマス発電プロセス	バイオマス発電所の運転に伴う化石燃料消費量	発電事業者ヒアリング	発電事業者	1 回/年など
2	D_{k1}	バイオマス燃料輸送プロセス	ディーゼルトラックの走行距離（原料収集場所から燃料加工所）	計測	輸送事業者	1 回/年、より精緻な値を取得する場合には 1 回/月等も想定
3	D_{k2}	バイオマス燃料輸送プロセス	ディーゼルトラックの走行距離（燃料加工所から発電所）	計測	輸送事業者	1 回/年、より精緻な値を取得する場合には 1 回/月等も想定
4	W_{k1}	バイオマス燃料輸送プロセス	ディーゼルトラックの積載重量	計測またはカタログ値を利用	-	1 回/年など
5	W_{k2}	バイオマス燃料輸送プロセス	ディーゼルトラックの積載重量	計測またはカタログ値を利用	-	1 回/年など
6	$FR_{k,l,p1}$	バイオマス燃料輸送プロセス	バイオマス原料の輸送総重量（原料収集場所から燃料加工所）	計測	輸送事業者	1 回/年など
7	$FR_{k,l,p2}$	バイオマス燃料輸送プロセス	バイオマス燃料の輸送総重量（燃料加工所から発電所）	計測	輸送事業者	1 回/年など

No	パラメータ	パラメータの分類	パラメータの説明	モニタリング方法例		モニタリング頻度等
				プロジェクトオーナー	情報提供主体	
8	$FC_{trans,j,p1}$	バイオマス燃料輸送プロセス	輸送プロセスにおける化石燃料消費量（原料収集場所から燃料加工所）	計測	発電事業者	1 回/年、より精緻な値を取得する場合には 1 回/月等も想定
9	$FC_{trans,j,p2}$	バイオマス燃料輸送プロセス	輸送プロセスにおける化石燃料消費量（燃料加工所から発電所）	計測	発電事業者	1 回/年、より精緻な値を取得する場合には 1 回/月等も想定
係数に関するもの						
10	NCV_i	バイオマス発電プロセス	バイオマス発電所の運転に伴う化石燃料エネルギー消費効率（燃費）	デフォルト値	-	1 回/年など
11	$EF_{fuel,i}$	バイオマス発電プロセス	バイオマス発電所の運転に伴う CO_2 排出係数	デフォルト値	-	1 回/年など
12	NCV_j	バイオマス燃料輸送プロセス	バイオマス燃料の輸送に伴う化石燃料エネルギー消費効率（燃費）	デフォルト値	-	1 回/年など
13	$EF_{fuel,j}$	バイオマス燃料輸送プロセス	バイオマス燃料の輸送に伴う CO_2 排出係数	デフォルト値	-	1 回/年など

4.7.5. 方法論案の課題

承認済み方法論を参考に作成したため、ブラジル側関係者と今後具体的な協議を進める必要がある。

4.4.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

排出削減量は以下の算定式により算出される。

表 13 ER_pの計算式

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

記号	定義	単位
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

前提条件は以下のとおり。

プロジェクトデータ		
電力量	600.5	GWh/30年
プロジェクト期間	30	年
年間発電量	20.02	GWh/年
正味発電量	14.7	GWh/年

ブラジル　グリッド排出係数 2023		
BM（ビルドマージ	0.0467	tCO_2/MWh
OM（オペレーティングマ	0.3785	tCO_2/MWh
EF（排出係数）	0.2126	tCO_2/MWh

バイオマス燃料の輸送については、バイオマス原料の加工所までの輸送、および加工所から発電所までの輸送についての GHG 排出量を算出する。



1	
トラック:	Rodotrem 9 eixos
搭載重量:	38 t
燃費:	0.33 l/km
排出係数:	2.41 kg CO_2/L
距離:	100 km/トリップ

2	
トラック:	Piso Móvel de 130 a 150 m3
搭載重量:	35 t
燃費:	0.25 l/km
排出係数:	2.41 kg CO_2/L
距離:	60 km

バイオマス輸送総量　　700,000　トン/年

試算結果は以下のとおり。

RE：リファレンス排出量（グリッド）	
104,174	tCO_2/year
1,770,958	tCO_2 during 17 years

PE_y =	tCO_2/年

ERy＝Rey－Pey＝75,287 tCO2/年

4.7.7. 提案事業の普及による相手国の NDC の達成への貢献の可能性

ブラジルは NDC において、2025 年までに温室効果ガス排出量を基準年である 2005 年比で 48%、2030 年までに 53%削減する目標を設定している。本事業は NDC を始めとするブラジルの環境政策に沿って、バイオマス発電を行うものであり、その実現により JCM を活用したバイオマス発電事業の普及に貢献すると想定され、また水力発電への依存度低下、これまで活用されてこなかったバイオマス残渣の有効活用、といった点においても社会課題の解決に寄与すると期待される。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本事業では技術的優位性のある技術・システムを採用する予定であるが、バイオマス発電そのものは実績のあるもので、技術課題の解決に向けた実証というよりも商業的にビジネス展開を図っていく要素が強いものである。このため FS 終了後の出口戦略としては、民間 JCM の適用を想定している。

現時点で想定している事業スキームは、ブラジルにおける有力エネルギー企業である IBS グループが出資をして特別目的会社（SPV）を設立し、同 SPV がバイオマス発電設備の整備運営を行うものである。共同事業者であるシナネンホールディングスは、IBS グループとともに SPV への出資を行い、出資比率に応じた JCM クレジットの配分を受ける想定である。

本事業は、15 年間にわたる予備電源契約を締結済みであり、この安定収益源に加えて、予備電源としての要請がない期間については、卸売市場を通じて電力の販売を行う計画である。

これらの計画実現に向けて、ブラジル政府の JCM 署名が実現するのか、また実現するとしても時期がいつになるのかが現時点で未定であることが課題となっている。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	Federative Republic of Brazil
Name of the methodology proponents submitting this form	NTT DATA INSTITUTE OF MANAGEMENT CONSULTING, Inc.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Energy industries (renewable- / non-renewable sources)
Title of the proposed methodology, and version number	Installation of biomass power plant, version 01.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	22/01/2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
1.0	22/01/2025	First Version

A. Title of the methodology

Installation of biomass power plant, version 01.0

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Biomass power plant	A biomass power plant, which consists of a biomass boiler, a generator set (genset) and auxiliary equipment. The biomass boiler generates heat by combusting biomass as its fuel, and the genset uses the heat to generate electricity.
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 also includes gases and liquids recovered from the decomposition of non-fossilized and biodegradable organic material
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).

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	GHG emission reductions can be achieved through the displacement of grid and/or captive electricity by installation and operation of a biomass power plant.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated from net electricity generated by a biomass power plant multiplied by a CO2 emission factor for grid electricity or captive electricity.
Calculation of project emissions	Project emissions include the emissions from combustion of biomass fuels in a biomass power plant, the emissions from combustion of fossil

	fuel at a biomass power plant and the emissions from transportation of biomass residues. [Emissions from biomass fuel combustion] The emissions resulting from combustion of 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 are calculated from the amount of fossil fuel consumption, a net calorific value of the fuel and a CO2 emission factor of the fuel. [Emissions from transportation of solid biomass fuels] The emissions from transportation of biomass residues are calculated from the amount of fossil fuel consumption by the transportation, a net calorific value of the fuel and a CO2 emission factor of the fuel, if applicable. If not applicable, the emissions from transportation of solid biomass fuels are calculated from total mass of freight transported from each collecting site, distance between each collecting site and a biomass power plant and a CO2 emission factor of the transportation.
Monitoring parameters	10. Net amount of electricity generated by a biomass power plant 11. On-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant 12. Consumption of fossil fuel by transportation, if applicable 13. Round trip distance between collecting site and a biomass power plant, if applicable 14. Total mass of freight transported from collecting site, if applicable

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	A biomass power plant is newly installed and supplies electricity to the regional grid and/or a recipient facility.
Criterion 2	The project power plant(s) uses solid biomass fuels made from inedible biomass.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Grid electricity and/or captive power generation	CO2
Project emissions	

Emission sources	GHG types
Biomass fuel combustion in a biomass power plant	N/A
Fossil fuel consumption for operating a biomass power plant	CO2
Fossil fuel consumption by transportation of solid biomass fuels and/or materials of solid biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant	CO2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated based on the net amount of electricity generated by a biomass power plant and CO2 emission factor for the national grid.
In general, auxiliary equipment of a biomass 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 biomass power plant can be calculated lower than that of the actual case, which leads to net emission reductions.

F.2. Calculation of reference emissions

$$\boldsymbol{REp} = \boldsymbol{NEGp} \times \boldsymbol{EFRE,elec}$$

Where

REp : Reference emissions during the period p [tCO2/p]

$NEGp$: Net amount of electricity generated by the biomass power plant during the period p [MWh/p]

$EFRE,elec$: CO2 emission factor of the regional grid or the consumed electricity in the recipient facility [tCO2/MWh]

*NEGp is a difference between amount of gross generated electricity and amount of electricity consumed by a project biomass power plant (e.g., building, plant, etc.) during the period p.

G. Calculation of project emissions

$$\boldsymbol{PE_p} = \boldsymbol{PE_{onsite,p}} + \boldsymbol{PE_{trans,p}}$$

Where
PE_p : Project emissions during the period p [tCO2/p]
$PE_{onsite,p}$: Project emissions by on-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant during the period p [tCO2/p]
$PE_{trans,p}$: Project emissions by transportation activity of solid biomass fuels from collecting sites to a biomass power plant during the period p [tCO2/p]

$PE_{onsite,p}$ is calculated as below.

$$\boldsymbol{PEonsite,p} = \Sigma \boldsymbol{FConsite,i,p} \times \boldsymbol{NCVi} \times \boldsymbol{EFfuel,i}\ \boldsymbol{i}$$

Where
FConsite,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 : CO2 emission factor of fossil fuel i used for operating a biomass power plant [tCO2/GJ]
i : Indication number of fossil fuel type consumed on-site [-]
*If the total rated electrical output capacity of the project biomass power plant is equal to or less than 15 MW, the emissions from on-site consumption of fossil fuel for operating a biomass power plant may be neglected, following CDM Methodological Tool "Project and leakage emissions from biomass (version 04.0)."

PEtrans,p is calculated using one of the following options.
Option 1 : Monitoring fuel consumption

$$\boldsymbol{PEtrans,p} = \Sigma_j \boldsymbol{FC_{trans,j,p}} \times \boldsymbol{NCV_j} \times \boldsymbol{EFf_{uel,j}}$$

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 biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]
EFfuel,j : CO2 emission factor of fossil fuel j used for transportation activity of solid biomass fuels to a biomass power plant [tCO2/GJ]
j : Indication number of fossil fuel type consumed for transportation [-]

Option 2 : Monitoring trip road distance and mass of freight

$$\boldsymbol{PE_{trans,p}} = \Sigma_k \Sigma_l \boldsymbol{D_k} \times \boldsymbol{FR_{k,l,p}} \times \boldsymbol{EF_{vehicle,l}}$$

Where
D_k : Round trip distance between collecting site k and a biomass power plant [km]
$FR_{k,l,p}$: Total mass of freight transported from collecting site k by vehicle type l during period p [ton/p]
$EF_{vehicle,l}$: CO2 emission factor of vehicle type l [tCO2/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 200 km 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, following CDM Methodological Tool "Project and leakage emissions from biomass (version 04.0)."

H. Calculation of emissions reductions

$$\boldsymbol{ERp = REp - PEp}$$

Where
ERp : Emission reductions during the period p [tCO2/p] REp : Reference emissions during the period p [tCO2/p]
PEp : Project emissions during the period p [tCO2/p]

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,elec}$	CO2 emission factor for the national grid [tCO2/MWh]	The most recently value of combined margin (CM) emission factor provided by Ministry of Science, Technology and Innovation in Federative Republic of Brazil or the calculated value using the latest version of the "Tool to calculate the emission.
NCVi	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 fuel supplier;

<table>
<tr><td>NCVj</td><td>Net calorific value of fossil fuel j used for transportation activity of solid biomass fuels to a biomass power plant [GJ/mass or volume]</td><td>b) measurement by the project participants;
c) regional or national default values; or
d) IPCC default values provided in 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.
Upper value is applied.</td></tr>
<tr><td>EFfuel,i</td><td>CO2 emission factor for fossil fuel i used for operating a biomass power plant [tCO2/GJ]</td><td rowspan="2">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 2006 IPCC Guidelines on National GHG Inventories.
Upper value is applied.</td></tr>
<tr><td>EFfuel,j</td><td>CO2 emission factor of fossil fuel j used for transportation activity of biomass residues to a biomass power plant [tCO2/GJ]</td></tr>
<tr><td>EFvehicle,l</td><td>CO2 emission factor of vehicle type l [tCO2/ton-km]
<table><tr><th>Vehicle class</th><th>$EF_{vehicle,l}$</th></tr><tr><td>Light vehicle</td><td>0.000245 tCO2/ton-km</td></tr><tr><td>Heavy vehicle</td><td>0.000129 tCO2/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.
* If both vehicle classes are used in the project, the larger value (0.000245 tCO2/(t･km)) is applied.</td><td>The default values provided in the CDM Methodological Tool “Project and leakage emissions from transportation of freight.”</td></tr>
</table>

6.2 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：ブラジルにおける民間主導によるバイオマス発電事業に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.11. サステナブルホールディングス株式会社

事業名：パプアニューギニアにおけるハイブリッド太陽光発電システムの導入に関する
JCM 実現可能性調査

実施者：サステナブルホールディングス株式会社
共同実施者：株式会社日本開発政策研究所

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景・相手国ニーズ

パプアニューギニア（PNG）は全国的な電力不足に加え、系統電力網が未整備で、地方部では高コスト・非効率なディーゼル発電に頼っており、経済特区（SEZ）開発等を通じた産業振興・投資誘致の最大の足枷になっている。PNG の広大な土地や島々に点在する SEZ の候補地に対しては、分散型の発電システムが適している。PNG 政府は国家開発計画として太陽光発電を推進しており、ADB とも大型の融資を協議中である。豊富な未利用地を持つ PNG であるが、太陽光発電を産業用に 24 時間供給していくための安価で安定した技術を持ち合わせていないため、日本等の技術的支援を求めている。加えて、PNG は 2022 年 11 月に JCM の構築に係る協力覚書に署名したばかりであり、JCM 第 1 号案件の形成が求められている。

1.2 調査の目的およびアウトプット

本提案事業では、PNG 全国の SEZ 候補地約 20 箇所のうち、先行して電力需要が明確となったウェスタン州を対象地域とする。具体的には、同州を拠点とする鉱山会社が工場で利用する老朽化したディーゼル発電を太陽光発電（発電約 15-20MW と蓄電 30-40MWh）に代替するというものである。そこで本案件の提案企業は協力会社（投資家）と共に、同企業の太陽光発電に基づく発電・蓄電システムを導入することによって、鉱山会社が利用するための産業用の安定的な電力供給を目指す。



図 1 ウェスタン州の場所
出典：https://www.openstreetmap.org/
copyright の地図をもとに調査チームが追記

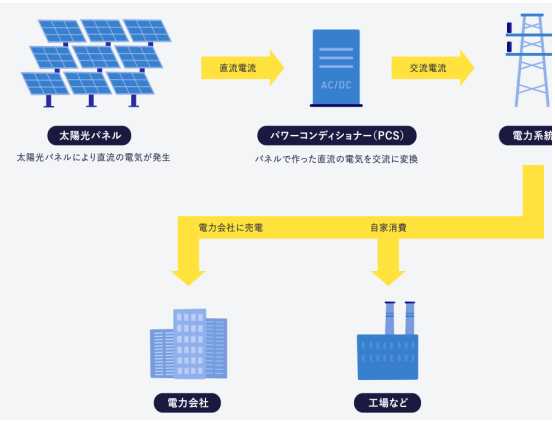


図 2 提案システムの概念図
出典：調査チーム作成

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本調査では、最適なシステムを設計・提案するために、現地の既存電力システムや電力ニーズを正確に把握すること。将来的な JCM 化に向けて、導入地域の環境、導入システムの規格・規模を鑑みて、太陽光発電への代替後の GHG 削減効果の検討を行う。さらに、日本からは技術・機材だけでなく、対象国への投資も期待されていることから、公的資金の活用を含めたファイナンス検討・投資環境の実態調査を実施する。本調査のアウトプットは、システムの設計、投資コスト算出、GHG 排出削減量推定、事業スキームとファイナンスの確定、PIN とする。

2. JCM FS 調査の実施体制

提案者は、EPC 事業者であるサステナブルホールディングス株式会社であり、全体の統括に加え、導入製品のシステム設計、市場調査を行う。共同提案者である株式会社日本開発政策研究所は、これまで PNG における経済特区開発を促進してきており、現地の知見を豊富に有する。本案件では、提案者からの再委託の形で参画し、主に、現地政府・企業との交渉、事業計画、財務分析、JCM 方法論策定などを担う。

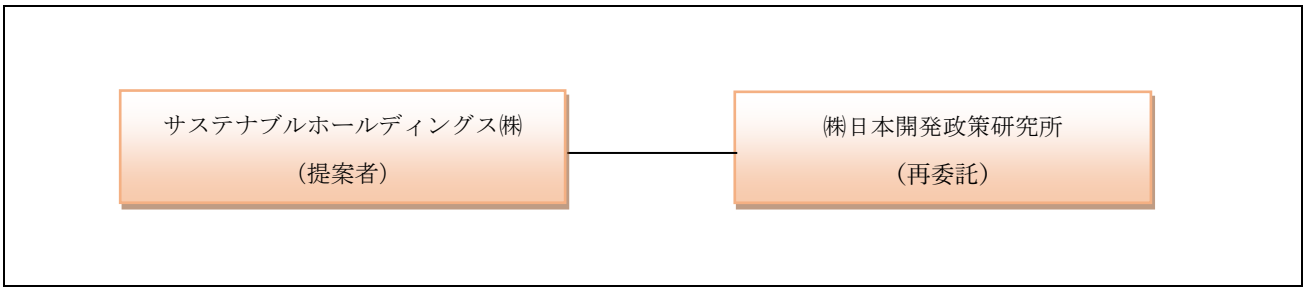


図 3 JCMFS 調査の実施体制図
出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査実施内容の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

FS の実施内容は以下の通り。

表 1 FS での調査実施内容

（1）関連政策・制度の動向分析	【国内】 以下情報の文献調査。 ・ 気候変動対策・NDC ・ 電力・再エネセクターの政策・制度 ・ 経済特区（SEZ）関連の政策・制度 ・ 税制優遇策 ・ 環境影響評価の制度

	【現地】 ・ IPA と面談し、税制（免税・優遇含む）について確認。 ・ 電力・再エネの統計データ取得のため ADB の電力担当にコンタクト。
（2）社会経済環境や市場動向の分析	【国内】 ・ 現地パートナーの CFO と本調査におけるプレ FS の内容の詳細化・アップデートに向けて議論。 【現地】 ・ 現地パートナーの CEO・CFO との面談等を通じて候補地における太陽光発電分野の投資や EPC の条件、経済環境、市場動向などをヒアリング。 ・ 候補地以外の他 3 - 4 州の特区・鉱山でも同様のニーズを確認。
（3）事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討	【現地】 ・ 現地パートナーの CEO・CFO との面談を通じて、プロジェクトサイトの状況（土地確保の状況）、今後の現地調査の動向を議論。 ・ JCM のフォーカルポイントである CCDA を訪問し、本案件の説明と PNG 側の JCM の取り組みの現状と課題を確認。
（4）ビジネスモデルと事業性評価に係る検討	【国内】 ・ 実現性が高くリスクを抑えたビジネスモデルの検討を提案者と共同提案者間で協議。 【現地】 ・ 現地パートナーの CEO・CFO との面談を通じて、本案件で想定しているビジネスモデルの詳細をヒアリング。
（5）相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整	【現地】 ・ MITI 大臣に本案件を説明し、理解を得た。現地パートナーは、過去に別件の太陽光発電事業で NEA から許認可取得の経験があることが判明した。 ・ EIA を所掌する CEPA と面会し、EIA 制度の情報を取得。
（6）JCM プロジェクトにおける日本の貢献	【国内】 ・ 現地パートナーからは、技術面の支援だけでなく、日本からの投資も期待されており、複数の投資家（企業）候補と協議。 ・ 現地 JCM 制度の立ち上げが滞っているため、日本の METI からの整備の働きかけを依頼。
（7）JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討	【国内】 ・ 「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」、「JCM 方法論ガイドブック」の資料を参考にしつつ、他国の類似事例の方法論を検討。 ・ パラオで確立された PW_AM001 を活用する予定。

出典：調査チーム作成

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下の通り。

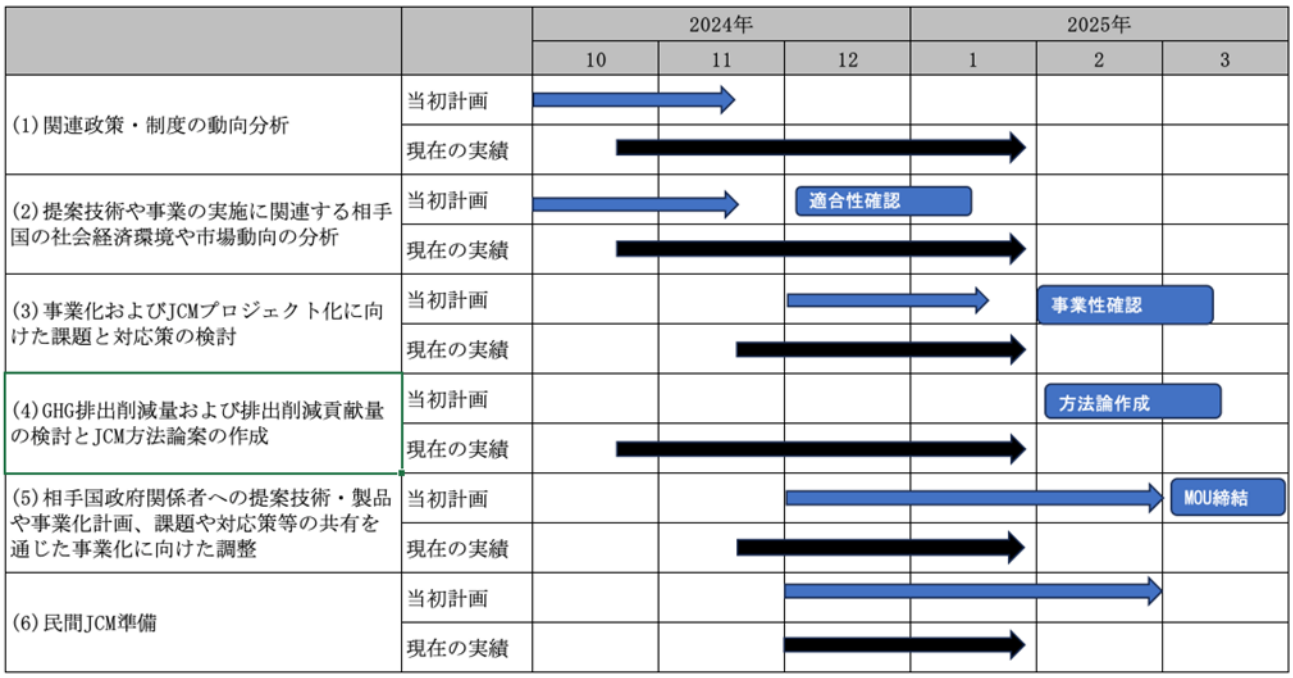


図 4 JCMFS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成

3.3. 渡航実績

本件での渡航実績は以下の通り。

表 2 FS での渡航実績

現地調査日程	現地調査概要	
	訪問先	目的
【第 1 回渡航】2024 年 11 月 17 日（日）～11 月 23 日（土）	気候変動開発庁（CCDA）	JCM 合同委員会等の体制、準備状況について調査、案件紹介
	エネルギー関連省庁	電源構成・電力需要、再生可能エネルギー政策、最新の電力統計、電力需要予測、
	アジア開発銀行（ADB）	ファイナンス情報収集（案件紹介、融資可能性、全般的助言、ADB のソーラー案件の進捗）
	貿易投資省	案件紹介、支援要請、他の SEZ 動向など
	日本大使館	案件紹介、全般的助言、他のソーラー案件や日系企業の動向など
	自然環境保全庁（CEPA）	環境社会配慮情報収集（EIA の要否、環境カテゴリー確認等）
	経済特区長（SEZA）	投資環境情報収集（他 SEZ・他ソーラー案件の動向など）
	投資促進庁（IPA）	投資環境情報収集（税制、ウェスタン州の優遇措置など）
	現地パートナー企業 1	プロジェクトの進捗・状況確認

	現地パートナー企業 2	外注での調査支援の依頼（情報収集、現地コーディネーション、他のソーラー案件の動向など）
【第 2 回渡航】2025 年 1 月 25 日（土）～1 月 31 日（金）	現地パートナーS 社	土地確保の進捗確認、実施体制（投資、融資、EPC 等）に関する打ち合わせ
	Kumul Petroleum Holdings (KPHL)	市場調査、競合調査、実施体制（出資等）に関する打ち合わせ
	貿易投資省（MITI）	土地確保等の案件実施支援の要請、SEZ の認可可能性等の確認
	気候変動開発庁（CCDA）	JCM 方法論ドラフト・PIN ドラフトの説明。クレジット配分について意見交換。
	水産加工特区会社（PMIZ）関連企業	市場調査、ソーラー電力のニーズ確認、競合調査

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. 気候変動対策・NDC

PNG 政府は 2016 年にパリ協定を批准し、同年に自国が決定する貢献（Nationally Determined Contributions/NDC）を提出し、2030 年までに 2015 年比で GHG 排出を 50%削減することを目標とした。さらに同国において UNFCCC Paris Agreement Implementation Bill 2016 が成立したため、NDC の削減目標は国内で法的拘束力を持つようになっている。2020 年に NDC を更新し、エネルギーミックスにおける再エネ構成比率を 78%に引き上げるとしている。

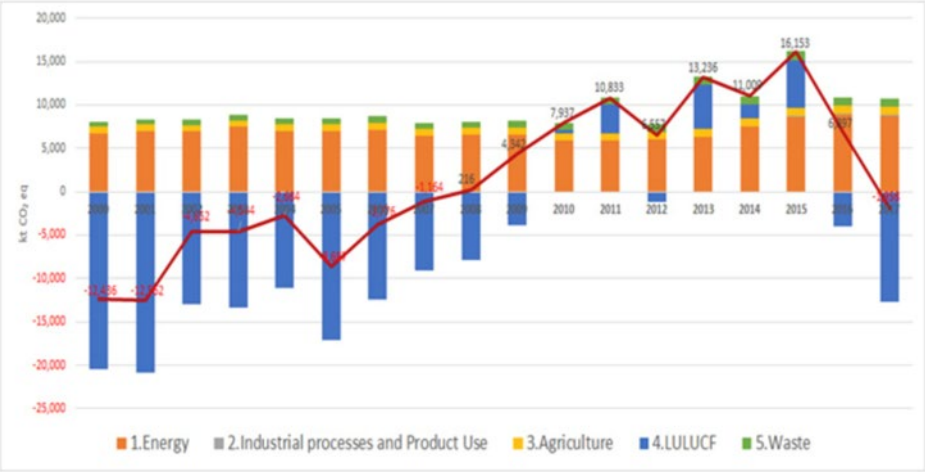


図 5 PNG の GHG 総排出量

出典：Papua New Guinea. Biennial update report (BUR). BUR2. National Inventory Report

4.1.2 電力・再エネセクターの政策・制度

PNG の電源構成については、下図の通り、総発電量の過半を石油と天然ガスが占めており、再エネとしては水力が 2 割前後で推移しており、ソーラー、地熱、風力などは微々たるシェアに留まっている。上記の 2030 年の再エネ目標値とはかなりの乖離があると言える。なお National Energy Policy 2017-2027 では、2030 年までの太陽光発電の目標を 100MW としている。

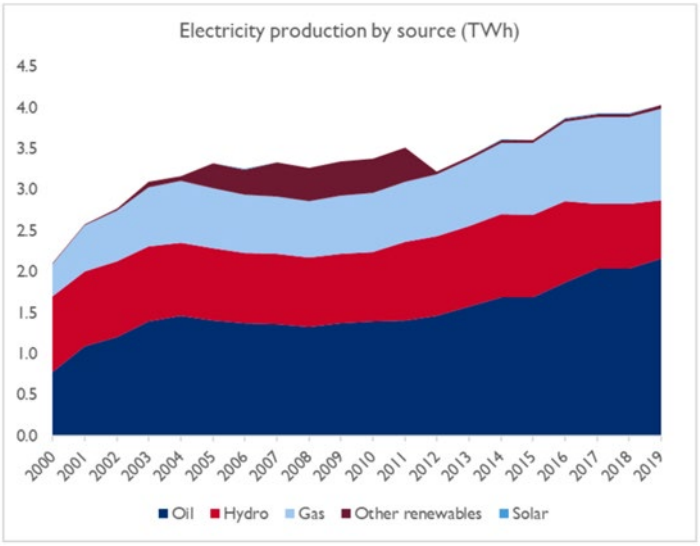


図 6 PNG の発電ミックス

出典：USAID (2022) PNG ENERGY SECTOR INVESTOR GUIDE

具体的な再エネのプロジェクトについては、以下の IPP 案件が挙げられる。まだほとんど成功事例がない背景としては、現地関係者によると、長期の売電契約（PPA）の実施の難しさが指摘されている。

表 3 PNG における再エネ IPP 案件

POWER STATION	GRID	OPERATOR	GENERATION TECHNOLOGY	EXPECTED COMMISSIONING	AVAILABLE CAPACITY (MW)	ANNUAL GENERATION (MWh)	STATUS
Edevu	Port Moresby	IPP	Hydro with reservoir	2022	51	252,000	Under construction[42]
Naoro Brown	Port Moresby	IPP	Hydro with reservoir	Unknown	80	560,000	Feasibility study and ESIA completed[43]
Ramu 2	Ramu	IPP	Hydro with reservoir	2028	180	900,000	Conditional PPA signed in 2021[44]
Markham Valley	Ramu	IPP	Biomass (30 MW) and Solar (10 MW)	Unknown	40	260,000	PPA signed but may be cancelled[45]

出典：IFC (2021) Powering the Pacific: A Guide to Investing in Renewable Electricity Generation in the Pacific

電力事業の許認可については、National Energy Authority Act 2021 により National Energy Authority（NEA）が設立されており、NEA がライセンスを発行する規制当局となっている。提案法人の現地パ

ートナーは、近年ウェスタン州にてソーラー案件のライセンスを NEA から問題なく取得出来ており、許認可については、懸念点はないと言える。

4.1.3 経済特区（SEZ）関連の政策・制度

PNG では、非資源セクターの開発を促進するため、2019 年に Special Economic Zone Authority Act 2019 が制定された。その後、Ministry of International Trade and Investment（MITI）は 2022 年に同法を改正し、本格的に SEZ 開発を開始した。2022 年に MITI は、共同提案法人である㈱日本開発政策研究所に依頼し、全国経済特区マスタープラン調査を実施し、同時に SEZ 政策のドラフトが作成されている。同ドラフトでは、SEZ の入居企業に、投資の規模等により、5－20 年間の法人税免除、輸入税・源泉税の免除等が与えられる。

4.1.4 税制・優遇策

本提案案件に関連する税制としては、法人税の税率は以下の通り。

表 4 PNG における法人税率

	居住企業	非居住企業
一般企業	30%	48%

出典：IPC (2021) Papua New Guinea Investment Guide から抜粋

その他の税率は以下の通り。

表 5 PNG におけるその他の税

	税率
配当源泉税（非資源）	15%
外国の請負業者	12%
物品・サービス税（GST）	10%

出典：IPC (2021) Papua New Guinea Investment Guide から抜粋

また、優遇措置は以下の通り。輸入税については、本件や再エネに関わる太陽光発電（関税コード 8541.40)、電力配給（関税コード 85.35、85.36、および 85.37)、バッテリー（関税コード 85.06)などは課税の対象にならない。

表 6 本件に関連する優遇措置

優遇措置	条件	法律
地域開発に対する 10 年間の免税	特別に指定された未開発地域への、天然資源開発に依存しない、新規参入ビジネス（資源会社は適用外)。	所得税法第 45 条 I-M 所得税規則第 6AA 号

加速償却	● 逓減法を用い、償却率を 1.5 倍に加速することが可能。 ● 所得発生年度に取得した新工場や物品の費用は 20%の追加償却 ● 既存の工場の燃料節約のための投資は 20%追加償却。	所得税法、所得税規則
再エネの機材の輸入税免除	太陽光発電システム等の機材の輸入にかかる輸入税は免除の対象となる。	関税定率法 第 85 章

出典：IPC (2021) Papua New Guinea Investment Guide 等から抜粋

4.1.5 環境影響評価関連の制度

環境社会影響評価を実施するにあたり考慮すべき PNG 国の法律の一つが、2000 年に制定された環境法（The Environmental Act 2000）である。この環境法に基づく一連の手続きや許認可の付与は環境保全庁（Conservation and Environment Protection Authority：CEPA)の管轄である。CEPA は事業内容をスクリーニングし、1～3 の活動レベルに分類する。開発事業者は、レベル別に定められた環境許認可取得への対応が必要となる。活動レベルとそれに該当する事業内容の分類表が公開されているため、事業内容によっては事前に分類が予測できるものの、本案件で実施する太陽光発電事業に関しての表記はない。そのため、本プロジェクトの活動レベルは、CEPA への確認が必要となる。

PNG 国における環境影響評価と環境許認可取得に関する規定は、2000 年に制定された環境法（The Environmental Act 2000）によって定められており、それに基づいた環境規則（Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002）では、開発事業はレベル 1~3 の 3 つに分類される。PNG 政府は開発事業の分類表を公表しており、分類表”Schedule 1”にはレベル 2 に該当する環境に害を及ぼす可能性がある開発事業の一覧が記載されている。レベル 2 は、さらにカテゴリーA（レベル 2.1）とカテゴリーB（レベル 2.2~2.4）に分類される。カテゴリーA（レベル 2.1）は、環境に害を及ぼす可能性が低い活動（採水など）が該当する。一方、カテゴリーB（レベル 2.2~2.4）の活動は、より環境に害を及ぼす可能性が高いとみなされた事業が該当する。分類表”Schedule 2”には国家的重要度の高い事業や深刻な環境社会の被害をもたらす可能性のある開発事業が記載されており、これらはレベル 3 に分類される。レベル 2 と 3 はいずれも環境許認可の取得が必須である。”Schedule 1”と”Schedule 2”に記載がなく、環境社会への影響度が極めて低いとみなされた開発事業はレベル 1 となる。現在、レベル分けの審査、一連の手続き、許認可の付与は CEPA が行っている。レベル確定後は、それぞれ異なるプロセスを踏む。本調査の対象事業である太陽光発電の開発は分類表に明記がなく、正式なレベル確定のためには実際に CEPA の審査を経る必要がある。ただ、本調査期間内に実施した CEPA や太陽光発電事業者等への聞き取りから、太陽光発電の開発事業はレベル 2 のカテゴリーB（レベル 2.2-2.4）に該当することが推測される。レベル 2 の事業はカテゴリーA と B いずれも環境許認可の取得が必要である。下図の通り、カテゴリーB ではまず、CEPA によるレビューを受けるために、開発事業者は、EA（EIA）報告書と、EMP(environmental management plan)を含む資料の提出が求められる。EIA は、現地の EIA ガイドラインに沿って実施することになるが、過去の経験によればさほど大掛かりな EIA 調査にはならないと考えられる。

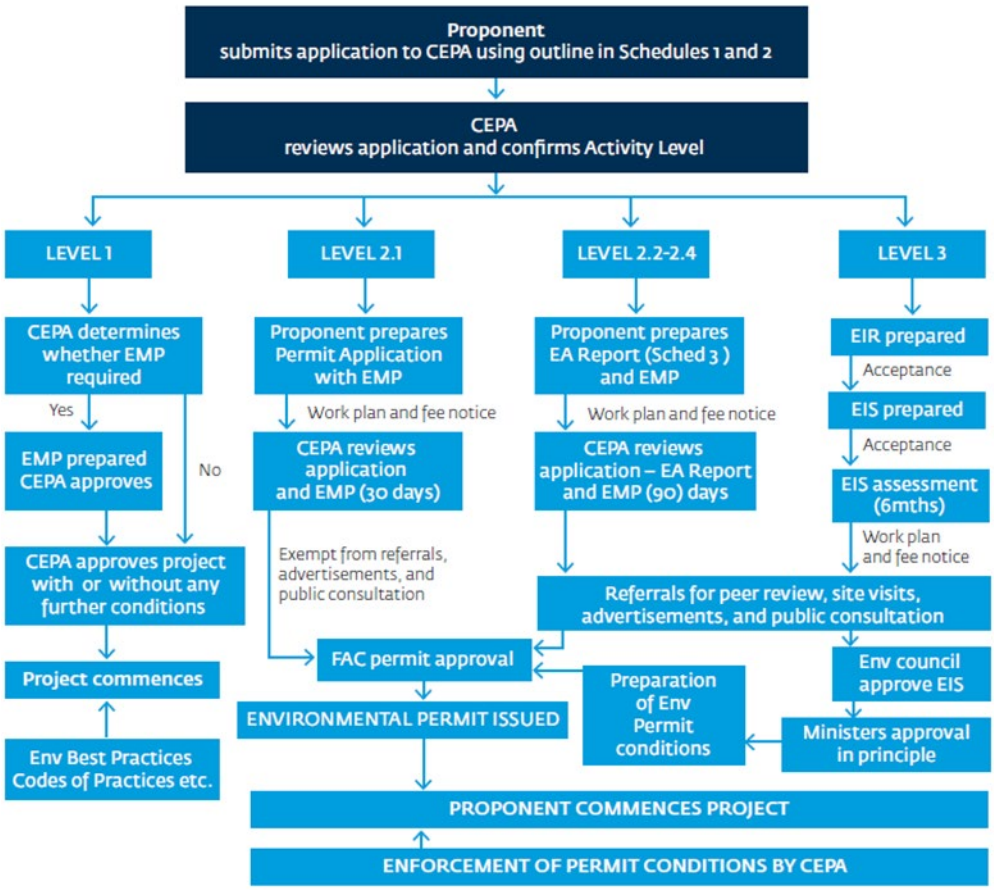


図 7 環境許認可の取得手順

出典：IFC (2021) Powering the Pacific: A Guide to Investing in Renewable Electricity Generation in the Pacific

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1. 外貨規制

PNG は、金・銅や天然ガスなど天然資源に恵まれており、経常収支は下図の通り近年黒字で推移している。貿易収支も同様である。しかし、現地では一般的に外貨不足だと言われている。一部の金鉱山の創業停止などが原因とされる。PNG 政府は外貨を配給制にして流通を制限するため、燃料が不足したり、外貨取引が難しくなるなどの事態が発生している。現地の専門家によると、2028－29 年頃には第 2 の LNG 輸出基地が開発・稼働して外貨が増えるので、上記のような規制は緩和されるとのことである。

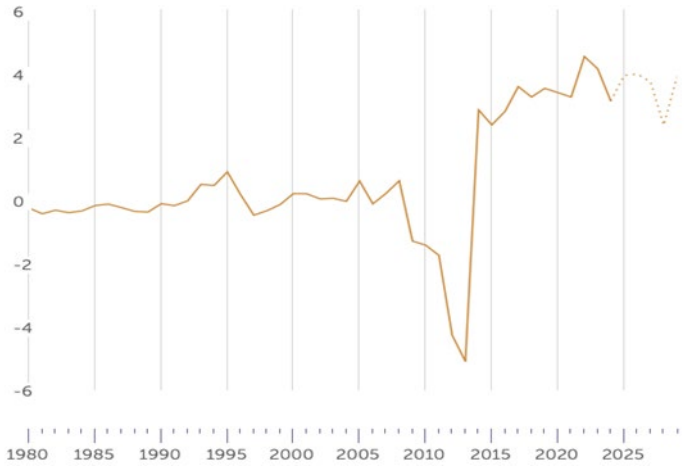


図 8 PNG の経常収支

出典：IMF Data Mapper（2024 年 4 月）

4.2.2. 市場動向

現在、個別の経済特区の開発は徐々に進んでおり、4－5 箇所の優先的に開発を進めるべき候補地が浮上している。しかし、電力不足がこうした経済特区開発の足かせになっており、太陽光発電などの再エネが注目されている。いくつかのデベロッパーと協議したところ、本件のような 10－20MW 規模の需要が複数あることが明らかになった。本件に並行して、横展開をしていける可能性が確認された。

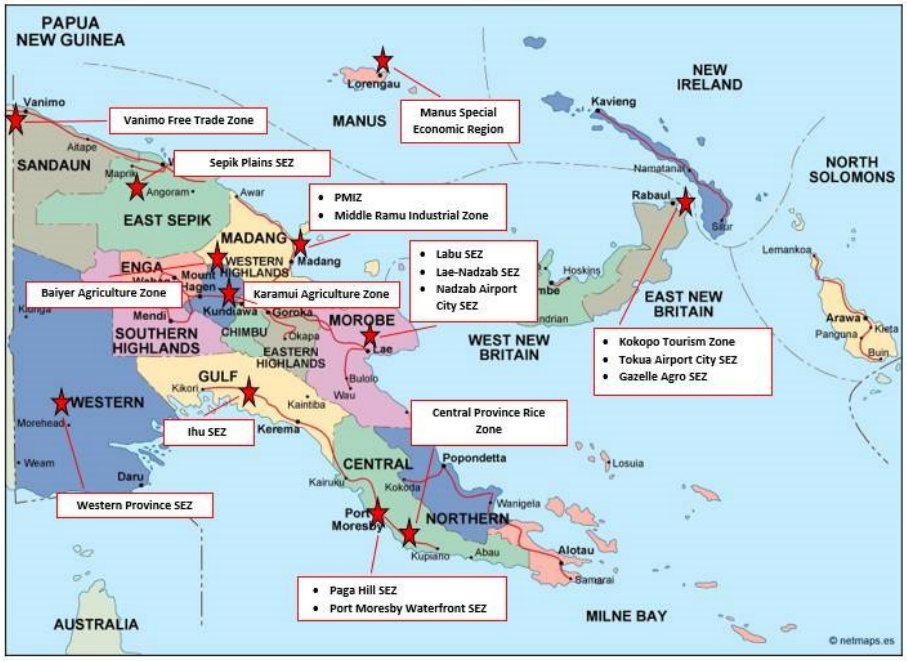


図 9　PNG 全国の経済特区の候補地

出典：https://miti-gov-pg.site/sez-projects/

4.2.3. インフラ整備の状況

ウェスタン州のインフラについては、僻地であるため全般的に整備が遅れているが、鉱山関連の道路や街、港は一定の整備が進んでいる。特に鉱山で採掘された鉱石を輸出用に州外に持ち出すため、同州を貫く大河 Fly 川の河川物流により、大量の物資が出入りしている。Kiunga の町には Kinuga 港があり、小型ではあるがコンテナ船が出入りしている。ウェスタン州以外で施工する場合と比較した場合、輸送費がかさむ。本件の太陽光発電事業の場合、主要な部材はまず海外から首都のポートモレスビーに輸入され、そこからウェスタン州まで海運で運ばれ、最後のキウンガまでは河川搬送になると想定している。一貫してコンテナでの輸送を想定する。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1. 事業化に向けた課題と対応策

第 1 の課題は、ウェスタン州のプロジェクト用地の確保である。当初想定していた国有地は使用不可となったため、県都キウンガで慣習地（共有地）において代替の用地を探している。具体的には、現地パートナーが土地確保の専門家をキウンガに送り込んで、現在現地住民の代表と交渉中である。さらなる対応策としては、もし土地確保が難航してしまった場合は、中央政府・関連省庁トップに対して支援を依頼し、交渉のスピードアップを目指す。

パプアニューギニアの土地制度は、大まかに慣習地（共有地）と法定土地（国有地と私有地）という 2 つの所有形態が共存し、伝統的な土地管理と近代的な法制度が複雑に絡み合っている。法定土地の法律的枠組みが整備される一方で、慣習地の管理には部族の伝統的な習慣が深く関与しているため、法的な整合性や透明性を確保することが難しい側面がある。因みに、国土の 97%は慣習地であるので、10ha を超えるような土地が必要な場合は、慣習地の活用を検討せざるを得ない。一般的に土地利用の合意が形成された場合には、慣習地は国有地に用途転換して活用されるが、境界線の未確定など様々な問題が発生している。

本調査期間中に用地の場所が確定しなかったため、設計やコスト積算の詳細を詰めることができなかった。そのため、現時点ではキウンガの市街地のすぐ郊外に用地が確保出来たと想定して、以下の通りのシステムを提案する。提案システムは、基本的には鉱石を加工する工場向けに年間を通じた 24 時間の電力供給をするものである。しかし、本調査の結果、事業者の利益のみでなく、地元住民への裨益の配慮が事業実施のために重要であることが判明した。そのため、余剰があればキウンガの市街のミニグリッドへの給電など何等かの地元住民への裨益を検討すべきと考えている。

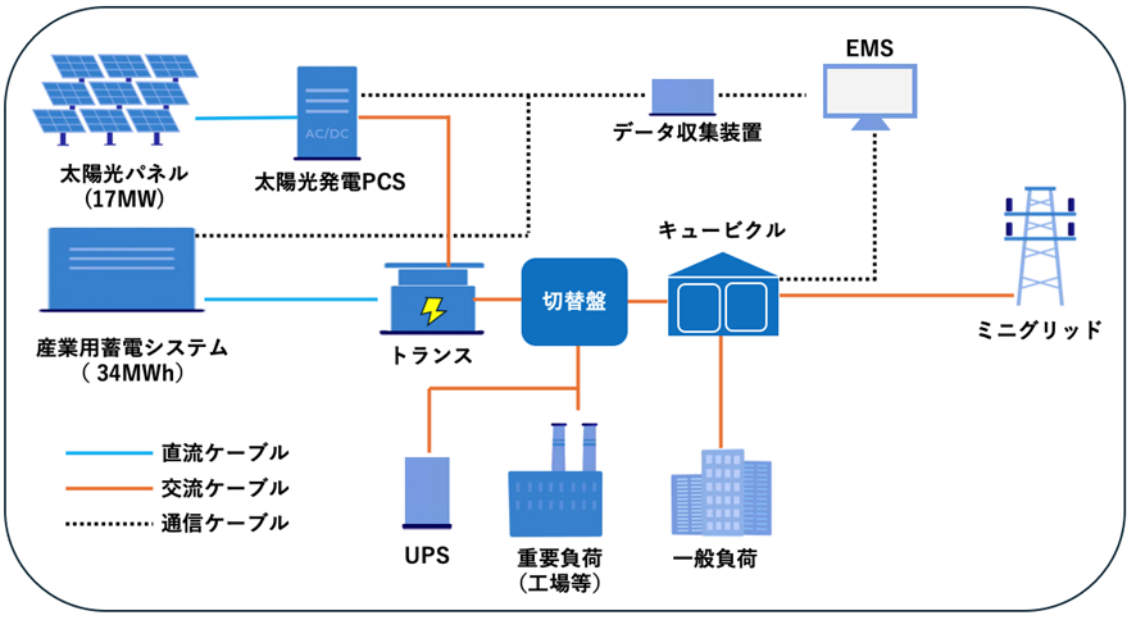


図 10 提案システムの構成
出典：調査団が作成

第 2 の課題は、外貨規制への対応である。現地から EPC の代金を日本の EPC 業者に送金する場合や、現地から投資家への配当をドルで日本等に送金しようとする場合、現状ではスムーズに行うことが出来ないことも予想される。対応策としては、他の資源関連企業が行っているようにオフショア口座で取引をすることが考えられる。ただし、現地でのヒアリングによると、配当送金、輸入代金の支払い等が全く出来ないということではなく、小口に分けて送金するなどにより実施出来ている企業もある。

4.3.2. JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策

JCM 化の主要な課題は、JCM のための合同委員会の設立が出来ていないことである。PNG 側のメンバーは既に決定しているということだが、JCM ガイドラインの最終化が遅れている。JCM のフォーカル・ポイントである気候変動開発庁（Climate Change and Development Authority/CCDA）は、下図の通りの組織体制を持っており、JCM 関連の担当は MRV and International Communication Division という部局になっている。同部局は 10 名程度の職員が在籍している。CCDA は、JCM ガイドラインの最終化が遅れていることは認識しているが多忙な状況のため、2025 年に入ってからの対応になるとのことだった。また、CCDA の組織内部での JCM 関連の情報共有がまだ十分になされていない印象を受けた。そのため、対応策としては、提案法人・共同提案法人としては、今後も引き続き CCDA の JCM 体制の強化をモニタリングしつつ、出来る限りの支援をしていく方針である。

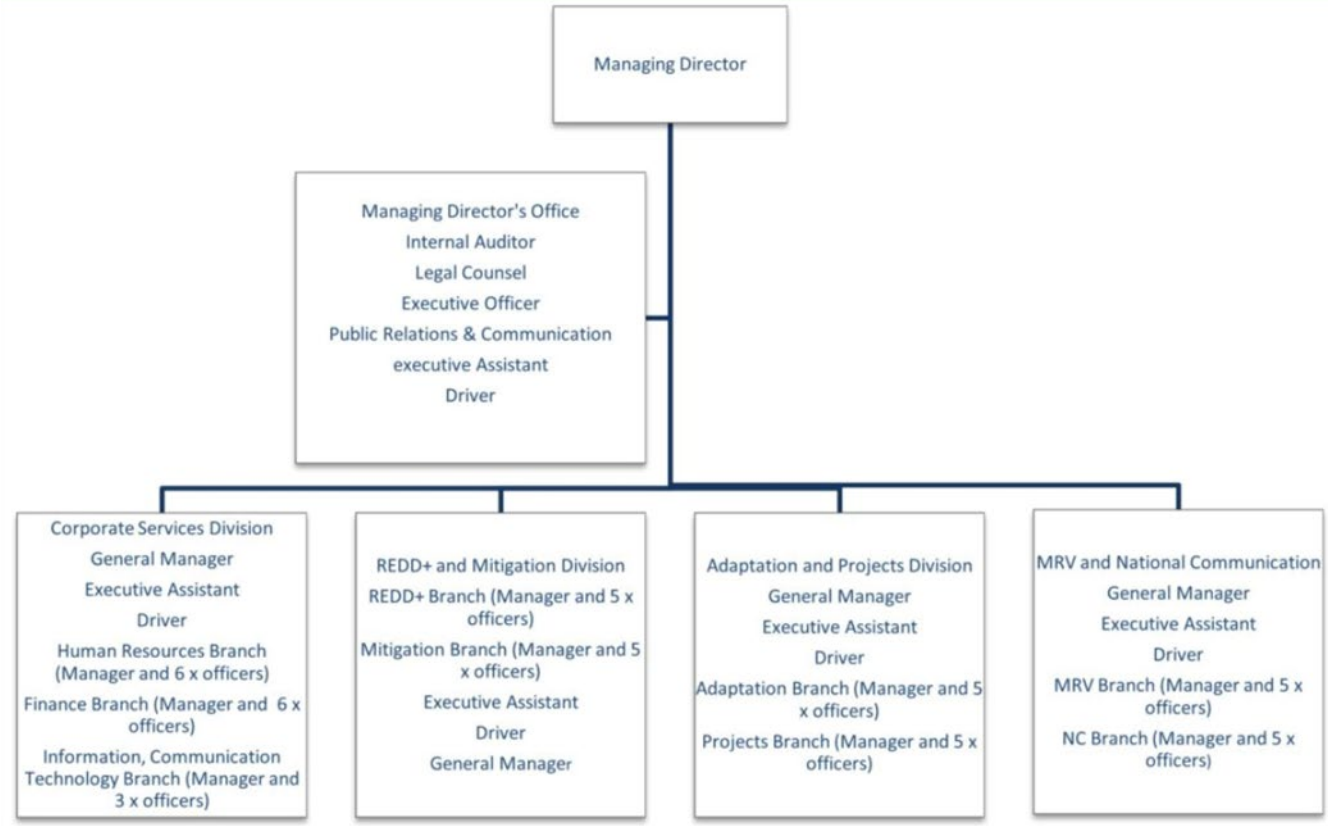


図 11 気候変動開発庁の組織図

出典：https://ccda.gov.pg/about-us/

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. ビジネスモデル

下図に検討中のビジネスモデルを示す。日本および現地の投資家が出資して SPC を設立し、SPC が提案の太陽光発電システムを提案法人から購入・運営し、ウェスタン州のオフテイカー企業に売電する。システムの購入に関しては、総事業費の一部を金融機関等から借り入れることを想定している。現地パートナーはすでにオフテイカー企業と MOU を締結しており、将来 PPA を締結する際の売電価格についても合意が得られている。現地政府からの支援としては、税制優遇、JCM クレジット発行等を期待する。

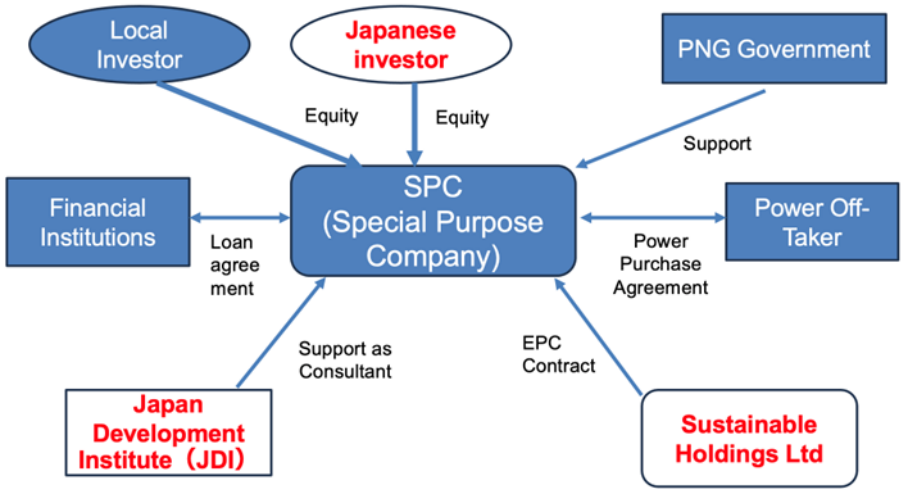


図 12 事業モデルの概念図

出典：調査チームが作成

4.4.2. 事業性評価

本件の事業性については、プレ FS での暫定的な IRR の値をベースとし、JCM クレジットの販売収入による上振れが見込まれること、提案法人は蓄電池の調達に優位性があり蓄電池の見積もりの下振れが見込まれることを考慮すると、IRR は 20%近くになると推定される。ただし、最終的な収益性は、今後確保する事業用地の諸条件や価格により最終的に決まることになる。また、現地パートナーが十分な資金を保有しており、本事業のシステム購入資金の大半を拠出する予定であるため、事業としての実現性は高い。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

基本的には 2025 年中に提案システムの着工を目指している。CCDA にはそのように説明のうえ、JCM のサイクル（プロセス）に沿って手続きを進めていきたいので、協力を要請したところ、快諾を得ている。

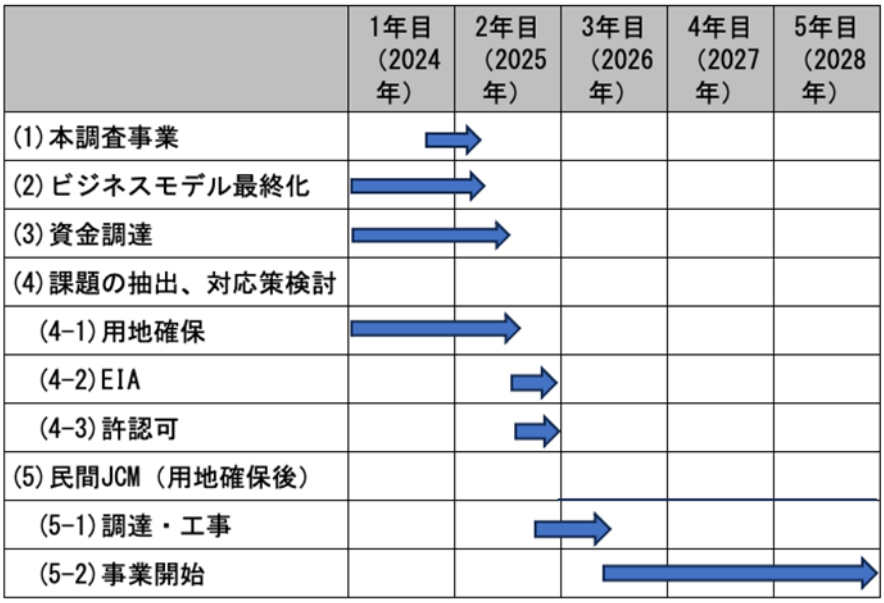


図 13 本 FS 終了後の実施スケジュール

出典：調査チームが作成

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

PNG としては、これまで 10MW を超えるような大型の太陽光発電システムを実施した経験はなく、提案者の現地パートナーS 社も当初特に技術面の不安を抱えていた。その点について、日本で 100MW 以上の太陽光発電システムの開発を経験してきた提案法人は、技術面の課題を払拭するという貢献が可能である。

また、現地パートナーS 社からは、技術面だけでなく、投資資金面でも貢献を期待するということであった。そのため、日本の投資家・金融機関と可能性について協議を重ねた。大手企業の視点からは、本事業の規模が小さすぎる、PNG のカントリーリスクが取れないなどの懸念が示された。一方、中小企業の視点からは、収益率や投資回収年数が良好であることが条件とされた。収益率や回収年数は、土地の費用などにもよるため、最終的な数値を見ての判断となる。日本からの投資・融資が可能になれば、総事業費は 50-60 億円程度になるため、ファイナンス面での貢献も大きい。

本提案プロジェクトは、PNG 政府の NDC にも貢献する。2030 年までに再エネ比率を 78%にするという目標は非常に高く、太陽光発電への期待は高いため、本件はその点で貢献可能である。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

2015 年から 2024 年まで太陽光発電については 18 の JCM 方法論が認証されているが、設計資格認証では IEC61215, IEC61646, IEC62108、安全資格認証では IEC61730-1, IEC61730-2 がいずれも適格性要件として採択されている。従って、①太陽光発電システムの導入、②ミニグリッドへの接続、③設計資格、安全資格の認証、④モニタリング装置の設置を適格性要件として定め得る。また、排出係数につ

いては 18 件中 17 件が 0.533tCO2/MWh となっており、タイの 0.319 は日照時間などの気象条件上の例外と考えられる。以上の様なことから、本件においては、気候条件が近いパラオの PW_AM001 を活用することが妥当と判断される。

本件が対象とする地方部の SEZ（候補地含む）は系統電力に接続されていないか、されていても不安定であり、BAU としてはディーゼル発電による給電が想定される。リファレンス排出量は、太陽光発電による電力供給量にディーゼル発電機の排出係数を乗じて算出する。ディーゼル発電機の排出係数は、上記の通り保守的な算定手法を用いて 0.533 tCO2/MWh を想定している。プロジェクト排出量は、太陽光発電がベースとなっているため、基本的にゼロである。PNG では既存の方法論がないため、上述の通り PW_AM001 を方法論として活用する。

ウェスタン州の候補地では 17MW の太陽光発電の導入を想定している。鉱山会社でのディーゼル燃料による自家発電電力（排出係数 0.533 tCO2e/MWh）を太陽光発電で代替することにより排出削減を実現する。現時点では、約22GWh/年の発電量を見込んでいる。排出係数にもよるが年間1万tCO2/MWh以上の削減が期待出来る。削減量については、将来的にシステムの詳細設計が確定し次第、より精緻化する。

4.7.2. 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、太陽光発電による電力供給量にディーゼル発電機の排出係数を乗じて算出する。ディーゼル発電機の排出係数は、保守的な算定手法を用いて 0.533 tCO2/MWh に想定する。22,000MWh/年 x 0.533 tCO2e/MWh =11,726 トンの削減が期待されるところである。

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

太陽光発電プロジェクトの排出量（プロジェクト排出量）は、発電自体からの直接排出はゼロであるが、設備の製造、設置、運用、廃棄などのライフサイクル全体で発生する間接排出を考慮する場合もある。しかし、今回は間節排出がネグリジブルとし、プロジェクト排出量はゼロであると想定している。

4.7.4. モニタリング方法案

太陽光発電システムには、専用のモニタリング機器やソフトウェアが付属している場合が多い。このシステムを利用すると、以下の情報をリアルタイムで確認することができる。
発電量: 現在の発電状況、累計発電量。
消費電力: 施設での消費電力の監視。
システム異常: 故障や低効率の警告。

4.7.5. 方法論案の課題

太陽光発電の課題は、ライフサイクル評価の統一、土地利用転換や資材調達の間接影響、蓄電技術不足、パネル廃棄物管理、地域特性への対応である。これらを改善することで、GHG 削減効果を最大化できる。MRV の方法論については、JCM 関連のスキームにおいて、太陽光発電と蓄電池を組み合わせ

た案件や太陽光とディーゼル発電等を組み合わせた案件が過去に PNG 以外の国で実施されている。そのため、基本的には過去に開発された JCM 方法論を基本にしつつ、若干の修正で対応する。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

リファレンス排出量は、太陽光発電による電力供給量にディーゼル発電機の排出係数を乗じて算出する。ディーゼル発電機の排出係数は、保守的な算定手法を用いて 0.533 tCO2/MWh に想定し、プロジェクト排出量は、太陽光発電がベースとなっているため、基本的にゼロと想定している。PNG では既存の方法論がないため、PW_AM001 を活用する。「リファレンス排出量 11,726 トン」から「プロジェクト排出量 0」を引き、11,726 トン/年の排出削減が期待される。

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

太陽光発電は、発電時に温室効果ガス（GHG）をほとんど排出しないため、化石燃料発電に比べて大幅な GHG 削減が可能である。ライフサイクル全体の排出量も低く、稼働初期で相殺されることが一般的である。1kWh あたりの CO_2排出量は石炭火力の約 20 分の 1 に抑えられる。また、エネルギーミックスの転換により、さらなる排出削減が期待される。

本件で取り上げたウェスタン州以外の州でも、経済特区候補地等で同様の太陽光発電システムのニーズが確認されているため、同様のプロジェクトを横展開し、排出削減でさらに貢献していくことが期待されている。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

出口戦略としては、民間 JCM を想定している。現地パートナーが実施したプレ FS で示された IRR は 10%を超えており比較的高いものであったが、提案法人による試算ではより高い IRR になると推定された。そのため、補助金などなしでも十分に実施出来ると考える。

実現に向けた課題としては、上述の課題以外では、競合他社との競争が挙がられるが、カントリーリスクの高い PNG のさらに僻地であるウェスタン州では一般的に競合は少ないと思われる。提案法人はウェスタン州やその他の州で提案システムの EPC 受注を目指すが、海外の競合企業と競争になる可能性はゼロではない。競争になった場合に備え、過去の実績・人脈を活かしてコスト面の競争力を確保することは当然として、さらに JCM クレジットの確保による事業性の改善、共同提案者が持つ SEZ 関連の経験・人脈・優遇措置の活用、日本からのファイナンス取り付けなどにより、競争力を高めていく方針である。

なお、PNG は NEXI のカントリーリスクで、8 ランク中 7 番目になっているが、一般的な包括保険も条件付き（20 億円以下）で認められており、通常の貿易に大きな問題はなく、事業実施の大きなリスクにはならないと考える。

7. 添付資料

7.1. JCM 方法論案（バイオマス発電）

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form

Form for submitting the proposed methodology

Host Country	Papua New Guinea
Name of the methodology proponents submitting this form	Joint Crediting Mechanism Methodology
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Solar photovoltaic (PV) system
Title of the proposed methodology, and version number	Displacement of Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV System, Ver 0.0
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☒ Additional information
Date of completion	X February 2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
0.0	X February 2025	Drafting stage

A. Title of the methodology

Displacement of Grid and Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV System, Ver 01.0

B. Terms and definitions

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).

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity using diesel fuel as power source by installation and operation of the solar PV system(s)
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of the AC output of the solar PV system(s) multiplied by the conservative emission factor of the grid and captive electricity.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the solar PV system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the project solar PV system

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project installs solar PV system(s).
Criterion 2	The solar PV system is connected to the internal power grid of the project site and/or to the grid for displacing grid electricity and/or captive electricity at the project site.
Criterion 3	The PV modules have obtained a certification of design qualifications (IEC 61215, IEC 61646 or IEC 62108) and safety qualification (IEC 61730-1 and IEC 61730-2).
Criterion 4	The equipment to monitor output power of the solar PV system and irradiance is installed at the project site.

E. Emission Sources and GHG types

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 solar PV system(s)	N/A

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Considering that Palauan grids are not connected to other grids and use diesel fuel as a power source, net emission reductions are ensured as follows.

It is assumed that solar PV systems installed in Palau will replace grid electricity and/or captive electricity generated by the existing diesel generators whose power generation efficiency is estimated to be around 33-41%, which leads to the CO_2 emission factor of 0.805-0.631 tCO_2/MWh.

However, applying such emission factor derived from the existing diesel generators does not achieve net emission reductions. Therefore, the power generation efficiency of 49%, which has not been achieved yet by the world's leading diesel generators, is employed in this methodology to ensure net emission reductions. The emission factor of grid and captive electricity is set to 0.533 tCO_2/MWh based on the power generation efficiency of 49%.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i EG_{i,p} \times EF_{RE}$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$: The quantity of the electricity generated by the project solar PV system *i* during the period *p* [MWh/p]

EF_{RE} : The reference CO_2 emission factor of grid and captive electricity [tCO_2/MWh]

G. Calculation of project emissions

$PE_p = 0$

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

H. Calculation of emissions reductions

$ER_p = RE_p - PE_p$
$= RE_p$

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. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
EF_{RE}	The reference CO_2 emission factor of grid and captive electricity, calculated based on the power generation efficiency of 49% using diesel fuel as the power source. The default value for EF_{RE} is set to be 0.533 tCO_2/MWh. *The efficiency of the most efficient diesel engine is close to but below 49%.	Additional information The default emission factor is derived from the result of the survey on the new high-efficient engines using diesel fuel as power source. The default value should be revised if necessary from survey result which is conducted by JC or project participants every three years.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：パプアニューギニアにおけるハイブリッド太陽光発電システムの導入に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：サステナブルホールディングス株式会社

頁	図表番号	タイトル
568	図 5	PNG の GHG 総排出量
569	図 6	PNG の発電ミックス
569	表 3	PNG における再エネ IPP 案件
570	表 4	PNG における法人税率
570	表 5	PNG におけるその他の税
570	表 6	本件に関連する優遇措置
572	図 7	環境許認可の取得手順
573	図 8	PNG の経常収支
573	図 9	PNG 全国の経済特区の候補地
576	図 11	気候変動開発庁の組織図

添付 2.12. 日鉄エンジニアリング株式会社

事業名：インドにおける「第二世代バイオエタノール製造技術」導入に関する JCM 実現可能性調査

実施者：日鉄エンジニアリング株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

1.1.1. インドにおけるバイオエタノール生産ニーズとその背景

インド政府は、「自国が決定する貢献（Nationally Determined Contribution：NDC）」において、2070 年までのカーボンニュートラル達成や 2005 年比で 2030 年までに GDP 比 CO2 排出量を 45%削減する目標を掲げている。その上で、「バイオ燃料国家戦略」においては、2025 年までの E20（ガソリンへの 20%のエタノール混合）実現を含めたエタノール増産戦略を描いている。また 2023 年 9 月の G20 においてモディ首相の提案によりバイオ燃料の生産と使用の拡大を目指し、世界の 85%のエタノール製造を担うインド、米国、ブラジルを含めた「世界バイオ燃料同盟（Global Biofuel Alliance: GBA）」を発足させパイロットプロジェクト、共同研究開発、規格や規制の策定を推し進めるなど、バイオエタノール増産を国家戦略として推進している。

1.1.2. インドにおけるバイオエタノール生産の実態と課題

インドにおけるバイオエタノール生産は「第一世代バイオエタノール製造技術」(可食農作物等の糖やでんぷんからのエタノール製造)によるものが主となっており、急速なエタノール生産拡大の影響もあり、食料供給とのバランスが問題となっている。また農業大国であるインドでは、エタノールの原材料となる非可食の農作物残渣（バガス（サトウキビ搾汁後の残渣）や稲わら等）が多量に存在し、廃棄物の増加、稲わらの野焼きによる大気汚染等の社会課題が深刻化している。しかし、こうした非可食農作物残渣のようなセルロース系の原料をエタノール化する「第二世代バイオエタノール製造技術」は確立されておらず、未だ計画・建設フェーズにある。唯一稼働している稲わらを原材料とする設備においても技術的課題を抱えており、第一世代から第二世代へのスムーズな移行が望まれる。

技術的課題に加え、第二世代バイオエタノール製造技術の普及には、第一世代に比べ高価な生産コストの課題解決も不可避である。特に砂糖の一大生産国であるインドでは、「バイオ燃料国家戦略」により、バガスを原材料としたエタノール生産を推奨しているものの、その製造技術は確立されておらず、本事業の早期実現への期待は高い。

1.1.3. 課題・ニーズ解決に向けた仮説

当社の「第二世代バイオエタノール製造技術」を用いて、「バイオ燃料国家戦略」で推奨されているものの未だ確立されていないバガス由来のバイオエタノール生産を実現する。

また現時点でインドにおける第二世代普及の障害となっている第一世代との生産コスト差を埋めるために、JCM プロジェクト化による GHG 排出量削減効果のクレジット等の環境価値を活用することが有用であると考えており、JCM 合意の検討を進めるインド政府にも、その効果を提唱していく。インドにおけるバイオエタノール原材料の多様化、バイオエタノールの増産を実現し、インド政府の NDC 達成に貢献する。

1.2 手院事業の概要調査の目的およびアウトプット

1.2.1. 事業の概要

提案事業は、当社が有する「第二世代バイオエタノール製造技術」をインドの石油会社に導入し、第二世代バイオエタノールの生産を行うものである。当社の技術では幅広いセルロール系バイオマス原材料を取り扱うことが可能であるが、本事業においてはインドで未だ具体的な計画が存在しないバガスを原材料としたバイオエタノールの生産を検討している。原材料の調達先である製糖工場の立地等にもより、製糖会社へ設備導入し、バイオエタノールを生産、その後石油会社に輸送してガソリンに混合する計画についても、本 FS 中に同時に検討する。

バイオエタノール増産によりガソリンへのバイオエタノール混合比率が向上し、GHG 排出量削減が実現される。図 1 に、想定している事業モデルを示す。

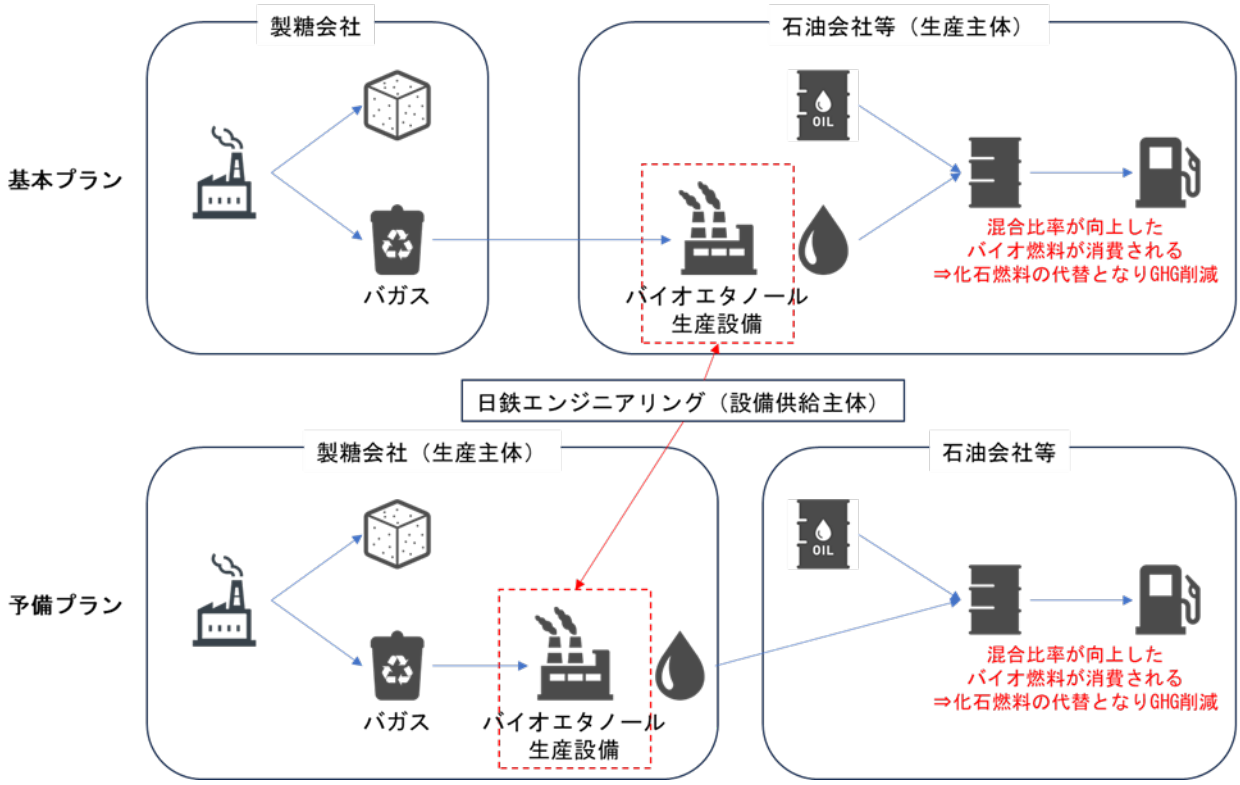


図 1 事業モデルイメージ

出典：調査チーム作成

1.2.2. 日鉄エンジニアリングの第二世代バイオエタノール製造技術

当社は 2005 年以降、廃棄物系バイオマス(食品廃棄物やみかん搾汁残渣)を原材料とした第一世代バイオエタノール製造技術に取り組み、その開発を完了させた。2009 年以降は第二世代バイオエタノール製造技術に取り組み、2016 年にはバガスを原材料としたバイオエタノール生産についてフィリピンでの実証試験も行い、同技術開発を完了させている。

当社のバガスを含むセルロース系バイオマスを用いたエタノール生産設備の概要を図 2 に示す。バイオマスの破砕・洗浄を行う事前処理工程を経て、糖化しやすいように薬品や蒸気で前処理(Pretreatment)を行う。次に酵素を用いてバイオマス中のセルロース、ヘミセルロースを糖化(Saccharification)し、その糖を酵母で発酵(Fermentation)させエタノールに転換する。発酵液のエタノール濃度は低く燃料としてそのまま利用することはできないため、蒸留(Distillation)し濃度 99.5%以上まで濃縮・脱水を行い、燃料用エタノールとなる。

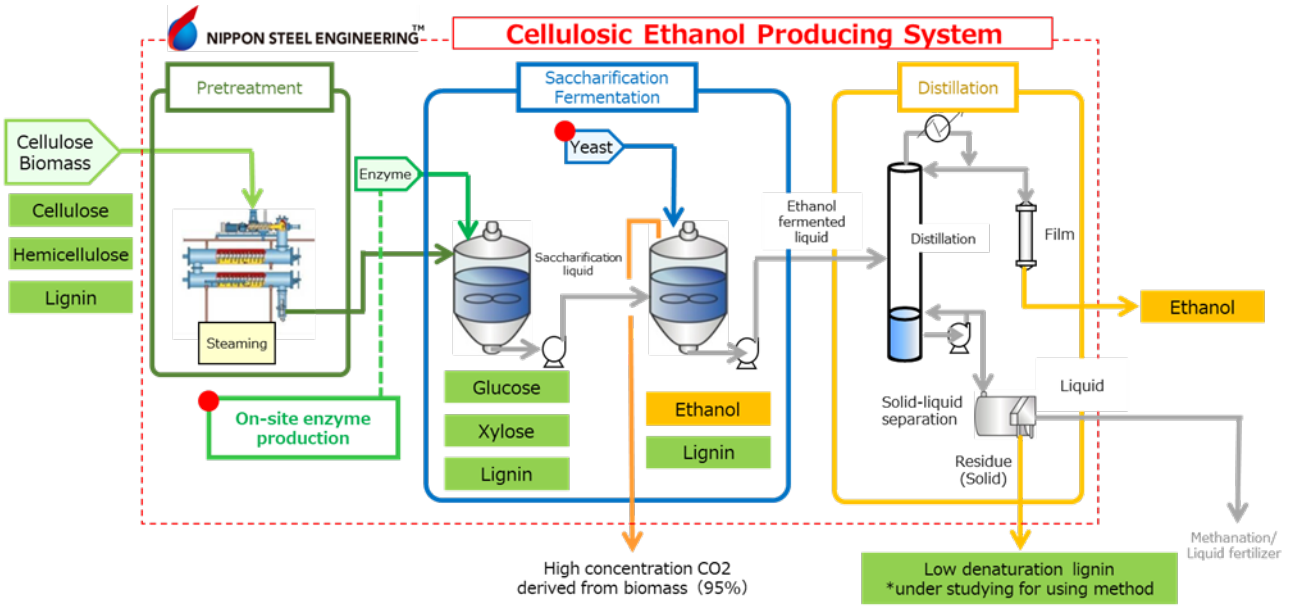


図 2 第二世代バイオエタノール設備のプロセスフロー

出典：調査チーム作成

当社技術は、取り扱えるセルロール系バイオマスの種類が多岐に渡り、バガスを始めとして、ケーントラッシュ（農地に残存するサトウキビの葉)、ネピアグラス、コーンストーバーの活用など、原材料の多様化が最大の特徴である。これによりインドでは未利用の原材料を活用したバイオエタノール化を実現する。

生産効率の向上、生産コスト低減、多様な原料の利用のために、適切な酵素、酵母選定のノウハウを有しており、用いられる酵素、酵母に応じて経済的に最適となる前処理・プロセス条件の設計を行う。こうした技術は、エンジニアリング会社として様々なプロセス技術の開発・設計に取り組み、経験とノウハウを蓄積してきた当社だからこそ実現できるものと自負する。

また個別技術として「オンサイト酵素生産技術」を有している。第二世代バイオエタノール製造過程において、酵素を用いて原材料を糖化させる必要があり、この酵素がエタノール生産コストの大きな割合を占めている。酵素使用のコストには、濃縮、精製、および輸送にかかる割合が大きいが、バイオエ

タノール生産設備の近辺（オンサイト等）で「酵素」を生産することで、輸送に伴うコストを大幅に低減できる。この技術は本事業にも適用できるものと考えており、インドにおける第二世代バイオエタノール製造技術の普及に繋がるものと考えている。

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

当社製「第二世代バイオエタノール製造技術」によるインドにおけるバイオエタノール生産の活性化を目的として、バガスを原料としたバイオエタノール生産事業性の確保と、JCM 事業化に向けた GHG 排出削減効果を明らかにする。具体的には以下をアウトプットとして設定する。

・インドにおけるバイオエタノール関連政策・制度動向調査結果
・原材料（バガス）調達方法の調査結果
・JCM プロジェクト案
・JCM プロジェクト案を踏まえた JCM 方法論ドラフト（GHG 排出削減量試算含む）
・インドにおけるビジネスモデルと普及計画と政策提言案

2. JCM FS 調査の実施体制

受託者の当社（日鉄エンジニアリング）が主体となり、インドにおける政府機関や各企業へのヒアリング、案件組成へ向けた対話を行った。またインドにおいてコンサルティング会社を起用し、第二世代バイオエタノールを取り巻く状況や、特に原材料としてのバガスの調達可能性について調査を行った。これらは、当社のインド子会社である Nippon Steel Engineering India Private Limited （NSEI）の協力を受けつつ実施した。

また方法論案については、知見のある三菱総合研究所を外注先として起用し、インド現地での調査結果を踏まえつつ、作成を行った。

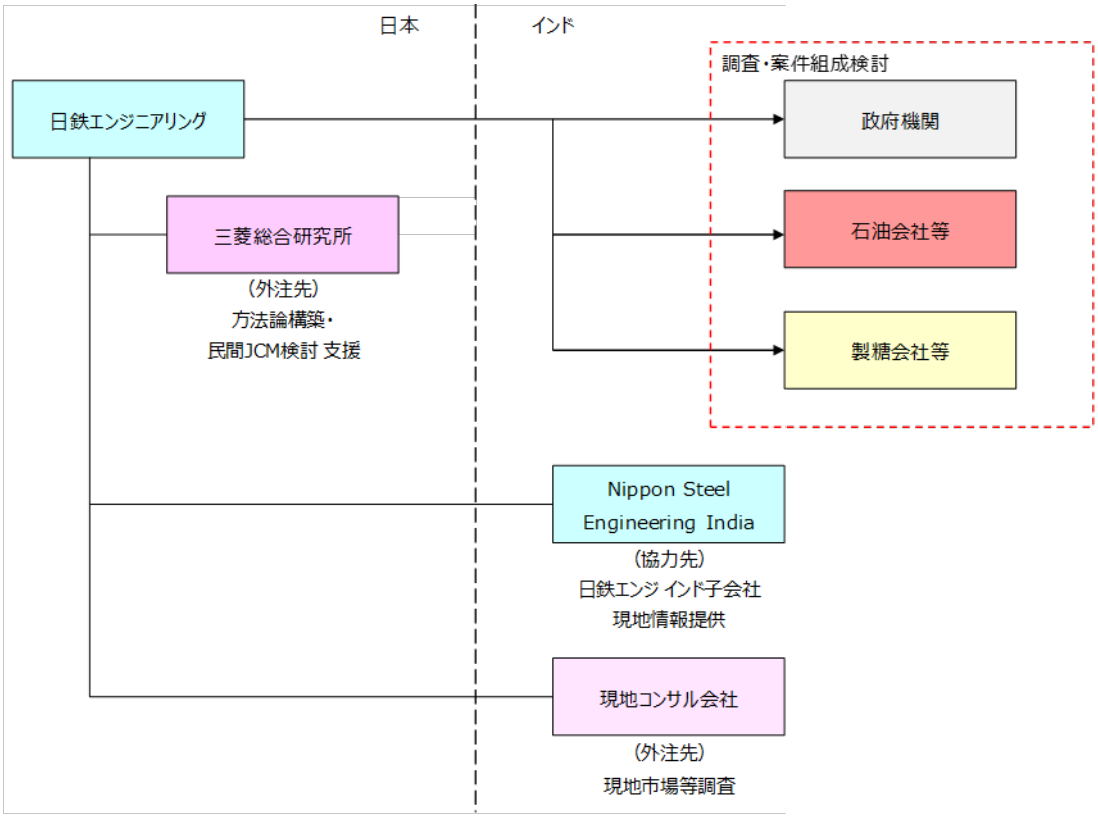


図 3 体制図

出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

NSEI と連携し、計 3 回の渡航調査(2024 年 11 月 12~14 日、2024 年 12 月 16~18 日、2025 年 1 月 15~19 日)等を通じ、Energy Technology Meet(バイオ燃料関連の展示会)への参加、石油・天然ガス省傘下の CHT(Center of High Technology)、石油会社やバイオエネルギー企業等との対話を通じて必要な情報収集、各社の事業化へ向けた認識と課題感のヒアリング、また簡易 FS 結果と JCM スキームを提示しながら当社技術導入への興味を確認した。また現地コンサル会社により、インドにおけるバイオエタノールの全体感およびバガスを原材料としたバイオエタノール事業の成立可能性、特にバガスの安定調達の可否について調査を行った。さらにインド現地の調査結果を踏まえつつ JCM 方法論案を作成した。

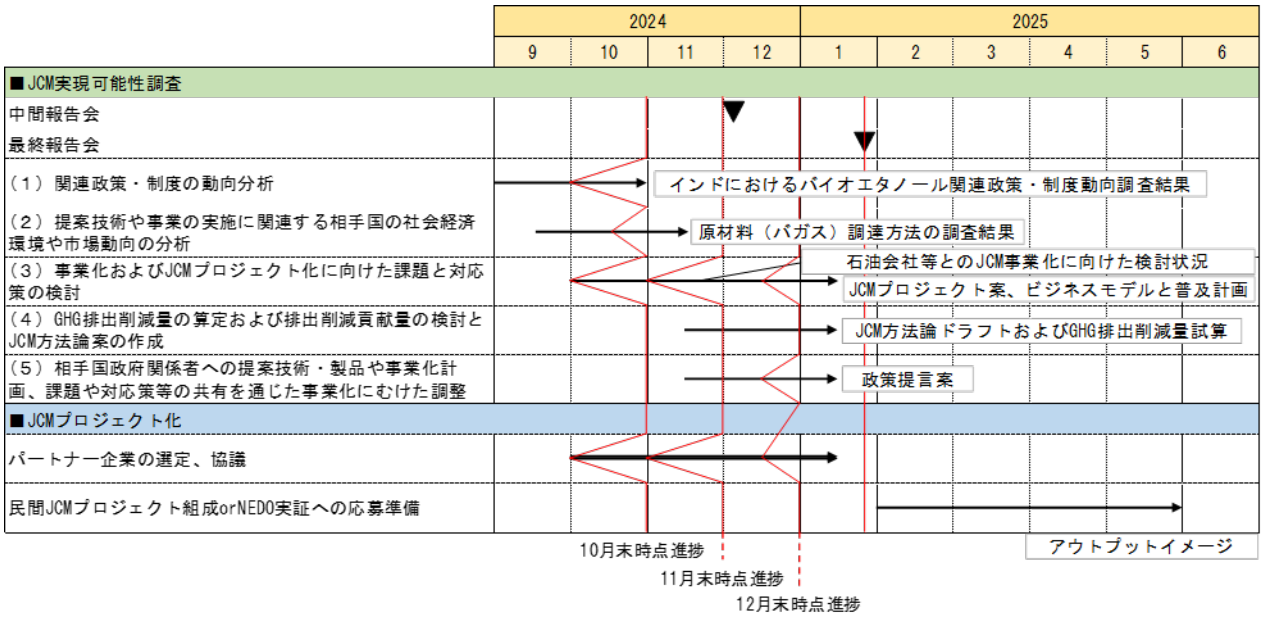


図 4 JCM FS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成

表 1　FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2024 年 11 月 12 日（火）～2024 年 11 月 14 日（木）（11 日出国、15 日帰国）	Energy Technology Meet 参加(複数のパートナー候補が参加)	第二世代バイオエタノールに関する情報収集、ネットワーキング
	現地コンサル会社	第二世代バイオエタノールの原材料としてのバガスの調達可能性についての調査結果ヒアリング、ディスカッション
2024 年 12 月 16 日（月）～2024 年 12 月 18 日（水）（15 日出国、19 日帰国）	CHT	インドにおけるプロジェクト組成等に関する意見交換実施。（補助金やオフテイク保証等、政策面等の詳細確認含む）
	A 社	当社製第二世代バイオエタノール設備導入、JCM プロジェクトに関する意見交換
	現地コンサル会社	バガスを用いた第二世代バイオエタノールのインドにおける事業成立の可能性についての調査結果ヒアリング、ディスカッション
2025 年 1 月 15 日（水）～2025 年 1 月 19 日（日）（インド国内移動の関係で 13 日出国、19 日帰国）	B 社	バガス安定調達へ向けた課題、アグリゲーターとしての連携についてディスカッション
	C 社	当社製第二世代バイオエタノール生産設備導入、JCM プロジェクトに関する意見交換
	D 社	当社製第二世代バイオエタノール生産設備導入、JCM プロジェクトに関する意見交換

	E 社	当社製第二世代バイオエタノール生産設備導入、JCM プロジェクトに関する意見交換

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. 第二世代バイオエタノールの促進策①－PM JI-VAN Yojana プログラム

国として第二世代バイオエタノール製造技術によるバイオエタノール増産を達成するために重要な促進策として、PM JI-VAN(Pradhan Mantri Jaiv Indhan- Vatavaran Anukool fasal awashesh Nivaran) Yojana という補助金プログラムがある。これはインドにおける第二世代バイオエタノールの技術開発と商用化を目的としたものであり、12 件の商用プロジェクトと 10 件の実証プロジェクトの組成を目標として 2019 年に石油・天然ガス省からリリースされ、CHT にて運用されている総額 1,969.5 億ルピーのプログラムである。

このプログラムでは、商用プロジェクトは最大 15 億ルピーを上限に、プロジェクトコストの 20%、もしくはバイオエタノールの生産量年 1 百万リットルあたり 0.5 億ルピーのどちらか低い方の補助金が支給される。また実証プロジェクトにおいては最大 1.5 億ルピーの補助金が支給される。

このプログラムによって､現在までに 6 件の商用プロジェクトと 4 件の実証プロジェクトが組成された。そのうち、インドにおいて唯一、すでに設備が立ち上がっている IOCL 社の商用設備もこのプログラムを活用して投資されたものである。

4.1.2 第二世代バイオエタノールの促進策①－オフテイク価格

PM JI-VAN Yojana プログラムと並び重要な促進策が、生産された第二世代バイオエタノールのオフテイク保証である。オフテイク保証はガソリンへのエタノール混合を義務付ける EBP(Ethanol Blending Petrol)プログラムの下、混合比率向上のため Ethanol Procurement Policy として石油・天然ガス省にて実施されているものであり、政府と OMCs(Oil Marketing Companies、石油販売会社)によってオフテイク価格が決定され管理される。

これまで第一世代バイオエタノールで適用されてきているが、第二世代バイオエタノールを対象としたオフテイク価格は第二世代バイオエタノールの生産コストに見合った価格に設定されると想定されている。現時点ではインドにおいて安定的な商用生産が実現しておらず、故に適正な生産コストを算定できないことから、第二世代バイオエタノールのオフテイク価格が決定されていない。エタノールの性質としては第一世代と第二世代では差異はないが、設定されるオフテイク価格の差は投資判断をするにあたっての重要な指標となり、促進策となる予定である。

4.1.3 第一世代バイオエタノールの規制策

現在インドでは E20 の実現を始めとするバイオエタノールの増産を優先しているが、食糧確保の観点からサトウキビのしぼり汁・シロップを用いたエタノールの生産に制限を設けている。直近では年産 1.7

百万トンが上限となっている。この生産制限は第二世代バイオエタノールへの転換を促す効果があるが、一方で製糖工場の余剰在庫等を踏まえて政策(生産上限)が変わるのも実態となっている。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1. インドにおける第二世代バイオエタノールの原材料

インドにおける第二世代バイオエタノールにおいて、現時点では稲わらが主要な原材料であるとみなされている。その理由としては、インドは米の一大生産国であり多くの稲わらが発生すること(2024 年度で 2 億トン近くが発生すると想定されている)、その稲わらの 25%弱は利用されず、大量の稲わらが野焼きにされ大気汚染の原因となっていることから、社会課題の解決として稲わらの活用が求められているためである。現にインドで唯一の商用機である IOCL 社の設備も稲わらを原材料としており、他の投資案件でも稲わらを原材料としているものが多い。

「バイオ燃料国家戦略」において原材料の多様化による生産能力の拡充を推奨しており、原材料として、稲わらの他にトウモロコシの茎(16 百万トン程度の供給があると想定されている)や竹(インド北東部では豊富に存在しており、アッサム州で竹を原材料とした第二世代バイオエタノール設備が建設中)が具体的に検討されている。それらに加え、砂糖の一大生産国であるインドで主要な原材料になると期待されているのがバガスである。

4.2.2. インドにおける第二世代バイオエタノールの原材料としてのバガス

バガスはエタノールの原料となるセルロースとヘミセルロースを合わせた成分比率が 60%以上あり、バイオエタノールに適した性質を持っている。また、世界でも有数の砂糖生産国であるインドでは、大量のバガスが発生する(2023 年度では 3 億トン強のサトウキビが製糖工場で処理され、その結果 90 百万トン強のバガスが発生)ことから、同国の国家戦略でもある第二世代バイオエタノール増産目標実現のために期待できる原材料である。

バイオエタノール製造プロジェクトにおいて、原材料の安定調達可能性は重要な課題であるが、現状はバガス発生量の内 85%程度は製糖工場内のコジェネ設備の原料として使用されており、残り 15%程度は製紙会社等に販売され、全量消費されている。そのため、稲わらと異なり必ずしも容易に手に入るわけではなく、製糖会社にとって魅力的な価格で購入する必要がある。一方で今後、以下の点からバガスの入手しやすさが向上すると思われる。

- インドにおいて国内需要増大に合わせ砂糖生産が今後も増大すると見込まれており、バガスの絶対量が増える。
- 製糖会社においてはボイラーの効率改善により 2030 年までに蒸気生産量の 10%削減が見込まれており、これはバガス使用量の 6%削減に繋がる。
- 一部の州では製糖会社の PPA(電力販売契約)の条件が悪化しており、コジェネ設備に用いるよりバガスを販売するメリットの方が大きくなっている。

現時点で 12.5 百万トン程度(製糖会社内で消費されず)市場に出回っていると想定されているバガスが、2030 年度には 20 百万トン程度に増大している可能性もあり、商用機規模の年産 3 万キロリットルのエタノール生産に必要なバガス量が 0.2 百万トン強であるという当社試算からすると、インドにおいてバガスは第二世代バイオエタノールの原材料としての十分に成り立つと考えられる。

4.2.3. 各社の投資・技術開発動向

インドにおける第二世代バイオエタノールの投資および技術開発は、上述の EBP プログラムを踏まえ、OMCs が主要プレイヤーとなり、PM JI-VAN Yojana プログラムを活用して行われている。

現在インドで唯一稼働しているのは IOCL 社がハリヤナ州 Panipat に保有する稲わらを原材料とする設備であるが、原材料の前処理等にトラブルが相次ぎ、十分な生産能力を得られていない。この問題の解決がなかなか進まず、また他の設備もまだ立ち上がっていないことから、インドにおいて第二世代バイオエタノールの技術は確立されていないというのが一般的な理解となっており、政府としても課題と認識している。

一方で OMCs やインドにおける技術サプライヤーはそれぞれ生産効率を向上させるためのプロセス、酵素や酵母の改良等に取り組んでおり、様々な技術開発が行われ展示会等でも多く発表されている。また外資系の技術サプライヤーもインドの第二世代バイオエタノール市場に参入しようと画策しており、有望市場として認識されていることが伺える。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1. 事業化へ向けた課題と対応策

調査の中で複数の潜在顧客／パートナーに対して簡易 FS 結果を用いながら対話を行った結果、全ての回でオフテイク価格がどのように設定されるかが議論になった。最終的に事業性を判断するための重要指標であるオフテイク価格が決まっていない段階においては、各社議論を進めるための明確な判断基準が持てず、インドにおける事業上の課題であると認識した。対応策として、今後潜在顧客／パートナーと対話を深め、より詳細な FS を実施していく中で、事業を成立させるために妥当なオフテイク価格を特定し、必要に応じて政府側にも働きかけていきたい。また少しでも投資判断に優位に働くよう、補助金の活用を検討していく必要がある(実際に潜在顧客／パートナーより日本の補助金活用について興味があるとのコメントが複数あった)。

4.3.2. JCM プロジェクト化へ向けた課題と対応策

JCM スキームについて潜在顧客／パートナーに説明した結果、大多数がそのスキーム自体には理解を示し興味を有していたものの、いざカーボンクレジットをどのように評価するかという話になると、インドには排出権市場は成立しておらず、各社においても金銭換算する指標や手段を有していないため評価できないとの回答であった。この状況は JCM プロジェクト化を目指すにあたってのハードルになる可能性が高い。JCM が締結されていない中で具体的な対話を進めることは容易ではないものの、プロジェクト組成にあたってはクレジット創出により期待される定量的な金銭価値を示し、将来的な便益について顧客から理解を得ることで投資判断にとって少しでもプラスになるよう努めたい。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

4.4.1. ビジネスモデル

ビジネスモデルとしては通常の EPC(設備の設計、調達、建設を行い納入し対価を得る)を前提とし、主要ステークホルダーと対価の流れは以下を想定する。

- 設備保有者：バイオエタノールの生産主体(需要・消費主体と同一の可能性あり)
  - ✓ バイオエタノール設備への投資を行い、設備供給者に対して EPC の対価を支払う
  - ✓ 生産主体＝需要・消費主体（OMCs と想定）の場合…オフテイク価格(またはそれに準ずる補助)代替品(第一世代バイオエタノール等)を比較し投資対効果を得る
  - ✓ 生産主体≠需要・消費主体の場合…オフテイカーに対するバイオエタノールの供給によって対価を得る
  - ✓ 原料(バガス)供給者に対してバガスの対価を支払う
- 設備供給者：当社(EPC 一式で想定、必要に応じてコンソーシアムを形成)
  - ✓ 設備保有者から EPC の対価を受け取る
- 原料(バガス)供給者：製糖会社
  - ✓ 設備保有者から原料（バガス）の対価を受け取る
    (事業スキームによっては設備保有者と原料供給者の間にアグリゲーターが介在)

以下に想定しているビジネスモデルを示す。

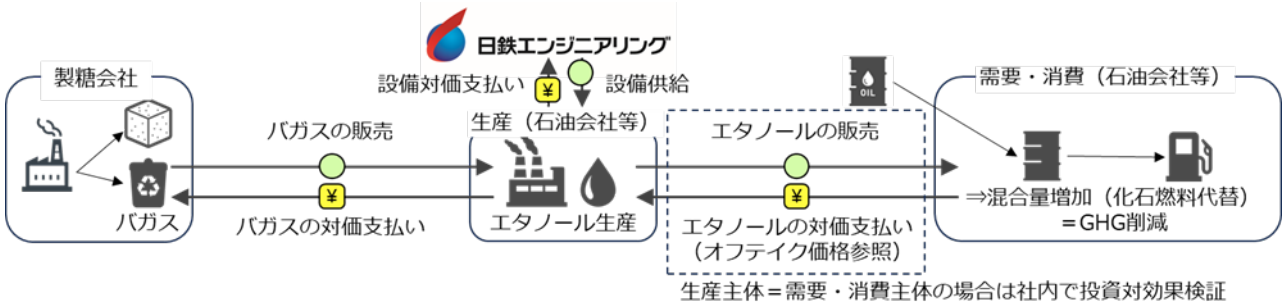


図 5 ビジネスモデル案

出典：調査チーム作成

4.4.2. 事業性評価

事業性を評価するにあたっては以下の数値を前提とした。

- バイオエタノール生産量：30,000 キロリットル／年 …商用レベルの最低規模と想定
- 原料(バガス)価格：3.5 ルピー／wet-kg …ヒアリング結果より

上記前提の下、当社で想定する設備投資金額とランニング(生産)コストから潜在顧客からヒアリングした IRR を踏まえて概算すると、オフテイク価格は 150 ルピー／リットル程度となる必要がある。これは各社からヒアリングしているインドにおける想定オフテイク価格と大幅な乖離はなく、他社との比較においては劣後していないと思われる。

一方で第二世代と同じ性質である第一世代のオフテイク価格は最大で 70 ルピー強／リットルとなっている。この第一世代との乖離を政府として許容しオフテイク価格を設定するかによって第二世代バイオエタノールがインドで発展していくかが決まっていくと思われる。

当社としては今後、設備投資金額、ランニング(生産)コストを精査し、低減を目指していく。さらには JCM プロジェクト化によるカーボンクレジット創出が認められれば、その販売収益も期待でき、事業採算性向上の一助となることが期待される。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

本 FS 期間中では政府関係者としては CHT と対話を行った。CHT は PM JI-VAN Yojana プログラムの運営主管であり、各社からの提案内容を評価する立場にある。バガスを原材料とする当社の第二世代バイオエタノール製造技術について説明し、PM JI-VAN Yojana プログラムへの適用可否を確認した。海外企業であっても応募することは問題なく、他国の補助金とも併用できるとのことであった。また候補となる潜在顧客／パートナーについても助言があり、参考にして対話を進めることができている。

事業関係者では、IOCL 社を始めとする複数の OMCs やバイオエネルギー事業会社、さらには原材料調達網構築のため農業残渣サプライチェーンマネジメント会社とも対話を行った。各社との対話を踏まえ、今後詳細の検討を進めていくことで、経済的に成立するのであれば事業化は可能であるとの感触を得ている。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

これまで記載してきている通り、インドでは第二世代バイオエタノールの増産が望まれているものの技術的に確立していない状況において、JCM プロジェクトを通じて当社技術を導入することで、日本としてインドの戦略目標の実現に貢献できる可能性がある。

また第一世代との生産コスト差が大きい中で、インド政府によるオフテイク価格の設定に頼るだけでなく、補助金を含む日本主導のファイナンス、および JCM クレジットとしてカーボンクレジットを創出することが可能になれば、その販売収益による事業採算性向上への効果も期待され、結果第二世代バイオエタノール技術の普及に寄与すると考える。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

本事業では、第二世代バイオエタノール製造技術をインドの石油会社に導入し、非可食のセルロース系バイオマス（バガスなど）を原料として第二世代バイオエタノールを生産し、ガソリンに混合して車両燃料として販売・消費することで、ガソリン消費量の減少により GHG 排出削減を実現する。

本事業に適用可能な JCM 方法論は存在しないため、主に CDM (Clean Development Mechanism)方法論「ACM0017 Version 04.0：Production of biofuel」を参考に、新規に JCM 方法論案を開発した。

本方法論案における用語とその定義を以下に示す。

表 2 用語と定義

番号	用語	定義
1	バイオエタノール	糖またはでんぷんの発酵、その後の蒸留、および必要に応じて脱水によって製造されるアルコール
2	第二世代バイオエタノール	非可食のセルロース系バイオマスを原料とするバイオエタノール
3	混合バイオ燃料	バイオエタノールとガソリンを混合した車両燃料
4	プロジェクトプラント	原料をバイオエタノールに加工するプラント

出典：調査チーム作成

本方法論案は、以下の適格性要件を全て満たす事業に適用する。

表 3 適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	バイオエタノール製造設備を導入し、生産したバイオエタノールをガソリンに混合して車両燃料として消費する事業であること。	方法論案のスコープが、バイオエタノールの生産だけでなく消費も含めることを明確にするため。
2	バイオエタノールの原料は非可食のセルロース系バイオマスであること。	現状インドで普及しているバイオエタノールは第一世代であり、第二世代はほとんど生産されていないことを勘案し、本方法論案の対象を第二世代バイオエタノールのみに限定するため。
3	バイオエタノールとガソリンを混合した混合バイオ燃料が国内規制（存在する場合）または適切な国際基準に適合していること。	生産したバイオエタノールおよび混合バイオ燃料が適切な品質を確保していることを担保するため。
4	生産したバイオエタノールがガソリンと混合された後、混合バイオ燃料が特定可能な消費者グループ（ガソリンスタンドなど）に販売されていることをモニタリングできること。	生産したバイオエタノールが消費されていることを確認できる体制構築を担保するため。
5	バイオエタノール生産者のみが排出削減量の計上およびクレジットの発行が可能であり、プロジェクト実施者はその他のステークホルダーとの契約等を通じて、排出削減量の二重計上が発生しないことを証明すること。	排出削減量の二重計上を回避するため。

出典：調査チーム作成

4.7.2. レファレンス排出量の算定方法案

(1)算定の根拠と前提

本事業のリファレンス排出量は、プロジェクト活動下で生産し、車両燃料として消費された第二世代バイオエタノールと同量の熱を生産するのに必要なガソリンの燃焼による CO2 排出量である。インド政府は E20 達成目標を掲げているが努力目標である。さらに、現状インドでは第二世代バイオエタノールがほとんど生産されておらず、足下の混合率約 16%はほぼ全て第一世代バイオエタノールによるものである。これらの調査結果から、本方法論案ではプロジェクト活動下で生産し、ガソリンに混合して車両燃料として消費した第二世代バイオエタノールによる GHG 排出削減効果をクレジット対象とした。

プロジェクト実施者は、生産した第二世代バイオエタノールが混合設備でガソリンと混合されることを監視し、混合された第二世代バイオエタノールおよび混合バイオ燃料の量を把握する。更に、混合バイオ燃料が対象となる消費者グループ（ガソリンスタンドなど）に全て納入され、車両燃料として最終消費者に販売されることを確認する。

リファレンス排出量の保守性は、生産されたバイオエタノールの正味発熱量を保守的に設定することで担保する。バイオエタノールの正味発熱量はプロジェクト実施者によって測定され、下記に示す i)プロジェクト実施前の測定に基づく方法、または ii)プロジェクト期間中の測定に基づく方法のいずれかによってリファレンス排出量の算定に用いる正味発熱量を決定する。プロジェクト実施者による測定ができない場合は、IPCC ガイドライン（気候変動に関する政府間パネル国別温室効果ガス排出インベントリガイドライン）が提供するデフォルト値の 95%信頼区間の下限値を採用する。

i) プロジェクト実施前の測定
プロジェクト実施前の試運転期間（最低 1 か月間）に定期的に（例：週 1 回）測定し、下限値をデフォルト値として採用する。

ii) プロジェクト期間中の測定
プロジェクト期間中に定期的に（例：月 1 回）測定し、下限値をデフォルト値として採用する。

(2)算定式等

リファレンス排出量は以下の算定式により求められる。

$$RE_p = BE_p \times NCV_{BE,p} \times EF_{MG,p} \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (1)$$

パラメータ	説明・単位	手法
RE_p	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2]	式(1)より算出
BE_p	期間 p に車両燃料としてガソリンに混合されたバイオエタノール量[質量または体積単位]	モニタリング値
$NCV_{BE,p}$	期間 p に生産されたバイオエタノールの正味発熱量[GJ/質量または体積単位]	以下の優先順位に従って決定： a)i)または ii)に基づくプロジェクト実施者による測定 i)プロジェクト実施前の測定

		プロジェクト実施前の試運転期間（最低1か月間）に定期的に測定し、下限値をデフォルト値として採用する。 ii)プロジェクト期間中の測定 プロジェクト期間中に定期的に測定し、下限値をデフォルト値として採用する。 b)IPCC デフォルト値の 95%信頼区間の下限値
$EF_{MG,p}$	期間 p のガソリンの CO2 排出係数[t-CO2/GJ]	以下の優先順位に従って決定： a)燃料供給者の提供値 b)プロジェクト実施者による測定 c)正確で信頼性の高い地域別もしくは国別で定められたデフォルト値 d)IPCC デフォルト値

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

(1)算定の根拠と前提

本事業のプロジェクト排出量は、原料処理工程・バイオエタノール生産工程・輸送工程において消費した化石燃料および電力の消費による CO2 排出量である。

また、バイオエタノールの原料として調達するバイオマスが、他の用途からプロジェクトに転用される場合、市場需要の変化を引き起こし、リーケージが発生する可能性がある。そのため、プロジェクト実施者は、バイオエタノールの原料となるバイオマスが、プロジェクト活動がない場合に下記 i)～iii)のいずれに該当するかを明らかにし、記載されたアプローチによって、リーケージが発生しないことを証明することが求められる。ii)エネルギー利用または iii)非エネルギー利用に該当し、リーケージの発生可能性が棄却できない場合は、適切に排出量を計上する必要がある。

i) 余剰バイオマスである場合

余剰バイオマスとは、プロジェクト活動がない場合、放置されて腐敗するか、エネルギー生産以外の目的で燃焼されるものを指し、リーケージを考慮する必要はない。

ii) エネルギー利用されていたバイオマスである場合

プロジェクト活動がない場合にバイオマスをエネルギー用途として使用する予定だった消費者が、代用として他の燃料種を使用する際に、化石燃料を選択していないことを証明できれば、リーケージを考慮する必要はない。

iii) 非エネルギー利用されていたバイオマス（例：紙パルプ等の原料）である場合

プロジェクト活動がない場合にバイオマスを使用する予定だった消費者が、代用として他の種類のバイオマスを使用する際に、余剰バイオマスを利用していることを証明できれば、リーケージを考慮する必要はない。すなわち、代用となるバイオマス生産目的で新たな栽培活動が行われていないことを証明する。ただし、下記の a)および b)の排出量の合計が、本事業による排出削減量の 5%を超える場合は、合理的な計算方法に基づきリーケージ排出量として計上する。

a)代用となるバイオマスが新たなルートで輸送される場合の追加的な CO2 排出量

b)代用となるバイオマスを利用することによる製造プロセスの変更等に伴う追加的な CO2 排出量

(2)算定式等

1)プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は以下の算定式により求められる。

$$PE_p = PE_{BP,p} + PE_{BT,p} \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (2)$$

パラメータ	説明・単位	手法
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]	式(2)より算出
$PE_{BP,p}$	期間 p のプロジェクトプラントにおけるプロジェクト排出量[t-CO2]	式(3)より算出
$PE_{BT,p}$	期間 p の原料供給地からプロジェクトプラントへのバイオマスの輸送におけるプロジェクト排出量[t-CO2]	式(4)より算出

1-1)プロジェクトプラントから生じるプロジェクト排出量

プロジェクトプラントから生じるプロジェクト排出量（すなわち原料処理工程・バイオエタノール生産工程における CO2 排出量）は、以下の算定式により求められる。

$$PE_{BP,p} = \Sigma\left(FC_{i,p} \times NCV_{FF,i,p} \times EF_{FF,i,p}\right) + EC_p \times EF_{elec,p} \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (3)$$

パラメータ	説明・単位	手法
$FC_{i,p}$	期間 p のプロジェクトプラントにおける化石燃料 i の消費量[質量または体積単位]	モニタリング値
$NCV_{FF,i,p}$	期間 p の化石燃料 i の正味発熱量[GJ/質量または体積単位]	以下の優先順位に従って決定： a)燃料供給者の提供値 b)プロジェクト実施者による測定 c)正確で信頼性の高い地域別もしくは国別で定められたデフォルト値 d)IPCC デフォルト値
$EF_{FF,i,p}$	期間 p の化石燃料 i の CO2 排出係数[t-CO2/GJ]	以下の優先順位に従って決定： a)燃料供給者の提供値 b)プロジェクト実施者による測定 c)正確で信頼性の高い地域別もしくは国別で定められたデフォルト値 d)IPCC デフォルト値
EC_p	期間 p のプロジェクトプラントにおける電力の消費量[MWh]	モニタリング値
$EF_{elec,p}$	期間 p の電力系統の CO2 排出係数[t-CO2/MWh]	正確で信頼性の高い地域または国のデフォルト値

1-2)原料供給地からプロジェクトプラントへのバイオマスの輸送から生じるプロジェクト排出量

原料供給地からプロジェクトプラントへのバイオマスの輸送から生じるプロジェクト排出量は、以下の算定式により求められる。

$$PE_{BT,p} = \boldsymbol{\Sigma}(N_{i.p} \times AVD_{i,p}) \times EF_{km,p} \quad \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (4)$$

パラメータ	説明・単位	手法
$N_{i,p}$	期間 p の原料供給地 i からプロジェクトプラントまでの車両の走行回数[回]	モニタリング値
$AVD_{i,p}$	期間 p の原料供給地 i とプロジェクトプラント間の平均往復走行距離[km]	モニタリング値
$EF_{km,p}$	期間 p の車両の平均 CO2 排出係数[t-CO2/km]	プロジェクト想定により決定された車両の排出係数規定値を採用

2)リーケージ排出量

バイオエタノールの原料となるバイオマスが、プロジェクト活動がない場合に ii)エネルギー利用または iii)非エネルギー利用され、リーケージの発生可能性が棄却できない場合のリーケージ排出量は、以下の算定式により求められる。

$$LE_p = \sum_n BC_{i,p} \times NCV_{Bio,i,p} \times EF_{LE,p} \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (5)$$

パラメータ	説明・単位	手法
LE_p	期間 p のバイオマスの他用途からの転用によるリーケージ排出量[t-CO2]	式(5)より算出
$BC_{i,p}$	期間 p のプロジェクト活動によりリーケージを発生させる可能性のあるバイオマス i の量[質量単位]	モニタリング値
$NCV_{Bio,i,p}$	期間 p のバイオマス i の正味発熱量[GJ/質量単位]	以下の優先順位に従って決定： a)バイオマス供給者の提供値 b)プロジェクト実施者による測定 c)正確で信頼性の高い地域別もしくは国別で定められたデフォルト値 d)IPCC デフォルト値
$EF_{LE,p}$	期間 p に国内で使用される最も炭素集約度の高い化石燃料の CO2 排出係数[t-CO2/GJ]	国別報告書やその他の文献（IEA など）から、最も炭素集約度の高い燃料の種類を特定する。 排出係数は、以下の優先順位に従って決定： a)正確で信頼性の高い地域別もしくは国別で定められたデフォルト値 b)IPCC デフォルト値

3)排出削減量

排出削減量は、以下の算定式により求められる。

$$ER_p = RE_p - PE_p - LE_p \cdots\cdots\cdots\cdots \quad (6)$$

パラメータ	説明・単位	手法
ER_p	期間 p の排出削減量[t-CO2]	式(6)より算出
RE_p	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2]	式(1)より算出
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2]	式(2)より算出
LE_p	期間 p のリーケージ排出量[t-CO2]	式(5)より算出

4.7.4. モニタリング方法案

モニタリングが必要なパラメータおよびそのモニタリング方法案の一覧を以下に示す。

パラメータ	測定機器・手法等	備考
BE_p	対象となる消費者グループにおける計量システム	・ 4.7.4(1)の手順に従って生産工程、混合工程も含めてモニタリングする。
$FC_{i,p}$	重量計または体積計	・ 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。
EC_p	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。
$N_{i,p}$	現地測定	・ 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調達量との整合性を確認する(例:前年度との関連比較)。
$AVD_{i,p}$	バイオマスの供給地をプロジェクト実施者が記録する	・ 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、距離の記録の一貫性を確認する。
$BC_{i,p}$	重量計によって、原料として調達するバイオマスiの総量を計測する。ただ	・ データを継続的にモニタリングし、適切に集計する。

	し、重量単位でバイオマスｉの取引が行われている場合、購買記録によって総量を把握することも可能とする。	

バイオエタノール燃料のモニタリングおよび原料が余剰バイオマスであることを確認する方法について、詳細を以下に案を記す。

(1) バイオエタノール燃料のモニタリング

提案する方法論では、混合設備（タンクローリーなど）でガソリンへ混合した第二世代バイオエタノールの量を基に、リファレンス排出量を算出するが、混合バイオ燃料が特定の消費者グループ（ガソリンスタンドなど）に全て納入され、車両燃料として最終消費者に販売されることを確認する必要がある。プロジェクト活動下で生産された第二世代バイオエタノールを、以下の手順によって、生産工程、混合工程、特定の消費者グループへの納入工程、最終消費者への販売工程にわたってモニタリングする。

i) プロジェクト活動下で生産された第二世代バイオエタノール量を、プロジェクトプラントの較正された計量システムによって記録する。
ii) 混合設備でバイオエタノールとガソリンを混合する過程では、混合したバイオエタノール量および混合バイオ燃料量を、混合設備の較正された計量システムによって記録する。
iii) 特定の消費者グループにおける混合バイオ燃料の受け入れ量を、消費者グループの較正された計量システムによって記録する。

特定の消費者グループに販売された混合バイオ燃料が全て最終消費者に到達したことを確認する。例えば、ガソリンスタンドへの混合バイオ燃料の納品書、およびガソリンスタンドから最終消費者への販売記録を入手し、総量が一致していることを確認する。ここで、車両に給油された混合バイオ燃料は全て消費されると見なす。

(2) 原料が余剰バイオマスであることの確認

原料が余剰バイオマスであることは、例えば調達するバイオマスが通常以下のように扱われることを信頼できる証拠を提出することによって証明する。(例：原料調達先が作成した書面、廃棄物処理施設の記録など)

- 田畑等に投棄され腐敗する
- エネルギーとして利用されることなく、単純焼却される

4.7.5. 方法論案の課題

(1) リファレンス排出量の保守性担保

本方法論案では、生産したバイオエタノールの発熱量の下限値を採用することで、保守性を担保するとしている。IPCC ガイドラインではデフォルト値に対して 95%信頼区間の上下限値が提供されているものの、現時点ではバイオエタノール発熱量に関する情報が限定的であるため、今後、バイオエタノール発熱量を実測する等によりデータ収集を行い、保守性担保の妥当性を検証する必要がある。仮に保守性担保として妥当ではないと判断した場合、その他の方法として、i)代替するガソリンの CO2 排出係数

を保守的に設定する、ii)バイオエタノール混合量と実際の消費量の差を保守的に見積もる（例：ガソリンスタンドでの受入時に一定程度ロスが発生すると仮定する）ことなどが考えられる。

(2) バイオマス供給元の確認

他の用途からの転用によって、バイオエタノールの原料となるバイオマスを調達する場合、リーケージが発生しないことを証明するためには、前消費者における代替原料等の情報を調査する必要がある。例えば、製糖会社が製紙会社に販売していたバガスをバイオエタノール原料として使用することを想定する場合、バガスの前消費者は製紙会社となる。その際、製紙会社ではバガスの代替原料として、他の余剰バイオマスを調達することによってリーケージの発生を防ぐことが可能となる。リーケージを防ぐためにも、バイオマスの前消費者である製紙会社における対応を継続的かつ適切に確認する体制構築が求められる。

(3) 消費者による排出削減量の二重計上防止

本事業では、バイオエタノールの生産者は特定の消費者グループ（ガソリンスタンドなど）のみへ販売することを前提としている。本方法論では、CDM 方法論を参照し、特定の消費者グループに販売する際に、プロジェクト実施者と消費者グループの間で、消費側では排出削減量（環境価値）を主張しないという契約を締結する等により、二重計上を防止することを規定している。そのうえで、最終消費者やバイオマスの提供者等を含むステークホルダーに対しても、クレジットの使い道を説明し、環境価値を主張しないことを理解してもらうことが望ましい。具体的な方策として、ローカルステークホルダーコンサルテーション、ガソリンスタンドでの説明資料（ビラなど）配布、ガソリンスタンドを管轄している石油会社のウェブサイト上での説明などが考えられる。

4.7.6. JCMFS プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

本事業の GHG 排出削減量を試算したところ、年間で 43,327tCO2 となることが見込まれた。試算の過程を以下に示す。なお、現時点で入手できていないデータについては、文献値等のデータを参照した。

(1) リファレンス排出量

本事業によるバイオエタノールの年間生産量 3 万 kL を全量ガソリンスタンドで販売する想定において、リファレンス排出量は下記のように算出される。

$$RE_p = 30{,}000 \times 21.33 \times 0.0693 = 44{,}345 \text{ (t-CO2/年)}$$

パラメータ	数値・単位	出所
バイオエタノール生産量	30,000 [kL/年]	プロジェクト想定
バイオエタノール正味発熱量	21.33 [GJ/kL]	資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量（2018 年度改訂）の解説」[1]
ガソリン CO2 排出係数	0.0693 [t-CO2/GJ]	2006 IPCC Guidelines[2]

[1] 資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量（2018 年度改訂）の解説」(2020)
(https://www.enecho.meti.go.jp/statistics/total_energy/pdf/stte_028.pdf, 2025 年 1 月 10 日最終閲覧)

[2] IPCC「2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2」Chapter 3, Table 3.2.1
(https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_3_Ch3_Mobile_Combustion.pdf, 2025 年 1 月 10

(2) プロジェクト排出量

$PE_p = PE_{BP,p} + PE_{BT,p} = 0 + 1{,}018 = 1{,}018$(t-CO2/年)

(2-1)プロジェクトプラントから生じるプロジェクト排出量

本事業では、原料のバガスから第二世代バイオエタノールを生産した後に残る残渣バイオマスを燃料として利用可能なボイラータービン発電機を設置することで、プロジェクトプラント内で使用する電力・熱を賄う想定であるため、プロジェクトプラントから生じるプロジェクト排出量は 0 となる。

(2-2)原料供給地からプロジェクトプラントへのバイオマスの輸送から生じるプロジェクト排出量

本方法論案では輸送距離、輸送回数、輸送車両の距離あたりの CO2 排出係数により輸送工程のプロジェクト排出量を算出することとしているが、本試算では輸送車両の CO2 排出係数について、「FIT/FIP 制度におけるバイオマス燃料のライフサイクル GHG 排出量の規定値」において提供されている“サトウキビ茎葉輸送工程の 40t トラックの軽油由来の排出原単位”を参照したため、トンキロ法により算出した。

本事業では、石油精製プラント内に第二世代バイオエタノール製造設備を導入し、近隣の製糖プラントより原料となるバガスを調達することを想定している。原料供給地からプロジェクトプラントまでの平均往復輸送距離は 60km と仮定した。

上記の想定において、輸送のプロジェクト排出量は下記のように算出される。

$RE_p = 220{,}000 \times 60 \times 77.1 \div 1{,}000{,}000 = 1{,}018$ (t-CO2/年)

パラメータ	数値・単位	出所
必要原料量	220,000 wet・t/年	プロジェクト想定
原料供給地からプロジェクトプラントまでの平均往復走行距離	60 [km]	資源エネルギー庁「エネルギー源別標準発熱量（2018 年度改訂）の解説」[1]
輸送車両の軽油由来 CO2 排出係数	77.1 [g-CO2/tkm]	バイオマス持続可能性ワーキンググループ「FIT/FIP 制度におけるバイオマス燃料のライフサイクル GHG 排出量の規定値」サトウキビ茎葉輸送工程 [3]

(3) リーケージ排出量

本試算では、製紙会社がこれまで原料として利用していたバガスの代わりに、別の余剰バイオマスを利用することで、リーケージが発生しないと仮定する。インドの製紙会社において現在利用されている原料の割合は、古紙・再生繊維が 71%、木・竹が 21%、バガスが 8%となっている。バガスが確保でき

日最終閲覧）

[3] 経済産業省 バイオマス持続可能性ワーキンググループ「FIT/FIP 制度におけるバイオマス燃料のライフサイクル GHG 排出量の規定値」（2024）5-5.サトウキビ茎葉輸送工程（https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene//kaitori/dl/fit_2017/legal/lifecycleGHG_bio.pdf , 2025 年 1 月 10 日最終閲覧）

ない場合には古紙・再生繊維や木・竹で代替することが想定されるが、実際に余剰となっているバイオマスを調達可能かは、今後検証が必要である。

(4) 排出削減量

以上により、本事業の排出削減量は下記のように算出される。

$ER_p = RE_p - PE_p - LE_p$ =44,345 − 1,018 − 0 = 43,327(tCO2/年)

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

インドでは人口増加および経済成長により今後も車両燃料の需要は拡大することが予想される。インド政府は、バイオエタノールの増産、および食糧供給とのバランスが懸念される第一世代バイオエタノールから、第二世代バイオエタノールへのシフトに力をいれているものの、技術的、生産コストの課題から、第二世代バイオエタノールの生産は進んでいない。したがって、インドにおいて本事業を普及させ、第二世代バイオエタノール生産量を拡大していくことは、インド政府が掲げる 2070 年までのカーボンニュートラル達成やバイオエタノール増産といった国家目標に大きく貢献するものである。

具体的には、インドにおいて年間生産量 3 万 kL の第二世代バイオエタノール製造設備を 2026 年から 2035 年にかけて年 1 機ずつ導入することにより、累計で約 43 万 tCO2/年の GHG 排出量の削減を目指す。

表 4 導入プラント数および GHG 排出削減量の将来想定

	2026 年	2035 年
累計プラント数(機)	1	10
累計GHG排出削減量(tCO2/年)	43,327	433,270

出典：調査チーム作成

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

5.1 想定する出口戦略

出口戦略としては民間 JCM と NEDO JCM 実証の両方を検討している。インドにおいては既に PM JI-VAN Yojana プログラムの下で複数の商用プロジェクトが実行されており、早期の商用機の導入が求められていること、また当社においてバガスを用いたバイオエタノール製造技術自体は開発を完了しており、必ずしもプロセス自体の実証は必要でないことから、民間 JCM のスキームを用いて早期に商用プロジェクトを立ち上げるのが一つの考え方である。

一方、当社の実績がある生産規模と、インドで商用レベルとされている 30,000 キロリットル／年の規模では大きな差があること、インドでは実証機を含め設備導入実績がないことから、潜在顧客／パートナーからインドにおけるデモ機導入をすべきではないかという意見も出ており、実際に提案があれば検討するとのコメントも頂いている。さらに、プロセス技術自体は開発完了しているものの、インド現地の気候、保管方法次第で対象原材料(バガス)の腐敗、投資回収に影響する収率が低下する可能性があ

るとも考えられており、現地で実際の原材料を用いた実証試験を行う技術的なニーズも存在している。そのため、NEDO JCM 実証も選択肢の一つになりうる。

上記の実情と、今後の潜在顧客／パートナーとの対話を踏まえ、出口戦略を決定していく予定である。

5.2 実現に向けた課題と対応

課題としては、まずインドとの JCM が締結されていないことがある。この締結がない限り、JCM 前提での潜在顧客／パートナーとの対話を深めることが困難なため、早期の締結を望みたい。JCM が締結され、提案プロジェクトによる GHG 排出削減効果にともなうカーボンクレジットの創出、およびその販売が可能となれば、事業採算性向上への寄与や、潜在顧客との具体的な協議の促進が期待される。

その上で、制度面としては第二世代バイオエタノールのオフテイク価格が設定されていないことが課題としてあげられる。オフテイク価格次第で投資可否が変わってくるため、制度設計が早期に行われることを期待したい。一方で、政府としても安定した商用生産が行われていないことから生産コストが確定せずオフテイク価格を設定できないという事情もあるため、当社としては潜在顧客／パートナーに対して FS を実施する中で事業を成立させるオフテイク価格を特定し、必要に応じて政府側に働きかけていくことも検討する

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	

Form for submitting the proposed methodology

Host Country	India
Name of the methodology proponents submitting this form	Nippon Steel Engineering Co., Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	1. Energy industries (renewable - / non-renewable sources) 5. Chemical industry 7. Transport 15. Agriculture
Title of the proposed methodology, and version number	Replacing Fossil Fuels with Second Generation Bioethanol
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised

A. Title of the methodology

Replacing Fossil Fuels with Second Generation Bioethanol

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Bioethanol	Alcohol produced by fermentation of sugar or starch, followed by distillation and, if necessary, dehydration
Second Generation Bioethanol	Bioethanol produced from non-edible cellulosic biomass
Blended biofuels	Vehicle fuel blended with bioethanol and gasoline
Project plant	Plant for processing feedstock into bioethanol

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Producing second generation bioethanol and blending it with gasoline for consumption as a vehicle fuel results in reduced GHG emissions due to lower gasoline consumption.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are CO_2 emissions from the consumption of gasoline with the same calorific value as the total calorific value of second generation bioethanol produced under the project and consumed as vehicle fuel.
Calculation of project emissions	Project emissions are CO_2 emissions from the consumption of fossil fuels and electricity consumed in the feedstock treatment process, bioethanol production process, and transportation process. In addition, if leakage occurs due to the diversion of biomass procured as feedstock for bioethanol from other uses to the project use, the leakage emissions are added to the project emissions.
Monitoring parameters	• Amount of second generation bioethanol blended with gasoline as vehicle fuel • Fossil fuel consumption at the project plant • Electricity consumption at the project plant • Number of transports and transport distances in the feedstock transport process Amount of biomass that may cause leakage due to project activity

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project is to install bioethanol production facilities, and blend the produced bioethanol with gasoline to be consumed as vehicle fuel.
Criterion 2	The feedstock for bioethanol is non-edible cellulosic biomass.
Criterion 3	The blended biofuel, which is a blend of bioethanol and gasoline, complies with national regulations (if any) or appropriate international standards.
Criterion 4	After the produced bioethanol is blended with gasoline, monitoring is available to ensure that the blended biofuel is sold to identifiable consumer groups (e.g., gas stations).
Criterion 5	Only bioethanol producers can account for emission reductions and issue credits, and the project participants demonstrate through contracts with other stakeholders or other means that there is no double counting of emission reductions.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuels (gasoline) that would have been consumed by vehicles in the absence of the project	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Fossil fuels consumed at the project plant	CO_2
Electricity consumed at the project plant	CO_2
Fossil fuels consumed by vehicles to transport biomass from feedstock supply sites to the project plant	CO_2
Amount of biomass that may cause leakage due to diversion from other uses	CO_2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions are calculated based on the amount of gasoline with the same calorific value as the total calorific value of second generation bioethanol produced under the project activity and consumed as vehicle fuel.

The project participants monitor the blending of the produced second generation bioethanol with gasoline at the blending facility to keep track of the amount of blended second generation bioethanol and blended biofuel. Furthermore, they ensure that all blended biofuels are delivered to the targeted consumer groups (e.g., gas stations) and sold to end consumers as vehicle fuel.

The conservatism of the reference emissions is ensured by conservatively setting the net calorific value of produced bioethanol. The net calorific value of bioethanol is measured by the project participants to determine the net calorific value used to calculate the reference emissions, by either i) a method based on measurements taken before project implementation, or ii) a method based on measurements taken during the project period. If measurement by the project participants is not possible, the lower limit of the 95% confidence interval of the default value provided by the IPCC Guidelines (Intergovernmental Panel on Climate Change Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories) is adopted.

i) Measurements before project implementation

Measure periodically (e.g., once a week) during the trial operation period (at least one month) before project implementation and adopt the lower limit as the default value.

ii) Measurements during the project period

Measure periodically (e.g., once a month) during the project period and adopt the lower limit as the default value.

F.2. Calculation of reference emissions

$RE_p = BE_p \times NCV_{BE,p} \times EF_{MG,p}$

RE_p	Reference emissions during the period p [t-CO_2]
BE_p	Amount of bioethanol blended with gasoline as vehicle fuel during the period p [mass or volume unit].
$NCV_{BE,p}$	Net calorific value of bioethanol produced during the period p [GJ/mass or volume unit].
$EF_{MG,p}$	CO_2 emission factor for gasoline during the period p [t-CO_2/GJ].

G. Calculation of project emissions

1) Project Emissions

$PE_p = PE_{BP,p} + PE_{BT,p}$

PE_p	Project emissions during the period p [t-CO_2]
$PE_{BP,p}$	Project emissions from the project plant during the period p [t-CO_2]

$PE_{BT,p}$	Project emissions from transportation of biomass from the feedstock supply site to the project plant during the period p [t-CO_2]

1-1) Project emissions from the project plant

$PE_{BP,p} = \Sigma\left(FC_{i,p} \times NCV_{FF,i,p} \times EF_{FF,i,p}\right) + EC_p \times EF_{elec,p}$

$FC_{i,p}$	Consumption of fossil fuel i at the project plant during the period p [mass or volume unit]
$NCV_{FF,i,p}$	Net calorific value of fossil fuel i during the period p [GJ/mass or volume unit]
$EF_{FF,i,p}$	CO_2 emission factor for fossil fuel i during the period p [t-CO_2/GJ]
EC_p	Electricity consumption at the project plant during the period p [MWh]
$EF_{elec,p}$	CO_2 emission factor for the power system during the period p [t-CO_2/MWh]

1-2) Project emissions from transportation of biomass from the feedstock supply site to the project plant

$PE_{BT,p} = \Sigma(N_{i,p} \times AVD_{i,p}) \times EF_{km,p}$

$N_{i,p}$	Number of vehicle trips from the feedstock supply site i to the project plant during the period p [times].
$AVD_{i,p}$	Average round-trip distance between the feedstock supply site i and the project plant during the period p [km].
$EF_{km,p}$	Average CO_2 emission factor for vehicles during the period p [t-CO_2/km]

2) Leakage Emissions

Leakage may occur when biomass used as feedstock for bioethanol is diverted from other uses to the project use. The project participants are required to identify which of the following i) through iii) applies to the biomass to be used as feedstock for bioethanol in the absence of project activity, and to prove that no leakage will occur through the described approach. If ii) or iii) below applies and the possibility of leakage cannot be dismissed, leakage emissions are accounted for as appropriate.

1. In the case of surplus biomass

Surplus biomass is defined as biomass that, in the absence of the project activity, would have been left to decay or would have been combusted for purposes other than energy production, and leakage does not need to be considered.

2. In the case of biomass that was used for energy

Leakage does not need to be considered if it can be proven that:

Consumers who would have used biomass for energy purposes in the absence of the project activity have not selected fossil fuels for use of other types of fuel as a substitute.

3. In the case of biomass that was used for non-energy purposes (e.g., raw materials for paper pulp, etc.)

In principle, leakage does not need to be considered if it can be proven that:

Consumers who would have used the biomass in the absence of the project activity use surplus biomass when acquiring other types of biomass as substitutes. In other words, no new cultivation activities are conducted for the purpose of producing the substitute biomass.

However, if the total emissions in a) and b) below exceed 5% of the emission reductions from the project, they are accounted for as leakage emissions based on a reasonable calculation method.

a) Additional CO_2 emissions from transportation of substitute biomass via new routes.

b) Additional CO_2 emissions due to changes in manufacturing process resulting from the use of substitute biomass.

In cases where the diversion of biomass that has been used for energy or non-energy purposes is included and where the matters described in ii) and iii) cannot be proven, leakage emissions are accounted for based on the following equation.

$$LE_p = \sum_n BC_{i,p} \times NCV_{Bio,i,p} \times EF_{LE,p}$$

LE_p	Leakage emissions due to diversion of biomass from other uses during the period p [t-CO_2].
$BC_{i,p}$	Amount of biomass i that may generate leakage due to project activity during the period p [mass unit].
$NCV_{Bio,i,p}$	Net calorific value of biomass i during the period p [GJ/mass unit].
$EF_{LE,p}$	CO_2 emission factor for the most carbon-intensive fossil fuel used in Japan during the period p [t-CO_2/GJ].

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p - LE_p$$

ER_p	Emission reductions during the period p [t-CO_2]
RE_p	Reference emissions during the period p [t-CO_2]
PE_p	Project emissions during the period p [t-CO_2]

LE_p	Leakage emissions during the period p [t-CO_2]	

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$NCV_{BE,p}$	Net calorific value of bioethanol produced during the period p [GJ/t]	Determined according to the following order of priority: a) Measurement by the project participants based on i) or ii) i) Measurement before project implementation Measure periodically (e.g., once a week) during the trial operation period (at least one month) before project implementation and adopt the lower limit as the default value. ii) Measurement during the project period Measure periodically (e.g., once a month) during the project period and adopt the lower limit as the default value. b) Lower limit of the 95% confidence interval of the IPCC default value
$EF_{MG,p}$	CO_2 emission factor for gasoline during the period p [tCO_2/GJ].	Determined according to the following order of priority: a) Value provided by the fuel supplier b) Measurement by the project participants c) Accurate and reliable regional or country-specific default value d) IPCC default value
$NCV_{FF,i,p}$	Net calorific value of the fossil fuel i consumed at the project plant during the period p [GJ/t]	Determined according to the following order of priority: a) Value provided by the fuel supplier b) Measurement by the project participants c) Accurate and reliable regional or country-specific default value

		d) IPCC default value
$EF_{FF,i,p}$	CO_2 emission factor for the fossil fuel i consumed at the project plant during the period p [tCO_2/GJ].	Determined according to the following order of priority: a) Value provided by the fuel supplier b) Measurement by the project participants c) Accurate and reliable regional or country-specific default value d) IPCC default value
$EF_{elec,p}$	CO_2 emission factor for the power system during the period p [tCO_2/MWh].	Accurate and reliable regional or country-specific default value
$EF_{km,p}$	Average CO_2 emission factor for vehicles during the period p [t-CO_2/km]	Calculate CO_2 emissions from fuel consumption by multiplying the appropriate net calorific value by the CO_2 emission factor. For net calorific value and CO_2 emission factor, use reliable national default values; if they are not available, use the IPCC default value.
$EF_{LE,p}$	CO_2 emission factor for the most carbon-intensive fossil fuel used in Japan during the period p [t-CO_2/GJ].	Determined according to the following order of priority: a) Accurate and reliable regional or country-specific default value b) IPCC default value
$NCV_{Bio,i,p}$	Net calorific value of biomass i during the period p [GJ/mass unit].	Determined according to the following order of priority: a) Value provided by the biomass supplier b) Measurement by the project participants c) Accurate and reliable regional or country-specific default value d) IPCC default value

6.2. 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：インドにおける「第二世代バイオエタノール製造技術」導入に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：日鉄エンジニアリング株式会社

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.13. 三井物産株式会社

事業名：カザフスタンにおける大型風力発電の導入に関する JCM 実現可能性調査

実施者：三井物産株式会社

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景

ERG 社は自社カーボンニュートラル戦略の中で、2030 年迄に自社消費電力の 15%を再生可能エネルギー化、2035 年までに GHG 排出量を 20%削減する目標を掲げている事から、自社が保有する石炭火力発電設備の再生可能エネルギー転換は最も重要な取組の一つである。同目標達成に向け同社は既に複数の再生可能エネルギー発電事業の開発を計画しており、2022 年には北西部アクトベ州に於ける 155MW の陸上風力発電設備の建設計画を公表している。又、同案件に加え、カザフスタン国内にて風況が良い地域において他風力発電事業の開発も検討している。斯かる状況下、当社は ERG 社より合金鉄製造に用いる電源として陸上風力発電設備の新設計画について照会あり、2024 年 8 月に同国首都アスタナ市で開催された「中央アジア＋日本」ビジネスフォーラムに於いて当社・ERG 社間にて共同開発検討に向けた Memorandum of Understanding を締結したものである。当社はカザフスタンでの大型風力発電の JCM プロジェクト化に向けた調査を行い、ERG との共同での事業開発を目論んでいる。

1.2 提案事業の概要

本件は 1,000MW の大型陸上風力発電所をカザフスタン国パブロダル州に建設・所有・運営し ERG 社に対し電力を長期で供給する事業である。新規発電所の稼働率を 40%と仮定した場合、年間の発電量は約 3,513GWh に上ると想定され、カザフスタン政府が目指す 2030 年までの再生可能エネルギー比率 15%の内、3%を占める規模となる。

ERG 社は本事業において外部より発電事業、特に再生可能エネルギー発電の保有・運営実績を持つパートナーを招聘し、事業の開発並びにプロジェクトファイナンスなどの制度資金活用を志向。当社はカザフスタンが本邦 JCM 制度にも加盟している事を踏まえ、本事業を JCM プロジェクト化し、民間 JCM として当社が事業開発、事業運営に加えクレジット購入によりプロジェクトに貢献することを ERG 社より期待されている。

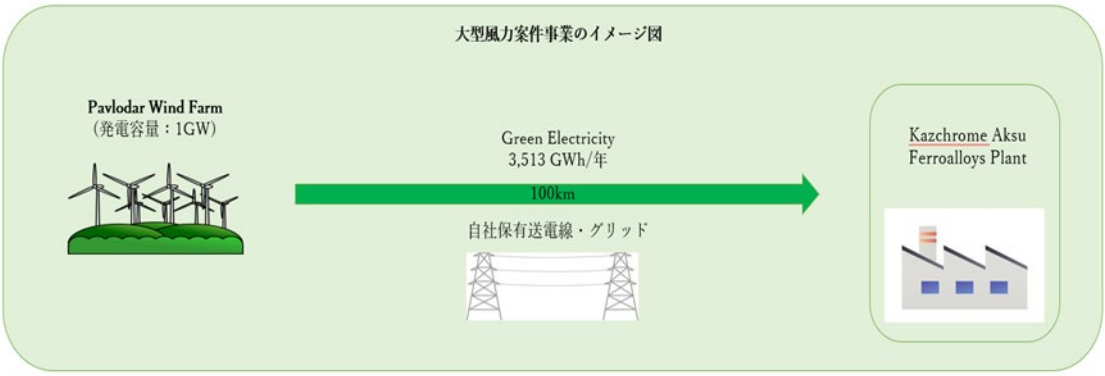


図 1 提案事業の概要イメージ
出典：調査チーム作成

1.3 JCM S 調査の目的及び目指すアウトプット

本調査の目的は陸上風力発電事業への JCM 適用可能性の調査を通じ、方法論を作成する事にある。ERG 社は現在、合金鉄製造の過程で石炭火力発電由来の自家電源を使用している一方、発電所在地と電力需要地（工場）が離れている為、KEGOC 社の送電線を活用する託送方式を利用している。その為、CO2 削減量の算定には送電系統における排出係数ではなく、独自の排出係数を用いて算定する必要がある。

アウトプット項目は以下の通り。

①ベースライン仮説の確認（自家発石炭火力の再エネ置き換え）
②自家発燃料の石炭の成分及び既存石炭火力の性能・運転状況に基づく排出係数の算定
③カザフスタンにおけるカーボンプライシング導入の現状及び見通しの調査
④カザフスタン政府から ERG に対する GHG 排出割当ての調査
⑤電力接続条件の調査、サイトの検討・選定
⑥風力発電事業の主要計画
⑦CHG 削減量の再計算
⑧カザフスタン国内企業に対する GHG 排出削減義務と本プロジェクトに JCM を適用する場合の兼ね合い、クレジットの配分の調整
⑨Project Idea Note (“PIN”)のドラフト作成

2. JCM FS 調査の実施体制

本調査では当社が主体として調査を推進し、JCM 方法論・排出量計算や排出係数算定を再委託先の株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所が担当する。同社は JCM 案件組成に向けた調査、JCM 設備補助事業など JCM に関し幅広い調査実績と方法論策定に必要な知見を有しており、今般再委託先として起用した。

カザフスタンにはアスタナとアルマトイに当社事務所があり、調査過程では当社事務所経由で現地政策動向の確認や調査に必要な情報収集を行う体制で対応した。

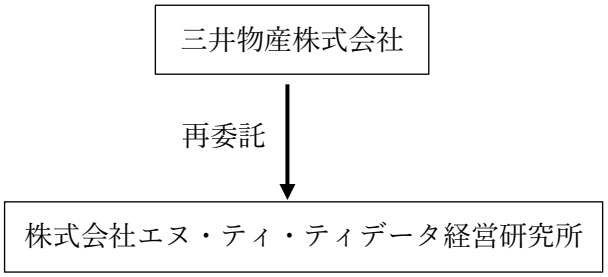


図 2 実施体制
出典：調査チーム作成

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

本調査では方法論策定に向け以下の活動を実施した。

- ERG 社が新設予定である大型風力発電事業により置き換え対象となる、ERG 社保有の Aksu 石炭火力発電所(在カザフスタン/パブロダル州)に関する以下情報を入手した。
  - 過去 3 年間の発電量推移、電力供給先、石炭燃料成分情報
  - 発電設備の仕様、性能、発電効率、運転状況に関するその他情報
- 現地調査時に Aksu 発電所の視察に加え、大型風力発電所の候補地サイト、周辺道路インフラ状況を視察した。同サイトは Aksu 発電所から約 100 キロ離れており、ERG 社は 2019 年に 50MW 容量を想定した風況調査を実施済み。
- ERG 社と同社が推進する再生可能エネルギー発電所開発計画に関する協議を行った。
- 民間 JCM 案件化可能性を追求中の大型風力発電案件事業スキーム、クレジット配分方法の検討を実施した。
- カザフスタン政府関係者への案件概要説明、JCM 案件としての成立可能性に関する政府関係者との実務レベルの協議を行った。

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下の通りである。採択後短期間の調査とはなったものの、予定通り調査項目の対応を実施した。

調査項目	計画						実績
	2024年				2025年		
	9月	10月	11月	12月	1月	2月	
関連政策・制度の動向分析		→	→	→			当初計画通り。
事業実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向		→	→	→			当初計画通り。
事業化及びJCMプロジェクト化に向けた課題と対応策の検討			→	→			当初計画通り。
GHG削減量の算定およびJCM方法論案の作成				→	→		当初計画通り。
相手国政府関係者への事業化計画、課題や対応策の共有を通じた調整				→	→		当初計画通り。
今後の課題と対応策の検討					→	→	当初計画通り。
Project Idea Note案の作成					→	→	当初計画通り。

図 3 JCM FS 調査スケジュール

出典：調査チーム作成

3.3. 渡航実績

調査期間中の渡航実績は以下の通りである。

表 1 FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2024 年 10 月 29 日（火）～ 2024 年 11 月 3 日（日）	ERG 社	調査の詳細説明に加え、調査対象案件候補地確認、事業スキームに関する議論、調査に必要な既存火力発電関連データ提供依頼
	ERG 社 Aksu 火力発電所	既存自家発火力発電に関する意見交換、現地視察、Grid 接続地点確認
	在カザフスタン日本大使館	調査概要紹介、JCM の規則・ガイドライン策定に向けた状況確認
	Dentons Astana 法律事務所	カザフスタンに於ける再生可能エネルギー関連の法規制動向のヒアリング
2024 年 12 月 8 日（日）～	The United Nations Development Program (“UNDP”)	カザフスタンの Carbon Neutral 目標達成状況に関する意見交換

2024 年 12 月 15 日（日）	ERG 社	事業スキーム、クレジット配分、JCM 制度における排出係数の考え方に関する協議
	カザフスタン JCM セミナー	本調査対象案件概要の説明
	The Ministry of Ecology and Natural Resources（“エコロジー省”）	案件概要説明、本調査案件の ETS 制度との関係性確認、クレジット配分に関する意見交換
	JICA カザフスタン	カザフスタンにおける JICA 取組、JCM 制度理解・候補案件に関する意見交換
	パシフィックコンサルタンツ	カザフスタンに於ける他民間 JCM 案件、カザフスタンと日本政府間の JCM の規則・ガイドライン策定状況に関する面談
	Settlement and Financial Center for Support of Renewable Energy Sources LLP	カザフスタンに於ける再生可能エネルギー発電開発に関する今後の見通し、外資企業への期待と外資企業誘致に向けた取り組みに関する面談
	Kazakhstan electric energy and capacity market Operator	再生可能エネルギー案件の入札状況、過去実績今後の見通し、外資企業の参加状況に関する面談

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

カザフスタンでは 2023 年 2 月に大統領令第 121 号「2060 年までのカザフスタン共和国のカーボンニュートラル達成のための戦略」が発効され、国全体で脱炭素化を推進することを掲げている。同国には排出削減ツールとしてカーボンプライシング制度があり、これは 2013 年に中央アジアで唯一となる排出量取引制度(“ETS: Emission Trading System”)を導入したもの。本 FS 対象案件は当該 ETS 制度との関係性が重要となる為、本調査で以下を確認した：

- GHG 排出量が 2 万トン/年以上の施設を持つ企業の中から、無償排出割当の対象企業の指定と、排出枠の無償割当の配分が行われている。
- カザフスタンの ETS 制度はキャップアンドトレード方式になっており、排出量が無償排出枠を超える場合は市場で排出枠を購入する必要がある。

- ERG 社が自社で保有する各発電所も ETS 制度対象施設となっており、現在の排出量は割り当てられた排出枠を超えない範囲で推移している。
- 現地調調査時に実施したエコロジー省、ERG 社、当社間の 3 社面談では、再生可能エネルギー発電案件は ETS 制度対象外となることを確認した。一方、本調査対象の風力発電開発によって削減された GHG 排出量は JCM の合同委員会での承認を得て排出クレジットとなるが、ERG 社分に関しては ETS 制度上でのオフセット乃至 ETS 市場での国内排出権販売が可能となる。ETS 制度では対象会社が ETS 対象外分野での GHG 削減による獲得したクレジットをオフセット可能となっている。
- 一方、ERG 社は既存 ETS 対象施設で各種省エネプロジェクトも推進している。以下いくつかの例を挙げる：
  - ペレット焼成機を交換することで、ガス消費の削減と生産過程のカーボンフットプリント削減取組。
  - アルミ精錬所における新しい設備とプロセス変更により、蒸気消費の大幅な削減を目指す取組。
- ERG 社より省エネプロジェクトも JCM 制度対象となるか問い合わせを受けたが、エコロジー省との面談において ETS 対象施設における省エネプロジェクトは JCM の対象外となる旨、明確に回答があったことを共有している。その根拠は、ETS 対象施設で省エネルギープロジェクトによる削減された GHG 排出量は ETS 制度内でオフセットとして使用され、JCM の対象とならないことで有る点も確認した。

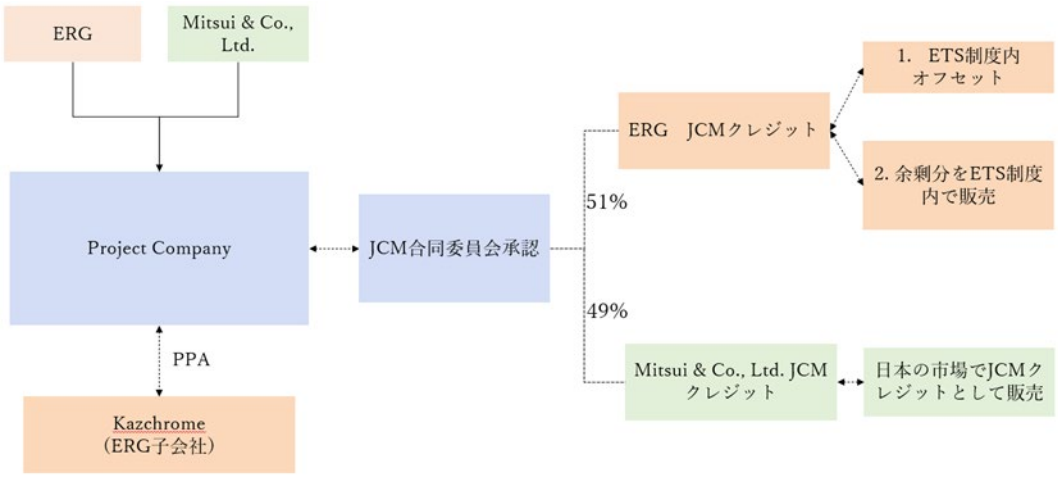


図 4 JCM クレジット配分後の想定(案)

出典：調査チーム作成

上記に加え、現地調査時にカザフスタンのエネルギー省傘下の再生可能エネルギー関連機関との面談を通じ、以下を確認した；

- カザフスタン政府が掲げる、2030 年迄に再生可能エネルギー比率を 15%まで引き上げる目標に対し、現時点で同国は既に 6%に達しており、今後計画されている案件が予定通り完工した場合、最終目標は達成見込みである。

- 本調査実施時点でカザフスタンには 222 カ所の発電所があり、そのうち 146 カ所は小規模な再生可能エネルギー発電所である。
- 同国は外国企業による国内インフラ事業権入札参加を通じた投資誘致、法制度整備を強化しており、自由市場となっている。
- 売電契約におけるタリフの為替リスクに関し、売電契約における通貨は現地通貨建て（カザフスタン・テンゲ）であり、政府は 70%の為替リスクを補填し 30%は消費者物価指数連動となる。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

本調査の過程で現地政府関係者及び一般公開されている情報を分析、以下を確認した。

- これまで再生可能エネルギーの事業権入札を経て同国で開発された案件は主に発電量 20-30MW の小型案件なるも、最大 200MW に上る案件もある。又、外資企業についてもこれまで中国・ロシア・フランス等の企業が再生可能エネルギー案件の入札に参加実績がある。一方、日本企業による参加実績は無い。
- 風力案件の場合は入札開始時の最低タリフは 22.68 テンゲ/kwh(USD4.6cent/kwh)。本調査時点の ERG 社による口頭情報では、風力由来の市場平均タリフは 36 テンゲ/kwh(USD6.9cent/kwh)。
- 再生可能エネルギー案件の売電契約期間は 20 年であり、売電先の Single Buyer である Settlement and Financial Center for Support of Renewable Energy Sources LLP(“ SFC”)との売電契約締結になる。SFC は政府機関であり、売電契約には政府保証が付く。落札後 60 日以内に売電契約の締結義務があり、3 年以内には完工が条件となる。
- 直近の入札案件では発電量の 30%相当の蓄電池も建設することが義務付けられており、今後も蓄電池が必要条件となる方向になっている。
- SFC の Single Buyer としての電力調達は日次の入札形式で実施され、電力調達時の優先順位は①再生可能エネルギー発電の電力、②火力発電所の電力、③その他の電力となっている。
- 再生可能エネルギー発電案件は原則入札形式を得て建設されるが、カザフスタン政府と Government to Government(“G2G”)契約に基づく案件は例外となり、入札形式ではなく政府間交渉による随契となる。案件の規模に応じた入札・随契の明確な法令・規則等はない。
- 現在カザフスタン政府が G2G 契約締結している国はサウジアラビア、アラブ首長国連邦、フランス、ロシア、中国である。

尚、本 FS が対象としている JCM プロジェクト化想定の大型風力発電案件に関しては ERG の自社消費用の電力供給が前提となる為、上記入札形式の対象外となることを確認している。売電契約も後述する事業スキームの通り ERG と当社で設立する合弁会社に於いて発電された電力を ERG 子会社の Kazchrome 社に売電する前提となり、自家発電は SFC との売電契約対象にならないことを確認した。

4.3. 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

ERG 社との協議を通じ以下の課題を認識、対応策につき議論継続している。

表 2 事業化に向けた課題と対応策

	課題	対応策
1.	JCM クレジット配分の結果、日本企業は獲得したクレジットを比較的相場が高い日本国内市場で売却のうえプロジェクトの収益性改善に活用できるが、ERG 社にとっては金額的メリットがあまりない。	調査時点に於けるカザフスタンの国内での排出クレジット価格はUSD0.8－1.0/トンとの情報を聴取。世界銀行が公表しているカーボンプライシングの統計でも同様なレベルであることを確認[1]。斯様な状況下、ERG 社としては大型風力案件の開発により GHG 削減目標達成に加え、事業性改善には獲得されるカーボンクレジットの売却も視野に入れる。カザフスタン国内でまだ価格が低いことから海外(含む)へのクレジットの輸出も検討中である。一方で、カザフスタン国内ではカーボンクレジットの国外輸出に向けた各種法規制は未整備と思われ、今後現地政府関係者との確認が必要となる。又、海外への輸出により各国の NDC の調整にも影響する為、もし日本へのカーボンクレジットの輸出を検討する場合は当社側も ERG に情報収集等の形で協力して対応する予定。
2.	既存石炭火力発電比較で再生可能エネルギー発電の電力コスト・想定料金が高い。	ERG 社の既存火力発電の電力料金は安く、大型風力案件建設に伴う電力料金上昇による同社製品コストの上昇を抑えるべく上記課題 1.の通り ERG 社分のカーボンクレジットの国外への輸出可能性を調査中。加えて大型風力発電の建設過程に於けるコスト削減も検討中である。

出典：調査チーム作成

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

今回の対象大型風力案件が JCM 制度対象となり得る感触が得られたことを踏まえ、ERG 社と共に協議した事業スキームに基づく事業性評価を実施した。事業性評価に関しては以下の前提条件で協議を継続して実施している。

【事業性評価に係る前提条件】

- ERG 社と当社で大型風力発電の建設･運営を行う事業会社を 2 社による合弁事業として設立する。同事業会社を本報告書では Project Company と呼ぶ。

[1] State and Trends of Carbon Pricing 2024

- Project Company は各種関連契約の主体となり、ERG 社傘下子会社である Kazchrome 社と Power Purchase Agreement (“PPA”)契約を締結する。
- Project Company は融資銀行とプロジェクトファイナンスを組成し、融資契約やその他関連契約の主体となる。
- Project Company は風力発電の建設に向け EPC 会社と契約を締結し、商業運転開始後は O&M 契約を締結し運営を実施する。
- 総プロジェクトコストは USD1,100million を想定し、内訳は以下の通りとなる。操業費用は売上の 12-15%の範囲となることが想定される。

表 3 事業 Capex 内訳

	項目	プロジェクトコストに占める割合
1	EPC (風力発電機、輸送コスト、変電所、送電線、建設工事)	90%
2	開発コスト	3%
3	各種保険	1%
4	コンティンジェンシー費用	2.5-3%

出典：調査チーム作成

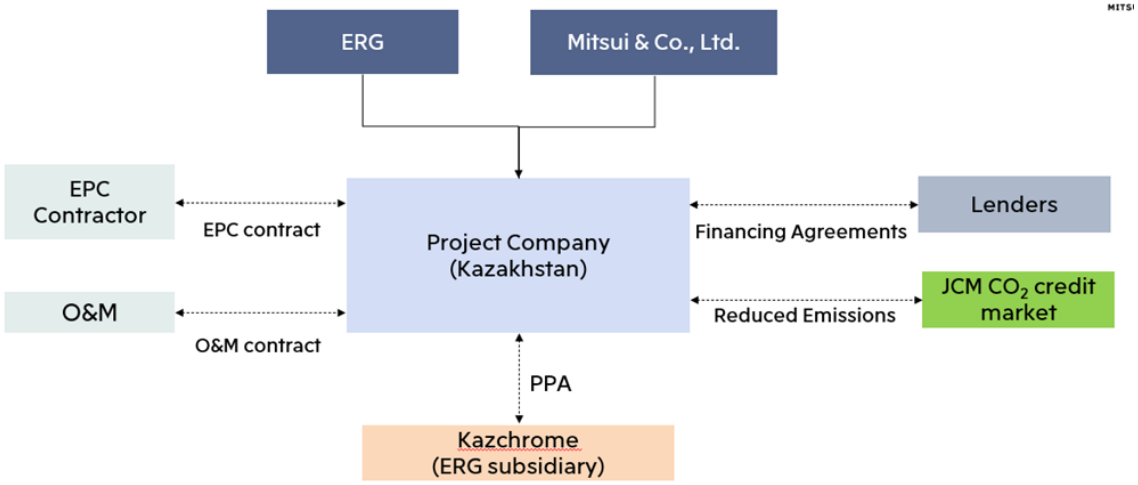


図 5 事業スキーム図(案)

出典：調査チーム作成

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

調査の過程で 2 回にわたる現地調査実施時に事業関係者及びカザフスタン政府関係者との面談及び協議を通じて先ずは関係者の JCM に対する一定の理解促進が図られた。調査時点でまだ具体的な民間 JCM プロジェクトがないカザフスタンに於いて、引き続き JCM に対する基本的な点も含めて繰り返し説明が必要となる。特に JCM 制度に於ける排出係数の考え方が Business as Usual よりも保守的な設定になる点に関する関係者の十分な理解に今後も時間がかかることが想定される。

一方で、日本とカザフスタンの JCM に関する規則とガイドライン策定をカザフスタン側で担当しているエコロジー省に対し案件概要の説明を実施し、JCM プロジェクト化となり得る案件であることを確認した。

SFC との面談は調査対象案件が自家発電の置き換えとなり、通常の風力案件と異なることも確認した。もし調査対象の大型風力発電の電力を ERG 以外に売電する場合は売電先が SFC となることも確認した。

4..6 JCM プロジェクトにおける日本の貢献

調査の過程で ERG 社及びカザフスタン政府関係者に対し当社による JCM プロジェクト化を通じた日本の貢献に関し以下を挙げている：

- ERG 社と設立する Project Company への出資による金銭的な貢献
- 当社による国際協力銀行他を活用したプロジェクトファイナンス組成
- 当社の他国での事業開発・知見の横展開
- 当社社員派遣による EPC 管理・事業会社経営

尚、日本には風力発電機メーカーは超小型を除き存在しないことから特定の日本の技術の活用は意図していない。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

本プロジェクトでは既存の化石燃料自家発電の電力を新規風力発電設備から産出される電力に置き換えることで GHG 削減を実現する。現時点では風力発電設備導入に関し、承認済みの JCM 方法論は存在していない。従い本 FS では、類似の再生可能エネルギー技術である太陽光発電設備に関するフィリピン、インドネシア他の承認済み方法論を参考にして、類似の新規風力案件への汎用性も考慮し、方法論案を策定した。太陽光発電設備導入に関する承認済み JCM 方法論では、太陽光発電設備で産出された電力で１)グリッドの電力のみを置き換える、２)グリッドの電力及び/又は自家発電力を置き換える、３)自家発電力のみを置き換える、の３ケースに分けて各々適用する排出係数を設定する。また、太陽光発電設備からの GHG 排出はゼロ（０）としており、本方法論案でも類似の考え方を踏襲している。

グリッドのレファレンス排出係数は、「実在する各化石燃料発電技術の最高効率ヒートレートと各燃料の単位 GHG 排出量の Default Value[2]から求められる各技術の排出係数」と「直近３年のカザフスタンの燃料別発電量比率」からグリッドの Operating Margin を求め、保守的なグリッドのレファレンス排出係数として 0.755 tCO2/MWh を導出した。自家発電力については、保守性を確保するため、現存する最高効率ディーゼル発電よりも高い効率(49%)から計算される排出係数 0.533 tCO2/MWh を採用している。新規風力発電設備から産出される電力を、グリッドの電力のみに置き換える場合はグリッドのレファレンス排出係数を使用、グリッドと自家発電のいずれか、またはいずれも置き換える場合は、グリッドと自家発電の排出係数のうち低い排出係数を、自家発電のみを置き換える場合には自家発電力の排出係数を使用し、プロジェクトから生み出される発電量を乗ずることで GHG 削減量を算出する。

[2] 2006 IPCC Guidelines, Chapter 2, Stationary combustion

【適格性要件】

類似の再生可能エネルギー技術である太陽光設備の承認済み方法論を参考に、JCM プロジェクトとして成立する為に最低限必要と考えられる以下の条件を適格性要件候補として選定した。本方法論案は以下の条件を全て満たすプロジェクトに適用することができる。

表 4 適格性要件候補一覧

要件番号	要件内容
1	新規に設置される風力発電設備であること
2	風力発電タービンは設計及び安全基準（IEC61400-22）に基づき型式認証を得ていること。風力発電プロジェクトはIEC61400等の国際基準及び国内基準に従い認証が取得されていること。
3	風力発電設備から産出される電力の受け渡し地点に電力流量計（POWER METER）が設置され輸出電力量が計測できること。

出典：調査チーム作成

4.7.2. 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、風力発電設備により産出された電力を、系統電力の保守的な排出係数、あるいは自家発電の排出係数を積算することにより算出する。算定式は以下の通り。

表 5 レファレンス排出係数算定式

$$RE_p = \sum_i \left(EG_{i,p} \times EF_{RE,i} \right)$$

RE_p ：プロジェクト期間 p に対応するレファレンス排出量 [tCO_2/p]

$EG_{i,p}$ ：プロジェクト期間 p に対応する風力発電設備 i から産出される正味発電量 [MWh/p]

$EF_{RE,i}$ ：風力発電設備 i に適用されるレファレンス排出係数 [tCO_2/MWh]

出典：調査チーム作成

レファレンス排出量に関連して、事前に設定されるパラメーター及びデータソースは以下の通り。

表 6 パラメーター及びデータソース

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	風力発電設備 i に適用されるレファレンス CO2 排出係数。 $EF_{RE,i}$ の値は、カザフスタン国家電力網（National Power Grid NPG）の電源構成と各発電技術の発電	追加情報（添付） Default の排出係数は、カザフスタン国家電力網（NPG）の電力

	量に基づく排出係数($EF_{RE,grid}$)、又はディーゼル発電機に基づく排出係数（$EF_{RE,cap}$)から、以下の方法で選択される： 提案されたプロジェクトにおける風力発電設備が、自家発電設備に接続されていない内部送電網を含む地域送電網に接続されている場合（ケース 1)、E $EF_{RE,grid}$ は以下のように設定される： ケース 1 の排出係数(tCO2/MWh) 地域送電網名　ケース 1　排出係数: National Power Grid　0.755　tCO_2/MWh 風力発電設備が、地域送電網と自家発電設備の両方に接続されている場合（ケース 2）は、EFRE,grid を以下のように設定する： ケース 2 の排出係数(tCO2/MWh) 地域送電網名:　ケース 2　排出係数: National Power Grid　0.533 tCO_2/MWh 提案されたプロジェクト活動における風力発電設備が、地域送電網に接続されず、自家発電装置にのみ接続されている場合（ケース 3)、EFRE, cap、0.533 tCO2/MWh が適用される。	システムの調査と結果、最も効率の高いディーゼル発電機の値よりも高い効率である 49%の Default 値から導出されている。Default 値は、JC（Joint Committee）が必要と判断した場合に修正される。

出典：調査チーム作成

4.7.3. プロジェクト排出量の算定方法案

風力発電で消費される電力は無視できるほど小さく、従い本方法論案ではプロジェクトからの排出は想定されていない。

表 7 プロジェクト排出量算定方法案

$PE_p = 0$ PE_p　：プロジェクト期間 p に対応するプロジェクトからの CO2 排出量[tCO_2/p]

出典：調査チーム作成

4.7.4. モニタリング方法案

モニタリング方法案は以下の通り。

表 8 モニタリング方法案

パラメーター	測定機器・手法	備考
$EG_{i,p}$	電力計（Power Meter）	・ 排出削減量を計算する為に、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。 ・ 計測された発電量と需要家側の消費電力とを照合し整合性を確認する。

出典：調査チーム作成

4.7.5. 方法論案の課題

本方法論案のグリッド排出係数策定では、現地調査及び ERG 社からの情報、その他公開情報を基に、最高効率の既存石炭火力発電所として Aksu 石炭火力発電所(効率 35%)、同じく最高ガス発電所として Karabatan ガス発電所(効率 50%)の指標を使って排出係数を算出している。より正確なグリッド排出係数を算出するためにはこれら発電所、特に Karabatan ガス発電所のより正確な情報に基づいてグリッド排出係数を求めることが必要となる。また、グリッドの実態に合わせ、グリッドの排出係数を都度見直すことが必要となる。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

1）排出削減量算出の計算式

排出量削減は以下の計算式で算出される。

表 9 プロジェクト排出量算定方法案

$$ER_p = RE_p - PE_p$$
$$= RE_p$$

ER_p ：プロジェクト期間 p に対応する排出削減量 [tCO_2/p]
RE_p ：プロジェクト期間 p に対応するリファレンス排出量 [tCO_2/p]
PE_p ：プロジェクト期間 p に対応するプロジェクト排出量 [tCO_2/p]

出典：調査チーム作成

2）適用されるレファレンス排出係数

現地パートナーである ERG 社と協議の結果、新規の風力発電設備で産出される電力は、独自に建設される送電線、ないしは、KEGOC の送電網を使った託送にて全量、ERG 傘下の合金鉄生産企業である Kazchrome Aksu Ferroalloy 工場（以下 AF 工場）に供給される前提であることを確認した。現状 AF 工場で使用している電力は全て ERG 所有の Aksu 石炭火力発電所から供給されており、従い、GHG 削減量を算定する上で適用されるレファレンス排出係数は自家発電力に接続となるケース 3 の 0.533 tCO2/MWh が適用される。

3)予想発電量

新規に設置される風力発電設備の発電設備容量は 1 GW であり、想定プロジェクトサイト近傍で、過去に ERG が実施した風況調査に基づく風力発電設備の予想設備利用率（キャパシティファクター）は 40.1%となるとの報告を ERG から受けている。従いこの設備容量と設備利用率から想定発電量（MWh/ｙ）は以下の通りに計算される。

- 想定年間発電量（MWh/y）＝1,000 MW x 24 x 365 x 40,1% = 3,512,760 MWh/y

4) GHG 削減量

GHG 削減量は上記 4.7.6 1)の計算式より $ER_p = RE_p - PE_p = RE_p$ で算出すればよく、算出結果は以下の通りとなった。

- RE_p = 3,512,760 MWh/y x 0.533 tCO2/MWh = **1,872,301tCO2/y**

4.7.7. 提案事業の普及による相手国の NDC 達成等への貢献の可能性

現地調査時に UNDP との面談ではカザフスタン政府が 2030 年に GHG 排出量を 1990 年比で 15%削減目標に対する進捗状況を確認。2022 年の総排出量は 349.5 百万トン CO2 であり、この数値は 1990 年の水準より 10.5%低く予定通り進捗している。

本調査対象の大型風力発電の商業運転開始により石炭火力発電由来電力の置き換え前提では年間約 3 百万トンの GHG 削減効果が見込まれる。同削減量は ERG 社の削減目標の重要な部分を占め、カザフスタン政府の NDC 達成に向けても大きな役割を果たすことが期待される。一方、JCM プロジェクト化による削減貢献の一部分(今回の試算では約 0.9 百万トン)は日本国の NDC となるが、これに対しエコロジー省は削減量のレベルに関係なく、JCM のガイドラインに則り両国政府間で設立する JCM の合同委員会で決定される配分比率に基づき両国の NDC が確定する見立てを確認。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本件では、当社と ERG 社からなる合弁発電企業が ERG と売電契約を締結し、再生可能エネルギー電力を供給する事業スキームを検討。その際、本邦企業としての事業出資参画を以て民間 JCM として GHG 排出削減クレジットを当社が引き取ることを想定している。

Project Information Note（PIN）提出後に 2 国間の合同委員会の協議にてクレジットの配分を含め JCM プロジェクトとして PIN の承認を得ることが本件事業開発の前提条件となる。

当社-ERG 間で共同開発契約（Joint Development Agreement）を締結し開発期間、開発項目、開発コスト、責任分担、JCM クレジット配分を取り決めた上で対応、売電価格（ERG 傘下の Kazchrome 社との電力売買）、EPC、O&M、借入金調達、環境影響評価等の個別の交渉及び協議が妥結次第プロジェク

ト関連契約を締結、その後融資契約の締結、発効を以て工事着工、建設を経て操業開始となる。事業化迄の想定スケジュール案は以下の通り。

表 10 プロジェクトスケジュール想定（案）

事業化に向けたスケジュール想定(案)	
2025年後半	共同開発契約の締結
2026年	プロジェクト関連諸契約（売電、建設、株主間、融資）の締結
2027年	着工
2029年	操業開始

出典：調査チーム作成

プロジェクト実現に向けては事業性検証の過程で ERG 社と当社で経済性の協議が重要となる。4.3 で記述の通り、ERG 社は JCM プロジェクト化による発生するカーボンクレジットの国外輸出による収益性最大化を目指しており、今後各種法規制確認を引き続き確認する必要がある。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	

Form for submitting the proposed methodology

Host Country	The Republic of Kazakhstan
Name of the methodology proponents submitting this form	Mitsui & Co., Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	Energy Industry
Title of the proposed methodology, and version number	Installation of Wind Power Generation System
List of documents to be attached to this form (please check):	The attached draft JCM-PDD: Additional information
Date of completion	

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised

J. Title of the methodology

Installation of Wind Power Generation System

K. Terms and definitions

Terms	Definitions
Wind Power Generation System	An electricity generation system which harnesses the wind power to generate electricity. It involves using wind turbine to convert the turning motion of the blades pushed by the air (kinetic energy) into electrical energy, The system also includes ancillary equipment such as metering equipment.

L. Summary of the methodology

Items	Summary
CO2 emission reduction measures	Displacement of grid electricity and/or captive electricity by installation and operation of wind power generation system(s).
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated based on the amount of electricity displaced by the project multiplied by either; 1) the conservative emission factor of the grid, or 2) conservative emission factor of diesel power generator.
Calculation of project emissions	Project emissions are the emissions from the wind power generation system(s), which are assumed to be zero.
Monitoring parameters	The quantity of the electricity generated by the wind power generation system(s).

M. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The wind power generation system(s) are newly installed,
Criterion 2	The wind power turbine generator shall be certified for design and safety qualification (IEC61400-20) and the project shall be confirmed in accordance with IEC61400 other relevant local regulations.
Criterion 3	The power meter to monitor output power of the wind power generation system(s) and other ancillary equipment are to be installed at the delivery point of electricity.

N. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Consumption of grid electricity and/or captive electricity	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Generation of electricity from the wind power generation system(s)	N/A

O. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

The default emission factor is set in a conservative manner for the national power grid of Kazakhstan (NPG) owned and operated by Kazakhstan Electricity Grid Operating Company (KEGOC). 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 NPG in the Kazakhstan during year of 2021~2023 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 to be 0.914 tCO2/MWh for coal-fired power plant and 0.391tCO2/MWh for gas-fired power plant based on the survey on heat efficiency of power plant in Kazakhstan. The emission factor for diesel power plant is calculated to be 0.533 tCO2/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 wind power generation system(s) 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/reginal grid (Case 1), the value of operating margin including LCMR resources, calculated using the best heat efficiency among currently operational plants in Kazakhstan in for emission factors of fossil fuel power plants, are applied. The emission factors to be applied are set as "Emission factor for Case 1(tCO2/MWh)" in section I below.

In the case the wind power generation system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connecting to both a regional grid and/or a captive power generator (Case 2), the lower value between emission factors of "Emission factor for Case 1 (tCO2/MWh) shown in Section I below and the conservative emission factor of diesel-fired power plant of 0.533 tCO2/MWh is applied. The emission factors to be applied are set as "Emission factor for Case2 (tCO2/MWh)" in section I below.

In the case that the wind power generation system(s) in a proposed project activity is only connected to an internal grid connecting to a captive power generator (Case 3), the emission factor of a diesel

generator calculated by applying the most efficient 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 tCO2/MWh.

The result of calculation for emission factors to be allied for each case are shown in Section I.

F.2. Calculation of reference emissions

$$RE_p = \sum_i (EG_{i,p} \times EF_{RE,i})$$

RE_p : Reference emissions during the period *p* [tCO_2/p]
$EG_{i,p}$: Quantity of the electricity generated by the project wind power generation system *i* during the period *p* [MWh/p]
$EF_{RE,i}$: Reference CO_2 emission factor for the project wind power generation system *i* [tCO_2/MWh]

P. Calculation of project emissions

Project emissions are not assumed in the methodology as electricity consumption by any wind power generation system is negligible.

$$PE_p = 0$$

PE_p : Project emissions during the period *p* [tCO_2/p]

Q. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$
$$= RE_p$$

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]

R. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{RE,i}$	Reference CO_2 emission factor for the project wind power generation system *i*.	Additional information The default emission factors are derived from a study of electricity systems in

	The value for $EF_{RE,i}$ is selected from the emission factor based on the NPG ($EF_{RE,grid}$) or based on captive diesel power generator ($EF_{RE,cap}$) in the following manner: In case the wind power generation system(s) in a proposed project activity is connected to a regional grid including through internal grid which is not connected to a captive power generator (Case 1), $EF_{RE,grid}$ is set as follows: Emission factor for Case 1 (tCO_2/MWh) Regional grid name: Emission factor for Case 1: National Power Grid 0.755 tCO_2/MWh In case the wind power generation system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid connected to both a regional grid and a captive power generator (Case 2), $EF_{RE,grid}$ is set as follows: : Emission factor for Case 2 (tCO_2/MWh) Regional grid name: Emission factor for Case 1: National Power Grid 0.533 tCO_2/MWh In case the wind power generation system(s) in a proposed project activity is connected to an internal grid which is not connected to the regional grid, and only connected to a captive power generator (Case 3), $EF_{RE,cap}$, 0.533 tCO_2/MWh is applied.	Kazakhstan national power grid (NPG) 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.

Additional information on calculating the emission factors of the Kazakhstan for the JCM

Summary

In order to secure net emission reductions in the methodology, the following reference emission factors are applied depending on the cases by which a proposed project activity will connect in Kazakhstan.

- Table 1 summarizes the applied reference emission factors for the wind power system(s) in a proposed project activity, which is directly connected to a regional grid, or connected to a regional grid via an internal grid *not* connecting to a captive power generator (Case 1).

- Table 1 also summarizes the applied reference emission factors for the wind power system(s) in a proposed project activity, which is connected to an internal grid connecting to *both* a regional grid and a captive power generator (Case 2).

Table 1. Reference emission factor Case 1 and Case 2

Grid name	Emission factor for Case 1 (tCO2/MWh)	Emission factor for Case 2 (tCO2/MWh)
National Power Grid	0.755	0.533

A reference emission factor of 0.533 t-CO2/MWh is applied, in the case that the wind power system(s) in a proposed project activity is only connected to an internal grid or through a regional grid by wheeling connecting to a captive power generator (Case 3).

Current Status of the electricity system in Kazakhstan

The Unified Power System of Kazakhstan is a package of power plants, transmission lines and substations and backbone network is performed by the National Power Grid (NPG) which is operated by Kazakhstan Electricity Grid Operating Company (KEGOC), a state-owned company responsible for electricity transmission and distribution network management. Several medium and small regional electricity companies handle distribution, some privately owned. The electricity transmission and distribution sectors are considered natural monopolies and are regulated by the government. KEGOC was established in accordance with the decree of the Government of the Republic of Kazakhstan in the field of electrical industry. KEGOC carries out of the following main activities.

- Transmission of electric energy through the NPG
- Use of the NPG
- Technical dispatching of supply to the grid and consumption of electric energy
- Organization of balancing of the production and consumption of electric energy.

Throughout 2021-2023., Annual power generation of National Power Grid in Kazakhstan is summarized in Table 2,

Table 2. Annual Power Generation of National Power Grid in Kazakhstan

Power Plant Type	Power Generation (MWh)				
	2021	2022	2023	3 Year Average	Share (%)
Coal Fired (including Coal CHP)	91,164	88,623	87,363	89,050	78.54%
Natural Gas	10,702	10,941	11,043	10,895	9.61%
Diesel/Oil	0	0	0	0	0.00%
Hydro	9,185	9,185	8,748	9,039	7.97%
Biomass	3	0	1	1	0.00%
Solar PV	1,637	1,755	1,882	1,758	1.55%
Wind	1,758	2,362	3,806	2,642	2.33%
Total Power Generated	114,448	112,866	112,843	113,386	

Source: KEGOC data modified by ERG

Six types of primary energy sources are used for electricity generation: coal, natural gas, hydro, biomass, wind, and solar power. The share of electricity generated from 2021-2023 by each type of primary energy source is shown in Figure 1 below. The electricity generated from hydro, biomass, wind, and solar power plants are deemed as low cost/must run (LCMR) power sources.

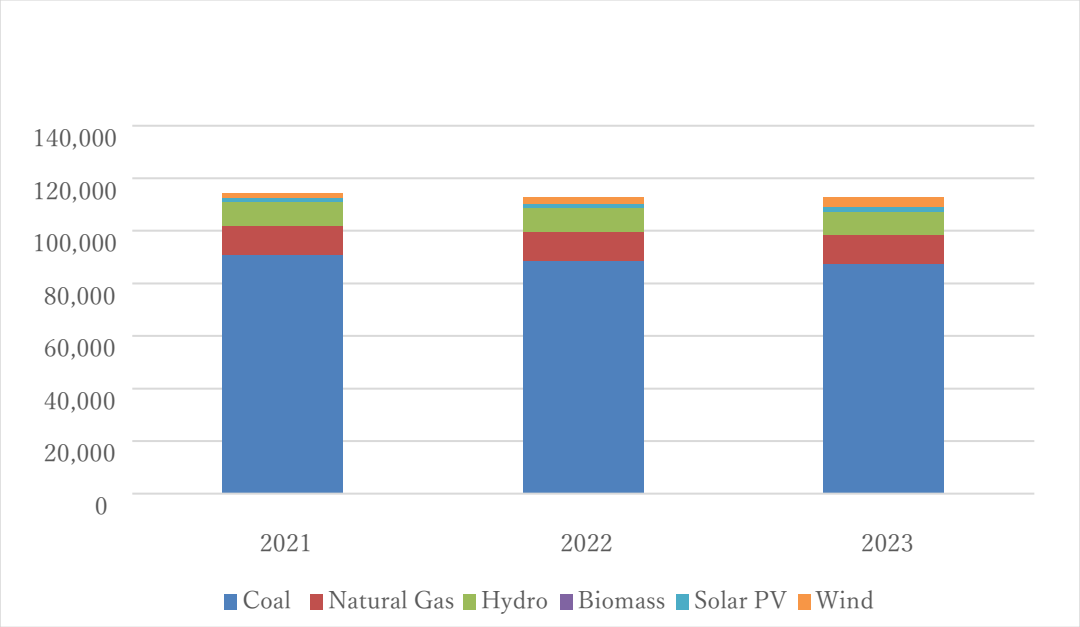


Figure 1. Electric power generated in National Power Grid by fuel type (MWh.2021~2023)

Source: KEGOC data modified by ERG

Calculation of reference emission factor of electricity systems

In order to identify the reference emission factor of National Power Grid in a conservative and simple manner to secure net emission reductions, the emission factors in this methodology are established by an operating margin that is calculated using emission factors of power plants including LCMR resources for the years 2021-2023. To calculating the emission factors of each fossil fuel power generation, the best heat efficiency among currently operational plants in Kazakhstan is applied.

Conservative emission factors of fossil fuel power plants are calculated using the following equation:

Emission factor of fossil fuel power plant [tCO_2/MWh]
= (Emission factor of fuel source [$kgCO_2$/TJ] *10^{-3}*0.0036[TJ/MWh] /
(Heat efficiency (LHV) [%]/100)

Emission factors of coal, gas and diesel combustion are derived from the "IPCC guideline 2006, Chapter 2, stationary combustion" as 89,500 $kgCO_2$/TJ, 54,300 $kgCO_2$/TJ and 72,600 $kgCO_2$/TJ. The heat efficiencies of coal-fired power plants and gas-fired power plants are applied as 35.3% and 50% respectively, taking into consideration the technologies being used in currently operational power plants in Kazakhstan. Regarding the diesel-fired power plants, a heat efficiency of 49%, an efficiency level which has not yet been achieved by the world's leading diesel generator, is applied. These figures are shown in Table 3 below.

Table 3. Constants for calculation of reference emission factor

Item	Values	Reference
Best heat efficiency of natural gas power plant (Karabatan Power Plant)	50% 0ver (combined cycle)	Siemens SGT-800 gas turbine Doosan MTD-40 Steam Turbine
Best heat efficiency of coal power plant (Aksu Power Plant)	35.3% Super Critical	ERG
Best heat efficiency of diesel power plant	49%	JCM Approved Methodologies: PW_AM001, MN_AM003, etc.
CO2 emission factor of other bituminous coal	89,500 kgCO2/TJ	IPCC guideline for National Greenhouse Gas

CO2 emission factor of natural gas	54,300 kgCO2/TJ	Inventories 2006, Chapter 2, stationary combustion1
CO2 emission factor of diesel	72,600 kgCO2/TJ	

Applying the emission factors and plant efficiencies as explained above, the conservative emission factors are calculated to be **0.914** tCO_2/MWh for coal-fired power plants, **0.391** tCO_2/MWh for gas-fired power plants and **0.533** tCO_2/MWh for diesel-fired power plants. These conservative emission factors are applied for calculating the reference emission factor of National Power Grid in Kazakhstan.

Using these conservative emission factors for each power source data and electricity generation including LCMR resources, operating margins of National Power Grid is obtained using the following equation:

$$EF_{RE,j} = \frac{\sum_i EG_{i,j} \times EF_i}{\sum_i EG_{i,j}}$$

Where:

$EF_{RE,j}$ = The reference emission factor of regional grid *j* [tCO_2/MWh]

EF_i = Conservative emission factor of power plant type *i* [tCO_2/MWh]

$EG_{i,j}$ = Average electricity generated and delivered to each grid from power plant type *i* including LCMR resources in grid *j* during 2021-2023 [MWh]

There are three possible cases of the installation of wind power system in a project activity in terms of its connectivity to the grid and captive power generator:

- Case 1: the wind power system is directly connected to a regional grid or connected to a regional grid via an internal grid not connecting to a captive power generator.
- Case 2: the wind power system is connected to an internal grid connecting to both a regional grid and a captive power generator.
- Case 3: the wind power system is only connected to an internal grid connecting to a captive power generator.

The National Power Grid is mainly powered by coal (79%), followed by natural gas (9.6%). Hydro, biomass, wind and solar power supply the rest of the power generation as shown in Figure 2.

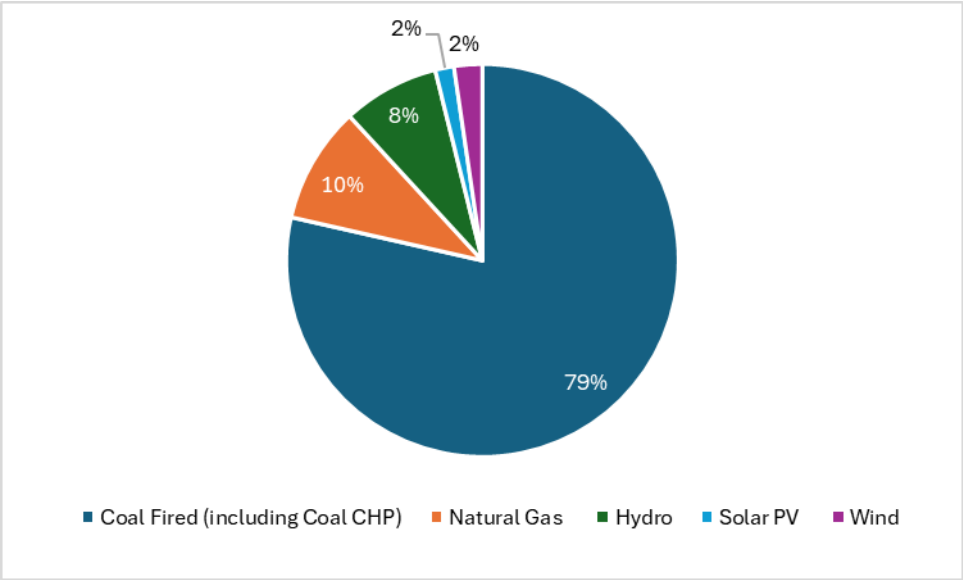


Figure 2 Share of source of electric power generation by power plants in NPG (2021~2023)

Source: KEGOC data modified by ERG

Applying the conservative emission factors and power generation to Equation 1, the reference emission factor to be applied for wind power system systems in a proposed project activity which is directly connected or connected via an internal grid not connecting to a captive power generator (Case 1), to the National Power Grid **is 0.755 tCO_2/MWh,** as shown in Table 1 above.

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：カザフスタン共和国における大型風力発電の導入に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：三井物産株式会社

頁	図表番号	タイトル
618	図　1	提案事業の概要イメージ
619	図　2	実施体制
620	図　3	JCM FS 調査スケジュール
620	表　1	FS での渡航実績
622	図　4	JCM クレジット配分後の想定(案)
624	表　2	事業化に向けた課題と対応策
625	表　3	事業 Capex 内訳
625	図　5	事業化スキーム図(案)
627	表　4	適格性要件候補一覧
627	表　5	レファレンス排出係数算定式
627	表　6	パラメーター及びデータソース
628	表　7	プロジェクト排出量算定方法案
629	表　8	モニタリング方法案
629	表　9	プロジェクト排出量算定方法案
631	表　10	プロジェクトスケジュール想定（案）

添付 2.14. Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

事業名：インドにおける Compressed Bio Gas 技術に関する JCM 実現可能性調査

実施者：Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

1. JCM FS 調査の目的とアウトプット

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

インドは世界の GHG 排出量の約 7%を占めており、2030 年までに GHG 排出量を 2005 年比で 45%削減の上、2070 年のカーボンニュートラルを目指している。2019 年までに 2005 年比 33%削減されたものの、インドの NDC 目標達成に向けては道半ばであり、以下の通り CBG は同達成に向け重要な手段と考えられる。

- インド政府は、パリ協定第 6.2 条の下でカーボンクレジット国際間取引と新興技術の移転の対象となる 14 分野を指定しており、Compressed Bio Gas（CBG）はその 1 つ。
- 天然ガス使用拡大に向け、インド政府は 2030 年までにエネルギーミックスにおけるガスの割合を現在の約 6%から 15%へ増やすと共に、現在約 45%を輸入に頼る中、政府は輸入依存低減のため、国産ガス（バイオガスを含む）生産拡大を目指している。
- インドでは Compressed Natural Gas（CNG）が自動車燃料として広く用いられており、CBG は天然ガスの代替として CNG に混入することで、既存 CNG 燃料自動車にそのまま利用可能。
- その他、産業・発電・家庭用ガス等にも、既存天然ガスに混入することで利用可能。

＜インド政府による CBG 支援策＞

- 持続可能な代替輸送手段（Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation：SATAT）政策：第一段階として INR8,761 百万（158 億円)の予算を投じ、2025 年度までに 5,000 の CBG プラントで年産 1,500 万トンの CBG 生産目標を掲げるもの。
- 有機バイオ農業資源の活性化（Galvanizing Organic Bio-Agro Resources Dhan：GOBAR-DHAN）政策：INR945 億（1,700 億円)の予算で、牛糞等、有機廃棄物の CBG と有機肥料への転換促進を目指すもの。本計画は 700 のプロジェクトを対象とし、廃棄物管理強化、再生可能エネルギー製造促進に向けた取り組みの一部である。
- CBG 混合義務（CBG Blending Obligation：CBO）：2025 年度より City Gas Distribution（CGD）企業は既存 CNG・家庭用天然ガス供給へ 1%の CBG 混合を義務付け、2028 年度までに 5%まで引き上げられる予定。しかし、現状罰則規定無し。
- その他の支援策としては、CBG 用パイプライン計画、設備投資支援、優先セクター融資等がある。

1.2 調査の目的およびアウトプット

本プロジェクトは、嫌気性消化槽、バイオガス精製ユニット、コンプレッサーを使用し、プレスマッドを中心とした有機廃棄物を原料としたCBG プラントをMaharashtra州に設置する。製造されたCBGは、自動車用燃料であるCNGの代替としてCNGステーションで販売するか、都市ガス流通網で天然ガスと混合して都市ガス会社に販売することを想定している。本プロジェクトを通じ、大量の有機廃棄物を処理して有機廃棄物から発生するメタン排出量を削減すると共に、GHG削減への貢献を目指す。実現可能性調査期間中、複数の既存CBGプラント視察を行い、CBG事業社、EPC企業、原料サプライヤーや地方自治体と面談を行った他、日本の技術活用検討に向けた日系企業との面談、日本政府関係者との面談を実施した。これらを通じた需給分析や、CBGの潜在的な収量分析、各種有機廃棄物の取得・利用可能性について調査した。

原料：調査の結果、CBG生産に最適な有機廃棄物として以下3つを混合利用する。これらの原料を混合利用することで、原料の安定調達のみならずCBGの生産効率向上も見込まれる。

1. プレスマッド: 製糖工場の副産物であり、一カ所で大量生産されるため、物流コストが削減可能。
2. 鶏糞：養鶏場よりまとまった数量を年間通じて安定的に入手可能。副産物である有機肥料の品質向上、歩留まり向上にも寄与。
3. 牛糞：牛舎よりまとまった数量を年間通じて安定的に入手可能。嫌気性細菌のメタン生成効率向上にも寄与。

近隣の製糖工場は、毎日400トン以上のプレスマッドを産出しており、パートナー候補はサプライヤーと長期供給契約に向け協議中である。プレスマッドに加え、この地域には養鶏場や牛舎が複数あり、各サプライヤーは原料供給に前向きな反応を示している。
また、当該地区にはCGD会社がありCNGステーションが操業中である。本プロジェクトにおいて供給を考えている石油販売会社も近隣にガソリンスタンドを操業しており、CGD事業者による8年間のCNG独占販売権が切れたあと、石油販売会社はCNGを販売可能で既存ガソリンスタンドを活用したCNG販売を検討中。

技術：インドのCBGプラントで用いられている技術を調査した結果、殆どは欧州企業がインドのEPC企業に技術をライセンス供与していた。また、プラントに使用するメンブレン、Water Scrubbing等において、日本の技術活用可能性を探るべく複数の日系企業と面談を実施したが、広くインドで使用されるには至っておらず、既存普及設備と比較して高価であることから、活用に向けては更なる調査が必要である。

収益：本プロジェクトの収益源はCBG販売、有機肥料販売、カーボンクレジット販売の3つ。

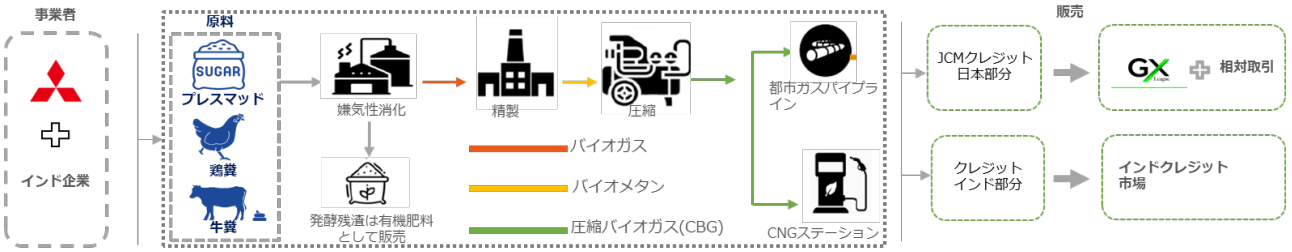
① CBG：CBGはCNGステーション、及びCGD事業者向けに販売。SATATスキームやCGD事業者に課せられたCBO等の各種政策は、安定したCBG市場創出も目的としている。

② 有機肥料：CBGの副産物として生成される発酵残渣は、農業用有機肥料として販売可能である。然しながら、現状インドの農家は化学肥料を好む傾向が強く、政策上も有機農業の大規模な促進

を優先していないことから、本プロジェクト採算計算上、有機肥料の販売量は生産分全量ではなく、徐々に増える想定をとっている。

③ カーボンクレジット：JCM クレジット分は、日本のクレジット市場での販売、残りのクレジットについては、インドの Indian Carbon Market 制度に基づくクレジット等としての販売を見込んでいる。

図 1 CBG 事業イメージ



出典：調査チーム作成

1.3 JCM FS 調査の目的及び目指すアウトプット

本調査はインドの CBG 市場を包括的に理解した上で、インドにおける CBG 製造事業の実現可能性を評価すると共に、CBG プロジェクトのための JCM 方法論を策定することを目的としている。
本調査の構成要素は以下の通り。

表 1 JCMFS 調査の目的

項目	内容
インド CBG 市場	**CBG 市場調査** - 市場規模・成長予測、主要プレイヤー、使用原料の量と質、各種規制
バリューチェーン評価	**原料評価** - 各種原料の特性、調達方法と経済性、調達に際しての課題
	技術評価 - CBG 生産に使用されるプロセスと技術、各技術のプロコン分析、求められる生産量に基づく最適な技術の選定
	発酵残渣評価 - 最終用途の分析、価格設定における規制
需給分析	**CBG と発酵残渣の需要分析** - CBG と発酵残渣の最終使用例、中長期需要予測
	原料供給分析 - 原料供給における課題、中長期供給予測
CBG プラント	**最適な CBG プラントの特徴** - 使用原料の種類、使用技術と処理タイプ、生産量（CBG/発酵残渣）

GHG	**GHG 排出削減/クレジット** - GHG 排出削減量、クレジットの算出
ビジネスモデル	**経済性モデル** - 収益・設備投資・運転資金予測、収益性評価
	事業リスク管理 - サプライチェーン、市場、環境、規制 **Project Idea Note 作成**

出典：調査チーム作成

2. JCM FS 調査の実施体制

調査の体制は以下の通り。

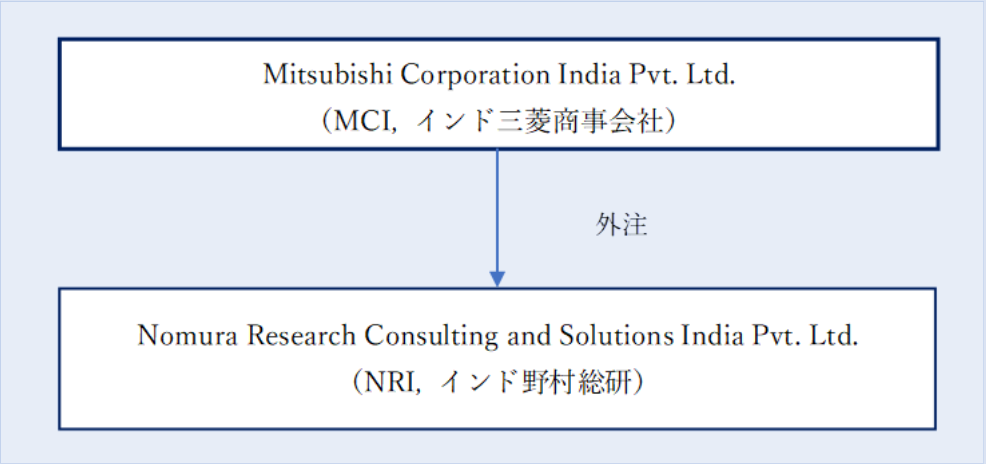


表 2　それぞれのタスクにおける責任分担

	項目	MCI	NRI
1	JCM を活用した CBG ビジネスモデルの策定	メイン	サポート
2	パートナー候補との協議及び事業戦略策定	メイン	—
3	三菱商事本社、主要な利害関係者、政府等との協議	メイン	—
4	インドにおける CBG 市場現状調査	メイン	サポート
5	バリューチェーン評価（原料・発酵残渣等）	サポート	メイン
6	技術評価 -各技術とプロセスのプロコン分析	メイン	サポート
7	需給分析	サポート	メイン
8	CBG 供給の為の最適なプラントサイズ/理想的な CBG プラントの特性	メイン	サポート
9	GHG 排出削減関連	サポート	メイン
9a	JCM 方法論のドラフト作成		
9b	JCM クレジットに関するポテンシャルの算出		
10	プロジェクトリスク管理	メイン	サポート
11	JCM CBG プロジェクトのプロジェクトアイデアノート	メイン	サポート
12	経済性モデルと感度分析	サポート	メイン

3. JCM FS 調査実施内容の概要とスケジュール

民間 JCM スキームを利用したインドにおける CBG プロジェクトを検討する中、本実現可能性調査で実施した調査内容は以下の通り。

1. **インド CBG エコシステム概要**：インドの気候変動目標（NDC）と CBG の役割、インドの CBG 市場の詳細、CBG 政策と規制環境の詳細
2. **インド CBG バリューチェーン評価**：原料調達評価、技術評価、発酵残渣事業化評価
3. **技術評価**：インドの CBG 生産プロセスの様々な工程で使用されている技術、及び日本の技術の適用可能性評価
4. **事業評価**：CBG 需給分析、プラント規模、GHG 排出削減量、JCM 方法論策定、カーボンクレジット計算、経済モデル、事業リスク管理

調査実施スケジュールは以下の通り。

表 3 JCMFS 調査スケジュール

	調査項目	10 月		11 月		12 月		1 月	
		前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
インド CBG 市場	CBG 市場詳細								
	カーボンクレジットの適用性								
バリューチェーン	原料の評価								
	技術評価								
	発酵残渣の評価								
プロジェクトサイトのショートリスティング	プラント候補地ショートリスト								
	CBG プラント候補地 FS								
	候補地選定のための現地視察								
	候補地決定								
需給分析	CBG 及び発酵残渣の需要分析								
	原料供給分析								
製造設備	CBG 製造設備の特徴								
GHG 排出削減	JCM 方法論開発								
ビジネスモデル	経済性モデル								
	プロジェクトリスク								
	パートナー選定・PIN 作成								
最終報告	レポート作成								

出典：調査チーム作成

実現可能性調査期間中の渡航実績は以下の通り。

表 4 実現可能性調査での渡航実績

年月日	面談先	目的
24 年 11 月 6 日（水）～7 日（木） Uttar Pradesh 州	Agra District Economic & Statistical Officer/ Agriculture Officer/ Horticulture Officer	Agra 地区における CBG プラント設立の見通し、政府支援可能性の確認
	Shavansh Foundation & Shivam	原料（牛糞）入手可能性の確認
	Gopa（じゃが芋の冷凍倉庫）	原料活用可能性の確認
24 年 11 月 15 日（金） Maharashtra 州	インド CBG 事業者 A	CBG プラント計画聴取
	Daund Sugar Pvt Ltd	プレスマッド供給可能性確認
24 年 12 月 9 日（月）～10 日（火） Maharashtra 州	インド EPC 事業者 A	EPC プレイヤーである同社の R&D センター訪問、技術調査
	インド CBG 事業者 A	既存プラント訪問、能力確認
24 年 12 月 11 日（水） Uttar Pradesh 州	インド CBG 事業者 B	プレスマッドを主要原料とする既存 CBG プラントに関する情報収集、事業計画精査
	インド CBG 事業者 C	

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

インド中央政府による CBG に関連する主要な規制/政策は以下の通り。

表 5 インド中央政府による CBG に関する主要規制/政策

政策名	目的	発表年
Biogas Standards	バイオガスの組成、品質、及び火力発電・発電用エンジン・自動車での使用、ガスパイプを通じた供給における一般的なガイドラインを提供。	2013 年 （2016 年改訂）
Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation (SATAT)	自動車及び産業用燃料として石油販売会社へ CBG を販売する為の CBG プラント設立支援策。 農業残渣、牛糞、プレスマッド、下水処理場からの廃棄物等、バイオマス由来の CBG 生成に注力。	2018 年
GOBAR-DHAN	村の衛生、農村世帯の収入増を目的に、家畜の糞尿からエネルギーと有機肥料の生成支援策。	2018 年

National Bioenegy Programme	バイオエネルギー廃棄物を利用した CBG プラント、バイオディーゼル生産プラント、バイオ石炭生産プラントの設置奨励策。	2022 年
CBG-CGD Synchronization Scheme	インド全土の既存の CGD ネットワークへの CBG 統合強化策。	2021 年
Financial Assistance to CBG producers for procurement of BAM	発表以降、最初の 100 の CBG プラントに対し、バイオマス集荷機械（BAM）購入のための資金援助を実施。	2024 年
Development of Pipeline Infrastructure for injection of CBG to CGD network	CBG の生産施設から消費地へのコスト効率の高いガスパイプライン輸送を通じ、CBG の完全なオフテイクを確保し、生産された CBG を最大限利用する為の施策。	2024 年
Compressed Biogas Blending Obligation (CBO)	CNG と Piped Natural Gas （PNG）部門おける CBG の生産と消費を促進。対象は、CGD（当該地域で一定期間の独占販売権及び独占インフラ占有権を認められた都市ガス事業会社）事業者 2025 年度：CNG/PNG 消費量の 1% 2026 年度：CNG/PNG 消費量の 3% 2027 年度：CNG/PNG 消費量の 4% 2028 年度以降：CNG/PNG 消費量の 5%	2024 年
Priority Sector Lending	CBG 含むインドの成長に不可欠な主要セクターを支援することにより、金融の包摂性を促進し、経済発展を促進する。	1966 年（2020 年に CBG を含む）
Market Development Assistance for promotion of organic fertilizers	GOBAR-DHAN の下、バイオガス・CBG プラントで生産される Fermented Organic Manure（FOM）/ Liquid Fermented Organic Manure （LFOM）/ Phosphate Rich Organic Manure （PROM）の普及促進	2008 年（2023 年に有機肥料含む）
Central Financial Assistance (CFA)	Ministry of New and Renewable Energy によるインドでのバイオガスプラント普及目的の、補助金支援策。	2021

出典：Central Government Portals より調査チーム作成

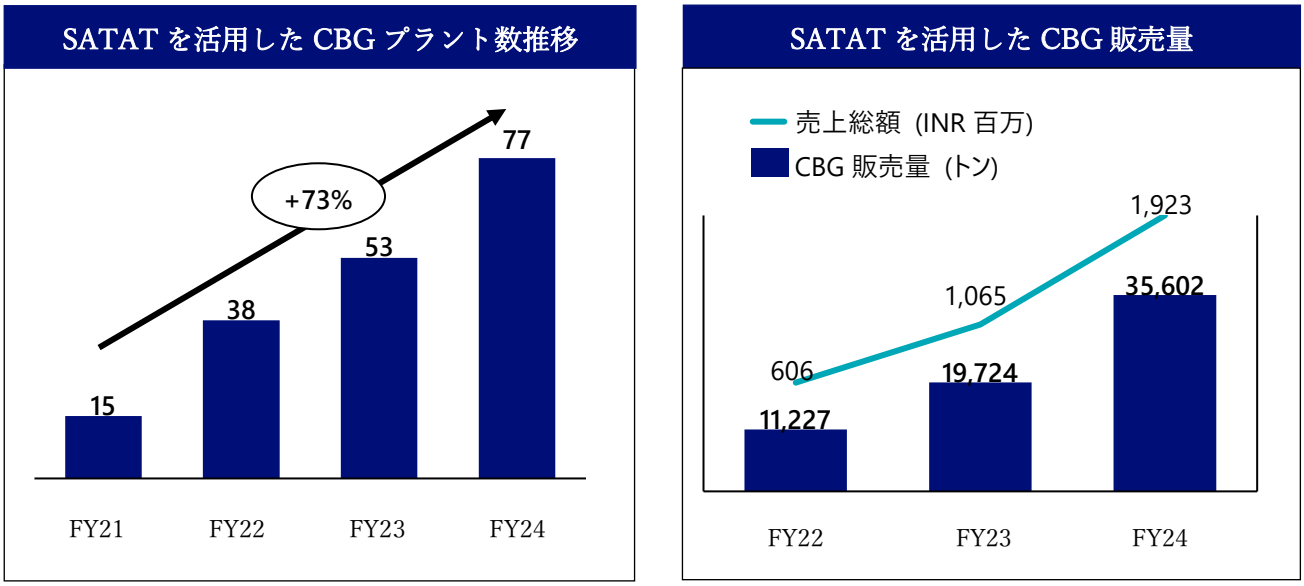
中央政府に加え、Maharashtra 州等、9 つの州がバイオ燃料及び CBG 関係政策を導入。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

CBG 市場:

- SATAT や CBO 等の政策により、CBG 需要は大幅に伸びており、2023 年度から 2024 年度までの 2 年間で SATAT スキームでの CBG 販売量は 3.2 倍、2024 年度の販売量は 35,000 トンに達すると予測されている。また、インドの CBG プラントの 56%は、原料が豊富且つ、州独自の促進策を導入している Uttar Pradesh 州、Gujarat 州、Haryana 州、Maharashtra 州の 4 州に存在する。
- 2025 年度からの CBO 導入を踏まえ、今後の主な CBG 需要は CNG と PNG セグメントから生じると考えられており、インド全体で CNG は今後 5~10 年で 1.9 倍～3 倍、PNG 需要は、同 1.5 倍～2 倍に増加する見込みである。
- また CBO での必要量を満たすためには、初年度の 2025 年度で年 9 万トンの CBG 混合が必要となり、この数字は 5%混合が必要となる 2029 年度までに年 73 万トンまで増加見込みである。

図 2 SATAT を活用した CBG プラント数/CBG 販売量推移



出典：Petroleum Planning and Analysis Cell より調査チーム作成

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

実現可能性調査では、主にバリューチェーン評価と JCM 方法論の 2 つの分野で課題を抽出した。

表 6 事業化及び JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策

カテゴリー	サブカテゴリー	課題	対応策
バリューチェーン	原料の継続的供給	現在稼働中のインドの CBG プラントでは、フル稼働出来	本プロジェクトにおいては長期原料供給契約に前向きな製糖工

		ていないプラントが多くある。本実現可能性調査を通じ、継続的な原料調達が主要な懸念事項の 1 つであることを確認。	場、養鶏場、牛舎等のサプライヤーを特定済み。
	生産された CBG のオフテイク保証	CBG 工場から恒常的な CBG の販売先確保が必要。 CBG プラントでは、限定的な CBG タンクがあるのみ。 持続性のある CBG 販売価格の実現。	都市ガス配給事業者への販売と、石油販売会社の CNG ステーションへの販売が考えられる。 実現可能性調査を通じて、インドの都市ガス配給事業者は、CBG 生産者から販売要請があった場合、CBG を調達する義務があることが確認された。その際の CBG 購入価格は、インドの国営ガス会社である GAIL により決められる。 また、石油販売会社の CNG ステーションへの販売では、SATAT スキームにより、CBG の販売価格は、CNG の小売価格から 20%のマージンを引いた額と規定されている。
JCM 方法論	CBO の影響	インド政府による CBO が、GHG 排出削減量算出におけるベースライン設定に影響与える懸念あり。一定比率の CBG 混合義務があるため、義務があるのであればその義務分を差し引いた上でベースライン設定すべきではとの懸念。	CBO は CBG 生産者ではなく当該地域において都市ガス配給事業を認められた CGD 事業体に課されている為、CBG 販売先が CGD 以外の場合は（当該地域で認められた CGD 事業体に加え、ガソリンスタンドを運営している国営の石油販売会社も当該 CGD 事業体の 8 年間の独占販売期間後はオープンアクセスにより CNG 販売が可能）、同石油会社には CBG 混合義務がないため、クレジット計算に影響無と考えれるが、最終的には合同委員会の判断に従う必要あり。

出典：調査チーム作成

事業性評価

＜原料評価＞

- インドの有機廃棄物総量は年間 2,593 百万トンと、原料として膨大な潜在量を有しており、特に Uttar Pradesh 州と Maharashtra 州に多く、インド全体の 48%を占めている。
- 十分な収量が確保でき、信頼できるサプライヤーの特定、調達契約、最適な物流構築が肝要。

調査・検討した結果、プレスマッド、鶏糞、牛糞、稲わら、都市ごみが、年間を通じ安定供給及び纏まった数量が確保できる点で、CBG 製造におけるポテンシャル原料であることが判明した。各原料の評価は下記の通り。

表 7 各原料評価

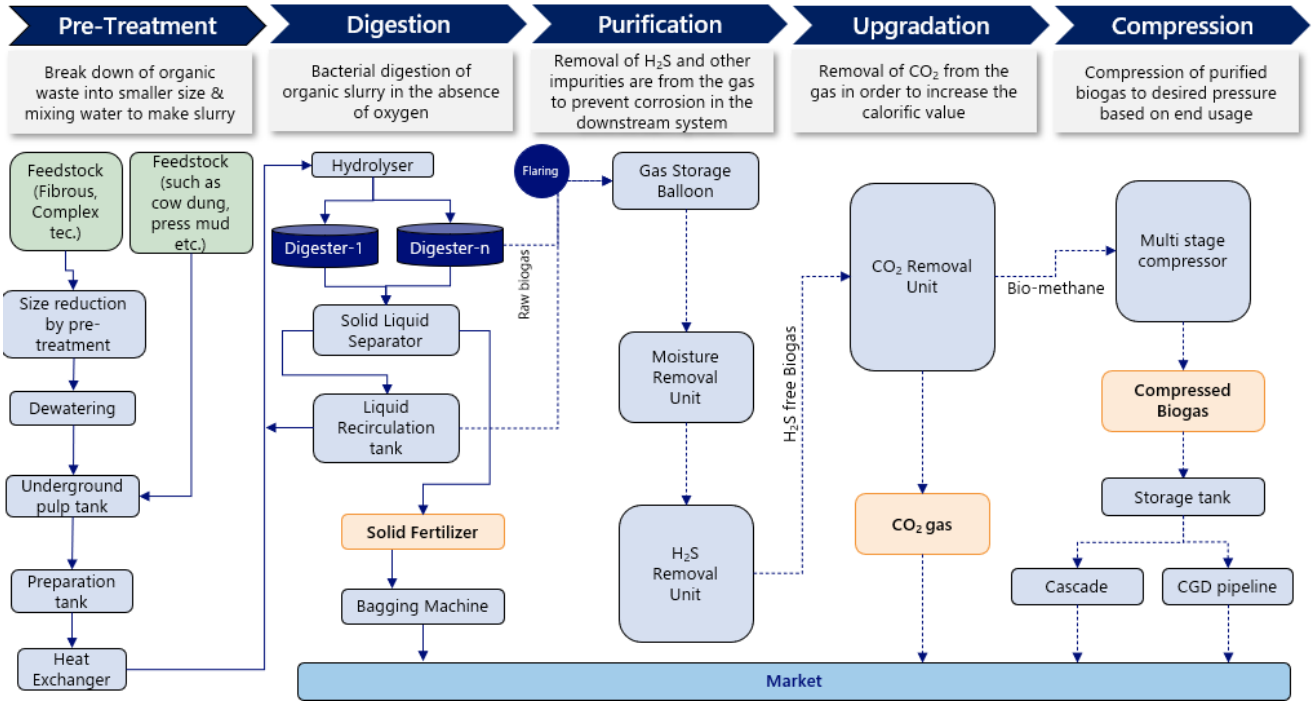
原料	歩留まり率（原料投入量に対するバイオガス生産比率）	長所	短所
プレスマッド	4%	製糖工場で大量に入手可能	製糖工場の原料であるサトウキビは年間通して収穫できず、製糖工場不稼働期間に備えた貯蔵の必要有。 製糖工場の特定と長期契約の締結が必要
鶏糞	4%	窒素含有量が高く、発酵残渣堆肥に最適	大量の入手は難しく、副次的な原料としてしか活用できない
牛糞	2%	取り扱いが容易で、バイオガスプラントで直接消化可能。発酵残渣の品質向上に寄与	大量の入手は難しく、副次的な原料としてしか活用できない
稲わら	10%	米産地に豊富 安価な原料	生産地が分散し、原料調達コスト高 季節要因、貯蔵の必要性
都市ごみ	4%	都市部で大量かつ継続的に入手可能 原料コストが低い	供給元での分別が必要 不純物を含むこと多く歩留まりが安定しない

出典：CSE India より調査チーム作成

＜技術評価＞

CBG プラントは、主に 5 つのプロセスで構成される。

図 3 CBG 製造プロセス



出典：調査チーム作成

実現可能性調査を通じ、各プロセスで使用可能な技術を以下の通り調査。

表 8 技術調査結果

プロセスの段階	一般的な使用技術	専門家コメント
前処理	機械的、化学的、生物学的、熱的前処理： 原料に応じ選択	プレスマッド、鶏糞、牛糞は発生時に既に細かくなっており、前処理行程必要なし。
Digestion（消化）	連続攪拌タンク反応器（CSTR)、プラグフロープラグフローリアクター（PFR）	「インドでは CSTR とプラグフロー反応器が最も広く使用されている。」 「CSTR は PFR に比べてスペース消費は少ないが、エネルギー消費は PFR より多い」 「CSTR では連続混合が行われるため、均一な消化が行われ、バイオガスの収量が最大化される」 「インドでは CSTR とプラグフロー反応器が広く使用されている」
Purification（精製）	酸化鉄吸着、 化学洗浄	「一部の技術では、システム内の硫黄成分の許容値が非常に低いため、浄化技術の選定は、使用される下流での精製能力に依存する...」

Upgradation	Water Scrubbing、圧力スイング吸着、膜分離	「インドの大半の CBG プラントでは、BIS 規格（インドの標準規格）に準拠し、4%までの CO2 が認められており、またカスケード方式（移動式高圧タンクを束ねたもの）で小売店舗へ CBG を供給している。このため、圧力スイング吸着（PSA）技術や Water Scrubbing 技術がより一般的に使用されている...」
Compression	レシプロ式コンプレッサー	「...**多段レシプロ式コンプレッサーは**、ガス組成及び圧力変化に対応しやすく、多様な運転状況にわたって効率と信頼性を確保するため、**広く使用されている**...」

出典：専門家へのヒアリングを基に調査チーム作成

＜収益評価＞

- インドの CGD 制度は、家庭、産業、自動車（CNG）を含む様々なエンドユーザーに天然ガスを供給するための枠組みである。本制度は、石油天然ガス規制委員会（PNGRB）の監督の下で実施されている。PNGRB は地理的エリア（Geographical Area, GA）毎に、企業へ CGD 事業のライセンスを付与する。
- CGD 企業は、天然ガスを販売するために 2 種類の独占権を保有。1 つ目はマーケティングの排他性で、8 年間ガスの独占販売権が与えられる。2 つ目はインフラの排他性で、25 年間パイプラインの独占利用権が与えられる。
- それ以外にも、ガス供給者でない石油販売会社（OMC）が以下の 3 つの方法でガス供給に参入可能。
    - **販売独占期間中：**認可された CGD 事業者が、OMC の既存小売店舗で CNG を販売することを決定可能。
    - **独占販売期間後：**認可された CGD 事業者が 8 年間の独占供給を終えた後、OMC がそのパイプラインを利用して CGD 事業者からガスを調達し、小売店舗で供給可能。
    - **OMC と CGD 事業者の合弁設立：**OMC と CGD 事業者の JV を通じ、OMC 自身が CGD ネットワークの設置を一部地域で担当することもあり。
- **CBG 販売：**本プロジェクトでは SATAT スキームを通じて石油販売会社のガソリンスタンドに CBG を販売する計画。

- **発酵残渣（肥料）販売：**投入される原料の重量の約 20%が発酵残渣になり、炭素や窒素を豊富に含むため、有機肥料として利用可能である。発酵残渣の販売は、CBG プラント運営における重要な収益源の一つとなる。固形及び液状の発酵残渣は処理された後、FOM、PROM、及び LFOM として市場開発助成金（政府による INR1,500/トン 2,700 円/トン）の補助を受け、既存の肥料に対し競争力のある価格で販売されており、平均販売価格は INR4,000/トン（7,200 円/トン）である。FOM は直接農家に販売することも可能であり、CBG 生産者が肥料会社と供給契約を締結することもある。

- **カーボンクレジット取引**：現時点ではインドと日本政府間の二国間パートナーシップ協定が未締結であり、また JCM クレジットはまだ市場に出回っていないため、価格も未定である。但し、日

本取引所グループ（JPX）の最近のレポートによると、JCM クレジットも含まれる J クレジットの価格は 15 USD（1,275 INR、2,300 円/クレジット）とされており、こちらを計算前提として活用した。（出所：https://www.asean.or.jp/main-site/wp-content/uploads/2024/05/5-JPX-Carbon-Credit-Market_20240326.pdf）
また、インド国内クレジット市場は、いまだ創設されておらず、現行ボランタリークレジットの同等案件による価格である USD 5（INR425、 765 円/クレジット）を前提として採用した。

事業計画の主要な前提条件:

- プラントはメンテナンスのための停止時間を 35 日として、年間 330 日稼働。
- 原料は継続的に入手可能であることから、原料供給の制約はなく上記稼働日は 100%稼働の前提
- Debt Equity Ratio は 70：30 と想定。
- インド三菱商事（乃至三菱商事株式会社）の出資比率は A%とし、プロジェクトから発生するクレジットの内、日本の JCM クレジット市場で取引されるのは A%。残りのクレジットはインドのクレジット市場で販売する想定（操業開始までにインドのクレジット市場が開設される前提）。
- JCM のカーボンクレジット価格は USD15＝INR1,275(約 2,300 円/クレジット)、インド市場の価格は、現状の Voluntary Credit 並みの USD5＝INR425（765 円/クレジット）を想定。
- 融資では、インドの代表的金融機関の一般的な貸出金利である 10.2%の金利を想定。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

事業化に向けた諸前提条件の確認を目的に、インド政府（Ministry of Environment Forest & Climate Change）へ面談申し入れ行うも、二国間パートナーシップの協議を行っている中で、個別事例について話すのは好ましくないとの理由で実現しなかった。在インド日本国大使館とは継続的に意見交換、助言を得ている。加えて、インド電力省エネルギー効率局（Bureau of Energy Efficiency）担当者との面談も行った。本実現可能性調査実施後、同社プロジェクトのデューデリジェンスを実施の上、三菱商事株式会社と共に更に詳細を詰めていく

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

本プロジェクトへ日本の技術活用可能性につき検討。CBG 関係の技術を有する日本企業として、下記企業あり。

表 9 活用可能性のある日本の技術

日本企業名	特定技術
UBE	Purification 及び Upgradation プロセス用のメンブレン
旭化成、ポリプラ・エボニック	メンブレンフィルター

大阪ガスケミカル	プレススイング吸着ユニット
クラレ	活性炭
日立製作所、 堀技研工業、 荏原製作所	ガス圧縮機

出典：調査チーム作成

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

現状有機廃棄物由来のバイオガス製造に係る JCM 方法論はなく、UNFCCC の CDM 方法論（AMS-III.AD・AMS-III-AO・AMS-III-AQ）を基に、JCM 方法論のドラフトを作成。デフォルトの数値は CDM 方法論より保守的な値を採用した。JCM クレジット発行期間については既存 JCM 方法論で広く使用されている 10 年間を想定している。

＜適格性要件/設定理由＞

- 有機廃棄物を利用してバイオガスを生成し、これを精製して CBG とする
  →本方法論では有機廃棄物使用分からレファレンス排出量を計算する為
- 生成された CBG は、天然ガス（化石燃料）の代替燃料として使用される
  →本方法論では化石燃料の代替分からレファレンス排出量を計算する為
- CBG の生産者のみが排出削減分のクレジットを請求でき、オフテーカーは排出削減分のクレジットを請求できないという契約に縛られる
  →クレジットのダブルカウントを防ぐ為
- プロジェクトに利用される有機廃棄物は、本プロジェクトによる購入がない場合には放置され、他の目的に使用されない
  →廃棄物はそのまま放置されメタンが発生することをベースラインとして採用している為

4.7.2. 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有機廃棄物使用によるメタン放出回避、化石燃料の代替の 2 種類と考える。

- **有機廃棄物によるメタン排出の回避：**通常、有機廃棄物は、露天で分解され、強力な GHG であるメタンを大気中に放出する。これらの有機廃棄物を CBG 生産に転用することで、このプロジェクトは自然分解によるメタン排出を防ぎ、持続可能な代替エネルギーを創出する。算出方法は以下の通り。

$RE_{press\ mud} = \phi y \times (1\text{-}fy) \times GWPCH4 \times (1\text{-}OX) \times 16/12 \times F \times DOCf,y \times MCFy \times \Sigma\Sigma(Wj,x \times DOCj \times e^{(-kj \times (y\text{-}x))} \times (1\text{-}e^{(-kj)})$

$RE_{poultry} = GWPCH4 \times DCH4 \times UF \times \Sigma j,poultry\ MCF_j \times Bo,poultry \times Qmanure \times SVSj,poultry,2$

$RE_{cattle} = GWPCH4 \times DCH4 \times UF \times \Sigma j,cattle\ MCF_j \times Bo,cattle \times Qmanure \times SVSj,cattle,2$

原料使用による排出回避　=（廃棄物発生量）×（揮発性固体からの最大メタン生成能力）×
（メタンの GHG 換算係数）

- **化石燃料の代替：**製造された CBG は、CNG 等、化石燃料である天然ガスの代替として、GHG 排出削減に貢献。算出方法は以下の通り。
  化石燃料の代わりに CBG を使用した場合の換算排出量　=
  （生産された CBG に代替される等熱量化石燃料の量）×（当該化石燃料の GHG 換算係数）
  $REff = FS_{CBG} \times EF_{CO2,fossil\ fuel} \times NCV_{CBG}$

4.7.3. 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 3 種類

- **エネルギー消費：**CBG プラントの運転には、主に電気をはじめとする多くのエネルギーが必要である。インドでは、電力の 70%以上が石炭火力にて発電されているため、一般電力網よりの購入電力を使用すると、温室効果ガスが大量に排出される。
  工場の電力使用による排出量 =（電力消費量）×（インドの電力網の排出係数）
  $PE_{el} = EC_{el} \times EF_{el}$

- **ガス漏れリスク:** バイオガス生産、精製、圧縮を含む CBG プラントの操業は、大気排出に寄与するメタン漏出の潜在的リスクを提示する。
  嫌気性消化槽からのメタン漏洩による排出量 =（CBG 工場における嫌気性消化槽からのメタンガス漏出のデフォルト係数）×（CBG 生産量）×（メタンの GHG 換算係数）
  $PE_{ph} = Q_{gas} \times F_{leakage} \times GWP_{CH4}$

- **物流燃料使用量:**原料である有機廃棄物を CBG 工場まで輸送するインバウンドロジスティクスと、CBG と有機肥料をそれぞれトラックで CNG ステーションと農家/市場に輸送するアウトバウンドロジスティクスあり。物流のための燃料使用に伴うプロジェクト排出量の計算方法は以下の通り。
  物流による排出量=（車両の排出係数）×（車両の走行距離）
  $PE_{log} = D_{vehicle} \times EF_{vehicle}$

4.4.4. モニタリング方法案

排出削減量の計算に際し、以下の通りモニタリング、報告、検証が必要となる。

モニタリング：原料投入量、バイオガス生産量と組成、エネルギー消費量などの基本的な変数を定期的に測定し、これらの値を測定するために使用される全ての機器は、データの正確性を維持するために定期的に校正される。また、計算精度を確保する為、分解性有機炭素、揮発性固形分などのパラメータを認定された実験室で測定する。

レポート：上記収集されたデータと達成された排出削減量を要約し、プラントのパフォーマンスを明確かつ包括的に把握するために、月次、四半期、または年次ベースで定期レポートを作成する。

検証：収集したデータについては、定期的に内部監査を実施し、報告結果の正確性・信頼性を担保する。これには、測定機器、計算、文書の一貫性と正確性の確認が含まれる。更に、使用されたデータと方法論の独立したレビューを実施するため、外部監査人を起用する。監査人は、報告された排出削減量が、GHG 算定基準及びプロトコルと整合しているかを評価する。

4.7.5. 方法論案の課題

インド政府による CBG 混合義務（CBO）

インド政府は炭素排出量を削減し、エネルギー安全保障を強化する広範な戦略の一環として、CGD ネットワークにおける CBO を導入している。本規制において、CGD 事業者は今後 CNG 及び家庭用天然ガスの供給に一定比率の CBG を混合することが要求される。混合比率は以下の通り。

2025 年度：CNG/PNG 使用量の 1%
2026 年度：CNG/PNG 使用量の 3%
2027 年度：CNG/PNG 使用量の 4%
2028 年度以降：CNG/PNG 使用量の 5%

CBO 違反に対する罰則に関する不確実性

CBO においてインド政府は明確な混合目標を発表しているが、違反した場合の罰則や同執行メカニズムに関しては曖昧なままである。電力部門における一定比率の再生可能エネルギー購入義務（RPO）のような他の再生可能エネルギー義務（RPO では義務達成できない場合は、最終的に REC の 10%増しのペナルティ支払い義務あり、詳細後述）とは異なり、CBG の混合目標を達成できなかった場合の具体的な金銭面での罰則、運用上の罰則は発表されていない。

ベースラインに関する不確実性

インド政府は CBO を通知したが、罰則は導入されていないため、実質 CBG 導入への努力義務と考えている。現時点では、CBO が CBG のベースラインに及ぼす影響はないと考えているが、最終的には JCM クレジットを監督する合同委員会の判断に従う必要あり、JCM クレジットへの影響を理解するために、引き続き検討を行う必要あり。

カーボンクレジットの適格性への影響

ベースラインに、CBO を考慮するか否かの結果により、プロジェクトによる年間排出削減ポテンシャルが大きく変わってくる。前述の通り、当プロジェクトより獲得されるカーボンクレジットには、ベースラインに CBO の影響がないことを前提として採用したが、最終的には日本/インド政府による合同委員会での審議結果を踏まえる必要がある。

既存 JCM での例として、チリでの再エネ電源を使った JCM 方法論が認められており、下記の通り再エネ電源購入義務があるにもかかわらず、JCM 方法論として、ベースケースに考慮せずに認められている（JCM 方法論番号：CL_AM001）。

また、インドでは Electricity Act 2003 の下、インドの配電会社には一定比率の再生可能電源購入義務（RPO）制度がある。本 RPO で課せられている義務に対し、必要以上の再生可能電力を購入した会社には、その余剰分に対し REC（Renewable Energy Certificate）が発行され、購入義務が不足する企業はこの REC を購入することで義務を満たせることとなっている。India Energy Exchange にはこの REC を扱うマーケットがある。尚、REC を購入しても義務を満たせない会社に対してはペナルティ条項（REC 平均価格の 110%をインド政府宛に支払）がある。

一方、これら RPO 適用目的に使用されている再生可能電源の開発によるボランタリークレジットが、特に制約受けずにこれまで広く発行、登録されてきている。

更に、CBO は当該地域において一定期間の独占供給権を有する CGD 事業体のみを対象としており、当該地域で、独占供給外で CNG を販売する、石油会社には適用されていない。今回想定しているプロジェクトでは、当該地域の CGD 事業者とは別の、石油販売会社への販売を想定しているため、政府による CBO は適用されないと認識している。とはいえ、将来、CBO への罰則規定等が出来、より義務が強化された場合、今後の議論の中でベースラインとして CBO を考慮する可能性がないとは言い切れず、ダウンサイドシナリオとして、CBO を考慮した場合の経済性を試算している。この場合、化石燃料の使用を削減するという CBO の導入意義から、化石燃料の代替による GHG 排出削減のみが影響を受け、有機廃棄物をそのまま放置することによるメタン発生を回避することによるクレジットには影響ないものと考える。

4.7.6. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

試算結果は以下の通り。

表 10 GHG 排出削減量推移

	化石燃料代替	牛糞でのメタン排出回避	鶏糞でのメタン排出回避	プレスマッドでのメタン排出回避	プラントでの電力使用	プラントでのメタン漏出	物流での排出	排出削減量
1 年目	4,288	NA	NA	7,768	1,418	1,401	514	8,723
2 年目	5,000	14	12,820	12,457	1,418	1,633	557	26,682
3 年目	5,000	14	12,820	15,600	1,418	1,633	557	29,826
4 年目	5,000	14	12,820	17,707	1,418	1,633	557	31,932
5 年目	5,000	14	12,820	19,120	1,418	1,633	557	33,345
6 年目	5,000	14	12,820	20,066	1,418	1,633	557	34,292
7 年目	5,000	14	12,820	20,701	1,418	1,633	557	34,926
8 年目	5,000	14	12,820	21,126	1,418	1,633	557	35,352
9 年目	5,000	14	12,820	21,411	1,418	1,633	557	35,637
10 年目	5,000	14	12,820	21,603	1,418	1,633	557	35,828
平均	4,429	13	11,538	17,756	1,418	1,610	553	30,654

出典：調査チーム作成

4.7.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

インドは 2030 年までに GHG 排出量を 2005 年比で 45%削減の上、2070 年のカーボンニュートラルを目指している。2019 年までに 2005 年比 33%削減されたものの、インドの NDC 目標達成に向けては道半ばであり、以下の通り CBG は同達成に向け重要な手段と考えられる。

- インド政府は、パリ協定第 6.2 条の下でカーボンクレジット国際間取引と新興技術の移転の対象となる 14 分野を指定しており、CBG はその 1 つ。
- 天然ガス使用拡大に向け、インド政府は 2030 年までにエネルギーミックスにおけるガスの割合を現在の約 6%から 15%へ増やすと共に、現在約 45%を輸入に頼る中、政府は輸入依存低減のため、国産ガス（バイオガスを含む）生産拡大を目指している。
- インドでは CNG が自動車燃料として広く用いられており、CBG は天然ガスの代替として CNG に混入することで、既存 CNG 燃料自動車にそのまま利用可能。
- その他、産業・発電・家庭用ガス等にも、既存天然ガスに混入することで利用可能。
- 2025 年 1 月時点で 116 の CBG プラントが稼働し、生産能力合計は約 27 万 8 千トン/年に達している。

従来の化石燃料をよりクリーンな CBG に置き換えることで、年間約 3 万トンの CO2 排出量削減が見込まれる。インド政府は、インド国内でのカーボンクレジットマーケットの創設を検討しており、運用が始まれば JCM クレジット以外については、このインド国内カーボンクレジットマーケットでのカーボンクレジットの販売を通じて収益化することができる。また排出削減そのものは、GDP の排出原単位を削減し、非化石燃料ベースのエネルギー資源の割合を増加させることを目的とするパリ協定の下でのインドの NDC に直接貢献する。本プロジェクトは、インドの低炭素経済への移行を支援することにより、同国の気候目標の達成、エネルギー安全保障の強化、持続可能な開発の促進に重要な役割を果たすと考える。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

実現可能性調査後のスケジュール:

民間 JCM として案件実現を目指し、以下実施予定。

1. **ステークホルダーとの協議：**実現可能性調査の結果を踏まえ、事業化に向けた戦略を策定・確認するために、各ステークホルダーと今後の対応を協議する。
2. **JV パートナーとのパートナーシップ形成及びタームシートの署名：**パートナーの Due Diligence を行い、その結果も踏まえて社内協議の後、事業化に向けてはパートナーとのパートナーシップ形成を要する。その為には、基本的な条件を概説したタームシートに署名し、両者の資金拠出、利益配分、および管理の役割について合意していることを確認する必要がある。

3. **事業計画詳細報告書（DPR）の作成：**DPR は、プロジェクトの範囲と実行可能性について包括的に理解するために作成。プラント設計、技術選択、コスト見積もり、収益予測、サプライチェーンロジスティクスなど、技術面、財務面、運用面をカバーする。
4. **JCM 合同委員会への提案、審議、承認：**PIN 及び JCM 方法論を合同委員会へ提出した後、合同委員会による精査を踏まえ、プロジェクト実施について承認を受ける。
5. **調達契約**：サプライヤーとの原料の長期安定供給に関する契約書を作成する。これは、プロジェクトに予期せぬ障害が生じない様、地方自治体やコミュニティとの協議を併せて実施する。
6. **オフテイク契約：**CBG プラントの運転計画を策定後、OMC と SATAT スキームを活用したオフテイク契約を締結する。
7. **EPC 契約：**CBG プラントのインフラ建設及び試運転に関する契約の最終決定を行う。

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	India
Name of the methodology proponents submitting this form	Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	07 & 13
Title of the proposed methodology, and version number	Compressed biogas (CBG) production from organic waste (Press mud, chicken litter, and cow dung) used as alternative to natural gas
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised

A. Title of the methodology

Compressed biogas (CBG) production from organic waste (Press mud, chicken litter, and cow dung) used as alternative to natural gas

B. Terms and definitions

Terms	Definitions
Anaerobic digester	Equipment that is used to generate biogas from solid or liquid waste (in slurry form) through anaerobic digestion.
Press mud	Press mud is a waste product from the sugar industry that is created when cane juice is filtered before being extracted for sugar

C. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	The project aims to reduce emissions by handling biomass waste (press mud, cattle waste and poultry waste) to produce CBG which will be replacing fossil fuel, especially CNG
Calculation of reference emissions	1. **Methane avoidance Credits** For avoidance of methane emissions (press mud), the reference emissions are calculated based on the weight of organic waste prevented from disposal using first-order decay (FOD) model For avoidance of methane emissions from Cattle and poultry waste, the reference emissions are calculated based on the amount of waste produced (excretion) per animal 2. **Fossil fuel replacement credits** For renewable energy technologies that displace technologies using fossil fuel, the reference emissions are calculated based on the monitored amount of biogas supplied, Net Calorific Value (NCV) of the biogas and CO2 emission factor of the reference fossil fuel
Calculation of project emissions	1. **Energy Consumption:** The operations of a CBG plant require significant energy, primarily in the form of electricity. In India, where approximately 70% of electricity is generated from coal,

	relying on the national grid results in substantial greenhouse gas emissions. 2. **Gas Leakage Risks:** The CBG plant operations, which include biogas production, purification, and compression, present potential risks of methane leakage which contribute to atmospheric emissions **Logistics fuel usage:** The CBG plant operation involves inbound logistics of biomass waste collected from nearby sources and delivered in tractors and the outbound logistics involves delivery of the CBG and manure to fuel stations and farmers/markets respectively through trucks.
Monitoring parameters	• Plant running days in a year • Feedstock content (press mud, cattle waste & poultry waste) • Feedstock sourced per day (press mud, cattle waste & poultry waste) • Electricity consumed in a year Distance of logistics vehicle travelled in a year

D. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	The project uses biomass waste to generate biogas which is then purified and upgraded to Compressed Biogas
Criterion 2	The compressed biogas produced is used as a clean fuel which uses as an alternative to natural gas (fossil fuel)
Criterion 3	Only the CBG producer can claim the carbon credits for the emissions reduced, the off-takers of CBG cannot claim carbon credit.
Criterion 4	Biomass residues utilized for the project are not used for energy application in the absence of the project activity.

E. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Reference Emission from replacing fossil fuel	CO2
Reference emission from press mud, cattle waste and poultry waste	CH4
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Project emission from plant's electricity usage	CO2

Project emission from physical Leakage	CH4
Project emission from usage of vehicles in logistics	CO2

F. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

The project aims to achieve substantial reductions in greenhouse gas (GHG) emissions by harnessing diverse feedstocks such as press mud, cow dung, and chicken litter. These organic materials are processed using anaerobic digestors to produce compressed biogas (CBG), offering a sustainable and renewable alternative to fossil fuels.

The reference emissions for the project is in 2 parts,

1. **Methane avoidance from waste handling:** Traditionally, the feedstocks (press mud and livestock waste) are disposed of in open land, where they decompose under open-air conditions, releasing methane – a highly potent GHG - into the atmosphere. By diverting these raw materials for CBG production, the project mitigates methane emissions from natural decomposition while simultaneously generating a cleaner energy source.
2. **Emission reduction due to fossil fuel replacement:** The CBG produced from the project serves as an environmentally friendly fuel for vehicles and domestic usage, replacing conventional fossil fuels that release carbon dioxide (CO_2) upon combustion. This substitution significantly contributes to reducing overall carbon emissions, supporting a cleaner and more sustainable energy ecosystem.

F.2. Calculation of reference emissions

Reference emissions from fossil fuel replacement

$RE_{ff} = FS_{CBG} \times EF_{CO2,fossil\ fuel} \times NCV_{CBG}$

RE_{ff}	Annual Reference Emissions due to fossil fuel replacement (tCO2/yr)
FS_{CBG}	Annual Bio-CNG distributed/sold directly to retailers, filling stations by the project activity (tons/yr)
$NCV_{Bio\text{-}CNG}$	Net Calorific Value of Bio-CNG (GJ/ton)
$EF_{CO2,CNG}$	Emission Factor of CNG (tCO2e/GJ)

Reference emissions from press mud waste

$$RE_{fs} = \varphi_y \times (1 - f_y) \times GWP_{CH4} \times (1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_{f,y} \times MCF_y$$

$$\times \sum_{x=1}^{y} \sum_{j} \left(W_{j,x} \times DOC_j \times e^{-k_j \times (y-x)} \times \left(1 - e^{-k_j}\right) \right)$$

RE_{fs}	Reference emissions generated from feedstock waste disposal during a time period ending in year y (tCO2e/yr)
φ_y	Model correction factor to account for model uncertainties for year y
x	Years in the time period in which waste is disposed, extending from the first year in the time period (x = 1) to year y (x = y)
y	Year of the crediting period for which methane emissions are calculated (y is a consecutive period of 12 months)
$DOC_{f,y}$	Fraction of degradable organic carbon (DOC) that decomposes under the specific conditions occurring in the waste for the month m (weight fraction)
$W_{j,x}$	Amount of organic waste type j disposed/prevented from disposal in the year x(t)
f_y	Fraction of methane leaked from the project in year y
GWP_{CH4}	Global Warming Potential of methane
OX	Oxidation factor (reflecting the amount of methane from the waste that is oxidized in the soil or other material covering the waste)
F	Fraction of methane in the waste gas (volume fraction)
MCF_y	Methane correction factor for year y
DOC_j	Fraction of degradable organic carbon in the waste type j (weight fraction)
k	Decay rate for the waste j (1/year)
j	Type of residual waste

Reference emissions from livestock waste

$$RE_{fs} = GWP_{CH4} \times D_{CH4} \times UF \times \sum_{j,LT} MCF_j \times B_{0,LT} \times Q_{manure} \times SVS_{j,LT,y}$$

RE_{fs}	Reference emissions in a year (t CO2e)
GWP_{CH4}	Global Warming Potential (GWP) of CH4 (t CO2e/t CH4)
D_{CH4}	CH4 density
LT	Type of livestock
j	Index for animal manure management system
MCF_j	Annual methane conversion factor
$B_{0,LT}$	Maximum methane producing potential of the volatile solid generated for animal type LT (m3 CH4/kg-dm)
Q_{manure}	Quantity of manure treated from livestock type LT and animal manure management system j (tons/yr, dry basis)
$SVS_{j,LT,y}$	Specific volatile solids content of animal manure from livestock type LT and animal manure management system j in year y (tons/tons, dry basis)
UF	Model correction factor to account for model uncertainties (0.94)

G. Calculation of project emissions

Annual emissions per year from electricity usage of the plant

$$PE_{el} = EC_{el} \times EF_{el}$$

PE_{el} Project Emissions from electricity usage in a year (tCO2/yr)

EC_{el} Electricity consumption for the plant in a year (Mwh)

EF_{el} Emission factor of electricity grid usage (tCO2/Mwh)

Annual emissions per year from physical leakage of the anaerobic digestor

$$PE_{ph} = Q_{CH4} \times EF_{CH4,default} \times GWP_{CH4}$$

PE_{ph} Project Emissions from physical leakages in a year (tCO2/yr)

Q_{CH4} Quantity of methane produced in the anaerobic digester (tons CH4/yr)

$EF_{CH4,default}$ Default emission factor for the fraction of CH4 produced that leaks from the anerobic digester (fraction)

GWP_{CH4} Global Warming Potential (GWP) of CH4 (t CO2e/t CH4)

Annual emissions per year from logistics

$$PE_{log} = D_{vehicle} \times EF_{vehicle}$$

PE_{log} Project Emissions from fuel usage in vehicles for logistics(tCO2/yr)

$D_{vehicle}$ Total distance travelled by the vehicles in a year (Kms/yr)

$EF_{vehicle}$ Emission factor of vehicle usage (tCO2/Kms)

H. Calculation of emissions reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ER_p Annual Emission reductions from the project [tCO2/yr]

RE_p Annual Reference emissions in the absence of the project [tCO2/yr]

PE_p Annual Project emissions from the project [tCO2/yr]

I. Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
$EF_{CO2,fossil\ fuel}$	Emission factor of the fossil fuel which is to be replaced by CBG. The value is selected from the IPCC database based on the fuel replacement. For this project scenario CBG replacing Natural Gas	

NCV_{CBG}	CBG is chemically same as CNG, therefore Net Calorific Value of CNG is taken from the IPCC	
φ_y	Default value for the model correction factor to account for model uncertainties Since the proposed project is in tropical region Humid/wet condition is selected. Application B is identified as more suited by the project.	
f_y	Fraction of methane captured at the Solid Waste Disposal Site (SWDS). The press mud is dumped in open land and no methane is captured from the open decay of press mud. Hence, this fraction is considered zero.	
OX	The oxidation factor (OX) reflects the amount of CH4 from SWDS that is oxidized in the soil or other material covering the waste. Since the press mud near the sugar mill is unmanaged waste, default value of "zero" is considered.	
F	Fraction of methane in generated landfill gas from the open decay. Default value is taken as mentioned in the IPCC document.	
DOC_f	The fraction of carbon that is ultimately degraded and released from SWDS reflects the fact that some degradable organic carbon does not degrade, or degrades very slowly, under anaerobic conditions in the SWDS. The recommended default value is taken as mentioned in the IPCC document.	
MCF_y	The CH4 correction factor (MCF) accounts for the fact that unmanaged SWDS produce less CH4 from a given amount of waste than anaerobic managed SWDS. The default value for unmanaged shallow waste(<5m) is considered for the project. (60% less than controlled).	

k_j	The decay rate refers to a numerical value representing the rate at which organic material decomposes over time. The default value is taken from the IPCC document based on the tropical moist and wet climatic condition and since press mud is primarily organic it is considered to be rapidly degrading.	
B_o	The maximum methane producing potential of the volatile solid generated for an animal **For cattle waste:** Default value for Indian subcontinent is considered. **For chicken litter:** 50% layers and 50% broilers are considered.	
MCF_{animal}	The value that defines the percentage of methane-producing potential achieved for different types of manure management systems The annual average temperature at the proposed location is 24 ° C **For cattle waste**: As cattle manure is often managed as solid in India, the most conservative CDM methodology standard value of 4% is adopted as the default value. If the manure is managed as mixed with liquid, 80% is adopted. **For chicken litter:** Default value based on 50% layers and 50% broilers are considered.	
UF	Model correction factor to account for model uncertainties Default value is considered as per the CDM methodology	
EF_{el}	The amount of CO2 equivalent emissions released per MWh of electricity generation This value is released annually by the "Central electricity Authority (CEA) of India" based on the share of type of energy used (renewable and non-renewable)	

$F_{leakage}$	Amount of methane leaked from the anaerobic digestor Default value is taken for concrete anaerobic digestor.	
$EF_{vehicle}$	Amount of CO2 emitted per kilometer usage of vehicle The value is derived for Medium Commercial Vehicle (<12 tons capacity) from a research paper published by Shakti foundation's "India Specific Road Transport Emission Factors"	

6.2. 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：インドにおける Compressed Bio Gas 技術に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 2.15. 株式会社クリーンシステム

事業名：ジョージアにおける廃棄物由来燃料の利用に関する JCM 実現可能性調査

実施者：株式会社クリーンシステム

1. JCM FS 調査の目的

1.1. 調査の背景、相手国ニーズ

ジョージアは、2030 年までに温室効果ガス（GHG）排出量を 1990 年比で 35%削減する NDC 目標を掲げている。廃棄物管理や再生可能エネルギーの推進が、カーボンニュートラル達成の重要な要素である。しかし、ジョージアの廃棄物管理は未発達で埋立地処理が主流となっており、また、天然ガスや石油などのエネルギー供給を大きく海外に依存しているのが現状である。廃棄物を適切に処理しエネルギー源として活用することは、エネルギー自給率の向上に資するものであり、化石燃料の使用削減を促進することにも繋がる。また、廃棄物燃料製造技術の導入は、埋立地への依存を減らし、廃棄物処理の効率化を図ることで環境負荷の軽減にも貢献する。近年、ジョージアでは情勢変化により EU 加盟が困難となったことから、日本の技術や資金を活用したプロジェクトへの関心も高まっており、JCM プロジェクトとしての展開が今後さらに有望になる可能性が高い。

1.2 提案事業の概要

提案事業者は混合廃棄物処理施設を運営している。混合廃棄物を手選別によって廃プラスチック類、金属屑、木屑、ガラス屑、陶磁器屑、瓦礫類、繊維屑、紙屑などに分別し、マテリアルリサイクルおよび燃料としての活用（サーマルリサイクル）を行うことを目的として運営している。ジョージアにて製造を行う予定の廃棄物由来燃料は、カロリーが比較的高く石炭に近いエネルギー量を持ち、工場用ボイラーやセメント工場で化石燃料代替として利用可能なフラフ燃料を想定している。

本 FS 終了後に想定している事業は、トビリシ市内もしくは近郊にて廃棄物中間処理施設を建設し、ジョージア廃棄物管理公社（Solid Waste Management Company of Georgia：SWMCG。以後「SWMCG」という。）や民間企業からの業務委託で廃棄物の中間処理を実施。中間処理施設で製造されたリサイクル燃料やマテリアル材は現地合弁会社が販売し、販売代金を収益源とする。将来的には、廃棄物適正処理が推進され、排出事業者からの処理費用も収益源として見込んでいる。

1.2 調査の目的及び目指すべきアウトプット

本 FS の目的及びアウトプットは下記の 5 つである。

表 1 JCMFS 調査の目的

FS の目的	目指すアウトプット
1.廃棄物由来燃料に関する政策・制度の動向分析	廃棄物由来の燃料政策の最新動向の把握
2.提案事業に関する事業化および JCM プロジェクト化の検討	事業化の具体的計画の確認及び JCM プロジェクト化に向けて具体的な案策定
3.事業化および JCM 化の課題と対応策の検討	JCM プロジェクト化の課題と対応策の案策定
4.提案事業による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の検討	導入による GHG 排出削減量の算定および排出削減貢献量の算定
5.ジョージア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	ジョージア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

出典：調査団作成

これらをもとに PIN（Project Idea Note）の案を作成する。

2. JCM FS 調査の実施体制

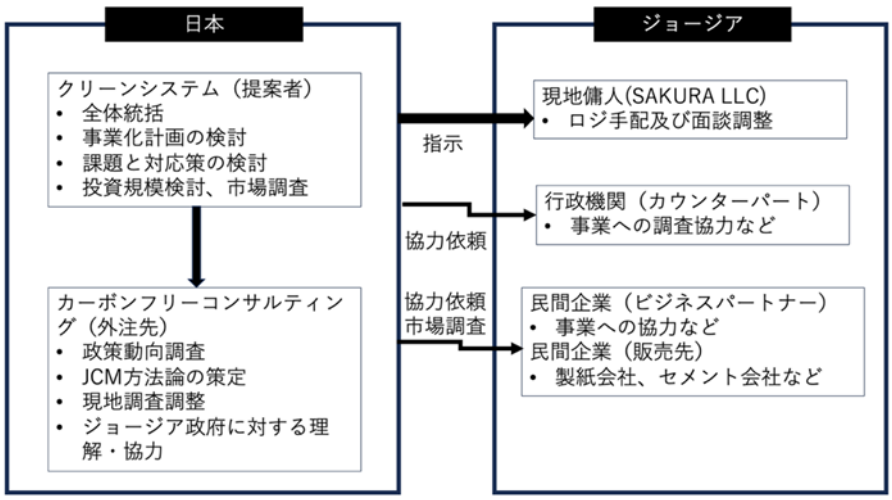


図 1：実施体制図

出典：調査団作成

主な従事予定者の人数とその業務内容
提案者
1 名　全体統括、事業化計画検討、課題抽出と対応策の検討
1 名　投資規模、市場調査
カーボンフリーコンサルティング株式会社
（外注先：ジョージアにおいて FS 実績を有する）
1 名　ジョージア政府の政策動向など
1 名　JCM 方法論の作成、JCM 方法論に関する検証

3. JCM FS 調査の概要とスケジュール

3.1. 調査実施内容の概要

実施内容・実施方法は以下の通り

表 2: 実施内容・実施方法

調査項目	実施内容	実施方法及び工夫
1. 関連政策・制度の動 向分析	ジョージアにおける FS に関連する政策・制度の動向(現状・将来）及び課題・現地ニーズの把握	関係行政機関などへのヒアリング及び文献調査。ジョージア廃棄物管理公社、企業庁、環境保護・農業開発省、経済・持続可能発展省トビリシ市などを訪問予定。
2. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	FS に関連する技術や事業の社会経済環境や市 場の動向及ビ課題・現地ニーズの把握	JICA 事業での調査箇所のアップーデートを行うとともに、関連する上記行政機関及び廃棄物処理事業者へのヒアリングを実施する。
3.事業化および JCM プロジェクト化に 向けた課題と対応策の検討	・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・普及戦略の課題の把握と対応策の調査・検討を行う	事業化に向けた現地カウンターパート、ビジネスパートナー候補と面談を行い、役割と出資額などについて協議を行う。コーカサス地域におけるニーズは web 面談、文献調査などを実施するなどして確認を行う。
4.GHG 排出削減量の算定および排出 削減貢献量の検討と JCM 方法論案の作成	・プロジェクトにおいて期待される GHG 削減量の算定 ・JCM 方法論案の検討・作成及び tCO2e 当たりの削減コストの試算 ・JCM プロジェクト化による GHG 排出削減量の見込み	前述した類似方法論を参照の上方法論を策定するが、BaU、レファレンスシナリオについては、現地の政策や進捗度合いを調査して、合理的かつ保守的なシナリオを策定する。
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、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、相手国企業を特定	上記した相手国の政府機関や企業と将来の役割分担などについて協議を行う。また、機材の輸出等の手続きが発生するため、大使館、NEDO、JICA などの関係者と協議を行う。

3.2. 調査スケジュール

調査実施スケジュールは以下のとおり。

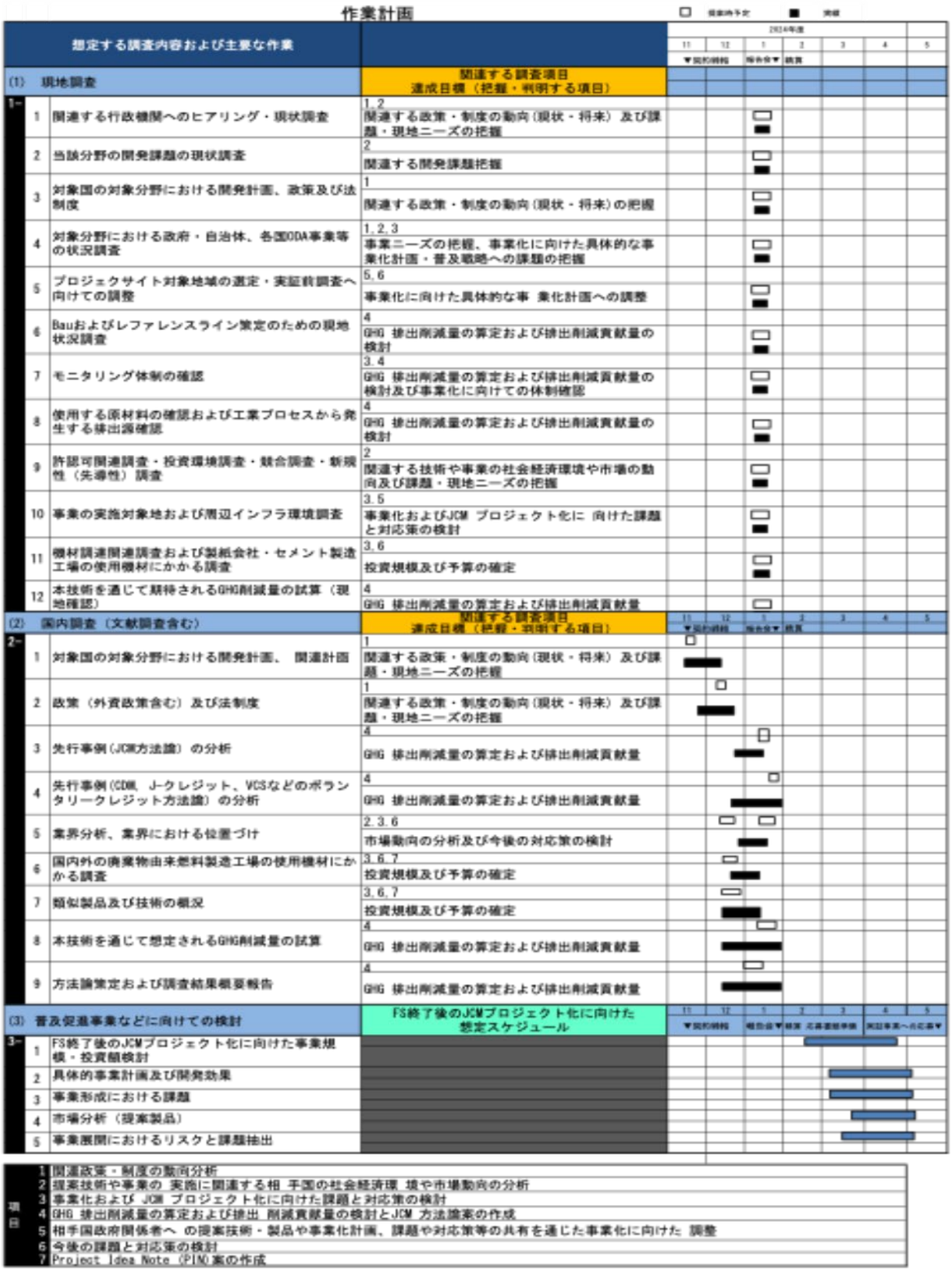


図 2 : JCMFS 調査スケジュール

出典：調査団作成

3.3. 渡航実績

FS 調査期間中の渡航実績は以下のとおり。

表 3: FS での渡航実績

年月日	面談先	目的
2025 年 1 月 19 日（月）～ 2025 年 1 月 26 日（日）	ジョージア商工会議所(1 月 20 日)	廃棄物燃料を使用する可能性の高い企業の紹介依頼
	インフラ省(1 月 21 日)	廃棄物に関するインフラ整備状況など
	SWMCG(1 月 21 日)	埋立処分場、分別の状況、廃棄物燃料のニーズ確認
	セメント会社 H 社(1 月 22 日)	廃棄物由来燃料のニーズを確認
	日本大使館(1 月 22 日)	事業説明
	Tbilservice Group	埋立処分場、分別の状況、廃棄物燃料のニーズ確認
	環境保護・農業省(1 月 23 日)	JCM 制度のジョージア側の進捗状況や現状などを確認
	投資庁(1 月 23 日)	投資優遇策などを確認
	日本ジョージア商工会	ジョージア企業の状況などをヒアリング
	発電事業者 E 社(1 月 24 日)	発電事業者への電力事情のヒアリングを実施
	民間廃棄物処理事業者 M 社(1 月 24 日)	民間廃棄物処理会社へのジョージアの産業廃棄物についてのヒアリング

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. 廃棄物処理に関する関連政策・制度の動向分析

2014 年に採択された廃棄物処理法（Waste Management Code）は、ジョージアにおける廃棄物管理の枠組みを形成する基本的な法律である。近年では、2016 年から 2030 年までを対象に国家廃棄物管理戦略を記した「ビジョン 2030」のもと、廃棄物管理のさらなる改善を進めている。しかしながら、2025 年現在、国内の廃棄物処理は依然として埋立処分が主流で、これらの埋立地の多くは非管理型であり、廃棄物から発生するメタンガスの回収や浸出水の処理が十分ではなく、地球温暖化や地域環境への負の影響が懸念される。行政関係者から今後 5 年~10 年程度で埋立処分場の新設を進めたいとの発言があったが、発言の内容からは、行政機関の予算は限られており、そのような短期間で実施できる可能性は低いと考えられる。また、2019 年 2 月から、すべての地方自治体は、紙、ガラス、プラスチック、金属の廃棄物について、個別の廃棄物収集システムを導入するとしている。これにより再利用、リサイクル実

務の発展が期待されている。廃棄物のリサイクル率向上と環境負荷の低減が期待されている。現地調査の結果、実際には分別はごく限られた地域でしか実施されていない状況であることが判明した。また、ジョージアにはエネルギー回収型の廃棄物処理施設はまだ存在しない。引き続き廃棄物処理の効率化と環境負荷の低減には、官民の協力と技術革新が不可欠である。ジョージア政府は、今後もリサイクル技術の普及と廃棄物処理の効率化に向けた取り組みを継続し、環境保護と持続可能な発展を目指している。これにより、廃棄物処理の問題が解決され、環境への負荷が軽減されることが期待されている。
ジョージア政府は廃棄物管理の課題に対応するため、新たな廃棄物処理技術として焼却処分の導入を検討している。しかし、焼却施設の建設には巨額の投資が必要であり、その実現には国内外からの支援が不可欠であることから、実現への道は不透明な状況が続いている。

4.1.2 気候変動に関する関連政策・制度の動向分析

ジョージアにおける気候変動の影響は多岐にわたる。農業、特に水資源に対するリスクが高く、干ばつや異常気象が頻発していることが問題視されている。ジョージア政府はこうした問題に対応すべく、パリ協定に基づき、温室効果ガスの排出量を 2030 年までに 2005 年の水準から 15%削減する目標を掲げている。この削減目標を達成するためには、エネルギー効率の向上や再生可能エネルギーの導入が重要な要素となっている。
また、ジョージアは、日本との協力を通じて二国間クレジット制度（JCM）の活用を進めている。2022 年 9 月に締結された協力覚書に基づき、JCM プロジェクトはジョージア国内での温室効果ガス削減を目指している。現地での政府関係者（環境保護・農業省、インフラ省、SWMCG など）との面談では、ジョージアにおける JCM プロジェクトの促進が期待されており、優れた脱炭素技術等による温室効果ガスの排出削減を実現し、両国の NDC に貢献することが目指す方向であることが確認できた。

4.2. 社会経済環境や市場動向の分析

4.2.1 社会経済環境について

ジョージアの歴史は古いが、国家としては 1991 年にソ連から独立を宣言し、比較的新しい。日本とは 1992 年に外交関係が樹立され、2007 年には日本にジョージア大使館が設立された。経済関係は徐々に深まりつつあるが、日本からの ODA（政府開発援助）は限定的である。
ジョージアは共和制国家であり、1995 年から 2004 年まで大統領主導の体制が続き、2010 年の憲法改正で議会内閣制へと移行した。2013 年の大統領選挙で親欧米政策を進めたサアカシュヴィリ体制が終わり、EU・NATO 加盟を外交の優先課題とする新体制が始まった。2013 年以降は議院内閣制に移行し、EU や NATO 加盟を目指す中、アブハジアや南オセチアの問題が外交課題となっている。
経済面では、農業、食品加工業、鉱業が主要産業を占める。2004 年以降、サアカシュヴィリ政権による市場経済化と金融改革で外国直接投資が増加した。2005 年には GDP 成長率が 9.3%に達したが、2008 年のロシアとの紛争やリーマンショックで経済は一時的に打撃を受けた。その後も浮き沈みを繰り返しつつ、近年は安定成長を続けている。
社会経済開発戦略としては、持続可能な経済成長と社会の安定を目指し、インフラ整備、グリーンエネルギーと再生可能エネルギー、農業と観光業の振興、廃棄物処理と環境保護等、多岐にわたる分野で取り組みが行われている。

また、ジョージアは世界銀行等が実施したビジネス環境評価で高評価を受けており、法人設立の迅速さが強みである。資産登記の早さでは世界一とされ、企業活動を行いやすい環境が整っている。

4.2.2 関連する市場動向

行政関係者へのヒアリングにより廃棄物に関するジョージアの最新の政策動向が確認できた。ソ連時代の非管理型埋立処分場の老朽化及び許容量の限界達成が進行しており、管理型埋立処分場の建設を急いでいることを確認した。一方で、焼却による発電“Waste-to-Energy”の可能性も議論されているものの、計画は進んでおらず、実現までには道筋が全く不明の状況である。
廃棄物の減容化、再利用、リサイクルおよび回収は、今後数年間に達成すべき重要な課題となっている。ジョージア政府が策定した廃棄物戦略によれば、この目的達成のためには官民パートナーシップの確立が重要であるとされている。

また、セメント会社や製紙会社は世界的に廃棄物燃料の使用比率を高めることがスタンダードとなってきており、ジョージアの拠点においても安定的な廃棄物燃料の供給先があれば導入した以降が高まっている。廃棄物由来燃料については民間企業からのニーズは大変高いことが確認できた。しかし、現地では廃棄物由来燃料を製造する事業者は存在していない。現地行政機関や、セメント会社等と面談を行い、廃棄物由来燃料以外の選択肢や優位性について分析を実施した。廃棄物焼却発電ついては、上述の通り、実現には程遠い状況である。他のバイオマス利用についても、リサイクルフローが確立されておらず、活用はされていない。一方で、廃タイヤを一部熱源とすることは一部のセメント会社ではすでに実施されている。しかしながら、廃タイヤに含有する成分などの問題で、全体の熱源の５％程度までしか使用できないことを確認した。すでに、世界的なセメント会社などは、廃棄物燃料を全体の熱源の 50% 以上使用する方向性であり、ジョージアにおいても促進したいニーズがあることが確認できた。現地における廃棄物由来燃料の使用は、経済的なメリット（石炭購入よりも安価）が抑えられうるなどの優位性が高いことを確認した。

4.3. 事業化および JCM プロジェクト化に向けた課題と対応策の検討

4.3.1 事業化およびその課題について

現地にて廃棄物中間処理施設を建設し、ジョージア廃棄物管理公社（SWMCG）や Tbilservice などの行政機関及び民間企業からの業務委託で廃棄物処理業務を受託し、提案事業者が選別、廃棄物由来燃料製造及び販売（販売先はセメント工場以外には、製紙会社やアスファルト製造工場などを想定している）を軸とした事業を構築することを考えている。現地セメント会社 H 社とは交渉を行い、廃棄物由来燃料の導入に大変前向きであり、JCM 制度についても理解を得られている。事業展開時には、石炭の代替燃料として、販売した廃棄物由来燃料の使用により削減した温室効果ガスについては JCM 化することの理解を概ね得ている状況である。



図 3：リサイクル燃料の製造から販売までのフロー

出典：調査団作成

事業開始時の初期のビジネスモデルとしては、廃棄物由来燃料の製造を軸として、燃料化できないような廃棄物はマテリアル活用を行うことを想定している。将来的には、事業を拡大し、混合廃棄物全般を取り扱うことを検討している。その際の施設のフローは以下の通りである。

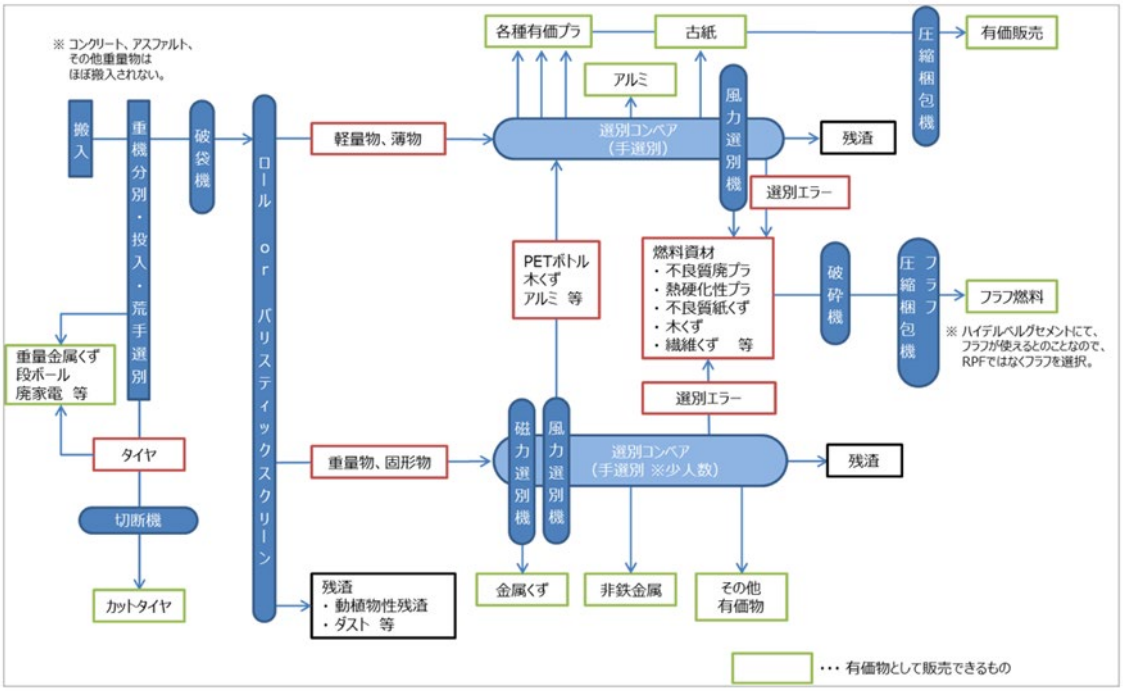


図 4：混合廃棄物総合処理施設の構想図

出典：調査団作成

分別機器、破砕機などの製造実績のあるメーカーはジョージアに存在していないため、日本からの輸出もしくは欧州から搬入することを想定している。消耗品、メンテナンスの機材に関しては、制御系統等以外のファンや粉砕軸などは、現地企業に製造委託を行う予定である（トビリシ市内に機材メンテナンスを実施可能な企業が数社存在しているのを確認済）。

ジョージアで発生している、廃棄物の量は概算[1]ではあるが約 2,500～3,000 トン/日量である。現在想定している原料としては、リサイクル燃料の原料（廃プラスチック、繊維、紙など）が日量 350～500 トン程度発生している。さらに将来的には経済発展及び人口の増加による発生量の増加が想定される。しかしながら現時点においては分別が進んでいない。提案事業者が想定している事業規模は選別施設として約 105 トン/日、燃料化施設として 22 トン/日である。将来的な事業拡大を見込んだ場合には、SWMCG 管轄のその他地域の埋立処分場、もしくはトビリシ市内の埋立処分場での事業展開も検討する必要があると考えている。またリサイクル材の販売先としての市場規模は、種類により異なるが、リサイクル燃料に関しては、セメント会社の中型の工場一つだけでも、日量 200~300 トン程度使用されている。対象顧客層の地域分布であるが、トビリシ市周辺地域を予定している。また、ジョージア商工会議所には多くの企業が加盟しており、提案企業の技術の説明を行なったところリサイクル燃料の活用について高い関心を得た。

現地調査の結果、ジョージア内において、廃棄物由来燃料を製造する競合他社は存在しないことを確認した。そのため廃棄物処理及びエネルギーとして再利用するというビジネスモデルが実現すれば、大型のリサイクルシステム構築を行う企業はジョージア初となる。

4.4. ビジネスモデルと事業性評価に係る検討

提案者が実施する混合廃棄物処理施設の運営だけでは直接的な GHG 排出削減になっていないため、廃棄物由来燃料の供給先を実証事業の実施体制に含めること想定している。現地調査において、廃棄物由来燃料の供給先候補の 1 社である H 社とは、JCM 実証事業についての説明を行なっており、まずは廃棄物由来燃料を石炭との混焼使用をしてみたいとの意向が示された。H 社はすでに廃タイヤを燃料として燃料総量の 5%程度使用している。さらに廃棄物由来燃料がジョージアで購入可能であるのであれ積極的に利用したいとの意向がある。また、市場調査に基づいた採算性分析の結果、想定している設備投資に関する初期投資額は運転資金を入れて 3 億円程度であり、投資回収期間は 9 年程度となった。減価償却を定額法で行った場合、5 年で算出した FIRR は 5.49%と低い値であった(10 年以上の長期の FIRR は改善する)。この収益性については、為替リスク、地政学的なリスクのみならず多くの労力を費やすことから、初期投資軽減及び期中の収益モデルの改善が今後課題としてあげられる。

4.5. 相手国政府や事業関係者等との事業化に向けた調整

環境保護・農業省、インフラ省、SWMCG、Tobilservice と面談を行った中、インフラ省では、日本とジョージア間で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。現地での政府関係者との面談では、ジョージアにおける JCM プロジェクトの促進が期待されており、優れた脱炭素技術等による温室効果ガスの排出削減を実現し、両国の NDC に貢献することが目指す方向であることが確認できた。調査団からは、想定している方法論案と JCM 事業で想定している活動の概要を説明し、意見交換と質疑応答を経て今後の事業の方向性については理解された。環境保護・農業省からは、化石燃料を削減し、廃棄物処理を加速する提案事業については、ジョージア政府方針にも合致していることから、今後実証事業に取り組む方向に前向きに支援をすることを検討したいとのコメントを得た。

[1] 現地行政関係者へのヒアリングに基づく

一方で、廃棄物由来燃料の活用に際しては、その有効性に関する実証データを見たいとの要望が行政関係者及び、販売予定先からあった。購入予定者からは、廃棄物由来燃料の成分（特に塩素分含有率）および熱量などの分析結果をみて、自らの炉に適しているかを判断したいとのコメントがあった。

JCM 実証においては、実際に、分別作業から廃棄物由来燃料を製造するだけでなく、その成分や熱量を精緻に分析することを想定している。さらに、販売価格の設定や採算性分析などを行う予定である。

またインフラ省では、日本とジョージア間で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。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前向きであることが理解できる。

4.6. JCM プロジェクトにおける日本の貢献

提案プロジェクトは、ジョージアの NDC 目標達成に大きく貢献するものであり、日本の高度な技術が核となっている。このプロジェクトでは、廃棄物を原料とした固形燃料を製造し、産業用エネルギーとして活用することで、埋立処分量の削減と廃棄物による環境汚染が軽減される。また、廃棄物由来燃料は化石燃料の代替として利用可能であり、ジョージア国内の化石燃料使用量を削減することにもつながる。さらに、このプロジェクトは単なる技術移転に留まらず、ジョージアの産業界や政府との協力を通じた能力構築にも寄与する。提案事業者が技術指導を行い、地元の技術者や運営者が廃棄物由来燃料の製造プロセスを習得することにより、持続可能な事業運営が可能となる。ジョージアにとって、日本の技術と運営手法は単なる環境改善の手段ではなく、経済発展と持続可能性を両立させる未来への鍵である。一方、日本にとっても、このプロジェクトは JCM の成功事例として国際的な評価をさらに高める契機となり得る。

4.7. JCM 方法論案・GHG 排出削減量の検討

4.7.1. 方法論案の概要

BaU、レファレンス排出量、プロジェクト実施後排出量の内容は以下の通り。

表 8: BaU、レファレンス排出量、プロジェクト実施後排出量の考え方

項目	排出活動	内容
BaU	対象設備の使用	対象設備における石炭使用による CO2 排出量［t-CO2/y］
	廃棄物の埋立処理	廃棄物の採取場所から埋立処理場までの輸送を含む非管理型埋立地による埋立処理
	廃棄物の焼却処理	廃棄物の採取場所から焼却処理場までの輸送を含む焼却処理
リファレンス排出量	対象設備の使用	対象設備における石炭使用による CO2 排出量［t-CO2/y］
	廃棄物の埋立処理	廃棄物の採取場所から処理場までの輸送を含む管理型埋立地による埋立処理。管理型処分場での処理が促進されることを想定。

プロジェクト実施後排出量	対象設備の使用	対象設備における廃棄物由来燃料使用による CO2 排出量
	廃棄物由来燃料の製造	廃棄物由来燃料製造に関わる CO2 排出量
	廃棄物由来燃料の輸送	廃棄物由来燃料の運搬に関わる排出量

方法論の概要

BaU シナリオは、設備運用者が化石燃料を使用し続けることを想定する。また、一部廃棄物の焼却処理が進むことが、（このまま埋立処理）状態が続くことを想定している。

埋立処理については、現在は管理型埋立地によるメタン回収によるが普及していないため、このまま非管理型埋立地の使用が継続されることを想定している。

また、今後焼却処理施設が建設され一部導入が行われることを想定している。

今後ジョージアにおいて廃棄物の焼却処理が進めば BaU は埋立処理よりも上昇することが予測される。（焼却処理の排出係数の方が埋立処理の排出係数よりも高いため）

一方で、リファレンスシナリオにおいては、焼却処理が普及せず管理型埋立処分場において埋立処理が促進されるという保守的なシナリオを採用している。

適格要件

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。

条件 1　廃棄物由来燃料が対象設備で使用される化石燃料の代替として使用されること。

条件 2　廃棄物由来燃料の原料は、未利用の廃棄物であること。（プロジェクトがなければ利用されずに埋立もしくは焼却処理されていたもの）ジョージア国内で発生したものであること。

条件 3　廃棄物由来燃料の成分は、IPCC ガイドラインに排出係数デフォルト値が設定されているものであること。製造に関しては、日本工業規格(JIS)等の技術企画もしくは、製造者と利用者の契約によって定められた規格を満たし、十分な技術で製造されていること。

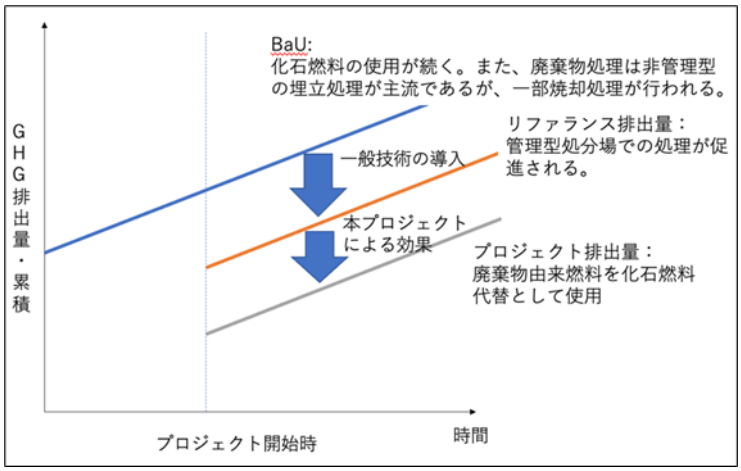


図 14：BaU、リファレンスシナリオ、プロジェクト排出量の概念イメージ

出典：調査団作成

方法論策定にあたり参考とした MRV 方法論は以下の通りである。

特に J-クレジット制度　方法論番号: 「EN-S-019 廃棄物由来燃料による化石燃料又は系統電力の代替について」を参考としたが、現地の状況に応じて、新方法論を構築した。

表 9：参考とした MRV 方法論

方法論・箇所	内容
参照方法論 1	制度:J-クレジット制度 方法論番号: EN-S-019 廃棄物由来燃料による化石燃料又は系統電力の代替
参照方法論 2	制度:J- J-クレジット制度 方法論番号: EN-R-001 バイオマス固形燃料（木質バイオマス）による化石燃料又は系統電力の代替
参照方法論 3	制度: クリーン開発メカニズム(CDM) AMS-III.E：「廃棄物バイオマスを用いた燃料代替」
参照方法論 4	制度: CS: Verified Carbon Standard VM0018：廃棄物からエネルギーを生成するプロジェクト
参照方法論 5	制度：JCM MM_AM001 廃棄物処理及び処分
参照予定の箇所	・ 適用条件(ベースライン設備、使用原単位の定義) ・ モニタリング方法(活動量及び係数のモニタリング) ・ BaU 及びレファレンスラインの構築方法

BaU の概要及び BaU 排出量について

BaU シナリオは以下を指定している。

- 設備運用者が化石燃料を使用し続ける。
- 非管理型埋立地の使用が継続される。
- 焼却処理施設が建設され一部導入が行われる。

BaU 排出量の算定式

$$BaUE_y = BaUE_{y,1} + BaUE_{y,2.} + BaUE_{y,3}$$

$BaUE_y$ = y 年の BaU CO2 排出量［t-CO2/y］

$BaUE_{y,1}$ = y 年の石炭使用による BaU CO2 排出量［t-CO2/y］

$BaUE_{y,2}$ = y 年の廃棄物の（非管理型埋立地による）埋立処理（輸送を含む）による BaU CO2 排出量［t-CO2/y］

$BaUE_{y,3}$ = y 年の廃棄物の焼却処理による BaU CO2 排出量［t-CO2/y］

排出削減量の考え方について

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、

ER_y = y 年の GHG 排出削減量［t-CO2/y］

RE_y = y 年のリファレンス GHG 排出量［t-CO2/y］

PE_y = y 年のプロジェクト GHG 排出量［t-CO2/y］

4.7.2. レファレンス排出量の算定方法案

リファレンス排出量について

リファレンス排出量は以下に基づき算定される。

石炭使用量 x 排出係数　＋　廃棄物の埋立量（t/年）×排出係数（tCO2e/t）

ジョージアの埋立処分場は殆どが非管理型埋立地であるためメタン回収をしていない。そのため、排出係数は 0.6~1.0t-CO2/t を使用する。また、廃棄物の輸送については、ディーゼルトラックが使用されているため排出係数は、 0.1～0.2 kg-CO_2/t-km を使用する。運搬距離が長いほど全体の排出量への影響が大きくなるが、現地でのヒアリングにより、埋立処分場までの輸送距離はおおよそ 20~70km 以内であることが判明した。

このため、輸送を含む排出係数は、非管理型埋立処分の場合は 0.95t-CO2 とする。

また、今後は管理型埋立地の普及が想定されるため、リファレンスラインとして、保守的にみて 5 年間で全て管理型処分場へ移行することによる試算を行う。

管理型処分場に関する排出係数は、

0.03 t-CO2/t（管理型埋立処理） + 0.15 t-CO2/t（輸送） = 0.18 t-CO_2を使用する。

$$RE_y = RE_{y,1} + RE_{y,2}$$

ここで RE_y= y 年のリファレンス CO2 排出量［t-CO2/y］

$RE_{y,1}$ = y 年の石炭使用によるリファレンス CO2 排出量［t-CO2/y］

$RE_{y,2}$ = y 年の廃棄物の埋立処理によるリファレンス CO2 排出量［t-CO2/y］

を表す

- $RE_{y,1} = \Sigma (REC_{i,y} * EF_{(CO2)f,i,y})$

$RFC_{i,y}$ = y 年の対象機材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］

$EF_{(CO2)f,i,y}$ = y 年の化石燃料 i の CO2 排出係数［t-CO2/GJ］

を表す

- $RE_{y,2} = \Sigma (RFC_{y,非管理型} * EF_{e,y,非管理型}) + \Sigma (RFC_{y,管理型} * EF_{e,y,管理型})$

$RFC_{y,非管理型}$= y 年の廃棄物の非管理型処分場における埋立量（t/年）

$EF_{e,y,\ 非管理型}$= y 年の廃棄物の非管理型処分場における埋立に関わる CO2 排出係数［t-CO2/t］

$RFC_{y,管理型}$= y 年の廃棄物の管理型処分場における埋立量（t/年）

$EF_{e,y,\ 管理型}$= y 年の廃棄物の管理型処分場における埋立に関わる CO2 排出係数［t-CO2/t］

を表す。

4.7.3. 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に基づき算定される。

フラフの使用量 x 排出係数＋フラフの製造量 x フラフ燃料製造 1 単位の電力使用量（40 kWh/t）×電力排出係数（0.0005 tCO2e/kWh）+廃棄物燃料の輸送に関わる排出量

$$PEy = PEy,_1 + PEy,_2$$

$$PEy = \Sigma\,(PEC_{i,y} * RF_{(CO2)f,w,y}) + \Sigma\,(PFC_y * RF_{e,y.} * EF_{k,y.}) + \quad \Sigma\,(PFC_{y,trans} * CF_{trans} * HV_{e,y})$$

ここで、
PE_y = y 年のプロジェクト CO2 排出量［t-CO2/y］
$RE_{y,1}$ = y 年の廃棄物由来燃料使用によるプロジェクト CO2 排出量［t-CO2/y］
$RE_{y,2}$ = y 年の廃棄物由来燃料製造及び輸送に関わるプロジェクト CO2 排出量［t-CO2/y］

$PFC_{i,y}$ = y 年の対象機材における廃棄物由来燃料 w による消費量［t/y］
$RF_{(CO2)f,i,y}$ = y 年の廃棄物由来燃料 w の CO2 排出係数［t-CO2/t］

PFC_y = y 年の廃棄物由来燃料の製造量（t/年）
$RF_{e,y=}$y 年の廃棄物由来燃料の製造単位(t)に関わる電力使用量［kWh］
$EF_{k,y=}$y 年の電力排出係数［t-CO2/kWh］

PFC_y = y 年の廃棄物由来燃料の輸送量（t/年）
CF_{trans} = y 年の廃棄物由来燃料の輸送距離（km）
$HV_{e,y=}$ ディーゼル車の輸送に関わる排出係数［t—CO 2/t-km］

4.7.4. 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と体制を以下にまとめる。（実証事業においては、販売先はセメント会社 1 社のみである。事業展開時において複数へ販売する際においても以下のモニタリング項目・体制に基づく）現地調査時に販売候補先とモニタリング体制について協議を行った。特に販売した廃棄物由来燃料の実際の使用量については、（廃棄物由来燃料使用）担当者を配置し、日々の廃棄物由来燃料使用量を記録することが可能であることを確認した。

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及び手法は以下の通り。

表 10：モニタリングを実施する項目及び手法など

方法論パラメーター	単位	データについての説明	情報源・モニタリング
RFC i,y	*GJ/y*	y 年の対象機材におけるリファレンス化石燃料 によるエネルギー消費量	プロジェクト対象の機材の生産記録、廃棄物由来燃料の取引記録
EF(CO2)f,i,y	*t-CO2/GJ*	y 年の化石燃料 の CO2 排出係数	国家温室効果ガスインベントリに関する IPCC ガイドライン、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
RFCy	*t/年*	y 年の廃棄物の埋立量	廃棄物処理量、搬入量などの記録
$EF_{c,y}$	*t-CO2/t*	y 年の廃棄物の埋立に関わるCO2 排出係	IPCCガイドライン（第 3 章：固形廃棄物処理）など
PFCi,y	*GJ/y*	y 年の対象機材における廃棄物由来燃料	プロジェクト対象の機材の生産記録、廃棄物由来燃料の取引記録、廃棄物由来燃料の成分分析表
RF(CO2)f,i,y	*t-CO2/GJ*	y 年の廃棄物由来燃料 w の CO2 排出係	廃棄物由来燃料の成分分析表
PFC_y	*t/年*	y 年の廃棄物由来燃料の製造量	2006 IPCC ガイドラインの 2019 年改訂版 - 廃棄物燃料の使用における最新の排出係数など
EFe,y	*t-CO2/t*	y 年の廃棄物由来燃料の製造単位(t)に関	IEA(国際エネルギー機関)による「World Energy Outlook」及び電力会社が公表している排出係数
PFCy	*t/年*	y 年の廃棄物由来燃料の輸送量	プロジェクト対象の機材の生産記録、廃棄物由来燃料の取引記録
CFtrans	*km*	y 年の廃棄物由来燃料の輸送距離	廃棄物由来燃料の取引記録など
HVe,y	*t—CO 2/t-km*	車両による輸送に関わる排出係数	2006 IPCCガイドライン 2019 年の改訂版（第2巻 エネルギー編）現時点ではディーゼル車を想定

出典：調査団作成

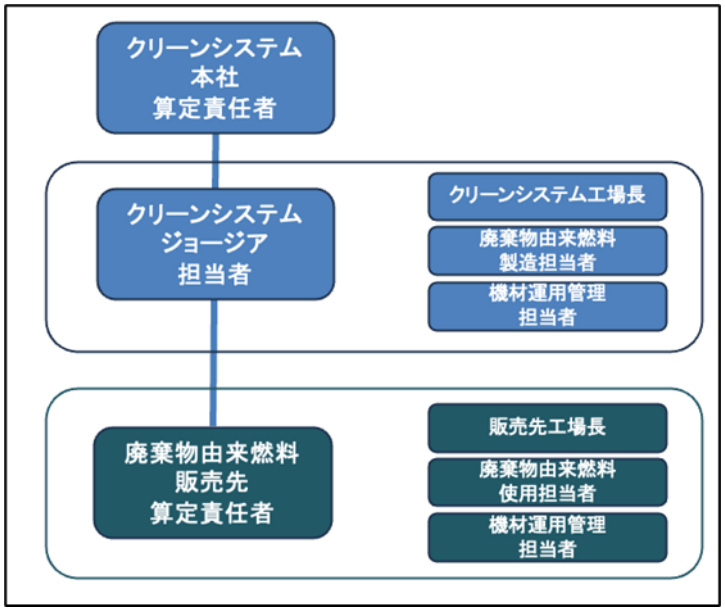


図 15：モニタリング体制案

出典：調査団作成

4.7.5. 方法論案の課題

本方法論案において、ジョージアにおける JCM プロジェクトの実現可能性を十分に検討し、調査終了時点で明確な課題は確認されていない。しかし、将来的な展望を考慮した場合、いくつかの潜在的な課題が想定される。

第一に、ジョージアの政権が混迷している現状が JCM の推進に与える影響について懸念が残る。政権の不安定さが継続した場合、政府内での政策決定の遅延や優先順位の変化が生じ、JCM への取り組みが停滞する可能性がある。特に、政権交代や新たな政策方針の導入が進行中のプロジェクトに影響を及ぼす可能性が否定できない。これにより、プロジェクトの承認プロセスやモニタリング体制の構築が遅れ、結果的に JCM の目的達成が難航する懸念がある。

第二に、非管理型埋立処分場の改善が進まない恐れについて指摘せざるを得ない。ジョージアにおいては、廃棄物処理施設のインフラ整備が遅れており、非管理型埋立処分場が依然として主要な廃棄物処理方法となっている。行政関係者から今後 5 年~10 年程度で埋立処分場の新設を進めたいとの発言に基づき保守的に 5 年で変更されるという前提での試算も実施した。本方法論案では管理型処分場や焼却施設への移行を前提としているが、これらのインフラ整備が計画通りに進まなければ、ジョージアの NDC が達成できない可能性がある。また、インフラ整備には多額の投資が必要であり、資金調達の面での課題も無視できない。

4.7.5. JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量の検討・試算

廃棄物由来燃料の使用に伴う GHG 排出量削減量について以下の試算を行った。

(1)レファレンス排出量の試算

レファレンス排出量は以下の通りとなる。使用した数値の前提についても以下に示す。

$$RE_{1=}\Sigma\left(REC_{i,1}*EF_{CO2)f,i,1}\right)$$

=(7,850t x 24GJ/t) x 0.0946 t-CO_2/GJ +7,850t x 0.95t-CO2/t
=17,823t-CO2 + 7,458 t-CO2
=25,280 t-CO2

表 11：5 年間のレファレンス排出量の試算

項目/年度	1	2	3	4	5
$RE_{y,1}$	17,823	17,823	17,823	17,823	17,823
非管理型処分における処理量	7,850	6,280	4,710	3,140	1,570
管理型処分における処理量	0	1,570	3,140	4,710	6,280
$RE_{y,2}$(非管理型処分場)	7,458	5,966	4,475	2,983	1,492
$RE_{y,2}$(管理型処分場)	0	283	565	848	1,130
レファレンス排出量	25,281	24,072	22,863	21,654	20,445

単位 t-CO2

注) 5 年間での試算を行なった。行政関係者から今後 5 年~10 年程度で埋立処分場の新設を進めたいとの発言に基づき保守的に 5 年で変更されるという前提で算定した。
出典：調査団作成

【レファレンス排出量算出の前提】

- ジョージアにおける廃棄物由来燃料の製造施設の生産規模は当初 78,50 トン/年（日量 23.8 トン程度）を想定している。（その後状況を見て製造ラインを拡張することを検討する）
- 石炭の排出係数は、24GJ/t　2.33t-CO2/t 石炭の熱量は 24GJ/t を想定している。
- 埋立処分に関わる排出係数は非管理型埋立処分場での処理を行う前提で、
  0.95t-CO2/t を想定している。
  但し、現地ヒアリングの実施により今後管理型処分場への移行が進む可能性がある。そのため、保守的に見て 5 年で全て管理型処分場へ移行すると想定した。

(2)プロジェクト排出量の試算

プロジェクト排出量は以下の通りとなる。使用した数値の前提についても以下に示す。

$$PE_1 = PE1,_1 + PE_{1,2}$$

$$PEy = \Sigma\,(PEC_{i,y} * EF_{(CO2)f,w,y}) + \Sigma\,(PFC_y * EF_{e,y.} * EF_{k,y.}) + \quad \Sigma\,(PFC_{y,trans} * CF_{trans} * HV_{e,y})$$

$= \Sigma\,(7{,}850t \times 1.71t\text{-}CO2/t\ ) + \Sigma\,(7{,}850t \times 40\,kWh/t \times 0.0005\,tCO2/kWh) + \ \Sigma\,(7{,}850t \times 0.15\,t\text{-}CO2/t)$
＝14,758t-CO2（初年度）

表 12：5 年間のプロジェクト排出量の試算

項目/年度		1	2	3	4	5
PEy,1		13,424	13,424	13,424	13,424	13,424
PEy,2						
	製造	157	157	157	157	157
	輸送	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
プロジェクト排出量		14,758	14,758	14,758	14,758	14,758

出典：調査団作成

【プロジェクト排出量算出の前提】

- **廃棄物由来燃料製造 1 単位の電力使用量について**
  提案事業者の工場の調査及び日本国内において廃棄物由来燃料を製造している企業へのヒアリングを行った結果、廃棄物由来燃料を製造するための単位あたりの電力使用量は 40kWh/t であることが判明した。
- **電力排出係数について**
  IEA(国際エネルギー機関)による「World Energy Outlook」における対象国の排出係数を使用した。
- **廃棄物由来燃料の排出係数について**
  廃棄物燃料（廃プラスチック、木屑、紙屑繊維屑）の排出係数を算定するために、各成分の炭素含有量と燃焼時の炭素酸化率を基に計算を行なった。
  IPCC ガイドライン（2006 年版）の推奨値の炭素含有量を用い、成分分析に基づき加重平均を行い算定を行った。

現地でのヒアリングにより、廃棄物由来燃料の使用者は、石炭代替の燃料としての活用を希望しており、必要とするカロリーは石炭同等であることが確認できた。そのため、そのカロリーを達成するための成分配合は以下の通りとなる。この比率に準じて求められた排出係数は、1.58t-CO2/t ～ 1.71t-CO2/t である。

環境省が公表する「温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度のガイドライン」においても、廃棄物由来燃料（RDF、廃プラスチック、木屑など）の排出係数は、1.48t-CO2/t である。本試算においては、現地の成分状況を鑑みより保守的な係数を用いるために 1.71t-CO2/t を使用した。

表 13：現地での廃棄物由来燃料の成分

廃棄物由来燃料の成分	排出係数(t-CO2/t)	比率の範囲～	比率の範囲
廃プラ	2.76	55.00%	60.00%
木屑	0.144	15.00%	13.33%
紙屑	0.144	15.00%	13.33%
繊維屑	0.144	15.00%	13.33%

出典：調査団作成

(3) JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量試算

JCM プロジェクトレベルでの GHG 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-CO2/y］

REy = y 年のリファレンス GHG 排出量［t-CO2/y］

PEy = y 年のプロジェクト GHG 排出量［t-CO2/y］

前述のレファレンス排出量とプロジェクト排出量に基づく試算は以下の通り。

表 14：JCM プロジェクトレベルでの GHG 排出削減量試算

レファレンス排出量

項目/年度	1	2	3	4	5
$RE_{y,1}$	17,823	17,823	17,823	17,823	17,823
非管理型処分における処理量	7,850	6,280	4,710	3,140	1,570
管理型処分における処理量	0	1,570	3,140	4,710	6,280
$RE_{y,2}$（非管理型処分場）	7,458	5,966	4,475	2,983	1,492
$RE_{y,2}$（管理型処分場）	0	283	565	848	1,130
レファレンス排出量	25,281	24,072	22,863	21,654	20,445

単位 t-CO2

プロジェクト排出量

項目/年度		1	2	3	4	5
$PE_{y,1}$		13,424	13,424	13,424	13,424	13,424
$PE_{y,2}$						
	製造	157	157	157	157	157
	輸送	1,178	1,178	1,178	1,178	1,178
プロジェクト排出量		14,758	14,758	14,758	14,758	14,758

単位 t-CO2

削減量		10,523	9,314	8,105	6,896	5,687
削減量合計（5年）	40,524	t-CO2				

注）5 年間での試算を行なった。行政関係者から今後 5 年~10 年程度で埋立処分場の新設を進めたいとの発言に基づき保守的に 5 年で変更されるという前提で算定した。
出典：調査団作成

4.4.7. 提案事業の普及による GHG 排出削減への貢献の可能性

ジョージア政府は、2021 年に更新した NDC（国が決定する貢献）において、2030 年までに GHG 排出量を 1990 年比で 35%削減する目標を掲げている。この目標を達成するためには、エネルギー転換とともに廃棄物管理や再生可能エネルギーの推進が不可欠である。廃棄物由来燃料の普及は、この課題に対応し、同国の GHG 削減目標達成に寄与する重要な手段となり得る。

現在、ジョージアでは多くの廃棄物が選別されないまま埋立処分されており、メタンガス排出の主要な原因となっている。メタンガスは、CO_2の 25 倍もの温室効果を持つ強力な温室効果ガスであるため、埋立処分からの排出削減はジョージアの GHG 削減において重要である。廃棄物由来燃料の製造は、廃プラスチックや木屑、紙屑などを選別・加工して固形燃料化するものであり、これにより埋立処分の量を大幅に削減できると同時に埋立地からのメタン排出量を減少させることが可能である。

さらに、廃棄物由来燃料の普及は、ジョージアのエネルギーセキュリティ向上にも寄与する。ジョージアはエネルギー供給を多く国外に依存しているが、廃棄物由来燃料は国内で調達可能な再生可能エネルギー源として、化石燃料の使用を代替する役割を果たし、エネルギーの輸入依存度を低減し、経済的な自立を促進する効果も期待できる。

また、廃棄物由来燃料の製造プロジェクトは、地域社会における雇用創出や経済活動の活性化や廃棄物由来燃料の販売による収益が地元経済に還元されることで、地域の持続可能な発展を後押しする。

政府が改善課題として掲げていた非管理型埋立処分場から大型の管理型処分場建設は進んでいるものの現時点においても焼却処理施設の建築は全く進んでいない。また、リサイクル技術が不足しており、廃棄物由来燃料の製造を行っている企業が存在していない状況が続いている。

本調査時には、現地の廃棄物処理事業者から提案技術に対する強い要望が寄せられた。昨今の情勢から、ジョージアの EU 加盟は 2024 年 7 月に事実上停止され、今後の EU 加盟の可能性は低くなっていることから、EU 以外からの支援を希望している状況である。

ジョージアは、日本との二国間クレジット制度（JCM）を通じて、低炭素技術の導入と GHG 削減に向けた協力を進めている。廃棄物由来燃料の活用プロジェクトは、JCM の枠組みの下で、ジョージアの GHG 削減に寄与するとともに、化石燃料削減と廃棄物管理改善の両面でメリットをもたらす。

さらに、廃棄物由来燃料の活用は、ジョージアの国民に対する環境意識の向上にも寄与する。廃棄物を「資源」として活用する取り組みは、廃棄物の適正処理の重要性や、持続可能な社会づくりへの意識改革を促すものである。このようなプロジェクトは、ジョージア国内のみならず、近隣諸国への波及効果も期待される。同国が廃棄物由来燃料の活用に成功すれば、その成果は他国にとってのモデルケースとなり、地域全体での環境改善と GHG 削減に貢献する可能性を秘めている。

5. 出口戦略とその実現に向けた課題と対応

本調査により現地のニーズが強いことが確認できたものの、しかしながら、ジョージアにおいては廃棄物由来燃料の製造はこれまで一切行われていない。前述の通り、活用に際しては、その廃棄物由来燃料の有効性に関するデータを見たいとの要望が行政関係者及び、販売予定先からあった。特に、購入予定者からは、炉を傷める可能性のある塩素分含有率や熱量などの分析結果をみて、自らの炉に適しているかを判断したいとの要望が入っている状況である。また、民間 JCM を目指す場合には、そのプロジェクトにより削減されるであろう CO2 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求められる。こうした観点から、NEDO JCM 実証事業が目指す出口戦略と考えられる。NEDO JCM 実証においては、実際に、分別作業から廃棄物由来燃料を製造するだけでなく、その成分や熱量を精緻に分析することを想定している。さらに、販売価格の設定や採算性分析などを行う予定である。

また、本調査により JCM 事業を実現するにはいくつかの課題が存在することが確認できた。

第一に、廃棄物由来燃料の利用に関するインフラ整備の遅れが課題である。ジョージアでは、廃棄物処理インフラが十分に整備されておらず、多くの廃棄物が分別されないまま非管理型埋立処分場に送られている。適切な分別作業を行うための、廃棄物選別設備や燃料化のための施設が不足しているため、事業化の前提条件である基盤整備が必要不可欠である。前述の通り、ジョージア政府は 2019 年 2 月から、すべての地方自治体は、紙、ガラス、プラスチック、金属の廃棄物について、個別の廃棄物収集システムを導入するとしているが、現地調査の結果、実際には分別はごく限られた地域でしか実施されていない状況であることが判明した。JCM 実証においては、搬入される廃棄物の分別割合や、制度運用の状況等を鑑み、設置する機材の選定などを行う。分別が今後も進まないようであれば、選別ラインの設置及び、ビジネス展開時における、機械選別のための機材の選定などを行う。

この点において、事業実施の初期段階では技術移転や機械選別も含めた設備導入に伴う費用負担が大きく、資金調達の手法を構築する必要がある。

第二に、現地企業や政府関係者との包括的な協力体制が十分に構築される必要がある点が挙げられる。廃棄物管理に関する意識が十分に浸透していない現状では、ステークホルダーとの合意形成が容易では

ない。そのため、廃棄物管理や廃棄物由来燃料の使用について、現地での有効性を説明するだけの材料を提供する方が事業推進には有効であると考えられる。
第三に、ジョージアの政治的リスクが挙げられる。同国では、政権の安定性に関する懸念が指摘されており、特に廃棄物処理や再生可能エネルギーに対する政策の一貫性に疑問が残る。政府の優先政策が変更される可能性があるため、今後の廃棄物管理や温暖化対策に関する長期的な実現性に不透明さがある。このような状況においては、プロジェクト実施後の運営体制の安定性を担保することが難しい。

これらの課題に対応するため、まずは基盤となる技術や事業モデルを示す実証事業への参加が有効であると考えられる。NEDO の実証事業は、技術導入と実現可能性の検証を目的としており、資金的支援を受けながら現地でのプロジェクト実施の初期段階を確立することが可能である。さらに、現地のステークホルダーとの連携強化を図ることが必要である。廃棄物由来燃料の利用がジョージアの環境改善やエネルギー自立に資することを明確に示し、関係者の理解と協力を得ることが重要である。政治的リスクに対しては、現地の政策動向を注視しつつ、柔軟に対応できる事業計画を立案する必要がある。
現時点では、NEDO の JCM 実証事業への応募を優先し、プロジェクトの基盤を確立することが適切と考えられる。この実証事業を通じて、ジョージアでの廃棄物由来燃料の利用可能性を検証し、長期的な事業化の展望を示すことが重要である。

JCM 実証事業へ応募する場合：
開発・設置採択後 1 年、実証運転 1 年程度
方法論構築：本調査時に想定した方法論の精査を JCM 実証事業期間中に実施
PIN 作成：JCM 実証事業期間中に実施

6. 添付資料

6.1. JCM 方法論案

Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Form (draft)

Cover sheet of the Proposed Methodology Form	
Form for submitting the proposed methodology	
Host Country	Georgia
Name of the methodology proponents submitting this form	Clean system Co., Ltd.
Sectoral scope(s) to which the Proposed Methodology applies	13. Waste handling and disposal
Title of the proposed methodology, and version number	Utilization of Waste-Derived Fuel
List of documents to be attached to this form (please check):	☐ The attached draft JCM-PDD: ☐ Additional information
Date of completion	07/02/2025

History of the proposed methodology

Version	Date	Contents revised
01.0	07/02/2025	First edition

S. Title of the methodology

Utilization of Waste-Derived Fuel Version 01.0

T. Terms and definitions

Terms	Definitions
Waste-derived fuels	Waste-derived fuels are fuels made primarily from waste plastics, wood chips, fiber, and paper waste. They can be used as an alternative to fossil-derived fuels. Waste-derived fuels include fluff fuel and RPF.
Fluff fuel	Fluff fuel is a solid fuel produced from waste; it differs from RPF in that it is typically in the form of fine flakes or small pellets. RPF is solidified by compaction.
RPF	RPF is an abbreviation for Refuse derived paper and plastics densified Fuel, and is a high-quality solid fuel made primarily from waste paper and waste plastics that are difficult to recycle, mainly from industrial waste.

U. Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Waste-derived fuel produced by waste plastics, wood, textile waste, paper waste, etc. to be utilized as a fossil fuel substitute in industrial boilers, cement plants, paper-manufacturing companies, etc. may achieve GHG emission reduction.
Calculation of reference emissions	Reference emissions are calculated on the basis of coal consumption and the managed landfill disposal is facilitated due to incineration of waste is not widespread.
Calculation of project emissions	Project emissions are calculated on the basis of utilization of waste-derived fuel as a substitute for fossil fuels.
Monitoring parameters	Production data such as profiles are monitored.

V. Eligibility criteria

This methodology is applicable to projects that satisfy all of the following criteria.

Criterion 1	Waste-derived fuels are used as a substitute for fossil fuels used in the subject facility.

Criterion 2	The feedstock for the waste-derived fuel must be unutilized waste (that would have been landfilled or incinerated instead of being utilized in the absence of the project) and must be generated within Georgia.
Criterion 3	The components of the waste-derived fuel shall be those for which emission factor default values are set in the IPCC guidelines. With regard to manufacturing, the fuel shall be manufactured with sufficient technology to meet the standards set by the Japanese Industrial Standards (JIS) or other technical contract or by contract between the manufacturer and the user.

W. Emission Sources and GHG types

Reference emissions	
Emission sources	GHG types
Coal use at subject facilities	CO2
Landfill disposal of waste	Methane
Diesel fuel consumption by waste transportation	CO2
Project emissions	
Emission sources	GHG types
Waste-derived fuels consumption by subject facilities	CO2
Electricity consumption by manufacturing Waste-derived fuels	CO2
Diesel fuel consumption by waste transportation	CO2

X. Establishment and calculation of reference emissions

F.1. Establishment of reference emissions

Reference emissions adopt a conservative scenario in which incineration is not widespread and landfill disposal is promoted in managed landfills.
Bau emissions assumes that subjected facilities will continue to use fossil fuels, and the incineration of some waste will be construction and partially installed.
If waste incineration is promoted in Georgia in the future, GHG emissions are expected to increase over landfill disposal.

F.2. Calculation of reference emissions

Reference emissions are calculated based on the following:

Coal use x emission factor+ (uncontrolled and controlled landfill disposal, respectively) Amount of waste landfilled (t/yr) x emission factor (tCO2e/t)

Emission factor for unmanaged landfill:
0.6-1.0 t-CO2/t + 0.1-0.2 kg-CO2/t-km (transportation) = 0.95 t-CO2
** transportation distance to the landfill site is roughly 20~70km*

In addition, since it is assumed that managed landfills will become more prevalent in the future, as a reference line, estimates are based on the assumption that all landfills will be shifted to managed landfills in five years, which is considered conservative.
Emission factor for managed landfill:
0.03 t-CO2/t (managed landfill disposal) + 0.15 t-CO2/t (transportation) = 0.18 t-CO

$$RE_y = RE_{y,1} + RE_{y,2}$$

where RE_y = Reference CO2 emissions in year y [t-CO2/y].
$RE_{y,1}$ = Reference CO2 emissions from coal use in year y [t-CO2/y].
$RE_{y,2}$ = Reference CO2 emissions from landfill disposal of waste in year y [t-CO2/y].
expresses

- $RE_{y,1}=(REC_{i,y}* EF_{(CO2)f,i,y})$

$RFC_{i,y}$ = Energy consumption of the reference fossil fuel i in the equipment in year y [GJ/y].
$EF_{(CO2)f,i,y}$ = CO2 emission factor of fossil fuel i in year y [t-CO2/GJ]
expresses

- $RE_{y,2}= \Sigma (RFC_{y,unmanaged}* EF_{e,(y)(,)(unmanaged)})+ \Sigma (RFC_{y,managed}* EF_{e,y,managed})$

$RFC_{y,unmanaged}$ = Amount of waste landfilled in unmanaged landfills in y (t/yr)
$EF_{e,y,\ unmanaged}$ = y years of waste involved in landfill in unmanaged landfills
CO2 emission factor [t-CO2/t]

$RFC_{y,managed}$ = Amount of waste landfilled in managed landfills in year y (t/yr)
$EF_{e,y,\ Controlled}$ = y years of waste involved in landfill in a controlled landfill.
CO2 emission factor [t-CO2/t]

Y. Calculation of project emissions

Project emissions are calculated based on the following:

Fluff consumption x emission factor + fluff production x electricity consumption per unit of fluff fuel production (40 kWh/t) x electricity emission factor (0.0005 tCO2e/kWh)+ Emissions related to waste fuel transportation

$$PEy = PEy,_1 + PEy,_2$$

$$PEy = \Sigma (PEC_{i,y} * RF_{(CO2)f,w,y}) + \Sigma (PFC_y * RF_{e,y.} * EF_{k,y.}) + \Sigma (PFC_{y,trans} * CF_{trans} * HV_{e,y})$$

PE_y = project CO2 emissions in year y [t-CO2/y]
$RE_{y,1}$ = Project CO2 emissions from waste-derived fuel use in year y [t-CO2/y]
$RE_{y,2}$ = Project CO2 emissions from waste-derived fuel production and transportation in year y [t-CO2/y]

$PFC_{i,y}$ = consumption of waste-derived fuel w in the target equipment in year y [t/y]
$RF_{(CO2)f,i,y}$ = CO2 emission factor of waste-derived fuel w in year y [t-CO2/t]

PFC_y = y Production of waste-derived fuels (t/yr)
$RF_{e,y=}$ Electricity consumption related to units (t) of waste-derived fuel produced in year y [kWh].
$EF_{k,y=}$ Electricity emission factor for year y [t-CO2/kWh]

PFC_y = y Transportation of waste-derived fuels (t/yr)
CF_{trans} = y Transportation distance of waste-derived fuel in year (km)
$HV_{e,y=}$ Emission factor for transportation of diesel vehicles [t-CO 2/t-km]

Z. Calculation of emissions reductions

The formula for calculating emission reductions is as follows:

$$ER_{(y)\,R} = E_y - PE_y$$

ER_y = GHG emission reductions in year y [t-CO2/y]
RE_y = Reference GHG emissions in year y [t-CO2/y]
PE_y = Project GHG emissions in year y [t-CO2/y]

AA.Data and parameters fixed *ex ante*

The source of each data and parameter fixed *ex ante* is listed as below.

Parameter	Description of data	Source
RFCi,y	Energy consumption of the reference fossil fuel in the equipment in year y	Production records of project equipment and transaction records of waste-derived fuel
EF(CO2)f,i,y	CO2 emission factor of fossil fuel i in year y	IPCC Guidelines for National GHG Inventories, “Standard calorific value and carbon emission factor by energy source” by Agency for Natural Resources and Energy, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan, etc
RFCy	Production of waste-derived fuels (t/yr)	Records of waste disposal volume, incoming volume, etc.
EFe,y	y years of waste involved in landfill CO2 emission factor	IPCC Guidelines (Chapter 3: Solid waste management), etc.
PFCi,y	consumption of waste-derived fuel in the target equipment in year y	Production records of equipment covered by the project, transaction records of waste-derived fuel, and component analysis table of waste-derived fuel
EF(CO2)f,i,y	CO2 emission factor of fossil fuel in year y	Component analysis table of waste-derived fuel
PFCy	y year manufacturing of waste-derived fuels	2019 Revision of the 2006 IPCC Guidelines - Includes updated emission factors for waste-fuel use
EFe,y	y years of waste involved in landfill CO2 emission factor	"World Energy Outlook" by the IEA (International Energy Agency) and emission factors published by electric power companies

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：ジョージアにおける廃棄物由来燃料の利用に関する JCM 実現可能性調査

委託事業名：令和 6 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：株式会社クリーンシステム

頁	図表番号	タイトル
無し	無し	無し

添付 3. 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. カザフスタンにおける二国間クレジット制度（JCM）の実施に関するセミナー

Commissioned work by Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

Seminar on the Implementation of the Joint Crediting Mechanism (JCM) in the Republic of Kazakhstan

Key Points for
Utilizing the METI JCM Feasibility Study Schemes

December 11, 2024
JCM FS Secretariat
PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.
E-mail : jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

CONTENTS

Introduction of JCM FS
1. Purpose of JCM FS
2. Target countries, technologies and products
3. Expected exit strategy after JCM FS
4. Research items on JCM FS
5. JCM FS budget and eligibility for application
6. Overall schedule (in case of 1st call application in FY2024)
7. JCM FS records

Example: Potential areas of JCM projects in the Kazakhstan

2

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

Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
Call for FY2024 JCM Feasibility Study
Briefing for proposal

公募期間：令和5年4月24日（月）～5月26日（金）正午
Open from 24 April 2024 to 12:00 PM 26 May 2024

*Presentation is based on
JCMFS application guideline for FY2024.

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future

1. Purpose

❑ Purpose

Examining the feasibility of a project to **commercialize** decarbonization technology(ies) and product(s) by Japanese and/or 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 scheme** or **Private JCM scheme** after completion of your proposed JCMFS.

4

2. Target countries, technologies and products

❑ Target countries

Current JCM partner countries
and prospective partner countries.



Current JCM partner countries

Source: JCM Introduction of the Joint Crediting Mechanism (JCM) & Financing Programme for JCM Model Projects

❑ Target technologies/products

Energy-derived CO2 emission reduction is necessary:

✓ Reduction of energy-derived CO2 emissions through the use of superior decarbonization technologies is necessary, and contribution to issue JCM credits in partner countries that have signed or perspective partner countries.

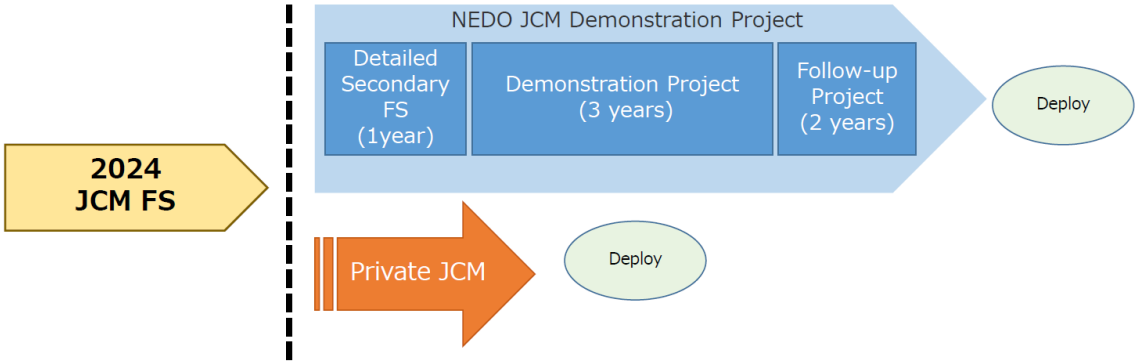
GHG Emission reduction should be calculated in a quantitative manner:

✓ GHG emission reductions shall be calculated in a quantitative manner. Applicant have to consider existing JCM methodology or propose a new JCM methodology. While no clear threshold for amount of GHG emission reductions will be set, priority may be given to proposals that are expected to achieve larger GHG emission reductions.

5

3. Expected exit strategy after JCM FS

- Exit strategy
  - NEDO JCM Demonstration Project, or
  - Private JCM project



6

3. Expected exit strategy after JCM FS

Differences in target technologies and assumed GHG emission reductions by each exit strategy.

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. The demonstration is necessary to overcome such technical issues. ② The demonstration project is expected to have **fossil energy-derived CO2 emission reductions**. ③ The demonstration project is expected to have **quantifiable GHG emission reductions**. ④ The dissemination strategy for proposed technology/system must be concrete and highly feasible. ⑤ 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 demonstration project**, and emission reductions of **10,000 t-CO2 or more per year during the period of diffusion and deployment** after the demonstration project is completed.	No specific criteria are set.

※ Both JCM Demonstration Project and Private JCM are only available for JCM Partner countries.

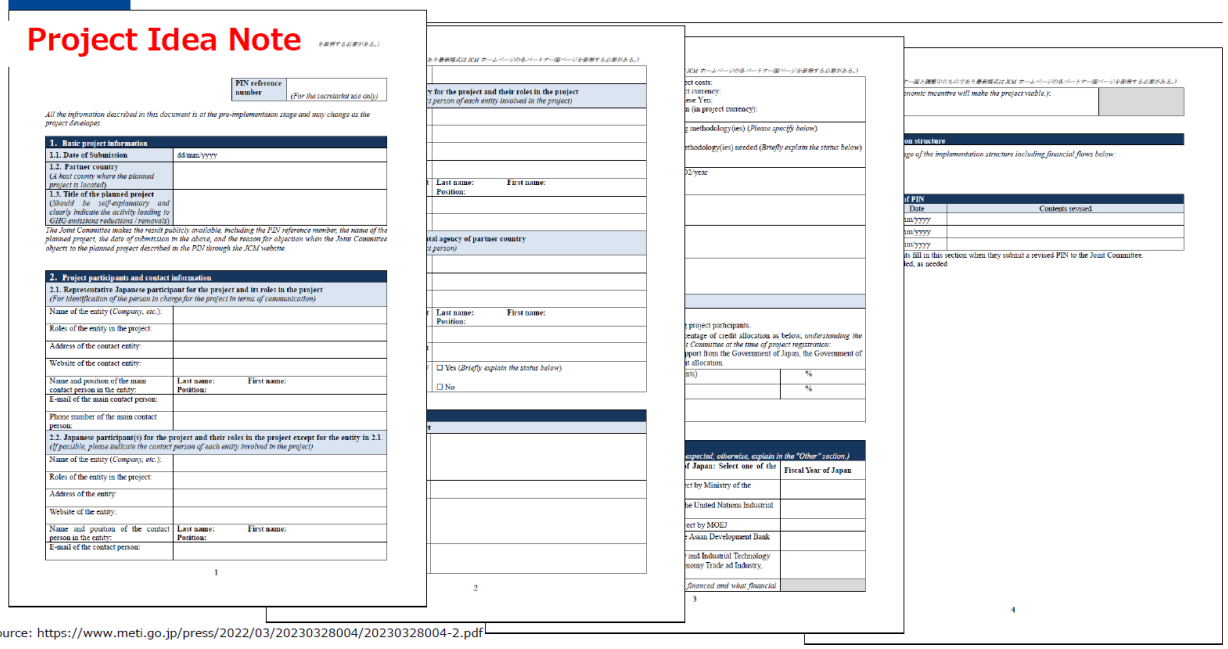
Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4. Research items on JCM FS

	Items	Survey Details
1	**Research related policy and institutional trends in a proposed country**	● Identify trends policies and systems related to FS in a partner country, as well as issues and local needs.
2	**Research socio-economic situation and market trends in a proposed country**	● Understand socio-economic situation, market trends and local needs for proposed systems/technologies in a partner country.
3	**Analise issues and countermeasures against JCM project formation**	● Identify and analyze issues against project commercialization utilizing JCM (business risks, bottlenecks for dissemination, etc.) as well as countermeasures to be taken for JCM project formation .
4	**Draft a GHG emission reduction methodology and calculate GHG emission reductions by introducing proposed technology(ies)**	● Draft a GHG emission reduction methodology utilizing JCM methodology format and calculate GHG emission reduction potential for a proposed JCM project.
5	**Share a proposed JCM project idea with stakeholders**	● Discuss with government officials and business partners and related stakeholders on a proposed JCM project.
6	**Identify remaining issues and analyze solution for JCM project formation**	● Based on the results of JCM FS, identify remaining issues to be solved for JCM project formation from political, economical, social and technical perspectives, and consider their solutions.
7	**Draft a Project Idea Note (PIN) for JCM project registration**	● Based on the results of JCM FS, draft a PIN.

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 application

- **Type** : **Entrustment from JCMFS secretariat**
- **Schedule** : **from Contract date to 7 February 2024**

  Schedule of open call for proposal in 2024:

  1st call from 22 April to 24 May 2024 (7 projects approved). Contract date: middle July.

  2nd call from 22 July to 23 August 2024 (7 projects approved). Contract date: late September.

  3rd call from 21 October to 1 November 2024 (1 projects approved).Contract date: middle Nobember

- **Budget** : **Maximum 15 million JPY (tax excluded)/proposal**
  = 100,000 USD/proposal (1USD=150JPY)
  = 50 million tenge/proposal (1USD=500tenge)

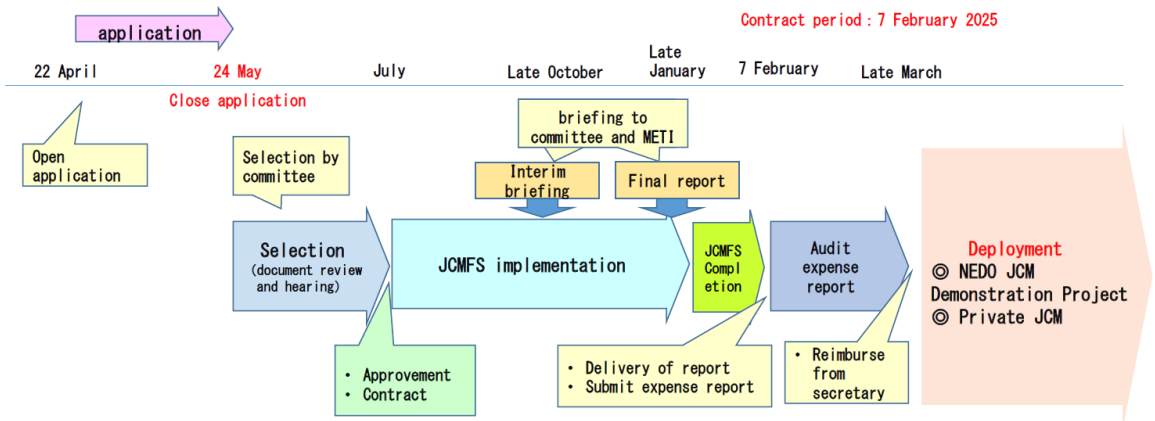
- **One of eligibilities for applicants** :

  Having a parent company in Japan.

  An overseas subsidiary of a Japanese company whose parent company's head office locates in Japan is also able to apply.

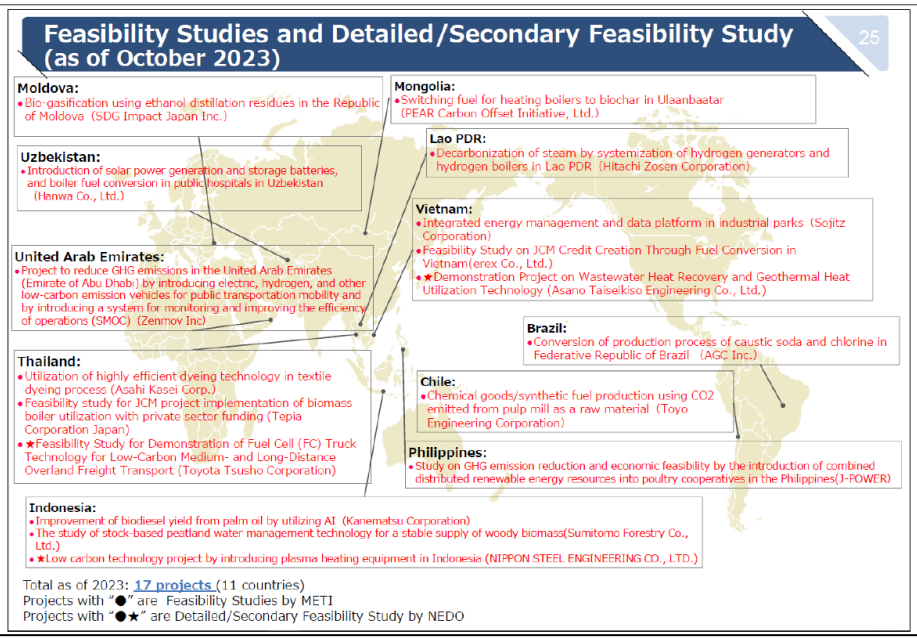
10

6. Overall schedule (in case of 1st call application in FY2024)



11

7. JCM FS records (FY2023)



Source: Recent Developments of the Joint Crediting Mechanism (JCM)(Government of Japan, May 2024) http://carbon-markets.env.go.jp/document/20240517_JCM_goj_eng.pdf

12

7. JCM FS records (FY2024)

Approved in the 1st call in JFY2024

- ✓ Asahi Kasei Corp
  (Thai) JCM FS on Energy-Efficient High-Definition Flexographic Printing Technology
- ✓ AGC Inc.
  (Chile)JCM FS on the Introduction of Solar Thermal Power Generation in the Mining Industry (at Coquimbo)
- ✓ NTT COCOMO INC.
  (Philippines) JCMFS on the Installation of Solar Panels and Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations
- ✓ Kubota Corp
  (Philippines) on Biomass Power Generation Utilizing Agricultural Residues
- ✓ Sojitz Corp
  (Uzbekistan) JCMFS on large-scale onshore wind power project
- ✓ Nippon Koei Co., Ltd.
  (Costa Rica) JCMFS on the Introduction of Battery Locomotives for Cargo Railway
- ✓ Fine Eco Solution Co., Ltd.
  (India) JCMFS on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung

Approved in the 2nd call in JFY2024

- ✓ MITSUI & CO., LTD.
  (Kazakhstan) JCMFS on the Introduction of a Large-scale Onshore Wind Power Project
- ✓ JAPAN CARBON FRONTIER ORGANIZATION
  (Thai) JCMFS on Biochar Production and Utilization
- ✓ EX Research Institute Ltd.
  (India) JCMFS on Large-scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste
- ✓ NTT DATA INSTITUTE OF MANAGEMENT CONSULTING, Inc.
  (Brazil) JCMFS on Biomass Power Generation Project Led by Private Sector
- ✓ Sustainable Holdings Co., Ltd.
  (Papua New Guinea) JCMFS on Introduction of Hybrid Solar Power System
- ✓ NIPPON STEEL ENGINEERING CO., LTD.
  (India) JCMFS on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology"
- ✓ Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
  (India) JCMFS on Compressed Bio Gas Technology

Approved in the 3rd call in JFY2024

- ✓ Cleansystem CO., LTD.
  (Georgia) JCM FS on the Utilization of Waste-Derived Fuel

Example: Potential areas of JCM projects in the Kazakhstan

PRODUCING THE FUTURE

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

GHG Emissions in the Kazakhstan

■ **"Energy sector"** account for about **77.6%** (272.5 MtCO2e) of total GHG emissions (351.2 MtCO2e) as of 2020.

- Energy-derived CO2 emissions (IEA, 2021)
  - → 58.6% from coal, 22.5% from oil and 18.9% from natural gas.
  - → 51.8% from power and heat, 14.6% from residential, 13.2% from industry, 10.1% from transport and 10.3% from others.

Sector	1990		2020	
	MtCO2e	%	MtCO2e	%
Energy	316.9	83	272.5	77.6
IPPU	19.3	5.1	22.3	6.3
Agriculture	44.7	11.7	40.7	11.6
LULUCF	-3.9	-1	8.4	2.4
Waste	4.7	1.2	7.4	2.1
Total	381.7	100	351.2	100

Source: PACIFIC CONSULTANTS made from "Presidential Decree No. 121 validating the Strategy for achieving carbon neutrality of the Republic of Kazakhstan until 2060"

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

NDC (2023)

■ Actions are based on

- "National Development Plan of the Republic of Kazakhstan until 2025" (Decree of the President of the Republic of Kazakhstan #636 dated 15 February 2018) and
- "Action Plan for the implementation of the Concept for the Transition of the Republic of Kazakhstan to a "green economy" for 2021-2030" (Enactment of the Government of the Republic of Kazakhstan #479 dated 29 July 2020).

■ To ensure the achievement of NDC in the next carbon budgeting period from 2026 to 2030, the carbon budget for each calendar year will need to increase reduction from the planned 1.5 per cent to 2.25–5.1 per cent of the level of the carbon budget of the previous year.

	Overview	
GHG emission reductions target	・ Unconditional ➢ 15% reductions by 2030 (compared with 1990 level) ・ Conditional ➢ 25% reductions by 2030 (compared with 1990 level)	
Focus sector	Energy	・ Make power sector smart ・ Increase the share of renewable energy in the electricity sector to 15% by 2030 ・ Diversity energy sources, including green hydrogen ・ 60% gasification of the country area
	Transport	・ Develop sustainable transport infrastructure for electric and gas vehicles

Source: PACIFIC CONSULTANTS made from NDC (Ministry of Ecology and Natural Resources of the Republic of Kazakhstan, "https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-06/12updated%20NDC%20KAZ_Gov%20Decree313_19042023_en_cover%20page.pdf"

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Pacific Consultants

Presidential Decree No. 121 validating the Strategy for achieving carbon neutrality of the Republic of Kazakhstan until 2060)

■ It states “target”, “principles”, “investment needs”, “approaches”, “vision” and “cross-sectoral approaches” towards carbon neutrality until 2060.

1) Decarbonization of sectors and processes related to fossil fuels use,
2) Decarbonization of sectors and processes not related to fossil fuels use,
3) Enhancement of natural emission sinks and introduction of industrial solutions for carbon capture, utilization, long-term storage, and sequestration.

	Overview
Energy supply	・ Decarbonization of primary energy supply. ・ Decarbonization of electricity and thermal energy production. ・ Decarbonization and efficient final energy use **in buildings, transport and industry.**
Electricity/heat supply	・ Formulate a long-term vision for **alternative and renewable energy.** ・ Formulate a long-term vision for **hydroelectric power generation.** ・ Consider shutting down coal-fired power plants that are more than 30 years old and the possibility of continuing them by introducing CCS. ・ Utilization of natural gas, heat pumps, biofuels, etc.
Transportation	・ Eliminate or reduce the need for travel (avoidance), improve fuel efficiency, optimize passenger and freight flows, public transport, optimal urban planning, etc. ・ Shift to more eco-friendly means of transport (shift), alternative fuels, electrification. ・ Increase energy efficiency and reduce emissions from transport vehicles.
Industry	・ Use of alternative building materials with low or no GHG emission intensity to replace **cement, steel and aluminum.** ・ Increased scale of waste (including scrap) processing to reduce the need for raw material processing as the main source of emissions in the sector. ・ Introduction of **new zero-emission production technologies in combination with carbon capture and storage.**

Source:「2060年までのカザフスタン共和国カーボンニュートラル達成戦略の承認について」（ROTOO, 2023）による仮訳(https://jp-kz.org/wp/wp-content/uploads/CarbonNeutralityStrategyKZ20230202.pdf)からPCKK作成。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

添付 3.2. チリにおける更なる二国間クレジット制度（JCM)の促進セミナー

Commissioned work by Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

Seminar on the Further Implementation of the Joint Crediting Mechanism (JCM) in Chile

Key Points for Utilizing the METI JCM Feasibility Study Schemes

December 19, 2024
JCM FS Secretariat
PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.
E-mail : jcmfs-sec@tk.pacific.co.jp

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future™

CONTENTS

Introduction of JCM FS

1. Purpose of JCM FS
2. Target countries, technologies and products
3. Expected exit strategy after JCM FS
4. Research items on JCM FS
5. JCM FS budget and eligibility for application
6. Overall schedule (in case of 1st call application in FY2024)
7. JCM FS records

2

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

Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
Call for FY2024 JCM Feasibility Study
Briefing for proposal

公募期間：令和5年4月24日（月）～5月26日（金）正午
Open from 24 April 2024 to 12:00 PM 26 May 2024

*Presentation is based on
JCMFS application guideline for FY2024.

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants
Producing The Future

1. Purpose

❑ Purpose

Examining the feasibility of a project to **commercialize** decarbonization technology(ies) and product(s) by Japanese and/or 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 scheme** or **Private JCM scheme** after completion of your proposed JCMFS.

4

2. Target countries, technologies and products

❑ Target countries

Current JCM partner countries
and prospective partner countries.



Current JCM partner countries

Source: JCM Introduction of the Joint Crediting Mechanism (JCM) & Financing Programme for JCM Model Projects

❑ Target technologies/products

Energy-derived CO2 emission reduction is necessary:

✓ Reduction of energy-derived CO2 emissions through the use of superior decarbonization technologies is necessary, and contribution to issue JCM credits in partner countries that have signed or perspective partner countries.

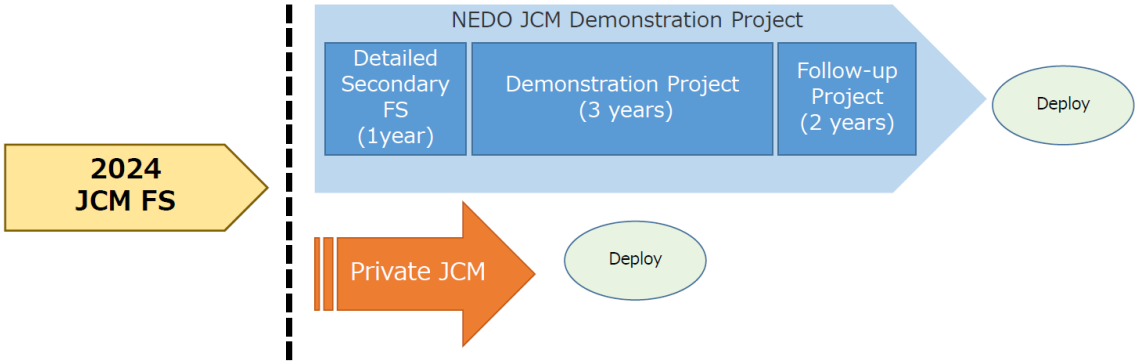
GHG Emission reduction should be calculated in a quantitative manner:

✓ GHG emission reductions shall be calculated in a quantitative manner. Applicant have to consider existing JCM methodology or propose a new JCM methodology. While no clear threshold for amount of GHG emission reductions will be set, priority may be given to proposals that are expected to achieve larger GHG emission reductions.

5

3. Expected exit strategy after JCM FS

- Exit strategy
  - NEDO JCM Demonstration Project, or
  - Private JCM project



6

3. Expected exit strategy after JCM FS

Differences in target technologies and assumed GHG emission reductions by each exit strategy.

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. The demonstration is necessary to overcome such technical issues. ② The demonstration project is expected to have **fossil energy-derived CO2 emission reductions**. ③ The demonstration project is expected to have **quantifiable GHG emission reductions**. ④ The dissemination strategy for proposed technology/system must be concrete and highly feasible. ⑤ 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 demonstration project**, and emission reductions of **10,000 t-CO2 or more per year during the period of diffusion and deployment** after the demonstration project is completed.	No specific criteria are set.

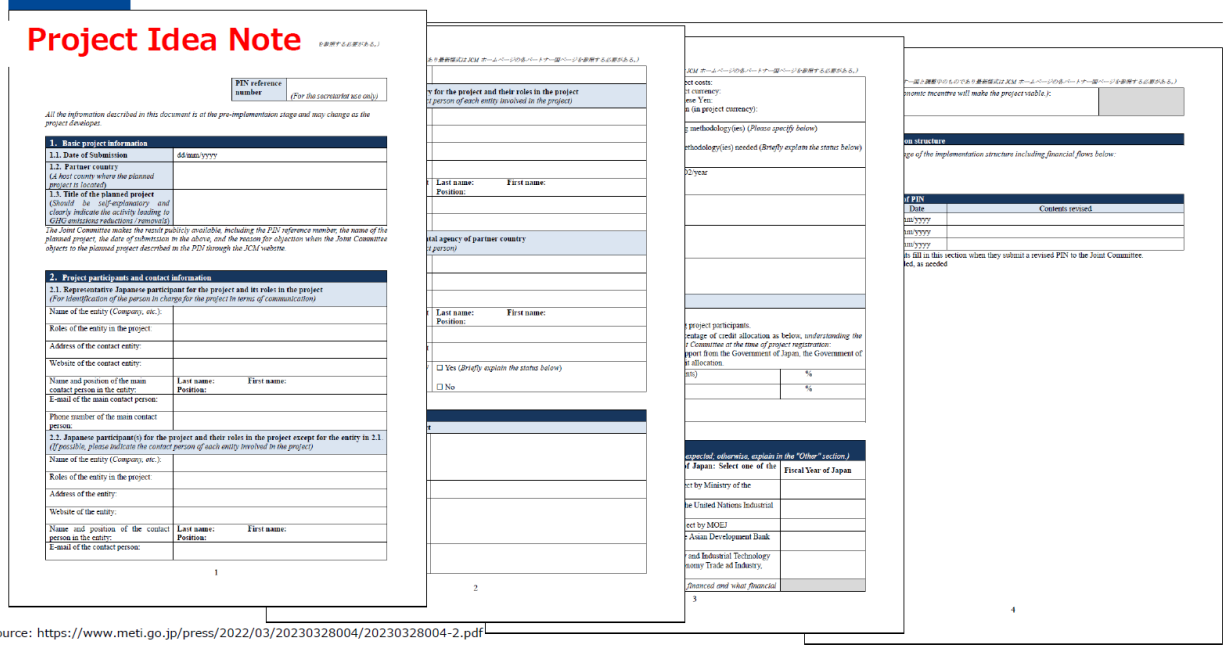
※ Both JCM Demonstration Project and Private JCM are only available for JCM Partner countries.

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4. Research items on JCM FS

	Items	Survey Details
1	**Research related policy and institutional trends in a proposed country**	● Identify trends policies and systems related to FS in a partner country, as well as issues and local needs.
2	**Research socio-economic situation and market trends in a proposed country**	● Understand socio-economic situation, market trends and local needs for proposed systems/technologies in a partner country.
3	**Analise issues and countermeasures against JCM project formation**	● Identify and analyze issues against project commercialization utilizing JCM (business risks, bottlenecks for dissemination, etc.) as well as countermeasures to be taken for JCM project formation .
4	**Draft a GHG emission reduction methodology and calculate GHG emission reductions by introducing proposed technology(ies)**	● Draft a GHG emission reduction methodology utilizing JCM methodology format and calculate GHG emission reduction potential for a proposed JCM project.
5	**Share a proposed JCM project idea with stakeholders**	● Discuss with government officials and business partners and related stakeholders on a proposed JCM project.
6	**Identify remaining issues and analyze solution for JCM project formation**	● Based on the results of JCM FS, identify remaining issues to be solved for JCM project formation from political, economical, social and technical perspectives, and consider their solutions.
7	**Draft a Project Idea Note (PIN) for JCM project registration**	● Based on the results of JCM FS, draft a PIN.

4. Research items on JCM FS


Project Idea Note

Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

5. JCM FS budget and eligibility for application

- **Type** : **Entrustment from JCMFS secretariat**
- **Schedule** : **from Contract date to 7 February 2024**

  Schedule of open call for proposal in 2024:

  1st call from 22 April to 24 May 2024 (7 projects approved). Contract date: middle July.

  2nd call from 22 July to 23 August 2024 (7 projects approved). Contract date: late September.

  3rd call from 21 October to 1 November 2024 (1 projects approved).Contract date: middle November
- **Budget** : **Maximum 15 million JPY (tax excluded)/proposal**

  = 100,000 USD/proposal (1USD=150JPY)

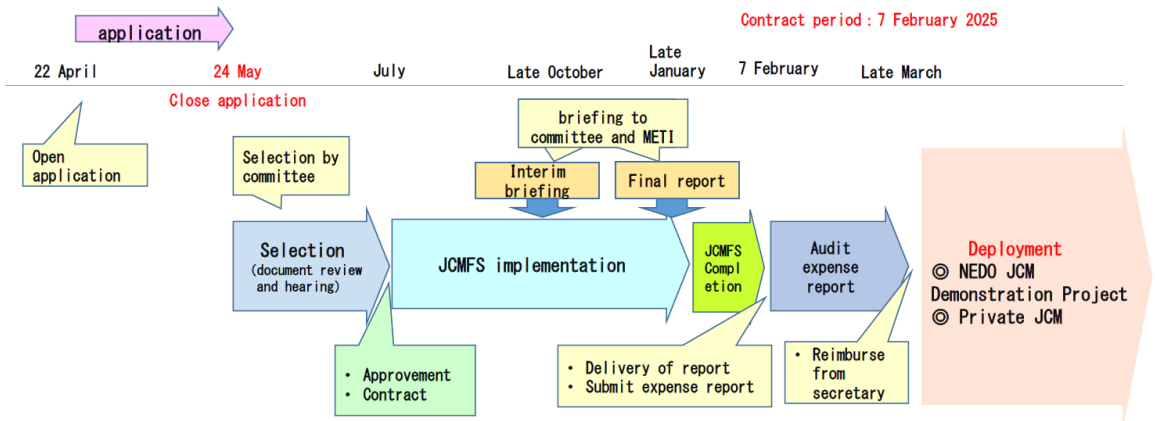
  = 90 million CLP/proposal (1USD=900CLP)
- **One of eligibilities for applicants** :

  Having a parent company in Japan.

  An overseas subsidiary of a Japanese company whose parent company's head office locates in Japan is also able to apply.

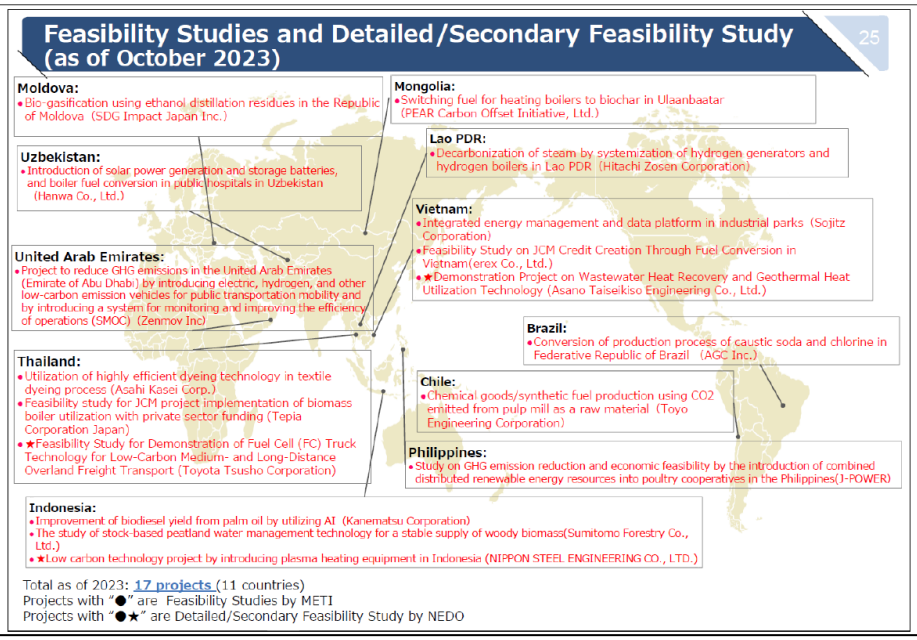
10

6. Overall schedule (in case of 1st call application in FY2024)



11

7. JCM FS records (FY2023)



Source: Recent Developments of the Joint Crediting Mechanism (JCM)(Government of Japan, May 2024) http://carbon-markets.env.go.jp/document/20240517_JCM_goj_eng.pdf

12

Pacific Consultants

7. JCM FS records (FY2024)

Approved in the 1st call in JFY2024

✓AGC Inc.
(Chile)JCM FS on the Introduction of Solar Thermal Power Generation in the Mining Industry

✓ Asahi Kasei Corp
(Thai) JCM FS on Energy-Efficient High-Definition Flexographic Printing Technology

✓ NTT COCOMO INC.
(Philippines) JCMFS on the Installation of Solar Panels and Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations

✓ Kubota Corp
(Philippines) on Biomass Power Generation Utilizing Agricultural Residues

✓ Sojitz Corp
(Uzbekistan) JCMFS on large-scale onshore wind power project

✓ Nippon Koei Co., Ltd.
(Costa Rica) JCMFS on the Introduction of Battery Locomotives for Cargo Railway

✓ Fine Eco Solution Co., Ltd.
(India) JCMFS on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung

Approved in the 2nd call in JFY2024

✓ MITSUI & CO., LTD.
(Kazakhstan) JCMFS on the Introduction of a Large-scale Onshore Wind Power Project

✓ JAPAN CARBON FRONTIER ORGANIZATION
(Thai) JCMFS on Biochar Production and Utilization

✓ EX Research Institute Ltd.
(India) JCMFS on Large-scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste

✓ NTT DATA INSTITUTE OF MANAGEMENT CONSULTING, Inc.
(Brazil) JCMFS on Biomass Power Generation Project Led by Private Sector

✓ Sustainable Holdings Co., Ltd.
(Papua New Guinea) JCMFS on Introduction of Hybrid Solar Power System

✓ NIPPON STEEL ENGINEERING CO., LTD.
(India) JCMFS on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology"

✓ Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
(India) JCMFS on Compressed Bio Gas Technology

Approved in the 3rd call in JFY2024

✓ Cleansystem CO., LTD.
(Georgia) JCM FS on the Utilization of Waste-Derived Fuel

添付 3.4. マレーシア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

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

マレーシア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 -

2025年2月5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

CONTENTS

JCM FSのご紹介
1. JCM FSの目的・対象
2. JCMパートナー国
3. JCM FS終了後の展開（想定する出口戦略）
4. JCM FSの調査項目及び調査内容
5. 実施規模等（2024度事業）
6. 全体スケジュール (2024年度1次公募の例)
7. 採択実績
8. 補足（NEDO関連事業）

2

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
Open from 24 April 2024 to 12:00 PM 26 May 2024

*本説明資料は2024年度のJCMFS公募要領を元にしています。

PRODUCING THE FUTURE

Pacific Consultants Producing The Future

1. JCM実現可能性調査の目的・対象

❑ 目的

- 本JCM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（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を調査・検討。

- 本JCM 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**。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）*1への応募、民間JCMプロジェクト*2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てきたところ。

*1 2024年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」（以下、JCM実証事業）
*2　民間資金を中心とするJCMプロジェクト（以下、民間JCM）

- 2025年度の出口については、その他JCMプロジェクトの実施に資する補助金を対象とすることも検討中。

4

1. JCM実現可能性調査の目的・対象

❑ **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ないが、一定以上の規模のGHG排出削減量が見込める提案を優先）

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

2. JCMパートナー国（29カ国）

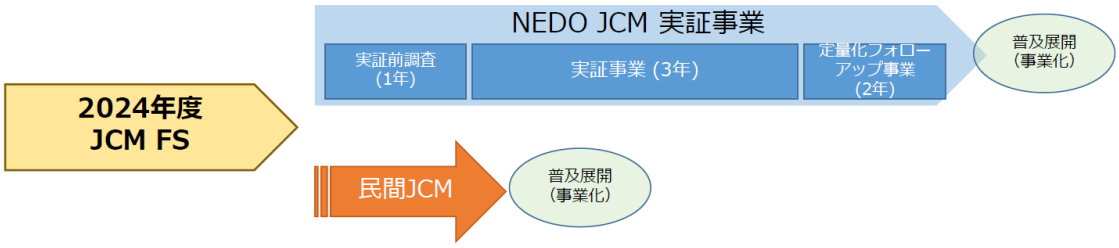


出典：二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism (JCM)の最新動向（2024年5月）
http://carbon-markets.env.go.jp/document/20240517_JCM_goj_jpn.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

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）



7

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 エネルギー起源二酸化炭素（エネルギーの使用に伴って発生する二酸化炭素をいう。）の排出の抑制に関する事業であること。（例えば、森林由来による二酸化炭素吸収のみに関する事業は対象外） ③ 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であること。 ④ 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。 ⑤ 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。	一概に制約はありませんが、パートナー国におけるNDCのconditional target(s)(国際的な支援により達成する目標)などを参照し、検討しているプロジェクトがパートナー国政府によって期待されるセクター・脱炭素技術等に含まれているかどうか確認を十分に行うことが重要です。 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クレジットが発行可能であり、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まれること。 ※NEDO JCM実証事業に準ずる。	特に基準は設けていない。 ※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参照ください。

8

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4. JCM FSの調査項目及び調査内容

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. 提案技術や事業の実施に関連する相手国の社会経済環境や市場動向の分析	● 相手国におけるFSに関連する技術や事業の社会経済環境や市場の動向及び課題・現地ニーズを把握する。 ● 対象とする社会経済環境・市場の動向には、競合企業等の動向を含む市場の競争環境、提案技術の需要、原材料の調達可能性等を含むものとする。
3. 事業化およびJCMプロジェクト化に向けた課題の検討	● 上記1,2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・普及戦略への課題の把握と対応策の調査・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）。 ● 相手国内他地域、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。
4. GHG排出削減量の算定および排出削減貢献の検討とJCM方法論案の作成	● JCMプロジェクト化した際のプロジェクトレベルでの**GHG排出削減見込量の試算**を行う。GHG排出削減量試算のために、**JCM 方法論案の検討・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）。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

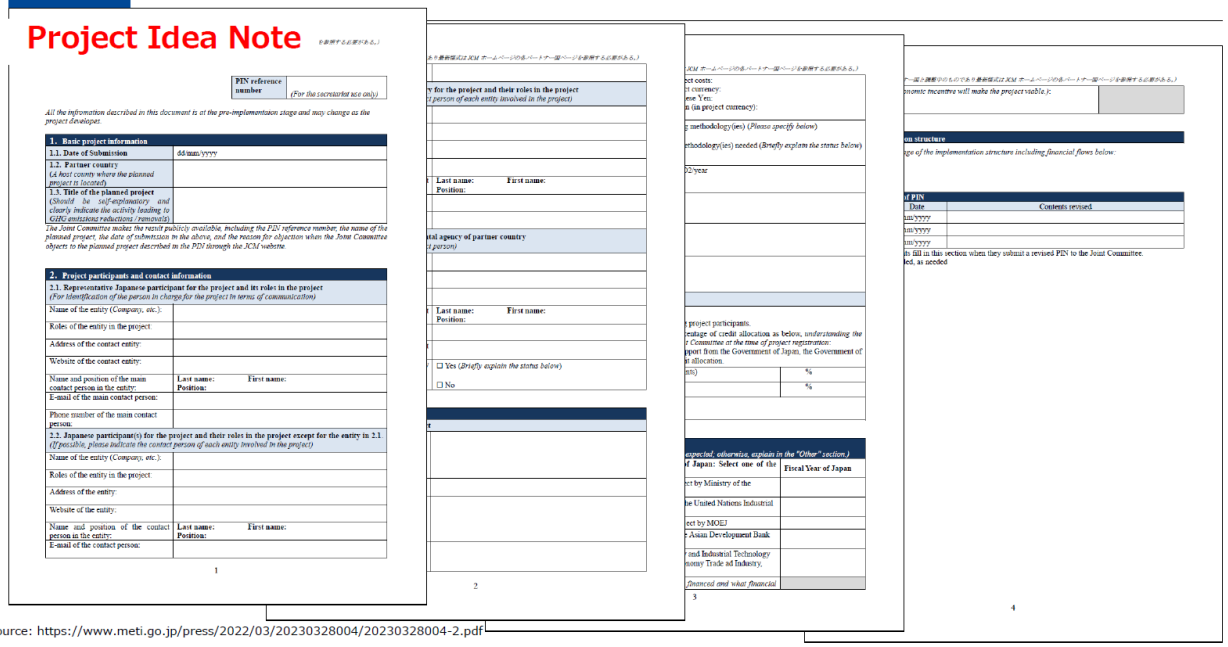
4. JCM FSの調査項目及び調査内容

調査項目	調査内容
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。
6. 今後の課題と対応策の検討	● 1～5の調査成果を踏まえ、今後の事業化およびJCMプロジェクト化、普及展開を進めるにあたり、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）。
7. Project Idea Note（PIN）案の作成	● JCMプロジェクト化に向けたPIN案を作成すること。 ● PIN案の作成は、脚注2の「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（改定版）」を参照すること。

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

4. JCM FSの調査項目及び調査内容

Project Idea Note



Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

5. 実施規模等（2024年度事業の例）

- **実施形態：**委託事業

- **実施期間：**契約締結日～2025年2月7日（金）
  1次公募　4月22日～5月24日(7件採択)、契約締結日:7月中旬
  2次公募　7月22日～8月23日(7件採択)、契約締結日:9月下旬
  3次公募　10月21日～11月1日(1件採択)、契約締結日:11月中旬
  ※2025年度の公募は、4月と7月の２回（予定）。

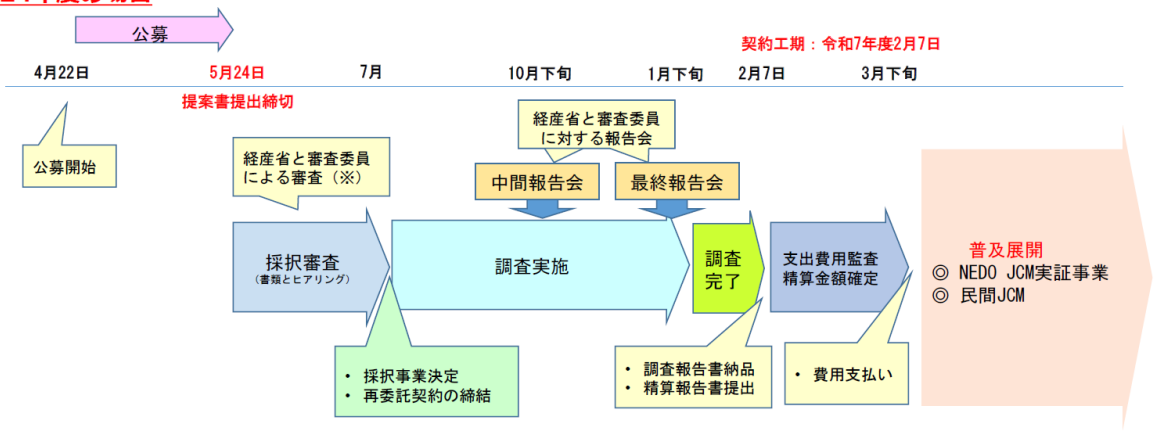
- **実施規模：**15百万円以内／1件（税抜）
  ≒42万リンギット／1件（税抜）
  最大採択件数：15件程度を想定

注 1）1件あたりのFS費用の上限を超える提案は採択されません。
注 2）採択件数については、提案事業の内容等を勘案して経済産業省において決定します。
注 3）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。

12

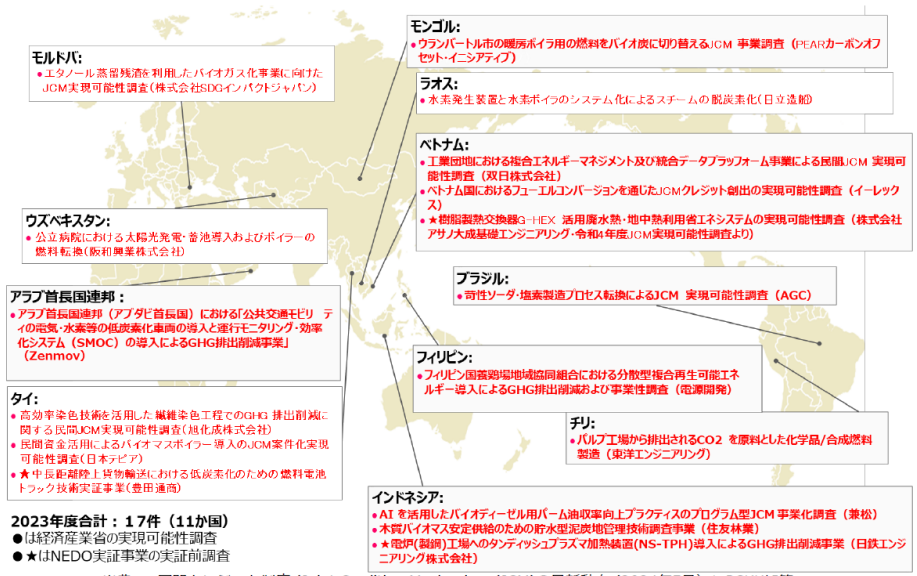
6. 全体スケジュール (2024年度1次公募の例)

2024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。

7. 経済産業省が実施する実現可能性調査及び実証前調査（2023年度採択実績）



2023年度合計：17件（11か国）
●は経済産業省の実現可能性調査
●★はNEDO実証事業の実証前調査

出典：二国間クレジット制度 (Joint Crediting Mechanism (JCM)の最新動向 (2024年5月）にPCKK加筆
http://carbon-markets.env.go.jp/document/20240517_JCM_goj_jpn.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

2024年度JCMFS採択事業者

2024年度1次公募採択

✓ 旭化成株式会社
タイにおける省エネ高精細フレキソ印刷技術に関するJCM実現可能性調査

✓ AGC株式会社
チリにおける鉱業での太陽熱発電導入に関するJCM実現可能性調査

✓ 株式会社NTTドコモ
フィリピンにおける無線基地局へのソーラーパネルと蓄電池の設置及び最適電力制御技術に関するJCM実現可能性調査

✓ 株式会社クボタ
フィリピンにおける農業残渣を活用したバイオマス発電に関するJCM実現可能性調査

✓ 双日株式会社
ウズベキスタンにおける大型風力発電事業導入に関するJCM実現可能性調査

✓ 日本工営株式会社
コスタリカにおける貨物鉄道への蓄電池機関車導入に関するJCM実現可能性調

✓ ファイン・エコソリューション株式会社
インドにおける牛糞由来のメタンガスを使用した分散型発電システムの導入に関するJCM 実現可能性調

2024年度3次公募採択

✓ クリーンシステム株式会社
ジョージアにおける廃棄物由来燃料の利用に関するJCM実現可能性調査

2024年度2次公募採択

✓ 一般財団法人カーボンフロンティア機構
タイにおけるバイオチャー製造・利用に関するJCM実現可能性調査

✓ 株式会社エックス都市研究所
インドにおける石油化学産業への大規模Waste to Steam導入と都市廃棄物の広域輸送システムに関するJCM実現可能性調査

✓ 株式会社エヌ・ティ・ティ・データ経営研究所
ブラジルにおける民間主導によるバイオマス発電事業に関するJCM実現可能性調査

✓ サステナブルホールディングス株式会社
パプアニューギニアにおけるハイブリッド太陽光発電システムの導入に関するJCM実現可能性調査

✓ 日鉄エンジニアリング株式会社
インドにおける「第二世代バイオエタノール製造技術」導入に関するJCM実現可能性調査

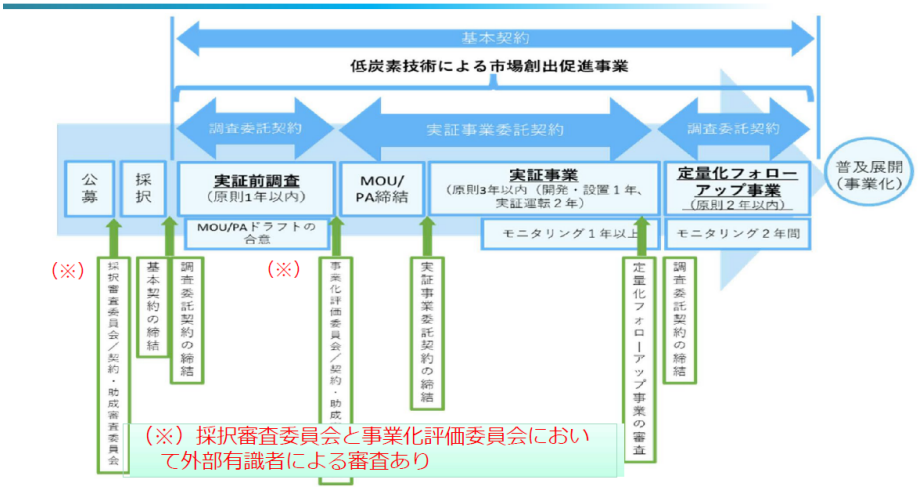
✓ 三井物産株式会社
カザフスタン共和国における大型風力発電の導入に関するJCM実現可能性調査

✓ Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.
インドにおけるCompressed Bio Gas 技術に関するJCM実現可能性調査

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

8.二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/低炭素技術による市場創出促進事業（2024年度）

「低炭素技術による市場創出促進事業」の流れ



出典：2024年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」に係る公募についてhttps://www.nedo.go.jp/content/100974867.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

8.二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/低炭素技術による市場創出促進事業（2024年度）

●実施形態：**委託事業（NEDO負担率100%）**

① 実証前調査

[概要] 実証事業を実施する上で必要となる実証計画の策定、普及の蓋然性、温室効果ガスの排出削減効果及びその定量化手法（JCM方法論等）等について調査する。また、PAについて、締結先候補から事前の合意を取り付けるとともに、実証概要を必要な相手国組織に説明し、了解を得る。

- ✓ [実施期間] **原則1年以内**
- ✓ [実施規模] **原則50百万円以内／1件（税込）**

② 実証事業

- ✓ [概要] 実証設備・システムの導入・実証運転を行い、温室効果ガス排出削減効果の定量化JCM手続き実施によるJCMクレジット獲得に取り組む。
- ✓ [実施期間] **原則3年以内**（開発・設置1年、実証運転2年、モニタリング1年以上）
- ✓ [実施規模] **原則1,000百万円以内／1件（税込）**

③ 定量化フォローアップ事業

- ✓ [概要] 実証事業終了後、我が国の貢献により着実な温室効果ガス削減効果とクレジット発行が見込まれる案件に対して、定量化とJCM手続き実施によるJCMクレジット獲得の拡大を継続する。また、技術・システムの普及が望める案件に対して、その成果の普及に係る活動を支援する。
  （**※なお、本事業における実証設備・システムの操業費用はNEDOは負担しません。**）
- ✓ [実施期間] **原則2年以内**
- ✓ [実施規模] **原則20百万円以内／1件（税込）**

出典：2024年度「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／低炭素技術による市場創出促進事業（実証前調査）」に係る公募についてhttps://www.nedo.go.jp/content/100974867.pdf

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Commissioned work by Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

Seminar on Exploring Collaboration Opportunities toward Decarbonized and Sustainable Society in India

Introduction of JCM feasibility study scheme by METI and Key points for application

March 4, 2025

JCM FS Secretariat

PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.

PRODUCING THE FUTURE

Copyright © PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.

contents

1. **Introduction of PACIFIC CONSULTANTS**
2. **Introduction of JCM feasibility study**
   1. Purpose of the JCM FS
   2. Target countries, technologies and products
   3. Expected exit strategies after the JCM FS
   4. Research items on the JCM FS
   5. JCM FS budget and eligibilities for application
   6. Schedule (in case of 1st call application in FY2024)
   7. JCM FS records and examples

© PACIFIC CONSULTANTS CO., LTD.

PACIFIC CONSULTANTS

No.1 General Construction Consulting firm



President/CEO
Osamu Omoto



President/Senior Executive Officer,
Global Company　Kazuhiro Doi

2,200 Employee

Annual Turn Over: **JY54Billion**

Number for projects: **4,000/year**



Our business field

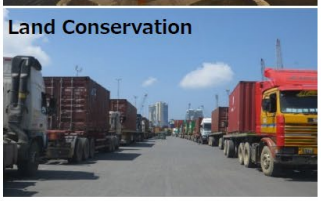


















Pacific Consultants
Producing The Future™

Our history 1951-2023



Tokaido Shinkansen

1961

1963

Tomei Highway





Tanegashima Space Center

1971

1988

Honshu-Shikoku bridge express way





The metropolitan area outer underground discharge channel

2002

2004

Re-expansion of Tokyo international airport





Kyoto Mechanism Project

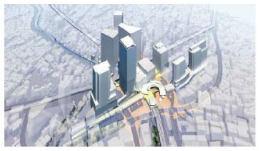
2006

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Pacific Consultants
Producing The Future™

Our history 1951-2023

Shibuya Redevelopment Project



2009

Tohoku Reconstruction Project



2011

Design of highway in Yokohama



2015

Toyama St. TOD Project + LRT Network Project



2017

Projects in Japan

2013



Development of the urban railway in Jakarta

2016



infrastructures in Myanmar

2021



Recovery project from cyclone Idai in Mozambique

Oversea Projects

LTD.

METI's support for the JCM partner countries

- METI supports the introduction of **advanced decarbonizing technologies though Demonstration Projects** which contribute to the decarbonization of the JCM partner countries.
- The project cost burdened by Japanese side is **100% supported by Japanese government (METI/NEDO).**

Examples of past projects



Optimization in petroleum refining plant, Yokogawa Electric Corp. Indonesia



Energy-saving of mobile communications base transceiver stations, KDDI Corp. Indonesia

Total: 11 projects in 6 countries (As of July 2023)

JCM Feasibility Study by METI

Scope:

- Consider basic elements of the demonstration (technology, project site, stakeholders, etc.)
- Establish the basis of JCM methodology for quantification of the GHG emission reduction
- Study the possibility of dissemination of the introduced technology
- Project cost: 15 million JPY (approx.116 thousand USD) per study

Project period: Up to 1 year

Assumed technical areas: Energy efficiency with IoT, EMS, Renewable energy, CCS/CCUS, Hydrogen/Ammonia, etc.

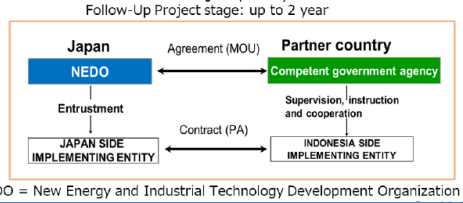
JCM Demonstration Program by NEDO (*)

Scope:

Demonstrate and verify the effectiveness of advanced decarbonizing technology:

- Introduction of relevant facilities and systems, and conduct demonstration
- Quantification of GHG emission reduction effectiveness
- JCM procedure toward issuance of JCM credits
- Budget for FY 2024: 0.7 billion JPY (approx. 4.7 million USD)

Project period: Pre-demonstration stage: up to 1 year
Demonstration stage: up to 3 year
Follow-Up Project stage: up to 2 year



* NEDO = New Energy and Industrial Technology Development Organization

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry

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
（JCM実現可能性調査）
企画提案の公募説明会資料

Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
Call for FY2024 JCM Feasibility Study
Briefing for proposal

公募期間：令和5年4月24日（月）～5月26日（金）正午
Open from 24 April 2024 to 12:00 PM 26 May 2024

***This presentation is based on the JCMFS application guideline for FY2024 (Only in Japanese).**
https://jcmfs.meti.go.jp/

PRODUCING THE FUTURE

1. Purpose of the JCM FS

❑ Purpose

Examining the feasibility of a project to **commercialize** decarbonization technology(ies) and product(s) by Japanese and/or 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 scheme** or **Private JCM scheme** after completion of your proposed JCMFS.

*Note:
NEDO JCM Demonstration is financed by NEDO.
Private JCM is "JCM project that is financed by private sector".

9

2. Target countries, technologies and products

❑ Target countries

Current JCM partner countries
and prospective partner countries.



Current JCM partner countries

Source: JCM Introduction of the Joint Crediting Mechanism (JCM) & Financing Programme for JCM Model Projects

❑ Target technologies/products

Energy-derived CO2 emission reduction is necessary:

✓ Reduction of energy-derived CO2 emissions through the use of superior decarbonization technologies is necessary, and contribution to issue JCM credits in partner countries that have signed or perspective partner countries.

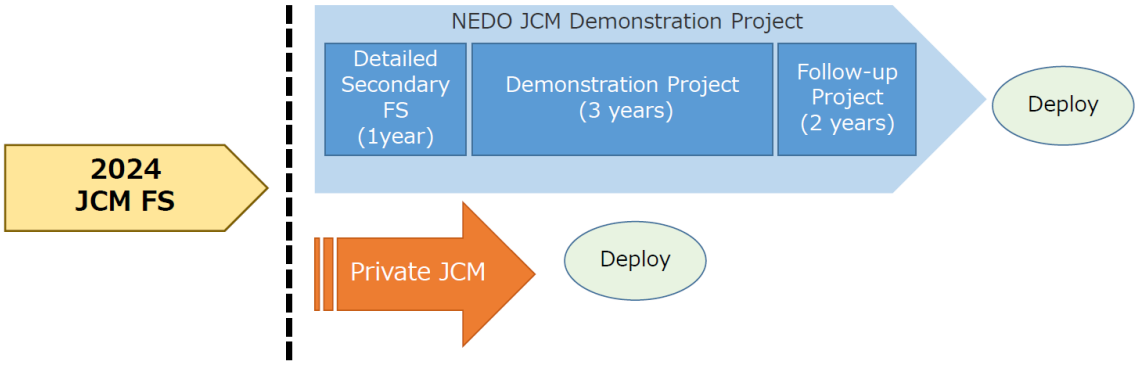
GHG Emission reduction should be calculated in a quantitative manner:

✓ GHG emission reductions shall be calculated in a quantitative manner. Applicant have to consider existing JCM methodology or propose a new JCM methodology. While no clear threshold for amount of GHG emission reductions will be set, priority may be given to proposals that are expected to achieve larger GHG emission reductions.

10

3. Expected exit strategies after the JCM FS

- Exit strategy
  - NEDO JCM Demonstration Project, or
  - Private JCM project



11

3. Expected exit strategies after the JCM FS

Differences in target technologies and assumed GHG emission reductions by each exit strategy.

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. The demonstration is necessary to overcome such technical issues. ② The demonstration project is expected to have **fossil energy-derived CO2 emission reductions**. ③ The demonstration project is expected to have **quantifiable GHG emission reductions**. ④ The dissemination strategy for proposed technology/system must be concrete and highly feasible. ⑤ 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 demonstration project**, and emission reductions of **10,000 t-CO2 or more per year during the period of diffusion and deployment** after the demonstration project is completed.	No specific criteria are set.

※ Both JCM Demonstration Project and Private JCM are only applicable for JCM Partner countries.

12

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

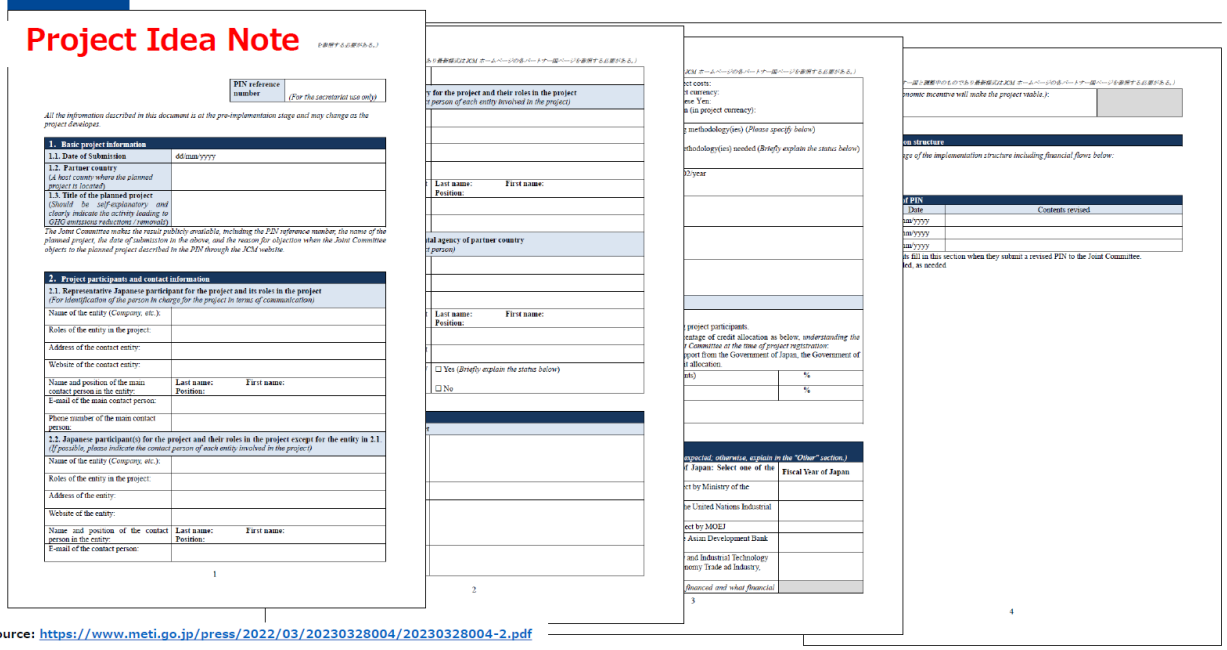
Pacific Consultants

4. Research items on the the JCM FS

	Items	Example of Survey Details
1	**Research related policy and institutional trends in a proposed country**	● Research trends of policies related to FS in a partner country.
2	**Research socio-economic situation and market trends in a proposed country**	● Understand socio-economic situation, market trends and local needs for proposed systems/technologies in a partner country.
3	**Analise issues and countermeasures against JCM project formation**	● Identify and analyze issues against project commercialization utilizing JCM (business risks, bottlenecks for dissemination, etc.) as well as countermeasures to be taken for JCM project formation .
4	**Draft a GHG emission reduction methodology and calculate GHG emission reductions by introducing proposed technology(ies)**	● Draft a GHG emission reduction methodology utilizing JCM methodology format and calculate GHG emission reduction potential for a proposed JCM project idea.
5	**Share a proposed JCM project idea with stakeholders**	● Discuss with government officials and business partners and related stakeholders on a proposed JCM project.
6	**Identify remaining issues and analyze solution for JCM project formation**	● Based on the results of JCM FS, identify remaining issues to be solved for JCM project formation from political, economical, social and technical perspectives, and consider their solutions.
7	**Draft a Project Idea Note (PIN) for JCM project registration**	● Based on the results of JCM FS, draft a PIN.

Pacific Consultants

4. Research items on the JCM FS



Source: https://www.meti.go.jp/press/2022/03/20230328004/20230328004-2.pdf

5. JCM FS budget and eligibilities for application

- **Type** : **Entrustment from JCMFS secretariat**
- **Schedule : from Contract date to 7 February 2024**

  Schedule of open call for proposal in 2024:

  1st call from 22 April to 24 May 2024 (7 projects approved). Contract date: middle July.

  2nd call from 22 July to 23 August 2024 (7 projects approved). Contract date: late September.

  3rd call from 21 October to 1 November 2024 (1 projects approved).Contract date: middle November

- **Budget : Maximum 15 million JPY (tax excluded)/proposal**

  = approx. 100,000 USD/proposal (1USD=150JPY)

  = approx. 8.5 million INR/proposal (1INR=1.75JPY)

- **One of eligibilities for applicants :**

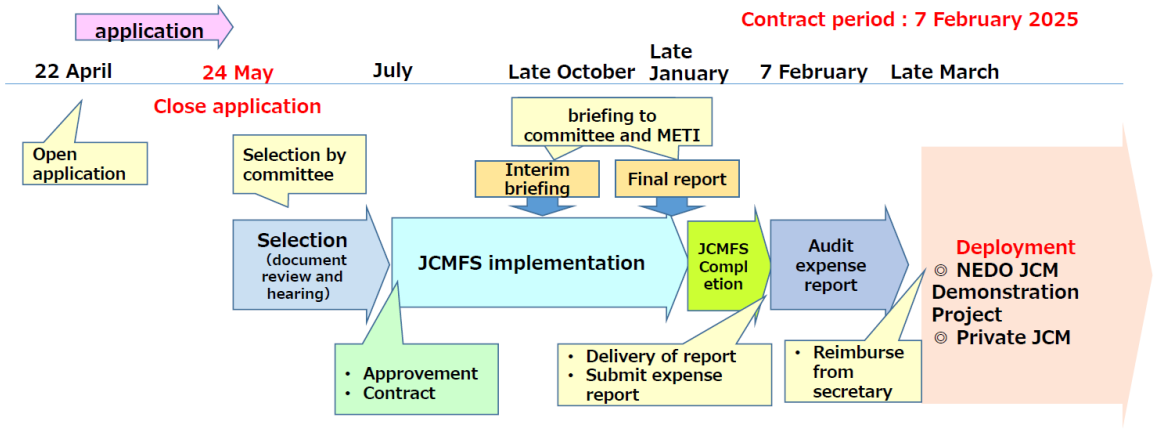
  ✓ Having a parent company in Japan.

  ✓ Japanese parent company's overseas subsidiary is also able to apply.

  *Note: All documents for application must be in Japanese.

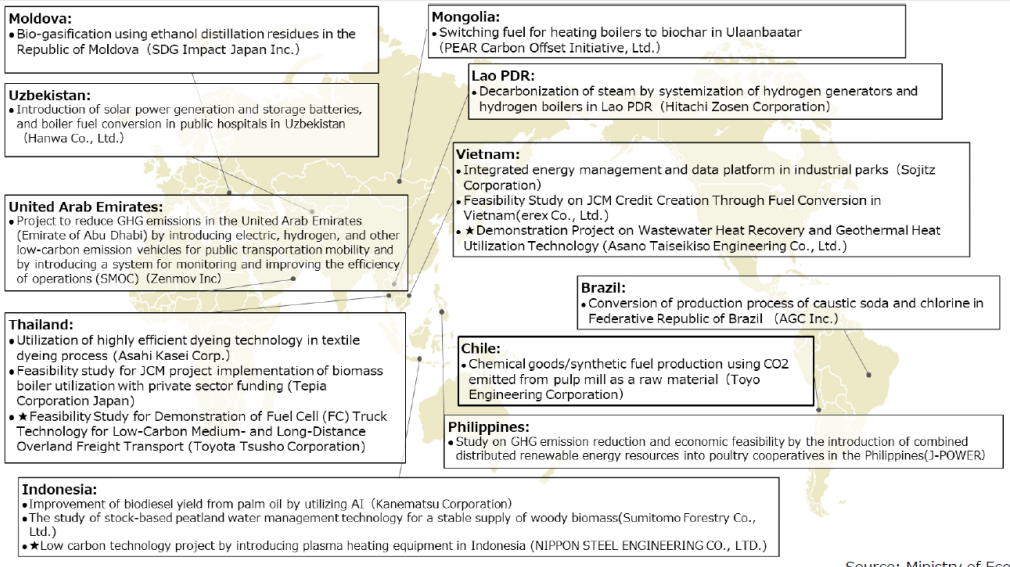
15

6. Schedule (in case of 1st call application in FY2024)



16

Feasibility Studies and Detailed/Secondary Feasibility Study: (FY 2023)



Moldova:
- Bio-gasification using ethanol distillation residues in the Republic of Moldova (SDG Impact Japan Inc.)

Uzbekistan:
- Introduction of solar power generation and storage batteries, and boiler fuel conversion in public hospitals in Uzbekistan (Hanwa Co., Ltd.)

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)

Thailand:
- Utilization of highly efficient dyeing technology in textile dyeing process (Asahi Kasei Corp.)
- Feasibility study for JCM project implementation of biomass boiler utilization with private sector funding (Tepia Corporation Japan)
- ★Feasibility Study for Demonstration of Fuel Cell (FC) Truck Technology for Low-Carbon Medium- and Long-Distance Overland Freight Transport (Toyota Tsusho Corporation)

Indonesia:
- Improvement of biodiesel yield from palm oil by utilizing AI (Kanematsu Corporation)
- The study of stock-based peatland water management technology for a stable supply of woody biomass(Sumitomo Forestry Co., Ltd.)
- ★Low carbon technology project by introducing plasma heating equipment in Indonesia (NIPPON STEEL ENGINEERING CO., LTD.)

Mongolia:
- Switching fuel for heating boilers to biochar in Ulaanbaatar (PEAR Carbon Offset Initiative, Ltd.)

Lao PDR:
- Decarbonization of steam by systemization of hydrogen generators and hydrogen boilers in Lao PDR (Hitachi Zosen Corporation)

Vietnam:
- Integrated energy management and data platform in industrial parks (Sojitz Corporation)
- Feasibility Study on JCM Credit Creation Through Fuel Conversion in Vietnam(erex Co., Ltd.)
- ★Demonstration Project on Wastewater Heat Recovery and Geothermal Heat Utilization Technology (Asano Taiseikiso Engineering Co., Ltd.)

Brazil:
- Conversion of production process of caustic soda and chlorine in Federative Republic of Brazil (AGC Inc.)

Chile:
- Chemical goods/synthetic fuel production using CO2 emitted from pulp mill as a raw material (Toyo Engineering Corporation)

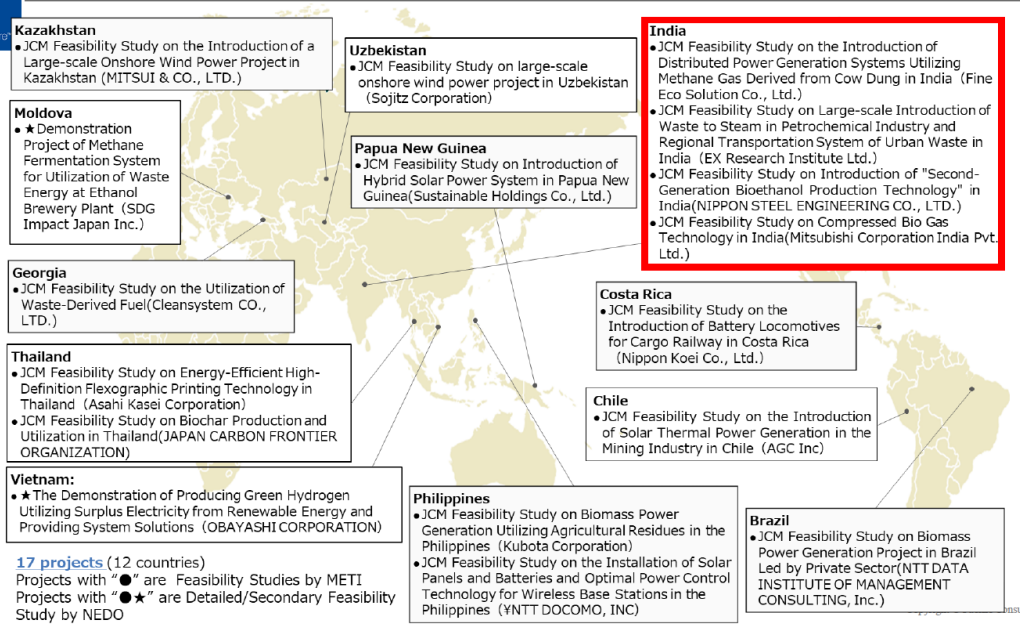
Philippines:
- Study on GHG emission reduction and economic feasibility by the introduction of combined distributed renewable energy resources into poultry cooperatives in the Philippines()-POWER)

Total as of 2023: 17 projects (11 countries)
Projects with "●" are Feasibility Studies by METI
Projects with "●★" are Detailed/Secondary Feasibility Study by NEDO

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

Feasibility Studies and Detailed/Secondary Feasibility Study: (FY 2024)



Kazakhstan
- JCM Feasibility Study on the Introduction of a Large-scale Onshore Wind Power Project in Kazakhstan (MITSUI & CO., LTD.)

Uzbekistan
- JCM Feasibility Study on large-scale onshore wind power project in Uzbekistan (Sojitz Corporation)

Moldova
- ★Demonstration Project of Methane Fermentation System for Utilization of Waste Energy at Ethanol Brewery Plant (SDG Impact Japan Inc.)

Papua New Guinea
- JCM Feasibility Study on Introduction of Hybrid Solar Power System in Papua New Guinea(Sustainable Holdings Co., Ltd.)

India
- JCM Feasibility Study on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung in India (Fine Eco Solution Co., Ltd.)
- JCM Feasibility Study on Large-scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste in India (EX Research Institute Ltd.)
- JCM Feasibility Study on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology" in India(NIPPON STEEL ENGINEERING CO., LTD.)
- JCM Feasibility Study on Compressed Bio Gas Technology in India(Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.)

Distributed Biogas

Waste to Steam

2nd-G Bioethanol

CBG

Georgia
- JCM Feasibility Study on the Utilization of Waste-Derived Fuel(Cleansystem CO., LTD.)

Costa Rica
- JCM Feasibility Study on the Introduction of Battery Locomotives for Cargo Railway in Costa Rica (Nippon Koei Co., Ltd.)

Thailand
- JCM Feasibility Study on Energy-Efficient High-Definition Flexographic Printing Technology in Thailand (Asahi Kasei Corporation)
- JCM Feasibility Study on Biochar Production and Utilization in Thailand(JAPAN CARBON FRONTIER ORGANIZATION)

Chile
- JCM Feasibility Study on the Introduction of Solar Thermal Power Generation in the Mining Industry in Chile (AGC Inc)

Vietnam:
- ★The Demonstration of Producing Green Hydrogen Utilizing Surplus Electricity from Renewable Energy and Providing System Solutions (OBAYASHI CORPORATION)

Philippines
- JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Utilizing Agricultural Residues in the Philippines (Kubota Corporation)
- JCM Feasibility Study on the Installation of Solar Panels and Batteries and Optimal Power Control Technology for Wireless Base Stations in the Philippines (¥NTT DOCOMO, INC)

Brazil
- JCM Feasibility Study on Biomass Power Generation Project in Brazil Led by Private Sector(NTT DATA INSTITUTE OF MANAGEMENT CONSULTING, Inc.)

17 projects (12 countries)
Projects with "●" are Feasibility Studies by METI
Projects with "●★" are Detailed/Secondary Feasibility Study by NEDO

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry

Consultants Co., LTD.

Feasibility Studies in India: (FY 2024)

- JCM Feasibility Study on the Introduction of Distributed Power Generation Systems Utilizing Methane Gas Derived from Cow Dung in India （Fine Eco Solution Co., Ltd.）
- JCM Feasibility Study on Large-scale Introduction of Waste to Steam in Petrochemical Industry and Regional Transportation System of Urban Waste in India （EX Research Institute Ltd.）
- JCM Feasibility Study on Introduction of "Second-Generation Bioethanol Production Technology" in India (NIPPON STEEL ENGINEERING CO., LTD.)
- JCM Feasibility Study on Compressed Bio Gas Technology in India (Mitsubishi Corporation India Pvt. Ltd.)

Copyright © Pacific Consultants Co., LTD.

添付 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　令和 6 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 6 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
12 - 47	―	2.3 JCM FS 成果概要一式
262 - 699	―	添付 2 公募採択事業者の概要報告書は、各社報告書で示す二次利用未承諾リストに従う
700 - 734	―	添付 3 セミナーでのパシフィックコンサルタンツ発表資料一式