経済産業省 御中

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

2021 年 3 月

株式会社三菱総合研究所

（余白頁）

目 次

1. 目的及び実施項目 1-1

1.1 目　的 1-1

1.2 実施項目 1-2

2. 実現可能性調査支援（JCM 低炭素 FS） 2-1

2.1 公募・進捗管理等の FS 事務局運営 2-1

2.2 アズビル株式会社による実施課題の成果概要 2-4

2.3 出光興産株式会社による実施課題の成果概要 2-8

2.4 ダイキン工業株式会社による実施課題の成果概要 2-11

2.5 株式会社フジタによる実施課題の成果概要 2-14

3. 実現可能性調査支援（CCUS 国際連携事業） 3-1

3.1 公募・進捗管理等の CCUS 事務局運営 3-1

3.2 各事業の成果概要 3-3

3.3 温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の検討まとめ 3-10

4. 人材育成事業支援 4-1

4.1 CEFIA ファイナンス・バーチャル・ワークショップ 4-1

4.2 ファイナンス分野での人材育成の取り組みの方向性 4-3

5. CEFIA 国内事務局の運営、関連調査 5-1

5.1 フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務 5-1

5.2 第２回 CEFIA 官民フォーラム開催 5-17

5.3 イベントの開催等 5-21

5.4 ASEAN エネルギー協力行動計画への貢献に関する検討 5-30

5.5 CEFIA デジタルプラットフォームの検討及び構築・運営 5-37

5.6 国内検討会の開催 5-40

5.7 CEFIA に関連する国際機関・団体との連携 5-44

6. JCM 等を活用した CCUS の普及展開に向けた調査 6-1

6.1 CCUS 関連法制度の調査 6-1

6.2 先進ビジネスモデルの調査 6-90

6.3 CCUS プロジェクトの普及展開策の検討 6-104

6.4 CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等 6-183

添付資料

図 目 次

図 5-1　食品・飲料工場のエネルギーの流れ 5-3
図 5-2　ZEB の ASEAN への展開 5-6
図 5-3　オープニングセッションの模様 5-18
図 5-4　CEFIA 活動と APACE との接続の考え方 5-31
図 5-5　CEFIA デジタルプラットフォームのコンセプト 5-38
図 5-6　CEFIA デジタルプラットフォームの website 5-38
図 5-7　CEFIA デジタルプラットフォームの構成 5-39
図 5-8　国内 CEFIA 検討会の実施方針 5-40
図 5-9　基本方針の要点 5-42
図 5-10　CEFIA が目指す国際貢献の領域 5-42
図 5-11　CEFIA コラボレーション・ロードマップの構成と APAEC フェーズ II との連携案 5-43
図 6-1　世界全体の CCUS のプロジェクトの推移と規模 6-1
図 6-2　世界全体の毎年 CO2 回収および貯留容量の推移 6-3
図 6-3　2016-26 年におけるセクション 45Q 税額控除のクレジット値（$/tCO2） 6-9
図 6-4　イリノイ州の例 6-13
図 6-5　EU の資金支援プログラムの概要図 6-21
図 6-6　Longship プロジェクトの概要図 6-22
図 6-7　オランダ政府の国家気候協定におけるセクター別削減目標 6-28
図 6-8　豪州の技術投資ロードマップ 6-34
図 6-9　豪州の連邦及び州の CCS 法規制の適用範囲 6-36
図 6-10　豪州における沖合領域 6-37
図 6-11　インドネシアにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-43
図 6-12　マレーシアにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-50
図 6-13　タイにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例 6-57
図 6-14　ベトナムにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例 6-63
図 6-15　カンボジアにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-70
図 6-16　フィリピンにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例 6-71
図 6-17　ブルネイ・ダルサラームにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-72
図 6-18　ミャンマーにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-74
図 6-19　ラオスにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-75
図 6-20　サウジアラビアにおける CO2 貯留ポテンシャル 6-77
図 6-21　日本のカーボンリサイクル技術ロードマップ 6-83
図 6-22　IEA のモデルで採用された CCS のプロジェクトライフサイクル 6-84
図 6-23　CCUS プロジェクトライフサイクルにおける法規制のモデル 6-88
図 6-24　Longship プロジェクトの全体像 6-91
図 6-25　Porthos プロジェクトの概略図 6-93
図 6-26　Net Zero Teesside の全体像 6-97
図 6-27　CarbonSAFE が行っている調査の分布図 6-98

図 6-28　肥料工場と油田の位置関係 6-103
図 6-29　CCUS ネットワークファンドの概念図 6-107
図 6-30　アジア CCUS ネットワークの運営コンセプト案 6-108
図 6-31　米国-カナダ越境 EOR 6-112
図 6-32　Snohvit プロジェクト概要 6-113
図 6-33　苫小牧 CCS 促進協議会通信（年 1 回発行） 6-114
図 6-34　CCUS サイトの紹介映像 6-115
図 6-35　CCS を題材とした授業の紹介映像 6-115
図 6-36　GCCSI および CSIRO が作成した手引書 6-116
図 6-37　ESTEEM メソッドのプロセス 6-117
図 6-38　アジア汚水管理パートナーシップの取り組み概要 6-118
図 6-39　横浜市を中心とした水ビジネススキーム 6-119
図 6-40　横浜ウォーターの海外案件実績 6-119
図 6-41　米国 DARPA の新技術実装化スキーム 6-121
図 6-42　3 か国における国際ガスパイプライン（計画を含む）及び CO_2 貯留地 .. 6-122
図 6-43　インドネシアにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図 6-123
図 6-44　インドネシアにおける石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-124
図 6-45　天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-125
図 6-46　製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-126
図 6-47　鉄鋼所及びガスパイプラインと CO2 貯留地 6-127
図 6-48　セメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-128
図 6-49　ベトナムにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図 6-129
図 6-50　ベトナムにおける石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 . 6-130
図 6-51　ベトナムにおける天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-131
図 6-52　ベトナムにおける製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-132
図 6-53　ベトナムにおける製鉄所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-133
図 6-54　ベトナムにおけるセメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-134
図 6-55　マレーシアにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図 6-135
図 6-56　マレーシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-136
図 6-57　マレーシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-137
図 6-58　マレーシアにおける製油所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-138
図 6-59　マレーシアにおける製鉄所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-139
図 6-60　マレーシアにおけるセメント工場及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地 6-140
図 6-61　国別参画企業数 6-142
図 6-62　業種別参画企業数（日本） 6-143
図 6-63　業種別参画企業数（海外） 6-143
図 6-64　CCUS の種別企業数（日本） 6-144

図 6-65　CCUS の種別企業数（海外） 6-144
図 6-66　CO2 の転換先・利用先企業数（日本） 6-145
図 6-67　CO2 の転換先・利用先企業数（海外） 6-146
図 6-68　CCS プロジェクト内事業領域別企業数（日本） 6-147
図 6-69　CCS 事業領域別企業数（海外） 6-147

表 目 次

表 2-1　JCM 低炭素 FS の実施課題 2-2
表 3-1　公募の結果 3-2
表 3-2　成果概要（株式会社ジョンクェルコンサルティング） 3-3
表 3-3　成果概要（石油資源開発株式会社） 3-5
表 3-4　成果概要（日本エヌ・ユー・エス株式会社） 3-7
表 3-5　成果概要（一般財団法人日本エネルギー経済研究所） 3-9
表 5-1　タイにおける主要産業におけるエネルギー消費 5-2
表 5-2　インドネシア・ボイラーシステムの JCM モニタリングレポートサマリー .. 5-4
表 5-3　ASEAN 全体における連携制御技術導入による温暖化ガス削減期待 5-5
表 5-4　再エネ・主エネ分野における Outcome-based Strategy の実績と今後の方向性 5-30
表 5-5　CEFIA コラボレーション・ロードマップの骨子案 5-31
表 5-6　活動実績 5-40
表 6-1　2020 年時点で運転中の大規模商業 CCUS プロジェクト 6-2
表 6-2　CCUS の開発と実装に係る主要な政策 6-3
表 6-3　世界全体での運転中の大規模 CCUS プロジェクトへの政策支援 6-5
表 6-4　UIC プログラム クラス VI への主な提言内容 6-6
表 6-5　セクション 45Q 税額控除における排出設備の閾値とクレジット 6-9
表 6-6　2020 年に公表されたセクション 45Q 税額控除のガイダンスの主な内容 6-9
表 6-7　米国各州の CCUS、CCS 促進のための法令 6-10
表 6-8　米国各州の CCUS、CCS 促進施策 6-12
表 6-9　BEIS による石油ガス資産の再利用に係る諮問文書への回答 6-14
表 6-10　既存石油ガス資産の再利用に向けた BEIS のタイムライン 6-18
表 6-11　CO2 輸送方法別の主要な課題 6-19
表 6-12　EU の CCUS 関連の政策 6-20
表 6-13　EU の CCUS 関連の資金支援プログラム 6-21
表 6-14　ノルウェーにおける CCUS に係る主要規則と概要 6-24
表 6-15　オランダで進行中の CCUS プロジェクト 6-29
表 6-16　オランダにおける CCUS に係る主要法規則と概要 6-29
表 6-17　SDE++制度が付与するプレミアム額（補助額）の上限 6-33
表 6-18　豪州の CCUS 関連の資金支援プログラム 6-35
表 6-19　豪州における連邦政府の CCS 法規制（許認可） 6-37
表 6-20　豪州における主要州の CCS 法規制 6-39
表 6-21　豪州における主要州の法規制（許認可） 6-40
表 6-22　インドネシア国内の CCS 法規制 6-43
表 6-23　マレーシアの CCS 法規制 6-51
表 6-24　タイの CCS 法規制 6-58
表 6-25　ベトナムの CCS 法規制 6-64
表 6-26　日本における公的資金を用いた CCS 研究開発及び実証の例 6-81

表 6-27　IEA の CCS モデル法規制フレームワーク 6-84
表 6-28　CCUS Cost Challenge Taskforce の 16 の提言 6-95
表 6-29　アジアにおける CCUS の事例 6-100
表 6-30　アジア CCUS ネットワークのミッションプラン案 6-104
表 6-31　CCUS に活用可能なファンド 6-109
表 6-32　二国間連携の事例 6-110
表 6-33　TIC における融資条件 6-120
表 6-34　CCUS 参画企業一覧 6-148

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、すべての締約国は長期的な温室効果ガスの低排出型の発展のための戦略（長期低排出発展戦略）を作成及び通報するよう努力すべきであるとされている。これを踏まえ、2019 年 6 月 11 日、我が国は、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」（以下、長期戦略）を閣議決定し、その後、国内手続きを経て、UNFCCC（国連気候変動枠組み条約）事務局に提出した。長期戦略において、我が国は、最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050 年までに 80%の削減に大胆に取り組むことを明記した。また、長期戦略では、ビジネス主導の非連続なイノベーションを通じた「環境と成長の好循環」を実現するため、取り組みを今から迅速に実施すること、国内のみならず世界の取り組みにも貢献すること、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすこと等を表明した。

「環境と成長の好循環」の実現に向けては、イノベーションの推進、グリーンファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開、国際協力の推進の３本柱を具体的方向性として示した。イノベーションの推進とは、温室効果ガスの大幅削減につながる横断的な脱炭素技術の実用化・普及の推進・社会実装可能なコストの実現を追求することであり、グリーンファイナンス推進とは、イノベーション等を適切に「見える化」し、金融機関等がそれを後押しする資金循環の仕組みを構築することであり、ビジネス主導の国際展開・協力とは、公的資金中心の支援から、民間ファイナンスによるビジネス主導に転換し、地球規模の対策を推進することである。

このうち「ビジネス主導の国際展開・協力」を促進するために、経済産業省は、2019 年 9 月に ASEAN＋3 エネルギー大臣の下、ASEAN 域内のエネルギー転換と低炭素社会を実現するための官民イニシアティブとして CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN：CEFIA）を日本主導で提案し、合意された。また、これまでの国際貢献の取り組みとして、二国間クレジット制度（JCM：Joint Crediting Mechanism）等を活用し、途上国において我が国の優れた低炭素技術・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を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。

また、「脱炭素社会」の実現に向けて必要な技術の１つとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術がある。CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。一方で、CCUS の普及展開に向けては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

本事業は、アジアや中東等の国又は地域とのエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、当該国における低炭素技術・製品の普及等と制度構築・整備支援をセットで推進するために、国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS を含む）を支援する事務局、人材育成事業の実施を支援する事務局、CEFIA 国内事務局の運営、関連調査、JCM 等を活用した CCUS の普及展開に向けた調査を目的とした。

1.2 実施項目

(1) 国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（CCUS を含む）支援

我が国企業等の低炭素技術・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を実現するための実現可能性調査（FS）を実施するための事務局支援業務を行った。FS の対象は、①低炭素技術・制度を一体としたプロジェクト、②CCUS 案件形成事業に分けて実施した。

FS の実施に当たっては、本事業の FS 事務局として、FS 実施事業者の公募を行い、選定された FS 実施事業者と再委託契約を締結し、各 FS 課題を実施した。また、FS 事業が円滑に進むよう進捗管理や調査支援を行った。

１）FS 案件の公募

公募要領の作成、公募の実施に関する広報・周知、公募に関する照会や質問等への対応、応募案件の取りまとめ・整理、外部有識者で構成される FS 案件選定・採択審査委員会の開催及び運営事務、審査結果の取りまとめ・公表、審査結果の応募者への通知を行った。

２）採択案件の実施委託及び進捗管理、調査支援

採択者との FS 実施に関する契約（再委託契約）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、地球環境連携室への報告、各 FS の調査支援、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等を行った。

３）FS 事業への助言等を行う検討委員会の開催

検討委員会の開催及び運営事務（中間報告会及び最終報告会）、検討内容の取りまとめ等を行った。

(2) 人材育成事業支援

ファイナンス分野に関するセミナーを開催するとともに、セミナーの実施結果等を踏まえ、ファイナンス分野での今後の人材育成の取り組み方向に関し整理を行った。

(3) CEFIA 国内事務局の運営、関連調査

CEFIA の日本事務局として以下の業務を実施した。

１）フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務及びファイナンス分野でのプロジェクト具体化に向けた検討

昨年開催した第１回CEFIA フォーラムにおいて案として提案されたRENKEI（IoT 連携制御）、ゼロ・エネルギー・ビル（ZEB）、マイクログリッド等の取り組みを支援するとともに、新たなフラッグシッププロジェクト案件の検討を行い、特に、ファイナンス分野でのプロジェクトの具体化に向けた検討として、ASEAN のファイナンス分野の関係団体や専門家と連携し、課題の整理、今後の展開方向等に関し検討を行った。

２）第２回 CEFIA 官民フォーラムの開催支援

2021 年 2 月 2 日にオンライン形式で行われた「第２回 CEFIA 官民フォーラム」の開催支援を行った。フォーラムでは、CEFIA の活動状況報告や低炭素技術への融資活性化に加え、「ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC：ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation）」への貢献について議論が行われた。

３）イベントの開催等

二国間ワークショップの開催、ADB-ACEF（Asia Clean Energy Forum）等国際機関との連携イベントの開催支援、国内関係者への周知活動等を行った。

４）APACE への貢献に関する検討

CEFIA を通じた APAEC への貢献の方向性や優先分野を示すための詳細調査を行った。

５）CEFIA デジタルプラットフォームの検討及び構築・運営

CEFIA デジタルプラットフォーム創設に向けた検討・調査を行うとともに、CEFIA デジタルプラットフォームの website を構築し、運営を行った。

６）国内検討会の開催

CEFIA 官民フォーラム開催に向けた国内検討会を開催し、「CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）」を取りまとめた。

７）関係機関との連携

上記の取り組みを行うため、CEFIA に関連する国際機関・団体との調整業務を行った。

(4) JCM 等を活用した CCUS の普及展開に向けた調査

CCUS の普及展開に向けた調査として以下の業務を実施した。

１）CCUS 関連法制度の調査及び先進ビジネスモデルの調査

欧米等の CCUS 先進国における CCUS の推進・規制に係る政策・事業法や先進ビジネスモデル等にも留意し、東南アジアや CCUS 案件形成事業で調査した国等、今後日本が CCUS 事業を展開していく候補と考えられる国・地域における CCUS のポテンシャル及び CCUS の推進・規制に係る政策・事業法やビジネスモデル等を検討した。

２）CCUS プロジェクトの普及展開策の検討

CCUS 案件形成事業で採択した事業や上記１）をもとに、CCUS の普及がまだ進んでいない国や地域において、日本の優れた技術を生かして CCUS を普及展開するための課題、条件などを整理した上で、今後のアジア CCUS ネットワークの展開も念頭に置き、JCM 等を活用した CCUS プロジェクトの普及展開策に関する提言を検討した。

３）CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等

CCUS 案件形成事業において開催されたプロジェクトワークショップに参加し、事務局からのプレゼンテーションを実施し、JCM 制度概要の説明、当該 CCUS 事業による温室効果ガス

排出削減効果の定量化の手法やその重要性の説明を行い、JCM を活用した CCUS 事業形成を実現するにあたり必要となる要素についての相手国の理解向上に努めた。

2. 実現可能性調査支援（JCM 低炭素 FS）

2.1 公募・進捗管理等の FS 事務局運営

2.1.1 公募・実施課題の選定

(1) 公募要領の作成

公募期間を、2020 年 6 月 2 日（火）～6 月 22 日（月）（17 時必着）の約 3 週間とし、実現可能性調査の企画提案の募集を行った。公募の開始日までに、前年度を参考に公募要領を作成した。公募開始日には、弊社のウェブサイトに、公募要領の掲載用のウェブページを開設した。ウェブページには、事業の概要（募集概要、事業内容）、応募手続き（対象、公募期間、関連資料、質問受付、過年度の報告書、ヒアリング）、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、申請書、企画提案書の 3 点を添付した。

(2) 公募の実施に関する広報・周知説明会の実施

公募を開始した直後には、関連団体等に広報・周知を依頼した。具体的には、周知先のウェブサイトへのリンクの掲載、会員企業への周知を依頼した。

(3) 公募に関する照会や質問等への対応

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

(4) 応募案件の取りまとめ・整理

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

(5) 審査委員会の開催及び運営

審査委員会は、ヒアリングが必要と判断した提案企業に対してのみ、2020 年 7 月 3 日（金）15:00-17:00 および 7 月 7 日（火）9:00-12:00 にオンラインで実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後、質疑応答を実施した。

(6) 審査結果の取りまとめ・公表

外部有識者による第三者委員会での厳正な審査を行った結果、以下の 4 件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）を弊社ウェブサイト[1]に公表した。

採択事業者の実施課題を以下に示す。

表 2-1　JCM 低炭素 FS の実施課題

事業者名	課題名	対象国
アズビル株式会社	高効率化地域熱供給プラント制御による GHG 排出削減実現可能性調査	タイ
出光興産株式会社 （共同実施者：みずほ情報総研株式会社）	半炭化技術および混焼技術活用での EFB 等未利用バイオマスの資源化によるマレーシアでの温室効果ガス排出削減に関する実現可能性調査	マレーシア
ダイキン工業株式会社	中東地域における省エネインバータ式空調機の普及基盤整備	UAE、サウジアラビア
株式会社フジタ	ベトナムにおける低炭素型の地域電力供給システムの実現可能性調査	ベトナム

(7) 審査結果の応募者への通知

審査結果は、応募者に対してメールで通知を行った。採択者に対しては、採択通知を作成し、通知した。

2.1.2 実施課題の管理、進捗把握

(1) 実施課題の管理採択者との契約の締結

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

(2) 経理処理、事業者への周知・指導等

経理処理に関して、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。また、各社からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

(3) 各事業の進捗管理、実施状況の把握、地球環境連携室への報告

各事業の進捗管理、実施状況等について、月次で進捗報告を把握した。また、各事業の現地調査等については、計画・事後の実施結果について事業者から報告を受け、実施状況を把握した。

[1] 三菱総研 website、公募情報：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
https://www.mri.co.jp/news/public_offering/20200709.html

(4) 第三者有識者による各事業の進捗評価

第三者有識者による各事業の進捗評価として、2020 年 11 月 11（水）に中間報告会、2021 年 1 月 20 日（水）に最終報告会を開催した。報告会（中間・最終）は、各事業者 15 分程度の報告時間後、質疑応答を行った。報告会で有識者から挙げられた指摘事項を、後日、事業者に送付し、指摘事項に対する対処方針の作成を依頼し、整理した。

2.2 アズビル株式会社による実施課題の成果概要

課題名	高効率化地域熱供給プラント制御による GHG 排出削減実現可能性調査 Feasibility study of GHG emission reduction by Advanced Control for District Cooling Plant
対象国	タイ
目　的	タイ国の大型ビル空調用熱源プラントへの省エネ施策は、高効率機器の導入が主で、熱源機器運用による効率向上は、ほとんど実施されていない。今後タイ国に普及が計画されている地域熱供給プラントに対して、高効率化熱供給プラント制御導入による、GHG 削減効果と、普及拡大に寄与する政策提言に関する検討を行う。 Energy saving activities for Chilled Water Plants for air conditioning in large buildings in Thailand mainly consist of introduction of high-efficiency equipment, and efficiency improvement by operational optimization has hardly been implemented. Azbil examines the GHG reduction effect by introducing Advanced Control for District Cooling Plants and policy proposals that will contribute to the dissemination of District Cooling Plants in Thailand.
分　野	地域熱供給プラント District Cooling Plant

アズビル株式会社は、タイにおいて、現時点で唯一地域熱供給事業を実施しているスワナプーム国際空港の DCAP（District Cooling System and Power Plant Co, Ltd.）に、高効率化地域熱供給プラント制御技術を適用した場合の省エネ効果を検証し、今後タイで普及が見込まれる地域熱供給事業のベンチマーク構築を目指した。これにより、今後の大型再開発案件受注獲得活動と並行し、地域熱供給プラント案件の受注拡大を図る。更には、地域熱供給事業者との関係構築により、地域熱供給事業者と関係の深い熱需要家との早期コンタクトが可能となるだけでなく、地域熱供給プラント運用実態の把握により、熱需要家側の運用改善提案を通じた BMS 導入提案・獲得を有利に進めることができる。こうした活動は、アズビルタイランドをはじめとした、東南アジア拠点の事業戦略に合致する。

また、省エネを促進する規制や補助金など、先行するシンガポールや日本の例を紹介し、将来的に規制強化やタイ省エネ促進補助金拡充に繋げる事は、同国のニーズにも合致する。

本調査は、高効率化地域熱供給プラント制御に向けて、以下の項目の調査・検討を実施した。

- ・関連政策・制度の動向分析
- ・事業化計画の検討
- ・課題と対応策の検討
- ・具体的な制度整備、改善案の検討
- ・排出量削減見込み量の試算及び排出削減貢献の検討
  - 事業化した場合の排出削減見込量の試算（プロジェクトによる削減貢献）
  - 政策・制度整備や低炭素技術・製品等の普及拡大時における当該国及び他国や地域内（ASEAN 域内）での排出削減への貢献の検討
- ・相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

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
相手国：タイ国　　分野：地域熱供給プラント
事業内容概要

「高効率化地域熱供給プラント制御によるGHG排出削減実現可能性調査」
実施者：アズビル株式会社

タイ国において、地域熱供給プラントは、今後拡大していく方向にある。地域熱供給プラント、さらには大型ビル熱供給プラントに対して、高効率化制御を適用し、短期間に効率よくCO2を削減することによりタイ国NDC実現に貢献する。

調査概要

高効率化熱供給プラント制御導入による、CO2排出量の削減効果とそれを促進する事業計画を立て、事業の拡大に寄与する政策提言に関する検討を行う。
タイ国における省エネ施策は、高効率機器の導入など、ハード面にのみの対策が常態化しており、運用による効率向上などは、殆ど実施されていない。省エネ格付システムであるThai’s Rating of Energy and Environmental Sustainability (TREES) は、建設時の建物性能評価手法であり、運用開始後の省エネに関する評価に言及しておらず、実稼働時のエネルギー利用効率を正しく評価する政策として機能していない。
運用最適化による省エネ効果やタイ国でのポテンシャルを示し、運用効率改善に関する政策強化による本技術の普及の可能性を調査する。

調査項目概要

1）政策、制度関連
　タイ国ビル関連政策調査と運用開始後の評価が厳しいシンガポール政策と比較。
　タイ国省エネ補助金と省エネ技術を普及する日本のエネマネ事業との比較。
2）事業計画
　本制御導入に加え、地冷、大型ビル中央監視、BEMSに関する事業計画。
3）排出量削減見込み及び普及時の見込み。
　タイ国既設地域熱供給プラントでの省エネ効果試算、ベースライン案構築、
　タイ国に普及した場合の削減ポテンシャル試算。
4）普及ワークショップ実施（産官）
　産官を対象として、本省エネ技術の普及、本調査結果の共有を目的とした.
　ワークショップの実施。

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
相手国：タイ国　　分野：地域熱供給プラント
事業実施結果概要

「高効率化地域熱供給プラント制御によるGHG排出削減実現可能性調査」
実施者：アズビル株式会社

タイ国において、地域熱供給プラントは、今後拡大していく方向にある。地域熱供給プラント、さらには大型ビル熱供給プラントに対して、高効率化制御を適用し、短期間に効率よくCO2を削減することによりタイ国NDC実現に貢献する。

調査結果

1）政策、制度関連
本FSで提案する省エネ技術がタイ国の建物分野で温室効果ガス排出削減に貢献するため、同国の省エネルギーに関連する政策・制度の動向（現状・将来）を調査し、同様の**規制・制度で先行するシンガポールや日本の状況を比較対象として関連政策、制度の動向分析**を行った。
＜省エネ関連規制、制度＞
- 普及推進の実用面でシンガポールの建物の省エネに関連する規制・制度は、タイ国においても有効。
- シンガポールの特徴は、グリーンビルディング認証制度（Green Mark認証）の考え方を環境持続可能性基準として規制・制度に取り入れている点である。省エネ関連の法制度を管轄する政府機関（BCA）がGreen Mark認証の開発と制度設計を行った上で、運用段階で環境貢献の訴求力となるGreen Mark認証を連携させ、更にはマスタープランで設定したインセンティブ制度を付加することで、規制・制度に対応する事が建物オーナーにとってより実用的でメリットあるものとして普及促進を目指した。
- タイでも同様に、BECが建物の設計基準として制定されているが、その効力は政府系及び国有企業の建物が中心である。2021年に強制力を含め民間建物への拡大が計画されており、新たなBECの普及推進が建物市場の省エネルギー対策の重要な課題である。

＜省エネ助成制度＞
- タイ国の省エネ関連の助成制度としての「ENCON Fund」は、省エネルギー対策の促進を目的として国庫資金を財源に設立された資金支援策であるが、エネルギーの効果的活用事業に適したプログラムが存在しない。
- 日本のエネマネ事業は、高効率機器の導入だけではなく、登録されたエネマネ事業者と「エネルギー管理支援サービス」を契約し、EMSを用いてより効果的に省エネルギー化を図り、EMSの制御効果と省エネルギー診断等による運用改善効果により省エネルギー率2%以上を達成する事業でありタイでも参考になる。

2）事業計画
海外事業の重点市場として事務所ビル市場を設定しており、大規模再開発案件はローカル事務所ビル市場参入のために戦略的に重要なターゲットとなっている。昨今計画が多数ある大規模再開発案件には、プロジェクトの構成要素の一つとして地域冷房プラントが併設されることが多く、地域冷房プラントと需要家側建物の双方を受注すべく活動している。
地域冷房プラント向け高効率化制御により、タイにおける地域冷房プラント案件受注の足掛かりを作るとともに、地域冷房プラントの需要家であるビル群への製品導入も目指す事業計画を検討した。

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
相手国：タイ国　　分野：地域熱供給プラント　　事業実施結果概要

「高効率化地域熱供給プラント制御によるGHG排出削減実現可能性調査」

実施者：アズビル株式会社

タイ国において、地域熱供給プラントは、今後拡大していく方向にある。地域熱供給プラント、さらには大型ビル熱供給プラントに対して、高効率化制御を適用し、短期間に効率よくCO2を削減することによりタイ国NDC実現に貢献する。

調査結果

3)排出量削減見込み及び普及時の見込み

<FS対象設備での削減見込み>

- 今回対象とした、タイ国既設地域熱供給プラントでのCO2削減量見込みは、年間約2,500t-CO2。

<タイ国での普及時の削減見込み>

- 既設、今後建設が予定されている地冷プラントからのCO2削減ポテンシャルは、年間約12,000t-CO2 。
- 既設大型建物（5万m2以上）自己熱源からのCO2削減ポテンシャルは、年間約37,000t-CO2 。
- 2025年までに建設が予定されている大型建物（5万m2以上）自己熱源からのCO2削減ポテンシャルは、年間約10,000t-CO2 。
- タイ国合計年間CO2削減ポテンシャル　約59,000t-CO2

<アセアンでの普及時の削減見込み>

- 対象国（タイ、マレーシア、ベトナム、フィリピン、インドネシア、シンガポールに普及した場合　CO2削減ポテンシャルは、年間約260,000t-CO2 。

4)普及ワークショップ実施（産官）

産官を対象として、本省エネ技術の普及、本調査結果の共有を目的とした.ワークショップの実施。
日時：2021年1月26日　10時から12時（バンコク時間）
形式：WEBINAR
参加者：DEDE/METI/NEDO/MRI/Azbil/Azbil Thailand/ビルオーナー/ビル関連サブコン　（合計約80名）
内容：参加者に以下の内容を共有した。
地冷プラント、大型ビル自己熱源、需要家空調向け省エネ制御の紹介。
今回実施した、CO2削減ポテンシャルの調査結果紹介。
シンガポールビル向け省エネ政策、日本のエネマネ事業の紹介。
タイ国政府より、タイ国の省エネ目標、計画、政策など紹介。

Feasibility Study project for the JCM（2020FY）
Country：Thailand　　Category：District Cooling Plant

GHG Emissions Reduction through Implementation of Advanced Control into District Cooling Plant

Company Name：Azbil Corporation

Thailand plans to expand the amount of district cooling plant in the future. Implementation of Advanced Control into district cooling plant or even large building's chilled water plant can effectively reduce the GHG emissions in short time frame, which will contribute to the Thailand's NDC target.

Overview of Study

The amount of GHG emissions, which can be reduced by implementing Advanced Control for District Cooling Plant are estimated. Then, business plan and policy to promote this technology in Thailand are studied. In Thailand, the common energy conservation measure is hardware renewal such as installing high efficiency equipment. On the other hand, the improvement of energy efficiency by optimizing operation is rare. Building Energy Code (BEC) is one of the energy conservation regulation in Thailand, which regulate the environmental performance of buildings in terms of design. However, the energy conservation regulation for long term operation of buildings is not included. Therefore, the possibility to disseminate this Advanced Control by strengthening the energy conservation regulations and policies which focus in improving operational efficiency is investigated.

Study Items

1)　Policy and Regulation Survey
- Investigate the energy conservation policy and regulation related to building operation in Thailand and compare to Singapore's strict energy conservation policy and regulation related to building. Compare the energy conservation subsidy available in Thailand with the energy management business in Japan which aims to promote energy conservation technology.

2)　Business Plan
- Business plan of Implementation of Advanced Control, and also Control System for Chilled Water Plants and Building Energy Management System (BEMS) in Thailand.

3) Potential of GHG reduction in District Cooling Plant in Thailand
- Estimate the amount of GHG emissions reduction potential in existing district cooling plant in Thailand, build up baseline and calculate the potential GHG emissions reduction in if the Advanced Control is disseminated in Thailand

4) Workshop for dissemination of Advanced Control for District Cooling Plant
- Workshop for related stakeholders to share the result of this FS and disseminate the Advanced Control Technology.

Feasibility Study project for the JCM（2020FY）
Country：Thailand　Category：District Cooling Plant　Outline of FS Results

GHG Emissions Reduction through Implementation of Advanced Control into District Cooling Plant

Company Name：Azbil Corporation

Thailand plans to expand the amount of district cooling plant in the future. Implementation of Advanced Control into district cooling plant or even large building's chilled water plant can effectively reduce the CO2 emissions in short time frame, which will contribute to the Thailand's NDC target.

Result

1)Policy and Regulation Survey

This feasibility study proposed to reduce GHG emissions from the building sector in Thailand through energy saving technology. Therefore, **the trend of the energy conservation policy and regulation in Thailand (present state and future) is investigated and compared to the situation in Singapore and Japan**, which are leading countries with similar energy conservation policy and regulation.

＜Energy Conservation Policy and Regulation>

- From the perspective of dissemination and promotion of energy conservation activities, the energy conservation policy and regulation implemented in Singapore would be effective in Thailand as well.
- Singapore's energy conservation regulation and policy includes Green Mark certification system as a standard for environmental sustainability. Green Mark certification system is developed and designed by the government agency (BCA) of Singapore, which has jurisdiction over the legal system related to energy conservation. BCA also established the incentive system in the master plan for energy conservation, which is also practical and beneficial for building owners to attract them to comply with the regulation and policy for energy conservation.
- Similarly in Thailand, the Building Energy Code (BEC) has been established as a design standard for buildings which only focuses on government-owned and state-owned enterprise buildings. In 2021, it is planned to expand to private building. Hence, the dissemination and promotion of the new BEC into the building sectors to save energy is one of the important issues to be tackled.

＜Energy Conservation Subsidy System＞

- In Thailand, "ENCON Fund" is a government funded energy conservation subsidy system, which aims to promote the implementation of energy conservation measures in Thailand. However, there is no suitable program specially for implementation of energy conservation measure which improves the energy efficiency by optimizing the operation.
- The Energy Management business in Japan not only provides high efficiency hardware renewal, it also provides contract based support services with the registered people responsible in energy management to help them to reduce up to 2% of energy consumption in plant by using Energy Management System (EMS) to plan effective energy conservation strategy and control the plant to operate effectively. Hence, this is a good reference for Thailand.

2)Business Plan

- The office building market is established as the important overseas business. Hence, the involvement in the large scale redevelopment project is the key to strategically enter the local office building market. Based on the recent large-scale redevelopment project, there are quite a good amount of cases which district cooling plant as part of the project. These large-scale redevelopment project often receive orders for both district cooling plant and the demand side building. Hence, a business plan is established to focus on building up the stepping stone for orders from district cooling plants in Thailand through Advanced Control technology for improving the energy efficiency of the district cooling plant, and to aim at introducing products to buildings that are users of district cooling plants.

Feasibility Study project for the JCM（2020FY）
Country：Thailand　Category：District Cooling Plant　Outline of FS Results

GHG Emissions Reduction through Implementation of Advanced Control into District Cooling Plant

Company Name：Azbil Corporation

Thailand plans to expand the amount of district cooling plant in the future. Implementation of Advanced Control into district cooling plant or even large building's chilled water plant can effectively reduce the CO2 emissions in short time frame, which will contribute to the Thailand's NDC target.

Result

3)GHG emissions reduction potential

<GHG emissions reduction potential in FS>

- Thailand district cooling plant which is the target facility investigated in FS has around 2,500t-CO2 of GHG emissions reduction potential in a year if Advanced Control is implemented into the facility.

<GHG emissions reduction potential in Thailand >

- The GHG emissions reduction potential from the existing and planned to be built district cooling plant in Thailand is around 12,000 t-CO2/year.
- Large scale building (GFA>50,000m2) with own chilled water supply system in it has the GHG emissions reduction potential of 37,000t-CO2 in a year。
- The large scale building (GFA>50,000m2) with own chilled water supply system planned to built by 2025 has the GHG emissions reduction potential of 10,000t-CO2/year 。
- Total GHG emissions reduction potential in Thailand is around 59,000 t-CO2

<GHG emissions reduction potential in ASEAN >

- If Advanced Control for district cooling plant is disseminated into target ASEAN countries (Thailand, Malaysia, Vietnam, Philippines, Indonesia and Singapore), the GHG emissions reduction potential is around 260,000 t-CO2 in a year.

4)Industry-Government Workshop

This workshop is aimed to disseminate the energy saving technology and the outcome of this FS to the government and industry stakeholders of Thailand

Date	: 26th January 2021 10am to 12pm (Bangkok time)
Method	: WEBINAR
Participants	: DEDE/METI/NEDO/MRI/Azbil/Azbil Thailand/Building Owner/Building Consultant （Around 80 people）
Content	: Advanced Control technologies to save energy for district cooling plant, large scale building with own chilled water supply, HVAC system are introduced. The result of GHG emissions reduction potential of the FS is also shared. The energy conservation regulation for building in Singapore as well as the Energy Management System in Japan are also explained. DEDE also introduced Thailand's energy conservation target, plan, and regulation.

2.3 出光興産株式会社による実施課題の成果概要

課題名	半炭化技術および混焼技術活用での EFB 等未利用バイオマスの資源化によるマレーシアでの温室効果ガス排出削減に関する実現可能性調査 Feasibility Study of GHG Reduction by Torrefaction and Co-firing Technology on Decayed Biomass including EFB
対象国	マレーシア
目　的	マレーシアで未利用バイオマスであるパーム椰子空果房（EFB）を半炭化した燃料を製造し、石炭火力発電所で混焼することにより石炭火力発電所の低炭素化を図るために、最も適する具体的方策を調査する。更に日本での取り組みを参考に、必要な関連政策等を明らかにし、マレーシア政府等に提言可能な対策をまとめる。 This study aims to investigate appropriate measurements to produce and co-fire biomass black pellet from empty fruit bunches as agricultural residue which contribute to GHG reduction in coal-fired power plants in Malaysia. Policy proposals to support the measurements are also to be made to Malaysian governmental institutions taking into account similar policies in Japan.
分　野	再エネ（バイオマス） Renewable Energy (Biomass)

出光興産株式会社は、石炭と混焼可能な木質バイオマスを原料とした半炭化バイオマス燃料であるブラックペレットの商業化を進めており、それと並行してブラックペレット製造コストに大きな影響を及ぼす原材料コストを低減すべく、間伐材や食品、飼料の製造過程で廃棄される農業残渣といった、調達コストが低い残渣物を原料としたブラックペレットの製造について検討している。その中で、有効活用が課題となっている EFB（Empty Fruits Bunch）を原料としたバイオマス燃料（TG2 ペレット）の製造をマレーシアにて企図する TG2 社の紹介を受け、該社との協業を検討するにあたり、その技術、事業計画、サンプル品の性状調査・検討を行うこととした。

マレーシアは発電での再生可能エネルギーの比率を足元の 2%から 2025 年に 20%に高める目標を立てているものの、国内の電力需要のほとんどを化石燃料による火力発電に頼っており、ブラックペレットを含むバイオマス燃料を利用した発電は普及していない。加えて、これまで EFB を原料とした燃料製造が試みられてきたが、EFB の持つ高い水分・灰分・塩分が原因で石炭と混焼が可能な品質の燃料を製造することができなかった。

以上の現状を踏まえ、マレーシアにおいて EFB を原料としたバイオマス燃料である TG2 ペレットの製造普及促進をするにあたり、最も適する具体的方策を明らかにするべく本調査を実施した。

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
相手国：マレーシア　　分野：再エネ（バイオマス）

「半炭化技術および混焼技術活用でのEFB等未利用バイオマスの資源化による
マレーシアの温室効果ガス排出削減に関する可能性調査」
実施者：出光興産株式会社
共同提案者：みずほ情報総研株式会社

石炭と同じ固体であるブラックペレットに関しても技術蓄積が進んでおり、今回の提案を通じて、発電所のCO2 削減に向けたソリューション提供を行うことができ、対象国の石炭火力の低炭素化等に対し大きな貢献が期待できる。

調査概要

マレーシアで未利用バイオマスであるパーム椰子空果房（EFB）を半炭化した燃料（TG2ペレット）を製造し、石炭火力発電所で混焼することにより石炭火力発電所の低炭素化を図るために、最も適する具体的方策を調査した。
更に日本での取り組みを参考に、必要な関連政策等を明らかにし、マレーシア政府等に提言可能な対策をまとめた。

調査項目

1)関連政策・制度の動向分析
2)事業化計画の検討
3)課題と対応策の検討
4)具体的な制度整備・改善案検討
5)排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討
6)相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

普及見通し

以下の取り組みを行い、マレーシアでの普及を図る。
- 2020年度 本調査事業
- 2021年度 実証前調査
  - ➢ EFBと石炭の混焼実施のための事前評価
- 2022年度以降 現地発電会社 と 実証試験実施
  - ➢ 石炭混焼試験、EFB 品質向上の検討
  - ➢ マレーシアの国内政策、規制等の課題整理

更にASEAN地域での普及拡大を図る。

排出削減への貢献

①プロジェクト実施による削減貢献
- TG2ペレット製造による、EFBからのメタンの排出削減量は、EFB放置期間を20年とすると年平均約7.8万トン（CO2換算）
- 第一商業機TG2ペレット12 万トン/年で、石炭との混焼により約29万トンCO2/年削減
  - ➔ CO2換算で合計約37万トン/年の削減

②制度導入によるポテンシャル削減貢献
- マレーシアの石炭火力発電所（2019年値）の約半数にてブラックペレットを20%混焼した場合、約748万トンCO2削減。
- 加えて、上記EFBを原料とするブラックペレット製造による削減されるEFB由来メタンはCO2換算73万トン/年。

③「製品普及による削減貢献量」（当該技術・製品が地域内（ASEAN 等）へ普及拡大した際の ポテンシャルGHG 排出削減量）
- ASEAN地域の石炭火力発電所（2019年値）約半数で、ブラックペレットを20%混焼した場合、GHG排出削減量は約4,172万トン（石炭混焼による削減量のみ）

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
相手国：マレーシア　　分野：再エネ（バイオマス）

導入技術概要



- パーム椰子空果房（EFB）を原料とする、石炭火力発電所において石炭と混焼可能なブラックペレット（TG2ペレット）製造技術を導入。
- 石炭火力発電所において、石炭代替としてTG2ペレットを使用することで、CO2削減だけでなく、農業残渣として未利用のまま放置されたEFBが発生するメタンガスの削減にも貢献。
- EFBはアルカリ分を多く含むため燃料用ペレットの原料には不向きとされてきたが、水蒸気爆砕法を活用したTG2社のプロセスと出光興産の有する周辺技術を用いることで、アルカリ分の除去および石炭同様のハンドリングが可能な品質へ向上させることが可能。
- 当社がこれまで石炭を供給するだけでなく、需要家のトラブルの解決に応えてきた実績、発電所における石炭のハンドリング、燃焼に関する高い技術力を付加し、石炭火力発電所での混焼に適したBPの製造技術を確立する。

FY2020 Feasibility Study for the Joint Crediting Mechanism
Country : Malaysia　Field : Renewable Energy (Biomass)

「Feasibility Study of GHG Reduction by Waste Biomass including EFB Conversion into Fuel with Semi-Carbonization and Co-firing Technologies in Malaysia.」
Implementer : Idemitsu Kosan Co., Ltd.
Co-Implementer : Mizuho Information & Research Institute, Inc.

Co-firing biomass black pellets in coal-fired power plants is expected to reduce GHG emission in power generation. An advanced technology introduced in this study can produce TG2 Pellet suitable for co-firing from empty fruit bunches (EFB) in Malaysia.

Overview of Study

This feasibility study aims to investigate appropriate measurements to produce and co-fire biomass fuel from EFB (TG2 Pellet) which contribute to GHG reduction in coal-fired power plants in Malaysia.
Policy proposals to support the measurements were conduct to Malaysian governmental institutions taking into account similar policies in Japan.

Study Item

1) Research on related policies and governmental strategies
2) Commercialization Planning
3) Clarification of tasks and consideration of their countermeasures
4) Consideration of new systems and policies to support the project
5) GHG reduction calculation
6) Proposal of the new systems and policies to Malaysia government

Prospects for Dissemination

- FY 2020: Feasibility study
- FY 2021: Pre-study for demonstration
  - ➢ Study for co-firing black pellet with coal
- FY 2022- : Co-firing demonstration with a local power plant operator
  - ➢ Quality improvements on black pellet from EFB
  - ➢ Analysis on policies and systems in Malaysia
  - ➢ Planning for dissemination in ASEAN region

GHG Emission Reduction

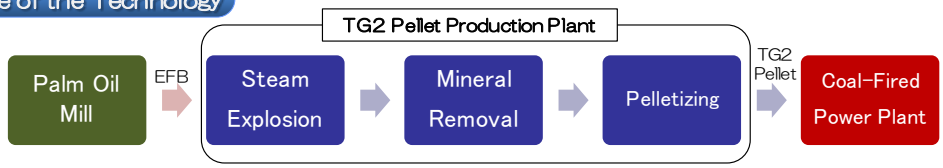
①GHG reduction by this project
- Approx. 78,000 t-CO2/year by producing 120,000 ton of TG2 Pellet from EFB if the EFB' s period of decay is 20 years
- Approx. 290,000 t-CO2/year by co-firing 120,000 ton of TG2 Pellet produced by the first commercial plant
  ➔ Approx. 370,000 t-CO2/year in total

②GHG potential reduction by introduction of new systems
- Approx. 7,480,000 t-CO2/year by 20% co-firing black pellets at half of the coal-fired power plants in Malaysia as of 2019
- In addition, approx. 730,000 t-CO2/year by producing the above mount of black pellets from EFB

③ GHG potential reduction by dissemination of black pellet co-firing in ASEAN region
- Approx. 4,172,000 t-CO2/year by 20% co-firing black pellets in half of the coal-fired power plants in ASEAN region as of 2019(GHG reduction by co-firing black pellets in coal-fired power plant only)

FY2020 Feasibility Study for the Joint Crediting Mechanism
Country : Malaysia　Field : Renewable Energy (Biomass)

Outline of the Technology



- This study is to introduce the technology to produce biomass fuel from EFB (TG2 Pellet) suitable for co-firing in coal-fired power plants from empty fruit bunches (EFB).
- Co-firing the TG2 Pellet from EFB with coal as an alternative fuel in coal-fired power plants contributes to reduction of not only CO2 emission by co-firing itself but also methane emission from decayed EFB as agricultural residue.
- Biomass fuel from EFB has been recognized as non-suitable fuel due to its high alkali content. The technology of TG2 GmbH (Switzerland), Idemitsu' s partner, including steam explosion process and Idemitsu' s peripheral technologies can remove the ash content and improve the quality of the TG2 Pellet.
- Idemitsu' s vast experience and know-how as a coal supplier to solve troubles of coal handing and combustion in coal-fired power plants contribute to develop the technologies.

2.4 ダイキン工業株式会社による実施課題の成果概要

課題名	中東地域における省エネインバータ式空調機の普及基盤整備 Promoting to disseminate higher energy efficient air conditioners in the Middle East
対象国	UAE 及びサウジアラビア
目　的	省エネインバータ式空調機によるエネルギー削減と温室効果ガス排出削減ポテンシャルを実測データで定量化し、インバータ機普及に向けて、省エネラベル制度との紐づけを意図した性能評価規格（ISO16358-1）の導入等に関する政策提言を行う。 We make policy proposal for implementing the performance evaluation standard (ISO 16358-1) linking with the energy saving labeling program and promoting energy efficient inverter air conditioners by quantifying the potential reductions of energy and GHG emissions brought by energy efficient inverter air conditioners with actual measurement data.
分　野	省エネ（インバータ式空調機） Energy Efficiency (Inverter air conditioner)

UAE は 2017 年、国全体で統一された初めてのエネルギー戦略である UAE Energy Strategy 2050 を開始し、2050 年までに BAU 比で 40%の省エネを実施するとしている。UAE Energy Strategy 2050 の実現に向けた初期の取り組みの一つとして省エネルギーの推進が掲げられており、省エネ化の機運が高まりつつある。首長国レベルでも省エネに向けた動きが加速しており、アブダビは 2019 年に Abu Dhabi Demand Side Management and Energy Rationalization Strategy 2030 を策定し、2030 年までに 22%の消費電力量の削減（2013 年ベースライン比）を掲げている。UAE では、連邦全体の消費電力量の約 6 割を空調機が占めることから、空調機の省エネ化は UAE の電力需要抑制や温室効果ガス排出削減に大きく寄与するものと考えられる。しかし、UAE では未だに省エネ性能が低いノン・インバータ式空調機（ON/OFF 制御式）が市場の大半を占めている。それは、UAE の省エネラベルや Minimum Energy Performance Standard（MEPS、最低エネルギー消費効率基準）と紐づく空調機の性能評価規格が、インバータ式空調機の高い省エネ性能を適切に評価するものになっていないことが原因であると考えられる。日系企業が優位性をもつインバータ式空調機を積極的に展開できないことが、ビジネス上の課題にもなっている。

このため、本事業を通して、インバータ式空調機が省エネ性能の高い製品として消費者に選ばれる環境を整備することを目指した。

ノン・インバータ式空調機は、設定温度になると動作を停止・室内温度が上がると動作を開始し、ON/OFF を繰り返すため、エネルギー効率が悪い。一方で、インバータ式空調機は、外気温や冷暖房負荷に応じて冷暖房能力を制御するため、ロスの少ない効率的な運転が可能である。インバータ式空調機の普及拡大に資する環境整備に向けて、インバータ式空調機の省エネ性能や温室効果ガス排出削減効果、それに伴う便益等を定量化した。

上記を根拠に、省エネラベル制度や MEPS、建物の省エネ規制との紐づけを念頭に、インバータ式空調機の性能を適切に評価できる性能評価規格 ISO16358-1 Amd1（以下、SEER と称す）の導入に関する政策提言を UAE の関係政府機関に対して行った。現状の Energy Efficiency Ratio(EER) は定点における性能のみを表す一方、SEER は性能計算式に外気温度の出現時間と出現頻度を組み込んでいるため、インバータ式空調機の能力制御による省エネ性能の高さを性能値に反映することが可能となる。

昨年度のサウジアラビアにおける調査結果を踏まえた UAE への横展開として実施した。サウジアラビアにおいては、情報収集を継続し、適宜働きかけを行った。

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
相手国：UAE、サウジアラビア　分野：省エネ（インバータ式空調機）

「中東地域における省エネ空調機の普及基盤整備」
実施者：ダイキン工業株式会社

空調は温室効果ガス排出量が多い業界であり、今後も世界的に需要が拡大すると予測される中、我が国が強みを持つ省エネインバータ式空調機の普及を図ることにより、電力需要抑制、温室効果ガス排出削減ポテンシャルを実現しうる。

調査概要

- 省エネインバータ式空調機によるエネルギー削減と温室効果ガス排出削減ポテンシャルを実測データで定量化し、インバータ機普及に向けて、省エネラベル制度との紐づけを意図した性能評価規格（ISO16358-1）の導入等に関する政策提言を行う。
- UAEにおいては、政府が掲げる省エネ目標への実行策として、ステークホルダーを集めて上記を提言する。サウジアラビアにおいては、昨年度調査をもとに規格整備の検討が進んでおり、必要に応じて働きかけを継続する。

調査項目

1）関連政策・制度の動向分析
2）事業化計画の検討
3）課題と対応策の検討
4）具体的な制度整備・改善案の検討
5）排出削減見込量の試算及び排出削減貢献量の検討
6）政策提言ワークショップ等を通じた成果共有と省エネ機運の醸成

普及見通し

- 新しい性能評価規格（ISO16358-1）の導入により、省エネインバータ式空調機の普及基盤が整う。
- 実測データから導き出される経済的効果の訴求によって普及を促進する。

排出削減への貢献

①プロジェクト実施による削減貢献：約25.6 t-CO2
UAEでの個別案件として、ノン・インバータ機をインバータ機に変えた場合の排出削減見込量

②制度導入による削減貢献：約950万 t-CO2
UAEにおいて、今後10年間でインバータ機が広く普及した場合の削減見込量

③製品普及による削減貢献：約6,009万 t-CO2
中東地域において、今後10年間で家庭用及び店舗・オフィス用のインバータ機が広く普及した場合の削減見込量

<シミュレーション・計算根拠>
① 下記条件で、UAEにおける機器1台当たり排出削減見込量を試算。
② UAEにおいて、今後10年間でダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の市場ストックがインバータ機へ移行するシナリオと移行しないシナリオを設定・比較することで、UAE全体における削減見込量/10年を試算。
③ 上記②の値と、昨年度調査結果であるサウジアラビアでの削減見込量を用いて、中東地域における削減見込量/10年を試算。

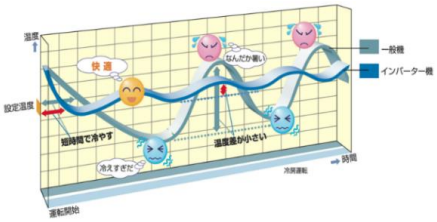
パラメーター	R410Aノン・インバータ機	R32インバータ機
GWP (kg-CO2/kg)	2,088	675
機器の運転年数	13年	
機器への冷媒充填量	2.80 kg	2.85 kg
冷媒漏洩率	10%/年	
機器廃棄時の冷媒回収率	0%	
機器の年間消費電力量	8,299 kWh/年	5,402 kWh/年
CO2排出原単位 (DoEデータ)	0.44 kg-CO2/kWh	

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
相手国：UAE、サウジアラビア　分野：省エネ（インバータ式空調機）

導入技術概要

	インバータ式空調機	ノン・インバータ式空調機
特徴	電圧・電流・周波数をコントロールし、冷暖房能力を可変とする。インバータが外気温や冷暖房負荷に応じて冷暖房能力を制御するため、ロスの少ない効率的な運転が可能。	設定温度になると動作を停止し、温度が上がれば動作を開始。ON/OFFを繰り返すため、圧縮機起動時にエネルギーロスが起こり、エネルギー効率は悪い。

インバータ式空調機の特徴の概要図

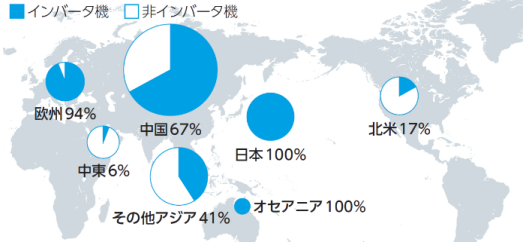




＜インバータ式空調機の普及状況＞

■世界の住宅用エアコンのインバータ機比率（2017年）

- 日本におけるインバータ機比率は100%
- 世界では、欧州、中国、オセアニア、アジア等でインバータ機比率が大幅に増加
- 一方、中東では6%に留まる



※住宅用エアコン：ウインド・ポータブルを除く住宅用ダクトレスエアコン。北米のみ住宅用ダクト型エアコンを含む。
（一社）日本冷凍空調工業会データを参考に当社作成。

Feasibility Study project for the JCM（FY2020）
Country：UAE, Saudi Arabia
Category： Energy Efficiency (Inverter air conditioner)

Promoting to disseminate higher energy efficient air conditioners in the Middle East
Implementing Organization：Daikin Industries, Ltd.

The air conditioning industry emits large amounts of GHG, and the demand is expected to increase worldwide in the future. It is expected that energy demand and GHG will be reduced by disseminating the higher energy efficient inverter air conditioners in which Japan has strengths.

Overview of Study

- We make policy proposal for implementing the performance evaluation standard (ISO 16358-1) linking with the energy saving labeling program and promoting energy efficient inverter air conditioners by quantifying the potential reductions of energy and GHG emissions brought by energy efficient inverter air conditioners with actual measurement data.
- In UAE, we propose the above to the related stakeholders as a measure to achieve the energy rationalization target set by the government. In Saudi Arabia, the government is considering revising the standard based on the last year's survey. We continue to take action as needed.

Study Items

1) Analysis of trends in related policies and programs
2) Study of business plans
3) Study of issues and associated countermeasures
4) Study of specific program development and proposals for improvement
5) Estimation and study of expected emission reduction and contribution
6) Sharing results and fostering energy saving momentum through policy proposal, workshops, etc.

Prospects for Dissemination

- The environment to spread energy efficient air conditioners is established by the implementation of new standard (ISO16358-1) and labeling program.
- Promoting to disseminate the energy efficient air conditioners by appealing economic effects clarified from actual measurement data.

GHG Emission Reduction

1) Reduction contribution through specific project: Approx. 25.6 t-CO2
Estimation of emissions reduction amount when non-inverter unit is replaced with inverter unit in a specific project in UAE

2) Reduction contribution through program development and improvement: approx. 9.5 million t-CO2
Estimation of emissions reduction amount over the next 10 years when inverter units are disseminated in UAE

3) Reduction contribution through products dissemination: Approx. 60.1 million t-CO2
Estimation of emissions reduction amount over the next 10 years when inverter units of split air conditioners for houses, stores and small offices are disseminated in the Middle East

<Simulation and calculation basis>
1) Estimated the reduction amount per unit in UAE under the following conditions.
2) Estimated the reduction amount in UAE by setting and comparing the two scenarios below.
A: The AC market stock will shift to inverter units over the next 10 years. B: No shift to inverter units.
3) Using the value in 2) above and the estimated reduction amount in Saudi Arabia, which is the result of the last year survey, the estimated reduction amount in the Middle East is calculated.

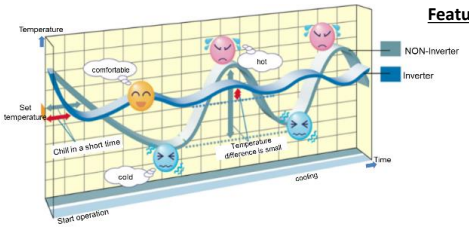
Parameter	R 410 A non-inverter	R 32 Inverter
GWP (kg-CO2/kg)	2,088	675
Operating years of equipment	13	
Amount of refrigerant charged into equipment	2.80 kg	2.85 kg
Refrigerant leakage rate	10%/year	
Refrigerant recovery rate at the time of equipment disposal	0%	
Annual power consumption of equipment	8,299 kWh/year	5,402 kWh/year
CO2 emission intensity (DoE data)	0.44 kg-CO2/kWh	

※For publication

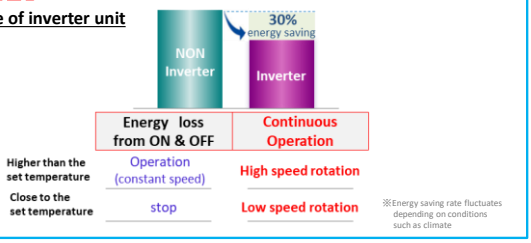
Feasibility Study project for the JCM（FY2020）
Country：UAE, Saudi Arabia　Category： Energy Efficiency(Inverter air conditioner

Outline of Technology Introduced

	Inverter Air Conditioner	Non-Inverter Air Conditioner
Feature	Inverter changes its capacity by controlling the voltage, electric current and frequency. It works efficiently because inverter adjusts its capacity in response to outside temperature and heating/cooling load.	It stops operation at the set temperature and starts operation when temperature rises. It consumes more energy because the operation turns ON/OFF repeatedly and energy loss occurs when the compressor starts.



Feature of inverter unit

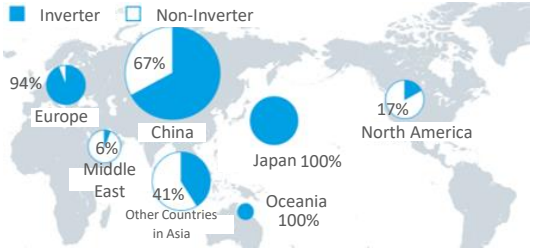


※Energy saving rate fluctuates depending on conditions such as climate

＜Penetration of Inverter Air Conditioner＞

■Inverter Products as Percentage of All Residential Air Conditioners Worldwide(2017)

- In Japan inverter products ratio is 100%.
- Inverter products ratio is drastically increasing in Europe, China, Oceania and other countries in Asia.
- On the other hand, inverter products ratio in the Middle East is just 6%.



※Residential air conditioners: Ductless air conditioners other than window and portable type products. Only in North America does the category include duct-type air conditioners for residential use.
Source: Compiled by Daikin based on data from the Japan Refrigeration and Air Conditioning Industries Association

※For publication

2.5 株式会社フジタによる実施課題の成果概要

課題名	ベトナムにおける低炭素型の地域電力供給システムの実現可能性調査 Feasibility study of low-carbon reginal power supply system in Vietnam
対象国	ベトナム
目　的	ミャンマーの JCM 設備事業の 1 号案件のもみ殻発電システム（1.8 MW）をベースとしたモジュール方式及び IoT による遠隔監視・制御技術を活用することで、コストダウンと地域状況に柔軟に対応可能な分散型システムを構築する。FIT 制度を活用した事業展開の検討を行うともに、電力託送制度を利用した地域電力事業モデルに関する制度提案を行い、ASEAN ワイドでの普及展開を図る。 By utilizing the modular system based on the rice husk power generation system (1.8 MW), which is the first project of the JCM equipment business in Myanmar, and the remote monitoring and control technology by IoT, we will have built a distributed system that can flexibly respond to cost reductions and regional conditions. While considering business development utilization the FIT system, we propose a system for a reginal electric power business using the electric power wheeling system and aim for widespread use throughout ASEAN.
分　野	再生可能エネルギー（バイオマス）、分散型エネルギーシステム Renewable energy (Biomass), Distributed energy system

本調査は、ベトナム及び ASEAN 域内のエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、我が国企業等の低炭素技術・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を実現することを目的とする。

地方都市での電力需要増大に対応し、工業団地向けの分散型システムによる地域電力供給の事業化を通じ、低炭素型の地域開発を推進することが期待されている。その実現のためには、小規模（1.8MW 規模のもみ殻発電を想定する）においても高い発電効率を有する発電システムをベースに、地域の実情にあった分散型システムを構築することが必要となる。具体的には、ミャンマー1 号案件（1.8MW 規模のもみ殻発電）の経験や明らかになった事業展開上の課題を基に、「事業面」と「政策面」の両アプローチで解決策を提示し、その実現のための働きかけを行うことが効果的である。

そこで本調査は、ベトナムのメコンデルタでの事業化モデルの具体化、類似課題を抱える ASEAN 内の地方都市での普及拡大の可能性の把握に向けて、以下の項目の調査・検討を実施した。

- 関連政策・制度の動向分析（環境関連政策、投資関連政策、電力関係政策）
- 事業化計画の検討（事業計画地の特定、導入技術の検討、経済性評価、ビジネススキーム及び普及戦略の検討）
- 課題と対応策の検討（もみ殻の長期安定的調達方策、売電スキームの検討）
- 具体的な制度整備・改善案の検討（地域電力事業に活用可能な託送制度の提案の検討、現地技術者育成策の検討）
- 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討
- 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動（ワークショップの開催等）

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
相手国：ベトナム社会主義共和国　　分野：再エネ、分散型エネルギーシステム

「ベトナムにおける低炭素型の地域電力供給システムの実現可能性調査」
実施者：株式会社フジタ

小規模においても高い発電効率を有するバイオマス発電システムをベースに、地域の実情にあった分散型システムを構築する。特に、地方都市での電力需要増大に対応し、工業団地向けの分散型システムによる地域電力供給の事業化を図り、低炭素型の地域開発を推進に貢献する。

調査概要

- ミャンマーのJCM設備事業の1号案件のもみ殻発電システム（1.8 MWで発電効率20%以上を達成済）をベースとしたモジュール方式及びIoTによる遠隔監視・制御技術を活用することで、コストダウンと地域状況に柔軟に対応可能な分散型システムを構築する。
- FIT制度を活用した事業展開の検討を行うともに、電力託送制度を利用した地域電力事業モデルに関する制度提案を行い、ASEANワイドでの普及展開を図る。

調査項目

1）関連政策・制度の動向分析
2）事業化計画の検討
3）課題と対応策の検討
4）具体的な制度整備・改善案の検討
5）排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討
6）相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

普及見通し

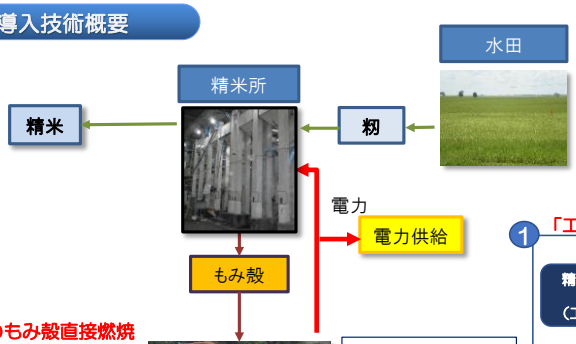
以下のアプローチより、メコンデルタを中心に普及を図る（将来的には、ASEAN内の米生産の盛んな地方都市へ横展開）
- FIT制度に依存しない「電力託送を利用した地域電力事業モデル」を政策対話を通じて実現
- 地場の精米事業者との連携を通じ、1.8 MWのモジュールのフランチャイズ的横展開を推進
- 1.8 MW規模は、ASEANの大規模精米所でのもみ殻発生量に対応しており、精米所の新設・改修とセットで事業展開を推進

排出削減への貢献

1）「プロジェクト実施による削減貢献」：ベトナムでの1号案（FIT制度を活用）は、メコンデルタのカントー市におけるJCM化を目指しており、ミャンマーでの1号案件（1.8 MW）でのJCM方法論をベースに削減量を検討
（現時点では、ベトナムでの1号案件（3.6 MW×1基）での削減量は、約8.31千t-CO2と試算している）。
2）「制度導入による削減貢献」：ベトナム国内（紅河エリア及びメコンデルタ）で電力託送を利用した地域電力事業モデルを横展開することにより、1.8MW基×34基の導入可能性があり、 14万ｔ-CO2削減に貢献（当該地域で発生するもみ殻の10%を利用すると想定した場合の試算値）。
3）「製品普及による削減貢献」：ASEANワイド（ベトナム（紅河エリア及びメコンデルタ）、ミャンマー、タイ、インドネシア、フィリピンが有望）で、これら5か国の合計では、1.8 MW/基×183基の導入可能性があり、95万ｔ-CO2削減に貢献（当該地域で発生するもみ殻の10%を利用すると想定した場合の試算値）

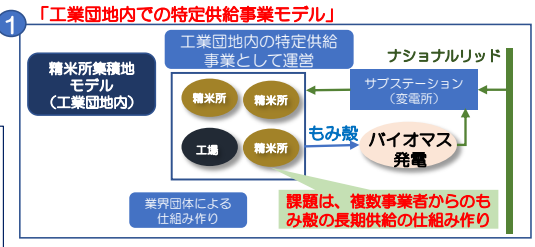
令和２年度二国間クレジット取得等のためのインフラ整備調査事業
相手国：ベトナム社会主義共和国　　分野：再生可能エネルギー、分散型エネルギーシステム

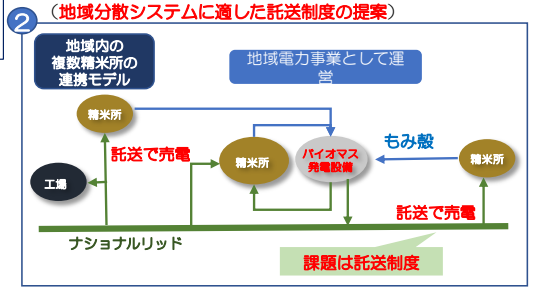
導入技術概要



- アセアン地域では、米は**主食**であり、**主要な輸出産品**であるため、恒久的にもみ殻が発生。その有効利用が課題となっている。

もみ殻発電による分散型システムのイメージ（FIT制度に依存しない事業モデル）





従来のもみ殻直接燃焼発電システムでは、規模が小さくなると発電効率が低下することが課題

本システムでは、2MW規模において高い発電効率を実現。



発電方式：
直接燃焼（BTG）
発電規模：
1.8~3.6MW
発電効率：＞20％
もみ殻必要量：
2.3t/hr.(1.8MW)
年間稼働日数：
330日　（予定）
焼却灰発生量：
0.48ｔ/hr.(1.8MW)

もみ殻発電のキーシステム
本邦技術を中心に競争力あるものを組み合わせ



【ボイラー（インド）】【タービン（日系）】　【発電機（日系）】

Feasibility Study project for the JCM（2020FY）

Country：The Socialist Republic of Vietnam　Category：Renewable Energy, Distributed Energy System

Feasibility study of low-carbon regional power supply system in Vietnam

Implementing Organization：Fujita Corporation

Based on a biomass power generation system that has high power generation efficiency even on a small scale, we will build a distributed system that suits the actual conditions of the region.

Overview of Study

By utilizing the modular system based on the rice husk power generation system (achieved power generation efficiency of 20% or more at 1.8 MW) and remote monitoring / control technology by IoT, which the first project of JCM equipment business in Myanmar, we will work to build a distributed system that can cost reduction flexibly respond to local conditions.

While considering business development utilization the FIT system, we will propose a system for a reginal electric power business model using the electric power wheeling system and for widespread throughout ASEAN

Study Items

1) Analysis of trends in ted policies and systems
2) Examination of commercialization plan
3) Examination of issues and countermeasures
4) Examination of specific system development/improvement plans
5) Estimate of emission reduction amount and examination of emission reduction contribution
6) Activity to propose system development / improvement plan to those involved in the partner country

Prospects for Dissemination

From the following approach, we will try to spread it mainly in the Mekong Delta (in the future, we will expand horizontally to local cities where rice production is active in ASEAN).

- Realign a “reginal electric power business model using electric power wheeling system” that dose not depend on the FIT system through policy dialogue
- Promote franchise-like horizontal deployment of 1.8 MW modules through collaboration with local rice millers
- 1.8 MW scale corresponds to the amount of rice husk generated at large-scale rice mills in ASEAN, and promotes business development in combination with the construction and renovation of rice mills

GHG Emission Reduction

“**Contribution to reduction by project implementation**” : Proposal first in Vietnam (utilizing FIT system) aims to be JCM in Can Tho City, Mekong Delta, and consider reduction amounted based on JCM methodology in first project (1.8 MW) in Myanmar. (At present, the amount of reduction in the first project (3.6MWx 1units) in Vietnam is estimated to be about 8,310 t-CO2.

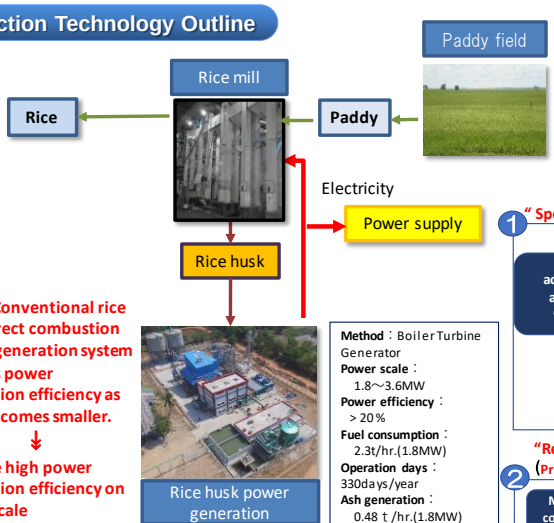
“Contribution to reduction by introducing the system”: By horizontally deploying the reginal electric power business model using electric power wheeling system in Vietnam (the Red River and the Mekong Delta), there is a possibility of introducing 1.8MW unit x about 34 units (contribute to 140,000t-CO2 reduction) [Estimation based on using 10% of the produced rice husk in the areas].

“Contribution to reduction through product dissemination”: ASEAN wide (Vietnam (the Red River and Mekong Delta), Myanmar, Thailand , Indonesia and Philippine are promising), there is a possibility of introducing 1.8MW / unit x 183 units (contribute to 950,000 t- CO2 reduction) in these five countries [Estimation based on using 10% of the produced rice husk in the areas].

Feasibility Study project for the JCM（2020FY）

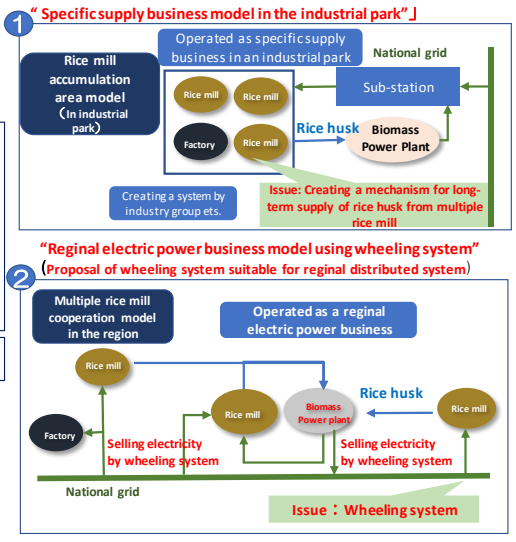
Country：-The Socialist Republic of Vietnam　Category：Renewable Energy, Distributed Energy System

Introduction Technology Outline



In the ASEAN region, rice is a staple food and a major export product. Therefor, rice husk are permanently generated and its effective has become an issue.

Image of distributed system by rice husk power generation（Business model that dos not depend on FIT system）



Key equipment for rice husk power generation
Combination of price-competitive products centered on Japan technology



【Boiler（India）】　【Turbine（Japan）】　【Generator（Japan）】

3. 実現可能性調査支援（CCUS 国際連携事業）

3.1 公募・進捗管理等の CCUS 事務局運営

3.1.1 公募・実施課題の選定

(1) 公募要領の作成

公募期間を、2020 年 4 月 10 日（金）～4 月 24 日（金）（12 時必着）の約 2 週間とし、実現可能性調査の企画提案の募集を行った。公募の開始日までに、前年度を参考に公募要領を作成した。公募開始日には、弊社のウェブサイトに、公募要領の掲載用のウェブページを開設した。ウェブページには、事業の概要（募集概要、事業内容）、応募手続き（対象、公募期間、関連資料、質問受付、過年度の報告書、ヒアリング）、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、申請書、企画提案書、事業概要、契約書（案）の 5 点を添付した。

(2) 公募の実施に関する広報・周知説明会の実施

2020 年 4 月 10 日に「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）」（経済産業省事業）のうち CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集について」というタイトルで弊社のウェブサイトで公募を開始した（公募締切日は 4 月 24 日）。

(3) 公募に関する照会や質問等への対応

公募に関する問い合わせをメールで受け付けた。問い合わせに対しては、必要に応じて経産省に確認しつつ、質問者に返答を行った。

(4) 応募案件の取りまとめ・整理

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

(5) 審査委員会の開催及び運営

審査委員会は、ヒアリングが必要と判断した提案企業に対してのみ、2020 年 5 月 7 日（木）13:30-17:00 にオンライン会議で実施した。ヒアリング当日は、提案者が提案内容を説明した後、質疑応答を実施した。

(6) 審査結果の取りまとめ・公表

外部有識者による第三者委員会での厳正な審査を行った結果、以下の 4 件の応募者を採択先として決定した。公募の結果は、弊社ウェブサイトに公表した。

表 3-1　公募の結果

採択先	相手国
株式会社ジョンクェルコンサルティング	インドネシア
石油資源開発株式会社	インドネシア
日本エヌ・ユー・エス株式会社（共同提案者：電源開発株式会社）	インドネシア
一般財団法人日本エネルギー経済研究所	サウジアラビア

(7) 審査結果の応募者への通知

審査結果は、応募者に対してメールで通知を行った。採択者に対しては、採択通知を作成し、通知した。

3.1.2 実施課題の管理、進捗把握

(1) 採択者との契約の締結

採択者との CCUS 案件形成事業実施に関する再委託契約の締結をするため、事前に、再委託契約書を作成し、公募関連書類一式と共に公表した。事業完了後の確定検査に基づく事業費の精算となることから、再委託契約は精算条項付きの概算契約とした。

なお、再委託契約書は、基本的に経済産業省殿と事務局（弊社）との委託契約書に準ずるものとしている。

(2) 経理処理、事業者への周知・指導等

経理処理に関して、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。また、各社からの経理処理に対する問い合わせに都度応じた。

(3) 各事業の進捗管理、実施状況の把握、地球環境連携室への報告

限られた期間内に採択案件の進捗・実施状況の管理を行うため、効率的な管理を行うように努めた。

具体的には、採択事業者とは定期的にミーティングやメール等でのコンタクトを持ち、円滑な調査遂行に努めた。業務の進捗については経済産業省殿に月例報告を行うと共に、個別事業者との打合せの結果についても報告した。

(4) 第三者有識者による各事業の進捗評価

第三者有識者による各事業の進捗評価として、2020 年 11 月 13 日と 27 日に中間報告会、2021 年 2 月 5 日に最終報告会を開催した。報告会（中間・最終）は、各事業者 15 分程度の報告時間後、質疑応答を行った。報告会で有識者から挙げられた指摘事項を、後日、事業者に送付し、指摘事項に対する対処方針の作成を依頼し、整理した。

3.2 各事業の成果概要

3.2.1 株式会社ジョンクェルコンサルティング

株式会社ジョンクェルコンサルティングによる「天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術の事業性評価」の概要を以下に示す。

表 3-2　成果概要（株式会社ジョンクェルコンサルティング）

調査項目	実施内容、これまでの成果、特記事項等	今後の重点
(1) 関連政策・制度・規制等	**実施内容** 調査・検討は、インドネシア共和国の温室効果ガス排出削減に関する政策、天然ガス利用促進と環境影響評価（AMDAL）、「天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術」導入と環境影響評価等について実施した。 **結果** 本技術導入する場合について、新規天然ガス田開発における天然ガス精製プラントへの導入には、環境影響評価（AMDAL）の申請を必要とするが、既存天然ガス精製プラントに導入する場合には、関連政策・制度・規制に抵触するものがないことがわかった。また、この技術導入による低炭素化の削減量に関する言及もないことがわかった。こうした調査・検討結果を踏まえて、この技術導入による新たな関連政策・制度・規制等の提言と働きかけができると思われた。	今回の調査・検討の結果、下記の 2 点を今後の重点と考える。 ① 調査・検討の結果を踏まえて、技術導入するための新たな関連政策・制度・規制等について、具体的な内容を作成して行くことが必要と思われる。 ② 上記①の草案をもとに、関係省、機関等に、提言と働きかけを図る。
(2) 事業化計画の検討	**実施内容** 調査・検討は、下記の 4 点について実施した。 (1) 来年度以降の実証に向けて、関連政策・制度・規制で提案する政策等を活用した事業ニーズについて、事業化に向けた具体的なシステム・事業化計画・普及戦略。 (2) 技術をジャワ島 ABC 天然ガス精製プラントに導入した際の経済性の検討のために、初期投資コスト（設計、調達、建設）、運用コスト、メンテナンスコストを算出し、収益性、ビジネスモデル。 (3) その技術がインドネシア共和国内に留まらず、ASEAN 諸国への展開の可能性、普及のポテンシャル。 (4) 高付加価値品であるグラフェン材と医薬用材の生成内容と販路の可能性。	今回の調査・検討の結果、以下 4 点を今後の重点と考える。 ① 既存の ABC 天然ガス精製プラントでの実証を行い、収益性を確認したうえで、これをビジネスモデルとする。このビジネスモデルを PT. PERTAMINA　EP が運営する他の天然ガス精製プラントへの導入を検討する。 ② ①のビジネスモデルを新規天然ガス田開発へ適用できるように、検討を行う。 ③ ①のビジネスモデルを ASEAN 諸国のうち、タイへ打診し、その展開の可能性を探る。

	結果 この技術を既存の ABC 天然ガス精製プラントへ導入し、それをひとつのビジネスモデルとして、ASEAN 諸国へ展開していく筋道を立案することができた。また、この技術導入によって、CO2 処理後に副次的物質として生成されるグラフェン材と医薬材についての販路を見出すことができた。	④ 実証で生成されたグラフェン材と医薬材を純度について、販売を予定している企業と検討し、販売量、金額を決める。
(3) 課題と対応策の検討	**実施内容** 調査対象技術の 2 通りの導入手法について課題と対応策を検討した。 (1) 既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合 (2) 新規天然ガス精製プラントへの技術導入の場合 **結果** 既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合には、環境影響評価書の申請は必要ないことが判明した。また、CO2 濃度の高い天然ガスの処理は、現時点では基準がなく、技術導入の妨げにはなっていないものの、今後、基準の必要性について、関係省へ新たな法規制立案の提言ができると思われる。 新規天然ガス田への技術導入は、特定新規ガス田開発の環境影響評価を行うことが義務付けられているため、環境影響評価書を作成し申請しなければならない。対応策として新規開発プロジェクトの AMDAL 申請に係るドキュメント一式を、ひとつの基本とし、踏襲していくことである。	環境影響評価 AMDAL の中で、CCS/CCUS との係わりで見た場合、技術導入によって CO2 放出量が増加しないことをプロセスを通して証明しなければならない。この対応策について、特定の新規開発プロジェクトの環境影響評価（AMDAL）申請内容を踏襲して行くが、実際に申請書を作成したうえで、それが適当かどうかの判断を行う必要がある。 これが、適当と判断された場合には、AMDAL 申請のひとつの基本となり、環境影響評価申請に係る新たな提言に繋がるかも知れない。
(4) 排出削減の定量化の検討	**実施内容** 事業化した場合に、適用可能な温室効果ガス排出削減方法論の検討を実施し、JCM 方法論を用いた排出削減見込量の試算を検討した。また、JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算も検討した。特に、この技術を ABC 天然ガス精製プラントに導入した際の CO2 の削減プロセスの明確化、CO2 削減効果の検討を行った。 **結果** 排出削減の定量化について、プラント全体の電気使用量（kwh）を用いて評価することにした。技術導入による年間電気使用量 5%は、再生可能エネルギー（太陽光）で補い、新たなエネルギーの発生源にはならないことがわかった。	今回の排出削減の定量化の検討では、プラント全体の電気使用量（kwh）で評価したが、CCUS 国際連携事業の枠組みの中で、排出削減の定量化を行うためには、実際の JCM 方法論に沿って、算出することを考えたい。
(5) 相手国関係者との連携事業等	**実施内容** 下記の目的で、2021 年 1 月 15 日、Web コンファレンスを実施した。 ● 日尼 JCM の制度概要及び実施状況、並びに CCUS に関する経済産業省の支援事業に関する情報共有 ● ジョンクェルコンサルティング社による CCUS-FS 事業の実施状況及び技術に関する情報共有	本事業の CCUS は、JCM においては新規分野で、今後制度面での整備が必要となってくるが、両国のパリ協定目標達成に多大な貢献をし得る有望な分野となる可能性があるために、引続き調査・検討を進め、CCUS 国際連携事業のひとつとなるように努力したい。

	● ジョンクェルコンサルティング社による CCU 技術の CO2 排出削減効果の算定手法及び想定される CO2 排出削減ポテンシャルに関するディスカッション ● 今後のビジネス展開に関する意見交換 **結果** 本事業の協力者である PT. PERTAMINA から、下記のような見解を得た。 ● プルタミナとジョンクェルコンサルティングは、約 4 年間にわたり本事業の実現に向けて協同してきた。プルタミナにとって、ガス開発は大変重要であり、CO2 濃度の高いガス田からもガス生産を可能とするジョンクェルコンサルティングの技術は、ガス上流部門にとって大変重要と認識している。 ● 日本政府の本調査の協力にも大変感謝しており、インドネシア側として、プルタミナは協力を惜しまない。 ● Web コンファレンスのクロージングの言葉として、経済産業省より、日本が今後カーボンニュートラルを目指す上で、インドネシアを含む国際協力は欠かせないことを念頭に、今後の更なる連携を期待するとの言及があった。	

3.2.2 石油資源開発株式会社

石油資源開発株式会社による「インドネシア共和国南スマトラ及びジャワ地域における JCM CCUS 実現可能性調査事業」の概要を以下に示す。

表 3-3　成果概要（石油資源開発株式会社）

調査項目	実施内容、これまでの成果、特記事項等	今後の重点
(1)関連政策・制度・規制等	①JCM CCUS を上流事業の一部として進めていくことに関しての関係者、未整備事項についてプロモーション先やレベルについての共通認識を得ることが出来た。 ②CO2 パイプライン設計関連事項に関する事例を収集し将来の技術指針準備を見据えた重要事項の説明を行い理解を得た。 ③貯留事象・リスクアプローチの体系化についての国際事例についての情報収集を行いインドネシアを踏まえた進め方についての提案し理解を得た。	調査事業からよりプロジェクトの実装に向けた関係者プラットフォーム設置を相談していく。

(2)事業化計画の検討	南スマトラ地域開発型 JCM CCUS の事業化計画のアップデートを実施、CO2 排出源につき候補ガスプラントの CO2 長期供給可能性について詳細に調査。長期供給は難しいとの結果より代替ソースを調査。30 万 tCO2/年×30 年の圧入を、約 790 万 tCO2 程度の削減量のシナリオを構築。	実証準備を提案していくとともに、南スマトラの CO2 排出源の立ち上がりについての情報収集を継続する。
(3)課題と対応策の検討	①ジャワα油田に関する貯留健全性の調査を LEMIGAS と共同で行い貯留適地であるとの判断をすることができた。 ②CCUS 特有のリスクである貯留リスクアセスメントについては FID 条件の深堀を行い、その達成に向けた仮説を構築することができた。	Project Viable な貯留状態については各国工夫を重ねているところであり、事例を得ながら、また、個別ＰＪの状況を見ながら､PDCA をまわしつつ FID 条件を確実にしていく。ジャワα油田については圧入計画の最適化に応じたモニタリング計画の最適化を行う。
(4)排出削減の定量化の検討	①LEMIGAS と JCM 方法論素案を準備することが出来た。 昨年度 JCM Indonesia より指摘を受けた CDM CCS M&P のみの参照については、JCM と CDM は異なるフレームワークであり、ISO 等も参照可能であるとの見解を LEMIGAS が JCM Indonesia より得た。	実証準備フェーズやそれに類するフェーズに進める場合は JCM CCUS 方法論の登録を進めていきたい。
(5)相手国関係者との連携事業等	①ERIA CCUS シンポジウムに参加、JAPEX の取組を紹介頂くとともに、Pertamiana より SuJAPEX/LEMIGAS との協業についても紹介して頂くことが出来た。 ②LEMIGAS よりインドネシアのＣＣＵＳ関連動向についてのアップデートをして頂くことが出来た。	相手国連携事業を通じた CCUS の普及促進の機会を追求していく。

3.2.3 日本エヌ・ユー・エス株式会社

実施者：日本エヌ・ユー・エス株式会社（JANUS）、共同実施者：電源開発株式会社（J-POWER）による「尼国グンディガス田における CCS プロジェクトの JCM 実証に向けた調査」の概要を以下に示す。

表 3-4　成果概要（日本エヌ・ユー・エス株式会社）

調査項目	実施内容、これまでの成果、特記事項等	今後の重点
(1)関連政策・制度・規制等	本案件を進める上で、法規上、支障となる課題がないかどうかを確認し、支障となる大きな課題が無いことを確認した。各項目の確認結果は以下。 **■CO2 パイプライン輸送** 現行の法規では特化した法律のない CO2 パイプライン輸送については、本案件同様に、不純物を含む CO2 をパイプライン輸送が政府の許認可の下、実施済みである。 **■今後の CCUS 大統領令発効の影響** 尼国政府が検討中の大統領令 草案内容によれば、新たに対策が必要となるような条項は見受けられない。 **■実証実施時における該当法規** 油ガス上流分野における活動に該当する。今後、CCUS 対象ガス田鉱区を有するプルタミナ社が、油ガス上流の権益を管轄する SKK-MIGAS に本案件の計画を申請し、承認されることで対象鉱区内での活動が許可される。 **■その他（環境面）** 既存の環境影響評価の国内法に従い、「環境管理計画書及びモニタリング計画書」（UKL-UPL）により、環境許可の取得が可能である。	油ガス上流分野の活動に該当する本案件は、当該鉱区を有するプルタミナが主体となって許認可および開発計画を申請し、それが監督官庁である SKK-MIGAS に承認されることで進めることが可能となる点が、今後の重点課題となる。 実証に向け、今後、必要な手続きが円滑に進められるように、プルタミナとの協力関係をさらに強化し、監督官庁 SKK-MIGAS を巻き込みながら進める必要がある。
(2)事業化計画の検討	**(1) 地域 CO2 マネジメント展開調査** 多くの石炭火力発電所が稼働するジャワ島において、周辺に多数の CO2 利用先（CO2-EOR 適用可能な油田）を有する石炭火力発電所を抽出し、CCUS 事業展開の可能性を評価した。その結果、単一の油田利用では成立し得ない場合でも、複数油田を利用することで事業収益性改善に期待しうる可能性を明らかにした。 **(2) CO2 圧入挙動シミュレーション** 150t-CO2/日圧入に基づく過去のシミュレーションモデルをベースに、800t-CO2/日圧入に変更し、流体モデルおよびヒストリーマッチング等に改良を加えた上で、CO2 圧入挙動シミュレーションを実施した。その結果、圧入可能性および圧入後の CO2 予測、CO2 圧入に伴うガス生産への影響（ガス増産）が確認できた。一方、圧入 CO2 の挙動については、複雑な地質構造やデータ品質に起因する不確実性への懸念があり、引き続き検討が必要である。 **(3) CO2 輸送・圧入システム、坑井システムの検討** 過去の 150t-CO2/日圧入ベースの概念設計と（２）の検討結果に基づき、必要な圧力を検討し、800t-CO2 の圧入が可能な施設構成（パイプライン、脱水ユニット、圧縮機、坑井）を検討した。検討においては、省エネルギーおよび環境/安全の観点（H2S 等に対する耐腐食性材質の選定等）に基づくシステム	過去の検討に基づき、改良を加えて実施した CO2 圧入挙動シミュレーションにより、圧入可能性と圧入後動態を確認し、次いで計画に基づき圧入可能な施設を検討し、その概算コストを見積もった。 机上検討は完了したものの、地下における不確実性への対策やガス生産操業の現場状況の反映については、さらなる検討が必要であり、プルタミナと徹底的な議論を重ねていく必要がある。

	最適化を考慮した。検討した施設について概算コストを見積もった。	
(2)事業化計画の検討	**(4) マイクロバブル圧入技術の適用性検討** 国内でのマイクロバル圧入技術の実績をベースに、本案件における技術適用の可能性、効果、必要設備について検討した。 **(5) 圧入不純物の影響評価技術の適用性検討** H2S を含んだ CO2 の圧入は地下環境に悪影響を及ぼすものではないことは知られているが、国際基準等で言及されているように、事業者による圧入後の影響の定量的把握が望ましい。入手した限定的なデータを基に推定した結果では、H2S による地下環境への影響は小さいと考えられる。 **(6) モニタリング計画の検討** 本案件に必要となる圧入前および圧入中のモニタリング計画を策定し、モニタリングに必要となる各種機器や分析等に必要なコストを見積もった。 **(7) 国内／国際標準への準拠** CCUS 認証スキームを有する DNV GL 社と協議を行い、本事業が ISO27914 の対象であり、要件を満たせば、認証を得ることが可能であり、必要な資料等の準備、予算、スケジュールについても確認したので、今後のグンディ CCS 実施時には、必要に応じて ISO 認証の取得に向けたプロセスを速やかに開始できることを確認した。 **(8) 社会的合意形成に向けた検討** 過去の検討で実施されたアウトリーチ活動内容をベースに、本案件で対象となる地域とステークホルダーについて確認し、必要なアウトリーチ活動の計画案を策定した。	いずれも検討項目においても、過去スタディ結果をベースに、現状の計画、入手可能な範囲のデータや情報を基に検討を実施した結果、基本となる計画策定され、課題抽出済みである。 今後は、本案件の進展に伴い確定する CO2 圧入計画と施設計画、新たに取得するデータの反映が必要である。
(3)課題と対応策の検討	ガス田操業会社のプルタミナ社にとって、CO2 圧入によるガス生産への影響（CO2 混入等）や生産量維持へのリスクが懸念され、実証プロジェクト実施の可否は同社が判断することになる。併せて、既存設備の操業とともに、CO2 圧入設備の設置作業やその運転も同社が実施することになり、CCS 関連設備が既存生産設備運転に悪影響がないように設計する必要がある。こうした課題について、COVID-19 の影響やプルタミナ組織改編等によりプルタミナ社との具体的な協議は遅延していたが、後述する尼日進捗会合を開催し、プルタミナ社を含む尼日の関係各機関が協力して、今後の検討方針と必要なアクションを確認した結果、来年度に検討が進められる見込みである。	後述の「（５）相手国関係者との連携事業等」に記述。
(4)排出削減の定量化の検討	CO2 漏洩がないことが担保できる各種条件を地質・貯留層工学・操業の視点から事務局 MRI 殿と協議して検討し、方法論適用時の適格性要件に含めた。これにより、CO2 地下圧入時に特定箇所をモニタリングすることで、CO2 排出削減量を算定できる方法論となった。この方法論に基づく概算結果では、年間 30 万ｔの CO2 圧入に対し、10 年間操業の想定では、総計 280 万ｔの CO2 削減が想定される。	今後の本プロジェクトの実証後に CO2 の地下圧入を継続した場合に得られるクレジットの配分やクレジットを得る意義について、引き続き、関係機関と議論しながら、検討していく。

(5)相手国関係者との連携事業等	尼国カウンターパートであるバンドン工科大学（ITB）と定期的にテレビ会議を開催し、会議には可能な限り、プルタミナ関係者の同席を得ながら、調査を進めてきた。また、経産省地球環境対策室殿の支援を得て、両国政府出席の下、2020 年 12 月 21 日に進捗報告会合を開催した。また、2021 年 3 月 3 日に最終報告会合を開催し、グンディ CCUS 実現に向けた今後のアクションを確認した。	課題を解決するため、グンディガス田鉱区を有し、ガス田操業を行うプルタミナ社と密接に連携し、グンディ CCS 実現に向けた検討を継続する。

3.2.4 一般財団法人日本エネルギー経済研究所

一般財団法人日本エネルギー経済研究所による「日本・サウジアラビア間における CO2-EOR/CCUS を利用したアンモニアササプライチェーンの実証試験」の成果概要を以下に示す。

表 3-5　成果概要（一般財団法人日本エネルギー経済研究所）

調査項目	実施内容、これまでの成果、特記事項等	今後の重点
(1)関連政策・制度・規制等	➢ 炭化水素を使用しながら脱炭素を目指す（CCE）の内容の整理 ➢ CCE の一例としてのデモストレーション	継続的に整理
(2)事業化計画の検討	➢ 物流計画の実行 ➢ ビデオ（5 分）10 月 12 日公開 ➢ ビデオ(20 分）11 月 18 日公開 ➢ IEEJ ビデオギャラリー	(物流)2021 年 1 月末終了 (ビデオ)2020 年 11 月末終了 内外のより多くの機関及び国際会議等での放映・普及を進める
(3)課題と対応策の検討	➢ 経済性に関する検討 ➢ CO2 削減効果 ➢ JCM の方法論整理	継続的に検討 継続的に検討 継続的に整理
(4)排出削減の定量化の検討	上記(3)に含む	
(5)相手国関係者との連携事業等	日サビジョン 2030 大臣閣僚会合（12 月 15 日） 豊田理事長出席プレゼン+1 分ビデオ（カット版作成）上映 （C/P：アラムコ CTO のクエター氏出席） サウジ：投資大臣（アル・ラファーレ：元アラムコ CEO）より、これまでの日サ協力の深化に対し、エネ研に対し謝意を表明	

3.3 温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の検討まとめ

(1) 株式会社ジョンクェルコンサルティング

同社の方法論が対象とするプロジェクトでは、回収した CO2 とマグネシウム等の物質との反応から単体の炭素を生じる技術により CO2 排出削減が達成されることを想定している。ここで生産された炭素は、グラフェン等、化石燃料起源の炭素を代替する形で有効活用されると想定されることから、CO2 回収分が削減として計上される。従ってリファレンス排出量は回収した CO2 の量となる。

また、プロジェクト排出量としては、①反応装置のエネルギー消費、及び②反応に用いられる物質の製造に用いられるエネルギーに起因する排出を想定している。ここで①については、反応装置は燃料を消費しない構造とすることを条件としており、昇圧等に用いる電力消費のみが算出の対象となる。また②については、プロジェクト事業者によれば反応物質は触媒としても機能するため回収する CO2 に比べて消費量は非常に少なくてすむ。このため現状の想定ではプロジェクト排出量はリファレンス排出量に比べて極めて小さいと想定されている。

また、回収された CO2 に基づき生産される炭素は、プロジェクトが実施されない場合はエネルギーを消費し、CO2 を排出するプロセスで生産されると思われる。従って本プロジェクトは CO2 回収施設外でも CO2 排出削減につながることが期待される。

(2) 石油資源開発株式会社

本方法論は、適切に選定され、かつ運営されている貯留地での残存率は 100 年で 99%以上であることがほぼ確実（90%以上）であり、1000 年で 99%以上である可能性が高い（66%以上）とする IPCC 特別報告書の結論を元に作成されている。本プロジェクトに用いる算定方法では、「適切な選定」を担保する条件としてサイトの安全性に関する条件として十分な容量、圧入性、地質の健全性を列挙し、かつ「適切な運営」を担保する条件として圧入レートがキャップロック破壊圧の 90%以下であること、坑井の健全性、適切な閉鎖計画、モニタリング計画等を挙げている。

以上に基づきリファレンス排出量は圧入量となる。また上記の適格性要件を設定していることもあり、プロジェクト排出量としてはエネルギー（化石燃料及び電力）消費に起因する排出及びフレア、ベント起源排出のみ記載している。長期・広範囲の漏洩についてはモニタリング対象としていない代わりに漏洩率を圧入量の 1%とおいているが、これは前述の IPCC 特別報告書の示唆する内容を汲んだものである。

なお同社のプロジェクトは増進石油回収（EOR）である。このようなプロジェクトにおいては生産した石油等化石燃料の扱いが課題となる可能性があるが、一つの整理のあり方として、世界的な石油市場（または国内の石油生産計画）において、EOR を用いて生産された石油は EOR を用いずに生産された石油を代替すると考えられる場合、圧入量が排出削減量と見なされ得るというものがある。

(3) 日本エヌ・ユー・エス株式会社

本方法論も上記（2）同様に、「適切な選定」及び「適切な運営」の条件について適格性要件に記載し、プロジェクト排出量としてエネルギー消費起源等、プロジェクト施設に起因する排出を中心としたものとなっている。それぞれの要件については、プロジェクトの探査・運営のあり方

及び地質学的特性を考慮し、（2）の方法論とは多少異なっている。具体的には、「適切な選定」の条件として、ガス田であること（天然ガスの貯留が確認されていること）、キャップロックが連続していること、活断層がないことを挙げ、「適切な運営」の条件として ISO27914 に準拠した生産井、坑井の評価、圧入量が最大圧入可能量を常に下回ること、及び圧入圧力がキャップロックの破壊圧力の 90%以下に抑えることを挙げている。

以上に基づきリファレンス排出量は圧入量となる。また、プロジェクト排出量としてはエネルギー（化石燃料及び電力）消費に起因する排出に加え、（2）の方法論との相違点として、長期・広範な漏洩に関するデフォルト値を設けていない代わりに、近傍にガス田が存在することから、ガス生産井に圧入した CO2 が到達する「ブレークスルー」の可能性を想定している。ブレークスルー起源排出量は、生産井から算出されたガス中の CO2 濃度が設定の値（過去 3 年間の年平均値のうち最も高いもの）を上回った場合、圧入井からの CO2 が漏出したものとみなすこととしている。ここで「最も高い」とした理由は、圧入なしにもとりうる値であるためである。

(4) 一般財団法人日本エネルギー経済研究所

本方法論は石油コークスを原料とするアンモニア製造に関するものである。石油コークスの炭素は分離・回収され圧入（EOR）されることを想定している。前述の（2）、（3）の方法論同様、「適切な選定」及び「適切な運営」の条件について適格性要件に記載されており、「適切な選定」の条件としてはキャップロックのシール性、「適切な運営」の条件としては初期圧力を上回らないような圧入及び適切な廃坑計画とモニタリング計画が記載されている。

以上に基づきリファレンス排出量は圧入量となる。また、プロジェクト排出量としては施設（硫黄回収設備、補助ボイラ等）でのエネルギー消費起源、及び（2）の方法論同様、長期・広範囲の漏洩として IPCC 特別報告書の示唆する内容より、圧入量の 1%とおいている。

4. 人材育成事業支援

ファイナンス分野に関するセミナーを開催するとともに、セミナーの実施結果等を踏まえ、ファイナンス分野での今後の人材育成の取り組み方向に関し整理を行った。

4.1 CEFIA ファイナンス・バーチャル・ワークショップ

4.1.1 目的・開催概要

目　的:

CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）でのファイナンス連携活動の一環として、2021 年 3 月 4 日にオンライン形式で開催した。

本イベントでは、これまでのファイナンス分野の準備活動として実施してきた研究活動の内で、「ASEAN 地域における金融機関のカーボンフットプリント削減の見える化活用方法についてのケーススタディ」の成果を報告した。また、各報告を踏まえて関連ステークホルダーとのパネルディスカッションを開催し、今後の活動の方向性について活発な意見交換を実施した。

・Virtual Workshop: Visualization of carbon footprint reductions by financial institutions.
・日時：2021 年 3 月 4 日（木）14：15-15：15 in Virtual Workshop (UTC+7)
・場所：オンライン開催
・参加者：Webinar 参加者数/登録者数：88 名/144 名、スピーカー/パネリスト：14 名

4.1.2 主な成果

当日のワークシップでの発表内容、ディスカッションの概要を以下に示す。

(1) 金融機関での見える化手法の活用事例の分析結果のサマリー

CEFIA の「見える化」の好事例として、国際金融公社（IFC）が開発した銀行ポートフォリオに係る環境インパクト（GHG 排出、エネルギー効率など）の計測・モニタリングプラットフォームである CAFI®(Climate Assessment of Financial Institutions)を取り上げ、導入した金融機関などのケーススタディなどを基に、金融機関がクリーンエネルギー/グリーンファイナンス等の見える化を実施する際の課題やニーズを分析した。その分析結果を発表した。

- 現在、グリーン・ファイナンスのニーズや TCFD（気候関連財務情報開示タスクフォース）などの気候関連情報の開示の高まりを背景に、各国の金融機関は自らの投融資ポートフォリオの気候関連情報を把握する必要に迫られている。一方、グリーンファイナンスに紐づく GHG 排出削減量やエネルギー削減量の測定は個別プロジェクト毎に実施されているものの、ポートフォリオ全体でその効果を統一的に測定し、記録し、報告する方法論がないことが課題となっていた。
- こういった隘路を解決するため、IFC は CAFI®を開発。現在、全世界で 123 機関の金融機

関に導入されている。今後、Taxonomy といったグリーン資産を分類するイニシアティブが世界的に活発化することが予想される中、金融機関にとって CAFI®のような気候インパクト測定プラットフォームの有用性は益々高まるものと予想される。

- 本調査では、7 つの CAFI®導入行にケーススタディを実施。CAFI®導入により、今まで把握できなかったグリーンファイナンスの全体的な動きが把握可能（Visualization）となり、①銀行全体での気候関連リスクへの意識の高まり、②グリーンファイナンス関連の新商品の開発、③リスク管理の高度化に繋がるなどのプラスの効果があり、行員の教育（キャパシティビルディング）がプラットフォーム導入促進に貢献するとの結果が示された。

(2) パネルディスカッションの結果

- 国際金融公社（IFC）からは CAFI®の開発に至った経緯や、金融機関等のオペレーションにおいて CAFI®が果たすことの出来る役割について説明があった。特に、多国間援助機関（MDBs）の共通で透明性のあるアルゴリズムで構築されたデータベースであること、プロジェクトの適格性の確認、プロジェクトがもたらすインパクト（GHG 排出削減、省エネ、節水）について、対外的に開示可能なレポート作成にも活用可能である点が強調された。また、CAFI®導入済みの複数の組織からの声を発表することで、CAFI®の有効性をより客観的に示した。
- スリランカ商業銀行（CBC）からは、同行の融資ポートフォリオのモニタリングに CAFI®を採用した経緯や運用における課題や、CAFI®への今後の発展に対する期待が述べられた。特に、CAFI®が、常に世界の最新の市場動向を踏まえ対象となるインパクト指標を更新している点など、恒常的なアップデートに努めている点を大きく評価した。
- アジア太平洋開発金融機関協会（ADFIAP）は、実施したサーベイリサーチの結果でも、インパクト指標をシステマティックにフォローすることは銀行の主要な課題となっている。一方、システマティックな方法論がないため、現状、こうしたインパクト指標を個別で測定し、報告しているとの問題点を指摘した。更に、CAFI®は、インパクト指標のインプットの標準化を通じて、この課題を解決できることから、民間銀行のみならず、ASEAN 域内の開発銀行にとっても非常に有益なツールであり、ASEAN 内の銀行への採用促進が進むことへの期待が示された。
- ADB からは、アジアでは国毎にグリーンファイナンスの定義が様々で混乱がある点が課題であり、ADB が運営するファンドにおいてもグリーンファイナンスの評価は苦労しているとのコメントがあった。更に、こういった課題にアプローチする点で、インプットデータの標準化が可能となる CAFI®のようなプラットフォームは案件の優先度を検討する上でも、有益であるとのコメントが得られた。

4.2 ファイナンス分野での人材育成の取り組みの方向性

本ワークショップを踏まえて、低・脱炭素ファイナンスの評価・管理・モニタリングに関する地場銀行へのキャパシティビルディングの実施の方向性について、以下の整理を行った。

- 既存の気候ファイナンスのフレームワークを基盤として、トランジション・ファイナンスや CO2 見える化の重要性を共有していくことを目的とする。
- 実施方法としては、ASEAN 内の金融機関とネットワークを有する ADFIAP と連携し、講義やワークショップを開催（コンテンツに応じて、その他関係者へ講師を依頼）等を行うことが効果的である。
- 当該トレーニングのコンテンツをベースとした Web ラーニング教材等による効率的な普及を目指すことも重要である。

5. CEFIA 国内事務局の運営、関連調査

5.1 フラッグシッププロジェクト遂行及び支援業務

5.1.1 RENKEI

(1) 目　的

本事業は、省エネの新技術である「連携（RENKEI）制御」に焦点を当てて、ASEAN 域内で、その普及のための教育・人材育成を行い、将来の温暖化ガス排出量の削減への貢献を図るものである。

一般社団法人電子情報技術産業協会 Japan Electronics and Information Technology Industries Association （JEITA）は、ASEAN 地域におけるエネルギーの接続性と統合の強化を図る ASEAN Centre for Energy（ACE）と協力して、ASEAN で同技術の普及を推進する。

本事業の参加者は、JEITA の制御・エネルギー管理専門委員会 WG1 参加の連携制御ベンダーであるアズビル株式会社、株式会社荏原電産、富士電機株式会社、三菱電機株式会社、横河電機株式会社の 5 企業とタイ、インドネシア、ベトナムの大学等、産業界、官庁である。

(2) 活　動

本年度の具体的な活動は以下である。

- 現地大学機関による連携制御ポテンシャル調査方法検討と結果報告
- 現地大学機関と各国関連政府機関との連携制御普及に向けた協議準備
- 現地大学機関との協業による人材育成の実施

連携制御を幅広く普及するため、各国学生向けの人材育成セミナーを実施した。連携制御に関連する知識、連携制御による具体的な温室効果ガス削減、またポテンシャル調査方法などをセミナーで講義した。

本セミナーは JEITA 制御・エネルギー管理専門委員会 WG1 メンバーにより、2020 年 9 月にタイのチュラロンコン大学を中心に同 9 月～10 月にインドネシアのバンドン工科大学およびベトナムのハノイ工科大学を中心に実施した。各々のセミナーは、週 1 回、4 週連続で実施された。

(3) タイのポテンシャル調査

タイの大学に依頼した連携制御の産業界への適用による温暖化ガス削減ポテンシャル調査の結果を以下に示す。

ポテンシャル調査の実施方法は、製造業のうち連携制御適用の可能性の高い「食品・飲料、繊維、化学、非金属」の業種を選定して検討を行った。これらの業種の石炭、石油、天然ガス、電力の 2019 年の消費量から、各燃料の CO2 排出係数を使用して総 CO2 排出量を計算した。工場の全ての装置に連携制御が適用可能ではないので、ボイラー、コジェネ、プロセス加熱設備、プ

ロセス冷却設備など連携制御適用対象設備に絞って、その CO2 排出量を計算する。その計算には、各業種においてそれらの設備のエネルギー消費が工場全体のエネルギー消費に占める割合をウェブサイト Office of Energy Efficiency & Renewable Energy (https://www.energy.gov/eere/amo/manufacturing-energy-and-carbon-footprints-2014-mecs) を参照して求め、それを適用した。連携制御適用による CO2 削減効果は、過去のプロジェクトの削減効果実績からその設備のエネルギー消費の 3%として計算した。

食品・飲料、繊維、化学、非金属について、石炭、石油、天然ガス、電力の 2019 年の消費量は下表のとおりである。

表 5-1　タイにおける主要産業におけるエネルギー消費

エネルギー消費／製造業	食品.・飲料	繊維	化学	製紙	非金属	計 (ktoe)
石炭 (ktoe)	437	408	169	931	5,115	7,060
石油 (ktoe)	1,392	87	592	146	359	2,576
天然ガス (ktoe)	210	60	1,584	271	862	2,987
電力 (ktoe)	1,938	543	1,044	199	549	4,273
計	3,977	1,098	3,389	1,547	6,775	16,896

出所）Department of Alternative Energy Development and Efficiency、ウェブサイト、
https://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=47340（2020 年 11 月 12 日取得）

各燃料の CO2 排出量係数は以下

石炭	: 4.116	[kton-CO2/ktoe]
石油製品	: 3.000	[kton-CO2/ktoe]
天然ガス	: 2.349	[kton-CO2/ktoe]
電力	: 6.597	[kton-CO2/ktoe]

ウェブサイト Office of Energy Efficiency & Renewable Energy より各業種の連携制御対象の設備であるボイラー、コジェネ、プロセス加熱設備、プロセス冷却設備のエネルギー消費割合を抽出する。食品・飲料分野では、下図から連携制御適用の可能性のある CO2 排出量が全体の 48%となる。

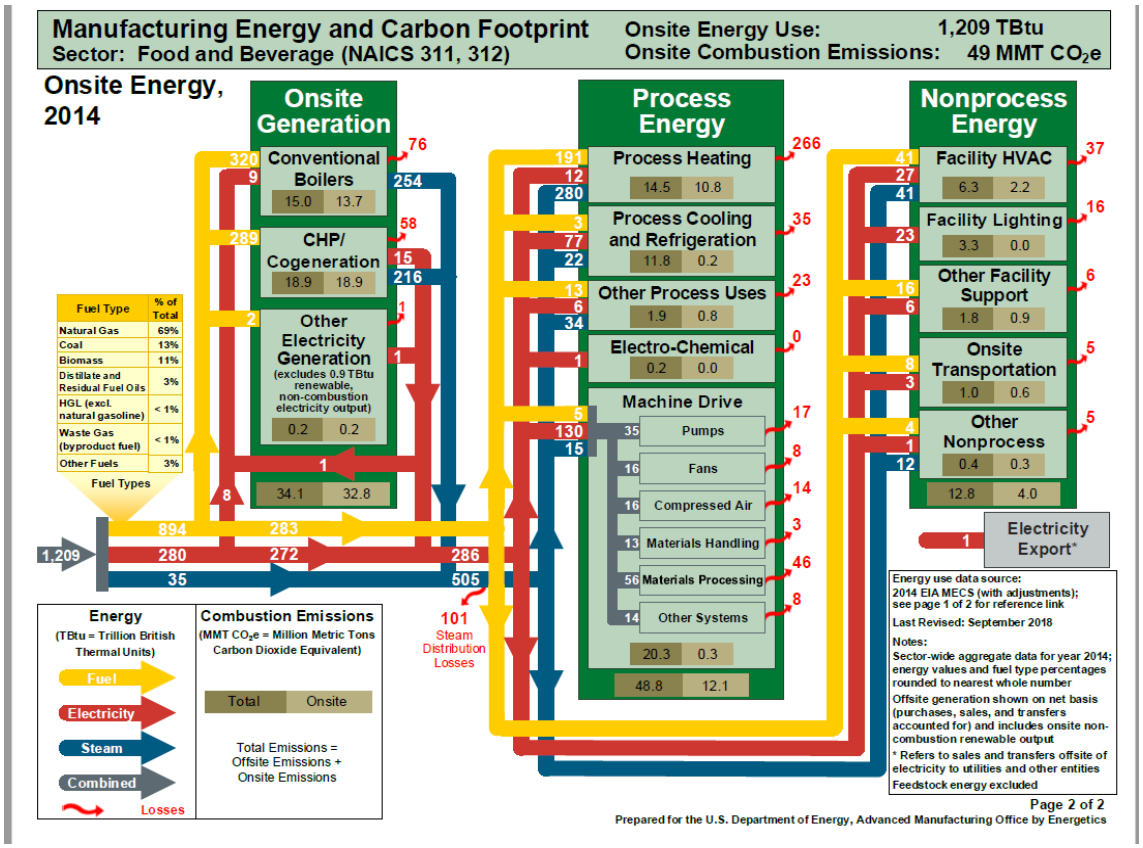


図 5-1　食品・飲料工場のエネルギーの流れ

出所）Office of Energy Efficiency & Renewable Energy 、ウェブサイト、
https://www.energy.gov/eere/amo/manufacturing-energy-and-carbon-footprints-2014-mecs（2020 年 11 月 20 日取得）

同様にして、繊維、化学、製紙、非金属（ガラス、セメント）など主要セクターの考察を行い、用途別の CO2 排出量および連携制御対象の設備の排出比率をまとめた。

その排出比率を使用して、各主要セクターの連携制御による CO2 削減量の計算を行った（各セクターの CO2 排出量は、燃料消費量と各燃料の CO2 排出量係数から計算。連携制御適用による CO2 削減効果は、削減効果 3%として計算）。

上記業種の連携制御適用による CO2 削減効果の総計は、998 kton-CO2/year となった。

(4) プロジェクトによる削減貢献

本章では、アズビルが平成 26 年度～平成 30 年度に NEDO 地球温暖化対策技術普及等推進事業で実施したインドネシアの動力プラント (ボイラー、タービン設備)への運用最適化技術（連携制御）の適用プロジェクトを事例に、温暖化ガス（CO2）削減貢献の定量化を検討する。

当該プロジェクトでは、インドネシアのプルタミナ社のチラチャップ製油所の動力プラントのボイラーシステムの運転最適化を図ることで、温暖化ガス（CO2）排出量削減を実施した。プロジェクトで採用された中核技術は、多変数モデル予測制御による連携制御技術である。

対象の動力プラントは、10 基のボイラーから構成されている。需要に対する供給量を維持しつつ、動力プラント全体での総 CO2 発生量が最小となるように各ボイラーの運転ロードを自動制

御し、効率に応じたロード配分を行う。

実証運転は、2018 年 1 月から 2018 年 10 月までの期間で、その間の CO2 削減量を JCM 方法論（JCM 認定方法論　ID_AM007_ver01.0）に基づきモニタリングした。省エネルギー量確認には、オンライン最適化制御をオフの状態からオンとし、各ボイラー挙動とシステム効率の改善度を確認した。

表 5-2　インドネシア・ボイラーシステムの JCM モニタリングレポートサマリー

項目	工業単位	値	備考
開始日時		2018/1/1/0:00	
終了日時	日時	2018/10/31/24:00	
有効時間	時間	7,232	
総高圧蒸気製造量	Ton-HPS	4,556,162	1月から10月までの積算値
総重油使用量	Ton-FO	357,676	1月から11月までの積算値
総燃料ガス 1使用量	Ton-FG1	22,369	1月から12月までの積算値
総燃料ガス　2使用量	Ton-FG2	39,491	1月から13月までの積算値
Reference Emission	Ton-CO2	1,282,124	1月から14月までの積算値
Project Emission	Ton-CO2	1,247,168	1月から15月までの積算値
削減量	Ton-CO2	34,956	1月から16月までの積算値
削減率		2.7%	

出所）新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)、ウェブサイト、
https://www.nedo.go.jp/library/database_index.html（2020 年 12 月 8 日取得）

(5) タイのエネルギー消費構造と連携制御による温暖化ガス排出量削減

タイ全体でのエネルギー消費は、85,707 ktoe で、そのうち約 36%である 31,000 ktoe を製造業が占めている。

製造業の中で、今回のポテンシャル調査でリストアップされた多エネルギー消費業種である「食品・飲料」、「繊維」、「化学」、「製紙」、「非金属（ガラス、セメント）」の５業種でエネルギー消費の半数以上にあたる 15,349 ktoe を占めている。

タイの 2019 年基準の製造業のエネルギー消費のうち再生可能エネルギーを除いたエネルギー消費 22,340 kton-CO2 に対し、連携制御による CO2 削減量は 998 kton-CO2/年と算定された。

よって、「製造業のエネルギー消費」に対する「連携制御による CO2 削減量」比率は、998/22,340＝0.0447 [kton-CO2/ktoe energy] である。

(6) ASEAN 全体における連携制御技術導入による温暖化ガス削減ポテンシャル

ASEAN の中で、連携制御の対象となる産業が多く存在する、タイ、ベトナム、インドネシア、マレーシア、フィリピン、シンガポールを削減ポテンシャル算出のための国として選んだ。タイを除く各国の連携制御による CO2 削減ポテンシャルは、タイのポテンシャル調査結果をベンチマークとし、各国製造業のエネルギー消費量から推計することとした。

タイでは、前節で述べたように連携制御技術導入による温暖化ガス削減量が 2019 年基準の製造業の非再生エネルギー消費 22,340 kton-CO2e に対し、連携制御による CO2 削減量が 998 kton-CO2/年である。よって、「製造業の非再生エネルギー消費」に対する「連携制御による CO2 削減量」比率は、998/22,340＝0.0447 [kton-CO2/ktoe energy] である。

ASEAN 諸国の 2018 年の製造業のエネルギー消費を“IEA (2020). World Energy Balances. (*1)”の値を使用すると、次図のようであり、上記係数 0.0447 をあてはめ、連携制御による CO2 削減量を推計する。

表 5-3　ASEAN 全体における連携制御技術導入による温暖化ガス削減期待

ASEAN 国	製造業エネルギー使用 (KTOE)	再生可能エネルギー (KTOE)	非再生可能エネルギー (KTOE)	連携制御による CO2 削減ポテンシャル(kton-CO2)
タイ(1*)	30,313	7,552	22,761	998
マレーシア	19,507	0	19,507	872
フィリピン	7,630	1,212	6,418	287
シンガポール	7,043	0	7,043	315
インドネシア	50,157	6,342	43,815	1959
ベトナム(1*)	32,545	5,541	27,004	463
計			126,548	4,894

(1*) ポテンシャル調査結果

出所）International Energy Agency (IEA) : 「World Energy Balances 2020」、ウェブサイト、https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables（2020 年 11 月 20 日取得）

この結果より、ASEAN 対象国に対する連携制御技術導入による温暖化ガス削減量として 4,894 kton-CO2 のポテンシャルがあると推計した。

(7) まとめ

デジタル化・DX の進展により、IoT で幅広い情報がデジタルで収集することが可能になり、コンピュータ・AI 技術の進展で、複雑な解析ができるようになってきている。計測・制御の領域にもそれが反映されてきており、単一プロセスを対象とした制御から、複数プロセスを対象とする全体最適化を目指す制御に進展してきている。複数対象の情報を収集し、コンピュータ・AI・シミュレーション技術により対象をモデル化、分析し、最適な運用解を求めることが可能になってきている。

本事業で取り上げている「連携制御」もそういったデジタル化の技術の進展を取り入れたシステム化技術であり、より幅広い対象に対して最適化を行い、運用の効率化を図るものである。

現在、排出温暖化ガス削減が叫ばれている中、「連携制御」技術により対象プロセスの効率的な運用を図ることは、エネルギー消費の削減、ひいてはエネルギー起源の温暖化ガス削減に大きく貢献することが期待される。

本事業では、ASEAN に焦点を当てて 3 年計画で同技術の普及を図るもので、初年度の今年は、タイ、インドネシア、ベトナムの大学関連組織の協力の元、同技術のセミナーを Web 形式で開催した。それにより同技術の理解を図るとともに同技術による温暖化ガス削減のポテンシャルの調査を実施した。その結果、同技術による ASEAN での温暖化ガスの排出削減に大きく貢献するこ

とがわかった。今後は、対象事業所における詳細な Feasibility Study、更には Pilot Project の実施により、本年度考察したポテンシャル効果について検証し、CEFIA フォーラムの場を通じて、広く ASEAN 各国にアピールしていくことが重要である。

5.1.2 ZEB

(1) 目　的

ASEAN 各国では人口増加、経済発展に伴い近年建物分野でのエネルギー消費が増加しており、GHG 削減に向け、建物の省エネ化への関心が高まっている。日本が主導している、ZEB（Zero Energy Building）ファミリー概念の普及展開を図り、ASEAN での建物分野での省エネ・脱炭素化の加速化に貢献していくことが期待される。

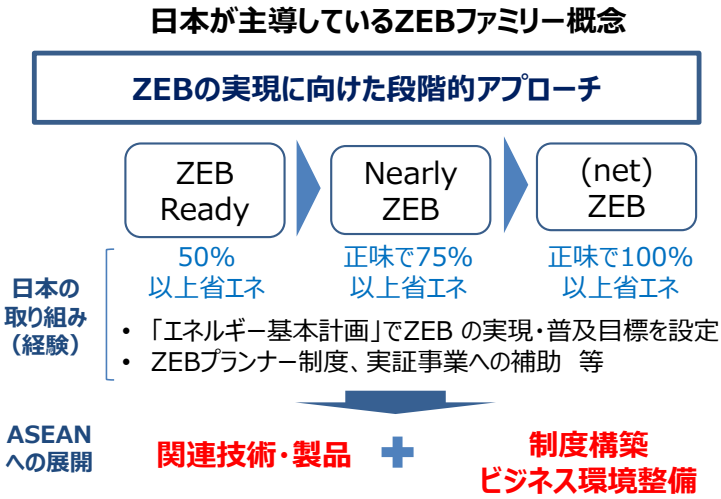


図 5-2　ZEB の ASEAN への展開

(2) 活動概要

世界省エネルギー等ビジネス推進協議会（JASE-World：ビジ協）における「ZEB 普及 WG」の活動と連携しつつ、ASEAN での普及展開の取り組みを CEFIA フォーラム等の場を通じ紹介した。また、マレーシアにおいて ZEB 普及の取り組みの中心的な役割を担っている Sustainable Energy Development Authority（SEDA：持続可能エネルギー開発庁）関係者等との意見交換を行い、日本が主導している、ZEB（Zero Energy Building）ファミリー概念の普及展開策の具体化に関し議論を行った。この他、ファイナンスに注目した普及課題と方策アイデア等に関し、関係者との意見交換を行った。

5.1.3 ファイナンス連携

(1) 目　的

ファイナンス分野の関連機関と連携し、ASEAN 域内での低・脱炭素技術の導入促進を行う上でのファイナンス課題を把握し、CEFIA の場を活用した AESAN 域内での連携強化策を検討することを目的として、本年度はフラッグシッププロジェクトの立ち上げに向けた準備活動を実施した。

(2) 活動概要

フラッグシップの立ち上げ段階として、以下のキーステイクホルダーを巻き込みながら活動方向の組み立てを実施した。主に ADFIAP（アジア太平洋開発銀行協会）や ADB（アジア開発銀行）の関係者と意見交換をしながら、課題認識の共有と展開方向のアイデア出しを行った。

＜キーステイクホルダー＞

- ASEAN 域内のファイナンス分野の関連団体との連携：ADFIAP (Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific)、ABA（ASEAN Bankers Association）、PFAN（Private Financing Advisory Network）等
- 国際開発金融機関（MDBs）との連携：ADB（Asian Development Bank）、IFC（International Finance Corporation）
- 地場金融機関との連携：ヒアリングやベースライン調査を実施

本年度活動の柱を以下に示す。

- 低・脱炭素分野でのファイナンス課題の把握【関係者会合開催、地場銀行ヒアリング】
- 地場金融の課題と CEFIA 活用取り組みニーズの特定【地場銀行のアンケート調査を含むベースライン調査：ADFIAP と連携】
- ファイナンス促進に繋がる評価ツール活用可能性検討【CAFI®の活用可能性のケーススタディ：IFC と連携】
- CEFIA ファイナンス展開策の検討【ADFIAP や ADB 等との意見交換を実施】

本年度の活動を踏まえて、今後の活動の方向性は以下の通りとした。

- ASEAN 域内での Cleaner Energy Finance の能力強化（人材育成分野）
- ASEAN 域内での Cleaner Energy Finance 加速のための連携強化策の具体化

また、2021 年 2 月 2 日に開催された第 2 回 CEFIA フォーラムでは、ADFIAP よりファイナンス分野のフラッグシッププロジェクト提案がされており、CEFIA 事務局である ACE（ASEAN Center for Energy）からも歓迎された。

(3) ASEAN 市場におけるグッドプラクティスの整理

ASEAN 域内を対象に低炭素事業を促進させるためのファインナンススキームについて、先導的なものについて整理を実施した。

1) ASEAN Catalytic Green Finance Facility (ACGF)

ASEAN 政府が整備するグリーンインフラ事業を対象に、革新的なファイナンスモデルによる融資・技術支援を行い、民間資金の動員を図ることを目的としたファシリティである。

実施者	アジア開発投資銀行（ADB）
出資者	ASEAN インフラ基金（AIF）、ADB、フランス開発庁、欧州投資銀行、欧州連合、ドイツ復興金融公庫、韓国政府
技術支援	• ADB、フランス開発庁、欧州連合、韓国政府 • 経済協力開発機構（OECD）， • Global Green Growth Institute（GGGI）
対象案件	• タイプ：政府や自治体、国有企業が運営するプロジェクト • セクター：再生可能エネルギー、エネルギー効率化、持続可能な交通システム、グリーンシティ、持続可能給水・衛生サービス • 適格性：①気候変動の緩和/適応等か環境の持続可能性を高めるもの、②標準的な金融指標で見て、銀行の融資対象となる事業民間の資金を動員できるポテンシャル
特徴	• ニーズの特定段階から技術支援を提供 • 民間資金動員に繋がる案件のみを対象 • 2 段階のプライシング構造を採用（※プロジェクト初期のリスクを軽減するため、最初の 7 年間は開発パートナーが譲許的なプライシングで融資を行い、プロジェクト初期の事業リスクが低減後は、プライシングを引き上げて民間金融の参加を促進）
ファイナンススキームの概要	• 出資者：①AIF：リスク軽減のための譲許的融資を提供、②ADB、その他の開発パートナー…リスク軽減のための融資。 • 技術支援：ADB Technical Assistance：開発パートナーからの助成金も含めた支援による地域的な技術支援。ADB、フランス開発庁等：プロジェクト開発・構造化、OECD、GGGI：キャパシティビルディング等 • その他：ADB multi-donor trust fund：プロジェクトを融資判断へ移行させるための譲許的融資と ACGF パートナーからの協調融資を提供する際に設立される場合あり

出所）ASEAN Catalytic Green Finance Facility(2020) “Operations Plan 2019-2021”
https://www.adb.org/documents/acgf-operations-plan-2019-2021（閲覧日：2021 年 3 月 16 日）を基に作成

2) GREEN TECHNOLOGY FINANCING SCHEME (GTFS)

マレーシアにおけるグリーンテクノロジーの生産/使用者・エネルギーサービス会社(ESCOs)を対象に、政府保証を提供し、地方のグリーンビジネスを促進。現在は 2 期目となる GTFS2.0 が実施されているが、次期フェーズとなる GTFC3.0 の制度設計が進行中。

実施者	• Malaysian Green Technology and Climate Change Centre(MGTC)、 • Credit Guarantee Corporation Malaysia Berhad(CGC)**
出資者	• Maybank, OCBC Bank, UOB 等
技術支援	• MGTC

対象案件	• タイプ：グリーンテクノロジーの製造企業／又は導入者、ESCO 事業者 • セクター：エネルギー、建物、製造、輸送、廃棄物、水 • 適格性：①少なくとも 51%のマレーシアの株主で、マレーシアで法的に登録されている企業/ビジネス、②支払い済み資本がプロジェクト資金の 10%または RM50,000。
特徴	• マレーシア政府が主導し、幅広い金融機関を動員 • 政府が融資ごとに年間 2%のリベート、60%の政府保証を提供
ファイナンススキームの概要	技術支援： • MGTC、GTFS Technical Committee：申請審査、技術評価 • CGC：審査で承認を得た融資に対する政府保証(融資額の 60%) • 政府：融資ごとに年間 2%のリベート(最初の 7 年間)の原資を拠出 • 参加金融機関：Maybank、OCBC Bank 等：CGC からの保証書を受け取り次第、融資契約を実行

出所）Green Technology Financing Scheme 公式サイト https://www.gtfs.my/（閲覧日：2021 年 3 月 16 日）を基に作成

3) SEACEF（The South East Asia Clean Energy Facility）：

東南アジアの低炭素化への転換を加速させるため、開発資金を触媒的に展開するファシリティ。クリーンなエネルギーへ投資し、新型コロナ後のグリーンリカバリーを手助けするためにシンガポールで設立された。

実施者	• European Climate Foundation（ファシリティ所在） • Clime Capital Management Pte Ltd（マネジメント）
出資者	• Sea Change Foundation International, Wellspring Climate Initiative, High Tide Foundation, Grantham Foundation, Bloomberg Philanthropies, Packard Foundation and Children's Investment Fund Foundation (CIFF)
対象案件	• 対象国：インドネシア 21%、ベトナム 52%、フィリピン 27% • セクター：太陽光、風力、エネルギー貯蔵（オングリッドと需要家側）、その他（クリーンエネルギーの送電インフラ、需要側マネジメント、e-モビリティ、ビルの省エネなど） • 適格性：①気候へのインパクト（大規模なプロジェクトへの見込みなど、イノベーティブなビジネスモデルや技術を用いてスケールアップが可能であること）、②追加性（後に規制、財務、技術の堅牢性を乗り越えるだけの資金の追加性があること）、③実行力（適切に焦点を絞り、持続可能なビジネスモデルを遂行する手腕があること）
特徴	• 新規プロジェクトの立ち上げフェーズにおいて、高リスク部分へのファイナンスを行うことで、プロジェクトを立ち上げ・促進させることを目的。
ファイナンススキームの概要	• 出資者：ドナー及び民間（開始段階で各国の投資家から US$10million を調達。今後、基金や開発銀行から$40million, 民間から$2.5billion の資金調達目標） • 技術支援：特になし • 本ファンド：立ち上げ段階のプロジェクトへ投資。各投資は$1million を上限に、エクイティ、ローンまたはそれらと同等の方法で投資。

出所）SEACEF 公式サイト https://www.seacef.org/（閲覧日：2021 年 3 月 16 日）及びヒアリング結果を基に作成

(4) ASEAN 地場金融機関等へのヒアリング調査

1) 目的

CEFIA が推進するフラッグシップ・プロジェクト（高効率省エネビルと再エネ統合：ZEB、IoT を活用した省エネ：RENKEI、再エネマイクログリッド等）の事業領域におけるファイナンス調達で何が課題となっているのかを把握し、ASEAN におけるクリーンファイナンスの実態を整理する。整理の視点は以下の通り。

- どのようなリスクが隘路（PPA リスク、オフテイカーリスク等）になっているのか。
- どのようなリスク緩和に寄与するソリューション（政府からの保証等）が期待されるのか。

2) 主な成果

以下の点が課題及びニーズとして挙げられた。

- リスクアロケーションの重要性：政府の役割が必要
- デマンドリスク軽減における政府の関与の必要性
- 地場企業の意識醸成、技術知見の提供の必要性
- 規制当局の積極的な後押しの必要性
- 地場企業、地場の投資家、SPO 関係者への啓発の必要性
- 貸し手と借り手をつなげる橋渡し役の育成の必要性

・ 助言機関の育成、基準のハーモナイゼーションの必要性
・ 見える化共通ツールが必要

(5) ASEAN 地場金融機関のベースライン調査

1) 目的

2020 年 9 月 30 日に開催した関係者会合での議論を踏まえつつ、ASEAN 内の地場金融機関（開発銀行、商業銀行）へのベースライン調査（アンケート調査、補完的なインタビューを含む）により、低炭素ビジネス分野でのファイナンスの課題と実態把握を実施した。

2) 実施内容

本調査は ADFIAP（アジア太平洋開発金融機関協会）が実施した。ASEAN 地域、特にカンボジア、インドネシア、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、ベトナムにおけるクリーン・エネルギー・ファイナンスの状況を、オンラインでのアンケート調査に加え、インタビューを通じて調査した。また、金融機関のクリーン・エネルギー・ファイナンスへの取り組みや、地域におけるクリーン・エネルギー・ファイナンスの加速化に向けた金融機関の考え方などを調査した。

本調査では、上記 6 カ国の ADFIAP 会員である金融機関 21 社が参加し、CEFIA の重点分野に焦点を当てた回答を収集した。重点分野は①エネルギー効率の高い ZEB（高エネルギー効率ビルや再生可能エネルギーの統合、グリーン・ビルディングを含む）、②再生可能エネルギー・マイクログリッド、③再生可能エネルギー分散型（バイオマス発電所等）、④製造施設におけるエネルギー効率化、⑤低炭素化・脱炭素化のためのスマートシティとコミュニティとした。また、持続可能な金融政策、クリーン・エネルギー融資の取り組み、評価、測定、報告、金融機関の課題とニーズなどの視点での回答を得た。

3) 実施結果の概要

本ベースライン調査を踏まえて、ADFIAP の専門家より、実施した地場銀行が直面する課題と、それに対応する解決策・CEFIA の普及展開に向けたアイデアとして以下の分析がなされた。

a. 地場銀行が直面する課題：

クリーン・エネルギー資金調達の課題は、①技術的能力の欠如、②資金や保証施設への限定的なアクセス、③実行可能なプロジェクトや銀行融資可能なプロジェクトの利用可能性、④初期段階又は脆弱な実現支援環境、⑤ベストプラクティスやベンチマークのためのデータ・情報の不足または制限が挙げられる。

- **技術的能力の欠如**：
  金融機関が最初に克服すべき当面の課題は、クリーン・エネルギー市場の潜在的な可能性に対する認識と理解が不十分であることである。その結果、市場への参入を妨げている。また、金融機関は、クリーン・エネルギー・プロジェクトを評価したり、評価したりするためのシ

ステム、方法、ツールを持っていないため、融資が制約されている。また、金融機関の融資・融資担当者は、リスクを評価するスキルや能力を欠いており、プロジェクトが GHG 排出量削減に貢献しているかどうかを評価することができない。これは、資金調達のためにプロジェクトを承認し、パイプラインを開発する際の担当者の信頼性を低下させている。

- **資金や保証制度への限定的なアクセス** ：
  金融機関は一般的に、クリーン・エネルギー分野はリスクの高い投資であると認識している。クリーン・エネルギー・プロジェクトは、通常、新しい技術や未検証の技術を含んでいる。さらに、市場は、コストの高い代替手段として認識されているクリーン・エネルギー・プロジェクトに対して、まだ準備ができていない。したがって、金融機関は、市場の状況よりも低い金利と長い融資期間を提供できる譲与的資金を必要としている。保証制度は借り手の信用リスクプロファイルを強化し、リスク分担の取り決めは金融機関に融資の快適性を提供する金融リスクを分散させる。

- **実行可能で融資可能なエネルギー・プロジェクトの欠如**：
  プロジェクトのパイプラインは存在するが、クリーン・エネルギー融資のための金融機関の基準を満たしていない可能性がある。これでは、金融機関がクリーン・エネルギー・ポートフォリオを拡大する機会や需要を生み出すことができない。一方で、クリーン・エネルギー・プロジェクトに関心のある企業は、資金調達可能なプロジェクトを開発するためのスキルや能力が不足している。

- **初期段階又は脆弱な実現支援環境**：
  クリーン・エネルギーに対する政府の支援はまだ初期段階にあり、一部の政府の支援を可能にする環境が脆弱である。規制や政策は、金融機関の目標、目的、国の気候変動アジェンダとの整合性を明確にし、NDC の目標を具体的な投資目標に変換するための金融機関の政府への支援を円滑化するものである。また、共通理解を確立し、金融機関間の競争の場を平準化するために、概念を調和させている。現在、持続可能な融資、グリーンファイナンス、気候リスク、ESG 等の関連概念の使用と実施には混乱がある。したがって、規制上のギャップや重複を特定するための更なる研究が必要である。これは、クリーン・エネルギーへの直接的な金融フローと民間部門の投資に役立つ。

- **ベストプラクティスやベンチマークのためのデータ・情報の不足または制限**：
  金融機関が健全な意思決定を行うための基礎となる参考資料やベースラインが不足している。トレンドを研究し、ベストプラクティスを活用する機会がない。グローバルなベストプラクティスは、金融機関がクリーン・エネルギープログラムを実施して成功した同業他社の経験から学ぶための基礎となる。ベンチマーキングは、金融機関が現在の経営と事業運営をグローバル・スタンダードに照らして評価、測定、識別することを可能にするものとなる。

b. 対応策のアイデア

- **能力開発（キャパシティ・ビルディング）：**
  金融機関の主なボトルネックは、クリーン・エネルギー・プロジェクトを評価・評価する能

力の欠如・不足、クリーン・エネルギー融資の最良慣行やベンチマークのためのデータ・情報の欠如・不足、プロジェクトの環境・安全リスクを評価・管理・監視する能力の欠如である。このニーズに対応するために、以下の措置が提案されている。

- **ガイドラインやガイドブック作成：**
  金融機関がクリーン・エネルギーを理解するのに役立つ知識商品を開発する。これには、①商業的利益だけでなく、人々、環境への利益についての証拠や正当化を提供するクリーン・エネルギー融資のビジネスケース、②クリーン・エネルギー・プロジェクトのリスクと機会の評価に関するガイドライン、および③クリーン・エネルギーの最良慣行に関するガイドブックが含まれる。また、GHG 排出量の削減、エネルギー消費量の削減、エネルギー・コスト削減などの関連指標を確立、評価、測定するのに役立つツールを開発しなければならない。

- **トレーニング：**
  評価、管理、モニタリング、気候、E&S リスク、融資可能なプロジェクトの特定とパイプラインの開発、技術的側面に関するプロジェクトの文書化、持続可能性の報告、グリーン・ファイナンス、資源動員など、クリーン・エネルギーの側面で必要とされるスキルと能力に関するトレーニングの機会を提供する。クリーン・エネルギー・ファイナンスのトレーニングの関連分野は以下の通り。
  - 気候関連金融リスク：気候変動に起因し、個々の金融機関の安全性と健全性に影響を与える可能性があり、銀行システムにとってより広範な金融安定性に影響を及ぼす可能性のある、物理的リスクと移行リスクに分類される一連の潜在的なリスク
  - 環境・社会リスク管理：顧客の活動から発生する E&S リスクを特定、評価、監視、軽減するための方針、手順、ツール
  - 持続可能性・報告：組織の環境および社会的パフォーマンスの影響について報告することで、組織が人や地球への影響を理解し、より良く管理することを目的としている。 また、リスクを特定して管理し、新たな機会をつかみ、より持続可能な世界で責任ある信頼される組織になるための行動をとることにも役立つ。
  - クリーン・エネルギー・ファイナンス：再生可能エネルギーとエネルギー効率化プロジェクトに融資し、持続可能でグリーンな開発への移行を加速させ、パリ協定を支援して GHG 排出量の削減を支援する。
  - グリーン・ビルディング：建物が人間の健康と環境に与える悪影響を最小限に抑えながら、資源管理の効率化とサイトの持続可能性を促進する対策を採用すること。
  - グリーン輸送：GHG の排出量削減を支援するための輸送部門への融資
  - 革新的な資金調達メカニズムと資源の動員：従来型ではない資金調達の仕組みで、公的部門と民間部門の両方からの資金を集めて、大きな成長性を持ちながらも、金融機関が通常さらされていない、よりリスクの高い新たな市場セグメントの開発を支援する。

- **アドバイザリー・サービス：**
  クリーン・エネルギー・ポートフォリオを効果的に管理し、新たなビジネス機会を創出するために、金融機関のニーズや課題に合わせた助言サービスを提供する。アドバイザリー・サービスには以下のような分野が含まれる。

- クリーン・エネルギー・ファイナンスのポートフォリオの見直し、ESRM の実践、ES ガバナンスの構造と戦略、ESG 目標の開示
- 資金調達戦略、グリーンで持続可能な融資枠組み、融資商品、気候関連の財務リスク評価・管理枠組み、事業計画、持続可能性報告書の開発
- プロジェクトの実施支援:

- **ナレッジシェア：**
  P2P（ピアツーピア）の学習、スタディーツアー、ツイニング（※姉妹提携による人材交流）の手配、インターンシップ、出向、オンザジョブトレーニング、その他の学習チャネルを通じて、知見共有を促進する。

- **制度面での支援**：
  クリーン・エネルギーへの完全移行には、実現を促進・支援する環境が必要である。政策立案者、規制当局、企業部門、金融部門、業界団体、開発パートナーなどの利害関係者は、グリーン開発の方向性とペースの両方を形成する上で重要な役割を果たしている。
  - 政府の支援：変革を主導　2015 年のパリ協定では、各国政府が国別に決定された貢献を伝えることが求められているため、それぞれの目標を達成する最大の責任を負うことになる。事実上、政府は、排出削減目標を達成するために、低炭素経済とクリーン・エネルギーに向けた変革を主導すべきである。
  - 政府は、クリーン・エネルギーへの融資を可能にする環境を提供できる。これは、企業部門の気候ビジネスへの投資意欲を促進する政策改革の採用を通じて可能となる。これには、再生可能エネルギー生産者に長期契約を提供する固定価格買取制度（Feed-in-Tariffs）や FIT メカニズムのような、企業や金融機関に対する財政的・非財政的なインセンティブを盛り込むことができる。
  - また、政府は、通常は研究開発において民間部門を支援するための譲許的資金調達のための資源を生み出すこともできる。 政府は、公的な開発援助、国際的な金融機関やその他の開発パートナーとの提携を通じて、補助金や譲歩的な資金調達から資源を動員することができる。また、様々な開発金融機関や保証制度を利用して、リスク分担の取り決めを行うことも可能である。

また、CEFIA においては、以下のようなキャパシティビルディング、アドバイザリーを事務局として実施することが期待される。

- 地域におけるクリーン・エネルギーのベストプラクティスと最近の技術開発に関する研修を提供する。
- クリーン・エネルギー融資、特にグローバルなベストプラクティス、ケーススタディ、画期的な科学的研究、技術進歩、イノベーションに関するデータと情報の知識センターおよびプラットフォームとしての役割を果たす。
- 喫緊の課題を調査・理解し、これらの課題に対処するための選択肢を特定するとともに、メンバーの検討のために提言のためのアドボカシー文書やポジション文書を作成する地域ワーキンググループを設置する。
- 金融機関、技術的なエネルギー専門家、ESCO、エネルギー生産者、製造業者、建築物開発者、交通機関、観光サービス提供者などの民間セクターグループの地域ネットワーク

を確立する。

- 既存のセクターネットワークと連携して、関連するクリーン・エネルギー問題に関する調査を実施し、規制当局や政策立案者への提言のためのアドボカシーや見解文書を作成する。
- クリーン・エネルギーに関する金融機関の融資業務を補完するための地域資金調達施設の設立を促進する。

5.1.4 CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件の検討

CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件の検討の一環として、高効率空調分野の関連調査を行った。調査内容を以下に示す。

（1）ASEAN での高効率 AC 普及に向けた試験評価制度の Harmonization に関し、インドネシア大学の協力の下、インドネシア政府関係機関の意向を情報収集した。

1）情報収集項目の作成

インドネシアにおける AC の試験評価体制を明らかにし、調査対象を設定した。調査はインタビューを中心に実施し、直接の担当機関だけでなく、周辺の団体・組織も含めることとし、情報収集項目を次のインタビューシートに反映した。

2）インタビューシート作成

上記情報収集項目に基づき、インタビューシートを作成した。

3）インドネシア大学と現地コンサルタントによるインタビューによる情報収集

インタビューの結果、次のようなコメントと課題を把握した。

・インドネシアは相互承認協定（MRA：Mutual Recognition Agreement）に向けて準備を進めているが、ASEAN 各国のレベルの差異が MRA 実施の障害となっている。

・インドネシア国産 AC は、価格競争力があるが、市場は輸入品で占められている。また、国産 AC の輸出志向もないので、MRA は国内産業に不利に働く。また、試験所の仕事も減少する怖れがある。

・各国の試験条件の違いや各国の標準があるため、自国での流通製品は自国で試験することになる。

・CSPF や MEPS の改訂に対応する試験所が少なく、試験が滞っている。また、試験所間の誤差も大きく、機器の校正や試験員のトレーニングなどの質の向上が求められる。

（2） タイ・マレーシア等 ASEAN 各トップ大学等との情報交換

・ASEAN 域内における AC の MRA 実現に向けた当該国の情報収集

タイ・キングモンクット工科大学、マレーシア工科大学とコンタクトし、AC の認証体制と各機関の役割について情報収集した。

（3）活動計画書の作成

今後の活動計画を作成した。

（4） その他

・対象 3 か国の AC 性能認証体制および各機関の役割の明確化

・対象 3 か国内での AC 製造状況の把握

5.1.5 その他のフラッグシッププロジェクトに関する活動

CEFIA フラッグシッププロジェクト候補案件として、(1) 産業用ヒートポンプ、(2)スマートシティ、(3) マイクログリッド、(4) 鉄鋼省エネ、(5) エネルギーサービスプロバイダー、(6) PV リサイクル、(7) 非結晶金属、(8) 高効率自動車エアコン（H-MAC）などの技術、システム、分野、ビジネスモデルについて、関係団体および事業者との協議を行い、CEFIA の活動に対し高い関心が示された。

こうした活動を受けて、マイクログリッドおよび H-MAC においては、第二回 CEFIA フォーラムにおいて、それぞれ CEFIA フラッグシッププロジェクト、新たなフラッグシッププロジェクト候補としての、進捗報告・活動報告が行われた。マイクログリッドでは、EMS や再生可能エネルギー、水素などの要素技術を紹介するとともに、事業を推進するうえで重要なポイントについて紹介、H-MAC では、DENSO タイランドから H-MAC 技術、技術導入による CO2 排出削減ポテンシャル、今後の活動について紹介された。

5.2 第２回 CEFIA 官民フォーラム開催

5.2.1 プログラム概要

2019 年に開催された第 16 回 ASEAN+3 エネルギー大臣会合（AMEM+3）において、我が国が提案した新官民協働イニシアティブ、CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）の立上げが合意された。CEFIA は、ASEAN のエネルギー転換と低炭素化を進めるため、低炭素技術の普及と政策・制度構築をビジネス主導で進めることを目的としている。

同イニシアティブの下、定期的に官民フォーラムを開催することとしており、第 2 回 CEFIA 官民フォーラムを 2021 年 2 月 2 日にオンライン形式で開催し、CEFIA の活動状況報告や低炭素技術への融資活性化に加え、APAEC（ASEAN におけるエネルギー行動計画）への貢献について議論が行われた。

- 日時：2021 年 2 月 2 日（火）11:00 – 17:30（日本時間）
- 場所：オンライン開催
- ホスト：タイ・エネルギー省、事務局：ACE（ASEAN Centre for Energy）、協力：経済産業省
- プログラム
  開会挨拶：タイ国エネルギー省プラサート局長（代替エネルギー開発・効率化局）
  特別挨拶：宗清経済産業大臣政務官
  セッション 1：フラッグシッププロジェクト（活動概要、新たな候補）
  セッション 2：ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC）フェーズ II への貢献
  セッション 3：脱炭素化に向けたファイナンスの促進
  （※経済産業省及び ADB 間の CEFIA における協力に関する覚書の署名を含む）
  まとめ：ACE
  閉会挨拶：タイ国エネルギー省プラサート局長（代替エネルギー開発・効率化局）

5.2.2 概　要

<u>開会挨拶、CEFIA の進展に関する発表</u>

ホスト国であるタイ・エネルギー省プラサート局長から開会挨拶、宗清経済産業大臣政務官から特別挨拶を行った。その後、ACE（ASEAN Center for Energy）より CEFIA の進捗概要に関し発表した。

- プラサート局長からは、COVID-19 からの復興策としてのサステナブル・リカバリーの視点、クリーンエネルギー分野における持続可能な開発や地域雇用の創出への貢献の側面を指摘しつつ、データ・情報・グッドプラクティスの共有、技術やファイナンス面での連携等、官民のプラットフォームとして CEFIA への期待を表明した。
- 宗清大臣政務官からは、現実的で持続可能なエネルギーシステムへの移行の道筋を考えることの必要性を述べるとともに、低炭素エネルギー技術へのファイナンスの動員に道筋をつけることが CEFIA の重要な役割であり、CEFIA を通じて、国際金融機関、政府、

事業者、地場銀行などが一体となって、プロジェクトへのファイナンスのあり方を考えていくことへの期待を表明した。

- CEFIA の事務局を担う ACE（ASEAN Centre for Energy）からは、発展著しい ASEAN でのエネルギー分野の拡大基調を踏まえ、エネルギー分野での民間投資や技術革新の重要性を指摘し、CEFIA は様々な取り組みをつなぎ・橋渡しする機能を果たすことを強調した。



図 5-3　オープニングセッションの模様

<u>セッション I</u>

セッション I「フラッグシッププロジェクト（活動概要、新たな候補）」 では、地球環境連携室より、CEFIA において活動するフラッグシッププロジェクトの全体像について説明後、各プロジェクトの活動と今後の発展のために必要な点について発表した。

- RENKEI（連携制御）では、タイ、ベトナム、インドネシアで実施した大学での Webinar や各国のポテンシャル調査の結果、および 2021 年の活動計画を紹介した。
- ゼロ・エネルギー・ビル（ZEB）では、世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 (JASE-W)による ASEAN での ZEB の普及活動を紹介するとともに、ZEB へのアプローチに関する国際規格化の取り組みに関して紹介した。
- マイクログリッドでは、EMS や再生可能エネルギー、水素などの要素技術を紹介するとともに、事業を推進するうえで重要なポイントについて紹介した。

新たなフラッグシッププロジェクトの候補として、ファイナンス分野での連携、高効率カーエアコン（H-MAC）の普及に向けた取り組みについて発表した。

- ファイナンス連携では、ADFIAP から関係者会合の結果や地場銀行を対象としたギャップ分析調査等の活動、今後の方向性について紹介した。
- 高効率カーエアコンでは、DENSO タイランドから H-MAC（高効率自動車エアコン）技術、技術導入による CO2 排出削減ポテンシャル、今後の活動について紹介した。

<u>セッション II</u>

セッション II 「CEFIA による ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC）フェーズ II への貢献」では、昨年 11 月に策定された APAEC フェーズ II での主要な戦略と省エネ・再エネ分野

でのアクションプランに関し説明が行われるとともに、タイ及びブルネイにおける APAEC の目標を達成するために鍵となるエネルギー政策と協力に関し紹介した。

- ACE からは、ASEAN が目指すエネルギー・トランジションに向けた活動を強調。
- タイ・エネルギー省からは、「4 D1E 政策（Digitalization, De-centralization, De-carbonization, De-regulation, Electrification）」及び 2021 年 4 月に公表予定の国家エネルギーマスタープランの方向性について紹介した。
- ブルネイ政府からは、ブルネイ国家気候変動計画（BNCCP）における脱炭素化戦略、天然ガス供給国として ASEAN 地域のエネルギー・トランジションへの貢献等について紹介した。

想定される CEFIA の APAEC フェーズ II への貢献に関する発表では、削減貢献の見える化を含む貢献し得る分野や方法についての認識を共有。CEFIA の APAEC フェーズ II との連携を強化するため「CEFIA・コラボレーション・ロードマップ」（仮称）の策定計画を発表、また CEFIA デジタルプラットフォームの開設を紹介した。

ディスカッションでは、GHG 排出削減に関する積極的な情報共有や技術的支援、また社会の意識向上を含めた CEFIA における国際協力への期待が寄せられた。

<u>セッション III</u>

セッション III 「脱炭素化に向けたファイナンスの動員」 の冒頭、経済産業省と ADB は、「CEFIA に関する日本国経済産業省とアジア開発銀行間の協力に関する覚書（MOC）」を締結した。本 MOC は、田中経済産業審議官及びスサントノ アジア開発銀行副総裁によって署名された。

- ADB のスサントノ副総裁は、本 MOC は、ASEAN 地域において進んでいるエネルギー転換を加速し、気候変動対策を推し進めるための、ADB と経産省の連携とコミットメントをさらに強化させることを表明した。
- 田中経済産業審議官は、脱炭素化に向けたトランジション・ファイナンスの重要性を強調し、経産省と ADB が重要なアクターとして、 CEFIA において、アジア地域でのトランジション・ファイナンスの導入を加速させる活動を進めることへの期待を表明した。

セッション III「脱炭素化に向けたファイナンスの動員」では、経産省環境経済室から、トランジション・ファイナンスを紹介するとともに、脱炭素化に向けたファイナンスを促進するためにどのような取り組みを進めるべきかについて、ADB、ASEAN 地場銀行及び日本の金融機関等の専門家により、パネルディスカッションが行われ、環境整備での政府の役割、排出削減貢献の見える化等の重要性について活発な意見交換を行った。

三菱総合研究所からは、クリーンなエネルギー利用推進におけるリスクやボトルネック、それらを乗り越えるために CEFIA の果たす役割の重要性を説明した。

- 環境経済室からのプレゼンでは、「クライメート・イノベーション・ファイナンス戦略2020」の下でのトランジション・ファイナンス促進に向けた取り組み状況を紹介した。
- ADB からのプレゼンでは、アジアの低炭素化において ADB が果たすべき役割、ファイナンスの動員において政府の長期的なビジョンやターゲット、安定した政策や規制の枠組みが重要であることについて説明した。トランジション・ファイナンスへの高い関心も表明した。
- DBS 銀行からのプレゼンでは、商業銀行として世界初となるサステナブル・トランジションファイナンスフレームワークを紹介した。
- アユタヤ銀行からのプレゼンでは、タイにおける先進的なサステナブル・ファイナンスの事例を紹介した。
- 三菱 UFJ 銀行からのプレゼンでは、金融機関の役目として、ファイナンシャル・インクルージョンを念頭に置く重要性を指摘し、アジアのパートナーバンクとも協力の上、ASEAN のトランジションをしっかり支えていきたいと説明した。

<u>ラップアップ及び閉会挨拶</u>

ラップアップでは、ACE から各セッションの総括を行い、第三回開催に向けた期待を表明した。

- セッション１での既存フラッグシッププロジェクトである RENKEI、ZEB、マイクログリッドの進捗報告、新規 FP 候補であるファイナンス連携、高効率カーエアコンの活動方針を歓迎した。
- セッション２で議論された CEFIA による APAEC フェーズ II への貢献について、「CEFIA・コラボレーション・ロードマップ」を第三回フォーラムまでに作成・公表し、ASEAN 域内のエネルギー・トランジションとレジリエンス向上を加速化させることへの期待を表明した。
- セッション 3 での ADB と経産省の協力覚書（MOC）署名による協力強化を強調し、持続可能な開発への貢献に寄与するトランジション・ファイナンスの促進、政府・民間・金融機関が協力する Climate Nexus として CEFIA が機能することへ期待を表明した。

最後に、タイ・エネルギー省プラサート局長より閉会の挨拶が行われた。

- プラサート局長からは、政府、国際機関、民間が共に行動を起こすことが重要であり、CEFIA の場を通じてベストプラクティスが共有され、ASEAN 域内で低炭素社会が実現することへ期待を表明した。

5.3 イベントの開催等

ワークショップ等開催、ADB-ACEF（Asia Clean Energy Forum）等国際機関との連携イベントの開催支援、国内関係者への周知活動等を行った。

5.3.1 CEFIA ファイナンス分野における関係者会合

(1) 目的・開催概要

CEFIA において、ファイナンス分野は主要な活動の一つとして位置づけている。ASEAN 地域のエネルギーの低炭素化をリードしていくためには、現在のボトルネックを理解し、低炭素ビジネスを活性化させる解決策を見出す必要がある。そのため、以下の 2 点を目的として、ASEAN 地域におけるキーステイクホルダーとの関係者会合を実施した。

- Cleaner Energy Finance のテーマについて、ボトルネックやニーズ（例：キャパシティビルディングのニーズ等）に関するアイデアを共有
- ASEAN 域内における各主要機関との協力関係を強化するための画期的な解決策を探索

本会議は、ASEAN 地域における Cleaner Energy Finance の円滑化のためのハブとして機能し、協力体制を構築するための議論の出発点となることを期待して開催をしたものである。

- 会合名：Virtual Roundtable Discussion on Cleaner Energy Finance in ASEAN
- 日時：2020 年 9 月 30 日（水）11：00-13：00（UTC+7）
- 場所：オンライン開催
- 主な参加者：
  - ASEAN Center for Energy (ACE)
  - Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (METI)
  - Asian Development Bank (ADB)
  - International Finance Corporation (IFC)
  - Association of Developing Financing Institution in Asia and the Pacific (ADFIAP)
  - ASEAN Bankers Association's Cooperation in Finance, Investment, Trade and Technology (ABA-COFITT)
  - Private Financing Advisory Network (PFAN)
  - Mitsubishi Research Institute, Inc. (MRI)
  - Mitsubishi UFJ Financial Group, Inc. (MUFG)

(2) アジェンダ

Opening	**Welcome remark** - ACE
	Meeting objectives and scope - MRI

Session I	**About CEFIA** - ACE - METI
Session II:	**Presentations: Issues to promote cleaner energy finance in ASEAN region** Idea note of Gap analysis in mobilizing finance for the transition to a low-carbon energy - MRI **Short Presentations** - Each participating institution Brief introduction of activities and views of key bottlenecks and ideas of breakthrough solutions
Session III:	**Discussion: Promoting a Regional Collaboration on Cleaner Energy Finance** Facilitator: ADFIAP **Topics** • Key bottlenecks in mobilizing finance in ASEAN region • Narrow downing the implementation strategies and plans for expanding cleaner energy finance in the ASEAN region • Ideas of effective mechanism to secure a pathway to low carbon businesses through local financial institutions in the ASEAN region
Closing	Closing remark - METI

(3) 会合で議論の概要

1) 言及されたリスクとボトルネック

a. 全体

COVID 影響

COVID19 影響でエネルギー分野以外への資金転換が発生しており、これにより再エネへの投資凍結が実際に発生している。

民間資金動員

資金ニーズに対して動員されている資金が不足しており、より多くの民間資金動員が求められている。（資金ニーズのある案件の 60%以上で追加的な資金調達が求められており、現状の 600 億 USD から 2000 億 USD への民間資金動員拡大が必要）

b. 政府

政府の具体性、実効性の欠如

ASEAN 各国の政府は戦略的な意志がある一方で、具体的な計画策定や案件パイプライン整理等の実行フェーズに移行するところに課題を抱えている。

規制とガバナンスの機能不全

政策・制度実施者や事業者から独立した規制当局が不在（例：電力セクター）なことにより、ガバナンスが機能していない国がある。

c. 分野特有（個別事業・案件）

再エネ案件の個別ボトルネック
①プロジェクトの収益構造が弱い（再エネ IPP 市場の競争激化により、収益の源泉となる売電価格が低下）、②発電しても系統の調整力不足で送電できない（再エネ比率の増加に対応するための送配電網の増強に遅れ）、③土地収用が進まない（土地取得リスクは事業者側が負う）、④最適なリスク分担ができない（公共側から民間側へリスク負担の移行傾向あり）、⑤政府のキャパシティが不足している（政府側での組織化や計画立案ができていない）

地熱案件の個別リスク
初期段階での掘削実施に大きなリスクがある。掘削に成功した後も、地熱発電の稼働は地下資源に依存するので、プロジェクト全体で高リスクな状態が継続する。

2) 言及されたソリューションとアプローチ策

a. 包括的で連動した支援パッケージ

Green Recovery
環境配慮を念頭においたインフラ投資等を含む景気刺激策について、政策決定者や金融機関、民間事業者等も巻き込んだ包括的なアプローチで実施する。

地場銀行への知見共有と啓発活動
COFFIT は、ファイナンス、投資、トレード、技術の 4 分野において ASEAN 域内の地場銀行との協働を促進することを目的に活動しており、年次総会で進捗を報告することで、知見共有や啓発活動を実施している。

Green Innovation Finance Hub
ADB の内部組織。グリーンファイナンス領域において、新たな知見・コンセプトの開発と共有、プロジェクトの形成支援（技術評価と財務評価）を実施する組織。アプローチ手法は、①案件のリスク最小化やリスク分担、②イノベーティブなプロジェクト組成、③グリーンボンドの計画・構造化・実施の支援、④主に政府向けのグリーンファイナンス全般のキャパビル。

官民連携事業（PPP）実現に向けた包括的なサービス
当該国政府からのニーズを起点として、コンセプト立案から FS 実施、投資家ニーズ把握、リスク分担精査、入札実施支援等まで、事業実現までの包括的な支援を実施。

b. 能力開発／技術支援

政府へのチームビルディング
政策側（政府）とビジネス側（事業者）の双方から問題解決に取り組むようなメンタリティを醸

成し、チームビルディングを行うことが重要である。

政府へのキャパビル

政府がイニシアティブをとって、政策方針・計画を策定・提示し、推進する事業領域とそれに紐づくインセンティブ政策を設計するためのキャパビル支援が重要である。

地場金融機関へのキャパビル

低炭素分野での先端技術の知見共有、グリーン案件の選定方法及びリスク管理方法についてのキャパビル支援が重要である。例えば、ESG 指標や環境・社会リスク管理（ESRM：Environmental & Social Risk Management）の構築とそれに基づいたポートフォリオ運用を支援することが重要である。

事業者へのコーチング

市場理解、ビジネスモデル作成、財務モデル構築、資金調達等に係る事業者側の能力向上に寄与するコーチングを実施している。

c. 協調メカニズム：具体例とアイデア

Asian Green Catalytic Fund（AGCF）

ASEAN 政府が主導するグリーンインフラ案件を対象としたファンド。ASEAN 政府が所有し、ADB が運用。案件形成等の上流支援、リスク最小化、2 段階のプライシング構造（プロジェクト初期のリスクを軽減）等が特徴的である。

マルチドナーファンドの連携によるプロジェクトファイナンス

地熱案件について、自己資金に加えて、マルチドナーファンド（CTF、CTPF、LEAP 等）と協調することで民間資金を動員し、高リスク案件のリスク分担を実現した。

ADFIAP ファシリティ

グリーンファイナンスを促進するファシリティのコンセプト案。①ファイナンス（譲許的投資）、②技術アドバイザリー（能力開発）、③ブレンドファイナンス（保障やリスク分担の構造化）の 3 種類の機能により構成。知見共有のプラットフォームとなることも期待している。

政府主導でのファイナンスメカニズムの整備

特定分野へのファイナンスを政府が保証することで、各国・ドナー資金を呼び込むメカニズム構築を期待する。Green Investment Bank の設立や ASEAN 政府が保有する AGCF が一例である。ADFIAP がネットワークを活用して、立ち上げるアプローチも期待する。

d. 基準化・評価方法等の標準化

グリーンファイナンスに関するガイドラインやフレームワークの標準化

ASEAN の多くの国や中央銀行でグリーンファイナンスに関するガイドラインの策定や公表が実施されている。他の国や民間金融機関が後に続けるように、政策や制度と一体となったフレームワークを構築することが重要である。

評価ツール

IFC は EDGE（グリーンビルディング評価）や CAFI®（気候ファイナンス評価）を構築し、普及展開させていくことで、気候ファイナンスの普及展開を促進している。評価ツールを活用することで、当該分野の重要な課題やボトルネックを特定することができ、かつ、透明性を持ったモニタリング報告を実現することができる。これは、関連ステークホルダーとの透明性を持った対話にも役立つものである。

(4) まとめ

- 個別の案件分野（例：再エネ IPP）で固有のリスクやボトルネックが発生しており、 その課題解決に開発銀行が包括的なアプローチで取り組んでいることが示された。
  - 法規制：IPP 契約、土地収用、系統利用や運用など
  - 能力開発：政府主導による計画立案や案件組成など
  - ファイナンス：政府、事業者、金融機関でのリスク分担など

- クリーンファイナンスにおける能力開発や技術支援のニーズや必要性が再認識された。
  - 対政府：計画立案や案件形成、意識啓発やチームビルディングなど
  - 対金融機関：リスク管理手法、ポートフォリオ運用など

- CEFIA が有する機能を活用した低炭素事業促進への期待が示された。
  - 知見共有のためのプラットフォーム：政府、民間、金融機関がそれぞれの知見を提供
  - コファイナンス（パートナ連携）のためのネットワーク：協力メカニズムの構築
  - 政策主導を示す場：政府が政策的に主導する内容を示す機会
  - キャパシティビルディングの実施：地場金融機関の能力底上げ

5.3.2 CEFIA ファイナンス・バーチャル・イベント

1) 目的・開催概要

- CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）でのファイナンス連携活動の一環として、2021 年 3 月 4 日にオンライン形式で開催した。
- 2021 年 2 月 2 日に開催された第二回 CEFIA フォーラムでは、ファイナンス分野のフラッグシップ・プロジェクトが提案されており、CEFIA 事務局である ACE（ASEAN Center for Energy）からも歓迎された。
- 本イベントでは、これまでのファイナンス分野の準備活動として実施してきた研究活動の内で「ASEAN 地域における低・脱炭素ファイナンスの取り組みと地場金融機関の課題に関するベースライン調査」の成果を報告した。また、各報告を踏まえて関連ステークホルダーとのパネルディスカッションを開催し、今後の活動の方向性について活発な意見交換を実施した。

- Live Webinar: Fostering mutual understandings of bottleneck and opportunities for accelerating cleaner energy finance.
- 日時：2021 年 3 月 4 日（木）13：00-14：00 in Live Webinar
- 場所：オンライン開催
- Webinar 参加数/登録数：88 名/144 名、スピーカー/パネリスト：14 名

2) アジェンダ

Speakers & Presentation Topic
Introduction
Mitsubishi Research Institute, Inc (MC) ・Overview of today's event (&Housekeeping announcement) ・Opening of Live Webinar
Opening Remarks **METI**
Secretariat: Mitsubishi Research Institute, Inc.
Presentations about point of discussion
ADFIAP ● Sharing the implications of the baseline study by ADFIAP ● Sharing the points of discussion
Discussion
Moderator: **ADFIAP** **Panelist：** - Asian Development Bank - Development Bank of the Philippines - MUFG Bank Ltd. - Clime Capital, Pte Ltd /SEACEF - Private Financing Advisory Network (PFAN)
Wrap-up
Moderator: ADFIAP ● Summarize topics

3) 当日の議論

a. 開会挨拶、取り組み方針に関する発表

・経済産業省より、開会挨拶がされた。

- CEFIA は 2019 年 9 月に ASEAN 地域における低炭素技術の普及展開及びエネルギー転換を促進させることを目的として立ち上げられたイニシアティブである。CEFIA の 3 要素の一つであるファイナンスは重要であり、低炭素技術普及はファイナンスとそれに対応する適

切な制度整備なしには進まないと考えている。

- 2020 年 2 月に開催された第二回 CEFIA フォーラムでは、METI と ADB 間で CEFIA における協力の覚書（MoC）を締結しており、これを踏まえて ADB の専門家も本 Webinar に登壇している。本日の議論では、低炭素技術普及におけるファイナンスとビジネス機会の特定について更に理解を深められることを期待している。

・本イベントの事務局を務める三菱総合研究所から、CEFIA ファイナンス分野での期待される活動の方向性及び低・脱炭素ファイナンス促進のために必要な環境整備について説明がされた。

- ①低・脱炭素ファイナンスの動員を加速化させる ASEAN 地域能力強化のためのロードマップの作成、②フラッグシップ・プロジェクトとの連携によるボトルネック（Risk）とソリューション（Enablers）の相互理解の促進、③ASEAN 地場金融機関を中心とした政府・民間セクターとの知見共有プラットフォームの提供
- ①低・脱炭素ファイナンスに関係する多様な枠組の価値共有、②低・脱炭素ファイナンス動員のための投資触媒、③低・脱炭素ファイナンスの障壁に対処するための透明・安定・統合的な政策環境、④中長期的な戦略とロードマップの策定・公表による低・脱炭素事業の社会実装の奨励と先導のコミットメント

5.3.3 ADB-ACEF（Asia Clean Energy Forum）等国際機関との連携イベントの開催支援

(1) 背　景

ACEF（Asia Clean Energy Forum）は、2006 年から毎年 6 月に ADB 本部で開催されている ADB エネルギーセクターのフラッグシップイベントでありアジアの代表的なクリーンエネルギーイベントの一つ。毎年テーマを変更しつつ、エネルギー・気候変動分野の専門家らが、より持続可能なエネルギーの未来に向けてアジアパシフィック地域で直面している主要なエネルギーの課題に対する解決策を特定し議論する場であり、コミュニティ形成の機会である。

2020 年の ADB-ACEF は、6 月 15 日～19 日、「Vision 20/20: Cross-Sectoral Innovations for a Sustainable Future」をテーマにバーチャルで開催された。本年度は、ACEF のイベントの内で、Deep Dive Workshop (DDW) が経済産業省の主催で開催され、その開催支援を実施した。

(2) 目的・開催概要

経済成長と気候変動等への対応を同時に取り組むためエネルギー転換を加速することが重要であり、そのためにはイノベーションによる先端技術の導入、政策・制度的対応と資金確保が不可欠である。本ワークショップでは、コロナ後の社会も見据えつつ、如何にエネルギー転換を促進するかをテーマに、ASEAN Center for Energy（ACE)、ADB や民間投資機関、IoT/AI 専門家、CCS/CCUS 専門家により、先端技術のポテンシャル、CCS/CCUS 等国際協力（アライアンス構築）の必要性、CEFIA や TCFD 等のイニシアティブの重要性、ACE や政府、産業界、金融機関、大学等の役割について議論し、今後の取り組みへの示唆を導出する。

- Collaborative Initiatives on Energy System Transition with Innovative Technologies, Policies and Financing

・ 日時：2020 年 6 月 19 日（金）11：30-13：30（日本時間）
・ 場所：オンライン開催
・ 主な参加者：約 280 名参加。

(3) アジェンダ

Activities
Opening Remarks • Asian Development Bank (ADB)
Keynote Address • METI, Japan
Main Session **Highlights initiatives on climate change, energy transition, and promoting activities including facilitation of investment and finance in Asia and the Pacific:** **Presentations:** • Role of the ASEAN Center for Energy to promote the energy transitions in ASEAN ASEAN Centre for Energy (ACE) • New driving force to promote the energy transitions: Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA) METI, Japan • Investing in low-carbon energy transitions and innovation in Asia Morgan Stanley • Potential of Carbon Capture, Usage and Storage (CCUS) technology in Asia and Pacific Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE), Japan • Potential of IoT/AI Energy Management System in Factory, Building, and Community Chulalongkorn University, Thailand **Panel discussion:** • ASEAN Centre for Energy (ACE) • METI, Japan • Morgan Stanley • Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE), Japan • Chulalongkorn University, Thailand • Asian Development Bank **Facilitator**: METI, Japan **Q&A**
Closing Remarks • METI, Japan

(4) 結果概要

・ オープニングでは、ASEAN の脱炭素化の推進と日本政府の最新のイニシアティブに基づく国際協調の方向性について紹介された。
・ プレゼンテーションでは、ASEAN エネルギー協力行動計画及び CEFIA の活動概要、並びに民間資金の動向と有望技術が紹介された。

- プレゼンテーションの 5 名に加え、ADB も加わり 6 名によるパネルディスカッションが行われた。
- クロージングでは、ワークショップでの内容をまとめ、今後の連携協力に期待を示した。

5.4 ASEAN エネルギー協力行動計画への貢献に関する検討

CEFIA を通じた ASEAN エネルギーセンター（ACE：ASEAN Center for Energy）が取り纏める ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC：ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation）への貢献の方向性、優先分野に関する調査・検討を行った。

5.4.1　APAEC への貢献の方向性、優先分野の整理

2020 年 11 月に APAEC フェーズ II が、第 38 回 ASEAN エネルギー大臣会合の支持を受け、公表された。

APAEC は 2016 年～2025 年を対象とした協力計画であり、フェーズ I（2016-2020）の成果取り纏めを経て、フェーズ II（2021-2025）の策定が行われた。APAEC では 7 分野「Key Program」で各種取り組みを整理しており、それぞれにおいて「Outcome-based Strategy」を設定し、それに紐づく形で「Action Plan」が示されている。例えば、CEFIA が主対象とする再エネ及び省エネ分野の目標と 2019 年時点での進捗は以下の通り。

表 5-4　再エネ・主エネ分野における Outcome-based Strategy の実績と今後の方向性

	Phase I（2016-2020）での成果	Phase II（2020-2025）の方向性
再エネ	一次エネルギー供給での再生可能エネルギー比率を 2025 年までに 23% ⇒2019 年時点 14.3%で未達	左記目標達成に向けた取り組みを強化
省エネ	エネルギー弾性値を 2020 年までに 2005 年比▲20%、2025 年までに▲30% ⇒2019 年時点 24.4%で超過達成）	建築物の持続可能な省エネロードマップ策定及び交通部門の省エネ化活動の拡大等

APAEC フェーズ II は省エネや再生可能エネルギー等の 7 つのプログラム・エリア（PA）と横断的な優先分野（Priority Area）が設けられている。CEFIA は、フラッグシップのような具体的な活動による特定の PA への貢献、またショーケースとしての共有の場、ワークプレイスとしての協業の場、データバンクとしてデータ蓄積、カタリストとしての連携の場等の機能面から優先分野への貢献が見込める。

APAEC フェーズ II では、建物の省エネ、産業分野の省エネ等、CEFIA フラッグシップのテーマと対応する分野での活動が掲げられており、まずは、CEFIA フラッグシップ関連分野での APAEC への貢献の具体化を優先するとともに、ファイナンス、見える化等の分野横断的なアプローチについても併せて取り組む方向性を整理した。

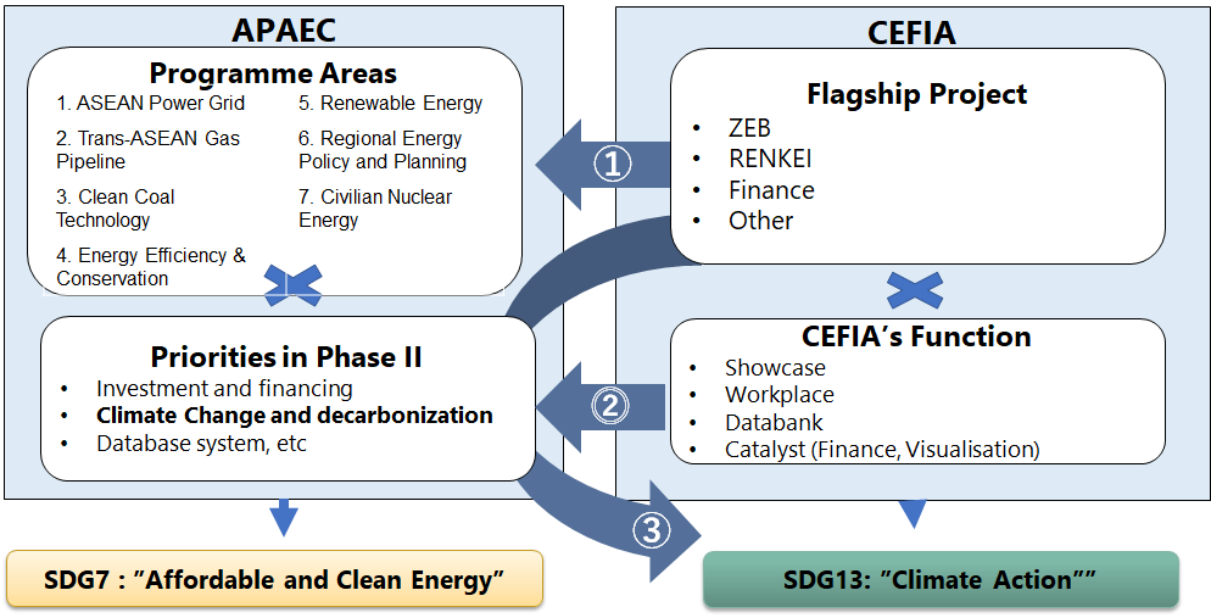


図 5-4　CEFIA 活動と APACE との接続の考え方

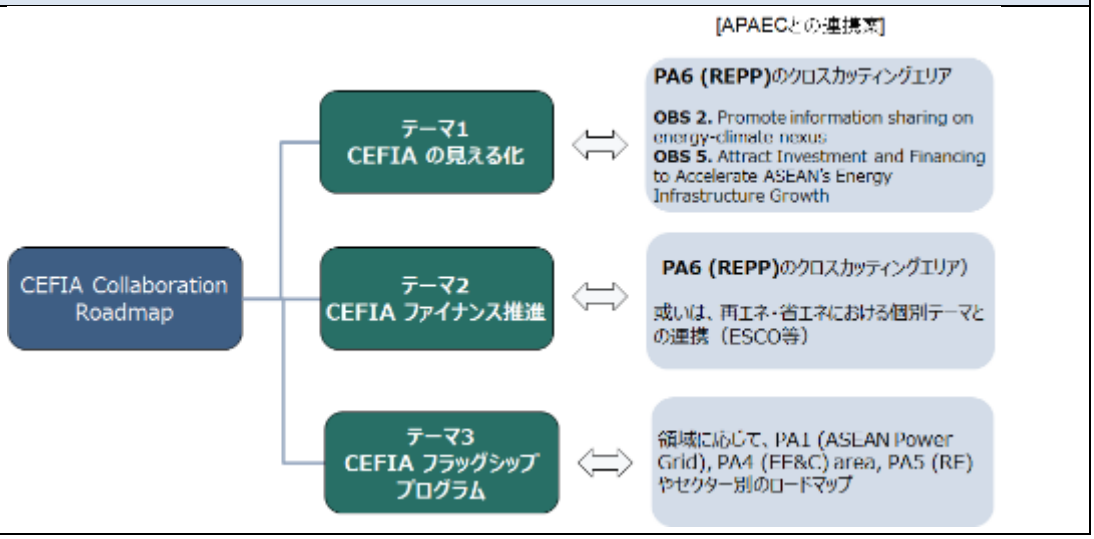
出所）ASEAN Plan of Action and Energy Cooperation (APAEC) Phase II: 2021 – 2025 を参考に作成

5.4.2　CEFIA コラボレーション・ロードマップ作成による展開

CEFIA の APAEC フェーズ II への貢献プランを「CEFIA コラボレーション・ロードマップ」として策定することを、第 2 回 CEFIA 官民フォーラムで打ち出した。第 2 回 CEFIA 官民フォーラムで提案した CEFIA と APAEC フェーズ II のコラボレーション・ロードマップの骨子案を以下に示す。

表 5-5　CEFIA コラボレーション・ロードマップの骨子案

第 1 部	APAEC-II Action Plans と CEFIA 活動のコラボ強化による効果（インパクト
	APAEC 目標達成に資する活動は新しいビジネス機会をもたらす。推進のためのキーワードは以下の通り。 ➢ イノベーション（新しい技術、新しいビジネスモデル）⇒技術とビジネスモデルの実証は必須。 ➢ ファイナンスの動員 ➢ ベストプラクティスの共有、人材育成 ➢ 活動の見える化（再エネ比率、省エネ性能、GHG 削減） ➢ CEFIA は官民のプラットフォーム的機能により効果を発揮（「くさび（linchpin）」としての機能）　APAEC 目標達成に向けた CEFIA に期待される役割 ➢ 普及モデルの構築 (FS 等を通して、ファイナンスと連携したプロジェクトパイプライン

第 2 部	**「CEFIA コラボレーション・ロードマップ」の役割**
	• **CEFIA のミッションを活動に落とし込む** • **鍵となるコンセプトの定義付け** **優先順位** ➢ APAEC フェーズ II とのコラボレーションにおける重点エリアを提示（見える化、ファイナンス、フラッグシップ等） **コラボレーション・スキームの提案** ➢ ビジネス/政策/ファイナンスとの連携強化 ➢ APAEC における個別エリアのロードマップとの連携（Sustainable EE Building Roadmap, ファイナンス動員に資するビジネス環境整備のロードマップ） **APAEC 目標達成のための主要エネルギー政策とコラボレーション活動の推進** • **CEFIA の役割を明確にし、APAEC 目標達成に向けて短期・中期の活動を提案（2021-2025）** ➢ ビジネス機会の特定 ➢ 官民、セクター大、ASEAN 大の連携推進と加速化 ➢ ビジネスにおける CEFIA の貢献の見える化（SDGs、TCFD 等）
第 3 部	**「CEFIA コラボレーション・ロードマップ」の構造**
	

出所）“Idea Note of CEFIA Collaboration Roadmap for contribution to APAEC Phase II”,第 2 回 CEFIA 官民フォーラム Session 2, 事務局プレゼン資料に基づき作成

次年度は、ACE と密な連携のもと、CEFIA コラボレーション・ロードマップの完成・公表に向けて作業を進めることが望まれる。まず、CEFIA コラボレーション・ロードマップ策定のためのタスクフォースを発足させ、タスクフォースへの参画を通じて、ASEAN 各国や他のステークホルダーとの連携を図り、「見える化」、「フラッグシップ」、および「ファイナンス」等のテーマにおいて具体的なアクションプランを提示することを想定している。そのうえで、ドラフティングの作業を進め、6 月のエネルギー高級実務者会合（SOME）や 9 月の ASEAN エネルギー大臣会合（AMEM）へインプットを行い、秋から冬にかけて開催が見込まれる第 3 回 CEFIA 官民フォーラムでの発表を目指す。

5.4.3　温室効果ガス削減貢献の見える化手法の活用事例の分析

CEFIA 活動の APAEC への貢献を具体化する上で、再エネ・省エネ分野での具体的な取り組みの温室効果ガス削減貢献を見える化していくことが重要となる。先行する取り組み事例について事例分析を行った。具体的には、金融機関での「見える化」の好事例として、国際金融公社（IFC）が開発した銀行ポートフォリオに係る環境インパクト（GHG 排出、エネルギー効率など）の計測・モニタリングプラットフォームである CAFI®(Climate Assessment of Financial Institutions)を取り上げ、導入した金融機関などのケーススタディなどを基に、金融機関がクリーン・エネルギー/グリーンファイナンス等の見える化を実施する際の課題やニーズを分析した。

APAEC においては、各分野や横断的な分野において、ファイナンスの動員に向けた取り組みが課題となっている。再エネ・省エネ分野でのファイナンスを促進する上で、見える化ツールの活用は有効なアプローチの一つであり、今後、CEFIA 活動の APAEC への貢献の具体化を図る上で、その活用策に関し、検討を深めていくことが重要である。

(1) 目的

金融機関での「見える化」の好事例として、国際金融公社（IFC）が開発した銀行ポートフォリオに係る環境インパクト（GHG 排出、エネルギー効率など）の計測・モニタリングプラットフォームである CAFI®（Climate Assessment of Financial Institutions）を取り上げ、導入した金融機関などのケーススタディなどを基に、金融機関がクリーン・エネルギー/グリーンファイナンス等の見える化を実施する際の課題やニーズを分析し、ASEAN の金融機関への「見える化」に関する働きかけの基礎資料とする。

(2) 実施内容

調査・分析は気候ファイナンスの調査分析の権威である米国の GIES(Global Inclusive Economy Society) の民間部門である Daologic Consulting, Inc.が実施した。GIES/Daologic では気候ファイナンス分野の専門家を擁しており、IFC と連携して本分析を実施した。分析項目は以下の通り。

- CEFIA の見える化について
- IFC のグリーンファイナンスの取り組み、CAFI®の開発背景、方法論概要など
- CAFI®を活用したケーススタディ（3 事例程度）
- 考察（ASEAN での活用の可能性を含む）

(3) 成果の概要

「ASEAN の金融機関にとっての気候インパクトの『見える化』の重要性について」調査を要約すると以下の通り。

- 金融機関がクリーナーエネルギー分野でのプロジェクトの多くを実施する前に明確なガイドラインが必要であり、そのためには影響（温室効果ガス削減効果）を「見える化（visualization）」し、定量化することが不可欠である。

- これらの機能を実行できる適切なプラットフォームが重要であるが、残念ながらほとんど存在しない。国際金融公社（IFC）が開発した CAFI®（Climate Assessment for Financial Institutions）は、そのようなツールの一つである。CAFI®プラットフォームはウェブベースで、プロジェクトが「グリーン」であるかどうかを金融機関が迅速かつ容易に評価し、標準的な定義と測定ツールを用いて温室効果ガス削減量を測定できるように設計されている。
- ファイナンスに係る気候インパクトの「見える化」の重要性と CAFI®プラットフォームを、世界の金融業界のより多くのステークホルダーと共有するため、本調査では、まず CAFI®の開発と機能について概説した。次に、現在 CAFI®を使用している金融機関、CAFI®を使用しているか、または使用する可能性のある他の MDB、そして最後に CAFI®の開発、トレーニング、使用に携わっている IFC のスタッフへの一連のインタビューを通じて、CAFI®の現在の強みと弱みを評価した。
- インタビューでは、金融機関にとっての使いやすさ、単一のエントリー・ポイント、プロジェクトの適格性を判断する際の容易さとスピードなど、CAFI®の多くの利点が示された。ユーザーは、CAFI®が金融セクターのキャパシティビルディングに役立つだけでなく、マーケティングやビジネス開発にも適していると感じている。最後に、インタビューを受けた全員が、CAFI®は優れた視覚化と標準化された報告を提供すると考えている。
- CAFI®の全体的なフィードバックは非常にポジティブなものだったが、今後の CAFI®のアップグレードについては様々な提案がなされた。短期的には、以下のような提案があった。
  ① CAFI®の対象範囲を広げ、金融機関のフットプリントとその投資ポートフォリオのフットプリントの推定を含める、
  ② 異なるレベルの金融知識を持つ人向けのモジュールを追加する、
  ③ 道路から撤去された自動車の数に相当するなど、技術的な知識を持たない人向けの影響指標を追加する
- また、CAFI®は現在、事前計算ベース（ex-ante）のみを対象としているため、今後は事前の測定も含めて CAFI®を再構築すべきだと考えていた。そうすれば、様々なステークホルダーに対する影響目標の報告に大いに役立つだろう。また、より長期的には、CAFI®の測定対象を ESG/影響測定指標に拡大するとともに、CAFI®を金融機関のポートフォリオのカーボンリスク、つまり異常気象によって発生しうる損失にまで拡大することができると考えられた。
- 本調査は、低炭素経済への移行を促進するための ASEAN 地域の進むべき道を提示した。具体的には、グリーン技術の導入に必要な市場の推進力を支援すること、地域の金融機関のグリーンファイナンスの能力を高めるための技術支援を行うこと、地域のための明確でよく理解された調和のとれた分類法や、検証可能で関連性があり報告しやすい指標を開発すること、そして最後に、CAFI®のような、グリーンファイナンスを評価、記録、集計、可視化、報告するためのシンプルなツールを用意すること、などが挙げられる。

CAFI®を導入した複数の地場商業銀行にヒアリングを実施し、ケーススタディを実施した。幾つか好事例を挙げると、以下の通り。

【ケース１】持続可能な金融への包括的なアプローチ - コロンビア Davivienda

- 2012 年、Banco Davivienda は、コロンビアのグリーン・バンキング・プロトコルに参加した。これは、金融機関によるグリーン投資を促進するための自主的な枠組み及びガイドラインである。

- Davivienda はこれをビジネスチャンスと捉え、グリーン融資や持続可能な融資を真に推進するためには、自らが「率先垂範」して「グリーンバンク」になれば、顧客からの信頼も高まると考えた。この戦略が奏功し、グリーン投資の増加につながっており、このため、Davivienda は現在、エンジニアリング、RE、グリーン・ビルディング、水効率、クリーン生産の分野で事業を展開している。
- 2017 年、Davivienda は最初のグリーン債を発行し、それ以来、グリーン債の報告義務のために CAFI®を使用している。

【ケース 2】市場機会を活用して新たなビジネスラインを構築 - Bank Windhoek（ナミビア共和国）

- Bank Windhoek はグリーン債の発行を通じて地元の債券市場で資金を調達することで、グリーン融資活動を拡大する可能性を検討することになった。Bank Windhoek 銀行グリーン債は、国連貿易開発会議（UNCTAD）の国連パートナーシップ・プログラムである持続可能な証券取引所（SSE）イニシアティブ、および国連グローバル・コンパクトに準拠している。
- また、Bank Windhoek・グリーン債の枠組みは、国際資本市場協会（ICMA）のグリーン債原則にも準拠しているため、同債の環境への影響を毎年報告することが求められている。そのため、CAFI®オンラインツールを使用して、グリーン債枠組みのプロジェクト選択と報告基準を支援するために IFC と契約した。
- 尚、Bank Windhoek は、ナミビアから初のグリーン債を発行したことで、「Certificate of Recognition（認定証）」を受賞している。

【ケース 3】持続可能なビジネスアイデアをサポートする「ヒューマンバンク」 - Banca Transilvania（ルーマニア ）

- Banca Transilvania（以下、BT）は、エネルギー効率の高い取引や再生可能エネルギー・プロジェクトへの融資に長い歴史を持っている。また、BT は長期間にわたり与信分析に ESG を取り入れてきたほか、最近では大企業の取引先の環境リスク評価に複雑なモデルを使用している。2017 年には、EBRD の 1 億ユーロの「Green Economy Financing Facility（GEFF）」（ルーマニアの家庭のエネルギー効率化、再生可能エネルギー、節水ソリューションへの投資を支援するファンド）で融資を開始した最初のパートナーバンクとなった。このようなパートナーシップに加えて、同銀行は独自に環境にやさしいプロジェクトを支援している。
- 一方、Banca Transylvania は比較的新しく CAFI®を導入した銀行である。同行は最近、新しい持続可能性ポリシーを発表したが、その結果、どのようなプロジェクトがグリーンと呼べるのかを判断する必要があった。ルーマニアには標準化されたグリーンファイナンスの分類法がなかったため、IFC に助けを求めた。IFC は、CAFI®プラットフォームを提案した。

【ケース 4】Banco de Oro（BDO）フィリピン

- BDO は、2010 年に持続可能・ファイナンス・プログラムを設立し、フィリピンにおけるグリーンファイナンスの最前線に立ってきた。当初は、再生可能エネルギー、エネルギー効率、グリーン・ビルディングに焦点を当てた持続可能・エネルギー・ファイナンスから活動を開始した。しかし 2019 年、BDO はその範囲を大幅に拡大し、クリーンな輸送、資源の効率化、汚染防止と管理、環境に配慮した生物資源と土地利用の持続可能な管理、持続可能な水と排水の管理、雇用創出、食料安全保障など、あらゆる形態の持続可能な活動を推進するように

なった。

- BDO が最初に CAFI®を使い始めたのは、2010 年に IFC の「持続可能・エネルギー・ファイナンス」プログラムと提携したときである。このパートナーシップの際に、CAFI®ツールが導入され、環境・社会的影響の測定に活用された。2017 年、BDO は IFC が単独で投資した 1 億 5,000 万ペソの初のグリーン債を発行し、グリーン債の収益の影響を測定・報告するために再び CAFI®を使用した。

5.5 CEFIA デジタルプラットフォームの検討及び構築・運営

5.5.1 CEFIA デジタルプラットフォームのコンセプトの検討

CEFIA は、「官民の連携の場」「日本企業と ASEAN 企業の連携の場」「ファイナンスの機会の促進の場」としての機能が期待される。CEFIA 官民フォーラム（年 1 回）は、関係者が一堂に会した意見交換、対話、関係構築を行う貴重な場であり、そこでの交流を起点に新たなビジネスモデルの構築、ニーズ・シーズのマッチング、普及展開と制度構築といった取り組みを具体化することが重要である。スピード感を持って、効果的に進める方策として、デジタルコミュニケーションツールの活用が効果的である。例えば、CEFIA の活動のデジタルアーカイブ化、低炭素技術の紹介、ビジネスマッチング等が考えられる。

このような認識を踏まえ、CEFIA デジタルプラットフォームに関し、以下の基本コンセプトや実現方策を整理した。

- CEFIA デジタルプラットフォームについては、CEFIA の機能である「Showcase」「Workspace」「Databank」「Catalyst」の強化、ナレッジ・シェアー、様々な協働の促進のための CEFIA 活動に関する情報提供を目的とする。
- 段階的に機能を強化する方針とし、早期に開設を行う。Step 1 では、CEFIA 活動に関する情報発信を中心に行う（CEFIA の設立の経緯や機能、第 1 回フォーラム及び第 2 回フォーラムの概要、フラッグシッププロジェクトの活動、開催イベントの紹介等）。Step2 では、政策とビジネスの連携の場（触媒的な役割）としてのインタラクティブな機能の充実を図る（ブログ等でタイムリーに情報発信、レポートでの提言発信等）。
- ACE との連携による ASEAN ワイドでの低炭素脱炭素の Knowledge の蓄積の仕組みづくりを目指す。

検討にあたっては、ACE と議論を行いつつ進めた他、第 2 回 CEFIA フォーラムでコンセプトと具体案を説明した。

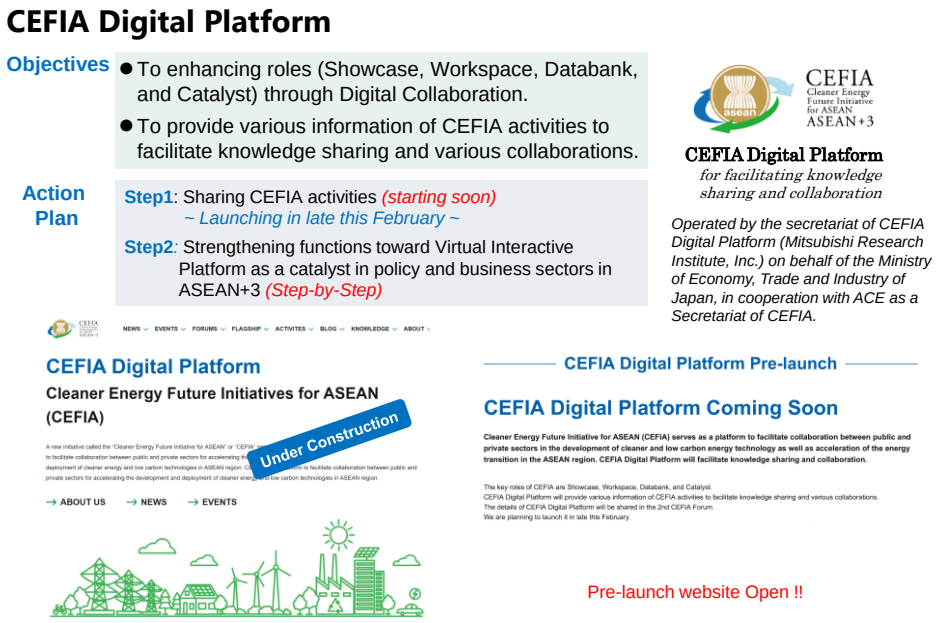


図 5-5　CEFIA デジタルプラットフォームのコンセプト

出所）Idea Note of CEFIA Collaboration Roadmap for contribution to APAEC Phase II　(Session II)発表資料、第 2 回 CEFIA フォーラム

5.5.2 CEFIA デジタルプラットフォームの構築・運営

CEFIA デジタルプラットフォームの website に関しては、2021 年 1 月 28 日に「CEFIA Digital Platform Pre-launch」を開設して CEFIA Digital Platform の開設に関する事前案内を行うとともに、2 月 26 日に「CEFIA Digital Platform Pre-launch」を正式開設した。



図 5-6　CEFIA デジタルプラットフォームの website

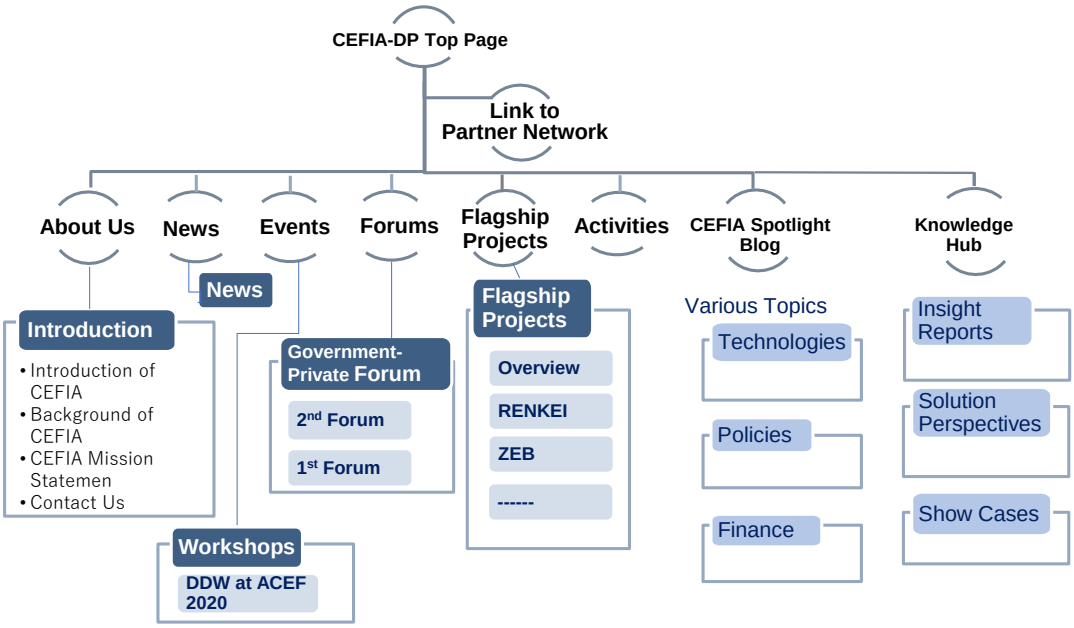


図 5-7　CEFIA デジタルプラットフォームの構成

5.6 国内検討会の開催

5.6.1 今年度の実施概要

昨年度、国内検討会において、クレジット化が目的である既存の方法論にとられない形でのCEFIA の貢献の見える化手法の構築を見据え、基本概念である「CEFIA における GHG 排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて」を策定した。昨年度の成果物をベースに、今年度の検討会で更に議論を深め、ブラッシュアップ、具体的手順の提示、並びに第 2 回 CEFIA 官民フォーラムへのインプットの方向性を検討した。昨年度の成果と今年度の議論の内容は以下に示す通りである。

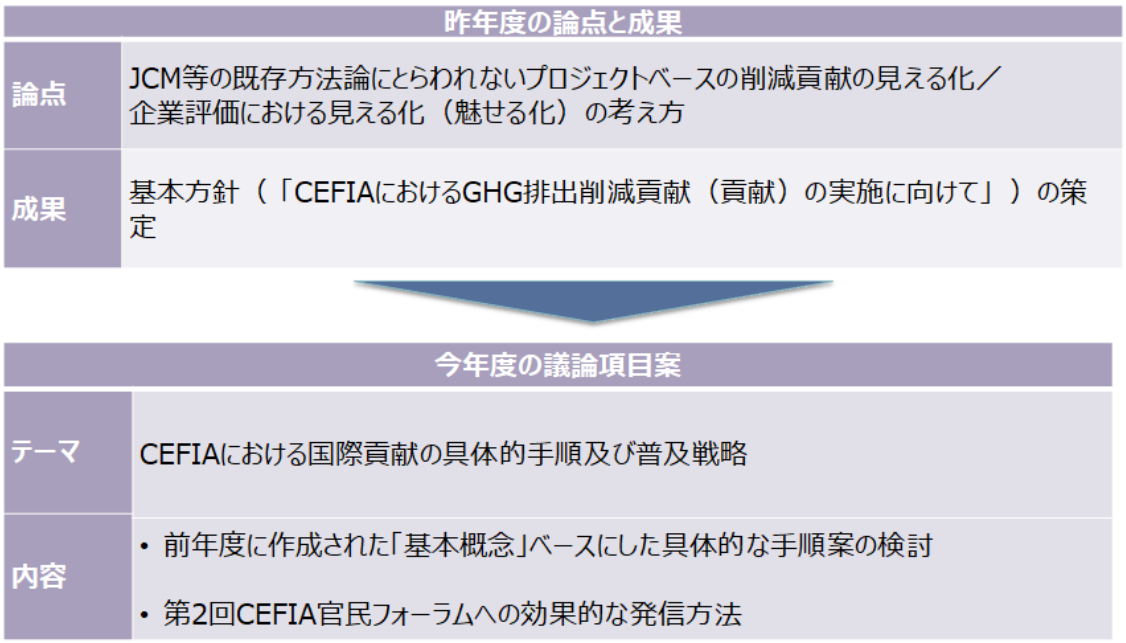


図 5-8　国内 CEFIA 検討会の実施方針

検討会は 3 回にかけてオンライン会議形式で開催した。活動実績は以下に示す通りである。

表 5-6　活動実績

	実施日	主な議題
第 1 回	2020 年 8 月 3 日	1. 令和 2 年度国内 CEFIA 検討会の位置づけ 2. 令和元年度国内 CEFIA 検討会での議論の振り返り 3. CEFIA 見える化の具体例
第 2 回	2020 年 9 月 15 日	1. CEFIA 見える化基本方針のとりまとめ ・ 基本方針の要点 ・ 基本方針案の主な変更・追記点 2. 今後の課題 ・ APAEC フェーズ II との連携に向けたステップ ・ CEFIA 見える化の運用イメージ ・ CEFIA 見える化と APAEC フェーズ II の接続に向けた

		活動イメージ ・ 運用における検討課題①算定手順の具体化 ・ 運用における検討課題②技術ベース、サービス（パフォーマンス）レベル・ベースでの 2 つのアプローチ 3. 将来的な論点 ・ ベースラインの更新 ・ 絶対削減量の確保
第 3 回	2021 年 3 月 9 日	1. CEFIA 官民フォーラム第 2 回会合について 2. CEFIA コラボレーション・ロード・マップ：アイデアノートの紹介 3. フラッグシップ活動における見える化の成果（RENKEI） 4. IFC－CAFI®の活用に向けた協力

5.6.2 議論の概要

(1) 第 1 回検討会

第 1 回検討会では、昨年度、環境と成長の好循環を目指すビジネス主導の国際展開のための国内 CEFIA 検討会/「見える化」サブワーキンググループで取り纏めた「CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて」について振り返りを行い、議論を経て追加でコメントを聴取した。主な論点は以下の通りであった。

- 目的と実施主体の明確化
- データの信頼性を確保する手法
- 信頼性、透明性、柔軟性等の原則の説明の拡充
- 制度整備による普及による貢献を見える化することが、CEFIA の見える化が重視することの確認
- サービスレベルでの削減量の考え方の採り入れ
- ASEAN との協力による貢献という見せ方
- 2030 年以降、2050 年など長期を考えれば常に技術進歩していくべきなので、動学的な評価をどう考えるかが課題。技術革新を促すようなデフォルト値を設定してはどうか。
- 国際的な議論への打ち込みを考えると、2030 年以降など、より長い目線で考える必要がある。具体的な数値は足元で考えるが、今後どういう考えで更新していくかは同時に検討していくべきだと感じている。
- 長期的には、CO2 の絶対量での削減が重視される。

(2) 第 2 回検討会

第 2 回検討会では、第 1 回検討会での議論をもとに、「基本方針」の見直しを行い、目的、実施主体、対象範囲等を、以下に示す通り、明確化した。

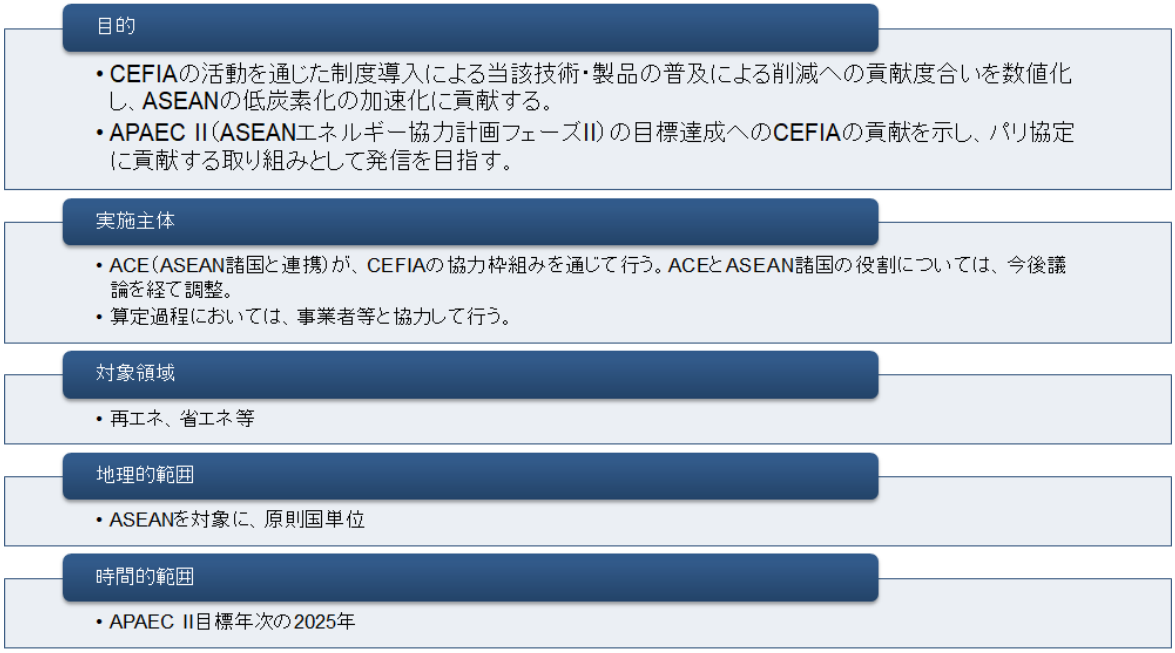


図 5-9　基本方針の要点

また、CEFIA における見える化は、以下に示す「②制度導入による削減貢献」を重点的に対象とすることも明確化した。

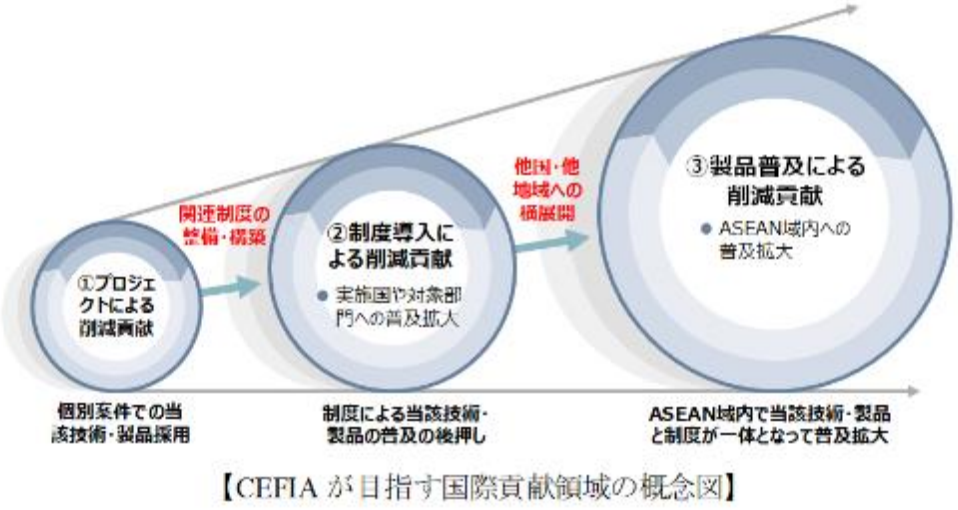


図 5-10　CEFIA が目指す国際貢献の領域

更新版を「CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）」として最終化した（別添資料参照）。

(3) 第 3 回検討会

第 3 回検討会では、主に経済産業省殿と事務局から、第 2 回検討会から第 2 回 CEFIA 官民フォーラムに向けた ACE との協議の経過、第 2 回 CEFIA 官民フォーラムでの発表内容、また、RENKEI

フラッグシップ活動における技術普及効果の見える化の試みや、国際金融公社（IFC）の金融機関及び金融商品向けの見える化制度である Climate Assessment for Financial Institutions（CAFI®）との協力可能性調査の成果について報告した。ACE との協議を踏まえ、見える化は、CEFIA 全体の APAEC フェーズ II 目標への貢献の一つとテーマとして取り上げることとなったこと、また第 2 回 CEFIA フォーラム参加者から見える化の重要性について肯定的な意見を得たこと等も報告し、次年度の活動に向けたコメントを聴取した。

見える化については、APAEC フェーズ II への貢献を重視し、以下に示す通り CEFIA 全体の APAEC フェーズ II への貢献に関する実行計画として策定予定の「CEFIA コラボレーション・ロードマップ」の一つのテーマとして取り上げることを説明した。同ロードマップの 2021 年の第 3 回 CEFIA 官民フォーラムでの公表を目指し、見える化についても、ACE を中心としたタスクフォースを結成し、ASEAN 各国との対話を深めていく予定である。

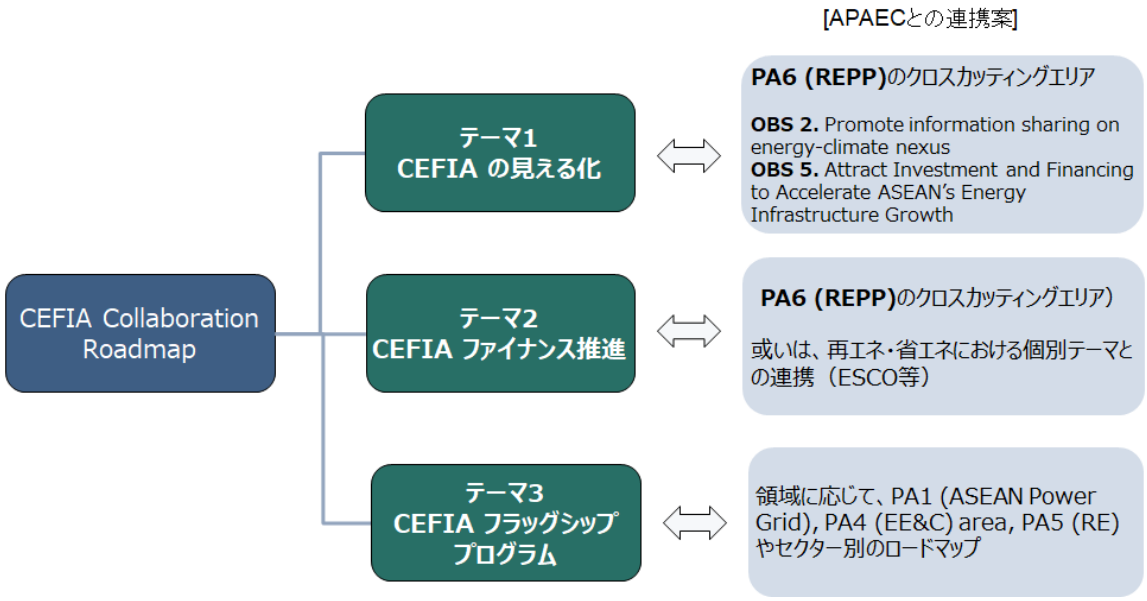


図 5-11　CEFIA コラボレーション・ロードマップの構成と APAEC フェーズ II との連携案

注：PA6 (REPP) は、APAEC フェーズ II のプログラム領域第 6 番目（Programme Area 6）の Regional Energy Policy and Planning を指す。

委員からは、活発な活動を評価し、RENKEI フラッグシップにおける見える化の試算の結果等、日本の貢献の対外発信を更に積極的にやっていってほしいとのコメントを得た。

5.6.3 主な成果及び次年度に向けた展望

今年度の最大の成果は、国内検討会で取りまとめた CEFIA の見える化の基本方針をベースに、ACE 及び ASEAN 各国に CEFIA 活動の見える化が、APAEC フェーズ II の目的であるエネルギー・トランジションの達成を促すツールとなり得ることを、第 2 回 CEFIA 官民フォーラムを通じてインプットし、啓発・啓蒙を達成したことである。APAEC フェーズ II でもエネルギーと気候変動対策の融合（Energy Climate Nexus）が重点テーマとして取り上げられており、第 2 回 CEFIA 官民フォーラムでも、CO2 削減効果の見える化の重要性について賛同を得ることができ、以下の

ようなコメントが ASEAN 各国から寄せられた。

- エネルギー・トランジションの鍵は低炭素化。気候変動緩和との関係性を見える化することは極めて重要
- 先行事例に基づくナレッジ共有を望む。
- 普及推進には public awareness raising が必須

今後は、CEFIA コラボレーション・ロードマップの策定作業の中で、ASEAN 各国との対話を更に深め、ナレッジ共有、public awareness raising、実証事業等を通じた実装等のアクションプランの策定を図っていく。

また、第 3 回検討会では、RENKEI フラッグシップにおける見える化の成果を、課題提起を踏まえて広く共有するサジェスチョンや、トランジッションファイナンスへの適用等を含め、IFC との協力を柔軟的に捉えていくなど、引き続き検討を深める必要のある課題等について、コメントを聴取した。次年度においては、見える化手法の具体化やファイナンスとの連携を踏まえて、国内検討会での有識者による更なる議論を経て、日 ASEAN 協力の貢献の見せ方の方向性のリファインメントを深めていくことが望まれる。

5.7 CEFIA に関連する国際機関・団体との連携

CEFIA の活動で重要視されている民間ファイナンス動員への活動具体化のために、国際開発金融や気候ファイナンスを主導する国際機関・団体との連携強化のための活動を実施した。各機関が参加・関与した活動を整理すると以下の通り。

アジア太平洋開発金融機関協会（ADFIAP）

- CEFIA ファイナンス分野の関係者会合：モデレーター、講演、パネリスト
- 第 2 回 CEFIA 官民フォーラム：フラッグシップ・プロジェクトセッションでの講演
- CEFIA ファイナンス Live Webinar：モデレーター、講演
- CEFIA ファイナンス Virtual Workshop：パネリスト
- CEFIA 地場銀行 ASEAN 地場金融機関のベースライン調査：調査実施

ASEAN Bankers Association (ABA)

- CEFIA ファイナンス分野の関係者会合：講演、パネリスト
- CEFIA 地場銀行 ASEAN 地場金融機関のベースライン調査：調査協力

アジア開発銀行（ADB）

- ACEF2020（Asia Clean Energy Forum）での DDW（Deep Dive Workshop）開催
- CEFIA ファイナンス分野の関係者会合：講演、パネリスト
- 第 2 回 CEFIA 官民フォーラム：ファイナンスセッションでの講演、パネリスト
- CEFIA ファイナンス Live Webinar：パネリスト
- CEFIA ファイナンス Virtual Workshop：パネリスト

国際金融公社（IFC）

- CEFIA ファイナンス分野の関係者会合：講演、パネリスト
- CEFIA ファイナンス Virtual Workshop：講演、パネリスト

- 金融機関での見える化手法の活用事例の分析調査：調査協力

Private Financing Advisory Network（PFAN）

- CEFIA ファイナンス分野の関係者会合：講演、パネリスト
- CEFIA ファイナンス Live Webinar：パネリスト

緑の気候基金（GCF）

- 連携活動検討のためのヒアリング実施

6. JCM 等を活用した CCUS の普及展開に向けた調査

6.1　CCUS 関連法制度の調査

6.1.1 世界全体における CCUS の推進に係る動向

(1) CCUS 関連の動向

CCUS のプロジェクトの推移と規模を纏めたバブル図を以下に示す。CO2-EOR については、米国テキサス州の Terrell（前 Val Verde）プロジェクトが 1972 年に操業開始して以来、CCS については、ノルウェーの Sleipner プロジェクト（Equinor）が 1996 年に操業開始して以来、両者合計で約 260 百万トンの CO2 が貯留されてきた。

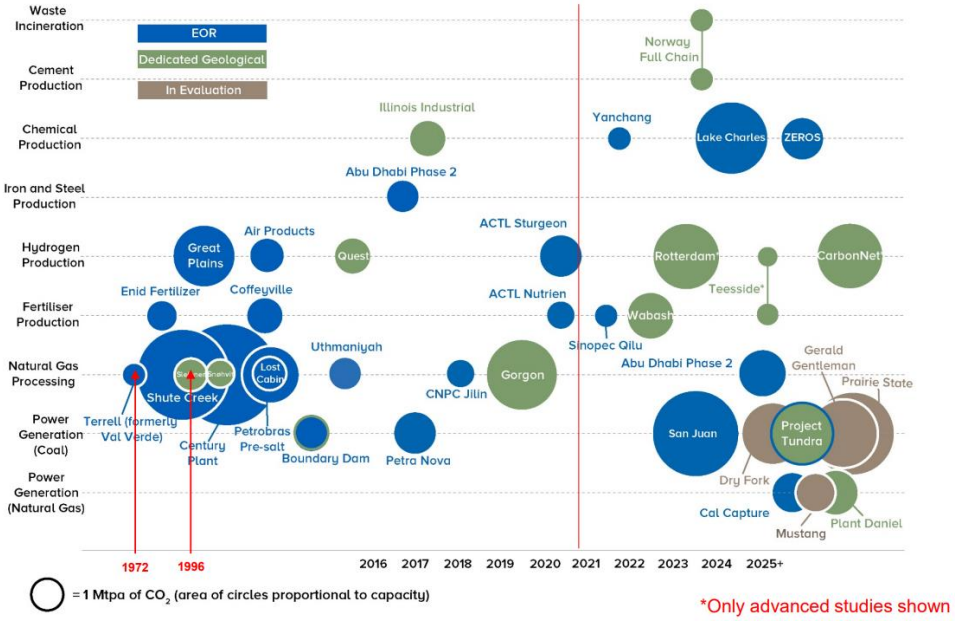


図 6-1　世界全体の CCUS のプロジェクトの推移と規模

注）青色のバブルは CO2-EOR、緑色のバブルは CCS、茶色のバブルは評価中の案件を示す。
出所）GCCSI “Global status of ccs and developments in Asia” https://www.japanccs.com/wp/wp-content/uploads/2020/10/Global-Status-of-CCS-and-developments-in-Asia_Brad-Page.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2020 年時点で世界中に 21 カ所の CCUS 施設があり、合計の回収能力は毎年最大 40MtCO2 とされる。CCUS プロジェクトの約半数が米国に集中しているが、これはパイプラインネットワーク、EOR 向けの CO2 需要、公的資金プログラムの充実によるものである。米国以外にも、過去 10 年間で、豪州、ブラジル、カナダ、中国、サウジアラビア、アラブ首長国連邦で CCUS 施設が運転されている。

表 6-1　2020 年時点で運転中の大規模商業 CCUS プロジェクト

国	プロジェクト	運転開始	CO_2 ソース	CO_2 回収能力 (Mt/year)	貯留タイプ
米国	Terrell natural gas plants (formerly Val Verde)	1972	Natural gas processing	0.5	EOR
米国	Enid fertiliser	1982	Fertilizer production	0.7	EOR
米国	Shute Creek gas processing facility	1986	Natural gas processing	7.0	EOR
ノルウェー	Sleipner CO_2 storage project	1996	Natural gas processing	1.0	Dedicated
米国/カナダ	Great Plains Synfuels (Weyburn/Midale)	2000	Synthetic natural gas	3.0	EOR
ノルウェー	Snohvit CO_2 storage project	2008	Natural gas processing	0.7	Dedicated
米国	Century plant	2010	Natural gas processing	8.4	EOR
米国	Air Products steam methane reformer	2013	Hydrogen production	1.0	EOR
米国	Lost Cabin Gas Plant	2013	Natural gas processing	0.9	EOR
米国	Coffeyville Gasification	2013	Fertilizer production	1.0	EOR
ブラジル	Petrobras Santos Basin pre-salt oilfield CCS	2013	Natural gas processing	3.0	EOR
カナダ	Boundary Dam CCS	2014	Power generation (coal)	1.0	EOR
サウジアラビア	Uthmaniyah CO_2-EOR demonstration	2015	Natural gas processing	0.8	EOR
カナダ	Quest	2015	Hydrogen production	1.0	Dedicated
UAE	Abu Dhabi CCS	2016	Iron and steel production	0.8	EOR
米国	Petra Nova	2017	Power generation (coal)	1.4	EOR
米国	Illinois Industrial	2017	Ethanol production	1.0	Dedicated
中国	Jilin oilfield CO_2-EOR	2018	Natural gas processing	0.6	EOR
豪州	Gorgon Carbon Dioxide Injection	2019	Natural gas processing	3.4-4.0	Dedicated
カナダ	Alberta Carbon Trunk Line (ACTL) with Agrium CO_2 stream	2020	Fertilizer production	0.3-0.6	EOR
カナダ	ACTL with North West Sturgeon Refinery CO_2 stream	2020	Hydrogen production	1.2-1.4	EOR

注）大規模プロジェクトとは、石炭ベースの発電所由来で少なくとも 0.8 MtCO2/年、その他の排出集約型産業施設（天然ガスベースの発電を含む）で 0.4 MtCO2/年の回収量と定義。

出所）IEA “CCUS in Clean Energy Transitions” https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions/a-new-era-for-ccus#abstract（2021 年 2 月 16 日閲覧）

下図では、運転中、建設中、先行開発、初期開発の段階別の毎年 CO2 回収および貯留容量を示す。2010 年から 2017 年にかけては、CO2 の回収および貯留容量は減少していたものの、2017 年以降、特に先行開発および初期開発の案件が大幅に増加している。

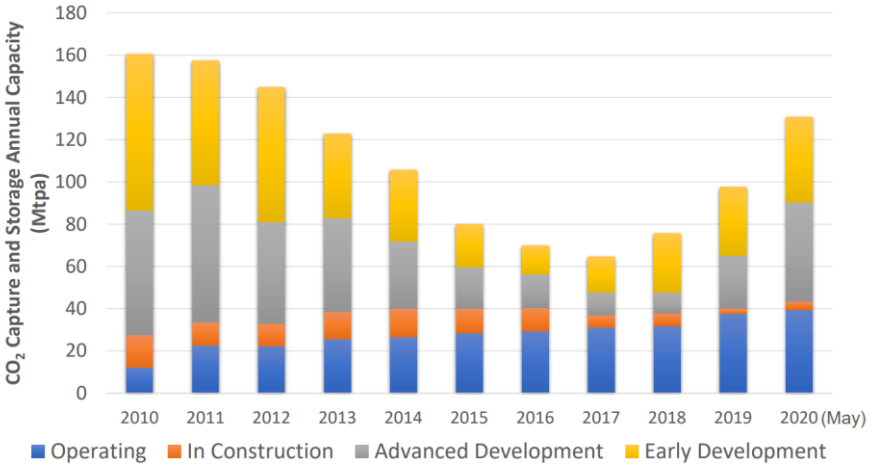


図 6-2　世界全体の毎年 CO2 回収および貯留容量の推移

注）グラフ中の色は、運転中（青色）、建設中（オレンジ色）、先行開発（グレー）、初期開発（黄色）を示す。

出所）GCCSI “Global status of ccs and developments in Asia” https://www.japanccs.com/wp/wp-content/uploads/2020/10/Global-Status-of-CCS-and-developments-in-Asia_Brad-Page.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

(2) 法規制、インセンティブ

これまで大規模な CCUS プロジェクトの開発と実装に向けて、各国政府が中心となり様々な政策やインセンティブが提供されてきた。CCUS プロジェクトの実施にあたっては、複数のセクターやステークホルダーの連携、CO2 回収や関連インフラの高い初期投資への対応、長期的な所有権や貯留 CO2 への長期的責任の不確実性、保険やファイナンスにおける不確実性、特定地域（特に陸上）における貯留への反対意見等、様々な課題への対処が必要とされる。

長期的に持続可能な CCUS の市場を整備するために、政策決定者は、補助金、運営における補助金、カーボンプライシング、需要家側の対策、CCUS 特有の市場メカニズム、規制および義務、リスク緩和策、イノベーションや研究開発費等のような CCUS の開発と実装を促進する政策や補助を組み合わせて利用する。下表に具体的な内容と主な例を示す。

表 6-2　CCUS の開発と実装に係る主要な政策

区分	種類	例
補助金	・ 高い先行投資コストを克服するために、対象プロジェクトに直接、または競争力のあるプログラムを通じて提供される資本資金。	・ 英国：CCUS インフラファンド ・ EU：イノベーションファンド
運営における補助金	・ 税額控除：回収・貯留・利用した CO2 に基づく。	・ 米国：45Q および 48A 税額控除 ・ オランダ：SDE++スキーム ・ 英国：電力部門 CfD 協定

	・ Contracts-for-difference (CfD)：生産コストと市場価格のコスト差をカバーするメカニズム。 ・ 固定価格買取制度：低炭素型発電事業者との長期契約の仕組み。 ・ コスト・プラス・オープンブック：政府が一部のコスト発生時に償還し、事業者のリスクを低減するメカニズム。	
カーボンプライシング	・ 炭素税：排出量に金銭的なペナルティを課す。 ・ ETS：大規模固定発生源からの排出量の上限と排出証明書の取引を含む。	・ ノルウェー：海洋石油・ガス炭素税 ・ ヨーロッパ：ETS ・ 中国：ETS ・ カナダ：連邦出力基準価格制度
需要家側の対策	・ 公共調達：CCUS で生産された低 CO 2 建材、輸送用燃料、電力。 ・ 国境調整：高 CO 2 で低価格の輸入品との競争を防ぐため、輸入品に炭素税を追加。	・ カナダおよびオランダ： CO 2 排出量の少ない資材の投入に有利な建設プロジェクト向けの規則 ・ 米国、カナダ、EU 等：CO2 を用いて硬化したコンクリートの購入を計画している。 ・ EU（案）：炭素国境税
CCUS 特有の市場メカニズム	・ 取引可能な証明書または義務：低炭素燃料に有利な燃料基準。 ・ 炭素貯蔵ユニット：CO2 が安全に貯留されたと検証済み記録に基づき、貯留された炭素を排出者が購入（提案段階）。	—
規制規格および義務	・ 義務：メーカーに対し、排出基準を満たすことを義務化、またはライフサイクル CO2 排出量の低い製品の最低シェアまでの購入を義務化。 ・ 規制資産ベース：規制された製品の価格を消費者に転嫁する投資回収モデル。 ・ 排出基準：CO2 排出抑制量の設定。	・ EU：再生可能エネルギー指令 II ・ 豪州：ゴルゴン LNG プロジェクトの CCS 要件 ・ 英国：エネルギーインフラ市場では規制資産ベース・モデルを採用 ・ カナダ：石炭・天然ガス発電における CO 2 排出原単位の許容限度
リスク緩和対策	・ 融資保証：プロジェクト開発者が債務不履行に陥った場合に、その債務を保証。 ・ 痛みを伴うリスク分担のメカニズム：プロジェクトのリスクをパートナーが分担する仕組み。 ・ CO 2 責任の帰属：特にプロジェクト終了後に、政府が貯留された CO 2 の責任分担を行う。	・ 豪州：州への CO 2 責任の移転を認める法律
イノベーションおよび RD&D	・ 研究開発費：国主導の研究機関に対して直接、または、民間活動に対して補助金やその他の補助金を通じて間接的に提供。 ・ RD&D：低炭素技術の開発を支援する競争的アプローチ。	・ カナダ/米国：Carbon XPRIZE ・ EU：Horizon 2020 ・ 米国エネルギー省：CCUS R&D プログラム

出所）IEA “CCUS in Clean Energy Transitions” https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions
（2021 年 2 月 16 日閲覧）

下表に示す通り、これまで実施されてきた CCUS プロジェクトの多くが、政策的な支援

を受けている。

表 6-3　世界全体での運転中の大規模 CCUS プロジェクトへの政策支援

国	プロジェクト（稼働日）	政策支援				
		炭素税	グラント支援	運用支援	規制要件	国有企業
米国	Terrell natural gas plants (1972)					
米国	Enid Fertilizer (1982)					
米国	Shute Creek gas processing (1986)				○	
ノルウェー	Sleipner CO_2 storage (1996)	○				○
米国/カナダ	Great Plains Synfuels (2000)					
ノルウェー	Snohvit CO_2 storage (2008)	○				○
米国	Century Plant (2010)			○		
米国	Air Products steam Methane reformer (2013)		○	○		
米国	Lost Cabin Gas Plant (2013)			○		
米国	Coffeyville Gasification (2013)			○		
ブラジル	Petrobras Santos Basin Pre-Salt oilfield (2013)					○
カナダ	Boundary Dam (2014)		○		○	○
サウジアラビア	Uthmaniyah CO_2-EOR (2015)					○
カナダ	Quest (2015)		○	○		
UAE	Abu Dhabi (2016)					○
米国	Petra Nova (2017)		○	○		
米国	Illinois Industrial (2017)		○	○		
中国	Jilin oilfield CO_2-EOR (2018)					○
豪州	Gorgon CO_2 Injection (2019)		○		○	
カナダ	ACTL – Agrium (2020)		○			
カナダ	ACTL – North West Sturgeon Refinery (2020)		○			

出所）IEA “CCUS in Clean Energy Transitions” https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions（2021 年 2 月 16 日閲覧）

6.1.2 欧米等の CCUS 先進国における CCUS の推進に係る政策・事業法

(1) 米国

1) CCUS 関連の動向、法規制、インセンティブ

米国では 10 件の大規模 CCS プロジェクトが運転中である。大半の設備は、2011 年以降

に運転を開始し、45Q 税額控除の便益や CO2-EOR からの収益を得ている[2]。米国の CCUS 関連の法規制、インセンティブについて、近年の議論が進む内容について、整理する。

a. UIC プログラム クラス VI への提言

米国連邦法では、米国環境保護局（EPA: Environmental Protection Agency）の安全飲料水法（SDWA: Safe Drinking Water Act）と大気浄化法に基づく GHG 排出報告の 2 つの法的枠組み内で、CCUS の汚染規制に関する記載がある。EPA は SDWA に基づき、1980 年に Underground Injection Control（UIC）プログラムを公布した。同プログラムでは、地下圧入に係る要件を設定することで、圧入に関する最小限の連邦要件を作成し、公衆衛生を守り地下飲料水源の汚染を防ぐことを目指した。UIC プログラムは、「液体を地下に貯留または廃棄するために使用された圧入井の建設、操業、許可、閉鎖」を規制する。プログラムの要は、地下飲料水源を「危険」から保護することにある。坑井クラスは以下の 6 種類に分類される。

- クラス I：産業あるいは自治体の廃棄物処理用抗井
- クラス II：石油及びガスに係る圧入抗井
- クラス III：溶解採鉱の圧入抗井
- クラス IV：有害物質及び放射性物質を圧入する浅い坑井
- クラス V：非有害液体を地下飲料水源の中または上に圧入するための坑井
- クラス VI：CO2 の地質学的隔離のための抗井

CCS に特化した UIC プログラムクラス VI は、2011 年 9 月に導入された。2020 年 2 月現在、クラス VI 坑井の許認可を得ている CCUS 事業は 2 件のみであり、CCUS の一部ステークホルダーからは懸念の声が上がっている。

近年の動向として、2019 年 11 月には、全米石油審議会（NPC: National Petroleum Council）が、米国エネルギー長官宛てに、米国で CCUS 技術を大規模に展開するために必要な行動に関する業界からの提言をまとめている。同レポートで詳細に取り上げられたクラス VI に対する提言内容を以下にまとめる。

主な提言として、クラス VI の許認可の取得が 45Q の税制控除の適用可否に大きな影響を与えることから、許認可申請に要する時間の短縮が挙げられている。その具体的な解決策として、州への法施行責任の付与の拡大を提案している。また、事業者にとって負担の大きいモニタリング、圧入後のサイト管理、財政的保障等の規制を画一的に定めるのではなく、プロジェクトごとに内包するリスクが異なるという観点からリスクベースのアプローチを取ることを提案している。

表 6-4　UIC プログラム クラス VI への主な提言内容

項目	主な提言内容
許認可の遅延へ	・　現在稼働しているクラス VI 坑井では、EPA による掘削許可の発行

[2] GCCSI “OVERVIEW OF ORGANISATIONS AND POLICIES SUPPORTING THE DEPLOYMENT OF LARGE-SCALE CCS FACILITIES” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/07/Overview-of-Organisations-and-Policies-Supporting-the-Deployement-of-Large-Scale-CCS-Facilities-2.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

の対処	に約 3 年、圧入許可の発行に約 2-3 年と、事業者が許認可を取得するまでに合計約 5-6 年を要した。セクション 45Q 税額控除の対象は、指定の日時までに建設を開始した施設であることから、許認可の遅延や不確実性を小さくすることが重要となる（※セクション 45Q の適格施設は、2024 年 1 月 1 日以前に建設を開始した産業用または DAC 施設）。 ・ そのため、事業者の申請から 6 か月以内に掘削許可を発行し、EPA が坑井完了レポートを受領してから 6 か月以内に圧入許可を発行することを推奨している。プロセスを加速する手段として、クラス VI プログラムの法施行責任（プライマシー）を州に付与することを挙げている。
リスクベースのアプローチの適用	・ UIC プログラムは、地下の飲料水の汚染防止に対処するために設計されている。例えば、危険を定義する場合に「健康」を考慮に入れているため、CCUS 事業においても、地層圧入に関連する健康リスクに対して、科学的な評価が必要となる。 ・ そのため、クラス VI プログラムの実施における現実的なリスクを考慮したアプローチの適用を求めている。
モニタリングの柔軟性	・ クラス VI では、圧入した CO2 追跡のための直接的なモニタリングを必須とし、直接的なモニタリングに追加的に実施する場合に限り、間接的なモニタリングを許可している。必要なモニタリング手法は、時間の経過とともに変化する可能性があり、圧入域での直接的なモニタリングは最も効率的な手法ではない場合がある。 ・ そのため、効果的なモニタリング手法をより柔軟に定義することを推奨している。
財政的な責任	・ プロジェクト運営者が、クラス VI の要件にある財政的責任を満たすために、多くの金融商品が利用され、過度に保守的なリスクの仮定がなされることがある。 ・ そのため、規範的なアプローチではなく、プロジェクトの規模やサイト固有の要因に応じたリスクベースのアプローチを可能とするために必要な情報を、専門家やステークホルダーとの議論を通じて明確化することを推奨している。
圧入後のサイトの管理期間	・ クラス VI 坑井の圧入後のサイト管理期間はデフォルト 50 年とされる。50 年の期間はデフォルトの期間であり、サイト固有の状況に応じて、必要に応じて短縮（または延長）される場合があるものの、過度に保守的で、申請者に多大な負担を課している。 ・ そのため、EPA に対して、リスクベースのアプローチを用いて、実際のサイトの状況に応じて圧入後のサイト管理期間を設定できるようにすることを推奨している。
州への法施行責任（プライマシー）の付与	・ 米国各州がクラス VI プログラムの主要な執行責任を請け負い、クラス VI 許可の短期間で発行するためには、EPA からの承認を受ける必要がある。各州は一般的に UIC プログラムの他の坑井クラス、

	特に石油とガスの圧入井が規制されているクラス II プログラムを管理している。そのため、全米で許可証を発行するためのリソースが不足する EPA に代わり、許可を発行することができる。現在までに、EPA の代わりにクラス VI プログラムを実行することが承認されているのはノースダコタ州、ワイオミング州である。 ・ そのため、EPA に対して、州への法施行責任（プライマシー）の付与を加速することを推奨している。

出所）National Petroleum Council “A Roadmap to At-Scale Deployment of CARBON CAPTURE, USE, AND STORAGE CHAPTER THREE – POLICY, REGULATORY, AND LEGAL ENABLERS” https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap_3-062320.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

b. 45Q 税額控除のガイダンス

米国の連邦政府による CCUS に対するインセンティブ制度の代表例として、セクション 45Q 税額控除が挙げられる。同制度は、2008 年のエネルギー改善・延長法（Energy Improvement and Extension Act of 2008）で制定された。

2008 年に公表された制度では、貯留または利用（EOR を含む）された CO2 について、1 トンごとに税額控除を適用され、控除分は回収業者への課税額の減額に使用可能であった。恒久的に貯留される CO2 は 1 メートルトンあたり 20 ドル、恒久的に貯留され CO2-EOR 等の 3 次注入剤として利用される CO2 は 1 メートルトンあたり 10 ドルの税額控除が提供され、クレジットレートはインフレに合わせて毎年調整されていた。さらに、クレジットの適用可能範囲は、全米の全プロジェクトを合計した最初の 7,500 万トンに制限されており、また、課税年度中に 50 万メートルトン未満の CO2 回収施設では利用できなかった。

2018 年に新たに改定されたスキームでは、従来のセクション 45Q 税額控除を拡張し、クレジットを CO2 のみではなく、一酸化炭素（CO）まで含めることとなった。また、炭素回収装置の稼働日から 12 年間、回収された炭素酸化物のメートルトンごとに利用できるようになった。さらに、税額控除は一般的に炭素酸化物の回収施設の所有者に付与されるが、納税者が炭素酸化物を処分する当事者にクレジットを割り当てることを選択できる。恒久的に貯留される CO2 は、2026 年に 1 メートルトンあたり 50 ドルに達するよう毎年増額、恒久的に貯留され、CO2-EOR 等の 3 次注入剤として利用される CO2 は、2026 年に 1 メートルトンあたり 35 ドルに達するよう毎年増額、CO2-EOR 以外の利用や直接大気回収プロジェクトの CO2 は、2026 年に 1 メートルトンあたり 35 ドルに達するよう毎年増額させた税額控除が提供されると規定されており、クレジットレートはインフレに合わせて毎年調整される。セクション 45Q 税額控除の適格施設は、2024 年 1 月 1 日以前に建設を開始した産業用または直接空気回収施設となった。

表 6-5　セクション 45Q 税額控除における排出設備の閾値とクレジット

	施設種別の閾値（ktCO2/y）			2026 年のクレジット($/t)
	発電設備	産業設備	直接空気回収	
貯留（処分）	500	100	100	50
EOR/EGR	500	100	100	35
利用	25	25	25	35

出所）U.S. Department of Energy “Internal Revenue Code Tax Fact Sheet”
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f67/Internal%20Revenue%20Code%20Tax%20Fact%20Sheet.pdf を基に三菱総合研究所作成（2021 年 2 月 16 日閲覧）

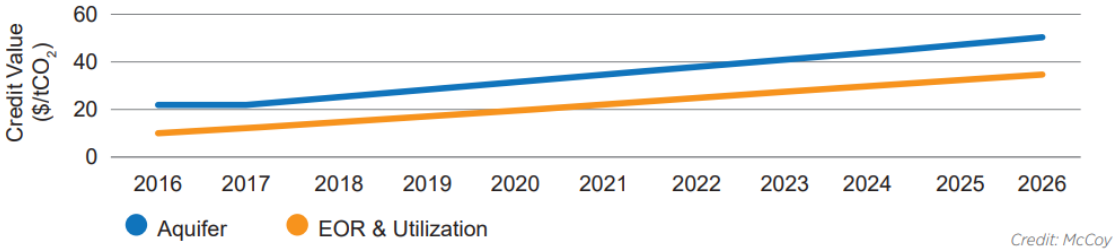


図 6-3　2016-26 年におけるセクション 45Q 税額控除のクレジット値（$/tCO2）

出所）U.S. Department of Energy “Internal Revenue Code Tax Fact Sheet”
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f67/Internal%20Revenue%20Code%20Tax%20Fact%20Sheet.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2020 年 5 月、米国内国歳入庁（IRS）と財務省は、内国歳入法のセクション 45Q 税額控除で規定されている炭素酸化物の隔離に対する税額控除に関して、ガイダンスとなる規則案を発表した。提案された規則は、2018 年に改定されたセクション 45Q 税額控除では明確な規定がなかった項目に関するガイダンスを示しており、制度に関して不確実であった箇所に対応している。

CO2 が大気に放出された場合のセクション 45Q 税額控除の返納（recapture）については、ガイダンスが公表され、法令で許可された方法で回収、処分、利用された範囲で、回収された炭素酸化物が漏えいした場合に、返納は 5 年間の遡及期間（lookback period）に制限し、漏えい量に該当するクレジットを納税者が財務省に返還することを求めている。

表 6-6　2020 年に公表されたセクション 45Q 税額控除のガイダンスの主な内容

項目	内容
税額控除を請求可能な「安全な地質学的貯留」の定義と基本要件	・「安全な地質学的貯留（Secure geological storage）」とは、一般に、EPA の UIC 規制のクラス II またはクラス VI の圧入施設に適用される規制に準拠することによって証明できるとする。 ・同規制のサブパート RR の対象とならないクラス II 施設の場合、国際標準化機構（ISO）*の規格を代替として提供する。
CO2 が大気に放出された場合のセク	・法令で許可された方法で回収、処分、利用された範囲で、回収された炭素酸化物が漏えいした場合に、セクション 45Q に基づ

ション 45Q 税額控除の奪還（recapture）	くクレジットの奪還を要求する規則を提供する。奪還とは漏えい量に該当するクレジットを納税者が財務省に返還することを指す。 ・ 具体的には、漏えいを発見した場合、返納額は、漏えいが特定・報告された課税年度に計上される。また、返納は 5 年間の遡及期間（lookback period）に制限する方法を採用しており、前年度に請求されたセクション 45Q のクレジットは、最大で前年の 5 年前まで返納される。 ・ 漏えい量が、漏えいの報告年に回収および貯留された CO2 量を超えない場合、前年の課税年度に調整する必要はない。一方、漏えい量が、漏えいの報告年に回収および保管された CO2 量を超える場合は、超過 CO2 のメートルトンに、後入れ先出し法を用いて、適切な法定信用率を掛けて、超過分を返納する必要がある。
クレジット譲渡の選定	・ 炭素回収設備の所有者が、1 人以上の適格な炭素酸化物のオフテイカーを選定し、45Q クレジットの請求を可能とする手順を確立している。
処分、圧入、利用を「契約上保証する」ための基準	・ 回収された炭素酸化物を、自身で物理的に処分、圧入、利用しない炭素回収設備の所有者に代わって、処分、圧入、利用を「契約上保証」して実施するために必要なガイダンスを提供している。

注）ISO 規格とは、CSA/ANSI ISO 27916:19, “Carbon Dioxide Capture, Transportation and Geological Storage — Carbon Dioxide Storage Using Enhanced Oil Recovery (CO2-EOR).” を指す。

出所）Federal Refister “Credit for Carbon Oxide Sequestration” https://www.federalregister.gov/documents/2020/06/02/2020-11907/credit-for-carbon-oxide-sequestration LEXOLOGY - Sidley Austin LLP “U.S. Treasury Issues Proposed Section 45Q Regulations on Carbon Sequestration Credits” https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=089cf441-cd46-4c96-84a8-eaa5712f25d0（2021 年 2 月 16 日閲覧）

c. 各州の促進策

ア）米国各州の CCUS、CCS 促進のための法令

CCUS、CCS 促進のための米国各州の法令、法案を示す。

表 6-7　米国各州の CCUS、CCS 促進のための法令

分類	州	法令・法案	内容
CO2 回収設備を備えた施設に	マサチューセッツ	An Act Relative to Green Communities[3]	環境保護省が、電力事業者に対し、代替エネルギーによって発電する電力の比率を毎年設定する。代替エネルギ

[3] マサチューセッツ州議会ウェブ, https://malegislature.gov/Laws/SessionLaws/Acts/2008/Chapter169（2020 年 12 月 18 日閲覧）

分類	州	法令・法案	内容
よる発電の促進			ーにはCO2回収設備を備えた天然ガス発電を含む。
	オハイオ	Senate Bill No. 221(2008年)[4]	2025年までに代替エネルギーによって発電される電力の比率を25%とすることを義務付け。代替エネルギーにはCO2回収設備を備えた石炭発電を含む。
土地の所有・収用	ワイオミング	House Bill No. 0089(2008年)[5]	地表の所有権と地中間隙空間の所有権を切り離すことができる。
	ルイジアナ	Act 517[6]	土地収用により地下の所有権をPJオペレーターに認める。
	ケンタッキー	An Act relating to the capture and transportation of carbon dioxide[7]	パイプライン建設企業がパイプライン用地の収用を要求できる。
CO2所有権の確定	モンタナ	Senate Bill No.498(2009年) [8]	CO2貯留サイトの運営者を注入されたCO2の所有者とする。
	テキサス	An Act relating to the implementation of projects involving the capture, injection, sequestration, or geologic storage of carbon dioxide[9]	

イ）米国各州のCCUS、CCS促進のための施策

CCUSおよびCCS促進のための米国各州の制度を表 6-8 に示す[10]。この場合のオフテイ

[4] Center for Climate and Energy Solutions, https://www.c2es.org/site/assets/uploads/2013/08/CCS_EOR_Whitepaper.pdf（ 2020年11月19日取得）

[5] ワイオミング州ウェブ, https://wyoleg.gov/2008/Introduced/HB0089.pdf（2020年12月18日取得）

[6] ルイジアナ州議会ウェブ, https://www.legis.la.gov/legis/ViewDocument.aspx?d=668800（2020年12月18日閲覧）

[7] LegiScan ウェブ, https://legiscan.com/KY/bill/SB50/2011（2020年12月18日取得）

[8] GCCSI"Communication and engagement toolkit for CCS projects" https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/communication-engagement-toolkit-for-ccs-projects/（2021年1月25日閲覧）

[9] テキサス州ウェブ, https://capitol.texas.gov/tlodocs/81R/billtext/html/SB01387F.htm（2020年12月18日閲覧）

[10] HIS Energy, https://www.legis.nd.gov/files/committees/64-2014%20appendices/IHS%20Energy%20-%20Final%20Report.pdf （2020年11月19日取得）

クアグリーメントとは、CCUS、CCS のビジネスモデルに公的機関が積極的に関与することである。イリノイ州においては、Illinoi's Clean Coal Portfolio Standard, S.B.1987 に基づいて、公益事業者（電力会社）は特定の条件を満たす新しいクリーンコールプラントと長期契約を結ぶ必要がある[11]。インディアナ州においては、インディアナ州財務局が CO2 回収設備を備えた代替天然ガス生産プロジェクトから代替天然ガスを 30 年間に亘って購入することになっている [11]。

表 6-8　米国各州の CCUS、CCS 促進施策

州	贈与融資信用	オフテイクアグリーメント	ユーティリティコスト回収	資金調達インセンティブ	税インセンティブ			
					所得税	資源税	固定資産税	消費税
コロラド	○		○					
フロリダ			○					
イリノイ	○	○	○	○	○			
インディアナ		○	○					
カンザス					○		○	
ケンタッキー	○							
ルイジアナ				○				
ミネソタ	○							
ミシシッピ			○		○			○
モンタナ							○	
ニューメキシコ					○			
ノースダコタ	○		○			○		○
ロードアイランド				○				
テキサス	○				○	○	○	○
バージニア			○					
ワイオミング	○							○

出所）HIS Energy, https://www.legis.nd.gov/files/committees/64-2014%20appendices/IHS%20Energy%20-%20Final%20Report.pdf （2020 年 11 月 19 日取得）を編集

2) イリノイ州の事例

イリノイ州で実施されている Carbon Capture 促進事例を図 6-4 に示す。イリノイ州の Illinois Power Agency（IPA）は、Senate Bills 1987 に基づいて、図 6-4 に示す条件を満たす石炭発電プラントと契約しなければならない。また、イリノイ州政府も Senate Bills1987 に基づいて当該石炭発電プラントから電力を購入する必要がある。これにより、イリノイ州では CO2 回収を促進している。

[11] Center for Climate and Energy Solutions; https://www.c2es.org/site/assets/uploads/2013/08/CCS_EOR_Whitepaper.pdf（2020 年 11 月 19 日取得）

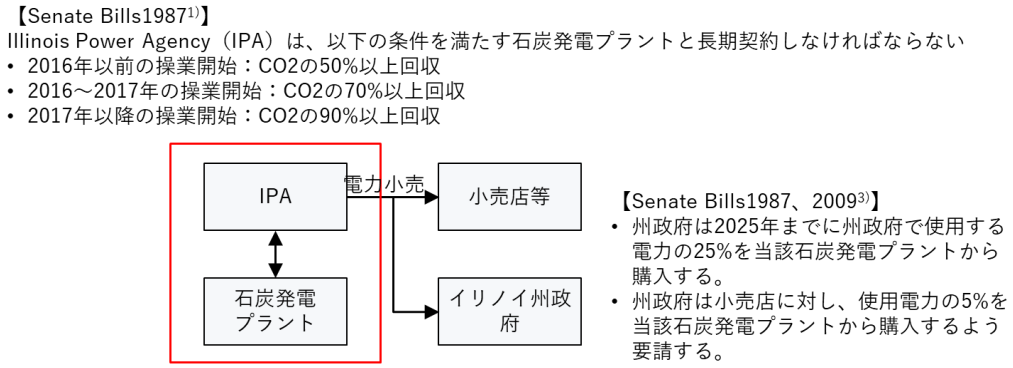


図 6-4　イリノイ州の例

出所）イリノイ州議会ウェブ, https://ilga.gov/legislation/publicacts/95/PDF/095-1027.pdf （2020 年 12 月 18 日取得）、イリノイ州議会ウェブ, https://www.ilga.gov/legislation/101/SB/PDF/10100SB2009lv.pdf（2020 年 12 月 18 日取得）から作成

(2) 英国

1) CCUS 関連の動向、法規制、インセンティブ

英国の CCUS 関連の法規制、インセンティブに関して、近年の議論が進む内容について、整理する。

a. 法規制概要[12]

英国では、2008 年の Energy Act で、CO2 のオフショア貯留事業を規制する許認可制度を規定している。同制度は、英国領海と、Energy Act 第 1 条（5）に基づくガス輸入および貯留区域（GISZ: Gas Importation and Storage Zones）として指定されている地域の両方を含むオフショア地域での CO2 貯留に適用される。2016 年には、オフショア CO2 貯留事業の許認可権限は、ビジネス・エネルギー・産業戦略大臣から新たに設立された石油ガス局（OGA: Oil and Gas Authority）に移管された（スコットランドの大臣が許認可権限を有するスコットランドに隣接領海内を除く）。事業実施は、許認可申請に加えて、クラウンエステートまたはスコットランドクラウンエステートから適切な権利の付与を取得する必要がある。なお、英国は、ロンドン議定書の第 6 条改正を批准した 5 か国の 1 国であり、これにより、オフショア CO2 貯留のための CO2 の越境輸出が可能となり、各国と協力して北海近辺等での検討を更に進めている。

近年、英国で新たに検討が進む既存石油ガス資産の再利用に関する法規制、および、分散立地した産業サイトにおける CCUS 実施時の輸送面での課題に関し、次項で詳述する。

[12] Government of UK “Regulatory regime for CCUS in the UK” https://www.gov.uk/guidance/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support#regulatory-regime-for-ccus-in-the-uk（2021 年 2 月 16 日閲覧）

b. 既存石油ガス資産の再利用時の法規制

近年、英国では、石油ガス開発に利用された資産の CCUS プロジェクトでの再利用に関して官民での検討が進んでいる。

英国の北海やアイルランド海には、石油ガスの開発に利用されているオフショアインフラのネットワークが存在するものの、パイプライン、坑井、枯渇した石油ガス貯留層は、今後、商業利用を終え、運転が停止されることとなる。これらの資産は、CCUS プロジェクトの輸送や貯留インフラの一部として建設予定の設備と類似していることから、運転停止後の資産を、CCUS プロジェクトで再利用することができる。一方で、新規のパイプラインインフラの建設と比較した際のコスト削減効果や責任分担の不確実性等、石油ガス資産の再利用にはいくつかの課題が存在する。

ビジネス・エネルギー・産業戦略省（BEIS: Department for Business, Energy and Industrial Strategy）は 2018 年に CCUS の推進状況と具体施策の優先順位を確認する組織体として CCUS Council を結成しており、同評議会の依頼により経済性の伴う CCUS の促進施策を検討する CCUS Cost Challenge Taskforce を設立している。同タスクフォースは民間セクター主導による技術開発と資金調達の可能性を模索しつつ、既存インフラを活用した CCUS の展開を提言している。

2019 年 7 月に、BEIS が公開した諮問文書「RE-USE OF OIL AND GAS ASSETS FOR CARBON CAPTURE USAGE AND STORAGE PROJECTS」では、大規模 CCUS の展開促進に向けて、既存の石油・ガス資産を再利用する際の機会と障壁に関して、約 2 か月間にわたり、関係各所からの意見を集めていた。2020 年 7 月に公開された諮問文書への回答文書「Re-use of oil and gas assets for carbon capture, usage and storage projects - government response」では、合計 35 の関係機関からのフィードバックが紹介されている。

BEIS では、石油ガス資産が CCUS プロジェクトに譲渡された場合、従前の石油ガス資産所有者から操業停止責任を撤廃する権限を国務大臣に与えることを提案している。これ以外にも、既存の石油ガス資産の再利用の障壁として、資産の所有権、再利用における税控除、メンテナンスやモニタリングコストの負担、操業停止コストの不確実性、CO2 圧入時の問題発生による従前所有者の名誉棄損の懸念、データの利用可能性（品質や移転時の課題）、CO2 貯留と地下活動との間での許認可の重複等が挙げられた。主な諮問内容と回答は以下の通り。

表 6-9　BEIS による石油ガス資産の再利用に係る諮問文書への回答

BEIS からの諮問内容	主な回答
質問 1 : CCUS プロジェクトでの再利用される可能性が高い、適切な種類の石油およびガスインフラはどれか？	・ BEIS が提示した再利用可能なインフラの例および関係機関からの回答をまとめた結果は以下の通り。ただし、これらが全てではなく、ケースバイケースで検討される。 ➢ 枯渇した石油ガス貯留層 ➢ 坑井 ➢ 幹管パイプライン ➢ プラットフォーム（一部反対意見あり）

	➢ その他（ガスターミナルや地上加工設備、地上パイプライン、輸送設備等）
質問 2 : オフショアインフラの一部が CCUS プロジェクトの一部として再利用可能かを評価する際に考慮すべき追加または異なる基準はあるか？	・ BEIS が提示したインフラ再利用時の評価基準の例および関係機関からの回答をまとめた結果は以下の通り。 ➢ オフショアインフラの地点、サイズ、年数、状態、貯留層の詳細情報・適切さ、圧力耐性、金属や材料、パイプラインの無欠性、データ、コスト、その他（利用可能性、坑井の無欠性、CO2 の不純物、他許認可との競合、地震の発生可能性等）
質問 3 : BEIS がステークホルダーとの協議をもとに予備評価を実施した再利用の可能性がある資産に同意するか？	・ BEIS がステークホルダーとの協議をもとに予備評価を実施した再利用の可能性がある資産は以下の通り。 ➢ 貯留地：123 か所（ポテンシャル：2000 万 t-CO2 超） ➢ パイプライン：51 か所（直径：16 インチ超）
質問 4 : 資産の効果的な移転に対する障壁があるか？	・ 関連機関からは以下の意見が挙げられた： ➢ 資産の所有権が複雑なためジョイントベンチャーの関心が低い ➢ 石油ガス資産の再利用による税控除に対する不確実性 ➢ メンテナンス、モニタリングコスト ➢ 操業停止コストの不確実性（通常、コスト低減のため資産はまとめて操業停止処理されるが、個別処理により追加費用が発生） ➢ CO2 圧入時の問題発生による従前所有者の名誉棄損の懸念 ➢ データの利用可能性、品質、移転時の課題 ➢ CO2 貯留と地下活動との間での許認可の重複 ➢ 技術的な実現可能性の不確実性
質問 5 : CCUS プロジェクトの一部としての石油ガス資産の再利用を促進するためには、現在の政策および法制度の変更が必要か？	・ 大多数の回答で、石油ガス資産の CCUS プロジェクトへの譲渡に対し、インセンティブを提供する政策の追加や法規制の変更が必要という意見が挙げられた。
質問 6 : 提案された政策が効果的な手段であることに同意するか？	・ BEIS では、資産が CCUS プロジェクトに譲渡された場合、従前の石油ガス資産所有者から操業停止責任を撤廃する権限を国務大臣に与えることを提案している。 ・ 大多数の回答が、提案された政策に同意している。他方で、対象範囲がオフショアインフラと海底パイプラインのみであるため、対象範囲を再利用可能性のある

	インフラ全てに広げるべきという声が上げられた。
質問 7 : 国務大臣が従前の義務保有者からの操業停止措置義務の撤廃を決定する適切なタイミングはいつか？	・ BEIS からは、以下の 3 つのオプションが挙げられたが、関係機関からの回答では、オプション 1 への賛同数が最も多かった。 ➢ オプション 1-資産の所有権が従前の所有者および運営者から CCUS プロジェクトに譲渡される時点。 ➢ オプション 2-関連する CCUS プロジェクトが OGA または関連当局からオフショア CO2 貯留の許可を取得した時点。 ➢ オプション 3–新しい CCUS プロジェクトがはじめて地質貯留サイトに CO_2を圧入した時点。
質問 8 : CCUS プロジェクトへのパイプライン譲渡時に、操業停止したパイプラインへの従前所有者の責任を撤廃すると、どの程度再利用を促進するか？	・ 大多数の回答で、石油ガス資産の CCUS プロジェクトでの再利用に対し、インセンティブが必要という回答が挙げられた。また、国務大臣への権限を与える際には、明確な適格性基準を持ち、基準の適用後は確立された基準とすべきという声が上げられた。
質問 9 : CCUS での再利用がなされる資産の保存前に不可欠とされるモニタリングやデータ収集活動はあるか？	・ 石油ガス業界や資産の所有者は定期的に状況評価やモニタリングを実施しているという回答があった。他方で、インフラごとに必要なモニタリングやデータ収集は異なるという意見があった。以下の点が挙げられた。 ➢ パイプラインの外部点検 ➢ パイプラインの内部点検 ➢ 坑井の無欠性 ➢ 生産後データ収集 ➢ カソード防食法 ➢ 海底モニタリング ➢ 地震誘発性
質問 10：再利用する資産の利用停止期間を最大 10 年にすることに同意するか？	・ 多くの回答で、利用停止可能な期間は資産によるとされ、資産の劣化を防ぐための状況把握や設計年による評価が必要という意見が挙げられた。また、モニタリングや維持コストの増加を踏まえると、10 年は長すぎるという意見が大多数であった。
質問 11：これまでに政府に提出された文書では、再利用のためにパイプラインまたは坑井を維持するコストが比較的低いことを示唆しているため、財政的支援は	・ 関係者からの回答では、コストは資産の状態や無欠性に依るとされたものの、大多数がパイプラインや坑井の再利用のための維持コストは比較的低い点に同意した。 ・ パイプラインや地下インフラは、他の資産と比較し保存コストが比較的安い。ただし、設計年数を超えた利

おそらく必要ない。この内容に同意するか？	用には多大なコストを要する。 ・ 閉鎖または廃棄された坑井は再利用に適さないため、操業停止を遅らせる必要がある。 ・ 資産の保存のためには税制控除やインセンティブなどの金銭的支援が必要という意見も挙げられた。
質問 12：所有者とオペレーターが、最大 10 年間資産を一時停止することで直面する可能性のある長期責任負担の増加に関する証拠を提供できるか？	・ 質問 11 に関連。
質問 13：CO2 漏出のリスクを最小限に抑える水準で坑井を閉鎖し、放棄するには、かなりの追加費用がかかるか？その場合、誰が負担すべきか？	・ 石油ガス業界からの回答では、産業における標準的な方式と比較して、約 20-30%の追加費用が見込まれるとされる。これは、主に追加のモニタリング要件が必要なために生じる費用である。 ・ 併せて、過去に閉鎖、廃棄済みの貯留層を利用する場合には、それらの資産が将来の CO2 貯留の可能性を検討せずに閉鎖、廃棄されたことから、CO2 との反応が少ない材料や要素に置き換える作業等が必要となる。 ・ BEIS から提言のあったステージごとの費用分担は以下の通り： ➢ 1. 石油ガス運転の終了時： オペレーターが無欠性評価を実施（所有者とオペレーターがコスト負担） ➢ 2. 資産の利用停止期間： 限定的なモニタリングとデータ収集を実施。再利用のために利用停止している場合、劣化を最小限にする必要がある。（インフラの所有者とオペレーターがコスト負担） ➢ 3. CCUS プロジェクトでの再利用のための資産査定 利用停止を超えた調査が求められる（CCUS 開発者がコスト負担）

出所）BEIS “A Government Response on Re-use of Oil and Gas Assets for Carbon Capture and Storage” Projectshttps://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/909642/CCUS-government-response-re-use-of-oil-and-gas.pdf 及び BEIS “ RE-USE OF OIL AND GAS ASSETS FOR CARBON CAPTURE USAGE AND STORAGE PROJECTS Consultation” https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/819901/reuse-oil-gas-assets-ccus-projects.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

BEIS では以下のタイムラインに沿って、政策や法規制を含めた障壁への対処案を検討するとしている。

表 6-10　既存石油ガス資産の再利用に向けた BEIS のタイムライン

対応内容	Q3 2020	Q4 2020	Q1 2021	Q2 2021
1：CCUS プロジェクトでの油井とガス井の再利用の可能性見直し	○	○	○	○
2：操業停止プロセスの初期段階で、再利用の適切な検討	進行中			
3： OGA および BGS と連携し、NDR および CO_2に貯留されたリソースをさらに統合する方法を BEIS が決定	○	○	○	
4：陸上ガスターミナルのインフラの再利用の可能性評価	○	○		
5：再利用の可能性がある資産の生産計画の利用可能性/将来性の評価	○	○	○	
6：再利用の可能性がある資産のデジタル地図の公開	○	○		
7：再利用の可能性がある石油ガス資産の特定	進行中			
8：資産の譲渡を容易にするための政策提案の更新	○	○		
9：既存の石油ガス規制と資産の停止に関するガイダンスの見直し	○	○	○	○
10：再利用のための資産停止のコストの評価	○	○	○	
11：OGUK は、CO2 貯留の完全性を維持するために､坑井の閉塞と放棄に関するガイダンスの作成を調整	○	○	○	○
12：CCUS インフラを操業停止するための技術要件の評価	○	○	○	○

出所）BEIS “A Government Response on Re-use of Oil and Gas Assets for Carbon Capture and Storage” Projectshttps://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/909642/CCUS-government-response-re-use-of-oil-and-gas.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）及び BEIS “RE-USE OF OIL AND GAS ASSETS FOR CARBON CAPTURE USAGE AND STORAGE PROJECTS Consultation” https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/819901/reuse-oil-gas-assets-ccus-projects.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

c. 分散立地した産業サイトでの CCUS 実施時の輸送面での課題

英国では、分散立地した産業サイトでの CCUS 実施時の輸送面での課題の検討も進む。2020 年 8 月に BEIS が公表した「CCS deployment at dispersed industrial sites」によると、英国内には、CCUS に適する可能性のある産業サイトが点在して 36 か所存在することが示されている。これらのサイトは、年間 50ktCO2 以上の排出が見込まれる CCS に適した産業サイトであり（鉄鋼、セメント、製油所）、CCS の産業クラスターに含まれないサイトである。合計 36 か所のサイトは分散して立地するため、特に輸送と貯留の不確実性に対処する必要

がある。同文書では、陸上パイプライン輸送、船舶輸送、道路/鉄道輸送に大別して法規制を含む主要な課題を取り上げている。また、同文書では、36 か所のサイトを 4 グループ（南部ウェールズに立地、主要港湾に近隣立地、ピーク地区に立地、純粋な分散立地）に分類し、1 トン当たりの輸送費および CO2 強度をもとに、それぞれに対して最適な輸送方法を提言している。下表に陸上パイプライン輸送、船舶輸送、道路/鉄道輸送に大別して法規制を含む主要な課題を記す。

表 6-11　CO2 輸送方法別の主要な課題

分類	主な課題
陸上パイプライン輸送	・ 安全性：英国では、現在、パイプラインによる CO2 輸送を明示的に規制する法律が存在しない。同規制が導入されるまで、プロジェクト開発者は、CO2 を「危険物質」または「危険流体」に分類される物質として取り扱う必要がある。危険な液体/物質の取り扱い方法は、1996 年のパイプライン安全規則（PSR: Pipeline Safety Regulations）、1999 年の重大事故の危険性の管理（COMAH: 1999 Control of Major Accident Hazards）で規定がされる。 ・ 許認可 : パイプラインの全長によって陸上パイプラインの建設に関する規制要件は異なり、複数の許認可を取得する必要がある。英国では、陸上パイプラインが公共ガス輸送業者、水道会社、政府所有/運営されていない限り、1962 年パイプライン法の対象となる。
船舶輸送	・ 規制：船舶輸送には、複数の国際的な規制が関連する（例：EU 排出量取引システム指令、EU CCS 指令、国連海洋法条約（UNCLOS）、海上における人命の安全のための国際条約（SOLAS）、液化ガスを大量輸送する船舶の構造および設備に関する IMO 国際コード（IGC コード））。 ・ 港湾での制約：既存の港における特定の制約（最大船長、最大喫水、港湾施設の利用可能性、保管スペースなど）を満たす必要がある。一部の CO2 輸送船舶は小規模な港を利用できない。 ・ 限られた経験：現在、ある程度の規模での CO2 輸送経験は限定されており、実証プロジェクトが必要となる。 ・ 限られたビジネスモデル：既存の LPG/LNG ビジネスモデルと契約が CO2 輸送で利用できないため、CO2 輸送のビジネスモデルとインセンティブが必要となる。
道路/鉄道輸送	・ CO2 陸上輸送は、主に冷蔵および液体で実施され、断熱鋼タンク（LNG と同様）が用いられる。CO2 トラックの一般的な容量は、20～26tCO2 である。最適な陸上輸送方法は、輸送する CO2 の場所と量によって異なる。 ➢ トラック：柔軟性と適応性があるが、コストを要する。遠隔地からの少量の輸送に適する。 ➢ 鉄道：インフラが必要となるが、長距離の所定のルートで大量の輸送に最適である。

	・ 道路/鉄道輸送の主な課題は次のとおり。 ➢ 大量かつ長期運用時にはパイプライン輸送よりもコストが高くなる。 ➢ ボイルオフによる CO2 排出 ➢ 爆発の危険

出所）BEIS “CCS deployment at dispersed industrial sites”
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/929282/BEIS_-_CCUS_at_dispersed_sites_-_Report__1_.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

(3) EU

1) CCUS 関連の動向、法規制、インセンティブ

EU の CCUS 関連の政策・法規制に関して、近年の議論が進む内容について、整理する。EU における CCS に関連する主要な政策は以下の通りである。

表 6-12　EU の CCUS 関連の政策

政策	主な内容
気候法（The EU Climate Law）	・ 2050 年までのカーボンニュートラルを含む。
気候変動目標計画（Climate target plan）	・ 2030 年までの 55%の CO2 削減（1990 年比）を含む。
エネルギーシステム統合に関する EU 戦略及び水素戦略（Energy System Integration Strategy and Hydrogen Strategy）	・ 特に Hard-to-abate の産業プロセスでの CCS、CCU の必要性について言及。
欧州横断ネットワーク（Trans-European Networks- Energy）	・ 将来的な CO2 輸送向けのクロスボーダーネットワークについて、欧州レベルのインフラ計画と開発の必要性を言及。2020 年の改訂版では、電力ガスのネットワークの他、CO2 ネットワークを含む。
CCS 指令（CCS Directive）	・ CCS が環境及び人体の健康に対し安全な方法で実施されることを保証する内容を含む。
欧州連合域内排出量取引制度（EU Emissions Trading Schemes）	・ 改訂版の ETS 指令では、Annex I に CCS を含む。
戦略的エネルギー技術計画（Strategic Energy Technology (SET) Plan）	・ 研究開発目標を含む。
サスティナブルタクソノミー（Sustainable taxonomy）	・ CCS を含む。

出所）各種資料を基に三菱総合研究所作成

また、EU における主要な資金支援プログラムは以下の通りである。主に研究開発を

Horizon Europe、実証を Innovation Fund、インフラ構築を Connecting Europe Facility にてカバーしている。

表 6-13　EU の CCUS 関連の資金支援プログラム

資金支援プログラム	主な内容
Horizon Europe	・ 研究開発プログラム。2021-2027 では、約 955 億ユーロの予算が確保されており、2021-2022 のワークプログラムのクラスター5 “Climate Energy and Mobility” に CCUS が含まれる。 ・ 同 CCUS には、フルチェーンの実証、CO2 回収のコスト低減、CCUS ハブクラスターの統合、安全な CO2 貯留の加速、天然ガスと CCUS からの低炭素水素、バイオマスと組み合わせた CCUS、CO2 利用が含まれる。
Innovation Fund	・ 革新的なクリーンエネルギー技術の市場導入の加速のためのプログラム。2030 年までに少なくとも 100 億ユーロの予算が含まれる。対象はエネルギー多消費型産業、再生可能エネルギー、エネルギー貯蔵、CCUS である。
Connecting Europe Facility	・ クリーンエネルギーシステムの越境インフラの構築に関するプログラム。

出所）Horizon Europe Cluster 5 “Climate, Energy and Mobility” https://ec.europa.eu/research/pdf/horizon-europe/annex-5.pdf, EC “Innovation Fund” https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en, EC “Connecting Europe Facility Energy” https://ec.europa.eu/inea/sites/inea/files/cefpub/cef_energy_supporting-actions_2020-web.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

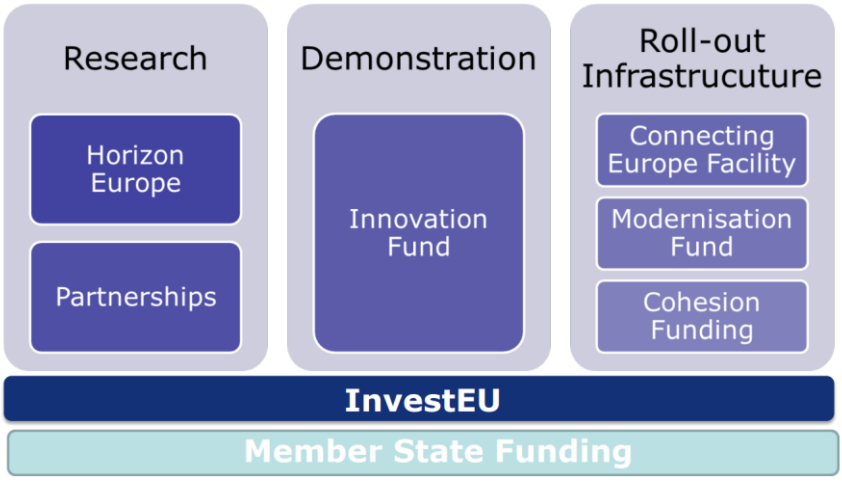


図 6-5　EU の資金支援プログラムの概要図

出所）EC “CSLF Technical Group Meeting 5.11.2019 CCUS in the EU” https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/Chatou2019/CCUS-in-the-EU.pdf（2021 年 1 月 29 日閲覧）

(4) ノルウェー

1) CCUS 関連の動向

ノルウェーの国会は、2016 年にオフセットクレジット等を用いて 2030 年までにカーボンニュートラルを目指す政府案を承認した[13]。しかし、同目標は NDC には反映されない宣言として扱われた。2020 年 2 月に国連に再提出した NDC では、条件付きで 2030 年までに 1990 年比で 50%～55%の排出削減目標を掲げた[14]。また、ノルウェー政府は、2021 年 1 月に気候変動に向けたアクションプラン（案）をまとめた白書を公表し、2030 年までに炭素税を現状の 590 クローネ（約 70 米ドル、1 クローネ＝0.12 米ドル換算）から 2,000 クローネ（約 235 米ドル）まで引き上げる方針を掲げた[15]。

CCUS 関連の最近の動向としては、2020 年 12 月に開催された国会において、2021 年の予算に Longship プロジェクトへの資金支援を一部条件付きで承認したことにより、同国の CCUS 事業が大きく前進した点が挙げられる。同プロジェクトは、セメント会社の Nrocen 社と、オスロ市の清掃工場である Fortum Oslo Varme 社（FOV）から CO2 を回収し、陸上に設置されるハブ基地まで海路により運搬後、パイプラインにより海底まで CO2 を輸送し、沖合にある Northern Lights の貯留サイトへ圧入する実証事業である。

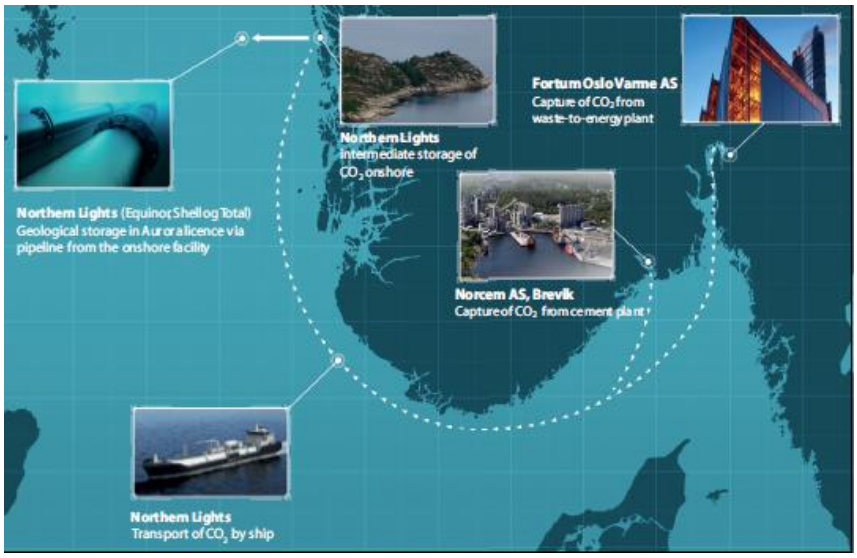


図 6-6　Longship プロジェクトの概要図

出所）ノルウェー石油エネルギー省 “Meld. St. 33 (2019-2020) Report to the Storting (white paper) Longship-Carbon capture and storage” https://www.regjeringen.no/contentassets/943cb244091d4b2fb3782f395d69b05b/en-gb/pdfs/stm201920200033000engpdfs.pdf（2021 年 1 月 29 日閲覧）

---

[13] ノルウェー政府（2016）“Carbo Neutral Norway” https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/carbon-neutral-norway/id2511785/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[14] 気候変動枠組条約事務局（2020）“Update of Norway's nationally determined contribution” https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Norway%20First/Norway_updatedNDC_2020%20(Updated%20submission).pdf（2020 年 2 月 23 日閲覧）（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[15] ノルウェー政府（2021）“Norway’s comprehensive climate action plan” https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/heilskapeleg-plan-for-a-na-klimamalet/id2827600/
（2020 年 2 月 23 日閲覧）

プロジェクトの初期投資額及び 10 年間の運転資金としてそれぞれ 171 億クローネ（約 20 億米ドル）、80 億クローネ（約 10 億米ドル）が想定されており、ノルウェー政府は運転資金を含む全体の 2/3 に相当する 168 億クローネ（約 20 億米ドル）を負担する。国会は承認の条件として、FOV 社が自社及び欧州の Innovation Fund 億から十分な資金を調達する、もしくは、不可能な場合には、2024 年 12 月末までにプロジェクトからの撤退を含めた最終判断を行うことを挙げた[16]。

CO2 貯留を担う Northern Lights プロジェクトの主幹事である Equinor 社は、国会承認後、貯留サイトへの圧入システムと陸上における液化 CO2 の受入ハブ基地の EPC 契約を締結した。それぞれ約 2.5 億クローネ（約 0.3 億米ドル）と約 10.5 億クローネ（約 1.3 億米ドル）で、2021 年 1 月から作業を開始し、圧入システムは 2023 年末までに、ハブ基地は 2024 年第 1 四半期までに完工を予定している[17]。

2) 法規制

ノルウェーは、欧州連合と締結している欧州自由貿易連合（EFTA）の枠組みにおいて、「EEA relevance/relevant」と定められた EU の法令を締結国に適用することが求められている。EU の CCS 指令が 2013 年に EEA relevance/relevant 対象となったことから、ノルウェーでは、2014 年に既存の法令を改正する等して、CCS 指令の国内法化を実施した。

ノルウェーにおける CCS に係る主な事業法は、以下の 4 つの法律により構成されている。

- 1963 Act on Research, Exploration and Exploitation of Other Natural Resources than Petroleum on the Ocean Floor（通称「大陸棚法」）[18]
- 1981 Act Concerning Protection Against Pollution and Concerning Waste（通称「汚染及び廃棄物法」）[19]
- 1996 Act Relating to Petroleum Activities（通称「石油法」）[20]
- 1990 Act Relating to Tax on Discharge of CO2 in the Petroleum Activities on the Continental Shelf[21]

1996 年の石油法では、大陸棚における石油事業から派生した CO2（液体・気体の両方を対象）のあらゆるオフショア貯留に適用されるのに対し、1963 年の大陸棚法は、石油事業以

[16] ノルウェー政府（2020）”Funding for Longship and Northern Lights approved” https://www.regjeringen.no/en/aktuelt /funding-for-longship-and-northern-lights-approved/id2791729/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[17] Equinor (2020) “Equinor awarding Northern Lights contracts” https://www.equinor.com/en/news/20201217-northern-lights-contracts.html（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[18] Norwegian Petroleum Directorate (2019) “” https://www.npd.no/en/regulations/acts/act-of-21-june-1963-no.-12-relating-to-scientific-research-and-exploration-for-and-exploitation-of-subsea-natural-resources-other-than-petroleum-resources/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[19] ノルウェー政府（2003）“1981 Act Concerning Protection Against Pollution and Concerning Waste”https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/pollution-control-act/id171893/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[20] Norwegian Petroleum Directorate (2019) “1963 Act on Research, Exploration and Exploitation of Other Natural Resources than Petroleum on the Ocean Floor” https://www.npd.no/en/regulations/acts/act-29-november-1996-no2.-72-relating-to-petroleum-activities/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

[21] Norwegian Petroleum Directorate (2019) “1990 Act Relating to Tax on Discharge of CO2 in the Petroleum Activities on the Continental Shelf” https://www.npd.no/en/regulations/acts/co2-discharge-tax/（2020 年 2 月 23 日閲覧）

外から派生した CO2 をオフショア貯留する場合に適用される。また、1981 年の汚染管理法において、CO2 の排出・漏洩は汚染物資と定められていることから、汚染物資に係る規則等が適用され、1990 年に導入された法律では、大陸棚に係る石油事業から排出・漏洩される CO2 は炭素税対象であることが明示されている。いずれの事業法も大陸棚の孔隙の所有者/権利者については明確に定義していないが、ノルウェー国が所有者/権利者であると解釈されている[22]。

EU CCS 指令の国内法化に伴い、各事業法に紐づいた規則が合わせて改正され、新たに貯留規則が 2014 年に導入された。以下の 2 つの規則には、EU CCS 指令の文言の多くが反映されている。

- 2014 Regulations Relating to Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO2 and Relating to Transportation of CO2 on the Continental Shelf（通称「貯留規則」）[23]
- 1997 Regulations to Act Relating to Petroleum Activities（2020 年 1 月改正）[24]

各規則の特徴を以下の表に示す。

表 6-14　ノルウェーにおける CCUS に係る主要規則と概要

規則	概要
1997 Regulations to Act Relating to Petroleum Activities（石油規則、2020 年 1 月改正）	石油法に基づく規則。EEA　relevance/relevant に沿って EU CCS 指令の内容を反映。石油事業に係る探査ライセンス、影響評価、産出ライセンス（石油事業から発生する CO2 を貯留する場合は、同規則の貯留許可）、貯留許可、モニタリング、サイトの閉鎖及び閉鎖に係る法的責任、責任の移転、財務的保証等の条項を含む （以下、各条項の仮訳） 第 1 章 序文 第 2 章 探査ライセンス 第 2 章 a 石油活動の新たな分野の開拓に関する影響評価 第 3 章 生産ライセンス等 第 4 章 石油生産等 第 4 章 a CO2 の貯蔵 第 5 章　生産フィー・エリアフィー 第 6 章　石油活動の休止 第 7 章　情報及び文書 第 8 章　石油活動の管理システム 第 9 章　上流のパイプライン網へのアクセス 第 10 章　総則 付録 I　本規則の第 30d 条に規定されている潜在的な貯蔵場所及びその周辺地域を記述し、評価する基準 付録 II セクション 30g のモニタリング計画及びセクション 30j の操業後（post-

[22] Bugge, H. C., and Ueland, A. L., Case studies on the implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Norway, 2011, Carbon Capture Legal Programme, University College London, p.17.

[23] https://www.npd.no/en/regulations/regulations/exploitation-of-subsea-reservoirs-on-the-continental-shelf-for-storage-of-and-transportation-of-co/

[24] Norwegian Petroleum Directorate “Regulations to Act Relating to Petroleum Activities” https://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/（2020 年 2 月 18 日閲覧）

	operation）計画の策定及び更新の基準
2014 Regulations Relating to Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO2 and Relating to Transportation of CO2 on the Continental Shelf（通称「貯留規則」、2017 年 10 月改正）	大陸棚法に基づく規制で、EEA relevance/relevant に適用するために新規に制定される。EU CCS 指令が定める包括的規制内容をノルウェーにおける既存の法規制に紐づけて規定している。大陸棚の探査ライセンス、影響評価、掘削ライセンス、貯留許可、施設の操業（パイプライン等の輸送に係る操業も含む）、モニタリング、サイトの閉鎖及び損害に係る責任（漁業事業者への損害含む）、責任の移転、財務的保証等の条項を含む （以下、各条項の仮訳） 第 1 章　序文 第 2 章　調査許可証 第 3 章　探査ライセンス 第 4 章　CO_2の注入及び貯留のための海底貯留層の開発のためのライセンス（開発ライセンス） 第 5 章　CO_2の圧入・貯蔵 第 6 章　CO_2の輸送等 第 7 章　CO_2の注入および貯蔵の中止 第 8 章　汚染損害賠償責任 第 9 章 ノルウェー漁業者に対する補償に関する特別規則 第 10 章　特別な安全要件 第 11 章　総則 第 12 章　効力発生 付録 I.　本規則の第 1-10 項に規定されている可能性のある貯蔵サイト及びその周辺の区域を記述し、評価するための基準 付録 II.　5-4 モニタリング計画策定・更新基準、5-7 操業後計画

2017 Regulations Relating to Material and Documentation in Connection with Exploration for and Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO2	大陸棚法、石油法、貯留規則に基づく（EEA relevance/relevant を適用）。大陸棚の貯留サイトに係る探査・掘削関連のデータや提出資料に係る規則。船舶を用いるデータ収集の場合の細則等を明文化。 （以下、各条項の仮訳） 第 1 章　序文 第 2 章　探査 第 3 章　掘削・井戸活動等 第 4 章　提出資料 第 5 章　総則 CO_2を貯留するための大陸棚の海底貯留層の探査及び利用に関連する資料・文書に関する規則への注記

出所）Norwegian Petroleum Directorate “Regulations to Act Relating to Petroleum Activities” https://www.npd.no/en/regulations/regulations/petroleum-activities/（2020 年 2 月 18 日閲覧）
Norwegian Petroleum Directorate “ Regulations Relating to Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO2 and Relating to Transportation of CO2 on the Continental Shelf” https://www.npd.no/en/regulations/regulations/exploitation-of-subsea-reservoirs-on-the-continental-shelf-for-storage-of-and-transportation-of-co/（2021 年 2 月 18 日閲覧）
Norwegian Petroleum Directorate “Regulations Relating to Material and Documentation in Connection with Exploration for and Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO2” https://www.npd.no/en/regulations/regulations/materials-and-documentation-in-connection-with-surveys-for-and-utilisation-of-subsea-reservoirs-on-the-continental-shelf-to-store-co/（2021 年 2 月 18 日閲覧）

ノルウェーにおける CCS 事業の実施には、石油事業から発生する CO2 の貯留でない限り、2014 貯留規則が適用される。同規則は、EU CCS 指令の国内法化において、新規に制定されたもので、1963 大陸棚法と紐付けながら EU CCS 指令を取り込んでいる。また、石油事業から排出される CO2 の貯留は、既存の 1997 石油規則が適用されており、EU CCS 指令も同規則に取り込まれている。また、CO2 の排出起源に拘らず大陸棚に CO2 を貯留もしくは貯留のための探査・掘削活動に係るデータ収集内容や提出書類については、2017 年に新規に導入された規則においてまとめて規定しており、参照しやすい形式をとっている。

EU CCS 指令と大きく異なる点として、①探査・掘削等に係る細則と、②漁業と保険に関する規定が挙げられる。探査及び掘削については、石油事業関連で類似する規則を設けており、EU CCS 指令にはない細則が多く規定されている。例えば、船舶を用いて地震探査等のデータを取得する場合において、探査開始の 5 日前までに事前報告が必要な項目等が明記されている。

漁業については、貯留規則第 8 章が定める「汚染による損害への責任」（Liability for pollution damage）と、第 9 章が定める「ノルウェー漁業者に対する損害賠償」（Special rules concerning compensation to Norwegian fishermen）に規定されている。第 8 章では、CO2 排出及び漏洩等により、大陸棚領域内・境界、もしくは被害がノルウェー船舶、ノルウェー漁具、隣接する海域に存在するノルウェーの施設、または 1974 北欧環境保護条約対象の陸海領域における損害に関する責任について規定しており[25]、漁業者も含め広範囲に亘る関係者が対象となる。一方、第 9 章では、第 8 章に規定されている以外で、漁業者に対して想定される損害が対象となる。

[25] 第 8 条 2 項では、損害が発生する対象範囲を「when the damage occurs within the realm or within the outer limits of the continental shelf or affects Norwegian vessels, Norwegian fishing gear or Norwegian facilities in adjacent sea areas」と定めている。

具体的には、CO2 の運搬及び貯留により発生する経済的損失、もしくはそれらの事業が関係する施設や施設設置により生じた損害に対する賠償を求めるものとしている。同損害条項の時効は、何らかの損害事象が発生してから 7 年と定められている。一方、石油事業に係る CO2 の貯留においては、1996 石油法第 7 章が定める「汚染による損害の責任」に漁業者への損害について規定されている。また、1997 石油規則では漁業に特化した規定はないが、代わりに、第 10 章 総則において保険に関する条項に盛り込まれている。同規定では、石油生産に係るライセンスと紐付けて、以下の内容を対象とする保険の適用を義務化している。

- 施設への損害
- 汚染損害及びその他の第三者に対する責任
- 事故の結果としての残存物の除去及び浄化
- 活動に従事する従業員

前述のとおり、ノルウェーでは CO2 は、汚染物質として定義されており、貯留には汚染関連の所管省庁からの許可を必要としているため、汚染損害として取り扱われている。したがって、今後 JCM 対象国にオフショア CCUS 事業関連の法規制を導入する場合においては、ノルウェーの特殊な法環境に対して留意する必要はあるが、漁業が盛んな地域においては参考になると考える。

3) ロンドン議定書

ノルウェーが、近海海底下に CO2 を貯留するには、海洋投棄をポジティブリストで管理していた 2 つの国際条約の改正を必要とした。1 つは北東大西洋の海洋環境保護のために制定された 1992 オスパール条約で、2007 年の改正で CO2 がポジティブリストに追加された。また、廃棄物その他の物質の投棄による海洋汚染の防止に関する条約（通称「ロンドン条約」）の下、1996 年に採択された同条約の議定書（通称「ロンドン議定書」）では、2006 年の改正で CO2 がポジティブリストに追加され、CO2 の海底貯留が可能となった[26]。しかし、貯留サイトまでの CO2 の越境輸送については、同議定書において 2009 年に採択後、受託国数が必要な数に到達しなかったため、発効していない。同状況を打破するために、ノルウェーを含む幾つかの国の提案で、2019 年 10 月に開催された第 14 回ロンドン議定書締結国会議において、仮出願による暫定適用が認められた[27]。同採択に基づき、ノルウェー政府は 2020 年 7 月に仮出願を議定書事務局に提出している[28]。

---

[26] 外務省（2018）「ロンドン条約及びロンドン議定書」https://www.mofa.go.jp/mofaj/ic/ge/page23_002532.html（2021 年 1 月 22 日閲覧）

[27] 国際海事機関（2019） “41st Consultative Meeting of Contracting Parties to the London Convention and the 14th Meeting of Contracting Parties to the London Protocol (LC41/LP 14) 7-11 October 2019” https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/LC-41-LP-14-.aspx（2021 年 1 月 22 日閲覧）

[28] Shipping Regulations & Guidance（2020）“1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, 1972 Provisional Application of the 2009 Amendment to Article 6 of the London Protocol Resolution LP.5 (14) Declaration by Norway” http://shippingregs.org/Portals/2/Secured Doc/Circulars/LC-LP.2-Circ.11.pdf?ver=2020-07-02-120749-353（2021 年 1 月 22 日閲覧）

(5) オランダ

1) CCUS 関連の動向

オランダ政府は、2019 年 6 月において国家気候協定（National Climate Agreement）を発表し、同国の温室効果ガスの排出を 1990 年比で 2030 年までに 49%削減、2050 年までに 95%削減する目標を掲げている。オランダは、2019 年 12 月の最高裁判決において、気候変動は市民の生存権と福祉に影響を及ぼすことから、政府は同危機から国民を守る義務がある」とし、当初掲げていた 2020 年末までに 1990 年比で 20%の排出削減を、25%に引き上げることを命じた[29]。2020 年 5 月の政府の発表では、2019 年における排出量の速報値は、18.25 億トンであり、25%の削減目標達成には更に 1,600 万トンの削減が必要であるという。

オランダ政府は、2020 年の削減目標が達成されることを前提に、2030 年までに追加的に削減が必要な排出量を約 4,870 万トンと試算している。同試算に占める産業セクターの割合は約 30%（1,430 万トン）で、その内半分である 720 万トンを CCS により削減する方針で、産業起源の CO2 を対象とした CCS 事業を補助する政策を実施している[30]。また、産業セクターにおけるカーボンリサイクルによるリサイクル素材や建材等の生産に強い期待を示している。



図 6-7　オランダ政府の国家気候協定におけるセクター別削減目標

出所）オランダ経済・気候政策省「CCS policy in the Netherlands」Carbon Capture Utilisation and Storage in The Netherlands　ウェビナー発表資料（2020 年 12 月 7 日）

2021 年 2 月現在、オランダで進行中の CCUS プロジェクトは以下の表に示す 6 件で、ノルウェーの Northern Lights に貯留予定の Magnum プロジェクト以外は、オフショア貯留サ

[29] オランダ政府”Climate Policy” https://www.government.nl/topics/climate-change/climate-policy#:~:text=To%20combat%20climate%20change%2C%20the,Act%20on%20May%2028%2C%202019（2021 年 2 月 4 日閲覧）健康・福祉 スポーツ省（2020 年）“Emissions of greenhouse gases slightly lower again in 2019” https://www.rivm.nl/en/news/emissions-of-greenhouse-gases-slightly-lower-again-in-2019（2021 年 2 月 4 日閲覧）

[30] オランダ政府（2019）“National Climate Agreement” https://www.klimaatakkoord.nl/binaries/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands/20190628+National+Climate+Agreement+The+Netherlands.pdf（2021 年 2 月 4 日閲覧）

イトに圧入予定である。

表 6-15　オランダで進行中の CCUS プロジェクト

プロジェクト名	対象サイト	CO2 起源	案件状況	想定年間 CO2 回収量（トン/年）	操業開始年（予定）	概要
Porthos	ロッテルダム港	産業	FS	約 500 万	2024 年	産業クラスターからの CO2 を回収、貯留
Athos	アムステルダム	産業	FS	約 750 万	2030 年	Tata Steel から回収した CO2 を枯渇したガス田に圧入
Aramis	Den Helder 市	産業	N/A	N/A	N/A	N/A
Magnum	Enmshaven 市	発電（ブルー水素）	N/A	約 400 万	2023 年	水素混焼ガス火力発電所から回収された CO2 をノルウェーに搬送、大陸棚の貯留サイトに圧入。三菱パワー社が機器を納入
Carbon Connect Delta	ベルギー：Ghent 港 オランダ：Terneuzen 港、Vlissingen 港	産業	プレ FS	2023 年まで:約 100 万 2030 年まで:約 650 万	2023 年	ベルギーとオランダの鉄鋼（ArcelorMittal）・化学・石油化学工場等から回収した CO2 を回収・貯留
Carbon Collectors	（貯留サイト）南北海（SNS）	特定なし	FS	N/A	2023 年	回収された CO2 を英国の貯留サイトまで船舶輸送

出所）International Association of Oil & Gas Producers “CCUS projects in Europe” https://32zn56499nov99m251h4e9t8-wpengine.netdna-ssl.com/bookstore/wp-content/uploads/sites/2/2021/03/Map-of-EU-CCUS-Projects_Feb21.pdf（2021 年 3 月 4 日閲覧）
オランダ経済・気候政策省「CCS policy in the Netherlands」Carbon Capture Utilisation and Storage in The Netherlands　ウェビナー発表資料（2020 年 12 月 7 日）

2) 法規制

オランダ政府は、EU 加盟国として、2011 年に EU CCS 指令を国内法化した。具体的には、鉱物生産に係る包括的法律において、陸・水・大陸棚での活動を対象とした 2003 鉱物法及びそれに紐づく規則等を改正することにより、対応した。関連法規則を以下の表に示す。

表 6-16　オランダにおける CCUS に係る主要法規則と概要

法規制	概要
2003 Mining Act（通称「鉱物法」）	鉱物資源生産のための掘削及び鉱業に係る法律。陸、水、大陸棚の CO2 貯留サイトの探査及び掘削に適用。EU の CCS 指令の包括的内容を反映。CO2 パイプライン等の建設及び運搬を含む （以下、各条項の仮訳） 第 1 章　定義及び総則

	第 2 章　鉱物及び陸生熱の採掘及び生産に関するライセンス 第 3 章　物質の掘削及び CO2 貯蔵コンプレックス利用のためのライセンス 第 3 章 a　区域の縮小 第 4 章　活動が適切に実施されていることを確認する。 第 4 章 a.　地域の分野に関する特別規則 第 5 章　財務規定 第 6 章　アドバイザー 第 7 章　報告 第 8 章　監督、執行及び報復 第 9 章　鉱害のための保証基金 第 9 章 a　炭化水素類の製造及び貯蔵のための鉱業の作業場及び導管の建設又は拡張の調整 第 10 章　法的保護 第 11 章　経過規定 第 12 章　一定の行為の撤回及び修正
2002 Spatial Planning Act（国土形成計画法）	オンショア CCS 事業及び CO2 の陸上輸送事業に適用。既存の区画計画への適合の確認が必要。地方政府は、空間形成計画において国が定める基準を超えた厳格な基準を定めることが可能
2017 Nature Conservation Act（自然保護法）	環境管理法の上位法。自然保護法、植物相・動物相法、森林法を一本化した内容。地方政府は、国が定める基準を超えた規制を定めることができない
2002 Environment Management Act（環境管理法）	環境管理に係る法律。環境影響評価の細則を含む
General Provisions Act ‘Wabo’	複数の環境関連の許可のうち、物理的内容について All-in-one Permit として申請可能。CO2 回収プラントに適用可能
2003 Mining Decree（鉱物法令）	鉱物法に基づく施行法令。CCS 事業から CO2 の漏洩があった場合に必要とされる排出枠が毎年確定される。圧入停止が必要な条件や、財務的保証等の詳細を含む （以下、各条項の仮訳） 第 1 章　総則 第 2 章　予備調査・探査 第 3 章　物質の製造及び貯蔵 第 4 章　土壌の移動に係る測定 第 5 章　鉱業工場 第 6 章　パイプライン・ケーブル 第 7 章　データの提供、管理及び使用 第 8 章　鉱害のための保証基金 第 9 章　ライセンスの分割及び組み合わせ 第 10 章　採石場の安全性 第 11 章　経過規定 第 12 章　カウンシル内の一定の命令の修正

2003 Mining Regulation（鉱物規則）	鉱物法に基づく細則。主にライセンスや許認可、サイト探査、坑井掘削等についての条項を含む

出所）NLOG Dutch Oil and Gas portal (2019) “Mining Act of the Netherlands” https://www.nlog.nl/sites/default/files/2019-02/2019-01-01%20Translation%20Mijnbouwwet%20in%20English.pdf（2020 年 12 月 9 日閲覧）
NLOG Dutch Oil and Gas portal (2018) “ Mining Decree of the Netherlands” https://www.nlog.nl/sites/default/files/2018-10-08%20english%20translation%20in%20pdf%20of%20mining%20decree.pdf（2020 年 12 月 9 日閲覧）
NLOG Dutch Oil and Gas portal (2018) “ Mining Regulations of the Netherlands” https://www.nlog.nl/sites/default/files/2018-10-08%20%20english%20translation%20in%20pdf%20of%20mining%20regulation.pdf（2020 年 12 月 9 日閲覧）
CATO2 (2011) “Permitting needs for CCS operations in the Netherlands” https://www.co2-cato.org/cato-download/2363/20120113_131400_CATO2-WP4.2-D04-v2011.12.06-Permitting-needs-for（2020 年 12 月 15 日閲覧）
環境影響評価情報支援ネットワーク（2012）「オランダ王国」http://assess.env.go.jp/files/0_db/seika/0152_02/h23_10b.pdf（2021 年 3 月 1 日閲覧）
Asser Institute (2004) “ Environmental Management Act” https://www.asser.nl/upload/eel-webroot/www/documents/national/netherlands/EMA052004.pdf（2020 年 12 月 16 日閲覧）

鉱物法では、地下 100 メートル以上に貯留する場合は所管官庁（現在は経済・気候政策省が所管）からの許可を必要と定めている。貯留ライセンスは、「第 3 章物質の掘削及び CO2 貯蔵コンプレックス利用のためのライセンス（仮訳）」（Licenses for the Storage of Substances and for the Exploration for CO2 Storage Complexes）に記載されている。また、操業に関する規定や財務的保証に関する規定は、それぞれ「第 4 章活動が適切に実施されることの確認（仮訳）」（Ensuring that the Activities are Executed Properly）、「第 5 章財務条件（仮訳）」（Financial Conditions）に加筆されている。その他、同法律に基づき特定サイトにおいて既に掘削等の許可を有している事業者が、同サイトで新規に CO2 貯留に係る事業を実施する場合、一部の内容について再申請が必要である点や、CCS 事業から CO2 の漏洩があった場合は、EU-ETS で取引可能な排出枠を政府に納める、等が規定されている。なお、鉱物法令には、CO2 のモニタリング対象が挙げられているが、モニタリング計画に沿って実施するといった文言に留まっており、具体的なモニタリング方法についての細則は規定されていない。

ROAD プロジェクトのレポート[31]や CMS Law 社[32]の記事では、EU CCS 指令の文言の補足説明やガイドライン等は追加されなかったことから、鉱物法が改正された当時に進行中だったオフショア CCS 実証事業（ROAD 及び TOQA）を、同改正に合わせて対応する作業の中で、条文に不明慮な点が多いことが判明したことが報告されている。当時の実証事業者は、様々な関係者から構成されるチームを新たに作り、政府との調整・折衝及び、対外コミュニ

[31] Maasvlakte CCS Project C.V. (2018) “Close-Out Report Permitting & Regulation Roterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/09/ROAD-Close-Out-Report-on-Permitting-Regulation-final.pdf（2020 年 12 月 15 日閲覧）

[32] CMS Law (2011) “Implementation of the CCS Directive into the Dutch Mining Legislation (CO2-Storage)” https://cms.law/en/nld/publication/implementation-of-the-ccs-directive-into-the-dutch-mining-legislation-co2-storage（2020 年 12 月 15 日閲覧）

ケーション等に対応することで、法規制の要件事項に対応したと記録されている[33]。

CCS 事業実施における法規制の課題として、2020 年 12 月に開催されたオンラインセミナーにおいてオランダ政府の関係者は、次の 2 点について言及している：

- 長期ライアビリティと財務的保証の条項
- 欧州排出権取引制度（EU-ETS）において CCS 事業は対象となっているが、CO2 の輸送はパイプラインのみを想定しており、船舶輸送が考慮されていないため、不完全な状況[34]

いずれも、他国で EU CCS 指令を適用している国では課題として挙げられている点であり、今後、これらの改善が図られることが想定されている。

3) ロンドン議定書

オランダ政府は、ノルウェー政府同様に、2019 年 10 月に開催された第 14 回ロンドン議定書締結国会議において、仮出願による暫定適用に基づき、2020 年 11 月に議定書事務局に仮出願を提出している[35]。

4) インセンティブ

オランダ政府は、2030 年までに産業セクターにおける 720 万トンの温室効果ガス排出を削減することを目指している。これに伴い、公的資金支援として、既存の再生可能エネルギー向け FIP（フィードインプレミアム）制度[36]である SDE＋制度（Stimulation of Sustainable Energy Production）に、グリーン水素と CCS 事業を追加した「SDE++」制度を 2020 年より導入している。同制度の特徴としては、SDE＋の対象となっている再生可能エネルギーへの補助に対する財源と同じとしている点が挙げられる。また、補助額は環境局が技術ごとに定める補助原単位（1 トンの CO2 貯留量あたりに適用する公的補助）に上限を定めている。CCS の補助金原単位は、貯留費用（初期投資額＋15 年分の輸送も含む操業費用）から長期市場価格（EU-ETS の価格）を差し引いて設定される。CCS の場合、長期市場価格は事前の予測値を採用し、事業実施後に調整される。2020 年は、総額 40 億ユーロの予算が SDE++制度に割り当てられ、4 つのフェーズに分けて申請を受け付けた。CCS 事業の申請には、貯留予定の CO2 が産業起源で（電力起源は対象外）、既に事現可能性調査が終了しており、貯留に必要な契約を締結済みで、かつ 5 年以内に操業することが条件付けられている。

---

[33] CATO2 (2011) “Permitting needs for CCS operations in the Netherlands” https://www.co2-cato.org/cato-download/2363/20120113_131400_CATO2-WP4.2-D04-v2011.12.06-Permitting-needs-for（2020 年 12 月 15 日閲覧）

[34] オランダ経済・気候政策省「CCS policy in the Netherlands」Carbon Capture Utilisation and Storage in The Netherlands　ウェビナー発表資料（2020 年 12 月 7 日）

[35] Shipping Regulations & Guidance（2020）“1996 Protocol to the Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, 1972 Provisional Application of the 2009 Amendment to Article 6 of the London Protocol Resolution LP.5 (14) Declaration by the Netherlands” http://shippingregs.org/Portals/2/SecuredDoc/Circulars/LC-LP.2-Circ.12.pdf?ver=2020-11-19-120108-973（2021 年 1 月 22 日閲覧）

[36] 市場価格に連動した再生エネルギーの売電価格に一定の補助額（プレミアム）を付与する制度。

表 6-17　SDE++制度が付与するプレミアム額（補助額）の上限

	風力	CCS	太陽光	電気ボイラ
補助原単位	27€/tCO2	63€/tCO2	90€/tCO2	212€/tCO2

出所）オランダ経済・気候政策省「CCS policy in the Netherlands」Carbon Capture Utilisation and Storage in The Netherlands　ウェビナー発表資料（2020 年 12 月 7 日）

SDE++制度に係るその他の特記事項としては、①CCS 事業向けの補助対象の上限設置（最大 720 万トン）、②補助付与の条件として、代替可能な技術がない場合に限定、及び③2035 年以降は制度対象外となる点が挙げられる。これは、CCS に対する公的資金の活用に一部の政党及び NGO 団体から強く反対する動きがあったことから、限定的な内容に留まった経緯がある。特に前述の②については、毎年、オランダ政府が技術レビューを行い、CCS の代替技術の有無について確認することとしている[37]。オランダは、2007 年～2010 年に検討を進めていたオンショア貯留を含む小規模 CCS 実証事業（Barendrecht プロジェクト）において、環境影響評価の承認後、地方自治体と住民の反対により中止されたケース[38]が影響を及ぼしていると考えられる。したがって、現在進行中の CCS プロジェクトはすべて、オフショア貯留を対象としている。

(6) 豪州

1) CCUS 関連の動向

2020 年 5 月、豪州政府は、低排出技術への投資を促進する国家技術投資ロードマップを公表している。ロードマップでは、雇用の成長を支える技術開発、地域社会や地域経済の繁栄を支援する新しい産業を支援、豪州を研究開発の最前線に移行、世界の排出量削減のトラックレコードを維持する技術への投資の 4 点に重点を置いている。その中には、CCUS 技術も含まれる。

[37] https://english.rvo.nl/sites/default/files/2020/11/Brochure%20SDE%20plus%20plus%202020.pdf
オランダ経済・気候政策省「CCS policy in the Netherlands」Carbon Capture Utilisation and Storage in The Netherlands　ウェビナー発表資料（2020 年 12 月 7 日）

[38] GCCSI “What happened in Barendrecht?”
https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/8172/barendrecht-ccs-project-case-study.pdf

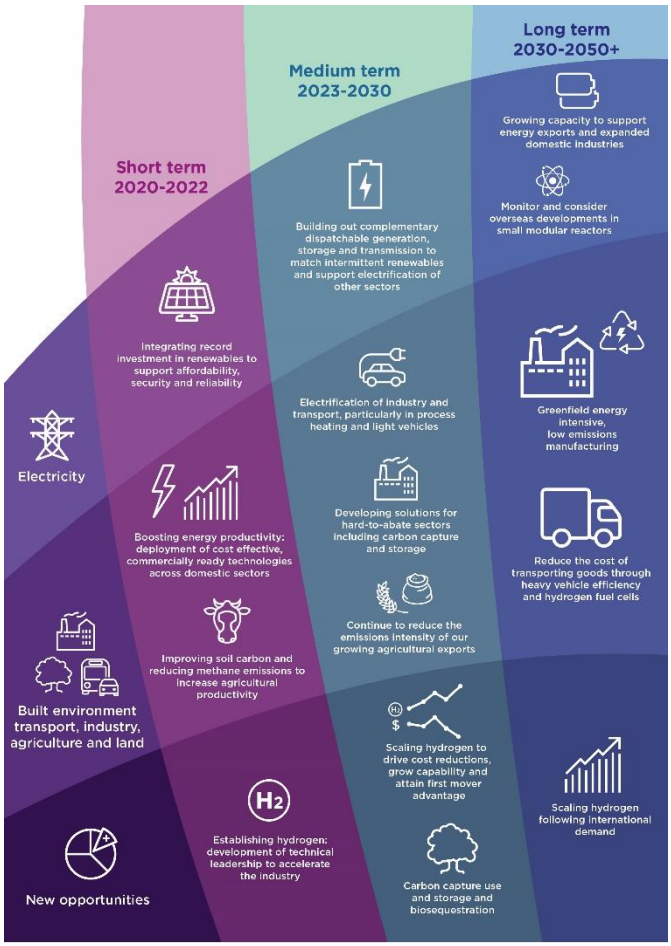


図 6-8　豪州の技術投資ロードマップ

出所）Department of Industry, Science, Energy and Resouces “ Australia’s Technology Investment Roadmap: have your say” https://www.industry.gov.au/news/australias-technology-investment-roadmap-have-your-say（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2020 年 9 月には、産業・科学・エネルギー資源省が、CCUS 開発ファンド（Carbon Capture Use and Storage Development Fund）と呼ばれる 3 年間で予算 5000 万豪ドルのプロジェクトを発表した。同ファンドでは、2025 年 6 月 30 日までに完了する、豪州における排出量削減を目的とした実証または商用前プロジェクトに対して、最低 50 万～最大 2,500 万豪ドルの助成金を企業に提供する。対象は以下のような CCUS プロジェクトが含まれる[39]。

- 発電、天然ガスまたは水素製造、重工業（製造業、化学品、セメント、肥料生産を含む）の排出量を削減可能な CCUS 施設
- 将来的に地域の CCS ハブに接続することで複数の温室効果ガス排出源のネットワークを結集可能な既存の実証または商業前 CCUS 施設
- CO2 トン当たり 20 ドル未満で CO2 を回収、輸送、貯留可能な CCUS 施設
- CCUS の専門知識と実行可能な地質貯蔵資源を活用可能な CCUS 施設

[39] Business/gov.au “ Funding for carbon capture, use and storage pilot projects or pre-commercial projects aimed at reducing emissions” https://www.business.gov.au/grants-and-programs/carbon-capture-use-and-storage-development-fund

・　CO2 由来の製品・サービスの開発に CO2 を利用可能な CCUS 施設

また、産業・科学・エネルギー資源省が所管している Carbon Capture Storage Flagships では、産業プロセスからの CO2 回収、輸送インフラ（一般的にパイプライン）、CO2 の安全な地下貯留に係る CCS プロジェクトの支援を実施している。

表 6-18　豪州の CCUS 関連の資金支援プログラム

プロジェクト	主な内容
South West Hub プロジェクト	・　Lesueur Sandstone formation からデータとサンプルを収集・分析し、CO2 貯留層としての実現可能性を試験する。同プロジェクトは豪州政府から 3,210 万豪ドルの資金支援を受けており、西オーストラリア州政府によって管理・共同出資される。
CarbonNet プロジェクト	・　ビクトリア州 Gippsland 地域における大規模な CCS ネットワークの可能性を調査する。同ネットワークは、工業プラントや発電所から回収された複数の CO2 ソースを対象とする可能性があり、CO2 は共有パイプラインで輸送され、沖合貯留層に圧入される。同プロジェクトは、連邦及びビクトリア州政府によって管理・共同出資される。連邦政府は、貯留層の確認プロジェクトに対し、9,520 万豪ドルをコミットしている。
Otway 地下貯留とモニタリング実証プロジェクト	・　オーストラリア初の地下貯留の実証プロジェクトである。同プロジェクトには、国際的に有名なモニタリングプログラムが含まれる。豪州政府は、2020 年 6 月に完了する予定のプロジェクトに 2,500 万ドルをコミットしている。

出所）Department of Industry, Science, Energy and Resources “Carbon Capture Storage Flagships” https://www.industry.gov.au/funding-and-incentives/low-emissions-technologies-for-fossil-fuels/carbon-capture-storage-flagships（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

豪州の CCS 法規制は、沖合での CCS 活動、陸上での CCS 活動によって法規制が異なる。具体的には、沖合での CCS 活動の健康と安全、完全性および環境管理については、国家海洋石油安全環境管理庁（NOPSEMA: National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority）が、2006 年の沖合石油および温室効果ガス貯留法（OPGGS: Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act）に基づき規制している。一方、陸上及び領海の基線から最大 3 海里離れた海岸線内で実施される CCS 活動は、州政府が、各州の CCS の法規制に基づき規制している。陸上での CCS に関しては、連邦が Regulatory Guiding Principles for Carbon Dioxide Capture and Geological Storage で主要な原則を定めており、これを元に各州の法規制が制定されている。

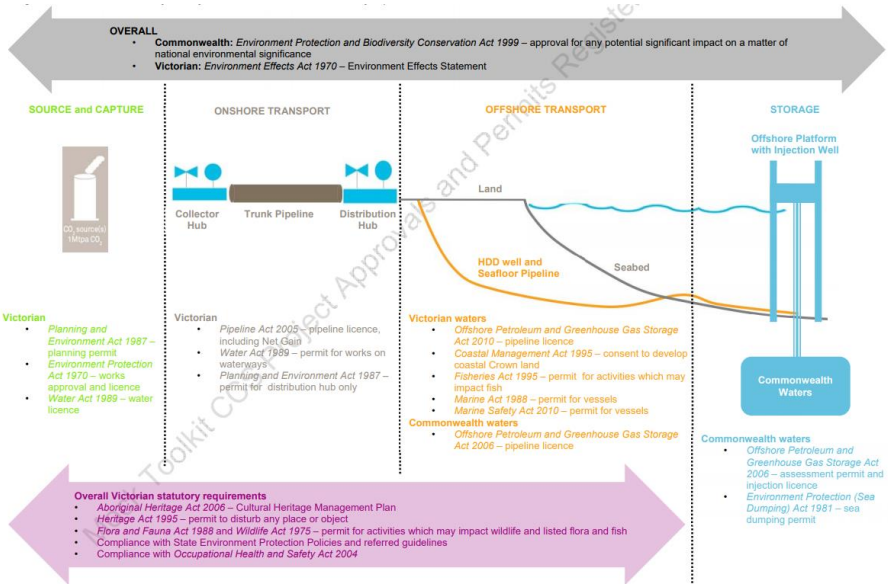


図 6-9　豪州の連邦及び州の CCS 法規制の適用範囲

出所）GCCSI “Carbon Capture and Storage Regulatory Test Toolkit for Victoria, Australia Outcomes and Recommendations” https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/154238/carbon-capture-storage-regulatory-test-toolkit-victoria-australia.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

a. 連邦政府

オーストラリア連邦政府は 2006 年に沖合石油および温室効果ガス貯留法（OPGGS: Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act）を制定した。同法は、以下に示す通り、オーストラリア沖合における CCS に関連する活動を包括的に規制している。

- 石油の探査（exploration for petroleum）
- 石油の回収（recovery of petroleum）
- 石油または温室効果ガス物質に関連するインフラ施設の建設および運営（construction and operation of infrastructure facilities relating to petroleum or greenhouse gas substances）
- 石油または温室効果ガス物質を輸送するためのパイプラインの建設と運用（construction and operation of pipelines for conveying petroleum or greenhouse gas substances）
- 潜在的な温室効果ガス貯留層の探査（exploration for potential greenhouse gas storage formations）
- 温室効果ガス物質の圧入と貯留（injection and storage of greenhouse gas substances）

同法に基づき各種許可を受けたものが CCS 事業において海底下への温室効果ガスの圧入及び貯留活動を実施する権限を有し、当該活動期間中は当該許可保有者が制定法上及びコモンロー上の責任を負うこととなる。なお、領海の基線から 3 海里よりも沖合のみが連邦の管轄水域であり、同法が適用される。

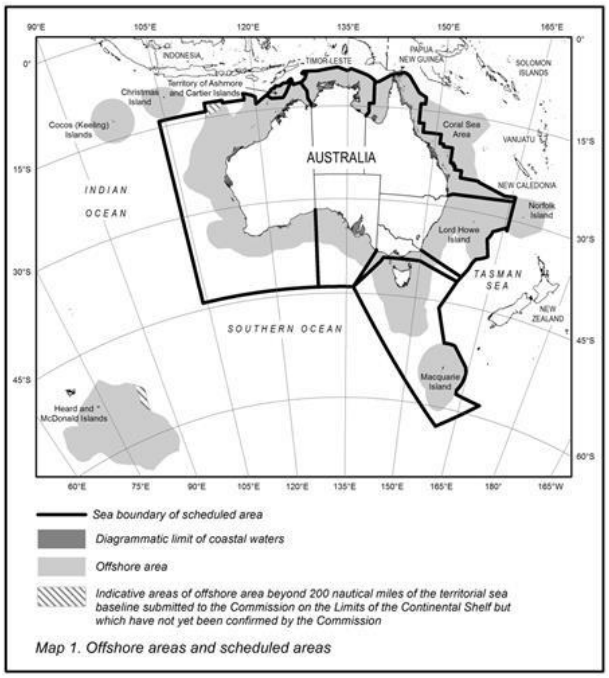


図 6-10　豪州における沖合領域

出所）Federal Register of Legislation " Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006"
https://www.legislation.gov.au/Details/C2020C00189（2021 年 2 月 16 日閲覧）

ア）連邦における許認可制度

同法には、石油開発関連の許可、温室効果ガスの圧入・貯留関連の許可の 2 種類が含まれる。石油開発関連の許可には、石油探査許可（petroleum exploration permit）、石油保有リース（petroleum retention lease）、石油生産許可（petroleum production licence）、インフラに係る許可（infrastructure licence）、パイプラインに係る許可（pipeline licence）、石油試掘許可（petroleum special prospecting authority）、石油アクセス許可（petroleum access authority）が含まれる。また、温室効果ガス圧入・貯留関連の許可には、温室効果ガスアセスメント許可（greenhouse gas assessment permit）、温室効果ガス保有リース（greenhouse gas holding lease）、温室効果ガス圧入許可（greenhouse gas injection licence）、温室効果ガス探査許可（greenhouse gas search authority）、温室効果ガス特別許可（greenhouse gas special authority）が含まれる。CCS 活動では、温室効果ガス圧入・貯留関連の許可を取得することが求められる。温室効果ガス圧入・貯留関連の許可の主要な内容と手順について下表にまとめる。

表 6-19　豪州における連邦政府の CCS 法規制（許認可）

温室効果ガス圧入・貯留関連の許可	主な内容と手順
温室効果ガスアセスメント許可（greenhouse gas assessment permit）	・　温室効果ガスアセスメント許可は、許可区域で潜在的な温室効果ガス貯蔵層および潜在的な温室効果ガス圧入場所を探索することを許可者に許可する。 ・　適格な温室効果ガス貯留層が温室効果ガス許可区域で特

	定された場合、担当の連邦大臣は、その貯留層が特定された温室効果ガス貯留層であると宣言する。
温室効果ガス保有リース（greenhouse gas holding lease） 温室効果ガス圧入許可（greenhouse gas injection license）	・ 宣言後、許可者は温室効果ガス保有リースまたは温室効果ガス圧入許可を申請可能。 ・ 申請者が現在温室効果ガス物質を圧入および貯留することはないが、15 年以内にそのような立場となる可能性が高い場合、温室効果ガス保有リースが付与される。この借主は温室効果ガス圧入許可を申請可能。 ・ 温室効果ガス圧入許可は、許可を受けた事業者がライセンスエリアで温室効果ガス圧入および貯留することを許可。
温室効果ガス探査許可（greenhouse gas search authority）	・ 温室効果ガス調査当局は、潜在的な温室効果ガス貯留層または潜在的な温室効果ガス圧入サイトの探査に関連する当局地域での操業を許可（ただし、坑井の建設は認められていない）。
温室効果ガス特別許可（greenhouse gas special authority）	・ 温室効果ガス特別許可は、当局地域で特定の温室効果ガス関連の作業を行うことを許可（ただし、坑井の建設は認められていない）。

出所）Federal Register of Legislation “Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006” https://www.legislation.gov.au/Details/C2020C00189（2021 年 2 月 16 日閲覧）

イ）連邦における閉鎖制度

温室効果ガス圧入関連許可を取得した事業者は、連邦政府に対して、当該許可を得たサイトの閉鎖申請を行う。申請時には、以下の書類の提出が求められる。

- 以下を記載した書面による報告：
  - 特定された温室効果ガス貯留層に圧入された温室効果ガス物質の挙動の申請者によるモデリング
  - そのモデリングに関連する情報
  - 申請者による情報の分析
- 申請者の以下の評価を記載した書面による報告：
  - 特定された温室効果ガス貯蔵層に圧入された温室効果ガス物質の挙動
  - 予想される 1 つまたは複数の温室効果ガス物質の移動経路
  - その温室効果ガス物質の移動の短期的な結果
  - その温室効果ガス物質の移動の長期的影響
- 証明書の発行後、特定された温室効果ガス貯蔵層に貯留されている温室効果ガス物質の挙動を監視するために連邦がとるべきアプローチに関する申請者の提案
- 規則で指定されているその他の情報（必要な場合）

責任の移転については、事業者は閉鎖認証を得てから、最低 15 年経過後に、それ以降の一定の責任を免除される。そのためには、以下の要件を満たす必要がある。

- 特定の温室効果ガス貯蔵施設に関するサイト閉鎖証明書が有効である。
- 連邦大臣が、温室効果ガス物質の地層への圧入作業が、サイト閉鎖証明書の申請前日

（停止日）に終了したことを認可している。

- サイト閉鎖証明書の発行から最低 15 年が経過しており、以下が満たされている
  - 当該施設に圧入された温室効果ガス物質がサイトプランの PartA に示された通りに挙動している。
  - 当該施設に圧入された温室効果ガス物質が地質工学的統合性、環境、人の健康や安全に対して重大な悪影響を与える深刻なリスクを有していない。
  - 当該施設において圧入停止の日から何らかの圧入活動が行われていない。

b. 州政府

豪州における主要な州の CCS 法規制は以下の通りである。次項では、ビクトリア州の CCS 法規制に関して詳述する。

表 6-20　豪州における主要州の CCS 法規制

州	主な法規制	内容
ビクトリア州	Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2010	・ ビクトリア州の沖合石油化学に係る法律を再制定し、沖合の温室効果ガス貯留施設の探査と運営用に新しい法規制を導入したものである。 ・ 連邦の沖合法の規制構造に従って規定されているものの、ビクトリア州では、サイト閉鎖認可を受けた後も、事業者には長期責任が残る点が連邦法との違いである。
同上	Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008	・ ビクトリア州の陸上での地下貯留層へのアクセスを許可し、陸上 CCS 活動を規制する。
西オーストラリア州	Barrow Island Act 2003	・ バロー島のゴルゴンプロジェクトにおける CO2 貯蔵事業の許可手続きを確立している。
クイーンズランド州	Greenhouse Gas Storage Act 2009	・ 既存の石油・ガス規制をモデルにした CCS 活動の貯留面に関する規制である。 ・ 探査許可と圧入･貯留のリースの 2 種類が必要となり、リースが放棄された場合、貯留された CO2 が国家の財産になることを規定している。

出所）UCL “ Dedicated National CCS Legislation Australia” https://www.ucl.ac.uk/cclp/ccsdedlegnat-AUS.php（2021 年 2 月 16 日閲覧）

上記のうち、豪州ビクトリア州では、CCS に特化した法律として、陸域での貯留活動を扱う 2008 年の温室効果ガス陸域貯留法（Greenhouse Gas Geological Sequestration Act）と、海域での貯留活動を扱う 2010 年の沖合石油および温室ガス貯留法（Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act）の 2 つを制定している。ビクトリア州の沖合石油および温室ガス貯留法（Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act）については、連邦の OPGGS 法をほぼ踏襲している。

ア）ビクトリア州における許認可制度[40]

陸域の CCS 活動を規定する温室効果ガス陸域貯留法では、州内の地下貯留層は全て州の所有物であり、州が許認可を与えた場合でも、所有権は州が持ち続けるとされる。許認可については、温室効果ガス貯留層探査許可（Greenhouse gas sequestration exploration permits）、温室効果ガス貯留層保有リース（Greenhouse gas sequestration formation retention leases）、温室効果ガス圧入・モニタリング許可（Greenhouse gas substance injection and monitoring）、設備開発許可（Greenhouse gas infrastructure lines）、特別アクセス許可（Special access authorisations）が挙げられる。これらの許可に関しては市民参加の手続きが義務付けられている点が特徴とされる。

表 6-21　豪州における主要州の法規制（許認可）

温室効果ガス陸域貯留法での主な許可	主な内容と手順
温室効果ガス貯留層探査許可（Greenhouse gas sequestration exploration permits）	・ 大臣は特定地域を探査するための探査許可の申請を受付する。申請の評価において検討される要因、申請日を含む。 ・ 申請者は以下の書類を提出する。 ➢ 申請者が提案するワークプログラム ➢ 申請者とその従業員の関連技術要件の詳細 ➢ 申請者が得られる技術に関する助言の詳細 ➢ 申請者の財源の詳細 ・ 大臣は、探査許可を付与または付与を拒否することができる。 ・ 探査許可の保有者は、以下の目的で地下貯留層への液体またはガスの圧入前に、圧入試験計画を作成する。 ➢ 圧入または貯留された液体またはガスの挙動試験 ➢ 地層が温室効果ガス物質の恒久的な貯留に地質学的に適しているかの試験 ・ 探査許可証の保有者が、温室効果ガス物質の恒久的貯留に地質学的に適している可能性が高い地下貯留層を発見した場合、許可証保有者は- ➢ 直ちに大臣に発見を通知する。 ➢ 発見後 3 営業日以内に、大臣に発見の詳細を書面で提出する。
温室効果ガス貯留層保有リース（Greenhouse gas sequestration formation retention leases）	・ 温室効果ガス貯留層保有リースの保有者は、15 年以内に商業的に開発が可能となる可能性があり、温室効果ガス物質の圧入および永久貯留に地質学的に適していると特定された地下貯留層に対する権利を得る。 ・ 温室効果ガス貯留層保有リースの申請者は、以下の詳細を提出する。

[40] [40] 石巻実穂、大塚直、環境法研究第 9 号（2019.8）, p123

	➢ リースが求められている地域 ➢ 温室効果ガス物質の恒久的貯留のための地下貯留層の地質学的適合性 ➢ 申請時点で、温室効果ガス物質を地層に圧入して恒久的に貯留することの商業的実行可能性 ➢ その地層に温室効果ガス物質を圧入して恒久的に貯留することの将来の商業的実行可能性
温室効果ガス圧入・モニタリング許可（Greenhouse gas substance injection and monitoring）	・ 以下の許可条件に従い、温室効果ガス圧入・モニタリング許可が与えられる。 ➢ 許可区域で温室効果ガス物質の圧入とモニタリングを実施 ➢ 許可区域で温室効果ガス隔離層の探査を実施 ➢ 許可区域でこれらの目的に必要な、または付随する内容を実施 ・ 申請に必要な書類： ➢ 許可が求められている地域の詳細 ➢ 温室効果ガス物質の恒久的貯留のための地下地質貯蔵層の適合性の評価 ➢ 地下貯留層への圧入が提案されている温室効果ガス物質の性質と量の詳細 ➢ 規定されているその他の事項。

出所）Chief Parliamentary Counsel " Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008" https://content.legislation.vic.gov.au/sites/default/files/484a9f3e-c409-359a-94df-6ca823f08306_08-61aa013%20authorised.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

なお、海域の CCS 活動を規定する沖合石油および温室ガス貯留法では、連邦の規定をほぼ踏襲しており、ビクトリア州の管轄する海域内の沿岸から 3 海里の CCS 活動に適用される。

イ）ビクトリア州における閉鎖制度[41]

陸域の CCS 活動を規定する温室効果ガス陸域貯留法では、サイトの閉鎖に関する手続きにつき、定めがないため、権利放棄の前提条件にサイトの閉鎖が要求されるわけではない。同法に基づく温室効果ガス圧入・モニタリング許可の権利放棄の申請に対しては、環境保護法ないし水法の管轄大臣及び環境保護局に承認の拒否権が認められている。

一方、海域の CCS 活動を規定する沖合石油および温室ガス貯留法では、連邦政府の OPGGS 法に倣っている。

[41] 石巻実穂、大塚直、環境法研究第 9 号（2019.8）, p124

ウ）ビクトリア州における責任の移転制度[42]

連邦の OPGGS 法とは異なり、ビクトリア海域法、陸域法の双方ともに責任の移転に関する明文の定めは無いが、圧入された温室ガスの所有権が権利放棄によって州に移転することで、それ以降は温室効果ガス圧入層及び圧入された温室効果ガスに関する主要なリスクおよび責任を州が負うこととなると解されている。ただし、権利放棄者の活動に起因する損害に対する責任は、たとえその責任が権利放棄後に生じたものであっても、州ではなく当該権利放棄者が負うこととなる。

6.1.3 東南アジア、サウジアラビアの CCUS の推進に係る政策・事業法

(1) インドネシア

1) CCUS 関連の動向

インドネシアが提出した約束草案（INDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[43]。

しかし、2012 年より調査が開始されたグンディガス田の他、複数地域で CCUS パイロットプロジェクトが検討されており、CCUS に対して意欲的である。また、今後の課題と展開にて詳しく記述するが、インドネシアは、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。

インドネシアは、石油・ガス産業が成熟しており、事業者は CO2 貯留向けのポテンシャルについて有力な知見を有している。しかし、国として個別の盆地への詳細な調査の結果は公表していない。ADB による多国間連携調査によると、南スマトラ盆地には、推計 8GtCO2 の理論的貯蔵源が存在するとされる。また、CCOP の調査においては、インドネシアの計 8 つのガス田・油田が調べられ、557Mt の実効的な CO2 貯留可能容量があると推定された。また、あり、理論的には 10Gt の CO2 貯留可能容量があると推定された。その中でも南スマトラと西ジャワについては個別の追加調査がされており、合わせて推定 1.4-2Gt の実効的 CO2 貯留可能容量があると評価されている。これらのガス田には貯留層内の CO2 含有量が高い（70%）ものもある[44]。インドネシアにおける CO2 貯留ポテンシャルのマップを下図 6-11 に示す。

---

[42] 石巻実穂、大塚直、環境法研究第 9 号（2019.8）, p125

[43] The Government of Indonesia（2016）FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION REPUBLIC OF INDONESIA, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Indonesia%20First/First%20NDC%20Indonesia_submitted%20to%20UNFCCC%20Set_November%20%202016.pdf（2021 年 3 月 11 日閲覧）

[44] GCCSI “Global Storage Portfolio” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/01/Consoli_Global-CCS-Institue_2015_Global-Storage-Portfolio-1.pdf （2021 年 3 月 16 日閲覧）

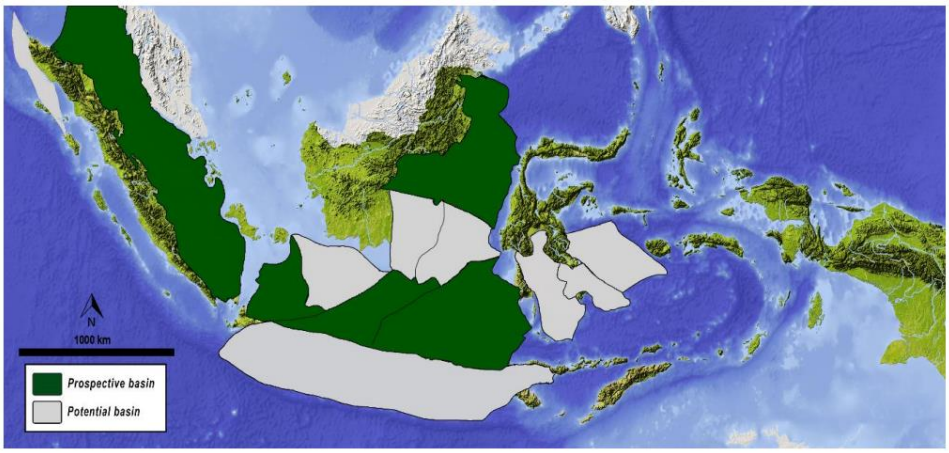


図 6-11　インドネシアにおける CO2 貯留ポテンシャル

出所）GCCSI “Global Storage Portfolio” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/01/Consoli_Global-CCS-Institue_2015_Global-Storage-Portfolio-1.pdf （2021 年 3 月 11 日閲覧）

2) 法規制・インセンティブ等

インドネシアは、CCS 固有の法規制の枠組みを整備していない。CCS プロジェクトには、既存の環境法及び計画の承認手続、並びに石油・ガス事業に適用される法規制が適用される可能性があるが、これらの既存の法規制は、いくつかの重要な CCS 固有の課題にまだ対応していない。したがって、CCS に対応するためのより広範な国内法の強化が必要である。また、既存のプロセスを合理化し、省庁や規制当局の間で責任を分担するためには、インドネシアの政策や規制枠組みの運用を見直す必要があると考えられる。

a. 既存の法規制

Global CCS Institute の Legal and Regulatory Indicator による評価によると、インドネシアには、CCS プロジェクト・サイクルの各段階で適用される CCS 固有の法律または既存の法律がほとんどないことが確認されている。インドネシアは、2015 年の評価でバンド C に分類されており、2018 年及び 2020 年の調査でも特に変更はない[45]。

現時点では完全に統合された CCS 固有の枠組みは存在しないが、CCS プロセスのいくつかの側面の規制を支持するであろう既存の法律が存在することが確認された。国の環境・エネルギー法に見られる既存の規制枠組みのいくつかは、適用可能である、または、CCS プロジェクト活動を含むように拡張される可能性がある（下表）。

表 6-22　インドネシア国内の CCS 法規制

CCS 固有の法規制の枠組みについて
・　インドネシアには、CCS 固有の法規制の枠組みは存在しない。
・　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

[45] Global CCS Institute (2018) “CCS legal and regulatory indicator (ccs-lri),” p.18

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。	
CCS プロジェクトを承認するための既存の行政手続について	
検討すべき要素 ・ 政府及び行政機関の法規制上の役割及び責任 ・ CCS の承認プロセス ・ 事業者と規制官庁の役割の明確さ ・ プロトコルとガイドライン	・ インドネシアには明確に定義された法律および規制制度があり、これは、様々な政府省庁間に規制の説明責任を明確に割り当てている。 ・ しかし、CCS 固有の法律や規制は現状なく、専用の法律や規制の枠組みも導入されていない。したがって、インドネシアは、CCS 活動を規制するための統合的なアプローチを実装できていない。 ・ CCS 固有の枠組みがない場合、CCS 業務の承認プロセスは、同国の現行の鉱業・石油・ガス許可法の適用範囲に含まれる可能性が高い。 ・ インドネシアのエネルギー鉱物資源省 (MEMR: Ministry of Energy and Mineral Resources) は現在すべての採鉱活動を規制しており、CCS プロジェクトの承認プロセスは、本政府省庁が管理する該当する採鉱、石油およびガスの許認可要件に適合する可能性が高い。 ・ 既存の制度の下で規制されるプロジェクトは、規制当局と事業者の双方にとって、十分に特徴づけられた役割と責任を有する。 ・ 鉱業法では、すべての鉱業、石油およびガスの開発に際して事業者に鉱業事業免許 (IUP) の申請を義務付ける。PJ 操業時には、上記に加えて IUP 運用許認可も必要となる。 ・ 同様の規定は、インドネシアにおける石油及びガスの活動にも適用される。 ・ どちらの許認可プロセスも、事業者が閉鎖後の活動に対処することを目的とした計画を提出することを要求する。採鉱作業の場合には、これらの作業は、埋立地及び敷地の正式な閉鎖に焦点を当てる。 ・ また、事業者として許認可を受けるためには、環境関連の書類の作成や各種環境許認可の取得も必要となる。環境問題は、国の環境法で定められている。 ・ 関連する大統領令の下、環境大臣は国内温室効果ガスインベントリを調整する権限を保持する。CCS は緩和および排出削減活動として参照される。 ・ したがって、事業者は、温室効果ガス報告制度に従って、自らのプロジェクトの温室効果ガス排出削減量を測定し、報告し、検証することが求められる可能性が高い。

	・ 現在のところ、さらなるガイダンスや詳細を提供する CCS 固有のプロトコルやガイドラインはない。
CCS プロジェクトのあらゆる側面を規定する包括的な法的枠組みについて	
検討すべき要素 ・ 統合的アプローチの採用 ・ CO2 の分類 ・ 地下貯蔵の所有権 ・ 設計基準 ・ CO2 の越境移動 ・ 地表面のアクセス ・ 漏洩の規定 ・ 輸送 ・ 監視と検証 ・ 貯留と立地選定 閉鎖	・ インドネシアの既存の法的枠組みは、CCS プロジェクトのライフサイクルを統合的に扱っていない。プロジェクトの許可は、既存の鉱業・石油・ガス法の規定が適用されることとなる。 ・ 現状、CCS プロジェクトを評価、実施、モニタリングするための包括的なガイダンス文書や各国が合意したプロトコルは存在しない。 ・ 既存の規定の中で CO 2 は温室効果ガスとして認められているが、国の報告法の目的上、貯蔵活動の一部とみなされた場合の扱いは不明瞭な部分があり、明確化が必要である。 ・ 地下を管理する法律は CO 2 貯留を明確に言及していないが、既存の地下の法律および規制が CCS 業務に適用される可能性は高い（例えば、公共事業大臣規則 No.02/PRT/M/2014 に基づいて制定されたライセンス制度）。 ・ インドネシアの法律では、国が鉱物と石炭の最終所有者であり、地表と地下の利用は別の規則によって規制されている。地下を利用する場合、そのための許認可が必要となる。 ・ 地表への立ち入りは、鉱業法およびその他の土地利用に関する規制の免許および許可要件に基づいて規制されている。特定のタイプの土地には特定の許可経路が存在する。 ・ 安全衛生基準は、CO 2 の輸送に適用される可能性があり、エネルギー鉱物資源省は、安全基準を満たすために法人が満たす必要がある一定の管理上および技術上の要件を規定している。 ・ インドネシアには、特に CO2 の輸送に関する政策や法律はない。 ・ 気候変動緩和行動に対する測定、報告、検証を定めた規則 12/2017 が、プロジェクト提案者に適用される可能性が高い。しかし、現状 CCS 固有の要件はない。 ・ 現在の空間計画と建設計画の要件は、貯蔵場所に適用される。 ・ インドネシアには閉鎖後の CCS 固有の責任と負債を扱う閉鎖体制は現在のところ存在しないが、鉱業法と環境法の規定が適用される可能性が高い。通常、インドネシアにおける鉱業、石油およびガス事業は、サイト閉鎖およびサイト復旧に関する要件により束縛されている。
プロジェクトの立地と環境影響評価手続について	
検討すべき要素	・ インドネシアの既存の環境影響評価 (EIA) 制度には、CCS

・ 回収・輸送面での環境影響評価 ・ 立地及び貯蔵のための環境影響評価 ・ 事業者及び規制当局の役割及び責任に関する規定 ・ 管理とリスク軽減の要件	事業への明確な言及はない。 ・ インドネシアの環境法の中で 「AMDAL」 プロセスと呼ばれている既存の EIA 条項は、CCS 事業にも適用される可能性が高い。 ・ AMDAL プロセス自体は十分に整備されているが、CCS 事業への適用とその後の管理については未だ定まっていない。 ・ 環境大臣は、AMDAL プロセスの対象となる活動を、関連する作業の範囲、提案された開発と保護地域の近接度、そして環境への潜在的影響に基づいて決定することができる。また、大臣は特定の活動に対する AMDAL 手続の適用を決定することができる。 ・ 現在 AMDAL を必要としている活動は、規則に規定されている。本規則は現在のところ CCS 活動には言及していないが、現在 AMDAL を必要としている活動の一部は、CCS 活動をその範囲内に含めることができる。 ・ AMDAL プロセスの EIA 要件には、リスク管理とリスク緩和をプロジェクト提案者の責任として含めている。
ステークホルダーとの対話について	
検討すべき要素 ・ 公衆関与 ・ 通知の要件 ・ 紛争解決メカニズム	・ 既存の EIA または AMDAL プロセスの一部として、公衆関与が必要となる。遵守すべき CCS 特有の通達義務はない。 ・ 既存のプロセスは、法律で定義されている公衆が AMDAL プロセスに関与することを確保するために、事業者に対する協議義務を含む。 ・ インドネシアには、政府機関の決定により当事者の利益が害された場合の異議申し立ての解決に関する規定は限られている。
責任と閉鎖後について	
検討すべき要素 ・ 閉鎖方式の定義 ・ 適用可能なリスク評価の枠組み ・ 気候変動に関連する責任	・ インドネシアの既存の鉱業、石油、ガスに関する法律には操業停止に関する規定が含まれている。ただし、これらの制度は CCS には明示的に対応していない。 ・ 鉱業プロジェクトについては、承認された埋め立ておよび閉鎖計画に従って閉鎖活動を行うことを求めている。石油及びガス事業についても同様の規定が適用される。 ・ インドネシアには、CCS 固有の責任規定はない。しかし、環境責任に関する規定を含む現行の環境法は、CCS プロジェクトの運用段階を通じて適用される可能性が高い。 ・ 事業者は、環境法の下、環境に重大な脅威を与え、有害かつ有毒な物質を使用し、および/または有害かつ有毒な廃棄物を発生させた場合は、それに伴ういかなる損失に対しても責任を負うこととなる。 ・ 現在のところ、インドネシアにおける CCS 業務に起因する

	特定の気候変動関連の責務は生じていない。

出所）GCCSI に相談の上、三菱総合研究所作成

b. 今後の課題と展開

ア）法規制の枠組み

既存の法規制における CCS の位置付け

現在のところ、CCS の操業は、既存のエネルギー・環境関連の承認手続の枠組みによって規制される可能性が高い。しかし、法規制や許認可の枠組みの中で CCS への明確な言及はなく、CCS の操業への適用は未定である。

法規制の適用の曖昧さを排除するためには、法規制の枠組みの中で CCS を正式に位置付けて法規制に盛り込むことが必要である。ただし、既存のモデルに技術を追加する場合は、CCS プロジェクトのライフサイクルの重要な側面全体に適切に対処するものである必要がある。複数の大規模プロジェクトと産業全体への展開を伴う本格的な CCS 産業を維持するためには、現行の法規制の大幅な改革が必要となる可能性が高い。

CCS 固有の考慮事項

インドネシアの現在の鉱業、石油・ガスの許認可制度に加えて、財産権およびアクセス権を管理する規定、広範な計画および環境に関する法律についても、CCS 活動を含めるための修正が必要となる。これらの制度は現在 CCS 活動を考慮しておらず、結果、プロジェクトのライフサイクル全体にわたる規制に紐づく重要な問題の多くが未解決のままである。

地下と孔隙への接近に関する現行の法律は、さらなる明確化が必要とされる。インドネシア政府は現在、インドネシアの土地、水、天然資源を管理しており、鉱物と石炭の最終所有者である。関係大臣は、採取作業の目的で地下への立ち入りを許可することができるが、既存の地下法制度は CO_2 貯留の権利の配分を含めていない。CCS プロジェクトを実現するためには、事業者への適切なアクセスを提供することが不可欠である。

インドネシアは EIA に関して、包括的な環境影響評価 (AMDAL) 制度を発展させてきた。AMDAL プロセスは、主要なインフラ事業向けの国家計画プロセスの主要な役割を果たしている。この制度に CCS を明示的に含めることで、CO_2 回収プロセス、輸送、圧入、貯留に関連する環境リスクの詳細な調査が可能となり、CCS プロジェクトに関連するリスクを評価に適用できる可能性がある。また、市民協議の効果的な手法を示すことから、意思決定プロセスへの公衆関与に確実に対応することにも関連する。

現在のところ、インドネシアにおける CCS プロジェクトの評価、実施、モニタリングに関する具体的なガイダンス文書はない。既存の鉱業、石油・ガス、温室効果ガスの報告に関する法律の要素が、CCS 業務のモニタリングに適用される可能性が高いが、貯留の安全性を確保し、高水準の環境保護を維持するためには、CCS 固有の規定の策定が必要であろう。

現行制度の下では、プロジェクトのライフサイクルを通じて責任に対処するための CCS 固有の規定は存在しない。ただし、責任規定は、既存の環境規制及び鉱業、石油及びガスの活動を規制する法律に定めることができる。これらの規定の一部は、CCS 業務に関連する

運営責任と長期責任の両方に対応するように調整することができる。操業停止およびサイト閉鎖後の貯留 CO 2 の管理および責任は、多くの規制モデルにおいて特に重要な側面である。インドネシアの鉱物事業に関する現行の規制枠組みに規定される閉鎖および放棄の規定は、この特定の側面に対処するために適用される可能性がある。

イ）CCS に関連する行政組織の枠組み

プロジェクトのライフサイクルを通して、プロジェクトの許可と規制を管理する行政上の手続も、さらなる明確化と発展が必要である。現時点では、いくつかの省庁や政府機関が、CCS に特化した政策や法律を策定し、最終的にプロジェクトの承認に関与する可能性が高い。具体的には、以下の省庁が CCS に関連する可能性がある。

- エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources）
- 環境森林省（Ministry of Environment and Forestry）
- SKK Migas

CCS 活動はこれらの機関や団体の既存の範囲内に組み込まれる可能性があるが、さらなる合理化と結束強化の機会がある可能性がある。CCS 活動の規制プロセスと方針を調整する、特定の部門内の主導機関を明確化することが必要な場合がある。

ウ）政府の政策方針

大統領令概要

インドネシア政府は、アジア開発銀行と国内の研究パートナーの支援を得て、CCS 活動のための独立した規制モデルとして大統領令の制定を試みた。大統領令の草案は、エネルギー鉱物資源省、環境林業省、国立バンドン工科大学（ITB）、石油ガス研究所（LEMIGAS）、国営石油ガス公社 Pertamina）が参加する起草委員会の協力の下、2018 年 7 月から 12 月にかけて作成された。この条例案は 2019 年末に公表されたが、まだ政府から正式に公表されておらず、制定されていない。

同大統領令（案）での規制内容については、インドネシアの既存の石油・ガスの上流部門の法規制を基本とし、CCS に特化した内容を追加している。また、豪州の沖合・石油温室効果ガス貯留法、カナダの CCS 法規制、米国の UIC プログラム、EU の CCS 指令といった他国の既に導入された CCUS 法規制を参照し、これらの国々の過去の経験も活用している。大統領令ドラフトにおける CCS 活動の定義には、CO2-EOR、CO2-EGR をはじめとした CO2-EHR が含まれる[46]。

検討を支援した ADB の報告書によると、大統領令では事業者が CCS 事業の許認可を得るために提出すべき情報を定めており、以下 9 つに区分される。これら提出すべき情報は豪州、EU、そして米国の先行事例を基に策定されている。

[46] ADB “CARBON DIOXIDE-ENHANCED OIL RECOVERY IN INDONESIA” https://www.adb.org/sites/default/files/publication/557161/co2-enhanced-oil-recovery-indonesia.pdf （2021/2/18 閲覧）

- 申請者の技術的及び財務的情報
- 地質評価データ及びモデル
- プロジェクトの設計と建設に関する情報
- モニタリング及び緊急時対応策
- 坑井の機械的健全性試験計画
- 事業計画
- 圧入終了後のモニタリング計画
- 閉鎖計画
- 地震のリスクのモニタリング計画及びリスク緩和計画

また、同案では、圧入後モニタリングについては、圧入量が 150,000 トンを超えるものでは 3 年間、1,000,000 トンを超えるものでは 10 年間と定めている。これらの期間は基準値であり、大臣によって延長もしくは短縮することが可能であるとされる。

(2) マレーシア

1) CCUS 関連の動向

マレーシアが提出した約束草案（INDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[47]。

マレーシアは、CO2 貯留向けの国内候補地評価を作成していない。また、国営石油会社は、マレー盆地とサラワク盆地における CO2-EOR に係る調査を実施しているものの、詳細な結果は公表されていない。唯一公開されている IEA の報告書によると、サラワク盆地、マレー盆地､ブルネイ-サバ盆地における CO2 貯留ポテンシャルは 28 GtCO2 と推計される。これらの盆地にマレーシアの油田とガス田の大部分が含まれており、多くのガス田は貯留層内の CO2 含有量が高い（30～70%）とされる[48]。

[47] The Government of Malaysia （2016） INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION OF THE GOVERNMENT OF MALAYSIA, https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Malaysia/1/INDC%20Malaysia%20Final%2027%20November%202015%20Revised%20Final%20UNFCCC.pdf （2021 年 1 月 6 日閲覧）

[48] GCCSI （2020）“Global Storage Portfolio,” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/01/Consoli_Global-CCS-Institue_2015_Global-Storage-Portfolio-1.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

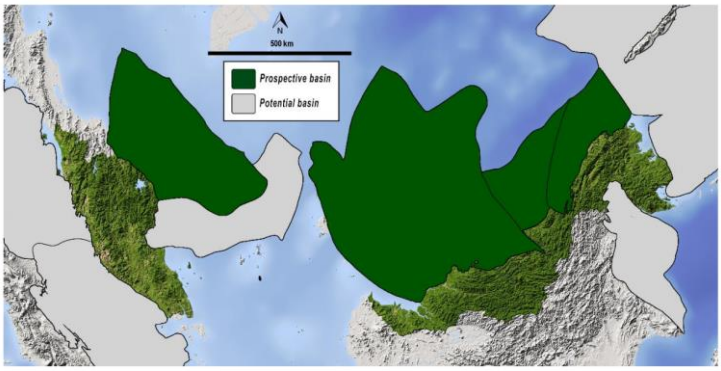


図 6-12　マレーシアにおける CO2 貯留ポテンシャル

出所）GCCSI (2020) “Global Storage Portfolio” https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/01/Consoli_Global-CCS-Institue_2015_Global-Storage-Portfolio-1.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

また、マレーシアの石油・ガス上流部門の国営企業であるペトロナス社は、近時、積極的に CCS 技術を導入しようとしており、現在、2025 年に向けて、世界最大規模となる洋上 CCS プロジェクトを進行中である[49]。

ペトロナス社は日本企業との連携も積極的であり、2020 年に、JX 石油開発株式会社及び独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）と、CCS 技術を用いたガス田開発に関する共同スタディ契約を締結し、CCS 技術の開発及び普及に取り組んでいる[50][51]。

2) 法規制・インセンティブ等

マレーシアは、CCS 固有の法規制の枠組みを整備していない。CCS プロジェクトには、既存の環境法及び計画の承認手続、並びに石油・ガス事業に適用される法規制が適用される可能性があるが、これらの既存の法規制は、いくつかの重要な CCS 固有の課題にまだ対応していない。したがって、CCS に対応するためのより広範な国内法の強化が必要である。

また、既存のプロセスを合理化し、省庁や規制当局の間で責任を分担するためには、マレーシアの政策や規制枠組みの運用を見直す必要があると考えられる。

a. 既存の法規制

マレーシア政府は、CCS の法規制の発展を、CCS の技術展開における重要な先行要素として強調してきた。法規制上の障害を取り除くことを目的として、いくつかの国際的イニシアチブにも積極的に参加してきた。しかし、CCS に関するマレーシアの政策及び法規制は、

[49] PETRONAS （2021）“PETRONAS Activity Outlook 2020-2023,” p26, https://www.petronas.com/sites/default/files/PAO/PETRONAS-Activity-Outlook-2021-2023.pdf（2021 年 3 月 10 日閲覧）

[50] JX 石油開発株式会社（2020）「マレーシア国営石油会社ペトロナスとの共同スタディ契約締結について」https://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2020/20200325_01.html（2021 年 3 月 10 日閲覧）

[51] 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）（2020）「CCS を用いた高濃度 CO2 ガス田開発の共同スタディを開始 ～ペトロナス・JX 石油開発・JOGMEC～」http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00034.html（2021 年 3 月 10 日閲覧）

現在のところ進展しておらず、国の気候政策政策の枠組みにおける CCS 技術展開に対する明確なコミットメントも、CCS 固有の立法も制定されていない。

Global CCS Institute の Legal and Regulatory Indicator による評価によると、マレーシアには、CCS プロジェクト・サイクルの各段階で適用される CCS 固有の法律または既存の法律がほとんどないことが確認されている。マレーシアは、2015 年の評価でバンド C に分類されており、2018 年及び 2020 年の調査でも特に変更はない[52]。

このように、マレーシアは CCS に特化した法規制の枠組みを構築していないため、CCS プロジェクトの許認可と操業にあたっては、CCS プロジェクトの各段階（探査・掘削、貯留、圧入、圧入停止、閉鎖）に応じて、既存の環境・計画手続関連の法律や、既存の石油・ガス事業の許可・承認手続の中で必要なものが、個別に適用される可能性が高い（表 6-23）。

表 6-23　マレーシアの CCS 法規制

CCS 固有の法規制の枠組みについて	
・ マレーシアには、CCS 固有の法規制の枠組みは存在しない。 ・ 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。	
CCS プロジェクトを承認するための既存の行政手続について	
検討すべき要素 ・ 政府及び行政機関の法規制上の役割及び責任 ・ CCS の承認プロセス ・ 事業者と規制官庁の役割の明確さ ・ プロトコルとガイドライン	・ マレーシアには現在 CCS に特化した法律はなく、CCS プロジェクトの許可は、他の主要プロジェクトに適用される既存の法規制に依存することになる。 ・ 複数の政府省庁がプロジェクトの許可に関与し、そのすべてが、鉱業・環境開発規制その他広範な承認プロセスにおいて役割を果たしている。 ・ CCS 固有の法規制が存在しないため、油田・ガス田への圧入（廃油田・ガス田及び EOR、EGR）に関しては、既存の石油・ガス事業の許可・承認手続が CCS の活動に適用される可能性が高い。 ・ ペトロナスは、石油・ガス上流部門の国営企業である（開発子会社はペトロナス・カリガリ（Petronas Carigali Sdn Bhd）である）と同時に、石油管理ユニット（Petroleum Management Unit）を通じて石油・ガス上流部門の監督機関でもある。 ・ 石油管理ユニットは、規制当局としての立場から、陸上または海上の石油・ガス生産地域の生産分与契約を、ペトロナス・カリガリまたは第三者に付与している。 ・ 現在の石油・ガスモデルの下では、事業者が、関連する全ての許認可及び必要な承認を様々な規制機関から得る責任を負う。 ・ マレーシアでは、CCS 固有のガイドラインやプロトコルは制定されていない。
CCS プロジェクトのあらゆる側面を規定する包括的な法的枠組みについて	

[52] Global CCS Institute (2018) “CCS legal and regulatory indicator (ccs-lri),” p.18

検討すべき要素	
・ 統合的アプローチの採用 ・ CO2 の分類 ・ 地下貯蔵の所有権 ・ 設計基準 ・ CO2 の越境移動 ・ 地表面のアクセス ・ 漏洩の規定 ・ 輸送 ・ 監視と検証 ・ 貯留と立地選定 ・ 閉鎖	・ CCS に特化した法規制がないため、油田・ガス田における CCS の活動には、環境法と計画の承認手続、鉱業・石油開発手続の規制を用いられる可能性が高い。 ・ マレーシアの法律では、現在、CO2 を「廃棄物」や「汚染物質」に分類していない。連邦のより幅広い環境法に見られる「汚染」と「汚染物質」のより広範な定義は、陸域貯留の CO2 に適用される可能性がある。 ・ 地下の権利や CO2 の所有権に関する CCS 固有の規定は現在のところ存在しないが、CCS の操業に関連する連邦法や州法がある。 ・ 多くの場合、州は土地利用を規制する。しかし、連邦政府は連邦の所有する土地の場合には権限を保持する（例えばマレーシアの大陸棚における資源の開発）。 ・ 国家土地法（National Land Code）は、土地の利用のために必要な地下の利用権を限定的に規定しているが、地下を利用する絶対的な権利は規定していない。 ・ ペトロナスは、沖合の石油・ガス探鉱・生産鉱区に関し、生産分与契約（1974 年石油開発法）により探鉱・生産権を付与することにより、権益を保有している。地中空隙の所有権については規定されていない。 ・ 地表面からの土地へのアクセスは、油田・ガス田における CCS の場合はプロジェクト契約（例えば生産分与契約）によって規定される可能性が高い。 ・ 現行の環境法は、汚染物質の土壌や水への排出を規制し、汚染物質の排出を許可する時期と方法に関する規定を含んでいる。 ・ 1974 年環境法の下では、例えば、環境局（DOE）は、公害ライセンスの範囲内で、環境有害物質、汚染物質または廃棄物もしくは騒音の排出、排出または堆積に関する条件を定めることができる。 ・ 石油事業の安全を管理する法律（例えば 1984 年石油（安全対策）法）は、パイプラインの建設と操業に適用される。同様に、労働安全衛生に関する法令、特に 1994 年労働安全衛生法も、CCS プロジェクトのすべての段階に適用できる。 ・ 現在のところ、CO2 パイプラインに関する規制は存在しないが、上流の石油・ガスに関する規制は、比較例として有用である。パイプラインの安全性やパイプラインを通じた石油・ガスの輸送を規制する連邦法も、CCS の活動に関連する可能性がある。 ・ CCS の操業に関連する既存の環境影響評価法は、環境管理に関する継続的な要件として適用される。ただし、既存の法

	律には、CCS 固有の監視についての要件は存在しない。 ・ 一般的な環境法上の義務に加えて、貯留・選定・閉鎖に関しては、CCS 固有の法規制はない。 ・ 操業の閉鎖、廃止または放棄に関連する義務および責任は、通常、生産分与契約を締結する当事者が合意した条件および活動の範囲内で規定される。
プロジェクトの立地と環境影響評価手続について	
検討すべき要素 ・ 回収・輸送面での環境影響評価 ・ 立地及び貯蔵のための環境影響評価 ・ 事業者及び規制当局の役割及び責任に関する規定 ・ 管理とリスク軽減の要件	・ マレーシアの詳細かつ十分に特徴づけられた環境アセスメント法は、CCS を明確には規定していないが、石油・ガスに関連する活動のいくつかについて環境アセスメントを義務付けている（例：50km 以上のパイプライン）。 ・ 現行の環境法では、1974 年環境法に基づき、所定の活動には環境アセスメントの提出が求められている。 ・ 環境に重大な影響を及ぼす可能性が高い特定の活動では、予備的な環境影響評価と詳細な環境影響評価の 2 段階の環境影響評価プロセスが必要となる。 ・ 天然資源環境省（MNRE）、環境局（DOE）は、CCS プロジェクトの回収、輸送及び貯留段階に関連するいくつかの活動を含む 19 の活動カテゴリを特定活動（Prescribed Activities）として指定した。これには、産業、インフラ、鉱業、石油、発電、輸送が含まれる。 ・ 環境局（DOE）は、両方の環境影響評価を審査し、追加情報を要求したり、変更を提案したりすることができる。他の連邦政府または州政府の承認を申請するためには、環境局（DOE）が環境影響評価を承認しなければならない。 ・ 環境影響評価は、環境局（DOE）に登録されたコンサルタントによって作成されなければならず、活動が環境に及ぼす影響を考慮し、悪影響を防止、低減、または抑制するための対策を提案することが求められる。 ・ 計画および建設許可は地区レベルで承認され、州および連邦の法律に準拠する。CCS 貯蔵施設は、これらの要件を満たす必要がある。 ・ 既存の石油・ガス生産分与契約の下では、事業者は廃棄費用の分担に貢献することが求められている。 ・ CCS 操業のための、緩和とリスク管理の手順を規定する特定の規制はないが、より広範な環境規制が適用される可能性がある。
ステークホルダーとの対話について	
検討すべき要素 ・ 公衆関与 ・ 通知の要件	・ マレーシアでは、公衆関与の要件は、既存の地方自治法および計画法に定められている。 ・ 1976 年都市農村計画法（Town and Country Planning Act 1976）

・ 紛争解決メカニズム	は、個人の権利と計画手続に携わる機会を付与している。 ・ 環境影響評価手続には、手続の一部として、公衆に確実に情報を提供し、関与させるための通知の要件を定めたガイドラインが含まれている。これらは、産業プロジェクトのための天然資源環境省の環境影響評価ガイドラインに記載されている。 ・ マレーシアの行政法は決定に対して控訴する権利を認めている。
責任と閉鎖後について	
検討すべき要素 ・ 閉鎖方式の定義 ・ 適用可能なリスク評価の枠組み ・ 気候変動に関連する責任	・ マレーシアには現在、貯蔵施設を閉鎖するための法規制はない。 ・ しかし、国は地下に対して所有権を有しているので、操業後の閉鎖・廃棄に続いて圧入された CO2 に対して、責任を負うことが示唆される。 ・ 現行の法規制には、CO2 の長期的な管理及び関連する責任に関する規定は含まれていない。 ・ 現在、環境保護法制には、CCS 活動に責任を課すことができる条項が含まれている（1974 年環境法の規定参照）。 ・ マレーシアの民法は、不法行為または過失によって生じた損害の結果としての損害賠償を規定しており、CCS 操業に起因する事故に適用される（1956 年民法第 III 部及び第 IV 部参照）。 ・ マレーシアの現行の法規制では、気候変動に関連する責任を生じさせるような規定は存在しない。

出所）GCCSI に相談の上、三菱総合研究所作成

b. 今後の課題と展開

ア）法規制の枠組み

マレーシアの CCS プロジェクトには、既存の環境法及び計画の承認手続、並びに石油・ガス事業に適用される法規制が適用される可能性がある。これらの既存の法規制にもかかわらず、CCS プロジェクトのライフサイクル全体を規制する上で、確実に目的に適合したものとするためには、包括的な法規制の整備が必要である。

2013 年に、マレーシア政府は、エネルギー・環境技術・水省（Ministry of Energy, Green Technology and Water）（KETTHA／Kementerian Tenaga, Teknologi Hijau dan Air Malaysia）を中心に、Global CCS Institute と提携して、マレーシアの既存の法規制制度の下で CCS プロジェクトをどのように規制するかを検討した。その後、2013 年後半にマレーシア政府によって国内ワークショップが開催され最終報告書が作成され、マレーシアにおける法規制

プロセスの進展に向けていくつかの提言がなされた[53]。当該最終報告書における、法規制の評価や推奨事項の多くは、本調査報告書において言及している。

しかし、近年、政府による CCS に関する法規制に関する活動は進展しておらず、CCS に関して提案されている立法や政府の戦略は、調査の範囲では見当たらなかった。

既存の法規制における CCS の位置付け

現在のところ、CCS の操業は、既存のエネルギー・環境関連の承認手続の枠組みによって規制される可能性が高い。しかし、法規制や許認可の枠組みの中で CCS への明確な言及はなく、CCS の操業への適用は、仮定上のものである。

法規制の適用の曖昧さを排除するためには、法規制の枠組みの中で CCS を正式に位置付けて法規制に盛り込むことが必要である。ただし、既存のモデルに技術を追加する場合は、CCS プロジェクトのライフサイクルの重要な側面全体に適切に対処するものである必要がある。複数の大規模プロジェクトと産業全体への展開を伴う本格的な CCS 産業を維持するためには、現行の法規制の大幅な改革が必要となる可能性が高い。

CCS 固有の考慮事項

現行の法規制の適用の可能性に加えて、さらに、CCU 固有に法的に介入が必要とされる場合が考えられる。マレーシアのいくつかの既存の法規制は、CCS 活動に適切に対処する（または無意識のうちに活動が妨げられることがないように）修正が必要となる可能性が高い。

CCS 活動のために、地表又は地下空隙の、所有権・譲渡・賃貸を規制するマレーシアの既存の法律はより明確化が必要である。国営のペトロナスに特定の権利が与えられているにもかかわらず、マレーシアの法制度においては、地下の権利や貯蔵されている CO2 の所有権を管理する定めは現在のところない。CCS 事業者への長期的なアクセスを許可するプロセスと、財産権の付与の法的性質を明確にするために、さらなる法的な介入が必要となる。

マレーシアは環境法制度を有しているが、既存の承認や監視の枠組みには、現在のところ CCS 操業は含まれていない。また、CCS 活動のための CCS 固有のリスク管理手続についても言及されていない。これらの問題点を解消するために、既存の法規制、特に環境モニタリング、環境影響評価及び排出規制に関する法規制の適用の拡大が考えられるであろう。

CCS 活動のためにマレーシアの既存の環境保護法の適用を拡大することや、不法侵入のようなコモンローの原則を適用することは、CO2 の漏洩によって生じる環境や財産権侵害に基づき生じうる事業者の責任に対応するのに十分であろう[54]。マレーシアの法律には、

---

[53] Global CCS Institute（2013）MALAYSIAN CCS LEGAL and REGULATORY WORKSHOP WORKSHOP REPORT, https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/109316/malaysian-ccs-legal-and-regulatory-workshop-report.pdf （2021 年 1 月 6 日閲覧）

[54] CCS 活動に対するコモンローの適用の概要については、Ian Havercroft and Richard Macrory（2014）Legal liability and carbon capture and storage :a comparative perspective,

正式な閉鎖制度に関する規定は含まれておらず、また CO2 の長期的な管理及び関連する責任に関する規定は含まれていない。これらの責任に対処するための法規制の整備は、事業者と公衆に確実性を提供するとともに、閉鎖後の段階を超えて貯蔵操業の完全性を確保するためにも、不可欠である。これらの責任に対処するためには、既存の閉鎖および廃止の規定を適用することも考えられるが、さらなる法的な介入が必要となる可能性が高い。

イ）CCS に関連する行政組織の枠組み

プロジェクトのライフサイクルを通して、プロジェクトの許可と規制を管理する行政上の手続も、さらなる明確化と発展が必要である。

現時点では、いくつかの省庁や政府機関が、CCS に特化した政策や法律を策定し、最終的にプロジェクトの承認に関与する可能性が高い。具体的には、以下の省庁が CCS に関連する可能性がある。

- エネルギー・天然資源省（Ministry of Energy and Natural Resources – KeTSA）
- エネルギー委員会（Energy Commission）（MENR・KeTSA 内）
- 環境・水省（MEWA: Ministry of Environment and Water）
- 環境部（MEWA 内）
- 科学技術革新省（MOSTI: Ministry of Science, Technology and Innovation）
- 国際通商産業省通産省（MITI: Ministry of International Trade and Industry）

また、国営の石油・ガス事業者であるペトロナスも、石油管理部門を通じて上流の石油・ガス産業の規制当局としての権限を保持している。ペトロナスの生産管理ユニットは、石油開発法に基づき、石油・ガスの探鉱・生産鉱区に関連する排他的な権益を保有しており、生産分与契約に基づき、順番に探査および生産権を付与している。

これらの個々の省庁の政策と法規制の役割及び責任は、気候・環境・エネルギー分野全体では十分に特徴づけられているが、CCS 活動に関連した省庁の立場は、あまり明確にはなっていない。エネルギー・環境技術・水省（KeTTHA）は、これまで、技術展開のための政策策定を主導し、法規制に関する初期段階の議論を促進してきた。しかし、過去の議論を踏まえて既存の許可手続の適用や利用をするならば、他の省庁も、重要な役割を果たすことは明らかである。

多数の潜在的な政策および法規制上の利害関係者の存在を考慮すると、規制プロセスの合理化及び簡素化の必要性は高いと考えられる。CCS の政策および法規制立案を主導する立場として政府の部局を任命することは、プロジェクトの規制に関与する当事者の数を合理化するのに役立つであろう。

ウ）政府の政策方針

東南アジア地域の他の多くの国と同様に、マレーシア政府は CCS に関する明確な政策方針をまだ策定していない。CCS の技術の展開に対する明確なコミットメントがないことも、必要な法規制の枠組みへの対応が遅れている理由と考えられる。様々な問題に対処するためには、法規制の策定に対する政府のさらなる支援が不可欠である。

---

https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/179798/legal-liability-carbon-capture-storage-comparative-perspective.pdf （2021 年 1 月 6 日閲覧）

(3) タイ

1) CCUS 関連の動向

タイが提出した約束草案（NDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[55]。

なお、2013 年に ADB が実施した調査において、タイでは陸上、海上共に貯留ポテンシャルがあることが示されている。特にタイ湾における CO2 貯留ポテンシャルが多く存在している。タイにおける上位 10 カ所の貯留サイトを合計すると、貯留ポテンシャルは 40 Mt から 245 Mt CO2 と推計されている。

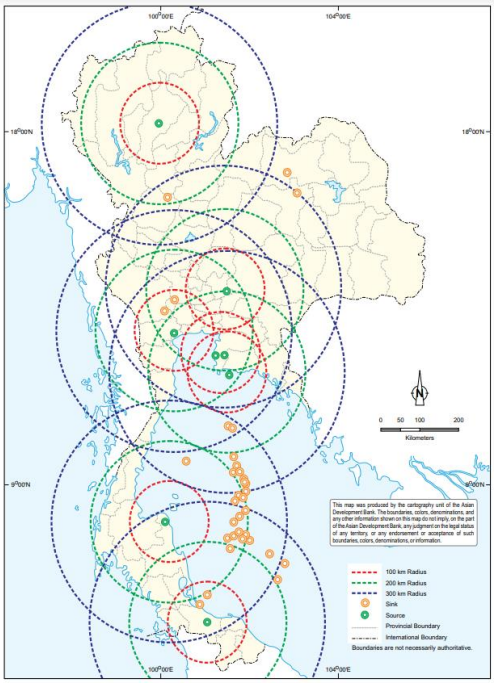


図 6-13　タイにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例

出所）ADB “Prospects for CARBON CAPTURE and STORAGE in SOUTHEAST ASIA” https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制・インセンティブ等

a. 既存の法規制

タイでは、CCS プロジェクトのライフサイクル全体にわたって、適用可能な CCS 固有の法律や既存の法律がほとんど存在しない。一方で、同国のより広範かつ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。石油・ガスプロジェク

[55] The Government of Thailand（2020） Thailand’s updated nationally determined contribution, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Thailand%20First/Thailand%20Updated%20NDC.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

トの申請及び認可を管轄する法律はすべて、タイの CCS 事業に関連している可能性がある。

2013 年に行われた ADB の東南アジア地域における CCS の見通しに関する調査でも、当該技術の規制についての正式な法的根拠を提供するために、タイの既存の法規制の枠組みが活用できる可能性が強調された56。しかし、同報告書は、より広範な展開には、CO2 の分類、CCS 事業に関する地表および地下の権利、長期責任および管理、健康および安全に関する規制、CO2 の輸送に対応する法制度の枠組みが必要であると指摘している。タイでは、依然としてこれらの問題が未解決のままとされる。

表 6-24　タイの CCS 法規制

CCS 固有の法規制の枠組みについて	
・　タイには、CCS 固有の法規制の枠組みは存在しない。 ・　タイの石油・ガス事業に関する既存の一般的な環境法規制の制度が、CCS プロジェクトの許可および操業に適用される可能性が高い。	
CCS プロジェクトを承認するための既存の行政手続について	
検討すべき要素 ・　政府及び行政機関の法規制上の役割及び責任 ・　CCSの承認プロセス ・　事業者と規制官庁の役割の明確さ ・　プロトコルとガイドライン	・　タイには現在、CCS に特化した法規制の枠組みはなく、既存の法律も CCS 活動の規制を考慮していない。このため、現在のところ、個々の政府省庁および/または規制機関に割り当てられた特定の規制上の役割および責任はない。 ・　タイ政府のエネルギー省鉱物燃料局（Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy）は、石油・ガス産業の探査などの活動を規制している。 ・　タイにおける石油・ガス事業の現在の承認プロセスは十分に特徴づけられているが、CCS 事業を含めるには改定が必要である。 ・　いくつかの条例が CCS 業務に関連している可能性がある。The Petroleum Act B.E. 2514 (1971); Fuel Oil Control Act B.E. 2542 (1999); Energy Industry Act B.E. 2550 (2007); Minerals Act, B.E. 2510 (1967)。 ・　事業者と規制当局の役割は、既存の法律の中で明確に定義されており、これらの事業に対する承認は、タイ内閣によってコンセッションベースで与えられている。 ・　事業者は、申請の一環として、技術的能力及び財務的安定性を実証することが求められる。いったん認可されると、事業者はコンセッション契約の条件に従うことが要求される。

56 ADB" Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia"
https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf

	・ 現在のところ、タイの法制度には、CCS 固有のプロトコルやガイドラインは存在しない。
CCS プロジェクトのあらゆる側面を規定する包括的な法的枠組みについて	
検討すべき要素 ・ 統合的アプローチの採用 ・ CO2 の分類 ・ 地下貯蔵の所有権 ・ 設計基準 ・ CO2 の越境移動 ・ 地表面のアクセス ・ 漏洩の規定 ・ 輸送 ・ 監視と検証 ・ 貯留と立地選定 ・ 閉鎖	・ タイでは、現在の法律が、CCS プロジェクトの許可や運営に対して考慮あるいは適用されていないため、CCS の規制に対する統合的なアプローチは存在しない。 ・ タイの現行法には、現在のところ CO2 や CO2 ストリームの定義は含まれていない。 ・ 貯留された CO2、すなわち地下地層の所有権の概念は、現在の法律には含まれていない。 ・ しかし、鉱物・石油活動に関する規定があり、これは CCS 事業を実施しようとする者に影響を及ぼす可能性がある。炭化水素に対する権利は国が保持しており、その探査、生産、貯蔵または輸送に関連するいかなる活動も利権を必要とする。 ・ 地表へのアクセスと埋め立ては、既存の石油、ガス、鉱物の活動と同様の基準で規制される可能性がある。 ・ 貯留目的の CO2 の輸送に関する CCS 固有の規制はないが、危険物の輸送およびパイプラインを規制する法律が CCS 事業に適用される場合がある。 ・ 既存の EIA 法で定められる規定は、監視と検証について、CCS 活動に関連する可能性がある。 ・ CO2 貯留業務からの漏出は、現行の法規制では明示的には扱われていない。しかし、環境や第三者の利益への損害が生じた場合には、汚染者負担の原則（Environmental Assessment Act の対象）や民事・刑事上の責任（Civil and Commercial Code）が適用される可能性が高い。 ・ The Petroleum Act B.E. 2514 (1971) の規定は、石油およびガス施設の閉鎖を規定しているが、現在、CCS 操業の閉鎖義務や閉鎖後期間中の責任に対処する規定はない。
プロジェクトの立地と環境影響評価手続について	
検討すべき要素 ・ 回収・輸送面での環境影響評価 ・ 立地及び貯蔵のための環境影響評価 ・ 事業者及び規制当局の役割及び責任	・ タイの既存の環境影響評価（EIA）制度は、特に CCS に対応していないが、石油の生産と輸送に適用される規定は、規制当局が採用する可能性のあるアプローチを示している可能性がある。 ・ 天然資源・環境大臣は Enhancement and Conservation of National Environmental Quality Act B.E. 2535 (1992)

に関する規定 ・ 管理とリスク軽減の要件	に基づき、個々のプロジェクトが環境アセスメント（EIA）を必要とするかどうかを決定する裁量権を有する。 ・ 民間セクターのプロジェクトについては、EIA 報告書は、天然資源・環境政策計画局（Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning）及び関連分野の有資格者又は専門家、鉱物燃料省（Department of Mineral Fuels）、その他の関係機関の代表者で構成される専門委員会によって審査され、最終承認のために内閣に提出される。 ・ 現在のところ、CCS 固有のリスク緩和要件はないが、既存の環境法では、プロジェクト実施時に環境リスクの保護と緩和を目的とした対策の詳細を含む EIA プロセスが要求されている。 ・ 現行の規制の枠組みでは、技術情報や技術開発に関する要件は規定されていない。
ステークホルダーとの対話について	
検討すべき要素 ・ 公衆関与 ・ 通知の要件 ・ 紛争解決メカニズム	・ EIA プロセスには公開協議の要件が含まれており、EIA 報告書を必要とするプロジェクトは公聴会を開催しなければならない。 ・ 現在、タイの法律には、CCS 固有の通知要件はない。 ・ タイの法体系の既存の規定では、償還請求および紛争解決手続を提供する場合がある。
責任と閉鎖後について	
検討すべき要素 ・ 閉鎖方式の定義 ・ 適用可能なリスク評価の枠組み ・ 気候変動に関連する責任	・ タイには現在、CO2 貯留サイトを閉鎖するための規制モデルがない。しかし、石油・ガス法の現行規定（Petroleum Act B.E. 2514 (1971)を含む）には、権益保有者の閉鎖要件が含まれている。 ・ 正式な閉鎖体制がないため、タイには CCS に特化したリスク評価の枠組みはない。 ・ ただし、事業者の行為が第三者の生命または財産に損害を与える場合には、事業者は民事責任及び刑事責任の双方を負う可能性がある。 ・ 環境法は汚染者負担原則の適用を通じて同様の責任を課している。 ・ タイの法律は現在、気候変動の責任を考慮していない。

出所）GCCSI に相談の上、三菱総合研究所作成

b. 今後の課題と展開

ア）法規制の枠組み

タイでは、CCS 固有の法規制体制がないため、タイの既存の規制および承認枠組みの一部が CCS プロジェクトに対応する可能性が高い。同国の石油・ガス事業の規制枠組みは、より広範な環境関連法とともに、CCS 事業に関連している可能性があり、さらなる法規制を策定するための基盤を提供できる可能性がある。

既存の法規制における CCS の位置付け

既存の法制度の枠組みは、CCS と潜在的な関連性があるにもかかわらず、CCS 事業への適用を取り巻く不確実性は依然として高い。CCS 事業はタイの石油・ガス体制内では言及されておらず、また検討もされていないため、これらのモデルの妥当性は仮説的といえる。

タイの法律、特に CCS 事業に適用されると考えられる法制度の枠組みの中で、CCS を正式に承認することによって、CCS 技術のためのより広範な法規制の枠組みの基礎を提供できる可能性がある。また、こうしたステップにより、適用に関する曖昧さが完全に排除される。例えば、現行の EIA 制度は、現行の政府の政策の下では CCS プロジェクトには適用されない。

CCS 固有の考慮事項

いくつかの既存の法規制モデルが、CCS プロセスの側面を規制するために適用される、もしくは、改定して適用される可能性があるが、CCS プロジェクトのライフサイクルの重要な側面の多くは、タイの既存の法律では扱われていない。貯留された CO2 や地表下の地層の所有権のような、いくつかの重要な要素は現在のところ検討されておらず、サイトの貯留と閉鎖に対する既存の手順の適用に関しては、曖昧なままである。

貯留事業用に地下および孔隙に権利を割り当てる明確なプロセスは、現在のタイの法律には含まれていない。現在の石油・ガス体制の下では、炭化水素は国の所有物であり、それらへのアクセスは利権の下で許可されている。探鉱および/または採鉱作業を管理する既存の許認可制度の範囲内で見られる現在のモデルの拡張は、貯留事業への長期的なアクセスを求める事業者に解決策を提供する可能性がある。

タイの環境許認可法、特に EIA プロセスを管轄する制度には、いくつかの重要な問題に対処する可能性がある。このプロセスの中で見出された規定を、CCS 事業の環境保護及び監視要件に対処するために使用することは可能である。しかし前述したように、タイ政府は、このスキームの下での EIA は現在のところ CCS 事業には必要ないと示唆している。

タイには現在、CCS プロジェクトのライフサイクルを通じて責任に対処するための制度がない。現行の環境法を拡張すれば、既存の民事法および刑事法とともに、プロジェクトの操業段階における漏出または汚染に対処することは可能である。しかし、閉鎖後の期間または長期責任に対処するための枠組みを提供する特定の法律は存在しない。

イ）CCS に関連する行政組織の枠組み

いくつかの政府省庁が CCS プロジェクトの規制において役割を果たす可能性があるが、既存の多様な枠組みの下では、政策と規制のアジェンダを推進する主導的な省庁を決定することが重要である。現在、エネルギー省 (Ministry of Energy: MOE) は、石油・ガス産業の一部としての探鉱活動をはじめとする同様の活動を規制しており、規制機関として機能する体制が整っている可能性がある。

ウ）政府の政策方針

タイの 2015 年の Climate Change Masterplan（気候変動マスタープラン）では、CCS の実現可能性調査を実施することを記載しているが、近年、CCS 技術へのさらなる政策や導入目標は確認されていない。同様に、政府は、既存の法律および規制の枠組みを強化すること、または、独立した CCS 固有の規制モデルを開発することに、コミットしていない。

(4) ベトナム

1) CCUS 関連の動向

ベトナムが提出した約束草案（NDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[57]。

なお、2013 年に ADB が実施した調査において、ベトナムでは南部の海域に貯留ポテンシャルがあることが示されている。北部の海域にも貯留ポテンシャルはあるものの、商業化を鑑みると、小規模とされる。ベトナムにおける上位 10 カ所の貯留サイトを合計すると、貯留ポテンシャルは 23 Mt から 357 Mt CO2 と推計されている。

[57] THE SOCIALIST REPUBLIC OF VIET NAM（2020） UPDATED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION (NDC), https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Viet%20Nam%20First/Viet%20Nam_NDC_2020_Eng.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

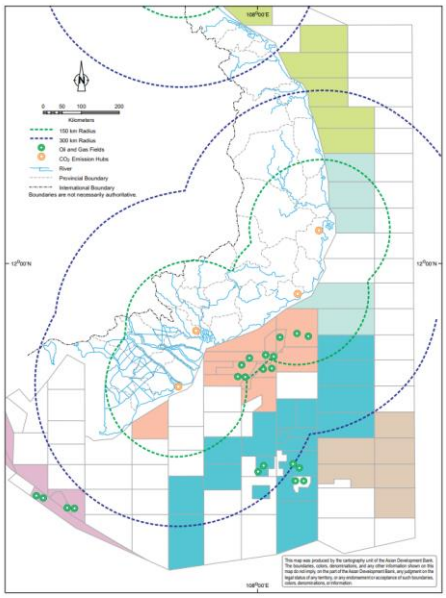


図 6-14　ベトナムにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例

出所）ADB “Prospects for CARBON CAPTURE and STORAGE in SOUTHEAST ASIA” https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制・インセンティブ等

a. 既存の法規制

ベトナムには、CCS プロジェクトサイクルの複数の部分にわたって適用される CCS 固有の法律または既存の法律がほとんどないとされる。一方で、同国の既存の法規制制度のいくつかの側面が CCS 事業に適用される可能性が高い。しかし、CCS プロジェクトを効率的かつ包括的に規制するためには、多くの分野にわたってこれらの枠組みをさらに発展させる必要がある。

アジア開発銀行による 2013 年の評価でも、CCS プロジェクトのライフサイクルのいくつかの重要な側面に対処するためには、CCS に特化した法規制の整備が必要であることが明らかになった。さらに 2017 年の調査では、同国内での CCS 展開のさまざまなシナリオが検討され、次のようなことが示唆されている[58]。

「CCS 対応の規制を現在の火力発電プロジェクトの承認プロセスに早期に統合すれば、後に CCS の導入を促進し、プロジェクト開発者が貯留に対応したプラントの実現可能性を評価するのに役立つであろう。」

[58] Hah-Duong, M.and Nguyen-Trinh, H.A., Two scenarios for carbon capture and storage in Vietnam, Energy Policy, Volume 110, Noven 2017, pages 559-569

表 6-25　ベトナムの CCS 法規制

CCS 固有の法規制の枠組みについて	
・　ベトナムは、CCS 固有の法規制の枠組みは存在しない。 ・　ただし、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。	
CCS プロジェクトを承認するための既存の行政手続について	
検討すべき要素 ・　政府及び行政機関の法規制上の役割及び責任 ・　CCS の承認プロセス ・　事業者と規制官庁の役割の明確さ ・　プロトコルとガイドライン	・　ベトナムは CCS 固有の法規制枠組みを有しておらず、既存の規制モデルは CCS プロセスのあらゆる側面に完全に対応していない。 ・　単一の法規制アプローチが存在しないということは、特定のプロジェクト及び規制の対象となる CCS プロセスの構成要素によって規制当局が異なるという意味でもある。天然資源環境省 (MONRE) または商工省 (MOIT) がその役割を果たす可能性が高い。 ・　MOIT は、ベトナムにおける電力、エネルギー、石油、ガス開発活動の規制を主に担当している。MOIT は、石油・ガス産業の安全基準と慣行を主導しており、これには、天然ガスパイプラインの設置に関連する安全問題や、石油・ガス事業の環境保護などが含まれる。 ・　既存の規制モデルは断片的であるため、CCS 業務に適用される場合、認可のための明確な承認プロセスが無いことを意味する。 ・　CCS プロジェクトのライフサイクルを通じて、プロジェクト運営者と規制当局の役割が明確になっていない。 ・　CCS 活動に関するガイダンス、ガイドライン、規制プロトコルは発行されていない。
CCS プロジェクトのあらゆる側面を規定する包括的な法的枠組みについて	
検討すべき要素 ・　統合的アプローチの採用 ・　CO2 の分類 ・　地下貯蔵の所有権 ・　設計基準 ・　CO2 の越境移動 ・　地表面のアクセス ・　漏洩の規定 ・　輸送 ・　監視と検証 ・　貯留と立地選定	・　CCS に特化した法制度がないため、CCS の活動は既存の環境法や鉱業法を用いて規制される可能性が高い。これらの規定にもかかわらず、CCS 活動の規制の根拠は限定的である。 ・　The Law on Environmental Protection とその指導規則、Land Law (2013) 、Investment Law、the Law on Water Resources (2012) は、すべて CCS 活動に適用が可能である。 ・　CCS 活動を目的とした正式な CO2 の分類はないが、既存の法律では輸送される場合には危険物とされている。そのため、道路や内陸水路での輸送には厳しい安全衛生条件が

・ 閉鎖	課せられている（Decree 42/2020/ND-CP On the List of Dangerous Goods, Transportation of Dangerous Goods via By Road Vehicle and Transportation of Hazardous Goods via Inland Waterways を参照）。 ・ 貯留目的の地下所有権は、ベトナムの法律では十分に規制されていない。 ・ しかし、2013 年の the Land Law のいくつかの条項には、土地の利用、特に地表の利用に関する一般的要件が含まれている。 ・ 国の資源（例えば水資源や鉱物資源）の管理に関する法律には、特定の種類の地下資源の開発権を管理する規制が含まれる。 ・ CCS を目的とした CO2 の国境を越える移動は、既存の法律では対象とされていないが、Decree 42/2020/ND-CP On the List of Dangerous Goods, Transportation of Dangerous Goods via By Road Vehicle and Transportation of Hazardous Goods via Inland Waterways に基づく指定により、危険物の輸送を規制する規定を適用することができる。 ・ Law on Environmental Protection に基づき、固体または気体廃棄物の排出は、関連する環境保護規制を遵守しなければならない。 ・ CCS 活動に関連する漏出、その他の不正行為に対処するための具体的な規定は存在しないが、Law on Environmental Protection には、環境汚染の是正及び環境被害が生じた場合の損害賠償に関する規定が含まれている。 ・ 現在のところ、貯留活動の監視、貯留サイトの立地、貯留事業の最終的な閉鎖を管理する規定はない。
プロジェクトの立地と環境影響評価手続について	
検討すべき要素 ・ 回収・輸送面での環境影響評価 ・ 立地及び貯蔵のための環境影響評価 ・ 事業者及び規制当局の役割及び責任に関する規定 ・ 管理とリスク軽減の要件	・ ベトナムの既存の環境アセスメント（EIA）プロセスには、CCS 事業に関する明確な規定は含まれていないが、回収、輸送、貯留という要素は、Law on Environmental Protection に規定されている内容と同じ標準的な EIA プロセスの対象となる可能性が高い。 ・ 既存のプロセスでは、プロジェクトの提案者と規制当局の役割と責任が明確になっているが、CCS プロジェクトの環境アセスメントの管理に関する責任を具体的にどの機関や政府部門が負うかは明確でない。

	・ プロジェクト提案者は、環境影響評価報告書（EIA 報告書）又は環境保全計画（Environmental Protection Plan）を作成し、関係当局に提出しなければならない。 ・ これらの文書の評価と承認を担当する当局は、プロジェクトによって異なるが、一般的には以下を含む：EIA 報告書では、天然資源環境省(MONRE)、特定分野の省と省人民委員会(Provincial People's Committee)、環境保全計画では、天然資源環境省（省レベルの人民委員会の下の）と地方レベルの人民委員会。 ・ 事業者となり得る可能性のある者は、プロセスの義務を果たし、そのプロジェクトがどのように環境に害を及ぼすかを検討することが求められる。活動に起因する可能性のある環境汚染や劣化を回避し、保護するための措置が取られなければならない。 ・ 規制当局は、プロジェクトがさらに詳細な環境アセスメントを必要とするかどうかを決定する権限を与えられている。 ・ 現行の環境法の下では、事業者は、プロジェクトの環境リスクを最小化するためにとるべきアプローチを詳述したリスク管理計画を作成することが求められる。 ・ 現在のところ、CCS に特化した規定はないが、プロジェクト提案者は、CCS 活動が関連する環境及び技術上の規制要件に適合することを確実にすることが求められる。
ステークホルダーとの対話について	
検討すべき要素 ・ 公衆関与 ・ 通知の要件 ・ 紛争解決メカニズム	・ プロジェクト提案者は、現行の計画及び環境影響評価計画の下での準備活動の一部として、公衆を参加させることが求められる。 ・ エンゲージメントは、情報提供の要請に関する決定及び義務の公表に限定されていると思われる。 ・ ベトナムで利害関係者間で紛争や意見の不一致が発生した場合、紛争解決メカニズムは限定的である。

責任と閉鎖後について	
検討すべき要素 ・ 閉鎖方式の定義 ・ 適用可能なリスク評価の枠組み ・ 気候変動に関連する責任	・ 現在、CCS に特化した規定はないが、ベトナムの環境法は責任の根拠となる。 ・ 現行の土地に関する法規制には、環境被害が発生した場合の修復および補償に関する義務が含まれている。 ・ ベトナムの現在の法的枠組みでは、気候変動に関連する具体的な責任は規定されていない。

出所）GCCSI に相談の上、三菱総合研究所作成

b. 今後の課題と展開

ア）法規制の枠組み

ベトナムには、CCS に特化した法規制の枠組みはない。しかし、既存の環境法および鉱業法が、CCS 事業に適用される可能性がある。これらの既存の規制枠組みの多くには、事業者候補に対する義務が含まれる可能性が高く、その中には、環境影響評価を実施する義務や、環境損傷及び修復に対する損害賠償金の支払い義務が含まれている。

既存の法規制における CCS の位置付け

ベトナムの既存の法律を CCS 活動に適用することに関しては多くの不確実性が残っている。CCS 事業は、多くの制度の範囲内では言及されておらず、考慮されていない。しかし、明確な出発点は、制度を拡大して CCS 技術を正式に認識し、そのプロセスとアプローチを用いて、ハイレベルの規制枠組みを策定することでる。このようなアプローチは、CCS プロジェクト全体を規制するために必要なすべての側面に対処するわけではないが、さらなる法規制の開発を行うためのプラットフォームを提供することができる。

CCS 固有の考慮事項

プロジェクトのライフサイクルを通して、プロジェクトの規制を適用するためには、ベトナムの既存の法規制の中で対処する必要がある CCS 固有の問題がいくつかある。

ベトナムの現行の規制・法的枠組みには、CCS を目的とした CO2 輸送に使用されるパイプラインの建設・運用に関する明確な規定が含まれていない。また、既存の法律では、CO2 が特定の形態で危険物質に指定されており、道路や内陸水路を介した輸送に厳しい安全衛生条件が課されている。これらの規定は、より大規模な CCS 事業の発展を妨げないように、見直しが必要である。

ベトナムの現行法には、現在、CO2 貯留活動のための地表下の権利割り当てに関する規定がない。ベトナムの法律には、特定の種類の地下資源の開発に関する規定は含まれているが、これには孔隙空間へのアクセスは含まれていない。大規模な CCS 展開を可能にするためには、地表下の権利の付与またはリースを可能にするさらなる立法が必要である。

ベトナムの法制度は、CCS 事業の責任問題を詳細かつ包括的に扱っていない。既存の環

境法が環境に与えた損害に適用される可能性が高いが、漏出が発生した場合には、現在のところ、貯留サイトの閉鎖や閉鎖後の責任に関する規定はない。

イ）CCS に関連する行政組織の枠組み

現在の行政上の取り決めは、多くの規制機関が関与する可能性があるため、プロジェクト全体を通して、プロジェクトの規制にとって複雑なものとなる可能性がある。天然資源環境省 (MONRE) は、他の様々な政府機関と共に、環境認可、環境保護、CCS プロジェクトのモニタリングに関して異なる役割と責任を果たすことになる。ベトナムにおける電力、エネルギー、石油およびガス開発活動、ならびにこれらの事業の安全面の規制を担当する商工省 (MOIT) も、CCS 事業の規制機関となる可能性が高い。

CCS プロジェクトが効率的な方法で許可および規制されるためには、一層の明確化が必要であり、CCS 活動の規制プロセスと政策を調整する主導機関または政府部門を特定する必要がある。

ウ）政府の政策方針

ベトナム政府は、2020 年 2 月 11 日付の 2030 年までのベトナムの国家エネルギー開発戦略の方向性及び 2045 年までの展望に関する決議（The Orientation of Vietnam's National Energy Development Strategy to 2030, with a Vision to 2045）のアクションプログラム（2020 年 10 月 2 日付 No. 140/NQ-CP）において、CO2 の回収・利用に関して言及している。具体的には、重要課題として「温室効果ガス排出量の削減、循環型経済の推進、持続可能な開発を目的としたエネルギー分野の環境保護政策を実施する。」、解決策として「CO2 の回収・利用を展開するための仕組みや政策を整える。」としている。

また、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）に二酸化炭素回収・貯留（CCS)を記載している。

(5) シンガポール

1) CCUS 関連の動向

シンガポールが提出した約束草案（NDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[59]。

シンガポールの国家気候変動事務局（National Climate Change Secretariat）が 2020 年 4 月に公表したシンガポール長期低炭素開発戦略（SINGAPORE’S LONG-TERM LOW-EMISSIONS DEVELOPMENT STRATEGY）では、シンガポールの低炭素転換を実現するための 3 本柱を掲げている。そのうち、高度な低炭素技術の採用の一例として、CCUS を取り

[59] Singapore Government “SINGAPORE’S UPDATE OF ITS FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION (NDC) AND ACCOMPANYING INFORMATION”
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Singapore%20First/Singapore%27s%20Update%20of%201st%20NDC.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

上げている[60]。

- 産業、経済、社会の変革（例えば、再生可能エネルギーの増加、エネルギー効率の向上、エネルギー消費の削減）
- **高度な低炭素技術の採用**（例えば、**CCUS**、低炭素燃料の利用）
- 効果的な国際協力（例えば、国際的な気候変動対策、地域の電力網、市場ベースのメカニズム）

一方で、シンガポールには恒久的な CO2 の貯留に適した既知の地層がないため、貯留に適した地層を持つ企業や国とのパートナーシップを模索することを示している。また、シンガポールでは、材料科学、化学工学、コンピューターサイエンスの強みを活かして、CCUS に関する研究、開発、実証のイニシアチブを開発し、シンガポールでの CCUS の費用効果の高い適用を促進することが記されている。

他国とのパートナーシップの事例として、2020 年 10 月 26 日に開催された Singapore International Energy Week 2020 で、シンガポールの貿易産業省と豪州のエネルギー排出削減省の間で低炭素ソリューションに係る MOU を締結した。協力優先分野として、a) 低炭素水素、b) CCUS、c) 再生可能エネルギートレード、d) 測定・報告・検証（MRV）が挙げられている[61]。

2) 法規制

シンガポールには、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。そのため、CCU に目を向ける必要があるとしている[62]。

2018 年、「カーボンプライシング法案（CPA: Carbon Pricing Act)」が可決され、2019 年 1 月 1 日から炭素税が導入された。2019 年から 2023 年までは、計算可能な GHG 排出量に対し、5SGD/tCO2 の炭素税が導入されている。シンガポールでは、2023 年までに炭素税率の見直しを行い、2030 年までに税率を 10～15SGD/tCO2 に引き上げる計画を持つ。課税対象施設は、温室効果ガスを年間合計 25,000 トン以上排出する産業施設であり、モニタリング計画と排出量報告書を毎年提出する[63]。

---

[60] National Climate Change Secretariat “CHARTINGSINGAPORE’ SLOW-CARBONAND CLIMATE RESILIENT FUTURE” https://www.nccs.gov.sg/media/publications/singapores-long-term-low-emissions-development-strategy（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[61] Ministry of Trade and Industry Singapore “SINGAPORE AND AUSTRALIA CONCLUDE MEMORANDUM OF UNDERSTANDING FOR COOPERATION ON LOW-EMISSIONS SOLUTIONS” https://www.mti.gov.sg/-/media/MTI/Newsroom/Press-Releases/2020/10/261020-Press-Release--Singapore-and-Australia-Conclude-MOU-for-Cooperation-on-LowEmissions-Solutions.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[62] NCCS “CARBON CAPTURE & STORAGE/UTILISATION Singapore Perspectives” （2021 年 2 月 16 日閲覧）

[63] National Environment Agency “Carbon Tax” https://www.nea.gov.sg/our-services/climate-change-energy-efficiency/climate-change/carbon-tax（2021 年 2 月 16 日閲覧）

(6) カンボジア

1) CCUS 関連の動向

カンボジアが提出した約束草案（NDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[64]。

なお、カンボジアの CCS 貯留ポテンシャルを予備評価した論文によると、クメール盆地（Khmer Basin）が最も有望な候補地であり、他にもコンポンサオ盆地（Kampong Saom basin）やトンレサップ盆地（Tonle Sap basin）もオプションになり得ることが示されている。カンボジアにおける貯留ポテンシャルの容量は、90 MtCO2 から 45 Gt CO2 と推計される。

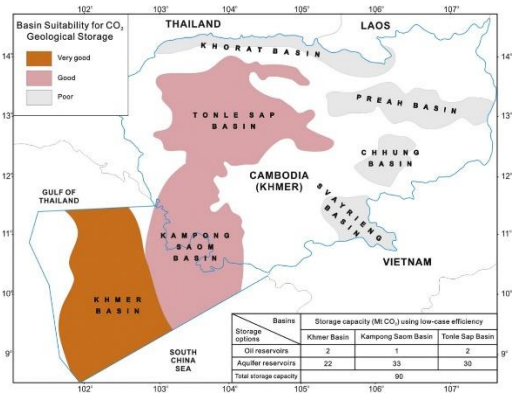


図 6-15　カンボジアにおける CO2 貯留ポテンシャル

出所）ChanrithyrouthMao “A preliminary assessment of geological CO2 storage in Cambodia” https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583614002424#!（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

カンボジアには、CCS に特化した法規制の枠組みはない。

一方で、石油・ガスセクターでの法規制に関しては、2019 年に閣僚理事会が石油・石油生産管理法（Law on Management of Petroleum and Petroleum Products）の草案を承認したと報告されている。同法は、9 つの章と 72 つの条文で構成され、研究から事業開発に至る石油産業の全ての活動を管理するために、鉱山エネルギー省（Ministry of Mines and Energy）に権限を与えている。

同法の前身として、1991 年の石油規制（Petroleum Regulation）が存在し、石油関連の活動のモニタリング及び投資の加速に関して規定しているものの、石油部門の下流での活動を規制する内容は含まれていなかった[65]。

カンボジア以外の ASEAN 各国と同様、既存の石油・ガス関連の法規制が、CCS 事業に適用される可能性がある。

---

64 Kingdom of Cambodia “Cambodia’s updated nationally determined contribution”, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Cambodia%20First/20201231_NDC_Update_Cambodia.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

65 HBS law “LEGAL UPDATE: The New Petroleum Law of Cambodia” http://hbslaw.asia/images/Related-Publications/2019/Newsletter-Petroleum-Law.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

(7) フィリピン

1) CCUS 関連の動向

フィリピンが提出した約束草案（INDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[66]。

なお、2013 年に ADB が実施した調査において、カラバルソン地方における CO2 ソースとシンクのマッピングがなされている。あるガス田では、最大 251MtCO2 の貯留ポテンシャルがあり、4 カ所のシンクの候補と組み合わせると少なくとも 20 年間の貯留が可能であることが示されているものの、CO2 ソースからの距離が約 300km 離れている点、及び、同地域における石油ガスのリソースは、2030 年頃まで枯渇しない点が課題とされている。

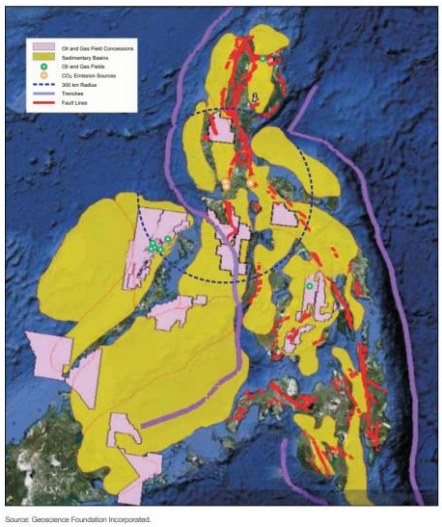


図 6-16　フィリピンにおける CO2 ソースとシンクのマッチング例

出所）ADB “Prospects for CARBON CAPTURE and STORAGE in SOUTHEAST ASIA” https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

フィリピンには、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。特に、石油とガス、石炭、地熱等のエネルギー関係の法規制は、探鉱許可やエネルギー開発のサービス契約など、CCS 規制の枠組みにおけるモデルを提供する可能性がある。また、環境法は、CCS プロジェクトの実施における過失または故意の違法行為に対する継続的な責任の規定をカバーする可能性がある。一方で、（i）国有地に圧入された CO2 の所有権と長期管理、（ii）地層構造、（iii）監視、測定、検証の要件に対処するためには、特定の法律

[66] REPUBLIC OF THE PHILIPPINES “Intended Nationally Determined Contributions”, https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Philippines/1/Philippines%20-%20Final%20INDC%20submission.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

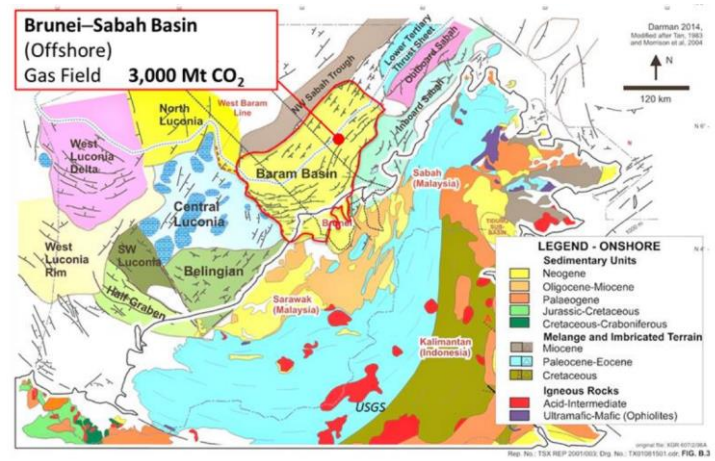
の規定が必要とされる[67]。

(8) ブルネイ・ダルサラーム

1) CCUS 関連の動向

ブルネイ・ダルサラームが提出した約束草案（NDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[68]。

ブルネイ・ダルサラームにおける CCUS の貯留地の候補として、Baram Delta/Brunei-Sabah Basin が挙げられている。同盆地には 600 MtCO2 の貯留ポテンシャルがあり、毎年 9.3 MtCO2 を圧入できるとされる。また、ブルネイ・ダルサラームの最大かつ最古の Seria 油田では、300 MtCO2 以上の貯留ポテンシャルがあると推計されている[69]。



Source: Seismic Atlas of SE Asian Basins (2008).

図 6-17　ブルネイ・ダルサラームにおける CO2 貯留ポテンシャル

出所）ERIA “ Potential of Hydrogen Production” Potential of Hydrogen Production（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

ブルネイ・ダルサラームには、CCS に特化した法規制の枠組みはない。

ブルネイ・ダルサラームでは、2019 年にエネルギー省傘下に石油局（Petroleum Authority）が設立されている。石油局は、石油・ガス部門の上流、中流、下流にて、運用とインフラに関する規制と監視を行い、ブルネイ・ダルサラームの石油データの管理機関として機能する。石油・ガスセクターの運用規制の機能を単一の機関に統合することで、事業の合理化を図っ

[67] ADB “Prospects for CARBON CAPTURE and STORAGE in SOUTHEAST ASIA” https://www.adb.org/sites/default/files/publication/31122/carbon-capture-storage-southeast-asia.pdf （2021 年 2 月 16 日閲覧）

[68] Brunei Darussalam “Nationally Determined Contributions”, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Brunei%20Darussalam%20First/Brunei%20Darussalam%27s%20NDC%202020.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[69] APEC “Feasibility of Accelerating the Deployment of Carbon Capture, Utilization and Storage in Developing APEC Economies” （2021 年 2 月 16 日閲覧）

たとされる[70]。

エネルギー省では、石油ガス探査と生産ガイドライン（Oil and Gas Exploration and Production Guidelines）を策定し、事業者が従うべき内容を纏めている。合計 10 巻に渡る内容が公開されている[71]。

- 第 1 巻：地球物理学的取得ガイドライン
- 第 2 巻：埋蔵量と資源の分類と報告のガイドライン
- 第 3 巻：年次作業プログラムと予算ガイドライン
- 第 4 巻：（記載なし）
- 第 5 巻：掘削ガイドライン
- 第 6 巻：探査ガイドライン
- 第 7 巻：フィールド開発ガイドライン
- 第 8 巻：フィールド管理ガイドライン
- 第 9 巻：運転停止と復元のガイドライン
- 第 10 巻：放棄ガイドライン

(9) ミャンマー

1) CCUS 関連の動向

ミャンマーが提出した約束草案（INDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[72]。

なお、ミャンマーには、CCS の候補地となり得る合計 17 カ所の堆積盆地があり、そのうち 14 カ所が陸上、3 カ所が海上である。石油の商業的な生産は、陸上の 3 カ所のみで実施されている（Central Myanmar Basin, Pyay Embayment, Ayeyarwady Delta）。合計 17 カ所の貯留候補地のうち、Ayeyarwady Delta は、他の候補地と比較し、既に多くのデータがあり、深い貯留層であることから、CCUS の適地とされている[73]。

---

[70] Ministry of Energy, Brunei Darussalam “22-Apr-2020 : Establishment of Petroleum Authority of Brunei Darussalam” http://www.me.gov.bn/Lists/News/NewDispForm.aspx?ID=211（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[71] Ministry of Energy, Brunei Darussalam “Oil and Gas Exploration and Production Guidelines” http://www.me.gov.bn/SitePages/Oil%20and%20Gas%20Exploration%20and%20Production%20Guidelines.aspx（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[72] The Republic of the Union of Myanmar “Myanm ar' s Intended Nationally Determined Contribution-INDC”, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Myanmar%20First/Myanmar%27s%20INDC.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[73] CCOP “SEDIMENTARY BASIN SCREENING FOR CO2 STORAGE MAPPING IN MYANMAR” http://www.ccop.or.th/ccsm/data/31/docs/MYR-report-S6.pptx.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

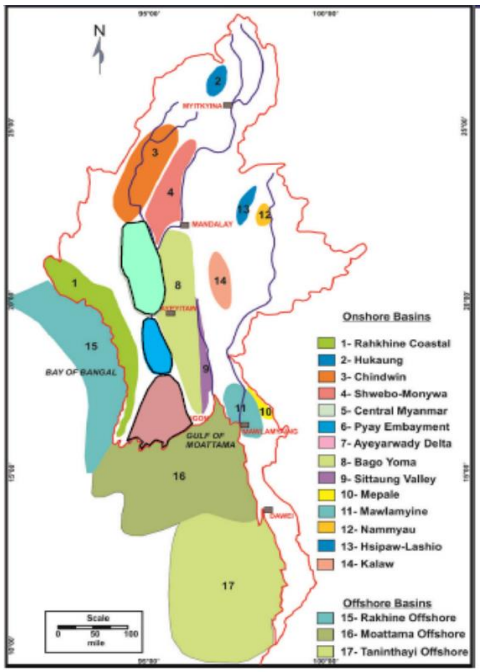


図 6-18　ミャンマーにおける CO2 貯留ポテンシャル

出所）CCOP “CO2 storage potential in Myanmar”
http://www.ccop.or.th/ccsm/data/28/docs/MYM_CO2%20storage%20Potential%20in%20Myanmar.pdf
（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

ミャンマーに、CCS に特化した法規制の枠組みはない。

ミャンマーにおける石油ガス関連の法律である The Petroleum Hand-dug Well Law（2017 年 7 月 17 日付）は、電力エネルギー省（Ministry of Electricity and Energy）が所管しており、その法律の大部分が独立前のインド法の英国法規範に基づいている。9 章構成であり、主な章立ては以下の通りである[74]。

- 第 1 章：タイトルと定義
- 第 2 章：目的
- 第 3 章：ブロックとライセンスの申請
- 第 4 章：省の任務と権限
- 第 5 章：地域または州政府または自治部門の主要機関または自己管理区域の主要機関の義務と権限
- 第 6 章：申請者が従う条件
- 第 7 章：アドミニストレーション活動
- 第 8 章：犯罪と罰則
- 第 9 章：その他

[74] Ministry of Electricity and Energy “The Petroleum Hand-dug Well Law”
https://www.moee.gov.mm/en/ignite/page/98（2021 年 2 月 16 日閲覧）

(10) ラオス

1) CCUS 関連の動向

ラオスが提出した約束草案（INDC）では、CCS や CCUS についての言及はない[75]。

なお、ラオスには、CCS の適地となり得る合計 4 カ所の盆地がある（Non-Chan, Savannakhet, Non Oudom, Dong Phao）。

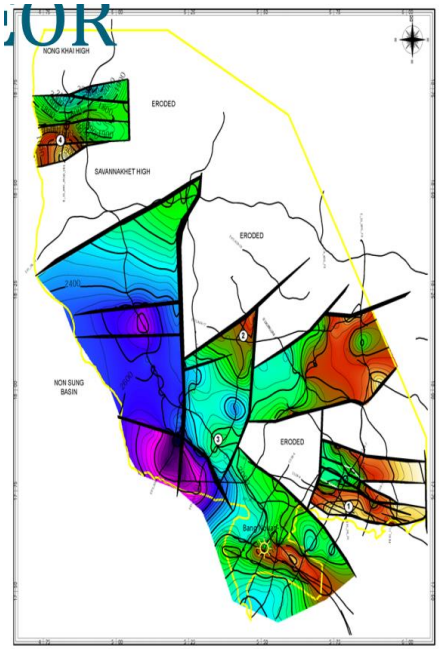


図 6-19　ラオスにおける CO2 貯留ポテンシャル

注）図中の数字が盆地を表す：①Non-Chan, ②Savannakhet, ③Non Oudom, ④Dong Phao
出所）CCOP “LAO PDR General Overview and Update of CCS: CO2 Storage and EOR”
http://www.ccop.or.th/ccsm/data/31/docs/LAO-report-S6.pptx.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

ラオスには、CCS に特化した法規制の枠組みはない。

ラオスにおいて、複数の省庁や部局が電力や石油関連の管理に携わる。上流における石油ガスの探査活動は、エネルギー鉱業省（Ministry of Energy and Mines）の鉱業局（Department of Mines）が管轄しているとされるものの[76]、ラオスでは天然ガス及び原油は産出しておらず、石油製品は 100%輸入に依存しており、その 90%は隣国のタイ経由の輸入が占めている[77]。

---

[75] Lao People’s Democratic Republic “Intended Nationally Determined Contribution”, https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Lao%20People%27s%20Democratic%20Republic%20First/Lao%20PDR%20First%20NDC.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[76] ADB “Energy Sector in the Lao People’s Democratic Republic” https://www.oecd.org/countries/laopeoplesdemocraticrepublic/47180387.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[77] JICA “第 4 章 ラオスの電力セクターの現状と課題”

(11) サウジアラビア

1) CCUS 関連の動向

サウジアラビアが提出した約束草案（INDC）では、緩和のコベネフィットによる経済の多様化の方策の一つとして、CCUS を挙げている。同 INDC によると、1 日あたり約 1,500 トンの CO2 を回収する世界最大の炭素回収および利用プラントを建設することを計画している。また、実証試験ベースの CO2-EOR プロジェクトを運営し、石油貯留層への圧入およびその他の有用な応用先の実行可能性を評価する。具体的には、1 日あたり 4,000 万立方フィートの CO2 が回収、処理され、オスマニヤ石油貯留層に圧入されるとしている[78]。

なお、サウジアラビアでは、中東で初めての大規模 CCS 実証プロジェクトとして、2015 年から Uthmaniyah CO2 EOR 実証プロジェクトがサウジアラムコにより実施されている。回収する CO2 は天然ガスの精製過程に由来するものであり、年間の回収能力は 80 万トンである。回収された CO2 は 85km のパイプラインにより輸送され、EOR を目的として圧入される[79]。

サウジアラビアにおける CO2 地下貯留に適した場所の評価結果では、サウジアラビアの大半が CCS の実施に非常に適している。

---

https://www.jica.go.jp/laos/office/information/report/ku57pq00002ua457-att/chapter_04.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[78] Kingdom of Saudi Arabia “The Intended Nationally Determined Contribution of the Kingdom of Saudi Arabia under the UNFCCC”,
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Saudi%20Arabia%20First/KSA-INDCs%20English.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[79] Saudi Aramco “Uthmaniyah CO 2-EOR demonstration project”
https://www.cslforum.org/cslf/sites/default/files/documents/riyadh2015/AlBuraik-UthmaniyahCO2EORProject-Ministerial-Riyadh1115.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）



図 6-20　サウジアラビアにおける CO2 貯留ポテンシャル

注）図中の濃緑は地下貯留に非常に適した場所、黄緑は地下貯留に適した場所を示す
出所）H. Liu et al. International Journal of Greenhouse Gas Control 11 (2012) 163–171 “The role of CO2 capture and storage in Saudi Arabia’s energy future”（2021 年 2 月 16 日閲覧）

2) 法規制

サウジアラビアには、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[80]。

石油ガス関連事業は、石油・鉱物最高評議会（Supreme Council for Petroleum and Minerals）、エネルギー産業鉱物資源省（MEIM: Ministry of Energy, Industry and Mineral Resources）、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。石油ガスに関する決定については、石油・鉱物最高評議会によって下され、同評議会は、サウジアラムコの一般的な方針を作成し、石油投資関連の問題に関する決定を下す。MEIM は、石油製品の取引に関連する商業活動を規制する。探査、建設、取引を含む石油ガス関連の運用に関する内容はサウジアラムコによって対処される。また、サウジアラムコは、MEIM、石油・鉱物最高評議会の承認を得て、国内外の企業と特定のリースとライセンスを締結することが可能である[81]。

6.1.4 日本の CCUS の推進に係る政策・事業法

(1) CCUS 関連の動向

日本は、2020 年 3 月 30 日に、NDC を決定して国連気候変動枠組条約事務局に提出した

[80] I-Tsung Tsai “CCS REGULATION IN GULF COOPERATION COUNCIL (GCC): CURRENT PROGRESS & FUTURE PERSPECTIVES” https://iea.blob.core.windows.net/assets/imports/events/3/1.3_Tsai.pdf（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[81] Thomson Reuters Practical law “Oil and gas regulation in Saudi Arabia: overview” https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-019-2522?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true（2021 年 2 月 16 日閲覧）

[82]。これは、2015 年に提出した約束草案（INDC）で示した現在の地球温暖化対策の水準から、更なる削減努力の追求に向けた検討を開始することを表明するものである。

主な概要は以下の通りである。

- 現在の中期目標（2030 年度 26%削減（2013 年度比））を確実に達成するとともに、その水準にとどまることなく中長期の両面で更なる削減努力を追求する。平成 28 年 5 月に閣議決定された「地球温暖化対策計画」の見直しに着手する。
- その後の新たな削減目標の検討は、エネルギーミックスと整合的に、温室効果ガス全体に関する対策・施策を積み上げ、更なる野心的な削減努力を反映した意欲的な数値を目指す。
- 長期目標に関しては、昨年 6 月に決定した「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」に基づき、2050 年にできるだけ近い時期に脱炭素社会を実現できるよう努力していく。

上記 3 点目に掲げた、2050 年にできるだけ近い時期に脱炭素社会を実現するための手段として、CCUS 技術が含まれている。

また、2020 年 10 月 26 日には、総理所信表明演説において 2050 年にカーボンニュートラル脱炭素社会の実現を目指すとの方針が表明された[83]。これを受けて経済産業大臣からは、カーボンニュートラルを目指す手段として、CCUS を最大限活用していくことが示された[84]。

(2) 法規制・インセンティブ等

1) 関係法令の概要

日本における CCS の関連法令としては、海洋貯留について、海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律（海洋汚染防止法）及び 1972 年の廃棄物その他の物の投棄による海洋汚染の防止に関する条約（ロンドン条約）がある。ただし、CCS の各プロセス（探査、分離・回収、運搬、圧入・貯留、圧入後管理、閉鎖）のうち、圧入・貯留について扱うにとどまっており、CO2 の回収の仕組みを直接扱った法律はない。

2007 年に、海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律が改正され、地下の塩水帯水層への CO2 圧入が法制化され、CO2 回収プロセス（アミン系化学吸収）と CO2 濃度（99%超）、環境影響評価、実装許可、長期間監視の責任という四つの側面を中心とする CCS 活動について、例外的に高い基準が設定された。なお、この法令改正は、2006 年のロンドン条約 96 年議定書付属書の改正により、「投棄可能な廃棄物その他のもの」として、リバースリスト方式になっている附属書Ⅰに、海底下地層に貯留される二酸化炭素流（CO2 Stream）が追加されたことに伴うものである。なお、CO2 Stream とは、CO2 の回収プロセスから由

[82] The Government of Japan (2015) Submission of Japan’s Nationally Determined Contribution (NDC), https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Japan%20First/SUBMISSION%20OF%20JAPAN'S%20NATIONALLY%20DETERMINED%20CONTRIBUTION%20(NDC).PDF （2020 年 12 月 4 日閲覧）

[83] 首相官邸（2020）「第二百三回国会における菅内閣総理大臣所信表明演説」 https://www.kantei.go.jp/jp/99_suga/statement/2020/1026shoshinhyomei.html （2020 年 12 月 4 日閲覧）

[84] 経済産業省（2020）「梶山経済産業大臣の臨時記者会見の概要」 https://www.meti.go.jp/speeches/kaiken/2020/20201026001.html （2020 年 12 月 4 日閲覧）

来する物質の流れをいう（EU における二酸化炭素の地中貯留に関する欧州議会及び理事会の指令（CCS 指令）3 条 13 項）。

日本では、その他の関連法令として、CCS の各プロセス（探査、分離・回収、運搬、圧入・貯留、圧入後管理、閉鎖）に対して、高圧ガス保安法、鉱山保安法、港則法、水路業務法、鉱業法、鉱山保安法、石油及び可燃性天然ガス資源開発法、一般廃棄物の最終処分場及び産業廃棄物の最終処分場に係る技術上の基準を定める命令（廃棄物最終処分の廃止基準）を個別的に適用し、CCS 事業の許認可を実施している。しかし、いずれも法目的は環境保全・安全確保等であり、CCS 規制に特化する法令とはなっていない[85]。

また、現在のところ、日本の法規制では、CCS の地層（帯水層）処分は検討対象とはなってはいない。これは CCS の陸域での実施については、風評被害等をおそれる住民の反対運動の可能性が特に危惧されることが一因であると推察されている[86]。仮に貯留した CO2 が地中から大気等に漏出する場合には、大気汚染防止法等の適用の可能性はあるが、それ以外には特段環境関連の法令に基づく規制はない[87]。

2) 海洋汚染防止法の概要

海洋汚染防止法においては、海底下処分を対象とし、CCS の圧入と貯留について、以下の定めをおいている。

- 廃棄物の海底下廃棄の原則禁止（海洋汚染防止法 18 条の 7）
  ただし、二酸化炭素が大部分を占めるガスであり、政令で定める基準（海洋汚染防止法施行令 11 条の 5）に適合する場合には、海底下廃棄をする許可を受けたときに限り、これを認めることとされた。これを二酸化炭素の海底下廃棄に係る許可制度という（海洋汚染防止法 18 条の 7 第 2 号）。
- CO2 の海底下廃棄に係る許可制度（海洋汚染防止法 18 条の 8）
  - ✓ 二酸化炭素を海底下に廃棄しようとする者は、環境大臣の許可を受けなければならず、その許可の期間は最長で 5 年である（海洋汚染防止法 18 条の 8 第 1 項、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令 1 条 2 項 1 号、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可の申請に係る指針（平成 20 年）5 頁）。
  - ✓ 許可を受けようとする者は、環境影響を評価しなければならない（海洋汚染防止法 18 条の 8 第 2 項第 2 号）。
    二酸化炭素を海底下に廃棄しようとする者は、実施計画の提出が求められる（海洋汚染防止法 18 条の 8 第 2 項第 2 号）。この実施計画において、環境影響の評価（特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄をすることが海洋環境に及ぼす影響についての調査の結果に基づく事前評価）に関する事項も記載する（特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令 4 条）。
  - ✓ 許可を受けて CO2 を海底下に廃棄する者は、海洋環境の保全に支障を及ぼさな

[85] 地球環境産業技術研究機構（2017）「CCS の現状と今後の導入に向けた課題」『RITE Today Annual Report』2017 年版第 12 号, p.11

[86] 大塚直（2017）「CCS（炭素貯留）の法・規制の枠組みの構築－CCS に関する海洋汚染防止法の問題点を中心として」環境管理 53 巻 12 号, p74

[87] 大塚直（2017）「CCS（炭素貯留）の法・規制の枠組みの構築－CCS に関する海洋汚染防止法の問題点を中心として」環境管理 53 巻 12 号, p81

いように廃棄し、また、海洋環境を監視しなければならない（海洋汚染防止法 10 条の 9）。

二酸化炭素を海底下に廃棄しようとする者は、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄をする海域の特定二酸化炭素ガスに起因する汚染状況の監視に関する計画の提出が求められる（海洋汚染防止法 18 条の 8 第 2 項第 3 号）。この監視計画は、通常時監視、懸念時監視、異常時監視に分かれる（特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令 1 条 3 項）。監視計画については、CO2 漏洩の有無を総合的に判断するものになっている（「海底下 CCS 事業に係る監視計画のあり方について」（平成 28 年 10 月 13 日）[88]）。モニタリングのあり方としても、CO2 を一切漏洩させないことが前提とされている（海洋汚染防止法 18 条の 9 第 1 号）。

その他の関連する条文は以下の通りである。

- 指定海域制

  CO2 の海底下廃棄がされた海域であって、海底及びその下の掘削その他の海底及びその下の形式の変更が行われることにより当該 CO2 に起因する海洋環境の保全上の障害が生ずるおそれがある場合には、指定海域として指定し（海洋汚染防止法 18 条の 15 第 1 項）、公示する（海洋汚染防止法 18 条の 15 第 2 項）。

  指定海域内において海底及びその下の形質の変更をしようとする者は、当該海底及びその下の形質の変更の種類、場所、施行方法等を環境大臣に届け出なければならず（海洋汚染防止法 19 条の 2 第 1 項、特定二酸化炭素ガスの海底下廃棄の許可等に関する省令 16 条、17 条）、その届出に係る海底及びその下の形質の変更の施行方法は環境法令で定める基準に適合しなければならない適合しないと認められるときは、環境大臣は計画変更命令を出すことができる（海洋汚染防止法 19 条の 2 第 4 項）。

また、海洋汚染防止法の下では、廃棄海域の海底下に存在し、海洋環境に影響を及ぼすおそれがある CO2 に起因する汚染状況の監視等を行うため、圧入終了後も許可を更新しなければならない[89]。

3) インセンティブ

日本では、政府の予算から、環境省、経済産業省、文部科学省など各省庁を通じ、CCS の研究開発及び実証が、公的資金を用いて実施されてきている。

例えば、2000 年以降、経済産業省の補助金を受けて、地球環境産業技術研究機構（RITE）がエンジニアリング振興協会（ENAA）の協力を得ながら、長岡の CO2 圧入実証試験を開始した[90]。その後、2008 年には、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）における委託事業として、苫小牧大規模実証試験が開始された。2008 年以降の公

[88] 環境省（2016）「海底下ＣＣＳ事業に係る監視計画のあり方について（平成 28 年 10 月 13 日）」https://www.env.go.jp/water/kaiyo/ccs2/kanshinoarikata.html （2020 年 12 月 11 日閲覧）

[89] 環境省（2017）「国内外の CCS Ready に関する取組状況等について」p36, https://www.env.go.jp/press/files/jp/105492.pdf （2020 年 12 月 11 日閲覧）

[90] RITE CO2 貯留研究グループ「長岡 CO2 圧入実証試験」https://www.rite.or.jp/co2storage/safety/nagaoka/

的資金を用いた CCS 研究開発及び実証事業は、以下表 6-26 のとおりである。

現在、NEDO では、苫小牧大規模実証試験に加えて、安全な CCS 実施のための CO2 貯留技術の研究開発、CO2 分離回収技術の研究開発も進んでいる[91]。

表 6-26　日本における公的資金を用いた CCS 研究開発及び実証の例

プロジェクト	期間	体制	概　要
苫小牧 大規模実証試験	2008-	経済産業省 委託事業	分離・回収から輸送、貯留までを含めた我が国初の大規模一貫実証試験。水素製造装置からの CO_2 を海底下の帯水層へ貯留する。2016 年圧入開始。
大崎クールジェン	2012-	経済産業省 補助事業 （官民共同）	石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）と CO_2 分離・回収を組み合わせた革新的低炭素石炭火力発電の実現を目指す実証事業。
二酸化炭素 貯留適地調査	2014-	環境省・経済産業省連携委託事業	我が国周辺水域で、広域調査及び詳細調査を実施して、CO_2 の海底下貯留に適した地点を抽出する。
環境配慮型 CCS 実証事業	2014-	環境省委託事業	環境配慮型の CO_2 分離回収設備を建設し、CO_2 吸収液からの有害化学物質の放出抑制技術の実証、石炭火力発電での CO_2 分離回収が発電効率に与える影響等の評価を行う。

出所）環境省（2017）「国内外の CCS Ready に関する取組状況等について」p.36,
https://www.env.go.jp/press/files/jp/105492.pdf （2020 年 12 月 11 日閲覧）

4) 漁業権

日本では大規模な CO2 の発生源が臨海部に集中しているが、国内沿岸域は一部を除き漁業権が設定されているため、沿岸で CCS 事業を実施する場合、漁業者や漁業協同組合との交渉が必要となる可能性が高い[92]。

5) 政策動向

日本国内におけるこれまでの CCS・CCUS の政策的位置付けの概要は、以下のとおりである[93]。

- 東京電力の火力電源入札に関する関係局長級会議取りまとめ（2013 年 4 月 25 日）
  2050 年目標との関係で、2020 年頃の CCS 商用化を目指した CCS 等の技術開発の加速化を図るとともに、CCS 導入の前提となる貯留適地調査等についても早期に結果が得られるよう取り組むことが示された。
- 攻めの温暖化外交戦略（ACE）（2013 年 11 月 15 日）
  2050 年世界半減に必要な技術として CCS が位置付けられ、日本は CCS 普及のカギ

[91] 環境省（2017）「国内外の CCS Ready に関する取組状況等について」p.36,
https://www.env.go.jp/press/files/jp/105492.pdf （2020 年 12 月 11 日閲覧）
[92] 環境省（2017）「国内外の CCS Ready に関する取組状況等について」p.38,
https://www.env.go.jp/press/files/jp/105492.pdf （2020 年 12 月 11 日閲覧）
[93] 経済産業省（2018）「CCS を取り巻く状況（CCS の実証および調査事業のあり方に向けた有識者検討会資料）」https://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/sangi/ccs_jissho/pdf/001_05_00.pdf （2020 年 3 月 3 日閲覧）

となる分離回収技術の高効率化で世界に貢献するという戦略が示された。

- エネルギー基本計画（2014 年 4 月 11 日閣議決定）
  2020 年頃の二酸化炭素回収貯留（CCS）技術の実用化を目指した研究開発や、CCS の商用化の目処等も考慮しつつできるだけ早期の CCS Ready 導入に向けた検討を行うなど、環境負荷の一層の低減に配慮した石炭火力発電の導入を進めることが示された。
- 地球温暖化対策計画（2016 年 5 月 13 日閣議決定）
  2030 年以降を見据えて、CCS については、東京電力の火力電源入札に関する関係局長会議取りまとめや、エネルギー基本計画等を踏まえて取り組むことが示された。
- エネルギー基本計画（2018 年 7 月 3 日閣議決定）[94]
  2020 年頃の CO2 回収・有効利用・貯留（CCUS）技術の実用化を目指した研究開発、国際機関との連携、CCS の商用化の目途等も考慮しつつできるだけ早期の CCS Ready 導入に向けた検討や、国内における回収・輸送・圧入・貯留の一連の CCS のプロセスの実証と貯留適地調査等を着実に進めるなど、環境負荷の一層の低減に配慮した石炭火力発電の導入を進めることが示された。
- パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（2019 年 6 月 11 日閣議決定）[95]
  2030 年以降の本格的な社会実装に向けて、2023 年までに最初の商用化規模の CCU 技術を確立することを目指し、その後の普及の起爆剤とすべく、幅広い関係者の取組を加速化すること、CO2 の貯留を実現することも必要であることから、貯留適地の調査を行うとともに、排出源と利用・貯留地までの最適な CO2 輸送を実現するべく、官民協調の下これらの取組を通じて、CCS・CCU の早期の社会への普及を図ること、石炭火力発電については商用化を前提に 2030 年までに CCS を導入することを検討することが示された。さらに、これらの取組を通じ、実用化された CCS・CCU を世界に輸出することを検討することが示された。
- 革新的環境イノベーション戦略（2020 年 1 月 21 日策定）[96]
  CO2 の大幅削減に不可欠なカーボンリサイクル、CCUS 技術を重点領域の一つと位置づけて、脱炭素かつ安価なエネルギー供給技術の実現を進め、温室効果ガスの国内での大幅削減とともに、世界全体での排出削減に最大限貢献することが示された。特に、CCUS/カーボンリサイクルの基盤となる低コストの CO2 分離回収技術の確立として、2050 年までに CO2 分離回収コスト 1、000 円/t-CO2 を目指すことが示された。
- グリーンイノベーション戦略推進会議（2020 年 7 月 7 日開催）[97]

---

[94] 経済産業省（2018）「エネルギー基本計画」
https://www.meti.go.jp/press/2018/07/20180703001/20180703001.html （2020 年 3 月 3 日閲覧）

[95] 経済産業省（2019）「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」
https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/long-term_strategy.html （2020 年 3 月 3 日閲覧）

[96] 統合イノベーション戦略推進会議（2020）「革新的環境イノベーション戦略」
https://www.kantei.go.jp/jp/singi/tougou-innovation/pdf/kankyousenryaku2020.pdf （2020 年 12 月 4 日閲覧）

[97] 経済産業省（2020）「CCUS／カーボンリサイクル関係の技術動向（グリーンイノベーション戦略推進会議 兼 グリーンイノベーション戦略推進会議ワーキンググループ資料）」
https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/green_innovation/pdf/001_07_03.pdf （2020 年 12 月 4 日閲覧）

本会議は「革新的環境イノベーション戦略」を実行する方策を議論する目的で設置され、「ビヨンド・ゼロ」に向けた取り組みの具体化としてカーボンリサイクル/CCUSに係る取り組みや国内外の技術開発動向、施策が議論された。

6) ロードマップ

ロードマップについては、2019 年に、図 6-21 のとおり、カーボンリサイクル技術ロードマップが公表されている（発表者は経済産業省、協力府省は内閣府、文部科学省、環境省）[98]。カーボンリサイクルの観点から、化学品、燃料、コンクリート製品への CO2 利用技術のロードマップを策定したものである。

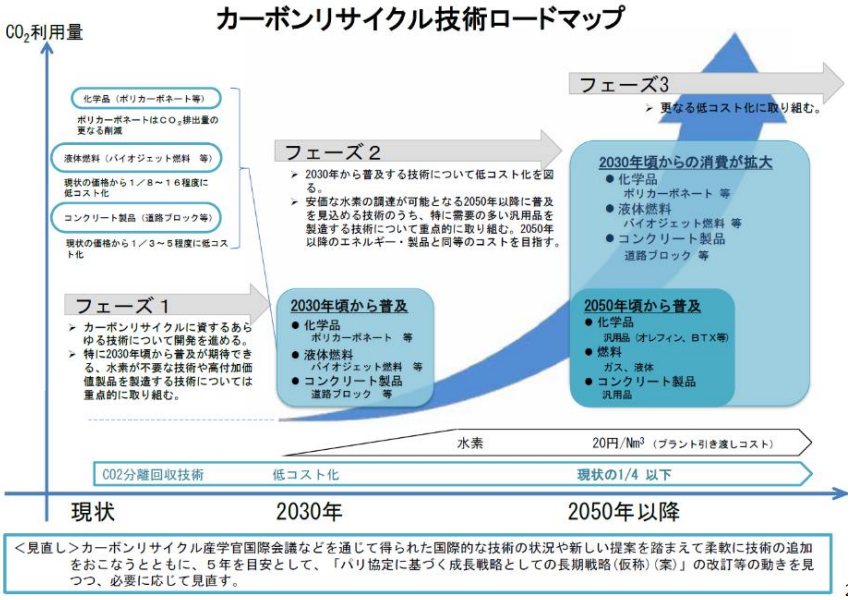


図 6-21　日本のカーボンリサイクル技術ロードマップ

出所）経済産業省（2019）「カーボンリサイクル技術ロードマップ」p.2,
https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190607002/20190607002-1.pdf （2020 年 3 月 3 日閲覧）

6.1.5 国際的な枠組みにおける CCUS の推進に係る動向

(1) IEA

国際エネルギー機関（IEA）では、2010 年に CCS モデル法規制フレームワーク（Carbon Capture and Storage Model Regulatory Framework）を策定している。同フレームワークでは、CCS のプロジェクトライフサイクルに基づき、政策立案者や規制当局が CCS に特化した規制制度を設計・実施する際に考慮すべき 29 の重要課題を示している。

98 経済産業省（2019）「カーボンリサイクル技術ロードマップ」
https://www.meti.go.jp/press/2019/06/20190607002/20190607002-1.pdf （2020 年 3 月 3 日閲覧）

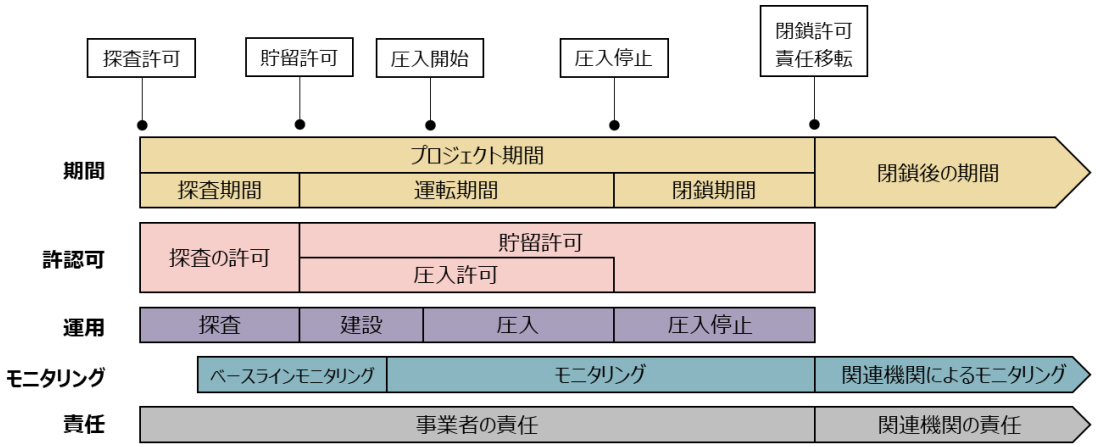


図 6-22　IEA のモデルで採用された CCS のプロジェクトライフサイクル

出所）IEA “Carbon capture and storage Model Regulatory Framework” を基に三菱総合研究所作成

IEA のフレームワークでは、ハイレベルではあるものの、既存の枠組みや世界のにおけるアーリームーバーの国・地域の知見を活用して、CCS に特化したモデルの主要な構成要素を特定している。IEA フレームワークは、法律制定者への指針としての活用を意図されているが、既存の法規制の改善及び発展可能性のある分野を特定するために、有用なベンチマークを提供している。

なお、2013 年から実施された世界銀行によるメキシコにおける CCUS 開発に係る技術支援において、同フレームワークが国際的な法規制のモデルとして利用されている。メキシコで CCUS 活動を実施するにあたり、既存の法規制のギャップや障壁を特定し、望ましい法規制を提言するために、同フレームワークとの比較がなされた[99]。

表 6-27　IEA の CCS モデル法規制フレームワーク

項目	内容
全般的な法規制の課題	1. CO2 の分類
	2. 所有権
	3. 他の使用者との競争や優先権の問題
	4. CO2 の越境移動
	5. 海洋環境の保護に関する国際法
	6. 気候変動緩和戦略の一環としての CCS へのインセンティブの提供
既存の法規制を CCS に適用する際の課題	7. 人体の健康保護
	8. CO2 ストリームの構成
	9. 環境影響評価の役割
	10. 貯留サイトおよび輸送インフラへの第三者アクセス
	11. 公衆の意思決定への参画
CCS に特化した	12. CO2 回収

[99] Energy Procedia 114 (2017) 5916-5932, 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, World Bank Group “Overview of World Bank CCUS Program Activities in Mexico”

法規制の課題	13. CO2 輸送
	14. 枠組み及び禁止事項の範囲
	15. CO2 貯留規制に適用される定義と用語
	16. 貯留サイト探査活動の許可
	17. サイト選定及び特性解析活動の規制
	18. 貯留活動の許可
	19. プロジェクト検査
	20. 監視、報告、検証（MRV）の要件
	21. 是正措置及び改善対策
	22. プロジェクト期間中の責任
	23. 貯留サイト閉鎖の認可
	24. 閉鎖後の期間の責任
	25. 閉鎖後の管理に対する財政的貢献
CCS 法規制の課題の拡大	26. 実証段階における知識と経験の共有
	27. CCS-ready
	28. バイオマス由来の CCS の活用
	29. CCS による炭化水素増進回収法への理解

出所）IEA “Carbon capture and storage Model Regulatory Framework”

(2) CCOP[100]

Coordinating Committee for Geoscience Programs in East and Southeast Asia (CCOP) は、1966 年に国連（ESCAP）の下に設立された東アジア・東南アジアにおける応用地球科学分野での政府間組織である。CCOP では、持続可能な資源開発、地理情報の管理、地域ハザード緩和、環境保護のためのキャパシティビルディング、技術移転、情報交換、制度的な連携を促進する取り組みを実施している。CCOP の参加国は、カンボジア、中国、インドネシア、日本、韓国、ラオス、マレーシア、モンゴル、ミャンマー、パプアニューギニア、フィリピン、シンガポール、タイ、東ティモール、ベトナムの 15 カ国、CCOP の協力国は、オーストラリア、ベルギー、カナダ、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、オランダ、ノルウェー、ポーランド、ロシア連邦、スウェーデン、英国、米国の 14 か国である。日本からは産業技術総合研究所が参加していた。

CCOP の活動の一プログラムとして、CCUS のキャパシティビルディングプログラムである CCOP CO2 Storage Mapping Program (CCS-M) が 2013 年から 4 年間実施された。CCS-M での達成目標は、CCOP 加盟国の政府機関が、大規模 CO2 貯留のポテンシャル上位概念を習得することである。具体的には、以下の 6 点が挙げられる。

1. CO2 貯留サイト選定のメソドロジーへのコンセンサスの形成
2. 加盟国の能力向上
3. CCOP 地域での CO2 貯留マップの開発
4. 情報共有の促進（GIS やメタデータシステム）
5. 連携の加速（CCS, EOR ポテンシャル、貯留層の推計）

[100] CCOP “CCS-M program” http://www.ccop.or.th/ccsm/data/31/docs/Sim-CCSM-S6-62016.pptx.pdf

6. 各国の CO2 貯留マッピングのガイドライン作成

これらの目標達成に向け、T1: 貯留地選定と性質分析、T2: 貯留キャパシティ推計、T3: マッピング/GIS/CCS 技術の大きく 3 つのグループに分かれて活動が実施された。特に、以下に示す、インドネシア、マレーシア、中国のケーススタディを元に検討がなされた。

- C1: Indonesia case study – South Sumatra basin
- C2: Malaysia case study – Sarawak basin
- C3: China case study - Pucheng Oil field (CO2 for EOR)

CCOP では、定期的に会合を開き、各国の CCS に関する取り組みや知見の共有がなされた他、取り組みの成果として、CCS に適した貯留層を選定するためのガイドラインである “CCOP Guideline on the Methodologies for Selecting Geological Carbon Dioxide (CO2) Storage and Estimation of Storage Capacities” が作成されている。また、2013~2016 年の CCS-M の活動中には、セミナーやケーススタディの対象地点へのサイトビジットが実施されている。

6.1.6 東南アジアの CCUS の推進・規制に係る政策・事業法の分析

東南アジアの各国においては、既存の石油・ガス産業関連やパイプライン関連の法規制、EIA を含む環境規制等、CCUS 関連の項目を追加可能な法的枠組みが多くの国で存在する。一方で、CCUS に特化した包括的な規制が整備されている国は無い。なお、インドネシアは、ADB の支援下で CCUS に関する大統領令の素案を作成しているものの、正式な承認はされていない。東南アジアにおける CCUS に係る法規制の主な内容と分析を以下にまとめる。

- 気候変動緩和へのコミットメント、及び、化石燃料への依存が一定期間継続することを鑑みると、東南アジア内での CCUS 展開に大きな機会があることが示唆される。こうした機会があるにもかかわらず、東南アジアの多くの国では CCUS への政策対応が十分に行われておらず、結果、CCUS 技術の導入には政策的な不確実性が生まれている。
- 東南アジアにおいては、CCUS が現在・将来の排出量を緩和する可能性を示す国があるものの、短期的または中期的な技術導入に対する正式な政策コミットメントの例はほとんど見受けられない。インドネシアやマレーシアの CCUS 実証以外には、CCUS の将来的な可能性について上位レベルの認識しか示されていない。
- 気候変動の緩和と CCUS の展開に対する各国の政策的なコミットメントは、法的および規制の枠組みの開発を促進する上で重要なステップとなる。政策的なコミットメントの実現には、事業者と規制当局に関連する規制を明確化や、投資決定を促進に寄与する法律の策定に、各国政府が優先順位を付ける必要がある。
- 東南アジアの各国はいずれも、CCUS 活動のための法規制を十分に整備しておらず、CCUS プロジェクトのライフサイクルを通して適用可能な CCUS 固有の法律や既存の法律が非常に少ない。また、東南アジアにおいては、他国・地域で開発されている CCUS に特化した法的・規制的枠組みを有している国はない。なお、インドネシアは、ADB の支援を得て、CCUS に特化した法律および規制モデルを起草したが、最終

的な承認はまだ得られていない。その他の国はいずれも、CCUS に特化した法律を現在検討中または策定中であることを示していない。

- 短期的には、CCUS プロジェクトの規制において、東南アジア各国の政策立案者と規制当局は、既存の鉱業、石油・ガスの活動の規制に依存することになる。これらの法規制は、一般的に CCUS 活動を対象としておらず、CCUS 固有の法律や規制の重要な問題の多くはほとんど扱われていない。
- CCUS に特化した規制の枠組みは整備されていないことから、今後東南アジア各国において CCUS 技術を実装していくためには、各国の政策立案者と規制当局は、CCUS プロジェクトのライフサイクル全体を規制する枠組みを検討することが求められる。
- CCUS プロジェクトをライフサイクル全体にわたって規制するためには、相当な法的介入が必要となる可能性が高い。既存の法律及び規制の枠組みの改正・拡大が CCUS に係る法規制の開発の基盤となる可能性が高いが、商業規模の CCUS を支援するためには、より実質的な法的介入が必要となる可能性が高い。
- 東南アジア各国が CCUS を進めていくうえでは、特に以下の点について解決することが求められる。
    i. 既存の法規制の枠組みでの CCUS 活動の明示的な承認または組み込み（例えば、鉱業、石油・ガス、環境関連制度等）
    ii. CCUS 活動のための管理や規制に係る承認プロセスの開発
    iii. 貯留層へのアクセスと所有権の付与をめぐる所有問題の明確化
    iv. プロジェクトの運用フェーズ全体にわたるモニタリングと検証の要件策定
    v. 漏洩発生時の修復活動を含むプロジェクトのライフサイクル全体にわたる貯留活動の責任の明確化
    vi. 貯留サイトの閉鎖を管理する規定及び閉鎖後の貯留サイトの責任の明確化

6.1.7 東南アジアの CCUS の推進・規制に係る政策・事業法の枠組みに関する提言

東南アジア、特に CCUS の実施可能性の比較的高いインドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムの 4 カ国については、温室効果ガス排出プロファイルや気候変動緩和の公約がほぼ同じであり、国内のエネルギー構成の中で化石燃料に依存し続ける可能性が高い。気候変動に関する国家的な公約、特にパリ協定に基づいて提出された目標において 2030 年までの GHG 排出削減を提案してきた国々にとって、特に深刻な問題となる可能性がある。こうした幅広い視点から、経済成長と開発、急速に拡大する産業部門、国内のエネルギー安全保障というような課題のバランスを取ろうとする国々にとって、CCUS は相当な緩和ポテンシャルを提供するものである。

東南アジア全域において、広範な商業規模の CCUS 展開を支援するためには、国内の法制度の整備が求められる。本調査で対象とした国々も例外ではなく、CCUS プロジェクトのオペレーション全体を規制するためには、東南アジア各国でのさらなる法的・規制的介入が必要となる。各国の枠組みを発展させ、改善するためには、世界各国・地域で見られるベスト・プラクティスに基づく規制の例や、より広範なガイダンス及びモデルを、政策立案者及び規制当局が検討する必要がある。本章では、特にインドネシア、マレーシア、タイ、ベト

ナムの 4 カ国を中心とした東南アジア域内の政策立案者や規制当局が自国の枠組みを設計・改善する際に考慮すべき上位モデルを提案する。

(1) CCUS プロジェクトライフサイクルにおける法規制のモデル

下図では CCUS プロジェクトのライフサイクルを通じて対処すべき重要な規制上の項目の概要モデルを示している。同モデルは、CCUS 固有の枠組みの中核的要素を代表するものであり、これまでに世界各国で採用された規制制度において対処されてきた多くの重要な問題を反映している。このモデルを開発するにあたり、世界のアーリームーバーの国によって開発された既存の法律及び規制の枠組みで見られるベストプラクティスの例、広範な学術的及び技術的研究、GCCSI において、CCS Legal and Regulatory Indicator (CCS-LRI) のために開発された評価モデルを参考にした。

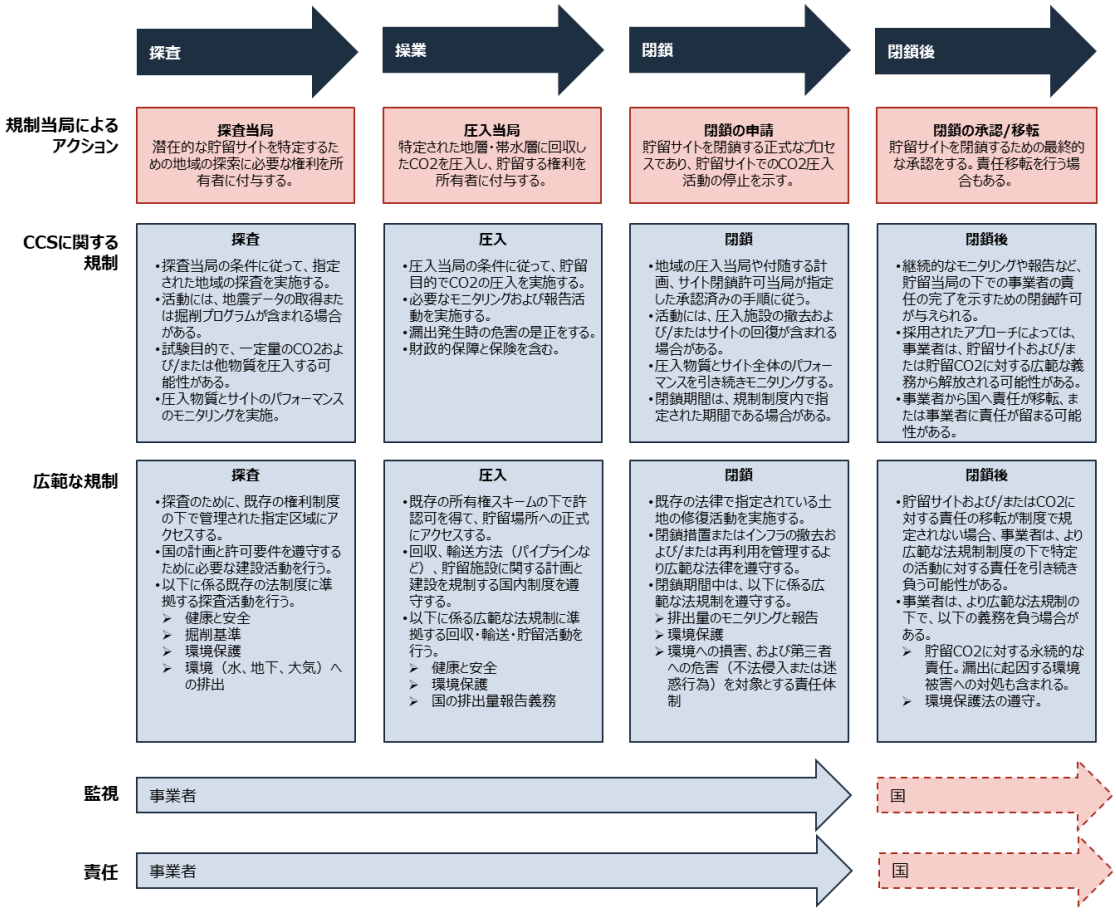


図 6-23　CCUS プロジェクトライフサイクルにおける法規制のモデル

出所）GCCSI に相談の上、三菱総合研究所作成

(2) CCUS プロジェクトライフサイクルにおける法規制のモデルの詳細

- ライフサイクルモデル

このモデルでは、CCUS プロジェクトの規制に対するライフサイクルアプローチを採用しており、プロジェクトが初期の探査活動から運用段階を経て、停止と閉鎖段階まで規制される規制モデルの開発を提案する。最終的な閉鎖後の段階には、採用された政策アプローチによっては、貯留事業者と規制当局の双方の義務を含むこともある。

ライフサイクルモデルは、世界中のより高度で包括的な CCUS 固有の法規制の枠組みのいくつかで採用されており、既存の鉱業や、石油およびガス事業を有する国・地域では、この規制アプローチの多くが見慣れた内容となる。このアプローチにより、政策立案者及び規制当局は、CCUS プロセスに関連するリスクに長期にわたって対処し、事業者と規制当局との間で責任を明確に割り当てることができる。

- **CCUS 固有のモデルの組み込みまたは設計**

規制当局の役割分担や選択された承認プロセスを含め、ライフサイクルモデルを国の制度に組み込む方法は、各国の裁量に任されている。同モデルは、特定のアプローチを規定するものではなく、CCUS プロジェクトのライフサイクルの各段階で行われる活動を効果的に規制する一連の権限と承認を提案する。

本調査で検討したインドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムの 4 カ国の場合、政策立案者は、既存の環境許可の枠組み、または、鉱業、石油、ガスの活動を管理する枠組みの範囲内で、CCUS 固有のモデルを統合することを選択することができる。この場合、個々の CCUS 承認を、既存の承認または許認可の枠組みに組み込むことができる。別の選択肢として、世界の各国・地域で採用されているような、独立した体制を設計し、実施することである。同モデルは、プロジェクトのライフサイクルを通じて、これらの CCUS に特化した各機関の下で承認された可能性がある活動を強調し、プロジェクトの規制のためのベースラインを構成する。

- **より広範な規制制度**

CCUS 関連の活動を行う事業者に対しては、より広範な法律が適用される。提案されているモデルでは、これらはプロジェクトのライフサイクルを通して「より広範に規制された活動」として強調されており、さまざまな既存の法規制の対象となる可能性が高い。インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムの 4 カ国も例外ではなく、CCUS プロジェクトのライフサイクルの個別の側面に適用される可能性が高い各国内の環境・エネルギー法の範囲が強調された。

規制当局及び政策立案者は、これらのより広範な制度及び義務の影響、CCUS プロセスを規制するためにこれらの制度及び義務をどのように活用することができるか、また、これらの制度及び義務が CCUS の展開にもたらす障壁について考慮しなければならない。場合によっては、CCUS 活動を既存の承認プロセスの範囲内に含め、承認経路を設けることもある。本調査で検討したいくつかの国では、既存の環境影響評価 (Environmental Impact Assessment: EIA) プロセスに CCUS が含まれる可能性がある。別の選択肢として、プロセスのいくつかの項目が禁止されたり、過度に煩雑な規制の対象となったりしないように、既存の法律の範囲から CCUS 活動を明示的に切り分けることも考えられる。

一方、政策立案者や規制当局が、CCUS プロセスの要件を満たすために新たな法律を導入しなければならない場合もある。インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムの 4 カ国すべてに共通する例として、所有権とアクセス権の問題である。4 カ国すべてにおいて、

鉱物の権利を管理し、土地へのアクセスを許可する既存の規定があるものの、現在のところ、CO2 貯留活動のために地下および間隙の権利の割り当てを検討している国はない。

- **特定の政策の選択**

CCUS に対する国の政策アプローチは、規制の枠組みやモデルの選択を決定する際に重要であり、他国の経験が有益に活用できる。貯留された CO2 に対する長期の責任管理は、特に政策立案者と規制当局が選択を下すことが求められ、指定された時点での責任の移転を可能にする規定が導入されている。事業者から所管当局へ責任を移転についても、他地域で見られる CCUS 固有の法律の例に沿って、責任と監視活動の両方の責任を事業者から国に移すタイミングの検討が求められる。こうした政策選択が行われる場合、必要な法規制も導入されなければならない。例えば、長期責任の場合には、移転される可能性のある責任の性質及びそのような移転を支援するメカニズムに関する詳細が含まれる可能性が高い。

- **管理上の考慮事項**

CCUS に特化した規制の構築には、規制プロセスに関与する可能性のある規制当局や機関の範囲についても考慮する必要がある。対象 4 カ国における CCUS 活動を規制する役割を担う可能性のある規制当局や機関をいくつか特定している。

上記のモデルでは、CCUS 権限の付与と管理のための主導的な当局を決定することが重要である。同様に、規制機関のより広範なカテゴリーに対する責任を負って、他の規制当局や機関との相互作用の可能性を考慮することも重要である。政策立案者は、プロジェクトのライフサイクルを通じて円滑な移行を確保するために、規制プロセスをどのように合理化できるかを検討することが求められる。

6.2 先進ビジネスモデルの調査

6.2.1 欧米における CCUS の事例

(1) スカンジナビア

90 年代から CCS に積極的に取り組んできたノルウェーは近年も当該分野に最も意欲的な国の一つである CCS 先進国として注目を集めている。ノルウェーでは国家的な取組として CCS の研究開発と商業化に向けた実証を推進しているが、特徴として挙げられるのが明確に定められたターゲッティングである。CCS 分野への公的な支援は厳選された 3 件のプロジェクトにフォーカスされており、これらのプロジェクトも CO2 の回収にのみ焦点を当てた純粋なカーボンキャプチャープロジェクト[101]と回収後の輸送と貯留にのみ焦点を当てたプロジェクト[102]に分けられている。この 3 件のプロジェクトは Longship というノルウェー政府による包括的な CCS プロジェクトの一環で、それぞれ別の事業者によって個別に推進されている。

[101] Heidelberg Cement のセメント工場と Fortum の廃棄物処理工場

[102] Equinor, Shell, Total の Northern Lights

上記 3 件のプロジェクトにはこれまでも既にノルウェー政府からの補助金が入っていたが、同政府は今年の 9 月 21 日に Longship の商業化に向けた最終投資決定（FID）を行った[103]。FID は Longship の総予算 251 億クローネ[104]のうち 168 億クローネをノルウェー政府が負担するものであり、同プロジェクトが CO2 削減に資するポテンシャルのみでなく、その商業的な実現可能性に対する自信が伺える。

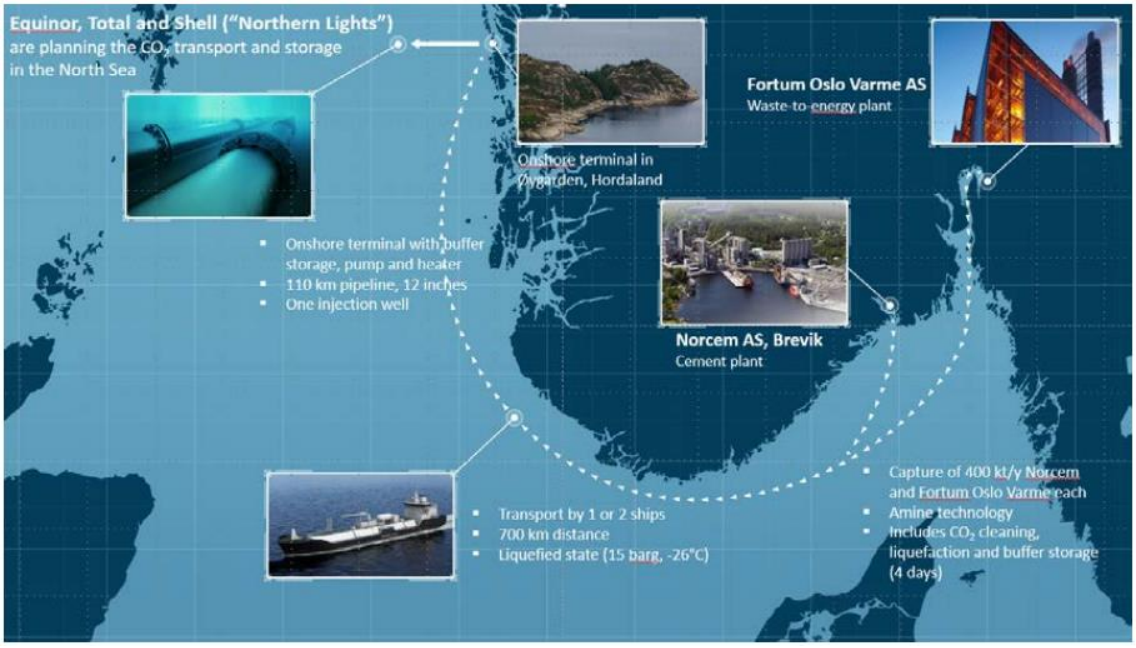


図 6-24　Longship プロジェクトの全体像

出所）Gassnova Report: Full chain CO2 footprint (2019)より抜粋

FID 以降、Northern Lights は建設パートナーとの契約締結を発表し、ノルウェー沖にある最終貯留地への CO2 圧入を行うターミナルの建設に向けた具体的なアクションに取り掛かっている[105]。また、それと並行して、Northern Lights と Microsoft の MoU 締結も発表された[106]。Microsoft としては長期的に自社のカーボンフットプリントを改善できる CO2 の輸送回収手段の確保と、将来的に有望な投資分野として定めている CCUS 事業への参画が大きな目的となっている。

北欧地域における横断的な CCS 商業ネットワークの構築に向けて今後大きな意味を持つ可能性があるのがスウェーデンで設立された CCS ジョイントベンチャー、CinfraCap である[107]。同社はスウェーデンの主要エネルギー事業者である Göteborg Energi と Nordion Energi、

[103] https://electrek.co/2020/09/21/norway-world-first-carbon-capture-storage-project/　（2020 年 10 月 27 日閲覧）

[104] 約 2850 億円（2020 年 10 月 27 日現在）

[105] https://www.chemengonline.com/equinor-collaborates-with-microsoft-on-northern-lights-carbon-capture-and-storage-value-chain/?printmode=1　（2020 年 10 月 27 日閲覧）

[106] https://www.oedigital.com/news/482560-equinor-starts-onshore-prep-works-for-northern-lights-ccs-project（2020 年 10 月 27 日閲覧）

[107] https://www.vesselfinder.com/news/18486-Gteborg-Energi-Nordion-Energi-Preem-St1-Renova-and-Gothenburg-Port-Authority-form-jv-for-transport-of-liquefied-carbon-dioxide　（2020 年 10 月 27 日閲覧）

インフラ拠点であるヨーテボリ港湾公社などが参画している。CinfraCap は CO2 の輸送、特に最適化されたロジスティクスによるインフラ構築に焦点を当てており、将来的に Northern Lights との連携も目指している。二つの主要な CO2 輸送プロジェクトの協業が実現すれば、北欧地域における CCS の大規模な商業化を加速すると考えられる。CinfraCap が 2020 年 5 月から開始しているヨーテボリ港の CCS ハブ化の可能性調査では、効率的な投資モデル等ファイナンシングスキームに関する検討と港湾エリア内での一時貯留施設用の適地等に関する技術的な分析を行っている[108]。

(2) ベネルクス地域

オランダの代表的な CCS プロジェクトであり、ロッテルダム港湾エリアの CCS クラスター化を目指す Porthos は EU から約 1 億ユーロの補助金の確保に成功している[109]。この補助金はロッテルダム港とアントワープ港、ヘント港など、北海の港湾エリア間の連携を前提としており、ベネルクス地域における CCS ネットワークの構築がハイレベルなターゲットでもある。補助額の大部分は CO2 輸送インフラの根幹となるパイプラインシステムの建設に充てられる。2021 年 1 月には Shell や Exxon などのオイルメジャーに主導されたコンソーシアムがオランダ政府に 21 億ユーロの補助金を申請しており、同年の春には承認される見込みである。この 21 億ユーロは 2024 年以降 15 年間にわたって継続的に CO2 を北海の枯渇ガス田に圧入するために現時点で必要と想定されている補助額であり、コンソーシアムは将来的なカーボンプライシングや炭素税の整備が進むことで金額が抑えられる可能性もあるとしている[110]。Porthos は 2022 年に FID を行うことを目指している。

[108] https://www.hellenicshippingnews.com/carbon-dioxide-capture-solution-progressing-at-the-port-of-gothenburg/（2021 年 1 月 19 日閲覧）

[109] https://www.porthosco2.nl/en/102-million-euros-in-funding-on-the-horizon-for-porthos/ （2020 年 10 月 27 日閲覧）

[110] https://www.europoortkringen.nl/21-miljard-subsidie-voor-porthos-aangevraagd/ （2021 年 1 月 19 日閲覧）

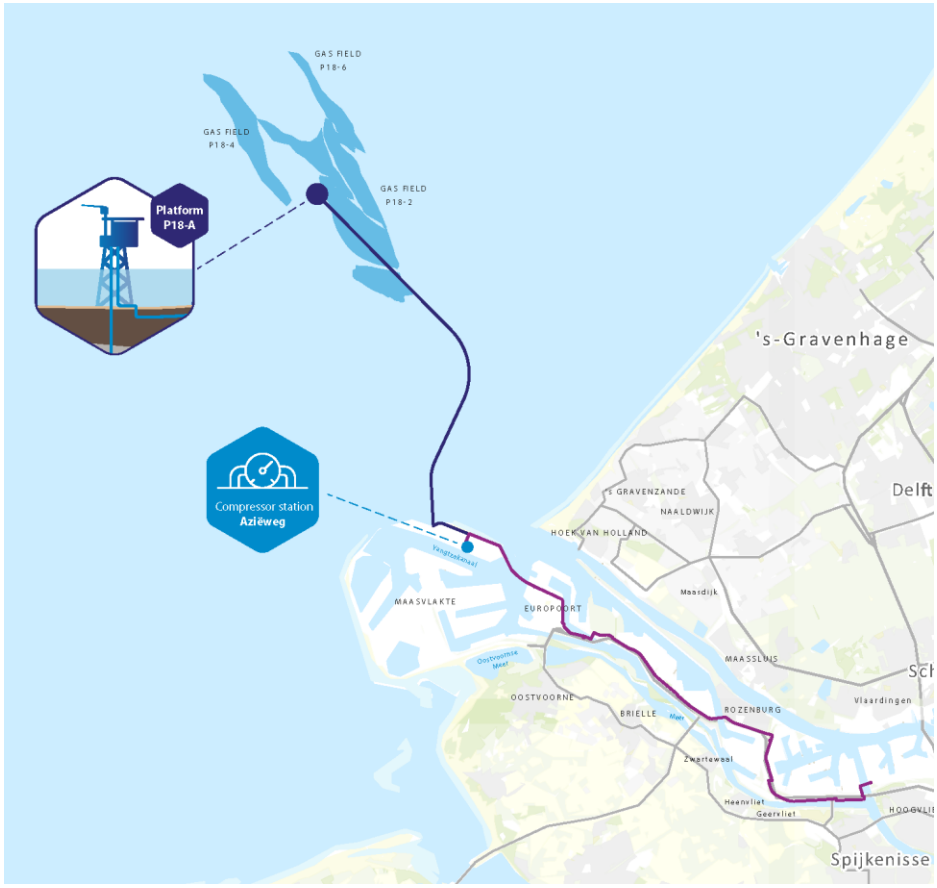


図 6-25　Porthos プロジェクトの概略図

出所）Porthos プロジェクトウェブサイトより
https://www.porthosco2.nl/en/project/　（2021 年 1 月 12 日閲覧）

ベルギー・アントワープ港の CCS プロジェクト Antwerp@C も同様に EU の補助金を受けている[111]。Porthos と比べて初期段階にあるが、約 900 万ユーロで液化 CO2 の輸出ターミナルとオランダへの越境輸送パイプラインの FS を実施する。ロッテルダムやアントワープの港湾エリアは、産業密集地であり CO2 排出量も多いドイツ西部との交通インフラも整っているため、ヨーロッパ北西部の CO2 輸送ネットワーク構想はノルウェーを中心とした北欧のネットワークと対をなすものとなるポテンシャルがある。

Porthos の推進母体でもあるロッテルダム港湾公社は 10 月にシンガポールで開催された SIBCON2020[112]で日本の国土交通省港湾局とシンガポール海事港湾庁の三者間で将来の船舶燃料に対応するための港湾間協力に関する覚書を締結した[113]。これは船舶から排出されるＧＨＧの削減のため、将来の船舶燃料を供給するインフラに関する港湾のネットワークの構築を目的としたものである。この様な港湾ネットワークの構築は将来的に CO2 の輸送ネットワークを展開する足掛かりになる可能性もある。

111 https://www.mlit.go.jp/report/press/port02_hh_000155.html　（2020 年 10 月 27 日閲覧）
112 Singapore International Bunkering Conference and Exhibition
113 https://maritime-executive.com/article/eu-grants-funding-to-antwerp-s-innovative-co2-reduction-project　（2020 年 10 月 27 日閲覧）

(3) イギリス

英国は北海油田へのアクセスもあり、ノルウェーやオランダと並んで CCUS の推進に積極的に取り組んでいる国の一つである。英国のビジネス・エネルギー・産業戦略省は 1990 年比で 2050 年までの温室効果ガス排出量 80%減という環境目標の達成と、低炭素産業を軸とする経済成長の両立を目的として Clean Growth Strategy を 2017 年に策定している。同省は CCUS を長期的な環境目標の実現に欠かせない重要な技術と位置付けており、2018 年に発表された CCUS の社会実装に向けたアクションプラン[114]の中では 2030 年代までに経済性の見込める形での実装をターゲットとしている。

政府は CCUS を推進する上で官民の密接な協力体制を最優先の前提条件と掲げている。特に CCUS の経済性の確保に関しては、2018 年にビジネス・エネルギー・産業戦略省によって設立された CCUS Council が同省の依頼の基結成した CCUS Cost Challenge Taskforce の結果を基に、民間セクター主導による技術開発と資金調達の可能性を模索し、国内産業と既存インフラへの CCUS の展開を支援することを基本戦略としている。上記のタスクフォースは英国における CCUS の導入を効果的かつ経済的に推し進める重要な要素として以下の 3 点の結論に達している。

- **「起爆剤」への初期投資：**2020 年代半ばから運用可能な CCUS クラスターを最低 2 つ開発できるように、産業界と政府が協力して長期的な支援政策環境を構築する。これらのクラスターで有望なプロジェクトを実施。実践的学習的にノウハウや経験を蓄積することが当該分野におけるイノベーションを推進する「起爆剤」となる。初期投資によって分野全体におけるコスト削減に繋がるイノベーションを推進することが将来のプロジェクトの経済性を改善させる。

- **リスク分散と既存設備の活用：**CO2 輸送および貯留（T&S）インフラのビジネスモデルを CO2 回収プロジェクトのビジネスモデルから分けることで、CCUS バリューチェーンの全体的な商業的リスクとコストを削減する。加えて、官民でリスクを共有できる仕組みを構築することでステークホルダーの負担を軽減させる。実行可能なビジネスモデルの開発、T&S インフラの共有、既存の石油およびガス産業のアセット（パイプライン、枯渇油田　等）の戦略的再利用は、CCUS の潜在的なコスト削減を可能にする重要なステップとなる。

- **CCUS クラスターによる地域活性化：**複数の CCUS 施設がインフラと情報を共有する地域グループとしてのクラスターを開発することが、CCUS の低コスト化の推進及び、地域経済の増強に繋がる。地域経済の活性化は継続的な技術革新を促進し、CCUS 分野でのイノベーションを加速させる好循環を生むことが期待される。

さらに、CCUS Council は政府に対して短期・中期・長期に分けて計 16 の提言を行っている。

[114] The UK Carbon Capture Usage and Storage deployment pathway

表 6-28　CCUS Cost Challenge Taskforce の 16 の提言

短期： **民間セクターの巻き込み**	1. 2020 年代半ばまでに運用可能な CCUS クラスターを開発する確約を含むアクションプランの公開。
	2. 1. のアクションプラン公開に合わせて官民共同で英国向け CCUS ロードマップを作成。
	3. CCUS クラスターの実現に向けた政策的枠組の公開。
	4. タスクフォースによる CCUS ビジネスモデルに関する提言への回答。
	5. 産業界、政府、地域ごとのローカルパートナーが協力して、CCUS クラスターの開発に繋がるイノベーティブな事業計画を支援できる体制の構築。
	6. 将来 CCUS 事業で使用するための「戦略的資産」として維持することを想定し、民間事業者と協力の上、北海及びアイルランド東沖の海域において今後 5～10 年で廃止される可能性のある石油・ガスインフラを特定・把握。Oil and Gas Authority（OGA）[115] を含む行政機関とワーキンググループを立ち上げ、上記インフラ設備の資産価値などのレビューを行い、その結果をアクションプランに含める。
	7. 産業界、政府、規制当局の三者でガス配給ネットワークの事業計画が提出される前に、RIIO-2[116]の制度を通じて水素プロジェクトに資金を提供できる仕組みを検討。
	8. ガス安全（管理）規制[117]の仕様改定を迅速に進め、ガス配給ネットワークへの水素の共有割合を増やすことを可能にする。また、エンドユーザーに顧客に供給されるガスへの（低炭素）水素の混合割合を着実に増加させるための政策の検討。
	9. 英国経済に対する CCUS の価値を、既存インフラの活用可能性なども含め、より詳細に評価。
	10. 英国が今後も CCUS 分野においてリーダーシップを発揮できるように、CCUS Council と密に連携。
中期：	11. 産業界及び金融界と、CCUS プロジェクトに対する投資のフレーム

[115] 英国の石油・天然ガス事業を管轄する行政機関

[116] [Revenue = Incentives + Innovation + Outputs] 英国の託送料金設定

[117] Gas Safety (Management) Regulations (GS(M)R)

投資の誘致	ワークとリスク配分の仕組みについて協議。
	12. 産業界、金融界、Green Finance Taskforce と CCUS プロジェクトへのグリーンボンドの認定要件と税額控除等を含むグリーンファイナンスの仕組みを確立。
	13. 産業戦略に定められた原則に従って、産業界による CCUS 技術および CCUS 事業に関する積極的な情報交換を促す。
長期： 国際連携と CCUS 産業の補強	14. 汎ヨーロッパ CO2 貯留サービスの開発を念頭に、CO2 の越境輸送の実現を加速することを含め、産業界と連携して国際協力を促進。
	15. 各セクターにおける規制当局や産業界と協力して、脱炭素経済の発展における暖房、運輸、ガス、電力セクター全体の規制の一貫性と革新の可能性を評価。
	16. 産業界主導で脱炭素工業製品の低炭素 USP[118]を認証するためのクリーンな工業製品認証システムとなる脱炭素製品マークを作成。政府は国内や輸出製品での認証の仕様を促進。

- Northern Endurance Partnership

CCUS Council の提言もあり、現在英国で特に注力されているのが Net Zero Teesside プロジェクトである。Teesside は英国北東部にある北海沖の産業地域であり、長年製鉄業をはじめとした重工業や化学産業が盛んであった。Net Zero Teesside は多量排出産業クラスターである同地域を 2040 年までに完全に脱炭素化することを目的に立ち上げられたプロジェクトである。当初は石油・ガスメジャーの業界団体である OGCI（Oil and Gas Climate Initiative）主導で Clean Gas Project の名称で開始されたが、2020 年 3 月に英国における主要エネルギー事業者である BP、Eni、Equinor、Shell、Total、National Grid がコンソーシアムを構成しプロジェクトを主導することが発表された。それに伴いプロジェクト名も Net Zero Teesside に変更された。同コンソーシアムは 10 月に北海における英国の CCUS 事業全体を促進するため、Northern Endurance Partnership (NEP)というアライアンスを正式に発足させた。

NEP は英国のもう一つの中心的な CCUS クラスターとなる Zero Carbon Humber の開発も行う。Zero Carbon Humber の開発には、エネルギー企業、重工業、エンジニアリング会社、英国の主要なインフラ運営組織[119]、学術機関が参画している。どちらのプロジェクトも 2026 年から段階的に脱炭素事業を開始し、2040 年までに CCUS と水素事業の組み合わせでカーボンニュートラルとなることを目標としている。

[118] Unique Selling Proposition：製品が持つ独自の強み

[119] 港湾管理事業者 Associated British Ports Holdings 等

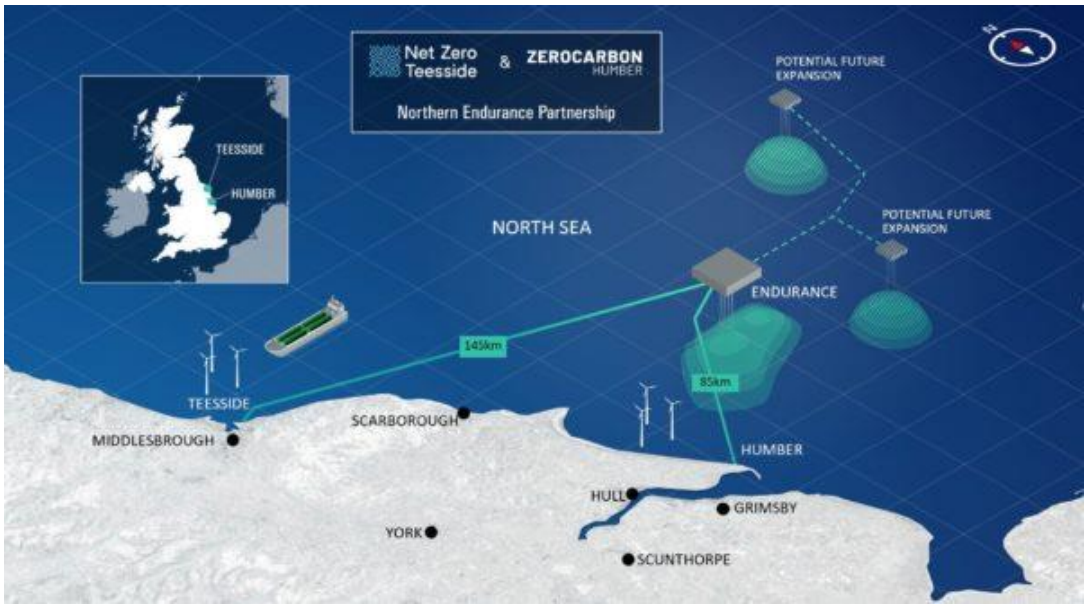


図 6-26　Net Zero Teesside の全体像

出所）Net Zero Teesside プロジェクトウェブサイトより https://www.netzeroteesside.co.uk/news/leading-energy-companies-form-partnership-to-accelerate-the-development-of-offshore-transport-and-storage-infrastructure-for-carbon-emissions-in-uk-north-sea/　（2020 年 11 月 24 日閲覧）

(4) イタリア

欧州における CCUS の取り組みでは、上で紹介したノルウェー、英国、オランダなどの北海油田へのアクセスがある国が特に存在感を示している。しかしながら、地中海に面したイタリアにおいても同国の大手石油・ガス事業者である Eni による CCS 事業の開発が計画されている。Eni の Ravenna CCS プロジェクトはイタリア北東部にある産業都市である Ravenna 市を中心とした産業ハブを大規模な CCS クラスターとして開発することを目的としている。産業都市として比較的小規模でありながらも、石油・ガス輸送のハブとしての性質上、輸送インフラが非常に整っているため CCS クラスターとしての適性も高く評価されている。Ravenna クラスターでは工業用地や発電所から CO2 を回収し、水素の生産や Ravenna 沖のアドリア海にある枯渇したガス田への圧入を計画している。当該サイトは 3 億から 5 億トンの CO2 貯留ポテンシャルがあるとされている。イタリアのみならず、南ヨーロッパで最初の大規模 CCS 事業であり、地域経済への波及効果も期待されている。

(5) 北米

原油生産量においてそれぞれ世界第一位と第四位である米国とカナダでは[120]、既に 70 年代から CCS の開発が積極的に進められてきた。International Association of Oil & Gas Producers (IOGP)のデータによると、北米にある CCS プロジェクトは 24 件であり、欧州全域と同数と

[120] BP Statistical Review of World Energy 2020 - Oil: Production, 2019

なっている。しかし、北米における CCS は歴史的に石油増進回収（Enhanced Oil Recovery, EOR）を背景としており、20 件以上が EOR 事業である。

近年は米国でも純粋な貯留を目的とした CCS への関心が高まっており、2016 年には米国エネルギー省（Department of Energy: DOE）の下にある国立エネルギー技術研究所（National Energy Technology Laboratory: NETL）が米国内の貯留層のポテンシャル調査や実現可能性調査を行うプログラムである Carbon Storage Assurance Facility Enterprise（CarbonSAFE）を立ち上げた。CarbonSAFE は現在 13 件の予備的な実現可能性調査と 6 件の実現可能性調査を行っている。

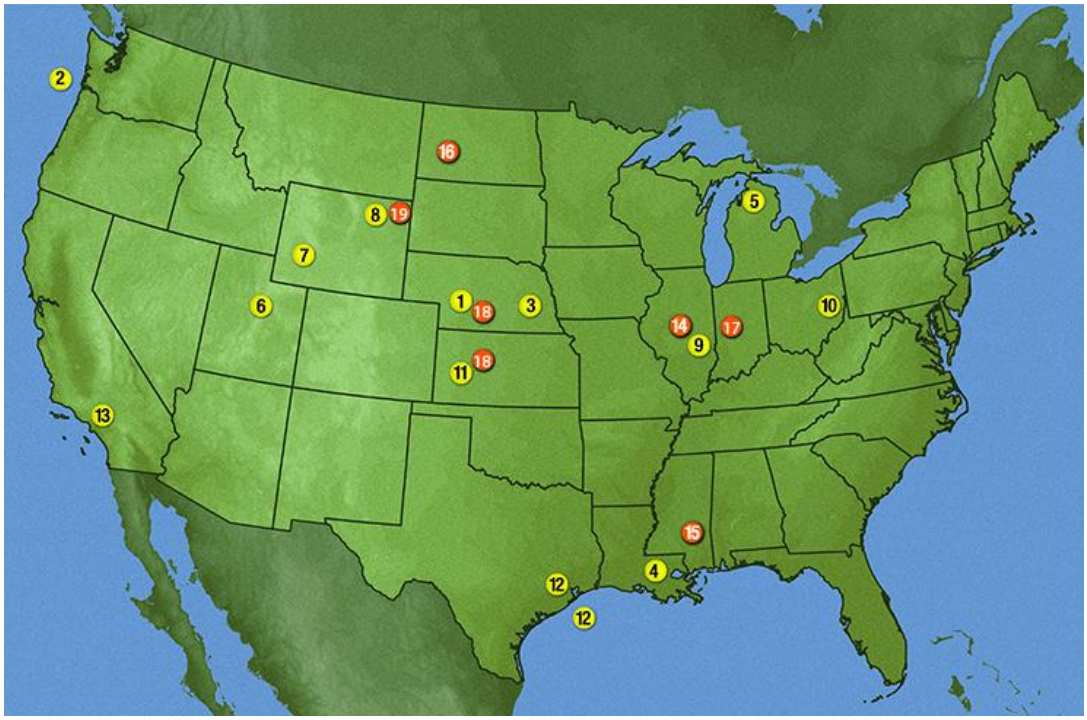


図 6-27　CarbonSAFE が行っている調査の分布図[121]

出所）NETL ウェブサイトより
https://netl.doe.gov/coal/carbon-storage/storage-infrastructure/carbonsafe　（2020 年 12 月 22 日閲覧）

1) Wabash CO2 Sequestration

米国インディアナ州では Phibro LLC の関連会社である Wabash Valley Resources (WVR)社が OGCI と NETL の支援を受けて CCS テストプラントを開発している。WVR は 2016 年に石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）を買収し、それをアンモニア生産プラントと CCS プロジェクトに転換する計画を発表した。このプロジェクトでは、アンモニア生産プロセスの際に排出される CO2 のほぼ 100%を回収し、近隣の塩水砂岩帯水層に圧入する。

貯留先となる帯水層はインディアナ州 Terre Haute 近郊に位置しており、イリノイ大学が

[121] 黄色の番号が予備的な実現可能性調査、赤い番号が実現可能性調査の拠点。

CarbonSAFE の支援[122]を受けて貯留ポテンシャルを含む商業的 CCS の貯留拠点としての実現可能性を調べている。深さは約 2000 メートル、貯留ポテンシャルは約 5000 万トンと推定されている。

2) Edmonton Lehigh Plant

カナダのエドモントン市では 2019 年から CO2 の純粋な回収と地下貯留を目的とした CCS 実証プロジェクトが進められている。米国のセメント会社である Lehigh Cement Company[123] のエドモントンプラントでは、International CCS Knowledge Centre の協力のもと燃焼由来の CO2 を 90-95%回収することをターゲットとしている。同プロジェクトのコストは約 300 万カナダドルと見積もられており、Emissions Reduction Alberta (ERA)より 140 万カナダドルの補助金を受けている。ERA は、排出者が支払った炭素価格からの収益を投資して、GHG 排出量を削減し、アルバータ州の新規および既存の産業の競争力を強化する革新的な技術の開発や実証プロジェクトを経済的に支援している。

Lehigh Cement の実証プロジェクトは Pre-feasibility Study、Feasibility Study、Front End Engineering Design (FEED)の 3 フェーズで構成されている。Pre-feasibility Study では International CCS Knowledge Centre が中心となり回収技術の選定及びフェーズ 2 のコストとスケジュールの検討が行われた。フェーズ 2 ではコスト・エンジニアリング分野の団体である AACE (Association for the Advancement of Cost Engineering)が策定した AACE Class 4 と呼ばれるコスト推算手法に基づいて、Lehigh Edmonton Plant に合わせた詳細な設計見積が行われ、回収技術を提供する 1 社以上のベンダーが選定される。また、フェーズ 3 で実施される FEED のための概念設計及び予算案も作成される。最後にフェーズ 3 の FEED では設計を通して技術的課題や概略費用などを検討し、最終投資判断に向けた投資対効果検討書が作成される。商業的な運用開始時期は未定だが、州政府のバックアップもあるカナダにおける CCS 事業のマイルストーンとなり得るプロジェクトである。

6.2.2 アジアにおける CCUS の事例

アジアにおける CCUS の事例を表 6-29 に示す。インドネシアにおいては、JICA、ADB の資金を活用した日本との共同プロジェクトであるグンディ Project が進められている。インドでは、肥料工場における尿素製造工程から本邦技術を活用して CO2 を回収、再利用するプロジェクトが複数存在する。特に、Tuticorin CCU Project は公的資金を活用せずに実施している。中国においては、回収した CO2 を EOR あるいは原料として再利用する事例がある。韓国の Carbon Dioxide Capture and Storage Project は、韓国内の排出権取引システムを活用している。

---

[122] プロジェクト総額約 1900 万ドルの内、CarbonSAFE が約 1100 万ドル、イリノイ大学が約 800 万ドルを負担。

[123] Lehigh Cement Company はノルウェーの Longship プロジェクトでセメントプラントからの CO2 回収プロジェクトを実施している Heidelberg Cement の子会社である。

表 6-29　アジアにおける CCUS の事例

国	プロジェクト名	期間	実施者	種別	状況	概要	CO2 排出源					CO2 輸送	CO2 受入	
							排出者	排出施設	排出量(Mt/年)	回収段階	回収技術	輸送手段	受入者	受入施設
インドネシア	Gundih Project[124]	2012～	METI J-Power Bandung Institute of Technology	検討段階	稼働中	天然ガス精製工程からの CO2 を回収し、地下に貯留する。JICA、ADB の資金を活用する。		天然ガス精製施設				パイプライン		貯留：帯水層
インド	Aonla Urea Plant[125]	2006～	Indian Farmers Fertilizers Co-Operative	実機	稼働中	尿素製造工程から三菱重工の KM-CDR を用いて CO2 を回収、再利用する。		尿素合成施設	450t/日		アミン吸収法			有効利用：原料化
	Jagdishpur-India Urea Plant[125]	1998～	Indo Gulf Corporation Ltd	実機	稼働中	尿素製造工程から Fluor 社の Econamine FG を用いて CO2 を回収､再利用する。		尿素合成施設	150t/日		アミン吸収法			有効利用：原料化
	Phulpur Urea Plant[125]	2006～	Indian Farmers Fertilizers Co-Operative	実機	稼働中	尿素製造工程から三菱重工の KM-CDR を用いて CO2 を回収、再利用する。		尿素合成施設	450t/日		アミン吸収法			有効利用：原料化
	Tuticorin CCU Project[126]	2016～	Tuticorin Alkali Chemicals & Fertilizers	実機	稼働中	回収した CO2 を化学原料として利用する。公的資金無し。CO2 回収費は 30USD/t。		石炭火力発電施設		燃焼後分離			Tuticorin Alkali Chemical & Fertilizers	有効利用：原料化
	Kahinada CO2	2009～	Nagarjuna	実機	稼働中	尿素製造工程		尿素合成施		燃焼後分離				有効利用：

[124] Global CCS Institute, https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/indonesias-first-ccs-project/（2020 年 9 月 25 日閲覧）

[125] Zero Emission Resouce Organisation, http://www.zeroco2.no/projects/（2020 年 7 月 28 日閲覧）

[126] Eco Watch, https://www.ecowatch.com/carbon-capture-india-baking-soda-2177070984.html（2020 年 10 月 5 日閲覧）

国	プロジェクト名	期間	実施者	種別	状況	概要	CO2 排出源					CO2 輸送	CO2 受入	
							排出者	排出施設	排出量(Mt/年)	回収段階	回収技術	輸送手段	受入者	受入施設
	Recovery Plant[127]		Fertilizers and Chemicals Ltd.			から三菱重工の KM-CDR を用いて CO2 を回収、再利用する。		設						原料化
	Vijaipur CO2 Recovery Plant[128]	2010～	National Fertilizers Ltd.	実機	稼働中	尿素製造工程から三菱重工の KM-CDR を用いて CO2 を回収、再利用する。		尿素合成施設	450t/日	燃焼後分離				有効利用：原料化
中国	GreenGen[129]	2010～	China Huaneng Group 他	パイロット機	稼働中	EOR	Tianjin Power Plant	石炭火力発電施設	2	燃焼前分離		パイプライン		有効利用：EOR
	Shanxi[130]	―	U.S.-China Clean Energy Research Center Shanxi Energy Group	検討段階	―	米国との共同事業と発表								
	Lanza Tech JV[131]	2019～	Shougang Lanza Tech New Energy Science & Technology Co.(JV of Lanza Tech, Shougang Group(鉄鋼), Tang Ming)	パイロット機	稼働中	製鋼工場で CO2 を回収し、エタノールの原料として再利用する。	Shougang Group	製鋼工場						有効利用：エタノールの原料化
	Chongging Hechan	―	―	実機	稼働中	石炭火力発電所から CO2 を		石炭火力発電所	0.01	燃焼後分離				有効利用：原料化

[127] ICAC, https://innovations.icac.com/kakinada-co2-recovery-plant/（2020 年 10 月 1 日閲覧）
[128] ICAC, https://innovations.icac.com/vijaipur-co2-recovery-plant/（2020 年 10 月 1 日閲覧）
[129] MIT CC&ST, http://sequestration.mit.edu/tools/projects/greengen.html（2020 年 7 月 28 日閲覧）
[130] Inside Energy, http://insideenergy.org/2015/09/25/china-us-crack-down-on-coal-emissions/（2020 年 9 月 30 日閲覧）
[131] Green Car Congress, https://www.greencarcongress.com/2019/10/20191008-lanzatech.html（2020 年 10 月 1 日閲覧）

国	プロジェクト名	期間	実施者	種別	状況	概要	CO2 排出源					CO2 輸送	CO2 受入	
							排出者	排出施設	排出量(Mt/年)	回収段階	回収技術	輸送手段	受入者	受入施設
	Shuanghuai Project[132]					回収する。								
	China Huaneng Group Tianjin Project[133]	ー	Huaeng Power Group	実機	**稼働中**	回収した CO2 を飲料会社に売却	Tianjin Power Plant	石炭火力発電所						有効利用：原料化（飲料会社に売却）
	Sinopec Zhongyuan Pilot Project[134]	ー	Shinopec	パイロット機	ー	回収した CO2 を EOR に活用。		石油化学施設	0.1	燃焼後分離			Shinopec	有効利用：EOR
韓国	Korea CCS 1&2 : Carbon Dioxide Capture and Storage Project[135]	2016～	Korea Carbon Capture and Sequestration R&D Center	パイロット機	**稼働中**	石炭火力発電所の CO2 回収。韓国内排出権取引システムを活用。		石炭火力発電所	3	燃焼後分離				貯留：帯水層

[132] ICAC, https://innovations.icac.com/chongqing-hechuan-shuanghuai-project/（2020 年 10 月 1 日閲覧）
[133] ICAC, https://innovations.icac.com/china-huaneng-group-tianjin-project/（2020 年 10 月 1 日閲覧）
[134] ICAC, https://innovations.icac.com/sinopec-zhongyuan-pilot-project/（2020 年 10 月 1 日閲覧）
[135] MIT CC&ST, http://sequestration.mit.edu/tools/projects/korea_ccs.html（2020 年 7 月 28 日閲覧）

(1) インドの CO2 利用事例

インドでは、肥料工場における尿素製造工程の未利用 CO2 を回収し、再度尿素製造工程に再利用する事例が複数存在する。

肥料工場はインド内の Uttar Pradesh 州に多数存在する。これは、1960 年代に同州から肥料製造工場の建設が開始されたことによる[136]。回収した CO2 の利用先の 1 つとして EOR があるが、インドにおける成熟油田は図 6-28 に示すインド北東部の Assm-Arakan と西部の Mumbai Offshore のみであり[137]、Uttar Pradesh 州とは離れている。さらに、地層の多くが活動的であり、CO2 貯留の永続性には疑問があると言われている[138]ためか、EOR の事例は認められていない。2018 年におけるインド国内で使用する化学肥料の 46.9%、窒素肥料の 14.8%は中国からの輸入に頼っている[139]。また、肥料製造には政府からの補助金が付き、補助金額は、原価およびある程度の利益の和から全国一律販売価格を引いたものであり[140]、肥料工場が赤字になることを防いでいる。これらのことからインドにおいては回収した CO2 を肥料製造に再利用する事例が多いと推測する。



図 6-28　肥料工場と油田の位置関係

出所）JOGMEC”インドの石油情勢：国内の資源開発動向”に Uttar Pradesh 州の位置を加筆[137]

136 高橋 ”インドの肥料プラント事情”（2020 年 10 月 19 日取得）
137 JOGMEC ”インドの石油情勢：国内の資源開発動向”（ 2020 年 10 月 19 日取得）
138 Dadhich ”Potential for CCS in India : Opportunities and Barriers” （ 2020 年 10 月 21 日取得）
139 The Observatory of economic complexity, https://oec.world/,（2020 年 10 月 21 日閲覧）
140 農水省 ”主要国の農業情報調査分析報告書”（2021 年 1 月 28 日取得）

6.3　CCUS プロジェクトの普及展開策の検討

6.3.1 アジア CCUS ネットワークの検討

(1) アジア CCUS ネットワークのミッション

CCUS の普及と社会実装、そして長期的なターゲットである脱炭素経済圏の構築に向けて、アジア CCUS ネットワークが担うべきミッションとその大まかなタイムラインを①情報共有・発信、②キャパシティービルディング、③実装、④ファイナンス、⑤政策提言の 5 分野に分類して整理した。

表 6-30　アジア CCUS ネットワークのミッションプラン案

	分野･ターゲット	短期（2021～2024）	中期（2025～2029）	長期（2030～）
情報発信･共有	CCUSネットワークおよびその全般的内容の発信･共有	• 国際シンポジウムやワークショップの企画･立ち上げ • 国内事業者向けワークショップの企画･立ち上げ • **EAEF、CEM CCUS Initiative等、既存の枠組みとの連携強化** • **IEA、RITE、NEDO、GCCSIとの連携**	• 国内･国際シンポジウムやワークショップの定期的な開催 • ナレッジシェア･事業者間連携プラットフォームの構築 • クレジット等、共通したCCUS関連制度の整備	• 対象地域の拡大（豪州、インドの巻き込み）
キャパビル	• 技術 • 法制度 • ビジネスモデル • CCUSポテンシャルマップ	• **技術課題の整理** • 法制度、ビジネスモデルに関するワークショップ開催 • メンバー間のコンセンサスビルディング • 排出源･貯留地のマッピング • CCOPとの連携※	• 技術者派遣 • 日本招聘プログラム • 国際共同研究拠点の設立 • Catalyserプロジェクトの立ち上げ • 法制度ガイドライン作成 • マッピング情報の周知	
実装	具体的なプロジェクトの特定と実施促進	• 加盟国における事業者への周知、レクチャー。事業者の発掘 • ファイナンシングスキームの周知 • ハブ＆クラスター候補地の分析･評価 • 認証制度の整備 • パブリックエンゲージメントの実施	• Catalyserプロジェクトによるノウハウ蓄積とその共有 • 成功事例による実装促進 • 港湾ネットワーク構築 • JCM化の支援	• 港湾ネットワークを活かしたハブ＆クラスターネットワーク構築
ファイナンス	• CCUSプロジェクト実施のためのインセンティブ付与 • プロジェクトリスクの低減	• **国際金融機関との連携強化** • ASEAN+3銀行間協力メカニズムの活用 • JBIC、JOGMEC等との連携	• CCUSプロジェクト実施のためのインセンティブ付与 • 加盟国間のファイナンシングスキーム検討	
政策提言	ロードマップ作成と政策提言	• **ステークホルダーの整理及び役割の検討** • **加盟国におけるCCUS関連の整備状況の整理** • **ネットワークとしての総合的なミッション案作成** • 加盟国における窓口機関へのアプローチとミッション案のローカライズ • ロードマップの作成	• 政策･制度整備のための共同タスクフォース	

※CCOP: The Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia

出所）三菱総合研究所作成

1) 情報共有・発信

アジア CCUS ネットワークは、日本と ASEAN 地域の国々が連携して産官学一体となって CCUS の発展を目指す新たな取組となる。各加盟国政府間の合意のもとネットワークが設立された後、大きな課題となるのが実際の CCUS 事業や関連調査を行う民間事業者やアカデミアの参画である。CCUS の研究開発を促進する新たな枠組みとして設立されるネットワークの存在とそのミッション、そしてネットワークの具体的なアクションプランなどを広く周知させるための能動的な情報発信が最初のタスクとなる。

アジア CCUS ネットワークのプレゼンス強化を行う上で IEA などの国際団体はもちろん、East Asia Energy Forum（EAEF）や Japan Asia CCUS Forum などの既存の会議体との連携を深

めることができれば、情報発信の場と発信相手となるオーディエンスの確保が効率的に行えると考えられる。特に ASEAN 各国から政府関係者や専門家が参加する EAEF はアジア CCUS ネットワークと地域的な関心が近く、連携によるシナジーが強く見込める。また、既存の枠組みとの連携強化と並行して、ネットワーク独自のシンポジウムやワークショップを積極的に企画・開催していくことも重要なタスクとなる。近年、CCUS の注目度は急速に高まっているが、個別事業への適用可能性や関連制度などの認知度は依然として課題として残っている。シンポジウムなどの情報共有を目的としたイベントをネットワーク内で継続的に開催することによって、カーボンクレジットや CCUS 関連制度に関する最新動向をメンバー間で定期的に共有しナレッジを有機的に更新できる場を提供できる。CCUS に関する基礎的な周知活動は、各加盟国における新たなプレイヤーの発掘と知識のベースアップにも繋がり、アジア CCUS ネットワークへの参画によるメリットのアピールを目指せる。国内におけるシンポジウムやワークショップの開催に関しては、RITE や NEDO などの国内機関が望ましい。

中期的には事業者間や学術機関同士の連携強化を可能とするプラットフォームの構築が一つのターゲットとして考えられる。CO2 の回収や回収した CO2 の活用に関心のある事業者のマッチング、CCUS 技術の比較、研究や事業パートナーの探索など、ネットワーク内で地域横断的に個別事業レベルの連携を幅広く支援できるツールを提供することが、CCUS の社会実装を加速させる要素となる。上記の取り組みの対象地域にオーストラリアやインドなど、ASEAN 以外の国を段階的に加えていくことでネットワーク及びそれに連動した脱炭素経済圏を拡大していくことが長期的なミッションとなる。

2) キャパシティービルディング

アジア CCUS ネットワークの加盟国として想定される ASEAN 諸国と日本では、全体的に CCUS の認知度や展開状況に大きな開きがある。既に同様の調査が一部行われているが、まずは各加盟国における CCUS の展開状況や関連した法制度の整備状況を調査し、当該国における CCUS 技術や法規制に関する課題を整理しなければいけない。整理された各分野の課題を基に、どの様な法制度や規制、支援スキームなどが必要となるのか、メンバー間のコンセンサスを得る必要がある。手段としては各国政府関係者と民間からの専門家が参画する主要テーマ別のタスクフォースの立ち上げやワークショップの開催などが考えられる。

また、各国のエネルギー多消費産業を中心とした排出源及び CO2 の貯留地として活用可能な帯水層等のマッピングもネットワークの主要なタスクとなる。これには将来的に CCUS 事業で使用する可能性のある石油・ガスインフラの特定と把握も含まれる。各加盟国における CCUS のポテンシャルを可視化することは、当該国における CCUS への参入障壁を下げることに繋がるため、こういった情報に民間が広くアクセスできる場の提供も同様にタスクに含まれる。CCUS のポテンシャルマッピングや CO2 輸送の重要拠点となるハブ＆クラスターの候補地の評価に関しては Oil and Gas Climate Initiative（OGCI）が油田・ガス田の情報などを基に既に調査を開始しているため、ネットワークの重要な連携先となり得る可能性がある。今年度調査では日本エヌ・ユー・エスに依頼し、ASEAN 加盟国であるマレーシア、インドネシア、ベトナムの 3 カ国を対象に CCUS のポテンシャルマッピングを行った。その成果は 6.3.2 に示す。

ASEAN 諸国の多くはこれまで CCUS に関する取り組みをほとんど行ってこなかった。今

後はそれぞれの国の政府関係者の理解を深めることに加え、専門家人材の育成も課題となる。育成プログラムの一環として、加盟国間の技術者派遣や苫小牧などの先進事例への視察を含む日本招聘が考えられる。また、中期的なミッションとしてはアジア CCUS ネットワーク全体として横断的な研究開発に取り組めるような国際共同研究拠点の設立が挙げられる。特に、実証レベルや事業レベルのノウハウ蓄積は CCUS の商業化に向けて急務である。イギリスの取り組みを参考に、2025 年頃をターゲットにネットワーク内の CCUS に関するイノベーションを推進する起爆剤となるような大規模な CCUS クラスターの開発に着手できれば多くのメリットが期待できる。複数の CCUS 施設がインフラと情報を共有するクラスターを開発することで、CCUS 開発のコスト低減に繋がるだけでなく、再エネの積極的な利活用を含む CCUS クラスターによる地域経済への影響もこれまでにない規模でモニタリングできる。クラスター単位で有望なプロジェクトの開発と実施を行うことで、回収・輸送・一時的なものを含む貯留・利用の各分野について実践学習的にノウハウを蓄積することが可能となり、その結果が大規模な商業化で必要となる規制や認証制度、適切な支援策の洗練に繋がる。

3) 実装

日本エヌ・ユー・エス株式会社や石油資源開発株式会社がそれぞれ中心となってインドネシアで進めているものに代表されるように、現行の CCS プロジェクトへの継続的な支援は ASEAN 地域における CCUS 普及を促進させる上で一つの柱となる。現在開発が進められているプロジェクトの商業化は、CCUS の実現性と有効性を広く示すことに繋がり、後続プロジェクトの立ち上げが期待できる。後続プロジェクトの実現には既存の CCUS 事業者以外で、当該分野に関心を持つ新規のプレイヤーの発掘と資金とノウハウ両面での支援が重要である。近年は業種を問わず、多くの民間企業が CCUS へ大きな関心を寄せている。大半のそういった企業にとって、CCUS は依然として不確実性の高い技術であるため、成功事例の早期実現が当該分野への参入に繋がるきっかけとなることが期待される。

4) ファイナンス

多額の投資に対し、短期的な利益を見込むのが難しい CCUS では資金調達が大きな課題となる。CCUS は CO2 の回収や圧入に係る設備への初期投資以外にも、継続的な輸送・圧入・モニタリングなどでランニングコストが発生する。にもかかわらず、現時点では EOR/EGR を除いて回収された CO2 を経済性の伴う形で大量に利活用できる手段がまだ存在しない。そのため、ネットワークには CCUS バリューチェーンの各ステージにおける資金調達・資金援助のスキームの検討と整備が期待される。加えて、回収された CO2 が価値ある資源として取引できるための実効性のあるカーボンプライシングが要となる。

多くの国や機関の参画が期待されるアジア CCUS ネットワークは、EU のように共通の予算を持ち、長期の政策目標実現に向けた個別事業への多額のファンディングを行うことが難しい。あらゆる活動が多様なステークホルダー間での合意形成や個別の投資判断を必要とする場合、柔軟かつ即応性のあるネットワークの運営を実現するのは難しい。一案としては、各加盟国政府、ADB などの国際開発金融機関、ネットワークに参画する民間事業者な

どが出資する半官半民ファンドの立ち上げが考えられる。同ファンドを財源とする形で、有望な CCUS プロジェクトへの補助金や低金利融資、将来性のある CO2 利活用技術に関するコンペティションの開催などが行える。また、高額になりがちな CO2 リユース製品を対象としたオンラインマーケットプレイスの運営で、CO2 リユース製品に付加価値を与えることもできる。

ファンドからの出資による PPP 事業の設立も可能である。ネットワークのミッションは多岐にわたる。オンハンドで人材育成やプロジェクトへの技術的支援、ワークショップの開催を行える実働部隊としての役割を担える CCUS を専門とする支援機関などが考えられる。ODA などで加盟国の CCUS に関する現地ニーズに対応するよりも各国の専門人材を巻き込んだ事業体として一定の自立性を持たせることが、ネットワーク内の横断的な協力体制と長期的な CCUS の定着に繋がると思われる。

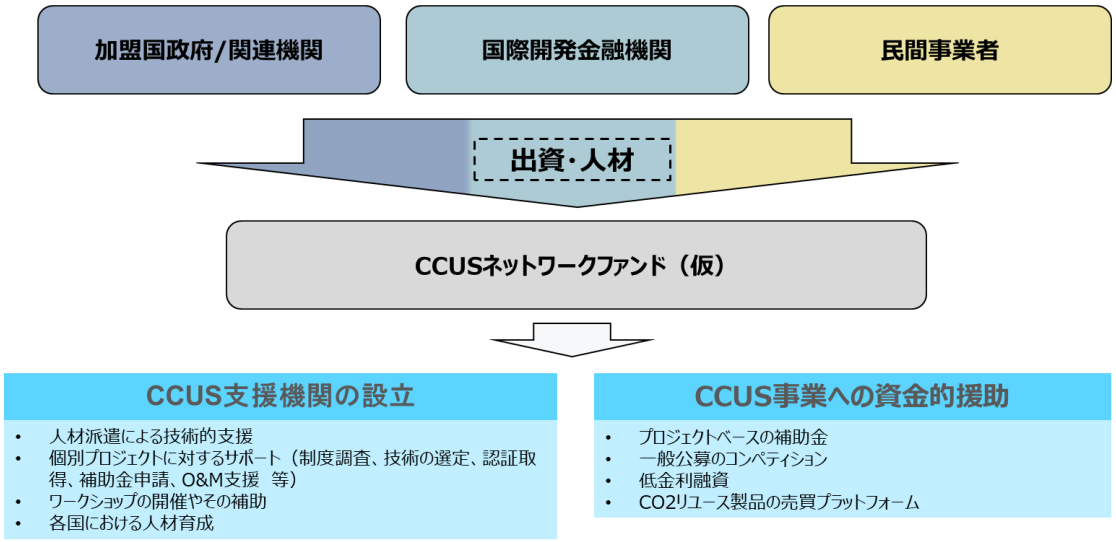


図 6-29　CCUS ネットワークファンドの概念図

出所）三菱総合研究所作成

5) 政策提言

アジア CCUS ネットワークの加盟国における CCUS の実装を効果的に促進するために、ネットワーク設立前後の早いタイミングでネットワークとしての総合的なミッション案を作成する必要がある。各国の課題に網羅的に取り組みつつ CCUS の普及を幅広く支援できる枠組みを設計するため、主要なステークホルダーの早期の把握が求められる。キャパシティービルディングの項でも述べたように加盟国における CCUS 展開状況や関連した法規制等の整備状況を把握するためには、各国においてネットワークに対する窓口となる政府機関に加え、オイルメジャーなどの民間企業の関与も望ましい。アジア CCUS ネットワーク全体としてのミッション案を基に各国窓口機関との協議を行い、ミッション案のローカライズができればより個別ニーズに即した促進策の導入も可能となる。また、ネットワーク内で共通した脱炭素経済圏を構築する上で CO2 の取引制度を含む一元的な CCUS 政策と制度

に関する枠組みの検討が重要なミッションとなる。各国代表者か参画する共同タスクフォースを設立し、提言という形で加盟国政府へのフォードバックを行う。

(2) アジア CCUS ネットワークの運営

上記 5 分野のミッションを広く ASEAN 各国に周知させ、具体的な取組を効率的に推し進めるには、日本国内のみならず ASEAN へのアプローチも可能な事務局の組成が不可欠である。ネットワーク全体としてのミッション案の検討や、各ミッションの優先度付け、具体的な取組などについては事務局を補助するエキスパート・パネル（仮）が招集されるのが望ましい。同パネルはなるべく各加盟国・各分野の意向に留意できるメンバー構成を意識し、産官学及び NGO の関係者が候補となる。エキスパート・パネルの提案を基にネットワークとしての重点テーマを定め、事務局がテーマごとのタスクフォースを設立する。重点テーマとしては法制度やファイナンシングに加え、CCUS の社会受容性や環境配慮などが挙げられる。タスクフォースは各国学術機関や民間事業者などから各分野の専門家を招聘する。タスクフォースの成果については事務局にて集約し、ネットワーク内に展開することで CCUS に関するノウハウの共有を促進する。将来的なビジョンとしては、ネットワークに参画するステークホルダーによる横断的な研究開発が可能となる国際共同研究拠点の設立が非常に効果的であると思われる。

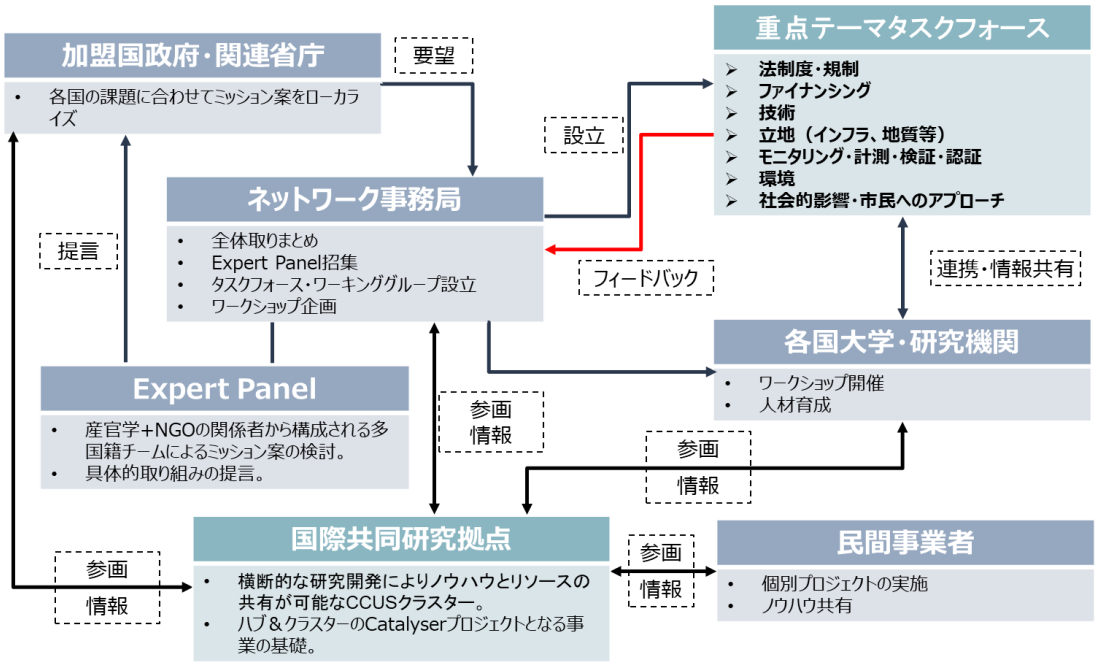


図 6-30　アジア CCUS ネットワークの運営コンセプト案

出所）三菱総合研究所作成

(3) ネットワークの機能・施策として参考になる取り組み事例

ここでは、ネットワークの機能あるいは施策として参考になると考えられる各種の取り組み事例を紹介する。

1) ファンド

CCUS プロジェクトに適用可能なファンドを表 6-31 に示す。Carbon Capture and Storage Fund は、技術開発のみならず、CCS、CCUS に対する社会的障壁の軽減・除去に関する取り組みも支援対象である。Clean Energy Fund はキャパシティービルディング案件への支援実績がある。Canadian Climate Fund for the Private Sector in Asia および Climate Change Fund は、政策、制度、規制の改善に対する取り組みも支援対象としている。Global Environment Facility Trust Fund は、プロジェクトに市民を参加させることを支援の条件の 1 つにしている。

表 6-31　CCUS に活用可能なファンド

ファンド名	機関	種別	対象国	事例	特記事項
Carbon Capture and Storage Fund[141]	ADB	融資 贈与 保証	ADB 途上国メンバー	Promoting and Scaling Up Carbon Capture and Storage Demonstration	CCS、CCUS に対する社会的障壁の軽減・除去も対象としている
Clean Energy Fund[142]	ADB	技術支援 贈与	ADB 途上国メンバー	Southeast Asia Energy Sector Development, Investment Planning and Capacity Building Facility	キャパシティービルディング案件への支援実績あり
Clean Energy Fund[143]	ADB	技術支援 贈与	ADB 途上国メンバー	Southeast Asia Energy Sector Development, Investment Planning and Capacity Building Facility	キャパシティービルディング案件への支援実績あり
Asia Clean Energy Fund[144]	ADB	ー	ADB 途上国メンバー	ー	

141 アジア開発銀行, https://www.adb.org/what-we-do/funds/carbon-capture-storage-fund （2020 年 7 月 27 日閲覧）

142 アジア開発銀行, https://www.adb.org/site/funds/funds/clean-energy-fund（2020 年 7 月 27 日閲覧）

143 アジア開発銀行, https://www.adb.org/site/funds/funds/clean-energy-fund（2020 年 7 月 27 日閲覧）

144 アジア開発銀行, https://www.adb.org/site/funds/funds/acef（2020 年 7 月 27 日閲覧）

Canadian Climate Fund for the Private Sector in Asia[145]	ADB	融資	ADB 途上国メンバー		政策、制度、規制の改善に対する取り組みも支援対象としている
Global Environment Facility Trust Fund[146]	WB/IBRD	贈与	途上国	Renewable CO2 Capture and Storage from Sugar Fermentation Industry in Sao Paulo State	プロジェクトに市民を参加させることを支援条件の１つとしている
Innovation Fund[147]	EU	贈与	ー	ー	EU の NER300 の後継制度
Climate Change Fund[148]	ADB	技術支援 贈与	ー	ー	政策、制度、規制の改善に対する取り組みも支援対象としている

2) 二国間連携

a. 施策を対象とした連携

CCUS、CCS の促進に係る二国間連携の例を表 6-32 に示す。

表 6-32　二国間連携の事例

国	期間	内容
英国 シンガポール	2020 年 11 月 24 日～26 日	気候変動対策等に関する対話[149] CO2 回収・使用・貯蔵ソリューションの開発（産学官の継続的連携）
英国 フィリピン	2020 年 11 月 27 日	気候変動対策、防災に関するパートナーシップ締

145 アジア開発銀行, https://www.adb.org/site/funds/funds/canadian-climate-fund-for-the-private-sector-in-asia（2020 年 7 月 30 日閲覧）

146 Global Environment Facility, https://www.thegef.org/about/funding（2020 年 7 月 27 日閲覧）

147 European Union, https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en（ 2020 年 7 月 30 日閲覧）

148 Asian Development Bank, https://www.adb.org/what-we-do/funds/climate-change-fund（ 2020 年 7 月 27 日閲覧）

149 英国政府, https://www.gov.uk/government/news/first-singapore-united-kingdom-climate-change-bilateral-dialogue（2020 年 12 月 21 日閲覧）

国	期間	内容
		結[150] ・技術、政策支援 ・ASEAN 低炭素エネルギー計画策定支援 ・Newton Agham Program（ODA の一部） ・Darwin Initiative Fund（主に生物多様性に関する基金） 年次 2 国間対話の開催
米国 ノルウェー	2016 年～2018 年	化石燃料、クリーン燃料、新エネルギーに関する技術の発展を促進するための覚書の下、4 分野の検討部会を設置[151] ・CO2 回収技術の実証 ・EOR の課題解決 ・CO2 貯留のための制度検討 ➢ 永続的な CO2 貯留のための監視、検証方法 ➢ 会計手法 ・Crosscutting Research Program ➢ CO2 回収装置のモジュール化 CO2 回収シミュレーションおよび総合評価法

b. 研究を対象とした連携

国際機関が実施中の調査に米国とカナダが連携して参画した例を示す。

対象となったプロジェクトは米国とカナダ間の越境 EOR である。CO2 の排出元は Dakota Gas 社の石炭ガス化プラントおよび石炭発電プラントであり、CO2 排出量は 8,000t/日。これを回収し、カナダの Cardinal 社 Midale Field ならびに Whitecap 社 Weyburn Field の EOR 用として販売している[152]。当該 EOR はビジネスベースで稼働中である。

この案件を対象とした International Energy Agency による Greenhouse Gas Weyburn-Midale CO2 Monitoring and Storage プロジェクトが 2009 年から遂行中であったが、2010 年から米国、カナダが連携して参画したものである。これは、2009 年に米国、カナダ間で実施された US-Canada Clean Energy Dialogue[153]が発端となっており、当該研究プロジェクトに対し米国、カナダそれぞれ 3 百万 USD、2.2 百万 USD を拠出した[154]。

150 英国政府, https://www.gov.uk/government/news/the-philippines-and-the-uk-agree-partnership-on-climate-and-environment（2020 年 12 月 21 日閲覧）

151 ノルウェー研究評議会, https://www.us-norway-ccus.com/co2-storage-and-mva（2020 年 12 月 21 日閲覧）

152 HIS, “North Dakota CO2 EOR-Recovery Economics and Economic Impact”（2021 年 1 月 28 日閲覧）

153 米国エネルギー省, https://www.energy.gov/ia/initiatives/us-canada-clean-energy-dialogue-ced（2021 年 1 月 28 日閲覧）

154 米国エネルギー省, https://www.energy.gov/fe/articles/us-partners-canada-renew-funding-worlds-largest-international（2021 年 1 月 28 日閲覧）

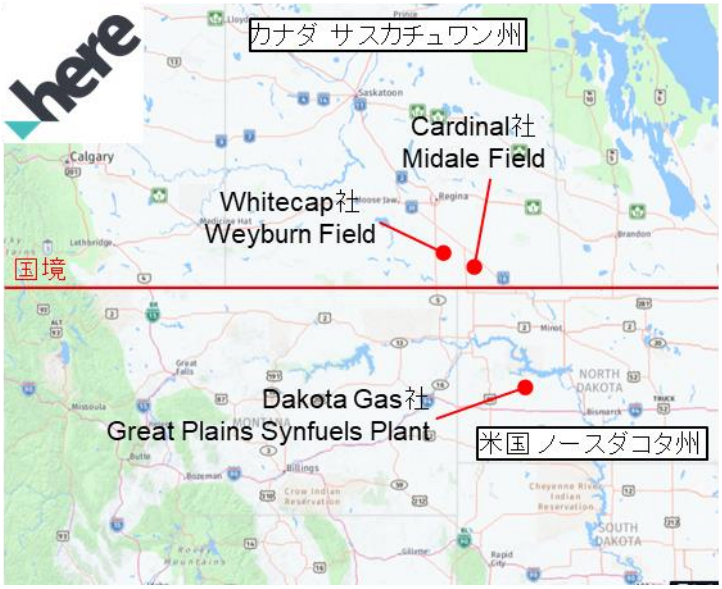


図 6-31　米国-カナダ越境 EOR[155]

3) 社会受容性の獲得

CCUS の円滑な実施には当該国、当該地域住民の同意の下で進めることが重要である。ここでは参考として具体的な社会的受容性獲得に関する事例を示す。

a. Snohvit プロジェクト

Snohvit プロジェクトの概要を図 6-32 に示す。Snohvit プロジェクトは、ノルウェーの約 140km 沖合の天然ガス田から産出された天然ガスを陸上（Melkoya）施設において CO2 を分離し、分離した CO2 をパイプラインでガス田近郊の海底に圧入するものである。ガス田の操業は 2007 年、CO2 貯留は 2008 年から開始されている。当該プロジェクトにおいては、石油産業と漁業の摩擦を軽減するため、双方の代表者によるワーキンググループを立ち上げ、法規制、石油事業の実施方法等を検討した。ノルウェーの法律は、海域にある施設の周辺に安全地帯を設けることを要求している。Snohvit プロジェクトは海面に施設が無く、海底にある設備を地上から遠隔操作しているため、海上には漁業を制限する構造物、海域が無い。また、海底パイプラインがノルウェーの漁法に影響を及ぼさないことを確認している[156]。

[155] 地図上に各位置を加筆

[156] ノルウェー政府資料, https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/meld.-st.-10-20102011/id635591/（2021 年 1 月 26 日閲覧）

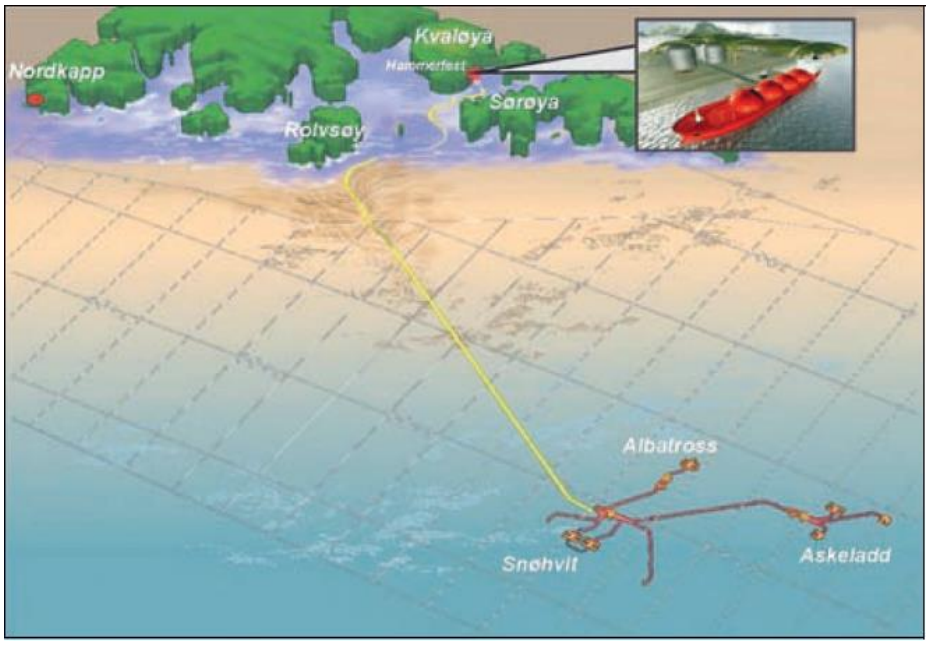


図 6-32　Snohvit プロジェクト概要

出所）ノルウェー政府資料, https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/meld.-st.-10-20102011/id635591/（2021 年 1 月 26 日閲覧）

b. 苫小牧 CCUS 促進協議会

苫小牧 CCUS の促進のため、2010 年 4 月 20 日に苫小牧 CCUS 促進協議会が発足した（2020 年 9 月 16 日付で「苫小牧 CCUS・カーボンリサイクル促進協議会」へ改組した）。当該協議会は苫小牧市長、苫小牧商工会議所をはじめ、地元企業、漁業関連団体、苫小牧港管理組合などが会員となっており、近隣自治体もオブザーバーとして参加している。

活動骨子は以下である[157]。特に、CCUS の誘致のために市民や地元産業の CCUS の理解促進を図っていることが特徴と言える。

- CCS 実証試験の早期誘致に向け、市民や地元企業など地域一体となった誘致気運の醸成
- CCS 実証試験の早期誘致に向けた要望活動
- 実証試験計画に関する協議会としての検証、定点
- CCS に関する継続的な一般市民への広報・周知活動
- 地域活性化に向け、CCS を核とした将来事業構想（ビジョン）の策定
- CO2 排出事業者の連携等 CCS 実現に向けた枠組みの構築

実際の活動の一例を示す。

- 「夏休み宿題教室」子ども現場見学会
- 子ども実験教室

[157] 苫小牧市企業立地ガイド, https://www.city.tomakomai.hokkaido.jp/kigyoritchi/ccs/meibo.html（2021 年 3 月 5 日閲覧）

- CCS 講演会
- 視察受入（国内外：令和元年度実績 2,168 名）
- 市庁舎に設置されたモニターで圧入状況を発信

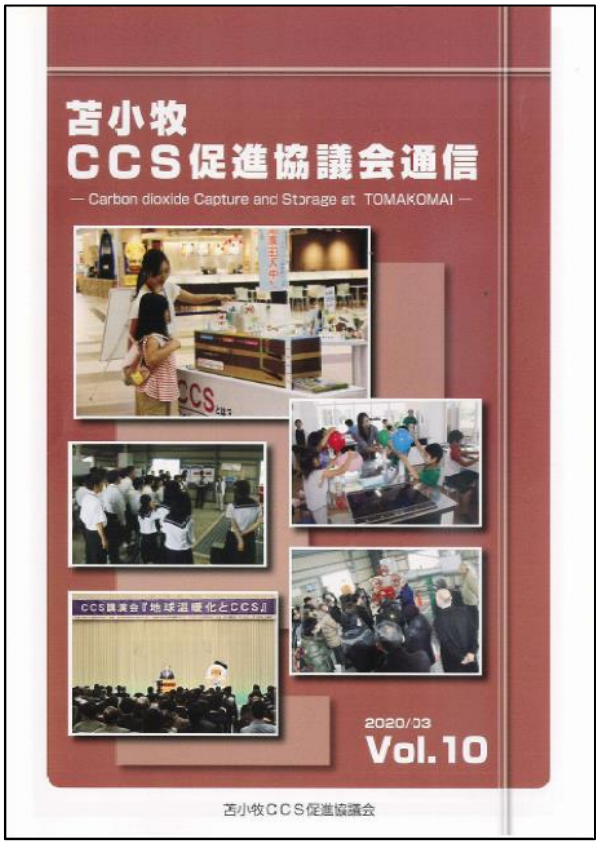


図 6-33　苫小牧 CCS 促進協議会通信（年 1 回発行）

出所）苫小牧市企業立地ガイド, https://www.city.tomakomai.hokkaido.jp/kigyoritchi/ccs/meibo.html（2021 年 3 月 5 日閲覧）

c. ウェビナーを用いた住民理解

GCCSI が、CCS に対する理解促進を目的としたウェビナーを活用した映像を配信している。専門家、経験者等を招いて、各分野の紹介・解説をしている。配信内容は、技術、CCS 事業運営、教育など幅広い[158]。

主な内容は以下の通りである。

- Part 1：Lessons learned and tackling future challenges
- Part 2：CCS education in developing countries – a case study on South Africa
- Part 3：Can't see it, can't understand it? Engaging the imagination on CO2 storage
- Part 4：Is there a cost-effective way of making Industrial CCS a reality?

[158] GCCSI"Webinar Series" https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/webinar-series-carbon-sequestration-leadership-forum-part-1-ccus-in-the-united-arab-emirates-status-and-potential/（2021 年 1 月 25 日閲覧）

・ Part 5：Social site characterization



図 6-34　CCUS サイトの紹介映像

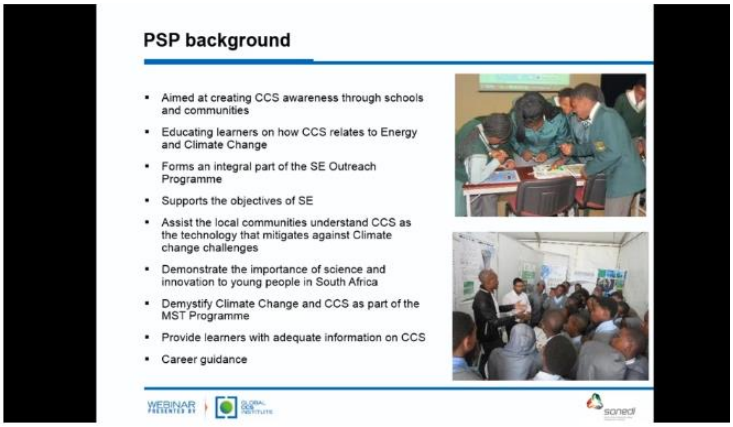


図 6-35　CCS を題材とした授業の紹介映像

出所）GCCSI ”Webinar Series”
https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/webinar-series-carbon-sequestration-leadership-forum-part-1-ccus-in-the-united-arab-emirates-status-and-potential/（2021 年 1 月 25 日閲覧）

d. GCCSI によるステークホルダーマネジメントツール

GCCSI および CSIRO が CCS に関するステークホルダーとのコミュニケーションのための手引書を発行している。ステークホルダーとのミーティング時の必要メンバー、事前アンケート項目等について説明している[159]。

[159] GCCSI ”Communication and engagement toolkit for CCS projects”
https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/communication-engagement-toolkit-for-ccs-projects/（2021 年 1 月 25 日閲覧）

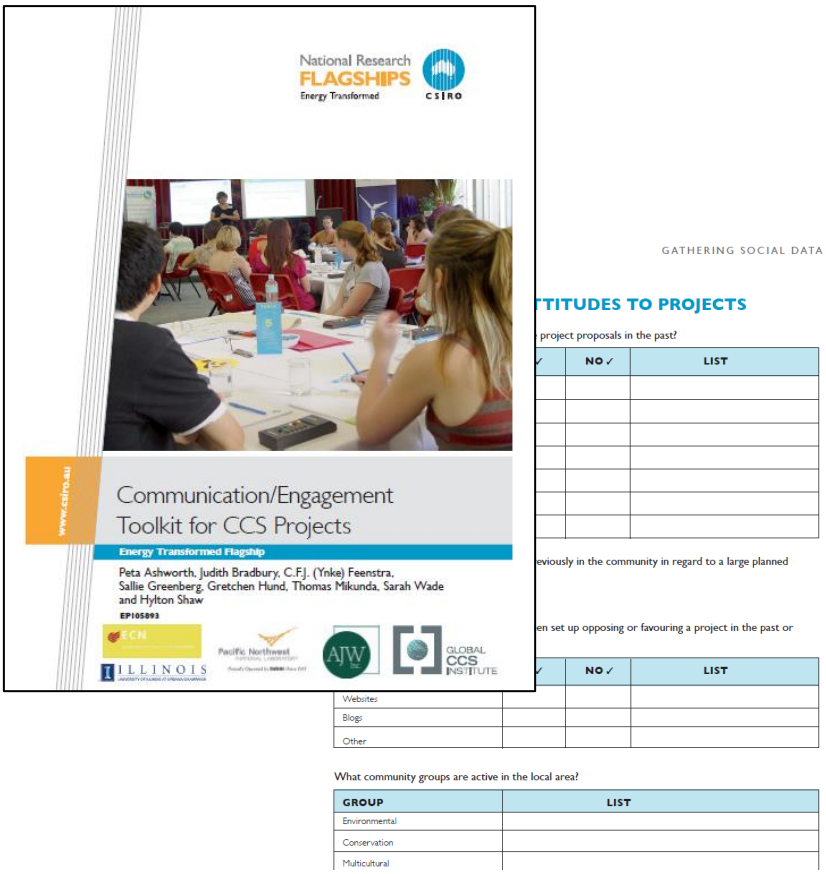


図 6-36　GCCSI および CSIRO が作成した手引書

出所）GCCSI ”Communication and engagement toolkit for CCS projects”
https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/communication-engagement-toolkit-for-ccs-projects/（2021 年 1 月 25 日閲覧）

e. European Research Project による社会受容性獲得ツール

European Research Project がエネルギー関連プロジェクトの社会受容を目的としたツール（ESTEEM メソッド）を発行している。新規プロジェクトの計画時において、社会受容を獲得するまでをステップに分け、各ステップで必要なことを説明している。特に、ステークホルダーとの利害衝突内容を特定し、緊急性、重要性で評価、重み付けし、さらにそれぞれの課題に対し複数の切り口（設備・機器の適用、知識の乖離の解消、資金インセンティブの提供、その他）から解決策を提案することを提案している。当該ツールは実際にオランダの ZEPP CCS プロジェクトに適用されている[160]。

[160] ESTEEM”ESTEEMmanual”, https://www.esteem-tool.eu/（2021 年 2 月 4 日閲覧）

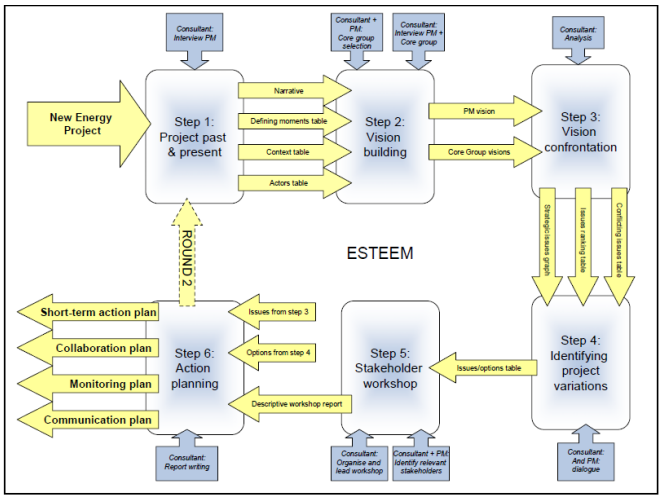


図 6-37　ESTEEM メソッドのプロセス

出所）ESTEEM ”ESTEEMmanual”, https://www.esteem-tool.eu/（2021 年 2 月 4 日閲覧）

4) 案件化の促進

アジア CCUS ネットワークにおいては、実証プロジェクトを経て商業化プロジェクトの実施を念頭においている。ここではそういった案件の促進に資する例を示す。

a. アジア汚水管理パートナーシップの例

国土交通省と環境省が共同で立ち上げたアジア汚水管理パートナーシップ（AWaP：Asia Wastewater Management Partnership）の事例を紹介する。AWaP の目的は 2030 年までの SDGs、特にターゲット 6.3 の達成を目指すものである。このため、汚水管理のモニタリング、共通課題の解決を活動対象としており、具体的には、活動計画を事務局が作成し、活動ごとにリーダーとなる国・機関を設定し他の国・機関と活動を実施する。活動結果は AWaP 総会で報告し、メンバー間で共有する。本ネットワークにおいては、会議体のみでなく、技術や事業に関する新たな知見を創出するための実際のプロジェクトを計画・遂行・結果の共有を行い、実際の対応策の実行を促すことが特徴と言える。

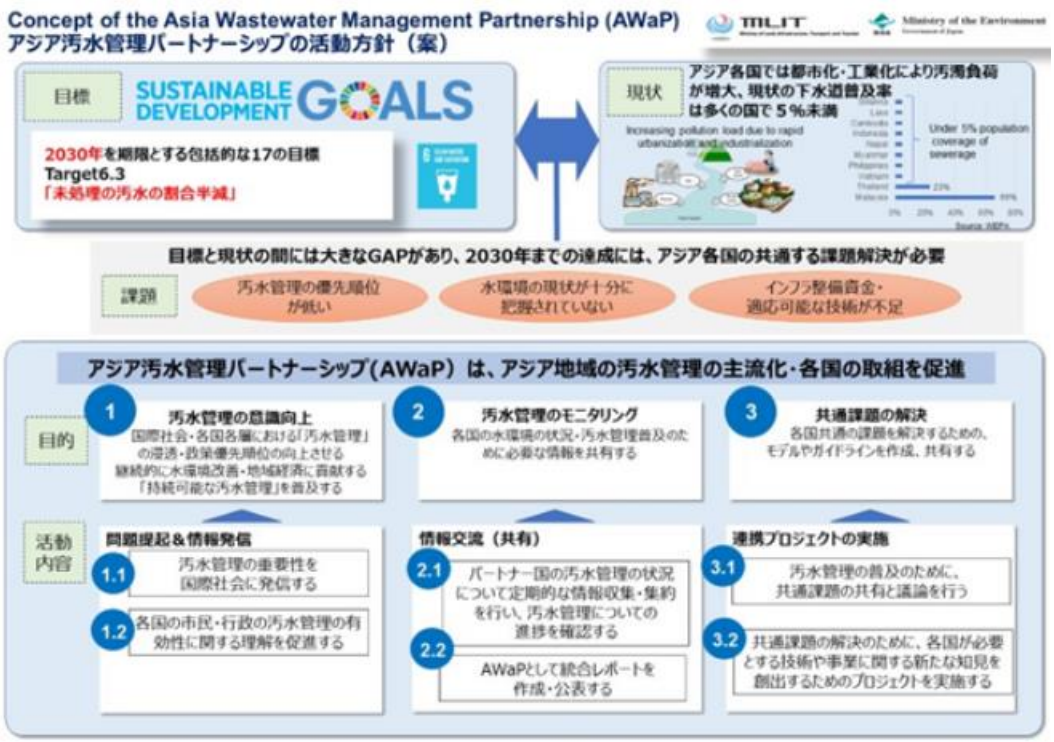


図 6-38　アジア汚水管理パートナーシップの取り組み概要

出所）国土交通省, https://www.mlit.go.jp/mizukokudo/sewerage/mizukokudo_sewerage_tk_000610.html（2021 年 2 月 16 日閲覧）

b. 横浜市の例

横浜市が中心となったビジネスベースでの案件化遂行の例を図 6-39 に示す。横浜市、横浜ウォーター株式会社、横浜水ビジネス協議会は連携して水ビジネスの掘起し、案件形成、受注・遂行まで実施している。

先ず、横浜市が国内外自治体から研修受入、技術交流等により国内外自治体を支援するとともに、横浜水ビジネス協議会とのビジネスマッチングを開催し案件形成を図る[161]。

横浜ウォーターは横浜市 100%出資で、国内外の自治体を対象とした調査業務、コンサル業務を実施している。海外においては JICA 案件、JCM 等も活用している[162]。

横浜市長が会長を務める横浜水ビジネス協議会の会員企業は、ビジネスマッチングなどを通じて国内外自治体にアプローチし、下水処理施設の建設、運営・管理業務などの受注を図っている[163]。

[161] 横浜市, , https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/yokohamashi/org/kankyo/unei/r2jigyougaiyou.files/0001_20200520.pdf（2021 年 2 月 25 日閲覧）

[162] 横浜ウォーター, , https://yokohamawater.co.jp/wp/?page_id=1886（2021 年 2 月 25 日閲覧）

[163] 横浜水ビジネス協議会, https://www.city.yokohama.lg.jp/kurashi/machizukuri-kankyo/kasen-gesuido/gesuido/torikumi/water_business/ （2021 年 2 月 25 日閲覧）

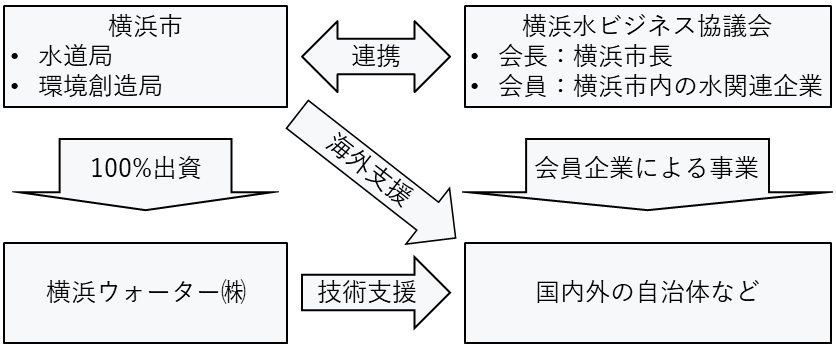


図 6-39　横浜市を中心とした水ビジネススキーム

出所）横浜市, https://www.city.yokohama.lg.jp/city-info/yokohamashi/org/kankyo/unei/r2jigyougaiyou.files/0001_20200520.pdf（2021 年 2 月 25 日閲覧）、横浜ウォーター, https://yokohamawater.co.jp/wp/?page_id=1886（2021 年 2 月 25 日閲覧）、横浜水ビジネス協議会, https://www.city.yokohama.lg.jp/kurashi/machizukuri-kankyo/kasen-gesuido/gesuido/torikumi/water_business/ （2021 年 2 月 25 日閲覧）から MRA が作成



図 6-40　横浜ウォーターの海外案件実績

出所）https://yokohamawater.co.jp/wp/?page_id=1886（2021 年 2 月 25 日閲覧）

(4) 新技術導入促進施策の事例

ここでは、新技術の実装化を促進する取り組みを紹介する。

1) ADB の新技術実装支援

ADB の技術イノベーションチャレンジ（TIC：Technology Innovation Challenge）活動における融資条件を表 6-33 に示す。TIC の融資対象分野は「エネルギー」、「交通」、「都市」、「水」、「健康」であり、最大 50 万 USD の融資を受けることができる。提案者には以下の項目が期待されており、TIC 後の事業化の見通しが必要である[164]。

- テストと結果の検証に費用を拠出すること
- 将来のスケールアップと実装のための商用モデルへのコミット
- 対象国および ADB の参照サイトおよびデータの管理

当該融資が適用されたプロジェクトの事例は以下である。

- モルディブ（都市セクター）：廃棄物処分場の高度化（Waste to Energy 含む）
- パキスタン（エネルギーセクター）：蓄電池システム導入
- バングラデシュ（交通セクター）：各種センサー導入
- トンガ（健康セクター）：モバイルヘルステクノロジー導入

表 6-33　TIC における融資条件

Criteria	Weight
Impact：技術の有効性があること	20%
Novelty：適用国にとって新規性があること	30%
Scalability：適用国にとって展開性があること	20%
Value for Money：融資に対する費用対効果が十分であること	10%
Local Partnership：実装対象国のパートナーが存在すること	10%
Minimized negative impact：環境リスクや社会リスクを特定し、軽減策を提案すること	10%

2) 米国 DARPA による新技術実装の促進

米国国防高等研究計画局（DARPA：Defense Advanced Research Projects Agency）における新技術実装化のスキームを図 6-41 に示す。DARPA はインターネット、ドローンなど画期的な新技術を発掘、開発した実績を持つ研究機関である。DARPA ではプロジェクトマネジャーに強い権限を持たせ、新技術・新テーマ選定に際しては将来的なインパクト、実現性を厳しく評価する。ならびに、新技術の潜在ユーザーである軍に対して、担当者に 3 ヶ月のオリエンテーションを実施することで、ニーズの把握、開発技術の理解の徹底を図っている[165]。

[164] アジア開発銀行, https://adbhltfund.adb.org/challenge/（2021 年 3 月 4 日閲覧）

[165] 米国国防高等研究計画局, https://www.darpa.mil（2020 年 12 月 18 日閲覧）

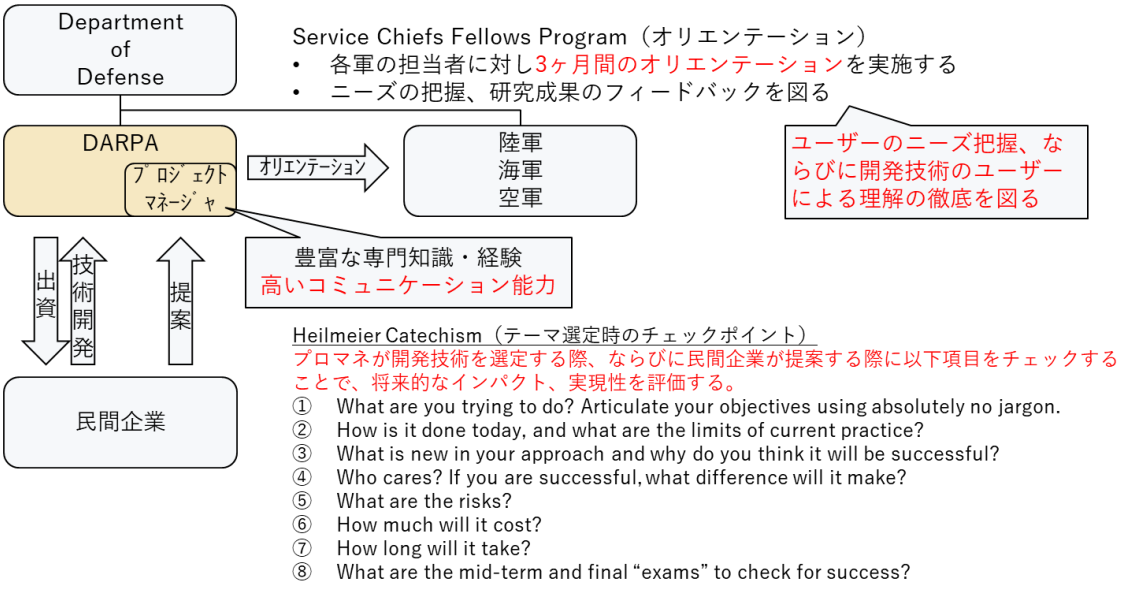


図 6-41　米国 DARPA の新技術実装化スキーム

注）DARPA ウェブ, https://www.darpa.mil（2020 年 12 月 10 日閲覧）から MRA が作成

6.3.2　ASEAN 主要国の CCUS ポテンシャルマッピング

(1) 対象国周辺の国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

将来の ASEAN 地域における CO_2 の国際輸送を想定すると、CO_2 と同じく気体であり、パイプラインでの輸送や液化して船舶での輸送が行われている天然ガスの国際輸送のネットワークの事例が参考になると考えられる。よって本調査では、対象地域における国際ガスパイプラインの調査を行った。

ASEAN 地域における天然ガスのパイプラインは、Trans ASEAN Gas Pipeline（TAGP）プロジェクトという ASEAN の主要国間でのパイプラインネットワークの構築を目指すプロジェクトによって、2000 年代より建設が進められている[166]。同プロジェクトは ASEAN 加盟国の国営石油会社で構成される ASEAN 石油評議会（ASEAN Council on Petroleum：ASCOPE）によって推進されている。既に二国間では、主に以下の地域が天然ガスパイプラインでつながっている。

- シンガポールーマレーシア
- ミャンマーータイ
- 西ナツナ（インドネシア）ーシンガポール
- 西ナツナ（インドネシア）ードゥヨン（マレーシア）
- 南スマトラ（インドネシア）ーシンガポール

[166] ASCOPE ウェブサイト、TRANS ASEAN GAS PIPELINE PROJECT (TAGP)、http://www.ascope.org/Projects/Detail/1060

・　マレーシアータイ

・　シンガポールーマレーシア

TAGP プロジェクトでは、これらの国際パイプライン輸送に加えて、船舶による長距離輸送を可能とする LNG（Liquefied natural gas：液化天然ガス）基地を組み合わせることによって、ASEAN 地域における天然ガスの安定供給を目指している。CO_2 の場合も天然ガスと同様に、パイプラインでの輸送と液化した上での船舶輸送を組み合わせる形が想定されるため、将来の CO_2 輸送ネットワークを検討するうえで、これらの国際ガスパイプラインの計画は非常に参考になると考えられる。

対象とした 3 か国における現在計画段階を含む国際ガスパイプライン及び CO_2 貯留地を図 6-42 に示す。調査対象国の貯留ポテンシャルは国際機関が広域的に実施した調査や、各国の地下資源調査の結果に基づいて推定されたものである。貯留可能性が特に高い地層（Prospective basin）と、貯留可能性がある程度見込まれる地層（Potential basin）を示している。

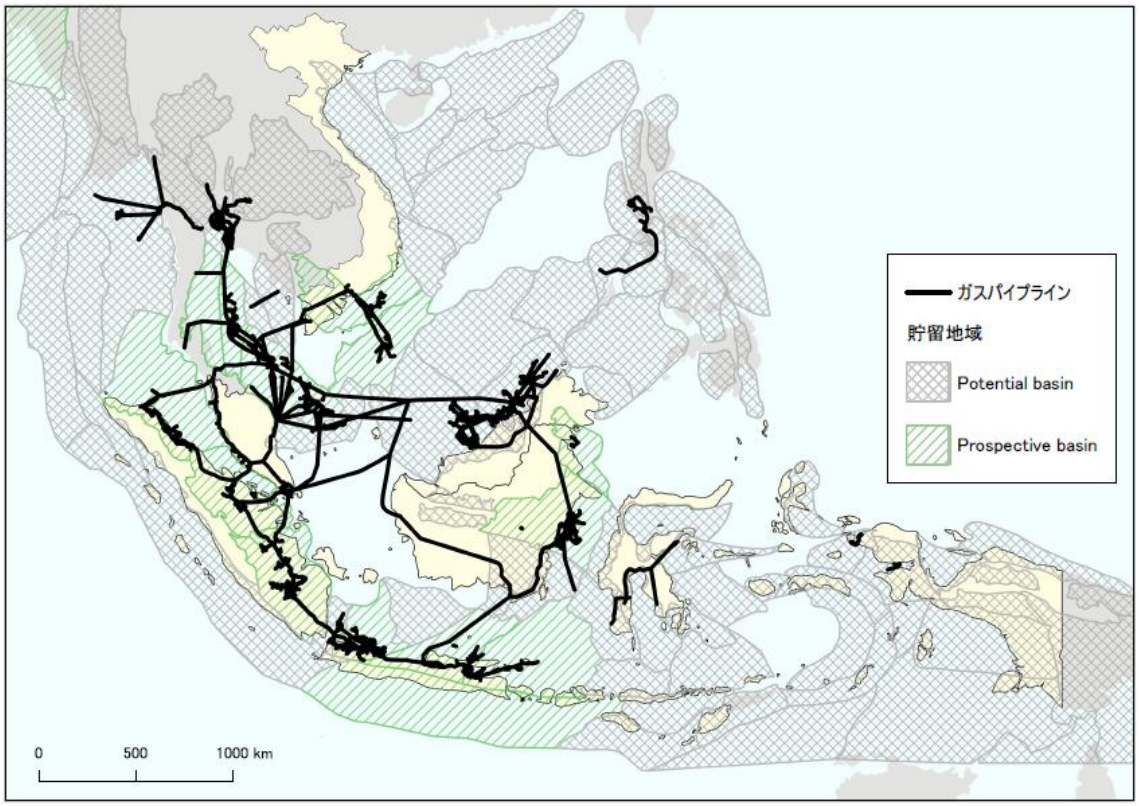


図 6-42　3 か国における国際ガスパイプライン（計画を含む）及び CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

(2) インドネシアのマッピング

1) 排出源、ガスパイプライン、貯留地全体図

インドネシアにおける排出源（火力発電所、製鉄所、製油所、セメント工場）、ガスパイプライン、CO_2貯留地の全体図は図 6-43 のとおりである。多くの排出源がジャワ島に集中しており、特に首都であるジャカルタ周辺のジャワ島西部に様々な排出源が存在している。また、北スマトラ、南スマトラ及びカリマンタン島南部においても多くの排出源が存在するとともに、貯留の有望性が見込まれている。

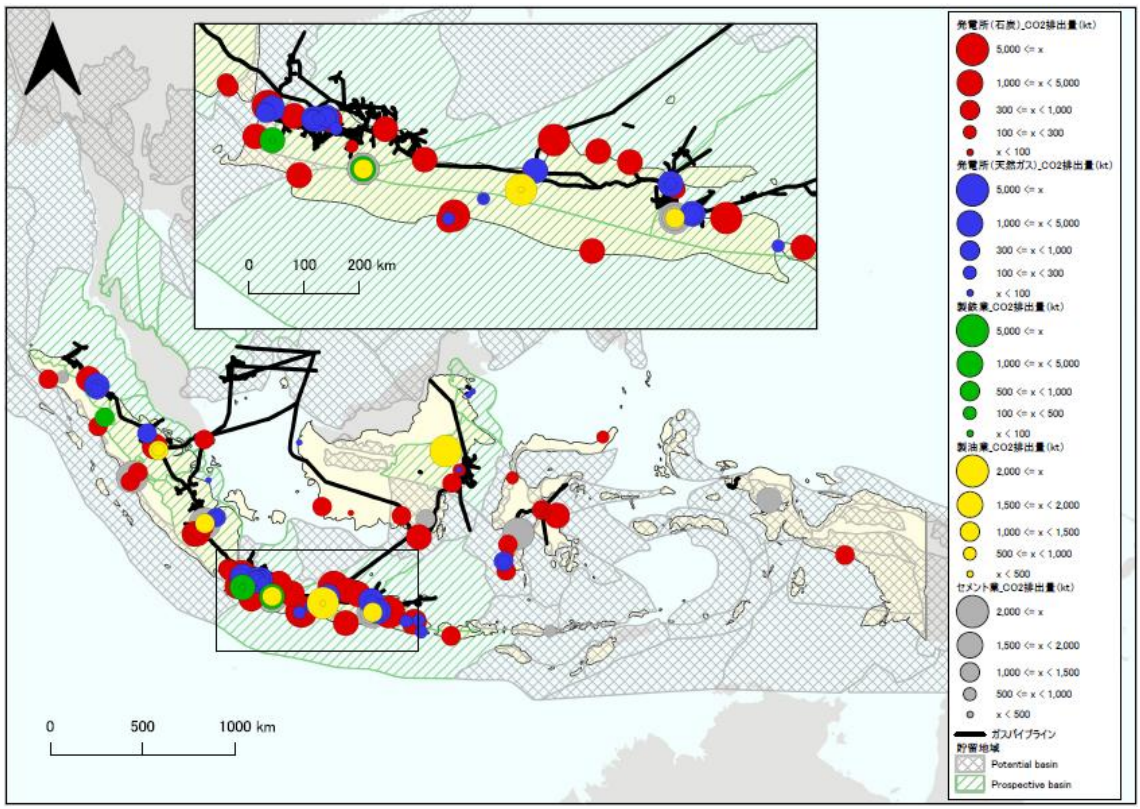


図 6-43　インドネシアにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

2) 石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

インドネシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-44 のとおりである。石炭火力発電所は、主にジャワ島に分布しており、年間 CO_2 排出量が 5,000kt を超える大型の石炭火力発電所がいくつも存在している。

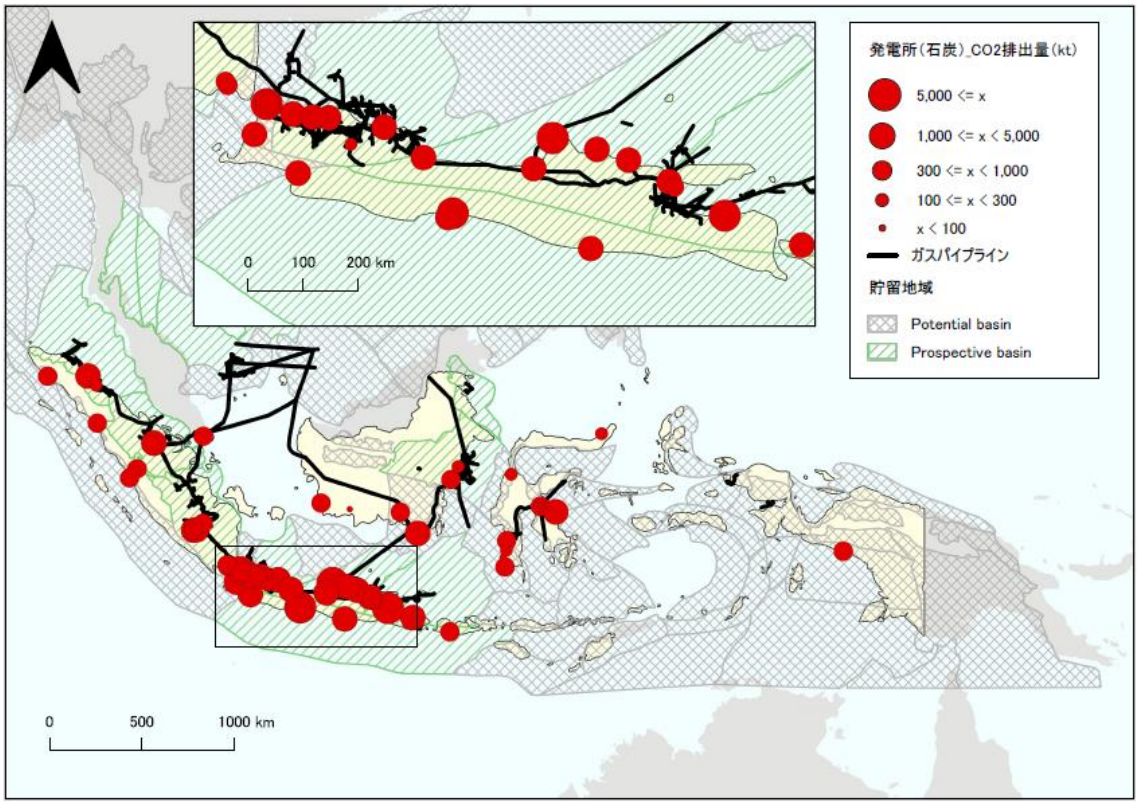


図 6-44　インドネシアにおける石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

3) 天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

インドネシアにおける天然ガス火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-45 のとおりである。天然ガス火力発電所の分布は石炭火力発電所と同様にジャワ島に多く存在し、特にジャカルタ周辺に集中している。天然ガス火力発電所の年間 CO_2 排出量は 1,000kt 以下の小型のものが比較的多い。

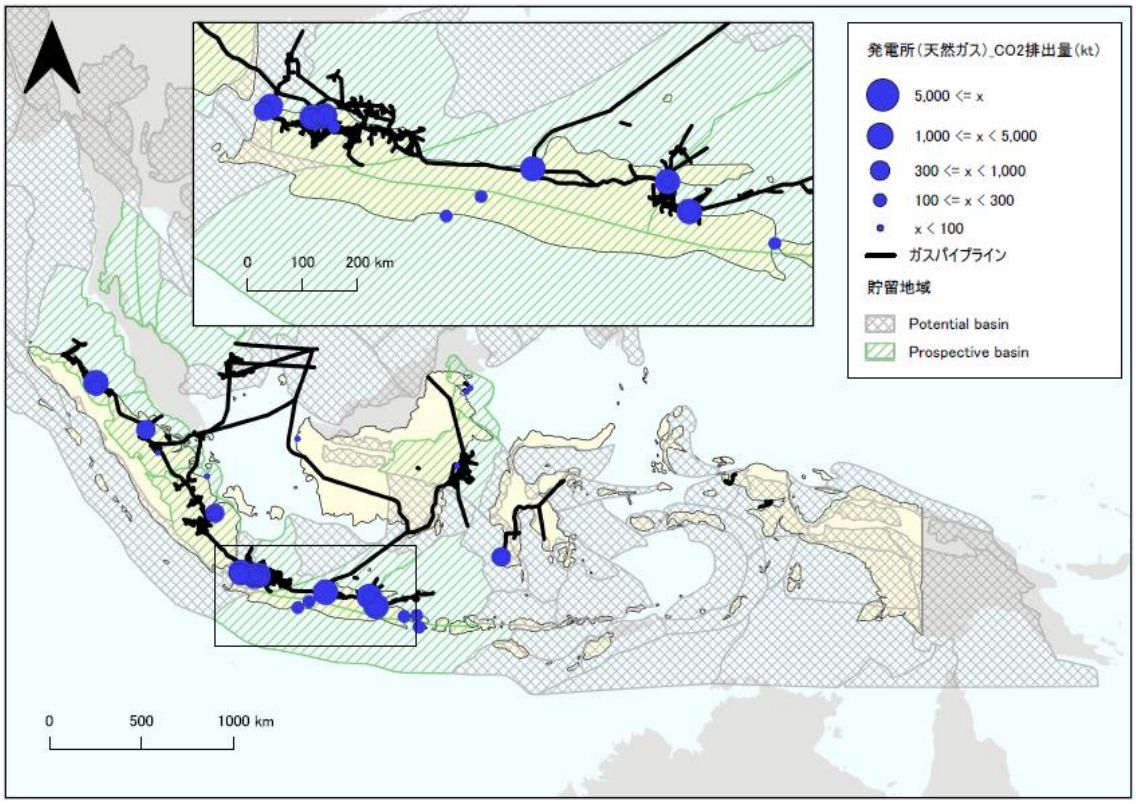


図 6-45　天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

4) 製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

インドネシアにおける製油所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-46 のとおりである。ジャワ島の中部とカリマンタン島の東部には年間 CO_2 排出量が 2,000kt 以上の大型の製油所が存在している。

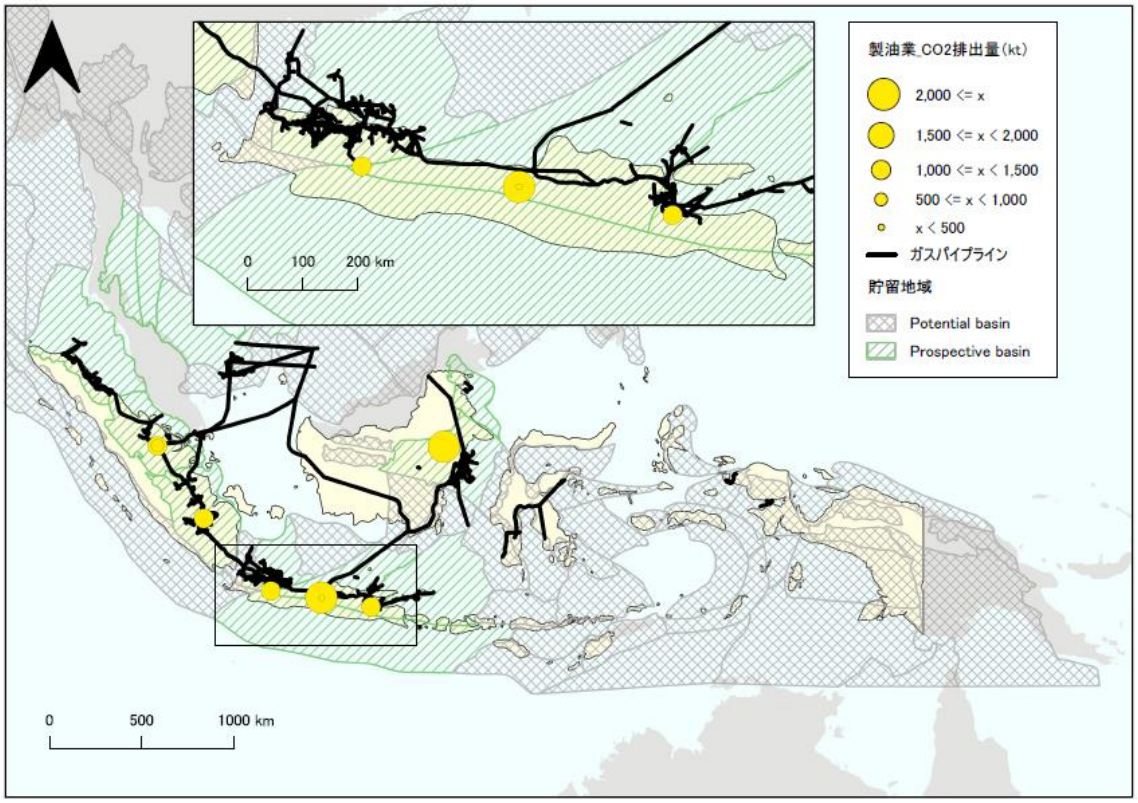


図 6-46　製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

5) 製鉄所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

インドネシアにおける鉄鋼所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-47 のとおりである。製鉄所は主にジャワ島西部に分布しており、年間 CO_2 排出量は 3,000kt 程度である。

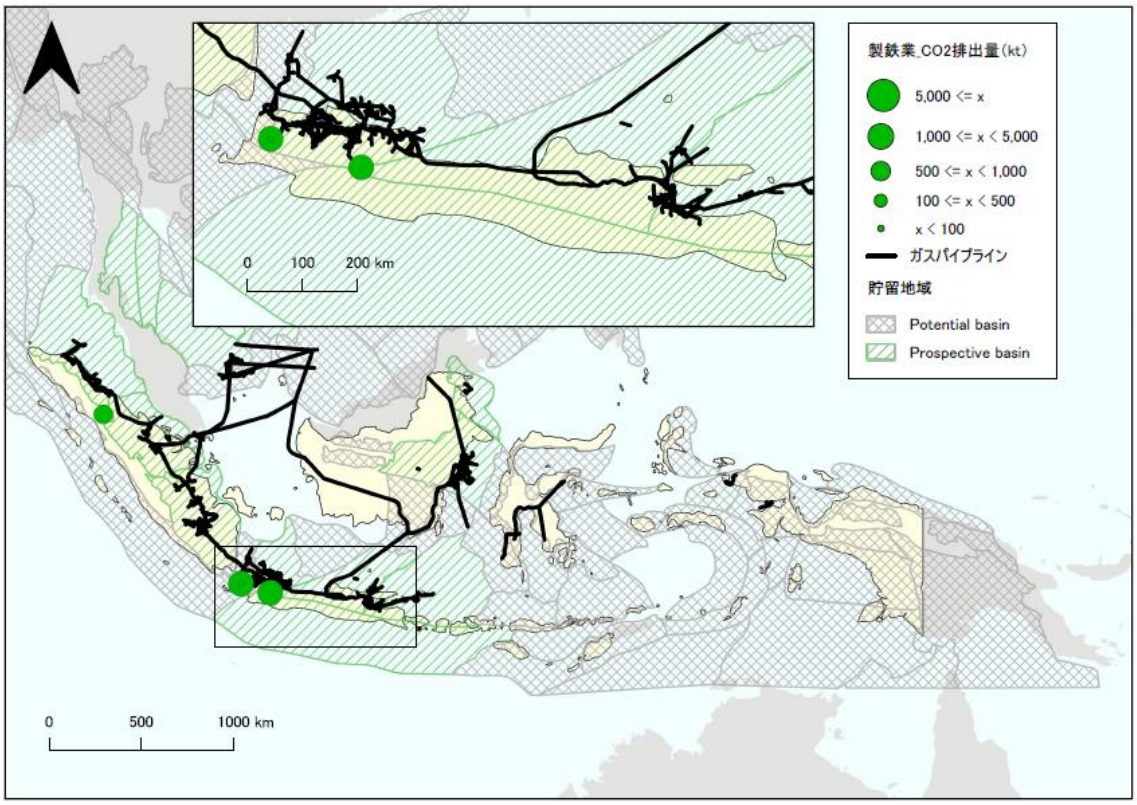


図 6-47　鉄鋼所及びガスパイプラインと CO2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

6) セメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおけるセメント工場及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-48 のとおりである。セメント工場は主にジャワ島に分布しているが、スマトラ島やスラウェシ島においても、年間 CO_2 排出量が 2,000kt 以上の大規模排出源が存在している。

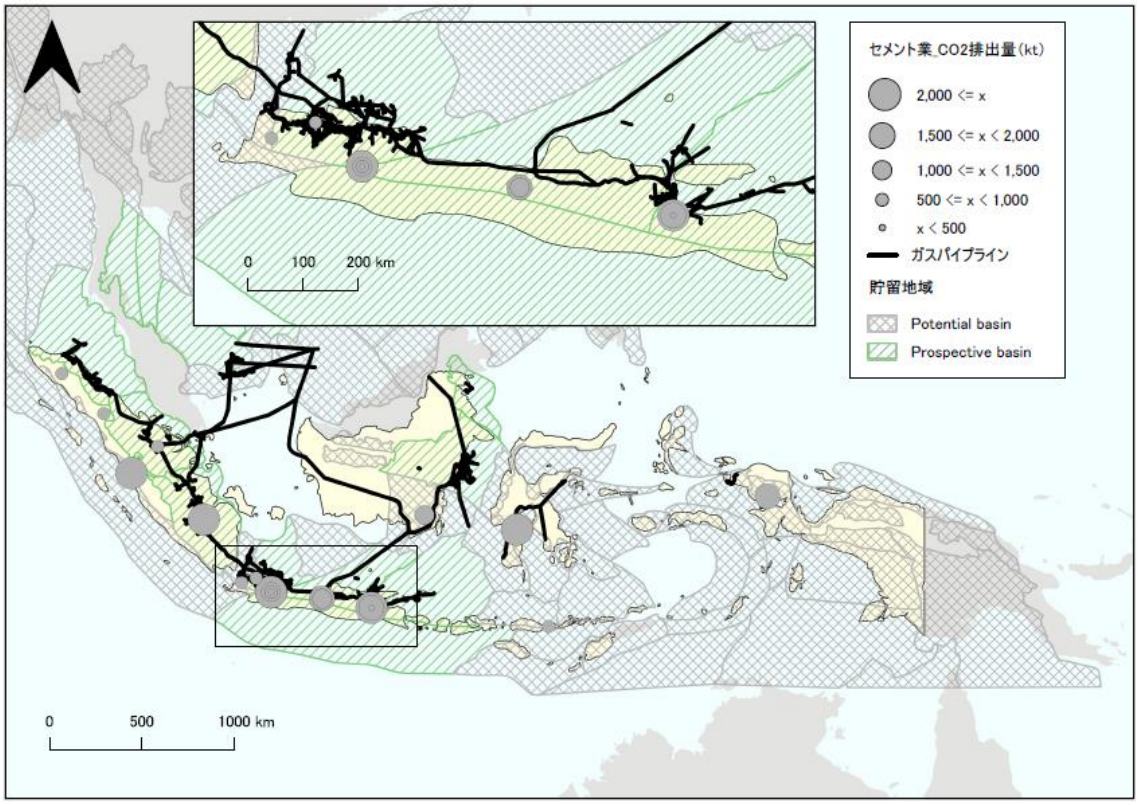


図 6-48　セメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

(3) ベトナムのマッピング

1) 排出源、ガスパイプライン、貯留地全体図

ベトナムにおける排出源（火力発電所、製鉄所、製油所、セメント工場）、ガスパイプライン、CO_2貯留地の全体図は図 6-49 のとおりである。ガスパイプラインについては、南部のオフショアガス田（Cuu Long 鉱区、Nam Con Son 鉱区、Malay Tho Chu 鉱区）と陸地をつなぐものに限られている。石炭火力発電所、製鉄所に関しては主に北部に密集している。一方で、天然ガス火力発電所は主に南部に分布している。製油所は、主に中部に分布している。セメント工場は、ベトナム全国に幅広く分布しているが、南部・中部よりも北部に密集している。

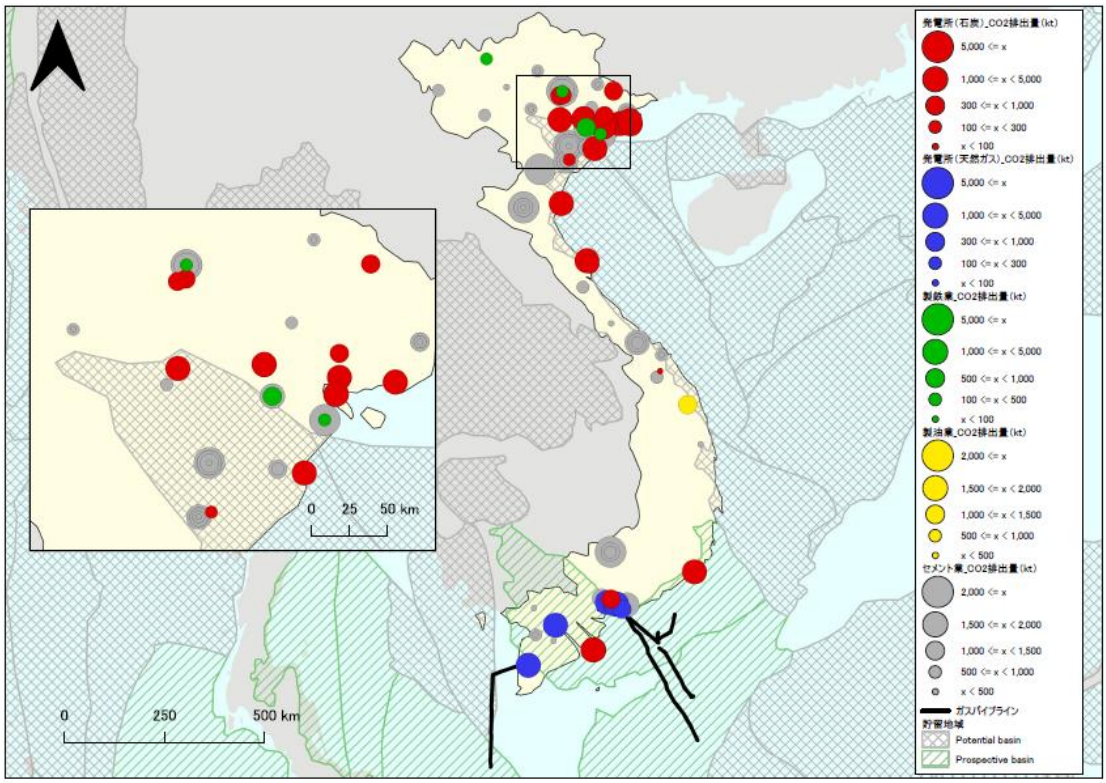


図 6-49　ベトナムにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

2) 石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-50 のとおりである。石炭火力発電所は、主に北部・北中部・南部に分布している。年間 CO_2 排出量が 300～1,000kt または 1,000～5,000kt である石炭火力発電所がベトナム国内の約 90%を占めている。

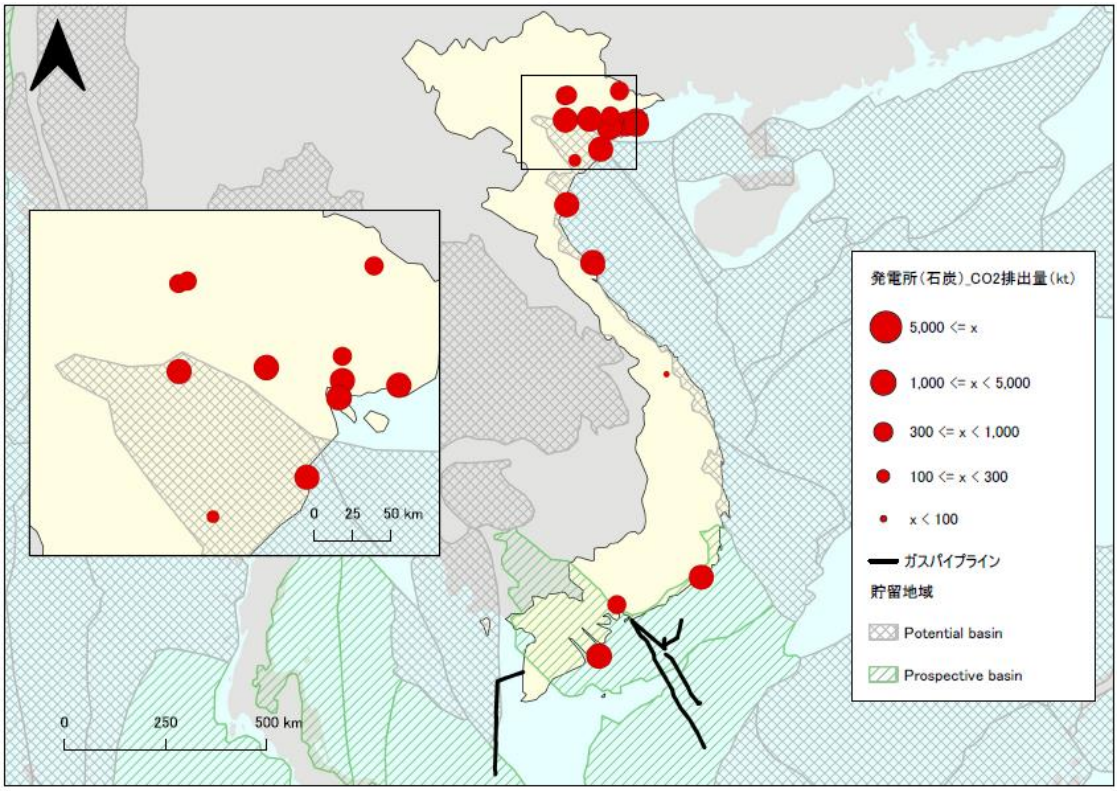


図 6-50　ベトナムにおける石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

3) 天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおける天然ガス火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-51 のとおりである。天然ガス火力発電所は主にベトナム南部に分布している。天然ガス火力発電所の年間 CO_2 排出量は 1,000 ~5,000kt のものが多い。

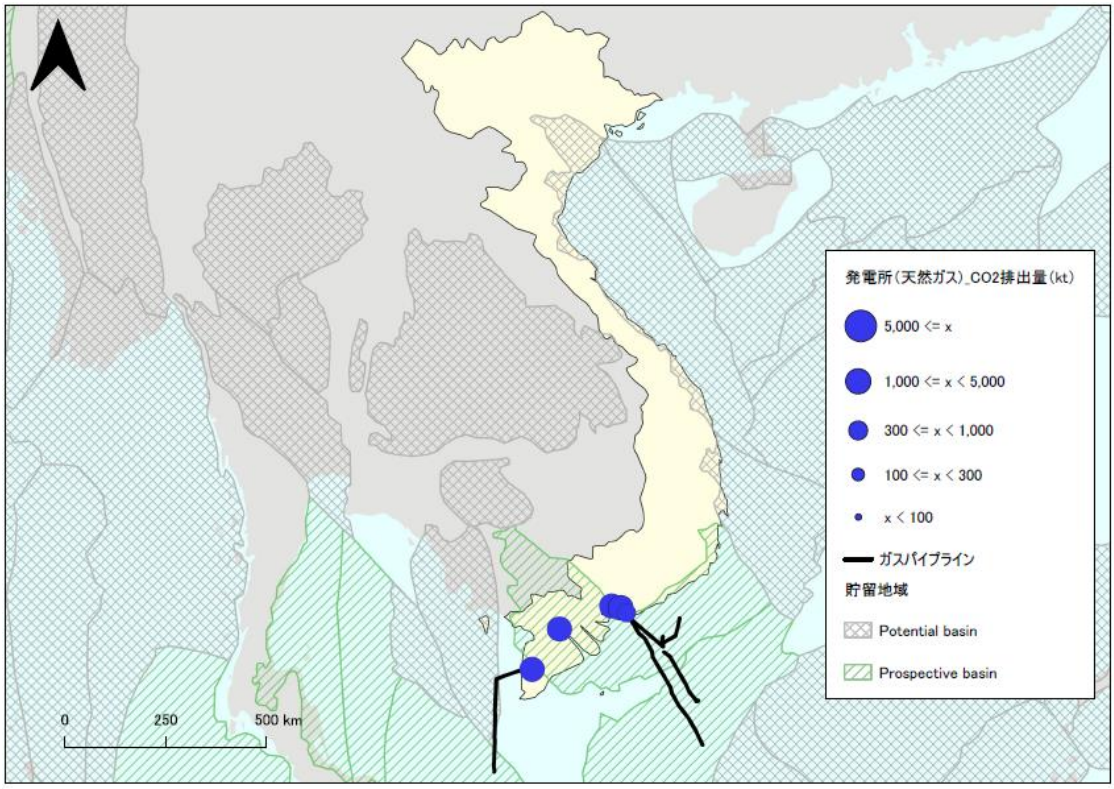


図 6-51　ベトナムにおける天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

4) 製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおける製油所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-52 のとおりである。製油所は主にベトナム中部に分布している。製油所の年間 CO_2 排出量は 1,000 ~1,500kt 程度のものが多い。

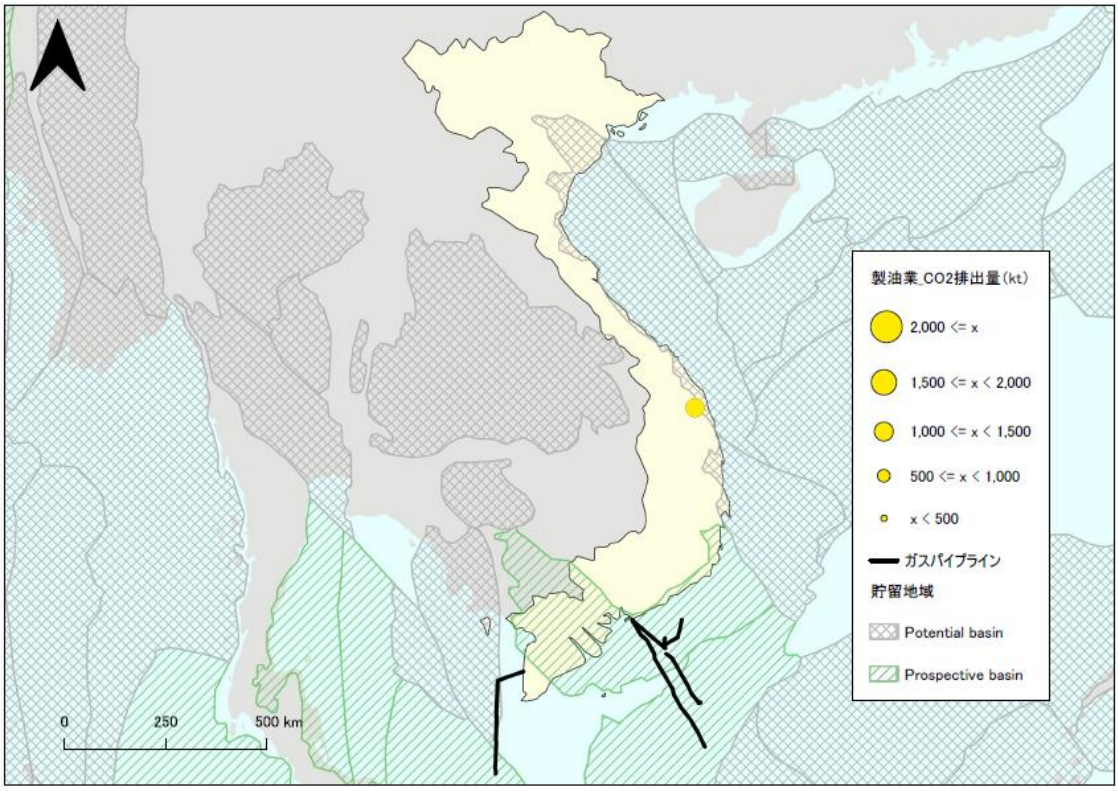


図 6-52　ベトナムにおける製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

5) 製鉄所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおける製鉄所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-53 のとおりである。製鉄所は主にベトナム北部に分布している。製鉄所の年間 CO_2 排出量は 100 ~500kt 程度のものが多い。同北部にある排出源（石炭火力発電所等）と比較して、数も排出量も少ない。

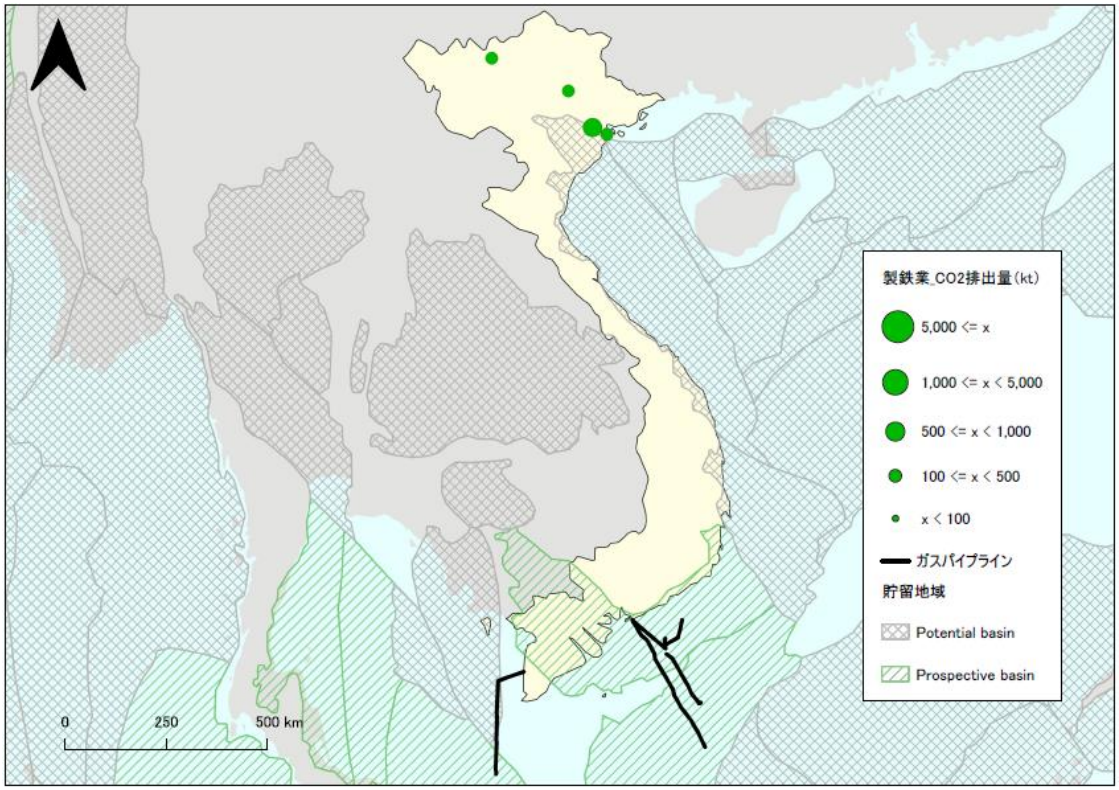


図 6-53　ベトナムにおける製鉄所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

6) セメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

ベトナムにおけるセメント工場及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-54 のとおりである。セメント工場はベトナム全国に幅広く分布しているが、南部・中部よりも北部の方に密集している。セメント工場の年間 CO_2 排出量は様々であり、それぞれの規模によるものと考えられる。

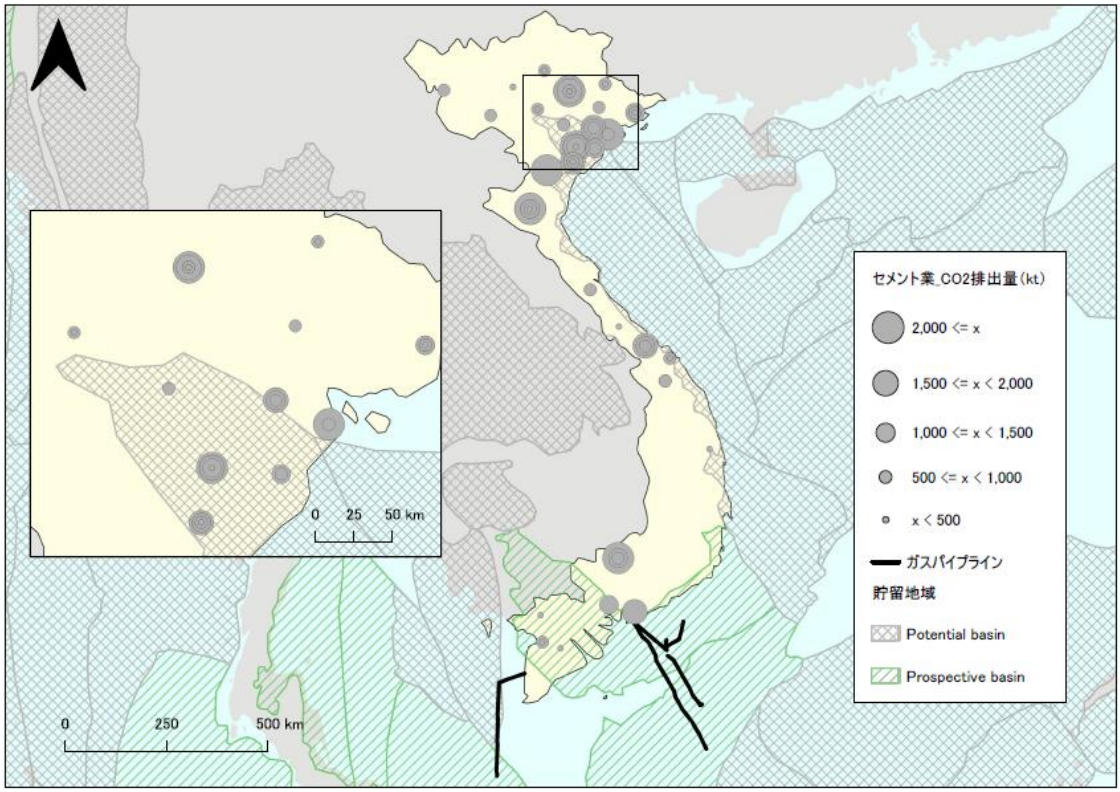


図 6-54　ベトナムにおけるセメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

(4) マレーシアのマッピング

1) 排出源、ガスパイプライン、貯留地全体図

マレーシアにおける排出源（火力発電所、製鉄所、製油所、セメント工場）、ガスパイプライン、CO_2 貯留地の全体図は図 6-55 のとおりである。ガスパイプラインに関しては、オフショア鉱区のマレー半島東部、カリマンタンのサバ州沖合、サラワク州沖合の 3 鉱区となっているためこれらの海域に多くのガスパイプラインが存在する。

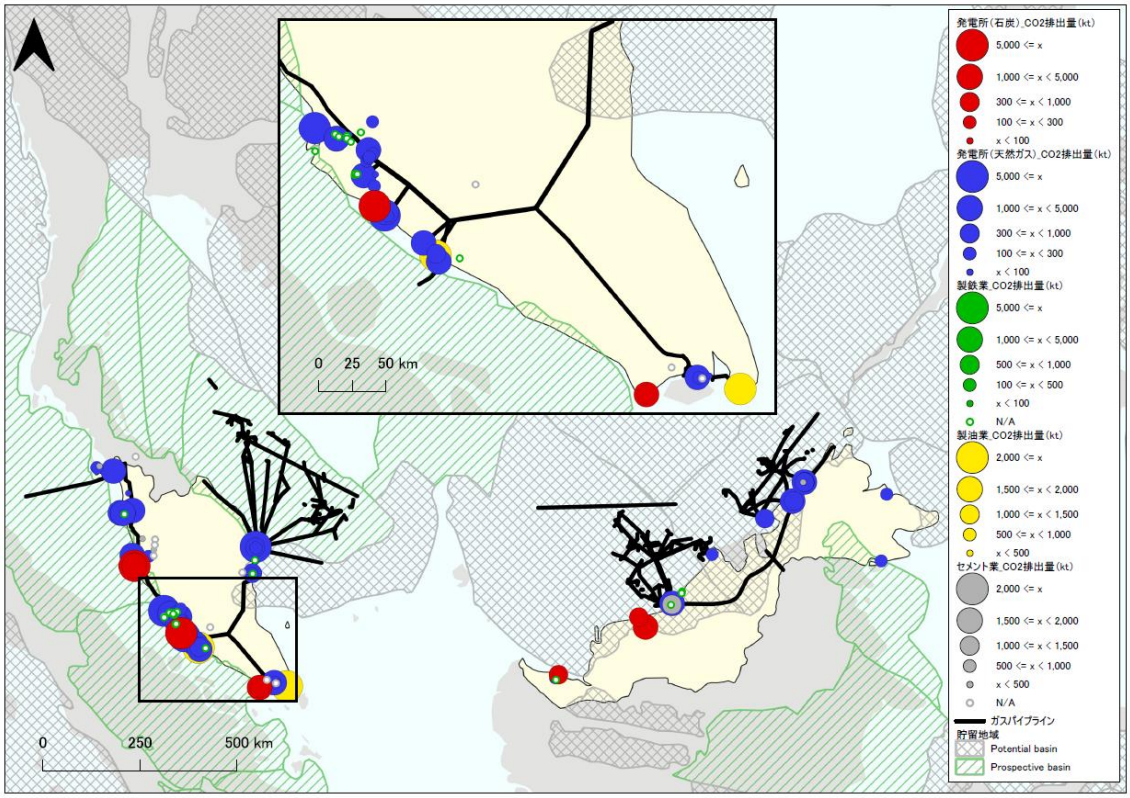


図 6-55　マレーシアにおける排出源、ガスパイプライン、貯留地の全体図

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

2) 石炭火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

マレーシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-56 のとおりである。石炭火力発電所は、マレー半島及びボルネオ半島のうちサラワク州に分布している。年間 CO_2 排出量でみると、300kt 程度のものから、5,000kt 以上のものまで、規模は様々である。

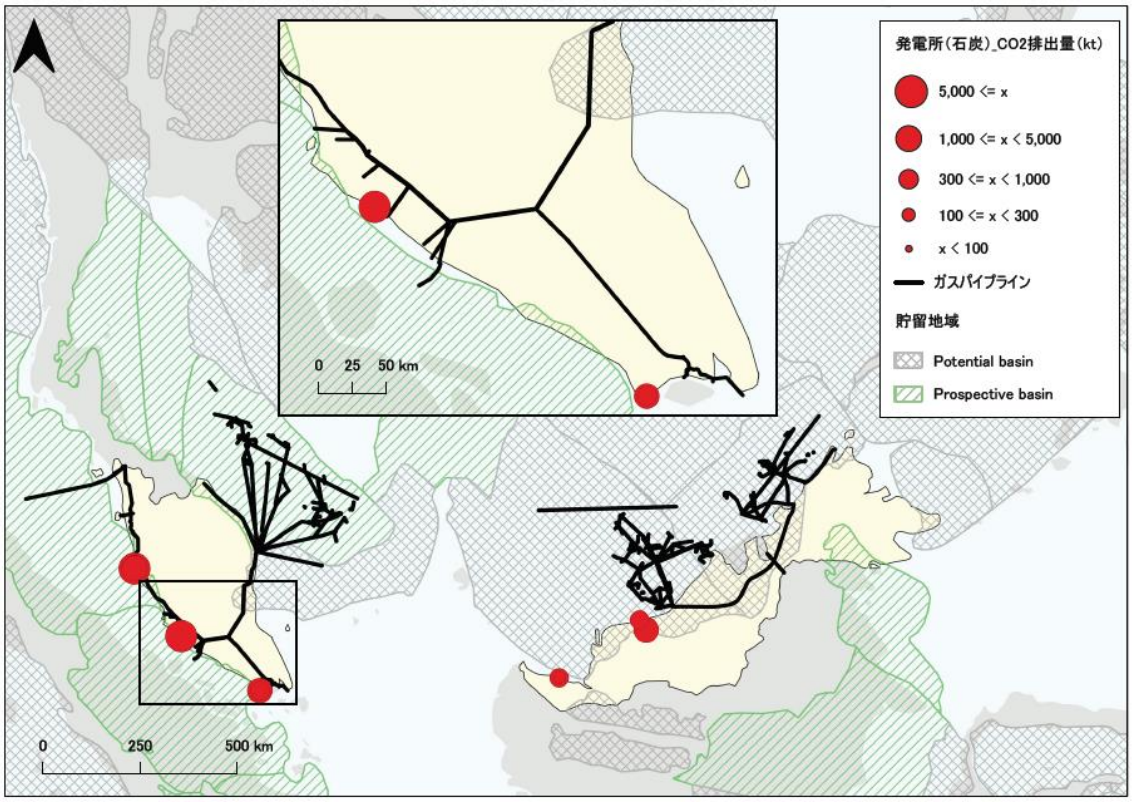


図 6-56　マレーシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

3) 天然ガス火力発電所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

マレーシアにおける天然ガス火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-57 のとおりである。天然ガス火力発電所はマレー半島にもボルネオ島にも全国的に分布している。年間 CO_2 排出量は、100kt 未満から 5,000kt 以上のものまであるが、1,000 ~5,000kt 程度のものが最も多く、57 件中 18 件（約 30%）であった。

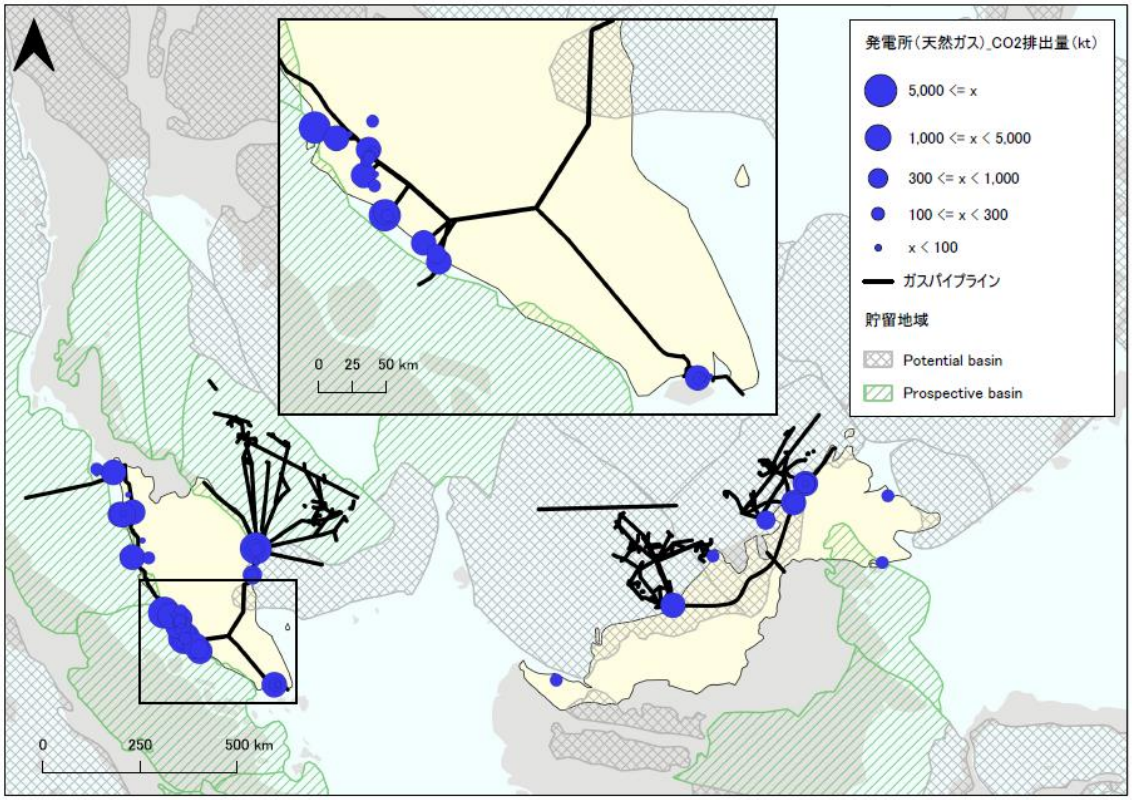


図 6-57　マレーシアにおける石炭火力発電所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

4) 製油所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

マレーシアにおける製油所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-58 のとおりである。製油所はマレー半島にのみ分布している。製油所の年間 CO_2 排出量は 500kt 未満のものから 2,000kt 以上のものまで、規模は様々である。

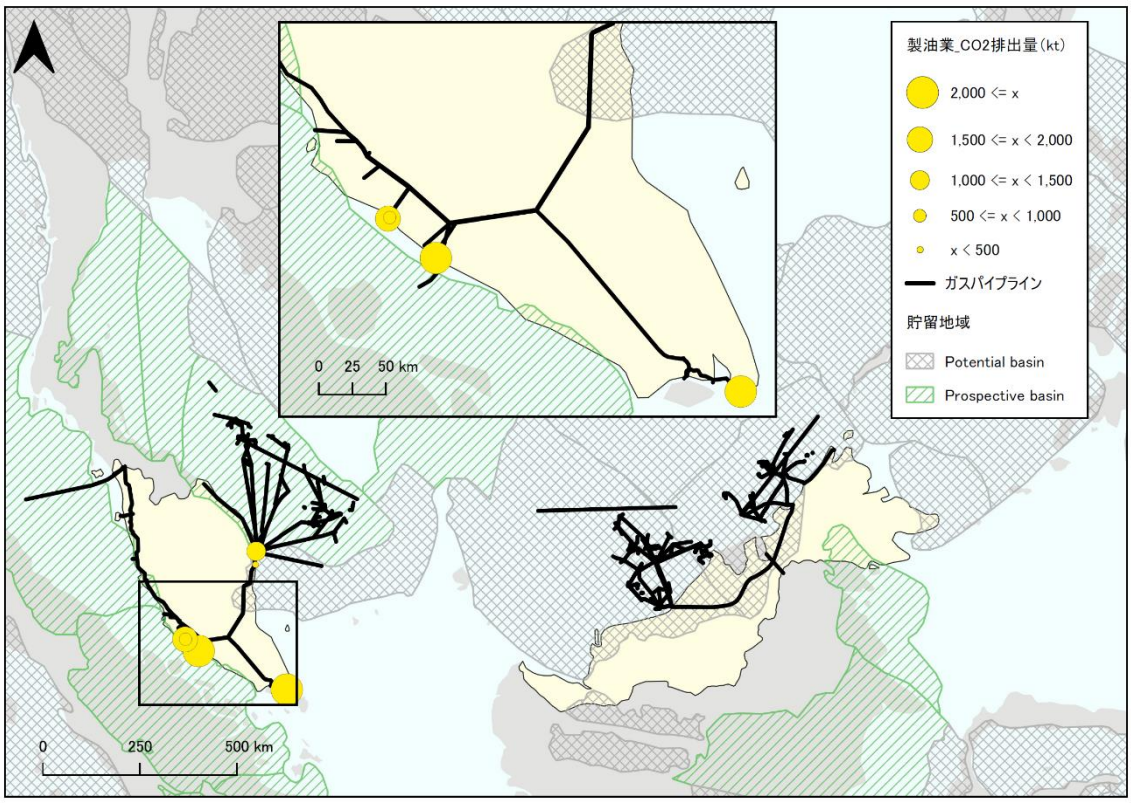


図 6-58　マレーシアにおける製油所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

5) 製鉄所及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

マレーシアにおける製鉄所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-59 のとおりである。製鉄所については、個別のプラントに対して、その製鉄プロセスや規模について公表していない施設が多く存在したため、CO_2 排出量が不明の施設がほとんどであった。一方、企業別では、Lion グループがマレーシア国内の生産量の半分以上を占めており、CO_2 排出量が多い、高炉では年間約 2,100kt、直接還元では年間 125kt の CO_2 を排出している。

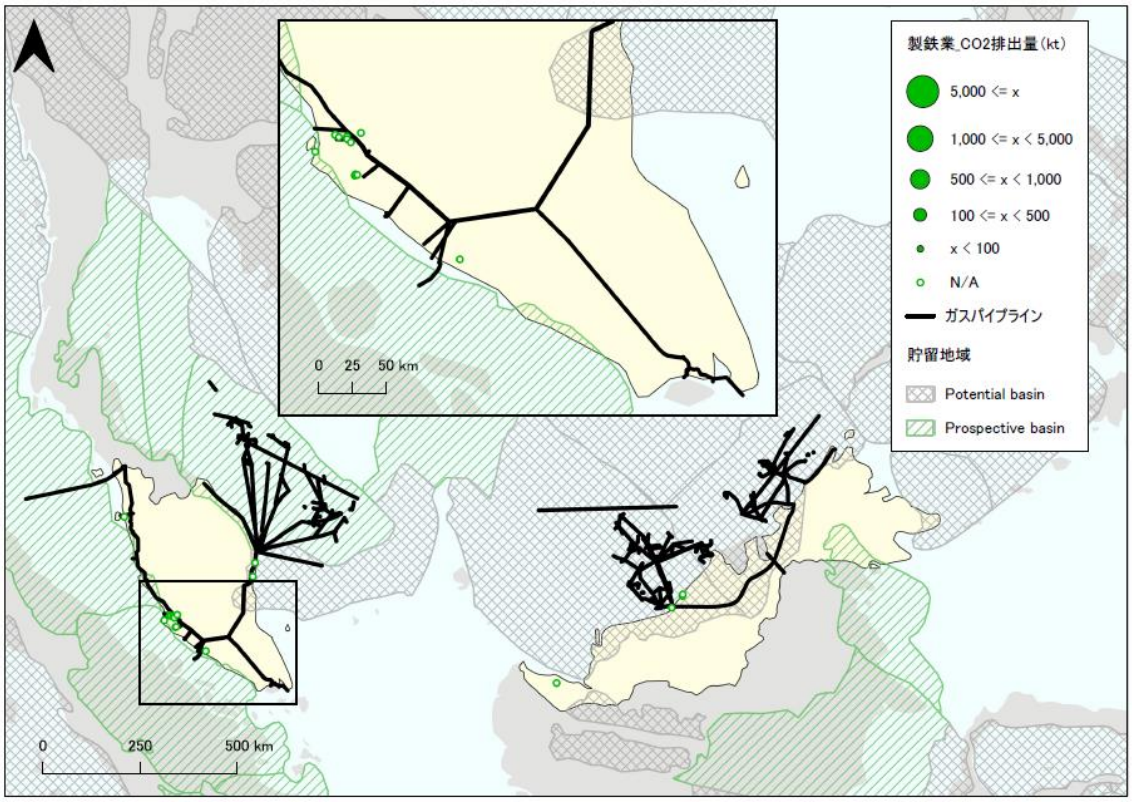


図 6-59　マレーシアにおける製鉄所及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

6) セメント工場及びガスパイプラインと CO_2 貯留地

マレーシアにおけるセメント工場及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地は図 6-60 のとおりである。セメント工場についても、個別のプラントごとに規模を公表していない企業が多いが、YTL グループがセメント市場の半分以上を占めている。

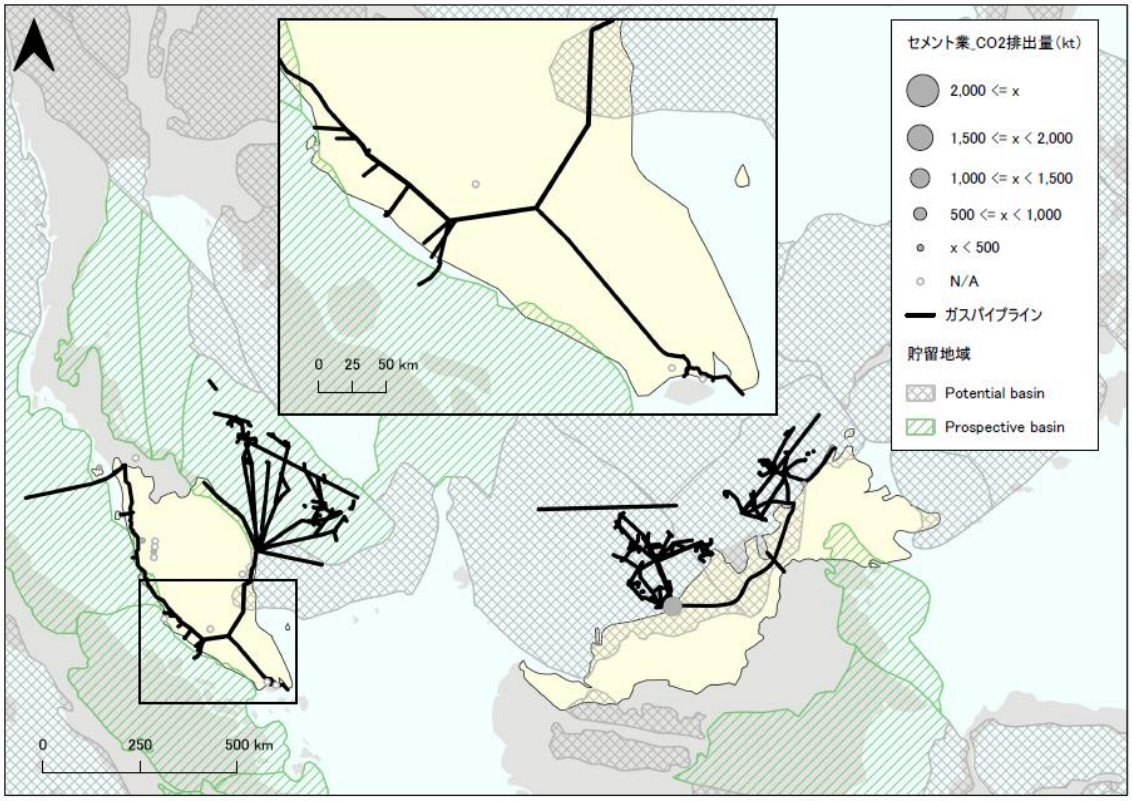


図 6-60　マレーシアにおけるセメント工場及び国際ガスパイプラインと CO_2 貯留地

出所）各種資料、調査を基に日本エヌ・ユー・エス作成

(5) まとめ

a. 東南アジアにおいて最も産業化が進んでいるインドネシア、ベトナム、マレーシアにおける主要な CO_2 排出源、ガスパイプライン、貯留地に関する情報収集、調査・分析を行った。

b. 上記のデータに対して、拡張性を備えたフリーソフト QGIS 上にマッピングしたことによりインドネシア、ベトナム、マレーシアの 3 か国について以下のようなことが推察できる。

- インドネシアにおいては、ジャワ島に主な排出源が集中している。また北スマトラ、南スマトラ、カリマンタンにおいても排出源が存在しているが、国内のガスパイプライン網が整備されている。また CO_2 貯留地もインドネシア周辺に幅広く分布している可能性があり、CCS を実施するにあたり基本的なインフラ環境の条件が整っていることが分かった。

- ベトナムにおいては、南部に天然ガス火力発電が集中している反面、北部には石炭火力発電所が集中している。一方、ガスパイプラインについては南部のオフショアガス田と陸地をつなぐものに限られており、北部、中部から排出される規模の大きい排出源からの CO_2 を輸送するためのインフラについては今後課題があると推察される。

- マレーシアにおいては、石炭火力発電の数よりも天然ガス火力の数が多く、また天然ガス火力はマレー半島、カリマンタン島にもバランス良く配置されており、これらはオフショアのガス田と接続されている。製油所はマレー半島西部に集中している。CO_2 貯留地はマレーシア周辺に幅広く分布していると考えられ、ガスパイプライン等のインフラ環境も整っていることから CCS の基本的な実施環境も良好と推察される。

今後は、これら 3 か国のデータに関するさらなる精度の向上、追加情報の収集、またオーストラリアや他の東南アジア各国へ対象範囲を広げ、さらにソースとシンク、これらをつなぐパイプラインの関係を可視化し、CCS 導入の可能性を検討するための基盤づくりを進めていく必要がある。

6.3.3 CCUS に関する企業の動向分析

ウェブ上で得られる公開データより、CCUS 技術を保有もしくは CCUS 事業に参画している企業のデータベースを作成した。ここではそのデータベースから国別企業数、業種内訳、CCUS の種別、CCU 事業における CO2 の転換先、CCS 事業における事業領域の傾向を分析し、また、データそのものも示した。

総企業数は 157 社（日本 62 社、海外 95 社）である。

(1) 国別企業数

今回のデータベースにおける参画企業の国別内訳を図 6-61 に示す。言語の問題もあり日本企業が最も多くなっているが、次いで米国が多く、世界の CCUS 事情を表しているといえる。なお、多国籍で複数の国に所属している企業に関しては、複数回カウントしているため、合計は 159 社よりも多くなっている。

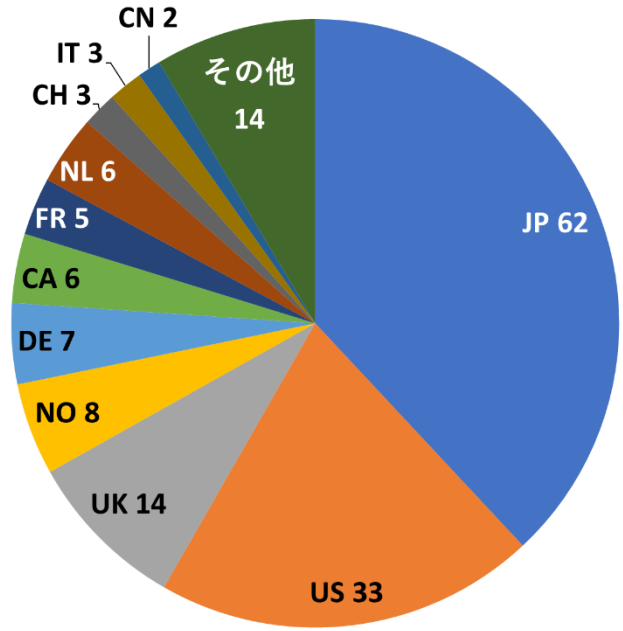


図 6-61　国別参画企業数

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(2) 業種内訳

図 6-62 に日本の、図 6-63 に海外の CCUS 参画企業の業種内訳を示す。日本ではメーカーが上位に来ているのに対し、海外では石油会社の参画が一番多くなっている。また、海外ではスタートアップの数が多いのも特徴である。Carbon X prize など CCUS スタートアップ専用の賞金付きコンテストなどもあり、今後もスタートアップの数は増えていく見込みである。

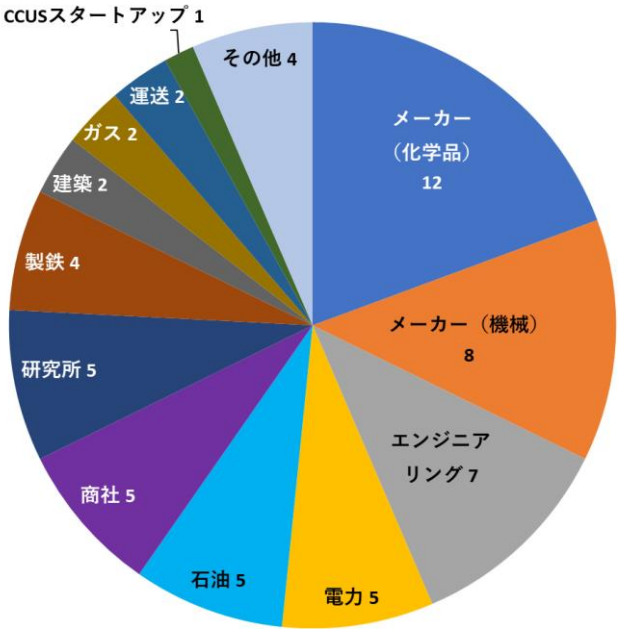


図 6-62　業種別参画企業数（日本）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

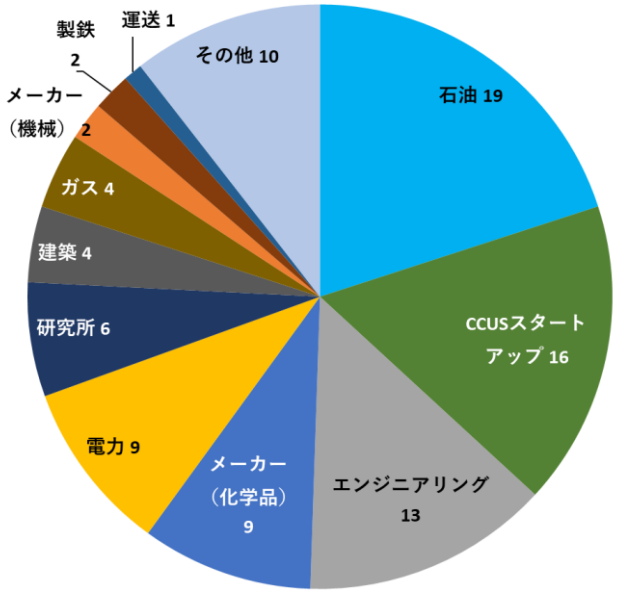


図 6-63　業種別参画企業数（海外）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(3) CCUS の種別

図 6-64 に日本の、図 6-65 に海外の CCUS 参画企業における CCUS の種別内訳を示す。純粋な分離回収を行っている企業は CCS と区分し、加えて CCU も行っている企業は CCUS と区分した。

日本、海外共に CCU が最も多く、次いで CCS となる。日本の特徴としては出資のみを行っている企業の割合が海外に比べて大きいことである。

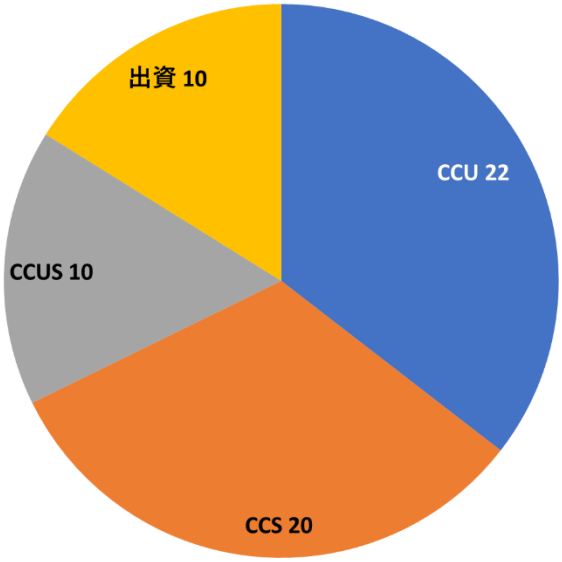


図 6-64　CCUS の種別企業数（日本）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

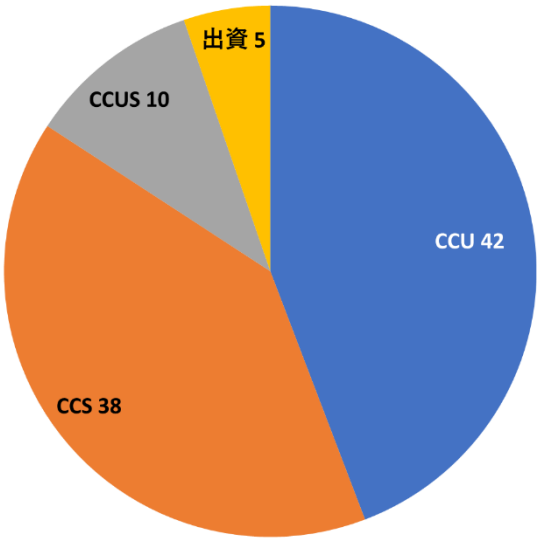


図 6-65　CCUS の種別企業数（海外）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(4) CCU 事業における CO2 の転換先・利用先

図 6-66 に日本の、図 6-67 に海外の CCU 参画企業における CO2 の転換先・利用先の内訳を示す。CCUS と区分した企業はこちらにも入っており、後述の CCS と重複が生じている。

日本では化学品への転換が最も多いのに対して、海外では燃料への転換が最も多くなっている。また、米国で EOR が盛んな影響を受けて海外における EOR の割は日本に比べて大きい。化学品と燃料を合わせて全体の過半数を超えているところは共通している。

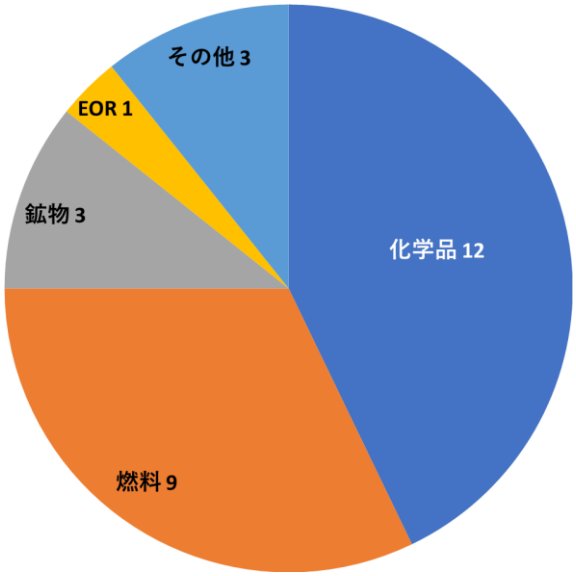


図 6-66　CO2 の転換先・利用先企業数（日本）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

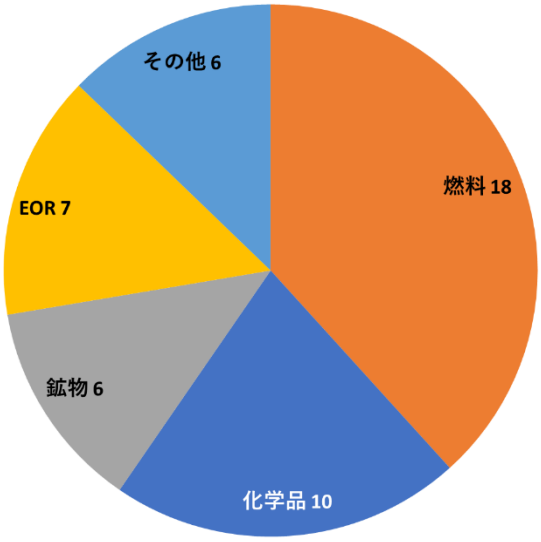


図 6-67　CO2 の転換先・利用先企業数（海外）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(5) CCS 事業における事業領域

図 6-68 に日本の、図 6-69 に海外の CCS 参画企業の CCS プロジェクトの事業領域の内訳を示す。尚、本分析では他社と技術連係を行って PJ に参加している会社も 1 社としてカウントしており、純粋に技術を保有している企業数より見かけ上の数は多くなっている。また、圧入などを行う企業はその他領域も行っていることが多く、その場合はプロジェクト全体として区分している。また、CCUS と区分した企業はこちらにも入っており、前述の CCU と重複が生じている。

事業に参加している領域としては日本、海外ともに分離・回収が最も多い。海外では PJ コーディネーターなどの事業も生まれつつある。

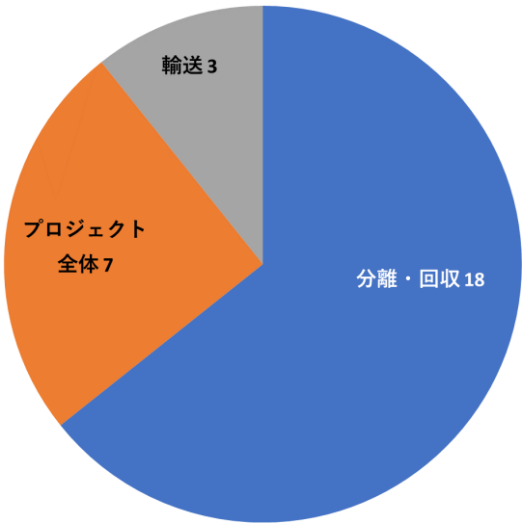


図 6-68　CCS プロジェクト内事業領域別企業数（日本）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

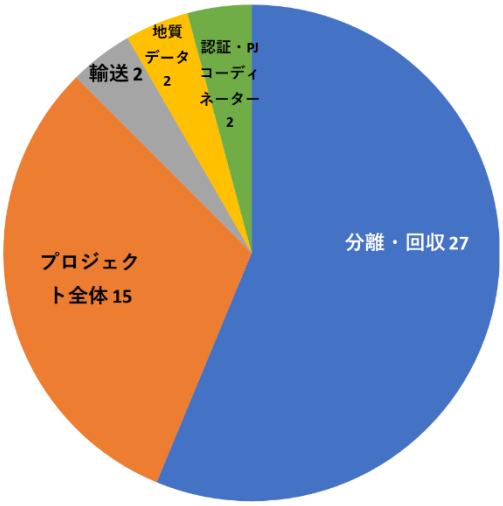


図 6-69　CCS 事業領域別企業数（海外）

出所）ウェブ上の公開データより三菱総研が作成

(6) CCUS 事業への参画企業に関するデータベース

CCUS 関連企業に関するデータベースを表 6-34 に示す。（1）から（5）で分析したデータに加え、取り組みの概要と関連する URL を示したものである。

表 6-34　CCUS 参画企業一覧

企業名	国	業種	種別	CCU 事業での転換先・利用先	CCS 事業での事業領域	概要	URL
ADNOC	AE	石油	CCS		プロジェクト全体	2020 年 1 月、The Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)とイタリアの大手エネルギー会社 Eni は CCUS における新規事業開拓及びオイル・ガスバリューチェーンの R&D にむけての strategic framework agreement（戦略的枠組みの合意）を結んだ。 ADNOC は CCUS の活用により 2030 年までに GHG 排出を 25%削減することをサステナビリティゴールとして掲げている。	https://www.adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2020/adnoc-to-build-on-its-position-as-one-of-the-least-carbon-intensive-oil-and-gas-producers https://www.offshore-energy.biz/eni-and-adnoc-to-collaborate-on-carbon-capture-utilization-and-storage-program/
Alcoa (オーストラリア支部)	AU	その他	CCU	鉱物		アルミ・アルミナ生産の産業廃棄物である赤泥に、アンモニア生産工場から排出される CO2 を使って炭素化するプラント設立をオーストラリアにある Kwinana 精錬所にて実施。廃棄物処理と CO2 回収の両面において有効な取組であり、CO2 の年間処理能力は 7 万トンとなる。	https://www.reliableplant.com/Read/6316/alcoa-launches-carbon-capture-technology-for-refineries- https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf
Carbon Engineering	CA	CCUS スタートアップ	CCS		分離・回収	2015 年より大気中からの DAC を実施しており、現在は世界最大規模の DAC プラントを操業している。プラントの処理能力は年間 100 万 tCO2 となり、これは 4000 万本の木に相当する。1 トンあたりの CO2 回収にかかる費用は 100 ドルほどとなる。 今後は CO2 をフィードストックとした燃料合成プラントについても建設予定である	https://carbonengineering.com/ https://carbonengineering.com/our-technology/
Carbon Recycling International	IS	CCUS スタートアップ	CCU	燃料		Carbon Recycling International 社（CRI）は、power to methanol 技術の世界的リーダーである。 二酸化炭素、水素、電気から再生可能なメタノールを製造し、燃料用途、より環境に優しい化学物質、製品に利用する。 変革プロジェクトを開発し、資源効率を高め、廃ガスと再生可能エネルギーから価値のある製品を生み出す。Emissions-to-Liquids（ETL）技術のプラットフォームに基づき、メタノール製造プラントを設計・導入している。ETL 技術を利用して経済的な CO2 回収・利用の問題を解決する。 ・CirclEnergy プロジェクト：ヨーロッパ全体で CRI 社のプロジェクトの実行促進を目的とする。CirclEnergy は、CRI 社の CCU 技術の大規模な商業化を促進する上で、ヨーロッパの電力網への再エネの統合とモビリティのエネルギー転換に対する重要な課題に取り組んでいる。CRI の Emissions-to Liquids（ETL）技術を使うと、負荷に応じて太陽光や風力発電などの余剰電力を液体燃料と化学原料に変換できる。これらの原料は、短期/長期で保管し、既存のインフラを利用して輸送できる。この場合、液体メタノールは本質的に再生可能電力を貯蔵するためのバッテリーとして機能する。ETL プラットフォームにより、長距離旅行、重量物輸送、海上輸送、航空など、「電化が困難」なさまざまな輸送モードでより多くの電力を統合できる。 ・2019 年 8 月、FReSMe プロジェクトについて、CRI 社とヨーロッパの企業および研究機関のコンソーシアムは、スウェーデンの Luleå の Sweara MEFOS 施設で CRI の ETL 技術の実装に向け、EU の Horizon2020 プログラムの下 1,100 万ユーロの助成金を得た。以前 MefCO2 プロジェクトの下でドイツの石炭火力発電所に適用されていた本システムモジュールは、ここでは残留高炉ガスをメタノールに変換するように構成される。鉄鋼製造は、CO2 や水素ガスなど、多くの副産物を生む。 CO2 を回収して利用し、副産物の流れから水素を処理することで、CRI 社の ETL プロセスでの水の電気分解が不要になる。 FReSMe は、鉄鋼製造に由来する廃棄物の流れの大規模な価値化を可能にすることにより、鉄鋼業界の競争力の向上と化石燃料への依存の低減に貢献する。	https://www.carbonrecycling.is/ https://www.carbonrecycling.is/projects#projects https://www.carbonrecycling.is/circlenergy-news-1/2019/12/16/related-project-fresme

Carbon Clean Solutions	UK	CCUS スタートアップ	CCS		分離・回収	Carbon Clean Solutions 社のエネルギー効率の高い CDRMax™プロセスは、90%以上の回収率を達成し、再利用または隔離のために工業品質の CO2 を供給する。 ・2016 年、Tuticorin Alkali Chemical and Fertilizers 社は、Carbon Clean 社と提携して、世界初の完全に商業的な炭素回収貯留および利用プラントを設立した。 プラントはチェンナイの近くに位置し、操業開始以来、90%を超える炭素回収率を達成している。 ・2021 年 2 月、Veolia 社と CarbonClean 社は、英国のエネルギー回収施設での最初の CO2 回収試験を発表した。Veolia 社は、約 230 万トンのリサイクル不可能な廃棄物を 43 万世帯以上向けの電力に変換する 10 工場を英国で運営している。CarbonClean 社は Veolia 社と共に、最新の炭素回収技術を実証する英国初のエネルギー回収施設（ERF）を運営する。両社は 4 年間パートナーシップを組む予定である。共同プロジェクトでは、最新の特許技術が Energy from Waste（EfW）プラントで効果的に機能するかに焦点を当てる。 ・上記プロジェクトは既に始動しており、試験は 2021 年春に開始される予定である。 CarbonClean 社の最新技術は他の技術よりも大幅に小さいため、ERF などの改造用途に適している。燃焼煙道ガス排出物から CO2 を抽出して精製し、循環炭素経済の一部となる貴重な商品に変換する。エネルギー投入量の少ない産業ガスから CO2 を抽出するための特定の溶媒が開発されており、CO2 は圧縮および/または液化されて、産業用途または恒久的な貯留に使用される。回収 CO2 の用途の可能性として、植物の成長を促進するための温室での使用、コンクリートなどの建築材料、溶剤を構成する有機化学物質の生産、合成ゴム、プラスチックなどがある。Carbon Clean 社の CEO は「Veolia とのパートナーシップは、炭素回収のコストを 30 ドル/トンまで下げる一助となり、業界全体およびそれを超えて次世代のモジュール化された技術の採用を加速する」と述べている。	https://www.carbonclean.com/ https://www.carbonclean.com/media-center/news/veolia-and-carbon-clean-announce-first-carbon-capture-trials-in-uk-energy-recovery-facilities
Petrofac	UK	石油	出資			・2020 年 6 月、Petrofac 社のエンジニアリング・生産サービス（EPS）事業は、英国の主要な CCS・水素プロジェクト Acorn project のエンジニアリング・プロジェクト・マネジメント・オフィス支援契約を受注したことを発表した。EPS は、Aberdeenshire の St Fergus ガスターミナルで開発計画中の Acorn CCS のフロントエンド・エンジニアリング・デザインおよび Acorn Hydrogen のコンセプト・セレクトの間、プロジェクト管理システムと技術サポートを提供する。 ・2020 年 8 月、 Petrofac 社は、クリーンエネルギーの専門会社 Storegga Geotechnologies 社との間で覚書を締結した。この契約は、両社が、CCS、水素、その他の低炭素プロジェクトにおける潜在的な事業開発とプロジェクトのイニシアチブで協力することを支援するものである。最初の焦点は UKCS と北西ヨーロッパで、MOU には両社の国際的協力についても含まれている。（Petrofac 社 HP の News にて、2020 年 8 月 6 日の記事より）	https://www.petrofac.com/en-gb/media/news/petrofac-to-support-leading-uk-ccs-and-hydrogen-project/ https://www.petrofac.com/en-gb/media/news/

Global Thermostat	US	CCUS スタートアップ	CCS		分離・回収	Global Thermostat 社の CO2 回収技術は、発電所や産業用の煙突からの CO2 回収と同様に、どこでも CO2 を直接回収できるという点で、革命的な技術である。GT 社の技術は経済的に空気中から直接 CO2 を抽出することができる。高価なトラック輸送や長いパイプラインが不要であり、広大な新市場や地域を CO2 利用に開放できる。EOR、合成バイオ燃料や藻類バイオ燃料、GTL、温室効果ガスや作物の強化、工業用ガス、その他多くの既存および新興の用途にも利用できる。主な技術は以下の通りである。 ・PURE AIR EMBODIMENT ：GT プラントは低濃度で大気から直接 CO2 を回収し、カーボンネガティブにする。産業施設（または太陽光発電所）と共同で設置し、その残余のプロセス熱を利用して炭素回収作業を行う。 ・CARBURETED EMBODIMENT：GT プラントを産業施設と共同で設置し、その残熱を利用して、施設の煙突から濃縮された CO2 を回収する。GT 社は、その CO2 を大気と混合し、排出される CO2 を大幅に上回る CO2 を回収する。この大気中の CO2 を追加で取り込むことで、カーボンネガティブなシステムを実現する。このモデルでは、1 トンあたりの CO2 コストが最も低く抑えられる。 ・2020 年 9 月、DAC 技術で業界をリードする Global Thermostat (GT)社は、ExxonMobil 社との契約を締結したことを発表した。今回の共同開発契約は、GT 社の DAC 技術の潜在的な拡張性を判断するために、ExxonMobil 社が 12 ヶ月間の技術評価を行った以前の契約に続くものである。GT と ExxonMobil 社との当初の契約は 2019 年に締結された。	https://globalthermostat.com/ https://globalthermostat.com/about-carbon-capture/ https://globalthermostat.com/2020/09/global-thermostat-adds-new-support-for-its-carbon-removal-technology-2/
Holcim	CH	建築	CCU	燃料		・2020 年 6 月、Lafarge Zementwerke 社、OMV 社、Verbund 社、Borealis 社はプロジェクト「Carbon2ProductAustria」（C2PAT）における CCU プラントの共同計画・建設に関して MOU に署名した。セメントの製造中に CO2 を回収し、高品質のプラスチック、オレフィン、グリーン燃料の製造に使用することを目指す。2030 年までにオーストリアの Mannersdorf セメント工場サイトに工業規模の工場を建設することを計画している。 ・2020 年 10 月、米国エネルギー省 NETL が LHCO2MENT コロラドプロジェクトへの支援を発表した。Lafarge Holcim 社およびコンソーシアムのパートナーSvante 社、Oxy Low Carbon Ventures LLC（OLCV）社、Total 社は、商業規模の炭素回収施設の実行可能性と設計を評価するための調査を完了した。 DOE-NETL の資金提供の確認を受け、発電施設の実現可能性を評価する次のプロジェクト段階に進む。この発電施設では Holcim セメント工場と天然ガスボイラから直接年間最大 200 万トンの CO2 が回収され、オクシデンタル社によって恒久的に地下に隔離される。 ・2020 年 11 月、スイスに本社を置くセメント大手の Lafarge Holcim 社はこの度米独からの資金提供を受け、米国、カナダ、欧州で計 20 件以上の CCUS プロジェクトを展開していくことを公表した。この一環として、Lafarge Holcim は、スペインにおける Carboneras に位置する同社プラントから CO2 を回収し、農業における作物の生育増進に利用する CCUS パイロット実証である、 ECCO2-LH プロジェクトを開始した。2022 年には Carboneras プラントの 10%の排出を回収、最終的には年間 70 万トンを回収し、100%脱炭素化を目指している。 ・The CO2MENT プロジェクト：カナダの CO2MENT プロジェクトでは、パートナーの Total 社および Svante 社と協力して、セメント工場から CO2 を除去および再利用するための革新的なエンドオブパイプソリューションをテストしている。	https://www.lafargeholcim.com/ https://www.lafargeholcim.com/sites/lafargeholcim.com/files/atoms/files/200624_c2pat_pressrelease_eng.pdf https://www.lafargeholcim.com/media-release-carbon-capture-projects-USA-germany http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=978&dispmid=496 https://www.lafargeholcim.us/us-department-energys-national-energy-technology-laboratory-announces-investment-further-develop-lh
Foster Wheeler	CH	エンジニアリング	出資			・2016 年 7 月、英国の Northern Gas Networks (NGN)、Kiwa Gastec、Amec Foster Wheeler と Wales & West Utilities が共同で実施しているプロジェクト、H21 Leeds City Gate が 2 年間の成果を示す報告書を公表した。その報告書において、英国で燃料として使用しているすべての天然ガスを、水蒸気メタン改質によって製造した水素ガスに転換し、CCS を併用することで最低 73%の CO2 排出削減が可能となることを提言している。	https://www.woodplc.com/investors/amec-foster-wheeler http://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=461&dispmid=496 https://www.h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/

Enhance Energy Inc.	CA	石油	CCU	EOR		Enhance Energy 社はアルバータ州に本拠を置くエネルギー開発会社であり、EOR への CO2 利用を含め、CCS を通じた炭素排出量削減を進めている。カナダのアルバータ州初の大規模 EOR プロジェクトである ACTL プロジェクトに参加する企業コンソーシアムの一員、創設パートナー。Enhance 社は、EOR が専門で、混和性フラッディングでの CO2 利用に重点を置いており、EOR での利用および恒久的貯留のために CO2 を注入する Clive 石油貯留層の所有者および運営者である。 2020 年 6 月、Clive Field で同社初となる CO2EOR プロジェクトでの CO2 圧入を開始した。 2020 年 6 月、世界最新の大規模な CCUS システムである Alberta Carbon Trunk Line（ACTL）システムが稼働開始。 ACTL には、複数パートナーが参加し、産業排出物の回収および、CO2 を中央アルバータ州の成熟した石油およびガス貯留層に供給して、石油増進回収（EOR)および恒久的な貯留に利用している。フル容量でパイプラインは年間最大 1,460 万トンの CO2 を輸送が可能であり、これは現在のオイルサンド排出量全体の約 20%に相当する。同システムを所有・運営する他のパートナー企業は、WOLF MIDSTREAM, NORTH WEST REDWATER PARTNERSHIP, NUTRIEN。	https://enhanceenergy.com/ https://enhanceenergy.com/actl/ https://actl.ca/actl-project/system-partners/
CNOOC	CN	石油	CCUS		プロジェクト全体	In 2016, CNOOC Limited focused tirelessly on the development of carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology and actively promoted a tracking study on CO2 capture and transportation, CO2 flooding, geological storage and CO2 chemical utilization technologies. Chinese oil firm Cnooc's Buzzard platform in the UK North Sea may have a role to play in a flagship carbon capture and storage (CCS) project, developers have said.	https://www.cnooc.com.cn/en/ https://www.cnoocltd.com/attach/0/1706201617151976759.pdf https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/258676/cnooc-buzzard-acorn-ccs/
CNPC	CN	石油	CCU	EOR		2009 年より、中国石油天然気集団公司（CNPC）と RITE は CCS-EOR の研究協力を続けており、中国における CCS-EOR の具体的な課題を明らかにするとともに、RITE のモニタリング技術や CO2 溶解促進技術の有効性の検証を進めている。 2018 年 11 月、OGCI の Climate Investments と提携し、中国における気候変動対策を主な対象とする投資ファンドを、新たに設立することを公表した。	https://www.rite.or.jp/co2storage/international/ http://www.rite.or.jp/about/history/RITE30anniversary_2seika.pdf http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=716&dispmid=496
Saskatchewan Power Cooperation (Saskpower)	CA	電力	CCS		プロジェクト全体	SaskPower 社は、カナダのサスカチュワン州エステバン近郊の石炭火力発電所 Boundary Dam 発電所を所有している。 2014 年の秋に稼働開始した Boundary Dam 発電所 Unit 3 は、商業規模で CCS 技術を使用した世界初の石炭火力発電所である。Unit 3 は、45 年間の稼働後、2013 年に閉鎖される予定だったが、ユニットの寿命をさらに 30 年延長するための改修が行われた。この改修により、Unit 3 はクリーンなベースロード電力の発電所となり、同時にサスカチュワン州の石油生産を強化する CCS 施設が設置された。年間 100 万トンの CO2 回収により、GHG 排出量削減が期待される。 Boundary Dam Unit #3 CCS は、115MW の発電容量を有し、石炭プロセスからの SO2 排出量を最大 100%、CO2 を最大 90%削減している。 回収された CO2 は、石油増進回収のために油田に輸送、または石油技術研究センターの Aquistore プロジェクトを通じて深さ 3400m の砂岩層に注入される。	https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project https://www.saskpower.com/our-power-future/our-electricity/electrical-system/system-map/boundary-dam-power-station https://undeerc.org/pcor/co2sequestrationprojects/SaskPower.aspx https://www.power-technology.com/projects/sask-power-boundary/

Svante Inc（旧 Inventys）	CA	エンジニアリング	CCUS		分離・回収	Svante 社の炭素回収技術は、セメント、鉄鋼、アンモニア、アルミニウム、メタノール、水素の生産から発生する産業用煙道ガスから CO2 を分離回収する。 同技術は、ギガトン（GT）規模のパイプライン向け CO2 を輸送し安全に貯留するための既存の産業インフラ向け非侵入型のエンドオブザパイプソリューションである。独自のモジュール式設計により、様々なプラントサイズに対応可能である。 2019 年 5 月、Svante は GHG 排出量を削減しながら、セメント工場から CO2 を回収して再利用する最初のフルサイクルソリューションを開発および実証するプロジェクトパートナーシップ Project CO2MENT を発表した。プロジェクト CO2MENT は、ブリティッシュコロンビア州リッチモンドの Lafarge 社のセメント工場で、今後 4 年間、Svante 社の CO2 回収システムと CO2 利用技術を実証および評価する。本プロジェクトは、世界的な建築材料グループである Lafarge Holcim 社のメンバー Lafarge Canada Inc.と、大手エネルギー会社 Total 社とのパートナーシップにより、Svante 社が主導する。 カナダ国立研究評議会産業研究支援プログラム（NRC IRAP）を通じて、CCP（CO2 Capture Project）、ブリティッシュコロンビア州、およびカナダ連邦政府から財政的支援を受けた。	https://svanteinc.com/ https://svanteinc.com/carbon-capture-technology/
Electrochaea	DE	エンジニアリング	CCU	燃料		Electrochaea 社はバイオ触媒技術の特許を取得しており（P2G）、同技術によって CO2 と再生可能エネルギー由来の電力よりパイプラインに注入できる品質のガスを生産することが可能である。同バイオ触媒に用いられるのは選択的進化を行った（遺伝子改良は施していない）methanogenic archaea である。同社の技術の特徴としては高効率変換、産業由来の混ガスへの化学的耐性、メタンの選択的生産、早い反応速度によるスケールアップが可能、細菌の自己増殖・自己修復性である。 商業レベルのプロジェクトとして、Energinet.dk (ForskEL)、EUDP、Audi、NEAS Energy、HMN Gashandel、Insero Business Services、BIOFOS、そして Hydrogenics からの協力をえて BioCat Project を行っている。同プロジェクトでは商業スケールの P2G プラントの実証試験を行っており、EU Horizon 2020 PowerStep project の一つしても参加している。	http://www.electrochaea.com/technology/
Linde	DE	ガス	CCU	化学品		世界最大規模の CO2 精製・液化プラントを有している他、oxyfuel combustion と post combustion での CO2 回収プラントも取り扱っている。RECTISOL という有機溶媒による酸性ガスの物理的除去技術の特許を取得している。 2016 年、米国アラバマ州に位置する National Carbon Capture Center (NCCC)の石炭火力発電所で BASF と共に実施していた CO2 回収パイロットプロジェクトを完了した。このプロジェクトでは、回収率 90%以上（30t/日）で純度 99.9%を超える CO2 の回収に成功している。	https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/co2-plants/carbon-capture/index.html https://www.basf.com/documents/corp/en/news-and-media/news-releases/2016/07/P-IR-160719_BASF-Linde-Joint-Release.pdf
RWE	DE	電力	CCU	燃料		RWE は 2005 年より CCUS 技術の開発に取り組んでおり、2009 年より Niederaussem 火力発電所の RWE’s Coal Innovation Centre では 80,000 時間以上石炭火力からの CO2 回収に取り組んでいる。 2019 年 12 月、ドイツにある Niederaussem 火力発電所のイノベーションセンターにて ALIGN-CCUS Power-to-X-to-Power の研究開発施設が操業開始した。同施設にてディーゼルの代替合成燃料である dimethyl ether (DME)を CO2 と電解した H2 より合成する研究を行う。この取り組みには日本の三菱日立パワーシステムズ（EU)と旭化成もパートナーとして協同している。 2020 年 8 月、上記施設にて初となる dimethyl ether (DME)の合成が行われた。	https://www.alignccus.eu/project-partners/rwe-power https://www.alignccus.eu/news/making-fuels-co2-rwe-unveils-new-synthesis-pilot-plant-germany https://www.industryandenergy.eu/ccus/rwe-produces-synthetic-fuel-from-flue-gas/
Siemens	DE	その他	CCS		分離・回収	新設の蒸気発電所と既存の火力発電所どちらにも導入可能である post combustion capture プロセスを開発した。2010 年、2009 年より 3,000 時間以上の実験的オペレーションを行い、90%以上の回収率と触媒排出を実質的にゼロに抑えることが可能であること実証した。	https://new.siemens.com/global/en.html http://www.gastopowerjournal.com/documents/2_Brochure_Siemens-PostCap-technology.pdf https://www.piprocessinstrumentation.com/industry-applications/power-generation/article/15554401/siemens-touts-breakthrough-in-carbon-capture-efficiency

Spectrum Global Solutions Inc.（旧 Mantra Energy Alternatives）	CA	エンジニアリング	CCU	燃料		2015 年から、フィンランドの Kemira 社と共に、カナダ・ブリティッシュコロンビア州の Lafarge セメント工場で、ギ酸製造の実証を進め、連続生産プロセスと技術実証を行う。セメント工場から排出される 100kg/日の CO2 をギ酸に変換する	https://www.globenewswire.com/news-release/2017/01/11/1010631/0/en/Mantra-Announces-Participation-in-Canada-China-CCUS-Forum-in-Beijing-and-Shanghai.html https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf
Haldor Topsoe	DK	CCUS スタートアップ	CCU	化学品		eCos（electrolytic carbon monoxide solution）という solid oxide electrolysis cell （SOEC）を用いた CO2 の CO への変換技術を有している。同社は同変換を食品レベルの CO2 純度でオンサイトで行える技術を他社に提供しており、同技術により得られる CO の純度は 99.9999%以上となる。 2020 年 12 月、Haldor Topsoe 社は Aker Carbon Capture 社と低炭素水素の製造事業に関する MOU を締結した。同締結では Haldor Topsoe 社の水素製造技術と Aker Carbon Capture's の燃焼後 CO2 回収技術による経済的なブルー水素合成を目指す。	https://www.topsoe.com/ https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-and-aker-carbon-capture-to-cooperate-on-low-carbon-hydrogen-solutions
Climeworks	CH	エンジニアリング	CCS		分離・回収	Climeworks 社は、大気から直接二酸化炭素を回収する direct air capture machines を開発、製造、運用している。 大気中で回収された CO2 は、リサイクルして原料として使用することも、安全に貯留することにより大気から完全に除去することも可能である。 Climeworks 社の直接空気回収機は、再生可能エネルギーまたは廃棄物からのエネルギーのみを動力源としている。同機械が大気から回収する 100 トンの CO2 のうち、少なくとも 90 トンが恒久的に除去され、最大 10 トンしか再排出されない。 ・DAC：同社は CO2 の地下鉱化作用などの自然のシンクに焦点を当てている。 ・2012 年、アイスランドの Carbfix 社と協力して、アイスランドの Hellisheiði 地熱発電所で CO2 除去実験プロジェクトを開始した。Carbfix 社は CO2 の急速地下鉱化作用に関する世界的な専門会社である。 Climeworks 社の直接空気回収機で空気から CO2 を除去、 次に Carbfix 社が CO2 を水と混合し、地下深くに注入する。 自然の鉱化作用により、CO2 は玄武岩と反応し、数年以内に固形化する。（AFPBB ニュースによると、注入された CO2 の 95%が 2 年未満で固形化した。） ・2019 年、DAC により回収した CO2 の地中鉱物固定に対し、個人が出資できるサービスのオンライン販売を開始した。	https://www.climeworks.com/co2-removal http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=795&dispmid=496 https://www.afpbb.com/articles/-/3090016
Audi	DE	メーカー（機械）	CCS		分離・回収	・2020 年 9 月、アウディ社は未来の技術を推進するため、CO2 の DAC および貯留に関してチューリッヒを拠点とする環境スタートアップ Climeworks 社と提携した。Climeworks 社は、アイスランドで大気中の CO2 を岩石に変換するための世界最大の DAC および貯留施設を建設している。 この施設では、毎年 4,000 トンの CO2 を大気からろ過し、CO2 を含まない空気が大気に戻される。ろ過された CO２は地下に輸送され、自然のプロセスによって鉱化する。こうして CO2 が大気から永久に除去される。 アウディ社は Climeworks 社を通して大気から 1,000 トンの CO2 を除去することになる。	https://www.audi.com/en.html https://www.audi-mediacenter.com/en/press-releases/in-depth-audi-and-climeworks-store-co2-from-the-atmosphere-underground-13095

BASF	DE	メーカー（化学品）	CCU	化学品		BASF Gas Treating Excellence 社は、石油増進回収（EOR）、尿素生産、小規模食品の CO2 生産施設などの CO2 回収ソリューションを提供している。 ・2016 年、BASF 社と Linde 社は、米国アラバマ州に位置する National Carbon Capture Center (NCCC) の石炭火力発電所で実施していた CO2 回収パイロットプロジェクトを完了した。このプロジェクトでは、回収率 90%以上（30t/日）で純度 99.9%を超える CO2 の回収に成功している。NCCC は、Southern Company が管理および運営する米国エネルギー省（DOE）の研究施設である。 ・ 2015 年 1 月以降、同プロジェクトは DOE の国立エネルギー技術研究所（NETL）との協力協定に基づいてパイロットプラントを運営している。 成功裏のプロジェクト完了に基づき、BASF 社と Linde 社はより大規模なテストを開始し、商業的機会を模索する。パイロットプロジェクトで使用された技術は、BASF 社が OASE®blue ブランドで販売している高度な水性アミンベースの溶媒およびプロセス技術と、Linde 社が開発した新しい CO2 回収プロセスおよびエンジニアリングを統合したものである。プラントの設計能力は最大 1.5MWe、必要な再生蒸気は CO2 メートルトンあたり 2.8 ギガジュール未満である。 NCCC には、Alabama 発電所の 880 MW の微粉炭ユニットからの石炭由来の煙道ガスを利用して高度な技術のテストと統合を行うことができる燃焼後 CO2 回収施設がある。 ・ 2018 年、BASF ベンチャーキャピタル GmbH 社は、米国イリノイ州シカゴに本社を置くバイオテクノロジー企業 LanzaTech 社に投資予定である。 LanzaTech 社は、特殊な微生物を使用して、一酸化炭素と水素を含む残留ガスからエタノールを最初に生成できるようにするガス発酵技術を開発した。 廃棄物を焼却する代わりに再利用することで、企業は CO2 排出量を削減できる。	https://energy-resources.basf.com/global/en/gas-treatment/technologies/solution_flue_gas.html https://www.basf.com/global/en/media/news-releases/2016/07/p-IR-160719.html http://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=465&dispmid=496 https://www.basf.com/global/en/who-we-are/organization/group-companies/BASF_New-Business-GmbH/news/press-releases/2018/p-18-612-BASF-invests-in-carbon-recycling-company-LanzaTech.html
ALSTOM	FR	運送	CCS		分離・回収	2010 年から 2014 年にかけて、Alstom Power 社は Dow Chemical 社と共に、Dow Chemical 社の UCARSOL™ FGC-3000 というアミン触媒技術を用いて Advanced Amine Process (AAP)の開発を行った。同プロセスは様々な環境で排気ガスからの CO 2 回収率を 90%以上保てており、また 90%の回収率に必要なエネルギーを従来の CO2 回収プロセス（モノエタノールアミン触媒を用いたプロセス）に比べて 30%以上抑えることに成功した。	https://www.alstom.com/press-releases-news/2011/5/alstom-announces-successful-results-of-mountaineer-ccs https://www.environmentalleader.com/2015/09/ge-alstom-power-6-others-receive-doe-carbon-capture-funding/ https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610214024643?token=EC200248FF91E1769EA562984542E9B4B777E2DB2E31938C75FD951007A72759E3595EC7E21CDFDD2FEE58B8A82161F6
Fermentalg	FR	CCUS スタートアップ	CCU	燃料		2015 年より、Suez と共同で藻類による CO2 回収の開発を行っており、2020 年に MOU を締結しジョイントベンチャーを作成した。2020 年 9 月より同技術のテストをパリの学校施設にて行っており、2021 年にはほかの工業施設に展開する予定である。藻類を利用した同フォトバイオリアクター技術により、様々な CO2 源からのオメガ 3 脂肪酸、顔料（phycocyanin と astaxanthin）、そしてたんぱく質の合成が可能であるとしている。	https://www.fermentalg.com/ https://www.feednavigator.com/Article/2021/01/05/Fermentalg-and-Suez-led-carbon-capture-JV-to-create-food-and-feed-focused-products

Sunfire	DE	CCUS スタートアップ	CCU	燃料		Sunfire 社は、Power-to-gas や Power-to-liquid の技術を有している。同技術は回収した CO2 を CO へと変換したのちに H2 と反応させ合成ガスを製造する事で CO2 を有用な燃料へと転換する。 ・2019 年、フランスの石油事業者である Total 社と共に Leuna refinery にてメタノールの合成のパイロットプロジェクトを実施することを発表した。 ・2019 年 8 月、Kopernikus プロジェクト P2X（政府出資プロジェクト）の試験施設で、大気から回収した CO2 とグリーン電力から燃料を生成した。プロジェクトパートナーの Climeworks 社、Ineratec 社、Sunfire 社、および KIT 社は技術の組み合わせにより、既存の試験施設で、CO2 から 1 日あたり約 10L の燃料を生産する。 第二フェーズでは、1 日 200L の容量のプラント開発が計画されている。 ①Climeworks 社の DAC 技術で大気から CO2 を回収。②CO2 と水蒸気の電気分解を同時に行う。Sunfire 社の商品化された共電界技術で水素と一酸化炭素を生成する。③合成ガスを燃料生産の原料である長鎖炭化水素分子に変換する。④水素化分解により燃料の品質と収率を最適化し、ガソリン、灯油、ディーゼルなどの直接使用可能な燃料に転換する。 ・2020 年 6 月、オスロに本部を置く欧州の新産業コンソーシアム Norsk e-Fuel AS は、ノルウェーで欧州向けの PtL（Power-to-Liquid）技術を工業化することを発表した。Norsk e-Fuel AS は、世界有数の PtL 技術を提供する Sunfire GmbH 社、DAC 技術のパイオニア Climeworks AG 社、鉄鋼メーカー向けの国際的な EPC 会社 Paul Wurth SA 社（SMS グループ）、ノルウェー最大の民間風力発電開発会社 Norsk Vind 社の親会社であるグリーン投資会社 Valinor 社の 4 社で構成されている。2023 年までに、ノルウェーおよびヨーロッパの燃料市場に年間 1,000 万リットルの再生可能燃料を提供する初の産業プラントをノルウェーHerøya で操業開始する。	https://www.sunfire.de/en/ https://www.energy-democracy.jp/3162 https://www.sunfire.de/en/news/detail/carbon-neutral-fuels-from-air-and-electric-power https://www.sunfire.de/en/e-fuel https://www.norsk-e-fuel.com/en/ https://www.sunfire.de/en/news/detail/norsk-e-fuel-is-planning-europes-first-commercial-plant-for-hydrogen-based-renewable-aviation-fuel-in-norway
Thyssenkrupp	GE	製鉄	CCU	燃料		同社が実施する Carbon2Chem プロジェクトは 2016 年より Federal Ministry of Education and Research から約 6,000 万ユーロのファンドを得ており、2020 年にプロジェクトが第 3 フェーズに入った際には更に約 7,500 万ユーロを得ている。 2018 年 9 月より Duisburg の Carbon2Chem® technology にて同技術の開発を行っており、世界で初めて steel mill gases からアンモニアとメタノールの合成に成功した。	https://www.thyssenkrupp-steel.com/en/company/sustainability/climate-strategy/
Green Minerals	ES	CCUS スタートアップ	CCU	その他		Green Minerals 社は、鉱化作用による CO2 貯留の研究を行っている物理学者 PolKnops が 2011 年に設立した。 当初の目標は CO2 回収だったが、機能的なアプリケーションを備えた特定の製品を製造するようになった。 Green Minerals 社は、CO2 を無機化によって回収し、コンクリート、プラスチック、紙などに貯留する。CO2 と結合する岩石形成鉱物のかんらん石と反応する原料として CO2 を利用している。	https://www.green-minerals.nl/
ENEL	IT	電力	CCS		プロジェクト全体	2011 年、イタリア初となる CO2 回収パイロットプラントを Brindisi に設立し、操業を開始した。同プラントの設立は 2008 年より Eni と結んでいる strategic agreement の一環である。同プラントは Federico II 石炭火力発電所より毎時間 10,000 立方メートルの排ガスを処理可能であり、毎時間 2.5 メトリックトン（年間で最大 8,000 メトリックトン）の CO2 を分離回収可能である。 2020 年 10 月、BP、ロイヤル・ダッチ・シェル、エネル、Eni、エクイノール、ナショナル・グリッドは英国北海大陸棚に二酸化炭素の貯留インフラを建設するためのパートナーシップ「Northern Endurance Partnership（NEP）」を締結したと発表した。英国では、政府が 2050 年二酸化炭素ネット排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を法定目標と指定から、炭素・回収・利用・貯留（CCUS）の開発が一段と活発化しており、今回国を越えて大手企業が手を組んだ。同事業は BP がオペレーターとなる。	https://www.enel.com/media/explore/search-press-releases/press/2011/03/enel-inauguration-of-italys-first-ccs-pilot-plant-in-brindisi https://sustainablejapan.jp/2020/10/30/uk-nep/55327

Solar foods	FI	CCUS スタートアップ	CCU	その他		Solar foods 社は、フィンランドのスタートアップ企業である。2017 年に設立され、農業なしで食品生産するための食品技術革新を行っている。電気を使用し、空気から CO2 と水を取り込むことにより、世界で最も持続可能なタンパク質「Solein」を生産。 Solein は、VTT フィンランド技術研究センターと Lappeenranta-Lahti University of Technology（ラッペーンランタ工科大学）とともに開発が行われた。地中から掘り出した化石燃料を燃やして CO2 を排出する代わりに、排出物のない電気と大気から回収した CO2 を食品に変えるソリューションの開発を目指した。VTT での概念実証後、2017 年に Solar Foods を設立。ソレインの生産は農業、天候、気候に依存しないため、食料生産に革命をもたらす。また 「Solein」1 キロの製造に必要な水はわずか 10 リットルであり、大豆の 250 分の 1 で済み、環境負荷を減らせる。2021 年後半の「Solein」の販売開始を目指す。 ・ソレインで大気から二酸化炭素を永久に除去するわけではないが、循環させる。 DAC 技術を使用して必要な CO2 を取得すると、CO2 は大気から除去されるが、食物が消費されると、炭素は CO2 の形で呼吸によって大気に戻る。	https://solarfoods.fi/ http://mission-innovation.net/our-work/mission-innovation-breakthroughs/solar-foods-food-out-of-thin-air/
Air Liquide	FR	ガス	CCS		分離・回収	Air Liquide 社はガス、技術、サービスの世界的リーダーであり、酸素燃焼、電気分解ベースの無炭素水素、バイオメタンなど、産業および輸送向けの一連の技術ソリューションを提供および開発している。Cryocap™により、自社の生産拠点と世界中の顧客の生産拠点から放出される CO_2の排出量削減を目指す。（日本エア・リキード社：産業・医療ガスの製造販売 / 産業・医療ガス関連機器の製造販売 / 産業・医療ガス関連サービス / 大型空気分離装置などのプラントエンジニアリング事業） ・2019 年 9 月、Air Liquide 社は、CCS プロジェクトである Northern Lights での協業を目指し、Equinor 社とそのパートナー（Shell 社および Total 社）との覚書に署名した。 Northern Lights プロジェクトは、ノルウェー大陸棚でのオフショア CO2 貯留の開発を目的としており、ヨーロッパのいくつかの国の産業資源から CO2 を回収する世界初の貯蔵プロジェクトサイトになる可能性がある。 このイニシアチブは、気候変動を緩和する Air Liquide 社の取り組みを示す。	https://www.airliquide.com/magazine/cryocap-co2-cold-capture-system-unlike-any-other-in-the-world https://www.airliquide.com/mainland-china/air-liquide-joins-innovative-large-scale-carbon-capture-and-storage-project-norway https://industry.airliquide.jp/alj-profile#content
日新製鋼株式会社	JP	製鉄	CCS		分離・回収	2013 年から 2017 年にかけて、NEDO による「環境調和型製鉄プロセス技術開発」のもと JFE スチール株式会社、株式会社神戸製鋼所、新日鉄住金エンジニアリング株式会社と協同技術開発を行った。本技術開発では CO2 排出の抑制と、CO2 の分離・回収により、製鉄所からの CO2 排出量を約 30%削減する技術の確立を目指している。	https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100742.html
東洋エンジニアリング株式会社	JP	エンジニアリング	CCUS	その他	プロジェクト全体	CCS の重要性に早くから着目し、わが国における CCS の実現を目指す日本 CCS 調査株式会社に設立当初（2008 年）より参加。また、社内横断組織「CCS チーム」を作り、CO2 分離・回収／超臨界 CO2 ハンドリング／Enhanced Oil Recovery（EOR:石油増進回収）といった分野における経験を CCS に活用する検討や、最新技術の調査・整備、システム検討・設計、経済性評価を行っている。 2020 年 12 月、東芝エネルギーシステムズ株式会社、出光興産株式会社、全日本空輸株式会社、他と CO2 を C）に電気分解する技術を用いた P2C プロセスにより排ガスなどからの CO2 をジェット燃料に再利用する、カーボンリサイクルのビジネスモデル検討を開始することに合意した。	https://www.toyo-eng.com/jp/ja/products/environment/ccs/ https://www.toyo-eng.com/jp/ja/company/news/?n=769
大阪ガス株式会社	JP	ガス	CCUS			TCFD における気候変動による主要なリスク・機会に対する手法として、水素、クリーンガス、CCUS（CO2 の分離・回収・利用・貯蔵）等のイノベーション技術の調査・研究を行うと記載。	https://www.osakagas.co.jp/company/csr/charter02/climate_change.html
石油資源開発株式会社	JP	石油	CCS		プロジェクト全体	石油・天然ガスの探鉱・開発で培ってきた、地下構造の把握や岩石物性の推定、圧入井の掘削、生産、流体移動シミュレーションや地震探査などによる地下モニタリングなどの先端技術の提供を通じ、CCS の実用化に向けた取り組みへの貢献を行っている。 2008 年に日本 CCS 調査株式会社をその他民間企業と設立した。	https://www.japex.co.jp/business/innovate/ccs.html
四国電力株式会社	JP	電力	出資			電気事業における低炭素社会実行計画において、革新的技術の開発として、環境負荷を低減する火力技術(A-USC:先進超々臨界圧発電、IGCC:石炭ガス化複合発電、 CCS:CO2 分離回収技術）等に取り組むとしている。	https://www.yonden.co.jp/assets/pdf/corporate/ir/policy/medium-term_management_plan/medium-term_management_plan_all.pdf

三菱マテリアル株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCS		プロジェクト全体	子会社である三菱マテリアルテクノ株式会社に 100%出資。マテリアルテクノは帯水層への CO2 貯留技術、石炭層への CO2 固定技術、そして石油・ガス層への CO2 貯留技術を有しており、様々なプロジェクトの醸成、プロジェクトへの参画を行っている。2019 年、環境配慮型 CCS 実証事業の貯留技術について大成建設株式会社、一般財団法人電力中央研究所、国立研究開発法人産業技術総合研究所らと参画。	https://www.mmtec.co.jp/consulting/co2/001.html
国際石油開発帝石株式会社（INPEX）	JP	石油	CCS		輸送	同社は過去に国内油田で炭酸ガス圧入試験を実施した実績があり、現在海外の油田においても炭酸ガス圧入の効果実証に取り組んでいる。 「炭酸ガスは油よりも軽く、流れ易い（粘性が低い）流体ゆえに、油層の高浸透率部分のみに浸入してしまい、地下に大量の油が取り残されてしまう」という弱点を克服する技術として泡流体（フォーム）に注目しており、炭酸ガス、水を混合させ、厳しい油層環境下においても崩壊しにくい泡を形成し、地下の油を更に効率的に回収できる特殊技術の研究開発を行っている。 2016 年より二酸化炭素地中貯留技術研究組合に参画し、大規模 CO2 圧入・貯留の安全管理技術の開発・実証に取り組んでいる。	https://www.inpex.co.jp/business/rd/
九州電力株式会社	JP	電力	出資			総合研究所の概要ページにて、低炭素化技術グループの取り組みとして CCUS と記載あり。	http://www.kyuden.co.jp/company_tech_outline_organization.html
荏原製作所	JP	メーカー（機械）	CCS		輸送	高圧ポンプの技術開発を行っており、その用途の一例として北米や中東に EOR のための CO2 インジェクションポンプ（二重胴多段遠心ポンプ）を納入している。	https://www.ebara.co.jp/about/technologies/abstract/detail/__icsFiles/afieldfile/2017/03/08/252_P08_3.pdf
宇部興産株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCU	化学品		2019 年 3 月に出光興産株式会社、宇部興産株式会社、日揮株式会社と共に「CCUS 研究会」を設立。研究会での新技術開発のコンセプトは、「カルシウム等を多く含む産業廃棄物を活用し、二酸化炭素と反応させて炭酸塩化および高付加価値化する」ことである。さらに、この炭酸塩や金属イオン抽出後の残渣を、建築・土木材料、各種工業材料等の資源として活用することを想定している。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/11
出光興産株式会社	JP	石油	CCU	化学品		・炭酸塩開発（出光及び宇部興産株式会社、日揮グループは、炭酸塩による CO2 固定化を目的とする研究会『CCSU 研究会（Carbon dioxide Capture and Storage with Utilization）』を 2019 年に設立した） ・経済産業省、NEDO（新エネルギー・産業技術総合開発機構）が日本 CCS 調査（株）に委託して北海道苫小牧市で実施している「CCS 実証試験事業」に協力してきた。 ・NEDO 事業としてメタノール合成（メタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効利用）に関する技術開発を行っている。製油所から排出される CO2 を回収し、CO2 をメタノールに変換することで、CO2 排出量を削減するとともに CO2 を有価物としてリサイクル活用することを目指す。	https://www.idss.co.jp/business/coal/environment.html https://sustainability.idss.co.jp/ja/themes/316 https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/10
三菱商事株式会社	JP	商社	CCU	化学品		・2020 年 7 月、富山大学、千代田化工建設株式会社、日鉄エンジニアリング株式会社、日本製鉄株式会社、ハイケム株式会社、三菱商事株式会社は共同で、NEDO 事業である CO2 を原料とするパラキシレン製造に関する開発（カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 排出削減・有効利用実用化技術開発／化学品への CO2 利用技術開発）に応募し、採択された。三菱商事は事業性検討（反応経路に応じた経済性と CO2 削減効果の評価、市場調査）を行う。 ・2020 年 8 月、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社、三菱商事株式会社は共同で NEDO の公募委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 有効利用拠点における技術開発」に応募し、採択された。三菱商事株式会社は市場調査及び事業性評価を行う。 ・2020 年 9 月、三菱商事株式会社（以下「三菱商事」）は、環境負荷低減に向けた取り組みの一つとして、CO2 を用いたコンクリート原料である骨材（以下「CO2 活用骨材*1」）の製造技術（以下「CO2 有効活用技術」）を有する米国 Blue Planet Systems Corporation（以下「Blue Planet」）へ資金提供を行うと共に、同社の CO2 有効活用技術の事業化に向けた協業契約を締結した。	https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/html/0000046041.html https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/files/0000045680_file1.pdf https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2020/files/0000045766_file1.pdf
丸紅株式会社	JP	商社	CCU	化学品		2020 年 2 月、排ガスから CO2 を回収する技術を有する英国の Carbon Clean Solution Ltd(英)への出資を行った。出資を通じて CCU の共同開発に取り組むとしている。CCSL 社は化学吸収法にて使用される新規回収溶剤を自社開発し、従来の回収溶剤より高効率・低価格での CO2 回収を可能とする技	https://www.marubeni.com/jp/news/2020/release/20200217J.pdf

						術を有しており、現時点で商業化されている CO2 回収技術の中で世界最高水準のコスト競争力を実現している。	
三井物産株式会社	JP	商社	出資			2012 年より日豪官民共同プロジェクトである「カライド酸素燃焼プロジェクト」に電源開発株式会社、株式会社 IHI と共に参加し、2015 年 2 月に酸素燃焼及び CO2 回収一貫プロセスの内、酸素燃焼実証運転を成功裡に完了した。本プロジェクトはオーストラリアのカライド A 発電所を対象としており、石炭火力発電を改造し、酸素燃焼を適用した CO2 の回収及び地下注入を実証した。	https://www.mitsui.com/jp/ja/release/2015/1205552_6498.html
デンカ株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCU	鉱物		環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をランデス株式会社、鹿島建設株式会社、中国電力株式会社と共同開発した。同製品はデンカが開発した炭酸化混和材「LEAF®」の CO2 を吸い込み（スイコム）固定化する性質を活かして、総排出量を実質ゼロ以下にする CCU 技術の製品です。炭酸化反応での硬化養生を行うため、ほぼ中性であり植物や生物への影響が少ないという特長も有しています。	https://denka.disclosure.site/ja/themes/668
鹿島建設株式会社	JP	建築	CCU	鉱物		環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をデンカ株式会社、ランデス株式会社、中国電力株式会社と共同開発した。 2020 年 8 月には三菱商事株式会社、中国電力株式会社と共に NEDO の公募委託事業「カーボンリサイクル・次世代火力発電等技術開発／CO2 有効利用拠点における技術開発」に応募し、採択された。鹿島建設株式会社は各種技術の開発を担当する。	https://www.kajima.co.jp/tech/c_eco/co2/index.html#!body_02
ランデス株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCU	鉱物		環境配慮型コンクリート「CO2-SUICOM」をデンカ株式会社（本社：東京都中央区）、鹿島建設株式会社（本社：東京都港区）、中国電力株式会社（本社：広島県広島市）と共同開発した。	https://www.landes.co.jp/product/113
地熱技術開発株式会社	JP	研究所	CCS		プロジェクト全体	地熱技術の他分野への適用に取り組んでおり、二酸化炭素地中貯留事業に対して技術提供を行っている。	http://www.gerd.co.jp/field01.html#A003
住友商事株式会社	JP	商社	出資			2012 年、住友化学と CO2 分離事業に関する合弁会社を設立した。 事業を通じた気候変動問題への貢献として、CO2 の吸収固定のための CCS 実証事業を行っていると表明している。 Global CCS Institute（GCCSI）に 2018 年 12 月に参画した。インスティテュートの知識共有活動、事実に基づく助言および提唱を通じ CCS の世界的開発・実証・展開を推進し、CCS の実施に望ましい条件整備を目指している。	https://www.sumitomocorp.com/ja/jp/sustainability/environmental-management/climate https://www.sumitomocorp.com/-/media/Files/hq/sustainability/report/esg/esg-3.pdf?la=ja
住友化学株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCS		分離・回収	2013 年より合弁会社 CO2 M-Tech を設立し膜分離法による CO2 分離技術について技術開発を行ってきた。同技術の特徴は、既存の化学吸収法に比べプロセスがシンプルでエネルギー消費を大幅に削減でき、かつ、設備の大きさを 2 分の 1 以下に小型化できる点である。	https://www.sumitomo-chem.co.jp/news/detail/20151201.html
日鉄エンジニアリング株式会社	JP	エンジニアリング	CCS		分離・回収	2008 年度から環境調和型製鉄プロセス技術開発（COURSE50）プロジェクトを推進している。 省エネ型二酸化炭素回収設備「ESCAP®」を開発。同技術は化学吸収法を用いた設備であり、汎用技術と比べ熱消費量を 4 割以上削減し、不純物の多い原料ガスから、食品用途を含む高純度の CO2 を製造することが可能である。	https://www.eng.nipponsteel.com/business/energy_solutions/escap/escap/
コスモ石油株式会社	JP	石油	出資			HP にて、「石油精製という二酸化炭素を排出する事業を実施する企業として、日本 CCS 調査株式会社に出資し、二酸化炭素を分離・回収、輸送、地中貯留という CCS 技術の開発に参画」と表明している。	https://coc.cosmo-oil.co.jp/rd/environment/technology.html
関西電力	JP	電力	出資			2020 年 9 月、川崎重工業株式会社（以下、川崎重工）、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（以下、ＲＩＴＥ）と、省エネルギー型二酸化炭素分離・回収システムのパイロットスケール試験設備（４０トン-ＣＯ２／日 規模）を同社舞鶴発電所内に建設し、２０２２年度から石炭火力発電所から排出される燃焼排ガス中のＣＯ２分離回収試験を開始することに合意した。	https://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2020/0924_1j.html

株式会社神戸製鋼所	JP	製鉄	CCS		分離・回収	2013 年度から 2017 年度にかけて NEDO による「環境調和型製鉄プロセス技術開発」のもと JFE スチール株式会社、日新製鋼株式会社、新日鉄住金エンジニアリング株式会社と協同技術開発を行った。本技術開発では CO2 排出の抑制と、CO2 の分離・回収により、製鉄所からの CO2 排出量を約 30%削減する技術の確立を目指した。現在、2030 年頃までに CO2 排出量削減技術を確立し、2050 年までの実用化・普及を目指している。	https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100742.html
伊藤忠商事株式会社	JP	商社	出資			同社は HP にて「低炭素化を図っていく上で CCS は不可欠な技術であると認識しており」とし、苫小牧において実証実験を行っている日本 CCS 調査（株）に出資参画、実用化の可能性を追求している。 CCU 技術推進に寄与する取り組みとして、2019 年よりユーグレナ社と共に、ミドリムシの海外培養実証事業の開始に向けた取り組みを推進。 2020 年 10 月、NEDO 事業「バイオジェット燃料生産技術開発事業／微細藻類基盤技術開発／微細藻バイオマスのカスケード利用に基づくバイオジェット燃料次世代事業モデルの実証研究」に 2020 年度から 2024 年度までの事業期間ユーグレナ社と共に採択された。	https://www.itochu.co.jp/ja/csr/environment/climate_change/index.html https://www.itochu.co.jp/ja/news/press/2020/201005.html
JX 石油開発	JP	石油	CCU	EOR		2011 年に JOGMEC と共同で、世界初となる海上油田における CO2-EOR パイロットテストを実施した。また、2014 年から米国テキサス州の陸上油田において、CO2-EOR 合弁プロジェクト（Petra Nova CCUS Project）を開始している。 2020 年 3 月、CCS 技術活用によるガス田開発に関するマレーシア国営石油会社ペトロナスとの共同スタディ契約を締結した。本スタディではガス田開発に伴って産出される CO2 を回収し、老朽化した近隣ガス田に圧入することによって、既発見未開発ガス田の低環境負荷での開発実現を目指す。	http://www.nex.jx-group.co.jp/newsrelease/2019/post_68.html
日立造船株式会社	JP	メーカー（機械）	CCU	燃料		CO2 有効利用技術開発（高濃度 CO2 利用品製造プロセスの検討・評価） 2018 年度より環境省の「二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に株式会社エックス都市研究所と共同で「清掃工場から回収した二酸化炭素の資源化による炭素循環モデルの構築実証事業」として採択されている。本事業では清掃工場から排出される二酸化炭素を利用したメタネーションによるエネルギー資源化の社会実装に向けて取り組んでいる。2020 年 10 月よりメタネーション設備の工事を開始し、稼働後は毎時間 125N ㎥のメタンを製造する予定である。	https://www.hitachizosen.co.jp/news/2020/09/003596.html
日本製鉄株式会社	JP	製鉄	CCU	化学品		2019 年 4 月に新日鉄住金から商号を変更し、2020 年 4 月に日新製鋼を買収合併した。 RITE と東京大学と共に省エネ型 CO2 回収設備 ESCAP を開発。ESCAP は、製鉄所から出る高炉ガスや火力発電所からの排ガスなど、比較的 CO2 濃度の低い常圧ガスから純度の高い CO2 を分離回収する技術である。従来法と比べ、40%以上の熱エネルギー消費量削減に成功した。 CO2 から炭酸ジメチル（DMC）を製造するプロセスを東北大学と共同で開発している。	https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf https://www.nipponsteel.com/csr/env/warming/future.html
日本ガイシ株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCS		分離・回収	CO2 分離回収膜として日揮株式会社と DDR 型ゼオライト膜を開発。同膜は 1 ナノ（10 億分の 1）メートル以下の細孔径を持ち、分子レベルの分離が可能な世界最大級のセラミック製分離膜である。開発した DDR 型ゼオライト膜は、高圧（80 気圧）かつ高 CO2 濃度下でも、高い CO2 分離性能を維持できるほか、耐熱性に優れ、高温下での使用も可能である。 2019 年 2 月より上記膜の CO2 分離・回収実証実験を石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC)と共に開始した。	https://www.ngk.co.jp/news/20190225_10455.html
日揮株式会社	JP	エンジニアリング	CCS		分離・回収	日本ガイシ株式会社と共同で DDR 膜による CO2 分離プロセスの共同開発を行っている。本技術はゼオライト膜を用いた高効率な CO2 分離技術で、高濃度に CO2 を含む CO2-EOR に伴って産出される随伴ガスや天然ガスからの CO2 分離に適している。	https://www.jgc.com/jp/business/tech-innovation/environment/ddr-membrane.html
東レ株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCS		分離・回収	2019 年 11 月、世界初となるナノサイズの連続する空隙構造を持った多孔質炭素繊維を創出したと発表した。今回開発した素材をガス分離膜の構造を支える支持層に用いることで、温室効果ガス(CO2)の分離や水素製造に用いられる高性能分離膜の軽量化やコンパクト化が図られるとともに、分離性能を向上させることができる。本素材の更なる研究・技術開発を進め、カーボンリサイクルの促進や水素社会、省エネ社会の実現に向けて、外部との連携も視野に用途開発を進める。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/180 https://cs2.toray.co.jp/news/toray/newsrrs01.nsf/0/B5867DC6E83462ED492584B3002A84E2?open

東ソー株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCUS	化学品	分離・回収	2018 年度、NEDO 事業に「DAC を用いた排ガス由来低濃度 CO2 のポリウレタン原料への直接変換」というテーマで採択された。 本チャレンジでは、火力発電所から排出するＣＯ２を特別な処理することなく、そのままポリウレタン原料への変換をおこない、プロセス削減によるＣＯ２コストの削減に加えてＣＯ２の精製・濃縮時に発生する更なるＣＯ２の削減も可能となる、「革新的ＣＯ２有効利用技術（革新的ＣＣＵ）」の開発をめざす。	https://www.nedo.go.jp/activities/CA_mitou_006.html
電源開発株式会社	JP	電力	CCU	燃料		2019 年、中国電力と共同で CCUS の大型実証試験を行うため大崎クールジェン株式会社を設立した。 2020 年、日揮グループの日本エヌ・ユー・エス株式会社と共同提案した「尼国グンディガス田における CCS プロジェクトの JCM 実証に向けた調査」が経済産業省事業「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のうち CCUS 国際連携事業」に採択された。	https://www.jpower.co.jp/news_release/2019/06/news190605_1.html https://www.jpower.co.jp/news_release/2020/05/news200520.html
中国電力株式会社	JP	電力	CCU	燃料		カーボンリサイクルを実現する Gas-to-Lipids バイオプロセスの開発 暗所で高速･高密度培養が可能な複数の微生物を組み合わせた複合発酵法を確立して，発電排出ガス(Gas)から燃料や化成品の原料油脂(Lipids)を生産することにより CO2 を再資源化する新規バイオプロセスの開発を行っている。 2019 年、電源開発株式会社と共同で CCUS の大型実証試験を行うため大崎クールジェン株式会社を設立した。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/122 https://www.jpower.co.jp/news_release/2019/06/news190605_1.html
川崎重工業株式会社	JP	メーカー（機械）	CCUS	化学品	分離・回収	2020 年 9 月、NEDO の「先進的二酸化炭素固体吸収材の石炭燃焼排ガス適用性研究」の採択を受けて、公益財団法人地球環境産業技術研究機構と共に、関西電力株式会社の舞鶴発電所内に省エネルギー型二酸化炭素分離・回収システムのパイロットスケール試験設備建設し、石炭火力発電所における省エネルギー型二酸化炭素分離・回収システムのパイロットスケール実証試験を開始した。2022 年度から 2024 年度にかけて石炭火力発電所から排出される燃焼排ガス中の CO2 分離・回収試験を行う予定である。	https://www.khi.co.jp/pressrelease/detail/20200924_1.html
千代田化工建設株式会社	JP	エンジニアリング	CCUS	燃料	分離・回収	炭酸ガスを効率よく分離し貯留する技術、さらには炭酸ガスを有効な資源に転換する技術開発を行っている。分離技術としては、JOGMEC と共同でゼオライト膜を用いた天然ガスからの CO2 分離プロセス開発を行っている。固定化及び有効利用としては、2018 年度から 2019 年度にかけては NEDO の委託事業で異なる電極活性点を利用した CO2 からの C2 化合物製造技術およびシステム開発を、2019 年度よりは環境省の環境配慮型 CCS 実証事業を行っている。	https://www.chiyodacorp.com/jp/csr/csr/value/value2/technologies-development.html
積水化学工業株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCU	燃料		2020 年 4 月、株式会社ＩＮＣＪと共に、積水化学と米国ベンチャー企業 LanzaTech が共同開発した、微生物触媒を活用して可燃性ごみをエタノールに変換する技術の実証事業の実施、および事業展開を行うことを目的として、合弁会社「積水バイオリファイナリー株式会社」を設立した。同事業の一環として排ガス由来のエタノール製造を行う。岩手県久慈市に実証プラントを新設し、2021 年度末に稼働を開始、実証事業を行う予定である。実証プラントから発生する排ガスからは、現在導入予定の設備によって 1 日で最大 10kg の CO2 を回収する見込みである。 2018 年度から 2022 年度にかけて環境省の「二酸化炭素の資源化を通じた炭素循環社会モデル構築促進事業」に採択されており、同事業においても排ガスのメタネーションを行っている。	https://www.sekisui.co.jp/news/2020/1348992_36493.html http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/1-2_MOE_CCUS_gaiyo.pdf
石油天然ガス・金属鉱物資源機構	JP	研究所	CCS			JOGMEC（本部：東京都港区、理事長：細野 哲弘）は、2020 年 3 月 18 日に、JX 石油開発株式会社及びマレーシア国営石油会社ペトロナスとの間で、CCS 技術を適用したガス田開発に関する共同スタディ契約を締結した。	http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00034.html

産業技術総合研究所（AIST）	JP	研究所	CCUS		プロジェクト全体	2016 年 4 月に、日本における貯留層に適した実用化規模（100 万トン/年）での CO2 地中貯留技術を開発するとともに、CCS の社会受容性の獲得を志向した研究開発を行うため、二酸化炭素地中貯留技術研究組合を発足した。 経済産業省の「安全な CCS 実施のための CO2 貯留技術の研究開発事業」の中で、弾性波探査を補完するモニタリング技術や長期遮蔽性能評価技術、水理－力学－地化学連成技術等について、研究開発に取り組んでいる。 2016 年度から 2020 年度にかけて環境配慮型 CCS 貯留技術実証事業に三菱マテリアル、電力中央研究所、大成建設などと参画。本事業は貯留適地調査及び既存圧入技術の技術開発を行う。	https://unit.aist.go.jp/georesenv/geostorage/index.html/group/
三菱ケミカル(株)	JP	メーカー（化学品）	CCUS	化学品	分離・回収	コスモエンジニアリング株式会社とアクト株式会社と共に膜による CO2 回収・メタネーションカーボンリサイクル実用化に向けた技術開発を行っている。本研究開発では CO2 分離性能に優れる中空糸膜を用いてラボ試験において CO2 回収率の 80%越えを達成し、2021 年までに実証実験による性能確認を行うとしている。 2014 年度から 2021 年度にかけて、NEDO 事業において二酸化炭素原料化基幹化学品製造プロセス技術開発を行っている。本事業では、太陽光と水から得られた水素（ソーラー水素）と CO2 から人口光合成によってプラスチック原料等の基幹化学品を製造する。	https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf
三菱ガス化学株式会社	JP	メーカー（化学品）	CCU	その他		日本製鉄株式会社と日鉄エンジニアリング株式会社と共に CO2 からの炭酸エステル合成技術開発を行っている。 2020 年 3 月、NEDO が公募した「苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に三菱日立パワーシステムズ（MHPS）、三菱重工エンジニアリング（MHIENG）と共に採択された。本事業では北海道苫小牧市の製油所から発生する CO2 の回収・貯留を行い、回収 CO2 からメタノールを合成する技術の調査事業を 2021 年 2 月まで行う。MGC はメタノールの製造、合成触媒に関する技術やサプライチェーンを有しており、本事業へその強みを活かす。	https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/carbon_recycling/pdf/tech_casebook.pdf https://www.mgc.co.jp/corporate/news/files/200331.pdf
理化学研究所	JP	研究所	CCU	化学品		千代田化工建設株式会社、古河電気工業株式会社と共に CO2 電解還元法による C2 化合物製造技術およびシステムの研究開発を行っている。2020 年度から最大 10 年間の事業期間となる。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/650 https://www.rcast.u-tokyo.ac.jp/ja/news/20200909.html

地球環境産業技術研究機構 (RITE)	JP	研究所	CCUS		プロジェクト全体	RITE では以下の研究開発を行っている。 常圧吸収液：一般に基準として使用される MEA（モノエタノールアミン）吸収液に比べて、分離・回収エネルギーを大幅に低減した高性能吸収液の開発、化学吸収液による CO2 の分離・回収エネルギーで 2.0 GJ/t-CO2 を達成した。 高圧吸収液：処理ガスの持つ高い圧力エネルギーを CO2 分離・回収・貯留（CCS）の一連の工程の内、CO2 の分離・回収および回収後の CO2 圧縮工程に有効利用することで、それらに要するエネルギーを大幅に低減することができる吸収液を開発。圧縮工程に要するエネルギーを含む CO2 分離・回収エネルギーとして、現行の開発目標である 1.2 GJ/t-CO2 以下を達成する見通し。 個体吸収材：アミンの分子構造と CO2 脱離性能との関係性を計算により明らかにし、脱離性能に優れ、高い CO2 回収容量を有する固体吸収材を開発。本事業で開発する固体吸収材による CO2 分離・回収技術を石炭火力発電に適用した場合、化学吸収法と比べて発電効率の低下を約 2%改善出来る見込み。 耐水蒸気型化学吸着剤：メソ細孔シリカの表面へアミノ基を化学修飾し、CO2 との親和性を向上させた吸着剤を開発。グラフト法によりアミンを高密度に修飾したメソ多孔体は水蒸気共存下においても高い CO2 吸着性能を有することを明らかとした。 高圧用疎水性 CO2 吸着剤：高圧での CO2 吸着量が多く、また共存水蒸気の影響を受けない新しい吸着剤を開発。 分離膜：CO2 分離回収型 IGCC プロセスへの適用を目的として、CO2 分子ゲート膜の開発を行っている。 CCS 安全性評価の取り組みとしては、CO2 圧入サイトの貯留性能評価、貯留層内の CO2 挙動解析、貯留層外部への CO2 移行解析、CCS 実用化に向けた技術事例集の作成を行っている。	http://www.rite.or.jp/chemical/ http://www.rite.or.jp/co2storage/safety/
古河電機工業株式会社	JP	メーカー（機械）	CCU	化学品		NEDO の「平成 30 年度エネルギー・環境新技術先導研究プログラム」に採択され、CO2 電解還元法による C2 化合物製造技術およびシステムの研究開発を千代田化工建設株式会社と国立研究開発法人理化学研究所と共に共同開発を行っている。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/650
ユーグレナ（株式会社）	JP	その他	CCU	燃料		2019 年 6 月、伊藤忠商事と火力発電所から排出される二酸化炭素や熱を利用した微細藻類ユーグレナの海外培養実証事業を開始するにあたり、覚書を締結した。培養されたユーグレナからは飼料及びバイオ燃料の原料を生産する。	https://www.euglena.jp/
IHI 株式会社	JP	メーカー（機械）	CCUS		分離・回収	CO2 化学吸収法/直接利用 IHI オリジナルの吸収液とプラント技術で，90%以上の CO2 回収をオーストラリアの発電所において 5,000 時間以上安定的に運転することを達成。2014 年よりシンガポール A*STAR 傘下の化学工学研究所（ICES：Institute of Chemical and Engineering Sciences）と共同研究を始め、CO2 のメタンガスへの転化触媒開発と合わせて炭素循環型社会実現に貢献するとしている。2020 年度より実証実験を開始するとしていた（続報無し）。	https://www.ihi.co.jp/ihi/technology/pdf/180c858965d0c1080c5da8101512714b.pdf
E プラス（株式会社）	JP	その他	CCU	燃料		CO2 燃料・資源化技術（CCFR)開発 二酸化炭素反応剤 C ガードを製造し、CO2 と接触、吸収、反応させ、炭酸水素ナトリウム生成、炭酸水素カルシウム生成により CO2 を鉱物固定化する技術を開発。大阪府立産業技術総合研究所と共同で 100%濃度 CO2 を使用した試験を行い有用性を確認した。CCFR 事業化に関しては、技術開発として 2015 年 8 月より京都大学と CO2 燃料化メカニズム検証の共同研究を、2016 年 7 月より太平洋セメントと電解還元、電極検証の共同研究を行っている。	http://eplus32.co.jp/technology/48/ http://eplus32.co.jp/technology/42/

石炭エネルギーセンター	JP	その他	CCS		プロジェクト全体	2016 年 7 月、川崎重工業株式会社(KHI)と共に Wyoming Integrated Test Center（ITC）において CO2 回収試験プロジェクトを前進させるための了解覚書（MOU）を締結した。 ゼロエミッション発電となり得る酸素燃焼石炭火力発電について、会員企業と連携し、酸素燃焼技術の普及及び商用機実用化を進めている。日本と豪州が官民共同で実施したカライド酸素燃焼プロジェクトにおいて、酸素燃焼から回収した CO2 が地下貯留層に及ぼす悪影響はないことを明らかにした。また、カナダ・アルバータ州における酸素燃焼石炭火力の FS 調査においては、酸素製造設備から回収される N2 の市場調査などを実施した。 高効率の石炭利用 CO2 回収技術としてケミカルタービンが注目されており、平成 27 年度から 3 年間の開発プロジェクトで、100kW ケミカルルーピング燃焼評価装置を用いて、イルメナイト酸素キャリアの長時間循環反応性能試験、及びメタン燃料と石炭燃料のケミカルルーピング燃焼試験を実施した。	http://www.jcoal.or.jp/work/04/
東京ガス	JP	ガス	CCS		輸送	RITE と共に CO2 をマイクロバブル化して地下に圧入する技術の研究開発を行っている。この技術により、限られた地層へ効率的に大量の CO2 を貯留することが可能となり、CCS のコスト低減を実現できるとしている。 CCS を用いた化石燃料からの CO2 フリー水素製造も行っている。	https://www.tokyo-gas.co.jp/techno/category1/13_index_detail.html
コスモエンジニアリング(株)	JP	エンジニアリング	CCUS	燃料	分離・回収	三菱ケミカル株式会社とアクト株式会社と共に膜による CO2 回収・メタネーションカーボンリサイクル実用化に向けた技術開発を行っている。本研究開発では CO2 分離性能に優れる中空糸膜を用いてラボ試験において CO2 回収率の 80%越えを達成し、2021 年までに実証実験による性能確認を行うとしている。	https://www.cosmoeng.co.jp/
JFE スチール株式会社	JP	製鉄	CCU	燃料		2017 年度から 2019 年度にかけて NEDO の事業「次世代火力発電等技術開発／次世代火力発電基盤技術開発／CO2 有効利用技術開発」に採択されエネルギー総合工学研究所、地球環境産業技術研究機構、国際石油開発帝石株式会社、日立造船株式会社と共に採択された。 製鉄プロセスの CO2 排出量を削減する為に、高炉から発生する CO2 の分離回収処理技術を開発している。地球環境産業技術研究機構と共同で高炉ガス中の CO2 を分離回収し、メタノールに合成する技術の開発を行っている。 2020 年 4 月より地球環境産業技術研究機構と太平洋セメント株式会社共に CCU 技術について開発を行っている。JFE は鉄鋼分野で生成する鉄鋼スラグ等を活用した二酸化炭素の固定技術開発、および炭酸塩の有効利用技術開発を担当している。	https://www.jfe-holdings.co.jp/csr/pdf/2019/2019_09_04_20191210.pdf https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/69 https://www.jfe-steel.co.jp/release/2020/04/200420.html
JFE エンジニアリング株式会社	JP	エンジニアリング	CCS		分離・回収	天然ガス処理プラントや化学プラントにおいて、対象ガスから CO2 を中心に様々な脱炭酸プロセスを適用する技術を有しており、高圧のガスから CO2 を分離する際に有効な物理吸収法、高圧・低圧ガスを問わず CO2 を分離可能な化学吸収法など施設特性に合わせた回収法を行う。	https://www.jfe-eng.co.jp/products/energy/ene08.html
旭化成	JP	メーカー（化学品）	CCU	化学品		2017 年欧州で行われる低炭素社会の実現に向けた実証「ALIGN-CCUS プロジェクト」に水素製造技術で参入することを表明した。火力発電所で回収した CO2 と旭化成が提供するアルカリ水電解システムで得られる水素を反応させ、メタノールなどに変換することで交通分野や発電分野における燃料として活用し、カーボンフットプリントの削減に取り組む。2020 年 7 月の時点で CO2 を原料としたポリカーボネート製造技術を海外で商業化しており、生産量は約 2.7 百万トンとなる。	https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1711/21/news026.html https://www.meti.go.jp/shingikai/energy_environment/green_innovation/pdf/001_07_01.pdf
三菱重工エンジニアリング	JP	エンジニアリング	CCS		分離・回収	関西電力（株）と共同で CO2 回収技術（KM CDR Process）を開発し、商用化した。同プロセスは独自開発のアミン吸収液 KS-1 を用いて対象ガスに含まれる CO2 を 90%以上回収（純度 99.9vol%以上）することができ，さらに独自の省エネ再生システムにより蒸気消費量の低減を実現している。同プロセスを行うプラントは､2019 年 2 月の時点で全世界 13 か所で稼働中である。 2020 年 3 月、三菱重工エンジニアリング（MHIENG）および三菱ガス化学（MGC）と共に NEDO による苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に採択された。	https://www.mhi.com/jp/products/engineering/co2plants.html https://www.mhi.com/jp/news/20033102.html

三菱パワー（旧 MHPS)	JP	メーカー（機械）	CCS		分離・回収	2020 年 9 月、三菱重工による完全子会社化のため旧称（三菱日立パワーシステムズ）から現在の名称に変更された。三菱重工が保有する CCUS 技術を活用した火力発電システムの提案を行っていく。 2020 年 3 月、三菱重工エンジニアリング（MHIENG）および三菱ガス化学（MGC）と共に NEDO による苫小牧の CO2 貯留地点におけるメタノール等の基幹物質の合成による CO2 有効活用に関する調査事業」に採択された。	https://www.denkishimbun.com/sp/76414 https://www.mhi.com/jp/news/20033102.html
アサヒ HD	JP	その他	CCU	その他		アサヒ HD の独立研究子会社であるアサヒクオリティーアンドイノベーションズ株式会社に対して、東芝エネルギーシステムズが 2019 年 12 月に CO2 分離回収装置を納入。2020 年 1 月から茨城県のアサヒグループ研究開発センターにてボイラー設備から発生する排ガスから CO2 を回収しグループ会社内での食品及び飲料への利活用の実証実験を開始した。	https://www.nikkei.com/article/DGXLRSP525975_T21C19A2000000/
大崎クールジェン株式会社	JP	CCUS スタートアップ	CCS		分離・回収	2009 年 7 月に電源開発株式会社と中国電力株式会社の共同出資によって設立された。石炭火力発電から排出される二酸化炭素（CO2）を大幅に削減するため、究極の高効率石炭火力発電技術とされる石炭ガス化燃料電池複合発電（IGFC）と CO2 分離・回収技術を組み合わせた革新的な低炭素石炭火力発電の実現を目指す NEDO 事業である「石炭ガス化燃料電池複合発電実証事業」に 2017 年度より取り組んでいる。2019 年 12 月より中国電力大崎発電所構内にて CO2 分離・回収型酸素吹 IGCC 実証を 2021 年 2 月末まで行う。	https://www.osaki-coolgen.jp/release/pdf/20191226%20ocg%20project%20second%20step.pdf
東芝	JP	メーカー（機械）	CCU	化学品		火力発電所から排出される CO2 を高スループット型人工合成技術によって CO に変換する。経済的に成立する二酸化炭素資源化モデルを提唱する為に、環境省事業の基 2018 年から 2022 年にかけて CO2 回収ガスを模擬した二酸化炭素主成分ガスを用いたシステム動作検証を行う。	http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-4_3_CCUS_Utilization_TOSHIBA.pdf
東芝エネルギーシステムズ株式会社	JP	メーカー（機械）	CCS		分離・回収	佐賀市清掃工場 CO2 分離回収設備整備事業 にて 2013 年度から 2 ヵ年、小型実証試験装置を設置・運転、コンセプトを実証した。 大規模 CO2 分離・回収技術の実証事業を 2016 年に開始、2019 年 3 月時点で吸収塔及び再生塔の設置を完了している。 2020 年 10 月、環境省の「環境配慮型 CCS 実証事業」としてグループ会社である株式会社シグマパワー有明の三川発電所（福岡県大牟田市）において、発電所から排出される CO2 を分離回収する大規模な実証設備の運転を開始した。	http://www.toshiba.co.jp/about/press/2016_07/pr_j2602.htm https://www.toshiba-energy.com/info/info2020_1031.htm http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-3_CCUS_capture.pdf
上野トランステック株式会社	JP	運送	出資			環境省による 2019 年度環境配慮型 CCS 運送実証事業に日揮株式会社、千代田化工建設株式会社、大成建設株式会社などと参画。本事業では CO2 の海上輸送及び圧入システム確立のための開発及び実証を行う。	http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-2_CCUS_transport.pdf
大成建設株式会社	JP	建築	出資			環境省による 2019 年度環境配慮型 CCS 運送実証事業に日揮株式会社、千代田化工建設株式会社、大成建設株式会社などと参画。また、環境配慮型 CCS 貯留技術実証事業に三菱マテリアル、電力中央研究所、産業技術総合研究所などと参画。本事業は貯留適地調査及び既存圧入技術の技術開発を行う。	http://www.env.go.jp/earth/ccs/ccus-kaigi/2-1_CCUS_storage.pdf
JR 東日本	JP	運送	出資			ゼロカーボンチャレンジ 2050 にて、CCUS 技術の技術開発と高付加価値製品の製造、低コスト化、CCUS 製品の消費拡大について言及している。	https://www.challenge-zero.jp/jp/casestudy/246

Arcelor Mittal	LU	製鉄	CCU	燃料		2015 年より CCU への参画を表明しており、2016 年には法的枠組みの整備などを行い、世界で初となる工業スケールの CCU 技術利用を商業的に成り立つ目途を立たせた。 長期的なパートナーシップとしてアメリカのバイオ燃料製造業者である LanzaTech と契約を結んでいる。ベルギーの Ghent にある製鉄工場からの排ガスをフィードストックとして、エタノールを生産するフルスケールのバイオ燃料生産工場を LanzaTech と共に設立した。同バイオ燃料生産工場は 2019 年時点で年 80,000 リットルのエタノールを生産可能としている。 2020 年 5 月、Smart Delta Resources, port authority North Sea Port と Yara, Dow Benelux, PZEM, Zeeland Refinery, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまでの全ての要素について技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。 2020 年 9 月、同社の製鉄におけるカーボンニュートラルへの二つのルートのうちの一つである smart carbon ルートとして CCU を取り上げている。2022 年には同ルートのスタートアッププロジェクトの成果を挙げるとしている。	https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/capturing-and-utilising-waste-carbon-from-steelmaking https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-sets-2050-group-carbon-emissions-target-of-net-zero https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/
Total	FR	石油	CCUS		プロジェクト全体	2017 年以来、Total 社は、Equinor 社（オペレーター）および Shell 社とともに、ノルウェーの Northern Lights プジェクトに参加している。　デモンストレーション目的のフェーズ 1 は、25 年間で約 4,000 万トン（または年間 150 万トン）の CO2 貯留を目的とする。 目標は、世界中の他の大規模プロジェクトのテンプレートとして機能する、実行可能で再現可能な商用モデルの開発である。 ・2020 年 11 月、Total 社およびパートナーは、大規模な地質 CO2 貯留用の高性能シミュレーター（GEOSX シミュレーター）を発表した。大規模な地質貯留の管理と安全性向上を目的とする。 CCUS 技術の開発に関して業界全体を支援するオープンソースツールとしてリリースした。 ・Northern Lights プロジェクトで得た知見を他の CCUS プロジェクトに生かす。例：CO2 輸送に使用される船の設計の最適化。 Exploration＆Production の R&D チームは、Equinor 社やその他の産業・学術パートナーと協力して、特に現在の高圧設計よりはるかに費用効果が高い可能性がある低圧 CO2 輸送の可能性を調査している。 ・Total 社は、ヨーロッパ全般、特に英国とオランダで、以下のような将来の CCUS プロジェクトの設計段階に投資を集中している。 ―NetZero Teesside プロジェクト：BP 社が運営している。Oil＆Gas Climate Initiative（OGCI）の支援を受ける。 英国で最初の商用 CCUS プロジェクトであり、新たなガス火力発電所からの CO2 排出量の回収と地元の産業排出者からの排出量を組み合わせるように設計された世界初のソリューションである。 ―Acorn：既存の石油とガスのインフラを再利用して、英国の St. FergusGas ターミナルにあるヨーロッパ初の稼働中クリーン水素製造施設で生成された CO2 の輸送・貯留を目的とする。 ―Aramis：枯渇したオフショアガス田を炭素貯留サイトに転換する予定である。	https://www.ep.total.com/en/innovations/research-development/total-invests-heavily-carbon-capture-utilization-and-storage-ccus https://www.total.com/news/ccus-total-and-its-partners-release-next-gen-co2-storage-simulator

Eni	IT	石油	CCUS	燃料	プロジェクト全体	ENI 社では、Research Centre of San Donato Milanese and the Renewable Energy および Novara の Environmental R&D Centre の監督下、進行中の CCS と CCU プロジェクトが何件かある。 ・「回収」：従来のアミン系液体よりも効率の良いイオン液体を使用したシステムを開発中である。 ・ 「貯留」：統合アプローチを使用して、CO2 の地質貯留に関連する調査、輸送、流体と岩石の相互作用の監視を行っている。運用面では、ラヴェンナ沖に世界最大の CO2 貯留ハブを作り、この地域の枯渇した鉱床と使われなくなった資産を活用したいと考えている。 ・「利用」に関する開発技術：微細藻類の生物固定とメタノールへの変換に関連する主なプロジェクトがある。また他の研究では、ポリマー（ポリカーボネートなど）の製造に CO2 を使用し、それを鉱業残渣に化学的に固定して建築材料を製造する方法に焦点を当てている。大規模プロジェクトの 1 つは、車載 CO2 の直接回収を目的としている。 ・2020 年 1 月、アブダビ国営石油会社（ADNOC）は、イタリアのエネルギー会社 En 社 i と戦略的枠組み協定を締結し、CCUS におけるコラボレーションの新しい機会と、石油とガス バリューチェーン全体の研究開発におけるさらなる戦略的機会を模索している。 ・2020 年 10 月、BP 社、ロイヤル・ダッチ・シェル社、エネル社、Eni 社、エクイノール社、ナショナル・グリッド社は英国北海大陸棚に二酸化炭素の貯留インフラを建設するためのパートナーシップ「Northern Endurance Partnership（NEP）」を締結したと発表した。英国では、政府が 2050 年二酸化炭素ネット排出量ゼロ（カーボンニュートラル）を法定目標と指定から、CCUS の開発が一段と活発化しており、今回国を越えて大手企業が手を組んだ。同事業は BP 社がオペレーターとなる。 ・アドリア海中流域に世界最大の CCS センターを建設中で、2025 年までに操業を開始予定である。このサイトでは全体で 3 億～5 億トンの CO2 を貯留を予定している。 ・2020 年 9 月、Eni UK Limited（Eni）社は Oil and Gas Authority（OGA）から二酸化炭素評価・貯蔵ライセンス（CS ライセンス）を得た。この CS ライセンスは、東アイルランド海のリバプール湾内を対象とし、枯渇した炭化水素貯留層（ハミルトン）と関連インフラを再利用し、イングランド北西部とウェールズ北部で回収した CO2 を恒久的に貯蔵する計画である。	https://www.offshore-energy.biz/eni-and-adnoc-to-collaborate-on-carbon-capture-utilization-and-storage-program/ https://www.eni.com/en-IT/operations/storage-reuse-co2.html https://sustainablejapan.jp/2020/10/30/uk-nep/55327
Saipem	IT	石油	CCS		分離・回収	・2020 年 1 月 22 日、Saipem 社は、カナダの会社 CO2 Solutions Inc 社（「CSI」）から CO2 回収のための独自の技術を取得した。CSI 社は、酵素による炭素回収の分野における主要なイノベーターであり、固定的な炭素汚染源の技術の開発と商業化に積極的に取り組んでいる。 CSI 社の技術は、燃焼後の CO2 回収に対するコスト障壁を下げ、隔離と利用（CCUS）を可能にし、業界がこれらの排出物から収益性の高い新製品を引き出すことができるようにする。 ・2020 年 12 月 9 日、Eni 社の CEO、ClaudioDescalzi および Saipem 社の CEO、StefanoCao は、イタリアでの脱炭素イニシアチブとプロジェクトの特定とエンジニアリングに協力する覚書（MoU）に署名した。両社は、イタリア領土の工業地域で生産された CO2 の CCUS 分野での協力の可能性を特定する。 Saipem 社は、エネルギー集約型の生産複合体のハイブリダイゼーションと脱炭素化を可能にするソリューションを提供する。 Saipem 社は複数の産業での CCUS プロセスの管理で専門知識と経験を持ち、70 以上の CO2 回収プラントを設計、その後尿素に変換するためのプラントを 40 以上設計してきた。	https://www.saipem.com/en https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2020-01-22/press-note-saipem-acquired-co2-capture-technology https://www.saipem.com/en/media/press-releases/2020-12-09/eni-and-saipem-sign-memorandum-understanding-decarbonization
Skytree	NL	エンジニアリング	CCS		分離・回収	木と似たプロセスで大気中から CO2 を回収する吸着剤を用いた DAC 技術を有しており、同体積の木に比べて 100 倍以上の効率での回収を可能としている。 2016 年、EU 政府から出資を受けたプロジェクトに Gensoric & RWE と協同して従事し、水と CO2 からのメタノール合成を成功させた。同プロジェクトでは一日に純度 95%以上の CO2 を 1 ㎏以上回収することに成功している。 純粋な CCUS 技術とは別に同 DAC 技術を用いた電気自動車専用の回収装置 Ersa という製品を開発しており、車内の空気清浄を可能としている。	https://www.skytree.eu/technology/ https://www.skytree.eu/innovative-carbon-management-pathways-sustainable-future/ https://www.skytree.eu/carbon-futures/

TNO	NL	研究所	CCUS		プロジェクト全体	オランダの研究所であり、様々なテーマの研究および業界の橋渡し的役割を担っている。CCUS の分野でもプロジェクトコーディネーターとして活躍しており、ERA-NET ACT Project ALIGN-CCUS などを運営している。 2018 年に Energy Research Centre of the Netherlands（ECN）と合併し、組織が保有する専門家の幅を広げた。それにより、Horizon2020 projects である LEILAC と STEPWISE という、それぞれセメント産業と製鉄産業における CCUS パイロットプラントの建設、操業、そして検証を行うプロジェクトに参画している。	https://www.tno.nl/en/focus-areas/energy-transition/roadmaps/towards-co2-neutral-industry/reducing-co2-emissions-through-capture-use-and-storage/ https://www.ccusnetwork.eu/secretariat/tno
Aker Solutions	NO	建築	CCS		分離・回収	Aker Carbon Capture という CCUS に特化した子会社を有しており、回収から輸送、貯留や利用に至るまでの CCUS バリューチェーンのすべてに知見を持っている。同社が持つアミンと水を利用した回収技術は 50,000 以上の連続運転時間を誇り、DNV　GL 社から複数の利用用途の認証を受けている。 2017 年 4 月、Yara(アンモニアプラント)と Norcem(セメント製造)とそれぞれノルウェー政府から資金を得てフルスケールの CO2 回種プラント設立のための概念検討を行う契約を締結した。ノルウェー政府は 2022 年までに最低でも一つのプラントを操業開始することを目指している。Norcem に対する概念検討では、セメント工場に組み込むために、船舶輸送のための CO2 液化プロセスを含む CO2 回収プラント(年間約 40 万トン)を設計している。Yara に対する概念検討では、改質器からの排ガスの CO2 回収プラントを設計・開発した。こちらの検討でも CO2 液化プロセスを含むとしている。 2019 年 9 月、オランダの Twence 社の廃棄物からのエネルギー回収（WtE：waste-to-energy）プラントに、Just Catch という低コストなコンテナ型回収システム CO2 回収・液化システムを導入する契約を締結したことを公表した。本設備の処理能力は年間 10 万トンであり、2021 年までに運転開始する予定。 2020 年 10 月、スウェーデンの大手電力会社である Vattenfall と、 スウェーデンおよび北欧における大規模商業 BECCS プラントの共同開発を実施する了解覚書（MOU）を締結したことを公表した。	https://www.akercarboncapture.com/ https://www.akercarboncapture.com/technology/ https://www.akersolutions.com/news/news-archive/2017/aker-solutions-wins-carbon-capture-study-contracts-from-yara-and-norcem/ https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2020/vattenfall-and-aker-carbon-capture-to-achieve-negative-emissions-in-bio-ccs-projects
Petronas	MY	石油	CCS		プロジェクト全体	ウェブサイト上にて CCUS に投資すると言及。 ・2020 年 3 月 18 日、JX 石油開発株式会社及び JOGMEC と共に CCS 技術を適用した高濃度 CO2 含有ガス田の開発に関する共同スタディ契約を締結した。 ・2020 年 12 月 1 日、 10 月にネットゼロカーボンエミッション 2050 を宣言した PETRONAS 社は、持続可能性を ASEAN の事業回復努力の中核に位置づけるべく、United Nations Global Compact Network Malaysia & Brunei (UNGCMY&B)と共同で、11 月に開催された「GO ESG ASEAN 企業持続可能性仮想サミット 2020」に参加した。PETRONAS 社の Dzafri 氏は、同社が長期的に CCS プロジェクトを視野に入れたより多くの低炭素ソリューションを展開する可能性を検討していると述べた。	https://www.petronas.com/sustainability/net-zero-carbon-emissions http://www.jogmec.go.jp/news/release/news_15_000001_00034.html http://www.nex.jx-group.co.jp/english/newsrelease/2019/20200325_01.html
equinor	NO	電力	CCS		プロジェクト全体	40 以上の CCS プロジェクトに参画している。 2013 年よりノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Shell と Sasol と共に設立。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中。現在 TCM への出資率は Gassnova (73.9%), Equinor (operator, 8.7%), Shell (8.7%) and Sasol (8.7%)である。 ノルウェーのフルスケール CCS プロジェクトである Northern Lights プロジェクトに参画している。同プロジェクトは Oslo fjord region のセメント工場及び廃棄物処理場から排出される CO2 を回収し貯留する。貯留地はノルウェーの西海岸沖の地下 2km で、貯留地まで CO2 は液化して運ばれる。年間 150 万トンの貯留が期待されている。	https://www.equinor.com/en/what-we-do/carbon-capture-and-storage.html https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf

COVAL Energy	NL	CCUS スタートアップ	CCU	その他		・Aqua Feed：COVAL Energy 社は、バイオテクノロジー企業と共同で、CO2 と再生可能電力を原料として使用するタンパク質ベースの魚飼料を生産し、E2E ソリューションを提供する合弁会社を設立した。JV は、持続可能な水産養殖が世界的に大幅に増加していることから生じる魚飼料産業の変化を活用していく。 ・2017 年 12 月、技術開発者である Coval Energy 社と原材料生産者 Twence 社は、研究協力の意向書に署名した。主な目標は、回収 CO2 を利用したギ酸生産のためのパイロットプラント開発で、今後両社はオランダ Hengelo にパイロットプラントを建設予定である。 Twence 社の廃棄物発電プラントから回収される利用可能な CO2 が使用される。Coval Energy 社は、CO2 と水をギ酸に変換するための革新的な技術を開発している。CO2 と再生可能電力から生成されるギ酸は、化学産業における化石燃料ベースの原料と中間体に取って代わる可能性があり、GHG 排出量削減に貢献する。同プロジェクトは、Twence 社にとって、CO2 を持続可能な輸送燃料に大規模に変換する機会となり、Coval Energy 社にとっては、同社の技術を産業環境に展開し、技術のスケールアップを加速する絶好の機会となる。	http://www.covalenergy.com/markets/#renewable-chemicals http://www.covalenergy.com/2017/12/21/coval-energy-and-twence-sign-cooperation-agreement/
Feyecon	NL	エンジニアリング	CCU	化学品		FeyeCon 社は、産業からの廃棄 CO2 を回収し、有害化学物質や貴重な水資源などの従来の溶剤の代わりに使用している。超臨界 CO2 を製造プロセスで化学物質や水の置き換えへの処理溶媒として利用する。 FeyeCon 社は CO2 の接触固定による生体高分子とポリカーボネートの連続製造プロセスを開発した。 このプロセスでは、CO2 とバイオベースの再生可能物質を、重合性モノマー、コーティングペイント、非極性溶剤、化粧品用添加剤、石鹸の成分などの高付加価値化学物質に変換する。さらに、触媒を回収して再利用することが可能である。 非常に効率的な統合プロセスにより、長期的には化石燃料への依存がなくなり、エネルギー効率が向上して製品の歩留まりが向上するだけでなく、CO2 排出量が削減される。 ・CO2FOKUS プロジェクト：CO2FOKUS プロジェクトは、エネルギー集約型産業などの大発生源から排出される産業用 CO2 を、化学工業やエネルギー分野で主に使用される付加価値ガスである DME に変換する最先端技術を開発する。パートナー企業は FeyeCon 社を含め全 12 社である。本プロジェクトは、欧州連合（EU）の Horizon 2020 研究・イノベーションプログラムから資金提供を受けている。本プロジェクトでの FeyeCon 社の役割は、CO2 技術を利用してナノ粒子を開発し、ラボスケールから産業パイロットスケールまでの CO2 水素化反応の最適化、スケールアップ、統合化を行うことである。 ・COFERT プロジェクト：COFERT は、欧州連合のエコイノベーションイニシアチブが共同出資する研究開発プロジェクトである。 同プロジェクトは、バイオガスプラント（廃水処理プラントを含む）からの CO2 を回収、隔離、リサイクルが可能な藻類ベースのプロセスの実現を目指す。 本プロジェクトでは、微細藻類をベースとした栽培プロセスの規模拡大、微細藻類収穫プロセスのエネルギー消費量の削減、微細藻類バイオマスからの徐放性バイオ肥料生産を目指している。	http://www.feyecon.com/industries/green-polymers-and-nanomaterials https://www.co2fokus.eu/feyecon/ http://www.feyecon.com/projects/cofert
Technology Center Mongstad (TCM)	NO	研究所	CCS		認証・PJ コーディネーター	CO2 回収技術を検証できる施設を有しており、世界各国の企業が技術開発の為に利用可能である。また、同施設では商業利用のベンチマークも行える。CO2 回収施設にはアミンプラントとアンモニアユニットに加え、新技術のためのモジュールサイト（建設中）も用意されている。排気ガス源としては、Equinor が所有する製油所にある Residue cracker （13 % CO2）とそれに付設する火力発電所（3 または 5 % CO2）がある。	https://tcmda.com/ https://tcmda.com/technology-testing/
Tel Tek	NO	研究所	CCS		分離・回収	ノルウェーの Grenland にある CCS 技術に関する研究所である。粉末剤を主とした回収技術の研究と CO2 の輸送、貯留に関する開発を行っている。また、Tel Tek は CCS 初期段階におけるコスト評価と技術的な経済性評価も行っている。 2013 年から 2015 年にかけて ALSTOM ノルウェー、Telemark 大学、DOE、チューリッヒ工科大学と共に Fully integrated Regenerative Carbonate Cycle (FIRCC)の研究を行った。同研究では酸化カルシウムを用いて CO2 含有排気ガスから CO2 を放熱反応（カーボネーション）によって低コストで回収する技術のパイロットプラント設立のための技術的・経済的な基盤をつくった。	http://www.tel-tek.no/fagmiljoeer/co2-fangst-transport-og-lagring https://www.alignccus.eu/project-partners/tel-tek

Yara	NO	メーカー（化学品）	CCU	その他		Yara はヨーロッパ最大規模のアンモニアメーカーであり、CO2 とドライアイスも製造している。 2020 年 5 月、Smart Delta Resources, port authority North Sea Port と ArcelorMittal, Dow Benelux, PZEM, Zeeland Refinery, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまでの全ての要素について技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。	http://www.janus.co.jp/Default.aspx?TabId=77&bid=552&dispmid=496 https://www.alignccus.eu/project-partners/yara https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/
QAFAC	QA	石油	CCU	燃料		CO2 を原料としたメタノール合成を行っている。 2012 年、MHI 主導での CO2 回収プラント建設に向けた契約を締結した。同プラントによって QAFAC の一日当たりのメタノール生産能力を 250 トン増加するとしている。 2015 年 2 月、CO2 回収プラントの開設を公表した。同プラントは毎日 500 トンの CO2 を回収可能であるとしている。回収された CO2 はメタネーションによってメタノールへと転換される。	https://www.qafac.com.qa/ http://www.sulcisccssummerschool.it/news-1/qafac-unveils-new-plant-to-reduce-co2-emissions https://www.refiningandpetrochemicalsme.com/article-10068-qafac-awards-carbon-recovery-contract-to-mhi
DNV GL	NO	その他	CCUS		認証・PJ コーディネーター	DNV GL 社は、CCUS に関する技術的保証、テスト、助言、およびリスク管理の専門知識を提供する。 同社の専門 CCUS チームは、世界中の CO2 関連分野の 200 人以上のエンジニアによってサポートされている。 プロセスエンジニアリング、煙道ガス処理、材料技術、テスト、腐食、パイプラインの完全性、地質学、地球物理学、石油とガスの貯留層、EOR、井戸の完全性のリスクと信頼性、環境への影響、技術経済学、利害関係者の管理、CCUS 戦略に関する専門知識を提供する 。 Spadeadam および Groningen のテストサイトでは、特に CO2 アプリケーション向けの完全性、腐食、および安全性の問題について、フルスケールおよびラボスケールのテストを実施できる。 ・DN VGL 社の業界ガイドラインと CCUS の推奨慣行（Recommended Practices)は、共同業界プロジェクトを通じて策定されたもので、自由に利用可能である。 現在、HiPerCap、Pipetrans、Subsea CO2、ECO2、IMPACTS などのいくつかのイノベーションプログラムを実行しており、CCS の新 ISO 規格の開発に携わっている。 また、持続可能な開発のための世界経済人会議（World Business Council for Sustainable Development）のパートナーと協力し、気候変動の重要な解決策として CCS を促進している。 ・2020 年 5 月、DNV GL 社は、ノルウェーの Aker Solutions の CO2 回収技術の認証を行ったと公表した。今回対象となったのは、ノルウェーのフルスケール CCS プロジェクトにおいて Norcem のセメント工場で適用する CO2 回収技術であり、DNV GL の DNVGL-RP-A203 "Technology Qualification" および DNVGL-RP-J201 "Qualification procedures for carbon dioxide capture technology"への適合性を認めている。 ・2020 年 10 月、SINTEF 社と Technology Centre Mongstad (TCM)と共同で CCUS 技術のフルスケール商業化加速のための MOU を締結した。この締結の目的は、CCUS 技術および CCUS プロジェクトの実証段階から商業化へより早く移行させるための支援である。	https://www.dnv.com/services/carbon-capture-utilization-and-storage-ccus--5196 http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=890&dispmid=496 http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=970&dispmid=496

Norcem	NO	建築	CCS		分離・回収	Norcem 社は、ノルウェーのセメント大手で、セメント工場で世界初の CO2 回収施設を保有する。同社のビジョン「2030 年までに、ライフサイクルの観点から見たコンクリートからのゼロエミッション」は、新たなタイプのセメント開発およびセメント生産における代替燃料と CO 2 回収割合の増加により実現する。 セメント工場からの余熱利用は CO2 回収の重要な要素となる。 年間約 40 万トンの CO2 回収に十分な余熱があり、これはプラントの排出量の 50 パーセントに相当する。 ・2016 年 7 月、Norcem Brevik 工場 CCS プロジェクトの FS 調査で、Heidelberg Cement 社所有のノルウェーNorcem 社のセメント工場、 Yara 社のアンモニア工場、Fortum Oslo Varme 社（FOV）のエネルギー回収プラントの産業排出サイトで CO2 回収が技術的に可能であることが示された。これらのサイトは 2017 年秋に CO2 回収の概念研究を実施した。 ・2018 年下半期、ノルウェー議会は、高度な計画研究開始に向けた Norcem 社・FOV 社のプロジェクトへの資金提供を含む修正国家予算を承認した。Norcem 社と FortumOslo Varme 社は、それぞれ約 40 万トンの CO2 を回収する予定である。CO2 は一時的な貯留のために、回収プラントからノルウェー西海岸の陸上施設に船で輸送され、 その後、パイプラインを介して北海の海底層に輸送、貯留される。 Equinor が、パートナーの Shell 社および Total 社とともに、貯留施設の計画を担当する。 ・2020/2021 年にノルウェー議会がプロジェクトへの投資決定を下せば、その後、プロジェクトが 2023/2024 年に操業を開始する予定である。 Atkins 社と OsloEconomics 社がプロジェクトの品質保証を提供する。 Norcem 社の CCS チェーンの総コスト（5 年間の投資および運用コスト）は、112 億クローネの見込みである。 ・2020 年 9 月 21 日、ノルウェー政府は、同国における CCS（CO2 回収・貯留）プロジェクトに対する投資計画を発表した。同計画は「Longship」と名付けられ、ノルウェーのセメント大手 Norcem が同国南部 Brevik の工場で進める CO2 回収プロジェクト、フィンランドのエネルギー大手 Fortum 社の子会社 Fortum Oslo Varme 社がオスロの廃棄物発電施設で進める CO2 回収プロジェクト、石油大手 Equinor 社、Shell 社、Total 社の 3 社により進められ、北海北部海底の貯留層に CO2 を輸送・貯留する「Northern Lights」プロジェクトの 3 事業を対象に、総額約 168 億ノルウェークローネ（約 1,850 億円）が投じられる。ノルウェーの気候環境大臣である Sveinung Rotevatn 氏は、「再エネの導入だけで CO2 排出量の全量を削減することは不可能であり、セメント業などいくつかの産業では CCS が CO2 排出量を削減できる唯一の方法である」とコメントし、これまで長年にわたり国内で CCS の実証試験を進めてきた同国の知見を生かし、CCS の取り組みを強力に推進していくとしている。	https://www.norcem.no/en/CCS https://www.norcem.no/en/CCS%20at%20Brevik https://www.fepc.or.jp/library/kaigai/kaigai_topics/1260176_4115.html

SINTEF	NO	研究所	CCS		プロジェクト全体	・SINTEF 社はノルウェー科学技術大学（NTNU）と協力して、数十年にわたって CCS に取り組んできた。現在、SINTEF 社は、CO2 の回収、輸送、貯留のバリューチェーン全体に関する研究を行っており、ノルウェーCCS 研究センター（NCCS）を主催する。 NCCS は、CCS の大規模展開を迅速に進めるため、主要な技術的およびコスト上の課題に対するソリューションの研究を目的とする。 ・2020 年 10 月、DNV GL 社と Technology Centre Mongstad (TCM)と共同で CCUS 技術のフルスケール商業化加速のための MOU を締結した。この締結の目的は、CCUS 技術および CCUS プロジェクトの実証段階から商業化へより早く移行させるための支援である。 ・2020 年開始-2023 年完了予定で、EnerGizerS プロジェクトがコンソーシアムによって実施される。同プロジェクトの主な目的は、CO2 を作動流体として使用する地熱増産システム（EGS, Enhanced Geothermal Systems）の効率を分析することである。 Project Promoter: AGH University of Science and Technology, Poland, Project Partners: Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences, Poland/ SINTEF Energi AS, Norway/ Norwegian University of Science and Technology, Norway/ EXERGON LLC, Poland ・2020 年開始－2024 年完了予定の CleanExport プロジェクトは、CCS を使用した電力、水素、天然ガスの包括的・統合エネルギーシステムモデルを開発し、ノルウェーからヨーロッパへのエネルギー輸出インフラの新規投資や代替利用の検討を行う。同プロジェクトでは、SINTEF 社はノルウェーのクリーンエネルギー輸出の可能性を活用するための戦略的ガイダンスと投資支援を提供する。（プロジェクトパートナー：Equinor 社/ Total E&P Norge 社/ Gassco 社/ Agder Energi 社/ Air Liquide 社) ・2020 年開始－2022 年完了予定の CLC-SRF プロジェクトは、CLC 技術を使用した廃棄物由来の固体燃料からの効率的な CO2 回収に関するプロジェクトである。本プロジェクトの主な目的は、Chemical Looping Combustion（CLC）プロセスにおいて固形廃棄物由来燃料を変換し、輸送と恒久的貯留ができる CO2 の濃縮ストリームを提供することに対する実現可能性と潜在的な利点の評価である。	https://www.sintef.no/en/shared-research-areas/ccs/ http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=970&dispmid=496 https://www.sintef.no/en/projects/2020/energizers-co2-enhanced-geothermal-systems-for-climate-neutral-energy-supply/
Saudi Aramco	SA	石油	CCUS	燃料	プロジェクト全体	・2013 年、Saudi Aramco 社は、 Saudi Aramco Energy Ventures 社 (SAEV)の子会社を通じて、コンバージテクノロジーの開発と商品化を加速するために、Novomer にベンチャー投資を行った。 ・2015 年 7 月、Saudi Aramco 社は、サウジアラビア初の CCS パイロットプロジェクトを Uthmaniyah フィールドと Hawiyah の施設で開始した。 ・同社が保有する Hawiyah ガスプラントは、炭素回収技術を使用して、毎日 3,000 万標準立方フィートの CO2 を回収する。この CO2 は 85km 離れた Uthmaniyah 油田にパイプで送られ、石油貯留層に注入される。CO2 を隔離するだけでなく、貯留層内の圧力を維持し、EOR を強化するのにも役立っている。この CO2EOR プロジェクトの設計は「Fourth Industrial Revolution（IR4）」技術を使用しており、貯留層刺激研究、インテリジェントフィールド、および包括的な監視を可能にし、CO2 の除去、石油生産の持続的な増加、および運用コストの削減を可能にする。 ・ Mobile Carbon Capture（MCC）技術を利用して、多くのパートナーとの協力のもと自動車やトラックの CCS 技術を開発している。これにより、燃料ステーションで CO2 を排出し、他の形態の材料やエネルギーに隔離またはリサイクルできるようになる。 この最新技術では、車両に搭載され車両の排気ガスから排出される CO2 の最大 25%を回収できる。 オフロードされると、さまざまな産業用および商用アプリケーションに変換して利用できる。 ・2020 年 2 月、Saudi Aramco 社は、リヤドでの第一回 International Carbon Capture, Utilization and Storage Conference (iCCUS)を後援した。 ・2020 年 9 月、同社と一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）は、日本の経済産業省の支援を受けて、サウジ基礎産業公社（SABIC）との協力のもと、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアの日本への輸送の実証試験を開始した。ブルーアンモニアの供給ネットワークは、炭化水素からのアンモニア合成だけでなく、そのプロセスから発生する CO２を回収し隔離するというプロセスも含んでいる。回収された CO2 のうち、30 トンは SABIC のイブンシーナ工場でメタノール製造用の原料として用いられ、別の 20 トンはサウジアラムコのウスマニア油田で EOR に利用される。	https://www.arabnews.com/node/1007131/business-economy https://www.aramco.com/en/making-a-difference/planet/carbon-capture-utilization-and-storage https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/iccus-riyadh-2020 https://japan.aramco.com/ja-jp/news-media/news/2020/20200927_blue-ammonia

SkyMining	SE	CCUS スタートアップ	CCU	燃料		SkyMining 社は、高密度大気中の CO2 から作られた固体のカーボンネガティブ燃料を生成する。 同社の燃料は用途が広く、産業、暖房、および発電における化石燃料の代替として燃焼させることができる。 また、液体燃料のバリエーションなど、他の製品やサービスの基盤としても機能する。 Skymining 社の燃料は、対象市場で化石燃料や木炭よりも安価であり、1 トンあたりのエネルギー密度は、化石燃料と同様である。CO2 が製造時に地面に貯留されるため、燃焼時にカーボンネガティブになる。	https://skymining.com/replacing-fossil-fuels.html
Vattenfall	SV	電力	CCU	EOR		・2020 年 10 月、スウェーデンの大手電力会社である Vattenfall 社は、ノルウェーの Aker Carbon Capture 社と、 スウェーデンおよび北欧における大規模商業 BECCS プラントの共同開発を実施する了解覚書（MOU）を締結したことを公表した。 ※Vattenfall 社は、MOU 締結により、スウェーデンと北ヨーロッパの将来的な炭素回収プラントの評価の加速を目指す。 MOU は非独占的で、CCS に関連する Vattenfall 社の目標推進に関連するサービスを対象としており、2 年間のタイムラインがある。	https://group.vattenfall.com/ https://group.vattenfall.com/press-and-media/pressreleases/2020/vattenfall-and-aker-carbon-capture-to-achieve-negative-emissions-in-bio-ccs-projects
British Geological Survey	UK	研究所	CCS		地質データ	英国地質調査所（British Geological Survey：BGS)は、自然環境研究会議（NERC）配下の研究所で、英国本土および周辺大陸棚の地質調査が主な役割である。欧州の CO2 貯留研究における中心的調査機関である。同機関には、以下を含む様々な研究分野で活動する専用の炭素回収貯留（CCS）チームがある。 ・潜在的な地下貯水池の特性評価と容量推定 ・注入された CO2 と周囲の岩石との潜在的な化学的相互作用 ・貯留サイトの監視技術および監視戦略 ・潜在的な漏出の結果の評価を含む、長期的なサイトパフォーマンスの評価	https://www.bgs.ac.uk/discovering-geology/climate-change/carbon-capture-and-storage/
Econic	UK	メーカー（化学品）	CCU	化学品		エポキシド（伝統的な高分子剤の材料）と CO2 を同社の触媒によって反応させ、CO2 を高分子剤中にトラップする。 2020 年 2 月、DRAX との CCU 事業に関するパートナーシップを結んだことを発表した。同パートナーシップでは、DRAX のバイオマス火力発電にて二酸化炭素の回収を行い、回収された二酸化炭素を用いてプラスチックを合成する予定である。	https://econic-technologies.com/ https://www.thechemicalengineer.com/news/drax-and-econic-partner-to-produce-plastic-using-waste-co2/
Cambridge Carbon Capture	UK	CCUS スタートアップ	CCU	鉱物		・Cambridge Carbon Capture 社の特許取得済みの CO2LOC 技術は、2 段階の無機化プロセスを通じて CO2 を隔離できるようにするものである。 鉱化作用プロセスは、隔離された CO2 を岩石の形で恒久的に固定するもので、その柔軟性により、さまざまな産業で利用可能である。 同社の無機化プロセスは、低コストの投入物を組み合わせて排出物を脱炭素化すると同時に、貴重な副産物を生成する。 CO2LOC 技術は、低コストの消耗品の製造と CO2 回収自体の 2 つの段階を組み合わせている。 最初の段階では、ケイ酸塩鉱物を NaOH で低エネルギー分解し、炭素回収段階で低コストの MgOH2 を生成。 この初期プロセスからの副産物には、二酸化ケイ素、および多くの微量金属が含まれる。 第 2 段階では、CO2 の回収が行われる。排気ガスは、MgOH2 が CO2 と反応して MgCO3 を生成する reaction column を通してバブリングされる。 次に、MgCO3 がろ過されて岩のような物質が形成され、隔離された炭素が固体の形で恒久的に貯留される。 ・ケンブリッジに本拠を置く同社ラボでの実験により、CO2LOC 技術により効率的に炭素を鉱化できることが証明された。 50 グラムの炭酸マグネシウム（MgCO3）を生産できた。同社の研究によると、MgCO3 は難燃性建材として有望であり、同社が製造した MgCO3 を使用して、品質をテストしている。 ・Cambridge Carbon Capture 社は、H21 Leeds City Gate の FS 調査に招待された。 H21 プロジェクトは、リーズのガスネットワークを世界初の全水素ネットワークに変革するための画期的な取り組みである。 H21 プロジェクトの一環として、水素経済における同社の技術の実現を推進する。 ・ケンブリッジ大学と協力して取り組んでいる同社は、直接炭素回収を探求するプロジェクトで £250,000 の InnovateUK 助成金を獲得した。 この新たなプロセスでは、ケイ酸塩鉱物（蛇紋石/かんらん石）を直接利用して CO2 を回収する。	http://www.cacaca.co.uk/ http://cacaca.co.uk/#news

Carbon 8	UK	CCUS スタートアップ	CCU	鉱物		・2020 年 7 月：Carbon8 Systems 社は、フランスの VicatGroup のセメント工場において、同社の CCU 技術を適用する商業契約を締結した。これは欧州における同社の CO2ntainer の最初の商用展開である。CO2ntainer はモンタリューのオンサイトに配備され、Vicat 社の既存の産業プロセスに統合、煙道ガス排出物から促進中性化技術（ACT）で直接 CO2 を回収し、セメントバイパスダストを使用可能な骨材製品に変換する。CO2ntainer は、運用の最初のフェーズで、最大 12,000 トンのセメントバイパスダストを処理し、建設用骨材に変換する。 Vicat は、軽量コンクリートブロックなど、さまざまな用途で骨材を商業的に再利用できる。 ・2020 年 9 月、オランダの廃棄物からのエネルギー回収を行うプラント（EfW プラント）において、同社の CCU モジュールのパイロットプロジェクトを実施することを公表した。実施場所は Duiven に位置する AVR の EfW プラントであり、同プラントでは年間約 150 万世帯分の廃棄物を処理しおよそ 40 万トンの CO2 が排出されていた。パイロット実証の対象となる Carbon8 社の CCU モジュールは CO2ntainer であり、パイロットプラントでは、100 トンの建設骨材を製造する計画である。	https://c8s.co.uk/ https://c8s.co.uk/carbon8-systems-to-deploy-its-carbon-capture-utilisation-technology-for-the-first-time-at-dutch-energy-from-waste-plant/ http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=967&dispmid=496
NetPower	UK	電力	CCS		分離・回収	NETPower 社の プラントは、 Allam-Fetvedt Cycle を用いた火力発電を行っている。これは、火力発電所において燃焼から排出される CO2 を排気ガスと共に廃棄する際に回収するのではなく、直接タービンに回すことで CO2 の閉じたサイクルを作る事が可能となっている。Allam-Fetvedt Cycle は、天然ガスを純粋な酸素で燃焼させる。 得られた CO2 は、燃焼器、タービン、熱交換器、コンプレッサーを介してリサイクルされ、ゼロエミッションで低コストの電力を生み出す。回収された CO2 はパイプライン対応であり、安価に隔離、もしくは医療、農業、産業部門などの産業に販売できる。 ・2021 年 1 月 Forbes ：NET Power 社のプロトタイプのゼロエミッション天然ガス発電所について、最初の稼働中の発電所 4 か所で建設が開始されることを発表した。現時点で、世界中で 4 件のプラントが進行中で、詳細は後日発表予定である。同社は 25MW の小規模プラントに対して多くの需要があると述べている。	https://netpower.com/technology/ https://www.forbes.com/sites/jeffmcmahon/2021/01/08/net-power-ceo-announces-four-new-zero-emission-gas-plants-underway/?sh=643664e8175b
Novacem	UK	建築	CCU	鉱物		低炭素 MgO セメントの開発 ・Novacem 社はロンドンのインペリアルカレッジからスピンアウトした企業である。 ・Novacem 社は、セメント産業からの炭素排出量を削減するという課題に対する変革的なソリューションを提供するカーボンネガティブセメントを開発した。このセメントは、非炭酸塩原料であるケイ酸マグネシウムをベースにしており、比較的低温の製造プロセスを使用している。 ・しかし、Novacem 社は十分な資金を調達できず、開発された知的財産の権利をオーストラリア/英国の会社である Calix 社が購入して破産を申請した。	http://database.scotproject.org/pilot_commercial_projects/204 https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/799293/SISUK17099AssessingCO2_utilisationUK_ReportFinal_260517v2__1_.pdf https://relationshipscience.com/organization/novacem-ltd-1000689 https://www.chemeurope.com/en/companies/23392/novacem-limited.html https://www.technologyreview.com/2015/03/19/73210/what-happened-to-green-concrete/
Perlemax	UK	CCUS スタートアップ	CCU	燃料		Perlemax 社は、藻類を用いた CCU を行っている、シェフィールド大学のスピンアウト企業である。炭素回収の方法としての藻類の使用は、炭素排出を相殺する方法としてのその実用性を調査しようとしている主要な産業会社から大きな関心を集めている。 藻類は、農業用の食料源やバイオ燃料の供給源など、さまざまな産業で使用されている。 ・2015 年、製鉄工程で発生するオフガスを燃焼させて発電所で使用する製鉄所スタックガスを用いて、D. salina を投与することの実行可能性を判断する FS 調査が完了した。	http://perlemax.com/ http://perlemax.com/algae-growth-harvesting

Whitefox Technologies	UK, CA	エンジニアリング	CCS		分離・回収	膜分離の技術開発を行っている。 2016 年、global membrane technology の CO2 分離回収セグメントに参加することを決定した。	https://whitefox.com/ https://blog.bccresearch.com/another-industry-player-joins-membrane-based-carbon-capture-segment
Schlumberger	UK, NL, FR,US	研究所	CCS		地質データ	マッピング、計測、そして地下の岩石のモデリングの知見を持ち、60 以上の CCS プロジェクトに参画している。研究の促進の為に世界各国のコンソーシアムに参加しており、CSLF, IEA-GHG, ZEP, GCCSI,その他地域限定のコンソーシアムに参加している。 同社の提供する ECLIPSE は様々なタイプの貯水層における動的挙動を素早く正確にシミュレーションすることが可能であり、METI 事業における FS などでも用いられている。	https://www.slb.com/business-solutions/carbon-services https://www.software.slb.com/products/eclipse https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/H30FY/000498.pdf
National Grid Plc.	UK, US	電力	CCS		輸送	2019 年、英国の電力伝送ネットワークの整備や送ガスグリッドの運営を行っていた National Grid は、地域の CO2 ネットワーク構築をノルウェーのオイル&ガスメジャーである Equinor と共に構築していくことを表明している。 2020 年 10 月に bp、Eni、Equinor、Shell、そして Total と共に北海におけるオフショア CCUS のために Northern Endurance Partnership (NEP)を作成した。BP をオペレーターとしてすえ、2026 年にスタートアップし、2030 年ネットゼロに向けて水素活用と代替燃料への移行と共に CCUS の活用を見据えている。	https://www.nationalgrid.com/ https://www.greentechmedia.com/articles/read/equinor-nat-grid-and-drax-give-glimpse-of-net-zero-future https://www.energydigital.com/sustainability/big-six-unveil-ccus-plan-north-sea
Shell	UK/NL	石油	CCS		プロジェクト全体	豪州における Gorgon LNG プロジェクトについては、世界最大の CCS オペレーションが行われる予定で、年間 3～4 百万トンの CO2 圧入がなされ、プロジェクト期間で約 1 億トンの CO2 が貯留される予定。また、カナダにおける Quest プロジェクトでは、オイルサンドプロジェクト初の CCS プを行っており、1 百万トン/年の CO2 貯留を計画している。The Northern Lights プロジェクトは、CO2 の輸送、レシート、そして貯留層における CO2 の永久閉じ込めをノルウェー領海の北海にて行っている。同プロジェクトはノルウェー領の‘Full-scale CO2 handling chain in Norway’のデモンストレーションの一環であり、ノルウェー北部のセメント工場と廃棄物処理場からの CO2 回収を行う。Total と Equinor と共に投資して行っており、現在はノルウェー政府からの最終的な投資判断を待っている状態である。実現すれば複数の工業施設からの排出された CO2 の貯留として初めてのケースとなる。 Shell Cansov(100%子会社)は、カナダの Sakatchewan で Boundary Dam という世界最大の火力発電所において、CCS 事業を行っており、1 百万トン/年以上の CO2 貯留を実施中。 ノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Equinor、Sasol と共に設立。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中。	https://www.shell.com/sustainability/environment/climate-change/carbon-capture-and-storage-projects.html https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf
Air Products	US	エンジニアリング	CCS		分離・回収	2009 年－2010 年には、Windsor, CT にて米国 DOE と共同で CO2 精製のパイロットプラントを設立した 。 2010-2011 年には、Vattenfall の Schwarze Pumpe oxyfuel パイロットプラントにて CO2 分離回収から精製までのすべてを行う準備を整えた。 2014 年より、テキサス州の Port Arthur にある steam methane reformers に CO2 回収装置を併設し、同施設にて累計 500 万メトリックトンの CO2 を回収した。回収された CO2 はパイプラインによって Denbury 沖に送られ、EOR に利用されている。 また、H_2 pressure swing adsorption (PSA)による新たな CO2 回収プロセスの開発も行っている。	https://www.airproducts.com/company/innovation/carbon-capture#/

Scottish & Southern Energy (SSE)	UK	電力	出資			・2015 年より、CO2DeepStore と Shell 社と共にガス発電所における CCS の検討を行っている。 ◎ The Zero Carbon Humber partnership ・2020 年 4 月、SSE Thermal 社は、他の主要エネルギー会社及び工業会社 10 社と共に、2040 年までにハンバー（Humber）地域を世界初のゼロカーボン・クラスターに転換する契約に署名した。UK Research and Innovation (英国研究・イノベーション機構：UKRI) は 4/17 、同コンソーシアムが、Industrial Strategy Challenge Fund（産業戦略チャレンジ基金）のフェーズ 1 を通じ、その計画に乗り出すための資金の確保に成功したと発表した。同コンソーシアムは、ハンバー地域のエネルギー及び工業の脱炭素化のため、新たに登場した CCS 及び水素技術を利用することに注力している。この取り組みは、2040 年までに英国の年間二酸化炭素排出量の約 10%を回収・貯留するポテンシャルを有している。 ・2020 年 10 月、SSE Thermal 社は、商業規模の CCS と水素プロジェクトの開発加速のため、7500 万ポンド相当の入札でハンバー州の大手機関と提携している。Zero Carbon Humber partnership のパートナー企業は、政府の産業戦略チャレンジ基金の一部である Decarbonisation Challenge Fund のフェーズ２を通じた資金提供を申請した。この入札により、水素と CO2 を輸送する地域全体のパイプラインネットワークを含む、必要な共有インフラの開発を進め、エネルギー発電や産業利用から回収した CO2 を北海南部で輸送・貯留することを可能にする。パイプラインは、SSE Thermal 社の North Lincolnshire 州にある Keadby サイトを経由する予定で、同社はこの地域の主要なクリーン電力ハブの開発を目指している。SSE Thermal 社は、最先端の Keadby 2 発電所への投資を基に、2020 年代半ばまでに炭素回収・貯蔵技術を備えた英国初の発電所となる可能性のある Keadby 3 の開発を進めている。この発電所が建設されれば、大規模かつ脱炭素化されたフレキシブルな発電が可能となり、増加する再生可能エネルギーを補完し、供給の安定性維持が可能となる。	https://www.sse.com/ https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/sse-thermal%E7%A4%BE%E3%80%81%E4%B8%96%E7%95%8C%E5%88%9D%E3%81%AE%E3%82%BC%E3%83%AD%E3%82%AB%E3%83%BC%E3%83%9C%E3%83%B3%E3%83%BB%E3%82%AF%E3%83%A9%E3%82%B9%E3%82%BF%E3%83%BC%E9%96%8B%E7%99%BA%E3%82%92/ https://www.sse.com/news-and-views/2020/10/sse-thermal-backs-zero-carbon-humber-bid-to-bring-commercial-scale-ccs-one-step-closer/
Algenol Biotech	US	その他	CCU	燃料		概要：Algenol Biotech 社は 2006 年に設立された米国・フロリダが拠点の会社である。藻類を培養し、食品、天然着色料、化粧品、バイオ燃料（エタノール等）を生産している。同社のバイオ燃料は EPA の認証を得ている。石炭火力発電の排ガスからの CO2 を利用した場合、化石燃料と比較し GHG を 85%削減する。 ・バイオ燃料生産の主要な効率指標の一つは、1 エーカー当たりの燃料生産量である。世界のエネルギー需要を満たしながら食糧供給を脅かさないようにするには、1 エーカーの土地で生産できる燃料の量が 1 万ガロン以上になる必要がある。現在、 Algenol 社 の技術により、1 エーカーあたり 6,000 から 8,000 米国ガロンの収量が可能となっており、近い将来には 10,000 ガロンの生産が可能になると同社は予測している。 Algenol が使用している技術は「Direct to Ethanol」と呼ばれる。海水で育った藻類に二酸化炭素と糖分を与え、これらの原料を使ってエタノールを生産する。そして、これらの原料を利用してエネルギーを生産し、副産物としてエタノールを生産。エタノールは藻類によって排泄され、水よりも低い温度で蒸発するため、専用の容器の上まで上昇する。その後、この容器でエタノールを分離し、藻類を殺すことなく収穫する。このプロセスの大きな利点の一つは、この技術が工業プロセスから排出される二酸化炭素を回収できることで、温室効果ガスの排出量を全体的に削減できることである。 （Biofuel.org.uk より）	https://www.algenol.com/ https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2019FY/000271.pdf http://biofuel.org.uk/Algenol.html

Baker Hughes	US	石油	CCS		プロジェクト全体	Baker Hughes 社は、同社の技術でパイロットスケールの CCUS プロジェクトや世界最大の CCUS プロジェクトの実行を支援する。サービスは以下の通り。 ・Pre-FEED と FEED のコンサルテーションとプロジェクト設計 ・回収と浄化 ・目的に合わせた CO2 圧縮技術 ・貯留に適したデザインと構造 ・完全性、モニタリング、サイトの管理 ・2020 年 11 月：Baker Hughes 社は、炭素回収ソリューションに特化した先駆的な技術開発会社である Compact Carbon Capture (3C)社 を買収することを発表した。3C 社の技術は、様々な排出源からの CO2 回収に対応することができ、顧客の事業の脱炭素化に大きく貢献することができる。3C 社の技術は、固定カラムの代わりに回転ベッドを使用し、コンパクトでモジュール化されたフォーマットで効果的に溶剤を分配することで、従来の溶剤ベースの炭素回収ソリューションとは異なっている。回転ベッド技術は炭素回収プロセスを強化し、最大 75%のフットプリントおよび設備投資の削減を実現する。	https://www.bakerhughes.com/ https://www.bakerhughes.com/carbon-capture-use-and-storage-ccus https://investors.bakerhughes.com/news-releases/news-release-details/baker-hughes-signs-agreement-acquire-compact-carbon-capture
Blue Planet	US	CCUS スタートアップ	CCU	鉱物		・Blue Planet 社の炭素隔離プラントでは、炭素鉱化プロセスを利用して、隔離された CO2 から粗骨材と細骨材を製造する。骨材の使用で、カーボンニュートラル、あるいはカーボンネガティブコンクリートを実現する。 ・Blue Planet 社は、排ガスから回収した CO2 を原料とした炭酸塩ベースの建築用骨材を製造している。他の産業用炭素回収・利用技術とは異なり、同社のプロセスでは、使用前に CO2 の浄化や濃縮を行う必要がないため、回収時のコストや消費エネルギーを削減できる。同社の技術は、建築材料中の CO2 を恒久的に大規模に回収し、CO2 を低炭素製品に変換して世界の骨材市場で販売可能にする可能性がある。 ・Blue Planet 社では、回収した CO2 を CO3 に変換するが、他の CO2 回収会社と違い、CO2 の浄化は行わない。なぜなら、CO2 の浄化には膨大なエネルギーを必要とし、CO2 を純減するという同社の目的と違うからである。ブループラネットは CO2 を純粋な形に濃縮し、それを加圧して液化して地質調査に利用することを目的とする。 ・Blue Planet 社の石灰石被覆軽量骨材は、サンフランシスコ国際空港の暫定搭乗エリア B で使用されている。	http://www.blueplanet-ltd.com/ https://www.chevron.com/stories/chevron-invests-in-carbon-capture-and-utilization-startup
Carbonfree Chemicals (Skyonic Corporation)	US	CCUS スタートアップ	CCU	化学品		・Carbonfree Chemicals 社は、CO2 を分離回収し、鉱物として固定する技術の特許を複数取得している。独自のプロセスにより、重曹などの有用な製品が生み出され、工業生産や発電所の施設の収益性を高くする。Carbonfree Chemicals 社の 3 つの主要技術には、SkyMine®、SkyScraper™、SkyCycle™ がある。これらのプロセスは、有害な汚染物質を除去するために必要なエネルギーが少なく、炭素をより安全に貯蔵する方法である。 ・SkyMine®：同技術の前提は、産業廃棄物の流れから CO2、硫黄酸化物(SOx)や窒素酸化物(NOx)などの酸性ガス、その他の重金属を除去することである。排ガスからこれらの有害な汚染物質を回収し、炭酸水素ナトリウム(重曹)、塩酸、苛性ソーダ、漂白剤などの市場性のある製品に変換する。 ・SkyScraper：燃焼後の炭素回収およびスクラビング技術は、排ガスから排出される硫黄酸化物（SOx）、窒素酸化物（NOx）、水銀、その他の重金属を実質的にすべて除去することが可能（97～99%）。SkyMine®のように、既存のインフラに簡単に後付けしたり、新施設の計画や建設に合わせて導入できる。 ・SkyCycle：「Thermolytic decarbonation」プロセスにより、電力の代わりに廃熱を利用して炭素の回収・利用プロセスに動力を供給することができる。	https://www.carbonfreechem.com/ https://www.carbonfreechem.com/technologies

Clean Energy System (CES) Ltd	US	その他	CCUS	その他	分離・回収	Carbon Negative Energy（CNE）プラントにて廃棄物由来のバイオマスから合成ガスを合成し、合成ガスを用いて Tenewable natural gas（RNG）や水素を製造する。また、oxy-combustion を用いて CCUS を用いた発電を行う。最初の原料がバイオマスである為、BECCS となりカーボンネガティブとなる。 その他 CCUS サービスとして、同社の分離回収技術を用いての CO2EOR のサービスも提供している。	http://www.cleanenergysystems.com/ http://www.cleanenergysystems.com/unlocking-resource-value
Dakota Gas	US	ガス	CCS		プロジェクト全体	Basin Electric の子会社であり、ノースダコタ州にある燃料合成プラントにて CCS を行っている。同社の CO2 回収は 2000 年から始まっており、2020 年 11 月までに一つのマイルストーンであった、累計で 4000 万トンの CO2 回収に成功している。Recovered from the coal gasification process, the CO2 is captured by washing the synthetic natural gas in the plant's Rectisol unit and is about 95% pure.またカナダにある子会社の Souris Valley Pipeline と共同で 205 マイルの CO2 パイプラインを運営しており、Saskatchewan まで CO2 を輸送している。同パイプラインの輸送能力は年間 300 万メートルトンである。	https://www.dakotagas.com/ https://www.kxnet.com/news/local-news/carbon-capture-milestone-reached-at-dakota-gas-2/ https://www.dakotagas.com/about-us/at-a-glance
Denbury Resources	US	石油	CCU	EOR		他社への CO2EOR サービスを提供しており、2018 年から 2019 年の間に毎年平均約 320 万メトリックトンの工業セクターからの CO2 を同社の CO2EOR に利用したとしている。 2020 年 12 月、Devon Energy 社の子会社が所有する、ワイオミング州 Freemont 郡にある Big Sand Draw 油田と Beaver Creek 油田を 1200 万ドルでほぼ 100%買収した。買収額には 46 マイルの CO2 パイプラインを含む地表施設も含まれている。同社 CEO は本買収について、EOR に適した地である事を表明している。	https://www.denbury.com/Home/default.aspx https://www.denbury.com/investor-relations/press-releases/press-release-details/2020/Denbury-to-Acquire-Wyoming-CO2-Enhanced-Oil-Recovery-EOR-Fields/default.aspx https://csr.denbury.com/our-environment/managing-our-carbon-footprint/default.aspx
Dioxide Materials	US	その他	CCUS	化学品	分離・回収	Sustainion ® polymer を用いた CO2 分解電極を開発した。同電極は室温にて電流を 600 mA/cm² 、3.25 V の条件で 6 か月間連続で性能を落とすことなく流し続けることが可能である。エタノール発酵装置に用いる事でエタノールの製造量を増加させることが可能である。 CO2 からのギ酸合成も開発しており、200 mA cm-2 での 1000 時間の連続稼働を成功させている。同条件ではギ酸の FE は主に 70%を超え、濃度も重量比で 11%程度となる。	https://dioxidematerials.com/
Dow Chemical	US	メーカー（化学品）	CCS		分離・回収	2010 年から 2014 年にかけて、Alstom Power 社と共に同社の UCARSOL™ FGC-3000 というアミン触媒技術を用いて Advanced Amine Process (AAP)の開発を行った。同プロセスは様々な環境で排気ガスからの CO２回収率を 90%以上保てており、また 90%の回収率に必要なエネルギーを従来の CO2 回収プロセス（モノエタノールアミン触媒を用いたプロセス）に比べて 30%以上抑えることに成功した。 2020 年 5 月、Smart Delta Resources, port authority North Sea Port と ArcelorMittal, Dow Benelux, PZEM, Zeeland Refinery, そしてガスインフラ業者である Gasunie と Fluxys と共に Carbon Connect Delta コンソーシアムというクロスボーダーCO2 回収コンソーシアムを組むことを発表した。同コンソーシアムは CO2 の回収から輸送、エンドユーズに至るまでの全ての要素について技術的、経済的、法的な検討を行う。2020 年末に FS を終え、2023 年に年間 100 万トンの CO2 を回収、2030 年には年間 650 万トンの CO2 を回収する見通しである。	https://www.dow.com/ja-jp https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610214024643?token=EC200248FF91E1769EA562984542E9B4B777E2DB2E31938C75FD951007A72759E3595EC7E21CDFDD2FEE58B8A82161F6 https://www.chemengonline.com/dow-arcelormittal-yara-and-more-join-cross-border-carbon-capture-consortium/
E3Tec Service	US	エンジニアリング	CCU	燃料		Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)という、海洋温度差発電から得られたエネルギーを化学品及び燃料に転換する技術を研究しており、その一環として CO2 を原料として Alkyl carbonates、dimethyl carbonate (DMC)、そして monoethylene glycol の合成技術を開発している。 2019 年には SBIR Phase Iis からの補助金を得て海洋温度差発電により製造された水素と CO2 の反応による DMC 合成の技術開発を行っている。	https://e3-tec.com/ https://e3-tec.com/about-us/
Eastman Kodak	US	その他	CCU	化学品		2009 年より、Novomer と協力して CO2 からのプラスチック合成を開発していた。同社の技術ではポリプロピレンカーボネートを（PPC)を 50%化石燃料、50%二酸化炭素を原料として合成する。同技術で作成された PPC は、化石燃料由来のみの製品よりも酸素の透過率が低く、食品保存に有利であるとしている。Kodak は Novomer の技術をパイロットスケールの製品製造工場にてテストする。	https://www.kodak.com/en/ https://www.greentechmedia.com/articles/read/kodak-to-help-to-make-plastic-wrap-from-carbon-dioxide

							https://www.energy.gov/fe/innovative-concepts-beneficial-reuse-carbon-dioxide-0
Empower Materials	US	メーカー（化学品）	CCU	化学品		QPAC®25 poly(ethylene carbonate), QPAC®40 poly(propylene carbonate), QPAC®100poly(propylene/cyclohexene carbonate), QPAC®130 poly(cyclohexene carbonate), QPAC®60poly(butylene carbonate)という CO2 を原料とした高分子結合剤を製品として取り扱っている。従来の高分子結合剤が 100%化石燃料由来であるのに対して、50%化石燃料の使用を抑えることができる。また、同社の製品の特性としては、生物分解性を有し、従来品に比べて 100 度以上低い温度で分解可能である。	https://empowermaterials.com/
Chevron	US	石油	出資			・2019 年 11 月、同社が参画しているオーストラリアの Gorgon CCS プロジェクトが 2020 年初頭には完全操業を開始できることを公表した。Gorgon CCS プロジェクトは Gorgon LNG プロジェクトの一部である。Gorgon LNG プロジェクトは Chevron 社、ExxonMobil 社、Shell 社に加え、日本企業である JERA、大阪ガス、東京ガスもガス田・LNG 施設の権益保有者として共同操業協定に基づいて参画する事業である ・2020 年 7 月、シンガポールにおける CCUS システム開発促進に向け、Keppel Data Centres 社、Pan-United 社、Surbana Jurong 社と MOU を締結した。本締結では、各社協力の基、クリーンでエネルギー効率の高い CCUS システムの開発促進を進める。加えて、シンガポール政府機関である National Research Foundation の支援も受けることとなる。 ・2021 年 1 月 14 日、CCU のスタートアップに投資：Chevron 社は、工業事業の炭素集約度を低減することを目的とした炭酸骨材および炭素回収技術の製造・開発を行う新興企業 Blue Planet Systems 社への投資を発表した。この投資に関連して、Chevron 社と Blue Planet 社は、低炭素化の機会を共同で推進することを目標に、主要地域における潜在的なパイロットプロジェクトや商業開発で協力していく旨の意向書を締結した。	https://www.chevron.com/sustainability/environment/greenhouse-gas-management https://oilgas-info.jogmec.go.jp/info_reports/1008924/1008966.html http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=840&dispmid=496 http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=913&dispmid=496 https://www.chevron.com/stories/chevron-invests-in-carbon-capture-and-utilization-startup
Exxon Mobil	US	メーカー（機械）	CCS		分離・回収	・2019 年 7 月、Global Thermostat 社と共に発電施設を含む産業部門と大気からの CO2 回収技術を共同で開発することを合意した。Global Thermostat 社の持つ CO2 回収技術とそのスケールアップの実現可能性が確立された後、ExxonMobil の設備においてパイロットプロジェクトを実施する計画としている。また本合意には回収された CO2 の利用方法についての検討も含まれる。 ・2020 年 9 月、 ExxonMobil 社 と Global Thermostat 社は、大気中の CO2 を直接回収する Global Thermostat 社の技術の実現可能性と潜在的な拡張性を判断するための 12 ヶ月間の技術評価を経て、共同開発契約を拡大した。Global Thermostat 社の CO2 回収は、独自のアミン系吸着剤を使用して空気中の CO2 を除去する。これらの化合物は CO2 を効率的に捕らえ、地下に安全に貯留し、化学品、消費者製品、建設資材の製造に使用することができる。Global Thermostat 社との共同開発契約の一環として、ExxonMobil 社は同社の大学や国立研究所への強力な研究パートナーシップのネットワークを活用し、材料科学に強い専門知識を持つ大学パートナーや、CCU に関する専門知識を持つ米国エネルギー省国立研究所を活用、技術のスケールアップを支援する。 ・2021 年 2 月 1 日、 ExxonMobil 社は、同社の広範な低炭素技術ポートフォリオを商業化するための新事業を設立したと発表した。新事業である「ExxonMobil Low Carbon Solutions」は、当初は、排出量をネットゼロにし、パリ協定で定められた気候目標を達成するために必要な重要な技術の一つである CCS に重点を置く。	http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=798&dispmid=496 https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2020/0921_ExxonMobil-expands-agreement-with-Global-Thermostat-re-direct-air-capture-technology https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Carbon-capture-and-storage

GE	US	エンジニアリング	CCS		分離・回収	Post-combustion 火力発電所と Oxy-combustion 火力発電所用の CO2 回収プラントを建設するサービスを提供している。CO2 回収プラントは新設の火力発電所への導入と既存の火力発電所への増設両方に対応している。 2009 年、Gorgon natural gas project の一環として Dupuy における CCS のために圧入装置を提供した。年間 330 万トンの CO2 を圧入可能であるとしている。 2015 年、米国 DOE の Carbon Capture Funding より同社のアミンシリコン CO2 回収システムのプラントスケールでの検証を行うための補助金を獲得した。同検証はノルウェーの TCM にて行われる。	https://www.ge.com/power/steam/co2-capture https://www.greentechmedia.com/articles/read/ge-to-participate-in-worlds-biggest-carbon-capture-project https://www.environmentalleader.com/2015/09/ge-alstom-power-6-others-receive-doe-carbon-capture-funding/
Fluor	US	エンジニアリング	CCS		分離・回収	・2013 年、Fluor 社と E.ON Kraftwerke（E.ON）社は、ドイツ北部にある E.ON 社の Wilhelmshaven 硬質石炭発電所に炭素回収パイロットプラントを建設した。石炭火力発電所の排ガスからの CO2 除去を実証するため Fluor 社 の Econamine FG PlusSM 技術が使用された。この回収プラントは、約 70 トン/日の CO2 を回収するように設計されており、データ収集をして、フルサイズの石炭発電所の設計に役立てる。 ・2015 年、Quest project：Fluor 社は Shell 社の CSS プロジェクト Quest project において、予備サービス、フロントエンドエンジニアリングおよび設計、エンジニアリング、調達、建設（EPC）を提供した。Fluor 社は、Scotford Upgrader の年間 120 万トンの炭素回収施設に、特許取得済みの革新的な 3rd Gen Modular ExecutionSM を使用した。回収された CO2 は、施設から地下パイプラインを経由して約 80km 離れた地下貯蔵場所に送られる。 ・2020 年 5 月、Flour 社は North Dakota 州の Milton R. Young 発電所（Minnkota 社）にて計画されている Project Tundra の FEED 契約を獲得したことを公表した。 Project Tundra では現在稼働している褐炭火力発電所へ CO2 回収設備の追設を行い、CCUS の実施を計画している。FEED においては、同社の高エネルギー効率、高費用対効果の Econamine FG PlusSM CO2 回収技術が用いられる予定である。	https://www.fluor.com/ https://www.researchgate.net/publication/269955737_Initial_Results_from_Fluor%27s_CO2_Capture_Demonstration_Plant_Using_Econamine_FG_PlusSM_Technology_at_EON_Kraftwerke%27s_Wilhelmshaven_Power_Plant https://www.fluor.com/projects/carbon-capture-plant-design-build https://www.fluor.com/projects/shell-quest-carbon-capture-epc http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=897&dispmid=496 https://www.gasworld.com/contract-awarded-for-north-dakota-ccus-project/2019132.article
Halliburton	US	石油	CCU	EOR		過去 50 年以上 CCS 事業に携わっており、特に EOR の事業化プロジェクトに多く参画してきた。100 件以上の CO2 圧入プロジェクトに携わり、15,000 以上の井の処理を行った実績を持つ。現在 22 のプロジェクトにかかわっており、は 15 あり、現在進行中の開発プロジェクトは 7 つである。日本企業との共同開発も行っており、日本 CCS 社と共に CO2 腐食体制のあるセメントの開発を行っている。	https://www.landmark.solutions/Spotlights/ID/17/Leveraging-Technology-and-Expertise-from-COsub2sub-Enhanced-Oil-Recovery-to-Develop-COsub2sub-Storage-and-Decarbonization-Projects https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/clean-energy/carbon-capture-storage/project-experience/Japan.html?node-id=hgeyxthv https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/solutions/contents/CCS/Overview/Challenge_Generic/CCS_Brochure.pdf?node-id=hgeyxswn&nav=en-US_solutions_public
Honeywell UOP	US	石油	CCS		分離・回収	UOP SeparALLTM Process という CO2 の分離膜技術を有している。同技術は硫黄と CO2 を高純度まで分離する事が可能であり、様々な CO2 分離レベルにおいて硫黄を 1ppmv まで分離可能である。 2020 年のプレスリリースで、大崎クールジェンプロジェクトにて同社の技術を用いて coal gasification processing 中に排出する CO2 の分離回収が行われることを公表した。	https://uop.honeywell.com/ https://www.honeywell-uop.cn/wp-content/uploads/2015/11/uop-seperall-process-datasheet1.pdf https://www.watertechonline.com/industry/power-generation/article/14173171/osaki-coolgen-implements-honeywell-technology-to-remove-co2-in-coal-gasification-process
Jupiter Oxygen	US	エンジニアリング	CCS		分離・回収	Oxy-Fuel Combustion 技術と CO2 回収技術を有しており、それらを組み合わせることで CO2 とその他有毒ガス（Nox,Sox）を含まない排気ガスを排出する火力発電所の設計を可能としている。CO2 除去プロセスとしては 高温の排気ガスをボイラーから固体分離ユニットに送り、硫黄の除去の為に炭酸カルシウム溶液もしくは炭酸ナトリウム溶液と接触させる。その後、coalescing filter を通りヒーターで加熱後、圧縮機にて圧縮され、その後冷却されるというプロセスを複数回行う。最終的には 95%の純度の CO2 が得られる。	http://jupiteroxygen.com/ http://jupiteroxygen.com/Home/CCUS

Kinder Morgan	US	石油	CCUS	EOR	輸送	・Kinder Morgan 社は北米最大級のエネルギーインフラ企業である。約 83,000 マイルのパイプラインと 144 のターミナルの権益を保有または運営している。パイプラインは天然ガス、ガソリン、原油、二酸化炭素（CO2）などを輸送する。また、同社のターミナルでは、再生可能燃料、石油製品、化学品、植物油などを貯蔵し、取り扱う。 ・Kinder Morgan 社は北米最大の CO2 輸送業者である。コロラド州南西部の油田からニューメキシコ州とテキサス州西部に 1 日あたり約 12 億立方フィートの CO2 を輸送し、EOR プロジェクトで使用している。この CO2 は、老朽油田や残油地帯から原油を回収するのに役立つ。同社は、この CO2 の大部分を自社の EOR プロジェクトで使用しており、第三者の顧客にも販売している。 ・Kinder Morgan 社 は、EOR のための先進技術を応用したリーディングカンパニーであり、生産量のほぼ 100%が EOR に関連している。同社は、西テキサスに位置する産油田の所有権を保有しており、SACROC ユニット、Katz Strawn ユニット、Goldsmith Landreth San Andres ユニット、Tall Cotton Field、Reinecke Unit Field、Yates Field などがある。EOR 生産の面では、同社は日量 50,000 バレル以上の石油、日量約 20,000 バレルの天然ガスを生産しているが、その多くは大型の SACROC ユニットからの生産である。	https://www.kindermorgan.com/ https://www.kindermorgan.com/Operations/CO2/Index
Kiverdi	US	その他	CCU	その他		再生可能エネルギー由来のエネルギーを用いて、CO2、窒素、再生可能エネルギー由来水素と反応させタンパク質、養殖業の餌、パーム油などに変換する。反応には微生物を用いたバイオプロセスを採用しており、伝統的な農業に比べて 3−4 倍の省スペースとはるかに少ない水での食品生産を可能とする。同プロセスで得られる養殖業用の餌は野生の魚のたんぱく質と同じ栄養価を持つ。 2017 年 9 月、CO2 Solutions 社が行っている Valorisation Carbone Québec プロジェクトにパートナーとして参加することを公表した。VCQ プロジェクトは経済的に成り立つ end to end の CCU の商業化を目指すプロジェクトである。	https://www.kiverdi.com/co2-aquafeed
Lanzatech	US	その他	CCU	燃料		Fuel Ethanol, isopropanol, chemicals バイオ燃料の製造を行っており、フィードストックの 1 種類として CO2 を用いてのエタノール製造も行っている。 2020 年 12 月、インドの石油会社である IndianOil Corporation Ltd とインドのバイオテクノロジー省と共にコンソーシアムを組み、CO2 をフィードストックとした商業グレードの Omega-3 fatty acid esters とバイオディーゼルの合成に成功している。同コンソーシアムは商業化デモンストレーションへの準備が整ったとしている。	https://www.lanzatech.com/ https://bioenergyinternational.com/biofuels-oils/indianoil-and-lanzatech-poised-to-scale-up-co2-to-food-feed-and-fuel
Liquid light	US	メーカー（化学品）	CCU	化学品		CO2 を低エネルギー触媒を用いた電気化学によって水、LNG、廃棄物からの酸等と合成することにより様々な化学品（Ethylene glycol, propylene, isopropanol, acetic acid）に変換する。同社の技術では同時に複数の化学品を生産することが可能である。 2015 年、コカ・コーラ社と CO2 からの mono-ethylene glycol(MEG)製造技術の開発のための契約を結んだ。MEG は PET ボトル製造に用いられており、本技術によって低コストかつ低環境負荷の PET ボトル作成を目指す。	https://llchemical.com/technology/
Membrane Technology and Research, Inc	US	メーカー（化学品）	CCS		分離・回収	CO2 分離膜の技術を有しており、石炭火力発電、LNG 火力発電、セメント工場、製鉄工場それぞれに適した膜分離プロセスを提供している。 2018 年、米国のエネルギー省から Polaris 膜分離とそのモジュール化の商用化に向けたスケールアップテストを行うために DOE Funding: $7,427,258; Non-DOE: $2,400,000; Total Value: $9,827,258 を得た。同スケールアップテストはノルウェーの TCM にて行われる。	https://www.mtrinc.com/our-business/carbon-capture/ https://www.energy.gov/articles/energy-department-invests-44m-advanced-carbon-capture-technologies-projects

NRG Energy	US	電力	CCS		プロジェクト全体	NRG Energy 社は米国の大手電力会社である。 ・2017 年、米国テキサス州の Petra Nova プロジェクトを JX 石油開発とのジョイントベンチャーにより操業開始した。プロジェクトの建設には米国政府から 1 億 9000 万ドルの資金提供を受け、日本政府からは 2 億 5000 万ドルの融資を受けており、NRG Energy と JX 石油開発は 6 億ドルを共同出資して完成させた。テキサス州ヒューストンにある石炭火力発電所から排出されたＣＯ2 を、約 130 キロメートル離れたウェスト・ランチ油田までパイプラインで輸送する。 ・2020 年 8 月、上記プロジェクトを操業停止。操業停止の理由としては、原油価格の下落（1 バレル約$40 の水準）により採算が取れなくなったことが挙げられている。	https://www.nrg.com/ http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=933&dispmid=496
Oakbio	US	メーカー（化学品）	CCU	燃料		Oakbio の技術では排出源の排気ガスを直接再生可能エネルギー由来の水素と微生物と反応させ、様々な製品を合成する。主要な高価値製品として n-ブタノールと PHA bioplastic を合成可能である。N-ブタノールはアルカリ性プラスチックやその他ポリマーの材料となり、またオクタン価が 87 であるため直接ガソリンの代替燃料として用いることが可能である。PHA bioplastic は 100%生物分解性と marine degradable であり、2030 年には 300 億ドルの市場となると推計されている。	https://www.oakbio.com/technology-2/
Occidental Petroleum	US	石油	CCU	EOR		・Occidental 社は、CO2 を使用した低コストの EOR を可能にし、石油回収を促進すると同時に、貯留層に CO2 を隔離するリーダー企業である。DAC と CO2 隔離の組み合わせは、石油の生産と使用による大気中への CO2 の純添加を大幅に削減または完全に排除するためのメカニズムを提供するものであり、エネルギー産業にとって重要な一歩である。 ・2019 年 5 月、Occidental 社の子会社 Oxy Low Carbon Ventures, LLC（OLCV）社と、カナダのクリーンエネルギー企業である Carbon Engineering Ltd. (CE)社は、世界最大の DAC・隔離施設のエンジニアリングと設計を共同で進めていることを発表した。両社は、毎年 500 キロトンの CO2 を大気から直接回収し、Occidental 社の EOR 事業で使用し、その後地下に永久貯留する施設を評価している。このプラントはテキサス州の Permian 盆地に設置される。 ・2020 年 8 月、新たな米国の CO2 除去プラントを建設：Oxy Low Carbon Ventures 社は、持続可能性に重点を置いた未公開株式投資会社である Rusheen Capital Management 社と共に、カナダの Carbon Engineering 社が開発した DAC 技術を使用させるための会社 1PointFive 社を設立した。1PointFive 社は、テキサス州のパーミアン盆地（Permian Basin）内に、施設を建設。建設は、プラント設計を改善しコストを低減する時間が取れるよう、2022 年に開始される。このテキサス州の施設で回収された二酸化炭素は地中貯留され、油田内の圧力を高めて生産をスピードアップさせるのに使用される。同プロジェクトは、CO2 回収隔離プロジェクトへの投資を促進するよう策定された連邦税控除から利益を得る予定である。Carbon Engineering 社は、カナダのブリティッシュコロンビア州に 2015 年から稼働中のパイロットプラントを所有している。	https://www.oxy.com/OurBusinesses/CarbonManagement/Pages/default.aspx https://www.oxy.com/News/Pages/Article.aspx?Article=6095.html https://jp.globalccsinstitute.com/news-media/latest-news/occidental%E7%A4%BE%E5%BE%8C%E6%8F%B4%E3%81%AE%E4%BC%81%E6%A5%AD%E3%80%81%E6%96%B0%E3%81%9F%E3%81%AA%E7%B1%B3%E5%9B%BD%E3%81%AEco2%E9%99%A4%E5%8E%BB%E3%83%97%E3%83%A9%E3%83%B3%E3%83%88%E3%82%92/
Solidia	US	その他	CCU	鉱物		Solidia Concrete という CO2 をフィードストックとしたコンクリート製造技術を有している。同技術では水ではなく CO２を用いてコンクリートの硬化を行う。年間 1.5Gt の CO2 削減、3 兆リットルの水の節約、石油換算で 2 億 6,000 万バレル相当の省エネを行えるポテンシャルがあるとしている。同社のプロセスは、Solidia Cement Powder を砂と混ぜ成型後、CO2 を溶かした水を流し込むことによって CO2 が Solidia Cement と反応して、炭酸塩とシリカが合成されコンクリートとして固まる。この硬化反応に要する時間は 24 時間と、従来法の 28 日間に比べてかなり短い。同技術は 10 ヵ国の 50 以上のコンクリート製造施設で既に導入されている。同技術の認証を R&D パートナーである Larfarge Holcim と Air Liquide と行っている。	https://www.solidiatech.com/solutions.html https://www.solidiatech.com/accomplishments.html

Southern Company	US	ガス	CCS		分離・回収	Southern Company 社は米国のガス及び電力事業を保有する公益事業会社である。米国エネルギー省と連携し、National Carbon Capture Center（NCCC）を運営している。 ・2020 年 5 月、CO2 の利用と DAC 技術が NCCC の研究対象に加わる見込みであることを公表した。また、天然ガス火力発電所からの CO2 回収技術の試験・評価も、対象に加わる予定であるとしている。 ・2020 年 6 月、ミシシッピ州ケンパー（Kemper）郡で、CO2 回収プロジェクトの検討を行っていると公表した。同社は以前より米国 DOE より資金提供を受け、アラバマ州およびミシシッピ州にある同社の 3 つの発電所から排出される CO2 の貯留可能性について検討を行っていた。	http://www.janus.co.jp/environ/CCSNews/tabid/77/Default.aspx?bid=896&dispmid=496 https://investor.southerncompany.com/information-for-investors/latest-news/latest-news-releases/press-release-details/2020/National-Carbon-Capture-Center-expands-testing-of-carbon-capture-for-negative-carbon-technologies/default.aspx https://www.eenews.net/stories/1063448493
Sasol	ZA	メーカー（化学品）	出資			・2009 年、Sasol 社は、ノルウェーの Technology Center Mongstad(TCM)を Shell 社と Equinor 社と共に設立した。10 万トン/年の CO2 貯留実証実験を実施中である。 ※TCM は現在、ノルウェー国が Gassnova（73.9%）を通じ、産業パートナーである Equinor 社（8.7%）、Shell 社（8.7%）、Total 社（8.7%）とともに所有している。Equinor 社が施設の運営者となっている。 TCM は 2012 年の操業開始以来、2 回の所有期間（参加者契約）を経ている。Sasol Energy は 2012 年～2017 年の期間の所有者であった。現在の所有者は、Sasol Energy 社の後に 2017 年にパートナーシップに参加した Total 社を除き、設立時から TCM に参加している。 ・2020 年 9 月、CO2 利用プロジェクトのパートナーを募集：Sasol 社 （南アフリカ共和国ヨハネスブルグ市）は、南アフリカでのより回復力の高い事業のために気候変動の野望を推進するために、CO2 利用技術の開発と実証に関する情報提供の要請（RFI）プロセスへの参加に関心のある関係者を募集している。Sasol 社は、CO2 利用技術の開発と実証を可能にすることを目指しており、ムプマランガ州セクンダと自由州サソルバーグを拠点とする南アフリカの事業において、他の企業と協力して GHG 排出量を削減したいと考えている。応募の締め切りは 2020 年 9 月 30 日。	https://oilgas-info.jogmec.go.jp/_res/projects/default_project/_page_/001/007/651/20181122_London.pdf https://tcmda.com/about-tcm/ https://www.chemengonline.com/sasol-seeking-partners-for-co2-utilization-projects/ https://www.sasol.com/media-centre/media-releases/sasol-invites-interested-parties-partner-development-co2-utilisation

（閲覧日 2021/03/19）

6.4　CCUS 案件形成事業が実施するセミナーやシンポジウムへの参加等

次の 2 件の CCUS 案件形成事業において開催されたプロジェクトワークショップに参加し、事務局からのプレゼンテーションを実施し、JCM 制度概要の説明、当該 CCUS 事業による温室効果ガス排出削減効果の定量化の手法やその重要性の説明を行い、JCM を活用した CCUS 事業形成を実現するにあたり必要となる要素についての相手国の理解向上に努めた。

・株式会社ジョンクェルコンサルティング

実施日	2021 年 1 月 15 日
参加者	インドネシア側：Pertamina UTC, Pertamina EP 日本側：経済産業省、三菱総合研究所、ジョンクェルコンサルティング
MRI によるプレゼンテーションの内容	【プレゼンテーション１：】 2013 年に発足した日尼両国のパリ協定目標達成に貢献する仕組みである JCM の進捗を、以下の点を中心に紹介した。 ● 2021 年 1 月現在、17 か国において、総計 65 件のプロジェクトが登録され、うち 37 件から約 9 万トンのクレジットが発行されている。インドネシアにおいては、22 件のプロジェクトが登録され、うち 12 件から計約 5.6 万トンのクレジットが発行済みと、17 か国の中でもインドネシアは JCM 先進国であることを紹介。 ● プルタミナが関与した案件も 2 件ある。 ● JCM は、方法論、プロジェクト、クレジット発行と、それぞれのステージで承認プロセスがあり、承認行為は両国の政府機関が参加する合同委員会によってお紺われる。また、プロジェクト承認とクレジット発行承認においては第三者機関の審査を受ける必要もある。 ● CCUS は JCM においては新規分野で、今後制度面での整備が必要となってくるが、両国のパリ協定目標達成に多大な貢献をし得る有望な分野となる可能性がある。 【プレゼンテーション２】 ジョンクェルコンサルティングによるガス田からの CO2 回収・低減事業による CO2 削減量を定量化する JCM 方法論について、以下の点を中心に説明した。 ● 前提となる CO2 回収・固定のプロセス ● CO2 削減量の前提となる適格性要件の考え方 ● リファレンス排出量およびプロジェクト排出量の排出源の特定。 ● 製品利用による回収した CO2 の大気放出、CO2 処理設備からの漏洩、酸性ガス処理・ CO2 圧縮処理による電力・熱消費による CO2 排出は、適格性要件でそのような排出が発生しないことを条件付けし、除外する。それにより、方法論の簡素化が可能となる。 ● 当該事業において、天然ガスから回収された CO2 は他の物質との反応により低減される。他の物質の調達行程からの排出量については、電源が再エネか否かで排出量が大きく変わってくるため、現時点では最大排出削減可能量としての推定値を算出している。 ● 本事業は、不確定要素が残ってはいるものの、大きな削減効果

	を生み出す可能性を有している。

・石油資源開発株式会社（JAPEX）

実施日	2021 年 2 月 4 日
参加者	Pertamina EP、LEMIGAS、JCM Indonesia、経済産業省、三菱総合研究所、JAPEX
MRI によるプレゼンテーションの内容	世界の石油ガス企業をとりまく国際的な動向を紹介し、石油ガス企業に求められる CO2 排出量の定量化についてプレゼンテーションを行い、精緻な CO2 排出量の定量化を可能とするモニタリングの重要性及び JCM への示唆について、以下の点を中心にプレゼンテーションを行った。 ● 世界の石油ガス企業はダイベストメントへの圧力を株主等から受けている。そのような状況のもと、石油ガス企業による気候変動リスク及び気候変動へのインパクトに関する情報開示への対応が進んでいる。 ● 気候変動へのインパクトの開示、すなわち CO2 削減への貢献の定量化は、コモン・プラクティスになりつつある。 ● CO2 排出削減量の定量化には強固なモニタリング体制が必須。 ● JCM の目的の一つも CO2 削減量の定量化にあり、モニタリングが重要な点も共通している。 ● JCM 案件組成に向けて、早期からモニタリング体制を検討し、準備を開始することが重要。

添 付 資 料

添付資料 I：イベントのアジェンダ

I-①：第 2 回 CEFIA フォーラムのアジェンダ

I-②：ファイナンス関係のイベントのアジェンダ

添付資料 II：CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）

添付資料 III：JCM 低炭素-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 IV：CCUS-FS の公募関係資料（公募内容、募集要項）

添付資料 V： JCM 低炭素 FS の実施課題の概略報告書

①：アズビル株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

②：出光興産株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

③：ダイキン工業株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

④：株式会社フジタによる実施課題（日本語版・英語版）

添付資料 VI：CCUS-FS の実施課題の概略報告書

①：株式会社ジョンクェルコンサルティングによる実施課題（日本語版・英語版）

②：石油資源開発株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

③：日本エヌ・ユー・エス株式会社による実施課題（日本語版・英語版）

④：一般財団法人日本エネルギー経済研究所による実施課題（日本語版・英語版）

添付資料I　イベントのアジェンダ

I-①：第 2 回 CEFIA フォーラムのアジェンダ

Background

For decades, a wide variety of cooperative activities have been carried out in the energy field among ASEAN+3 (China, Japan and Korea) countries. Such activities have resulted in making significant contributions to enhancing energy efficiency and facilitating energy transitions. To further promote such efforts broadly in the ASEAN region, it is becoming increasingly important to deepen the knowledge, facilitate information exchange, and develop projects and programs with policy design among ASEAN+3 countries through various activities, such as capacity-building programs, international conferences and workshops, and joint feasibility studies and demonstration projects.

To achieve this, a new initiative named “Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN” or “CEFIA” was proposed by Japan and welcomed by the ASEAN+3 Ministers on Energy at the 16th ASEAN+3 Meeting of Energy Ministers in Bangkok, Thailand on 5 September 2019. CEFIA serves as a platform to facilitate collaboration between public and private sectors in deployment of cleaner energy and low carbon technologies in the ASEAN region.

The CEFIA Government-Private Forum was established under the ASEAN+3 New and Renewable Energy (NRE) and Energy Efficiency and Conservation (EE&C) Forum.

On November 27, 2019, the first CEFIA Forum was held in Manila, the Philippines. The forum held discussions on CEFIA’s future action policies and its cooperation fields and explained specific cooperation projects.

The 2nd CEFIA Forum will be held on February 2, 2021 (web conference). The Forum is hosted by the Ministry of Energy of the, Government of Thailand, in cooperation with the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), of the Government of Japan, with the support from the ASEAN Centre for Energy (ACE) as a Secretariat. The CEFIA Forum will take place back-to-back with the 15th ASEAN+3 NRE and EE&C Forum.

At the 2nd CEFIA Forum, ASEAN+3 government officials, international organizations, universities, and private companies will gather online to share progress on activities and discuss future activities aimed at energy transition and the realization of a low-carbon society in the ASEAN region.

AGENDA

Opening MC: Mr. Alfred Christopher Gurning, ASEAN Centre for Energy	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:00 - 09:10 (10min)	**Opening Remarks** Dr. Prasert Sinsukprasert, Director-General, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy, Thailand **Special Remarks** Mr. Munekiyo Kouichi, Parliamentary Vice-Minister of Economy, Trade and Industry, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan

Progress of CEFIA	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:10 - 09:30 (20 min)	**Review and Recommendations of the First CEFIA Forum** Mr. Christopher G. Zamora, Senior Manager of APAEC Department, ASEAN Centre for Energy

Session I: Flagship Projects	
Time (GMT+7)	**Activity**
09:30 - 10:16 (46 min)	**Progress of Flagship Projects (FP) and Future Action**
10 min.	**Overview of Activities** **Presenter:** Mr. Takahashi Koji, Deputy Director, Global Environment Partnership Office, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan Representatives of each Flagship Projects (FP) will explain the progress of the project, and also mention the desirable system and institutional recommendations for promotion of their activities.
12 min.	**Activities of RENKEI** **Presenter:** Dr. David Banjerdpongchai, Professor, Chuialongkorn University
12 min.	**Activities of ZEB** **Presenter:** Mr. Yamamoto Katsuhiko, General Manager, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide
12 min.	**Activities of Microgrid** **Presenter:** Mr. Saito Tetsuya, Manager, International Environment Dept. Consulting Operations Headquarters, Nippon Koei Co., Ltd.
10:16 - 10:40 (24 min)	**Idea of New Flagship Project Candidates**
12 min.	**Idea of ASEAN-wide Collaboration on Cleaner Finance** **Presenter:** Ms. Ma. Nanette A. Biason, Head of ADFIAP Finance and Investment Center, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)
12 min.	**Idea of High Efficiency Mobile Air-Conditioners (H-MAC)**

	Presenter: Mr. Pradit Mahasaksiri, Director, Technical Center, DENSO (Thailand) Co., Ltd

Session II: APAEC Phase II and CEFIA Activities	
Time (GMT+7)	**Activity**
10:40 - 12:00 (80 min)	**Panel Discussion: CEFIA's Contribution to APAEC-II** **Moderator** Mr. Septia Buntara, Manager of REE Department, ASEAN Centre for Energy
15 min.	**Overview of APAEC Phase II** **Presenter:** Ms. Dynta Munardy, APAEC Department, ASEAN Centre for Energy
	Key energy policy and collaborative activates to achieve the APAEC targets in ASEAN Member States An overview of energy situation & policy, highlighting opportunities and challenges for achieving energy transition and a low-carbon society (especially renewable energy, energy efficiency and conservation in APAEC Phase II program areas)
	Perspective in ASEAN Member State:
10 min.	**Clean energy policies and initiatives in Thailand (Perspective in ASEAN Member State)** **Presenter:** Mr. Watcharin Boonyarit, Director of Strategy and Planning Division, Department of Alternative Energy and Energy Efficiency, Ministry of Energy, Thailand
10 min.	**Clean energy perspective, initiatives and policies in Brunei Darussalam** **Presenter:** Mr Shaikh Mohamad Faiz Bin Shaikh Hj Fadilah, Special Duties Officer, Sustainable Energy Division, Ministry of Energy, Brunei Darussalam
20 min.	**Idea Note of CEFIA Collaboration Roadmap for contribution to APAEC Phase II** **Presenter:** Ms. Shinchi Kikuko, Senior Researcher, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute, Inc.
20 min.	**Discussion and Q&A**
5 min.	**Wrap-up**
12:00 - 13:20	**Lunch Break**

Session III: Mobilization of Finance for Decarbonization Pathways	
Time (GMT+7)	**Activity**
13:20 - 13:30 (10 min)	**Introduction of MOC Signing**

13:30 - 15:00 (90 min)	- Dr. Bambang Susantono, Vice-President for Knowledge Management and Sustainable Development, Asian Development Bank - - Mr. Tanaka Shigehiro, Vice-Minister for International Affairs, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan **Panel Discussion: How to Mobilize Finance for Decarbonization Pathways?** **Moderator** Dr. Ayuha Shinji, Research Director, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute, Inc.
10 min.	**Issue related Cleaner Energy Finance in ASEAN** **Presenter:** Mr. Nomoto Tetsuya, Senior Researcher, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute, Inc.
10 min.	**Concept of Transition Finance** **Presenter:** Ms. Ogawa Motoko, Deputy Director of Environmental Economy Office, Industrial Science and Technology Policy and Environmental Bureau, Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan
10 min.	**ADB perspective on Mobilizing of Finance for Decarbonization Pathways** **Presenter:** Dr. Yongping Zhai, Chief of Energy Sector Group, Asian Development Bank
10 min.	**Sustainable and transition finance framework and taxonomy** **Presenter:** Ms. Yulanda Chung, Head of Sustainability, Institutional Banking Group, DBS Bank Ltd.
10 min.	**Financing a cleaner energy transition in Thailand/ASEAN** **Presenter:** Mr. Prakob Phiencharoen, EVP Head of Global Commercial Banking (GCB) and acting Head of Corporate & Investment Banking (CIB), Bank of Ayudhya Public Company Limited
35 min.	**Discussion and Q&A** **Panelist:** Mr. Muto Tomoki, Managing Director, Global Head of Structured Finance, MUFG Bank Ltd.
5 min.	**Wrap-up**

Wrap-up and Closing	
Time (GMT+7)	**Activity**
15:00 - 15:20 (20 min)	**Wrap-up and Closing Remarks** Dr. Nuki Agya Utama, Executive Director, ASEAN Centre for Energy
15:20 - 15:30 (10 min)	**Closing Remarks** Dr. Prasert Sinsukprasert, Director-General, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy of Thailand

CEFIA Finance Virtual Event
Live Webinar & Virtual Workshop
4 March 2021

Description

As the part of the activities of Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA), Finance Virtual Event (Live Webinar & Virtual Workshop) will be held virtually on 4 March 2021. The event is organized by Mitsubishi Research Institute on behalf of the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI) in cooperation with the ASEAN Centre for Energy (ACE) as a Secretariat of CEFIA. The event will further deepen CEFIA's activities in the field of finance and provide an opportunity for many stakeholders to participate.

1) Live Webinar:

Fostering mutual understandings of bottleneck and opportunities for accelerating cleaner energy finance.

2) Virtual Workshop:

Visualization of carbon footprint reductions by financial institutions.

- **Schedule**: 4 March 2021, 13:00-15:15 (UTC+7) / 15:00-17:15 (Japan Time)
- **Venue**: Online webinar style via Zoom (A link will be emailed to registrants)
- **Organization**: Mitsubishi Research Institute on behalf of the Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI) in cooperation with the ASEAN Centre for Energy (ACE) as a Secretariat of CEFIA.
- **Target Participants**: Private, Public, Academia, etc.
- **Registration:**
  Participation is free of charge; please register in advance to attend.
  Please register via "Registration" button on the left side of the page at the following link:
  https://ez-entry.jp/CEFIA-finance-webinar/entry/
  （Registration of the participants of CEFIA Finance Virtual Event）

Introduction

The cooperative initiative named Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA) was created at the 16th ASEAN+3 Ministers on Energy Meeting (AMEM+3) in Bangkok in September 2019, as a platform to facilitate collaboration between the public and private sectors for accelerating the deployment of cleaner energy and low carbon technology in the ASEAN region.

Objective of CEFIA is to promote “Business driven dissemination” of cleaner energy and low carbon technologies in parallel with policy development. CEFIA has four functions, namely, “Showcase” to share and communicate good practices, challenges and solutions; “Workspace” to carry out real cooperative projects and activities (e.g., feasibility study, demonstration projects, capacity building); “Databank” to collect information, data and reports; and “Catalyst” to facilitate technology deployment and improve policy and institutional arrangement by connecting people, organizations, ideas and supports including finance.

The 2nd Government-Private Forum on CEFIA was held virtually on 2 February 2021. At the 2nd CEFIA Forum, a session on finance was set up and the following issues were actively discussed.

Expected roles and approaches of government in promoting Cleaner Energy Finance
The government plays an essential role in developing enabling environments for cleaner energy finance. CEFIA can contribute to creating them as a “nexus” among the public sector, private sector, and financial institutions by sharing their needs and voices with the ASEAN member countries.

The current status of ESG investment, and the role of transition finance in the ASEAN
One of the characteristics of ASEAN is its diversity in the economy. The concept of transition finance, which provides finance to broader industries for their transition to a more sustainable society, seems to fit such a region.

The effectiveness of "visualization" of carbon footprint reductions by financial institutions
Measuring carbon footprint in a portfolio is effective in reducing it for financial institutions, but there are many challenges. CEFIA recognizes that the visualization of the one to be approached under CEFIA.

In addition, a direction for future activities based on preparatory activities for the flagship project in the field of finance titled "ASEAN-wide Collaboration on Cleaner Finance" was proposed.

As part of the activities of this finance flagship project, the following two research activities have been carried out to date, and the results will be reported and discussed by key experts at this event.

1. Baseline study on cleaner energy finance initiative and challenges of financial institutions

in the ASEAN region

2. Case studies on how to utilize visualization of carbon footprint reductions by financial institutions in the ASEAN region.

We believe that this event will further deepen CEFIA's activities in the field of finance and provide an opportunity for many stakeholders to participate.

Program

Enhancing regional capabilities to attract Cleaner Energy Finance in ASEAN

Open the room (Releasing virtual lobby at 12:45-)

Live Webinar: 13:00-14:00 (UTC+7)

Topics: **Fostering mutual understandings of bottleneck and opportunities for accelerating cleaner energy finance**

CEFIA aims to develop functions and frameworks that will serve as a platform for mobilizing Cleaner Energy financing to promote the adoption of low-carbon and decarbonized technologies in the ASEAN region. CEFIA has been studying the bottlenecks and enablers of Cleaner Energy Finance and is now planning to develop a roadmap to materialize and implement them. In this session, we will further clarify the expected roles of key stakeholders such as governments, ASEAN local banks, and international development banks, and discuss the capacity building for ASEAN local banks and frameworks and mechanisms to facilitate the mobilization of funds, which are necessary for the CEFIA's platform to function.

[Moderator]
Mr. Enrique I. Florencio, Group Head, Operations & Sustainability Officer, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)

[Panelists]
Mr. Siddhartha Bhaskar Shah, Director, Advisory Division 2, Office of Public-Private Partnership, Asian Development Bank (ADB)

Mr. Colin Chen, Managing Director & Head of Structured Finance, Asian Investment Banking Division, MUFG Bank Ltd.

Mr. Rustico Noli D. Cruz, Vice President and the Head of the Program Development and Management I Department, Development Bank of the Philippines

Mr. Mason Wallick, Managing Director of Clime Capital, Pte Ltd, /Southeast Asia Clean Energy Facility (SEACEF)

Dr. Peter du Pont, Ph.D, Asia Regional Coordinator, Private Financing Advisory Network (PFAN)

Short break 14:00-14:15 (UTC+7)

Virtual Workshop: 14:15-15:15 (UTC+7)

Topics: **Visualization of carbon footprint reductions by financial institutions**

Green/Clean energy finance has increased globally while financial institutions have faced pressure to disclose climate-related information related to their portfolio. Also, green projects have opportunities while they have some specific risks. To cope with these risks and opportunities, financial institutions need to "visualize" their risks and opportunities of green finance to manage them. Under such circumstances, International Finance Corporation (IFC), a private arm of the World Bank Group, has developed the Climate Assessment of Financial Institutions, CAFI®, and over 100 financial institutions have already implemented this platform to assess the climate impact of their portfolio. In this session, taking CAFI® as a good practice of visualization of climate impact by banks, and inviting a leading person who developed CAFI®, CAFI® introducing banks and experts in the green finance field, how to approach the visualization of the climate impact for financial institutions will be discussed.

[Moderator]

Dr. Ayuha Shinji, Research Director, Climate Change Solutions Group, Sustainability Division, Mitsubishi Research Institute, Inc.

[Panelists]

Mr. Gursimran Rooprai, Member of funding and Investor Relations, IFC Treasury and Inventor of CAFI, International Finance Corporation (IFC)

Mr. Anouj Mehta, Southeast Asia Department, Innovation hub, Principal infrastructure specialist, Asian Development Bank (ADB)

Mr. Rodrigo Fermin P. Martinez, Project Origination Expert (Consultant), Asian Development Bank (ADB)

Ms. Nanette A. Biason, Head of Finance and Investment Center, Association of Development Financing Institutions in Asia and the Pacific (ADFIAP)

Ms. Sushara Vidyasagara, Chief Manager, Investment Banking, Investment Banking Unit Commercial Bank of Ceylon, PLC (CBC)

添付資料II　CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）
第 2 回検討会後更新版

CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）における温室効果ガス排出削減貢献（国際貢献）の実施に向けて（基本方針）



2020 年 11 月

環境と成長の好循環を目指すビジネス主導の国際展開のための国内 CEFIA 検討会

目 次

1. 背景と目的 II-3

1.1 低炭素技術による国際貢献の「見える化」について II-3

1.2 低炭素技術による国際貢献の「見える化」の目的・必要性 II-4

1.3 CEFIA が目指す国際貢献の「見える化」の範囲 II-5

2. 低炭素技術による国際貢献の「見える化」に向けて II-6

2.1 対象分野 II-6

2.2 見える化の基本的観点 II-7

2.3 見える化手順の考え方 II-8

3. 今後の実施に向けた留意点 II-11

1 背景と目的

1.1 低炭素技術による国際貢献の「見える化」について

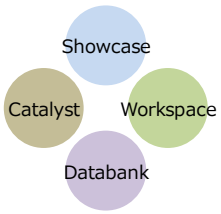
我が国が 2019 年 6 月に閣議決定した「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略（以下、「長期戦略」）」において、我が国は最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すこととした。併せて、2050 年までに 80%の削減に大胆に取組むこと、また、ビジネス主導の非連続なイノベーションを通じた「環境と成長の好循環」を実現するため、取組を今から迅速に実施し、世界への貢献を果たし、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすことを表明した。環境と成長の好循環を実現するためには、イノベーションの推進、グリーンファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開・国際協力の 3 本柱が具体的方向性として示されている。

そのうち、グリーンファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開、国際協力の具体的なアクションの一つとして、エネルギー消費の重心がアジアにシフトしていく中、ASEAN 域内において気候変動対策やエネルギー政策の国際協調や具体的な協力を進める観点から、2019 年 9 月、日本政府の発案に基づき第 16 回 ASEAN+3 エネルギー大臣会合（AMEM+3）において官民イニシアティブ CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）の立ち上げが合意された。CEFIA は、ASEAN 域内のエネルギー転換と低炭素社会を実現すべく、低炭素技術の普及と関連する制度整備を、政策対話等を通じて官民協働で一体的に推進し、ビジネス環境整備を促進することで、環境と成長の好循環を実現することを目的としている。

ASEAN 各国は、パリ協定に基づき「自国が決定する貢献（NDC: Nationally Determined Contribution）」を策定するとともに、NDC の実現に向け、「ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC: ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation）」の実施を通じて、エネルギー分野における気候変動対策を推進している。新型コロナウイルス感染症（COVID-19）拡大の影響を受けた経済の停滞により、温室効果ガスの排出量は一時的に減少が見込まれるものの、今後、強靭性を有するポスト・コロナの社会システムを構築するには、持続可能性が鍵となり、APAEC 実施等を通じた脱炭素化に向けた取り組みが一層重要となる。APAEC の実施においては、技術、ファイナンス、制度構築面での課題解決が不可欠であり、日本の強みである優れた技術・製品等の国際展開・国際協力を通じた後押しが期待されている。これらの課題解決に向けた取組による効果を温室効果ガスの削減貢献として数値化することが、ASEAN 大での効果の最大化、更には低炭素技術及び関連する制度の普及やその加速化に寄与すると考えられる。しかしながら、APAEC の実施による省エネルギー・再生可能エネルギーの推進を通じた温室効果ガスの削減貢献の把握は、現時点では十分に行われていない。本基本方針は、CEFIA を通じた ASEAN 大での国際的な削減貢献の視点から、APAEC と紐づけつつ、ASEAN 各国との対話をもとに、CEFIA を通じた削減貢献全体を数値化（「見える化」）するための基本的な考え方を示すものである。また、パリ協定における目標実現のために、ASEAN 各国が策定する NDC 達成への寄与も念頭においている。

【CEFIA の Mission と Key Factor】

Mission



Showcase:
好事例の共有を通して、各国/各分野でのチャレンジや解決策へ導く存在
Workspace:
参加国、参加企業との協調・協力が必要な案件についての活動の場という存在
Databank:
情報やデータの収集を行い、各案件の手助けとなる存在
Catalyst:
案件やアクターをつなぎ、成功に導く存在

Key Factor



Low Carbon Technology:
CEFIA を通じて有益な低炭素技術を普及展開することで ASEAN の気候変動対策に貢献する
Institutions:
低炭素技術を普及展開するためには、制度一体化でのアプローチが必要であり、各国の制度的知見からも ASEAN をサポートする
Finance:
ファイナンス（ESG 投資の促進と SDGs の連携）を活用し、低炭素技術の普及展開及び制度化をサポートする

1.2 低炭素技術による国際貢献の「見える化」の目的・必要性

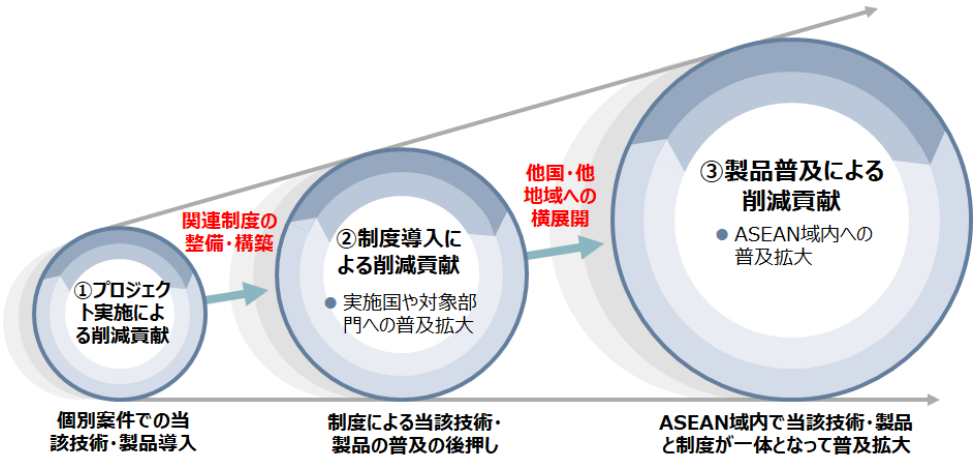
CEFIA を通じた活動は、官民関係者による技術、制度整備の一体的推進が核となる。ASEAN 域内における低炭素技術の導入・普及にあたっては、普及のための政策提言や制度改善が一体となった取組が必要であり、この実現に CEFIA が重要な役割を果たしていくことが期待されている。

見える化は、CEFIA の活動を通じた官民関係者による技術、制度整備の一体的推進による APAEC への削減貢献を数値化すること、更には APAEC 及び CEFIA の事務局である ACE（ASEAN Centre for Energy）が、ASEAN 諸国との連携のもと世界全体へ発信していくことを念頭におき、ステークホルダーに対して適切な情報発信を行うことを目的とする。また、パリ協定の下での削減貢献を見据えて、国際社会へ CEFIA の定量的な貢献を示すことにより、参加する企業や事業の潜在的価値を顕在化させ、ファイナンスの呼び水となることを期待するものである。一方で、CEFIA において重要なのは、CEFIA を通じた削減貢献全体を示すことであるため、これを通じた取組の貢献は示しつつも、個々の技術・製品の削減貢献まで測るものではない。また、個別取組間で削減貢献の量を競うものではないため、対象間の整合を厳密にするものではない点に留意する必要がある。

1.3 CEFIA が目指す国際貢献の「見える化」の範囲

上述の通り、CEFIA では、ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC）の実現への貢献が期待される重点テーマについて、 ACE、各国関係政府機関、研究機関、大学、企業、金融機関、国際機関等と協働し、低炭素技術の導入・普及、関連する制度の整備・構築、域内でのビジネスの横展開を進めていくこととしている。このような体制で推進される削減貢献の領域として、①「プロジェクト実施による削減貢献」、②「制度導入による削減貢献」、③「製品普及による削減貢献」の 3 つが挙げられる。

① 「プロジェクト実施による削減貢献」とは、CEFIA の取組を通じて、当該技術・製品が個別案件に導入された場合の削減量である。
② 「制度導入による削減貢献」とは、CEFIA の活動を通じて当該技術・製品の普及に関連する制度の整備・構築が実現された際の実施国や対象とするセクター（部門）の削減量である。
③ 「製品普及による削減貢献」とは、②の横展開として、当該技術・製品が制度と一体となって ASEAN 域内へ普及拡大した際の削減量である。



【CEFIA が目指す削減貢献領域の概念図】

CEFIA における見える化の対象とそれに影響を受ける削減量の組み合わせにより、いくつかの到達目標（アウトプット）が想定されるが、これを整理すると、「当該国の気候変動政策への貢献」、「プロジェクト価値向上」、関連する企業の「企業価値向上」の 3 種類に大別できる。

CEFIA では制度と技術をセットで導入した場合の削減貢献の見える化を第一義とするため、「当該国の気候変動政策への貢献」を目的とした、制度導入による「当該国・セクターの削減貢献」について、基本的な考え方の整理を行う。制度と技術をセットで導入した場合の削減貢献の見える化は、既存の制度（CDM: Clean Development Mechanism、JCM: Joint Crediting Mechanism 等）ではカバーされていない領域であり、CEFIA における貢献の見える化の一つの特徴である。なお、プロジェクト価値向上や企業価値向上に資する見える化についても、民間資金の動員を念頭に置く CEFIA では重要な取組と認識していることを付記しておく。

2　低炭素技術による国際貢献の「見える化」に向けて

2.1　対象分野

CEFIA は ASEAN+3 エネルギー大臣会合の下で、ASEAN 全体でエネルギー転換と低炭素社会を実現するための官民イニシアティブとして創設されている。位置づけは、政府間枠組である「新・再生可能・省エネルギーフォーラム」の下での官民枠組であり、事務局は ACE である。ACE は、ASEAN での各種エネルギー分野の協力プログラムを実施するに当たりリーダーシップを果たす役割を有し、ASEAN 諸国にエネルギー関連情報・最新技術・専門知識を提供することにより、ASEAN のエネルギー戦略の統合を推進することをミッションとして掲げている。また、ASEAN エネルギー協力計画（APAEC：ASEAN Plan of Action for Energy Corporation）が 5 年毎に策定されており、2015 年には APAEC 2016-2025 のフェーズⅠ（2016-2020）が策定されており、取組の進捗をモニタリング及び評価している。

以上を踏まえて、CEFIA で対象とする低炭素技術の導入・普及による削減貢献の見える化の対象分野は、以下に掲げる APAEC で設定されるテーマ及び方向性・優先分野がメインとなる。

【APAEC とは】

- APAEC は 1999 年に、ASEAN におけるエネルギー安全保障における協力フレームワークの構築を目的に策定。その後、約 5 年毎に更新されている。現在は、2016 年～2025 年を対象とした APAEC2016-2025 の期間中であり、フェーズⅠ（2016-2020）の成果取り纏めとフェーズⅡ（2021-2025）の策定を行う折り返し地点である。APAEC 2016-2025 のフェーズⅡについては、2020 年の ASEAN エネルギー大臣会合において承認される予定である。
- APAEC では 7 つの主要プログラムの分野で各種取組を整理しており、それぞれにおいて「Outcome-based Strategy」を設定し、それに紐づく形で「Action Plan」が示されている。

【7 つのプログラム分野での主要な戦略】

分野	主要戦略
1) ASEAN Power Grid:	To initiate multilateral electricity trade in at least one sub-region by 2018.
2) Trans ASEAN Gas Pipeline:	To enhance connectivity for energy security and accessibility via pipelines and regasification terminals.
3) Coal and Clean Coal Technology:	To enhance the image of coal through promotion of clean coal technologies (CCT).
4) Energy Efficiency and Conservation:	To reduce energy intensity by 20% in 2020 based on 2005 level.
5) Renewable	Aspirational target to increase the component of renewable energy to 23% by

Energy:	2025 in ASEAN Energy Mix
6) Regional Energy Policy and Planning:	To better profile the energy sector internationally.
7) Civilian Nuclear Energy:	To build capabilities in policy, technology and regulatory aspects of nuclear energy

出所：ASEAN Plan of Actions for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 フェーズ I: 2016-2020

【APAEC 2016-2025 のフェーズ II のテーマ及び方向性等】

- **テーマ：**
  - Enhancing Energy Connectivity and Market Integration in ASEAN to Achieve Energy Security, Accessibility, Affordability and Sustainability for All, “Promote Energy Transition, Resilience and Inclusive Growth”
- **方向性・優先分野：**
  - RE (Renewable Energy) grid integration & smart grid activities to accelerate RE deployment
  - Cooperation in EE&C (Energy Efficiency and Conservation) sector to achieve the target of 30% energy intensity reduction by 2025
  - Region’s vulnerability from natural disasters which are related to energy resilience
  - New & emerging technologies and digitalization in energy sector (including hydrogen technology and energy storage)
  - Energy investment and financing project and the inclusion of private sectors
  - Address climate change issues and decarbonization of energy system including other cross cutting issue

2.2 見える化の基本的観点

CEFIA における削減量の見える化は、有価で取引されるいわゆる炭素クレジットの創出を目的とするものではなく、削減貢献を数値化するものである。そのため、炭素クレジットの定量化において留意すべき事項とは異なる目的に沿った原則を設定することが求められる。特に、CEFIA に関連するステークホルダーにとってわかりやすく、かつ、実ビジネスに即した、経済合理性の高い、簡潔な見える化手順を示すことが求められる。また、ASEAN 各国と連携し、ACE が主体となり、見える化手順を活用していくことを想定するため、ASEAN 側のニーズに沿った使いやすいものである必要がある。

以上を踏まえて、CEFIA で対象とする低炭素技術の導入・普及による削減量の見える化の考え方は、以下の通りである。

【見える化の基本的観点】

- **透明性（Transparency）**：見える化に関する情報を適切に記録し、削減量の算定手順及び過程を、包括的に分かりやすく開示するように定めること。公開データを使用する際には適切に出所を参照し、非公開データを使用する場合は、出所を明らかにすること。
- **信頼性（Reliability）**：見える化に用いられるデータの偏りや不確かさを可能な限り

減らすように努めること。使用するデータは、国際機関あるいはCEFIA参加国による公的なデータに加えて、民間機関のデータの使用も想定されるが、民間機関のデータを使用する場合は、科学的あるいはエンジニアリング的な根拠に基づいたものであること。

- **柔軟性（Flexibility）**：CEFIAにおける関連活動の実施国の制度及び実施主体のビジネス慣行上の経済合理性を尊重した見える化手順の構築を許容すること。

2.3 見える化手順の考え方

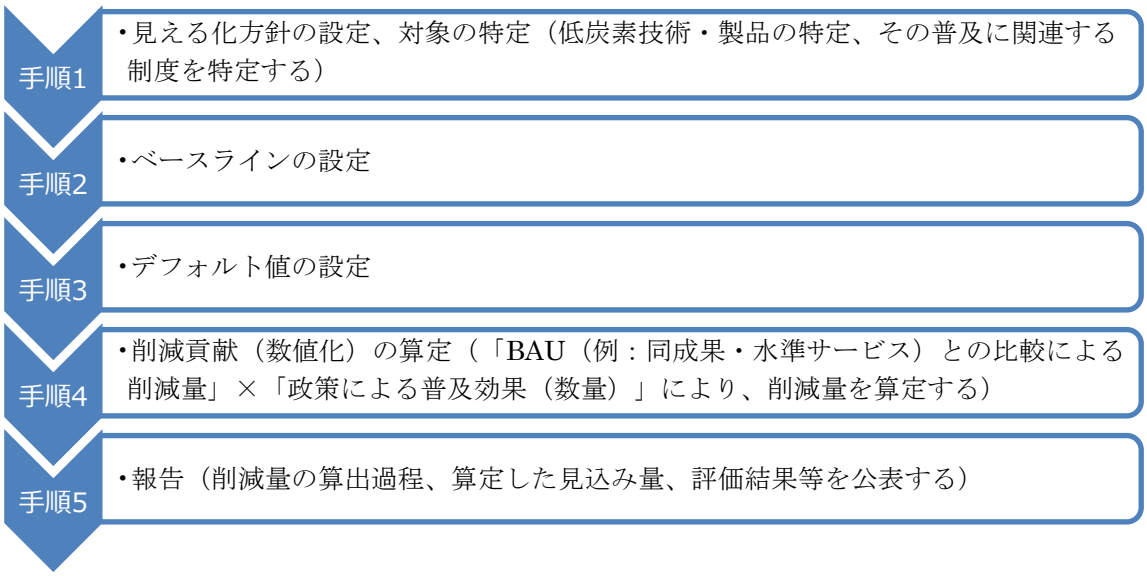
CEFIAにおいて見える化する削減量は、上述の通り「プロジェクト実施による削減貢献」、「制度導入による削減貢献」、「製品普及による削減貢献」に分類される。これらの見える化手順を検討する際には、それぞれ考慮すべき前提が異なるケースが想定されるため、見える化手順における共通の考え方と削減量算定のための考え方を整理する。

CEFIAにおける見える化は、原則として、ある一定の期間中における削減貢献を事前（ex ante）にポテンシャルとして示すことを想定している。一方で、ホスト国への実績報告の必要性等から、実際に行ったプロジェクト等の削減貢献を事後的（ex poste）に定量化するケースも想定される。この場合、モニタリングについては、適切に報告できることを念頭におきつつ、モニタリング負荷低減のために通常業務で収集するデータに基づき算定ができるように、可能な限りデフォルト値化を行うことが望ましい。

また、見える化の対象について、ベースラインを設定する際には、「プロジェクト（活動）なかりせば」や「代替シナリオ（同成果・水準サービス）」を想定する必要があるが、原則として当該地域の当該分野において導入・実現されることが広範に認識されるビジネスケースの水準を設定することが望ましい。この水準は、地域特性（政策、所得水準、産業構造）及び技術特性（経済的実現性）の観点から考慮されるべきである。ここでの見える化は、APAEC2016～2025 のフェーズⅡの目標達成への CEFIA の貢献を示すことを目的とするため、時間軸としては、APAEC2016-2025 のフェーズⅡ（2021-2025）の期間である 2025 年までを想定する。

更に、削減貢献の算定期間については、原則として代表的な1年間とするものの、公的資金を活用するプロジェクトの場合等は、アカウンタビリティの観点からも 1 年以上かつできるだけ長い期間モニタリングすることも検討する。

以上を踏まえて、CEFIA で対象とする低炭素技術の導入・普及による削減貢献の見える化手順は以下の通りとする。



【CEFIA 見える化のフロー】

上記の手順に沿って見える化を行う上での共通の考え方を、上述した「透明性」「信頼性」「柔軟性」の考え方の対応例と併せて以下に示す。なお、これら 3 つの観点はそれぞれが独立したものではなく、透明性を高めることにより信頼性が増す等、相互関係にあることに留意する必要がある。一方、透明性・信頼性と柔軟性がトレードオフになる場合も想定されるため、全体としてのバランスを確保することが必要である。

【見える化手順における共通の考え方】

- **見える化の方針**：測定可能（Measurable）な見える化手法になることを優先事項とする。その上で、報告可能（Reportable）な見える化手法となるような改善を図っていく。

  【透明性の観点からの対応例】

  ・測定範囲、測定ポイント等について、その設定の根拠を含め、明らかにする。
- **見える化の対象**：対象プロジェクトに係る設備（技術／製品）、サービス（パフォーマンス）レベル（効率等の一定の基準）、活動、インフラによる緩和貢献としてのベースラインに対する削減量とする。

  【透明性の観点からの対応例】

  ・排出削減に貢献する特定の対象設備、サービス、活動、インフラ等を明らかにする。
- **ベースライン設定**：当該地域の当該分野において導入・実現されることが広範に認識されるビジネスケースの水準を想定する。原則国単位での設定を想定する。水準は、導入技術／製品ベース及びサービス（パフォーマンス）レベルベースの両方が想定される。

  【透明性の観点からの対応例】

  ・ベースライン水準の考え方について、その根拠を含め、明らかにする。

  【信頼性の観点からの対応例】

・根拠とする数値については、可能な範囲で、データの偏りや不確かさについて検討する。業界団体や民間企業によるデータを活用する場合は、科学的あるいはエンジニアリング的根拠に基づき、当該組織として信頼性を確認していること（工場データの場合、工場長の確認・署名を得る等）に留意する。

【柔軟性の観点からの対応例】

・経済合理性に基づき、通常のビジネス慣行で取得するデータの活用ができるように工夫する。

- **デフォルト値の適用：**対象プロジェクトのモニタリングデータによる削減量をデフォルト値化し、制度による普及状況を国のデータや市場データ等を用いて推計する。原則として、2025 年までは更新なしで適用する。

【透明性の観点からの対応例】

・参照する値については、その出所を明らかにする。計算値である場合には、計算過程を明らかにする。

【信頼性の観点からの対応例】

・制度による普及状況については、国際機関あるいは当該国のデータの活用を優先する。市場データを活用する場合には、その信頼性を十分に吟味する。

- **削減貢献（数値化）の算定**：原則として代表的な 1 年間（例：設備完成後の通常運用出力時等）のモニタリングデータを基に、算定式を用いて削減貢献の数値化を行う。

【透明性の観点からの対応例】

・削減量の算定式を明らかにする。

【柔軟性の観点からの対応例】

・通常のビジネス慣行に即したモニタリングに留意する。

- **報告**：削減量の算定過程、算定した見込み量、見える化結果等を公表する。報告主体は対象プロジェクトベースでは事業実施主体だが、制度による普及においては ACE が各国の情報に基づき行うことを想定する。

【透明性の観点からの対応例】

・削減量の算定手順及び過程を、包括的に分かりやすく整理し、公表する。

- **検証**：報告内容に関する透明性を十分に確保した上で、認証機関等による第三者検証は想定しない。

検討対象とした「当該国の気候変動政策への貢献」を念頭に、「制度導入による削減貢献」における削減量の算定に関する考え方は以下の通り。

【削減量の算定に関する考え方】

- **算定式**：

「BAU（例：同成果・水準サービス）との比較による削減量」×「政策による普及効果（数量）」

- 再エネ：

＜再エネで系統電力を代替する場合＞

「再エネ導入により代替される電力の排出係数」×「政策による普及効果（再エネ導入により供給される発電電力増加量）」

＜再エネで化石燃料を代替する場合＞
「再エネ導入により代替されるエネルギーの排出原単位」×「政策による普及効果（再エネ導入により供給されるエネルギー増加量）」
- 省エネ：「代替するエネルギー効率水準と導入技術・製品との効率差」×「政策による普及効果（追加された技術・製品数）」×「活動量（技術・製品の使用時間等）」

- **地理的、時間的な範囲：**国ごとに APAEC フェーズ II の目標年次である 2025 年を区切りとする。
- **市場シェア：** 複数の制度が対象技術・製品の普及に影響する場合、CEFIA による直接的な恩恵の授受に関わらず、関係する制度構築に関わる技術・製品・サービス全てを対象とする。

3 今後の実施に向けた留意点

今後、CEFIA 見える化を具体化するにあたって、留意すべき事項を以下に示す。

実施体制の構築

今後、CEFIA における見える化の運用に向けて、ステークホルダーとの連携を深めていく必要がある。まずは、APAEC フェーズ II でのモニタリングとの接続を見据え、ACE や ASEAN メンバー国との連携による評価プロセスの構築や体制構築・明確化が課題となる。加えて、特定分野における算定方法論等は、JBIC の J-MRV 制度や世銀グループ IFC（International Finance Corporation）の CAFI（Climate Assessment for Financial Institutions）等の取組との連携を図ることも重要である。

ベースラインの見直し

APAEC フェーズ II 以降のベースライン及びデフォルト値等の考え方は、2025 年を目途に CEFIA の枠組みで再検討し、見直しを行う必要がある。

削減量の確保

現時点では、削減貢献算定のためのベースライン設定は、「プロジェクト（活動）なかりせば」や「代替シナリオ（同成果・水準サービス）」を想定した削減量の確保に留意しているが、中長期的には、地球規模での総排出量の低減を目指す視点も重要である。

（以　上）

添付資料III　JCM 低炭素-FS の公募関係資料

JCM 低炭素 FS の公募関係資料

（参考１）【公募情報】[1]

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）の企画提案の募集について

2020.6.2
株式会社三菱総合研究所

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「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）」を実施します。その一環として、「国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）」の企画提案を募集します。

募集概要

本 FS は、アジアや中東等の国又は地域とのエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、我が国企業等の低炭素技術・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を実現することを目的としています。
募集する FS の対象は、低炭素技術・制度を一体としたプロジェクトです。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。

※なお、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS：Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集（応募期間：令和 2 年 4 月 10 日～4 月 24 日）を行ったため、本公募の対象外です。

応募手続き

(1) 対象者
　募集要項で定める条件を満たす者

(2) 公募期間
　令和 2 年 6 月 2 日（火）～6 月 22 日（月）17 時必着

[1] 三菱総研 website、公募情報：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）の企画提案の募集について
https://www.mri.co.jp/news/public_offering/20200602.html

(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。

募集要項　PDF 形式

申請書（様式 1）　PDF 形式　Word 形式

企画提案書（様式 2）　PDF 形式　Word 形式

(4) 質問受付、説明会の開催、応募書類、応募書類の提出先等

募集要項「6. 応募手続き」をご覧ください。

※応募予定者は、「6. 応募手続き」に記載の通り、事前に事務局宛にご連絡をお願いします。

※令和 2 年 6 月 17 日（水）12 時までの事前連絡の期限に間に合わなかった場合でも応募可能です。詳細は Q&A をご覧ください。

（質問への回答を掲載した）

(5) 過年度の報告書

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」

https://www.meti.go.jp/topic/data/e90622aj.html

(6) ヒアリングの実施

ご提案頂いた案件のうち、ヒアリングが必要と判断した提案についてのみ、ヒアリングを実施予定です。ヒアリングは、Microsoft Teams を用いたオンライン開催を予定しています。

ヒアリングが必要と判断した提案に限り、令和 2 年 6 月 30 日（火）から 7 月 2 日（木）正午までに、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。

（参考２）募集要項の主要点（目的、実施内容、事業実施期間、応募資格、契約の要件）を次に示す。

「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）」（経済産業省事業）
に係る企画提案の募集要項

令和２年６月２日
株式会社三菱総合研究所
環境・エネルギー事業本部内
JCM 低炭素-FS 事務局

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「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）」を実施します。その一環として、以下の要領で、「国際貢献定量化及び JCM 実現可能性調査（Feasibility Study：FS）」の企画提案を募集します。

１．目的

COP21で採択されたパリ協定においては、すべての締約国は長期的な温室効果ガスの低排出型の発展のための戦略（長期低排出発展戦略）を作成及び通報するよう努力すべきであるとされている。これを踏まえ、2019年6月11日、我が国は、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」（以下、長期戦略）を閣議決定し、その後、国内手続きを経て、UNFCCC（国連気候変動枠組条約）事務局に提出した。長期戦略において、我が国は、最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050 年までに80%の削減に大胆に取り組むことを明記した。また、長期戦略では、ビジネス主導の非連続なイノベーションを通じた「環境と成長の好循環」を実現するため、気候変動対応への取組を今から迅速に実施すること、国内のみならず世界の取組にも貢献すること、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすこと等を表明した。

「環境と成長の好循環」の実現に向けては、イノベーションの推進、グリーン・ファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開・国際協力の推進の３本柱を具体的方向性として示した。イノベーションの推進とは、温室効果ガスの大幅削減につながる横断的な脱炭素技術の実用化・普及の推進・社会実装可能なコストの実現を追求することであり、グリーン・ファイナンスの推進とは、イノベーション等を適切に「見える化」し、金融機関等がそれを後押しする資金循環の仕組

みを構築することであり、ビジネス主導の国際展開・国際協力とは、公的資金中心の支援から、民間ファイナンスによるビジネス主導に転換し、地球規模の対策を推進することである。

このうち「ビジネス主導の国際展開・協力」を促進するために、経済産業省は、2019年9 月にASEAN＋3 エネルギー大臣会合の下、ASEAN域内のエネルギー転換と低炭素社会を実現するための官民イニシアティブとしてCEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）を日本主導で提案し、合意された。また、これまでの国際貢献の取組として、二国間クレジット制度（JCM: Joint Crediting Mechanism）等を活用し、途上国において我が国の優れた低炭素技術・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を実現する等、世界全体の温室効果ガス排出削減に貢献してきている。

このような状況を踏まえ、本FSは、アジアや中東等の国又は地域とのエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、我が国企業等の低炭素技術・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を実現することを目的とする。

２．FS での実施内容

（１）FS での調査項目

提案者等が保有する優れた低炭素技術・製品の途上国への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した低炭素技術・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）の提案、提案する事業による排出削減の定量化と政策・制度整備や低炭素技術・製品等の普及拡大時の排出削減への貢献の検討を含めた事業展開に向けた具体的な検討等を行う。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低炭素技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で、本 FS を活用した場合に普及可能性のある技術・製品等を対象とすること。企業での事業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、事業化に向けた経営層の明確なコミットメント等）、FS 終了後の事業展開の見込みが高い提案を優先する。

なお、本 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、決定する。

調査項目	調査内容
①関連政策・制度の動向分析	・相手国における本 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、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。 ・下記の④具体的な制度整備・改善案の検討に必要な基礎

	情報の整理を含めること。
②事業化計画の検討	1)上記①の分析結果を踏まえ、事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的な事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む)。 2)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。
③課題と対応策の検討	今後の事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における規制、規格の制定に寄与するもの、政策や制度以外でのアプローチ、政策・制度構築と連携したビジネスモデルの提案を含む)。
④具体的な制度整備・改善案の検討	上記③の検討結果を踏まえ、政策・制度面でのアプローチを進めるため、相手国関係者への働きかけのための方策の整理、具体的な制度整備・改善案の検討を行う（下記⑥の実施に向けた資料作成を含む)。
⑤排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討	1)事業化した場合の排出削減見込量の試算を行う（プロジェクトによる削減貢献)。なお、JCM 化を志向する場合には JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行うこと。 2)政策・制度整備や低炭素技術・製品等の普及拡大時における当該国及び他国や地域内（例：ASEAN 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)。
⑥相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動	相手国政府関係者等との対話等により、上記④で検討した具体的な制度整備・改善案の実現に向けた働きかけ等を行う。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セミナー等の開催等を効果的に行う。

・調査項目⑤⑥については、事務局である当社（株式会社三菱総合研究所）と連携して実施すること。
・この他、調査項目の一部は、事務局の支援を受けて実施する提案も可とする。

※このため、調査項目については、提案者が主導的に実施する部分、事務局の支援調査を得る部分を明確にして提案すること。なお、具体的な支援調査の内容は、採択後、協議して決定するため、内容によっては、提案時の経費を調整（減額）する可能性があることに留意すること（「（２）②事務局による FS の支援」を参照)。

※新型コロナウイルスの感染拡大の影響により、現地での調査活動が制約されるこ

とが予想される場合には、着実な調査実施を図る上での方策や工夫等についても、提案すること（提案書様式「６．調査実施における課題・懸念点・解決方針」参照)。

（想定される検討項目）

- 再生可能エネルギーの導入拡大を踏まえた電力システム高度化に向けた以下例示する検討項目。
  ① 電力システム全体の低炭素化に向けたロードマップの作成
  ② 電力システム高度化の実現に必要な政策・制度提言、当該提言に連動した低炭素技術・製品の普及等に向けた事業化計画の提案
- 省エネルギーの促進強化に向けた以下例示する検討項目。
  ① 省エネルギーの促進強化に向けたロードマップの作成
  ② 省エネルギーの促進強化の実現に必要な政策・制度提言、当該提言に連動した低炭素技術・製品の普及等に向けた事業化計画の提案
- 国際標準化戦略と連携した普及拡大策の提案
- ASEAN 域内のエネルギー転換と低炭素社会を実現するための官民イニシアティブである CEFIA（Cleaner Energy Future Initiative for ASEAN）と連携した ASEAN ワイドでの普及拡大策の提案

（想定される調査対象国・地域）

ASEAN 加盟国・インド等のアジア地域、サウジアラビア・UAE 等の中東地域、メキシコ・チリ等の中南米地域等。再生可能エネルギーの導入拡大、電力系統安定化対策、省エネルギーの促進強化等が重要な国・地域を重視する。

なお、これらは例示であり、本 FS の対象国・地域及び内容を限定するものではない。ただし、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）に関しては、別途、CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集（応募期間：令和 2 年 4 月 10 日～4 月 24 日）を行ったため、本公募の対象外とする。

※本事業では、以下の国・地域、事業化の取り組みを重視する。

・各国・地域が掲げる低炭素関連政策（削減目標（NDC)、電源構成における再生可能エネルギー比率、セクター別 GHG 削減数値目標、規格化・標準化目標、ASEAN エネルギー協力行動計画（APAEC）2016 年-2025 年に基づく関連の取り組み等）に合致し、その内各国において優先順位が高い課題であるものが望ましく、ビジネスとして実施事業者が市場開拓に取り組んでいる、もしくは取り組もうとしている国・地域及び事業。

・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

ことが見込まれる事業。

（２）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、効果的に実施すること。また、事務局が行う進捗管理への協力が必要であることに留意すること。

※例えば、以下を想定する。詳細は採択後に決定する。

・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〕
・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
・本 FS と連携しつつ事務局が行う本事業での人材育成事業〔受入研修、専門家派遣、ワークショップ〕、CEFIA〔CEFIA 官民フォーラム、ワークショップ等〕への協力
・排出削減貢献の定量化手法案、方法論案に関する情報提供
・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、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）とも連携する予定である。

①FS の進捗管理

事務局は、以下の FS の進捗管理業務を行うこととしている。

１）採択者との FS 実施に関する契約（再委託契約）の締結
２）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
３）FS の実施に係る経理処理、各 FS 実施事業者への周知・指導
４）各 FS 実施事業者に対する中間・確定検査の実施、精算

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する。具体的には以下の内容を予定している。

１）温室効果ガス排出削減量に係る定量化手法の具体化の支援（調査項目⑤の実施支援）
２）現地調査への同行（FS 事業毎に２回程度を想定）
３）調査項目④具体的な制度整備・改善案の検討の一部（必要に応じ）
４）調査項目⑥相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動の一部
相手国での政策対話等（セミナー等）は、提案者と事務局が連携して実施する（提案者の出席のための経費、現地関係者との対話や現地セミナー等の開

催に係る費用等、提案者側で必要となる経費は、提案する事業費に盛り込んでおくこと)。

③FS 終了後、次年度より 3 年間のフォローアップ

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　地球環境連携室に報告すること。

３．事業実施期間

契約締結日～令和３年２月８日

４．応募資格

本事業の対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできない)。

①日本に拠点を有していること。

②本事業を的確に遂行する組織、人員等を有していること。

③本事業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 本事業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経済産業省所管補助金交付等の停止及び契約に係る指名停止等措置要領（平成１５・０１・２９会課第１号）別表第一及び第二の各号第一欄に掲げる措置要件のいずれにも該当しないこと。

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。

※なお、本 FS 後の事業化を担う予定の企業等が参画する体制を構築して提案する必要があり、事業化の支援を行う者（コンサルティング会社、調査会社等）の単独提案は想定していない（「７．審査・採択　（２）審査基準　(4)」を参照)。

５．契約の要件

（１）契約形態：委託契約とする。なお、当社との再委託契約（精算条項付きの概算契約）を締結する。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ことに留意すること。

（２）採択件数及び予算規模

・採択件数は６件程度を想定する。

・予算規模は１件につき、税込み 17 百万円以内とする（10 百万～17 百万円を想定。事務局による支援調査の程度を勘案し必要額を提案すること）。

注１）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する。

注２）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する。

（３）成果物の納入：

調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）非公表用　１式

概略調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　1 式

・調査報告書（和文：非公表用）：Word 形式を予定する。

・概略調査報告書（和文・英文：公表用）：Word 形式（各 20 頁程度）及び PowerPoint 形式（各１～２頁）を予定する。PowerPoint 形式については、事業実施内容の概要、事業実施終了後の結果概要の 2 種類を想定する。ただし、事業実施内容の概要については、事業実施中に提出するものとする。

・調査報告書（非公表用）及び概略調査報告書において、記載する項目、体裁、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。

・報告書の著作権は、経済産業省に帰属する。

・電子媒体を納入する際、当社が指定するファイル形式に加え、PDF ファイルに変換した電子媒体も併せて納入する。

・この他、以下を予定しており、詳細は契約締結時に決定する。

i）調査報告書電子媒体（非公表用）

・調査報告書、調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストを納入すること。

・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。

ii）概略調査報告書電子媒体（公表用）

・概略調査報告書及び二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）を一つの 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。

・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。

・概略調査報告書は、オープンデータ（二次利用可能な状態）として公開されることを前提とし、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。

・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。

・EXCEL 等データは、オープンデータとして公開されることを前提とし、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含まないものとすること。

（４）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する。

※事業終了前の支払い（概算払）は行わない。

（５）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、原則として現地調査を行い、支払額を確定する。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する。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拠書類が必要となる。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る。

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。

（https://www.meti.go.jp/information_2/publicoffer/jimusyori_manual.html）

（６）なお、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場合は、協力すること。

６．応募手続き　（略）
７．審査・採択　（略）
８．契約について　（略）
９．経費の計上　（略）
１０．問い合わせ先、質問受付　（略）

添付資料IV　CCUS-FS の公募関係資料

CCUS-FS の公募関係資料

（参考１）【公募情報】

「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）」（経済産業省事業）のうち CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集について

2020.4.10
株式会社三菱総合研究所

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局　地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「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）」を実施します。その一環として、以下の要領で、CCUS 国際連携事業に係る実現可能性調査の企画提案を募集します。

概要

(1) 募集概要

わが国は、2019 年 6 月 11 日に「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」（以下、「長期戦略」という）を閣議決定し、最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050 年までに 80%の削減に大胆に取り組むことを明記しました。

長期戦略では、「環境と成長の好循環」を実現するため、取り組みを今から迅速に実施すること、国内のみならず世界の取り組みにも貢献すること、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすこと等を表明し、「環境と成長の好循環」の実現に向けては、イノベーションの推進、グリーン・ファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開、国際協力の推進の 3 本柱を具体的方向性として示しました。

このうち、イノベーションの推進とは、温室効果ガスの大幅削減につながる横断的な脱炭素技術の実用化・普及の推進・社会実装可能なコストの実現を追求することであり、重要な脱炭素技術の 1 つとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術が挙げられます。

この CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策にわが国が貢献することが期待されています。一方で、CCUS の普及展開に向けては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっています。

以上を受けて、本事業では、アジア、中東等の国または地域において、JCM 等を活用した CCUS プロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、各国または地域での CCUS 案件形成事業を行います。

(2) 事業内容

提案者等が保有する優れた CCUS 技術・製品の途上国への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した CCUS 技術・製品の普及等に向けた事業化計画の策定、課題と対応策の検討、排出削減の定量化の検討、相手国関係者等との連携事業を行います。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 CCUS 技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で応募してください。なお、本事業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。

応募手続き

(1) 対象

民間企業等

(2) 公募期間

令和 2 年 4 月 10 日（金）～4 月 24 日（金）12 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。

募集要項　PDF 形式

申請書（様式 1）　PDF 形式　Word 形式

企画提案書（様式 2）　PDF 形式　Word 形式

事業概要（様式 3）　PDF 形式　PowerPoint 形式

契約書（案）　PDF 形式

(4) 質問受付

本事業についてご質問のある方は、事務局宛に電子メールにて送付ください。メールの件名（題名）は必ず「【問い合わせ】令和 2 年度 CCUS 国際連携事業（公募）」としてください。皆さまに共通する質問については、本ページにて順次公開予定ですので、ご参照ください。

質問先

株式会社三菱総合研究所　環境・エネルギー事業本部

CCUS 事務局　公募担当

※質問は全て電子メールでの受付とさせていただきます。

質問受付期間

令和 2 年 4 月 20 日（月）12 時まで

※受付期間終了後にご質問いただいた場合、回答できない場合がありますので、ご留意ください。

※いただ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りますので、早めの

お問い合わせをお願いします。

これまでの質問
順次公開予定

(5) 過年度の報告書
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」
https://www.meti.go.jp/topic/data/e90622aj.html

（参考２）募集要項の主要点（目的、実施内容、事業実施期間、応募資格、契約の要件）を次に示す。

【募集要項】

「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）」
（経済産業省事業）のうち
CCUS 国際連携事業に係る企画提案の募集要項

令和 2 年 4 月 10 日
株式会社三菱総合研究所
環境・エネルギー事業本部内
CCUS 事務局

株式会社三菱総合研究所では、経済産業省（担当：産業技術環境局 地球環境連携室、地球環境対策室）からの受託事業「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）」を実施します。その一環として、以下の要領で、CCUS 国際連携事業に係る実現可能性調査の企画提案を募集します。

１．目的

我が国は、2019 年 6 月 11 日、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」（以下、「長期戦略」という。）を閣議決定し、最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050 年までに 80%の削減に大胆に取り組むことを明記した。

長期戦略では、「環境と成長の好循環」の実現するため、取組を今から迅速に実施すること、国内のみならず世界の取組にも貢献すること、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすこと等を表明し、「環境と成長の好循環」の実現に向けては、イノベーションの推進、グリーン・ファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開、国際協力の推進の 3 本柱を具体的方向性として示した。

このうち、イノベーションの推進とは、温室効果ガスの大幅削減につながる横断的な脱炭素技術の実用化・普及の推進・社会実装可能なコストの実現を追求することであり、重要な脱炭素技術の 1 つとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術が挙げられる。

この CCUS に関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS 技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。一方で、CCUS の普及展開に向けては、関連する政策・制度、ビジネ

スモデル等の整備が課題となっている。

以上を受けて、本事業では、アジア、中東等の国又は地域において、JCM 等を活用した CCUS プロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、各国又は地域での CCUS 案件形成事業を行う。

２．実施内容

（１）調査項目

提案者等が保有する優れた CCUS 技術・製品の途上国への普及等に資するよう、相手国に対する政策や制度に関する提言や、当該提言と連動した CCUS 技術・製品の普及等に向けた事業化計画の策定、課題と対応策の検討、排出削減の定量化の検討、相手国関係者等との連携事業を行う。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 CCUS 技術・製品等の導入課題・事業性・温室効果ガス排出削減効果をあらかじめ分析した上で応募すること。なお、本事業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、決定する。

調査項目	調査内容
①関連政策・制度・規制等	相手国における本事業に関連する政策・制度・規制の動向（現状・将来）及び課題・現地ニーズを把握した上で、政策・制度等の整備に係る提言の検討、相手国関係者への提案、働きかけを行う。対象とする政策・制度・規制には地球温暖化政策（CCS・CCU に対する政策も含む)、関連するエネルギー政策、及び事業実施の際に係る各法令・規制等（掘削時、貯留時、利用時、その他）を含むものとする。
②事業化計画の検討	来年度以降の実証に向けて、①で提案する政策等を活用した事業ニーズの把握、事業化に向けた具体的なシステム・事業化計画・普及戦略の検討を行う（事業化のためのファイナンス、投資及び事業リスクの軽減に必要な検討を含む)。
③課題と対応策の検討	今後の事業化・普及戦略の課題（事業リスク、普及上のネックの抽出等）及び将来の事業展開に向けた成功要因や解決すべき課題と対応策を検討する（相手国における法制度等の政策や制度以外でのアプローチを含む)。
④排出削減の定量化の検討	事業化した場合に適用可能な温室効果ガス排出削減方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行う。 また、JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行うこと。
⑤相手国関係者との連携事業等	相手国政府関係者等との政策対話を促進するために、相手国関係者、在外関係者（大使館、JETRO 等）との連携事業（セミナー等）を実施する。なお、経済産業省から他

	国（例.東南アジア）で開催される国際的なセミナーやシンポジウムへの参加を依頼された場合には積極的な対応を検討する。

（想定される調査対象国・地域）

・ 対象国又は地域は、アジア、中東などの JCM パートナー国を想定する。なお、これらは例示であり、本事業の対象国・地域を限定するものではない。

（留意点）

・ 相手国政府関係者へのコンタクト、現地での政策対話等を通じた働きかけを含め、提案者が主体的に実施すること。相手国政府関係者と協力関係が築かれている等、現地関係者への働きかけを的確に実施できる体制が必要となる。
・ 事業の対象国及び地点については特定されていることが望ましいが、地点を本調査の中で特定することも可とする。
・ 来年度以降実証に進む案件が望ましい。将来性や事業性を考慮して総合的な判断を行う。
・ ①あるいは④において、事務局の支援を受けて実施する提案を可とする。支援を受けたい調査項目がある場合には、提案者が主導的に実施する部分、事務局の支援調査を得る部分を明確にして提案すること。なお、具体的な支援調査の内容は、協議して決定するため、内容によっては提案時の経費を調整（減額）する可能性がある。
・ 令和元年度の CCUS 国際連携事業に採択された事業者が応募する場合には、①～⑤のいずれの項目においても過年度の成果を明確にした上で今年度の調査内容について述べること。

（２）事業実施にあたっての留意事項

事業実施にあたっては、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、効果的に実施する。また、事務局が行う進捗管理に協力することが必要となることに留意すること（例：第三者の有識者委員会による事業への助言〔中間、最終等〕への資料作成と出席、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、方法論案に関する情報提供、報告書作成にあたっての体裁等を想定する。詳細は採択後に決定する）。

①事業の進捗管理

事務局は、以下の進捗管理業務を行うこととしている。

１）採択者との事業実施に関する契約（再委託契約）の締結

２）各事業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

３）事業実施に係る経理処理、各事業実施事業者への周知・指導

４）各事業実施事業者に対する確定検査の実施、精算

②事務局による事業の支援

事務局による各事業の「①関連政策・制度・規制等」及び「④温室効果ガス排出削減方法論の検討」の支援内容は、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、経済産業省及び各事業実施事業者と協議し決定する。なお、提案者が「⑤相手国関係者との連携事業」を実施する際に、事務局が検討結果を発表する可能性があることに留意されたい。

3．事業実施期間

契約締結日～令和 3 年 2 月 19 日

4．応募資格

次の要件を満たす企業・団体等とする。

本事業の対象となる申請者は、次の条件を満たす法人とする。なお、二者以上による共同申請（コンソーシアム形式での申請）も認めるが、その場合は幹事法人を決めるとともに、幹事法人が企画提案書を提出すること（ただし、幹事法人が業務の全てを他の法人に再委託することはできない）。

①日本に拠点を有していること。

②本事業を的確に遂行する組織、人員等を有していること。

③本事業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。

⑤経済産業省所管補助金交付等の停止及び契約に係る指名停止等措置要領（平成 15・01・29 会課第 1 号）別表第一及び第二の各号第一欄に掲げる措置要件のいずれにも該当しないこと。

5．契約の要件

（1）契約形態：委託契約。なお、当社との再委託契約（精算条項付きの概算契約）を締結する。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ことに留意すること。

（2）採択件数及び予算規模

総額 250 百万円（税込み）で合計 5 件程度。個別案件については 10 百万円～100 百万円（税込み）とする。なお、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する。また、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することに留意されたい。

（３）成果物の納入：

・調査報告書（和文）電子媒体（CD-R）　１式

・調査報告書（和文・英文）電子媒体（CD-R）公表用　４式（和文２式、英文２式）を当社に納入（当社より経済産業省に納入）。

※報告書の著作権は、経済産業省に帰属する。

※電子媒体を納入する際、当社が指定するファイル形式に加え、ＰＤＦファイルに変換した電子媒体も併せて納入する。

※この他、以下を予定しており、詳細は契約締結時に決定する。

ⅰ）調査報告書電子媒体

・調査報告書、調査で得られた元データ、二次利用未承諾リストを納入すること。

・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。

ⅱ）調査報告書電子媒体（公表用）

・調査報告書及び二次利用未承諾リスト（該当がある場合のみ）を一つの 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。

・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。

・調査報告書は、オープンデータ（二次利用可能な状態）として公開されることを前提とし、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。

・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。

・Excel 等データは、オープンデータとして公開されることを前提とし、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含まないものとすること。

（４）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する。

※事業終了前の支払い（概算払）は行わない。

（５）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原則として現地調査を行い、支払額を確定する。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する。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拠書類が必要となる。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る。

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。

（https://www.meti.go.jp/information_2/downloadfiles/2019_itaku_manual.pdf）

（６）なお、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場合は、協力すること。

６．応募手続き　（略）
７．審査・採択　（略）
８．契約について　（略）
９．経費の計上　（略）
１０．問い合わせ先　（略）

添付資料Ⅴ　JCM 低炭素 FS の実施課題の概略報告書

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

高効率化地域熱供給プラント制御による GHG 排出削減実現可能性調査

実施者：アズビル株式会社

1. 目的及び実施体制等

本調査は、タイ王国でのエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境を整備するため、我が国企業等の低炭素技術・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を実現することを目的とする。

温室効果ガス削減対象としては、タイ王国で近年導入開始されている地域熱供給を選定した。地域熱供給は、個々の建物ではなく、複数の建物でエネルギーの最適化をはかることができ、機器効率の悪い冷凍機の低負荷運転を避け、全体効率を改善することで、個別熱源を設置したビルと比較して１０～１５％の省エネが可能でありタイ王国でも導入促進する方向にある。

アズビル株式会社（以下、アズビル）では、高効率化地域熱供給プラント制御を、日本の数多くの地域熱供給施設に導入し、３～５％の省エネ改善の実績を有する。本制御をタイ王国の地域熱供給プラントや、大型ビル自己熱源に導入した場合のCO2削減効果を試算し、さらには、その導入を促進する政策などを検討する。

2. 関連政策・制度の動向分析

本事業で提案する省エネルギー技術の普及に関連する政策・制度の動向（現状・将来）及び課題を把握し、タイ政府に対して政策提言を行うため、省エネルギー促進関連の規制や助成制度などで先行するシンガポールや日本における動向の調査と比較を実施した。

2.1 タイ王国のエネルギー関連政策・制度の動向

2.1.1 タイ王国統合エネルギー計画（Thailand Integrated Energy Blueprint; TIEB）

タイ王国では、今後の経済発展に伴うエネルギー需要の伸びに対応するエネルギーの安定的確保・供給、エネルギー使用量の抑制、再生可能エネルギーの促進などが政策課題と位置づけられており、2015 年にはエネルギー省がタイ統合エネルギー計画（Thailand Integrated Energy Blueprint; TIEB）を発表した。

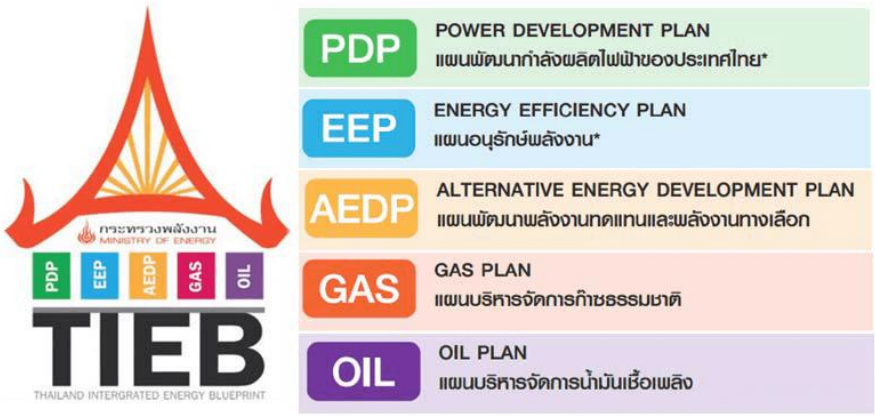


図 2-1 タイ王国統合エネルギー計画（Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB）

出所）Energy Policy and Planning office (EPPO) Ministry of Energy ウェブサイト,
http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb、2020 年 12 月 22 日取得

2.1.2 省エネルギー計画（Energy Efficiency Plan; EEP）

TIEB の柱の一つして位置付けられている EEP では、対 GDP 最終エネルギー消費（Energy Intensity; EI）を 2036 年までに 2010 年比で 30%削減することを目標として掲げ、目標達成のためにエネルギー消費量の多い産業、商業、居住及び交通の 4 セクターに焦点を当て、表 2-1 に示す 10 の具体的方策を定めた。ここで、建築分野における削減効果は、商業セクターに含まれる。

表 2-1 具体的方策とその削減効果

戦略と方策	産業	商業	居住	交通	合計（ktoe）
1. 2036 年最終エネルギー需要予測（通常の場合）					187,142
2. 過去の省エネ結果					4,442
3. 2015～2036 年の省エネ計画に従った省エネ目標	14,515	4,819	2,153	30,213	51,700
(1). 指定された工場・建物に省エネ基準を実施するための措置	4,388	768	–	–	5,156
(2). エネルギー節約のための新しい建築基準を実施するための措置	–	1,166	–	–	1,166
(3). エネルギー節約のための機器、機械、材料のラベリング基準の設定（ラベリング）	749	1,648	1,753	–	4,149
(4). エネルギー生産者及び流通業者（EERS）のためのエネルギー保存基準の施行	202	184	114	–	500
(5). 省エネ事業を支援・助成するための措置	8,895	629	–	–	9,524
(6). 省エネのための照明（LED）の利用促進策	281	424	286	–	991
(7). 運輸部門の省エネ対策	–	–	–	30,213	30,213
(8). 研究、技術開発、省エネ革新のための対策	–	–	–	–	–

(9). 省エネにおける人材育成対策	–	–	–	–	–
(10). 省エネ意識を高めるための公表策	–	–	–	–	–
4. 合計エネルギー削減量(ktoe)[2+3]					56,142
5. 2036 年最終エネルギー需要(計画実施の場合)[1-4]					131,000
6. エネルギー削減割合(%)					30

出所） Energy Policy and Planning office (EPPO) Ministry of Energy ウェブサイト,
http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/EEP2015.pdf、2020 年 12 月 22 日取得（和訳：調査団）

表 2-1 内の「(2). エネルギー節約のための新しい建築基準を実施するための措置」では、建物を新築する際に、建物エネルギーコードに記載された建築物仕様の適用を求めている。その結果、新築建物におけるエネルギー需要の 36%、1,166ktoe の電力に相当する消費エネルギーの削減を見込む。更に LEED や TREES といったグリーンビルディング認証制度の評価レベルに到達するための各種支援策を設けることが明記されている。

2.1.3 省エネルギー推進法 (Energy Conservation Promotion Act B.E.2535)

EEP の「(1). 指定された工場・建物に省エネ基準を実施するための措置」に関連し、1992 年に工場・建物における省エネルギー施策とそれらへの投資を促進させることを目的に省エネルギー推進法が制定された。省エネルギー推進法は、省エネルギー促進ファンドを設置すると共に、エネルギー管理工場やエネルギー管理建物の指定を行い、これら対するエネルギー管理士の配置やエネルギー診断の実施を義務付けた。

2.1.4 建物エネルギーコード（Building Energy Code; BEC）

EEP の「(2). エネルギー節約のための新しい建築基準を実施するための措置」に関連する省令として 2009 年に建物エネルギーコード（Building Energy Code; BEC）が策定されている。BEC の対象となる建物は、延床面積 2,000 ㎡の新築あるいは大規模改修となる 9 用途（①福祉医療施設、②教育文化施設、③オフィス、④コンドミニアム、⑤会議場、⑥劇場、⑦ホテル、⑧娯楽施設、⑨デパート等）であり、表 2-2 に示す 6 項目に基準を設けている。

表 2-2　BEC で策定されている基準

項目	基準
第 1 部 建物の外皮性能 (Building Frame System)	第 3 条 建物外皮(外壁面及び屋上面)の断熱性能に基準を設けており、その値に適合するように設計することが求められる。
第 2 部 照明設備 (Lighting Electricity System)	第 4 条 建物用途に応じて求められる照度基準を満たした上で、照明効率の基準を設けて、その値に適合するように設計することを求めている。
第 3 部 空気調和設備 (Air Conditioning System)	第 5 条 建築物に導入される空気調和設備は、規則に基づいた最低限の冷却効率、冷凍トン当たりの使用電力、を満たす必要がある。
第 4 部 給湯設備 (Hot Water Producing Equipment)	第 6 条 建築物に導入される給湯設備には、給湯効率の基準が設けられており、その値に適合するように設計することが求められる。

第 5 部 建物エネルギーパフォーマンス (Collective Use of Energy of Building)	第 7 条 当該建築物が本省令で定める外皮、照明、空調の基準を満たさない場合、それらの基準を満たした同等の建築物と比較して、建築物全体のエネルギー消費が小さい必要がある。
第 6 部 再生可能エネルギー利用 (Use of circulating energy in all systems of building)	第 8 条、第 9 条 照明の自然光利用など含む再生可能エネルギーを利用している場合の、各種条件緩和規定が設けられている。

出所） ESCAP Policy Documents Management ウェブサイト, https://policy.thinkbluedata.com/sites/default/files/Ministerial%20Regulation%20Prescribing%20Type%20or%20Size%20of%20Building%20and%20Standard%2C%20Rule%20and%20Procedure%20for%20Designing%20of%20Energy%20Conservation%20Building%20B.E.%202552%20%282009%29.pdf、2020 年 12 月 23 日取得（和訳：調査団）

政府及び国有企業の建物に関しては、予算局への建設予算申請の際に、建築計画が BEC 基準に適合しているかの評価と認証を DEDE から受けることが義務付けられている。民間建物に関してはプロジェクト関係者の努力目標にとどまっている。

DEDE へのヒアリングでは、2021 年に強制力を伴う BEC の改定が示唆された。改定 BEC では、延床面積 10,000 ㎡以上の新築あるいは大規模改修となる建物を対象として、順次延床面積 5,000 ㎡以上、2,000 ㎡以上と対象となる建物を拡大していく方針が示されている。

2.1.5 タイグリーンビルディング認証制度（Thai's Rating of Energy and Environmental Sustainability; TREES）

EEP の「(2). エネルギー節約のための新しい建築基準を実施するための措置」においては、BEC の準拠とあわせてタイグリーンビルディング認証制度（Thai's Rating of Energy and Environmental Sustainability; TREES）の取得が奨励されている。

TREES とは、第三者機関のタイグリーンビルディング協会（Thai Green Building Institute; TGBI）が開発したタイ王国独自のボランタリーなグリーンビルディング認証制度であり、アメリカで開発されたグリーンビルディング認証制度である LEED を参考に作成されている。評価項目は 8 つに分かれ、各項目の点数の合計に応じてプラチナ、ゴールド、シルバーなどの評価が与えられる。表 2-3、表 2-4 に TREES-NC（新築建物向け）及び TREES-EB（既設建物向け）の評価項目とそれぞれの得点配分を示す。

表 2-3 TREES の評価項目と得点配分

評価項目	TREES-NC 得点配分	TREES-EB 得点配分
Building Management (BM)	3	6
Site and Landscape (SL)	16	17
Water Conservation (WC)	6	8
Energy and Atmosphere (EA)	20	27
Materials and Resources (MR)	13	17
Indoor Environmental Quality (IE)	17	14
Environmental Protection (EP)	5	5
Green Innovations (GI)	5	6
Total	85	100

出所） Thai Green Building Institute ウェブサイト， https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-NC-Eng.pdf、https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-EB-Eng.pdf、2020 年 12 月 23 日取得（和訳：調査団）

表 2-4 TREES の取得点数に応じた評価レベル

評価レベル	TREES-NC 取得得点	TREES-EB 取得得点
Platinum	61 点以上	75 点以上
Gold	46-60 点	55-74 点
Silver	38-45 点	45-54 点
Certified	30-37 点	35-44 点

出所） Thai Green Building Institute ウェブサイト， https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-NC-Eng.pdf、https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-EB-Eng.pdf、2020 年 12 月 23 日取得（和訳：調査団）

2.2 シンガポールのエネルギー関連政策・制度の動向

2.2.1 建築統制（環境持続可能性）規則

シンガポール建築・建設庁（Building and Construction Authority; BCA）は、2008 年に環境持続可能性のための義務的な基準として建築統制規則（Building Control (Environmental Sustainability) Regulations 2008）を策定し、下記の条件を満たす建築物プロジェクトの開発業者及び所有者に対して建築物環境持続可能性基準に準拠することを求めた。

① 延床面積 2,000m2 以上の新規建築プロジェクト

② 延床面積 2,000m2 以上の大規模な改築又は改修を伴う既存建築物プロジェクト

ここで行う建物の環境性能評価は、建築計画のプロセスに組み込まれるように制度設計されており、有資格者（Qualified Person）が建物の評価やスコアリングに必要な書類を提出することが求められ、この時に作成された Green Mark（GM）スコアとチェックリストは、建築計画の提出・許可時及び竣工時に提出しなければならない。その際の環境性能基準として GM スコアが 50 点以上である必要がある。

BCA は 2014 年に、建物のライフサイクル全体を通じた効率的な運用の持続が重要であるとの観点から建築統制（既存建築物の環境持続可能性）規則（Building Control (Environmental Sustainability Measures for Existing Building) Regulations 2013）を策定し、既存建築物にまで対象を拡大した。評価項目は、新築建築物等の基準と同様にグリーンビルディング認証制度である Green Mark の評価項目をもとに作成され、当該認証制度の認証レベルに相当する。

2.2.2 建築物の環境持続可能性基準（Code for Environmental Sustainability of Buildings）

本基準は、建物の建築計画、設計、施工段階の環境配慮の実践を通して、建物全体における環境への影響を緩和することを目的に制定されており、本事業に関連する項目は、”NRB 1-2 Air-Conditioning System”に示されている。”NRB 1-2 Air-Conditioning System”では、熱源方式及び建物全体の冷房負荷に応じて、自己熱源設備効率のベースラインが設定され、それからどの程度効率が改善されているかによって、所定のポイントが付与される仕組みとなっている。また、地域熱供給プラントから供給を受ける建物の評価方法も規定されている。さらに、建物の運用段階において計測で用いる計測器の仕様も厳密に規定されており、それにより計測精度ひいては熱源設備効率が担保される制度となっている。

2.2.3 BCA Green Mark

BCA Green Mark は、BCA が 2005 年に開発したグリーンビルディング認証制度である。建築物のエネルギー効率及び環境性能の向上を目的として、建物の設計、建設、運用段階における指標を設定している。ここでは、本事業と境持続可能性基準と関連する以下の 2 つの評価ツールについて記載する。

(1) BCA Green Mark for New Non-Residential Buildings Version NRB/4.1

「BCA Green Mark for New Non-Residential Buildings Version NRB/4.1」は、オフィスや商業施設といった非住宅建物の新築時の評価を行うため 2013 年に開発されたツールである。

このツールでは、必須項目の条件を満たした上で 50 ポイント以上のグリーンマークスコアを獲得すると、表 2-5 に示すように合計得点に応じて Green Mark Gold、Green Mark Gold^{Plus}、Green Mark Platinum、Green Mark Certified の認証レベルが付与される。

表 2-5　　NRB/4.1 の認証レベルと必要合計得点

認証レベル	合計得点
Green Mark Platinum	90 点以上
Green Mark Gold^{Plus}	85-89 点
Green Mark Gold	75-84 点
Green Mark Certified	50-74 点

出所）Building and Construction Authority ウェブサイト，　https://www1.bca.gov.sg/docs/default-source/docs-corp-buildsg/sustainability/gm_nonresi_v4-1_rev.pdf?sfvrsn=76ff6f0e_0、2020 年 12 月 24 日取得（和訳：調査団）

(2) Green Mark for Existing Non-Residential Buildings ENRB: 2017

既存の非住宅建物を評価するツールとしては、2017 年に発行された第 4 版が最新版として運用されている。このツールでは、必須項目の条件を満たすことで Green Mark Certified の認証レベルが付与され、さらに選択項目で 50 ポイント以上のグリーンマークスコアを獲得すると表 2-6 に示すように合計得点に応じて Green Mark Gold、Green Mark Gold Plus、Green Mark Platinum、Green Mark Certified の認証レベルが付与される。

表 2-6 ENRB: 2017 の認証レベルと必要合計得点

認証レベル	合計得点
Green Mark Platinum	70 点以上
Green Mark Gold^{Plus}	60-69 点
Green Mark Gold	50-59 点
Green Mark Certified	必須項目の条件を満たすこと

出所）Building and Construction Authority ウェブサイト，　https://www1.bca.gov.sg/docs/default-source/docs-corp-buildsg/sustainability/green-mark-enrb-2017-technical-guide_(11feb2020)-to-upload708672f9aeaf4cb58ceb01298bd1de70.pdf?sfvrsn=8ada0ddf_0、2020 年 12 月 24 日取得（和訳：調査団）

2.2.4 シンガポール・グリーンビルディング・マスタープラン（Singapore Green Building Masterplan）

BCA Green Mark が開発された 2005 年に続き、BCA は翌 2006 年に「第 1 次シンガポール・グリーンビルディング・マスタープラン（1st Singapore Green Building Masterplan）」を策定した。ここでは、全ての公共建築物の新築時及び既存公共建築物の大規模改修時にグリーンマーク認証レベルと同等の最低基準を満たすことが目標として掲げられた。また、民間の建築物については、グリーンマーク認証取得の推奨を目的として、総額 2,000 万シンガポールドルのインセンティブ制度が設けられ、延床面積 2,000m2 以上の新築建物がゴールド以上の認証を達成した場合に、建物所有者に対して上限 3 百万シンガポールドルとして工費の一部を補助し、設計事務所や M&E に対しては、上限を 10 万シンガポールドルの関連費用の補助が行われた。さらに 2009 年には、持続可能な開発に関する省庁間委員会（Inter-Ministerial Committee on Sustainable Development; IMCSD）が設定した「2030 年までにシンガポールのビルの 80%をグリーン化する」という目標を支援する形で「第 2 次シンガポール・グリーンビルディング・マスタープラン（2nd Singapore Green Building Masterplan）」が発表され、対象を既存建築物の運用段階にまで広げた。

2.3 日本のエネマネ事業

日本では省エネルギー・環境対策に関連する助成制度として幅広い分野で多種多様の補助事業が準備されており、適用する技術、アプリケーション、スキーム等に応じて様々な活用機会が与えられている。これにより各種補助事業は、あらゆる分野で関連する新たな技術、アプリケーション、スキームの開発と普及を促し、市場の省エネルギーニーズや環境志向の高まりとの相乗効果で市場全体の省エネルギー・環境対策推進の牽引役を果たしている。本調査では、日本の様々な補助事業の中から本事業で提案する技術が適用可能な事業として『エネマネ事業』について調査を実施した。

『エネマネ事業』とは、経済産業省資源エネルギー庁が管轄する「省エネルギー投資促進に向けた支援補助金（エネルギー使用合理化等事業者支援事業）」（以下「補助事業」という。）の一部であり、エネルギーの最適化を確実に実施するための事業である。

補助事業（令和 2 年度予算額 459.5 億円）は下記の 4 つのプログラムからなる。

I. 工場等における電化等のための省エネルギー設備への入替支援
II. ネット・ゼロ・エネルギーハウス(ZEH：ゼッチ)の実証支援
III. ネット・ゼロ・エネルギービル(ZEB：ゼブ)の実証支援
IV. 次世代省エネ建材の実証支援

本補助事業で特徴的な点は、上記の区分 I 「工場等における電化等のための省エネルギー設備への入替支援」に含まれる「エネマネ事業」である。これは、省エネルギー事業実施者が、SII（一般社団法人環境共創イニシアチブ Sustainable open Innovation Initiative の略称で、環境、並びにエネルギー分野において技術革新と市場創出を主導することを目的として、その実現のために各種事業を行う団体）に登録された「エネマネ事業者」と「エネルギー管理支援サービス」を契約して実施する省エネ事業を支援する補助事業である。「エネマネ事業者」は、省エネルギー事業実施者が実施する省エネルギー事業をサポートし、補助事業の申請から採択後の施工及び運用時の省エネルギー効果の報告までを実質的に担う。

本事業では、「エネマネ事業者」に補助事業の適切な実施、エネルギーデータの蓄積と報告及び確実な省エネルギー目標達成を義務付けている。他方、建物オーナー等の省エネルギー対策実施者にとっては、本業に直接関係しない省エネルギー設備導入の計画から実施及びその目標達成までを専門家である「エネマネ事業者」から支援してもらえる仕組みとなるのでそのメリットは高い。本補助事業の促進と実質的な運用を担う「エネマネ事業者」への登録増加は、本事業の推進拡大による市場の省エネルギー対策への貢献の一助となっている。

2.4　ENCON Fund について

タイ王国には、省エネルギー振興基金を財源とし、省エネ製品導入を促進する資金支援策の ENCON Fund が存在する。ENCON Fund は、理事会が管理しており各省庁がプロジェクトに対して毎年予算要求を行い、理事会が承認することで予算化され利用が可能になる。省エネルギー分野においては、DEDE（エネルギー効率局）が省エネルギー事業を実施する事業者に対して運転資金支援（Energy Efficiency Revolving Fund（以下、「EERF」））の形態や近年では、2018 年に IoT 支援の助成制度としての補助事業が実施されている。

「ENCON Fund」を活用するプログラムの使用可能な項目は「官庁もしくは国営企業の省エネルギーにおける投資及び業務、もしくは環境問題解決に対する運転資金、支援金または助成金」、「省エネルギーにおける投資及び業務、もしくは環境問題解決における民間に対する運転資金、支援金または助成金」、「省エネルギープロジェクトもしくは環境問題の防止解決にかかるプロジェクト支援金または助成金」、「エネルギーの開発、エネルギー政策、計画の制定に係る研究、調査と学習の支援金または助成金」、「省エネルギーにかかる実験または創設プロジェクトの支援金または助成金」、「エネルギーに係る教育、研修、会議の支援金または助成金」、「省エネルギーに係る広告、情報公開及び広報の支援金または助成金」と規定されており、この規定の範囲内で各省庁が市場ニーズに合わせたプログラムを企画し予算化承認を経て実施する必要がある。タイ王国における省エネルギー政策に関連する事業については DEDE が管轄している。

3. 事業化計画の検討

アズビルは海外事業の重点市場として事務所ビル市場を設定しており、大規模再開発案件はローカル事務所ビル市場参入のために戦略的に重要なターゲットとなっている。昨今計画が多数ある大規模再開発案件には、プロジェクトの構成要素の一つとして地域冷房プラントが併設されることが多く、地域冷房プラントと需要家側建物の双方を受注すべく活動している。アズビルとしては、今回の FS を通じて地域冷房プラント向け最適運用制御のメリットをタイ王国関係者に訴求し、タイ王国における地域冷房プラント案件受注の足掛かりを作るとともに、地域冷房プラントの需要家であるビル群への製品導入も目指す。また、同様の活動を東南アジア各国へ展開するという活動を進めていく。

4. 課題と対応策の検討

本高効率化地域熱供給プラント制御のタイ王国への普及に向けて、タイ王国の政策や補助金政策を、省エネが普及しているシンガポールや、日本と比較し、提言を実施した。

4.1 タイ王国エネルギー関連政策・制度への提言

これまでに記述したシンガポールとタイ王国のエネルギー関連政策・制度を比較すると、両国ともに建物における省エネルギー推進を盛り込んだ法的拘束力のある法制度を有している点では一致しているが、実用時の省エネ効果に対する対応が異なる。この点において、シンガポールの事例は、今後のタイ王国の制度改訂に大いに参考となる。

シンガポールの特徴として挙げられるのが、グリーンビルディング認証制度である Green Mark 認証の考え方を、環境持続可能性基準に取り入れている点である。これは、法制度の策定と実施を管轄する政府機関である BCA が Green Mark 認証を開発しており、双方を連携させながら制度設計を行った結果であると考えられる。

具体的には、シンガポールの環境持続可能性基準は、Green Mark 認証の最低レベルである「認証レベル（Green Mark Certified）」に相当する Green Mark スコアを求めており、明確に Green Mark 認証との連携が見られる。これは法制度の普及にあたり、グリーンビルディングの取り組みによる環境貢献としての訴求力になる Green Mark 認証を連携させることで、より実用的な制度運用と普及促進を目指したものと考えられる。

さらに、シンガポールでは、マスタープランで設置したインセンティブ制度が寄与し、評価の高い Green Mark 認証レベル取得の普及に成功している。シンガポール政府主導で推進されるマスタープランとそれをベースに体系化された法規制、助成制度の運用が環境意識の高まりによる市場ニーズとの相乗効果となり、建物市場の省エネ推進に大きく貢献している。

一方、タイ王国においては、既に BEC が法制度における建物の設計基準として制定されているが、現状、その効力は政府系及び国有企業の建物が中心であり限定的となっている。先述の通り、2021 年には民間建物を含め強制力のある BEC が新たに導入されるとされており、基準策定を管轄する DEDE にとって BEC の普及推進が建物市場における省エネルギー対策の重要な課題の一つとして位置づけられている。

今後、シンガポールのように BEC 基準を着実に普及させ、建物オーナーがより高いレベルの基準を目指す動機付けを市場に浸透させるためには、法制度としての BEC 基準を普及推進する一方で、高いレベルの基準達成が建物関係者にとってメリットのあるインセンティブ制度導入など、より野心的な内容にしていく必要がある。

具体案としては、シンガポールの環境持続可能性基準とグリーンビルディング認証制度を連携させた普及推進を参考として、法制度としての BEC 基準とタイグリーンビルディング認証制度とのより実用的な連携について TREES を開発した機関である TGBI とと協力して実現することが挙げられる。現行の EEP で既に BEC 準拠と併せた TREES の取得が奨励されているが、TREES の取得により得られるインセンティブの創造が不可避である。

4.2 ENCON Fund に関する提言

前述のとおり、「ENCON Fund」は、タイ王国の省エネルギー対策の促進を目的として国庫資金を財源に設立された資金支援策であるが、現状の「ENCON Fund」は、補助金利用としてのプログラムが少なく、ローンや融資などファンド利用のプログラムが主であり利用額も大きい。また、近年の傾向としては、再生可能エネルギー関連のプロジェクトに対する利用が中心で、省エネルギー対策などのエネルギー効率化に関連するプログラムは少ない。タイ王国全体でのエネルギー対策を推進するにあたって「エネルギー供給側の効率化」は非常に重要な課題であるが、「エネルギー需要側の効率化」も同様に重要な課題として位置づける必要があると考える。一方、日本においてはエネルギー供給側、需要家側の双方に対して様々な形態で国家投資による助成プログラムが設定されエネルギー対策が進められている。タイ王国のエネルギー政策においても「エネルギー需要側の効率化」を支援する助成制度を充実させることが重要である。これから強化を進める計画である BEC などの法規制と連動し省エネルギー対策の促進に寄与すると考えられる。

これからの ENCON Fund の利用に関して、「エネルギー需要側の効率化」への活用事例として日本の「エネマネ事業」が参考になる。これまで ENCON Fund を原資とした省エネルギー関連の補助事業には省エネ機器や高効率設備を対象とするものもあるが、運用面でのエネルギー利用効率化や最適化を含んでいない。省エネ機器や高効率設備は、それ自体が従来のものと比較して省エネルギー対策になるものの、他設備との連動や負荷とのバランスなど運用状況により効率は変動する。日々刻々と変化する運転状況に応じて機器の運転を最適化し、機器性能を最大限に引き出すためには、専門知識を有するオペレータやエネルギーマネジメントシステムの導入が不可欠と考える。このように省エネルギー対策の持続性については、機器効率化以上にエネルギーマネジメントが重要であると言っても過言ではない。この点において特徴的な日本の補助事業が「エネマネ事業」である。高効率機器の導入だけでなく、見える化と運用最適化をエネマネ事業として組み合わせる。特に、「エネマネ事業」における「エネマネ事業者」の存在は、非常に重要でありエネマネ事業者による省エネルギー事業の実施の容易性、運用フェーズにおける省エネルギー効果達成の確実性は特筆すべき点である。今後、DEDE が省エネルギー関連のプログラムを検討する上で参考になる事例であると考える。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

政策・制度面での提言（DEDE との打ち合わせや、Workshop にて）実施のため、以下の情報整理、資料作成を実施した。

5.1 高効率化地域熱供給プラント制御技術紹介

高効率化地域熱供給制御の理解を深めるため、以下の情報を網羅した資料を作成した。

熱源システムには、冷凍機、1 次ポンプ、2 次ポンプ、冷却水ポンプ、冷却塔など、多くの設備が存在する。従来オペレータが、制御システムを使用して運転していた地域熱供給プ

ラントにおいて、本制御システムを、制御システム上に本高効率化地域熱供給プラント制御（AI 技術、シミュレーション技術、最適化技術から構成される制御。）を付加することにより、オペレータに代わり、最適な冷水供給を実現し、CO2 排出量を最小化する。

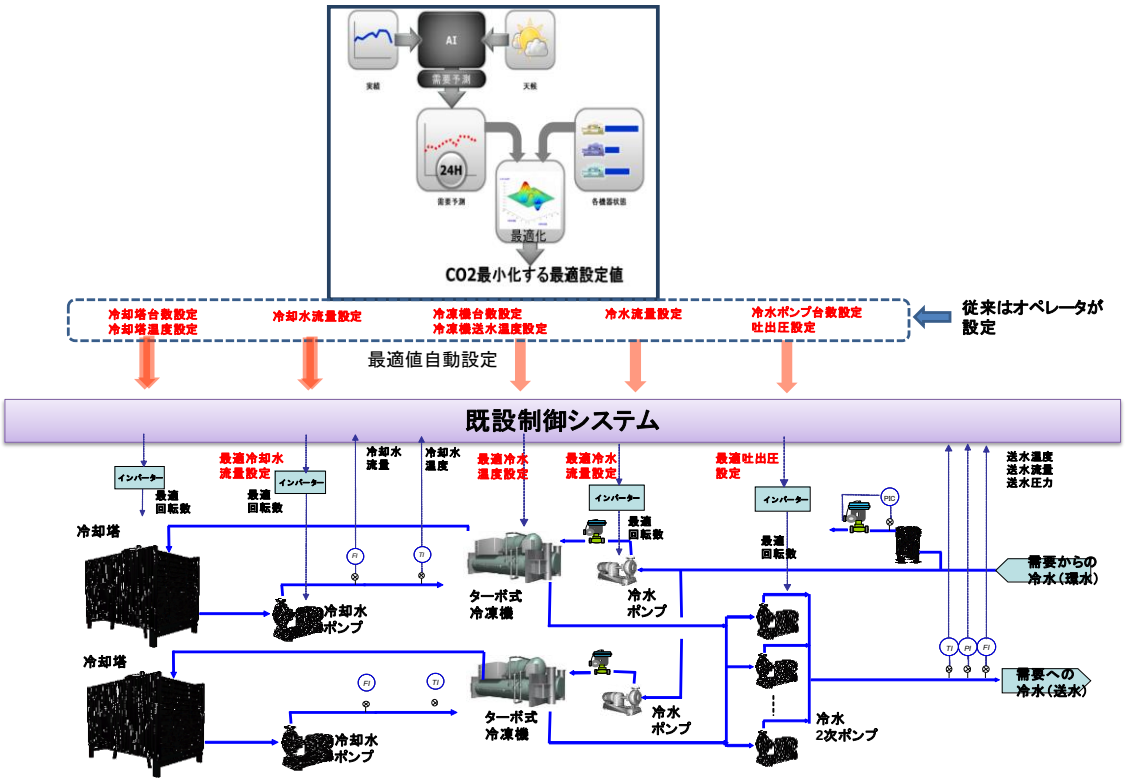


図 5-1 高効率化地域熱供給プラント制御

本制御システムでは、制御システム側の制御ループに対して、最適な設定値を書き込み、オンライン制御を実現する。

また、制御システム側でも個別の省エネルギー制御を実装することも可能で表 5-1 に示すような個別の省エネルギー制御を実装することも可能であり、地域冷房の設備や規模により、ソリューションを選択することができる。

表 5-1　熱源制御各項目

項目		概要
冷凍機		
	熱源台数制御	負荷に合わせて冷凍機や補機の運転台数を抑制
	熱源完全停止制御	負荷側設備の状態から冷温水供給の必要性を判断
	出口温度設定制御	負荷の状況に応じた適切な送水温度設定値を演算
熱源補機		
	冷却塔制御	外気湿球温度などから冷凍機に最適な設定値を算出
	冷却水変流量制御	冷凍機の負荷や冷却水温度に応じて冷却水流量を抑制
	一次ポンプ変流量制御	負荷流量に応じてポンプのインバータ周波数を抑制 冷凍機の種類や効率に応じて負荷を分配
二次ポンプ		
	台数制御	負荷流量に合わせてポンプの運転台数を抑制

	インバータ制御	適切な送水圧力となるようにインバータ周波数を制御 負荷に応じた適切な送水圧力を決定する方法が複数存在

5.2 高効率化地域熱供給プラント制御による FS 対象プラントでの CO2 削減量

本事業が対象とする地域熱供給プラントにおける高効率化熱供給プラント制御導入により、省エネ、省 CO2、費用対効果を明確にする資料を作成。本資料内には、現在の運用の分析と、本制御でどのように運用が改善できるのか、約 2,500t-C02/年の削減量の推定と既設制御システム上でどのように制御を構築するか記述されている。

5.3 今後建設が予定されている地冷、大型ビルに適用した場合の CO2 削減量推定

タイ王国において、本制御を今後予定されている地冷、既設大型ビル、新設ビルに導入した場合の省エネ、省 CO2（約 59,000ｔ－C02/年の削減量）をまとめ、同国のエネルギー施策、気候変動対策への貢献事業であることを示した。

5.4 シンガポール Green Mark とタイ王国ビル格付 Trees の比較

タイ王国のビル省エネを推進するため、Green Mark と Trees の比較説明資料を作成し、効力のある制度構築のための改訂ポイントなどを明確にした。重要やポイントとして、強制力のあるエネルギー効率規制が不可欠であるとの政策提言を盛り込んだ。

5.5 日本のエネマネ事業と Encon Fund の比較資料

コストの高い高効率機器の導入支援だけでなく、EMS を導入して、エネルギー効率削減の目標をしっかり達成する補助金スキームが、効果的な省エネルギーの促進に重要であることを提言するため、日本のエネマネ事業と Encon Fund の比較分析資料を作成した。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

6.1.1 方法論

本事業において、タイ王国に対して省エネ制御の普及検討している地冷プラントは、電力を一次エネルギーとし、電動ターボ式冷凍機により、ビル側に冷水を供給するプラントである。今回対象としたプラントは、冷水を供給するだけでなく、天然ガスを一次エネルギーとして、コジェネ設備により、電力とスチームを供給しており、プラントの構成としては、冷凍機だけでなく、コジェネ設備も含まれている。

このため本事業では、典型的な地冷設備の構成である、対象プロセスのインプット（電力）とアウトプット（冷水）が１：１であるシステムと、コジェネ設備が含まれ、インプット（ガス燃料）とアウトプット（冷水、電力、蒸気）が１：多であるシステムの二つの方法論開発を検討した。

(1) 典型的な地冷プラント（方法論-1）

1) 対象プロジェクト

対象プロセスに対して APC を導入することにより、対象プロセスからの CO2 排出量の削減を図るプロジェクトを対象とする。

典型的な地冷プラントは、受電した電力により冷凍機プラント（冷却塔、電動ターボ式冷凍機、各種ポンプ）で冷水を製造、供給するプラントであり、この形式の地冷プラント、大型ビル自己熱源施設は ASEAN 諸国に多数存在する。

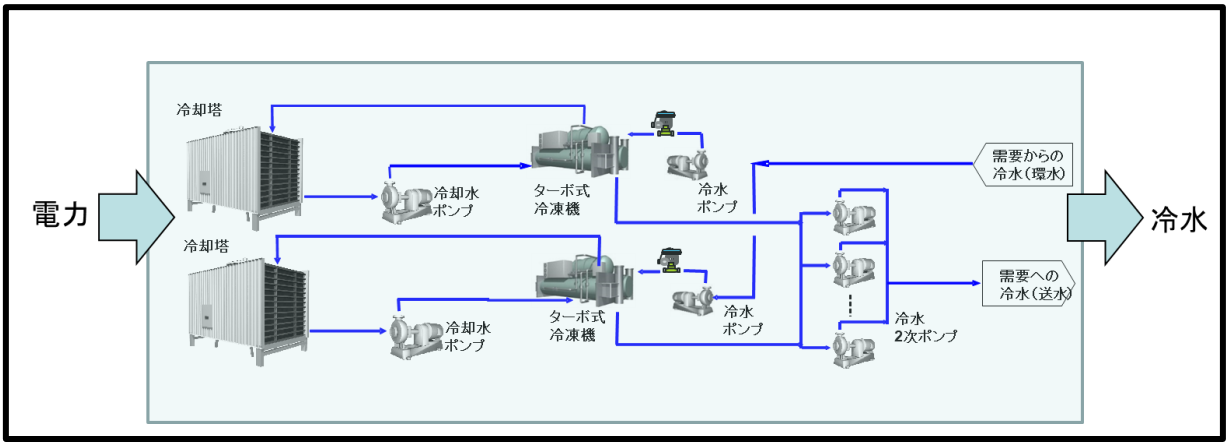


図 6-1　典型的な地冷プラント構成

2) リファレンス排出量の算定方法

リファレンス排出量は、実測された対象プロセスの電力消費量（ECp）、事前に実施したコミッショニングで確定した APC 技術導入で達成されるエネルギー消費削減率（η）、及び電力の CO2 排出係数により算定する。

対象プロセスにおける、APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の電力のエネルギー消費原単位及び APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の電力のエネルギー消費原単位を以下の通り算定する。

$UEC_{Cx,off}$ [kW/USRT] = $EC_{Cx,off}$ /$OUT_{Cx,off}$　　・・・・・（1）

$UEC_{Cx,on}$ [kW/USRT] = $EC_{Cx,on}$ /$OUT_{Cx,on}$　　・・・・・（2）

表 6-1 パラメータ説明

パラメータ		説明・単位
$OUT_{Cx,off}$	:	APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の、対象プロセスのアウトプット量[USRTh/pcx,off]
$OUT_{Cx,on}$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセス

		のアウトプット量[USRTh/pcx,on]
$EC_{Cx,off}$	:	APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の、対象プロセスにおける電力消費量[kWh/pcx,off]
$EC_{Cx,on}$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスにおける電力消費量[kWh/pcx,on]
$UEC_{Cx,off}$	:	APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の、対象プロセスにおける電力のエネルギー消費原単位[kW/USRT]
$UEC_{Cx,on}$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスにおける電力のエネルギー消費原単位[kW/USRT]

対象プロセスにおける電力のエネルギー消費削減率を以下の通り算定する。

$\eta = 1 - UEC_{Cx,on} / UEC_{Cx,off}$ ・・・・・（3）

リファレンス排出量は、モニタリング期間中の対象プロセスの電力消費量（EC_p）を用いて下記の通り算定する。

$RE_p = [(EC_p / (1-\eta)) \times EF_{elec}]$ ・・・・・（4）

表 6-2 パラメータ説明

パラメータ		説明・単位	手法
η	:	APC 技術 on におけるエネルギー消費削減率[-]	計算
RE_p	:	期間 p のレファレンス排出量[tCO2/p]	計算
EC_p	:	期間 p の対象プロセスにおける電力消費量[kWh/p]	計算または実測
EF_{elec}	:	消費電力の CO2 排出係数[tCO2/kWh]	グリッド電力の場合は対象国政府公表値、自家発電力の場合は CDM 小規模方法論 AMS-I.A に準ずる。

3) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は、モニタリング期間中の対象プロセスの電力消費量（EC_p）を用いて、以下の通り算定する。

$PE_p = (EC_p \times EF_{elec})$ ・・・・・（5）

表 6-3　パラメータ説明

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[tCO2/p]	計算
EC_p	:	期間 p の対象プロセスにおける電力消費量[kWh/p]	実測
EF_{elec}	:	消費電力の CO2 排出係数[tCO2/kWh]	グリッド電力の場合は対象国政府公表値、 自家発電力の場合は CDM 小規模方法論 AMS-I.A に準ずる。

4) 排出削減量の算定方法

排出削減量を以下の通り算定する。

$$ER_p = RE_p - PE_p \quad \cdots\cdots \quad (6)$$

表 6-4　パラメータ説明

パラメータ		説明・単位	手法
ER_p	:	期間 p の排出削減量[tCO2/p]	計算
RE_p	:	期間 p のリファレンス排出量[tCO2/p]	計算
PE_p	:	期間 p のプロジェクト排出量[tCO2/p]	計算

5) 主要なデフォルト値

表 6-5　パラメータ説明

パラメータ	説明・単位	データ出典等
EF_{elec}	消費電力の CO2 排出係数[tCO2/kWh]	グリッド：ホスト国公表値 自家発電：CDM デフォルト値

(2) コジェネ設備を含む地冷プラントに関する方法論（方法論-2）

1) 対象プロジェクト

対象プロセスに対して APC を導入することにより、対象プロセスからの CO2 排出量の削減を図るプロジェクトを対象とする。

コジェネ設備が含まれ、インプット（ガス燃料）とアウトプット（冷水、電力、蒸気）が１：多であるシステムである。

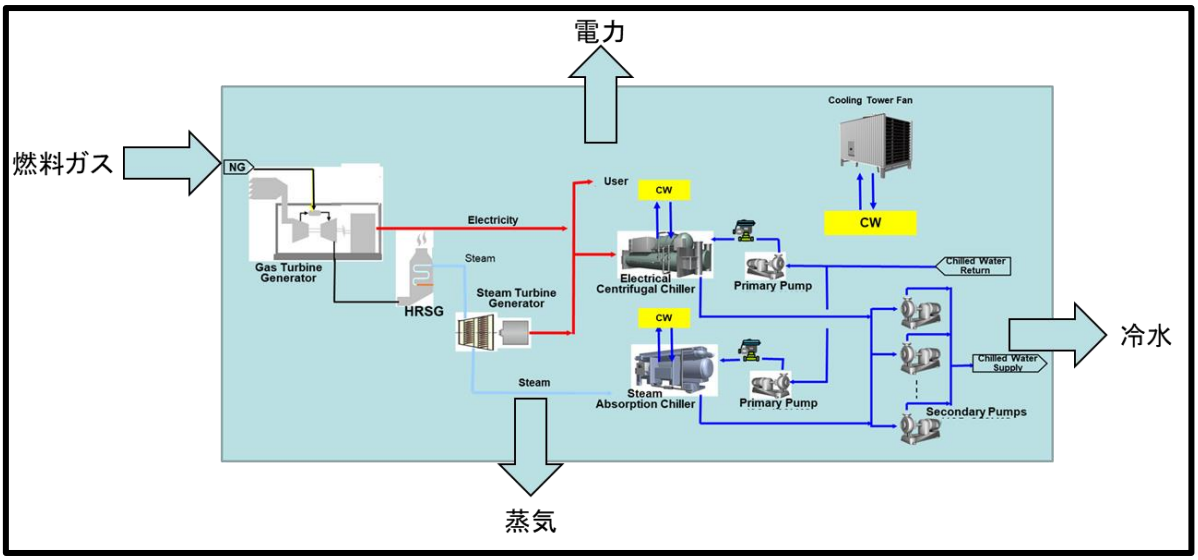


図 6-2　コジェネ設備を含むプラントフロー図

2) リファレンス排出量の算定方法

単位の異なる複数のアウトプットがある場合、APC 技術導入前のデータを使用して、インプット実測値（ガス燃料消費量）と複数のアウトプット実測値（発電量、冷水供給量、蒸気供給量）の実測データから回帰モデル式（リファレンス式）を作成し、その式に、APC 技術 on 時の実測値（発電量、冷水供給量、蒸気供給量）を入力し、燃料消費熱量（リファレンス値）を推定する。推定した燃料消費熱量（リファレンス値）と燃料消費熱量実測値からエネルギー消費削減率[η]を算出する。

APC 技術 on 時の省エネルギー効果を把握するためには、「導入前燃料消費熱量（リファレンス値）」の算出と「導入後燃料消費熱量」の測定が必要である。

「導入後燃料消費熱量」は、実測値にて特定できるが、「導入前燃料消費熱量（リファレンス値）」は、もし APC 技術が使用されなかった場合の燃料消費熱量を算出する必要があるため、回帰モデル式が必要となる。この「導入前燃料消費熱量（リファレンス値）」を算出するための算定式を“リファレンスモデル式”と呼ぶ。

リファレンスモデル式は、APC 技術を on 状態にする前の 1 週間以上の 1 時間平均値を使用して、重回帰式により APC 技術が off 状態の燃料消費熱量を以下の数式にて算定する。

$$EC_{REF,off\_h} = a1 * OUT_{Cx,off\_h}(1) + a2 * OUT_{Cx,off\_h}(2) + a3 * OUT_{Cx,off\_h}(3) \quad \cdots \quad (7)$$

APC 技術 on 時の導入前燃料消費熱量（リファレンス値）は、(7)式に対象時刻の実測値（発電量、冷水供給量、蒸気供給量）を代入し、算出する。

$$EC_{REF,off\_h} = a1 * OUT_{Cx,on\_h}(1) + a2 * OUT_{Cx,on\_h}(2) + a3 * OUT_{Cx,on\_h}(3) \quad \cdots\cdots \quad (8)$$

表 6-6 パラメータ説明

パラメータ		説明・単位
$OUT_{Cx,off\_h}(n)$		APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の、対象プロセスの要素 n における 1 時間平均アウトプット量[unit/h] n=(1):発電量[MW] =(2):製造熱量[USRT] =(3):蒸気量[ton/h]
$OUT_{Cx,on\_h}(n)$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスの要素 n におけるアウトプット量[unit/h] n=(1):発電量[MW] =(2):製造熱量[USRT] =(3):蒸気量[ton/h]
EC_{Cx,off_h}	:	APC 技術 off の状態でのコミッショニング期間 pcx,off の、対象プロセスにおける 1 時間平均の燃料消費熱量[MJ/ h]
EC_{Cx,on_h}	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスにおける 1 時間平均の燃料消費熱量[MJ/ h]
EC_{REF,off_h}	:	重回帰式により APC 技術が off 状態の燃料消費熱量[MJ/ h]の算定値
a1	:	リファレンスモデルの発電量[MW]に対する回帰係数[MJ/MWh]
a2	:	リファレンスモデルの製造熱量[USRT]に対する回帰係数[MJ/RTh]
a3	:	リファレンスモデルの蒸気量[ton/h]に対する回帰係数[MJ/ton]

APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on に使用した燃料消費熱量(実測値)と、リファレンス式にて算出した 1 時間ごとの燃料消費熱量を期間 pcx,on における合算値[MJ/ pcx,on]から APC 技術 on によるエネルギー削減量は以下の式にて算出される。

$$\eta = 1 - EC_{Cx,on} / EC_{REF,off} \quad \cdots\cdots (9)$$

表 6-7 パラメータ説明

パラメータ		説明・単位
η	:	APC 技術 on におけるエネルギー消費削減率[-]
$EC_{Cx,on}$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスにおける燃料消費熱量[MJ/ pcx,on]
$EC_{REF,off}$	:	APC 技術 on の状態でのコミッショニング期間 pcx,on の、対象プロセスにおけるリファレンス値[MJ/ pcx,on]

リファレンス排出量は、モニタリング期間中の対象プロセスの燃料消費量（FC_p）を用いて下記の通り算定する。

$$RE_p = [(FC_p \times NCV_{fuel.p} /(1-\eta)) \times EF_{fuel}] \quad \cdots\cdots (10)$$

表 6-8 パラメータ説明

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[tCO2/p]	計算
FC_p	:	期間 p の対象プロセスにおける燃料消費量[kg/p]	実測
$NCV_{fuel.p}$		期間 p の対象プロセスにおける燃料の低位発熱量[MJ/kg]	実測または IPCC のデータ
EF_{fuel}	:	消費ガス量の CO2 排出係数[tCO2/MJ]	

3) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量は、モニタリング期間中の対象プロセスの燃料消費量（FC_p）を用いて下記の通り算定する。

$$PE_p = [(FC_p) \times NCV_{fuel.p} \times EF_{fuel}] \quad \cdots\cdots (11)$$

表 6-9 パラメータ説明

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[tCO2/p]	計算
FC_p	:	期間 p の対象プロセスにおける燃料消費量[kg/p]	実測
$NCV_{fuel.p}$		期間 p の対象プロセスにおける燃料の低位発熱量[MJ/kg]	実測
EF_{fuel}	:	消費ガス量の CO2 排出係数[tCO2/MJ]	

4) 排出削減量の算定方法

排出削減量を以下の通り算定する。

$$ER_p = RE_p - PE_p \quad \cdots\cdots (12)$$

表 6-10 パラメータ説明

パラメータ		説明・単位	手法
ER_p	:	期間 p の排出削減量[tCO2/p]	計算
RE_p	:	期間 p のリファレンス排出量[tCO2/p]	計算
PE_p	:	期間 p のプロジェクト排出量[tCO2/p]	計算

5) 主要なモニタリング項目

表 6-11　モニタリングタグ名

パラメータ	説明・単位	測定機器	備考
FC_p	期間 p の対象プロセスにおける燃料消費量[kg/p]	計測器等により実測	
$NCV_{fuel.p}$	期間 p の対象プロセスにおける燃料の低位発熱量[MJ/kg]	計測器等により実測または IPCC のデータ	

6.1.2 排出削減見込量（プロジェクト実施による削減貢献）の試算

本事業における検討内容及び排出削減見込み量を以下に示す。

表 6-12　GHG 排出削減見込み量

No	検討項目	検討内容	排出削減見込み量［t-CO2］
1	ガスタービン運用最適化	ガスタービンの吸気温度を最適な温度に調整することで、冷却用ターボ式冷凍機、排熱利用蒸気タービン含めた総合発電原単位[MJ/kWh]の低減を図る。	-
2	低圧スチーム最適分配	吸収式冷凍機で消費される合計の低圧スチーム量を変更せず、低圧スチーム量の分配比率を変化させることで、電動ターボ式冷凍機で消費される合計の電力消費量の低減を図る。	260
3	スチームタービン運用最適化	抽気復水タービンの抽気量と復水量のバランスを変えることにより、スチームタービンの発電量と電動ターボ式冷凍機の消費電力を変化させ、総合発電原単位[MJ/kWh]の低減を図る。	1,000
4	冷凍機の負荷分配最適化	各プラントの吸収式冷凍機(SAC)に供給される低圧スチーム量を変えないで、プラントごとに SAC の負荷を最適に分配し、スチーム消費原単位[(t/h)-LPS /USRT]を最小化することで、電動ターボ冷凍機(ECH)の負荷を下げ、ECH で消費される電力消費量の低減を図る。	270
5	冷却塔の最適化	外気温、湿度に応じて、冷却塔ファン台数を最適にすることにより、冷凍機で消費される電力量と冷却塔ファンで消費される電力量の合計値の低減を図る。	750
6	2 次ポンプ周波数制御による最適化	2 次ポンプのインバータポンプ周波数の最適化を行い、2 次ポンプ全体の電力消費量の低減を図る。	220
合計排出削減見込み量［t-CO2］			**2,500**

以上より、年間の排出削減見込み量は、2,500［t-CO2］と推定される。

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

タイ王国における地域冷暖房施設は、日本と比べて非常に少ない。しかし、今後タイ王国における温室効果ガスの排出量削減に向けた取り組みが進んでいく中で、地域冷暖房施設の必要性は高まり、件数も増加していくものと想定される。一方で、地域冷暖房施設のような複雑なシステムを効率的に運用するためには、豊富な経験と設備やエネルギーに対する深い知識が必要となる。地域冷暖房が適切に運用されなければ、温室効果ガスの排出量が十分に削減できない可能性もある。このようなことから、今後、高効率化地域熱供給プラント制御の重要性も高まるものと想定される。

高効率化地域熱供給プラント制御を含めた省エネルギー関連技術が地域冷暖房施設や大型商業建物において広く普及したときの、温室効果ガスの削減効果を推定した。

- 既設、今後建設が予定されている地冷プラントからの CO2 削減ポテンシャルは、年間約 12,000t-CO2 。
- 既設大型建物（5 万 m2 以上）自己熱源からの CO2 削減ポテンシャルは、年間約 37,000t-CO2 。
- 2025 年までに建設が予定されている大型建物（5 万 m2 以上）自己熱源からの CO2 削減ポテンシャルは、年間約 10,000t-CO2 。

タイ国合計年間 CO2 削減ポテンシャル　約 59,000t-CO2

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

産官学の関係者を対象として、本省エネ技術の普及、本調査結果の共有を目的としたワークショップを実施した。

日時：2021 年 1 月 26 日　10 時から 12 時（バンコク時間）
形式：WEBINAR
参加者：DEDE/METI/NEDO/MRI/Azbil/Azbil Thailand/ビルオーナー/ビル関連サブコン
（合計約 80 名）
内容：参加者に以下の内容を共有した。
・地冷プラント、大型ビル自己熱源、需要家空調向け省エネ制御の紹介。
・今回実施した、CO2 削減ポテンシャルの調査結果紹介。
・シンガポールビル向け省エネ政策、日本のエネマネ事業の紹介。
・タイ王国政府より、タイ王国の省エネ目標、計画、政策など紹介。

8. 総括

菅首相が成長戦略として「グリーンとデジタル」を柱に掲げている。本制御技術は、デジタル技術であり、目的は、省エネルギーであり、今後注力すべきビジネス領域であるとアズビルは考えている。デジタル化・DX の進展により、幅広い情報がデジタルで収集することが可能になってきているのと同時に、コンピュータ・AI 技術の進展で、複雑な解析ができるようになってきている。計測・制御の領域にもそれが反映されてきており、制御対象が、ビル自己熱源から地冷、さらにはスマートシティなども対象とする最適化制御として進展してきている。

本調査を通じて、本制御の有効性、タイ王国、ASEAN 諸国での CO2 削減ポテンシャルが確認し、今後、アズビルの事業計画実現に向けて、パイロット PJ の実施、タイ王国政府と連携した本技術の普及に向けて活動をしていく。更には CEFIA 連携制御フラッグシップ活動の中で、地冷、大型ビルへの省エネに関しても、APAEC フェーズ II の目標達成に貢献する。

Feasibility Study project for the JCM(2020FY)
GHG Emission Reduction through Implementation of Advanced Control Into District Cooling Plant

By Azbil Corporation

1. Objective and Implementation

In order to cultivate the business environment for energy conversion and low carbonization of society in Thailand, this feasibility study aims to disseminate the low carbon technology and products from Japan company to release the reduction of Thailand Green House Gases (GHG) emissions.

The district cooling and heating plant which has recently introduced in Thailand is selected as the target for GHG emissions reduction. District cooling and heating plant has the advantage of able to optimize the energy usage in multiple facility together instead of just individual facility. Through sharing the energy usage in multiple facility, the chillers under low load and low efficiency condition can be avoided to improve the overall energy efficiency of the whole plant. Hence, Thailand has the intension of introducing more district heating and cooling plant because it has the potential of saving 10 to 15% of energy consumption compared to building which has own individual chilled water supply plant.

Azbil Corporation (hereinafter Azbil) has been implementing Advanced Control for District Heating and Cooling Plant into the district cooling and heating plant in Japan such as Ikebukuro District Heating and Cooling Plant Co., Ltd, Tokyo Rinkai Heat Supply Corporation, Tokyo Opera City Heat Supply Corporation, Narita International Airport and Tokyo International Airport, and obtained 3 to 5% of energy saving results. Therefore, the CO2 emissions reduction possible with implementation of this control technology into Thailand district cooling and heating plant and large building which has own chilled water plant will be estimated in this feasibility study as well as the policy and regulation recommendation to promote the dissemination of this control technology into Thailand.

2. Trend Analysis of related policy and regulation

In order to grasp the trends (present and future) and issues of policies and regulations related to the dissemination of energy conservation technologies proposed in this project, and to make policy recommendations to the government of Thailand, we surveyed and compared the trends in Singapore and Japan, which are leading the way in energy conservation regulations and subsidy program.

2.1 Trend in Thailand's energy related regulation and policy.

2.1.1 Thailand Integrated Energy Blueprint; TIEB

In Thailand, securing and supplying a stable supply of energy in response to the growth in energy demand accompanying future economic development, controlling energy consumption, and promoting renewable energies are positioned as important issues to be tacked through well-defined regulation and policy. Hence, the Department of Energy in Thailand announced the Thailand Integrated Energy Blueprint (TIEB) in 2015 in hope to tackles the issues mentioned.

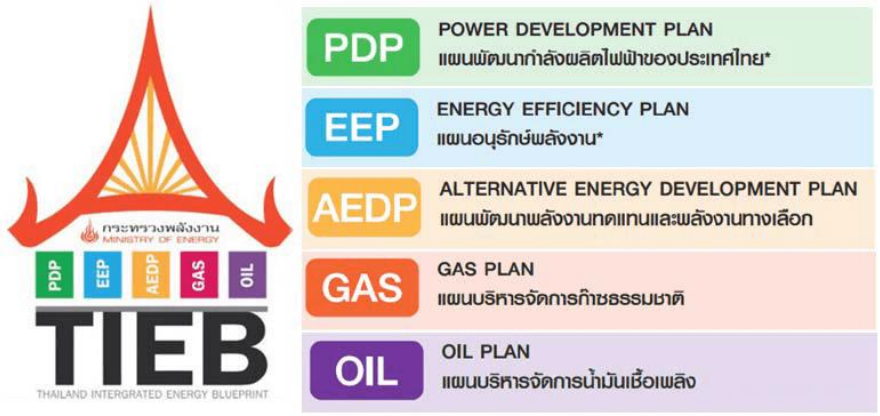


Figure 2-1 Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB

Source : Energy Policy and Planning office (EPPO) Ministry of Energy,
http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb retrieved on 2020/ 12/ 22.

2.1.2 Energy Efficiency Plan; EEP

The EEP, which is positioned as one of the pillars of TIEB, has set a goal of reducing Energy Intensity (EI) in terms of the final energy consumption to GDP by 30% from the 2010 level by 2036. In order to achieve the goal, 10 energy conservation measures shown in Table 2-1 were established focusing on four sectors with high energy consumption: industry, commercial, housing and transportation.

Table 2-1 energy conservation measures and target energy saving.

Strategies and Measures	Industry	Commercial	Housing	Transportation	Total (ktoe)
1. Predicted Final Energy Consumption in 2036 (BAU)					187,142

2. The energy saving achieved in the past					4,442
3. Energy Conservation Measure and Target Energy Saving for 2015～2036	14,515	4,819	2,153	30,213	51,700
EE1: Energy Management system in designated factory/building	4,388	768	-	-	5,156
EE2: New building design standard for energy conservation	-	1,166	-	-	1,166
EE3: Energy Standard and Labeling (HEPS/MEPS)	749	1,648	1,753	-	4,149
EE4: Energy Efficiency Resources Standard (EERS)	202	184	114	-	500
EE5: Financial Incentive	8,895	629	-	-	9,524
EE6: Promotion of LED	281	424	286	-	991
EE7: Promotion of EE in Transport Sector	-	-	-	30,213	30,213
EE8: Research and Development in Energy Efficiency Technologies	-	-	-	-	-
EE9: Human Resources Development	-	-	-	-	-
EE10: Promotion of Public Awareness on Energy Conservation	-	-	-	-	-
4. Total Energy Saving（ktoe）[2+3]					56,142
5. Final Energy Consumption in 2036 if energy conservation measures are carried out [1-4]					131,000
6. Percentage of energy consumption reduction（%）					30

Reference Energy Policy and Planning office (EPPO) Ministry of Energy
http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/EEP2015.pdf、Retrieved on 2020/12/22
(English Translated by investors)

EE2: New building design standard for energy conservation listed in Table 2-1 requires all new building to comply to the building design standard listed in Building Energy Code (BEC). Hence, it is expected to have 1,166ktoe of electricity saving from the building used in commercial sector, which is 36% of the total energy saving targets in commercial sector. In addition, various supports are also prepared to help the new buildings to achieve the level as stated in green building certification system such as LEED and TREES.

2.1.3 Energy Conservation Promotion Act B.E.2535

The Energy Conservation Promotion Act was established in 1992 for the purpose of promoting energy conservation measures and investment in factories and buildings which is related to EE1:

Energy management system in designated factory and building. The Energy Conservation Promotion Act requires all designated building and factories to set up energy conservation promotion funds, carry out the energy management for designated building and factories, assignment of person responsible for energy, and implementation of energy audits. The designated factories and buildings designated which must comply to the Energy Conservation Promotion Act are defined as factories and buildings with contracted power of 1,000 kW and above, or total installed transformer capacity of 1175 kVA and above, or annual energy consumption of 20,000,000 MJ or above.

2.1.4 Building Energy Code; BEC

The Building Energy Code (BEC) was established in 2009 to provide the design standard for new building to ensure energy conservation in building sectors which is aligned with EEP: EE2 measure.

Construction or modification of following buildings, if there is total area in all stories in the same building from 2,000 square meters and more, must be designed for energy conservation according to this Ministerial Regulation BEC

(1) Clinic according to the law concerning Clinic.

(2) Educational place.

(3) Office.

(4) Condominium according to the law concerning condominium.

(5) Building for congregation according to the law concerning Building Control.

(6) Theatrical building according to the law concerning building control.

(7) Hotel building according to the law concerning hotel.

(8) Entertainment service building according to the law concerning place for entertainment service.

(9) Building of department store or trade center.

Table 2-2 Standard and Criteria for Designing Building (BEC)

Item	Standard
Part1 Building Frame System	Clause 3 Rate of combined heat ventilation of external wall of building in part, which has air conditioning in each type of building
Part2 Lighting Electricity System	Clause 4 Use of lighting electricity inside of building must have sufficient level of lighting for each type of work and must comply with the law concerning building control or specific law concerning such case. Electrical equipment for lighting inside of building must use electrical power in each type of building, which does not exceed Highest power of lightening (watt/square)
Part3 Air Conditioning System	Clause 5 Air conditioning system. All types and sizes of air conditioning system installed in the building must have minimum rate of co-efficiency, rate of cooling effectiveness and rate of electrical power per cooling tonnage complying with the rule prescribed

	in announcement by the Minister.
Part4 Hot Water Producing Equipment	Clause 6 Hot water producing equipment installed in the building must have minimum effectiveness rate and minimum co-efficiency rate
Part5 Collective Use of Energy of Building	Clause 7 If not complying with the rules in Part1,Part2 and Part3, then one must have rate of collective use of energy of such building lower than collective use of energy of referenced building, which has area of the same use, same direction and same area of building frame in each side as building
Part6 Use of circulating energy in all systems of building	Clause 8, 9 When there is use of circulating energy in a building, there shall be exemption from combination of some part of use of electricity in building,

Reference ESCAP Policy Documents Management Web Site,
https://policy.thinkbluedata.com/sites/default/files/Ministerial%20Regulation%20Prescribing%20Type%20or%20Size%20of%20Building%20and%20Standard%2C%20Rule%20and%20Procedure%20for%20Designing%20of%20Energy%20Conservation%20Building%20B.E.%202552%20%282009%29.pdf

Government and state - owned enterprise buildings are required to be evaluated and certified for compliance with the BEC when applying for a construction budget. This is not mandatory for private buildings. According to DEDE, the BEC would be revised in 2021 with new enforcement. In the revised BEC, a policy indicated that new or large - scale renovation buildings with a total floor area of 10,000m2 or more will be targeted, and the target buildings with a total floor area of 5000m2 or more and 2000m2 or more will be gradually expanded.

2.1.5 Thai's Rating of Energy and Environmental Sustainability; TREES

The EEP's EE2: New Building Design Standards for Energy Conservation" encourages the acquisition of Thai's Rating of Energy and Environmental Sustainability (TREES) as well as BEC compliance.

TREES is a voluntary green building certification system in Thailand developed by the Thai Green Building Institute (TGBI), a third - party organization. It was created based on LEED, a green building certification system developed in the United States. The evaluation items are divided into eight categories. Evaluated level in terms of platinum, gold, silver, etc. are given depending on the total score of each category. Table 2-3 and Table 2-4 show the evaluation items of TREES-NC (for new buildings) and TREES-EB (for existing buildings) and their score distribution for each evaluation level.

Table 2-3 TREES Evaluation Items and Score Allocation

Evaluation category	TREES-NC Scores	TREES-EB Scores
Building Management (BM)	3	6
Site and Landscape (SL)	16	17
Water Conservation (WC)	6	8
Energy and Atmosphere (EA)	20	27
Materials and Resources (MR)	13	17
Indoor Environmental Quality (IE)	17	14
Environmental Protection (EP)	5	5

Green Innovations (GI)	5	6
Total	85	100

Reference Thai Green Building Institute, https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-NC-Eng.pdf、https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-EB-Eng.pdf、retrieved on 2020/12/23

Table 2-4 Evaluation level according to scores

Evaluation Level	TREES-NC Scores	TREES-EB Scores
Platinum	61 and above	75 and above
Gold	46-60	55-74
Silver	38-45	45-54
Certified	30-37	35-44

Reference Thai Green Building Institute, https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-NC-Eng.pdf、https://tgbi.or.th/uploads/trees/2017_03_TREES-EB-Eng.pdf、Retrieved on 2020/12/ 23

2.1.6 Trends in Energy-Related Policies and Systems in Singapore

2.1.7 Building Control (Environmental Sustainability) Regulations 2008

Building and Construction Authority (BCA) established Building Control (Environmental Sustainability) Regulations 2008 to ensure the environmental sustainability of building. The building with the following conditions must comply to the building control.

① New Building Project with more than 2,000m^2 of Gross Floor Area.

② Large scale retrofitting project for existing building with more than 2,000m^{2}of Gross Floor Area.

The environmental performance evaluation of the building is designed to be incorporated into the building planning process. Therefore, the Qualified Person is required to prepare and submit the documents necessary for the evaluation and scoring of the building which are the Green Mark (GM) score and checklist at the time of requesting the permission for the building plan and at the time of completion. The GM score must be at least 50 points, which corresponds to the Certified level for environmental sustainability under the Green Mark certification system.

In 2014, the BCA established the Building Control (Environmental Sustainability Measures for Existing Building) Regulations 2013 from the viewpoint of the importance of maintaining efficient operation throughout the life cycle of buildings and expanded the scope to include existing buildings.

2.1.8 Code for Environmental Sustainability of Buildings

This standard was established for the purpose of mitigating the environmental impact of the whole building through the implementation of environmental considerations in the building planning, design and construction stages. Items related to this FS are shown in "NRB 1-2 Air-Conditioning System". According to “NRB 1-2 Air-Conditioning System” different baseline and efficiency evaluation method will be given based on the type of chilled water plant in the building and the chilled water demand, then, points will be given based on the level of energy efficiency improvement achieved. Furthermore, evaluation methods for buildings which have the chilled water supplied from district heating and cooling plant are also stated. In addition, the specifications of the measuring instruments used for measurement in the operation stage of the building are also strictly regulated, so that the measurement accuracy and the chilled water supply facility efficiency are ensured.

2.2 Trends in Energy-Related Policies and Regulations in Singapore

2.2.1 BCA Green Mark

BCA Green Mark is a green building certification system developed by the BCA in 2005. For the purpose of improving the energy efficiency and environmental performance of buildings, indicators are established at the design, construction and operation stages of buildings. Two assessment related to this FS are described below.

(1) BCA Green Mark for New Non-Residential Buildings Version NRB/4.1

"BCA Green Mark for New Non-Residential Buildings Version NRB/4.1" is a tool developed in 2013 to evaluate newly built non - residential buildings such as offices and commercial facilities.

In this assessment , if a person scores a Green Mark score of 50 points or higher after satisfying the requirements of the mandatory items, the certification level of Green Mark Gold, Green Mark GoldPlus, Green Mark Platinum, and Green Mark Certified is given according to the total score as shown in Table 2-5.

Table 2-5 Certification Level

Certification Level	Total points
Green Mark Platinum	90 and above
Green Mark Gold^{Plus}	85-89
Green Mark Gold	75-84
Green Mark Certified	50-74

References Building and Construction Authority, https://www1.bca.gov.sg/docs/default-source/docs-corp-buildsg/sustainability/gm_nonresi_v4-1_rev.pdf?sfvrsn=76ff6f0e_0、retrived on 2020/12/24 Green Mark for Existing Non-Residential Buildings ENRB: 2017

For the assessment for evaluating existing non - residential buildings, the fourth edition published in 2017 is used as the latest edition. In this assessment, the certification level of Green Mark Certified is given by satisfying the conditions of the required items, and the certification level of Green Mark Gold, Green Mark Gold Plus, Green Mark Platinum, and Green Mark Certified is given according to the total score, as shown in Table 2-6, when the Green Mark Score of 50 points or more is obtained in the selected items.

Table 2-6 ENRB : 2017 certification levels and required total score

Certification Level	Total Score Required
Green Mark Platinum	70 and above
Green Mark Gold^{Plus}	60-69
Green Mark Gold	50-59
Green Mark Certified	Satisfied all the required items

References Building and Construction Authority, https://www1.bca.gov.sg/docs/default-source/docs-corp-buildsg/sustainability/green-mark-enrb-2017-technical-guide_(11feb2020)-to-upload708672f9aeaf4cb58ceb01298bd1de70.pdf?sfvrsn=8ada0ddf_0、 Retrieved on 2020/12/24

2.2.2 Singapore Green Building Masterplan

Following the development of the BCA Green Mark in 2005, the BCA formulated the 1st Singapore Green Building Masterplan in 2006. The objective is to meet the minimum standards equivalent to the Green Mark certification level for all new public buildings and for large - scale renovation of existing public buildings. For private buildings, a total incentive scheme of S $ 20,000,000 was established to encourage the acquisition of Green Mark certification. If a new building with a total floor area of 2000 m^2 or more achieved Gold or higher certification, a portion of the construction cost was subsidized to the building owner, with a ceiling of S $ 3,000,000. Design offices and M & E were subsidized with related costs up to S $ 100,000.

In 2009, the 2nd Singapore Green Building Masterplan was announced in support of the goal set by the Inter-Ministerial Committee on Sustainable Development (IMCSD) of "greening 80% of Singaporean buildings by 2030," and the target was extended to the operation stage of existing buildings.

Reference Building and Construction Authority, https://www1.bca.gov.sg/docs/default-source/docs-corp-buildsg/sustainability/3rd_green_building_masterplan.pdf?sfvrsn=4824d4ff_0

2.3 Energy Efficiency Subsidy Program in Japan

In Japan, many kinds of subsidy program for energy efficiency projects have been provided. Recently, based on the previous experiences and references, the subsidy program of Energy Management Service ‘Energy Management Program’ as an effective program ensure to achieve energy saving performance are promoting. This program would be able to support energy efficiency activities executed by leverage EMS activities and energy audit activities through a contract of energy management service with the approved energy management professionals by the Government. This program can be used more effectively by combined with the energy saving subsidy programs for high efficiency equipment etc.

‘Energy Management Program’ has following 4 programs.

Subsidy Program of Energy Efficiency Equipment for factories

Demonstration Project for Net Zero Energy House (ZEH)

Demonstration Project for Net Zero Energy Building (ZEB)

Demonstration Project for Next - generation energy - saving building materials

“Subsidy Program of Energy Efficiency Equipment for factories” is including “subsidy program of energy management service”. In this program Energy saving achievement secured by efficient and effective energy management service provided by energy management professionals. At beginning of this program, it is necessary to have a contract of energy management service which will be provided by the approved energy management professional by the Government. And an energy efficiency target shall be planned by energy saving activities including energy audit. The project must submit the energy report to the Government for 1 year after implementation of the system, and the approved energy professional must submit the energy report for total 3 years.

This program realizes energy saving during operation after introduction of high - efficiency equipment. And the energy conservation will continue without fail.

2.4 About ENCON Fund

ENCON Fund in Thailand is a financial support measure to promote the introduction of energy

conservation products, funded by the Energy Conservation Promotion Fund. The ENCON Fund is administered by the Board of Directors. Each ministry can use the ENCON fund as the budget for their projects with the approval of the board of directors. In the field of energy conservation, the Energy Efficiency Revolving Fund (EERF) was established by the DEDE (Department of Energy Efficiency) for businesses that implement energy conservation projects.

The possible programs to utilize of the "ENCON Fund" are as follows : "Working funds, support funds or subsidies for investment and business in energy conservation by government agencies or state - owned enterprises or for solving environmental problems" ; "Working funds, support funds or subsidies for investment and business in energy conservation or for solving environmental problems" ; "Project support funds or subsidies for energy conservation projects or for preventing and solving environmental problems" ; "Support funds or subsidies for research, research and learning related to energy development, energy policy, and planning" ; "Support funds or subsidies for experiments or establishment projects related to energy conservation" ; "Support funds or subsidies for education, training, and conferences related to energy" ; and "Support funds or subsidies for advertisement, information disclosure and public relations related to energy conservation". Within the scope of this provision, each ministry and agency must plan and budget a program suitable for the needs of the market. Projects related to energy conservation policies in Thailand are under the jurisdiction of DEDE. Hence, it can be said that motivation for using DEDE's "ENCON Fund" and efforts to develop projects are important factors.

3. Business Plan

The office building market is established as one of the important overseas business markets for Azbil. Hence, the involvement in the large-scale redevelopment project is the key to strategically enter the local office building market. Based on the recent large-scale redevelopment project, there are quite a good amount of cases which has district cooling plant as part of the project. These large-scale redevelopment project often receive orders for both district cooling plant and the demand side building. Hence, a business plan is established to focus on building up the steppingstone to receive orders from district cooling plants in Thailand for energy efficiency improvement through Advanced Control project. This business plan is also aiming to introduce products to buildings which are users of district cooling plants.

4. Issues and Countermeasures

In order to disseminate the Advanced Control for District Heating and Cooling Plant to Thailand, the regulation and policy as well as subsidization program related to energy conservation in Thailand is compared to Singapore and Japan. Then, the recommendation to improve the regulation and policy for better dissemination of this technology is made.

4.1 Recommendations for Thailand Energy Conservation Policy and Regulation

Based on the comparison between Singapore and Thailand's energy conservation policy and regulation, both countries enforce law onto the building sector to promote conservation of energy but they have different approach to regulate the energy conservation for the operation of the building. Hence, the Singapore's approach in regulating the operation of the building to ensure energy conservation will be a great reference for Thailand in revising their energy conservation law in future.

The characteristic of Singapore's energy conservation law is the establishment of Green Mark certification as the standard for Green Building to evaluate the environmental sustainability of the building and integrate it into energy conservation law. Specifically, Singapore Code for Environmental Sustainability of building which is a mandatory code for residents and non-residents building with 2,000m^2 gross floor area or more to comply, requires a GM score equivalent to Green Mark Certified, which is the lowest level of Green Mark certification. Thus, there is a clear link between the Code and Green Mark certification. Hence, Singapore seems to aim at more practical regulation and dissemination of energy conservation effort in the building sectors by linking with Green Mark certification, which appeal as an effort to contribute to environment through green building initiatives.

Furthermore, Singapore also prepared incentive program in the master plan which successfully encouraged more building to obtain the highest level of Green Mark certification. The master plan promoted under the leadership of the Singapore government and the operation of the legislation and subsidy system together based on the master plan has synergistic effects with market needs due to increased environmental awareness, which greatly contribute to the promotion of energy conservation in the building market

On the other hand, in Thailand, BEC has already been established as a design standard for buildings in the legal system, but its effectiveness is currently limited mainly to buildings owned by the government and state - owned enterprises. However, new BEC will be introduced in 2021 which will include private building. Hence, DEDE which has jurisdiction over the establishment of standards in BEC, regards the promotion of BEC as one of the important issues for energy conservation measures in the building market.

In order to steadily spread the BEC standard as in Singapore and to motivate building owners to aim for a higher level of standard, it is necessary to promote BEC standard as a legal system and introduce an incentive system in which achievement of a higher level of standard is advantageous for building owner. The concrete plan is to realize more practical cooperation between the BEC standard as a legal system and TGBI also can be known as the developer of TREES which is the green building certification system in Thailand, referring to the relationship between Singapore Code for Environmental Sustainability building and the Green Mark certification system which is the green building certification system for better dissemination and promotion of energy conservation efforts in the building sectors. While the current EEP already encourages the acquisition of TREES in conjunction with BEC compliance, it is inevitable to create incentives for the acquisition of TREES to encourage more building owners to take part in the green building certification system.

4.2 Recommendation for ENCON Fund

The "ENCON Fund" is a fund established with the national treasury fund for the purpose of promoting energy conservation measures in Thailand. However, the current "ENCON Fund" does not have many programs for subsidization but programs to distribute the fund as loans are available. Furthermore, the trend in recent years has centered on the use of renewable energy - related projects. Hence, there are only a few programs which focuses on improving energy efficiency as energy conservation measures. " Energy Efficiency improvement on the energy supply side" is a very important issue in promoting energy measures in the Thailand, the promotion of " Energy Efficiency improvement on the energy demand side" should considered as well. On the other hand, in Japan, subsidization program by national fund are established in various forms for promoting of energy efficiency improvement in both the energy supply side and the energy demand side facility. In Thailand, the enhancement of supporting the effort of improving energy efficiency on the energy demand side through subsidization program is necessary in conjunction with the energy conservation regulation and policy such as BEC which will be strengthened in the future.

Japanese Subsidy Program for Energy Management Service can serve as an example of utilization of the national fund for "energy efficiency improvement on the energy demand side". Some of the energy conservation projects funded by the ENCON Fund targets to save energy through renewal of hardware such as energy - saving equipment and high - efficiency facilities. However, energy saving through energy efficiency improvement or optimization in operation are not included. Although upgrading conventional equipment to energy saving equipment or high efficiency equipment can be a good energy conservation measure, the efficiency of equipment may still vary depending on the operation conditions such as connection with other equipment and load balance. In order to optimize the operation of equipment according to the dynamic behaviors of the operating conditions and to maximize the performance of equipment, it is essential to have operators with specialized knowledge and energy management systems. In this way, it is not an exaggeration to say that energy management is more important than equipment efficiency in terms of the sustainability of energy conservation measures. Hence, the subsidy program specially for energy management is one of the special characteristics for the energy conservation subsidization program in Japan. In addition to the introduction of high - efficiency equipment, visualization and operation optimization are combined as "energy management services". In particular, the existence of company which provide "energy management services" is very important to ease the implementation of Energy Management System (EMS) as energy conservation measure to improve the energy efficiency of the operation of the target facility, the actual energy efficiency improvement achievement also can be visualized easily by using EMS. Hence, the Japanese Subsidy Program for Energy Management Services can become the references to DEDE for related programs.

5. Policy development and revision recommendation.

In order to recommend regulation and policy revision to the government of Thailand through meeting with DEDE and workshop, the required information is investigated and summarized as the following information.

5.1 Introduction of Advanced Control for District Heating and Cooling Plant

In order to deepen the target audience's understanding on Advanced Control for District Heating and Cooling Plant, the following materials are prepared. In district heating and cooling plant, there are many different types of equipment such as chillers, primary pump, secondary pump, cooling water pump and cooling tower. The CO2 emissions of the district heating and cooling plant can be minimized by providing the best optimized amount of chilled water generation through the Advanced Control. Advanced control which is a control technology built with AI technology, simulation and optimization technology, can be implemented on top of existing control system in the district heating and cooling plant. This Advanced Control can write the best set point for each manipulated variable into the control loop of the existing control system and realize online control as shown in Figure 5-1.

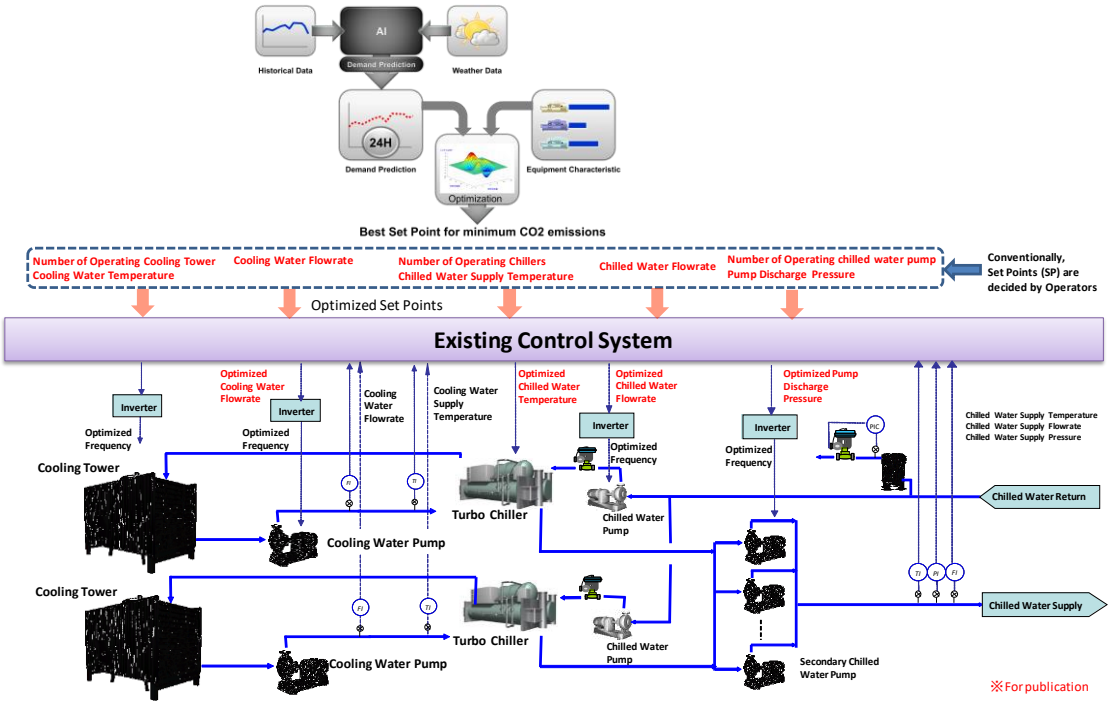


Figure 5-1 Advanced Control for District Heating and Cooling Plant

Furthermore, it is also possible to customize the optimization solution and boundary based on the objective and plant size.

Table 5-1 Advanced Control for District Heating and Cooling Plant.

Item		Outline
Chiller		
	Number of operating chiller optimization	Reduce the number of operating chillers and auxiliary equipment according to the load
	Stop low load chillers	Stop the some of the chillers depending on the demand of chilled

	control	water supply and the condition of the load on each chiller.
	Outlet temperature control	Calculate the optimized chilled water temperature depending on the condition of the load.
Auxiliary Equipment		
	Cooling Tower Control	Calculate the best operation for the cooling tower depending on the atmospheric wet bulb temperature and the performance of chillers.
	Cooling Water Flow Control.	Reduce the cooling water flowrate depending on the load of chillers and the temperature of the cooling water.
	Primary Pump Flow Control	The inverter frequency of the primary pump can be optimized based on required flow rate. Optimize the distribution of the load into each chiller based on their individual chillers type and efficiency.
Secondary Pump		
	Number of operating secondary pump control	Minimize the number of operating secondary pump based on the flowrate of the load.
	Inverter Control.	Control the inverter frequency to achieve appropriate water supply pressure.

5.2 CO2 emissions reduction due to implementation Advanced Control for District Heating and Cooling Plant into target facility in this FS

This FS also contains the study of CO2 emissions reduction possible and energy saving achievable if Advanced Control for District Heating and Cooling Plant is implemented into the target facility. The report of the study includes the current operation analysis, the strategy for optimizing the operation of the target facility, the final result of CO2 emissions reduction potential which is around 2,500t-CO2/year and the structure of the implementation infrastructure to implement the Advanced Control on top of the exiting control system in the target facility.

5.3 Estimation of CO2 emissions reduction potential if Advanced Control is implemented in the planned to be built district cooling plant and large building.

This paper summarizes energy saving and CO2 saving (about 59000 t - CO2 / year reduction) in the case of introducing this Advanced Control for district heating and cooling plant, existing large buildings and new buildings scheduled to be built in the future in Thailand, which shows that Advanced Control has good potential to contribute as the measures for the energy conservation policy and countermeasures to climate change.

5.4 Singapore Green Mark and Thailand TREES Comparison

In order to promote building energy conservation in the Thailand, an explanation material to compare between Green Mark and TREES was prepared, and the revision points required to construct an effective system to regulate the energy conservation performance in building were clarified. The most important point among all is the enforcement of energy conservation regulation and policy onto the building sectors through law.

5.5 Japan Subsidy Program for Energy Management Service and ENCON Fund comparison

In addition to implementation of high efficiency equipment with high cost also known as the hardware renewal approach of improve energy efficiency, implementation of Energy Management System (EMS) is also a very effective approach to achieve energy efficiency improvement target. Japan has special subsidy allocated for implementation of energy management system and energy management activities to save energy known as Japan Subsidy Program for Energy Management Service. Hence, in order to portray the effectiveness of promoting EMS as the measures of improving energy efficiency with subsidy program in Japan, the comparison between the ENCON fund and Japan Subsidy Program for Energy Management Service is carried out.

6. GHG emissions reduction calculation and contribution evaluation

6.1 Estimated GHG emissions reduction if Advanced Control (APC) is implemented

6.1.1 Methodology

The district cooling plant in Thailand mainly used electricity as the primary energy and generate chilled water for building by using turbo chiller. The target district cooling plant for this feasibility study does not only generate chilled water but also provide steam and power through cogeneration equipment by using natural gas as the primary energy sauce.

In this feasibility study, 2 methodology to estimate the energy saving for these 2 types of district cooling plant are explained. The first methodology is for typical district cooling plant in which the target process uses electricity as the main energy input and the main product output is chilled water. Hence, it is in the form of 1 primary energy input to 1 product output. Another methodology is for district cooling plant with cogeneration, which natural gas is the primary energy input while electricity, chilled water and steam are the multiple product output. Hence, it is in the form of 1 primary energy input and many product outputs.

(1) Methodology 1: Typical District Cooling Plant

1) Target Project

The target project is to implement Advanced Control for District Heating and Cooling Plant into the target processes to reduce GHG emissions. The structure of the typical district cooling plant is shown in Figure 6-1. The typical district cooling plant uses electricity from the grid to generate chilled water through turbo chillers, cooling tower and auxiliary equipment such as pumps. This type of structure is often seen in the district cooling plant and large-scale building with own chilled water system in ASEAN countries.

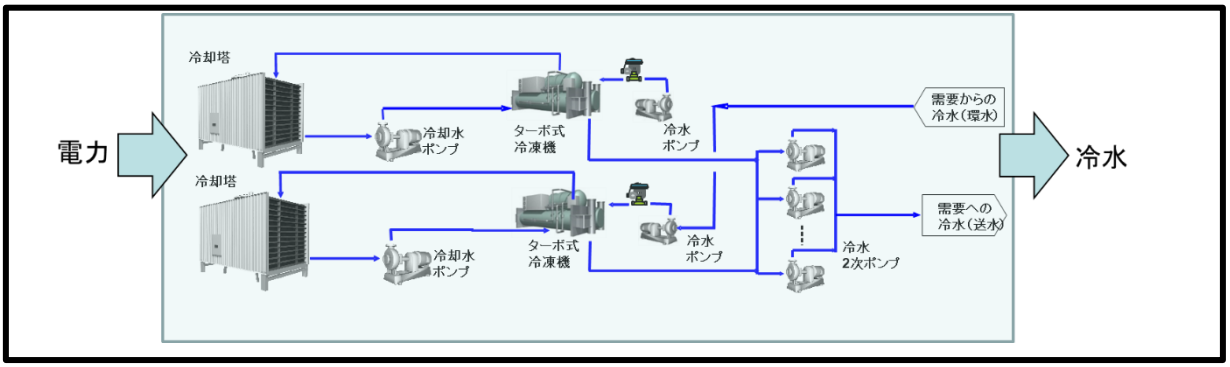


Figure 6-1 The structure of typical district cooling plant

2) Reference GHG emissions amount calculation

Reference GHG emissions amount can be calculated based on the Electricity Consumption of the Target Process (ECp), energy consumption reduction rate (η), and the GHG emissions factor for the electricity. The energy consumption reduction rate is determined during the commissioning period.

The estimation of electricity consumption intensity for the target process during commissioning period in the condition of "APC On" in short pcx,on and in the condition of "APC Off" in short pcx,off, are calculated as the following. "APC On" means the Advanced Control for District Heating and Cooling Plant is activated while "APC Off" means the is deactivated.

$UEC_{Cx,off}$ [kW/USRT] = $EC_{Cx,off}$ /$OUT_{Cx,off}$ ・・・・・ (1)

$UEC_{Cx,on}$ [kW/USRT] = $EC_{Cx,on}$ /$OUT_{Cx,on}$ ・・・・・ (2)

Table 6-1 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit
$OUT_{Cx,off}$	:	The amount of output during the commissioning period under "APC off" condition (pcx,off), [USRTh/pcx,off]
$OUT_{Cx,on}$	:	The amount of output during the commissioning period under "APC on" condition (pcx,on), [USRTh/pcx,on]
$EC_{Cx,off}$	:	The amount of electricity consumption during the commissioning period under "APC off" condition (pcx,off), [kWh/pcx,off]
$EC_{Cx,on}$	:	The amount of electricity consumption during the commissioning period under "APC off" condition (pcx,on), [kWh/pcx,on]
$UEC_{Cx,off}$	:	Electricity consumption intensity for the target process during the commissioning period under "APC off" condition (pcx,off), [kW/USRT]
$UEC_{Cx,on}$	:	Electricity consumption intensity for the target process during the commissioning period with "APC on" condition (pcx,on) [kW/USRT]

Hence, the energy consumption reduction rate (η) in terms of electricity can be calculated by using the following equation.

$\eta = 1 - UEC_{Cx,on} / UEC_{Cx,off}$ ・・・・・ (3)

Therefore, the reference GHG emissions amount can be calculated by using the electricity consumption of the target process (ECp) during the monitoring period as the following.

$RE_p = [(EC_p /(1-\eta)) \times EF_{elec}]$ ・・・・・ (4)

Table 6-2 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
η	:	Energy consumption reduction rate achievable when "APC on" [-]	Calculate
RE_p	:	Reference GHG emissions amount at period p [tCO2/p]	Calculate
EC_p	:	Electricity consumption amount at period p [kWh/p]	Calculate or Measure

EF_{elec}	:	GHG emissions factor for electricity [tCO2/kWh]	For electricity from grid, the emissions factors can be obtained from the published value from the target country. In case of self-generated electricity, emissions factor can be estimated based on CDM methodology - AMS-I.A.

3) Project GHG emissions amount calculation

The project GHG emissions amount can be calculated by using the electricity consumption during the monitoring period (ECp) as the following:

$$PE_p = (EC_p \times EF_{elec}) \quad \cdots\cdots \quad (5)$$

Table 6-3 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
PE_p	:	Project GHG emissions amount during the period p [tCO2/p]	Calculation
EC_p	:	The electricity consumption from the target process during the period p [kWh/p]	Actual Measurement
EF_{elec}	:	GHG emissions factor for electricity [tCO2/kWh]	For electricity from grid, the emissions factors can be obtained from the published value from the target country. In case of self-generated electricity, emissions factor can be estimated based on CDM methodology - AMS-I.A.

4) GHG emissions reduction calculation

The GHG emissions reduction calculation is as the following:

$$ER_p = RE_p - PE_p \quad \cdots\cdots \quad (6)$$

Table 6-4 Parameter and Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
ER_p	:	GHG emissions reduction during period p [tCO2/p]	Calculation
RE_p	:	Reference GHG emissions amount during period p [tCO2/p]	Calculation
PE_p	:	Project GHG emissions amount during period p [tCO2/p]	Calculation

5) Default Number

Table 6-5 Parameter Definition

Parameter	Definition and Unit	Data Source
EF_{elec}	GHG emissions factor for electricity [tCO2/kWh]	Grid：Value from Host Country Authority Self-Generation：CDM Default Value

(2) Methodology 2: District Cooling Plant with Cogeneration

1) Target Project

The target project is the reduction of GHG emissions through implementation of Advanced Control for District Heating and Cooling Plant into the target processes. The structure of district cooling plant with cogeneration is as shown in Figure 6-2. The primary energy input is natural gas, and the product outputs are chilled water, electricity and steam. Hence, this case is in the form of 1 energy input to many product outputs.

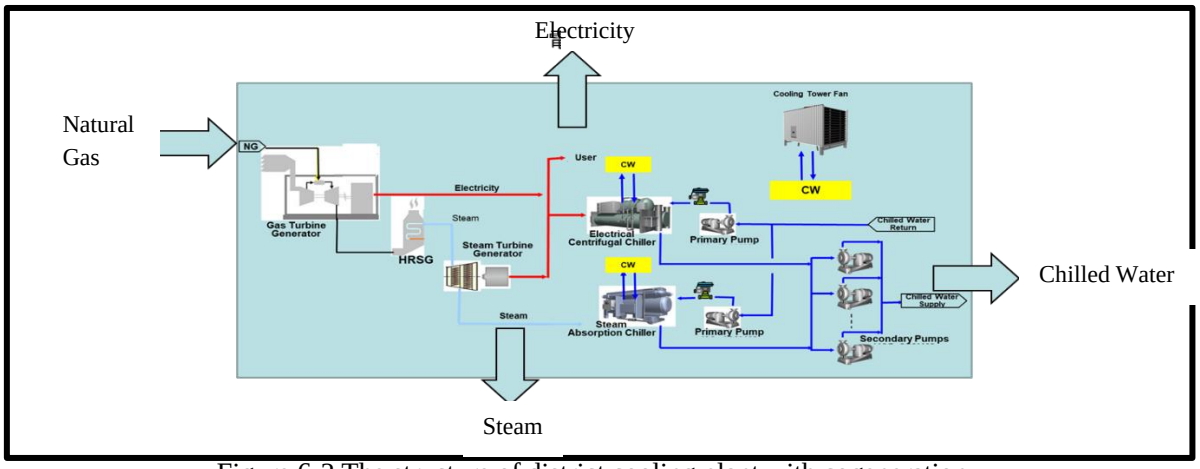


Figure 6-2 The structure of district cooling plant with cogeneration

2) Reference GHG emissions amount calculation

In the case which the product outputs are in different engineering, regression model will be used to estimate the natural gas energy consumption amount. The regression model can be made by using the actual data collected from the process when “APC off” which are natural gas energy consumption amount as input value while electricity generation amount, chilled water supply amount, and steam supply amount are the output value. Then, reference value of natural gas energy consumption amount can be estimated based on the regression model by inputting the actual product outputs value (electricity generation amount, chilled water supply amount, and steam supply amount) when “APC on”. Hence, the energy reduction rate can be calculated by using this calculated natural gas energy consumption amount and the actual natural gas energy consumption amount from measurement data.

Therefore, in order to estimate the energy saving achieved during “APC on”, the calculation of reference value of natural gas energy consumption amount before implementation of Advanced Control as well as the measurement of natural gas energy consumption amount after the implementation of Advanced Control are necessary.

The natural gas energy consumption amount after the implementation of Advanced Control can be measured and collected from the actual process. However, regression model is required to calculate the amount of natural gas energy consumption before the implementation of Advanced Control (reference value). This regression model can help to determine the natural gas energy consumption required to produce the same amount of products output if Advanced Control was not implemented ("APC off") as the reference to compare with the actual natural gas energy consumption when Advanced Control was implemented ("APC on"). Hence, the regression model is also called as the reference model.

Reference model is made by using at least 1 week worth of actual hourly average data before "APC on". Hence, the regression model equation to make the reference model to estimate the amount of natural gas energy consumption under the condition of "APC off" as the following.

$$EC_{REF,off\_h} = a1 * OUT_{Cx,off\_h}(1) + a2 * OUT_{Cx,off\_h}(2) + a3 * OUT_{Cx,off\_h}(3) \quad \cdots \quad (7)$$

Then, the reference value of amount of natural gas energy consumption before the implementation Advanced Control ("APC off") can be calculated by substituting the value of output products with the actual measured data during "APC on" as the following:

$$EC_{REF,off\_h} = a1 * OUT_{Cx,on\_h}(1) + a2 * OUT_{Cx,on\_h}(2) + a3 * OUT_{Cx,on\_h}(3) \quad \cdots\cdots \quad (8)$$

Table 6-6 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit
$OUT_{Cx,off\_h}(n)$		The amount for n product outputs from target process in terms of hourly average under "APC off" condition during the commissioning period [unit/h] n=(1):Electricity generation amount [MW] =(2):Chilled water supply amount[USRT] =(3):Steam supply amount[ton/h]
$OUT_{Cx,on\_h}(n)$	:	The amount for n product outputs from target process in terms of hourly average under "APC on" condition during the commissioning period [unit/h] n=(1):Electricity generation amount [MW] =(2):Chilled water supply amount[USRT] =(3):Steam supply amount[ton/h]
EC_{Cx,off_h}	:	The hourly average amount of natural gas energy consumption from the target process during commissioning period under "APC off" condition [MJ/ h]
EC_{Cx,on_h}	:	The hourly average amount of natural gas energy consumption from the target process during commissioning period under "APC on" condition [MJ/ h]
EC_{REF,off_h}	:	Calculated amount of natural gas energy consumption if APC was not implemented by using reference model equation [MJ/ h]
a1	:	The coefficient corresponding for electricity generation amount [MW] in the reference model [MJ/MWh]
a2	:	The coefficient corresponding for chilled water supply amount [USRT] in the reference model [MJ/RTh]
a3	:	The coefficient corresponding for steam supply amount [ton/h] in the reference model [MJ/ton]

The energy consumption reduction rate (η) can be calculated by using the amount of natural gas consumption during the commissioning period under "APC on" condition (actual data) and the total summation of calculated natural gas consumption by using hourly data in the same period through reference model [MJ/ pcx,on] as shown in the following:

$$\eta = 1 - EC_{Cx,on} / EC_{REF,off} \quad \cdots\cdots (9)$$

Table 6-7 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit
η	:	Energy consumption reduction rate due to "APC on" [-]
$EC_{Cx,on}$	:	The amount of natural gas energy consumption from target process during commissioning period under "APC on" condition (pcx, on) [MJ/ pcx,on]
$EC_{REF,off}$	:	The reference value of natural gas energy consumption amount from target process during commissioning period under "APC on" condition (pcx,on) by using reference model [MJ/ pcx,on]

The reference GHG emissions amount can be calculated from using amount of natural gas consumption (FCp) during the monitoring period as the following:

$$RE_p = [(FC_p \times NCV_{fuel.p} /(1-\eta)) \times EF_{fuel}] \quad \cdots\cdots (10)$$

Table 6-8 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
RE_p	:	Reference value of GHG emissions amount in period p [tCO2/p]	Calculation
FC_p	:	Amount of natural gas consumption in period p [kg/p]	Actual measurement
$NCV_{fuel.p}$		The lower heating value of natural gas in period p [MJ/kg]	Actual measurement or IPCC data
EF_{fuel}	:	The CO2 emissions factor for the natural gas consumed [tCO2/MJ]	

3) Project GHG emissions amount calculation

The project GHG emissions amount can be calculated by using the amount of natural gas consumption (FCp) during the monitoring period as the following:

$$PE_p = [(FC_p \times NCV_{fuel.p} \times EF_{fuel}] \quad \cdots\cdots (11)$$

Table 6-9 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
PE_p	:	Project GHG emissions amount in period [tCO2/p]	Calculation
FC_p	:	The amount of natural gas consumption from the target process[kg/p]	Actual measurement
$NCV_{fuel.p}$		The lower heating value of natural gas in period p [MJ/kg]	Actual measurement or IPCC data
EF_{fuel}	:	The CO2 emissions factor for the natural gas consumed [tCO2/MJ]	

4) GHG emissions reduction calculation

The GHG emissions reduction calculation is as the following:

$$ER_p = RE_p – PE_p \quad \cdots\cdots \quad (12)$$

Table 6-10 Parameter Definition

Parameter		Definition and Unit	Method
ER_p	:	The GHG emissions reduction amount in period p [tCO2/p]	Calculation
RE_p	:	Reference GHG emissions amount in period p [tCO2/p]	Calculation
PE_p	:	Project GHG emissions amount in period p [tCO2/p]	Calculation

5) Main monitoring items

Table 6-11 Monitoring Items

Parameter	Definition and Unit	Measuring instrument	
FC_p	The amount of natural gas consumption from target process in period p [kg/p]	Actual measurement by measuring instrument, etc.	
$NCV_{fuel.p}$	The lower heating value of the natural gas used in process in period p [MJ/kg]	Actual measurement by measuring instrument, etc or IPCC data	

6.1.2 GHG emissions reduction potential in Target District Cooling Plant for this FS

The feasibility study items studied in this FS and the GHG emissions reduction potential is as the following:

Table 6-12 GHG emissions reduction potential

No	Study Item	Content	GHG Emission Reduction Potential

			[t-CO2]
1	Gas Turbine Operation Optimization	Reduce the energy intensity which is total energy consumption required to generate electricity [MJ/kWh] from the process including the considering of the turbo chillers electricity consumption and steam turbine electricity generation with waste heat from gas turbine by optimizing the temperature of air inlet into the gas turbine.	-
2	LPS distribution optimization	Reduce the total electricity consumption from the electric chillers by strategically distribute the LPS generated from steam turbine into the adsorption chillers in 2 plants.	260
3	Steam Turbine Operation Optimization	Reduce the energy intensity in terms of total energy consumption to generate electricity [MJ/kWh] by balancing the amount of extraction and condensate from the steam turbine to change the amount of electricity generation from steam turbine and the electricity consumption from turbo chillers.	1,000
4	Chillers load allocation optimization	Optimize the amount of LPS distributed into each steam adsorption chillers (SAC) without changing the total amount of LPS consumption to minimize the steam consumption intensity [(t/h)-LPS /USRT]. Thus, the electricity consumption from turbo chillers can be reduced because the load for turbo electric chillers can be reduced.	270
5	Cooling Tower Optimization	Optimize the number of operating cooling tower based on the atmospheric temperature and humidity to minimize the total energy cost of chillers and cooling tower.	750
6	Secondary Pump Inverter Frequency Optimization	Optimize the frequency of the inverter pump in the secondary pumps to reduce the total electricity consumption of the secondary pumps	220
Total GHG emissions reduction potential **[t-CO2]**			**2,500**

Therefore, the estimated total GHG emissions reduction potential if APC is implemented into this district cooling plant with cogeneration is 2,500 **[t-CO2].**

6.2 GHG emissions reduction contribution if APC is disseminated

The number of district heating and cooling plants in Thailand is very little compared to Japan. However, the numbers of district heating and cooling plants is expected to increase because the importance of district heating and cooling plants has become higher as efforts of reducing GHG emissions in Thailand progress. On the other hand, abundance of experiment and deep knowledge in the equipment and energy is necessary to effectively operate the complicated operation system like district heating and cooling plant. Hence, it is possible that the GHG emissions reduction may not be enough without proper operation of district heating and cooling plant. As a result, it is expected that the importance of Advanced Control for District Heating and Cooling Plant will become high in the future.

Therefore, the amount of GHG emission reduction if energy conservation technology including Advanced Control for District Heating and Cooling Plant is implemented into the district cooling and heating plant as well as large scale commercial building is estimated.

- The GHG emissions reduction potential from the existing and planned to be built district cooling plant in Thailand is around 12,000 t-CO2/year.
- Large scale building (GFA>50,000m2) with own chilled water supply system in it has the GHG emissions reduction potential of 37,000t-CO2 in a year。
- The large scale building (GFA>50,000m2) with own chilled water supply system planned to be built by 2025 has the GHG emissions reduction potential of 10,000t-CO2/year 。

Total GHG emissions reduction potential in Thailand is around 59,000 t-CO2

7. Activity to propose policy and regulation development and improvement plan to Stakeholders in Thailand.

Workshop is carried out to disseminate the energy saving technology and the outcome of this FS to the government and industry stakeholders of Thailand.

Date	:	26th January 2021 10am to 12pm (Bangkok time)
Method	:	WEBINAR
Participants	:	DEDE/ METI/ NEDO/ MRI/ Azbil/ Azbil Thailand/ Building Owner /Building Consultant (Around 80 people)
Content	:	Advanced Control for District Heating and Cooling Plant to save energy for district cooling plant, large scale building with own chilled water supply, HVAC system are introduced. The result of GHG emissions reduction potential of the FS is also shared. The energy conservation regulation for building in Singapore as well as the Energy Management System in Japan are also explained. DEDE also introduced Thailand's energy conservation target, plan, and regulation.

8. Conclusion

Prime Minister Suga has set "green and digital" as a pillar of his growth strategy. Azbil believes that Advanced Control for District Heating and Cooling Plant as a digital technology with the purpose of conserving energy is a business area to focus on in the future. Wide range of information is now possible to be collected with the progress in digitalization and DX. At the same time the complex analysis is also feasible now with the advancement in computer and AI technology which has also been also been reflected in the area of measurement and control. The target facility for optimization with control technology has progressed from the large-scale building with own chilled water supply system to district cooling, and even the smart city.

The effectiveness of this control technology, the amount of GHG emissions reduction potential in Thailand as well as in ASEAN are confirmed with this feasibility study. In order to realize Azbil's business plan, Azbil will implement a pilot PJ and work towards the dissemination of this technology in cooperation with the Government of Thailand. Furthermore, Azbil also plans to continue the work of CEFIA RENKEI control flagship project to convey the possibility to contributie to APAEC Phase II target through implementation of this control technology for energy saving in facility such as district cooling and large-scale building.

半炭化技術および混焼技術活用での EFB 等未利用バイオマス資源化によるマレーシアでの温室効果ガス排出削減に関する実現可能性調査

実施者：出光興産株式会社
共同実施者：みずほ情報総研株式会社

1. 目的及び実施体制等

1.1 背景・目的

出光興産株式会社は、石炭と混焼可能な木質バイオマスを原料とした半炭化バイオマス燃料であるブラックペレットの商業化を進めており、それと並行してブラックペレット製造コストに大きな影響を及ぼす原材料コストを低減すべく、間伐材や食品、飼料の製造過程で廃棄される農業残渣といった、調達コストが低い残渣物を原料としたブラックペレットの製造について検討している。その中で、有効活用が課題となっている EFB(Empty Fruits Bunch)を原料としたバイオマス燃料（TG2 ペレット）の製造をマレーシアにて企図する TG2 社の紹介を受け、該社との協業を検討するにあたり、その技術、事業計画、サンプル品の性状調査・検討を行うこととした。

マレーシアは発電での再生可能エネルギーの比率を足元の 2%から 2025 年に 20%に高める目標を立てているものの、国内の電力需要のほとんどを化石燃料による火力発電に頼っており、ブラックペレットを含むバイオマス燃料を利用した発電は普及していない。加えて、これまで EFB を原料とした燃料製造が試みられてきたが、EFB の持つ高い水分・灰分・塩分が原因で石炭と混焼が可能な品質の燃料を製造することができなかった。

以上の現状を踏まえ、マレーシアにおいて EFB を原料としたバイオマス燃料である TG2 ペレットの製造普及促進をするにあたり、最も適する具体的方策を明らかにするべく本調査を実施した。

1.2 実施体制

出光興産が実施主体となり、ASEAN 地域のエネルギー関連政策・制度に幅広く知見を有するみずほ情報総研株式会社がマレーシアにおける本事業に係る政策および JCM スキームに基づく GHG 削減量の計算を担当した。

また TG2 ペレットの性状分析、石炭混焼によるボイラへの影響を評価する燃焼シミュレーションといった技術評価においては、出光興産石炭事業部石炭・環境研究所にて実施した。

2. 関連政策・制度の動向分析

2.1 マレーシアにおけるエネルギー需給状況及び再生可能エネルギー普及目標・政策

マレーシアにおける発電は主に石炭・天然ガスによるもので、それらが 2018 年時点で全体の発電量の約 83.0%（石炭：47.3%、天然ガス：35.7%）を占める。

地域別では、マレー半島・サバ・サラワクのうち、マレー半島における発電量が 2017 年時点で約 8 割と、圧倒的に多くを占めている。マレー半島における見通しによると、2026 年まで石炭と天然ガスによる火力発電が 90%程度を占める横ばい傾向が続く。

マレー半島では TNB（Tenaga Nasional Berhad）、サバ州では SESB（Sabah Electricity Sdn. Bhd.）、サラワク州では SEB（Sarawak Energy Berhad）が、地域ごとに垂直統合型事業者として地域独占型の電力事業体制を敷いている。

1992 年に、電力需要の急速な増加による供給力不足に対応するため、独立系発電事業者（以下 IPP）制度が導入され、現在では民間投資による IPP も発電を行っているほか、コジェネ事業者や再エネ電力供給事業者が発電事業に参入している。2012 年時点で 24 の IPP が存在し、TNB や SEB も子会社を通じて参入している。

マレーシアにおける再エネ政策は、5 年ごとに発表される「マレーシア計画」で導入目標や政策方針が示されている。現時点で最新の「第 11 次マレーシア計画（2015 年）」では再エネの設備容量を 2014 年の 243MW から 2020 年に 2,080MW まで増加させることを目標としている。また、マレーシア政府は 2019 年に、約 330 億 RM を投資し、再エネ発電を 2025 年までに 20%にすることを発表している。

再エネインセンティブとして FIT が導入されており、現在の認定量は表 2-1 のとおりである。ただし、バイオマス発電については専焼のみ対象となっており、混焼は対象となっていない。

表 2-1　FIT 認定量

年	バイオガス	バイオガス (Landfill/Agri)	バイオマス	バイオマス (Solid Waste)	小型水力	太陽光
発電容量（MW）						
累積	6.48	53.36	80.90	12.85	30.30	381.53

出所）SEDA ウェブサイトより作成, http://www3.seda.gov.my/iframe/ （2021 年 1 月 21 日取得）

2.2 マレーシアが決定する貢献（NDC）の確認・整理

パリ協定に基づくマレーシアの NDC では、温室効果ガス（以下 GHG）の GDP あたり排出原単位を 2005 年と比較して 2030 年までに 35%削減し、諸外国の協力等の条件付きで最大 45%削減する目標を掲げている。なお、GHG には CO2、メタン（CH4）、N2O が含まれ、対象となるセクターはエネルギー、工業プロセス、廃棄物、農業、土地利用・土地利用変化・林業となっている。

2.3 Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry（MESI 2.0）

マレーシアでは 2020 年、電力構造の改革を促すための 10 年間のマスタープラン「Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry（MESI 2.0）」が発表され、新たに以下の政策がとられる予定である。

- 電力購入契約（以下 PPA）に対する容量制限とエネルギー料金の支払い義務を廃止。現在の 21～25 年の固定期間の契約ではなく、より短期間の契約を検討する。
- IPP の PPA において、自家用燃料の調達を TNB Fuel Services や PETRONAS から独立させ、IPP 向けの燃料プロバイダーのために新たな燃料調達市場を作ることで、IPP と最終消費者にとってコスト削減につながる仕組みを作る。
- 第三者アクセス（Third Party Access：TPA）とグリーン証書の導入を検討。なお、グリッド所有者である TNB には特定のアクセス料金を支払う必要がある。また、このスキームは 2022 年末までに導入される予定だが、具体的なスケジュールは明らかにされていない。

2.4 Malaysian Palm Oil Board のパームオイル産業政策・利用政策

マレーシアは、インドネシアに次ぐパーム油生産国で、世界の約 3 割を生産している。マレーシアのパーム油産業部門は、農業 GDP の 43%近くを占め、年間輸出額は平均 160 億米ドルであり、マレーシア経済の主要な産業の一つである。マレーシアのパーム油産業の発展を目指す政府機関 Malaysian Palm Oil Board（以下 MPOB）によると、今後もパーム油産業を拡大していく方針を示している。

また、マレーシアでは、マレーシア・パーム油認証協議会 （MPOCC）が開発・運用している「マレーシア持続可能パーム油（MSPO）認証制度」という国家認証制度を導入しており、この認証制度を国全域に適用することで、パーム油生産の持続可能性における透明性を確保しようとしている。

2.5 日本の FIT 制度の石炭火力発電所でのバイオマス混焼関連制度

日本では、2018 年度まで、未利用の木質バイオマス、一般木質バイオマス・農産物の収穫に伴って生じるバイオマス固体燃料又は建設資材廃棄物と石炭を混焼する案件（石炭比率が 0%より大きい案件）は、FIT の認定対象となっていた。また、2020 年度までは一般廃棄物・その他のバイオマスと石炭を混焼する案件は、FIT の認定対象となる。

【FIT をバイオマス発電設備向け買取制度に適用するための基準（混焼発電プラントを含む）】

- 当該バイオマス発電設備を用いて行われる発電に係るバイオマス比率の算定の方法を示す書類の添付。
- 当該発電に係るバイオマス比率を毎月一回以上定期的に算定し、かつ、当該バイオマス比率及びその算定根拠を帳簿に記載すること。
- 当該認定の申請に係る発電に利用するバイオマスの種類ごとに、それぞれの年間の利用予定数量、予定購入価格及び調達先その他当該バイオマスの出所に関する情報を示す書類の添付。

出所）電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則平成二十四年経済産業省令第四十六号より作成（2021 年 1 月 21 日閲覧）

3. 事業化計画の検討

3.1 マレーシア石炭火力発電所でのバイオマス燃料混焼における課題の把握

マレーシアの関係者にヒアリングを行い、技術的リスク、事業リスクの確認を行ったところ、技術的な課題についてはボイラでの EFB 燃焼時のアルカリ分によるファウリングへの懸念と、コストに対する懸念も示された。

3.2 TG2 ペレットの発電所への適用検討

3.2.1 TG2 ペレット製造技術の評価

(1) 概要

TG2 Process™（以下 TG2 プロセス）は廃棄物を燃料に変換する技術であり、農業残渣から直接変換により高付加価値な TG2 Pellets™（以下 TG2 ペレット）を製造する技術である。このような廃棄物は特に東南アジアで見られ、EFB、ココナッツヤシガラ、ゴムの木などがあり、利用されずに捨てられ、朽ち果てるままにされている。これらの廃棄物からは多量なメタンや CO2 が発生している。

TG2 プロセスは、工場の運転条件をわずかに調整することで、ほとんどすべての植物廃棄物を利用することが可能である。また、原料にかかわらず、TG2 プロセスは、既存の微粉炭火力発電所において、石炭置き換え可能なほぼ均一な TG2 ペレットを製造できる。この時、発電所に大きな改造を施す必要は無い。

TG2 ペレットは、このような柔軟性に優れるため、多様な原料を簡単に切り替え可能で、かつ高い品質のペレットを製造する工場を提供することができる。

(2) マレーシアクアンタン建設予定プラント

TG2 はマレーシアクアンタンにて 33 万トンの EFB を利用し、年産 12 万トンの TG2 ペレット製造プラントの建設を予定している。TG2 ペレット製造の過程で、EFB の裁断、圧搾プロセスにて発生するバイオディーゼルの燃料である EFB 油（スラッジオイル）を年間 1,800 トン生産、肥料として利用可能なパーム油スラッジを嫌気性発酵槽から年間約 13,500 トン（乾燥ベース）回収する。これらの回収スキームによって、TG2 プロセスは究極の目標であるゼロエミッション工場に近づきつつある。

(3) TG2 プロセス

EFB を受け入れるとまず EFB 油、水分を取り除くために圧搾、裁断され、裁断された EFB を原料として TG2 ペレットが製造される。圧搾によって発生した抽出水は有機物を多分に含むため、直接嫌気発酵を行う排水処理システムに投入される。この嫌気発酵の副産物として発生するバイオガスは約 60%がメタン、約 40%が CO2 であり、TG2 プロセス内の乾燥機、ボイラ用燃料に充てられる。裁断された EFB は前処理の上、水蒸気爆砕されて黒色化し、乾燥、ペレット化される。

(4) TG2 ペレットの特徴

TG2 ペレットの主な特徴は以下：

- 通常の木質ペレットより高いエネルギー密度を持つ。このことは単位重量当たりの熱量の比較で輸送費が低く、CO2 排出が低いという特性を意味する。
- 疎水性が高く石炭と同じく屋外で貯蔵可能であるため、木質ペレットのような初期費用の発生するサイロや温湿調整可能な建屋の必要がない。
- 繰り返しのハンドリング、外気に曝された後でも、木質ペレットのように粉塵を発生しない。このことはペレットの損耗が少なく、発火リスクが低いということを示す。更に、TG2 ペレットは木質ペレットと違って、石炭と同等の最低発火温度なので、石炭発電所において通常の温度で操業が可能となり、火災リスクの低下、運転効率維持につながる。
- 木質ペレットとは違い、石炭火力発電所を高い費用をかけての改造が不要で、木質ペレットの石炭との混焼比率は概して 10%未満であるが、TG2 ペレットはどの比率でも混焼可能である。
- 粒子サイズが石炭と同等のサイズであるため既存のミルで粉砕可能であり、重量当たりの粉砕時に必要な電力は木質ペレットに比べて低く、既存の石炭用のミルにて石炭の粒径分布と同様に粉砕できる。
- 石炭ボイラ内にてファウリング、スラッギングといった火炉の内壁面への灰分付着が少なく腐食が発生しにくいため、メンテナンス費用が低減し、運転停止時間が減少する。
- 農業残渣である EFB を原料としており、それら廃棄物から発生するメタンや CO2 を削減することでカーボンクレジットを創出し、環境にも大きく貢献する。
- 木材を原料とする木質ペレットはその持続性とカーボンフットプリントが議論となっているが、循環の早い農作物から発生する EFB を原料とする TG2 ペレットは、カーボンニュートラル達成に貢献し、廃棄物をエネルギーに変える代表的な製品である。

(5) 結論

TG2 とそのパートナー企業は、石炭と代替可能な TG2 ペレットの普及拡大によって、東南アジア地域における農業残渣の問題を解決するだけでなく、TG2 ペレット製造用に利用される農業残渣が発生するメタン、CO2 を削減し、カーボンクレジットを創出することができる。TG2 はこの事業を通して、ステークホルダーと共に国際連合の掲げる持続的な開発目標（SDGs）にも寄与する。

3.2.2 TG2 ペレットの分析・評価

発電所への適用性の検討にあたり、燃料としての特性を把握すべく EFB を原料とした TG2 ペレットの分析・評価を実施した。また、木質ペレットの性状分析、木質ペレットの半炭化試験、製造した木質ブラックペレットの性状分析を実施し、TG2 ペレットと木質ブラックペレットの特性を比較した。分析結果は表 3-1 に記載。

分析の結果、原料である EFB は高いアルカリ分を持つものの TG2 ペレットは木質ブラックペレットに比べて低いアルカリ分となり、また高いかさ密度、耐久性を持つものの、特に溶出水の COD 濃度において日本国内石炭火力発電所にて受入れ可能な要求水準まで改善させることが求められることが判明した。

これを踏まえ、出光興産は石炭環境研究所にてこれまで培ったブラックペレット製造に関する知見を基に出光興産が保有する技術を TG2 ペレットに適用し、有機物溶出性の改善ができることを確認した。今後、当該技術の実装に向けた各種検討を実施する。

表 3-1　分析結果

項目	単位	TG2 ペレット	木質ペレット	木質半炭化ペレット	分析規格
全水分	wt%, AR	7.7	6.0	3.1	ISO 18134-3
発熱量	kcal/kg, GAR	4,480	4,360	5,190	ISO 18125
工業分析	-	-	-	-	
水分	wt%, AD	6.2	3.2	2.9	JIS M8812
灰分	wt%, AD	3.1	1.3	1.8	ISO 18122
揮発分	wt%, AD	73.3	79.6	67.4	ISO 18123
元素分析	-	-		-	
炭素	wt%, DB	51.06	48.45	56.51	ISO 16948
水素	wt%, DB	55.50	5.85	5.36	ISO 16948
窒素	wt%, DB	0.59	0.28	0.34	ISO 16948
灰中硫黄	wt%, Ash	2.25	1.68	-	JIS M8819
全硫黄	wt%, DB	0.07	0.02	0.03	ISO 16994
フッ素	mg/kg, DB	4	2	-	燃焼イオンクロ
塩素	mg/kg, DB	267	278	-	ISO 16994
融点	-	-	-	-	-
軟化点（酸化）	℃	1,160	>1,500	-	JIS M8801
融点（酸化）	℃	1,330	>1,500	-	JIS M8801
溶流点（酸化）	℃	>1,500	>1,500	-	JIS M8801
軟化点（還元）	℃	1,295	1,370	-	JIS M8801
融点（還元）	℃	1,410	1,380	-	JIS M8801
溶流点（還元）	℃	>1,500	1,400	-	JIS M8801
灰組成	-	-		-	-
SiO_2	wt%, Ash	69.74	5.48	-	ASTM D4326
Al_2O_3	wt%, Ash	1.34	0.00	-	ASTM D4326
TiO_2	wt%, Ash	0.17	0.08	-	ASTM D4326
Fe_2O_3	wt%, Ash	5.15	1.10	-	ASTM D4326
CaO	wt%, Ash	6.84	33.53	-	ASTM D4326
MgO	wt%, Ash	1.43	12.01	-	ASTM D4326
Na_2O	wt%, Ash	1.20	5.05	-	ASTM D4326
K_2O	wt%, Ash	2.75	14.11	-	ASTM D4326
P_2O_5	wt%, Ash	0.82	4.30	-	ASTM D4326
MnO	wt%, Ash	0.10	0.67	-	ASTM D4326
V_2O_5	wt%, Ash	0.03	0.02	-	ASTM D4326
SO_3	wt%, Ash	5.63	4.20	-	ASTM D4326
微量元素含有量	-	-		-	
Na	mg/kg, DB	300	510	-	酸分解-FAAS
K	mg/kg, DB	680	1,500	-	酸分解-FAAS
As	mg/kg, DB	0.14	<0.1	-	酸分解-ICPMS
Se	mg/kg, DB	<0.1	<0.1	-	酸分解-ICPMS
Hg	mg/kg, DB	<0.005	<0.005	-	HVAAS

項目		単位	TG2 ペレット	木質ペレット	木質半炭化ペレット	分析規格
	Cr	mg/kg, DB	20.1	0.39	-	酸分解-ICPMS
	B	mg/kg, DB	3	180	-	酸分解-ICPMS
HGI		-, AD	22.0	14.5	33.5	JIS M8801
かさ密度		kg/m3, AR	790	680	540	ISO 17828
微粉率		wt%, AR	0.24	0.02	0.16	ISO 18846
機械的耐久性		wt%, AR	99.1	99.4	96.8	ISO 17831-1
	寸法	-	-		-	
	直径	mm	6±1	8±1	8±1	ISO 17829
	長さ(-40mm /-45mm)	wt%, AR	100/ 100	81.5/ 87.5	82.2/ 88.5	ISO 17829
溶出水 COD 濃度		mg/L	1,400	-	130	環告 46 号-簡易計

3.2.3 TG2 ペレットと石炭の混合燃焼時の評価

TG2 ペレットの燃焼性は石炭とは異なるため、石炭ボイラへの適用可否を評価するには石炭ボイラにおける燃焼状態を確認する必要がある。その一方で、実機の石炭ボイラで燃焼試験をしても燃焼性に問題がないことを事前に確認・検討しておく必要がある。

そこで本項では出光興産石炭・環境研究所が開発した「燃焼シミュレーション技術」により、既設の石炭ボイラで石炭と TG2 ペレットを混焼した時の燃焼状況を可視化し、混焼による燃焼状況の変化を確認することにした。

(1) 燃焼シミュレーション技術の概要

燃焼シミュレーションは、コンピュータ上に対象ボイラの構造を再現し、これに給炭量やダンパ開度などの運転条件を設定するとともに、石炭の燃焼速度などのパラメータを入力して収束計算を行うことにより、図 3-1 に示すように、炉内のガス流速、粒子の軌跡、温度分布、酸素濃度分布、壁面への灰の衝突頻度などを解析することができる技術である。微粉炭燃焼のシミュレーションには、乱流、輻射伝熱などのサブモデルが充実しており、反応を含む熱流体解析に広く活用されている市販の汎用熱流体解析ソフトウェア「FLUENT」をベースとして、弊社が独自に開発した石炭燃焼モデルを組み込んだ改良版の「FLUENT-R」を用いている。

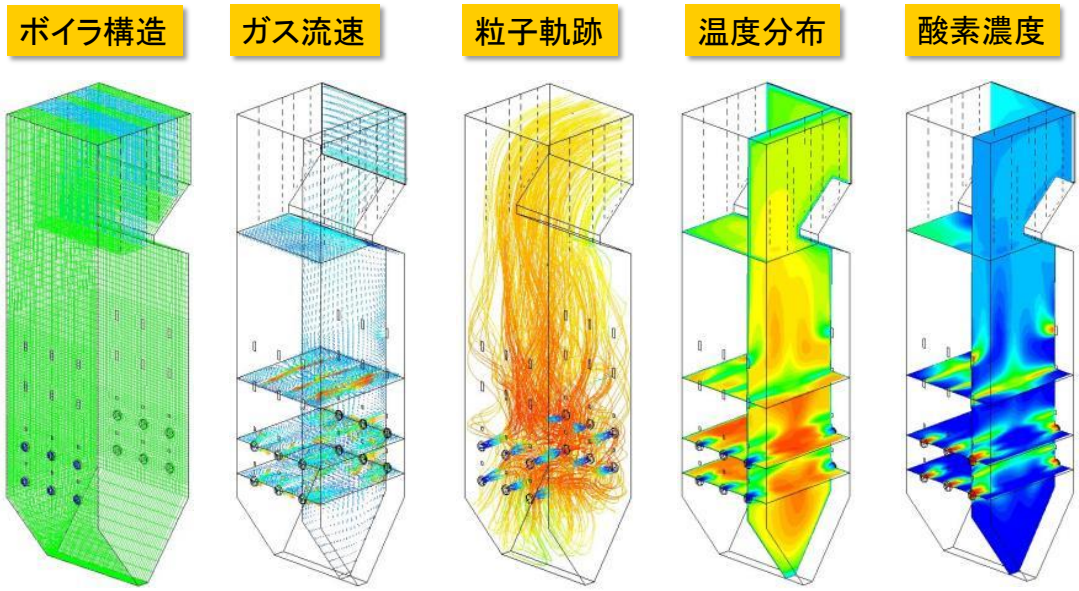


図 3-1　燃焼シミュレーションによる解析例

その一方で、市販の「FLUENT」に標準で装備された微粉炭燃焼モデルには、揮発分が放出された後にチャー燃焼が開始する逐次反応モデルが使用されている。これを微粉炭燃焼に適用すると、火炎が吹き飛び易く、燃焼が進行した段階で急速に燃え切ってしまい、未燃炭素率を精度良く予測することが難しい。実際の微粉炭燃焼では酸素が存在すれば揮発化過程においてもチャー燃焼が併発的に進行する。そこで、弊社では両者を同時に取り扱う並行反応モデルを独自に構築し、実際の燃焼挙動を再現することに成功した。これにより、未燃炭素率を把握する際に重要となる燃焼末期の挙動を精度良く予測できるだけでなく、混炭条件での解析も可能となり、通常は測定困難なボイラ炉内のガス流れ、温度分布、灰粒子の軌跡、酸素濃度分布などについて信頼性の高い解析結果を得ることができる。

一般的な燃焼シミュレーション解析の手順を図 3-2 に示す。評価項目や最適運転条件の提案内容は案件や状況に応じて変更される。まず、ボイラ図面に基づいて対象ボイラの幾何構造（グリッド）をコンピュータ上に作成する。次に、プロセスデータやダンパ開度等の情報から、空気および石炭流入条件を計算する。そして、これらの入力条件を設定した後に、流動解析、反応を伴う粒子の軌跡、気相反応および伝熱解析を行い、収束解が得られるまで計算を繰り返す。一連の解析を通じて、炉内のガス流速、粒子軌跡、温度分布、酸素濃度、灰中未燃分をはじめ、粒子濃度分布、揮発分放出分布、反応量分布、各種ガス組成など様々な解を求めることができる。

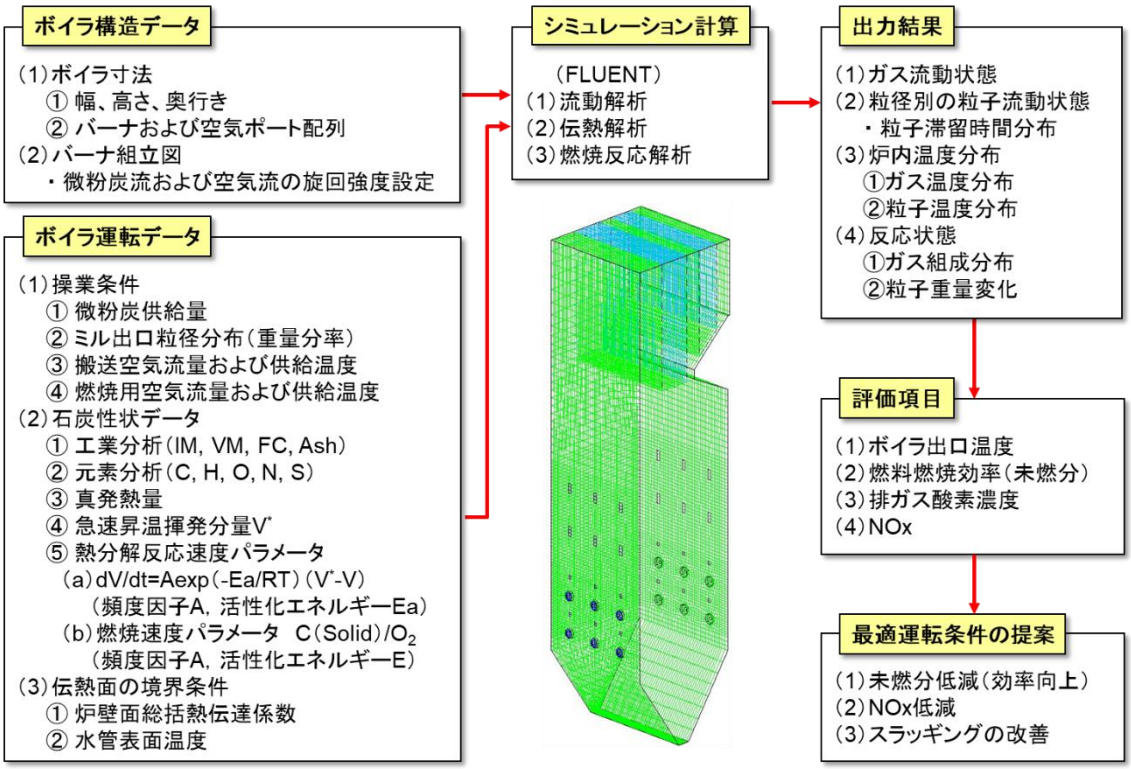


図 3-2　一般的な燃焼シミュレーションの解析手順

(2) 管状炉燃焼試験による TG2 ペレットの燃焼速度の推算

燃焼シミュレーションに必要なパラメータのうち、燃焼速度パラメータについて、特に今回は石炭とは異なる半炭化バイオマス燃料であることから、石炭の知見に基づく推算ではなく、燃焼試験によって推算することが望ましいと考えられた。そこで、出光興産石炭環境研究所が保有する管状炉を用いて燃焼試験を実施し、燃焼パラメータの推算を試みることにした。

TG2 ペレット試料を破砕したのちに粒度調製し、2 種類の試験（急速揮発分測定試験、チャー燃焼速度パラメータ測定試験）に供した。

図 3-3　TG2 ペレットのアレニウスプロットに TG2 ペレットのアレニウスプロットを、表 3-1 に活性化エネルギーと頻度因子の値を示す。両パラメータは、厳密には試料毎に異なる固有値となるが、ここでは参考までに活性化エネルギーを一定（瀝青炭の平均値＝57,100J/mol）として、頻度因子を算出した。なお、燃焼シミュレーションには、本試験結果を補正して採用した。

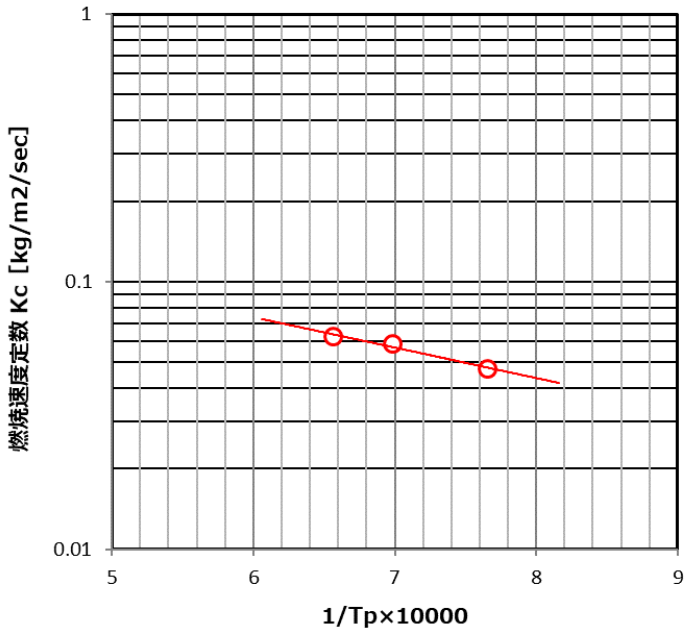


図 3-3　TG2 ペレットのアレニウスプロット

表 3-1　TG2 ペレットの活性化エネルギーおよび頻度因子

活性化エネルギー [J/mol]	頻度因子 [kg/m2/sec]
57,100（定値と仮定）	7.15

(3) 燃焼シミュレーションによる TG2 ペレットと石炭の混焼条件の解析

(ア) グリッドの構築とベース運転条件の設定

本検討では、出光興産が保有するボイラ（蒸気量：130 t/h、蒸気圧：14.2 Mpa）を対象として解析することにした。なお、本ボイラは一般産業用ボイラであり、電力事業用ボイラと比べると火炉のサイズ規模が大きく異なるため、電力事業用ボイラへの TG2 ペレット適用可否を検討するには、さらなる検討が必要となることに留意されたい。

ボイラの図面に基づいて、コンピュータ上にボイラの幾何形状を模擬したグリッドを構築した。構築したボイラメッシュ形状を図 3-4 に示す。

本ボイラの設計炭はもともと豪州瀝青炭であるが、本検討はマレーシア国内石炭火力発電所への TG2 ペレット適用可否判断の一助とすることが目的のひとつであるため、マレーシア国内の石炭火力発電所の設計炭として比較的一般的なインドネシア亜瀝青炭を設定することにした。石炭の一般性状や燃焼速度パラメータについては、出光興産石炭環境研究所の石炭データベースから参照した。インドネシア亜瀝青炭の性状の一部を表 3-2 に示す。本検討ではインドネシア亜瀝青炭専焼条件をベース運転条件として、そこに TG2 ペレットを 10wt%、20wt%、30wt%混焼した際の燃焼状態への影響を確認することにした。

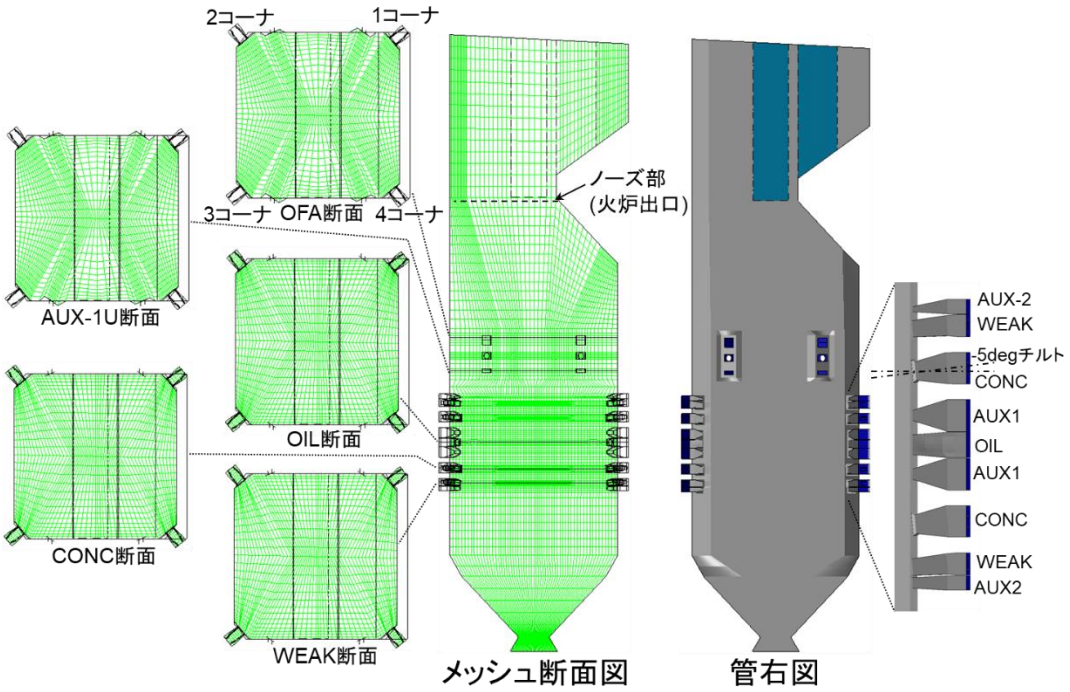


図 3-4　構築した解析グリッド

表 3-2　インドネシア亜瀝青炭の性状

項目		単位	インドネシア亜瀝青炭
全水分		wt%, AR	28.8
発熱量		kcal/kg, GAD	5,825
工業分析		-	-
	水分	wt%, AD	14.5
	灰分	wt%, AD	2.2
	揮発分	wt%, AD	43.2
	固定炭素	wt%, AD	40.1
元素分析		-	-
	炭素	wt%, DAF	73.5
	水素	wt%, DAF	5.14
	窒素	wt%, DAF	0.94
	硫黄	wt%, DAF	0.04
	酸素	wt%, DAF	20.38
微粉炭粒径分布 #200 アンダー		%	80

(イ) ベース運転条件の解析結果

ベース運転条件（インドネシア亜瀝青炭専焼）の解析結果を図 3-5～図 3-8 に示す。炉底から徐々にファイアーボールが形成されていることがわかる。

ベース運転条件における灰中未燃分は 0.37%であり、インドネシア亜瀝青炭は非常に燃焼

性が良いことがわかる。火炉出口温度（ノーズ部）は 1,143℃であった。

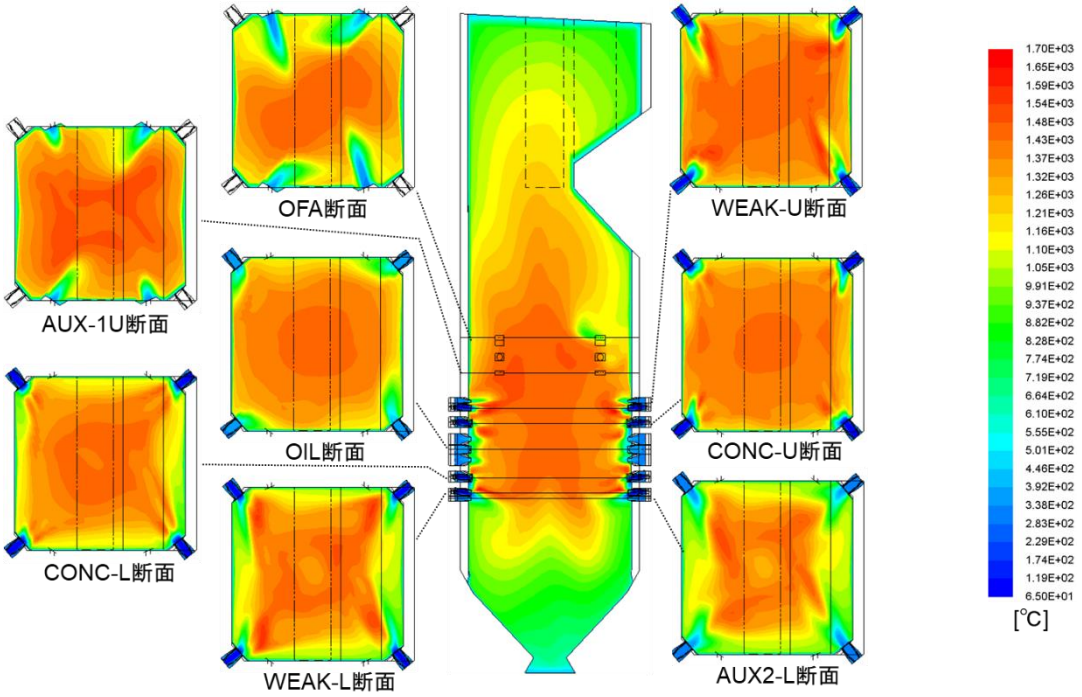


図 3-5　温度分布解析結果（ベース運転条件）

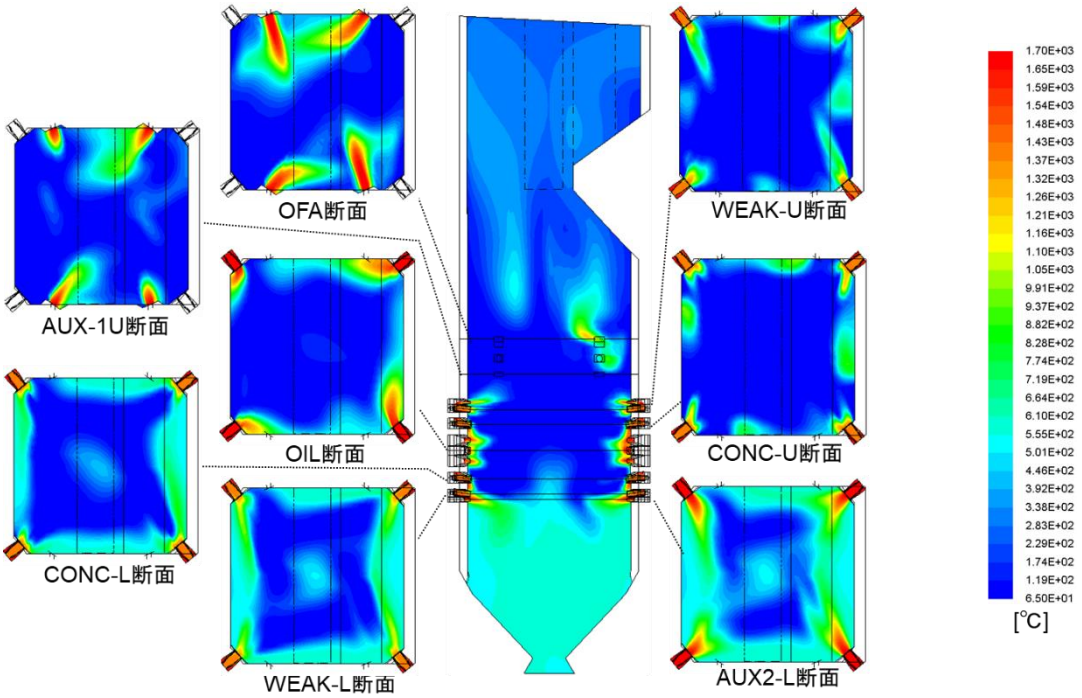


図 3-6　酸素濃度分布解析結果（ベース運転条件）

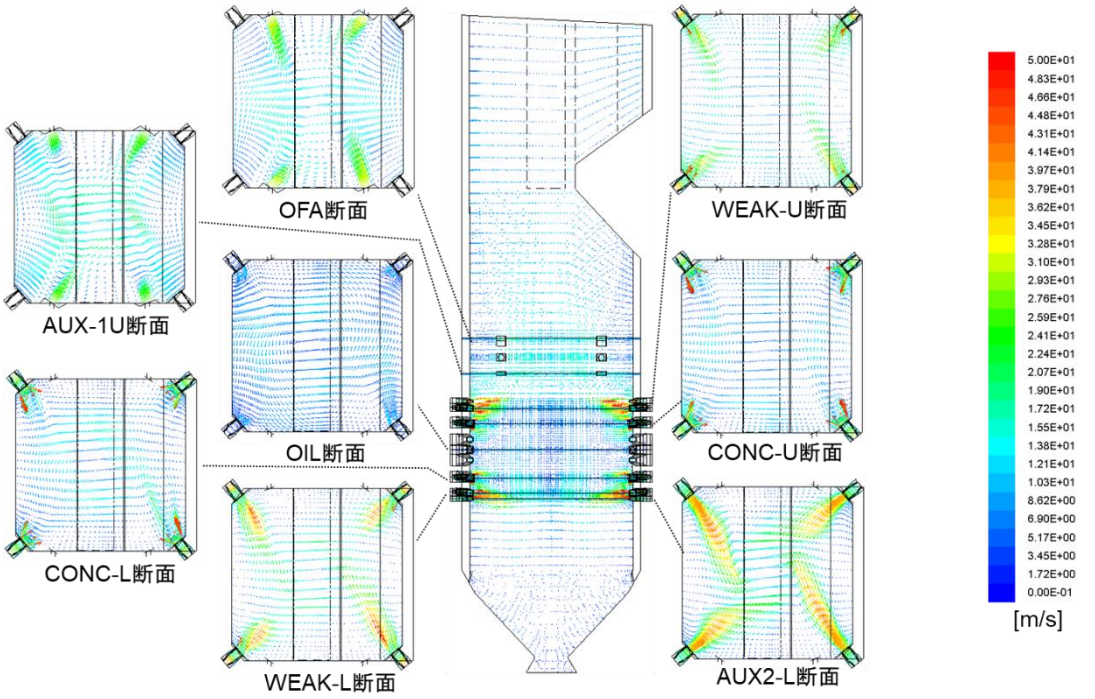


図 3-7　速度ベクトル分布解析結果（ベース運転条件）

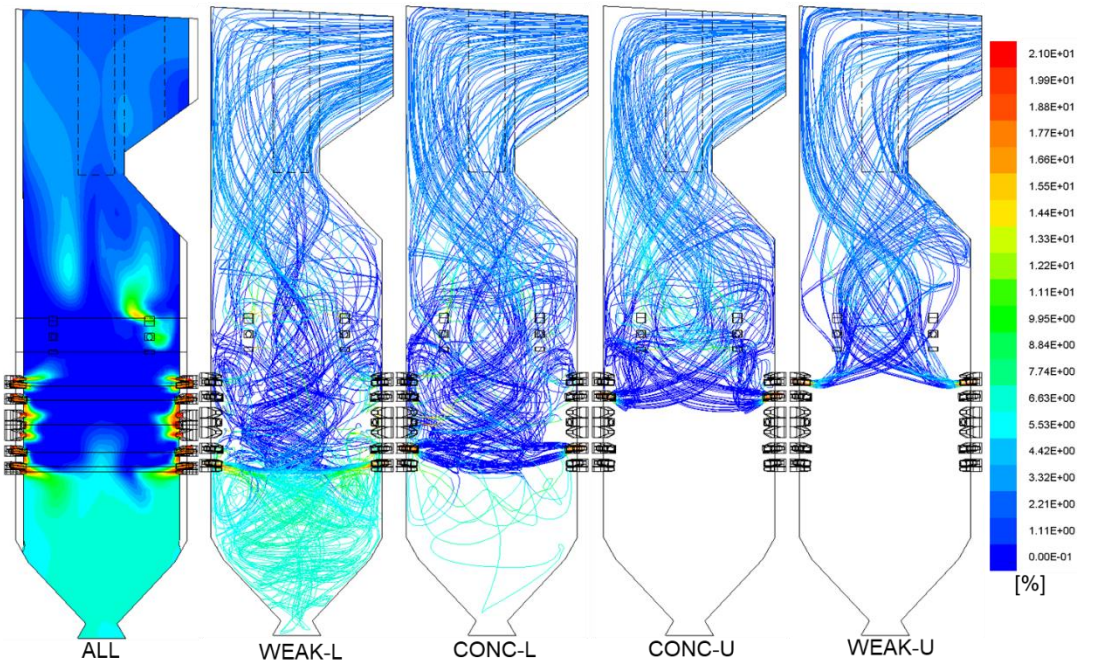


図 3-8　バーナ段ごとの投入石炭粒子軌跡解析結果（ベース運転条件、色：酸素濃度）

(ウ) TG2 ペレットとインドネシア亜瀝青炭の混焼条件の解析結果

インドネシア亜瀝青炭に対して TG2 ペレットを 10wt%混焼したときの解析結果を図 3-9～図 3-13 に、20wt%混焼したときの解析結果を図 3-14～図 3-18 に、30wt%混焼したときの解析結果を図 3-19～図 3-23 に示す。ベース運転条件であるインドネシア亜瀝青炭専焼時

と比べて、いずれの混焼条件でも温度分布や酸素濃度分布等に大きな差異は見られなかった。

TG2 ペレットを 10wt%混焼したときの灰中未燃分は 0.11%、20wt%混焼したときの灰中未燃分は 0.14%、30wt%混焼したときの灰中未燃分は 0.15%であった。また、火炉出口温度（ノーズ部）について、TG2 ペレットを 10wt%混焼したときは 1,141℃、20wt%混焼したときは 1,129℃、30wt%混焼したときは 1,131℃であった。これらは計算誤差の範囲内であり、いずれの混焼条件でも灰中未燃分や火炉出口温度に大きな違いはなかった。

以上より、インドネシア亜瀝青炭と TG2 ペレットは非常に燃焼性が近いことがわかる。なお、前述の通り、本ボイラは一般産業用ボイラであり、電力事業用ボイラと比べると火炉のサイズ規模が大きく異なるため、電力事業用ボイラへの TG2 ペレット適用可否を検討するには、さらなる検討が必要となることに留意が必要であるが、本検討結果よりインドネシア亜瀝青炭に TG2 ペレットを 30wt%程度混焼しても、燃焼性に大きな違いが生じない可能性が示された。

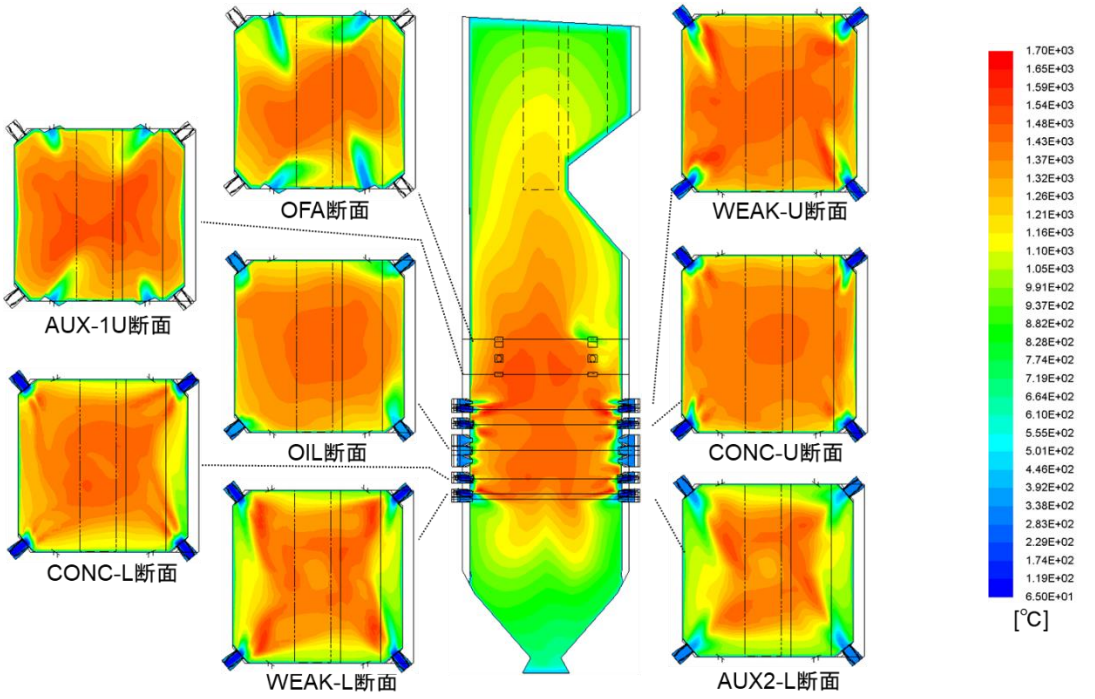


図 3-9　温度分布解析結果（TG2 ペレット 10%混焼条件）

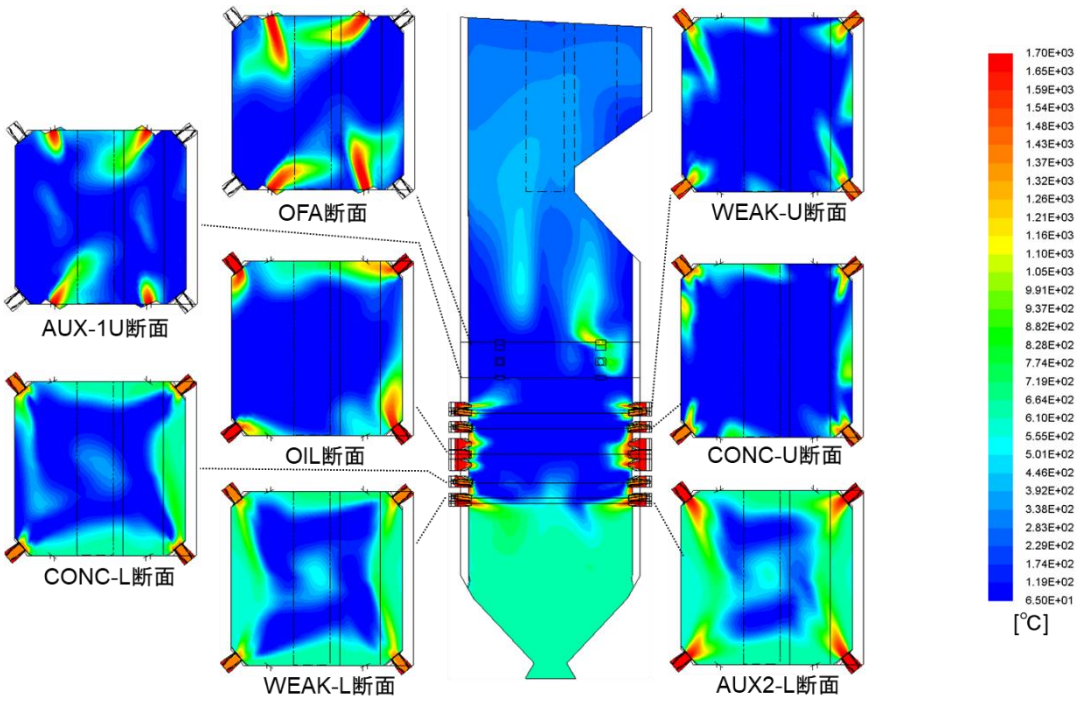


図 3-10　酸素濃度分布解析結果（TG2 ペレット 10%混焼条件）

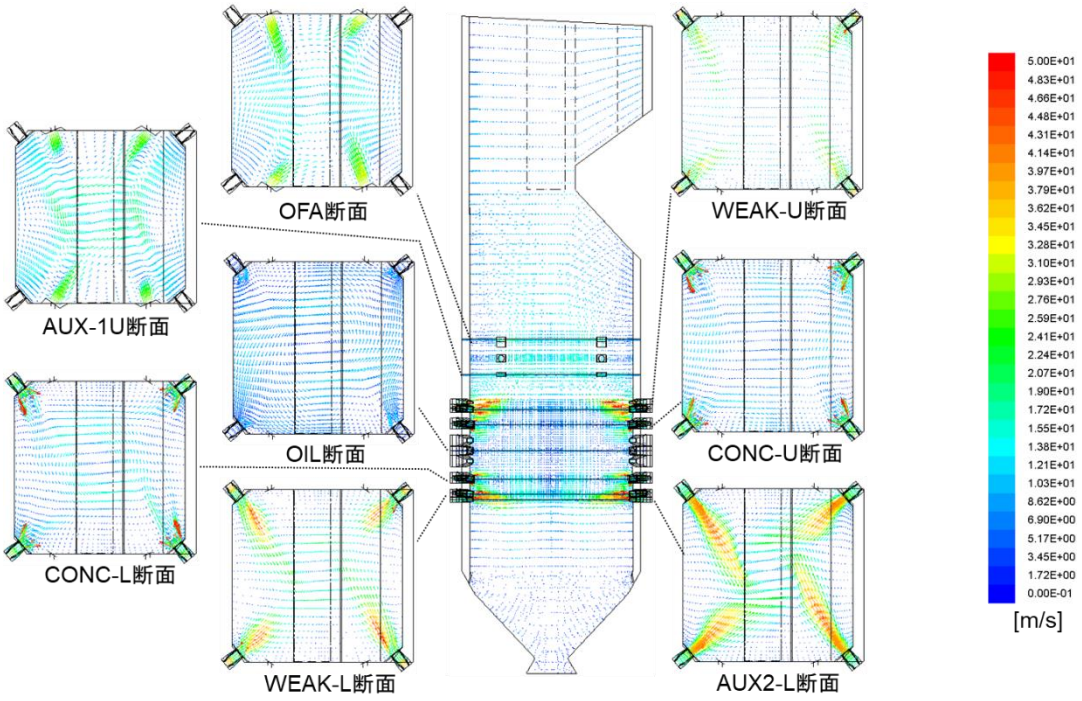


図 3-11　速度ベクトル分布解析結果（TG2 ペレット 10%混焼条件）

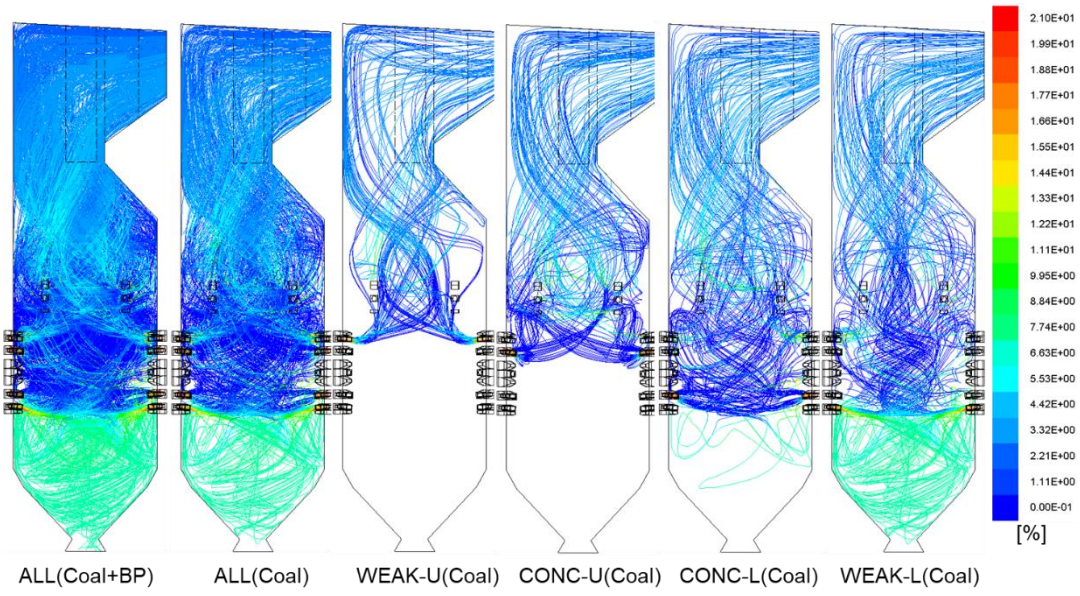


図 3-12　バーナ段ごとの投入石炭粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 10%混焼条件、色：酸素濃度）

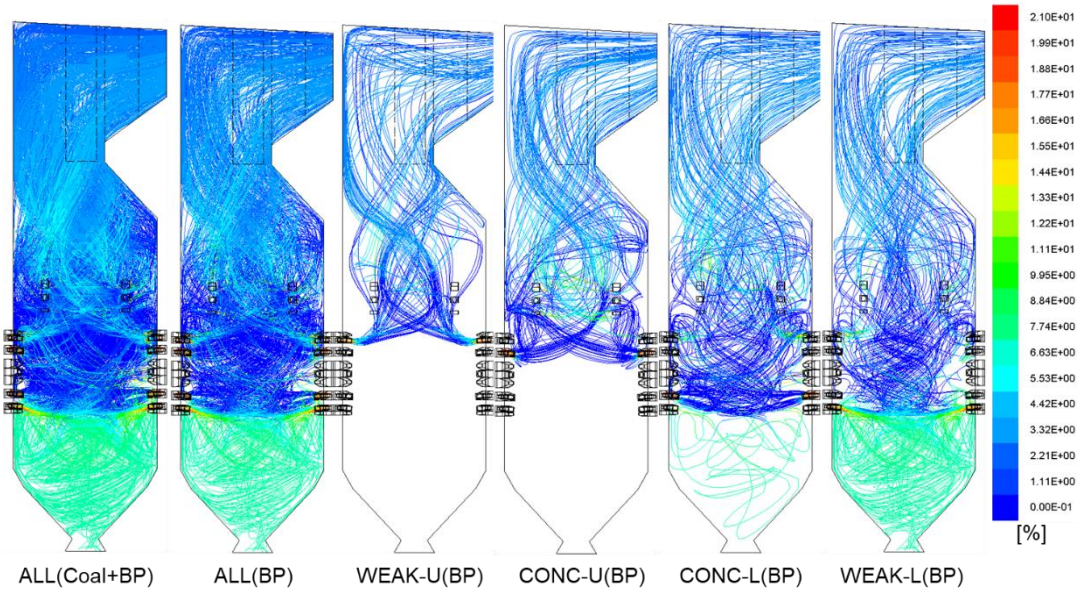


図 3-13　バーナ段ごとの投入 TG2 ペレット粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 10%混焼条件、色：酸素濃度）

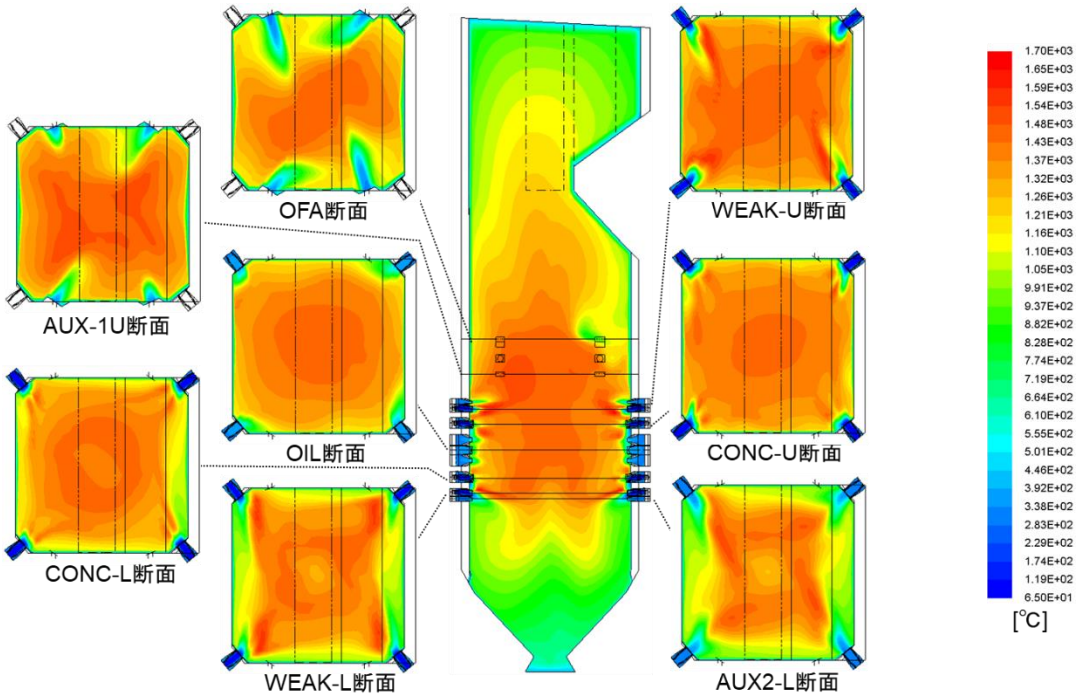


図 3-14　温度分布解析結果（TG2 ペレット 20%混焼条件）

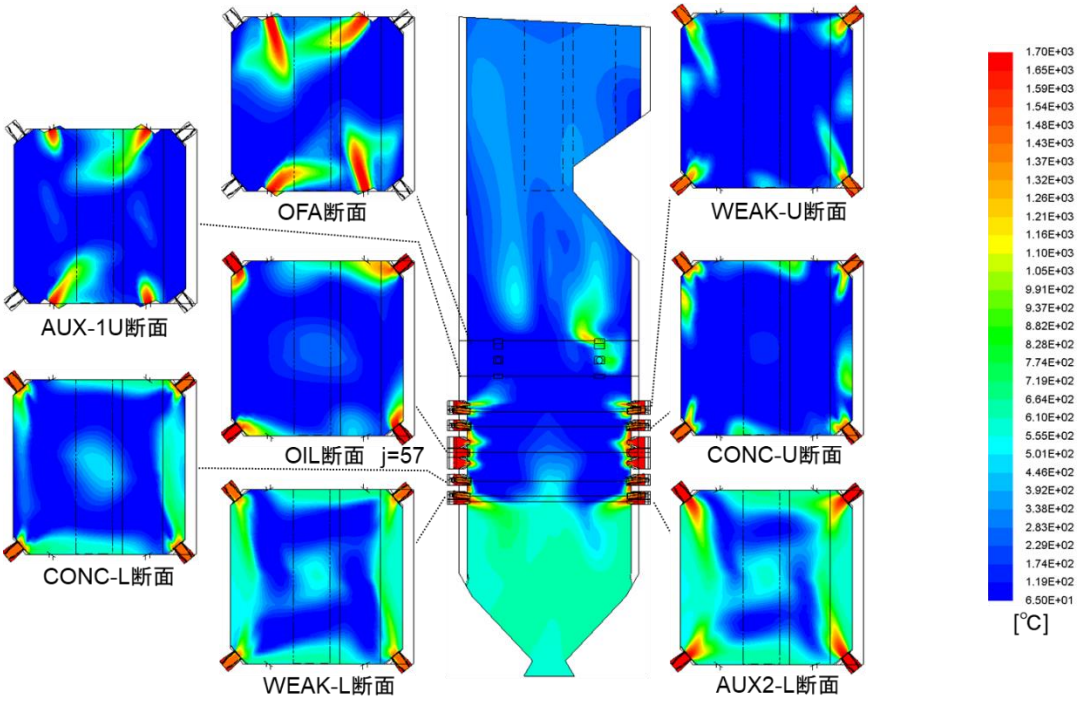


図 3-15　酸素濃度分布解析結果（TG2 ペレット 20%混焼条件）

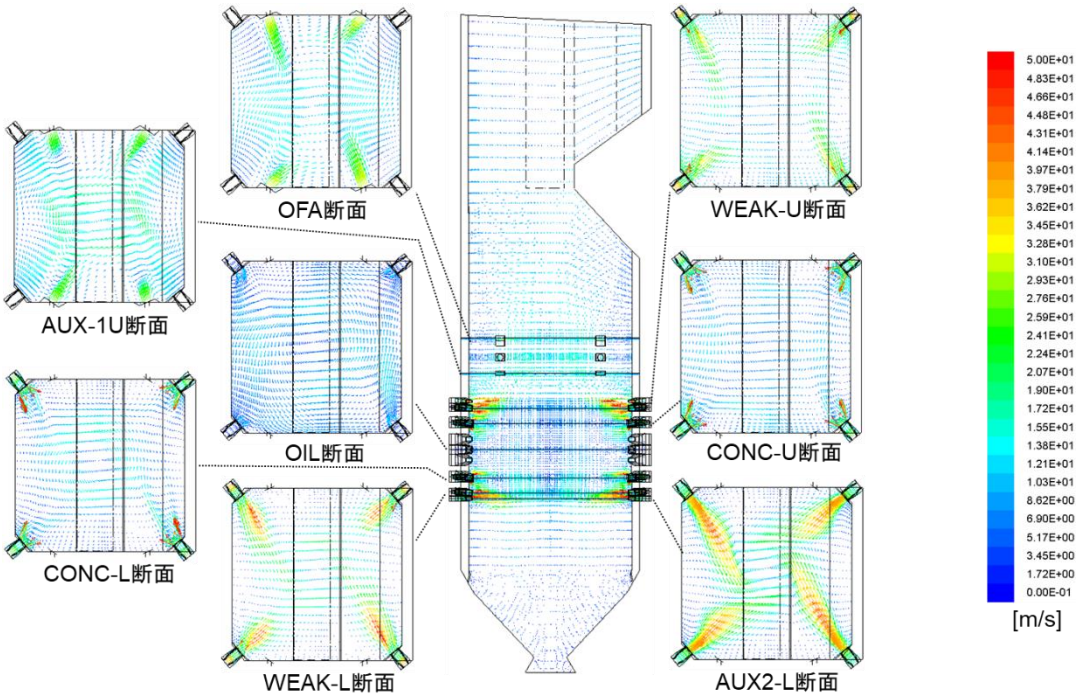


図 3-16　速度ベクトル分布解析結果（TG2 ペレット 20%混焼条件）

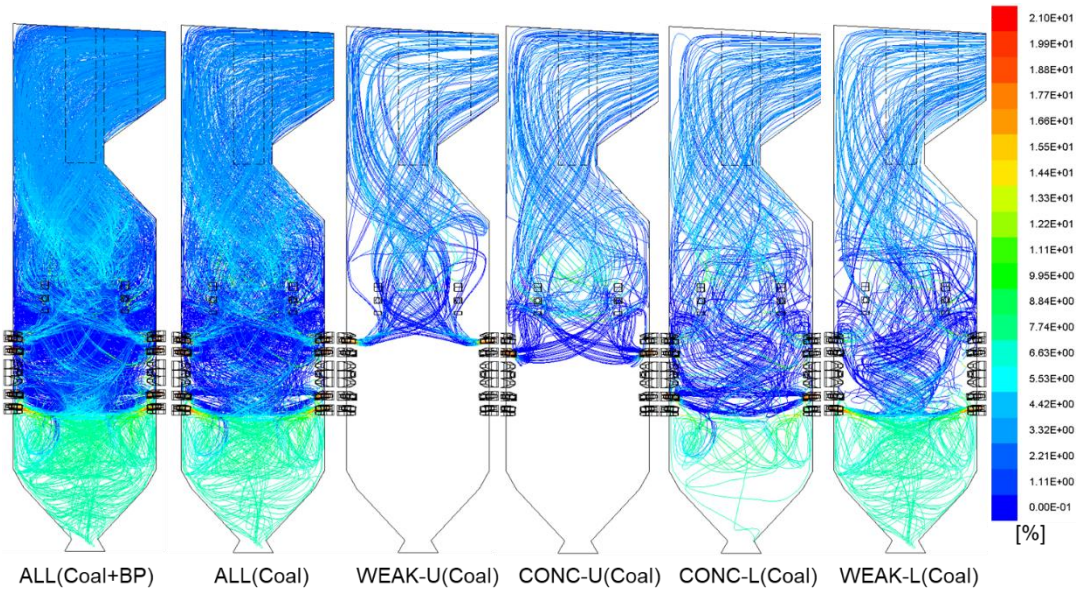


図 3-17　バーナ段ごとの投入石炭粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 20%混焼条件、色：酸素濃度）

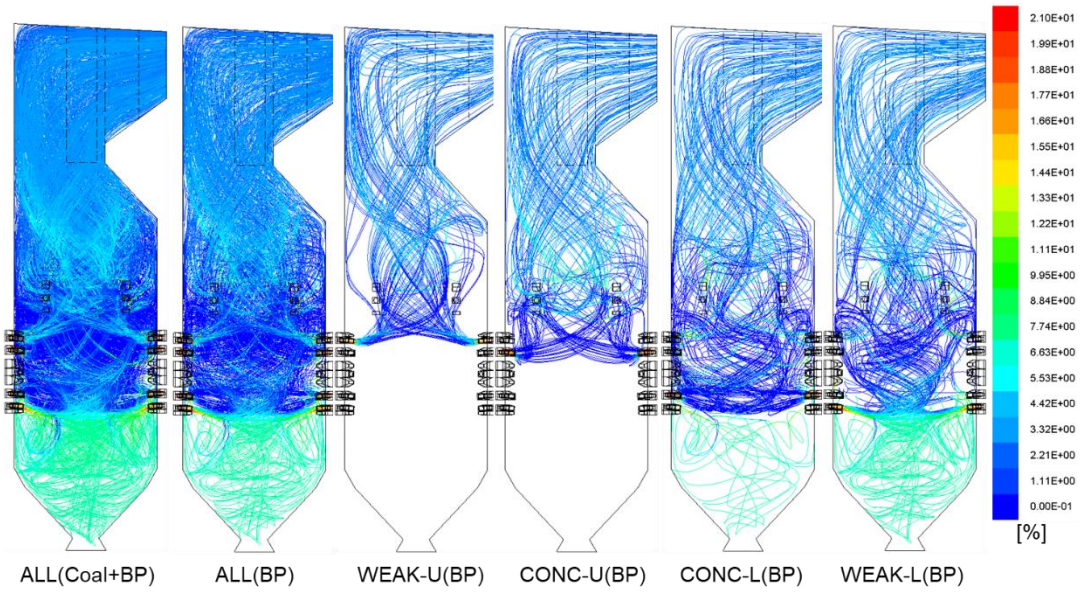


図 3-18　バーナ段ごとの投入 TG2 ペレット粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 20%混焼条件、色：酸素濃度）

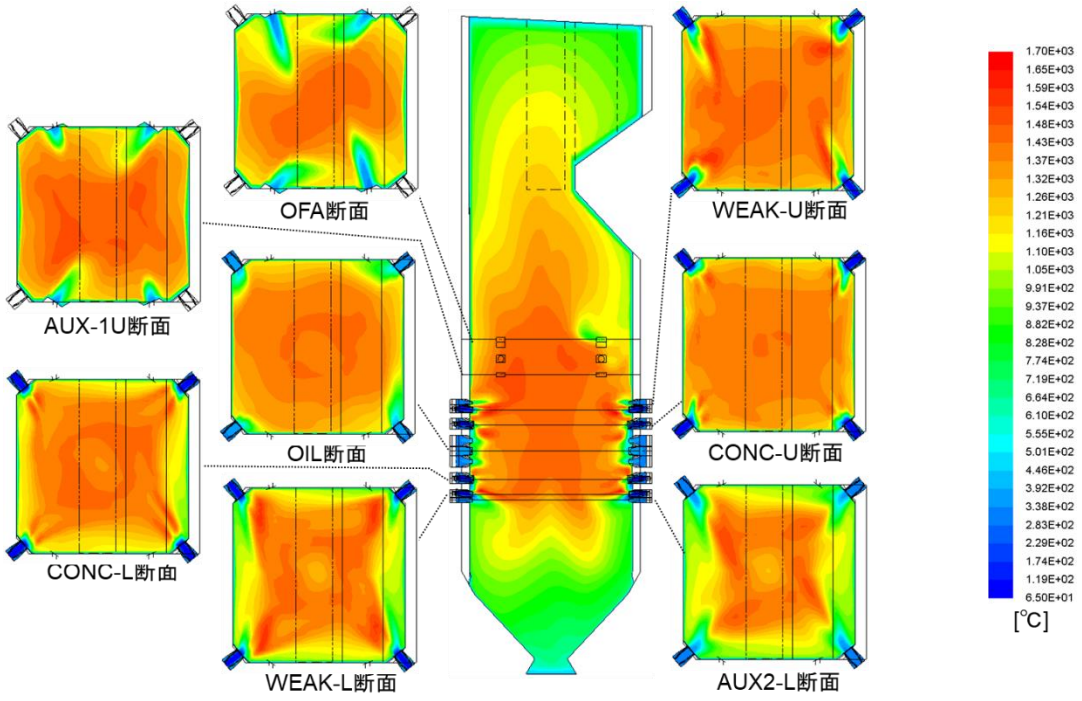


図 3-19　温度分布解析結果（TG2 ペレット 30%混焼条件）

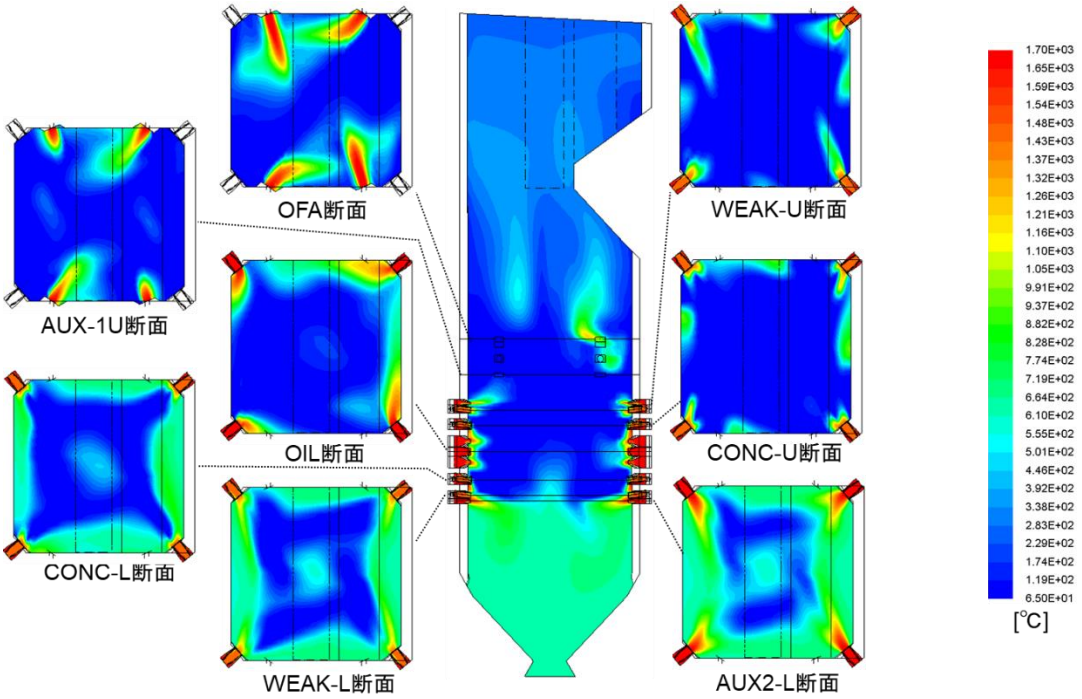


図 3-20　酸素濃度分布解析結果（TG2 ペレット 30%混焼条件）

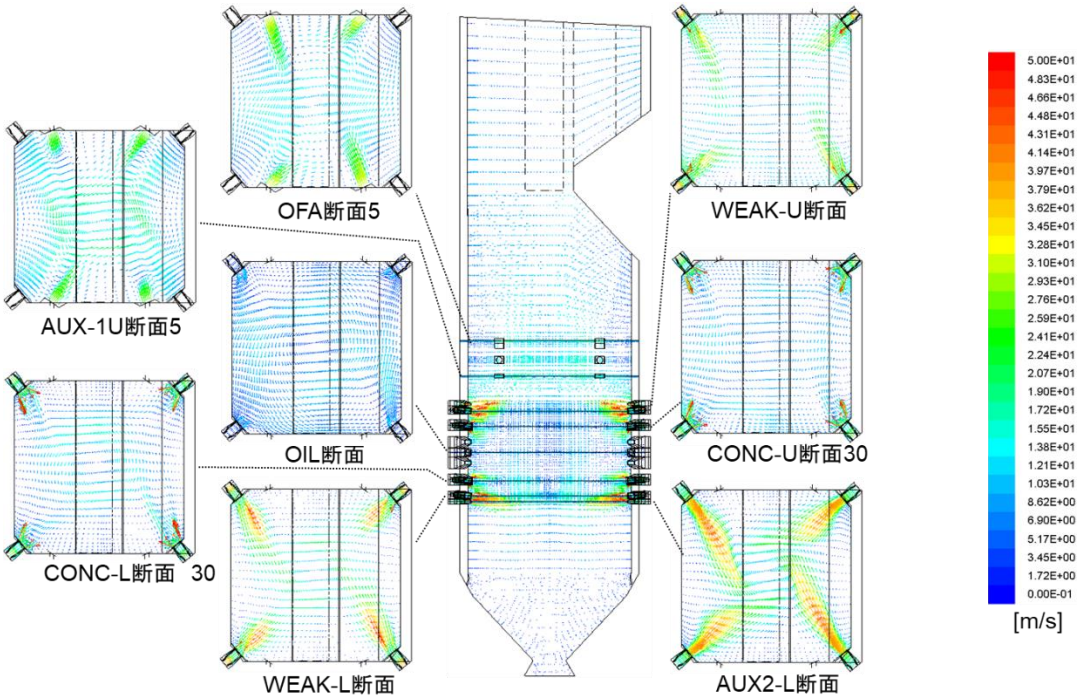


図 3-21　速度ベクトル分布解析結果（TG2 ペレット 30%混焼条件）

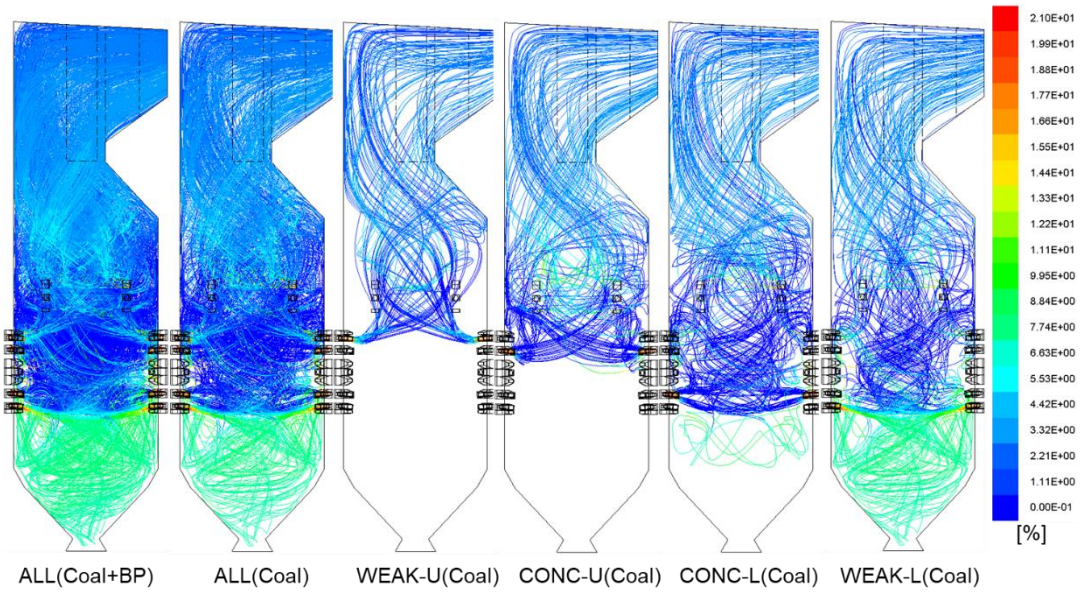


図 3-22　バーナ段ごとの投入石炭粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 30%混焼条件、色：酸素濃度）

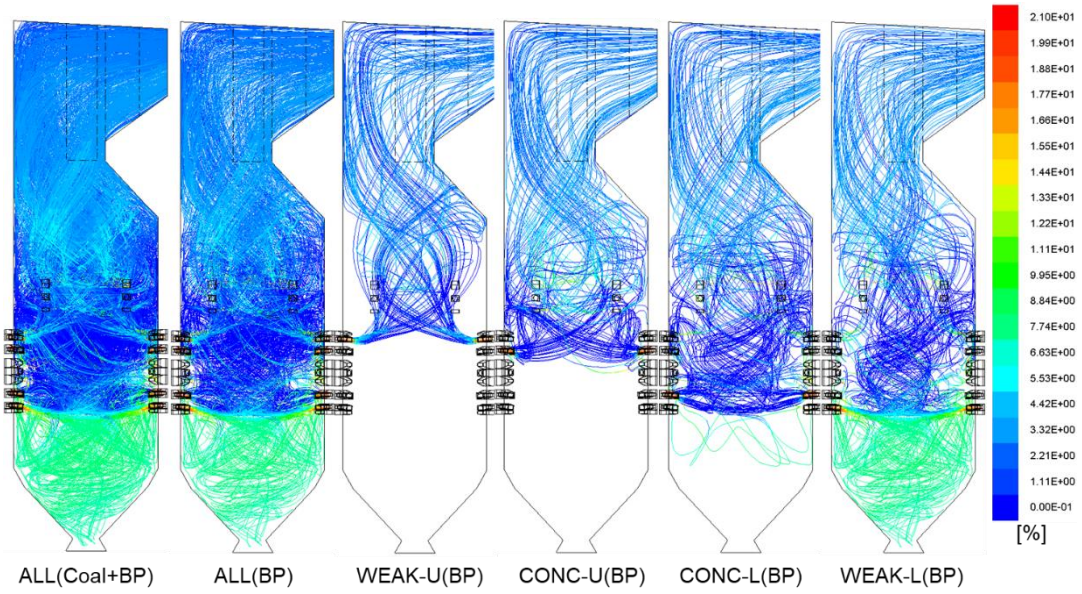


図 3-23　バーナ段ごとの投入 TG2 ペレット粒子軌跡解析結果
（TG2 ペレット 30%混焼条件、色：酸素濃度）

3.2.4 コスト試算

石炭・ブラックペレット混焼発電のコストを試算した。

ブラックペレット単価を$185/トンと設定し、混焼率 20%～50%の範囲で感度分析を行ったところ、図 3-24　発電コストの混焼率による感度分析のとおりとなった。50%の場合 8.63 円/kWh、20%の場合 6.35 円/kWh でその差は 2.28 円/kWh となった。

また、ブラックペレット単価を、混焼率 20%と 50%のケースでそれぞれ 15,000 円/トン～

25,000 円/トンの範囲で感度分析を行ったところ、図 3-25 のとおりとなった。ブラックペレットの単価が 25,000 円/トンの場合、混焼率 50%で 10.02 円/kWh、20%で 6.83 円/kWh となるが、15,000 円/トンまで単価を下げることができれば、発電コストは混焼率 50%で 7.58 円/kWh、20%で 6.00 円/kWh まで下げることが可能となる。

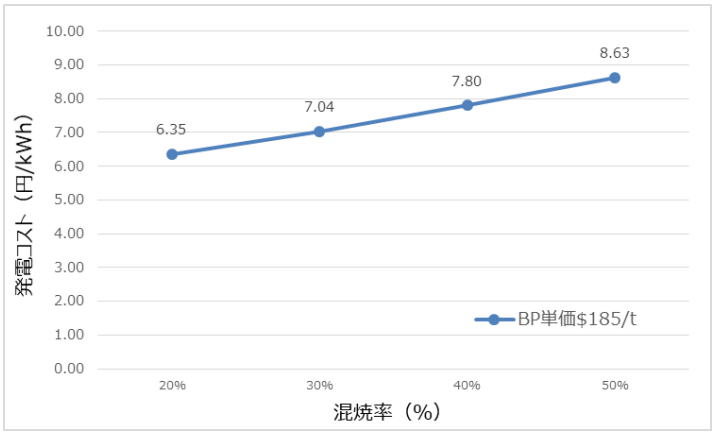


図 3-24　発電コストの混焼率による感度分析

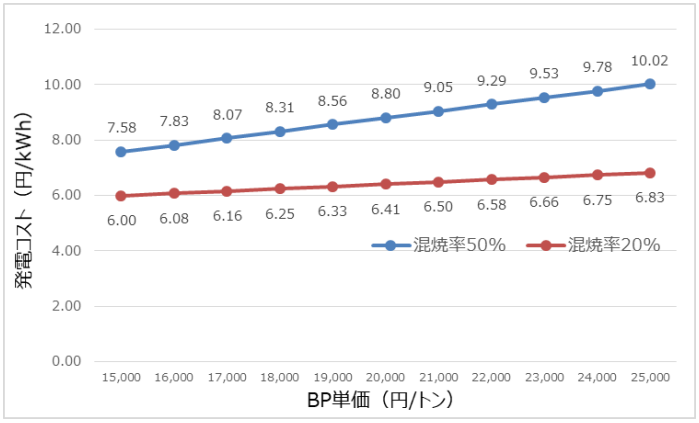


図 3-25　発電コストのブラックペレット単価による感度分析

4. 技術的な課題と対応策

EFB を含むバイオマスは、セルロース、ヘミセルロース、リグニンで構成されており、特にリグニンが最も複雑な構造を有し、粉砕性確保の障害となっている。代表的なバイオマスである木材はアルカリ分が少ないが、EFB は多くカリウムが含有されているため、石炭火力発電にて混焼する場合、ボイラを痛める懸念がある。

マレーシアで EFB 等のバイオマス残渣を利用したバイオマス燃料を火力発電所で燃焼させる際に、アルカリ分によるボイラへの悪影響やミルでの粉砕性に関する懸念が利用促進の障害になることが想定される。バイオマス燃料の物理的な特性や科学的な特性を担保する基準を作成することで、利用者である石炭火力発電所の懸念低減に役立ち、バイオマスペレットの利用促進及び安定的かつ継続的な利用に資すると考えられる。

4.1 経済的な課題と対応策

ブラックペレットは石炭よりも単価が高いため、石炭専焼発電と比較して混焼すると発電コストが高くなる課題があることから、前提条件は 3.2.4 と同様の条件で、石炭専焼発電の場合と石炭・ブラックペレット混焼発電の場合の発電コストのコスト差を試算した。

結果、下図のとおり、1.20 円/kWh のコスト差があることが分かった。これらのコスト差を埋めることができるインセンティブとして、今後 MESI 2.0 で導入が検討されている施策の 1 つであるグリーン証書による追加収入が考えられる。

なお、石炭専焼発電と石炭バイオマス混焼発電の上記のコスト差を埋めるために必要な炭素価格を試算した結果、4,181 円/トン-CO2 となった[1]。

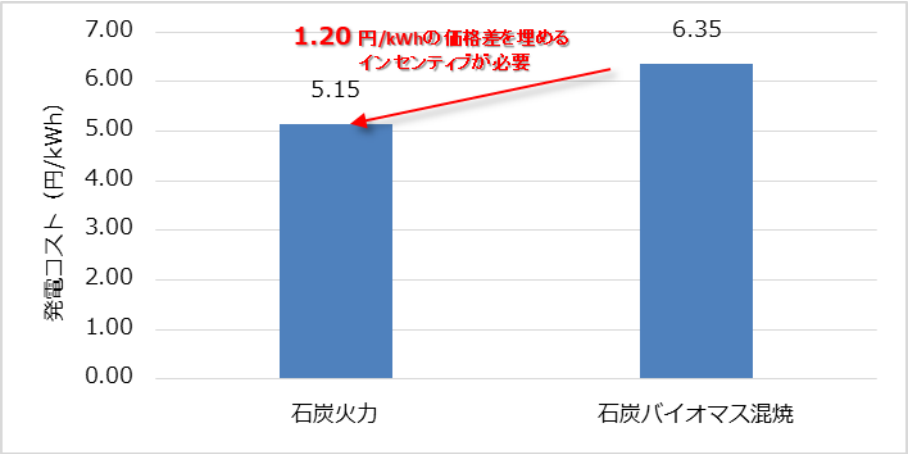


図 4-1　石炭専焼発電と石炭・ブラックペレット混焼発電の発電コスト差

[1] 石炭の CO2 排出原単位は 2.41 トン-CO2/トン-石炭（0.0247 tC/GJ）を使用。
出所）環境省「算定方法・排出係数一覧」

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

5.1 バイオマス燃料（ブラックペレット含）の燃料品質基準策定及び認証制度創設の提案

石炭火力発電所の懸念を低減し、バイオマスペレットの利用促進及び安定的かつ継続的な利用に貢献する、バイオマス燃料の品質を担保する基準を作成する。5.1.1 では、欧州と日本における木質チップに関する規格を参考に、規格作成に関する考え方を整理し、5.1.2 ではマレーシアで実際に EFB 等を原料としてバイオマス規格を作成する際のイメージを示す。

5.1.1 固形バイオマス燃料の燃料品質基準の事例

欧州では、EU 内における木質燃料の市場を形成して再エネ導入量を増加させることを狙いとして、90 年代後半に欧州委員会が木質燃料に関する欧州統一規格となる欧州基準（European Standards, EN）を作成した。なお、当該規格は欧州地域における統一規格として制定される規格の総称であり、European Norm と呼ばれることもあり、略称としては「EN」表示されることが一般的である。

日本では 2012 年より開始された FIT 制度を踏まえ、一般社団法人日本木質バイオマスエネルギー協会（以下、木質バイオマスエネルギー協会）と一般社団法人日本ペレット協会（以下、日本ペレット協会）がそれぞれ、EN 規格等を参考に燃料用木質チップ及びペレットの品質規格を策定している。

5.1.2 燃料品質基準及び認証制度の提言

本プロジェクトで推進している TG2 ペレット製造・供給事業は大規模石炭火力（微粉炭石炭火力）の低炭素化を目的とするものであり、また TG2 ペレットはバイオマスを熱化学的なプロセスにより大規模石炭火力発電所での大規模な混焼が可能なレベルに品質をグレードアップさせるものである。そうした目的・狙いを踏まえたうえで、原料となるバイオマスは種類毎に含有している物質や物理的な性状が異なることから、バイオマス種類別に基準を設けることが望ましいと考える。

(1) 対象とする区分（バイオマスの種類）

マレーシアにおいて農産物生産量が多いパーム、サトウキビ、米について、それぞれの残渣である、EFB・パームトランク、バガス、もみ殻のポテンシャルを試算した。パームの残差である EFB とパームトランクのポテンシャルが圧倒的に大きいことから、本基準で対象とするバイオマスは EFB とパームトランクを優先して作成することを提案する。なお、残渣のポテンシャルについて FAO（Food and Agriculture Organization）の統計データに基づきポテンシャルの推計を行った。

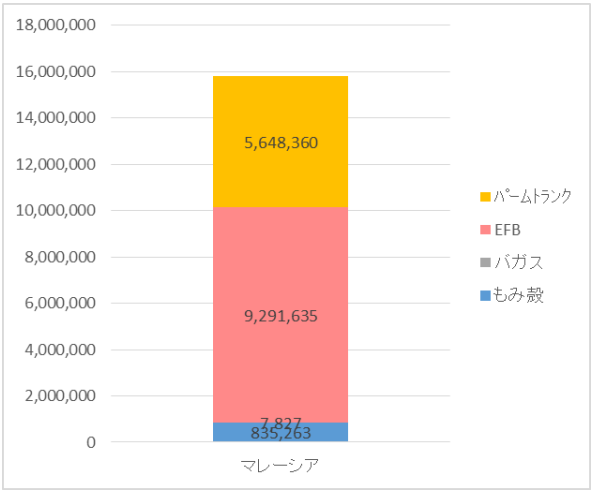


図 5-１　農業残渣のポテンシャルの推計結果（単位：トン、乾燥ベース）

(2) 基準の項目案

評価項目としては日本の品質基準を参照し、物理的特性と化学的特性の各項目を下表のとおり考えた。

表 5-1　基準の項目候補に関する考え方

特性の分類	項目候補	考え方
物理的特性	粒径	日本の品質基準では「粒径」基準に入っているが、「粉砕性」が確保されていれば「粒径（サイズ）」は重要ではないことから項目に含めない。
	含水率	含水率は熱量に影響することから必要。
	灰分	灰分はボイラの熱量や灰の処理に影響することから必要。
	粉砕性	微粉炭石炭火力のボイラでの混焼率に大きく影響することから必要。
化学的特性	窒素	肥料に含まれている元素であることから必要と考える。
	塩素	
	硫黄	
	砒素	主にリサイクル材に含まれる元素であり、現時点ではリサイクル材を原料にすることは考えにくいため含めない。
	クロム	
	銅	
	カリウム	EFB に多く含まれるため必要と考える。
	COD	排水への悪影響があり得るため含める。

以上の考え方を踏まえたバイオマス燃料の品質規格イメージを以下に示す。

表 5-2　微粉炭火力発電所で燃焼するバイオマス燃料の品質規格イメージ
【区分（バイオマス種類）：Empty Fruits Bunch】

特性の分類	特性	単位	基準案
物理的特性	熱量	kcal	≧★
	粉砕性	μm	
	灰分	w-% dry	≧★
化学的特性	窒素	w-% dry	≦☆
	塩素	w-% dry	≦☆
	硫黄	w-% dry	≦☆
	カリウム	mg/kg dry	≦☆
	COD	mg/kg dry	≦☆

注）下限値を表す記号として★を、上限値を表す記号として☆を使用

5.2 石炭火力発電所でのバイオマス混焼分の再エネ対象化に関する提言

石炭・バイオマス混焼による発電におけるバイオマス混焼分を再エネとして定義することで MESI 2.0 における第三者アクセス及びグリーン証書に適用し、そのための適切なモニタリング制度創設を提言する。バイオマス混焼分が再エネ価値として認められることで、従来の電力収入だけではなく、グリーン証書の販売による追加収入を得る仕組みを構築することができ、既設の石炭火力発電を混焼発電にした際に係る追加コスト（主にバイオマス燃料調達に係るコスト）の負荷を低減することができると考えた。

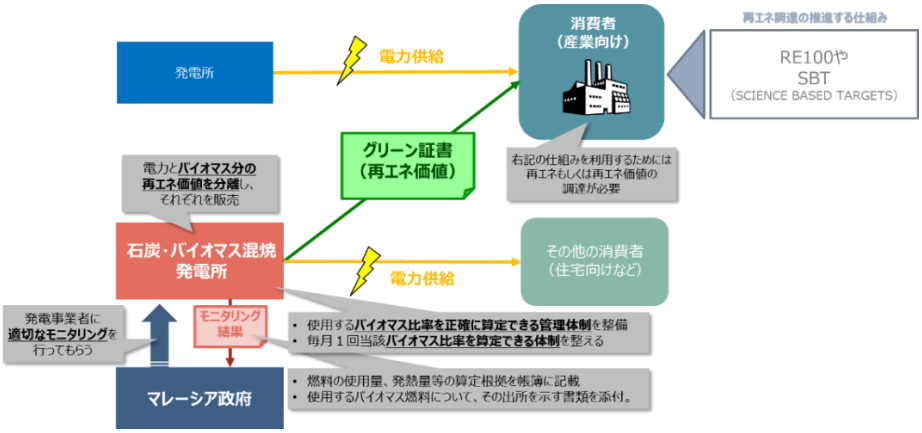


図 5-2　バイオマス混焼分の再エネ対象化に関する提言内容のイメージ

石炭・バイオマス混焼発電で再エネ価値を分離しグリーン証書を発行するためには、バイオマス混焼分の電力量を正確に算出する必要がある。そのための適切なモニタリング方法は、過去日本で認められていた、バイオマス発電向け FIT 制度を適用するための基準を参考とした。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

「EFB を原料としたブラックペレット製造（事業 A）」と「石炭火力発電所でのブラックペレット混焼事業（事業 B）」と２つの JCM 事業を対象にし、それぞれの JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行った。事業 A で年間 12 万トンの TG2 ペレットを生産する想定の 20 年間での年間平均削減量は 77,503tCO2、事業 B で 70 万 kW の石炭火力発電所で 20%のブラックペレットを混焼する想定で年間平均削減量は 666,426 tCO2 となった。

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

6.2.1 普及拡大時における排出削減の考え方

マレーシア、及びその周辺の東南アジア諸国連合（以下 ASEAN）にこれまでに述べた各政策が導入された場合のブラックペレット普及量のポテンシャルを試算したうえで、ブラックペレットによって石炭消費量が削減されたことによる CO2 削減量のポテンシャルを試算した。

6.2.2 当該国での制度導入による削減貢献

マレーシア国内で、既存の石炭火力発電所の 55%にブラックペレットの 20%混焼が導入されたと仮定し、試算した。将来的な見通しについては普及が段階的に進むと考え、2025 年には 80%の発電所が、2030 年には 100%の発電所が、ブラックペレットの 20%混焼を導入していると設定し試算した。

結果、マレーシアでは、既存の石炭火力発電に導入された場合（2019 年値を使用）は約 310 万トンのブラックペレットが導入され、約 748 万トンの CO2 が削減できるという試算結果になった。将来的な見通しについては、2030 年に約 618 万トンのブラックペレットが普及し、約 1,488 万トンの CO2 が削減できるポテンシャルがあるという試算結果となった。

6.2.3 ASEAN の他国・地域内への普及拡大時における削減貢献

マレーシア国内で TG2 ペレット利用が普及すると同時に周辺の ASEAN でもブラックペレットの利用が普及したと仮定した場合のブラックペレットの普及量及び CO2 排出削減量について試算した。なお、前提条件は 6.2.2 と同様とし、各国の石炭発電量の見通しからブラックペレットの普及量及び CO2 削減量を試算した。

結果、周辺国では、既存の石炭火力発電に導入された場合（2019 年値を使用）は約 2,283 万トンのブラックペレットを導入され、約 4,172 万トンの CO2 が削減できるという試算結果になった。将来の見通しについては、2030 年に約 4,880 万トンのブラックペレットが普及し、約 10,408 万トンの CO2 が削減できるポテンシャルがあるという試算結果となった。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

具体的な制度について、マレーシアのエネルギー・天然資源省傘下の組織、持続可能エネルギー開発庁（Sustainable Energy Development Authority：略称 SEDA）への提案活動を行った。以下に SEDA への提案活動の概要を示す。

表 7-1　提案活動の概要

項目	内容
日時	2021 年 1 月
提案概要	● バイオマス発電の事業計画ガイドラインの作成を提案（混焼時のバイオマス比率を正確に算定する制度整備含む） ➢ 本制度を整備することにより、石炭火力発電所でのバイオマス燃焼分を、マレーシア政府が創設を進めているグリーン証書制度等の中で再エネに定義することが可能となる。 ➢ グリーン証書は、SBT・RE100 をドライバーとして民間企業が購入するため財政負担や、民生向け電力需要家の負担を抑制しつつ、再エネ導入のインセンティブになり得る。 ● バイオマスを混焼する場合の、粉砕性やアルカリ分等技術的な懸念があることからバイオマス品質基準の作成を提言。
コメント概要	● エネルギー政策の動向 ➢ 2025 年以降の中長期エネルギー計画を策定中。 ● 提案に対する回答 ➢ 全体として、弊方提案について検討を進めるため今後もコミュニケーションを継続していきたい意向が表明されるなど、前向きな回答。 ➢ 2025 年以降のエネルギー政策見直しにあたり、提案を基に今後検討を行うために、継続して協議を続けたいとの意見の表明があった。 ● バイオマス発電利用について ➢ バイオマス燃料を用いた発電がなかなか普及しないため、今後の普及策として非常に興味深い内容とのコメントがあった。バイオマス発電の FIT 価格が非常に安価であることが原因と考えられる。 ● EFB について ➢ パームオイル工場において排水からのメタンガス回収義務はあるものの、EFB の廃棄における規制はないため、焼却や投棄されている現状。 ➢ EFB が発生するミルが各地に点在しており、それらを集積するコストが見合わないことが EFB 利用が進まない要因。それらを集積する物流が必要となる。

8. 総括

8.1 技術開発

8.1.1 製造プロセス

TG2 プロセス内の個別プロセスは商業レベルのものであり、主要設備については実績のあるメーカーと商業機設計のための基礎データの取得は完了していることから、プロセス全体および商業化に向けたリスクは低いと思われる。

8.1.2 TG2 ペレット性状

TG2 プロセスによって製造された TG2 ペレットの溶出水の COD 濃度は日本国内の石炭火力発電所にて使用するには一部の項目において改善が必要であるものの、出光興産独自の技術を用いた処理を施すことでその改善が確認された。今後本プロセスの商業化に向けた検証を行う。

8.1.3 TG2 ペレットの混焼評価

石炭ボイラで石炭と TG2 ペレットの混焼による燃焼状況の変化を確認するため燃焼シミュレーションを行った結果、TG2 ペレットの燃焼特性はインドネシア瀝青炭に近いという結果が得られた。

8.2 供給計画

マレーシア国内に EFB は年間約 2,200 万トン発生しており、原料供給に問題はないことを確認した。

8.3 提案した制度の実現に向けた取り組み

バイオマス発電の事業計画ガイドラインの作成およびバイオマス品質基準の作成をマレーシアのエネルギー・天然資源省傘下の組織、持続可能エネルギー開発庁 SEDA への提案活動を行ったところ、今後の政策作成に於いて前向きに検討する旨の発言があった。

特に“MESI2.0”で検討が進んでいる「第三者アクセス」および「グリーン証書」導入が実現すれば SBT や RE100 を背景として企業がバイオマス混焼分の再エネ価値を購入できる環境が整うことについて、今後の事業展開に応じて協議を行う。

8.4 今後の展開

TG2 ペレット製造設備の商業化に向けて、出光興産のパートナーである TG2 が年産 12 万トンの第一商業機の準備を進めている。出光興産は本事業下で石炭・環境研究所にて検証を行った、自社技術を用いた TG2 ペレットの品質向上プロセスの実装に向けて実証を継続する。将来的には TG2 と共同で、出光興産の技術を付加した TG2 ペレットの製造設備をマレ

ーシアをはじめとしたASEAN地域での普及展開を目指す。

また、本事業下において協議を実施した電力事業者とは、今後のマレーシア国内石炭火力発電所での混焼試験に向けて協議を継続する。

参考文献

- SURUHANJAYA TENAGA（2019）“MALAYSIA ENERGY STATISTICS HANDBOOK 2019”, https://meih.st.gov.my/documents/10620/bcce78a2-5d54-49ae-b0dc-549dcacf93ae （2021 年 1 月 21 日閲覧）
- SURUHANJAYA TENAGA（2018）“NATIONAL ENERGY BALANCE 2018”, https://meih.st.gov.my/documents/10620/f2f4c39b-4748-4c5d-b90a-fc36ba880264 （2021 年 1 月 21 日閲覧）
- Director General, Economic Planning Unit, Prime Minister’s Department（2015）“The Eleventh Malaysia Plan 2016-2020”, http://planipolis.iiep.unesco.org/sites/planipolis/files/ressources/malaysia_11thplan.pdf （2021 年 1 月 21 日閲覧）
- UNFCCC“INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION OF THE GOVERNMENT OF MALAYSIA”, https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/UNFCCC_docs/indc_malaysia_final_27_november_2015_revised_final_unfccc.pdf （2021 年 1 月 21 日閲覧）
- MESTECC（2020）”Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry（MESI 2.0）”, https://www.mosti.gov.my/web/en/https-www-mestecc-gov-my-web-reimagining-malaysian-electricity-supply-industry-mesi-2-0/（2021 年 1 月 21 日閲覧）
- MPOB ウェブサイト, http://bepi.mpob.gov.my/index.php/en/ （2021 年 1 月 14 日取得）
- Dr. Sanath Kumaran（2019）“THE DYNAMICS FOR MANDATORY MSPO CERTIFICATION SCHEME TO BE SUCCESSFULLY IMPLEMENTED”, “Journal of Oil Palm, Environment & Health”
- Joint Crediting Mechanism Approved Methodology MM_AM001“Power generation and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW)” （2020 年 10 月 20 日取得）
- Methodological tool Emissions from solid waste disposal sites (Version 08.0) （2020 年 10 月 20 日取得）

Feasibility Study of GHG Reduction by Waste Biomass including EFB Conversion into Fuel with Semi-Carbonization and Co-firing Technologies in Malaysia.

Implementer : Idemitsu Kosan Co., Ltd.
Co-Implementer : Mizuho Information & Research Institute, Inc.

1. Purpose and Project Organization

1.1 Background and Purpose

Idemitsu Kosan Co., Ltd. (Idemitsu) has been working on the development of Black Pellet, a torrefied biomass fuel from woody biomass that can be co-fired at coal-fired power plants. In parallel with the development, Idemitsu is also seeking a process which can produce Black Pellet from forestry and agricultural residue wasted through manufacturing processes as a low cost feedstock. Feedstock cost is one of the biggest factors which affect Black Pellet production cost. Under the circumstance, Idemitsu was introduced TG2 GmbH (Switzerland) (TG2) who plans to develop a production facility of biomass fuel from EFB (Empty Fruits Bunch), TG2 Pellet, in Kuantan, Malaysia, in which utilization of EFB is one of the social issues. As to start a collaboration with TG2, Idemitsu conducted due diligence on its production process, business plan and its sample's characteristics.

While the Government of Malaysia set its target that the ratio of renewable energy would be 20% in total power generation amount in 2025 which is currently 2%, the most of the power supply comes from fossil fuel. The power generation by biomass fuel including Black Pellet is not deployed either. Further, many attempts to produce fuels from EFB could not meet quality requirements to co-fire it with coal due to EFB's high moisture, ash, and mineral contents.

As such, this feasibility study aims to investigate the most appropriate way to promote and disseminate production of TG2 Pellet in Malaysia.

1.2 Project Organization

Idemitsu is primarily in charge of this feasibility study itself and Mizuho Information & Research Institute, Inc. who has ample experience and know-how on energy policies and rules in ASEAN region works mainly for policy proposal to Government of Malaysia and GHG reduction calculation based on JCM scheme. Technical evaluations including analysis and practical evaluation, and combustion simulation of TG2 Pellet (EFB) are performed by Idemitsu's Coal & Environmental Research Laboratory.

2. Analysis of Policies and Systems

2.1 Energy Supply and Demand, and Targets and Policies for Dissemination of Renewable Energy

Power generation in Malaysia is mainly from coal and natural gas, which together accounted for about 83.0% (coal: 47.3%, natural gas: 35.7%) of total power generation in 2018.

By region (the Malay Peninsula, Sabah, and Sarawak), the Malay Peninsula accounts for a large share, which is about 80% in 2017. According to the projection for power generation in the Malay Peninsula, thermal power generation using coal and natural gas will remain flat until 2026, accounting for about 90% of the total.

The TNB (Tenaga Nasional Berhad) in the Malay Peninsula, the SESB (Sabah Electricity Sdn. Bhd.) in Sabah, and the SEB (Sarawak Energy Berhad) in Sarawak have established a regional monopoly power business system as a vertically integrated operator in each region.

In 1992, an independent power producer (IPP) system was introduced in order to respond with the supply shortage caused by the rapid increase in the electric power demand. Currently, not only IPPs with private investment generate power, but also cogeneration companies and renewable energy power suppliers participate in the power generation business. As of 2012, there were 24 IPPs, including subsidiary companies of TNB and SEB.

The renewable energy policies and targets in Malaysia are announced in "Malaysian Plan" every 5 years. The latest "The eleventh Malaysian Plan (2015)" aims to increase the installed capacity of renewable energy from 243 MW in 2014 to 2,080 MW in 2020. Additionally, in 2019, the Government of Malaysia announced that it would invest about 33 billion RMs and that renewable power generation would be 20% by 2025.

As an incentive of renewable energy, there is the Feed-in Tariff (FIT). The current certified amount is as shown in Table 2-1. However, biomass power generation is only subject to single-fuel firing, not co-firing.

Table 2-1. FIT Certified Quantities

-		Biogas	Biogas (Landfill/Agri)	Biomass	Biomass (Solid Waste)	Small hydroelectric	Solar
Capacity（MW）							
	cumulative	6.48	53.36	80.90	12.85	30.30	381.53

Source）Prepared from SEDA website, http://www3.seda.gov.my/iframe/ (Acquired on January 21, 2021)

2.2 Nationally Determined Contribution (NDC) of Malaysia

Under the Paris Agreement, Malaysia's NDC has set a target of reducing greenhouse gas (GHG) emissions per GDP by 35% from the 2005 level by 2030, and by up to 45% subject to conditions such as cooperation from other countries. GHGs include CO2, methane (CH4), and N2O. Sectors are energy, industrial processes, waste, agriculture, land use, land-use change, and forestry.

2.3 Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry (MESI 2.0)

In 2020, Government of Malaysia announced the master plan for 10 years, "Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry (MESI 2.0)", to reform a structure of power generation. The following new policies are scheduled;

- Capacity limits and energy payment obligations for power purchase agreements (PPA) are

eliminated. A shorter term contract is considered instead of the current fixed-term contract for 21~25 years.

- In the PPA of IPP, make private fuel procurement independent of TNB Fuel Services and PETRONAS, and creating a new fuel procurement market for fuel providers for IPP. By making those systems, a mechanism leading to cost reduction for IPP and end consumers will be established.
- Introduction of third-party access (TPA) and green certification is considered. A specific access fee must be paid to the grid owner TNB. The scheme is expected to be implemented by the end of 2022, but no timeline has been disclosed.

2.4 Malaysian Palm Oil Board's Palm Oil Policies

Malaysia is the world's second largest producer of palm oil after Indonesia, producing about 30% of the world's total. Malaysia's palm oil industry, which accounts for nearly 43% of agricultural GDP, has an average annual export value of USD 16 billion and is one of the main industries of the Malaysian economy. The Malaysian Palm Oil Board (MPOB) plans to continue expanding its palm oil industry.

The Malaysian Palm Oil Certification Organization (MPOCC) has introduced a national certification system called the "Malaysia Sustainable Palm Oil (MSPO) Certification System". By applying this certification system throughout the country, palm oil production aims to ensure sustainability transparency.

2.5 Biomass Co-firing related system at Coal-fired Power Plants in Japan's FIT system

In Japan, through FY 2018, projects involving the co-firing of coal with unused woody biomass, general woody biomass, solid fuel resulting from the harvesting agricultural products and construction material waste (with a coal ratio greater than 0%) were subject to FIT approval. Until FY 2020, coal co-firing projects involving the co-firing of coal with biomass, which includes municipal solid waste and other biomass, will be subject to FIT approval.

[Criteria for applying the FIT for biomass power plants (including co-firing power plants)]

- Documents showing the calculation method of biomass ratio for biomass power generation must be attached.
- The biomass ratio must be calculated at least once a month, and biomass ratio and its basis of calculation must be recorded in the book.
- Documents showing the expected annual quantity of biomass to be used, expected purchase price, supplier and other information on the source of biomass must be attached for each type of biomass used for power generatio.

Source) Prepared from Ordinance of the Ministry of Economy, Trade and Industry No. 46 of 2012 of the Ordinance for Enforcement of the Act on Special Measures Concerning Procurement of Electricity from Renewable Energy Sources by Electricity Utilities (View on January 21, 2021)

3. Reviews of Commercialization Plan

3.1 Issues in EFB Biomass Fuel Co-firing at the Coal-Fired Power Plants in Malaysia

Interviews with persons concerned in biomass combustion were conducted to identify technical issues and business risk. As for technical issues, there is concern over fouling due to alkali content during combustion of EFB in boilers, as well as concerns over costs.

3.2 Evaluation of Possibility to Apply TG2 Pellet at Coal-Fired Power Plants

3.2.1 Overview of TG2 Process

(1) Introduction

The TG2 process (TG2 Process™) is a waste to energy program whereby agricultural waste streams are turned into high-value TG2 Pellets™ that are a direct replacement fuel for coal. Such waste streams particularly found in Southeast Asia include EFB, Coconut Husk and Rubber Tree that would otherwise be discarded and allowed to decay, producing significant amounts of methane and CO_2.

With relative minor adjustments to the plant operating parameters, the TG2 Process can utilize almost any plant-based residue. And regardless of the feedstock, the TG2 Process will produce an almost homogeneous TG2 Pellets suitable to replace coal in an existing pulverized coal plant without requiring expensive modifications to the coal plant. This exceptional flexibility allows TG2 Pellet production plants to easily switch between multiple feedstocks and produce a high quality standardized TG2 Pellet.

(2) The Kuantan Malaysia Plant

TG2's Kuantan Malaysia plant will utilize 330,000 metric tonnes ("MT") of EFB to produce 120,000 MT per year at a production rate of 15 MT per hour of TG2 Pellets™. Concurrently, it will recover and sell more than 1,800 MT per year of EFB Oil (also called "sludge oil"), during its pressing and shredding operation. EFB oil is a suitable feedstock for the production of biodiesel. Also, the plant will recover approximately 13,500 MT per year of dried "sludge" that will be used as the carbon backbone for a specialized organic fertilizer that will be manufactured on site. This dried sludge is the undigested organic material removed from the anaerobic digestor tanks. By utilizing each of these waste streams, TG2 will come that much closer to achieving its ultimate goal to deploy near-zero discharge plants.

(3) TG2 Process

Upon arrival, the EFB will pressed and shredded to remove a portion of this moisture, as well as residual EFB oil. The pressed and shredded EFB will be the "feedstock" from which the TG2 Pellets™ will be manufactured. The extracted water will contain high levels of organic residues. This liquid waste stream will be directed to a water treatment system where the organic residues will be subjected to anaerobic digestion to produce biogas that will be used as fuel for the dryer and boiler.

(4) TG2 Pellets

- TG2 Pellets have a higher Energy Density than White Pellets (WP) which means lower transportation costs and lower transport CO2 emissions per GJ/M^3 delivered.
- TG2 Pellets are hydrophobic, can be stored outside in uncovered piles with coal and no need for capital intensive silos or climate-controlled barns, as is required with WP.
- TG2 Pellets do not dust like WPs even after repeated handling or exposure to the weather. This means no loss of material and no increased fire risk. Also TG2 Pellets have a compatible ignition temperature unlike WP, allowing coal-fired power plant to run at standard operating temperature; reducing fire risk and maintaining plant operational efficiency.
- TG2 Pellets can be co-fired at any ratio with coal without requiring expensive coal-fired power plants modifications, unlike WPs, where the blending ratio is typically less than 10% before modifications are required.
- TG2 Pellets mill similarly to coal in existing plant mills with a comparable particle size distribution to coal. The electrical energy required to mill TG2 Pellets is less (per MT) than WPs and, thus reducing the plant's electricity costs if using WP.
- TG2 Pellets do not cause deposits (fouling and slagging) to form on the surfaces inside the coal-fired power plant's furnace and do not facilitate corrosion. This also translates in less costly maintenance and less downtime.
- TG2 Pellets are made from EFB, an agricultural waste material. By cleaning up waste materials we reduce harmful methane and CO2 emissions. This is a significant environmental gain generating carbon credits.
- The Fruits from a Palm Oil Tree are a short rotation crop and therefore TG2 Pellet from EFB support the carbon neural credentials. TG2 Pellets represent a waste to energy product. WP from trees will always be questioned on carbon footprint and sustainability.

(5) Conclusion

TG2 and its partners are well positioned to deploy the TG2 Process and tackle the many Southeast Asian agricultural waste streams and produce TG2 Pellets to displace coal. By processing such vast amounts of agri waste, the TG2 Process mitigates significant amounts of methane and CO2 which also generate carbon credits. TG2 fully incorporates the UN Sustainable Development Goals into its business practices and dealings with all its stakeholders. TG2 represents balance.

3.2.2 Analysis of TG2 Pellet (EFB)

TG2 Pellet (EFB) sample was analyzed to examine its applicability to coal-fired power plants. And in order to compare the characteristics of TG2 Pellet (EFB) with woody torrefied pellets, torrefaction test was carried out using woody white pellets, and those torrefied samples were also analyzed. Table 3-1 shows analysis result of the samples.

It was revealed by the comparison with the woody torrefied pellet that the TG2 Pellet (EFB)'s COD effluent concentration 1,400mg/kg should be improved to an acceptable level for coal-fired power plants in Japan and make the pellet more suitable for them while it has lower content of potassium, of which feedstock EFB has a large volume, and higher bulk density and mechanical durability.

Idemitsu applied with its own technology of its laboratory based on its experience and know-how acquired through its Black Pellet development to TG2 Pellet (EFB) and found that the technology is effective to the improvement on COD effluent concentration. Idemitsu will continue considerations to develop the process to the commercial level.

Table 3-1 Analysis result of samples

Items	Unit	TG2 Pellet (EFB)	Woody pellet	Woody torrefied pellet	Standard
Total moisture	wt%, AR	7.7	6.0	3.1	ISO 18134-3
Calorific value	kcal/kg, GAR	4,480	4,360	5,190	ISO 18125
Proximate analysis	-	-	-	-	
Moisture	wt%, AD	6.2	3.2	2.9	JIS M8812
Ash	wt%, AD	3.1	1.3	1.8	ISO 18122
Volatile matter	wt%, AD	73.3	79.6	67.4	ISO 18123
Ultimate analysis	-	-		-	
Carbon	wt%, DB	51.06	48.45	56.51	ISO 16948
Hydrogen	wt%, DB	55.50	5.85	5.36	ISO 16948
Nitrogen	wt%, DB	0.59	0.28	0.34	ISO 16948
Sulfur in ash	wt%, Ash	2.25	1.68	-	JIS M8819
Sulfur	wt%, DB	0.07	0.02	0.03	ISO 16994
Fluorine	mg/kg, DB	4	2	-	Combustion-IC
Chlorine	mg/kg, DB	267	278	-	ISO 16994
Ash fusion temp.	-	-	-	-	-
IDT（oxi.）	℃	1,160	>1,500	-	JIS M8801
HT（oxi.）	℃	1,330	>1,500	-	JIS M8801
FT（oxi.）	℃	>1,500	>1,500	-	JIS M8801
IDT（red.）	℃	1,295	1,370	-	JIS M8801
HT（red.）	℃	1,410	1,380	-	JIS M8801
FT（red.）	℃	>1,500	1,400	-	JIS M8801
Ash composition	-	-		-	-
SiO_2	wt%, Ash	69.74	5.48	-	ASTM D4326
Al_2O_3	wt%, Ash	1.34	0.00	-	ASTM D4326
TiO_2	wt%, Ash	0.17	0.08	-	ASTM D4326
Fe_2O_3	wt%, Ash	5.15	1.10	-	ASTM D4326
CaO	wt%, Ash	6.84	33.53	-	ASTM D4326
MgO	wt%, Ash	1.43	12.01	-	ASTM D4326
Na_2O	wt%, Ash	1.20	5.05	-	ASTM D4326
K_2O	wt%, Ash	2.75	14.11	-	ASTM D4326
P_2O_5	wt%, Ash	0.82	4.30	-	ASTM D4326
MnO	wt%, Ash	0.10	0.67	-	ASTM D4326
V_2O_5	wt%, Ash	0.03	0.02	-	ASTM D4326
SO_3	wt%, Ash	5.63	4.20	-	ASTM D4326
Trace element					
Na	mg/kg, DB	300	510	-	Acid digestion-FAAS
K	mg/kg, DB	680	1,500	-	Acid digestion-FAAS
As	mg/kg, DB	0.14	<0.1	-	Acid digestion-ICPMS
Se	mg/kg, DB	<0.1	<0.1	-	Acid digestion-ICPMS
Hg	mg/kg, DB	<0.005	<0.005	-	HVAAS

Items		Unit	TG2 Pellet (EFB)	Woody pellet	Woody torrefied pellet	Standard
	Cr	mg/kg, DB	20.1	0.39	-	Acid digestion-ICPMS
	B	mg/kg, DB	3	180	-	Acid digestion-ICPMS
HGI		-, AD	22.0	14.5	33.5	JIS M8801
Bulk density		kg/m3, AR	790	680	540	ISO 17828
Fine		wt%, AR	0.24	0.02	0.16	ISO 18846
Mechanical durability		wt%, AR	99.1	99.4	96.8	ISO 17831-1
	Size	-	-		-	
	Diameter	mm	6±1	8±1	8±1	ISO 17829
	Length(-40mm /-45mm)	wt%, AR	100/ 100	81.5/ 87.5	82.2/ 88.5	ISO 17829
COD elution concentration		mg/L	1,400	-	130	Elution test-Simple analyzer

3.2.3 Evaluation of Combustibility of Co-combustion of Coal with TG2 Pellet

(1) Outline of CFD analysis

CFD analysis can investigate the influence of coal properties and boiler operating conditions on the combustion state in boiler, such as temperature, oxygen concentration and particle trajectory as shown in Figure 3-1.

CFD analyses with numerical computer simulations for pulverized coal combustion were conducted using the commercialized computer fluid dynamics software named “FLUENT”, which has been broadly utilized in thermo-fluid analyses with reactions. Turbulence models and radiative heat transfer models in "FLUENT" are satisfactory in both quality and functionality. However, a consecutive reaction model in which char combustion begins after volatile matter contents are discharged is employed in pulverized coal combustion calculation. Therefore, it is difficult to accurately predict the unburned carbon ratio because flames easily spread peripherally. In actual pulverized coal combustion, char combustion progresses in combination with the volatile matter release even in the volatilization processes. Consequently, Idemitsu has developed the unique parallel reaction model which can handle both char combustion and volatile matter release simultaneously to deal with actual combustion behaviors. The parallel reaction model enabled us to predict the behaviors at the final stages of combustion, which are important for accurately understanding coal combustion efficiency, as well as to carry out the combustion analysis under coal blending conditions. The analyses of numerical computer simulation enable us to simulate in-furnace gas flow rate, particle trajectory, temperature distribution, oxygen concentration, unburned carbon ratio and so forth by changing various influential factors and to evaluate the influences of changes in the operating conditions quantitatively to review the optimum combustion conditions.

Analysis procedure of numerical computer simulation is shown in Figure 3-2. First, after reading the drawing of a target boiler, its geometric structure (grid) is created, and the air and coal flow conditions are set up based on information of boiler operation data, damper openings, and so on. Next, flow analyses, the evaluation of particle trajectories with reactions, gas-phase reaction analyses, and heat-transfer analyses are conducted, and analytical calculations are repeated until convergence analysis results are obtained. Accordingly, in-furnace gas flow rate, particle trajectory, temperature distribution,

oxygen concentration, unburned carbon ratio, particle concentration distribution, volatile emission distribution, reaction rate distribution, various gas compositions, and so on can be obtained.

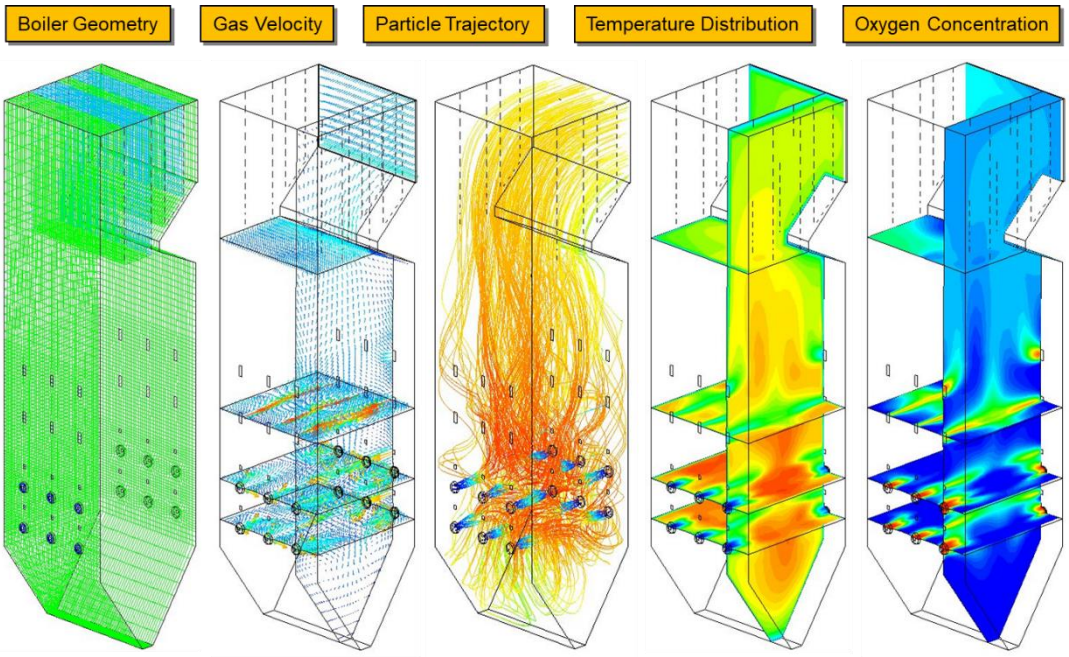


Figure 3-1 CFD analysis of pulverized coal combustion boiler

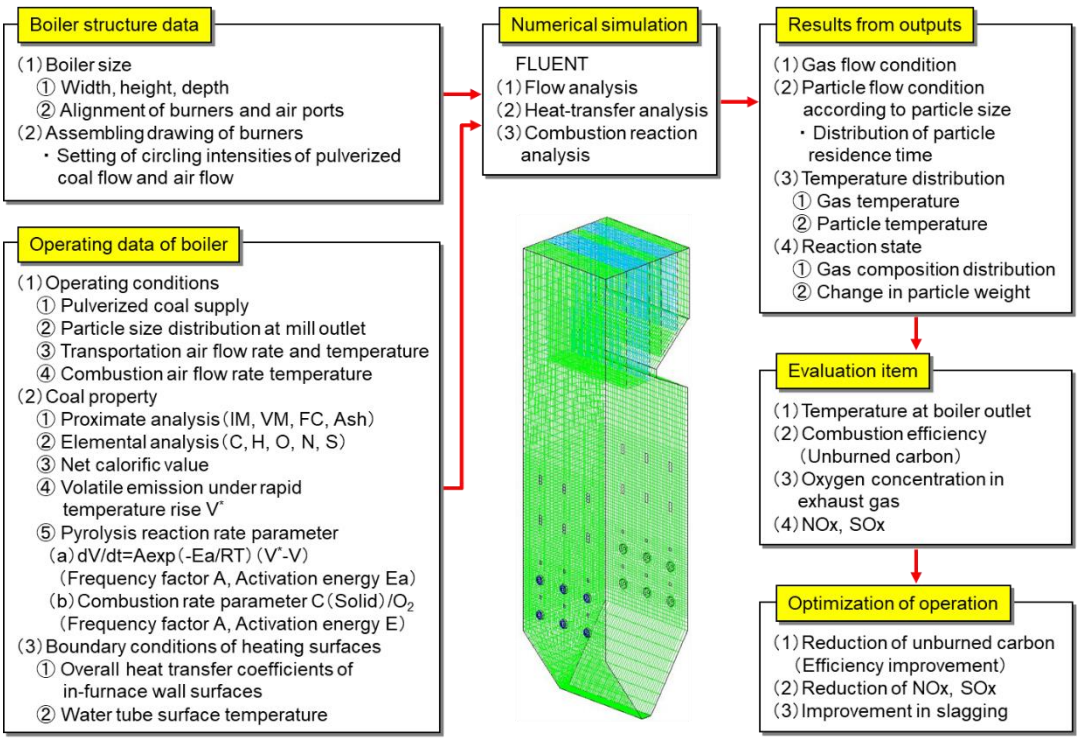


Figure 3-2 Procedure of CFD analysis

(2) Estimation of combustion parameters of TG2 Pellet by drop-tube furnace

Two types of combustion tests were performed by drop-tube furnace in order to estimate combustion parameters of TG2 Pellet (EFB) for CFD analysis. TG2 Pellet (EFB) was pulverized, sieved and fed to the furnace at the constant feeding rate. Figure 3-3 shows Arrhenius plot of the rate constant of TG2 Pellet (EFB). Table 3-2 shows the summary of the results, activation energy and pre-exponential factor of TG2 Pellet (EFB). These values are adjusted and used for the CFD analysis.

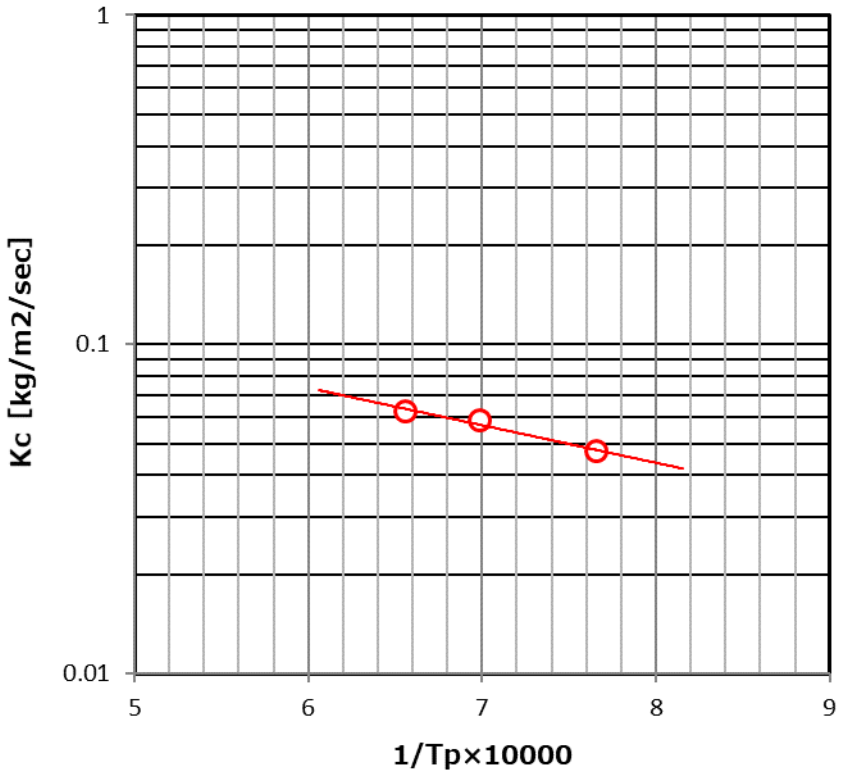


Figure 3-3 Arrhenius plot of the rate constant of TG2 Pellet (EFB)

Table 3-2 Activation energy and pre-exponential factor of TG2 Pellet (EFB)

Activation energy [J/mol]	Pre-exponential factor [kg/m2/sec]
57,100 (assumed as fixed value)	7.15

(3) CFD analysis of co-combustion of coal with TG2 Pellet

1) Boiler geometric design

A mesh division pattern was set based on the whole boiler assembly drawing and burner assembly drawing based on the boiler of Idemitsu (Steam evaporation: 130 t/h, Steam pressure: 14.2 MPa). Figure 3-4 shows the grid-mesh shapes of the boiler. It should be noted that the size of the furnace of

the boiler is smaller compared to that of the furnace of a coal fired power plant; therefore, additional investigation is required for the discussion on availability of co-combustion of coal with TG2 Pellet (EFB) for coal fired power plant.

The design coal of the boiler is Australian bituminous coal, on the other hand, one of the objectives of this study is to investigate the possibility of application of the TG2 Pellet (EFB) for a coal fired power plant in Malaysia, so Indonesian sub-bituminous coal, which is generally adopted as the design coal of a coal fired power plant in Malaysia, was selected as the coal for CFD analysis. General analysis data and other combustion parameters of the coal were referred from coal database of Idemitsu Coal & Environment Research Laboratory. General analysis data of Indonesian sub-bituminous coal is shown in Table 3-3. In this study, single coal combustion of Indonesian sub-bituminous coal is set as the base case, and the influence of the increase of the blending ratio of the TG2 Pellet (EFB) (10%, 20%, 30%) was investigated.

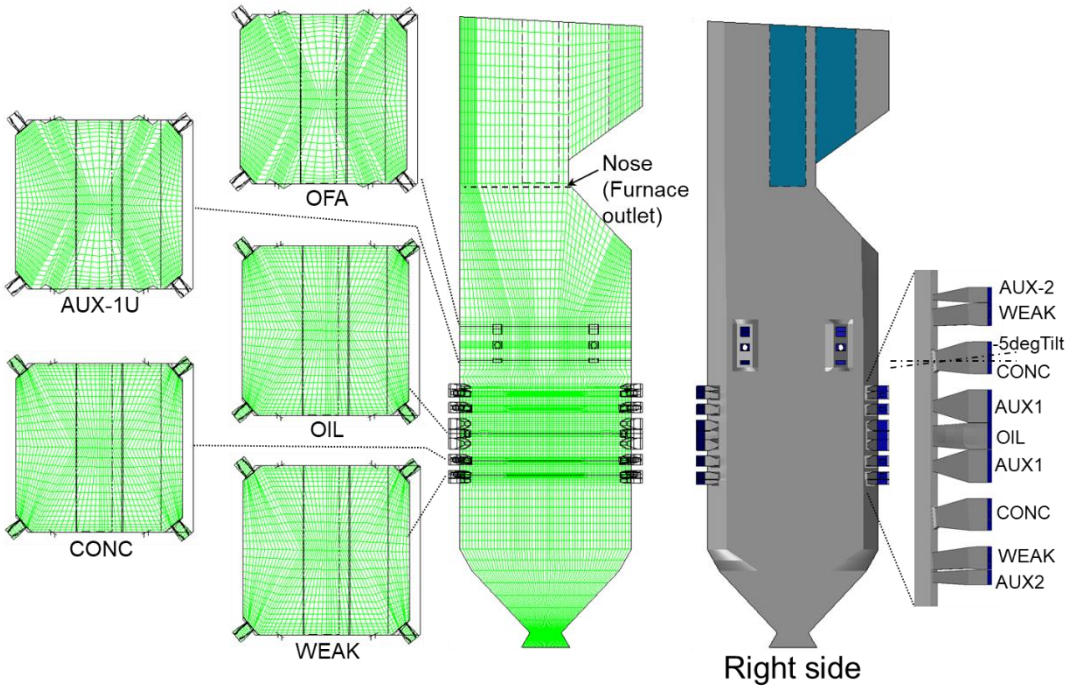


Figure 3-4 Grid establishment for CFD analysis

Table 3-3 General analysis of Indonesian sub-bituminous coal

Items		Unit	Indonesian sub-bituminous coal
Total moisture		wt%, AR	28.8
Calorific value		kcal/kg, GAD	5,825
Proximate analysis		-	-
	Moisture	wt%, AD	14.5
	Ash	wt%, AD	2.2
	Volatile matters	wt%, AD	43.2
	Fixed carbon	wt%, AD	40.1
Ultimate analysis		-	-
	Carbon	wt%, DAF	73.5

Items		Unit	Indonesian sub-bituminous coal
	Hydrogen	wt%, DAF	5.14
	Nitrogen	wt%, DAF	0.94
	Sulphur	wt%, DAF	0.04
	Oxygen	wt%, DAF	20.38
Pulverized coal size distribution 200 mesh under		%	80

2) Results of single coal combustion of Indonesian sub-bituminous coal (Base case)

Figure 3-5 ~ Figure 3-8 show the results of combustion simulation analysis under the condition of single combustion of Indonesian sub-bituminous coal (Base case).

When looking at the temperature distribution and O_2 concentration distribution of the boiler, it shows that there is a low O_2 concentration distribution in the area where flames (fireballs) are formed.

Unburned carbon in fly ash was 0.37%, and the temperature at the furnace outlet (nose part) was 1,143℃.

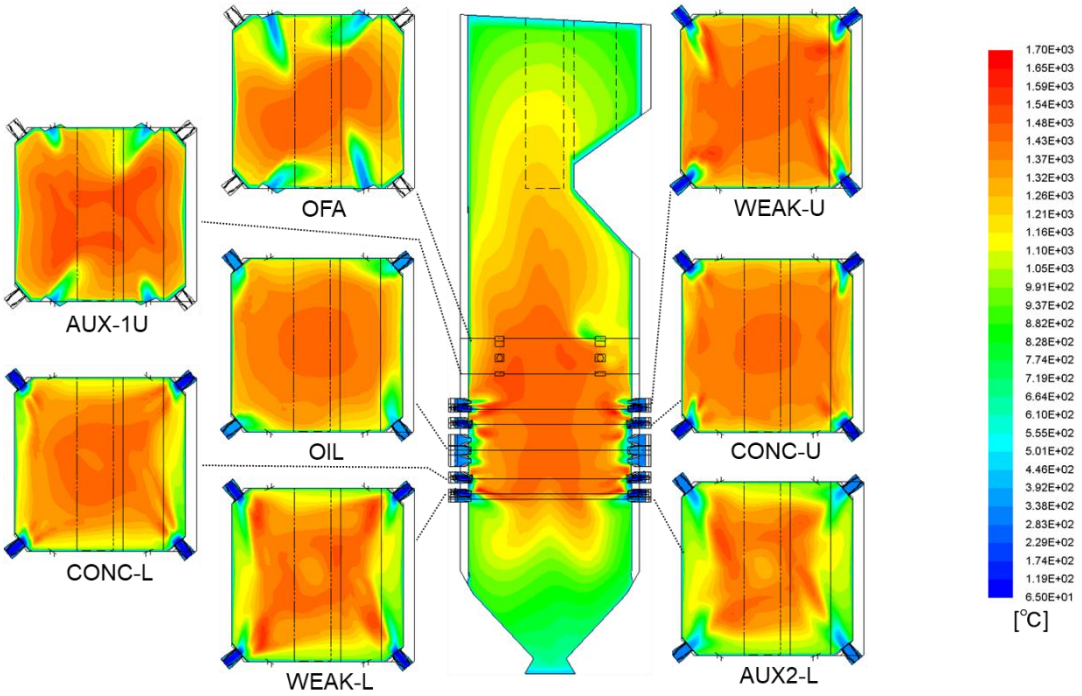


Figure 3-5 Temperature distribution (Base case)

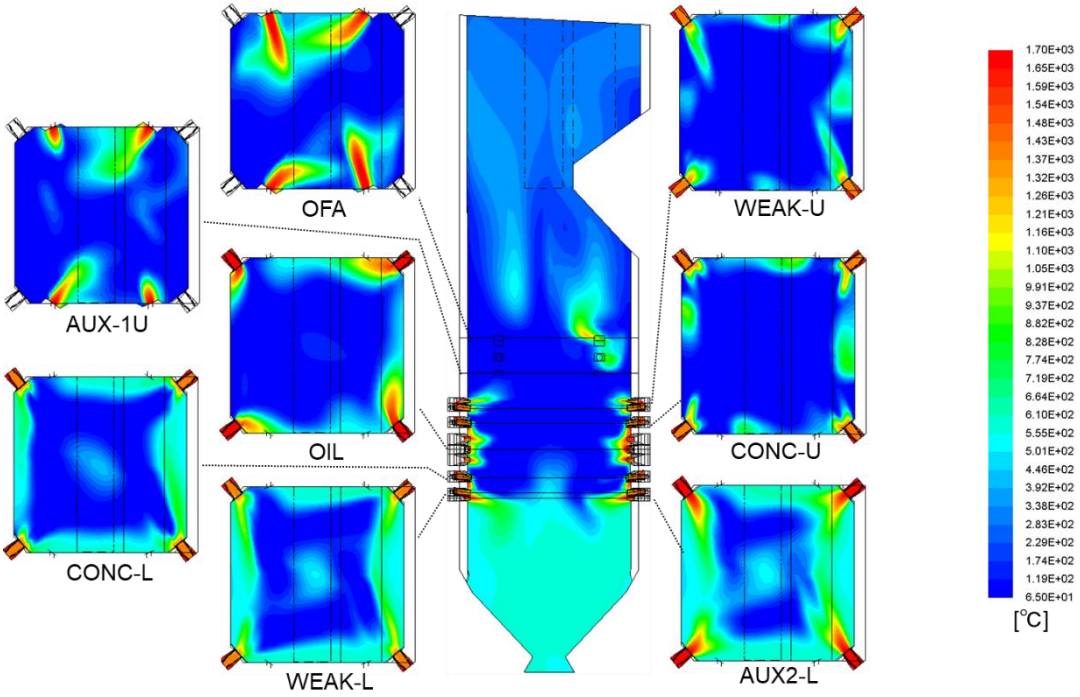


Figure 3-6 O_2 concentration distribution (Base case)

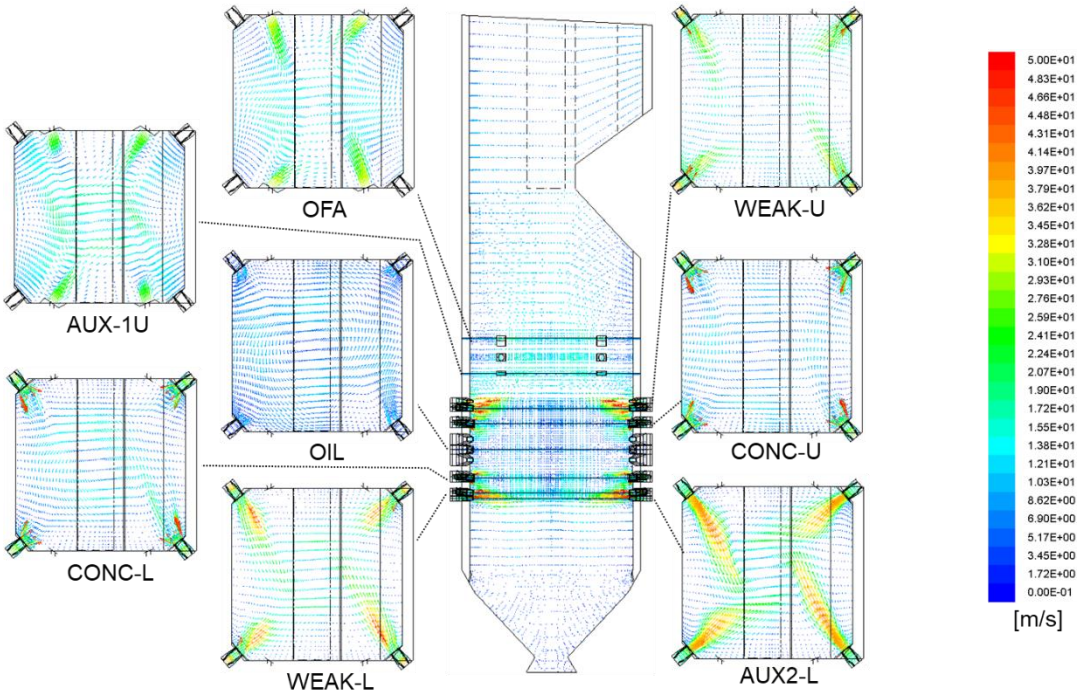


Figure 3-7 Velocity vector distribution (Base case)

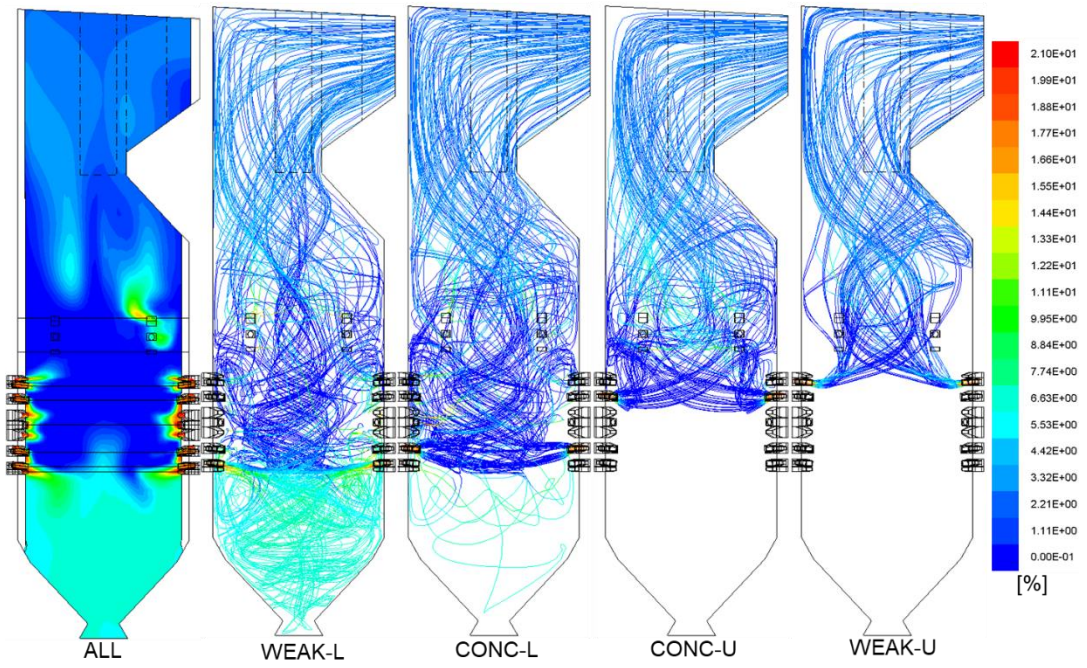


Figure 3-8 Coal particle trajectory in each burner (Base case)

3) Results of co-combustion of Indonesian sub-bituminous coal with TG2 Pellet

Figure 3-9 ~ Figure 3-13 show the results of combustion simulation analysis under the condition of 10wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), Figure 3-14~ Figure 3-18 show the results of combustion simulation analysis under the condition of 20wt% co-combustion of TG2 Pellet, Figure 3-19 ~ Figure 3-23 show the results of combustion simulation analysis under the condition of 30wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB).

When looking at the results of temperature distribution, O_2 concentration distribution and other results of 10wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), 20wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), and 30wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), there is no big difference between co-combustion of TG2 Pellet (EFB) cases and single coal combustion of Indonesian sub-bituminous coal case (Base case).

Unburned carbon in fly ash under the condition of 10wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), 20wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), 30wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB) was 0.11%, 0.14%, 0.15%, respectively. Furnace outlet temperature (nose part) under the condition of 10wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), 20wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB), 30wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB) was 1,141°C, 1,129°C, 1,131°C, respectively. These values are within an acceptable error range; therefore, there is no big difference between co-combustion of TG2 Pellet (EFB) cases and single coal combustion of Indonesian sub-bituminous coal case (Base case).

From the above, it is suggested that the combustibility of the TG2 Pellet (EFB) and that of Indonesian sub-bituminous coal are very similar. The results showed the possibility of application of 30wt% co-combustion of TG2 Pellet (EFB) at the coal fired power plant. However, as mentioned previously, it should be noted that the size of the furnace of the boiler is smaller compared to that of the furnace of a coal fired power plant, and additional investigation is required for the discussion on availability of co-combustion of coal with TG2 Pellet (EFB) at the coal fired power plant.

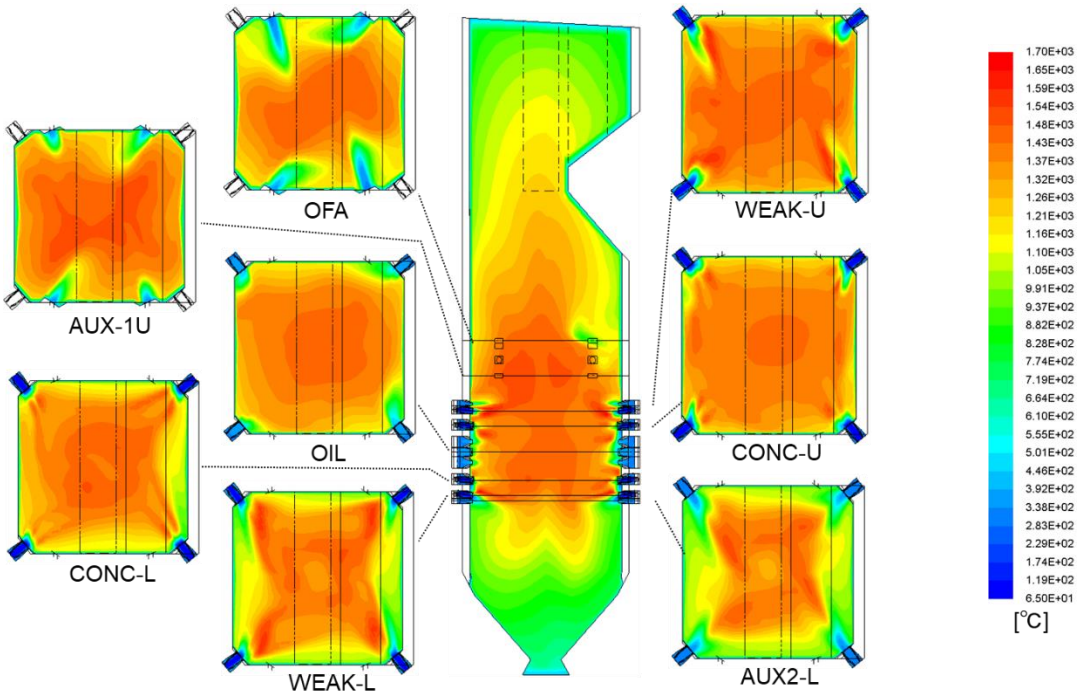


Figure 3-9 Temperature distribution (10% TG2 Pellet (EFB))

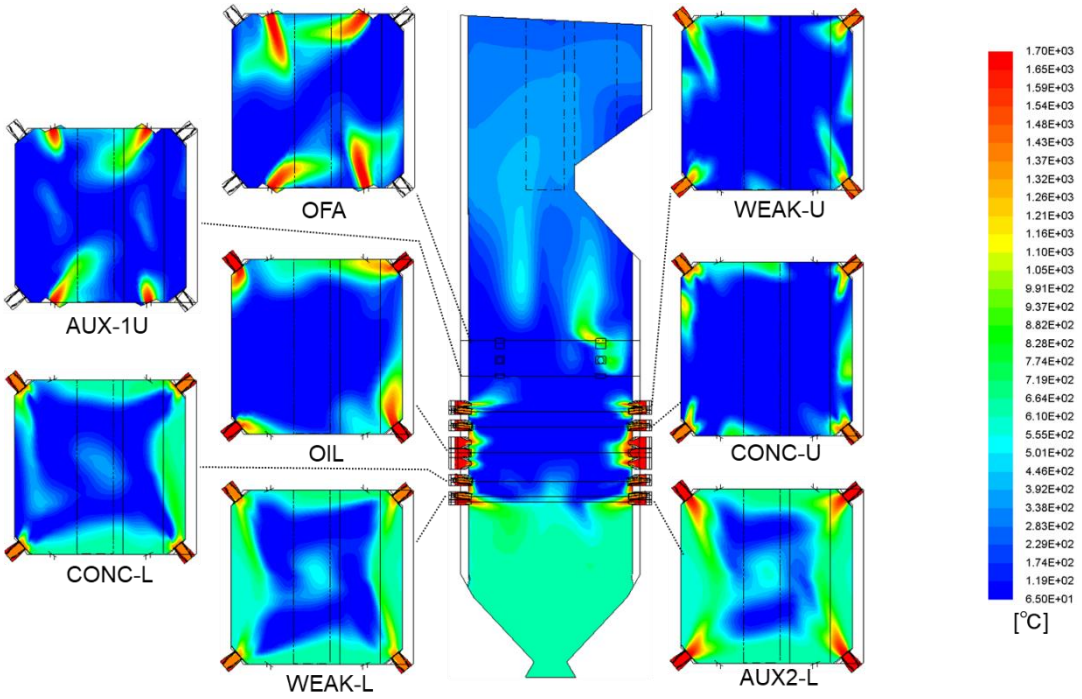


Figure 3-10 O_2 concentration distribution (10% TG2 Pellet (EFB))

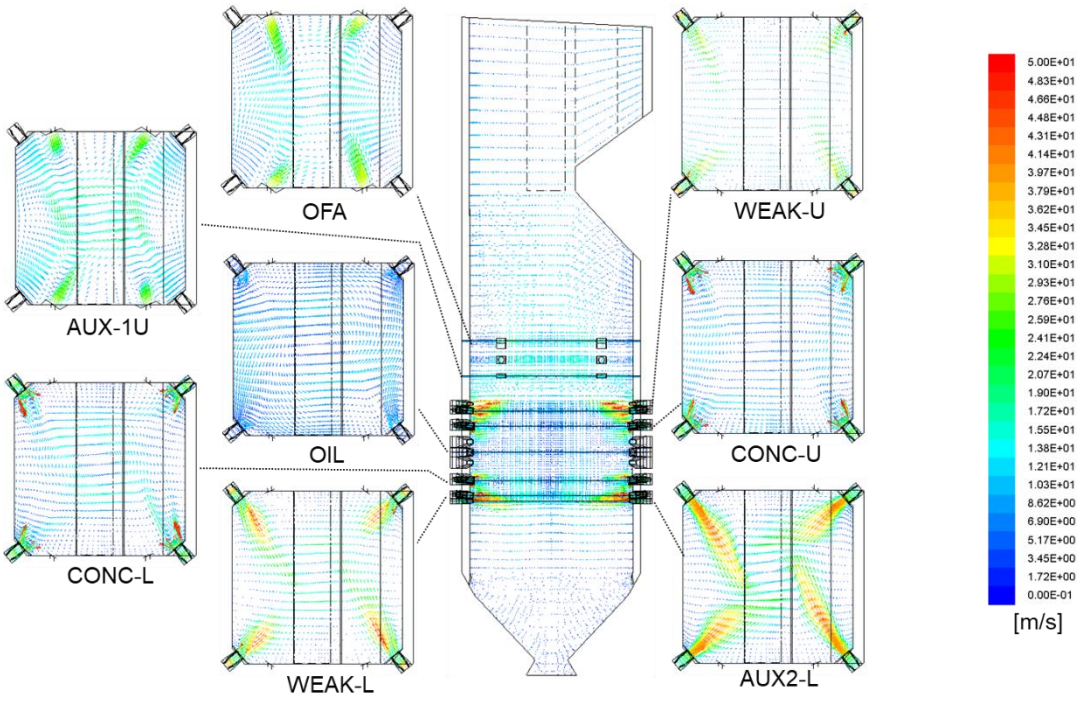


Figure 3-11 Velocity vector distribution (10% TG2 Pellet (EFB))

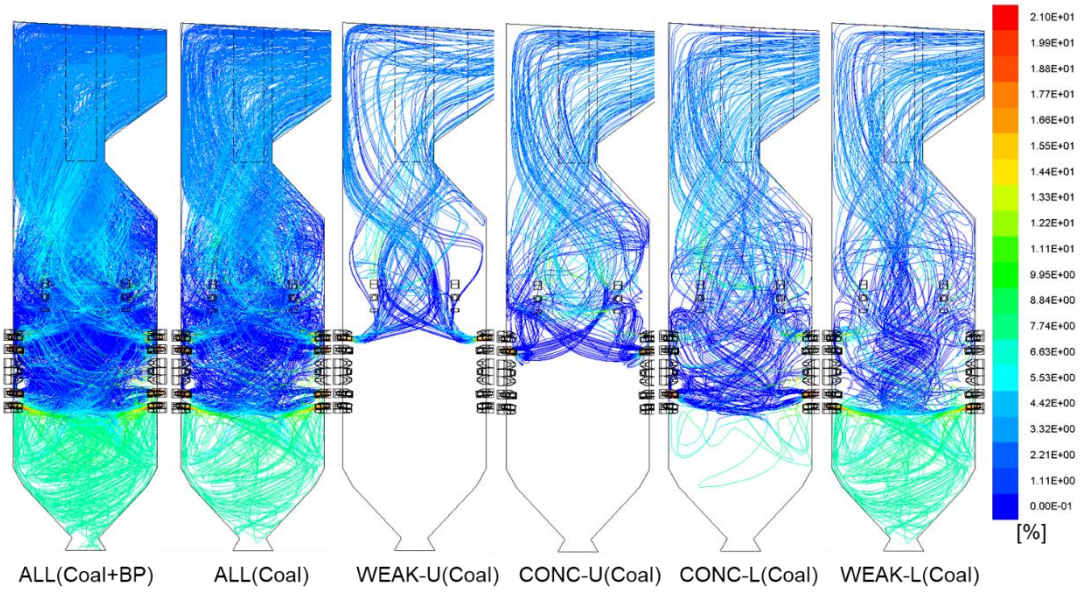


Figure 3-12 Coal particle trajectory in each burner (10% TG2 Pellet (EFB))

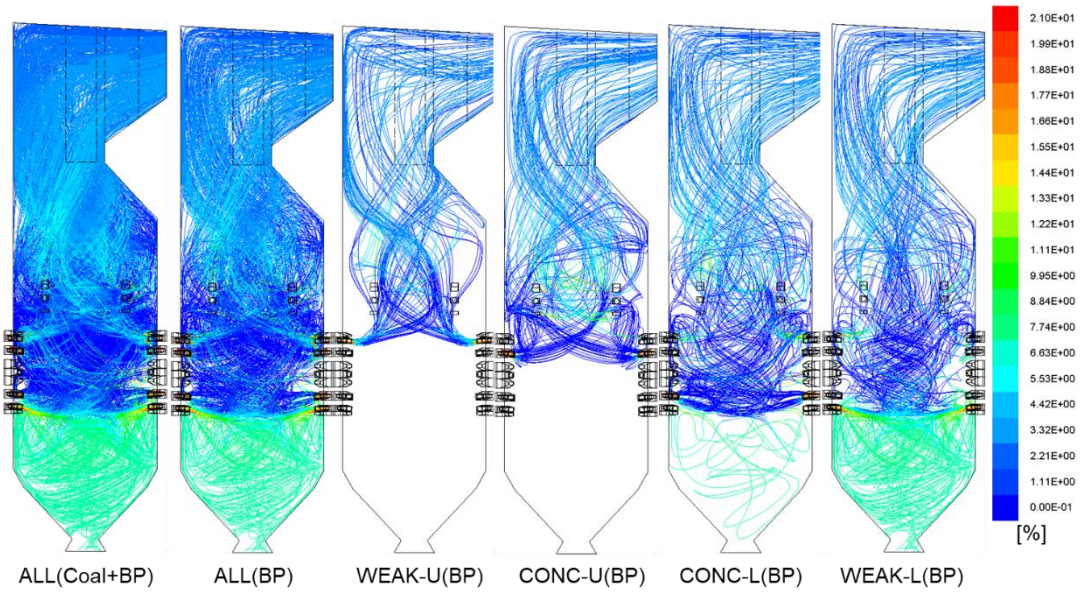


Figure 3-13 TG2 Pellet particle trajectory in each burner (10% TG2 Pellet (EFB))

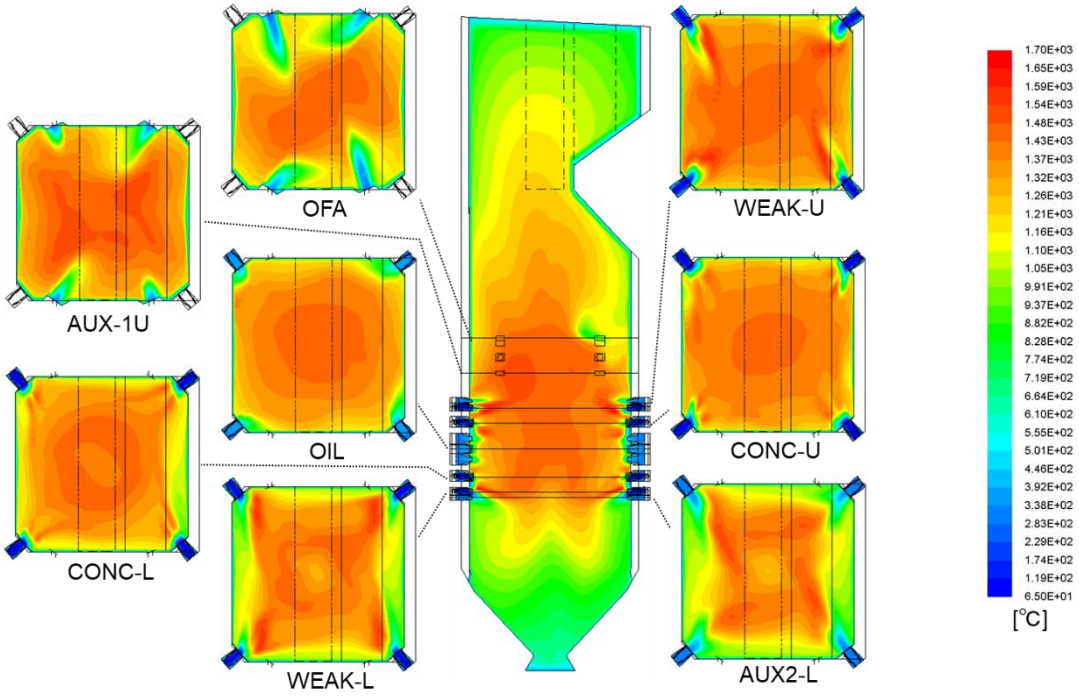


Figure 3-14 Temperature distribution (20% TG2 Pellet (EFB))

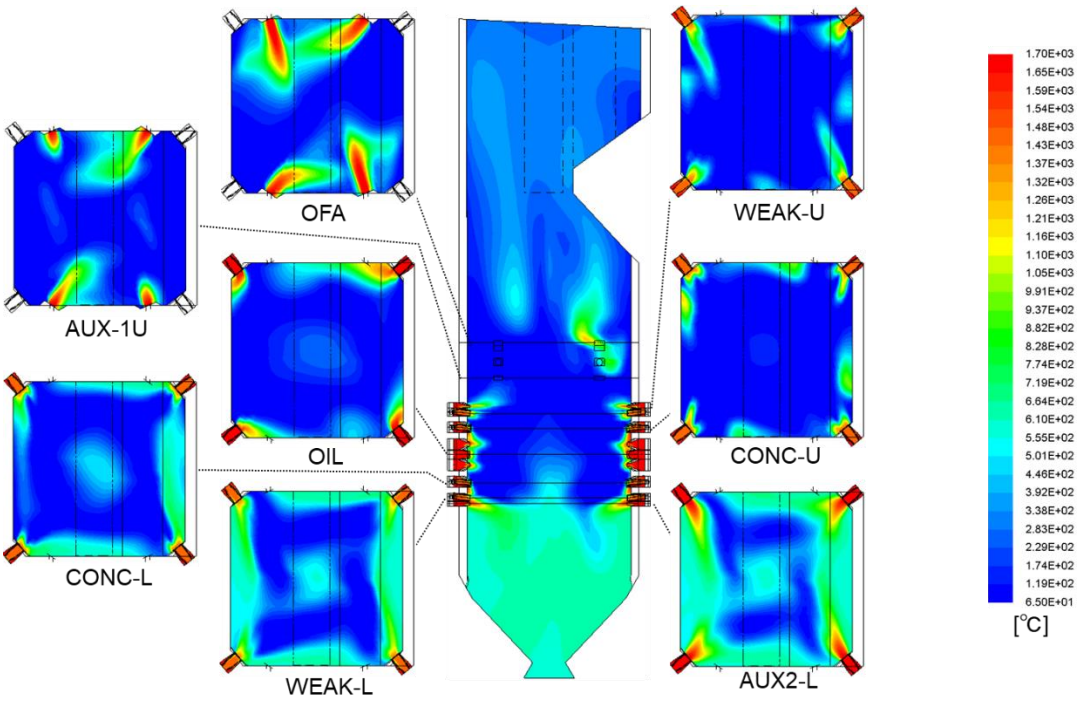


Figure 3-15 O_2 concentration distribution (20% TG2 Pellet (EFB))

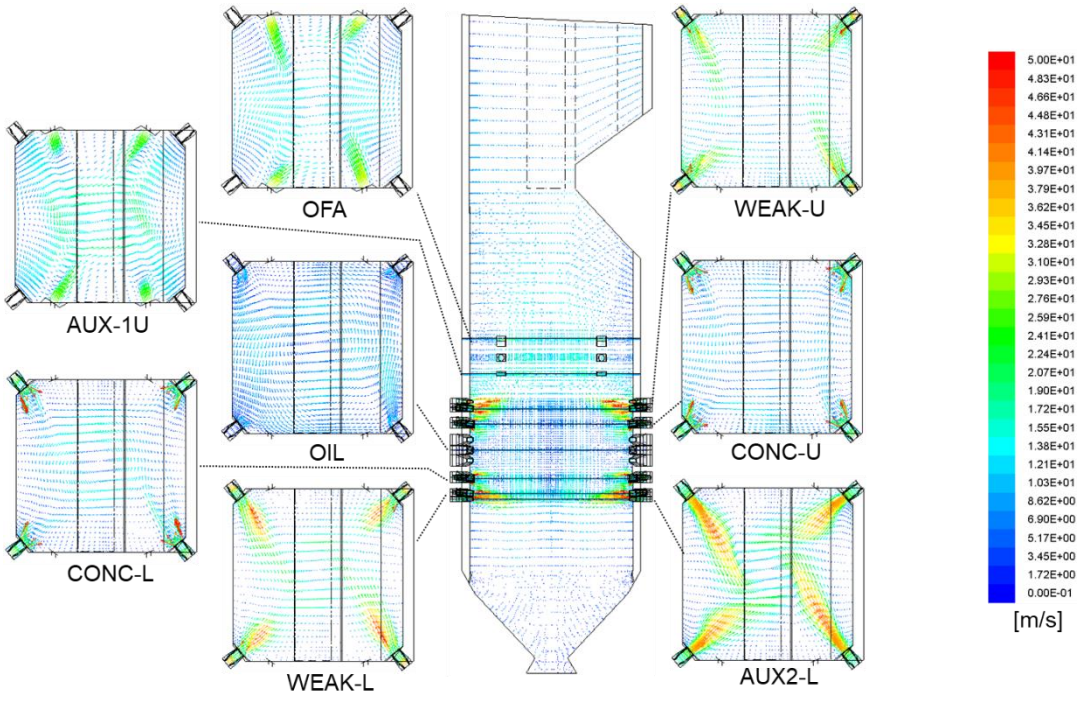


Figure 3-16 Velocity vector distribution (20% TG2 Pellet (EFB))

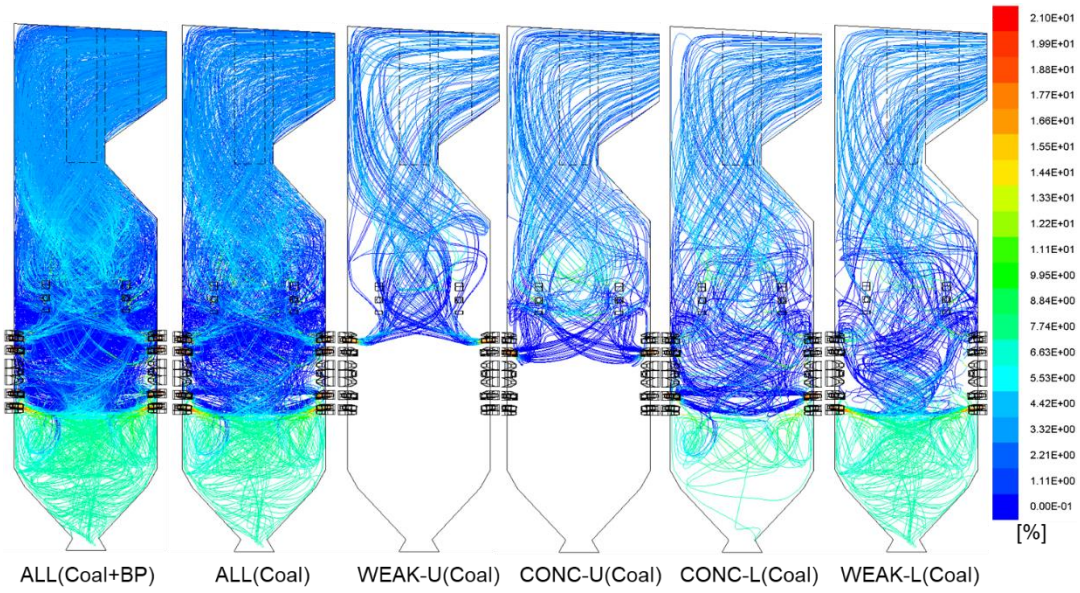


Figure 3-17 Coal particle trajectory in each burner (20% TG2 Pellet (EFB))

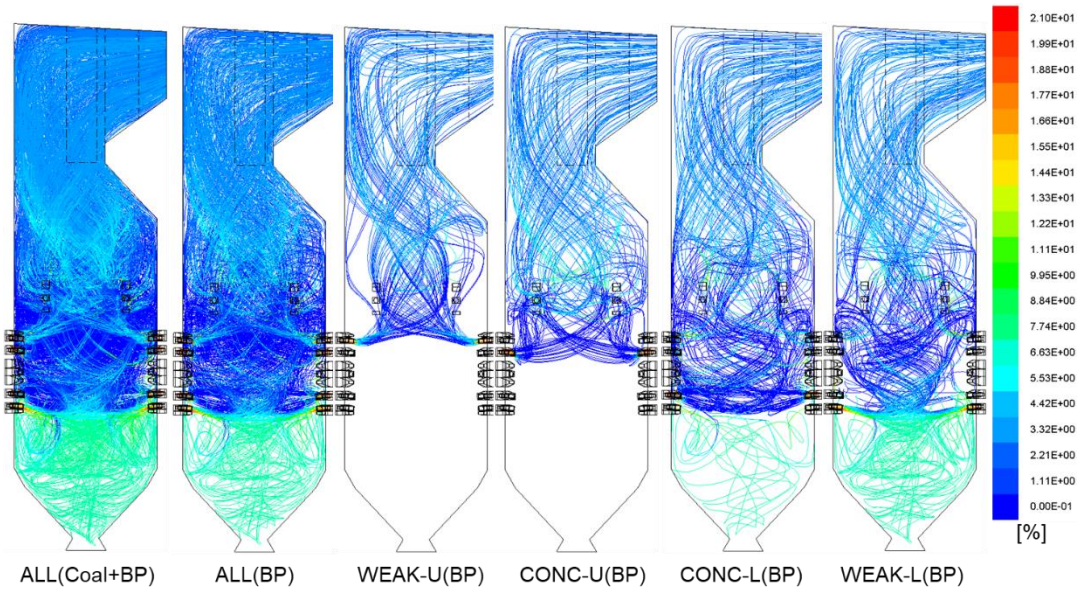


Figure 3-18 TG2 Pellet particle trajectory in each burner (20% TG2 Pellet (EFB))

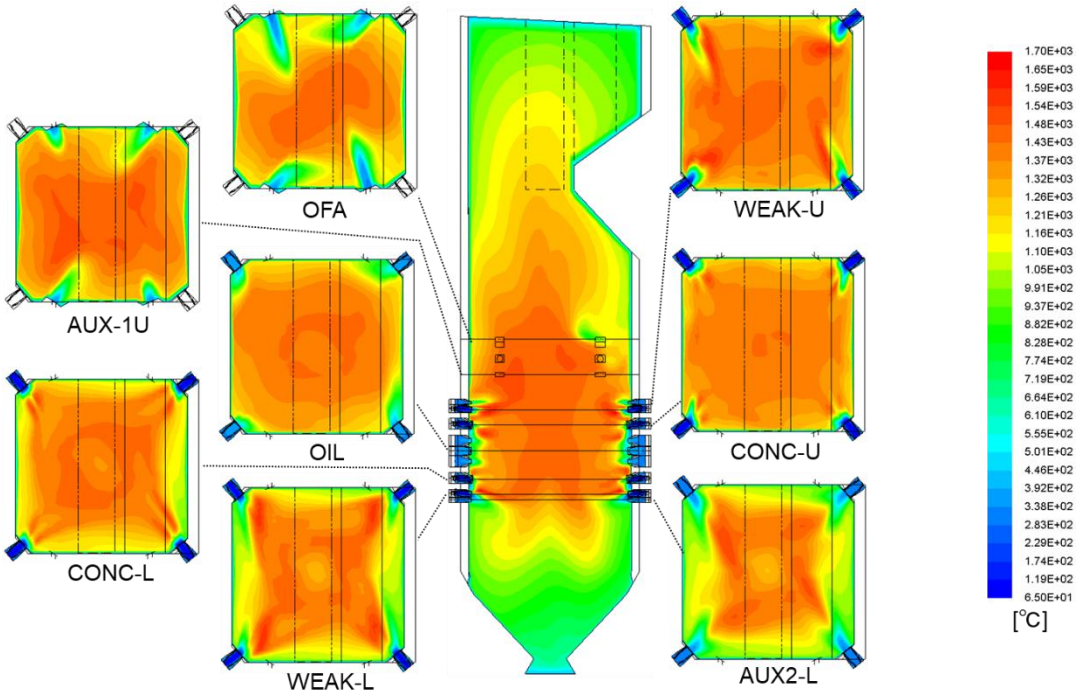


Figure 3-19 Temperature distribution (30% TG2 Pellet (EFB))

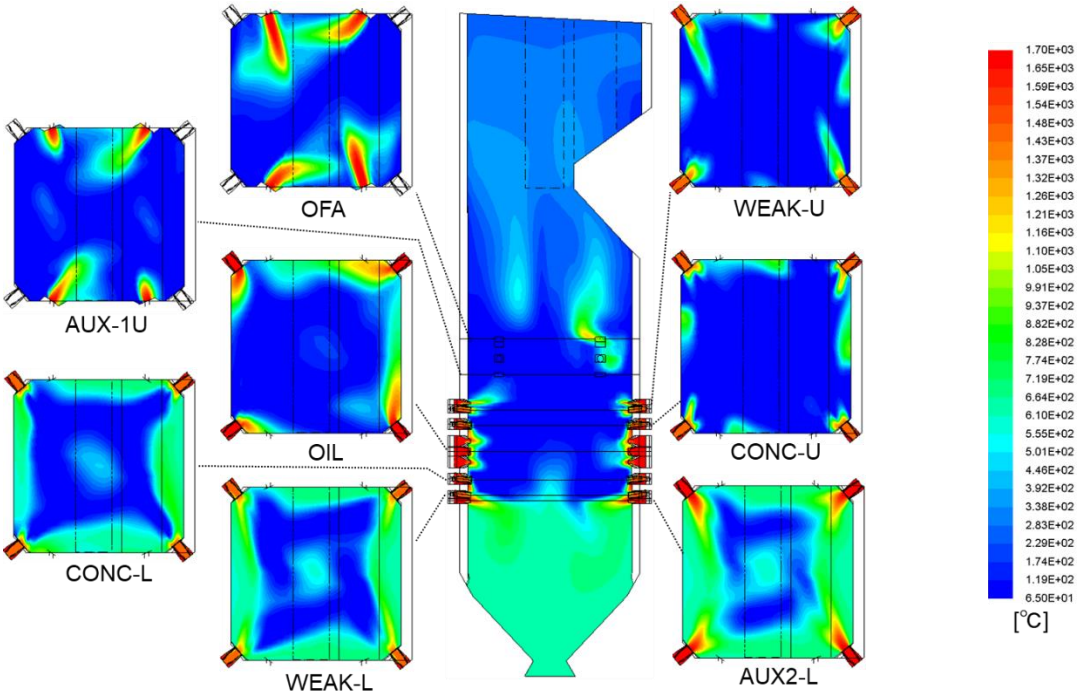


Figure 3-20 O_2 concentration distribution (30% TG2 Pellet (EFB))

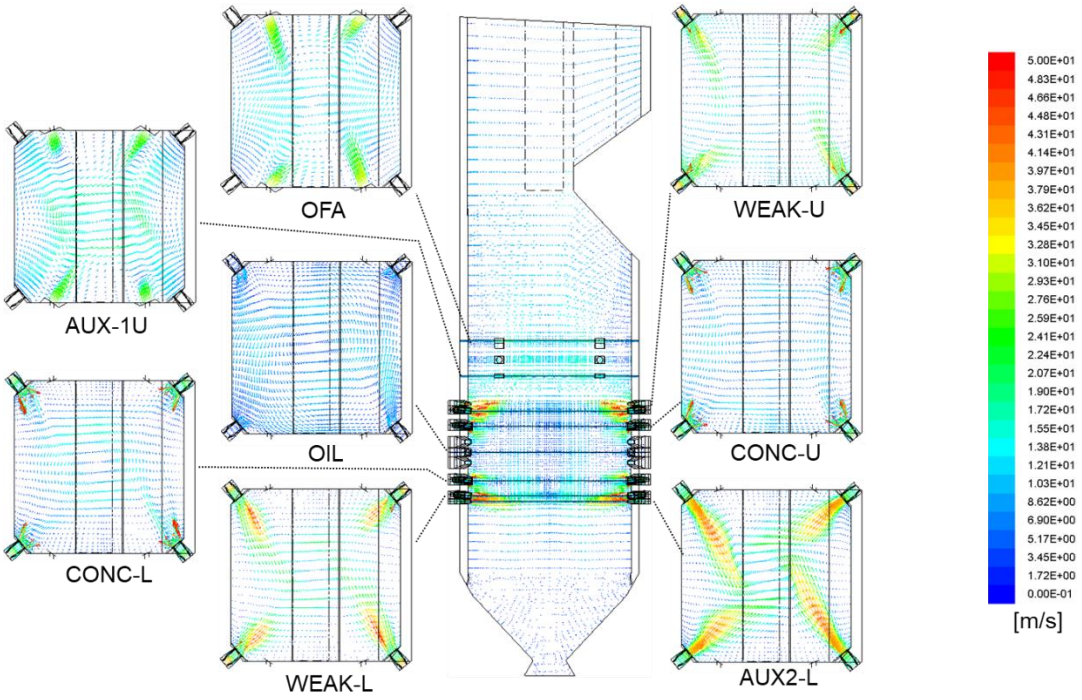


Figure 3-21 Velocity vector distribution (30% TG2 Pellet (EFB))

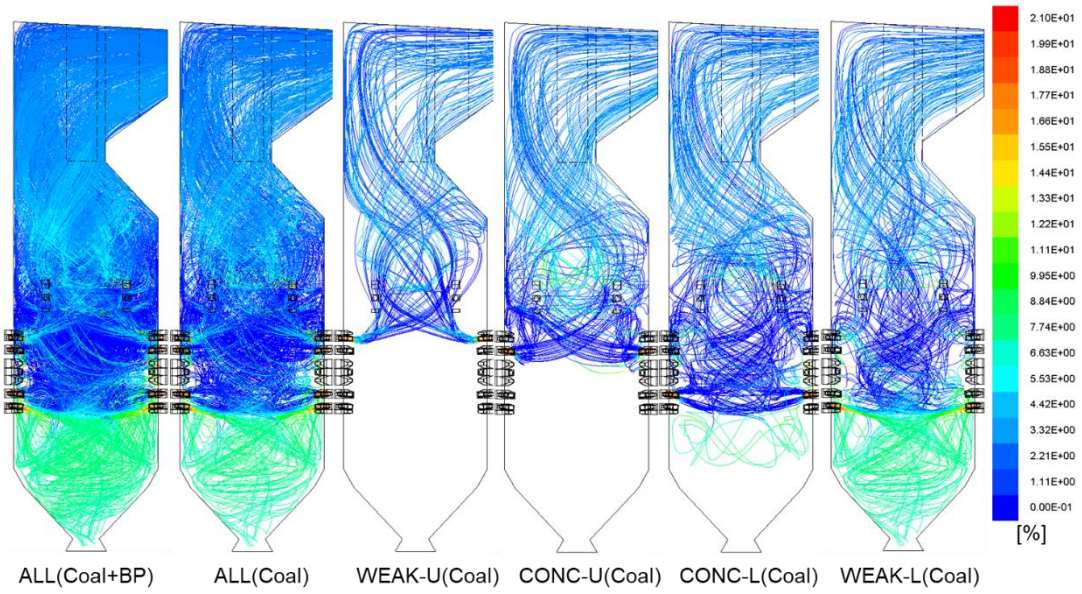


Figure 3-22 Coal particle trajectory in each burner (30% TG2 Pellet (EFB))

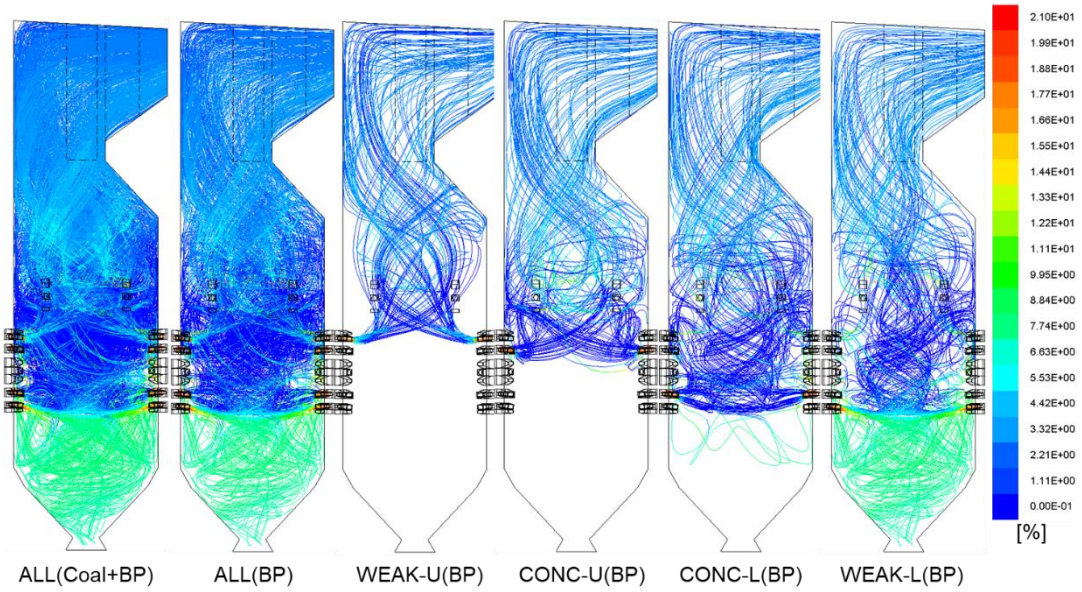


Figure 3-23 TG2 Pellet particle trajectory in each burner (30% TG2 Pellet (EFB))

3.2.4 Estimation of Power Generation Cost

A sensitivity analysis was performed with a black pellet unit price of $ 185 / ton and a co-firing rate in the range of 20% to 50%, and the results were as shown in Figure 3-24. In the case of 50%, it was 8.63 yen / kWh, and in the case of 20%, it was 6.35 yen / kWh, and the difference was 2.28 yen / kWh.

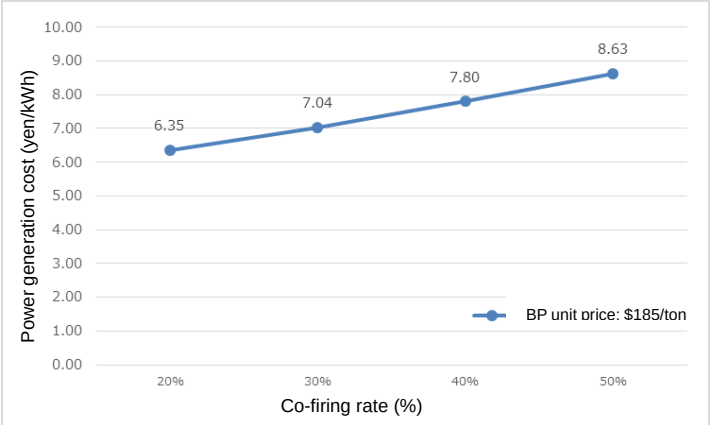


Figure 3-24 Sensitivity analysis power generation cost by co-firing rate

Figure 3-25 shows the sensitivity analysis of with assumed parameter, the unit price of black pellets in the range of 15,000 yen / ton to 25,000 yen / ton for the cases where the co-firing rate is 20% and 50%, respectively. If the unit price of black pellets is 25,000 yen / ton, the co-firing rate will be 10.02 yen / kWh at 50% and 6.83 yen / kWh at 20%. However, if the unit price can be reduced to 15,000 yen / ton, the power generation cost can be reduced to 7.58 yen / kWh at a co-firing rate of 50% and 6.00 yen / kWh at 20%.

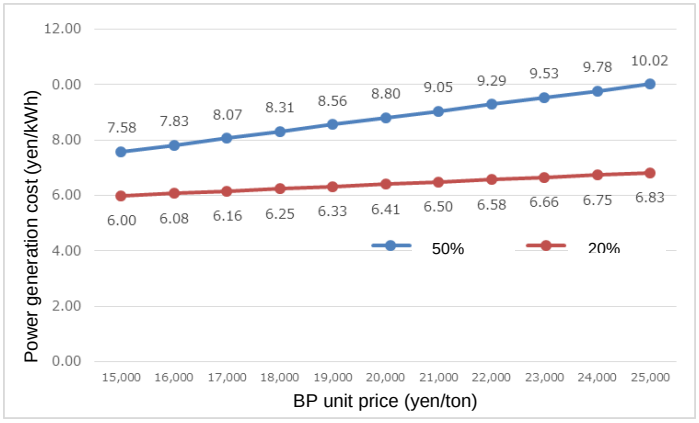


Figure 3-25. Sensitivity analysis of power generation cost by black pellet unit price

4. Consideration of Issues and Countermeasures

4.1 Technical Issues and Countermeasures

The biomass containing EFB is composed of cellulose, hemicellulose, and lignin. In particular, lignin has the most complicated structure and is an obstacle to ensuring grindability. Wood is low in alkali content, but EFB contains potassium, which may damage the boiler when co-fired in a pulverized coal boiler.

When biomass residues such as EFB is combusted in coal-fired power plants in Malaysia, adverse effects of alkali on boilers and concerns about grindability in mills are expected to hinder the promotion of utilization. The development of standards to ensure the physical and scientific characteristics of biomass fuels will help to reduce concerns among users of coal-fired power plants and contribute to the promotion of the use of biomass pellets and their stable and continuous use.

4.2 Economic Issues and Countermeasures

Because of the higher unit price of black pellet than coal, co-firing power generation cost is higher than that of coal-fired power generation accordingly. The preconditions are the same as those in section 3.2.4, and the cost difference between the power generation costs for coal-only power generation and coal / black pellet co-firing power generation were calculated.

As a result, it was found that there was a cost difference of 1.20 yen/kWh as shown in the figure 4-1. Additional income from green certificates, one of the measures under consideration in MESI 2.0, can be considered as an incentive to bridge these cost gaps.

The carbon price required to fill the above cost gap between coal-fired and co-firing power generation was estimated to be 4,181 yen/ton-CO2. [1]

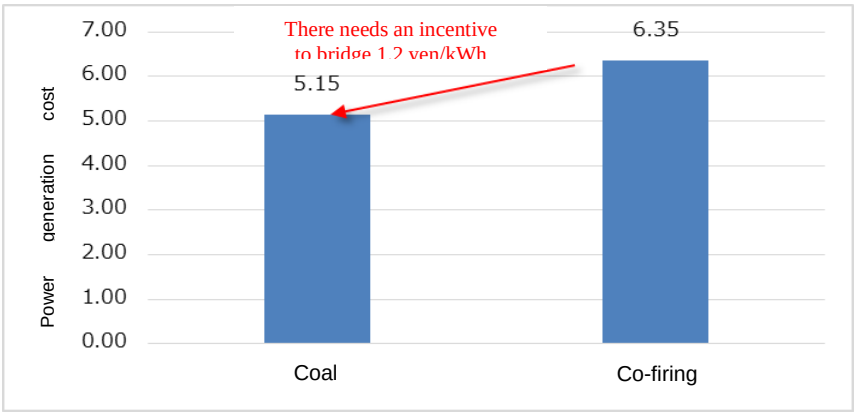


Figure 4-1. Difference in power generation cost between coal-only power generation and coal / black pellet co-firing power generation

[1] 2.41 ton-CO2 per ton-coal of 0.0247tC/GJ
Source）CO2 emission calculation factor by Ministry of Environment of Japan

5. Development of Specific System and Improvement Plans

5.1 Proposal for Establishing Fuel Quality Standards and Certification System for Biomass Fuels (Including black pellets)

We made standards to ensure the quality of biomass fuels that reduce concerns for coal-fired power plants and contribute to the promotion and stable use of biomass pellets. First section summarizes approaches to the development of standards with reference to wood chip standards in Europe and Japan. Second section presents an image of actual development of a biomass standard in Malaysia using EFB and other materials.

5.1.1 Examples of Fuel Quality Standards for Solid Biomass Fuels

In the latter half of the 1990s, the European Commission developed the European Standard (European Standards, EN) for Wood Fuels, which is a unified European standard for wood fuels. It aims to create a market for wood fuels in the EU and to increase the amount of renewable energy introduced.

In Japan, based on the FIT system started in 2012, the Japan Woody Biomass Energy Association and the Japan Pellet Association have each established quality standards for wood chips and pellets for fuel, with reference to EN standards, etc. European Standards are technical standards that have been ratified in Europe and commonly abbreviated as EN as they are also referred as European Norms.

5.1.2 Proposal for Fuel Quality Standards and Certification System in Malaysia

The biomass fuel manufactured and its supply chain promoted in this project aim to reduce the carbon content of large-scale coal-fired thermal power plants (pulverized coal-fired power). Black pellets are biomass fuels that quality has been upgraded to a level that allows co-firing in large-scale coal-fired thermal power plants by thermochemical processes. Based on these objectives, the substances and the physical properties contained in the biomass as raw materials differ depending on the type, so it is desirable to establish standards for each type of biomass.

(1) Type of biomass

For palm, sugar cane, and rice which produce a large amount of agricultural products in Malaysia, the potential of EFB/palm trunk, bagasse, and rice husks, which are residues of each, were estimated. The estimation found that the potential of EFB and palm trunk, which are the residuals of palm trees, was overwhelmingly large, so it is proposed that EFB and palm trunk should be given priority for biomass in this standard. The potential of residues was estimated based on statistical data from FAO (Food and Agriculture Organization).

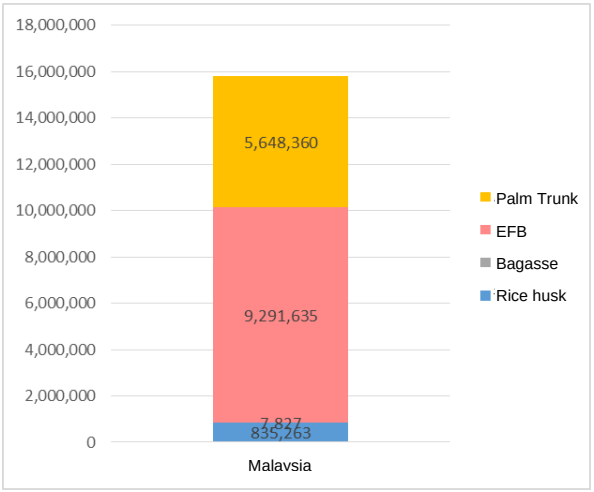


Figure 5-1. Estimated results of agricultural residue potential (Unit: ton, dry base)

(2) Evaluation Item Candidates of Criteria

As the evaluation items, each item of physical characteristics and chemical characteristics was considered as shown in Table 5-1 with reference to Japanese quality standards.

Table 5-1. Each concept of evaluation item candidates of criteria

classification of characteristics	item candidate	Concept
physical property	particle size	It is included in the "particle size" standard in the Japanese quality standard, but if "crushability" is ensured, "particle size" is not important and necessary.
	moisture content	It is necessary because it affects heat quantity.
	ash content	It is necessary because it affects the heat of the boiler and the treatment of ash.
	crushability	It is necessary because it greatly affects the co-firing rate in the boiler of pulverized coal-fored power plant.
chemical property	Nitrogen	It is necessary because it is an element contained in fertilizers.
	Chlorine	
	sulphur	
	arsenic	These are main elements contained in recycled materials, and they are not included because they are unlikely to be used as materials.
	chromium	
	copper	
	potassium	It is necessary because it is abundant in EFB.
	COD	It is included because it may have an adverse effect on drainage.

The following is an image of biomass fuel quality standards based on the above concept.

Table 5-2. Image of quality standards for biomass fuel at pulverized coal-fired power plants
【Biomass type: Empty Fruits Bunch】

classification of characteristics	characteristics	unit	draft standard
physical property	calorific value	kcal	≧★
	crushability	μm	
	ash content	w-% dry	≧★
chemical property	Nitrogen	w-% dry	≦☆
	Chlorine	w-% dry	≦☆
	sulphur	w-% dry	≦☆
	kalium	mg/kg dry	≦☆
	COD	mg/kg dry	≦☆

Note) Use ★ as the symbol for the lower limit value and ☆ as the symbol for the upper limit value

5.2 Proposal on the Application of Biomass in Co-firing Power Plants as Renewable Energy Value

By defining the biomass co-firing in power generation by coal-biomass co-firing as renewable energy, it was applied to third-party access and green certificates in MESI 2.0, and it was recommended to establish an appropriate monitoring system for that purpose. By recognizing biomass co-firing as renewable energy value, a mechanism was established to earn additional revenue from the sale of green certificates in addition to the conventional electricity revenue. Then, it was considered that the burden of additional costs (mainly related to biomass fuel procurement) when the existing coal-fire power generation was converted to co-firing power generation could be reduced.

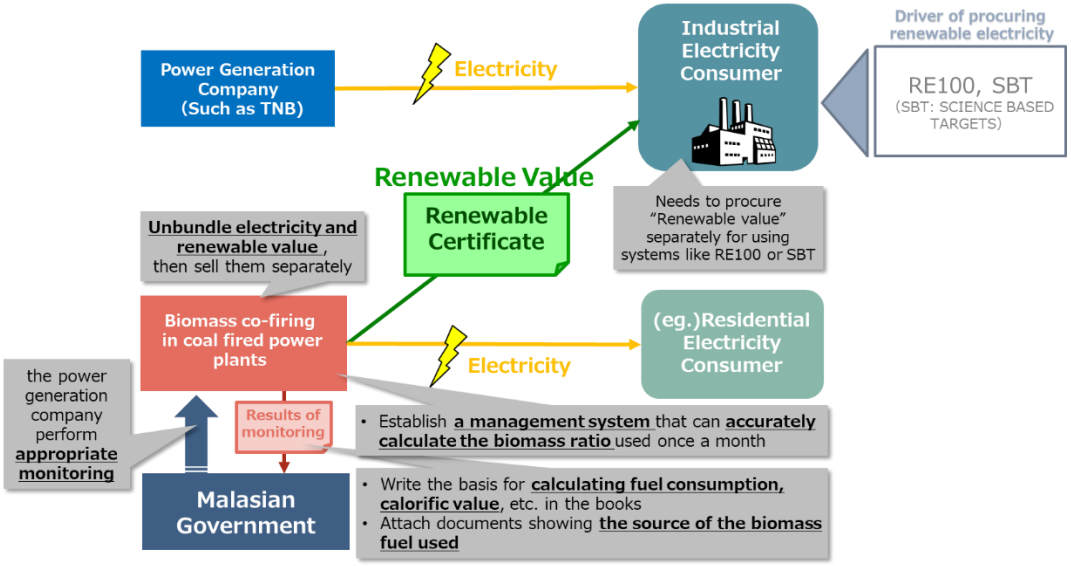


Figure 5-2. Image of proposal on the application of biomass power generation in co-firing power plants as renewable energy

In order to separate renewable energy values of biomass and issue green certificates for coal-biomass

co-firing power generation, it is necessary to accurately calculate the electric energy of biomass co-firing. Appropriate monitoring methods for this purpose were based on the standards for applying the FIT system for biomass power generation, which was approved in Japan in the past.

6. Estimated Amount of Emission Reduction and Consideration of Contributing Emission Reduction

6.1 Estimated Amount of Emission Reduction of Commercialization

Targeting two JCM projects, "Production of black pellets from EFB (Project A)" and "Black pellets co-firing project at coal-fired power stations (Project B)", review each JCM methodology and estimated emission reduction using this methodology. Assuming that 120,000 tons of TG2 Pellets are produced annually in Project A over a 20 year period, the annual average reduction is 77,503 t-CO2. Assuming that a 700,000 kW coal-fired thermal power plant in Project B co-burns 20% of TG2 Pellets, the annual average reduction is 666,426 t-CO2.

6.2 Contributing to Emission Reduction at Dissemination

6.2.1 Concept

The potential amount of black pellets spread in Malaysia or other ASEAN region when the above-mentioned policies were introduced, and the potential amount of CO2 reduction because of the reduction of coal consumption by black pellets was calculated.

6.2.2 Contribution to reduction by introducing the system in Malaysia

The estimation was based on the assumption that a 20% co-firing of black pellets was introduced in 55% of existing coal-fired power plants in Malaysia. As for the future prospects, it is estimated that the spread will be gradually promoted, and 80% of the power plants in 2025 and 100% of the power plants in 2030 will introduce 20% co-firing of black pellets.

As a result, if introducing into existing coal-fired power plants, it was estimated that approximately 3.1 million tons of black pellets would be used, reducing CO2 emissions by approximately 7.48 million tons (Use 2019 Values). As for the future prospects, it was estimated that in 2030 about 6.18 million tons of black pellets would be used, and in 2030 about 14.88 million tons of CO2 would be potentially reduced.

6.2.3 Contribution to reduction when spreading to other countries of ASEAN

Assuming that the use of black pellets spread in neighboring countries of ASEAN like in Malaysia, we estimated the amount of using black pellets and CO2 emission reduction. Assuming the same conditions as Malaysia, we estimated based on the outlook for coal power generation in each country.

As a result, it was estimated that if introducing black pellets into existing coal-fired power generation, about 22.83 million tons of black pellets would be used, and about 41.72 million tons of CO2 would be reduced (Use 2019 Values). As for the future prospects, it was estimated that in 2030 about 48.8 million tons of black pellets would be widely used, and in 2030 about 104.08 million tons of CO2 would be potentially reduced.

7. Proposal activities for system development and improvement plans to related parties in the partner country

We conducted activities to propose specific systems (for more information, section 5) to the Sustainable Energy Development Agency (SEDA), an organization under the Malaysian Ministry of Energy and Natural Resources. The following is an overview of SEDA's proposal activities.

Table 7-1. Summary of proposal activities

Item	Contents
Date and Time	January, 2021
Proposal outline	● Proposed formulation of guidelines for biomass power generation (including the system to accurately calculate the biomass ratio during co-firing) ➢ With the establishment of this system, it will become possible to define the amount of biomass burned in coal-fired power plants as renewable energy in the Green Certification System that the Government of Malaysia is promoting. ➢ When private companies use SBT or RE 100 as a driver, green certificates can be an incentive to introduce renewable energy while reducing the financial burden and the burden on consumers. ● As there are technical issues such as grindability and mineral contents in co-firing of biomass, it is recommended that biomass quality standards be developed.
Comments overview	● Trends in energy policy ➢ Mid- and long-term energy plan after 2025 is being formulated. ● Response to the proposal ➢ Overall, positive responses were received, such as expressing the intention to continue communication in the future in order to proceed with the examination of our proposal. ➢ With regard to review's energy policy after 2025, some expressed the view that they would like to continue consult in order to conduct future studies based on the proposal. ● Utilization of biomass power generation ➢ There was a comment that it was very interesting as a measure to popularize power generation using biomass fuel, because it is not widespread. This is because the FIT price of biomass power generation is very low. ● EFB ➢ Although the palm oil plant is obligated to collection methane gas from waste water, there are no regulations on the disposal of EFB. So it is currently incinerated or disposed of. ➢ The reason why the use of EFB has not progressed is that there are several mills where EFB occurs, and the cost of accumulating them does not match. The logistics that accumulates them is required.

8. Conclusion

8.1 Technology Development

8.1.1 Production Process

TG2 Process does not have a fundamental risk for commercialization because each of the individual process included in the TG2 Process has been already commercialized and basic data for commercial plant design has been acquired by collaborations with proven vendors of the main equipment.

8.1.2 TG2 Pellet (EFB) Characteristics

It was discovered that COD effluent concentrations of TG2 Pellet (EFB) should be improved to an acceptable level of coal-fired power plants in Japan. Idemitsu found that its own technology in its laboratory is effective to improve the quality. Idemitsu will continue considerations for commercialization of the process.

8.1.3 Combustibility of Co-combustion of Coal with TG2 Pellet

Numerical boiler simulation of co-firing TG2 Pellet (EFB) and Indonesian sub-bituminous coal unveiled that TG2 Pellet (EFB) has a similar combustibility to that of Indonesian sub-bituminous coal.

8.2 Feedstock Supply

Our study discovered that approximately 22 million tons of EFB is produced annually in Malaysia and there is no concern on feedstock supply to produce TG2 Pellet.

8.3 Policy Proposal Activities

We conducted activities to propose specific systems, formulation of guidelines for biomass power generation and biomass quality standard, to the Sustainable Energy Development Agency (SEDA), an organization under the Malaysian Ministry of Energy and Natural Resources.

The discussion with the institution continues as per the commercialization progress how to set an environment in which private companies would purchase driven by SBT and RE 100 when third-party access and green under consideration in MESI 2.0 are materialized.

8.4 Development Plan

TG2 will construct the first commercial plant of TG2 Pellet (EFB) with the capacity of 120,000 ton per annum. Idemitsu will perform demonstration tests to commercialize its own technology to improve the quality of TG2 Pellet (EFB) with which its laboratory conducted experiments under this feasibility study. TG2 and Idemitsu aim to disseminate TG2 Pellet (EFB) production facilities with Idemitsu's upgrading process all over the ASEAN region.

In addition, as to the trial combustion at coal-fired power plant in Malaysia, Idemitsu will continue collaborations with the power supplier who had discussion with Idemitsu under this study.

Reference Materials

- SURUHANJAYA TENAGA（2019）“MALAYSIA ENERGY STATISTICS HANDBOOK 2019”, https://meih.st.gov.my/documents/10620/bcce78a2-5d54-49ae-b0dc-549dcacf93ae / (View on January 21, 2021)
- SURUHANJAYA TENAGA（2018）“NATIONAL ENERGY BALANCE 2018”, https://meih.st.gov.my/documents/10620/f2f4c39b-4748-4c5d-b90a-fc36ba880264 (View on January 21, 2021)
- Director General, Economic Planning Unit, Prime Minister’s Department（2015）“The Eleventh Malaysia Plan 2016-2020”, http://planipolis.iiep.unesco.org/sites/planipolis/files/ressources/malaysia_11thplan.pdf (View on January 21, 2021)
- UNFCCC “INTENDED NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION OF THE GOVERNMENT OF MALAYSIA”, https://www.ctc-n.org/sites/www.ctc-n.org/files/UNFCCC_docs/indc_malaysia_final_27_november_2015_revised_final_unfccc.pdf (View on January 21, 2021)
- MESTECC（2020）”Reimagining Malaysian Electricity Supply Industry（MESI 2.0）”, https://www.mosti.gov.my/web/en/https-www-mestecc-gov-my-web-reimagining-malaysian-electricity-supply-industry-mesi-2-0/(View on January 21, 2021)
- MPOB Website, http://bepi.mpob.gov.my/index.php/en/ (Acquired on January 21, 2021)
- Dr. Sanath Kumaran（2019）“THE DYNAMICS FOR MANDATORY MSPO CERTIFICATION SCHEME TO BE SUCCESSFULLY IMPLEMENTED”, “Journal of Oil Palm, Environment & Health”
- Joint Crediting Mechanism Approved Methodology MM_AM001“Power generation and avoidance of landfill gas emissions through combustion of municipal solid waste (MSW)” (Acquired on January 21, 2021)
- Methodological tool Emissions from solid waste disposal sites (Version 08.0) (Acquired on January 21, 2021)

中東地域における省エネ空調機の普及基盤整備

実施者：ダイキン工業株式会社

1. 目的及び実施体制等

1.1 背景

UAE は 2017 年、国全体で統一された初めてのエネルギー戦略である UAE Energy Strategy 2050[1]を開始し、2050 年までに BAU 比で 40%の省エネを実施するとしている。UAE Energy Strategy 2050 の実現に向けた初期の取組みの一つとして省エネルギーの推進が掲げられており、省エネ化の機運が高まりつつある。

首長国レベルでも省エネに向けた動きが加速しており、アブダビは 2019 年に Abu Dhabi Demand Side Management and Energy Rationalization Strategy 2030[2]を策定し、2030 年までに 22%の消費電力量の削減（2013 年ベースライン比）を掲げている。

UAE では、連邦全体の消費電力量の約 6 割を空調機が占めることから、空調機の省エネ化は UAE の電力需要抑制や温室効果ガス排出削減に大きく寄与するものと考えられる。しかし、UAE では未だに省エネ性能が低いノン・インバータ式空調機（ON/OFF 制御式）が市場の大半を占めている。それは、UAE の省エネラベルや Minimum Energy Performance Standard（MEPS、最低エネルギー消費効率基準）と紐づく空調機の性能評価規格が、インバータ式空調機の高い省エネ性能を適切に評価するものになっていないことが原因であると考えられる。日系企業が優位性をもつインバータ式空調機を積極的に展開できないことが、ビジネス上の課題にもなっている。

1.2 目的及び普及対象技術

本事業を通して、インバータ式空調機が省エネ性能の高い製品として消費者に選ばれる環境を整備することを目指す。

ノン・インバータ式空調機は、設定温度になると動作を停止・室内温度が上がると動作を開始し、ON/OFF を繰り返すため、エネルギー効率が悪い。一方で、インバータ式空調機は、外気温や冷暖房負荷に応じて冷暖房能力を制御するため、ロスの少ない効率的な運転が可能である。

---

[1] UAE Energy Strategy 2050
https://government.ae/en/about-the-uae/strategies-initiatives-and-awards/federal-governments-strategies-and-plans/uae-energy-strategy-2050（最終閲覧日：2021 年 1 月 15 日）

[2] Abu Dhabi Demand Side Management and Energy Rationalization Strategy 2030
https://www.doe.gov.ae/-/media/Project/DOE/Department-Of-Energy/Media-Center-Publications/English-Files/Abu-Dhabi-DSM-and-Energy-Rationalization-Strategy.pdf（最終閲覧日：2021 年 1 月 15 日）

1.3 実施概要

インバータ式空調機の普及拡大に資する環境整備に向けて、インバータ式空調機の省エネ性能や温室効果ガス排出削減効果、それに伴う便益等を定量化する。

上記を根拠に、省エネラベル制度や MEPS、建物の省エネ規制との紐づけを念頭に、インバータ式空調機の性能を適切に評価できる性能評価規格 ISO16358-1 Amd1（以下、SEER と称す）の導入に関する政策提言を UAE の関係政府機関に対して行う。現状の Energy Efficiency Ratio(EER)は定点における性能のみを表す一方、SEER は性能計算式に外気温度の出現時間と出現頻度を組み込んでいるため、インバータ式空調機の能力制御による省エネ性能の高さを性能値に反映することが可能となる。

本事業は、昨年度のサウジアラビアにおける調査結果を踏まえた UAE への横展開として実施する。サウジアラビアにおいては、情報収集を継続し、適宜働きかけを行う。

1.4 実施体制

実測データの取りまとめに関する政府機関等との調整、現地でのアドボカシー活動、政策提言内容の検討にあたっては、ダイキン中東・アフリカ社の協力を得る。また、実測データの分析にあたっては、ドバイの Heriot Watt University[3]の協力を得る。

2. 関連政策・制度の動向分析

サウジアラビア、UAE 及びアブダビにおける空調機に係る省エネ規制の動向について、調査・分析を実施した。

2.1 サウジアラビアにおける空調機に係る省エネ規制の動向

昨年度調査において、サウジアラビアにおける実測データの収集及び分析をもとに、サウジアラビア政府機関に対して、SEER の導入に関する政策提言を行った。サウジアラビア政府は昨年度より SEER 導入に関する検討を開始し、2020 年 12 月、ISO16358-1 Amd1 に基づく省エネ規制改正案（SASO-2663）を WTO/TBT に通報した。改正案は、本年 4 月に公示され、同年 10 月より施行される見込みである。

本改正がなされた場合、省エネラベルは SEER に基づくものに改訂される予定である。この改訂により、消費者が省エネ性能の高い空調機としてインバータ式空調機を認知・選択できる環境が整う。また、現状の省エネラベルでは、スプリット型空調機とウィンド型空調機には異なる評価テーブルが適用されており、これが相対的に省エネ性能の低いウィンド型空調機の普及を許す原因となっているが、改正案では同じ評価テーブルが適用され、ウィンド型空調機は省エネラベル上性能が低い区分に分類されるようになる。結果として、本改正はサウジアラビアにおいて省エネ性能の高い空調機の普及拡大に貢献するものと考えられる。一方、MEPS については、今回は変更されない。

[3] Heriot Watt University
https://www.hw.ac.uk/dubai/index.htm（最終閲覧日：2021 年 1 月 15 日）

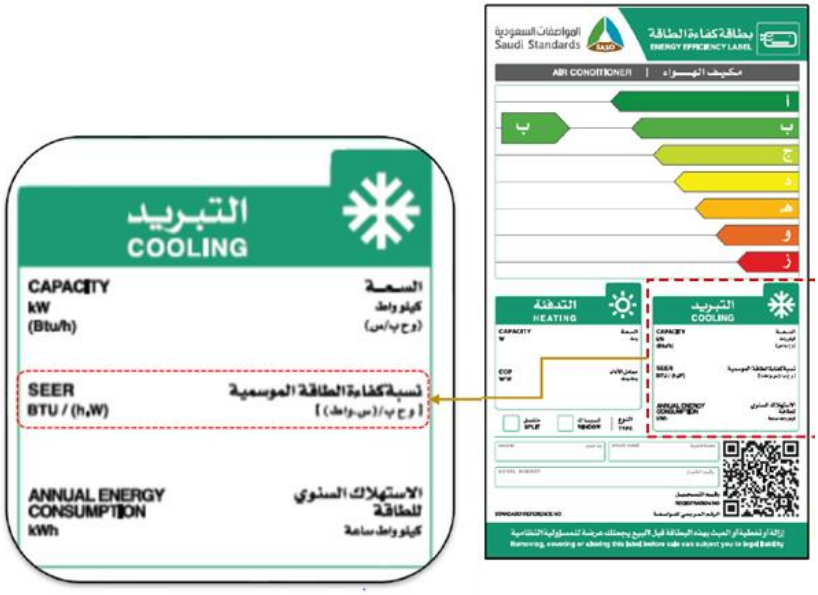


図 2-1 SASO-2663 改正案における省エネラベル案

Table 6 – SEASONAL ENERGY EFFICIENCY (SEER) Classification			
Bar color	Energy class		SEER limits (Rated value) (Btu/W.h)
Dark green	أ	A	SEER ≥ 18.0
Green	ب	B	18.0> SEER ≥ 15.0
Light green	ج	C	15.0> SEER ≥ 12.5
Yellow	د	D	12.5> SEER ≥ 10.0
Orange	هـ	E	10.0> SEER ≥ 9.0
Red	و	F	9.0> SEER ≥ 8.0
Dark Red	ز	G	8.0> SEER

図 2-2 SASO-2663 改正案における性能評価グレード

出所）SASO. Introducing the New Requirements of Air Conditioners Standard SASO-2663 the Seasonal Energy Efficiency Ratio (SEER), December 23rd, 2020.[4]

[4] SASO ウェブサイト、
https://www.saso.gov.sa/ar/mediacenter/events/Documents/%D8%A7%D9%84%D8%AA%D8%B9%D8%B1%D9%8A%D9%81%20%D8%A8%D8%A7%D9%84%D9%85%D8%AA%D8%B7%D9%84%D8%A8%D8%A7%D8%AA%20%D8%A7%D9%84%D8%AC%D8%AF%D9%8A%D8%AF%D8%A9%20%D9%84%D9%85%D9%88%D8%A7%D8%B5%D9%81%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D9%85%D9%83%D9%8A%D9%81%D8%A7%D8%AA%20SASO%202663%20-%20%20%D9%85%D8%B9%D8%A7%D9%85%D9%84%20%D9%83%D9%81%D8%A7%D8%A1%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D8%B7%D8%A7%D9%82%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D9%85%D9%88%D8%B3%D9%85%D9%8ASEER-%D8%B9%D8%B1%D8%B6%20%D9%88%D8%B1%D8%B4%D8%A9.pdf、2021 年 1 月 15 日取得

2.2 UAE 及びアブダビにおける空調機に係る省エネ規制の動向

UAE においては、連邦レベルでの省エネ規制に加えて、アブダビ（首長国レベル）の省エネ規制が存在する。

2.2.1 UAE

(1) UAE.S 5010-1:2019

Emirates Authority for Standardization and Metrology (ESMA)は、家庭用空調機を対象に UAE.S 5010-1:2019 の規制（2020 年改正）を定めており、省エネラベル上の性能評価グレードの分類や MEPS 値等が規定されている。各機器の SEER 値の提出についても定められているが、ESMA にとっての参考値としての扱いであり、現状省エネラベルや MEPS とは紐づけられていない。

表 2-1 UAE.S 5010-1:2019 における省エネラベル性能評価グレード

Star Rating	Starting from Jan. 2020		Starting from Jan. 2022	
	EER (Btu-h)/W at T3 Window Type	EER (Btu-h)/W at T3 non-ducted split types of AC	EER (Btu-h)/W at T3 Window Type	EER (Btu-h)/W at T3 non-ducted split types of AC
5	EER ≥ 9.01	EER ≥ 10.31	EER ≥ 9.51	EER ≥ 11.01
4	9.00 ≥ EER ≥ 8.51	10.30 ≥ EER ≥ 9.71	9.50 ≥ EER ≥ 9.01	11.00 ≥ EER ≥ 10.31
3	8.50 ≥ EER ≥ 8.01	9.70 ≥ EER ≥ 9.01	9.00 ≥ EER ≥ 8.51	10.30 ≥ EER ≥ 9.71
2	8.00 ≥ EER ≥ 7.51	9.00 ≥ EER ≥ 8.31	8.50 ≥ EER ≥ 8.01	9.70 ≥ EER ≥ 9.01
1	7.50 ≥ EER ≥ 6.80	8.30 ≥ EER ≥ 7.70	8.00 ≥ EER ≥ 7.50	9.00 ≥ EER ≥ 8.30

出所）UAE.S 5010-1:2019 をもとに当社作成



図 2-3 UAE.S 5010-1:2019 に基づく省エネラベル

出所）WTO ウェブサイト、
https://members.wto.org/crnattachments/2019/TBT/ARE/19_1431_00_e.pdf、2021 年 1 月 15 日取得

(2) UAE.S 5010-5:2019

業務用空調機及びセントラル空調機については、UAE.S 5010-5:2019 の規制（2020 年改正）が定められており、省エネラベルの表記や MEPS 値等が規定されている。

2020 年の改正により、VRF の性能値のみ SEER に基づくものになっているが、他の機器の性能値は引き続き EER に基づくものであり、SEER への移行時期は明らかにされていない。各機器の SEER 値の提出についても定められているが、ESMA にとっての参考値としての扱いであり、現状省エネラベルや MEPS とは紐づけられていない。

表 2-2 UAE.S 5010-5:2019 における MEPS 値

Rated Capacity Btu/h	Minimum Energy Efficiency (EER) (Btu-h /watt) T3
CC < 135000	8.3
135000 ≤ CC < 240000	8.1
240000 ≤ CC < 760000	7.8
760000 ≤ CC	7.5

注）Ducted and Packaged air cooled units を対象とした MEPS 値
出所）UAE.S 5010-5:2019 をもとに当社作成



図 2-4 UAE.S 5010-5:2019 に基づく省エネラベル

出所）ESMA ENERGY LABEL DESIGN

2.2.2 アブダビ

(1) Abu Dhabi Certification Scheme for Ozone Friendly Air-cooled Unitary Air Conditioners

アブダビでは、連邦の規制とは別に首長国独自の規制として、Abu Dhabi Quality and Conformity Council (ADQCC)が Abu Dhabi Certification Scheme for Ozone Friendly Air-cooled Unitary Air Conditioners を定めており、MEPS 値やトラストマーク等について規定されている。性能値は EER に基づいて定められており、SEER への移行は検討されていない。

Equipment Type	Rated cooling capacity at T3 conditions (kW)[1]	Minimum Efficiency (at T1 – 35ºC)[2, 3, 4]		Acceptable test procedures		
		EER (Btu/Wh)	COP[5] (W/W)	ANSI/ AHRI	ISO	EN
Split system and single package units	< 19	11.6	3.40	210/240	5151	14511 14825
	≥ 19 and < 40	11.6	3.40	340/360	13253	
	≥ 40 and < 70	11.3	3.30			
	≥ 70 and < 223	10.7 9.8 IPLV	3.13 2.87 IPLV			
	≥ 223	10.3 9.5 IPLV	3.02 2.78 IPLV			
Condensing units	≥ 40	11.3	3.30	365		
VRF multi split air conditioners	< 19	11.6	3.40	1230	15042	
	≥ 19 and < 40	11.2	3.28			
	≥ 40 and < 70	11.0	3.22			
	≥ 70	10.0	2.93			

1. For each unit tested, the measured capacity shall be ≥0.95 of the rated value
2. For each unit tested, the measured energy input shall be ≤1.05 of the rated value
3. For each unit tested, the calculated EER / COP shall be ≥0.95 of the rated value
4. IPLVs are only applicable to equipment with capacity modulation
5. COP = EER x 0.2928

図 2-5 アブダビにおける空調機の MEPS 値

出所）ADQCC ウェブサイト、
https://jawdah.qcc.abudhabi.ae/en/Registration/QCCServices/Services/ProductCS/Files/PCS-ASP017.01-2016-En.pdf、2021 年 1 月 15 日取得

(2) Pearl Rating System for Estidama

2010 年、アブダビを持続可能な都市化のモデルへと変革させることを目的とした Estidama というイニシアチブの中で、Pearl Rating System が導入された。これは、持続可能な設計、建設、運用がなされているアブダビの地域、建物、ヴィラを評価するシステムである。DMT(Department of municipalities and transport)が所管している。

Villa Rating System[5]により、新築ヴィラを対象として、COP3.4 以上の空調機の導入が義務付けられている。

[5] Villa Rating System
https://www.dmt.gov.ae/en/Urban-Planning/Pearl-Villa-Rating-System（最終閲覧日：2021 年 1 月 15 日）

3. 事業化計画の検討

エネルギー削減の必要性・ニーズとインバータ式空調機による省エネ効果の高さを勘案し、UAE におけるインバータ式空調機の普及戦略構築に関する検討を行った。

3.1 UAE におけるダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機市場

UAE におけるダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機市場の動向について、市場規模（台数、金額）、競合他社、当社のポジションの観点から分析を行った。

3.1.1 市場規模

(1) 台数ベース

2016 年以降、空調市場は原油価格低迷による景気低迷の影響を受けて横這いで推移している。一方、電気料金値上げに伴う省エネ意識の向上等の影響により、インバータ式空調機の台数は増加傾向である。

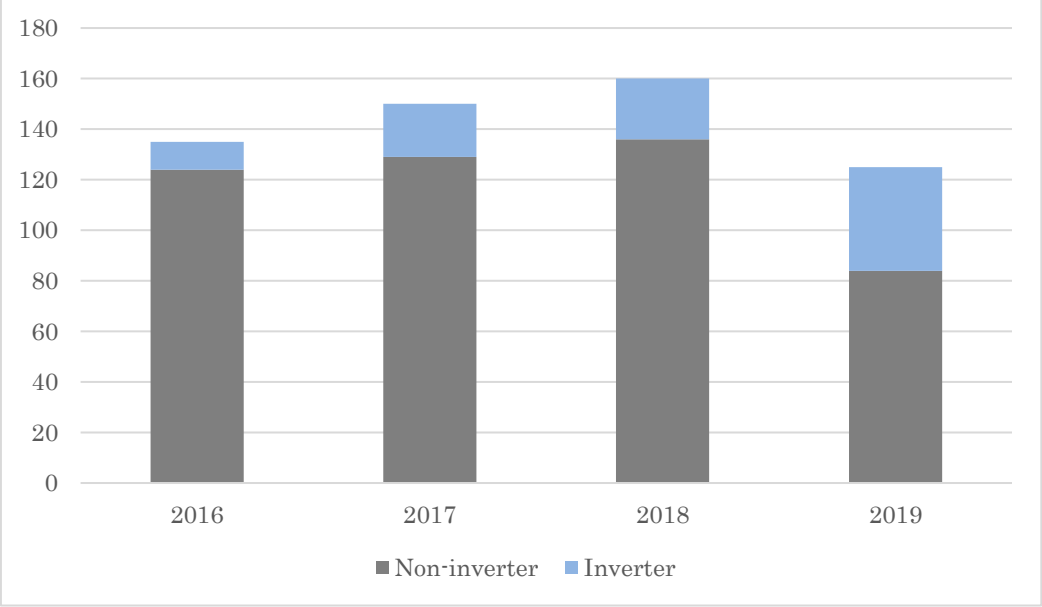


図 3-1 ダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の需要推移（台数ベース）[単位：千台]

出所）当社推計値より作成

(2) 金額ベース

金額ベースの数値も台数ベースの傾向に沿って推移しているが、インバータ式空調機はノン・インバータ式空調機よりも単価が高いことから、金額ベースのインバータ式空調機のシェアは台数ベースのシェアよりも高くなっている。19 年以降、競合他社によるインバー

タ式空調機の投入等により、競争環境が一層厳しくなっている。

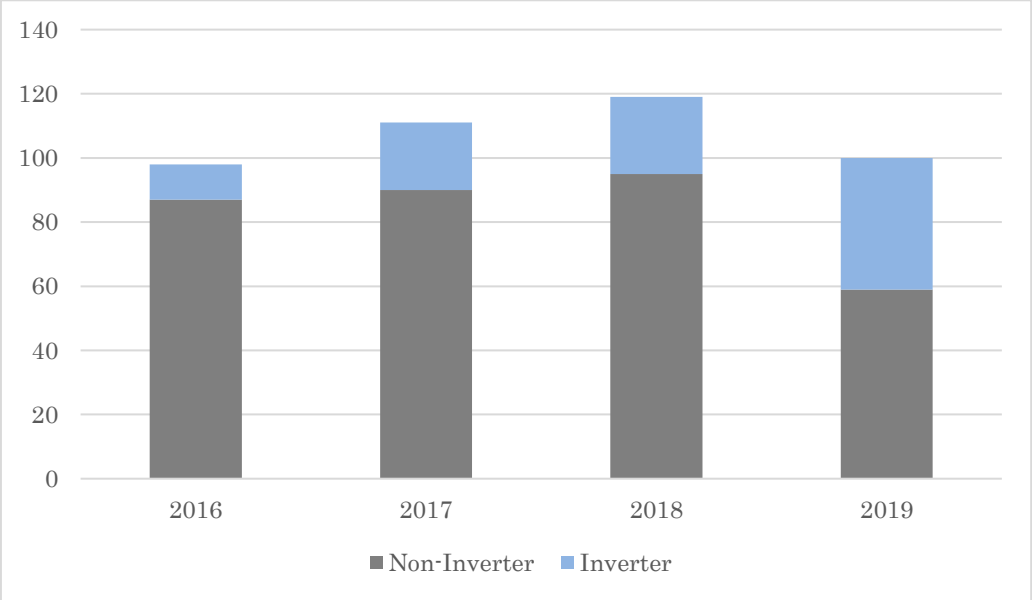


図 3-2 ダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の需要推移（金額ベース）[単位：百万 USD]

出所）当社推計値より作成

3.1.2 UAE におけるダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の市場シェア

2019 年時点のダクト式スプリット市場のシェアは、日本の他メーカー（2 社）、アメリカメーカーの順となっている。

インバータ市場のシェアは、韓国メーカー、日本の他メーカー（2 社）の順となっており、上位 3 社で 6 割以上を占めている。

一方、ノン・インバータ市場のシェアは、日本のメーカー、アメリカメーカー（2 社）の順となっており、米系メーカーが目立っている。

3.1.3 主な競合の状況

- 日本の他メーカー：タイ製の 2 機種（インバータ、ノン・インバータ）を販売。
  現地販売会社を通して販売している。特にアブダビで強い。
- 日本の他メーカー：タイ製の 2 機種（インバータ、ノン・インバータ）を販売。
  現地販売会社を通して販売している。主力はノン・インバータモデル。
- アメリカメーカー：2 年前はインバータをラインナップしていたが、
  現在はエジプト製のノン・インバータのみ。
- 韓国メーカー：タイで製造したインバータモデルのみを、代理店を通して販売。
  市場に合った価格により、シェアを高めている。

3.1.4 当社のポジション

現状、当社のダクト式モデルはノン・インバータ機が中心であるが、2021 年 4 月から、インバータ機のフルラインナップが出揃い、本格販売を開始する。

他社に比べて、インバータ式空調機の販売が出遅れていたものの、R32 を使用したインバータ式空調機を小型家庭用空調機からダクト式空調機までラインナップしているのは当社のみである。その利点を活かし、大型ヴィラの更新需要、ESCO 物件での拡販を狙う。

更新物件獲得に向け、地域密着の小回りの利くインストーラーの開拓に注力していく。販売地域については、これまで足元のドバイにおける販売網強化が中心であったが、それに加え、アブダビ、北部首長国における販売店網強化も計画している。

3.2 今後のビジネス展開の検討

UAE において、性能評価規格が変更され、インバータ式空調機の性能が適切に評価される市場となった後のビジネス展開の方法について検討を行った。

3.2.1 SEER 導入による効果と市場予測

2018 年時点ではダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機市場におけるインバータ比率は 15%に留まり、需要創造期にある。SEER の導入や電力料金の値上げが行われた場合、2025 年には市場におけるインバータ比率は 80%まで拡大すると予測している。

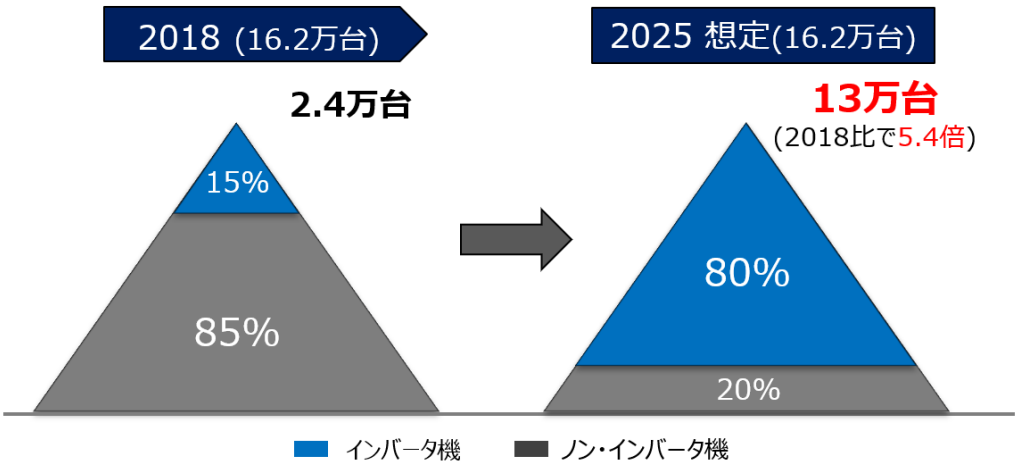


図 3-3 SEER 導入後のダクト式店舗・オフィス用空調機の市場予測

出所）当社推計値より作成

3.2.2 ビジネスターゲット

ノン・インバータ機が据え付けられている物件を、積極的にインバータ機に更新することを中期戦略の軸に据えており、更新物件主体の安定性の高い事業構造への転換を目論んでいる。

3.2.3 競合への対応策

中高級ゾーンにおいては、対応策として、高効率の省エネインバータ式空調機の普及モデルで低性能機の置き換えを促進する。

また、低性能機の置き換えにあたっては、実測データの分析から明らかになった経済性も訴求のポイントとして活用したい。

4. 課題と対応策の検討

インバータ式空調機の普及に向けた政策提言を支えるエビデンスとして、ドバイの 2 か所において、R410A ノン・インバータ式空調機と R32 インバータ式空調機を用いて消費電力量等のデータ収集を行った。なお、データ収集は当社の負担のもと実施した。

4.1 実測場所と機器の選定

以下の選定基準をもとに、実測場所及び実測に用いる空調機の選定を行った。

- 実測場所の選定基準
  - ✓ 部屋の面積と高さが類似していること
  - ✓ 部屋の使用用途が類似していること
  - ✓ 部屋の占有率が類似していること
  - ✓ 部屋の熱負荷が類似していると見込まれること
- 機器の選定基準
  - ✓ ダクト式のインバータ式空調機とノン・インバータ式空調機であること
  - ✓ 空調機の能力が類似していること
  - ✓ 空調機の性能値が類似していること

結果として、実測場所としてドバイにおけるショップの 2 部屋を選定した。また、有効な実測データが得られない場合に備えて、選定基準を満たさないものの、追加の実測場所（ポンプ室 2 部屋）をバックアップサイトとして選定した。機器については、インバータ式空調機、ノン・インバータ式空調機ともにダイキン製のダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機を選定した。

実測場所、機器の詳細については、以下のとおり。

表 4-1 実測場所と機器の詳細

実測場所		部屋面積	空調機	Inverter/ Non-Inverter	冷凍能力 @35℃ (Btu/h)	EER @ 35℃ (Btu/h) / W	冷媒
ショップ	部屋 A	18m^2	Daikin FDMF36	Inverter	34,000	12.14	R32
	部屋 B	18m^2	Daikin FDMRN36	Non-Inverter	36,000	12.15	R410A
ポンプ室	部屋 C	25m^2	Daikin FDMF24	Inverter	24,000	12.40	R32
	部屋 D	10m^2	Daikin FDMRN25	Non-Inverter	23,500	11.73	R410A

出所）当社作成



図 4-1 ショップ外観及び内観

出所）当社作成



図 4-2 ポンプ室外観及び内観

出所）当社作成

4.2 実測データの収集

インバータ式空調機及びノン・インバータ式空調機を設定温度 23℃のもと、それぞれ連日 24 時間運転させ、消費電力量、室外温度・湿度、室内温度・湿度のデータ収集を行った。各データは 1 分単位で収集した。

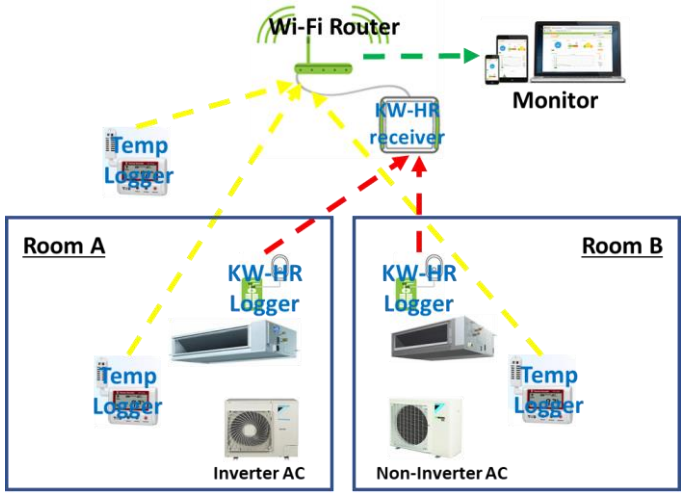


図 4-3 データの収集方法

出所）当社作成

ショップにおいては 11 月 10 日～1 月 10 日までの 2 か月間、ポンプ室においては 10 月 10 日～1 月 10 日までの 3 か月間にわたってデータの収集を継続した。

結果として、選定基準を満たすショップにおいて収集されたデータを用いて、分析レポートの作成を行うこととした。

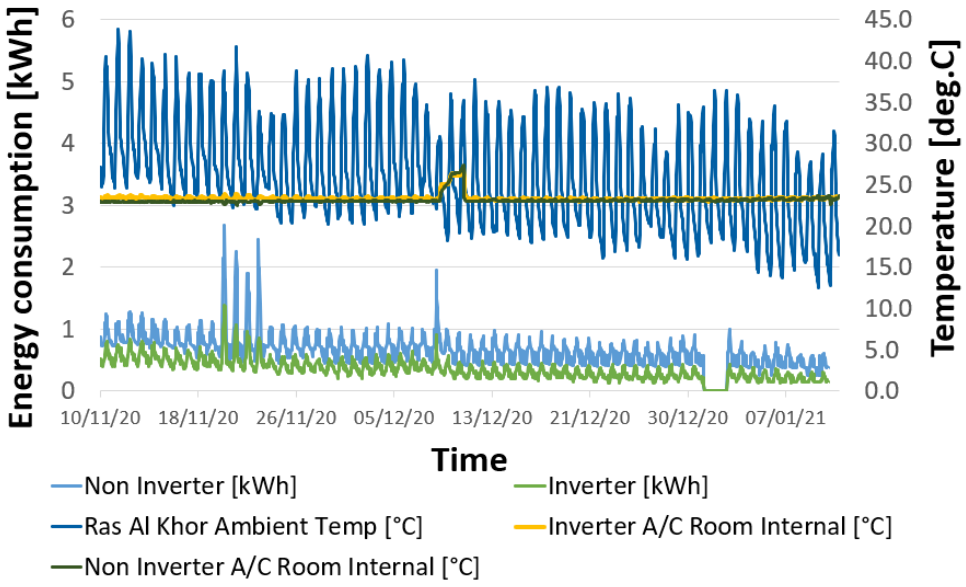


図 4-4 実測データ（ショップ）

出所）当社作成

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

5.1 実測データの分析の実施

政策提言の実施に向けて、Heriot Watt University の協力のもと、実測データを用いて以下の分析を行った。

- 省エネ効果の分析
- 経済面の分析
- 温室効果ガス排出削減の分析

5.1.1 省エネ効果の分析

線形回帰分析によって、実測データから年間消費電力を試算すると、ノン・インバータ式空調機が 8,299kWh、インバータ式空調機が 5,402kWh であった。インバータ式空調機を用いることで、年間 2,897kWh の省エネが可能であり、省エネ率は約 35%との結果が得られた。

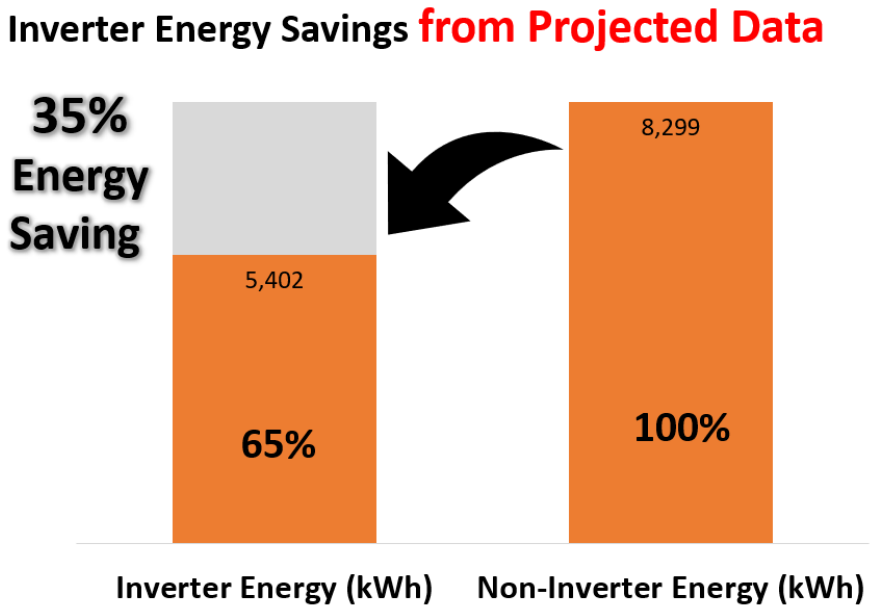


図 5-1 省エネ効果の分析結果

出所）Heriot Watt University による分析結果

5.1.2 経済面の分析

(1) 費用対効果の分析

インバータ式空調機は、ノン・インバータ式空調機に比べて価格（初期コスト）が高いことが普及の課題となっている。

そこで、インバータ式空調機の省エネ効果による電気料金の負担軽減により、インバータ

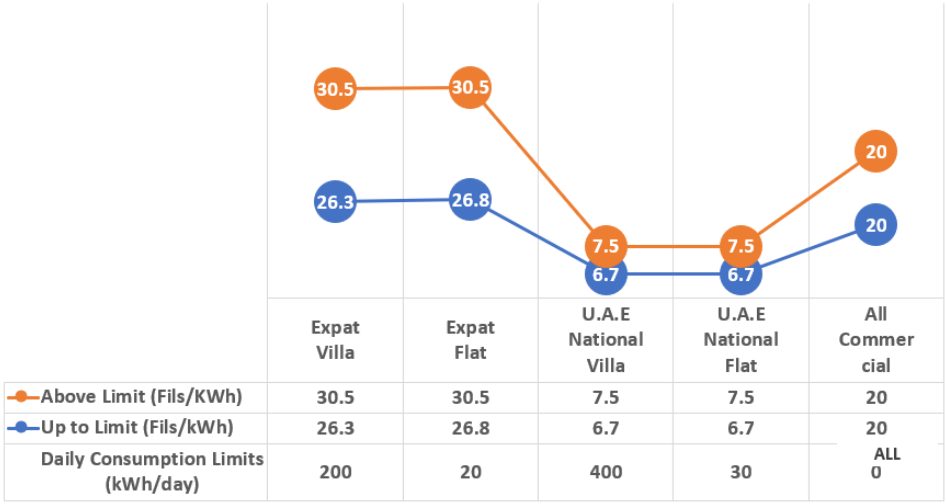
式空調機とノン・インバータ式空調機の価格差を何年で回収できるのか（ペイバック期間）を明らかにするため、費用対効果の分析を以下の条件のもと実施した。

- 空調機の価格
  市場における販売価格を参考に、ダイキン製 R32 インバータ式空調機の価格は、ダイキン製 R410A ノン・インバータ式空調機の約 1.3 倍と仮定した。据付コスト、メンテナンスコストは、インバータ/ノン・インバータ式空調機ともに同様とした。

- 消費電力量
  上記の省エネ効果の分析の中で得られた年間消費電力量（ノン・インバータ式空調機：8,299kWh、インバータ式空調機：5,402kWh）を利用した。

- UAE（アブダビ、ドバイ）における電気料金単価
  UAE の二大市場であるアブダビ・ドバイの家庭用・業務用の電気料金単価を利用した。

  ✓ アブダビ Abu Dhabi Distribution Company (ADDC)の電気料金単価
  家庭用に関しては、駐在員向け（ヴィラ/アパート）、自国民向け（ヴィラ/アパート）に応じた料金単価が存在する。業務用に関しては、一律の料金単価となっている。



	Expat Villa	Expat Flat	U.A.E National Villa	U.A.E National Flat	All Commercial
Above Limit (Fils/KWh)	30.5	30.5	7.5	7.5	20
Up to Limit (Fils/kWh)	26.3	26.8	6.7	6.7	20
Daily Consumption Limits (kWh/day)	200	20	400	30	ALL 0

図 5-2 アブダビ ADDC の電気料金単価

出所）Heriot Watt University が ADDC ウェブサイトをもとに作成

  ✓ ドバイ Dubai Electricity and Water Authority (DEWA)の電気料金単価
  家庭用、業務用ともに一律の料金単価となっている。

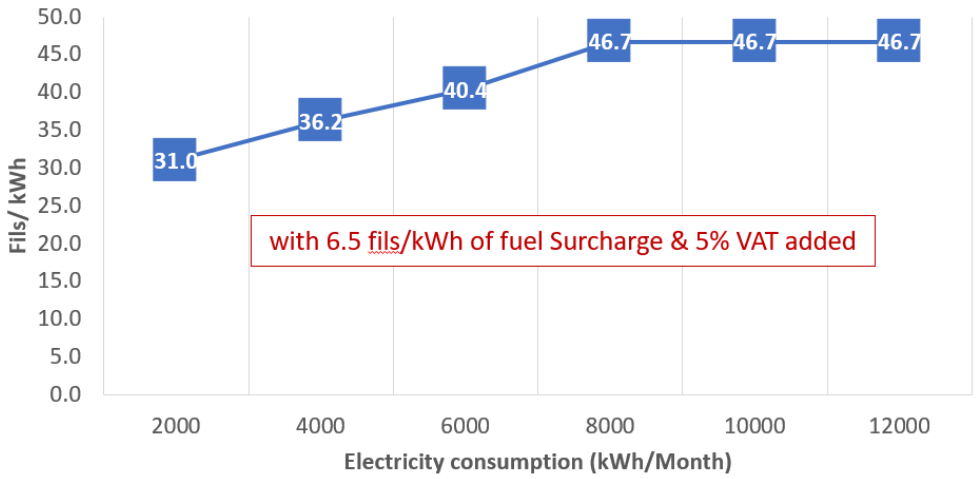


図 5-3 ドバイ DEWA の電気料金単価

出所）Heriot Watt University が DEWA ウェブサイトをもとに作成

上記の条件に基づき費用対効果の分析を行ったところ、アブダビの家庭用（駐在員向け）、業務用及びドバイの電気料金単価のもとでは、ペイバック期間は 2 年前後との結果を得られた。また、世界的にも価格が安いアブダビの家庭用（自国民向け）の電気料金単価のもとでもペイバック期間は 7 年～8 年であり、耐用年数（13 年）の中でペイバック可能との結果を得られた。

これには、UAE が高外気温地域であるため空調機の消費電力量が多く、インバータ式空調機による省エネ効果の影響が大きいことが影響している。

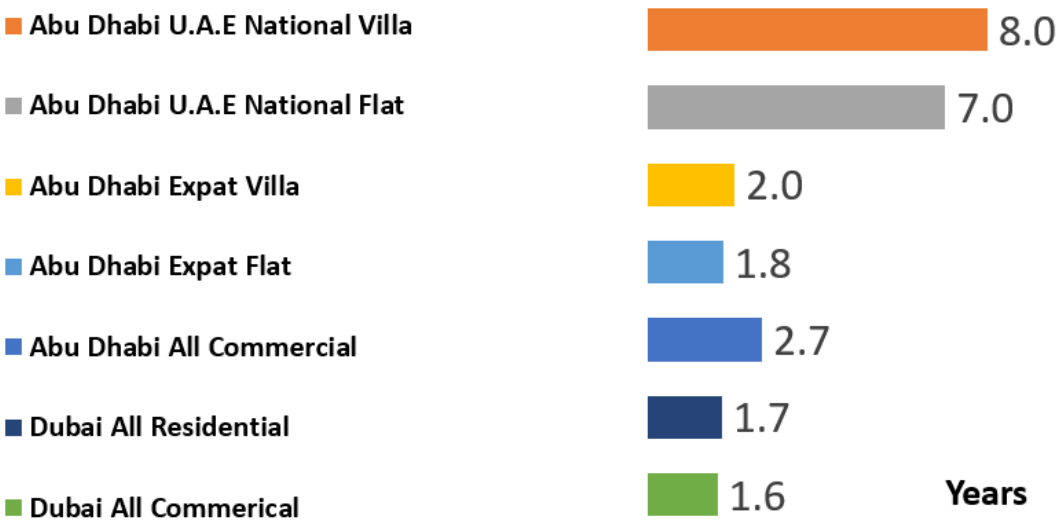


図 5-4 費用対効果の分析結果

出所）Heriot Watt University による分析結果

(2) 経済効果の分析

Heriot Watt University の調査によると、UAE 全体の消費電力量の内、約 6 割が建物での空調によるものである。UAE 全体にインバータ式空調機を普及させることによる省エネ効果とそれによって節約された化石燃料の輸出による収益額は大きいと考えられるため、当該効果の試算を行った。

- 空調機のインバータ化による今後 10 年間における UAE 全体での省エネ効果
  建物の空調に利用される総消費電力量に対して、実測結果に基づくインバータ式空調機の省エネ率（35%）を適用することで省エネ効果を試算したところ、今後 10 年間において UAE 全体で 301TWh（2021 年～2030 年の合計値）もの削減が可能であるという結果を得られた。

Year	U.A.E. Electricity consumption (inclusive of powerplant in-house consumption) [1]	U.A.E Electricity (includes residential, commercial, others of similar form - mosques, police stations, etc.) [2]	Average Demand over periods for reference comparison [3]	Buildings (residential, commercial, Others) Energy Consumption [4]	Cooling Demand in Buildings [5]	Savings from Inverter ACs (does not account for existing Inverter Share)	Reduced Demand (Inverter AC application Countrywide)
	TWh	TWh		70%	85%	TWh	TWh
2021	144.3	124.0	4%	86.80	73.8	25.75	48.0
2022	149.8	128.7		90.09	76.6	26.73	49.8
2023	155.3	133.4		93.37	79.4	27.70	51.7
2024	160.7	138.1		96.66	82.2	28.68	53.5
2025	166.2	142.8		99.95	85.0	29.65	55.3
2026	171.7	147.5		103.24	87.8	30.63	57.1
2027	177.1	152.2		106.53	90.5	31.60	58.9
2028	182.6	156.9		109.82	93.3	32.58	60.8
2029	188.1	161.6		113.10	96.1	33.56	62.6
2030	193.5	166.3		116.39	98.9	34.53	64.4
					Total Saved Energy	301.4	TWh

1. IEA Data services
2. UAE Energy Sector (Matsuo and IEEJ, 2015)
3. Energy efficiency in the UAE (strategy&, 2015)
4. UAE building consumption(Al Amoodi and Azar, 2018), (Dubai Supreme Council of Energy, 2017)
5. UAE AC consumption in Buildings (Kaul, 2017), (Dubai Supreme Council of Energy, 2017)

図 5-5 空調機のインバータ化による今後 10 年間における UAE 全体での省エネ効果

出所）Heriot Watt University による分析結果

- 節約された化石燃料の他国への輸出による収益効果
  上記の 301TWh の省エネによって節約された化石燃料を他国へ輸出した場合の収益について試算を行った。IEA World Energy Balance, 2020 によると、UAE は電力供給の 98%以上を天然ガスによる火力発電に依存していることから、省エネが全て天然ガスの節約に寄与するものと仮定して計算を行った。
  301TWh を英国熱量単位に換算し(1,028,449,829 MMBTU)、それに天然ガスの取引価格である 7.97AED/ MMBTU[6]を乗じて試算したところ、収益額は約 8.2 億 AED（日本円換算で約 2,460 億円[7]）にも上る。

[6] Index mundi, 2020
https://www.indexmundi.com/（最終閲覧日：2021 年 1 月 15 日）
[7] 1AED=30 円にて算出

5.2 政策提言の検討

UAE における SEER の社会実装に向けた道筋について検討を行った。

5.2.1 SEER の導入意義

実測データの分析に基づくと、インバータ式空調機のほうが省エネという結果であるが、現状の省エネラベルに記載される年間消費電力では、インバータ式空調機とノン・インバータ式空調機に大差がなく、インバータ式空調機の省エネ性能が過小評価されている。

表 5-1 各指標に基づき算出した年間消費電力の比較

各指標で算出した年間消費電力	ノン・インバータ機	インバータ機	省エネ率
省エネラベル上の年間消費電力（EER ベース）	7,103kWh	6,402kWh	10%
実測データに基づく年間消費電力	8,299kWh	5,402kWh	35%
ISO16358 に基づく年間消費電力（SEER ベース）	7,896kWh	4,927kWh	38%

出所）Heriot Watt University による分析結果

これは、省エネラベル上の年間消費電力が、定格消費電力に運転時間を乗じることで算出されているためである。この場合、インバータ式空調機の特徴である冷暖房能力の制御による省エネ性能が考慮されない。つまり、現状の規格に基づく省エネラベルには、消費者に省エネ性能の高い空調機の購入を促すという役割を果たせていないという課題がある。

解決策としては、高外気温地域における外気温の出現時間と出現頻度を性能の計算に組み込んだ SEER(ISO16358-1 Amd1)の規格を導入することが適当であると考えられる。これによって、インバータ式空調機の冷暖房能力の制御による省エネ性能が、年間消費電力及び性能値の算出時に反映され、消費者が省エネ性能の高い空調機としてインバータ式空調機を認知・選択できる普及基盤が整う。

結果としてインバータ式空調機が普及すれば、UAE は上記の経済効果の分析で示されたような電力負担軽減やそれに付随する便益を社会全体として享受することが可能となる。

5.2.2 インバータ式空調機の普及に向けた政策提言

連邦及び首長国それぞれの規制と SEER を紐づけることによって、インバータ式空調機の普及による便益を UAE の社会全体として最大限に享受することができる。

具体的には、連邦レベルでは ESMA が所管する省エネラベル・MEPS の規制、首長国レベルでは ADQCC が所管する MEPS・トラストマークの規制において、SEER を導入することが適当であると考える。更には、DMT が所管する Pearl Rating System における空調機の性能評価規格を SEER に変更し、省エネ規制を引き上げることで、更に省エネ化を推進することが可能であると考えられる。アブダビでの規制変更にあたっては、アブダビの省エネ政策全般の取りまとめを行っている Department of Energy(DoE)が各政府機関をリードする役割を担うことを期待する。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

6.1 機器 1 台当たりの排出削減見込量

Heriot Watt University の協力のもと、インバータ式空調機とノン・インバータ式空調機の使用に起因する温室効果ガス排出量の試算を行った。

6.1.1 計算方法

空調機が地球温暖化に与える影響については、エネルギー消費（発電による CO2 排出）による間接的な影響に加え、冷媒の大気への放出による直接的な影響も合わせて総合的に評価することが適当である。ここでは、その総合的な評価手法として一般的に広く用いられる TEWI（Total Equivalent Warming Impact：総合等価温暖化因子）を用いて、電力及び冷媒を起因とする温室効果ガス排出量の削減見込量を試算した。

- TEWI＝直接排出 CO2 等価量+間接排出 CO2 等価量
  - ✓ 直接排出 CO2 等価量＝GWP×L×N+GWP×M×(1-α)
  - ✓ 間接排出 CO2 等価量＝N×E×β
    - GWP：1kg 当りの CO2 基準の温暖化係数　積分期間 100 年間（kg-CO2/kg)
    - L：機器からの年間の冷媒漏れ量（kg/年）
    - N：機器の運転年数（年）
    - M：機器への冷媒充填量（kg）
    - α：機器廃棄時の冷媒回収率
    - E：機器の年間エネルギー消費量（kWh/年）
    - β：1kWh の発電に要する CO2 発生量（グリッド係数）（kg-CO2/kWh）

6.1.2 インバータ化による温室効果ガス排出削減見込量（機器 1 台あたり）

実測データの収集に用いた機器のデータと TEWI の計算式を用いて、以下のとおり R32 インバータ式空調機と R410A ノン・インバータ式空調機の温室効果ガス排出見込量（機器 1 台あたり）を試算した。

表 6-1 TEWI の計算に用いるデータ

項目	R410A ノン・インバータ式空調機	R32 インバータ式空調機	備考
GWP (kg-CO2/kg)	2088	675	IPCC 第 4 次報告書より引用
機器からの冷媒漏れ量 (kg/年)	0.28	0.285	漏洩率 10%/年と仮定 漏洩率は、空調機の据付等のレベルに左右されるため、各国の状況に即した数値を使うことが望ましいが、同国のデータがないため、比較的状況が近いと考えられる過去の新興国でのデータを利用（当社調べ）
機器の運転年数 (年)	13 年	13 年	一般的な製品寿命値を利用

機器への冷媒充填量 (kg)	2.80	2.85	商品ラベルの値を利用
機器廃棄時の 冷媒回収率 (%)	0%	0%	冷媒の回収制度が確立されていないため、0%とした
機器の年間エネルギー消費量 (kWh/年)	8,299	5,402	実測データの分析値を利用
グリッド係数 (kg-CO2/kWh)	0.44	0.44	DoE, UAE データ

出所）当社及び Heriot Watt University にて作成

- 機器 1 台あたりの排出量算定式

排出量＝電力使用による間接排出量＋冷媒放出による直接排出量
間接排出量＝運転年数×年間電力消費量×グリッド係数
直接排出量＝GWP ×漏れ量×運転年数＋ GWP ×冷媒充填量× (１－回収率(0%))

- R410A ノン・インバータ式空調機の場合

間接排出量＝13 年×8,299kWh/年×0.44＝47,471 kg-CO2
直接排出量＝2088×0.28kg×13 年+ 2088×2.8kg×(1-0%)＝13,447 kg-CO2
一台当たりの排出量＝60,918 kg-CO2

- R32 インバータ式空調機の場合

間接排出量＝13 年×5,402 kWh/年×0.44＝30,902 kg-CO2
直接排出量＝675×0.285kg×13 年+ 675×2.85kg×(1-0%)＝ 4,425 kg-CO2
一台当たりの排出量＝35,327 kgCO2/年

結果、機器 1 台当たりの温室効果ガス排出見込量は、R410A ノン・インバータ式空調機の場合 60.9 t-CO2、R32 インバータ式空調機の場合 35.3 t-CO2 となり、R32 インバータ式空調機に置き換えることで約 42%排出削減が可能である。

6.2 UAE において事業化した場合の排出削減見込量

UAE において SEER が導入され、インバータ式空調機が普及した場合の排出削減見込量を試算するため、今後 10 年間（2021 年～2030 年）で UAE のダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機市場のストック台数がインバータへ移行するシナリオ（Mitigation Scenario）と移行しないシナリオ（Baseline Scenario）を策定し、それぞれのシナリオに沿って温室効果ガス排出見込量を試算・比較することで、10 年間での排出削減シミュレーションを行った。

Baseline Scenario、Mitigation Scenario の策定は以下の条件をもとに行った。

- 市場のストック台数：
  年間販売台数：16.5 万台（当社推計値）
  製品寿命：13 年と仮定
- Baseline Scenario：
  市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年で 10%から 15%に増加すると仮定

- Mitigation Scenario：
  市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年で 10%から 60%に増加すると仮定

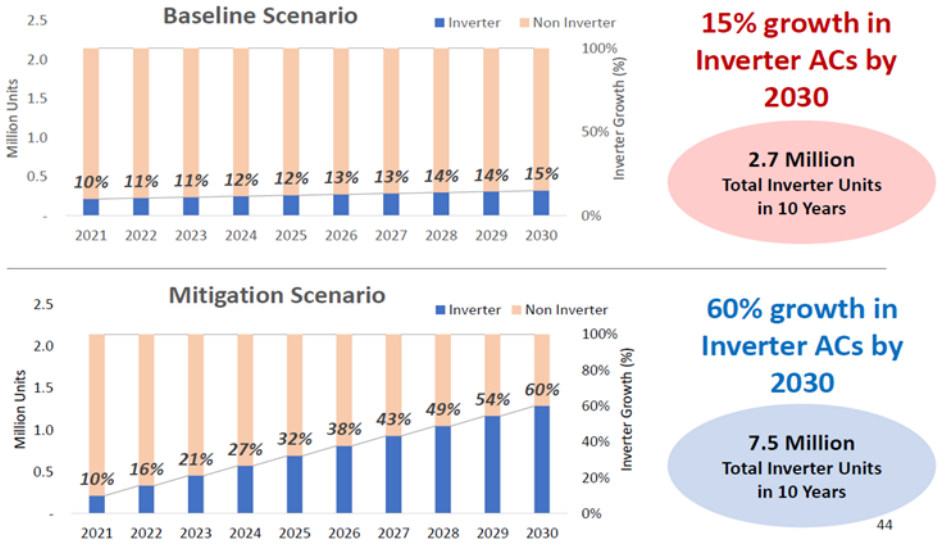


図 6-1 Baseline Scenario と Mitigation Scenario

出所）当社作成

試算における空調機の温室効果ガス排出量については、実測に使用した機器を市場ストックにおける平均的な機器と仮定し、6.1 における試算結果から機器 1 台あたりの年間排出見込量を算出した。

Baseline Scenario、Mitigation Scenario の比較による今後 10 年間での排出削減シミュレーションの結果は以下のとおり。インバータ式空調機の普及は、温室効果ガス排出削減にも大きく寄与することを明らかにできた。

- 10 年間の排出見込量 Baseline Scenario：95,235,871 t-CO2 - A
- 10 年間の排出見込量 Mitigation Scenario：85,735,246 t-CO2 - B
- 10 年間の排出削減見込量：9,500,625 t-CO2 (A-B)

6.3 中東地域に普及拡大した場合の排出削減見込量

中東全域において SEER が導入され、インバータ式空調機が普及した場合の排出削減見込量を推計するため、今後 10 年間（2021 年～2030 年）において家庭用スプリット空調機と店舗・オフィス用スプリット空調機市場それぞれのストック台数がインバータへ移行するシナリオ（Mitigation Scenario）と移行しないシナリオ（Baseline Scenario）を策定し、それぞれのシナリオに沿って温室効果ガス排出見込量を試算・比較することで、10 年間での排出削減シミュレーションを行った。

Baseline Scenario、Mitigation Scenario の策定は、昨年度のサウジアラビアにおける調査と今年度の UAE における調査のデータ分析時の条件を参考に、以下の条件をもとに行った。

- 市場のストック台数：
  - 家庭用スプリット空調機
    年間販売台数：82 万台（当社推計値）
    製品寿命：10 年と仮定
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機
    年間販売台数：39 万台（当社推計値）
    製品寿命：13 年と仮定
- Baseline Scenario
  - 家庭用スプリット空調機
    市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年かけて 10%から 30%に向上する
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機
    市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年かけて 10%から 15%に向上する
- Mitigation Scenario：
  - 家庭用スプリット空調機
    市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年かけて 10%から 60%に向上する
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機
    市場ストックにおけるインバータ比率が 10 年かけて 10%から 60%に向上する

推計における空調機の温室効果ガス排出量については、昨年度及び今年度調査において実測に使用した機器を市場ストックにおける平均的な機器と仮定し、以下の機器 1 台あたりの年間排出見込量を利用した。

表 6-2 機器 1 台あたりの年間排出見込量

製品区分	機器 1 台あたりの年間排出見込量		備考
	インバータ式空調機	ノン・インバータ式空調機	
家庭用スプリット空調機	2.51 t-CO2	4.87 t-CO2	昨年度のサウジアラビアでの調査における分析結果
店舗・オフィス用スプリット空調機	2.72 t-CO2	4.69 t-CO2	今年度の UAE での調査における分析結果

上記をもとに、中東全域の家庭用空調機及び店舗・オフィス用空調機を対象とした Baseline Scenario、Mitigation Scenario の比較することで、温室効果ガス排出削減シミュレーションを行った。

- 10 年間の排出見込量 Baseline Scenario
  - 家庭用スプリット空調機：46,869 万 t-CO2 – A
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機：22,515 万 t-CO2 – B
- 10 年間の排出見込量 Mitigation Scenario
  - 家庭用スプリット空調機：43,106 万 t-CO2 – C
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機：20,265 万 t-CO2 – D

- 10 年間の排出削減見込量
  - 家庭用スプリット空調機：3,763 万 t-CO2 (A-C)
  - 店舗・オフィス用スプリット空調機：2,246 万 t-CO2 (B-D)
  - 計：6,009 万 t-CO2

推計の結果、中東全域にインバータ式空調機を普及させることができれば、6,009 万 t-CO2 もの温室効果ガス排出削減インパクトを持つ。そのため、将来的には中東各国において SEER が導入されることが環境負荷低減の観点から望ましい。

6.4 排出削減量の試算に関する考察

上記のインバータ式空調機の普及による温室効果ガス排出削減シミュレーションは、実測に使用した機器を市場ストックにおける平均的な機器と仮定した上で計算している。

ノン・インバータ式空調機からインバータ式空調機への置き換えによる国・地域全体の温室効果ガス排出削減量をより妥当性のある形で試算するためには、該当国・地域において販売台数が多いノン・インバータ式空調機をベースラインとして数機種選定し、それらを同一能力の代表的なインバータ式空調機へ置き換えた際の効果を消費電力量や性能値をもとに計算した上で、年間総販売台数をもとに国全体の削減量を推計する等の方法が考えられる。なお、情報がなくベースラインとすべき機種を選定できない等の場合には、店舗・量販店等への調査を実施する等の手段が必要となる。

6.5 JCM 方法論の検討

JCM 方法論の検討については、以下の方法により、インバータ式空調機導入による消費電力量の削減を通した温室効果ガス排出削減量の算出が可能であると考える。

- 排出削減量の算定

$ER_p = RE_p - PE_p$

表 6-3 排出削減量の算定

記号	定義	単位
ER_p	期間 p の排出削減量	t-CO2
RE_p	期間 p のリファレンス排出量	t-CO2
PE_p	期間 p のプロジェクト排出量	t-CO2

- リファレンス排出量

$RE_p = EC_p \times \eta_{PJ} / \eta_{RE} \times EF_{elec}$

- プロジェクト実施後の排出量

$PE_p = EC_p \times EF_{elec}$

表 6-4 リファレンス排出量、プロジェクト実施後の排出量の算定

記号	定義	単位	情報源
EC_p	期間 p のプロジェクトで導入した空調機の消費電力量	kWh	モニタリング
η_{PJ}	プロジェクトで導入する機器の効率	無次元	カタログ値を利用
η_{RE}	在来機器の効率	無次元	カタログ値を利用
EF_{elec}	系統電力の CO2 原単位	kg-CO2/kWh	政府公表値

インバータ式空調機の導入に対して上記の JCM 方法論を適用する際には、機器の効率としてインバータ式空調機の効率を適切に表す SEER を用いることが適当であると考える。現状、UAE においては、空調機の性能評価の指標として主に EER((Btu/h)/W)が用いられており、SEER の導入には至っていない。このため、従来機器の SEER 値がカタログに記載されていないケースが想定され、従来機器の SEER 値の把握がネックとなる。

また、プロジェクトを実施する際は、冷媒による直接影響を最小限に留めるため、新規で導入する空調機と既存の空調機の両方に対して、漏洩防止のための適切な据付と空調機を撤去する際の冷媒の大気への放出を防止する措置を実施することが適当である。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

本事業実施期間において、以下のとおり相手国政府関係者との会議を通じて、制度整備・改善案の提案活動を行った。なお、新型コロナウイルスの感染拡大の影響を受け、ウェブ会議にて実施した。

表 7-1 相手国政府関係者との会議

項目	日程	実施概要
キックオフ会議	2020 年 11 月 11 日	本事業に関するキックオフ会議
中間報告会	2021 年 1 月 5 日	データ分析の進捗に関する中間報告会
最終ワークショップ	2021 年 1 月 27 日	UAE におけるインバータ式空調機の普及に向けた政策提言ワークショップ

出所）当社作成

政策提言ワークショップの詳細に関しては以下のとおり。

- 日時：2021 年 1 月 27 日（水） 15:00～17:15
- 場所：ウェブ会議
- 出席者：
  - ✓ UAE 側：Department of Energy (DoE)
    Abu Dhabi Quality and Conformity Council (ADQCC)
    Department of Municipalities and Transport (DMT)

Abu Dhabi Distribution Company
Al Ain Distribution Company
Abu Dhabi Energy Services
Heriot Watt university

- ✓ 日本側：経済産業省 地球環境連携室、三菱総合研究所（事務局）、
  ダイキン工業、Daikin Middle East and Africa

- アジェンダ：
  - ✓ Introduction of the study
  - ✓ Key findings of the study
    - ・ Energy Savings Analysis
    - ・ CO2 Emissions Reduction Analysis
    - ・ Economic Impact Analysis
    - ・ Recommended option for Energy Efficiency
  - ✓ DSM and Expected role for the energy savings of air conditioners
  - ✓ Idea of transition pathway towards SEER in U.A.E.
  - ✓ Comments and discussion

インバータ機の省エネ性能の高さと、現状の EER に基づくラベル・MEPS のままでは省エネ空調機の普及につながらないという点については、参加者の理解を得られたものと考えている。また、SEER の導入という方向性についても、参加者からポジティブな反応を得られた。

8. 総括

インバータ式空調機とノン・インバータ式空調機を用いた UAE の実環境下での実測データと Heriot Watt University の分析によって、UAE におけるインバータ式空調機の省エネ性能の高さや省エネに付随する様々なベネフィット、温室効果ガスの排出削減ポテンシャルを明示することができた。

政府間の取組のもと、アブダビの政府機関等とワークショップを開催し、上記を根拠として SEER 導入に関する政策提言を行った結果、様々な参加者からインバータ式空調機の有用性と SEER の導入という方向性に関して前向きな反応を得られたことは本事業の大きな成果である。

ワークショップの参加者は、より長期間でのデータ収集結果に興味を示していることから、本事業終了後も実測データの収集を継続し、データの信頼性・納得性を高めていくことを考えている。それを契機として、中東全域への波及も見据えて、省エネ規制・規格の策定における UAE 政府機関、アブダビ政府機関の連携を促しながら、今後も SEER の導入に関する制度提案活動を継続していくことが必要である。なお、政府機関との対話については、引き続き政府間の取り組みの下で行うことが効果的と考えられる。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

中東地域における省エネ空調機の普及基盤整備

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

ダイキン工業株式会社

頁	図表番号	タイトル
3	図2-1	SASO-2663改正案における省エネラベル案
3	図2-2	SASO-2663改正案における性能評価グレード
4	表2-1	UAE.S 5010-1:2019における省エネラベル性能評価グレード
4	図2-3	UAE.S 5010-1:2019に基づく省エネラベル
5	表2-2	UAE.S 5010-5:2019におけるMEPS値
5	図2-4	UAE.S 5010-5:2019に基づく省エネラベル
6	図2-5	アブダビにおける空調機のMEPS値
7	図3-1	ダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の需要推移（台数ベース）[単位：千台]
8	図3-2	ダクト式店舗・オフィス用スプリット空調機の需要推移（金額ベース）[単位：百万USD]
9	図3-3	SEER導入後のダクト式店舗・オフィス用空調機の市場予測
11	表4-1	実測場所と機器の詳細
11	図4-1	ショップ外観及び内観
11	図4-2	ポンプ室外観及び内観
12	図4-3	データの収集方法
12	図4-4	実測データ（ショップ）
13	図5-1	省エネ効果の分析結果
14	図5-2	アブダビADDCの電気料金単価
15	図5-3	ドバイDEWAの電気料金単価
15	図5-4	費用対効果の分析結果
16	図5-5	空調機のインバータ化による今後10年間におけるUAE全体での省エネ効果
17	表5-1	各指標に基づき算出した年間消費電力の比較
18	表6-1	TEWIの計算に用いるデータ
20	図6-1	Baseline ScenarioとMitigation Scenario
21	表6-2	機器1台あたりの年間排出見込量
22	表6-3	排出削減量の算定
23	表6-4	リファレンス排出量、プロジェクト実施後の排出量の算定
23	表7-1	相手国政府関係者との会議

Promoting to disseminate higher energy efficient Air Conditioners in the Middle East

Implementer: Daikin Industries, Ltd.

1. Objectives, implementation system, etc.

1.1 Background

In 2017, the UAE launched the UAE Energy Strategy 2050[1], the first unified energy strategy for the country, which aims to reduce energy consumption by 40% compared to the BAU scenario by 2050. The promotion of energy conservation is set forth as one of the first initiatives to realize the UAE Energy Strategy 2050, and the momentum for energy conservation is growing.

Moves towards energy conservation are also accelerating at the emirate level, with Abu Dhabi formulating the Abu Dhabi Demand Side Management and Energy Rationalization Strategy 2030[2] in 2019, aiming at a 22% reduction of power consumption by 2030 (from the 2013 baseline).

Since air conditioners account for about 60% of electricity consumed in the UAE, energy-saving air conditioners are expected to make a significant contribution to reducing the electricity demand and greenhouse gas emissions in the UAE. However, non-inverter air conditioners (ON/OFF control type) with low energy efficiency still occupy most of the market in the UAE. This is presumably because the country's performance evaluation standard for air conditioners, which is linked to the energy efficiency labels and the MEPS (Minimum Energy Performance Standard), does not properly evaluate the high energy-saving performance of inverter air conditioners. This leaves Japanese companies unable to actively promote inverter air conditioners, in which they have advantage.

1.2 Objectives and technology to be disseminated

Through this project, we aim to create an environment where inverter air conditioners are chosen by consumers as products with high energy-saving performance.

Non-inverter air conditioners are not energy efficient because they repeatedly turn on and off, stopping operation when the set temperature is reached and starting operation again when the room temperature rises, whereas inverter air conditioners operate in an efficient manner with little loss by controlling cooling capacity in response to outside air temperature and cooling load.

1.3 Project initiatives

This project aims to quantify energy-saving performance of inverter air conditioners, their potential to reduce greenhouse gas emissions, and resulting benefits in order to create an environment conducive to more widespread use of inverter air conditioners.

On this basis, we will make policy recommendations to the relevant government agencies of the UAE concerning the implementation of the ISO 16358-1 Amd1 performance evaluation standard

[1] UAE Energy Strategy 2050
https://government.ae/en/about-the-uae/strategies-initiatives-and-awards/federal-governments-strategies-and-plans/uae-energy-strategy-2050 (Last viewed on January 15, 2021)

[2] Abu Dhabi Demand Side Management and Energy Rationalization Strategy 2030
https://www.doe.gov.ae/-/media/Project/DOE/Department-Of-Energy/Media-Center-Publications/English-Files/Abu-Dhabi-DSM-and-Energy-Rationalization-Strategy.pdf (Last viewed on January 15, 2021)

(hereinafter referred to as SEER) which properly evaluates the performance of inverter air conditioners, with a view to linking it with the energy efficiency labeling program, MEPS, and energy conservation regulations for buildings. While the current Energy Efficiency Ratio (EER) expresses only the performance at a rated point, the SEER incorporates periods and frequency of occurrence of outdoor temperatures in the performance calculation formula. The high energy-saving performance of inverter air conditioners by capacity control is thus reflected in the performance value.

This project is implemented as a horizontal expansion of the results of the previous year's survey in Saudi Arabia to the UAE. In Saudi Arabia, we will continue to gather information and make efforts as appropriate.

1.4 Steps for implementation

We will work with Daikin Middle East and Africa FZE in coordination with government agencies and other organizations to compile measurement data, advocacy activities in the country, and consideration of policy recommendations. We will also seek cooperation from Heriot Watt University[3] in Dubai for analysis of measurement data.

2. Analysis of trends in related policies and programs

We conducted a survey and analysis of the trends in energy conservation regulations for air conditioners in Saudi Arabia, UAE and Abu Dhabi.

2.1 Trends in energy conservation regulations for air conditioners in Saudi Arabia

Based on the analysis of measurement data collected in Saudi Arabia, we made policy recommendations to Saudi Arabian government agencies concerning the implementation of SEER in last year's survey. The Saudi Arabian government started considering the implementation of SEER in last fiscal year, and notified the WTO/TBT of a proposed revision of the energy conservation regulations (SASO-2663) based on ISO 16358-1 Amd1 in December 2020. The proposed revision is expected to be publicly announced in April and to come into effect in October this year.

When this revision is made, the energy efficiency labeling program will be revised to be based on SEER. This revision will create an environment where consumers can more easily understand the high energy-saving performance of inverter air conditioners and opt to use them. In the current energy efficiency labeling, different evaluation tables are applied to split-type air conditioners and window-type air conditioners, and this has allowed the spread of window-type air conditioners with relatively low energy efficiency. In the proposed revision, the same evaluation table will be applied, and window-type air conditioners will be classified into a lower performance category in the energy efficiency labeling. As a result, this revision is expected to contribute to more widespread use of air conditioners with high energy efficiency in Saudi Arabia. Meanwhile, there will be no change in the MEPS.

[3] Heriot Watt University
https://www.hw.ac.uk/dubai/index.htm (Last viewed on January 15, 2021)

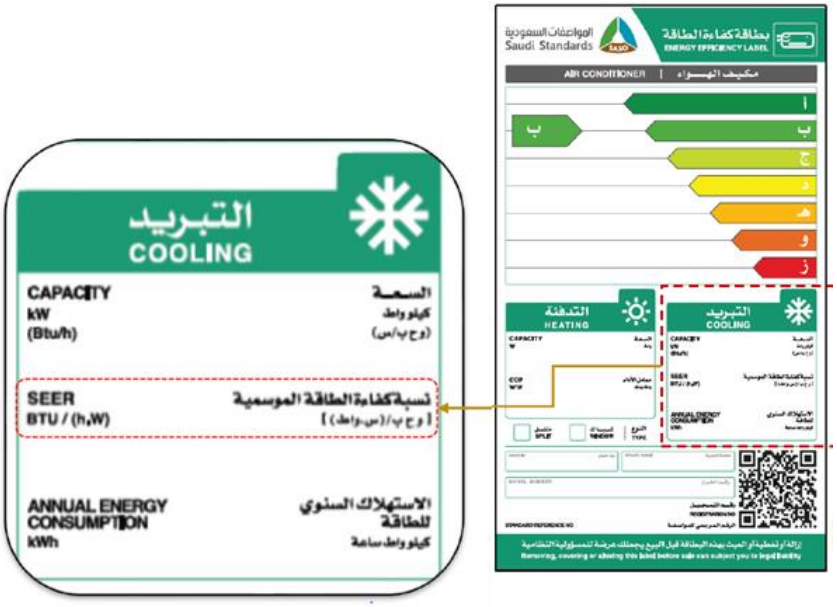


Figure 2-1 Energy efficiency label of the proposed SASO-2663 amendment

Table 6 – SEASONAL ENERGY EFFICIENCY (SEER) Classification			
Bar color	**Energy class**		**SEER limits (Rated value) (Btu/W.h)**
Dark green	أ	A	SEER ≥ 18.0
Green	ب	B	18.0> SEER ≥ 15.0
Light green	ج	C	15.0> SEER ≥ 12.5
Yellow	د	D	12.5> SEER ≥ 10.0
Orange	هـ	E	10.0> SEER ≥ 9.0
Red	و	F	9.0> SEER ≥ 8.0
Dark Red	ز	G	8.0> SEER

Figure 2-2 Performance evaluation grades of the proposed SASO-2663 amendment

Source: SASO. Introducing the New Requirements of Air Conditioners Standard SASO-2663 the Seasonal Energy Efficiency Ratio (SEER), December 23rd, 2020.[4]

[4] SASO web site, https://www.saso.gov.sa/ar/mediacenter/events/Documents/%D8%A7%D9%84%D8%AA%D8%B9%D8%B1%D9%8A%D9%81%20%D8%A8%D8%A7%D9%84%D9%85%D8%AA%D8%B7%D9%84%D8%A8%D8%A7%D8%AA%20%D8%A7%D9%84%D8%AC%D8%AF%D9%8A%D8%AF%D8%A9%20%D9%84%D9%85%D9%88%D8%A7%D8%B5%D9%81%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D9%85%D9%83%D9%8A%D9%81%D8%A7%D8%AA%20SASO%202663%20-%20%20%D9%85%D8%B9%D8%A7%D9%85%D9%84%20%D9%83%D9%81%D8%A7%D8%A1%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D8%B7%D8%A7%D9%82%D8%A9%20%D8%A7%D9%84%D9%85%D9%88%D8%B3%D9%85%D9%8ASEER-%D8%B9%D8%B1%D8%B6%20%D9%88%D8%B1%D8%B4%D8%A9.pdf, accessed on January 15, 2021

2.2 Trends in energy conservation regulations for air conditioners in the UAE and Abu Dhabi

In the UAE, there are energy conservation regulations for Abu Dhabi (emirate level) in addition to the regulations at the federation level.

2.2.1 UAE

(1) UAE.S 5010-1: 2019

The Emirates Authority for Standardization and Metrology (ESMA) sets the UAE.S 5010-1: 2019 regulations (amended in 2020) for household air conditioners, which specify the classification of performance evaluation grades of energy efficiency labeling and MEPS values. The submission of SEER values for each appliance is required, but they are only reference values for ESMA and are not linked to energy efficiency labeling or MEPS at present.

Table 2-1 Energy efficiency label performance evaluation grades of UAE.S 5010-1: 2019

Star Rating	Starting from Jan. 2020		Starting from Jan. 2022	
	EER (Btu-h)/W at T3 Window Type	EER (Btu-h)/W at T3 Non-ducted Split Type AC	EER (Btu-h)/W at T3 Window Type	EER (Btu-h)/W at T3 Non-ducted Split Type AC
5	EER ≥ 9.01	EER ≥ 10.31	EER ≥ 9.51	EER ≥ 11.01
4	9.00 ≥ EER ≥ 8.51	10.30 ≥ EER ≥ 9.71	9.50 ≥ EER ≥ 9.01	11.00 ≥ EER ≥ 10.31
3	8.50 ≥ EER ≥ 8.01	9.70 ≥ EER ≥ 9.01	9.00 ≥ EER ≥ 8.51	10.30 ≥ EER ≥ 9.71
2	8.00 ≥ EER ≥ 7.51	9.00 ≥ EER ≥ 8.31	8.50 ≥ EER ≥ 8.01	9.70 ≥ EER ≥ 9.01
1	7.50 ≥ EER ≥ 6.80	8.30 ≥ EER ≥ 7.70	8.00 ≥ EER ≥ 7.50	9.00 ≥ EER ≥ 8.30

Source: Created by Daikin on the basis of UAE.S 5010-1: 2019



Figure 2-3 Energy efficiency label based on UAE.S 5010-1: 2019

Source: WTO website

https: //members.wto.org/crnattachments/2019/TBT/ARE/19_1431_00_e.pdf, accessed on January 15, 2021

(2) UAE.S 5010-5: 2019

For commercial and central air conditioners, the UAE.S 5010-5: 2019 regulations (amended in 2020) specify energy efficiency labeling and MEPS values.

With the 2020 revision, the performance values of VRF are based on SEER, but the performance values of other equipment continue to be based on EER. No schedule for transition to SEER has been announced. The submission of SEER values for each appliance is required, but they are only reference values for ESMA and are not linked to energy efficiency labeling or MEPS at present.

Table2-2 MEPS values in UAE.S 5010-5: 2019

Rated Capacity Btu/h	Minimum Energy Efficiency (EER) (Btu-h /watt) T3
CC < 135000	8.3
135000 ≤ CC < 240000	8.1
240000 ≤ CC < 760000	7.8
760000 ≤ CC	7.5

Note: MEPS values for ducted and packaged air cooled units

Source: Created by Daikin on the basis of UAE.S 5010-5: 2019



Figure 2-4 Energy efficiency label based on UAE.S 5010-5: 2019

Source: ESMA ENERGY LABEL DESIGN

2.2.2 Abu Dhabi

(1) Abu Dhabi Certification Scheme for Ozone Friendly Air-cooled Unitary Air Conditioners

Apart from the federal regulations, the Abu Dhabi Quality and Conformity Council (ADQCC) has established the Abu Dhabi Certification Scheme for Ozone Friendly Air-cooled Unitary Air Conditioners as unique regulations for the Emirate of Abu Dhabi. These specify MEPS values, trust marks, etc. Performance values are defined based on EER, and transition to SEER is not considered.

Equipment Type	Rated cooling capacity at T3 conditions (kW)[1]	Minimum Efficiency (at T1 – 35ºC)[2, 3, 4]		Acceptable test procedures		
		EER (Btu/Wh)	COP[5] (W/W)	ANSI/ AHRI	ISO	EN
Split system and single package units	< 19	11.6	3.40	210/240	5151	14511 14825
	≥ 19 and < 40	11.6	3.40	340/360	13253	
	≥ 40 and < 70	11.3	3.30			
	≥ 70 and < 223	10.7 9.8 IPLV	3.13 2.87 IPLV			
	≥ 223	10.3 9.5 IPLV	3.02 2.78 IPLV			
Condensing units	≥ 40	11.3	3.30	365		
VRF multi split air conditioners	< 19	11.6	3.40	1230	15042	
	≥ 19 and < 40	11.2	3.28			
	≥ 40 and < 70	11.0	3.22			
	≥ 70	10.0	2.93			

1. For each unit tested, the measured capacity shall be ≥0.95 of the rated value
2. For each unit tested, the measured energy input shall be ≤1.05 of the rated value
3. For each unit tested, the calculated EER / COP shall be ≥0.95 of the rated value
4. IPLVs are only applicable to equipment with capacity modulation
5. COP = EER x 0.2928

Figure 2-5 MEPS values for air conditioners in Abu Dhabi

Source: ADQCC website
https: //jawdah.qcc.abudhabi.ae/en/Registration/QCCServices/Services/ProductCS/Files/PCS-ASP017.01-2016-En.pdf, accessed on January 15, 2021

(2) Pearl Rating System for Estidama

In 2010, the Pearl Rating System was introduced as part of an initiative called Estidama aiming to transform Abu Dhabi into a model of sustainable urbanization. This is a system to evaluate areas, buildings, and villas in Abu Dhabi which are sustainably designed, constructed and operated. It is under the jurisdiction of the Department of Municipalities and Transport (DMT).

The Pearl Villa Rating System[5] requires newly constructed villas to be equipped with air conditioners with a COP of 3.4 or higher.

[5] Villa Rating System
https://www.dmt.gov.ae/en/Urban-Planning/Pearl-Villa-Rating-System (Last viewed on January 15, 2021)

3. Study of Business Plan

We conducted a study of how a strategy to disseminate inverter air conditioners in the UAE might be developed, taking into account the need to reduce energy use as well as the extent of the energy-saving benefits offered by such air conditioners.

3.1 The market of ducted split air conditioners for stores and small offices in the UAE

We analyzed trends in the market of ducted split air conditioners for stores and small offices in the UAE from the standpoint of market size (volume and value), competitors, and Daikin's position.

3.1.1 Market size

(1) Volume basis

The air-conditioning market has been flat since 2016 due to the effects of an economic downturn caused by stagnating crude oil prices. At the same time, sales volume of inverter models has been rising due to various factors including increased awareness of energy conservation in the wake of electricity tariff hikes.

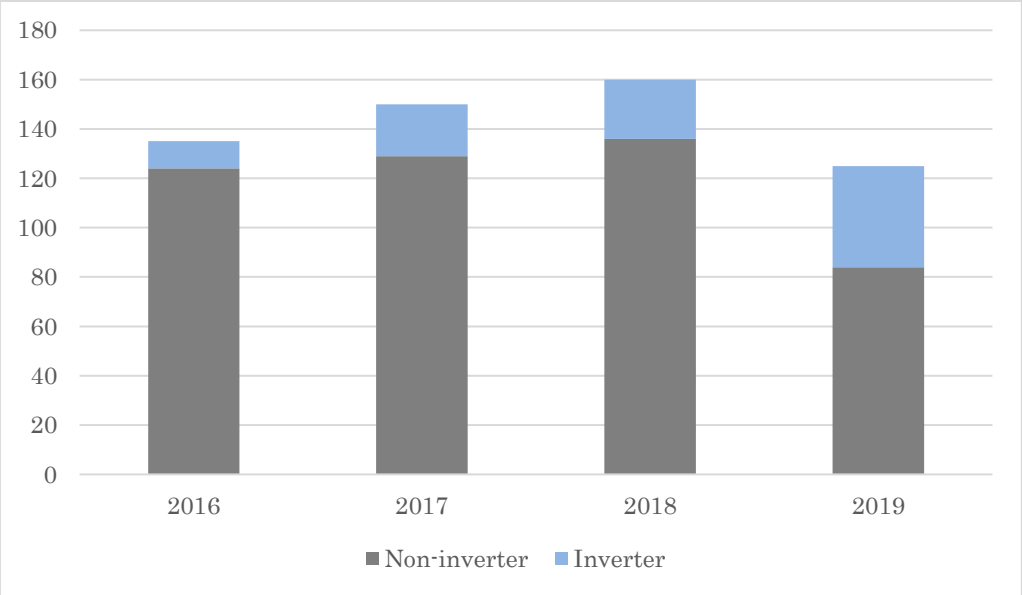


Figure 3-1 Demand for ducted split air conditioners for stores and small offices (volume basis) [unit: 1,000 units]

Source: Compiled based on Daikin estimates

(2) Value basis

Although the value-basis assessment tracks the volume-basis assessment, value-basis market share is rising faster than volume-basis market share because inverter air conditioners cost more than their non-inverter counterparts. Competition has intensified since 2019 due to various factors including competitors' introduction of inverter air conditioners.

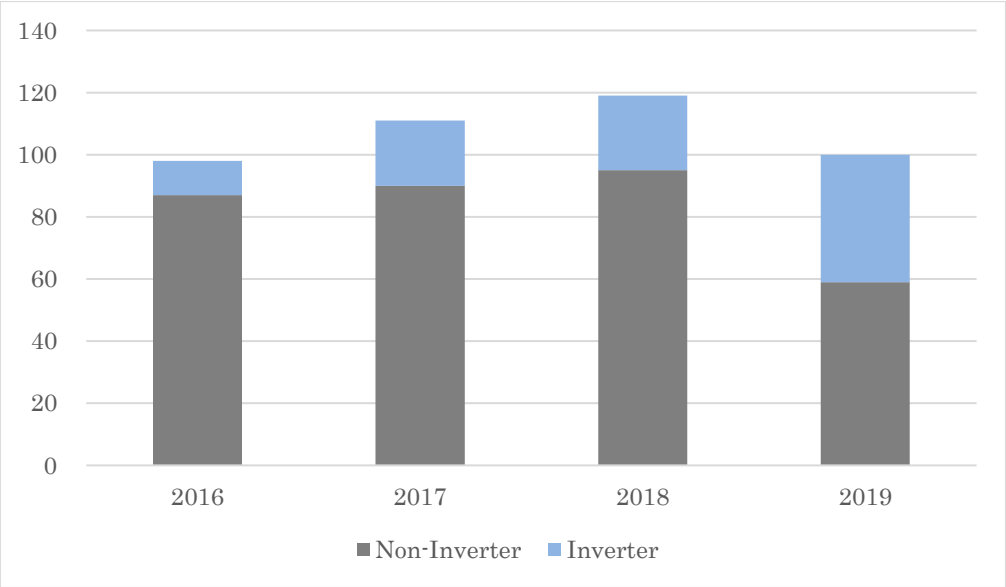


Figure 3-2 Demand for ducted split air conditioners for stores and small offices (value basis) [unit: million USD]

Source: Compiled based on Daikin estimates

3.1.2 Market share of ducted split air conditioners for stores and small offices in the UAE

As of 2019, the manufacturers with the largest market share of ducted split air conditioners for stores and offices were two other Japanese manufactures and an American manufacture.

The inverter market is dominated by a South Korean manufacture and two other Japanese manufactures, with the top three manufacturers accounting for more than 60% of the market.

Meanwhile, another Japanese manufacture and two American manufactures account for the largest share of the non-inverter market. U.S. manufacturers have a significant presence in this market.

3.1.3 Principal competitors

- Another Japanese manufacturer which sells two models (inverter and non-inverter) made in Thailand through a local sales company. Especially strong in Abu Dhabi.
- Anther Japanese manufacturer which sells two models (inverter and non-inverter) made in Thailand through a local sales company. The main force is the non-inverter model.
- An American manufacturer which used to offer inverter products two years ago but now only sells non-inverter products made in Egypt.
- A South Korean manufacturer which sells only inverter models made in Thailand through distributors and is gaining market share by matching prices to the market.

3.1.4 Daikin's position

At present, our ducted air conditioners are mainly non-inverter models. In April 2021, we will have a full lineup of inverter models and start full-scale sales efforts.

Although we lagged behind other companies in the sale of inverter air conditioners, we are the only company having a complete lineup of inverter air conditioners using R32, from small residential air conditioners to ducted types. Taking advantage of this, we aim to expand sales from replacement deals of large villas and from ESCO projects.

To win replacement deals, we will focus on developing local installers which can flexibly work with each customer. Concerning sales regions, we have been focusing on strengthening our sales network in Dubai, but plan to strengthen the dealer networks in Abu Dhabi and the northern emirates.

3.2 Study of future business development

We considered future business development in the UAE market after the proposed change to the performance evaluation standard, which will enable proper evaluation of the performance of inverter air conditioners.

3.2.1 Effects of the implementation of the SEER and market forecast

As of 2018, inverter units account for only 15% of the market of ducted split air conditioners for stores and small offices and there is significant potential demand. If the seasonal performance factor (ISO 16358-1) is implemented and electricity prices are increased, we expect the share of inverter units in the market to grow to 80% by 2025.

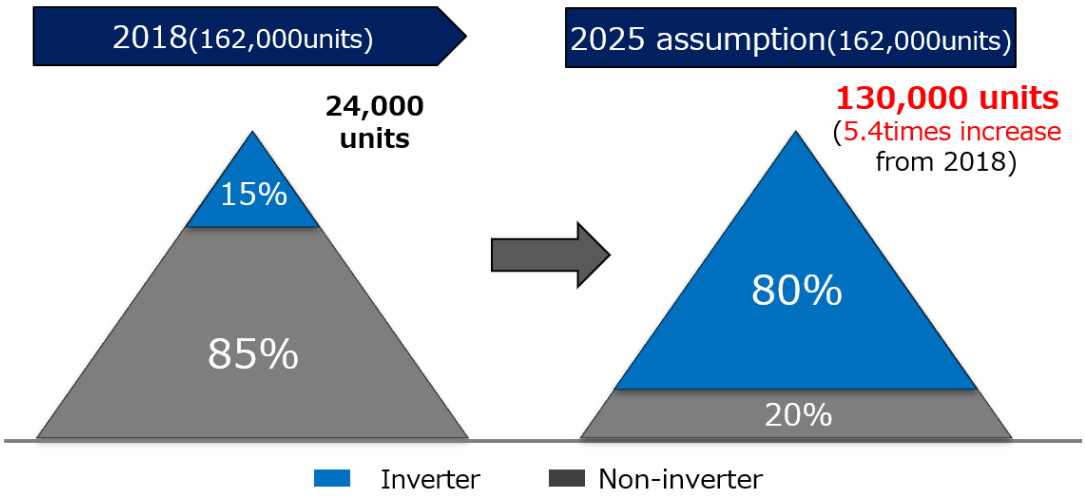


Figure 3-3 Market forecast for ducted air conditioners for stores and small offices after implementation of SEER

Source: Compiled based on Daikin estimates

3.2.2 Target market segments

The core of our medium-term strategy is to actively promote replacement of existing non-inverter units with inverter units and shift to a stable business structure focusing on replacement business.

3.2.3 Responding to the competition

We will address the competition in the midrange and high-end segments by energy-saving inverter air conditioning models that are competitively priced in order to encourage consumers to replace low-performance models.

In encouraging replacement of low-performance models, we will promote the economic advantages that have been made clear by our analysis.

4. Consideration of issues and associated countermeasures

As evidence to support the policy recommendations for dissemination of inverter air conditioners, we collected power consumption and other data using an R410A non-inverter air conditioner and an R32 inverter air conditioner at two locations in Dubai.

4.1 Selection of measurement sites and equipment

The sites and the air conditioners used for measurement were selected by the following criteria.

- Selection criteria for measurement sites
  - ✓ Rooms similar in area and height.
  - ✓ Rooms are used for similar purposes.
  - ✓ Rooms with similar occupancy rates.
  - ✓ The heat loads of the rooms are expected to be similar.
- Selection criteria for equipment
  - ✓ Inverter and non-inverter air conditioners of the duct type
  - ✓ Air conditioners of similar capacities
  - ✓ Air conditioners of similar performance values

In line with the above criteria, we selected two shop rooms in Dubai as measurement sites. In case valid measurement data could not be obtained, additional measurement sites (two pump rooms) were selected as backup sites, although they did not meet the selection criteria. As for equipment, we selected Daikin's duct-type inverter and non-inverter split air conditioners for stores and small offices.

Details of the measurement sites and equipment are as follows.

Table 4-1 Details of measurement sites and equipment

Measurement site		Room area	Air conditioner	Inverter/ Non-Inverter	Capacity @35℃ (Btu/h)	EER @ 35℃ (Btu/h) / W	Refrigerant
Shop	Room A	18m^2	Daikin FDMF36	Inverter	34,000	12.14	R32
	Room B	18m^2	Daikin FDMRN36	Non-Inverter	36,000	12.15	R410A
Pump room	Room C	25m^2	Daikin FDMF24	Inverter	24,000	12.40	R32
	Room D	10m^2	Daikin FDMRN25	Non-Inverter	23,500	11.73	R410A

Source: Created by Daikin



Figure 4-1 Interior and exterior views of the shops

Source: Created by Daikin



Figure 4-2 Interior and exterior views of the pump rooms

Source: Created by Daikin

4.2 Collection of measurement data

We operated the inverter and non-inverter air conditioners for 24 hours every day with a temperature setting of 23°C and collected data on power consumption, outdoor temperature and humidity, and indoor temperature and humidity every minute.

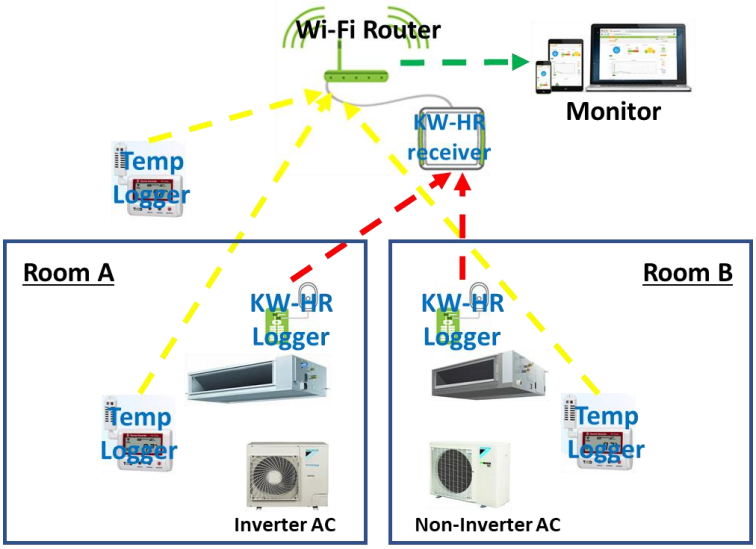


Figure 4-3 Collection of data

Source: Created by Daikin

We collected data for two months from November 10 to January 10 from the shops and three months from October 10 to January 10 from the pump rooms.

Then we prepared an analysis report using the data of the shops, which met the selection criteria.

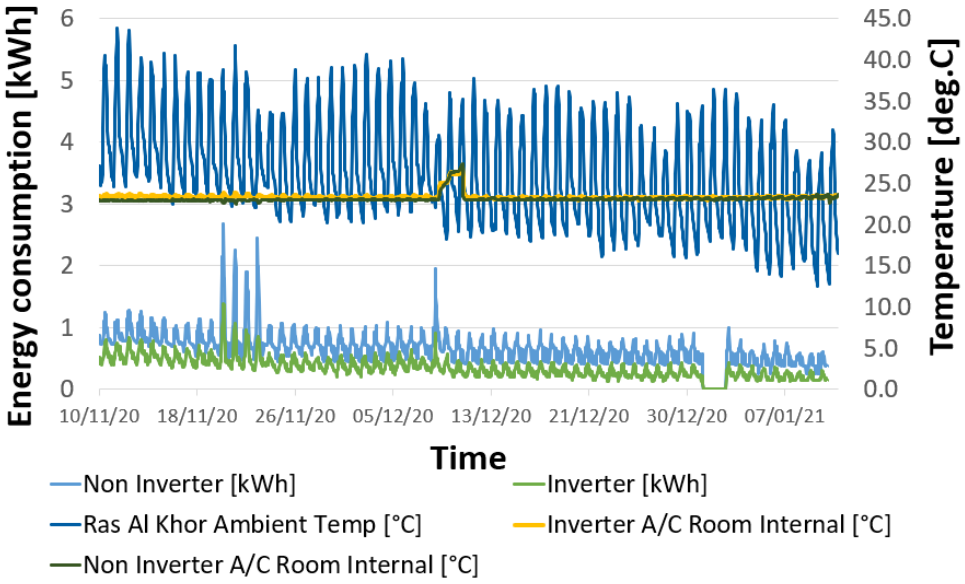


Figure 4-4 Measurement data (shops)

Source: Created by Daikin

5. Study of specific program development and improvement proposals

5.1 Analysis of measurement data

To develop policy recommendations, we analyzed the measurement data with the cooperation of Heriot Watt University from the following viewpoints.

- Analysis of the energy saving benefit
- Analysis of economic aspects
- Analysis of reduction of greenhouse gas emissions

5.1.1 Analysis of the energy saving benefit

By linear regression analysis, the annual power consumptions of non-inverter and inverter air conditioners were estimated to be 8,299 kWh and 5,402 kWh, respectively. Using inverter air conditioners can reduce annual power consumption by 2,897 kWh or about 35%, according to the results.

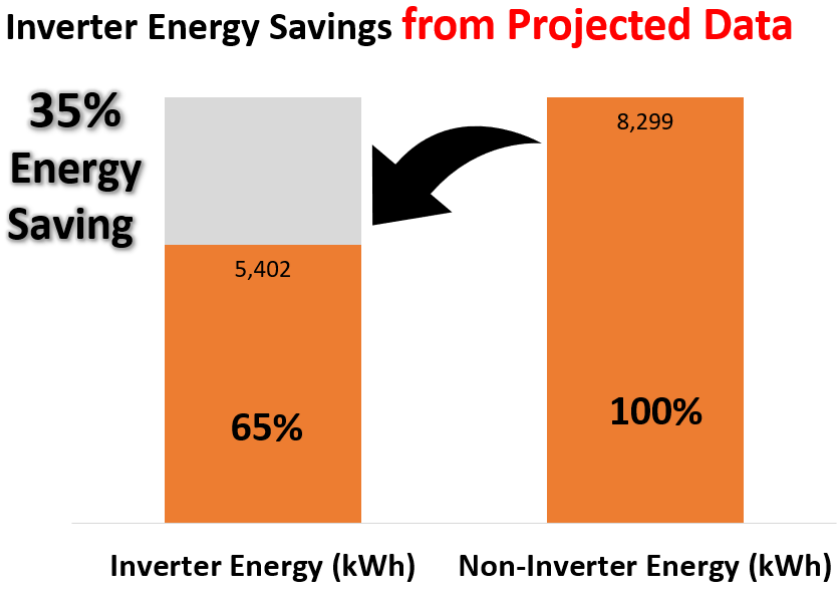


Figure 5-1 Analysis of energy saving effect

Source: Analysis by Heriot Watt University

5.1.2 Analysis of economic aspects

(1) Cost-benefit analysis

A barrier to the dissemination of inverter air conditioners is their price (initial cost), which is higher than that of non-inverter air conditioners.

We therefore conducted a cost-benefit analysis under the following conditions to determine the payback period, i.e. how long it would take to recover the price difference between inverter and non-inverter air conditioners by saving the electricity cost through the energy-saving benefit of inverter air conditioners.

- Air conditioner prices

  Referring to prices on the market, we assumed that Daikin's R32 inverter air conditioners cost about 1.3 times as much as Daikin's R410A non-inverter air conditioners. Installation and maintenance costs are assumed to be the same for inverter and non-inverter air conditioners.

- Power consumption

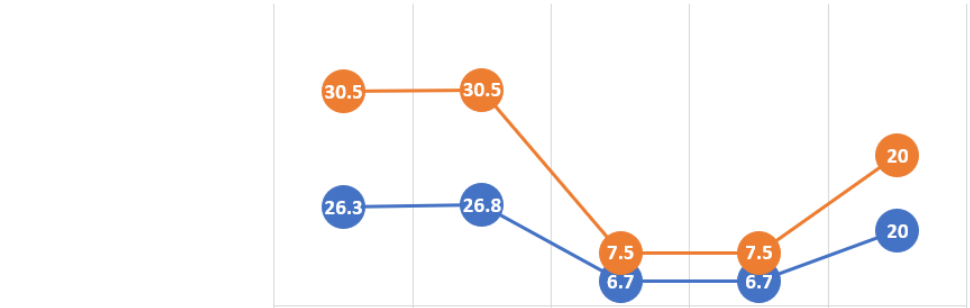
  We used the annual power consumption values obtained from the above analysis of energy-saving benefit (8,299 kWh for non-inverter and 5,402 kWh for inverter air conditioners).

- Electricity rates in UAE (Abu Dhabi and Dubai)

  We used the electricity rates for residential and commercial use in Abu Dhabi and Dubai, the two largest markets in the UAE.

  ✓ Electricity rates of Abu Dhabi Distribution Company (ADDC)

  For residential use, there are different sets of rates for expatriates (villas/flats) and UAE nationals (villas/flats). For commercial use, the same rates apply.



	Expat Villa	Expat Flat	U.A.E National Villa	U.A.E National Flat	All Commercial
Above Limit (Fils/KWh)	30.5	30.5	7.5	7.5	20
Up to Limit (Fils/kWh)	26.3	26.8	6.7	6.7	20
Daily Consumption Limits (kWh/day)	200	20	400	30	ALL 0

Figure 5-2 Electricity rates of Abu Dhabi ADDC

Source: Created by Heriot Watt University on the basis of ADDC website

✓ Electricity rates of Dubai Electricity and Water Authority (DEWA)

The same rate system applies to residential and commercial use.

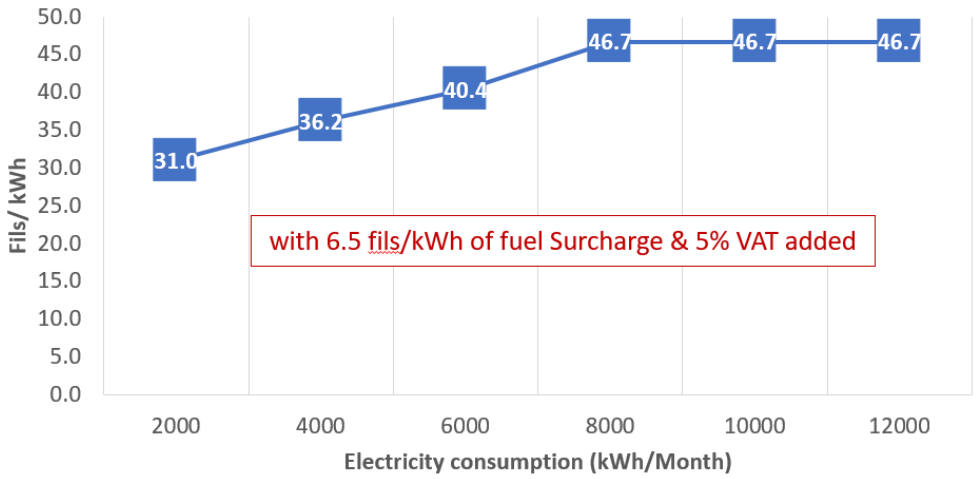


Figure 5-3 Electricity rates of Dubai DEWA

Source: Created by Heriot Watt University on the basis of DEWA website

Cost-benefit analysis under the above conditions indicates that with the electricity rates for residential (expatriates) and commercial use in Abu Dhabi, and the rates in Dubai, the payback period is about 2 years. With the electricity rates for residential use (UAE nationals) in Abu Dhabi, which are among the lowest in the world, the payback period is 7 to 8 years. This means payback is possible within the useful life (13 years) of the equipment.

This is partly due to the high outdoor temperature in the UAE, where a large amount of power is consumed for air conditioning and therefore the energy saving benefit of inverter air conditioners is significant.

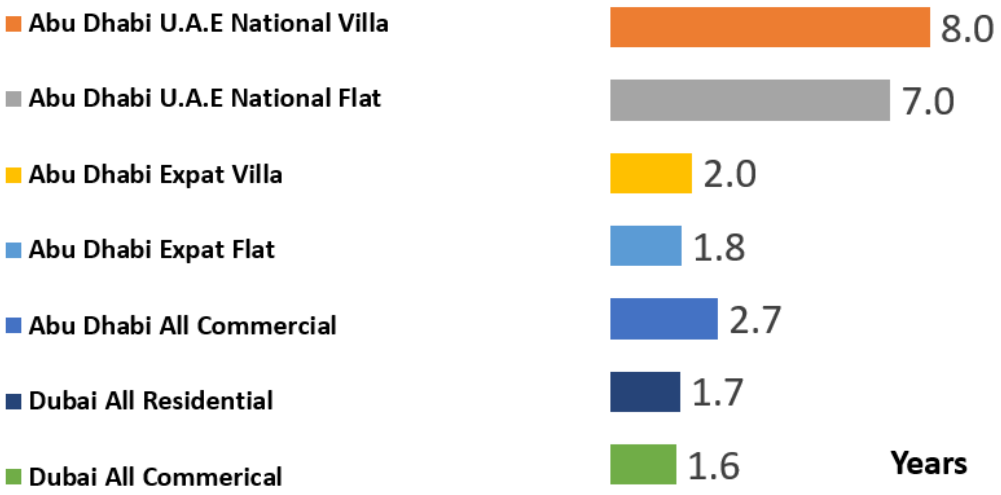


Figure 5-4 Cost-benefit analysis

Source: Analysis by Heriot Watt University

(2) Analysis of economic effects

According to a survey by Heriot Watt University, about 60% of the total power consumption in the UAE is for air conditioning in buildings. We estimated the energy saving effect of the spread of inverter air conditioners throughout the UAE and the revenue from the export of fossil fuels saved by the use of inverter air conditioners, which are considered to be large.

- Total energy saving in the UAE over the next 10 years by widespread use of inverter air conditioners

  We estimated the energy saving effect by applying the energy saving rate (35%) of inverter air conditioners based on actual measurement to total power consumption for building air conditioning. The result showed that in the next 10 years, the total power consumption of the UAE can be reduced by 301TWh (total of 2021 to 2030).

Year	U.A.E. Electricity consumption (inclusive of powerplant in-house consumption) [1]	U.A.E Electricity (includes residential, commercial, others of similar form - mosques, police stations, etc.) [2]	Average Demand over periods for reference comparison [3]	Buildings (residential, commercial, Others) Energy Consumption [4]	Cooling Demand in Buildings [5]	Savings from Inverter ACs (does not account for existing Inverter Share)	Reduced Demand (Inverter AC application Countrywide)
	TWh	TWh		70%	85%	TWh	TWh
2021	144.3	124.0	4%	86.80	73.8	25.75	48.0
2022	149.8	128.7		90.09	76.6	26.73	49.8
2023	155.3	133.4		93.37	79.4	27.70	51.7
2024	160.7	138.1		96.66	82.2	28.68	53.5
2025	166.2	142.8		99.95	85.0	29.65	55.3
2026	171.7	147.5		103.24	87.8	30.63	57.1
2027	177.1	152.2		106.53	90.5	31.60	58.9
2028	182.6	156.9		109.82	93.3	32.58	60.8
2029	188.1	161.6		113.10	96.1	33.56	62.6
2030	193.5	166.3		116.39	98.9	34.53	64.4
					Total Saved Energy	301.4	TWh

1. IEA Data services
2. UAE Energy Sector (Matsuo and IEEJ, 2015)
3. Energy efficiency in the UAE (strategy&, 2015)
4. UAE building consumption(Al Amoodi and Azar, 2018), (Dubai Supreme Council of Energy, 2017)
5. UAE AC consumption in Buildings (Kaul, 2017), (Dubai Supreme Council of Energy, 2017)

Figure 5-5 Energy saving in the UAE over the next 10 years made possible by widespread use of inverter air conditioners

Source: Analysis by Heriot Watt University

- Revenue from export of saved fossil fuels

  We estimated the revenue from exporting the fossil fuels saved by energy saving of 301 TWh. According to IEA World Energy Balances 2020, the UAE relies on natural gas-fired power generation for more than 98% of its electricity supply. Therefore, we assumed in our estimation that all the energy saving would contribute to saving of natural gas.

  We converted 301 TWh into British thermal unit (1,028,449,829 MMBTU) and multiplied it by 7.97 AED/MMBTU[6], the trading price of natural gas. According to the estimation, the revenue will amount to about 820 million AED (about ¥246B[7]).

[6] Index mundi, 2020
https://www.indexmundi.com/ (Last viewed on January 15, 2021)

[7] Calculated at 1 AED = 30 yen

5.2 Consideration of policy recommendations

We studied pathways for the promotion of SEER in the UAE.

5.2.1 Significance of introduction of SEER

The measurement data shows that inverter air conditioners are more efficient, but there is not much difference in the annual power consumption stated on the current energy efficiency label between inverter air conditioners and non-inverter air conditioners. The energy-saving performance of inverter air conditioners is underestimated.

Table 5-1 Comparison of annual power consumption calculations based on different indexes

Basis of calculation	Non-inverter	Inverter	Energy saving
Annual power consumption stated on energy efficiency label (based on EER)	7,103kWh	6,402kWh	10%
Annual power consumption based on actual measurement data	8,229kWh	5,402kWh	35%
Annual power consumption based on ISO16358 (SEER)	7,896kWh	4,927kWh	38%

Source: Analysis by Heriot Watt University

This is because the annual power consumption stated on the energy efficiency label is calculated by simply multiplying the rated power consumption by operating hours. This calculation does not reflect an important feature of inverter air conditioners, i.e. saving energy by controlling the heating and cooling capacity. In other words, the current energy efficiency label program is not conducive to encouraging consumers to buy energy-efficient air conditioners.

As a solution, it is considered appropriate to implement the SEER (ISO 16358-1 Amd1) standard, which incorporates periods and frequency of occurrence of outdoor temperatures in high outdoor temperature regions into the calculation of performance. This will reflect the energy-saving performance of inverter air conditioners in the calculation of annual power consumption and performance values and encourage use of inverter air conditioners as consumers would more easily recognize their energy efficiency.

If this results in widespread use of inverter air conditioners, the UAE economy will enjoy the benefits associated with the reduction of power consumption as described in the above analysis of economic effects.

5.2.2 Policy recommendations for dissemination of inverter air conditioners

By linking federal and emirate regulations to SEER, the benefits of inverter air conditioners can be maximized for UAE society as a whole.

Specifically, we believe that it would be appropriate to introduce SEER to the energy efficiency label and MEPS regulations implemented by ESMA at the federal level and to the MEPS and Trustmark regulations implemented by ADQCC at the emirate level. Furthermore, we believe it would be possible to further promote energy conservation by adopting SEER as the air conditioner performance evaluation standard of the Pearl Rating System implemented by DMT and raising the

level of energy conservation regulations. For revision of regulations in Abu Dhabi, we expect the Department of Energy (DoE), which coordinates Abu Dhabi's overall energy conservation policy, to play a leading role.

6. Calculation of expected reduction of emissions and study of contribution to emission reduction

6.1 Expected emission reduction per unit of equipment

With the cooperation of Heriot Watt University, we estimated greenhouse gas emissions resulting from the use of inverter air conditioners and non-inverter air conditioners.

6.1.1 Calculation method

The impact of air conditioners on global warming should be evaluated comprehensively, considering both the indirect impact of energy consumption (CO_2 emissions from power generation) and the direct impact of refrigerant release into the atmosphere. We estimated the expected reduction of greenhouse gas emissions from electricity and refrigerant using TEWI (Total Equivalent Warming Impact), which is widely used as a comprehensive evaluation method.

- TEWI = Direct CO_2 emission equivalent + Indirect CO_2 emission equivalent
  - ✓ Direct CO_2 emission equivalent = GWP x L x N + GWP x M x (1-α)
  - ✓ Indirect CO_2 emission equivalent = N x E x β
    - GWP: Global warming potential relative to 1 kg of CO_2 over a period of 100 years (kg-CO_2/kg)
    - L: Annual amount of refrigerant leakage from equipment (kg/year)
    - N: Period of operation of equipment (year)
    - M: Amount of refrigerant charged in equipment (kg)
    - α: Refrigerant recovery rate at the time of equipment disposal
    - E: Annual energy consumption of equipment (kWh/year)
    - β: CO_2 emissions required to generate 1 kWh of electricity (Grid factor) (kg-CO_2/kWh)

6.1.2 Expected reduction of greenhouse gas emissions by shift to inverter air conditioners (per unit of equipment)

Using the data of the equipment used to collect the measurement data and the calculation formula of TEWI, we calculated the expected greenhouse gas emissions of an R32 inverter air conditioner and an R410A non-inverter air conditioner as follows.

Table 6-1 Data used in calculation of TEWI

Item	R410A non-inverter	R32 inverter	Remarks
GWP (kg-CO_2/kg)	2088	675	Quoted from 4th report of IPCC

Refrigerant leakage from equipment (kg/year)	0.28	0.285	Assume leakage rate of 10%/year The leakage rate depends on the quality of installation, etc., so it is desirable to use figures reflective of the country's situation. However, since there is no country specific data, we used past data of emerging countries where the situation seems to have been similar (research by Daikin)
Operation period (year)	13 years	13 years	Typical product life
Amount of refrigerant charged (kg)	2.80	2.85	Value according to the product label
Refrigerant recovery rate at equipment disposal (%)	0%	0%	0% because there is no established refrigerant recovery program
Annual energy consumption of equipment (kWh/year)	8,299	5,402	Analysis value of measurement data
Grid factor (kg-CO_2/kWh)	0.44	0.44	DoE, UAE data

Source: Created by Daikin and Heriot Watt University

- Calculation of emissions per unit of equipment

Emissions = Indirect emissions by use of electricity + Direct emissions by release of refrigerant
Indirect emissions = Period of operation in years x Annual power consumption x Grid factor
Direct emissions = GWP x Leakage amount x Period of operation in years + GWP x Amount of refrigerant charged x (1 – Recovery rate (0%))

- Calculation for R410A non-inverter air conditioner

Indirect emissions = 13 years x 8,299 kWh/year x 0.44 = 47,471 kg-CO_2
Direct emissions = 2088 x 0.28 kg x 13 years + 2088 x 2.8 kg x (1 – 0%) = 13,447 kg-CO_2
Emissions per unit = 60,918 kg-CO_2

- Calculation for R32 inverter air conditioner

Indirect emissions = 13 years x 5,402 kWh/year x 0.44 = 30,902 kg-CO_2
Direct emissions = 675 x 0.285 kg x 13 years + 675 x 2.85 kg x (1 – 0%) = 4,425 kgCO_2
Emissions per unit = 35,327 kgCO_2/year

From the above calculations, the expected amount of greenhouse gas emissions per unit is 60.9 t-CO_2 for R410A non-inverter air conditioners and 35.3 t- CO_2 for R32 inverter air conditioners. Replacing R410A non-inverter air conditioners with R32 inverter air conditioners can reduce emissions by about 42%.

6.2 Expected reduction of emissions by implementation of the project in the UAE

To estimate the expected emission reduction in the UAE through widespread use of inverter air conditioners following the proposed implementation of SEER, we developed two scenarios: The Mitigation Scenario in which inverter units gradually increase market share for ducted split air

conditioners for stores and small offices in the UAE over the next 10 years (2021-2030) and the Baseline Scenario in which inverter units do not increase. We simulated the reduction of emissions over the 10 years by estimating and comparing the expected greenhouse gas emissions in the two scenarios.

The Baseline Scenario and the Mitigation Scenario were developed based on the following conditions.

- Market stock:
  Annual sales volume: 165,000 units (estimated by Daikin)
  Product life: assumed to be 13 years
- Baseline Scenario:
  The market share of inverter units will increase from 10% to 15% over 10 years
- Mitigation Scenario:
  The market share of inverter units will increase from 10% to 60% over 10 years

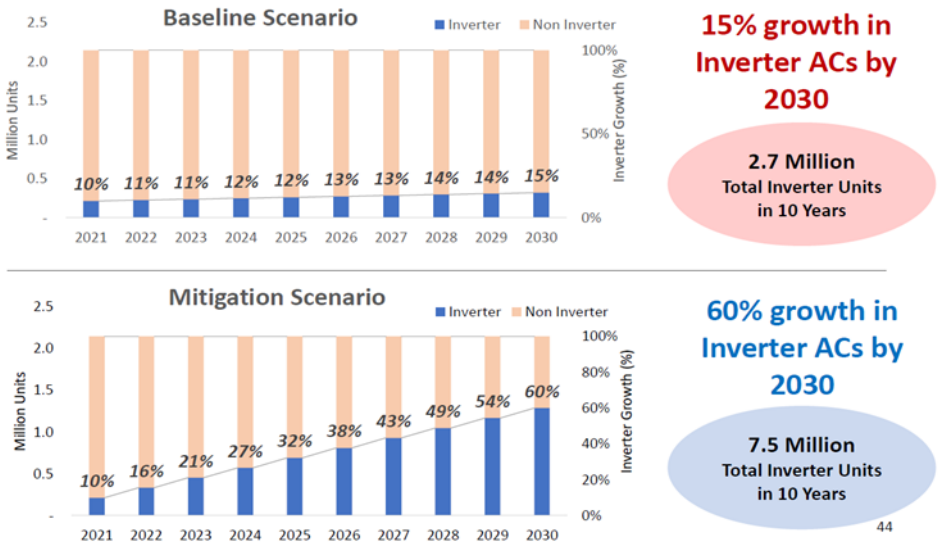


Figure 6-1 Baseline Scenario and Mitigation Scenario

Source: Created by Daikin

We assumed that the models used for the measurement are the average equipment in the market stock and estimated the expected annual greenhouse gas emissions per unit based on the estimation of 6.1.

The result of the emission reduction simulation for the next 10 years by comparison of the Baseline Scenario and the Mitigation Scenario is as follows. It revealed that dissemination of inverter air conditioners contributes significantly to the reduction of greenhouse gas emissions.

- Expected emissions over 10 years in Baseline Scenario: 95,235,871 t-CO_2 - A
- Expected emissions over 10 years in Mitigation Scenario: 85,735 ,246 t-CO_2 - B
- Expected emission reduction over 10 years: 9,500,625 t-CO_2 (A – B)

6.3 Expected reduction of emissions by expansion of widespread use to the Middle East

To estimate the expected emission reduction in the Middle East brought about by widespread use of inverter air conditioners following introduction of SEER, we developed two scenarios: The Mitigation Scenario in which inverter units gradually increase market share for residential split air conditioners and ducted split air conditioners for stores and offices in the Middle East over the next 10 years (2021-2030) and the Baseline Scenario in which inverter units do not increase. We simulated the reduction of emissions over the 10 years by estimating and comparing the expected greenhouse gas emissions in the two scenarios.

The Baseline Scenario and the Mitigation Scenario were developed based on the following conditions with reference to the conditions used in the data analysis of our FY19 survey in Saudi Arabia and FY20 survey in the UAE.

- Market stock:
  - Residential split air conditioners
    Annual sales volume: 820,000 units (estimated by Daikin)
    Product life: assumed to be 10 years
  - Split air conditioners for stores and offices
    Annual sales volume: 390,000 units (estimated by Daikin)
    Product life: assumed to be 13 years
- Baseline Scenario
  - Residential split air conditioners
    The market share of inverter units will increase from 10% to 30% over 10 years
  - Split air conditioners for stores and offices
    The market share of inverter units will increase from 10% to 15% over 10 years
- Mitigation Scenario:
  - Residential split air conditioners
    The market share of inverter units will increase from 10% to 60% over 10 years
  - Split air conditioners for stores and offices
    The market share of inverter units will increase from 10% to 60% over 10 years

We assumed that the models used for the measurement in the surveys of FY19 and FY20 are representative equipment in the market and used the following expected annual emissions per unit.

Table 6-2 Expected annual emissions per unit

Product category	Expected annual emissions per unit		Remarks
	Inverter air conditioner	Non-inverter air conditioner	
Residential split air conditioner	2.51 t-CO_2	4.87 t-CO_2	Analysis based on FY19 survey in Saudi Arabia
Split air conditioners for stores and offices	2.72 t-CO_2	4.69 t-CO_2	Analysis based on FY20 survey in UAE

Based on the above, we simulated the reduction of greenhouse gas emissions in the Middle East by comparing the Baseline Scenario and the Mitigation Scenario for residential air conditioners and air conditioners for stores and offices.

- Expected emissions over 10 years in Baseline Scenario
  - Residential split air conditioners: 468,690,000 t-CO_2 - A
  - Split air conditioners for stores and offices: 225,150,000 t-CO_2 - B
- Expected emissions over 10 years in Mitigation Scenario
  - Residential split air conditioners: 431,060,000 t-CO_2- C
  - Split air conditioners for stores and offices: 202,650,000 t-CO_2 - D
- Expected emission reduction over 10 years
  - Residential split air conditioners: 37,630,000 t-CO_2 (A – C)
  - Split air conditioners for stores and offices: 22,460,000 t-CO_2 (B – D)
  - Total: 60,090,000 t-CO_2

The above estimation shows that widespread use of inverter air conditioners across the Middle East can reduce greenhouse gas emissions by 60,090,000 t-CO_2. Therefore, it would be desirable to implement SEER in Middle Eastern countries from the viewpoint of reducing environmental impact.

6.4 Considerations regarding emission reduction estimates

The above simulation of reduction of greenhouse gas emissions by dissemination of inverter air conditioners is based on the assumption that the models used for the measurement are representative equipment in the market.

There may be a more appropriate way to estimate the reduction of greenhouse gas emissions for the entire country/region by replacing non-inverter air conditioners with inverter air conditioners, such as selecting several non-inverter models with large sales volumes in the country/region as a baseline, calculating the effect of replacing them with representative inverter models of the same capacities based on their power consumption and performance values, and then estimating the reduction for the entire country/region based on the total annual sales volume. If it is impossible to select models to be the baseline due to lack of information, it is necessary to take steps such as conducting a survey of dealers and major retailers.

6.5 Study of the JCM methodology

Regarding the JCM methodology, it is possible to calculate the amount of greenhouse gas emission reduction through the reduction of power consumption by introduction of inverter air conditioners by the following method.

- Calculation of emission reduction

$ER_p = RE_p – PE_p$

Table 6-3 Calculation of emission reduction

Symbol	Definition	Unit
ER_p	Emission reduction during period p	t-CO_2
RE_p	Reference emission during period p	t-CO_2
PE_p	Project emission during period p	t-CO_2

- Reference emission

$RE_p = EC_p \times \eta_{PJ} / \eta_{RE} \times EF_{elec}$

- Emission after the project

$PE_p = EC_p \times EF_{elec}$

Table 6-4 Calculation of reference emission and emission after the project

Symbol	Definition	Unit	Source
EC_p	Power consumption of air conditioners introduced in the project for period p	kWh	Monitoring
η_{PJ}	Efficiency of equipment introduced in the project	Dimensionless	Catalog value
η_{RE}	Efficiency of conventional equipment	Dimensionless	Catalog value
EF_{elec}	CO_2 emission factor by power company	kg-CO_2/kWh	Values published by government

When applying the above JCM methodology to the introduction project of inverter air conditioners, it is appropriate to use SEER which can appropriately show the performance evaluation of inverter air conditioners as equipment efficiency. At present, EER ((Btu / h) / W) is mainly used as an index for air conditioner performance evaluation in the UAE, and SEER has not been implemented. For this reason, it is assumed that the SEER of conventional equipment is not described in the catalog, and determination of the SEER of conventional equipment becomes a bottleneck.

Also, in order to minimize the direct impact of refrigerant when implementing the project, appropriate installation to prevent leakage and measures to prevent the release of refrigerant to the atmosphere when removing the air conditioner should be taken for both new and existing air conditioners.

7. Activities on proposing program development and improvements to officials in the partner country

During the period of this project, we made the following proposals for the development and improvements of the regulation program through meetings with government officials in the partner country. Due to the spread of COVID-19, the meetings were held in the form of web conferences.

Table 7-1 Meetings with government officials of the partner country

Meeting	Date	Description
Kickoff meeting	November 11, 2020	Kickoff for the project
Intermediate report meeting	January 5, 2021	Intermediate report on progress of data analysis
Final workshop	January 27, 2021	Policy recommendation workshop for dissemination of inverter air conditioners in UAE

Source: Created by Daikin

The details of policy recommendation workshop are as follows.

- Time and date: 15:00 to 17:15 on Wednesday, January 27, 2021
- Venue: Web conference

- Participants:
  - ✓ UAE: Department of Energy (DoE)
    Abu Dhabi Quality and Conformity Council (ADQCC)
    Department of Municipalities and Transport (DMT)
    Abu Dhabi Distribution Company
    Al Ain Distribution Company
    Abu Dhabi Energy Services
    Heriot Watt university
  - ✓ Japan:Global Environment Cooperation Office, Ministry of Economy, Trade and Industry
    Mitsubishi Research Institute (secretariat)
    Daikin Industries, Daikin Middle East and Africa
- Agenda:
  - ✓ Introduction of the study
  - ✓ Key findings of the study
    - Energy Savings Analysis
    - CO2 Emissions Reduction Analysis
    - Economic Impact Analysis
    - Recommended option for Energy Efficiency
  - ✓ DSM and Expected role for the energy savings of air conditioners
  - ✓ Idea of transition pathway towards SEER in U.A.E.
  - ✓ Comments and discussion

We believe that the participants were in agreement that inverter air conditioners have high energy saving performance and the current EER-based labeling program and MEPS will not lead to the widespread use of energy efficient air conditioners. We also received positive feedback on the proposed implementation of SEER.

8. Conclusion

Through the measurement data and analysis by Heriot Watt University using inverter and non-inverter air conditioners in the actual operation environment in the UAE, we demonstrated the high energy-saving performance of inverter air conditioners in the UAE, the various benefits associated with it, and the potential for reducing greenhouse gas emissions.

Under the intergovernmental initiative, we held a workshop with government agencies of Abu Dhabi and other parties to make policy recommendations on the implementation of SEER on the basis of the above, and received positive feedback from various participants regarding the effectiveness of inverter air conditioners and the proposed implementation of SEER. This is a major achievement of this project.

Since the workshop participants are interested in the results of continued data collection and analysis over a longer period, we will continue to collect measurement data after the completion of this project to increase the reliability and acceptability of the data. Taking this opportunity, it is necessary to continue our proposal activities concerning the implementation of SEER, while encouraging cooperation between UAE and Abu Dhabi government agencies in the formulation of energy conservation regulations and standards, with an eye to spreading adoption to the entire Middle East. Continued dialogue with government agencies should be an ongoing part of intergovernmental initiatives.

Secondary use unapproved list

Promoting to disseminate higher energy efficient air conditioners in the Middle East

FY2020 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits

Daikin Industries, Ltd.

Page	Figure and table	Title
3	Figure2-1	Energy efficiency label of the proposed SASO-2663 amendment
3	Figure2-2	Performance evaluation grades of the proposed SASO-2663 amendment
4	Table2-1	Energy efficiency label performance evaluation grades of UAE.S 5010-1: 2019
4	Figure2-3	Energy efficiency label based on UAE.S 5010-1: 2019
5	Table2-2	MEPS values in UAE.S 5010-5: 2019
5	Figure2-4	Energy efficiency label based on UAE.S 5010-5: 2019
6	Figure2-5	MEPS values for air conditioners in Abu Dhabi
7	Figure3-1	Demand for ducted split air conditioners for stores and small offices (volume basis) [unit: 1,000 units]
8	Figure3-2	Demand for ducted split air conditioners for stores and small offices (value basis) [unit: million USD]
9	Figure3-3	Market forecast for ducted air conditioners for stores and small offices after implementation of SEER
10	Table4-1	Details of measurement sites and equipment
11	Figure4-1	Interior and exterior views of the shops
11	Figure4-2	Interior and exterior views of the pump rooms
12	Figure4-3	Collection of data
12	Figure4-4	Measurement data (shops)
13	Figure5-1	Analysis of energy saving effect
14	Figure5-2	Electricity rates of Abu Dhabi ADDC
15	Figure5-3	Electricity rates of Dubai DEWA
15	Figure5-4	Cost-benefit analysis
16	Figure5-5	Energy saving in the UAE over the next 10 years made possible by widespread use of inverter air conditioners
17	Table5-1	Comparison of annual power consumption calculations based on different indexes
18	Table6-1	Data used in calculation of TEWI
20	Figure6-1	Baseline Scenario and Mitigation Scenario
21	Table6-2	Expected annual emissions per unit
22	Table6-3	Calculation of emission reduction
23	Table6-4	Calculation of reference emission and emission after the project
23	Table7-1	Meetings with government officials of the partner country

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

ベトナムにおける低炭素型の地域電力供給システムの実現可能性調査

実施者：株式会社フジタ

1. 目的及び実施体制等

本調査は、ベトナム及 ASEAN 域内のエネルギー転換・低炭素社会実現に向け、ビジネス環境整備を実施するため、我が国企業等の低炭素技術・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を実現することを目的とする。

地方都市での電力需要増大に対応し、工業団地向けの分散型システムによる地域電力供給の事業化を通じ、低炭素型の地域開発を推進することが期待されている。その実現のためには、小規模（1.8MW 規模のもみ殻発電を想定する）においても高い発電効率を有する発電システムをベースに、地域の実情にあった分散型システムを構築することが必要となる。具体的には、ミャンマー１号案件（1.8MW 規模のもみ殻発電）の経験や明らかになった事業展開上の課題を基に、「事業面」と「政策面」の両アプローチで解決策を提示し、その実現のための働きかけを行うことが効果的である。

そこで本調査は、ベトナムのメコンデルタでの事業化モデルの具体化、類似課題を抱えるアセアン内の地方都市での普及拡大の可能性の把握に向けて、以下の項目の調査・検討を実施した。

実施体制としては、FS 事務局の支援のもと、㈱フジタが現地協力機関、現地協力企業及び複数の外注先を活用して実施した。

2. 関連政策・制度の動向分析

本事業に関連する政策や制度の動向を分析した。

2.1 環境関連政策

2.1.1 法制度の整備と環境保護関連の体制

1993 年に環境保護法が制定され、関連法の整備が行われている。JBIC「ベトナムの投資環境」[1] によれば、ベトナムの環境規制に関しては以下のとおりである。

- 環境保護法は 2014 年に改正され、2015 年 1 月 1 日から施行されている。環境保護法の改正に伴い、環境基準、戦略的環境評価、環境影響評価等について細則・指針を定める環境保護法の実施細則・指針に関する政令が順次策定されている。
- 天然資源環境省（Ministry of Natural Resources and Environment：MONRE）の下部組織であるベトナム環境総局（Vietnam Environment Administration：VEA）が国家レベルの環境政策立案を担当しており、政策立案、環境保護法の遵守状況の検査、環境保全地方機関に対する指導等を行っている。

[1] JBIC「ベトナムの投資環境」（2019 年 12 月），第 15 章

・地方レベルでは、省・中央管轄市の環境行政機関である天然資源環境局（Department of Natural Resources and Environment：DONRE）が所管している。
・DONRE は、工業に対する環境ライセンスの発行、河川や大気等のモニタリングを実施している。
・DONRE は、工場から排出される廃水、排ガス、廃棄物を実際に規制し、立ち入り検査等によって違反が判明した場合には摘発する役目を負っている。
・その他、国有企業の産業公害対策を管轄する商工省、建設省、科学技術省等の省庁も、環境行政に関係している。

2.1.2 環境影響評価

環境影響評価報告書（Environmental Impact Assessment: EIA）の作成、環境保護計画（EPP: Environmental Protection Plan）の登録の対象となる業種については、政令 18/2015/ND-CP 号（改正：政令 40/2019/ND-CP 号）において定められている。

IGES「日本企業の海外における事業展開に際しての 環境影響評価ガイドブック ～ベトナム編(改訂版)～」[2]によれば、EPP に関しては以下のとおりである。

・EPP 登録機関は、地方省レベルの環境局、もしくは村レベルの人民委員会である。
・事業者は、EPP レポートを作成し、EPP レポートを EPP 登録機関に提出して登録申請をする。
・登録申請を受けた機関は EPP レポートを審査し、登録書類受け取り後 10 営業日以内に事業者に書面で登録書類の受理または却下を伝える。却下の場合はその理由も伝えられる。

2.2 投資関連政策

2.2.1 外資導入政策と管轄官庁

外資がベトナムでビジネスを行う際には、投資法に準拠しなければならない。その中で、業種や地域、プロジェクトの種類などと共に「投資優遇」が定められており、JBIC「ベトナムの投資環境」[3]によれば、ベトナムにおける外資導入政策の所管官庁に関しては以下のとおりである。

・ベトナムにおける外資誘致の担当機関は、ベトナム計画投資省外国投資庁（Foreign Investment Agency, Ministry of Planning and Investment：FIA）で、諸外国とベトナムとの間での直接投資に関して、投資家に対する助言を行う。
・計画投資省の関係部局や関連機関と調整し、直接投資促進に向けた戦略・プロジェクトを構築し、実行する機能を持っている。
・計画投資省は、地方、省市の局や事務所を有しており、その地域での投資を管轄している。
・省等の計画投資局は、外国直接投資プロジェクト申請書の受領・審査を行い、省レベルの

[2] IGES「日本企業の海外における事業展開に際しての環境影響評価ガイドブック ～ベトナム編(改訂版)～」（平成 30 年 3 月）http://assess.env.go.jp/files/0_db/seika/4729_01/20180410_06.pdf（2021 年 2 月 1 日閲覧）

[3] JBIC「ベトナムの投資環境」（2019 年 12 月），第 6 章

人民委員会や計画投資省へ提出する。

2.2.2 投資優遇措置

2020 年投資法では「投資優遇分野、業種及び投資優遇地域」（16 条）、「特別投資優遇及び特別投資支援」（20 条）が規定されている。投資優遇分野、業種は、14 の分野、業種となっており、本事業は「再生可能エネルギーの生産」に該当する。

2.2.3 税関連

JBIC「ベトナムの投資環境」[4]によれば、関連税制に関しては以下のとおりである。

・法人税の標準税率は、2016 年 1 月 1 日より 20%となっている。

・付加価値税は、標準課税として 10%が規定されている。

・償却方法については、減価償却費を計上する前に、①定額法、②定率法、③生産高比例法の 3 つの中から 1 つ選択し、所管の税務局に登録する必要がある。

2.3 電力関係政策

2.3.1 電力・エネルギー政策

ベトナムは、5 年ごとの電力開発基本計画を策定し、計画的な電力設備の開発を目指している。「改訂版 第 7 次電力マスタープラン（改訂版 PDP7）」[5]では、以下としている。

〔電力需要量/Commercial electricity〕

・2020 年 2,350～2,450 億 kWh

・2025 年 3,520～3,790 億 kWh

・2030 年 5,060～5,590 億 kWh

〔電力供給量（発電電力量と輸入電力量の合計/Electricity production and import:）〕

・2020 年 2,650～2,780 億 kWh

・2025 年 4,000～4,310 億 kWh

・2030 年 5,720～6,320 億 kWh

改訂版 PDP7 では、再エネ開発を重視している。

[4] JBIC「ベトナムの投資環境」（2019 年 12 月），第 12 章

[5] GIZ, Vietnam Power Development Plan for the period 2011 – 2020 Highlights of the PDP 7 revised http://gizenergy.org.vn/media/app/media/legal%20documents/GIZ_PDP%207%20rev_Mar%202016_Highlights_IS.pdf （2021 年 2 月 1 日閲覧）

2.3.2 再生可能エネルギー開発動向

次期「第 8 次電力開発計画」（PDP8）に先行して、2020 年 2 月に示された「2045 年を見据えた 2030 年までの国家エネルギー開発戦略の方向性」[6]においては、再生可能エネルギーの一層の推進拡大とともに、効率的なスマート・グリッド・システムの開発、環境対策・サーキュラーエコノミー開発と並行して廃棄物・バイオマスを利用した発電開発での投資の促進が打ち出されている。このうち、再生可能エネルギーに関しては、一次エネルギー総供給に対する割合として、2030 年には 15～20%、2045 年には 25～30%に高める方針としている。

2.3.3 ベトナム FIT に係る制度

ベトナムにおいては、風力発電と固形廃棄物発電を対象とした FIT 制度がある。ベトナム政府は、バイオマス発電に関しては、2020 年 3 月 5 日に首相決定 8 号（Ref. 08/2020/QD-TTg）を公布した。この決定では 4 月 25 日より、以下の価格に引き上げられた。

表 2-1　FIT 価格

対　象	改定後
熱電供給（コジェネレーション）	1,634VND/kWh（7.03USc/kWh 相当）
その他のバイオマス発電	1,968VND/kWh（8.47USc/kWh 相当）

注）FIT 価格は、VAT(付加価値税)を含まない金額。

出所) DECISION On amending and supplementing several articles of the Prime Minister's Decision No. 24/2014/QD-TTg dated 24 March 2014 on support mechanisms for the development of biomass power projects in Viet Nam (GIZ unofficial Translation - for reference only)
http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/03/Decision_08_2020_QD-TTg_Biomass_FIT_EN.pdf
（2021 年 2 月 1 日閲覧）

3. 事業化計画の検討

ベトナムにおける 1 号案件の事業化計画を行った。

3.1 具体的な事業化計画

3.1.1 建設予定地

H 社は、メコンデルタのカントー市に本社があるベトナムで有数の精米事業者で、ベトナムにおけるもみ殻発電事業の一号案件の共同事業の現地パートナー候補である。H 社は、精米事業拡充のため新しい精米工場をつくるために手当てした 10ha の更地が、H 社の本社精米工場から 8km ほど上流の場所にある。この敷地の一部を使って事業を計画した。行政区としては、アンザン省になる。

[6] Ref. 55-NQ/TW, RESOLUTION OF THE POLITBURO On Orientations of the Viet Nam's National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045 (GIZ unofficial Translation - for reference only)
http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/03/CPCs-Resolution-55.NQ-TW-on-Energy-Development-Strategy-to-2030-and-outlook-to-2045.pdf （2021 年 2 月 1 日閲覧）

3.1.2 導入技術

H 社の既存工場からは、200t/日のもみ殻が発生するため、発電可能容量としては、1.8MW の設備を 3 基に相当する。ミャンマーの 1 号案件の規模を設定した時には、ミャンマーの精米所の規模から考えると、1.8MW を基本ユニットとして普及拡大を計画するのがベターである。

しかし、ベトナムの特にメコンデルタの精米所の規模は、ミャンマーのものよりはるかに大規模である。1.8MW を 1 ユニットとして、2 基建設するケースと初めから 3.6MW を 1 基建設する場合、どの程度の差が出るかを検討した。比較検討の結果、3.6MW を 1 基建設する方が、スケールのメリットがあり、当然建設費は安くなる。また、運転管理をするエンジニアの数はほぼ同じであるため、必然的に 3.6MW の方がランニングコストも抑えることができる。

ベトナムでの 1 号案件は、3.6MW を 1 基とする方向で計画した。3.6MW の発電施設に必要なもみ殻量は、110.4t/日である。また H 社から 50km 圏内で、更に 300t/日の確保可能であることがヒアリング結果で判明した。この量と H 社の残り分を加算すると更に 3.6MW を 3 基稼働できる量に相当する。

1.8MW を 2 基のパターンは、もみ殻調達に 1 社のみではやや不安があるケース、ファイナンスに課題がある場合等、敷地のみ準備をし、もみ殻の安定調達のめどがついた段階で、並列で同じサイズのプラントを建設するパターンとした。

3.1.3 経済性評価

ベトナム 1 号案件は、JCM スキームを適用することを想定している。従って、収支目論としては、JCM 補助金無と補助金有の場合を試算した。なお、経済性評価の主な設定は、以下のようにした。

- 稼働日数 : 稼働初期は実質稼働率が低くなるため、それを加味した平均稼働日数とした。
- 売電価格：FIT 価格 0.0084USD/kWh とした。
- もみ殻購入価格：基本ケース（４USD/t）と上振れケース（10USD/t）で感度分析

3.6MW の場合は、P-IRR は、JCM 設備補助がないケースにおいても十分事業性がある試算となった。但し、1.8MW の場合は、JCM 設備補助がないケースにおいては、もみ殻購入価格が上振れした場合は、事業性が悪化した。1.8MW の場合は、もみ殻の長期安定供給スキームをゆるぎないものにしておく必要がある。

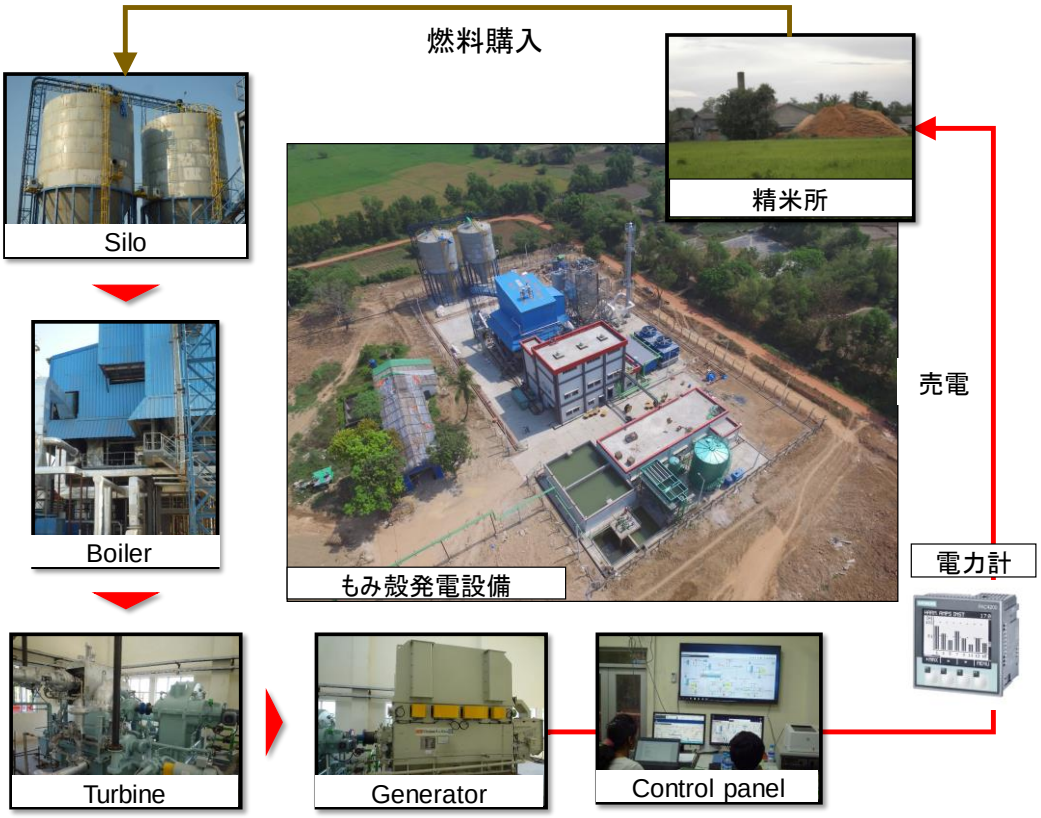


図 3-1 導入技術概要

3.1.4 ビジネススキーム

ビジネススキームに関しては、JCM 補助金を活用するか否かは別として、全て日系企業と精米会社との JV を基本とする。1 号案件候補は、H 社であり、彼らと SPC を組成し発電事業を行う。もみ殻の調達は、全て現地パートナーの義務として契約する。長期安定供給が確保できる場合に事業化する。

3.1.5 ベトナムにおける普及戦略

(1) 米収穫量

ベトナムにおけるコメの主な生産地は、北部の紅河デルタ、北中部・中部海岸エリア及び南部のメコンデルタである。これら 3 つのエリアにおいて作付面積で 84%、収穫量で 70%を超えている。特にメコンデルタエリアは、そのうち収穫量で 80%強、作付面積で 65%程度を占め、圧倒的一大産地である。

紅河デルタ、北中部・中部海岸エリアは 2 期作が行われているが、メコンデルタにおいては、気温が高いため、3 期作が行われていることが大きな要因である。ベトナムでは、コメの 3 期作は、①冬春作、②夏秋作、③ムア作（10 月作）（冬作とも呼ばれる）と呼ばれる[7]。

[7] JICA（2010）「ベトナム社会主義共和国北部中山間部地域に適した作物品種開発プロジェクト詳細計画策定調査」報告書

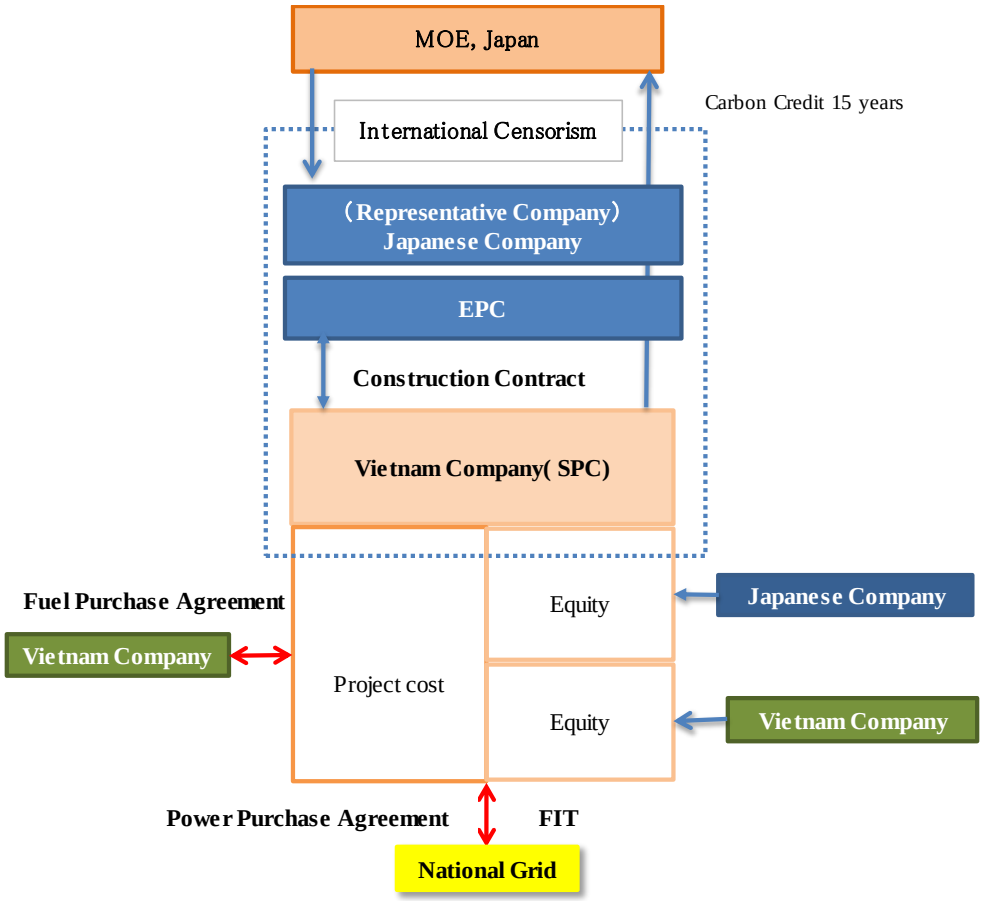


図 3-2 事業スキーム

表 3-1 ベトナムのエリア別の米収穫量動向

Thousand tons

Year	2015	2016	2017	2018	2019	Average
National	45,091	43,165	42,739	44,046	43,448	43,698
Red River Delta	6,730	6,545	6,083	6,298	6,128	6,357
North Midland / Mountain Area	3,337	3,406	3,336	3,383	3,374	3,367
North Central / Central Coast Area	6,855	6,842	6,998	7,060	6,862	6,923
Central Highlands area	1,210	1,174	1,316	1,380	1,385	1,293
Southeast area	1,376	1,367	1,397	1,419	1,418	1,395
Mekong Delta Area	25,584	23,831	23,609	24,507	24,282	24,363
Mekong Delta Area/National	56.7%	55.2%	55.2%	55.6%	55.9%	55.7%

出所）ベトナム統計総局より作成

コメの流通構造は、北部の紅河デルタと南部のメコンデルタで大きく異なる。紅河デルタで生産されるコメの多くは、主に家族労働による自家消費用が大半であり、商業用として流通される量は非常に少ない。一方、メコンデルタは、国内全体の約半分を生産するベトナム最大のコメ生産地域であり、機械化が進み、賃金労働者を雇用した商業的なコメ生産が行われている。

ベトナムでは、小規模で低技術の加工・流通業者による非効率な流通解消を目的とした措置が実施された。具体的には，政府が要求する基準（5,000t 以上の収容能力がある倉庫（約 1 ヶ月の貯蔵容量）と 10t/h 以上の処理能力がある精米所）を満たす事業者のみがコメ輸出業者として認可される。更に過去 6 カ月間の輸出量の 10%のコメを貯蔵し続けることも義務づけた。この基準は 2012 年 10 月から発効し、2013 年には小規模業者の破産が相次いだ。更に 2013 年 8 月には、過去２年間に 1 万 t/年の輸出が達成できないと認可取り消しになる規則が追加され淘汰が進んでいる[8]。

1) 普及対象エリア

北中部・中部海岸エリアは、南北に長い地域で、かつ大きな河川がない。従ってもみ殻の輸送はトラックによる搬送が主体となり、効率かつコスト的に不利な状況と言える。普及対象エリアは、保守的に見た場合は、メコンデルタのみが適切と考えられるが、紅河エリアは今後、小規模事業者の統合が進んでいくと予想されるため、普及対象エリアに加えた。

3.1.6 ASEAN における普及戦略

(1) ASEAN 地域における米の収穫量と単収

表 3-2 に示したように、他の ASEAN 諸国に比べて極端に収穫量の少ないマレーシア、ラオスを除くと ASEAN 地域において、ベトナム以外の普及対象国は、インドネシア、タイ、ミャンマー、フィリピン、カンボジアとなろう。しかし、カンボジアは、タイ、ベトナムに籾のまま輸出されるケースが以前からあるとされているため、現段階では対象エリアから除外した。

表 3-2 ASEAN 地域における米の収穫量と単収

国　名	作付面積 千ha	単位収量 kg/ha	収穫量 千トン
カンボジア	2,970	3,471	10,317
インドネシア	11,242	5,223	58,732
マレーシア	688	3,955	2,721
ミャンマー	6,902	3,833	26,455
フィリピン	4,695	25,599	18,587
ラオス	905	4,270	3,863
タイ	10,290	2,974	30,633
ベトナム	7,663	5,703	43,692
（参　考）			
中国	30,700	6,948	213,264
インド	43,658	3,852	168,220
バングラディッシュ	11,406	4,653	53,082
日本	1,562	6,886	10,754

出所）FAOSTAT のデータ（2015 年～2019 年の平均値）より作成。

[8] 岡江恭史、農林水産政策研究所、ベトナムのコメ生産・輸出の動向と最近の政策、平成 27 年 3 月 17 日研究成果報告会

4. 課題と対応策の検討

事業を推進及び普及拡大する上での課題とその対応策をまとめた。

4.1 もみ殻の長期安定的調達方策の検討

2016 年 7 月の Vietnam Net やヒアリングによると以下のような市場動向が伝えられている。もみ殻は、数年前までは 50～200VND/kg（日本円換算約 02～0.9 円/kg 程度）で取引されてきたが、最近では 700～800VND/kg（日本円換算約 3.2～3.6 円/kg 程度）まで相場が高騰している時期もあるという。主な理由は、もみ殻固形燃料市場の台頭である。

ベトナムの米生産量及び消費量は年々増加しており、直近の 4 年間においても高い水準を維持している。もみ殻は、精米工程で必然的に発生するいわば廃棄物である。従って、ベトナム全土としてのもみ殻発生量は、今後も大きな変化はないと考えられる。従って、もみ殻の長期安定的調達のための阻害要因としては、以下の 2 つが想定される。

1) もみ殻の他の利用目的の増加による量と価格の競合

もみ殻固形燃料化市場は、前述のように現在ベトナムでは確かに話題となっている。しかし、以下の観点から長期間競合する市場ではないと推測される。

表 4-1 もみ殻の固形燃料化市場の展望

固形燃料化には電力が必要	固形燃料の変換には多くの電力が必要である。
固形燃料化装置の消耗部品料は極めて大きい	もみ殻は、無機物の 9 割以上がシリカで、極めて硬い物質であるため、固形化装置の部品の摩耗は極めて激しい。売上げに占める部品交換代の割合が 5 割程度に達するケースが多い。
固形燃料の燃焼による有害物質の生成	800℃以上の比較的長い燃焼プロセスになるため、結晶性シリカの生成の恐れが高まる。また、排ガス処理対策が不十分な場合はダイオキシン類のデノボ合成の危惧がある。
バイオマスの地産地消	本来、バイオマスはカーボンニュートラルなエネルギー資源であるが、バイオマス燃料の輸出入には、ライフサイクル全体でみたとき、輸送に伴う温室効果ガス（GHG）排出を考慮する必要があり、温暖化対策としては、地産地消が望ましい。

2) もみ殻の調達価格の上昇

この現象は、かつてタイでもみ殻発電が行われ始めた頃起きた現象である。発電事業者は、精米事業者から「廃棄物」であるもみ殻を当初は安価で購入できた。精米業者にとっても当初は厄介者であったもみ殻に値が付き、かつ処分できることから一見 Win-Win の関係に見えた。しかし、発電施設が順調に稼働し事業が軌道に乗っているのを見た精米事業者は、徐々に値を吊り上げ、しかし、決して発電事業者が購入不可能な価格まで吊り上げることなく、高止まりして発電事業の採算性を圧迫してきた。この現象は、もみ殻の売り手と買い手の利害が反する以上、長期間取引においては起こりうることである。結局 1）の阻害要因に

しても 2) の阻害要因にしても利害が一致しない者同士では、そのリスクは必ず付きまとう。

3) もみ殻の長期安定的スキーム

もともと、バイオマスは地産地消として有効活用されるべきである。精米事業は、運転経費の中で電気料金は比較的大きな割合を占める。当然、グリッドからの買電単価より安い電気を自前で作れれば精米事業としてのメリットは大きい。それが普及しなかったのは適切で安価な発電システムが提供されてこなかったことに起因する。

従って、適切で安価な発電システムが提供されれば、精米事業者は精米事業のための自家発電を検討することは必然である。しかし、BTG の総事業費を精米事業者単独で賄うことはなかなか難しい。一定比率の出資を行い、精米事業に注力し、発電事業は他の投資社に任せる方が得策である。もみ殻を高価格で発電事業者に販売することは、買電価格を押し上げ、配当を少なくしてしまう。従って、発電事業体に精米事業者が参画することで、もみ殻を長期間安定的に購入できる仕組みが出来上がる。

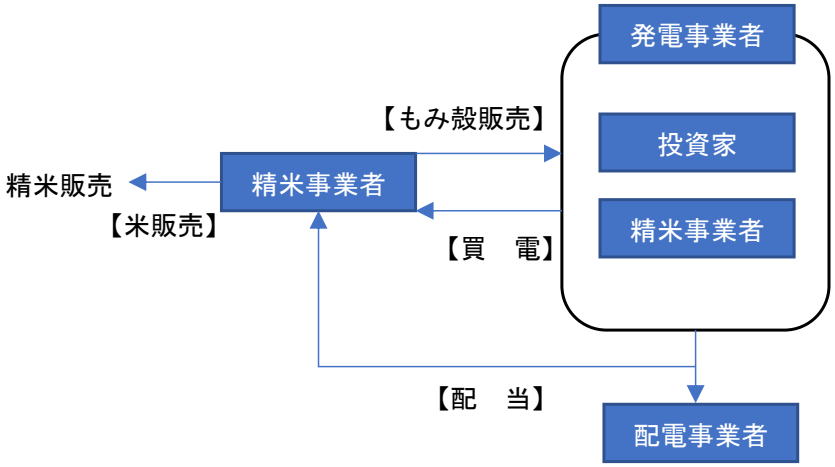


図 4-1 基本事業スキーム

4.2 売電スキームの検討

電力供給システムのイメージは 2 つ想定される。一つは、精米所が比較的集積している工業団地のようなエリアにおけるモデルである。小規模の精米所を組織化して、発電事業を行うもの。課題としては、複数の精米事業者をどのように組織化して長期間安定的に籾殻を供給できるかである。

二つ目は、政策提言の一つである電力の託送システムを使って、様々なエリアに再生可能エネルギーを供給するモデルである。課題は、この制度がどこまで理解されるかにかかっている。

託送制度ができれば、SDGs の観点から再生可能エネルギーを積極的に利用しようとする企業に選択肢を多く提供できることになり、バイオマス発電の普及は飛躍的に進むと考えられ、ベトナムの低炭素型社会構築に貢献できることになる。

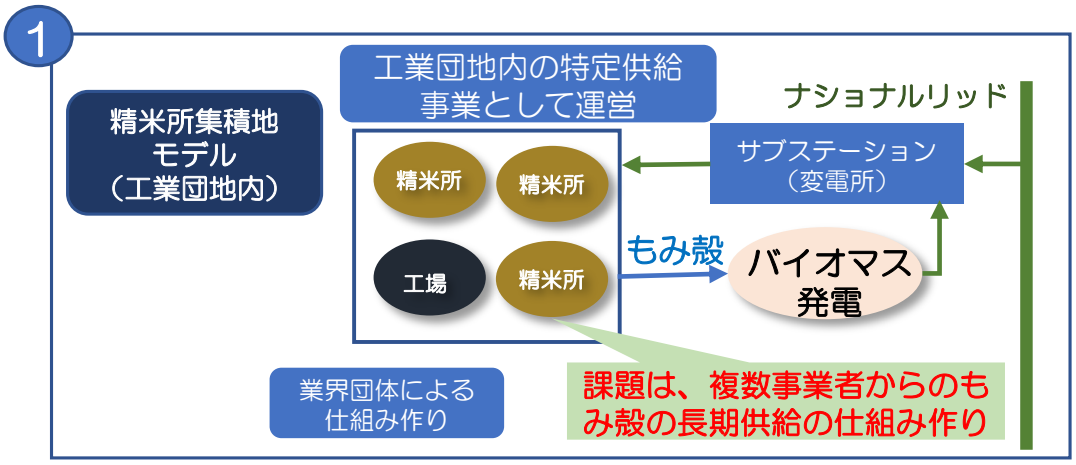


図 4-2　工業団地モデル

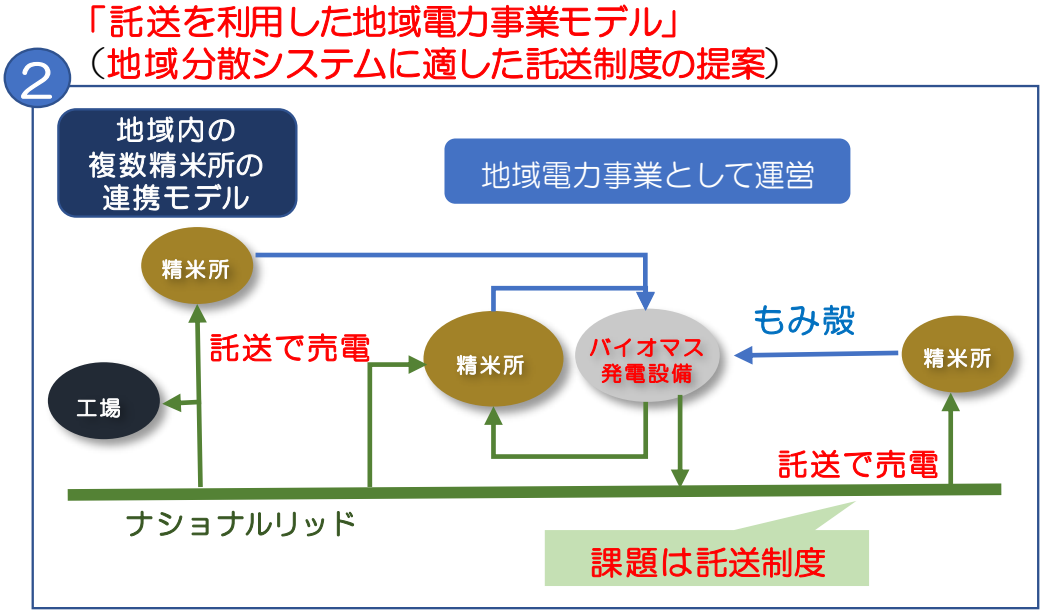


図 4-3　地域電力事業モデル

4.3 有害物の発生対策

4.3.1 検討システムにおける排ガス処理

Boiler から排ガスは、排ガス処理設備として、電気集塵機を想定しているが、高温（300℃）での処理ではなく、140℃での処理設備を採用予定である。なお、ダイオキシン類のデノボ合成を考慮し、バグフィルターを採用することも検討する。

4.3.2 結晶性シリカ生成の課題

もみ殻の焼却には、別途クリストバライト等の結晶性シリカの生成の課題が指摘されている。もみ殻中の非晶質シリカが燃焼過程で結晶化し、発がん性の恐れがある物質を生成す

る可能性があるという問題である。非晶質シリカが結晶化するか否かは、燃焼温度と燃焼時間の問題であり、多くの論文がある。

農研機構は、シリカの結晶化温度と燃焼時間の関係を調査しており、800～1,000℃でも燃焼時間が 3 分以内であれば、結晶性シリカの生成は抑制されると報告している[9]。

800℃付近でも長時間加熱されると結晶化が進むとされている。本事業化検討システムは、ダイオキシン類対策とともに 800℃（800℃～810℃）に制御し、燃焼時間も数秒程度であるため、共に対策はとれているといえる。実務的には、ダイオキシン及び結晶性シリカに関しては、定期的な測定を実施する予定である。

5. 具体的な制度整備・改善案の検討

もみ殻発電事業に関連して、以下の二つの制度整備を検討した。

5.1 制度提案の目的と概要

5.1.1 地域電力事業に活用可能な託送制度

一般的にバイオマスの俯存量は地域偏在しており、その収集が一つの事業成立のキーともいわれている。その中でもみ殻は更に以下の特徴を持つ。

- ✓ 容積重が極めて小さい（約 0.2 t/m3）
- ✓ もみ殻発生エリアと電力需要地が一般的に離れている
- ✓ 精米所関連施設の電力需要量は、発生するもみ殻による発電量を下回る

従って、遠隔地の電力需要者に売電する仕組みが必要であり、託送制度を提案する。

図 5-1 は、一般的な売電ビジネスモデルである。図 5-2 が、託送システム Direct Power Purchase Agreement (DPPA) Mechanism を用いた概要図である。該当発電所から負荷に対して直接接続して電気を売るのではなく、地域の系統に経由接続して売電をする事になる。本システムの最大の利点は売電先が遠隔地になっても設備投資費を抑え地域の系統を用いて売電が可能になる事である。

[9] 農研機構、結晶性シリカの生成を抑制する籾殻燃焼装置
http://www.naro.affrc.go.jp/project/results/4th_laboratory/iam/2019/iam19_s03.html
（2021 年 2 月 1 日閲覧）

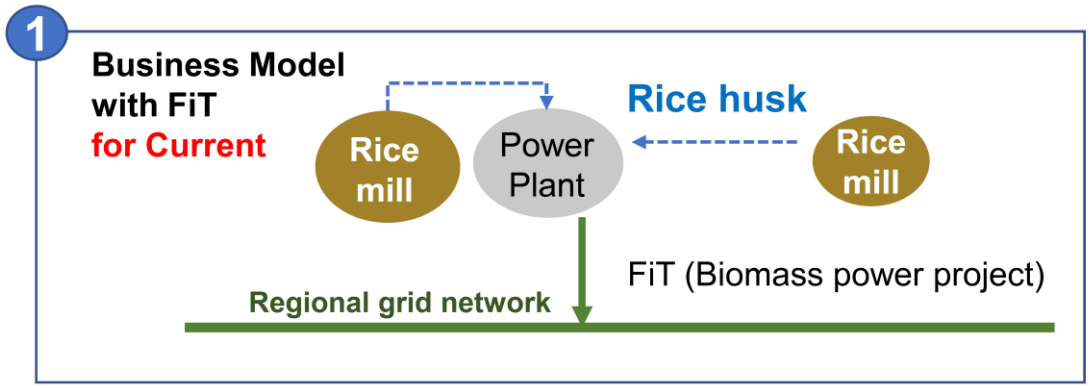


図 5-1 通常売電スキーム

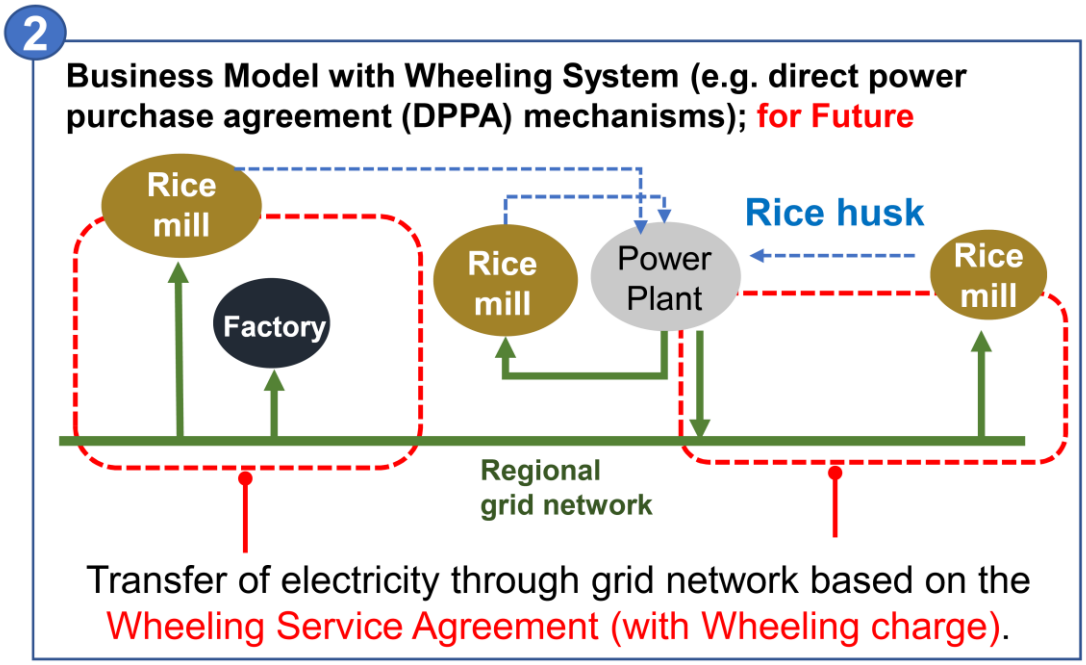


図 5-2 提案託送システム

5.1.2 現地電気技術者育成策

ベトナムでは、経済成長を背景とした電力需要の著しい伸長、それに伴う電力設備の増強の必要性に基づき、電気工事や電力使用に当たっての安全確保は、ますます重要性を増しつつある。

将来的にも、人と技術のグローバルな移動がますます盛んになりつつある中で、こうした客観的な技能評価制度の重要性は、更に高まっていく可能性もある。また、国境を越えた広域地域圏や自由貿易圏において、相互の人材評価制度の整合性を図り、もって技術者の移動をこれまで以上に促進するような動きも生じる可能性がある。

ベトナムの電気事業は、発電・送電・配電の各セクターに分かれており、送電・配電セクターはベトナム電力公社（EVN 社）の独占業務である。つまり送配電における従業者は全て EVN 社の社員である。発電事業のみに EVN 社以外の民間投資の発電施設で雇用されてエンジニアが存在する。その人数に関して正確な人数は不明であるが決して多くはなく、また必ずしもベトナム人エンジニアとは限らないと推測される。

もみ殻発電事業は、一つ一つの規模が小さく、設置プラントの数は多くなり、必然的に一定以上のスキルを持った多くのエンジニアが必要となる。この課題を解決するための政策提案を検討した。

ベトナムにおける電気系技術者のスキルは、ASEAN の中では一般的に高い評価を受けている。しかし、技術に関する国際資格の認知度が低い、高いスキルの技術者不足等の問題がある。そこで外国語能力を有する技術者や IT や再生可能エネルギーなどの新しい知識を有する技術者を養成する必要があるが、電気系技術者を養成するにあたっては、十分な能力を持った教員の不足や教育設備、教材の未整備、カリキュラムが仕事内容と合致していない等の課題がある。

これらの課題を解決するためには、「カリキュラムの質的向上」、「座学及び実技訓練のインフラ整備」及び、それらを活用して指導にあたる「教員・指導員の質及び量の改善」が必要となる。

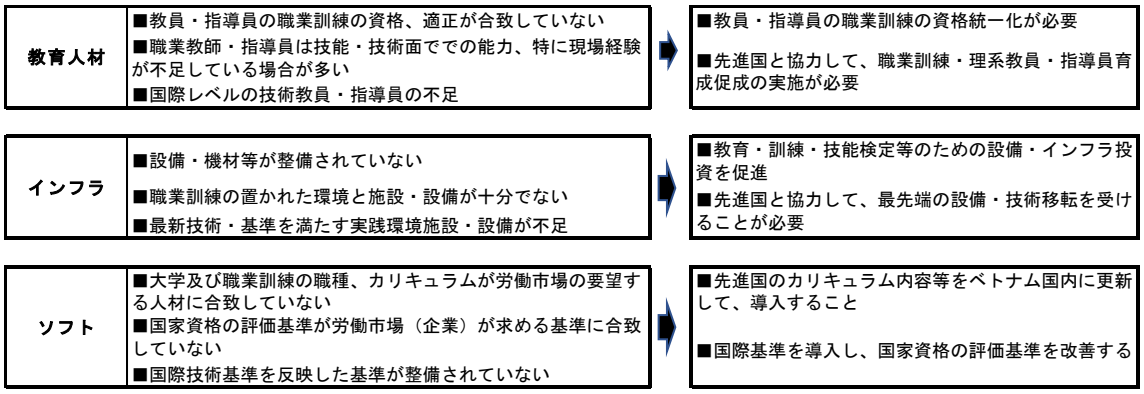


図 5-3 電気技術者育成の課題と提案

制度提案に対する現地の反応を表 5-1 に示した。

表 5-1 制度提案に対する現地の反応

No.	制度整備・改善案名	概　要
1	地域電力事業に活用可能な託送制度の提案	・託送制度の考え方は、既に関係省庁にはあり、少なくとも担当部局は一定の理解はある。 ・現在試行中の案件が進行中。 ・再生可能エネルギーの開発者/発電会社と民間の電力購入者/消費者の間で DPPA（直接電力購入契約）。この新しい政策により、ベトナムの企業は再生可能エネルギーを生産する民間企業から直接電力を調達し、100％再生可能エネルギーで事業を推進できる。パイロットプログラムは、400MW から 1,000MW の範囲の規模で提案されている。 ・料金等を含めて詳細な検討は行われていない状況。 ・今後日本の具体的事例をもとに協議が必要。
2	現地電気技術者育成策の提案	・ベトナムの電力保安システムのなかで、発電所運営に対して法的に要求される技術資格制度は無く、技術者の要件も設定されていない。 ・主に給与体系に影響する技能試験は存在する。 ・日本の法律で定められた資格ではないため、IPP が普及していく過程には保安上不可欠。 ・日本当局とベトナム当局の間で、高品質の電気技師の訓練に協力するための更なる議論が行われるべきであるとの現地政府コメント。 ・日本の電気技術者資格に準じた制度確立が必要。 ・ASEAN では同様の課題あり。 ・ベトナム新国家資格→日本での実務研修→ASEAN での普及。

6. 排出削減見込量の試算及び排出削減貢献の検討

排出削減見込量の試算や排出削減貢献を検討した。

6.1 事業化した場合の排出削減見込量

リファレンス排出量は、グリッド排出係数に、プロジェクトによる正味売電量を乗じることにより算定される GHG 排出量とした。なお、プロジェクト排出はゼロとした。

表 6-1 ベトナム 1 号案件の排出削減量見込量

項　目	単位	ベトナム1号案件
総発電容量(Gross)	MW	3.6
総発電容量(Net)	MW	3.2
もみ殻消費量	t /h	4.6
日稼働時間	hrs./day	24
年間稼働日数[1)]	Days/year	321
年間稼働時間	Hrs.	7,704
年間もみ殻消費量	t /year	35,438
Net発電量	MWh/year	24,961
CO2排出原単位[2)]	t-CO2/MWh	0.333
CO2排出削減量	CO2-千t/year	8.31

1)：定期点検及び計画外停止日数（経験値）を考慮

2):ベトナムにおける再エネ事業の JCM 方法論（JCM_VN_AM007_ver01.0）での「Monitoring Spreadsheet」記載のグリッドの電力 CO2 排出係数のデフォルト値。

6.2 普及拡大時における排出削減への貢献

6.2.1 ベトナムの普及展開試算

メコンデルタのアンザン省における JCM 化を目指しており、ミャンマーでの 1 号案件（1.8 MW）での JCM 方法論をベースに削減量を試算した結果を以下に示す（当該地域で発生するもみ殻発生量の 10%を利用すると想定した場合の試算値）。

・現時点では、ベトナムでの 1 号案件（1.8MW×2 基又は 3.6MW×1 基）での削減量は、約 8.31 千 t-CO2 と試算）。

・「制度導入による削減貢献」：ベトナム国内で電力託送を利用した地域電力事業モデルを横展開することにより、紅河エリアで 1.8MW 基×7 基、削減量は 3 万ｔ-CO2、メコンデルタで、1.8MW 基×27 基、削減量は 11 万ｔ-CO2。

・ベトナム（黄河エリア＋メコンデルタ）で、合計 1.8MW 基×34 基、削減量は 14 万ｔ-CO2 と試算。

6.2.2 ASEAN の普及展開試算(ベトナム以外)

「製品普及による削減貢献」：ASEAN ワイド（ベトナム以外では、ミャンマー、タイ、インドネシア、フィリピンの 4 ヵ国が有望）。当該国で発生するもみ殻の 10%を利用した場合の試算値を以下に示す。

ミャンマー：1.8 MW/基×29 基、16 万ｔ-CO2

タイ：1.8 MW/基×34 基、13 万ｔ-CO2

インドネシア： 1.8 MW/基×66 基、40 万ｔ-CO2

フィリピン：1.8 MW/基×20 基、12 万ｔ-CO2

合　計：1.8 MW/基×149 基、82 万ｔ-CO2
の導入可能性がある。

【ベトナム（黄河エリア＋メコンデルタ））、ミャンマー、タイ、インドネシア、フィリピンの合計】
合計で 1.8MW 基×183 基、削減量は 95 万ｔ-CO2 の導入可能性がある。
ただし、タイは、既存もみ殻発電事業の実態把握が必要であり、今後、精査が必要。

7. 相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動

相手国関係者への制度整備・改善案の提案活動を以下のように実施した。

表 7-1 相手国関係者への制度整備･改善案の提案活動

提案活動	概　要
SPC（South Power Company: 南部電力会社）面談	■SPC 側出席者 社長、副社長、財務会計部副部長、計画部部長他 ■調査チーム側参加者 フジタベトナム ■概要 ・FS 概要説明及び 1 号案件概要説明 ・FS 協力要請及び WS 参加要請
アンザン省人民委員会面談	■人民員会側出席者 人民委員会委員長、人民委員会副局長、科学技術局局長、計画投資局のマネージャー、商工局のマネージャー ■調査チーム側出席者 Hiep Tai Ltd.社長　他スタッフ ■概要 ・FS 概要説明及び 1 号案件概要説明 ・FS 協力要請及び WS 参加要請

表 7-2 WS の概要

項　目	概　要
開催日	2020 年 12 月 18 日
参加者	FS 課題実施者側：フジタ、K 社、MRI（事務局）、METI 相手国関係者等：商工省、財務省投資促進センター、エネルギー研究所等
狙い	①ミャンマーでのもみ殻発電 1 号案件紹介及びベトナム 1 号案件概要説明 ②制度整備・改善案の提案 ③ベトナムにおけるエネルギー事情、特にバイオマスエネルギー動向把握
結果	ベトナム側 1 ヵ所、日本側 4 ヶ所の WEB 会議（総参加者数 47 名：ベトナム側 31 名、日本側 16 名） ・現地政府関係者より、小規模のもみ殻発電の普及の意義に同意 ・託送制度は、現在試行中案件がある。協議していきたい。 ・再生可能エネルギーの開発者/発電会社と民間の電力購入者/消費者の間で DPPA（直接電力購入契約）と呼ばれている。この新しい政策により、ベトナムの企業は再生可能エネルギーを生産する民間企業から直接電力を調達し、100％再生可能エネルギーで事業を推進できるようになる。パイロットプログラムは、400MW から 1,000MW の範囲の規模で提案されている。 ・電気技術者資格制度は、重要な課題。日本側のサポートを期待。 ・ベトナム政府は常に質の高い人材を重視しており、プロジェクト規模に基づいて、次のような解決策の提案。 ・長期的には、日本の当局とベトナムの学校/当局の間で、高品質の電気技師の訓練に協力するためのさらなる議論が行われるべきである。 例えば、交換プログラムを実行。 その中で、ベトナム人エンジニアは彼らの知識とスキルを向上させるために日本で研修。その後、彼らはベトナムに戻り、バイオマスプラントに貢献。

8. 総括

8.1 事業推進及び普及

【ベトナム 1 号案件の事業化推進】
・当初 2021 年度 JCM エントリーを想定していたが、渡航困難なため、面前での直接協議ができていないため、エントリー時期を延期する（時期は未定）。渡航できるまでは、WEB 会議、書面での協議（契約書案等）が可能な事項を一定程度まで実施する。

【ベトナムの普及展開】
・K 社の取引先精米所への提案活動を主に実施する予定である。
・メコンデルタエリアは 13 の省があるが、K 社の取引先がない省の人民委員会への事業内容説明をし、モデル候補を絞り込む。
・ベトナム 1 号案件メンバーをコア（フランチャイザー）としたフライチャイズ化を検討する。主な検討事項は、ファイナンス。資金調達がスムーズであれば、事業化速度は早まる。

【ASEAN の普及展開も含めたスケジュール】
・2021 年度：普及対象国であるミャンマー、タイ、インドネシア、フィリピンの精査とモデル事業候補を具体化する。
・2022 年度以降、対象国の中で、早期事業化ができるところから JCM 化も含め事業化を想定する。
ミャンマー：2 件候補があり、比較的早いと思われる。
タイ：既にもみ殻発電事業があるので、条件さえ整えば早いと思われる。
インドネシア：K 社の拠点もあり、もみ殻の俯存量も多いので、進めやすいと思われる。
フィリピン：K 社及びフジタの拠点もあり、比較的進めやすいと思われる。

・共通する課題は、渡航可能時期が不確定であること。

8.2 制度提案

WS において、二つのテーマともに政府関係者の関心が高かったことから、もみ殻発電の普及拡大を図るために推進していくことが重要である。

今後の進め方としては、以下のように設定。

項　目	概　要
FS 事業終了後の展開方針	ベトナム 1 号案件の実施過程において、関係省庁への啓蒙活動 ・CEFIA のスキーム利用を想定
制度実現のための課題	・複数の省庁が関与すると想定され、現地政府側のカウンターパートを選定する必要がある
実現に向けたアクションプラン	・現地政府カウンターパートの選定 ・実態の詳細調査 ・それに基づいた制度設計案の立案 ・両政府間での協議

日本側のプレゼンテーション資料をベトナム語に翻訳して、広く関係者へ説明することを検討する。

なお、制度提案の具体的な検討実施に当たっては、電力関係のセクターを入れた体制等を想定する。

（様式２）

二次利用未承諾リスト

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
ベトナムにおける低炭素型の地域電力供給システムの実現可能性調査

株式会社フジタ

頁	図表番号	タイトル
6	図 ３１	導入技術概要

Feasibility Study project for the JCM (2020FY)

Feasibility study of low-carbon regional power supply system in Vietnam.

Implementer: Fujita Corporation

1. Purpose and implementation structure

This survey serves to promote a business environment towards building a low-carbon society and the use of alternative energy in Vietnam and ASEAN countries by promoting the popularization of emission reduction technologies and products from Japanese companies; thus, actualizing the reduction of greenhouse gas emission in partner countries.

In response to the increasing demand of electricity in local cities, this survey expects to promote the development of low-carbon areas through the commercialization of distributed electricity supply to industrial parks. To achieve this, it is necessary to build a distributed electricity system that suits the actual regional conditions of each region based on a high-efficiency power generation system even on a small scale (assuming rice husk generation with 1.8MW). To be specific, we will propose solutions with a bilateral approach on both "business" and "policy" sides to conduct the project most effectively, based on the experience and problems resolved in business development in Project No. 1 of Myanmar (1.8 MW of rice husk power generation).

Therefore, in this report we have investigated and reviewed the following items, in order to accomplish the commercialization model in the Mekong Delta in Vietnam and to find out the widely applicable possibility in local cities in ASEAN, which have similar problems; the following items were investigated and examined in this survey.

Regarding the implementation system, Fujita Co., Ltd. will utilize local cooperating organizations, local cooperating companies, and multiple subcontractors, with the support of the FS Secretariat.

2. Analysis of trends in related policies and systems

2.1 Environmental policies

2.1.1 Development of legal and environmental protection system

The Environmental Protection Law was enacted in 1993. The related laws have been developed. Environmental regulations in Vietnam are as follows[1].

- After that, it was revised in 2014 and has been in effect since January 1, 2015. Along with the revision of the Environmental Protection Law, government ordinances on the detailed rules and guidelines for implementing the Environmental Protection Law, which set detailed rules and guidelines for environmental standards, strategic environmental assessments, environmental impact assessments, etc., have been formulated in sequence.
- Vietnam Environment Administration, which is a subordinate organization of the Ministry of Natural Resources and Environment, is in charge of planning national-level

[1] JBIC (2019), Vietnam's investment environment, December 2019, Se. 15.

environmental policy, making policy, monitoring the Environmental Protection Law compliance, and providing guidance to local environmental conservation organizations.

- At the local level, it is under the jurisdiction of the Department of Natural Resources and Environment (DONRE), which is a provincial environmental agency.
- DONRE issues an environmental license to the industry, monitors rivers and the atmosphere, actually regulates sewage, exhaust gas, and industrial waste discharged from factories. DONRE also plays the role of detecting non-compliance.
- In addition, other ministries such as the Ministry of Industry and Trade, the Ministry of Construction, and the Ministry of Science and Technology are involved in environmental administration through industrial pollution control measures for state-owned enterprises.

2.1.2 Businesses covered by the Environmental Impact Report and registered organizations

The sectors subject to EIA preparation and EPP registration are stipulated in Decree 18/2015 /ND-CP (Revised: Decree 40/2019/ND-CP). EPP registration body is as follows[2].

- The EPP registration body is the local Department of Natural Resource or District People's Committee.
- The operator prepares an EPP report. The business operator submits the EPP report and application for registration to the EPP registration body.
- The registration body will review the EPP report and respond in a written confirmation of acceptance or rejection within 10 business days from the date of application. In case of rejection, the reason is also given.

2.2 Investment-related policies

2.2.1 Foreign capital introduction policy and competent authorities

The foreign investment in Vietnam must comply with investment laws. Among them, "investment incentives" are stipulated along with the type of industry, region, and project type. Competent authorities on foreign capital introduction policy environmental in Vietnam are as follows[3].

- The Foreign Investment Agency, which is an organization belonging to the Ministry of Planning and Investment of Vietnam, is in charge of promoting and managing foreign investment in Vietnam.
- The Ministry of Planning and Investment has provincial and municipal agencies which have jurisdiction over foreign investment in each particular region.
- The Foreign Investment Agency (FIA) receives and examines applications of foreign

[2] IGES (2018), Environmental Impact Assessment Guidebook for Overseas Business Development of Japanese Companies-Vietnam Edition (Revised Edition), http://assess.env.go.jp/files/0_db/seika/4729_01/20180410_06.pdf (1st February 2021. Last accessed)

[3] JBIC (2019), Vietnam's investment environment, December 2019, Sec. 6.

direct investment project. Then, FIA submits them to the Provincial People's Committee and the Ministry of Planning and Investment.

2.2.2 Investment incentives for business sectors

Investment incentives for business sectors are divided into “Sectors and areas eligible for investment incentives” (Article 16) and “Special investment incentives and assistance” (Article 20) in Law on Investment 2020.

14 fields are eligible for “Investment Incentives”. This project falls under the category of "renewable energy generation".

2.2.3 Tax

Related tax are as follows[4].

- The standard corporate tax rate has been 20% since January 1, 2016.
- The standard value-added tax is stipulated as of 10%.
- The straight-line method, declining-balance method, and output-proportional method are stipulated as depreciation methods. The selected depreciation method needs to be registered with the tax office in advance.

2.3 Electricity policy

2.3.1 Electricity and energy policy

Vietnam has built a basic power development plan every five years with the aim of systematically developing electricity facilities.

Commercial electricity and Electricity production & import in the "Revised 7th Power Development Master Plan (Revised PDP7)"[5] are as follows.

Commercial electricity:

235 - 245 billion kWh in 2020

352 - 379 billion kWh in 2025

506 - 559 billion kWh in 2030

Electricity production and import:

265 - 278 billion kWh in 2020

400 - 431 billion kWh in 2025

572 - 632 billion kWh in 2030

Revised PDP7 emphasized the renewable energy development.

---

[4] JBIC (2019), Vietnam's investment environment, December 2019, sec. 12.

[5] GIZ, Vietnam Power Development Plan for the period 2011 – 2020 Highlights of the PDP 7 revised http://gizenergy.org.vn/media/app/media/legal%20documents/GIZ_PDP%207%20rev_Mar%202016_Highlights_IS.pdf (1st February 2021. Last accessed)

2.3.2 Renewable energy development trends

Prior to the next "8th Power Development Plan " (PDP8), the “National energy development strategy to 2030 with a vision to 2045"[6] presented in February 2020 orients to promote further renewable energy expansion. The strategy mentioned that the development of an efficient smart grid system, the promotion of investments in the development of power plants utilizing urban waste, solid waste and biomass in parallel with environmental protection and circular economy development. The strategy indicated that the share of renewable energy sources in the total primary energy supply reaches 15 - 20% in 2030 and 25 - 30% in 2045.

2.3.3 Vietnam FIT system

Vietnam has a FIT system for wind power generation and solid waste power generation. Prime Minister Decision No. 8 was issued on March 5, 2020 regarding biomass power generation. This decision was revised as follows from April 25th.

Table 2-2 FIT price

	After reversion
Thermoelectric supply（Cogeneration）	1,634VND/kWh (equivalent to 7.03USc/kWh)
Other biomass power generation	1,968VND/kWh (equivalent to 8.47USc/kWh)

Note) These prices do not include VAT.

Source) DECISION On amending and supplementing several articles of the Prime Minister’s Decision No. 24/2014/QD-TTg dated 24 March 2014 on support mechanisms for the development of biomass power projects in Viet Nam (GIZ unofficial Translation - for reference only)

http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/03/Decision_08_2020_QD-TTg_Biomass_FIT_EN.pdfJ

(1st February 2021. Last accessed)

3. Examination of commercialization plan

3.1 Specific commercialization plan

3.1.1 Site construction plan

Company H is one of the leading rice millers in Vietnam, headquartered in Can Tho, Mekong Delta. It is a local candidate for the first rice husk power generation joint project in Vietnam. Company H has a 10ha vacant lot to build a new rice mill for expanding its rice milling business. It is about 8km upstream from Company H's head office rice milling factory. A part of this site is planned use for this project. An Giang is the province that will handle administrative matters.

[6] Ref. 55-NQ/TW, RESOLUTION OF THE POLITBURO On Orientations of the Viet Nam’s National Energy Development Strategy to 2030 and outlook to 2045 (GIZ unofficial Translation - for reference only) http://vepg.vn/wp-content/uploads/2020/03/CPCs-Resolution-55.NQ-TW-on-Energy-Development-Strategy-to-2030-and-outlook-to-2045.pdf (1st February 2021. Last accessed)

3.1.2 Introduction of applied technology

The existing factory of Company H can generate 200 tons of rice husk per day. This capacity is equivalent to three 1.8MW plants. In Myanmar, when setting scales for the first power plant here, we considered the scale of Myanmar's rice miller. It is found that considering 1.8MW as the basic unit is a better option for the expansion plan.

However, the size of rice mills in Vietnam, especially in the Mekong Delta, is much larger than that in Myanmar. We examined the difference between the two cases. One case is constructing 2 Power Generating Sets – 1.8MW for each set in a plant. The other case is building one 3.6MW set from the beginning. The result of the examination shows that the 3.6MW set has the economics of scale and lower construction cost. In addition, since the number of technical engineers for operation is almost the same, a 3.6MW set can definitely reduce the operation costs.

The first project in Vietnam was planned to have a 3.6 MW Power Generating System. The amount of rice husks required for a 3.6 MW power generation system is 110.4 tons/ day. In addition, hearing results revealed that it is possible to secure an additional 300 tons/day within 50 km from Company H. The aggregate of this amount and the remaining rice husk of company H can be used to operate nearly three 3.6MW power generation sets.

For the option of two 1.8MW power generation sets, we consider as a plan for the case in which the rice husk supply is from only one company but unstable; or the case of financial problem. In this case, it just only needs the preparation of the construction land. When the rice husk supply becomes stable, it is possible to kickoff building two factories of the same size next to each other.

3.1.3 Economic evaluation

It is assumed that the JCM scheme will be applied to the first project in Vietnam. Accordingly, in order to come up with a balanced plan, we calculated in the cases of JCM subsidies and non-subsidies from JCM. The main factors taken into account for economic evaluation are as follows.

- Days of operation: The rate of operation at the beginning will definitely be lower than the actual operating capacity. Therefore, we consider this aspect in the calculation of the average operating day.
- Selling price of Electricity: the FIT price is 0.084 USD/ kWh.
- Purchase price of rice husk: Sensitive analysis in the basic case (4 USD/ ton) and the case of the increasing price (10 USD / ton)

When using the P-IRR calculation for a 3.6 MW project, the project still has business efficiency even in the case of non-subsidy from JCM. However, in the case of a 1.8 MW project and non-subsidy from JCM, if the rice husk purchase price rises too high, the business feasibility of the project will be seriously poor. Therefore, in the case of the 1.8 MW project, it is essential to keep the rice husk purchase price stable in the long term.

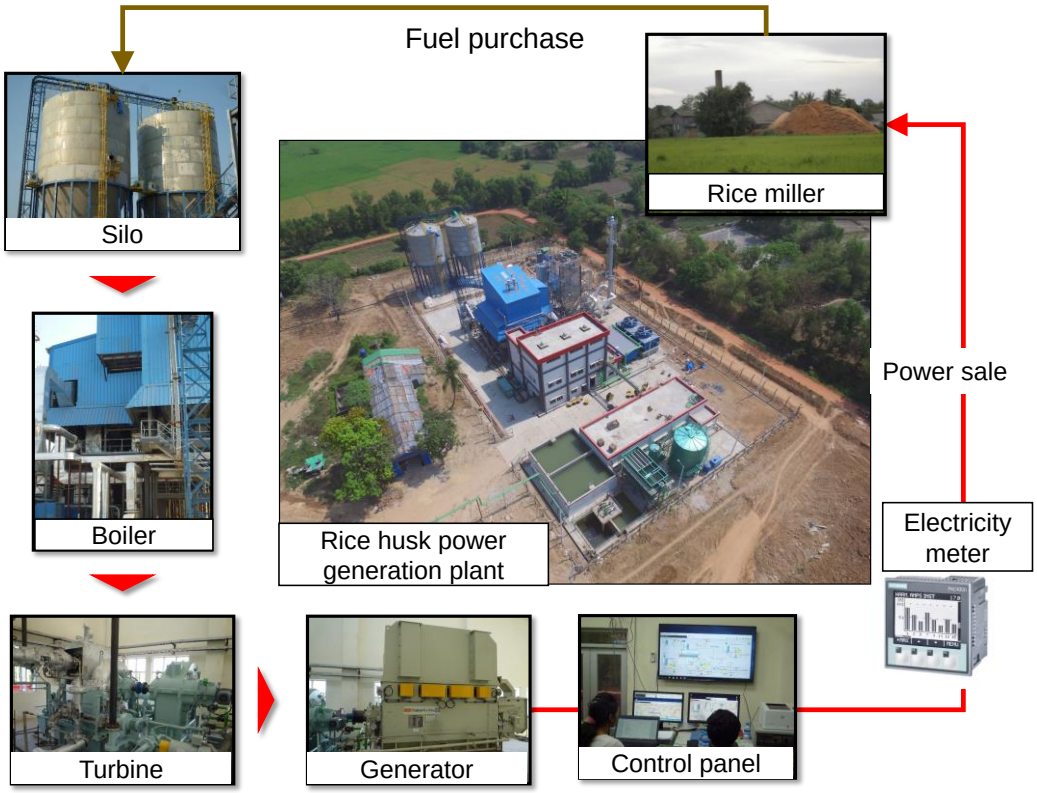


Figure 3-1 Installation Technology Diagram

3.1.4 Business scheme

In terms of business plans, regardless of JCM subsidies, this project will all be based on joint ventures between Japanese companies and rice milling plants. We will establish SPC with Company H which is the candidate for the first power project. All rice husk procurement is contracted as an obligation of the local partner. If the long-term supply of rice-husk can be secured, it is possible to commercialize.

3.1.5 Promotion strategy (commercialization) in Vietnam

(1) Rice yield

The main rice-producing regions in Vietnam are the Red River Delta in the North; North Central Coast and Central Coast; as well as Mekong River Delta in the South. In these three areas, rice acreage reaches 84% and productivity reaches over 70%. In particular, the Mekong River Delta is the dominant production area, accounting for more than 80% of the output and about 65% of rice acreage.

There are 2 rice-growing seasons in the Red River Delta, North Central, and Central Coast. Due to the high temperature in the Mekong Delta, it usually consists of three growing seasons.

In Vietnam, there are three rice crops as follows: (1) winter-spring crop, (2) summer-autumn crop,

and (3) October crop, also known as a winter crop[7].

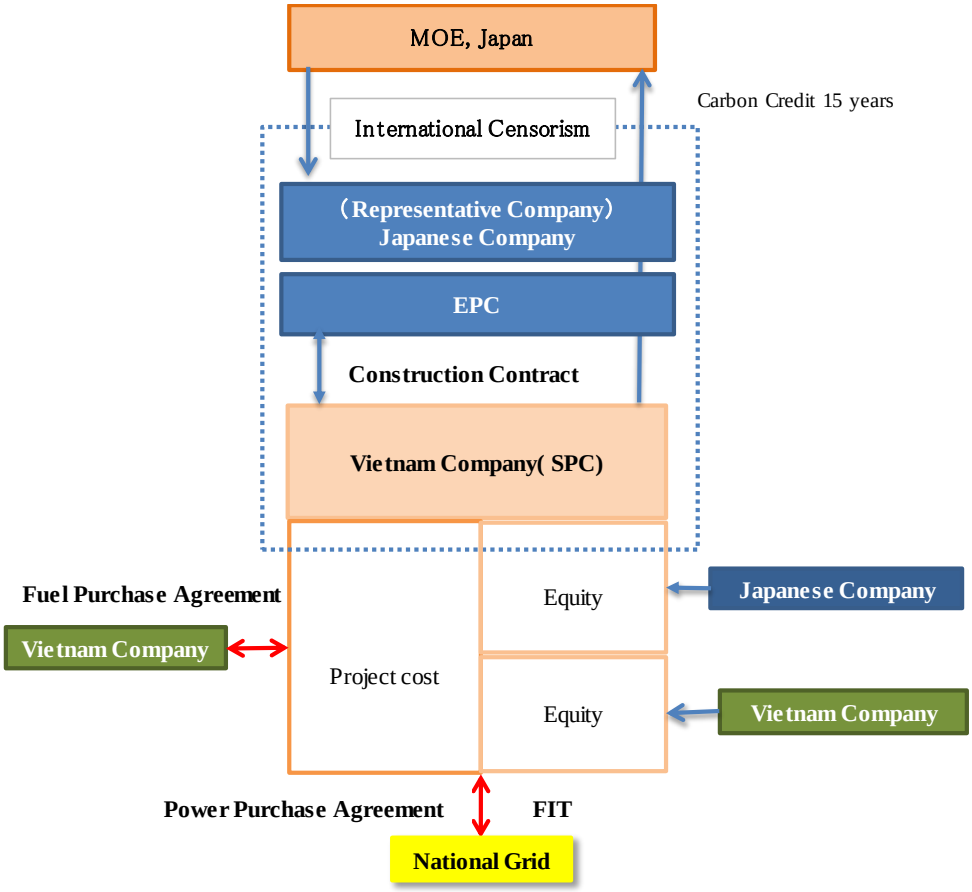


Figure 3-2 Business scheme

[7] JICA (2010), Detailed plan formulation survey report of crop variety development project suitable for the northern mountainous region of the Socialist Republic of Vietnam

Table 3-1 Trends in rice yield by region in Vietnam

Thousand tons

Year	2015	2016	2017	2018	2019	Average
National	45,091	43,165	42,739	44,046	43,448	43,698
Red River Delta	6,730	6,545	6,083	6,298	6,128	6,357
North Midland / Mountain Area	3,337	3,406	3,336	3,383	3,374	3,367
North Central / Central Coast Area	6,855	6,842	6,998	7,060	6,862	6,923
Central Highlands area	1,210	1,174	1,316	1,380	1,385	1,293
Southeast area	1,376	1,367	1,397	1,419	1,418	1,395
Mekong Delta Area	25,584	23,831	23,609	24,507	24,282	24,363
Mekong Delta Area/National	56.7%	55.2%	55.2%	55.6%	55.9%	55.7%

Source: General Statistics Office of Vietnam (GSO)

The structure of rice distribution differs greatly between the Red River Delta in the north and the Mekong Delta in the south. Most of the rice produced in the Red River Delta is mainly for self-consumption by working families. The amount distributed for commercial purposes is very small. The Mekong Delta, on the other hand, is Vietnam's largest rice-producing region. Rice produced from this region account for half of the total rice production of the country. Rice production here has been mechanized and commercialized through using salaried labor for a long time.

Government measures have been taken to eliminate ineffective distribution by small-scale, low-tech processing and distribution companies. According to Decree No. 109 dated November 4, 2010, of the Government particularly, only enterprises that meet the standards required by the Government for rice milling plants (warehouses with a storage capacity above 5,000 tons at least 1 month and processing capacity at least 10 tons/h) has been licensed as a rice exporter. At the same time, businesses are also obliged to continue stockpiling 10% of the exported rice within six months. The above criteria have been taken since October 2012, leading to a series of bankruptcies of small businesses in 2013. In addition, in August 2013, the Government added a new criterion that they will conduct the selection and revoke the Approval if the enterprise could not achieve an export of 10,000 tons/year within two years[8].

1) Target region for commercialization

The North Central Coast is the region stretching from the North to South. There are no major rivers here. Therefore, the transportation of rice husks is mainly done by truck, which is noted to be detrimental in terms of efficiency and cost. If these issues are taken into consideration, only the Mekong River Delta is the appropriate region for the commercialization. The Red River region is expected to be a suitable region for the development of future small business. Therefore, this place is also considered as a region where rice agriculture could be developed in the future.

[8] Takashi Okae (2015), Agriculture, Forestry and Fisheries Policy Research Institute, Vietnam's rice production / export trends and recent policies Research result report meeting

3.1.6 Dissemination strategy in ASEAN

(1) Productivity and rice production in the ASEAN region

As shown in Table 3-2, apart from Malaysia and Laos which have extremely low productivity compared to other ASEAN countries, the target countries for popularization outside of Vietnam are Indonesia, Thailand, Myanmar, the Philippines, and Cambodia. However, Cambodia was excluded from the target area at this stage due to the previous case of exporting the whole hulled rice to Thailand and Vietnam.

Table 3-2 Rice yield and Volume in the ASEAN region

Country name	Planted are Thousand ha	Unit yield kg/ha	Paddy yield Thousand tons
Cambodia	2,970	3,471	10,317
Indonesia	11,242	5,223	58,732
Malaysia	688	3,955	2,721
Myanmar	6,902	3,833	26,455
Philippine	4,695	25,599	18,587
Laos	905	4,270	3,863
Thailand	10,290	2,974	30,633
Vietnam	7,663	5,703	43,692
(reference)			
China	30,700	6,948	213,264
India	43,658	3,852	168,220
India	11,406	4,653	53,082
Japan	1,562	6,886	10,754

Source: FAOSTAT (Average 2015-2019)

4. Research on problems and countermeasures

4.1 Researching methods to keep the stable purchase price of rice husk in a long term.

According to Vietnam Net in July 2016, the market currently has the following trends: Rice husks had been traded at the price of 50-200 VND/kg (about 0.2-0.9 yen/kg in Japanese yen) and it is reported that the market price of rice husk soared to 700-800 VND/kg (about 3.2-3.6 yen in Japanese yen) in few years ago. The main reason is that the demand for solid fuel has been increasing rapidly in these years.

The production and consumption of rice in Vietnam are increasing year by year and has remained at a high level for the past four years. Accordingly, rice husks are the solid waste that will inevitably be generated in the rice milling process. Therefore, it can be said that the number of rice husks discharged throughout the territory of Vietnam will not change significantly in the future.

The following two factors are considered to be obstacles for stable long-term rice husk purchase:

(1) The competition in volume and price due to the increasing trend of rice husks needs for other purposes.

The solid fuel husk fuel market is currently a hot topic in Vietnam. However, the following views suggest that this place is not a long-term competitive market.

Table 4.1 Evaluation of solid fuel rice husk fuel market

To convert into a solid form, it is necessary to use electricity	It takes a lot of electricity to convert rice husks into solid fuel.
The cost of consumable spare parts for the solid fuel converter is very high	90% inorganic compound of rice husk is silica, which is a very hard material, wear rate of the solidification device's parts is very intense. Therefore, the proportion of this cost in revenue is up to 50%.
Hazardous substances are generated from the burning of solid fuels	Because the possibility of relatively long combustion at temperatures above 800 degrees Celsius increases the risk of crystalline silica (a toxic compound that can affect the lungs if inhaled). In addition, if exhaust gas treatment is not fully implemented, there will be a risk of synthesizing dioxin de novo gas (a compound that can alter human genes).
Local production for local consumption of biomass	Initially, biomass is a modifiable carbon energy source. However, when looking at the whole cycle for the import and export of biomass fuels, it is necessary to consider the associated greenhouse gas (GHG) emissions risk which is related to the transportation process when importing and exporting biomass fuels. In order to prevent global warming, solidified rice husk fuel should be produced and consumed locally.

(2) The increase of rice husk purchase price

The increase in rice husk purchasing price has happened right from the time when the electricity production from rice husk started taking place in Thailand. The power generation companies can initially buy "waste" husk from rice mills at a low price. At first glance, this seems like a mutually beneficial relationship as rice husks, which are troublesome for rice millers at first, can now be processed and priced. However, the rice millers found that the power plant operated the business well, so the price of rice husks gradually increased. Although the price has never increased to the point that power plants cannot buy, the rice husk purchasing price has been kept at a high level, putting pressure on the profitability of the power generation business. This phenomenon can happen in long term transactions when the interests of the seller and the buyer of rice husks conflict. After all, those who do not have the same interests always carry the risk.

(3) Long-term stable scheme for rice husks supply

Originally, biomass fuel should be used efficiently for local production and consumption. In fact, electricity bills account for a relatively large proportion of the operating costs of rice mills. For this reason, if it is possible to produce electricity at a cheaper rate than the unit price of electricity purchased from the grid, the benefits of a rice miller will be great. However, this has

not become popular because there is no suitable power generation system with low cost.

Therefore, if a suitable and inexpensive power generation system is provided, it is likely that the rice miller will consider separate power generation for the rice milling process. It is difficult for a rice miller to cover the full cost of the BTG project on its own. It is better that the rice miller should invest in a power plant a certain percentage, only focus on the rice milling business, and leave the electricity generation business to other investors. Selling rice husks to power generators at a high price will increase the buying price and reduce the dividend profit. Therefore, it can be said that the ideal mechanism is that rice husks can be purchased stably over a long period of time thanks to the participation of rice millers in the power generation business, as shown in Figure 4-1.

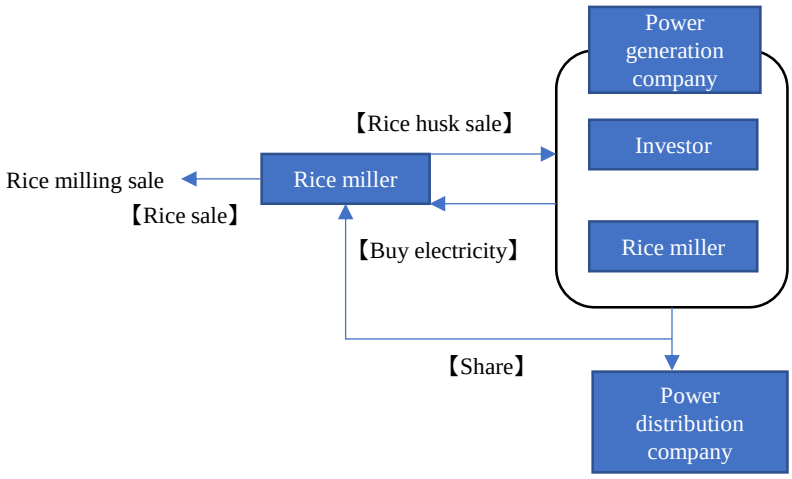


Figure 4-1 Basic business scheme

4.2 Research on the plan of selling electricity.

Two conceptual models of the power supply system are assumed. One is a model in a region such as an industrial zone, where rice milling plants are relatively concentrated. A small rice mill is organized to carry out a power generation business. The challenge is how to organize multiple rice millers to provide a stable supply of rice husks in the long run.

The second model is the model of supplying renewable energy to different areas using the consignment system which is one of the policy recommendations. Accordingly, it is necessary to improve the environment in order to use this electricity consignment system in a positive way. Along with that, the understanding and cooperation of the relevant government agencies and power companies to create a specific system is indispensable. Once the electricity consignment system is in place, it will be able to provide many options for companies that are actively using renewable energy from the perspective of SDGs (Sustainable Development Goals). The spread of biomass power generation is expected to progress significantly. Whereby, it will contribute to building a low carbon society in Vietnam.

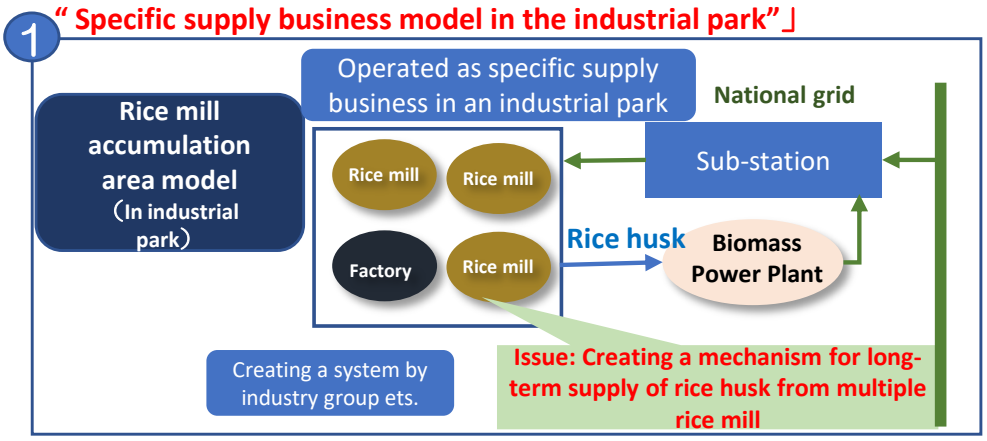


Figure 4-2 Industrial park model

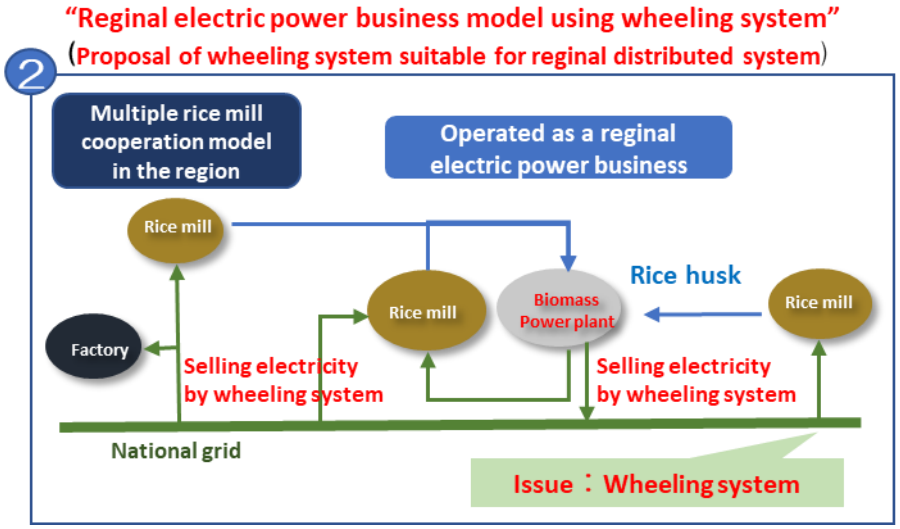


Figure 4-3 Regional power business model

4.3 Measures against the generation of harmful substances

4.3.1 Exhaust gas measures

The flue gas from the boiler will be filtered through a static electricity dust filter system that serves as an exhaust gas treatment device. However, it is expected to treat with equipment at a temperature of 140 degrees Celsius instead of a high temperature of 300 degrees Celsius. When considering the synthesis of dioxin de novo, we will consider applying a bag filter in this process.

4.3.2 Problems about crystalline silica formation

Another problem with burning rice husks is to produce crystalline silica like cristobalite (a variant of quartz - the chemical formula is SiO2). The amorphous silica in the rice husks can

crystallize during burning and create a substance that can cause cancer. Whether or not amorphous silicon crystallizes depends on the issue of the combustion temperature and burning time. And there are many articles that mentioned this before.

When investigating the relationship between the temperature and silica burning time, the Agriculture Extension Research Organization reports that even under conditions of 800 to 1000 degrees Celsius, the burning time is about 3 minutes, so the formation of crystallized silica can be controllable[9].

Even at nearly 800 degrees Celsius, burning for a long time still leads to crystallization. Therefore, the system considered to commercialize this program will be the system and also the solution for repression of dioxides in the 800 degrees Celsius with a melting time of only a few seconds.

5. Research on system improvement and development plan.

Regarding the rice husk power generation business, we considered the following two systems.

5.1 Purpose and outline of system proposal

5.1.1 Consignment system used for electricity trading in the area

In general, the amount of stored biomass is unevenly distributed across the area. The collection is believed to be the key to establish a business. Among them, rice husks have the following characteristics.

- ✓ Very small weight and volume (about 0.2 tons/ m3)
- ✓ The rice husk production area and the electricity demand area are generally separated.
- ✓ Electricity demand for facilities relating to a rice mill is less than electricity generated by rice husks

Therefore, a mechanism for selling electricity to electric power consumers in remote areas is necessary. And a consignment system is proposed.

Figure 5-1 shows a general power sales business model. Figure 5-2 is a schematic diagram using the Direct Power Purchase Agreement (DPPA) Mechanism. Instead of directly connecting to the load from the relevant power plant to sell electricity, it will be connected to the local grid to sell electricity. The greatest advantage of this system is that even if the power sales destination is remote, the capital investment cost can be suppressed, and the power can be sold using the regional system.

[9] NARO、Rice husk combustion device that suppresses the formation of crystalline silica http://www.naro.affrc.go.jp/project/results/4th_laboratory/iam/2019/iam19_s03.html （1st February 2021. Last accessed）

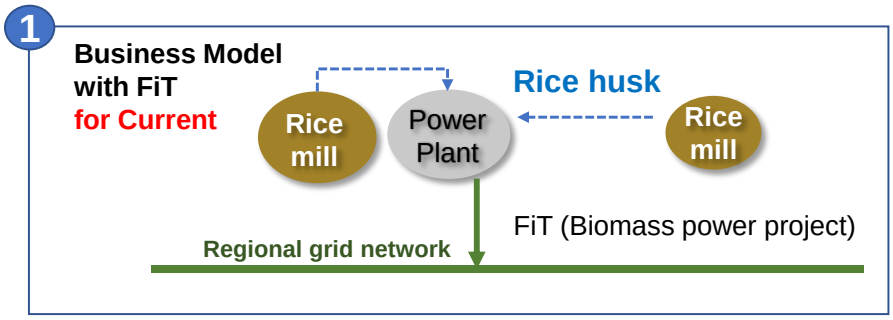


Figure 5-1 General power sales business model

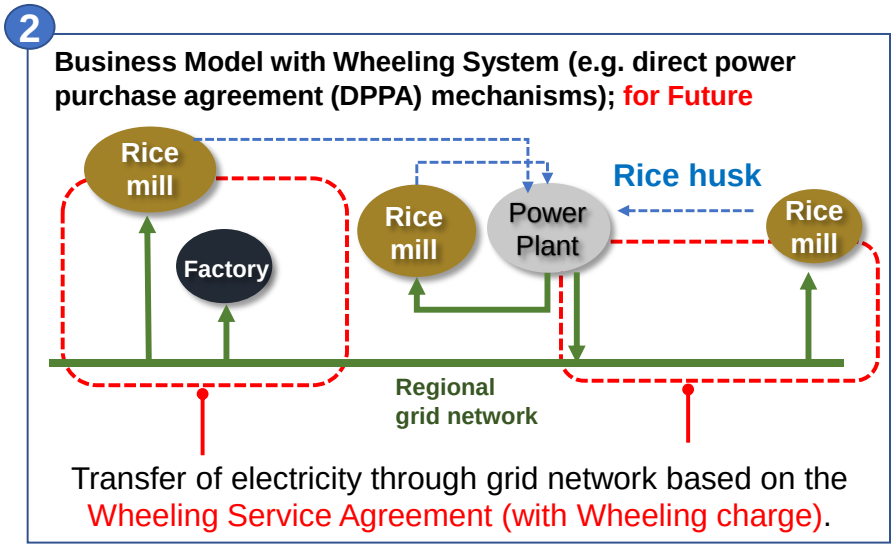


Figure 5-2 Wheeling system model

5.1.2 Local electrical engineer training measures

In the context of the economic growth in tandem with the demand to strengthen electricity facilities in Vietnam, ensuring electrical safety for the workers and usage is becoming more important due to the outstanding growth of electricity demand.

As the global mobility of human resources and technology becomes more active in the future, an objective skills assessment system will become much more necessary. In addition, there are possibly many moves to ensure the consistency of mutual human resource assessment systems as well as promote much more engineering human resources mobility between large cross-border regions and the free trade sector.

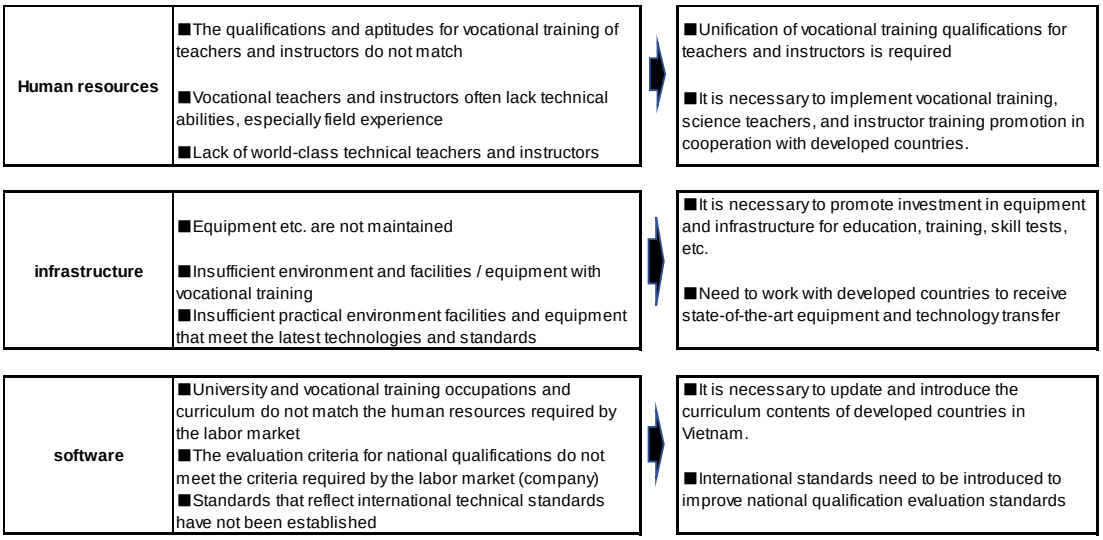
Vietnam's electricity business is divided into power generation, transmission, and distribution. In which transmission and distribution is the monopoly business of Vietnam Electricity (EVN). In other words, all employees in the transmission and distribution sectors are employees of EVN. Only the power generation business has engineers working in power generation facilities invested by a private sector other than EVN. The exact number of staff is not disclosed. However, this number is not much, and it can be assumed that they are not necessarily Vietnamese engineers.

In the rice husk power generation business, though the scale of each plant is small, the number

of plants installed is large. Therefore, the demand for engineers with certain skills is essential. Consequently, we have considered policy proposals to address this issue.

The skills of electrical engineers in Vietnam are generally highly regarded in ASEAN. However, there are problems such as low recognition of international qualifications related to technology and a shortage of highly skilled engineers. Therefore, it is necessary to train engineers with foreign language ability and engineers with new knowledge such as IT and renewable energy. In training electrical engineers, there are issues such as a shortage of teachers with sufficient abilities, educational equipment, underdeveloped teaching materials, and curriculum that does not match the work content.

In order to solve these problems, it is necessary to "improve the quality of the curriculum", "improve the infrastructure for classroom lectures and practical training", and "improve the quality and quantity of teachers and instructors" who provide guidance by utilizing them.



5.2 The system proposal

The outline of the system proposal is shown in Table 5-1.

Table 5-1 Outline of the system proposal

Name of the maintenance system and improvement plan	**Overview**
Proposal of a consignment system that can be used for electric power business in the area.	• Relevant ministries and agencies have a concept of a consignment system and at least the department in charge has some knowledge on this matter. • The project is currently in the process of piloting. • DPPA (Direct Power Purchase Agreement) between renewable energy developer / power company and private electricity buyer / consumer. The new policy will allow Vietnamese companies to purchase electricity directly from private companies producing renewable energy and run 100% renewable energy businesses. Pilot programs are proposed with sizes ranging from 400 MW to 1,000 MW.

	• This scheme has not specifically examined the situation, including fees. • Discussion is required based on the specific cases in Japan in the future.
Proposal of training solutions for local electrical engineers	• In Vietnam's electricity security system, there is no legally mandatory technical standard system to operate the power plant and there are no requirements for engineers. • There are proficiency tests that mainly affect the salary system. • Since this is not a qualification regulated by Japanese law, confidentiality is required in the transmission of IPP. • The local authorities think that it is necessary to organize further discussions between the authorities of Japan and Vietnam to cooperate in training high-quality electricians. • It is necessary to set up the system based on Japanese electrical engineering qualifications. • There are similar issues in ASEAN. • New Vietnamese national qualification → Practical training in Japan à Dissemination in ASEAN.

6. Estimate of emission reduction amount and examination of emission reduction contribution

6.1 The expected amount of emission reduction when commercialized.

Estimated GHG emission reductions can be achieved through the displacement of national grid. Reference emissions were estimated from net electricity generation by the project. Project emissions were estimated to be zero in this estimation. Following are estimation of expected emission reduction for Vietnam 1st project.

Table 6-1 Expected emission reduction for Vietnam 1st project

Items	Unit	1st project in Vietnam
Total generation capacity(Gross)	MW	3.6
Total generation capacity(Net)	MW	3.2
Rice husk consumption	t/h	4.6
Daily operation hours	hrs./day	24
Operation days per year[1)]	Days/year	321
Operation hours per year	Hrs.	7,704
Rice husk consumption per year	t/year	35,438
Net power generation	MWh/year	24,961
Emission reduction unit of CO2[2)]	t-CO2/MWh	0.333
Emission reduction of CO2	CO2-thousand t/year	8.31

1): Considering regular inspections and unplanned days off (experience value)

2): Default values in Monitoring Spreadsheet of JCM_VN_AM007_ver01.0

6.2 Contribution to emission reduction at the time of widespread usage.

6.2.1 Estimated spreading growth in Vietnam.

We are targeting JCM in An Giang Province, which belongs to the Mekong Delta area. The reduction amount of emission is also set based on the JCM methodology for the first project (1.8 MW) in Myanmar.

Currently, the estimated amount of emission reduction of the first project in Vietnam (1.8 MW x 2 units or 3.6 MW x 1 unit) is estimated at about 8.31 thousand tons of CO2).

"Contributing to emission reduction by introducing the system": By horizontally deploying the regional power business model using power consignment in Vietnam, while a model of 1.8 MW x 7 units in the Red River area can reduce the amount approximately to 30,000 tons of CO2, another model of 1.8 MW x 27 units in Mekong Delta is estimated to reduce 110,000 tons of CO2. A total of 1.8 MW x 34 units and 140,000 tons of CO2 reduction are estimated throughout Vietnam. [Estimation based on using 10% of the produced rice husk in the areas].

6.2.2 Estimated spreading growths in ASEAN (other than Vietnam)

"Contributing to reduction through product dissemination": ASEAN-wide (apart from Vietnam; four countries Myanmar, Thailand, Indonesia, and the Philippines have potential).

[Estimation based on using 10% of the produced rice husk in the areas]

Myanmar: 1.8 MW / unit x 29 units, 160,000 tons-CO2

Thailand: 1.8 MW / unit x 34 units, 130,000 tons-CO2

Indonesia: 1.8 MW / unit x 66 units, 400,000 tons-CO2

Philippines: 1.8 MW / unit x 20 units, 120,000 tons-CO2

Total: 1.8 MW / unit x 149 units, 820,000 tons-CO2

may be introduced.

[Total of Vietnam (Red River and Mekong Delta areas), Myanmar, Thailand, Indonesia, and Philippines]

A total of 1.8 MW x 183 units including Vietnam, with a reduction of 950,000 tons-CO2 may be introduced.

However, in Thailand, it is necessary to grasp the actual situation of the existing rice husk power generation business. The scrutiny is required in the future.

7. Proposal activities for system development/improvement plans to the related parties in partner countries.

We have conducted proposal activities for system improvement and development plans to the related parties in the partner countries as follows.

Table 7.1 Activities to propose system improvement/ development plans to the related parties in the partner countries.

Proposal activity	**Overview**
SPC Interview (Southern Power Corporation)	■ SPC attendees President, Deputy Director, Deputy General Manager of Financial Accounting Department, General Manager of Planning Department, etc. ■ Survey team participants Fujita Vietnam ■ Overview Explanation of FS outline and No. 1 project outline explanation Request for FS cooperation and WS participation
Interview with People's Committee of An Giang Province	■ Attendees from the People's Committee Chairman of the People's Committee Chairman, Vice Director of the People's Committee, Director of the Science and Technology Department, Director of the Planning and Investment Department, Director of Commerce, and Industry Office. ■ Attendees from the Survey team President of Hiep Tai Ltd. and other staffs ■ Overview ・ Explanation of FS outline and No. 1 project outline explanation ・ Request for FS cooperation and WS participation

Table 7-2 WS overview

Items	**Overview**
Event date	December 18, 2020
Participants	FS project implementers: Fujita, Kanematsu, MRI (secretariat), METI

	Officials of the partner country: Ministry of Commerce and Trade, Investment and Trade Promotion Center, Institute of Energy, etc.
Target	1) Introduction of No.1 rice husk power generation project in Myanmar and presentation of project No. 1 in Vietnam 2) Proposal for system maintenance / improvement 3) Find out about the energy situation in Vietnam, especially the biomass energy trend
Result	WEB conference held at 1 location from Vietnam side and 4 locations from Japan (total participants 47, including 31 people from Vietnam, 16 people from Japan) • Local government officials agree on the implications of promoting small-scale rice husk power generation. • It is necessary to have further discussion on the pilot projects for the current consignment system. • DPPA (Power Direct Purchase Agreement) between renewable energy developers/ power generation companies and private electricity buyers/ consumers. The new policy will allow Vietnamese companies to purchase electricity directly from private companies producing renewable energy and run 100% renewable energy businesses. Pilot programs are proposed with sizes ranging from 400 MW to 1,000 MW. • Electrical engineer qualification system is an important issue with the support expected from Japan. • The Government of Vietnam always attaches great importance to high-quality human resources and offers the following solutions based on the size of the project. • In the long term, further discussions need to be held between the Japanese authorities and Vietnamese educational institutions/ governments to cooperate in training high-quality electricians. Example: running an exchange program. Among them, Vietnamese engineers are trained in Japan to improve their knowledge and skills. After that, they will return to Vietnam and contribute to the construction of the biomass power plant.

8. Summary

8.1 Business promotion and dissemination

[Promotion of commercializing Project No. 1 in Vietnam]

- Initially, we planned to join JCM in 2021, but due to the difficulty of traveling, we cannot communicate directly. Therefore, we will postpone the participation time (time has not been decided yet). Until the expiration of the ban on immigration, we will discuss online and use written documents (draft contracts, etc.) to grasp certain issues.

[Disseminating the implementation in Vietnam]

- We plan to mainly carry out proposed activities to rice mills of K Company's business partners.
- The Mekong Delta region has 13 provinces, but we will explain the business contents to the People's Committees of provinces that do not have K Company business partners and narrow

the number of candidates.

- We will also consider conducting a discussion with members of project No. 1 in Vietnam as the core of the project (franchisor). Another issue that we will consider is finance. If the finance is smooth, the speed of commercialization will increase rapidly.

[Schedule including the popularization and development in ASEAN]

- FY2021: Examining thoroughly the empirical situation in Myanmar, Thailand, Indonesia, and the Philippines, which are the target countries to disseminate and generate models for the projects.
- From 2022 onward, it is assumed that commercialization (including JCM) will be possible to take place in the target countries which can be able to commercialize early.

Myanmar: There are two candidates, which seems to be relatively early.

Thailand: It has already had a power generation business using rice husk. Therefore, implementation seems to be early if the requirements are met.

Indonesia: There is also a facility for Company K, and the amount of rice husks is large. So, it seems easy to proceed.

Philippines: There are also facilities for Company K and Fujita. Therefore, it seems relatively easy to proceed.

A common issue is the uncertain travel time.

8.2 Proposal of the operating methods

At the WS, government officials expressed their great interest in both topics. Therefore, we would like to promote the spread of rice husk power generation.

The procedure for the next time is set as follows.

Items	Overview
Implementation policy after the completion of Feasibility Report (Feasibility Report)	Gratitude activities to relevant Ministries and Agencies during the implementation of Project No. 1 in Vietnam • It is assumed that the CEFIA program will be used
Challenges for system realization	• It is assumed that multiple ministries and agencies will be involved. It is necessary to select a counterpart on the local government side.
Action plan for realization	• Selecting local government's counterparts. • Carrying out the detailed survey of the actual situation. • Drafting a system design/ plan based on the survey. • Holding a discussion between the two governments.

We will translate the presentation materials on the Japanese side into Vietnamese and consider explaining them to the people concerned.

When undertaking specific studies on the system proposal, it is necessary to build a system covering the fields relating to the electricity generation business.

Secondary use unapproved list

Feasibility Study project for the JCM （2020FY）

Feasibility study of low-carbon regional power supply system in Vietnam

Fujita Corporation

Page	Figure and table	Title
6	Figure 3-1	Installation Technology Diagram

添付資料 VI　CCUS-FS の実施課題の概略報告書

CCUS国際連携事業

天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術の事業性評価

実施者：株式会社ジョンクェルコンサルティング

1. 関連政策・制度・規制

インドネシア共和国では 2019 年、国家総合エネルギー計画（RUEN）の中で、電源構成に占める再生可能エネルギーの割合を増やし、天然ガスの増産とともに環境汚染防止に大きく貢献することが揚げられた。この背景には、停電や漏電が多く発生し、主要なビルや工場・会社等では自家発電機が必要不可欠である不安定な電力事情がある。

上記の電力事情を払拭するために、都市部、その近郊、ジャバベカ、チカラン、カラワン等の主要な工業団地に、天然ガスパイプラインの建設が進みつつある。しかしながら、天然ガスの需要が毎年 7%増加している中で、供給体制が十分とは言えず、また、埋蔵量は豊富にあるにも係わらず、天然ガスに含まれる CO2 濃度が高いために、生産へ移行できない状況にある天然ガス田が多く存在している。

こうしたインドネシア共和国の不安定な電力事情を改善するひとつの方法として、弊社が開発している技術（天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術）を供与することで、クリーンな視点で社会に貢献できるエネルギーへの新たな政策提言が可能になる。また、この技術は所定調整を施すだけで、石炭火力発電から排出される CO2 の処理に適用することができる。

そこで本調査は、JCM に沿った低炭素化に向けて、関連政策・制度・規制について、調査・検討を実施した。

1.1 インドネシア共和国の温室効果ガス排出削減に関する政策

インドネシア政府はパリ協定において、初めての削減目標（Nationally Determined Contribution:自国が決定する貢献）を掲げている。削減目標の中で上げられている Projected BAU and emission reduction from each sector category から、必要な数値を抜粋して表 1 に示す。

表 1　Nationally Determined Contribution (NDC)における 2030 年 GHG 削減目標

項目	Unconditional mitigation scenario		Conditional mitigation scenario	
	目標(%)	GHGs（$MtCO_2e$）	目標(%)	GHGs（$MtCO_2e$）
エネルギー	11	314	14	398
廃棄物	0.38	11	1	26
工業プロセス及び製品の使用（IPPU）	0.10	2.75	0.11	3.25
農業	0.32	9	0.13	4
森林	17.2	497	23	650
合計	29%	834	38%	1,081

出所）“FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION REPUBLIC OF INDONESIA”
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Indonesia%20First/First%20NDC%20Indonesia_submitted%20to%20UNFCCC%20Set_November%20%202016.pdf

表 1 に示した目標は、Law No. 16 year 2016 on Ratification on Paris Agreement to the UNFCC

で法制化され、2030 年までに GHG 排出量を BAU 比 29%削減（National Effort）、資金、技術移転・開発、能力開発等の国際支援を条件として最大 41%まで削減（International Support）等を目指している。その目標に向けて、エネルギー部門では、314 百万～398 百万トンの GHG 削減を計画しており、この達成に向けて一次供給エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合を 23%、最終エネルギー消費 BAU 比 17%削減する中期目標（2025 年）を設定している。

上記の NDC 達成に向けたエネルギー部門における削減目標は、NDC で設定した目標に向けて、エネルギー部門における排出削減目標量及び当該目標量達成に必要な投資金額を下記のように試算している。

- 削減量 : 3 億 1,400 万 t-CO_2e (2030 年時点)
- 投資額 : 3,500 兆ルピア= 2,590 億米ドル

また、再生可能エネルギー、省エネルギー（エネルギー効率化）のサブセクターでの削減貢献が期待されている。それらを表 2 に示す。

ここでは、CCUS への言及はないが、2020 年 2 月、第 2 回尼日 CCUS シンポジウムにおいてエネルギー・鉱物資源省の Deputy Director for Electricity Corporation が、「CCUS も NDC の目標達成に貢献するプログラムの一つ」と発言している。

表 2　NDC 達成に向けたエネルギー部門における削減目標

サブセクター	削減目標量（million t-CO_2e）			
	2017	2020	2025	2030
再生可能エネルギー	9.39	28.79	108.69	170.42
省エネルギー（エネルギー効率化）	20.78	33.01	52.27	96.33
クリーンなエネルギー供給	3.02	8.19	15.74	31.80
燃料シフト	10.02	10.02	10.02	10.02
鉱山閉山後の再生利用	1.94	2.72	4.08	5.46
総 計	45.14	82.74	195.80	**314.03**

出所） エネルギー鉱物資源省「Low Carbon Development On Energy Sector –Overview of the EC and NRE Sector in Indonesia」（2018 年 11 月 15 日講演）

RUEN に基づく石油ガス増産計画について、石油は CO2 注入を伴う EOR (Enhanced Oil Recovery)を活用し、国内生産量を増加させる計画であるが、CO2 の貯留に関しては言及していない。また、ガスは新規ガス田開発を通じて国内生産量を増加させる計画となっているが、ガス生産における CO2 の取り扱いに関する言及はしていない。

また、インドネシアでは国内の炭素市場創設に向けた動きもあり、インドネシア政府として炭素クレジットをパリ協定での自国の目標達成に活用する可能性もある。したがって、国際的な炭素市場で取引できるのは、インドネシア政府の目標達成に活用されない余剰分のみとなることが想定される。[1]

1 “Exploring Market-Based Mechanisms For Low Carbon Business in Indonesia”, Coordinating Ministry for Economic Affairs, February 2019

1.2 天然ガス利用促進と環境影響評価（AMDAL）

新たな天然ガス田を開発する場合、表 3 に示す主な環境法の中で、環境林業省が承認する環境影響評価 EIA＝AMDAL をクリアーすることを義務付けられており、AMDAL は、環境影響評価書（ANDAL）、環境管理計画書（RKL）および環境モニタリング計画書（RPL）、予測リスク管理計画書（KA-ANDAL）の 4 つから構成される。

表 3　主な環境法規制

1	環境保護及び管理に関する 2009 年法律第 23 号	環境分野の基本法
2	環境ライセンスに関する 2012 年政令第 27 号	環境影響評価（AMDAL）等に関する規制
3	危険または有害廃棄物の管理に関する政令（2014 年政令第 101 号）	廃棄物等の規制
4	水質基準に関する 2014 年環境大臣規則第 5 号(2016 年環境大臣規則第 68 号等による一部改正を含む。)	排水に関する環境ライセンスに関する規制
5	森林法	森林保護区等における伐採、植林等規制
6	鉱業法	鉱業開発・運営等における規制

環境影響評価（EIA、AMDAL）は、旧環境管理法第 16 条の規程（環境に重大な影響を及ぼす可能性のある事業は環境影響評価を実施しなければならない）に基づき、相互に関連する社会経済的、文化的、人間の健康への影響を考慮して提案されたプロジェクトまたは開発の環境影響を評価するプロセスで、事業を起こす意思決定前のプロジェクトの環境、社会、経済的影響を特定するためのツールとして定義される。プロジェクト計画・設計の早い段階で環境への影響を予測し、悪影響を軽減する方法と手段を見つけ、地域環境に合わせてプロジェクトを形成し、意思決定者に予測と選択肢を提示することを目的としている。

AMDAL を要約すると、インドネシアの環境法は、事業・活動に AMDAL が必要とされ、主に以下のものに提供される。

- 環境の構造や輪郭を変形させるもの
- 再生エネルギーも含まれるが天然資源を利用するもの
- 環境汚染、天然資源の損傷・劣化を引き起こす可能性のあるもの
- 自然や人工的な環境、社会、文化に対して影響を与えるもの
- 天然資源保護地域の持続性、文化遺産の保護に影響を与えるもの
- 新種の植物、動物、微生物を導入するもの
- 天然あるいは天然ではない原材料を製造利用するもの
- リスクの高い活動あるいは国家防衛に影響するもの
- 環境に大きな影響を及ぼすと思われる新技術を要するもの

---

https://jcm.ekon.go.id/en/uploads/files/Document%20JCM/Presentation/Seminar%20on%20Climate%20Actions%20and%20the%20Joint%20Crediting%20Mechanism%20in%20Indonesia%20- %207%20Feb%202019/4._Exploring_Market-based Mechanisms_for_Low_Carbon_Business_in_Indonesia_-_CMEA_Dida_Gardera.pdf（最終閲覧日:2020 年 7 月 15 日）

この適用は、2012 年 4 月 10 日にインドネシア省庁は 2012 年閣僚規定第 5 号（「2012 年規定第 5 号」）として施行し、AMDAL を必要とする農業、製造業、鉱業を含む幅広い業種の事業分野ごとの種類をリストアップした。AMDAL の文書は、利用規約、環境影響への声明、環境管理計画と環境モニタリング計画（RKL-RPL）を作成し、AMDAL 審査委員会（Komisi Penilai AMDAL）へ提出し審査されるが、審査委員会は最終的な承認のために、その結果を推薦の形式で省、関連する知事、関連する摂政と市長宛てに送付し、この過程を経て最終的な承認は、大臣、関連する知事、関連する摂政と市長によって、申請者に許可が与えられる。

こうした調査・検討を実施して行く中で、新たな天然ガス田開発を行う場合、下記の 4 点をクリアーすることが義務付けられることを再確認した。

- ✓ 実施計画書（KA-ANDAL）
- ✓ 環境影響評価書（ANDAL）、
- ✓ 環境管理計画書（RKL）
- ✓ 環境モニタリング計画書（RPL）

上記内容を要約すると、RUEN に基づく石油ガス増産計画の中で、ガスは、新規天然ガス田開発を通じて国内生産を増加させる計画となっている。また、ガス生産における CO2 の取扱いに言及していないことがわかった。この調査・検討の結果、天然ガス利用促進に係る CO2 排出抑制に関係した政策・制度・規制は、環境影響評価 EIA=AMDAL）に関係することがわかり、以後、その調査・検討を実施した結果、下記の 2 点を把握することができた。

（１） 既存の天然ガス精製プラントへの技術導入に際して調査したところ、新規ではないので、設備更新という形式で申請を行う。よって、AMDAL の申請は必要ない。

（２） 新規天然ガス田を開発する場合、環境法の中で、環境林業省が承認する環境影響評価 EIA＝AMDAL をクリアすることを義務付けられている。AMDAL は、環境影響評価書（ANDAL）、環境管理計画書（RKL）および環境モニタリング計画書（RPL）の 4 つから構成される。また、新規天然ガス田への技術導入については、新規ガス田開発の環境影響評価を行うことが義務付けられているために、この技術導入に係る環境影響評価を実施し、AMDAL の申請を行わなければならない。

2. 事業化計画の検討

事業化計画の検討では、下記の 5 点について、調査・検討を実施した。

(1) 2021 年度以降の実証に向けて、関連政策・制度・規制（１）で提案する政策等を活用した事業ニーズについて、事業化に向けた具体的なシステム・事業化計画・普及戦略。
(2) 技術をジャワ島 ABC 天然ガス精製プラントに導入した際の経済性の検討のために、初期投資コスト（設計、調達、建設）、運用コスト、メンテナンスコストを算出し、収益性、ビジネスモデル。
(3) その技術がインドネシア共和国内に留まらず、ASEAN 諸国への展開の可能性、普及のポテンシャル。
(4) 高付加価値品であるグラフェン材と医薬用材の生成内容と販路の可能性。
(5) クレジット価値を含めた経済性。

上記に記した(5)については、CO2 の排出量の計算も含めて算出するために、4 項の排出削減の定量化の検討で、詳細に述べる。

2.1 事業化に向けた具体的なシステム・事業化計画・普及戦略の調査・検討

第 1 章の関連政策・制度・規制の調査・検討で、不安定な電力事情を解消するひとつの方法として、CO2 低減技術（天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術）を供与することで、高濃度な CO2 を含む天然ガス田の開発が可能になるために、天然ガス供給を増加させることができる。その導入のための関連政策・制度・規制等は、第 1 章の調査・検討で環境影響評価 AMDAL に関係することがわかった。既存の天然ガス精製プラントへ技術を導入する場合には、AMDAL には抵触はしないが、技術導入によって CO2 が固定化されたということを、モニタニングを通して把握しておく必要があるのではないかという、新たな提案ができると思われた。また、新規天然ガス精製プラントの開発にあたり、環境影響評価 AMDAL を作成し、申請しなければならないが、CO2 排出については、従来のモニタニング方法を踏襲している。本事業で想定する CO2 低減技術は、CO2 を固定化するものであるために、その固定化をどのような方法で、モニタニングするのかについても関連政策・制度・規制への新たな提案ができると思われた。こうした関連政策・制度・規制への新たな提案をすることによって、事業ニーズもさらに増加することが、調査・検討でわかった。

事業化に向けた具体的なシステムを図 1 に示す。図 1 に示したメカニズムにより、CO2 の処理が可能となる。処理後は副次的物質として、結晶性グラフェンと医薬品の基本材として適用可能な 2 つの生成物が生成される [2)]。副次的物質のうち結晶性グラフェンは、CO2 分離膜として利用でき、すでに試作品を実際の天然ガスを使用した試験を実施し、その有効性を確認した。図中①は、現在開発中の CO2 分離膜、図中②は、CO2 と反応させる新材、図中③は、新材と CO2 を反応させる主な反応器（VIRTUS リアクター）を示す。新材と CO2 は、このリアクターによって混合され処理される。また、このリアクターは、CO2 処理メカニズムの心臓部に相当する。

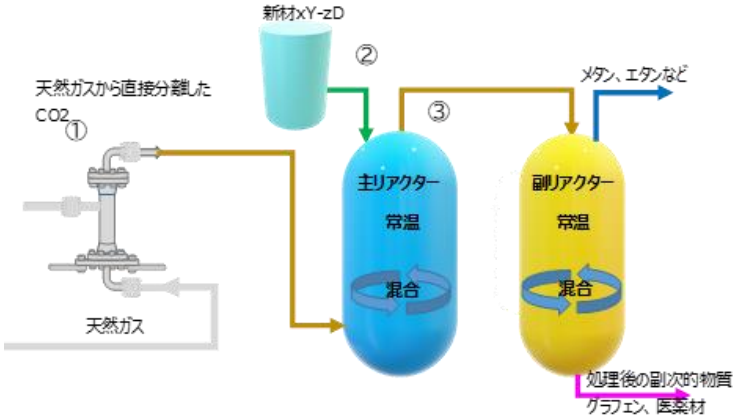


図 1　CO2 低減システム

技術の特長は、下記 3 点に集約される。

- CCUS の基本となる主な技術は、CO2 を濃縮して地中に埋め込む方法を採用している。この技術は、CO2 そのものを Mg（マグネシウム）を一部使用し、他の材と混合させた新材と CO2 を混合させることによって、CO2 は Mg(CO3)（Magnesium carbonate）として捕捉することができ、その副次的物質としてグラフェン材と医薬用材が生産される[2]。したがって、他国、他社にない新たな技術と言える。
- 技術導入する天然ガス精製プラントのガス圧力を維持しつつリアクターに入れ、層内で対流を起こさせ新材と混合させることによって、CO2 を最小化させる仕組みであるために、オペレーション上での加熱や搬送（動力）等を必要とせず、従って新たな CO2 の直接の排出は無い。
- 天然ガス中に含まれる高濃度な CO2（40 mol %以上）の未開発な天然ガス田の開発が可能となるために、天然ガスの需要増加への対応ができる。この結果、インドネシア共和国の経済の発展と安定したエネルギーの供給にも大きく貢献する。

上記の CO2 低減設備を、他の既存天然ガス精製プラント、新規天然ガス開発に導入して行くことを目指す。また、インドネシア共和国の PT. PERTAMINA で実績を積んだ後、我が国が 2013 年から 17 のパートナー国と実施している JCM の枠組みを活用して、METI の支援を受けながら、主要な脱炭素技術を導入していくつもりである。また、我が国は 65[3]を超える排出削減プロジェクトがパートナー国で実施されているので、この実績も活用して導入を進めるつもりである。

[2] Narayan S. Hosmane, other “Conversion of carbon dioxide to few-layer graphene”, Cite this: J. Mater. Chem., 2011, 21, 9491

[3] Global Environment Partnership Office Ministry of Economy, Trade and Industry “METI’s cooperation for GHG emission reduction-Joint Credit Mechanism-“ 15 January, 2021, MRI “Joint Crediting Mechanism between Indonesia and Japan”, Current State of Play 15 January, 2021

2.2 初期投資コスト（設計、調達、建設）、運用コスト、メンテナンスコストを算出し、収益性、ビジネスモデルとしての調査・検討

CO2 低減技術をジャワ島 ABC 天然ガス精製プラントに設備として導入した場合の設計、調達、建設、運用コスト、メンテナンスコスト等の調査・検討を実施した。

CO2 低減と副次的物質のリアクターの設計、製作、検査、年間新材購入コスト等に要する費用は 580,000,000 円、建設工事費は 220,000,000 円、試運転は 8,000,000 円と試算し、初期投資は合計約 808,000,000 円になる。なおプラント設備の場合、減価償却期間は石油・ガス生産主要国においては通常 20 年と設定されるが、今回の事業に用いる CO2 低減技術は通常の石油・ガス生産に関する技術、設備のように固定化されて運用してきたわけではないので、設備の安全性を確保するために減価償却期間を 10 年と設定した。この結果、約 808,000,000 円の投資に対して、毎年の減価償却は 80,800,000 円になる。減価償却は、当該技術導入による支出に入るが、収益を確保するための収入にも該当する。なお、オペレーションコストについては、プラント全体から見れば小さいものであり、プラント全体をオペレーションするという観点から、プラント設備費用に含まれるとみなす。

初期投資を勘案して、CO2 技術を 2022 年 1 月 1 日から稼働したという前提条件を設定して、収益性の調査・検討を実施した。この結果、収入はひとつの例として、CO2 の排出権取引を参考にして求めた。CO2 低減技術導入による CO2 の排出量は、PT. PERTANIMA EP が運営する ABC 天然ガス精製プラントに導入した場合を想定して算出している。ABC 天然ガス精製プラントは、年間約 240,000 トンのメタンを精製している。その生成過程で CO2 の分離が行われ、この分離量は、約 240,000 トンになる。このうち、約 70%にあたる 168,000 トンは民生用に販売され、残された 30%相当分の 72,000 トンが大気へ放出されている。収益性の調査・検討では、大気放出されている 72,000 トンをこの技術によって処理することと設定した。排出権価格は、ロンドン市場における排出権先物取引 [4]から引用し、2020 年 8 月 1 日～2021 年 1 月 1 日までの取引額の平均を利用した。2020 年 8 月 1 日のクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格は 21.06 ユーロ（当時ユーロ対円：130.74 円 [5]）、2021 年 1 月 1 日のクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格は 31.68 ユーロ（当時ユーロ対円：125.21 円）であった。価格が低レベルで推移した場合、高レベルで推移した場合の平均を算出すると、おおよそクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格は 2,300 円になる。大気放出される 72,000 トンの CO2 をクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格で処理した場合、年間あたり 165,600,000 円の収入となる。この収入に、減価償却分の 80,800,000 円を加えると、2023 年 1 月 1 日～2024 年 12 月 31 日の 1 年間の収益は、246,400,000 円になる。また、CO2 低減によって副次的な高付加価値物質として生成されるグラフェン材、医薬用材について、売却益が期待されるが、現段階では販売量が明確に把握できないために、収益には反映していない。先ほどの年間収益が順調に推移すれば、稼働から約 6 年目の初頭には、初期投資の全額を回収できることになる。

2.3 ASEAN 諸国への展開の可能性、普及のポテンシャルについての調査・検討

インドネシア共和国の PT. PERTAMINA で実績を積んだ後、我が国が 2013 年から 17 のパートナー国と実施している JCM の枠組みを活用して、METI の支援を受けながら、主要な脱炭素技術を導入していくつもりでいる。普及を検討する国及び地域については、インドネシ

ア国内ジャワ島、カリマンタン島、スマトラ島、マレーシア・サラワク州、タイ王国・ノンファブ地区、ブルネイ・ダルサラーム国・ルムット地区を想定している。具体的な普及計画については、第 4.1.3 に記載する。

2.4 高付加価値品であるグラフェン材と医薬用材の生成内容と販路の可能性調査・検討

既存の天然ガス精製プラント及び新規天然ガス田開発における新規天然ガス精製プラントへの技術導入によって、CO2 処理後に副次的物質として高付加価値品であるグラフェン材及び医薬用材が生成される。この 2 つの高付加価値品について、生成内容と販路の可能性等の調査、検討を行った。

2.4.1 グラフェン生成内容と販路の可能性

CO2 処理後に生成されるグラフェン材は、グラフェン素材として利用され、炭素原子シートと呼ばれ、炭素原子とその結合からできた蜂の巣のような六角形格子構造で、厚さ 0.34 ナノメートルのグラフェンシートが多数積み重なってできている。物理的特性も見た場合、ダイヤモンドの構造以上に炭素同士の結合が強いため、平面内ではダイヤモンドより強い物質と言われている。特性としては、熱伝導率も高く、電気の伝導度は銅よりも高いので、期待される物質でもある。

今回の CO2 処理後に副次的物質として生成されるグラフェン材は、酸化グラフェン材を濃度の異なる分散溶液として販売し、グラフェン材として使われることが目的である。購入側の使用方法は、酸化グラフェン材の分散溶液を常温で濾過し、濾過した後に残る粉末を利用することになる。この方法で出来た酸化グラフェンの粉末は、炭素と酸素の含有量を効率よく制御できるために、通常のグラフェン製品よりも高い表面積を持つことができる。グラフェンの前駆体としての粉末は、界面活性剤、フォトニクス、オプトエレクトロニクスデバイス、水のろ過、保護コーティング等、種々な用途に使用することができる。製品としては、電気的、電子的、光学的、機械的特性から、電池、透明導電性電極、機能性インク、フレキシブルディスプレイ、帯電防止コーティング、RFID（Radio Frequency Identifier）アンテナ等が、すでに上市されている。

2.4.2 医薬用材生成内容と販路の可能性

CO2 処理後に生成されるマグネシウムを基本とした医薬材は、胃腸薬の一種で胃酸を中和し、または吸着してその作用を減じて、あるいはゲル状になって胃の粘膜に付着し、潰瘍面を覆って保護し、酸刺激を緩和する医薬品に使われ、胃酸過多症、胃・十二指腸潰瘍、胃炎の治療に用いられている [2)]。また、ジアスターゼなどの消化酵素の効果を高めるために併用される。

酸化マグネシウム、水酸化マグネシウム、重質酸化マグネシウム製剤は、多くの医療材メーカーで生産している。

上記のことから、副次的な物質である医薬材は、市場性が見込めると思われる。

2.5 クレジット価値を含めた経済性

JCM は、我が国の低炭素技術の普及によって、CO2 排出削減をクリーン開発メカニズム（CDM：Clean Development Mechanism）を利用してクレジット化することで、GHG の排出削減目標を達成するための手段である。したがって、どの程度のクレジットを生み出すのかという点が主目的であるために、当該技術の導入を検討している相手国においては、市場メカニズムをどのようにとらえるのかという点が課題となる。そこで、当該技術を導入した場合、CO2 排出削減が持続的に可能となることを前提として、下記の点を考慮しクレジット化による経済性の検討を行った。

- 簡素でかつ環境に対して十全な効果があること
- 低炭素技術による削減量を適切に評価できる仕組み
- 当該技術導入先に負担が少なく、しかもインドネシア共和国から ASEAN 諸国へ導入する場合、対象国毎にベースラインを変更する必要がない方法論

上記の内容を基本的な考え方として、2.2 項で求めた当該技術を PT. PERTAMINA の ABC 既存天然精製プラントに導入した場合、おおよそクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格は 2,300 円になるために、大気放出される 72,000 トンの CO2 をクレジット 1 トンあたりの排出権取引価格で処理した場合、年間あたり 165,600,000 円の収入となる[4]。当該技術の導入による初期コストは、808,000,000 円、また CO2 低減によって副次的な高付加価値物質の売却益が期待されることから、クレジット化による経済性は十分に確保される。

[4] Invesment.com 排出権先物取引　2021 年 1 月 18 日, https://jp.investing.com/commodities/carbon-emissions

77 銀行 ユーロ対円相場　2021 年 1 月更新

3. 課題と対応策の検討

課題と対応策の検討にあたって、CO2 濃度の高い天然ガス田を開発する場合、天然ガスに含まれる CO2 濃度が高い分メタン生産量が、既存の天然ガス田より減少する。このため、生産設備の変更だけでなくメタン生産量によって決まっている現行の託送ルールの適用範囲、また託送するパイプライン分野での利益率制限やガスの末端販売業務との棲み分けに関する検討については、調査・検討を進めて行く中で、下記のことが判明したために、既存・新規天然ガス精製プラントへの技術導入に係る課題と検討に集約した。

- 現行の託送ルールでは、エネルギー・鉱物資源省の認可のもとに、メタン生産量に応じて PT. PERTAMINA と託送先との間で契約を締結し、定期的にパイプラインを通して託送している。
- 当初 CO2 濃度の高い天然ガス田を新規開発する場合、天然ガスに含まれる CO2 濃度が高い分メタン生産量が、既存の天然ガス田より減少するために、生産設備の変更だけでなくメタン生産量によって決まっている現行の託送ルールの適用範囲、また託送するパイプライン分野での利益率制限やガスの末端販売業務との棲み分けについて、調査・検討が必要ではないかと考えられた。しかし、PT. Pertamina との協議により、メタン生産量の減少は託送自体には影響がなく、ルール変更の必要性がないことを確認した。したがって、CO2 濃度の高い天然ガス田を開発する場合については、環境影響評価に特化して調査・検討を行うことにした。

3.1 既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合

既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合には、設備更新という名目で設備設置申請は行うので、新たに AMDAL の申請は行う必要がないということがわかった。しかしながら、当該技術は CO2 の固定化を主としているために、環境影響評価の中で定義している CO2 放出のモニタリングについては不要であると考えられるが、実際に CO2 を最小化したという事実を、モニタリングを通して立証していく必要性があると考えられる。そのため、実証試験後にこの技術導入に係る正式な設備更新の書類を作成し、関係部門、関係者に説明していくことを念頭に、環境影響評価並びに関連法規制等について検討した。

技術導入を検討している既存の天然ガス精製プラントでは、天然ガスに含まれる CO2 をアミン吸収塔で分離し、分離された CO2 の 70%を民生用として販売し、残された 30%を最大高さ 40 メートルの煙突を通って酸性ガスとともに大気放出しているが、この技術導入によって、1 日あたりの CO2 放出を限りなく低減できる。

既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合には、環境影響評価書の申請は必要ないことが判明したが、技術導入による CO2 排出量の低減目標を設定することは、パリ協定の批准に伴う 2016 年法律第 16 号として制定された気候変動緩和政策に貢献することになる。また、CO2 濃度の高い天然ガスの処理については、現時点では基準がなく、技術導入の妨げにはなっていないものの、新たに「CO2 低減プログラム」を策定することが、今後、基準の必要性について、関係省へ新たな法規制立案の提言ができると思われる。

3.2 新規天然ガス精製プラントへの技術導入の場合

新規天然ガス精製プラントへの技術導入については、新規ガス田開発の環境影響評価を行うことが義務付けられているため、環境影響評価書を作成し申請しなければならない。課題としては、この技術導入に係る環境影響評価を実施し、AMDAL の申請を行わなければならない。

新規天然ガス精製プラントへの導入は、新たな法制度整備や後述する JCM 化と関連するために、インドネシア政府へ法制度整備の政策立案の提言、JCM 化の推進などの働きかけを継続して実施していく予定である。

3.3 技術導入による対価の算出

当該技術の導入を既存・新規天然ガス精製プラントに導入する場合、既存天然ガス精製プラントでの実証を経て稼働することになる。実証段階では、PT. PERTAMINA の社内規定（設備更新基準（非公開））に基づいた有効性の判定を行い、有効と判断された場合には設備安全稼働として認定されることになる。この認定された期日を技術導入日と定めると同時に、技術使用の特許権を専用実施権として弊社から PT. PERTAMINA へ貸与する。

専用実施権の貸与による CO2 排出削減量と対価の算出方法は、PT. PERTAMINA と合意のうえで、下記のような方法で決めることを検討した。

- CO2 排出削減量の算出方法
  - 技術導入日から 1 年間の稼動によって可能となる CO2 排出削減量を JCM の方法論で計算する。
  - CO2 排出削減量の測定は、既存の天然ガス精製プラントへ導入する場合には環境影響評価 AMDAL に規定されていないが、新規天然ガス精製プラントへの導入と同様なモニタニング方法を利用して行う。

- 対価の算出方法
  - JCM の方法論で計算した排出削減量を排出権取引で得た収益とみなす。
  - 上記収益の中から、適正な技術専用実施権の対価を決める。これを技術専用実施権のロイヤリティとする。

4. 排出削減の定量化の検討

排出削減の定量化の検討では、事業化した場合に適用可能な温室効果ガス排出削減方法論の検討を実施し、同方法論を用いた排出削減見込量の試算を行った。また、JCM 方法論の検討、同方法論を用いた排出削減見込量の試算も行った。特に、当該技術をジャワ島の ABC 天然ガス精製プラントに導入した際の CO2 の削減プロセスの明確化、また CO2 削減効果の検討を行った。

こうした検討を経て、当該技術を ASEAN 諸国への普及を想定した場合の CO2 削減量の推定も実施した。

4.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

4.1.1 概要

各種制度における CCUS の削減量を算定する方法論の先行事例を表 4 に示す。表 4 は、メタンを用いたプラスチック製造、日本コンクリート工業、三菱総合研究所での考え方を整理して作成した。表 4 をもとに、排出源・GHG の特定、適格性要件の検討を行った。

表 4 各種業界における排出量の考え方

	排出源・GHG 算定	GHG 排出回避を担保する適格性要件	特徴
VM0040（2019）：CO2・メタンを用いたプラスチック製造	ベースライン排出量: ➢ 回収された CO2・CH4（最終製品プラスチック内の炭素原子数から算定） ➢ 代替の対象となる従来プラスチック生産にエネルギー利用・投入される化石燃料 プロジェクト排出量: ➢ プロジェクトで設置される設備の GHG 排出 ➢ 回収された CO2・CH4 由来のプラスチックの燃焼による CO2 排出	• 最終製品のプラスチックが 100 年以上の予想寿命を有すること。（生分解性の場合は回収した GHG の削減は計上不可） • プロジェクトで大気に放出される CO2 を供給源としていること • CH4 が原料として使用される場合、他の従来利用を阻害することでの排出増加（リーケージ）を回避すること	✓ 回収する GHG は直接測定しない。 ✓ 回収の対象となる CO2 がプロジェクトで大気中に放出されている点を適格性要件で担保 ✓ 代替の対象となる従来製品の生産に投入される GHG の削減を計上
日本コンクリート工業株式会社（2017）：コンクリート素材等への CO2 回収・固定と再利用	リファレンス排出量: ➢ 販売・譲渡した炭酸塩・敷地内のセメントへの固定量を成分比率から算定 プロジェクト排出量: ➢ プラント操業に必要な CO2（MCCU プラントによる電力消費量に起因する排出） ➢ 吸収源となる素材の運搬による CO2 排出	• 炭酸カルシウムに固定した CO2 が再放出されないための条件（産業プロセスに使用する場合は、大気圧下で 825℃以下でなければならない、水媒体に混入する場合は、pH7 以上でなければならない）	✓ 回収する GHG は直接測定しない。 ✓ 吸収源となる素材の運搬による CO2 排出をプロジェクト排出量に計上 ✓ CO2 が再放出しない条件は適格性要件で担保

三菱総合研究所(2016): CCS-EOR	リファレンス排出量:CO2圧入量 CO2 プロジェクト排出量: ➢ CO2 の回収、輸送、貯留に要した化石燃料・電力に起因する排出 CO2 ➢ 原油・ガスの生産に起因するフレア に起因する排出 CO2、CH4 ➢ 地上設備・油井その他からのリーク に起因する排出 CO2	• 三次元震探調査によりガスチムニーが検出されない • 初期圧力を上回ることがないような CO2 圧入計画となっている • 貯留地の油田において(中略)閉鎖方法が契約、資金手段上担保されている。 • 最大圧入可能量がシミュレーションを用いて算出されている	✓ 圧入する GHG を直接測定する ✓ CCS-EOR であるため排出源は大きく異なるが、地上設備からの GHG の漏えいへの対処を求めている点を要考慮。

4.1.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

4.1.1 項の表 4 に示した先行事例を参考に、プロジェクトの対象となる ABC 天然ガス精製プラントの排出源を検討したところ、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の考え方について、下記のように整理した。

ここで、ABC 天然ガス精製プラントの概略プロセスフローに、リファレンス(対策実施前)の対象となり得る排出源を記入したものを図 2、プロジェクト排出量(対策実施後)の対象となり得る排出源を記入したものを図 3 に示す。図中に記したリファレンス排出量 R1～R3、プロジェクト排出量 P1～P4 の内容を下記に示す。

- リファレンス排出量
  - ✓ R1:従来大気放出されていた CO2 の排出(販売分は除く)
  - ✓ R2:酸性ガス処理・ CO2 圧縮処理による電力・熱消費(従来の原料天然ガス処理に要していた排出)
  - ✓ R3:代替の対象となるメタン・エタン・グラフェン・医薬品の生産に要する化石燃料投入

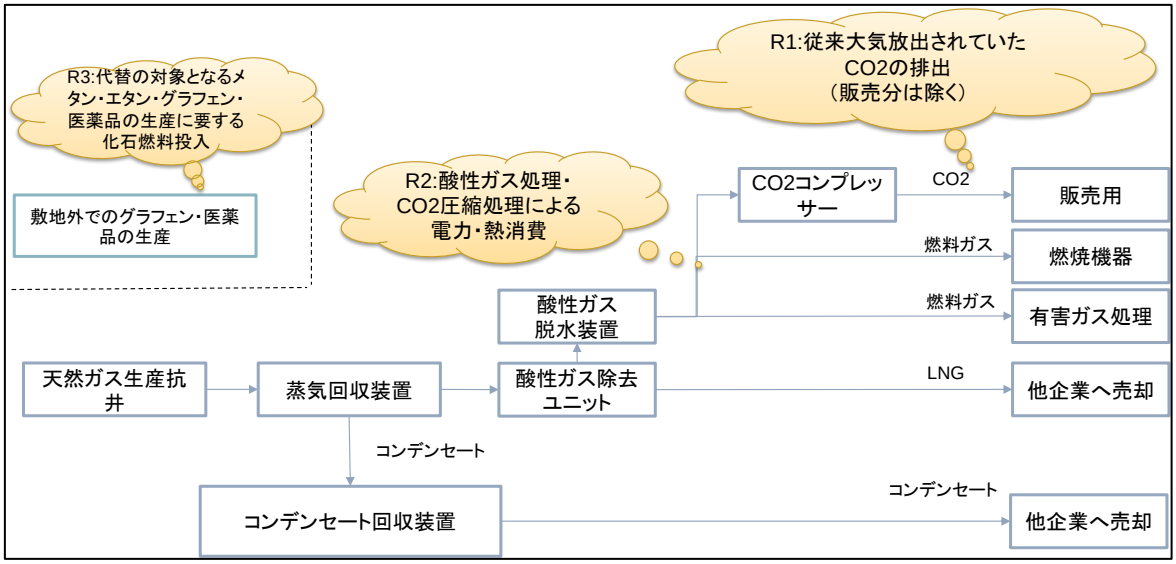


図 2 ABC 天然ガス精製プラントにおけるリファレンス(対策実施前)の対象となり得る排出源

- プロジェクト排出量
  - ✓ P1：製品利用による回収 CO2 の大気放出
  - ✓ P2：CO2 処理設備からの漏洩
  - ✓ P3：昇圧等のためのコンプレッサー動力
  - ✓ P4：酸性ガス処理・ CO2 圧縮処理による電力・熱消費（リアクター設置後に原料天然ガス処理に要する排出）
  - ✓ P5：反応物質（マグネシウム・新材 XYZ）の調達による排出

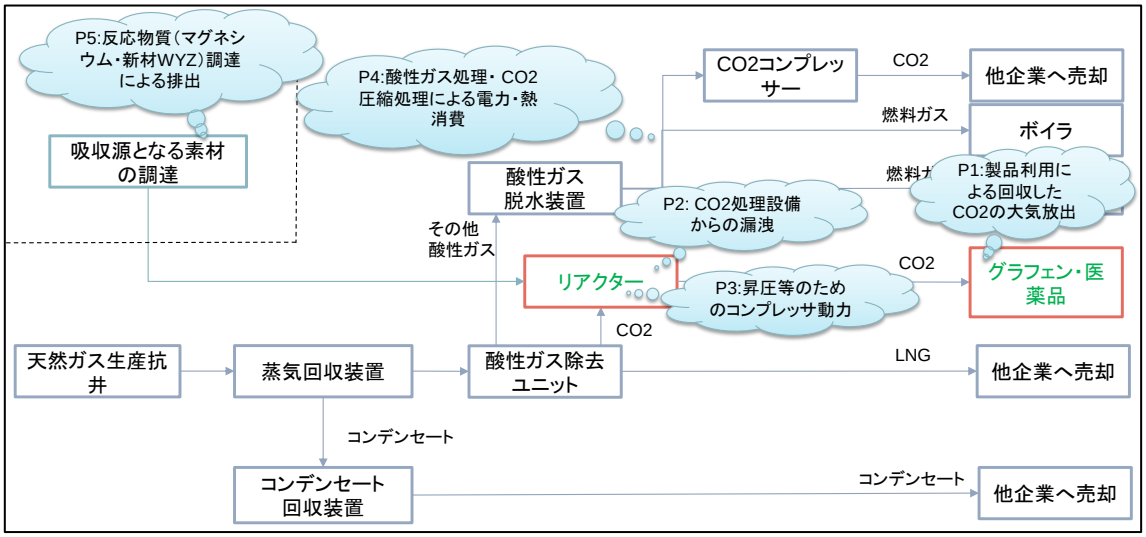


図 3　ABC 天然ガス精製プラントにおけるプロジェクト排出量（対策実施後）の対象となり得る排出源

図 2、図 3 をもとに、リファレンス排出量とプロジェクト排出量について、JCM 方法論の適正化の観点から整理すると表 5 のようになる。

表 5　JCM 方法論の適正化のために CO2 処理過程での排出に関する考え方

除外内容	理由
P1: 固定化した CO2 の再排出	固定化した CO2 がグラフェンや医薬品材料として利用される場合、その後は放出されないことを適格性要件で想定する。
P2: リアクターからの CO2 漏洩	リアクターからの CO2 の漏洩は、リアクターが ASME 基準に沿って設計、製作されれば、リアクターからの CO2 の漏洩は防止できる。
R2,P4: 酸性ガス処理と CO2 圧縮によるエネルギー消費量による排出量	リアクターが CO2 を処理すると、酸性ガス処理および CO2 圧縮で処理された CO2 の量が減少すると考えられる。したがって、酸性ガス処理や CO2 圧縮によるエネルギー消費量による排出量は、保守性の観点から除外することができる。
R3: 代替グラフェン、医薬品材料による排出量	保守性の観点から除外可能

出所）三菱総合研究所

上記に述べてきた内容を対象プロジェクトに関する方法論として、方法論、集約、備考の観点から整理すると表 6 のように表現することができる。

表 6 対象プロジェクトに関する方法論の整理

方法論	概要	備考
適格性要件	化合又は触媒反応により、回収した CO2 から単体の炭素と、酸素あるいは反応に用いたマグネシウム等の物質の酸化物を生産する。	プロジェクトの概要を記載。
	反応は室温で行われ、追加的なエネルギー消費を伴わない。	常温常圧で行われるため（昇圧等の外部的な装置の電力消費は別途モニタリングされる）。
	リアクターは ASME 基準（ASME Section Ⅱ A SA-479 (2019) Specification for Stainless and Shape for use in Boilers and other Pressure vessels）に準拠し、厳密に設計、製作が行われる。	リアクターからの CO2 の漏洩は、リアクターが厳密な封じ込めの化学プラント要件に従って建設されれば防止できる。検証する際には、標準を保証するために証拠を提出する必要がある。
リファレンス排出量	従来大気放出されていた CO2 の排出は、生産または販売された炭素（グラフェン前駆体等）の量を基に、(t-C)*44/12(t-CO2/t-C)と計算される。	このように計算することにより、CO2 回収～反応プロセス中の漏洩について別途把握する必要がない。
プロジェクト排出量	昇圧等のためのコンプレッサー動力に係るエネルギー消費による排出（P3）については、下記により計算される。 - 反応炉における電力消費量(MWh) - 電力排出係数(t-CO2/MWh) 反応物質（マグネシウム・新材 WYZ）調達による排出（P5）は、下記により計算される。 - 調達されたマグネシウム・新材 WYZ (t) - CO2 原単位(t-CO2/MWh)	CO2 原単位については IPCC 2006 ガイドラインへ等を基に保守的に算出する。

4.1.3 貢献度把握の算定手法

後述する 4.2 項で、排出削減見込量は、前提条件で設定した CO2 年間排出量処理量 72,000 ton/year に対して 71,593 t-CO2/year となることを確認した。この結果、排出削減見込量は年間排出量に対して 99.43%に相当する。したがって、これをひとつのビジネスモデルとして、インドネシア国内においては、X 既存天然ガス精製プラントへの当該技術導入による年間 CO2 排出削減量は、前提条件を CO2 年間排出量処理量 120,000 ton/year とすれば、119,316 t-CO2/year になる。同様に、Y 既存天然ガス精製プラントへ導入した場合、前提条件を CO2 年間排出量処理量 240,000 ton/year とすれば、238,632 t-CO2/year、Z 新規天然ガス精製プラントへ導入した場合、前提条件を CO2 年間排出量処理量 320,000 ton/year とすれば、318,760 t-CO2/year を削減できる。

総計すると、インドネシア・ジャワ島 4 ヵ所の天然ガス精製プラントで、747,714 t-CO2/year の削減量が可能になる。この実績をさらにジャワ島以外のボルネオ島（カリマンタン）5 ヵ所、スマトラ島 5 ヵ所等 10 ヵ所の天然ガス精製プラントに導入すれば、2030 年までには

2025 年までの CO2 排出削減量の 5 倍にあたる約 3,738,570 ton/year の排出削減が見込まれる。

こうしたインドネシア共和国での CO2 削減量の実績をもとに、ASEAN 諸国の中でも天然ガス精製量の多いマレーシア国、タイ王国、ブルネイ・ダルサラーム国等の天然ガス精製プラントに、当該技術の普及を検討した。

（1）年間天然ガス精製量

年間天然ガス精製量は、GLOBAL NOTE（2019 年直近データ）[5]によれば、下記のようになる。

- マレーシア国：78,810,000 ton/year
- タイ王国　：35,000,000 ton/year
- ブルネイ・ダルサラーム国：12,980,000 ton/year

（2）年間 LNG 精製量と CO2 排出量

弊社非公開データ[6]により、下記のように想定できる。

- マレーシア国・サラワク州ビンツル地区 LNG 精製プラント
  - 年間 LNG 精製量：25,700,000 ton/year
  - CO2 排出量：3,855,000 ton/year
- タイ王国・ノンファブ地区 LNG 精製プラント
  - 年間 LNG 精製量：7,500,000 ton/year
  - CO2 排出量：1,125,000 ton/year
- ブルネイ・ダルサラーム国・ルムット地区 LNG 精製プラント
  - 天然ガス精製量：1,800,000 ton/year
  - CO2 排出量：90,000 ton/year

（3）排出削減量の設定

インドネシア共和国の既存天然ガス精製プラントへ当該技術を導入する場合に、第 4.2.1 項に示す前提条件として設定した天然ガス精製プラントからの年間 CO2 排出量における 30%の処理率を適用すると、年間削減量は下記のように想定できる。

- マレーシア国・サラワク州ビンツル地区 LNG 精製プラント
  （3,855,000 ton×0.3）×0.9943 = 1,149,908 ton/year
- タイ王国・ノンファブ地区 LNG 精製プラント
  （1,125,000 ton×0.3）×0.9943 = 335,576 ton/year
- ブルネイ・ダルサラーム国・ルムット地区 LNG 精製プラント
  （90,000 ton×0.3）×0.9943 = 26,864 ton/year

以上のように、当該技術を ASEAN 諸国へ普及する場合の CO2 削減量について、2030 年までに 3 ヵ国で 1,512,348 ton/year の排出削減が可能となる。前述のインドネシア国内 14 か所への普及による排出削減量、3,738,570 ton/year と併せると、年間約 525 万トンの排出削減効果が見込まれる。

---

[5] GLOBAL NOTE 年間天然ガス生産量　2021 年 2 月 10 日アクセス
https://www.globalnote.jp/?cat=49&s=%E7%94%9F%E7%94%A3%E9%87%8F

[6] (株)ジョンクェルコンサルティング、「天然ガス中に含まれる CO2 濃度の調査」2020 年 5 月

4.2 排出削減見込量の試算

4.2.1 前提条件

排出削減見込量の試算を行うために、検討条件と下記の項目と数値を設定した。

- 既存天然ガス精製プラントでの年間 CO2 排出量： 240,000 ton/year
- CO2 年間処理量は年間排出量の 30% ： 72,000 ton/year
- 技術導入時の新材年間使用量 ： 72 ton/year
- 新材年間使用量の内訳 （Mg、α、β、γ）

ここで、マグネシウムは CO2 を還元し、炭素と酸化マグネシウムとなる。また物質 α、β、γ は CO2 と化合するが、触媒としての性質も併せ持つ（触媒として機能する場合、CO2 は炭素と酸素に分離する）。したがって、処理する CO2 の量と比べて少量の添加で大量の CO2 の処理を可能とする 。

4.2.2 リアクターのエネルギー消費

ABC 天然ガス精製プラントのメタン精製に係る年間電気使用量は、実績から 876,000kWh（非公開）である。このプラント設備全体の年間電気使用量 876,000kWh を 100 とし、個別の設備が使用している年間電気量の割合を求めた。その割合にもとづき、個別設備の年間電気資料を算出した。これを表 7 に示す。

表 7 ABC 天然ガス精製プラントのメタン精製に係る年間電気使用量の内訳

設備名	年間電気資料量（kWh）	
	割合（%）	個別設備電気使用量
天然ガス精製抗井・蒸気回収装置・コンデンセート回収装置、その他関連設備	25	219,000
酸性ガス除去ユニット（高圧コンプレッサー・昇圧コンプレッサー、高温ボイラー、熱交換器等）	55	481,800
酸性ガス脱水装置	10	87,600
販売 CO2 圧縮（圧縮コンプレッサー、ボンベ注入、パイプライン輸送等）	10	87,600
合計	100	876,000

表 7 をもとに、図 3 に示した ABC 天然ガス精製プラントにおけるプロジェクト排出量（対策実施後）の対象となり得る排出源に加えると図 4（点線枠）のようになる。

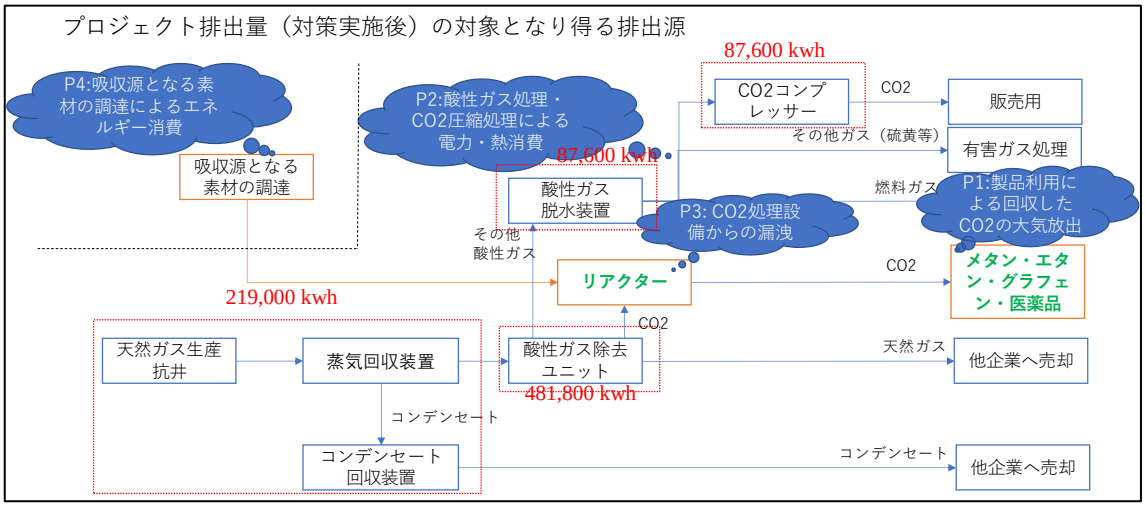


図 4　ABC 天然ガス精製プラントにおける主な設備の電気使用量

表 7 をもとに、この技術導入による設備（VIRTUS）の年間電気使用量は、式(1)から 43,800kWh となる。

年間電気使用量（X）＝120 kWh/日×365 日＝43,800 kWh ---------- (1)

なお、当該電力消費量に関して、太陽光パネルによる供給可能性について検討を行った。

設置に必要な面積を求めると、太陽光パネルを 1kw 設置するために必要な面積は、平地に対して設置角度 10℃の場合、約 8m² なる。また、30℃の場合は約 11.7m² になる。ABC 天然ガス精製プラントサイトの平地気温の平均は 30℃、サイトが平地で周りに太陽光を妨げる障害物がないために、設置角度は 10℃とした。

技術導入による設備（VIRTUS）の年間電気使用量は、式(1)から 43,800kWh となるために、年間発電量を多く見て 50,000kWh とすれば、設置容量 50kWh でパネルサイズ 100cm×170cm を利用した場合、必要パネル数は最低約 167 枚となり、必要面積はおおよそ 400m²（20m×20m）となる。

この検討の結果、再生可能エルギーである太陽光で補う場合には、新たなエネルギーの発生源にはならないという整理も可能となる。なお、後述する試算では、念のためリアクターのエネルギー消費についても、排出削減量の試算ではプロジェクト排出量として計上して試算を行っている。

4.2.3 方法論の計算式と試算結果

前述の方法論の整理に従い、削減量の計算式と試算結果を以下のとおりに記す。

(1) リファレンス排出量

$$RE_p = C_p \times \frac{44}{12}$$

ここで

RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2/p]	→算出
C_p	=	期間 p の炭素単体生産量[t]	→生産量または搬出量について測定または販売先との契約・領収書類

(2) プロジェクト排出量

$$PE_p = EC_p \times EF_{elec} + Q_{RC,p} \times EF_{RC} + \Delta CO2_{div,p}$$

及び

$$\Delta CO2_{div,p} = \max(CO2_{mindiv,hist} - C_{div,p}, 0)$$

（即ち、他用途に用いた CO2 量が過去の最小値を下回った場合、本プロジェクトにおいて転用が行われたと見なし、差し引く）

ここで

PE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2/p]	→算出
EC_p	=	期間 p の反応炉における電力消費量[MWh/p]	→モニタリング
EF_{elec}	=	電力の CO2 原単位[t-CO2/MWh]	→国家データ等
$Q_{RC,p}$	=	期間 p の反応物質（マグネシウム等）の所要量	→使用データ、または（使用データがない場合）購入データ
EF_{RC}	=	反応物質（マグネシウム等）の CO2 原単位	→IPCC 2006 ガイドライン
$\Delta CO2_{div,p}$	=	他用途からの CO2 量の転用[t-CO2/p]	→算出
$CO2_{mindiv,hist}$	=	過去の他用途での CO2 利用量の最小値[t-CO2/p]	→過去データ（期間 p で補正）
$C_{div,p}$	=	期間 p の他用途での CO2 利用量[t-CO2/p]	→モニタリング

デフォルト値等

EF_{elec}	0.862t-CO2/MWh	→IGES, IGES List of Grid Emission Factors（Jamali Grid ex ante の最新の値）

EF_{RC}	5.13t-CO2/t-Mg	→IPCC 2006 ガイドライン Vol 3.4 Table 4.19 のうち高いほう（ドロマイト起源マグネシウム生産）

モニタリングされるパラメータについて、排出削減量算定のための暫定値

C_p	19,636 [t-C/year]	→72,000t-CO2 を処理し、単体炭素を生産したと想定。
EC_p	43.8 [MWh/year]	→想定される設備の定格消費電力（5kW）から算出。
$Q_{RC,p}$	72 [t/year]	→プロジェクトの設計に当たり想定。
$\Delta CO2_{div,p}$	0 [t-CO2/year]	→他用途からの転用は行われないと想定。

(3) 排出削減量

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ここで、

ER_p	=	期間 p の排出削減量[t-CO2/p]	→算出
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2/p]	→算出
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2/p]	→算出

上記排出削減式に、モニタニングされるパラメーターの排出削減減量のための暫定値及びデフォルト値を用いて計算すると、排出削減量は約 71,593 t-CO2/yr になる

ER_p	=	期間 p の排出削減量[t-CO2/p]	→71,593 t-CO2/year
RE_p	=	期間 p のリファレンス排出量[t-CO2/p]	→72,000 t-CO2/year
PE_p	=	期間 p のプロジェクト排出量[t-CO2/p]	→407.1156 t-CO2/year

上記の検討の結果、前提条件で設定した CO2 年間処理量 72,000 ton/year に対して、排出削減見込量は 71,593 t-CO2/year となった。したがって、この技術導入による CO2 排出削減効果は、十分に見込まれる。

5. 相手国関係者との連携事業等

本事業をインドネシア共和国へ広く普及するために、国際セミナーへの参加や、現地での幅広い関係者を集めた会議、また大学等でのレクチャーを検討していたが、新型コロナウイルスの影響を大きく受けて、実現が困難となり、PT. PERTAMINA のキーパーソンとのオンライン会議を実施した。

具体的には、2021 年 1 月 15 日に、本事業の協力者である PT. PERTAMINA UTC、PT. PERTMINA EP、経済産業省、事務局の MRI 及び弊社とで、相手国関係者との意見交換会を実施した。その議事内容を下記に示す。この意見交換会を通して、経済産業省より、日本が今後カーボンニュートラルを目指す上で、インドネシアを含む国際協力は欠かせないことを念頭に、今後の更なる連携を期待するとの言及があった。

本意見交換会を通じて、当該技術の普及推進に資する政策及び制度、CO2 削減効果、JCM 制度の活用可能性に関する情報を、相手国のキーパースにインプットし、PT. PERTAMINA の脱炭素化にも貢献する有望な技術として共通認識を得ることができた。将来のビジネス化に向けた積極的な意見交換も実施し、相手国とは戦略的なパートナーとして関係構築を図り、必要な政策及び制度の調査や構築を含めて、今後も緊密に協力をしていくことで一致した。

5.1 議事概要

下記に、主なプレゼンテーション内容を示す。

プレゼンテーション① Introduction of JCM Feasibility Study Program	経済産業省
経済産業省の JCM を通じた GHG 排出削減への貢献に資する支援事業について、以下の点を中心に紹介した。 ● 日本政府は 17 か国と JCM 合意を締結し、経済産業省及び環境省が中心となり支援事業を展開しており、経済産業省においては、経済産業省が FS 事業を、NEDO が実証事業を支援している。 ● FS 事業の目的は、相手国に向けた制度整備の提案および制度整備と一体化した事業計画の検討であり、CCUS は支援対象分野の一つである。 ● NEDO 実証事業においては、技術実証、制度整備、普及、CO2 排出削減量の定量化が目的となっている。 ● インドネシアにおいては、複数年にわたり、複数の CCUS－FS 事業を支援し、シンポジウムも 2 回開催するなど、連携を深めている。 ● 加えて、アジア CCUS ネットワークの展開を ERIA と共同で進めており、アジア大でもインドネシアと連携を含めていきたい。	
プレゼンテーション② Current state of play of Indonesia-Japan JCM	三菱総合研究所
2013 年に発足した日尼両国のパリ協定目標達成に貢献する仕組みである JCM の進捗を、以下の点を中心に紹介した。 ● 2021 年 1 月現在、17 か国において、総計 65 件のプロジェクトが登録され、うち 37 件から約 9 万トンのクレジットが発行されている。インドネシアにおいては、22 件のプロジェクトが登録され、うち 12 件から計約 5.6 万トンのクレジットが発行済みと、17 か国の中でもインドネシアは JCM 先進国であることを紹介。 ● プルタミナが関与した案件も 2 件ある。 ● JCM は、方法論、プロジェクト、クレジット発行と、それぞれのステージで承認プロセスがあり、承認行為は両国の政府機関が参加する合同委員会によって行われる。また、プロジェクト承認とクレジット発行承認においては第三者機関の審査を受ける必要もある。	

- CCUS は JCM においては新規分野で、今後制度面での整備が必要となってくるが、両国のパリ協定目標達成に多大な貢献をし得る有望な分野となる可能性がある。

プレゼンテーション③ Introduction of the CCU technology for the gas industry in Indonesia	ジョンクェルコンサルティング

本 FS 事業の進捗について以下の通り説明した。

- 1）対象技術の導入に関連する政策・制度の調査、2）事業計画の検討、3）課題と対応策の検討、4）CO2 排出削減効果の検討、5）相手国連携事業の実施については、現地における小規模実証調査がコロナウィルス感染拡大の影響で実施できていないこと以外は全て順調に進んでいる。
- 技術原理は確立されており、現在特許申請を完了した。
- 政策・制度については、既存のガス田に当該技術を導入する場合は、既存設備の更新に該当するため、制度上の追加的な考慮は必要性はないことが明らかになった。しかしながら、新規ガス田に導入する場合は、新たな環境影響評価が必要であり、当該技術をどう評価していくのか、慎重な対応が必要である。
- 当該技術の普及を推進するにあたり、CO2 削減効果を、JCM の枠組みを通じて明確にするのは大変重要であり、そのような活動を通じて、当該技術がインドネシアのガス生産量増加に貢献できると考えている。

プレゼンテーション④ Climate mitigation impact potential of Jonquil's technology	三菱総合研究所

ジョンクェルコンサルティングによるガス田からの CO2 回収・低減事業による CO2 削減量を定量化する JCM 方法論について、以下の点を中心に説明した。

- 前提となる CO2 回収・固定のプロセス
- CO2 削減量の前提となる適格性要件の考え方
- リファレンス排出量およびプロジェクト排出量の排出源の特定。
- 製品利用による回収した CO2 の大気放出、CO2 処理設備からの漏洩、酸性ガス処理・ CO2 圧縮処理による電力・熱消費による CO2 排出は、適格性要件でそのような排出が発生しないことを条件付けし、除外する。それにより、方法論の簡素化が可能となる。
- 当該事業において、天然ガスから回収された CO2 はマグネシウム等の他の物質との反応により低減される。他の物質の調達行程からの排出量については、電源が再エネか否かで排出量が大きく変わってくるため、現時点では最大排出削減可能量としての推定値を算出している。
- 本事業は、不確定要素が残ってはいるものの、大きな削減効果を生み出す可能性を有している。

6. 総括

本調査・検討は、我が国が推進する JCM 等の活用を念頭に、日本企業の強みである CCUS 技術を CCUS プロジェクトとして普及展開して行く中で、弊社独自の技術「天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術」を既存天然ガス精製プラントと新規天然ガス精製プラントへ導入することで、温室効果ガスの大幅削減につながる脱炭素技術の実用化・普及に貢献することを目的とした。

その目的を達成するために、既存天然ガス精製プラントと新規天然ガス精製プラントへの導入について、関連政策・制度規制、事業化計画、課題と対応策、排出削減の定量化、相手国との連携事業等の調査・検討を実施した。

関連政策・制度・規制の調査・検討では、NDC 達成に向けたエネルギー部門における排出量及び目標量達成に向けた投資金額を試算しているが、CCUS への言及はされていないことがわかった。また、RUEN に基づく石油ガス増産計画について、石油は CO2 注入を伴う EOR を活用し、国内生産量を増加させる計画であるが、CO2 の貯留や固定に関しては言及していない。ガスは、新規ガス田開発を通じて国内生産量を増加させる計画となっているが、ガス生産における CO2 の取り扱いに関する言及はしていない。また、技術導入にあたっては、新規天然ガス精製プラントへの導入に限って環境影響評価 AMDAL の申請が必要であることがわかった。

事業化計画の調査・検討では、ABC 天然ガス精製プラントへの技術導入に際しての初期投資コストを算出し、収益性、ビジネスモデルの構築を行い、技術導入による普及戦略を作り出すことができた。特に、ビジネスモデルの構築では、ABC 天然ガス精製プラントへの導入をひとつの CO2 低減化ビジネスモデルとして、その他の天然ガス精製プラントへ順次導入して行く目途が立った。また、技術導入によって、CO2 処理後に副次的物質として高付加価値品であるグラフェン材及び医薬用材が生成される。この 2 つの高付加価値品について、生成内容と販路の可能性等の調査、検討の結果、販路先を絞り込むことができた。

課題と対応策の調査・検討では、既存天然ガス精製プラント及び新規天然ガス精製プラントへの技術導入の観点から行った。既存天然ガス精製プラントへの技術導入の場合には、環境影響評価書の申請は必要ないことが判明した。CO2 濃度の高い天然ガスの処理については、現時点では基準がなく、今後、基準の必要性について、関係省へ新たな法規制立案の提言と働きかけができるとことがわかった。新規天然ガス精製プラントへの技術導入については、新規ガス田開発の環境影響評価を行うことが義務付けられているため、環境影響評価書を作成し申請しなければならないことも明らかになった。

上記のように、本事業の調査・検討によって、弊社独自技術である「天然ガス中の高濃度 CO2 から CO2 固定化及び高付加価値品を製造する技術」を導入することで、インドネシア共和国が目指す CO2 排出削減目標に貢献し、同時に天然ガスの増産、特に埋蔵量は豊富にあるにも係わらず、天然ガスに含まれる CO2 濃度が高いために、生産へ移行できない状況にある天然ガス田の開発を可能にし、電力の安定供給に貢献することがわかった。また、開発促進に関連した制度・法規制、開発によって排出される CO2 の処理法、利用法（副次的物質として高付加価値品であるグラフェン材及び医薬用材が生成）等、天然ガス上流分野全体の低炭素化に向けた政策・制度・規制の新たな提言と働きかけが、今後の技術普及に重要なため、今後も関係機関と緊密な連携を図りながら事業化に向けて邁進していく。

参考文献

(1) 総務省大臣官房企画課「インドネシアの行政」2020 年
(2) 日本国外務省「インドネシア共和国基礎データ」2020 年
(3) JOGMEC 「インドネシアにおける長期電力計画の進捗と石炭輸出動向の調査」2017 年
(4) 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所 「国際エネルギー使用合理化等対策事業（インドネシアにおける省エネルギー・再生可能エネルギー政策分析調査）」2017 年
(5) IDE-JETRO 「インドネシアのエネルギー政策」2011 年 https://www.ide.go.jp/Japanese/IDEsquare/Eyes/2011/RCT201110_001.html
(6) インドネシア総合研究所 「インドネシアの太陽光発電事情」2019 年 https://www.indonesiasoken.com/news/column-solarpower/
(7) IEEJ 「インドネシアの石油・天然ガス：その現状と課題」2006 年
(8) インドネシア共和国 エネルギー・鉱物資源省 Kementerian ESDM RI - Site 2021 年
(9) インドネシア共和国 環境林業省 http://www.menlhk.go.id/ 2021 年
(10) インドネシア共和国 投資調整庁 Badan Koordinasi Penanaman Modal | BKPM 2021 年
(11) ジェトロ インドネシア https://www.jetro.go.jp/world/asia/idn/ 2021 年

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：天然ガス中の高濃度CO2からCO2固定化及び高付加価値品を製造する技術の事業性評価

委託事業名：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）のうちCCUS国際連携事業

受注事業者名：株式会社ジョンクェルコンサルティング

頁	表番	タイトル
P6	図1	CO2低減システム
P13	図2	ABC天然ガス精製プラントにおけるリファレンス（対策実施前）の対象となり得る排出源
P14	図3	ABC天然ガス精製プラントにおけるリファレンス（対策実施後）の対象となり得る排出源
P18	図4	ABC天然ガス精製プラントにおける主な設備の電気使用量
P14	表5	JCM方法論の適正化のためにCO2処理過程での排出に関する考え方
P15	表6	対象プロジェクトに関する方法論の整理
P17	表7	ABC天然ガス精製プラントのメタン精製に係る年間電気使用量の内訳

Mitsubishi Research Institute, Inc.,

FY2020 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Secretariat work for international contribution quantification, feasibility studies for JCM (including CCUS) and capacity building program support and domestic secretariat work for CEFIA): International cooperation in CCUS

The business feasibility evaluation of "CO2 disposal technology from the high-concentration CO2 in natural gas and producing high value-added products"

February 19th, 2021

Jonquil Consulting Inc.

Table of Contents

1. Trend analysis of related policies and systems ----------1

1.1 Policy on Greenhouse Gas Emission Reduction in the Republic of Indonesia ----------1

1.2 Promotion of Natural Gas Use and Environmental Impact Assessment (AMDAL) ----------3

2 Study on the plans for commercialisation----------5

2.1 Examination of concrete plan/commercialisation plan/dissemination strategies towards this business commercialisation ----------5

2.2 Examination of likely profitability and business model with calculating the initial investment cost (design, procurement, construction), operation cost, and maintenance cost ----------7

2.3 Research/Examination for the possibility of deploying the technology not only in the Republic of Indonesia but also in ASEAN countries and the potential for dissemination ----------8

2.4 Research/Examination of the product contents and sales channels of graphene materials and pharmaceutical materials, which are high value-added products ----------9

2.4.1 Contents of the generation of Graphene and potential sales channels

2.4.2 Contents of the generation of pharmaceutical material and potential sales channels

2.5 Economic efficiency, including credit value----------10

3. Examination on the problematic issues and their solutions----------11

3.1 In the case of introducing technology to the existing natural gas refining ----------11

3.2 In the case of introducing technology to a new natural gas refining plant ----------12

3.3 Calculation of consideration for the introduction of the technology ----------12

4. Calculation and estimation of expected emission reduction----------14

4.1 Study on the methodology of GHG emission reduction----------14

4.1.1 Overview

4.1.2 study on the methodology of the project

4.1.3 The computation method for comprehending the contribution

4.2 Calculation and estimation of expected emission reduction----------19

4.2.1 Prerequisites

4.2.2 The reactor energy consumption

4.2.3 Calculation formula of methodology and the trial calculation results

5. Cooperation with the partner country, etc.----------23

6. Conclusion----------25

References----------27

List of Figures

Figure 1 CO2 disposal system----------6
Figure 2 Potential emission sources in reference case----------15
Figure 3 Potential emission sources in project case----------16
Figure 4 Electricity consumption of the leading equipment at the
ABC natural gas refining plant----------20

List of Tables

Table 1 2030`s GHG reduction target in NDC (Nationally Determined Contribution)----------1
Table 2 Reduction targets in the energy sector to achieve NDC----------2
Table 3 Main environmental laws and regulations----------3
Table 4 Existing emissions reduction calculation methodology for CCU----------14
Table 5 Simplifying methodology by eligibility criteria and securing conservativeness----------16
Table 6 Summery for the draft methodology----------17
Table 7 Breakdown of annual electricity consumption at the ABC natural gas refining plant ---19

List of Abbreviations

This report uses the following standardized units and abbreviations.

Unit

In this report	Meaning	Notes
kWh	Unit of electrical energy	Power consumption when the work rate (electric energy) of one kilowatt is continued for one hour
MMSCFD	Gas flow units	Million Metric Standard Cubic Feet par Day

Abbreviations

In this report	Official name	Descriptions / Environmental agency
AMDAL	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan	Environmental Impact Analysis
ASME	The American Society of Mechanical Engineers	High Pressure Container Design Guidelines
EIA	Environmental Impact Assessment	Environmental Impact Assessment
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional	Indonesian National Development Planning Agency
BAST	Berita Acara Serah Terima	Official Delegation Document
BKPM	Badan Koordinasi Penanaman Modal	Indonesian Investment Coordination Agency
BPPT	Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi	Indonesian Agency for the Assessment and Application of Technology
DLH	Dinas Lingkungan Hidup	Jakarta Environment Agency
DSDA	Dinas Sumber Daya Air	Jakarta Special State Water Administration
DKI Jakarta	Daerah Khusus Ibukota Jakarta	Jakarta Capital Special District
HGB	Hag Guna Bangunan	Construction Rights
IATPI	Ikatan Ahli Teknik Penyehatan dan Teknik Lingkungan Indonesia	Indonesian Sanitary and Environmental Engineering Association
ICETT	International Center for Environmental Technology Transfer	International Environmental Technology Transfer Centre
IMB	Ijin Mendirikan Bangunan	Construction Permit
IPAL	Instalasi Pengolahan Air Limbah	Wastewater Treatment Facility
IUT	Ijin Usaha Tetap	Permanent Operation Permit
KPPIP	Komite Percepatan Penyediaan Infrastruktur Prioritas	Priority Infrastructure Development Promotion Committee
KLH	Kementerian Lingkungan Hidup	Ministry of Environment and Forestry
MPA	Metropolitan Priority Area	Jakarta Metropolitan Investment Promotion Special Area
RKL	Rencana Pengelolaan Lingkungan	Environmental Managing Plan
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional	Medium-term National Development Plan

RPL	Rencana Pemantauan Lingkungan	Environmental Monitoring
SNI	Standar Nasional Indonesia	Indonesian National Standard
SPPL	Surat Pernyataan Kesanggupan Pengelolaan dan Pemantauan Lingkungan Hidup	Environmental Management Oath
STP	Sewerage Treatment Plant	Sewage treatment plant
UKL／UPL	Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup / Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup	Environmental Monitoring / Management Method

Summary

On 11 June 2019, Japan adopted the "Long-term Strategy as a Growth Strategy Based on the Paris Agreement" (hereinafter called: "Long-term Strategy"). setting out a "decarbonised society" as the final destination, aiming to ambitiously realise it as early as possible in the second half of this century, and stating that it will boldly work towards an 80% reduction by 2050. Furthermore, on 15 September 2020, the newly appointed Prime Minister, Yoshihide Suga, issued a Decarbonisation Declaration and guidelines aiming for zero carbon emissions by 2050. This is a clear statement of Japan's commitment to decarbonisation.

In the long-term strategy, to achieve a "virtuous circle of environment and growth", we made a clear statement that we now would promptly implement the efforts, contribute to domestic and global efforts, and envision a brighter society with hope for the future, and so on. Furthermore, towards to achieve a "virtuous circle of environment and growth", the three pillars of "promotion of innovation", "promotion of green finance", "promotion of business-led international development and international cooperation" were set out as concrete directions.

Of these, "promotion of innovation" means pursuing the practical application and dissemination of cross-cutting decarbonisation technology that will lead to a significant reduction in greenhouse gases, and the realisation of socially possible costs, which is a crucial decarbonisation technology. One of its essential technology is CCUS (Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage) technology.

Since Japanese companies have strengths in this elemental technology related to CCUS, it is expected that Japan will contribute to global warming countermeasures throughout the world through the spread and deployment of CCUS technology. On the other hand, the development of related such as policies/systems, business models, has become an essential task for the spread and development of CCUS.

Based on the above, this project aims to create a business environment in the Republic of Indonesia where CCUS projects using such as JCM can be promoted and developed under the private sector initiative, set to carry out CCUS Project formation business in either country and region.

Under these circumstances, regarding the utilisation of such as JCM Promoted by Japan, we aim to contribute to the practical application and diffusion of decarbonisation technology that will lead to a significant reduction in greenhouse gas emissions by introducing our company unique technology while promoting and developing CCUS technology, which is Japanese companies' strength, as a CCUS project. To achieve this objective, we envisaged the Republic of Indonesia's introduction of the company's proprietary “CO2 disposal technology from the high-concentration CO2 in natural gas and producing high value-added products”. This project aims to increase natural gas production, which is impossible to shift to production due to the high concentration of CO2 in natural gas, especially although there are abundant reserves. Accordingly, it is to contribute to the stable supply of electricity in the Republic of Indonesia.

In the area of technology introduction, we carried out a research of trends in policies, institutions, and regulations for low-carbon development, including institutions and laws related to the promotion of development and methods for treating and using CO2 emitted by development. This research was also carried out to perform the possibility assessment of establishing such as new policies.

Also, The introduction of the technology into existing natural gas refining plants or new natural gas refining plants for new natural gas field development will produce high value-added products, graphene materials and pharmaceutical materials, as secondary materials after CO2 dispose. We investigated and examined the generate contents and the possibility of sales channels for these two high value-added products.

1. Trend analysis of related policies and systems

In 2019, the Republic of Indonesia raised the agenda at its National Comprehensive Energy Plan (RUEN) that it would increase the share of renewable energy in its power supply mix, and contribute significantly to environmental pollution prevention With the increased production of natural gas. Behind this is the unstable power situation in which private power generators are indispensable in primary buildings, factories, companies, as such, due to frequent power outages and electric leakage.

To dispel the above electricity situation, construction of natural gas pipelines is about to underway in major industrial parks such as urban areas, suburbs, Japabeka, Cikarang, and Karawang. However, even though the demand for natural gas increases by 7% every year, the supply system is insufficient. Also, there is the fact that many natural gas fields, despite abundant reserves, cannot shift to production because the CO2 concentration in natural gas is high.

As one method to improve such unstable electric power situation in the Republic of Indonesia, it would be possible to make new policy proposals for energy that can contribute to society from a clean perspective by providing the technology we are developing. This technology can also be applied to the dispose of CO2 emitted from coal-fired power generation only with only certain adjustments.

Therefore, this research conducted a research and examination of related policies, systems, and regulations toward low carbonisation in line with JCM.

1.1 Policy on Greenhouse Gas Emission Reduction in the Republic of Indonesia

The Indonesian government has set its first reduction target (Nationally Determined Contribution) in the Paris Agreement. Table 1 shows the necessary figures extracted from "the Projected BAU and emission reduction from each sector category", raised in the reduction targets.

Table 1 2030`s GHG reduction target in NDC (Nationally Determined Contribution)

Items	Unconditional mitigation scenario		Conditional mitigation scenario	
	Target (%)	GHGs（$MtCO_2e$）	Targe (%)	GHGs（$MtCO_2e$）
Energy	11	314	14	398
Waste	0.38	11	1	26
Industrial process and Product use（IPPU）	0.10	2.75	0.11	3.25
Agriculture	0.32	9	0.13	4
Forest	17.2	497	23	650
Total	29%	834	38%	1,081

Source）“FIRST NATIONALLY DETERMINED CONTRIBUTION REPUBLIC OF INDONESIA”
https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Indonesia%20First/First%20NDC%20Indonesia_submitted%20to%20UNFCCC%20Set_November%20%202016.pdf

The targets shown in Table 1 are enacted in "Law No.16 year 2016 on Ratification on Paris Agreement to the UNFCC". There are aiming to reduce GHG emissions by 29% (National Effort) compared to BAU by 2030, or to reduce up to 41% (International Support) as conditions with international support such as funds, transferring technology, development and capacity development. Towards this goal, the energy sector plans to reduce GHG emissions by 314-398 million ton. They are setting the medium-term target (2025) that reducing the share of renewable energy in primary energy

supply by 23% and the final energy consumption BAU by 17%.

The reduction target above-mentioned in the energy sector for achieving the NDC estimates the target volume of emission reduction in the energy sector and the amount of investment required to achieve the target volume towards as follow.

- Volume of reduction: 314 million t-CO_2e (as of 2030)
- Investment amount: Rp350 trillion = US$259 billion

Also, it is expected to reduce at the sub-sectors of renewable energy and energy conservation (Energy efficiency improvement). They are shown in Table 2.

Although there is no reference to CCUS here, at the 2nd Indonesia-Japan CCUS Symposium in February 2020, the Deputy Director for Electricity Corporation of the Ministry of Energy and Mineral Resources stated: "CCUS is also one of the programs that would contribute to achieving the goals of NDC. "

Table 2 Reduction targets in the energy sector to achieve NDC

Sub sector	Reduction target volume（million t-CO_2e）			
	2017	**2020**	**2025**	**2030**
Renewable energy	9.39	28.79	108.69	170.42
Energy conservation (Energy sufficiency)	20.78	33.01	52.27	96.33
Clean energy supply	3.02	8.19	15.74	31.80
Fuel shift	10.02	10.02	10.02	10.02
Recycling of post-mine closure	1.94	2.72	4.08	5.46
Total	45.14	82.74	195.80	314.03

Source）

Ministry of Energy and Mineral Resources 「Low Carbon Development On Energy Sector –Overview of the EC and NRE Sector in Indonesia」（15th November 2018 Lecture）

Regarding the oil and gas production increase plan based on RUEN, in oil, the plan is to increase domestic production by utilising EOR (Enhanced Oil Recovery) with CO2 injection but does not mention CO2 storage. In gas, the plan is to increase domestic production through the development of new gas fields, but there is no mention of the handling of CO2 in gas production.

In Indonesia, there is also a move toward creating a domestic carbon market, and there is a possibility that the Indonesian government will use carbon credits to achieve its goals under the Paris Agreement [1]. Therefore, it is assumed that only the surplus that will not be used to achieve the Indonesian government's goals could be tradable in the international carbon market.

[1] "Exploring Market-Based Mechanisms For Low Carbon Business in Indonesia", Coordinating Ministry for Economic Affairs, February 2019
https://jcm.ekon.go.id/en/uploads/files/Document%20JCM/Presentation/Seminar%20on%20Climate%20Actions%20and%20the%20Joint%20Crediting%20Mechanism%20in%20Indonesia%20- %207%20Feb%202019/4._Exploring_Market-based Mechanisms_for_Low_Carbon_Business_in_Indonesia_-_CMEA_Dida_Gardera.pdf (Last viewed : 15 July 2020)

1.2 Promotion of Natural Gas Use and Environmental Impact Assessment (AMDAL)

When developing a new natural gas field, it is obligatory to clear the environmental impact assessment EIA = AMDAL approved by the Ministry of Environment and Forestry in the primary environmental laws shown in Table 3. The AMDAL is configured of four parts, which is “an Environmental Impact Assessment (ANDAL)”, “an Environmental Management Plan (RKL)”, “Environmental Monitoring Plan (RPL)”, and “a Predictive Risk Management Plan (KA-ANDAL)”.

Table 3 Main environmental laws and regulations

1	Environmental Protection and Management (2009 Law No. 23)	Basic law in the environmental field
2	Environmental Licenses (2012 Decree No. 27)	Regulations on Environmental Impact Assessment (AMDAL)
3	Cabinet Order on management of dangerous or hazardous waste (2014 Decree No. 101)	Regulation of waste
4	Water Quality Standards (2014 Environment Minister Regulation No. 5) ((Including partial revision by the 2016 Minister of the Environment Regulation No. 68, etc.)	Regulations on wastewater and environmental licenses
5	Forest law	Regulations on logging and afforestation in forest reserves
6	Mining law	Regulations in the mining industry development and management

Environmental Impact Assessment (EIA, AMDAL) is defined as a tool for identifying the environmental, social, and economic effects before deciding to undertake projects “Proposed project considering interrelated socio-economic, cultural and human health impacts” or “A pre-decision project to start a business in the process of assessing the environmental impact of development”. This is based on the provisions of Article 16 (projects that may have a significant impact on the environment must carry out an environmental impact assessment) of the former Environmental Management Law. It aims to anticipate environmental impacts early in project planning and design, find ways and means to mitigate adverse impacts, shape projects for the local environment, and present forecasts and options to decision-makers.

To summarise AMDAL, Indonesian environmental law requires AMDAL for business and activities and is mainly provided for:

- Those that transform the structure and contours of the environment
- Those that use natural resources, although renewable energy is also included
- Those that may cause environmental pollution, damage or degradation of natural resources
- Those that have and Impacts on the natural and artificial environment, society and culture
- Those that Impacts on the persistence of natural resource conservation areas and the protection of cultural heritage
- Those that Introduce new species of plants, animals and microorganisms
- Those that involve manufacturing/Utilisation of natural or non-natural raw materials
- Those that affect high-risk activities or national defense

- Those that require new technology which could affect a significant impact on the environment

This application came into enforcement on 10th April 2012, by the Indonesian ministries and agencies as 2012 Ministerial Regulation No. 5 ("2012 Regulation No. 5"). They listed a wide range of industries of each business field, including Agriculture, Manufacturing industry & Mining, which requires AMDA. The AMDAL documents will be reviewed by preparing the Terms of Service, Statement of Environmental Impact, Environmental Management Plan and Environmental Monitoring Plan (RKL-RPL) and submitting them to the AMDAL review committee (Komisi Penilai AMDAL). However, The review committee would send its results in the form of recommendation to the ministry, relevant governors, relevant regents and mayors for final approval, and after going through those procedures, the final permission is granted to the applicant by the Minister, the relevant Governor, the relevant Regent and the Mayor.

While conducting these researches and examinations, we reconfirmed that it is obligatory to clear the following four points when developing a new natural gas field:

- ✓ Implementation plan (KA–ANDAL)
- ✓ Environmental Impact Assessment Report (ANDAL),
- ✓ Environmental Management Plan (RKL)
- ✓ Environmental Monitoring Plan (RPL)

To summarise the above, in the oil and gas production increase plan based on RUEN, gas is planned to increase domestic production by developing new natural gas fields. It was also found that it did not mention the handling of CO2 in gas production. As a result of this rearch/examination, it was found that the policy/system/regulation related to CO2 emission control related to the promotion of natural gas Utilization is related to the Environmental Impact Assessment (EIA = AMDAL), and on the results of the implementation of those research/examination brought us to grasp the following two points.

(1) When we investigated the introduction of technology to an existing natural gas refining plant, as it is not new, the application to be made in the form of a facility renewal. Therefore, it is not necessary to apply for AMDAL.

(2) In developing a new natural gas field, in the Environmental Law, it is required to meet that the environmental impact assessment (EIA = AMDAL) which the Ministry of Environment and Forestry clarifies. The AMDAL consists of four parts: Environmental Impact Assessment (ANDAL), Environmental Management Plan (RKL) and Environmental Monitoring Plan (RPL). Besides, it is obligatory to carry out an environmental impact assessment to develop new gas fields regarding the introduction of technology to new natural gas fields. Therefore, an environmental impact assessment for the development of new gas fields must be carried out, and an application for AMDAL must be submitted.

2. Study on the plans for commercialisation

In examining the commercialisation plan, we conducted the research/examination for the following five points.

(1) Specific systems, commercialisation plans, and dissemination strategies for commercialisation about the business need utilising such as policies proposed in "related policies, systems, and regulations (1)", towards the demonstration after FY2021.
(2) For examining the economic efficiency of introducing the technology to the ABC natural gas refining plant in Java, considering profitability and business model by calculating the initial investment costs (design, procurement and construction), operating costs and maintenance costs.
(3) The potential of the technology expansion and its dissemination, in the Republic of Indonesia and also in ASEAN countries.
(4) Details of the production of high value-added graphene materials and pharmaceutical materials and their potential sales channels.
(5) Economic efficiency, including credit value.

For (5) noted above, it would be described in detail in Section 4's ” Calculation and estimation of expected emission reduction”, because of computing, including CO2 emissions calculation.

2.1 Examination of concrete plan/commercialisation plan/dissemination strategies towards this business commercialisation

In the trend analysis of related policies and systems and regulations in Chapter 1, one of the ways to solve the unstable electricity situation is to provide CO2 disposal technology (the technology to dispose of CO2 from natural gas fields containing high concentrations of CO2 and produce high value-added products); thus it will enable the development of natural gas fields containing high concentrations of CO2, and it can increase the natural gas supply. We found that the relevant policies, institutions and regulations for their introduction were relevant to the Environmental Impact Assessment AMDAL in the research and examination in Chapter 1. When introducing technology to an existing natural gas refining plant, it does not conflict with AMDAL. However, it was considered that a new proposal should be made that it need to grasp through monitoring that the introduction of technology has disposed of CO2. Besides, when developing a new natural gas refining plant, it is necessary to prepare and apply for an environmental impact assessment AMDAL, but CO2 emissions follow the conventional monitoring method. Since the CO2 disposal technology envisaged in this project is disposing of CO2, it was thought that new proposals could be made to the relevant policies, institutions and regulations on how and in what way to monitor this disposal. The research and examination found that business needs would increase further by making new proposals for these related policies, systems, and regulations.

Figure 1 shows a specific system for commercialisation. The mechanism shown in Figure 1 enables CO2 processing. After treatment, two products would be generated as secondary substances: crystalline graphene and a product that can be applied as a raw material for pharmaceuticals [2]. Of the

secondary substances, crystalline graphene can be used as a CO2 separation membrane, and the prototype has already confirmed its effectiveness by conducting tests using actual nature gas. ① in the figure shows the CO2 separation membrane currently under development, ② in the figure shows the new material that would be reacted with CO2, and ③ in the figure shows the main reactor (VIRTUS) for reacting the new material with CO2. The new material and the CO2 are mixed and processed in this reactor. This reactor is the heart of the CO2 disposing mechanism.

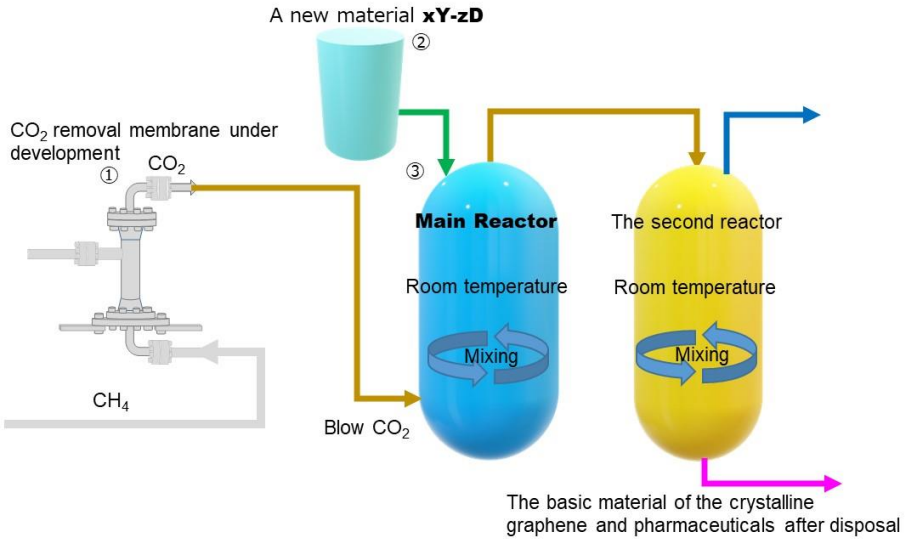


Figure 1 CO2 disposal system

The features of the technology would be summarised in the following three points.

- The necessary primary technology of CCUS is to concentrate CO2 and embed it in the ground. This technology uses Mg (magnesium) partially, and by mixing CO2 with a new material mixed with other materials, CO2 can be captured as Mg (CO3) (Magnesium carbonate), and the Graphene and pharmaceutical materials are produced as secondary substances [2]. Therefore, it can be said that it is a new technology that does not exist in any other country or company.
- The gas pressure of the natural gas refining plant to be introduced is 3.5Mpa, and it is put into the VIRTUS reactor while maintaining the pressure, and it is a mechanism to minimise CO2 by causing convection in the layer and mixing it with the new material. It does not require heating or transportation (power) in operation, so there is no direct emission of new CO2.
- The system enables the development of undeveloped natural gas fields with high concentrations of CO2 (more than 40 mol%) in raw natural gas. Thus, it is possible to respond to an increase in demand for natural gas. As a result, it would also contribute significantly to the republic of Indonesia's e economic development and stable energy supply.

We aim to introduce the CO2 disposal equipment mentioning above, operated in this way, to other existing natural gas refining plants and new natural gas development. Also, after gaining a track record at PT. PERTAMINA in the Republic of Indonesia, we intend to introduce key decarbonisation technologies with the support of METI, utilising the JCM framework that Japan

has been implementing with 17 partner countries since 2013. Also, Japan has implemented more than 65 [3] emission reduction projects with partner countries, and we are going to utilise this track record to promote the introduction of these projects.

2.2 Examination of likely profitability and business model with calculating the initial investment cost (design, procurement, construction), operation cost, and maintenance cost

We researched and examined the design, procurement, construction, operation costs, and maintenance costs when CO2 disposal technology was considered the equipment.

The cost for the reactor design for CO2 disposal and secondary substances, manufacture, inspection, annual new material purchase as such, would be estimated to be 580,000,000 JPY, the construction work cost would be 220,000,000 JPY, and the trial run would be 8,000,000 JPY. So it makes the total initial investment to be approx. 808,000,000 JPY. In-plant equipment, the depreciation period is usually set to 20 years among major oil and gas producing countries.

However, since the CO2 disposal technology used in this project has not been fixed and operated like conventional oil and gas production technology and equipment, the depreciation period was set at ten years to ensure its safety. As a result, the annual depreciation would be 80,800,000 JPY against an investment of approx. 808,000,000 JPY. Depreciation is included in the expenditure for introducing the technology in question, but it also constitutes income to secure revenue. For the information, the operation cost is small enough from the entire plant operation viewpoint, so it is reckoned included in the plant equipment cost from operating the entire plant. We conducted the profitability research and examination with the precondition that CO2 technology has been in operation since 1 January 2022. The revenue is obtained from CO2 emissions trading, as one example. The volume of CO2 emitted by the introduction of CO2 disposal technology is calculated assuming that it is introduced in the ABC natural gas refining plant operated by PT. PERTAMINA EP. The ABC natural gas refining plant refines approximately 240,000 ton of methane annually. CO2 is separated during its production process, and the volume of this separation is about 240,000 ton. Of this volume, about 70%, or 168,000 ton would be sold for consumer use, the remaining 30% or 72,000 ton would be released into the atmosphere. The profitability research and examination is based on assuming that this technology would treat 72,000 ton of emissions. The emissions credits price is quoted from the London carbon emissions futures trading[4)] and the average of the values traded between 1 August 2020 and 1 January 2021. The emissions trading price per ton of credits on 1 August 2020 was €21.06 (EURJPY at the time: 130.74 JPY[5)]), the emissions trading price per ton of credits on 1 January 2021 was €31.68 (EURJPY rate at the time: 125.21 JPY). If the average calculated between the price changes at a low level and a high level, the emissions trading price per ton of credit would be approximately 2,300 JPY.

If 72,000 ton of CO2 released to the atmosphere were processed at the emissions trading price per ton of credits, the annual income would be 165,600,000 JPY. If then adding 80,800,000 JPY for depreciation to this income, the annual income from 1 January to 31 December 2023, will be 246,400,000 JPY. Also, there are expected to be gaining on the sale of graphene materials and

pharmaceutical materials generated as high value-added secondary substances through CO2 disposal; however, these are not reflected in earnings as the sales volumes are the unknown stage. If the annual revenues mentioned earlier would be remaining steady, the full volume of the initial investment can be recovered by the beginning of the sixth year after the operation.

2.3 Research/Examination for the possibility of deploying the technology not only in the Republic of Indonesia but also in ASEAN countries and the potential for dissemination

After gaining a track record at PT. PERTAMINA in the Republic of Indonesia, we intend to introduce key decarbonisation technologies with the support of METI, utilising the JCM framework that Japan has been implementing with 17 partner countries since 2013. Also, Japan has implemented more than 65 emissions reduction projects with partner countries, and we are going to utilise this track record to promote the introduction of these projects.

The countries and regions to be considered for dissemination would be Java, Kalimantan and Sumatra in Indonesia, Sarawak in Malaysia, Nongphab District in the Kingdom of Thailand, and Lumut District Brunei Darussalam. The specific dissemination plan would be described in Section 4.1.3.

Figure 3 shows the differences in the process before and after introducing this technology into the natural gas plant. The red dotted line area in the figure shows that some equipment may become unnecessary as introducing the CO2 disposal mechanism in this unit reduces the load on the Methyl DiEthanol Amine (MDEA) and Di Ethylene Glycol (DEG) facilities, which separate the CO2.

2.4 Research/Examination of the product contents and sales channels of graphene materials and pharmaceutical materials, which are high value-added products

The introduction of the technology into existing natural gas refining plants and new natural gas refining plants to develop new natural gas fields would produce high value-added products such as graphene materials and pharmaceutical materials as secondary substances after CO2 disposal. We researched and examined the contents of generate and the possibility of sales channels about these two high value-added products.

---

[2] Narayan S. Hosmane, other "Conversion of carbon dioxide to few-layer graphene", Cite this: J. Mater. Chem., 2011, 21, 9491

[3] Global Environment Partnership Office Ministry of Economy, Trade and Industry "METI's cooperation for GHG emission reduction-Joint Credit Mechanism-" 15 January, 2021
MRI "Joint Crediting Mechanism between Indonesia and Japan", Current State of Play 15 January, 2021

2.4.1 Contents of the generation of Graphene and potential sales channels

The graphene material produced after CO2 treatment is used as a graphene material. It is called carbon atom sheet, a beehive-like hexagonal lattice structure made up of carbon atoms and their bonds, consisting of many stacked graphene sheets of 0.34 nanometres in thickness. Physical properties could be a more potent substance than a diamond in a plane because the bonds between carbons would be more robust than the diamond structure. As a characteristic, it has high thermal conductivity, and the electrical conductivity would be higher than copper, so it could also be an expectable substance.

The purpose of the graphene material produced as a secondary substance after this CO2 disposal is to sell the graphene oxide material as a dispersion solution with different concentrations and use it as a graphene material. On the purchasing side, the dispersed solution of graphene oxide material is filtered at room temperature, and use the powder remaining after filtration. The graphene oxide powder made in this way can have a higher surface area than standard graphene products due to the efficient control of the carbon and oxygen content. The powder as a precursor of graphene can be used in various applications such as surfactants, photonics, optoelectronic devices, water filtration, protective coatings. Products, such as batteries, transparent conductive electrodes, functional inks, flexible displays, antistatic coatings, RFID (Radio Frequency Identifier) antennas, have already been put on the market due to their electrical, electronic, optical, and mechanical characteristics.

2.4.2 Contents of the generation of pharmaceutical material and potential sales channels

A magnesium-based pharmaceutical material generated after CO2 treatment is a gastrointestinal drug that neutralises or adsorbs gastric acid to reduce its action, or used in medicines that form gels and adheres to the gastric mucosa, covers and protects the ulcer surface, and relieves acid irritation. It is used for treating hyperacidity, gastric/duodenal ulcer, and gastritis. It is also used in combination to enhance the effects of digestive enzymes such as diastase.

Magnesium oxide, magnesium hydroxide, and heavy magnesium oxide preparations are produced by many medical material-manufacturing companies.

From the above, this secondary substance Pharmaceutical material can be expected to be marketable.

2.5 Economic efficiency, including credit value

JCM is a means for achieving the GHGs emission reduction target by crediting CO2 emission reduction using the Clean Development Mechanism (CDM) through the spread of low-carbon technology in Japan. Therefore, since the primary purpose is how far the credit could be generated, for the partner country that is considering the introduction of the technology, the issue would be how to grasp the market mechanism. Therefore, on the premise that the introduction of this technology would enable CO2 emission disposals to be sustainable, we examined the economic feasibility of crediting, taking into account the following points.

- Simple and has sufficient effects on the environment

- The mechanism that can appropriately evaluate the volume of reduction by low-carbon technology
- A methodology that places fewer burdens on the technology introduction destination and does not require baseline changes for each target country when the technology is introduced from the Republic of Indonesia to ASEAN countries.

With the above as a basic idea, as calculated in Section 2.2, if this technology were introduced into PT. PERTAMINA's existing ABC natural refining plant, the emission-trading price per ton credit would be approximately 2,300 JPY [4,5]. If 72,000 ton of CO2 released into the atmosphere were processed at the emissions trading price per ton of credits, the annual profit would be 165,600,000 JPY. The initial cost of introducing this technology would be approximately 808,000,000 JPY, and the gain on the sale of secondary high-value-added substances due to CO2 disposal could be expected, so the economic efficiency of crediting would be sufficiently secured.

[4] Invesment.com , Emissions Future Trading - 18 January 2021
https://jp.investing.com/commodities/carbon-emissions

[5] 77 Bank EURJPY Exchange rate updated January 2021

3. Examination on the problematic issues and their solutions

In examining issues and countermeasures, when developing natural gas fields with high CO2 concentration, the methane production volume will be lower than that of existing natural gas fields due to the higher CO2 concentration contained in the natural gas. Therefore, regarding examination for "the change of production facilities", "the scope of applying the current consignment rules determined by the methane production volume", and "the segregation/consolidation between profit margin restrictions in the pipeline field and gas terminal sales operations", we aggregated the issues and examinations for introducing technology to existing and new natural gas refining plants because the following was found as the research and examination proceeded.

- Under the current consignment rules, a contract is signed between "PT. PERTAMINA" and "the consignee" according to the volume of methane production under the Ministry of Energy and Mineral Resources' approval and consigned through the pipeline regularly.
- In the case of the development of the new natural gas fields with high CO2 concentration initially, it was considered needing to be examined following cases because the methane production volume will be lower than that of existing natural gas fields due to the higher CO2 concentration of the natural gas.
  * The change of production facilities
  * The scope of applying the current consignment rules determined by the methane production volume
  * The segregation/consolidation between profit margin restrictions in the pipeline field and gas terminal sales operations.

  However, in consultation with "PT. PERTAMINA", it was confirmed that the decrease in methane production had no effect on the consignment itself, and there was no need to change the rules. Therefore, when developing a natural gas field with a high CO2 concentration, we decided to conduct a research and examination focusing on environmental impact assessment.

3.1 In the case of introducing technology to the existing natural gas refining

In the case of introducing technology to an existing natural gas refining plant, it was found that there is no need to apply for AMDAL since the application for the installation of equipment would be made under the name of equipment renewal. However, as this technology is mainly used for CO2 disposal, the monitoring of CO2 emission as defined in the environmental impact assessment is considered unnecessary, but following the necessity of proving that CO2 emission is minimised through monitoring demonstration examination. In response to this matter, we examined the environmental impact assessment and related laws and regulations with keeping in mind that to prepare formal equipment renewal documents related to this technology introduction and explaining it to related departments and related parties, after the demonstration examination.

At existing natural gas refining plants that are considered introducing technology, CO2 in natural gas is separated by an amine absorption tower, 70% of the separated CO2 is sold for consumer use, and the remaining 30% would be released into the atmosphere together with acid gas, through the chimney which is up to max 40 meters high. However, With the introduction of this technology, CO2 emissions per day can be reduced as much as possible.

It was found that in the case of the introduction of the technology in existing natural gas refining

plants, no application for an Environmental Impact Assessment Report is required. However, the setting of targets for reducing CO2 emissions from introducing the technology would contribute to the climate change mitigation policy enacted as Law No. 16 of 2016 following the Paris Agreement's ratification. Although it does not hinder the introduction of technology, to formulate the "CO2 disposal program" newly might allow us to make proposals for new legislation to the relevant ministries about the necessity of the future standard.

3.2 In the case of introducing technology to a new natural gas refining plant

Regarding the introduction of technology to new natural gas refining plants, it is obligatory to carry out an environmental impact assessment to develop new gas fields, so an environmental impact assessment report must be prepared and applied. As an issue, It is necessary to carry out an environmental impact assessment related to introducing this technology, then applying for AMDAL.

The introduction of a new natural gas refining plant is related to the new legal system development and JCM-Conversion, described later. Therefore, we would plan to continue making policymaking recommendations on the legal system development to the Indonesia government and promoting JCM-Conversion.

3.3 Calculation of valuation pricing for the introduction of the technology

This technology introduction into existing and new natural gas refining plants would be put into operation after the demonstration. During the demonstration phase, PT. PERTAMINA's internal regulations (Equipment Renewal Standards (not disclosed)) would be used to determine the project's effectiveness, and if it were deemed sufficient, it would be certified as "facility safe operation". As setting this certified date as the technology introduction date, JQC would lend the patent right for using this technology to "PT. PERTAMINA" as an exclusive license.

The calculation method of the volume of disposing of CO2 emissions and valuation pricing by lending the exclusive license would be decided by the following method on agreement with "PT. PERTAMINA".

- The calculation method of CO2 emission disposing volume
  - The amount of CO2 disposal achieved by operating for one year from the technology introduction date would be calculated using the JCM methodology.
  - Although the CO2 emission-disposing volume is not specified in the Environmental Impact Assessment (AMDAL) for the case introducing to the existing natural gas refining plant, it would be carried out using the same monitoring method for introducing to the new natural gas refining plant.
- The calculation method of valuation pricing
  - We would assume the emission reductions calculated by JCM's methodology as the revenue obtained through emissions trading.

- From the above revenue, determine the appropriate valuation price of the exclusive technology license. This shall be the royalty for the exclusive technology licence.

4. Calculation and estimation of expected emission reduction

In quantifying emission reductions, we examined the methodology of GHG emission reductions applicable to the project and estimated the estimated emission reductions using the method. We also studied the JCM methodology and estimated the emission reductions utilising this methodology. In particular, we clarified the process of CO2 disposal and studied the effect of CO2 disposal when this technology is introduced to the ABC natural gas refining plant in Java.

Following these examinations, we also carried out to estimate the CO2 disposal that could be achieved if we disseminated the technology to ASEAN countries.

4.1 Study on the methodology of GHG emission reduction

4.1.1 Overview

The precedents of the methodologies to calculate the reduction of CCUS in each system are shown in Table 4. Sorting out ideas with Plastic manufacturing using methane, Japan Concrete Industry and Mitsubishi Research Institute, creates table 4. Based on Table 4, the identification of emission sources, GHGs and the eligibility requirements were examined.

Table 4 Existing emissions reduction calculation methodology for CCU

	Emissions sources	Eligibility Criteria (Applicability conditions)	Key feature
VM0040 (2019) : CO2 and Methane Capture and Utilization in Plastic Materials	Baseline emissions： ➢ Captured CO2・CH4 calculated by number of **carbon molecules in produced plastic** ➢ **Emissions from fossil fuels utilization in producing conventional plastic substituted by Project** Project emissions： ➢ Emissions from electricity and fossil fuels consumption at the project production facility ➢ **Emissions from combustion ofplastics produced in the project**	• Source GHGs must be **derived from GHGs that would be emitted to atmosphere without project** • Source GHGs **must not such GHGs that was already contracted to be used for energy production**	✓ No direct monitoring of captured CO2 and CH4 ✓ Eligibility criteria include an expected lifetime of at least 100 years ✓ Baseline emissions includes GHGs from traditional plastics production that is replaced by project
JCM PJ-NIPPON CONCRETE INDUSTRIES CO.,LTD. (2017)	Reference emissions： ➢ **Captured CO2 is calculated by ratio in carbonate that is sold or stockpiled in the site** Project emissions： ➢ Emissions from electricity usage in CCUS plant ➢ **Emissions by CO2 sink material procurement (transportation)**	• **Ensuring chemical conditions to prevent re- emission of CO2 fixed in calcium carbonate**	✓ No direct monitoring of captured CO2 ✓ Emissions by CO2 sink material procurement are accounted ✓ Eligibility Criteria removes possibility of emissions after CO2 fixation
Mitsubishi Research Institute (2016) : CCS-EOR	Reference emissions：Injected CO2 Project emissions： ➢ CO2 emissions from fossil fuel and electricity consumption in capturing, transporting and injecting CO2 ➢ CO2 and CH4 emissions from flaring and venting ➢ **CO2 leaked from ground equipment well and others**	• Gas chimney is not detected by 3D seismic monitoring • CO2 injection plan to prevent exceeding initial pressure • Insuring closure of injection well by contract and finance • Maximum injection capacity is simulated	✓ Taking into account O2 leakage from ground equipment wells and others

4.1.2 Study on the methodology of the project

By referring to the precedent cases shown in Table 4 in Section 4.1.1, the ABC natural gas refining plant's emission sources to be covered by the project have been examined, and the concept of reference emissions and project emissions are summarised as follows.

Here, in the schematic process flow of the ABC natural gas refining plant, entering "the emission sources that can be the target" of the Reference Emission (before the measures are implemented) in Figure 2, and entering the emission sources that can be the target of the Project

Emissions (after the measures are implemented) in Fig. 3. The contents of the Reference Emissions R1 to R3 and the Project Emissions P1 to P4 shown in the figure are shown below.

- Reference Emissions
  - ✓ R1: CO2 emissions previously released into the atmosphere (excluding sales)
  - ✓ R2: Electricity and heat consumption from acid gas treatment and CO2 compression process (emissions from conventional raw material natural gas treatment)
  - ✓ R3: Fossil fuel inputs required for the production of methane, ethane, graphene and pharmaceuticals subject to substitution

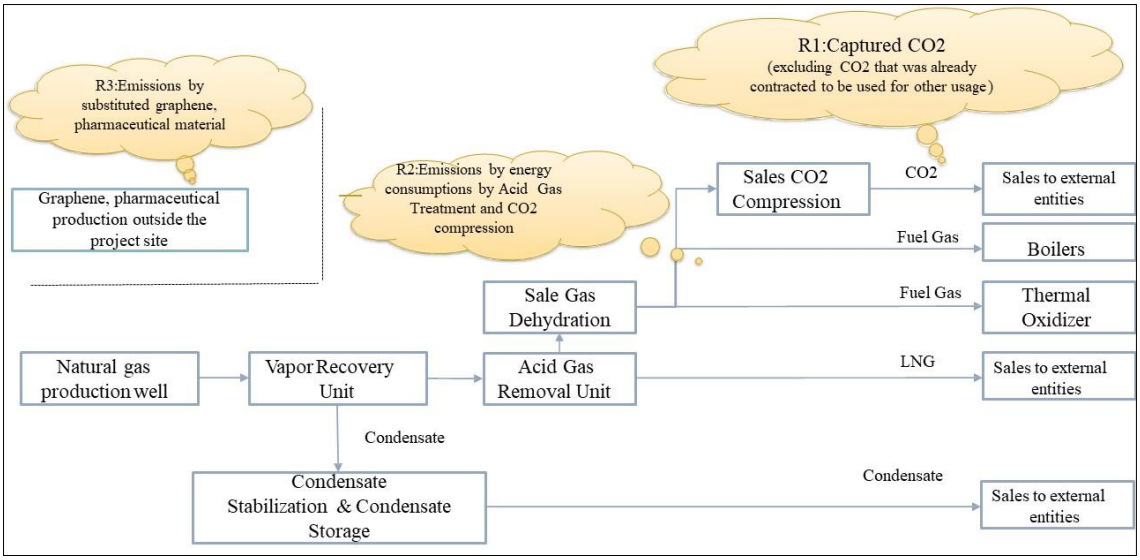


Figure 2 Potential emission sources in reference case

- Project emissions
  - ✓ P1: Atmospheric release of recovered CO2 from product use
  - ✓ P2: Leakage from the CO2 treatment plant
  - ✓ P3: Compressor power for pressure increases as such.
  - ✓ P4: Electricity and heat consumption for acid gas treatment and CO2 disposing treatment (emissions from raw material natural gas treatment after the reactor installation)
  - ✓ P5: Emissions from procurement of reactants (magnesium, new material XYZ)

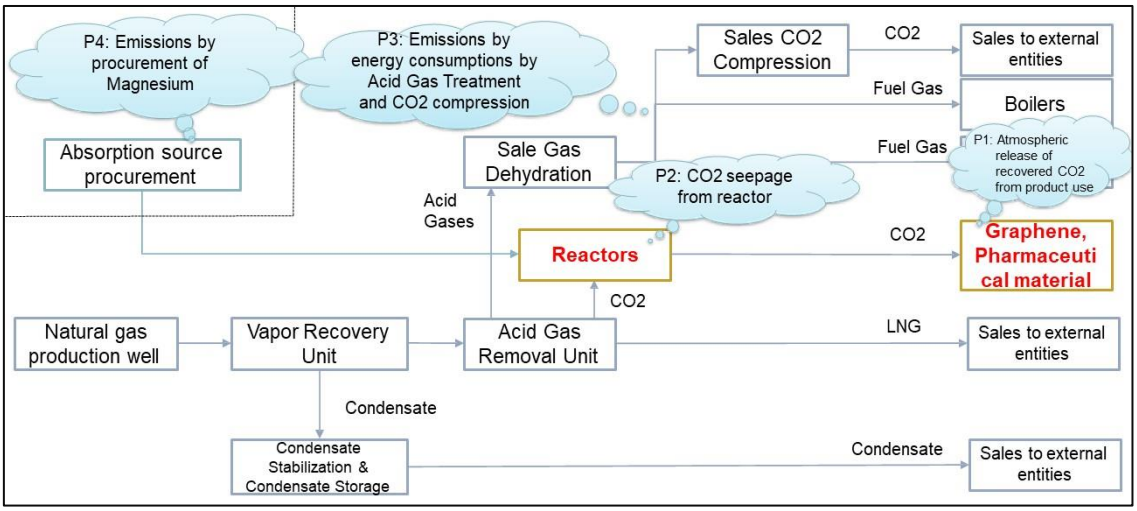


Figure 3 Potential emission sources in project case

Table 5 shows the result of the optimised JCM methodology, in terms of Reference Emissions and Project Emissions based on Table 2 and Table 3.

Table 5 Simplifying methodology by eligibility criteria and securing conservativeness

Omitted	Reason
P1:Re-emissions of captured CO2	➢ If the captured CO2 is utilized as Graphene and Pharmaceutical material, it is thought to be not emitted after. ➢ Therefore, re-emissions of captured CO2 is omitted if the project satisfy the eligibility criterion that "product of the project is utilized for such usage without combustion as Graphene and Pharmaceutical material.
P2: CO2 seepage from reactor	➢ CO2 seepage from reactor can be prevented if the reactor is built in accordance with chemical plant requirement of strict containment. ➢ Therefore, CO2 seepage from reactor is omitted, with eligibility criterion of "complying with the standards requiring strict containment (e.g. ASME :American Society of Mechanical Engineers).
R2 P3: Emissions by energy consumptions by Acid Gas Treatment and CO2 compression	➢ Amount of treated CO2 in Acid Gas Treatment and CO2 compression is thought to be decreased if the reactor at the project capture CO2. ➢ Therefore, emissions by energy consumptions by Acid Gas Treatment and CO2 compression can be omitted considering conservativeness.
R3:Emissions by substituted graphene, pharmaceutical material	➢ This can be omitted considering conservativeness.

We organised the contents described above, as a methodology related to the subject project, from the viewpoints of methodology, aggregation, and remarks and that can be expressed in Table 6.

Table 6 Summery for the draft methodology

Methodology component	Summery	Remarks
Eligibility criteria	■ The project captures CO2 and produces carbon feedstock at natural gas production plant and utilizes the feedstock as Graphene and Pharmaceutical material	■ Re-emissions of captured CO2 is omitted with this criteria.
	■ Magnesium is produced from non-carbonates such as seawater-containing magnesium chloride	■ If magnesium is produced by decarboxylation of dolomite, project emissions will be significant.
	■ The reaction takes place at room temperature without energy consumption.	■ When validating, evidence must be submitted to ensure the reaction takes place at room temperature without energy consumption ➢ Production method is preferred to be indicated.
	■ Complying with the standards requiring strict containment (e.g. ASME :American Society of Mechanical Engineers).	■ CO2 seepage from reactor can be prevented if the reactor is built in accordance with chemical plant requirement of strict containment. ■ When validating, evidence must be submitted to ensure the standard.
Reference emissions	■ Captured CO2 (excluding CO2 that was already contracted to be used for other usage) ➢ Produced carbon(t-C)*44/12(t-CO2/t-C)	■ Amount of carbon produced is accurately monitored with transaction document (e.g. invoice)
Project emissions	■ Emissions by procurement of Magnesium ➢ Procured Magnesium(t) *Electricity consumption intensity(MWh/t-Mg) *Electricity emission factor（t-CO2/MWh） ➢ Discounting reduction with ratio of CO2 that was already contracted to be used for used for other usage.	■ Reference data shows electricity consumption intensity as 14MWh/t-Mg (The Japan Magnesium Association)

4.1.3 The computation method for comprehending the contribution

As it would be described in 4.2 later, we confirmed that the estimated emission disposing volume is 71,593 t-CO2 / year compared to the CO2 annual emissions volume of 72,000 ton/year set in the preconditions. As a result, the estimated emission reductions correspond to 99.43% of the annual emissions. Therefore, using this as the business model, in Indonesia, the annual CO2 emission reduction from introducing this technology into the existing Cep natural gas refining plant would be 119,316 t-CO2/year with the assumption is that the annual CO2 emission processed were 120,000 ton/year.

Similarly, if installed in other existing natural gas refining plants, the following emissions reductions (disposing of emissions) are expected, respectively.

<Cirebon, existing natural gas refining plant>

Approx. 238,632 t-CO2/year against the assumed CO2 emissions of 240,000 ton/year

<XYZ, new natural gas refining plant>

Approx. 318,760 t-CO2/year against the assumed CO2 emissions of 320,000 ton/year

In total, the four natural gas refining plants in Indonesia could achieve disposing of 747,714 t-CO2 / year from the assumed CO2 emissions of 752,000 ton/year within approximately five years. If this achievement were introduced further into natural gas refining plants such as Kalimantan and Sumatra, disposing of CO2 emissions are assumed to be expanded further.

Based on those track records of the CO2 reduction (dispose of CO2) in the Republic of Indonesia, we examined the dissemination of this technology in Malaysia, Thailand, Brunei-Darussalam, which have large reserves of natural gas among in ASEAN countries.

(1) The annual natural gas refining volume

According to GLOBAL NOTE (2019 latest data) [6], the annual natural gas refining volumes are as follows.

- Malaysia : 78,810,000 ton/year
- Thailand : 35,000,000 ton/year
- Brunei-Darussalam : 12,980,000 ton/year

(2) Annual LNG refining volume and CO2 emissions

Based on our private data [7], we can presume the following.

- LNG refining plant in Bintulu, Sarawak, Malaysia
  - Annual LNG refining volume : 25,700,000 ton/year
  - CO2 emissions: 3,855,000 ton/year
- LNG refining plant in Nongphab district, Thailand
  - Annual LNG refining volume : 7,500,000 ton/year
  - CO2 emissions: 1,125,000 ton/year
- LNG Refining Plant in Lumut, Brunei-Darussalam
  - Annual LNG refining volume : 1,800,000 ton/year
  - CO2 emissions: 90,000 ton/year

(3) The setting of an emission reduction volume

In the case of the introduction of the technology to an existing natural gas refining plant in the Republic of Indonesia, if a 30% treatment rate is applied to the annual CO2 emissions from the natural gas refining plant as set out in Section 4.2.1, the annual reduction can be assumed as follows.

- LNG refining plant in Bintulu, Sarawak, Malaysia
  (3,855,000 ton×0.3)×0.9943 = 1,149,908 ton/year
- LNG refining plant in Nongphab district, Thailand
  (1,125,000 ton×0.3)×0.9943 = 335,576 ton/year
- LNG Refining Plant in Lumut, Brunei-Darussalam
  (90,000 ton×0.3)×0.9943 = 26,864 ton/year

As described above, we have established a pathway to quantification to reduce CO2 reduction when this technology is disseminated to ASEAN countries. Combined with the emission mentioned above reduction volume of 3,738,570 ton/year due to the dissemination to 14 locations in Indonesia, an annual emission reduction effect of about 5.25 million ton is expected.

---

[6] GLOBAL NOTE Annual natural gas production, access on 10 February 2021
https://www.globalnote.jp/?cat=49&s=%E7%94%9F%E7%94%A3%E9%87%8F

[7] Jonquil Consulting Inc., "Research of CO2 Concentrations in Natural Gas", May 2020.

4.2 Calculation and estimation of expected emission reduction

4.2.1 Prerequisites

The examination conditions and the following items and numerical values were set for making a trial calculate the estimated emission reductions.

- Annual CO2 emissions from existing natural gas refining plants: 240,000 ton/year
- CO2 annual processing volume is 30% of annual emission volume: 72,000 ton/year
- Annual usage of new materials at the time of technology introduction: 72 ton/year
- Breakdown of annual usage of new materials (Mg, α, β, γ)

Here, magnesium disposes of CO2, it becomes carbon and magnesium oxide. Also, substances α, β, and γ combine with CO2 and have properties as catalysts (when functioning as a catalyst, CO2 separates into carbon and oxygen). Therefore, it is possible to treat a large volume of CO2 by adding just a small amount compared to the volume of CO2 to be disposed.

4.2.2 The reactor energy consumption

The annual electricity consumption for methane refining at the ABC natural gas refining plant is 876,000kWh (not disclosed) based on actual results. The plant's annual electricity consumption as a whole, 876,000 kWh, was taken as 100, and the ratio of annual electricity used by the individual installations was calculated. Based on that ratio, the annual electricity data for the individual equipment were calculated. It is shown in Table 7.

Table 7 Breakdown of annual electricity consumption related to methane refining

Table 7 Breakdown of annual electricity consumption at the ABC natural gas refining plant

Plant equipment name	Annual electricity consumption (kWh)	
	Ratio (%)	Individual equipment electricity consumption
Natural Gas production well / Vapor recovery unit / Condensate stabilization / Condensate storage, and other units	25	219,000
Acid Gas removal unit (High and low pressure compressor/ Boost compressor / High temperature boiler / Heat exchanger, etc.)	55	481,800
Acid gas dehydrator	10	87,600
Sales CO2 compression (Compression compressor / Cylinder injection / pipeline, etc)	10	87,600
Total	100	876,000

To be based on Table 7, if added to the emission sources that can be the target of the project emissions (after the measures are implemented) in the ABC natural gas refining plant shown in Figure 3, will be shown in Figure 4 (dotted frame).

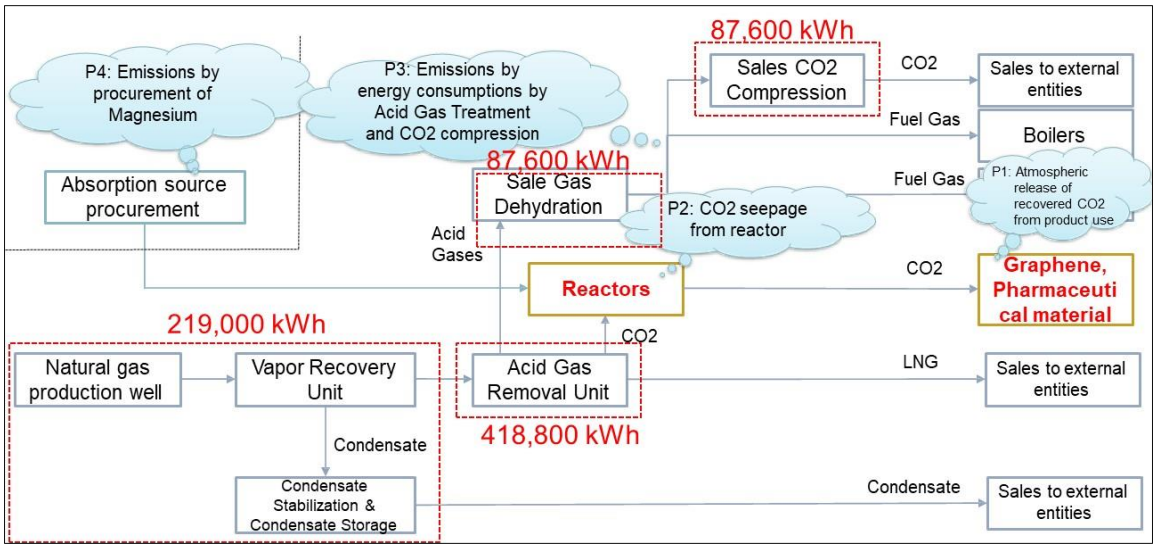


Figure 4 Electricity consumption of the leading equipment at the ABC natural gas refining plant

Based on Table 7, the installation (VIRTUS)'s annual electricity consumption with the introduction of this technology is 43,800 kWh from equation (1).

Annual electricity consumption (X) = 120 kWh/day x 365 days = 43,800 kWh ---------- (1)

Regarding power consumption, the possibility of supply by solar panels was examined. When the area required for installation is calculated, the area required installing 1kw of solar panels would be approximate 8m2 at an installation angle of 10°C relative to level ground. At an angle of 30°C, it would be about 11.7m2. The average flatland temperature at the ABC natural gas refining plant site is 30°C, and the installation angle was set at ten °C because the site is flat and there are no obstacles around to block the sunlight.

Since the annual electricity consumption of the equipment (VIRTUS) due to the introduction of technology is 43,800kWh from equation (1), if the annual power generation volume is 50,000kWh, the panel size 100cm x 170cm is used with the installation capacity of 50kWh. In that case, the required number of panels is at least about 167, and the required area is about 400 m2 (20 m x 20 m).

As a result of this examination, it might be possible to sort out the theory that it would not need an additional energy source when supplemented with sunlight, renewable energy. In the trial calculation described later, just in case, the reactor's energy consumption is also calculated as the project emission in the trial calculation of the emission reduction volume.

4.2.3 Calculation formula of methodology and the trial calculation results

Based on the summary of methodologies mentioned above, calculating formula for calculating the volume of reduction and the trial calculation result are described below.

(1) Reference Emissions

$$RE_p = C_p \times \frac{44}{12}$$

here,

RE_p	=	Reference emissions [t-CO2/p] of period p	→ Calculation
C_p	=	Elementary carbon production [t] of period p	→ Measurement of production or output or Contracts and receipts documents with sales partners

(2) Project Emissions

$$PE_p = EC_p \times EF_{elec} + Q_{RC,p} \times EF_{RC} + \Delta CO2_{div,p}$$

and,

$$\Delta CO2_{div,p} = \max(CO2_{mindiv,hist} - C_{div,p}, 0)$$

This is, if the volume of CO2 used for other purposes is below the historical minimum, it is considered to have been diverted in this project and is deducted.

here,

PE_p	=	Project emissions [t-CO2/p] of period p	→ Calculation
EC_p	=	Power consumption [MWh/p] of the reactor of period p	→ Monitoring
EF_{elec}	=	CO2 emissions [t-CO2/MWh] per unit volume of electric power	→ National data, etc.
$Q_{RC,p}$	=	Required volume of reactants material (for instance, magnesium, etc,) for period p	→ Usage data, or purchase data (if there is no usage data)
EF_{RC}	=	CO2 emissions per unit of reactants materials (for instance, magnesium, etc,)	→ IPCC 2006 Guideline
$\Delta CO2_{div,p}$	=	Diversion of CO2 emissions [t-CO2/p] from other applications	→ Calculation
$CO2_{mindiv,hist}$	=	Minimum value of CO2 utilization [t-CO2/p] in other applications in the past	→ Past data (corrected by period p)
$C_{div,p}$	=	CO2 usage [t-CO2/p] in other applications the period p	→ Monitoring

Default value, etc.,

EF_{elec}	0.862t-CO2/MWh	→ IGES, IGES List of Grid Emission Factors（new data of Jamali Grid ex ante）
EF_{RC}	5.13t-CO2/t-Mg	→ The higher of the IPCC 2006 Guidelines Vol 3.4 Table 4.19 (dolomite origin magnesium production)

Provisional values for emission reduction calculation for monitored parameters

C_p	19,636 [t-C/year]	→	It is assumed that 72,000t-CO2 was disposed to produce elemental carbon.
EC_p	43.8 [MWh/year]	→	Calculated from the rated power consumption (5kW) of the assumed equipment.
$Q_{RC,p}$	72 [t/year]	→	Assumed in project design.
$\Delta CO2_{div,p}$	0 [t-CO2/year]	→	It is assumed that it will not be diverted from other uses.

(3) Emission reductions

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

here,

ER_p	=	Emission reduction volume in period p [t-CO2/p]	→	Calculation
RE_p	=	Reference emissions [t-CO2/p] of period p	→	Calculation
PE_p	=	Project emissions [t-CO2/p] of period p	→	Calculation

When the above emission reduction formula is calculated using the provisional values and default values for emission reduction of the monitoring parameters, the emission reduction volume is approximately 71,593 t-CO2 / yr.

ER_p	=	Emission reduction volume [t-CO2/p] in period p	→	71,593 t-CO2/year
RE_p	=	Reference emissions [t-CO2/p] of period p	→	72,000 t-CO2/year
PE_p	=	Project emissions [t-CO2/p] of period p	→	407.1156 t-CO2/year

As a result of the above examination, the estimated emission reduction volume was 71,593 t-CO2 / year compared to the CO2 annual processing volume set in the preconditions was 72,000 ton/year.

Therefore, the CO2 emission reduction effect of introducing this technology is entirely expected.

5. Cooperation with the partner country, etc.

To disseminate this project widely in the Republic of Indonesia, we had considered participating in international seminars, local conferences with a wide range of stakeholders, and lectures at universities. However, due to the new coronavirus's significant impact, it became difficult to realise these plans, and we organised an online conference with Key-persons in PT. PERTAMINA.

Specifically, on 15 January 2021, collaborators in this project, PT. PERTAMINA UTC, PT. PERTMINA EP, METI, MRI as the secretariat, and JQC held the meeting to exchange ideas with officials from the partner countries. The agenda of the meeting is shown below. Through this discussion meeting, The Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) stated that it expects further cooperation in the future, keeping in mind that international cooperation, including Indonesia, is indispensable for Japan to aim for carbon neutrality.

Through this discussion meeting, information on policies and systems that contribute to the promotion of this technology, CO2 reduction effects, and the possibility of using the JCM system were recognised by the key persons of the partner countries. And a shared understanding was obtained as a promising technology as it would also contribute to the decarbonisation of PT. PERTAMINA. We actively exchanged ideas for future business and agreed that we would build relationships with partner countries as strategic partners and work closely together, including researching and developing the necessary policies and institutions.

5.1 Minutes summary

The main presentation contents are shown below.

Presentations ① Introduction of JCM Feasibility Study Program	METI (Ministry of Economy, Trade and Industry)
We introduced the support projects that reduce GHG emissions through JCM of the METI, focusing on the following points. ● The Government of Japan has signed JCM agreements with 17 countries, and the Ministry of Economy, Trade and Industry and the Ministry of the Environment are playing a central role in developing support projects. In the Ministry of Economic, Trade and Industry, the Ministry of Economic, Trade and Industry supports FS projects, and NEDO supports demonstration projects. ● The FS project aims to propose institutional development for the partner country and examine a business plan integrated with the institutional development, and CCUS is one of the areas to be supported. ● The NEDO demonstration project aims to make Technology demonstration, Institutional development/Spread, and quantify CO2 emission reduction. ● In Indonesia, they have been deepening cooperation by supporting multiple CCUS-FS projects for multiple years and making activities such as holding two symposiums. ● We are also promoting the development of the Asian CCUS network jointly with ERIA, and we would like to include cooperation with Indonesia also at Asia University.	
Presentations ② Current state of play of Indonesia-Japan JCM	MRI (Mitsubishi Research Institute, Inc.,)
We introduced the progress of JCM, which was established in 2013 and is a mechanism that contributes to achieving the goals of the Paris Agreement between Japan and Indonesia, focusing on the following points. ● As of January 2021, a total of 65 projects have been registered among 17 countries. Of which 37 projects have issued about 90,000 ton of credits. We introduced that Indonesia is one of the	

most advanced JCM countries among the 17th countries as 22 projects have been registered, and 12 of them have been issued with 56,000 ton of credits.

- There are also two cases in which PT. PERTAMINA has been involved.
- JCM has an approval process at each stage of methodology, project, and credit issuance, and a joint committee in which the government agencies of both countries participate carries out the approval process. It is also necessary to undergo a third-party review for project approval and credit issuance approval.
- CCUS is a new area for JCM and will require further institutional development, but it has the potential to be a promising area that could make a significant contribution to both countries' achievement of the Paris Agreement targets.

Presentations ③ Introduction of the CCU technology for the gas industry in Indonesia	JQC (Jonquil Consulting Inc.)

The progress of this FS project, we explained it as follows.

- 1) Investigation of policies and systems related to the introduction of target technologies, 2) Examination of business plans, 3) Examination of issues and countermeasures, 4) Examination of CO2 emission reduction effect, 5) Implementation of partner country cooperation projects, all are proceeding smoothly except that small-scale demonstration research in the field have not been carried out due to the spread of coronavirus infection.
- The technical principle has been established, and the patent application has now been completed.
- Regarding policies and institution, it was clarified that there is no need for additional consideration in the system, as it corresponds to the renewal of existing equipment when introducing the technology to an existing gas field, so. However, when introducing it into a new gas field, a new environmental impact assessment is required, and careful measures must evaluate the technology.
- In promoting the dissemination of the technology, it is essential to clarify the CO2 reduction effect through the framework of JCM, and we believe that this technology can contribute to the increase of gas production in Indonesia through such activities.

Presentations ④ Climate mitigation impact potential of Jonquil's technology	MRI (Mitsubishi Research Institute, Inc.,)

The JCM methodology for quantifying CO2 disposal by the CO2 capture and disposal project from gas fields by Jonquil Consulting was explained, focusing on the following points.

- CO2 capture and disposal process as Prerequisite
- Concept of eligibility requirements as a premise for CO2 disposal
- The identification of emission sources for Reference Emissions and Project Emissions
- Regarding Atmospheric release of recovered CO2 from product use,
  Leakage from CO2 processing equipment and CO2 emissions due to power consumption and heat consumption due to acid gas treatment and CO2 compression treatment would be excluded by conditioning on eligibility requirements that no such emissions occur. This makes it possible to simplify the methodology.
- In this project, CO2 recovered from natural gas will be disposed of by reaction with other substances such as magnesium. Regarding the number of emissions from the procurement process of other substances, the volume of emissions varies greatly depending on whether or not the power source is renewable energy. At present, the estimated value as the maximum volume that can be reduced is calculated.
- Although there are still uncertainties remaining, this project has the potential to produce a large reduction effect.

6. Conclusion

This research/examination, with the utilisation of JCM promoted by Japan, promoting the CCUS technology, which is the strength of Japanese companies, as a CCUS project, aim to contribute to the practical application and diffusion of decarbonisation technologies that lead to significant reductions in greenhouse gases. Thus, Introducing our unique technology, "CO2 disposal technology from the high-concentration CO2 in natural gas and producing high value-added products", to existing natural gas refining plants and new natural gas refining plants would be lead to this purpose.

To achieve this objective, we conducted research and studies on introducing the technology into existing and new natural gas refining plants, including related policies and institutional regulations, commercialisation plans, issues and measures, quantification of emission reductions, and collaborative projects with partner countries.

In the trend analysis of related policies and system, institutions, and regulations, there was the estimation of the number of emissions in the energy sector to achieve the NDC and the amount of investment to achieve the target, but CCUS was not mentioned.

Regarding the oil and gas production increase plan based on RUEN, oil plans to increase domestic production by utilising EOR accompanied by CO2 injection but does not mention CO2 storage and fixation. Gas is planned to increase domestic production through the development of new gas fields, but no mention is made of the handling of CO2 in gas production. It was also found that for the introduction of the technology, an application for an Environmental Impact Assessment AMDAL was required only for the introduction of the technology in a new natural gas refining plant.

In the commercialisation plan's research and examination, we calculated the initial investment cost for introducing the technology to the ABC natural gas refining plant, built profitability and business model. Moreover, We were able to create a dissemination strategy which is formed by introducing technology. In particular, in the construction of the business model, the prospect of introducing this technology to ABC natural gas refining plants as one CO2 disposal business model and gradually able to introduce it to other natural gas refining plants was in sight. The introduction of technology will also generate graphene materials and Pharmaceutical materials, as high value-added secondary substances products, after CO2 disposal. As a result of research and examining the generated contents and the possibility of sales channels for these two high-value-added products, we could narrow down the sales channels.

We conducted the research and examination of issues and countermeasures to introduce technology into existing natural gas refining plants and new natural gas refining plants. It was found that it is unnecessary to apply for the environmental impact assessment report when introducing technology to an existing natural gas refining plant. Regarding the treatment of natural gas with high CO2 concentration, there is no standard at this time, and it was found that it is possible to propose new legislation and work to the relevant ministries regarding the necessity of the standard in the future. Regarding the introduction of technology to new natural gas refining plants, it has become clear that an environmental impact assessment report must be prepared and applied because it is obligatory to carry out an environmental impact assessment to develop new gas fields.

As mentioned above, the research and examination of this project have shown us that introducing our unique technology, "CO2 disposal technology from the high-concentration CO2 in natural gas and producing high value-added products" would contribute to the Republic of Indonesia's target for CO2 emission reduction. At the same time, it would enable the development of natural gas fields that are rich in reserves but cannot be brought into production due to the high concentration of CO2 in the natural gas, thus contributing to a stable supply of electricity. New proposals and efforts for policies, systems, and regulations to reduce carbon in the entire upstream natural gas field, such as

institutions/regulations related to development promotion, disposal technology of CO2 emitted by development and its usage (generated graphene and pharmaceutical materials as high value-added secondary substances), are essential for the spread of technology in the future. Therefore, we will continue to work toward commercialisation while working closely with related organisations.

References

(1) Ministry of Internal Affairs and Communications Minister's Office Planning Division, "Indonesian Administration", 2020

(2) Ministry of Foreign Affairs of Japan, "Basic Data of Republic of Indonesia", 2020

(3) JOGMEC, "Survey on Progress of Long-Term Electricity Plan and Coal Export Trends in Indonesia", 2017

(4) The Institute of Energy Economics, Japan, "International Energy Use Rationalization Measures Project (Energy Conservation and Renewable Energy Policy Analysis Survey in Indonesia)", 2017

(5) IDE-JETRO, "Indonesia's Energy Policy", 2011 https://www.ide.go.jp/Japanese/IDEsquare/Eyes/2011/RCT201110_001.html

(6) Indonesian Research Institute, "Indonesian Solar Power Generation", 2019 https://www.indonesiasoken.com/news/column-solarpower/

(7) IEEJ, "Indonesian Oil and Natural Gas: Current Situation and Challenges", 2006

(8) Republic of Indonesia Ministry of Energy and Mineral Resources Kementerian ESDM RI Site, 2021

(9) Ministry of Environment and Forestry, Republic of Indonesia http://www.menlhk.go.id/, 2021

(10) Republic of Indonesia Investment Coordination Agency Badan Koordinasi Penanaman Modal BKPM, 2021

(11) JETRO Indonesia https://www.jetro.go.jp/world/asia/idn/,2021

（様式２）

二次利用未承諾リスト
Secondary use unsolicited list

報告書の題名：The business feasibility evaluation of "CO2 disposal technology from the high-concentration CO2 in natural gas and producing high value-added products"

委託事業名：International cooperation in CCUS, under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the capacity building program support secretariat and CEFIA Japan Secretariat)

受注事業者名：Jonquil Consulting Inc.

Page	Figure & Table	Title
P6	Figure 1	CO2 disposal system
P15	Figure 2	Potential emission sources in reference case
P16	Figure 3	Potential emission sources in project case
P20	Figure 4	Electricity consumption of the leading equipment at the ABC natural gas refining plant
P14	Table 4	Existing emissions reduction calculation methodology for CCU
P16	Table 5	Simplifying methodology by eligibility criteria and securing conservativeness
P17	Table 6	Summery for the draft methodology
P19	Table 7	Breakdown of annual electricity consumption at the ABC natural gas refining plant

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）のうち CCUS 国際連携事業インドネシア共和国南スマトラ及びジャワ地域における JCM CCUS 実現可能性調査事業概略調査報告書

実施者：石油資源開発株式会社

1. 関連政策・制度・規制

本項においてはインドネシア共和国 JCM CCUS 関連政策の動向、インドネシア共和国石油・天然ガス上流事業における JCM CCUS 推進関係者の検討、CO_2 回収（前処理）・輸送の設計パラメータ設定に関する検討及び貯留モニタリングの体系化に関する検討を行った。

1.1 JCM CCUS 関連政策の動向

CCS/CCUS はエネルギーの安全保障に貢献し、また、化石発電や産業活動からの CO_2 を削減するための重要な技術として長い間認識されてきており、2009 年より技術プロジェクトとしての取り組みが継続されている。その立ち上げ・促進を目指すものとして、Indonesia CCS/CCUS Center of Excellence が組成されている。また、パリ合意の文脈において、CCS/CCUS は国際協力により実施されるものと位置づけられているところであるが、LEMIGAS より Low Carbon Development Initiative（LCDI）の一つとして位置づけられれば国家プログラムとして更に促進し得るとのことであった。LCDI は 2017 年に BAPPENAS によって開始された。LCDI は、経済成長を維持し、貧困を緩和し、セクターレベルの開発目標を達成すると同時に、インドネシアが気候目標を達成し、国の天然資源の保全及び改善を支援する開発政策を特定することを目的としている。LCDI に基づくアプローチ方法は、インドネシア初のグリーン国家開発計画である国家中期計画（RPJMN）2020－2024 に組み込まれている。

CCS/CCUS を含む脱炭素を追求していくためには、上述の国の位置づけに加えて、それを推進するための制度が必要となる。ノルウェー、カナダの一部の州のように炭素税を導入し財源を得て進めていくこともあれば、米国のように超党派法律による 45Q Tax Credit 等の制度を設けて促進を図るケースもある。インドネシア共和国においても環境森林省が進めている Carbon Economic Value Presidential Decree の草案を準備しているとのことである。

Carbon Economic Value Presidential Decree はインドネシア語によるものであるが、LEMIGAS によるとその目的はパリ合意に基づく National Determined Contribution の達成を促進することであり、以下のような項目が規定されているとのことである。

- 炭素の経済的価値
- NDC を達成するための努力
- NDC 削減努力についての法的根拠
- 制御および監視機器（MRV、SRN、認証）
- 暫定規定、等

LEMIGAS による 2020 年 12 月 30 日に関係省庁に回付をしたとのことであり、今後の動向を継続して把握していくことが望ましい。

1.2 インドネシア共和国石油・天然ガス上流事業における JCM CCUS 推進関係者の検討

IEA の Model Framework に記載される CCS/CCUS 関連整備項目について RASCI マトリックスを活用する上で関係者の整理を行った。JCM CCUS 事業を実装するとの視点に於いて貯留の側面についての未整備事項は多数ある状況である。

今後、インドネシア共和国及び日本による二国間関係者の取組みとして、関係者の明確化を含めた事業環境の整備を見据え関係者が一同に介して協議環境整備に資するような検討ができる場があることが望ましいと思料される。加えて、経済産業省により提唱されている東アジア CCUS ネットワークを通じた関係国間のネットワーキングも事業実施体制の構築に資するものと考えられる。

1.3 CO_2 回収（前処理）・輸送設計パラメータ設定に関する検討

インドネシア CO_2 輸送に関する技術指針はまだ整備されていないが、輸送インフラの実装は JCM CCUS の展開上重要となるため、将来技術指針が導入されることを想定し各国事例を調査の上インドネシアでの実装に向けた提案内容を検討した以下についての項目を共有した。

(1) 超臨界 CO_2 パイプラインシステムの建設・操業に関する法規制、技術基準の確立
(2) 実証試験による商業プロジェクトで必要な技術基準の確立と知見の取得
(3) CO_2 組成（水分量、H_2S 濃度他）に関する設計指針の確立
(4) CO_2 需給量（日量及び季節変動等）の監視、調整システムの構築

1.4 貯留モニタリングの体系化に向けた海外動向

海外事例の調査を行い、インドネシアにおける貯留モニタリグの実装方法についての検討を実施した。海外事例については、CCUS を実施するうえでのサイトスクリーニングの流れ、CO_2 圧入プロジェクトの操業中の作業等に焦点を当てて情報整理を行い、CO_2 貯留に関する事象の体系化を実施した。既存文献として、主に Best Practices (NETL, 2017)、Recommended Practice (DNV GL, 2017)、ISO 27196 を参照し、以下のような整理を行いインドネシア共和国 JCM CCUS に内容の共有を行った。

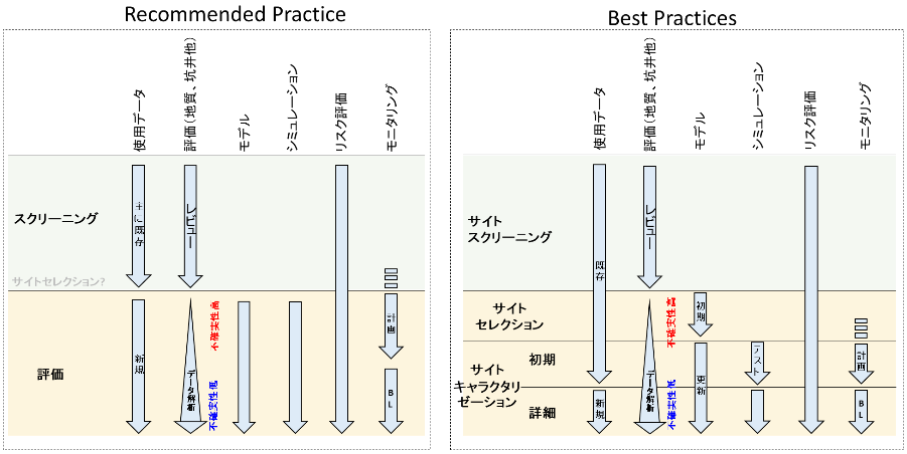


図 1 Best Practices および Recommended Practice の整理結果

出所）NETL(2017)、DNV GL(2017)を元に（株）地球科学総合研究所が作成

2. 事業化計画の検討

本項においては南スマトラ地域開発型実施の為の事業化計の検討を行った。A 油田の検討を主体に同地域に所在する B 油田から G 油田を地域開発検討の対象とした。

2.1 選定地域の貯留健全性

地質リスクの特定を目的とし、既存三次元探査データ、ログデータや既存文献などから、A 油田と隣接する C 油田における貯留健全性の評価を行った。評価内容は遮蔽層および断層に関する検討を行い、貯留健全性の確認を行った。

2.2 選定地域油田の CO_2 貯留量及び原油増産シミュレーション

現地国パートナーより受領した A 油田の生産・圧入ヒストリーデータ、圧力データ、コア分析結果、流体分析結果、貯留層構造データ等を用いて LEMIGAS と協働し、貯留層モデルを作成した。その貯留層モデルを用いて原油増産シミュレーションや CO_2 貯留量の推定を行った。シミュレーションスタディは CCUS による油の回収量と二酸化炭素の貯留量を最大化するために、油が多く残留しているエリアを選定し、さらにそこで CO_2 圧入を行った際に回収可能な油量を推定することを目的として実施した。シミュレーションスタディの結果、A 油田の原油増産量は 5 年間の圧入で 1.0MMSTB、10 年間の圧入で 1.6MMSTB と試算された。

A 油田への最大 CO_2 圧入可能量は貯留層条件下での気相の体積と残留油への CO_2 の溶解を考慮して推定した。簡単のため水相への CO_2 の溶解は考慮していないが最大貯留可能量は 370 万トンとの推定結果を得た。

2.3 地域開発計画の検討

A 油田から G 油田を地域開発対象油田と設定し、対象フィールド全域で合計 49 の開発可

能な圧入ロケーション（PAD）を摘出した。各 PAD に 5 万トン/年のレートで CO_2 を圧入し、5 年ごとに開発 PAD を切り替えると仮定して開発計画を検討した。フィールド全体の圧入レートを 10 万トン/年から 60 万トン/年の範囲で変化させてケーススタディを実施した結果、1 フィールドあたり常時 3PAD を稼働させ、それらを 2 フィールド同時に操業する、つまり 30 万トン/年のレートで開発するケースが最も高い経済性を示した。図 2 に 2 フィールド同時の操業計画案を示す。また、図 3 にフィールド全体を通した開発計画を示す。尚、図 3 の開発計画に従ったフィールド全体の増油量は 36.2MMSTB、CO_2 貯留量は 900 万トンと推定された。

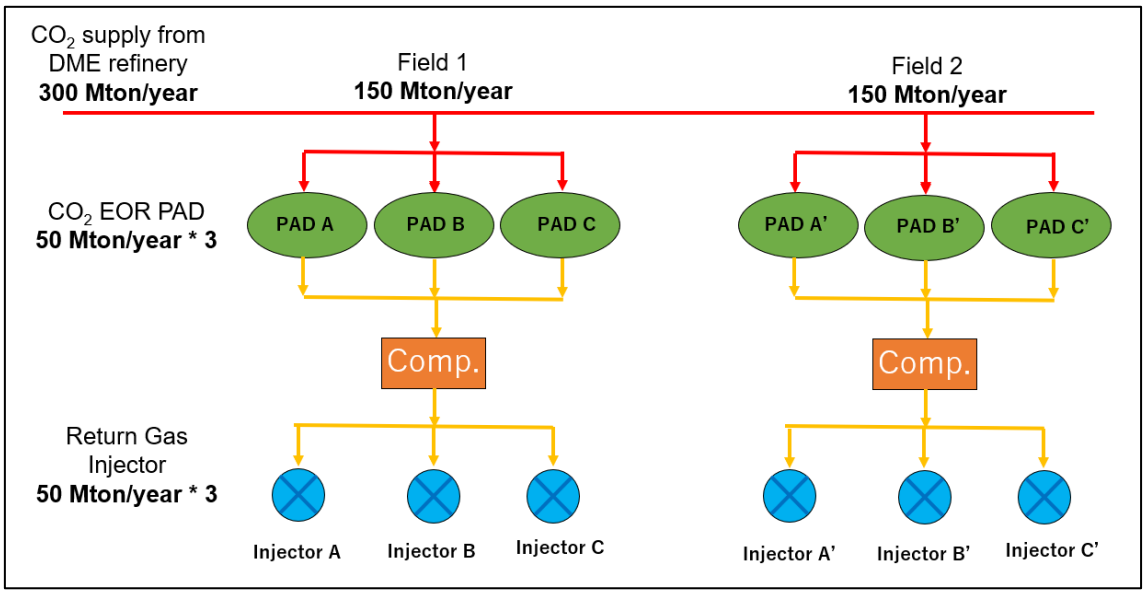


図 2 フィールド開発コンセプト

出所）石油資源開発株式会社

Project year	A Field		B Field		C Field		D Field		E Field		G Field	
	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle
1	150	150							150	150		
2	150	150							150	150		
3	150	150							150	150		
4	150	150							150	150		
5	150	150							150	150		
6	150	150							150	150		
7	150	150							150	150		
8	150	150							150	150		
9	150	150							150	150		
10	150	150							150	150		
11			150	150					150	150		
12			150	150					150	150		
13			150	150					150	150		
14			150	150					150	150		
15			150	150					150	150		
16			150	150							150	150
17			150	150							150	150
18			150	150							150	150
19			150	150							150	150
20			150	150							150	150
21					150	150					150	150
22					150	150					150	150
23					150	150					150	150
24					150	150					150	150
25					150	150					150	150
26							150	150			150	150
27							150	150			150	150
28							150	150			150	150
29							150	150			150	150
30							150	150			150	150

150 : 3PAD (150Mton/year) CO_2 injection from chemical plant and oil production

150 : Return gas injection and no oil production

図 3 フィールド開発計画

出所）石油資源開発株式会社

2.4 CO_2 排出源についての検討

CO_2 排出源は A ガス処理プラント（10 万 t-CO_2/年）及び B ガス処理プラント（5 万 t-CO_2/年）の利用を念頭においてきたところ、JCM CCUS の商業注入が 2030 年以降から開始され、地域開発計画に対応する 30 年間長期・安定的に供給可能かの確認を行った結果、2037 年以降の供給は難しいことが判明した。これはガス処理プラントに紐づくガス田の減退によるものである。商業注入に向けた長期・安定的な供給可能性について他油ガス田の情報収集も試みたが本調査では採用に足る情報は明らかにならず、ガス処理プラントからの長期間の CO_2 供給は難しいとの判断にいたった。

そこで、再度周辺の CO_2 排出源の検討を行った。その中で、現地国パートナー他が計画している DME プラントが 2025 年には運転が開始予定で、特に DME-Iプラントから排出される微粉炭フィルターベント(ガス量 38 MMscfd、CO_2 濃度 88%)は高濃度で十分なガス量があることが分かった。また、それ以外に周辺には A 火力発電所や B 火力発電所があって、多くの CO_2 を排出しているが、CO_2 濃度は 10%程度で処理にはコストがかかるので、優先順位は下がる。以上より、2025 年には運転が開始予定の DME プラントの微粉炭フィルターベント(ガス量 38 MMscfd、CO_2 濃度 88%)の CO_2 を候補とした。

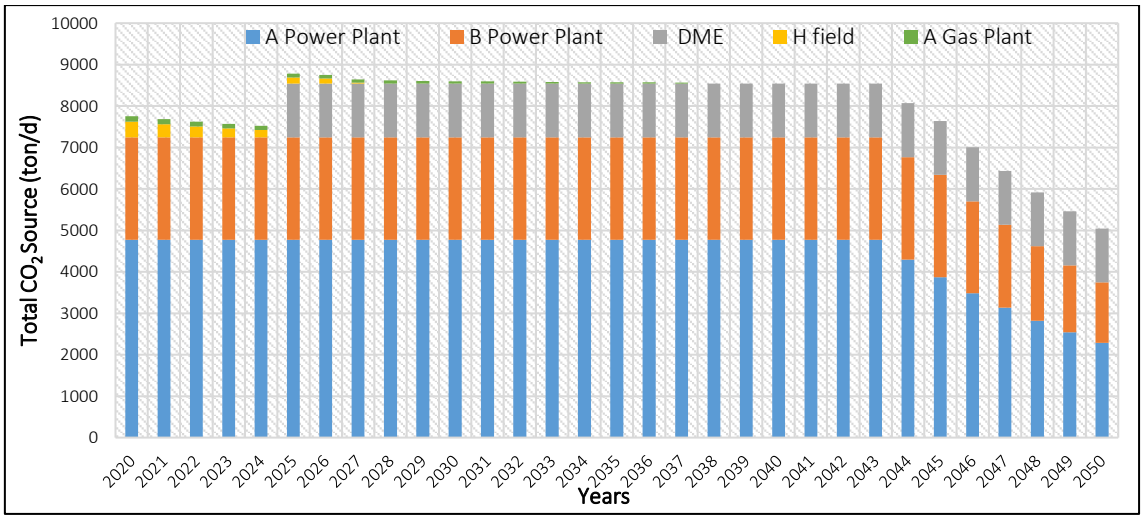


図 4　CO_2 の生産予測

出所）LEMIGAS

2.5 事業ストラクチャーと経済性の検討

2.5.1 事業ストラクチャー

事業性評価には以下の事業モデルを想定した（図 5）。

(1) CO_2 の回収から圧入までを実施する Joint Venture を設立する。石油資源開発をはじめとする日本企業のコンソーシアムと想定する。

(2) CCUS (CO_2-EOR)については PSC Contractor である Pertamina EP との共同事業を想定する。

(3) CCUS（CO_2-EOR）実施 Joint Venture は CO_2 排出者から無償で CO_2 の供給を受ける。

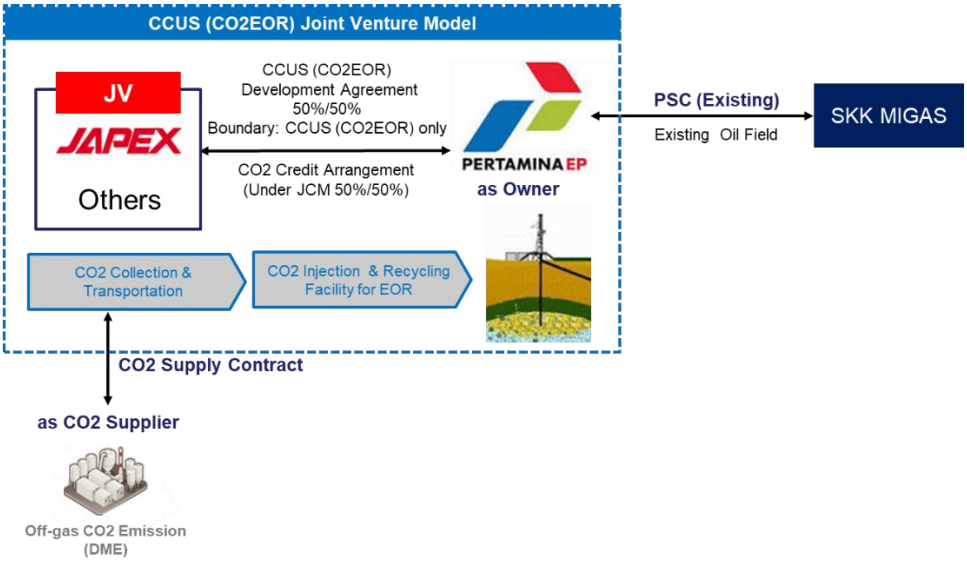


図 5　南スマトラ地域開発型 JCM CCUS 事業モデル

出所）石油資源開発株式会社

2.5.2 経済性計算

本試算は全て Real ベースすなわちインフレを考慮しないベースで行った。諸元・試算結果を以下に示す。

表 1　諸元・経済性の検討結果

ベース	Real ベース（インフレを考慮しない）
コスト回収対象	石油増分収益に対する 100%
利益原油	40%
国内供給義務	石油増分に対して 25%の量を国際価格の 25%の価格で供給 但し石油増分産出から当初 5 年は免除
原油価格	50 USD/bbl
資本費	472 MMUSD
操業費	324 MMUSD（30 年間）
原油増産量	36 MMbbl（30 年間）
CO_2圧入量	9 MMton（30 年間 300,000t-CO_2/年）
CO_2ネット貯留量	7.9 MMton（30 年間）
JCM クレジット価格	50 USD/t-CO_2 IEA World Energy Outlook の CO_2 Pricing の内、Sustainable Development Scenario、Selected Developing Economies の 2025 年（43 USD/t-CO_2）及び 2030 年（70 USD/t-CO_2）参考に本調査事業で 50 USD/t-CO_2で試算。価格の影響を把握するべく感度分析を実施。
JCM 受益割合	90%
法人税	40.5%（インドネシア共和国）
Unlevered IRR	14.0%

出所）石油資源開発株式会社

ベースケースに与える油価及び CO_2 削減価値の事業性の感応度分析を行った。本調査事業においては CO_2 削減価値が事業性に与える影響が大きいとの結果となった。

表 2　石油価格及び CO_2 削減価値の感応度分析

		Oil Price					
		40	50	55	60	65	70
CO2 Reduction Value	0	4.0%	7.7%	9.1%	10.4%	11.6%	12.7%
	23	8.3%	10.9%	12.0%	13.1%	14.2%	15.3%
	43	11.0%	13.2%	14.3%	15.3%	16.3%	17.3%
	50	11.8%	14.0%	15.0%	16.0%	17.0%	18.0%
	73	14.3%	16.4%	17.4%	18.3%	19.3%	20.2%
	100	17.0%	19.0%	19.9%	20.8%	21.7%	22.6%
	120	18.9%	20.8%	21.7%	22.6%	23.5%	24.4%

出所）石油資源開発株式会社

3. 課題と対応策の検討

本項においては、ジャワ地域に位置する α 油田における CCUS に関する貯留健全性の検討、並びに金融機関による JCM CCUS 商業プロジェクト参加の担保を見据えた貯留リスクアセスメントに関する調査を行った。

3.1 α 油田に関する貯留健全性の確認

ジャワ α 油田に関する貯留健全性の確認については、圧入計画を踏まえた貯留健全性の検討及びその結果を踏まえたモニタリング計画の立案を行った。尚、貯留健全性の検討は CO_2 貯留量、圧入性、地質健全性及び坑井健全性からなる。

3.1.1 全体圧入計画

ジャワ α 油田の貯留層における CO_2 圧入戦略は、重力卓越型圧入メカニズム（Gravity stable flooding mechanism）を使用して構造の最上部から圧入するものである。

この圧入戦略は、複数のパターンの従来型の CO_2 圧入法と比較した上で、選択された。α 油田の貯留層は比高の大きい炭酸塩岩ビルドアップのため、このタイプの貯留層での CO_2 圧入は水平方向の掃攻率が低い。圧入された CO_2 は密度の違いにより構造の上方に移動する傾向があり、多くの掃攻されていない油が残る。構造頂部に CO_2 を圧入することにより、油は貯留層の上部から生産井に向かって押し下げられ、生産される。

3.1.2 CO_2 貯留量

本年度の調査では 3 つの異なる容積法により、この CO_2 貯留量の検証を行った結果、380 万トン～1,960 万トンとの結果が得られた。シミュレーションの結果では、CO_2 貯留量は 940 万トン～1,950 万トンの幅を有し、両者は概ね良く一致することから、貯留量の確実度が高まったが、圧入レートに大きく依存することが明らかになっており、貯留量の不確実性を低減するために、圧入レートの最適化が今後の検討課題として重要である。

3.1.3 圧入性

貯留層シミュレーションにより、当該貯留層については 1～2MMton/年の圧入能力を有することが確認された。2MMton/年の圧入レートについては遮蔽層の地層破壊圧を下回るものの、初期地層圧力を上回る高い圧力上昇が予想されることから、CO_2 漏洩リスクを低減するために、貯留層シミュレーションの実施を含む圧入計画の最適化を検討することが必要である。

3.1.4 地質健全性

貯留層の上位に整合に重なる II 層（1 次遮蔽層）および III 層（2 次遮蔽層）は坑井物理検層データおよび 3 次元地震探査データの再解析により、緻密な泥岩層が卓越し、平均有効孔隙率も 10%以下と極めて低く優れた遮蔽能力を有すること、並びに α 油田全体を厚く覆っていることが確認された。また、断層の抽出に重点を置いた地震探査データの処理を実施

した結果、I 層貯留層内に認められた断層は上位の地層にも達しているものの、多くは II 層の中に留まり、一部の断層についても III 層の下部にまでしか達していないことが明らかになった。地震探査データからは断層からの炭化水素の漏洩を示唆するような振幅異常現象などは認められず、炭化水素はα油田内に長期間安定に貯留されていると判断されるが、今後予定している CO_2 の貯留や原油の生産などにともなう貯留層圧力の変化によって、遮蔽層の能力の低下や断層の再活性化が起こる可能性について、ジオメカニクスの検討を継続することが必要である。

3.1.5 坑井健全性

掘削時の Leak Off Test、Formation Integrity Test および掘削泥水比重による静水圧などのデータをもとに、坑井健全性を検討した結果、キャップロックとしてのケーシングセメントは現時点で使用可能なデータの範囲内においては 3,000psi までの坑底圧力に対して、シール性を有していたことが示唆された。今後、現状のセメントのシール性を確認するために、生産操業中のイベントと既存坑井のアニュラス圧力の関係のレビュー、アニュラス流体にガスが含まれる場合は分析を行い、そのガスが貯留層から上昇してきたガスでないことを確認することにより、導通が無いことを確認する必要がある。

3.1.6 モニタリング検討

α 油田では断層および遮蔽層からの CO_2 の漏洩が主要なリスクとして抽出されたことから、主要な断層の近傍や構造頂部付近の坑井および地表付近の監視に重点を置くこととした。また、実証試験および商業時の圧入井の配置や CO_2 プリュームの広がりにも配慮し、効果的な監視範囲を設定した。モニタリング計画は、費用対効果を十分に考慮の上、必須種目である優先度-A のモニタリングとこれに次ぐ優先度-B のモニタリングに区分した。今後、実施される貯留層シミュレーションの結果、およびこれにもとづき策定される圧入計画に対応して、モニタリング計画の最適化を図ることが必要である。

表 3　モニタリング項目優先度区分

	優先度-A	優先度-B
地表・表層モニタリング	土壌ガス分析	In-SAR
	浅層水分析	
	生産・CO_2圧入レート	
	圧力・温度（坑口）	
地下モニタリング	スリックラインによる抗底圧力・温度	三次元地震探査
	PTセンサー・DTSによる坑内圧力・温度	Microseismic
	RST (Reservoir Saturation Tool)	
	CBL(Cement Bond Log) -VDL(Vertical Density Log)	
	MIT (Mechanical Integrity Analisys)	
	生産流体分析	

出所）石油資源開発株式会社

その上で、以下に示す項目に着目し、モニタリング計画の精緻化および簡易化を検討した。

- 漏洩アイテムのリスクに応じた精緻化、簡略化（サブサーフェスリスク）
  i) 南部断層、ii)貯留層圧力の上昇の 2 点が漏洩リスクの可能性として抽出された。両リスクを低減させるために、断層近傍には地化学分析実施地点を集中させ、加えて坑内圧力の常時監視が可能な体制を整え、精緻化に努めた。
- モニタリングと外挿に応じた精緻化、簡略化（手法の組み合わせ）
  実証時の貯留層シミュレーションから CO_2 が Spot pattern 内に留まることが想定された。Spot pattern 内および近傍に観測地点を集中させることで、モニタリング計画の最適化を図った。

上記の点およびコスト対効果面より優先度-A の種目は必須、優先度-B の種目は状況に応じて行うこととする。

3.2 貯留リスクアセスメント

リスクアセスメントを実施する際、プロジェクトに潜在するリスクすべてを洗い出してリスク基準に従って実施する必要があるが、CCUS に特有のリスクについては特に注視して検討しなければならない。また、尼国における CCUS の商業化に向けては、インドネシアパートナーの理解に加えて、金融機関の協力も必要となる。

そこで、リスクアセスメントを専門とした第三者のコンサルタント（DNV GL）を通して、CCUS 特有のリスクについて定量評価を実施した。また、リスクの定量評価を実施する前に、一般的に CCUS で考えられるリスクやリスクアセスメント手法およびリスクアセスメントの海外実施事例の情報収集を行った。定量評価実施後には、複数の金融機関やインドネシア関係者と各セッションを設け、意見交換を行い、さらに金融機関の要求事項を踏まえた商業化に向けたロードマップを作成した。なお、今年度のリスクアセスメントは、FS フェーズであることも踏まえ、限られた情報の中で CCUS 特有のリスクに限定して実施した。これらの検討を踏まえて貯留リスクアセスメントに関する商業プロジェクトの FID 判断に関する主要な条件を以下の通り想定した。

- サイトが安全で長期的な貯留を提供していることの実証
- 炭素クレジットの直接資金調達による追加の経済支援と組み合わせた、推定油増生産による収益が、実行可能なビジネスケースを提供することの検証
- 予想されるプロジェクト期間にわたって実行可能なビジネスケースを維持するために、適切なレベルの石油（増）生産を維持するために提案されたウェルエンジニアリングおよび圧入コンセプトの検証
- CO_2 が安全に貯留され、予測どおりに移動していることを銀行やその他の利害関係者に必要な保証を提供するためのモニタリングおよびモデリングプログラムの適合性の検証
- リスクアセスメントとリスクの是正措置に関する包括的で透明性のある追跡可能な文書

4. 排出削減の定量化の検討

4.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

4.1.1 概要

CCUS（CO_2-EOR）の適用は、インドネシアにおいて過去に他事業者でも検討がなされた例がある。そこでは排出削減量は「プロジェクト削減量=リファレンス排出量ープロジェクト排出量（漏洩、燃料使用等）」として算定されている。昨年度同様に、本事業でも同じ考え方を踏襲する。

(1) リファレンス排出量

CO_2-EOR プロジェクトに供給される CO_2をリファレンス排出量とする。

一方、(2)で示すように本事業においては、圧入後にブレークスルーして再生産された CO_2を再び圧入するため、リサイクル CO_2分が貯留量としてダブルカウントされないようにする必要がある。また、貯留層に元々存在している in-situ CO_2については、一度炭化水素の生産のために付随して生産されれば人為起源の（anthropogenic） CO_2として扱われる（ISO 27916 参照）ため、リサイクル CO_2を区別して計算する必要がある。

(2) CO_2 リサイクリング

本事業で利用する CO_2は周辺の油ガス田において生産するガス中に含まれる CO_2であり、EOR の対象としている油田に圧入することで大気に放出される CO_2 の削減効果を得る。また、将来的には DME プラントにおいて排出される CO_2も想定している。CO_2-EOR においては圧入した CO_2 が再生産されることがあり、その CO_2を地下に再圧入する CO_2リサイクリングを検討する必要がある。本事業では、まず、油ガス田等で生産されたガスから分離された CO_2を捕集、昇圧し、パイプラインによって圧入井まで輸送、圧入する。生産物は気液分離し、油・水は以後の処理工程に送る前にタンクに貯留する。気体は炭化水素と CO_2に分離され、分離された CO_2は油ガス田から供給される CO_2と合流し、輸送フローに取り込み、再圧入する。

(3) 参照文書とその適用範囲

本事業に適用する排出削減量方法論を立案するにあたり、昨年度の検討においては、ISO（ISO/TC265 Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage）、ACR（The American Carbon Registry）、CDM（Clean Development Mechanism)を含む関連の既存方法論を参考にした。また、昨年度の workshop において、JCM インドネシアより、「JCM 方法論は CDM CCS Modality & Procedure のみを参照して策定する必要がある」との意見があった。この件について今年度、レミガスが JCM インドネシアと議論をし、ISO も参照する文書として使用することを現時点で了承されている。

今年度は、JCM インドネシアからの意見を考慮して、CDM CCS Modality & Procedure（以下、CDM とする）の要求事項を確認し、ISO 27914、ISO 27916 との比較を実施した。その

上でレミガスと議論する場を設け、各要素の内、商業化事業として実施可能でありかつCCUS 事業に即した項目を本方法論に適用するということで合意した。なお、CDM については、本文には CDM クレジットを得るための CDM メカニズム操業上の手順や決まりごとが記載されており、具体的な実施内容は Appendix B に記載されているため、こちらを主に参照した。検討結果は以下表 4 にまとめた。

表 4　方法論での適用が可能な既存方法論のまとめ

項目	適用する方法論	背景
①サイトスクリーニング、選定、特性評価	ISO 27916 （適宜 ISO 27914 および CDM）	ISO 27916 にも記載がある通り、既存油ガス田での CCUS においては、多数の坑井により対象層の貯留層特性が充分に把握されており、また、何百万年もの間炭化水素を封じ込めていたという事実から一次シールが有効であると考えられる（ISO 27916 Annex 5, 13）。 上記を前提とした ISO 27916（Clause 4, 5, 7）を適用し、ISO 27916 に記載のない部分で必要と思われる項目を適宜 ISO 27914（Clause 5, 7）および CDM（Appendix B, chapter 1）から適用する。
②設計・開発・圧入操業	ISO 27914 および ISO 27916	体系的に記述されている ISO27914（Clause 7, 8）を適用する。ただし、本プロジェクトは CCUS であることから、CCUS を念頭に置き漏洩にフォーカスしている ISO 27916（Clause 4, 6, 7）も適用する。
③閉鎖	ISO 27916 （適宜 ISO 27914）	本プロジェクトは CCUS であることから、CCUS を念頭に置いて記述されている ISO 27916（Clause 10）を適用しつつ、閉鎖基準や閉鎖適格性評価プロセスについて記述されている ISO 27914（Clause 10）も必要に応じて適用する。
④リスクアセスメント	ISO 27914 （適宜 ISO 27916 および CDM）	リスクアセスメントは漏洩のみならず、考えられるリスク全般について検討する必要があるということから、包括的に記載されている ISO 27914（Clause 6）を適用する。 CCS/CCUC 特有のリスクとして漏洩の評価も必須であることから、漏洩に特化した記述がされている ISO 27916（Clause 6）と CDM（Appendix B, chapter 2）も適用する。

⑤モニタリング	ISO 27916 （適宜 ISO 27914）	CCUS 案件であることから、貯留層の健全性はある程度確保されていると考えられるので、ISO 27914（Clause 9）に記述のある貯留モニタリングは必要条件とはせず、オプションとする。一方、漏洩モニタリングは必須であるため、ISO27916（Clause 6）を適用する。 なお、①で記述したように、既存油ガス田では一次シールの有効性が保証されていることと、CCS と異なり、数多くの生産井の存在のために CO_2 プルームの広がりは限定的であること（ISO 27916 Annex 5,13）から、閉鎖後の漏洩リスクは小さいと考えらえる。よって、閉鎖後の漏洩リスクが十分に低いことが示されれば、CDM（Appendix B, chapter 3）に記載されているような 20 年間のモニタリングは必須条件としなくてもよいと思われる。
⑥定量化手法	ISO 27916	プロジェクト排出量の内訳が定義されている ISO 27916（Clause 8）を適用する。昨年度と同様、圧入・貯留工程に関し ISO 方法論を、それ以外の回収、輸送工程は ACR 方法論や他事例を参考にして検討する。また、油層からの漏洩量についても昨年度と同様に、IPCC で設定されている 1%を適用する。
⑦責任	―	⑤で記載した閉鎖後のモニタリング期間を含め、責任の移転に関しては事業者で決定できる事項ではないので、政府間において議論・決定するのが良いと思われる。例えば、CDM の場合、クレジット発行時に 5%を控除し、漏洩量が超過した際に対応するための留保口座に保管する等の規定がある。

出所）石油資源開発株式会社

4.1.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

(1) 対象プロジェクト

今年度 CO_2 削減量の検討を行った対象地域は、南スマトラ地域である。2 章で検討結果を示したとおり、CO_2 の排出源は DME プラントを第一候補としている。輸送の前処理設備として、プレコンプレッサ、除湿設備、膜分離設備を、また、輸送のためのコンプレッサを新設するため、これらの設備によるプロジェクト排出量を算定する必要がある。DME プラントから排出される CO_2 は地域開発対象油田へ輸送され、複数の PAD に同時圧入する。EOR 操業設備としては CO_2 のリサイクル設備が新設される。

圧入レートは 30 万トン/年で 30 年間圧入し、総圧入量は 900 万トンである。なお、圧入した CO_2 はブレークスルーして再生産されるが、このリサイクル CO_2 は地層（貯留専用の PAD で油の生産を伴わない）へ再圧入され、最終的には全量地中へ貯留する計画である。

(2) 適格性要件

表 5　事例調査対象プロジェクト適格性要件

番号	カテゴリ	適格性要件	必要性
1	貯留適地（CO_2-EOR コンセプト）	プロジェクトには、産業施設や周辺の油ガス田から CO_2 を回収し、対象とする油ガス田に CO_2 を圧入し、EOR により石油を回収するプロセスを含んでいること。	プロジェクトの構造を明示して、CO_2-EOR 操業に関連する事項を明らかにする。加えて、同施設や油ガス田から回収可能な CO_2 の量を検討する。
2	貯留適地（貯留容量）	圧入対象層が、計画している総圧入 CO_2 量を貯留できるだけの十分な容量を有すること（ISO 27914 Clause 5, ISO 27916 Clause 5）。 圧入対象層の貯留可能量は、キャップロックのコアもしくはカッティングスの毛細管圧力を測定し、貯留可能量を評価することにより算出する。試料の入手が困難な場合は、既存油ガス田における炭化水素の賦存状況に関するデータから毛細管圧力を推定する。	対象油田での地質学的時間にわたる油ガス貯留の実績は、キャップロックが存在し、その性能を証明している。 一方で、十分な貯留容量が確保できなければ、予定よりも早期にプロジェクトが終了し、プロジェクトのファイナンスへの影響が生じるのみならず、脱炭素化および温暖化対策への効果が得られない可能性があるため確認が必要である。
3	貯留適地（圧入性[1]）	対象貯留層が、計画した圧入デザインで年間圧入 CO_2 量、総圧入 CO_2 量を貯留できる圧入性を有すること（ISO Clause 5）。 具体的には、設計した圧入レート、坑井数、坑井デザインでシミュレーションを行い、坑井を含めた貯留層全体に十分な圧入性が見込めることを確認する。	十分な圧入性が確保できなければ、予定よりも早期にプロジェクトが終了し、プロジェクトのファイナンスへの影響が生じるのみならず、脱炭素化および温暖化対策への効果が得られない可能性があるため確認が必要である。
4	貯留適地（地質の健全性）	地質の健全性が見込まれていること。 具体的には、貯留コンプレックスの特性評価（弾性データ等を用いた構造解釈・地質モデリング、シール層の遮蔽能力評価（毛細管圧力測定等））と CO_2 の挙動シミュレーションを実施し、以下の項目を確認する。 ・シールから CO_2 が漏洩する可能性が低く、適格性要件 8 で示すモニタリングによって、明らかな漏洩が確認されないこと。 ・浸透性の高い断層がシール層を貫いていないこと。 ・漏洩経路となるようなシーフベッド[2]が存在しないこと。	キャップロック、断層等からの漏洩リスクが十分に低いことを確認する必要がある。

[1] 地層を破壊することなく流体を圧入することのできるレートおよび圧力のこと（ISO 27914）。これは、貯留層の性状（多孔性、浸透性など）、坑井のデザイン、坑井数等によって決まる。

[2] 炭酸塩岩ドームのような形状のトラップが浸透性のある地層と側方で接し、トラップ内の流体が浮力によって外へ移動する場合、この地層をシーフベッドと呼ぶ。

5	圧入計画	キャップロックの破壊圧力の 90%以下[3]で圧入レートを設計すること。	貯留層の初期圧力（開発前の油層圧力）を超えて CO_2 圧入を実施する場合、坑井におけるリークオフテストや物理検層データの解析などの手法によってキャップロックの破壊圧力を事前に評価し、これを超過しないような圧入レートを設定する必要がある。
6	圧入計画（坑井の健全性）	関連する坑井は、圧入・貯留された CO_2 が漏洩しない健全性を有していること。 CO_2 圧入前に坑井報告書、Mechanical Integrity Test および Cement Bond Logging 等を用いて、CO_2 漏洩の観点から坑井の状態を確認する。必要があれば坑井の改修を行う。	地下の CO_2 漏洩経路として最も可能性が高いのは坑井（既存井も含む）であるので、坑井は CO_2 の漏洩を防ぐ仕上げになっていなければならない。
7	閉鎖計画	適切な閉鎖計画もしくはプロジェクト終了計画が策定されていること。 ISO 27914 もしくは ISO 27916 に基づく閉鎖計画（プロジェクト終了計画）を策定する。 閉鎖基準やプロジェクトの終了要件については、規制当局、ステークホルダと議論の上で決定する。	適切な閉鎖計画を策定し実行することで、閉鎖後の漏洩リスクを合理的で実行可能な限り低減し（ALARP）、長期にわたるモニタリングの必要性が低減する。
8	モニタリング	圧入した CO_2 が貯留コンプレックス内に封じ込められていることを確認するためのモニタリング（漏洩モニタリング）計画が策定されていること。 具体的には、適格性要件 5 で述べたように、地層破壊が生じない圧入レートによる CO_2 圧入を維持・管理するために、CO_2 圧入圧力の監視を行う。また、坑井での温度・圧力測定および Pulsed Neutron Logging 等の検層により、坑井近傍での CO_2 漏洩の有無を評価する。また、浅層地下水分析および土壌ガス分析を行い、地表近傍への CO_2 漏洩を面的に評価する。	CO_2 貯留プロジェクトのためのモニタリング計画を策定し、実施する。モニタリングの目的は、安全な CO_2 貯留および CO_2 削減量検討に区分されるが、本項では前者を対象とする。 モニタリング計画の策定は、プロジェクトの登録までに完了させる。また、プロジェクト期間中にも必要に応じてモニタリング計画の見直しを行う。 なお、CO_2 プルームの広がりを把握するための貯留モニタリングはオプションとする。

出所）石油資源開発株式会社

(3) リファレンス排出量の算定方法

本プロジェクトのリファレンス排出量は、CCUS としての CO_2-EOR により貯留層に圧入する CO_2 量から算定する。また、in-situ CO_2 もリファレンス排出量に含まれる。

一方、圧入した CO_2 のリサイクル分については、ダブルカウントを避けるために除外する必要がある。In-situ CO_2 と CO_2 リサイクル分の識別方法としては次のように考える。圧入 CO_2 がブレークスルーする以前の初期の生産ガスに含まれる CO_2 は全量 in-situ CO_2 であるから、この時の CO_2 濃度を把握しておく。そして、生産ガス中に含まれる in-situ CO_2 の割

[3] EPA UIC では貯留層の破壊圧の 90%を基準としているが、経済産業省の「CCS 実証事業の安全な実施にあたって」や ISO 27914 ではキャップロック健全性に注視しているので、キャップロックの破壊圧を基準とし、「90%以下」という数字は UIC のそれを適用した。

合は一定であると仮定することで、初期に計測した CO_2 濃度と、ブレークスルー後の生産ガス量を掛け合わせることで in-situ CO_2 が求められ、総 CO_2 生産量から in-situ CO_2 を差し引くことでリサイクル CO_2 が求められる。

(4) プロジェクト排出量の算定方法

プロジェクト排出量については CO_2 回収工程、輸送工程、圧入・貯留工程（CO_2-EOR 工程）からの各 CO_2 排出量を算定する。

回収工程、輸送工程については CCUS のために新設する設備の稼働に伴う化石燃料および電気の消費に伴う排出量を算定する。

圧入・貯留工程（CO_2-EOR 工程）には、圧入・貯留施設からの漏洩、ベントやフレアによる CO_2 放出、生産される原油、販売ガスおよび水に含有する CO_2、圧入・貯留施設で使用する化石燃料および電気の消費に伴う排出量、貯留層からの漏洩が含まれる。なお、既存の原油生産操業で使用している設備との合流が想定され、プロジェクト排出量は CCUS に起因した CO_2 排出相当量と考える必要があることから、本方法論適用分については、原油生産量を基準とした増油割合分をもってこのプロジェクト排出量を算定することとしている。プロジェクト排出量の算定式は表 6 の通りである。

表 6　プロジェクト排出量と算定式

プロジェクト排出量	算定式
CO_2 回収工程	
化石燃料の使用	$PE_{capture\_fuel,\,p} = FC_{capture,\,p} \times EF_{fuel}$
電気の使用	$PE_{capture\_elec,\,p} = EC_{capture,\,p} \times EF_{grid}$
CO_2 輸送工程	
化石燃料の使用	$PE_{trans\_fuel,\,p} = FC_{trans,\,p} \times EF_{fuel}$
電気の使用	$PE_{trans\_elec,\,p} = EC_{trans,\,p} \times EF_{grid}$
圧入・貯留工程（CO_2-EOR 工程）	
坑井および圧入・貯留施設からの漏洩	$PE_{eor\_leak\_surface,\,p} = (V_{delivared\_gas,\,p} \times F_{delivered\_CO_2} + V_{produced\_gas,\,p} \times F_{produced\_CO_2} - V_{injected\_gas,\,p} \times F_{injected\_CO_2}) \times \rho CO_2 \times F_{EOR}$
ベントによる排出	$PE_{eor\_vent,\,p} = V_{vent\_gas,\,p} \times F_{vent\_CO_2} \times \rho CO_2 \times F_{EOR}$
フレアリングによる排出	$PE_{eor\_flare,\,p} = V_{flare\_gas,p} / 0.0224 \times F_{flare\_HC} \times \{DE_{flare} \times 44 + (1 - DE_{flare}) \times 16 \times GWP_{CH4}\} \times F_{EOR} \times 10^{-6}$
生産流体（油・水・ガス）への随伴	$PE_{eor\_entrained,\,p} = (V_{gas,\,p} \times F_{gas\_CO_2} \times \rho CO_2 + V_{oil,\,p} \times F_{oil\_CO_2} + V_{water,\,p} \times F_{water\_CO_2}) \times F_{EOR}$
化石燃料の使用	$PE_{eor\_fuel,\,p} = FC_{EOR,\,p} \times EF_{fuel} \times F_{EOR}$
電気の使用	$PE_{eor\_elec,\,p} = EC_{EOR,\,p} \times EF_{grid} \times F_{EOR}$
貯留層からの漏洩	$PE_{eor\_complex,\,p} = M_{injected\_CO_2,\,p} \times F_{loss\_EOR\_Complex} \times \rho CO_2$

注）F_{EOR} は全体の油産出量に対する EOR 増油量の割合を表し、$F_{EOR} = V_{EOR\_oil,\,p} / V_{total\_oil,\,p}$ により算出する（$V_{total\_oil,\,p}$：各セパレータ下流で測定する油生産量 $V_{oil,\,p}$ の合算）

EF_{fuel}：化石燃料の排出係数、EF_{grid}：電力の排出係数、GWP_{CH4}：メタンの地球温暖化係数、DE_{flare} ：フレア効率、$F_{loss\_EOR\_Complex}$：貯留層から地表への漏洩率。その他のパラメータは**表 7** を参照されたい。

出所）石油資源開発株式会社

(5) 主要なモニタリング項目

また、本プロジェクトにおいて使用するモニタリング項目を表 7 に示す。ここで示すモニタリング項目は CO_2 削減量の算出に用いるものである。

表 7　CO_2 排出削減量計算におけるモニタリング項目一覧

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)
Monitoring point No.	**Parameters**	**Description of data**	**Estimated Values**	**Units**	**Monitoring option**	**Source of data**	**Measurement methods and procedures**	**Monitoring frequency**	**Other comments**
1	Vinjecteded_gas, p	期間 p の圧入ガス量		m^3/p	c	流量計	圧入井近傍に設置されたオリフィス流量計によって測定する。	連続測定	
2	Finjected_CO_2	圧入ガス中に含まれる CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のガスクロマトグラフにより計測する。サンプリングポイントは圧入井近傍に設ける。	1 回/週	
3	Vproduced_gas, p	期間 p の生産ガス		m^3/p	c	流量計	セパレータ出口に設置するオリフィス流量計によって測定する。	連続測定	
4	Fproduced_CO_2, i	初期の生産ガスに含まれる CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	ブレークスルーする前のサンプリング流体のガスクロマトグラフにより測定する。サンプリングポイントはセパレータのガスライン出口に設ける。	1 回（初期）	
5	Fproduced_CO_2	生産ガス中に含まれる CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のガスクロマトグラフにより測定する。サンプリングポイントはセパレータのガスライン出口に設ける。	1 回/週	
6	FCcaputure,p	期間 p の回収施設での化石燃料消費量		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	流量計	CCUS プロジェクトのために回収施設に新設する機器の供給ライン上に設置するオリフィス流量計で測定する。	連続測定	

7	ECcaputure,p	期間 p の回収施設での電力消費量		Mwh/p	c	積算電流計	CCUS プロジェクトのために新設する各機器に備え付けられる積算電流計で測定する。	連続測定	
8	FCtransport,p	期間 p の輸送施設での化石燃料消費量		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	流量計	CCUS プロジェクトのために輸送施設に新設する機器の供給ライン上に設置するオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
9	ECtransport,p	期間 p の輸送施設での電力消費量		Mwh/p	c	積算電流計	CCUS プロジェクトのために新設する各機器に備え付けられる積算電流計で測定する。	連続測定	
10	Vdelivered_gas,p	期間 p における圧入・貯留施設が受け入れたガス量		m^3/p	c	流量計	圧入および貯留施設(パイプライン）の入り口に設置するオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
11	Fdelivered_CO_2	圧入・貯留施設が受け入れたガス中の CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のガスクロマトグラフより計測する。サンプリングポイントは貯留および圧入施設(パイプライン）の入口に設置する。	1 回/月	
12	VEOR_oil, p	期間 p の EOR 増油量		kl/p	c	流量計	EOR 用のセパレータの油ラインの出口に設置するオリフィス流量計によって測定する。	連続測定	
13	Vvent_gas,p	期間 p のベントガス量		m^3/p	c	流量計	ベントするパイプラインと設備の容量として決定される。	ベント作業が発生した時	
14	Fvent_CO_2	ベントガスに含まれる CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のガスクロマトグラフにより測定する。サンプリングポイントは圧入および貯留施設上の任意のフローラインに設置する。	1 回/週	
15	Vflare_gas,p	期間 p のフレアガス量		m^3/p	c	流量計	フレア装置に設置するオリフィス流量計によって測定する。	連続測定	
16	Fflare_HC	フレアガスに含まれる炭化水素濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のガスクロマトグラフにより測定する。サンプリングポイントはフレア設備入口に設置する。	1 回/週	

17	Vgas, p	期間 p に販売ラインに輸送されるガス量		m^3/p	c	流量計	販売ガスラインに設置したオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
18	Fgas_CO_2	販売ガス中の CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のクロマトグラフにより測定する。サンプリングポイントは販売ガスラインとする。	1 回/週	
19	Voil, p	期間 p にセパレータで分離される油生産量		kl/p	c	流量計	セパレータ出口に設置したオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
20	Foil_CO_2	期間 p にセパレータで分離される油に含まれる CO_2 濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のクロマトグラフにより測定する。測定には油サンプルから超音波により抽出したガスを使用する。サンプリングポイントはセパレータ出口とする。	1 回/週	
21	Vwater,p	期間 p にセパレータで分離される水生産量		kl/p	c	流量計	セパレータ出口に設置したオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
22	Fwater_CO_2	期間 p にセパレータで分離される水に含まれる CO_2 の濃度		%	c	ガスクロマトグラフ	サンプリング流体のクロマトグラフにより測定する。測定には生産水から超音波により抽出したガスを使用する。サンプリングポイントはセパレータのガスライン出口とする。	1 回/週	
23	FCEOR,p	期間 p の圧入・貯留施設の化石燃料消費量		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	流量計	圧入および貯留施設の供給ライン上に設置するオリフィス流量計で測定する。	連続測定	
24	ECEOR,p	期間 p の圧入・貯留施設の化石燃料消費量		Mwh/p	c	電力計	圧入および貯留施設の供給ラインの各機器に備え付けられる積算電流計で測定する。	連続測定	

出所）石油資源開発株式会社

4.1.3 貢献度把握の算定手法

今後、CCUS の技術が確立され商業化が進んだ際、南スマトラではクラスタ開発による効率的な CO_2 の回収、輸送、貯留が期待される。図 6 に示したとおり、North Cluster、West Cluster、Southeast Cluster 全体では 72 MMT の CO_2 の貯留が見積もられている。

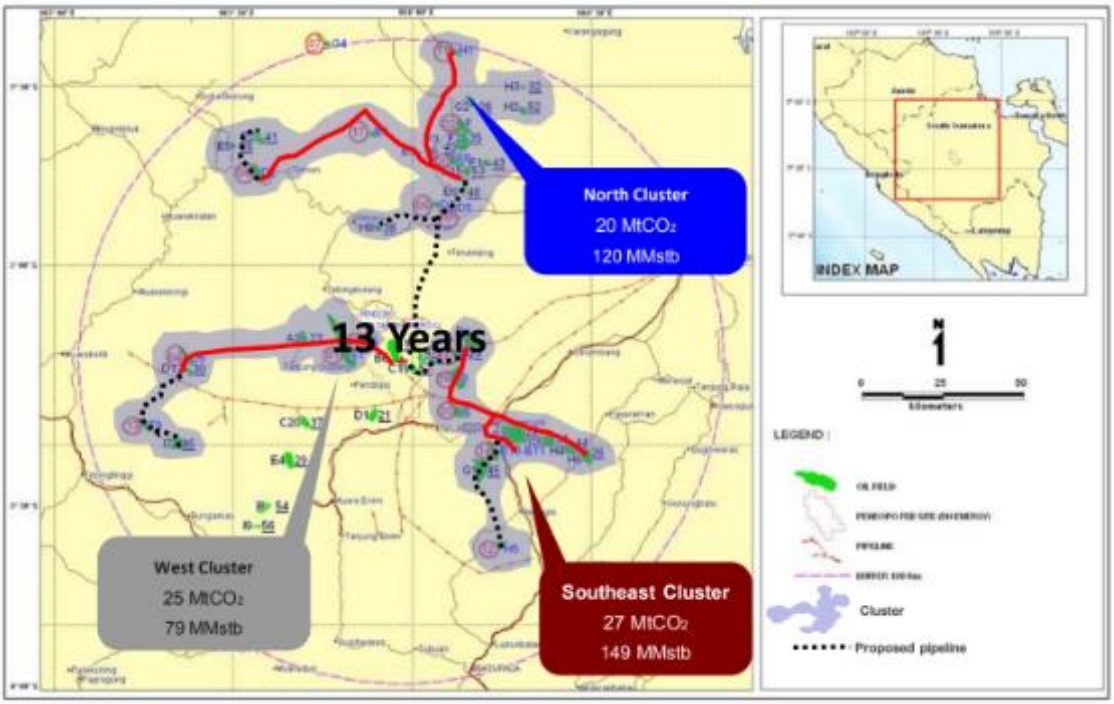


図 6　南スマトラ　クラスタ開発計画図

出所）LEMIGAS(2018)

(1) 貯留ポテンシャルの検討

今後広く CCUS が普及する可能性として、インドネシアを中心にアジア諸国においてどの程度の貯留ポテンシャルがあるかについて、既存資料を元に検討した。

資料を元に整理した貯留ポテンシャルを表 8 に示す。資料によって同じ堆積盆でも貯留ポテンシャルに大きな差があるが、これは、利用可能なデータ量の差や、貯留量の算定方法の違いに起因する。各推定量の背景については、下記に記述する。

表 8　アジア諸国における CO_2 の貯留ポテンシャル

Country	Refer.	Basin	capacity [MMT]				estimate method
			oil and gas field	aquifer	CBM	Sum.	
Indonesia	①	South sumatra	900	7,700	2,700	11,300	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
	②	Central Sumatra	229			748	volumetric
		South Sumatra	144				
		North-West Java	7				
		North-East Java	99				
		Kutai	130				
		Salawati	18				
		Barito	10				
		(North Sumatra)*	112				
Thailand	①	10 basins	1,400	8,900	―	10,300	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
Viet Nam	①	6 basins	1,300	10,400	500	12,200	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
Philippines	①	Cagayan and Central Luzon	300	22,700	―	23,000	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR

注）*1: North Sumatra は参考文献②に記載されていた貯留量の図を引用した他文献の情報より算出
出所）石油資源開発株式会社（既存資料を元に作成）

1) ADB report（表 8-①）

ADB が 2013 年にまとめたレポートでは、インドネシア、タイ、ベトナム、フィリピンの貯留ポテンシャルについて検討されている。ただし、インドネシアについては南スマトラのみの検討となっており、かつ既存油田の 59%、ガス田の 47%しか評価されていない。また、他の国もデータがある堆積盆に限って見積もっている。

対象としている貯留層は、帯水層、油ガス層、CBM 層である。帯水層については、深度 1,000m 以深の堆積盆地を対象に容積法によって算出している。平均孔隙体積を使用し、不均質性による不確実性を考慮して efficiency factor(0-1)が加味されている。CBM 層についても、深度 300m 以深のコールベッドを対象に体積法により算出している。これらは理論上の貯留容量であり、かなりの不確実性を伴う。また、利用可能なデータの質によっても不確実性は異なり、例えば、最もデータのそろっていたベトナムでは孔隙率と構造的・層的なトラッピング構造がベースとなっているが、他の国ではトータル孔隙率のみをベースとしている。

油ガス田については EUR(Estimated Ultimate Recovery)をベースとし、CO_2 の Formation Volume Factor と油層内における CO_2 の密度により貯留量に変換している。さらに、タイとフィリピン、それから南スマトラの油田は、実際の生産データや埋蔵量データを使用して見積もっている。ベトナムと南スマトラのガス田については、OOIP(Original Oil in Place)と回収率が使われており、不確実性が大きくなっている。

2) レミガスレポート（表 8-②）

142 の減退油ガス田の内、データが入手可能であった 66 のフィールドについて検討している。この内、60 の堆積盆地について、適格性（既知の地質構造、十分なデータ、比較的安

定した地質構造、インフラの確立等を加味）に基づいたランキングを示した表がレポート中に示されていたが、このうち具体的な貯留量が明記されていたのは一部で、中でもランキング上位の Tarakan、North Sumatra、Seram については地図上に位置が載っているのみで数値は不明である（図 7）。なお、貯留量は 2009 年時点で利用可能なデータをベースとした理論的な最大貯留容量であり、最新のデータではさらに更新されている可能性がある。算定手法は、容積法を用いて最大貯留可能量を推定している。

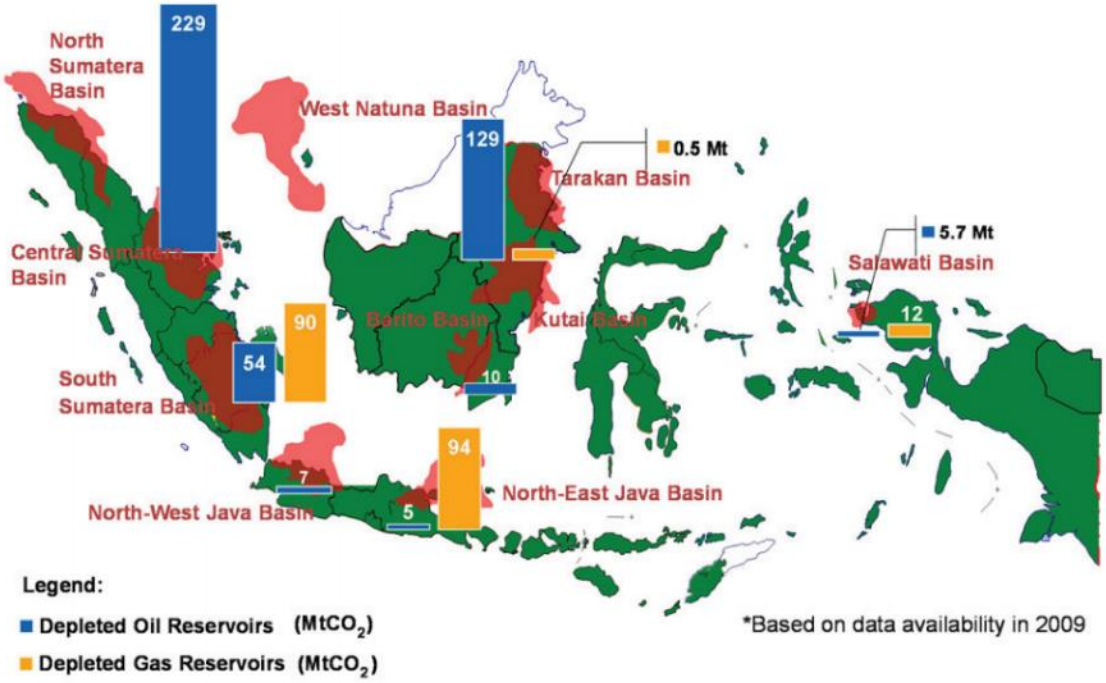


図 7　インドネシアにおける貯留ポテンシャル

出所）LEMIGAS(2013)

(2) まとめ

採用する算定方法やデータ量により、貯留推定値は大きな不確実性を伴うが、いずれにしろ、既存油ガス田よりも帯水層の方で貯留ポテンシャルが高い傾向があることは一般的に知られており（ISO 247916 にも記述）、ADB レポートの推定値とも整合している。一方で、既存油ガス田における CCUS は、既存データが豊富であることに加え、炭化水素の回収という点でもメリットが多いため、商業化ではまずは油ガス田をターゲットとし、将来的には帯水層での CCS の可能性も検討するのがよい。

なお、インドネシア NDC における GHG 削減目標値（下記）と比較し、既存資料によるインドネシアの貯留ポテンシャルでどの程度目標値を満たすかを算出したものを表 9 に示す。

- A：自国の目標：BAU 比 29%減（843MtCO$_2$）
- B：国際貢献前提の目標：BAU 比 41％（1081MtCO$_2$）

表 9　インドネシアの貯留ポテンシャルと CO_2 削減目標達成度

	A	B
①Oil/Gas field	1.07	0.83
①All field	13	10
②（8 basin）	0.89	0.69

出所）石油資源開発株式会社

ADB レポートの推定値（①）によると、南スマトラの全圧入対象層で自国の目標並びに国際貢献度前提の目標を満たすことが可能であり、かつ自国の目標については油ガス田のみで達成可能という結果になっている。

レミガスの推定値（②）によると、推定値が確認可能であった堆積盆の合計では自国の目標に対して 89%の達成度であるが、60 の堆積盆の内、推定値が確認可能であった 8 の堆積盆のみの合計値との比較であり、推定値が確認不可能であったその他の堆積盆、ならびにデータが入手不可能で検討されなかった他のフィールドにおける貯留量が加われば、上記の目標値は達成し得ることが推測される。

一方で、表に示したのは最大の貯留可能量であり、種々の制限により実際に貯留可能となるのは一部となることが予想される。

例えば、APEC が検討したスタディでは、20 年間圧入を想定し、下記の項目を設定して複数の圧入レートで年間貯留量の最適化検討を行い、実態に即した可能貯留量（圧入レート×20 年間）を決定している。

- 設備容量、CAPEX、OPEX、輸送費、圧入費
- 坑井数（シミュレーションにより決定）
- フラクチャ圧力以下となるような圧入圧力
- 輸送と圧入にかかる消費電力、排出する CO_2 量
- P/L の仕様、コンプレッサの耐久年数

また、南スマトラ地域のスタディ対象地域における現在の最大ポテンシャルについても、以下のようなビジネス環境の整備業況により事業化ポテンシャルは増減する可能性がある。

- 好条件な他のプロジェクトが先行することによる CO_2 の削減価値の上昇
- インフラがより整備され地域開発の低コスト化
- CO_2 分離・回収コストの低減
- サイトの特性評価による地質条件の精査
- 貯留技術の向上（マイクロバブル等）による地下のより効率的な利用

4.2 排出削減見込量の試算

南スマトラ地域開発型事業化計画にもとづき現時点で期待される削減量を表 10 に示す。リファレンス排出量については、実際には圧入井前に設置した流量計により圧入量を測定するが、今回の試算においては、計画している 30 年間の圧入数量を圧入量とした。また、リサイクル CO_2 については、最終的には全量地中に貯留することを想定したので合計量としては 0 としている。In-situ CO_2 は上述の通り、生産ガス量に初期の CO_2 濃度（in-situ CO_2 濃度）を掛け合わせることで算出した。

また、ベントやフレア、施設からの漏洩などのプロジェクト排出量は、FS レベルでは把

握できないため、今年度は、生産水・原油へ溶解することによる損失（本プロジェクトではガスの販売は想定していないので除外）、回収・輸送・EOR 工程における化石燃料および電気の使用に伴う排出、油層外への漏洩について試算した。

表 10　JCM 方法論に基づく南スマトラにおける CO_2 削減量（tCO_2）

リファレンス排出量			
パラメータ	CO_2 数量		
圧入 CO_2	9,000,000		
In-situ CO_2	202		
計		9,000,202	
プロジェクト排出量			
パラメータ	CO_2 数量		
化石燃料・電気使用に伴う排出 CO_2	927,042		
生産水・原油への溶解 CO_2	145		
油層外への漏洩 CO_2	90,000		
計		1,017,187	
排出削減量			
（リファレンス排出量）-（プロジェクト排出量）			7,983,015

出所）石油資源開発株式会社

5. 相手国関係者との連携事業等

5.1 East Asia Energy Forum

2020 年 11 月 17 日に東アジア・アセアン経済研究センター(Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, ERIA)が主催する East Asia Energy Forum panel session on CCUS に参加した。パネルセッションのインドネシア側参加者の手配についての事務局への支援や当日本調査事業の紹介をさせて頂いた。

5.2 METI への情報提供

2020 年 12 月 3 日に LEMIGAS から METI 殿、MRI 殿に対して LEMIGAS の紹介及びインドネシアの CCS/CCUS 関連政策動向についての共有がなされた。

5.3 プロジェクトワークショップ

2021 年 2 月 4 日 10 時から 12 時より本調査事業の総括及び関係者への共有を兼ねてプロジェクトワークショップを行った。アジェンダ等は以下の通り。

表 11　プロジェクトワークショップアジェンダ

No	Agenda	Presentator
1	Opening Remark	LEMIGAS: Dr. Usman Pasarai, M.Eng., Head of Exploitation Division Pertamina EP: Mr. Andi W. Bactiar, VP EOR DGMIGAS: Mr. Putu Suardana, Head of Subdirectorate for Oil and Gas Technical and Environmental Safety METI: Mr. Koji Takahashi, Deputy Director, Global Environmental Partnership Office JAPEX: Mr. Hiroto Harata, General Manager, Environmental Business Promotion Dept.
2	Update of CCUS Policy in Indonesia	MEMR: Mr. Bambang Eka Satria, Subcoordinator of Oil and Gas Engineering
3	Global Trends in CO_2 Monitoring and Accounting in CCUS Business Development	MRI: Ms. Kikuko Shinchi, senior researcher, Global Environmental Business Group Environment and Energy Division
4	JCM CCUS Promotional System in oil and gas industry	LEMIGAS: Mr. Wanda Ali Akbar, Research and Development Analyst, Techno Economic and Business Development Division
5	FY 2020 Study Highlight and Wayfoward	JAPEX: Mr. Hiroto Harata, General Manager, Environmental Business Promotion Department

出所）石油資源開発株式会社

MEMR より、Update of CCUS Policy in Indonesia を通じてインドネシアにおける CCUS のアップデートを実施して頂いた。インドネシアは 2030 年までに Business as Usual に対して 29%GHG 排出を減らすこと、国際的な協力を得て 41%低減させることとなっている。IEA の 2020 年報告に基づくと CCUS は全世界の GHG 削減の 15%を担うことが期待されている。インドネシアにおける CCUS を実装する上で、コスト、責任、責任の移転、事業モデル、CO_2 Pricing 及び法規制が課題となっているということが共有された。MRI は Global Trend in CO_2 Monitoring and Account in CCUS Business Development の発表を実施された。その中で EU、UK、米国、日本における CCUS に対する施策、APAEC Phase II の内容及び石油天然ガス企業の脱炭素化に向けた取り組み等をご紹介頂いた。加えて CO_2 排出・削減に関する Accounting の重要性、JCM におけるモニタリングの重要性並びに Asia CCUS ネットワークについてもご説明を頂いた。LEMIGAS は石油・天然ガス業界としての JCM CCUS の推進方法に関する考察を共有し、JAPEX は本調査事業の内容及び今後の進め方の素案についての説明を行った。アジア CCUS ネットワークに関する質問が多く、インドネシア側の CCUS に関する取り組みの高まりをより感じることができた。

6. 総括

本調査は三菱総研が公募する「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）のうち CCUS 国際連携事業報告書」として、インドネシア共和国南スマトラ及びジャワ地域における JCM CCUS 実現可能性調査事業を提案、採択され令和 3 年 2 月 19 日まで実施した。

南スマトラ地域開発型 JCM CCUS については、経済的な CO_2 排出源の一つである、天然ガス処理プラントから放散されている CO_2 の利用については、新規油ガス田の発見がない場合は、長期間見込めないとの検討結果であったが、現在検討中の DME プラントが実装される場合のケースとして地域開発実施シナリオを構築することが出来た。また、CO_2 分離・回収費用の低減により他の CO_2 排出源を活用できる可能性もあり、同地域開発に向けたサイト特徴付けが継続実施されることが望ましい。

ジャワにおける CCUS(CO_2-EOR)については、CO_2 貯留の側面における健全性の確認をすることが出来、実証試験に向けた有力な適地の一つであるとの確認をすることが出来た。Pertamina EP はその実現に向けて取り組みを進めているところでありインドネシア共和国初の JCM CCUS の実装に向けた官民の取組が継続されることが望ましい。本件の実装はインドネシア共和国内のポテンシャルを切り開くものになると大きく期待されるところである。

参考文献

(1) Asian Development Bank (2013), Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia
(2) Asian Development Bank (2019), Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery in Indonesia
(3) Asian Development Bank, Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector, 2019.1-137.
(4) Asia-Pacific Economic Cooperation (2010), Assessment of the capture and storage potential of CO_2 co-produced with natural gas in South-East Asia, CO_2TECH Confidential Consultancy Report No: RPT10-2122
(5) Asia-Pacific Economic Cooperation (2010), Assessment of the capture and storage potential of CO_2 co-produced with natural gas in South-East Asia, CO_2TECH Confidential Consultancy Report No: RPT10-2122
(6) DNV GL (2017), Recommended practice, Geological storage of carbon dioxide, edition June 2017
(7) Environmental Protection Agency (2010), U.S. EPA Class Ⅳ Carbon Dioxide Injection Permit
(8) IPCC (2005), Carbone Dioxide Capture and Storage
(9) IPCC (2007), Fourth Assessment Report
(10) ISO 27914 (2017), ISO 27914:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage, Retrieved from https://www.iso.org/standard/64148.html
(11) ISO 27916 (2019), ISO 27916:2019 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO_2-EOR), Retrieved from https://www.iso.org/standard/65937.html
(12) LEMIGAS (2018), Current Status and future Path of Developments for CCUS in Indonesia, Retrieved from https://pronto-core-cdn.prontomarketing.com/581/wp-content/uploads/sites/2/2018/06/Usman-Pasarai-Current-Status-and-Future-Path-of-Developments-for-CCUS-in-Indonesia.pdf
(13) National energy technology laboratory, Best Practices: Monitoring, verification, and accounting (MVA) for geologic storage projects, 2017 revised edition.
(14) National energy technology laboratory, Best Practices: Risk management and simulation for geologic storage projects, 2017 revised edition.
(15) National energy technology laboratory (2017), Best Practices (2017 revised edition), Site screening, site selection, and site characterization for geologic storage projects
(16) United Nations, Framework Convention on Climate Change (2012), Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011, Addendum Part Two: Action taken by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its seventh session, Annex Modalities and procedure for carbon dioxide capture and storage in geological formations under the clean development mechanism,14-30
(17) Utomo P. Iskandar et.al (2013), Ranking of Indonesia sedimentary basin and storage capacity estimates for CO_2 geological storage, SciVerse ScienceDirect
(18) World Energy Outlook 2018, IEA(2018)
(19) 経済産業省産業技術環境局二酸化炭素回収・貯留（CCS）研究会（2009）,CCS 実証事業の安全な実施にあたって

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：インドネシア共和国南スマトラ及びジャワ地域におけるJCM CCUS実現可能性調査事業

委託事業名：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）のうちCCUS国際連携事業

受注事業者名：石油資源開発株式会社

頁	図表番号	タイトル
20	図 6	南スマトラ　クラスタ開発計画図
22	図 7	インドネシアにおける貯留ポテンシャル

Summary Report for FY2020 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (Secretariat work for international contribution quantification, feasibility studies for JCM (including CCUS) and capacity building program support and domestic secretariat work for CEFIA): International cooperation in CCUS: Prospective Research on JCM CCUS on South Sumatra and Central/Eastern Java in the Republic of Indonesia

JAPAN PETROLUEM EXPLORATION CO., Ltd.

1. Trend analysis of related policies and systems

In this Section, the following items are studied: JCM CCUS related policies in Indonesia, study regarding JCM CCUS promotion in Upstream oil and gas sector in the Republic of Indonesia (Indonesia), design parameter study for CO_2 pretreatment and transportation and CO_2 storage monitoring.

1.1 Indonesia JCM CCUS Related Policy

CCS/CCUS has long been recognized as an important technology for contributing to energy security and reducing CO_2 from fossil power generation and industrial activities since 2009 and there are continues relevant CCS/CCUS technical project in Indonesia.

The Indonesia CCS/CCUS Center of Excellence has been established with the aim of launching and promoting it. Also, in the context of the Paris Agreement, Indonesia states that CCS/CCUS is a part of unconditional CO_2 reduction measures to be implemented via international cooperation.

According to LEMIGAS, if CCS/CCUS will become one items for the Low Carbon Development Initiative (LCDI) under BAPPENAS, it will be promoted more as it will become national program.

LCDI was launched by BAPPENAS in 2017. LCDI identifies development policies that help Indonesia achieves its climate goals and conserves/improves its natural resources while it sustains economic growth by alleviating poverty and achieving sector-level development goals.

Approach stipulated into the LCDI is incorporated into Indonesia's first Green National Development Plan, the National Medium-Term Plan (RPJMN) 2020-2024.

In order to pursue decarburization including CCS/CCUS, in addition to the topics the discussed in the previous section, incentive/promotional system are necessary. There are some examples. Norway and some of the states in Canada introduced carbon tax. Funds levied from carbon tax will be utilized to deploy CCS/CCUS. The United States introduced 45Q Tax Credit under Bipartisan Law, under which the project that capture CO_2 can obtain tax credit. Such tax credit can be utilized to reduce tax.

In Indonesia, there is not promulgated carbon tax or incentive scheme. However, MoFE is under preparation of a draft of Carbon Economic Value Prudential Decree.

The purpose of the Carbon Economic Value Presidential Decree is to achieve the NDC under the Paris Agreement. And, according to LEMIGAS, the contemplated contents are as follows.

1. Economic value of carbon
2. Efforts to achieve NDC
3. Legal basis for NDC reduction efforts
4. Control and monitoring Measures (MRV, SRN, certification)
5. Provisional provisions, etc.

LEMIGAS said that MoEF submitted the draft to relevant ministries and agencies on December 30, 2020. It is worth caching up with its preparation progress.

1.2 JCM CCUS implementation in Upstream Industry in Indonesia

By referencing the relevant CCS/CCUS ready items mentioned in e.g. in IEA Model Framework, relevant stakeholders are identified with RASCI Matrix (Responsible, Accountable, Support, Consulted and Informed). It is still turned out that, to deploy commercial JCM CCUS, there are number of items that are not in-place still.

JCM CCUS is a bilateral initiative by the Republic of Indonesia and Japan. By utilizing the JCM CCUS scheme, it would be possible to not only implement pilot test which will harness viability of JCM CCUS in Indonesia but also to have dialogue with the relevant JCM CCU stakeholders so for business environmental readiness preparation including incentive/motivation, laws, regulations and technical guidelines. In addition, Asia CCUS network that is stated by METI is also desirable place to enhance JCM CCUS readiness.

1.3 Design Parameter for CO_2 Pre-Treatment and Transportation

In Indonesia, there remain not in-place regarding laws, regulations and technical standard/guidance relevant to CO_2 transportation including CO_2 pretreatment (purification/dehydration). As it is important to have CO_2 transportation infrastructure to deploy scalable JCM CCUS and it is assumed important to set out technical standard and guidance for this purpose, after the relevant studies outside Indonesia, the following items are considered as important items and shared to Indonesia JCM CCUS stakeholders.

1. Establishment of laws, regulations, and technical standards for the construction and operation of supercritical CO_2 pipeline systems
2. Establish technical standards and acquire knowledge required for commercial projects through demonstration tests.
3. Establishment of design guidelines for CO_2 composition (water content, H_2S concentration, etc.)
4. Construction of a monitoring and adjustment system for CO_2 supply and demand (daily and seasonal variations, etc.)

1.4 International trend analysis for systematization of storage monitoring

International trend regarding systemization of storage monitoring were studied by referencing to the precedence outside Indonesia. After that, the way to apply into the storage monitoring in Indonesia to deploy JCM CCUS were considered. To study the said precedence, the focusing are given on the flow of site screening and the work during the operation of the CO_2 injection project. As existing documents, Best Practices (NETL, 2017), Recommended Practice (DNV GL, 2017), and ISO 27196 were mainly used. The following study results are summarized and shared with Indonesia JCM CCUS stakeholders.

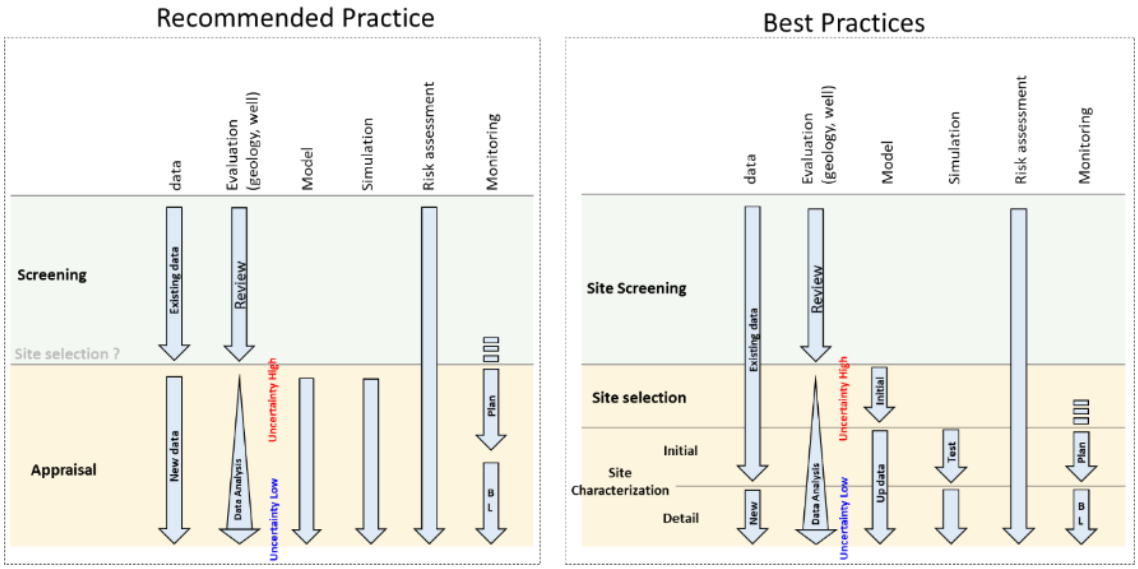


Figure 1 Sorting results of Best Practices Manuals and Recommended Practice

Source) JGI,Inc. arranged from DNV GL(2017) and NETL(2017)

2. Study on the plans for commercialization

In this section, commercialization plans for JCM CCUS in South Sumatra, Indonesia was studied. For this planning, areal development from A filed to G fields were assumed. Considering the data/information availabilities, the focus was put on more for the study of A field, the result of which was used as analogy to prepare plan for commercialization.

2.1 Safe Storage Evaluation of B field

In formulating the monitoring plan, the A field and the adjacent C field were evaluated from existing 3D seismic data, log data, and existing literature for the purpose of identifying geological risks from a stand point of safe storage.

2.2 Reservoir Simulation Study for CO_2 Storage Capacity and Incremental Oil Production

Reservoir simulation model was built collaboratively working with LEMIGAS using production/injection history data, core analysis data, PVT test result and reservoir structure received from Indonesia partners. Reservoir simulation study for estimating oil incremental volume and CO_2 storage capacity was conducted using the reservoir model.

Reservoir simulation study was conducted to investigate the most appropriate field development plan in A field in terms of CCUS study. The study was focused on delineating the remaining oil accumulation for the opportunity to produce more oil and to increase CO_2 storage.

Oil incremental volume amount to 1.0 MMSTB in five years injection operation and 1.6 MMSTB in ten years injection operation. Total maximum CO_2 storage volume in A field was estimated as 3.7 MMton considering both of vapor phase CO_2 volume and dissolved CO_2 in oil phase in reservoir condition. Dissolved CO_2 volume in aquifer phase was not considered for the simplicity.

2.3 Areal Development Plan

As mentioned in the Section 2.1 above, A field to G field were selected for commercialization planning. It is assumed that there are total 49 available development locations (PADs) in all fields and every PAD is operated with constant CO_2 injection rate of 50 Mton/year and switching every 5 years. Based on the case studies on CO_2 supply gas rate from 100 Mton/year to 600 Mton/year, the scheme of operating three PADs at the same time per one field and operating two fields at the same time, in other words total 300 Mton/year supply CO_2 gas case shows the most optimal strategy from the economics standpoint. Multiple field development concept can be seen in Figure 2. Entire areal development plan can be seen in Figure 3. Total incremental oil volume is 36.2 MMSTB and total CO_2 storage volume is 9.0 MMton based on this areal development plan.

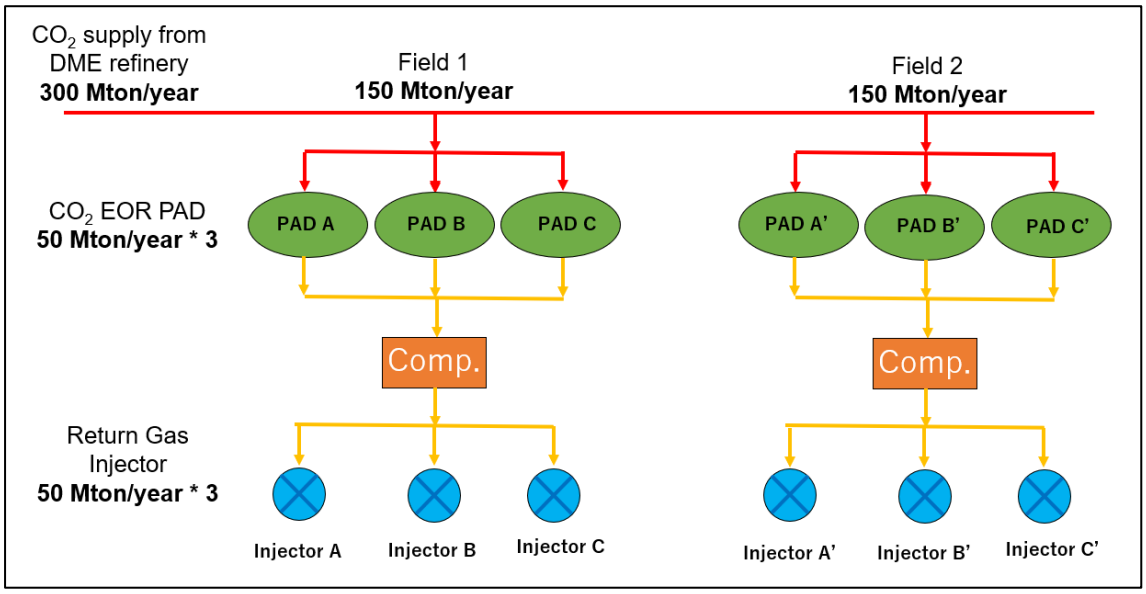
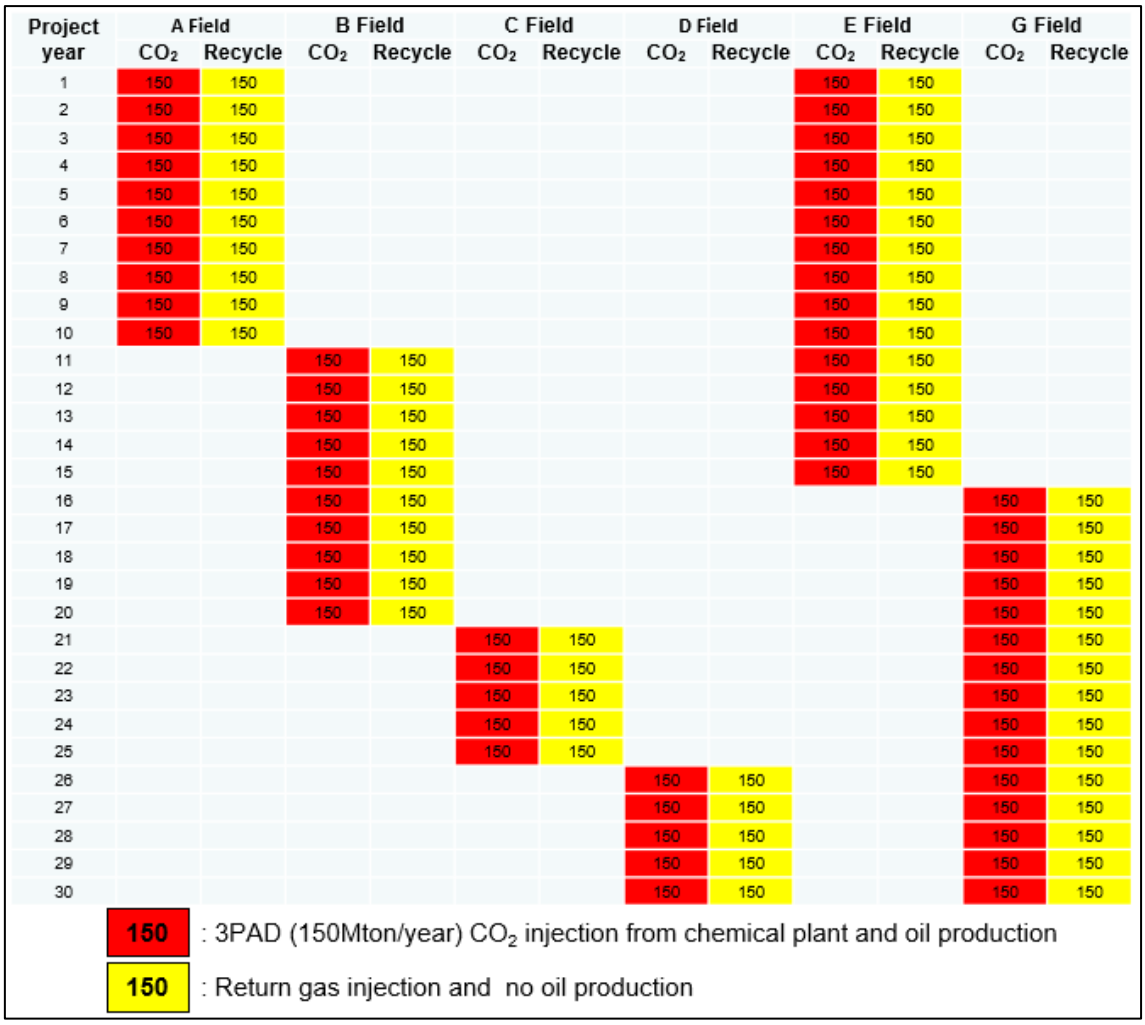


Figure 2 Areal development concept

Source) JAPEX



Project year	A Field		B Field		C Field		D Field		E Field		G Field	
	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle	CO_2	Recycle
1	150	150							150	150		
2	150	150							150	150		
3	150	150							150	150		
4	150	150							150	150		
5	150	150							150	150		
6	150	150							150	150		
7	150	150							150	150		
8	150	150							150	150		
9	150	150							150	150		
10	150	150							150	150		
11			150	150					150	150		
12			150	150					150	150		
13			150	150					150	150		
14			150	150					150	150		
15			150	150					150	150		
16			150	150							150	150
17			150	150							150	150
18			150	150							150	150
19			150	150							150	150
20			150	150							150	150
21					150	150					150	150
22					150	150					150	150
23					150	150					150	150
24					150	150					150	150
25					150	150					150	150
26							150	150			150	150
27							150	150			150	150
28							150	150			150	150
29							150	150			150	150
30							150	150			150	150

150 : 3PAD (150Mton/year) CO_2 injection from chemical plant and oil production

150 : Return gas injection and no oil production

Figure 3 Areal development plan

Source) JAPEX

2.4 Study of CO_2 emission sources

A gas processing plant (100MtCO_2/year) and B gas processing plant (50MtCO_2/year) were considered as CO_2 sources for commercialization planning study. As the contemplated JCM CCUS commercialization schedule is now considered commerce after 2030 and it is necessary to secure 30 years CO_2 supply thereafter continuously and stably, long-terms stable CO_2 supply from A gas processing plant and B gas processing plant were carefully studied by LEMIGAS. As a result, it is turned out that it would be difficult to satisfy the said purpose. Main reasons are gas production decreases from the relevant oil and gas field connected to A gas processing plant and B gas processing gas plant. As the other sources were also examined, the other feasible CO_2 sources remains unclear and it is needed to look at the other industrial CO_2 sources that could supply economical, long-term CO_2 from its primary activities. Among those industrial CO_2 sources, the DME plant planned by Indonesia Partner et al. which is scheduled to start operation in 2025 and especially the pulverized coal filter vent (gas volume 38 MMscfd, CO_2 concentration 88%) discharged from the DME-I plant, turned out to have a high and sufficient gas volume. Then, it was decided to develop a development plan to utilize the CO_2 from the pulverized coal filter vent of the DME plant (gas volume 38 MMscfd, CO_2 concentration 88%, CO_2 amount of over 600,000 tons per year).

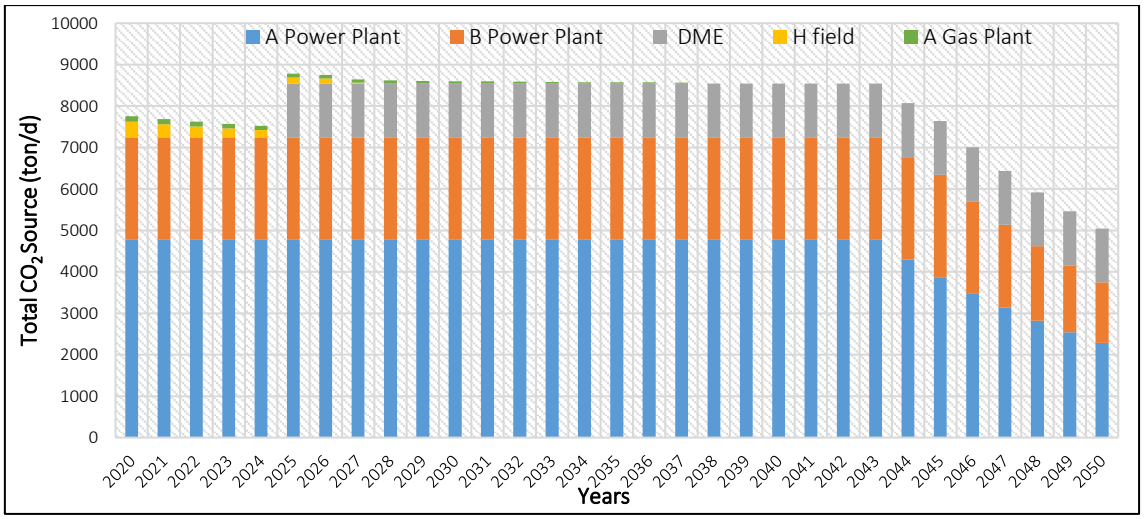


Figure 4 CO_2 Supply Projection

Source) LEMIGAS

2.5 Project Economics

2.5.1 Project Structure

The following project structure are considered.

1. Establish Joint Venture that performs from CO_2 Pretreatment to Injection.
2. CCUS Development Agreement to be executed between Pertamian EP and JV, boundary of which are JCM CCUS.
3. CCUS (CO_2-EOR) implementation Joint Venture receives free supply of CO_2 from CO_2 emitters in return for the installment of CO_2 capture equipment by which CO_2 emitter reduce CO_2 emissions.

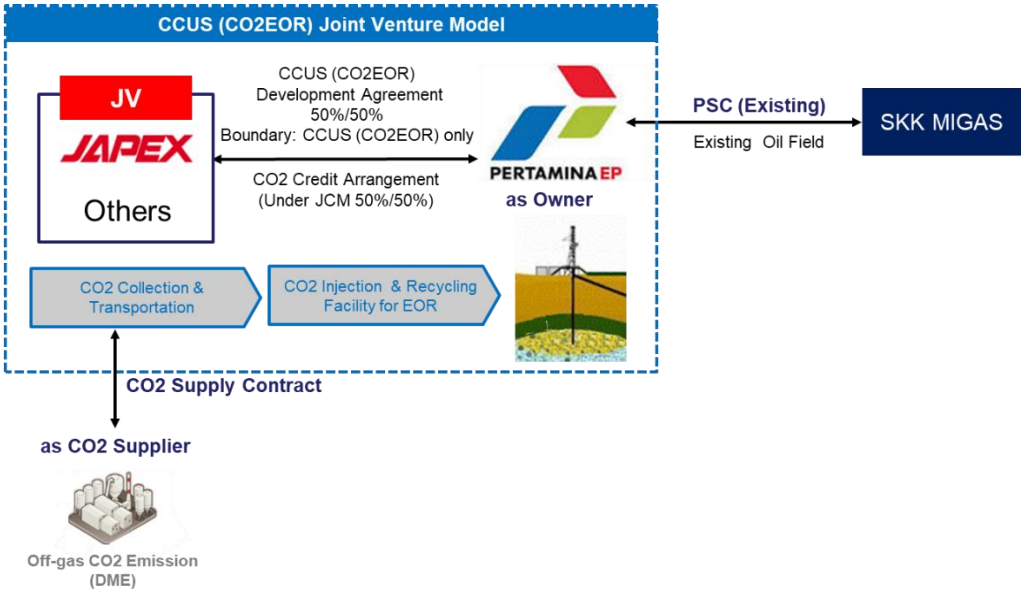


Figure 5 Business Structure for JCM CCUS in South Sumatra

Source) JAPEX

2.5.2 Economics Valuation

All estimates were made on a real basis, that is, without considering inflation. The specifications and calculation results are shown below.

Table 1 Economic calculation valuation

Base	Real Base
Cost Recovery	100% percent of incremental oil revenue
Domestic Marketing Obligation	Supply 25% of incremental oil at 25% of international price. Grace period from the first five years from start of incremental oil production.
Oil Price	USD50 per BBL
CAPEX	Total: 412 MMUSD (30 Years)
OPEX	Total:314 MMUSD (30 Years)
Incremental Oil Production	Total 36 MM BBL (30 Years)
CO_2 Injection	Total:9MMt-CO_2
CO_2 net reduction	Total: 7.9MMt-CO_2
JCM Credit Price	USD50 / t-CO_2 CO_2 pricing for 2025 and 2030 mentioned in the CO_2 pricing published by IEA were referred. And, as relatively low-end number, 50USD/tCO_2 was selected with sensitivity analysis mentioned below.
Allocation of JCM Credit	90%
Corporate Tax	40.5%（Indonesia）
Unlevered IRR	14.0%

Source) JAPEX

Sensitivity analysis was conducted as below to check the impact of oil price and/or CO_2 reduction value as below. Based on sensitivity analysis, CO_2 Reduction Value will have impact to project profitability.

Table 2 Sensitivity Analysis

		Oil Price					
		40	50	55	60	65	70
CO2 Reduction Value	0	4.0%	7.7%	9.1%	10.4%	11.6%	12.7%
	23	8.3%	10.9%	12.0%	13.1%	14.2%	15.3%
	43	11.0%	13.2%	14.3%	15.3%	16.3%	17.3%
	50	11.8%	14.0%	15.0%	16.0%	17.0%	18.0%
	73	14.3%	16.4%	17.4%	18.3%	19.3%	20.2%
	100	17.0%	19.0%	19.9%	20.8%	21.7%	22.6%
	120	18.9%	20.8%	21.7%	22.6%	23.5%	24.4%

Source) JAPEX

3. Examination of the Problematic Issues and Their Solutions

In this section, the sufficiency of safe storage regarding α field CCUS was examined. In addition, so as to procure future participation from financial sectors into commercial JCM CCUS project, CO_2 storage risk assessment was studied.

3.1 Study on Safe Storage of α Field

Regarding safe storage of α field, it is consisted of confirmation of its safe storage sufficiency judging from injection strategy and preparation of the safe monitoring planning. Safe storage is consisted from storage capacity, injectivity, geological integrity and well integrity.

3.1.1 Injection Strategy

The CO_2 injection strategy in the reservoir is to inject from the top most of the structure using a gravity stable flood mechanism. This injection strategy was chosen after comparing the flood with a conventional CO_2 flooding that has multiple patterns injection. Since the reservoir has tall carbonate build up, CO_2 flooding at this type of reservoir would have a poor sweep efficiency. The injected CO_2 tends move upward to the top of structure due to density difference leaving many un-swept oils. By injecting CO_2 at the top of the structure, oil will be drained from the top part of the reservoir and push downward into production wells.

3.1.2 CO_2 Storage Capacity

The CO_2 storage capacity in the α field is estimated to be 9.4 MMt to 19.5 MMt by reservoir simulation. In this year's study, as a result of verifying this CO_2 storage amount by three different volumetric methods, the result is 3.8 MMt to 19.6 MMt. Both estimations are generally in good agreement, so the certainty of the storage amount has been increased. The simulation results indicate that the CO_2 storage amount is highly dependent on the injection rate, and optimization of the injection rate is important for future study in order to reduce the uncertainty of the storage amount.

3.1.3 Injectivity

Reservoir simulation confirmed that the reservoir has an injectivity of 1-2 MMt/y. Although the injection rate of 2MMt/y is lower than the fracture pressure of the seal layer, it is expected that the

reservoir pressure will increase and exceed the initial formation pressure. Therefore, in order to reduce the risk of CO_2 leakage, it is necessary to consider optimizing the plan of injection by the implementation of reservoir simulation.

3.1.4 Geological Integrity

The II Formation (primary seal) and III Formation (secondary seal), which overlay the reservoir, are predominantly dense mudstone by reanalysis of well log data and 3D seismic data. It has been confirmed that the average effective porosity is as low as 10% or less and that it has excellent sealing ability and that it covers the entire α field with a sufficient thickness.

As a result of processing seismic data with an emphasis on fault extraction, the faults identified in the I Formation reach the II Formation and few faults reach the lower part of the III Formation. From the seismic data, no chimney or amplitude anomaly phenomenon suggesting the leakage of hydrocarbons from the fault is observed, and it is suggested that the hydrocarbons are stably stored in the α field for a long period of time.

It is necessary to conduct the study of geomechanics regarding the possibility that the seal capability will decrease and the fault will be reactivated due to changes in reservoir pressure due to CO_2 storage and oil production planned in the future.

3.1.5 Wellbore Integrity

As a result of examining the well integrity with reviewing the data such as Leak Off Test, Formation Integrity Test and specific gravity of drilling fluid, it is suggested that casing annulus cement has a sealing ability against the reservoir pressure up to 3,000 psi within the range of currently available data. In the future, in order to confirm the current sealing ability of cement, additional work such as annulus pressure analysis corresponding with the events during production operation and annulus fluid analysis to identify the source should be performed to confirm the current cement seal integrity. It is to prove that the fluid does not come up to the surface from the reservoir.

3.1.6 Monitoring

In the α field, CO_2 leakage from faults and seal layers has been extracted as a major risk, it is recommended to focus on monitoring wells and surface near major faults and near the top of the structure. In addition, monitoring area has been effectively set in consideration of the location of injection wells and the size of CO_2 plumes during demonstration tests and commercial operations. The monitoring plan has classified into priority-A monitoring, which is an essential item, and priority-B monitoring, which is the next priority item, with due consideration of cost effectiveness. It is necessary to optimize the monitoring plan according to the results of the reservoir simulation to be carried out in the future and the injection plan to be created based on this.

Table 3 Priority classification of monitoring items

	Prriority-A	Priority-B
Near-surface monitoring	Soil gas analysis	In-SAR
	Shallow water analysis	
	Production and CO_2 injection rate	
	Temperature and Pressure @ wellhead	
Sub-surface monitoring	Temperature and Pressure @ wellbore with Slickline	3D seismic
	Temperature and Pressure @ wellbore PT sensor with DTS	Microseismic
	RST (Reservoir Saturation Tool)	
	CBL(Cement Bond Log) -VDL(Vertical Density Log)	
	MIT (Mechanical Integrity Analisys)	
	Production fluid analysis	

Source) JAPEX

In addition, we examined refinement and simplification about the monitoring plan.

- Refinement and simplification according to the risk (subsurface risk)

  In the α field, two points, i) Southern Fault and ii) reservoir pressure exceeding the initial pressure, were extracted as possible leakage risks. In order to reduce these risks, the geochemical analysis was concentrated near the fault and in addition a system was established to enable constant monitoring of wellbore pressure around faults.

- Refinement and simplification according to monitoring and extrapolation (combination of methods)

  In the α field, it was assumed that CO_2 storages within the inversed 5 spot pattern from the reservoir simulation in pilot phase. The monitoring plan was optimized by concentrating monitoring items within and near the spot pattern.

From the above points and cost-effectiveness, the priority-A event will be performed, and the priority-B event will be performed according to the situation.

3.2 CO_2 Storage Risk Assessment

When conducting risk assessment, it is needed to consider all relevant potential risk in the project and implement based on risk criteria, and CCUS specific risk is particularly must be focused. For commercialization of CCUS in Indonesia, cooperating with lenders as well as Indonesian partner is needed.

This year, we conducted the quantitative evaluation of CCUS specific risk with a third party consultant majored in risk assessment (DNV GL). And before conducting the evaluation, we investigated general risk considered in CCUS, general methodology of risk assessment, and the international examples of risk assessment. After evaluation, we arranged the dialogue sessions with banks and Indonesian partners. Then, from the lender's requirement, we developed a road map for CCUS commercialization. It has to be noted that the risk assessment was focused on CCUS specific risk and conducted with limited information at FS stage.

Through the study, the following items are possible conditions relevant to FID timing, which will be updated through further progress of JCM CCUS.

- Demonstration that the site provides safe long-term storage.
- Validation that revenue from projected incremental oil production, combined with any additional financial support through direct funding of carbon credits provides a viable business case.
- Validation of the proposed well engineering and injection concept to sustain adequate levels of (incremental) oil production to maintain a viable business case for expected duration of project.
- Validation of suitability of monitoring and modelling program to provide necessary assurance to banks and other stakeholders that CO_2 is safely stored and moving as predicted.
- Comprehensive, transparent and traceable documentation of risk assessment and risk treatment.

4. Calculation and estimation of expected emission reduction

4.1 Study on the methodology of GHG emission reduction

4.1.1 Overview

There has been some studies on CCUS (CO_2-EOR) application to the oil fields in the Republic of Indonesia. In the studies, emission reductions are defined as "project reductions" which corresponds to reference emissions minus project emissions (including leakage, fuel usage, etc)". This project follows the same concept as was adopted last year.

(1) Reference emissions

CO_2 supplied to the CO_2-EOR project is defined as reference emissions. The injected CO_2 which breaks through the field shall be re-injected and it is necessary to prevent such the recycled CO_2 from being double-counted as the storage amount. In-situ CO_2, which originally exists in the reservoir, is treated as anthropogenic CO_2 if once produced with oil/natural gas (see ISO 27916), so it must be distinguished from the recycled one.

(2) CO_2 recycling

The CO_2 to be utilized in this CO_2-EOR project is the one which is contained in the gas produced in surrounding oil/gas fields. As a result of injecting CO_2 into EOR-targeted oil fields, substantial amount of CO_2 will be stored underground, if not, it would have been emitted to the atmosphere. In the future, CO_2 emitted from the DME plant is also assumed to be injected. In the CO_2-EOR operation, a part of injected CO_2 may return to surface with the production stream and the operator, therefore, needs to prepare a system to re-inject the CO_2 for recycling.

The CO_2 extracted from the gas produced in the oil/gas fields is collected, pressurized and transported to the injection well by pipeline, and injected into the target reservoirs. Produced stream from production wells is separated into gas and liquid. Oil and water are stored in tanks before sending them to following processes. CO_2 is extracted from the separated gas and commingled with the one

supplied from the oil/gas field to re-inject through the transport flow.

(3) Reference document and its scope

In formulating the emission reduction methodology to be applied to this project, in the last year's study, related existing methodologies were referred including ISO (ISO / TC 265 Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage), ACR (The American Carbon Registry) and CDM (Clean Development Mechanism). During Project workshop for FY 2020 program, JCM Indonesia stated that JCM methodology needs to be prepared by only refereeing CDM CCS M&P. LEMIGAS conducted discussion this matter with JCM Indonesia this year. As the result of the discussion, JCM Indonesia has confirmed that ISO also can be referred to prepare JCM CCUS methodology at the current moment.

Considering the comments from JCM Indonesia, the requirements of CDM CCS Modality & Procedure (hereinafter referred to as CDM) were clarified this year and compared with ISO 27914 and ISO 27916. Then we discussed with LEMIGAS and it was agreed that the items of each element which can be implemented for commercialization and appropriate for CCUS business would be applied to this methodology. Regarding CDM, the text describes the procedures and rules for operating the CDM mechanism for obtaining CDM credits, and the specific implementation details are described in Appendix B, so it is mainly referred. The study result is summarized as Table 4.

Table 4 Summery of existing methodology which is applicable to the methodology

Item	Methodology to apply	Background
1)Site screening, selection, characterization	ISO 27916 (ISO 27914 and CDM as appropriate)	As described in ISO 27916, in CCUS in existing oil and gas fields, the reservoir characteristics of the target layer are well known by a large number of wells, and it is considered that the primary seal is effective from the fact that hydrocarbons are contained for millions of years (ISO 27916 Annex 5 and 13). ISO 27916 (Clause 4, 5, and 7) is applied based on the above and necessary items which is not described in ISO 27916 is applied from ISO 27914 (Clause 5 and 7) and CDM (Appendix B, chapter 1) as appropriate.
2)Design, development, and injection operation	ISO 27914 and ISO 27916	ISO 27914 (Clause 7 and 8) which is systematically described is applied. This project is CCUS so ISO 27916 (Clause 4, 6 and 7) which is described related to CCUS and focuses on the leakage is also applied.
3)Closure	ISO 27916 (ISO 27914 as appropriate)	This project is CCUS so ISO 27916 (Clause 10) which is described related to CCUS is applied, and ISO 27914 (Clause 10) which describes the criteria for site closure and closure qualification process is also applied if necessary.
4)Risk assessment	ISO 27914 (ISO 27916 and CDM as appropriate)	Since not only leakage but also all possible risks should be considered in the risk assessment, ISO 27914 (Clause 6), which is comprehensively described, is applied. Since leakage evaluation is also essential as a specific risk for CCS / CCUS, ISO 27916 (Clause 6) and CDM (Appendix B, chapter 2), which are focused on leakage, is also applied.

5)Monitoring	ISO 27916 (ISO 27914 as appropriate)	Since this is CCUS projects, the integrity of the reservoir has been proven to some extent, the storage monitoring described in ISO 27914 (Clause 9) is determined to be not a requirement but an option. On the other hand, leak monitoring is essential, so ISO 27916 (Clause 6) is applied. As described in 1), the effectiveness of the primary seal is proven in existing oil and gas fields, and unlike CCS, the spread of CO_2 plume is limited due to the existing of many production wells (ISO 27916 Annex 5,13), so the leakage risk after closure is considered to be small. Therefore, if it is shown that the risk of leakage after closure is sufficiently low, monitoring for 20 years as described in the CDM (Appendix B, chapter 3) seems to be not essential requirement.
6)Quantification method	ISO 27916	ISO 27916 which defines a breakdown of project emissions is applied. Just like last year, the injection/storage process is examined by ISO 27916 (Clause 8) methodology, and the capture and the transportation processes are examined by ACR methodology and other case examples. In addition, the 1% defined by the IPCC is applied to the amount of leakage from the reservoir, as in the previous year.
7)Liability	―	Regarding the transfer of responsibility, including the monitoring period after closure described in 5), it is not a matter that can be decided by business operators, so it seems better to discuss and decide between the governments. it should be decided through discussions and decisions between governments. For example, in CDM there is the provision that 5 % of credit is deducted and reserved in the account for the case that leakage amount exceeds.

Source) JAPEX

4.1.2 Study on the methodology of the project

(1) Description of the project

The CO_2 emission reduction is estimated as for oil/gas field in South Sumatra. As shown in chapter 2, DME plant is a prime candidate for the CO_2 source. Pre-compressor, dehydrator, and membrane separation equipment are constructed for pretreatment for transportation and compressor is constructed for transportation, so project emission by operating these facilities have to be calculated. CO_2 discharged from DME plant is transported to the oil field and injected to several PADs. CO_2 recycling facilities are constructed for EOR operation.

CO2 is injected with the rate of 300 M ton/year for 30years, and total injection volume is 9MMton. Injected CO_2 is reproduced after breakthrough, and the recycled CO_2 is re-injected to the subsurface (Pads only for storage without oil production), so all is stored in the subsurface at the end of the project.

(2) Eligibility Criteria

Table 5 Eligibility requirement for the project case study

Number	Category	Eligibility requirements	Necessity
1	Appropriate storage site (CO_2-EOR concept)	The project should include the process of capturing CO_2 from industrial facilities and surrounding oil and gas fields, injecting the CO_2 into the target oil and gas fields, and recovering oil by EOR.	Clarify the structure of the project and the matters related to CO_2-EOR operations. In addition, the amount of CO_2 that can be captured from the facility and oil and gas fields should be examined.
2	Appropriate storage site (storage capacity)	The injection formation should have sufficient capacity to store the planned total CO_2 amount to be injected (ISO 27914 Clause 5, ISO 27916 Clause 5). The storage capacity of the injection target formation is calculated by measuring the capillary pressure of the caprock core or cuttings. If samples are difficult to obtain, capillary pressure is estimated from data about hydrocarbon distribution in existing oil and gas fields.	The oil and gas storage over geological time in the target oil fields prove the existence and performance of the caprock. On the other hand, if there is not enough storage capacity, the project terminates earlier than planned, and the effectiveness for decarbonization and global warming measures is not required as well as the finance of project is affected.
3	Appropriate storage site (Injectivity[1])	The target reservoir should have injectivity that can store the annual CO_2 injection amount and the total CO_2 injection amount with the planned injection design (ISO Clause 5). In Specifically, simulations should be performed with the designed injection rate, number of wells, and well design, and should be confirmed that sufficient injectivity can be expected for the entire reservoir including the wells.	If there is not enough injectivity, the project terminates earlier than planned, and the effectiveness for decarbonization and global warming measures is not required as well as the finance of project is affected.
4	Appropriate storage site (geological integrity)	The sufficient geological injectivity should be expected. Specifically, the characterization of the storage complex (structural interpretation / geological modeling by elastic data, evaluation of the ability of the seal layer (capillary pressure measurement, etc.) and the simulation of CO_2 movement with the reservoir model is carried out, and the following items are examined. ・The possibility of CO_2 leakage from the seal is low, and any obvious leakage is not detected by the monitoring indicated in eligibility requirement 8. ・Permeable faults do not penetrate the seal formation. ・There is no thief bed[2] that can be leakage pathway.	It is needed to confirm that the risk of leakage through caprocks or faults is low enough.

[1] ISO 27914 describes that rate and pressure fluids can be injected without fracturing the storage unit. This is determined by the reservoir property like porous or permeable one, design of well, number of wells and etc.

[2] If traps which structure is like carbonate rocks dome touches permeable rocks at lateral sides, and the fluid within the trap escapes by buoyancy, this stratum is called as thief bed.

5	Injection plan	The injection rate should be designed to be at 90% [3]or less of the fracturing pressure of the caprock.	When CO_2 injection is performed over the initial pressure of the reservoir (oil pressure before development), the fracture pressure of the caprock should be evaluated in advance by methods such as leak-off test in the well or analysis of physical logging data. It is necessary to set the injection rate so as not to exceed this value.
6	Injection plan (well integrity)	The relevant wells must have sufficient integrity not to cause the leakage of injected and stored CO_2. Before CO_2 injection, the condition of the well is examined from the viewpoint of CO_2 leakage by using the well report, Mechanical Integrity Test, Cement Bond Logging and etc. Well workover should be implemented if necessary.	Wells (including existing wells) are the most probable underground CO_2 leakage pathway, so the wells must be completed not to cause CO_2 leakage.
7	Closure plan	An appropriate closure plan or project termination plan should be developed. A closure plan (project termination plan) based on ISO 27914 or ISO 27916 is developed. Closure criteria and project termination requirements should be decided in consultation with regulators and stakeholders.	If appropriate closure plan is developed and conducted, and leakage risk after closure become as low as reasonably practicable (ALARP), the need to conduct long time monitoring is lower.
8	Monitoring	Monitoring (leakage monitoring) plan should be developed to ensure that the injected CO_2 is contained within the storage complex. Specifically, as described in eligibility requirement 5, CO_2 injection pressure should be monitored in order to maintain and manage CO_2 injection at the injection rate that does not cause geological fracture. In addition, CO_2 leakage near the well should be evaluated by temperature / pressure measurement in the well and logging such as Pulsed Neutron Logging. Also, ground water analysis and soil gas analysis near surface should be conducted to evaluate areal distribution of CO_2 leakage near the surface.	To develop and implement a monitoring plan for CO_2 storage projects. The purpose of monitoring is safe CO_2 storage or CO_2 reduction study, and this section focuses on the former. The development of the monitoring plan will be completed by the project registration. In addition, the monitoring plan will be reviewed as necessary during the project period. Storage monitoring to detect the spread of CO_2 plume is an option.

Source) JAPEX

(3) Calculation method of reference emissions

The reference emission in this project is calculated from the amount of injected CO_2 for CO_2-EOR as CCUS. And in-situ CO_2 is also included.

On the other hand, recycled CO_2 is needed to be excluded to avoid the double-counted. Distinguish of in-situ CO_2 and recycled CO_2 is as follows. CO_2 included in initial gas production before breakthrough of injected CO_2 is all in-situ CO_2, so the fraction of CO_2 is measured at this time. The fraction of in-situ CO_2 included in gas production is assumed to be constant. Then in-situ CO_2 is calculated by multiplying the amount of gas production after breakthrough by the fraction of CO_2 initially measured and recycled

[3] The EPA UIC has operational standard as 90% of the fracture pressure of the reservoir, but "Safe Implementation of CCS Demonstration Project" by METI or ISO 27914 focus on the integrity of caprocks, so fracturing pressure of caprock is considered to be based and "90% or less" is applied from the value defined by UIC.

CO_2 is calculated by excluding the amount of in-situ CO_2 from the total amount of CO_2 production.

(4) Calculation method of project emissions

The amounts of project emission is calculated by the amount of CO_2 emission in the each process of capture, transportation, injection and storage.

As for the process of capture and transportation, the amounts of discharged CO_2 by consumption of fossil fuel and electricity are calculated.

As for the process of injection and storage, the amounts of discharged CO_2 by leakage from the injection and storage facilities, the operations of venting or flaring, entrained within produced oil, gas, or water, consumption of fossil fuel and electricity, and leakage from reservoir are included. This CCUS process is planned as to partly utilize the existing facilities which are used in other oil production operation. So the proportion of oil production solely caused by the CCUS is therefore evaluated in order to estimate the project emission for which the CCUS operation is responsible. Project emission and equations are described in Table 6.

Table 6 Project emission and equations

Project emission	**equations**
CO_2 capture process	
Consumption of fossil fuel	$PE_{capture\_fuel,\,p} = FC_{capture,\,p} \times EF_{fuel}$
Consumption of electricity	$PE_{capture\_elec,\,p} = EC_{capture,\,p} \times EF_{grid}$
CO_2 transportation process	
Consumption of fossil fuel	$PE_{trans\_fuel,\,p} = FC_{trans,\,p} \times EF_{fuel}$
Consumption of electricity	$PE_{trans\_elec,\,p} = EC_{trans,\,p} \times EF_{grid}$
CO_2 injection and storage process (CO_2-EOR process)	
Leakage from wells and injection and storage facilities	$PE_{eor\_leak\_surface,\,p} = (V_{delivared\_gas,\,p} \times F_{delivered\_CO_2} + V_{produced\_gas,\,p} \times F_{produced\_CO} - V_{injected\_gas,\,p} \times F_{injected\_CO_2}) \times \rho CO_2 \times F_{EOR}$
Emission by vent	$PE_{eor\_vent,\,p} = V_{vent\_gas,\,p} \times F_{vent\_CO_2} \times \rho CO_2 \times F_{EOR}$
Emission by flaring	$PE_{eor\_flare,\,p} = V_{flare\_gas,p} / 0.0224 \times F_{flare\_HC} \times \{DE_{flare} \times 44 + (1 - DE_{flare}) \times 16 \times GWP_{CH4}\} \times F_{EOR} \times 10^{-6}$
Entrained in produced water, oil and sales gas	$PE_{eor\_entrained,\,p} = (V_{gas,\,p} \times F_{gas\_CO_2} \times \rho CO_2 + V_{oil,\,p} \times F_{oil\_CO_2} + V_{water,\,p} \times F_{water\_CO_2}) \times F_{EOR}$
Consumption of fossil fuel	$PE_{eor\_fuel,\,p} = FC_{EOR,\,p} \times EF_{fuel} \times F_{EOR}$
Consumption of electricity	$PE_{eor\_elec,\,p} = EC_{EOR,\,p} \times EF_{grid} \times F_{EOR}$
Leakage from the reservoir	$PE_{eor\_complex,\,p} = M_{injected\_CO_2,\,p} \times F_{loss\_EOR\_Complex} \times \rho CO_2$

Note) F_{EOR} is ratio of enhanced oil production by EOR and total amount of oil production and calculated by $F_{EOR} = V_{EOR\_oil,\,p} / V_{total\_oil,\,p}$ ($V_{total\_oil,\,p}$ is total amount of $V_{oil,\,p}$ measured at the exit of each separator)

EF_{fuel}: Emission factor of fossil fuel, EF_{grid}: Emission factor of grid power, GWP_{CH4}: Global warming potential of methane, DE_{flare} : Flaring Efficiency, $F_{loss\_EOR\_Complex}$: The fraction of leakage into surface from reservoir. The other parameters are described in Table 7

Source) JAPEX

(5) Parameters to be monitored in the proposed methodology

The monitoring items used in this project are prepared as per Table 7. These are used to calculate the amount of CO_2 reduction.

Table 7 List of monitoring for calculating CO_2 emission reduction Emission sources and GHG types

(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)	(j)
Monitoring point No.	**Parameters**	**Description of data**	**Estimated Values**	**Units**	**Monitoring option**	**Source of data**	**Measurement methods and procedures**	**Monitoring frequency**	**Other comments**
1	Vinjecteded_gas,p	Volume of injected gas during the p periods		m^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at near injection well.	continuous observation	
2	Finjected_CO_2	The fraction of CO_2 included in injected gas		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling points are near injection well.	once a week	
3	Vproduced_gas, p	The volume of total gas production during p periods		m^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at the exit of separator	continuous observation	
4	Fproduced_CO_2, i	The fraction of CO_2 included in initial gas production		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling is conducted before breakthrough of injected CO_2. Sampling point is installed at the exit of injection and storage facilities.	once (initial)	
5	Fproduced_CO_2	The fraction of CO_2 included in gas production		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling point is installed at the exit of injection and storage facilities.	once a week	
6	FCcaputure,p	Fuel consumption of CO_2 capture facilities during the period p		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at supply line for new equipment for CCUS in capture facilities.	continuous observation	

7	ECcaputure,p	Electricity consumption of CO_2 capture facilities during the period p		Mwh/p	c	ampere-hour meter	Measured by ampere-hour meter installed in each new equipment for CCUS.	continuous observation	
8	FCtransport,p	Fuel consumption for CO_2 transportation facilities during the period p		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at supply line of new equipment for CCUS in transportation facilities.	continuous observation	
9	ECtransport,p	Electricity consumption for CO_2 capture facilities during the period p		Mwh/p	c	ampere-hour meter	Measured by ampere-hour meter installed in each new equipment for CCUS.	continuous observation	
10	Vdelivered_gas,p	Volume of delivered gas during p periods		m^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at entrance of injection and storage facilities.	continuous observation	
11	Fdelivered_CO_2	Fraction of CO_2 included in delivered gas		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling point is installed at entrance of injection and storage facilities.	once a month	
12	VEOR_oil, p	Volume of oil production by EOR during p periods		kl/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at exit of oil line of separator for EOR.	continuous observation	
13	Vvent_gas,p	Volume of vented gas for equipment during the period p		m^3/p	c	flow meter	Decided as the volume of pipe line and equipment which is vented.	When venting operation is conducted	

14	Fvent_CO_2	The fraction of CO_2 included in vented gas		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling point is installed at arbitrary flow line in injection and storage facilities.	once a week	
15	Vflare_gas,p	Volume of flared gas during the period p		m^3/p	c	flow meter	Measured by orifices flow meters installed at the entrance of flare equipment.	continuous observation	
16	Fflare_HC	The fraction of hydrocarbon included in flared gas		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling point is installed at the entrance of flare equipment.	once a week	
17	Vgas, p	Volume of produced gas transported to sales line during the period p		m^3/p	c	flow meter	Measured by orifices flow meters installed at sales gas line.	continuous observation	
18	Fgas_CO_2	The fraction of CO_2 in sales gas during the period p		%	c	gas chromatography	Measured by gas chromatography after sampling. Sampling point is installed at the sales gas line.	once a week	
19	Voil, p	Volume of produced oil during the period p		kl/p	c	flow meter	Measured by orifices flow meters installed at the exit of separator.	continuous observation	
20	Foil_CO_2	The fraction of CO_2 in produced oil during the period p		%	c	gas chromatography	Measured by chromatography of extracted gas from oil sample by ultrasonic is used for measurement. Sampling point is installed at the exit of separators.	once a week	
21	Vwater,p	Volume of produced water during the period p		kl/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at exit of separators.	continuous observation	

22	Fwater_CO_2	The fraction of CO_2 in produced water during the period p		%	c	gas chromatography	Measured by chromatography of extracted gas from water sample by ultrasonic is used for measurement. Sampling point is installed at the exit of separators.	once a week	
23	FCEOR,p	Fuel consumption for EOR operation facilities during the period p		t, kg, Nm^3/p, Sm^3/p	c	flow meter	Measured by orifice flow meters installed at supply line in injection and storage facilities	continuous observation	
24	ECEOR,p	Electricity consumpition for EOR operation facilities during the period p		Mwh/p	c	ampere-hour meter	Measured by ampere-hour meters installed in each equipment and storage facilities	continuous observation	

Source) JAPEX

4.1.3 Calculation method for grasping contribution

In the future when CCUS technology is established and commercialization make a progress, efficient CO_2 capture, transportation and storage through cluster development in South Sumatra are prospective. As shown in the Figure 6 below, 72 MMT CO_2 storage is estimated for North Cluster, West Cluster and Southeast Cluster in entirely.

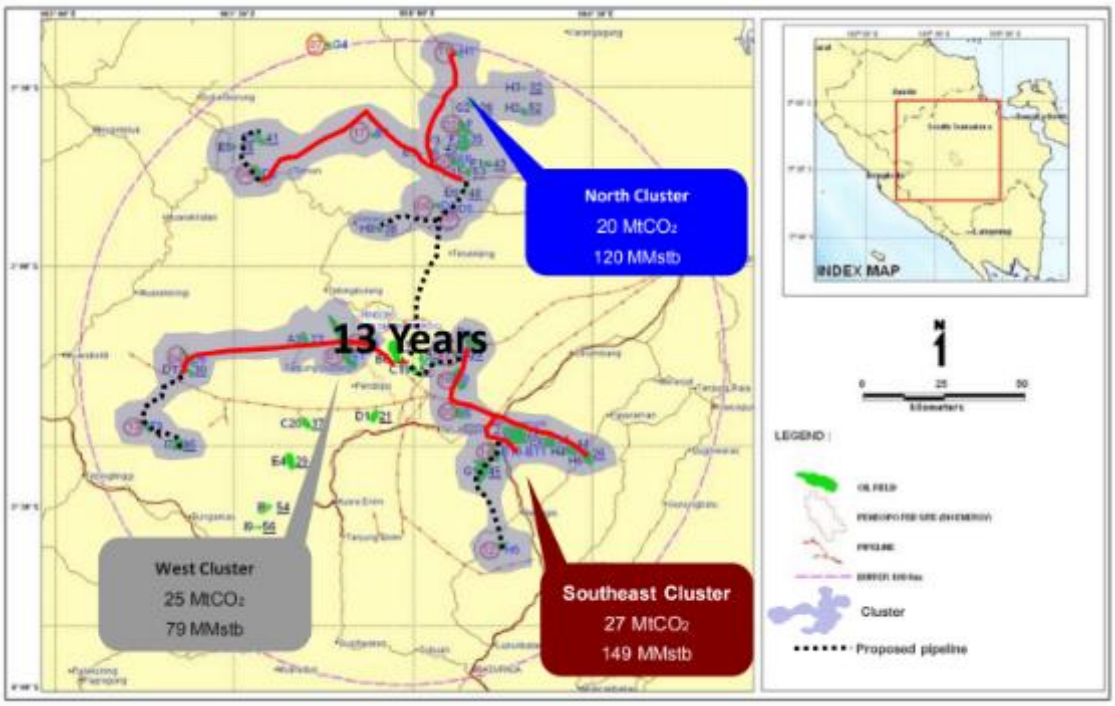


Figure 6 South Sumatra cluster development plan

Source) LEMIGAS(2018)

(1) Investigate storage potential

As a possibility that CCUS will become popular in the future, we examined the storage potential of Asian countries, mainly for Indonesia, based on existing literature.

Table 8 shows the storage potential organized based on the literature. There is a large difference in storage potential even in the same sedimentary basin depending on the literature. This is due to the difference in the amount of data available and the difference in the calculation method of the storage amount. The backgrounds of each estimation are described below.

Table 8 CO_2 Storage potential in Asia

Country	Refer.	Basin	capacity [MMT]				estimate method
			oil and gas field	aquifer	CBM	Sum.	
Indonesia	①	South sumatra	900	7,700	2,700	11,300	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
	②	Central Sumatra	229			748	volumetric
		South Sumatra	144				
		North-West Java	7				
		North-East Java	99				
		Kutai	130				
		Salawati	18				
		Barito	10				
		(North Sumatra)*	112				
Thailand	①	10 basins	1,400	8,900	—	10,300	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
Viet Nam	①	6 basins	1,300	10,400	500	12,200	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR
Philippines	①	Cagayan and Central Luzon	300	22,700	—	23,000	aquifer & CBM: volumetric oil and gas field: based on EUR

Note)* For North Sumatra, it was calculated from the information in other document that refers the figure of storage amount described in reference ②).

Source) JAPEX (created by existing materials)

1) ADB report(Table 8-①)

The storage potential of Indonesia, Thailand, Vietnam and the Philippines are examined in the report compiled by ADB in 2013. However, for Indonesia, it is estimated only in South Sumatra, and evaluated only for 59% of existing oil fields and 47% of gas fields. It is also estimated in other countries in which some data of sedimentary basins are available.

The target reservoirs are aquifers, oil and gas formations, and CBM formation. As for the aquifer, it is estimated by the volumetric method for sedimentary basins with a depth of 1,000 m or deeper. The average pore volume is taken with the efficiency factor (0-1) in consideration of the uncertainty due to its heterogeneity. As for the CBM formation, it is also calculated by the volumetric method for coal beds with a depth of 300m or deeper. Such the theoretical estimation of storage capacities may be under considerable uncertainty. The uncertainty also depends on the quality of the available data. For example, in Vietnam, where the most data are available, the evaluation is based on the porosity and structural/stratigraphical trapping while the one is based on only porosity in the other countries.

As for oil/gas fields, storage potential is evaluated based on EUR (Estimated Ultimate Recovery) and converted to its storage capacity considering CO_2 formation volume factor and CO_2 density in the reservoir. It is also estimated for the oil fields in Thailand, Philippines and South Sumatra by actual production and reserves data. As for the gas fields in Vietnam and South Sumatra, it is estimated from their OOIP (Original Oil in Place) and recovery factors, which results in greater uncertainty.

2) LEMIGAS Report(Table 8-②)

Among the 142 of declining oil/gas fields, 66 fields are used to be under investigation of storage capacity in which some required data are available. A table was described in the report showing a ranking of 60 sedimentary basins based on eligibility (taking into account known geological structures,

sufficient data, relatively stable geological structures, infrastructure establishment, and etc.). But only parts of them are specified about the storage amount, and Tarakan, North Sumatra and Seram which are ranked high are listed on the map without their related numerical values (Figure 7). The storage capacity is the theoretical maximum one based on the data available in 2009, and may be further updated with the latest data. The calculation method uses the volumetric method to estimate the maximum storage capacity.

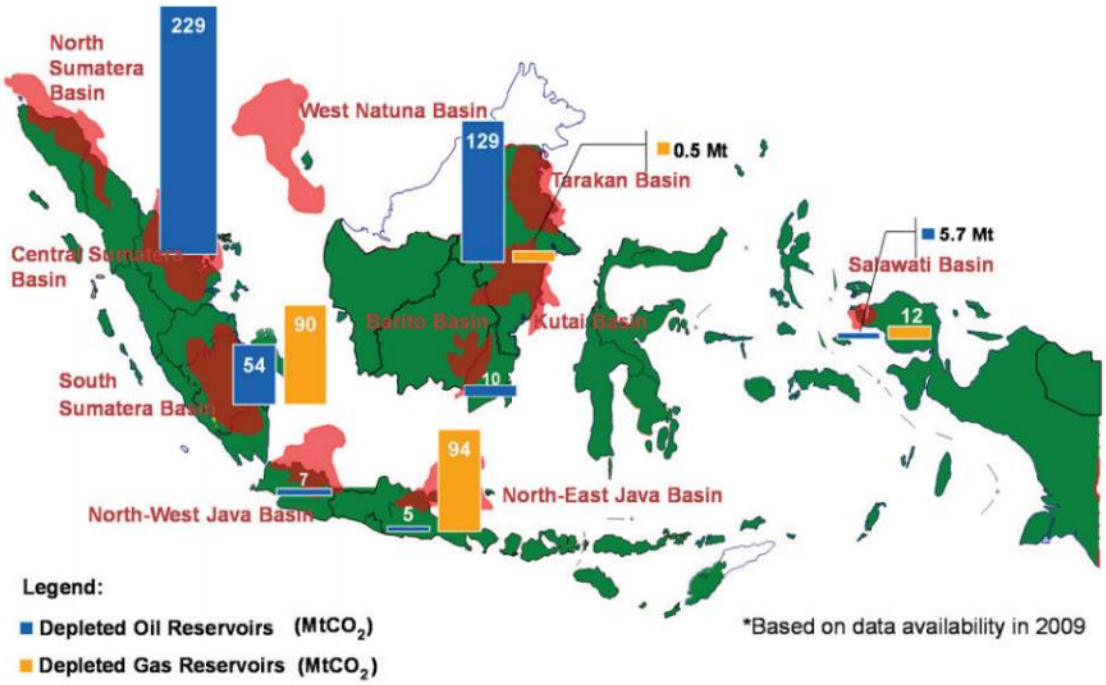


Figure 7 Storage potential in Indonesia

Source) LEMIGAS(2018)

(2) Summary

Depending on the applied calculation method and the amount of data, the estimated storage amount involves highly uncertainty, but in any case, it is generally known that the aquifer tends to have higher storage potential than the existing oil and gas fields (also described in ISO27916), and it is also accordance with the estimation in ADB report. On the other hand, with consideration of abundant related data and the merit in terms of hydrocarbon recovery in existing oil/gas fields, it is better for commercialization to target oil and gas fields first, and then consider the CCS possibility in aquifers in the future.

Table 9 shows how much the storage potential in Indonesia of existing literature meet the target value in comparison with the GHG reduction target value (below) in Indonesian NDC.

- A: Home country target: 29% reduction from BAU (843MtCO_2)
- B: Target for international contribution: 41% of BAU (1081MtCO_2)

Table 9 Achievement of GHG reduction target

	A	B
① Oil/Gas field	1.07	0.83
① All field	13	10
②（8 basin）	0.89	0.69

Source) JAPEX

According to the estimated value in Reference Material ①, it is possible to meet the home country target and the target for international contribution with all field in South Sumatra, and also meet the home country target only by the oil/ gas fields.

According to the estimated value in Reference Material ②, 89 % of the home country target is met with all the estimated values of basins. But this is compared with only 8 of 60 basins which could be known from the literature and it is speculated that the above targets could be achieved with the addition of reserves in other sedimentary basins for which estimates were unknown, as well as in other fields for which data were not available and were not considered.

On the other hand, the maximum storage amount is shown in the table, and it is expected that only a part of it can actually be stored due to various restrictions.

For example, in the study examined by APEC, assuming 20-year injection, and the annual storage capacity is optimized by examining at multiple injection rates with the setting of the following items, and the practically possible storage capacity (injection rate x 20 years) has been decided.

- Facility capacity, CAPEX, OPEX, transportation cost and injection cost
- The numbers of wells by simulation
- The injection pressure so that it is below the fracture pressure
- Power consumption for transportation and injection, amount of CO_2 emitted, etc.
- P/L specifications and compressor endurance

In addition, the maximum potential of the study target area in the South Sumatra region that we are considering also has a possibility that the commercialization potential will increase or decrease depending on the business conditions such as the following.

- Increase in CO_2 reduction value due to the advancement of other favorable projects.
- Infrastructure is improved and regional development costs are reduced
- Reduction of CO_2 separation/recovery cost
- Scrutinization of geological conditions by site characterization
- More efficient use of underground part by improving storage technology (microbubbles, etc.)

4.2 Calculation and estimation of expected emission reduction

As a result of this project, the amount of CO_2 reduction expected at present is shown in Table 10.

As for reference emission, injected volume is measured by flowmeter installed near the injector, but total planned injection volume for 30 years is decided to be injection volume in preliminary calculation this year. Recycled CO_2 is all assumed to be stored in the field after EOR operation, so total recycled gas which has to be excluded is 0. In-situ CO_2 is calculated by multiplying the amount of gas production by the initial fraction of CO_2 (= the fraction of in-situ CO_2) as described above.

The project emission by vent, flaring or leakage from the facilities cannot be calculated at FS level, so in preliminary calculation this year, entrained in water or oil (in this project, gas is not used for

sale, so not included), consumption of fossil fuels and electricity, and leakage outside the reservoir is considered.

Table 10 The amount of reduction based on the JCM methodology (tCO_2)

Reference emission			
Parameter	The amount of CO_2		
Injected CO_2	9,000,000		
In-situ CO_2	202		
計		9,000,202	
Project emission			
Parameter	The amount of CO_2		
CO_2 emission by the consumption of fossil fuel or electricity	927,042		
CO_2 of entrained in water and oil	145		
CO_2 of leakage outside the reservoir	90,000		
total		1,017,187	
The amount of emission reduction			
[Reference emission] – [Project emission]			7,983,015

Source) JAPEX

5. Cooperation with the Partner Country

5.1 East Asia Energy Forum

On November 17, 2020, JAPEX participated in the East Asia Energy Forum panel session on CCUS hosted by the Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA). JAPEX provided support to MRI regarding the arrangement of Indonesian participants into this panel session.

5.2 Providing information to METI

On December 3, 2020, LEMIGAS made the introduction of LEMIGAS in general to METI and MRI. In addition, LEMIGAS shared the CCS / CCUS-related policy trends in Indonesia.

5.3 Project Workshop

A project workshop was held on 4 February 2021. The agenda was as follows.

Table 11 Summary of Workshop Agenda

1	Opening Remark	LEMIGAS: Dr. Usman Pasarai, M.Eng., Head of Exploitation Division Pertamina EP: Mr. Andi W. Bactiar, VP EOR DGMIGAS: Mr. Putu Suardana, Head of Subdirectorate for Oil and Gas Technical and Environmental Safety METI: Mr. Koji Takahashi, Deputy Director, Global Environmental Partnership Office JAPEX: Mr. Hiroto Harata, General Manager, Environmental Business Promotion Dept.

2	Update of CCUS Policy in Indonesia	DG OG of MEMR: Mr. Bambang Eka Satria, Subcoordinator of Oil and Gas Engineering,
3	Global Trends in CO_2 Monitoring and Accounting in CCUS Business Development	MRI: Ms. Kikuko Shinchi, senior researcher, Global Environmental Business Group Environment and Energy Division
4	JCM CCUS Promotional System in oil and gas industry	LEMIGAS: Mr. Wanda Ali Akbar, Research and Development Analyst, Techno Economic and Business Development Division
	FY 2020 Study Highlight and Wayfoward	JAPEX: Mr. Hiroto Harata, General Manager, Environmental Business Promotion Department

Source) JAPEX

MEMR presented of Update of CCUS Policy in Indonesia. Indonesia will reduce GHG emission in 2030 by 29% from business as usual and will reduce GHG emission 41% by 2030 with international support. MEMR explained that, referring to IEA 2020, CCUS project can contribute account for 15% for global GHG emission reduction in the long run. Several Feasibility CCUS studies are ongoing in the Republic of Indonesia. To deploy CCUS, there are several issues related to CCUS like cost reduction, lability and transfer of responsibility, business scheme, pricing and regulation. MRI made presentation on "Global Trends in CO_2 Monitoring and Accounting in CCUS business Development". MRI explained that Quoted from ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) Phase II is already identified as one of the technologies to promote low carbon transition. On the industry side there are many oil and gas companies taking actions to quantify CO_2 emissions and to reduce GHG reduction. It is also mentioned that developing monitoring schemes are very important steps during CCUS business development because JCM is all about carbon emission reduction. Also concept of Asia CCUS Network which was actually initiated by METI was introduced. LEMIGAS presented on JCM CCUS Promotional System in oil and gas industry. JAPEX made presentation to share main result of FY2020 study and contemplated way forward. There are a few questions mainly for Asia CCUS network. The project workshop gave each participant the opportunity to enhance JCM CCUS Indonesia cooperation toward deployment of JCM CCUS in the Republic of Indonesia.

6. Conclusion

This is a study on JCM CCUS on South Sumatra and Central/Eastern Java in the Republic of Indonesia under FY2020 Study on the Infrastructure Development Project for Acquisition of JCM credits (International cooperation in CCUS). which is awarded and commissioned by MRI.

Regarding South Sumatra, it turned out that CO_2 from natural gas processing plants will not satisfy long term supply requirements for the contemplated areal development scenario. However, if potential sources from DME which is under planning, will be materialized, large amounts of CO_2 sources can be procured. In addition, if CO_2 capture & separation technology will be advanced, the other sources can provide sufficient CO_2 in a long term and stable manner. Until such a situation will come, it is desirable to conduct continuous site characterization activities so that the contemplated areal development plan will be materialized.

Regarding Java, JAPEX confirms the feasibility level of integrity regarding safe CO_2 storage for the target CO_2 sink. JAPEX believes that this target sink is worth moving to the next stage of the project,

which is detailed site characterization targeting test injection. For this target, the continuous public-private collaborative effort is desirable. Through this kind of collaborative effort, it is highly expected that the implementation of this case will unlock the potential in the Republic of Indonesia.

References

(1) Asian Development Bank (2013), Prospects for Carbon Capture and Storage in Southeast Asia
(2) Asian Development Bank (2019), Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery in Indonesia
(3) Asian Development Bank, Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector, 2019.1-137.
(4) Asia-Pacific Economic Cooperation (2010), Assessment of the capture and storage potential of CO_2 co-produced with natural gas in South-East Asia, CO_2TECH Confidential Consultancy Report No: RPT10-2122
(5) Asia-Pacific Economic Cooperation (2010), Assessment of the capture and storage potential of CO_2 co-produced with natural gas in South-East Asia, CO_2TECH Confidential Consultancy Report No: RPT10-2122
(6) DNV GL (2017), Recommended practice, Geological storage of carbon dioxide, edition June 2017
(7) Environmental Protection Agency (2010), U.S. EPA Class IV Carbon Dioxide Injection Permit
(8) IPCC (2005), Carbone Dioxide Capture and Storage
(9) IPCC (2007), Fourth Assessment Report
(10) ISO 27914 (2017), ISO 27914:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Geological storage, Retrieved from https://www.iso.org/standard/64148.html
(11) ISO 27916 (2019), ISO 27916:2019 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO_2-EOR), Retrieved from https://www.iso.org/standard/65937.html
(12) LEMIGAS (2018), Current Status and Future Path of Developments for CCUS in Indonesia, Retrieved from https://pronto-core-cdn.prontomarketing.com/581/wp-content/uploads/sites/2/2018/06/Usman-Pasarai-Current-Status-and-Future-Path-of-Developments-for-CCUS-in-Indonesia.pdf
(13) METI, Industrial Science and Technology Policy and Environment Bureau, CO_2 capture and storage conference (2009), Safe implementation of the CCS demonstration project [originally Japanese materials and the title is translated in this report]
(14) National energy technology laboratory, Best Practices: Monitoring, verification, and accounting (MVA) for geologic storage projects, 2017 revised edition.
(15) National energy technology laboratory, Best Practices: Risk management and simulation for geologic storage projects, 2017 revised edition.
(16) National energy technology laboratory (2017), Best Practices (2017 revised edition), Site screening, site selection, and site characterization for geologic storage projects
(17) United Nations, Framework Convention on Climate Change (2012), Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011, Addendum Part Two: Action taken by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its seventh session, Annex Modalities and procedure for carbon dioxide capture and storage in geological formations under the clean development mechanism,14-30
(18) Utomo P. Iskandar et.al (2013), Ranking of Indonesia sedimentary basin and storage capacity estimates for CO_2 geological storage, SciVerse ScienceDirect
(19) World Energy Outlook 2018, IEA(2018)

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：Prospective Research on JCM CCUS on South Sumatra and Central/Eastern Java in the Republic of Indonesia

委託事業名：International cooperation in CCUS, under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the capacity building program support secretariat and CEFIA Japan Secretariat)

受注事業者名：JAPAN PETROLUEM EXPLORATION CO., Ltd.

頁	図表番号	タイトル
21	Figure 6	South Sumatra cluster development plan
23	Figure 7	Storage potential in Indonesia

尼国 Gundih ガス田における CCS プロジェクトの JCM 実証に向けた調査

実施者：日本エヌ・ユー・エス株式会社（JANUS）
共同実施者：電源開発株式会社（J-POWER）

インドネシア国（以後、「尼国」）中部ジャワ州のグンディガス田における二酸化炭素地中貯留（以後、「CCS」）の検討は、2011 年に JICA-JST の SATREPS プロジェクトとして開始され、5 年間の国際共同研究が実施された後、アジア開発銀行（ADB）が支援して検討が続けられ、基本検討が完了している。本調査は、これまでの検討成果を踏まえ、尼日の二国間政府協力の下、この CCS の次年度以降の実証を目指し、さらに検討を進めるものである。

現行の計画では、グンディガス田のガス生産処理施設から大気放散されている CO_2 の全量を約 4 km のパイプラインで輸送し､年間 30 万トンの CO_2 を地下に圧入するものである。本 CCS が実現されれば、東アジアおよび ASEAN 地域におけるモデル事業となり、かつ、我が国で培われた安心安全な CCS 技術の本格的大規模実証につながることが期待されている。

以下には、本調査で実施した各項目の結果を示す。

1. 関連政策・制度・規制

グンディガス田において CCS を実施する上で、インドネシアの各種法規上、支障となる課題がないかどうかを確認した。

現行の法規上、特化した規定のない CO_2 パイプライン輸送については、近隣の油ガス田において先行事例が存在し、既に政府の許認可の下、操業中であることを確認している。

CO_2 に関連するモニタリング等の CCS 特有の項目については、現行制度では規定は無いが、尼国エネルギー鉱物資源省が主体となり、発効に向けたプロセスが進行中の「CCS に関する大統領令」の草稿には記載があることがわかっている。この大統領令の草稿を確認した限りでは、CCS 分野では通常要求される基本的項目が示されているものであり、特に新たな対策が必要となるような項目は見受けられない。ただし、今後の発効後の実際の運用方法については、現時点で把握することはできないので、今後、この大領領令に関連する動きについては、引き続き注視していく必要がある。

グンディガス田における CCS 実施において法制度面で重要な点は、CCS が石油ガス上流分野の活動の 1 つとして位置付けられることである。そのため、今後、グンディガス田鉱区の権益を有する国営石油会社 プルタミナ社が、油ガス上流分野の監督官庁である SKK-MIGAS に本案件の計画を申請し、それが SKK-MIGAS に承認されることが必須となる。プルタミナ社および SKK-MIGAS と密接に連携しながら進める必要がある。

2. 事業化計画の検討

2.1 地域 CO_2 マネジメント展開調査

本調査の実施者は、グンディ CCS 実証後の CCS 事業の展開可能性を中～長期のマクロ的視点から把握するため、昨年度までに、尼国内の油ガス田が集中する地域を対象に、CO_2 ソ

ース（排出源）と CO_2 シンク（CO_2 利用先、本調査では CO_2-EOR を適用する油ガス田）を調査し、複数のシンクおよびソースを組み合わせて CO_2 を地域内で利活用するシステム（「地域 CO_2 マネジメント」と呼ぶ）の展開可能性を評価してきた。これまでの調査では、尼国内において、ガス田の天然ガス生産に伴い産出される CO_2 が、周辺にある複数の油ガス田で利用できる可能性が高い地域を抽出した。また、抽出した地域を対象にケーススタディを実施した結果では、単一のソースとシンク開発では成立し得なかった事業でも、CO_2 を複数の油田に展開できれば、施設の共用による投資額の低減により、事業経済性が大きく改善できることが判明している。

本調査では、これまでのガス田からの CO_2 利活用に加え、長期的な視点として石炭火力発電所の CO_2 をソースとし、周辺地域のシンク群で利用する場合の事業成立性に着目した。石炭火力発電所が最も多く立地するジャワ島を対象地域として、ソースである石炭火力発電所を中心に、周辺のシンクである油ガス田の分布状況を確認すると表 2-1 になる。

表 2-1　ジャワ島における石炭火力発電所とその周辺の油ガス田の数

Coal Fired Power Plant	Number of Oil and gas fields in the area		
	0–30 km	30–60 km	60–90 km
A	0	7	11
B	0	1	22
C	31	39	17
D	0	16	23
E	0	0	0
F	0	0	0
G	0	11	6
H	0	2	0

出所）JANUS 作成

この中から、発電容量の規模が大きく、CO_2-EOR 適用可能な油田の多い、発電所 D を中心とした地域を対象にケーススタディを実施した。まず、各油ガス田の評価を行い、CO_2-EOR が適用可能な油ガス田を抽出した結果、シンク対象として最終的に 4 つの油田を選出した。この 4 油田について、想定する CO_2 圧入総量および CO_2-EOR による原油増産量を表 2-2 に示す。

表 2-2　選定した 4 油田における CO2 圧入可能量および CO2-EOR による原油増産量

Selected Field	Total CO_2 injection [10^3 ton]	Oil produced by CO_2–EOR [MMbbl]
A	11.0	33.0
B	0.4	1.1
C	0.5	1.6
D	3.0	9.1
Total	14.9	44.8

出所）JANUS 作成

選定した 4 油田の各々に対し、発電所からのパイプラインを通じた CO_2 供給・圧入計画およびそれに伴う原油生産計画を設定し、4 油田に段階的に CO_2 を供給して統合的開発シナリオを設定した場合の CO_2 パイプライン計画および原油生産計画を図 2-1 に示す。

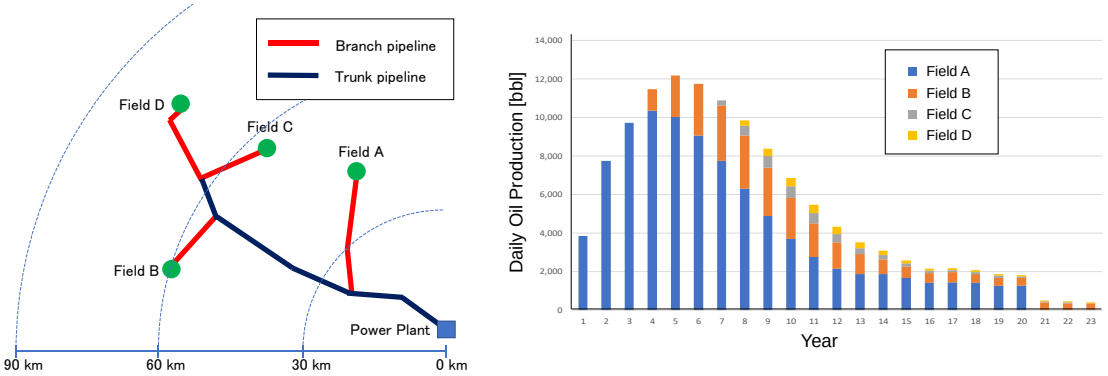


図 2-1　選定した 4 油田の CO2 供給計画と原油生産計画

出所）JANUS 作成

設定したシナリオに基づいて、必要な各種施設等のコストを見積もり、CO_2-EOR 事業（CO_2 回収＋CO_2-EOR による石油生産事業）の経済性評価（内部収益率 IRR）を行った結果を表 2-3 に示す。

表 2-3　経済性評価の感度分析結果

IRR			Field A only		2 Fields(A,D)		3 Fields(A,D,C)		4 Fields(A,D,C,B)	
			Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)	
			60	70	60	70	60	70	60	70
Base Case	CO_2 Price ($/ton)	-10								
		-5								
		0								
		5								
		10								
Case A (Without CO_2 Capturing Costs)	CO_2 Price ($/ton)	-10	10	18.6	11.5	18.8	21.8	27.7		13.3
		-5		16.7		17	20.3	26.6		
		0		14.4		15	18.6	25.4		
		5		11.0		12.3	16.7	24.2		
		10					14.2	22.8		

出所）JANUS 作成

表 2-3 は、IRR の値の感度分析結果（油価と CO_2 価格）をケース別（CO_2 分離回収設備の負担の有無、開発する油田の範囲）に示し、事業が成立する条件として IRR が 10%以上になるものを抜粋したものである。感度分析の中で、CO_2 価格は－10 から 10 US ドル/ton-CO_2 までの範囲を考慮している。－10 US ドル/ton-CO_2 は、CO_2 を無償で引き取り、CO_2 を 1 ton 貯留するインセンティブ（例えば、カーボンクレジット）として 10 US ドルを得ることを意味し、＋10 US ドル/ton-CO_2 は CO_2 を 1 ton 当たり 10 US ドル支払って購入することを意味する。結果をまとめると、基本ケースでは経済性が見込める事業は成立しないが、仮に CO_2 を分離回収する設備の負担を除いたケースでは経済性が成立する見込みがある。また、CO_2 購入価格が低くなるほど IRR が上昇し、統合開発する油田が増えるほど IRR が上昇するが、

開発に含む油田の規模が小さいと IRR が低下する場合がある。以上の結果は、今後の低炭素政策等の導入に伴って、CO_2 購入価格の低下および設備費用の CO_2 排出側/利用側の分担が進めば、現状では経済性の成立が見込めない発電所 CO_2 の利活用事業が、尼国内において十分に成立する可能性があることを示している。

2.2 CO_2 圧入挙動シミュレーション

本 CCS では、年間 30 万トンの CO_2 を天然ガス貯留層の下部にある帯水域（深度 3,600m）に圧入する計画である。この計画を実現するには、A) CO_2 が想定されるレートで問題なく圧入し得ること、B) 圧入した CO_2 が長期にわたり安定的に貯留されること、C) 圧入された CO_2 の既存のガス生産操業へ悪影響（産出ガスへの CO_2 混入等）を与えないことを事前に確認しておく必要がある。昨年度までに尼国国立バンドン工科大学（以後、「ITB」）が CO_2 圧入挙動シミュレーションを実施済みであるが、圧入レート等の条件が異なることなどがわかっている。このため、本調査では、過去のスタディの妥当性をレビューした上で、上述 A～C の観点からガス層モデルおよびシミュレーション手法に関する改良を実施し、CO_2 圧入を伴うガス層シミュレーションを行った。実施した内容と結果を以下に説明する。

2.2.1 地質モデル

昨年度までに ITB が構築した地質モデルにレビューした結果、天然ガス貯留層の地質構造は既存の生産井やガス水接触界面（GWC）と共に、震探データが反映され適切にモデル化されていることを確認した。また、地質パラメータは、今後のコアデータの取得等により精緻に検討する必要はあるものの、検層データ等を基に適切に分布されている。

地質データを基に、構造内の断層の可能性を把握するために、アント・トラッキングと呼ばれる手法を用いて、断層を可視化した。結果の一例を図 2-2 に示す。

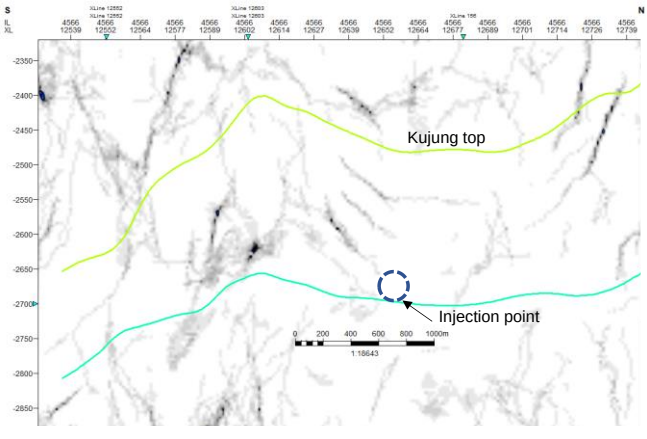


図 2-2　アント・トラッキング手法による断層の可視化結果

出所）JANUS 作成

CO_2 の圧入性や圧入後貯留性能に影響を与えるものではないが、CO_2 圧入後の CO_2 の広がり（速度と領域）に断層の存在が影響を与え得る可能性があるため、今後、その影響の詳細検討および検討結果に基づく圧入井位置の調整が必要である。

2.2.2 貯留層モデル

貯留層モデルについては、昨年度までに ITB が構築したモデルを基にして、より保守的な視点で評価できるように圧入ゾーンにおける平均浸透率を調整し、ヒストリーマッチングにおいて水の生産量をより適切に反映するために、水-油毛細管圧曲線の設定について改良を加えた。

また、既存の流体モデルについてはガスサンプルの試験データ（高い露点と低い液体飽和率を持つ流体）を十分に反映していない点が見受けられるため、より実験データと一致するように、分子量の軽い成分から重い成分までを適切に分割し、かつ、圧入する CO_2 を別成分として加えた 10 個の疑似成分に分割した。この結果、実験データをよく反映し、かつ、圧入した CO_2 の挙動をガス層に最初から存在する CO_2 と区別して追跡できるモデルとなった。

2.2.3 ヒストリーマッチング

改良した貯留層モデルおよび流体モデルを用いて、ガスおよび共に生産されるコンデンセートと水のヒストリーマッチング実施の結果、概ね実際の生産量と合致した。

2.2.4 CO_2 挙動予測

ヒストリーマッチング結果を反映した貯留層モデルおよび流体モデルを用いて、年間 30 万トンの CO_2 の可能性および圧入した CO_2 の挙動を確認するため、シミュレーションを実施した。圧入条件としては、2014 年から圧入を開始し、圧入井周辺の圧力上昇の影響を考慮し、坑底圧が 4,300 psig を超えない範囲で圧入量を調整して、日量 800 トン（＝年間 30 万トン）の CO_2 を 10 年間圧入するものとした。図 2-3 と図 2-4 にはシミュレーション結果として、CO_2 圧入に伴う既存の天然ガス生産量の推移および圧入 CO_2 に伴う CO_2 生産量の推移を示す。

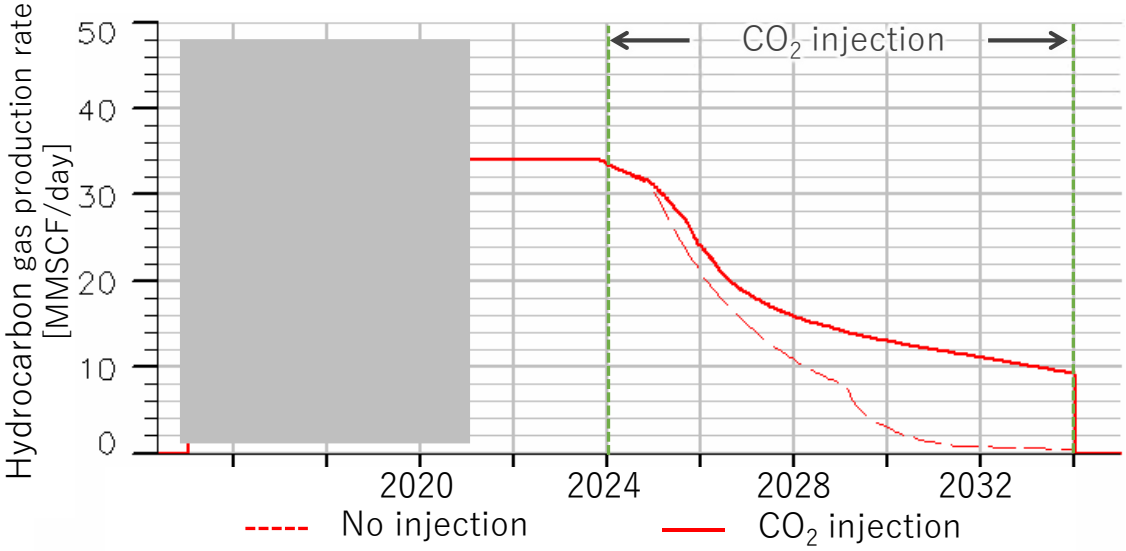


図 2-3　CO_2 圧入に伴う既存の天然ガス生産量の推移

出所）JANUS 作成

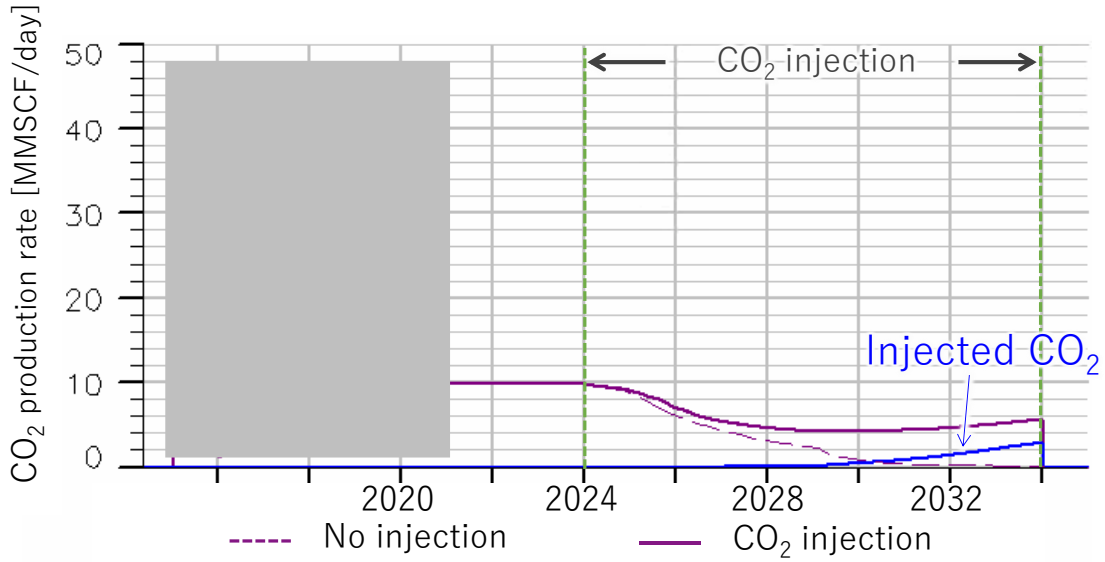


図 2-4　圧入 CO_2 に伴う CO_2 生産量の推移

出所）JANUS 作成

シミュレーション結果によれば、年間 30 万トンの CO_2 圧入は（10 年間圧入の場合も含め）問題なく、実施可能である。天然ガスの生産は、圧入開始時点 2024 年から時間経過とともに、生産量減退に伴い減少するが、圧入した CO_2 が間接的に天然ガス貯留層内の圧力保持するように働くため、CO_2 を圧入しない場合と比較して生産量減退が緩和される効果がある。このため、既存のガス生産への影響に関しては、好ましい結果となっている。また、圧入した CO_2 は、圧入開始から数年でその一部が既存の生産井に達し、圧入した CO_2 が生

産井から産出される量は時間と共に徐々に増加するが、既存のガス生産が終了する 2028 年における量は微量のため、ガス生産への悪影響はほとんど無いと考えられる。

図 2-5 は、圧入後の CO_2 の挙動の経時変化を示したものである（図上②の圧入井から圧入した CO_2 のモル分率の変化から CO_2 の広がりがわかる）。上述したように、圧入した CO_2 は数年後に生産井に到達するが、その後、約 100 年の経過を見ると、圧入した CO_2 のほとんどが圧入箇所の水層内に留まり、天然ガス貯留層に到達した一部の CO_2 も貯留層内に留まることがわかり、CO_2 圧入後の長期的な CO_2 地下貯留にも問題無いと考えられる。

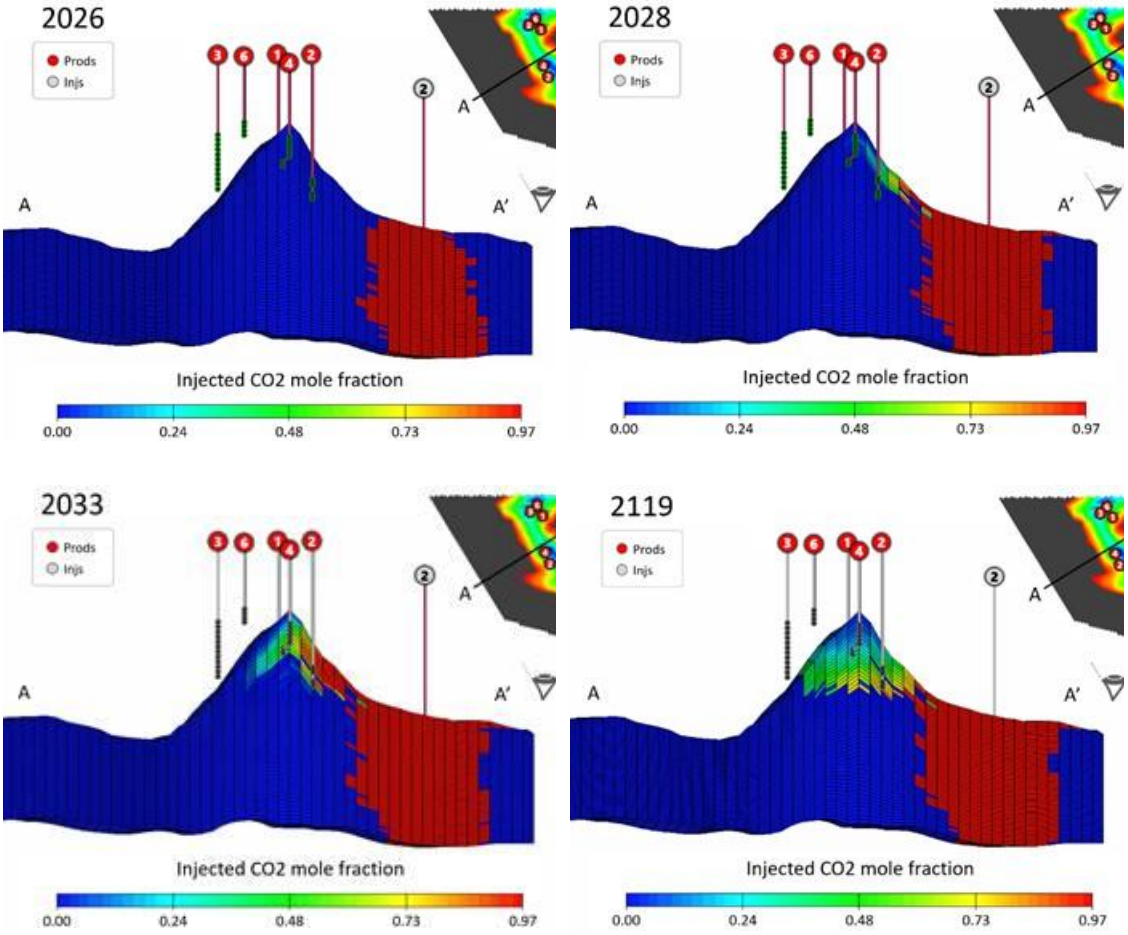


図 2-5　CO_2 挙動予測シミュレーション結果

出所）JANUS 作成

以上の結果と解釈は、既存のモデルをベースにしたシミュレーションによる予測結果であり、上述したように、データに関する精緻な検討や断層の影響等をモデルに反映した場合は、結果が異なる可能性が大いにある。このため、今後は、ガス生産操業においてこれまでデータを集積しているプルタミナと共にさらに検討を進め、不確実性を低減する必要がある。

2.3 CO_2 輸送システム、圧入システム、坑井システムの検討

過去に ITB が検討した日量 150 トンの CO_2 圧入の設備設計に基づいて、本調査では、日

量 800 トン（年間 30 万トン）の CO_2 の圧入ができる施設構成（パイプライン、脱湿ユニット、圧縮機、坑井）を検討した。以下に検討した内容と結果を示す。

2.3.1 圧入するガス

既存施設であるグンディガス処理施設においては、生産井からのガスから最初にガスと液体が分離された後、酸性ガス分離プロセスを経て、メタンを主成分とする炭化水素ガスと酸性ガス（主に、CO_2 および H_2S）に分離される。本 CCS で用いるガスには、過去の検討において経済面および環境面の観点から、酸性ガス分離プロセス直後の酸性ガス（5 psig、華氏 110 度）を用いる計画となっており、本調査でも同様とする。このため、圧入するガスは、CO_2（日量 800 トン）のほか、H_2S（2.5%）およびその他の不純物（1.4%）を含む。

2.3.2 必要な圧力とチュービングサイズ

上述の 2.2 CO_2 圧入挙動シミュレーションで示したように、約 4,000 psig 程度の坑底圧で圧入するために必要とのなる坑口圧について、異なるチュービングサイズで圧力損失等を考慮したシミュレーションを行った結果、坑口圧 2,000 psig、3.5 インチ径のチュービングのサイズで圧入する仕様とした。

2.3.3 圧縮プロセス

適切な圧縮比（～3）および温度下（～華氏 350 度）で効率的に圧縮が行われるように、3 段の圧縮機から構成されるプロセスとした。圧縮機出口では最終的に 2,100 psig となる。

2.3.4 脱湿プロセス

吸収液に TEG（トリエチレングリコール）を用いるタイプの脱湿プロセスとした。このタイプでは、より高圧下で効率的な運転ができることから、コストとエネルギー効率を比較して最適な位置を検討した結果、2 段目と 3 段目の圧縮機の間に配置するものとした。また、TEG の再生プロセスにおいて、水分と共に微量の CO_2 が大気放散されるが、この CO_2 を回収してプロセスに戻すシステムとした。

2.3.5 CO_2 パイプライン

本 CCS 計画では、ガス処理施設近くにおいて、圧縮および脱水プロセスを経たガスは、約 4 km のパイプラインを通じて、圧入井まで輸送される。日量 800 トンの CO_2 がより低い設備費および圧力損失で輸送できるように、異なる規定サイズ（径）のパイプラインを検討した結果、4 インチとした。以上で述べた圧縮および脱水プロセス、CO_2 パイプラインを含むブロックフロー図を図 2-6 に示す。

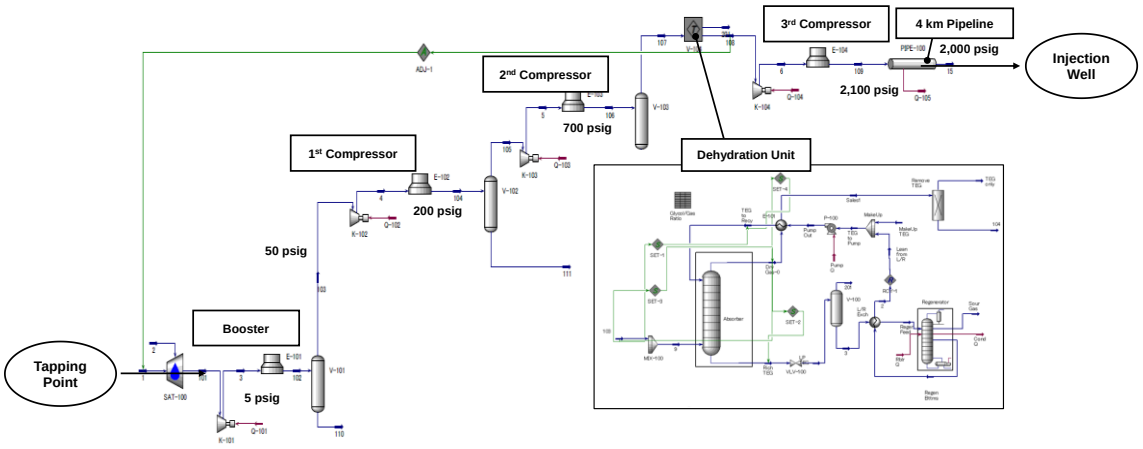


図 2-6　CO_2 圧入設備のブロックフロー図

出所）JANUS 作成

2.3.6 圧入井

過去のグンディ CCS の検討において、日量 150 トンの CO_2 を圧入するための坑井の検討が行われて、地上の圧入地点から地下の圧入地点までを結ぶ傾斜井（傾斜角 30 度）となっている。本調査では、この圧入井をベースに、日量 800 トンの CO_2 が圧入できるように、チュービングおよびケーシングサイズを変更した。

2.3.7 耐腐食設計

本設備で扱う酸性ガスは、CO_2 のほかに H_2S が含まれているため、脱湿による CO_2 による腐食対策のほかに、H_2S の腐食対策が必要となる。H_2S による腐食は、高温・高分圧の環境下で特に顕著なため、圧縮・脱湿プロセスの各設備、CO_2 パイプライン、坑井のチュービングにおいて、適切な耐食材料（CRA：Corrosion Resistant Alloy）を用いる設計とした。

2.3.8 設備設計のまとめ

前述の設備検討のほかには、CO_2 輸送の安全面を考慮し、プロセス全域にわたって気相と超臨界状態の間に連続的に変化することをプロセス解析（Flow Assurance Analysis）により、確認した。また、運転時には設備からのガス漏洩を検知できるモニタリングシステムの構成についても検討した。

入手したデータを基に以上の設計を完了した一方で、既存のガス処理プラントの運転状況に合わせた操業できる設備検討、および、現場の各種リスク回避を考慮した検討については、プラントを操業するプルタミナと共にさらなる検討を進める必要がある。また、グンディガス田におけるプルタミナの生産井の掘削時の知見も圧入井掘削計画に反映させる必要がある。

2.4 圧入技術の適用性検討

公益財団法人 地球環境産業技術研究機構（RITE）は、CO_2 をマイクロバブル化（直径 1

mm 以下の気泡に微細化）して効率的に地中に圧入する技術（以後、「マイクロバブル圧入技術」と呼ぶ）の研究開発を行っており、石油資源開発（株）申川油田の実証試験により、その有効性が確認されている。本調査では、グンディガス田において天然ガス貯留層下部の水層に本技術を適用する可能性について検討した。

2.4.1 マイクロバブル CO_2 圧入の効果

グンディガス田において天然ガス貯留層下部の帯水域に圧入した CO_2 は、地層水を押し退けながら広がるが、押し退けられた地層水が上位層に存在するガスを押すことで、ガス生産減退を緩和することが想定されている。一方、圧入された CO_2 が均一に地層水を押し退けず、地層の不均質部分（浸透率や既存のき裂等）に沿って移動し、早期にガス貯留域に到達して、生産ガスに混入するコンタミネーションが懸念される。ガス層への CO_2 コンタミネーションのリスクを低減させるには、地層水への CO_2 溶解、および、微細孔隙への CO_2 浸透による掃攻効率の向上が有効となる。

地層水への CO_2 溶解については、マイクロバブル CO_2 が高い溶解能力を有することが室内実験と申川油田の現場試験で確認されている。従来の CO_2 圧入に比べて、より多くの CO_2 が地層水に溶解すれば、圧入された CO_2 前面の移動が遅くなりブレークスルーの時期を遅くすることが期待され、ガス層へのコンタミネーションのリスクも低減される。

2.4.2 技術適用に必要な検討

地層水への CO_2 溶解量は地下の温度圧力条件のほかに、地層水の塩濃度にも依存することから、地層水サンプルを用いた溶解度測定実験の実施が必要である。また、掃攻効率の向上に関しては、岩石コア試料を用いた CO_2 流動試験において X-CT を用いることにより、試料内部の CO_2 流動分布挙動を可視化することにより、定量評価も可能となる。

グンディガス田の貯留層が炭酸塩岩であることから、岩石コア試料への CO_2 圧入実験では排出される間隙水の組成分析により、地化学反応特性も把握できる。また、随伴ガスに CO_2 以外の成分も含まれる場合は、その成分の地層水への溶解特性や地化学反応への影響もあわせて検討する必要がある。

マイクロバブル CO_2 流動シミュレーションに関しては、既存の解析コードを用いながら、従来の CO_2 基本特性を適切に設定することにより実現できる。流動に影響を与える相対浸透率に関しては、マイクロバブルでも従来の CO_2 の場合変わらないことを低浸透性コア試料の室内実験より確認できている。また微細孔隙にマイクロバブルが侵入しやすい点に関しては、表面張力を小さく設定することにより、ほぼマイクロバブル CO_2 の流動をシミュレーションで表現することが可能であると考えられる。

2.4.3 設備と設置の検討

申川で実施されたマイクロバブル CO_2 圧入試験システムの基本構成は、CO_2 タンク、CO_2 圧入ポンプ、スチームヒーター、ブライン（水+食塩）圧入ポンプ、坑井内に設置するマイクロバブル発生用坑内ツールである。グンディ CCS におけるマイクロバブル CO_2 圧入システムは、申川での現場試験システムと比べて CO_2 圧入量は異なるものの、基本構成に大差は無いと考えられる。申川現場試験では、ブラインを坑口から圧入し、貯留層深度の温度圧

力条件下で CO_2 とブラインが特定の比率となるよう設計している。グンディ CCS では、食塩水の代わりにガス生産過程で産出される地層水を利用することが考えられるが、マイクロバブルフィルターの目詰まりを避けるために、随伴地層水の微粒子除去が必要と考えられる。

本技術の導入前には、対象の貯留層がき裂系を含む炭酸塩岩層かつ深度約 3,000m と地下条件が高温高圧となっていることを考慮し、地下深部条件への事前検討（H_2S や SO_2 等腐食性ガスによる圧入設備やフィルターの健全性評価）や検証試験（坑内ツールの降下・回収、少量の CO_2 圧入テスト）の実施が望ましい。

マイクロバブル発生用坑内ツールは、圧入対象区間長に対応できるようにモジュール化されており、圧入対象区間長に合わせた坑内ツールモジュールを坑内へ降下して設置できる。この作業では既存のスリックライン設備・機材で実施可能であり、圧入終了後あるいはトラブル等により、坑内ツールを回収する場合は既存のワイヤーライン設備・機材を用いれば作業可能である。

2.5 圧入不純物の影響評価技術の適用性検討

CO_2 の地中貯留における国際標準を考えた場合、貯留可能量や圧入レートといった貯留層の基本的な性能だけでなく、圧入後の地層水の性状に関しても留意しておくことが望ましい。例えば、ISO27914 によると、圧入された CO_2・坑井の材料・貯留層・一次シールの岩石と流体の間で起こり得る化学反応による影響を確認しておく必要性について言及されている。

グンディ CCS では、ガス貯留層より生産された CO_2 を微量な H_2S と同時に再び同じ貯留層に圧入する計画であるが、圧入箇所が貯留層下部の水層であることから、国際標準の点からも圧入ガスの挙動および地層水への影響を予め検討しておくことは、本 CCS の信頼性向上にもつながる。

H_2S を含有した CO_2 の地下への圧入は、石油や天然ガスの現場においては、アルバータ州での大規模な圧入実証実験、アブダビ海域での圧入など多くの実績が知られている。

本調査では、これらの点を踏まえ、現状で入手可能な資料に基づき、地質情報、地層水の地化学情報を整理した上で、今後の圧入後の影響評価方法について検討するものである。

2.5.1 地質情報

グンディガス田は、中部ジャワ州の東部に位置し、クジュン層群（グンディ CCS における CO_2 貯留層に相当）、トゥバン層群（グンディ CCS におけるシール層に相当）、ガラヨン層群に大別される。露頭やボーリング調査報告より、これらの地層の地質特性を整理した。次に、グンディガス田における坑井のカッティングス観察結果や地層水のサンプル分析結果等より、グンディ CCS における圧入対象箇所である地質および地層水の情報を収集した。現状では、グンディ CCS で圧入対象の水層の情報が限られており、今後、圧入坑井の施工によって得られるより深部の地質情報を整理し、貯留層を構成する岩石組成を把握していく必要がある。

2.5.2 地化学反応

CO_2－地層水―岩石化学反応は、長期にわたって生じることもあり、原位置サンプリングの結果をもとにした数値シミュレーションを行うことが多い。このためには、CO_2の流動と地層への溶解と共にどのような反応が生じるのかを予め想定しておくことが望ましい。現時点で入手できたデータを基に、CO_2＋H_2S の圧入の際に考えられる地化学反応系の要点を以下に示す。

CO_2＋H_2S が水溶液中に溶解すると水溶液中での (1)～(3) の乖離が生じ、水素イオンが生成されることが一般に知られている。それぞれの乖離定数 K を見ると、H_2S の酸としての強度はCO_2の 1／10 程度と小さく、同時に生成される S^-の量もわずかであることがわかる。さらに、グンディ CCS において圧入する CO_2 に比べて H_2S の量が約 40 分の 1 程度の量であることも考慮すると、圧入された H_2S が与える水質への影響は極めて小さいと予想される。

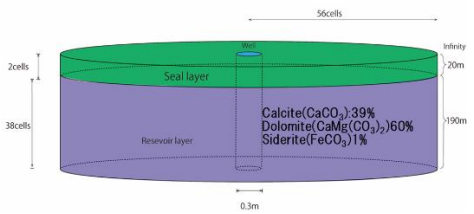
$CO_2+H_2O \rightarrow H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^-$ …… (1)　K_1:7.8×10^{-7}mol/L
$H_2S \rightarrow H^+ + HS^-$ (aq) …… (2)　K_2:9.6×10^{-8}mol/L
$HS^- \rightarrow H^+ + S^-$ (aq) …… (3)　K_3:7.8×10^{-14}mol/L

CO_2 と H_2S の混合圧入に関する地化学反応メカニズムは、カナダのアルバータ州で過去に行われた酸性ガスの深部帯水層および枯渇油田への圧入プロジェクト以降、研究が進められてきた。炭酸塩岩の場合、下式 (4)～(5) の 2 つの反応系が支配的で、H_2S は硫黄含有鉱物として固定され、CO_2の単独圧入のケースと比較しても水質に顕著な差はみられないとされている。このことから、本調査対象においても、CO_2＋H_2S の圧入時には、地層水中の鉄元素や鉄含有鉱物の定量に留意する必要があることが分かる。

Calcite($CaCO_3$) ＋H_2O ＋ CO_2 →Ca^{2+} +2HCO_3 …… (4)
Siderite($FeCO_3$) ＋H_2S →Pyrite(FeS_2)+H_2O +CO_2…… (5)

既存の検討で得られている上述の解釈が本調査対象にも適応されるかどうかを、化学反応を考慮できる物質移行解析コードである TOGHREACT V3 を用いて確認した。図 2-7 に示すモデルとパラメータを用いて、CO_2圧入レートを日量 800 トン、圧入期間を 10 年とし、相対浸透率曲線および毛管圧曲線を設定して計算し、CO_2圧入（ケース①）および CO_2＋H_2S 圧入（ケース②）について、圧入から 100 年後の計算結果を比較した。

結果を図 2-8 に示す。pH はケース①と②でほとんど同等である一方、H_2S と鉄含有鉱物に反応による Fe^{2+}の消費およびパイライトの析出が確認できた。これにより、既往の解釈がグンディ CCS のサイトにも適応される可能性が高いことが示されると同時に、今回整理した計算に必要な熱力学データがおおむね妥当であることが示された。



Parameter	This study	
Initial reservoir pressure (Pi)	4,171	psi
Initial reservoir temperature (Ti)	99	°C(F)
Horizontal permeability (kH) (Resevoir)	2.30E−14	mD
Vertical permeability (kv) (Resevoir)	1.00E−14	mD
Horizontal permeability (kH) (Seal)	2.00E−17	mD
Vertical permeability (kv) (Seal)	2.00E−17	mD
Porosity (⌀)	15.00	%

図 2-7　地化学反応計算モデルとパラメータ

出所）J-POWER 作成

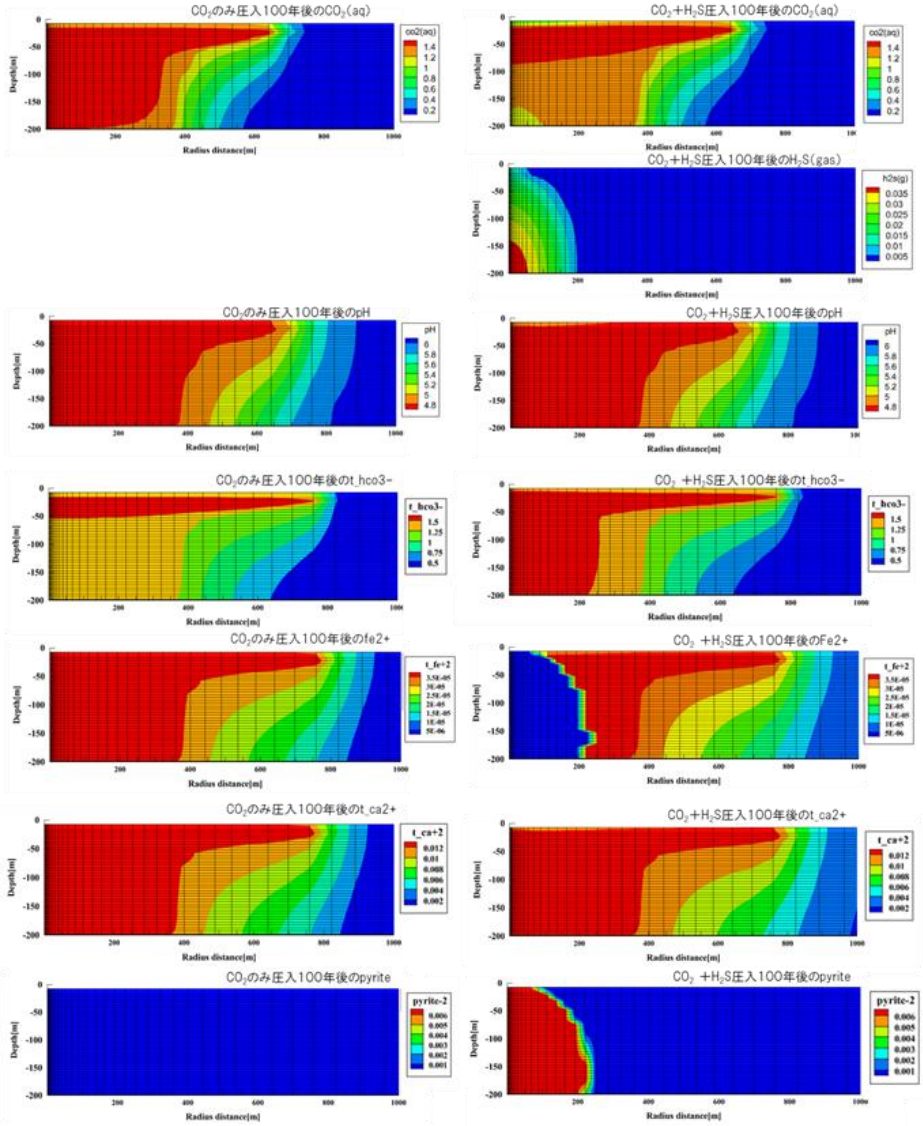


図 2-8　地化学反応のモデル計算結果

出所）J-POWER 作成

以上により、H_2S+CO_2 の圧入による水質への影響は低く、CO_2 圧入後に生じる CO_2－地層水－岩石反応に関しても既存解釈と同様なものである可能性が高い。しかし、圧入対象の水層に関する情報が限定されているため、今後、地層水のサンプリングを行い、地質試料と合わせて再確認を行っておくことが望ましい。

2.5.3 実証試験に向けた今後の検討

CO_2 が地下環境に及ぼす影響度合いを調べるためには、CO_2、地層水、岩石との反応状況を調査し、その結果をもとに数値シミュレーション技術により影響度合いを予測する。このため、CO_2 が圧入される前の地層水と CO_2 圧入後の岩石と反応した後の地層水をサンプリングする必要がある。CO_2 圧入後の CO_2－地層水－岩石の地化学反応を確認するための実証試験が、米国テキサス州フリオ プロジェクト、長岡 CCS プロジェクト、豪州オットウェイプロジェクトで行われているので、これらのプロジェクトにおける手法を整理し、本調査対象への適応性を検討した。

本調査対象の想定事業期間は 10 年間と長く、かつ、圧入される CO_2 の量も多いため、坑井内への機材の設置は避けたほうがよい。この観点から、グンディ CCS においては、地層水を採取する場合はワイヤーライン操作可能なサンプラーを用い、パーフォレーション部から坑内に流入した地層水を採取することが望ましい。また、天然ガスの生産中の坑井を利用することが難しいことや生産井への到達時間が長時間となることなどから、圧入坑井単坑でサンプリングを行うことが想定される。このため、溶解 CO_2 作成用の地層水の揚水、サンプリングのための揚水が必要となり、ガスリフト揚水設備の他、地上に貯留タンクなどの付帯設備を設置する必要がある。設置可能な時期に関しては、既存のガス処理プラントの操業の妨げにならない坑井設備竣工から CO_2 圧入設備が運転に入る前、あるいは定期点検時など実施することとする。

2.6 モニタリング計画の検討

CO_2 の地中貯留においては、長期間にわたり安全に CO_2 を貯留することが求められるため、地下に圧入した CO_2 が計画通り貯留されているか、漏洩等が発生していないかをモニタリングする必要があり、圧入前、圧入中、そして、圧入終了後も継続実施する必要がある。本調査では、グンディ CCS において、必要となるモニタリング技術を選定し、モニタリング計画を策定した。

選定したモニタリング技術およびその実施スケジュールを下表に示す。モニタリングの基本構成として、CO_2 を貯留する地下の状態を把握するためには、地下の構造や物性を把握することのできる物理探査法が適用され、地表への CO_2 の漏洩がないことの確認には、ガス検知器等による地球化学的センシング技術が適用される。グンディ CCUS では圧入深度が深いため、深部地層に対する分解能が最も高い 3 次元反射法地震探査を採用した。また、自然地震や圧入による微小振動の観測も重要な観測項目であるため、我が国で研究開発が進められている技術の適用も考慮した。地表のモニタリングについては、地表・土壌・地下水中の CO_2 濃度のモニタリングは必須となる。また、グンディ CCS については、圧入した CO_2 が生産井に到達する可能性があるため、貯留層内の CO_2 挙動をモニタリングする手法として広く利用されているトレーサ法についても検討した。モニタリングの実施スケジュ

ールについては、圧入前のモニタリング期間は、季節変動の把握が重要な計測については 1 年間、それ以外は半年とし、圧入中のモニタリングについては、10 年間を想定した。圧入後モニタリングについては、尼国の CCS 大統領令発効後の規定や事業における役割分担等、現時点では把握できない項目を含むため、今後の検討項目として除外した。

表 2-4　選定したモニタリング技術と実施スケジュール

種別	手法	適用目的	適用仕様	実施頻度
CO_2を貯留する地下の状態把握	繰り返し3次元反射法地震探査	CO_2分布の把握およびキャップロック健全性の把握	・起振点：圧入地点周辺 5km×4km 程度の範囲内の地表にてバイブレータ起振 ・受振点：上記範囲内の地表にジオフォンを設置	圧入前：1 回 圧入中：3 回
	自然地震・誘発地震の常時観測	地震活動性の把握およびキャップロック健全性の把握	サイト周辺複数個所（7 か所程度）に設けた浅孔（深度 100m 程度）中に地震計を設置	圧入前：連続 圧入中：連続
	圧入井坑底圧力／温度の常時計測	坑底圧力と温度の把握およびキャップロック/圧入井の健全性の把握	圧入井内の坑底付近の圧入地点に設置	圧入中：連続
地表へのCO_2漏洩把握	CO_2, CH_4 and H_2S ガス濃度とフラックスの計測	CO_2および関連ガスの漏洩の検知	圧入地点周辺 5km×5km 程度の範囲内で 400 点程度にて、繰り返し計測	圧入前：6 回 圧入中：4 回
	地下水の分析	CO_2および関連ガスの漏洩の検知	地震観測用の浅孔（7 か所程度）にて地下水のサンプリングと分析	圧入前：6 回 圧入中：4 回
	トレーサ試験	貯留層内の CO_2 の動態モニタリング	圧入井に CO_2と同時にトレーサを圧入し、周辺ガス生産井や地表にてサンプリングしたガスを分析	圧入中：数回
	気象観測	気象に関する基礎データの取得	圧入前、圧入中に連続観測	圧入前：連続 圧入中：連続

出所）JANUS 作成

2.7 国内／国際標準への準拠

2.7.1 CCS 大統領令への対応

前述の「１．関連政策・制度・規制」で述べたように、尼国エネルギー鉱物資源省が主体となり、「CCS に関する大統領令」の草稿がまとめられ、発効に向けたプロセスが進行中である。この草案内容については、許可申請や委員会の設置等の手続き的な部分を除き、CCS 分野では基本的に要求される項目であるため、現時点の本プロジェクトの実施計画において十分対応できることを確認した。今後は、大統領令が発効した場合、大統領令を踏まえてその後に詳細が規定される省令等も含め、本調査対象で計画中の CCS 実施に直接影響を与える法規制であるため、引き続き進展を注視する。

2.7.2 国際標準

国際標準を満たしていることを第三者審査機関が証明する「認証」は、プロジェクトの安全性や環境配慮などを担保することができ、ステークホルダーの理解を得るために有効な

手段であるため、地域住民との合意や投資家による投資決定に活用することができる。既に海外の CCS プロジェクトでは、第三者認証機関から認証を取得した事例が存在しており、認証の取得が今後の CCS プロジェクトにおけるスタンダードとなる可能性がある。

グンディ CCS が今後の東南アジアにおける CCS プロジェクトのモデルケースとなり、ステークホルダーの理解を得ながら進めていくためには、国際標準を準拠し、その認証を得ることが有効であると考えられる。そこで、現時点の CCS の国際標準を比較・調査し、本事業の国際標準の認証取得を目指して、必要な要件やプロセス、適切な第三者認証機関を確認した。

国際標準化機構（ISO）では、CCS についての専門委員会（ISO/TC265）を設立し、関連する ISO 規格を作成している。ISO 規格の認証を取得した実在の CCS プロジェクトは未だ無いようであるが、第三者認証機関である DNV GL 社は推奨指針（以後、「RP」）等の CCS に関する規格を作成しており、オーストラリアのカーボンネット プロジェクトやノルウェーのノーザンライト プロジェクトにおいて、RP の認証を発行している。

本調査では、RP と ISO の規格内容を比較し、広く認知されている ISO 規格の認証を目指すこととした。また、CO_2 の地下貯留を主目的としている点や、パイプラインによる CO_2 輸送が短距離であるといったプロジェクトの性質を考慮して、CO_2 の地下貯留に関する ISO 規格である ISO 27914 の認証取得を検討対象とした。

CCS に関する ISO 規格の認証事例や関連するサービスについて調査したところ、DNV GL 社が ISO 27914 の認証の手順に関する文書「DNVGL-SE-0473 Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide」を公表しており、CCS に関する ISO 規格の認証サービスを唯一提供していることを確認した。

DNV GL 社にヒアリングした結果、ISO 27914 に関する認証は、図 2-9 に示すとおり、サイト選定からサイト閉鎖までのプロセスを 6 つの段階に分けて、段階ごとの認証の証明書を発行する形式であることがわかった。本事業の場合、サイトの選定は済んでいるため、次の段階である貯留層の性質を評価する Site endorsement または貯留計画を含む Storage site の認証を取得する段階にある。また、本事業が ISO27914 の対象であり、要件を満たせば、認証を得ることが可能であり、必要な資料等の準備、予算、スケジュールについても確認したので、今後のグンディ CCS 実施時には、必要に応じて ISO 認証の取得に向けたプロセスを速やかに開始できる。

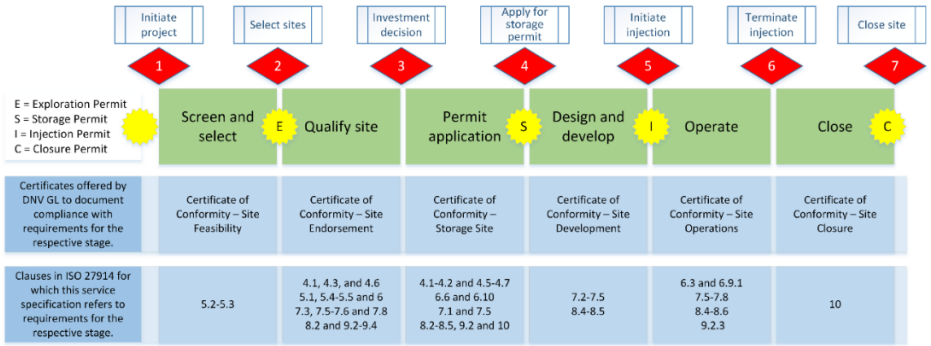


図 2-9　DNV GL 社による ISO 27419 の認証サービスのプロセス

出所）DNV GL (2017)

2.8 社会的合意形成に向けた検討

過去に検討された計画を参照し、本事業の計画に合わせて、ステークホルダーの分析及びアウトリーチ計画を更新した結果を、表 2-5 に示す。グンディガス田は中央ジャワ州のブローラ地区に位置しており、ブローラ地区は 16 のサブディストリクトと 295 の村で構成されている。主な変更としては、本事業では新たに掘削する圧入井の位置を過去の計画から変更しているため、新たな圧入井の計画位置を含むサブディストリクトであるクドゥントゥバン地区を新たに対象地域に含めた。

表 2-5　ブローラ地区におけるステークホルダーの分析

ステークホルダー	分析			態度
	知識	関心・課題	支持・反対のレベル	
地方政府				
サブディストリクト及び村の首長	馴染みがない	プロジェクトのメリット・リスク	同意を示したが、コミュニティへの利益を期待している。	状況次第
行政サービス機関	よく理解している	CO_2 の漏洩のリスク 雇用創出 CCS の教育	損得なしに強い関心を示した。	協力的
サブディストリクト及び村の関係者				
コミュニティの代表者（CBOs、年長者/首長、NGOs）	馴染みがない	社会経済的な利益 CO_2 漏洩、地震、事故のリスク	利益があるならば、支援する。	状況次第
メディア関係者				
テレビ、新聞、ラジオ	CCS を理解 石油・ガス分野に馴染みがある	CO_2 の輸送の影響 環境影響 雇用創出	支持する傾向にあるが、疑問視する声もあり。	厳しい
国営企業				
PERTAMINA CEPU（PEPC）	CCS を含む石油・ガス分野の知識を有する	プロジェクトの失敗による地域からの信頼喪失	強く支持している。	協力的
森林管理国営企業中央ジャワオフィス（PERHUTAN）	気候変動に関心があるが、CCS の知識はあまりない	CO_2 漏洩による周辺地域の植物・樹木への影響	植生への影響がないことを前提に支持する。	厳しい

出所）ADB (2019) で検討された内容を基に JANUS が更新

各ステークホルダーの分析に基づき、それぞれに対するアプローチの方法を検討し、アウトリーチ活動計画を作成した。アウトリーチ活動計画の一例を表 2-6 に示す。

表 2-6　グンディ CCS におけるステークホルダーへのアウトリーチ活動計画の一例

ステークホルダー	手段	活動
地方政府	地域のイベント	・ ポスター及びビデオのコンテストの開催 ・ 展示会
	直接の対話	・ すべての行政機関への周知 ・ セミナー・フォーカスグループディスカッション（FGDs） ・ コミュニティの集会 ・ 学校でのキャンペーン
	メディア・ツール	・ 掲示広告 ・ ポスターの配布（学校、警察署、病院、郵便局、市場等） ・ ソーシャルメディアでの活動 ・ 啓発用の YouTube ビデオの作成
サブディストリクト及び村の関係者	地域の伝統行事	・ 感謝祭 ・ 地域の清掃活動
	支援付きコミュニケーション	・ 公式・非公式の集会 ・ 地域の女性福祉協会・青年会の会議 ・ 保健所と一体となった活動 ・ 宗教的活動
	メディア・ツール	・ 小型の CCUS 説明用の三次元模型 ・ ポスター・パンフレットの掲示（村の掲示板、コーヒースタンド、市場等）
メディア関係者	テレビ	・ すべてのプロジェクトの活動の周知支援 ・ 地元向けの広告の作成・放映 ・ 地元のテレビ局のソーシャルメディアのアカウント（Facebook、Twitter）からの情報発信
	新聞	・ すべてのプロジェクトの活動の周知支援 ・ プレスリリース、特集記事、意見記事 ・ 地元の新聞社のソーシャルメディアのアカウント（Facebook、Twitter）からの情報発信
	ラジオ	・ すべてのプロジェクトの活動の周知支援 ・ 地元向けの広告、CM ソング ・ トークショー ・ 地元のラジオ局のソーシャルメディアのアカウント（Facebook、Twitter）からの情報発信

出所）　ADB (2019) で検討された内容を基に JANUS が更新

3. 課題と対応策の検討

前述のように、グンディガス田における CCS 実施は、石油ガス上流分野の活動の１つとして位置付けられるため、グンディガス田鉱区の権益を有する国営石油会社 プルタミナ社が、油ガス上流分野の監督官庁である SKK-MIGAS に本案件の計画を申請し、それが SKK-MIGAS に承認されることで、実証に進むことが可能となる。プルタミナ社は、既に SKK-MIGAS に承認済みのグンディガス田のガス生産計画に沿って操業を行う責任を負っており、CCS を実施すれば、CO_2 圧入によるガス生産への影響（CO_2 混入等）や生産量維持へのリスクが懸念されるため、実証プロジェクト実施の最終可否は、同社が判断することになる。併せて、既存設備の操業とともに、新たに新設される CO_2 圧入設備の操業も同社が負うことになるため、CCS 関連設備が既存生産設備運転に悪影響がないように設計する必要がある。こうした課題についてのプルタミナ社との協議は、COVID-19 の影響やプルタミナ組織改編等により遅延していたが、後述する尼日進捗会合を開催し、プルタミナ社を含む尼日の関係

各機関が協力して、今後の検討方針と必要なアクションを確認した結果、来年度に検討が進められる見込みである。引き続き、さらなる関係者会合の開催を含め、尼国側と連携して進めていく。

グンディ CCS の進めていく上でのもう 1 つの大きな課題は、CCS 自体では全く収益を生み出すことが出来ない点である。本 CCS が JCM プロジェクトとして認められれば、唯一得られる可能性があるのは、CO_2 圧入を実施に伴い、削減される CO_2 排出量のクレジットである。このため、政府支援の下で実証後に圧入を継続、あるいは、同様の形で別の場所にて CCS を実施する場合、関与する企業にとっては、何らかの形で CO_2 排出削減クレジットの一部が獲得でき、かつ、そのクレジットが国内での CO_2 排出のオフセットに活用できる等、価値を持つことが極めて重要である。現時点では、実証後に JCM プロジェクトとして継続し、クレジットが配分された事例はなく、また、JCM プロジェクトで発行されたクレジットが金銭的価値を持って取引された事例もない。このため、実証後に CO_2 の地下圧入を継続した場合に得られるクレジットの配分やクレジットを得る意義について、引き続き、関係機関と議論しながら、検討していく。

4. 排出削減の定量化の検討

4.1 温室効果ガス排出削減方法論の検討

4.1.1 概要

本調査では、生産された天然ガスから分離回収された CO_2 のガス田への圧入事業を検討した。METI（2016）の JCM 方法論を踏襲し、適格性要件を満たせば CO_2 の漏洩は発生しないという考え方の下、操業中及び枯渇ガス田へ圧入するという本プロジェクトの特徴に合わせて内容を見直した。これにより、圧入後のモニタリングの負荷を軽減した。

天然ガスから分離回収された CO_2 は、通常はそのまま大気に放出されるため、リファレンス排出量は分離回収された CO_2 量とした。また、プロジェクト排出量は CO_2 の輸送・圧入に用いたエネルギーに起因する排出量に加え、圧入した CO_2 がガス生産井に到達するブレークスルーの可能性を想定し、それによる排出も考慮した。なお、本方法論は事務局である MRI の支援を受けて、検討を行った。

4.1.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

対象プロジェクトの温室効果ガス削減量という観点では、CO_2 が地下に圧入された後、永続的に貯留されるかどうか、すなわち、プロジェクトの終了後も CO_2 が貯留した場所から漏洩しないことをどのように担保できるかが重要である。このため、本方法論における適格性要件としては、METI（2016）を参照し、主に CO_2 が貯留層から漏洩しないための条件を設定した。貯留層からの漏洩が生じる可能性のある経路として、坑井からの漏洩、キャップロックからの漏洩、断層からの漏洩、スピルポイントからの漏洩の 4 つの経路を想定し、それぞれの経路について漏洩が生じないための技術的な条件を検討し、それらを適格性要件に反映させた。

リファレンスのシナリオは、通常のガス生産であり、分離回収された CO_2 は後に大気放散される。よって、リファレンス排出量は、生産ガスから分離回収された CO_2 排出量とし、

圧入井の CO_2 圧入量により算定する。

プロジェクト排出量は、輸送・圧入に用いたエネルギーに起因する排出量に加え、ブレークスルーが生じた場合の排出量の合計とする。ブレークスルーは、生産ガス中の CO_2 濃度を測定することにより検出し、確認された場合のみプロジェクト排出量に含める。

4.1.3 貢献度把握の算定手法

本プロジェクトにおいて計画している年間 CO_2 圧入量は 30 万トン、圧入期間は 10 年間を想定している。輸送及び圧入のための設備において必要なすべての電力は、施設内に新たに設置予定の天然ガスを利用した発電機にて供給する計画であるため、燃料消費による排出量は天然ガスのみを考慮する。また、仮にブレークスルーが発生した場合も、再度圧入される CO_2 量は考慮され、排出削減量としてダブルカウントしない方法論となっている。

4.2 排出削減見込量の試算

上記の条件を踏まえ、排出削減見込量の試算した結果、本プロジェクトのリファレンス排出量は 300 万トン、プロジェクト排出量は 20 万トンとなり、合計 280 万トン程度の CO_2 の排出削減量が見込まれる。

5. 相手国関係者との連携事業等

尼国カウンターパートであるバンドン工科大学（ITB）と定期的にテレビ会議を開催し、会議には可能な限り、プルタミナ関係者の同席を得ながら、調査を進めた。また、前述「３．課題と対応策の検討」に対応するため、経産省 地球環境対策室殿の支援を得て、両国政府出席の下、2020 年 12 月 21 日に進捗報告会合を開催した。また、2021 年 3 月 3 日に最終報告会合を開催し、グンディ CCUS 実現に向けた今後のアクションを確認した。表 5-1 および表 5-2 に会合の概要および成果を示す。

表 5-1　尼日進捗会合の開催概要と成果

会合の名称	グンディ CCS プロジェクト 中間進捗報告会合
開催日時	2020 年 12 月 21 日（月）17:30～19:30（日本時間）
開催方式	テレビ会議（ZOOM）
参加者	【インドネシア側】 ・　エネルギー鉱物資源省 ・　エネルギー鉱物資源省 石油ガス総局 ・　SKK-MIGAS ・　PT Pertamina (Persero) ・　PT Pertamina EP ・　PT Pertamina Hulu Energi ・　National Center of Excellence on CCS / バンドン工科大学 【日本側】 ・　経済産業省 環境政策課 地球環境対策室 ・　国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 ・　日本エヌ・ユー・エス株式会社 ・　電源開発株式会社 ・　日本オイルエンジニアリング株式会社 ・　公益財団法人 深田地質研究所 ・　株式会社 三菱総合研究所（事務局）
議題	1. Opening and welcome remarks 2. Speech by Japanese government 3. Speech by Indonesian government 4. Overview and history of Gundih CCUS study 5. Japan contribution 6. Progress of the Study 7. Discussions
成果	・　関係機関へのグンディ CCS 検討成果の共有 ・　グンディ CCS の今後の方針の確認 ・　グンディ CCS を進めるための各機関のアクションの確認

表 5-2　尼日最終会合の開催概要と成果

会合の名称	グンディ CCS プロジェクト 最終報告会合
開催日時	2021 年 3 月 3 日（水）15:30～16:30（日本時間）
開催方式	テレビ会議（ZOOM）
参加者	【インドネシア側】 ・ エネルギー鉱物資源省 ・ エネルギー鉱物資源省 石油ガス総局 ・ SKK-MIGAS ・ PT Pertamina (Persero) ・ PT Pertamina EP ・ PT Pertamina Hulu Energi ・ National Center of Excellence on CCS / バンドン工科大学 【日本側】 ・ 経済産業省 環境政策課 地球環境対策室 ・ 日揮グループ（日本エヌ・ユー・エス㈱、日揮ホールディングス㈱） ・ 電源開発株式会社 ・ 公益財団法人 深田地質研究所 ・ 株式会社 三菱総合研究所（事務局）
議題	1. Opening remarks 2. Speech by Japanese government 3. Speech by Indonesian government 4. Way Forward 5. Closing Remarks
成果	・ プルタミナがグンディ実現に向けて取り組むことを表明したこと。 ・ プルタミナが本調査の実施結果をレビューした結果、来年度の共同スタディの必要性を認識し、共同スタディ開始の準備を進めることを確認したこと。

6. 総括

本調査では、過去の検討成果を踏まえ、尼日の二国間政府協力の下、グンディ CCS を次年度以降に実証に進めることを目指し、各種検討を実施した。その結果、予定していた全ての調査項目を完了することができ、現状でアクセスできる情報に基づいて年間 30 万トンの CO_2 が 10 年間にわたって問題無く貯留できる可能性があること、そのために必要な設備を示すことができた。一方で、地下の CO_2 挙動の不確実性に関する検討や現場の操業リスクに対応する検討については、課題が認識されている。これらの課題を解決するため、グンディガス田鉱区を有し、ガス田操業を行うプルタミナ社と密接に連携し、グンディ CCS 実現に向けた検討を継続する。

参考文献

- ADB (2019): “Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector”, https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49204/49204-002-tacr-en_0.pdf （2021 年 2 月 10 日閲覧）
- METI (2016): 三井物産株式会社・株式会社三菱総合研究所, ”メキシコ、陸上油田における CCS の可能性検討”, 経済産業省 平成 27 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業
- DNV GL (2017): “DNVGL-SE-0473 Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide”, https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/SE/2017-10/DNVGL-SE-0473.pdf（2021 年 2 月 9 日閲覧）

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：尼国Gundihガス田におけるCCSプロジェクトのJCM実証に向けた調査

委託事業名：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）のうちCCUS国際連携事業

受注事業者名：日本エヌ・ユー・エス株式会社

頁	図表番号	タイトル
16	図2-9	DNV GL社によるISO 27419の認証サービスのプロセス

Feasibility Study on CCS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia

Conducted by JAPAN NUS Co., Ltd. (JANUS) and
Electric Power Development Co., Ltd. (J-POWER)

The study on Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) in Gundih gas field, Central Java Province, Indonesia started in 2011 as a SATREPS project supported by JICA-JST. After 5 year-international joint research, the study continued under the support of Asia Development Bank (ADB) and completed the basic investigation. Based on these past study, further studies toward the CCS demonstration in Gundih gas field started in June 2020 by JANUS, J-POWER and Bandung Institute of Technology (ITB) (Hereinafter referred to as "Study Team") under the financial support of Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan.

In the current CCS demonstration plan, all the CO_2 released into the atmosphere from the central gas processing plant (CPP) in the Gundih field will be transported via 4 km pipelines and injected under the ground. The Gundih CCS is expected to be a model and flagship project in East Asia and ASEAN regions under the bilateral governmental cooperation between Japan and Indonesia.

The results of the studies conducted in the fiscal year of 2020 are summarized as follows.

1. Related Laws and Regulations

The study team conducted the study on the law and regulatory issues in implementing CCS in the Gundih gas field.

Although there are no specific regulations on CO_2 transportation via pipelines in Indonesia, it was confirmed that CO_2 transportation via pipeline is in operation at nearby oil and gas fields with appropriate permits given from the government.

The activities specific to CCS such as underground CO_2 monitoring are not stipulated in the current law and regulations. However, Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia is currently preparing the presidential decree on CCS to be entered into force in a few years. As this presidential decree will cover the fundamental requirements of CCS activities, the approving processes of the decree should be carefully observed.

Most notably in terms of the current law and regulations, the CCS implementation in the Gundih gas field is recognized as one of the oil and gas upstream activities. Pertamina, a state-owned oil company, is a sole operator of the Gundih gas field. Therefore, in order to implement CCS, Pertamina needs to revise the current Gundih gas development plan to include CCS, and apply the revised plan to SKK-MIGAS, a regulatory agent in this business field. Then the application must be approved by SKK-MIGAS. Thus, the cooperation with Pertamina and SKK-MIGAS is key to success of the Gundih CCS implementation.

2. Studies toward Gundih CCS Implementation

2.1 Regional CO_2 management study

Last year the study team evaluated the potentials of "Regional CO_2 Management" in Indonesia, which is a concept to efficiently match multiple CO_2 sources and sinks to realize economically viable CCUS businesses from a macro and long-term perspective. The study extracted several potential areas where there is a CO_2-rich gas field as a CO_2 source surrounded by multiple CO_2-EOR candidate oil fields as CO_2 sinks. The study result indicated that the CO_2-EOR businesses would be economically

viable in some potential areas. Based on the result, the study team focuses on the areas where a coal-fired power plant as a CO_2 source surrounded by multiple oil fields as CO_2 sinks from the longer-term point of view.

The Java island was selected for the study as there are many coal-fired power plants in operation. Table 2-1 shows the number of oil and gas fields for respective major coal-fired power plants in Java island.

Table 2-1 Number of oil and gas fields for respective coal-fired power plants in Java

Coal-fired Power Plant	Number of Oil and gas fields in the area		
	0-30 ㎞	30-60 ㎞	60-90 km
A	0	7	11
B	0	1	22
C	31	39	17
D	0	16	23
E	0	0	0
F	0	0	0
G	0	11	6
H	0	2	0

Source) Study Team

Among 8 power plants, the plant D was selected for a case study because of its high power generation capacity and potential oil fields for CO_2-EOR around the plant. The Study Team evaluated the oil and gas fields in the area and selected 4 oil fields as the candidate CO_2 sinks for CO_2-EOR. Table 2-2 shows the CO_2 to be injected in the fields and oil produced by CO_2-EOR in the respective 4 oil fields.

Table 2-2 CO2 injected and oil produced by CO2-EOR in selected oil fields

Selected Field	Total CO_2 injection [10^3 ton]	Oil produced by CO_2-EOR [MMbbl]
A	11.0	33.0
B	0.4	1.1
C	0.5	1.6
D	3.0	9.1
Total	14.9	44.8

Source) Study Team

The Study Team developed the CO_2-EOR development plans including CO_2 capture and transportation for the respective oil fields. In the plan, CO_2 from the power plant is to be supplied to the 4 fields for the phased development by CO_2-EOR. Figure 2-1 shows the CO_2 supply plan via pipeline and the oil production profile by CO_2-EOR.

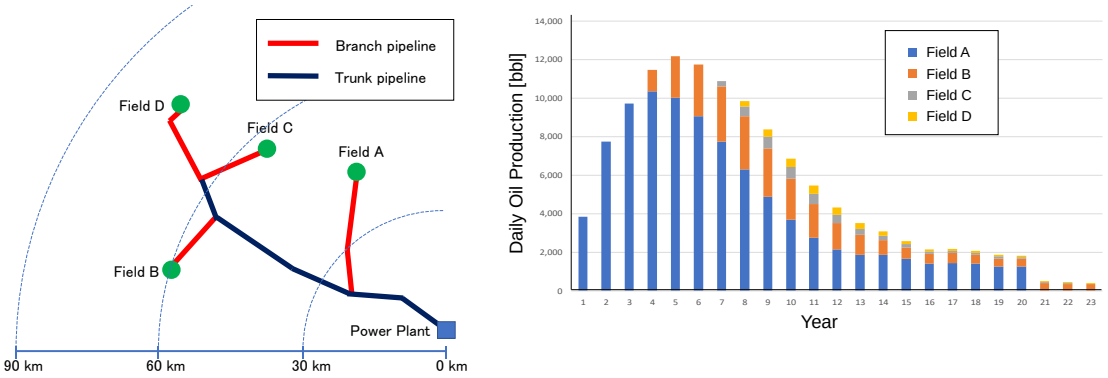


Figure 2-1 CO_2 supply plan and oil production plan in selected oil fields

Source) Study Team

The cost for all the necessary facilities was estimated based on the plans. Table 2-3 shows the economic evaluation with IRR (Internal Rate of Return) for the CO_2-EOR business.

Table 2-3 Result of sensitivity analysis on economic evaluation

IRR			Field A only		2 Fields(A,D)		3 Fields(A,D,C)		4 Fields(A,D,C,B)	
			Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)		Oil Price ($/bbl)	
			60	70	60	70	60	70	60	70
Base Case	CO_2 Price ($/ton)	-10								
		-5								
		0								
		5								
		10								
Case A (Without CO_2 Capturing Costs)	CO_2 Price ($/ton)	-10	10	18.6	11.5	18.8	21.8	27.7		13.3
		-5		16.7		17	20.3	26.6		
		0		14.4		15	18.6	25.4		
		5		11.0		12.3	16.7	24.2		
		10					14.2	22.8		

Source) Study Team

Table 2-3 shows the results of IRR in the sensitivity analysis on oil price and CO_2 cost. In the sensitivity analysis, + 10 USD/ton-CO_2 means the cost to purchase 1 ton-CO_2 whereas - 10 USD/ton-CO_2 the profit gained from 1 ton of CO_2 underground storage (e.g. carbon credit, etc.). The result indicates the base case is not feasible because of the high capital cost of the facilities. It is, however, feasible in some cases if the CO_2 capturing cost is excluded. In the cases excluding the capturing cost, the lower CO_2 price generally results in a higher IRR. It should be noted the more the oil fields are developed as one CO_2-EOR business, the higher the IRR is. However, the IRR becomes lower in the case including the small oil field development (B) in the business.

The CO_2-EOR business using CO_2 from coal-fired power plant is not currently feasible without subsidy. However, this result implies that it could become feasible if the government introduced a low-carbon policy to reduce CO_2. The facilities cost is somehow shared by both business sides of CO_2 sources and sinks under the future carbon pricing policy.

2.2 Subsurface Study

The Gundih CCS plans to inject 800 tons per day of CO_2 into the aquifer of the gas reservoir at the depth of 3,600 m. The critical issue to implement this CCS is A) whether CO_2 could be injected at the planned rate, B) whether CO_2 could be stored stably for a long term and C) whether the CO_2 injection could have no negative impacts on the current gas production operation (e.g. contamination of gas production by CO_2). The Study Team reviewed the past subsurface study conducted by ITB and then completed the further studies with some modifications from the perspective of A) to C).

2.2.1 Geological model

The Study Team reviewed the geological model constructed in the past study and found that the geological structure, the locations of current production wells, and gas water contact (GWC) were modeled correctly. It was also found that the gas reservoir was adequately defined by the seismic interpretation for the static geological modeling process.

On the other hand, the Study Team identified uncertainties due to faults and fractures that should be carefully examined. Therefore, a trial interpretation of the fault indication with the ant-tracking was conducted. One of the extracted fault surfaces results from fault attributes of the Kujung interval was shown in Figure 2-2. The result indicates that further analyses are necessary to confirm the impact of these faults on CO_2 injection and the subsequent CO_2 movement.

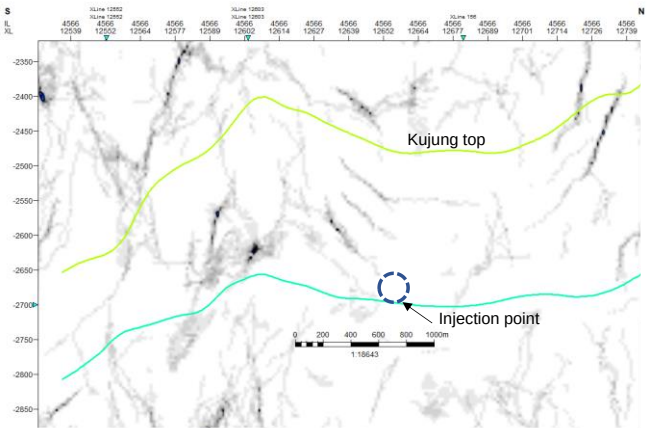


Figure 2-2 Preliminary result of ant-tracking

Source) Study Team

2.2.2 Reservoir model

After reviewing the reservoir model constructed in the past study, the Study Team made some modifications including permeability allocation, water-oil capillary pressure curve, and reservoir fluid model.

Regarding the reservoir fluid model, heavy and light weight gas components were split into 10 pseudo-components including C7-C11, C12-17, C18-C23 and C24+ for the heavy components, and N2C1, C2-C3 and C4-C6 for light weight components in order to reproduce the fluid with a high dew point and low liquid saturations as observed in the experimental data.

2.2.3 History matching

The modifications mentioned above and some adjustments resulted in better history matching in gas, condensate, and water production.

2.2.4 Prediction simulation

The simulation was conducted to predict the subsurface CO_2 movement and the subsequent impacts on the gas production based on the modified reservoir model. In the simulation, 800 tons per day of CO_2 is injected for 10 years at the BHP (Bottom Hole Pressure) not exceeding 4,300 psig. Figures 2-3 and 2-4 show the hydrocarbon gas production results with and without CO_2 injection.

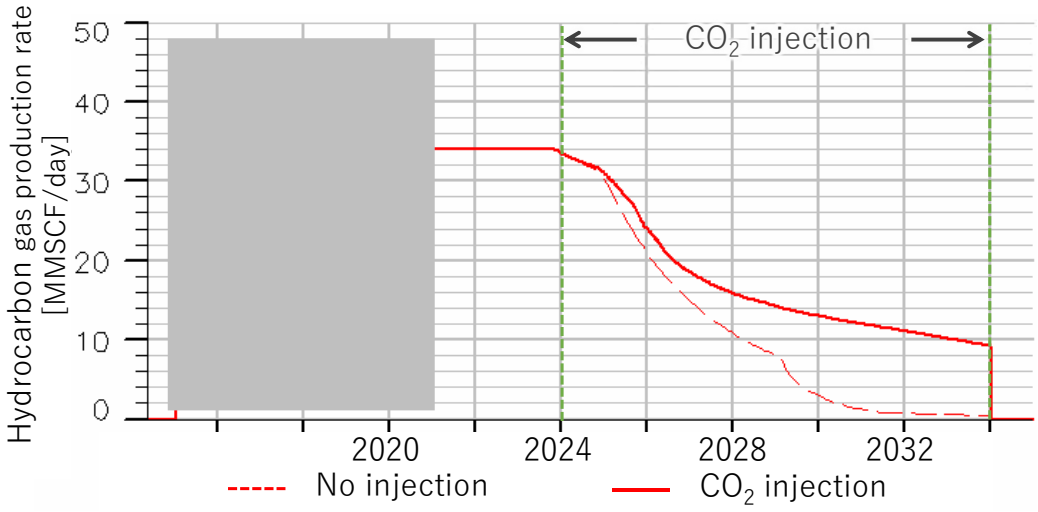


Figure 2-3 Production profiles and enhanced production of hydrocarbon gas

Source) Study Team

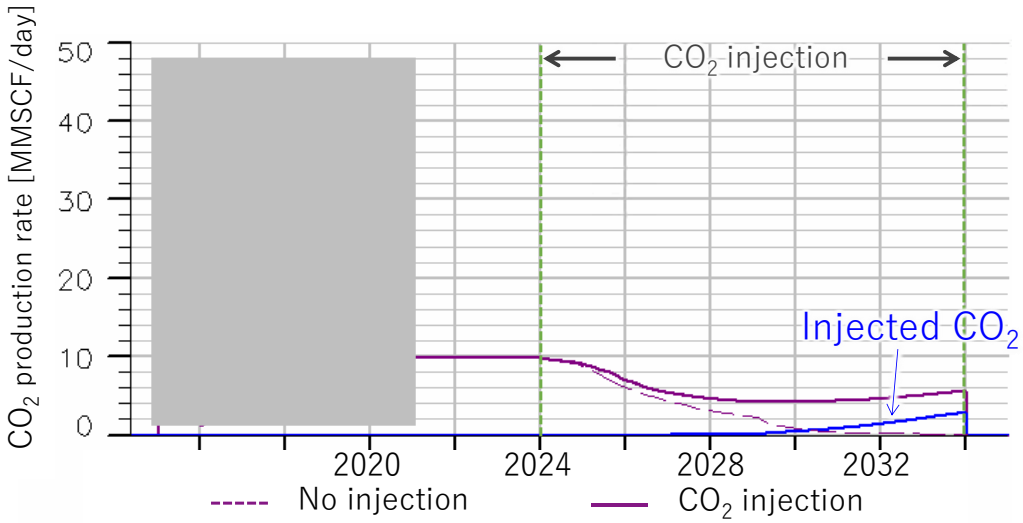


Figure 2-4 Production profile and enhanced production of CO2

Source) Study Team

The simulation result shows that 800 tons per day of CO_2 injection for 10 years are feasible. The gas production starts to decline from 2024. The degree of production decrease in the CO_2 injection case is smaller than that without CO_2 injection. This is because of the pressure maintenance in the gas reservoir by the injected CO_2. CO_2 breakthrough to production well occurs in several years and CO_2 from the production well will gradually increase. However, no negative impact on gas production was observed in the simulation since the CO_2 increase is still slight in 2028. The gas production ends in 2028 in the current production plan.

Figure 2-5 shows the distribution of injected CO_2 in the gas reservoir. The injected CO_2 breakthrough will occur at one of the production wells as mentioned above. However, the most injected CO_2 will stay around the injection zone and gas reservoir 95 years later. It indicates that CO_2 could be stored stably for the long term.

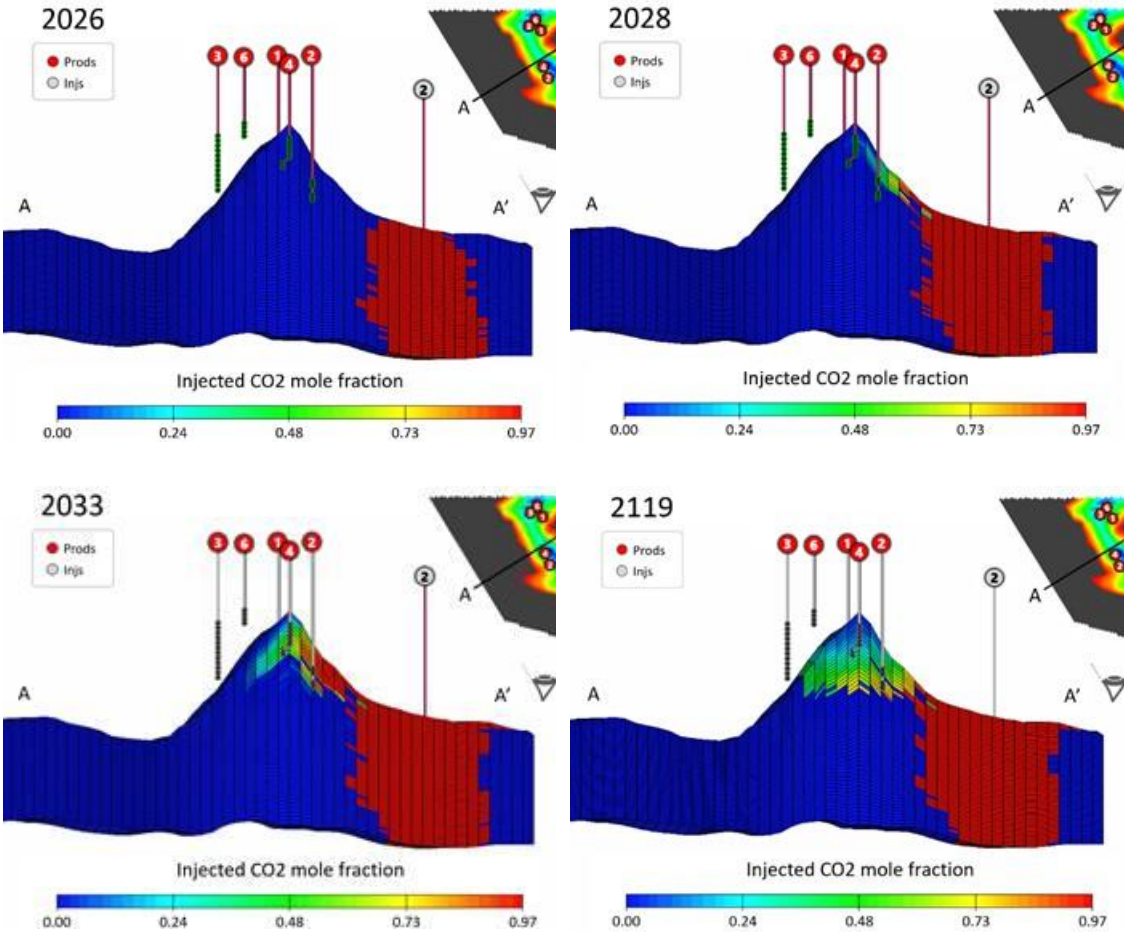


Figure 2-5 Distribution of injected CO2 mole fraction in the reservoir

Source) Study Team

However, these results and interpretations are based on the current simulation model. The results might change if further considerations including uncertainties (for example, faults) could be taken into consideration. A operator of Gundih field, Pertamina's information, knowledge and insights are essential for the further subsurface study.

2.3 Facility Study

The Study Team designed the facilities to inject 800 tons per day of CO_2 into the ground based on the past study of the facility with 150 tons per day of CO_2 injection.

2.3.1 Feed gas

In the CPP (Central Gas Processing Plant) in the Gundih gas field, the gas from the production wells is firstly separated into gas and liquid in the gas separation unit, and secondly separated into sweet gas (CH_4) and acid gas (CO_2 and H_2S) in the acid gas removal unit.

In the past study, the tapping point to take CO_2 was carefully discussed and determined at the point right after the acid gas removal unit. This study followed this decision on the tapping point. The gas properties at the tapping point are as follows.

- Temperature: 110 F
- Pressure: 5 psig
- Composition: CO_2: 96.1 % / H_2S: 2.5% / impurities: 1.4% (excluding H_2O vapor)

2.3.2 Required pressure and tubing sizes

As mentioned in the subsurface simulation in Section 2.2, BHP is 4,300 psig. Several simulations were conducted for the wellhead and bottom hole pressures in varying the tubing sizes. 2,000 psig for the well head pressure and 3-1/2" for the tubing size were selected to achieve more than 4,000 psig in the bottom hole.

2.3.3 Compression process

The three stages of the compression process were chosen to optimize the outlet temperatures (~350 F) and compression ratios (~3) for respective compressor stages from the energy saving point of view. The pressure at the end of the compression process was designed to be 2,100 psig.

2.3.4 Dehydration process

The tri-ethylene glycol (TEG) liquid absorption system was selected for the dehydration process. Since the TEG dehydration system operates efficiently under medium to high pressure conditions, the optimum location was studied to save energy consumption and facility cost. The location of the TEG system was set at downstream of the 2nd stage compressor.

Since CO_2 was released into the air through the regenerator column of the TEG process as an offgas, the CO_2 recovery system was introduced in the facility design.

2.3.5 CO_2 pipeline

The compressed and dehydrated gas is transported to the injection well via 4 km pipeline. The optimum pipe size was studied for transporting 800 tons per day of CO_2. The 4-inch diam pipe was selected to minimize the pressure loss. Figure 2-6 shows the block flow diagram of the facility consisting of the compression process, dehydration process and CO_2 pipeline.

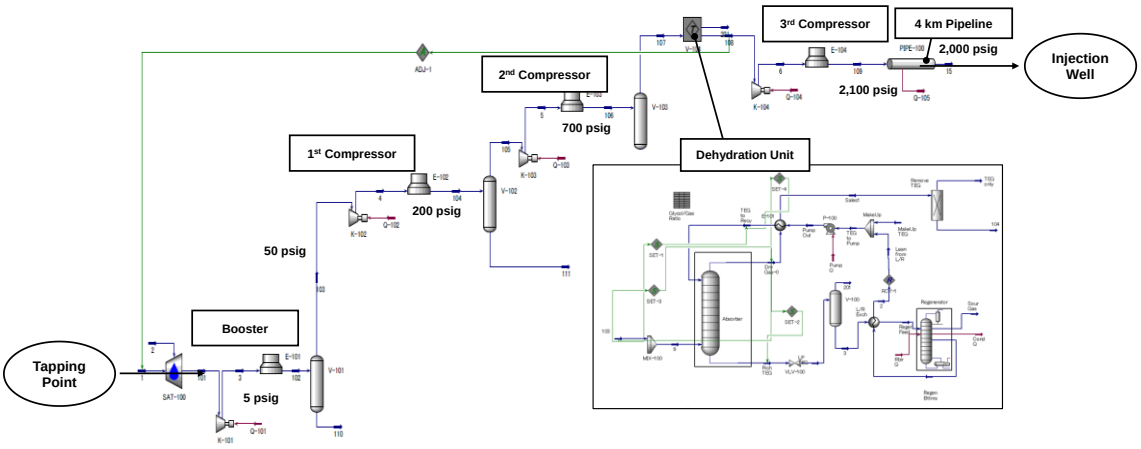


Figure 2-6 Block flow diagram of the facility

Source) Study Team

2.3.6 Injection well

Based on the past study for 150 tons per day of CO_2 injection, the tubing sizes and casing sizes were changed to achieve 800 tons per day of CO_2 injection.

2.3.7 Corrosion protection

The processed fluid in the facility includes CO_2 and H_2S. H_2S requires additional corrosion protection whereas CO_2 requires only dehydration for corrosion protection. H_2S corrosion is induced in the environment without liquid H_2O in the fluid, especially under high H_2S concentration and high partial pressure. To protect the facility from H_2S corrosion, corrosion resistant alloy (CRA) was applied to compressors, dehydration unit, pipeline, and injection well tubing.

2.3.8 Others

In terms of the integrity of CO_2 transportation, CO_2 should be transported in the form of gas or supercritical phase from CPP to the injection well. This was verified by flow assurance analysis. The monitoring system was also designed to detect the CO_2 and H_2S leakages in the facilities operation.

The facilities were designed based on the data obtained from ITB. On the other hand, harmonization with the CPP operation and risk management on the site needs to be taken into consideration. To cope with this issue, the knowledge and data of Pertamina should be incorporated in the further study.

2.4 Microbubble CO_2 injection technology

The Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) has been developing a technology to inject CO_2 into the ground in the form of microbubbled-CO_2 using a special filter. The advantage of the microbubble CO_2 injection technology was demonstrated in the Sarukawa oil fields of Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. The study team discussed the applicability of this technology in Gundih CCS.

2.4.1 Technology advantages

It is expected that the injected CO_2 in the aquifer will maintain the gas reservoir pressure while gas production. However, if the injected CO_2 does not flow and move in the reservoir uniformly due to the formation heterogeneity, it is of concern that CO_2 reaches gas zone easily and contaminates the produced gas. The microbubble CO_2 can invade even in small pore space of the reservoir uniformly.

The dissolution of CO_2 in formation water could be one of the effective mechanisms to enhance solubility trapping of CO_2. The microbubble CO_2 showed the high CO_2 solubility in formation water in laboratory experiments and the field test in Sarukawa oil fields.

This means high sweep efficiency in the reservoir, promote residual/solubility trapping and can delay or prevent from early breakthrough of the injected CO_2.

2.4.2 Technology application

The solubility test of CO_2 with sampled formation water is necessary because CO_2 dissolution depends on the formation temperature and pressure conditions and the salt concentration of formation water. Improvement of the sweep efficiency of CO_2 can be evaluated quantitatively by core flooding test using X-ray CT scanning.

As CO_2 is injected into the carbonate reservoir in Gundih CCS, the characteristics of geochemical reactions can be evaluated by compositional analysis of pore water from CO_2 injection test on a core sample. The impacts of other injected impurities on dissolution to formation water and geochemical reactions could also be evaluated.

Microbubble CO_2 flow behavior can be simulated using general reservoir simulator by the appropriate setting of the CO_2 properties. The laboratory experiments verified that the relative permeability of microbubble CO_2 – water system was not different from the conventional CO_2. The flow of microbubble CO_2 into small pore space could be simulated by setting small surface tension.

2.4.3 Facilities and installations

The microbubble CO_2 injection system consists of CO_2 tank, CO_2 injection pump, steam heater, brine injection pump and microbubble generator tool set in the injection well. Although the planned CO_2 injection rate in Gundih CCS is much larger than that in the Sarukawa field experiment, the basic components of the system would be almost the same. In the Sarukawa demonstration experiment, CO_2 was injected together with brine. The CO_2 and brine ratio was determined by experiment, considering reservoir condition (temperature and pressure). In place of brine, produced water from the CPP could be used in the Gundih CCS. The fine particle removal process for the formation water is necessary to prevent microbubble filters from plugging.

The preliminary studies and tests should be conducted since the CO_2 is to be injected into a heterogeneous carbonate formation with the higher-temperature and pressure conditions at 3,000 m depth. For example, an integrity test of an injection tool and filter from corrosive gas, and injection test using a small amount of CO_2.

Since a microbubble generator tool is modularized as bottom hole assembly, the tool could be adjusted and fit to any perforation zone length. General slickline tools could be used to install the tool. General wireline logging tools could be used if required to pick up the tool from the well in the case of trouble.

2.5 Acid gas injection impacts on formation water

In terms of the international standards in CO_2 geological storage, it is important to know the formation water conditions after CO_2 injection. ISO 27914 refers to the necessity to evaluate the impacts of chemical reactions between the rocks and fluids in the reservoir primary seal, injected CO_2, and well materials.

In Gundih CCS, acid gas (CO_2 and H_2S) originally in gas reservoir is not injected to the same reservoir but injected into the aquifer located under the adjacent gas reservoir. At this point, the evaluation of injected gas behavior and impacts on formation water contributes to more safe and reliable CO_2 injection.

There are widely known demonstration projects on acid gas underground injection in oil and gas fields in Alberta, Canada and Abu Dhabi, United Arab Emirates.

Based on the currently available geological and geochemical information, the Study Team studied an evaluation method for the impact of CO_2 injection in Gundih field.

2.5.1 Geological data

The geology of Gundih gas field is classified into three formations, Kujung formation (CO_2 reservoir in this project), Tuban formation (seal in this project) and Ngrayong formation. The Study Team collected the geological characteristics information of the region from the outcrops and boring survey reports, and then collected the geology and formation water information of Gundih field from the cuttings observation data and formation water sample analysis data. Since the information on the target aquifer are currently quite limited, it is necessary to collect further geological information in the future injection well drilling, and to analyze the compositions of water and rocks of the reservoir from the information.

2.5.2 Geochemical reaction

Numerical simulations are used to predict the chemical reactions with CO_2, formation water and rocks based the sampling data obtained from the original location. Before the simulation running, it is desirable to predict CO_2 migration in formation water, CO_2 dissolution into formation water, and the resulting chemical reactions. The key geochemical reactions of water with CO_2 and H_2S are as follows.

When CO_2 and H_2S are dissolved into water, hydrogen ions are released as indicated in the chemical reaction equations (1) to (3). As shown in the values of K (dissociation constant) in the equations, the acid strength of H_2S is one tenth compared to that of the CO_2 and precipitation of S^- is very little. Besides, the quantity of H_2S is much smaller than that of CO_2. Thus, the impact of injected H_2S on formation water could be significantly small.

$CO_2+H_2O \rightarrow H_2CO_3 \rightarrow H^+ + HCO_3^-$ ····· (1) K_1:7.8×10^{-7}mol/L

$H_2S \rightarrow H^+ + HS^-$ (aq) ····· (2) K_2:9.6×10^{-8}mol/L

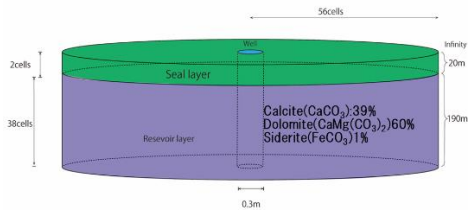
$HS^- \rightarrow H^+ + S^-$ (aq) ····· (3) K_3:7.8×10^{-14}mol/L

The studies on the geochemical reaction mechanism of mixed CO_2 and H_2S injection were started by the demonstration project to inject acid gas into a deep aquifer and depleted oil field in Alberta, Canada, and have been further developed so far. According to previous study, in CO_2 with H_2S gas injection into carbonate rocks, the chemical reactions indicated by the equations (4) and (5) are dominant. Since H_2S is mineralized as Pyrite, there is no significant water quality difference between

CO_2 injection with and without H_2S. Hence it is important to accurately quantify ferrous ions and ferrous bearing minerals in formation water in Gundih CCS.

$$\text{Calcite}(CaCO_3) + H_2O + CO_2 \rightarrow Ca^{2+} + 2HCO_3 \cdots\cdots (4)$$
$$\text{Siderite}(FeCO_3) + H_2S \rightarrow \text{Pyrite}(FeS_2) + H_2O + CO_2 \cdots\cdots (5)$$

These known chemical reactions in CO_2 with H_2S injection were verified using TOGHREACT V3, which was developed by introducing reactive chemistry into the framework of the existing multi-phase fluid and heat flow code TOUGH2. The simulation results for two cases 100 years after injection were compared. The case 1 is CO_2 injection only while the case 2 CO_2 (0.975mol%) and H_2S (0.025mol%) injection. 800 tons per day of CO_2 has been injected for 10 years. The model and the parameters used in the simulation are shown in Figure 2-7.



Parameter	This study	
Initial reservoir pressure (Pi)	4,171	psi
Initial reservoir temperature (Ti)	99	°C(F)
Horizontal permeability (kH) (Resevoir)	2.30E-14	mD
Vertical permeability (kv) (Resevoir)	1.00E-14	mD
Horizontal permeability (kH) (Seal)	2.00E-17	mD
Vertical permeability (kv) (Seal)	2.00E-17	mD
Porosity (∅)	15.00	%

Figure 2-7 The calculation model of geochemical reactions and parameters

Source) Study Team

The simulation results are shown in Figure 2-8. pH in the case 1 and 2 are the same whereas the case 2 consumes Fe^{2+} for the reaction between H_2S and iron containing metals and produce pyrite. It indicates that the thermal dynamic data given to the model are reasonable since the known chemical reaction were observed in the model.

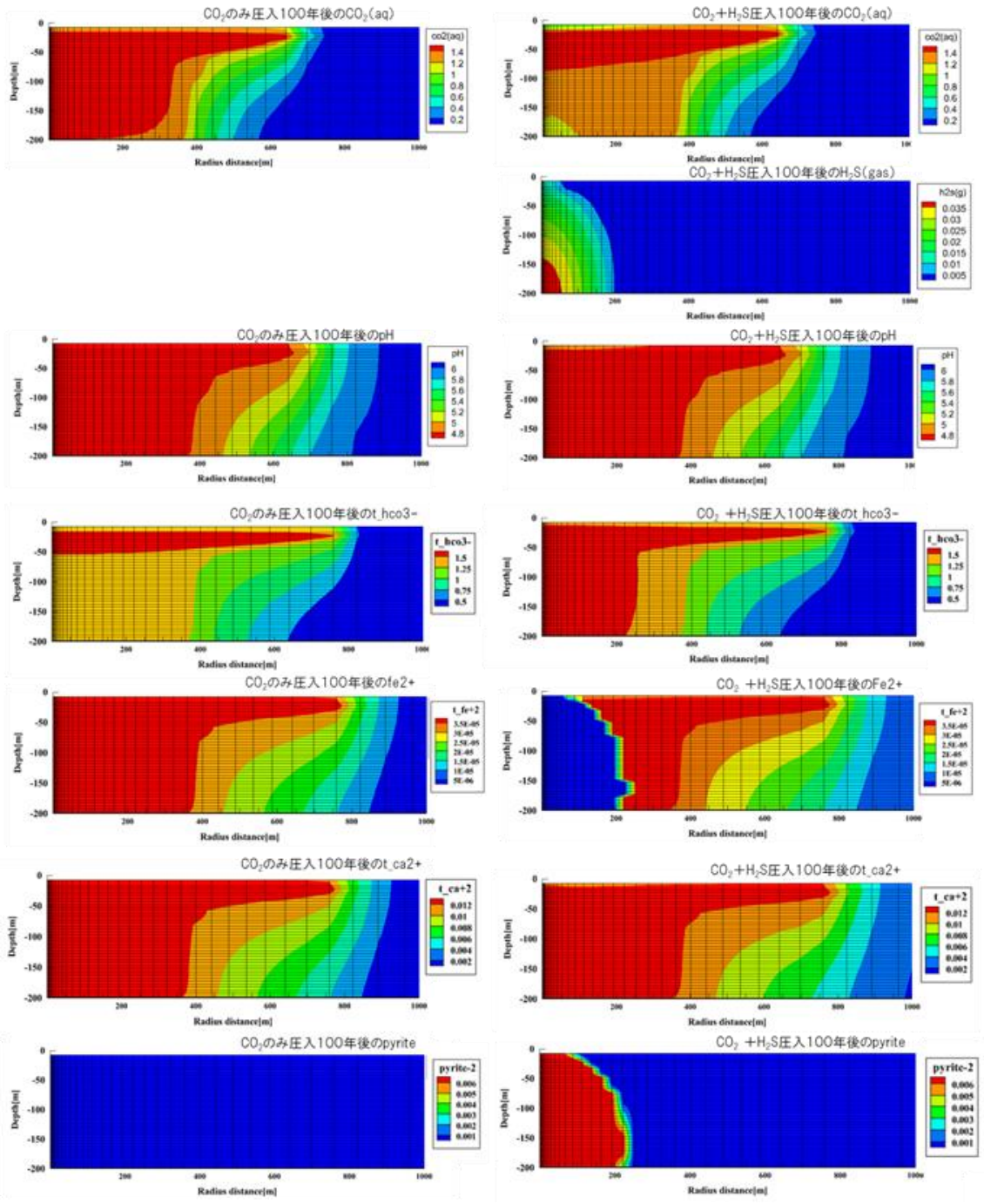


Figure 2-8 The calculation results of geochemical reaction model

Source) Study Team

It could be said from the simulation results that the impact of H_2S and CO_2 injection on formation water would be small, and that the known chemical reactions with CO_2, formation water and rocks would be observed as expected. On the other hand, a further study using formation water and geological data sampled from the target aquifer since the available information on the aquifer is quite limited.

2.5.3 Further study

In order to evaluate the impact of the injected CO_2 on the underground environment, the numerical simulations needs to be conducted based on the observation of the reactive state of CO_2 – formation water - rocks needs to be conducted. Thus, it is necessary to collect formation water before and after the CO_2 injection. The experiments to demonstrate the chemical reactions of CO_2 – formation water - rocks were implemented in Frio project in Texas, United States, Nagaoka CCS project and Otway project in Australia. The methods adopted in these projects were reviewed to apply to Gundih CCS.

The experimental tools should not be installed inside the wells in terms of the long operation period of 10 years and the large amount of CO_2 injected. Hence, it is recommended to sample the formation water that flows into the well through the perforation zone, with a fluid sampler controlled by wireline. The formation water should be collected only from the injection well since it is difficult to sample the formation water from the producer wells in operation as well as it takes a long time for the injected CO_2 to reach the producer wells. Gas lift water production, water tank and other ancillary facilities are to be installed to obtain formation water for sampling and preparing CO_2-dissolved water to be injected. The facilities should be installed before the start of CO_2 injection operation or during the routine inspection period.

2.6 Monitoring plan

It is required to store CO_2 underground for a long period in CCS projects. Monitoring should be conducted before, during and after CO_2 injection to ensure that CO_2 is safely stored as planned and detect CO_2 leakage. The Study Team selected the appropriate monitoring technologies for Gundih CCS and developed the monitoring plan.

Table 2-4 shows the selected monitoring technologies and schedules. As a basic monitoring design, geophysical exploration methods are applied to monitor geological structures, and characteristics while geochemical sensing technologies are used to detect CO_2 leakage to the surface. 3D seismic survey was adopted since CO_2 is injected into the deep reservoir and 3D seismic survey has the highest resolution in the deep area. It is also important to monitoring natural earthquakes and micro-seismicity. Technologies developed in Japan could be applied to monitor them. For the surface monitoring, it is necessary to measure CO_2 concentrations on the ground and in the soils and the groundwater. In Gundih CCS, tracer technology widely used to monitor CO_2 in reservoir was also considered because the injected CO_2 is expected to reach a production well. The monitoring schedule developed was shown in Table 2-4. Regarding the monitoring before injection, the monitoring period is set 1 year for seasonally varying values whereas a half year for others. For the monitoring during injection, the monitoring period is set for 10 years.

Table 2-4 Selected monitoring technologies and schedules

Type	Method	Purpose	Specification	Schedule
Geological structures for CO_2 storage	Time-lapse 3D seismic survey	To evaluate CO_2 distribution and caprock integrity	・Shot point： seismic vibrator on the ground within a range of about 5km×4km from the injection site ・Seismic receiver：setting geophones on the area above	Before injection: once During injection: 3 times
	Continues monitoring of natural earthquakes and induced seismicity	To evaluate seismic activities and caprock integrity	Setting seismometers in shallow holes (about 100m depth) at areas from the injection site (about 7 points)	Before injection: continuous During injection: continuous
	Continues monitoring of bottomhole pressure and temperature in the injection well	To evaluate bottomhole pressure and temperature and integrity of caprock and the injection well	Setting at the injection point near the bottom of the injection well	During injection: continuous
CO_2 leakage to the surface	Monitoring of CO_2, CH_4 and H_2S gas concentration and flux	To detect leakage of CO_2 and other gas	Repeated measurement at areas within a range of 5km×5km from the injection site (about 400 points)	Before injection: 6 times During injection: 4 times
	Groundwater analysis	To detect leakage of CO_2 and other gas	Groundwater sampling and analysis in shallow holes for seismicity monitoring (about 7 points)	Before injection: 6 times During injection: 4 times
	Tracer	To monitor CO_2 behavior in the reservoir	Injecting tracer with CO2 from the injection well and analyzing sampled gas at production wells or on ground	During injection: several times
	Weather observation	To obtain fundamental data regarding meteorology	Continues monitoring before and during injection	Before injection: continuous During injection: continuous

Source) Study Team

2.7 National/International standards

2.7.1 CCS presidential decree

The draft of the presidential decree is quite reasonable because it was designed to consider existing relevant CCUS regulations in other countries. Though some procedures are necessary for CCS permit, it was confirmed that this project's implementation plan met the technical requirements in CCS presidential decree. The development of the regulations on CCUS in Indonesia should be checked continuously because these regulations including the presidential decree and ministerial orders which will be made in the near future would affect the CCUS project under consideration in this study.

2.7.2 International standard

Certification for international standard from a third-party certification body can secure safety and

environmental consideration. Certification can be used to agree with the local community or investment decision because it is an effective way to gain stakeholders' understanding of a project. Some CCS projects in other countries have received a certificate from a third-party certification body. Obtaining certification in CCS project would probably become a future standard.

Certification for international standards would be useful for our project to be a model case of CCUS projects in Southeast Asia and to gain stakeholders' understanding. International standards for CCUS, a process for its certification and an appropriate third-party certification body are surveyed in this study to obtain a future certification in this project.

International Organization for Standardization (ISO) established a technical committee for CCS (ISO/TC265). ISO standards for CCS projects are considered in the committee and several standards were published. CCUS project which have obtained certification by ISO standards for CCS projects are not found. On the other hand, DNV GL, a third-party certification body, published recommended practices (RP) for CCS. DNV GL verified the application of its RP for CarbonNet project in Australia and Northern Lights project in Norway.

Based on the comparison of these international standards for CCS projects, ISO 27914 was adopted in this project because of the objectives and characteristics of Gundih project. As a result of the survey regarding ISO certification cases and services, it was found that DNV GL published "DNVGL-SE-0473 Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide" and DNV GL was the only third-party certification body to provide certification service for ISO standards for CCS projects.

According to the document, a life cycle of a CCS project is divided into 6 stages, and the certificate of ISO 27914 will be issued in each stage. As the site selection has already been made in this project, the current stage for certificate is "Site endorsement" or "Storage site". Through the interview with DNV GL, it was confirmed that Gundih project was applicable for ISO 27914 and could obtain the certificate if the requirements are met.

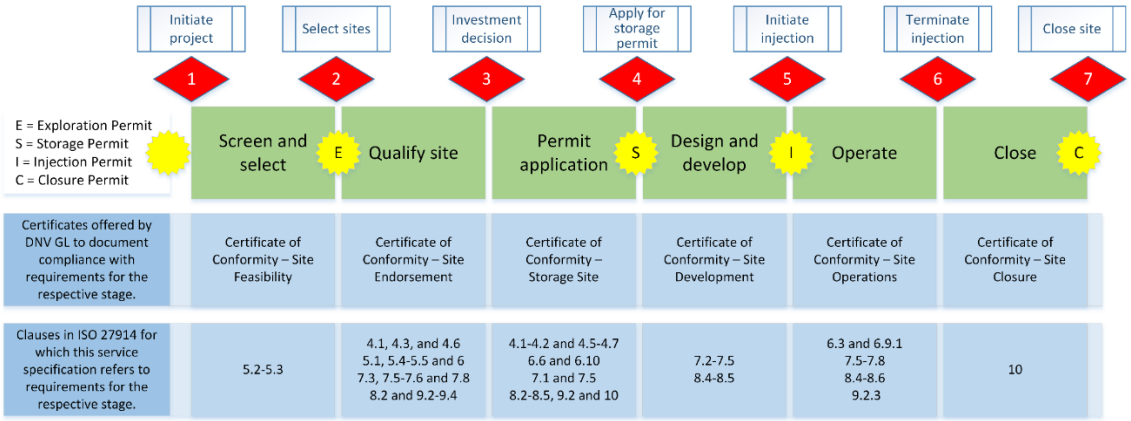


Figure 2-9 The process of ISO 27914 certificate service by DNV GL

Source） DNV GL (2017)

As described above, DNV GL can provide certification service for ISO 27914. Gundih project is applicable for it, and the necessary process, schedule and budget of certification became clear.

2.8 Social consensus building

Referring to the public outreach plan considered in the past ADB's project, stakeholders mapping and outreach plan were developed and revised based on the current project plan. Gundih gas field is in Blora District, Central Java. Blora district comprises of 16 sub districts and 295 villages. The significant change from the previous study is that an injection well relocated to Kedung Tuban sub-district.

Table 2-5 Summary of stakeholder analysis of Blora district

Stakeholder in Blora district	Aspect of analysis			Express attitude
	CCS knowledge	Concerns and Issues	Level of support of resistance	
Local government				
Sub-district and Village authorities	Not familiar	Merits and risks of the project	Show great complicity with the project and some commitment to this project Expect some positive ripple effects	Opportunistic
Service Agencies (Local Government Units)	Show a good understanding	Leaking CO_2 risk Opportunity of job vacancies Education about CCS	Show a very high commitment	Collaborative
Sub-district and village				
Community Representative (CBOs, Elderly / Head of communities, NGOs)	Not familiar	Benefits and advantages in socio-economic aspects Risk of CO_2 leakage, earthquake, accidents	Support to the project, under the precondition that it will give concrete benefit for them	Opportunistic
Mass media				
Television, Newspaper, Radio	Understand CCS Have familiarized with terms related to oil and gas	Impacts of CO_2 transportation Environmental impact Job opportunity	Tend to support the CCS project Ready to interfere in case the project does not comply with its minimal acceptance conditions	Challenging
State-Owned Company				
PERTAMINA CEPU（PEPC）	High level of knowledge in CCS due to its main activities in oil and gas field	Jeopardize community trust if the planned CCS project will not go well	Highly support the project	Collaborative
Forest Management State-owned Company of Central Java	Aware about Climate Change but little know about CCS	Impact to the surrounding plants and trees caused by CO_2 leakage	Supports with preconditions to not disturb and damage the vegetation and soil	Challenging

Regional Office (PERHUTANI)				

Source) edited by Study Team based on ADB (2019)

Based on the stakeholders' analysis, approaches to each stakeholder were considered, and the communication action plan was developed.

Table 2-6 Examples of outreach plan for stakeholders of Gundih CCS

Stakeholders	Measures	Activities
Local governmental unit	Local event	・ Organize poster and video clip contest ・ Exhibition
	Direct communications	・ Socialization to all LGUs ・ Seminars and FGDs ・ Community gatherings ・ Schools' campaign
	Methods and tools	・ Billboard ads at strategic place ・ Dissemination of posters to schools, police station, hospitals, mail office, markets ・ Activate the social media of LGUs ・ Develop a persuasive video of CCS activities in the region and post it on YouTube
Sub-district and village	Community traditional event	・ Local wisdom: Earth thanksgiving ・ Village cleaning
	Facilitated communication	・ Formal and informal gatherings ・ Women's and Youth's group meeting ・ Integrated village health centre activities ・ Religious activities
	Methods and tools	・ Education material, such as developing 3D CCS mini mobile model ・ Posters pamphlet: village community information board, coffee stalls, local markets, electricity paying shops
Mass media	Television	・ Covering all project activities and support the socialization ・ Develop local ads and broadcast community service in local televisions ・ Posting information through the social media account of the local televisions (Facebook, Twitter)
	Newspaper	・ Covering all project activities and support the socialization ・ Press release, features and opinion ・ Posting information through the social media account of the local newspaper (Facebook, Twitter)
	Radio	・ Covering all project activities and support the socialization ・ Develop community service ads and jingles ・ Talk show with CCS Gundih project management and local authorities ・ Posting information through the social media account of the local radio (Facebook, Twitter)

Source) edited by

Study Team based on ADB (2019)

3. Issues to be solved

As mentioned above, CCS implementation in Gundih gas field is recognized as one of activities in the oil and gas upstream business in terms of law and regulatory framework of Indonesia. In order to implement CCS, Pertamina, who is a state-owned oil company and approved as a sole operator of the Gundih gas field, needs to revise the current gas development plan of Gundih to include CCS, and apply the revised plan to SKK-MIGAS, a regulatory agent in the oil and gas business, and then the application must be approved by SKK-MIGAS. Pertamina could make a final decision whether to implement the CCS or not, because Pertamina has responsibility to operate the gas production in the Gundih field, and CO_2 injection might have some positive and negative impacts on the gas production. The studies conducted by the Study Team, however, did not adequately includes Pertamina's concerns about the impacts on gas production because the intensive discussions between the Study Team and Pertamina has not started yet due to the delays by COVID-19 pandemic and the reorganization of Pertamina. This issue is currently being improved after the mid-term progress meeting for Gundih CCS was held to promote the discussions (Refer to Chapter 5). The future direction and actions to take were shared and confirmed in the meeting to start the studies in the next fiscal year. Another official meeting in March 2021 is being prepared by the Study Team for the further discussions.

There is another issue in Gundih CCS; the implementation of CO_2 storage does not yield any profit to the business entities who join the project in the current situation. If this project were approved as a JCM project, the profit to the business could be the credits from CO_2 emission reduction. It is, therefore, essential for the business entities to obtain the CO_2 credits that will have monetary value in the future, e.g. credits used for domestic carbon offset or tradable in the CO_2 market. The Study team will continue the discussions on this issue with the related organizations regarding the allocation of credits and the value of the credits.

4. Quantification of GHG emission reduction

4.1 Methodology

4.1.1 Overview

Injection of CO_2 removed from natural gas in natural gas fields was considered in this study. Our methodology was designed based on the methodology of METI (2016) developed by Mitsubishi Research Institute (MRI), which considers eligibility criteria for efficient monitoring, under the idea that CO_2 leakage won't occur if eligibility criteria are met. The eligibility criteria were revised based on the characteristics of this project.

As removed CO_2 from natural gas will be released into the atmosphere in the reference scenario, the reference emissions are the amount of CO_2 removed from natural gas. The project emissions are emissions due to energy consumption by facilities and possible emissions due to CO_2 breakthrough from gas production wells. The methodology was considered with support from MRI.

4.1.2 Study on methodologies

An important issue is how to secure underground CO_2 storage forever after injection from the viewpoint of GHG emission reduction. Stored CO_2 should not be leaked from the reservoir after the completion of the project. The eligibility criteria in the methodology secure that CO_2 will not leak from a reservoir based on METI (2016). Potential leakage pathways assumed in this study were

leakage from well, caprock, fault and spill point. The technical conditions not to leak from each pathway are considered and reflected in the eligible criteria.

The reference scenario is normal gas production and removed CO_2 will be released into the atmosphere. The reference emissions are the amount of injected CO_2 from an injection well.

The project emissions are the total emissions due to energy consumption by transport and injection facilities and emissions due to CO_2 breakthrough from gas production wells if it occurs. CO_2 breakthrough are detected by measuring CO_2 concentration in produced gas. CO_2 breakthrough will be included in the project emissions only if it is detected.

4.1.3 Contribution of emission reduction

It is planned in this project that the annual amount of injected CO_2 is 300,000 tons and the project period is for ten years. As a new gas generator will supply all electricity consumed by the transport and injection facilities, emissions due to energy consumption will be only from natural gas. In the case of CO_2 breakthrough, the amount of re-injected CO_2 is considered in the methodology to avoid double counting as emission reduction.

4.2 Estimation of emission reduction

Based on the conditions above, the emissions reductions during the project period is as below.
Reference emissions: 3,000,000 ton-CO_2
Project emissions: 200,000 tons-CO_2.
Total emission reduction: 2,800,000 tons-CO_2.

5. Cooperation between Indonesia and Japan

The studies mentioned above have been advanced by regularly holding meetings attended by the Study Team and some staffs from Pertamina. The mid-term progress meeting was held on 21st December to share the study progress and results and discuss the future direction of the Gundih CCS under the support from Ministry of Energy and Mineral Resources, Indonesia (MEMR) and Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan (METI). Subsequently, the final reporting meeting was held on 3rd March to prepare the joint study in the next phase. The summary and outcome of the meetings are shown in Table 5-1 and Table 5-2.

Table 5-1 Summary and outcome of the progress meeting

Title	Mid-term Progress Meeting for Gundih CCUS Project
Date	21st December 2020 15:30-17:30 (Jakarta time)
Style	Video conference (Zoom)
Participants	[Indonesian side] ・ Ministry of Energy and Mineral Resources ・ Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources ・ SKK-MIGAS ・ PT Pertamina (Persero) ・ PT Pertamina EP ・ PT Pertamina Hulu Energi ・ National Center of Excellence on CCS / Bandung Institute of Technology (ITB) [Japanese side] ・ Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) ・ New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) ・ JAPAN NUS Co., Ltd. ・ Electric Power Development Co., Ltd. ・ Japan Oil Engineering Co., Ltd. ・ Fukada Geological Institute (FGI) ・ Mitsubishi Research Institute, Inc. (MRI)
Agenda	1. Opening and welcome remarks 2. Speech by Japanese government 3. Speech by Indonesian government 4. Overview and history of Gundih CCUS study 5. Japan contribution 6. Progress of the Study 7. Discussions
Outcome	・ Sharing the study results with the stakeholders ・ Confirmation on the future direction on Gundih CCS ・ Confirmation on the actions taken by stakeholders

Table 5-2 Summary and outcome of the final meeting

Title	Final Reporting Meeting for Gundih CCUS Project
Date	3rd March 2021 13:30-14:30 (Jakarta time)
Style	Video conference (Zoom)
Participants	[Indonesian side] ・ Ministry of Energy and Mineral Resources ・ Directorate General of Oil and Gas, Ministry of Energy and Mineral Resources ・ SKK-MIGAS ・ PT Pertamina (Persero) ・ PT Pertamina EP ・ PT Pertamina Hulu Energi ・ National Center of Excellence on CCS / Bandung Institute of Technology (ITB) [Japanese side] ・ Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) ・ JGC Group (JAPAN NUS Co., Ltd., etc.) ・ Electric Power Development Co.,Ltd. ・ Fukada Geological Institute (FGI) ・ Mitsubishi Research Institute, Inc. (MRI)
Agenda	1. Opening remarks 2. Speech by Japanese government 3. Speech by Indonesian government 4. Way forward 5. Closing remarks
Outcome	・ Confirmation on the actions taken after the progress meeting ・ Confirmation on the preparation for the joint study in the next phase

6. Conclusions

Toward the demonstration of Gundih CCS, the studies mentioned above were completed under supports of the Japanese and Indonesian governments. The study results based on the currently accessible data indicated that the plan to inject and store 3,000,000 tons of CO_2 for 10 years might be feasible in Gundih with the designed facilities. On the other hand, the Study Team identified some issues regarding uncertainties on the CO_2 distribution underground, the operation risks, etc. Further studies should be conducted in close collaboration with Pertamina to solve these issues.

References

- ADB (2019): “Indonesia: Pilot Carbon Capture and Storage Activity in the Natural Gas Processing Sector”, https://www.adb.org/sites/default/files/project-documents/49204/49204-002-tacr-en_0.pdf （Accessed on Feb 10, 2021）
- METI (2016): Mitsui & Co., LTD. and Mitsubishi Research Institute, Inc., Deliberation on the feasibility of CCS in onshore oil fields, Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)
- DNV GL (2017): “DNVGL-SE-0473 Certification of sites and projects for geological storage of carbon dioxide”, https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/SE/2017-10/DNVGL-SE-0473.pdf（Accessed on Feb 9, 2021）

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：Feasibility Study on CCS Demonstration in Gundih Gas Field in Indonesia

委託事業名：International cooperation in CCUS, under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the capacity building program support secretariat and CEFIA Japan Secretariat)

受注事業者名：JAPAN NUS Co., Ltd.

頁	図表番号	タイトル
15	Figure 2-9	The process of ISO 27914 certificate service by DNV GL

株式会社三菱総合研究所 御中

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）のうちＣＣＵＳ国際連携事業に係る報告書

日本・サウジアラビア間における CO2-EOR/CCUS を利用したアンモニアサプライチェーンの実証試験

公開版

2021 年 2 月 19 日

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

目 次

1. 序論 1

1.1 背景・目的 1

1.2 事業概要 1

2. 関連政策・制度・規制等 3

2.1 背景と概念 3

2.2 炭素循環経済の視点 4

2.3 炭素循環経済における対応策 5

2.4 2020 年の G20 での議論 6

2.5 炭素循環経済と今回の実証試験 8

3. 事業化計画の検討 9

3.1 デモンストレーション（実証）に関する物流業務について 9

3.1.1 物流業務の目的 9

3.1.2 物流業務の概要 10

3.1.3 物流業務の結果 11

3.2 プロモーションビデオ制作の計画および実施結果について 11

3.2.1 ビデオ制作の目的 11

3.2.2 ビデオ制作の概要（計画と実施結果） 11

3.2.3 シナリオの制作 12

3.2.4 撮影（ロケ） 13

3.2.5 ビデオ放映 14

4. 課題と対応策の検討 17

4.1 本年度調査の枠組み 17

4.1.1 本検討の背景と意義 18

4.1.2 プラントの概要 21

4.2 CO_2 バランスの検討 30

4.2.1 原料、用役および製品 30

4.2.2 エネルギー消費 31

4.2.3 CO_2バランスと削減効果 32
4.3 経済性の検討 33
4.3.1 前提条件 34
4.3.2 試算方法 35
4.3.3 試算結果 36
4.4 JCM の方法論について 40
4.4.1 概要 40
4.4.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容 40
4.4.3 貢献度把握の算定方法 50
4.4.4 排出削減見込量の試算 53
5. 相手国関係者との連携 55
5.1 計画と実施結果 55
付属資料 56

図目次

図 2-1　炭素循環経済における 4 つの「R」 4
図 3-1　サウジ側の CO_2 フリーアンモニア製造のデモンストレーション 9
図 3-2　サウジアラビア～日本及び日本国内におけるサプライチェーン 10
図 4-1　本章の検討対象の概要図....17
図 4-2　ジュベイル産業地区（I,II)....18
図 4-3　SATORP 製油所の装置構成....19
図 4-4　製油所から見た経済性と CO_2 削減のスキーム....20
図 4-5　Petcoke を原料としたアンモニア合成プロセスの BFD....23
図 4-6　石油コークスガス化ケースにおける CO_2 削減効果....33
図 4-7　Petcoke ケースのアンモニア価格出荷価格(CCS 貯留コスト含む)....36
図 4-8　アンモニア価格（アジア CIF）及び天然ガス価格の推移 37
図 4-9　CO_2 圧入量に対するクレジット供与によるアンモニア価格の変化....38
図 4-10　石油コークスから生産した場合のアンモニア価格の感度分析(原料価格)....39
図 4-11　JCM 方法論の対象プロジェクトの設備構成....41
図 4-12　JCM クレジットに基づくアンモニア出荷価格の感度分析....54

表目次

表 2-1　炭素循環経済の 4 つの「R」とその対応策 6
表 4-1　プラント規模および設備構成 22
表 4-2　Petcoke 条件および組成 26
表 4-3　天然ガス条件および組成 27
表 4-4　製品要件および品質 27
表 4-5　CO_2 Impurities 28
表 4-6　冷却水条件 28
表 4-7　電力条件 29
表 4-8　工業用水条件 29
表 4-9　CAPEX / 敷地面積 30
表 4-10　各ケースにおける Feed & Utilities、Product および Effluent 30
表 4-11　エネルギー消費 31
表 4-12　Petcoke ケースの CO_2 バランス（炭素ベース） 32
表 4-13　概念設計の検討結果 34
表 4-14　IRR の定義 35
表 4-15　試算条件 35
表 4-16　原料価格の設定 36
表 4-17　JCM 方法論の概要 40
表 4-18　本 JCM 方法論の適格性要件 42
表 4-19　温室効果ガス排出量と温室効果ガス 43
表 4-20　リファレンス排出量に関係するパラメータ 45
表 4-21　プロジェクト排出量に関係するパラメータ 46
表 4-22　硫黄回収工程からの CO_2 排出量に関係するパラメータ 46
表 4-23　補助ボイラーからの CO_2 排出量に関係するパラメータ 47
表 4-24　購買電力からの CO_2 排出量に関係するパラメータ 47
表 4-25　貯留層からの漏出 CO_2 量に関係するパラメータ 48
表 4-26　排出削減量に関係するパラメータ 48
表 4-27　主要なデフォルト値 49
表 4-28　主要なモニタリング項目 50
表 4-29　主要なデフォルト値 51

表 4-30　主要なモニタリング項目.....52
表 4-31　CO_2 排出削減見込量の試算結果.....53

単位・略称の一覧

本報告書では、以下のとおり単位、及び略称の統一を図る。

単位

本報告書での表記	意味	備考
℃	セルシウス度	
m^3	立方メートル	
MMSCFD	百万立方フィート/日	Million standard cubic feet per day
km	キロメートル	
kW	キロワット	
MW	メガワット	
MTPD	トン/日	Metric tonnes per day
MMBTU	百万英国熱量単位	Million British Thermal Unit

略称

本報告書での表記	正式名称・意味など
CO_2	二酸化炭素
NH_3	アンモニア
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage，二酸化炭素の回収、利用及び貯蔵
EOR	Enhanced Oil Recovery，石油増進回収法
G20	Group of Twenty，主要 20 ヵ国の首脳会合
SIP	Strategic Innovation Promotion Program，戦略的イノベーション創造プログラム
LPG	Liquefied Petroleum Gas，液化石油ガス
PR	Public Relations，広報

1. 序論

1.1 背景・目的

我が国は、2019 年6 月11 日、「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」（以下、「長期戦略」という。）を閣議決定し、最終到達点としての「脱炭素社会」を掲げ、それを野心的に今世紀後半のできるだけ早期に実現することを目指すとともに、2050 年までに80%の削減に大胆に取り組むことを明記した[1]。

長期戦略では、「環境と成長の好循環」を実現するため、取組を今から迅速に実施すること、国内のみならず世界の取組にも貢献すること、将来に希望の持てる明るい社会を描き行動を起こすこと等を表明し、「環境と成長の好循環」の実現に向けては、イノベーションの推進、グリーン・ファイナンスの推進、ビジネス主導の国際展開、国際協力の推進の3本柱を具体的方向性として示した。

このうち、イノベーションの推進とは、温室効果ガスの大幅削減につながる横断的な脱炭素技術の実用化・普及の推進・社会実装可能なコストの実現を追求することであり、重要な脱炭素技術の1つとして、二酸化炭素回収・利用・貯留（CCUS: Carbon dioxide Capture, Utilization & Storage）技術が挙げられる。

このCCUSに関する要素技術については日本企業が強みを有しているため、CCUS技術の普及展開を通じて、世界全体の地球温暖化対策に我が国が貢献することが期待されている。一方で、CCUSの普及展開に向けては、関連する政策・制度、ビジネスモデル等の整備が課題となっている。

以上を受けて、本事業では、サウジアラビア王国（KSA）において、JCM等を活用したCCUSプロジェクトが民間主導で普及展開していく事業環境づくりを目的として、各国又は地域でのCCUS案件形成事業を行う。

1.2 事業概要

中長期的に大幅な石油需要減少が予想される中、石油精製から石油化学へのシフト（石油精製と石油化学の統合）を模索するサウジアラビア王国(KSA)にとり、不要となる石油残渣（減圧残渣や石油コークス）の処分が大きな課題になると考えられる。以前のように、自家消費では、大量の CO_2 排出継続は変わることがなく、残渣留分市場の縮小（あるいは喪失）と相まって、経済的損失を招くだけである。一方、我が国の CO_2 排出量を 80%削減する（2013 年比）には、日本全体の約半分の CO_2 を排出する電源部門が鍵となり、少なくとも、2050 年には、何らかの対策により、ほぼゼロエミッションを実現する必要がある。従って、原子力、再生可能エネルギー及び CCUS の利用と並んで、アンモニアの利用は重要な位置

[1] さらに、2020 年 10 月 26 日には、菅首相が所信表明演説で、2050 年までに温室効果ガスの排出を全体としてゼロにするカーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指すことを表明している。

を占めると考えられる。

以上のことから、石油残渣のガス化により水素を取り出し、アンモニアを生産し、同時に、排出された CO_2 は、貯留（CCS）または EOR への利用、更には、CO_2 の有効活用（CCU）を図り、カーボンフリーのシステムを確立できるとしたら、産油国（炭化水素資源の経済的価値維持）にとっても、日本にとっても非常に貴重なテーマとなる。

かかる背景をもとに、経済産業省から、一般財団法人日本エネルギー経済研究所に再委託された「令和元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（CCUS 国際連携事業）CCS/EOR を軸としたカーボンフリーアンモニア生産の事業性評価(Pre-FS)」においては、以下の点を軸に、その事業化の可能性につき検討を行った。

- 石油コークスガス化によるアンモニア生産の経済性
- CO_2 バランスと削減効果
- CO_2 タンカー輸送（NH_3 または LPG との兼用船）の可能性と経済性
- CO_2 フリーアンモニアのサプライチェーン実証計画の策定

検討結果によると、解決しなければならない点は残されているが、2020 年代半ばに石油残渣ガス化によるアンモニア生産の商業化（日本の石炭火力へのアンモニア混焼用に年間 100 万トンの生産）の可能性は高いと判断された。そのために政策支援が必要となるが、同時に、炭化水素、特に石炭や石油そのものを否定し、再生可能エネルギー一辺倒の主張が世論に大きな影響を与えている消費国も多く、このマインドを変えていく必要性が認識された。すなわち、「炭化水素を利用しながら、CCUS や EOR の利用技術により、CO_2 削減できる」ことを、積極的に PR し、理解と普及に務めることが、逆に、多くの国で、政府支援の円滑化につながると考えられる。よって、サプライチェーンを具体的に目に見える形で実証し説明する、「デモンストレーション」の重要性が強く認識されるに至った。以上を踏まえ、本年度の目標は、以下の通りとする。

目標１）上記計画を実行し、EOR/CCUS を利用して、石油・天然ガスを利用しながら CO_2 を削減する方法の可能性と将来性について、サプライチェーンの流れを映像で示す（プロモーションビデオの制作と放映）こと（以下、第 2 章、第 3 章、第 5 章に該当）

目標２）同時に、昨年度の調査により残された課題(下記に示す通り)についても併せて提言をまとめるものとし、CO_2 クレジットに向けた定量的検討を通じて、JCM 化への制度設計に向けた準備を行うこと（以下、第 4 章に該当）

2. 関連政策・制度・規制等

本章においては、近年のサウジアラビアによるエネルギー政策において、中核的な政策理念となりつつある炭素循環経済（Circular Carbon Economy）について、その概念や具体的な関連技術、サウジアラビアにとっての重要性についてまとめる。

2.1 背景と概念

炭素循環経済（Circular Carbon Economy: CCE）とは、大気中に存在する二酸化炭素（CO_2）を循環構造に見立てて、全体を俯瞰する包括的な観点から削減を進めてゆく考え方である。

日本を含む世界各国が、2050 年以降の温室効果ガス排出の実質ゼロを政策目標として掲げ、排出削減に向けた取り組みを本格化させていく中では、多様な排出削減技術の開発と導入が重要になってくる。従来、そうした排出削減技術としては、省エネルギーや再生可能エネルギー、原子力分野の技術が中核的な地位を占めてきた。しかし、今後、野心的ともいえる排出削減目標を達成するためには、あらゆる利用可能な排出削減技術を最大限活用するという包括的なアプローチが必要である。その中では、化石燃料を脱炭素化して利用する技術についても、実質的な排出削減に資するのであれば、その他の排出削減技術と同じように開発・導入を進めていくという、技術中立的な取り組みが欠かせない。

今後、仮に想定されている以上にエネルギー分野における先端技術の導入が進んだとしても、世界は引き続きその過半のエネルギー需要を化石燃料に依存せざるを得ない。例えば、国際エネルギー機関は、2040 年時点で、世界の一次エネルギー供給に占める化石燃料の占める割合を 56%～73%と予測している[2]。 また、米国エネルギー情報局および日本エネルギー経済研究所も、2050 年時点での世界の化石燃料への依存度をそれぞれ 68%、67%～79%と予測している[3]。今後も化石燃料への依存が続くのであれば、この化石燃料をいかにクリーンに利用してゆくかということは、今後の排出削減を進めてゆく上では中長期的な観点から取り組むべき大きな課題である。

こうした化石燃料の脱炭素化の必要性に対し、化石燃料を持続可能な形で利用しながら気候変動対策に取り組んでゆく概念としてサウジアラビアが掲げたのが「炭素循環経済」である。この概念の重要性に対しては、サウジアラビアがホスト国を務めた 2020 年 11 月の G20 サミットにおいても、主要な議題の一つとして議論され、今後の排出削減を進めていく上での世界の主要国の首脳からも支持を得ている[4]。

炭素循環経済は、従来の循環型経済(Circular Economy)の考え方を発展させた概念である。

---

[2] International Energy Agency、『World Energy Outlook 2020 』（2020 年 10 月） p.342 および p.343

[3] U.S. Energy Information Administration、『International Energy Outlook 2019』（2019 年 9 月）Table A1。日本エネルギー経済研究所、『IEEJ アウトルック 2021』（2020 年 10 月）、p.184 および p.209

[4] G20 首脳会合のコミュニケは、「We endorse the Circular Carbon Economy (CCE) Platform, with its 4Rs framework (Reduce, Reuse, Recycle and Remove), recognizing the key importance and ambition of reducing emissions, taking into account system efficiency and national circumstances.」としている。「Leaders' Declaration G20 Riyadh Summit」（2020 年 11 月 21-22 日）、p.9

「Reduce」、「Reuse」、「Recycle」の 3 つの「R」を通じて資源の利用や廃棄物の発生を抑制する循環型経済の考え方に対し、炭素循環経済はこれらの 3 つの R に「Remove」を加えた 4 つの R を通じて大気中の CO_2 の総量を抑制するという概念となる（図 2-1）。

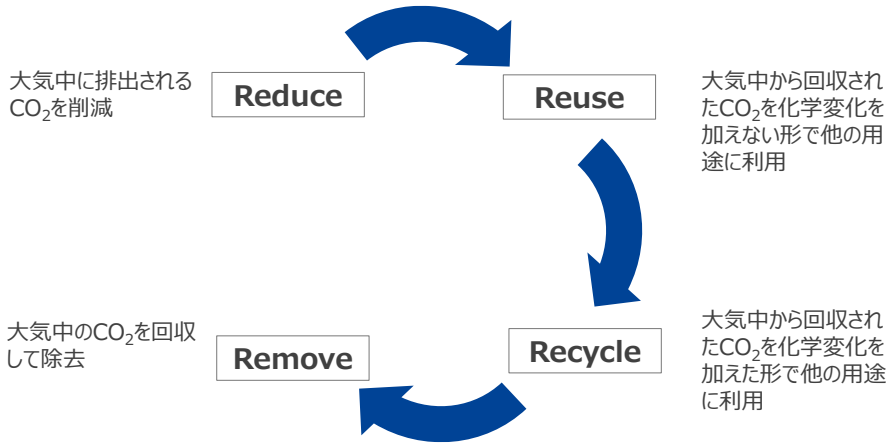


図 2-1　炭素循環経済における 4 つの「R」

出所）IEEJ 作成

2.2 炭素循環経済の視点

炭素循環経済の概念は、現在主流となっている気候変動対策に向けた考え方に比べて、2 つの新しい視点を提示している。1 つは、排出削減を進める上で、利用可能なエネルギー、対応策や技術はすべて活用するという、全体論的なアプローチを提唱している点である。炭素循環経済の概念は、再生可能エネルギーのような排出ゼロのエネルギー源のみに 100%依存した排出削減策を講じるのではなく、化石燃料の脱炭素化による排出削減策もあわせて並行的に追求すべきとの発想に基づく。全体論的なアプローチをとることで、仮に再生可能エネルギーの導入が当初の想定よりも進まなかった場合でも、補完的な化石燃料の脱炭素化策により実効的な排出削減の積み増しが可能となる。炭素循環経済の考え方は、今後のエネルギーミックスの脱炭素化を図る上で、再生可能エネルギーをはじめとするいわゆるグリーン技術に加えて、もう 1 つの追加的・補完的なオプションを提示しているという点で、排出削減目標の達成に向けたより包括的な対応策の体系を示している。

もう 1 つは、排出削減を進める上で、CO_2 を資源とみなし「再利用」や「再循環」する対応策を強調している点である。従来、排出削減の議論においては、省エネルギーや再生可能エネルギーを最大限導入し、それでも削減しきれない分は CCS によって地中に貯留するという発想が主流であった。上述のとおり、これらの技術も 4R 技術の中核をなすものであるが、それ以外の第三、第四の道として、排出された CO_2 を資源として回収して別の用途に再利用してゆくという対応策も、排出削減を図る上での主要な対応策の 1 つとなりうる。この視点が、炭素循環経済の概念のもう 1 つの新しい点である。実際には、4R の技術の中でもこうした再利用や再循環によって削減される CO_2 量には限りがある。しかし、今後の

さらなる排出削減を実現する上では、あらゆる利用可能な技術を最大限動員すべきであり、社会における CO_2 排出を 1 つの循環構造と捉え、再利用や再循環によって削減が可能な部分については積極的にこれを追求するという発想も必要である。こうした炭素循環経済の考え方は、今後も世界が一定程度のエネルギー供給を化石燃料に依存せざるを得ない以上、より広い視野に基づいた排出削減策を提唱しているといえる。

2.3 炭素循環経済における対応策

炭素循環経済における 4 つの R には、それぞれ以下のような対応策が想定されている。これらの 4R 対応策は、それぞれが単独の対応策として用いられるものもあれば、他の対応策と併用されるものもある。

1 つ目の R が削減(Reduce)である。これは、エネルギー利用の場面における化石燃料の使用量そのものを削減することで、大気中に排出される CO_2 の削減を図るものである。従来の再生可能エネルギーや原子力による化石燃料の代替、省エネルギーの推進といった対応策はこの Reduce に含まれる。化石燃料利用の脱炭素化という観点から重要となるのが、二酸化炭素回収・貯留(CCS)を活用した化石燃料を原料として製造する水素―いわゆるブルー水素―の利用である。このブルー水素は、発電や運輸、産業など多くの部門で化石燃料を代替することで CO_2 の排出削減に貢献する。

2 つ目の R が再利用(Reuse)である。これは、1 つ目の R である Reduce によって化石燃料起源の CO_2 排出削減を進めるものの、それでも残る化石燃料の利用によって大気中に排出される CO_2 を回収し、そのまま CO_2 として別の用途に用いることで排出削減につなげるというものである。具体的な技術としては、CO_2 を回収しそれを油田の増進回収技術に用いる増進回収法(Enhanced Oil Recovery)や、回収した CO_2 を集中的に利用することで食物や藻類系のバイオ燃料の増産につなげるという利用技術などがある。

3 つ目の R が再循環(Recycle)である。これは、Reuse 同様、排出された CO_2 を回収して別の用途に用いるものであるが、回収した CO_2 に化学変化を加えて他の物質に転換した上で別の用途に用いるという点が Reuse とは異なる。代表的な Recycle の対応策としては、回収した CO_2 を特殊な混和剤を利用することでコンクリートに吸収させる技術や、回収した CO_2 を水素と合成させてメタン化して天然ガス代替として用いる技術、同じく回収した CO_2 を水素と合成させて液体燃料を生産する技術、メタノールなどに転換した上で石油化学製品の原料として活用する技術などがある。

最後の 4 つ目の R が除去(Remove)である。Reduce から Recycle に至る対応策でも削減できない CO_2 を直接回収し、取り除く技術である。火力発電所などの排出源から CO_2 を回収して地中に埋め込む CCS 技術や、大気中から直接 CO_2 を回収する二酸化炭素直接吸収(Direct Air Capture: DAC)技術などが含まれる。これらの 4R 対応策に用いられる代表的な技術を表 2-1 にまとめる。

表 2-1　炭素循環経済の 4 つの「R」とその対応策

	概要	主な技術
削減(Reduce)	化石燃料の使用量そのものを削減することで大気中に排出されるCO_2の量を削減する。	省エネルギーの推進 再生可能エネルギーの導入促進 原子力の導入促進 先進超々臨界圧石炭火力発電の活用 燃料電池車の導入促進 水素発電 アンモニアの発電用燃料や船舶用燃料としての利用 石炭灰等の混和材を用いたセメント生産量削減 水素を用いた還元製鉄プロセス
再利用(Reuse)	大気中から回収したCO_2を化学変化を加えない形で別の用途に利用する。	回収したCO_2を用いた油田の増進回収法(Enhanced Oil Recovery: EOR) 回収したCO_2を活用し CO_2濃度を高めたグリーンハウスにおける農産物栽培 回収したCO_2を活用した藻類系バイオ燃料原料の増産 葦を原料としたジェット燃料の生産
再循環(Recycle)	大気中から回収したCO_2を化学変化を加えた形で別の用途に利用する。	回収したCO_2をコンクリートに吸着させる技術 回収したCO_2を炭酸塩として固定 回収したCO_2と水素を原料とした合成液体燃料の生産 回収したCO_2と水素を原料とした合成メタンの生産 回収したCO_2と水素を原料とした化学原料の生産
除去(Remove)	大気中のCO_2を回収して除去する。	二酸化炭素回収・貯留(CCS) 二酸化炭素直接吸収(Direct Air Capture: DAC)によるCO_2の回収

出所）IEEJ 作成

2.4 2020 年の G20 での議論

炭素循環経済の概念は、G20 サミットへのインプットを行う目的で開催された T-20（各国のシンクタンクによる政策提言プラットフォーム）の場で議論され、その議論の内容が実際の G20 会合の場へ提言された。具体的には、T-20 のタスクフォースチームの一つである「TF2: Climate Change and Environment」において議論がなされ、その議論の成果が 2020

年の 9 月に政策提言としてまとめられ、G20 のシェルパへと提出されている[5]。

その後、2020 年 9 月 28 日に開催された G20 エネルギー大臣会合においては、会合における最重要課題として炭素循環経済についての議論がなされており、会合後のコミュニケの中でも、最も長いスペースが割かれて、各国固有の資源の賦存状況や政治・経済・環境・社会・リスク要因を踏まえた温室効果ガスの排出削減策として、炭素循環経済における 4R のアプローチの有効性・重要性が強調されている。さらに、4R における分野横断的なエネルギー源として、バイオ燃料と併せて、水素のポテンシャルについての言及があり、水素は、その開発・利用・普及に向けた国際協力を推進していくべきエネルギー源であると位置づけられている[6]。

そして 2020 年 11 月 21 日から 22 日にかけて開催された G20 首脳会合においても、主要議題の一つとして議論され、会合後のコミュニケにおいても、

「我々は、排出削減の重要性及び野心を認識し、また、システムの効率性及び各国の事情を考慮しつつ、循環炭素経済（CCE）プラットフォームとその 4R の枠組み（リデュース、リユース、リサイクル、リムーブ）を承認する。CCE は、エネルギー、産業、移動及び食料を含む全ての分野における排出管理を通じた環境管理を強化しつつ経済成長を促進するための自主的、包括的、統合的、包摂的、実用的及び補完的なアプローチである。我々はこの文脈において、CCE ガイドにより強調された種々の自主的な機会及びその加速化を認識する。」[7]

との文言があり、今後の気候変動対策を進めていく際の重要なアプローチとして、世界の主要国の首脳からの賛同と支持を得ている。

---

[5] 提出された Policy Brief は、「A CARBON MANAGEMENT SYSTEM OF INNOVATION: TOWARDS A CIRCULAR CARBON ECONOMY」（2020 年 9 月）
https://github.com/T20SaudiArabia/PolicyBriefs/raw/master/T20_TF2_PB4.pdf. （2021 年 1 月 21 日にアクセス）から閲覧可能。

[6] 原文は、「We acknowledge the potential of hydrogen as a clean energy carrier as a cross-cutting among the 4Rs and we will strengthen international collaboration to advance its development, usage and dissemination.」となっている。「G20 Energy Ministerial Meeting Communique」（2020 年 9 月 28 日）、p.3。全文は外務省、「G20 エネルギー大臣会合」 https://www.mofa.go.jp/mofaj/press/release/press4_008798.html（2021 年 1 月 12 日アクセス）

[7] 訳文は外務省の仮訳による。訳文中、「循環炭素経済」とあるのは、本報告書における「炭素循環経済」と同義。原文は、「We endorse the Circular Carbon Economy (CCE) Platform, with its 4Rs framework (Reduce, Reuse, Recycle and Remove), recognizing the key importance and ambition of reducing emissions, taking into account system efficiency and national circumstances. The CCE is a voluntary, holistic, integrated, inclusive, pragmatic, and complementary approach to promote economic growth while enhancing environmental stewardship through managing emissions in all sectors including, but not limited to, energy, industry, mobility, and food. We acknowledge, in this context, the various voluntary opportunities and their acceleration highlighted by the CCE Guide」となっている。「Leaders' Declaration G20 Riyadh Summit」（2020 年 11 月 21-22 日）、p.9。コミュニケの全文と訳文は、外務省、「G20 リヤド・サミット」 https://www.mofa.go.jp/mofaj/ecm/ec/page6_000479.html （2021 年 1 月 12 日アクセス）

2.5 炭素循環経済と今回の実証試験

今回、サウジアラビアと日本で行われた CO_2-EOR/CCUS を利用したアンモニアサプライチェーンの実証試験は、ゼロカーボン燃料としてのアンモニアで化石燃料を代替するという意味において、まさに炭素循環経済の概念が目指す化石エネルギーの脱炭素化を図る典型的なプロジェクトといえる。今回の実証試験においては多様な技術が採用されているが、上述の 4R の区分でいえば、まずブルー水素を製造する段階で CO_2 を回収し、それをウスマニア油田における増進回収に用いている段階は、CO_2 をそのまま別の用途に用いる「Reuse」に該当する。同じく回収した CO_2 をメタノールの生産に用いている段階は、回収した CO_2 に化学変化を加えている点で「Recycle」に該当する。そして日本にまで輸出して化石燃料の代替として用いる段階は「Reduce」に該当する。将来的に、EOR ではなく純粋な貯留のみを行う CCS が加われば「Remove」に該当する技術もふくまれることになる。今回の実証試験は、炭素循環経済の推進を掲げるサウジアラビアの政策方針にとっても非常に親和性が高く、今後の早期の商業化に向けたサウジアラビア政府による積極的な政策的取り組みが期待される。

3. 事業化計画の検討

3.1 デモンストレーション（実証）に関する物流業務について

3.1.1 物流業務の目的

2020 年 11 月にリヤドで開催予定の G20 を一つの目標として、サプライチェーン全体を実演する（デモンストレーション）ための物流を実行に移すのと同時に、世界に向けて発信する（プロモーションビデオを利用）ことを目的とした。（図 3-1、図 3-2 参照）
具体的には、EOR/CCUS を利用して、石油・天然ガスを利用しながら CO_2 を削減していくという手法の実現可能性と将来性を PR することであり、以下の 3 つが基軸となる。
(1)石油残渣を利用して、CO_2 フリーな新燃料アンモニア(NH_3)の製造を行い、これに対する、技術開発の推進、経済支援（CO_2 クレジット、認証制度等）の枠組を構築する。
(2)日本の優れた「クリーン・コール・テクノロジー技術」を踏まえながら、開発途上国(我国も含め)での石炭火力におけるアンモニア混焼を促進し、「炭化水素の利用により、CO_2 削減と経済成長の両立」の実現をサポートする。
(3)上記提言の理論的土台（コンセプト）として、日サ共同で、「Circular Carbon Economy」の精緻化と普及に努め、再エネ、原子力を含めたバランスのある方向性を提言する。

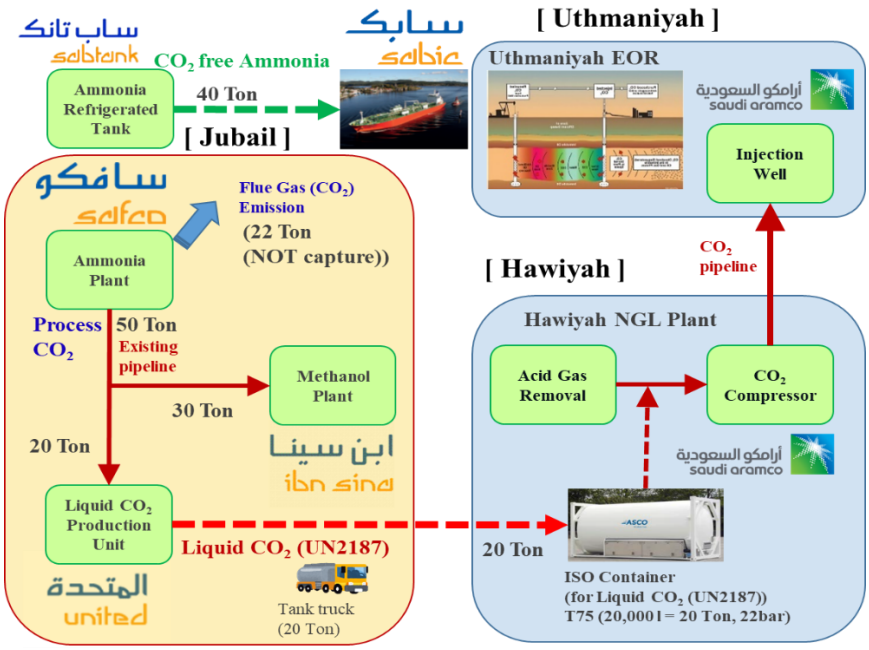


図 3-1　サウジ側の CO_2 フリーアンモニア製造のデモンストレーション

出所）三菱商事作成

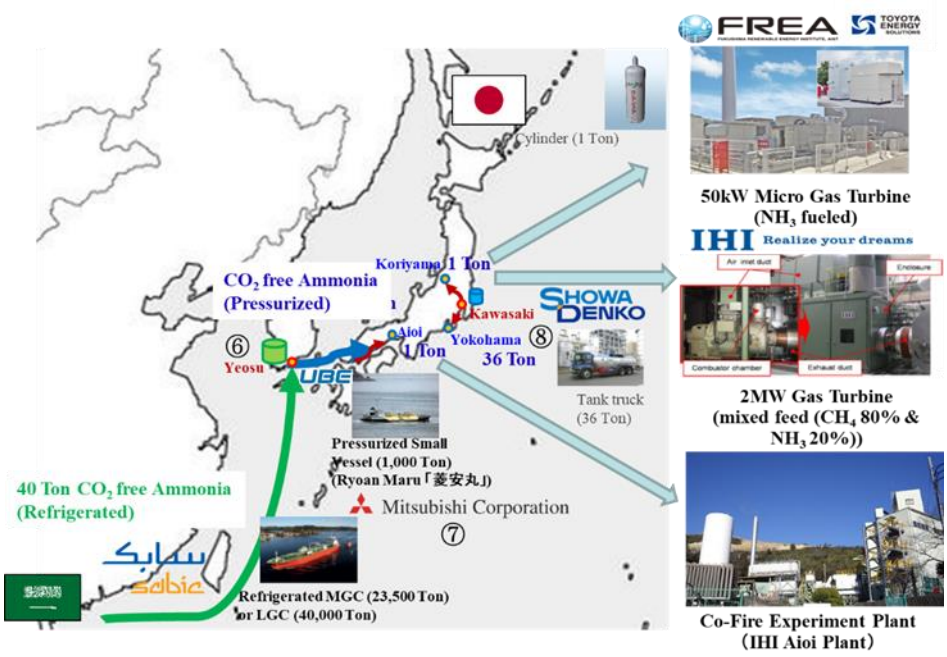


図 3-2　サウジアラビア～日本及び日本国内におけるサプライチェーン

出所）三菱商事作成

3.1.2 物流業務の概要

経済産業省産業技術環境局地球環境対策室から株式会社三菱総合研究所を経由して、一般財団法人日本エネルギー経済研究所に再委託された「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））日本・サウジアラビア 間における CO2-EOR/CCUS を利用したアンモニアサプライチェーンの実証試験」に関し、三菱商事株式会社はその一部であるデモンストレーション(実証)に関する物流計画の実施業務を受託した。

サウジ基礎産業公社（Saudi Basic Industries Corporation、以下 SABIC）の協力を得て、三菱商事の既存の無水アンモニアの商流を活用し、下記の業務を実行した。

① CO_2 フリーアンモニアの購入と本邦迄の海上輸送
② 本邦での CO_2 フリーアンモニアの国内輸送
③ 福島再生可能エネルギー研究所（産業技術総合研究所 FREA）でのアンモニア燃焼実証試験のトヨタエナジーソリューションズ（以下トヨタエナジー）への委託
④ 液化 CO_2 の購入と陸上輸送
⑤ サウジ国営エネルギー会社（Saudi Aramco、以下 ARAMCO）の Hawiyah NGL プラントにおける液化 CO_2 の受入れ設備の手配
⑥ ARAMCO による液化 CO_2 の受入れに関するサポート
⑦ PR ビデオ制作において物流関係でのサポート

尚、デモンストレーションの実施を目的として SABIC と MOU を締結した。また、サウ

ジアラビア国内の液化 CO_2 に掛かる作業全般（④、⑤、⑥）に関して Saleh & Abdulaziz Abahsain（以下 Abahsain）をコンサルタントとして起用した。

3.1.3 物流業務の結果

コロナ禍影響により、特にサウジアラビア側の物流業務の遅れはあったものの、日本国内のデモプラントへのアンモニア供給は無事完了した。

なお、本実証試験は、世界的に著名な石油専門誌である Petroleum Economist が主催する「Petroleum Economist Awards 2020」[8]のなかで、新境地を開拓した水素プロジェクトに授与される「Hydrogen Economist Project of the Year」を受賞した。

3.2 プロモーションビデオ制作の計画および実施結果について

3.2.1 ビデオ制作の目的

2020 年 11 月にリヤドで開催予定の G20（サミット）を 1 つの目標として、サプライチェーン全体を実演する（デモンストレーション）ための物流計画を策定し（昨年度、大筋は決定された）、それを実行に移すことと同時に、それを世界に向けて発信する（プロモーションビデオを利用）ことを目的とする。

3.2.2 ビデオ制作の概要（計画と実施結果）

(1) ビデオの対象者（視聴者）

＜計画＞

- 2020 年 11 月 21 日にリヤドで開催予定の G20 に参加する、政治家、官僚、企業、専門家、マスコミ等、エネルギー・経済政策に影響を与える人々。
- 上記に準ずる、政・官・学・マスコミ関係者の会議セミナー等でのプレゼン用にも供する。

＜実施結果＞

・主に政治家、官僚向けに、梶山経済産業大臣、鷲尾外務副大臣、ファーレフ投資大臣、ジュベイル外務担当国務大臣他が出席する「日・サウジ・ビジョン 2030」第 5 回閣僚会合（12 月 15 日）に、日本エネルギー経済研究所 豊田正和理事長と、サウジアラムコ クウェイターCTO も参加し、豊田理事長から本プロジェクトの趣旨を 1 分ビデオとともに説明した。

[8] 「Petroleum Economist Awards」とは、1934 年創刊の世界的に著名な石油専門誌である Petroleum Economist が、毎年、石油など各分野で顕著な実績を残した人物、企業、プロジェクトに対して授与するもの。2020 年から、対象分野を水素などに広げ、決定方式も有識者による投票方式を採用している。「Hydrogen Economist Project of the Year」は、22 ある授与カテゴリーの 1 つ。

・主に企業、専門家、マスコミ等向け、及び政・官・学・マスコミ関係者向けに、予定していた G20 前のイベントである、JCCP・サウジアラムコ共催シンポジウム、及び IEEJ-サウジアラムコ共催シンポはコロナ影響により中止となったが、代替的に第 2 回カーボンリサイクル産学官国際会議 2020、及び第 2 回 GAC 国際シンポジウムにおいて、ビデオを放映した。
・また、エネルギー・経済政策に影響を与えるすべての人々向けに、IEEJ（及びサウジアラムコ）の対外発表を、9 月、10 月、11 月、12 月に実施した。
（ビデオリリースへの反応等の詳細は、「3.2.7 ビデオ放映とマスメディア等の反応」及び「5.1　計画と実施結果」を確認されたい。）

(2) ビデオの内容

＜計画＞
　サプライチェーンの要所（各プラント等）における撮影、専門家・政策決定者へのインタビュー・対談から構成される。
＜実施結果＞
　コロナ影響により対談は困難となったが、専門家等への撮影、インタビューは計画どおり実施した。

(3) 制作ビデオの種類

＜計画＞
　前項に対応して、2 種類のビデオを以下のとおり作成する。

- 5 分から 10 分程度のもの
- インタビュー・解説を中心にまとめた最大で 15 分程度のもの

　ただし、上記ビデオの宣伝予告用（PC ベース、で 2 分相当）を作成する。
＜実施結果＞
　5 分程度と 20 分程度のビデオの 2 種類を作成した。(ただし「日・サウジ・ビジョン 2030」第 5 回閣僚会合用の 1 分程度のビデオは日本エネルギー経済研究所負担で作成した。)

3.2.3 シナリオの制作

(1) 構成台本の制作

＜計画＞

- 取材を受けて、VTR の構成要素とねらいを盛り込んだ構成台本を英語で作成する。
- 構成台本を固める段階で、VTR の尺も確定させる。
- 構成台本にはロケ下見の結果も盛り込む。

- 構成台本に沿って、ロケの内容確定や CG 制作、資料映像の手配などを行う。

＜実施結果＞

計画どおり。

3.2.4 撮影（ロケ）

＜計画＞

- ロケは基本、IEEJ、チーフプロデューサー（or プロデューサー）、ディレクター、アシスタント・ディレクター、カメラ担当、音声担当、照明担当で行う。
- ロケ現場の状況により、人数を減らして行う場合もある。
- 以下の 8 か所で関連施設やインタビューロケを実施予定。

  - ✓ 日揮グローバル（本社横浜）
  - ✓ IHI（相生事業所）
  - ✓ IHI（横浜事業所）
  - ✓ 宇部興産（宇部本社・工場）
  - ✓ グリーンアンモニアコンソーシアム（GAC）：@東京ガス
  - ✓ 産業技術総合研究所（AIST　フレア郡山）
  - ✓ 三菱商事（本社丸の内）
  - ✓ JST（東京工大名誉教授）秋鹿先生@田町

＜実施結果＞

- ロケは、コロナ影響があるため、人数を可能な限り減らして行い、原則、IEEJ、ディレクター、カメラ担当、音声兼照明担当で行った。但し、宿泊ロケに関しては、ディレクターに万一のことがあった場合に備え、プロデューサーも同行させた。
- 関連施設撮影のあるロケ先（IHI 相生、IHI 横浜、宇部興産藤曲工場、AIST フレア郡山）には、ロケ下見とロケ本番を行った。
- ロケ先 8 か所は、ほぼ計画どおり、以下の日程・場所で実施した。

  - ✓ 8 月 3 日：IHI 横浜事業所ロケ下見
  - ✓ 8 月 6 日：グリーンアンモニアコンソーシアム（GAC）ロケ本番@東京ガス
  - ✓ 8 月 6 日：秋鹿先生（東京工大名誉教授）ロケ本番@東京ガス
  - ✓ 8 月 11 日：IHI 横浜事業所ロケ本番
  - ✓ 8 月 14 日：日揮グローバルロケ本番
  - ✓ 8 月 17 日：産総研 FREA ロケ下見
  - ✓ 8 月 21 日：IHI 相生事業所ロケ下見
  - ✓ 8 月 24 日：宇部興産藤曲工場ロケ下見
  - ✓ 8 月 25 日：産総研 FREA ロケ本番
  - ✓ 8 月 26 日：三菱商事ロケ本番

- ✓ 8 月 27 日：IHI 相生事業所ロケ本番
- ✓ 8 月 28 日：宇部興産藤曲工場ロケ本番

3.2.5 ビデオ放映

(1) プレスリリース

本事業に関し、9 月 27 日に IEEJ とアラムコの共同プレスリリース、10 月 13 日、10 月 26 日に IEEJ の単独プレスリリースを行った。

1) 共同プレスリリース

9 月 27 日の IEEJ とアラムコの共同プレスリリースは、IEEJ 側が日本語版、英語版双方で、アラムコ側は英語版のみで行われた。

a. IEEJ プレスリリース（日本語）

「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される　持続可能な社会に向けての新しい道」
付属資料 P1 のとおり。

b. IEEJ プレスリリース（英語）

“World’s first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future”

c. アラムコプレスリリース（英語）

“World’s first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future”
<https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment>

2) 単独プレスリリース

10 月 13 日の IEEJ の単独プレスリリースは、日本語版、英語版双方で行われた。

a. IEEJ プレスリリース（日本語）

「ブルーアンモニアのサプライチェーン　実証試験に関するビデオ（予告版）リリース
-水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道」
付属資料 P2 のとおり。

b. IEEJ プレスリリース（英語）

“Preview Video Release on Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy”

10 月 26 日の IEEJ のプレスリリースは、日本語版、英語版双方で行われた。

c. IEEJ プレスリリース（日本語）

「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験　日本国内で混焼試験を開始
-水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道-」
付属資料 P3 のとおり。

d. IEEJ プレスリリース（英語）

“On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
Launch of a Combustion Test inside Japan
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy”

11 月 18 日の IEEJ のプレスリリースは、日本語版、英語版双方で行われた。

e. IEEJ プレスリリース（日本語）

「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオリリース
水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道」
付属資料 P4 のとおり。

f. IEEJ プレスリリース（英語）

“Video Release On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy”

12 月 16 日の IEEJ のプレスリリースは、日本語版、英語版双方で行われた。

g. IEEJ プレスリリース（日本語）

「ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験「Petroleum Economist Awards 2020」受賞」
付属資料 P5 のとおり。

h. IEEJ プレスリリース（英語）

‘“Petroleum Economist Awards 2020” On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain’

(2) ビデオ公開

10 月 13 日、第 2 回カーボンリサイクル産学官国際会議 2020 において、「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオ（予告版）」をリリースした。
https://carbon-recycling2020.go.jp/movie/

10 月 13 日、IEEJ ホームページにおいて、「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオ（予告版）」をリリースした。
https://eneken.ieej.or.jp/press/video/20201013.html

10 月 14 日、一般財団法人グリーンアンモニアコンソーシアム主催の第 2 回 GAC 国際シンポジウムにおいて、「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオ（予告版）」をリリースした。

11 月 18 日、IEEJ ホームページにおいて、「ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験に関するビデオ－水素社会･炭素循環型経済に向けての持続可能な道－」をリリースした。
https://eneken.ieej.or.jp/movie_detail.php?movie_info__id=252

4. 課題と対応策の検討

4.1 本年度調査の枠組み

今年度の調査研究は、2019 年度の調査研究でまとめた検討結果を、石油コークスガス化に絞って､更に深化させることが目的であり､昨年度の前提条件､試算及び分析については、基本的に踏まえた上で、以下の点につき見直しや追加検討を実施した。

（新しく検討した事項）

1．プラントより回収された CO_2 の貯留について、昨年度は外部事業者に費用を支払って処理する形であったが、今年度は貯留専門家の協力をもとに、図 4-1 にプラントの概要図を示したが、システム全体に統合し内生化を実施した（4.2 参照）。
2．従って、EIRR 計算等による経済性評価にこれを反映させることとした(4.3 参照)。
3．CO_2 排出量等プロセスデータの精緻化を踏まえつつ、JCM 化に向けての方法論の整理をおこなった(4.4 参照)。
4．原料となる石油コークスを従来の需要家への販売から、アンモニア製造原料への転換（追加ではなく代替）にともない、製油所における損失の回避メリットを織り込む必要を検討した（4.1 参照）

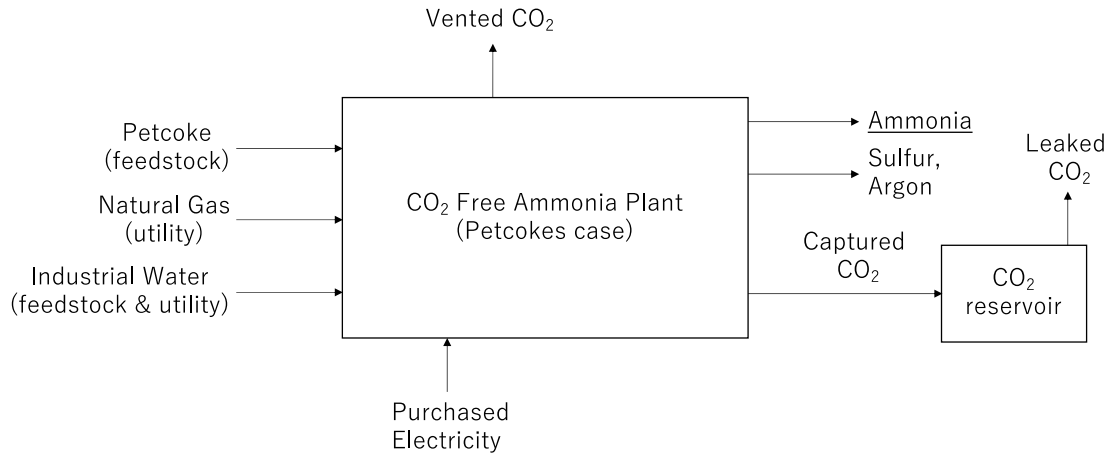


図 4-1　本章の検討対象の概要図

出所）IEEJ 作成

以上のことから、第 4 章では、昨年度で報告したうち、必要な事項については、再度レビューする形で記載することとした。

4.1.1 本検討の背景と意義

(1) Al-Jubail と石油化学工業

Al-Jubail（アル・ジュベイル）は、かつては、アラブ湾沿岸に位置する小さな漁村に過ぎなかった。1970 年代に入り、“Royal Commission”が政府により設立され、１つの産業地区として、“Jubail Industrial City”（ジュベイル産業都市）が建設された。図 4-2 が示すように、今日、“Jubail II Industrial Area”（ジュベイル産業地区）が開発途上にある。Al-Jubail は“Master Gas System”と呼ばれる天然ガス供給網の末端に位置する。このネットワークからは、販売用ガス（メタン）、NGL(エタン、プロパン、ブタン及び天然ガソリン)がパイプラインで供給されるので、Al-Jubail 地域で新たに供給用パイプラインの建設の必要性はない。

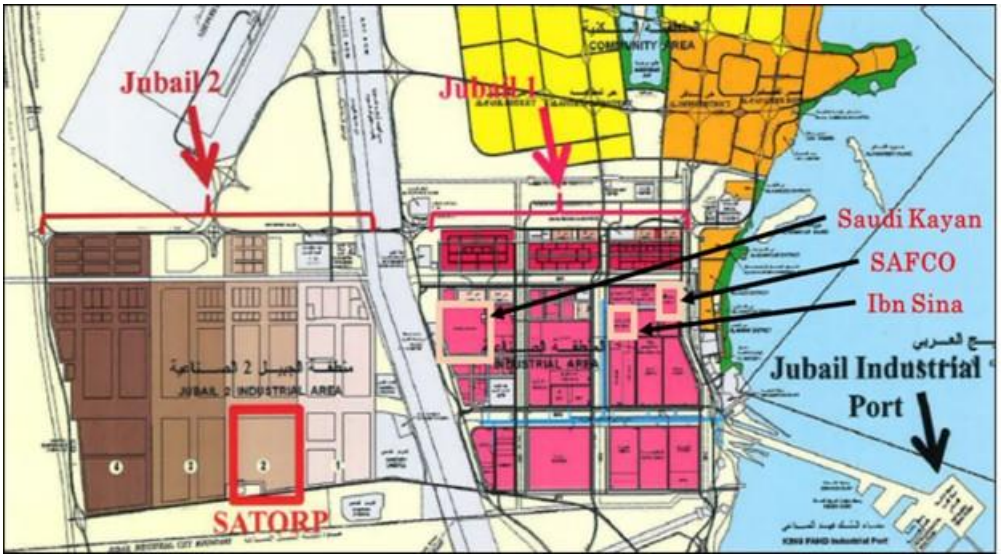


図 4-2　ジュベイル産業地区（I,II）

出所）Royal Commission 作成の地図をもとに IEEJ 加筆

また、この地域に立地するプラント（工場）は、ユーティリティ設備、すなわち、産業用水や冷却水を製造することや、排水処理設備や海上出荷設備を自身で用意する必要はない。加えて、SABIC（サウジアラビア基礎産業公社）は、この域内に、CO_2パイプラインを独自に設置しており、SABIC の傘下にある SAFCO（サウジアラビア・アンモニア化学肥料会社）は、このパイプラインを利用して CO_2 を調達し、尿素を生産している。この他に、メタノール生産会社である IBN SINA やポリカーボネートを生産している SAUDI KAYAN も、このパイプラインを利用して CO_2 を調達している。また SAFCO は、アンモニアの海上出荷設備を所有している。

もし CO_2 フリーアンモニアの生産設備がこの域内に実現すれば、既存のアンモニアの出荷設備や、油田地帯や CO_2 貯留地へ走るパイプラインと域内パイプラインの接続や共同利

用が可能となり、設備上多くのメリットを享受できる。

(2) Al-Jubail と石油精製

1) SATORP 製油所

サウジアラビアにおける原油の生産能力は、全体としては大きな変化はない。ただ、軽質原油の生産能力が低下し、アラビアン・ヘビーやアラビアン・ミディアムのベース（重質・高硫黄）となる重質油が増加する傾向にある。一方、国際市場で好まれるのは軽質原油であり、生販ギャップ、重軽格差が拡大している。このことから、販売不振の重質原油をサウジアラビア国内で処理する方向となっており、アラビアン・ヘビー処理専門の製油所が下記の通り設置された。

- Saudi Aramco Total Refining & Petrochemical Company （SATORP）
  （Saudi Aramco と Total の合弁会社：Jubail II）
- Yanbu Aramco Sinopec Refining Company（YASREF）
  （Saudi Aramco と Sinopec の合弁会社）

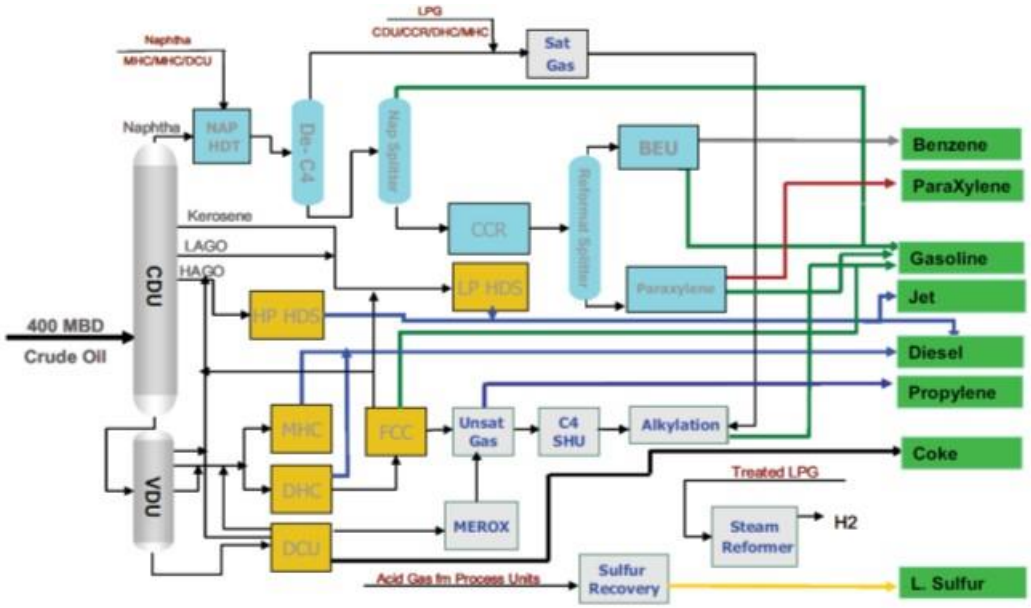


図 4-3 SATORP 製油所の装置構成

出所)SATORP ウェブサイト（ http://theoildrum.com/pdf/theoildrum_9193.pdf） （2020 年 2 月 1 日閲覧）

図 4-3 に示すように、重質原油のアラビアン・ヘビーを処理する、ボトムレス型の製油所であり、ガソリン、軽油も、製品はサルファーフリーで輸出されている。また、石油化学

との統合も進んでいる。製油所で生産される減圧残渣は、すべてディレードコーカーで分解され、石油コークスとして、中国やインド向けに輸出されている模様である。

石油製品や石炭と異なり統計上の把握が困難なことや、各国統計の不備もあり、輸出先の実態をマクロにつかむことはできないが、「厳しくなる環境規制により、高硫黄の石油コークス市場が縮小しつつある」との認識を SATORP 関係者は述べている。一方、原油処理能力の増強と、それにともなうディレードコーカーの増強も発表されており供給圧力が高まっていることは事実であろう。

製油所としては、安定操業を継続するために減圧残渣の処理は不可欠である。従って、不透明性が強まる石油コークス市場から、新燃料としてのアンモニア生産の原料供給(ガス化)へと転換することは、製油所にとって検討する価値が高いシナリオと考えられる。

(3) 石油コークスのガス化プラントの立地

生産されたアンモニアを出荷するパイプラインと輸出ターミナルが既設で利用可能なこと、また CO_2 の貯留サイトが比較的近郊に存在する。更に、回収された CO_2 も、地域内のパイプラインを利用して、CCU に活用できるなど、Jubail Industrial Area (II)は適地と言える。さらに重要なことは、安定的に供給可能な、石油コークスを製造するディレードコーカーを所有する製油所（SATORP）があり、隣接して設置可能なことである。

(4) 本検討の意義・製油所から見た石油コークスガス化の価値

製油所から見た場合の商流は、図 4-4 で示すように、以下の通りとなる。

- 石油コークスの需要家への販売量減少により、石油コークスをガス化してアンモニアを製造するプラントへの供給に切り替える。
- 石油コークスの販売減少に伴う機会損失をヘッジできるメリットがある。
- アンモニア製造プラントは、CO_2 を分離回収して貯留し、CO_2 フリーあるいは低炭素化燃料として、最初は、アンモニアを石炭火力に混焼用として販売する。

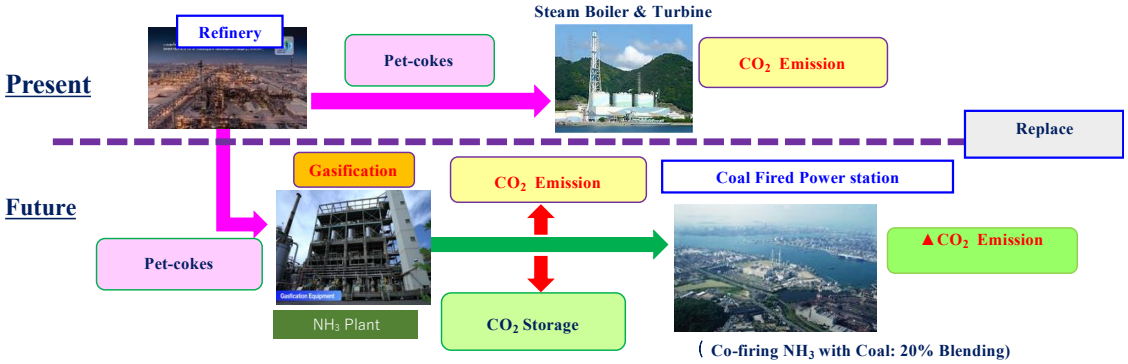


図 4-4　製油所から見た経済性と CO_2 削減のスキーム

出所）IEEJ 作成

アンモニア製造プラントが、必要とされる収益性（経済性）を確保し投資家に利益を保証できるかどうかは、想定された輸出価格でアンモニアを販売できるかに依存する。しかし、天然ガスを改質してアンモニア製造する生産者との市場での競合になることから、必ずしも保証された価格水準ではない(もっと低い価格で輸出されるかも知れない)。アンモニア生産プラントと製油所の運営一体化など、極力、コスト削減に努める必要がある。

また、CO_2の回収率の水準と経済性は、トレードオフの関係にあるので、経済性を超えてCO_2の回収を進めることはあり得ない。天然ガスの場合は、2019 年度に検討を実施した天然ガスケース[9]のように、CO_2回収率は 95%～98%と極めて高い水準も可能であるが、石油コークスの場合は、ガス化炉をはじめ全体としてコストが高く、この水準を追求することは経済性を失うことになる。但し、何らかの CO_2 クレジットが政府等から賦与される場合は、この経済的制約は緩和されるであろう。

以上のことから、本調査では、アンモニア生産プラントの概念設計及び経済性検討に関して、基本的考え方を以下の通り整理した。

- 経済性を優先して、CO_2回収率は合理的な範囲にとどめる（回収率 70%～80%）。
  (1)ガス化の工程で排出される CO_2 のみ回収を行うこととする。

4.1.2 プラントの概要

(1) プラント規模と設備構成

本検討では、石油コークス（Petcoke）を原料とする 3,300 MTPD 規模のカーボンフリーアンモニア製造プラントの CAPEX、Feed/Product/Utility の必要量の試算を行った。排ガス中の CO_2 回収については、Petcoke ケースではアンモニア製造プロセス全体で発生するCO_2の内、排ガスに含まれる CO_2 の割合が比較的低いため考慮しないこととした。その他の検討条件についてもまとめ、表 4-1 に記載した。以降、設備費や諸元の比較のため、2019 年度に検討を行った天然ガスケースの情報を必要に応じて併記する。天然ガスケースの詳細については、2019 年度報告書[9]を参照されたい。

[9] 令和元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（CCUS 国際連携事業）報告書 CCS/EOR を軸としたカーボンフリーアンモニア生産の事業性評価（Pre-FS）

表 4-1　プラント規模および設備構成

	Study Case	Reference Case 1
Feed	Petroleum coke	Treated natural gas
Total Ammonia Production	3,300 MTPD[10]	
H_2 Production, and Train Number	Gasifier, 50% x 3 Trains	Reformer, 100% x 1 Train
Utility Facility	1 Train	
Flue Gas CO_2 Recovery Unit	Not Recovered	1 unit
Power Supply	Import	No import
Ammonia Storage Tank at Production Site	7 days ammonia production capacity, 12,000 ton x 2	
Ammonia Storage Tank at Loading Facility	30 days ammonia production capacity, 50,000 ton x 2	
Ammonia Export Pipe Line	30km	
CO_2 Pipe Line	60km	60km

出所）2019 年度報告書より一部変更

[10] Stream Factor = 0.913 (8,000 hour/year)

(2) BFD と各工程の概要

本検討の対象である、Petcoke を原料とするカーボンフリーアンモニア製造プラントの BFD を図 4-5 に示す。

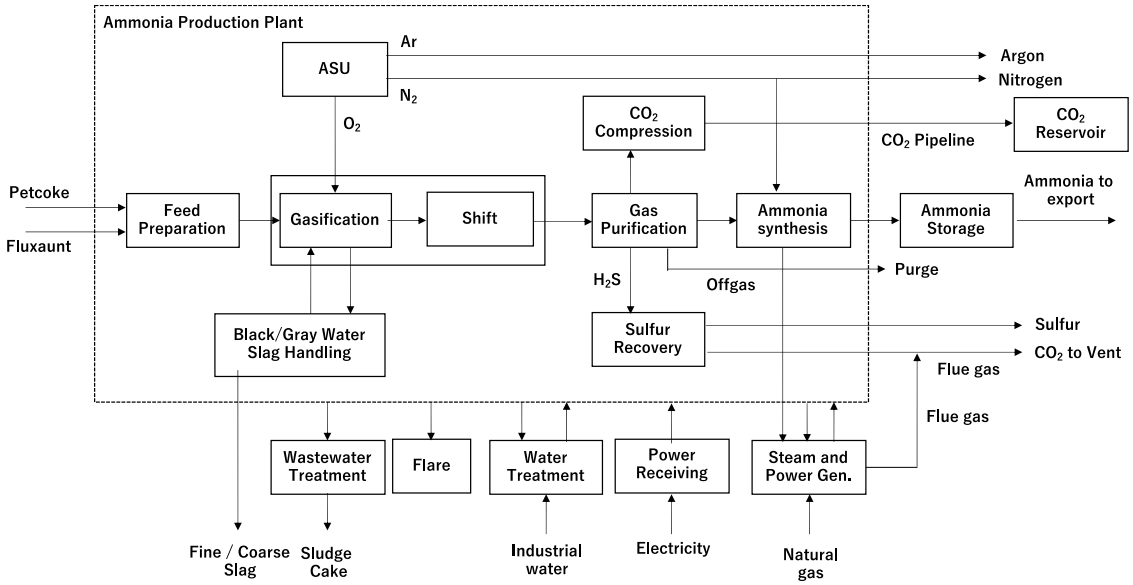


図 4-5　Petcoke を原料としたアンモニア合成プロセスの BFD

出所）2019 年度報告書の図を一部訂正して作成

1) 原料前処理ユニット

原料である Petcoke、およびガス化炉における融点降下の目的で使用される Fluxaunt について、ガス化ユニットに供給するための準備として、粉砕およびスラリー化が行われる。スラリーフィードとした理由は、ドライフィードに比べて原料ハンドリングが容易であること、下流のアンモニア合成が高圧でありガス化炉圧力をポンプで高められること、合成ガスが高い H_2/CO 比で得られるため水素のみが必要なアンモニア製造プロセスに適するためである。

2) ガス化ユニット

原料前処理からのスラリーフィード、および空気分離装置からの酸素はダイレクトクエンチタイプのガス化炉に供給される。ガス化炉では Petcoke の部分酸化反応により合成ガス（H_2 および CO）が製造され、下流のスクラバーで合成ガスに同伴する固形分が取り除かれる。

3) Black/Gray Water ユニット、スラグハンドリングユニット

Petcoke 中に含まれる Ash 分は、ガス化炉下部からスラグとして回収される。同時に抜き出される水と共に本ユニットに供給され、廃水処理およびスラグ回収が行われる。

4) シフトユニット

ガス化炉で製造された合成ガスの内、CO は水とのシフト反応により水素と CO_2 に変換される。微量に含まれる COS は、シフト下流の COS 反応器において加水分解され、H_2S と CO_2 に変換される。

5) ガス精製ユニット

合成ガスに含まれる H_2S、CO_2 の除去、および精製を行う。除去された H_2S、CO_2 はそれぞれ硫黄回収設備、CO_2 圧縮ユニットに供給される。H_2S、CO_2 除去後のガスは精製工程によりさらに純度が高められる。精製工程で排出される Off Gas 中には水素が含まれるため、蒸気＆動力ユニットに供給され、ボイラー燃料として使用される。

6) 硫黄回収設備

ガス精製ユニットから供給される H_2S は本ユニットにより硫黄に変換され、溶融硫黄として回収される。

7) CO_2 圧縮ユニット

ガス精製ユニットから供給される CO_2 は本ユニットにより CCS に必要な圧力まで昇圧、および脱水される。

8) アンモニア合成ユニット

ガス精製ユニットにおいて精製されたガス（主に水素）、および空気分離装置で製造された窒素により、アンモニアが合成される。アンモニア合成反応器において、一部の水素および窒素がアンモニアに変換され、下流で冷却されることにより液体アンモニアおよび未反応ガスに分離される。液体アンモニアはアンモニア貯蔵タンクに送られ、未反応ガスはリサイクルされ再度アンモニア合成反応器に供給される。リサイクルガスの一部は不純物の蓄積を防ぐためにパージされるが、パージガスはアンモニアを回収した後、蒸気＆動力ユニットに供給され、ボイラー燃料として使用される。

9) アンモニア貯蔵タンク

液体アンモニアの貯蔵を行う。本検討では、アンモニア製造プラント内、および出荷港に

それぞれアンモニア貯蔵タンクを持つこととした。

10) 空気分離装置

ガス化炉へ供給するための酸素、アンモニア合成原料としての窒素を製造する。同時に製造されるアルゴンについては、製品として考慮した。

11) その他用役

その他必要な用役として、廃水処理、フレア、水処理、IA/PA、冷却水、防消火設備、受電設備、蒸気＆動力ユニットを考慮した。

(3) プラント設計条件

1) 原料

Petcoke および天然ガスの原料条件および組成をそれぞれ表 4-2、表 4-3 に示す。

表 4-2　Petcoke 条件および組成

Item	Unit	Value
Ash content (dry basis)	wt%	0.18
HGI		63
Moisture Content	wt%	7.9
Size Distribution		
+4.75(mm)	wt%	21.4
-4.75(mm)	wt%	78.6
C content	wt%	86.5
H content	wt%	3.6
N content	wt%	1.0
O content	wt%	0
S content (dry basis)	wt%	8.9
Volatile content (dry basis)	wt%	11.92
Gross Calorific Value	BTU/Lb	15282
Gross Calorific Value	kcal/kg	8490
Net Calorific Value	BTU/Lb	14929
Net Calorific Value	kcal/kg	8294
Fixed Carbon	wt%	87.77
Bulk Density	g/cm^3	0.9
Nickel	mg/kg	66
Vanadium	mg/kg	233
Sodium	mg/kg	16
Silica	mg/kg	88

出所）2019 年度報告書

表 4-3　天然ガス条件および組成

Item	Unit	Value
Pressure	kg/cm²,G	20
Temperature	℃	46
Composition		
CH_4	mol%	96.1935
C_2H_6	mol%	2.6102
C_3H_8	mol%	0.1483
H_2	mol%	
N_2	mol%	0.2507
H_2S	mol%	0.0005
O_2	mol%	
CO/CO_2	mol%	0.7504
H_2O	mol%	
ETHYLENE	mol%	
PROPENE	mol%	
IBUTENE	mol%	
IBUBANE	mol%	0.0158
BUTANE	mol%	0.0177
C_5+	mol%	0.0129

出所）2019 年度報告書

2) 製品

製品に求められる要件および品質を表 4-4、表 4-5 に示す。

表 4-4　製品要件および品質

	Ammonia	CO_2	Sulfur	Argon	Oxygen
Pressure	ATM[11]	200 barg	-	5 barg	0.1 barg
State	Liquid	Gas	Liquid	Liquid	Gas
Purity	99.8 wt% Min.	98 vol% Min.	99.5 wt% Min. (dry)	99.999 wt% (approx.)	99.5 vol%
Water Content	99.8 wt% Min.	50 vol-ppm Max[12]	-	-	-
Impurities	O_2: Less than 1 ppm	表 4-5 “Conceptual Design”	Carbon, Ash	O_2: 1 ppm (approx.) N_2: 2 ppm (approx.)	Ar: 0.5 vol%

出所）2019 年度報告書

[11] アンモニア貯蔵タンクにおける条件。

[12]表 4-5 の基準でなく本基準を用いた。

表 4-5　CO_2 Impurities

Component	Unit (Max unless Otherwise noted)	Enhanced Oil Recovery	
		Conceptual Design	Range in Literature
CO_2	vol% (Min)	95	90-99.8
H_2O	ppm_v	500	20 - 650
N_2	vol%	1	0.01 - 2
O_2	vol%	0.001	0.001– 1.3
Ar	vol%	1	0.01 – 1
CH_4	vol%	1	0.01 – 2
H_2	vol%	1	0.01 – 1
CO	ppm_v	35	10 - 5000
H_2S	vol%	0.01	0.002 – 1.3
SO_2	ppm_v	100	10 - 50000
NO_x	ppm_v	100	20 - 2500

出所）NETL CO_2 Impurity Design Parameters Exhibit 2-1 CO_2 stream compositions recommended limits

3) 用役

冷却水、電力、工業用水条件を表 4-6、表 4-7、表 4-8 に示す。

表 4-6　冷却水条件

Operating Condition	Press (barg)	Temp.(degC)
Supply	4.8	40.5
Return	3.1	Max. deltaT=10

出所）2019 年度報告書

表 4-7　電力条件

	Petcokes
Voltage	13.8 kV
Phase	3 phases
Frequency	60 Hz

出所）2019 年度報告書より変更

表 4-8　工業用水条件

	Unit	Normal Range / Max
Total Hardness	mg/l as $CaCO_3$	47-136
pH	SU	7.0-8.3
Silica	mg/l	1.1-7.3
Alkalinity	mg/l as $CaCO_3$	23-87
Turbidity	NTU	10-30 / 70
Calcium	mg/l as $CaCO_3$	40-114
Magnesium	mg/l as $CaCO_3$	7-23
Sodium	mg/l as $CaCO_3$	21-140
Potassium	mg/l as $CaCO_3$	3.2-9.9
Iron	mg/l	<0.002-0.035
Chloride	mg/l	19-132
Sulfate	mg/l	27-62/92
Bicarbonates	mg/l as $CaCO_3$	23-107
Copper	mg/l	<0.002-0.128
Temperature	° F	45-95
Conductivity	μS/cm	150-589

出所）2019 年度報告書

(4) プラントの CAPEX / 敷地面積

Petcoke ケースの CAPEX および敷地面積を表 4-9 に示す。CAPEX は CCS 貯留設備を含む概算値とする。敷地面積は天然ガスケースを 100 とした時の相対値とし、CO_2 貯留サイトの面積を含まない。

CAPEX は CO_2 貯留設備の設備費を含めておおよそ 2,700 Million$となった。内訳としては、水素製造部分（原料前処理ユニット ～ ガス精製ユニット）および空気分離装置の設備費が大きい。

敷地面積については天然ガスケースの約 1.6 倍となっており、水素製造部分および空気分離装置が、敷地面積増加の主要因となっている。

表 4-9　CAPEX / 敷地面積

		Petcoke	Natural Gas
CAPEX (Million $)		2,700 (including Owner's cost)	-
Plot Area (Plant Area)[13]	[14]	161	100
Plot Area (Port Area)[15]	[14]	45	45

出所）2019 年度報告書より一部変更

4.2 CO_2 バランスの検討

4.2.1 原料、用役および製品

CO_2 バランスの計算にあたって評価した、Petcoke ケースにおける原料および用役、製品および排出物量を表 4-10 に示す。原料および用役の量は天然ガスケースのエネルギー消費量を LHV 基準で 100 としたときの相対値[16]、CO_2 量は天然ガスケースにおける全 CO_2 発生量を 100 とした時の相対値[17]とする。

表 4-10　各ケースにおける Feed & Utilities、Product および Effluent

		Unit	Petcoke	Natural Gas (reference)
Feed & Utilities				
	Petcoke (Wet)	[16]	105	-
	Natural Gas	[16]	4	100
	Electricity	[16]	13	-
Product				
	Ammonia	MTPD	3,300	3,300
	CO_2 (Captured)	[17]	152	96
Effluent				
	CO_2 (Released)	[17]	51	4

出所）2019 年度報告書より一部変更

[13] Petcoke 貯蔵ヤードを含まない

[14] 天然ガスケースの敷地面積を 100 とした場合の、敷地面積の相対値

[15] 港におけるタンクヤード

[16] 天然ガスケースにおいて供給されるエネルギーを LHV ベースで 100 とした場合の、相対的なエネルギー供給量。Petcoke は LHV ベース、電力は電力エネルギーベースとする。

[17] 天然ガスケースにおいて全 CO_2（回収 CO_2+放散 CO_2）を 100 としたときの、相対的な CO_2 量。Petcoke ケースにおける CO_2 排出量のうち、電力由来の CO_2 は GTCC の CO_2 排出原単位（0.350 kg-CO_2/kWh）を用いた。

また、表には記載していないが、その他項目として以下が挙げられる。

- 原料および用役
  - Fluxaunt
  - 工業用水
- 製品
  - 硫黄
  - アルゴン
- 排出物
  - 窒素
  - スラッジケーキ
  - 酸素（水電解装置より）

4.2.2 エネルギー消費

Petcoke ケースのエネルギー消費を、天然ガスケースのエネルギー消費を 100 としたときの相対値として表 4-11 にまとめる。

Petcoke ケースでは天然ガスケースに比べてエネルギー消費(電力含む、LHV ベース)が約 1.3 倍大きいが、これは Petcoke ケースでは原料が持つエネルギーの一部が反応に関与しない水の昇温に使われるため、エネルギー効率が落ちてしまうことが主な要因である。

表 4-11　エネルギー消費

	Unit	Petcoke	Natural Gas
Petcoke	[18]	105	-
Natural Gas	[18]	11	100
Electricity	[18]	13	-
Energy Consumption (without electricity)	[18]	116	100
Energy Consumption (Incl. electricity)	[18]	130	100

出所）2019 年度報告書より一部変更

[18] 天然ガスケースにおいて供給されるエネルギーを 100 とした場合の、相対的なエネルギー供給量。電力は電力エネルギーベースとする。

4.2.3 CO_2バランスと削減効果

検討した CO_2 バランス（炭素ベース）を表 4-12 に示す。Petcoke ケースでは、排ガス CO_2 回収は考慮していないため、回収 CO_2 はガス精製ユニットで回収された CO_2 である。この CO_2 バランスを図にあらわすと、図 4-6 のようになる。経済性を優先して(CAPEX を抑える)、排ガス（Flue Gas）からの CO_2 回収は実施しなかったが、表 4-12、図 4-6 に示すように、CO_2 の回収率は購入電力からの CO_2 排出量も考慮して 74%となっており、経済性と CO_2 の削減レベルのバランスは妥当な水準にあると判断した。

今後は、全体としてのコスト削減を図りながら、経済性を睨みつつ、CO_2 の回収率をどの程度、向上させるのかが課題となる。そのためには、技術的なコスト削減、最適設計（製油所とのユーティリティ共有化等）と同時に、何らかの CO_2 クレジット(JCM を含む)や投資に対する金利面での支援が必要となろう。

表 4-12　Petcoke ケースの CO_2 バランス（炭素ベース）

	Item	In (1,000t-C/yr)	Out (1,000t-C/yr)
A	Recovery (Injection)	0	930
B	Carbon in petcoke	1,040	0
C	Carbon in natural gas	70	0
D	CO_2 Emission	0	167
E	Carbon in Sludge and Slug		13
F	Emission from purchased power from outside	143	143
	Total Inlet/Outlet	1,253	1,253
	Recovery rate ($=A_{Out}/(B_{In}+C_{In}+F_{In})$)		74%

出所）IEEJ 試算

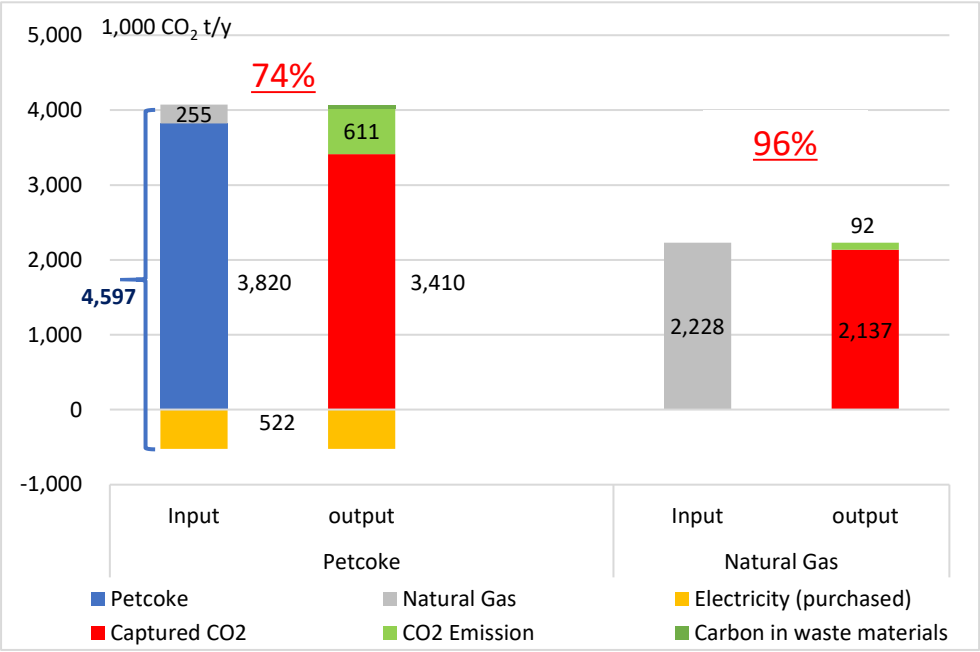


図 4-6　石油コークスガス化ケースにおける CO_2 削減効果

出所）IEEJ 試算

4.3 経済性の検討

ここでは 2019 年度に引き続きカーボンフリーアンモニアの経済性として DCF（Discounted Cash Flow）法を使ったアンモニア出荷価格と CIF 価格、収益性の指標として EIRR（Equity Internal Rate of Return）を計算する。

本報告書では昨年度と異なり、CO_2 貯留プロセスも内生化して各種コストの再計算を行う。

4.3.1 前提条件

経済性検討のための前提条件として、ここまでに行ってきたカーボンフリーアンモニア製造プラントの検討結果を表 4-13 に示す。

- プロジェクト立地　：ジュベイル工業団地（II）
- アンモニア生産能力：年産 1,100 千トン
- 原料　：石油コークス（S:8%）, SATORP 製油所が供給
- 合成ガス製造プロセス：Air Products ガス化技術（旧 GE Quench Gasifier 採用）
- CO_2 回収ソース　：プロセスから回収される高純度 CO_2
- CO_2 貯留場所　：Ras Al-Khair 近郊（ジュベイル工業団地から約 60km）
パイプライン新設（200barg）
- 電力供給　：サウジアラビア電力公社（Saudi Electric Company）
- ユーティリティ供給：Royal Commission Jubail & Yanbu
- 製品出荷港　：King Fahad Industrial Port

表 4-13　概念設計の検討結果

	UNIT	Petroleum Coke
Feedstock		3,610 t/d (Dry)
Utility		
Electricity	MW	186
Industrial Water	1,000 m^3/d	21.8
Natural Gas	1,000 Nm^3/d	377
Product		
Ammonia	t/d	3,300 (1.1million t/y)
CO_2 for CCS	t/d	10,200 (3.4million t/y)
Sulfur	t/d	320
Emission		
CO_2 (Waste)	t/d	1,830
Sludge/Slug	t/d	132
CAPEX	Million $	2,700
Operators	People	80

出所)2019 年度報告書より一部改変

4.3.2 試算方法

DCF 法により、収益性基準を満たすアンモニア出荷価格(FOB Jubail)及びそれにフレートを加算した CIF 価格を試算する。収益性の評価には、原則として、EIRR を用い、収益性基準としては 7%を設定した。但し、プロジェクト全体の投資採算性を問題にする場合は、Project IRR (PIRR)が用いられる（表 4-14）。主要な試算条件は表 4-15 に、また、原料価格（基準ケース）については、表 4-16 に示した。

表 4-14　IRR の定義

Item	Definition
EIRR	投資家の視点からプロジェクトの収益性を評価するときの指標。投資額(Equity)に対し、投資分配前のキャッシュフローを計算し評価する。
PIRR	プロジェクト固有の収益性を評価するときの指標。投資総額(Debt + Equity)に対し、元利金返済/投資分配前のキャッシュフローを計算し評価する。

出所）IEEJ 作成

表 4-15　試算条件

Item	Value
建設期間	4 年間
操業期間	20 年間
償却方法	定率法（20 年間）
D／E 比率	70%／30%
借入条件	金利 3%（20 年間）
法人税	20%
割引率（WACC）	4.7%
最終価値	NCF（最終年度）÷割引率
稼働時間（年間）	8,000 時間

出所）IEEJ が関係資料より作成

表 4-16　原料価格の設定

	Petroleum Cokes	Natural Gas
Feedstock Price	US$30/t	US$3/MMBtu
Freight (Jubail to Japan)	US$40/t-$NH_3$	

出所）サウジアラビア側との協議により取り決めた値に基づき IEEJ 作成

4.3.3 試算結果

(1) 基準ケース

CCS コストを内生化した Petcoke ケースのアンモニア価格の検討結果を図 4-7 に示す。石油コークスから製造する、アンモニア価格は FOB ベースで約 370 $ /トン、日本 CIF ベースで約 410 $ /トンとなった。2019 年の CO_2 貯留コストを CO_2 1 トン当たり 5$とした計算結果と比べると 12$/t-NH_3 のコスト上昇となっている。

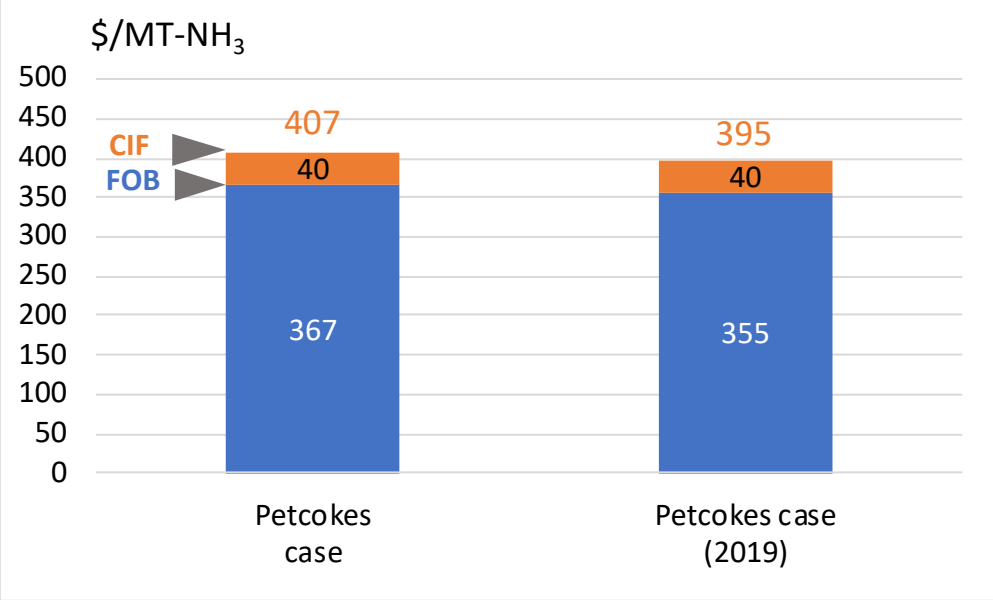


図 4-7　Petcoke ケースのアンモニア価格出荷価格(CCS 貯留コスト含む)

出所）IEEJ 試算

図 4-8 に示すように、2018 年から 2020 年のアジアでのスポット市況(CIF)を見ると、230 $ /トンから 400 $ /トンで推移していることから、化学原料・肥料用の Conventional な NH_3 が高値水準であれば競合できることが分かった。

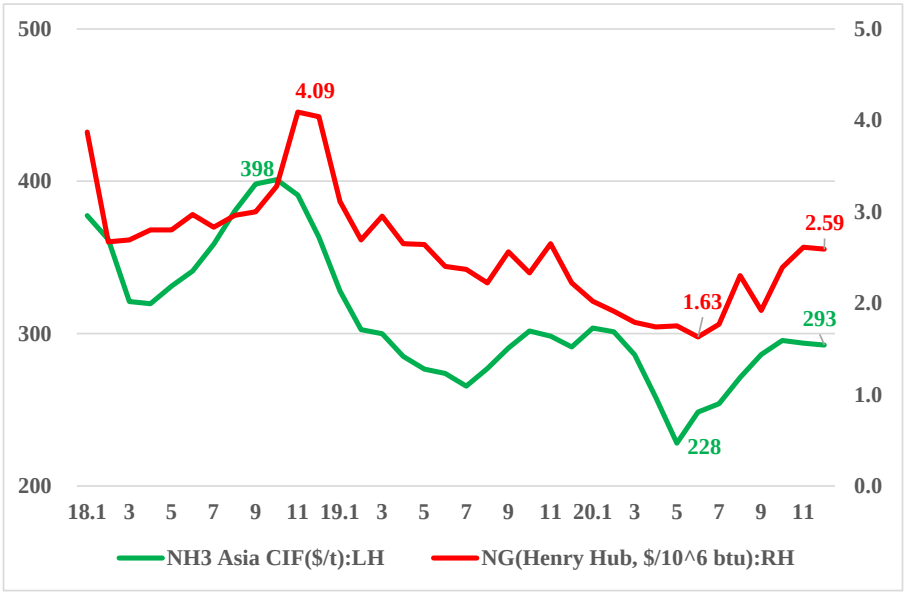


図 4-8　アンモニア価格（アジア CIF）及び天然ガス価格の推移

出所）各種データ[19]より IEEJ 作成

(2) CO_2 排出削減クレジットに対する感度分析

アンモニアプラントへの投資家の視点からは、市場での競争を勘案して、EIRR=7%のリターンを、今回の試算価格より、少なくとも 50$/トンは低い水準(300$/トン)で達成できるように、コスト削減を要求する可能性がある。いずれにしても、何らかの CO_2 インセンティヴ（クレジット）がないと、市場価格からの乖離が大きく競争上厳しい水準と言える。

仮に、CO_2 圧入量 1 トンあたり 25$、40$のクレジットが与えられると仮定した場合のアンモニア価格の試算を図 4-9 に示した。CCS コストを内生化した結果として、25$のクレジットでは日本 CIF 価格で約 330$/t-NH_3 となった。40$/t-$CO_2$ のクレジットを与えると日本 CIF 価格で 280$/t-$NH_3$ となり、十分な競争力が出ることが分かった。

19 天然ガス価格は US Energy Information Administration Web ページより、NH_3 価格は三菱商事調べ

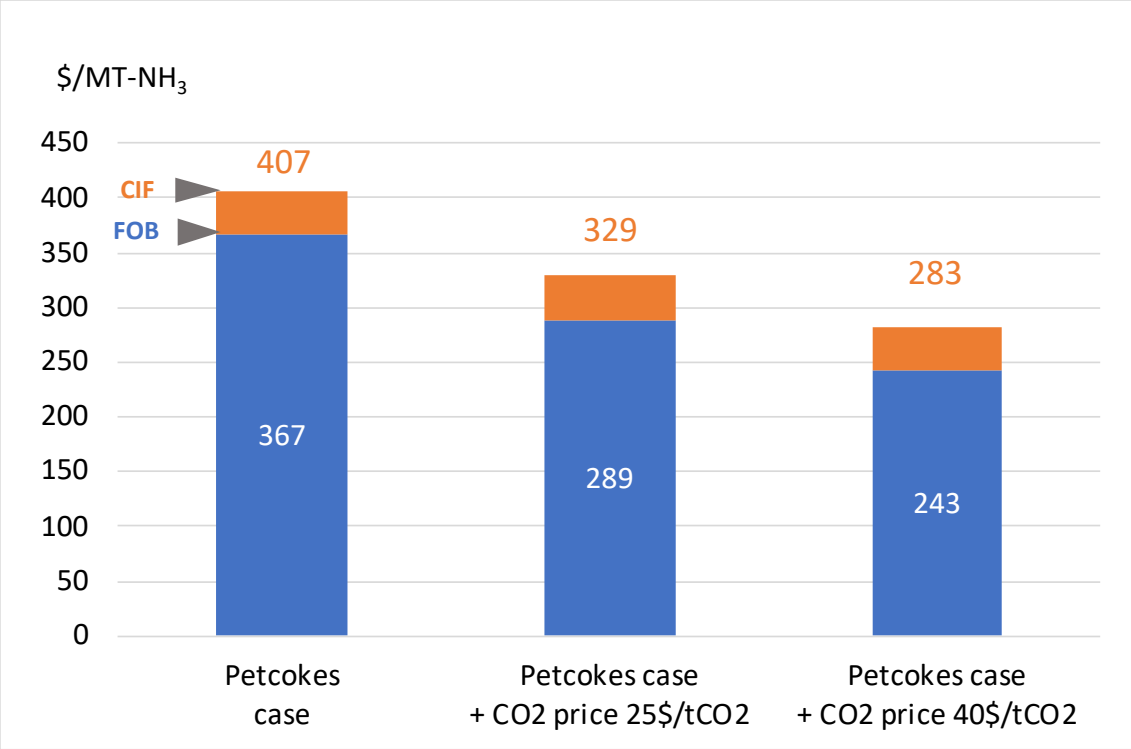


図 4-9　CO_2圧入量に対するクレジット供与によるアンモニア価格の変化

出所）IEEJ 試算

(3) 原料価格に対する感度分析

石油コークスの原料価格に対する感度分析の結果を図 4-10 に示す。石油コークスの価格を 30$/t を基準として±30$/t 変化させた。原料価格が 2 倍になると、アンモニア価格は33$/t-$NH_3$増加となる。一方、原料価格が 0$/t で 33$/t-$NH_3$減少する。石油コークス産のアンモニアの原料価格に対する弾性値は 0.09（＝NH_3価格Δ9%／原料価格Δ100%）なので、比較的小さいことがわかる。

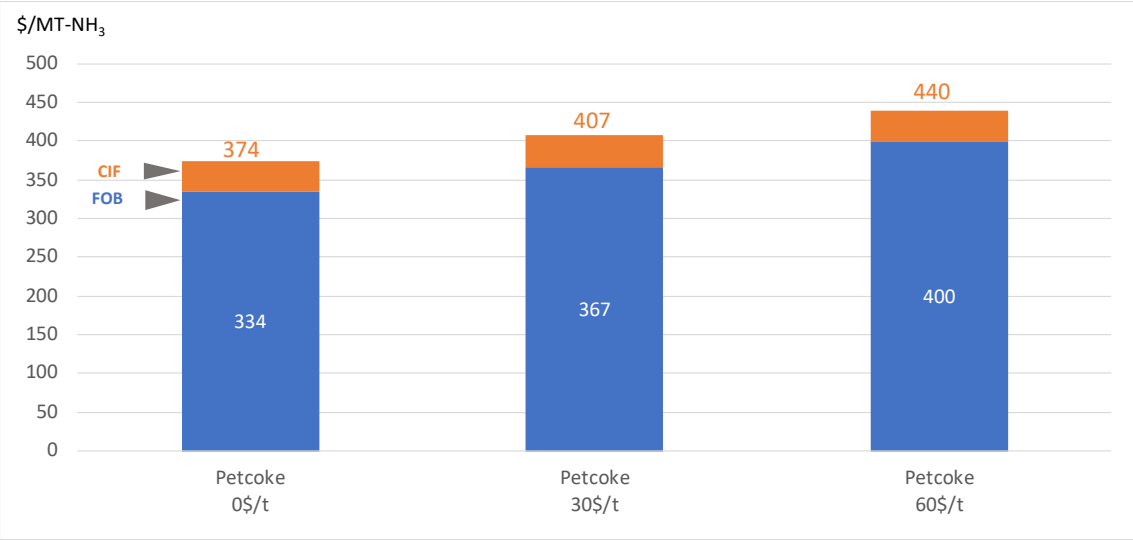


図 4-10　石油コークスから生産した場合のアンモニア価格の感度分析(原料価格)

出所）IEEJ 試算

4.4 JCM の方法論について

4.4.1 概要

ここでは、本プロジェクトの検討対象、すなわち石油コークス(Petcoke)を原料とするカーボンフリーアンモニア製造プロセスの CO_2 排出削減クレジットを評価する方法論について記載する。方法論の概要を表 4-17 に示す。なお、本方法論の検討にあたっては、ISO（ISO/TC265 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage）、ACR（The American Carbon Registry）を含む関連の既存方法論を参考にした。ただし、当該プロジェクトは実施者や施設の立地等の詳細が未定であるため、それらの部分については見込みで検討を行っている部分が存在する。

表 4-17　JCM 方法論の概要

Item	Summary
GHG emission reduction measures	Petcoke を、CO_2 回収設備を含むアンモニア製造プラントで原料として用い、発生する CO_2 を地下に圧入・貯留することで、Petcoke が火力発電所で燃料として用いられることにより大気に排出される CO_2 量を削減する。
Calculation of reference emissions	地下に圧入された CO_2 量がアンモニア製造プラントから大気に放出された場合の CO_2 量を算定する。
Calculation of project emissions	アンモニア製造プラント、CO_2 回収・貯留設備が稼働するために必要な燃料、購買電力の消費による CO_2 排出量と、以下 3 つの工程からの CO_2 漏出量を算定する。 • ガス精製・CO_2 回収工程 • CO_2 加圧輸送工程 • CO_2 貯留工程

出所）IEEJ 作成

4.4.2 対象プロジェクトに関する方法論の検討内容

(1) 対象プロジェクト

本方法論の対象は、本報告書に示す Petcoke を原料としてアンモニアを製造すると同時に Petcoke のガス化によって生じる CO_2 を回収し、CCS 貯留層に圧入する。対象プロジェクトのモデルプラントの構成を BFD で表すと図 4-11 のようになる。

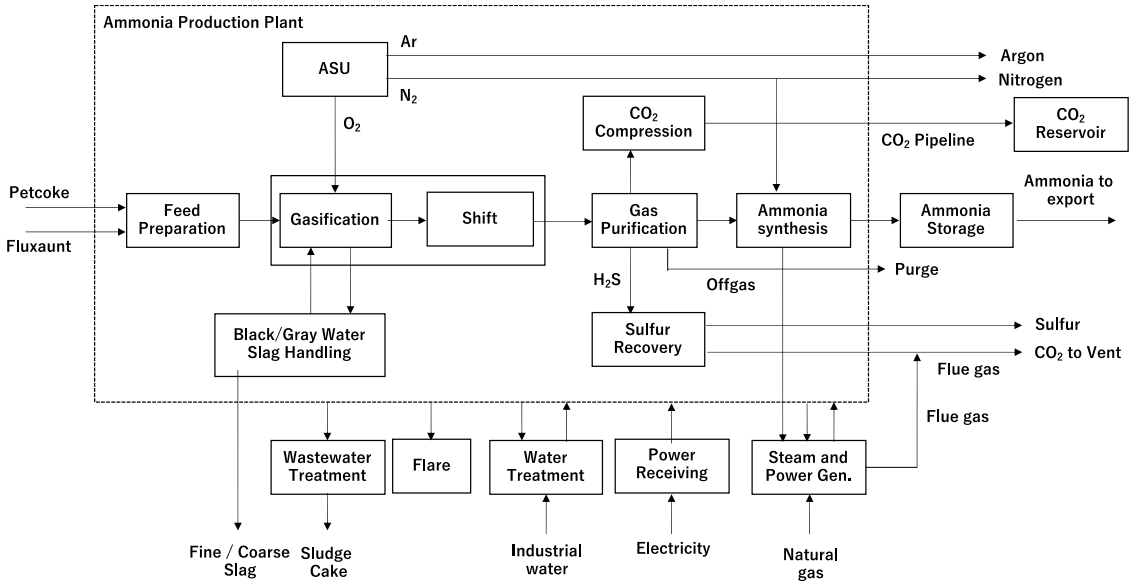


図 4-11　JCM 方法論の対象プロジェクトの設備構成

出所）IEEJ 作成

(2) 適格性要件

表 4-18 に本 JCM 方法論の適格性要件を示す。

表 4-18　本 JCM 方法論の適格性要件

番号	適格性要件	必要性
1	プロジェクトには、Petcoke を原料としてアンモニアを製造する際に、Petcoke のガス化によって生じる CO_2 を回収し、サウジアラビア国の油田に上記の CO_2 を圧入・貯留するプロセスを含んでいること	プロジェクトの適用条件を規定する。
2	貯留層のキャップロックが CO_2 貯留のために十分なシールの健全性が見込まれていること	対象油田のキャップロックによる、地質学的時間にわたる油ガス貯留の実績は、キャップロックとしての性能を証明している。シールの健全性については、キャップロックの毛細管圧力測定や、断層から CO_2 が漏洩する可能性等の特性評価により確認を行う予定であるが、ステークホルダーと協議・検討し、方法論の申請までに完了させる。
3	CO_2 の圧入レートは、初期圧力を上回らないよう、設定されていること、CO_2 圧入圧力・レートを監視するモニタリング計画が策定されていること	初期圧力とは開発前の油層圧力である。初期圧力を上回らないような CO_2 圧入計画を策定する。地層破壊が生じない圧力レートによる CO_2 圧入を維持・管理するために、CO_2 圧入圧力の監視を行う。モニタリング計画の策定は、方法論の申請までに完了させる。最大圧入量については、圧入した CO_2 がスピルポイントを超えず、かつ、圧入圧力が毛細管圧力を超えない水準で、キャップロックの毛細管圧力測定を踏まえ、地質モデルから算出する。
4	適切な廃坑計画が策定されていること	CO_2 漏出経路として最も可能性が高いのは坑井であるので、適切な構成の廃坑計画を策定する。適切な廃坑計画については、ISO27914 を参考に閉鎖の基準・要件及びその適格性評価プロセスを記載する予定であるが、当該検討は、ステークホルダーと協議しつつ、方法論の申請までに完了させる。

5	地質モデルが作成され、シミュレーションの実施が可能であること、シミュレーションに関係する温度、圧力等を観測するモニタリング計画が策定されていること	地質モデル、シミュレーションについては、CO_2 プルームの移動に関するシミュレーションを想定しているが、ステークホルダーと協議して決定する。シミュレーションを繰り返し実施し、観測値や三次元弾性波探査の結果とのヒストリーマッチングを行う。モニタリング計画の策定は、方法論の申請までに完了させる。

出所）IEEJ 作成

(3) 排出源及び対象ガス

本 JCM 方法論で考慮する温室効果ガス排出源とそこから排出される温室効果ガスは表 4-19 の通りである。

表 4-19　温室効果ガス排出量と温室効果ガス

リファレンス排出量	
排出源	対象 GHG
CO_2貯留層に圧入される CO_2	CO_2
プロジェクト排出量	
排出源	対象 GHG
硫黄回収工程	
硫黄回収設備の加熱器での化石燃料利用	CO_2
補助ボイラー+水システム	
補助ボイラーでの化石燃料消費	CO_2
受電設備	
購買電力発電時の化石燃料消費	CO_2
CO_2圧入・貯留工程	
CO_2貯留層からの CO_2漏出	CO_2

出所）IEEJ 作成

(4) リファレンス排出量の算定方法

1) 算定の根拠と前提

本方法論におけるリファレンス排出量は、CO_2 圧入層に導入される直前のガスがそのまま大気に放散されたと仮定したときの CO_2 排出量とする。リファレンス排出量については

圧入井近傍でモニタリングしたガス圧入量を用いて計算する。

2) リファレンス排出量の計算式

リファレンス排出量は式(1)で算出する。各パラメータの定義を表 4-20 に示す。

$$RE,p = V_{injectedCO2,p} \times \rho_{CO2} \qquad (1)$$

表 4-20　リファレンス排出量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
RE, p (t-CO_2/p)	期間 p 中の温室効果ガスリファレンス排出量	式(1)
$V_{injectedCO2,p}$ (m^3/p)	期間 p 中における CO_2 貯留層への CO_2 圧入量	モニタリングによる
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 の密度	所与の値

出所）IEEJ 作成

(5) プロジェクト排出量の算定方法

1) 算定の根拠と前提

検討対象のモデルプラントは、ガス化炉と補助ボイラー、硫黄回収装置の加熱器の 3 つの熱源を持ち、ガス化炉からの CO_2 を含む発生ガスはそのままガス精製・CO_2 回収工程に送られ精製・回収されているが、補助ボイラー、硫黄回収装置からの排ガスは大気放出されている。電力は系統電力を購入しているほか、補助ボイラーで発生する蒸気を蒸気タービンで使用して補助電源として用いている。現段階ではプラント内の詳細が分からず、どこで作られた電力と熱がどの工程で具体的に用いられているかは不明である。したがって、検討対象のプラントを一体のものとして、熱源、電源での CO_2 排出量を合計することでプロジェクト排出量を算定する。この熱・電力の利用に伴う CO_2 排出に加えて、CO_2 貯留層からの CO_2 漏出量を考慮する。

2) プロジェクト排出量の算定

a. プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は式(2)で算出する。各パラメータの定義を表 4-21 に示す。

$$PE,p = E_{heat,sulr,p} + E_{heat,auxb,p} + E_{purcelec,p} + E_{leak,storage,p} \qquad (2)$$

表 4-21　プロジェクト排出量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
PE,p (t-CO_2/p)	期間 p 中のプロジェクト排出量、式(3)～(6)の左辺の合計	式(2)
$E_{heat,sulr,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における硫黄回収設備の加熱器での CO_2 排出量	式(3)
$E_{heat,auxb,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における補助ボイラーでの化石燃料消費に伴う CO_2 排出量	式(4)
$E_{purcelec,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p におけるアンモニア製造プラントの購入電力からの CO_2 排出	式(5)
$E_{leak,storage,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における CO_2 貯留層からの CO_2 漏出量	式(6)

出所）IEEJ 作成

b. 硫黄回収工程

ア）硫黄回収設備の加熱器からの CO_2 排出

硫黄回収設備からの排出量は式(3)で算出する。各パラメータの定義を表 4-22 に示す。

$$E_{heat,sulr,p} = V_{NG,sulr,p} \times EF_{NG} \qquad (3)$$

表 4-22　硫黄回収工程からの CO_2 排出量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
$E_{heat,sulr,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における硫黄回収設備の加熱器での CO_2 排出量	式(3)
$V_{NG,sulr,p}$ (t/p)	期間 p における硫黄回収設備への天然ガス投入量	モニタリングによる
EF_{NG}(t-CO_2/t)	投入される天然ガスの CO_2 排出係数	所与の値

出所）IEEJ 作成

c. 補助ボイラー+水システム

ア）補助ボイラーでの化石燃料消費に伴う CO_2 排出

補助ボイラーからの排出量は式(4)で算出する。各パラメータの定義を表 4-23 に示す。

$$E_{heat,auxb,p} = V_{NG,auxb,p} \times EF_{NG} \qquad (4)$$

表 4-23　補助ボイラーからの CO_2 排出量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
$E_{heat,auxb,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における補助ボイラーでの化石燃料消費に伴う CO_2 排出量	式(4)
$V_{NG,auxb,p}$ (t/p)	期間 p におけるボイラーへの天然ガス投入量	モニタリングによる
EF_{NG}(t-CO_2/t)	投入される天然ガスの CO_2 排出係数	所与の値

出所）IEEJ 作成

d. 受電設備

ア）購買電力発電時の CO_2 排出

購買電力からの排出量は式(5)で算出する。各パラメータの定義を表 4-24 に示す。

$$E_{purcelec,p} = EG_{purc,p} \times EF_{purcelec} \qquad (5)$$

表 4-24　購買電力からの CO_2 排出量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
$E_{purcelec,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p におけるアンモニア製造プラントの購入電力からの CO_2 排出	式(5)
$EG_{purc,p}$ (kWh/p)	期間 p におけるアンモニア製造プラントの購入電力量	モニタリングによる
$EF_{purcelec}$ (t-CO_2/kWh)	購入電力の CO_2 排出係数	所与の値

出所）IEEJ 作成

e. CO_2圧入・貯留工程

ア）貯留層からの漏出

貯留層からの漏出量は式(6)で算出する。各パラメータの定義を表 4-25 に示す。

$$E_{leak,storage,p} = V_{injectedCO2,p} \times LR_{storage} \times \rho_{CO2} \quad (6)$$

表 4-25　貯留層からの漏出 CO_2 量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
$E_{leak,storage,p}$ (t-CO_2/p)	期間 p における CO_2 貯留層からの CO_2 漏出量	式(6)
$V_{injectedCO2,p}$ (m^3/p)	期間 p における CO_2 貯留層への CO_2 圧入量	モニタリングによる
$LR_{storage}$ (%)	CO_2 貯留層からの漏出率	所与の値
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 の密度	物理定数

出所）IEEJ 作成

(6) 排出削減量の算定方法

本方法論での排出削減量はリファレンス排出量とプロジェクト排出量の差として表す。式(7)を用いて計算する。関係するパラメータは表 4-26 のとおりである。

Emission Reduction, p (EP, p) = Reference Emission (RE,p) – Project Emission (PE, p) (7)

表 4-26　排出削減量に関係するパラメータ

Parameter	Description	Method
EP, p (t-CO_2/p)	期間 p における排出削減量	式(7)
RE, p (t-CO_2/p)	期間 p におけるリファレンス排出量	式(1)
PE, p (t-CO_2/p)	期間 p におけるプロジェクト排出量	式(2)

出所）IEEJ 作成

(7) 主要なデフォルト値

主要なデフォルト値の定義を表 4-27 に示す。

表 4-27　主要なデフォルト値

Default parameter	Description	Value	Reference
ρ_{CO2} ($t\text{-}CO_2/m^3$)	CO_2の密度	0.001976 (0 ℃, 0.1 MPa)	物理定数
EF_{NG} ($t\text{-}CO_2/t$)	天然ガスの CO_2 排出原単位	2.6928	2006 IPCC Guidelines default value[20]から算出
$LR_{storage}$ (%)	CO_2貯留層からの漏出率	1.0%	出典：The IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage[21]
$EF_{purcelec}$ ($t\text{-}CO_2/kWh$)	購入電力の CO_2 排出原単位	0.000654	妥当性確認時の National Committee for the Clean Development Mechanism [22] の直近値を適用

出所）IEEJ 作成

20 IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

21 IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared byWorking Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge UniversityPress, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

22 Clean Development Mechanism Designated National Autholigy, Baseline Determination for the Electricity Grid in the Kingdom of Saudi Arabia –Grid emission factor (GEF) according to CDM regulations, https://cdmdna.gov.sa/content/pdf/GEF.pdf, (Accessed 2021/Feb.)

(8) 主要なモニタリング項目

主要なモニタリング項目を表 4-28 に示す。

表 4-28　主要なモニタリング項目

Process	Monitoring parameters
硫黄回収工程	• 天然ガス投入量（$V_{NG,sulr,p}$）
補助ボイラー+水システム	• 天然ガス投入量（$V_{NG,auxb,p}$）
受電設備 （アンモニア製造プラントの受電設備）	• 購買電力量（$EG_{purc,p}$）
CO_2圧入・貯留工程	• CO_2貯留層への CO_2圧入量（$V_{injectecCO2,p}$）

出所）IEEJ 作成

4.4.3 貢献度把握の算定方法

(1) 算定の前提

ここでは、本検討で提案したカーボンフリーアンモニア製造プロセスの世界の温室効果ガス排出削減に対する貢献度を検討する。

- 地理的範囲：本検討で提案するカーボンフリーアンモニア製造プロセスは原料となる Petcoke を供給する石油精製設備と CO_2 を貯留する貯留層が存在する地域であれば全世界に展開が可能である。
- 時間的範囲：本検討の継続検討に基づき最も早期で 2020 年代半ば頃に第 1 号機が建設されるものと見込まれる。コンセプトの広がりやプラントの建設期間等を考慮すると、2040 年～50 年には全世界に展開されうると想定される。
- 市場シェア：従来もアンモニアは肥料、化学品原料として生産、流通してきたが、燃料用のアンモニアは新しいタイプの製品であり、2020 年現在で市場が存在しない。従って、市場シェア（燃料用のカーボンフリーアンモニアの供給量）はどちらかというと需要というよりは原料の供給量に制約されるものと考えられる。

(2) 算定方法

各サイトで 4.4.2 に記載の方法で排出削減量を算定し、全サイトの削減量を合計して貢献

度を算定する。

(3) 主要なデフォルト値

貢献度把握に用いる主要なデフォルト値を表 4-29 に示す。暫定値は本検討のモデルプラントの値を設定している。天然ガスの CO_2 排出原単位の暫定値の単位は本検討のモデルプラントのマテリアルバランスの物質量単位に合わせた。

表 4-29　主要なデフォルト値

Default parameter	Description	Provisional value	Reference
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 の密度	0.001976 (0°C, 0.1 MPa)	物理定数
EF_{NG} (t-CO_2/Nm^3)	天然ガスの CO_2 排出原単位	0.00201817	投入される天然ガスのガス組成から算出 暫定値出典：表 4-3 に示す天然ガスの組成
$LR_{storage}$ (%)	CO_2 貯留層からの漏出率	1%	貯留層の実地調査あるいは保守的な想定値を設定 暫定値出典：The IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage[21]
EF_{elec_purc} (t-CO_2/kWh)	購入電力の CO_2 排出原単位	0.000350	各プラントの建設地域の電力会社 暫定値出典：発電効率 55%(HHV 基準)の天然ガス火力発電の CO_2 排出原単位の目安値 [17]

出所）IEEJ 作成

(4) 主要なモニタリング項目

表 4-30 に貢献度把握に用いる主要なモニタリング項目を示す。暫定値は本検討のモデルプラントの値を設定している。

表 4-30　主要なモニタリング項目

Process	Monitoring parameters	Provisional value
硫黄回収工程	• 天然ガス投入量（$V_{NG,sulr,p}$）	86,000,000(Nm^3/y)
補助ボイラー+水システム	• 天然ガス投入量（$V_{NG,auxb,p}$）	40,000,000(Nm^3/y)
受電設備（アンモニア製造プラントの受電設備）	• 購買電力量（$EG_{purc,p}$）	1,490,000,000(kWh/y)
CO_2圧入・貯留工程	• CO_2 貯留層への CO_2 圧入量（$V_{injectecCO2,p}$）	3,410,000(t-CO_2/y)

出所）IEEJ 作成

4.4.4 排出削減見込量の試算

本プロジェクトの結果、現時点（Al Jubail 1 サイト）で期待される CO_2 排出削減量は表 4-31 の通り試算される。

表 4-31　CO_2 排出削減見込量の試算結果

	パラメータ名	年間	プロジェクト期間（20 年）
CO_2 排出削減量（t-CO_2/p）	EP, p	2,599,000	51,980,000
リファレンス排出量（t-CO_2/p）	RE, p	3,410,000	68,200,000
プロジェクト排出量（t-CO_2/p）	PE, p	811,000	16,220,000
	$E_{heat,sulr,p}$	174,000	3,480,000
	$E_{heat,auxb,p}$	81,000	1,620,000
	$E_{purcelec,p}$	521,000	10,420,000
	$E_{leak,storage,p}$	35,000	700,000

出所）IEEJ 試算

なお、この JCM 方法論に基づく CO_2 排出削減量に基づいてアンモニア出荷価格の感度分析を行った結果を図 4-12 に示す。JCM 方法論に基づく CO_2 排出削減量は、圧入量から購入電力やプラント自体からの CO_2 排出量、貯留層からのリーク量を差し引いた値となるため、図 4-9 の結果と比較すると同水準の CO_2 クレジット単価を付与しても出荷価格は上昇する。

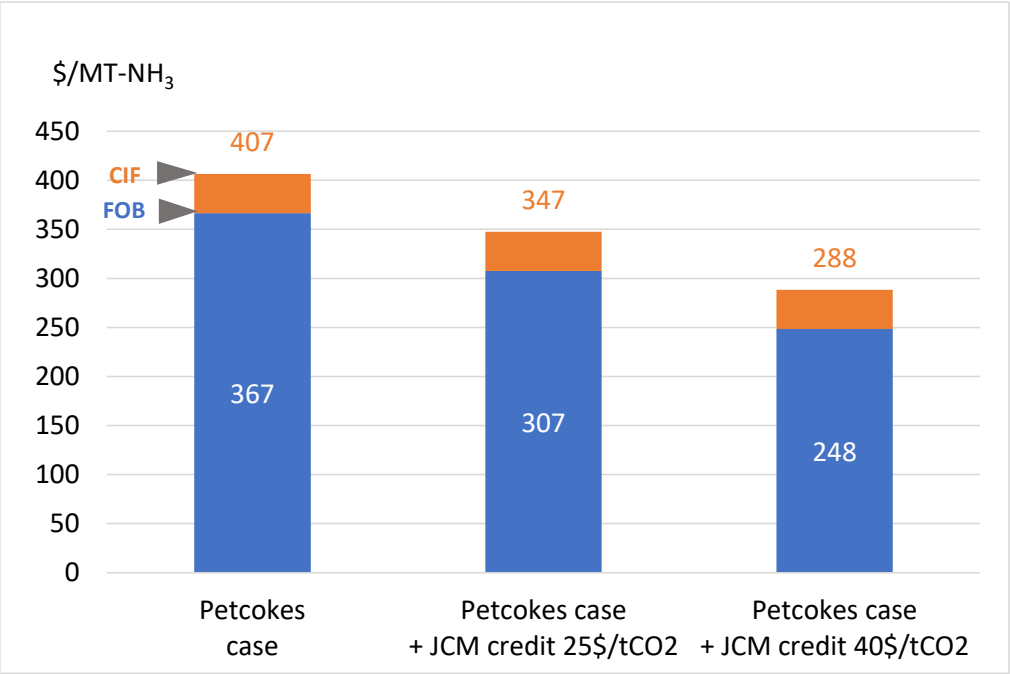


図 4-12　JCM クレジットに基づくアンモニア出荷価格の感度分析

出所）IEEJ 試算

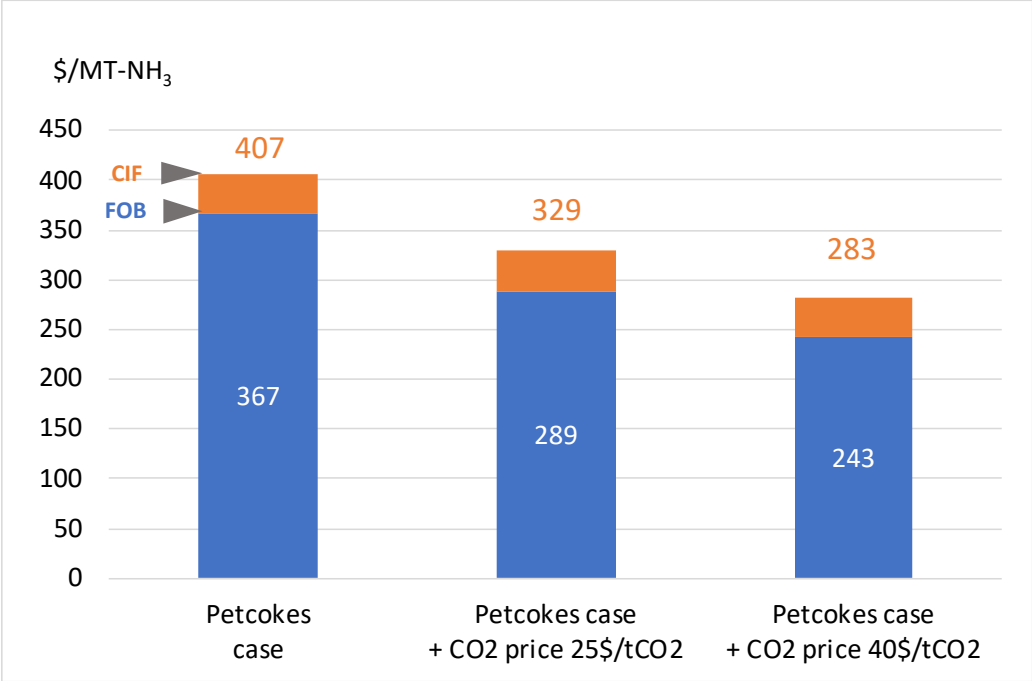


図 4-9　CO_2圧入量に対するクレジット供与によるアンモニア価格の変化（再掲）

出所）IEEJ 試算

5. 相手国関係者との連携

5.1 計画と実施結果

＜計画＞

相手国との連携に関し、具体的なイベントは以下の通りである。

１）10 月末：JCCP・サウジアラムコ共催シンポジウムへの参加(@東京)

内容：プロモーションビデオの上映、サプライチェーンに関するプレゼン等の実施

参加者：一般公開を想定

２）11 月（G20 開催前）：IEEJ-サウジアラムコ共催シンポ（@リヤド）

内容：プロモーションビデオの上映、サプライチェーンに関するプレゼン等の実施
及び、KAUST(CCRC)と AIST の技術交流セッションを加える

参加者：サウジ側：エネルギー省、サウジアラムコ、SABIC、KAPSARC、KAUST 他
日本側：IEEJ（及び IEEJ study team）、METI 他　※原則、一般公開

３）サウジアラムコ及び IEEJ の対外発表

共同あるいは個別にプレス発表を検討（7 月、10 月、11 月）する。

４）レビュー

G20 でもデモ終了後、サウジアアラムコ及び IEEJ 間で、本件責任者（トップレベル）によるレビューを行い、今後の取り組みに関し意見交換を行う。

※ 上記イベントは、コロナ感染の状況に依存するので、中止・代替(TV 会議)の可能性を考慮して柔軟に対応するものとする。

＜実施結果＞

・上記１）JCCP・サウジアラムコ共催シンポジウム、及び２）IEEJ-サウジアラムコ共催シンポはコロナ影響により中止となった。代替的に、上述のとおり、第 2 回カーボンリサイクル産学官国際会議 2020（10 月 13 日）、及び第 2 回 GAC 国際シンポジウム（10 月 14 日）において、「ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオ（予告版）」をリリースした。

・3）サウジアラムコ及び IEEJ の対外発表は、9 月、10 月、11 月、12 月に実施した。詳細は「3.2.7 ビデオ放映とマスメディア等の反応」を参照されたい。

・「日・サウジ・ビジョン 2030」第 5 回閣僚会合（12 月 15 日）には、梶山経済産業大臣、鷲尾外務副大臣、ファーレフ投資大臣、ジュベイル外務担当国務大臣他が出席するなか、日本エネルギー経済研究所 豊田正和理事長と、サウジアラムコ クウェイターCTO も参加し、豊田理事長から本プロジェクトの趣旨を 1 分ビデオとともに簡潔に説明した。その際、ファーレフ大臣から、日本エネルギー経済研究所が日サ関係進展に長年尽力してきたことに対して謝意が表明されている。

付属資料

P1

IEEJ：2020年9月掲載　禁無断転載

共同プレスリリース

2020 年 9 月 27 日

一般財団法人日本エネルギー経済研究所
サウジアラビアン・オイル・カンパニー
サウジ基礎産業公社

世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される
持続可能な社会に向けての新しい道

- *サウジアラビアから日本に向けた供給ネットワークの実証試験は順調に進む*
- *ブルーアンモニア 40 トンは既に日本に向けて出発*
- *持続可能な水素社会・炭素循環型経済（CCE）に向けて重要な一歩を踏み出す*

東京、日本発：2020 年 9 月 27 日　一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）とサウジアラビアン・オイル・カンパニー（サウジアラムコ）は、日本の経済産業省の支援を受けて、サウジアラムコグループのサウジ基礎産業公社（SABIC）と協力し、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアを日本に向けて輸送する実証試験を開始しました。ブルーアンモニアは既にサウジアラビアを出発しております。日本では、ブルーアンモニアは、燃焼時に二酸化炭素を排出しないゼロエミッション電源として、石炭との混焼用や天然ガスとの混焼用、さらには専焼用として使用される予定です。

エネルギーシステムにおいて、水素の役割に対する期待が世界的に高まる中、本日の発表が行われました。アンモニア（NH_3）は、3つの水素原子（H）と1つの窒素原子（N）からなります。世界が直面するエネルギー需要増大に対し、ブルーアンモニアは、信頼性ある、経済性の高い、そして持続可能な方法で、これに応えてゆくことができると考えます。

サウジアラビアと日本を繋ぐブルーアンモニアの供給ネットワークは、炭化水素から水素を取り出しアンモニアを合成するというプロセスばかりでなく、そのプロセスから発生する二酸化炭素（CO_2）を回収し隔離するというプロセスをも含むバリューチェーンとなっています。ブルーアンモニアは日本に輸送され、発電用途を目的とした設備で 40 トンが利用される予定です。一方、回収された CO_2 のうち、SABIC 傘下のイブンシーナの工場では、メタノール製造用の原料として 30 トンが用いられます。さらに、サウジアラムコのウスマニア油田では、石

油増産（EOR）のために 20 トンが油田に注入されます。

世界全体へと拡大した、炭素循環型経済（CCE：Circular Carbon Economy）の考え方の中には、幾つかのパスがありますが、画期的な本実証試験は、そのうちの1つを具体的に示していると言えます。一般的には、排出される CO_2 は大気に放出されるだけですが、CCE では、これと反対に、排出量の削減はもとより、分離・貯留、再利用するなど、CO_2 を1つのフローとして捉え、全体的に把握しバランスをとりながら削減していく考え方となります。

● **サウジアラムコ CTO アル・クウェイター氏**

「この世界初の実証は、サウジアラムコにとり、炭化水素が、低炭素な水素・アンモニアを生産するための、信頼性と経済性の高い原料としての可能性を示す、またとない機会であると言える。また、画期的な本実証試験が、サウジアラビアと日本両国の多地域、多産業部門における協力関係の益々の発展を確かめる機会でもある。G20 ホスト国であるサウジアラビアが率先し進めている CCE の実現の鍵は、まさに多国間の連携にある。」

● **IEEJ 理事長兼 CEO 豊田氏**

「ブルーアンモニアは、日本にとって、環境と経済を両立させつつ、ゼロカーボンエミッションを達成するという野心的な目標にとり不可欠のものである。ブルーアンモニア 3,000 万トンを発電に利用すれば、日本の発電量の約 10%を占めることになる。まずは、既設の発電所でブルーアンモニアを混焼することから始め、将来的には、ブルーアンモニア 100%の専焼に移行することになろう。日本と同様、地質上の制約から CCS や EOR を必ずしも十分に活用できない国々がある。カーボンニュートラルなブルーアンモニアは、この地域的な不整合を解消する一助となる。」

● **SABIC エネルギー効率化・カーボンマネジメント副部門長ファハド氏**

「SABIC は、水素やアンモニア製造する際に排出される CO2 を回収して、ブルーアンモニア/水素を生産する場合、現在所有している設備やインフラを効果的に利用することができる。統合化された石化設備と一体となった包括的なサプライチェーンでの我々の経験は、世界各地へブルーアンモニアを供給する際には重要な役割を演じることになろう。」

アンモニアは重量ベースで約 18%の水素が含まれます。また、既に世界的規模で化学製品として市場で取引されています。火力発電所における燃焼時には、排出される CO_2 はゼロです。また、未来において、経済性と信頼性の高い低炭素なエネルギー源として、重要な貢献ができる可能性を秘めています。三菱商事株式会社は、IEEJ スタディーチームで中核を担っていますが、他のメンバーである、日揮グローバル株式会社、三菱重工エンジニアリング株式会社、三菱造船株式会社及び宇部興産株式会社の支援・協力を受けながら、SABIC とともに、本実証試験の輸送・物流面での責務を担っております。

<サウジアラムコについて>

サウジアラムコは、総合エネルギーおよび化学分野の世界的リーダーです。当社は「Energy is opportunity」という信念に基づいて事業を展開しています。当社のグローバル・チームは、世界の原油供給 8 バレルにつき 1 バレルを生産することから、新しいエネルギー技術の開発まで、全てにおいてポジティブな影響をもたらすことを目指しています。当社はその資源をより持続可能で、より有用なものにすることに焦点を当てています。これらは世界経済に長期的な成長と繁栄をもたらすためです。www.saudiaramco.com

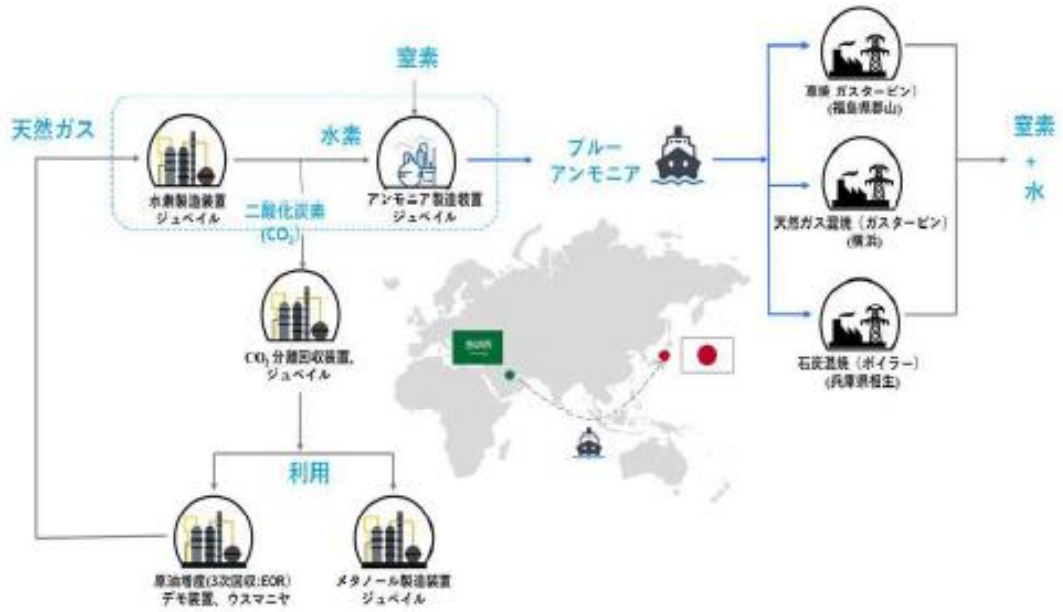
<IEEJ について>

IEEJ は、1966 年にエネルギー産業の支援のもと、民間シンクタンクとして設立されました。設立の趣旨は、日本のエネルギー需給産業の発展を確かなものとするため、ならびに、政策立案に必要なエネルギー問題を客観的に分析すること、および基礎データ・情報・レポートを発行することにより人々の生活水準を向上させるため、国民経済の観点からエネルギー分野を専門とした研究活動を行うことでした。社会ニーズの多様化に伴い、IEEJ は研究活動範囲を拡大し、エネルギーと密接に関連のある環境問題や国際協力問題にも取り組んでいます。https://eneken.ieej.or.jp/

<SABIC について>

SABIC は、サウジアラビアのリヤドに本社を持つ、様々な化学製品を取り扱う世界的な企業の1つです。米州、欧州、中東及びアジア太平洋地域で、世界的規模で、多種多様な優れた製品（化学原料、汎用品、高機能樹脂、化学肥料、金属製品等）を生産しています。SABIC は、建設、医療機器、包装、化学肥料、電気・電子部品、輸送及びクリーンエネルギーといった、主要な消費市場において、私たち顧客の皆様に対し、市場での可能性を探り、その成長の機会を促して、お手伝いをさせて頂いております。https://www.sabic.com

IEEJ：2020年9月掲載　禁無断転載



実証試験におけるブルーアンモニアのサプライチェーンのフロー図(概念図)
(実証期間：2020 年 8 月～10 月)



ブルーアンモニアを積載したタンカー(ジュベイル港、サウジアラビア)

IEEJ：2020年10月掲載 禁無断転載

プレスリリース

2020 年 10 月 13 日
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

ブルーアンモニアのサプライチェーン 実証試験に関するビデオ（予告版）リリース

- 水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道 -

1. 9 月 27 日に、一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）及びサウジアラビアン・オイル・カンパニー（サウジアラムコ）は、「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される　持続可能な社会に向けての新しい道」として、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアを日本に向けて輸送する実証試験について共同プレスリリースを実施いたしました。現在、サプライチェーンのデモストレーションは、日本国内のアンモニア燃焼試験に焦点が移りつつあります。このたび、IEEJ がサウジアラムコと協力して、実証試験の概要・コンセプトを説明するビデオを制作していますが、このうち、予告版を作成しましたので、お知らせいたします。

   ＜参考＞2020 年 9 月 27 日プレスリリース
   「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される持続可能な社会に向けての新しい道」
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9134.pdf

2. IEEJ 及びサウジアラムコが現在制作しているビデオは、2020 年 11 月 21 日よりリヤドで開催される G20 サミットで公開される予定です。完成しましたら、改めてお知らせいたします。

ビデオ(英語)（予告版）URL
https://eneken.ieej.or.jp/press/video/20201013.html

IEEJ：2019年10月掲載 禁無断転載

プレスリリース

2020 年 10 月 26 日
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験
日本国内で混焼試験を開始
-水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道-

1. 9 月 27 日に、一般財団法人日本エネルギー経済研究所（以下、「IEEJ」）及びサウジアラビアン・オイル・カンパニー（以下、「サウジアラムコ」）は、「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される　持続可能な社会に向けての新しい道」として、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアを日本に向けて輸送する実証試験について共同プレスリリースを実施いたしました（※1）。このサプライチェーンの実証試験として、本日 10 月 26 日より株式会社 IHI（以下、「IHI」）がこのブルーアンモニアの一部を 2,000kW 級ガスタービンの燃料として利用する混焼試験を IHI 横浜事業所（神奈川県横浜市）で開始します（※2）ので、お知らせいたします。

※1　2020 年 9 月 27 日プレスリリース
「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される持続可能な社会に向けての新しい道」
https://eneken.ieej.or.jp/data/9134.pdf

※2　詳細は 2020 年 10 月 23 日 IHI プレスリリースをご覧下さい
「世界初，カーボンニュートラルな「ブルーアンモニア」を利用する混焼試験を実施」
https://www.ihi.co.jp/ihi/all_news/2020/resources_energy_environment/1196925_1601.html

2. 日本に今回輸送されたブルーアンモニアは、燃焼時に二酸化炭素を排出しないゼロエミッション電源として、今回の天然ガスとの混焼用のほか、石炭との混焼用、さらには専焼用として使用される予定です。

P4

プレスリリース

2020 年 11 月 18 日
一般財団法人日本エネルギー経済研究所

ブルーアンモニアサプライチェーンの実証試験に関するビデオリリース

水素社会・炭素循環型経済に向けての持続可能な道

1. 9 月 27 日に、一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）及びサウジアラビアン・オイル・カンパニー（サウジアラムコ）は、「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される　持続可能な社会に向けての新しい道」として、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアに関する実証試験について共同プレスリリースを実施いたしました。このサプライチェーンの実証試験は、ブルーアンモニアの輸送から日本側の燃焼試験に及びます。

   ＜参考＞2020 年 9 月 27 日プレスリリース
   「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される持続可能な社会に向けての新しい道」
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9134.pdf

2. 10 月 13 日にビデオ（予告編）のプレスリリースを実施いたしましたが、このたび、IEEJ 及びサウジアラムコは実証試験内容・コンセプトを説明するビデオ（21 分 11 秒）を完成させましたので、お知らせいたします。本ビデオは、11 月 21 日よりリヤドで開催される G20 サミットで公開される予定です。

ビデオ(英語) URL
https://eneken.ieej.or.jp/movie_detail.php?movie_info__id=252

P5

プレスリリース

2020 年 12 月 16 日

一般財団法人日本エネルギー経済研究所

ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験「Petroleum Economist Awards 2020」受賞

1. 9 月 27 日に、一般財団法人日本エネルギー経済研究所（IEEJ）及びサウジアラビアン・オイル・カンパニー（サウジアラムコ）は、サウジアラビアで生産したブルーアンモニアの輸送から日本側の燃焼に及ぶ実証試験（以下「ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験」）について共同プレスリリースを実施しました。

   ＜参考＞2020 年 9 月 27 日プレスリリース
   「世界初のブルーアンモニアの輸送が開始される持続可能な社会に向けての新しい道」
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9134.pdf

2. このブルーアンモニアサプライチェーン実証試験が、世界的に著名な石油専門誌である Petroleum Economist が主催する「Petroleum Economist Awards 2020」のなかで、新境地を開拓した水素プロジェクトに授与される「Hydrogen Economist Project of the Year」をこのたび受賞しました。これは、環境と経済を両立させつつゼロカーボンエミッション達成を目指す我々のプロジェクトが高く評価されたものと考えております。

   ＜参考＞「Petroleum Economist Awards 2020」受賞者リスト
   https://www.petroleum-economist.com/awards/home

3. 12 月 15 日に開催された「日・サウジ・ビジョン 2030」第 5 回閣僚会合でも、11 月 18 日にプレスリリースしました動画の短縮版に基づき、この実証試験の意義について、当研究所 豊田正和理事長とサウジアラムコ アル・クエーターCTO が出席して説明がなされました。引き続き、当研究所は、持続

可能な水素社会・炭素循環経済(CCE)に向けて取り組んでまいります。

＜参考＞2020 年 11 月 18 日プレスリリース
「ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験に関するビデオリリース」
https://eneken.ieej.or.jp/press/press201118.pdf

【参考】「Petroleum Economist Awards」とは

1934 年創刊の世界的に著名な石油専門誌である Petroleum Economist が、毎年、石油など各分野で顕著な実績を残した人物、企業、プロジェクトに対して授与するものです。今年から、対象分野を水素などに広げ、決定方式も有識者による投票方式を採用しました。「Hydrogen Economist Project of the Year」は、22 ある授与カテゴリーの 1 つとなります。

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：日本・サウジアラビア間におけるCO_2-EOR/CCUSを利用したアンモニアサプライチェーンの実証試験

委託事業名：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）のうちＣＣＵＳ国際連携事業

受注事業者名：日本エネルギー経済研究所

頁	図表番号	タイトル
10	図 3 2	サウジアラビア～日本及び日本国内におけるサプライチェーン
23	図 4 5	Petcokeを原料としたアンモニア合成プロセスのBFD
33	図 4 6	石油コークスガス化ケースにおけるCO2削減効果
36	図 4 7	Petcokeケースのアンモニア価格出荷価格(CO2貯留コスト含む)
37	図 4 8	アンモニア価格（アジアCIF）及び天然ガス価格の推移
38	図 4 9	CO2圧入量に対するクレジット供与によるアンモニア価格の変化
39	図 4 10	石油コークスを原料としたアンモニア価格の感度分析(原料価格)
41	図 4 11	JCM方法論の対象プロジェクトの設備構成
54	図 4 12	JCMクレジットに基づくアンモニア出荷価格の感度分析
54	図 4 9	CO2圧入量に対するクレジット供与によるアンモニア価格の変化（再掲）
22	表 4 1	プラント規模および設備構成
26	表 4 2	Petcoke条件および組成
27	表 4 3	天然ガス条件および組成
27	表 4 4	製品要件および品質
28	表 4 5	CO2 Impurities
28	表 4 6	冷却水条件
29	表 4 7	電力条件
29	表 4 8	工業用水条件
30	表 4 9	CAPEX / 敷地面積
30	表 4 10	各ケースにおけるFeed & Utilities、ProductおよびEffluent
31	表 4 11	エネルギー消費
32	表 4 12	PetcokeケースのCO2バランス（炭素ベース）
34	表 4 13	概念設計の検討結果
35	表 4 14	IRRの定義
35	表 4 15	試算条件
36	表 4 16	原料価格の設定
40	表 4 17	JCM方法論の概要
42	表 4 18	本JCM方法論の適格性要件
43	表 4 19	温室効果ガス排出量と温室効果ガス
45	表 4 20	リファレンス排出量に関係するパラメータ
46	表 4 21	プロジェクト排出量に関係するパラメータ
46	表 4 22	硫黄回収工程からのCO2排出量に関係するパラメータ
47	表 4 23	補助ボイラーからのCO2排出量に関係するパラメータ
47	表 4 24	購買電力からのCO2排出量に関係するパラメータ
48	表 4 25	貯留層からの漏出CO2量に関係するパラメータ
48	表 4 26	排出削減量に関係するパラメータ
49	表 4 27	主要なデフォルト値
50	表 4 28	主要なモニタリング項目
51	表 4 29	主要なデフォルト値
52	表 4 30	主要なモニタリング項目
53	表 4 31	CO2排出削減量の試算例
56-64	付属資料	プレスリリース

Mitsubishi Research Institute, Inc.

International cooperation in CCUS, under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the capacity building program support secretariat and CEFIA Japan Secretariat)

Demonstration on ammonia supply chain between Japan and Saudi Arabia that utilizes CO_2-EOR/CCUS

Published Edition

February 19, 2021

The Institute of Energy Economics, Japan

Table of Contents

1. Introduction 1

1.1 Background and Objectives 1

1.2 Project Overview 1

2. Related Policies, Systems, Regulations, etc. 3

2.1 Background and Concept 3

2.2 Perspectives of a Circular Carbon Economy (CCE) 4

2.3 Countermeasures in a Circular Carbon Economy (CCE) 4

2.4 Discussions at G20 in 2020 6

2.5 Circular Carbon Economy (CCE) and This Demonstration Experiment 7

3. Review of Commercialization Plan 8

3.1 Logistics Operations Related to the Demonstration 8

3.1.1 Objectives of Logistics Operations 8

3.1.2 Overview of Logistics Operations 9

3.1.3 Results of Logistics Operations 10

3.2 Planning and Results of Implementation of the Production of the Promotional Video 10

3.2.1 Purposes for the Production of the Video 10

3.2.2 Overview of the Video Production (Planning and Results of Implementation) 10

3.2.3 Production of Scenarios 11

3.2.4 Filming (on Location) 11

3.2.5 Screening of Videos 12

4. Study of Issues and Countermeasures 15

4.1 Overview 15

4.1.1 Background and Significance of This Study 15

4.1.2 Overview of the Plants 18

4.2 Review of CO_2 Balance 25

4.2.1 Raw Materials, Utilities, and Products 25

4.2.2 Energy Consumption 26

4.2.3 CO_2 Balance and Reduction Effect 27

4.3 Study of Economic Feasibility 28

4.3.1 Preconditions 29

4.3.2 Estimation Method 29

4.3.3 Estimation Results 30

4.4 JCM Methodology 34

4.4.1 Overview 34

4.4.2 Study on the methodology of the project 34

4.4.3 Method of Calculation for Grasping the Degree of Contribution 43

4.4.4 Estimation of Expected Emissions Reduction 45

5. Collaboration with Partner Countries 47

5.1 Plan and Results of Implementation 47

ANNEX 48

Figures

Figure 2-1 The four “R”s in a Circular Carbon Economy (CCE) 4
Figure 3-1 Demonstration of CO_2-free ammonia production by Saudi Arabia 8
Figure 3-2 Saudi Arabia-Japan and Japan domestic supply-chain 9
Figure 4-1 Schematic Diagram of Subjects Reviewed in This Chapter 15
Figure 4-2 Jubail Industrial Area (I, II) 16
Figure 4-3 Configuration of equipment at SATORP refinery plant 17
Figure 4-4 Schematic Diagram of Economic Efficiency and CO_2 Emission Reductions from the Perspective of the Petroleum Refinery 18
Figure 4-5 BFD of Ammonia Synthesis Process with Petcoke as Raw Material 20
Figure 4-6 CO_2 Emissions Reduction Effect in the Case of Petcoke Gasification 28
Figure 4-7 Ammonia Shipping Price in the Petcoke Case (When internalizing CCS Cost) 31
Figure 4-8 Changes in Ammonia Prices in Asia and Natural Gas Prices 31
Figure 4-9 Changes in Ammonia Prices Through the Provision of CO_2 Credits to the injected CO_2 32
Figure 4-10 Analysis of Sensitivity of Ammonia Prices in the Case of Production of Petcoke (Raw Material Prices) 33
Figure 4-11 Configuration of Facilities in Target Project for JCM Methodology 35
Figure 4-12 Analysis of Sensitivity of Ammonia Shipping Prices Based on JCM Credits 46

Tables

Table 2-1 Four “R”s of the Circular Carbon Economy (CCE) and the Countermeasures 6
Table 4-1 Scale and Facilities of Plant.....19
Table 4-2 Petcoke Conditions and Composition.....22
Table 4-3 Natural Gas Conditions and Composition 22
Table 4-4 Product Requirements and Quality.....23
Table 4-5 CO_2 Impurities.....23
Table 4-6 Cooling Water Conditions 24
Table 4-7 Power Conditions 24
Table 4-8 Industrial Water Conditions.....24
Table 4-9 CAPEX / Plot Area.....25
Table 4-10 Feed & Utilities, Product, and Effluent in Each Case 25
Table 4-11 Energy Consumption 26
Table 4-12 CO_2 Balance in the Petcoke Case (Carbon Basis) 27
Table 4-13 Results of Review of Conceptual Design 29
Table 4-14 Definition of IRR.....30
Table 4-15 Estimation Conditions 30
Table 4-16 Setting of Raw Material Prices.....30
Table 4-17 Summary of the methodology 34
Table 4-18 Eligibility Criteria for this methodology 36
Table 4-19 Emission Sources and GHG Types.....37
Table 4-20 Parameters related to the reference emissions volume 38
Table 4-21 Parameters related to the project emissions volume.....39
Table 4-22 Parameters related to the volume of CO_2 emission from the sulfur recovery facilities 40
Table 4-23 Parameters related to the volume of CO_2 emission from the auxiliary boiler 40
Table 4-24 Parameters related to the volume of CO_2 emissions from the purchased power 41
Table 4-25 Parameters related to the volume of CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir 41
Table 4-26 Parameters related to the CO_2 emissions reduction 42
Table 4-27 Main default values related to the proposed methodology 42
Table 4-28 Parameters to be monitored *ex post* 43
Table 4-29 Main default values 44
Table 4-30 Main Monitoring Items.....45
Table 4-31 CO_2 Emissions Reduction Volume in This Project Based on the JCM Methodology 45

List of Units/Abbreviations

Units and abbreviations are standardized as follows in this report.

Units

Notation in this report	Meaning	Remarks
℃	degrees Celsius	
m^3	cubic meter	
MMSCFD	million cubic feet/day	Million standard cubic feet per day
km	kilometer	
kW	kilowatt	
MW	megawatt	
TPD	tons/day	
MMBTU	million British thermal units	Million British Thermal Unit

Abbreviations

Notation in this report	Official name, meaning, etc.
CO_2	Carbon dioxide
NH_3	Ammonia
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage: The recovery, use, and storage of carbon dioxide
EOR	Enhanced Oil Recovery
G20	Group of Twenty, a summit meeting of 20 key countries
SIP	Strategic Innovation Promotion Program
LPG	Liquefied Petroleum Gas
PR	Public Relations

1. Introduction

1.1 Background and Objectives

On June 11, 2019, Japan made a Cabinet decision on "The Long-term Strategy under the Paris Agreement" (hereinafter, "the Long-term Strategy"). This Long-term Strategy sets out the ultimate goal of achieving a "decarbonized society," with the ambitious target of realizing this as soon as possible in the second half of this century. At the same time, it also states clearly that Japan will take bold steps to reduce CO_2 emissions by 80% by 2050[1].

This Long-term Strategy declares that Japan will implement initiatives immediately, contribute to domestic as well as global efforts, and take action to create a bright society with hope for the future, in order to bring about the realization of a virtuous cycle of environmental protection and economic growth. It also sets out a concrete direction for the promotion of three pillars toward the realization of this virtuous cycle: the promotion of innovation, promotion of green finance, and promotion of business-led international application and international cooperation.

Of these, the promotion of innovation involves pursuing the practical application of cross-sectoral decarbonization technologies that contribute to the significant reduction of greenhouse gas emissions, the promotion of the spread of such technologies, and the realization of a feasible cost for enabling adoption in society. Carbon dioxide capture, utilization, and storage (CCUS) can be considered to be one of the important decarbonization technologies.

As Japanese corporations have an advantage in elemental technologies related to CCUS, Japan is expected to contribute to countermeasures against global warming across the world through the widespread application of CCUS technologies. On the other hand, the development of the related policies, systems, and business models toward the widespread application of CCUS are increasingly becoming an issue.

In light of the above, this project aims to create a business environment for the widespread application of private-sector-led CCUS projects that utilize JCM and other systems, in the Kingdom of Saudi Arabia (KSA), by engaging in CCUS project formation in the respective countries or regions.

1.2 Project Overview

With oil demand expected to decline significantly over the medium- to long-term, the disposal of unneeded petroleum residue (vacuum residue and petroleum coke) is likely to become a major challenge for the Kingdom of Saudi Arabia (KSA), which is considering making a shift from petroleum refining to petrochemical (integration of petroleum refining and petrochemical). An absence of changes to the continued emission of large volumes of CO_2 through captive consumption in the same way as before, coupled with the shrinking (or loss) of the residual fraction market, can only lead to economic loss. On the other hand, the power supply sector holds the key to reducing Japan's CO_2 emissions by 80% (compared to 2013), as it is responsible for about half of Japan's total CO_2 emissions. At the very least, there is a need to achieve close to zero emissions by 2050 through

[1] Furthermore, on October 26, 2020, Prime Minister Suga declared in his policy speech that the Government aims to realize a carbon-neutral, decarbonized society by 2050, reducing the total emission of greenhouse gases to zero.

some form of measures. Accordingly, the use of ammonia is considered to play an important role alongside renewable energy and the use of CCUS.

In light of the above, if it were possible to extract hydrogen through the gasification of petroleum residue and produce ammonia, and at the same time, store the associated CO_2 emissions (CCS) or use them for EOR, and further, establish a carbon-free system for the effective utilization of CO_2 (CCU), it would be an extremely valuable theme for oil-producing countries (maintenance of the economic value of hydrocarbon resources) as well as for Japan.

Against this backdrop, in the FY2019 Study on the Infrastructure Development Project for Acquisition of JCM Credits (International Cooperation in CCUS) and the Pre-Feasibility Study on Production of Carbon-Free Ammonia Centered on CCS/EOR, which the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) commissioned to the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) again, a review was conducted on the potential of commercialization centered around the following points.

- Economic efficiency of ammonia production through petroleum coke gasification
- CO_2 balance and reduction effects
- Possibility and economic efficiency of transporting CO_2 by tankers (multi-purpose vessels carrying NH_3 and LPG)
- Formulation of supply-chain demonstration plan for CO_2-free ammonia

According to the results of the review, while there are still issues that need to be resolved, it was assessed that there is strong potential for the commercialization of ammonia production through petroleum residue gasification in the mid-2020s (annual production of 1 million tons for use in ammonia co-combustion for coal-fired thermal power generation in Japan). While there is a need for policy support to realize that, at the same time, there are also many oil-consuming countries where complete, one-sided support for renewable energy, in denial of hydrocarbons and in particular, coal and petroleum, is having significant impact on public opinion. In light of this, the review recognized the need to change such mindsets. That is to say, actively promoting the message that "the use of hydrocarbons, alongside application technologies such as CCUS and EOR, can reduce CO_2 emissions," as well as working toward facilitating the understanding and spread of this message, can conversely help to pave the way toward winning government support in many countries. This therefore led to the strong recognition of the importance of conducting demonstrations of the supply-chain in a concrete and visible manner, and providing explanations. In view of the above, the targets for this fiscal year are set out as follows.

Target 1) Implement the abovementioned plan, and by utilizing EOR/CCUS, present the flow of the supply-chain in a video (production and broadcasting of promotional video) on the possibilities and future potential of methods for reducing CO_2 emissions alongside the use of petroleum and natural gas. (Hereafter, corresponds to Chapter 2, Chapter 3, and Chapter 5)

Target 2) At the same time, compile recommendations alongside the issues that remain from the study conducted last fiscal year (as shown below), and through a quantitative review of CO_2 credits, carry out preparations toward the design of systems for the development of JCM. (Hereafter, corresponds to Chapter 4)

2. Related Policies, Systems, Regulations, etc.

With regard to the Circular Carbon Economy (CCE), which is gradually becoming a core policy principle in energy policies set out by Saudi Arabia in recent years, this chapter summarizes the concepts, specific related technologies, and its importance to Saudi Arabia.

2.1 Background and Concept

Circular Carbon Economy (CCE) is an approach to reducing CO_2 emissions from a holistic viewpoint that takes a sweeping view of the overall picture, by considering and evaluating the carbon dioxide (CO_2) present in the atmosphere based on a circular structure.

As countries around the world, including Japan, are establishing the policy target of reducing greenhouse gas emissions after 2050 to substantially zero and taking earnest steps toward reducing emissions, the development and adoption of a wide range of emissions reduction technologies will become increasingly important. Until now, energy-saving technologies, renewable energy, and technologies in the nuclear power sector have played central roles as technologies for reducing emissions. However, in order to achieve ambitious emissions reduction targets going forward, there is a need to adopt a comprehensive approach that maximizes the use of all available emissions reduction technologies. In this respect, it is vital to put in place technologically neutral initiatives, such as by promoting the development and adoption of technologies that utilize fossil fuels in a decarbonized manner in the same way as for other emissions reduction technologies, as long as they contribute to substantial reduction in emissions.

In the future, even if we were to make greater progress than expected with regard to the adoption of cutting-edge technology in the energy sector, the world will still have no choice but to rely on fossil fuels for the greater part of its energy demand. For example, the International Energy Agency (IEA) predicts that fossil fuels will make up about 56% to 73% of the world's primary energy supply in 2040[2]. The U.S. Energy Information Administration (EIA) and IEEJ also estimate that global dependence on fossil fuels in 2050 will stand at 68%, and 67% to 79%, respectively[3]. If we are going to continue depending on fossil fuels in the future, the question of how we can use them in a clean way is an important issue that should be addressed from a medium- to long-term perspective as we advance efforts to reduce CO_2 emissions going forward.

In response to this need to decarbonize fossil fuels, Saudi Arabia has propounded the CCE approach as a concept for addressing climate change while using fossil fuels in a sustainable manner. The important of this concept was discussed as one of the main agenda items at the G20 Summit held in November 2020, hosted by Saudi Arabia. It has also received wide support from the leaders of major powers around the world in advancing efforts to reduce emissions going forward[4].

CCE is a concept developed based on the conventional concept of circular economy. A circular economy strives to minimize the use of resources and generation of waste through the three "R"s—Reduce, Reuse, and Recycle. CCE, on the other hand, seeks to minimize the total volume of CO_2 in the atmosphere through the 4 "R"s, adding "Remove" to the three "R"s in the circular economy concept (Figure 2-1).

---

[2] International Energy Agency, *World Energy Outlook 2020*, October 2020, p.342 and p.343

[3] U.S. Energy Information Administration, *International Energy Outlook 2019*, September 2019, Table A1. The Insttitue of Energy Economics, Japan, *IEEJ Outlook 2021*, October 2020, p.184 and p.209

[4] The communique of the G20 Leaders' Summit states, "We endorse the Circular Carbon Economy (CCE) Platform, with its 4Rs framework (Reduce, Reuse, Recycle and Remove), recognizing the key importance and ambition of reducing emissions, taking into account system efficiency and national circumstances." "Leaders' Declaration G20 Riyadh Summit," November 21-22, 2020, p.9

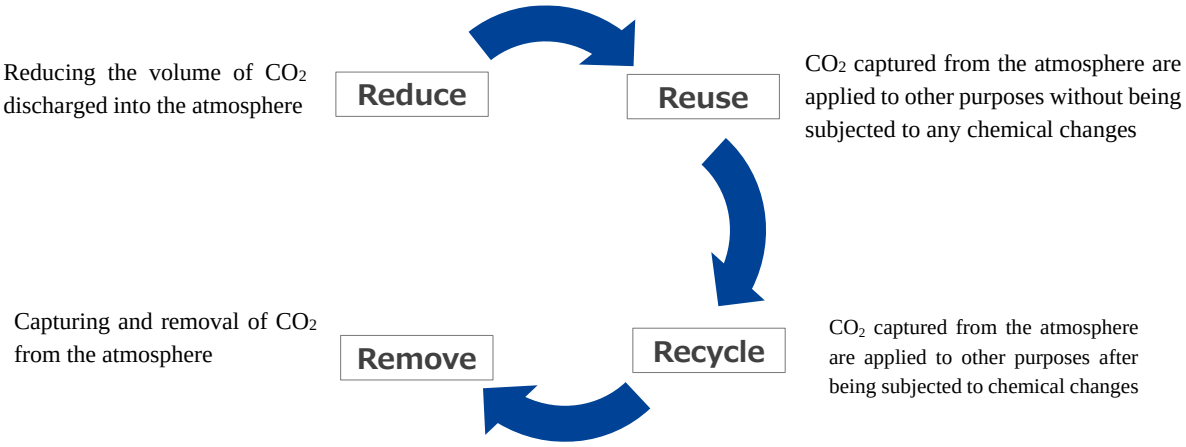


Figure 2-1 The four "R"s in a Circular Carbon Economy (CCE)
Source: Prepared by IEEJ

2.2 Perspectives of a Circular Carbon Economy (CCE)

Compared to the approach toward putting in place climate change countermeasures, which has now become the mainstream, the concept of the Circular Carbon Economy (CCE) presents two new perspectives. The first is that it advocates the holistic approach of utilizing all available energies, measures, and technologies to advance emissions reduction. The concept of CCE does not involve implementing emissions reduction measures that are fully reliant solely on zero-emission energy sources such as renewable energy; rather, it is based on the idea that we should pursue, simultaneously, emissions reduction through the decarbonization of fossil fuels. By adopting a holistic approach, it will be possible to effectively boost the volume of emissions reduced through complementary decarbonization measures for fossil fuels, even in cases where the adoption of renewable energy does not progress as expected. Through the decarbonization of energy mix in the future, the CCE approach presents an additional and complementary option in addition to so-called "green technology" such as renewable energy. In this respect, it offers a system of more comprehensive measures toward the achievement of emissions reduction targets.

The second perspective is its emphasis on "reusing" and "recycling" as response measures in advancing emissions reduction, by treating CO_2 as a resource. In conventional debates on reducing emissions, the mainstream concept was to maximize the adoption of energy-saving technologies and renewable energy, and to store the remaining amount of carbon that could not be reduced underground through CCS. As explained above, while these technologies form the core of 4R technologies, other measures that capture CO_2 emissions as a resource and reuse them for other purposes can also serve as a third or fourth option for reducing emissions. This is another new perspective presented by the CCE concept. In reality, as we shall explain later, even among 4R technologies, there are limitations to the volume of CO_2 that can be reduced through such forms of reuse and recycling. However, in realizing further emissions reduction in the future, all available technologies should be mobilized to the greatest extent possible. In addition, there is also a need to capture CO_2 emissions in society as a circular structure, and to actively pursue the parts that can be reduced through reuse and recycling. We can say that this CCE approach advocates emissions reduction based on a broader perspective, in light of the fact that the world has no choice but to continue depending on fossil fuels for our energy needs to a certain degree in the future.

2.3 Countermeasures in a Circular Carbon Economy (CCE)

The following types of countermeasures are anticipated within the four "R"s in a Circular Carbon Economy (CCE). These 4R countermeasures include measures that can be applied independently, as well as measures that are applied in parallel with other measures.

The first "R" is "Reduce." This involves reducing the volume of CO_2 emitted into the atmosphere by reducing the amount of fossil fuels used in all aspects of energy consumption. Conventional

measures such as the substitution of fossil fuels with renewable energy or nuclear power, and the promotion of energy-saving measures, are included under the “Reduce” category. The use of hydrogen—so-called “blue hydrogen”—produced by using fossil fuels as the raw material, through the method of carbon capture and storage (CCS), is important from the perspective of decarbonizing fossil fuel consumption. This blue hydrogen contributes to the reduction of CO_2 emissions by replacing fossil fuels in many sectors such as power generation, transportation, and industry.

The second “R” is “Reuse.” While the first “R” promotes the reduction of CO_2 emissions originating from fossil fuels through the method of “reduction,” “reusing” seeks to reduce emissions by capturing the remaining CO_2 discharged into the atmosphere through the use of fossil fuels, and applying this CO_2 to other uses. The specific technologies include enhanced oil recovery, which involves capturing CO_2 and using it for enhanced oil recovery technologies in oil fields, and application technologies that contribute to increasing the production of food and algae-based biofuels through the intensive use of the captured CO_2.

The third “R” is “Recycle.” While it is similar to “Reuse” in the aspect that it involves capturing emitted c and applying it to other uses, it is different in the sense that the captured CO_2 is processed chemically and converted to another substance before it is applied to other uses. Representative examples of “recycling” measures include technology for absorbing the captured CO_2 into concrete by using a special admixture, technology that synthesizes the captured CO_2 with hydrogen, subjects it to methanation, and applies the resulting product as a substitute for natural gas, technology that similarly synthesizes the captured CO_2 with hydrogen for the production of liquid fuel, and technology that converts it to methanol or other substances for use as raw materials in petrochemical products.

The fourth and last “R” is “Remove.” This involves technology that directly captures and removes the CO_2 that could not be dealt with through the countermeasures from “Reduce” to “Recycle.” Some examples of such technology include CCS technology that captures CO_2 from emission sources such as thermal power stations and buries it underground, and Direct Air Capture (DAC) technology that captures CO_2 directly from the air. Table 2-1 summarizes the representative technologies that are used in these 4R countermeasures.

Table 2-1 Four "R"s of the Circular Carbon Economy (CCE) and the Countermeasures

	Overview	Main technologies
Reduce	Reducing the amount of fossil fuels used in order to reduce the volume of CO_2 discharged into the atmosphere.	Promoting energy-saving measures Promoting the adoption of renewable energy Promoting the adoption of nuclear power Utilizing advanced ultra-supercritical coal-fired power generation Promoting the adoption of fuel-cell vehicles Hydrogen power generation Utilizing as fuel for ammonia power generation and fuel for ships Reducing the volume of cement produced using admixtures such as coal ash Reduction ironmaking process using hydrogen
Reuse	Applying CO_2 captured from the atmosphere to other uses without subjecting it to chemical changes.	Enhanced Oil Recovery (EOR) for oil fields using captured CO_2 Utilizing captured CO_2 for the cultivation of agricultural products in greenhouses with increased CO_2 concentration Utilizing captured CO_2 to increase production of raw materials for algae-based biofuels Production of jet fuels with reed as a raw material
Recycle	Applying CO_2 captured from the atmosphere to other uses by subjecting it to chemical changes.	Technology to absorb the captured CO_2 into concrete Immobilizing the captured CO_2 as carbonate Producing synthetic liquid fuel using the captured CO_2 and hydrogen as raw materials Producing synthetic methane using the captured CO_2 and hydrogen as raw materials Producing chemical raw materials using the captured CO_2 and hydrogen as raw materials
Remove	Capturing and removing CO_2 from the atmosphere.	Carbon capture and storage (CCS) Capturing CO_2 through Direct Air Capture (DAC)

Source: Prepared by IEEJ

2.4 Discussions at G20 in 2020

The concept of Circular Carbon Economy (CCE) was discussed at the T20 (Think20, a policy recommendation platform comprising think tanks from the respective countries) held with the aim of providing input to the G20 Summit, and the contents of the discussions were submitted to the actual G20 Summit as recommendations. Specifically, it was discussed in "TF2: Climate Change and Environment," one of the taskforce teams of T20, and the results of the discussion were summarized as policy recommendations in September 2020 and submitted to the G20 Sherpa's Meeting[5].

Thereafter, at the G20 Energy Ministerial Meeting held on September 28, 2020, discussions were held on CCE as a top priority issue at the meeting. The communique drawn up after the meeting also

[5] The submitted Policy Brief, titled "A CARBON MANAGEMENT SYSTEM OF INNOVATION: TOWARDS A CIRCULAR CARBON ECONOMY" (September 2020), is available at https://github.com/T20SaudiArabia/PolicyBriefs/raw/master/T20_TF2_PB4.pdf. (Accessed on January 21, 2021)

devoted the greatest space to the subject of CCE, and emphasis was placed on the effectiveness and importance of the 4R approach in CCE as a means of reducing greenhouse gas emissions that takes into account the resource reserve status as well as the politics, economy, environment, society, and risk factors that are unique to each country. Furthermore, it also mentions the potential of hydrogen, along with biofuels, as a cross-sectoral energy source in the 4R approach, and positions hydrogen as an energy source for which its development, use, and popularization should be promoted through international cooperation[6].

CCE was also covered as one of the main agenda items at the G20 Summit held from November 21 to 22, 2020. The communique drawn up after the meeting stated,

"We endorse the Circular Carbon Economy (CCE) Platform, with its 4Rs framework (Reduce, Reuse, Recycle and Remove), recognizing the key importance and ambition of reducing emissions, taking into account system efficiency and national circumstances. The CCE is a voluntary, holistic, integrated, inclusive, pragmatic, and complementary approach to promote economic growth while enhancing environmental stewardship through managing emissions in all sectors including, but not limited to, energy, industry, mobility, and food. We acknowledge, in this context, the various voluntary opportunities and their acceleration highlighted by the CCE Guide.[7]*"*

Hence, CCE, as an important approach for advancing climate change measures going forward, has gained the endorsement and support of leaders of major global powers.

2.5 Circular Carbon Economy (CCE) and This Demonstration Experiment

In the sense that ammonia, as a zero-carbon fuel, is used as a substitute for fossil fuels, this demonstration experiment on ammonia supply-chain using CO_2-EOR/CCUS held in Saudi Arabia and Japan, could be described as a typical project aimed at achieving decarbonization of fossil energy, which is precisely the goal of the Circular Carbon Economy (CCE) concept. While diverse technologies have been adopted in this demonstration experiment, if we were to consider it based on the aforementioned 4R framework, the process of first capturing CO_2 at the stage of blue hydrogen production, followed by the stage of applying that to enhanced oil recovery in the Uthmaniyah oil fields, corresponds to "Reuse" or the use of CO_2 in its original form for another purpose. The stage of using the similarly captured CO_2 for methanol production corresponds to "Recycle" in the sense that the CO_2 is processed and undergoes chemical changes. Next, the stage of exporting that to Japan and using it as a substitute for fossil fuels corresponds to "Reduce." In the future, if CCS that involves only storage were added, instead of EOR, then technologies that correspond to "Remove" would also be included. This demonstration experiment is highly compatible with the policy of Saudi Arabia, which promotes CCE, while active policy efforts by the Saudi Arabian government toward early commercialization can also be expected in the future.

[6] The original text is, "We acknowledge the potential of hydrogen as a clean energy carrier as a cross-cutting among the 4Rs and we will strengthen international collaboration to advance its development, usage and dissemination." "G20 Energy Ministerial Meeting Communique," September 28, 2020, p.3. Full text available at "G20 Energy Ministerial Meeting," https://www.mofa.go.jp/mofaj/press/release/press4_008798.html (Accessed on January 12, 2021)

[7] The Japanese translation is a provisional translation by the Ministry of Foreign Affairs (MOFA). "Leaders' Declaration G20 Riyadh Summit," November 21-22, 2020, p.9. The full text and translation of the communique are available at the MOFA website, "G20 Riyadh Summit," https://www.mofa.go.jp/mofaj/ecm/ec/page6_000479.html (Accessed on January 12, 2021)

3. Review of Commercialization Plan

3.1 Logistics Operations Related to the Demonstration

3.1.1 Objectives of Logistics Operations

For a purpose of the G20 that was planned to be held in Riyadh in November 2020, we aimed to put into action the logistics operations for a demonstration of the entire supply-chain, and at the same time, to communicate this to the world (using a promotional video). (Refer to Figures 3-1, 3-2). Specifically, it intended to publicize and promote the feasibility and future potential of the method of utilizing EOR/CCUS to reduce CO_2 emissions while using petroleum and natural gas, with a focus on the following three points.

(1) Produce a new CO_2-free fuel, ammonia (NH_3), using petroleum residue, and to establish frameworks for promoting technological development and financial support (CO_2 credits, certification systems, etc.) for this new fuel.
(2) Promote ammonia co-combustion in coal-fired thermal power in developing countries (with Japan), based on Japan's excellent "clean coal technologies," and provide support to realize a balance between reducing CO_2 emissions and economic growth through the use of hydrocarbons.
(3) As a theoretical foundation for the abovementioned recommendations, strive to refine and popularize the Circular Carbon Economy (CCE) approach through the joint efforts of Japan and Saudi Arabia, and recommend a balanced direction that includes renewable energy and nuclear power.

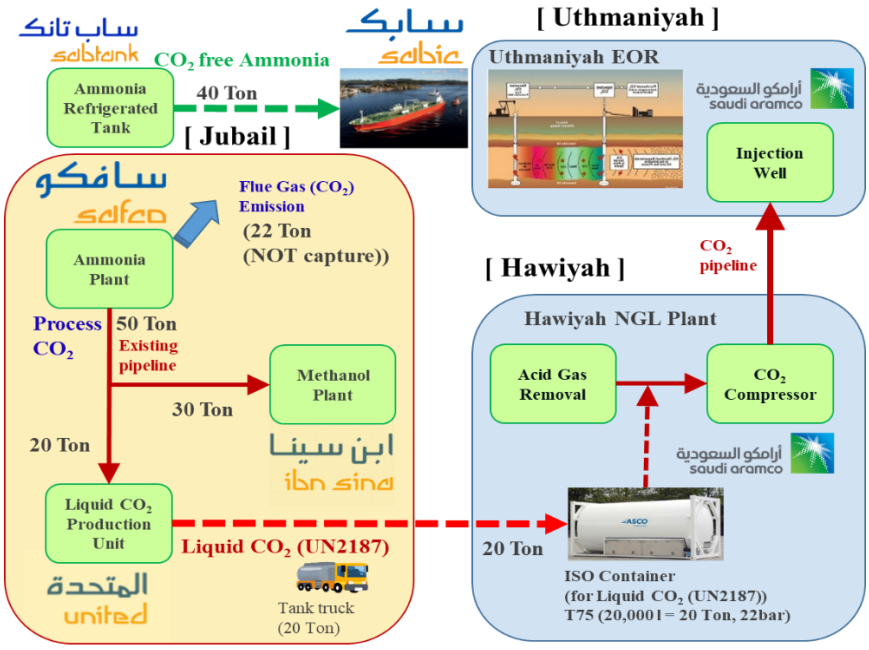


Figure 3-1 Demonstration of CO_2-free ammonia production by Saudi Arabia

Source: Prepared by Mitsubishi Corporation

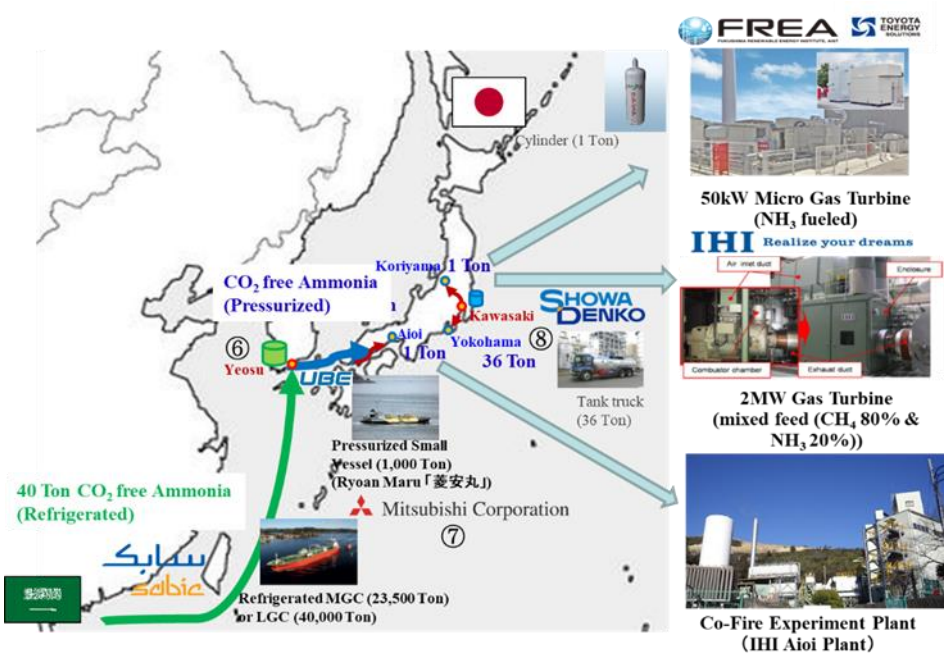


Figure 3-2 Saudi Arabia-Japan and Japan domestic supply-chain

Source: Prepared by Mitsubishi Corporation

3.1.2 Overview of Logistics Operations

Concerning the Demonstration experiment on ammonia supply-chain between Japan and Saudi Arabia that utilizes CO_2-EOR/CCUS for the FY2020 study on infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility study for JCM (including CCUS)), which was commissioned to the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) via Mitsubishi Research Institute, Inc. by the Global Environmental Affair Office, Industrial Science and Technology Policy and Environment Bureau of METI, Mitsubishi Corporation had been commissioned to implement the logistics plan for the demonstration that constitutes a part of this project.

With the cooperation of Saudi Basic Industries Corporation (hereinafter, "SABIC"), Mitsubishi Corporation utilized its existing commercial distribution system for anhydrous ammonia, and conducted the following work.

(i) Purchase and maritime transportation of CO_2-free ammonia to Japan

(ii) Domestic transportation of CO_2-free ammonia within Japan

(iii) Commissioning of the ammonia combustion demonstration experiment at the Fukushima Renewable Energy Institute (FREA, under the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)), lead by Toyota Energy Solutions Inc.

(iv) Purchase and land transportation of liquefied CO_2

(v) Arrangements for receiving facility for liquefied CO_2 at Saudi Aramco's Hawiyah NGL Plant

(vi) Support for the receiving of liquefied CO_2 by Saudi Aramco

(vii) Logistics-related support for the production of the publicity video

A Memorandum of Understanding (MOU) was concluded with SABIC for the purpose of the implementation of the demonstration. In addition, Saleh & Abdulaziz Abahsain (hereinafter, "Abahsain") was hired as the consultant for all the work ((iv), (v), (vi)) related to liquefied CO_2 in Saudi Arabia.

3.1.3 Results of Logistics Operations

The impact of the COVID-19 pandemic led to delays in the logistics operations, particularly on the Saudi Arabia end, but the supply of ammonia to the demonstration plant in Japan was completed successfully.

This demonstration experiment was awarded the Hydrogen Economist Project of the Year that commends ground-breaking hydrogen projects, as a part of the Petroleum Economist Awards 2020[8] organized by Petroleum Economist, a globally renowned petroleum journal.

3.2 Planning and Results of Implementation of the Production of the Promotional Video

3.2.1 Purposes for the Production of the Video

A logistics plan for the demonstration of the entire supply-chain was prepared (the broad framework was confirmed last fiscal year), with the G20 Summit scheduled to be held in Riyadh in November 2020 as one of the goals. In tandem with the implementation of the plan, a second aim was also to communicate and publicize the project to the world (through the use of the promotional video).

3.2.2 Overview of the Video Production (Planning and Results of Implementation)

(1) Target Audience of the Video

<Plan>

- Politicians, government officials, corporations, experts, press, and others who have an impact on energy and economic policies, participating in the G20 scheduled to be held in Riyadh on November 21, 2020,
- To provide the video for presentation at conferences, seminars, and other events convened by politicians, government officials, academia, and members of the press, as above.

<Results of Implementation>

・Mainly for politicians and government officials, Chairman TOYODA Masakazu of IEEJ and CTO Ahmad Al-Khowaiter of Saudi Aramco participated in The Fifth Ministerial Meeting on "Saudi-Japan Vision 2030" (December 15) attended by Mr. KAJIYAMA Hiroshi, Minister of Economy, Trade and Industry and Mr. WASHIO Eiichiro, State Minister for Foreign Affairs, and H.E. Eng. Khalid Al-Falih, Minister of Investment of Saudi Arabia and H.E. Dr. Adel Al-Jubeir, State Minister for Foreign Affairs. Then Chairman TOYODA presented a one-minute video and a brief explanation of this project.

・Mainly for corporations, experts, press, and others who have an impact on energy and economic policies, the video was released at the Second International Conference on Carbon Recycling 2020 and the Second GAC International Symposium. They became alternative opportunities of the planned 1) Symposium co-hosted by JCCP and Saudi Aramco, and 2) Symposium co-hosted by IEEJ and Saudi Aramco, which were cancelled due to the COVID-19 pandemic.

・For all stakeholders who could affect the policies, public announcements by IEEJ and/or Saudi Aramco were released in September, October, November, and December.

[8] The Petroleum Economist Awards is presented by Petroleum Economist, the globally renowned petroleum journal founded in 1934, to individuals, corporations, and projects that have achieved remarkable results in the petroleum field and other sectors every year. Since 2020, it has expanded its target fields to include hydrogen and other areas, while awardees are selected through voting. The Hydrogen Economist Project of the Year is one of 22 commendation categories.

(For details such as responses to the video release, please refer to 3.2.5. Screening of the Videos and 5.1 Plan and Results of Implementation.)

(2) Contents of the Video

<Plan>
To film at key sections of the supply-chain (such as the respective plants), comprising interviews and dialogues with experts and policymakers.
<Results of Implementation>
It was difficult to hold dialogues due to the COVID-19 pandemic, but the filming of experts, etc. and interviews went according to plan.

(3) Types of Videos Produced

<Plan>
The following two types of videos will be produced, corresponding to the aforementioned items.

- Videos with a duration of about 5 to 10 minutes
- Videos with a duration of up to 15 minutes, focusing on interviews and commentaries

However, preview versions of these videos will also be produced (computer-based, about 2 minutes each).
<Results of Implementation>
Two types of videos, with duration of about 5 minutes and about 20 minutes, were produced. (However, a one-minute video for the Fifth Ministerial Meeting on "Saudi-Japan Vision 2030" was produced by IEEJ.)

3.2.3 Production of Scenarios

(1) Production of Scripts

<Plan>

- After coverage and compilation of data, the scripts will be produced in English, incorporating the components and objectives the videos.
- The scale of the videos will be determined when the scripts were confirmed.
- The results of the preliminary inspections of shooting locations will be incorporated into the scripts.
- In line with the scripts, the contents of the location shoots will be determined, computer graphics produced, and arrangements made to obtain video materials.

<Results of Implementation>
As planned.

3.2.4 Filming (on Location)

<Plan>

- The location shoots are basically carried out by IEEJ, the Chief Producer (or Producer), Director, Assistant Director, and camera, audio, and lighting staff.
- Depending on the situation at the location, the number of people may be reduced.
- The plan is to film the relevant facilities and interviews at the following eight locations.

  - ✓ JGC Corporation (Yokohama Head Office)
  - ✓ IHI (Aioi Works)

- ✓ IHI (Yokohama Works)
- ✓ Ube Industries (Ube Head Office and Plant)
- ✓ Green Ammonia Consortium (GAC) (the corporate name changed to Clean Fuel Ammonia Association on January 14, 2021) at Tokyo Gas Head Office
- ✓ National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST, FREA Koriyama)
- ✓ Mitsubishi Corporation (Marunouchi Head Office)
- ✓ Professor Kenichi Aika (Professor Emeritus, Tokyo Institute of Technology), JST at Tamachi

<Results of Implementation>

- Due to the impact of the COVID-19 pandemic, the location shoots were carried out with the smallest number of people possible. In principle, they were carried out by IEEJ, Director, and camera and audio/lighting staff. However, for location shoots that involved overnight stays, the Producer was also included in the unlikely event that the Director became unable to work.
- Preliminary inspections of the location site and the actual location shoot were carried out at the locations for the filming of the relevant facilities (IHI Aioi, IHI Yokohama, Ube Industries' Fujimagari Plant, AIST FREA Koriyama).
- The eight location shoots were carried out as follows, largely according to plan.
  - ✓ August 3: Preliminary inspection of the IHI Yokohama Office site
  - ✓ August 6: Actual location shoot at Green Ammonia Consortium (GAC): at the Tokyo Gas Head Office
  - ✓ August 6: Actual location shoot with Professor Kenichi Aika (Professor Emeritus, Tokyo Institute of Technology) at the Tokyo Gas Head Office site
  - ✓ August 11: Actual location shoot at the IHI Yokohama Works site
  - ✓ August 14: Actual location shoot at the JGC Corporation Head Office site
  - ✓ August 17: Preliminary inspection of the AIST FREA site
  - ✓ August 21: Preliminary inspection of the IHI Aioi Works site
  - ✓ August 24: Preliminary inspection of the Ube Industries Fujimagari Plant site
  - ✓ August 25: Actual location shoot at the AIST FREA site
  - ✓ August 26: Actual location shoot at the Mitsubishi Corporation Head Office site
  - ✓ August 27: Actual location shoot at the IHI Aioi Works site
  - ✓ August 28: Actual location shoot at the Ube Industries Fujimagari Plant site

3.2.5 Screening of Videos

(1) Press Release

IEEJ and Saudi Aramco issued a joint press release about this project on September 27, while IEEJ issued independent press releases on October 13 and 26.

1) Joint Press Releases

The joint press release issued by IEEJ and Saudi Aramco on September 27 was released by IEEJ in both Japanese and English, and by Saudi Aramco in English only.

a. IEEJ press release (Japanese)

"Sekai hatsu no buru ammonia no yuso ga kaishi-sareru – Jizoku kano na shakai ni mukete no atarashii michi" (World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future)

b. IEEJ press release (English)

"World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future" (See ANNEX P1.)

c. Saudi Aramco press release (English)

"World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future"
<https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment>

2) Independent Press Releases

The independent press release issued by IEEJ on October 13 was released in both Japanese and English.

a. IEEJ press release (Japanese)

"Buru ammonia no sapurai-chen, Jissho shiken ni kansuru bideo (yokokuban) ririsu – Suiso shakai/Tanso junkan gata Keizai ni mukete no jizoku kano na michi" (On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain – A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy)

b. IEEJ press release (English)

"Preview Video Release
On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy" (See ANNEX P2.)

The press release issued by IEEJ on October 26 was released in both Japanese and English.

c. IEEJ press release (Japanese)

"Buru ammonia sapurai-chen no jissho shiken, Nihon kokunai de konsho shiken wo kaishi - Suiso shakai/Tanso junkan gata Keizai ni mukete no jizoku kano na michi" (On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain, Launch of a Combustion Test inside Japan –A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy)

d. IEEJ press release (English)

"On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
Launch of a Combustion Test inside Japan
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy" (See ANNEX P3.)

The press release issued by IEEJ on November 18 was released in both Japanese and English.

e. IEEJ press release (Japanese)

"Buru ammonia no sapurai-chen, Jissho shaken ni kansuru bideo ririsu – Suiso shakai/Tanso junkan gata Keizai ni mukete no jizoku kano na michi" (On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain –A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy)

f. IEEJ press release (English)

"Video Release
On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy" (See ANNEX P4.)

The press release issued by IEEJ on December 16 was released in both Japanese and English.

g. IEEJ press release (Japanese)

"Buru ammonia sapurai-chen jissho shiken 'Petroleum Economist Awards 2020' jyusho" ('Petroleum Economist Awards 2020' On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain)

h. IEEJ press release (English)

"'Petroleum Economist Awards 2020'
On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain" (See ANNEX P5.)

(2) Release of Videos

The preview version of the video on the Blue Ammonia Supply Chain Demonstration was released on October 13 at the Second International Conference on Carbon Recycling 2020 held on October 13.
https://carbon-recycling2020.go.jp/movie/

The preview version of the video on the Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain Demonstration was released on the IEEJ website on October 13.
https://eneken.ieej.or.jp/press/video/20201013.html

The preview version of the video on the Blue Ammonia Supply Chain Demonstration – A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy was released on October 14 at the second GAC International Symposium held by the Green Ammonia Consortium.

The video on the Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain – A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy, was released on the IEEJ website on November 18.
https://eneken.ieej.or.jp/movie_detail.php?movie_info__id=252

4. Study of Issues and Countermeasures

4.1 Overview

The purpose of this year's study is to deepen the results of the study in 2019 by focusing on petroleum coke (hereinafter, "petcoke") gasificaion. IEEJ reviewed the premises, simulation, and analysis of the 2019 study and conducted additional studies on the following points:

(Newly studied research items)

1. The study about CO_2 storage which is outsourced to external organization in the 2019 study is integrated into this study about ammonia production plant, as shown in Figure 4-1. (See Section 4-2.)
2. Cost analysis includes CO_2 storage, as shown in Section 4.3.
3. A Joint Crediting Mechanism (JCM) methodology about this system is built, considering future refinement of process data, such as CO_2 emission. (See Section 4.4.)
4. Benefits of avoiding losses at refineries by which petcoke is converted from conventional consumer sales to ammonia production feedstocks are studied. (See Section 4.1 and 4.5).

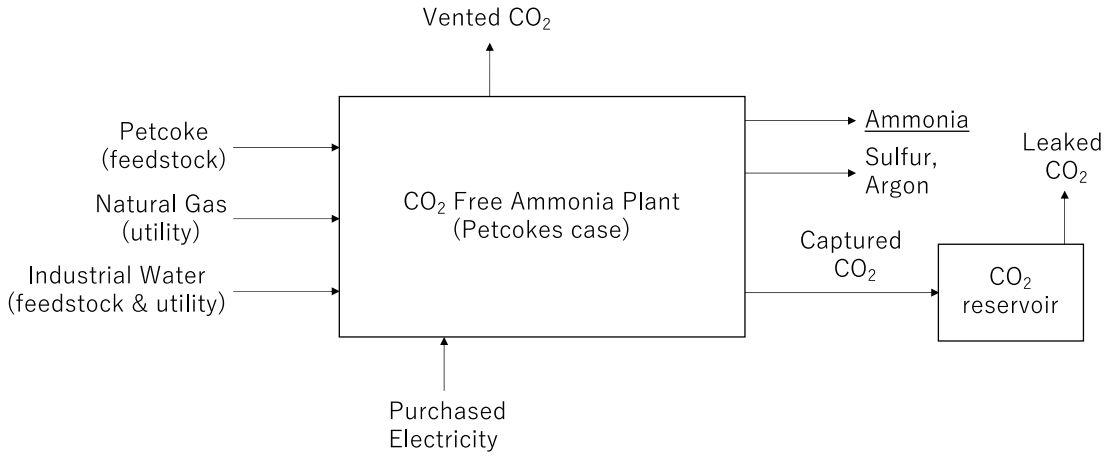


Figure 4-1 Schematic Diagram of Subjects Reviewed in This Chapter

Source: Prepared by IEEJ

In this chapter, some topics of 2019 study are reviewed for better understanding of this study.

4.1.1 Background and Significance of This Study

(1) Al-Jubail and the Petrochemical Industry

Al-Jubail used to be no more than a small fishing village located along the Persian Gulf. At the start of the 1970s, the Royal Commission was established by Saudi Arabian government, and Jubail Industrial City was constructed as an industrial district. As shown in Figure 4-2, Jubail II Industrial Area is currently under development. Al-Jubail is located at the terminal of a natural gas supply network known as the "Master Gas System." As gas for sale (methane), NGL (ethane, propane, butane), and natural gasoline are supplied through pipelines, there is no need to construct new supply pipelines in the Al-Jubail area.

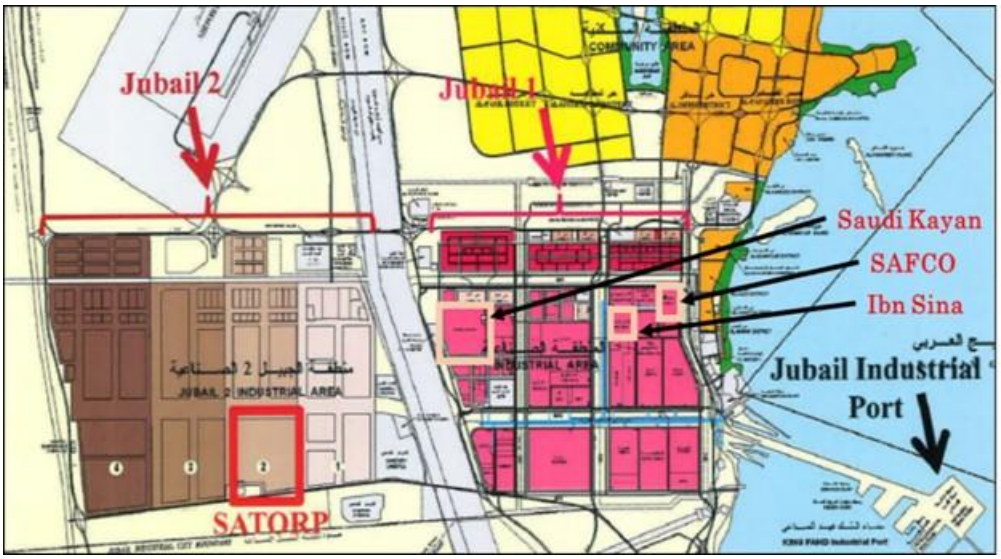


Figure 4-2 Jubail Industrial Area (I, II)

Source: Edited by IEEJ, based on a map prepared by the Royal Commission

Moreover, the plants (factories) located in this area do not need to provide for their own utility facilities—that is, produce industrial water or cooling water—wastewater treatment facilities, and maritime shipping facilities. In addition, Saudi Basic Industries Corporation (SABIC) has installed independent CO_2 pipelines in this area, and the Saudi Arabian Fertilizer Company (SAFCO), under the umbrella of SABIC, uses these pipelines to procure CO_2 and produce urea. The methanol manufacturer, IBN SINA, and polycarbonate manufacturer, SAUDI KAYAN, also use these pipelines to procure CO_2. In addition, SAFCO owns maritime shipping facilities for ammonia.

If CO_2-free ammonia production facilities were established in this area, it would be possible to share the use of existing ammonia shipping facilities, as well as connections with pipelines in the region and pipelines leading to oil fields and CO_2 storage sites, thereby enjoying many facility-related benefits.

(2) Al-Jubail and Petroleum Refining

1) Saudi Aramco Total Refining and Petrochemical (SATORP)

The production capacity for crude oil in Saudi Arabia remains largely unchanged. However, its production capacity for light crude oil is declining, while that for heavy crude oil, which is the base for producing Arabian Heavy and Arabian Medium (heavy oils with high sulfur content), is increasing. On the other hand, the international market favors light crude oil, leading to a glut of heavy crudes and growing price gaps between light crudes and heavy crudes. In light of this, Saudi Arabia has taken the direction of processing heavy crude oil, which is going through a slump in sales, domestically. It has established the following refineries specializing in the processing of Arabian Heavy.

- Saudi Aramco Total Refining & Petrochemical Company (SATORP)
  (Joint venture between Saudi Aramco and Total: Jubail II)
- Yanbu Aramco Sinopec Refining Company (YASREF)
  (Joint venture between Saudi Aramco and Sinopec)

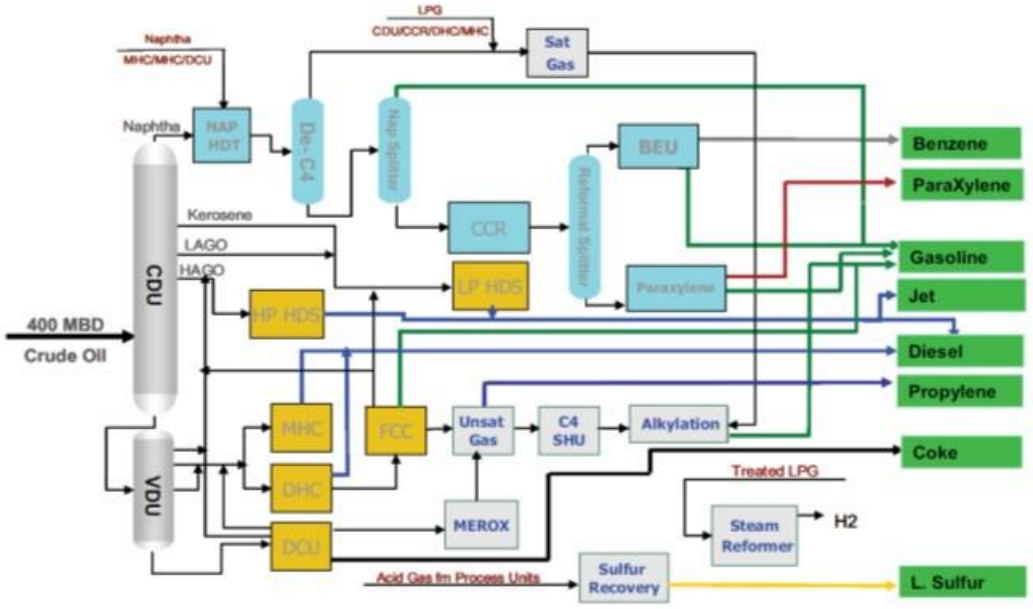


Figure 4-3 Configuration of equipment at SATORP refinery plant

Source: SATORP website (http://theoildrum.com/pdf/theoildrum_9193.pdf) (Accessed on February 1, 2020)

As shown in Figure 4-3, these are "bottomless" refineries that process the heavy crude oil, Arabian Heavy, and products including sulfur-free gasoline and middle distillates are exported. They are also moving forward on integration with petrochemical. The vacuum residue produced in the refineries are all broken up using a delayed coker, then exported to countries such as China and India as petcoke.

Unlike petroleum products and coal, it is difficult to capture the situation for petcoke statistically. Statistics for each country are also inadequate, making it impossible to grasp the macro situation in the export destinations. However, SATORP officials explain that they recognize that the market for high-sulfur petcoke is gradually shrinking due to the increasingly stringent environmental regulations. On the other hand, the fact remains that supply pressures are growing, based on announcements on the strengthening of crude oil processing capacity and the accompanying reinforcement in the capacity of delayed cokers.

It is vital for the refineries to process vacuum residue in order to continue stable operations. Accordingly, switching from a petcoke market with growing uncertainty, to the supply of raw materials (gasification) for the production of ammonia as a new fuel source, can be considered a proposition that is worth considering for the refineries.

(3) Establishment of Gasification Plants for Petcoke

Jubail Industrial Area (II) could be described as the ideal site, with the availability of existing pipelines and export terminals for shipping the ammonia produced, the relatively close location of CO_2 storage sites, and further, the ability to utilize pipelines in the area to apply the captured CO_2 to CCU. Of even greater importance is the presence of neighboring refinery (SATORP) that owns a delayed coker that can produce and offer stable supplies of petcoke, making it possible to establish a gasification plant next to it.

(4) Significance of This Study, and the Value of Petcoke Gasification from the Perspective of the Refinery

The sales channels, from the perspective of a refinery, are described below and illustrated in Figure 4-4.

- Switch from the sale of petcoke as a fuel, to the sale of it as a raw material for gasification to

produce ammonia. This may enable refiners to avoid opportunity losses due to the shrink of the petcoke market as a fuel.

- Ammonia production plants separate, capture, and store CO_2, and initially sell ammonia as CO_2-free or low-carbon fuel for co-combustion in coal-fired thermal power generation.

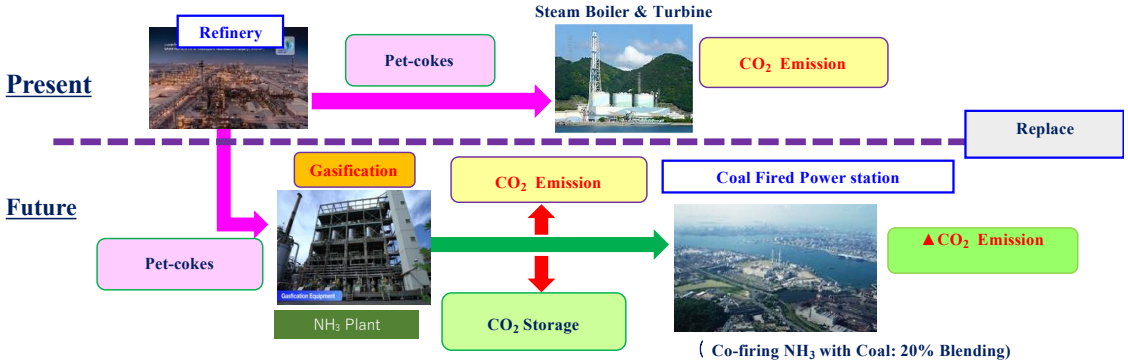


Figure 4-4 Schematic Diagram of Economic Efficiency and CO_2 Emission Reductions from the Perspective of the Petroleum Refinery

Source: Prepared by IEEJ

Ammonia production plants are dependent upon the ability to sell ammonia at the anticipated export prices, in order to secure the necessary profitability (economic efficiency) and guarantee investors of their profits. However, as they will be competing in a market with producers that manufacture ammonia by reforming natural gas, they may not necessarily be able to achieve the guaranteed price level (it may be exported at lower prices). There is a need to reduce costs as far as possible, such as by integrating the management of the ammonia production plant and the refinery.

Furthermore, as CO_2 recovery rate and economic efficiency have a trade-off relationship, and it is not possible to capture CO_2 to an extent that exceeds the level of economic efficiency. As Natural Gas case of FY2019 study[9], it may be possible to achieve an extremely high CO_2 recovery rate of 95% to 98% for natural gas. On the other hand, the overall high costs for petcoke, including the cost of the gasification furnace, would result in a loss of economic efficiency if an attempt were made to pursue such a high CO_2 recovery rate. However, if the government or other organization were to offer some form of CO_2 credits, it should be possible to ease this economic constraint.

In view of the above, this study has organized the basic stance concerning the conceptual design and economic efficiency of ammonia production plants as follows.

- Prioritize economic efficiency, and keep CO_2 recovery rate within a moderate range (recovery rate of 70% to 80%).
  (1) Capture only the CO_2 that is discharged through the gasification process.

4.1.2 Overview of the Plants

(1) Scale and Facilities of Plants

In this study, an estimate was drawn up for the level of CAPEX and quantity of Feed/Product/Utility required for carbon-free ammonia production plants using petcoke as a raw material, and which are operated at a scale of 3,300 MTPD. With regard to the capturing of CO_2 from the emissions gases, in the case of petcoke, the volume of CO_2 contained in emissions gases, as a percentage of the CO_2 generated through the entire ammonia production process, is not taken into consideration as it is

[9] FY2019 Study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (International cooperation in CCUS) Report, Pre-Feasibility Study on Production of Carbon-Free Ammonia Centered on CCS/EOR

relatively low. Other conditions taken into consideration have been summarized in Table 4-1. Hereafter, information pertaining to the case of natural gas, which was reviewed in FY2019, will also be included where necessary to facilitate a comparison of facility costs and specifications. For details on the case of natural gas, please refer to the FY2019 Report[9].

Table 4-1 Scale and Facilities of Plant

	Study Case	Reference Case 1
Feed	Petroleum coke (Petcoke)	Treated natural gas
Total Ammonia Production	3,300 MTPD[10]	
H_2 Production, and Train Number	Gasifier, 50% x 3 Trains	Reformer, 100% x 1 Train
Utility Facility	1 Train	
Flue Gas CO_2 Recovery Unit	Not Recovered	1 unit
Power Supply	Import	No import
Ammonia Storage Tank at Production Site	7 days ammonia production capacity, 12,000 ton x 2	
Ammonia Storage Tank at Loading Facility	30 days ammonia production capacity, 50,000 ton x 2	
Ammonia Export Pipe Line	30km	
CO_2 Pipe Line	60km	60km

Source: Partially edited based on FY2019 Report

(2) Overview of BFD and Each Process

Figure 4-5 shows the subject of this study, which is the BFD of carbon-free ammonia production plants that use petcoke as the raw material.

[10] Stream Factor = 0.913 (8,000 hour/year)

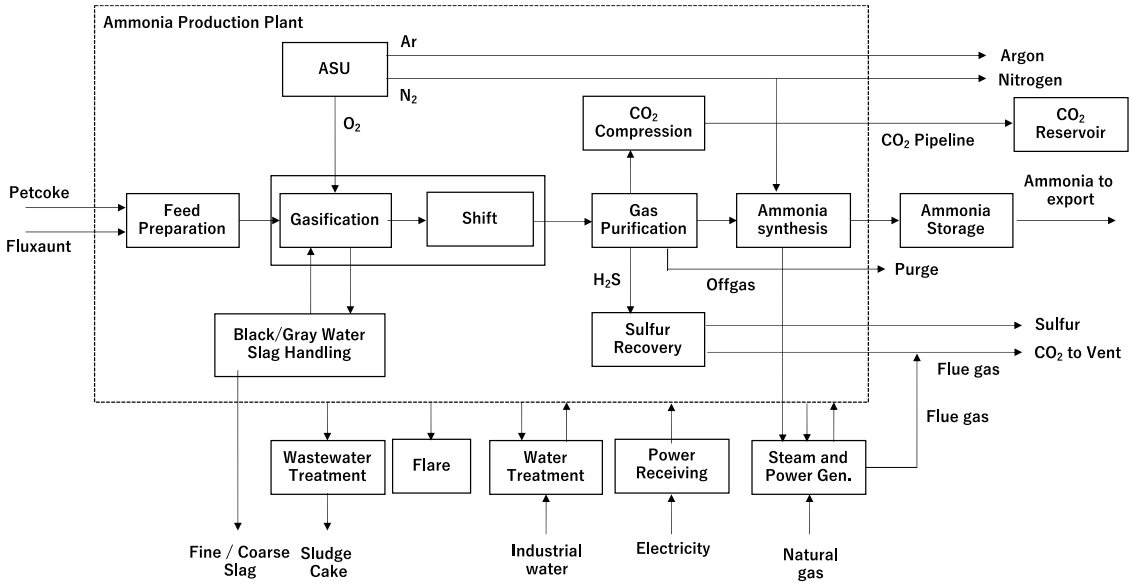


Figure 4-5 BFD of Ammonia Synthesis Process with Petcoke as Raw Material

Source: Edited and prepared based on the FY2019 Report

1) Raw Material Preprocessing Unit

The raw material, petcoke, and fluxaunt, which is used to lower the melting point in the gasification furnace, are ground into fine particles and subjected to slurrying in preparation for supply to the gasification unit. Slurry feed is used because it makes the raw material easier to handle than dry feed, because ammonia synthesis in the downstream process takes place at high pressure and the pressure in the gasification furnace can be raised using a pump, and because it is suitable for an ammonia production process that requires only hydrogen since synthesis gases can be obtained at a high H_2/CO ratio.

2) Gasification Unit

The slurry feed obtained through the raw material preprocessing, and oxygen from the air separation unit, are supplied to a gasification furnace with a direct quench system. In the gasification furnace, synthesis gases (H_2 and CO) are manufactured through partial oxidation reaction of petcoke, while the solids that accompany the synthesis gases are removed by the scrubber downstream.

3) Black/Gray Water Unit, Slag Handling Unit

The ash contained in the petcoke are recovered as slag from the bottom part of the gasification furnace. This ash is supplied to this unit alongside the water that is extracted at the same time, and wastewater treatment as well as slag recovery are carried out.

4) Water Gas Shift Unit

Of the synthesis gases produced in the gasification furnace, CO is converted to hydrogen and CO_2 through shift reaction with water. The trace amounts of COS contained in the gases are subjected to hydrolysis in a COS reactor downstream of the shift, and converted to H_2S and CO_2.

5) Gas Purification Unit

The H_2S and CO_2 contained in the synthesis gases are removed, and purification is then carried out. The H_2S and CO_2 removed are supplied to the sulfur recovery equipment and CO_2 compression unit respectively. After the removal of H_2S and CO_2, the gases are further purified through the purification process. As the off gas discharged during the purification process contains hydrogen, it is supplied to the steam and power unit and used as boiler fuel.

6) Sulfur Recovery Equipment

H_2S supplied from the gas purification unit is converted to sulfur through this unit, and recovered as molten sulfur.

7) CO_2 Compression Unit

CO_2 supplied from the gas purification unit is subjected to pressurization in this unit until it reaches the pressure level necessary for CCS. It is then dehydrated.

8) Ammonia Synthesis Unit

Ammonia is synthesized through the gases purified in the gas purification unit (mainly hydrogen), and the nitrogen produced in the air separation unit. A part of the hydrogen and nitrogen are converted into ammonia in the ammonia synthesis reactor, then cooled downstream and separated into liquid ammonia and unconverted gases. The liquid ammonia is sent to an ammonia storage tank, and the unconverted gases are recycled and supplied again to the ammonia synthesis reactor. Some of the recycled gases are purged to prevent the build-up of impurities. However, after the ammonia has been recovered, the purged gases are supplied to the steam and power unit, then used as boiler fuel.

9) Ammonia Storage Tank

The liquid ammonia is stored. In this study, it was assumed that both the ammonia production plant and shipping port have ammonia storage tanks.

10) Air Separation Unit

Oxygen intended to be supplied to the gasification furnace, and nitrogen to be used as a raw material for ammonia synthesis, are produced. The argon that is produced at the same time was considered to be a product.

11) Other Utilities

Other utilities considered to be necessary are: wastewater treatment, flare, water treatment, IA/PA, cooling water, fire extinguishing equipment, power receiving facilities, and steam and power unit.

(3) Plant Design Conditions

1) Raw Materials

Table 4-2 and Table 4-3 show the raw material conditions and composition of petcoke and natural gas respectively.

Table 4-2 Petcoke Conditions and Composition

Item	Unit	Value
Ash content (dry basis)	wt%	0.18
HGI		63
Moisture Content	wt%	7.9
Size Distribution		
+4.75(mm)	wt%	21.4
-4.75(mm)	wt%	78.6
C content	wt%	86.5
H content	wt%	3.6
N content	wt%	1.0
O content	wt%	0
S content (dry basis)	wt%	8.9
Volatile content (dry basis)	wt%	11.92
Gross Calorific Value	BTU/Lb	15282
Gross Calorific Value	kcal/kg	8490
Net Calorific Value	BTU/Lb	14929
Net Calorific Value	kcal/kg	8294
Fixed Carbon	wt%	87.77
Bulk Density	g/cm^3	0.9
Nickel	mg/kg	66
Vanadium	mg/kg	233
Sodium	mg/kg	16
Silica	mg/kg	88

Source: FY2019 Report

Table 4-3 Natural Gas Conditions and Composition

Item	Unit	Value
Pressure	kg/cm^2, G	20
Temperature	℃	46
Composition		
CH_4	mol%	96.1935
C_2H_6	mol%	2.6102
C_3H_8	mol%	0.1483
H_2	mol%	
N_2	mol%	0.2507
H_2S	mol%	0.0005
O_2	mol%	
CO/CO_2	mol%	0.7504
H_2O	mol%	
ETHYLENE	mol%	
PROPENE	mol%	
IBUTENE	mol%	
IBUBANE	mol%	0.0158
BUTANE	mol%	0.0177
C_5+	mol%	0.0129

Source: FY2019 Report

2) Products

The product requirements and quality are shown in Table 4-4 and Table 4-5.

Table 4-4 Product Requirements and Quality

	Ammonia	CO_2	Sulfur	Argon	Oxygen
Pressure	ATM[11]	200 barg	-	5 barg	0.1 barg
State	Liquid	Gas	Liquid	Liquid	Gas
Purity	99.8 wt% Min.	98 vol% Min.	99.5 wt% Min. (dry)	99.999 wt% (approx.)	99.5 vol%
Water Content	99.8 wt% Min.	50 vol-ppm Max[12]	-	-	-
Impurities	O_2: Less than 1 ppm	Table 4-5 "Conceptual Design"	Carbon, Ash	O_2: 1 ppm (approx.) N_2: 2 ppm (approx.)	Ar: 0.5 vol%

Source: FY2019 Report

Table 4-5 CO_2 Impurities

Component	Unit (Max unless Otherwise noted)	Enhanced Oil Recovery	
		Conceptual Design	Range in Literature
CO_2	vol% (Min)	95	90-99.8
H_2O	ppm_v	500	20 - 650
N_2	vol%	1	0.01 - 2
O_2	vol%	0.001	0.001– 1.3
Ar	vol%	1	0.01 – 1
CH_4	vol%	1	0.01 – 2
H_2	vol%	1	0.01 – 1
CO	ppm_v	35	10 - 5000
H_2S	vol%	0.01	0.002 – 1.3
SO_2	ppm_v	100	10 - 50000
NO_X	ppm_v	100	20 - 2500

Source: NETL CO_2 Impurity Design Parameters Exhibit 2-1 CO_2 stream compositions recommended limits

[11] Conditions in the ammonia storage tank.

[12] This standard was used instead of the standard in Table 4-5.

3) Utilities

The conditions for cooling water, power, and industrial water are shown in Table 4-6, Table 4-7, and Table 4-8.

Table 4-6 Cooling Water Conditions

Operating Condition	Press (barg)	Temp.(degC)
Supply	4.8	40.5
Return	3.1	Max. deltaT=10

Source: FY2019 Report

Table 4-7 Power Conditions

	Petcokes
Voltage	13.8 kV
Phase	3 phases
Frequency	60 Hz

Source: Edited from FY2019 Report

Table 4-8 Industrial Water Conditions

	Unit	Normal Range / Max
Total Hardness	mg/l as $CaCO_3$	47-136
pH	SU	7.0-8.3
Silica	mg/l	1.1-7.3
Alkalinity	mg/l as $CaCO_3$	23-87
Turbidity	NTU	10-30 / 70
Calcium	mg/l as $CaCO_3$	40-114
Magnesium	mg/l as $CaCO_3$	7-23
Sodium	mg/l as $CaCO_3$	21-140
Potassium	mg/l as $CaCO_3$	3.2-9.9
Iron	mg/l	<0.002-0.035
Chloride	mg/l	19-132
Sulfate	mg/l	27-62/92
Bicarbonates	mg/l as $CaCO_3$	23-107
Copper	mg/l	<0.002-0.128
Temperature	°F	45-95
Conductivity	μS/cm	150-589

Source: FY2019 Report

(4) CAPEX and Plot Area of the Plant

The CAPEX and plot area in the case of petcoke are shown in Table 4-9. CAPEX value is an estimate that includes CCS storage facilities. Plot area is a relative value on the basis that the value for the natural gas case is 100, and the area of the CO_2 storage site is not included.

CAPEX, including CO_2 storage facilities, came up to approximately $2,700 million. This amount, when broken down, includes a significant proportion for hydrogen production (from raw material preprocessing unit to gas purification unit) and the cost of air separation equipment.

The plot area in the case of petcoke is about 1.6 times that for the natural gas case. The main factor behind this larger plot area lies in the space requirements for hydrogen production and air separation equipment.

Table 4-9 CAPEX / Plot Area

		Petcoke	Natural Gas
CAPEX (Million $)		2,700 (including Owner's cost)	-
Plot Area (Plant Area)[13]	[14]	161	100
Plot Area (Port Area)[15]	[14]	45	45

Source: Partially edited from FY2019 Report

4.2 Review of CO_2 Balance

4.2.1 Raw Materials, Utilities, and Products

Table 4-10 shows the raw materials and utilities, as well as products and effluents in the petcoke case, evaluated in the calculation of the CO_2 balance. The quantities of raw materials and utilities are relative values calculated by taking energy consumption in the natural gas case as 100 on the basis of LHV[16]. The volume of CO_2 is a relative value[17], calculated on the basis that total CO_2 generated in the natural gas case is 100.

Table 4-10 Feed & Utilities, Product, and Effluent in Each Case

		Unit	Petcoke	Natural Gas (reference)
Feed & Utilities				
	Petcoke (Wet)	[16]	105	-
	Natural Gas	[16]	4	100
	Electricity	[16]	13	-
Product				
	Ammonia	MTPD	3,300	3,300
	CO_2（Captured）	[17]	152	96
Effluent				
	CO_2 (Released)	[17]	51	4

Source: Partially edited from the FY2019 Report

Other items not included in the table are listed as follows:

- Raw materials and utilities
  - Fluxant
  - Industrial water
- Products
  - Sulfur
  - Argon
- Effluents
  - Nitrogen
  - Sludge cake

[13] Does not include petcoke storage yard

[14] Relative value of plot area, on the basis that the plot area for the natural gas case is 100

[15] Tank yard in the port

[16] Relative energy supply, on the basis that energy supplied in the natural gas case is 100 (LHV basis). Petcoke is assumed to be LHV-based, while electricity is assumed to be electric energy-based.

[17] Relative volume of CO_2, on the basis that total CO_2 (captured CO_2 + diffused CO_2) in the natural gas case is 100. Of the CO_2 emissions in the petcoke case, GTCC's CO_2 emission intensity (0.350 kg-CO_2/kWh) was used for CO_2 derived from electricity.

- Oxygen (from the water electrolysis unit)

4.2.2 Energy Consumption

Energy consumption in the petcoke case is summarized in Table 4-11 as relative values, on the basis that energy consumption in the natural gas case is 100.

Energy consumption in the petcoke case is approximately 1.3 times higher than in the natural gas case (including electricity, LHV basis). However, this is mainly because energy efficiency tends to drop in the petcoke case as some of the energy from the raw materials is consumed in raising the temperature of water that is not involved in the reactions.

Table 4-11 Energy Consumption

	Unit	Petcoke	Natural Gas
Petcoke	[18]	105	-
Natural Gas	[18]	11	100
Electricity	[18]	13	-
Energy Consumption (without electricity)	[18]	116	100
Energy Consumption (Incl. electricity)	[18]	130	100

Source: Partially Edited from the FY2019 Report

[18] Relative quantity of energy supplied, on the basis that energy supplied in the natural gas case is 100. Electric power is electric energy-based.

4.2.3 CO_2 Balance and Reduction Effect

The CO_2 balance (carbon basis) reviewed is shown in Table 4-12. As CO_2 recovered from emissions gases are not taken into consideration in the petcoke case, the CO_2 recovered refers to CO_2 recovered in the gas purification unit. Figure 4-6 illustrates this CO_2 balance. In the Petcoke case, economic efficiency was prioritized (minimizing CAPEX) and CO_2 was not recovered from emissions gases (flue gas). As shown in Table 4-12 and Figure 4-6, CO_2 recovery rate was 74% as CO_2 emission from purchased power was taken into consideration. Hence, the balance between economic efficiency and CO_2 emissions reduction level was assessed to be at a reasonable level.

Going forward, the issue lies in how far to increase CO_2 recovery rate while working on reducing overall costs and keeping a close watch on economic efficiency. To that end, it will be necessary to reduce technical costs and realize the optimal design (such as the sharing of utilities with the refinery), and at the same time, receive some form of CO_2 credits (including JCM) and/or financial support for investment.

Table 4-12 CO_2 Balance in the Petcoke Case (Carbon Basis)

	Item	In (1,000t-C/yr)	Out (1,000t-C/yr)
A	Recovery (Injection)	0	930
B	Carbon in petcoke	1,040	0
C	Carbon in natural gas	70	0
D	CO2 Emission	0	167
E	Carbon in Sludge and Slug		13
F	Emission from purchased power from outside	143	143
	Total Inlet/Outlet	1,253	1,253
	Recovery rate ($=A_{Out}/(B_{In}+C_{In}+F_{In})$)		74%

Source: Results of IEEJ study

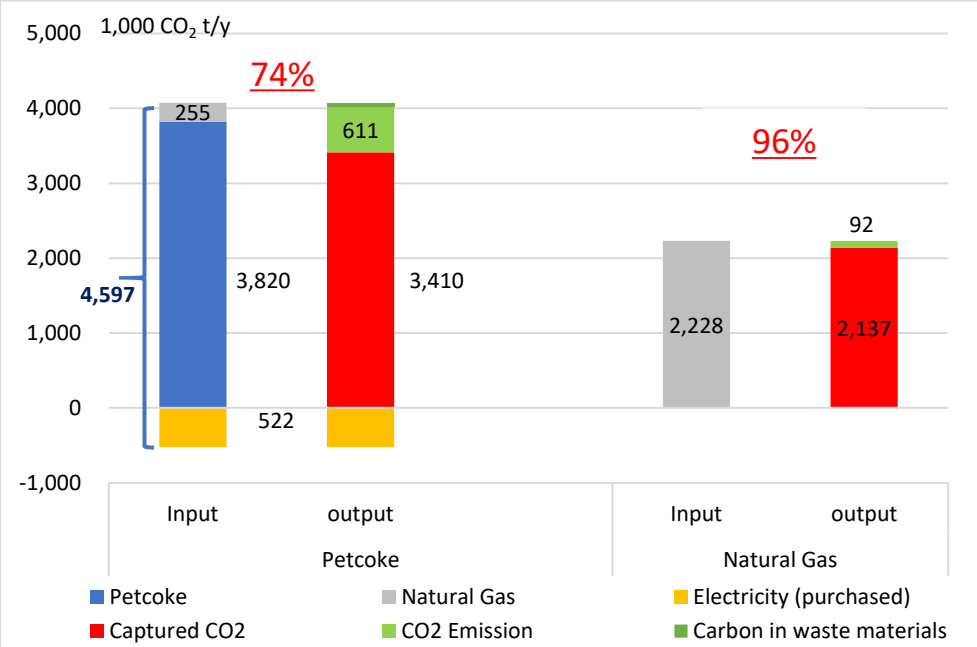


Figure 4-6 CO_2 Emissions Reduction Effect in the Case of Petcoke Gasification

Source: Results of IEEJ study

4.3 Study of Economic Feasibility

This section sets out the calculations of ammonia shipping prices, CIF prices, and Equity Internal Rate of Return (EIRR) as an indicator of profitability, using the Discounted Cash Flow (DCF) method for the economic efficiency of carbon-free ammonia, as per FY2019.

Unlike the 2019 study, in this report, it is assumed that the CO_2 storage process is carried out in-house, and various costs have been recalculated.

4.3.1 Preconditions

The preconditions for the review of economic efficiency, based on the results of the review for the carbon-free ammonia production plant that has been carried out so far, are shown in Table 4-13.

- Project location: Jubail Industrial Area (II)
- Ammonia production capacity: 1,100,000 tons per year
- Raw materials: Petcoke (S: 8%), supplied by SATORP's refinery
- Production process for synthesis gases: Air Products gasification technology (Use of old GE Quench Gasifier)
- CO_2 capture source: High-purity CO_2 recovered through the process
- CO_2 storage site: Near Ras Al-Khair (Approx. 60km from the Jubail Industrial Area)
  Newly built pipeline (200barg)
- Power supply: Saudi Electric Company
- Utility supply: Royal Commission Jubail & Yanbu
- Product shipping port: King Fahad Industrial Port

Table 4-13 Results of Review of Conceptual Design

	UNIT	**Petcoke**
Feedstock		3,610 t/d (Dry)
Utility		
Electricity	MW	186
Industrial Water	1,000 m^3/d	21.8
Natural Gas	1,000 Nm^3/d	377
Product		
Ammonia	t/d	3,300 (1.1million t/y)
CO_2 for CCS	t/d	10,200 (3.4million t/y)
Sulfur	t/d	320
Emission		
CO_2 (Waste)	t/d	1,830
Sludge/Slug	t/d	132
CAPEX	Million $	2,700
Operators	People	80

Source: Partially edited from FY2019 Report

4.3.2 Estimation Method

Through the DCF method, estimations were drawn up for ammonia shipping prices that meet the profitability criteria (FOB Jubail), as well as CIF prices obtained by adding freight costs to the shipping prices. In evaluating profitability, the EIRR was used in principle, and profitability criteria was set at 7%. However, in cases where the investment profitability for the overall project is the subject of the problem, the Project IRR (PIRR) was used (Table 4-14). The main estimation conditions are shown in Table 4-15, and the raw material prices (reference case) are shown in Table 4-16.

Table 4-14 Definition of IRR

Item	Definition
EIRR	Indicator used to evaluate the profitability of a project from the perspective of the investor. Cash flow before the distribution of the investment is estimated against the amount of investment (equity), and evaluated.
PIRR	Indicator used to evaluate the profitability specific to a project. Cash flow before the repayment of principal and interest / distribution of investment is estimated against the total amount of investment (Debt + Equity), and evaluated.

Source: Prepared by IEEJ

Table 4-15 Estimation Conditions

Item	Value
Construction period	4 years
Operation period	20 years
Amortization method	Declining balance method (20 years)
D/E ratio	70%/30%
Borrowing terms	3% interest rate (20 years)
Corporation tax	20%
Discount rate (WACC)	4.7%
Final value	NCF (at the final year) ÷ Discount rate
Operation period (per year)	8,000 hours

Source: Values set during the study

Table 4-16 Setting of Raw Material Prices

	Petcoke	**Natural Gas**
Feedstock Price	US$30/t	US$3/MMBtu
Freight (Jubail to Japan)	US$40/t-$NH_3$	

Source: Values are set by IEEJ, in consultation with Saudi Arabia

4.3.3 Estimation Results

(1) Reference Case

Figure 4-7 shows the ammonia prices in the petcoke case when CCS costs are internalized. The price of ammonia produced from petcoke is about $370/ton on FOB basis, and about $410/ton on Japan CIF basis. When compared to the calculation of CO_2 storage cost as $5 per ton of CO_2 in 2019, it was found that the cost had risen $12/t-$NH_3$.

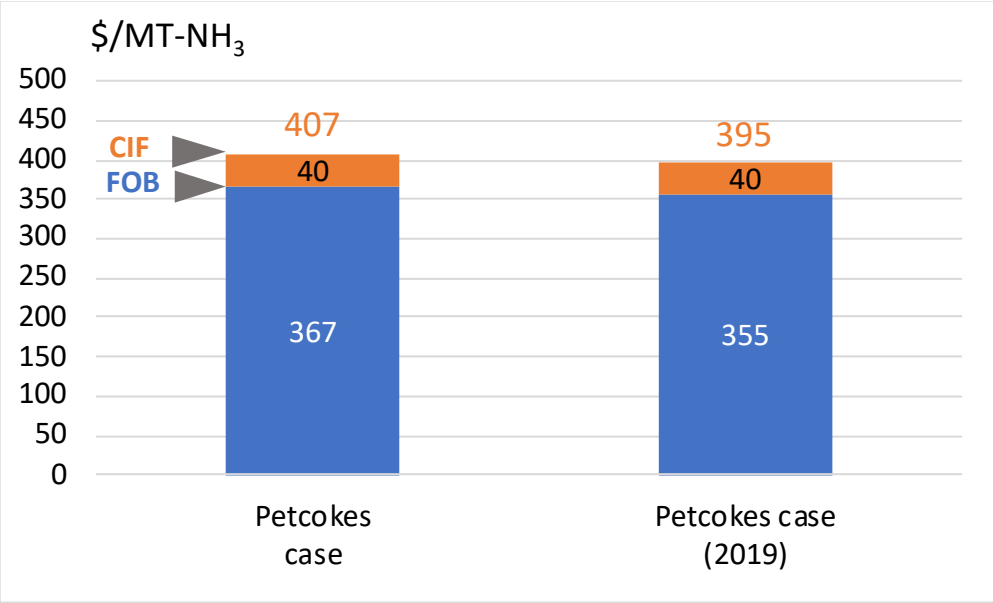


Figure 4-7 Ammonia Shipping Price in the Petcoke Case (When internalizing CCS Cost)

Source: Results of IEEJ study

As shown in Figure 4-8, the recent spot market situation (CIF) in Asia from 2018 to 2020 is moving at a rate of about $230/ton to $400/ton. Hence, we know that it is possible to compete if conventional NH_3 for use in chemical raw materials and fertilizers were at a high price level.

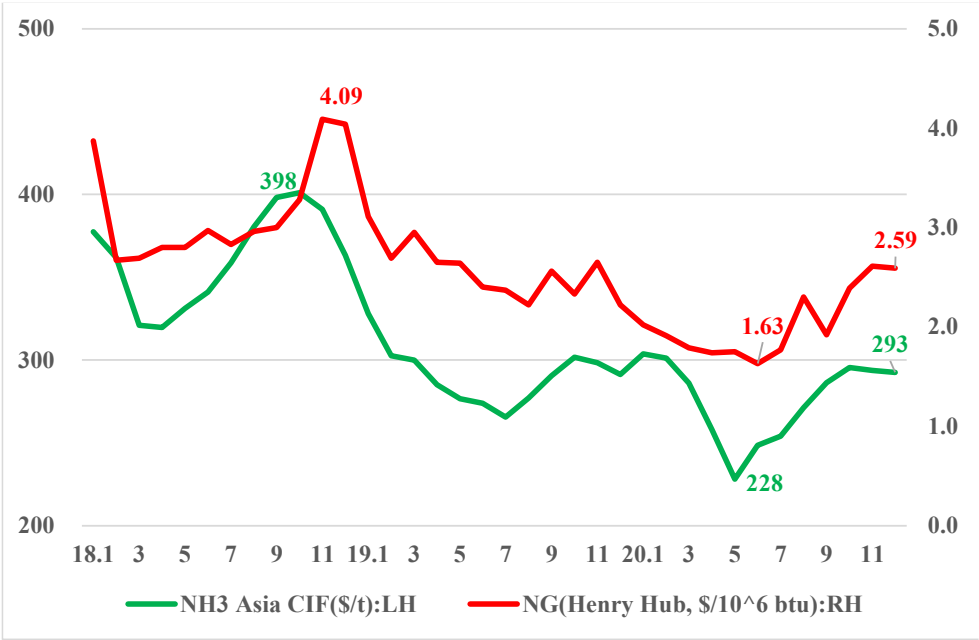


Figure 4-8 Changes in Ammonia Prices in Asia and Natural Gas Prices

Source: Prepared by IEEJ, based on various data[19]

[19] Natural gas prices are from the website of US Energy Information Administration, NH_3 prices are based on the survey by Mitsubishi Corporation

(2) Analysis of Sensitivity to CO_2 Emissions Reduction Credits

From the perspective of those who are investing in an ammonia plant, in consideration of market competition, they may demand for cost reductions in order to achieve returns of EIRR 7% at a level that is at least \$50/ton lower (\$300/ton) than the prices produced in this estimate. In any case, we could say that without some form of CO_2 incentive (credits), prices diverge significantly from market prices, and it would be difficult to compete at this level.

Figure 4-9 shows the estimated ammonia prices in the hypothetical case when credits of \$25 and \$40 were provided per ton of the volume of CO_2 pumped into CCS storage reservoir. As a result of internalizing CCS costs, CIF prices were approximately \$330/t-NH_3 with \$25/t-CO_2 worth of credits. With credits worth \$40/t-CO_2, CIF prices will fall to \$310/t-NH_3, making it sufficiently competitive.

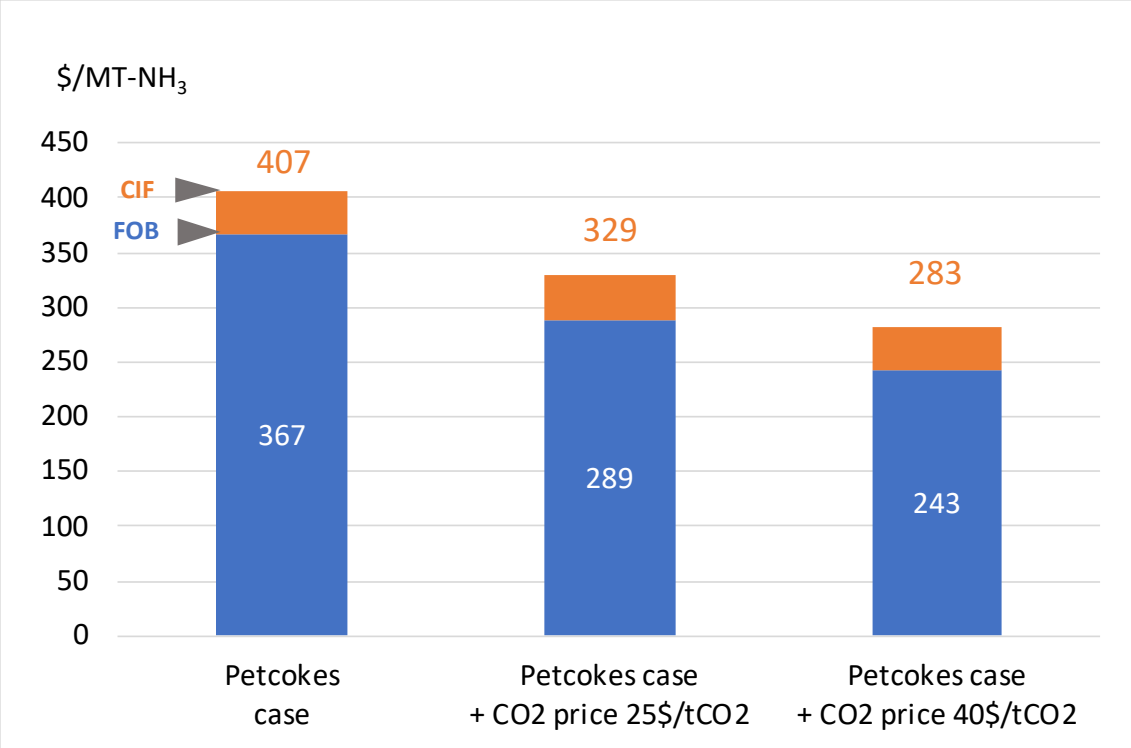


Figure 4-9 Changes in Ammonia Prices Through the Provision of CO_2 Credits to the injected CO_2

Source: Results of IEEJ study

(3) Analysis of Sensitivity to Raw Material Prices

Figure 4-10 shows the results of the analysis of the sensitivity of petcoke to raw material prices. The cost of petcoke was changed to ±\$30/t, based on the reference value of \$30/t. Even when raw material cost is doubled to 60\$/t, ammonia price only rises by \$33/t-NH_3; even when raw material cost is \$0/t, ammonia price only falls by \$33/t-NH_3. Price elasticity of ammonia against raw material price is 0.09 (=NH_3 price change 9%/petcoke price change 100%). Hence, it is clear that ammonia produced from petcoke has low price elasticity against raw material prices.

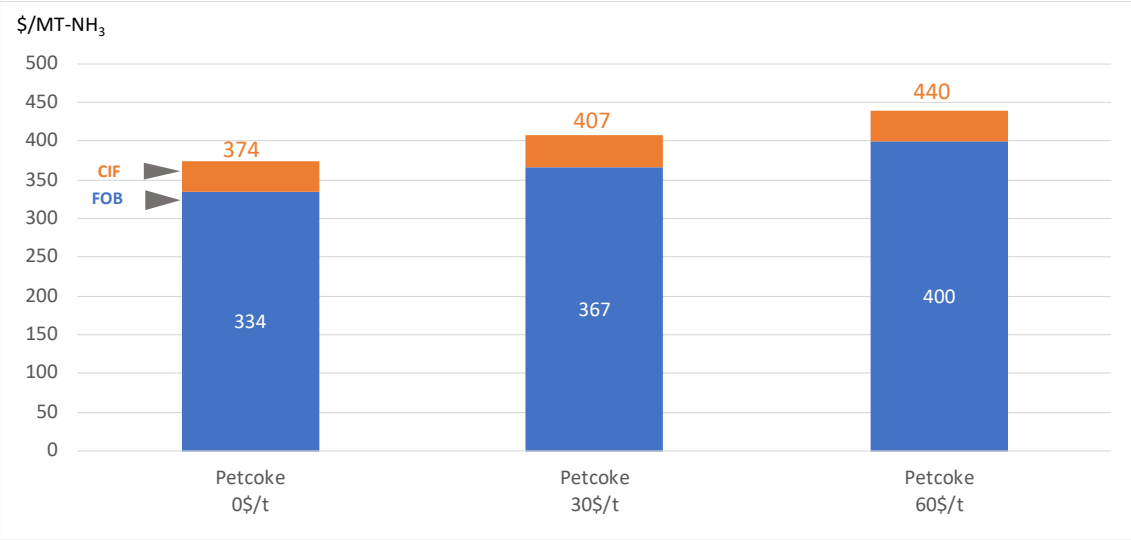


Figure 4-10 Analysis of Sensitivity of Ammonia Prices in the Case of Production of Petcoke (Raw Material Prices)

Source: Results of IEEJ study

4.4 JCM Methodology

4.4.1 Overview

This section covers the methodology for evaluating CO_2 emissions reduction credits in the production process of carbon-free ammonia using petcoke as raw material, which is the subject of review in this project. The overview of the methodology is shown in Table 4-17. In the study on this methodology, reference was drawn from relevant existing methodologies including ISO standards (ISO/TC265 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage) and the ACR (the American Carbon Registry) methodologies. However, as details of this project, such as the implementing parties and location of facilities, are yet to be decided, there are still some parts that are being reviewed based on the outlook or estimates for these uncertain elements.

Table 4-17 Summary of the methodology

Items	Summary
GHG emission reduction measures	Petcoke is used as raw material in ammonia production plants, including CO_2 recovery facilities, and the CO_2 generated is pumped underground and stored there. By doing so, the volume of CO_2 discharged into the atmosphere through the use of petcoke as fuel at thermal power plants is reduced.
Calculation of reference emissions	The volume of CO_2 estimated is the volume when the CO_2 pumped into the ground is discharged into the atmosphere from the ammonia production plant.
Calculation of project emissions	The amount of fuel required for the operation of the ammonia production plant and CO_2 recovery and storage facilities, volume of CO_2 discharged through the consumption of purchased power, and the volume of CO_2 that is leaked from the following three processes, are estimated. • Gas refining and CO_2 recovery processes • CO_2 pressurization and transportation processes • CO_2 storage process

Source: Results of IEEJ study

4.4.2 Study on the methodology of the project

(1) Description of the project

The subject for this methodology is the capturing of CO_2 generated through petcoke gasification that takes place simultaneously with the production of ammonia with petcoke as raw material, as presented in this report, and the pumping of this CO_2 into the CCS storage reservoir. The configuration of the target project plant, presented through BFD, is shown in Figure 4-11.

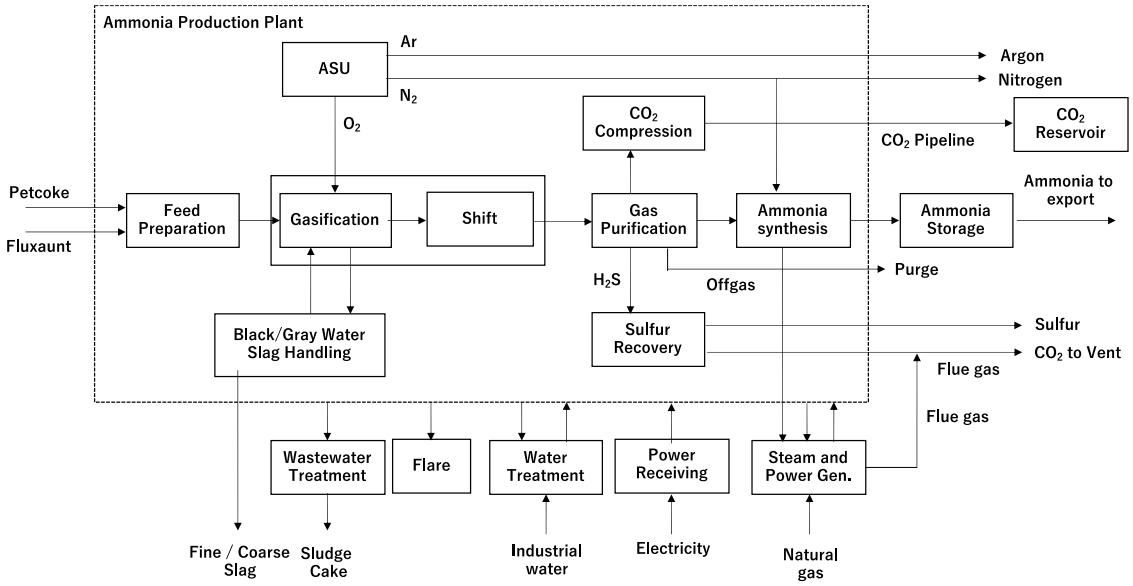


Figure 4-11 Configuration of Facilities in Target Project for JCM Methodology

Source: Prepared by IEEJ

(2) Eligibility Criteria

Table 4-18 shows the eligibility criteria for this JCM methodology.

Table 4-18 Eligibility Criteria for this methodology

No.	Criterion	Reason why each criterion is necessary
1	The project includes the capturing of CO_2 generated through petcoke gasification during the production of ammonia with petcoke as raw material, as well as the process of injecting and storing the CO_2 in oil fields in Saudi Arabia.	Specify the applicability for the project.
2	The cap rock for the storage reservoir is expected to have a sufficient degree of seal integrity for the storage of CO_2.	The track record of oil and gas storage over a geologic time scale, by cap rocks in the target oil fields, has demonstrated proof of the performance of the cap rocks. The confirmation of seal integrity will be done by site characterization such as the measured capillary pressure of the cap rock and the possibility of CO_2 leakage from the fault, which is to be decided in consultation with stakeholders and completed by the point of the submission of the methodology.
3	The rate of injecting the CO_2 is set at a level that does not exceed the initial pressure, and a monitoring plan for monitoring the injection pressure and rate of CO_2 is formulated.	Initial pressure refers to the pressure in the oil reservoir prior to exploitation. The CO_2 injection plan is prepared in a way to ensure that it does not exceed the initial pressure. CO_2 injection is monitored to maintain and manage the injection of CO_2 at a pressure and rate that does not cause damage to the geologic formation. The formulation of the monitoring plan is completed by the point of the submission of the methodology. The maximum injection amount is calculated from the geological model based on the capillary pressure measurement of the cap rocks at the level that the reservoir is not overfilled, and injection pressure does not exceed the capillary entry pressure.
4	An appropriate plan for well closure is prepared.	As the well is the most likely route through which CO_2 can leak, formulate an appropriate well closure plan. For the appropriate closure plan, the criteria and requirements for closure and its closure qualification process will be described taking ISO27914 into consideration. The abovementioned formulation is, in consultation with stakeholders, completed by the point of the submission of the methodology.
5	A geological model is prepared, and it is possible to implement a simulation. A plan for monitoring the temperature, pressure, and other factors related to the simulation, is drawn up.	The geological model and simulation is assumed to be a simulation on the movement of CO_2 plumes, which is to be decided in consultation with stakeholders. Simulations are carried out periodically, and history matching is carried out with the observed values and the results of three-dimensional seismic exploration. The formulation of the monitoring plan is completed by the point

		of the submission of the methodology.

Source: Prepared by IEEJ

(3) Emission sources and GHG types to take into account

The emission sources of greenhouse gases considered in this JCM methodology, and the greenhouse gases discharged from these sources, are shown in Table 4-19.

Table 4-19 Emission Sources and GHG Types

Reference emissions	
Emission sources	GHG Types
CO_2 pumped into the CO_2 storage reservoir	CO_2
Project emissions	
Emission sources	GHG Types
Sulfur recovery process	
Use of fossil fuels in heating apparatus in sulfur recovery facility	CO_2
Auxiliary boiler + water system	
Fossil fuel consumption in auxiliary boiler	CO_2
Power receiving facility	
Fossil fuel consumption during purchased power generation	CO_2
CO_2 pumping and storage processes	
CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir	CO_2

Source: Results of IEEJ study

(4) Calculation method of reference emissions

1) Premises of the calculation method

The reference emissions volume in this methodology is taken to be the CO_2 emissions volume in the hypothetical scenario when the gas, just before its introduction into the CO_2 pumping reservoir, is released as it is into the atmosphere.

2) Equations

The reference emissions volume is calculated by Formula (1). The parameters related to Formula (1) are shown in Table 4-20. The reference emissions volume is calculated by the volume of injected CO_2, which is monitored at the point nearby the CO_2 injection well.

$$RE, p = V_{injectedCO2,p} \times \rho_{CO2} \qquad (1)$$

Table 4-20 Parameters related to the reference emissions volume

Parameter	Description	Method
RE, p (t-CO_2/p)	Reference emissions volume of greenhouse gases during period p	Formula (1)
$V_{injectedCO2,p}$ (m^3/p)	Volume of CO_2 pumped into the CO_2 storage reservoir during period p	By monitoring
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 density	Specified value

Source: Results of IEEJ study

(5) Calculation method of project emissions

1) Premises of the calculation method

The plant subjected to the review has three heat sources—gasification furnace, auxiliary boiler, and the heating apparatus of the sulfur recovery facility. Gases generated from the gasification furnace and containing CO_2 are sent directly to the gas refining and CO_2 recovery processes, where they are refined and recovered. However, emissions gases from the auxiliary boiler and sulfur recovery equipment are discharged into the atmosphere. An electric power system has been purchased, and the steam generated by the auxiliary boiler is used in the steam turbine and used as auxiliary electric power. At the current stage, details within the plant are not known, and specific details on where electric power and heat are produced, and which specific processes they are used in, are unknown. Accordingly, project emissions volume is calculated by adding the CO_2 emissions volume from the heat and electric power sources by taking the target plant as an integrated entity. In addition to the CO_2 emissions accompanying the use of this heat and electric power, the CO_2 leakage from the CO_2 reservoir is also taken into consideration.

2) Equations

a. Project Emissions

Project emissions volume is calculated by Formula (2). The parameter related to Formula (2) are shown in Table 4-21.

$$PE,p = E_{heat,sulr,p} + E_{heat,auxb,p} + E_{purcelec,p} + E_{leak,storage,p} \quad (2)$$

Table 4-21 Parameters related to the project emissions volume

Parameter	Description	Method
PE,p (t-CO_2/p)	Project emissions volume during period p. The sum of the left sides of equations (3) to (6).	Formula (2)
$E_{heat,sulr,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 emission from heating apparatus in the sulfur recovery facilities during period p	Formula (3)
$E_{heat,auxb,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 emission accompanying fossil fuel consumption in the auxiliary boiler during period p	Formula (4)
$E_{purcelec,p}$ (t-CO_2/p)	CO_2 emissions from purchased power of the ammonia production plant during period p	Formula (5)
$E_{leak,storage,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir during period p	Formula (6)

Source: Results of IEEJ study

b. Sulfur Recovery Process

Volume of CO_2 emission from heating apparatus in the sulfur recovery facilities

The volume of CO_2 emission from the sulfur recovery facilities is calculated by Formula (3). The parameters related to Formula (3) is shown in Table 4-22.

$$E_{heat,sulr,p} = V_{NG,sulr,p} \times EF_{NG} \quad (3)$$

Table 4-22 Parameters related to the volume of CO_2 emission from the sulfur recovery facilities

Parameter	Description	Method
$E_{heat,sulr,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 emission from heating apparatus in the sulfur recovery facilities during period p	Formula (3)
$V_{NG,sulr,p}$ (t/p)	Volume of natural gas inputted into sulfur recovery facilities during period p	By monitoring
EF_{NG} (t-CO_2/t)	CO_2 emission factor of the natural gas inputted into the plant	Specified value

Source: Results of IEEJ study

c. Auxiliary Boiler + Water Systems

CO_2 emissions accompanying fossil fuel consumption in the auxiliary boiler

The volume of CO_2 emission from the auxiliary boiler is calculated by Formula (4). The parameters related to Formula (4) is shown in Table 4-23.

$$E_{heat,auxb,p} = V_{NG,auxb,p} \times EF_{NG} \quad (4)$$

Table 4-23 Parameters related to the volume of CO_2 emission from the auxiliary boiler

Parameter	Description	Method
$E_{heat,auxb,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 emission accompanying fossil fuel consumption in the auxiliary boiler during period p	Formula (4)
$V_{NG,auxb,p}$ (t/p)	Volume of natural gas inputted into the auxiliary boiler during period p	By monitoring
EF_{NG} (t-CO_2/t)	CO_2 emission factor of the natural gas inputted into the plant	Specified value

Source: Results of IEEJ study

d. Power Receiving Facilities

CO_2 emissions during purchased power generation

The volume of CO_2 emission from the purchased power is calculated by Formula (5). The parameters related to Formula (5) is shown in Table 4-24.

$$E_{purcelec,p} = EG_{purc,p} \times EF_{purcelec} \quad (5)$$

Table 4-24 Parameters related to the volume of CO_2 emissions from the purchased power

Parameter	Description	Method
$E_{purcelec,p}$ (t-CO_2/p)	CO_2 emissions from purchased power of the ammonia production plant during period p	Formula (5)
$EG_{purc,p}$ (kWh/p)	Quantity of purchased power for ammonia production plant during period p	By Monitoring
$EF_{purcelec}$ (t-CO_2/kWh)	CO_2 emission factor of purchased power	Specified value

Source: Results of IEEJ study

e. CO_2 Pumping and Storage Processes

Leakage from storage reservoir

The volume of CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir is calculated by Formula (6). The parameters related to Formula (6) is shown in Table 4-25.

$$E_{leak,storage,p} = V_{injectedCO2,p} \times LR_{storage} \times \rho_{CO2} \quad (6)$$

Table 4-25 Parameters related to the volume of CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir

Parameter	Description	Method
$E_{leak,storage,p}$ (t-CO_2/p)	Volume of CO_2 leakage from CO_2 storage reservoir during period p	Formula (6)
$V_{injectedCO2,p}$ (m^3/p)	Volume of CO_2 pumped into CO_2 storage reservoir during period p	By monitoring
$LR_{storage}$ (%)	Rate of leakage from CO_2 storage reservoir	Specified value
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 density	Physical constant

Source: Results of IEEJ study

(6) Calculation method of emissions reduction

The emissions reduction in this methodology is expressed as the difference between the reference emissions volume and the project emissions volume. It is calculated using Formula (7). The parameters related to Formula (7) is shown in Table 4-26.

Emission Reduction, p (EP, p) = Reference Emission (RE, p) – Project Emission (PE, p) (7)

Table 4-26 Parameters related to the CO_2 emissions reduction

Parameter	Description	Method
EP, p (t-CO_2/p)	Emissions reduction during period p	Formula (7)
RE, p (t-CO_2/p)	Reference emissions during period p	Formula (1)
PE, p (t-CO_2/p)	Project emissions during period p	Formula (2)

Source: Results of IEEJ study

(7) Default values related to the proposed methodology

The default values related to the proposed methodology is shown in Table 4-27.

Table 4-27 Main default values related to the proposed methodology

Parameter	Description	Value	Source
ρ_{CO2} (t-CO_2/m^3)	CO_2 density	0.001976 (0℃, 0.1 MPa)	Physical constant
EF_{NG} (t-CO_2/t)	CO_2 emission factor of natural gas inputted into the plant	2.6928	Calculated from 2006 IPCC Guidelines default value[20]
$LR_{storage}$ (%)	Leakage rate from the CO_2 storage reservoir	1.0%	Source: The IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage[21]
EF_{elec_purc} (t-CO_2/kWh)	CO_2 emission intensity for purchased power	0.000654	The latest value of National Committee for the Clean Development Mechanism[22] at the time of validation is applied

Source: Results of IEEJ study

20 IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T., and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.

21 IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared byWorking Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge UniversityPress, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.

22 Clean Development Mechanism Designated National Autholigy, Baseline Determination for the Electricity Grid in the Kingdom of Saudi Arabia –Grid emission factor (GEF) according to CDM regulations, https://cdmdna.gov.sa/content/pdf/GEF.pdf, (Accessed 2021/Feb.)

(8) Parameters to be monitored in the proposed methodology

Table 4-28 shows the main monitoring items in this methodology.

Table 4-28 Parameters to be monitored *ex post*

Monitoring point	Parameters
Sulfur recovery process	• Volume of natural gas inputted into the sulfur recovery process ($V_{NG,sulr,p}$)
Auxiliary boiler + water systems	• Volume of natural gas inputted into the auxiliary boiler ($V_{NG,auxb,p}$)
Power receiving facilities (Power receiving facilities of the ammonia production plant)	• Quantity of purchased power ($EG_{purc,p}$)
CO_2 pumping and storage processes	• Volume of CO_2 pumped into the CO_2 storage reservoir ($V_{injectedCO2,p}$)

Source: Results of IEEJ study

4.4.3 Method of Calculation for Grasping the Degree of Contribution

(1) Premise of Calculations

This section reviews the degree of contribution that the carbon-free ammonia production process proposed in this study makes to reducing global greenhouse gas emissions.

- Geographical scope: The carbon-free ammonia production process proposed in this study can be deployed across the world if oil refining facilities that supply petcoke as the raw material and storage reservoirs for CO_2 are present in the target region.
- Time scale: The earliest period for the construction of the first unit is expected to be around the mid-2020s, based on the continuous review of this study. Taking into account the expansion of the concept and construction period of the plant, as well as other factors, global roll-out is expected to be achievable around 2040−2050.
- Market share: Ammonia has conventionally been manufactured and distributed as a fertilizer and raw material for chemical products. However, ammonia for use as fuel is a new type of product, and no market exists for it as of 2020. Accordingly, market share (quantity of carbon-free ammonia supplied for use as fuel) is likely to be constrained by the supply of raw materials rather than by demand.

(2) Calculation Method

The volume of emissions reduction at each site is calculated based on the method described in 4.4.2, and the degree of contribution is calculated by adding the volume of emissions reduction for all sites.

(3) Main Default Values

Main default parameters for calculating the degree of contribution is shown in Table 4-29. The provisional values are that of the model plant of this study. The unit of EF_{NG} is fitted to the unit of the values in the material balance of the model plant.

Table 4-29 Main default values

Default parameter	Description	Provisional value	Reference
ρ_{CO2} ($t\text{-}CO_2/m^3$)	CO_2 density	0.001976 (0℃, 0.1 MPa)	Physical constant
EF_{NG} ($t\text{-}CO_2/Nm^3$)	CO_2 emission factor of natural gas inputted into the plant	0.00201817	Calculated from the composition of the inputted natural gas shown in Table 4-3
$LR_{storage}$ (%)	Leakage rate from the CO_2 storage reservoir	1%	Field survey of the CCS storage reservoir or conservative Source of provisional value: The IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage[21]
EF_{elec_purc} ($t\text{-}CO_2/kWh$)	CO_2 emission intensity for purchased power	0.000350	Power company in the regions where each plant is constructed Source of provisional value: CO_2 emission intensity of Natural gas combined cycle power plant (55% efficiency HHV basis)[17]

Source: Results of IEEJ study

(4) Main Monitoring Items

Table 4-30 shows the main items to be monitored in a global roll-out. The provisional values shown in Table 4-30 are values of the model plant of this study.

Table 4-30 Main Monitoring Items

Monitoring point	Parameters	Provisional value
Sulfur recovery process	• Volume of natural gas inputted into the sulfur recovery process ($V_{NG,sulr,p}$)	86,000,000(Nm^3/y)
Auxiliary boiler + water systems	• Volume of natural gas inputted into the auxiliary boiler ($V_{NG,auxb,p}$)	40,000,000(Nm^3/y)
Power receiving facilities (Power receiving facilities of the ammonia production plant)	• Quantity of purchased power ($EG_{purc,p}$)	1,490,000,000(kWh/y)
CO_2 pumping and storage processes	• Volume of CO_2 pumped into the CO_2 storage reservoir ($V_{injectedCO2,p}$)	3,410,000(t-CO_2/y)

Source: Results of IEEJ study

4.4.4 Estimation of Expected Emissions Reduction

The volume of CO_2 emissions reduction that can be expected to be achieved through this project, as of the current time (Al-Jubail 1 site), is estimated as shown in Table 4-31.

Table 4-31 CO_2 Emissions Reduction Volume in This Project Based on the JCM Methodology

	Parameter name	Annual	Operation period (20 years)
CO_2 reduction (t-CO_2/p)	EP,p	2,599,000	51,980,000
Reference emissions (t-CO_2/p)	RE, p	3,410,000	68,200,000
Project emissions (t-CO_2/p)	PE, p	811,000	16,220,000
	$E_{heat,sulf,p}$	174,000	3,480,000
	$E_{heat,auxb,p}$	81,000	1,620,000
	$E_{purcelec,p}$	521,000	10,420,000
	$E_{leak,storage,p}$	35,000	700,000

Source: Results of IEEJ study

Figure 4-12 shows the results of the analysis of the sensitivity of ammonia shipping prices based on the volume of CO_2 emissions reduction obtained through this JCM methodology. The CO_2 emission reduction based on the JCM methodology is the value obtained by subtracting the CO_2 emission of purchased power, the emission from the plant itself, and the CO_2 leakage from the reservoir from the injected amount. Therefore, compared with the result in Figure 4-9, even if the same credit unit price is given, the shipping price will rise.

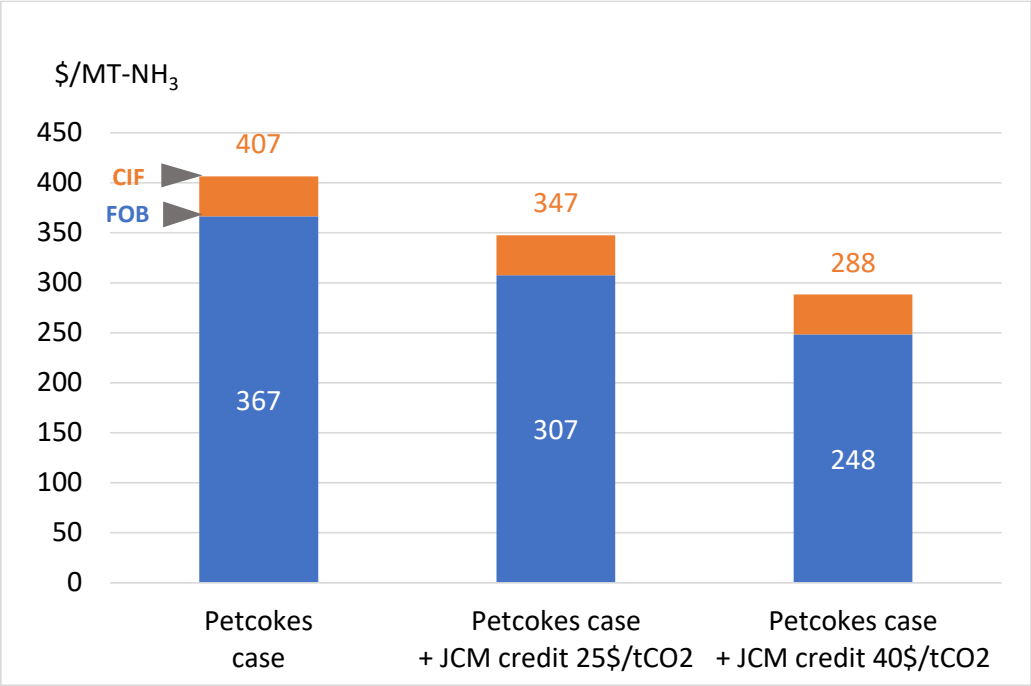


Figure 4-12 Analysis of Sensitivity of Ammonia Shipping Prices Based on JCM Credits

Source: Results of IEEJ study

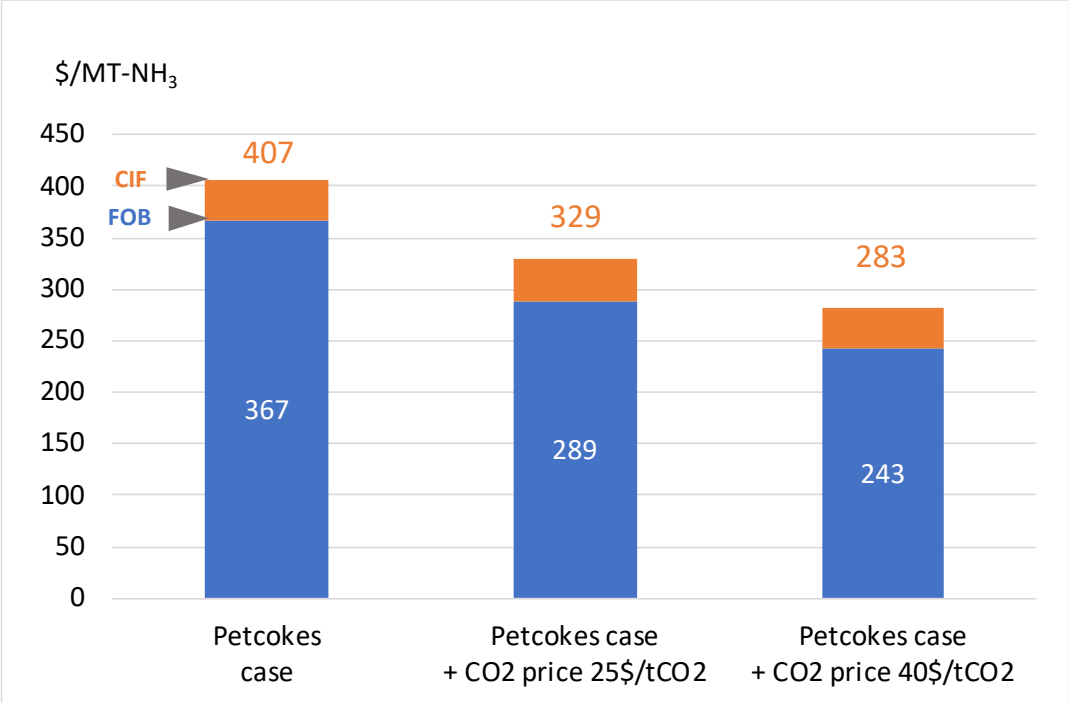


Figure 4-9 Changes in Ammonia Prices Through the Provision of CO_2 Credits to the injected CO_2 (Reprint)

Source: Results of IEEJ study

5. Collaboration with Partner Countries

5.1 Plan and Results of Implementation

<Plan>

Regarding collaboration with partner countries, the specific events are shown as follows.

1) End of October: Participation in symposium co-hosted by JCCP and Saudi Aramco (at Tokyo)
Contents: Screening of promotional video, presentations on supply-chain, etc.
Participants: Expected to be open to the public

2) November (prior to G20): Symposium co-hosted by IEEJ and Saudi Aramco (at Riyadh)
Contents: Screening of promotional video, presentations on supply-chain, etc., as well as technological exchange sessions between KAUST (CCRC) and AIST.
Participants: From Saudi Arabia – Ministry of Energy, Saudi Aramco, SABIC, KAPSARC, KAUST, etc. From Japan – IEEJ (and IEEJ study team), METI, etc. *In principle, open to the public

3) Public announcements by Saudi Aramco and IEEJ
To consider joint or separate press announcements (July, October, November).

4) Review

After the conclusion of the demonstration at the G20, a review will be conducted by those responsible for this project (top-level) in Saudi Aramco and IEEJ, and opinions exchanged on future initiatives.

*The abovementioned events are dependent upon the status of the COVID-19 pandemic, and shall be approached flexibly with the possibility of cancellation or substitution (with video conferences).

＜Results of Implementation＞

・The abovementioned 1) Symposium co-hosted by JCCP and Saudi Aramco, and 2) Symposium co-hosted by IEEJ and Saudi Aramco, were cancelled due to the COVID-19 pandemic. Alternatively, as explained above, the preview version of the video on the Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain was released at the Second International Conference on Carbon Recycling 2020 (October 13) and the Second GAC International Symposium (October 14).

・3) Public announcements by Saudi Aramco and/or IEEJ were released in September, October, November, and December. For details, please refer to 3.2.5. Screening of the Videos.

・The Fifth Ministerial Meeting on “Saudi-Japan Vision 2030” (December 15) was attended by Mr. KAJIYAMA Hiroshi, Minister of Economy, Trade and Industry and Mr. WASHIO Eiichiro, State Minister for Foreign Affairs, and H.E. Eng. Khalid Al-Falih, Minister of Investment of Saudi Arabia and H.E. Dr. Adel Al-Jubeir, State Minister for Foreign Affairs, as well as Chairman TOYODA Masakazu of IEEJ and CTO Ahmad Al-Khowaiter of Saudi Aramco. Chairman TOYODA presented a one-minute video and a brief explanation of this project. In response, Minister Al-Falih expressed his gratitude to IEEJ for its years of effort toward advancing Japan-Saudi relations.

ANNEX

P1

IEEJ: September 2020 © IEEJ 2020

Joint Press Release

September 27, 2020

Saudi Arabian Oil Company(Saudi Aramco)
The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)
Saudi Basic Industries Corp. (SABIC)

World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future

- *Successful demonstration of supply network from Saudi Arabia to Japan*
- *40 tons of high-grade blue ammonia already dispatched*
- *Progress is a significant step towards a sustainable hydrogen society and a circular carbon economy*

Dhahran, Saudi Arabia; September 27, 2020 – Aramco and the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), in partnership with SABIC, have successfully demonstrated the production and shipment of blue ammonia from Saudi Arabia to Japan with support from the Japanese Ministry of Economy, Trade and Industry (METI). Forty (40) tons of high-grade blue ammonia have already been dispatched to Japan for use in zero-carbon power generation.

The announcement comes amid growing appreciation of the role hydrogen will play in the global energy system. Ammonia, a compound consisting of three parts hydrogen and one part nitrogen, can contribute to addressing the challenge of meeting the world's growing energy needs in a reliable, affordable and sustainable manner.

The Saudi-Japan blue ammonia supply network demonstration spanned the full value chain; including the conversion of hydrocarbons to hydrogen and then to ammonia, as well as the capture of associated carbon dioxide (CO_2) emissions. It overcame challenges associated with the shipping of blue ammonia to Japan for use in power plants, with 30 tons of CO_2 captured during the process designated for use in methanol production at SABIC's Ibn-Sina facility and another 20 tons of captured CO_2 being used for Enhanced Oil Recovery (EOR) at Aramco's Uthmaniyah field.

This milestone highlights one of several pathways within the concept of a global Circular Carbon Economy (CCE), a framework in which CO_2 emissions are reduced, removed, recycled and reused - as opposed to being released into the atmosphere.

Ahmad O. Al-Khowaiter, Aramco's Chief Technology Officer, said: "This world's first demonstration represents an exciting opportunity for Aramco to showcase the potential of hydrocarbons as a reliable and affordable source of low-carbon hydrogen and ammonia. This milestone also highlights a successful transnational, multi-industry partnership between Saudi Arabia and Japan. Multinational partnerships are key in realizing the Circular Carbon Economy, championed by the Saudi Arabian G20 Presidency."

Toyoda Masakazu, Chairman and Chief Executive Officer of IEEJ, said: "Blue ammonia is critical to Japan's zero carbon emission ambitions to sustain the balance between the environment and the economy. About 10% of power in Japan can be generated by 30 million tons of blue ammonia. We can start with co-firing blue ammonia in existing power stations, eventually transitioning to single firing with 100% blue ammonia. There are nations such as Japan which cannot necessarily utilize Carbon Capture and Storage (CCS) or EOR due to their geological conditions. The carbon neutral blue ammonia/hydrogen will help overcome this regional disadvantage."

Dr. Fahad Al-Sherehy, Vice President of Energy Efficiency and Carbon Management at SABIC, said: "At SABIC, we can economically leverage our existing infrastructure for hydrogen and ammonia production with CO_2 capture. Our experience in the full supply chain along with integrated petrochemicals facilities will play an important role in providing blue ammonia to the world."

Ammonia contains approximately 18% hydrogen by weight and is already a widely traded

chemical othe world stage. It releases zero CO_2 emissions when combusted in a thermal power plant and has the potential to make a significant contribution to an affordable and reliable low-carbon energy future. SABIC and Mitsubishi Corporation, which is represented on the IEEJ study team involved in the project, are overseeing the transport logistics in partnership with JGC Corporation, Mitsubishi Heavy Industries Engineering, Ltd., Mitsubishi Shipbuilding Co., Ltd. and UBE Industries, Ltd.

About Aramco

Aramco is a world-leading integrated energy and chemicals company. We are driven by our core belief that energy is opportunity. From producing approximately one of every eight barrels of the world's crude oil supply to developing new energy technologies, our global team is dedicated to creating positive impact in all that we do. We focus on making our resources more sustainable and more useful, promoting long-term economic growth and prosperity around the world. https://www.aramco.com

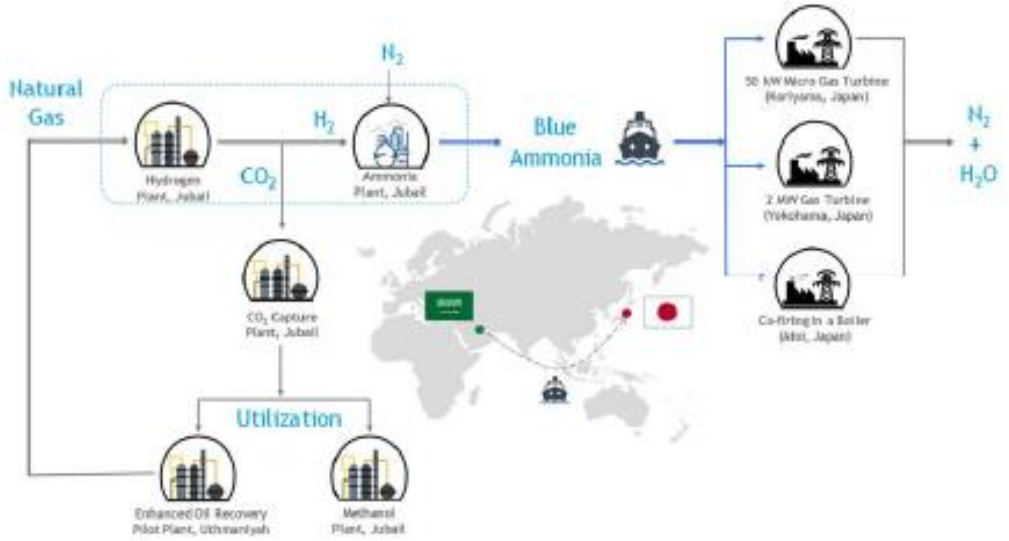
About IEEJ

The Institute of Energy Economics, Japan was established in June 1966 as a private institute supported by energy industries. The original aim of its establishment was to carry on research activities specialized in the area of energy from the viewpoint of the national economy as a whole in a bid to contribute to sound development of the Japanese energy-supplying and energy consuming industries and to the improvement of people's life in the country by objectively analyzing energy problems and providing basic data, information and reports necessary for the formulation of policies.

With the diversification of social needs, IEEJ has expanded its scope of research activities to include such topics as environmental problems and international cooperation closely related to energy. https://eneken.ieej.or.jp

About SABIC

SABIC is a global leader in diversified chemicals headquartered in Riyadh, Saudi Arabia. It manufactures on a global scale in the Americas, Europe, Middle East and Asia Pacific, making distinctly different kinds of products: chemicals, commodity and high performance plastics, agri-nutrients and metals. SABIC supports its customers by identifying and developing opportunities in key end markets such as construction, medical devices, packaging, agri-nutrients, electrical and electronics, transportation and clean energy. https://www.sabic.com



Conceptual Flow Diagram of
"Blue Ammonia" Supply Chain Demonstration
(Duration: August 2020 – October 2020)



Blue Ammonia Carrier at Jubail terminal in Saudi Arabia

IEEJ: October 2020 © IEEJ2020

Press Release

October 13, 2020
The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)

Preview Video Release

On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain

A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy

1. On September 27, Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) and we, the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) , jointly pressed as "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future" our demonstration for transportation to Japan of Blue Ammonia originated in Saudi Arabia . Currently, the focus of this demonstration is moving to ammonia combustion tests inside Japan. IEEJ has just created for a preview video that elaborates on our demonstration and its concept in cooperation with Saudi Aramco.

   <Reference> September 27 Press Release
   "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future"
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9135.pdf

2. The complete version of the video above is to be released at this year's G20 summit in Riyadh starting from November 21. Immediately after the completion, we plan to publicize about it.

Preview Video
https://eneken.ieej.or.jp/press/video/20201013.html

P3

Press Release

October 26, 2020
The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)

On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain

Launch of a Combustion Test inside Japan

A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy

1. On September 27, Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) and we, the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), jointly pressed as "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future" our demonstration for transportation to Japan of Blue Ammonia originated in Saudi Arabia. Through this demonstration, from October 26, IHI Corporation (IHI) plans to launch a combustion test of Blue Ammonia with a mixture of natural gas in IHI's 2MW gas turbine power plant located in Yokohama, Kanagawa, Japan.

<Reference # 1> September 27 IEEJ Press Release

"World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future"
https://eneken.ieej.or.jp/data/9135.pdf

<Reference # 2> October 23 IHI Press Release

"IHI Yokohama Facility to Initiate World's First Blue Ammonia-Fueled Gas Turbine Tests in Keeping with Joint Oil Producing Nation and User Efforts to Build Eco-Friendly Ammonia Value Chain"
https://www.ihi.co.jp/en/all_news/2020/resources_energy_environment/1196973_2032.html

2. Other than with this mixture of natural gas, Blue Ammonia, a future fuel for zero-carbon power generation, plans to be in use for co-firing with coal as well as for single firing of itself.

P4

Press Release

November 18, 2020
The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)

Video Release

On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain

A sustainable path to a hydrogen society and a circular carbon economy

1. On September 27, Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) and we, the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) , jointly pressed as "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future" our demonstration for transportation to Japan of Blue Ammonia originated in Saudi Arabia. Currently, the focus of this demonstration is moving to ammonia combustion tests inside Japan.

   <Reference> September 27 Press Release
   "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future"
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9135.pdf

2. Following our announcement about the preview video on October 13th, we, IEEJ, have just completed the video (21m11s) that elaborates on our demonstration and its concept in cooperation with Saudi Aramco. This video is to be released at G20 summit in Riyadh, Saudi Arabia starting from November 21.

Video
https://eneken.ieej.or.jp/en/movie_detail.php?movie_info__id=253

P5

Press Release

December 16, 2020
The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ)

"Petroleum Economist Awards 2020"

On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain

1. On September 27, Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) and we, the Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ), jointly pressed our demonstration extending from transportation to Japan of blue ammonia originated in Saudi Arabia to ammonia combustion tests inside Japan.

   <Reference> September 27 Press Release
   "World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future"
   https://eneken.ieej.or.jp/data/9135.pdf

2. This demonstration of blue ammonia supply chain has just won "Hydrogen Economist Project of the Year" for "Petroleum Economist Awards 2020" given by Petroleum Economist, an internationally renowned magazine that provides macro-economic and geopolitical analysis of the petroleum industry. "Hydrogen Economist Project of the Year" is provided in honor of a hydrogen project which has broken new ground in scale or ambition. We strongly believe that this award is owed to our zero carbon emissions ambitions to sustain a walk-fine line between environment and economy.

   <Reference> "Petroleum Economist Awards 2020" Winners List
   https://www.petroleum-economist.com/awards/home

3. Even in the 5th Saudi-Japan Vision 2030 ministerial meeting virtually held on December 15, Mr. Masakazu Toyoda, Chairman and CEO of IEEJ, and Mr. Ahmad Al-Khowaiter, CTO of Saudi Aramco, participated in this event, and the significant impact of this demonstration of blue ammonia supply chain was elaborated with the brief presentation of a more than twenty-minute video released on November 18. As such, we continue to make our greatest efforts to progress toward a sustainable hydrogen society and a circular carbon economy.

<Reference> November 18 Press Release
Video Release On Demonstration of Blue Ammonia Supply Chain
https://eneken.ieej.or.jp/en/press/press201118_en.pdf

<For further reference> "Petroleum Economist Awards"
These are yearly given in honor of a leader, business and project that have delivered an outstanding performance by Petroleum Economist, an internationally renowned magazine founded in 1934. From this year, 2020, Petroleum Economist has not only extended to the awards' covering sectors to new low-carbon trends: "Transition" and "Hydrogen", but also introduced a ballot system casted by thousands of executives of the energy industry. "Hydrogen Economist Project of the Year" is among the 22 categories of the awards.

Contact: report@tky.ieej.or.jp

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：Demonstration on ammonia supply chain between Japan and Saudi Arabia that utilizes CO2-EOR/CCUS

委託事業名：International cooperation in CCUS, under FY2020 study on the infrastructure development project for acquisition of JCM credits (international contribution quantification and feasibility studies for JCM (including CCUS), work conducted by the capacity building program support secretariat and CEFIA Japan Secretariat)

受注事業者名：The Institute of Energy Economics, Japan

頁	図表番号	タイトル
9	Figure 3 2	Saudi Arabia-Japan and Japan domestic supply-chain
20	Figure 4 5	BFD of Ammonia Synthesis Process with Petcoke as Raw Material
28	Figure 4 6	CO2 Emissions Reduction Effect in the Case of Petcoke Gasification
31	Figure 4 7	Ammonia Shipping Price in the Petcoke Case (When internalizing CCS Cost)
31	Figure 4 8	Changes in Ammonia Prices in Asia and Natural Gas Prices
32	Figure 4 9	Changes in Ammonia Prices Through the Provision of CO2 Credits to the injected CO2
33	Figure 4 10	Analysis of Sensitivity of Ammonia Prices in the Case of Production of Petcoke (Raw Material Prices)
35	Figure 4 11	Configuration of Facilities in Target Project for JCM Methodology
47	Figure 4 12	Analysis of Sensitivity of Ammonia Shipping Prices Based on JCM Credits
47	Figure 4 9	Changes in Ammonia Prices Through the Provision of CO2 Credits to the injected CO2 (Reprint)
19	Table 4 1	Scale and Facilities of Plant
22	Table 4 2	Petcoke Conditions and Composition
22	Table 4 3	Natural Gas Conditions and Composition
23	Table 4 4	Product Requirements and Quality
23	Table 4 5	CO2 Impurities
24	Table 4 6	Cooling Water Conditions
24	Table 4 7	Power Conditions
24	Table 4 8	Industrial Water Conditions
25	Table 4 9	CAPEX / Plot Area
25	Table 4 10	Feed & Utilities, Product, and Effluent in Each Case
26	Table 4 11	Energy Consumption
27	Table 4 12	CO2 Balance in the Petcoke Case (Carbon Basis)
29	Table 4 13	Results of Review of Conceptual Design
30	Table 4 14	Definition of IRR
30	Table 4 15	Estimation Conditions
30	Table 4 16	Setting of Raw Material Prices
34	Table 4 17	Overview of the JCM Methodology
36	Table 4 18	Eligibility Criteria for This JCM Methodology
37	Table 4 19	Emission Sources and GHG Types
38	Table 4 20	Parameters related to the reference emissions volume
39	Table 4 21	Parameters related to the project emissions volume
40	Table 4 22	Parameters related to the volume of CO2 emission from the sulfur recovery facilities
40	Table 4 23	Parameters related to the volume of CO2 emission from the auxiliary boiler
41	Table 4 24	Parameters related to the volume of CO2 emissions from the purchased power
41	Table 4 25	Parameters related to the volume of CO2 leakage from CO2 storage reservoir
42	Table 4 26	Parameters related to the CO2 emissions reduction
42	Table 4 27	Main default values related to the proposed methodology
43	Table 4 28	Parameters to be monitored ex post
44	Table 4 29	Main default values
45	Table 4 30	Main Monitoring Items
45	Table 4 31	CO2 Emissions Reduction Volume in This Project Based on the JCM Methodology (t-CO2/Period)
48-56	ANNEX	Press Release

（様式２）

二次利用未承諾リスト

報告書の題名：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

委託事業名：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）

受注事業者名：株式会社三菱総合研究所

頁	図表番号	タイトル
2-12		資料中の図表
2-13		資料中の図表
2-15		資料中の写真
2-16		資料中の写真
5-3	図5-1	食品・飲料工場のエネルギーの流れ
5-4	表5-2	インドネシア・ボイラーシステムのJCMモニタリングレポートサマリー
6-1	図 6-1	世界全体のCCUSのプロジェクトの推移と規模
6-3	図 6-2	世界全体の毎年CO2回収および貯留容量の推移
6-9	図 6-3	2016-26年におけるセクション45Q税額控除のクレジット値（$/tCO2）
6-21	図 6-5	EUの資金支援プログラムの概要図
6-22	図 6-6	Longshipプロジェクトの概要図
6-28	図 6-7	オランダ政府の国家気候協定におけるセクター別削減目標
6-34	図 6-8	豪州の技術投資ロードマップ
6-36	図 6-9	豪州の連邦及び州のCCS法規制の適用範囲
6-37	図 6-10	豪州における沖合領域
6-43	図 6-11	インドネシアにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-50	図 6-12	マレーシアにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-57	図 6-13	タイにおけるCO2ソースとシンクのマッチング例
6-63	図 6-14	ベトナムにおけるCO2ソースとシンクのマッチング例
6-70	図 6-15	カンボジアにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-71	図 6-16	フィリピンにおけるCO2ソースとシンクのマッチング例
6-72	図 6-17	ブルネイ・ダルサラームにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-74	図 6-18	ミャンマーにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-75	図 6-19	ラオスにおけるCO2貯留ポテンシャル

（様式２）

頁	図表番号	タイトル
6-77	図 6-20	サウジアラビアにおけるCO2貯留ポテンシャル
6-81	表6-26	日本における公的資金を用いたCCS研究開発及び実証の例
6-83	図 6-21	日本のカーボンリサイクル技術ロードマップ
6-91	図 6-24	Longshipプロジェクトの全体像
6-93	図 6-25	Porthosプロジェクトの概略図
6-97	図 6-26	Net Zero Teessideの全体像
6-98	図 6-27	CarbonSAFEが行っている調査の分布図
6-103	図 6-28	肥料工場と油田の位置関係135
6-112	図 6-31	米国-カナダ越境EOR
6-113	図 6-32	Snohvitプロジェクト概要
6-114	図 6-33	苫小牧CCS促進協議会通信（年1回発行）
6-115	図 6-34	CCUSサイトの紹介映像
6-115	図 6-35	CCSを題材とした授業の紹介映像
6-116	図 6-36	GCCSIおよびCSIROが作成した手引書
6-117	図 6-37	ESTEEMメソッドのプロセス
6-118	図 6-38	アジア汚水管理パートナーシップの取り組み概要
6-119	図 6-40	横浜ウォーターの海外案件実績