

GS 諸国マスタープラン策定事業
ベトナム国
電力分野の脱炭素化マスタープラン
策定等調査事業

報告書

2026年2月

日本工営エナジーソリューションズ株式会社

丸紅株式会社

住友商事株式会社

目次

第 1 章	事業背景・目的	1-1
1.1	本事業の背景	1-1
1.2	本事業の目的	1-1
第 2 章	実施スケジュール・体制	2-1
2.1	実施スケジュール	2-1
2.2	本事業の体制	2-3
第 3 章	実施内容	3-1
3.1	現状の評価並びに将来予測	3-1
3.1.1	エネルギー政策・既存計画のレビューと分析	3-1
3.1.2	PDP8R の電力需要予測に対するレビュー	3-4
3.1.3	PDP8R の電源構成に対するレビュー	3-7
3.1.4	電力系統計画のレビュー	3-26
3.2	課題の特定と目標設定	3-29
3.2.1	電力供給構成を達成するための課題整理	3-29
3.2.2	MP の目標設定	3-31
3.3	打ち手の案とその評価①(火力発電の脱炭素・低炭素化に向けた詳細分析)	3-33
3.3.1	火力発電所の脱炭素・低炭素化の分析の概観	3-33
3.3.2	水素・アンモニア・バイオマスの混焼用燃料サプライチェーンの検討	3-33
3.3.3	CCS 適用の実現可能性・ポテンシャル評価	3-87
3.3.4	(秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-111
3.4	打ち手の案とその評価②(変動型再生可能エネルギーに関する分析)	3-176
3.4.1	VRE 導入の段階的枠組み	3-176
3.4.2	PDP8R に基づく VRE 導入の妥当性評価	3-177
3.4.3	日本企業の競争優位性の分析	3-191
3.5	具体的な戦略策定	3-196
3.5.1	火力発電所の脱炭素化に向けたロードマップ	3-196
3.5.2	ロードマップ実現に向けた課題と解決に向けたアクションプラン	3-198
3.5.3	実施戦略を通じた日本裨益	3-207
3.6	相手国政府・関係者への打ち込み	3-208
3.6.1	ワークショップ	3-208
3.6.2	(秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-214
第 4 章	MP 実現のための次のアクションプランの検討	4-1
4.1	本事業の評価と後続事業に向けた示唆	4-1
4.2	フォローアップ期間 (5 年)の概略プラン	4-2

目次

図 2-1 実施体制図.....	2-3
図 3-1 PDP8R における電力需要予測.....	3-4
図 3-2 電力需要と GDP の関係性.....	3-5
図 3-3 各機関による GDP 成長の予測.....	3-5
図 3-4 Viet Nam Energy Outlook Report における電力需要の予測.....	3-6
図 3-5 電力需要予測の予測結果.....	3-7
図 3-6 発電量ベースでの電力供給構成割合.....	3-8
図 3-7 電力セクターにおける年間 CO ₂ 排出量.....	3-8
図 3-8 PDP8R における電力セクターの年間 CO ₂ 排出量目標値.....	3-9
図 3-9 Viet Nam Energy Outlook Report における再エネポテンシャル評価.....	3-11
図 3-10 水力発電の稼働目標.....	3-12
図 3-11 地域別の水力発電プロジェクト状況.....	3-12
図 3-12 風力発電の稼働目標.....	3-14
図 3-13 地域別の陸上風力発電プロジェクト新設状況.....	3-14
図 3-14 太陽光発電の稼働目標.....	3-17
図 3-15 地域別の太陽光発電プロジェクト新設状況.....	3-17
図 3-16 石炭火力発電の稼働目標.....	3-19
図 3-17 石炭火力発電プラントの新設状況.....	3-19
図 3-18 ガス火力発電の稼働目標.....	3-20
図 3-19 ガス火力発電プラントの新設状況.....	3-20
図 3-20 ベトナムの国家水素開発戦略ロードマップ.....	3-22
図 3-21 バイオマス発電プラントの新設状況.....	3-24
図 3-22 原子力発電の稼働目標.....	3-26
図 3-23 ベトナムにおける電力損失・信頼性の推移.....	3-28
図 3-24 重要課題の検討優先順位評価.....	3-32
図 3-25 クリーン燃料の種類.....	3-33
図 3-26 ブルー水素の製造方法のイメージ.....	3-34
図 3-27 水素等サプライチェーンの全体像.....	3-35
図 3-28 グリーンアンモニア製造プラント事例.....	3-36
図 3-29 アンモニア製造プロセスのフロー図.....	3-36
図 3-30 水素キャリア船舶のイメージ.....	3-38
図 3-31 公表済みのクリーン水素製造プロジェクト.....	3-39
図 3-32 製造方法別および地域別のクリーン水素製造量 (2030).....	3-39
図 3-33 プロジェクト状況別およびキャリア別のクリーン水素取引量.....	3-40
図 3-34 クリーン水素の輸出国、輸入国予測.....	3-41
図 3-35 オーストラリア国内における再エネ水素製造ポテンシャル.....	3-43
図 3-36 オーストラリア国内における水素ハブ.....	3-43
図 3-37 オーストラリアの国内需要量と輸出品の予想.....	3-43
図 3-38 オーストラリア国内における水素需要先.....	3-44

図 3-39 2030 年までの中東諸国の水素生産量の見通し.....	3-44
図 3-40 サウジアラビア ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験概要.....	3-45
図 3-41 マレーシアが構想する水素等サプライチェーン.....	3-46
図 3-42 タイの水素利活用ロードマップ.....	3-47
図 3-43 インドネシアの水素生産量と国内需要量予測.....	3-47
図 3-44 フィリピンの水素利活用ロードマップ.....	3-48
図 3-45 火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめ.....	3-51
図 3-46 (三菱重工業) 水素関連設備開発ロードマップ.....	3-51
図 3-47 (川崎重工業) 水素ガスタービン/ガスエンジン開発ロードマップ.....	3-52
図 3-48 (Siemens Energy) 水素ガスタービン開発目標.....	3-53
図 3-49 (GE Vernova) 水素ガスタービン開発目標.....	3-53
図 3-50 (三菱重工業) アンモニア発電設備の開発目標.....	3-54
図 3-51 (IHI) アンモニア発電技術開発ロードマップ.....	3-55
図 3-52 (IHI) 石炭、アンモニア混焼実証事業イメージ図_JERA 碧南火力発電所.....	3-55
図 3-53 (IHI) アンモニアバーナ開発ロードマップ.....	3-56
図 3-54 JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた改造範囲および現地写真.....	3-57
図 3-55 JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた安全、保安の考え方.....	3-58
図 3-56 JERA 碧南火力発電所アンモニア混焼での実際の安全、保安の取組.....	3-58
図 3-57 継手の漏洩防止構造 (リップシール溶接).....	3-59
図 3-58 局所換気システム(弁のカバー).....	3-59
図 3-59 アンモニア漏洩を想定した合同訓練の様子.....	3-60
図 3-60 防災アプリのイメージ(アンモニア漏洩時).....	3-61
図 3-61 2030 年時点での水素製造価格予測.....	3-61
図 3-62 2030 年時点でのグリーン水素製造価格予測(STEPS).....	3-62
図 3-63 2030 年時点でのグリーン水素製造価格予測(NZE).....	3-62
図 3-64 2030 年時点での水素輸送コスト予測.....	3-63
図 3-65 水素利活用に向けた港湾インフラ整備プロジェクト.....	3-63
図 3-66 MCH 利用による水素燃料補給事業実証場所.....	3-64
図 3-67 パシル・パンジャン・ターミナル内に設置された小型脱水素装置.....	3-64
図 3-68 ベトナムにおける海外水素調達コストの推移予測 (オーストラリアからの船舶輸送 の場合).....	3-66
図 3-69 ベトナムにおける海外アンモニア調達コストの推移予測 (オーストラリアからの船 舶輸送の場合).....	3-66
図 3-70 ベトナム国内ガス火力発電所水素混焼時の燃料コスト影響予測 (オーストラリアか らの船舶輸送の場合).....	3-68
図 3-71 ベトナム国内ガス火力発電所アンモニア混焼時の燃料コスト影響予測 (オーストラ リアからの船舶輸送の場合).....	3-68
図 3-72 ベトナム国内ガス火力発電所水素混焼時の CO ₂ 削減量に伴う追加コスト予測 (オーストラリアからの船舶輸送の場合).....	3-69

図 3-73 石炭火力発電所アンモニア混焼時の CO ₂ 削減量に伴う追加コスト予測(オーストラリアからの船舶輸送の場合).....	3-70
図 3-74 ザライ省のブラックペレット製造工場.....	3-72
図 3-75 ブラックペレット混焼試験の概要.....	3-72
図 3-76 発電所における水素導入に向けたスケジュール案.....	3-80
図 3-77 発電所におけるアンモニア導入に向けたスケジュール案.....	3-80
図 3-78 発電所におけるバイオマス導入に向けたスケジュール案.....	3-81
図 3-79 CCS 概要.....	3-87
図 3-80 CCS プロジェクトの CO ₂ 回収容量推移.....	3-88
図 3-81 火力発電所に適用される CO ₂ 分離・回収技術.....	3-89
図 3-82 CO ₂ 分離回収技術の開発見通し.....	3-90
図 3-83 三川発電所における CO ₂ 分離回収系統図.....	3-91
図 3-84 三川発電所における CO ₂ 分離回収設備外観および 3D モデル図.....	3-92
図 3-85 Petra Nova CCUS プロジェクトの概念図.....	3-93
図 3-86 Petra Nova CCUS プロジェクトの CO ₂ 分離回収設備範囲.....	3-93
図 3-87 関西電力舞鶴発電所における試験設備フロー図.....	3-94
図 3-88 関西電力舞鶴発電所における CO ₂ 分離回収試験設備の俯瞰図、外観.....	3-95
図 3-89 ESCAP フロー図.....	3-96
図 3-90 プラント外観.....	3-96
図 3-91 現存の CO ₂ 分離回収設備規模と実発電所規模の領域.....	3-97
図 3-92 液化 CO ₂ 輸送船「えくすくうる」.....	3-99
図 3-93 液化 CO ₂ 輸送船「LCO ₂ -EP 船」.....	3-99
図 3-94 日本における先進的 CCS 事業.....	3-100
図 3-95 Underground Deep Strata with Possibility of CO ₂ Storage.....	3-103
図 3-96 CO ₂ 分離回収量と分離回収コストの相関.....	3-104
図 3-97 CO ₂ 分離回収コストの低減予測.....	3-104
図 3-98 船舶およびパイプラインによる CO ₂ 輸送コスト(容量および距離).....	3-105
図 3-99 アメリカにおける CCS プロジェクトコスト(陸上).....	3-105
図 3-100 アメリカにおける CCS プロジェクトコスト(洋上).....	3-106
図 3-101 発電所における CO ₂ 分離回収、輸送、貯蔵設備の導入スケジュール案.....	3-107
図 3-102 CCS バリューチェーンにおける日本の強み.....	3-108
図 3-103 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-111
図 3-104 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-112
図 3-105 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-112
図 3-106 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-114
図 3-107 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-116
図 3-108 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-116
図 3-109 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-117
図 3-110 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-118
図 3-111 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-120

図 3-152 VRE 導入の段階的枠組み.....	3-176
図 3-153 VRE 導入段階別またはプロセス別の重点対策分野.....	3-177
図 3-154 IEA によるベトナムの VRE 導入段階予想.....	3-178
図 3-155 PDP8R に基づく 2030 年、2050 年時点でのベトナムの VRE 導入段階予想.....	3-178
図 3-156 PDP8R に基づく 2030 年、2050 年時点でのベトナムの VRE 導入段階予想.....	3-179
図 3-157 500 kV 変電所(左図)および 200 kV 変電所(右図)地域別増強計画.....	3-180
図 3-158 500 kV 送電線(左図)および 200 kV 送電線(右図)地域別増強計画.....	3-180
図 3-159 2025-2030 年 VRE 導入量と特別高圧変電所増強計画.....	3-181
図 3-160 2031-2035 年 VRE 導入量と特別高圧変電所増強計画.....	3-181
図 3-161 地域別の水力発電プロジェクト状況(再掲).....	3-183
図 3-162 ベトナムの電力市場開発と市場段階(政令 No.63/2013/QD-TTg 時点での構想).....	3-184
図 3-163 国家送電網を介した再生可能エネルギーの電力取引モデル.....	3-185
図 3-164 PDP8R 記載シナリオ別の太陽光、風力発電で確保が必要な従事者数の推計.....	3-186
図 3-165 電力システムの総費用とその構成.....	3-187
図 3-166 日本における太陽光、風力発電の増加に伴う系統統合費用予測事例.....	3-188
図 3-167 ドイツにおける VRE 別の系統統合費用の分析.....	3-189
図 3-168 火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめ(再掲).....	3-197
図 3-169 ベトナム石炭・ガス火力発電の脱炭素化に向けた全体ロードマップ.....	3-198
図 3-170 全体ロードマップ実現に向けた課題.....	3-199
図 3-171 亜臨界×無煙炭におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析.....	3-200
図 3-172 瀝青炭×超臨界におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析.....	3-200
図 3-173 中・大規模のガス火力発電におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析.....	3-201
図 3-174 課題解決に必要な打ち手の整理.....	3-201
図 3-175 碧南火力発電所 4 号機の脱炭素化ロードマップ.....	3-202
図 3-176 日本の CO ₂ 分離回収技術に対する支援スキーム.....	3-203
図 3-177 諸外国における CCS 支援制度.....	3-203
図 3-178 第 1 回ワークショップの様子.....	3-210
図 4-1 本事業において当初想定していた成果.....	4-1
図 4-2 成功点と反省点.....	4-2

表目次

表 2-1 検討スケジュール.....	2-2
表 3-1 2021年2月以降のベトナムの主要な政策更新状況.....	3-1
表 3-2 National Energy Master Plan(NEMP)の概要.....	3-2
表 3-3 PDP8 と PDP8R の差分(~2035).....	3-3
表 3-4 PDP8 と PDP8R の差分(~2050).....	3-4
表 3-5 PDP8R の電源構成から想定される CO ₂ 排出量.....	3-10
表 3-6 水力発電に関連する主要な政策.....	3-11
表 3-7 水力発電に関する主要なプロジェクト.....	3-13
表 3-8 風力発電に関連する主要な政策.....	3-13
表 3-9 風力発電に関する主要なプロジェクト.....	3-15
表 3-10 風力発電に関する民間主導の主要なプロジェクト.....	3-15
表 3-11 太陽光発電に関連する主要な政策.....	3-16
表 3-12 PDP8R に明記されている太陽光発電普及に向けた施策方針.....	3-16
表 3-13 太陽光発電に関する主要なプロジェクト.....	3-18
表 3-14 太陽光発電に関する民間主導の主要なプロジェクト.....	3-18
表 3-15 NEMP に記載される地域別の水素製造目標.....	3-23
表 3-16 JETP に記載される水素・アンモニアプロジェクト.....	3-23
表 3-17 JETP に記載されるバイオマスプロジェクト.....	3-25
表 3-18 企業による主要なバイオマス発電プロジェクト.....	3-25
表 3-19 ベトナムにおける CCUS 関連の取組.....	3-26
表 3-20 PDP8R に記載されている電力系統増強計画.....	3-27
表 3-21 東南アジア主要国および日本の Smart Grid Index(SGI).....	3-29
表 3-22 電力供給構成達成に向けた現状.....	3-30
表 3-23 重要課題の特定.....	3-31
表 3-24 クリーン燃料の特徴と製造方法.....	3-34
表 3-25 水素キャリアの比較.....	3-37
表 3-26 水素貯蔵技術の比較.....	3-37
表 3-27 日系企業の水素キャリア船舶開発状況.....	3-38
表 3-28 2050年時点でのベトナム国内火力発電所における水素需要量の試算.....	3-41
表 3-29 クリーン燃料の原料と必要設備.....	3-42
表 3-30 東南アジア、環太平洋、中東諸国における水素の戦略状況.....	3-42
表 3-31 東南アジア諸国の水素戦略概要(1).....	3-45
表 3-32 東南アジア諸国の水素戦略概要(2).....	3-46
表 3-33 東南アジア諸国のアンモニア戦略概要.....	3-49
表 3-34 東南アジア諸国のアンモニア関連プロジェクト.....	3-50
表 3-35 2030、2040、2050年時点における水素・アンモニアの調達コスト推計 (オーストラ リアからの船舶輸送の場合).....	3-65

表 3-36 2030、2040、2050 年時点におけるガス火力への水素混焼/専焼時、石炭火力へのアンモニア混焼/専焼時の燃料コスト増分 (オーストラリアからの船舶輸送の場合).....	3-67
表 3-37 2030、2040、2050 年時点におけるベトナム国内火力発電所の燃料コストへの影響 (オーストラリアからの船舶輸送の場合)	3-69
表 3-38 東南アジア諸国のバイオマス戦略概要.....	3-70
表 3-39 東南アジア諸国のバイオマス燃料製造関連プロジェクト	3-71
表 3-40 バイオマスボイラ技術を有する日系企業の東南アジアでの納入実績	3-73
表 3-41 日系企業の日本国内バイオマス発電所一覧.....	3-74
表 3-42 2024 年時点におけるバイオマス燃料量および価格.....	3-77
表 3-43 バイオマス燃料利用拡大に向けた供給側の課題.....	3-79
表 3-44 水素製造、利用の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較表	3-82
表 3-45 日本企業の事業機会(水素関連).....	3-83
表 3-46 アンモニア製造、輸送、利用の各分野のインフラ建設における 日本企業と海外企業の比較表.....	3-83
表 3-47 日本企業の事業機会 (アンモニア関連).....	3-84
表 3-48 バイオマス利用 (微粉炭焚火力)の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較表.....	3-85
表 3-49 日本企業の事業機会(バイオマス関連).....	3-85
表 3-50 水素、アンモニア調査検討結果まとめ.....	3-86
表 3-51 バイオマス調査検討結果まとめ.....	3-86
表 3-52 世界各国の CCS/CCUS 戦略、位置づけ.....	3-87
表 3-53 火力発電所に適用される CO ₂ 分離回収方式の特徴	3-88
表 3-54 燃焼後 CO ₂ 分離回収方式の特徴	3-90
表 3-55 三川発電所/CO ₂ 分離回収プラントの概要	3-91
表 3-56 Petra Nova CCUS プロジェクト /CO ₂ 分離回収プラントの概要	3-92
表 3-57 関西電力舞鶴発電所/CO ₂ 分離回収プラントの概要	3-94
表 3-58 日鉄エンジニアリング(株) CO ₂ 分離回収設備の概要.....	3-95
表 3-59 CO ₂ 分離回収方式と回収量、必要スペース分析	3-97
表 3-60 各火力発電方式における CCS の有無による効率等の違い	3-98
表 3-61 液化 CO ₂ 輸送船「えくすくうる」の概要	3-98
表 3-62 液化 CO ₂ 輸送船「LCO ₂ -EP 船」の概要.....	3-99
表 3-63 CO ₂ 輸送船開発動向	3-100
表 3-64 パイプライン輸送がある先進的 CCS 事業	3-101
表 3-65 船舶輸送が調査・検討対象の先進的 CCS 事業	3-101
表 3-66 2050 年時点でのベトナム国内火力発電所における CO ₂ 回収量の試算	3-102
表 3-67 ベトナム国内における CO ₂ 貯留ポテンシャル	3-102
表 3-68 ベトナム火力発電所 CCS 設備付加追加コスト	3-106
表 3-69 CO ₂ 分離回収技術を有する日本企業の分析	3-109
表 3-70 液化 CO ₂ 輸送船(3 方式)の特徴.....	3-109
表 3-71 日本企業の事業機会(CCS 関連)	3-110

表 3-72 CCS 技術の現状分析(まとめ)	3-110
表 3-73 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-113
表 3-74 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-115
表 3-75 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-115
表 3-76 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-117
表 3-77 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-119
表 3-78 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-119
表 3-79 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-121
表 3-80 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-122
表 3-81 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-124
表 3-82 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-125
表 3-83 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-127
表 3-84 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-128
表 3-85 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-129
表 3-86 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-132
表 3-87 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-132
表 3-88 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-133
表 3-89 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-134
表 3-90 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-135
表 3-91 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-135
表 3-92 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-136
表 3-93 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-136
表 3-94 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-137
表 3-95 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-137
表 3-96 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-138
表 3-97 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-138
表 3-98 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-139
表 3-99 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-143
表 3-100 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-146
表 3-101 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-147
表 3-102 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-148
表 3-103 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-150
表 3-104 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-151
表 3-105 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-152
表 3-106 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-153
表 3-107 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-153
表 3-108 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-156
表 3-109 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-156
表 3-110 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-157
表 3-111 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-158

表 3-112 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-158
表 3-113 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-160
表 3-114 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-163
表 3-115 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-165
表 3-116 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-166
表 3-117 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-167
表 3-118 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-168
表 3-119 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-169
表 3-120 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-170
表 3-121 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-171
表 3-122 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-172
表 3-123 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-172
表 3-124 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-174
表 3-125 PDP8R における蓄電池プロジェクト(左表)、太陽光発電プロジェクトに付随する蓄電池計画(右表)	3-182
表 3-126 政令 No. 58/2025ND-CP の概要	3-183
表 3-127 ベトナム国内の発送変配電の投資規制	3-184
表 3-128 PDP8R での人材育成目標、内容	3-186
表 3-129 VRE 関係の人材育成制度の一例	3-186
表 3-130 C _{INT} (統合コスト)の内訳	3-188
表 3-131 ベトナムにおける統合コストに関する分析事例(レポート、論文)	3-189
表 3-132 VRE 導入に対する技術的な課題	3-190
表 3-133 VRE 導入に対する制度的な課題	3-190
表 3-134 VRE 導入に伴う提言	3-191
表 3-135 (地上型)大規模太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況	3-192
表 3-136 (産業用)ルーフトップ太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況	3-193
表 3-137 (住宅用)ルーフトップ太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況	3-193
表 3-138 陸上風力発電プロジェクトの外資系参入状況	3-194
表 3-139 洋上風力発電プロジェクトの外資系参入状況	3-194
表 3-140 蓄電池プロジェクトの外資系参入状況	3-195
表 3-141 日本、中国、欧州企業の得意分野分析	3-196
表 3-142 アクションプラン	3-204
表 3-143 本事業により裨益を受けうる日本企業群	3-207
表 3-144 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-208
表 3-145 第1回ワークショップで、EVN および MOIT から頂戴した意見	3-210
表 3-146 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-211
表 3-147 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-212
表 3-148 最終ワークショップのアジェンダ・タイムライン	3-213
表 3-149 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-213
表 3-150 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-214

表 3-151 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-216
表 3-152 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-217
表 3-153 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-218
表 3-154 (秘匿情報を含むため非公開とした。)	3-219
表 4-1 実施計画上期待していた将来的な裨益の達成状況	4-2

注：一部の図や表については、外部資料から引用したため、ベトナム語や英語の表記があります。

主な略語集

Abbreviation	English	和文
AI	Artificial Intelligence	人工知能
ACE	Asean Center of Energy	ASEAN エネルギーセンター
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AGC	Automatic Generation Control	自動発電制御
AHEAD	Advanced Hydrogen Energy Chain Association for Technology Development	次世代水素エネルギー技術研究組合
AMI	Advanced Metering Infrastructure	高度計量インフラ
AiP	Approval in Principle	基本設計承認
ASEAN	Association of Southeast Asian Nations	東南アジア諸国連合
AZEC	Asia Zero Emission Community	アジア・ゼロエミッション共同体
BOG	Boil Off Gas	ボイルオフ(蒸発)ガス
CAGR	Compound Annual Growth Rate	年平均成長率
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism	炭素国境調整措置
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage	二酸化炭素回収・貯留
CCUS	Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage	二酸化炭素回収・利用・貯留
CFB	Circulating Fluidized Bed	流動床 (ボイラ)
COD	Commercial Operation Date	商業運転開始日
COP26	The 26th session of the Conference of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約第 26 回締約国会議
DMS	Distribution Management System	配電管理システム
DLR	Dynamic Line Rating	ダイナミック・ライン定格
DPPA	Direct Power Purchase Agreement	直接電力購入契約
DWT	Dead Weight Tonnage	載貨重量トン
EAV	Electricity Authority of Vietnam	ベトナム電力公社
EBT	Energy Blockchain Technology	エネルギー・ブロックチェーン技術
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム
EOR	Enhanced Oil Recovery	石油増進回収法
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計、調達、建設一括請負

Abbreviation	English	和文
EREA	Electricity and Renewable Energy Authority	電力・再生可能エネルギー局
ESS	Energy Storage System	エネルギー貯蔵システム
EVN	Vietnam Electricity	ベトナム電力
FA	Fly Ash	フライアッシュ
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle	燃料電池自動車
FEED	Front End Engineering Design	フロントエンドエンジニアリングデザイン
FGD	Flue Gas Desulfurization	排煙脱硫装置
FH2R	Fukushima Hydrogen Energy Research Field	福島水素エネルギー研究フィールド
FIT	Feed In Tariff	固定価格買い取り制度
FS	Feasibility Study	実現可能性調査
GCCSI	Global CCS Institute	グローバル CCS インティテュート
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GG	Green Growth	グリーングロース
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GI	Green Innovation	グリーンイノベーション
GIS	Geographic Information System	地理情報システム
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit	ドイツ国際協力公社
GT	Green Transport	グリーントランスポート
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービンコンバインドサイクル
HCMC	Ho Chi Minh City	ホーチミン市
HHV	Higher Heating Value	高位発熱量
HRSR	Heat Recovery Steam Generator	廃熱回収ボイラ
IE	Institute of Energy	エネルギー研究所（ベトナム商工省 MOIT 傘下の研究機関）
IEA	International Energy Agency	国際エネルギー機関
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IoT	Internet of Things	モノのインターネット
IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構

Abbreviation	English	和文
JETP	Just Energy Transition Partnership	公正なエネルギー移行パートナーシップ
JOGMEC	Japan Organization for Metals and Energy Security	独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構
KSF	Key Success Factor	重要成功要因
LCO ₂	Liquefied Carbon Dioxide	液化二酸化炭素
LHV	Lower Heating Value	低位発熱量
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier	液体有機水素キャリア
LPG	Liquid Petroleum Gas	液化石油ガス
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry	土地利用、土地利用変化および林業
MCH	Methylcyclohexane	メチルシクロヘキサン
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry	経済産業省
MFT	Master Fuel Trip	主燃料トリップ
MOAE	Ministry of Agriculture and Environment	農業環境省
MOIT	Ministry of Industry and Trade	商工省
MOU	Memorandum of Understanding	基本合意書
MP	Master Plan	マスタープラン
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEMP	National Energy Master Plan	国家エネルギー基本計画
NLDC	National Load Dispatch Centre	国家中央給電指令所
NTP	Notice To Proceed	業務開始通知
NZE	Net Zero Emission	ネットゼロ排出 2050 年実現シナリオ
NZ	Net Zero	ネットゼロ
OEM	Original Equipment Manufacturer	相手先ブランド名製造
OLTC	On-Load Tap Changers	負荷時タップ切替装置
OPEX	Operating Expense	運営費
PDP	Power Development Plan	電源開発計画
PKS	Palm Kernel Shell	ヤシ殻
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
PSA	Pressure Swing Adsorption	圧力変動吸着

Abbreviation	English	和文
RLDC	Regional Load Dispatch Centre	地域給電指令所
QCVN	Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia	ベトナム国家技術規制
RoR	Run of the River	流れ込み式(水力発電)
RTS	Rooftop Solar system	屋根置き太陽光発電システム
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御・データ収集システム
SGI	Smart Grid Index	スマートグリッド評価指標
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電継続時間指標
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電頻度指数
SMR	Steam Methane Reforming	水蒸気メタン改質
SOEC	Solid Oxide Electrolysis Cell	固体酸化物型電解セル
STEPS	Stated Policies Scenario	公表政策シナリオ
toe	tonne of oil equivalent	石油換算トン
UHVAC	Ultra High Voltage Alternative Current	超高電圧交流
UHVDC	Ultra High Voltage Direct Current	超高電圧直流
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
USC	Ultra Super Critical	超々臨界
VRE	Variable Renewable Energy	変動性再生可能エネルギー
WEO	World Energy Outlook	世界エネルギー見通し

第1章 事業背景・目的

1.1 本事業の背景

ベトナム社会主義共和国 (以下ベトナム)は、2021年11月1日に、英国で開催された国連気候変動枠組み条約第26回締約国会議 (COP26)首脳級会合で、2050年までに温室効果ガスの排出量実質ゼロ (カーボンニュートラル)を目指す¹と表明した¹。国際エネルギー機関 (IEA)によると²、2023年におけるベトナムのCO₂排出量において、電力・熱利用部門は約52%を占めており、この部門での排出削減は2050年までのネットゼロ目標を達成するために極めて重要である。電力/熱部門は全体の半分程度を占める最も大きなセグメントであり、目標達成に向けて重要な部分を占めている。

現状の電源構成では、火力発電が全体の約40%、うち石炭火力が75%を占めている³。最新の電源開発計画であるPDP8 Revision (以下PDP8R)によると、将来に向けては、再エネの大量導入目標を掲げつつ、火力分野においては、石炭の新設を廃止し、火力はガス火力に限定させること、また、バイオマス、アンモニア等のクリーン燃料を混焼していく計画を示している。ただし、詳細な計画や具体化は今後の課題となっている。

かかる状況の中で、現在電力分野を所管する商工省 (MOIT)でも、管下の電力会社、エネルギーシンクタンクへの具体プランの策定指示をしている他、海外政府、民間企業との共同研究やイニシアチブなども積極的に実施中である⁴。

本委託事業を受託している調査団(以下調査団)の構成員である丸紅株式会社は、ベトナム国営電力グループ (EVN)と、ベトナムにおける脱炭素化社会の実現に向け、共同調査に関する覚書⁵を2022年11月24日に締結しており、管轄のMOITを含めて先方の意向を踏まえながら協力可能な内容の協議をしているところである。

1.2 本事業の目的

本事業の目的は以下に掲げる3つのゴールを達成することである。

ゴール 1:ベトナム国の既存目標や現状を理解したうえで、電力分野の脱炭素化目標達成のための、具体的な道筋や提言が整理されていること。

ゴール 2:上記プロセスにおいて、ベトナム国政府関連機関の課題認識が進み、各種施策検討や取り組みの補助となること。

¹ 出典：[ベトナム首相、2050年までに温室効果ガス排出ゼロを目指す、COP26で表明\(ベトナム\)| ビジネス短信 — ジェトロの海外ニュース - ジェトロ](#) (2026年1月6日閲覧)

² 出典：[Viet Nam - Countries & Regions - IEA](#) (2026年1月6日閲覧)

³ 出典：National Energy Master Plan より

⁴ 日本に限定しても、2023年7月よりベトナムでAZEC/GX推進ワーキングチームが発足([ベトナムで「AZEC/GX推進ワーキングチーム」の発足に合意しました \(METI/経済産業省\)](#))したり、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の元、脱炭素化・エネルギー転換に資する我が国技術の国際実証事業/実証要件適合性等調査/無煙炭焼き火力発電所の脱炭素化を実現するためのアンモニア燃焼実証事業(ベトナム)をIHI社が実施したりしている。

⁵ 出典：[ベトナム国営電力グループとの脱炭素化社会の実現に向けた共同調査に関する覚書締結について](#) (2026年1月6日閲覧)

ゴール3:提示したアウトプットをベースとして、本邦民間企業(含む、本調査団)の将来の事業機会の予見性が高まり、個々の事業活動計画の指針となること。

第2章 実施スケジュール・体制

2.1 実施スケジュール

実施スケジュールを表 2-1 に示す。

本事業は 2025 年 2 月に開始され、2026 年 2 月に完了した。

主な行程は以下のとおりである。

- 業務開始：2025 年 2 月 20 日
- 現地調査兼第 1 回ワークショップ：2025 年 5 月 27 日～5 月 30 日
- 第 2 回ワークショップ：2025 年 9 月 18 日
- 中間報告会：2025 年 10 月 9 日
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- 最終ワークショップ：2026 年 1 月 16 日
- 最終報告書提出：2026 年 2 月末

表 2-1 検討スケジュール

論点・実施事項	2025年										2026年	
	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
1. 国家エネルギー計画/PDP8のレビュー	●	●										
2. 長期計画実現のための重要施策と現状とのギャップ（/課題）分析		●	●									
3. 重要施策の実現可能性に関する分析				●	●	●	○	○				
4. マスタープラン実現に向けたアクションプラン策定								●	●	○	○	
5. ベトナム国ステークホルダーの理解の深化			★ (WS)				★ (WS)			★ (JP)	★ (WS)	
報告会（貴省向け）				●				●			●	

(出典: 調査団作成)

2.2 本事業の体制

図 2-1 に示す実施体制に基づいて業務を実施した。

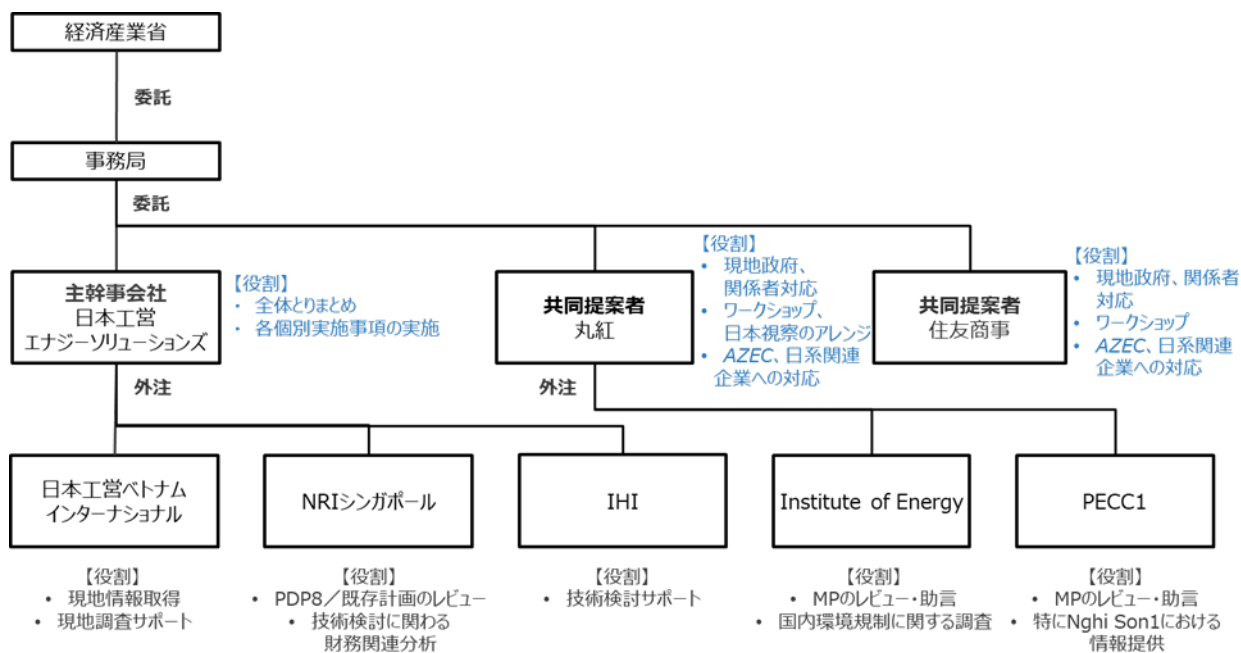


図 2-1 実施体制図

第3章 実施内容

3.1 現状の評価並びに将来予測

3.1.1 エネルギー政策・既存計画のレビューと分析

(1) 調査上の前提

本件類似調査として、2021年2月に国際協力機構(JICA)より「ベトナム国電力セクターに係る情報収集・確認調査」(以下、JICA 過去調査と記載)が発表されている。調査団の認識としては、下記3点について大きな違いがあるため、内容重複は発生しないものと認識している。当認識については調査開始時にJICAともディスカッション済みであり、同じ認識である旨の発言を得ている。

(a) 調査観点の違い

JICA 過去調査では、海外投融資等の民間連携、円借款、技術協力の観点から可能性のある支援策の整理、優先順位付けを目的とした調査が実施されている。加えて、短期的に支援が可能と考えられる協力プログラムの詳細検討も実施されている。

他方、本調査の主目的はあくまでもマスタープランの策定であり、ベトナム国政府関連機関の課題認識をサポートした上で、各種施策の検討や取り組みの補助となるような情報の収集を中心としている。特に、火力発電の脱炭素化の重要性を捕捉するための調査を実施している。

(b) 調査手法の違い

JICA 過去調査では、PDP7 改訂版記載内容等の政府公開資料をベースに、温室効果ガス(GHG)排出量、電源構成、再エネ普及、送配電網整備の目標・政策・関連する法制度・見通しをフラットにレビューしている。また、日本国から必要な政策支援を見据えた上で、電力セクターにおける課題の抽出を実施している。

他方、本調査では、PDP8R のレビューをしたうえで、外部機関のレポートも活用しながら各記載内容(需要、再エネポテンシャル、電源構成)の妥当性分析を実施している。また、上記分析よりPDP8R 目標達成に向けた課題を整理した上で、火力発電の脱炭素化をはじめとする重要課題の抽出を実施している。

(c) 調査時期の違い

JICA 過去調査は、2021年2月に報告書が提出されている。当時は、PDP8 のドラフトが発表された段階であった。その後、現在に至るまでに、表 3-1 にまとめているようなエネルギー関連政策の更新が実施されている。特に、PDP8 の発行並びに改定が実施されているため、新規のレビューが必要となると認識している。

表 3-1 2021年2月以降のベトナムの主要な政策更新状況

政策名	発表日	概要
National Power Development Plan for the period 2021-2030, with a vision to 2050 (Revised PDP VIII)	2025年4月	<ul style="list-style-type: none">➢ GDP成長目標の達成に向けて、再エネ開発に重点を置いた包括的な電源開発計画➢ 発電容量は150 GW (2030年)、490-573 GW (2050年)に達する。発電量に占めるREの割合は28-36% (2030年)、74-75% (2050年)に達する。石炭火力を2030年の20%から2050年には0%に削減する、等の目標を記載している
Law on Electricity	2024年11月	<ul style="list-style-type: none">➢ 2025年2月1日から施行されており、DPPA、原子力発電の再導入を含む大幅な更新により、再生エネルギーを促進するための包括的な法的枠組みを確立している。
National Energy Master Plan in Viet Nam to 2030, with a vision to 2050 (NEMP)	2023年7月	<ul style="list-style-type: none">➢ 2050年までの燃料構成に関するエネルギー分野全体の開発計画➢ エネルギー需要は1億700万 toe (2030年)、1億6,500万から1億8,000万 toe (2050年)。排出目標はエネルギー分野全体で399,448,000t-CO₂ (2030年)、90,110,000t-CO₂ (2050年)
Just Energy Transition Partnership (JETP)	2022年12月	<ul style="list-style-type: none">➢ 石炭からクリーンエネルギーへの移行を加速するための財政・政策支援➢ 発電における再エネの割合は2030年までに47%に設定し、石炭発電容量を制限し、2050年までに削減されていない石炭を段階的に廃止するという目標を記載
National Strategy for Climate Change by 2050	2022年7月	<ul style="list-style-type: none">➢ 気候変動への適応と、エネルギー効率とクリーンエネルギー技術による2050年までのGHG排出量ネットゼロに向けた戦略➢ 排出目標は2030年に457Mt-CO₂、2050年に101Mt-CO₂に設定

(出典: 国家エネルギー計画(Plan Energético Nacional : PEN)2022-2036, CNE)

(2) レビュー対象とする政策

電力セクターに関連する政策は多岐にわたる中で、本件では、国家エネルギー基本計画(以下、NEMP)を概観した上で、PDP8R を中心として政策へのレビューを実施する。

NEMP (国家エネルギー基本計画)は、MOIT が主導し、2023 年 7 月に策定されたエネルギー基本計画である。電力のみならず、石油・ガス・水素などエネルギー分野全体の政策方向性を決定づける政策である。エネルギー安全保障の確保と、脱炭素化実現に向けたエネルギートランジションの両軸を見据え、2030 年まではエネルギー需要増に対し、原油・天然ガス生産量・輸入量の増加で対応するという大方針を打ち出している。

PDP8R は、2023 年 5 月に MOIT 主導で策定・発表された PDP8 の改訂版であり、2025 年 4 月に発表された計画である。NEMP (国家エネルギー基本計画)の大方針に従ったうえで、発電・送電・配電といった電力セクターに特化した開発・投資計画である。発電能力の増強に向けた計画や送電網の整備などが明記されている。

(a) NEMP (国家エネルギー基本計画)の概要

NEMP (国家エネルギー基本計画)では、国家エネルギー安全保障の確保、エネルギートランジションの実現、エネルギー自給率の向上を目標として掲げている。目標達成に向け、2030 年まではエネルギー消費量を漸減しつつ、安全保障の観点から国内原油・天然ガス増産を狙っている。2050 年に向けては再エネへの大幅なエネルギートランジションによる GHG 排出量の大幅削減を目指している。詳細な目標・KPI については、表 3-2 に紹介している。

表 3-2 National Energy Master Plan(NEMP)の概要

目標	KPI	2023年時点	2030年時点	2050年時点
国家エネルギー安全保障の確保	平均GDP成長率	5.0% (2022年~2023年)	CAGR7% (2021年~2030年)	CAGR6.5%~7.5% (2030年~2050年)
	最終エネルギー消費量 (石油換算)	1.01億トン (2022年)	1.07億トン	1.65~1.84億トン
	一次エネルギー国内総供給量 (石油換算)	0.93億トン (2022年)	1.55億トン	2.94~3.11億トン
	国内石油備蓄量 (原油・石油製品含む)	純輸入量の65日分	純輸入量の75~80日分	純輸入量の90日分
エネルギートランジションの実現	再エネ比率	13%	15~20%	80~85%
	エネルギー生産における省エネ	-	2023年比8-10%削減	2023年比15-20%削減
	GHG排出量	5.24億トン	3.99億~4.44億トン	1.1億トン
エネルギー自給率の向上	原油生産量 (年産)	600万トン	950万トン	700~900万トン
	天然ガス探掘量	7億m ³	55~150億m ³	100~150億m ³
	石炭生産量	4,800万トン	4,100~4,700万トン	3,300万トン
	再生エネルギーの生産	明確な目標は規定せず		
	グリーン水素の生産	-	10-20万トン	1,000-2,000万トン

(出典: NEMP より NRI シンガポール作成)

(3) PDP8R の概要レビュー

(a) PDP8R 策定の要点

2023 年 5 月に発表された PDP8 だが、2025 年 4 月に、改訂版として(PDP8R)が発表されている。

PDP8R では、エネルギー需要の変化やエネルギーミックスの変化に対応する形で、改訂を加えている。

PDP8R 発表の背景について、Institute of Energy(以下 IE)にインタビューを実施した。IE は、政府系のシンクタンクであり、PDP8R の改訂実作業を主導している存在である。⁶

⁶<https://ievn.com.vn/vi/chum-anh-hoi-thao-tham-van-dieu-chinh-quy-hoach-dien-viii-va-bao-cao-danh-gia-moi-truong-chien-luoc/> (2026 年 1 月 6 日閲覧)

IEによると、前提として、PDP8は法律により、発表後5年毎に改定することが定められているものの、首相発表により、国内総生産(GDP)成長率目標が大幅に上方修正されたことを受け、エネルギー需要が大幅に増加する見込みとなったために改訂が実施されたとのことである。また、北部地域の電力需要が大幅に増加し、近い将来に南部地域を大幅に上回ることが予測されるようになったため、併せて電力計画の見直しが必要になったことも背景として挙げられていた。更に、原子力発電が再開される見通しとなり、エネルギーミックスの見直しの必要がある点も改訂の背景となった。加えて、電源開発に関連するいくつかの主要プロジェクトが遅れており、エネルギー生産能力に影響を及ぼしていることも背景となったようである。

このような背景の元、PDP8Rにおける主要な改正点は下記のとおりである。

<2030～2035年時点での予測・目標>

- **総発電量**：需要増に伴い大幅な増加を想定
 - 増分は太陽光・風力を中心とした再エネでカバーする想定。石炭・石油・天然ガスの目標はほぼ据え置き
- **原子力発電**：2035年時点での稼働開始を明記
- **洋上風力**：当初より目標を5年後ろ倒しも、目標値は増加
- **太陽光**：PDP8より約3倍程度目標値増加

<2050年時点での予測・目標>

- **総発電量**：需要増に伴い大幅な増加を想定
 - 増分の大半は洋上風力によるカバーを想定
- **原子力発電**：新規に目標値を記載も主力電源ではない見込み
- **洋上風力**：太陽光と並ぶ主力電源への成長見込む
- **太陽光**：PDP8より1.5倍以上目標値を増加
- **水素**：完全な燃料転換ではなく、LNGとの混焼を中心とした導入にシフト
- **アンモニア**：新規に目標値を設定

PDP8とPDP8Rの差分については、表3-3、表3-4にまとめている。

表 3-3 PDP8 と PDP8R の差分(～2035)

Power Source	PDP8 (May 23)	PDP8R final (Apr 25)	PDP8R final (Apr 25)
Timeline	2030	2030	2035
Total Installed Capacity	155,544	183,291 - 236,363	
Nuclear Power	-	-	4,000 - 6,400
Hydropower	29,346	33,294 - 34,667	
Coal-fired Thermal Power	30,127	31,055	
Thermal Power Using Biomass/Ammonia	-	-	
Domestic Gas	14,930	10,861 - 14,930	
Domestic Gas, Converting to Use LNG	-	-	
Domestic Gas, Entirely Converting to Use Hydrogen	-	-	
LNG-to-Power	22,400	22,524	
LNG-to-Power, Co-generation with Hydrogen	-	-	
LNG-to-Power, Entirely Converting to Use Hydrogen	-	-	
LNG with CCS	-	-	
Onshore & Near Shore Wind Power	21,880	26,066 - 38,029	
Offshore Wind Power (OSW)	6,000	-	6,000 - 17,032
Offshore Wind Power to generate other energy sources	-	-	15,000
Solar Power (Concentrated Solar Power & Rooftop Solar Power)	20,591	48,459 - 73,416	
Biomass and Waste-to-Power: Geo.	2,270	- Bi: 1,523 - 2,699 - Was: 1,441 - 2,137 - Geo: 45	
Cogeneration Power Plants and Thermal Power Plants Utilizing Residual Heat, Blast Furnace	2,700	-	
Flexible Source	300	2,000 - 3,000	
Pumped-Storage Hydropower	2,400	2,400 - 6,000	
Battery Energy Storage	300	10,000 - 16,300	
Import (Mainly from Lao, China)	5,000 (possible can be 8,000)	9,360 - 12,100	
Export (Mainly to Campuchia, Singapore, Malaysia)	-	400	5,000 - 10,000

単位はすべてMW

(出典: PDP8R より NRI シンガポール作成)

表 3-4 PDP8 と PDP8R の差分(~2050)

Power Source	PDP8 (May 23)	PDP8R final (Apr 25)
Timeline	2050	
Total Installed Capacity (MW)	568,629	774,503 – 838,881
Nuclear Power	-	10,500 – 14,000
Hydropower	36,016	40,624
Coal-fired Thermal Power	-	-
Thermal Power Using Biomass/Ammonia	25,632	25,798
Domestic Gas & Converting to use LNG	7,900	7,900
Domestic Gas, Entirely Converting to Use Hydrogen	7,030	7,030
LNG-to-Power	-	-
LNG-to-Power, Co-generation with Hydrogen	4,500 – 9,000	18,200 – 26,123
LNG-to-Power, Entirely Converting to Use Hydrogen	16,400 – 20,900	8,576 – 11,325
LNG with CCS	1,887 – 2,269	1,887 – 2,269
Onshore & Near Shore Wind Power	60,050 – 77,050	84,696 – 91,400
Offshore Wind Power (OSW)	70,000 – 91,500	113,503 – 139,097
Offshore Wind Power to generate other energy sources	-	240,000
Solar Power (Concentrated Solar Power & Rooftop Solar Power)	189,294	293,088 – 295,646
Biomass and Waste-to-Power: Geo.	6,015	- Bi: 4,829 – 6,960 - Was: 1,784 – 2,137 - Geo: 464
Cogeneration Power Plants and Thermal Power Plants Utilizing Residual Heat, Blast Furnace	4,500	-
Flexible Source	46,200	21,333 – 38,641
Pumped-Storage Hydropower	45,550	20,691 – 21,327
Battery Energy Storage	45,550	95,893 – 96,120
Import (Mainly from Lao, China)	11,042	14,688
Export (Mainly to Campuchia, Singapore, Malaysia)	-	10,000

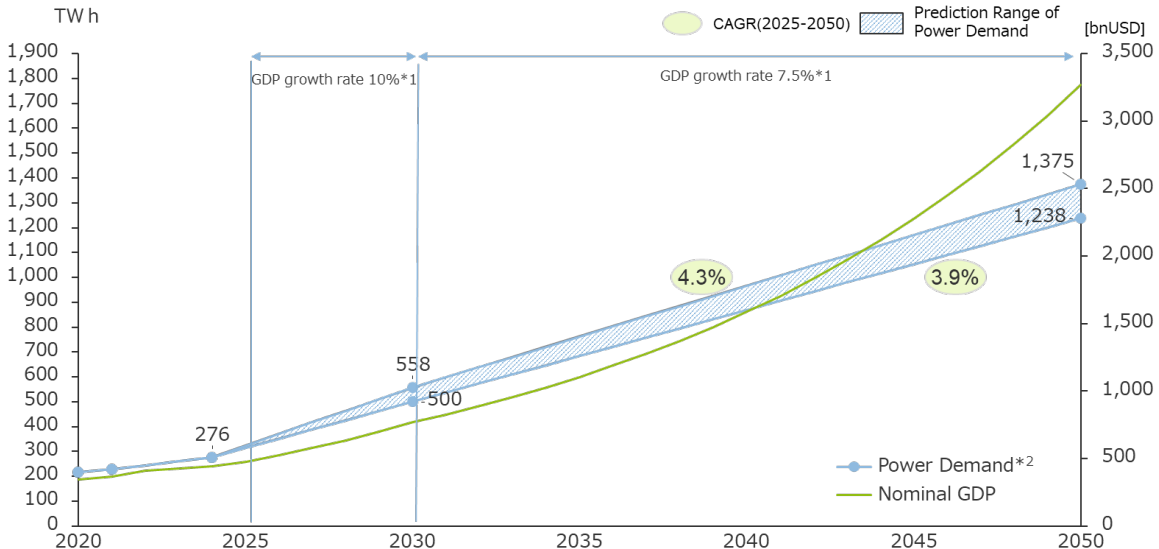
単位はすべてMW

(出典: PDP8R より NRI シンガポール作成)

3.1.2 PDP8R の電力需要予測に対するレビュー

(1) 電力需要予測の現状

PDP8R では、電力需要の前提となる GDP 成長予測を、2030 年まで CAGR (Compound Annual Growth Rate:年平均成長率)10%、2030-2050 年で CAGR7.5%と高位に予測されている。上記予測が影響し、電力需要は 2030 年時点で現時点の約 2 倍になると予測されている。図 3-1 は、PDP8R における電力需要予測を示している。



(注: GDP については、World Bank の 2021 年の名目 GDP を出発値とし、PDP8R に記載の GDP 成長率(2025 年まで CAGR8%、2026-2030:CAGR10%、2031-2050:CAGR7.5%)で伸ばしている)

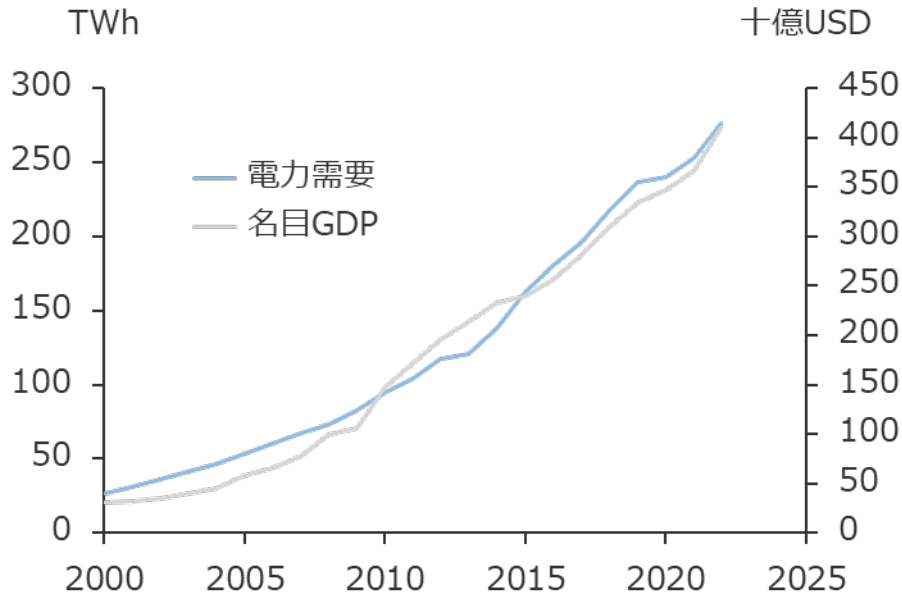
(出典: NRI シンガポール作成。電力需要予測データは PDP8R、GDP の足元値は World Bank より。)

図 3-1 PDP8R における電力需要予測

(2) 電力需要予測のレビュー手法

電力需要予測の妥当性について、GDP を活用した回帰分析と、外部機関のレポートの引用の二つの観点から検証する。

GDP を活用した回帰分析について、ベトナムにおける電力需要と名目 GDP の相関係数は 2000-2022 年において 0.99 以上となっている。また、説明変数 X を名目 GDP(十億 USD)、目的変数 Y を電力需要 (TWh)としたときに、有意 F0.01 以下で $Y=0.644776X+9.265491$ に回帰可能である。図 3-2 は、ベトナムにおける電力需要と名目 GDP の関係性を示したものである。



(出典：電力需要は IEA より、名目 GDP は World Bank より。グラフは NRI シンガポール作成)

図 3-2 電力需要と GDP の関係性

図 3-3 は、各機関による GDP 成長による予測を示している。2023 年に発表された NEMP (国家エネルギー基本計画)の GDP 成長予測の時点で、IMF や ADB、世界銀行 (World Bank)よりも強気の予測が為されていることが分かる。その上、PDP8R では更に強気の予測に変更されている。ただし、IMF、ADB、世界銀行などの各機関は GDP 成長の予測を 2030 年までしか出していない点に留意の必要がある。

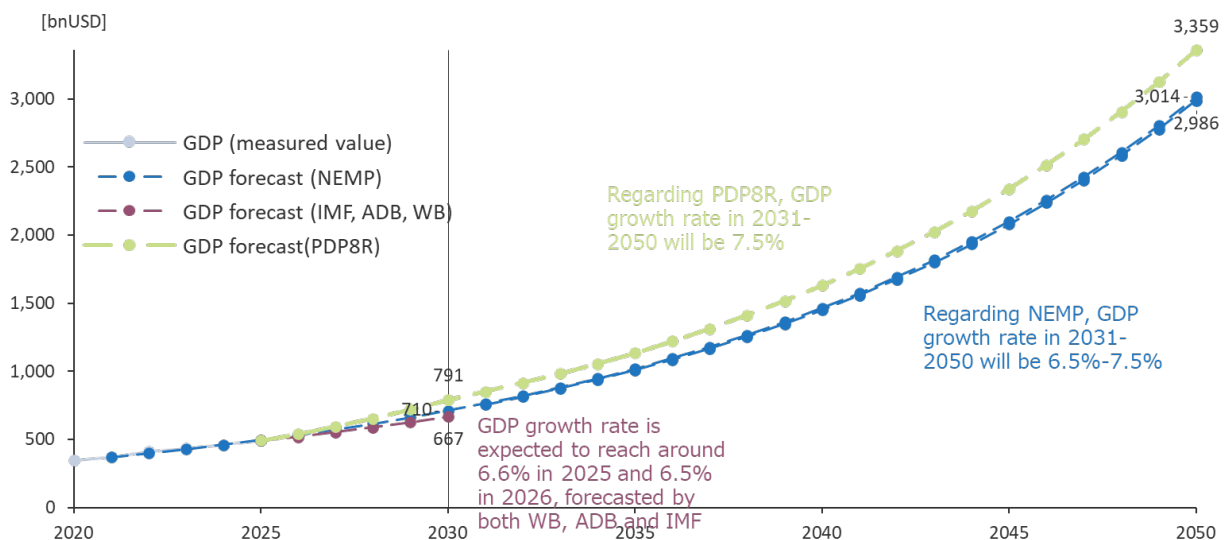
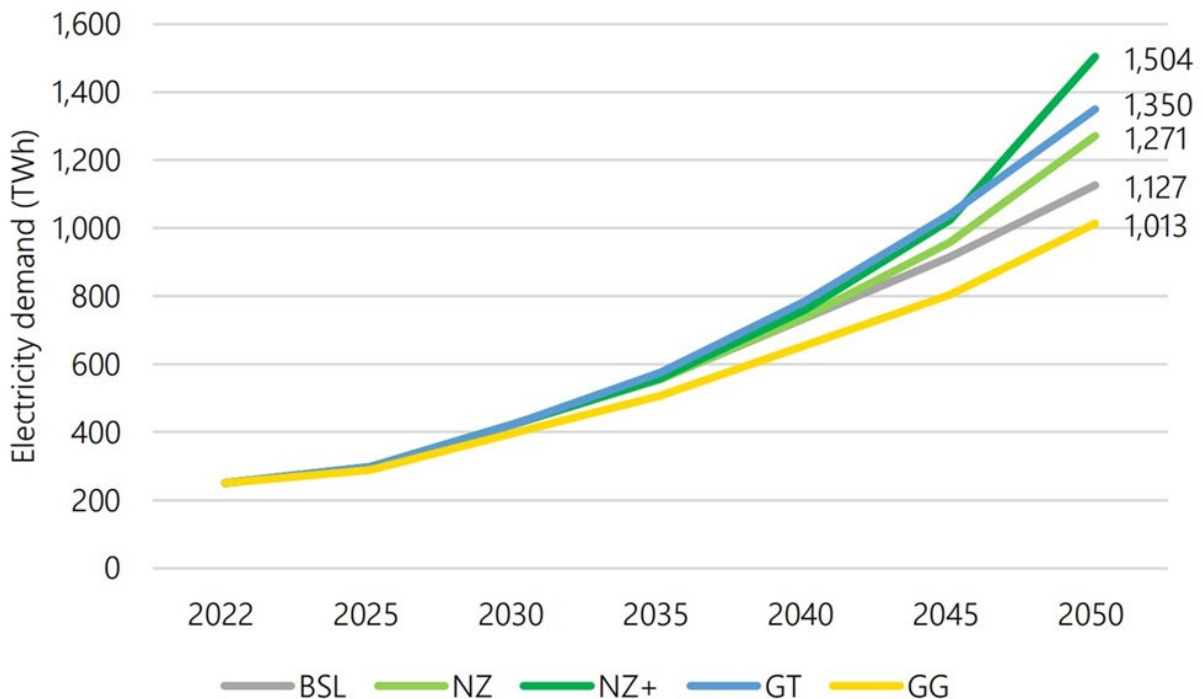


図 3-3 各機関による GDP 成長の予測

外部機関のレポートからの検証については、外部機関が発表しているベトナムの電力需要予測とPDP8Rの記載内容の比較を実施する。

図 3-4 は、Viet Nam Energy Outlook Report における電力需要の予測である。Viet Nam Energy Outlook Report は、EREA がデンマークのエネルギー庁(DEA)と共同で作成している出版物である⁷。最新版は2024年6月に発表されている。5つのシナリオに分けてベトナムにおける電力需要の予測を実施している。各シナリオの意味は下記のとおりである。

- BSL：ベースラインシナリオ(既存の政策や短期計画のみ実施され、その後何のGHG削減施策も実行されないシナリオ)
- NZ：ネットゼロシナリオ(コスト最適な方法でネットゼロ目標が達成されるシナリオ)
- NZ+：ネットゼロシナリオ(バリエーション)(LULUCFによるネガティブエミッションを達成できない代わりに、更なる排出削減によってネットゼロ目標が達成されるシナリオ)
- GT：グリーントランスポート・バリエーションシナリオ(2050年までに運輸部門のネットゼロが達成された場合のシナリオ)
- GG：グリーングロス・バリエーションシナリオ(第二次産業ではなく第三次産業主導で経済成長が進んだ際のシナリオ)



(出典：Viet Nam Energy Outlook Report 2024)

図 3-4 Viet Nam Energy Outlook Report における電力需要の予測

(3) 電力需要予測のレビュー結果

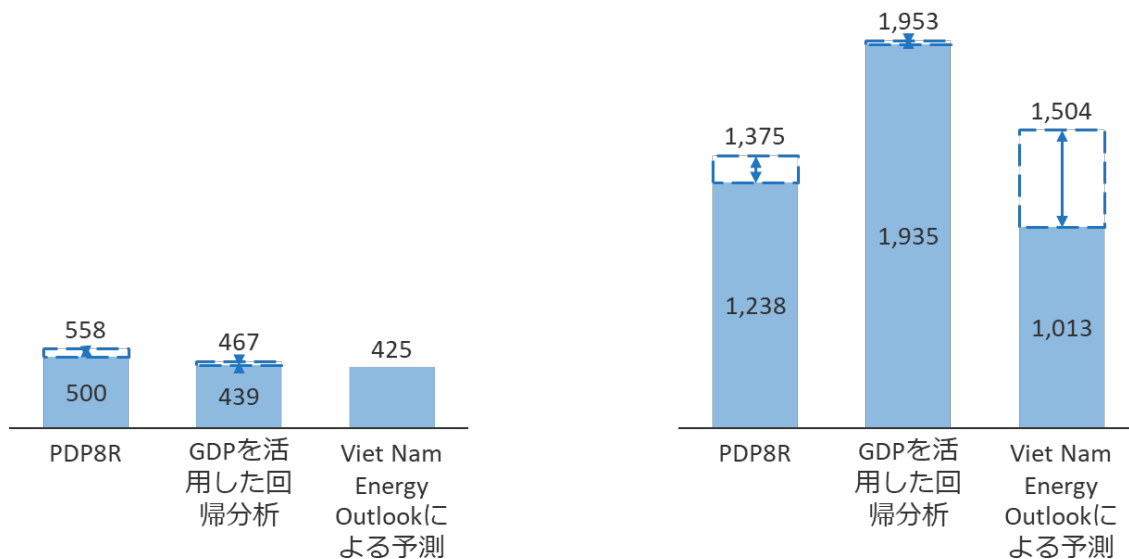
図 3-5 は電力需要予測のレビュー結果を示している。「GDP を活用した回帰分析」における値は、図 3-3 における GDP 予測値の最小値・最大値を採用した際の電力需要予測結果を示している。「Viet Nam Energy Outlook による予測」も同様に、図 3-4 における電力需要の予測値の最小値・最大値を採用している。PDP8R では、GDP 成長率の予測を従来より高位に予測していることが影響し、2030年時点での電力需要は高位に予想されているが、その後はネットゼロ目標達成に向け電力需要そのものが GDP 成長率に比して大幅に低位な成長に留まると予想され、2050年時点では妥当な水準の予想に落ち着いていることが分かる。これは、脱炭素化に向けてエネルギー消費量を一定抑える政策を並行して取ることを前提として PDP8R にて電力需要予測が為されていることの裏

⁷ [Viet Nam Energy Outlook Report, Pathways to Net-Zero \(2024\) | NetZero.VN - Net Zero Viet Nam](#) (2026年1月6日閲覧)

付けとなる。逆説的に、エネルギー消費量を抑える政策が適切に取られない場合、PDP8R で想定している電力構成では電力需要を満たせない可能性がある。

2030年時点での電力需要予測

2050年時点での電力需要予測



(出典：NRI シンガポール)

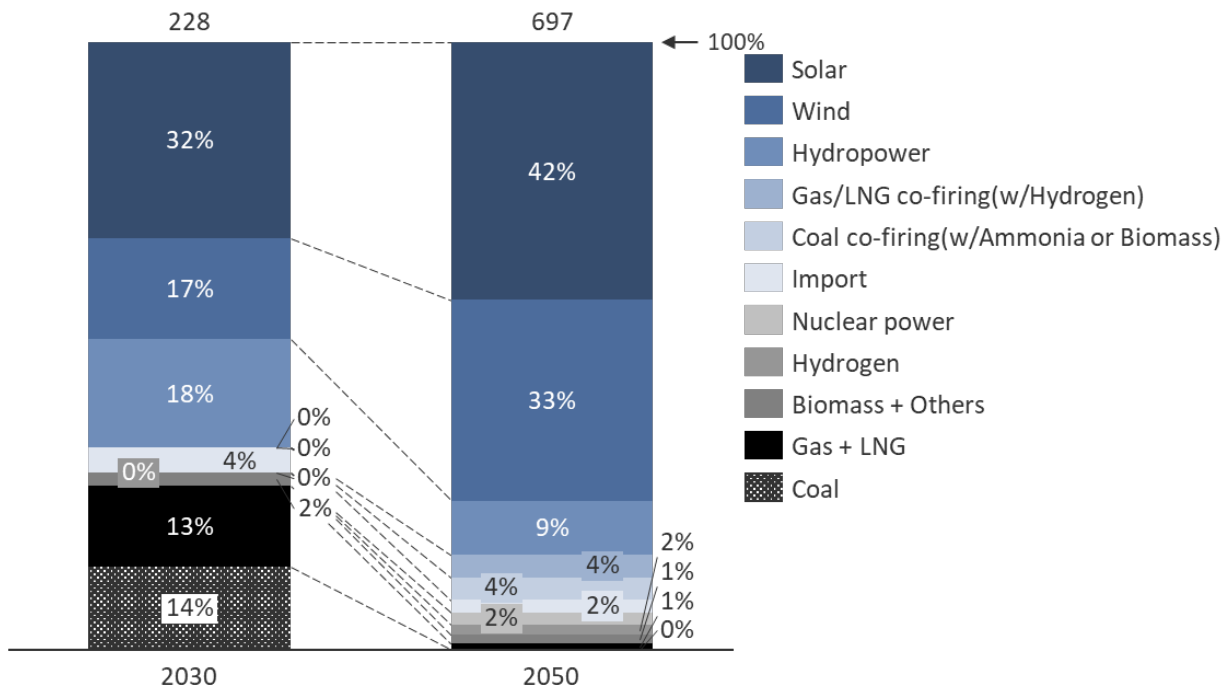
図 3-5 電力需要予測の予測結果

3.1.3 PDP8R の電源構成に対するレビュー

(1) PDP8R が想定する電源構成

2030 年までに PDP8R では石炭の使用を削減し、天然ガス、太陽光発電、風力発電に重点を置く計画を立てている。加えて、原子力発電の 2030 年から 2035 年頃の稼働が予定されている点も特徴である。2050 年までには、風力発電と太陽光発電に重点を置きながら、再生可能エネルギーの割合を大幅に増加させる計画が立てられている。

図 3-6 は、PDP8R に記載された、設備容量ベースでの電力供給構成割合を示している。2030 年時点でも、太陽光・風力で 49%を占めており、2050 年時点では約 75%を太陽光・風力で占める計画となっている。



(注：単位はTW。各電源における目標値の平均値を採用している)
 (出典：PDP8R を元に NRI シンガポール作成)

図 3-6 発電量ベースでの電力供給構成割合

(2) 電源構成のレビュー手法

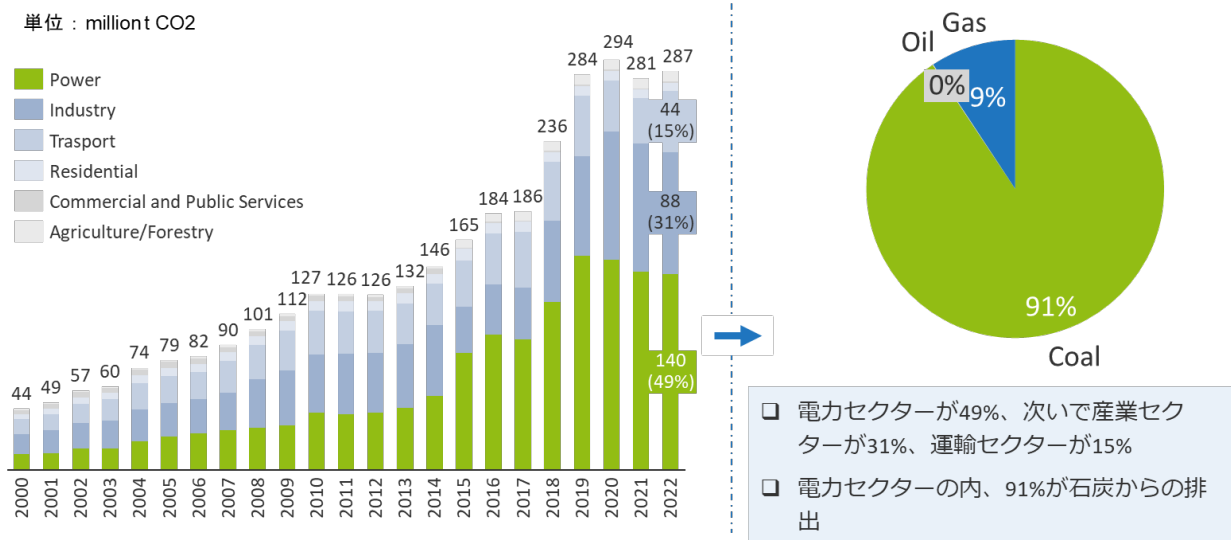
前項で提示した PDP8R の電源構成について、3つの観点からレビューを実施する。

(a) CO₂ 排出量削減目標の達成に向けた妥当性の検証手法

図 3-7 に見られるように、ベトナムにおける CO₂ 総排出量のうち、電力セクターが全体の約 49%を占めている。電力セクターに占める燃料別排出量を見ると、91%が石炭であり、9%が天然ガスである。

ベトナムにおける2000年～2022年の年間CO₂排出量（産業別）

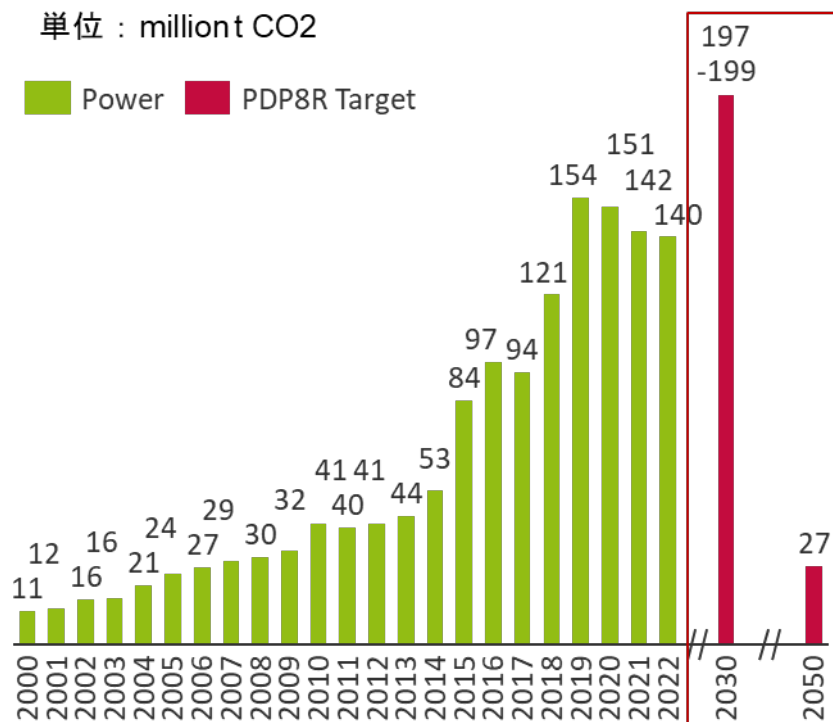
電力セクターにおける燃料別排出量（2022年）



(出典：IEA より NRI シンガポール作成)

図 3-7 電力セクターにおける年間 CO₂ 排出量

図 3-8 は、PDP8R における電力セクターの年間 CO₂ 排出量目標値を示している。2030 年には、需要増に伴う火力発電の新設に伴い一時的に排出量は増加予定であるものの、2050 年には 2,700 万 t-CO₂ まで削減することを目指している。



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-8 PDP8R における電力セクターの年間 CO₂ 排出量目標値

この年間 CO₂ 排出量目標値が、PDP8R の電源構成で達成可能なかどうか検討する。

(b) 各電源の目標達成可能性の検証手法

(a)にて PDP8R の電源構成の妥当性を確認した後、各電源自体の目標達成可能性について、再生可能エネルギーのポテンシャル賦存量、足元のプロジェクトの導入状況、達成に向けた政策の整備状況の3つの観点から、電源種別に検証する。

(3) 電源構成のレビュー結果

(a) CO₂ 排出量削減目標の達成に向けた妥当性

現状の電源構成でこの年間 CO₂ 排出目標を達成できるのか、簡易に試算した結果が表 3-5 である。表 3-5 のとおり、現状の電源構成で概ね年間 CO₂ 排出目標は達成可能である。PDP8R で計画される電源構成を達成することが、排出量目標の達成には不可欠となることが分かる。

表 3-5 PDP8R の電源構成から想定される CO₂ 排出量

化石燃料電源	2030年時点		2050年時点	
	設備容量 (MW)	CO ₂ 排出量 (MT-CO ₂ /kWh)	設備容量 (MW)	CO ₂ 排出量 (MT-CO ₂ /kWh)
石炭火力	31,055	145	—	—
国内ガス火力	10,861- 14,930	35-48	—	—
国内ガス火力（輸入LNG への置換含む）	—	—	7,900	16
輸入LNG火力	22,524	73	—	—
輸入LNG火力の水素混焼	—	—	18,200- 26,123	19-27
国内ガス・輸入LNG火力 の水素専焼への置換	—	—	15,606- 18,355	0
輸入LNG火力（CCS付）	—	—	1,887- 2,269	0
CO₂排出量合計 (Scope 1)		202-210		27-33

(注：【CO₂排出量概算の前提】)

- 排出量はスコープ1のみを想定(石炭・ガス以外はCO₂排出は無いものとする。バイオマスはカーボンニュートラル)と仮定
- 石炭・ガス火力の稼働率 (Plant Capacity Factor) はそれぞれ60%・50%と仮定
- スコープ1の排出係数として、石炭=864 g-CO₂/kWh、ガス(従来)=415 g-CO₂/kWh、ガス(コンバインドサイクル)=360 g-CO₂/kWhを用いた。2030年時点はガス(従来)、2050年時点ではガス(コンバインドサイクル)と仮定
- ガス火力の水素混焼は50%と仮定

(出典：NRI シンガポール作成)

(b) 各電源の目標達成可能性

1) 再生可能エネルギーのポテンシャル賦存量

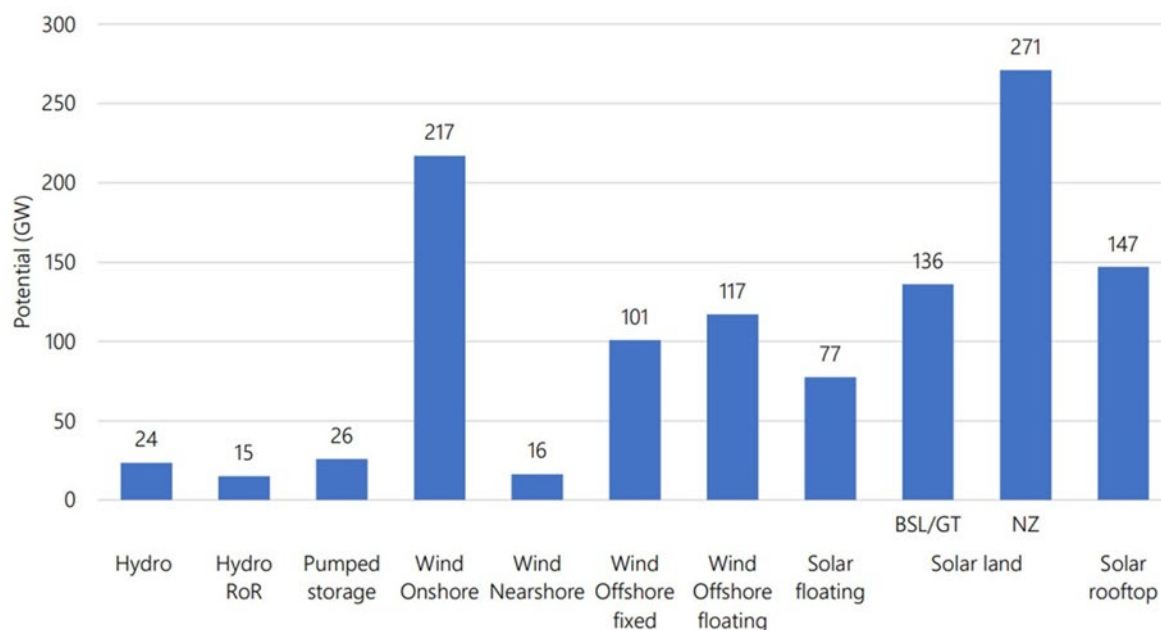
図 3-9 は、Viet Nam Energy Outlook Report に記載されている、ベトナムの再生可能エネルギーのポテンシャルを評価したものになっている。

Hydro、Hydro RoR、Pumped Storage の3つを水力発電とすると、最大65GWの発電ポテンシャルが存在する。これに対し、PDP8Rでは2050年に水力発電の発電容量が61.3-61.9GWになっており、ポテンシャルの範囲内に目標値が収まっている。

Wind Onshore、Wind Nearshore を陸上風力発電とすると、最大233GWの発電ポテンシャルが存在する。これに対し、PDP8Rでは2050年に陸上風力発電の発電容量が84.7-91.4GWになっており、ポテンシャルの範囲内に目標値が収まっている。

Wind Offshore fixed、Wind offshore floating を洋上風力発電とすると、最大218GWの発電ポテンシャルが存在する。これに対し、PDP8Rでは2050年に洋上風力発電の発電容量が113.5-149.1GWとなっており、ポテンシャルの範囲内に目標値が収まっている。

また、Solar floating、Solar Land、Solar rooftop を太陽光発電とすると、360-495GWの発電ポテンシャルが存在する。これに対し、PDP8Rでは2050年に太陽光発電の発電容量が293.1-295.6GWとなっており、こちらもポテンシャルの範囲内に目標値が収まっている。



(出典：Viet Nam Energy Outlook Report 2024)

図 3-9 Viet Nam Energy Outlook Report における再エネポテンシャル評価

2) 水力発電における足元のプロジェクトの導入状況と政策の整備状況

ベトナムでは、豊富な河川や貯水池という地理的な利点から、伝統的に水力発電が主要な電力源となってきた。しかし近年では、季節的な水不足や環境問題により水力発電の新設が制限され火力発電への依存が高まってきた歴史がある。その中で、PDP8R にも水力発電に関する記載はあるものの、他の再エネに比べ明確な施策提示は薄い状況である。

表 3-6 に、水力発電に関連する主要な政策を示している。

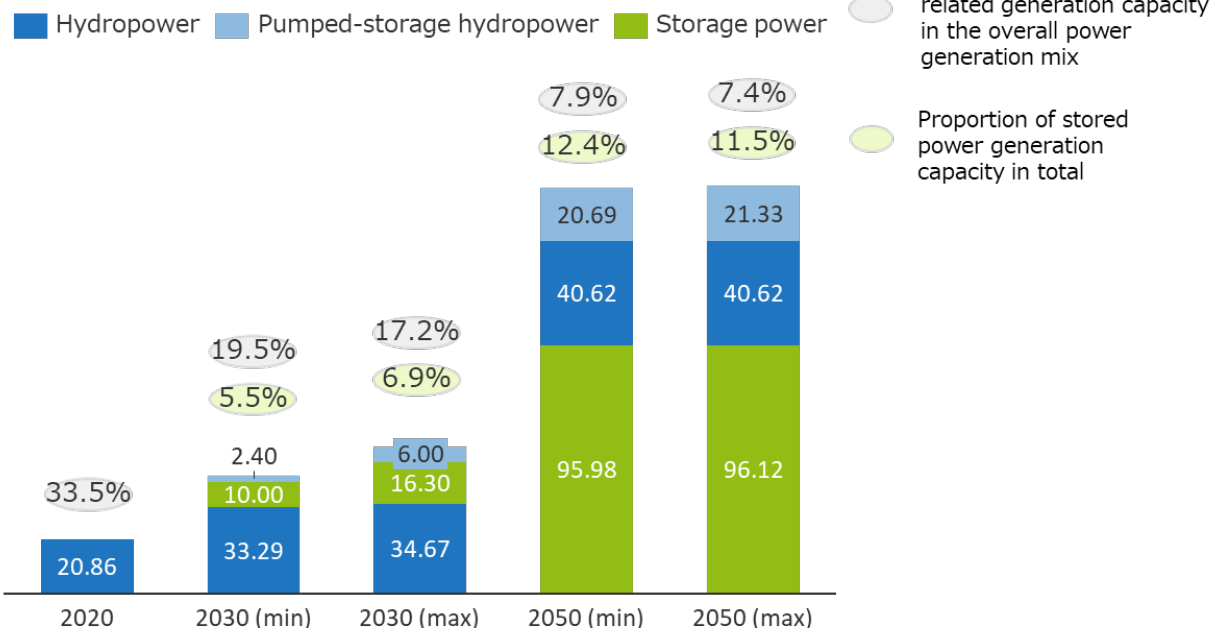
表 3-6 水力発電に関連する主要な政策

政策名	政策番号	発表年	概要
Revised Power Development Plan VIII 2021-2030, vision to 2050 (PDP8)	Decision No. 768/QĐ-TTg	April 15, 2025	<ul style="list-style-type: none"> 最大40 GWの水力発電能力を有しており、更に水力発電能力の開発を増やす目標を設定した 2030年までに、小規模水力発電所を含む水力発電の総容量は33.2-34.6 GWに達する 2050年までに、水力発電の総容量は40.6 GWに達すると予想される 揚水発電も電力供給に組み込まれ、2030年までに2.4-6 GW、2050年までに20.6-21.3 GWに達することを目標としている
Electricity Price Framework for Hydropower Plants	Decision No. 982/QĐ-BCT	April 10, 2025	<ul style="list-style-type: none"> 2025年の水力発電所の電力価格の枠組みは、0から1,110 VND/kWh (水資源税、森林環境サービス料、水資源利用権料、付加価値税を除く)である 最大価格は1,110 VND/kWhである

(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-10 は、PDP8R に記載されている、水力発電の稼働目標を示している。PDP8R では、予備電力容量を増加させるために既存の水力発電施設を拡張し、灌漑用湖や貯水池からの水力発電を活用する方針が示されている。加えて、水力発電を安定稼働させるため、揚水発電の計画も立ち上がっている。

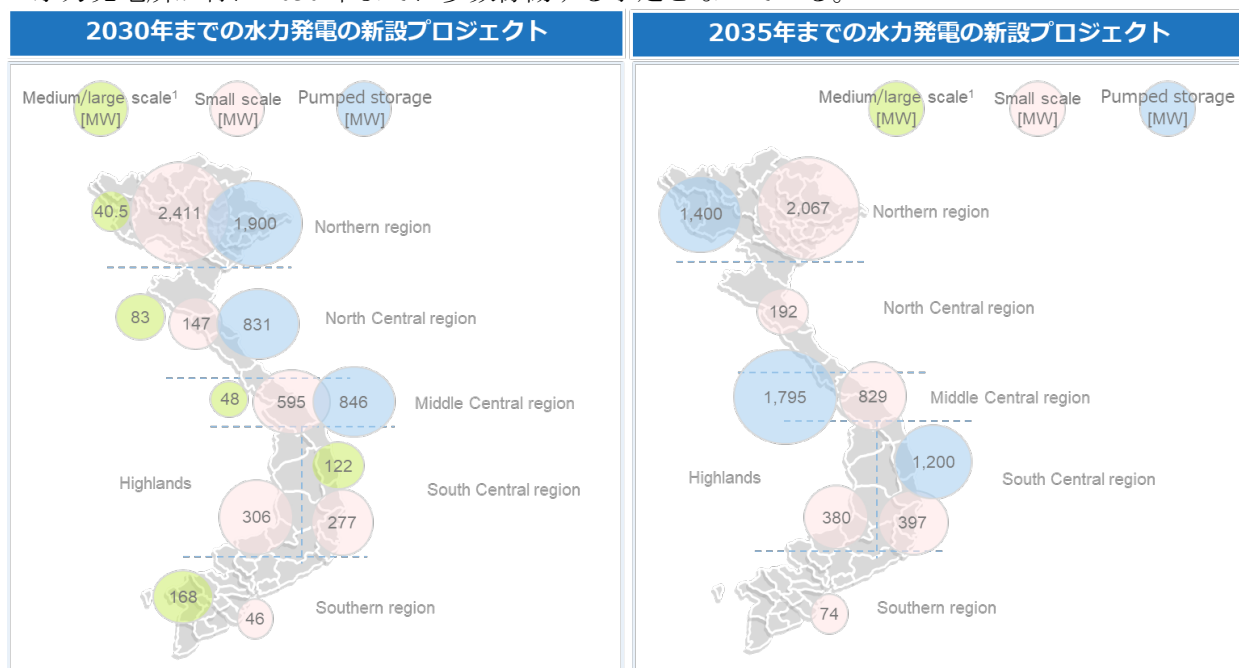
Power Generation Capacity [GW]



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-10 水力発電の稼働目標

図 3-11 は、地域別の水力発電プロジェクト状況である。北部～中部に偏在しているものの、一定のプロジェクト新設が見込まれる状況である。北部地域は、大規模・小規模を問わず水力発電所と揚水式水力発電所の両方で最大の割合を占めている。発電容量が 30 MW から 50 MW 未満の水力発電所が特に 2030 年までに多数稼働する予定となっている。



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-11 地域別の水力発電プロジェクト状況

表 3-7 は、ベトナムの国際的なパートナーシッププログラムである Just Energy Transition Partnership (JETP)に記載されている、水力発電に関する主要なプロジェクトを示している。

表 3-7 水力発電に関する主要なプロジェクト

No.	Name of Project	Location	Capacity (MW)	Expected Commissioning Year	Identified in
1	Long Tao Hydropower Plant	Dien Bien	44	2021-2030	Decision No. 500/QD-TTg (PDP8)
2	Yen Son Hydropower Plant	Tuyen Quang	90	2021-2030	
3	Song Lo 6 Hydropower Plant	Tuyen Quang	60	2021-2030	
4	Song Lo 7 Hydropower Plant	Tuyen Quang	36	2021-2030	
5	Pac Ma Hydropower Plant	Lai Chau	160	2021-2030	
6	Nam Cum 1,4,5 Hydropower	Lai Chau	95.8	2021-2030	
7	Nam Cum 2,3,6 Hydropower	Lai Chau	79.5	2021-2030	
8	Hoi Xuan Hydropower Plant	Thanh Hoa	102	2021-2030	
9	Song Hieu (Ban Mong)	Nghe An	45	2021-2030	
10	Phu Tan 2 Hydropower Plant	Dong Nai	93	2021-2030	
11	Duc Thanh Hydropower Plant	Binh Phuoc	40	2021-2030	
12	La Ngau Hydropower Plant	Binh Thuan	46	2021-2030	
13	Thanh Son Hydropower Plant	Dong Nai	40	2021-2030	
14	Cam Thuy 2 Hydropower Plant	Thanh Hoa	38	2021-2030	
15	My Ly Hydropower Plant	Nghe An	120	2021-2030	
16	Nam Mo 1 Hydropower Plant	Nghe An	51	2021-2030	
17	Dak Mi 2 Hydropower Plant	Kon Tum	147	2021-2030	
18	Song Thanh 4 Hydropower	Quang Nam	48	2021-2030	
19	Dak Mi 1 Hydropower Plant	Kon Tum	84	2021-2030	
20	Thuong Kon Tum Hydropower	Kon Tum	220	2021-2030	

(出典：JETP Plan より NRI シンガポール作成)

3) 風力発電における足元のプロジェクトの導入状況と政策の整備状況

政策は洋上風力に関連するものが中心に整備されている。洋上風力を最大限活用するため、PDP8R には、2030 年以降の中部～北部を結ぶ超高電圧直流送電線整備をする旨が記載されている。表 3-8 は、風力発電に関連する主要な政策を記載している。

表 3-8 風力発電に関連する主要な政策

政策名	政策番号	発表年	概要
Revised Power Development Plan VIII 2021-2030, vision to 2050 (PDP8)	Decision No. 768/QD-TTg	April 15, 2025	<ul style="list-style-type: none"> 潜在能力は約221 GWであり、陸上および沿岸の風力発電容量の合計は2030年までに26-38 GWに達すると予測されている 洋上風力発電容量は2035年までに6-17 GWに達すると予想され、2050年までに113.5-139 GWに達する方向にある。 2030年以降、中・中・北部地域を結ぶ超高電圧直流送電線が開発され、洋上風力発電の可能性を強力に活用する
Specific new regulations on large-scale offshore wind power projects	Decree 58/2025/ND-CP	March 3, 2025	<ul style="list-style-type: none"> 政令58号は、洋上風力発電の開発に関連して、2024年電気法に基づく詳細な実施指針を提供している 税、土地、電力引取保証を含む、洋上風力のための構造化されたインセンティブ制度を設計している。加えて、洋上風力のための投資家資格とプロジェクト移転を実施している 輸出価格≧洋上風力のための国内上限関税 (MOITによって毎年設定される)

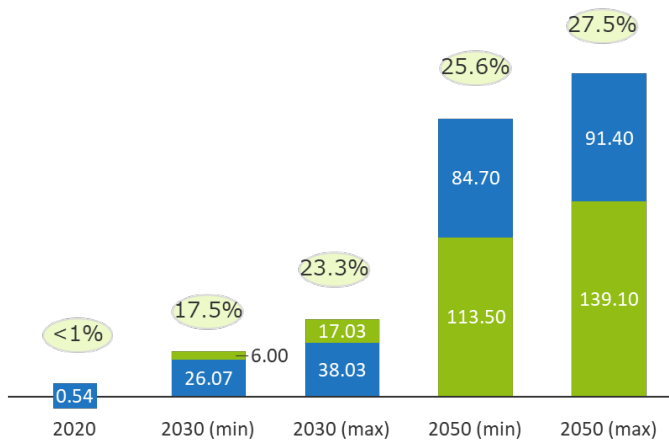
(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-12 は、PDP8R に記載されている、風力発電の稼働目標を示している。2030 年に向けて陸上風力発電の開発を引き続き拡大しつつ、2050 年に向けてエネルギー自給率を向上させるために洋上風力発電の開発に重点を置く方向性が示されている。洋上風力発電プロジェクトは、現在計画中のプロジェクトの遅延により、当初の PDP8 計画より 5 年遅れて 2030～2035 年の間に稼働する予定となっている。

Power Generation Capacity [GW]

■ Onshore wind power ■ Offshore wind power

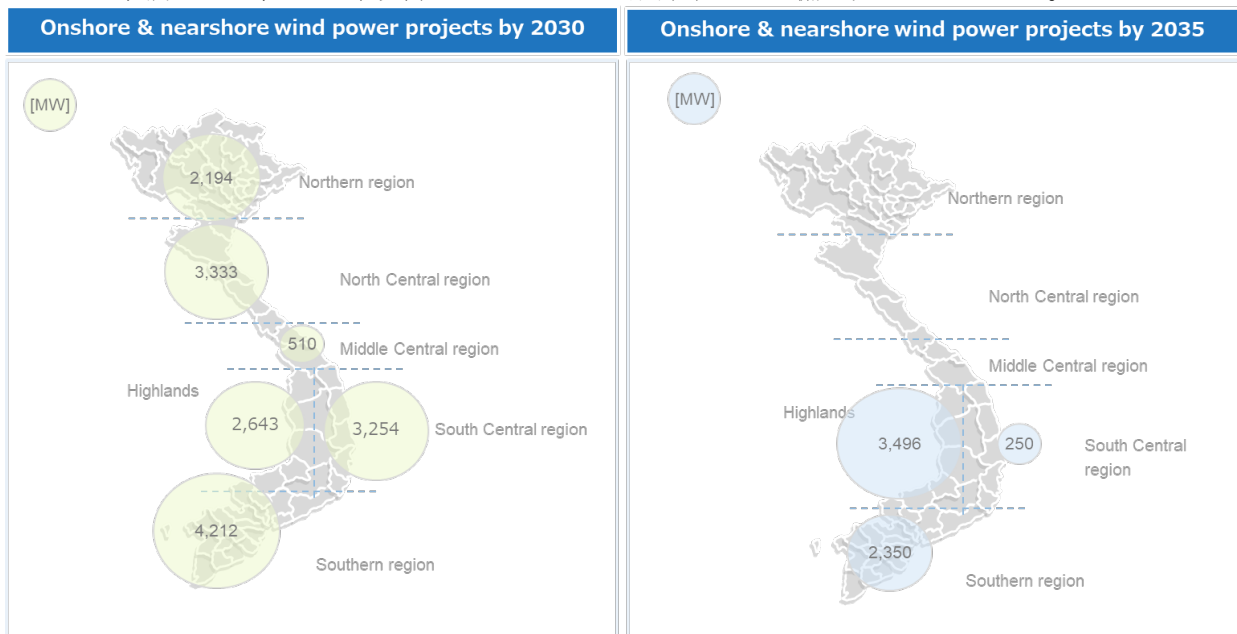
● Proportion of wind power generation capacity in the overall power generation mix



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-12 風力発電の稼働目標

図 3-13 は、地域別の陸上風力発電プロジェクト新設状況を表している。陸上風力は 2030 年までは地域満遍なく、2030 年以降はハイランドや南部中心の整備が見込まれている。



(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-13 地域別の陸上風力発電プロジェクト新設状況

表 3-9 は、風力発電における主要なプロジェクトを表している。大規模プロジェクトに関しては、洋上風力関連のプロジェクトが目立つ状況である。

表 3-9 風力発電に関する主要なプロジェクト

No.	Name of Plant/Construction	Location	Capacity (MW)	Expected Commissioning Year	Key partner
1	Dak Nong Offshore Windpower Farm Project	Dak Nong	660	2026–2027	Total Energies Renewables Corporation và Viet Phuong
2	Quang Ninh Offshore Windpower Farm Project	Quang Ninh	3,000	2029–2035	SOVICO – BP
3	Hai Phong Windpower Offshore Farm Project	Hai Phong	3,000	2029–2035	SOVICO – BP
4	Ben Tre 500MW Offshore Windpower Farm Project	Ben Tre	500	2023–2025	Mainstream AIT Corporation
5	Binh Thuan Offshore Windpower Farm Project, connect at Vinh Tan	Binh Thuan	3,000	2030–2035	BP
6	Thang Long Offshore Windpower Farm Project includes transmission line from Ham Thuan Nam (Binh Thuan) to Long Thanh (Dong Nai), heading to Binh Duong	Binh Thuan	3,400	2029	Enterprize Energy Pte. Corporation Ltd
7	Thang Long Wind 2 Offshore Windpower Farm	Binh Thuan	2,000	2029	Enterprize Energy Pte. Corporation Ltd

(出典：JETP より NRI シンガポール作成)

また、民間大手企業による風力発電の新設プロジェクトも進んでいる。表 3-10 は、風力発電に関する民間主導の主要なプロジェクトを示している。

表 3-10 風力発電に関する民間主導の主要なプロジェクト

No	Date	Supply Chain Stage	Company/Organization	Project Description
1	Apr 2025	Energy Conversion	Envision Energy	<ul style="list-style-type: none"> Envision Energy Singapore Pte. Ltd. (EES) has proposed developing two wind power projects with a total capacity of 200 MW in Lam Dong province, as part of its parent company's billion-dollar wind power journey in Vietnam. Two 100MW-capacity, Ta Nang wind power plant and Da Quyn wind power plant will be located in Ta Nang and Da Quyn communes in Duc Trong district.
2	Apr 2025	Installation and Construction	Nexif Ratch Energy Group	<ul style="list-style-type: none"> Nexif Ratch Energy advancing its 80 MW Ben Tre Wind Power Plant project, with amendment and supplement agreements to the original Power Purchase Agreements (PPAs) signed with Vietnam Electricity (EVN) on April 18, 2025. Construction is scheduled to begin in the second half of 2025.
3	Mar 2025	Installation and Construction ; Energy Conversion	VinGroup	<ul style="list-style-type: none"> Vingroup is keen on venturing into the energy sector with investments in renewable energy with an estimated investment of \$20-25 billion. The initiatives incl. solar power combined with wind power in Dak Lak with a total capacity of 9,000 MW. By 2030, Vingroup expects to generate a total of 20,500 MW of renewable energy, including 6,600 MW from wind power
4	Mar 2025	Energy Conversion	Pacifico Energy	<ul style="list-style-type: none"> Nate Franklin, chairman of Pacifico Energy Group (PE) from the United States, met with Prime Minister Pham Minh Chinh on March 12 to discuss wind power projects. In Vietnam, PE built a 40MW solar project in Binh Thuan province (completed in 2019), and a 30MW wind project in Ben Tre province (expected to be operational in 2025).
5	Mar 2024	Resource Assessment	Nexif Ratch Energy Group	<ul style="list-style-type: none"> Nexif Ratch Energy Group will initiate procedures for installing wind measurement columns in the central province of Binh Dinh. The Nexif Ratch Binh Dinh wind power plant project will be located in Canh Lien commune, Van Canh district, with a capacity of 150MW and an estimated total investment of almost \$230 million.

(出典：各企業 HP より NRI シンガポール作成)

- 4) 太陽光発電における足元のプロジェクトの導入状況と政策の整備状況
直近一年で太陽光発電を推進するための政策を相次ぎ発表している。
表 3-11 は、太陽光発電に関連する主要な政策を記載している。

表 3-11 太陽光発電に関連する主要な政策

Policy name	Policy number	published	summary
Revised Power Development Plan VIII 2021-2030, vision to 2050 (PDP8)	Decision No. 768/QD-TTg	April 15, 2025	<ul style="list-style-type: none"> Power Development Plan VIII (PDP 8) set priorities on renewable energy development, particularly on solar power <ul style="list-style-type: none"> By 2030, 50% of office buildings and 50% of houses use self-consumption solar power models (consumption only) By 2030, the total capacity of solar power sources (including concentrated solar power and rooftop solar power) will reach 46.4 – 73.4 GW. By 2050, the total capacity of solar power will be 293 – 295 GW. Compared to previously published PDP8, the capacity of solar power increase significantly, with a listing of project pipeline for rooftop solar power and solar concentrated development by province/city.
Updated Direct Power Purchase Agreement	Decree 57/2025/ND-CP	March 3, 2025	<ul style="list-style-type: none"> With a focus on solar power, Decree 57 replaces the pilot mechanism introduced under Decree 80/2024/ND-CP (Decree 80) and introduces clearer regulatory pathways for renewable energy generators (RE GENCOs) and large electricity consumers to transact electricity directly, either through private infrastructure (Off-Grid) or the national transmission system (Grid-Connected).
Self-consumed rooftop solar mechanism	Decree No. 135/2024/N D-CP	October 22, 2024	<ul style="list-style-type: none"> The purchasing cap to the national grid is restricted to no more than 20 percent of the installed capacity Decree No. 135/2024/ND-CP stipulating policies encouraging development of self-produced and self-consumed rooftop solar power,

(出典：NRI シンガポール作成)

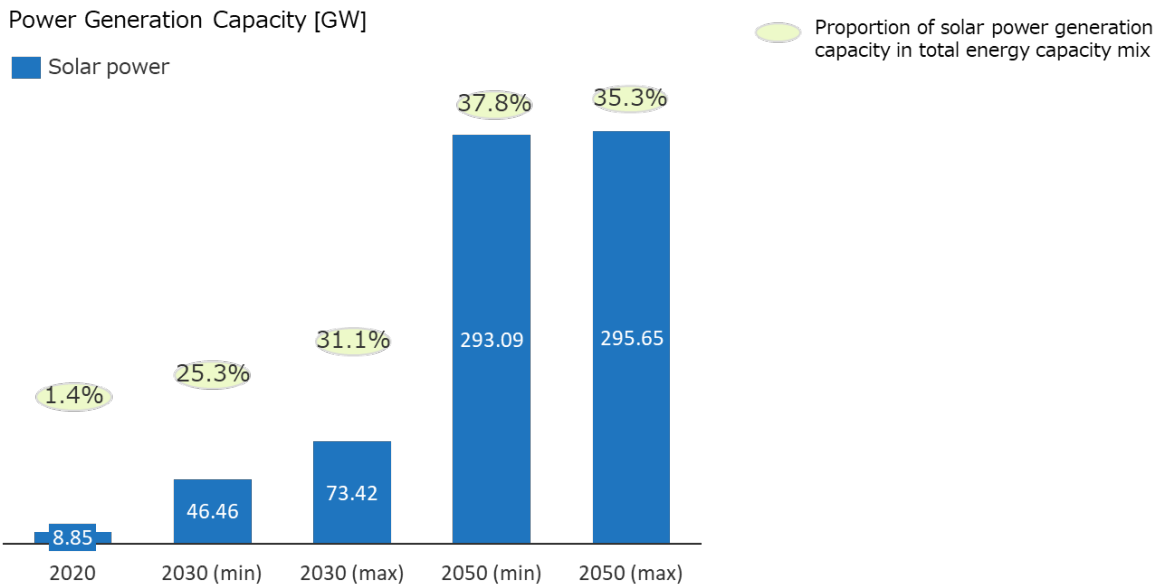
特に、PDP8R では、太陽光普及促進のため、直接電力購入契約 (Direct Power Purchase Agreement。DPPA)の導入並びに屋根置き太陽光発電システム (Rooftop Solar system。RTS)導入に対するインセンティブ・義務付け、送配電網の改修・高度化に向けた大規模投資等を実施すると明記している。特に、PDP8 では送配電網整備への懸念から 2030 年までは太陽光発電設備の新規設置を抑制する方向性であったが、PDP8R では、蓄電機能の整備を条件に積極的な導入が推奨されている。

表 3-12 PDP8R に明記されている太陽光発電普及に向けた施策方針

To drive growth of solar power for commercial use	<ul style="list-style-type: none"> Promulgation of the direct power purchase mechanism (DPPA) between RE generators and business customers via national grid or private transmission lines Establish and operate a competitive electricity market with the goal of equitizing the entire process of electricity generation and distribution from EVN and implementing it through an independent operating agency. The advancement of concentrated solar power will be accompanied by the installation of storage batteries, providing at least 10 percent of capacity for a duration of 2 hours
To drive growth of rooftop solar for consumption	<ul style="list-style-type: none"> Rooftop solar power for self-production and self-consumption is set to reach 2.6 GW capacity in 2030 Installation of rooftop solar installation are encouraged at homes, shopping centers, construction sites, factory rooftops, and industrial parks, for on-site use without connecting or selling electricity to the national grid. <ul style="list-style-type: none"> For business: Apply incentives and mandatory measures for electricity-intensive industries including steel, cement, and chemicals For household: Develop policy mechanisms and financial mechanisms to encourage electricity customers for rooftop solar PV adoption
RE legal framework development and RE infrastructure enhancement	<ul style="list-style-type: none"> Develop and apply taxes and fees on emissions in electricity production to facilitate clean electricity production. Develop legal framework for RE development e.g., mechanism to encourage solar power investment in the Northern region; amendment of the Electricity Law to attract social investment capital and ensure the operation of a highly integrated RE power system; promulgation of the Renewable Energy Law. Plan to refine mechanism for supporting services in competitive electricity market, incl. development of market mechanism, tariff structure and a reserve capacity price support mechanism to encourage investment in flexible power sources, including battery storage. Renovate and upgrade the power transmission and distribution grid with increasing adoption of smart grid with financial investment of \$18.1B for grid development in 2026-2030 period; \$15.9B in 2031-2035 and \$27.9B in 2036-2050 period Develop an open investment mechanism and reform administrative procedures to attract more investment

(出典：NRI シンガポール作成)

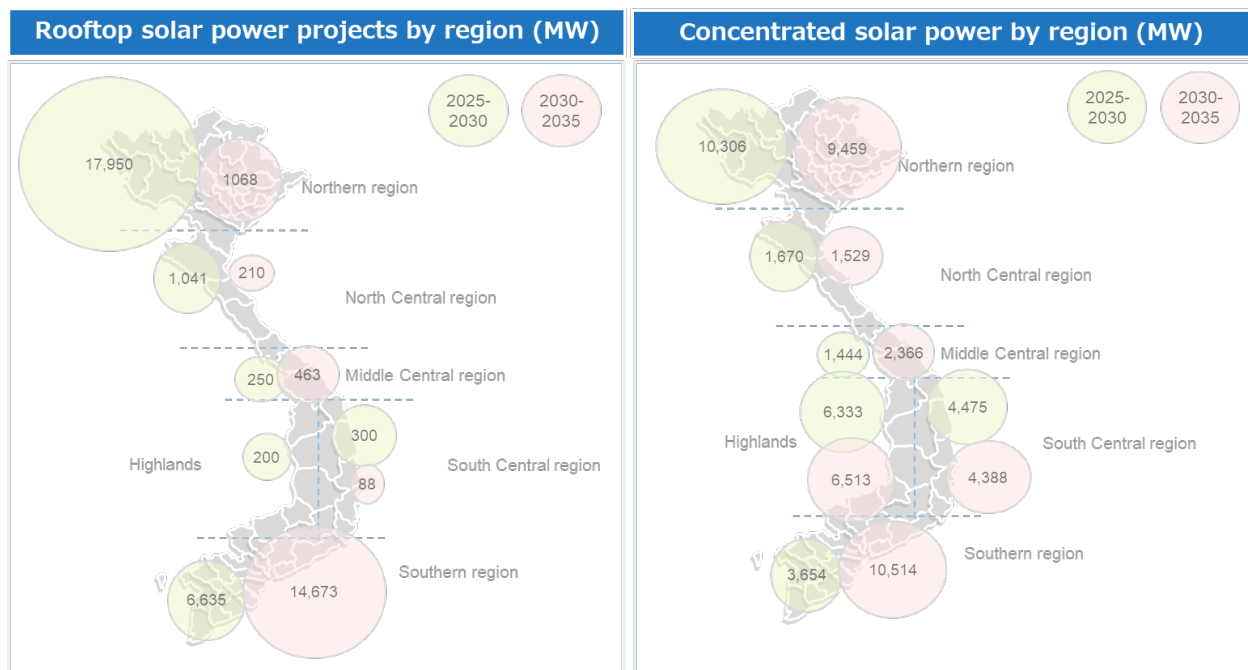
図 3-14 は、PDP8R に記載されている、太陽光発電の稼働目標を示している。2030 年時点でも 2020 年比約 5.2~8.3 倍程度設置が進む計画になっている。2030 年時点で最大のエネルギー源になる見込みとなっている。



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-14 太陽光発電の稼働目標

図 3-15 は、地域別の太陽光発電プロジェクト新設状況を表している。ルーフトップソーラーは 2030 年までは北部中心、2030 年以降は南部中心で整備が進む見込みである。他方、集光型太陽光発電プロジェクトは地域差なく満遍なく整備が進む見込みである。



Note: The size of the circle conceptually represents the size of the installed capacity

(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-15 地域別の太陽光発電プロジェクト新設状況

表 3-13 は、太陽光発電における主要なプロジェクトを表している。

表 3-13 太陽光発電に関する主要なプロジェクト

No.	Name of Project	Location	Capacity	Expected Commissioning Year	Identified in
1	Thien Tan 1.4 Solar Farm	Ninh Thuan	79 MW	2030	Decision No. 500/QD-TTg PDP8
2	KN Tri An Floating Solar Farm	Dong Nai	928 MW	2030	
3	Buon Tua Srah Floating Solar Farm	-	312 MW	2030	
4	Mi Floating Solar Farm	-	80 MW	2030	
5	Ialy Gia Lai Floating Solar Farm	Gia Lai	400 MW	2030	
6	Vuc Mau Floating Solar Farm	Nghe An	160 MW	2030	
7	Khe Go Reservoir Floating Solar Farm	Nghe An	200 MW	2030	

(出典：JETP より NRI シンガポール作成)

また、民間大手企業による太陽光発電の新設プロジェクトも進んでいる。表 3-14 は、太陽光発電に関する民間主導の主要なプロジェクトを示している。国内企業に加え、台湾・韓国・中国企業等による太陽光への投資が進んでいる。

表 3-14 太陽光発電に関する民間主導の主要なプロジェクト

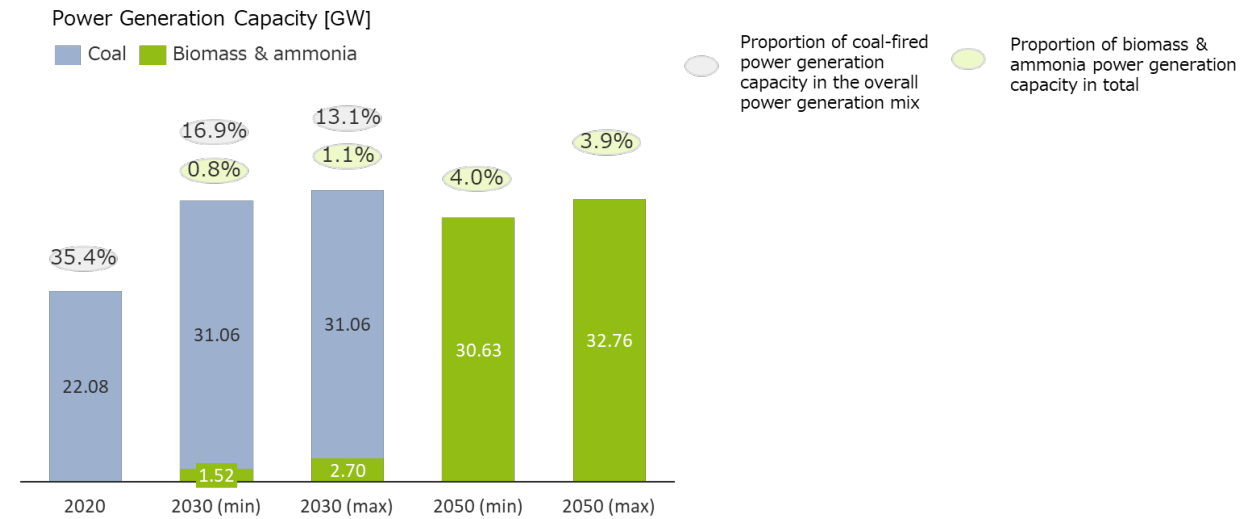
No	Date	Supply Chain Stage	Company/ Organization	Project Description
1	Apr 2025	Installation and Construction	SEV (Samsung Electronics Vietnam), CME Solar Investment	<ul style="list-style-type: none"> SEV partnered with CME Solar Investment to develop a 2.38 MW solar project at Samsung's production facilities in Vietnam. The project, set to generate 2.59 million kWh of clean electricity annually, supports Samsung's sustainability goals.
2	Mar 2025	Installation and Construction; Energy Conversion	VinGroup	<ul style="list-style-type: none"> Vingroup is keen on venturing into the energy sector with investments in renewable energy with an estimated investment of \$20-25 billion. The initiatives include a floating solar power project in the Son La hydropower reservoir with a total capacity of 8,000 MW; solar power combined with wind power in Dak Lak with a total capacity of 9,000 MW; and a solar power venture in Binh Phuoc with a total capacity of more than 8,000 MW. By 2030, Vingroup expects to generate a total of 20,500 MW of renewable energy, including 13,900 MW from solar power.
3	Dec 2024	Energy Conversion (Supporting Technologies)	Bamboo Capital Group, Foxlink, Micro Electricity (Taiwan)	<ul style="list-style-type: none"> Bamboo Capital Group signed a strategic cooperation agreement with Foxlink and Micro Electricity to develop renewable energy technologies. A joint venture, set to be established by June 2025, will focus on Energy Storage Systems (ESS), Energy Management Systems (EMS), and Energy Blockchain Technology (EBT) for Bamboo Capital's projects and other ASEAN clients.
4	Jul 2024	Installation and Construction	Levanta Renewables, Tien Nga Joint-Stock Company	<ul style="list-style-type: none"> Levanta Renewables, backed by Actis, acquired a 28.7 MWp rooftop solar system from affiliates of Tien Nga Joint-Stock Company, a leading logistics provider in Vietnam, to expand its renewable energy portfolio in Southeast Asia.
5	Apr 2024	Component Manufacturing	Hainan Drinda New Energy (China)	<ul style="list-style-type: none"> Hainan Drinda New Energy has expressed its intent to invest in a large-scale solar panel production project with a designed capacity of 14GW, divided into two phases, covering an area of 50 hectares in Hoang Mai II Industrial Park in the central province. Hainan Drinda New Energy Technology and Nghe An People's Committee have signed MOU with an investment of about \$450 million for the first phase

(出典：各企業 HP より NRI シンガポール作成)

5) 石炭・ガス火力発電の脱炭素化における足元のプロジェクトの導入状況と政策の整備状況

PDP8R では、石炭火力発電の割合を段階的に削減し、2050 年までに燃料を完全にバイオマスとアンモニアに転換することを目指している。総発電容量は 30.6~32.7GW で、全体の発電容量の 3.9~4%を占める見込みである。

図 3-16 は、PDP8R に記載された石炭火力発電の稼働目標を示している。



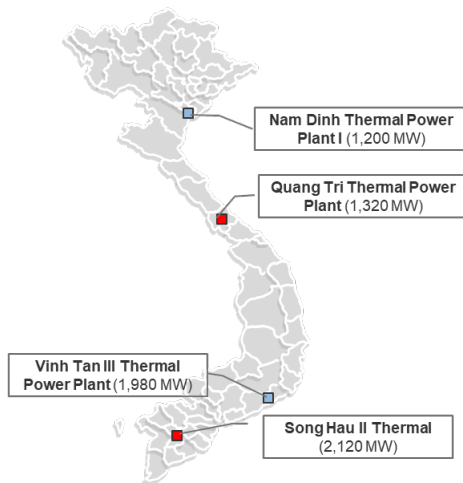
(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-16 石炭火力発電の稼働目標

図 3-17 は、石炭火力発電プラントの新設状況を記載している。石炭火力発電プラントの新設は停止しているものの、稼働が当初予定より遅れているプラント(計 6.6GW)や建設中のプラント(計 4.7GW)が存在する。2025～2030 年の間に相次ぎ稼働する予定である。

稼働が当初予定より遅れている石炭火力発電プラント

- In operation
- Stopped/terminated



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

建設中の石炭火力発電プラント

- Coal-fired power plant

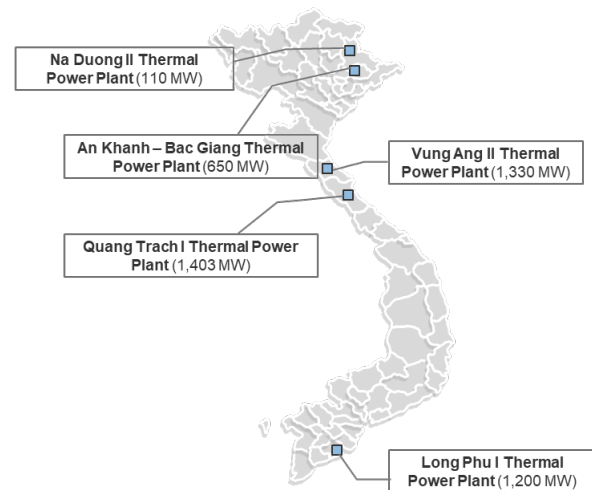
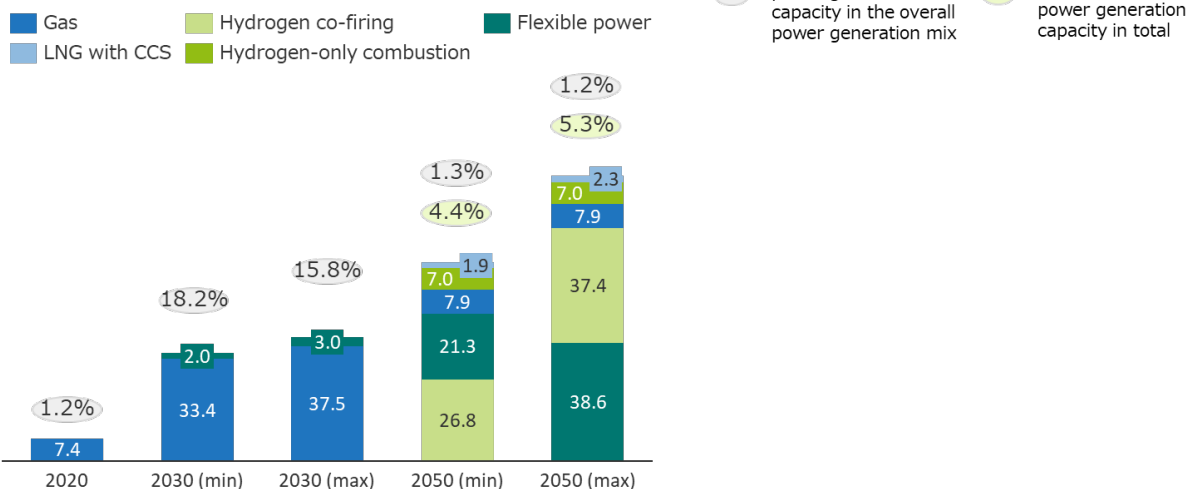


図 3-17 石炭火力発電プラントの新設状況

他方、PDP8R では、エネルギー安全保障の観点から、国内ガス火力発電が 2030 年までに国全体の発電容量の 15.8～18.2%を占めるよう方向性が示されている。これは、エネルギー構成の中で太陽光発電に次いで 2 番目に大きな割合となる。そのため、2030 年に向けたはガス火力発電の新設が大幅に進む。ただし、2050 年に向けては、水素との混焼や水素専焼プラントへの転換が検討されている状況である。図 3-18 は、ガス火力発電の稼働目標を示している。

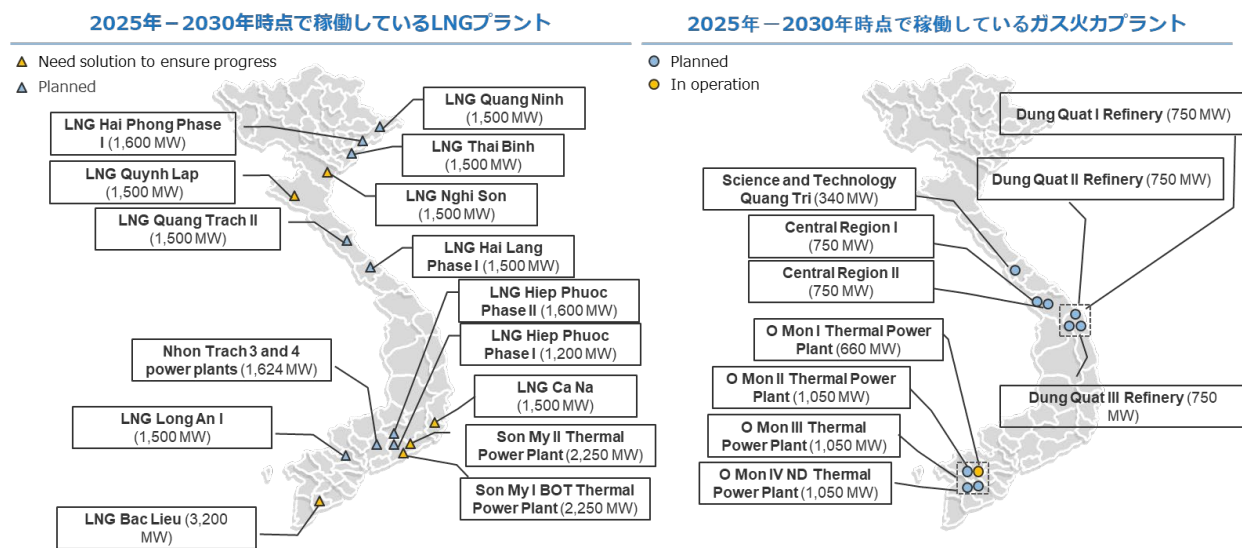
Power Generation Capacity [GW]



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-18 ガス火力発電の稼働目標

図 3-19 は、ガス火力発電プラントの新設状況を示している。2025 年まで、ガス火力発電所は主にベトナム南部で開発される予定。2025 年以降は、国内中部のガス田開発と連携して新しい発電所が建設され、北部と南部の両地域で複数の LNG 火力発電所が計画されている。2031~2035 年の期間には、北部地域の電力供給を目的として新たに 4 つの LNG 発電所が開発される予定である。



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-19 ガス火力発電プラントの新設状況

脱炭素化の方向性として、PDP8R では水素・アンモニア・バイオマスへの燃料転換と CCS の活用が併記されている。特に水素・アンモニアに関連した方針は国家エネルギーマスタープランにおいて全体像が示されており、さらに電力セクターに関しては PDP8R にてガス・石炭火力の置換燃料としての計画が示されている。NEMP(国家エネルギー基本計画)では、水素・アンモニア領域に関して、下記のように言及している。

- **目標**：国内需要と輸出に応える新たなエネルギーの開発を目標に、水素の生産量は2030年までに年間約10万～20万トン、2050年までに年間約1,000万～2,000万トンになると予想している。
- **石油ガス産業**：水素製造、再エネに関する研究：石油化学、化学、肥料工場との統合。燃料電池の燃料としての使用。下流の水素バリューチェーンの完成を目指す。
- **新・再エネ分野**：新エネルギーとして水素、アンモニア、水素由来燃料を想定。国内需要と輸出に応える新エネルギー生産のための再エネ開発へ注力する。
 - ▶ **発電用の再エネ**：合理的な電力料金とシステムの安定性を考慮したクリーンエネルギー(水素、アンモニア)の開発を継続的に推進する。
 - ▶ **他産業向け再エネ**：エネルギー転換を促進し、経済の段階的な脱炭素化に貢献するために、発電、輸送(道路、鉄道、水路、航空)、産業(鉄鋼、化学、石油精製、その他の産業など)、民間および商業ビルで使用されるバイオ燃料、水素、アンモニア、水素から生成される合成燃料などの再生可能エネルギー形態の開発。水素燃料および水素由来燃料の製造と使用に関する技術ロードマップを策定する。
- **科学技術開発**：原子力、海洋波力、地熱、グリーン水素、グリーンアンモニアなどの新しいエネルギーの研究を推進する。他の新しい形態のエネルギーに関する戦略を開発する。

NEMP(国家エネルギー基本計画)を受けて、PDP8Rでは、発電分野における水素、グリーンアンモニアを含む新エネルギーの活用を明記している。水素はガス火力発電の置換燃料として想定され、2050年を目標に国内ガス発電の約半数と、輸入LNG火力発電の段階的な水素への切り替えを予定している。ただし、2030年時点での水素利用は想定していない。また、ガス火力の燃料に加え、電力輸出の観点から水素、グリーンアンモニアの生産についても言及している。概要は下記のとおりである。

- **電源開発の方向性**：合理的な電気料金でシステムの安全性を確保できる再生可能エネルギー源(水力、陸上および洋上風力、太陽光、バイオマスなど)、新エネルギー(水素、グリーンアンモニアなど)、特に自家生産・自家消費電源、屋上太陽光発電の開発を継続的に推進。
- **石炭火力発電**：新規案件は2030年迄で既に計画又は建設中の案件のみ継続。20年以上運転している発電所のバイオマス又はアンモニア燃料への転換(コストが見合う時期)。燃料転換が不可能な場合、40年以上運転している発電所の廃止。
- **ガス火力発電**：国内産ガスを最大限活用した発電を優先。国内のガス生産量が減少した場合は、天然ガスやLNGの輸入で補填。最新技術を活用し、適切な規模のLNGおよびLNG輸入インフラを開発。技術が商業化され、コストが適切になったら、水素燃料への移行ロードマップを実行。
 - ▶ **国内ガス火力発電**：2030年までに、国内のガス火力発電所の総容量は10,861-14,930MWに達する。2050年までに、約7,900MWが引き続き国内ガスを使用するか輸入LNGに切り替え。7,030MWが完全に水素へ切り替わる予定。
 - ▶ **輸入LNG火力発電**：2030年までに、LNG電源の総容量は22,524MWに達する。2050年までに、LNGプラントは段階的に水素に切り替わり、水素混焼を行う発電所は18,200-26,123MW、完全に水素に置換される発電所は8,576-11,325MW、CCSを導入する発電所は1,887-2,269MW。
- **電力の輸出入**：エネルギー安全保障の確保と高い経済効率の実現を前提として、輸出用再生可能エネルギー源の開発、新エネルギー(水素、グリーンアンモニアなど)の生産を優先
- **太陽光発電プロジェクト**：Nhi Ha 5 (160MW)および Thuan Nam 1 (140MW)は水素製造設備を含むプロジェクトとして記載。2031-2035年に運転開始する計画。

水素に関しては国家水素開発戦略が発表されており、アンモニアについても水素派生燃料として同戦略内で位置づけられている。

2024年2月に発表された国家水素開発戦略では、再エネを基盤とした先進的な水素エネルギーエコシステムの構築並びに、エネルギー安全保障および国の気候変動・グリーン成長・2050年の

ネットゼロの目標達成への寄与を目的とし、2030年までの中期計画と2050年に向けたビジョンを提示している。水素開発の視点は大きく下記5つである。

- i. 国家のエネルギー開発戦略との整合性を確保しつつ、世界のエネルギートランジションの文脈と状況に適応する柔軟性を持った水素エネルギー開発。
- ii. 製造、貯蔵、輸送、流通、利用を含むバリューチェーンに沿って水素エネルギーを開発し、エネルギー安全保障の確保と温室効果ガスの排出削減に貢献し、グリーン経済、循環型経済、水素経済の発展を促進。
- iii. エネルギートランジションロードマップと連動し、世界の技術開発の動向(特に再生可能エネルギーを用いてグリーン水素を生産する技術)との連携と、合理的なロードマップに基づいて水素エネルギーを開発。エネルギー安全保障、国防安全保障、環境保護、生態学の確保を基盤として、国内および輸出のニーズに応える水素エネルギーを製造するために、国の資源を経済的、効果的、かつ持続的に活用。
- iv. 温室効果ガスの排出を削減するために、あらゆる分野で水素エネルギーの利用を促進。発電、運輸、産業など、温室効果ガスの排出量が多い分野での水素エネルギーの利用を促進するための適切な政策とインセンティブメカニズムの開発に重点を置く。
- v. 水素エネルギーエコシステムの開発における経験と知識を共有するための国際協力を強化。ベトナムにおける水素エネルギー開発を促進するため、国際社会の支援を効果的に活用

同戦略において、図 3-20 に示すように、水素開発戦略のロードマップを策定している。2030年に向けて技術の取り込みや研究・開発・実証などの初期的な取り組みを進め、その後、2050年に水素製造・供給・利用のエコシステム構築を目指すような流れで策定されている。また、グリーン水素に加えてCCS/CCUSを活用したブルー水素の利用も想定されている点が特徴である。

	～2030年	2050年ビジョン
製造	<ul style="list-style-type: none"> グローバルにおける先進グリーン水素製造技術の取り込み 他のエネルギー源(石炭、石油、ガス)を用いた水素製造に対し、グローバルで先行するccs/ccus技術の取り込み 水素製造量：10万-50万トン/年(再エネとccsの両方プロセス) 	<ul style="list-style-type: none"> グリーン水素製造の先進技術の改良と習得 CCS/CCUSを用いた水素製造技術の習得 水素製造量：1,000万-2,000万トン/年(再エネとccsの両方プロセス)
貯蔵・輸送・流通	<ul style="list-style-type: none"> 安全性とコスト効率を優先した、水素貯蔵・輸送・流通のための既存インフラ利用の研究と実証 水素貯蔵、輸送、流通のための特殊機器の実証設備・製造設備に関する研究 運輸セクター(最適な環境を持つルートやエリアを想定)における水素流通システムの研究 	<ul style="list-style-type: none"> 1,000万-2,000万トン/年の市場規模を目標とした水素の貯蔵・輸送・流通インフラの開発を完了 グローバル動向に準拠した、運輸セクターにおける水素流通システムの全国への拡大と改良
利用	<ul style="list-style-type: none"> 電力、運輸、産業、商業、住宅業界の燃料トランジションロードマップに準拠した水素エネルギー市場の立上 既存インフラを活用可能な特定のセクター(電力、運輸、産業)において水素利用を実証。安全性とコスト効果の確認 <ul style="list-style-type: none"> 電力ではガスの水素混焼、石炭のアンモニア混焼の発電所における研究・実証 	<ul style="list-style-type: none"> エネルギーを使用する全業界における水素(および水素ベースの燃料)の幅広い適用 市場原理や他のエネルギーとの公正な競争に基づく、水素ベースのエネルギー市場の構築 最終エネルギー需要の約10%を水素(および水素ベースの燃料) <ul style="list-style-type: none"> NEMPに倣い、ガス火力の水素、石炭火力のアンモニアへの転換
輸出	<ul style="list-style-type: none"> 豊富な再エネ(風力、太陽光、等)と最適な地理環境を活用し、国防やエネルギー安全保障、経済性を担保しつつ、輸出向けの水素製造への投資を促進 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネ、新エネ、グリーン水素によるエネルギーエコシステムの構築と、リージョンにおけるクリーンエネルギーの製造・輸出拠点を狙う

(出典：Vietnam's Hydrogen Energy Development Strategy till 2030, vision till 2050 より NRI シンガポール作成)

図 3-20 ベトナムの国家水素開発戦略ロードマップ

ただし、現時点で、水素の製造に関連するプロジェクトについては計画があるものの、発電利用に関する具体計画やインセンティブ施策は存在していない。NEMP(国家エネルギー基本計画)に記載される地域別の水素製造目標を表 3-15 にまとめている。

表 3-15 NEMP に記載される地域別の水素製造目標

Period of 2026-2030

No.	Projects	Planned Capacity (1,000 tons/yr)
1	Hydrogen production plants in the northern region of Vietnam	100-200
2	Hydrogen production plants in the central region of Vietnam	200-400
3	Hydrogen production plants in the southern region of Vietnam	200-400

Period of 2031-2050

No.	Projects	Planned Capacity (1,000 tons/yr)
1	Hydrogen production plants in the northern region of Vietnam	1,000-6,000
2	Hydrogen production plants in the central region of Vietnam	3,000-12,000
3	Hydrogen production plants in the southern region of Vietnam	3,000-12,000

(出典：NEMP より NRI シンガポール作成)

JETP には、グリーン水素の製造や利用に関するプロジェクト計画が記載されているものの、多くはない。

表 3-16 JETP に記載される水素・アンモニアプロジェクト

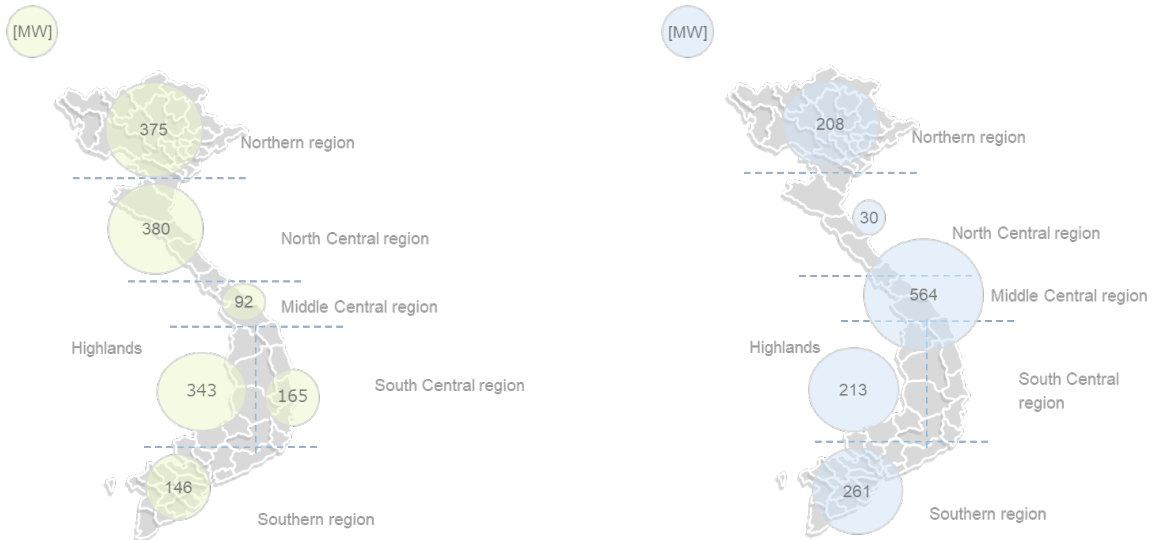
No.	Name/description of plant	Location	Timeline	Information Source (in JETP)
1	Transition Pha Lai 1 coal plant to 100% green hydrogen (2x100 MW)	Pha Lai Ward, Chi Linh Town, Hai Duong Province	2023-2045	UNDP-Institute of Energy
2	Offshore wind farm and green hydrogen (130 MW)	Vung Tau/ Phu My	2024-2030	GIZ
3	Pilot green ammonia and hydrogen production at fertilizer producer	Ca Mau	2024-2025	UNDP
4	Green hydrogen pilot project/infrastructure investment	National	2030	Petrolimex (PLX)
5	Equipment for hydrogen transportation/storage/distribution	National	2031	Petrolimex (PLX)
6	Pilot hydrogen supply in Petrolimex petroleum stations for buses	National	2032	Petrolimex (PLX)
7	Tra Vinh Green hydrogen project	Tra Vinh Province	2024 - 2027	Standard Chartered
8	Hybrid power plant with renewable energy, hydrogen and battery	3 proposed sites	2023 - 2028	HDF Energy Company
9	PVN fertilizer plant (400 MW PV and 100 MW electrolyzer)	Vung Tau/Phu My; Ca Mau/ Can Tho	2024-2030	GIZ

(出典：JETP より NRI シンガポール作成)

他方、バイオマスプラントに関しては、新設プラントの計画が立ち上がっている。図 3-21 はバイオマス発電プラントの新設計画を示している。2030年までに約1.5GW、2030-2035年に約1.3GW分のプラントが新設予定である。

新設バイオマスプラント（2030年までに新設予定）

新設バイオマスプラント（2030-2035年新設予定）



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-21 バイオマス発電プラントの新設状況

PDP8R では、2050 年までにバイオマス／アンモニアが石炭に完全代替することを目標に掲げている。特に、20 年以上稼働している石炭火力発電所から燃料転換を実施していくことを想定している。PDP8R に記載されているバイオマス発電計画は下記のとおりである。

- バイオマス発電、廃棄物・固形廃棄物発電による農林副産物の利用、木材加工・再生利用、バイオマス発電の開発に重点を置く。
 - 2030 年までにバイオマス発電の総容量は約 1,523 -2,699 MW
 - 2050 年までにバイオマス発電の総容量は約 4,829 -6,960 MW
- また、バイオマスの利用拡大に伴う石炭転換の方向性を下記に定める
 - 運転開始から 20 年を経過した石炭火力発電所は、費用対効果が見合わない場合にはその限りではないものの、燃料からバイオマス/アンモニアへの転換を計画している。
 - 2050 年までにバイオマス/アンモニアによる発電が石炭から完全に置き換わり、総容量は 25,798 MW となる。

表 3-17 に見られるように、JETP に記載のあるプロジェクトは石炭火力の転換計画が中心である。

表 3-17 JETP に記載されるバイオマスプロジェクト

No.	Name of Plant/Construction	Location	Capacity (MW)	Expected Commissioning Year	Information/Source/Concept Note
1	Transition of the Cao Ngan Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Thai Nguyen	115	2028-2045	UNDP-Institute of Energy – CN on Transitioning of the Cao Ngan Coal-Thermal Power Plant
2	Transition of the Na Duong Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Lang Son	110	2028-2045	Vietnam National Coal-Mineral Industries Holding Corporation Limited – Proposal
3	Transition of the Cam Pha Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Quang Ninh	670	2028-2045	Vietnam National Coal-Mineral Industries Holding Corporation Limited – Proposal
4	Transition of the Dong Trieu Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Quang Ninh	440	2028-2045	Vietnam National Coal-Mineral Industries Holding Corporation Limited – Proposal
5	Transition of the Son Dong Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Bac Giang	220	2028-2045	Vietnam National Coal-Mineral Industries Holding Corporation Limited – Proposal
6	Transition of the Nong Son Coal-Thermal Power Plant to 100% biomass and a biomass supply chain	Quang Nam	30	2028-2045	Vietnam National Coal-Mineral Industries Holding Corporation Limited – Proposal
7	Transitioning of the Van Phong Coal-Thermal Power Plant to partly biomass and building in Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS)	Phan Phong, Nha Trang, Khanh Hoa	1,000	2024-2045	UNDP-Institute of Energy – CN on Transitioning of the Van Phong Coal-Thermal Power Plant

(出典：JETP より NRI シンガポール作成)

他方、民間企業によるバイオマス発電プロジェクトを見ると、コメのもみ殻や木質ペレットを原料としたサプライチェーン構築&バイオマス専焼プラントへの投資が目立つ。

表 3-18 企業による主要なバイオマス発電プロジェクト

No.	Date	Company	Project Description
1	Apr 2025	Hau Giang Biomass Energy JSC	<ul style="list-style-type: none"> Hau Giang Biomass Energy JSC, in collaboration with the provincial authorities and the EPC general contractor recently inaugurated a biomass power plant using rice husk and woodchips as fuel. The plant locates in Thuan An ward, Long My township, the Mekong Delta province of Hau Giang With a total capacity of 20MW, this is the first biomass power plant of its kind to be put into operation in Vietnam. The plant is expected to consume approximately 130,000 tonnes of rice husk and woodchips annually.
2	Oct 2024	JVs incl. Power Engineering Consulting Joint Stock Company 2 (PECC2) and 3 other local energy companies	<ul style="list-style-type: none"> The People's Committee of Tra Vinh province in the Mekong Delta region announced in Oct 2024 that they have approved the VND1.06 trillion (\$42.8 million) biomass power plant project investment project in Tra Cu District. The Mekong Delta plant will apply coal-fired condensate technology that runs 25 megawatts. The construction of the site will start in mid-2023 and is expected to be up and running in Q1 of 2025. The operation terms in the agreements say 49 years.
3	Jul 2024	Quang Ngai Sugar Joint Stock Company	<ul style="list-style-type: none"> Quang Ngai Sugar Joint Stock Company has approved an expansion of the An Khe biomass power plant, adding a 40MW generator to bring the total design capacity to 135MW.
4	Jul 2024	T&T Group	<ul style="list-style-type: none"> T&T Group signed MOU with and Erex Group to develop biomass power plants in An Giang, in which T&T Group will be responsible for surveying, working with suppliers and signing agreements to ensure the supply of sufficient rice husks for the project.
5	Jan 2024	Erex Group (Japan)	<ul style="list-style-type: none"> In Jul 2024, Erex Group signed MOU with T&T Group to develop biomass power plants in An Giang, in which Erex Group will prepare for approval of project financial support from the Joint Crediting Mechanism (JCM) and propose technological solutions including EPC contractors In Oct 2024, Erex Group started construction on 4 October in the Yen Bai and Tuyen Quang provinces of northern Vietnam. Each plant will have 50MW of generation capacity and burn around 500,000 t/yr of wood residue secured and are scheduled to commence operations in mid-2027. Erex Group aims to build up to 19 biomass-fired power plants and 20 wood pellet factories in Vietnam by mid-2030s.

(出典：NRI シンガポール作成)

CCUS に焦点を置いたポリシーはないが、NEMP(国家エネルギー基本計画)や水素戦略の中で、CCUS の活用について言及されている。NEMP(国家エネルギー基本計画)では、電気分解などの炭素回収プロセスによる水素製造の規模拡大や、工業生産設備や発電所における炭素回収・利用・貯留ソリューションの適用を促進し、2040年までに約100万トンの回収能力を達成し、2050年までに300万~600万トンを目指すと記載されている。

表 3-19 は、ベトナムのCCUSに関連する取組をまとめている。ベトナムではCCUSに関する具体的なプロジェクトは見られず、同技術のフェージビリティを検討している段階である。

表 3-19 ベトナムにおける CCUS 関連の取組

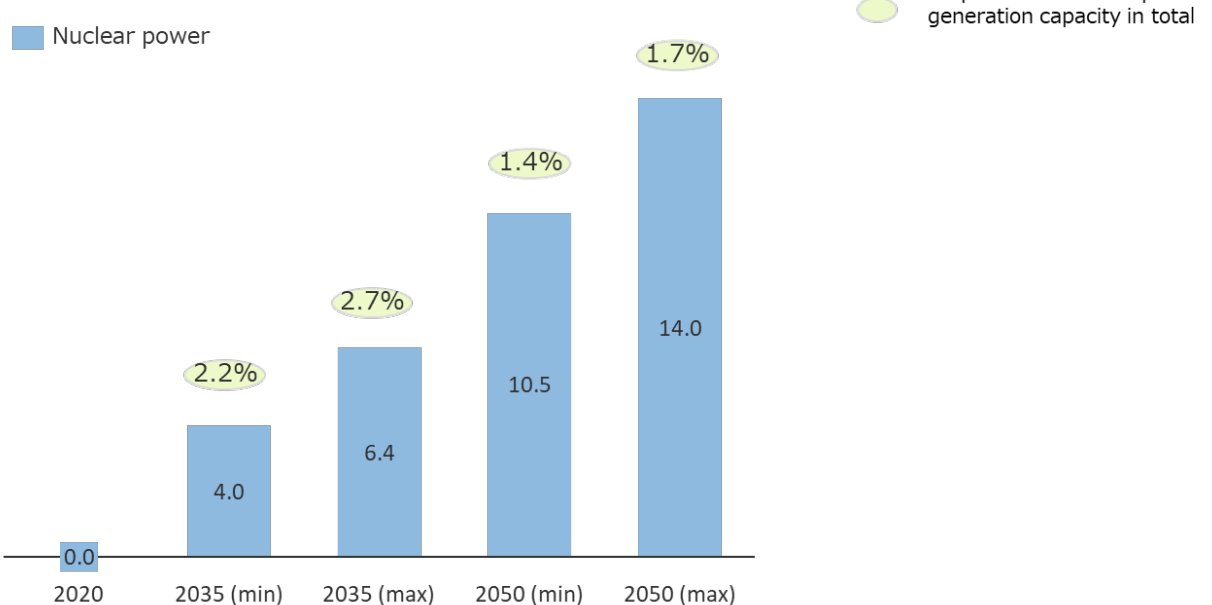
No.	Announced Date	Company	Project Description
1	August 2022	PVEP, SK Earthon	PVEP and SK Earthon signed a cooperation agreement (MoU) in August 2022 on cooperation in oil and gas exploration and production, cooperation in researching and developing the renewable energy, and technology for carbon capture and storage (CCS)
2	October 2022	Petrovietnam, JOGMEC	JOGMEC and PetroVietnam signed a MOU covering upstream development of oil and natural gas in 2007. In 2022, the MOU was extended for five years in order to further pursue joint business opportunities for hydrogen and ammonia production as well as CCS/CCUS projects. JOGMEC plans to conduct geological evaluation for the target area, CO2 emission source survey, and business environment survey to investigate the feasibility of possible CCS/CCUS projects in Vietnam
3	Sep 2024	Black & Veatch	The Vietnam Petroleum Institute (VPI) commissioned Black & Veatch to evaluating the feasibility and readiness of deploying carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies at three coal-fired power plants owned by Vietnam Oil and Gas Group (PetroVietnam). The plants include Vung Ang 1, Song Hau 1 and Thai Binh 2
4	-	Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)	PVEP aims to reduce net emissions by 20 per cent by 2030, 50 per cent by 2040 and Net Zero by 2050. PVEP's long-term plan is to utilize carbon capture and storage (CCS) technology where PVEP will gradually implement research and provide CCS/CCUS services by 2045
5	JETP Plan	N/A	Under the JETP plan, project to "Transition the Van Phong Coal-Thermal Power Plant to partly biomass and building in Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS)" is identified as a proposed project

(出典：JETP や公開情報より NRI シンガポール作成)

6) 原子力発電における足元のプロジェクトの導入状況と政策の整備状況

原子力発電に関しては、具体的な導入に向けた政策は現時点で存在していないが、PDP8R によると、2030 年から 2035 年の間に、Ninh Thuan 原子力発電所 1 号機と 2 号機が稼働を開始する予定で、総発電容量は 4,000~6,400MW に達する見込みである。2050 年までにはさらに 8GW の原子力発電が追加される予定である。

Power Generation Capacity [GW]



(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

図 3-22 原子力発電の稼働目標

3.1.4 電力系統計画のレビュー

図 3-6 に示した電源構成は、脱炭素目標達成のために重要である反面、不安定電源の比率が高いため、電力系統の増強が電源構成達成のためには不可欠となる。その中で、ベトナムは PDP8R で、

電力系統増強に向けた計画を発表している。計画によると、2030年までに、北部、中南部、南部などの高い潜在力を持つ地域で、2つの地域間再生可能エネルギー産業・サービスセンターの開発が検討される予定である。また、2030年以降には高電圧直流 (HVDC) 変電所が開発され、2035年以降には高電圧交流 (HVAC) が開発される予定である。送電網への投資額は、2026~2030年の期間で約181億ドル、2031~2035年の期間で約159億ドル、2036~2050年の期間で約279億ドルと見込まれている。

表 3-20 PDP8R に記載されている電力系統増強計画

Category		Unit	2025-2030	2031-2035	2036-2050
High-voltage direct current systems	New Construction	MW	-	26,000-36,000	26,000-36,000
		km	-	3,500-6,600	3,600-6,700
High-voltage alternating current systems (>500kV)	New Construction	MVA	-	-	24,000
		Km	-	-	2,500
500 kV substations	New Construction	MVA	102,900	73,800	72,900
	Renovation	Km	23,250	36,600	102,600
500 kV lines	New Construction	MVA	12,944	7,480	7,846
	Renovation	Km	1,404	650	750
220 kV substations	New Construction	MVA	105,565	44,500	81,875
	Renovation	Km	17,509	34,625	103,125
220 kV lines	New Construction	MVA	15,307	4,296	5,370
	Renovation	Km	5,483	624	830

(出典：PDP8R より NRI シンガポール作成)

また、ベトナムでは2012年にスマートグリッド開発のロードマップが発表され、グリッドの強化を進めてきた。2012年8月に発表された *Approving the Scheme on Development of Intelligent Power Grid in Vietnam (No. 1670/QD-TTg)* は、スマートグリッド開発に向けた最初のロードマップであり、先端技術を用いたスマートグリッドの開発を通じ、電力品質、信頼性、需要管理、省エネ・高効率、生産性向上、エネルギー源の最適化、エネルギー安全保障、環境保護を目的としたものである。ロードマップの概要は下記のとおりである。

- Phase 1 (2012-2016): 基本となる規制の開発と電力システムの効率向上に焦点
- Phase 2 (2017-2022): 送電網の自動化と大型顧客のスマートメータ化に焦点
- Phase 3 (2023-) : 配電網の自動化と全ての顧客のスマートメータ化に焦点

そして、2016年11月には、*Comprehensive Smart Grid Development Plan (No. 4602/QD-BCT)* が発表されている。これは、電力システムの運用・効率の向上のための計画の実施・実現と2012年に発表されたロードマップ達成に寄与することを目的とした。電力インフラの近代化と、生産性、電力・発電サービスの品質、生産・業務効率を向上させ、電力システムの継続的な運用、安定性、安全性、信頼性の確保について明記している。具体的には、下記のような内容が記載されている。

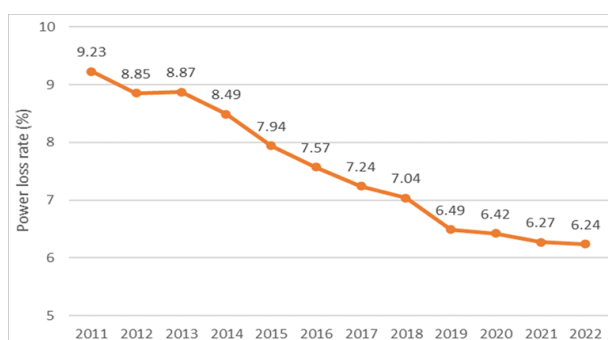
- VRE システムの強化:
NLDC、RLDC、電力公社、一部の配電会社向けの SCADA システムの完成
10 MW 以上の発電所、500 と 220、110kV の変電所の SCADA 接続
SCADA における EMS と DMS 機能の制御レベルでの運用
- 電力グリッドの遠隔管理:
220kV 変電所の 60%、全ての 110kV 変電所を無人又は少人数運転へ切り替え
- 電力メータ・遠隔データ取得システムの導入
電力需要家の約 50%へ電子式電力メータおよび遠隔データ取得システムを導入

2023年9月には、Draft Scheme for Developing Smart Grid in Vietnam for the period of 2023-2030, with a vision to 2045 (No. 6068/TTr-BCT)が発表されている。これは、2030年、2045年までのスマートグリッドの開発ロードマップのドラフトである。具体的な内容は下記のとおりである。

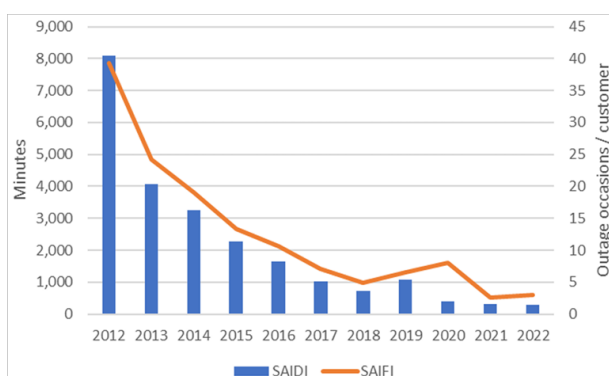
- 2030年までの目標
 - 電力システム全体での電力損失を6%以下に低減
 - 110kV、220kV 変電所を全て自動化・遠隔管理
 - グリッド管理ユニット(送電と配電)の10%を対象に、地理情報システム (GIS) を開発し、地理マップ上におけるグリッド管理を目指す
 - 国家電力システム制御センターの SCADA/EMS システムフェーズ4の構築を完了し、電力システムと電力市場の制御と運用要件を満たし、大規模な再生可能エネルギー源の統合を可能とする
 - NLDS、RLDS、配電会社における分散電源管理システムの構築
 - 送配電網の監視・制御を行う制御センターの運用を完成
 - 特定の需要家に対する AMI (Advanced metering infrastructure) システムの段階的導入
 - デジタルプラットフォーム上に顧客サポート体制を構築。電力サービスに対するリクエストの95%をデジタルプラットフォームを通じて行う
 - 蓄電池システムを持つマイクログリッド、電気自動車の充電ステーションの研究と導入。また、ユーザレベルで需給バランスを行うための小規模エネルギー貯蔵システムの研究
 - 国際基準に準拠したスマートグリッド指標の活用
 - 労働生産性と電力供給の信頼性に関する目標の達成(開発フェーズで承認される目標値)
 - 監視、予測、評価、サービス、セキュリティなどへの段階的な AI、ビッグデータ、IoT の導入
 - 現行規制に従い、電力システムの安全性と情報セキュリティを確保するためのソリューションの導入
- 2045年までの目標と方向性
 - 2030年までの目標に関する取組の継続・拡大

これらの政策によって、2012年から2022年まで、グリッドの品質を示す電力損失や信頼性指標は大きく改善されている。

EVNの電力損失



電力グリッドの信頼性 (SAIDI/SAIFI指標)



(出典：Energy Transition Partnership Report, MOIT Annual report より NRI シンガポール作成)

図 3-23 ベトナムにおける電力損失・信頼性の推移

実際に、スマートグリッドの導入状況进行评估する SGI では、東南アジアにおいてベトナムはシンガポールに次ぐポジションにある。EVN HCMC の評価を見ると日本の電力会社とも同等のパフォーマンスを示していることが分かる。

表 3-21 東南アジア主要国および日本の Smart Grid Index(SGI)

Country	Power Company	2020	2021	2022	2024
JPN	TEPCO	75	82.1	80.4	89.3
JPN	Chubu	67.9	71.4	80.4	83.9
SG	SGP	75	75	75	82.1
VNM	EVN HCMC	51.8	67.9	71.4	80.4
MYS	TNB	62.5	67.9	71.4	80.4
JPN	Kansai	58.9	73.2	73.2	76.8
VNM	EVN Hanoi	55.4	60.7	66.1	73.2
THA	MEA	53.6	67.9	67.9	73.2
VNM	EVN CPC	—	64.3	64.3	69.6
THA	PEA	53.6	58.9	62.5	69.6
IDN	PLN	44.6	44.6	44.6	69.6
MYS	Sarawak Energy	37.5	46.4	50	67.9
PHL	Meralco	58.9	58.9	62.5	67.9

(注：※ Smart Grid Index は世界の約 40 カ国/90 社をベンチマーク (2024 年は 36 カ国,92 社)
 (出典：SP Group – Smart Grid Index (SGI)より NRI シンガポール作成)

3.2 課題の特定と目標設定

3.2.1 電力供給構成を達成するための課題整理

電力供給構成を達成するための現状は表 3-22 に整理されている。

再生エネルギーに関して、太陽光発電に関しては、普及・拡大期であるものの、現状計画されているプロジェクトだけでは電源構成目標を達成することが難しい。そのため、更なるインセンティブ施策の整備が望まれるところである。加えて、系統増強に向けた施策も検討が必要である。風力発電も同様に、計画値と目標値に差がある状況であり、特に系統増強に向けた施策に加え、低コスト化に向けた検討深化が必要と考えられる。水力発電は季節的な水不足や環境問題が存在し、気候変動の影響で想定とおりの発電ができない可能性が存在するため、水力発電頼みになる電源構成からの脱却を目指している状況にある。

他方、石炭・ガス火力発電の脱炭素化に関連する取り組みは、全体ロードマップが作成されているものの、具体的な実証計画やアクションプランは不存在であり、検討深化が必要である。

いずれにしても、現状計画のままで PDP8R に想定されている電源量を達成できる電源は存在する見込みが薄いことが分かる。

表 3-22 電力供給構成達成に向けた現状

割合の高い電源		グローバルにおける技術開発状況	ベトナムにおける具体プロジェクト	インセンティブ・規制施策の整備状況
使用 低減 化石 エネルギー	石炭混焼 (バイオマス)	・普及・拡大期	・7つの石炭プラントで混焼計画が存在	・現時点では未整備
	石炭混焼 (アンモニア)	・20%混焼で実証期。商用化は2030年代前半を予定	・NEMP上に水素・アンモニア製造に関連するプロジェクトの記載があるものの、混焼に関する具体プロジェクトは動いていない	・2030年、2050年におけるロードマップを策定するも、具体施策は未整備
	ガス・LNG 混焼(水素)	・30%混焼で実証期。商用化は2030年代前半を予定		
再生 エネルギー	水素	・小規模専焼プラントの実証期		
	太陽光	・普及・拡大期 ・ただし不安定電源であり系統増強が必要	・計画中のものを含め、2030年に約54GW分の新設が見込まれる	・DPPAの導入並びにRTS導入に対するインセンティブ・義務付け、送配電網の改修・高度化に向けた大規模投資等を実施予定
	風力	・陸上風力発電は普及・拡大期 ・洋上風力発電は実証期。商用化は2030年予定 ・不安定電源であり系統増強が必要	・計画中のものを含め、2030年に約16.1GW分の新設が見込まれる	・洋上風力発電開発に関する税制・土地・電力購入保証等インセンティブ施策を発表 ・ただし低コスト化に向けた検討や人材育成施策は未整備
	水力	・普及・拡大期	・計画中のものを含め、2030年に約7.4GW分の新設が見込まれる	・季節的な水不足・環境問題があり政策整備劣後
	原子力	・普及・拡大期	・2035年に4.0～6.4GW分の新設を計画	・現時点では未整備
	バイオマス	・普及・拡大期	・2030年に約1.5GW分の新設が見込まれる	・専焼プラントへの投資インセンティブや、コメのもみ殻・木質ペレットサプライチェーン構築支援中心に政策整備

(出典：NRI シンガポール作成)

上記状況の中で、特にどの電源の課題に優先的に取り組むべきか、重要課題の特定を表 3-23 に従い実施している。脱炭素化へのインパクトが大きく、技術・政策共に未整備である石炭・ガス火力の混焼化検討が最重要であると考えられる。また、太陽光・風力は不安定電源であり、系統安定化に向けた更なる政策検討が必要である。加えて、洋上風力は導入に向け、低コスト化・エンジニア人材育成・プロジェクト選定プロセスの明確化等の課題があり、優先検討が必要である。

表 3-23 重要課題の特定

脱炭素化に資する電源 (GW)		重要度の評価軸 (脱炭素化へのインパクトが大きく、技術・政策が未整備である分野ほど検討重要性が高い)			検討優先順位
		脱炭素化へのインパクト	技術熟度	政策熟度	
使用化石エネルギー 低減	石炭混焼(アンモニア・バイオマス)	電力セクターにおけるCO2排出量の約9割を占める	先進国でも実証段階	開発ロードマップが整備されているものの、具体施策は未整備	高
	ガス・LNG混焼(水素)	電力セクターにおけるCO2排出量の約1割を占める	先進国でも実証段階	水素戦略を発表し、開発ロードマップを整備	中～高
再生エネルギー	水素専焼	2050年断面で59TWhの発電量が見込まれる	先進国でも実証段階	水素戦略を発表し、開発ロードマップを整備	中
	太陽光	2050年断面で681TWhの発電量が見込まれる	技術的には確立 ただし不安定電源であり系統増強が必要	DPPA導入やRTSに対するインセンティブ、送配電網高度化への大規模投資をPDP8Rに明記	中～高
	風力	2050年断面で411TWhの発電量が見込まれる	風力発電自体は技術的に確立。洋上風力は技術難度が高い上、不安定電源であり系統増強が必要	送配電網高度化への大規模投資はPDP8Rに明記されるも、低コスト化や人材育成は未整備	中～高
	水力	2050年断面で170TWhの発電量が見込まれる	技術的には確立	他再生エネの検討に比べ、具体的な推進施策検討は劣後	中
	原子力	2050年断面で103TWhの発電量が見込まれる	技術的には確立	政策ではなく、具体プロジェクトの遂行が重要	中
	バイオマス、その他	2050年断面62TWhの発電量が見込まれる	技術的には確立	プロジェクト単位での整備が進む	中

(出典：NRI シンガポール作成)

3.2.2 MP の目標設定

3.2.1 に整理した3つの課題のうち、特に EVN 側の意向が高い、石炭・ガス火力発電の脱炭素化に特化して、今回は MP を策定する。3.3 に記載の通り、水素・アンモニア・バイオマスについて燃料サプライチェーンの検討、さらに、CCS 適用の実現可能性・ポテンシャル評価を実施し、これらの脱炭素・低炭素化技術をベトナム国内の火力発電所で適用した場合の検討を3プラントにて実施している。

ただし、不安定電源拡大に応じた系統の整備は、脱炭素化のインパクトが大きい太陽光・風力発電の双方に関連し、かつ、重要度が高い課題であるため、当該課題の解決のために必要なマクロ分析を併せて実施する。ただし、個別エリアの事象などマイクロな分析は実施しない。また、洋上風力推進に向けて必要な政策整備に関する検討は、検討リソース制約の関係で、本検討においては実施しない。実施内容は3.3に整理した。

重要課題	前図で評価した優先順位	EVNの意向（第一回WSより）	本プロジェクトでの検討事項
1 石炭・ガス火力の低炭素・脱炭素化	高	<ul style="list-style-type: none"> 喫緊の課題である火力発電の脱炭素化について、2026年度以降の実証開始を見据えた実効性のあるMPの策定を希望 	<ul style="list-style-type: none"> 3プラントでのケーススタディを通じ、石炭・ガス火力での脱炭素化の可能性を検討 特に混焼の可能性や燃料サプライチェーン構築、CCS/CCUS活用の可能性等を検討
2 洋上風力推進に向けて必要な政策整備	中～高	<ul style="list-style-type: none"> 特段の調査検討意向なし 	<ul style="list-style-type: none"> -(本件では石炭・ガス火力発電の脱炭素化についてより検討リソースを割くため、検討対象外とする)
3 不安定電源拡大に応じた系統の整備	中～高	<ul style="list-style-type: none"> 特段の調査検討意向なし 	<ul style="list-style-type: none"> VRE（変動性再生エネルギー）の割合増加時における系統側の課題と、課題解決のための具体施策についてハイレベルに整理 -系統運用の高度化 -系統向け含む蓄電池導入の必要性、等

(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-24 重要課題の検討優先順位評価

なお、今回策定する MP は、下記 3 点における活用を想定して策定した。

- ① PDP8R をはじめとした、ベトナムの電源開発計画全体のリバイズ時の参照資料として MOIT やその傘下のシンクタンクである IE が活用すること
- ② EVN 並びにその傘下の発電所が今後作成する脱炭素ロードマップへの参照資料として活用すること
- ③ EVN がベトナム政府に政策提言する際の基礎資料として活用すること

3.3 打ち手の案とその評価①(火力発電の脱炭素・低炭素化に向けた詳細分析)

3.3.1 火力発電所の脱炭素・低炭素化の分析の概観

近年、火力発電所の脱炭素・低炭素化について複数の手法が提案されている。

3.3 では、水素・アンモニア・バイオマスの混焼用燃料サプライチェーンの検討として、クリーン燃料のサプライチェーンに関わる技術、世界の導入・計画、導入にかかるコストや工程、日本企業の優位性などについて調査、整理した。

さらに、CCS 適用の可能性・ポテンシャル評価として、CCS に関わる技術、導入にかかるコストや工程、日本企業の優位性などについて調査、整理した。

3.3.2 水素・アンモニア・バイオマスの混焼用燃料サプライチェーンの検討

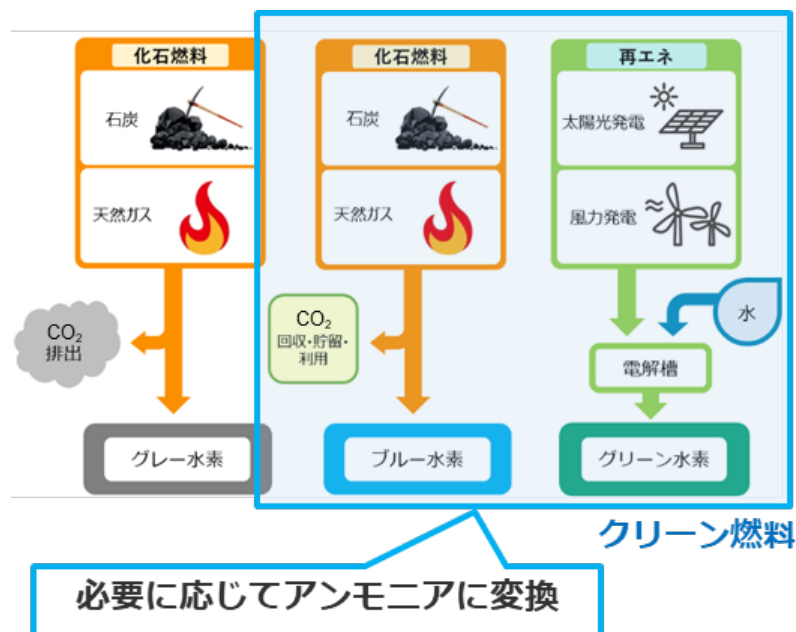
(1) クリーン燃料全般

クリーン燃料の定義およびクリーン水素の製造方法

水素やアンモニア等の代替燃料は製造手法に基づき、色分けをして区別している。燃料製造の過程で CO₂ を排出しないブルー水素(アンモニア)およびグリーン水素(アンモニア)をクリーン燃料と呼ぶ。

ブルー水素は石炭、天然ガスから水素を抽出する際に CCS を組み合わせた製造方法により得られた水素を指す。グリーン水素は再エネ電力を用いた水電解によって製造された水素である。

ブルー(グリーン)水素と窒素の合成によりアンモニアを製造する場合、これらをブルー(グリーン)アンモニアと呼んでいる。



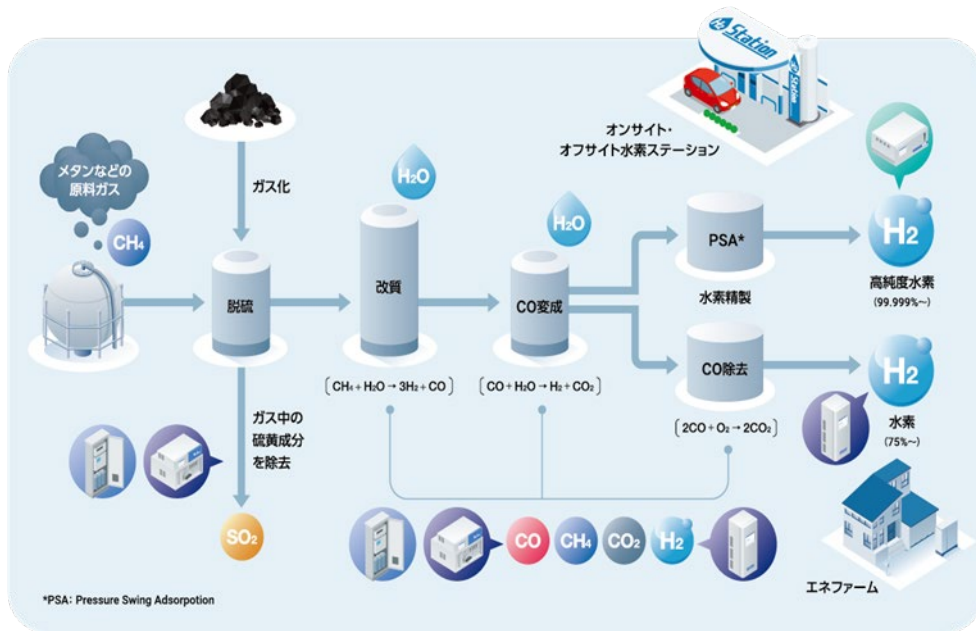
(出典: NKES)

図 3-25 クリーン燃料の種類

表 3-24 クリーン燃料の特徴と製造方法

項目	ブルー水素		グリーン水素
	石炭改質	天然ガス改質	水電解
特徴	✓ 石炭のガス改質もしくは天然ガスの改質により、水素を製造する。副産物を二酸化炭素は炭素回収設備により回収する。 ✓ 石炭においては、褐炭（未利用炭）が主な改質元となる。		✓ 水を利用 ✓ 再エネ由来の電力を使用すると、グリーン水素になる
製造方法			✓ 水電解装置により水を電気分解し、水素を製造

(出典: NKES)



(出典: HORIBA 「水素測定・水素製造評価」)

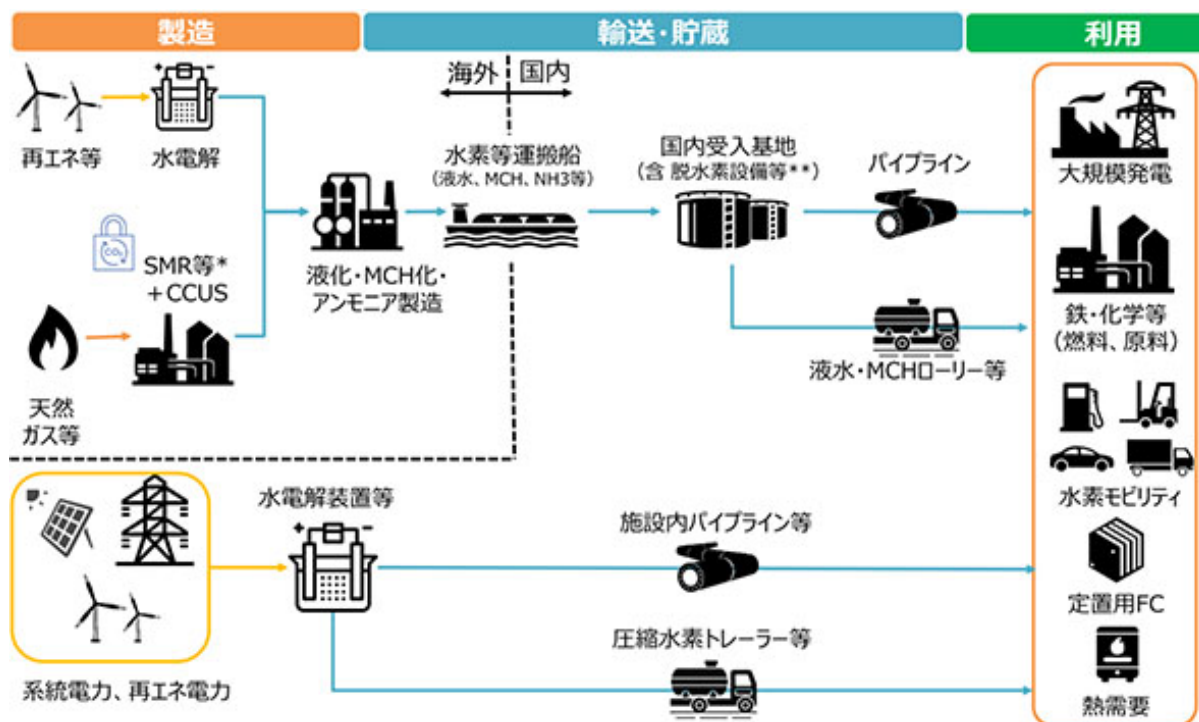
図 3-26 ブルー水素の製造方法のイメージ

(a) 水素等サプライチェーンの概要

水素等の利用においては、製造・輸送・貯蔵、利用のサプライチェーンを考慮し、安定的に運転できるようにする。

製造では、水の電気分解、改質により製造する、もしくは副生成物として水素が得られる。

輸送・貯蔵では、水素キャリアの種類、現地の需要量、陸上・海上に応じた運搬・貯蔵を行う。利用では発電、原料、熱などの産業プロセスで使用される。



(出典：経済産業省水素・アンモニア政策小委員会)

図 3-27 水素等サプライチェーンの全体像

(b) アンモニアの製造

アンモニアの製造手法として、ハーバー・ボッシュ法が知られている。鉄を主体とした触媒上で水素と窒素を直接反応させ、アンモニアを生産する方法である。反応式は以下で示される。

- ① 水蒸気改質： $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$
- ② ハーバー・ボッシュ法： $\text{N}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow 2\text{NH}_3$

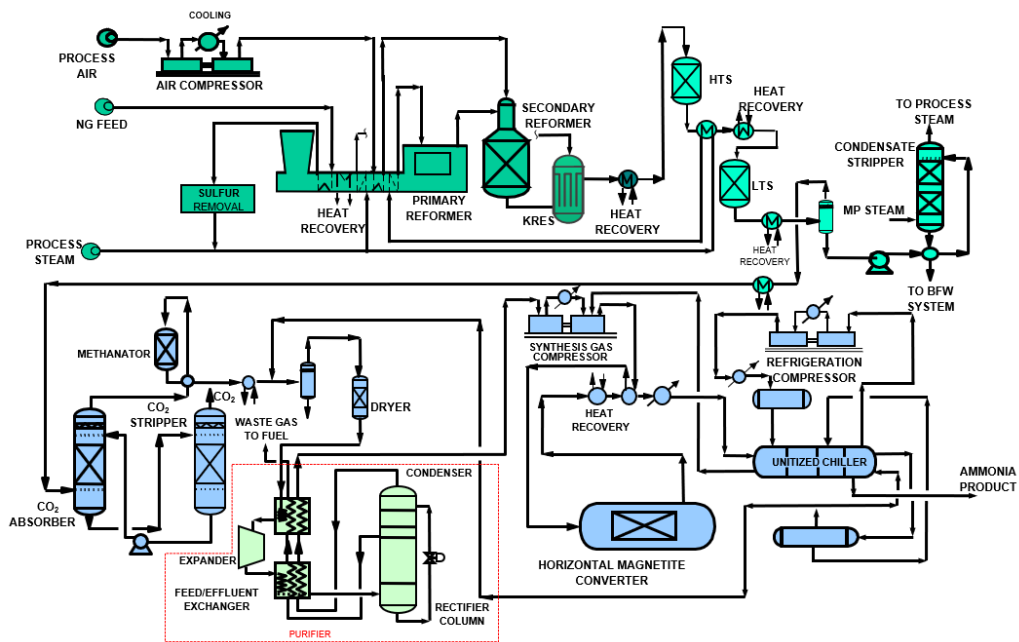
原料となる水素は、水蒸気改質によって天然ガスから水素を取り出し、アンモニアを生産することが一般的である。原料となる窒素は、空気中から窒素を分離して取り出し、アンモニア製造に投入するのが一般的である。

図 3-25 に示すように、ブルーアンモニアを製造する場合、「水蒸気改質」で発生する二酸化炭素を専用の回収設備で回収し、大気への二酸化炭素の排出を無くしたうえで、水素と窒素を合成する。グリーンアンモニアについては、「水蒸気改質」ではなく、再生可能エネルギー発電設備で得られた電力で水電解を行い、水素を製造、それら水素と窒素を合成して製造する。



(出典: 丸紅株式会社 プレスリリース 「2025年6月3日 中国・内モンゴル自治区で製造するグリーンアンモニアの長期引取契約締結について」)

図 3-28 グリーンアンモニア製造プラント事例



(出典: 東洋エンジニアリング株式会社 会社 HP ソリューション紹介)

図 3-29 アンモニア製造プロセスのフロー図

(c) 水素キャリアの特徴

表 3-25 に示すように、現時点では4つの水素キャリア(水素自体の状態変化含む)がある。

火力発電所向け脱炭素燃料のうち、大量輸送する方法として、エネルギー密度が高く運搬効率に優れた液化水素やアンモニアといったキャリアが有利である。洋上は船舶で輸送されるが、既存船を流用できるもの、新しく専用船の開発が必要なものがある。

表 3-25 水素キャリアの比較

キャリア	圧縮水素	液化水素	アンモニア	MCH
体積 (対常圧水素)	約1/200	約1/800	約1/1300	約1/500
液体となる条件	-	-253℃、常圧	-33℃、常圧等	常温常圧
毒性	毒性無し	毒性無し	毒性&腐食性有り	毒性有り
直接利用の可否	可	可	可	現状不可
高純度化のための追加設備	-	不要	必要 (脱水時)	必要 (脱水時)
特性変化等のエネルギーロス	-	現在25-35% 将来18%	水素化7-18% 脱水素20%以下	現在35-50% 将来25%
既存インフラ活用、活用可否	天然ガスパイプラインの転用	国際輸送は不可 国内配送は可	可 (ケミカルタンカー、タンクローリー等)	可 (ケミカルタンカー等)
技術的課題等	更なる高圧領域での安価で安全な容器開発、パイプラインによる輸送方法の確立	大型海上輸送技術 (大型液化器、運搬船等)および大型液化貯蔵設備の開発が必要	直接利用先拡大、安価で反応温度が低く、エネルギー効率が既存より高い脱水素設備の技術開発が必要	エネルギーロスの更なる削減

(出典: 経済産業省公表資料(水素を取り巻く国内外情勢と水素政策の現状について、2024年9月6日)等に基づき、NKES作成)

(d) 水素貯蔵技術の特徴

4つの水素キャリアの貯蔵形態を分類すると、表 3-26 のような特徴がある。火力発電所のような大量に燃料を消費する設備においては、液化水素や液化アンモニアといったエネルギー密度が高い貯蔵形態が望ましい。アンモニアの場合は直接利用だけでなく、改質して水素を取り出すことも可能である。燃料需要地での需要形態に応じて、水素キャリアとその貯蔵方法を検討する必要がある。

表 3-26 水素貯蔵技術の比較

項目	圧縮水素	液化水素	液化アンモニア	MCH
貯蔵状態	✓ 高圧で圧縮	✓ -253℃まで冷却し、液化	✓ -37℃まで冷却し、液化	✓ 常温・常圧で液体
貯蔵方法	✓ 水素で劣化しにくい貯蔵容器 (蓄圧器等)	✓ 金属二重殻構造タンク	✓ プレキャストタンク ✓ 金属二重殻タンク	✓ ISOコンテナ (少量) ✓ 石油タンク
特徴	✓ 標準状態より小さい体積で貯蔵可能 ✓ 中〜小規模需要向け	✓ 標準状態より小さい体積で貯蔵可能 ✓ 大規模需要向け	✓ 他の貯蔵方法より退席エネルギー密度が高い LNH ₃ : 12.7 MJ/L LH ₂ : 8.5 MJ/L	✓ 既存の石油タンクを流用可能
技術開発動向	✓ 劣化が起きにくい貯蔵設備開発 ✓ より高圧で貯蔵可能な設備開発	✓ 劣化が起きにくい貯蔵設備 ✓ 貯蔵設備の大型化	✓ 劣化が起きにくい貯蔵設備開発 ✓ 貯蔵設備の大型化	✓ 製造・貯蔵実証プラントの建設
課題	✓ 高い圧力であればあるほど、貯蔵容器に求められる性能が高くなり、コストが増える	✓ ボイルオフガスの低減対策 ✓ 極低温での液化状態維持コスト	✓ 水素を取り出す際に大量の熱エネルギーが必要 ✓ ボイルオフガスの低減対策	✓ 水素を取り出す際に大量の熱エネルギーが必要

(出典: NKES作成)

(e) 水素キャリアの輸送 (船舶)

日系企業の水素キャリア船舶開発状況を表 3-27 に示す。また水素キャリア船舶のイメージを図 3-30 に示す。

表 3-27 日系企業の水素キャリア船舶開発状況

企業名	キャリア（船種）	輸送容量	動向等
川崎重工業	液化水素 （専用輸送船）	40,000～ 160,000 m ³	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（以下NEDO）支援のもと、神奈川県川崎市扇島における液化水素受入拠点の整備で使用する液化水素輸送船を建造中。当初は160,000 m ³ の大型輸送船を検討するも、需要量等に見合った柔軟な対応ができる40,000 m ³ の中型船を商用化する予定。
川崎重工業	アンモニア （LPG兼用輸送船）	82,423～ 87,099 m ³	川崎重工は燃料推進LPG/アンモニア運搬船を建造しており、2024年時点で11隻竣工している。
日本郵船、ジャパン エンジンコーポレー ション、IHI原動機、 日本シッパード	アンモニア （専用輸送船）	40,000 m ³	2026年11月の竣工を目指して開発が進められている。アンモニアには毒性があるため、本船の配管やタンクから漏洩しない設計の船舶の開発および、アンモニア燃料DFエンジンの開発が進められている。
商船三井、 名村造船所、 三菱造船	アンモニア （専用輸送船）	不明	2021年より、三社（商船三井、名村造船所、三菱造船）共同で開発を進めてきたアンモニア燃料対応設計が、一般財団法人日本海事協会の基本承認を取得した。2035年の運航開始を目標に開発を進めている。
千代田化工建設	MCH （ケミカルタンカー）	不明	2022年にケミカルタンカーで水素をMCHの形で海上輸送・納入することを達成。その際、MCHはブルネイで製造され、中継地となるシンガポール港に輸送、そこで数カ月既設の屋外貯蔵タンクに貯留された。

（出典：各企業プレスリリース等に基づき、NKES 作成）

川崎重工業
液化水素輸送船



川崎重工業
GAS GARNET LPG/NH₃



日本郵船
アンモニア燃料アンモニア運搬船



商船三井他
アンモニア燃料アンモニア運搬船



千代田化工建設
MCH 運搬船「CRANE URANUS 号」

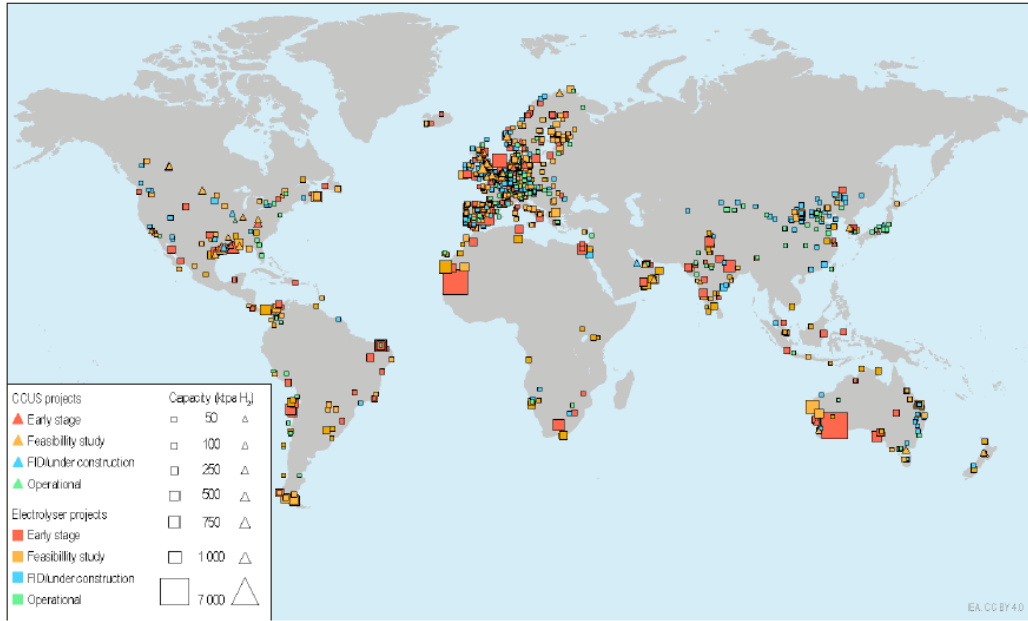


（出典：各企業プレスリリース等に基づき、NKES 作成）

図 3-30 水素キャリア船舶のイメージ

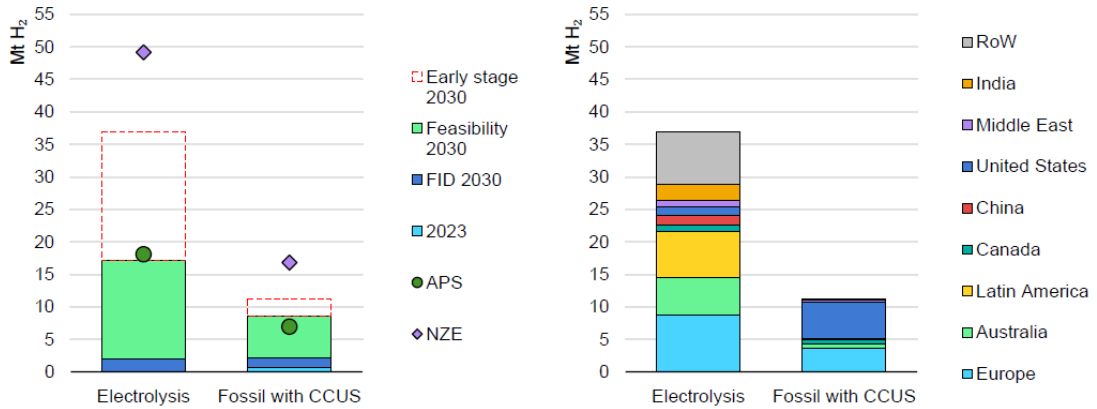
(f) 世界的な水素等サプライチェーンの概況

図 3-31～図 3-33 に示すように、世界でクリーン水素製造プロジェクトが多数計画されているが、計画初期段階のプロジェクトも多く、全て実現するかどうかは不確実性がある。地域別にみると、欧州、豪州、中南米での製造量が多い。米国ではブルー水素製造プロジェクトが多いのが特徴である。海外からのクリーン水素輸入を考える場合、地理的に近い方が輸送コストの観点から望ましいが、現状では東南アジアではクリーン水素製造 PJ 数および製造量ともに少ない。クリーン水素の輸送キャリアとして、アンモニア形態での輸送が多数を占める見込みである。



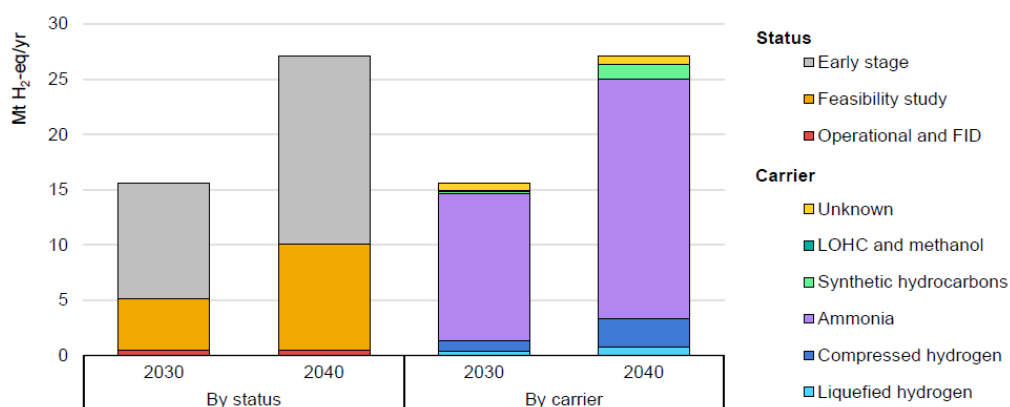
注)
 : APS = Announced Pledges Scenario, NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario, FID = Final Investment Decision)
 (出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-31 公表済みのクリーン水素製造プロジェクト



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-32 製造方法別および地域別のクリーン水素製造量 (2030)



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-33 プロジェクト状況別およびキャリア別のクリーン水素取引量

国外からのクリーン水素輸入を考える場合、世界的な動向を視野に入れつつ、近隣諸国の動向に注目する必要がある。後述のとおり、ベトナムにおいては、高い水素製造ポテンシャルを有するオーストラリア等からの輸入が考えられる。

表 3-28 に示すように、PDP8R で示されている火力発電所の水素必要量は、アンモニア必要量の水素換算分も考慮すると、13.7 Mt-H₂/year(2050 年時点)と想定される。これは、図 3-34 に示すように、IEA が公表している 2040 年水素輸入量の約半分を占める。

なお、表 3-29 が示すクリーン燃料の製造手法に基づくと、ベトナム国内には炭田およびガス田が存在し、原料となる石炭もしくは天然ガスを調達できること、また 3.1 で PDP8R を分析したとおり、ベトナム国内に大量の再エネ設備を今後導入する計画があるため、ブルー水素、アンモニアおよびグリーン水素、アンモニア共に製造自体は可能である。グリーン水素に関しては、後述のとおり、ベトナムでは国家水素戦略において、2050 年までに 10~20 Mt-H₂/year という高い生産目標を掲げている。

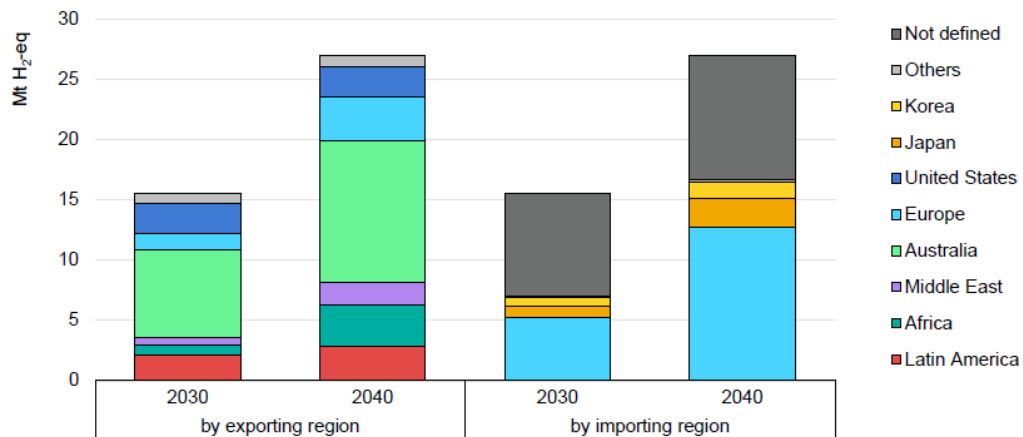
表 3-28 2050 年時点でのベトナム国内火力発電所における水素需要量の試算

火力発電所および燃料別	最大設備容量 [MW]	水素必要量 [Mt-H ₂ /year]
Coal-fired Thermal Power	0	0
Thermal Power Using Biomass/Ammonia	25,798	8.9 (アンモニア必要量を水素に換算)
Domestic Gas & Converting to use LNG	7,900	0
Domestic Gas, Entirely Converting to Use Hydrogen	7,030	1.4
LNG-to-Power, Co-generation with Hydrogen	26,123	1.1
LNG-to-Power, Entirely Converting to Use Hydrogen	11,325	2.3
LNG with CCS	2,269	0
水素必要量 合計		13.7

前提条件:

- 石炭火力(Thermal Power Using Biomass/Ammonia)は全てアンモニア専焼するものと仮定した。
- ガス火力および石炭火力の設備利用率 (Plant Capacity Factor) : 50%、60%
- 水素混焼/専焼火力の発電効率(HHV ベース) : 54.9%
- ガス火力の水素混焼率 : 50%
- アンモニアから水素への変換係数 : 0.178
- 水素発熱量(HHV) : 12.79 MJ/Nm³
- アンモニア発熱量(HHV) : 17.3 MJ/Nm³

(出典: PDP8R を基に NKES 作成)



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-34 クリーン水素の輸出国、輸入国予測

表 3-29 クリーン燃料の原料と必要設備

燃料	原料、必要設備
グレー水素	天然ガス／石炭
ブルー水素	天然ガス／石炭、CCS設備
グリーン水素	再エネ、水電解装置
グレーアンモニア	天然ガス／石炭、アンモニア合成設備
ブルーアンモニア	天然ガス／石炭、CCS設備、アンモニア合成設備
グリーンアンモニア	再エネ、水電解装置、アンモニア合成設備

(出典: NKES 作成)

(2) 水素利活用

(a) 世界各国の概況

東南アジア諸国以外に、環太平洋および中東地域における水素輸出ポテンシャルがある国について表 3-30 に整理した。また、東南アジア諸国およびベトナムへの水素輸出があり得るオーストラリアおよび中東諸国の動向を以降にまとめる。

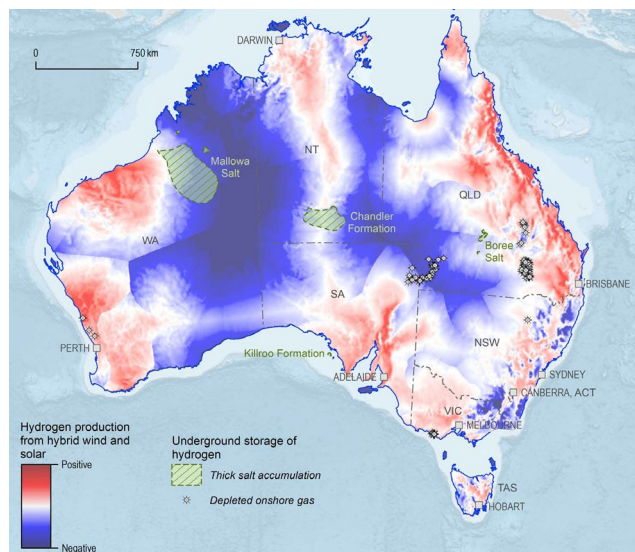
表 3-30 東南アジア、環太平洋、中東諸国における水素の戦略状況

地域	国名	水素戦略	戦略発表年	備考
オセアニア	オーストラリア 	あり	2024年	IEAによると、2030年では水素輸出量世界第2位、2050年では世界最大輸出国と予想されている。
東南アジア	インドネシア 	あり	2023年	水素戦略のうち、アンモニアを軸にした利活用が特徴。
	シンガポール 	あり	2023年	-
	タイ 	なし	-	-
	フィリピン 	あり	2024年	天然水素（ゴールド水素）の埋蔵がルソン島において確認されている。
	ベトナム 	あり	2023年	南部において、グリーン水素製造プロジェクトが開始されている。
	マレーシア 	あり	2023年	東マレーシアにおいて、水素インフラの整備、利活用先の拡大、グリーン水素製造等を実施中。
南アジア	インド 	あり	2023年	日系企業も技術開発に参画しており、大規模活用から地産地消モデルまで利活用幅が広い。
中東	サウジアラビア 	あり	2023年	水素製造容量等の具体的目標ないが、水素に加えてアンモニア製造を掲げる。
	UAE 	あり	2023年	-
	オマーン 	あり	2024年	-
北米	アメリカ 	あり	2023年	長期的に輸出検討も具体的目標なし。
	カナダ 	あり	2020年	輸出を検討。しかし、具体的な目標輸出量や時間軸の設定が無い。
中南米	コロンビア 	あり	2021年	2030年以降に水素輸出を開始予定。
	エクアドル 	あり	2023年	水素輸出先検討のみ実施しており、具体的な輸出量設定は無い。
	ペルー 	なし	-	現地水素協会は輸出を前提に計画中も、ペルー政府はまだ水素戦略を公表していない。
	チリ 	あり	2020年	-

(出典: NKES 作成)

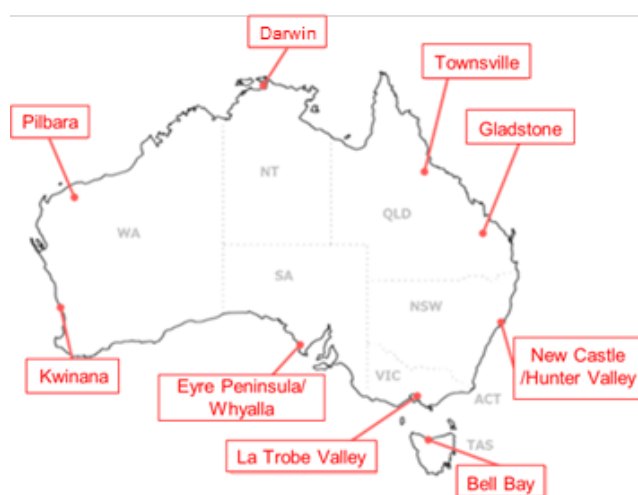
(b) オーストラリアの概況

オーストラリアでは、2030年までに年間20万トンの水素輸出を基本目標とし、年間120万トンまで拡張可能なポテンシャルを確立する戦略を有する。輸出先は日本、韓国などの東アジア、東南アジアではシンガポール、欧州ではドイツなどが想定されている。水素製造・貯蔵・輸出を一体化した「水素ハブ」を国内9カ所へ設置を予定している。水素の国内需要先として発電以外の産業用途においても、多岐に渡る利活用を想定している。



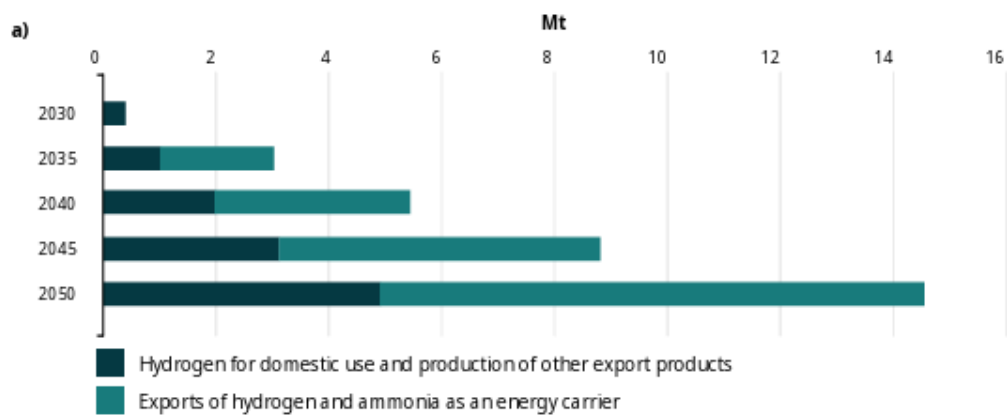
(出典: National Hydrogen Strategy 2024)

図 3-35 オーストラリア国内における再エネ水素製造ポテンシャル



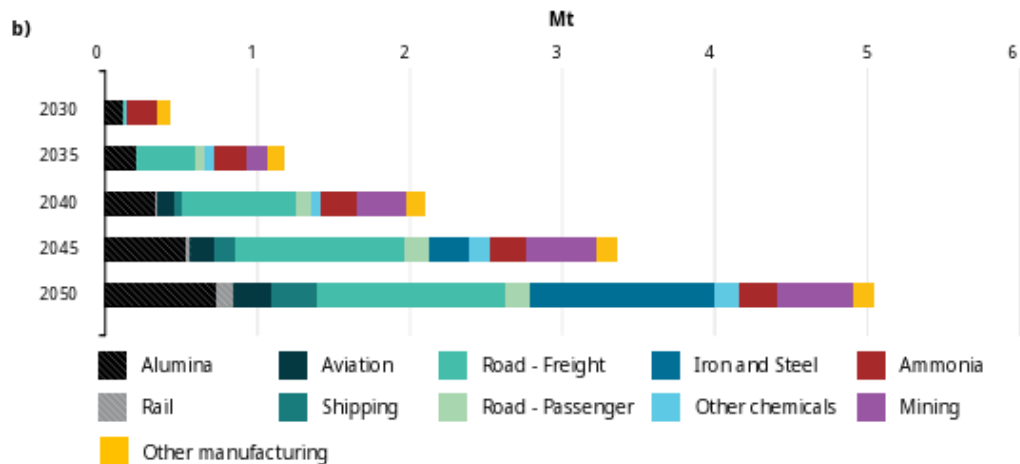
(出典: National Hydrogen Strategy 2024)

図 3-36 オーストラリア国内における水素ハブ



(出典: National Hydrogen Strategy 2024)

図 3-37 オーストラリアの国内需要量と輸出量の予想



(出典: National Hydrogen Strategy 2024)

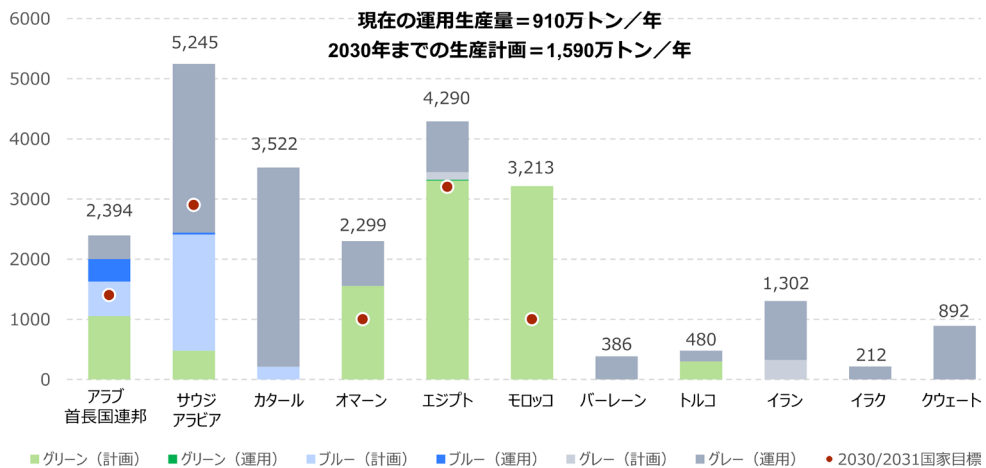
図 3-38 オーストラリア国内における水素需要先

(c) 中東諸国全体およびサウジアラビアの概況

化石燃料資源を豊富に有する中東諸国は将来を見据え、カーボンニュートラルに向けた生き残り戦略として水素等の利活用戦略を策定している。

中東諸国でも水素製造のみの国、水素とアンモニア製造を掲げる国の2つに分類できる。サウジアラビアは後者であり、「ブルー水素・アンモニアプロジェクト」として、水素・アンモニアの両者の輸出を目指している。サプライチェーン構築のための実証事業として、日本への40万トンのブルーアンモニアの輸出を試みている。

2030年までの水素生産（2024年2月末時点）
単位：千トン



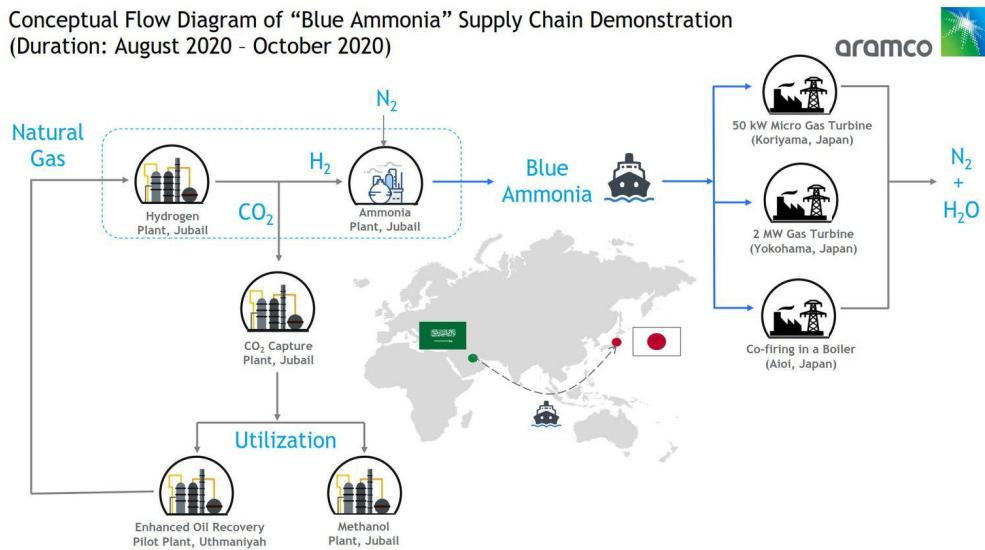
(注1) 数値は2024年2月末時点で公表されたプロジェクトの合計値

(注2) 水素市場開発が極めて限定的で目標値が根拠のある数字で裏打ちされていないアルジェリア、イスラエル、モーリタニアは、図表から除外した

(出典: JETRO「中東・北アフリカにおける水素プロジェクトの動向 2024」より)

図 3-39 2030年までの中東諸国の水素生産量の見通し

Conceptual Flow Diagram of “Blue Ammonia” Supply Chain Demonstration
(Duration: August 2020 - October 2020)



(出典: Saudi Aramco)

図 3-40 サウジアラビア ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験概要

(d) 東南アジア諸国の概況

東南アジア諸国の水素戦略概況を表 3-31～表 3-32 および図 3-41～図 3-44 に示す。

表 3-31 東南アジア諸国の水素戦略概要(1)

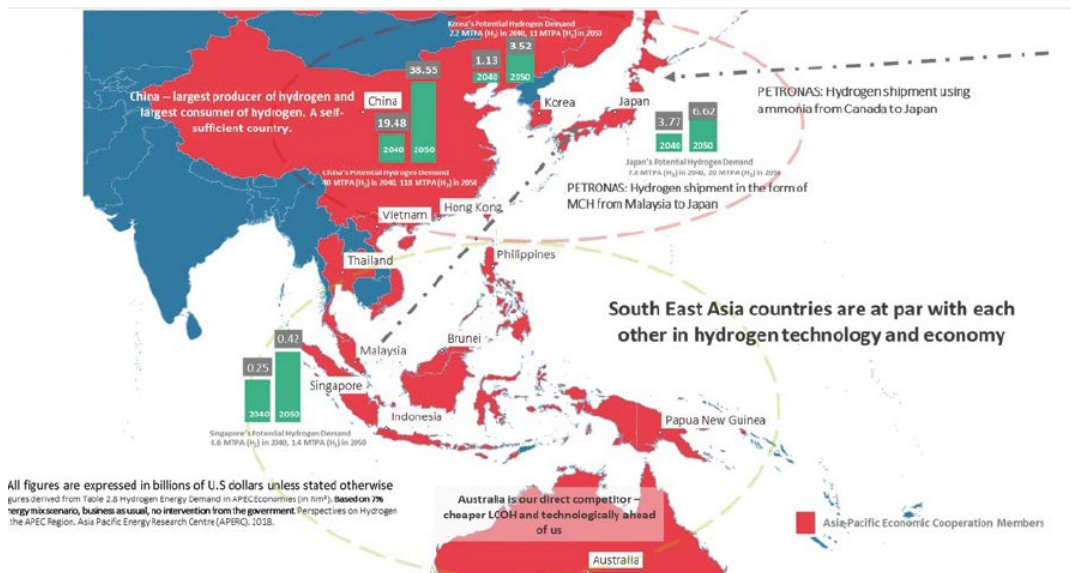
国名	水素に関する戦略	戦略概要	水素輸出入スタンス	備考
インドネシア	Strategi Hidrogen Nasional (2023)	<ul style="list-style-type: none"> 水素の生産量と国内需要量のギャップは、2025年には約16万トン、2060年には約570万トンに達すると予測。このギャップで国際市場のニーズを満たす。 	輸出国	港湾や物流拠点における液体水素インフラの整備や水素パイプラインの構築を進めつつも、完全に水素へ置換するのではなく、既存天然ガスパイプラインとの統合を目指す。
シンガポール	Singapore's National Hydrogen Strategy (2022)	<ul style="list-style-type: none"> 水素輸入国として水素関連の金融、貿易、認証、輸送、貯蔵、運用などの分野で新たな雇用と産業創出を目指す。 	輸入国	ジュロン島のケッパル・サクラ・コーゼン発電所（発電量：60万kW）に水素発電設備を建設している。
タイ	なし	-	輸入国	水素ロードマップは2024年に発表されている。
ベトナム	Vietnam's Hydrogen Energy Development Strategy till 2030, vision till 2050	<ul style="list-style-type: none"> 2030年までに年間10万～50万トン、2050年までには1,000～2,000万トンのグリーン水素生産目標。 発電分野においても2050年までに合計44,478MWのLNGと水素併用の発電設備を導入することが示されている。 	未確定	政令第58/2025/ND-CP号「再生可能エネルギー発電及び新エネルギー発電の開発に関する電力法の制定」では、グリーン水素、グリーンアンモニア、またはそれらの組み合わせを使用する発電プロジェクトの支援策を打ち出している。
フィリピン	Philippine Energy Plan 2023 -2050	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの補完的な役割を担うことを掲げている。 2030年以降の本格導入を目標に、グリーン水素を中心とした、水素製造、充電ステーション整備、政策枠組みの整備を実施する。 	未確定	各種水素インフラ導入検討および安全基準の整備も並行して進行している。また、港湾における液化水素受入拠点整備が計画されている。
マレーシア	Hydrogen Economy & Technology Roadmap (2023)	<ul style="list-style-type: none"> グリーン水素生産能力目標(年間250万トン)を掲げる。 全国的な水素ステーションの整備 サラワク州でのグリーン水素輸出拠点の開発 発電等におけるブルー水素の活用とCCUS技術の導入 	輸出国	-

(出典: 各国水素戦略等に基づき NKES 作成)

表 3-32 東南アジア諸国の水素戦略概要(2)

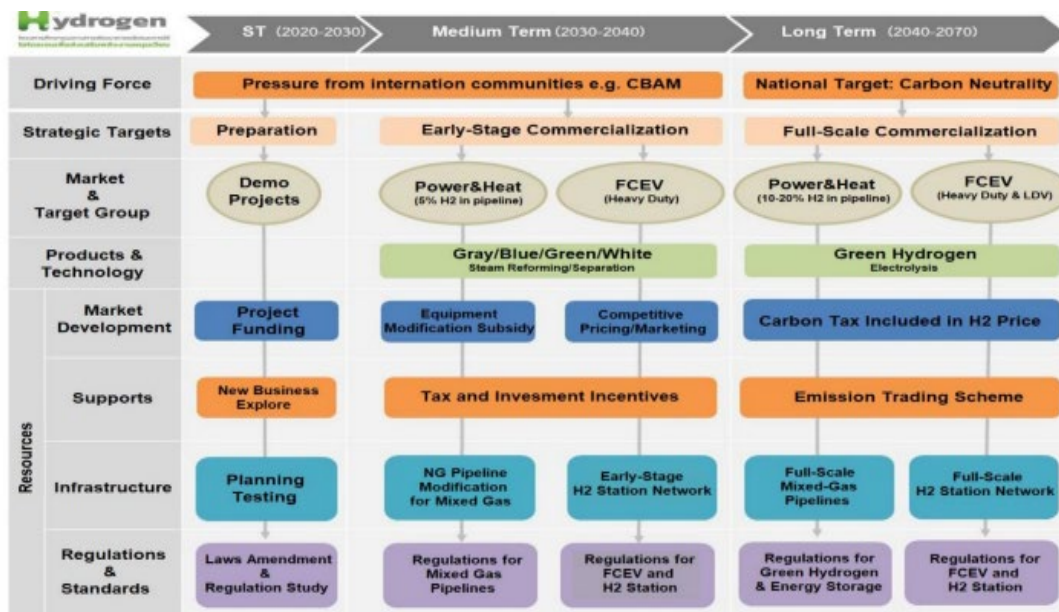
国名	水素に関する戦略	検討状況等	支援機関	水素利活用の展望
カンボジア 	なし	JICA事業を通して水素利活用に向けた調査、計画策定を一部実施中	JICA、UNDP、アジア開発銀行（以下ADB）等	太陽光・バイオマス由来のグリーン水素導入
ミャンマー 	なし	ASEANエネルギーセンター（ACE）による政策支援・調査活動	ACE、ASEAN等	水素混焼による脱炭素化の可能性（発電・輸送分野）
ラオス 	なし	エネルギー転換政策の検討段階	ASEAN等	水力発電を活用したグリーン水素活用
ブルネイ 	なし	AHEADプロジェクト ^{*1} での知見を基に、水素製造および周辺国への輸出を検討中	ASEAN、シンガポール等	LNGインフラを活用した水素輸出の展望（特にシンガポール向け）
東ティモール 	なし	再生可能エネルギー導入支援プロジェクトの一環で水素技術を検討中	ASEAN、オーストラリア	太陽光・風力由来のグリーン水素導入の可能性

*1 千代田化工、三菱商事、三井物産、日本郵船の4社が設立した次世代水素エネルギーチェーン技術研究組合(AHEAD)が実施した、水素の国際的なサプライチェーンの構築する実証事業
(出典: 各国水素戦略等に基づき NKES 作成)



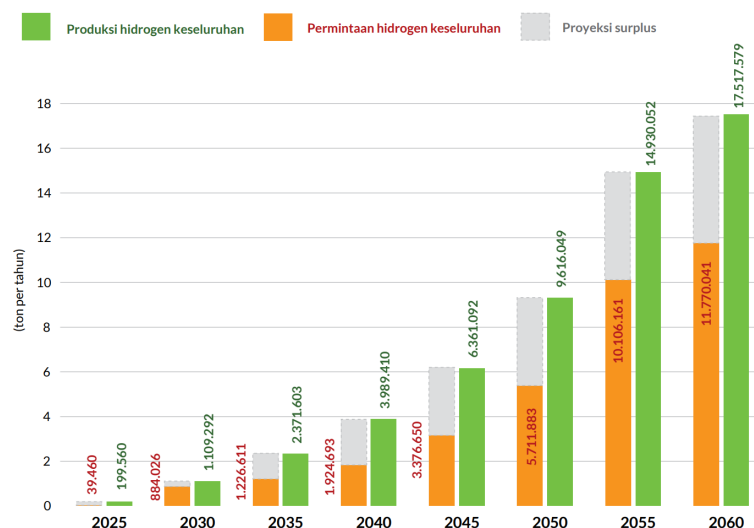
(出典: Hydrogen Economy & Technology Roadmap 2023)

図 3-41 マレーシアが構想する水素等サプライチェーン



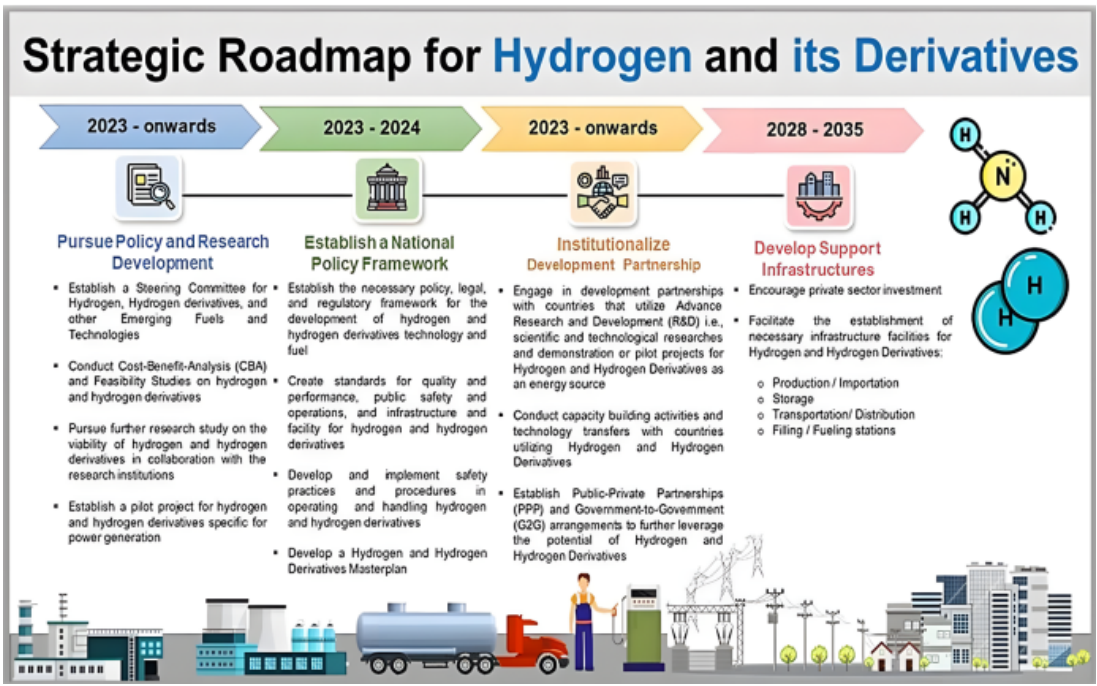
(出典: Thailand Hydrogen Strategy & Roadmap (2024))

図 3-42 タイの水素利活用ロードマップ



(出典: Hidrogen Dan Amonia Nasional (2024))

図 3-43 インドネシアの水素生産量と国内需要量予測



(出典: Philippine Energy Plan 2023-2050 Volume2 (2023))







図 3-44 フィリピンの水素利活用ロードマップ

(3) アンモニア利活用戦略

(a) 東南アジア諸国の概況

東南アジア諸国のアンモニア戦略概要を表 3-33 に示す。

表 3-33 東南アジア諸国のアンモニア戦略概要

国名	アンモニアに関する戦略	戦略もしくは調査等の概要	アンモニア輸出入スタンス	備考
 インドネシア	Hidrogen Dan Amonia Nasional	<ul style="list-style-type: none"> アンモニアの生産量と国内需要量のギャップ(余剰生産)は、2025年には448.4千トンに達し、2060年には390万トンに達すると予測。 アンモニア国内需要量は生産量を大きく下回っているため、様々な産業分野でのアンモニア利活用の増加を図ると共に、国際市場のニーズを満たすことを目指す。 	輸出国	水素戦略とは別にアンモニア戦略を策定している。日本、韓国、インドなどへのアンモニア輸出が想定されている。また、水素と同様にアンモニア専用パイプラインの開発に加え、洋上では船舶、陸上では車両による輸送方法について研究開発を推進する。2029年までにクリーンアンモニア導入の最終投資決定を行う予定。
 シンガポール	Singapore Energy Story	<ul style="list-style-type: none"> 2026年から、グリーンアンモニアの受け入れと利用を本格的に開始予定。 国内の海運業でグリーンアンモニアを燃料として利用することを目標に掲げている。 	輸入国	自国内でアンモニアを製造するのではなく、周辺国で製造されたアンモニアを輸入し、利用することを計画している。
 タイ	なし	<ul style="list-style-type: none"> 2021年のアンモニア由来の輸入品として無水アンモニア(436千トン/年)や尿素(2,213千トン/年)などの肥料が主にアンモニア需要を満たしている。 尿素的輸入依存度が高いため、今後はアンモニアの輸入量を拡大し、自国内での肥料生産の強化を目指す。 	輸入国	ガス田を有するが、ガス生産量は減少傾向であり、2020年代後半には大きく低下することが予想されている。従い、天然ガス改質+CCSによるブルーアンモニア製造への転換可能性は大きくなく、水素と同様に輸入国になることが考えられる。
 ベトナム	National Power Development Plan VIII (PDP8)	<ul style="list-style-type: none"> ～2030年：運転開始から20年を経過した発電所については、燃料価格が適正な場合バイオマス/アンモニアへの燃料転換を実施する。燃料転換が不可能な場合で耐用年数40年以上の発電所は廃止する。 ～2050年：発電に使用している燃料を、石炭からバイオマス/アンモニアへ完全転換を目指す。 	不明	全産業を包括するアンモニア戦略は策定されておらず、エネルギー分野の関係文書で利活用が言及されている。PDP8およびPDP8Rにおいて発電分野でのアンモニア利活用が言及されている。
 フィリピン	Philippine Energy Plan 2023 -2050	<ul style="list-style-type: none"> ～2028年：代替燃料の原料策定および生産に係る調査・実証事業の実施 ～2050年：代替燃料の生産および活用の普及促進 	不明	「フィリピンエネルギー計画2023-2050」では、アンモニアの具体的な製造、輸入目標は設定されていないが、石炭火力における重要な代替燃料および混焼燃料として明記されている。
 マレーシア	Hydrogen Economy & Technology Roadmap 2023	<ul style="list-style-type: none"> 2030年から発電所で天然ガスに水素を20%混合することを推進。2030年から石炭とグリーンアンモニアの混焼を開始。2050年までに船舶燃料供給における燃料の10%をグリーンアンモニアに切り替えを想定している。 	輸出国	水素戦略内に一部アンモニア導入の記載あり。

(出典: 各国水素戦略、アンモニア戦略等に基づき NKES 作成)

(b) 東南アジア諸国のアンモニアプロジェクト

東南アジア諸国のアンモニア関連プロジェクトを表 3-34 に示す。

表 3-34 東南アジア諸国のアンモニア関連プロジェクト

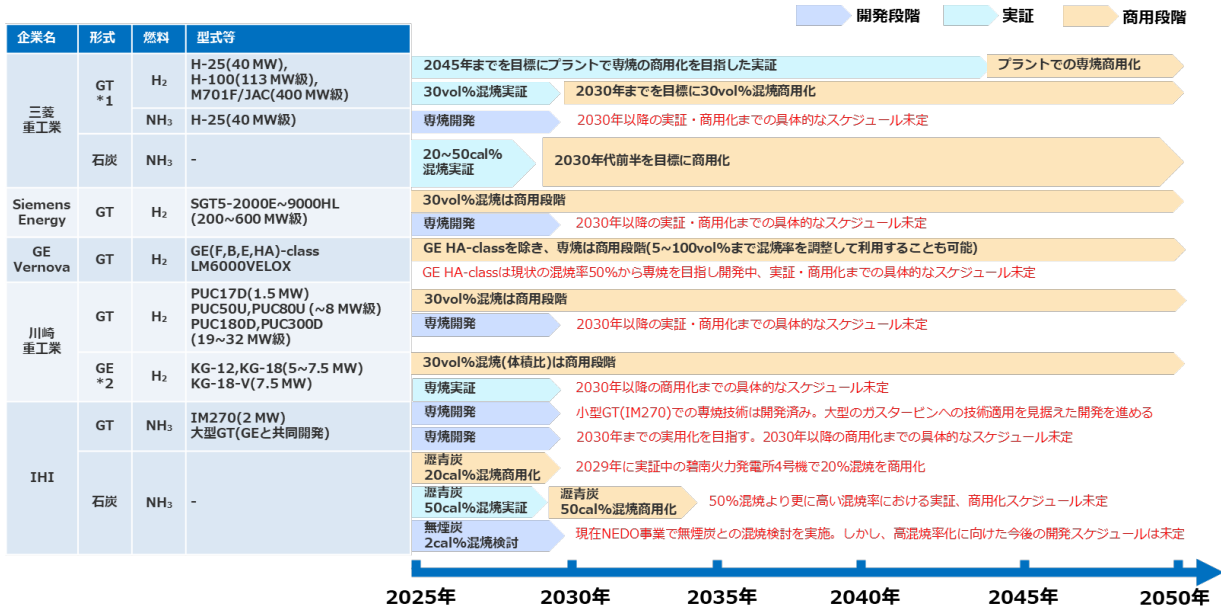
国名	プロジェクト名	プロジェクト内容等	協力企業、協力機関等	備考
 インドネシア	地熱発電を利用したグリーン水素・グリーンアンモニア開発事業化	東京電力とPT Pertamina Power Indonesia社とは、水素とアンモニアの開発事業化検討に関するMoUを2023年3月に締結した。地熱エネルギーによる水素・アンモニアの製造・輸送効率化等の観点から、需要規模の把握やニーズの調査する。	東京電力 (日本)	事業化の検討を進め需要規模やニーズの調査をし、国内を対象に販売を行い、中長期的には日本を含む国外への輸出する。
	発電所での水素・バイオマス・アンモニア混焼を検討	水素混焼の実現可能性評価、バイオマス混焼・専焼の実現可能性評価、および既設アンモニア製造プラントで生産したアンモニアを用いた混焼評価の3件について、事業性評価を開始する覚書を三菱重工業と2022年11月に締結した。	三菱重工業 (日本)	-
	グリーンアンモニア生産事業化調査	再生可能エネルギー等により製造する水素をPIM社が運営する既存肥料工場に導入し、クリーンな燃料アンモニアを製造する仕組みについて、電力源選定、電力供給量変動への対応を考慮しつつ、安全で経済合理性を持った事業とする為の検証を2022年5月に実施。	東洋エンジニアリング (日本)	-
	インドネシアにおけるグリーンアンモニアの製造・販売・混焼事業の検討	IHIは、肥料公社ブック・インドネシアと、再生可能エネルギー由来のグリーンアンモニア製造・販売の事業性および発電量ボイラでの混焼の事業性を検討・調査する覚書を2023年3月に締結。肥料製造工場において地熱発電によるグリーンアンモニアの製造とインドネシア国内外への販売検討、および同工場敷地内でブック社が保有する発電用ボイラでのアンモニア混焼の事業性の検討を行う。	IHI (日本)	事業性検討とアンモニア少量混焼を行い、商業プラント建設と運用開始を目指す。
 シンガポール	100%アンモニアを燃料とするガスタービン・コンバインドサイクル (GTCC) 発電所の開発に関する事業化調査	三菱重工業とケッペル社の子会社はアンモニア専焼ガスタービン発電所の定量的リスクアセスメントに関わる戦略的提携を2022年9月に締結した。	三菱重工業 (日本)	アンモニアGTCC発電所の早期実現により燃焼時にCO ₂ を排出しないグリーン燃料を活用した発電設備の導入する。
 タイ	グリーン水素・アンモニアバリューチェーン構築に関する覚書を締結	タイ南部における再生可能エネルギー由来の水素・アンモニアの製造、貯蔵、輸送と利用。これらのタイ国内外へ供給するための一連のサプライチェーンを構築にあたり、2023年6月に覚書を締結した。	AZEC 商船三井・三菱商事・千代田化工建設 (日本)	-
 ベトナム	南部ベンチェ省グリーン水素工場建設計画	政府系地場企業のTGSグリーン水素がドイツの水素製造技術を活用したグリーン水素工場の着工を2022年6月末に計画している。	ドイツ	ドイツの技術を活用し、将来的にはアンモニアを年37.5万トンまで生産能力を拡大する計画している。ただし、2025年3月時点で建設に係る投資手続きを行っており、着工できていない。
	水素・アンモニア製造及びCCS/CCUS事業を対象とした共同事業に関する覚書	JOGMECはPetroVietnam (PVN) との間で締結した協力覚書 (MoU) を2027年までとし、水素・アンモニア製造及びCCS/CCUS事業を対象とした共同事業機会を追究することに合意した。	JOGMEC (日本)	-
 フィリピン	Aboitiz Powerの脱炭素化に向けた石炭火力発電所におけるアンモニア混焼に関する共同検討	Aboitiz Powerが出資参画する石炭火力発電所におけるアンモニア混焼の実現可能性とフィリピン共和国における水素・アンモニアサプライチェーンの構築に向け、2023年2月から検討を開始。	JERA (日本)	石炭火力発電所におけるアンモニア混焼と水素・アンモニアサプライチェーンの構築する。
 マレーシア	H2biscusグリーンアンモニアプロジェクト	韓国企業連合はSEDC(サラワク州経済開発公社)とサラワク州ピンツルでグリーン水素やグリーンアンモニア等の生産について2022年2月にMoUに調印。	韓国企業連合 (韓国)	水力由来のグリーン水素生産する。2028年初頭の商業生産を予定している。
	石炭火力発電所へのアンモニア混焼技術適用とカーボンフリーアンモニアのサプライチェーン構築調査	IHIはPetronasとTenagaと共同で石炭火力発電所へのアンモニア混焼技術の適用 検証およびむサプライチェーン全体での技術・経済性評価を目的とする実施可能性調査事業 (FS) を2021年10月に開始。	IHI (日本)	-

(出典: 各国政府および企業公表情報に基づき NKES 作成)

(4) クリーン燃料利用

(a) 水素等の火力発電利用に向けた開発動向まとめ

火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめを図 3-45 に示す。



*1 Gas Turbine の略, *2 Gas Engine の略
 (出典: 各企業の公表情報に基づき NKES 作成)

図 3-45 火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめ

(b) 各企業の水素対応型開発ロードマップ等

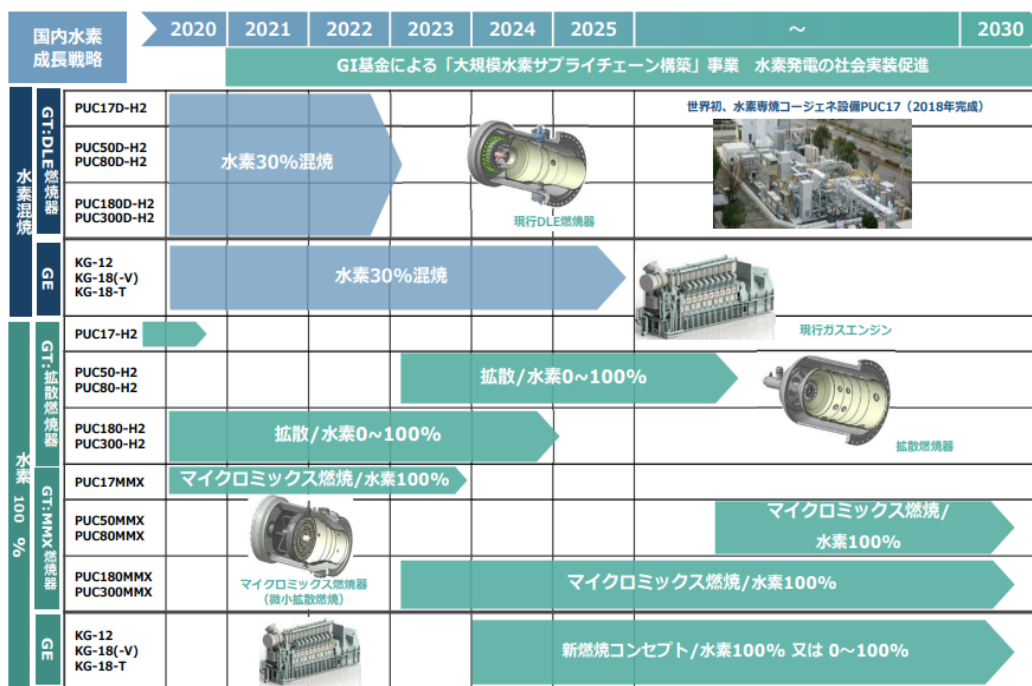
三菱重工業の水素ガスタービン開発ロードマップを図 3-46 に示す。三菱重工業は既存の発電事業用ガスタービンをベースに、水素ガスタービンへの転用に向けて開発を行っている。さらに三菱重工業は既に水素 30%混焼技術(体積比)は確立しており、2045 年に水素専焼の商用プラント化を目標に開発を進めている。なお、水素利活用の黎明期であることから、三菱重工業はガスタービン等の価格を設定できていない。



(出典: 三菱重工業 GTCC 事業説明会 2025 年 10 月)

図 3-46 (三菱重工業) 水素関連設備開発ロードマップ

川崎重工業の水素ガスタービン/ガスエンジン開発ロードマップを図 3-47 に示す。川崎重工業は既に小型ガスタービン(PUC17MMX)において水素混焼機を商用化、販売している。同型式は専焼運転も可能である。なお、水素利活用の黎明期であることから、川崎重工業はガスタービン等の価格を設定できていない。



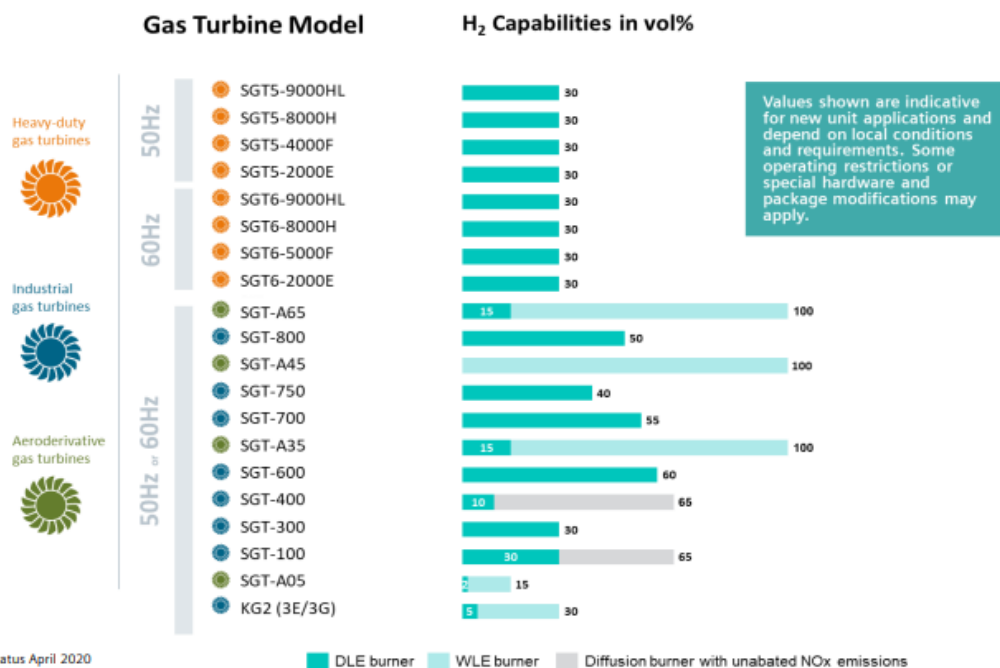
(出典: 川崎重工業)

図 3-47 (川崎重工業) 水素ガスタービン/ガスエンジン開発ロードマップ

次に大型ガスタービン分野において、三菱重工業との競合先である海外メーカーの Siemens Energy および GE Vernova の開発動向を示す。両者共に水素混焼、専焼ガスタービン開発を進めており、開発進捗次第では今後の大型水素ガスタービン市場での三菱重工業のプレゼンスへ大きく影響することが考えられる。

Siemens Energy の水素ガスタービン開発目標を図 3-48 に示す。Siemens Energy は、既存機種の水素対応型に関して、以下のような開発状況と目標を公表している。

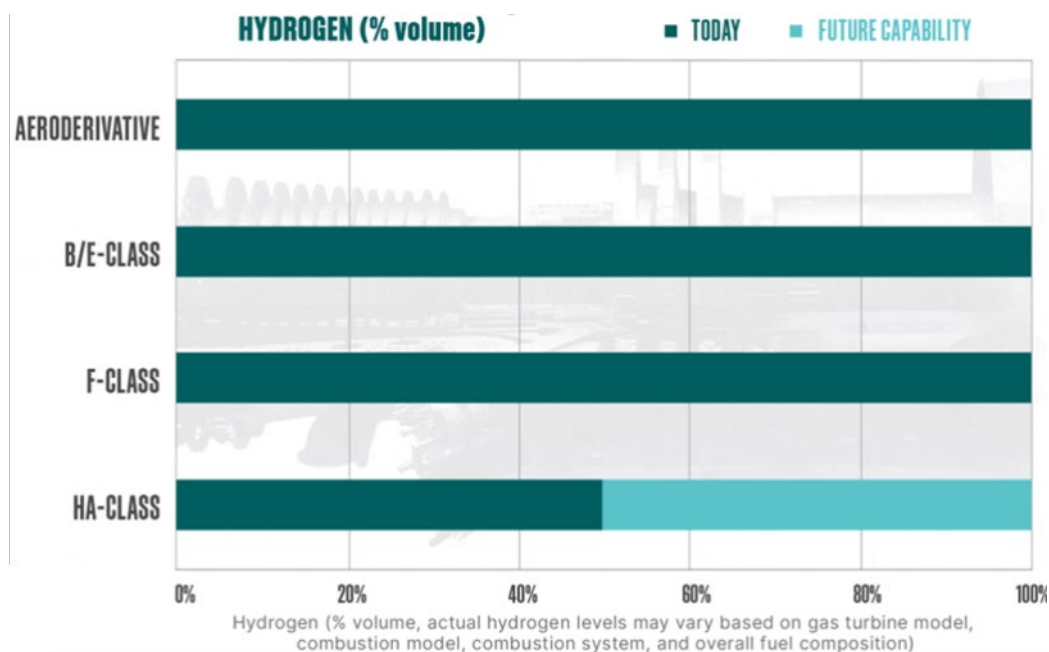
- 2020年4月時点で水素30%混焼(体積比)を達成し、SGT5-2000E~9000HL(200~600 MW)においては既に商用段階にある。2023年10月に100%グリーン水素による実証運転を開始した。
- 2030年までに600 MW水素専焼ガスタービンの開発完了を目標としている。



(出典: Siemens Energy 「Hydrogen power with Siemens gas turbines “Reliable carbon-free power with flexibility”」 (2020))

図 3-48 (Siemens Energy) 水素ガスタービン開発目標

GE Vernova の水素ガスタービン開発目標を図 3-49 に示す。GE Vernova は同社の最大発電容量を有する HA-class (290~570 MW)での水素専焼技術確立に向け、自社開発した DLN 2.6e (Dry Low NOx) 燃焼システムの改良を進めている。



(出典: GE Vernova)

図 3-49 (GE Vernova) 水素ガスタービン開発目標

(c) 各企業のアンモニア対応型開発ロードマップ等

三菱重工業は中小型ガスタービン(H-25 シリーズ)をベースとしたアンモニア 100%専焼燃焼器の開発を進行中で、2025 年度以降の実機運転・商用化に向けて燃焼器の開発と実証試験を進めている。2024 年にアンモニア直接燃焼 GTCC の開発は完了しており、実圧燃焼試験設備にて実機圧力相当の燃焼試験を実施中にある。

また、同社は石炭火力において、混焼率 20% (熱量比)のアンモニア混焼技術を開発しており、2030 年代前半の商用化を目指しアンモニア専焼バーナの実証を実施している。並行して、混焼率 50%以上(熱量比)の開発が進められており、2030 年代に実証が予定されている。



(出典: 三菱重工業「エナジートランジション説明会」)

図 3-50 (三菱重工業) アンモニア発電設備の開発目標

IHI のアンモニア発電技術開発ロードマップを図 3-51 に示す。IHI は、GE Vernova と共同で 2030 年までにアンモニア 100%燃焼ガスタービンシステムの実用化を目指している。既にアンモニア 100%燃焼ガスタービン IM270(出力 2 MW)を開発済みであり、この技術をさらに進化させ、大規模燃焼技術の開発に取り組んでいる。同社工場にガスタービン向け大型燃焼試験設備を設置、燃焼試験を 2025 年から開始した。

また、石炭とのアンモニア混焼実証事業(20%混焼(熱量比))を 2024 年に完了、実証事業を実施した発電所において現在アンモニア 20%混焼(熱量比)の商用運転に向けた工事を実施中である。図 3-52 ~図 3-54 に JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼実証事業のイメージ図および工程表を示す。

また、ベトナムにおいて多く産出される無煙炭を対象とした「無煙炭焚き火力発電所の脱炭素化を実現するためのアンモニア燃焼実証研究」を NEDO 助成のもと実施中である。

さらに環境面において、アンモニアやバイオマス混焼における NOx やフライアッシュは石炭専焼と同等であり、これら物質の排出量の増加が無いことも確認している。



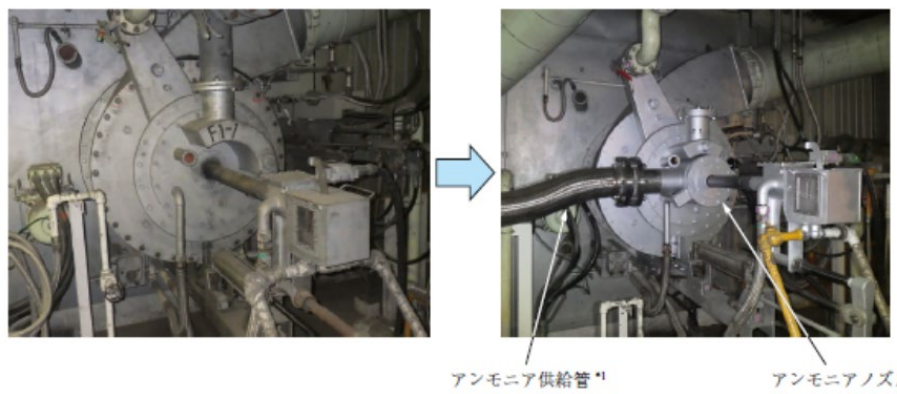
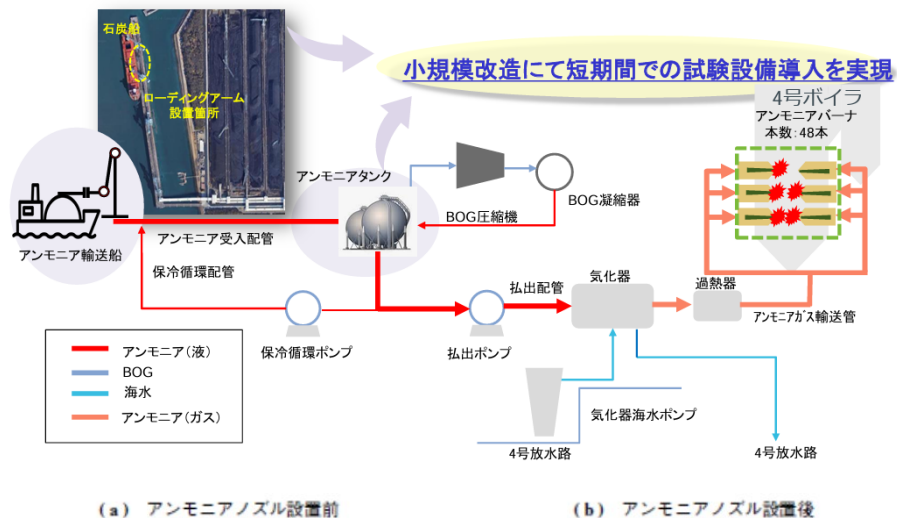
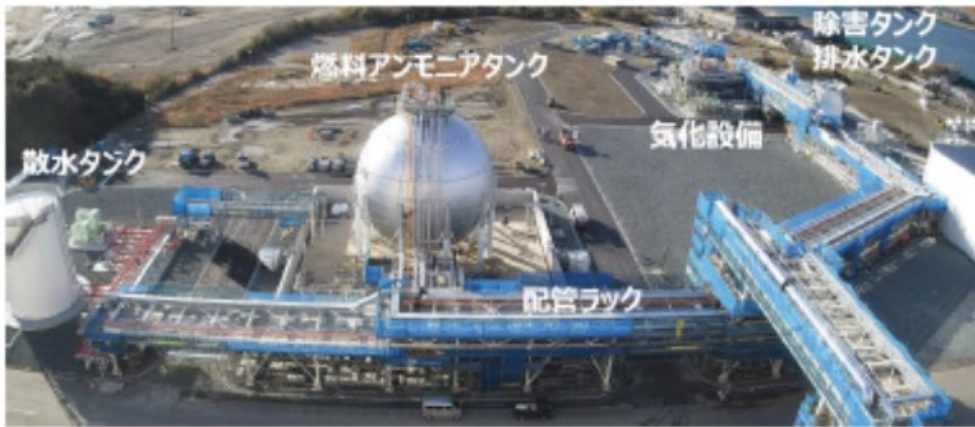
(出典: IHI 「Sustainable Finance Framework」 (2023))

図 3-51 (IHI) アンモニア発電技術開発ロードマップ



(出典: IHI)

図 3-52 (IHI) 石炭、アンモニア混焼実証事業イメージ図_JERA 碧南火力発電所

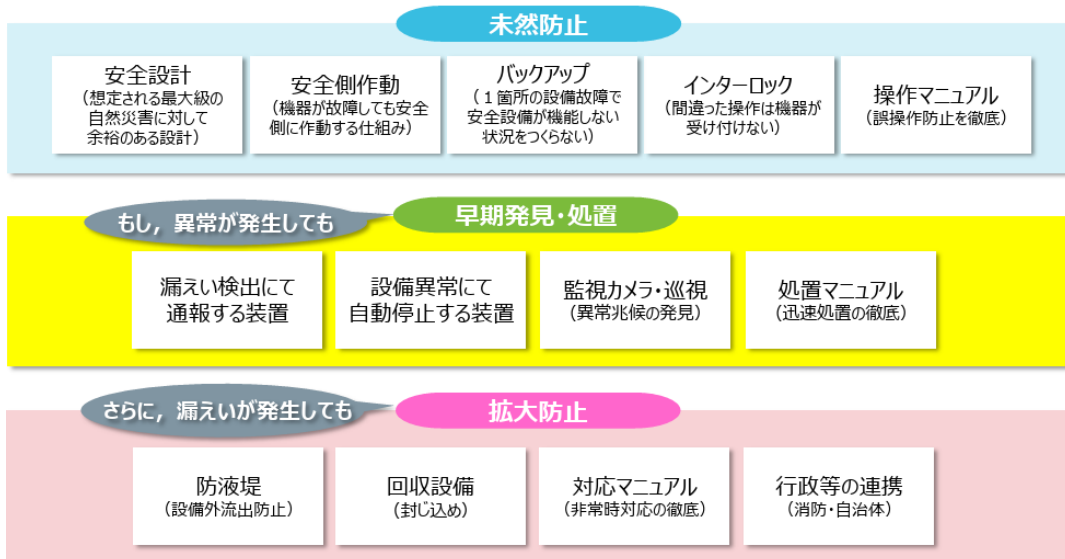


(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-54 JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた改造範囲および現地写真

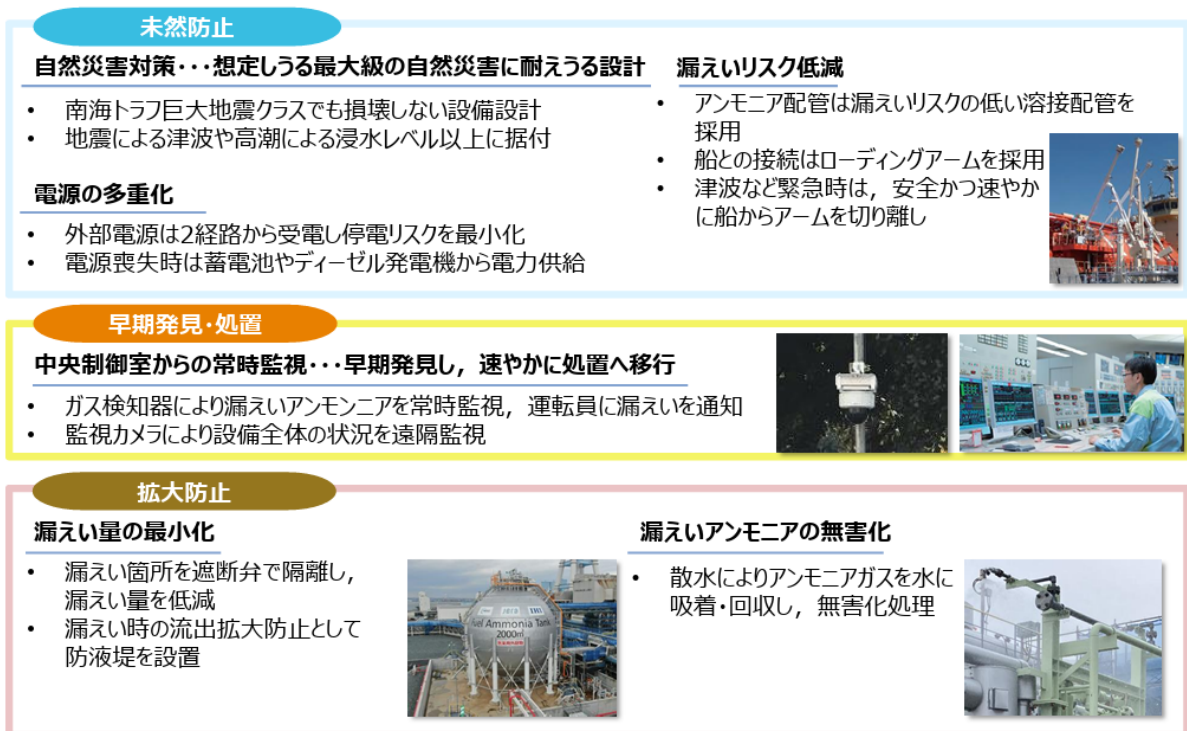
本実証においては、どの負荷で運転してもアンモニアの 20%混焼(熱量比)が可能であることが確認できた。

アンモニアは刺激臭を有する有毒ガスであるため、安全・公衆保安確保が求められる。JERA 碧南火力発電所でのアンモニア混焼実証を実施するために、図 3-55 および図 3-56 に示す設備設計と運用計画を立てた。



(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-55 JERA 碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた安全、保安の考え方



(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-56 JERA 碧南火力発電所アンモニア混焼での実際の安全、保安の取組

また、ボイラ建屋におけるアンモニア漏洩に対する安全対策が施されている。代表的な取組内容は下記のとおりである。

1) 漏洩防止構造

配管の接続部は溶接継手を基本構造とする。また、メンテナンス上の理由でフランジを適用する場合は、リップシール溶接を採用した。

2) ガス検知器／警報装置

各バーナフロアにガス検知器を設置した。ガス検知器による漏洩検知時には、現場および中央捜査室に警報を発報し、漏洩元の特定とガス漏洩を検知できるようにした。

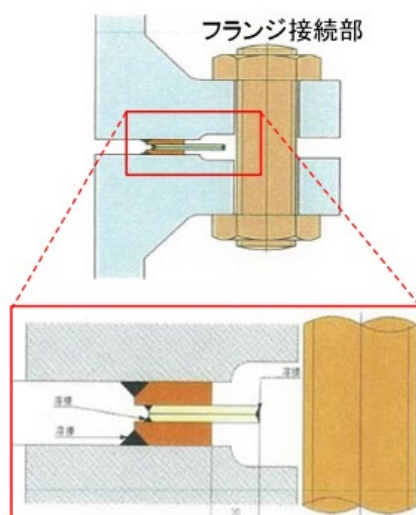
3) 局所換気システム

弁のグランド部からの系外漏洩に備えるため、弁をカバーで囲み、局所的な換気設備を採用した。ファンを用いて強制的にボイラトップから屋外へ排気している。

4) インターロック

正常な運転状態から逸脱した場合、燃料アンモニアを遮断する。燃料アンモニア遮断となる条件は、

- ① バーナ前アンモニアガス圧力極低／極高
 - ② MFT (Master Fuel Trip)発生
- などがある。



(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-57 継手の漏洩防止構造 (リップシール溶接)



(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-58 局所換気システム(弁のカバー)

JERA 碧南火力発電所の実証事業においては、図 3-59 に示すように、アンモニア漏洩時に備え、周辺地域の消防と合同防災訓練を実施している。また、警察、市役所、医療機関などとも有事に備えた事前協議を実施し、速やかに情報共有できる体制を構築している。



(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-59 アンモニア漏洩を想定した合同訓練の様子

さらに、図 3-60 に示すように、発電所構内の関係者が所有するスマートフォンには独自開発の防災アプリを配信し、避難誘導活動等に活用している。同アプリでは漏えい個所や風向、避難区画への経路等、周知機能を搭載している。



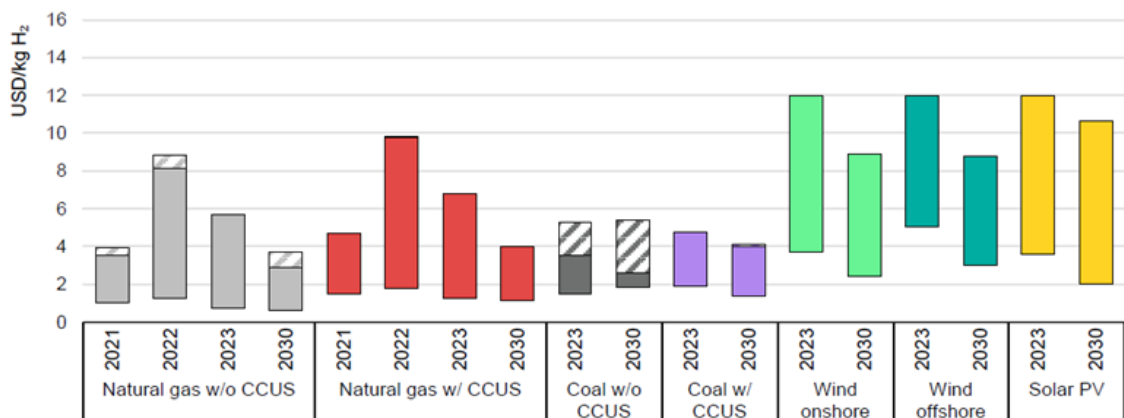
(出典: NEDO 研究開発発表会 2024 (JERA/IHI))

図 3-60 防災アプリのイメージ(アンモニア漏洩時)

(5) クリーン燃料コスト

(a) 製造コスト

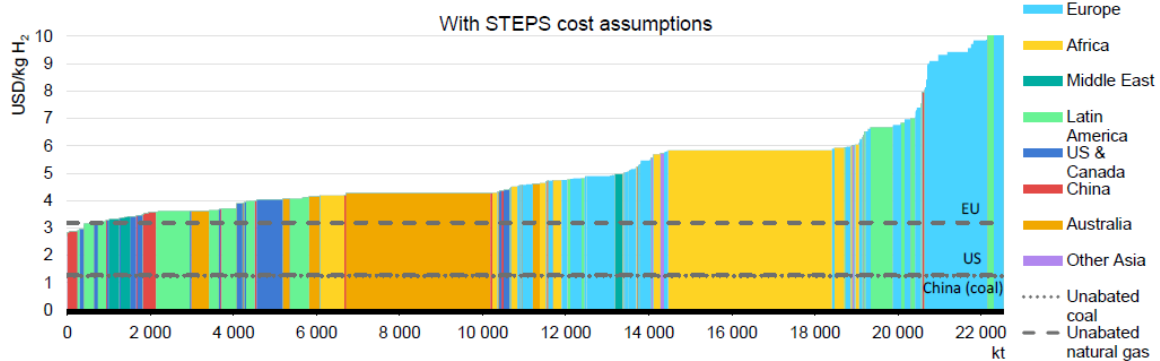
2030 年時点での水素製造価格予測を図 3-61 に示す。IEA の分析によると、2030 年時点のブルー水素製造価格は約 1~4 USD/kgH₂ と見込まれている。図中の Wind onshore、Wind offshore および Solar PV はグリーン水素価格を示す。



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

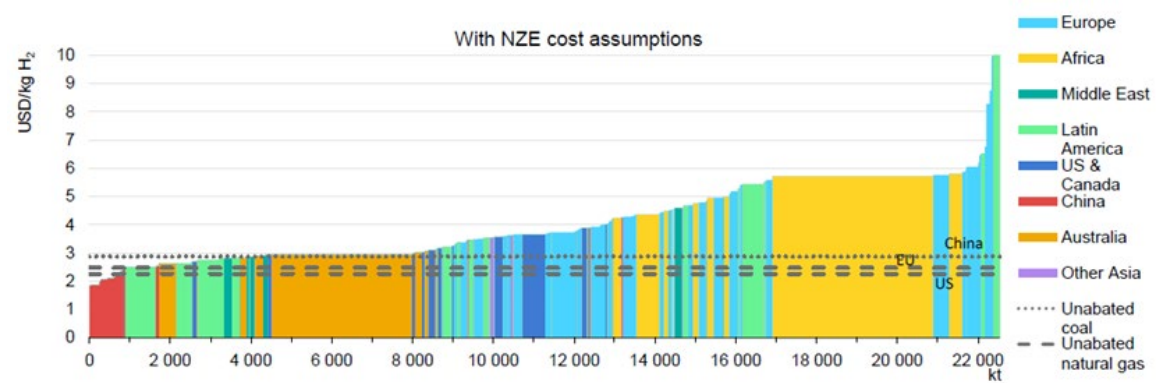
図 3-61 2030 年時点での水素製造価格予測

公表政策シナリオ(STEPS)における、2030年時点でのグリーン水素製造価格予測を図 3-62 に、ネットゼロ排出 2050 年実現シナリオ(NZE)における、2030年時点でのグリーン水素製造価格予測を図 3-63 に示す。グリーン水素製造価格は約 2~10 USD/kgH₂ (2030年時点)の見込みであり、再エネポテンシャルを有する地域のうち、豊富なポテンシャルがある地域は水素製造価格を低減できている。



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-62 2030 年時点でのグリーン水素製造価格予測(STEPS)

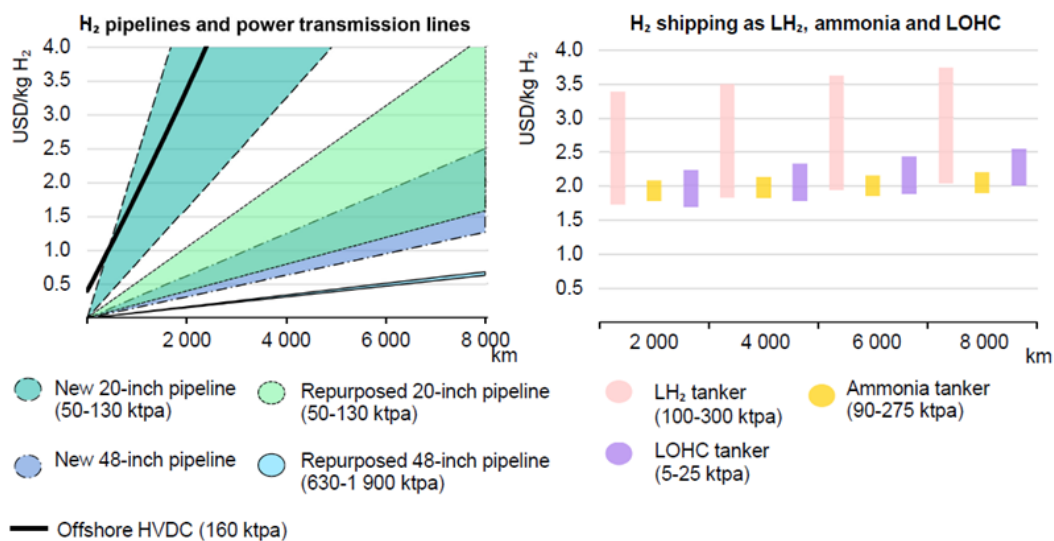


(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-63 2030 年時点でのグリーン水素製造価格予測(NZE)

(b) 輸送コスト

2030年時点での水素製造コスト予測を図 3-64 に示す。一般に、輸送距離が近距離の場合はパイプライン輸送が有利、長距離の場合は船舶輸送が有利となる。船舶輸送の場合、アンモニアおよびMCHでの水素輸送がコスト有利となり、液化水素での輸送はコスト不利となる。



Note)

(1) LOHC: Liquid organic hydrogen carrier

(2) 水素から各キャリアへの変換、輸送、貯蔵、水素への再変換の全てのコストを含む

(3) ktpa: kilo tonnes per year の略

(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-64 2030 年時点での水素輸送コスト予測

水素・アンモニア等の船舶輸送には港湾地域の整備が必要になる。東南アジアにおいてもシンガポールを始めとして、水素・アンモニア利活用に対応した港湾地域の整備計画が進んでいる。水素利活用に向けた港湾インフラ整備プロジェクトを図 3-65 に示す。



(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024)

図 3-65 水素利活用に向けた港湾インフラ整備プロジェクト

水素・アンモニア利活用に向けた港湾地域の整備の一例として、シンガポールのパシル・パンジャン・ターミナルでは、MCH 利用による水素燃料電池補給事業が実施されている。(図 3-66)



(出典: PSA Singapore)

図 3-66 MCH 利用による水素燃料補給事業実証場所

また、パシル・パンジャン・ターミナル内で、シンガポールの港湾運営会社 PSA Singapore は、日本の千代田化工建設と協力し、MCH を用いた脱水素化の実証設備を導入している。



Note)

(1) 同ターミナルの設置場所等の詳細は非公表

(出典: 千代田化工)

図 3-67 パシル・パンジャン・ターミナル内に設置された小型脱水素装置

(c) オーストラリアからベトナムへのクリーン燃料調達コスト

2050年時点においても依然グリーン水素・グリーンアンモニアより、ブルー水素・ブルーアンモニアの方が安価だと推測される。2030、2040、2050年時点における水素・アンモニアの調達コスト推計を表 3-35 に示す。

表 3-35 2030、2040、2050年時点における水素・アンモニアの調達コスト推計
(オーストラリアからの船舶輸送の場合)

項目		2030	2040	2050	備考
ブルー水素	製造コスト [USD/kg-H ₂]	2.50	2.49	2.48	
	輸送コスト*1 [USD/kg-H ₂]	2.00	1.41	0.83	オーストラリアからの船舶輸送*3
	合計 [USD/kg-H ₂]	4.50	3.90	3.31	
グリーン水素	製造コスト [USD/kg-H ₂]	5.00	4.34	3.68	
	輸送コスト*1 [USD/kg-H ₂]	2.00	1.41	0.83	オーストラリアからの船舶輸送*3
	合計 [USD/kg-H ₂]	7.00	5.76	4.51	
ブルーアンモニア	製造コスト	445	443	441	
	輸送コスト*2	125	108	91	オーストラリアからの船舶輸送*3
	合計 [USD/ton-NH ₃]	570	551	532	
グリーンアンモニア	製造コスト	890	773	655	
	輸送コスト*2	125	108	91	オーストラリアからの船舶輸送*3
	合計 [USD/ton-NH ₃]	1,015	881	746	

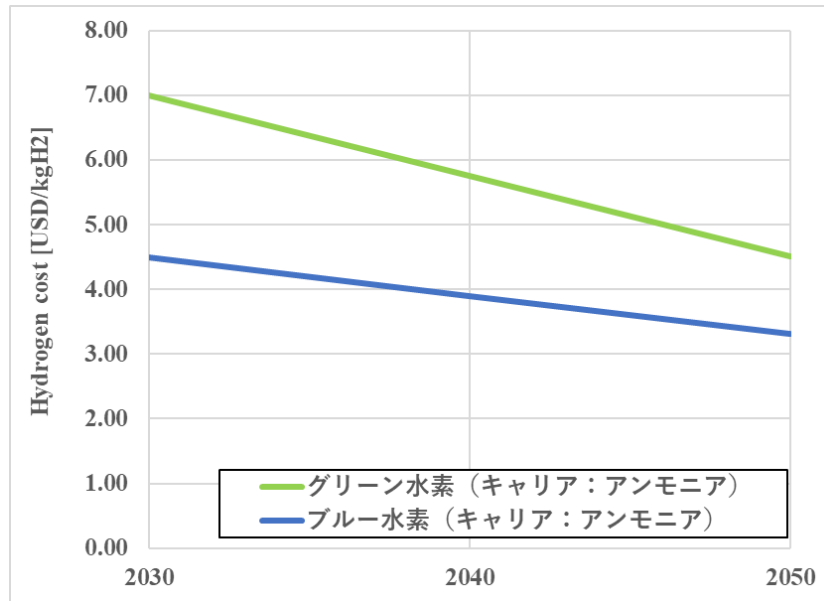
*1 コスト有利であるアンモニアを水素キャリアとした場合。さらに、水素からアンモニアへの変換、輸送、貯蔵、水素への再変換の全てのコストを含む。

*2 水素からアンモニアへの変換、輸送、貯蔵の全てのコストを含む。

*3 オーストラリアからベトナムへの輸送距離は約 5,000km と想定した。

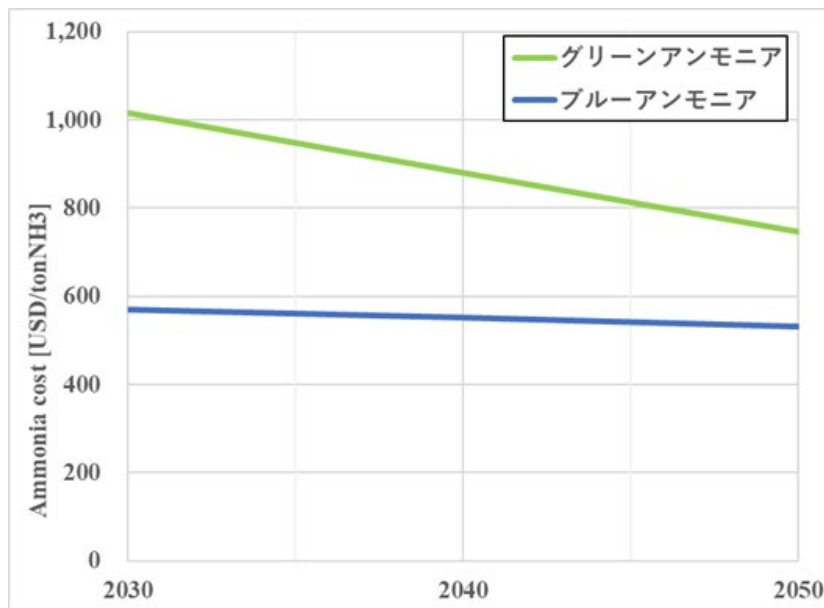
(出典: IEA, Global Hydrogen Review 2024 等に基づき NKES 作成)

ベトナムにおける海外水素調達コストの推移を図 3-68 に、海外アンモニア調達コストの推移を図 3-69 に示す。



(出典: NKES 作成)

図 3-68 ベトナムにおける海外水素調達コストの推移予測
(オーストラリアからの船舶輸送の場合)



(出典: NKES 作成)

図 3-69 ベトナムにおける海外アンモニア調達コストの推移予測
(オーストラリアからの船舶輸送の場合)

(d) ベトナム国内火力発電適用時の燃料コストへの影響

現時点で各種機関が想定する水素・アンモニア価格(2030/2040/2050年)を前提とした、ガス火力への水素混焼/専焼時、石炭火力へのアンモニア混焼/専焼時の燃料コスト増分(USD/kWh)を試算した。結果を表 3-36 に示す。ガス火力への水素混焼は約 0.02 (30%混焼時)~0.2 (専焼時) USD/kWh の増分、石炭火力へのアンモニア混焼は約 0.04 (20%混焼時)~0.2 (専焼時) USD/kWh の増分となる。グリーン水素・アンモニアの場合はさらに増加する。

表 3-36 2030、2040、2050 年時点におけるガス火力への水素混焼/専焼時、石炭火力へのアンモニア混焼/専焼時の燃料コスト増分 (オーストラリアからの船舶輸送の場合)

[単位：USD/kWh]

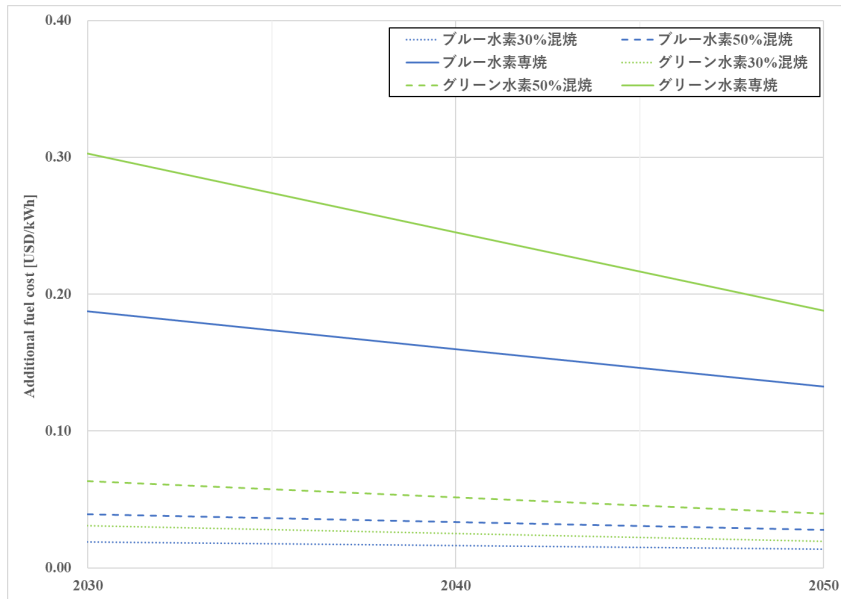
項目			2030	2040	2050
ガス火力	ブルー水素	30%混焼	+0.019	+0.016	+0.014
		50%混焼	+0.039	+0.034	+0.028
		専焼	+0.187	+0.160	+0.132
	グリーン水素	30%混焼	+0.031	+0.025	+0.019
		50%混焼	+0.064	+0.052	+0.039
		専焼	+0.303	+0.245	+0.188
石炭火力	ブルーアンモニア	20%混焼	+0.037	+0.035	+0.034
		50%混焼	+0.092	+0.089	+0.085
		専焼	+0.184	+0.177	+0.170
	グリーンアンモニア	20%混焼	+0.070	+0.060	+0.050
		50%混焼	+0.174	+0.149	+0.125
		専焼	+0.349	+0.299	+0.249

<仮定条件>

- 燃料費増分による評価であり、発電所の改造費用等は含んでいない。
- 石炭とアンモニアの発熱量は同じと仮定。
- ガス火力の効率：54.9% (HHV base)(水素混焼/専焼時も変わらない)
- 石炭火力の効率：43.4% (HHV base)(アンモニア混焼/専焼時も変わらない)
- 天然ガス価格：3.2 USD/mmBtu(IEA WEO 2024、米国 2030 年価格)
- 石炭価格：78 USD/t(IEA WEO 2024、中国 2030 年価格)
- 水素混焼率は vol.%、アンモニア混焼率は cal.%で試算。

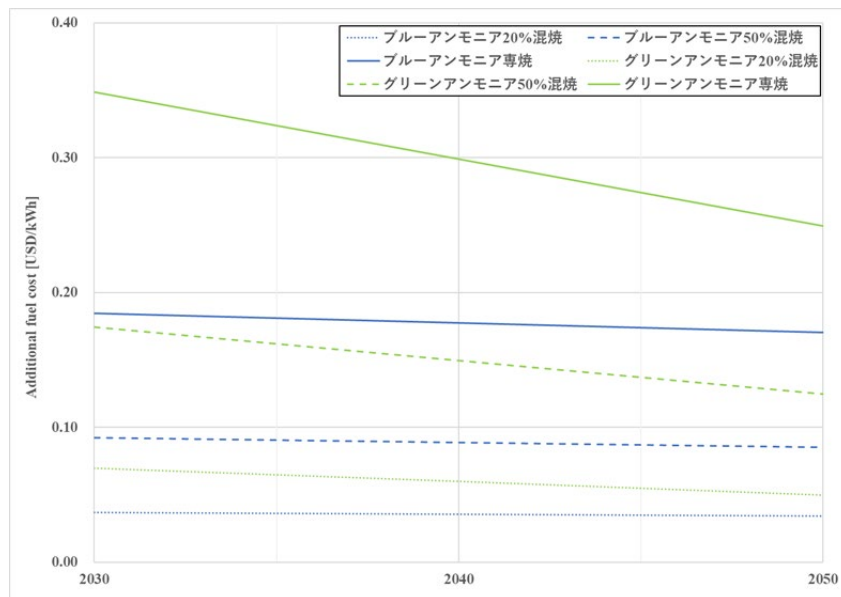
(出典: NKES 作成)

ベトナム国内ガス火力発電所水素混焼時の燃料コスト影響予測を図 3-70 に、アンモニア混焼時の燃料コスト影響予測を図 3-71 に示す。



(出典: NKES 作成)

図 3-70 ベトナム国内ガス火力発電所水素混焼時の燃料コスト影響予測 (オーストラリアからの船舶輸送の場合)



(出典: NKES 作成)

図 3-71 ベトナム国内ガス火力発電所アンモニア混焼時の燃料コスト影響予測 (オーストラリアからの船舶輸送の場合)

(e) ベトナム国内火力発電適用時の CO₂ 削減量あたりの追加コスト

表 3-37 に示すように、CO₂ 削減量あたりの追加コストは、現時点の各種機関の想定値をベースとすると、ガス火力への水素混焼/専焼の場合は約 350 USD/t-CO₂、石炭火力へのアンモニア混焼/専焼の場合は約 200 USD/t-CO₂ の見込み(2050 年)である。グリーン水素・アンモニアの場合はさらに増加する。

表 3-37 2030、2040、2050 年時点におけるベトナム国内火力発電所の燃料コストへの影響
(オーストラリアからの船舶輸送の場合)

[単位：USD/t-CO₂]

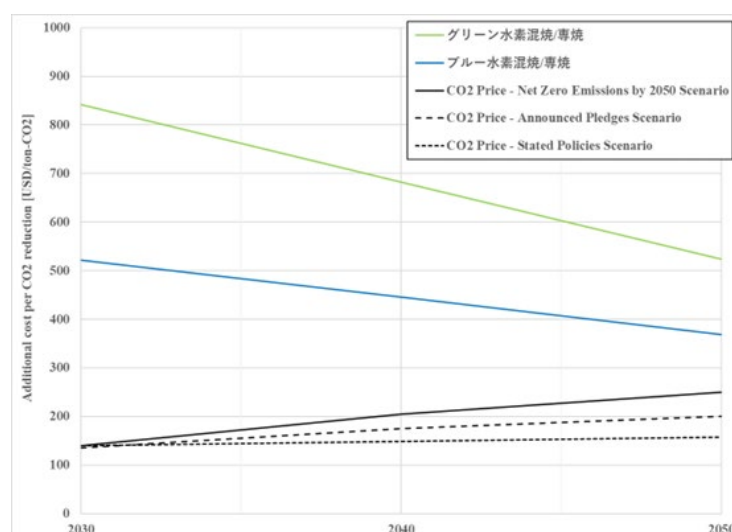
項目		2030	2040	2050
ガス火力	ブルー水素混焼/専焼	522	446	369
	グリーン水素混焼/専焼	842	683	523
石炭火力	ブルーアンモニア混焼/専焼	214	205	197
	グリーンアンモニア混焼/専焼	403	346	289

< 仮定条件 >

- 燃料費増分による評価であり、発電所の改造費用等は含んでいない。
- 石炭とアンモニアの発熱量は同じと仮定。
- ガス火力の効率：54.9% (HHV base)(水素混焼/専焼時も変わらない)
- 石炭火力の効率：43.4% (HHV base)(アンモニア混焼/専焼時も変わらない)
- 天然ガス価格：3.2 USD/mmBtu(IEA WEO 2024、米国 2030 年価格)
- 石炭価格：78 USD/t(IEA WEO 2024、中国 2030 年価格)
- 水素/アンモニア価格：IEA, Global Hydrogen Review 2024
- CO₂ 排出係数：石炭火力 864 g-CO₂/kWh
ガス火力 360 g-CO₂/kWh

(出典: NKES 作成)

ベトナム国内ガス火力発電所の水素混焼時の CO₂ 削減量に伴う追加コスト予測を図 3-72 に、石炭火力発電所のアンモニア混焼時の CO₂ 削減量に伴う追加コスト予測を図 3-73 に示す。ブルーアンモニアであれば調達コストが炭素価格と比較しても同程度に落ち着くと予想される。



注)

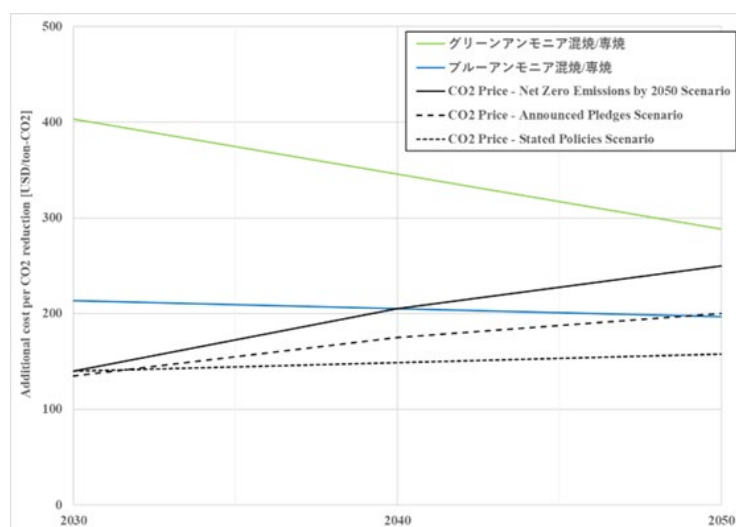
CO₂ Price: IEA WEO 2024 を参考

Stated Policies Scenario: EU 値を採用

Announced Pledges Scenario および Net Zero Emission by 2050 Scenario: 先進国値を採用

(出典: NKES 作成)

図 3-72 ベトナム国内ガス火力発電所水素混焼時の CO₂ 削減量に伴う追加コスト予測
(オーストラリアからの船舶輸送の場合)



注)

CO₂ Price: IEA WEO 2024 を参考

Stated Policies Scenario: EU 値を採用

Announced Pledges Scenario および Net Zero Emission by 2050 Scenario: 先進国値を採用

(出典: NKES 作成)

図 3-73 石炭火力発電所アンモニア混焼時の CO₂ 削減量に伴う追加コスト予測(オーストラリアからの船舶輸送の場合)

(6) バイオマス利用可能性

(a) 東南アジア諸国の現況

東南アジア諸国のバイオマス戦略概要を表 3-38 に示す。

表 3-38 東南アジア諸国のバイオマス戦略概要

国名	バイオマスに関する戦略	戦略概要	備考
インドネシア	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional (RPJMN) 2025-2029	<ul style="list-style-type: none"> 農業・林業残渣の再利用による地域経済活性化、有機肥料の普及と土壌改良材としての活用、バイオマスを活用したグリーン産業の育成 	「Hydrogen Dan Amonia Nasional」にて、発電分野におけるアンモニア導入を主軸とした計画の中で、バイオマスや石炭ガスを原料としたバイオガス改質システムの開発、水素製造設備と組み合わせた統合プラントの開発等の目標が策定されている。
シンガポール	Singapore Green Plan 2030/Four Switch Strategy	<ul style="list-style-type: none"> 低炭素代替エネルギー（Low-Carbon Alternatives）として、バイオマス、グリーン水素、炭素回収・貯留（CCUS）などの新技術の活用 研究開発（R&D）や実証プロジェクトを通じて導入を模索 	国内のCO ₂ 排出量の約40%が電力部門であることから、シンガポールでは、Singapore Green Plan 2030の中で、電力分野においてバイオマス戦略が記載されている。
タイ	Bio-Circular-Green Economy Model	<ul style="list-style-type: none"> コメ、サトウキビ、キャッサバ等の大量の農業残渣をバイオマス資源として活用 研究開発（R&D）や実証プロジェクトを通じて導入を模索 	—
ベトナム	National Power Development Plan VIII (PDP8)	<ul style="list-style-type: none"> 2030年までに石炭火力発電は、既に計画中かつ建設投資中のプロジェクトのみを継続実施する。 運転開始から20年を経過した発電所については、バイオマス/アンモニアへの燃料転換を実施する。燃料転換が不可能な場合は、耐用年数が40年以上の発電所を廃止する。 	バイオマスに関する個別のエネルギー戦略は策定されていないが、PDP8およびPDP8Rにおいて発電分野におけるバイオマス戦略が記載されている。
フィリピン	Philippine Energy Plan 2023-2050	<ul style="list-style-type: none"> 2050年までにバイオマス発電容量を約500MWに拡大、国内の電量需要量の内、約50.7%が再生可能エネルギー由来の電力で構成されている。 	非エネルギー分野においては、農業残渣や林業廃棄物を原料とするバイオマテリアル(バイオプラスチック、バイオ化学品等)産業の育成、農業分野での農業残渣や林業廃棄物の肥料化や土壌改良剤としての再利用を促進していく。
マレーシア	National Biomass Strategy Action Plan 2023-2030 (PTBN2030)	<ul style="list-style-type: none"> 2030年までに、ネットゼロ排出目標への貢献、雇用、経済性価値の創出 2050年までに、国内の発電容量のうち、70%を再生可能エネルギーへ代替 	—

(出典: 各国エネルギー戦略等に基づき NKES 作成)

(b) 東南アジア諸国のバイオマス燃料製造動向

東南アジア諸国のバイオマス燃料製造関連プロジェクトを表 3-39 に示す。

表 3-39 東南アジア諸国のバイオマス燃料製造関連プロジェクト

国名	プロジェクト概要、プロジェクト名等	プロジェクト内容等	協力企業、協力機関等	備考
インドネシア	インドネシアの合弁会社で木質ペレット製造・販売事業	中部ジャワ州ボヨラリ県で2024年9月に燃料用木質ペレットの試験製造開始(製造能力は6万t/年)。2026年までに12万トン/年を目標。	住友林業/ PT Dharma Satya Nusantara	PT Dharma Satya Nusantara はインドネシアの木質バイオマス製造企業
	EFBペレット製造・販売事業	北スマトラ州セイマンケイ工業団地にて、EFBペレットを1万ton/年の規模で2026年から製造開始予定。	テスホールディングス	-
シンガポール	2T/H Biomass Pellet Manufacturing Plant	ペレット製造に特化し、製造能力2t/hを持つ小規模プラント	RICHI Machinery	RICHI Machineryは、中国の木質チップ製造メーカー
タイ	既設の木質ペレット製造工場のライン増設事業	2025年5月にChiang Mai地区のバイオマスペレット工場設備更新により日間6~8トンの生産	Kawise Machinery	Kawise Machineryは、中国の木質チップ製造メーカー
ベトナム	木質ペレット製造プロジェクト	グアン省で2018年頃から約20万ton/年の木質ペレット製造を開始した。	大和エネルギー・インフラ	-
	木質ペレット製造プロジェクト	国内外の需要量増加に対応するため、既存の木質ペレット生産量に加え、2026年末までに年間31.5トンの生産能力を追加で保有する。2026年までに年間16億6000万tを目標としている。	Uniexport	海外の供給先は日本、韓国を想定
	ブラックペレット製造プロジェクト	2023年6月からビンディン省で「出光グリーンエナジーペレット™」によるブラックペレットの製造(生産能力12万t/年)を開始。2030年までに年間200万tを目標としている。	出光興産	中間目標として、2027年までに30万t/年を目指す
	木質ペレット製造プロジェクト	2025年3月からベトナム北部トゥエンクアン省で、丸太や木質残渣を原料としたFSC認証を受けた木質ペレットの製造を開始した。また、イエンバイ省でも同じく木質ペレット製造工場を建設中にある。	erex	生産量は15万t/年
	木質ペレット工場建設プロジェクト	東南アジアで木質ペレット工場を開発しており、ベトナムには最大20カ所を建設する予定。	-	-
フィリピン	バイオマスペレット工場製造プロジェクト	Berde Kaway(DOE認証/バイオマスペレット工場)は600トン/月を製造中。2027年までに250,000 トン/年へ大規模拡張予定	REURASIA Management Corporation	REURASIA Management Corporationはフィリピンの再生可能エネルギー専門の経営コンサルティング企業
マレーシア	バイオ燃料製造プラントプロジェクト	ジョホール州等でEFBペレット製造拠点を構築	テスホールディングス	-

(出典: 各国政府および企業公表情報に基づき NKES 作成)

(c) ブラックペレットの動向

日系企業 出光興産傘下の Idemitsu Green Energy Vietnam は、図 3-74 のとおり、ベトナム ザライ省にてブラックペレット製造工場を建設し、2025年10月から商業運転を開始した。同工場は、年間12万トンの製造能力をもつ。

ブラックペレットは、従来のホワイトペレットに半炭化工程を加えて製造する。ホワイトペレットには水分を含んだ際の崩れといった燃料ハンドリング、専用のミルおよびバーナといったボイラ側の改造が課題であったが、半炭化させることで燃料ハンドリングの課題を克服し、ボイラ側の改造内容も縮小できる特徴がある。

課題としては、半炭化工程を加えたことで製造コストが増加していることである。また、ブラックペレット市場はまだ黎明期で、マーケットが大きくなり、現時点では大量生産によるコスト低下は見込めないことも課題である。



(出典: Idemitsu Green Energy Vietnam)

図 3-74 ザライ省のブラックペレット製造工場

図 3-75 のとおり、日本の石炭火力発電所では既にブラックペレット混焼実証を開始しており、20 weight%混焼においても既存の設備で荷揚げ、運搬でき、かつ問題なく発電できることを確認している。

項目	内容
電力会社	東北電力
発電所名	能代火力発電所
対象号機	3号機
所在地	秋田県能代市
出力	600 MW
混焼率	最大20%(重量比)

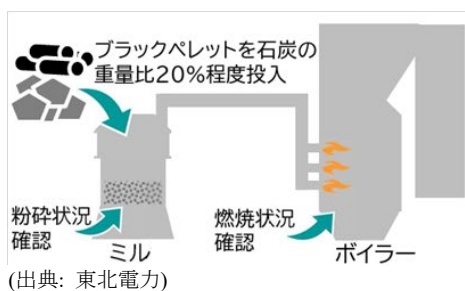


図 3-75 ブラックペレット混焼試験の概要

(d) 発電技術を有する日系企業の東南アジアでの動向

表 3-40 に示すように、日系企業が納入したバイオマス発電所は数件ほど確認できたが、100 MW 以下であった。

表 3-40 バイオマスボイラ技術を有する日系企業の東南アジアでの納入実績

企業名	国名	発電所名もしくは顧客名	ボイラ形式	出力	運転開始年	備考
三菱重工	フィリピン	Limay Power Plant	-	-	-	2018年10月にバイオマス混焼への転換計画が発表されたが更新情報なし
IHI	-	-	-	-	-	納入実績確認できず
住友重機械工業	シンガポール	Tembusu Multi-Utilities Complex	循環流動層ボイラ	100 MW	2012年	-
日鉄エンジニアリング	-	-	-	-	-	納入実績確認できず
JFEエンジニアリング	-	-	-	-	-	納入実績確認できず
タクマ	タイ	Gulf Yala Green Biomass Power Plant	ストーカ式ボイラ	23 MW	2006年	-
	タイ	Khonburi Power Plant	ストーカ式ボイラ	35MW	2014年	-
	タイ	Thai Udonthani Power	ストーカ式ボイラ	20MW	2019年	-
	タイ	Mitr Phol Bio-Power	ストーカ式ボイラ	30MW	2018年	-

Note) 公開情報に基づいた整理を実施しており、一部納入実績が非公開となっている可能性もある。

(出典: 企業公表情報に基づき NKES 作成)

(e) 日本におけるバイオマス発電所事例

一方で、各社は日本においては十分なバイオマス発電所納入実績を有している。各社の実績は、以下のとおりである。なお、日本で発電に使用する主な石炭は、瀝青炭もしくは亜瀝青炭である。

- ・三菱重工業 : 1,000 MW クラス 微粉炭ボイラでのバイオマス混焼
- ・IHI : 数十 MW クラス CFB ボイラでのバイオマス専焼
150 MW クラス 微粉炭ボイラでのバイオマス混焼
- ・住友重機械工業 : 数十 MW～100 MW クラス CFB ボイラでのバイオマス混焼
- ・日鉄エンジニアリング : 数十 MW クラス CFB ボイラでのバイオマス専焼
- ・JFE エンジニアリング : 数十 MW～100 MW クラス CFB ボイラでのバイオマス専焼
- ・タクマ : 数 MW クラス ストーカ式ボイラでのバイオマス専焼

日系企業の日本におけるバイオマス発電所の例を表 3-41 に示す。

表 3-41 日系企業の日本国内バイオマス発電所一覧

	<p><三菱重工業> 発電所名 : JERA 武豊火力発電所 発電容量 : 1,070 MW ボイラ圧力 : 超々臨界(USC) ボイラタイプ : 微粉炭ボイラ 燃料 : 石炭、木質ペレット 混焼率 : 17%(計画値) 運転開始日 : 2022 年</p>
	<p><三菱重工業> 発電所名 : 中国電力 三隅発電所 2 号機 発電容量 : 1,000 MW ボイラ圧力 : 超々臨界(USC) ボイラタイプ : 微粉炭ボイラ 燃料 : 石炭、木質ペレット 混焼率 : 10%(計画値) 運転開始日 : 2022 年</p>
	<p><IHI> 発電所名 : 八代バイオマス発電所 発電容量 : 75 MW ボイラ圧力 : 未公表 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB) 燃料 : 木質ペレット、木質チップ 運転開始日 : 2024 年</p>
	<p><IHI> 発電所名 : 日本製紙 石巻雲雀野発電所 発電容量 : 149 MW ボイラ圧力 : 亜臨界(Sub-C) ボイラタイプ : 微粉炭ボイラ 燃料 : 石炭、木質ペレット 混焼率 : 30%(計画値) 運転開始日 : 2018 年</p>



<住友重機械工業>
 発電所名 : 海田バイオマス発電所
 発電容量 : 112 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 木質ペレット、木質チップ、PKS、石炭
 混焼率 : 80%(計画値)
 運転開始日 : 2021年



<住友重機械工業>
 発電所名 : 半田バイオマス発電所
 発電容量 : 75 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 木質チップ、PKS、石炭
 混焼率 : 98%(計画値)
 運転開始日 : 2017年



<日鉄エンジニアリング>
 発電所名 : 広畑バイオマス発電所
 発電容量 : 75 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 木質チップ、PKS
 運転開始日 : 2023年



<日鉄エンジニアリング>
 発電所名 : 荻田バイオマス発電所
 発電容量 : 75 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 木質ペレット、PKS、木質チップ
 運転開始日 : 2023年



Source: JFEエンジニアリング

<JFE エンジニアリング>

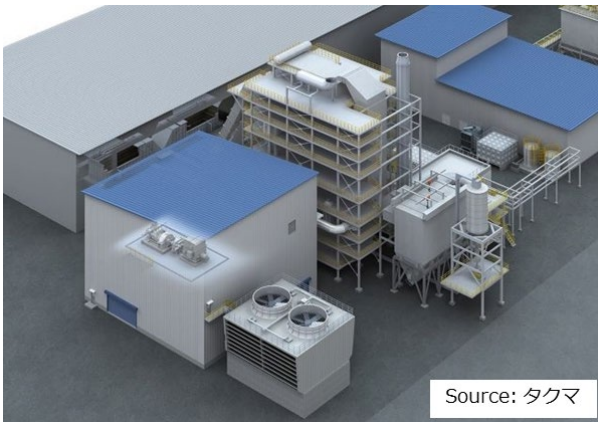
発電所名 : 田原バイオマス発電所
 発電容量 : 112 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 木質ペレット
 運転開始日 : 2025 年



Source: JFEエンジニアリング

<JFE エンジニアリング>

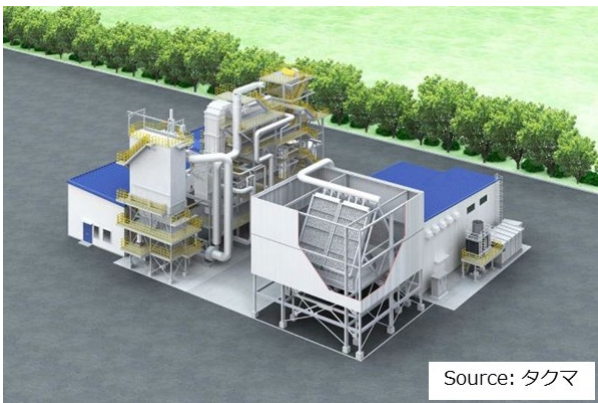
発電所名 : 鉧路バイオマス発電所
 発電容量 : 112 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : 循環流動床(CFB)
 燃料 : 石炭、木質バイオマス
 混焼率 : 未公表
 運転開始日 : 2017 年



Source: タクマ

<タクマ>

納入先 : リージョナルパワー 中国
 木材能代工場
 発電容量 : 9.99 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : ストーカ式
 燃料 : 樹皮(バーク)、おが屑等
 運転開始予定 : 2026 年



Source: タクマ

<タクマ>

発電所名 : グリーンパワーとおの鉧路
 バイオマス発電所
 発電容量 : 1.99 MW
 ボイラ圧力 : 未公表
 ボイラタイプ : ストーカ式
 燃料 : 木質チップ
 混焼率 : 未公表
 運転開始予定 : 2026 年

(出典: NKES 作成)

(f) バイオマスコストおよび混焼による影響

ベトナムから輸出された木質バイオマス燃料の輸出量、価格を表 3-42 に示す。輸出量のうち、合計 98%を占める木質チップと木質ペレットの価格はそれぞれ、145.3 USD/t、132.7 USD/t 程度であった。

表 3-42 2024 年時点におけるバイオマス燃料量および価格

Items	HS code	Quantity(ton)	Amount(USD)	% Raito
Wood chips	4401210090	9,091.381	1,320,631,934	76,92%
	4401220090			
Wood pellets	44013100	2,604.523	345,495,085	22,04%
Shavings	4401210010	29.695	4,030.882	0,25%
	4401220010			
Firewood	44011100	1,888	793,649	0,02%
	44011200			
Sawdust briquettes, wood scrap briquettes	44013200	862	156,543	0,01%
Sawdust, other agglomerated wood waste	44013900	90,907	13,256,983	0,77%
Unclustered sawdust	44014100	278	49,678	0,002%
Other unconsolidated Wood scrap	44014900	31	9,379	0,0003%
Total		11,819,563	1,684,424,134	100,00%

Note) IEA WEO 2024, Net Zero Emission by 2050 Scenario より、2050 年先進国値
(出典: VIỆT NAM XUẤT KHẨU VIÊN NÉN VÀ DẶM GỖ TRONG SÁU THÁNG ĐẦU NĂM 2024)

- 1) 木質チップにおける燃料コスト計算
木質チップの合計価格÷木質チップ量

$$= 1,320,631,934 \text{ USD} \div 9,091,381 \text{ t}$$
$$\approx 145.3 \text{ USD/t}$$

- 2) 木質ペレットにおける燃料コスト計算
木質ペレットの合計価格÷木質ペレット量

$$= 345,495,085 \text{ USD} \div 2,604,523 \text{ t}$$
$$\approx 132.7 \text{ USD/t}$$

木質チップを使用した際の燃料コスト増分は約 0.017 USD/kWh (20%混焼時(熱量比))、CO₂削減量あたりの追加コストは、約 99 USD/t-CO₂となる。なお、他の文献、ニュースサイトなどを参照すると、2025 年 5 月時点のベトナム国内市場での木質ペレット販売参考価格は 250 万～380 万 VND/t (94～144 USD/t)、輸出向けは 250 万～375 万 VND/t (94～142 USD/t)ということで大きな価格差は無い。

木質ペレットを使用した際の燃料コスト増分は約 0.008 USD/kWh (20%混焼時(熱量比))、CO₂削減量あたりの追加コストは、約 45 USD/t-CO₂となる。木質ペレットは木質チップに比べ発熱量が高いため、混焼時の必要量および燃料コスト増分が小さい。木質チップおよび木質ペレットを使用した際の CO₂削減量あたりの追加コストは、炭素価格(250 USD/t-CO₂⁸)を大きく下回ると予想される。

なお、バイオマスは石炭に比べて燃焼後の灰成分が多い傾向にある。それに伴い、灰付着量の増加による発電効率の低下、灰除去頻度増加に伴うボイラ本体寿命の減少など、燃料コスト以外へのコストへ影響を及ぼす可能性がある。

⁸ IEA WEO 2024, Net Zero Emission by 2050 Scenario より、2050 年先進国値

<計算条件>

- ・ 木質チップコスト : 145.3 USD/t
- ・ 木質ペレットコスト : 132.7 USD/t
- ・ 石炭との混焼率 : 一律 20%(熱量比)
- ・ 石炭火力の効率 : 43.4% (HHV base)
- ・ 木質チップの発熱量 : 9.5 MJ/kg (HHV base)
- ・ 木質ペレットの発熱量 : 17.0 MJ/kg (HHV base)

(g) バイオマス燃料の今後のトレンド、調達可能性

バイオマスは確かに水素やアンモニアより安価で調達しやすい燃料ではあるが、表 3-43 のような情勢がある。したがって、今後バイオマスエネルギー利用者がその利用範囲を拡大しようとしても、供給側で供給拡大への課題があるため、コストの上昇および利用範囲が限定される可能性がある。

また、バイオマス燃料の拡大と森林によるカーボンクレジットの拡大は互いにトレードオフの関係にあり、両者のバランスによってバイオマス燃料の供給量が今後は決まっていく。森林が豊富な国では、過去に想定したバイオマス燃料としての賦存量から変わる可能性が高く、バイオマス燃料の供給能力も変わる可能性がある。

表 3-43 バイオマス燃料利用拡大に向けた供給側の課題

No	項目	詳細
1	燃料需要の急増と他市場での競合	東南アジアは世界的なバイオマス燃料市場の生産元として牽引してきたが、これまで以上に脱炭素化に取り組むために、関心が高まっている。特に隣接する東アジア地域の発電等の大規模な需要が増え続けている。また、コロナ禍から世界的に建材としての需要の高まりによるウッドショックが発生、2025年時点でも色濃く影響があり、バイオマス燃料以外での木材市場における需要と競合している。
2	収集ネットワークの未成熟	既にバイオマス原料の収集・供給ネットワークが構築されているが、賦存量に対して未発達な地域もある。また、未発達といっても既存のネットワークが構築されている地域に比べ、事業を成立させるためのバイオマス燃料の収集範囲が広い、運搬するにしても遠隔地であったり、道路整備が間に合っておらず、輸送コスト面での課題が明確なため、整備が難しい地域がある。
3	輸送コストの高騰	ベトナムでは慢性的な道路渋滞が発生しており、それがバイオマス燃料の輸送コストへ跳ね返っている。さらに以前よりベトナムにおける海上貨物の量が上昇傾向にあり、港湾地帯の混雑へつながっている。
4	燃料価格の上昇	ロシアによるウクライナ侵攻以降、世界的に燃料が高騰している。そのため、バイオマス燃料の加工、輸送コストが全体的に上昇している。
5	環境政策・森林管理の影響	EUでは森林保護を目的とした伐採を規制する法整備(EU-RED3)が進められている。また、世界的な潮流として、森林の適切に管理することで炭素吸収源とみなし、カーボンクレジットとして見出せる施策も登場している。建材等の既存以外の価値としてバイオマス燃料としての消費が近年登場したが、さらに新しい価値が生まれたことで競合が発生している。

Note)

(1) 2021年から2022年にかけてウッドショックが発生した。ニュース等の文献を参照すると、2025年時点では落ち着きを取り戻しつつあるが、ウッドショックより以前と比べてまだ木材価格が高いことが分かる。

https://www.meti.go.jp/statistics/toppage/report/minikaisetsu/hitokoto_kako/20220502hitokoto.html

(2) ベトナム全体で海上貨物量の上昇が報告されている。 <https://vietnamnews.vn/economy/1718388/maritime-transport-maintains-strong-growth.html>

(3) 高速道路の開通で陸路の利便性が向上したものの未開通地域もあり、ベトナム全体での物流混雑解消には時間が掛かる。

<https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/2024/fddfd0e0facd366e.html>

(出典: NKES 作成)

(7) 導入スケジュール

(a) 水素関係

発電所における水素導入に向けたスケジュール案を図 3-76 に示す。また、製造、輸送、利用の各工程における検討結果を以下に整理した。

1) 製造

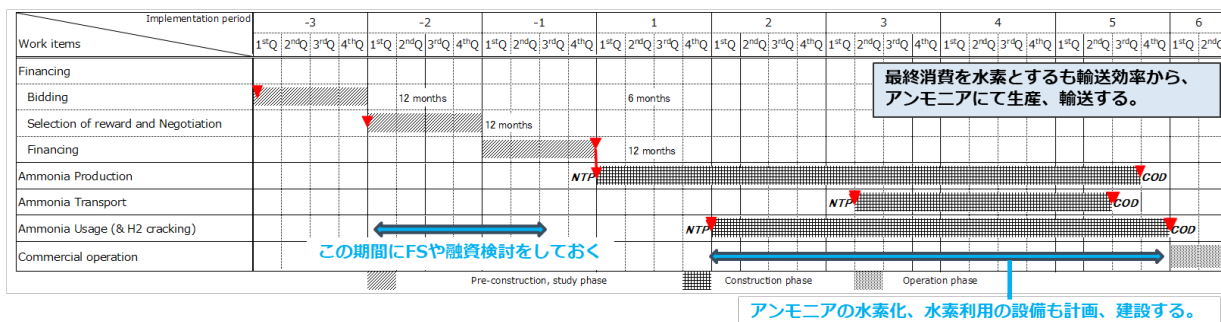
- ・ エネルギー輸送効率の観点から水素活用のためにはアンモニアなどでの輸送が提案されている。後述の図 3-77 に示すとおり大規模アンモニアプラントには、入札からサービス開始までのリードタイムとして7年以上となっている。
- ・ 中規模のグリーン水素製造装置については、福島の実例では、2016年に基礎検討(FS フェーズ)を開始し、2020年2月末に完成したとのプレスリリースが出されていることから、計画開始から運用開始までのリードタイムが4年程度と思われる。

2) 輸送

- ・ エネルギー輸送効率の観点から水素活用のためにはアンモニアなどでの輸送が提案されている。後述の図 3-77 に示すとおり、アンモニア輸送船では就航までのリードタイムとして2年4か月程度と推定される。
- ・ 川崎重工業の液体水素輸送船の建造期間は3年2か月程度を確保しており、一般的に同程度の3年2か月程度かかるものと思われる。(ただし、輸送効率の点から導入スケジュールではアンモニア輸送船を推定している。)

3) 利用

- ・ エネルギー輸送効率の観点から水素活用のためにはアンモニアなどでの輸送が提案されている。前述のとおり、アンモニア利用のための受入基地等の整備を考えるとリードタイムとして5.5年程度と推定される。
- ・ アンモニアを水素化する(クラッキング)設備が必要になるが、これはこの5.5年の中で整備されることになる。



(出典:NKES 作成)

図 3-76 発電所における水素導入に向けたスケジュール案

(b) アンモニア関係

発電所におけるアンモニア導入に向けたスケジュール案を図 3-77 に示す。また、製造、輸送、利用の各工程における検討結果を以下に整理した。

1) 製造

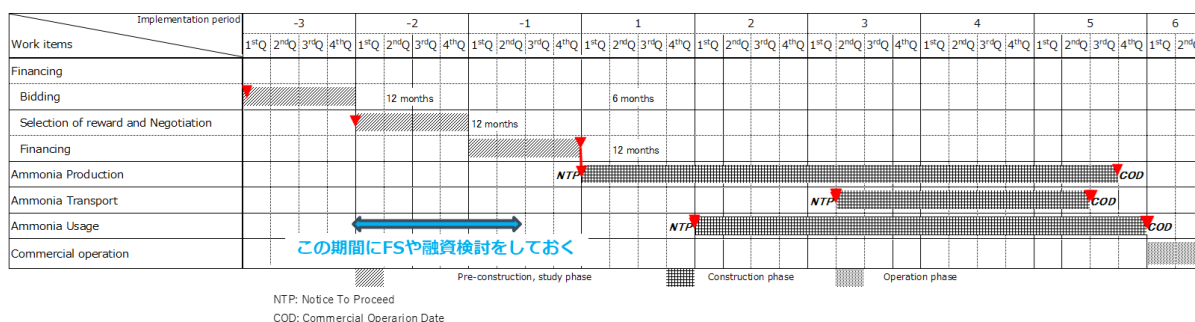
- ・ 大容量のアンモニア供給をするために大規模なプラント建設が必要となる。
- ・ アンモニア混焼 20%の先進事例である碧南火力発電所の場合、生産能力年間約 140 万トン規模のブルーアンモニア供給および調達(輸送)を含めた契約を締結するために、入札からサービス開始までのリードタイムとして 7 年以上となっている。(入札が 2022 年 2 月、投資決定 2025 年 4 月、運用開始 2029 年中)

2) 輸送

- ・ アンモニア運搬船による輸送となるが、従来型用途のアンモニア運搬船は容量が小さいので、大容量の船の建造が望ましい。
- ・ 川崎重工はすでに 86,700 m³クラスの LPG・アンモニア運搬船を 13 隻受注、そのうち 7 隻の引き渡し完了している。建造に要する日数は平均で 1 隻当たり 860 日弱であり、就航までのリードタイムとして 2 年 4 か月程度と推定される。(建造発表日から引き渡し日)

3) 利用

- ・ アンモニア利用については、アンモニア受入基地、アンモニア燃焼用改造(バーナの混焼化)の他、棧橋の整備を含めた総合的な整備、改修が必要になる。
- ・ FS および融資のために約 1.5 年、NTP(Notice To Proceed)から約 4 年、リードタイムとして約 5.5 年と推定される。



(出典:NKES 作成)

図 3-77 発電所におけるアンモニア導入に向けたスケジュール案

(c) バイオマス関係

発電所におけるバイオマス導入に向けたスケジュール案を図 3-78 に示す。また、製造、輸送、利用の各工程における検討結果を以下に整理した。

1) 製造

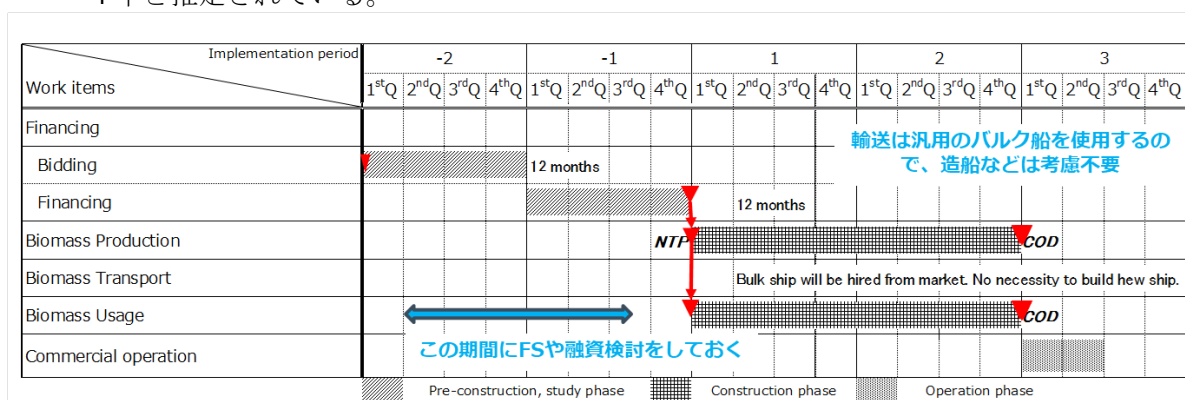
- ・ 大容量のバイオマス供給をするために大規模なプラント建設が必要となる。
- ・ 建設にかかる期間を示す資料は見当たらないが、基本的には材料置き場、ベルトコンベア、破碎機械および建屋で構成されており、製作および建設に時間を要する工場ではないと推定。設計、調達、建設を 2 年と推定し、事前の資金手当てを含めて 3 年程度のリードタイムで建設可能と考える。

2) 輸送

- ・ 汎用のバルク船による輸送となる、そのため、特別に新規の船を考慮する必要は低い。

3) 利用

- ・ 既存発電所の改修によるバイオマス利用については、バイオマス貯蔵、バイオマス燃焼系統改造などの改修が必要になるが混焼率が低い場合にはアンモニアに比べて小規模。そのため、既存発電所での導入においては有利。混焼率を高くしようとするとボイラ廻りの大規模な改修を要して停止期間が長くなるなどの影響が大きいので現実的ではない。
- ・ FS および融資のために約 2 年、NTP(Notice To Proceed)から約 2 年、リードタイムとして約 4 年と推定されている。



(出典:NKES 作成)

図 3-78 発電所におけるバイオマス導入に向けたスケジュール案

(8) 日本企業の競争優位性分析 (クリーン燃料関係)

(a) 水素

水素製造、利用の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較を表 3-44 に示す。また、日本企業の競争優位性の分析結果を以下に示す。

- ・ エネルギー輸送効率の観点から水素活用のためにはアンモニアなどでの輸送が提案されている。前述のとおり、アンモニア製造においては日本企業の競争優位性は確認できない。その他、再生可能エネルギーをエネルギー源とした水電解による水素発生もある。
- ・ 再生可能エネルギーが豊富な場合には水電解による水素発生を旭化成が取り組んでおり、10 MW クラスが実用化されている。
- ・ 大容量の水素輸送の実績は日本企業が先行している。川崎重工業は 12,500 m³ クラスの水素運搬船(小型・実証用)を 1 隻受注、実証試験が完了。2030 年を目指し、中型(40,000 m³)の開発へ注力している。海外では、水素運搬船計画は確認されていない。

- ・ 発電用を目的とした水素利用は従来の天然ガス燃ガスタービンの転用が考えられている。日本では三菱重工業が大型、IHI が中型、川崎重工業が小型のガスタービンを販売していたが、三菱重工業、川崎重工業が水素ガスタービンの開発を進めており、大型は体積比30%混焼まで、小型は専焼が実用化段階にある。
- ・ 海外では大型では Siemens Energy がほぼ同じ開発状況、GE Vernova が中型の商用で先行している (IHI は GE の技術のライセンス供与を受けている)。この分野では、従来から中国、韓国、ロシアの参入は少なく、今後も上述の会社での競争が予想される。

表 3-44 水素製造、利用の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較表

【製造】	日本企業 (水電解)	海外企業 (水電解)				
主要会社	旭化成	Siemens Energy (ドイツ)	Thyssenkrupp Nucera (ドイツ)	BOSCH (ドイツ)	ITM Power (ドイツ)	Nel (ノルウェー)
容量 (Nm ³ /h)	1,200 to 12,000	3,752	4,000 to 20,000	257.6 to 2,060	346.1 to 3,460	2,020 to 3,800
優位性考察	旭化成は従来より水素製造装置を提供しており、実績がある。	-				
【利用(火力発電)】	日本企業		海外企業			
主要会社	三菱重工業	川崎重工業	Siemens Energy	GE Vernova		
開発状況	体積30%混焼実用化 100%専焼開発中	体積30%混焼実用化 (小容量は100%専焼商用化 2023年-)	体積30%混焼実用化 100%専焼開発中	100%専焼商用受注 2026年稼働		
容量 (MW)	25 to 700	1.8 to 30	10 to 593	50		
優位性考察	川崎重工業が小型機器で先行しているので分散型用途では本邦優位性がある。 三菱重工業はジーマスとほぼ同じ開発状況と思われ今後差別化が望まれる。		-			

Note) 容量 (Nm³/h): 1 時間当たりの製造できる容量を体積で示す。容量 (MW): 混焼改造する発電所の発電容量を示す。改造後も発電容量は変化しない。
(出典:NKES 作成)

上記を踏まえた日本企業の事業機会を表 3-45 に示す。

基本的に、大量消費の場合には需要側 (水素利用) が、国際入札などの手段を通して、水素の安定的な供給者 (オフテイカー) を決定し、当該のオフテイカーが、水素製造、水素輸送を整える枠組みになると想定される。製造においての競合者は欧州、北米となり、輸送では競合者は見当たらない。

水素ガスタービンメーカーは、国際入札などの手段を通して、水素利用する発電所と契約をすることになる。競合者は欧州、北米となるので、過大な価格競争とはならないと思われるが、実績などで優位性を確保する (実績が少ない製造者を入札から排除) ことを模索するべきである。

表 3-45 日本企業の事業機会(水素関連)

	事業機会	日本企業	海外競合企業
水素製造	<ul style="list-style-type: none"> ベトナムは水素エネルギー開発戦略(Vietnam's Hydrogen Energy Development Strategy till 2030, vision till 2050)において、2030年までに年間10万~50万トン、2050年までには1,000~2,000万トンのグリーン水素生産目標を立てている。 水電解によるグリーン水素製造において、日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(製造事業者) 丸紅 (製造プラントメーカー) 旭化成、他	(製造事業者) Exxon Mobil (北米) (製造プラントメーカー) Cummins (北米)、ITM Power (欧州)、Siemens Energy (欧州)
水素輸送	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rによると、ベトナム国内の火力発電所向けに、2050年時点で最大13.7 Mt-H₂/yearの水素需要がある。 水素は国内生産だけでなく海外からの輸入も考えられる。水素の海上輸送を担う水素輸送船製造において、日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(輸送事業者:オフテーカー) 現状なし (輸送船メーカー) 川崎重工業、他	(輸送事業者:オフテーカー) 現状なし (輸送船メーカー) 現状なし
水素利用	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rによると、2050年時点で水素混焼ガス火力26 GW、水素専焼火力18 GWが計画されている。 水素ガスタービンを開発する日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(利用者) 日系商社所有のGTCC発電所 (プラントメーカー) 三菱重工業 川崎重工業	(利用者) GTCC発電所 (プラントメーカー) Siemens (欧州) GE Vernova (北米)

(出典:NKES 作成)

(b) アンモニア

アンモニア製造、輸送、利用の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較を表3-46に示す。また、日本企業の競争優位性の分析結果を以下に示す。

アンモニア製造において、アンモニア製造設備の納入実績では、海外の3社は生産量の80%を占める圧倒的なシェアを持っており特に、KBRが50%で大きい。国内では東洋エンジニアリングが半世紀前からKBRと提携、日揮もKBRからライセンス供与されている。

- 大容量のアンモニア輸送の実績は日本企業が先行している。川崎重工は86,700 m³クラスのLPG・アンモニア運搬船7隻の引き渡し完了、名村造船(三菱重工業傘下)は87,000 m³クラスのLPG・アンモニア運搬船2隻の引き渡し完了。海外では、Hanwha Ocean (旧大宇造船海洋)、HD 現代重工業 (旧現代重工業)がほぼ同規模のアンモニア輸送船を開発中で2026年に就航予定。
- アンモニアを火力発電の代替燃料として使用する観点では、本邦企業に強みがある。IHIは既に1,000 MWクラス(碧南4号)で20%混焼(熱量比)の実証を終え、50%以上(熱量比)の混焼を検討中である。三菱重工業も同様に20%混焼(熱量比)バーナ燃焼試験を成功、50%以上(熱量比)の混焼を検討中である。海外のボイラ製造者は、斗山(Doosan)が尼国でFSを進めているが2025年7月時点において実用化に到達した情報はない。

表 3-46 アンモニア製造、輸送、利用の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較表

【製造】	日本企業			海外企業		
主要会社	日揮	東洋エンジニアリング	千代田化工建設	KBR (アメリカ)	Thyssenkrupp Uhde (ドイツ)	Topsoe (デンマーク)
容量 (MTPD)	不明	1,000 to 2,700	不明	300 to 6,000	600 to 3,300	不明
優位性考察	海外企業がライセンスを有しており、日本企業の優位性は小さい。			-		
【輸送(船舶)】	日本企業			海外企業		
主要会社	川崎重工	名村造船	JMU	HD (韓国/旧現代尾浦)	Hanwha Ocean (韓国)	
実績	13隻受注、7隻引渡完了	2隻受注、2隻引渡完了	1隻受注・開発中	1隻受注・開発中	4隻受注・開発中	
船舶容量 (m ³ /ton)	86,700/60,690	87,000 (60,700)	40,000 (28,000)	23,000 (16,100)	93,000 (65,100)	
優位性考察	本邦メーカーは大容量アンモニア輸送において先行している。			-		
【利用(火力発電)】	日本企業			海外企業		
主要会社	三菱重工業		IHI	Doosan (韓国/旧斗山重工業)		
実績	20%混焼バーナ開発済		20%混焼バーナ実証済	20%混焼FS中		
容量 (MW)	Until 1,000		Until 1,000	NA		
優位性考察	本邦メーカーはアンモニア利用(混焼発電)において先行している。			-		

(出典:NKES 作成)

上記を踏まえた日本企業の事業機会を表 3-47 に示す。
水素利用と同様に、オフテイカーが、アンモニア製造、アンモニア輸送を整える枠組みになると想定される。

アンモニア利用は、水素利用と同様に、競合者は欧州、北米が想定され、価格競争は厳しくなくとも、優位性を築くための方策が望まれる。

表 3-47 日本企業の事業機会 (アンモニア関連)

	事業機会	日本企業	海外競合企業
アンモニア製造	<ul style="list-style-type: none"> ベトナムは水素エネルギー開発戦略(Vietnam's Hydrogen Energy Development Strategy till 2030, vision till 2050)において、2030年までに年間10万~50万トン、2050年までには1,000~2,000万トンのグリーン水素生産目標を立てている。 このグリーン水素からハーバー・ボッシュ法によりアンモニア製造することも考えられ、アンモニア製造において、日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(製造事業者) 丸紅 三菱商事 (製造プラントメーカー) 東洋エンジニアリング、 日揮	(製造事業者) YARA(欧州)、CF industries (欧州)、Exxon Mobil (北米) (製造プラントメーカー) KBR (北米)、Topsoe (欧州)、Linde (欧州)、Thyssenkrupp Uhde (欧州)他
アンモニア輸送	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rによると、2050年時点で石炭火力はバイオマス専焼かアンモニア専焼に更新する計画である。(合計約26 GW) アンモニアは国内生産だけでなく海外からの輸入も考えられる。またガス火力用水素をアンモニア形態で輸送することも考えられる。アンモニアの海上輸送を担うアンモニア輸送船製造において、日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(輸送事業者) 日本郵船、商船三井 (輸送船メーカー) 川崎重工業 名村造船	(輸送事業者) EXMAR、Maersk (輸送船メーカー) Hanwha Ocean (旧大宇造船海洋) HD (現代造船)
アンモニア利用	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rによると、2050年時点で石炭火力はバイオマス専焼かアンモニア専焼に更新する計画である。(合計約26 GW) 2050年に向けたトランジションとして、石炭火力のアンモニア混焼化のステップも考えられる。 石炭火力のアンモニア混焼・専焼技術を開発する日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(利用者) 日系商社所有の既存石炭焚き発電所 (プラントメーカー) IHI 三菱重工業	(利用者) 既存石炭焚き発電所 (プラントメーカー) 斗山 (Doosan)

(出典:NKES 作成)

(c) バイオマス

バイオマス利用分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較を表 3-48 に示す。また、日本企業の競争優位性の分析結果を以下に示す。

- バイオマスの製造には、日本以外にも多くの企業が取り組んでおり、化学処理や特殊成形などの特別な技術を必要としないため、日本企業の競争優位性は認められない。日本のバイオマス発電所の燃料の70%程度は海外調達ともいわれている。
- バイオマスの移送にはバラ積み船(バルク船)が使用されることが一般的である。バルク船は、韓国、中国も製造しており、価格競争が激しいため日本企業の優位性は認められない。ただし、近年の海運における環境影響低減の観点から、日本企業はアンモニア燃料、LNG燃料の大容量バルク船などの開発を進めており、こうした付帯条件下では優位性はありうるが、海運燃料費が上昇するために今回の検討では燃料転換した大容量バルク船の製造を本邦企業の優位性としては採用していない。
- 流動床ボイラを含めた場合、バイオマス利用は多くのボイラメーカーが取り組んでおり、日本企業の競争優位性は認められない。ただし、微粉炭焚火力に限れば、バイオマス混焼に取り組んでいる企業は少なく、実用化にたどり着いているのは三菱重工業、IHIの2社のみであると思われ、日本企業の優位性があるといえる。

表 3-48 バイオマス利用 (微粉炭焚火力)の各分野のインフラ建設における日本企業と海外企業の比較表

【利用】	日本企業		海外企業
主要会社	MHI	IHI	Doosan (韓国/旧斗山重工業)
実績	20%混焼バーナ開発済	20%混焼バーナ実証済	過去に技術検討したと思われる資料はデスクトップ調査で発見。実用化は不明。
容量 (MW) *1	1,000 or less	1,000 or less	NA
優位性考察	本邦メーカーはバイオマス利用(混焼発電)において先行している。		-

(出典:NKES 作成)

上記を踏まえた日本企業の事業機会を表 3-49 に示す。

やはり、製造、輸送においては、国際入札が行われると思われるが、特に特殊技術が必要ではないので、価格競争に晒されやすい。日本企業の活躍の場は限られると思われる。

利用において、競合者は韓国企業であり、価格競争に晒される恐れがある。

表 3-49 日本企業の事業機会(バイオマス関連)

	事業機会	日本企業	海外競合企業
バイオマス製造	<ul style="list-style-type: none"> バイオマス利用拡大に伴い、製造需要が発生する。 従来、バイオマス製造は、ベトナム国内で日系のErexなどが手掛けており、そのほか、ベトナムとの合弁 (Daiwa)、地場グループもある。 ただし、製造に特に特殊技術が必要であるとは思われず、価格競争にさらされた場合の日本企業の事業機会は少ない恐れがある。 	(製造事業者) Erex Daiwa (製造プラントメーカー) 特殊技術は確認されない。 多くの会社が参画可。	(製造者) (製造プラントメーカー) 特殊技術は確認されない。 多くの会社が参画可。
バイオマス輸送	<ul style="list-style-type: none"> バイオマス利用拡大に伴い、輸送需要が発生する。 ただし、輸送に特に特殊技術が必要であるとは思われず、価格競争にさらされた場合の日本企業の事業機会は少ない恐れがある。 	(輸送業者) 特殊技術は不要。バラ積み船で参画可。 (輸送船製造者) 特殊技術は不要。ばら積み船で参画可。	(輸送業者) 特殊技術は不要。バラ積み船で参画可。 (輸送船製造者) 特殊技術は不要。ばら積み船で参画可。
バイオマス利用	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rによると、2050年時点で石炭火力は全てバイオマス専焼かアンモニア専焼に更新する計画である。(合計約26 GW) 2050年に向けたトランジションとして、石炭火力のバイオマス混焼化のステップも考えられる。 微粉炭焚火力のバイオマス混焼を開発する日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(利用者) 日系商社所有の既存石炭焚き発電所 (プラントメーカー) IHI 三菱重工業	(利用者) 既存石炭焚き発電所 (プラントメーカー) 斗山 (Doosan) (韓)

(出典:NKES 作成)

(9) 調査検討結果まとめ

(a) 水素、アンモニア

水素、アンモニアに関する調査検討結果まとめを表 3-50 に示す。

水素は燃料調達・サプライチェーン構築における実現可能性を有する。ベトナムにおいては、高い水素製造ポテンシャルを有するオーストラリア等からの輸入が考えられる。懸念は価格の高さと NOx 排出抑制である。

アンモニアも水素同様、燃料調達・サプライチェーン構築における実現可能性を有し、ブルーアンモニアであれば調達コストが炭素価格と比較しても同程度に落ち着くと予想される。他方、NOx 排出抑制に関する議論は水素同様必要となる。ベトナムにおいても QCVN で NOx 排出の規制が強まっている流れがあり、ベトナム政府の環境規制強化に留意して追加対策の要否を検討する。

表 3-50 水素、アンモニア調査検討結果まとめ

燃料		実現可能性分析					今後特に検討が必要な課題 (最終WSにて報告)
		燃料調達の可能性	サプライチェーンのあり方	技術課題	調達コスト (推定)	環境への影響	
水素	グリーン	国内だけでなく国外からの調達も考慮し、 実現可能 。ただし世界的な水素製造の動向に留意が必要。	豪州、東南アジア、中東等から、 大型船舶 もしくは 大容量パイプライン により調達する。	大型の液化貯蔵設備の開発 が必要になる。	2030: 842 USD/ton-CO ₂ 2040: 683 USD/ton-CO ₂ 2050: 523 USD/ton-CO₂	高温燃焼となり、 NOxが出やすい ため、 NOxを低減できる燃焼方式、排ガス処理設備 を採用する必要がある。	1. 価格の高さ PDP8R目標実現には、 調達合理化による調達コスト低減策 の検討や、政府によるインセンティブ施策の検討が必要 2. NOx排出量抑制 NOx排出抑制技術や排ガス処理設備の採用に対する インセンティブ付与施策/規制 に関する検討が必要
	ブルー	同上	同上	同上	2030: 522 USD/ton-CO ₂ 2040: 446 USD/ton-CO ₂ 2050: 369 USD/ton-CO₂		
アンモニア	グリーン	国内だけでなく国外からの調達も考慮し、 実現可能 。ただし世界的なアンモニア製造の動向に留意が必要。	豪州、東南アジア、中東等から、既存の ケミカルタンカー技術を活用して海上輸送 を行う。 陸上ではタンクローリーで輸送 する。	安価で反応温度が低く、エネルギー効率も既存より高い 脱水素設備の技術開発 が必要。	2030: 403 USD/ton-CO ₂ 2040: 346 USD/ton-CO ₂ 2050: 280 USD/ton-CO₂	窒素を含むため、NOxをできる限り低減できる燃焼方式、排ガス処理設備 を採用する必要がある。 また、有害物質のため 漏洩した場合、悪臭、水質汚染、土壌酸性化 等の恐れがある。	1. 価格の高さ 水素に比べるとリーズナブルであり、 2050年の炭素価格(200 USD/t-CO₂程度と予測されている) と比較してもブルーアンモニアであれば 同程度 である。他方、普及には 調達合理化による更なるコスト低減策の検討 が必要 2. NOx排出量抑制 NOx排出抑制技術や排ガス処理設備の採用に対する インセンティブ付与施策/規制 に関する検討が必要 3. 漏洩防止策 の検討が必要
	ブルー	同上	同上	同上	2030: 214 USD/ton-CO ₂ 2040: 205 USD/ton-CO ₂ 2050: 197 USD/ton-CO₂		

・現時点の各種機関の推定値をベースとしたものであり、想定以上の技術進捗や、ベトナム国内での水素・アンモニアハブ構築による調達合理化などにより、コスト低減の可能性はある

(出典:NKES 作成)

(b) バイオマス

バイオマスに関する調査検討結果まとめを表 3-51 に示す。

バイオマス燃料に関しては、供給量・価格の関係でホワイトペレットの利活用が中心となるが、アンモニア・水素よりもリーズナブルであるものの、価格・数量面での安定供給ができるか否かが課題となる。

表 3-51 バイオマス調査検討結果まとめ

燃料		実現可能性分析					今後特に検討が必要な課題 (最終WSにて報告)
		燃料調達の可能性	サプライチェーンのあり方	技術課題	調達コスト (推定)	環境への影響	
バイオマス	ホワイトペレット	バイオマスポテンシャルを最大限活用 する。既に流通しているが、 生産量は木の生育状況に依存 する。従い、 供給量を急激に増加させることが難しい 。	ベトナム国内および近隣国から調達する。	石灰専焼時との腐食に違いがある。灰が多いため、ボイラ内に残りやすくなり、スートブロウ等灰除去設備の稼働回数が増加し、ボイラの摩耗が早くなる。	2025:*1 45 USD/ton-CO ₂	原料となる木材に依存し、種類によっては窒素や硫黄を多く含む場合があり、 NO_x、SO_xが増えることがある 。燃焼後の灰分が多く、 大気汚染 等の懸念がある。	1. 価格・数量の安定供給 前提として、 アンモニア・水素より費用対効果 の観点では望ましい 安定供給実現にはいくつかの プランテーションや商社との長期契約締結 や、国内森林資源枯渇を防ぐための 適切な森林管理 とセットでの議論が必要 2. 環境影響の抑制 NO _x /SO _x 排出抑制技術や排ガス処理設備の採用に対する インセンティブ付与施策/規制 に関する検討が必要
	ブラックペレット	バイオマスポテンシャルを最大限活用 する。製造が開始されて間もないため、供給能力が小さい。今後の 市場拡大に伴い、ホワイトペレットと競争力がある価格で調達できる可能性 がある。	同上	ホワイトペレットと同様に植物由来のため、灰や腐食に対する課題はある。しかし、既設設備の改造はほとんど発生しない。	実際の価格は不明だが、現時点ではホワイトペレットよりは高価。		
	木質チップ	バイオマスポテンシャルを最大限活用 する。生産量は木の生育状況に依存する。	同上	同上	2025:*1 99 USD/ton-CO ₂		

*1 過去1年の取引量に応じて設定した。近年、取引価格の変動が激しいため将来想定は難しく、本調査では現時点での価格を一定として想定している。

(出典:NKES 作成)

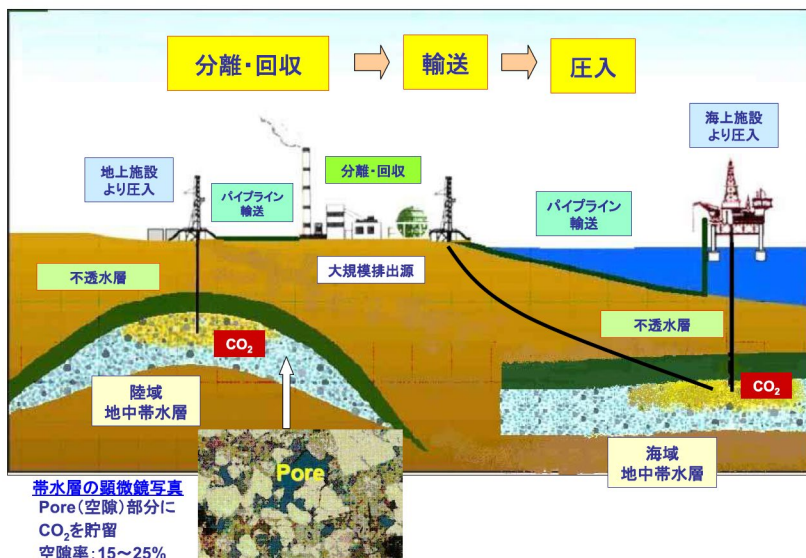
3.3.3 CCS 適用の実現可能性・ポテンシャル評価

(1) CCS 概要および開発状況

CCS(Carbon Dioxide Capture and Storage)は発電所等から発生する CO₂を分離回収し、大気から隔離する場所に貯留させるものである。

CCSは図 3-79 に示すように次の3つのプロセスに分けられる。

- A. CO₂の分離、回収。
- B. 回収した CO₂の貯留場所までの輸送。
- C. CO₂の貯留、保管。



(出典: 経済産業省産業技術局資料「CCS2020」)

図 3-79 CCS 概要

世界各国の CCS/CCUS 戦略を表 3-52 に、CCS プロジェクトにおける CO₂ 回収量の推移を図 3-80 に示す。

表 3-52 世界各国の CCS/CCUS 戦略、位置づけ

国名	戦略・計画	CCSの位置付け
アメリカ	The Long-Term Strategy of the United State (2021)	2035年までに100%クリーン電力を目指しており、クリーンエネルギーの導入加速に有効な技術の1つとしてCCSを位置付け。
EU	ネットゼロ産業法、産業炭素管理戦略(2024)	EU域内で2030年5,000万トンのCO ₂ 貯留目標を掲げる。石油ガス業界等に対し、上記目標に対して貯留容量の開発に向けて、貢献を義務付け。
イギリス	Net Zero Strategy (2021)	CCSはhard-to-abateセクターの脱炭素化に欠かせない技術。2030年までに4つのCCSクラスターの立ち上げと年間2,000~3,000万トンの回収を実現する。
ドイツ	カーボンマネジメント戦略の主要原則 (2024年5月)	CCSやCCUの活用の必要性を認め、活用にあたっての障壁を取り除くと共に、CCUSへの公的資金の提供や炭素差額決済契約への対象にCCUSを追加。
オランダ	National Climate Agreement (2019)	CCSは、気候変動目標を達成するための費用対効果の高い技術的方法と位置付け。

(出典: NEDO 「CCSの研究開発と動向について」 (2024年12月))



(出典: NEDO 「CCSの研究開発と動向について」 (2024年12月))

図 3-80 CCS プロジェクトの CO₂回収容量推移

(2) CO₂分離回収技術

(a) 火力発電所に適用される CO₂分離回収方式

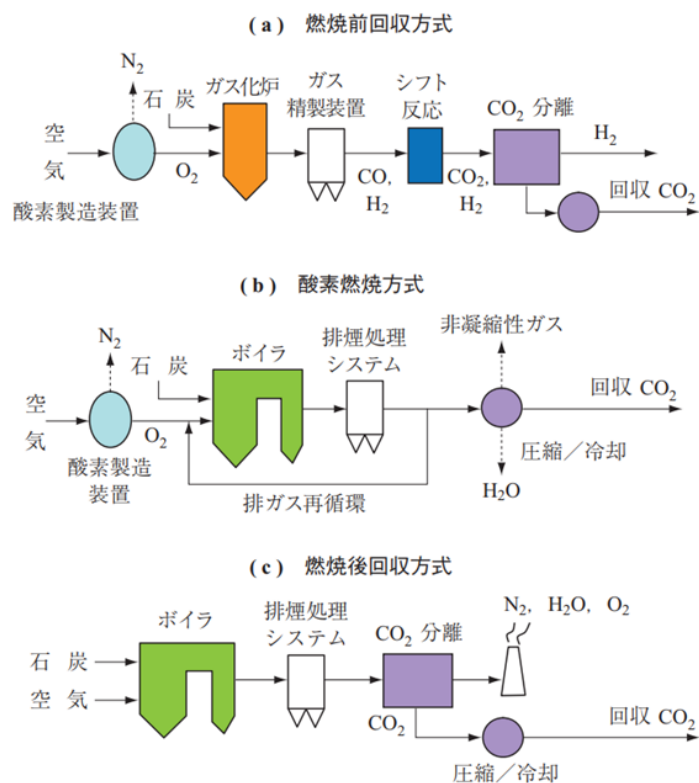
火力発電所に適用される CO₂分離回収方式には、(a)燃焼前回収方式、(b)酸素燃焼方式、(c)燃焼後回収方式の3つがある。これら技術の概要および特徴を表 3-53 および図 3-81 に示す。

(a)燃焼前回収方式はガス化炉が必須であること、(b)酸素燃焼方式はボイラ空気系統の改造が必要になることから、既設機の改造を前提とする本調査対象プラント(石炭火力およびガス火力発電所)においては(c)燃焼後回収方式の採用が適している。

表 3-53 火力発電所に適用される CO₂分離回収方式の特徴

方式	概要	特徴
(a)燃焼前回収方式	燃料燃焼前にCO ₂ を分離する。	<ul style="list-style-type: none"> CO₂回収率が高い。 ガス化炉が必須であり、火力発電ではIGCC(新設)に限定される。
(b)酸素燃焼方式	空気の代わりに酸素で燃焼しCO ₂ 濃度を調整(高く)し回収しやすくする。	<ul style="list-style-type: none"> CO₂回収装置が不要。 全量回収が前提(部分回収に不向き)
(c)燃焼後回収方式	燃焼後の排ガス(排煙処理装置後流)からCO ₂ を分離	<ul style="list-style-type: none"> 成熟した技術。 プラントの熱効率が低下する。(エネルギー消費の少ない吸収液が重要)。

(出典: NKES 作成)



(出典: IHI「低炭素社会に適した 石炭ボイラの実現へ」)

図 3-81 火力発電所に適用される CO₂分離・回収技術

一方、燃焼後回収方式における CO₂分離回収技術としては、(1)化学吸収法 (2)固体吸収法 (3)物理吸収法があるが、現時点で商用化されている技術は化学吸収法のみであり、全ての技術においてコスト低減を目指した開発が続けられている。表 3-54 に燃焼後回収方式の各 CO₂分離回収技術の特徴、開発状況を示す。

表 3-54 燃焼後 CO₂分離回収方式の特徴

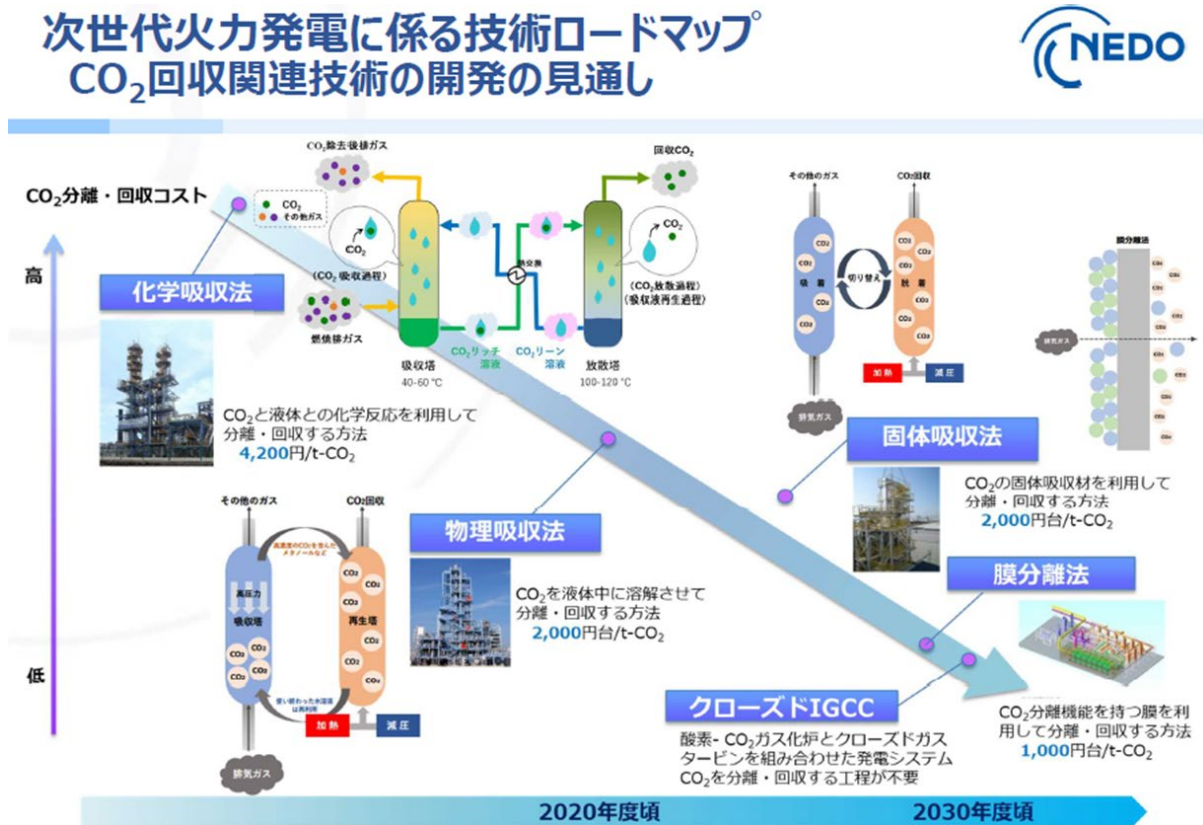
回収方式	概要	特徴	開発状況
化学吸収法	ガス中のCO ₂ をアミン溶液等の吸収液中の化学反応を利用して吸収させ、吸収液の加熱操作による逆反応により高純度CO ₂ を分離・回収する。	<ul style="list-style-type: none"> コストが高い 大容量向き 	商用化済
固体吸収法	多孔質担体に化学吸収剤であるアミンまたはアルカリ金属を担持。原理は化学吸収法と同じ。	<ul style="list-style-type: none"> コストは相対的に安い 	実証試験中（関西電力舞鶴火力発電所）
物理吸収法	炭酸ガスを大量に溶解できる吸収液中に排ガスを接触させ、高圧・低温下で物理的にCO ₂ を吸収し、減圧または加熱してCO ₂ を回収。	<ul style="list-style-type: none"> コストは中 高分圧ガス向き(IGCC等) 	電源開発Eagleプロジェクト

注) コストは現時点の相対比較

(出典: WEB等の情報等を基に NKES 作成)

(b) 燃焼後回収方式における CO₂分離回収技術

図 3-82 に CO₂分離回収技術の開発動向、見通しを示す。



(出典: NEDO 「CCS の研究開発と動向について」 (2024 年 12 月))

図 3-82 CO₂分離回収技術の開発見通し

(3) CO₂分離回収プロジェクトの例

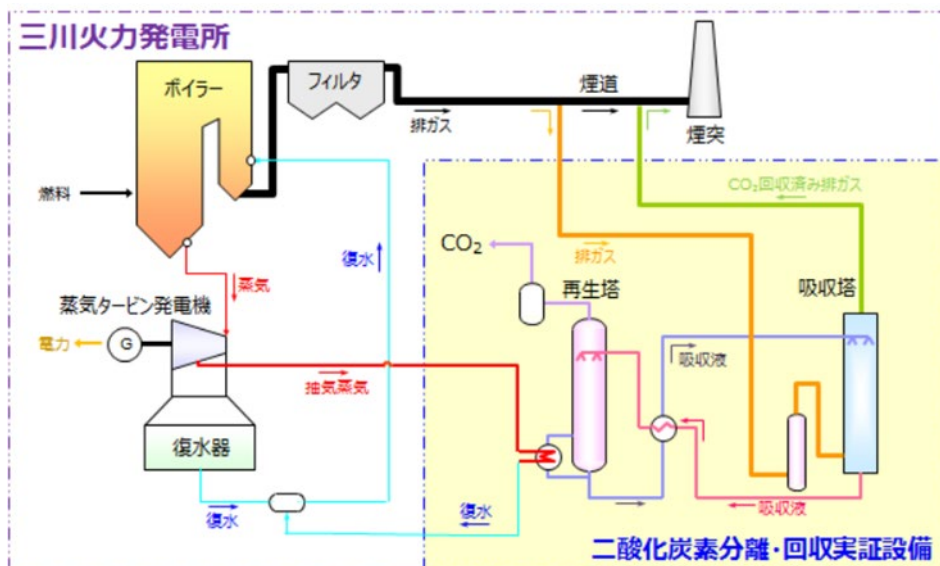
パイロットプラントを含めて運転が開始された CO₂ 分離回収プロジェクトをいくつか以下に紹介する。

(a) 東芝エネルギーシステムズ(株); 三川発電所

表 3-55 三川発電所/CO₂分離回収プラントの概要

項目	詳細
A. プロジェクト概要	
発電所名	株式会社シグマパワー有明 三川発電所
場所	日本
出力	50 MW
燃料	バイオマス専焼
形態	環境省「環境配慮型CCS実証事業」
B. CO₂分離回収プラント概要	
回収方式	化学吸収法（燃焼後回収方式）
CO ₂ 回収量	600 t/day
実証期間	2020年11月-2021年3月

(出典: NKES 作成)



(出典: 東芝エネルギーシステムズ「大規模 CO₂分離・回収実証設備の起工について」(2017))

図 3-83 三川発電所における CO₂分離回収系統図

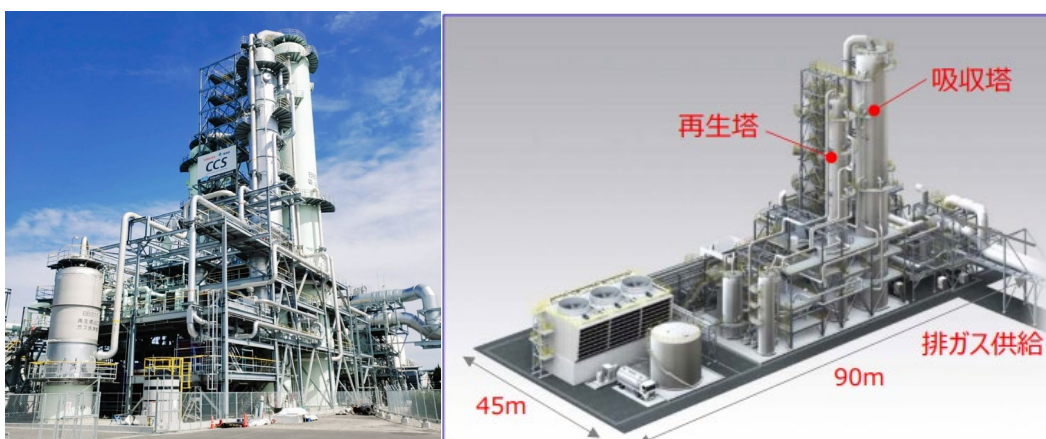


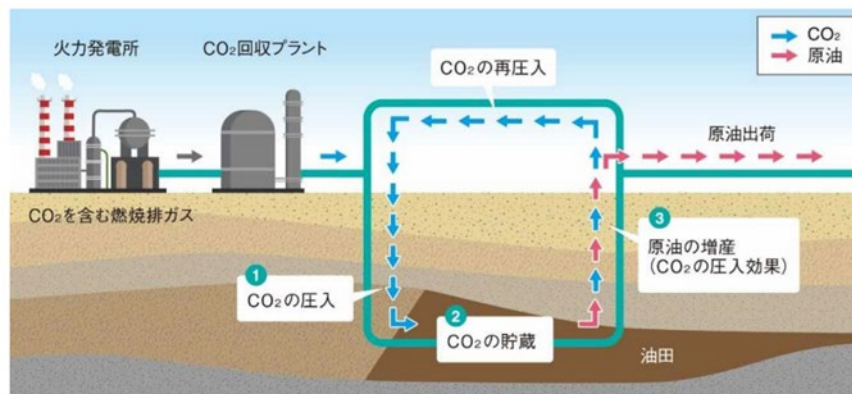
図 3-84 三川発電所における CO₂分離回収設備外観および 3D モデル図

(b) 三菱重工業(株); アメリカ Petra Nova CCUS プロジェクト

表 3-56 Petra Nova CCUS プロジェクト /CO₂分離回収プラントの概要

項目	詳細
A. プロジェクト概要	
発電所名	W.A.Parish Power Plant (NRG社)
場所	アメリカ
出力	3,653 MW
燃料	石炭
B. CO₂分離回収プラント概要	
回収方式	化学吸収法 (燃焼後回収方式)
回収率	90%
CO ₂ 回収量	4,776 t/day (世界最大)
商用運転開始時期	2017年

(出典: NKES 作成)



(出典: ENEOS「米国 Petra Nova CCUS プロジェクトにおける CO₂回収量 500 万トン達成について」)

図 3-85 Petra Nova CCUS プロジェクトの概念図



(出典: 三菱重工業「CO₂回収技術 : CO₂回収技術 実績紹介」)

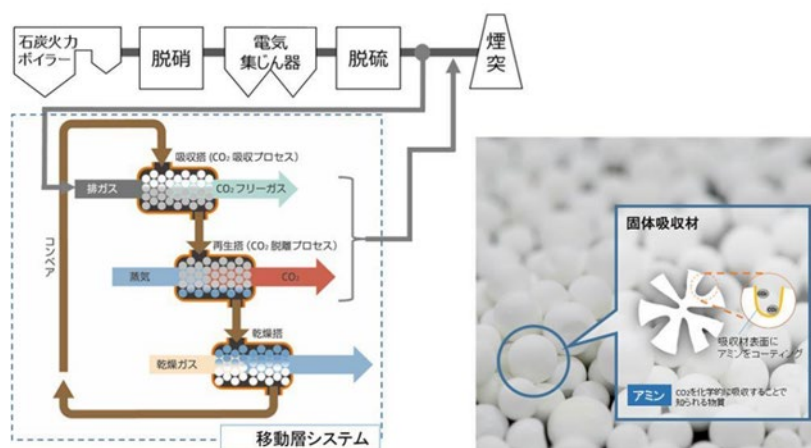
図 3-86 Petra Nova CCUS プロジェクトの CO₂分離回収設備範囲

(c) 川崎重工業(株)、公益財団法人地球環境産業技術研究機構(RITE)；関西電力舞鶴発電所

表 3-57 関西電力舞鶴発電所/CO₂分離回収プラントの概要

項目	詳細
A. プロジェクト概要	
発電所名	関西電力舞鶴発電所
場所	日本
出力	1,800 MW
燃料	石炭
形態	実証事業
B. CO₂分離回収プラント概要	
回収方式	固体吸収法（燃焼後回収方式）
CO ₂ 回収量	40 t/day
実証期間	2022年 - 2025年

(出典: NKES 作成)



(出典: 関西電力「舞鶴発電所におけるCO₂分離回収技術に関する実証試験に向けた業務契約の締結について」)

図 3-87 関西電力舞鶴発電所における試験設備フロー図



(出典: Google Earth、川崎重工業「国内初 石炭火力発電所の燃料排ガスから固体吸収剤を用いて二酸化炭素を分離・回収する省エネルギー型試験設備の運転を開始」等に基づき NKES 作成)

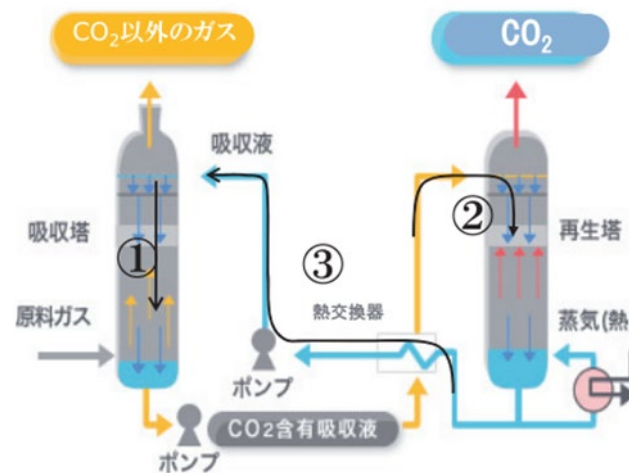
図 3-88 関西電力舞鶴発電所における CO₂ 分離回収試験設備の俯瞰図、外観

(d) 日鉄エンジニアリング(株)

表 3-58 日鉄エンジニアリング(株) CO₂ 分離回収設備の概要

項目	詳細
A. 商業化製品：省エネ型二酸化炭素回収設備(ESCAP)	
回収方式	化学吸収法（燃焼後回収方式）
吸収液	RN液（RITEと新日鐵住金の合同開発）
B. 納入事例①：エア・ウォーター・炭酸（株）向け	
場所	日本製鉄（株）北日本製鉄所 室蘭地区
CO ₂ 回収源	熱風炉排ガス
CO ₂ 回収量	120 ton/day（製鉄所排ガスの1%を回収）
商業運転開始時期	2014年11月
C. 納入事例②：住友共同電力（株）向け	
場所	新居浜石炭火力発電所
CO ₂ 回収源	火力発電所排ガス
CO ₂ 回収量	143 ton/day
商業運転開始時期	2018年7月

(出典: NKES 作成)



(出典: 新日鐵住金エンジニアリング技報 vol.5 (2014) 「ESCAP (Energy Saving CO₂ Absorption Process)」)

図 3-89 ESCAP フロー図

室蘭液化炭酸工場における CO₂ 分離回収設備

新居浜石炭火力発電所における CO₂ 分離回収設備



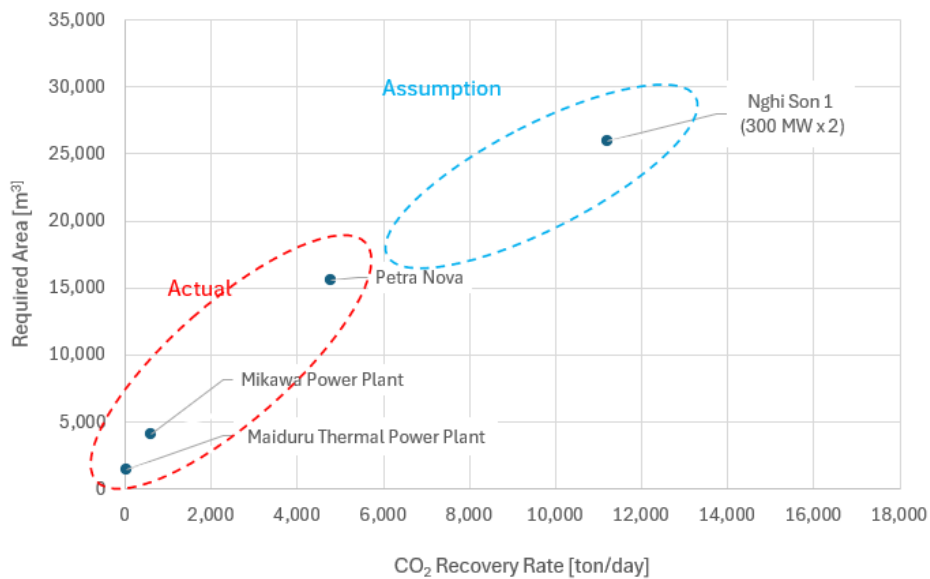
(出典: 日鉄エンジニアリング「先進的 CCS 事業と省エネ型 CO₂ 分離回収技術 (ESCAP)」(2024))

図 3-90 プラント外観

(e) 技術課題

CO₂ 分離回収設備技術は開発途上にあり、現時点では以下のような課題がある。

- 現状の CO₂ 分離回収設備の回収量は最大でも 5,000 t/day 程度であり、大型火力発電所の CO₂ 排出量と比べて小さい。(図 3-91 参照)
- 既設火力発電所への CCS 付加を鑑みると、配置スペースが制約となり得る。従い、CO₂ 分離回収設備の小型化が課題である。(表 3-59 参照)



(出典: NKES 作成)

図 3-91 現存の CO₂ 分離回収設備規模と実発電所規模の領域

表 3-59 CO₂ 分離回収方式と回収量、必要スペース分析

発電所	CO ₂ 回収量*2	分離回収設備 必要スペース	備考
Nghi Son 1 300 MW x 2, 石炭火力	11,200 ton/day (234%) *1	26,000 m ² *1	100%負荷、CO ₂ 回収率90%で1日運転した時に発生するCO ₂ を回収できるものとする。 排出係数：864 g/kWh
Petra Nova Carbon Capture プロジェクト (三菱重工業CCS例)	4,776 ton/day (ベース) *1	約15,625 m ² (約125 m x 約 125m)	世界最大のCO ₂ 分離回収設備
三川発電所 (東芝CCS例)	600 ton/day	4,050 m ² (45 m x 90 m)	世界初の大規模BECCS*3
舞鶴火力発電所 (川崎重工業CCS例)	40 ton/day	約1,500 m ² (約30 m x 約50 m)	

注) (1) Petra Nova CCUS プロジェクトの CO₂回収量をベースとし、各プラントの CO₂回収量とベースの比の 0.6 乗として必要スペースを算出。

(2) 回収率(発生、処理 CO₂ に対する回収割合)90%

(3) Bio-Energy with Carbon Capture and Storage の略称

(4) 本表の数値は一般的な情報をベースにしており、個別プラントの値とは異なる。

(出典: NKES 作成)

また、火力発電所への CO₂ 分離回収設備付加により、発電効率低下および所内率増加となり、火力発電所の収益性を悪化させる要因となるため、エネルギー消費の少ない吸収液の開発、および所内率低減が課題である。

表 3-60 に CCS 設備付加による発電効率等への影響を示す。

表 3-60 各火力発電方式における CCS の有無による効率等の違い

項目		CCSなし	CCSあり	備考
石炭火力発電	発電効率(HHV)	43.4%	39.6%	CO ₂ を吸収した吸収液からのCO ₂ 分離回収のため、再生塔に熱源が必要となる。発電所の抽気蒸気を利用することにより発電効率低下。
	所内率	5.6%	9.3%	CO ₂ 分離回収のための必要な消費電力が増加（ファン、ポンプ類、等）
ガス火力発電	発電効率(HHV)	57.0%	52.5%	CO ₂ を吸収した吸収液からのCO ₂ 分離回収のため、再生塔に熱源が必要となる。発電所の抽気蒸気を利用することにより発電効率低下。
	所内率	2.2%	5.9%	CO ₂ 分離回収のための必要な消費電力が増加（ファン、ポンプ類、等）

(出典:「経済産業省資源エネルギー庁 発電コスト検証 WG 令和7年2月報告書」より NKES 作成)

(4) CO₂ 輸送

(a) CO₂ 輸送船開発動向

日本では実証事業として液化 CO₂、LPG 兼用の輸送船が開発されており、常温で輸送可能な液化 CO₂ 輸送船の開発が進められている。

表 3-61 液化 CO₂ 輸送船「えくすくうる」の概要

項目	詳細
事例1：液化CO₂、LPG兼用輸送実証船	
開発事業者	三菱造船株式会社
仕様	全長72.0 m、全幅12.5 m、重量1,290 t
タンク容量	1,450 m ³
特徴	中温・中圧（-20℃、2MPaなど）から低温・低圧（-50℃、0.6MPaなど）までの液化CO ₂ を積載可能
現状	2023年にNEDOの「CCUS研究開発・実証関連事業」の一環で開発され、2024年7月に苫小牧港と隣接する陸上基地を使って、液化CO ₂ の積荷・揚荷・港内シフト・貯蔵を行う実証試験を実施している。

(出典: NKES 作成)



(出典: NEDO 「世界初、低温・低圧の液化 CO₂ 大量輸送に向けた実証試験船「えくすくうる」が完成」(2023))

図 3-92 液化 CO₂ 輸送船「えくすくうる」

表 3-62 液化 CO₂ 輸送船「LCO₂-EP 船」の概要

項目	詳細
事例2 : LCO₂ -EP (Elevated Pressure) 船	
開発事業者	日本郵船株式会社、Knutsen NYK Carbon Carriers AS(KNCC)
特徴	常温で液化二酸化炭素 (LCO ₂) を貯蔵、輸送する常温昇圧 (EP : Elevated Pressure) 方式を用いてLCO ₂ を輸送する。LCO ₂ を氷点下まで冷やす必要が無い ため取り扱いが容易で、液化時のエネルギーとコストを削減できる可能性がある。
現状	一般財団法人日本海事協会は基本設計承認(AiP)を発行済。

(出典: NKES 作成)



(出典: ClassNK 「液化 CO₂輸送船と浮体式液化貯蔵設備を開発、AiP 審査完了」(2025))

図 3-93 液化 CO₂ 輸送船「LCO₂-EP 船」

また、日本の他に、韓国、中国系企業が液化 CO₂ 輸送船の建造を行っている。表 3-63 にこれら輸送船の開発動向を示す。

表 3-63 CO₂ 輸送船開発動向

メーカー	オーナー	容量(m3)	圧力・温度	竣工年もしくは予定年	備考
三菱造船	山九汽船	1,450	低温・低圧 ~ 中温・中圧	2023年12月	世界初CO ₂ 輸送船
Dalian Shipbuilding Industry	Northern Lights (Norway)	7,500	-35°C, 19barg	2024年11月	
Dalian Shipbuilding Industry	Northern Lights (Norway)	7,500	35°C, 19barg	2024年12月	運航は川崎汽船
Dalian Shipbuilding Industry	Northern Lights (Norway)	7,500	35°C, 19barg	2025年以降	
Hyundai Heavy Industries	Capital Maritime (Greece)	22,000	-55°C, 5barg	2025年4月	-
Hyundai Heavy Industries	Capital Maritime (Greece)	22,000	-55°C, 5barg	2026年予定	-

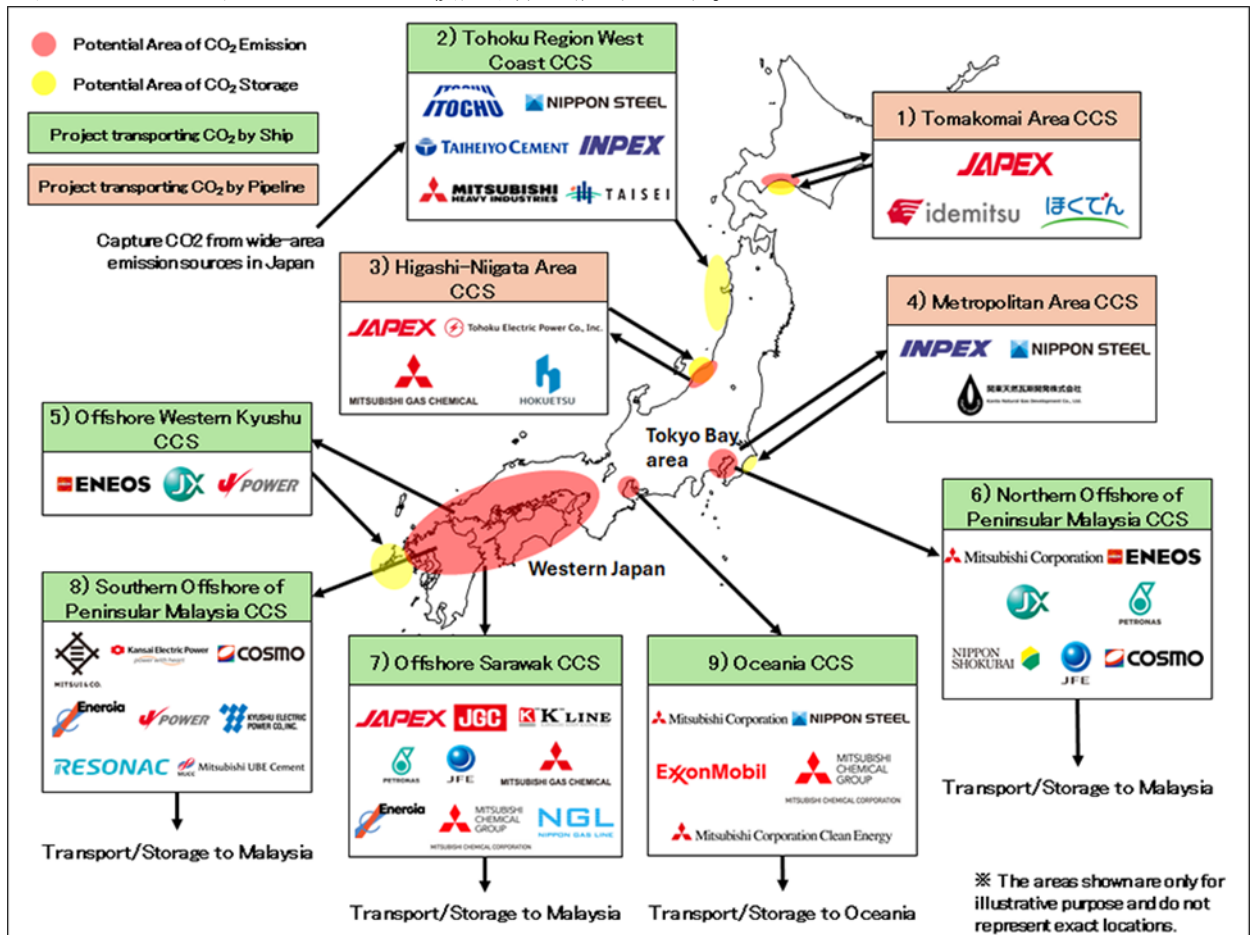
(出典: NKES 作成)

(b) CO₂ 輸送方法の検討および実証

独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構(JOGMEC)が、CCS 事業の大規模化とコスト削減に取り組むモデル性のある事業を「先進的 CCS 事業」として選定、CO₂ の分離・回収から輸送、貯留までを一体的に検討している。

9つの事業のうち、3つの事業ではパイプラインによる輸送を検討している。

図 3-94 および表 3-64 にこれら検証事業の概要を示す。



(出典: JOGMEC 「Advanced Efforts for Commercialization of CCS」)

図 3-94 日本における先進的 CCS 事業

表 3-64 パイプライン輸送がある先進的 CCS 事業

事業名	パイプライン輸送量
苫小牧地域CCS事業	約150 万t/年
東新潟地域CCS事業	約150 万t/年
首都圏CCS事業	約100 万t/年

(出典: JOGMEC 「令和 5 年度 先進的 CCS 事業の実施に係る調査成果報告会」より抜粋)

JOGMEC「先進的 CCS 事業」に選定されているプロジェクトで、船舶輸送に関する調査・検討を実施しているプロジェクトを表 3-65 に示す。

表 3-65 船舶輸送が調査・検討対象の先進的 CCS 事業

事業名	事業概要	調査・検討項目	備考
日本海側 東北地方 CCS事業	鋼、セメント産業等脱炭素化の達成が困難な産業を対象に、複数のCO ₂ 排出地域とCO ₂ 貯留地域を船舶輸送で結ぶ拡張性の高い広域事業を推進する。	<ul style="list-style-type: none"> 輸送船の船舶 (サイズ・圧力) 想定タンク容積は23,000 m³ 輸送方式 	CO ₂ 回収量: 50万t/年
九州西部沖 CCS事業	瀬戸内地域を含む西日本広域の製油所・発電所の排ガス等を対象に、CO ₂ の分離回収・輸送・貯留に係る詳細設計および貯留予定地の試掘調査を行う。	<ul style="list-style-type: none"> 輸送船の経済性、輸送方式 港湾法及び港則上に必要な設備対応事項の確認 	CO ₂ 貯留量: 160万t/年
マレーシア マレー半島沖北部 CCS事業	京浜・京葉地区の幅広い産業を対象に、マレーシア PETRONASとの協力のもとマレー半島北東沖における貯留を想定した海外CCSバリューチェーン構築の事業性を検証する。	<ul style="list-style-type: none"> 船入港許可取得に向けた必要事項整理 海上輸送ルート毎の経済性確認 コスト、EPCスケジュール概算 	—
マレーシア サワクラ沖 CCS事業	瀬戸内地域のコンビナート内外で排出されるCO ₂ を内航輸送で拠点に集約し、マレーシアに外航輸送・貯留する事業をマレーシアPETRONASと共同で推進する。	<ul style="list-style-type: none"> 内航船の基本設計 外航船における日本-マレーシア間において大量且つ経済的な輸送を可能にするための最適船型を選定 	CO ₂ 貯留量: 約190~290万t/年 CO ₂ 貯留地: マレー半島 サワクラ州沖 (海域枯渇ガス田)
マレーシア マレー半島南部 CCS事業	西日本広域の多産業の排出源からCO ₂ を大規模回収し、マレー半島東岸受入港まで液化CO ₂ 船にて輸送し、沖合貯留サイトに地下貯蔵する。	<ul style="list-style-type: none"> 標準船型検討、造船所選定 船用タンク需要動向調査 	CO ₂ 貯留量: 約500万t/年 CO ₂ 貯留地: マレー半島南部沖
大洋州CCS事業	名古屋港、四日市港の幅広い産業を対象に、大洋州の海域での貯留を想定した海外CCSバリューチェーン構築の事業性を検証する。	<ul style="list-style-type: none"> 輸送船の長距離&大規模輸送を前提とした液化輸送船の初期設計 	CO ₂ 回収量: 約200万t/年

(出典: JOGMEC 成果報告会等の資料に基づき NKES 作成)

(5) CO₂貯留

(a) 2050年時点でのCO₂回収量試算

PDP8R で示されている火力発電所からのCO₂回収量は、約 3.2 Mt-CO₂/year (2050年時点)。

仮に脱炭素化手段として水素/アンモニア/バイオマスを使わずに全ての火力発電所に CCS を付加する場合のCO₂回収量は、約 183.0 Mt-CO₂/year(2050年時点)となる。

表 3-66 2050 年時点でのベトナム国内火力発電所における CO₂ 回収量の試算

火力発電所および燃料別	最大設備容量 [MW]	PDP8Rベース		(参考) 石炭火力・ガス火力に脱炭素燃料を使わずCCS付加する場合	
		CO ₂ 排出量 [Mt-CO ₂ /year]	CO ₂ 回収量 [Mt-CO ₂ /year]	CO ₂ 排出量 [Mt-CO ₂ /year]	CO ₂ 回収量 [Mt-CO ₂ /year]
Coal-fired Thermal Power	0	0	0	0	0
Thermal Power Using Biomass/Ammonia	25,798	0	0	117.2	105.4
Domestic Gas & Converting to use LNG	7,900	12.5	0	12.5	11.2
Domestic Gas, Entirely Converting to Use Hydrogen	7,030	0	0	11.1	10.0
LNG-to-Power, Co-generation with Hydrogen	26,123	33.0	0	41.2	37.1
LNG-to-Power, Entirely Converting to Use Hydrogen	11,325	0	0	17.9	16.1
LNG with CCS	2,269	3.6	3.2	3.6	3.2
CO₂回収量合計			3.2		183.0

前提条件:

- ・ 石炭/ガス火力の稼働率 (Plant Capacity Factor) ; それぞれ 60%・50%。
- ・ 石炭/ガス火力のCO₂排出係数 ; それぞれ 864 g-CO₂/kWh、360 g-CO₂/kWh。
- ・ ガス火力の水素混焼率及び混焼によるCO₂削減率 ; それぞれ 50%、20%。

(出典: PDP8R を基に NKES 作成)

(b) CO₂ 貯留地

GCCSI によればベトナム周辺海域(一部陸地含む)には、表 3-67 に示すように計 11.8 Gt-CO₂ の貯留ポテンシャルが確認されている。一方、PDP8R に基づくベトナム国内の火力発電所からの最大 CO₂ 回収量(183.0 Mt-CO₂/year)は、上記ベトナム周辺海域の貯留ポテンシャルと比べ十分小さい。

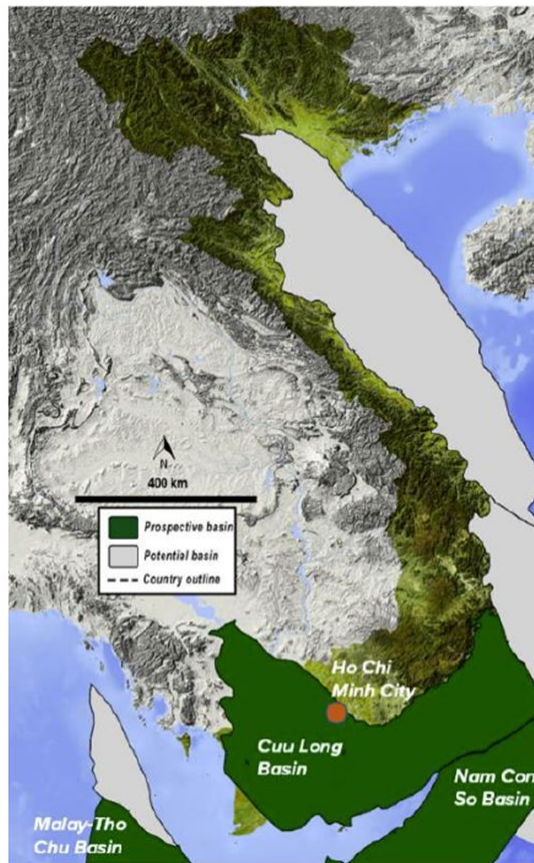
また、貯留ポテンシャルの活用および輸送コストの観点から、回収した CO₂ は海外ではなくベトナム国内への貯留が望ましい。

図 3-95 から、現状において、ベトナム南部海域は CO₂ 貯留ポテンシャルが高いと想定される。従い、本調査においては同海域への貯留を想定するが、ベトナム北部海域も CO₂ 貯留ポテンシャルはあり、貯留域を特定するものではない。

表 3-67 ベトナム国内における CO₂ 貯留ポテンシャル

区分	貯留ポテンシャル
Deep saline reservoirs	10.4 Gt-CO ₂
Depleted oil and gas fields	1.4 Gt-CO ₂

(出典: NKES 作成)



(出典 : METI(2020), prepared by GCCSI)

図 3-95 Underground Deep Strata with Possibility of CO₂ Storage

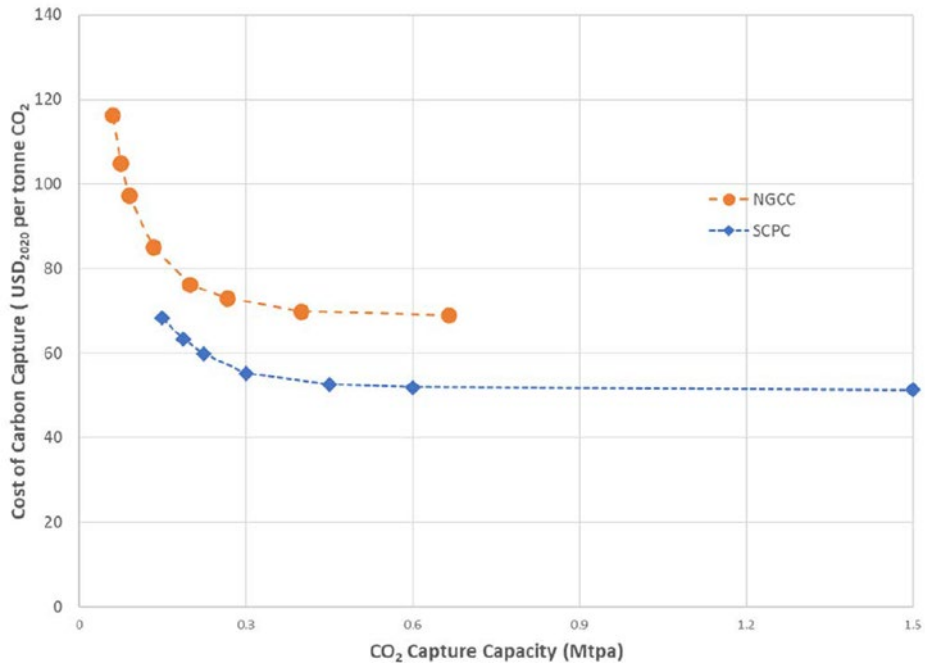
(6) CCS 設備付加に伴うコスト

(a) 分離回収コスト

CO₂ 分離回収コスト(USD/t-CO₂)は、排ガス中の CO₂ 濃度に依存し、石炭火力よりもガス火力の方がコスト(回収 CO₂ 重量当たりの単価)が高い。(図 3-96 参照)

技術進歩により、CO₂ 分離回収コストの低減が期待される。CO₂ 分離回収コストの予測を図 3-97 に示す。

Figure 13 - Impact of plant scale on the cost of carbon capture in NGCC and SCPC. The coal and natural gas reference prices (United States) applied are \$2.11 per GJ and \$4.19 per GJ (HHV) respectively (James et al. 2019). A construction lead time of 3 years for all cases is assumed.



(出典: GCCSI, Technology Readiness and Costs of CCS (2021))

Note)

- (1) NGCC: Natural Gas Combined Cycle
- (2) SCPC: Supercritical Pulverized Coal
- (3) Mtpa: Million tonnes per year

図 3-96 CO₂分離回収量と分離回収コストの相関

Figure 16 - The cost of CO₂ capture and compression at commercial post-combustion CO₂ capture facilities at coal-fired power plants, including the ones in operation and in advanced development (Front End Engineering Design, FEED)



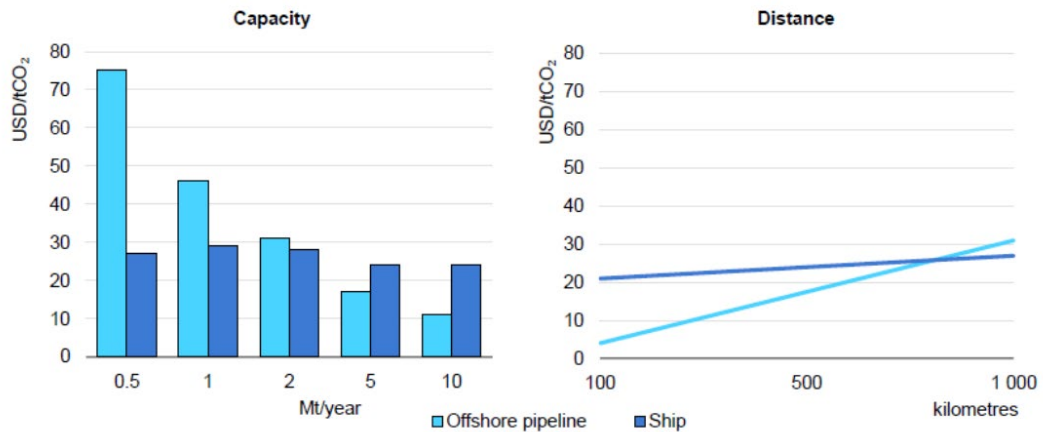
(出典: GCCSI, Technology Readiness and Costs of CCS (2021))

図 3-97 CO₂分離回収コストの低減予測

(b) 輸送コスト

図 3-98 に輸送量および輸送距離に対する輸送コストの輸送方法(船舶またはパイプライン)による比較結果を示す。本図において、短距離かつ大容量の場合、パイプライン輸送の方がコスト有利であり、長距離かつ小容量の場合、船舶輸送の方がコスト有利となる。

Figure 3.7 Shipping and offshore pipeline transportation costs



Notes: Left-hand chart assumes a distance of 1 000 km. The right-hand chart assumes a capacity of 2 Mt/year.
Source: IEAGHG (2020b), The Status and challenges of CO₂ Shipping Infrastructure.

Shipping is competitive with offshore pipeline transport for long-distance transport of small volumes of CO₂.

(出典: GCCSI, Technology Readiness and Costs of CCS (2021))

図 3-98 船舶およびパイプラインによる CO₂ 輸送コスト(容量および距離)

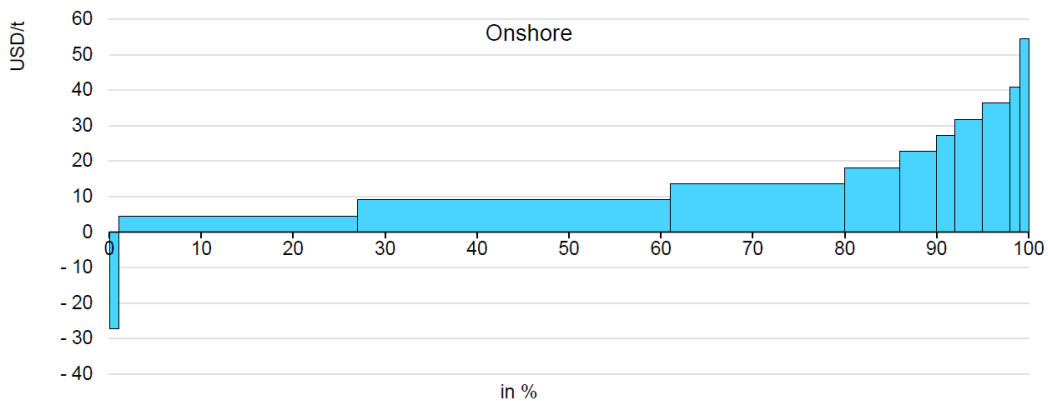
(c) 貯留コスト

貯留コストは貯蔵地の立地によって大きく異なるため不確実性が高いが、一般に分離回収コストに比べ低いと想定されている。

CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery)が適用される場合には貯留コストがマイナスになる事も想定される。

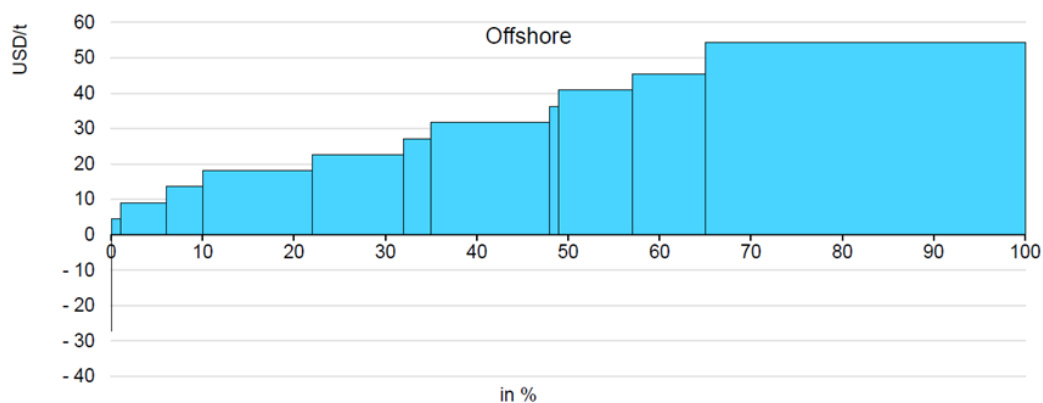
オフショア貯留の半数以上は 35USD/t-CO₂ 以下のコストになると想定されている。

Figure 3.10 Indicative CO₂ storage cost curve for the United States (onshore and offshore)



(出典: IEA, Energy Technology Perspectives 2020)

図 3-99 アメリカにおける CCS プロジェクトコスト(陸上)



(出典: IEA, Energy Technology Perspectives 2020)

図 3-100 アメリカにおける CCS プロジェクトコスト(洋上)

(d) ベトナム火力発電所 CCS 設備付追加コスト

回収 CO₂ 重量当たりの単価は炭素価格(250 USD/ t-CO₂)を下回ると予想される。(下表 (注 1))

表 3-68 ベトナム火力発電所 CCS 設備付追加コスト

Plant		Nghi Son 1		Note
Output		2 × 300 MW		
CO ₂ Storage Area		Off the southern coast of Vietnam		
Transport Distance	km	2,000		
Transportation		Offshore Pipeline	Ship	
CO ₂ Emission		4.09		* 2
CO ₂ Storage		2.45		* 3
Unit Cost	Capture	50		
	Transport	58.9*7	35.2*7	
	Storage	35		
	Total	143.9	120.2	
Annual Cost	MUSD/y	353	295	
Increase of unit price by CCS	USD/kWh	0.135	0.113	* 3、* 4
(Reference) * 5 Increase of unit price by CCS	USD/kWh	0.098 (14.3)	0.121 (17.6)	() 内はJPY/kWh, 1USD = 145JPY換算

注)

- (1) IEA WEO 2024, Net Zero Emission by 2050 Scenarioより、2050年先進国値
 (2) CO₂排出係数を 864 g-CO₂/kWh (石炭)、360 g-CO₂/kWh (ガス)、CO₂回収率を90%。
 (3) 注 (2)で求めたCO₂排出量にプラント稼働率 60% (石炭)、50% (ガス)を考慮。

- (4) 「CO₂分離回収 技術課題」に記載の発電効率、所内率考慮。
 (5) 経済産業省資源エネルギー庁 発電コスト検証WG 令和7年2月報告書
 (6) 本表の数値は一般的な情報をベースにしており、個別プラントの値とは異なる。
 (7) 北部海域にCO₂を貯留する場合は、輸送コストが安くなる方向となる。

(出典:NKES 作成)

(7) 導入スケジュール

発電所における CCS 導入に向けたスケジュール案を図 3-101 に示す。また、分離回収、輸送、貯蔵の各工程における検討結果を以下に整理した。

(a) 分離回収

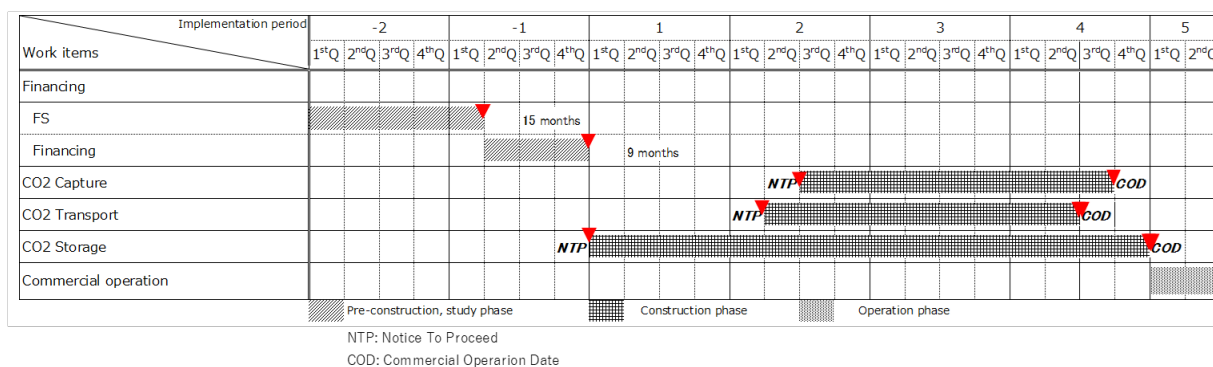
- ・ 大型の CO₂ 分離回収の商用プラントである Petra Nova の事例 (4,776 トン/日。三菱重工業施工)からすると分離回収プラントの建設は概ね 2 年 3 か月程度であると推定される。

(b) 輸送

- ・ CO₂ 運搬船による輸送となるが、大量の CO₂ を輸送する社会ニーズは無かったために適切な既存船は無く、大容量の船の建造が望ましい。三菱重工業ウェブサイトに拠れば、同社グループの三菱造船はすでに実証用として 1,450 m³ クラスの CO₂ 運搬船 (えくすくうる) を 1 隻受注、引き渡し完了している。他国だが大型船の事例から考えると建造に要する日数は、就航までのリードタイムとして 2 年 3 か月程度と推定される。(建造発表日から引き渡し日)

(c) 貯蔵

- ・ CO₂ 貯蔵の苫小牧プロジェクトの事例からすると、FS および融資のために約 2 年、NTP(Notice To Proceed)から 4 年程度、リードタイムとして 6 年程度と推定される。



(出典:NKES 作成)

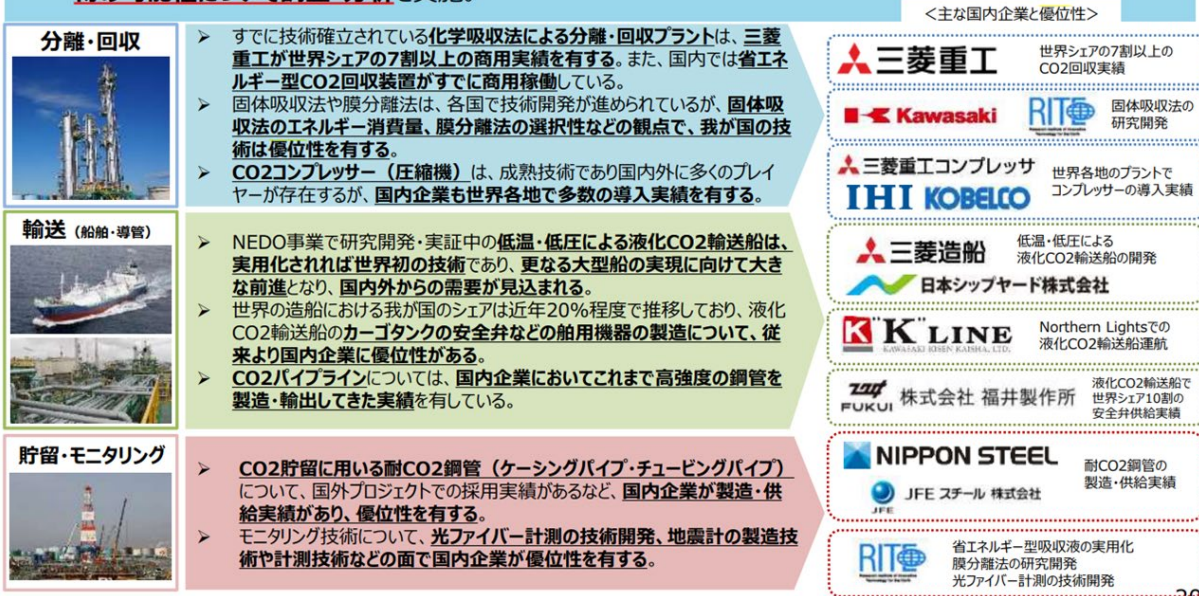
図 3-101 発電所における CO₂ 分離回収、輸送、貯蔵設備の導入スケジュール案

(8) 日本企業の競争優位性分析(CCS)

CCS バリューチェーンにおける日本の強みを図 3-102 に示す。

(参考) CCSバリューチェーンにおける我が国企業の強み

- 我が国は、CCSバリューチェーンについて、**CO2の分離・回収、輸送、貯留の各分野において技術的な優位性を有するとともに、分離・回収から貯留まで一貫したCCSシステムを構築可能。**
- **世界のCCS市場は、2030年以降に飛躍的な拡大が見込まれる**ことを踏まえ、2023年度調査では、特に設備技術を中心に、CCSバリューチェーンを要素技術に分解した上で、**我が国企業が有する有望技術や市場獲得の可能性について調査・分析**を実施。



(出典: 資源エネルギー庁 「今後の CCS 政策の方向性について」(2024))

図 3-102 CCS バリューチェーンにおける日本の強み

(a) 分離回収分野

CCS の分離回収分野における CO₂ 分離回収技術を有する日本企業の分析を表 3-69 に示す。また、日本企業の競争優位性の分析結果を以下に示す。

- ・ 日本の主要CO₂分離回収設備メーカー各社は、高性能・低コストの吸収液を開発している。
- ・ 三菱重工業は、商用 18 基を納入済みで商用 CO₂ 分離回収プラントの容量ベースで世界トップシェアとなっている。
- ・ CO₂ 分離回収には熱源が必要である。効率的な分離回収のため、発電所側とのインテグレーションが不可欠である。発電所のエンジニアリングも手掛ける日本の重電メーカーは有利となり得る。
- ・ CO₂ 分離回収設備や液化・貯蔵・荷役設備の EPC において、高いプラントエンジニアリング力を有し、一貫したシステムを構築できるエンジニアリング力を有する。

表 3-69 CO₂分離回収技術を有する日本企業の分析

企業名	回収方法	吸収液	実績	強み
三菱重工業	化学吸収法	関西電力と共同開発したアミン溶液	<ul style="list-style-type: none"> 世界最大のCO₂分離回収設備であるPetra Nova (CO₂回収量 4,776 t/day)他、多数。 ベトナムにも納入実績あり。 	<ul style="list-style-type: none"> CO₂貯留用途以外を含め、数十年に亘り世界中に納入実績が豊富。
川崎重工業	固体吸収法	RITEと共同開発した固体吸収材	<ul style="list-style-type: none"> 関西電力舞鶴火力発電所にて実証中。(CO₂回収量 40 t/day) JERA横須賀火力にてCCU実証予定。 	<ul style="list-style-type: none"> 固体吸収法は、化学吸収法に比べ、分離回収コストの低減が期待されている。
東芝エネルギーシステムズ	化学吸収法	独自に開発したアミン溶液	<ul style="list-style-type: none"> 自社グループ保有の三川発電所にて環境省「環境配慮型CCS実証事業」実施。(CO₂回収量 600 t/day) 国内で小規模CCU導入の実績あり。海外でもマレーシアやインドネシアでCCS導入に関するMOU締結。 	<ul style="list-style-type: none"> 自社グループ保有の三川発電所にてCCS実証設備を有しており、発電所とのインテグレーションに強みを持つ。
日鉄エンジニアリング	化学吸収法	RITEと新日鐵住金が共同開発したRN吸収液	<ul style="list-style-type: none"> 住友共同電力向けに143 t/dayの設備を納入。 	<ul style="list-style-type: none"> 従来の吸収液に比べ熱消費量を約40%削減できる。 既に商用化されている。

(出典:各社発表情報等を基に NKES にて作成)

(b) 輸送分野

CCS の輸送分野における液化 CO₂ 輸送船(3 方式)の特徴を表 3-70 に示す。また、日本企業の競争優位性の分析結果を以下に示す。

- 三菱重工業が世界初となる液化 CO₂ 輸送実証船「えくすくうる」を 2023 年に竣工している。
- 液化 CO₂ 輸送には「低温低圧」、「中温中圧」、「常温昇圧」の 3 方式があるが、日本郵船をはじめとする日本各社は全ての輸送方式を提供できるよう開発中である。
- 2025 年時点では韓国、中国がそれぞれ液化 CO₂ 輸送船を建造しているが、これらは低温低圧もしくは中温中圧の輸送船である。
- 日本企業 7 社による液化 CO₂ 大規模輸送実現に向けた国内量産体制構築、輸送標準船型を開発中である。

表 3-70 液化 CO₂ 輸送船(3 方式)の特徴

項目		低温低圧	中温中圧	常温昇圧
輸送条件	圧力 (MPa)	0.6 ~ 1.0	1.6 ~ 1.9	33.5 ~ 4.5
	温度 (°C)	-55 ~ -40	-25 ~ -30	0 ~ 10
ドライアイス化リスク		リスク高	リスク中間	リスク低
大型化		可能	困難	可能

(出典:各社発表情報等を基に NKES にて作成)

上記を踏まえた日本企業の事業機会を表 3-71 に示す。

表 3-71 日本企業の事業機会(CCS 関連)

	事業機会	日本企業	海外競合企業
CO ₂ 分離回収	<ul style="list-style-type: none"> • PDP8Rによると、2050年時点でLNG火力へのCCS付加が計画されている。(約2 GW) • アンモニア利用と比べた将来のコスト次第では、石炭火力へのCCS付加もオプションとなり得る。 • ベトナムは特に南部海域においてCO₂貯留ポテンシャルが高く、自国内でCO₂貯留できる強みがある。 • CO₂分離回収技術を開発する日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(プラントメーカー) 三菱重工業 川崎重工業 東芝エネルギーシステムズ 日鉄エンジニアリング	(プラントメーカー) Capsol Technologies AS, Chart Industries
CO ₂ 輸送	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂は輸送距離が長い場合、パイプライン輸送よりも船舶輸送がコスト的に有利となる。CO₂の海上輸送を担う液化CO₂輸送船製造において、日本企業に中長期的な事業機会がある。 	(プラントメーカー) 三菱重工業 (海運業者) 日本郵船	(プラントメーカー) Dailian Shipbuilding Industry, Hyundai Heavy Industries

(出典:NKES 作成)

(9) 検討結果概要

CCSに関する検討・調査結果を表 3-72 に纏めて示す。現行技術では回収の絶対量を確保できないものの、回収 CO₂ 重量当たりの単価が 100~150 USD/t-CO₂ となる。

表 3-72 CCS 技術の現状分析(まとめ)

項目	詳細
1. CO ₂ 分離・回収技術	<ul style="list-style-type: none"> ■ CO₂回収技術としていくつかの方法が開発中である。 ■ 現時点では「化学吸収法」が唯一商用化されているが、回収規模は小さい一方、CO₂分離・回収設備の設置面積は比較的広大である。 ■ 現状のCO₂回収率は90%程度である。(回収率：処理排ガス中のCO₂量に対する割合) ■ 必要配置スペースの小型化、回収規模の大型化、高効率化及び低コスト化が必要である。
2. CO ₂ 輸送・貯留	<ul style="list-style-type: none"> ■ ベトナム南部海域は高いCO₂貯留ポテンシャルを有していると推定される。 ■ 本海域のCO₂貯留先としての利用はこれからの調査、検討課題である。 ■ ベトナム北域からの輸送には輸送船の利用が必須。従来技術による輸送も可能であるが、安定した液化CO₂輸送技術の確立が期待される。
3. コスト	<ul style="list-style-type: none"> ■ ベトナム南部海域にCO₂を貯留する場合、回収CO₂重量当たりの単価は+100~150 USD/t-CO₂、発電量当たり単価は+0.05~0.14 USD/kWh と想定される。(分離・回収、輸送、貯留のプロセス全て) ■ ベトナム北部発電所で発生するCO₂をベトナム北部海域に貯留する場合は、輸送コストが安くなる方向となる。
4. 環境への影響	<ul style="list-style-type: none"> ■ CO₂回収率は現状90%程度である。 ■ CO₂貯留地でCO₂漏洩を防止するためのモニタリング実施が望ましい。

(出典:NKES にて作成)

3.3.4 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-103 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-104 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-105 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-73 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-106 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(a) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-74 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-75 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-107 (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-108 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (b) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-76 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-109 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-110 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-77 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (c) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-78 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-111 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-79 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-80 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-112 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-81 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-113 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 5) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-114 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-82 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-115 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 6) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-83 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-116 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 7) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-84 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 8) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-85 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 9) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 10) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-117 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-118 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 11) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-119 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-120 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-86 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 12) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-87 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-121 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 13) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-88 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-122 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 14) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (d) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-89 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-90 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-91 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-92 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-93 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-94 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-95 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-96 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-97 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 5) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-98 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (e) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-123 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-124 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-125 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (f) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-99 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-126 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-127 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-128 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
 - (a) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
 - 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-100 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-129 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-101 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-130 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-102 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-131 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-132 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-103 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-133 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 5) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-104 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-134 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-105 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 6) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-106 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 7) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-107 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

8) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

9) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-135 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 10) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-136 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-108 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

11) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-109 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-137 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (b) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
 - 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-110 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-111 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-112 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(c) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(d) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-113 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-138 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-139 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-140 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(a) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-141 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-114 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-142 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-143 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-115 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-144 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(b) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-145 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(c) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-116 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-146 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-117 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 3) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-118 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-147 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 4) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-119 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-148 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-120 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 5) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-121 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-149 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (d) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-122 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
- (秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-123 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(e) (秘匿情報を含むため非公開とした。)

1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- (f) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-124 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 1) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

図 3-150 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

- 2) (秘匿情報を含むため非公開とした。)
(秘匿情報を含むため非公開とした。)

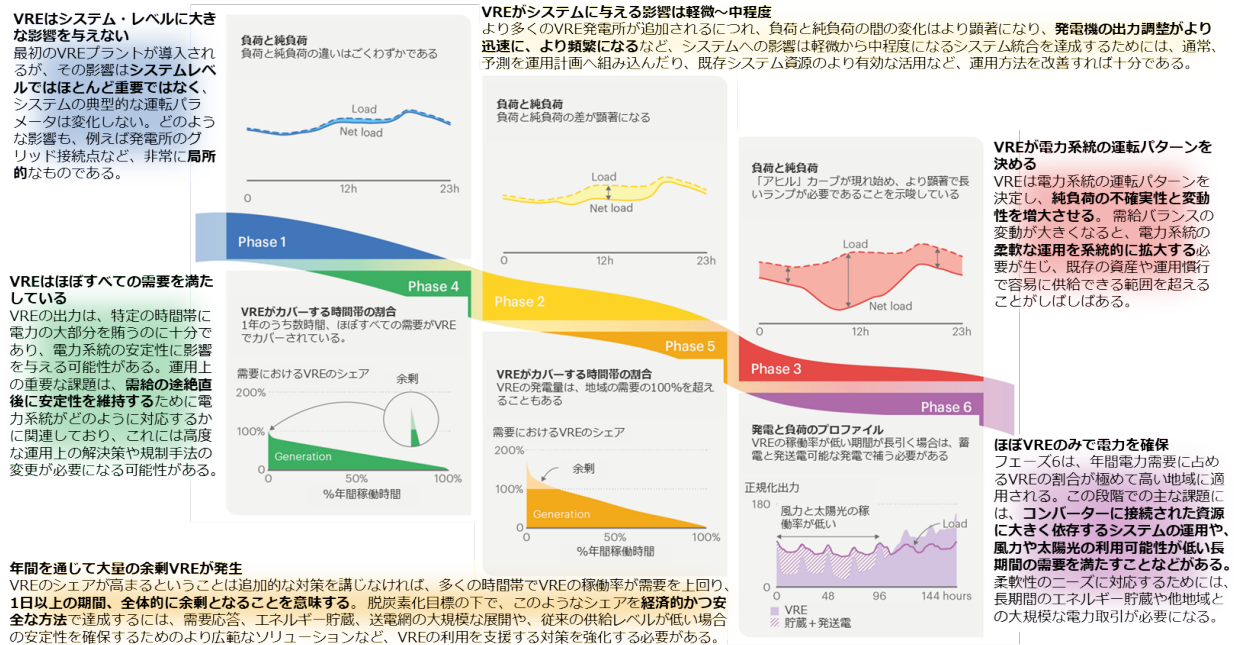
図 3-151 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

3.4 打ち手の案とその評価②(変動型再生可能エネルギーに関する分析)

3.4.1 VRE 導入の段階的枠組み

(1) VRE 導入段階に関する基本的な概念

IEA が 2024 年に発表した“Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges”において、VRE 導入の増加が電力システムに与える影響を 6 段階で設定している。

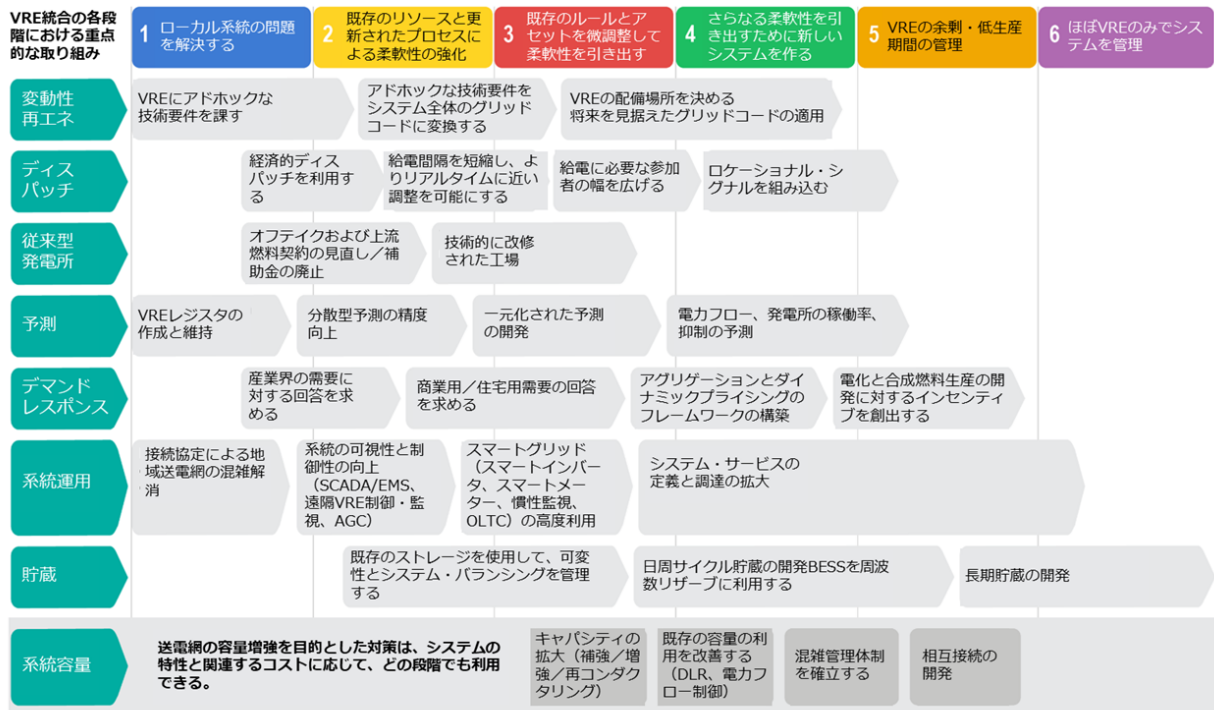


(出典:“Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges” p.27, IEA, 2024 を NKES にて加工)

図 3-152 VRE 導入の段階的枠組み

(2) VRE 導入段階別、プロセス別の重点対策分野

さらに、6 段階に対しての重点的な取組をプロセスごとにも IEA が整理している。系統容量の増強だけでなく、電力システムの柔軟性が段階的に求められている。



IEA, CC BY 4.0

(注 1): 段階別の重点行動案は、優先順位の時間軸を表しているが、特定のシステムの状況によっては、そのシステム特有の課題に対処するための調整が必要になることもある。

(注 2): 略語は以下のとおり。

- AGC = 自動発電制御 ;
- DLR = ダイナミック・ライン定格 (dynamic line rating) ;
- EMS = エネルギー管理システム ;
- OLTC = 負荷時タップ切替装置 (on-load tap changers) ;
- SCADA = 監視制御データ収集 (supervisory control and data acquisition)

(出典: “Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges” p.27, IEA, 2024 を NKES にて加工)

図 3-153 VRE 導入段階別またはプロセス別の重点対策分野

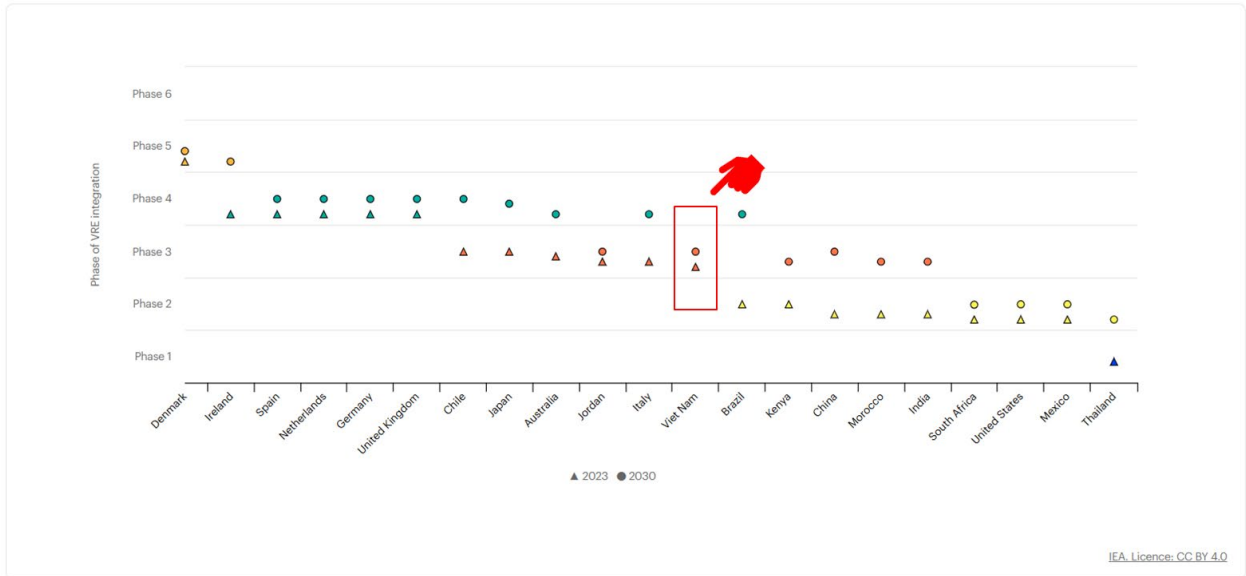
また、VRE 導入に向けた対策事例として以下のような取り組みが考えられる。

- ① 揚水発電の追加
特に発電運転と揚水運転をシームレスに切り替えられる Ternary System の採用が推奨される。
- ② DC/AC Inverter への Virtual Synchronous Generator Function 付加の義務付け
- ③ 周波数調整・電圧調整・負荷調整等の Ancillary Service 料金化による系統調整への Incentive の付与
- ④ 無効電力調整能力の増強
- ⑤ SSS クラッチ設置による発電機のコンデンサー運転の採用

3.4.2 PDP8R に基づく VRE 導入の妥当性評価

(1) ベトナムの VRE 導入状況および予測

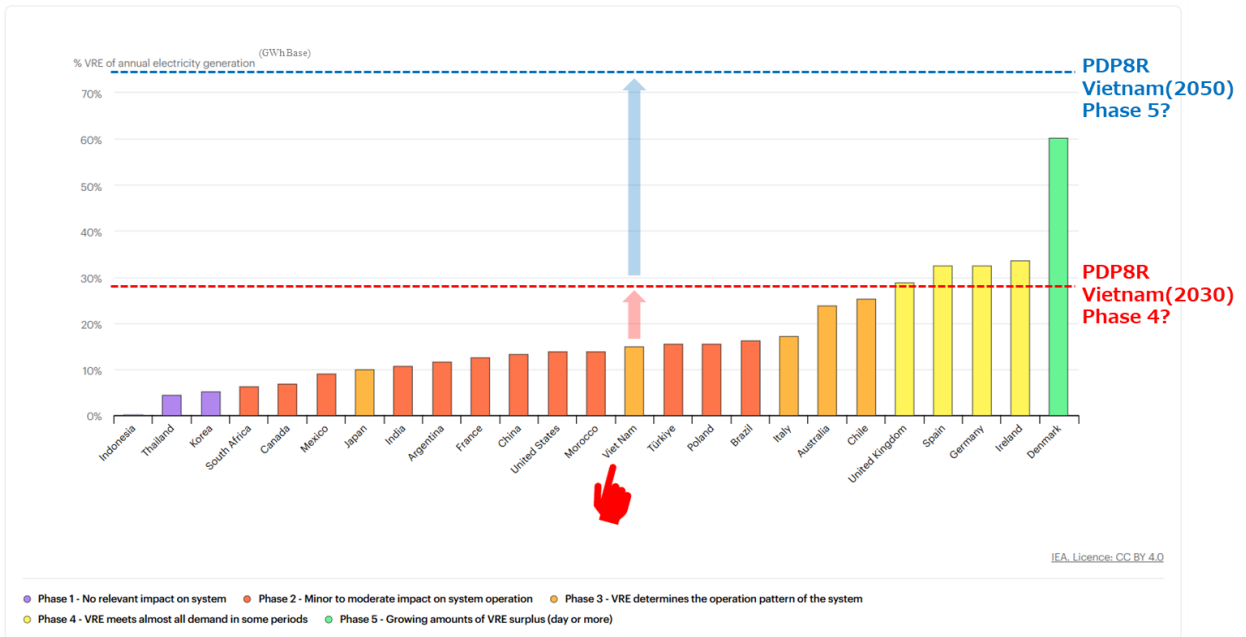
IEA によると PDP8R 発表以前のデータに基づき、ベトナムは 2030 年において Phase 3 と予測されている。



(出典:“Countries in phases of variable renewables integration, 2023-2030” (Last updated 11 Sep 2024), IEA を NKES にて加工)

図 3-154 IEA によるベトナムの VRE 導入段階予想

しかしながら、PDP8R では大幅に再生可能エネルギー導入量が増えている。複数のシナリオが推定されているが、2030 年時点での VRE 割合は最低 28%ということから PDP8R 以前のデータに基づく Phase 3 の予想ではなく、Phase 4 に該当する可能性がある。さらに、VRE 導入が低いシナリオでも 2050 年時点で最低 74%であるため、Phase 5 以上の可能性もある。



(出典: “Annual variable renewable energy share and corresponding system integration phase in selected countries/regions (Last updated 17 Jan 2024)”, IEA を NKES にて加工)

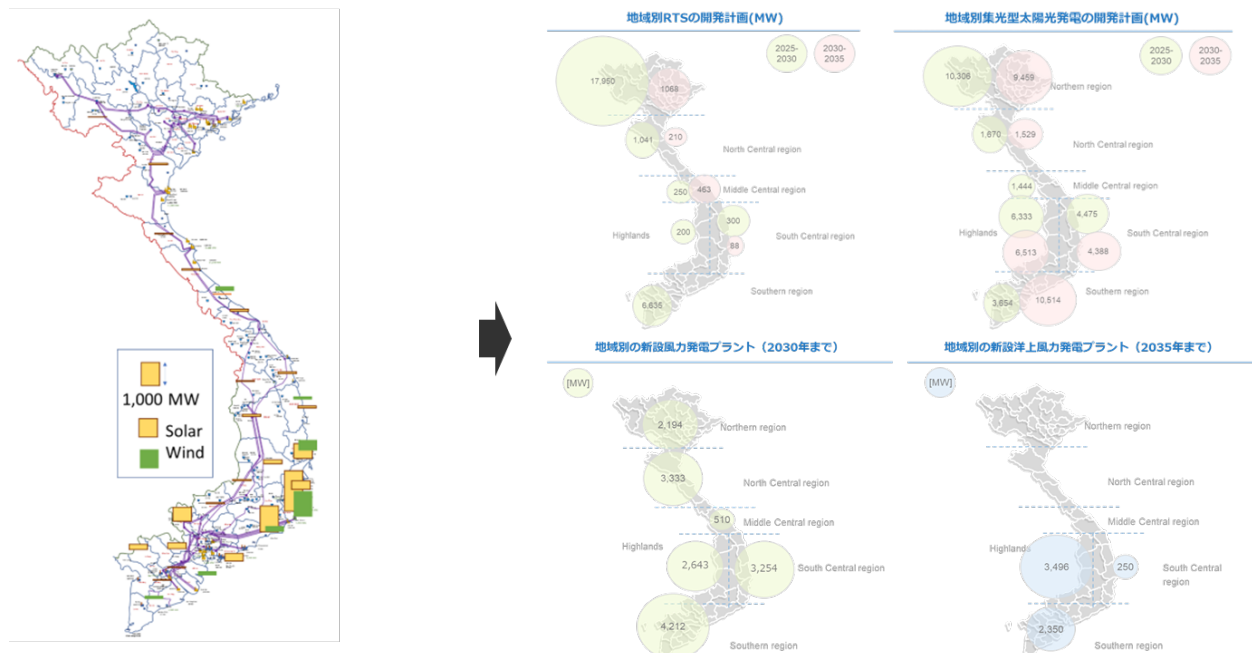
図 3-155 PDP8R に基づく 2030 年、2050 年時点でのベトナムの VRE 導入段階予想

(2) PDP8R に基づく VRE 導入および送変電増強計画等の分析

(a) VRE の整備計画

2021 年時点では、太陽光および風力発電のポテンシャルの高いベトナム南部地域で整備が進んでいた。しかし PDP8R では、2030 年までは北部中心、2030 年以降は南部中心に VRE の整備が計画されている。

これまでの大規模電力需要地はハノイ、ホーチミンであり、かつ大都市近隣地域で発電した電力はそれぞれの大都市周辺へ送電する形態であり、南北の電力融通する体制ではなかった。PDP8R に基づいて電源開発が進んだ場合、VRE の余剰電力を上手く分散させる電力システムが求められる。したがって、ベトナム国内全体で VRE が発電した電力を融通するためには、国を南北に横断する送電線および変電設備の増強が特に必要となってくる。



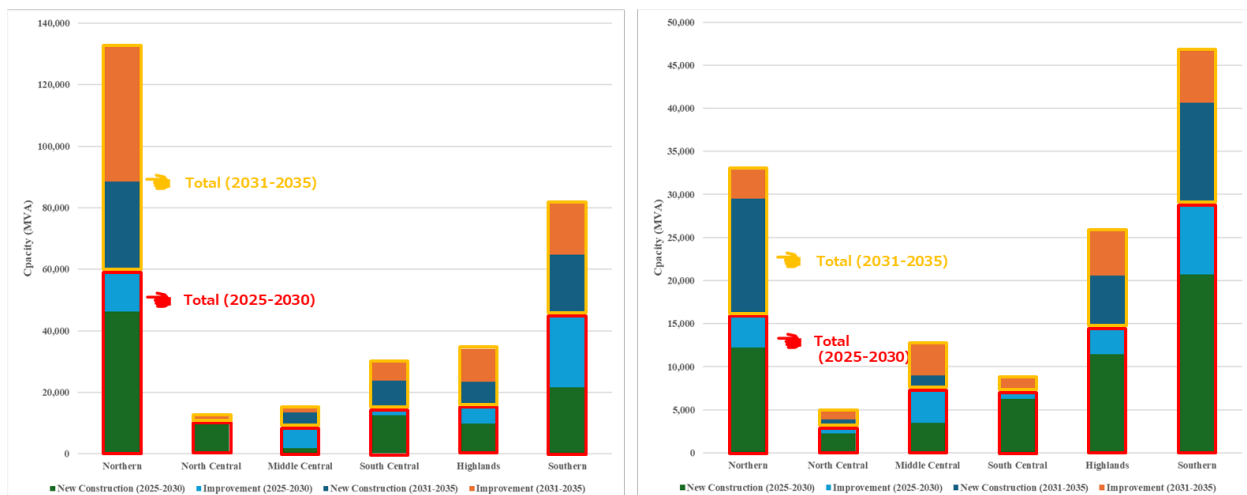
(出典: ベトナム国電力セクターに係る情報収集・確認調査報告書(JICA, 2021年2月)およびPDP8Rの情報に基づきNKES作成)

図 3-156 PDP8R に基づく 2030 年、2050 年時点でのベトナムの VRE 導入段階予想

(b) 特別高圧送変電設備の整備計画

PDP8R によると、超高電圧直流(Ultra-High-Voltage Direct Current, UHVDC)送変電設備が 2030 年以降、超高電圧交流(Ultra-High-Voltage Alternative Current, UHVAC)送変電設備が 2035 年以降、南北を横断して整備が予定されている。しかし、その間も VRE の導入量は増大するため、既存の特別高圧送変電設備の増強も必要となる。

500kV、220kV 変電所は以下のとおりに計画されており、2025-2030 年は北部、次いで南部の増強が中心となるが、その他の地域も一定の増強が計画されている。2031 年以降も北部、南部を中心に増強が続くが、2031-2035 年の整備規模について考察すると、500kV 変電所は 2030 年以前に整備される変電所計画規模とほぼ同等、220kV 変電所はやや小さくなる。

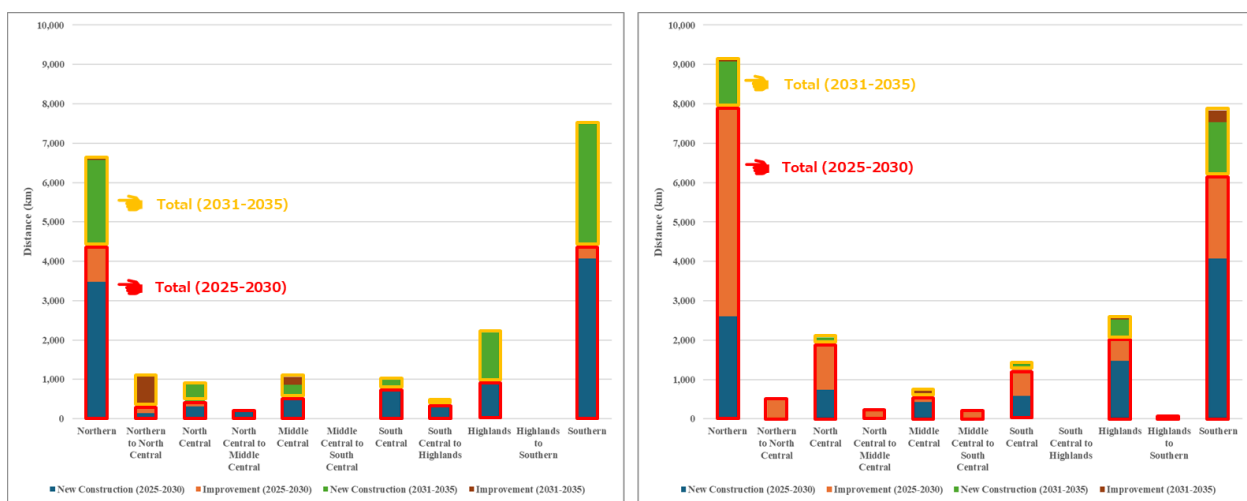


(注): 地域名などの情報を PDP8R から読み取ることができたが、計画の一部詳細は不明確であった。したがって、このグラフは正確な値ではなく、おおよその傾向を示すものである。

(出典: PDP8R の情報に基づき NKES 作成)

図 3-157 500 kV 変電所(左図)および 200 kV 変電所(右図)地域別増強計画

さらに、500 kV、220 kV 送電線も変電所と同様に北部、南部を中心とした整備が計画されている。図 3-158 のとおり、2031-2035 年は 2030 年以前に整備される送電線計画規模より小さいことが分かる。(変電所)、(送電線)を整理した結果、2035 年までの変電所、送電線双方の増強計画から、2030 年までに送電線は大半の増強を終える方針であることが分かる。



(注): 地域名などの情報を PDP8R から読み取ることができたが、計画の一部詳細は不明確であった。したがって、このグラフは正確な値ではなく、おおよその傾向を示すものである。

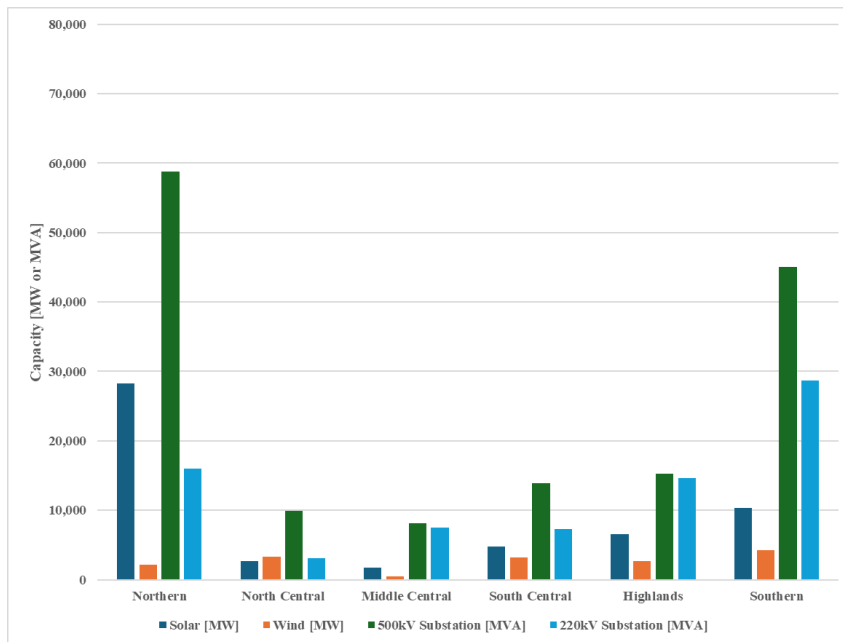
(出典: PDP8R の情報に基づき NKES 作成)

図 3-158 500 kV 送電線(左図)および 200 kV 送電線(右図)地域別増強計画

(c) VRE と特別高圧送変電設備の比較

VRE 導入容量と変電所増強計画を下図のとおり地域別で比較すると、VRE が既に導入が進んでいるもしくは導入計画が多くある電力需要地域の北部、南部へ重点的に計画されている。前述した送電線についても北部、南部も重点的に整備が計画されていることから、送変電の増強計画と VRE 導入の重点地域は一致しており、マクロでは両者の増強、導入の方向性は問題ないことは確認できた。

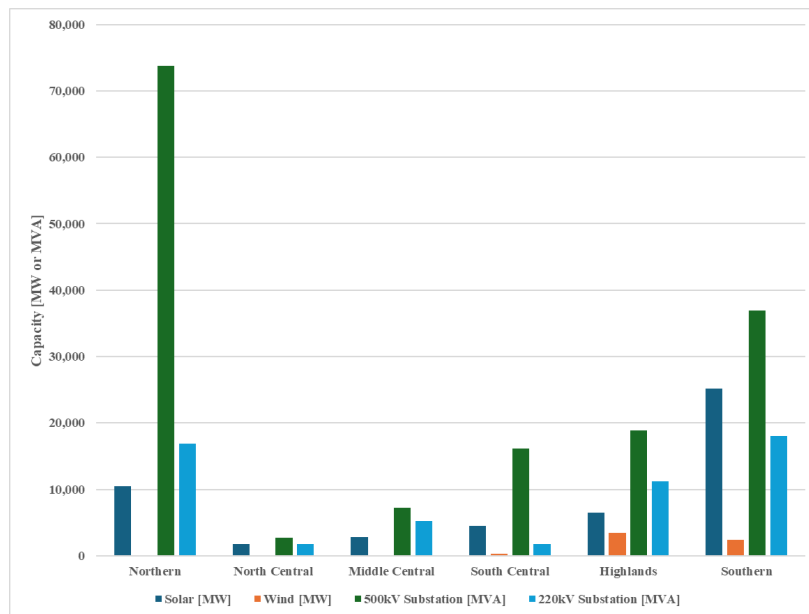
一方でミクロの評価を行うためには、潮流計算等の各種計算に基づく評価が必要になる。今回の検討では詳細な計算、分析およびその評価は割愛する。



(注): 地域名などの情報を PDP8R から読み取ることができたが、計画の一部詳細は不明確であった。したがって、このグラフは正確な値ではなく、おおよその傾向を示すものである。

(出典: PDP8R の情報に基づき NKES 作成)

図 3-159 2025-2030 年 VRE 導入量と特別高圧変電所増強計画



(注): 地域名などの情報を PDP8R から読み取ることができたが、計画の一部詳細は不明確であった。したがって、このグラフは正確な値ではなく、おおよその傾向を示すものである。

(出典: PDP8R の情報に基づき NKES 作成)

図 3-160 2031-2035 年 VRE 導入量と特別高圧変電所増強計画

(d) 蓄電池の導入計画

柔軟な電力システムを構築するためには、蓄電池の導入も必要になる。PDP8R では、一部特定の発電所の近傍へ蓄電池を設置することが示されており、表 3-125 のとおりである。

表 3-125 PDP8R における蓄電池プロジェクト(左表)、
太陽光発電プロジェクトに付随する蓄電池計画(右表)

No	蓄電池プロジェクト名	発電容量 (MW)	運用時期	No	プロジェクト名	発電容量 (MW)	運用時期	蓄電池容量
1	50MW BESSプロジェクト	50	2025~2030年	1	An Phuc Dong Hai 太陽光発電所	50	2025~2030年	不明
2	50MW 太陽光発電所向け BESSプロジェクト	7	2025~2030年	2	Hong Phong 7 太陽光発電所	40	2025~2030年	50MW/150MWh
3	400MW 太陽光発電所向け BESSプロジェクト	105	2025~2030年	3	Hong Phong 7.2 太陽光発電所	24	2025~2030年	20MW/60MWh
4	その他のBESSプロジェクト	138	2025~2030年	4	Pa Khoang lake 太陽光発電所	200	2025~2030年	不明
5	Krong Pa 太陽光発電所向け BESSプロジェクト	7	2025~2030年	5	Plei Tho Ga 1 水上太陽光発電所	35	2025~2030年	不明
6	Krong Pa 2 太陽光発電所向け BESSプロジェクト	7	2025~2030年	6	Plei Tho Ga 2 水上太陽光発電所	20	2025~2030年	不明
7	Hai Anh 火力発電所向け BESSプロジェクト	4	2025~2030年	7	Nhon Hoa 1A 太陽光発電所	49	2025~2030年	不明
8	さらにその他の BESSプロジェクト	約20,287	2025~2035年	8	Quang Binh Province 太陽光発電所	150	2025~2030年	MW不明/240MWh
				9	Kinh Mon Lake 1 太陽光発電所	40	2031~2035年	不明
				10	Kinh Mon Lake 2 太陽光発電所	40	2031~2035年	不明
				11	Dam Tram Lake 浮体式太陽光発電所	140	2031~2035年	不明
				12	Chim Van 統合クリーン発電複合施設	100	2025~2030年	不明

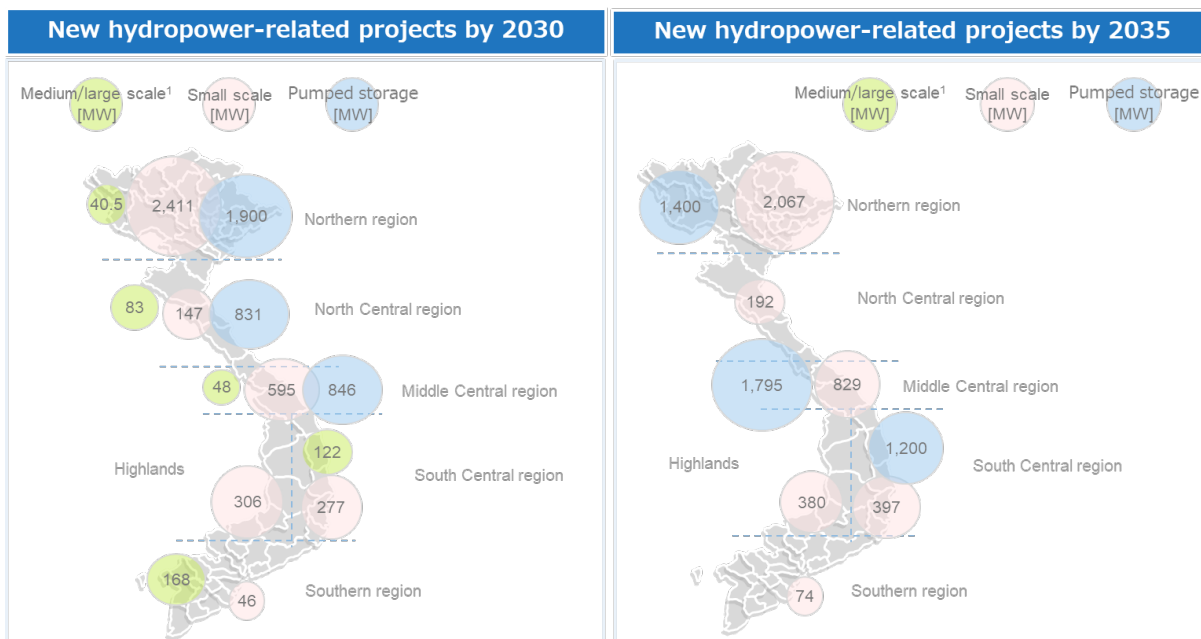
(注): 左表は PDP8R において、蓄電池プロジェクトと題した項目に記載されている内容である。右表は太陽光発電プロジェクトと題した項目に記載されている内容である。どのような基準で区別されているかは不明だが、プロジェクト名に重複は無いことから、別々の蓄電池プロジェクトとして整理されていると推測される。

(出典: PDP8R の情報に基づき NKES 作成)

また、蓄電池は VRE の近傍、もしくは電力需要地に分散設置することを推定し、2030 年までに蓄電池の容量は約 10,000~16,300 MW と予想している。さらに 2050 年には、95,983~96,120 MW に達すると予想している。なお、導入地域は明言されておらず、あくまで導入量の計画値のみが示されているため、VRE の導入が推進される地域に設置されるかどうかは PDP8R からは読み取れない。

(e) 揚水発電の導入計画

南部地域が平坦であるという地理的要因から揚水発電はベトナム北部、中部に偏在しており、南部では揚水発電による調整力は期待できないことが分かる。



(出典: PDP8R に基づき NKES 作成)

図 3-161 地域別の水力発電プロジェクト状況(再掲)

(3) ベトナム国内の VRE 推進に関する法規制等の分析

2025年3月3日にベトナム政府から政令 No.58/2025ND-CP が発行された。詳細は表 3-126 のとおりである。同政令では、2030年に向けた VRE 等の優遇制度、奨励策が規定されている。特に自己発電・自己消費型電源と洋上風力に言及されている。

表 3-126 政令 No. 58/2025ND-CP の概要

ポリシー名	再生可能エネルギーおよび新エネルギーの開発規定について (No. 58/2025ND-CP)			
発表年	2025年3月3日			
概要	・ 2025年から2030年までの再生可能エネルギーおよび新エネルギー開発を促進するための優遇制度および奨励策を規定			
目的	・ 再エネおよび新エネルギーの開発促進			
開発視点	1. 税制、土地利用、電力購入契約に関する優遇措置や、データ報告義務、発電所の耐用年数終了時の撤去義務の明記 2. 自己発電・自己消費型の再生可能エネルギー (例: RTS) の導入を促進しつつ、余剰電力の国家送電網供給方針を示す			
項目	要件	項目	要件	
I. 再生可能エネルギーおよび新エネルギーの開発に対する優遇制度		II. 自己発電・自己消費型再生可能エネルギー・新エネルギーの開発規定		
蓄電池	ピーク時は優先的に電力供給 (放電) する。	基本原則	<ul style="list-style-type: none"> 屋根付太陽光は余剰電力を規定に基づき売電可能。その他の電源は発電量の最大10%まで売電可能。 買取費用は、EVNの年間電力価格計画に反映される。 100 kW以上の発電所は、EVNとの調整システム、監視装置を設置。 系統トラブル時はEVNから供給抑制、停止が操作できるようなシステム。 	
水素・アンモニア	100%グリーン燃料で国家送電網を介して電力供給するプロジェクト	その他の要件	蓄電システムの導入を推奨。	
優遇内容	<ul style="list-style-type: none"> ① 3年間の土地賃貸料免除 ② 3年間の海域使用料免除およびその後9年間の50%免除 ③ 電力購入契約12年間最低70%保障 等 	開発プロセス	国家送電網へ接続するケースでは従来の契約内容に加え、余剰電力計測と売電契約、電力事業許可証の取得が必要。	
首相承認	複数の省・市にまたがる海域 (6海域以内) を使用する場合、首相承認が必要。	余剰電力の売買	自己発電/消費小規模発電所: MOITが定める毎年の「回避可能コスト価格表」 その他の発電所: 前年度市場平均電力価格から配電・小売コストを引いた価格	
情報提供及び共有	発電量、環境データの詳細を毎年DOITもしくはMOITへ報告。	III. 自家発電・自己消費型屋根設置型太陽光発電の開発規定		
太陽光・風力の撤去期限	陸上: 大規模3年、小規模2年以内 海上: 大規模5年、小規模3年以内	開発促進政策	100 kW 未満の家庭用システムは、余剰電力の販売可能。	
		IV. 洋上風力発電プロジェクトの優遇政策および開発規定		
		優遇対象	2031年1月1日以前に承認、かつPDPに含まれるプロジェクト。それ以降の年次では政策に従う。	

(出典: 政令に基づき NKES 作成)

次に再生可能エネルギーの開発に係る外資規制について整理を行ったが、再生可能エネルギーについては明確な外資規制は確認できなかった。

表 3-127 ベトナム国内の発送変配電の投資規制

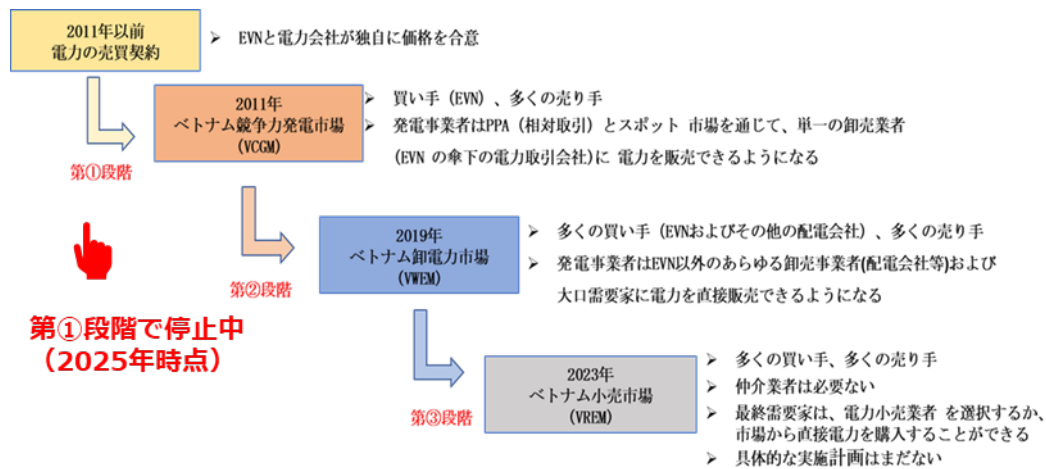
項目	詳細
発電	100%外資可能（多目的水力発電もしくは原子力発電は除く）
送電	国家による独占
変電	国家による独占
配電	100%外資可能
電力の小売、卸売	一部EVNによる独占で、DPPA（Direct Power Purchase Agreement）市場のうち、政令 No.80/2024/ND-CPにて私設送電線による電力取引は自由化。
電力専門 コンサル活動	100%外資可能

(出典: NKES 作成)

再エネ分野に外資規制は存在しないが、再エネで発電した電力を国家送電網を通じて取引するための制度が十分に整備されていないことが、外資企業を含む民間投資の妨げとなっている。国家電力網を介さない再生可能エネルギーの電力取引、例えば再生可能エネルギー発電所と工場を自営線で接続して電力を売買するモデルについては既に自由化されたが、国家送電網を介した再エネ電力取引メカニズムは、以下のような課題がある。

- 電力法において、EVNのみが買電者と認められ、その他の事業者は認められていない。
- 価格法では、EVN への売電価格調整メカニズム等を規定しているが、国家送電網を介してEVN以外の事業者と取引する際の市場価格生成メカニズム、すなわち価格決定法が不明。

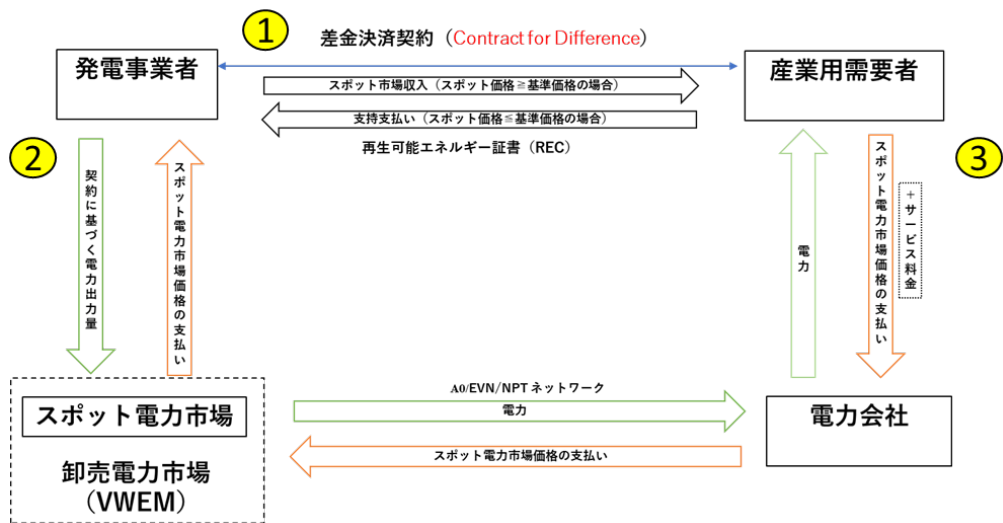
図 3-162 のとおり、2020 年代前半には電力自由化を目指していたが、第 1 段階である競争力発電市場で 10 年以上止まっており、電力市場改革が思うように進んでいないのが現状である。



(出典: NKES 作成)

図 3-162 ベトナムの電力市場開発と市場段階(政令 No.63/2013/QD-TTg 時点での構想)

なお、国家送電網を介した再生可能エネルギーの電力取引モデルが成立した際に想定されている構図は図 3-163 のとおりである。



(出典: NKES 作成)

図 3-163 国家送電網を介した再生可能エネルギーの電力取引モデル

(4) VRE 推進のための人材育成制度

VRE の導入推進のためには高度な技術者がより必要となるが、表 3-128 のとおり、PDP8R では人材育成ソリューションとして、電力関係従事者の高度化および再研修を実施すると記載されている。

表 3-128 PDP8R での人材育成目標、内容

No	項目	内容
1	人材育成分野	発電、送電、配電、給電、電力市場、スマートグリッド等
2	人材育成の目標	電気分野の高度な資格を持つ専門家と科学者の部隊を編成
3	実施対象	電力部門の技術スタッフと管理スタッフの研修および再研修を実施

(出典: NKES 作成)

しかし、人材育成すべき人数の目標値や新たな人材確保については言及されていない。一方でベトナム国内の活動で確認できた VRE ならびに電力関係の高度人材育成プログラムは表 3-129 のとおりである。

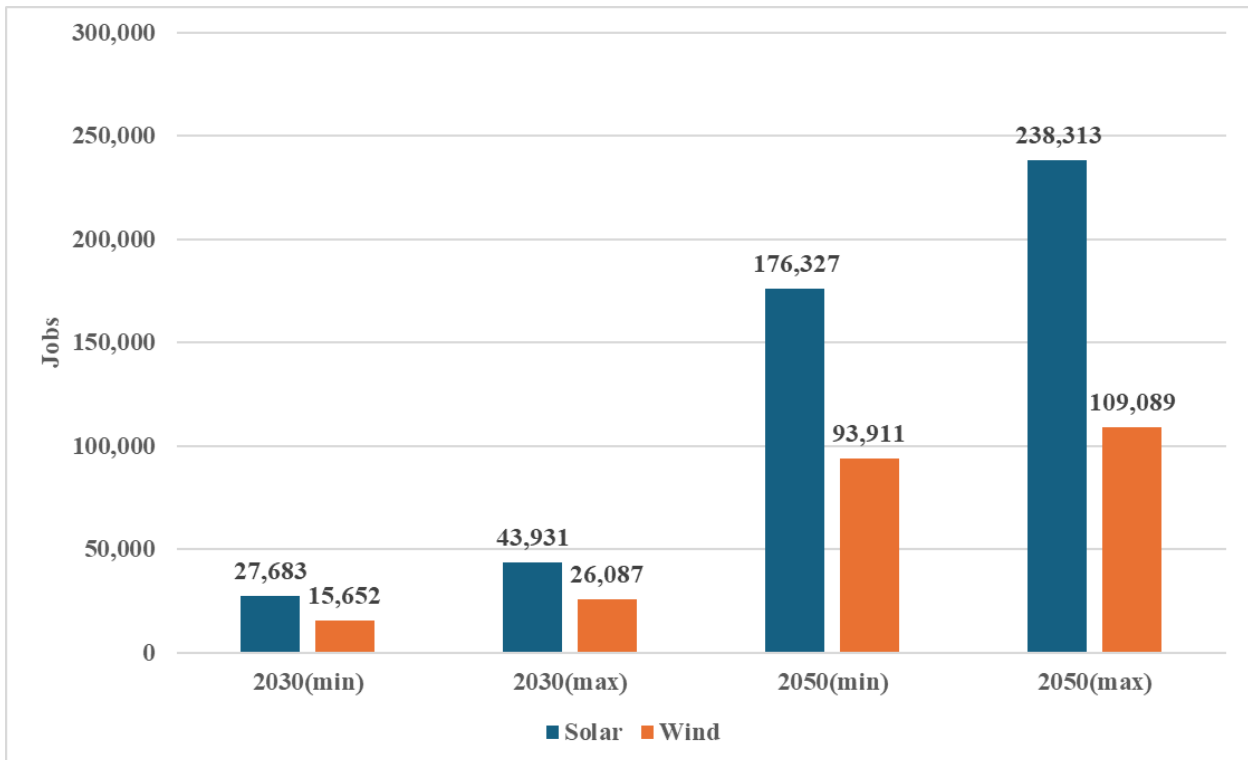
表 3-129 VRE 関係の人材育成制度の一例

No	プログラム名	プログラム名や主体者	内容
①	政府支援による海外留学、海外研修	Vietnamese Government Scholarship	奨学金制度で、海外留学などの支援プログラムがある。
②	国際協力による技術研修	JICA、GIZ、KOICA等	各国の国際機関が展開する技術協力
③	大学と企業の連携プログラム	インターンシップ、再エネ・スマートグリッド専攻コース等	企業へのインターンシップや企業が提供する専攻コースがある
④	EVNによる独自研修	電力に関する各種プログラム	EVNの技術研修センターによる研修プログラム
⑤	海外大学との交換留学	欧州の再エネ学修士プログラム等	世界各国の電力関係の専攻を有する大学へ留学する

(出典: NKES 作成)

また、ベトナムにおける 2000 年ごろから約 15 年間の再エネ分野における雇用機会について分析した報告書を精査すると、太陽光発電は 3.54 人/MW、風力発電は 2.66 人/MW であり、うち約 83% が建設段階、約 17% が運用(Operation and Maintenance, O&M)段階での従事者であった。

PDP8R の電源構成に基づき再エネの運用時の必要人材数を推計すると、図 3-164 のとおりである。



(出典: “Future skills and job creation through renewable energy in Vietnam - Assessing the co-benefits of decarbonizing the power sector, IASS Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam,2019”に基づき、NKES 作成)

図 3-164 PDP8R 記載シナリオ別の太陽光、風力発電で確保が必要な従事者数の推計

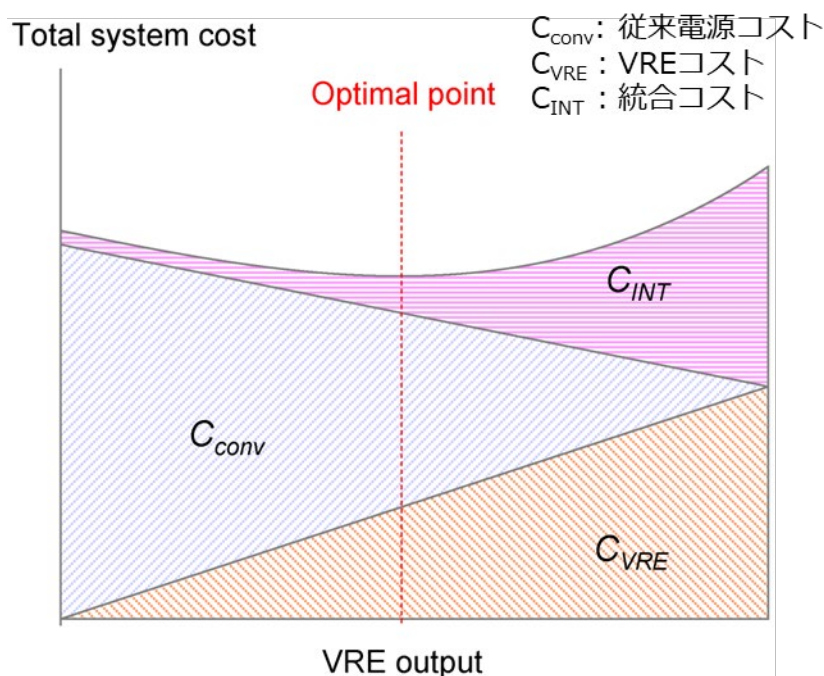
2030年には太陽光、風力の合計で約4.3万人、2050年には約27.0万人が必要となる。ただし、現時点で従事している人材数も含まれている数値となるため、それぞれの数値から現在従事している人材数を差し引いた人数が新規で雇用が必要な人材数となる。

したがって、少なくとも現在より数万人以上の人材確保が必要と推測されるが、VRE推進や送変電設備の増強に合わせて短期的に大量の人材を確保すること、確保した人材の熟練度をすぐに上げることは難しい。そのため、現在の従事者について、より合理的な人材配置を検討することに加え、AI利用によるO&M業務の適正化、省力化を図る必要がある。

また、揚水発電や送変電に関する雇用機会は情報が無いため推計できないが、開発計画を踏まえると同様に大量の人材確保が必要となると考えられる。

(5) VRE導入に伴う統合コストに関する分析

図3-165のとおり、従来の電源(火力等)の電源比率が小さくなり、VREの割合が高くなると、系統増強等が必要となる。この場合に発生する各種コストをまとめて統合コストと呼ぶ。また表3-130のとおり、統合コストは4つに分類でき、そのうちプロフィールコスト(時間的な需給の乖離を補うためのコスト)はさらに4つに区分することができる。



(出典: Re-Defining System LCOE: Costs and Values of Power Sources, Yuhji Matsuo, 2022)

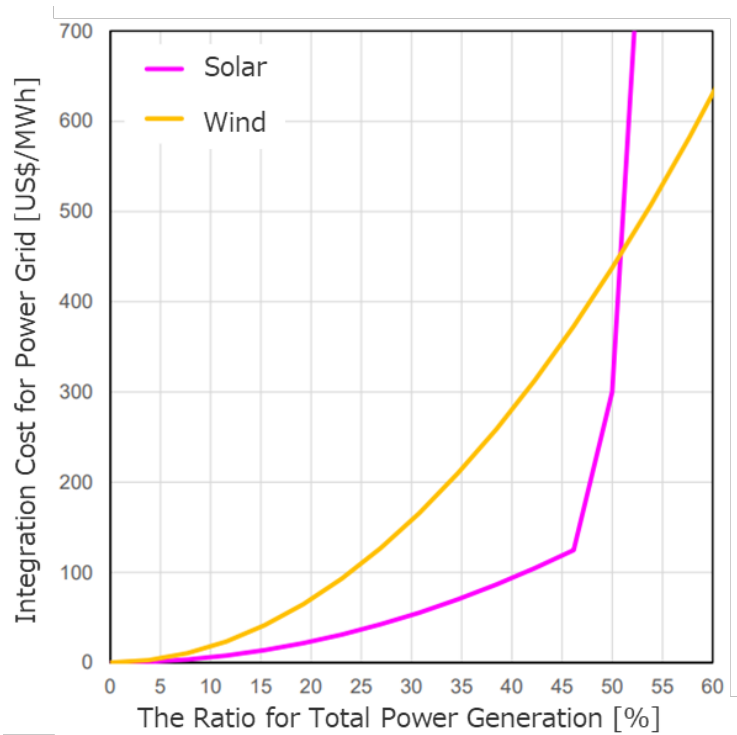
図 3-165 電力システムの総費用とその構成

表 3-130 C_{INT}(統合コスト)の内訳

No	コスト名	詳細
1	バランスコスト	主に短期の予測誤差に伴って追加的に生じる運用上のコスト
2	グリッド増強コスト	発電設備と電力需要の空間的な乖離に伴って生じるコスト。発電設備から系統までの接続線と、グリッド自体の増強の2種類が必要となる。
3	プロファイルコスト	発電設備と電力需要の時間的な乖離に伴って生じるコスト
	(1)バックアップコスト	VREの変動性を補うためのバックアップ電源のコスト
	(2)出力抑制コスト	需要を超える発電量を抑制するコスト
	(3)設備利用率低下コスト	VREの変動により、他の発電設備の利用率が低下するコスト
	(4)起動・停止回数増加コスト	VREの変動により、他の発電設備の起動・停止回数が増えるコスト
4	その他	非同期発電機の増加に伴う費用など

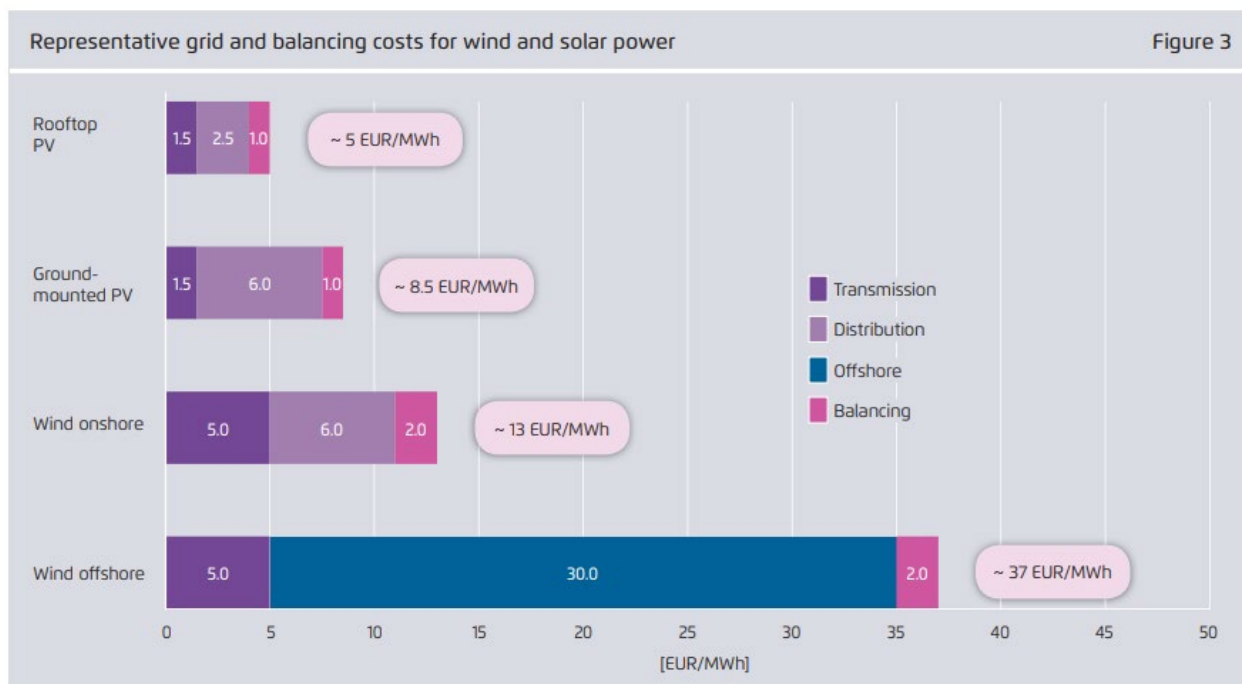
(出典: 変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の経済性評価 – モデル分析からのインプリケーション-, 松尾 雄司、日本エネルギー経済研究所、2020)

日本の分析事例を図 3-166 に示す。VRE 導入率(GWh ベース)が 50%前後から急激に増加していくと示唆されている。図 3-167 に示すドイツの分析事例では、ルーフトップ太陽光、地上型太陽光、陸上風力、洋上風力の VRE 別統合コストが示されており、洋上風力による統合コストが大きいことが示されている。



(出典: 2050年カーボンニュートラルに向けた我が国のエネルギー需給分析、秋元 圭吾、佐野 史典、本間 隆嗣、地球環境産業技術研究機構、2024)

図 3-166 日本における太陽光、風力発電の増加に伴う系統統合費用予測事例



(出典: The Integration Costs of Wind and Solar Power -An Overview of the Debate on the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaic into Power Systems- Background, Agora Energiewende, 2015)

図 3-167 ドイツにおける VRE 別の系統統合費用の分析

なお、具体的な統合コスト試算には、各国それぞれの電力システム事情や人件費等のコストを考慮したシミュレーションに基づいて行う必要がある。他国の事例分析から傾向は参考となるが、コスト感や VRE 導入割合がベトナムに必ずしも当てはまるものではないことに留意が必要である。

ベトナムにおける分析事例を整理すると、表 3-131 のとおりである。各種レポート、論文において統合コストに関して部分的に検討が為されているが、日本の事例やドイツの分析事例のように xxx JPY/kWh や xxx EUR/kWh 等、電源別に統合コストを定量的に整理しきれていない。

表 3-131 ベトナムにおける統合コストに関する分析事例(レポート、論文)

No	文献名	発行年	発行者	文献の概要
1	Impact analysis of integrating significant renewable energy in Vietnam's power sector: A PLEXOS-based analysis of long-term power development planning	2021	NREL	ベトナム電力システムにおける各種再エネ検討を実施するために、オープンソースとして作成された。太陽光や風力のポテンシャル地域等の基本情報はまとめられているが、再エネの統合コストに関しては言及されていない。
2	Estimation of the Future Electricity Price Surcharge for the Integration of Wind and Solar Power into the Vietnamese Electricity System	2019	Do, Thi Hiep & Hoffmann	高比率再エネ実現に向けてVREを大量導入した際に発生するコストを電力価格へ転嫁した際の賦課金額を推定した研究。太陽光、陸上風力、洋上風力それぞれについて賦課金の推計を行っている。あくまで賦課金として電力価格へ転嫁した際のコスト推計に留まっている。
3	Vietnam: A Techno-Economic Analysis of Power Generation	2023	Bloomberg NEF	再エネを含めた各種電源のLCOE算出とVRE急増に伴う系統側の必要対応策について定性的な言及を行っている。ただし、統合コストについては言及されていない。

(出典: NKES 作成)

また、統合コストというのは、再エネ発電による変動吸収の運転の手間、系統整備費用などを含み、これは非再エネ電源の事業者が主に負担することが求められる費用である。

(6) ベトナムの VRE 導入推進に関する課題分析

PDP8R に基づき、VRE 導入に対する技術的な課題を整理すると表 3-132 のとおりである。ここでいう技術的なノウハウというのは、先述した 3.4.1 で記載されているような VRE 割合に応じた系統

シミュレーションの模擬できる能力やシミュレーションを踏まえたシステムの改善、改良計画の立案能力だけでなく、リアルタイムでの出力変動吸収を中央給電指令所といった指令室で管理できる能力も含んだ計画から運転まで多岐に渡る技術的なノウハウを指す。

表 3-132 VRE 導入に対する技術的な課題

No	課題	詳細
1	各種設備の建設に必要なリソースの確保と必要時間の見直し	系統容量増強のため、送電線や変電所の新設/増設が掲げられているが、建設にはそれぞれ時間を要する。また、建設には人員や工事資機材等のリソースにも限りがある。したがって、計画年次内でのプロジェクト完了の見通しが立たないプロジェクトもあり得る。
2	系統制御、監視システムの設備強化	系統容量の増強以外に、周波数や電圧調整システムの高度化といったソフト面の強化も必要となってくる。現時点ではベトナムは高度なモニタリングシステムやスマートグリッド機能実装が進んでいる。しかし、VRE導入割合の増加に伴い、更なる機能の高度化や系統運用方針の改定を図る必要がある。
3	必要資機材の調達時間	世界的な再エネ導入の加速により、世界各国から蓄電池やケーブル、変電設備といった電力システムに関わる資機材の需要が高まっている。そのため、製造会社側も需要過多になりリードタイムが従来より長く設定されているケースも発生している。
4	電力システム統合時のノウハウ共有手法	増強したVREや送変電設備等を電力システムに統合して運用を開始するためには、IEAが述べているようなVREの導入割合に応じた技術的なノウハウが必要である。ベトナム全土で並行して各種設備増強が実施されるが、上手く電力システムに統合できないケースが発生する可能性もある。従い、タイムリーにベトナム全土へ電力システム統合のノウハウを共有することが求められる。
5	フレキシブルなバックアップ電源の地域偏在性	ベトナムにおける既存ベース電源は水力や石炭火力になる。ベトナム国内で開発が進んでいくガス火力と違い、石炭火力は急な出力変動に対応できず、水力発電は調整力を提供できるものの、乾季は稼働率（貯水量）が落ちるという特徴がある。既存発電所だけでなくPDP8Rにおいても新規水力発電プロジェクトは北部と中部に集中しており、南部には少ない。特に調整力が高い揚水発電も同様に北部と中部に計画されており、南部では水力発電および揚水発電による調整力も大きく期待できない。

(出典: NKES 作成)

VRE 導入に対応するため、系統容量増強を図っているものの、柔軟な電力システム構築が必要であることから、ソフト面での強化も必要である。さらに、ハード/ソフト両面の強化全てを計画年次に収めるためには、時間が足りない可能性がある。

調整力がある電源には地域的な偏在性があり、特に南部は揚水発電のポテンシャルが小さいため、蓄電池による調整力が期待される。しかし、PDP8R において蓄電池プロジェクトの開発地域はほぼ言及が無く、どの地域が開発重点地域となるか不明である。

次に、制度的な課題を整理すると表 3-133 のとおりである。

表 3-133 VRE 導入に対する制度的な課題

No	課題	詳細
1	用地取得や許認可関係フローの見直し	投資法に基づきEVNが投資する新設プロジェクトにおいて、プロジェクトの対象が1つの省で完結する場合は、同省の人民委員会による承認で済むが、2つ以上の省をまたがる場合は金額の大小に関わらず、首相承認が必要となる。従って、承認に長い時間が掛かる。このような背景から既に、PDP8で計画した送変電プロジェクトの進捗に影響を与えていることが、PDP8R（ドラフト版、2025年2月公表）で示されている。
2	国家送電網を介した電力取引の整備	既に電力取引市場が形成されており、私設電線による電力取引はメカニズムが確立されている。一方、国家送電網を介した電力取引については、価格法と電力法が複雑に絡み合っており、民間の投資を妨げている状況にある。
3	高度な技術者の育成と確保	VRE、蓄電池等の調整力、スマートグリッドを上手く運用していくためには、高度な技能を持つ技術者の育成が必要となるが、PDP8Rで計画した内容を実現するためには何人くらいの人材が必要になるか、またどのような人材育成制度の見直しが必要になるか、不明の状況である。
4	VRE導入割合増加に伴う統合コスト	VRE導入が増えると統合コストが増加するが、PDP8R内では導入割合に応じた統合コスト上昇について言及されていない。ベトナムがPDP8Rで目指すと示したVRE導入割合を実現した際に発生している統合コストのコスト感および統合コストについて議論が必要になる。

(出典: NKES 作成)

VRE 導入に対して送変電含めたプロジェクトを推進するためには、迅速な行政の対応が必要となるが、現時点で既に PDP8 で計画したプロジェクトに遅延が発生しており、PDP8R の計画に対しても同様に影響が予想される。国家送電網を介した電力取引メカニズムの見直しが、VRE 導入促進における民間の投資の鍵となる。さらに、VREおよびVREに対する送変電や調整力を提供する設備の増設には、大量の人材が必要となる。

(7) ベトナムのVRE 導入推進に関する提言

技術的、制度的課題の分析から、VRE の導入を推進するためには表 3-134 のような対応を提言する。

表 3-134 VRE 導入に伴う提言

No	提言	詳細
1	VRE促進を阻害する各種法規制の改正	外資からのVREへの投資を増やすことが、ベトナム政府が掲げるVRE導入率の達成に繋がる。そのためには、電力取引規制や開発承認フロー等に関する法律を改正し、規制を緩和することが必要になる。
2	VRE促進のためのリソース確保と配分	世界的なVRE導入の高まりにより、ケーブルや変圧器等の必要資材のリードタイムが増加している。また、世界情勢を受けて、諸々のコストも大きく変化している状況にあるため、外乱によってPDP8Rで計画した内容が達成できない可能性がある。そのため優先すべき地域など、リソースの配分方針を明らかにする必要がある。
3	施策の優先順位付けとタイムラインの設定	急速なVRE導入に対応するためにはリソースの確保以外に、施策間でも優先順位を付ける必要がある。優先順位を決定したうえで、タイムラインを作成して、施策実施の時間軸を明らかに必要がある。
4	蓄電池増強計画の明示	揚水発電のポテンシャルが他の地域より小さい南部地域は蓄電池による調整力が期待されるが、現時点では南部地域における蓄電池の増強計画について詳しく言及されていない。民間企業によるVREへの投資が滞らないようにするために、地域特性を考慮した蓄電池計画を明らかにすることで、調整力を提供する準備を進めていることを示す必要がある。
5	統合コストに関する分析と政策	ベトナムの電力系統に関するVREの増加に伴う統合コストの研究は進められているが限定的で、kWhあたりxxx VND等、定量化が十分にできていない。従い、柔軟性の確保策や系統増強費用を総合的に議論し、ベトナムにおけるVRE導入割合の増加に伴う統合コストの増加を取りまとめる必要がある。さらに、統合コストの増加に伴って電力価格等への反映も考えられるため、政策面への検討も強く進める必要がある。

(出典: NKES 作成)

VRE 導入に伴い、電力系統側は膨大な人的、物的リソース確保が必要となるため、それらを確保もしくは負担を合理化できるような施策を進めることが重要になる。

また、系統増強等の計画をベトナム全国で並行して推進することは難しいため、優先順位をつけた上でタイムラインを設定し、取り組み方針を明らかにする必要がある。

さらに、VRE 導入割合増加に伴って増加する統合コストは電力価格などに転嫁されることが考えられる。国家の運営にあたり、電力価格への国民の関心は非常に高いため、電力価格へ転嫁など統合コストの観点からも十分に議論する必要がある。

3.4.3 日本企業の競争優位性の分析

(1) ベトナムにおける太陽光分野への外資系参入状況

まず地上型の大規模太陽光発電プロジェクトについて整理したところ、表 3-135 のとおりである。アジア勢が多く参入しており、一部欧州や北米企業が参入していることを確認した。特に中国勢の Trina、Jinko、LONGi、JA Solar いずれもベトナム国内にモジュール生産工場を有しており、アメリカの First Solar もホーチミン市にモジュール生産工場がある。マレーシア、タイ、インドネシアなどに海外工場を持つ日本勢も、ベトナムには工場を持っていない。

表 3-135 (地上型)大規模太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置	プロジェクトの実施地域例等
1	Thai Solar Energy	タイ	開発事業者	Bac Lieu省、Ninh Thuan省
2	Super Energy Corporation	タイ	開発事業者	Bac Lieu省、Ninh Thuan省
3	Gulf Energy Development	タイ	開発事業者	Tay Ninh省
4	Sunseap	シンガポール	開発事業者	Ninh Thuan省
5	EDP Renewables	ポルトガル	開発事業者	Sunseapと協業し、中国系企業から発電所を買収
6	Hanwha Energy	韓国	開発事業者	Long An省、Khan Hoa 省
7	Sharp Energy Solutions	日本	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー	Quang Ngai省、Ninh Thuan省
8	Trina Solar	中国	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー	Khanh Hoa省、Ninh Thuan省
9	Jinko Solar	中国	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー	Dak Lak省
10	Canadian Solar	カナダ	EPC事業者、サプライヤー	Quang Tri省、Dong Nai省
11	Hanwha Q Cells	韓国	EPC事業者、サプライヤー	Ninh Thuan省
12	LONGi Solar	中国	サプライヤー	Ninh Thuan省、Dak Lak省
13	JA Solar	中国	サプライヤー	Long An省、Ninh Tuan省
14	First Solar	アメリカ	サプライヤー	Tay Ninh省、Thua Thien Hue省

(注 1): 公開情報に基づき整理したため、プロジェクトエリアは参考情報。

(注 2): EDP Renewables は 2022 年に Sunseap を買収した。

(出典: NKES 作成)

次に産業用ルーフトップ太陽光発電だが、表 3-136 のとおりである。地上型大規模太陽光発電と同様にアジア勢が多く参入しており、一部欧州や北米企業が参入している。主に工業団地内案件において、外資系の参画を確認した。

表 3-136 (産業用)ルーフトップ太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置	納入先、活動分野等
1	Total Energies	フランス	開発事業者	工業団地等の工場
2	Sunseap (EDP Renewables)	シンガポール	開発事業者	工業団地等の工場
3	Cleantech Solar	シンガポール	開発事業者	工業団地等の工場
4	Sky Solar	シンガポール	開発事業者	工業団地等の工場
5	EDF Renewables	フランス	開発事業者	工業団地等の工場で、Sky Solarと協業案件あり
6	Shizen Energy	日本	開発事業者	工場
7	Sharp Energy Solutions	日本	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー	工業団地等の工場
8	Trina Solar	中国	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー	工業団地等の工場
9	Jinko Solar	中国	EPC事業者、サプライヤー	工業団地等の工場
10	Canadian Solar	中国	EPC事業者、サプライヤー	工場
11	LONGi Solar	中国	サプライヤー	工業団地等の工場
12	JA Solar	中国	サプライヤー	工業団地等の工場

(注): 公開情報に基づき整理したため、プロジェクトエリアは参考情報。

(出典: NKES 作成)

最後に住宅用ルーフトップ太陽光発電は、表 3-137 である。ベトナム国内の中小企業が主体となって市場展開しており、開発事業者や EPC 事業者という点では外資系の参入は確認できなかった。一方、地上型大規模や産業用ルーフトップと同じく、中国勢のモジュールが採用されていることを確認した。

表 3-137 (住宅用)ルーフトップ太陽光発電プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置
1	Solar BK	ベトナム	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー
2	Vu Phong Solar	ベトナム	開発事業者、EPC事業者、サプライヤー
3	Sao Mai Solar	ベトナム	開発事業者、EPC事業者
4	TTC Energy	ベトナム	開発事業者、EPC事業者
5	Vietnam Eco Energy	ベトナム	開発事業者、EPC事業者
6	Halcom Vietnam	ベトナム	開発事業者
7	Hiep Thanh Group	ベトナム	EPC事業者
8	Red Sun Energy	ベトナム	EPC事業者
9	Dat Solar	ベトナム	EPC事業者
10	Phuong Nam Solar	ベトナム	EPC事業者
11	SAVINA Solar	ベトナム	EPC事業者
12	JA Solar	中国	サプライヤー
13	LONGi Solar	中国	サプライヤー
14	Jinko Solar	中国	サプライヤー

(出典: NKES 作成)

(2) ベトナムにおける陸上風力分野への外資系参入状況

整理した内容を表 3-138 に示す。タービンを提供する企業の多くは欧州、北米勢が提供しているが、一部アジア勢もタービンだけでなく、タワー部分についても提供している。また、開発事業者としては欧州、アジア勢共に参画している。

表 3-138 陸上風力発電プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置	プロジェクトの実施地域例等
1	UPC Renewables	イタリア	開発事業者	Ninh Thuan省、Kien Giang省
2	Super Energy Corporation	タイ	開発事業者	Phu Yen省、Gia Lai省
3	AC Energy	フィリピン	開発事業者	Binh Thuan省、Quang Binh省
4	EDP Renewables	ポルトガル	開発事業者	Tien Giang省、Quang Tri省
5	BayWa r.e.	ドイツ	開発事業者	公式Web site上でベトナムへの参入意向表明あり
6	EDC	韓国	開発事業者	FS段階で、本格参入の有無は不明
7	BPP Vinh Chau	タイ	開発事業者	Soc Trang省
8	The Blue Circle	シンガポール	開発事業者	Ninh Thuan省、AC Energyと協業。
9	Simes Gamesa	ドイツ	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタービンOEMを提供
10	Vestas	デンマーク	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタービンOEMを提供
11	GE Renewable Energy	アメリカ	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタービンOEMを提供
12	Goldwind	中国	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタービンOEMを提供
13	CS Wind	韓国	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタワーを提供
14	Doosan Heavy Industries	韓国	EPC事業者、サプライヤー	サプライヤーとしてタワーを提供
15	Enercon	ドイツ	サプライヤー	サプライヤーとしてタービンOEMを提供。ただし、小型案件

(注): 公開情報に基づき整理したため、プロジェクトエリアは参考情報。
(出典: NKES 作成)

(3) ベトナムにおける洋上風力分野への外資系参入状況

整理した内容を表 3-139 に示す。欧州勢が多く、特にデンマーク企業が参入済み、もしくは参入計画にある。先述のとおり、再生可能エネルギーで発電した電力を国家送電網を介した取引などの法制備等が整っていないことから、参入を決めかねている会社が多い。

世界最大の洋上風力発電会社の Orsted(デンマーク)は参入をしたものの、規制や政治的不安定性を理由にベトナム市場への投資を停止、エネルギー会社の Equinor (ノルウェー)は既にベトナムの洋上風力市場から撤退している。

表 3-139 洋上風力発電プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置	プロジェクトの実施地域例等
1	CIP	デンマーク	開発事業者	Lan Gan offshore wind projectを実施中
2	BP	イギリス	開発事業者	Thang Long offshore windを実施予定
3	Enterprize Energy	イギリス	開発事業者	BPと共にThang Long offshore windを実施予定
4	Corio Generation	イギリス	開発事業者	FS段階
5	SK E&S	韓国	開発事業者	同上
6	Doosan Heavy Industries	韓国	EPC事業者	同上
7	CS Wind	韓国	EPC事業者、サプライヤー	FS段階
8	Vestas	デンマーク	サプライヤー	FS段階で、タービン供給を計画中
9	Siemens Gamesa	ドイツ	サプライヤー	同上
10	GE Renewable Energy	アメリカ	サプライヤー	同上
11	Ming Yang Smart Energy	中国	サプライヤー	同上
12	LS Cable & System	韓国	サプライヤー	FS段階で、海底ケーブル供給を計画中
13	Prysmian Group	イタリア	サプライヤー	同上
14	NKT Cables	デンマーク	サプライヤー	同上
15	Steelwind Nordenham	ドイツ	サプライヤー	FS段階で、洋上基礎供給を計画中
16	Bladt Industries	デンマーク	サプライヤー	FS段階で、洋上基礎供給を計画中

(注): 公開情報に基づき整理したため、プロジェクトエリアは参考情報。
(出典: NKES 作成)

(4) ベトナムにおける蓄電池分野への外資系参入状況

蓄電池においては PDP8R に記載のとおり、太陽光発電所に共に設置される蓄電池など、現時点では市場は限定的で外資系の参入状況も同様であった。

表 3-140 のとおり、蓄電池事業の実例を確認できた企業の中では南部地域での活動が中心となっており、南部は揚水発電のポテンシャルが他の地域に比べて小さいため、地域のニーズと一致している。

表 3-140 蓄電池プロジェクトの外資系参入状況

No	企業名	国	立ち位置	プロジェクトの実施地域例等
1	Gulf Energy Development	タイ	開発事業者	Tay Ninh省、Binh Duong省で数百MW規模の蓄電池事業を検討中
2	EDP Renewables (Sunseap)	ポルトガル	開発事業者	FS段階
3	Sungrow	中国	EPC事業者、メーカー	南部（Long Ang省等）の工業団地のルーフトップ太陽光向け
4	ABB	スイス	EPC事業者	ホーチミン市でPECC2と共に現在実証事業中
5	Siemens	ドイツ	EPC事業者	蓄電池事業のFS提案中
6	Samsung Sdi	韓国	メーカー	ベトナム蓄電池事業に興味があるとの報道あり
7	LG Energy Solution	韓国	メーカー	同上
8	BYD	中国	メーカー	同上
9	CATL	中国	メーカー	セルをEPC事業者へ納入した実績あり
10	Tesla Energy	アメリカ	メーカー	住宅向けに納入実績あり

(注): 公開情報に基づき整理したため、プロジェクトエリアは参考情報。
(出典: NKES 作成)

(5) ベトナムの再生可能エネルギー市場における日本企業の競争優位性について

太陽光については一部日本企業が参入しているものの、日本国内と同様に中国企業の市場影響力が強く、日系企業の優位性は高くない。陸上風力については開発が進んでいるが、欧州系が開発事業者として強く、EPC 事業者もしくはサプライヤーは欧州勢、東アジア勢が半々程度であることから、こちらも日系企業の優位性は高くない。

さらに洋上風力について、洋上風力施工実績を有する欧州企業が既に一部撤退していること、調査段階で止まっている企業を多数確認したことから、ベトナム市場での洋上風力市場は思うように形成が進んでいないと考えられる。また撤退背景には、ベトナムの電力市場の改革が思うように進んでおらず、プロジェクトの実現までに時間が要すること、世界的な洋上風力の潮流を受けて事業継続には利益が高そうな地域でのプロジェクトへ企業内リソースを集中させるという判断からベトナム市場からの撤退を決めたと推測される。

再エネ関連市場は発電設備だけが主役ではなく、再エネから送電された電力を上手く調整する系統側でのビジネスにもポテンシャルがある。表 3-141 に日本、中国、欧州企業の得意分野を示す。日本企業が日本市場で培ってきた得意としている技術は再エネ発電そのものではなく、アンシラリーサービスという、電気の品質を安定化させる要素である周波数、電圧の統合制御にある。

表 3-141 日本、中国、欧州企業の得意分野分析

名称	得意分野	詳細	考察
日本	アンシラリーサービス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 電気の品質を安定化させる要素である周波数、電圧の統合制御が得意。 ✓ 発電量のうちに占めるVRE割合が高くなればなるほど、制御条件が複雑になるが、そうなるも壊れない、破綻させないことが前提の系統制御技術を有する。 ✓ 電力会社だけでなく、重電メーカー、制御システムメーカーといった各企業が連携して成立している。 	<ul style="list-style-type: none"> • 欧州とは違い、壊れない、破綻させない制御が前提にあるため、工業地帯のような操業を止められない場所での採用で優位性がある。 • 今後ベトナムの南北地域の電力融通強化にあたり、元々の地域との連系が脆弱であった中部地域付近の系統も増強されていくが、南北の連系を破綻させないという意味でアンシラリーサービス強化が考えられる。
中国	太陽光、風力、蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 国家政策もあって安く、大量に生産できる能力を持つ。 ✓ 太陽光、風力、蓄電池分野においてEPCまで一気通貫で案件形成できる。 ✓ 他国企業が発電事業の主たる事業者であっても、実際に供給される太陽光パネル等は中国製製品といったような大きな影響力がある。 	<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光の主要製品についてはほぼ寡占状態ではないかと推測される。 • 蓄電池事業は同国のEV政策との相乗効果もあり、大量に生産できる能力がある。 • 太陽光、蓄電池事業における日本企業の商機は決して大きくはない。
欧州	風力、蓄電池、アンシラリーサービス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 洋上風力や蓄電池事業の市場づくり等で先行している。 ✓ EUが環境規制に厳しく環境性能が高い製品、技術がある。 ✓ 広域系統運用が得意だが、思想が日本と違う。 	<ul style="list-style-type: none"> • 北海等の洋上風力や欧州内での蓄電池ビジネスの実績があり、同分野での日本企業の商機は決して大きくはない。 • アンシラリーサービスの考え方に違いがあるため、多少の事故等を許容できる場所では、欧州企業の方が優位性がある。

(出典:NKES 作成)

同様の技術をもつのは欧州企業であるが、欧州では電力システムは早くから「市場」として設計されてきた。国境を越えた広域系統を前提に、需給調整や周波数維持は個別設備の完全性ではなく、多数の参加者を束ねる制度と市場によって達成されるものとされてきた。アンシラリーサービスもその延長線上にあり、基本的に分単位で反応時間や出力精度といった要件が明確に定義された「商品」として扱われる。したがって欧州企業の競争力は、各商品定義に適合する形で、大きな系統全体に分散した電源や蓄電池を束ねる部分にある。

一方、日本の電力システムは、同じく再エネ拡大を経験しながらも、まったく異なる前提で発展してきた。日本は島国であり、系統の連系余力は限られ、自然災害も多い。そのため、電力の安定供給は欧州のように市場によって平均化されるものではなく、現場で破綻させないことが強く意識されてきた。結果として、アンシラリーサービスは「売る商品」というよりも、「電力システムを守るために内包すべき機能」として扱われてきた。日本企業が強みを持つのは発電機、蓄電池、需要設備を含む複数の実機をミリ秒から秒の時間軸で協調させ、推定外の事象が起きても系統を落とさない制御を設計・実装する能力である。

電気の品質を保つ欧州の制御システムも日本の制御システムも、通常運転では同じように周波数を維持し、出力を調整しているように見えるが、系統が逼迫し、設備が部分的に機能を失い、制度が想定していない事象が起きた瞬間に、前述した前提の違いが顕在化する。欧州では、そのような状況を最終的に吸収するのは送電事業者と需給調整を束ねる制度であり、その吸収は確率論的。日本はその瞬間を耐えきること自体が設備と制御の責任であり、設計思想は決定論的である。

したがって、日本企業の競争優位性は系統の混雑、混乱等でも操業継続が求められる、産業インフラと直結したような環境でのアンシラリーサービスを提供する設備で強みがある。

3.5 具体的な戦略策定

3.5.1 火力発電所の脱炭素化に向けたロードマップ

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントの脱炭素化の方向性について分析する。技術的に実現可能である場合、アンモニア専焼による脱炭素化を目指すことが第一案となる。他方、図 3-168 に示すように、亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントの最大の課題は、無煙炭ボイラに置いてアンモニア混焼技術が実証化されておらず、かつ、高混焼率化に向けた今後の開発スケジュールが未定である点である。そのため、仮に今後技術的に無煙炭ボイラでのアンモニア専焼が実現しなかった場合、CCS との併

用もしくは市場からのクレジット調達によるオフセットを併用した形での脱炭素化を目指す形となる。また、第二案として、プラント近接地に大規模用地を確保することで、CCS 中心での脱炭素化を目指すことも考え得る。



(出典: NKES 作成)

図 3-168 火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめ（再掲）

このように多様な可能性がある中で、まず取り組むべきは、亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントにおけるアンモニア混焼/専焼の可能性を探ることである。まずは 2%程度の混焼実証を 2030 年より手前で実施できるよう、2026、2027 年度で個別プラントにおける詳細な F/S と、アンモニア混焼の実証計画を策定することが望ましい。並行して、CCS の貯留地選定と必要な用地の確保に向けた検討は実施すべきである。2020 年代後半から混焼実証を開始し、2035 年頃にかけて混焼率を 20%程度にまで拡大できることが望ましい。この段階で、専焼化実現可能性が高いと見込まれる場合は、引き続き専焼化に向けた実証を継続し、アンモニア専焼プラントの商用化に向けて専焼化実現が難しい場合もしくはアンモニアの価格が想定よりも高いことが見込まれる場合は、アンモニア混焼とオフセットもしくは CCS の併用による脱炭素化を目指す。仮に CCS 用地確保に成功し、かつ CCS の方が安価な場合は、CCS 中心の脱炭素プラント商用化を選択する形が望ましい。

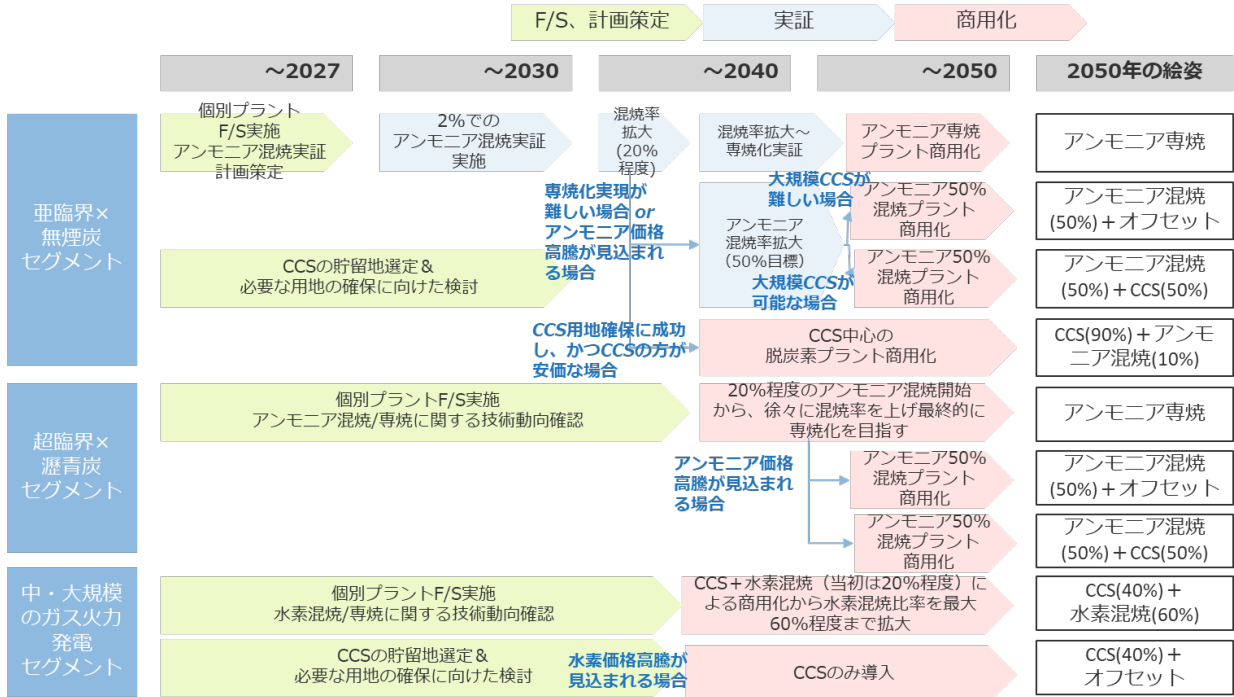
なお、亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントにおいては、改修に設計から 4 年 9 か月程度かかることが見込まれる。そのため、最後のプラントでも 2045 年には設計を開始する必要がある。また、停止期間は半年を見込んでいる。亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントの発電所は 16 か所存在するため、仮に停止期間にかぶりがないように改修を実施する場合、一号案件は遅くとも 2037 年には設計を開始する必要がある。

また、超臨界ボイラ×瀝青炭セグメントにおいては、アンモニア専焼を目指すことで脱炭素化を目指すケースが、最も実現可能性が高いという結果が得られた。亜臨界ボイラ×無煙炭セグメントと異なり、日本でも混焼化・専焼化の実証が進んでいる領域であるため、個別プラントの F/S は実施しつつ、アンモニア混焼/専焼に関する技術動向を確認しながら、2035 年頃からの商用化導入を検討する。なお、超臨界ボイラ×瀝青炭セグメントについては、改修に設計から 5 年 9 か月程度かかることが見込まれる。そのため、最後のプラントでも 2044 年には設計を開始する必要がある。停止期間は、仮に半年と仮定すると、超臨界ボイラ×瀝青炭セグメントの発電所は 4 か所存在するため、停止期間にかぶりがないように改修を実施する場合、一号案件は遅くとも 2042 年には設計を開始する必要がある。

ガス火力発電所では、CCS を中心とした脱炭素化を進めることが最もコストの安い手段であることが分かった。他方、CCS 単体では完全な脱炭素化は実現できないため、CCS を可能な限り高効率

で活用しつつ、水素混焼と併用しながら脱炭素化を目指していく道筋になると考えられる。また、中・大規模のガス火力発電所については、改修に4年9か月程度かかることが見込まれる。そのため、最後のプラントでも2045年には設計を開始する必要がある。停止期間は仮に半年と仮定すると、中・大規模の火力発電所は18か所存在するため、停止期間にかぶりがないように改修を実施する場合、一号案件は遅くとも2036年には設計を開始する必要がある。

これらを加味すると、脱炭素化に向けたロードマップは図3-169のように整理できる。



(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-169 ベトナム石炭・ガス火力発電の脱炭素化に向けた全体ロードマップ

なお、2025年7月に、Decree119/2025が発表されている。Decree119/2025は、企業間の排出間取引について定めた文書である。2025、2026年度からGHG排出枠の設定を試験的に実施する形となっており、一部の火力発電所、鉄鋼生産施設、セメント生産施設に関してはGHG排出枠が設けられている。2028年度以降は全ての火力発電所にGHG排出枠が設けられる予定である。短期的には、各プラントの排出量を削減するには、オペレーションを高度化・効率化するか、オフセットするか、バイオマスを活用する方法が考えられる。ただし、バイオマスはあくまでも短期的なソリューションであり、2050年の絵姿から逆算した本ロードマップにおいては言及しない。なお、オフセットの上限は排出枠の30%と設定される見込みである。

3.5.2 ロードマップ実現に向けた課題と解決に向けたアクションプラン

3.5.1にて検討したロードマップの実現に向けては、3.3で検討したとおり、アンモニア混焼、水素混焼、バイオマス混焼、CCSそれぞれの導入において、サプライチェーン、コスト、環境影響の観点で多様な課題が存在する。これらの課題を改めて取りまとめると、図3-170のように整理される。

全体・発電所単位でのロードマップがあった上で、実現のため、各課題に対応する施策の整備が必要

サブライチェーン上の課題								
	燃料製造	燃料輸送	燃料貯蔵	燃焼	排出/回収	コスト面の課題	環境への影響に関する課題	
水素	輸入する場合は中東 or オーストラリアから ただし輸送コストが高いため、 国家水素戦略の水素製造目標を達成 することが重要		大型の液化貯蔵設備の開発が必要	混焼率30%の実証は日本で成功しているもののベトナムでも実証必要	(特段の問題なし)	2050年時点でもブルー水素で369USD / ton-CO2と高価	高温燃焼となり、NOxが出やすい	
アンモニア		既存タンカーで輸送可能 アンモニア専用船を受入可能なJetty整備が必要	毒物のため漏洩対策・安全管理が必要 狭いプラントでは貯蔵場所の確保が必要	無煙炭との混焼は日本でも実証中(ただしIHは20%混焼を目指している)	日本でNOx排出削減実証中で、技術的には確立されていない	2050年時点でもブルーアンモニアで197USD / ton-CO2と高価	NOx排出抑制が必要	
バイオマス	大量バイオマス燃料の安定調達 が課題	(特段の問題なし)	狭いプラントでは貯蔵場所の確保が必要	無煙炭混焼は技術難度が高い ホワイトペレットの場合ボイラの摩耗が早い	(特段の問題なし)	(特段の問題なし)	森林破壊に繋がらないようFSC認証材や残渣活用に限定することが必要	
	分離・回収		輸送		貯蔵			
CCS	現状設備の回収量に限界 CCS設備の配置スペースが課題		液化CO2輸送船の受入Jetty整備が必要 ベトナム北部の場合、貯留域まで海上輸送が必要。液化CO2輸送技術の開発が待たれる		ベトナム南部海域は高いCO2貯留ポテンシャルがあるものの利用に関する詳細調査・実証は未実施			回収単価は100-150USD/ton-CO2と、水素・アンモニアと比較すると安価だが一定かかる CCSに関する法律制度フレームワークの整備が必要

(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-170 全体ロードマップ実現に向けた課題

特に課題として大きいのはコストの問題である。図 3-171 は亜臨界×無煙炭セグメントにおいてアンモニア混焼⇒専焼化プロセスを2030年から2050年にかけて実施したと仮定した際の、費用便益分析結果である。作成における仮定は下記のとおりである。

- ・アンモニア混焼・専焼化によるコスト増分と、CO₂排出量削減による環境価値を比較して作成
- ・CAPEXは運転開始前年度に全て発生すると仮定
- ・2039年までは混焼率20%、2040～2045年までは混焼率50%、2046年以降はアンモニア専焼化という前提で試算
- ・混焼率増加、専焼化における追加CAPEXは考慮していない

図 3-171 のとおり、一番炭素価格が高い Net Zero Scenario を除き、各年においてアンモニア混焼・専焼化の導入コストが CO₂ 排出量削減による環境価値を上回ることは考えにくいという結果が得られた。他方、炭素価格が高い Net Zero Scenario では、2050年に炭素価格が250 USD/t-CO₂になるという予測になっていることもあり、専焼化できれば一定の便益が得られるという分析結果になっている。これにより、各年のマイナス分について、何らかの政策的なインセンティブにより補填されるか、或いはアンモニア価格が大幅に下がらない限り、アンモニア混焼・専焼化商用化は2040年代後半まで実現しないことが分かる。

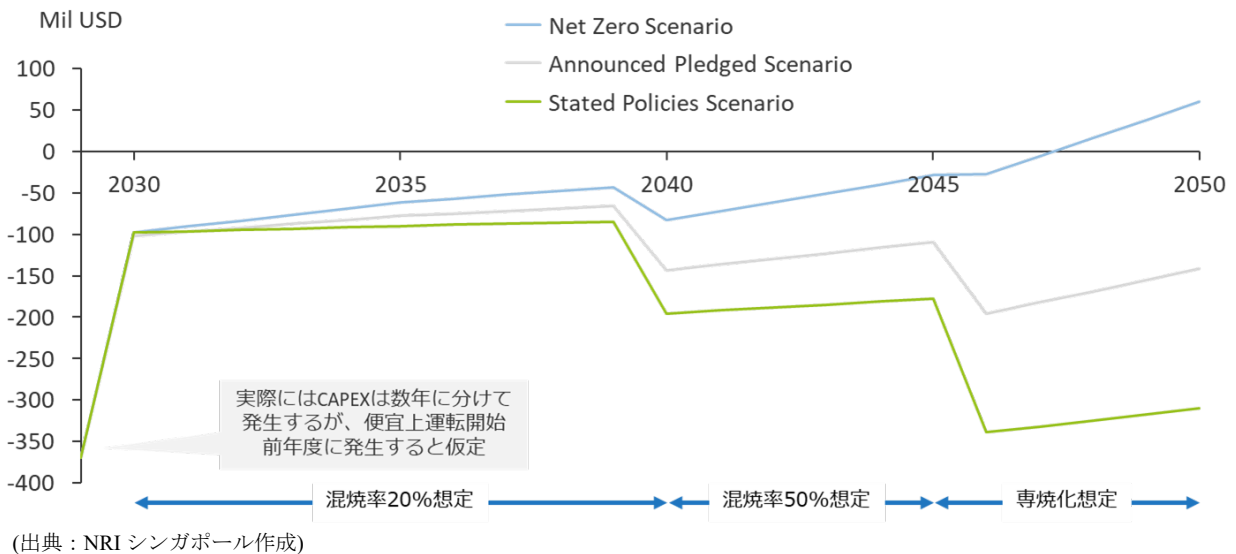


図 3-171 亜臨界×無煙炭におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析

同様の分析を、瀝青炭×超臨界セグメントにおいても実施した結果が、図 3-172 となる。瀝青炭×超臨界セグメントの場合、炭素価格が Announced Pledged Scenario で推移しても、2045 年頃には便益が費用を上回るという分析結果となった。また、Stated Policies Scenario であっても、毎年のマイナスは亜臨界×無煙炭セグメントにおける分析結果と比較すると小さく、瀝青炭×超臨界セグメントにおける、アンモニア混焼・専焼のコスト面でのフィージビリティは相対的に高いと考えられる。

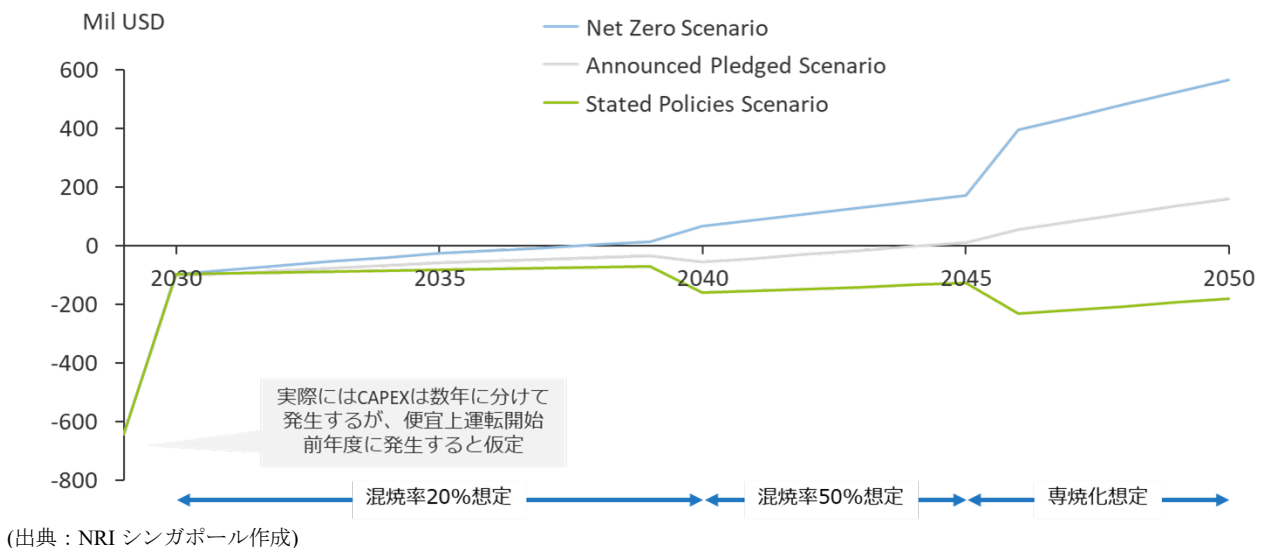
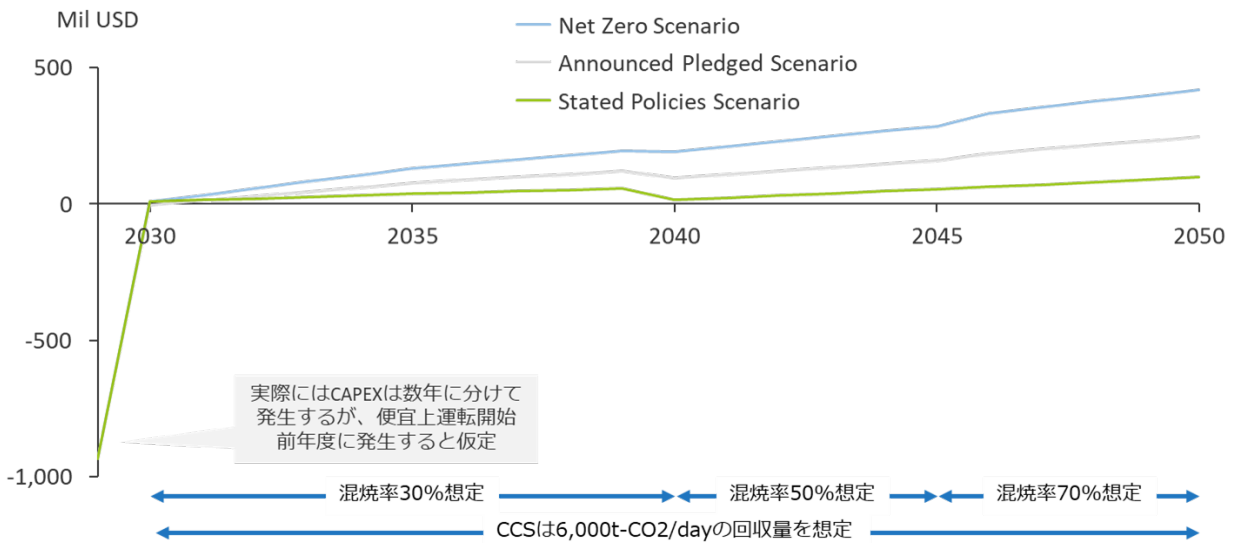


図 3-172 瀝青炭×超臨界におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析

また、中・大規模のガス火力発電セグメントにおいて、CCS・水素混焼の双方の活用による脱炭素化を目指す場合の費用便益分析結果が図 3-173 である。中・大規模のガス火力発電所においては、CCS を最大限活用し、脱炭素化に向けた不足分を水素混焼で補うことで、コストを抑えながら脱炭素化を達成することができる事が分かる。



(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-173 中・大規模のガス火力発電におけるアンモニア混焼・専焼導入時の費用便益分析

コストについて深堀検討を実施したが、ロードマップを実現するために直面する課題を解決し、脱炭素化を実現するための打ち手は、図 3-174 のように整理される。各打ち手において、日本の取組状況を参考にしながら、アクションプランとして具体化を実施する。

**具体的な脱炭素計画の策定
(全体、発電所単位)**

全体・発電所単位でのロードマップがあった上で、実現のため、各課題に対応する施策の整備が必要

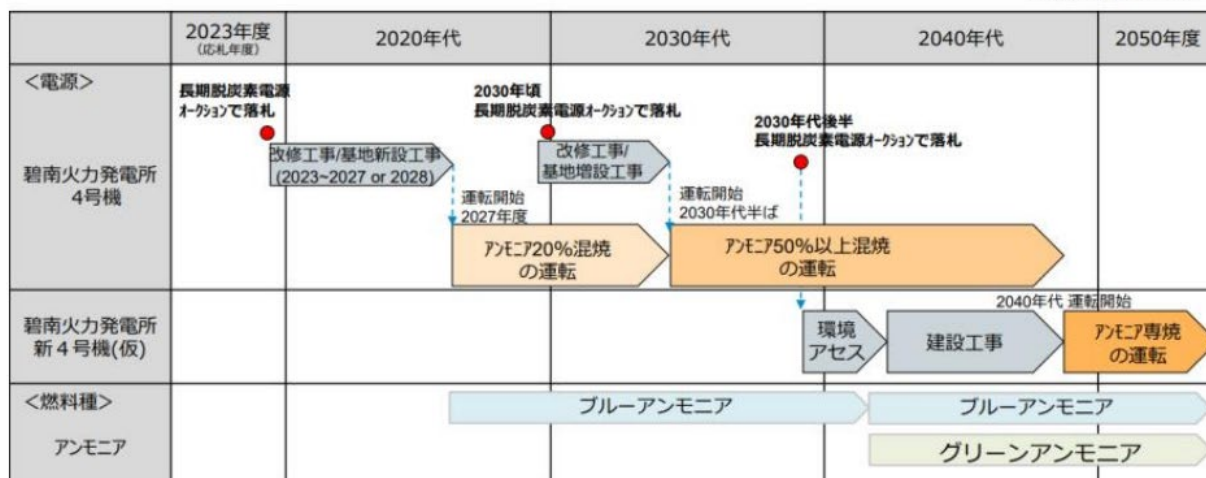
	サプライチェーン上の課題					コスト面の課題	環境への影響に関する課題
	燃料製造	燃料輸送	燃料貯蔵	燃焼	排出/回収		
水素	輸入する場合に中東やオーストラリアからただし輸送コストが高くなる。国内水素戦略の水素製造目標を達成することが重要	輸送・貯蔵インフラの拡充	大型の液化のため	混焼率30%の導入は日本でも成功しているもののベトナムでも実現が必要	(特段の問題なし)	2050年時点でもブルー水素で369USD / ton-CO2と高値	高温燃焼となり、NOxが出やすい
アンモニア	国内燃料製造の検討	アンモニア専用船の受入可能なjetty整備が必要	安全配慮・管理	無煙炭との混焼は日本でも実証中(ただし20%混焼を目指している)	日本でも実証中。燃焼技術の確立	2050年時点でもブルーアンモニアで197USD / ton-CO2と高値	NOx、SOx排出抑制が必要
バイオマス	大量バイオマス燃料の安定調達課題	(特段の問題なし)	新しいプラントでは貯蔵場所の確保が必要	無煙炭混焼は技術難度が高いホワイトペレットの場合ボイラの摩耗が早い	(特段の問題なし)	(特段の問題なし)	森林破壊に繋がらないようFSC認証材や残渣活用に限定することが必要
CCS	現状設備の回収率に限界	ベトナムやインドネシアにjetty整備が必要	輸送・貯蔵インフラの拡充	インドネシア南部海域は高いCO2貯蔵能力を有しているが、CO2貯蔵技術の開発が待たれる	法的フレームワークの整備	100-150USD/ton-CO2と高値	CO2貯蔵地での環境影響に適切にモニタリング

(出典：NRI シンガポール作成)

図 3-174 課題解決に必要な打ち手の整理

(a) 具体的な脱炭素計画の策定

日本では、発電所毎に脱炭素化ロードマップを作成している。図 3-175 は、碧南火力発電所 4 号機の脱炭素化ロードマップである。2026 年度、2027 年度にかけて、発電所毎に異なる施設・設備要件を加味しながら発電所単位での脱炭素化ロードマップを作成することが重要である。



- <前提条件>
- ✓ 長期脱炭素電源オークション、サプライチェーン支援等の制度適用を通じた、適切な投資回収及び事業性の確保
 - ✓ 混焼・専焼化のための技術開発の実現及び実証試験の成功
 - ✓ 混焼率向上・専焼化のための投資にあたり、金融機関から資金調達ができること
 - ✓ 20%混焼の運転開始時期は、サプライチェーン支援等の制度適用を踏まえたアンモニア製造事業等の進捗を考慮して2027年度から変更する
 - ✓ 混焼開始時におけるブルーアンモニアの利用については、サプライチェーン支援等の制度適用やCCSの開発状況を踏まえて決定
 - ✓ 2040年代のブルー/グリーンアンモニアの利用は、経済性や炭素価格等を踏まえて総合的に判断

(出典：001_04_00.pdf)

図 3-175 碧南火力発電所 4 号機の脱炭素化ロードマップ

(b) 国内燃料製造の検討/輸送・貯蔵インフラの拡充/燃焼技術の確立

日本では、2030年時点で年300万トン、2050年に年3,000万トンの燃料アンモニアが国内需要として発生すると予想されている⁹中で、2020年時点では約80万トンしか原料用アンモニアが製造されていない。そのため、市場の拡大に対応する燃料アンモニアサプライチェーンの構築が急務である。そこで、NEDOのグリーンイノベーション基金事業という枠組みの中で、698億円の予算を確保し、アンモニア供給コストの低減並びにアンモニアの発電利用における高混焼化・専焼化に関する検討を実施している。

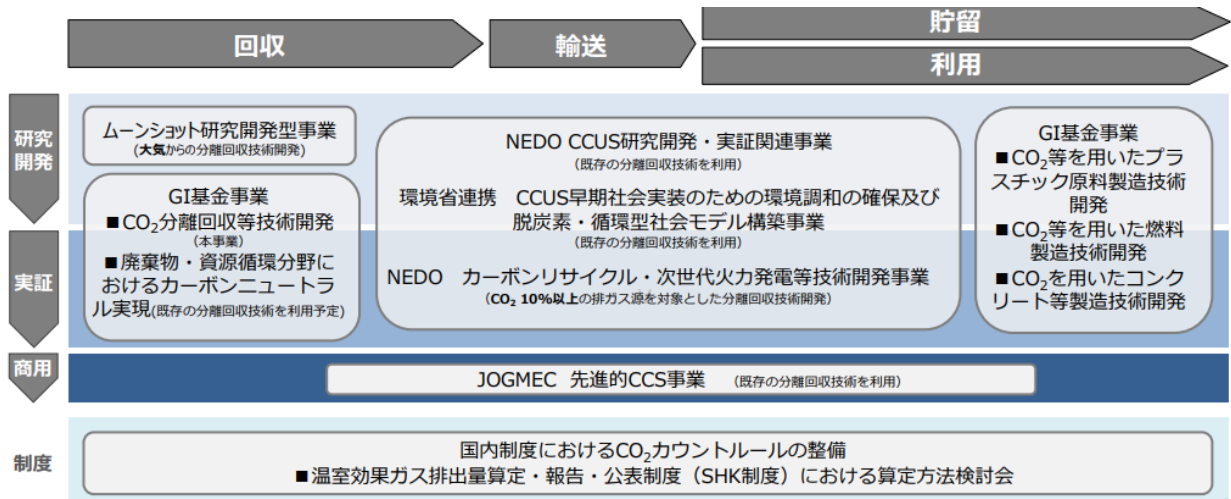
他方、日本の場合は日本国内単体での燃料製造が難しいため、オーストラリアやUAEと燃料アンモニアの製造を見据えた共同調査を民間企業単位で実施している状況である。

(c) CCS分離回収技術の確立/輸送・貯蔵インフラの拡充

CCS分離回収技術の確立においては、図3-176に示すように回収・輸送・貯蔵・利用の各サプライチェーンと、研究開発・実証・商用化の各事業フェーズにおいて、網羅的な支援スキームを整備している。加えて、普及のために、温室効果ガス排出量算定・報告・公表制度(SHK制度)における算定方法検討会を組織し、国内制度におけるCO₂カウンtrルールの整備を実施している状況である。

特にJOGMECが実施している先進的CCS事業では、回収源・輸送方法・CO₂貯留地域のバランスを踏まえながら、9件の事業を採択し、CCSバリューチェーンの設計並びにCAPEX・OPEXの精緻化を実施する、F/S段階で発生する費用を全額JOGMECが負担する形をとっている。

⁹ 020_04_00.pdf (2026年1月26日閲覧)



(出典：021_04_00.pdf)

図 3-176 日本の CO₂分離回収技術に対する支援スキーム

(d) コスト低減策

日本では、JOGMEC が中心となり、低炭素アンモニア供給事業制度を整備している。これは、継続的に低炭素水素・アンモニアなどを供給するために、低炭素水素・アンモニアなどの価格（基準価格）と既存燃料・原料の価格（参照価格）の差額を支援する制度である。

また、CCS に関しては、CCS 支援制度が整備予定である。2030 年までの CCS 事業開始を目標に、炭素価格と CCS コストの差分を CAPEX のみならず OPEX でも支援する制度である。

なお、CCS 事業に対する諸外国の支援事例は、2024 年時点で下記が判明している。多くの国で、CAPEX に対する直接補助+OPEX に関しても、炭素価格との価格差に関する支援を実施する見込みである。

	英国		オランダ		ドイツ		ルワー		米国	
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX
排出者	貯留量に応じた補助 (最長10年)	価格差支援 (最長15年) (※1) + 輸送貯留料支援 (最長15年)	価格差支援 + オークション (15年) (※3)		価格差支援 (今後詳細設計)		直接補助 (※4)	直接補助 (10年※4) + 輸送貯留料無料 (10年)	直接補助 (※5)	生産比例税除 (IRA) (85 \$ / t 10年)
輸送・貯留事業者	直接補助	排出者から支払い 総括原価方式 (※2)	直接補助	排出者から支払い	(今後詳細設計)	直接補助 (※4)	直接補助 (10年※4) + 炭素税免除	直接補助 (※5)	排出者から支払い	
備考	(※1) 政府と事業者が交渉で決定した基準価格と、UK-ETSを踏まえた参照価格との差額を貯留量に応じて支払い。 (※2) 回収施設が予定通りに稼働しない場合、OPEXや負債コストに対する支援や、商業保険でカバーしきれないリスクに対する政府補償も実施。		(※3) 他技術と1トンあたりのCO ₂ 処理費用で価格競争を実施の上、事業者申請額 (≒CO ₂ の低減に係る費用) と補正值 (EU-ETSベース) の差額を支払い。		(※4) Longship (Northern Lights) プロジェクトへに対し、平均補助率67%		(※5) インフラ投資・雇用法：120億ドル			
	価格差支援						直接補助		直接補助 + 税額控除	

(出典：002_03_00.pdf)

図 3-177 諸外国における CCS 支援制度

(e) 環境影響への配慮

特に NOx 規制について、日本では大気汚染防止法によって、工場及び事業場から排出される大気汚染物質に対する規制方式の中で整備されている¹⁰。NOx 排出規制は、施設・規模ごとの排出基準が 60~950ppm の間で設定され、総量規制が総量削減計画に基づき地域・工場ごとに設定される二段階方式にて整備されている。火力発電所においてアンモニアを混焼する場合も、この規制の範囲内に NOx を抑える必要がある。

(f) 安全配慮・管理

水素・アンモニアの保安については、高圧ガス保安法令の一般高圧ガス保安規則によって、アンモニアを可燃性ガス及び毒性ガスとして規定した上で、発電用火力設備の技術基準において、水素・アンモニア双方に対して、「適切材料の選定」「ガス漏洩対策（安全弁、除外措置、二重管、ガス検知等）」「離隔距離（アンモニア容器・貯槽）」「識別措置（危険標識の設置等）」について明記している。加えて、今後、離隔距離の適正化、大規模漏洩等発生時のリスクアセスメントの実施、防災対策指針としてのガイダンス作成、検査方法におけるガイドラインの策定を実施していく予定である。

また、CCS に関しては、CCS 事業法¹¹を 2024 年に新規に整備し、試掘・貯留事業の許可制度の創設、貯留事業者に対する規制（貯留槽の温度・圧力等のモニタリング義務とモニタリング費用の引当金積立義務、各種保安規制等）、CO₂ の導管輸送事業に関する届出制の採用並びに保安規制を定めている。

これらの日本の取組を参考としながら、ロードマップ実現のために取るべき具体的なアクションプランを下記のように整理した。このうち、水色部分が日本 OEM の強み打ち込みに役立つアクションとなる。

最初に実施すべきは、個別プラントにおける脱炭素化ロードマップの策定と、並行して、各プラントにおける CCS 設備の設置場所の確認である。用地が不十分なプラントでは、拡張の可能性を早い段階から確認する必要がある。

また、CCS に関しては、CCS 機器メーカーのベトナムへの進出優先度を高めるために、貯留適地の明確化に向けた実証と、CCS に関する法制度フレームワークの整備を前手で進める必要がある。

亜臨界ボイラ×無煙炭においては、アンモニア混焼技術が未確立であるため、超小規模から混焼の実証を実施することが重要である。そのために、2027 年までに 2%程度の混焼の実証計画を策定することが重要である。

表 3-142 アクションプラン

対象技術	対象プラント	打ち手	時期	アクションプラン	概要	実施主体
全て	全て	具体的な脱炭素化計画の策定	~2027	個別プラントにおける脱炭素化ロードマップの策定	本 MP との整合を取りながら、発電所単位での脱炭素化ロードマップ策定	EVN 発電所技術部隊
アンモニア	亜臨界ボイラ×無煙炭	具体的な脱炭素化計画の策定	~2027	2%程度の混焼の実証計画の策定	(秘匿情報を含むため非公開とした。)	EVN 主要発電所技術部隊

¹⁰ [工場及び事業場から排出される大気汚染物質に対する規制方式とその概要 | 大気環境・自動車対策 | 環境省](#) (2026 年 1 月 27 日閲覧)

¹¹ [001_03_00.pdf](#) (2026 年 1 月 27 日閲覧)

対象技術	対象プラント	打ち手	時期	アクションプラン	概要	実施主体
水素・アンモニア	全て	国内燃料製造の検討	～2030	国内での燃料製造可能性の検討	水素・アンモニア燃料の国内製造の可能性を検討	EVN 経由で政府に打ち込み
水素・アンモニア	全て	国内燃料製造の検討	2030～2040	国内燃料製造における実証計画の策定・実証	水素・アンモニア燃料の国内製造に関する実証計画の策定・実証実施	EVN 経由で他事業者に打ち込み
CCS	全て	輸送・貯留インフラの拡充	2026～～2030	CO ₂ 貯留場所の確認	CO ₂ 貯留適地と適地までの輸送方法を明確化する	EVN (必要に応じ関連日系企業も巻き込み)
CCS	敷地面積が狭いプラント	輸送・貯留インフラの拡充	2026～2035	大規模 CCS 設備用地の取得	CCS による回収率を高めるために、設備を整備する	EVN 該当主要発電所技術部隊
水素・アンモニア	Jetty 整備が不十分なプラント	輸送・貯留インフラの拡充	2030～2035	Jetty の拡張	水素・アンモニアを石炭・ガスと並行して受け入れられるような Jetty の拡張	EVN 該当主要発電所技術部隊
水素・アンモニア	敷地面積が狭いプラント	輸送・貯留インフラの拡充	2030～2040	発電所内輸送・保管場所の整備	発電所内の水素・アンモニアの輸送・貯留スペースを整備 必要に応じ周辺の土地の買収による貯留場所の拡張	EVN 該当主要発電所技術部隊
アンモニア	亜臨界ボイラ×無煙炭	燃焼技術の確立	2028～2035	2%程度の混焼実証実施	亜臨界ボイラ×無煙炭における 2%程度の混焼実証実施	EVN 該当主要発電所技術部隊
水素・アンモニア	全て	燃焼技術の確立	常時	最新技術の確認	各技術の開発主体と密接に連携を取りながら、最新技術動向を常に確認	日本コンソーチウム、EVN 技術部隊
CCS	全て	CCS 分離回収技術の確立	常時			
水素・アンモニア・CCS	全て	コスト低減策	2035～2050	OPEX 補助	既存燃料・原料の価格と水素・アンモニア・CCS の調達価格の差分を補助	EVN 経由で政府に打ち込み
CCS	全て	コスト低減策	2035～2050	設備投資補助	設備投資のうち一定程度の補助	EVN 経由で政府に打ち込み

対象技術	対象プラント	打ち手	時期	アクションプラン	概要	実施主体
全て	全て	コスト低減策	2035～2050	適切なFIT価格の設定と年限の延長	アンモニア・水素・CCSに関してFIT価格を設定し、2050年発電開始のものまで対象	EVN 経由で政府に打ち込み
全て	全て	コスト低減策	2035～2050	エネルギー関連設備投資税額控除	石炭・ガス火力脱炭素化に向けた設備投資のうち一定の%分を法人税から控除	EVN 経由で政府に打ち込み
水素・アンモニア	全て	コスト低減策	2035～2050	発電効率設定時に混焼分を控除	発電効率に基づく発電量規制を導入する場合、混焼材の投入量を控除して発電効率を計算	EVN 経由で政府に打ち込み
アンモニア	全て	環境影響への配慮	2027～2030	排出ガス中のNOx量の上限規制	NH ₃ : 10 ppm、H ₂ : 5 % vol.など、排出ガスに占める未燃水素・アンモニア量の上限を規制	EVN 経由で政府に打ち込み
アンモニア	全て	安全性の担保	2027～2030	アンモニア貯蔵指針の策定	大容量低温アンモニア貯槽の導入など、応力腐食割れを防ぐための貯蔵指針の策定	EVN 経由で政府に打ち込み
アンモニア	全て	安全性の担保	2027～2030	アンモニア保安ガイドラインの策定	アンモニアの取り扱い、保安に関するガイドラインの策定	EVN 経由で政府に打ち込み
CCS	全て	安全性の担保	2027～2030	CCS 保安ガイドラインの策定	CCS の保安に関するガイドラインの策定	EVN 経由で政府に打ち込み
CCS	全て	法的フレームワークの整備	2027～2029	CCS に関連する法的フレームワークの整備	日本のCCS事業法などを参考に、CCSに関連する法的フレームワークを整備	EVN 経由で政府に打ち込み

(出典：NRI シンガポール作成)

3.5.3 実施戦略を通じた日本裨益

本報告書が公開され、かつ3.5.1、3.5.2で整理されたロードマップ・アクションプランが採用されることで、日本裨益として下記効果が期待される。

① 将来の事業機会に対する予見可能性が高まる

特に火力発電所の脱炭素化に関して、ロードマップをスペックインすることで、関連事業がいつ頃ベトナムで立ち上がりそうなのか、予見可能性が高まる。

また、送配電の最適運用に関しては、ベトナム側の事情・情報を正しく報告書に取りまとめることで、関連事業者に対してベトナムで事業を実施すべき／拡大すべきかの判断材料を提供する。

② (特に日本のプラント機器メーカーに対して)スペックインしやすい

特に発電効率や安全性の担保、環境影響への配慮は日本の混焼技術を有するプラント機器メーカーの強みとなる領域であり、同領域に対する重要性をEVNに認知させ、かつ規制を厳しく設定することで、日本企業が将来的にスペックインしやすい環境を整備する。

なお、本報告書により裨益を受けうる日本企業群は表3-143のとおりである。

表 3-143 本事業により裨益を受けうる日本企業群

脱炭素化テーマ	将来の事業機会	発現時期	関与可能性のある日本企業群
I. 送配電の最適運用	I-1. 系統用蓄電池	中期～	<ul style="list-style-type: none"> 機器メーカー 電力会社、商社
	I-2. 需要家エネマネ	短中期～	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社、商社
	I-3. EMS供給	短中期～	<ul style="list-style-type: none"> 機器メーカー、計装企業 エネルギースタートアップ
II. 火力発電の脱炭素化	II-1. 既存プラントの改修	中期～	<ul style="list-style-type: none"> IPP事業者 (ユーティリティ、商社、O&M会社) 機器メーカー、エンジニア、ゼネコン
	II-2. CCS関連事業者	中長期～	<ul style="list-style-type: none"> 石油／ガス事業者、商社、機器メーカー
	II-3. 燃料供給 (アンモニア)	中期～	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社、石油／ガス事業者、商社
	II-4. 燃料供給 (水素)	中長期～	<ul style="list-style-type: none"> 〃 〃
	II-5. 脱炭素火力発電運営	中長期～	<ul style="list-style-type: none"> 電力会社、商社

(出典：NRI シンガポール作成)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

3.6 相手国政府・関係者への打ち込み

3.6.1 ワークショップ

(1) 現地調査および第1回ワークショップ

2025年5月27日から5月30日にかけて、現地調査および第1回ワークショップを実施した。

第1回ワークショップは、5月27日(火)14:00-16:40(ICT)にて、EVN本社ビルにて実施した。アジェンダ・タイムラインは表 3-144 のとおりである。

表 3-144 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

第1回ワークショップの様子は図 3-178 のとおりであり、EVN 社のホームページにおいても実施状況が確認できる。¹²

¹² [First workshop of “Research project on decarbonization roadmap for Vietnam’s Power Sector”](#) (2026 年 1 月 26 日閲覧)



(出典：EVN 社ホームページより転記)

図 3-178 第 1 回ワークショップの様子

第 1 回ワークショップで、EVN および MOIT から頂戴した意見は下記の通りである。

表 3-145 第 1 回ワークショップで、EVN および MOIT から頂戴した意見

論点	頂戴したご意見
石炭火力脱炭素化関連政策について	Decision 266/QD-TTg (2025年2月発表) 方針を織り込んでほしい
重要課題の評価について	全ての政策課題が重要であるため、 評価結果の表現に気を配ってほしい (Lowの廃止等)
火力発電脱炭素化ケーススタディについて	CCS/CCUSの可能性についても評価 して欲しい 特に 技術面での評価や水素・アンモニアのサプライチェーンについて詳細に分析 してほしい。また整備において必要となるCAPEXについても検討を実施してほしい NoXをはじめとした環境への影響分析と、必要となる環境規制についての提案 を実施してほしい
アウトプットイメージについて	MPの最終的なアウトプットイメージ についてイメージを膨らませたい
政策提言について	EVNからMOITなどに対し必要な政策提案の観点 について盛り込んでほしい

(出典：NRI シンガポール作成)

(2) 第2回ワークショップの概要

第2回ワークショップは、9月18日(火) 09:00-11:40 (ICT)にて、Teamsにて実施した。アジェンダ・タイムラインは表 3-146 のとおりである。

表 3-146 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

オンライン開催であったため正確な参加者は不明であるが、第1回ワークショップ同様、EVN 副社長をはじめとした EVN 社の技術領域を所管する部署や EVNGENCO1、PECC1 など幅広い参加者が参加した。

第2回ワークショップで、EVN および MOIT から頂戴した意見は下記の通りである。

表 3-147 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(3) 最終ワークショップの概要

2026年1月16日(金)09:00-11:15(IST)に、EVN 本社ビルにて、最終ワークショップを実施した。最終ワークショップのアジェンダ・タイムラインは表 3-148 のとおりである。

表 3-148 最終ワークショップのアジェンダ・タイムライン

Timeline	Program	Presenter
9:00	Opening remarks	Marubeni / EVN
9:10	Review on the previous activities including Japan Visit	Marubeni
9:20	Presentation on the draft for the final version of the Master Plan, and Q&A - Chapter 1,2 : 10 minutes - Chapter 3 : 15 minutes - Chapter 4 : 15 minutes - Q&A about each Chapter's contents : 20 minutes	NRI/Nippon Koei Energy Solutions
10:20	Further discussion on final direction of the Master Plan and Road Map - Explanation about focus point what we would like to discuss : 5 minutes - Opinion from EVN : 20 minutes - Q&A and additional requirements from EVN : 15 minutes	All members
11:00	Closing Remarks	Marubeni / EVN

(出典：NRI シンガポール作成)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-149 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

最終ワークショップでは、こちらから提示したマスタープランの素案に対し、下記のような要望が寄せられた。最終的に提出したマスタープランでは、これらが満たされた形のものを策定している。

- ・2050年の脱炭素化を実現するためのロードマップとして、発電所の種別ごとにシナリオを設けてほしいこと。例えば、無煙炭ボイラ×亜臨界セグメントにおいて、アンモニア専焼による脱炭素化が技術的に実現できなかった場合の代替案についても提案してほしい
- ・政策的フレームワークについて、日本の動向を紹介してほしいこと
- ・アクションプランに関しては、網羅性を重視し、個別の論点については深く書きすぎないこと

3.6.2 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-150 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-151 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-152 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-153 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

表 3-154 (秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

第4章 MP 実現のための次のアクションプランの検討

4.1 本事業の評価と後続事業に向けた示唆

本 MP 事業の事業開始時に想定していた成果は、実施事項の実施による直接的な成果と、取組を通じて得られる将来的な裨益の2つが存在した。図 4-1 は、実施計画書からの抜粋である。

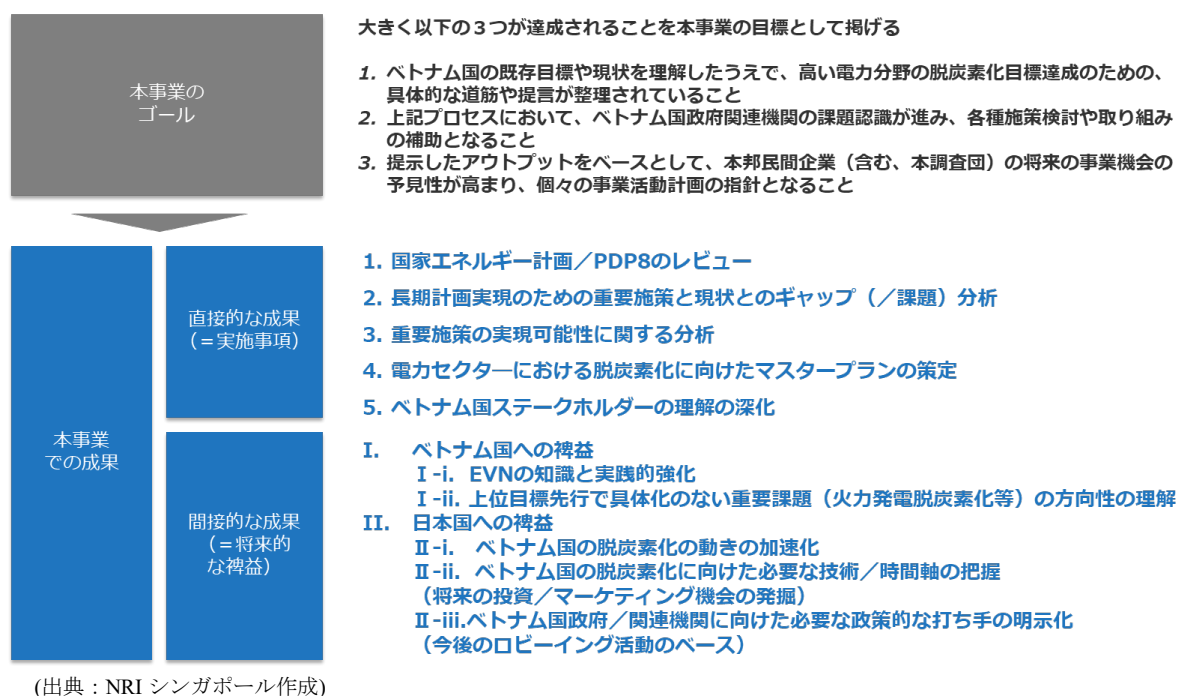


図 4-1 本事業において当初想定していた成果

当初将来的な裨益として想定していた成果に対する本事業の達成状況は表 4-1 のとおりである。ベトナム国への裨益として重視していた EVN の知識・実践的強化については、火力発電所の脱炭素化に関連する技術の技術開発ロードマップの提供による技術的観点での知識深化と、日本のアンモニア・水素戦略の共有並びに環境配慮・安全性に関して必要な政策の明示による、オペレーション観点で必要な施策に対する知識深化について実現することができた。

また、火力発電脱炭素化の方向性の理解深化については、マスタープラン内で火力発電所の類型別によるロードマップと、ロードマップ実現に向けたアクションプランの明示を実施することで、実現することができた。

日本国への裨益としては、ベトナム国の脱炭素化の動きの加速化、ベトナム国の脱炭素化に向けた必要な技術/時間軸の把握、ベトナム国政府/関連機関に向けた必要な政策的な打ち手の明示化を想定していた。ベトナム国の脱炭素化の動きは、本件の有無に関わらず、2025年4月のPDP8R発表に始まり、3章にて触れたように、Decree119/2025にて排出権取引市場の開設に向けた取り組みが始まる等、大きく加速した一年となった。ベトナム国の脱炭素化に向けた必要な技術/時間軸の把握に関しては、亜臨界ボイラ×無煙炭プラントにおける脱炭素化ニーズが特に高いことを把握した上で、アンモニア混焼やCCSに関するニーズがあることを確認した。また、これらの技術に関する導入時間軸を、ロードマップを整備することで特定した。他方、ベトナム国政府/関連機関に向けた必要な政策的な打ち手の明示化については、アクションプランを明示したものの、現時点では幅広い形での論点提示に留まっており、MOIT や EAV が検討する具体施策に落とすには一段の検討が必要である。

表 4-1 実施計画上期待していた将来的な裨益の達成状況

実施計画上期待していた将来的な裨益		達成状況
ベトナム国への裨益	EVNの知識と実践的強化	<ul style="list-style-type: none"> 火力発電所の脱炭素化に関連する技術の技術開発ロードマップの提供 日本のアンモニア・水素戦略の共有と、環境配慮・安全性に関して必要な政策の明示
	上位目標先行で具体化のない重要課題（火力発電脱炭素化等）の方向性の理解	<ul style="list-style-type: none"> 火力発電所の類型別によるロードマップと、ロードマップ実現に向けたアクションプランの明示
日本国への裨益	ベトナム国の脱炭素化の動きの加速化	<ul style="list-style-type: none"> 本件の動きとは関係なく、PDP8RやDecision 70-NQ/TWの発表、Decree119/2025に基づく排出権取引市場の開設に向けた取り組み開始等、脱炭素化の動きは大きく加速した一年
	ベトナム国の脱炭素化に向けた必要な技術/時間軸の把握（将来の投資/マーケティング機会の発掘）	<ul style="list-style-type: none"> Sub-Cx無煙炭プラントにおけるアンモニア混焼ニーズ・CCSニーズの把握 ロードマップ整備による各技術導入の時間軸の特定
	ベトナム国政府/関連機関に向けた必要な政策的な打ち手の明示化（今後のロビーイング活動のベース）	<ul style="list-style-type: none"> アクションプランの明示 ただし現時点ではEVN側要請により幅広い形での論点提示に留まっており、MOIT・EAVが検討する具体政策に落とすには一段の検討が必要 IEとの関係深化による打ち込みのパスの確保

(出典：NRI シンガポール作成)

本事業における成功点・反省点を、BCG規定のKSFに沿って取りまとめている。キーパーソンへの働きかけや、相手のビジョンに沿った納得感のあるストーリーは一定成功したものの、採用・実施のハードルを未然に改称するような取り組みには至らなかった。

相手側の最上位戦略（国家・企業戦略など）にコミットしたストーリーを構築	<ul style="list-style-type: none"> PDP8Rの電源構成目標を達成することから逆算して課題を特定 EVNの最重要課題の一つである「足元の電力需要を満たしながら」「脱炭素を実現する」というものに寄り添った形でのロードマップを策定
提案を導入することのメリットを定量的データを根拠に示す	<ul style="list-style-type: none"> ケーススタディを通じて導入時のCAPEX/OPEXを一定定量的に提示
提案だけで終わるのではなく、導入に向けた現実的な道筋を提示	<ul style="list-style-type: none"> バリューチェーン毎に課題を網羅的に洗い出し、必要な打ち手を抽出 EVN側意向により、アクションプランは一定の抽象度を担保した書きぶりに限定
ビジョンを共有する他組織と連携し、相手国のハードル解消を後押し	<ul style="list-style-type: none"> 丸紅・住友商事二社による、お互いのコネクションを活かしたプロジェクト推進 AZECとも今後必要に応じて連携を模索する
相手国キーパーソンとパイプのあるパートナーとの関係構築	<ul style="list-style-type: none"> EVN副社長をはじめとしたEVN/MOIT/MOAEキープレイヤーとの良好な関係性構築（特に日本招聘事業を通じて大きく深化） 政府系シンクタンクであるIEと連携した検討の実施
政策構想段階から中長期的かつ高頻度でキーパーソンにアプローチ	<ul style="list-style-type: none"> 2022年のMOU締結から長期的な意見交換の実施 MOIT/MOAEの現場層との良好な関係性構築には成功した

(出典：NRI シンガポール作成)

図 4-2 成功点と反省点

4.2 フォローアップ期間 (5年)の概略プラン

今回のマスタープランの実効性を担保するために、フォローアップ期間として、下記活動を想定している。

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(秘匿情報を含むため非公開とした。)

(様式3)

二次利用未承諾リスト

GS諸国マスタープラン策定事業
ベトナム国 電力分野の脱炭素化マスタープラン策定等調査事業報告書

令和5年度補正グローバルサウス未来志向型共創等事業委託費（グローバルサウス諸国に対する質の高いインフラ等海外展開に向けた戦略策定等調査）におけるベトナム国電力分野の脱炭素化マスタープラン策定等調査事業に関する委託業務

受注事業者名：日本工営エナジーソリューションズ(株)

頁	図表番号	タイトル
3-1	表3-1	2021年2月以降のベトナムの主要な政策更新状況
3-2	表3-2	National Energy Master Plan(NEMP)の概要
3-3	表3-3	PDP8とPDP8Rの差分(～2035)
3-4	表3-4	PDP8とPDP8Rの差分(～2050)
3-4	図3-1	PDP8Rにおける電力需要予測
3-5	図3-2	電力需要とGDPの関係性
3-5	図3-3	各機関によるGDP成長の予測
3-6	図3-4	Viet Nam Energy Outlook Reportにおける電力需要の予測
3-8	図3-6	発電量ベースでの電力供給構成割合
3-8	図3-7	電力セクターにおける年間CO2排出量
3-9	図3-8	PDP8Rにおける電力セクターの年間CO2排出量目標値
3-11	図3-9	Viet Nam Energy Outlook Reportにおける再エネポテンシャル評価
3-12	図3-10	水力発電の稼働目標
3-12	図3-11	地域別の水力発電プロジェクト状況
3-13	表3-7	水力発電に関する主要なプロジェクト
3-14	表3-8	風力発電に関連する主要な政策
3-14	図3-12	風力発電の稼働目標
3-15	表3-9	風力発電に関する主要なプロジェクト
3-15	表3-10	風力発電に関する民間主導の主要なプロジェクト
3-15	表3-11	太陽光発電に関連する主要な政策
3-17	図3-14	太陽光発電の稼働目標
3-18	表3-13	太陽光発電に関する主要なプロジェクト
3-18	表3-14	太陽光発電に関する民間主導の主要なプロジェクト
3-19	図3-16	石炭火力発電の稼働目標
3-19	図3-17	石炭火力発電プラントの新設状況
3-20	図3-18	ガス火力発電の稼働目標
3-20	図3-19	ガス火力発電プラントの新設状況
3-22	図3-20	ベトナムの国家水素開発戦略ロードマップ
3-23	表3-15	NEMPに記載される地域別の水素製造目標
3-23	表3-16	JETPIに記載される水素・アンモニアプロジェクト
3-24	図3-21	バイオマス発電プラントの新設状況
3-25	表3-17	JETPIに記載されるバイオマスプロジェクト
3-26	表3-19	ベトナムにおけるCCUS関連の取組
3-26	図3-22	原子力発電の稼働目標
3-28	図3-23	ベトナムにおける電力損失・信頼性の推移
3-29	表3-21	東南アジア主要国および日本のSmart Grid Index(SGI)
3-34	図3-26	ブルー水素の製造方法のイメージ
3-35	図3-27	水素等サプライチェーンの全体像
3-36	図3-28	グリーンアンモニア製造プラント事例
3-36	図3-29	アンモニア製造プロセスのフロー図
3-37	表3-25	水素キャリアの比較

3-38	表3-27	日系企業の水素キャリア船舶開発状況
3-38	図3-30	水素キャリア船舶のイメージ
3-39	図3-31	公表済みのクリーン水素製造プロジェクト
3-39	図3-32	製造方法別および地域別のクリーン水素製造量 (2030)
3-40	図3-33	プロジェクト状況別およびキャリア別のクリーン水素取引量
3-41	表3-28	2050年時点でのベトナム国内火力発電所における水素需要量の試算
3-41	図3-34	クリーン水素の輸出国、輸入国予測
3-43	図3-35	オーストラリア国内における再エネ水素製造ポテンシャル
3-43	図3-36	オーストラリア国内における水素ハブ
3-43	図3-37	オーストラリアの国内需要量と輸出量の予想
3-44	図3-38	オーストラリア国内における水素需要先
3-44	図3-39	2030年までの中東諸国の水素生産量の見通し
3-45	図3-40	サウジアラビア ブルーアンモニアサプライチェーン実証試験概要
3-45	表3-31	東南アジア諸国の水素戦略概要(1)
3-46	表3-32	東南アジア諸国の水素戦略概要(2)
3-46	図3-41	マレーシアが構想する水素等サプライチェーン
3-47	図3-42	タイの水素利活用ロードマップ
3-47	図3-43	インドネシアの水素生産量と国内需要量予測
3-48	図3-44	フィリピンの水素利活用ロードマップ
3-49	表3-33	東南アジア諸国のアンモニア戦略概要
3-50	表3-34	東南アジア諸国のアンモニア関連プロジェクト
3-51	図3-45	火力発電設備企業各社の水素対応型開発動向まとめ
3-51	図3-46	(三菱重工業) 水素関連設備開発ロードマップ
3-52	図3-47	(川崎重工業) 水素ガスタービン/ガスエンジン開発ロードマップ
3-53	図3-48	(Siemens Energy) 水素ガスタービン開発目標
3-53	図3-49	(GE Vernova) 水素ガスタービン開発目標
3-54	図3-50	(三菱重工業) アンモニア発電設備の開発目標
3-55	図3-51	(IHI) アンモニア発電技術開発ロードマップ
3-55	図3-52	(IHI) 石炭、アンモニア混焼実証事業イメージ図_JERA 碧南火力発電所
3-56	図3-53	(IHI) アンモニアバーナ開発ロードマップ
3-57	図3-54	JERA碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた改造範囲および現地写真
3-58	図3-55	JERA碧南火力発電所におけるアンモニア混焼に向けた安全、保安の考え方
3-58	図3-56	JERA碧南火力発電所アンモニア混焼での実際の安全、保安の取組
3-59	図3-57	継手の漏洩防止構造 (リップシール溶接)
3-59	図3-58	局所換気システム(弁のカバー)
3-60	図3-59	アンモニア漏洩を想定した合同訓練の様子
3-61	図3-60	防災アプリのイメージ(アンモニア漏洩時)
3-61	図3-61	2030年時点での水素製造価格予測
3-62	図3-62	2030年時点でのグリーン水素製造価格予測(STEPS)
3-62	図3-63	2030年時点でのグリーン水素製造価格予測(NZE)
3-63	図3-64	2030年時点での水素輸送コスト予測
3-63	図3-65	水素利活用に向けた港湾インフラ整備プロジェクト
3-64	図3-66	MCH利用による水素燃料補給事業実証場所
3-64	図3-67	パシル・パンジャン・ターミナル内に設置された小型脱水素装置
3-65	表3-35	2030、2040、2050年時点における水素・アンモニアの調達コスト推計
3-70	表3-38	東南アジア諸国のバイオマス戦略概要
3-71	表3-39	東南アジア諸国のバイオマス燃料製造関連プロジェクト
3-72	図3-74	ザライ省のブラックペレット製造工場
3-72	図3-75	ブラックペレット混焼試験の概要
3-73	表3-40	バイオマスボイラ技術を有する日系企業の東南アジアでの納入実績
3-76	表3-41	日系企業の日本国内バイオマス発電所一覧
3-77	表3-42	2024年時点におけるバイオマス燃料量および価格
3-87	図3-79	CCS概要
3-87	表3-52	世界各国のCCS/CCUS戦略、位置づけ
3-88	図3-80	CCSプロジェクトのCO2回収容量推移
3-89	図3-81	火力発電所に適用されるCO2分離・回収技術
3-90	図3-82	CO2分離回収技術の開発見通し
3-91	図3-83	三川発電所におけるCO2分離回収系統図
3-92	図3-84	三川発電所におけるCO2分離回収設備外観および3Dモデル図

3-93	図3-85	Petra Nova CCUS プロジェクトの概念図
3-93	図3-86	Petra Nova CCUS プロジェクトのCO2分離回収設備範囲
3-94	図3-87	関西電力舞鶴発電所における試験設備フロー図
3-95	図3-88	関西電力舞鶴発電所におけるCO2分離回収試験設備の俯瞰図、外観
3-96	図3-89	ESCAPフロー図
3-96	図3-90	プラント外観
3-99	図3-92	液化CO2輸送船「えくすくうる」
3-99	図3-93	液化CO2輸送船「LCO2-EP 船」
3-100	図3-94	日本における先進的CCS事業
3-101	表3-64	パイプライン輸送がある先進的CCS事業
3-101	表3-65	船舶輸送が調査・検討対象の先進的CCS事業
3-102	表3-66	2050年時点でのベトナム国内火力発電所におけるCO2回収量の試算
3-103	図3-95	Underground Deep Strata with Possibility of CO2 Storage
3-104	図3-96	CO2分離回収量と分離回収コストの相関
3-104	図3-97	CO2分離回収コストの低減予測
3-105	図3-98	船舶およびパイプラインによるCO2輸送コスト(容量および距離)
3-105	図3-99	アメリカにおけるCCSプロジェクトコスト(陸上)
3-106	図3-100	アメリカにおけるCCSプロジェクトコスト(洋上)
3-108	図3-102	CCSバリューチェーンにおける日本の強み
3-176	図3-152	VRE導入の段階的枠組み
3-177	図3-153	VRE導入段階別またはプロセス別の重点対策分野
3-178	図3-154	IEAによるベトナムのVRE導入段階予想
3-178	図3-155	PDP8Rに基づく2030年、2050年時点でのベトナムのVRE導入段階予想
3-179	図3-156	PDP8Rに基づく2030年、2050年時点でのベトナムのVRE導入段階予想
3-180	図3-157	500 kV変電所(左図)および200 kV変電所(右図)地域別増強計画
3-180	図3-158	500 kV送電線(左図)および200 kV送電線(右図)地域別増強計画
3-181	図3-159	2025-2030年 VRE導入量と特別高圧変電所増強計画
3-181	図3-160	2031-2035年 VRE導入量と特別高圧変電所増強計画
3-182	表3-125	PDP8Rにおける蓄電池プロジェクト(左表)、
3-183	図3-161	地域別の水力発電プロジェクト状況(再掲)
3-187	図3-165	電力システムの総費用とその構成
3-188	表3-130	CINT(統合コスト)の内訳
3-188	図3-166	日本における太陽光、風力発電の増加に伴う系統統合費用予測事例
3-189	図3-167	ドイツにおけるVRE別の系統統合費用の分析
3-202	図3-175	碧南火力発電所4号機の脱炭素化ロードマップ
3-203	図3-176	日本のCO2分離回収技術に対する支援スキーム
3-203	図3-177	諸外国におけるCCS支援制度
3-210	図3-178	第1回ワークショップの様子