

令和 4 年度

質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた

事業実施可能性調査事業委託費

インドネシア国

スララヤ石炭火力発電所向け

アンモニア混焼実施可能性調査

並びにバリューチェーン全体評価事業

報告書

令和 5 年 2 月

三菱商事株式会社

三菱重工業株式会社

日本工営株式会社

令和 4 年度

質の高いエネルギーインフラの海外展開に向けた
事業実施可能性調査事業委託費

インドネシア国
スララヤ石炭火力発電所向け
アンモニア混焼実施可能性調査
並びにバリューチェーン全体評価事業

令和 5 年 2 月

三菱商事株式会社

三菱重工業株式会社

日本工営株式会社

目 次

第1章	調査の概要	1-1
1.1	調査の背景・経緯	1-1
1.2	調査の目的と対象地域	1-2
1.2.1	調査の目的	1-2
1.2.2	調査内容	1-3
1.3	調査団と調査工程	1-7
1.3.1	調査団の構成	1-7
1.3.2	調査団工程	1-7
第2章	尼国の概況	2-1
2.1	社会経済の概況	2-1
2.1.1	一般情報	2-1
2.1.2	政治体制	2-1
2.1.3	経済指標	2-2
2.1.4	脱炭素化への取組	2-3
2.1.5	地理	2-4
2.1.6	気候	2-5
第3章	尼国電力セクター調査	3-1
3.1	尼国エネルギーセクター方針	3-1
3.1.1	エネルギーおよびカーボンニュートラル基本計画	3-1
3.2	尼国電力セクター概況	3-5
3.2.1	電力需給状況	3-5
3.2.2	電力需要予測	3-7
3.2.3	電源開発計画、方針	3-8
3.2.4	Net Zero Emission に向けた国際協力・支援	3-11
3.2.5	電力セクター関連の基本法、関連法	3-13
3.2.6	電気事業体制	3-14
3.2.7	電力価格の構造	3-19
3.2.8	電力セクターに関する財務状況	3-21
3.2.9	燃料供給状況	3-24
3.3	尼国アンモニア利活用状況	3-29
3.3.1	アンモニア需給状況及び需給予測	3-29
3.3.2	アンモニア関連の基本法、関連法	3-30
3.3.3	アンモニアの製造、輸送	3-31
第4章	本邦技術を活用した協力事業候補検討	4-1

4.1	本邦技術を活用した協力事業.....	4-1
4.1.1	本邦インフラシステム海外展開戦略 2025.....	4-1
4.1.2	尼国の電力セクターで導入可能な本邦インフラ技術.....	4-5
4.1.3	本邦インフラシステム海外展開 2025 と技術による解決の方向性	4-6
4.2	対象協力事業案.....	4-7
4.2.1	アンモニア混焼.....	4-7
4.2.2	CDR (Carbon Dioxide Removal)	4-8
4.3	対象既設発電所(スラヤ発電所)設備	4-8
4.3.1	スラヤ発電所設備.....	4-8
4.3.2	運転データ	4-17
4.3.3	発電所運転保守	4-21
4.4	対象アンモニア工場 (PAU).....	4-22
4.4.1	スラヤ発電所 (PAU)設備	4-22
4.5	石炭ボイランモニア混焼導入検討	4-24
4.5.1	石炭ボイランモニア混焼技術	4-24
4.5.2	脱硝技術.....	4-33
4.5.3	石炭ボイランモニア混焼導入の今後の課題	4-41
4.6	発電所燃料アンモニア供給設備検討	4-43
4.6.1	発電所燃料アンモニア供給設備検討要件.....	4-43
4.6.2	燃料アンモニア受入・貯蔵設備.....	4-44
4.6.3	アンモニア除害設備.....	4-50
4.6.4	燃料アンモニア供給設備の安全・環境対策および防火対策	4-53
4.6.5	燃料アンモニア受入・貯蔵にかかる用役.....	4-54
4.6.6	燃料アンモニア供給設備の概略配置.....	4-55
4.6.7	燃料アンモニア受入設備 (港湾)	4-58
4.6.8	燃料アンモニア供給設備の今後の課題	4-72
4.7	アンモニア輸送	4-75
4.7.1	アンモニア輸送検討.....	4-75
4.7.2	アンモニア輸送課題.....	4-79
4.8	アンモニア製造技術（低炭素化率向上）	4-80
4.8.1	低炭素化率向上検討.....	4-80
4.8.2	CDR（低炭素化率向上）の課題	4-91
4.9	アンモニアサプライチェーンに係わる法規	4-92
4.9.1	アンモニア製造・輸送・貯蔵・発電に関する法規	4-92
4.9.2	燃料アンモニアに関連する法規（既存のアンモニア規制の調査）	4-92
4.9.3	インドネシアの規制階層.....	4-93
4.9.4	燃料アンモニアに関連する法規.....	4-97
4.9.5	構築すべき法令・基準	4-99
4.10	事業実施枠組みの検討	4-99

4.10.1	用地.....	4-99
4.10.2	資金源と実施枠組み.....	4-100
4.10.3	積算条件.....	4-102
4.10.4	概略事業費.....	4-103
4.10.5	事業工程.....	4-103
4.10.6	次期 FS の提言.....	4-108
4.11	環境社会配慮.....	4-110
4.11.1	環境社会配慮に関連する法.....	4-110
4.11.2	EIA の枠組み.....	4-112
4.11.3	プロジェクトにおいて想定される環境社会配慮上の課題.....	4-115
4.12	課税項目及び免税手続き.....	4-118
4.12.1	課税項目.....	4-118
4.12.2	免税手続き.....	4-120
第 5 章	クリーンアンモニアバリューチェーン全体評価.....	5-1
5.1	クリーンアンモニアバリューチェーン評価概要.....	5-1
5.1.1	クリーンアンモニア概算価格検討.....	5-1
5.1.2	アンモニア受入設備新設及び石炭焚きボイラ改造コスト.....	5-5
5.1.3	クリーンアンモニアバリューチェーン経済性評価.....	5-5
5.1.4	クリーンアンモニアバリューチェーン環境影響評価.....	5-6

図表目次

図

図 1-1	本事業の検討範囲	1-3
図 1-2	CO ₂ 回収プラントの概略フロー	1-6
図 1-3	調査団の構成	1-7
図 1-4	調査団スケジュール	1-7
図 2-1	インドネシア一人当たり GDP 推移	2-2
図 2-2	インドネシア貿易収支推移	2-3
図 3-1	尼国における総 CO ₂ 排出量	3-2
図 3-2	燃料別温室効果ガス排出量	3-2
図 3-3	各シナリオにおける GHG 排出量見通し (COPS, TRNS, LCCP シナリオ)	3-4
図 3-4	尼国の電力消費量推移 (TWh/年)	3-5
図 3-5	尼国の部門別電力消費量 (PJ/年)	3-6
図 3-6	尼国の電源別年間発電量 (TWh/年)	3-7
図 3-7	PLN による 2030 年迄の電力需要予測	3-8
図 3-8	PLN による 2030 年迄の発電所増設計画	3-9
図 3-9	PLN による 2030 年迄の発電量と電源別比率 (楽観シナリオ)	3-10
図 3-10	PLN による 2030 年迄の発電量と電源別比率 (低炭素シナリオ)	3-10
図 3-11	石炭火力発電所の脱炭素化施策別設備容量と発電量推移	3-12
図 3-12	尼国の電力セクターの構造	3-15
図 3-13	IP グループの企業	3-18
図 3-14	IP グループ会社の活動領域	3-19
図 3-15	東南アジア主要国の平均電力価格	3-20
図 3-16	尼国の消費者別および全体電力価格推移	3-21
図 3-17	PLN 事業収益推移と内訳(2016 年~2021 年)	3-22
図 3-18	PLN 運転費用推移と内訳(2016 年 - 2021 年)	3-23
図 3-19	PLN 電力販売収入、補助金および総運転費用 (2016 年 - 2021 年)	3-23
図 3-20	電力生産費用と平均電力価格推移 (2016 年 - 2021 年)	3-24
図 3-21	発電種別ごとの発電電力量 (2020)	3-25
図 3-22	尼国内の石炭消費	3-25
図 3-23	尼国内の石炭資源量、埋蔵量	3-26
図 3-24	尼国内の天然ガス消費	3-26
図 3-25	尼国内の天然ガス関連インフラ	3-27
図 3-26	尼国内の石油消費	3-28
図 3-27	尼国内の石油精製所	3-29
図 3-28	インドネシア国営肥料会社 PT. Pupuk Indonesia 組織図	3-32

図 3-29	インドネシア国内のアンモニア/肥料工場マップ	3-33
図 4-1	スララヤ石炭火力発電所の位置	4-9
図 4-2	スララヤ石炭火力発電所の全景	4-9
図 4-3		4-11
図 4-4		4-13
図 4-5		4-13
図 4-6		4-14
図 4-7		4-14
図 4-8		4-15
図 4-9		4-16
図 4-10		4-17
図 4-11		4-17
図 4-12		4-18
図 4-13		4-18
図 4-14		4-19
図 4-15		4-19
図 4-16		4-20
図 4-17		4-20
図 4-18		4-21
図 4-19		4-22
図 4-20		4-22
図 4-21	PAU アンモニアプラント所在地	4-23
図 4-22		4-31
図 4-23		4-32
図 4-24	脱硝プロセス概要図	4-33
図 4-25		4-36
図 4-26		4-36
図 4-27		4-40
図 4-28	燃料アンモニア供給設備概念図	4-43
図 4-29		4-45
図 4-30		4-49
図 4-31		4-52
図 4-32		4-56
図 4-33		4-57
図 4-34		4-58
図 4-35		4-59
図 4-36	スララヤ石炭火力発電所棧橋の施設レイアウト	4-61
図 4-37		4-61
図 4-38		4-62

図 4-39.....	4-63
図 4-40.....	4-64
図 4-41.....	4-67
図 4-42.....	4-69
図 4-43 スララヤ石炭火力発電所棧橋各施設の杭配置図	4-70
図 4-44 想定積み地/揚げ地の所在地	4-76
図 4-45 VLSFO の価格動向.....	4-77
図 4-46 主な CO ₂ 排出源と検討スコープ	4-81
図 4-47 CDR の概要.....	4-86
図 4-48 PAU 概略蒸気系統図	4-91
図 4-49 燃料アンモニアにかかる法規調査の考え方	4-93
図 4-50 インドネシアの規制階層.....	4-93
図 4-51 事業実施までの資金活用の選択肢と道筋.....	4-101
図 4-52 スララヤ石炭火力発電所で円借款を活用した事業枠組み例	4-102
図 4-53 スララヤ石炭火力発電所で実証事業を活用した事業枠組み例.....	4-102
図 4-54.....	4-104
図 4-55.....	4-104
図 4-56.....	4-105
図 4-57.....	4-106
図 4-58.....	4-107
図 4-59 尼国における環境許可のフロー	4-114
図 5-1 極東 CFR アンモニア価格 (2017 年～2022 年)	5-2
図 5-2 スララヤ石炭火力発電所発電コスト比較.....	5-6

表

表 3-1	シナリオおよびセクター別 GHG 排出量見通し	3-3
表 3-2	2025 年および 2050 年における 1 次エネルギー供給比率見通し	3-3
表 3-3	尼国の電力セクター関連の基本法、関連法	3-13
表 3-4	尼国の電力セクターを監督する官庁とその所掌	3-15
表 3-5	尼国の電力セクターの運営、投資にかかわるそのほかの政府系機関とその所掌	3-16
表 3-6	PLN 傘下の電力設備の概要 (2021 年 12 月時点)	3-17
表 3-7	PLN 損益計算書 (2016 年~2021 年) (単位: 百万 Rp)	3-21
表 3-8	PLN 負債額 (2016 年~2021 年) (単位: 兆 Rp)	3-22
表 3-9	インドネシアにおけるアンモニア需給状況、及び需給予測	3-29
表 3-10	インドネシア国内のアンモニア関連法	3-30
表 3-11	インドネシア国内におけるアンモニア生産者	3-32
表 3-12	インドネシア国内アンモニア船	3-33
表 4-1	新インフラ戦略を通して本邦政府が達成すべき目的	4-1
表 4-2	新インフラ戦略における着目されているテーマ並びに関連技術	4-3
表 4-3	新インフラ戦略におけるインドネシアに対する国別取組	4-4
表 4-4	スララヤ石炭火力発電所の概要	4-10
表 4-5		4-11
表 4-6		4-12
表 4-7		4-16
表 4-8	PAU アンモニアプラント概要	4-23
表 4-9	PAU アンモニアプラント出荷設備概要	4-23
表 4-10	スララヤ石炭火力発電所 No.-No.7 ボイラ概略仕様	4-24
表 4-11	純度 100%のアンモニア性状	4-24
表 4-12	本検討に採用するアンモニアガス性状	4-25
表 4-13	本検討に石炭性状 (到着ベース)	4-25
表 4-14		4-25
表 4-15		4-26
表 4-16		4-27
表 4-17		4-28
表 4-18		4-34
表 4-19		4-35
表 4-20	アンモニア混焼導入時の課題リスト (1/2)	4-41
表 4-21	アンモニア混焼導入時の課題リスト (2/2)	4-42
表 4-22		4-44
表 4-23		4-45
表 4-24		4-46
表 4-25		4-46

表 4-26.....	4-47
表 4-27.....	4-48
表 4-28.....	4-51
表 4-29.....	4-51
表 4-30.....	4-53
表 4-31.....	4-54
表 4-32.....	4-54
表 4-33 尼国の液化アンモニア輸送船および対象の液化アンモニア輸送船舶の諸元	4-58
表 4-34.....	4-60
表 4-35.....	4-63
表 4-36.....	4-64
表 4-37 スララヤ石炭火力発電所栈橋上載荷重	4-65
表 4-38 スララヤ石炭火力発電所プラットフォームの固有周期および設計震度	4-67
表 4-39 スララヤ石炭火力発電所栈橋荷重の組合せケース	4-67
表 4-40.....	4-68
表 4-41 スララヤ石炭火力発電所栈橋性能照査結果のまとめ (最大ケース).....	4-71
表 4-42 燃料アンモニア供給設備の現状と課題	4-73
表 4-43 アンモニア国内輸送に関する前提条件	4-75
表 4-44 インドネシア国内の既存内航船リスト	4-75
表 4-45 インドネシア国内輸送コスト感度分析	4-79
表 4-46 MHI 社 CO2 回収プラントの商用納入実績表	4-87
表 4-47 PAU 検討結果纏め.....	4-88
表 4-48 PAU Case 2 代案検討結果	4-90
表 4-49 既存の法規制調査結果	4-95
表 4-50 アンモニア混焼に関連するクライテリア	4-97
表 4-51 適用の可能性のある本邦の開発援助機関の資金	4-100
表 4-52.....	4-103
表 4-53.....	4-108
表 4-54.....	4-109
表 4-55 尼国において環境犯罪とされる主な行為	4-110
表 4-56 尼国の環境対策に係る法律	4-110
表 4-57 尼国の社会配慮に係る法律	4-111
表 4-58 気候変動枠組み条約へのインドネシアからの提出文書	4-111
表 4-59 EIA に係る法律.....	4-112
表 4-60 火力発電に係る一般的な EIA の項目	4-115
表 4-61.....	4-116
表 4-62.....	4-117
表 4-63 尼国の税法	4-118
表 4-64 付加価値税が課税されない物品・サービス	4-119

表 4-65	基本輸入関税率	4-120
表 4-66	付加価値税の免除される物品	4-120
表 4-67	USDFS を通じた関税の特別便宜の利用が可能な工業分野	4-121
表 5-1	クリーンアンモニア概算価格内訳	5-4
表 5-2	アンモニア受入設備新設及び石炭焚きボイラ改造コスト	5-5
表 5-3	クリーンアンモニアバリューチェーン環境影響評価	5-6

略語表

Abbreviations	English	Indonesian	Japanese
BaU	Business as Usual	-	対策のないケース
BECCS	Biomass Energy with Carbon Capture and Storage	-	CCSと接続したバイオマス混焼石炭火力発電所は
CCS	Carbon dioxide Capture (Utilization) and Storage	-	二酸化炭素回収・貯蔵
CCUS	Carbon dioxide Capture Utilization and Storage	-	二酸化炭素回収・有効利用・貯蔵
EBT	-	Energi Baru dan Terbarukan	
ESDM	-	kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral	
GHG	GreenHouse Gas	-	温室効果ガス
IPP	Independent Power Producer	-	独立系発電事業者
KKS	-	Kontrak Kerja Sama	協力契約
KEN	-	Kebijakan Energi Nasional	国家エネルギー政策
KKKLL	-	Kesejahteraan, Kesehatan Kerja dan Lindungan Lingkungan	労働安全衛生環境保護
LTS-LCCR 2050	Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050	-	2050 年低炭素・気候強靱化のための長期戦略
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry		経済産業省（日本）
MTOE	Million Ton Oil Equivalent		百万石油換算トン
NDC	National Determined Contribution	-	自国が決定する貢献
PLN	-	Perusahaan Listrik Negara	国営電力会社
PMK	-	Peraturan Menteri Keuangan	財務省令
PLTA	-	Pembangkit Listrik Tenaga Air	水力発電所
PLTB	-	Pembangkit Listrik Tenaga Bayu	風力発電所
PLTD	-	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel	ディーゼル発電所
PLTM	Mini Hydro Power Plant	Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro	ミニ水力発電所
PLTM	Micro Hydro Power Plant	Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro	マイクロ水力発電所
PLTPB	-	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi	地熱発電所
PLTS	-	Pembangkit Listrik Tenaga Surya	太陽光発電所
PLTU	-	Pembangkit Listrik Tenaga Uap	火力発電所
PLTGU	-	Pembangkit Listrik Tenaga Gas dan Uap	コンバインドサイクル発電所
PP	-	Peraturan Pemerintah	政令
RUEN	-	Rencana Umum Energi Nasional	国家エネルギー計画
RUKD	-	Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah	
RUKN	-	Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional	国家電力計画
RUPTL	-	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	
UU	-	Undang-Undang	法

単位及び通貨

単位	綴り	意味
Bil. USD	Billion USD	1 USD の十億倍
DWT	Dead Weight Tonnage	載貨重量トン数
GT	Gross Ton	総トン数
GW	Giga Watt	1 ワットの 10 億倍
GWh	Giga Watt hour	1 ワットアワーの 10 億倍
kV	kilo Volt	1 ボルトの千倍
kW	kilo Watt	1 ワットの千倍
kWh	kilo Watt hour	1 ワットアワーの千倍
m	metre	メートル。長さの単位
MT	Metric Ton	トン。質量の単位
Mil. USD	Million USD	1 USD の百万倍
km	kilo metre	1 メートルの千倍
LOA	Length Over All	船体の全長
MW	Mega Watt	1 ワットの 100 万倍
MWh	Mega Watt hour	1 ワットアワーの 100 万倍
USD	United States Dollar	米ドル
V	Volt	ボルト。電圧の単位
W	Watt	ワット。電力の単位
Wh	Watt hour	ワットアワー。電力量の単位

第1章 調査の概要

1.1 調査の背景・経緯

気候変動対策は世界的に喫緊の課題である。世界の平均気温の上昇を 1.5 度未満に抑えるための温室効果ガス排出量の削減が、気候変動に対応する国際的な枠組みであるパリ協定の重要な目標となっている。また、国連の持続可能な開発目標 (SDGs) において、目標 13 は気候変動に具体的な対策を求めている。我が国をはじめとする先進各国は、2050 年カーボンニュートラル (温室効果ガス実質排出量ゼロ) の野心的な目標を掲げ、その実現に向け電力および非電力である運輸、産業、民生などエネルギーの需要側も含め多角的な取り組みを進めている。その中でも、電源の脱炭素化は重要な取り組みである。

2021 年に英国グラスゴーで開催された第 26 回国連気候変動枠組み条約締約国会議 (2021, Glasgow UK) (以下、COP26) において、石炭火力発電への支援を終了するための共同声明「Global Coal to Clean Power Transition Statement」が出され、その中で、主要国では 2030 年代、その他の国では 2040 年代に、石炭火力発電を段階的に廃止することが盛り込まれている。経済の持続可能な発展の中、経済と環境の好循環を生み出し、地域社会に利益をもたらす最適な形で、化石燃料電源から脱炭素電源への移行が必要である。

我が国においては、2021 年時点で電源構成における石炭火力の割合は 26.5%と、LNG 火力の 31.7%に次ぐ大きな比率となっている。再生可能エネルギー (水力/バイオマス/地熱/風力/太陽光) の普及が進んでいるとは言え、依然として石炭火力はベースロード電源として我が国では重要な役割を担っている。この点、洋上風力向きの風況を持ち、また大陸で国際送電網が整備されている欧州とは状況が異なり、欧州に倣って我が国が一足飛びに脱石炭火力発電に舵を切るとは、電力の安定供給を脅かすことを意味する為、慎重なエネルギー・トランジションが必要となる。

斯様な状況下、2021 年 10 月に閣議決定された「第 6 次エネルギー基本計画」においては、2050 年カーボンニュートラル実現を見据えた上で、非効率な火力のフェードアウトに着実に取り組むとともに、電力の安定供給と脱炭素の同時実現する 1 つの解決案として、アンモニア等の脱炭素燃料の混焼等を進めていくと述べられている。アンモニア等の脱炭素燃料の火力発電への活用については、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 (以下、NEDO) のグリーンイノベーション基金事業 (以下、GI 基金) /燃料アンモニアサプライチェーンの構築プロジェクトにおいて、JERA の保有する三菱重工業 (以下、MHI) 製の石炭ボイラで 2028 年度までにアンモニア混焼を検証する計画である。そのため、我が国において、温室効果ガス排出量削減に資する石炭火力への燃料アンモニア混焼技術の開発・実証が進められている。共同申請者である MHI は、これらの技術開発に携わっており、また、本邦技術が世界をリードしている。

一方で、燃料アンモニアの既存石炭火力発電設備における混焼の商業化実現のためには、前述の技術的なアプローチと並行して、如何にしてアンモニアサプライチェーンを構築していくべきかといったコマーシャルの観点で、官民一体となった議論が必須であり、前述の「第 6 次エネルギー基本計画」に先駆けて、燃料アンモニア導入官民協議会が経済産業省 資源エネルギー庁 資源・燃料部のイニシアティブで複数回にわたり執り行われた。本官民協議会には共同申請者の三菱商事株

式会社(以下、MC)およびMHIが参加しており、2021年2月に公表された中間取りまとめ報告では、本邦電力への導入を最優先にするとしながらも、将来的には我が国と同じく石炭火力依存比率の高いアジア諸国への燃料アンモニア混焼技術・ノウハウの海外展開も見据えた視点が重要である旨が共有された。

2021年6月のASEANエネルギー大臣特別会合において、我が国の梶山経済産業大臣(当時)から、「アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ(AETI)」が発表された。その後、2022年1月10日には萩生田経済産業大臣(当時)がインドネシアを訪問。同国のアリフィン・タスリフ エネルギー・鉱物資源大臣との間で、エネルギー・トランジションの実現に関する協力覚書が締結された。この覚書の中で現実的なエネルギー・トランジションに貢献する技術としてアンモニアの利活用に係る技術が含まれた。

また、共同申請者のMHIも、2021年11月にインドネシア国営電力会社 PT. Perusahaan Listrik Negara(以下、PLN)社のグループ会社でスララヤ石炭火力発電所のオーナーでもある PT Indonesia Power(以下、IP)社との間で、同社が所有・運営する発電所における低炭素燃料の混焼に関して、実現可能性調査(Feasibility Study、以下FS)を開始する覚書に調印した。

インドネシアが自国資源を有効活用し、化石燃料を利用した発電所、特に石炭火力発電所を脱炭素化させるためには、化石燃料を脱炭素化する技術とそれを供給する仕組みが必要になる。上述の通り、石炭火力発電においては、燃料アンモニアの利用により、脱炭素化を目指す開発が我が国を中心に行われている。他方、インドネシア国内では肥料・化学品用途のアンモニア・尿素プラントは多数あるものの、発電所を需要地として想定していないため、燃料アンモニア導入に向けては製造過程でCO₂を分離回収し、脱炭素化された燃料アンモニアを需要地の石炭火力発電所まで安定して供給するためのバリューチェーン構築が課題となる。燃料アンモニアのバリューチェーン構築は、製造地・輸送受入ロジスティクス・需要地といった前提条件の置き方が、経済性やスケジュール等を与える影響が大きく、導入を検討する上でケースを想定したFSは必須となるが、同国内でこれまでそういった検討がなされた事はない。

MCは、インドネシア 中央スラウェシ州でアンモニア製造プラントを運営するパンチャ・アマラ・ウタマ(PT Panca Amara Utama、以下PAU)社に出資しており、また、燃料アンモニアバリューチェーンの構築にも関わっていることから、本FSでは、PAUアンモニアプラントで製造された低炭素アンモニアを、IP社スララヤ石炭火力発電所まで国内輸送の上、石炭火力との混焼を行うサプライチェーンを想定し、技術的観点・経済性観点・環境性観点から評価を行う。MC、MHIに加えて、建設コンサルタントである日本工営株式会社(以下、NK)の3社で共同申請し、FSを実施した。

1.2 調査の目的と対象地域

1.2.1 調査の目的

以下夫々の分野において、本邦技術を活用した将来的な円借款を主とした案件形成に向けて、現地調査、並びに本邦技術を適用した案件候補の検討を行う(調査内容については後述 1.2.3.の通り)。

- ① PLN 傘下のスララヤ石炭火力発電所において、石炭火力の低炭素化に寄与する、本邦技術であるアンモニア混焼技術を活用し、我が国「第6次エネルギー基本計画」と同様に2030年の同発電所のアンモニア混焼率20%を目指すアンモニア混焼事業、
- ② 燃料アンモニアの供給元と想定するスラウェシ島に生産拠点があるPAU アンモニア製造プラントにおいて、本邦技術を活用したCO₂ 排出削減事業、
- ③ これら事業を実施するためのアンモニアバリューチェーン全体の評価、を実施するもの。

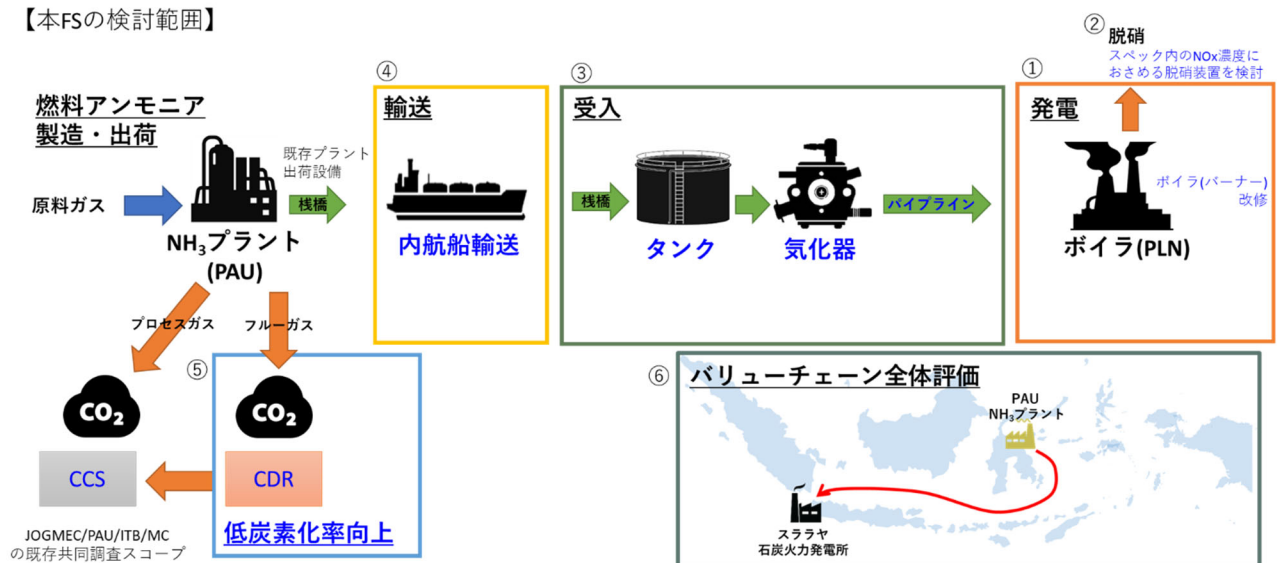
1.2.2 調査内容

(1) プロジェクトサイトの調査

スララヤ火力発電所はジャカルタから西へ約100kmに位置する、PLN 傘下のインドネシア電力(PT. Indonesia Power / 以下、IP)が所有する石炭火力発電所である。1-4号機は出力400MW、5-7号機は出力600MWであり、ボイラはB&W社、タービンはMHI、発電機は三菱電機が納入し、1985-1999年に順次稼働を開始した。MHIは2020年にPLN及びPLN傘下の電力子会社及びインドネシア国立バンドン工科大学(以下、ITB)と、バイオマス混焼普及に向けた政策提言作成に関する覚書を締結。この中で短・中期的な低炭素化への対応として1-4号機を対象にバイオマス混焼導入に向けた検討を実施しているが、この度、中・長期的な低炭素化への対応として5-7号機を対象にアンモニア混焼の導入可能性を検討する。アンモニア混焼においては、アンモニア受入供給設備や燃焼設備などの追設が必要となることからその仕様検討、配置計画や設置のための課題の抽出を行う。

(2) バリューチェーンごとの技術検討

【本FSの検討範囲】



出典：調査団作成

図 1-1 本事業の検討範囲

① 火力発電設備(ボイラ)

カロリーベースで混焼率 20%を前提とし、火力発電設備改造内容の検討を行う。8 基あるスラヤ石炭火力発電ボイラの内、最大で 3 基を対象とし必要設備の選定、追加設備投資金額概算算出、スケジュール策定、課題の抽出を行うほか、必要となる燃料アンモニア数量の算出を行う。

② 環境装置 (脱硝)

アンモニアを燃焼しても CO₂ は発生しない一方で、人体にも悪影響を及ぼす窒素酸化物(NO_x)を排出する為、ボイラ出口で脱硝処理を施す必要がある。カロリーベースで 20%混焼を行う場合を想定し、必要設備の選定、追加設備投資金額概算算出、スケジュール策定、課題の抽出を行い、必要なユーティリティ量の算出を行う。

③ 受入設備

スラヤ石炭火力発電所への燃料アンモニア持ち込みを想定し、必要設備の選定、追加設備導入費用概算算出、導入スケジュール策定、課題の抽出を行う。既設燃料および燃料アンモニアの配船調査、計画を行う。なお、配船計画結果によっては、既設港湾施設(栈橋)の増強・増設も検討する。新設設備として、ローディングアーム、タンク、アンモニア気化器、パイプラインを検討する。タンク設計に必要となるプロット図は PLN から入手し、設備設置候補地の選定を行う。

④ 国内海上輸送

PAU アンモニア製造プラント所在地であるスラウェシ島からスラヤ石炭火力発電所の所在地であるジャワ島までは、インドネシア国内船による海上輸送が必要であり、最適な海上輸送の検討とそのコスト算出、課題の抽出を行う。製造地・需要地に於ける出荷・受入設備と国内輸送船との整合を目的に本船ロットサイズや船積回数、隻数等の前提条件の設定を通した配船モデルを作成の上、その実現性の評価を行う。

⑤ 燃料アンモニア製造(低炭素化)

PAU の既設アンモニア製造プラントについて検討する。アンモニアはその製造過程で CO₂ を排出するが、大別すると天然ガスの水蒸気改質で水素を製造するプロセスで発生・分離される高純度 CO₂ と、水蒸気改質で必要となる膨大な熱を供給する為のガス燃焼過程から排出される煙道ガスに含まれる低純度 CO₂ の 2 種類がある。後者の低純度 CO₂ の回収には CO₂ 分離回収装置による CO₂ の高純度化が必要であり、三菱重工エンジニアリング(以下、MHIE 社)の二酸化炭素回収技術である Advanced KM CDR Process™(以下、CDR)を適用して検討した。本検討は MHIE への外部発注により、CO₂ 分離回収装置、CO₂ 圧縮機等の設備導入費用の概算、導入までのスケジュール作成、課題の抽出を行い、また、CO₂ 排出削減量の評価を行う。

なお、回収した CO₂ を貯留する CCS について、前述の MC/独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構(以下、JOGMEC)/PAU/ITB の 4 社共同による CCS 調査は 2020 年代後半の事業化可否判断を目標として地下データ収集・分析を実施中であるため、本事業では CCS の調査

内容については、秘密保持契約に抵触しない範囲で適宜内容を反映するが、原則切り離して本事業を実施する。

⑥ バリューチェーン全体評価

①-⑤までの検討結果を踏まえ、スラウェシ島 PAU アンモニア製造プラントの低炭素アンモニアを、ジャワ島スララヤ石炭火力発電所で 20%混焼した場合の、サプライチェーンを評価する。併せて、本燃料アンモニアバリューチェーンおよび CO2 削減等の総合的な経済性評価を行う。なお、既設 PAU プラントで製造するアンモニア価格に関しては、過去の肥料向け輸出版売価格評価を前提に評価を行う事とする。

(3) 現地調査

現状および将来計画を確認し、主に以下の項目について調査を行い、併せて関係機関等から意見聴取を行う。

- 電力需要・供給実績(予想含む)
- 電源の脱炭素化計画
- 電力料金体系、電力関連法規等
- スララヤ石炭火力発電所の運用状態(操業・保守体制等含む)
- スララヤ石炭火力発電所の燃料調達(コスト)
- スララヤ石炭火力発電所(ボイラ関連設備、燃料受入施設、燃料受入設備、周辺環境等)
- 燃料船を含む内航船の運行状況
- アンモニア製造・出荷設備
- アンモニア輸送・受入・貯蔵関連法規等
- 他ドナー支援状況

(4) 本邦技術を適用した案件形成の候補検討

市場調査、要望確認および現地調査結果に基づき、本邦技術を適用した案件候補を検討する。案件候補として提案する本邦技術の例を以下に示す。

- ・ 共同申請者である MHI は、NEDO の GI 基金/燃料アンモニアサプライチェーンの構築プロジェクトにおいて、石炭ボイラにおけるアンモニア高混焼技術の開発・実証に採択されている。アンモニアは水素を低コストで効率よく輸送・貯蔵できるため、エネルギーキャリアとしての役割に加え、火力発電の燃料として直接利用可能であり、燃焼時に CO2 を排出しない燃料として温室効果ガス削減に大きな利点があると期待されている。GI 基金を活用し、アンモニア混焼の社会

実装に向けてアンモニアバーナーを開発していく。本技術は国内外の石炭焚き火力に適用可能で当該プラントのボイラにも適用可能な技術として開発を進める。

- ・ MHI は関西電力(株)と共同で CO₂ 回収技術を開発し、独自のアミン吸収液 KS-1TM を用いた CO₂ 回収プロセス KM CDR ProcessTM を商業化している。このプロセスの特徴は、対象ガスに含まれる CO₂ を 90%以上回収(純度 99.9vol%以上)することができ、さらに独自の省エネ再生システムにより蒸気消費量の低減を実現している。以下の通り CO₂ 回収プラントの概略フローを示す。(図 1-2 を参照)

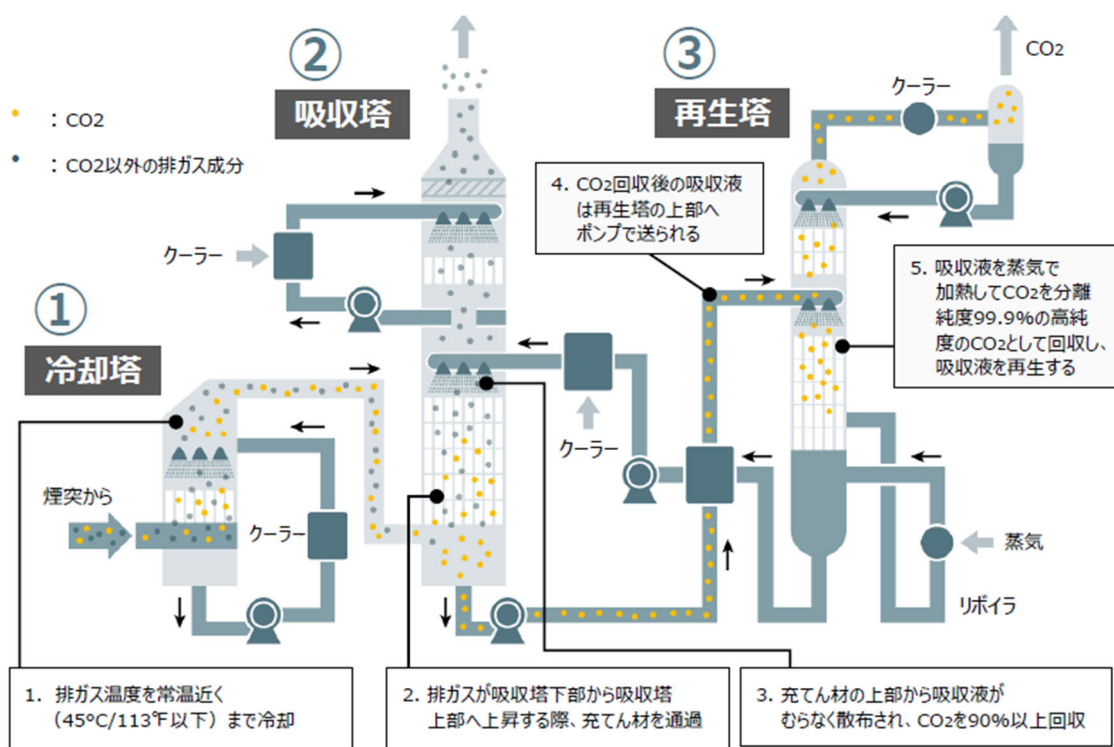


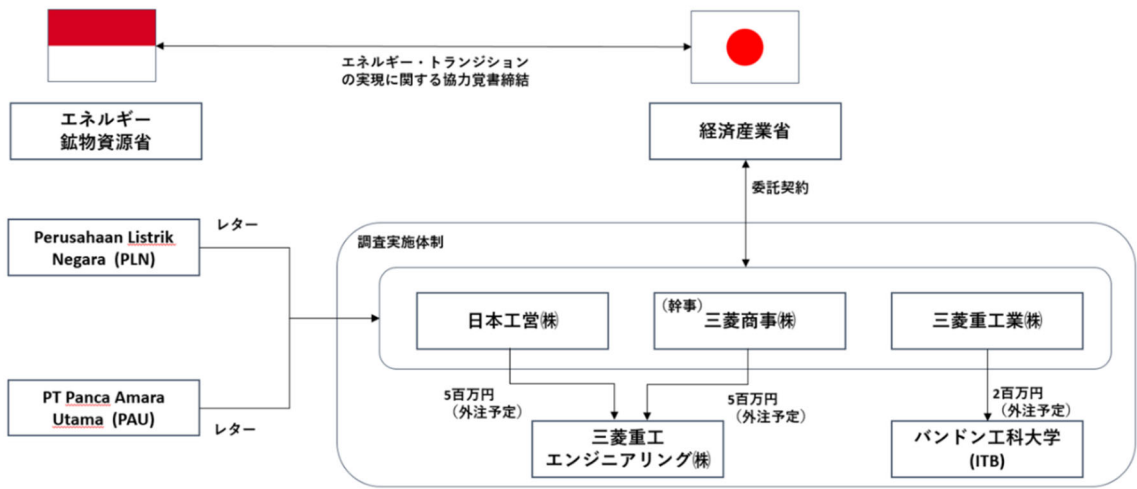
図 1-2 CO₂ 回収プラントの概略フロー

- ・ 1999 年にマレーシアに納入した 210 トン/日の初号機納入以降、世界各国に CO₂ 回収プラント 13 基を納入しており、その中でアンモニアプラント・リフォーマー排ガスからの CO₂ 回収が 9 基と最も実績が多い。回収した CO₂ は肥料・メタノール増産といった化学用途から冷却用ドライアイス等の一般用途、原油増産を目的とした EOR (Enhanced Oil Recovery) 用途まで多岐にわたっており、CO₂ 回収量実績としては初号機の 210 トン/日から世界最大の 4776 トン/日まで幅広い。

1.3 調査団と調査工程

1.3.1 調査団の構成

1.1 で前述の通り、2022 年 1 月 10 日の日尼間に於けるエネルギー・トランジションの実現に関する協力覚書に基づき、MC/MHI/NK の 3 社が共同申請者となり、経済産業省より業務委託を受けて調査を進めるもの。業務の一部を MHIE と ITB に外注する。



出典：調査団作成

図 1-3 調査団の構成

1.3.2 調査団工程

採択後、国内にて準備作業(既存資料の収集整理、訪問先との面会予約取得、質問票の作成と送付)を実施し、現地調査にて関係先を訪問してヒアリング、スララヤ石炭火力発電所の現地踏査を実施し、課題等を抽出した。9月に実施した現地調査の結果を踏まえ、事業実施案を作成。その後、詳細検討、報告書案の作成を実施した。報告書案の骨子を相手国政府関係者(エネルギー・鉱物資源省、Indonesia Power および PLN を想定)に会議を設営し、2023 年 1 月に説明実施。相手国政府関係者からのコメントを踏まえ、最終報告書を取りまとめ、本邦経済産業省へ提出するもの。それぞれの実施時期等を以下に示す。

作業項目	実施期間	2022年							2023年	
		6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
準備作業										
現地調査（情報収集・現地調査）										
情報整理、導入計画立案										
バリューチェーン、更新工事検討										
報告書案の作成										
報告書案の説明（Web会議）										
最終報告書の作成										

出典：調査団作成

図 1-4 調査団スケジュール

第2章 尼国の概況

2.1 社会経済の概況

2.1.1 一般情報

(1) 基礎情報

インドネシア共和国(以下、インドネシア)の人口は世界第4位の約 2.7 億人。国民の 87%がイスラム教を信仰する世界最大のイスラム教国でもある。一方で、約 300 の民族が暮らし、地域によってはイスラム教が多数派ではない地域も存在するなど、文化・民族・宗教等多様性に満ちた国としても知られる。建国時の国是は「多様性の中の統一」。出生率は 2.3 人で平均年齢は 30 歳と若い。首都はジャカルタで公用語はインドネシア語。2019 年、首都をジャカルタからカリマンタン島に移すことを発表。新首都をヌサントラ(Nusantara)と命名した。ヌサントラの建設と移転は段階的に進められ、2045 年に移転を完了する計画が進んでいる。

(2) 我が国との関連性

東南アジア地域において人口・国土とも ASEAN 最大の国であり、唯一の G20 構成国。ASEAN の中核となっている。また、国際海上交通の要衝であるマラッカ海峡の沿岸国である。そのため、我が国においても、重要な国との位置づけであり、長い友好関係を有する戦略的なパートナーである。民主主義や人権、ルールに基づく多角的貿易体制といった基本的な価値を共有している。

経済分野では、長年にわたり製造業など多くの日系企業が同国へ進出しており、2008 7 月には経済連携協定が発効され、我が国との経済関係は一層緊密となっている。また、インドネシアは天然ガス、石炭などのエネルギー資源が豊富にあり、我が国の重要な調達先となっている。

2.1.2 政治体制

(1) 基礎情報

インドネシアは大統領を元首とする共和制国家であり立法・行政・司法の三権分立制を採用している。大統領の任期は 5 年で最長 2 期まで。国民による直接選挙によって選出される。大統領は閣僚の任免権を有するほか、独自に「大統領令」を発令できるなど強い権限を保有している。

立法府は国民協議会、国会、地方代表議会から成る。最高議決機関は国民協議会で、憲法の改正、大統領・副大統領の任期中の解任が決定でき、国会議員 575 名と地方代表議員 136 名の計 711 名で構成される。国会は主に法律の作成、国家予算の決定などの役割を担う。地方代表議会は全国 34 州から各 4 名の代表者を選出し構成している。国会議員・地方代表議員の任期はともに 5 年。

司法府は憲法裁判所、最高裁判所、下級裁判所から成る。憲法裁判所は、法令の憲法違反に関する審査等を行う。最高裁判所の下には、普通・行政・宗教・軍事の4種の下級裁判所が設置されている。

(2) 現政権と昨今の政治情勢

現在の大統領は元ジャカルタ特別州知事のジョコ・ウィドド氏。「庶民派」として知られ、国民からの根強い支持がある。経済・社会政策を最優先課題とし、インフラ整備や社会保障の充実に注力している。近年はコロナ禍からの着実な経済回復と G20 の成功が国内外で高く評価をされている。一方で、ニッケル鉱石やボーキサイトなどの輸出禁止を打ち出すなど自国資源の高付加価値化と国内産業の育成を狙った政策も目立つ。ニッケル鉱石の禁輸をめぐる EU との係争に発展している。

ジョコ・ウィドド大統領は 2014 年に大統領に就任し、2019 年に再選。2024 年 2 月には任期満了のため大統領選が実施される予定。

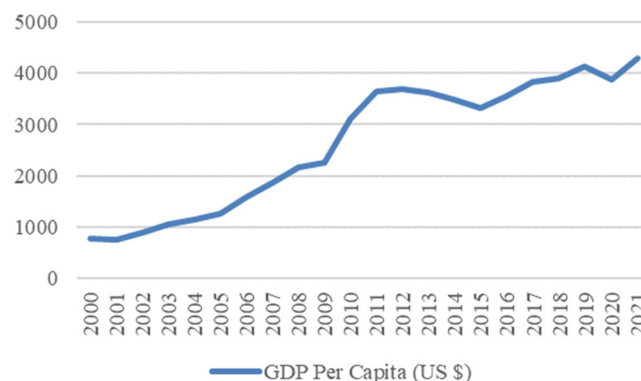
2.1.3 経済指標

(1) 概況

世界的に景気後退を警告するニュースが相次ぐ中、インドネシアでは、引続き堅調な経済を予想する声が多い。中央銀行が発表した消費者調査によると、消費者信頼感 は 119.1 で前月 (120.3) からわずかに減少したのみ。消費者の期待は、収入増と雇用増および耐久財の購入に支えられて、今後も引続き強いままであろう。総じてコロナ禍の終息に伴う経済活動や所得の回復に伴い、消費は持ち直し傾向にある。

(2) GDP

2000 年ごろから急速に成長。2021 年時点の一人当たり GDP は約 4300 ドルで日本の 1974 年ごろの水準に相当する。

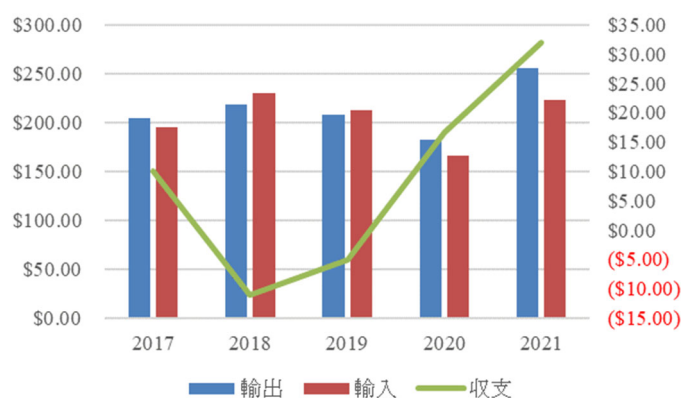


出典: インドネシア中央統計庁(BPS)

図 2-1 インドネシア一人当たり GDP 推移

(3) 貿易

最大の貿易相手国は中国で年々取引量が拡大基調で、中国への過度な経済依存を苦慮している。我が国は中国、シンガポールに次ぐ第三の貿易相手国。直近の貿易収支は資源高(特に石炭・パーム)を受けて好調に推移。一方で恒常化した石油ガスの貿易赤字が課題になっている。



出典: インドネシア中央統計庁(BPS)

図 2-2 インドネシア貿易収支推移

(4) 国内消費

2022 年はコロナ禍から順調に回復。エネルギー・食料高によるインフレが懸念されるが比較的低く抑えられており、消費者信頼感指数は依然として高水準を維持するなど、消費者の景気拡大の期待が大きい。奢侈税の減免などにより、コロナ後の自動車販売は順調に回復し、22 年は約 100 万台となり 2019 年に次ぐ水準まで回復しつつある。

2.1.4 脱炭素化への取組

(1) 尼国の脱炭素化の概要

インドネシア政府は、COP26 に先立って、2021 年 7 月パリ協定に従い国連気候変動枠組条約事務局に提出する「自国が決定する貢献 (Nationally Determined Contribution、以下、NDC)」と「2050 年低炭素・気候強靱化のための長期戦略 (Long-term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 以下、LTS-LCCR2050)」を公表した。これらの中で従来の温室効果ガス排出量を実質ゼロにするカーボンニュートラルを 2060 年に達成させる目標「カーボンニュートラル 2060」を示し、従来示していた 2070 年から 10 年前倒した。

NDC 改訂版によると、インドネシアにおける温室効果ガス排出量 (2010 年時点)のうち、「森林・その他土地利用」(48.5%)および「エネルギー分野」(34.0%)合計で全体の 82.5%を占める。これらの分野を中心に、2030 年には国際支援がないケースで BaU (特段対策を取らない場合)比 29%、国際支援があるケースで 41%の削減を目指している。電力セクターにおいては、前述の通り、2030 年迄に化石燃料発電の比率を低下させているが、化石燃料による発電電力量は依然多く、こ

れに伴う温室効果ガス排出量も増加となると予想される。そのため「LTS-LCCR 2050」あるいは「RUPTL2021-2030」に以下の様な対策を打ち出している。

- 再生可能エネルギー開発優先(2025 年:23%→2030 年:29%)
- 燃料転換(例:石油からガスやバイオ燃料)
- 高効率低排出技術活用
- バイオマス活用(石炭焚きへのバイオマス混焼促進)
- 新規石炭火力発電開発停止と旧石炭火力発電設備廃止(2025 年:1.1GW/2030 年:1.0 GW/2035 年:9 GW/2040 年:10 GW/2045 年:24GW/2055 年:5 GW 廃止。55 年までに全石炭火力発電所を廃止する計画)
- 二酸化炭素 (以下、CO₂)回収・有効利用・貯留 (Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS))

PLN はそのトランジションとして既設石炭火力でのバイオマス燃料混焼等により、二酸化炭素排出量を低減させる計画も盛り込んでおり、2021 年より32 ヶ所の既存発電設備で5%バイオマス混焼(重量比)のパイロット試験を実施開始し、2025 年にはそれを52 ヶ所の既存発電所に拡大するとしている、その場合でも排出目標の到達は難しいため、一部発電所では10-20%バイオマス混焼(重量比)の達成を目指している。

2.1.5 地理

国土は192 万km²(日本の5 倍)、南北1,888km 東西5,110km に亘り、大小17,508 の島々からなる島嶼国。鉱物・化石燃料および森林資源が豊富であることが知られている。銅・ニッケル・ボーキサイト・錫・金の産出量がいずれも世界10 位以内に入る非鉄金属鉱物資源生産国である。また、化石燃料に関しても有数の産出国である。BP 2020 年統計データによると石炭の産出量は、中国、インドに次ぐ世界3 位であり、2020 年5 億6,250 万トンである。天然ガスは、632 億バレルを産出し世界12 位である。

一方で、森林資源も豊富であり、農作物、特にパーム椰子の生産が盛んでパーム油の生産・輸出とも世界1 位を誇っている。また、地熱の資源である火山においても、環太平洋火山帯に属し世界有数の火山大国である。水力資源である河川については多くの島々に分散し、およそ5,600 の河川流域がある。

2.1.6 気候

赤道直下のインドネシアは熱帯性気候に属し、4月～10月までの乾期と11月～3月までの雨期に分かれている。とりわけ12月、1月には大量の雨が降る。最高気温は、ジャカルタ首都圏で通年30℃台前半であり、極端な高温になることは少ないものの、日差しが強い。

第3章 尼国電力セクター調査

3.1 尼国エネルギーセクター方針

3.1.1 エネルギーおよびカーボンニュートラル基本計画

(1) エネルギー政策と計画

尼国の最新のエネルギー法は2017年制定され、このなかでエネルギー関連の基本政策は、国家エネルギー政策 (Kebijakan Energi Nasional。以下、KEN)とされている。KENは、2014年 (2014 PP No. 79 of 2014 National Energy Policy) に規定され、エネルギーに関する総合指針となっている。

エネルギー部門の基本計画は、2017年に策定された国家エネルギー総合計画 (Rencana Umum Energi Nasional。以下、RUEN)が最新である。このRUENに基づき、これを実現する事業レベルの計画として、エネルギー鉱物資源省 (kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral。以下、ESDM) による長期目標を設定する全国電力総合計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional。以下、RUKN)、各州による地域電力計画 (Rencana Umum Ketenagalistrikan Daerah。以下、RUKD)に展開されている。

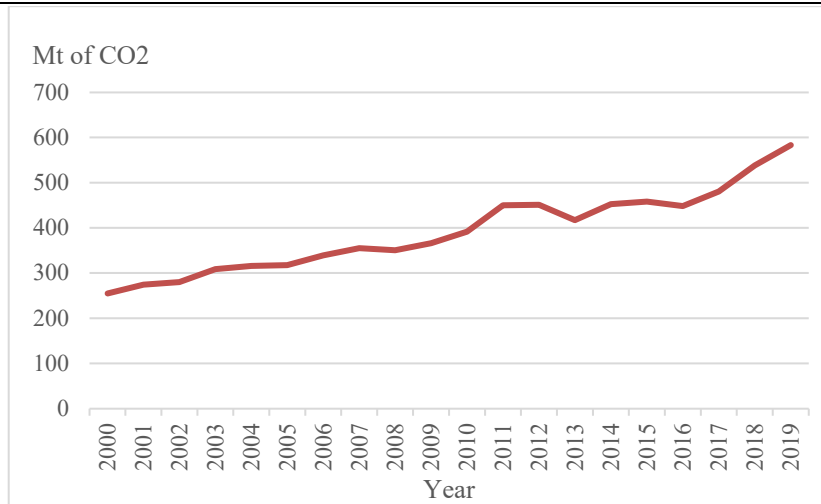
これらのエネルギー・電力政策および計画に基づいて、尼国電力公社 (Perusahaan Listrik Negara。以下、PLN)が電力供給事業計画 (Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik。以下、RUPTL)を策定しており、2021年9月に公表されたRUPTL 2021-2030が最新である。

KENでは化石燃料への依存を低減させるとともに再生可能エネルギーの最大化普及促進および省エネルギー推進を目指している。また、各エネルギー供給割合を示しており、2025年まで石油を49%から22%、石炭を24%から30%に低減し、再生可能エネルギーの割合を2025年には23%、2050年には31%に引き上げるという目標等を設定している。

(2) カーボンニュートラル政策と計画

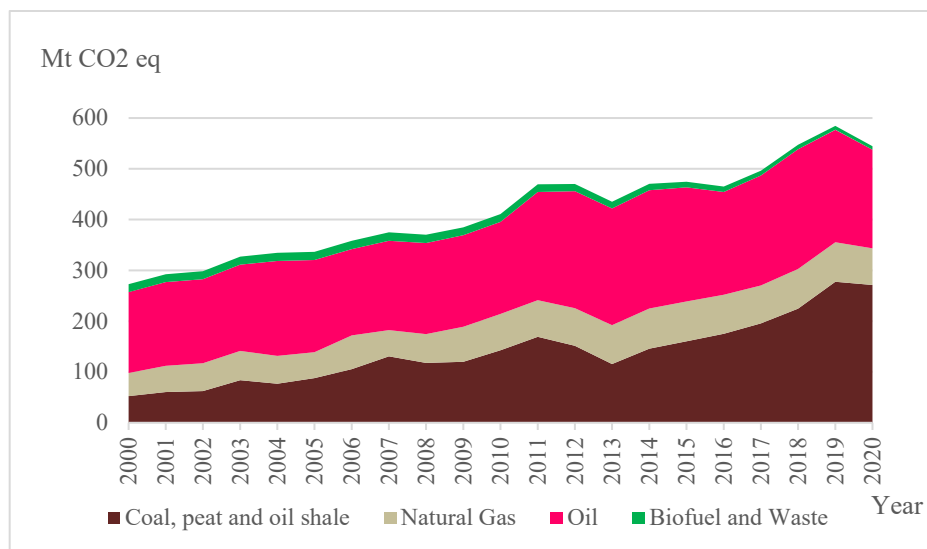
尼国は、経済成長とともにエネルギー・電力需要も増加したが、このエネルギー源として石炭に依存してきた。この結果、図3-1に示す通り、二酸化炭素の排出量が急増している。特に図3-2に示す通り、温室効果ガス (Greenhouse Gas。以下、GHG)排出量は、石炭による排出量が急増している。

一方、尼国は洪水、干ばつ、地震、台風などの自然災害が発生しやすい地域であり、近年は温暖化による河川の氾濫や海面上昇が顕著になりつつある。



出典: IEA Key Energy Statistics, 2019 より調査団にて作成

図 3-1 尼国における総 CO₂ 排出量



出典: IEA Green House Gas Emission from Energy Data Explorer より調査団にて作成

図 3-2 燃料別温室効果ガス排出量

尼国は、独立 100 周年にあたる 2045 年には先進国入りすることを目標にしており、経済成長に伴う旺盛なエネルギー需要に対応しつつ、温暖化対策を進める必要があり、脱炭素化、カーボンニュートラルに積極的に政策・施策を打ち出している。

2021 年 7 月にパリ協定に従って国連気候変動枠組条約事務所に国別削減目標である「自国が決定する貢献」(National Determined Contribution。以下、NDC)と「2050 年低炭素・気候強靱化のための長期戦略」(Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050。以下、LTS-LCCR 2050)を公表し、2060 年もしくは早いタイミングで GHG 排出量を実質ゼロ(Net Zero Emission。以下、NZE)とするカーボンニュートラルの達成目標を示している。

NDC の中では、2030 年までの GHG 排出削減量を表 3-1 に示す通り、特段対策のないケース (Business as Usual。以下、BaU)と比較し、国際支援のないケース(CM-1)で 29.1%、国際支援のあるケース(CM-2)で 41.3%の削減を目標としている。

表 3-1 シナリオおよびセクター別 GHG 排出量見通し

部門	2010年実績		2030年予測値			排出削減量			
	CO ₂ 換算 Mton	割合 (%)	CO ₂ 換算Mton			CO ₂ 換算Mton		BaU全体に占める割合(%)	
			BaU	CM1	CM2	CM1	CM2	CM1	CM2
エネルギー	453	34%	1,669	1,355	1,223	314	446	11%	15.5%
廃棄物	88	7%	296	285	256	11	40	0.38%	1.4%
工業プロセス	36	3%	70	67	66	3	3	0.10%	0.11%
農業	111	8%	120	110	116	9	4	0.32%	0.13%
森林・その他土地利用	647	49%	714	217	22	497	692	17.2%	24.1%
合計	1,334	100%	2,869	2,034	1,683	834	1,185	29.1%	41.3%

注) BaU: Business as Usual (特段対策のないケース)

CM1: Counter Measure 1(unconditional mitigation scenario/国際支援がないケース)

CM2: Counter Measure 2(conditional mitigation scenario/国際支援があるケース)

出典: 尼国環境林業省「自国が決定する貢献(NDC)」改訂版より調査団にて作成

併せて、NDC の中では、表 3-2 に示す通り、014 年の KEN に規定された以下の 1 次エネルギー供給比率を記述している。

表 3-2 2025 年および 2050 年における 1 次エネルギー供給比率見通し

1次エネルギー	2025	2050
新・再生可能エネルギー	少なくとも 23%	少なくとも 30%
石油	25% 未満	20% 未満
石炭	最低 30%	最低 25%
ガス	最低 22%	最低 24%

出典: 尼国環境林業省「自国が決定する貢献(NDC)」改訂版より調査団にて作成

長期戦略である LTS-LCCR 2050 は、2060 年もしくはそれより早いタイミングで GHG 排出量を実質ゼロ(Net Zero Emission)とするカーボンニュートラルの達成目標を示している。LTS-LCCR 2050 策定にあたり次の 3 つのシナリオが検討されている。

- ① CPOS: Current Policy Scenario 現状政策シナリオ
- ② TRNS: Transition Scenario 移行シナリオ
- ③ LCCP: Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement target

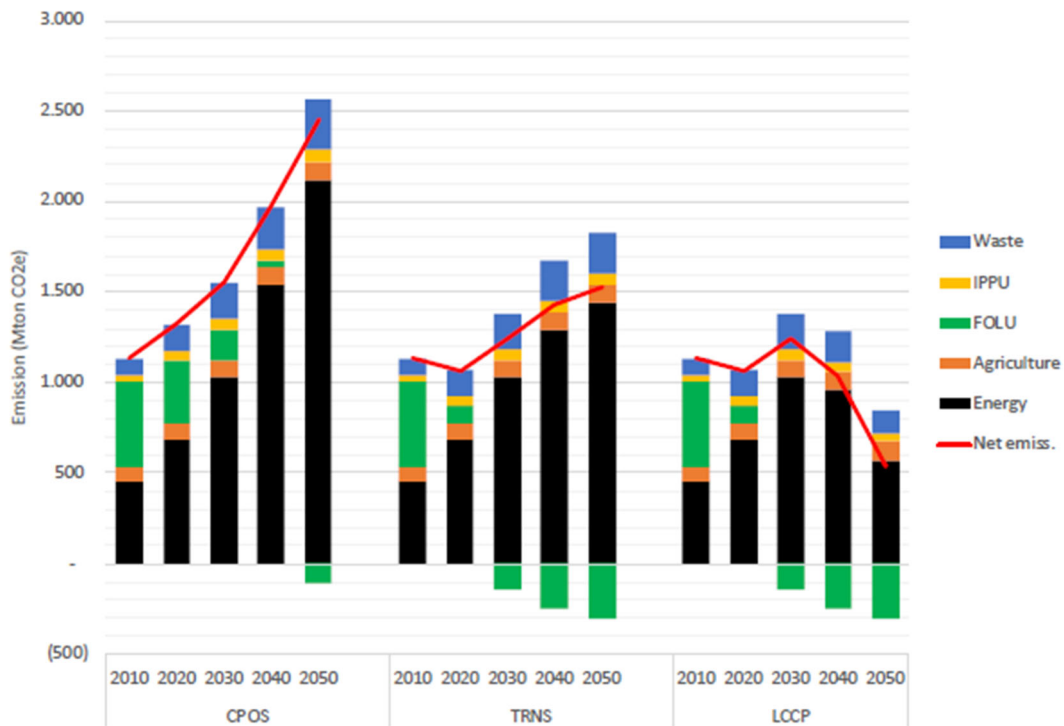
パリ協定に合致した目標と互換性のある低炭素シナリオ

COPS シナリオでは、主に石炭に依存し、2030 年以降も GHG 排出量は引き続き増加し続ける見通しで、2050 年の GHG 排出量は、約 2,116 Mton CO₂e に達するとしている。

TRNS シナリオでは、影響の大きい緩和措置が取られ、GHG 排出量は、約 1,439 Mton CO₂e に減少するものの、パリ協定合意の目標を達成することには十分ではない。

LCCP シナリオでは、二酸化炭素回収・有効利用・貯蔵 (Carbon dioxide Capture (Utilization) and Storage。以下、CCS あるいは CCUS)等、多種類の影響のある緩和措置が取られ、2030 年以降急速に GHG 排出量が減少し、2050 年には約 572 Mton CO₂e に達するとしている。このシナリオによりパリ協定合意目標に適合すると予想している。

各シナリオにおける 2010 年から 2050 年までの GHG 排出量見通しを図 3-3 に示す。



出典: 尼国 Indonesia Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 (2021)

図 3-3 各シナリオにおける GHG 排出量見通し (COPS, TRNS, LCCP シナリオ)

電力部門においては、次の施策にて 2050 年にはほぼ脱炭素化されると予想している。

- ① 再生可能エネルギーの大規模な利用 (水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス)
- ② ほとんどの石炭火力発電所には CCS/CCUS を装備
- ③ バイオマス混焼石炭火力発電所は CCS と接続 (Biomass Energy with Carbon Capture and Storage。以下、BECCS)

上記の施策に基づいた LCCP シナリオにおける、2050 年の電力部門は次の様な状況になると想定している。

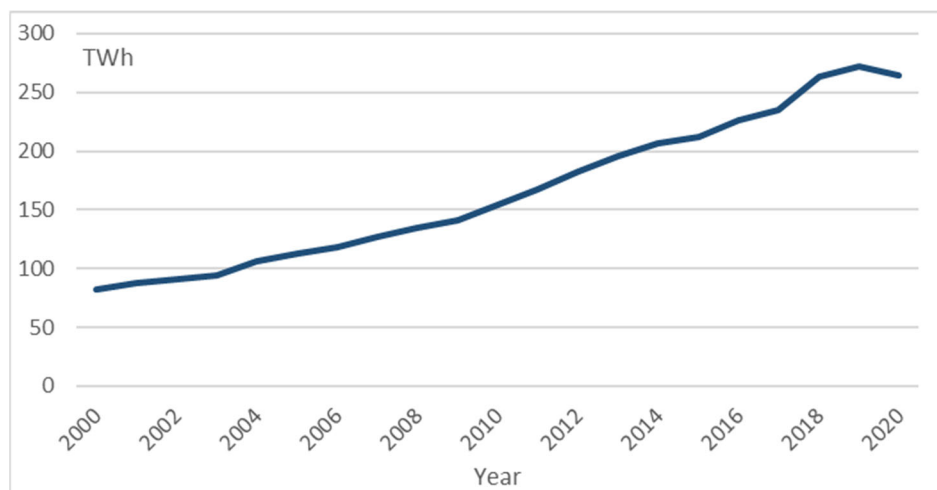
- ① 発電設備比率：再生可能エネルギー 43%、石炭 38%、天然ガス 10%、BECCS 8%
- ② 約 76%の石炭火力発電所には CCS を装備
- ③ 再生可能エネルギー発電容量比率：太陽光 113GW、水力 68GW、地熱 23GW、風力 17GW、バイオマス 13GW、バイオフュエル 14GW、BECCS 23GW
- ④ 炭素強度(発電量あたり二酸化炭素量)：104 g-CO₂/kWh

3.2 尼国電力セクター概況

3.2.1 電力需給状況

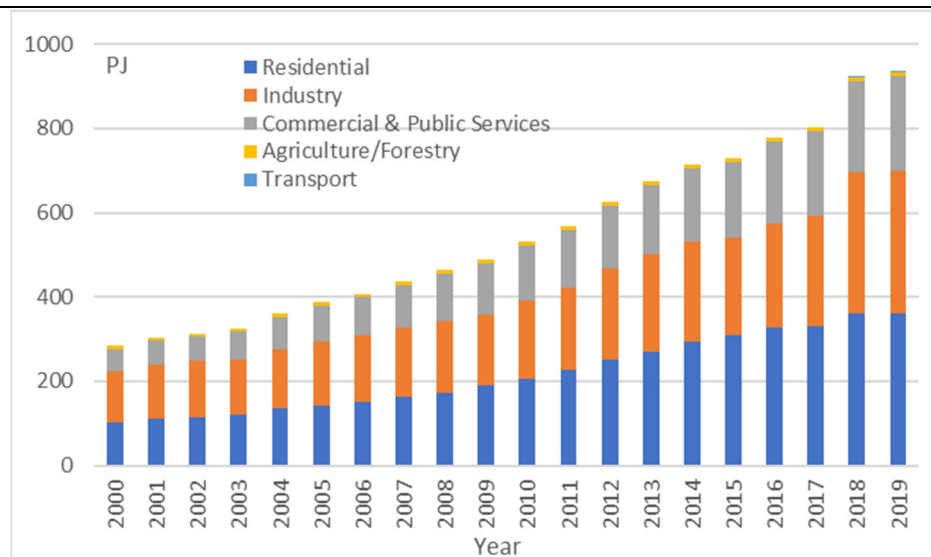
(1) 年間電力消費量

尼国は、経済成長とともに人口、所得が増加し、エネルギー・電力の増加している。図 3-4 に示す通り、2000 年の年間電力消費量は、82.6 TWh/年、2025 年の年間電力消費量は、264.6 TWh/年であり、2000 年から年間平均約 6%で増加し、2020 年の年間電力消費量は、2000 年に比べ 3.2 倍となっている。また、図 3-5 に示す通り、経済成長に伴いすべての部門で電力消費量が増加しているが、最も消費量が多いのは家庭用、次いで産業用となっている。



出典: IEA Key Energy Statistics, 2019 より調査団にて作成

図 3-4 尼国の電力消費量推移 (TWh/年)



出典: IEA Key Energy Statistics, 2019 より調査団にて作成

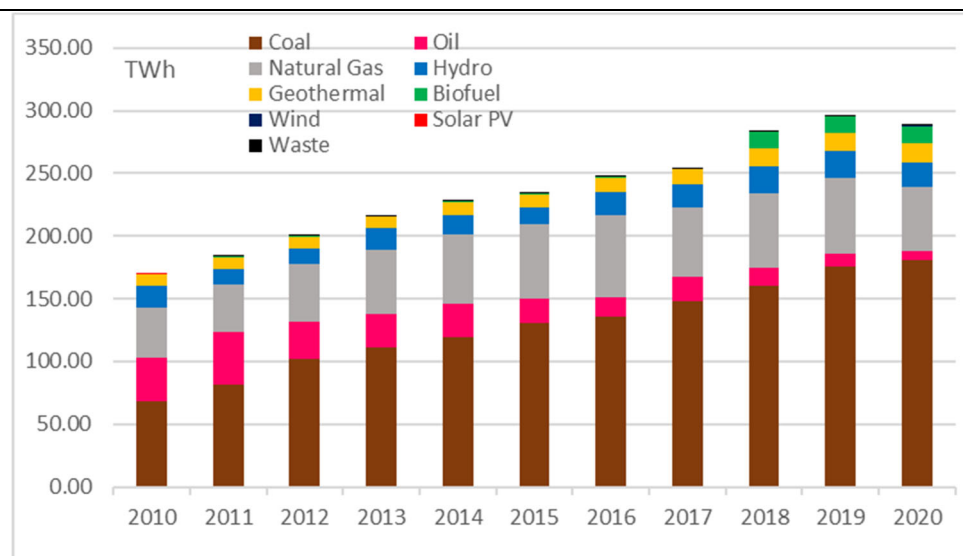
図 3-5 尼国の部門別電力消費量 (PJ/年)

(2) 年間発電電力量と電源構成

尼国の電源別年間発電電量を図 3-6 に示す。継続する経済成長に伴って、2010 年には 2020 年にかけての年間年間発電電量は、約 170 TWh から約 290 TWh へと約 70%増加している。

尼国は、石炭・石油・ガスの産出国であるため、化石燃料による火力発電が主な電源構成であり、2010 年時点では、石炭火力 40.3%、石油火力 20.1%、天然ガス 23.7%、水力 10.3%、地熱 5.5% であった。その後、石油産出量が減少し、現在では純石油輸入国になっている。石油に代わり石炭への依存が顕著となり、2020 年時点では石炭火力 62.8%、石油火力 2.5%、天然ガス 17.6%、水力 6.8%、地熱 5.4%となっている。また、2010 年代後半よりバイオフェルや風力といった再生可能エネルギーの開発が着手されたが、2020 年時点では、水力および地熱を除く再生可能エネルギーの比率は僅か約 5%でしかない。なお、水力および地熱を含めると約 16%である。

2060 年に NZE を目指す尼国としては、脱炭素化を考慮した電源構成が求められている。



出典: IEA Key Energy Statistics, 2019 より調査団にて作成

図 3-6 尼国の電源別年間発電量 (TWh/年)

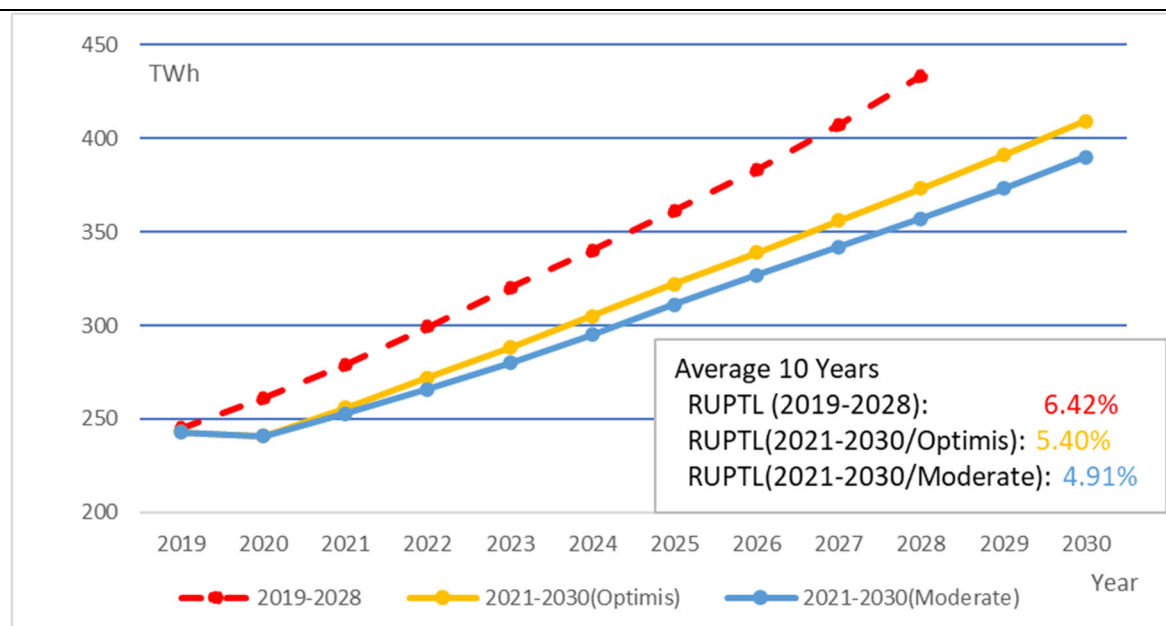
3.2.2 電力需要予測

(1) 年間需要電力量の予測

2021 年 9 月に PLN により発表された RUPTL2021-2030 は、COVID-19 パンデミックの影響による不確実な需要の下で策定された。この計画における今後の電力需要予測を図 3-7 に示す。

電力需要は、穏当ケースと楽観ケースの 2 ケースで予測されている。2020 年の電力需要成長率は COVID-19 の受け-0.79%であったが、今後は再び増加傾向となり、2030 年の電力需要は、穏当ケースでは 390 TWh、楽観ケースでは 409 TWh に達し、今後 10 年間の年平均電力増加率は、穏当ケース・楽観ケース、それぞれ 4.91%、5.40%と予測している。前回の RPTL 2019-2028 においては 6.4% としており、それぞれ前回に比べ低いと予測している。

また、RUPTL 2021-2030 は、2060 年 NZE 達成を念頭に策定されており、今後の電源開発については再生可能エネルギー(New Renewable Energy)を 23%とすることが織り込まれている。詳細は、後述 3.2.3 項を参照のこと。



出典: PLN RPTL 2021-2030 より調査団作成

図 3-7 PLN による 2030 年迄の電力需要予測

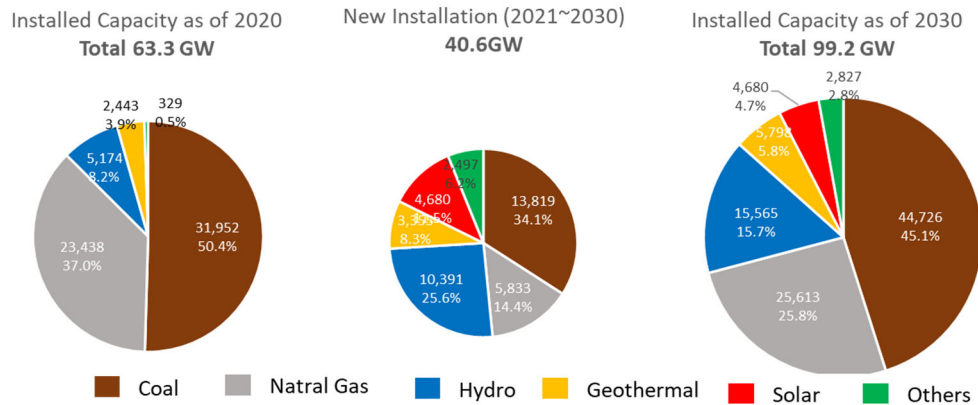
3.2.3 電源開発計画、方針

(1) 電力開発計画と電源構成

2021 年 9 月に PLN により発表された RUPTL2021-2030 は、COVID-19 によるという不確実な需要環境の中で策定されたが、経済成長に伴う電力需要増加と政府による NZE 政策を共に考慮した Greenest RUPTL と表している。

発電設備増設計画は、図 3-8 に示す通り、2020 年時点で設置されている発電設備容量 63.3GW から 2030 年には 99.2GW と約 57%増加することを予定している。2030 年までに新たに設置される発電設備は、40.6GW を予定し、そのうち水力・地熱を含む再生可能エネルギーを 20.9GW (51.6%)を予定しており、NZE に向けた姿勢がみられるものの、石炭火力が 13.8 GW(34.1%)と依然として石炭火力への依存傾向となっている。

今後、重要かつ大きな割合となる再生可能エネルギー発電設備に対し、PLN は独立系発電事業者 (Independent Power Producer、以下、IPP)による建設を期待している。



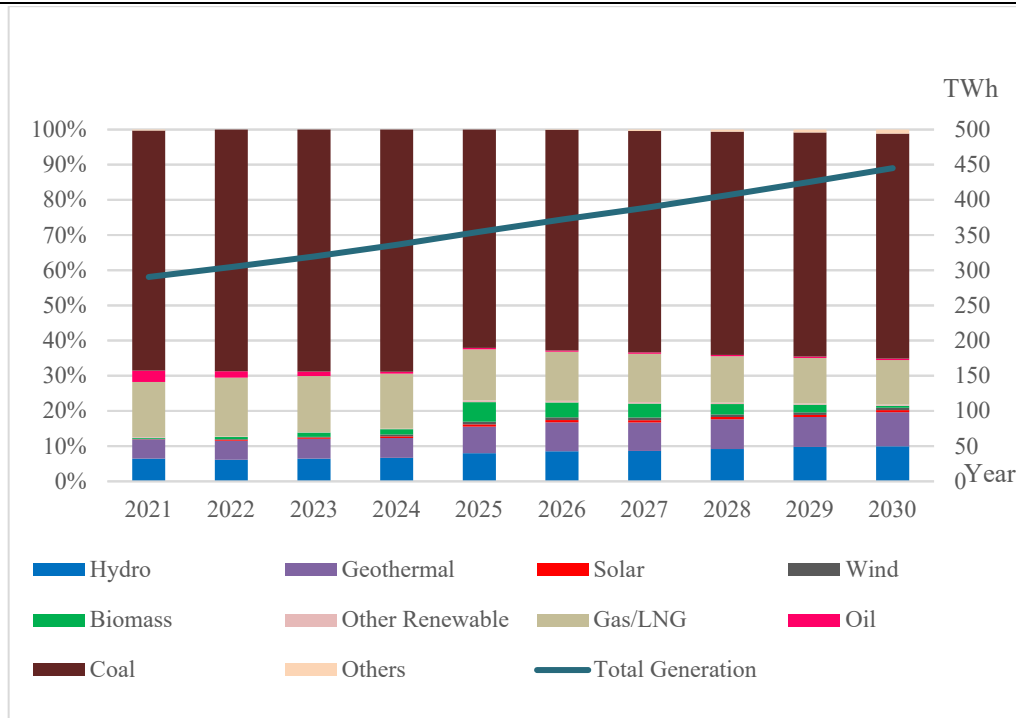
出典: PLN RPTL 2021-2030 より調査団作成

図 3-8 PLN による 2030 年迄の発電所増設計画

発電電力量および電源別比率 (電源構成)に関しては楽観シナリオと低炭素シナリオの 2 ケースにて計画されている。両シナリオとも総発電量は、2021 年の 290.5 TWh から 2030 年には 445.1 GWh と約 53%増加を予定している。

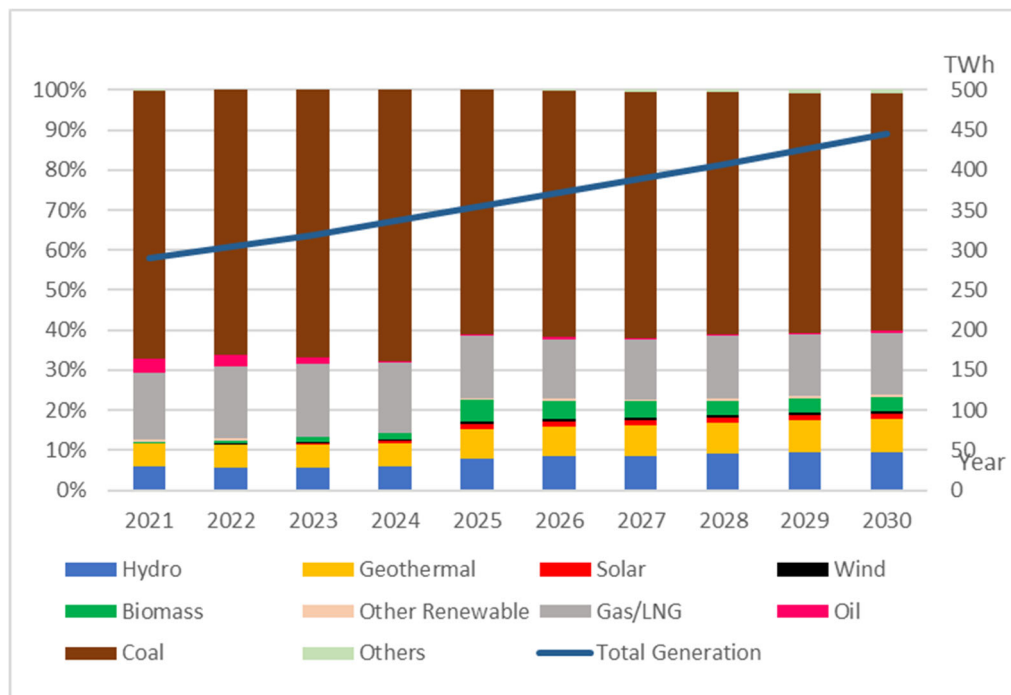
電源別比率は、楽観シナリオにおいては、2021 年の石炭 68.2%、天然ガス 15.7%、水力・地熱を含む再生可能エネルギー 12.1% を 2030 年には、石炭 64.0%、天然ガス 12.6%、水力・地熱を含む再生可能エネルギー 21.8% と石炭・天然ガスの比率が僅かに縮小する一方、再生可能エネルギーが拡大する。低炭素シナリオにおいては、2021 年の石炭 67.0%、天然ガス 16.6%、水力・地熱を含む再生可能エネルギー 12.6% を 2030 年には、石炭 59.4%、天然ガス 15.4%、水力・地熱を含む再生可能エネルギー 23.9% となり楽観シナリオに比べ石炭・天然ガスの比率がやや下回り、再生可能エネルギーが上回っているが石炭依存が明白であり、2060 年の NZE 達成には多様な施策が必要であることを示唆している。

図 3-9 および図 3-10 に楽観シナリオおよび低炭素シナリオを示す。



出典: PLN RPTL 2021-2030 より調査団作成

図 3-9 PLN による 2030 年迄の発電量と電源別比率 (楽観シナリオ)



出典: PLN RPTL 2021-2030 より調査団作成

図 3-10 PLN による 2030 年迄の発電量と電源別比率 (低炭素シナリオ)

(2) GHG 排出量削減施策

先述の通り、2030 年までに再生可能エネルギーによる発電量比率が拡大し、石炭・天然ガス等化石燃料による発電量比率は縮小するも、依然依存比率が高く、また新たな発電設備も約 50% が化石燃料によるものであり、これに伴った GHG 排出量も増加することになる。そのため RUPTL 2021-2030 においては 2.1.4 節に詳述した通り、石炭火力へ対策や二酸化炭素の回収・貯蔵に着目したの GHG 排出量削減のための 7 施策を掲げている。

3.2.4 Net Zero Emission に向けた国際協力・支援

(1) 国際エネルギー機関とのロードマップ

前述のとおり、尼国では 2060 年の NZE に向けて長期戦略である LTS-LCCR 2050 や電力部門の PLN の RUPTL 2021-2030 が策定されており、ともに電力部門においては、再生可能エネルギー拡大および石炭火力発電設備へのバイオマス混焼、あるいは CCUS/CCS の装備が具体策として掲げられている。しかしながら、バイオマスにおいては供給の安定性、安定低価格の維持、また CCUS/CCS には適切な土地、高額運転価格、実際の CO₂ 挿入や再利用方法等、根本的な課題が多くある。今回の現地調査においても関係者からも同様な問題認識が確認されるとともに、更なる多様性が必要であるとの認識であった。

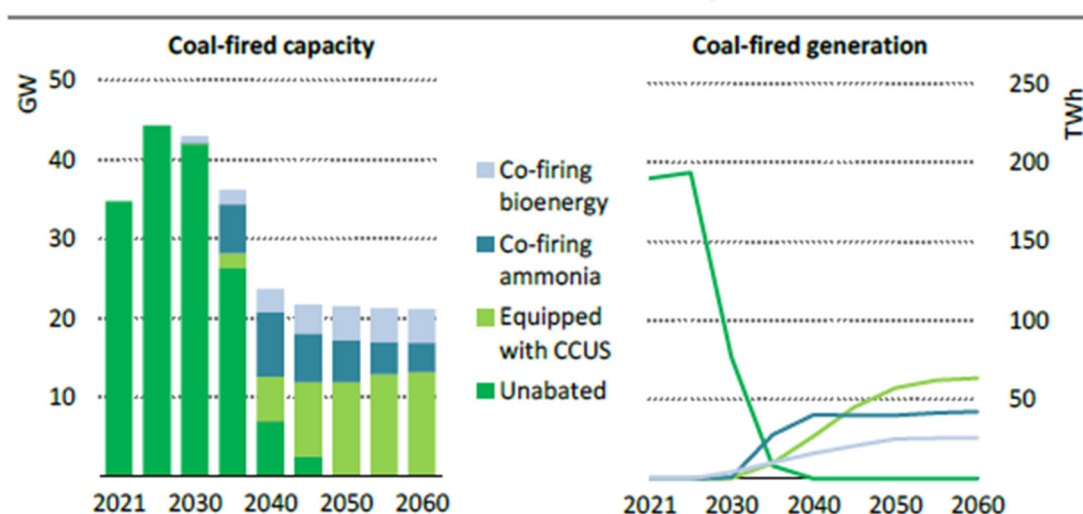
これらの問題点や現実を踏まえて、MEMR は国際エネルギー機関（以下、IEA）と連携して「インドネシアのエネルギー部門の NZE にむけたロードマップ（An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emission in Indonesia）」を策定し、2022 年 9 月に公表した。

これによると太陽光、水力、地熱を中心とした大規模な再生可能エネルギー開発、石炭火力発電所の段階的退役と CCS/CCUS 装備、接続性を向上させた送電網、電動自動車を含めた電化推進、産業・輸送分野へのエネルギー効率改善の適用など、さらには大幅な脱炭素化には幅広い選択肢が必要の認識の下、水素やアンモニアなどの新エネルギー利用も含めた緩和行動を特定しし NZE への道筋を策定した。この道筋を進めるためには、尼国の迅速かつ持続的な政策行動とともに国際的な技術および資金の支援が必要であり、2030 年までに現在水準の約 3 倍、年間 80 億ドルの追加投資が必要であると指摘している。

電力部門に対しては、再生可能エネルギーの開発とともに既設石炭火力発電所への対応が必須であり、CCS/CCUS の装備、アンモニア混焼などにより柔軟性に重点を置いて転用することで発電所は電力システムとして重要な役割を維持しつつ NZE に貢献できるとしている。

アンモニア混焼に関しては、CCS/CCUS を装備していない石炭火力発電設備には効果的で急速な増加が期待できるが、石炭に比して高価な燃料であること、さらなる高混焼率達成が適用拡大への鍵と読み取れる。

このロードマップには、NZE を 2050 年に加速するシナリオも検討されている。そのなかで石炭火力発電所に対する脱炭素化の加速化の施策も記述されている。図 3-11 の通り、2021 年から 2060 年までの脱炭素化施策別設備容量と発電量推移が示されている。



出典: IEA An Energy Sector Roadmap to Net Zero Emission in Indonesia

図 3-11 石炭火力発電所の脱炭素化施策別設備容量と発電量推移

(2) 日本、米国等による国際支援「公正なエネルギー移行パートナーシップ」

2022 年 11 月 15 日、日本及び米国等 (国際パートナーグループ、以下 IPG) と尼国政府との間で、石炭から再生可能エネルギーへの移行に向けたインドネシアの取り組みを支援する「公正なエネルギー移行パートナーシップ」(以下、インドネシア JETP)に関する共同声明が合意され、公表された。公表された文面の一部には、以下の内容が記述されている。

- 再生可能エネルギーの拡大、オングリッド及びオフグリッド石炭火力発電の逡減並びに労働者とコミュニティ、特に石炭から石炭からのエネルギー移行により最も影響を受ける人々のための公正なエネルギー移行を達成する具体的行動の実施に基づく、野心的な電力部門の排出削減の道筋と戦略を含む、迅速かつ野心的で公正なエネルギー移行をインドネシアが追求することを支援する長期的なパートナーシップとして JETP を設ける。
- 可能な限り最も野心的な排出削減を達成するためにインドネシアの電力部門の脱炭素化を可能にする、インドネシア政府と IPG のパートナーシップとして JETP を実施する。
- このパートナーシップは、オングリッド及びオフグリッド並びに産業用自家電源システムを含む電力部門に関して、以下の共同目標*を達成するための包括的な投資計画 (JETP 投資・政策計画)を策定することを目指す。

(注: 以下の共同目標*: 共同目標として電力部門の排出量を絶対値で 290Mt-CO₂ 以下をピークとして 2050 年までにネットゼロ排出を達成する等の 11 項目が掲げられている)

3.2.5 電力セクター関連の基本法、関連法

(1) 電力セクター関連の基本法、関連法の概要

尼国の電力セクター関連の基本法、関連法を表 3-3 に示す。

表 3-3 尼国の電力セクター関連の基本法、関連法

法令名	概要
エネルギー法 (Law No. 30 2007 on Energy)	尼国のエネルギー全般について規定
電気事業法 (Law No. 30 of 2009 on Electricity)	尼国の電力セクターについて規定

出典: 調査団にて作成

(2) エネルギー法

エネルギー法は、2007 年版 (Law No. 30_2007 on Energy)が最新である。

エネルギー法によれば、国家エネルギー政策 (National Energy Policy. KEN)が電力事業の基本計画となる。

インドネシア国家エネルギー委員会 (Indonesia National Energy Council)がエネルギー法で規定され、定期的にメンバーが任命され、この当該委員会が KEN と国家エネルギー総合計画 (General Plan of National Electricity. RUEN)を準備する。

KEN は 2014 年 (2014 PP No 79 of 2014 National Energy Policy)に規定された。エネルギーに関する総合指針となっている。

RUEN はエネルギー基本計画であり、最新版は 2017 年版である。この RUEN に基づき、国家エネルギー整備計画 (RUKN)と各州におけるエネルギー整備計画 (RUKD)が策定される。

RUKN は、国家の長期エネルギー整備の計画であり、当初版は 2008～2027 年度を、現改訂版は 2019 年～2038 年度を範囲としている。RUKN は、各州が策定する RUKD を基に作成される。

また、電力会社も RUPTL と呼ばれる計画を策定している。最新版は RUPTL 2021-2030 である。本来は、RUKD に基いて、RUPTL を作成する思想となっているが、実際には RUKD の作成に PLN が深くかかわっているとしている報告もある。

(3) 電気事業法

電気事業法は 2009 年版 (Law No. 30 of 2009 on Electricity)が最新である。

電気事業法によれば、電力開発における政府の目的は、国民の福祉の改善のために、良質な電力を適切な価格、十分な量で供給することである。電力の持続的な供給のために KEN に従って尼国の内外のエネルギー源を活用することとなっている。

最初の電気事業法は、1985年に制定され、当時はIPPの参画が限定的に認められていたに過ぎなかった。2002年版電気事業法では、電力セクターで民間資本の参加の門戸がより広げられた。また、電力市場を規制する機関として電力市場監視機構 (Electricity Market Supervisory Agency。以下、EMSA)が設立された。しかし、PLNの分離と電力市場への競争原理の導入の条項は憲法の原則に反するものであるとして、尼国憲法裁判所は2004年に同法を無効とした。そのため、1985年版の電気事業法が復活した。この憲法解釈は、電力は公共財であるから、発電、配電は政府の排他的制御の下にとどめるべきであるという思想による。この憲法解釈は、尼国で電力市場の開放を妨げる要因となっている。

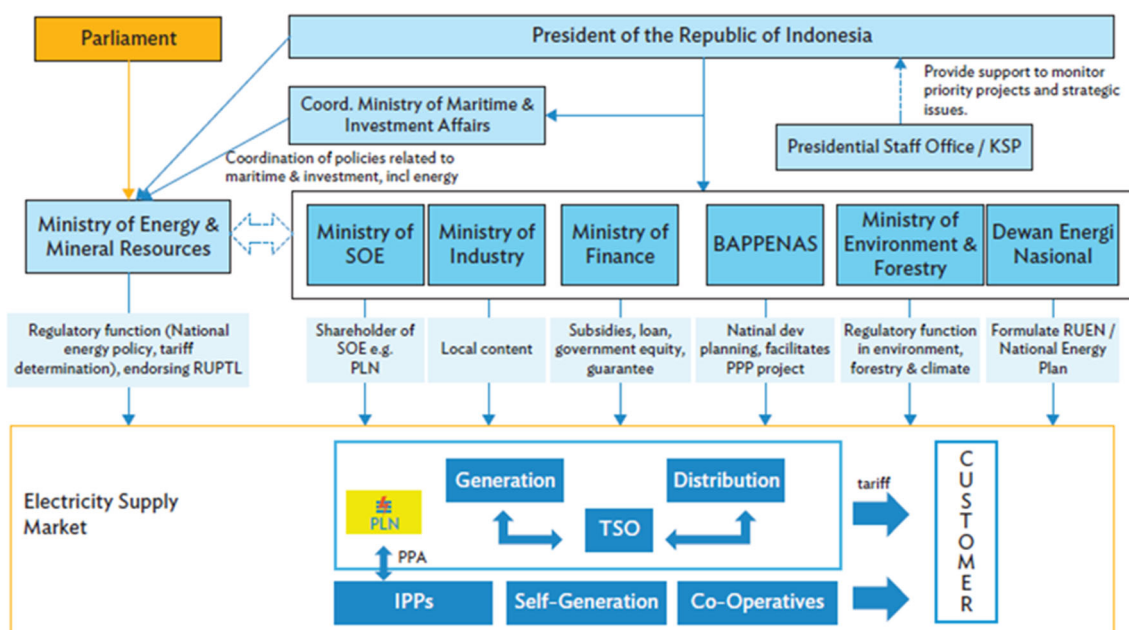
2009年版電気事業法においても、PLNは引き続き統括的に尼国内の送電網を制御し続けることとなり、発電分野における主要な供給者かつ送配電分野における独占的立場である。例外的に、遠隔地の一部の送電網をIPPが所有している。しかし、以前の法とは異なり、2009年版電力事業法では、PLNは法を裏付けとして発電、送電、配電の独占をしているわけではない。そのため、論理的には送電、配電分野での運営免許が民間事業者に認可される可能性はある。

固定価格買い取り制度 (Feed in Tariff。以下、FIT)はすでに尼国に導入済みであり、中小規模の発電事業者がPLNへ売電している。FITにおける主な発電方法は、バイオマス、太陽光、廃棄物発電、地熱などである。

3.2.6 電気事業体制

(1) 尼国の電力セクターの構造

尼国の電力セクターの構造を図3-12に示す。国営電力会社であるPLNが発送配変電にかかわり、電力セクターのすべて分野で主要な役割を果たしている。発電分野においては、PLNの関連会社であるIPが発電量の過半を占めているが、そのほか独立系発電事業者 (Independent Power Producer。以下、IPP)もある程度活躍している。電力セクターへの政府からの監督には、多くの省庁がかかわっている。



出典: How better regulation can shape the future of Indonesia's electricity sector (2020, ADB)

図 3-12 尼国の電力セクターの構造

(2) 監督官庁

尼国の電力セクターを監督する官庁とその所掌を表 3-4 に示す。エネルギー・鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resource。MEMR)、国営企業省 (Ministry of State Owned Enterprises。MSOE)、財務省 (Ministry of Finance。MOF)、国家開発計画機構 (National Development Planning Agency。BAPPENAS)など、多くの省庁がかかわっている。

表 3-4 尼国の電力セクターを監督する官庁とその所掌

省庁名	所掌
エネルギー・鉱物資源省 (MEMR)	MEMRは、インドネシアのエネルギー政策の策定と実行を担務する。 MEMRは、電力総局 (Directorate General of Electricity)と再生可能エネルギー省エネルギー総局 (Directorate General of New and Renewable Energy and Energy Conservation (n))を通して電力セクターを規制する。
国 営 企 業 省 (MSOE)	MSOEは、PLNを含む国営企業の活動を監督し、PLNの経営目標を設定し、年間予算を承認し、経営目標の達成状況を評価する。
財務省 (MOF)	MOFは、電力案件での税の軽減や債務保証を担務する。
国家開発計画機構 (BAPPENAS)	BAPPENASは、法に基づき、国家開発計画における国の役割の遂行を担務する。また、官民連携 (Public-Private Partnership)を管轄する。

出典: 調査団にて作成

(3) 電力セクターの運営、投資にかかわるその他の政府系機関

尼国の電力セクターの運営、投資にかかわるその他の政府系機関とその所掌を表 3-5 に示す。投資調整理事会 (Investment Coordinating Board。BKPN)、優先インフラ開発促進委員会 (Committee for the Acceleration Prioritized Infrastructure Development。KPPIP)、インドネシアインフラ保証基金 (The Indonesia Infrastructure Guarantee Fund。IIGF)、PT Sarana Multi Infrastruktur (PT SMI)などの政府系機関、基金が、営業資格の発行、資金提供などにかかわっている。

表 3-5 尼国の電力セクターの運営、投資にかかわるそのほかの政府系機関とその所掌

省庁名	所掌
投資調整理事会 (BKPN)	BKPNは、電力供給事業のための資格(Electricity Supply Business License. IUPTL)を含め、営業資格の発行を担務する。
優先インフラ開発促進委員会 (KPPIP)	KPPIPは、省庁間の投資案件を調整する機関である。経済調整省 (Coordinating Ministry of Economic Affair)と海洋関係調整省 (Coordinating Ministry of Maritime Affair)をそれぞれ、座長、副座長とする。そのほかの構成員は、MOF, BAPPENAS、農業空間利用計画省 (Ministry of Agrarian and Spatial Planning)、環境森林省(Ministry of Environment and Forestry)である。
インドネシアインフラ保証基金 (IIGF)	IIGFは、2009年12月に設立された組織で、インフラプロジェクトへの保証を与える。また、IIGFは、政府に適切な助言を与えるものとされている。2015年時点での資金量は6,000,000 (百万)IDRである。
PT Sarana Multi Infrastruktur (PT SMI)	PT SMIは、2009年12月に設立された国営会社で、インフラ投資をする。

出典：調査団にて作成

(4) PLN

2022年9月に大規模な再編が発表されているが、2023年1月時点でその詳細は不明である。以下の情報は、再編により変更されている恐れもある。

国営電力会社である PLN は、発電事業の大部分を担務し、かつ、送電、配電、公共への電力供給事業を独占的に担務している。PLN は、MEMR、国営企業省 (Ministry of State Owned Company)、財務省 (Ministry of Finance)に監督される。

1985年版電力法で PLN を唯一の電力供給業の資格保持者と定めていた条文は、2009年版電力法では引き続き PLN を電力供給業の資格保持者としつつ、電力供給における国家能力の更なる向上のために、国益を害さない限り、その他の国営企業、公営企業、協同組合、市民団体さらに民間企業は、PLNがその優先供給権を受け渡す条件の下、電力供給事業を実施するための機会を最大限与えられると改定された。現時点で PLN が電力供給業の資格を保持する唯一の組織となっており、送配電のすべての設備は PLN が所有している。

PLN の発祥は 19 世紀に、オランダ資本の砂糖工場や茶工場が必要となる電力を供給するために建設された発電所に端を発する。1945 年に、スカルノ大統領により電力ガス局が当時の公営事業エネルギー省の元に設立された。設立時の電力容量は 157.5 MW であった。1961 年に国营電力会社である PLN と国营ガス会社である PGN に分社化した。

PLN 傘下の電力設備の概要を表 3-6 に示す。PLN 傘下の発電容量は約 44,000 MW であり、小規模な発電設備を含め約 6,000 基を有している。このほか、IPP など PLN 以外の発電容量が約 20,000 MW ある。PLN は送電、配電、変電設備も有している。

表 3-6 PLN 傘下の電力設備の概要 (2021 年 12 月時点)

分野	種別	規模
発電	全体	容量: 44,464.75 MW, 基数: 6,143 units
	PLTU	20,365.00 MW (31.55%)
	PLTGU	11,408.00 MW (17.67%)
	PLTD	3,532.61 MW (5.47%)
	PLTMG	2,033.77 MW (3.15%)
	PLTA	3,504.42 MW (5.43%)
	PLTM and PLTMH	83.30 MW (0.13%)
	PLTG	2,936.07 MW (4.55%)
	PLTP	579.26 MW (0.90%)
	PLT Solar, PLT Bayu and PLT Biomass	2.31 MW (0.03%)
送電	全体	64,806.79 kms
	500 kV	6,445.35 km
	275 kV	3,647.65 km
	150 kV	48,733.87 km
	70 kV	5,878.97 km
	25 & 30 kV	100.95 km
配電	全体	1,022,124.06 km
	JTM	423,807.51 km
	JTR	598,316.55 km
	配電用変圧器	容量: 64,340.88 MVA 基数: 542,958 units
変電	全体	容量: 155,968.25 MVA, 基数: 2,269 units
	500 kV	79 units
	275 kV	40 units
	150 kV	1,882 units
	70 kV	266 units
	<30 kV system	2 units

出典: Statistik PLN 2021 を調査団にて整理

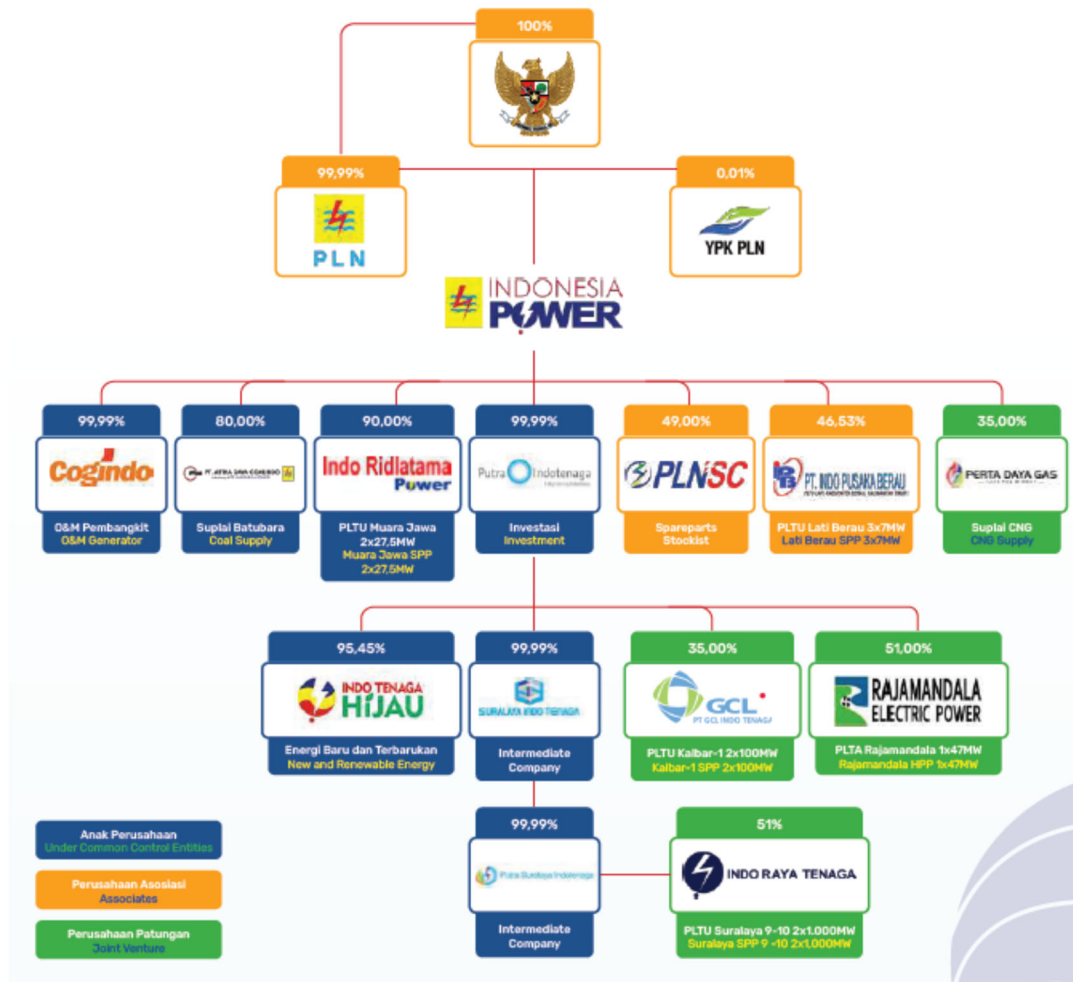
(5) IP

IP は、発電会社である。ジャワ・バリ系統 (Java-Bali Grid) に 9,124.72 MW の発電容量を擁し、PLN ジャワ・バリ給電指令所 (PLN Pusat Pengatur Beban Java Bali。以下、PLN P2B JB) からの指令に応じて電力を供給している。

2022 年 9 月に親会社にあたる PLN との間で大規模な組織改編があった。そのため、PLN と IP 間の資本関係、業務の所掌、所有する設備について大幅な変更がされていると推察されるが、2023

年1月時点で詳細が公表されていない。以下は、2023年1月に入手できる、組織改編前の情報となる。

組織改編前、IPグループは、4子会社、1JV (Joint Venture、以下、JV)、2協力会社、5特別目的会社 (Special Purpose Company、以下、SPC)を擁しており、さらに、PT Putra Indotenga 社の下に子会社があった。IPグループの構成を図3-13に示す。また、IPグループ各社の活動領域を図3-14に示す。



出典: Indonesia Power Annual Report 2021

図 3-13 IP グループの企業



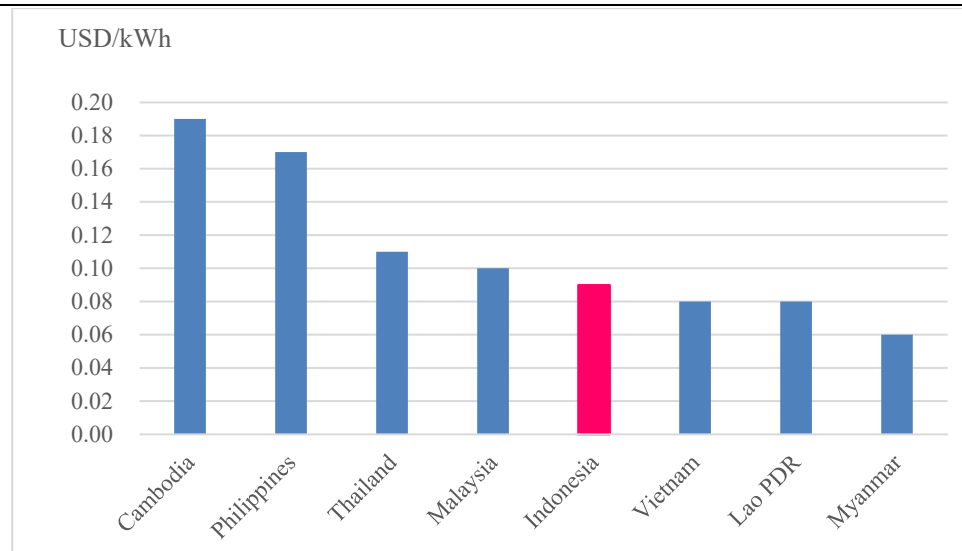
出典: Indonesia Power Annual Report 2021

図 3-14 IP グループ会社の活動領域

3.2.7 電力価格の構造

(1) 電力価格

東南アジア主要国の平均電力価格を図 3-15 に示す。この図は 2013~2014 年の各国平均電力価格を採用しており、やや古いデータではあるが、傾向としては現在も変わっていない。尼国の平均電力価格は約 0.09 USD/kWh であり、東南アジア主要国の平均電力価格よりやや安価である。尼国の電力価格は、発展途上国にみられる公共料金を実質コストより低くし、差額を政府が補助金として負担する構造となっており、この構造から脱却できていない。今後の補助金について複数の尼国関係者からヒアリングしたが、当面補助金は継続される模様とのことであった。



出典: World Bank: Infrastructure in Asia and the Pacific/RISE database 2017 より調査団作成

図 3-15 東南アジア主要国の平均電力価格

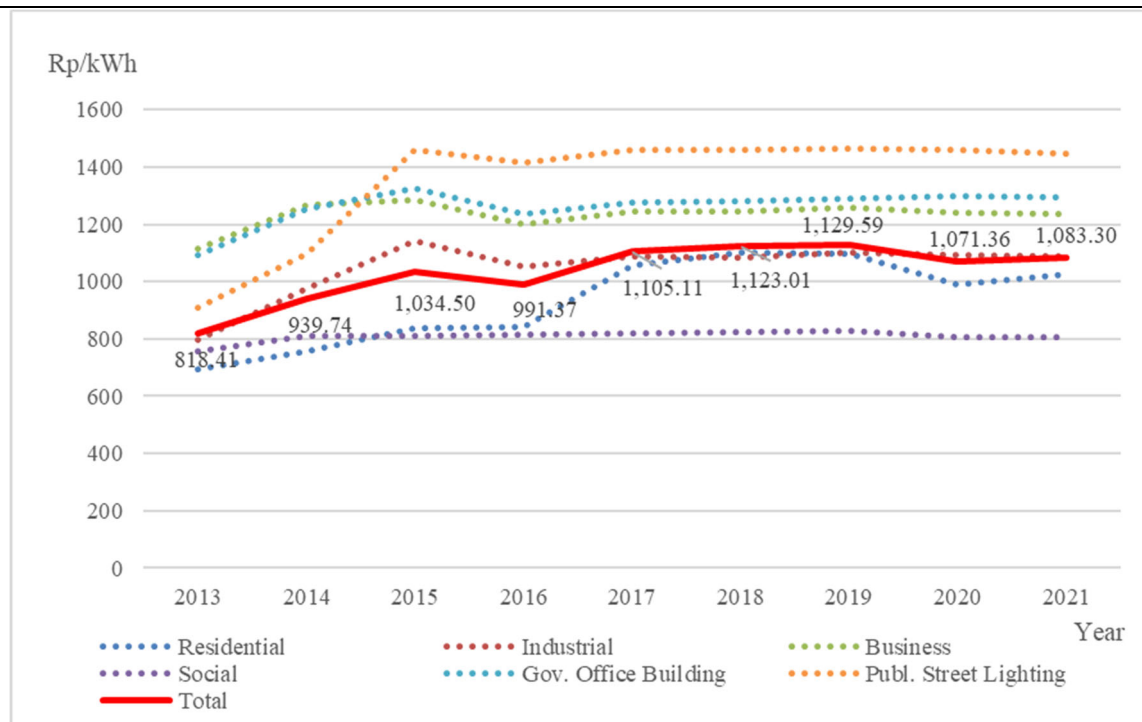
(2) 消費者向け電力価格

尼国の電力価格は、政府による認可制の下で決定されている。各電力価格は、消費者属性ならびに島嶼国であることから州ごとに設定されている。消費者の属性は7つに分類されている。尼国の2013年から2021年までの消費者別および全体の電力価格の推移を図3-16に示す。

2013年と2020年の電力価格を比較すると、家庭向け、工業向けおよび商業向けが、それぞれ48%、36%、11%、全体で32%の値上がりとなっている。前述の通り尼国では、電力価格を抑えるために、政府が PLN に対し補助金を支払っている。しかしながら、政府は財政負担軽減のため、2013年電力料金の値上げに関する制度整備が国会で成立させ、2013年には一般電気料金を15%の値上げ、以降も段階的に電力料金の値上げを実施し、補助金の削減を行った。

ただし、2016年からの5年間で比較すると、家庭向け、工業向けおよび商業向けが、それぞれ21%、3%、3%、全体で9%の値上がりとなっており比較的安定している。

もっとも PLN は、2022年7月より一部の電力価格を値上げした。背景には昨今の国際的石油・ガス価格の高騰で電力料金への補助金が財政圧迫するレベルまで膨らんでおり、軽減のため政府は、この値上げを認めた模様だ。ただし、景気に支障ならないよう、産業向け電力料金は値上げをしない見通しとのことである。



出典: PLN Statical Report 2017~2021 より調査団作成

図 3-16 尼国の消費者別および全体電力価格推移

3.2.8 電力セクターに関する財務状況

(1) 損益および総負債額

PLN の 2016 年から 2021 年迄の損益計算書を表 3-7 に、負債総額(長期および短期)を表 3-8 に示す。損益計算上では、一定の利益が確保されているが、後述の通り政府からの補助金頼りの傾向が続く。また、巨額の負債を抱えていることより毎年営業外費用負担が大ききことや為替の影響を受けていることが特徴的である。

負債総額は、ここ数年増加傾向は落ち着きあるも、明確な減少傾向は見られず、2021 年現在では、負債総額 631.6 兆 Rp(日本円として 5 兆円 (2022 年 12 月時点為替 0.0087 円/Rp にて計算))

表 3-7 PLN 損益計算書 (2016 年~2021 年) (単位: 百万 Rp)

項目	2016	2017	2018	2019	2020	2021
営業利益	26,415	25,559	35,984	44,165	44,407	45,055
その他収益・費用	1,092	3,410	15,663	-3,668	1,917	-4,922
為替差益損	4,195	-2,935	-10,927	9,486	-7,742	2,676
営業外収益	579	1,067	804	755	1,126	787
営業外費用	-18,703	-18,557	-21,624	-24,619	-27,416	-20,376
税引き前利益	13,578	8,544	19,901	26,119	12,292	23,221

出典: PLN Statical Report 2021 および 2020 より調査団にて作成

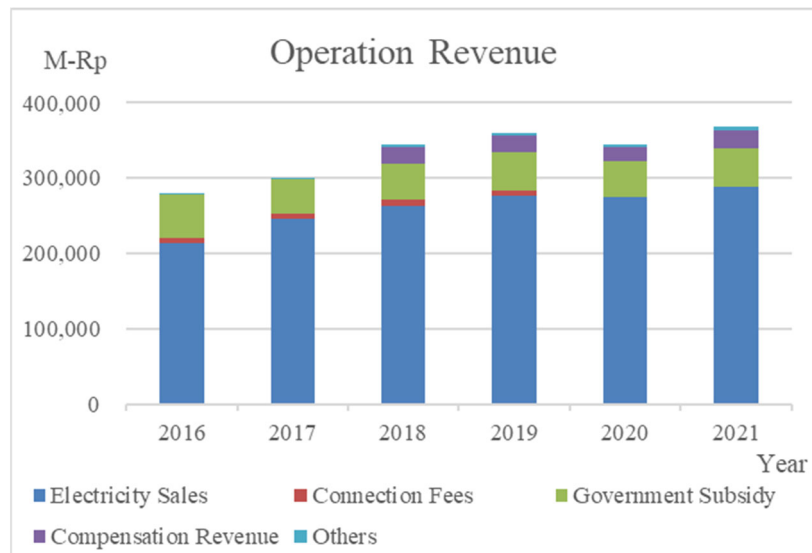
表 3-8 PLN 負債額 (2016 年~2021 年) (単位: 兆 Rp)

項目	2016	2017	2018	2019	2020	2021
長期負債	272.2	326.5	407.2	496.4	499.6	485.1
短期負債	121.6	139.1	157.9	159.3	149.7	146.5
合計	393.8	465.5	565.1	655.7	649.2	631.6

出典: PLN Statical Report 2021 および 2020 より調査団にて作成

(2) 事業収益と運転費用

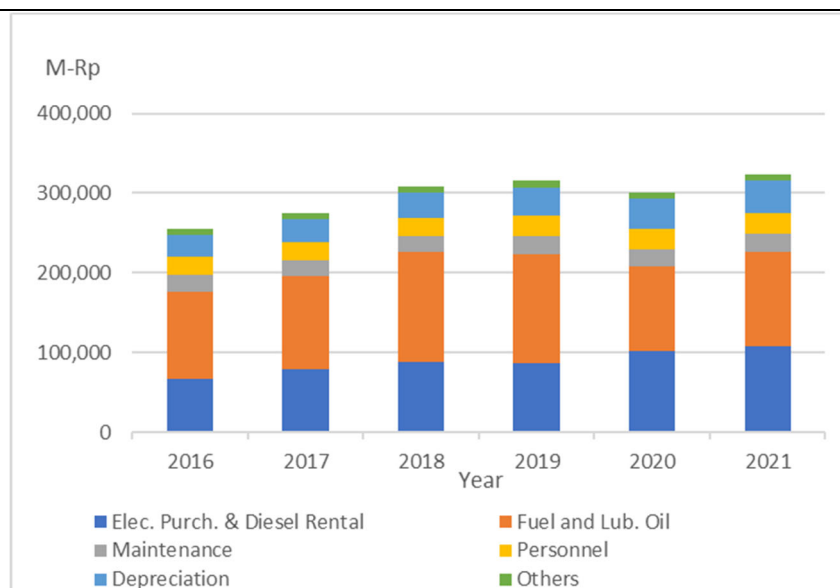
PLN の 2016 年から 2021 年の 6 年間の事業収益推移と内訳を図 3-17 に示す。事業収益の約 80%は本業である電力販売によるものである。残りは、政府からの補助金などである。事業収益は、2020 年は COVID-19 の影響を受け前年度と同等であったが、この年を除けば、ここ数年は約 5%の増収傾向にある。



出典: PLN Statical Report 2021 および 2020 より調査団にて作成

図 3-17 PLN 事業収益推移と内訳(2016 年~2021 年)

一方、PLN の 2016 年から 2021 年の 6 年間の運転費用推移と内訳を図 3-18 に示す。2016 年時点においては、支出に占める燃料類の比率が 43% と大半を占めていたが、2021 年には 34%となっている。ここ数年で外部からの電力調達 (IPP 等)の比率が高まり、2016 年には 26%程度であったが、2021 年 34%に増加している。今後、IPP による再生可能エネルギーの導入が増加するとこの比率は更に高くなると予想される。運転費用推移は、事業収益と同様に 2020 年を除けば、ここ数年は約 5%程度の増加傾向にある。



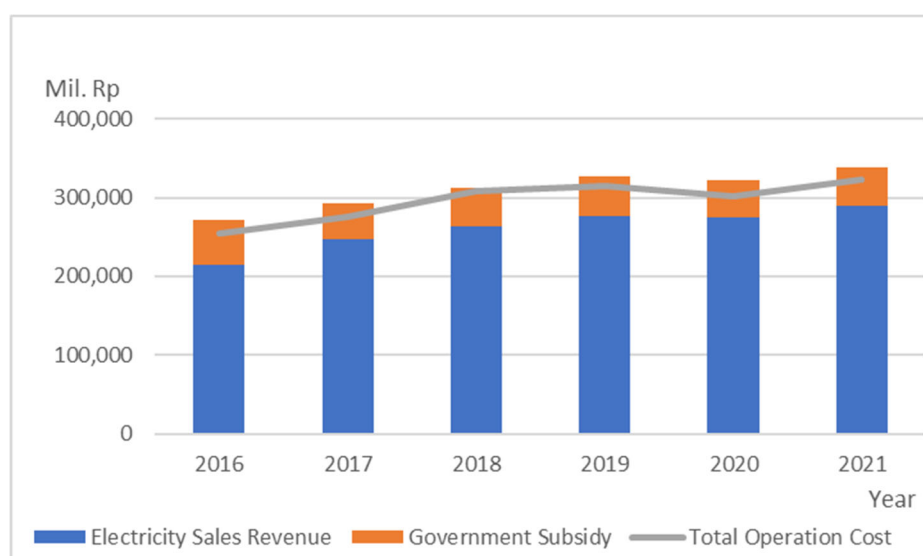
出典: PLN Statical Report 2021 および 2020 より調査団にて作成

図 3-18 PLN 運転費用推移と内訳(2016 年 - 2021 年)

(3) 補助金

尼国政府が民間に対して電力価格を低く抑えため、PLN は実質的に慢性的な赤字が続いている。そのため、政府は 10 年以上にわたり公的補助金により PLN を支援している。一方、政府も財政負担軽減のため、2013 年電力料金の値上げに関する制度整備成立後、電力価格を段階的に値上げしているが、大幅な値上げも出来ず、PLN の抜本的な財務改善には至っていない。

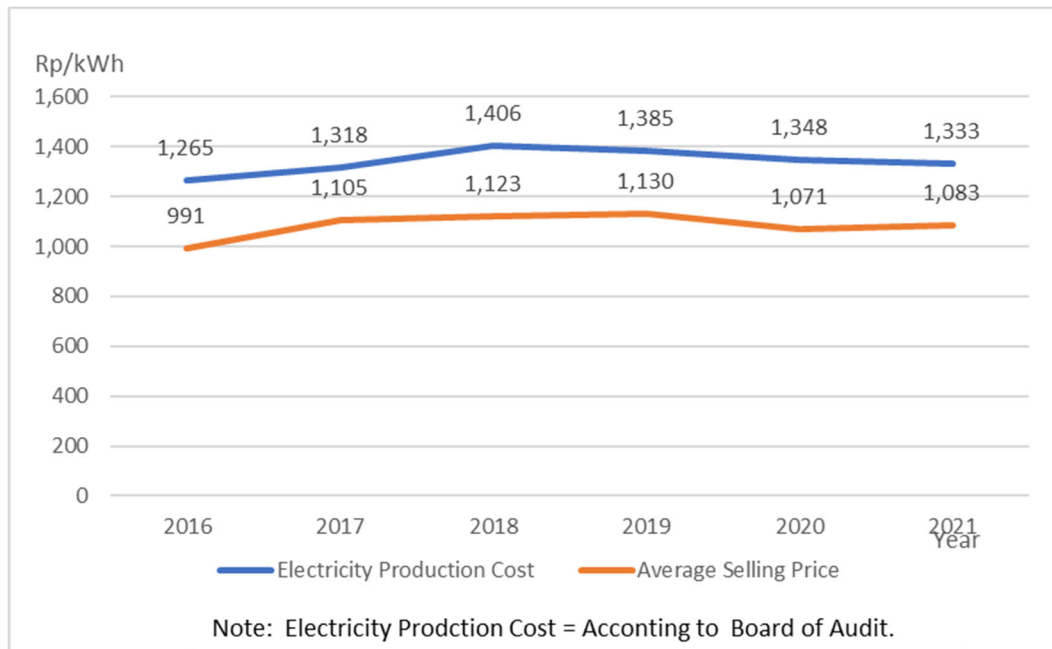
図 3-19 に電力販売収入、補助金および総運転費用を示す。PLN は補助金なしでは赤字であり、補助金にて何とか収支を相殺させている。補助金は、総運転費用に対して 2016 年には 23%、2017 年以降約 15~17%程度に相当している。



出典: PLN Statical Report 2021 より調査団作成

図 3-19 PLN 電力販売収入、補助金および総運転費用 (2016 年 - 2021 年)

図 3-20 に 2016 年から 2021 年までの電力生産費用と平均電力価格の推移を示す。電力生産費用が平均電力価格よりも高い逆ザヤとなっている。2017 年以降、電力生産費用は概ね 1,300 から 1,400 Rp/kWh、平均電力価格は概ね 1,050 から 1,150 Rp/kWh と、ともにほぼ横ばいで推移しており、電力生産費用との乖離は依然改善されていない。



出典: PLN Statical Report 2021 より調査団作成

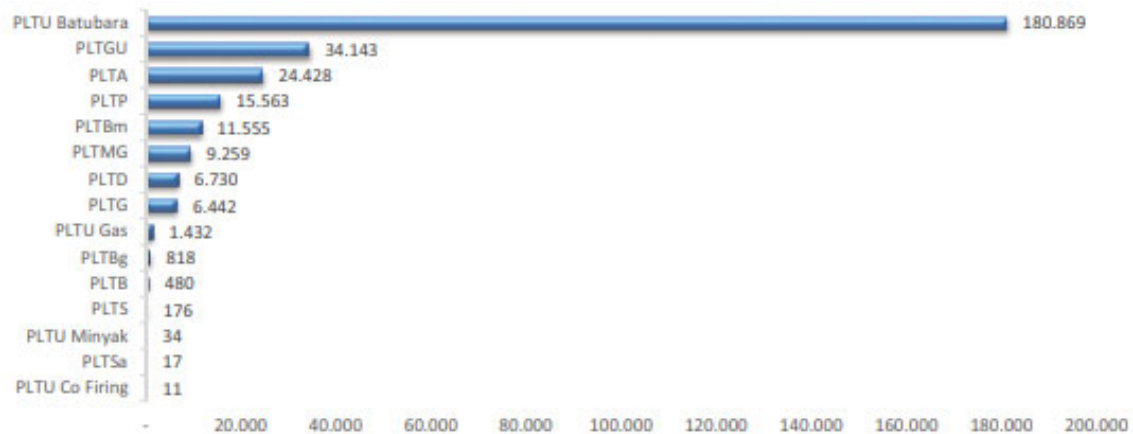
図 3-20 電力生産費用と平均電力価格推移 (2016 年 - 2021 年)

3.2.9 燃料供給状況

(1) 尼国の電力セクターへの燃料供給概況

系統に接続された発電量と接続されていない発電量の総和は 2020 年には 292.0 TWh に達した。このうち、石炭火力発電が 62.0%、再生可能エネルギーが 18.2%、ガスが 17.6%、油が 2.3%である。2020 年の発電種別ごとの発電電力量を図 3-21 に示す。

ほとんどの発電所、特に石炭火力発電所、はジャワ島に設置されている。ガス火力はガス産出地に近い、北部スマトラ (North Sumatra)や南部スマトラ (South Sumatra)、ジャカルタ、西部ジャワ (West Java)、東部ジャワ (East Java)、南部スラウェシ (South Sulawesi)に設置されている。カリマンタン島 (Kalimantan)並びに東部インドネシアは、いまだディーゼル発電と再生可能発電が主流である。15 年以上経過したディーゼル発電設備が 2,246 基あると推定されており、これらを再生可能エネルギーへ変換することが課題となっている。



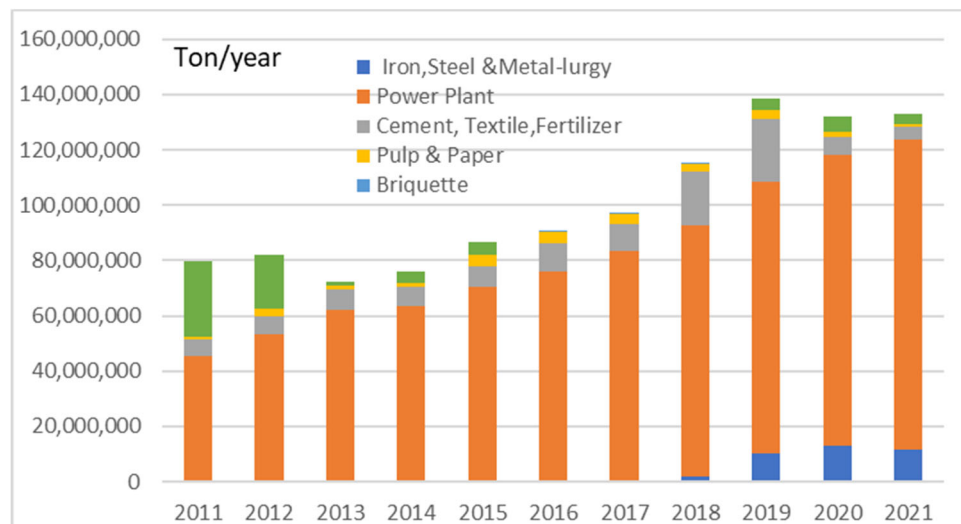
出典: National Energy Balance 2021, DEN

図 3-21 発電種別ごとの発電電力量 (2020)

(2) 尼国内の石炭消費と電力セクターへの供給

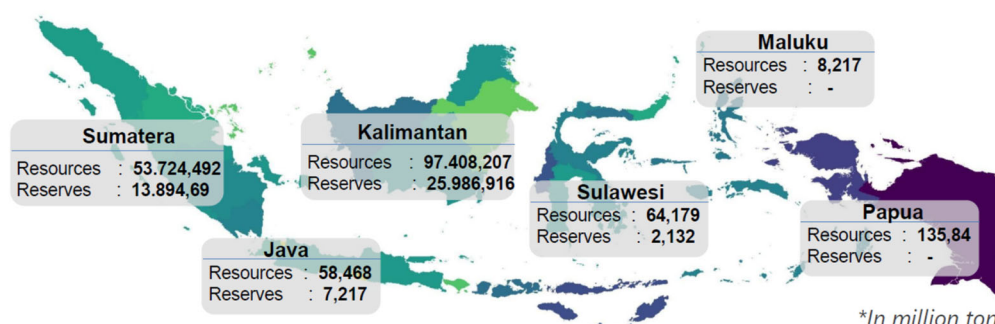
尼国内の石炭消費を図 3-22 に示す。尼国は石炭の生産国であり、2021 年には約 610,000,000 トンの石炭を生産し、そのうち約 440,000,000 トンを輸出している。尼国内の石炭需要は、ほとんど国産の石炭により賄っている。尼国内の石炭消費は 2012 年に約 80,000,000 トンであり、2019 年にピークの 140,000,000 トンとなり、2020 年、2021 年は横ばいとなっている。近 10 年においては、例外的な 2019 年を除き、石炭消費の 80 から 85% が火力発電用途である。

尼国内の石炭資源量、埋蔵量を図 3-23 に示す。国全体の資源量、埋蔵量はそれぞれ、約 151,000 Bil.トン、40,000 Bil.トン、スマトラ島、カリマンタン島が主な石炭供給源である。



出典: Energy and economic statistics of Indonesia 2021 に基づき調査団にて作成

図 3-22 尼国内の石炭消費



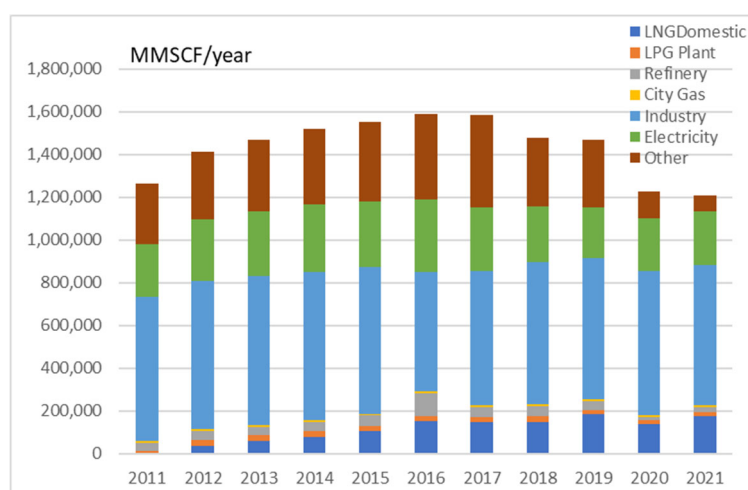
出典: 2020 年日本インドネシア石炭セミナー資料 Indonesian Coal Policy

図 3-23 尼国内の石炭資源量、埋蔵量

(3) 尼国内の天然ガス消費と電力セクターへの供給

尼国内の天然ガス消費を図 3-24 に示す。尼国は天然ガスの生産国であり、2021 年には約 2,400,000 百万立方フィート (Million Standard Cubic Feet. 以下、MMSCF) の天然ガスを生産し、そのうち約 900,000 MMSCF を輸出している。尼国内の天然ガス需要は、ほとんど国産の天然ガスにより賄っているが、近年天然ガスの生産量が減少しており、将来は輸入国になることが懸念されている。尼国内の天然ガス消費は 2012 年に約 1,400,000 MMSCF であり、2016 年にピークの約 1,600,000 MMSCF となり、その後は減少して 2021 年は約 1,200,000 MMSCF となっている。近 10 年においては、天然ガス消費の 16 から 20% が火力発電用途である。

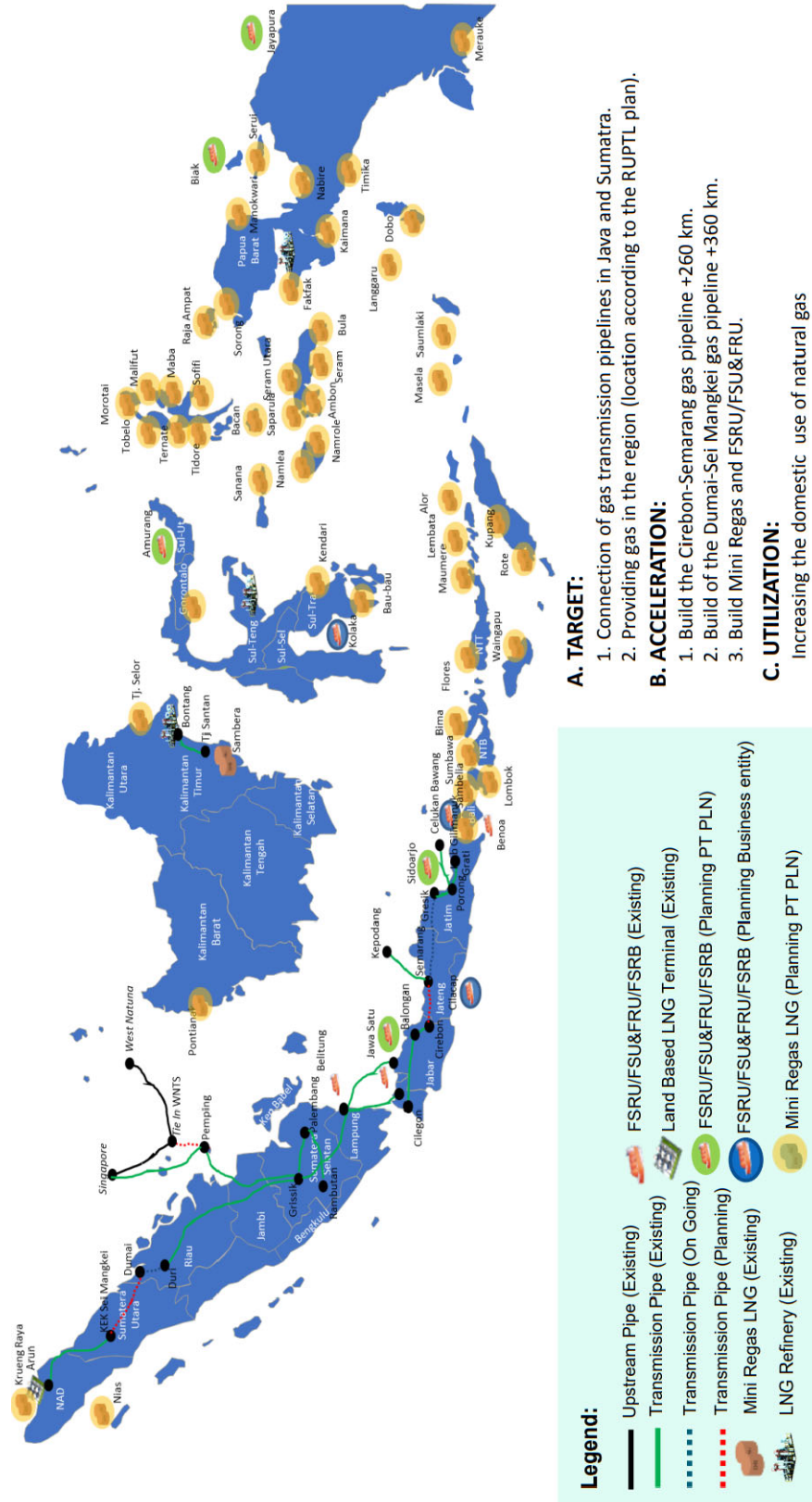
尼国内の天然ガスインフラを図 3-25 に示す。ガス田は国土の東部、スマトラ島沖もしくはスマトラ島内に集中しており、その生産したガスをパイプラインによりスマトラ島やジャワ島で消費している。国土の西部、そのほかの島には小規模再ガス LNG 設備 (Mini Regas LNG) で再ガス化して消費している。



元データにはその他 (Other) の記載が無いが、Net Production of Natural Gas からほかの用途を差し引いて算出した。元データでは、用途 (Utilization) に LNG Plant があるが、これは LNG 基地への入力とみなし、国内の天然ガス消費としては、LNG Domestic の数字を採用した。

出典: Energy and economic statistics of Indonesia 2021 に基づき調査団にて作成

図 3-24 尼国内の天然ガス消費



出典: Indonesia Gas Development Strategy: An Energy Transition, MEMR

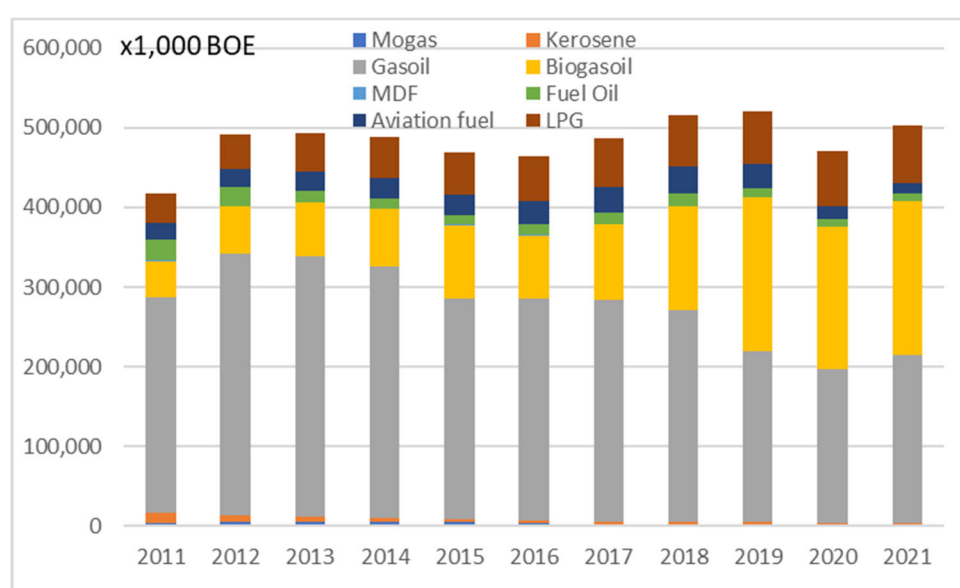
図 3-25 尼国内の天然ガス関連インフラ

(4) 尼国内の石油消費と電力セクターへの供給

尼国内の石油消費を図 3-26 に示す。

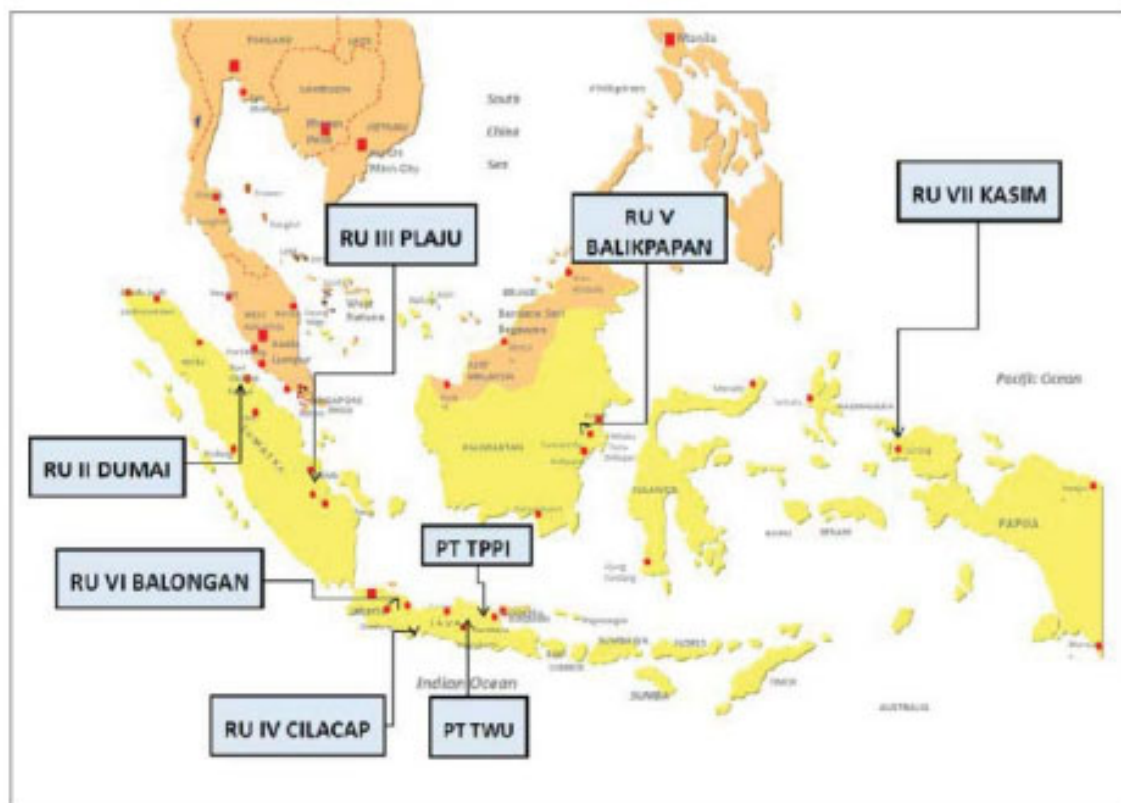
インドネシアが所有している石油精製 8 か所の場所を図 3-27 に示す。尼国内の名目上の処理能力は 1,169 MBSD であるが、そのうち 18 MBSD の TWU 石油精製所がすでに停止しているため、実処理能力は 1,151 MBSD である。

石油精製所では国内生産並びに輸入された原油が年間に 302.3 百万バレルの投入されている。原油のほかに、ガスや中間生成物も投入される。精製の結果、ガソリン、軽油 (Diesel oil)、灯油 (Kerosene)、航空燃料 (Aviation fuel)、LPG、潤滑油、ナフサなどが生産される。そのうち、燃料系は 251.2 百万バレル、非燃料系は 83.4 百万バレルである。



出典: Energy and economic statistics of Indonesia 2021 に基づき調査団にて作成

図 3-26 尼国内の石油消費



出典: National Energy Balance 2021, DEN

図 3-27 尼国内の石油精製所

3.3 尼国アンモニア利活用状況

3.3.1 アンモニア需給状況及び需給予測

インドネシアにおけるアンモニア需給状況及び需給予測は表 3-9 の通り。

表 3-9 インドネシアにおけるアンモニア需給状況、及び需給予測

秘匿情報を含むため非公開とした。

出典: 調査団にて作成

供給サイドは 2015 年に PT Pupuk Kalimantan Timur の Kaltim-5 (在東カリマンタン Bontang、国営肥料会社 Pupuk Indonesia 傘下)、2016 年に PT Petro Kimia Gresik の PG-2 (在東ジャワ Gresik、国営肥料会社

Pupuk Indonesia 傘下)、2018 年に PT Panca Amara Utama (在中部スラウェシ Luwuk) の 3 プラントが稼働開始したのを最後に、現時点では2030年まで生産能力の増強は予定されておらず、既存生産能力の有効活用(稼働率向上)による生産数量の増加が見込まれているのみである。一方、需要サイドに関して、尼国におけるアンモニア需要の大半は国営肥料会社を中心とした肥料用途であることから、人口増に伴う肥料需要増が見込まれており、アンモニア需要は今後緩やかに増加していく見込みである。需要と供給のバランスが輸出となり、尼国のアンモニア輸出数量は 2016 年に年間 1 百万トンを超えた後も順調増加を続け、2022 年には年間 2 百万トンを超えた。輸出先は日本・韓国・台湾を中心とした東アジアであり、インドネシアはアジア最大の輸出国の一つである。2022 年以降、上述の通り需要増は稼働率向上によって賄う絵姿となっており、輸出数量も年間 2 百万トン弱で推移する見通しである。

PT Pupuk Indonesia においてアンモニア・肥料工場の新設が検討されているとの報道もあるが、現時点では最終投資決定が成されておらず、表 3-9 にも増設分は考慮されていない。

3.3.2 アンモニア関連の基本法、関連法

アンモニアの生産・貯蔵・輸送に関わる法規は以下表 3-10 の通り。

表 3-10 インドネシア国内のアンモニア関連法

項目	法規
製造	- 環境保護と管理の実施に関する政府規則 2021 年第 22 号 2019 年硝酸アンモニウム/肥料産業の排出基準(環境林業大臣番号 P.17/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019)
貯蔵	- 照明トランスミッションの設置に関する 労働省規則 1989 年第 02 号 - インドネシア労働大臣番号 2015 年第 31 号、1989 年労働大臣番号 02 第 49A 条および第 49B 条 - 尿素肥料、SP-36 肥料、および硫酸アンモニウム肥料産業のグリーン産業基準に関する 2018 年産業大臣規則第 27 号 2021 年環境林業大臣規則第 6 号、地域での事業許可に関する第 51 条

輸送	＜海上輸送＞ ● 海洋環境保護に関する政府規則 2010 年第 21 号 ● 海運部門に関する 2021 年政府規制第 31 号 ● 運輸大臣令 (Kepmenhub) 2000 年第 17 号、インドネシアの海運活動における危険物/材料の取り扱いに関するガイドライン ● 職場の消防システムに関する 1999 年労働大臣規則第 186 号 ● 職場での有害化学物質管理に関する労働大臣令 (NO.KEP.187/MEN/1999) ● 労働安全衛生に関する 2018 年労働大臣規則第 5 号 ＜パイプライン・陸上輸送＞ ● 環境品質指数に関する 2021 年環境林業大臣規則第 27 号 ● 陸運総局長令番号 SK.725/AJ.302/DRJD/2004 年 2004 年 ● 道路上での有害物質および有毒物質の輸送の一般手順 (B3) ● 2020 年バンテン州産業開発計画 (2020-2040 年) 第 5 号
----	---

出典: 調査団にて作成

3.3.3 アンモニアの製造、輸送

(1) アンモニアの製造

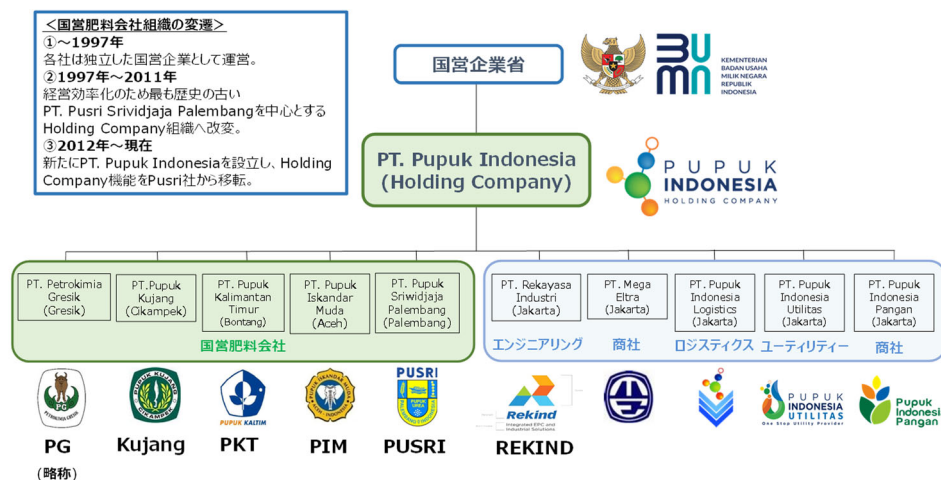
表 3-11 の通り、尼国におけるアンモニア生産は国営肥料会社である PT Pupuk Indonesia 傘下の肥料会社(5 社)及び民間企業である PT Kaltim Parna Industri (在東カリマンタン、Bontang) 及び PT Panca Amara Utama の 7 社に限られる。

表 3-11 インドネシア国内におけるアンモニア生産者

国営/民間	会社名	稼働開始年	所在地	生産能力	備考
国営	Pusri 	1959年	Palembang 南スマトラ	NH3 :1.83mil MT Urea :2.62mil MT NPK :0.30mil MT	-Pupuk Holdingsの最古参で目下は中核 -2016年にPusri 2B増設 (アンモニア・尿素・NPK)
国営	PG 	1972年	Gresik 東ジャワ	NH3 :1.11mil MT Urea :1.03mil MT NPK :2.70mil MT	-NPK肥料の生産規模で最大 -2016年にPG2増設 (アンモニア・尿素)
国営	Kujang 	1975年	Cikampek 西ジャワ	NH3 :0.66mil MT Urea :1.14mil MT NPK :0.30mil MT	-ジャカルタ近郊に所在
国営	PKT 	1977年	Bontang 東カリマンタン	NH3 :2.74mil MT Urea :3.43mil MT NPK :0.30mil MT	-アンモニア、尿素の生産規模で最大 -2015年にKaltim-5増設
国営	PIM 	1982年	Lhokseumawe 北スマトラ	NH3 :0.33mil MT Urea :0.57mil MT	-ガスの供給量減により、生産減少
民間	KPI 	2001年	Bontang 東カリマンタン	NH3 :0.50mil MT	-アンモニアのみ生産
民間	PAU 	2018年	Luwuk 中部スラウェシ	NH3 :0.66mil MT	-アンモニアのみ生産

出典：調査団にて作成

図 3-28 の通り、国営肥料会社については、2012 年に新たに PT Pupuk Indonesia を設立し、Holding Company 機能を PT Pupuk Sriwidjaja Palembang (在南スマトラ、Palembang) から PT Pupuk Indonesia へ移転した。PT Pupuk Indonesia の傘下には PT Pupuk Sriwidjaja Palembang、PT Petrokimia Gresik (在東ジャワ、Gresik)、PT Pupuk Kujang (在西ジャワ、Cikampek)、PT Pupuk Kalimantan Timur (在東カリマンタン、Bontang)、PT Pupuk Iskandar Muda (北スマトラ、Lhokseumawa) の 5 社が存在する。国営肥料会社において生産されるアンモニアは、主に尿素等の肥料用途として消費されており、輸出向けは PT Pupuk Kalimantan Timur から主に出荷されている。



出典：調査団にて作成

図 3-28 インドネシア国営肥料会社 PT. Pupuk Indonesia 組織図

民間企業としては、PT Kaltim Parna Industri 及び PT Panca Amara Utama の2社のみがアンモニアを生産している。両社とも川下としての肥料プラントを併設しておらず、全量アンモニアとして販売している状況。

国営/民間のアンモニア/肥料生産者のプラントロケーションは図 3-29 の通り。

尼国 アンモニア生産拠点ロケーション



Mitsubishi Corporation

MITSUBISHI
HEAVY INDUSTRIES

NIPPON KOEI

Proprietary & Confidential

3

出典: 調査団にて作成

図 3-29 インドネシア国内のアンモニア/肥料工場マップ

(2) アンモニアの輸送

インドネシアにおけるアンモニアの内航船は表 3-12 の通りで現状、4 隻の内航船が存在する。国営肥料会社 PT Pupuk Indonesia が傭船する船は、主に PT Pupuk Kalimantan Timur 及び PT Pupuk Sriwidjaja Palembang 等のアンモニアバランスが余剰の工場からアンモニアが不足する PT Petro Kimia Gresik へのグループ間転送に使用されている。民間企業である PT Kaltim Parna Industri は Bontang の自社アンモニア工場から東ジャワ Gresik の化学工業用途の需要家向け販売に使用している。

表 3-12 インドネシア国内アンモニア船

No.	船名	積載数量	現在の傭船者
1	Mariana Golden	16,400 トン	PT Kaltim Parna Industri
2	Salmon Mustafa	13,000 トン	PT Pupuk Indonesia
3	SMB-2	5,700 トン	PT Pupuk Indonesia
4	Mariana 28	5,700 トン	PT Kaltim Parma Industri

出典: 調査団にて作成

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4.1 本邦技術を活用した協力事業

4.1.1 本邦インフラシステム海外展開戦略 2025

(1) 策定の経緯、概要

本邦政府は、インフラシステム輸出による経済成長の実現のため、2013 年に「インフラシステム輸出戦略」(以下、旧インフラ戦略)を策定して以降、毎年改訂を重ねながら、各種政策を推進してきた。海外インフラ案件の受注実績は 2010 年では 10 兆円であったところ、2018 年には約 25 兆円となっており、引き続き増加傾向である。今後とも、本邦のインフラシステム輸出は本邦の経済成長に寄与することが期待されている。

一方、近年のコロナ禍に端を発する医療体制の強化への要望、デジタル化への対応の必要性、気候変動対策の国際約束の履行など、インフラニーズの方向性に変化がみられている。また、従来の競合国に加え、新興国がインフラシステム市場に参入してきており、本邦の競争力の維持並びに強化の必要性が認識されている。

こうした課題を踏まえ、2021 年以降のインフラ海外展開の方向性を示すために、旧インフラ戦略を見直し、新戦略としてインフラシステム海外展開戦略 2025 (以下、新インフラ戦略)が策定された。

(2) 新インフラ戦略の目的

新インフラ戦略を通して本邦政府が達成するべきとされている 3 つの目的を表 4-1 に整理した。政府が推進する施策に沿った活動には、政府からの側面支援が期待できる。

表 4-1 新インフラ戦略を通して本邦政府が達成するべき目的

柱	政府が推進する施策
カーボンニュートラル、デジタル変革への対応等を通じた、産業競争力の向上による経済成長の実現	✓我が国企業におけるイノベーションの推進等、競争力向上に向けた取組を推進。特に、グリーンイノベーションを推進 ✓新戦略に基づき、我が国企業の海外展開を強力に促進 ✓現地企業やパートナー国企業との協業など、我が国企業によるインフラビジネスのグローバル化や現地への浸透化を推進 ✓我が国企業のサイバーフィジカル企業への転換を推進
展開国の社会課題解決・SDGs達成への貢献	✓展開先のニーズや資力に合致したプロジェクトを現地パートナーと協創するとともに、現地の人材育成等も含めたインフラ開発に継続的に関与し、得られるベネフィットを現地と共有する事業モデルを推進
質の高いインフラの海外展開の推進を通じた、「自由で開かれたインド太平洋」の実現等の外交課題への対応	✓形成してきた相手国との信頼関係や人材ネットワーク等の強みを活かし、展開地域と共に考え、発展し、繁栄するモデルを推進

出典: “インフラシステム海外展開戦略 2025”に基づき調査団にて作成

特にカーボンニュートラルへの貢献においては、日本国内だけでなく海外とも連携した以下の通りの強靱な戦略が示されている。

➤ 脱炭素化社会に向けたトランジションの加速

「2050 年カーボンニュートラル、脱炭素社会の実現を目指す」との方針の下、再生可能エネルギーや原子力等の既存技術を最大限活用するとともに、水素等の新たな技術の実現・普及にも産官学を挙げて取り組む。また、こうした排出削減技術の開発・実証にあたって、国内のみならず海外とも連携していく。特に、アジア各国においても脱炭素に向けた機運が高まる中、世界、特にアジアの現実的な脱炭素化に貢献し、技術標準や国際的なインフラ整備をアジア各国と共に主導する「アジア・ゼロエミッション共同体構想」の実現を目指す。

✓ アジア・ゼロエミッション共同体構想の実現：

アジア・ゼロエミッション共同体構想の実現に向けて、2021 年に表明した AETI や日 ASEAN 気候変動アクション・アジェンダ 2.0 を強化・具体化しつつ、アジア諸国におけるエネルギー・トランジションロードマップやカーボンニュートラル長期戦略策定支援、水素・アンモニア等ゼロエミッション技術の開発、都市の脱炭素化・強靱化、国際共同投資・共同資金調達を可能にするファイナンス・ルールの策定、グリーン成長につながる国際標準策定等の技術等の標準化、インフラ導入時における適応・レジリエンス強化、カーボンクレジット市場に係るアジア諸国への協力等を着実に行う。

✓ 日本の優れた脱炭素技術等の海外展開支援：

地熱、洋上風力等の大規模案件から分散型電源等の小規模案件まで含めた再エネ発電分野での包括的な対応力強化、再エネ協力に加えて質の高い O&M の普及、EPC、Gas to Power 等の化石燃料発電を通じた各国の SDGs 達成のサポート強化、送配電、水素、CCUS／カーボンリサイクル、原子力等の新たなソリューション型ビジネス・革新的技術の育成強化などについて、F/S や実証事業など初期段階からの支援を図る。

水素・蓄電池・カーボンリサイクル・洋上風力等のカーボンニュートラル実現に向けた技術の開発・実証を拡充するとともに、独立行政法人

石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC) によるリスクマネー供給などを通じて水素等の脱炭素燃料の製造・貯蔵等や CCS (二酸化炭素の回収・貯蔵) 事業とその他のための地層探査等の支援を行い、日本固有のエネルギー・発電事情の経験を活かし、相手国の事情に応じた多様な選択肢の提供も強みとする官民一体となったパッケージ型提案力の強化を行う。

✓ 各種支援策の統合的活用；

再生可能エネルギーのコスト低下にけん引されたエネルギー転換など、エネルギー情勢が急速かつ大きく変化している中で、安価かつ安定的に調達できるエネルギー源が石

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

炭に限られる国もあり、途上国などでは石炭火力を選択してきたという現実がある。当該諸国の国民生活向上や経済発展にとって不可欠な電力アクセス向上・電力不足解消の選択肢を狭めることなく、世界全体の脱炭素化に向け現実的かつ着実な道を辿ろうとするのであれば、むしろ、こうした国々のエネルギー政策や気候変動政策に深くエンゲージし、長期的な視点を持ちつつ実現可能なプランを提案しながら、相手国の行動変容やコミットメントを促すことが不可欠であると考えられる。このため、我が国は、関係省庁連携の下、相手国の発展段階に応じたエンゲージメントを強化していくことで、世界の実効的な脱炭素化に責任をもって取り組む。具体的には、世界の脱炭素化をリードしていくため、相手国のニーズを深く理解した上で、風力、太陽光、地熱等の再生可能エネルギーや水素、エネルギーマネジメント技術、CCUS／カーボンリサイクル等も含めた CO2 排出削減に資するあらゆる選択肢の提案やパリ協定の目標達成に向けた長期戦略など脱炭素化に向けた政策の策定支援を行う、「脱炭素移行政策誘導型インフラ輸出支援」を推進していくことを基本方針とする。

開発途上国の現実的なエネルギー・トランジションに向けて、政策・制度の整備や実施能力向上への協力を資金協力や技術協力を通して行う。具体的には、国家の気候変動計画(NDC 等)策定・推進、脱炭素化に向けたロードマップ策定等を通じたトランジション推進のための支援、GHG インベントリ等情報整備支援、緑の気候基金(GCF)等国际機関を活用した支援、人材育成・知見共有等に取り組む。

(3) 新インフラ戦略で着目されているテーマ並びに関連技術

新インフラ戦略における着目されているテーマ並びに関連技術を表 4-2 に示す。

表 4-2 新インフラ戦略における着目されているテーマ並びに関連技術

テーマ	関連技術
脱炭素社会に向けたトランジションの加速	✓「脱炭素移行政策誘導インフラ輸出支援」の推進という我が国政府の基本方針に基づき、世界のカーボンニュートラル実現に向けて、途上国、特にアジア等の新興国のエネルギー資源の安定供給確保と持続的な経済成長を実現しつつ、<u>各国のカーボンニュートラルに向けた現実的なトランジションの取組を加速化</u>すべく、アジア等新興国による自主的な取組を支援 ✓<u>2020年代後半の石炭火力発電でのアンモニア混焼の実用化、2040年代のアンモニア火力発電（専焼）の実現に向けて、燃料アンモニアのサプライチェーンを構築と必要な技術開発や実証等の推進</u> ✓脱炭素化実現の鍵であり、我が国が世界最先端の技術を有する水素について、その供給コスト低減に向け、運輸・発電等での水素需要拡大、褐炭等の海外の未利用エネルギーを活用した<u>国際水素サプライチェーンの構築の推進</u> ✓アジアで高いポテンシャルが見込まれるCCUSについて、事業環境整備を促進するため、技術・経験の共有、JCMを活用したプロジェクトの推進、各国ポテンシャルを調査する場としてアジアCCUSネットワークを構築し、政策提言や技術貢献を図る。特に

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

	CCUSの社会実装に向け、世界に先駆けた船舶による液化CO₂の長距離輸送実証 ✓豪州、ADB、世銀とも連携しながら、地域の再エネ等の多様な資源から脱炭素な水素を製造し、地域の実情に応じた貯蔵・運搬、そして利用方法を実証し、得た成果について、事例紹介等を通じて戦略的な国際展開 ✓将来のクリーン水素の供給源としてのポテンシャルも期待される地熱や洋上風力、高温ガス炉は、産業政策も踏まえて、技術開発も含む国内産業育成と輸出促進の両立 ✓アジア、特にASEANの脱炭素化やエネルギー転換を加速するために技術導入・普及と関連する制度整備をセットで、かつ官民共同で進める取り組みであるCleaner Energy Future Initiative for ASEAN (CEFIA)活動に積極的に協力し、我が国の低炭素・脱炭素技術及びインフラ等の海外展開の支援 ✓カーボンニュートラルやデジタル分野等における産業競争力向上、価値共創パートナーとの国際連携、社会課題解決やSDGs達成への貢献等の重点分野について、積極的な案件形成を支援する「LEAD イニシアティブ」の創設 ✓日本企業が海外においてエネルギー転換・脱炭素化の観点から取り組む、水素・アンモニア等の製造や、その大量かつ安定・安価な輸送を行う事業の支援
デジタル技術を活用したインフラシステム案件の組成推進	✓F/S支援事業において、途上国のエネルギー・トランジション支援に係る案件や、新たな市場を形成する又は既存インフラ事業のビジネスモデル変革を生み出すデータプラットフォームの開発・運用に関わる案件の組成支援を強化していくとともに、個別プロジェクトの事業運営やインフラ関連企業の経営への参画の検討を支援対象とするなど、企業や相手国のニーズを踏まえ支援内容の更なる改善 ✓コ・イノベーションにより、我が国の脱炭素技術を相手国に適した形とすることを通じて、相手国のニーズを踏まえ双方に裨益のあるイノベーション（コ・イノベーション）を創出

JCM: 二国間クレジット制度 (Joint Crediting Mechanism), ADB: アジア開発銀行 (Asia Development Bank), ASEAN: 東南アジア諸国連合 (Association of South-East Asian Nations)

下線部は、引用者により付した。本FSと関係が深い箇所を示す。

出典: “インフラシステム海外展開戦略 2025” (令和4年6月追補版)に基づき調査団にて作成

(4) 新インフラ戦略におけるインドネシア

新インフラ戦略において国別取組が触れられている。インドネシアに対する国別取組を表 4-3 に示す。

表 4-3 新インフラ戦略におけるインドネシアに対する国別取組

地域	推進するテーマ
ジャカルタ首都圏	✓ジャカルタ首都圏では、交通分野や都市開発分野におけるインフラ整備の必要性が高いことから、これらの取組を推進
ジャワ島以外の地域	✓ジャワ島以外の地域では、農村地域向け通信・放送インフラ整備、防災情報収集・伝達システムの導入、行政効率化・透明性向上に向けた電子政府化、宇宙技術を活用した海洋・漁業資源管理、人工衛星を用いた高精度測位の利活用サービスをはじめとした我が国ICTの海外展開に係る取組を推進
国全体	✓首都圏以外のインフラ整備にも焦点を当て、国全体の発展に貢献 ✓エネルギー分野については、島嶼地域におけるLNG供給インフラ

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

	や再生可能エネルギーを中心としたエネルギーマネジメントシステム導入など、同国のエネルギー政策に応じたインフラ輸出や開発、人材育成、制度整備支援等の協力を推進 ✓技術ガイドラインの策定やビジネスモデルの確立等をパッケージとした廃棄物発電導入を包括的にサポートする支援プログラムを推進 ✓CCUS等の脱炭素技術の普及に向けた案件形成、制度整備支援等の協力を推進 ✓日本に強みのあるダム運用改善や改造等を両立するハイブリッド技術等を踏まえた、気候変動対策に資するダム再生
--	--

出典: “インフラシステム海外展開戦略 2025”に基づき調査団にて作成

4.1.2 ニ国の電力セクターで導入可能な本邦インフラ技術

(1) アンモニア混焼バーナー (脱炭素化)

アンモニアは水素を低コストで効率よく輸送・貯蔵できるため、エネルギーキャリアとしての役割に加え、火力発電の燃料として直接利用可能であり、燃焼時に CO₂ を排出しない燃料として GHG 削減に大きな利点があると期待されている。

この特長を生かし、アンモニアを既設石炭火力の混焼燃料として活用するために、ボイラ内での、燃焼や熱収支、アンモニア燃焼に伴う NO_x 発生等の課題に対するアンモニア混焼バーナーが現在、本邦企業で開発中であり、他国に先駆けて実用化されようとしている。

この様にアンモニア混焼は、既設石炭火力発電所を活用し発電容量を確保しつつ、GHG 排出量を減少させることができるため、ニ国国民の生活向上や経済発展にとって不可欠な電力アクセス向上・電力不足解消の選択肢を狭めることなく、脱炭素にむけた現実的かつ着実な本邦技術である。

前述の通り、ニ国は、2060 年までに GHG 排出量を実質ゼロ (Net Zero Emission)とするカーボンニュートラルの達成目標を示しており、既設火力発電所におけるカーボンニュートラル燃料の導入を検討している。このニ国の施策と合致する。

(2) 大容量アンモニア貯蔵タンク (脱炭素化)

アンモニア混焼バーナーの導入のためにはアンモニアインフラの整備も必要となる。従来も肥料用途のためのアンモニア製造基地が世界中で建設され、アンモニア貯蔵タンクは使用されていた。ただし、燃料用のアンモニアの消費量は、肥料用のアンモニアに比べて非常に多量であるので、その受入・貯蔵のためには既存技術の改良をしつつインフラ大規模化をしていくことが求められている。

特に液化アンモニアの大容量取扱いには、低温技術と大型化の先進技術が伴うが、日本はこれまでに多くの LNG 分野においてこれらの開発と実績を積んできており、本邦技術の展開が期待できる。

(3) 二酸化炭素回収（脱炭素化）

アンモニアは水素と窒素を原料に工業生成される。

水素は、かつては水の電気分解によって製造されていたが、コスト競争力がなく現在ではほとんどこの方法はとられていない。現在は、天然ガス、ナフサ、重質油、石炭、石油コークス、使用済みプラスチック（廃プラ）など、これらの炭化水素を原料として部分酸化するか水蒸気改質法を用いて水素を製造している。

アンモニアはその製造過程で CO₂ を排出するが、大別すると天然ガスの水蒸気改質で水素を製造するプロセスで発生・分離される高純度 CO₂ と、水蒸気改質で必要となる膨大な熱を供給する為のガス燃焼過程から排出される煙道ガスに含まれる低純度 CO₂ の 2 種類がある。これらに対する脱炭素化として、前者の高純度 CO₂ に関しては CCS、後者の煙道ガスに関しては、CO₂ 分離回収設備の導入が考えられるが、両技術とも本邦企業が積極的に開発や調査事業を実施している。

CCS については、PAU の既設アンモニア製造プラントにおいて、MC、JOGMEC、PAU、ITB の 4 者共同による CCS 調査事業が行われている。CO₂ 分離回収設備については、MHI エンジニアリング（株）が関西電力（株）と共同で CO₂ 回収技術を開発し、独自のアミン吸収液 KS-1TM を用いた CO₂ 回収プロセス KM CDR ProcessTM を商業化している。

これら二酸化炭素回収技術は、日本が世界に先駆けて開発している技術である。

4.1.3 本邦インフラシステム海外展開 2025 と技術による解決の方向性

(1) 尼国のカーボンニュートラルへの課題

前述のとおり、尼国は 2021 年に NDC と LTS-LCCR 2050 を公表し、2060 年、もしくは早いタイミングで GHG 排出量を実質ゼロ（Net Zero Emission）とするカーボンニュートラルの達成目標を示している。これを受けて PLN は、RUTL2021-2030 を公表し、再生可能エネルギー拡大および石炭火力発電設備へのバイオマス混焼、あるいは CCUS/CCS の装備が具体策として掲げられている。しかしながら、太陽光や風力といった再生可能エネルギーに必ずしも適した気候・立地となっていない。また、バイオマスにおいては供給の安定性、安定低価格の維持、CCUS/CCS には適切な土地、高額運転価格、実際の CO₂ 挿入や再利用方法等、根本的な課題が多くある。そのため関係者は、既存石炭火力を有効に活用した更なる多様性が必要であるとの認識である。

これらの問題点や現実を踏まえて 2022 年 9 月、MEMR は IEA と連携し、エネルギー部門の NZE のロードマップを公表。新たな多様性の一つとして水素・アンモニア活用を指摘している。

(2) 尼国のアンモニアサプライチェーンと課題

前述の通り、尼国は世界第 4 位のアンモニア製造国であり、アンモニア・尿素プラントは比較的多数ある。現在は、肥料・化学品用途として国内外向けに製造されている。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

世界でも有数なアンモニア製造国である尼国のアンモニアを燃料アンモニアとして自国火力発電所の脱炭素に寄与させ、新たなバリューチェーンを構築することは検討の価値がある。

しかしながら、現時点では発電所を需要地として想定していないため、燃料アンモニア導入に向けて製造過程で CO₂ を分離回収し、脱炭素化された燃料アンモニアを需要地の既存石炭火力発電所まで国内船による安定輸送、発電所における既設港湾施設や荷揚げ・貯蔵設備等のバリューチェーン構築が課題となる。

(3) 本邦インフラシステムを活用した解決の方向性

本邦の燃料アンモニア混焼・貯蔵技術ならびに CO₂ 分離回収の脱炭素技術を適用したアンモニアの製造、輸送、貯蔵、活用(混焼)のバリューチェーン構築が、尼国の 2060 年 NZE 達成および自国産のアンモニアの多様化への課題解決の方向性と判断する。

具体的には、以下の内容を協力事業提案とする。

- IP が所有するスラヤ石炭火力発電所において、ボイラへのアンモニア混焼技術を活用し、2030 年までに同発電所のアンモニア混焼率 20%を目指すアンモニア混焼事業
- 燃料アンモニアの供給元と想定するスラウェシ島に生産拠点がある PAU アンモニア製造プラントにおける CO₂ 排出削減事業
- これらをバリューチェーンとして構築するための尼国内海上輸送、スラヤ石炭火力発電所における受入設備等のバリューチェーン構築事業
- これら事業を繋いだアンモニアバリューチェーン全体構築事業

4.2 対象協力事業案

4.2.1 アンモニア混焼

(1) ボイラ設備

スラヤ石炭火力発電所は、IP が所有する石炭火力発電所である。1-4 号機は出力 400 MW、5-7 号機は出力 600 MW であり、ボイラは B&W 社、タービンは三菱重工業 (MHI)、発電機は三菱電機が納入し、1985-1999 年に順次稼働を開始した。1-4 号機を対象にバイオマス混焼導入に向けた検討を実施しているので、5-7 号機をアンモニア混焼事業の対象とする。

混焼率は、カロリーベースで 20%を前提とし、最大で 3 基を対象としてボイラ設備改造内容の検討、追加設備投資金額概算算出、スケジュール策定、課題の抽出を行うほか、必要となる燃料アンモニア数量の算出を行う。

(2) 環境装置

アンモニアを燃焼しても CO₂ は発生しない一方で、人体にも悪影響を及ぼす窒素酸化物(NO_x)を排出する為、ボイラ出口で脱硝処理を施す必要がある。カロリーベースで 20%混焼を行う場合を想定し、必要設備の選定、追加設備投資金額概算算出、スケジュール策定、課題の抽出を行い、必要なユーティリティ量の算出を行う。

(3) アンモニア受入基地整備

スララヤ石炭火力発電所への燃料アンモニア受入・貯蔵に必要な設備の検討、追加設備導入費用概算算出、導入スケジュール策定、課題の抽出を行う。既設燃料および燃料アンモニアの配船調査、計画を行い、結果によって、既設港湾施設(棧橋)の増強・増設も検討する。新設設備として、ローディングアーム、タンク、アンモニア気化器、パイプラインを検討する。タンク設計に必要となるプロット図は PLN に依頼し入手可能であれば活用するが、入手不可の場合は空撮図等を活用し、設備設置候補地の選定を行う。

4.2.2 CDR (Carbon Dioxide Removal)

(1) 燃料アンモニア製造の低炭素化

PAU の既設アンモニア製造プラントについて検討する。アンモニアはその製造過程で CO₂ を排出するが、大別すると天然ガスの水蒸気改質で水素を製造するプロセスで発生・分離される高純度 CO₂ と、水蒸気改質で必要となる膨大な熱を供給する為のガス燃焼過程から排出される煙道ガスに含まれる低純度 CO₂ の 2 種類がある。前者の高純度 CO₂ に関しては、MC、JOGMEC、PAU、ITB の 4 者共同による CCS 調査事業を実施中の為、本事業では検討しない。後者の煙道ガスに関しては、CO₂ 分離回収装置の設備導入費用の概算、導入までのスケジュール、課題の抽出を行い、また、CO₂ 排出削減量の評価を行う。

なお、前述の 4 者共同による CCS 調査は 2020 年代後半の事業化可否判断を目標として地下データ収集・分析を実施中であるため、本事業では CCS の調査内容については、秘密保持契約に抵触しない範囲で適宜内容を反映するが、原則切り離して本事業を実施する。

4.3 対象既設発電所(スララヤ発電所)設備

4.3.1 スララヤ発電所設備

(1) スララヤ石炭火力発電所概要

スララヤ石炭火力発電所は、首都ジャカルタから北西に約 120km、バンテン州 (Banten Province) 内にある IP 社所有の発電所である。スララヤ石炭火力発電所の位置を図 4-1 に示す。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

スララヤ石炭火力発電所は、概ね 5 期にわたって拡張がされてきた。第 1 および 2 期では No. 1 から No. 4 の各 400 MW、計 4 基が開発され 1984 年から 1989 年までに運開している。第 3 期は No. 5 から No. 7 の各 600 MW、計 3 基が開発され 1997 年までに運開している。第 4 期は、No. 8 の 625 MW が 2011 年に運開している No. 9 と No. 10 の 2,000 MW は IPP が建設中の発電所であり、一部 PLN の資本は入っているが IP 社とは直接の関係はない。スララヤ石炭火力発電所の全景を図 4-2 に示す。

スララヤ石炭火力発電所の概要を表 4-4 に示す。以下、スララヤ石炭火力発電所と表現する場合には、No. 1 から No. 7 を指す。



出典: Google Earth の画像を調査団にて加工

図 4-1 スララヤ石炭火力発電所の位置



赤線は、発電所の概略の範囲の把握のために付されたものであり、発電所の正確な領域を示しているものではない。No. 9 と 10 は、一部 PLN 社の資本が入った IPP による発電所であり、IP 社とは直接の関係はない。

出典: Google Earth の画像を調査団にて加工

図 4-2 スララヤ石炭火力発電所の全景

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

表 4-4 スララヤ石炭火力発電所の概要

No.	燃料	運開年	設計容量 (MW)	製造者		設計熱効率 (%)
				ボイラ	タービン	
1	石炭	1984	400	B&W	MHI	39.21
2	同上	1984	400	B&W	MHI	39.21
3	同上	1988	400	B&W	MHI	39.95
4	同上	1989	600	B&W	MHI	39.95
5	同上	1996	600	B&W	MHI	40.43
6	同上	1997	600	B&W	MHI	40.43
7	同上	1997	600	B&W	MHI	40.43
8	同上	2011	625	上海電気	上海電気	NA
9	同上	2025予※1	1,000	斗山	ジーメンス	NA
10	同上	2026予※1	1,000	斗山	ジーメンス	NA

※1: 2022 年 11 月時点で公開されている予定運開年を指している。

B&W: バブcock&ウィルコックス社 (Babcock & Wilcox Company)

出典: “インドネシア国最適開発のための電力セクター調査” (JICA, 2002)ほかウェブ検索資料に基づき調査団にて作成

(2) 本検討業務の対象となる発電設備の範囲

本検討業務の対象となる発電設備は No. 5 から No. 7 の 3 基である。No. 1 から No. 4 については本検討業務とは別業務として MHI がバイオマス導入を検討しているため、本検討業務の対象外とする。

(3) 本検討業務の発電所の全体配置

秘匿情報を含むため非公開とした。

スララヤ石炭火力発電所は、北が海、東西は岩盤を有する丘に囲まれた平地に建設されている。北側より、専用栈橋、石炭貯蔵及び揚運炭設備、取水・排水 (放水)、用役設備、ボイラハウス、タービンホール・電気/中央制御室、変電所、東西は、東側に灰処理設備、No. 1 から順次 No. 7 まで効率よく配置され、西側に現在使用されていない重油タンクが設置されている。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-3

(4) ボイラ設備

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-5

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。

(5) スララヤ石炭火力発電所の燃料貯蔵

スララヤ石炭火力発電所は運転時には石炭を焚いており、石炭貯蔵のための石炭ヤードがある。石炭は後述する栈橋から受入れ、アンローダが設備されている栈橋ではアンローダとベルトコンベアにより、アンローダが設備されていない栈橋ではダンプカーにより石炭ヤードへ運ばれる。石炭ヤードから各ボイラにはリクレーマとベルトコンベアにて運ばれる。

ボイラ起動時には軽油を焚いており、軽油貯蔵のための軽油タンクがある。軽油は栈橋からアンローダとパイプラインを通じて軽油タンクへと運ばれる。

秘匿情報を含むため非公開とした。

(6) スララヤ石炭火力発電所の栈橋

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-6

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-4

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-5

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-6

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-7

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-8

(7) スララヤ石炭火力発電所取水

スララヤ石炭火力発電所の取水は用水路 (canal)方式であり、海から No. 1 から No. 7 のタービン建屋の近傍まで用水路が敷設されており、取水ポンプにて揚水される。

(8) スララヤ石炭火力発電所の放水

スララヤ石炭火力発電所の放水は用水路方式であり、No. 1 から No. 7 のタービン建屋の近傍から海まで用水路が敷設されており、自然流下している。

(9) スララヤ石炭火力発電所の遊休区画

後述の通り、アンモニア混焼を実装するためには、アンモニアタンク、気化設備を発電所構内に新設する必要がある。そのため、これらを設置するのに適したスララヤ石炭火力発電所構内の遊休区画を確認した。

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 4-7

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-9

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-10

4.3.2 運転データ

(1) 発電量

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-11

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-12

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-13

(2) 平均出力

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 4-14

(3) 燃料消費量

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-15

(4) 運転時間

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-16

(5) 計画外停止時間

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-17

(6) 現状と 2025 年予想年間発電量および負荷率

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-18

4.3.3 発電所運転保守

(1) 運転体制

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) 計画点検

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

アンモニア混焼改造に当たっては、計画点検予定と同時期に実施するなど、既存の給電計画と調整をすることが望まれる。

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-19

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-20

4.4 対象アンモニア工場 (PAU)

4.4.1 スラヤ発電所 (PAU)設備

本 FS におけるバリューチェーン評価を行う上で、燃料アンモニアの製造拠点として想定する PAU アンモニアプラント並びに出荷設備につき、その概要を以下に記載する。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

(1) アンモニアプラント概要

表 4-8 PAU アンモニアプラント概要

項目	説明
製品	アンモニア
所在地	インドネシア 中央スラウェシ州 ルウク (図 4-21参照)
所有者	PT Panca Amara Utama (共同申請者MCが一部出資)
生産能力	約700,000トン/年
合成プロセス	KBR社 PurifierPlus™
生産開始	2018年3月

出典：調査団にて作成



出典：三菱商事株式会社 HP (<https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000046719.html>)

図 4-21 PAU アンモニアプラント所在地

(2) アンモニアプラント出荷設備

表 4-9 PAU アンモニアプラント出荷設備概要

秘匿情報を含むため非公開とした。

出典：調査団にて作成

4.5 石炭ボイランモニア混焼導入検討

4.5.1 石炭ボイランモニア混焼技術

(1)検討範囲

燃料アンモニア(気体)は受入設備から、ボイラ側面に位置する既設の配管ラックを通してボイラに導入し、カロリーベースでアンモニア 20%混焼(以下 20cal%混焼と表記)の技術検討を実施した。検討範囲は、ボイラ建屋内のアンモニア混焼設備及び脱硝設備、及びこれに付帯する機器とした。なお、既設ボイラの耐圧部改造等は含んでいない。

(2)ボイラ概略仕様

スラヤ発電所 5-7 号機のボイラ概略仕様を以下表 4-10 に示す。

表 4-10 スラヤ石炭火力発電所 No.-No.7 ボイラ概略仕様

項目	スラヤ 5-7 号機
出力	600MW
運転開始	1998－1999 年
主蒸気圧力	18MPag(184kg/cm2g)
主蒸気温度	540℃
再熱蒸気温度	540℃
最大蒸発量	
主蒸気	2037.5t/h
再熱蒸気	1641.0t/h
燃焼方式	対向燃焼
負荷用燃料	石炭
石炭バーナー	3 段 6 列対向、バーナー本数 36 本
ボイラ製造メーカー	Babcock & Wilcox 社

(3)燃料アンモニア性状

参考として純度 100%のアンモニアの物性値を以下表 4-11 に示す。

表 4-11 純度 100%のアンモニア性状

項目	単位	アンモニア
		NH ₃
常温常圧下での状態	—	気体
沸点(@大気圧)	℃	-33.4
飽和蒸気圧(@20℃)	MPaA	0.86
ガス比重(空気=1@標準状態)	—	0.5965

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

本検討に使用する気体アンモニア性状はアンモニア生産設備側の条件から以下表 4-12 を採用した。

表 4-12 本検討に採用するアンモニアガス性状

項目	単位	アンモニアガス
		NH ₃
アンモニアガス純度	wt%	99.7
含有 H ₂ O	wt%	0.3
高位発熱量	MJ/kg	22.4
ガス密度	kg/Nm ³	0.76

(4)アンモニア混焼率

アンモニア混焼率は高位発熱量ベースで 20cal%とする。

(5)石炭性状

検討に用いる石炭性状(到着ベース)は以下表 4-13 とした。

表 4-13 本検討に石炭性状（到着ベース）

項目	単位	石炭性状
高位発熱量	MJ/kg kcal/kg	19.1 4,555
炭素	wt%	47.55
水素	wt%	3.64
窒素	wt%	0.77
酸素	wt%	12.3
硫黄	wt%	0.49
灰分	wt%	4.82
全水分	wt%	30.43

(6)

表 4-14

秘匿情報を含むため非公開とした。

(7)改造・更新設備一覧

1)

表 4-15

秘匿情報を含むため非公開とした。

2) 系統構成

アンモニア供給系統図を図 4-22、配置図を図 4-23 に示す。アンモニア配管は、ボイラ設備の側面に配置の既設配管ラックを通してアンモニア受入設備と取合う。ボイラ建屋内にはアンモニア系統を縁切りするための遮断弁、流量計、流量調節弁を備え、バーナーヘッドから枝分かれし、各バーナーへ接続する。アンモニア配管のほかに、ボイラ停止時の配管内残のアンモニア除去のための窒素が必要となる。系統計画、配管計画の検討項目、並びに配管仕様、制御弁仕様について後述する。

3) 系統計画時の検討項目

燃料アンモニア系統検討時に留意した点について下記する。

①全般

- アンモニアは毒性/可燃性ガスであることから、極力フランジ接続は避け、弁等は溶接取合とした。
- 秘匿情報を含むため非公開とした。
- 設計圧力温度は、取合点圧力温度に余裕を加味し決定した。
- アンモニア遮断を要する箇所(アンモニア取合部、及びバーナー入口部)は、確実な遮断、炉内への漏洩防止を行う為、ダブルブロック&ブリードとした。
- 停止時の配管内残のアンモニア除去のため、取合弁出口及び遮断弁出口に窒素注入系統を設置し、窒素置換とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

- アンモニアの各ベントラインには、窒素置換完了の確認の為、サンプリング座を設置した。サンプリング座元弁は、系外リーク防止の観点から、2重化とした。

②計装・制御

- アンモニア流量調節弁を2台としたが、実証段階のアンモニア運用で見直す必要がある。
- アンモニア流量調節弁上流には、緊急遮断用にアンモニア遮断弁を設置した。
- 点火前のバーナーシートリーク確認の為、アンモニア遮断弁をバイパスするアンモニアリークチェック遮断弁を設置した。また、アンモニアリークチェック遮断弁上流に圧力発信器を設置した。

③配管・弁

- 秘匿情報を含むため非公開とした。

4) 追加設備の配管配置計画時の検討項目

以下項目を検討し、また現地調査結果も反映した。

- 簡易3Dモデルを構築して追設設備を検討した。
- モデル上において、大物設備との干渉がない様、配管ルートを調整した。但し、実機小径配管及びケーブル等、実証の段階で詳細な現地調査が必要。
- アンモニア配管設置にあたり、実証段階では鉄骨荷重評価及びそれを反映した配管配置の調整が必要。
- アンモニア配管経路上の弁等からリークが発生した場合、周囲への影響が少なくなるよう、極力既存設備の近傍を避け、通気性の良いエリアに弁類を配置するよう計画した。
- 既存設備の操作性を考慮して、追加となる弁、計器、流量計等にアクセス用の追加床を検討した。
- 追加となるアンモニアバーナー用の冷却空気ファンは、既設設備のない空気予熱器下の地上階に配置した。

5)

表 4-16

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)

表 4-17

秘匿情報を含むため非公開とした。

7) 通風設備等の既設の流用について

アンモニア混焼において既設設備の流用可否を検討した。

A.通風設備(大型ファン)

既設の大型ファンの流用可否件検討結果を下記に示す。

① 一次空気ファン(PAF: Primary Air Fan)

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

アンモニア混焼により石炭消費量及びミル運転台数が低減するため、一次空気風量も低減方向となる。このため、PAF を通過する風量・風圧ともに石炭専焼時よりも低減することから、アンモニア混焼時においても既設 PAF は流用可能とした。

② 押込み通風ファン(FDF : Forced Draft Fan)

アンモニア混焼により二次空気風量が増加するため、FDF の風量・風圧ともに石炭専焼時よりも増加傾向となる。現状の石炭専焼時における FDF の運転状態(ローター回転数や電流値)は運転状態により変動が大きいデータもあるが、原則風量バランスとしてはアンモニア混焼時においても既設 FDF は流用可能としたが、実証段階での運転状態の確認が必要となる。

③ 誘引通風ファン(IDF: Induce Draft Fan)

アンモニア混焼により排ガスの体積流量が増加するため、IDF の風量・風圧ともに石炭専焼時よりも増加するが、現状の石炭専焼時における IDF は裕度ある運転状態であることから、アンモニア混焼時においても既設 IDF は流用可能とした。

B. 空気予熱器(AH: Air Heater)

アンモニア混焼により一次空気量は低減、二次空気量は増加と空気量のバランスは変更となるが、一次 AH および二次 AH を通過するガス量の配分を調整することで、既設 AH の流用可能とした。

8)

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。

(8)

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

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。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.5.2 脱硝技術

インドネシアの既設石炭火力発電所における最新排出規制は、2019 年に改定され、2019 年以前の石炭焚きプラントの NOx は 550mg/Nm³ と規定されている。スラヤ 5-7 の石炭焚きにおける NOx は規制値以下となっているが、アンモニア混焼により NOx が増加する可能性があることから、確実に NOx を規制値以下に低減可能な脱硝装置の追設を検討した。今後のアンモニアバーナー開発進捗により、実証段階において脱硝装置の追設要否について再評価する必要がある。

(1) 脱硝装置技術導入の検討

1) 検討範囲

検討範囲は下記の通り脱硝装置及び脱硝装置に紐づく補機とした。

- 脱硝反応器
- 脱硝触媒
- アンモニア流量調整ユニット
- アンモニア注入ノズル
- 脱硝入口ダクト
- 脱硝出口ダクト
- 除塵装置

2) 脱硝プロセス概要

- ① 脱硝装置は排ガス中の窒素酸化物(NOx)を分解除去し所定の濃度にする事を目的として設置する。
- ② 脱硝装置のプロセスは下記の通り。
 - 脱硝反応器上流の煙道において、排ガス中の NOx 量に見合う NH₃ を注入。
 - アンモニアを含んだ排ガスは脱硝反応器内に充填された触媒層を通過し、ガス中に含まれた窒素酸化物(NOx)と NH₃ が化学反応し、次式により無害な窒素(N₂)と水蒸気(H₂O)に分解。

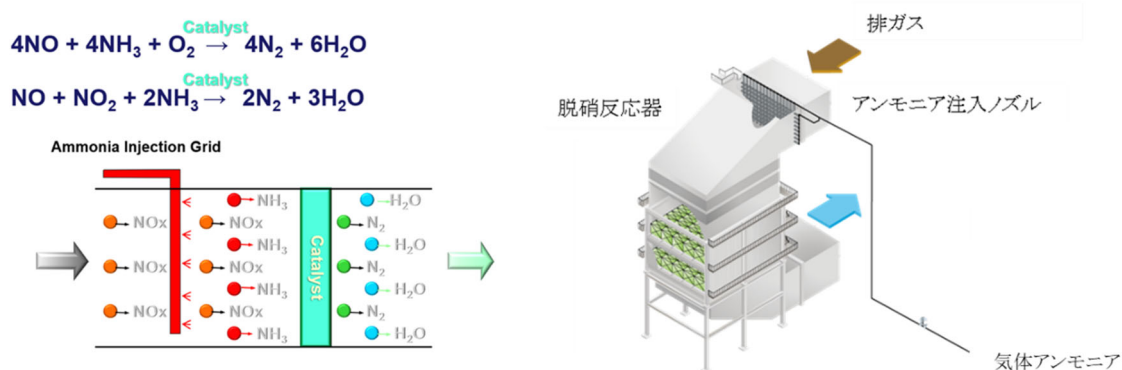


図 4-24 脱硝プロセス概要図

(2) 脱硝装置検討項目

脱硝装置検討時の検討条件を下記する。

全般

- 将来的な規制強化も見越し、豊富な実績と信頼性が高い乾式アンモニア接触還元法を採用した。
- 排ガスは煤塵を含むため、脱硝触媒上の灰の堆積を防止するために脱硝装置は縦流れ下降流とした。
- 現状の NOx 規制値は 550mg/Nm³ となっているが、将来的な環境規制値の強化及びに対応できるよう脱硝装置には予備層を設けた。
- 秘匿情報を含むため非公開とした。
- 脱硝触媒は灰の堆積及び摩耗を考慮した触媒とする。
- NOx と NH₃ は 1:1 の割合で反応する。脱硝反応に使用される NH₃ は排ガス中に十分に混合する事で局所的なリーク NH₃ の発生を抑えることが可能となる。アンモニア注入ノズルは十分なアンモニア拡散が出来る配置及び構造とした。
- 秘匿情報を含むため非公開とした。
- 排ガスは脱硝触媒の活性温度を考慮し、節炭器出口から排ガスを拔出、空気予熱器へ戻すダクトルートを想定した。
- 排ガス温度低により、アンモニアと排ガス中の硫黄分との反応により酸性硫酸が脱硝触媒上に生成する事で触媒劣化が進行する。したがって酸性硫酸生成を考慮し、排ガス温度が低下する部分負荷時並びに起動開始時及び停止時の排ガス温度低の条件ではアンモニアは注入しないものとする。
- アンモニアは爆発限界を超過しないよう希釈空気により希釈する。
- 氷点下になる事は無いものとし、凍結防止は不要とする。
- 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。

表 4-18

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 4-19

秘匿情報を含むため非公開とした。

(4) 検討結果

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 4-25

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。

図 4-26

3)

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

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。

5)

秘匿情報を含むため非公開とした。

(5)現地調査の結果

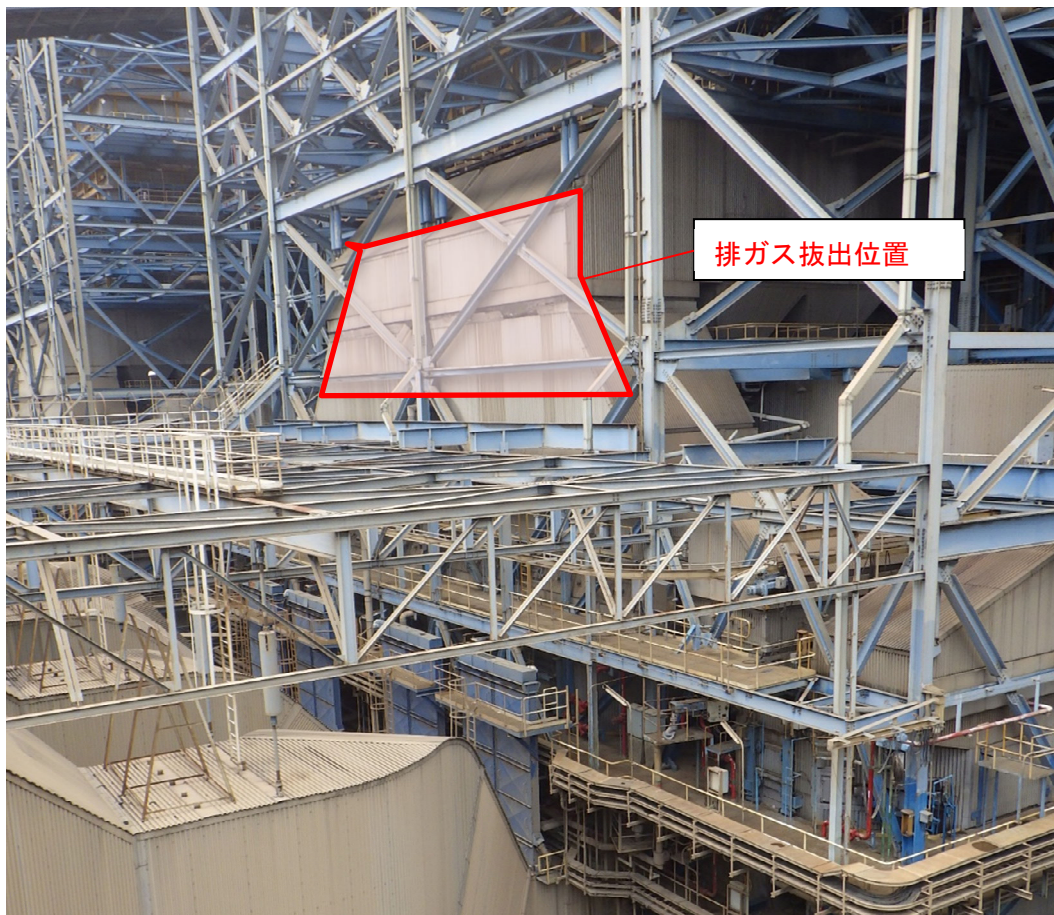
現地調査の結果、既設空気予熱器から電気集塵機までの接続ダクトの上方に空間があるため、脱硝装置は節炭器出口より排ガスを拔出し、脱硝装置にてNOx処理を行い、空気予熱器入口へ処理後のガスを戻すダクトを配置した。排ガスは煤塵を含み触媒上の灰の堆積を防止するため脱硝装置は縦流れ下降流を採用した。

1) 脱硝装置を配置する際の留意事項

- 脱硝装置の支持鉄骨を配置するために既設設備及び既設鉄骨を躲しながら配置する必要がある。
- 拔出部は既設梁及びブレースが張られているため、既設ブレースを一部撤去・移設し、補強が必要となる。
- アンモニア注入ノズル及び計測用スペースは既設の床を流用し配置する。

2) 現地写真

現地調査の結果、脱硝装置と既設ダクトを接続に際して、既設鉄骨があるため、鉄骨の配置変更が必要となるため、実証段階で鉄骨補強検討を実施する。



ボイラ後方から排ガスを抜き出す事を想定。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-27

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4.5.3 石炭ボイランモニア混焼導入の今後の課題

アンモニアバーナーは開発中のため未確定の部分もあるが、実証段階に向け今後解決していくべき課題を以下に纏める。燃焼アンモニアとしての法規等の整備も今後の課題でもあるため、それによる改造範囲変更の可能性がある。今後設計進捗に際しての課題を以下表 4-20、表 4-21に示す。

表 4-20 アンモニア混焼導入時の課題リスト (1/2)

大項目	中項目	小項目	内 容
全般	法規対応	技術基準	燃料アンモニアとしての法規・基準の制定された時点で、設計反映事項の有無を確認する必要がある。
燃料 系統	安全性	ベント処理方法	現状はアンモニア受入設備側の除害装置行きとするが、今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて設計反映事項の有無を確認する必要がある。
		配管、弁仕様	配管仕様、弁グランド部シール、静電気対策のためアース接続など、今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて設計反映事項の有無を確認する必要がある。
		アンモニアリーク検知	今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて、リークが生じた場合の検知方法、また拡散シミュレーションを確認する必要がある。
		臭気対策	今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて、対策を検討する必要がある。
		防爆範囲	今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて、対策を検討する必要がある。
		消火設備	今後の燃料アンモニアとしての法規制・基準に基づいて、対策を検討する必要がある。
	配置	アンモニアバーナー	アンモニアバーナーとアンモニア配管接続位置について今後の開発進捗により方針決定が必要である。
	鉄骨	ボイラ鉄骨強度	アンモニア配管他の追設により、配管及び弁の重量が追加され、またアクセス用の床など追設が必要となるため、実証段階で最終的な配管ルート確定後、ボイラ鉄骨及び基礎の強度評価が必要となる。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

表 4-21 アンモニア混焼導入時の課題リスト (2/2)

大項目	中項目	小項目	内 容
ユーティリティ	ページ用窒素	取合条件	温度、圧力は既設条件に合わせているが、本系統追設時にページ量を確保が必要。実証段階で既設容量の確認が必要となる。
	補助蒸気	取合条件	アンモニア受入設備の気化器用の補助蒸気をボイラ設備から抽気する場合、プラント効率やプラント出力が低下する。気化器用の熱源によっては、今後見直す可能性がある。
計装制御	運用方法	-	アンモニア燃料設備の運用条件(起動・停止・燃料遮断・負荷変化率、石炭燃料との配分制御など)、および適切な自動化レベルの決定について、実証段階で検討が必要となる。
	インターロック	-	アンモニア燃料設備の保護インターロックの追加とその内容について実証段階で検討が必要となる。
工事	工事工程	-	実証段階にて詳細な工事検討が必要となる(プラント停止期間・試運転期間など含む)
	施工/搬入方法	-	アンモニア燃焼設備を追加するため、かなり狭小なエリアでの作業もあり、実証段階で各機器の施工/搬入計画が必要となる。
性能	ボイラ効率	-	アンモニアに含まれる水素分により、排ガス中の水分が増加するため、ボイラ効率は若干低下する。
	プラント効率	-	気化器用の補助蒸気をボイラ設備から抽気する場合、プラント効率が低下する。
	プラント出力	-	気化器用の補助蒸気をボイラ設備から抽気する場合、プラント出力が低下するため、出力維持には入熱を増加する必要がある。
	燃焼性能	-	アンモニアバーナー開発段階であるため、アンモニア混焼により窒素酸化物排出量に影響する可能性がある。
脱硝設備	空気予熱器	洗浄装置の追設	脱硝装置設置により空気予熱器の硫安を洗浄するための洗浄装置の確認が必要となる。
	ダクト	既設ダクトの補強	圧損が増加するため、実証段階で既設ダクト強度評価、既設誘引通風ファンの容量の確認が必要となる。
	鉄骨	ボイラ鉄骨強度	排ガス排出のためのダクトルーティングにおいて、一部鉄骨の撤去、移設及び補強が必要となる。実証段階でボイラ鉄骨強度計算が必要となる。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

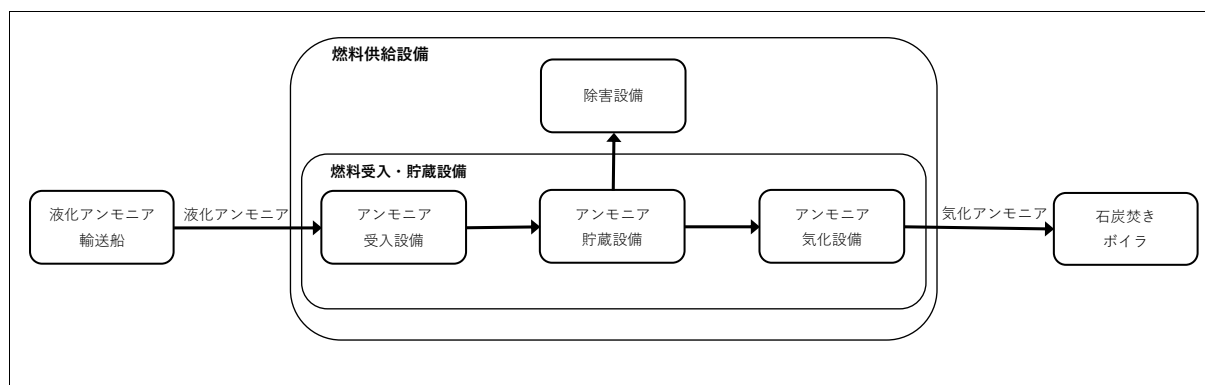
	誘引通風ファン	-	将来の環境規制強化で脱硝触媒を積み増しになった場合は脱硝装置の圧力損失が増加するため、環境規制強化された場合は、既設の誘引通風ファンの容量特性の検討が必要となる。
	NH3 注入量制御	-	石炭専焼時からアンモニア混焼に切替した際、NOx が増加傾向となるため、アンモニア注入量制御の検討が必要となる。

4.6 発電所燃料アンモニア供給設備検討

4.6.1 発電所燃料アンモニア供給設備検討要件

(1) 燃料アンモニア供給設備概要

燃料アンモニア供給設備の概念図を図 4-28 に示す。



出典：調査団にて作成

図 4-28 燃料アンモニア供給設備概念図

石炭焚きボイラと混焼するアンモニア燃料は、アンモニア製造元から約-33 Deg C (常圧冷凍状態)の液化アンモニアの状態では、液化アンモニア輸送船によりスラヤや石炭火力発電所に輸送され、発電所内の受入栈橋に設置される受入設備によりアンモニア貯蔵設備に液化アンモニアの状態では移送・貯蔵される。

貯蔵設備の液化アンモニアを石炭焚きボイラの混焼用燃料として使用する為には、アンモニアガスを供給する必要であり、貯蔵された液化アンモニアはポンプにより払出・昇圧した後、加熱してこれを気化させ、所定の温度・圧力条件にてボイラへ燃料ガスとして供給する。

また、アンモニアは毒性を有し、安全面及び環境面の観点から、緊急時等において設備内の高濃度のアンモニアガスを系外の大気に直接放出する事はできないので、放出ガスを処理する除害設備を設ける。

(2) 検討の前提条件

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-22

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.6.2 燃料アンモニア受入・貯蔵設備

(1) アンモニア受入

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 4-29

表 4-23

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) アンモニア貯蔵

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 4-24

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-25

秘匿情報を含むため非公開とした。

(3) アンモニア気化

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-26

秘匿情報を含むため非公開とした。

(4) 再液化設備

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-27

秘匿情報を含むため非公開とした。

(5) 再回収設備

秘匿情報を含むため非公開とした。

(6) 概念設計結果

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。

4.6.3 アンモニア除害設備

(1) アンモニア除害設備の必要性

アンモニアガス及び液アンモニアは、安全性・環境への影響を考慮すると微量であっても系外にそのまま排出することは出来ないため、再液化処理が継続運転不可の場合や系内圧力上昇した場合の緊急時に備えて大気ベントの除害設備を設置する。

(2) アンモニア除害設備の概要

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-28

秘匿情報を含むため非公開とした。

(3) アンモニア除害設備

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-29

秘匿情報を含むため非公開とした。

(4) 概念設計結果

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。

4.6.4 燃料アンモニア供給設備の安全・環境対策および防火対策

(1) 安全・環境対策

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-30

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) 防火対策

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 4-31

4.6.5 燃料アンモニア受入・貯蔵にかかる用役

秘匿情報を含むため非公開とした。これらの用役は、スラヤ石炭火力発電所に適切な供給源が存在し、その供給源から供給されるものとした。

なお、詳細については次期 FS で調査をする必要がある。

表 4-32

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.6.6 燃料アンモニア供給設備の概略配置

(1) 概略全体配置

各設備の概念設計及び現地調査による建設候補地調査を踏まえ、全体配置を検討し、以下の概略全体配置とした。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。

除害設備は貯蔵設備付近に設置し、各設備より排出されるアンモニアガスをまとめて処理する。

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。

図 4-32

(2) 貯蔵・除害設備配置

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。BOG 再液化設備は、通常運転状態で主な BOG 発生源である貯蔵タンク近傍に設置する。

除害設備は貯蔵設備付近に設置し、受入・貯蔵・気化設備より排出されるアンモニアガスをまとめて処理する。

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-33

(3) 気化設備配置

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。また、運転・保守管理が効率よく行えるよう一ヶ所にまとめた配置とする。

図 4-34

4.6.7 燃料アンモニア受入設備 (港湾)

(1) 概念設計用の対象液化アンモニア輸送船舶の設定

尼国において利用可能性のある内航船の諸元を考慮して、表 4-33 に示すとおり概念設計用のモデル対象の液化アンモニア輸送船舶 (以下、対象輸送モデル船)の諸元を決定設定した。

表 4-33 尼国の液化アンモニア輸送船および対象の液化アンモニア輸送船舶の諸元

No.	船名	載荷重量トン DWT (mt)	長さ L (m)	幅 B (m)	喫水 d (m)
1	Marianna Golden	16,400	155.00	25.8	10.2
2	Salmon Mustofa	13,000	159.98	25.6	10.9
3	SMB-2	5,700	145.61	16.0	9.1

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4	Marianna 28	5,700	118.88	17.2	7.7
	対象の液化アンモニア輸送船	16,400	160.0	26.0	11.0

出典：調査団にて作成

(2) 既設棧橋の利用可否検討

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-35

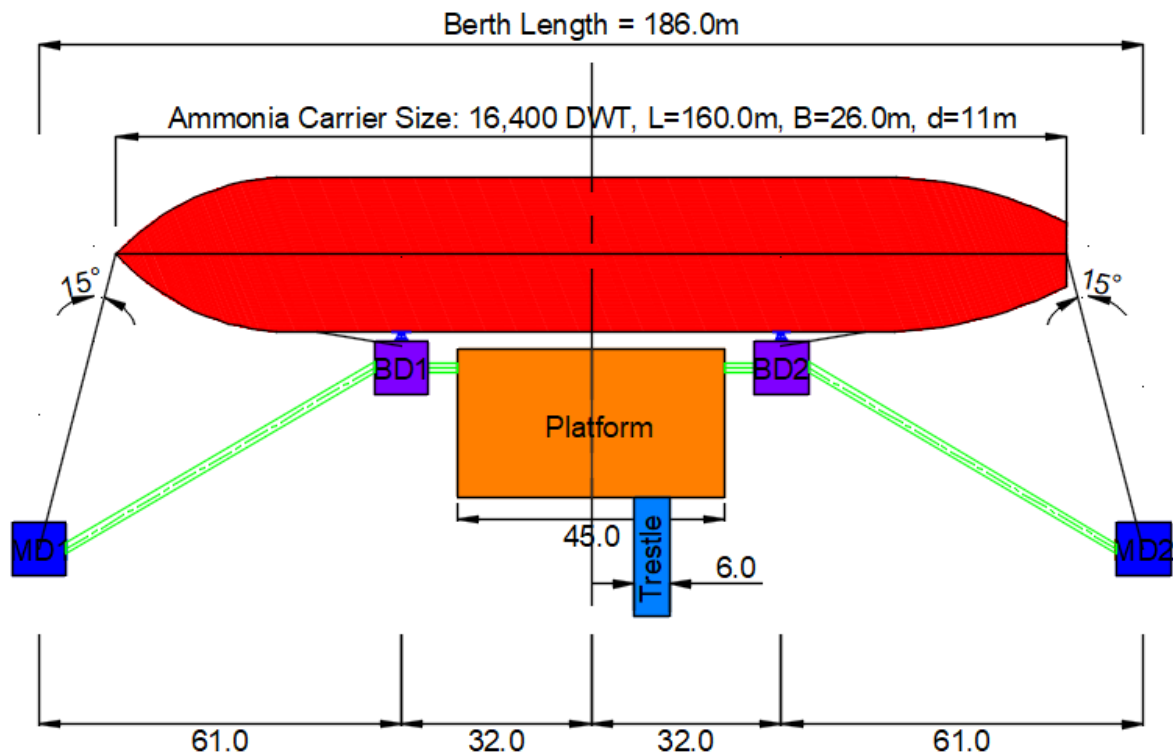
秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-34

秘匿情報を含むため非公開とした。

(3) 新設栈橋の施設レイアウト

前節で結論づけたように、栈橋の新設が必要であると判断されたため、本節で栈橋の施設レイアウトの検討を行った。対象輸送船の大きさを考慮した栈橋の施設レイアウトを図 4-36 に示す。荷役を行うためのローディングアームや配管が設置されるプラットフォーム (Platform)1 基、船舶が接岸するための接岸ドルフィン (Breasting Dolphin。以下、BD)2 基、係留索をかけるための綱取ドルフィン (Mooring Dolphin。以下、MD)2 基の配置を計画した。また、栈橋と陸側を結ぶ渡橋 (Trestle)は、片側 1 車線道路と配管エリアを確保するために幅 6 m とした。対象輸送船が安全に離着岸出来るようにタグボートによるサポートを想定する。



出典: 調査団にて作成

図 4-36 スララヤ石炭火力発電所栈橋の施設レイアウト

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-37

秘匿情報を含むため非公開とした。

次調査において、棧橋を建設することによって取水口へ影響を及ぼすと想定されるエリアを特定した上で、どこまで棧橋を西側へ移動することが出来るかの具体的な配置検討を行うことが求められる。

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-38

(4) 港湾施設の概念設計

前節で示した港湾施設の概念設計を行った。

a) 計画条件および自然条件

a)-1 潮位

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 4-39

a)-2 施設天端高
秘匿情報を含むため非公開とした。

a)-3 設計水深
秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-35

秘匿情報を含むため非公開とした。

a)-4 土質
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 4-40

表 4-36

秘匿情報を含むため非公開とした。

b) 荷重条件

b)-1 上載荷重

表 4-37 に示す上載荷重を考慮した。

表 4-37 スラヤ石炭火力発電所棧橋上載荷重

施設名	常時(kN/m ²)	地震時(kN/m ²)
プラットフォーム	20	10
接岸ドルフィン	5	2.5
綱取りドルフィン	5	2.5
渡橋	10	5

出典：調査団にて作成

b)-2 接岸力

船舶の接岸によって生じる作用は、船舶の接岸エネルギーによって算定される。PIANC および BS の規定に基づいて、対象輸送船の接岸エネルギーは以下の式により算出された。

$$E_C = \frac{1}{2} M_D (V_B)^2 C_M C_E C_S C_C$$

ここに、

E_C : 船舶の接岸エネルギーの特性値 (kN・m)

M_D : 船舶の質量 (t)

V_B : 船舶の接岸速度 (=0.15 m/s)

C_M : 仮想質量係数

C_E : 偏心係数

C_S : 柔軟性係数

C_C : バースの形状係数

接岸エネルギーの特性値 E_c は、防舷材の製造公差を考慮して 10% 割り増した。また、接岸エネルギーを超過する可能性があるため、接岸エネルギー係数 γ_E を考慮が設定される。BS6349-4 では、タンカー船の設計接岸エネルギー E_D を算出するために、接岸エネルギー係数 γ_E を 2.0 とすることが推奨されている。従って、設計接岸エネルギー E_D は、特性エネルギー E_c に接岸エネルギー係数 $\gamma_E=2.0$ を乗じることにより算出される。

防舷材の吸収エネルギーは、製造公差 10% を含む船舶の設計接岸エネルギー E_D を超えるように選定される。計算の結果、対象輸送船の設計接岸エネルギー E_D と防舷材反力 R は以下のとおり決定された。

$$E_D = 750 \text{ kN} \cdot \text{m}$$

$$R_P = 1,306 \text{ kN}$$

$$R_L = 262 \text{ kN}$$

ここに、

R_P : 法線直角方向の防舷材反力(kN)

R_L : 法線方向の防舷材反力(kN)

b)-3 牽引力

秘匿情報を含むため非公開とした。

b)-4 地震力

地震力は、構造物の自重および上載荷重に設計震度を乗じて考慮される。設計震度 C_s は、SNI (Standard National Indonesia) 1726 に基づいて、以下の式によって求められる。

$$C_s = \frac{S_{DS} I_e}{R}$$

$$S_{DS} = \frac{2}{3} S_{MS}, \quad S_{MS} = F_a S_s$$

$$S_{D1} = \frac{2}{3} S_{M1}, \quad S_{M1} = F_v S_1$$

$$S_a = \begin{cases} S_{DS} \left(0.4 + 0.6 \frac{T}{T_0} \right) & (T < T_0 \text{ の場合}) \\ S_{DS} & (T_0 \leq T \leq T_s \text{ の場合}) \\ \frac{S_{D1}}{T} & T < T_0 \text{ (} T_s \leq T \leq T_L \text{ の場合)} \\ \frac{S_{DS} T_L}{T^2} & (T > T_L \text{ の場合}) \end{cases}$$

ここに、

C_s : 設計震度

S_{DS} : 設計用応答加速度

S_{MS}, S_{M1} : 調整応答加速度

S_s, S_1 : 地図上応答加速度($S_s=0.90$ 、 $S_1=0.50$)

S_a : 設計用応答加速度スペクトル値

F_a, F_v : 地盤係数($F_a=1.14$ 、 $F_v=1.80$)

R : 応答補正係数(=3.5)

I_e : 重要度係数(=1.5)

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-41

設計震度は、構造物の固有周期に相当する応答加速度より設定される。構造物の固有周期は、フレーム構造解析モデルを対象とした固有値解析により算出した。その解析結果を表 4-38 に示す。プラットフォームの設計震度は 0.25 とした。本設計では、渡橋、接岸ドルフィン、綱取りドルフィンにおいても同じ設計震度を適用することとした。

表 4-38 スララヤ石炭火力発電所プラットフォームの固有周期および設計震度

施設名	固有値(s)	設計震度 C_s
プラットフォーム	1.02	0.25

出典: 調査団にて作成

c) 構造検討

c)-1 荷重の組合せ

考慮した荷重の組合せケースを表 4-39 にまとめた。

表 4-39 スララヤ石炭火力発電所棧橋荷重の組合せケース

荷重ケース	施設名
-------	-----

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

常時	自重＋上載荷重	プラットフォーム、渡橋、 接岸ドルフィン、綱取りドルフィン
地震時	自重＋上載荷重＋地震力	プラットフォーム、渡橋、 接岸ドルフィン、綱取りドルフィン
接岸時	自重＋上載荷重＋接岸力	接岸ドルフィン
牽引時	自重＋上載荷重＋牽引力	接岸ドルフィン、綱取りドルフィン

出典：調査団にて作成

c)-2 設計断面

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-40

秘匿情報を含むため非公開とした。

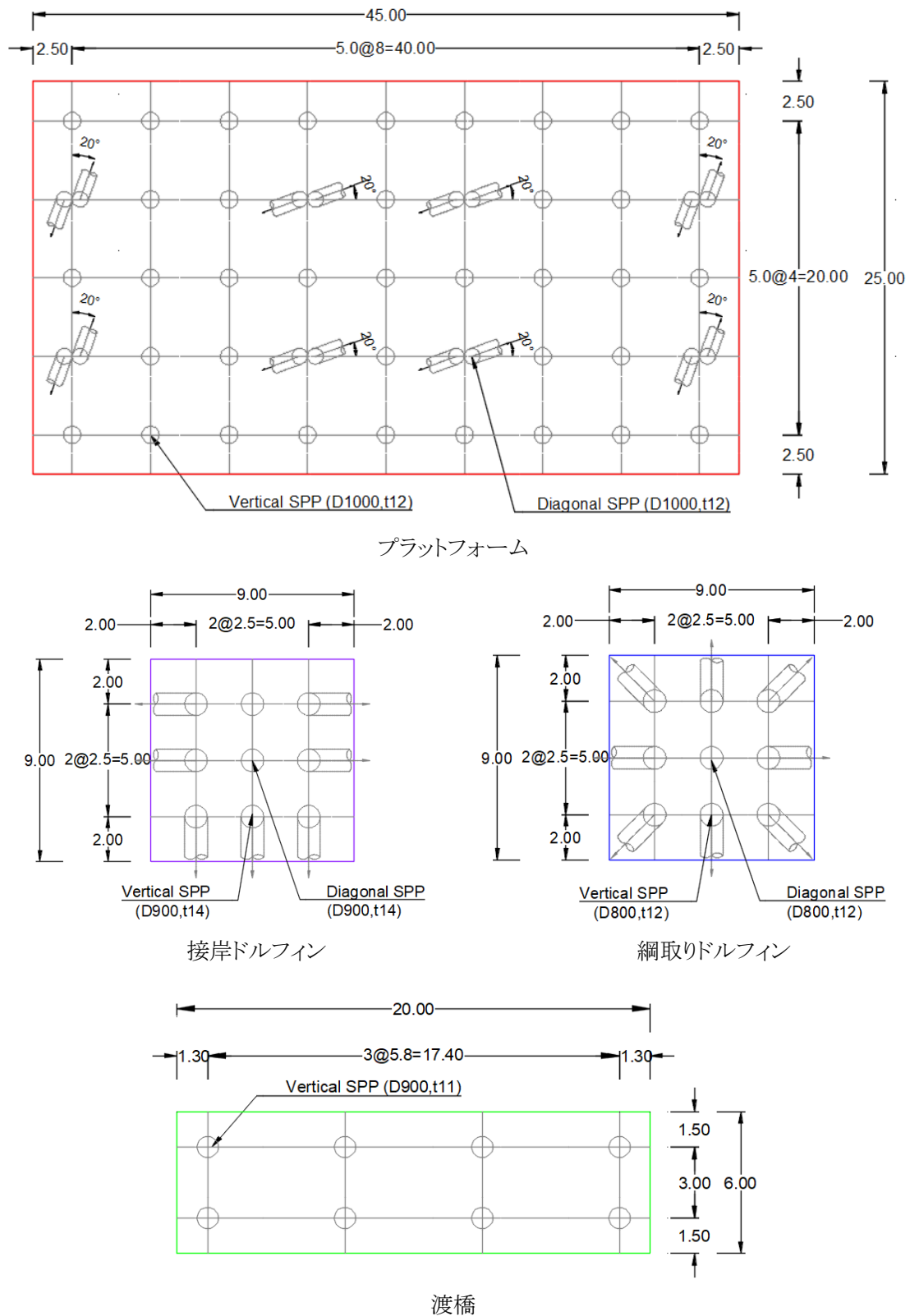
秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-42

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

c)-3 杭配置

杭配置レイアウトを図 4-43 に示す。



出典: 調査団にて作成

図 4-43 スララヤ石炭火力発電所棧橋各施設の杭配置図

c)-4 解析結果

3D による線形骨組解析を実施して基礎杭の断面力を算定した。杭の発生応力および支持力に関する性能照査を、「港湾の施設の技術上の基準・同解説」に示される以下の性能照査式に基づいて行った。

$$m \times \frac{S_d}{R_d} \leq 1.0 \quad R_d = \gamma_R R_k \quad S_d = \gamma_S S_k$$

ここに、

R : 抵抗項 (N/mm²)

S : 荷重項 (N/mm²)

γ_R : 抵抗項に乗じる部分係数

γ_S : 荷重項に乗じる部分係数

m : 調整係数

また、BS 6349-2 では、オペレーション時の許容最大変位は 10 cm 以内に制御する必要があるとされており、この規定に従って変位に関する照査を行った。ただし、偶発的ケースと考えられる地震時の場合においても 10 cm の規定を適用することは過大設計であると考えられる。本設計では地震時における許容変位を 15 cm とした。

各施設で $m \times S_d/R_d$ の値および変位が最大となるケースにおける計算結果を表 4-41 にまとめた。

表 4-41 スラヤ石炭火力発電所棧橋性能照査結果のまとめ (最大ケース)

施設名	m x Sd/Rd		変位 (cm)		判定
	応力	支持力	地震時	他	
プラットフォーム	0.919	0.536	12.7	0.6	OK
接岸ドルフィン	0.825	0.400	8.5	9.9	OK
綱取りドルフィン	0.979	0.324	8.9	6.5	OK
渡橋	0.605	0.597	14.1	0.4	OK

出典: 調査団にて作成

(5) 港湾計画および設計の今後の課題

港湾計画および設計の今後の課題を以下に示す。

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。

4.6.8 燃料アンモニア供給設備の今後の課題

燃料供給設備の現状と課題を表 4-42 に示す。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

表 4-42 燃料アンモニア供給設備の現状と課題

項	項目	本FSでの対応、想定	課題 (次期FSでの対応案)
1	全般		
1-1	適用法規・基準 (設計、安全・環境対策等)	・個別設計基準に関して国際的に定められた規格は特にないで、ASME、API等の国際的に認知された規格を参照。 ・環境関連については、尼国の1996年環境大臣令第50号 (The Minister of Environment and Forestry's Decree No. 50 of 1996)のアンモニア悪臭基準として敷地境界において2ppmとした。 ・燃料アンモニアについては国際的な法規・基準がなく、現在国内外で議論・協議が進められている。なお、日本では2022年12月発電用燃料アンモニアを考慮した電気事業法が改定された。 ・尼国においても発電用燃料アンモニアについてのものはない。	<u>最新法規・基準の調査と適用</u> ・現在、国内外で燃料アンモニアの法規・基準について議論されており、継続的にフォローし、次期FS実施時の最新のものを適用する。
1-2	EIAと社会配慮	・環境林業省へのインタビューに基づきEIAは実施を前提としているが、具体的なEIA対象と内容は別途とした。 秘匿情報を含むため非公開とした。 ・付近住民等からのクレームに関しては未確認である。	<u>関連調査および環境林業省と協議</u> ・環境林業省の担当部署との協議 ・住民からのクレーム等の事例調査
1-3	用役	・必要な用役 (4.6.3項参照)は、既設発電所より供給可能と想定。	<u>既設用役条件・供給可否調査および供給設備計画</u> ・既設発電所の用役源の能力や取合い等を確認し、既設からの供給力不足となる場合には、新設などの代替案の検討 ・上記に基づく用役供給設備計画
2	アンモニア受入・貯蔵設備		
2-1	設備設置場所	・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。	<u>設置候補地の詳細調査と設置場所の確定</u> ・測量・地質・既存基礎等の調査と基礎の検討 ・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。
2-2	エネルギー・物質収支	・蒸気や所内動力は既設発電所より供給されるとした。	<u>エネルギー・物質収支検討</u> ・蒸気・所内動力消費量より、発電設備のエネルギー・物質収支の検討

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

3	除害設備		
3-1	除害後の処理	・尼国での法規・基準としては、排水は環境保護と管理の実施に関する政府規則 2021 年第 22 号に基づき50 mg/L、臭気に関しては1996年環境大臣令第50 号 (The Minister of Environment and Forestry's Decree No. 50 of 1996)に基づき2ppmを準用することになる。	<u>関連法規精査と最終処理業者調査</u> <u>・関連法規のレビューと必要に応じた設備見直し</u> <u>・必要に応じて搬出シミュレーションの実施</u> <u>・最終処理業者の調査と必要に応じた代替案の検討</u>
4	港湾 (栈橋)		
4-1	候補地海洋調査	・秘匿情報を含むため非公開とした。	<u>新栈橋候補地付近海洋調査</u> <u>・海上ボーリングデータ取得および候補地並びに予定航路の深浅測量</u> <u>・必要に応じて浚渫</u>
4-2	候補地と取水路	・取水路付近に新設栈橋を計画。	<u>取水への影響調査 (必要に応じ)</u> <u>・必要に応じてシミュレーション等の実施</u>
4-3	各栈橋運用計画	・新設栈橋はアンモニア専用にて計画、他の栈橋への影響はないとした。	<u>配船および栈橋運用計画</u> <u>・石炭輸送船および液化アンモニア輸送船の配船・計画、およびこれに伴う栈橋占有率を考慮した運用計画</u>
5	工程		
5-1	全体工程	・今後のプロジェクト スキームに基づく工程を検討	<u>プロジェクト スキームに適応した工程の精査</u>
6	コスト		
6-1	CAPEX/OPEX	・本FS条件に基づくコスト算出	<u>次期FSを基にしたコストの精査 (各バリューチェーン)</u>

出典: 調査団にて作成

4.7 アンモニア輸送

4.7.1 アンモニア輸送検討

本章では、スラウェシ島 Luwuk の PAU プラントから、ジャワ島 Suralaya の Indonesia Power 石炭火力発電所までの、インドネシア国内アンモニア輸送について、その国内船仕様・必要隻数・配船計画・輸送コストについて検討を行う。

(1) 前提条件

インドネシア国内の内航船輸送を検討するにあたり、以下表 4-43 の通り前提条件を設定する。各項目に関する詳細説明を以下記載する。

表 4-43 アンモニア国内輸送に関する前提条件

項目	前提条件	補足説明
①積載数量	15,000 トン積載船	既存国内船サイズを参照
②積み地	Luwuk, Central Sulawesi	PAUアンモニアプラント所在地
③揚げ地	Suralaya, Banten	スララヤ石炭火力発電所所在地
④航海距離	約1,406マイル	2港間の航行距離概算
⑤航海速度	12.0-12.5 ノット	既存内航船の航海速度を参照
⑥航海日数	15日/航海(片道5日間/積荷役2日/揚荷役3日)	前述条件を用いて概算
⑦内航船隻数	2隻によるピストン輸送	需要量を基に配船計画作成
⑧バンカー価格	400～1,200ドル/トン	市場変動のため感度分析実施
⑨バンカー消費量	航海中:27.5トン/日、荷役中:5.5トン/日	既存内航船の概算値
⑩長期傭船レート	550,000～800,000ドル/月	市場変動のため感度分析実施
⑪港湾関連費用	積港/揚港 各70,000ドル/回程度	インドネシア国内の実績値参照

出典: 調査団にて作成

① 積載数量

インドネシア国内のアンモニア内航船の積載数量については、既存内航船を基に想定する。現在インドネシア国内に既存アンモニア内航船は、以下表 4-44 の通り、4 隻存在する。その内、2 隻が 5,000 トン強の比較的小型船、残り 2 隻が 15,000 トン前後のハンディサイズ船(世界のアンモニア輸送の主流は 25,000 トン規模の Medium Gas Carrier/MGC 船～40,000 トン規模の Large Gas Carrier/LGC 船)となっている。後述の⑦内航船隻数でも論じる通り、発電燃料としての需要規模の海上輸送を想定した場合、5,000 トン強の小型船では輸送効率の観点から最適解とは言えない為、本 FS での内航船積載数量は 15,000 トンクラスのハンディサイズ船と想定することとする。

表 4-44 インドネシア国内の既存内航船リスト

No.	船名	積載数量	現在の傭船者
1	Mariana Golden	16,400トン	PT Kaltim Parna Industri
2	Salmon Mustafa	13,000トン	PT Pupuk Indonesia
3	SMB-2	5,700トン	PT Pupuk Indonesia
4	Mariana 28	5,700トン	PT Kaltim Parma Industri

出典: 調査団にて作成

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

② 積み地

PAU が操業するアンモニアプラント所在地であるインドネシア共和国 中央スラウェシ州 ルウク (Luwuk) 港を本 FS での想定積み地港とする(図 4-44 中の赤丸)。

③ 揚げ地

Indonesia Power が操業するスララヤ石炭火力発電所所在地であるインドネシア共和国 バンテン州 チレゴン港を本 FS での想定揚げ地港とする(図 4-44 中の青丸)。



図 4-44 想定積み地/揚げ地の所在地

④ 航海距離

②/③の 2 港間の航海距離は約 1,406 マイル(調査団調べ)。

⑤ 航海速度

①で記載した既存インドネシア国内内航船である Mariana Golden・Salmon Mustafa の 2 船の運航速度の実績を調査したところ、バラスト船と積載船で多少違いはあるものの凡そ 12-12.5 ノット程度であったことから、本 FS の航海速度は実績値に合わせて同水準にて設定する。

⑥ 航海日数

④の 2 港間の距離(約 1,406 マイル)と、⑤航海速度(12-12.5 ノット)を用いて航海に掛かる日数を計算すると片道 5 日程度となる。また、積載数量 15,000 トンのアンモニアの積荷役/揚荷役に要する時間を、ルウク港の積荷役ポンプ能力、船側の揚荷役用ポンプ能力から計算すると積荷役/揚荷役それぞれで 2 日/3 日程度掛かる計算となる。尚、ルウク港は PAU アンモニアプラント専用バース、スララヤ石炭火力発電所も本 FS ではアンモニア揚荷役専用のバースの新設を想定し検討していることから、積揚港での滞船は発生しないものと想定して、積荷役→アンモニア積載航海→揚荷役→バラスト航海のサイクルを 1 航海とした場合、15 日/航海と想定する。

⑦ 内航船隻数

本FSでは、スラヤ石炭火力発電所に於ける燃料アンモニア 20 cal%混焼実施を想定し、前提条件としてアンモニア需要量 70 万トン/年(54 トン/h/基)を想定する。この年間需要量の安定供給を担保するタンク貯蔵容量として、4.6.2 燃料受入設備では、a) 同石炭発電所敷地内に於ける土地制約、b)本項で論じている内航船サイズ/必要航海日数を勘案して、45,000トンを想定した。以上の前提条件を基に、一定のアンモニア在庫を確保しながら 20cal%混焼を実施する為には、15,000トンクラスの内航船 2 隻が必要という計算結果となった。

⑧ バンカー価格

船舶燃料である重油に関しては、2020 年 1 月以降、国際海事機関(International Maritime Organization/IMO)による、一般海域での船舶燃料硫黄分規制が 0.5mass%以下に強化されたことから、VLSFO(Very Low Sulphur Fuel Oil)価格で見積もる事とする。インドネシア着価格があれば適切ではあるが、指標が存在しない為、地理的に近い着シンガポールの価格動向を基に考察を行う。また、2020 年以前も VLSFO 価格指標は存在したものの、前述の IMO 硫黄分規制が市場に与える影響が大きい為、2020 年 1 月以降の価格動向を基に検討を行うこととする。以下図 4-45 に着シンガポールの VLSFO 価格動向となる。2020 年 3 月に価格が急落(200 ドルトン強まで下落)しているのは、COVID-19 による世界各地の都市封鎖(ロックダウン)措置による世界的な船舶燃料需要収縮懸念の影響による所謂テールリスクによるものであり、また、2022 年 2-3 月に掛けて価格が急騰(1,200ドルトン弱まで上昇)しているのは、ロシアのウクライナ侵攻による化石燃料供給懸念によるものである。船舶燃料用低硫黄重油は、刻一刻と商品価格が変動するコモディティであり、固定価格で船舶燃料価格を見積もることはリスクを孕み適切ではないものの、これらの特殊要因を考慮に入れると、概ね 400～1,200 ドルトン程度の水準で推移していると見做すことが出来る。本 FS では、バンカー価格を後述の⑩長期傭船レートと併せて変動要素として扱い、これら 2 つの条件による感度分析を行うこととする。

秘匿情報を含むため非公開とした。

出典：調査団にて作成

図 4-45 VLSFO の価格動向

⑨ バンカー消費量

15,000 トンクラスのハンディサイズ内航船のバンカー消費量に関しては、既存内航船である Mariana Golden・Salmon Mustafa の 2 船の実績値を引用することとする。調査団調べによる

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

と、航海中のバンカー消費量は約 27.5 トン/日程度、荷役中のバンカー消費量は 5.5 トン/日程度となっており、⑥航海日数で想定した積荷役(約 2 日間)→アンモニア積載航海(約 5 日間)→揚荷役(約 3 日間)→バラスト航海(約 5 日間)の 15 日/航海のサイクルでのバンカー消費量は合計約 303 トン/航海となる。

⑩ 長期傭船レート

過去 2 年間の長期傭船レートの推移を調査したところ、前述の通り、COVID-19 やロシアのウクライナ侵攻という特殊要因が発生しても概ね 600,000～750,000 ドル/月で推移している。⑧バンカー価格でも記載の通り、長期傭船マーケットもインドネシア国内輸送コストを検討する上では変動要素である為、前述のレンジを中心として、下限を 550,000 ドル/月、上限を 800,000 ドル/月として感度分析を行うこととする。

⑪ 港湾関連費用

積荷役/揚荷役時に発生する港湾関連諸経費(港湾使用料や水先案内人費用、タグボート使用料等)に関しては、積地港であるルウク港の実績値を引用する。ルウク港では、約 70,000 ドル/荷役程度の港湾関連費用が発生する。揚荷港での港湾関連費用はルウク港での費用と同等コストが掛かると想定して輸送コストを算出する事とする。

(2) 検討結果

前述の通り、バンカー価格と長期傭船レートを変動要素としたインドネシア国内輸送コストの感度分析を行った結果を、以下表 4-45 に記載する。バンカー価格は下限を 400 ドル/トン、上限を 1,200 ドル/トンの 200 ドル/トン間隔で、長期傭船レートは下限を 550,000 ドル/月、上限を 800,000 ドル/月の 50,000 ドル/月間隔で感度分析を行い、マトリックスを作成した。感度としては、バンカー価格が 100 ドル/トン変動するごとにアンモニア輸送コストが約 2 ドル/アンモニアトン変動し、長期傭船レートが 50,000 ドル/月変動するごとにアンモニア輸送コストが約 1.7 ドル/アンモニアトン変動する。過去のバンカー価格/長期傭船レートの市場推移から、平均に近いバンカー価格を 600-800 ドル/トン、長期傭船レートを 650,000-700,000 ドル/月として、色の濃淡をつけた(色が濃い箇所=変動要素が平均値に近い条件での輸送コストを意味する)。当然ながら変動要素によってばらつきはあるものの、概ねアンモニアトン当たり 40-55 ドル前後の輸送コストと見積もる事が出来ることから、本 FS におけるインドネシア国内の内航船によるアンモニア輸送コストはアンモニアトンあたり 50 ドルと見積もる。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

表 4-45 インドネシア国内輸送コスト感度分析

■ 感度分析 (変動要素: バンカー価格 & 長期傭船レート)

\$2.02/\$100/MT→		バンカー価格				
↓\$1.67/\$50k		\$400/MT	\$600/MT	\$800/MT	\$1,000/MT	\$1,200/MT
長期傭船レート	\$550,000/pcm	\$35.73/MT	\$39.77/MT	\$43.80/MT	\$47.83/MT	\$51.87/MT
	\$600,000/pcm	\$37.40/MT	\$41.43/MT	\$45.47/MT	\$49.50/MT	\$53.53/MT
	\$650,000/pcm	\$39.07/MT	\$43.10/MT	\$47.13/MT	\$51.17/MT	\$55.20/MT
	\$700,000/pcm	\$40.73/MT	\$44.77/MT	\$48.80/MT	\$52.83/MT	\$56.87/MT
	\$750,000/pcm	\$42.40/MT	\$46.43/MT	\$50.47/MT	\$54.50/MT	\$58.53/MT
	\$800,000/pcm	\$44.07/MT	\$48.10/MT	\$52.13/MT	\$56.17/MT	\$60.20/MT

バンカー価格

過去1年平均 \$787/MT

過去2年平均 \$668/MT

20年1月(IMO)以降 \$564/MT

	\$45.95/MT
	\$45.95/MT
	\$46.87/MT
	\$47.39/MT

出典: 調査団にて作成

4.7.2 アンモニア輸送課題

(1) 既存アンモニア内航船市場の流動性

4.7.1 (1)-①の通り、現在インドネシア国内のアンモニア輸送内航船は4隻しか運航しておらず、また、既存アンモニア需要よりも規模の大きな燃料用途輸送に耐えうる15,000トンクラスのハンディサイズ船はMariana GoldenとSalmon Mustafaの2隻のみと、既存内航船市場は非常に限定的である。その上、Mariana Goldenはアンモニア製造者であるPT Kaltim Parna Industriが、Salmon Mustafaは国営肥料会社であるPT Pupuk Indonesiaがそれぞれ長期傭船しており、燃料アンモニア混焼実証に際して、長期傭船で抑えられるか否か、抑えられたとして前述のマーケット通りの長期傭船レートで抑えられるかは確実ではなく、この点は今後の課題として検討が必要である。スラヤや石炭火力発電所に於いて燃料アンモニアの混焼実施する場合は、長期でのアンモニア供給とピストン輸送で2隻が長期で張り付くことから、長期傭船の代替案として、アンモニアタンカーの新造船も含めて検討することが有効な可能性もある。また、本FSではインドネシア国内のPAUアンモニアプラントをアンモニア供給地点として想定したが、マレーシアやオーストラリア等の近隣国でもアンモニアを製造していることから、国内供給地点からの輸送だけではなく、海外からの輸入可能性も並行して検討の余地があるかと思料。

(2) アンモニア輸送船の船舶燃料

本FSでは、既存アンモニア内航船の長期傭船したケースを想定して経済性計算を行った為、船舶燃料はVLSFOを燃料として想定した。一方で、VLSFOを燃料とした場合、輸送プロセスに於いて、二酸化炭素を排出してしまうことから、バリューチェーン全体での排出削減量で課題が残る。現在、ドイツMAN社、フィンランドWärtsilä社等がアンモニア燃料エンジンの開発を行っており、開発

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

された暁には、既存内航船のアンモニア燃料転換やアンモニア燃料エンジン搭載の新造船の検討が必要となる。

4.8 アンモニア製造技術（低炭素化率向上）

4.8.1 低炭素化率向上検討

(1) 検討概要

PAU 社のアンモニアプラントを低炭素化すべく、現在大気放出しているプロセスからの二酸化炭素（CO₂）及び排ガスからの CO₂を回収した場合の CO₂回収率や Carbon Intensity の推移を検討、また同時にそれに応じた追加設備、コスト、用役使用量等を検討した。また上記に伴って既存設備への影響や発生し得るリスクの洗い出しを実施した。

(2) 検討ケースと見積検討範囲

PAU 社のアンモニアプラントには主に以下＜PAU 社アンモニアプラントの主な CO₂ 排出源＞に記載の通り 5 つの CO₂ 排出源があり、最も多くの CO₂を排出する①からの CO₂のみを回収するケース（以下 Case1）、①に加えて②～④の排ガス中の CO₂を CO₂回収装置により回収するケース（以下、Case2）の 2 ケースを検討した。

尚、排ガスからの CO₂回収については、三菱重工エンジニアリング株式会社（以下、MHIE 社）の二酸化炭素回収技術である Advanced KM CDR Process™（以下、CDR）を適用し検討実施した。

＜PAU 社アンモニアプラントの主な CO₂ 排出源＞

- ① CO₂ 再生塔塔頂
- ② 一次改質炉排ガス
- ③ パッケージボイラ排ガス
- ④ ガスエンジン発電機排ガス
- ⑤ フレアスタック（常時点火のパイロットバーナー）

＜検討ケース＞

	① CO ₂ 再生塔塔頂	② 一次改質炉排ガス	③ ボイラ排ガス	④ ガスエンジン排ガス
Case 1	○	×	×	×
Case 2	○	○	○	○

○ = 回収する、×=回収しない

＜見積検討範囲＞

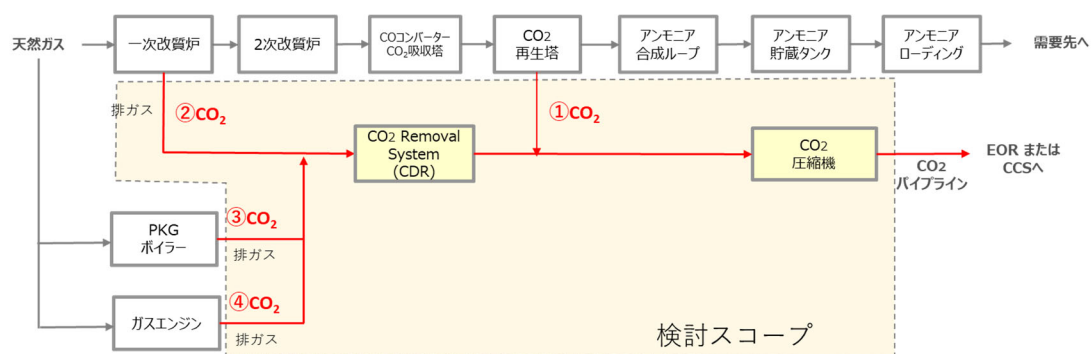
また、本検討における見積検討範囲は以下図 4-46 に示す。

供給機器、機器数は別紙 4.8-1 の Appendix-2 『EQUIPMENT LIST』参照

- ・ CDR 装置（CDR 本体、排出源との接続ダクト）

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

- ・ CO₂ Compressor (電動モータ駆動、Case1 Flow 3,778 MTPD, 13.2 MW、Case2 Flow 4,560 MTPD, 21.5 MW) 及び CO₂ 取込み・払出配管
- ・ Closed Cooling Water Unit
- ・ CDR 装置、CO₂ Compressor、Closed Cooling Water Unit に係る新設パイプラック及び架構



出典: 調査団にて作成

図 4-46 主な CO₂ 排出源と検討スコープ

(3) 設計条件

(3) - 1 既設用役の運転状態

秘匿情報を含むため非公開とした。

(3) - 2 ①CO₂ 再生塔塔頂からの CO₂ ガス条件

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) - 3 排ガス条件

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) - 4 CDR プラントの CO₂ 回収率、回収 CO₂ 圧力

- ・ CDR における CO₂ 回収率：95%
- ・ 回収 CO₂ 圧力：0.5 Kg/cm²G 以上

(3) - 5 CO₂ 圧縮機吐出圧力

現時点においては CO₂ を CCS とするか EOR で利用されるかは未決定である。

従い、本検討における仮定値として以下の MHIE 社の米国 Petra Nova での実績値を採用し検討した。

また駆動機は Petra Nova と同じく電動モータとする。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

CO₂ 圧縮機吐出圧力= 1,900 PSIG (133 Kg/cm²G)

(3) - 6 製品 CO₂ の仕様

		CO ₂ 再生塔塔頂	CDR プラント	CO ₂ 圧縮機吐出
CO ₂ Flow	Ton/d	2,524	1,820※1	4,344
CO ₂ Pressure	Kg/cm ² G	0.4	秘匿情報を含むため非公開とした。※2	133.6
CO ₂ Temperature	°C	38.9	38	50
CO ₂ Purity				
H ₂	mole%, wet	秘匿情報を含むため非公開とした。		
O ₂	mole%, wet			
N ₂	mole%, wet			
CO ₂	mole%, wet	99.8	> 99.9	> 99.9
H ₂ O	mole%, wet	Saturated	Saturated	< 150※3

※1 CO₂ 回収率は(3)-4 の通り 95%とする

※2 CDR プラントからの CO₂ 圧力は 0.4 kg/cm²G に調整され、CO₂ 再生塔塔頂からの CO₂ とともに CO₂ 圧縮機に導入される

※3 脱水ユニット(TEG タイプ)は CO₂ 圧縮機の間段に設置

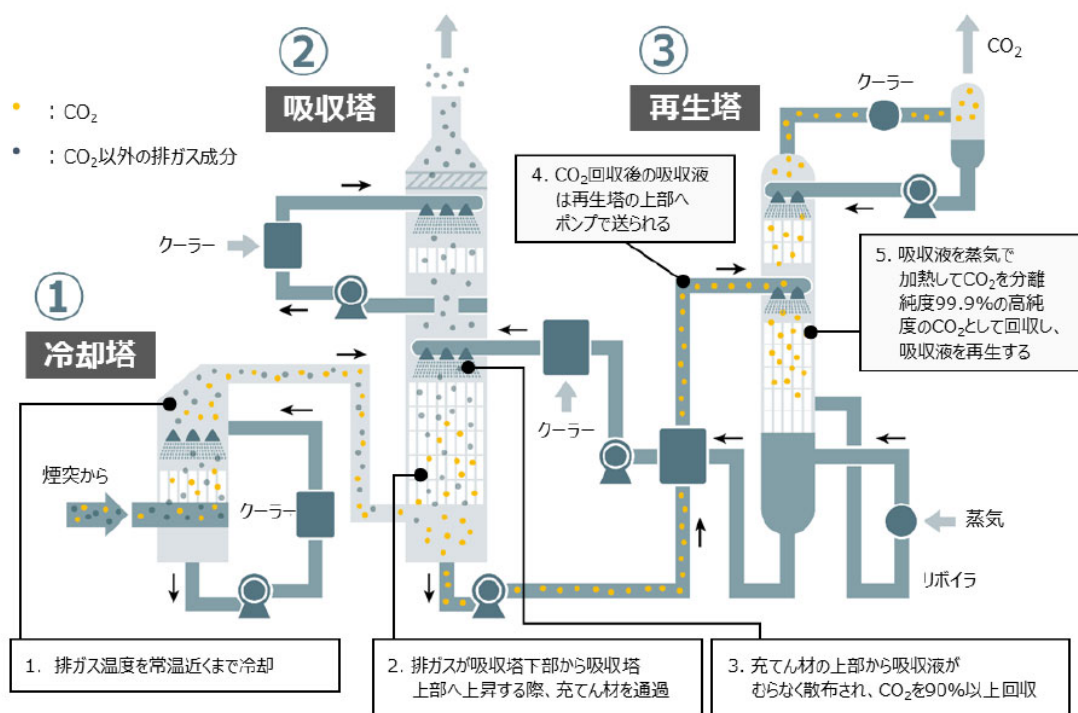
(3) - 7 用役条件

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) CDR 及び CO₂ 圧縮機概要

CDR はアミン吸収液（KS-1™もしくは改良型の吸収液 KS-21™）を用いる。なお、本検討には KS-21™ を適用した。MHIE 社 CO₂ 回収システムは排ガス中の 90%以上の CO₂ を回収可能である。CDR の概要を図 4-47 に示す。



出典：調査団にて作成

図 4-47 CDR の概要

又、CDR は以下に示す特徴を有している。

① 吸収液の優れた特性

- ・高い吸収性能
- ・高温や不純物に対して安定で、劣化しにくく、腐食が少なく、防食剤の添加が不要
- ・再生塔での必要蒸気量の低減が可能
- ・多数の商用実績に基づく高い信頼性

② 吸収液のエミッションロス低減システム

吸収塔塔頂からの吸収液エミッション低減対策として MHIE 社独自のシステム及びデミスターを採用している。

③ 熱回収システム

MHIE 社は数多くの経験から、必要蒸気量を低減するとともに、吸収液の熱劣化を最少化するシステムを採用している。

④ 吸収液浄化システム

排ガス中の不純物が蓄積してくると CO₂ 吸収性能を低下させるため、MHIE 社は吸収液中の不純物を残渣として取り除き、不純物の蓄積を防止するシステムを採用している。

⑤ 自動負荷調整システム

プラントの様々な運転状態に応じて適切な運転を行うため、排ガス中の CO₂ 濃度と排ガス量に応じて運転点を調整できるシステムを採用している。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

CDR プラント内の各セクション、装置及び CO2 圧縮機の概要説明については別紙 4.8-1(Preliminary Study Report)の 3.Process description を参照。

(5) CDR の商用納入実績

MHIE社は1991 年に関西電力株式会社殿と共同でKM CDR Process™ の開発を開始し、以降も技術の開発・改良に取り組んでいる。現在までの商用納入実績としては、納入済みが15件/計画中の案件が1件の計16件の実績があり、2016年に世界最大となるPetra Nova Parish Holdings殿向けのCDRプラントが稼働開始した。CDRプラントの商用納入実績表を表 4-46に示す。

表 4-46 MHI 社 CO2 回収プラントの商用納入実績表

納入年	建設地域	お客様	CO2排出源	CO2 回収量 (ton/日)	CO2 用途
1999	マレーシア	Petronas Fertiliser (Kedah) Sdn Bhd	天然ガス改質炉	210	尿素生産
2005	日本	'A' 社	天然ガス/ 重油焚きボイラ	330	一般用途 (ドライアイ ス、溶接他)
2006	インド	Indian Farmers Fertiliser Co-Operative Ltd.	天然ガス改質炉	450	尿素生産
2006	インド	Indian Farmers Fertilizer Co-Operative Ltd.	天然ガス改質炉	450	尿素生産
2009	インド	Nagarjuna Fertilizers and Chemicals Limited	天然ガス改質炉	450	尿素生産
2009	バーレーン	Gulf Petrochemicals Industries Co.	天然ガス改質炉	450	尿素生産
2010	アラブ首長国連邦	Ruwais Fertilizer Industries	天然ガス改質炉	400	尿素生産
2010	ベトナム	Petrovietnam Fertilizer and Chemicals Corporation	天然ガス改質炉	240	尿素生産
2011	パキスタン	Engro Fertilizers Limited	天然ガス改質炉	340	尿素生産
2012	インド	National Fertilizers Limited	天然ガス改質炉	450	尿素生産
2014	カタール	Qatar Fuel Additives Company	天然ガス改質炉	500	メタノール生産
2016	アメリカ	Petra Nova Parish Holdings	石炭火力発電所	4,776	石油増進回収 (EOR)
2017	日本	日本液炭株式会社	工場内低濃度 炭酸ガス	283	一般用途 (ドライアイ ス、溶接他)
2022	ロシア	Casale/Metafrax	天然ガス改質炉	1200	尿素、メラミン生産
2022	日本	太平電業株式会社	バイオマス発電所	0.3	農業利用
2023 (計画中)	バングラディッシュ	Bangladesh Chemical Industries Corporation	天然ガス改質炉	240	尿素生産

出典: 調査団にて作成

(6) 検討結果

(6) - 1. 検討結果纏め

検討結果は以下表 4-47の通り。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

2022年7月にクリーン燃料アンモニア協会(CFAA)が発表したクリーンアンモニア定義案(中間まとめ)は別紙4.8-2の通り。Case1、Case2ともにStep1の基準値Gate to Gate CO₂回収率60%以上、Carbon Intensity 0.84 t-CO₂ / t-NH₃を達成することができる見込みであることを確認した。

また、Case2について、CDRプラント、CO₂圧縮機に必要な電力(秘匿情報を含むため非公開とした。)を既設設備だけで賄うことができないため、ガスエンジン発電機を1台追加設置する必要がある。

従い、Case2を採用した場合、CDRプラント、CO₂圧縮機だけでなくガスエンジン発電機の追加設置が必要である点に留意が必要である。

表 4-47 PAU 検討結果纏め

	現状	Case 1	Case 2
再生塔塔頂	未回収	回収	回収
一次改質炉排ガス		未回収	
パッケージボイラ排ガス		未回収	
ガスエンジン発電機排ガス		未回収	
CAPEX(追加EPCコスト) (Mil.USD)	NA	秘匿情報を含むため非公開とした。	
追加OPEX (Mil.USD/year)	NA		
CO2排出量(MTPD)	3,600	3,784	4420
回収前CO2 Intensity (t-CO2/t-NH3)	1.70	1.78	2.08
回収CO2量(MTPD)	0	2,524	4,324
CO2回収率 (%)	0	67	98
回収後CO2 Intensity(t-CO2/t-NH3)	NA	0.59	0.05
追加必要蒸気量(t/h)	0	秘匿情報を含むため非公開とした。	
追加必要電力 (MW)			
STG	0		
GEG	0		
追加必要ガス量(Nm3/h)			
Boiler	0	0	7,556
GEG		3,335	7,189

出典: 調査団にて作成

<見積検討条件>

1) 本見積はMHIE社の過去実績等を踏まえて概算見積もりとして算出しているが、詳細設計の結果及び

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

将来の経済情勢により変動する可能性があり、将来の見積金額を約束するものではない。

2) 見積精度はAACE Class 4レベル、追加EPCコスト算出に当たり建設工法はStick Builtとした。

3) 本概算見積結果には各種税金は含んでいない。

4) 為替は135¥/USDとして見積。

5) Case-2 追加EPCコストはMHI社のCDRライセンス Fee + PDP Fee + Proprietary Equipmentを含む

6) PAU 社アンモニアプラントの稼働日数は年間 330 日とした。

7) 追加電力の算出に当たり、海水取水ポンプ電力も含めた。(0.14 kW/t-CW量にて算出)

8) OPEX 算出に当たり天然ガス単価は 3USD/MMBTU と仮定し、

ケミカル消費量の概算費用は後述の(6)-2 の通り(秘匿情報を含むため非公開とした。)(CO₂ 回収量)とした。

9) Case 1 について CO₂ Compressor (Flow 3,778 MTPD, 13.2 MW) 及び CO₂ 取込み・払出配管の価格を示す。但し、該当配管は既設ラックを通す為、配管コストのみ含める。

(6) - 2. 概算運転費用 (OPEX)

秘匿情報を含むため非公開とした。

上記費用には以下の費用を含む。

秘匿情報を含むため非公開とした。

(6) - 3. 技術報告書

技術報告書(process flow diagram、機器リスト、必要用役、ケミカルリスト)は別紙4.8-1のAppendixを参照。

(6) - 4. 配置検討

PAU社から受領したPlot Planに示された空きスペースを利用できる前提として、Case 2の必要な設備・機器類を概略配置検討した結果は別紙4.8-3の通り。

追加設置が必要なガスエンジンは敷地内の空きスペースに設置することが困難な見込みであるため、プラント敷地北側の空き地が使用できるものとして配置した。

(6) - 5. Case 2の代案の検討

前述の通り、Case 2(本案)はCDRプラント、CO₂圧縮機の稼働に必要な電力が既設設備だけでは不足するためガスエンジ発電機を追加設置する必要がある。一方、ガスエンジン発電機の追加設置が不要となる見込みのケースとして、電動機での駆動としたCO₂圧縮機の駆動を蒸気タービンと電動機の組み合わせに変更したケースを検討した。

検討の結果は以下表 4-48の通り、パッケージボイラより発生する中圧の蒸気を背圧蒸気タービンにより

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

CO₂圧縮機の駆動動力の一部として使用することにより必要電力をCase2(本案)より減らし、ガスエンジン発電機の追加設置が不要となる目途付けができた。

今後Case 2を採用する場合運用性、必要敷地の有無の確認等を踏まえて本案、代案を選択することを考える必要がある。

表 4-48 PAU Case 2 代案検討結果

	Case 2(本案)	Case 2(代案)
再生塔塔頂	回収	回収
一次改質炉排ガス		
パッケージボイラ排ガス		
ガスエンジン発電機排ガス		
CAPEX(追加EPCコスト) (Mil.USD)	秘匿情報を含むため非公開とした。	
OPEX (Mil.USD/year)		
CO ₂ 排出量(MTPD)	4,420	4,242
回収前CO ₂ Intensity (t-CO ₂ /t-NH ₃)	2.08	2.00
回収CO ₂ 量(MTPD)	4,324	4,156
CO ₂ 回収率 (%)	98	98
回収後CO ₂ Intensity(t-CO ₂ /t-NH ₃)	0.05	0.04
追加必要蒸気量(t/h)	秘匿情報を含むため非公開とした。	
追加必要電力 (MW) STG GEG	秘匿情報を含むため非公開とした。	
追加必要ガス量(Nm3/h)		
Boiler	7,556	8,161
GEG	7,189	3,483

出典: 調査団にて作成

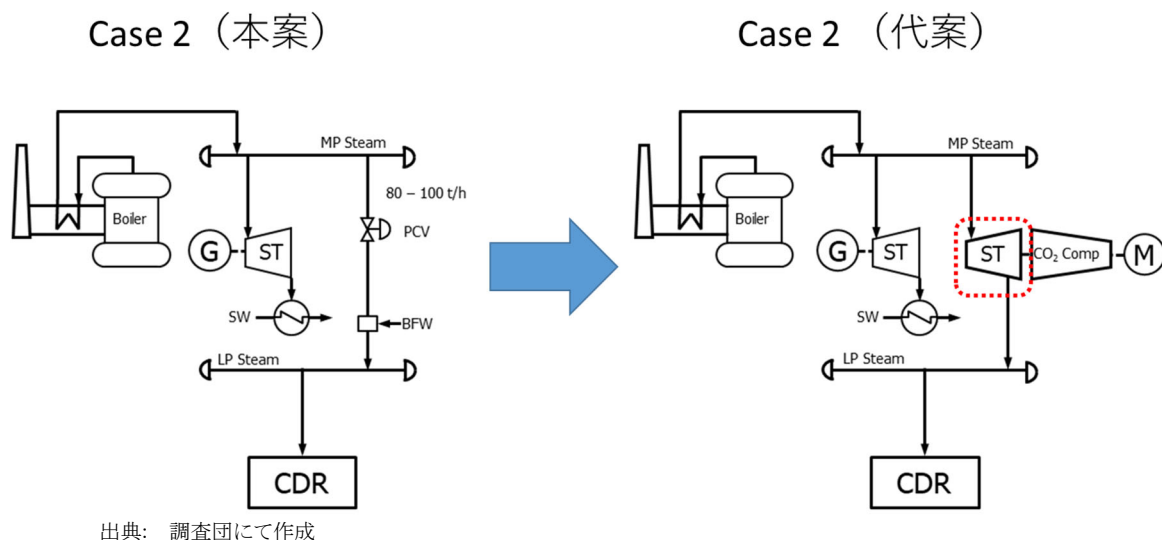


図 4-48 PAU 概略蒸気系統図

4.8.2 CDR(低炭素化率向上)の課題

(1) ケース選定

検討結果の通り低炭素化設備の導入にあたり、追加 CAPEX、OPEX を補填する Incentive 等、需要側と供給側双方の支援措置が必要となる。今後の支援制度、法制度に従い、最適な低炭素化設備使用を検討していく必要がある。

(2) 必要ユーティリティの供給

ユーティリティの供給について、本検討ではいくつかのユーティリティは既設プラントより必要箇所に供給する前提とし最大使用量を提示しているが、ユーティリティのアレンジや供給については今後の課題となる。

(3) 冷却水系統の実現性確認

CDR 設備及び CO₂ 圧縮機に使われる海水取水量が約 25,000 ton/h と大きい。既設の海水取水ポンプの余力を確認の上既設ルートからの分岐が難しい場合、取水ポンプ追設、必要冷却水低減のために海水冷却塔の設置を含め冷却水系統の検討が今後の課題となる。

(4) 配置計画

本検討にて作成した Plot Plan は、PAU 社から受領した Plot Plan に示された空きスペースを利用して必要な設備・機器類を配置した概略検討である。空きスペースが利用可能性の再確認、O&M 観点から問題ないか等 PAU 社と詳細協議の上詳細検討することが今後の課題となる。

また、既存の Piperack に上架する場合、スペースだけでなく既設の配管等の荷重と合わせての荷重の検討が必要になる。既存 Piperack の許容荷重によってはスペースがあっても配置できない可能性があり、Piperack の許容荷重の確認及び検討は今後の課題となる。

(5) 現地法規の確認

騒音規制や防消火関連法規等、ローカル法規に対する検討は今後の課題となる。

4.9 アンモニアサプライチェーンに係わる法規

4.9.1 アンモニア製造・輸送・貯蔵・発電に関する法規

アンモニアに関連する法規として、輸送、貯蔵、使用、環境、労働、安全衛生、廃水処理規制について調査した。またスララヤ発電所向けのアンモニア燃料の実現に関連する規制と政策について評価した。さらにはインドネシアでまだ利用可能である必要がある必要な規制の推奨事項も検討した。

発電所における燃料としてのアンモニアの利用に関連する規制と法律を以下について調査した。

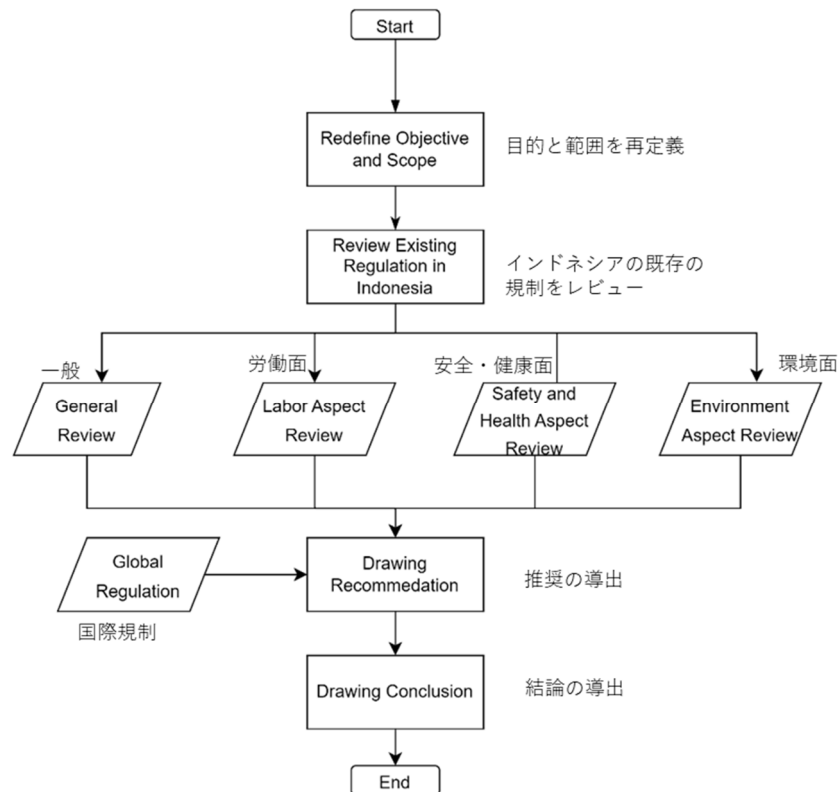
- スララヤ石炭火力発電所での燃料としてのアンモニア利用の実施における、輸送、保管、使用、環境、労働、安全衛生、廃水処理に関する現在の規制と評価
- スララヤ石炭火力発電所のアンモニア燃料に適用されるべき必要な規制の勧告の概要

この調査の範囲は、次の経路の環境、安全、労働、および健康を含む、アンモニア混焼に関連する規制とした。

- PAU工場(アンモニア製造)
- アンモニア輸送・貯蔵
- スララヤでのアンモニア混焼

4.9.2 燃料アンモニアに関連する法規（既存のアンモニア規制の調査）

現在の規制調査は、下図に示すように段階的に実施した。最初のステップは、調査の目的と範囲を再定義である。次のステップは、関連する各規制を解釈するまで、関連する規制がまだ有効であるか、または既に置き換えられているかを確認することから始めて、既存の規制を検討した。見直しの目的と範囲は、前述のとおり、労働、安全衛生、環境の3つの側面に基づいて実施した。ただし、一般的なレビューに含まれる3つの側面以外に、いくつかの重要な関連規則を考慮する必要がある。次のステップは、レビューとグローバルな規制を考慮して推奨事項を検討である。最後のステップは、レビューと推奨事項に基づいて結論を導き出すことである。



出典: バンドン工科大学

図 4-49 燃料アンモニアにかかる法規調査の考え方

4.9.3 インドネシアの規制階層

インドネシアの法律もヒエラルキー構成となっている。法律の制定に関する 2011 年法律第 12 号の第 7 条第 1 項の規定は、図 4-50に示されているインドネシアの法律と規制の種類と階層を定義している。



出典: バンドン工科大学

図 4-50 インドネシアの規制階層

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

これらの規定に基づくと、インドネシアの法律と規制の最上位階層は 1945 年憲法である。次に、言及された法律および規制の法的効力は階層に従って適用され、下位の法律および規制は上位の法律および規制と矛盾しないことに注意することが重要となる。これらの法的規制は、上位の法的規制によって命令されているか、権限に基づいて形成されている限り、存在し、拘束力のある法的効力を有することも認められている。

以下に説明するように、法律と規制の階層には4原則がある。

- 1) 上級法が下級法に優先: 下位のルールが上位のルールと衝突することはない。この原則は、階層が等しくなく、互いに競合する2つの規則に適用される。
- 2) 特別法は一般法に優先: より具体的なルールは、より一般的なルールよりも優先される。この原則は、同じ品目で同じ階層を持つ2つの規制に適用される。
- 3) 後者の法律は前者の法律に優先: 新しい規則は古い規則を上書きする。この原則は、法的不確実性を防ぐために2つの規制が階層的に等しい場合に適用される。
- 4) 規制は、同等以上のランクの規制によってのみ削除できる。

既存の法規制の調査結果を以下表 4-49に纏める。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

表 4-49 既存の法規制調査結果

項目	小項目	環境	安全と健康	労働
一般		- 環境生命の保護と管理に関する 2009 年法律第 32 号 - 国連気候変動枠組条約へのパリ協定の承認に関する 2016 年法律第 16 号 - 沿岸域および小島嶼の管理に関する 2007 年法律第 27 号は、2007 年法律第 27 号の変更に関する 2014 年法律第 1 号に変更。 - 電力供給のための事業活動に関するインドネシア共和国政府規則 2012 年第 14 号 2014 年国家エネルギー政策に関する政府規制第 79 号 - 産業部門の実施に関するインドネシア共和国政府規則 2021 年第 28 号 - 電力インフラ開発の加速に関するインドネシア大統領令 2016 年第 4 号 - 電力供給のための再生可能エネルギーの加速開発に関する規則大統領番号 2022 年第 112 号 - 炭素経済価値の管理実施に関する 2022 年生命林業大臣規則第 21 号 - 環境保護と管理の実施に関する2021年の政府規制第22号 - 環境林業大臣番号 P.17/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019 硝酸アンモニウム/肥料産業の排出基準に関する 2019 年		
PAU	製造	- 環境保護と管理の実施に関する政府規則 2021 年第 22 号 - 環境林業大臣番号 P.17/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019 硝酸アンモニウム/肥料産業の排出基準に関する 2019 年	-	-
	貯蔵	-	- 労働省規則第 02 号 1989 年照明トランスミッションの設置に関する - インドネシア労働大臣番号 2015 年第 31 号、1989 年労働大臣番号 02 第 49A 条および第 49B 条 - 尿素肥料、SP-36 肥料、および硫酸アンモニウム肥料産業のグリーン産業基準に関する 2018 年産業大臣規則第 27 号	-
スラヤ発電所への輸送	海上輸送	海洋環境保護に関する政府規則 2010 年第 21 号	- 海運部門に関する2021年政府規制第31号 - 運輸大臣令 (Kepmenhub) 2000 年第 17 号、インドネシアの海運活動における危険物/材料の取り扱いに関するガイドライン - 職場の消防システムに関する 1999 年労働大臣規則第 186 号 - 職場での有害化学物質管理に関する労働大臣令 (NO.KEP. 187/MEN/1999)	-

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

項目	小項目	環境	安全と健康	労働
			労働安全衛生に関する 2018 年労働大臣規則第 5 号	
	パイプライン輸送・陸上輸送	- 環境品質指数に関する2021年環境林業大臣規則第27号 - 陸運総局長令番号 SK.725/AJ.302/DRJD/2004 年 2004 年、道路上での有害物質および有毒物質の輸送の一般手順 (B3)		2020 年から 2040 年までの州産業開発計画に関するバンテン州バンテン番号 2020 年の地域規則
	港湾	-	船舶の安全管理および港湾施設に関する運輸大臣規則番号 PM 134 2016	
スララヤ発電所での使用	貯蔵	2021 年環境林業大臣規則第 6 号、地域での事業許可に関する第 51 条	1989 年労働省規則第 02 号、照明トランスミッションの設置に関する - インドネシア労働大臣番号 2015 年第 31 号、1989 年労働大臣番号 02 第 49A 条および第 49B 条 - 尿素肥料、SP-36 肥料、および硫酸アンモニウム肥料産業のグリーン産業基準に関する 2018 年産業大臣規則第 27 号	2019 年労働大臣令第 41 号 冷蔵および空調技術者の作業位置における特殊建設の建設の主なグループに対する SKKNI の決定
	混焼	- 騒音レベル基準に関する1996年環境林業大臣令第48号 - 火力発電所の排水基準に関する環境林業大臣 2009 年第 08 号 - 環境保護と管理の実施に関する政府規制 22/2021		
	廃棄物管理	2019 年環境林業大臣規制第 17 号 - 環境保護と管理の実施に関する政府規則 2021 年第 22 号	2020 年環境林業大臣規制第 4 号	

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4.9.4 燃料アンモニアに関連する法規

化石燃料である石油、石炭、天然ガスなどはその産地ごとに性状が異なるが、アンモニアは製造工場の原料に関わらず同じ性状で生産される。そのため、燃料アンモニアも、従来の肥料用途などのアンモニアと同じ性状となる。

燃料アンモニアのために特化した法令はなく、アンモニア製造・輸送・貯蔵に関する法規により規制されることになる。

燃料としてのアンモニアを論じた規制はないが、参考として遵守される可能性のあるアンモニアに関連する規制がいくつかある。また発電所に直接関係するいくつかの定量的パラメータもある。以下表 4-50に定量的クライテリアを纏める。

表 4-50 アンモニア混焼に関連するクライテリア

No	項目	クライテリア	インドネシア参考法規
1	騒音レベル	70 dB	1996 年環境林業大臣令第 48 号騒音基準
2	アンモニア臭レベル	2 ppm	臭気レベル要件に関する環境林業大臣令 1996 年第 50 号
3	アンモニア廃液	50 mg/L	環境保護と管理の実施に関する政府規則 2021 年第 22 号
4	アンモニア致死量	350 mg/kg (中程度の毒性)	労働大臣規則番号 KEP。187/MEN/1999 職 場での有害化学物質管理
5	バイオマス混焼による アンモニア	1 mg/Nm ³	インドネシア共和国環境林業大臣規則番号 P.17/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 は、 硝酸アンモニウム肥料産業の事業および/または 活動の排出品質基準
6	二酸化窒素の大気基準	200 µg/ m ³	環境保護と管理の実施に関する政府規則第 22 号 2021 年
7	燃料として繊維および/ま たはシェルバイオマスを 使用する非可動ボイラの アンモニア閾値基準	1 mg/m ³	1996 年環境林業大臣令第 50 号 非可動式 蒸気ボイラの発生源排出品質基準
8	燃料として繊維および/ またはシェルバイオマス を使用する非可動ボイラ の窒素酸化物閾値基準	800 mg/m ³	硝酸アンモニウム/肥料業界の排出基準 1996 年環境林業大臣令第 50 号 非可動 式蒸気ボイラの発生源排出品質基準
9	石炭を燃料とする無可 動ボイラの窒素酸化物	825 mg/m ³	硝酸アンモニウム/肥料業界の排出基準 1996 年環境林業大臣令第 50 号 非可動

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

No	項目	クライテリア	インドネシア参考法規
	閾値基準		式蒸気ボイラの発生源排出品質基準
10	重油を燃料とする無可動ボイラの窒素酸化物閾値基準	700 mg/m ³	硝酸アンモニウム/肥料業界の排出基準 1996 年環境林業大臣令第 50 号 非可動式蒸気ボイラの発生源排出品質基準
11	スクラバー排気中のアンモニア NPK 肥料プラント	200 ppm (Class A) 150 (Class B)	環境林業省規則 P.17/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 肥料および硝酸アンモニウム産業の排出品質基準 ClassA:2018 年 1 月 1 日以前に操業 ClassB:2018 年 1 月 1 日以降に操業
12	規制前に稼働していた既設発電所の二酸化硫黄(SO ₂)	550 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
13	規制前に稼働していた既設発電所の窒素酸化物(NO _x)	550 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
14	規制前に稼働していた既設発電所の粒子状物質(PM)	100 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
15	規制前に稼働していた既設発電所の水銀(Hg)	0,03 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
16	規制適用後に稼働した発電所の二酸化硫黄(SO ₂)	200 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
17	規制適用後に稼働した発電所の窒素酸化物(NO _x)	200 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
18	規制適用後に稼働した発電所の粒子状物質(PM)	50 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
19	規制適用後に稼働した発電所の水銀(Hg)	0.03 mg/Nm ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019
20	バイオマス発電所向けアンモニア(NH ₃)	1 mg/m ³	火力発電所排出量の品質基準に関する環境林業大臣規則番号 P.15/Menlhk/Setjen/Kum.1/4/2019

4.9.5 構築すべき法令・基準

(1) 法令

燃料アンモニアは、肥料を始めとした従来の工業用途のアンモニアで想定していた製造、輸送、貯蔵量よりも格段に大量のアンモニアを扱うことになる想定される。そのため、大量製造、輸送、貯蔵に伴う新たなリスクの検討が進んだ後に、法令が改訂される恐れがある。

しかし、燃料アンモニアで先行する日本においても、電気事業法が 2022 年末に改訂された程度であり、必ずしも法的整備が燃料アンモニアの導入への必要条件とは言えない。

そのため、構築すべき法令は特定されない。

(2) 基準

アンモニアに関し、個別設計基準に関して国際的に定められた規格は特になので、ASME、API 等の国際的に認知された規格を参照している。

そのため、構築すべき基準は特定されない。

4.10 事業実施枠組みの検討

4.10.1 用地

(1) スララヤ発電所

秘匿情報を含むため非公開とした。

全ての設備は既設のスララヤ発電所の敷地内の遊休地を活用して設置が可能であるため、新たな用地の取得は不要である。

(2) PAU

PAU の敷地並びに CDR にかかる新設並びに改修設備の位置については前掲した通りである。

全ての設備は既設の PAU の敷地内の遊休地を活用して設置が可能であるため、新たな用地の取得は不要である。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4.10.2 資金源と実施枠組み

(1) 資金源

適用の可能性がある本邦の開発援助機関の資金を表 4-51 に整理した。市中金融機関の活用については、一般的に政府機関から借入した場合よりも金利が大幅に高くなるので、検討から除外した。

本邦の開発援助機関からの融資等については、まず申請が必要であり、本 FS 時点では方向性を含め検討中である。

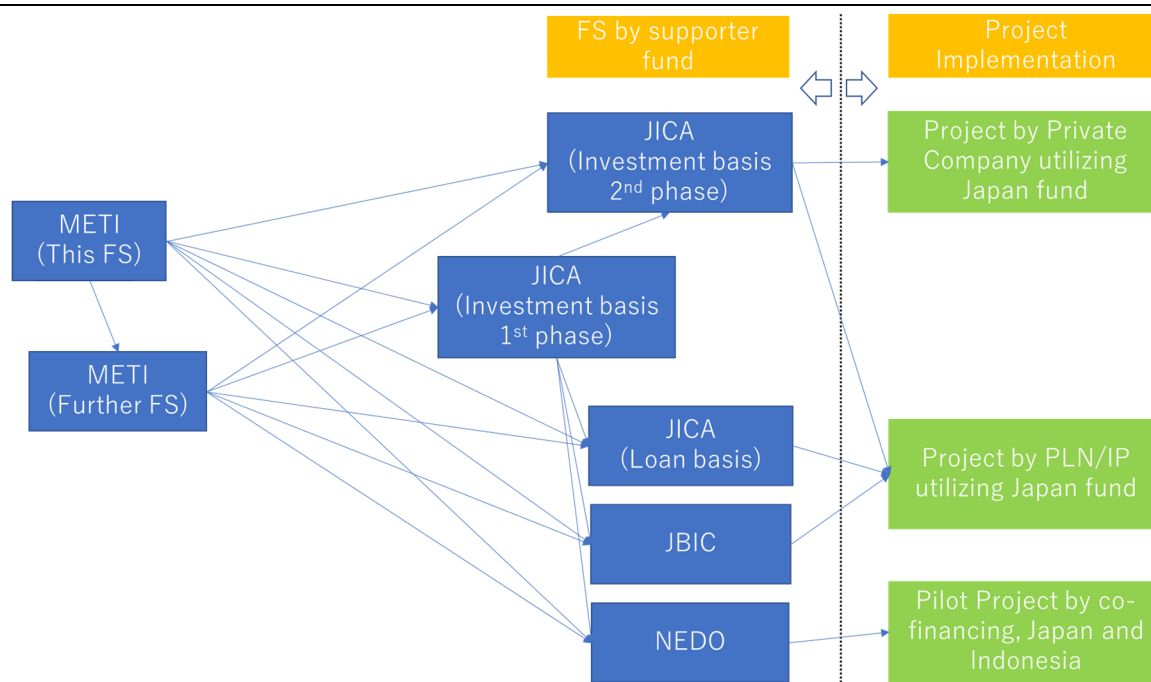
事業実施までの資金活用の選択肢と道筋を図 4-51 に示す。

PAU は民間会社ではあるため、適用可能な ODA 資金は限られているが、JICA (投資)については門戸が開ざされていない。

表 4-51 適用の可能性がある本邦の開発援助機関の資金

項目	概要			
申請者	インドネシア側			日本側
援助機関	NEDO	JICA (借款)	JBIC	JICA (投資)
提供形態	供与	ローン		
適用可能技術	先進技術の実証など	確立された技術		
義務	実証データの提供	ローンの返済		
審査	NEDO資金によるFSと交渉	JICA資金によるFSと交渉	JBIC資金によるFSと交渉	JICA資金によるFS
紐づけ	普及を目的とした本邦の技術	紐づけなし	日本の製品もしくはサービスの合計がプロジェクト費用の30%以上	紐づけなしも、日本の会社の参画が望ましい

出典: 調査団にて作成



出典: 調査団にて作成

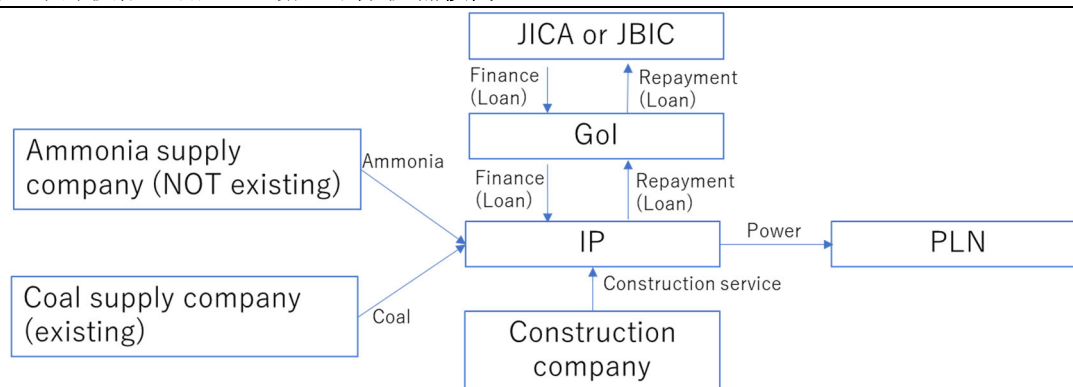
図 4-51 事業実施までの資金活用の選択肢と道筋

(2) スララヤ石炭火力発電所の事業枠組み例

スララヤ石炭火力発電所において円借款並びに実証事業を活用した事業枠組み案を図 4-52、並びに図 4-53 にそれぞれ示す。

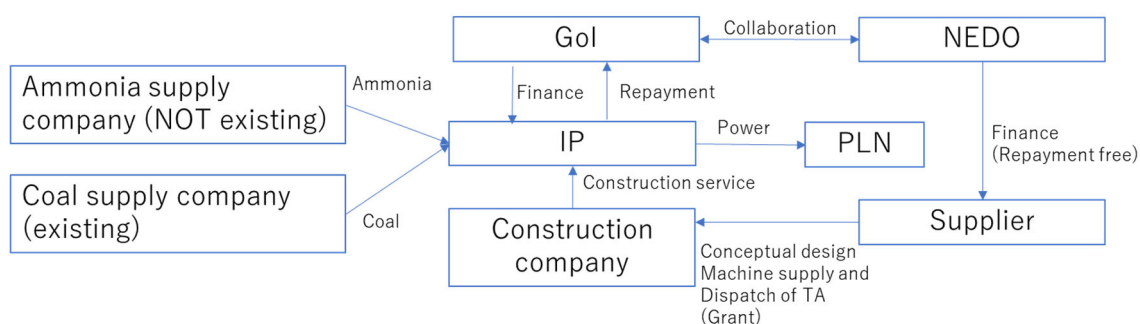
円借款の場合、JICA もしくは JBIC が資金提供者となる可能性があり、尼国政府が借款して IP に資金提供をする。IP は事業運営を通して資金を返還する。

実証事業の場合、NEDO が資金提供者になる可能性があり、本邦と尼国が責任分担をして、共同事業の形式になる。NEDO の資金を使って、本邦の先進技術を使用したシステムを機能させるための基本設計、機器等の提供、技術指導者 (Technical Adviser) が派遣される。実証事業は実証運転データを取得することが目的となっており、運転データを日本側の提供する必要がある。尼国政府は日本側の資金に対しての返還をする必要はなく、実証期間が終わった後に、日本側が提供した機器等の無償贈与を受ける。



出典: 調査団にて作成

図 4-52 スララヤ石炭火力発電所で円借款を活用した事業枠組み例



出典: 調査団にて作成

図 4-53 スララヤ石炭火力発電所で実証事業を活用した事業枠組み例

(3) PAU の事業枠組み例

PAU が事業を実施する場合には、通常のローンを活用した枠組みに近くなる。

4.10.3 積算条件

(1) スララヤ発電所

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) PAU

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.10.4 概略事業費

(1) スラヤ発電所

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-52

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) PAU

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.10.5 事業工程

(1) スラヤ発電所

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 4-54

秘匿情報を含むため非公開とした。

図 4-55

(2) PAU

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 4-56

(3) 全体事業工程

秘匿情報を含むため非公開とした。

スラヤ混焼を予定通りに開始するためには、アンモニア供給元から調達の確保や系統運用計画との連携が重要であり、スラヤ混焼の運開年が定まった時点で関係組織との調整が必要になる。また、EIA の手続き完了が融資の条件となるため、EIA もクリティカルパスになりうる。

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。

秘匿情報を含むため非公開とした。

4.10.6 次期 FS の提言

(1) スラヤ石炭火力発電所におけるプロジェクトの提言

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-53

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) PAU アンモニア製造プラントにおけるプロジェクトの提言

秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-54

秘匿情報を含むため非公開とした。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

4.11 環境社会配慮

4.11.1 環境社会配慮に関連する法

(1) 環境汚染に係る法令

尼国政府は、環境管理法を 1982 年に制定して以来、2012 年までに 3 度の改訂を行っている。2009 年の改訂では、環境当局の権限や罰則が大幅に強化され、環境林業省には警察と協力して環境管理法が規制する環境犯罪の容疑者を逮捕する権限が与えられている。環境犯罪とされる主な行為を表 4-55 に示す。環境対策にかかる法律を表 4-56 に示す。廃棄物を除く水質、大気、騒音・振動・悪臭、自然保護のような各環境要素に関しては、法律ではなく基本法に基づく政令として定められている。

なお環境影響評価については、当局の審査の結果、環境許可を取得することが必要であるため、環境影響評価が適正でなかった場合は環境承認を取得できず、事業を開始できない。よって環境犯罪に至ることはない。

表 4-55 尼国において環境犯罪とされる主な行為

主な行為*
a. 不法伐採
b. 森林の侵害
c. 野焼きによる土地開拓
d. 違法漁業
e. 密漁
f. 野生生物の密輸

*) 表に示されるものに限定されない。
アルファベットは引用者が付した。
出典：UNEP (2017)

表 4-56 尼国の環境対策に係る法律

分野	法令
環境管理	環境管理法 (2009年法律第32号)1982年制定、1997年、2009年及び2012年に改訂
	空間計画法* (2007年法律第26号)
	環境監査 (2013年環境大臣規則第3号)
	土壌と水の保全 (2014年法律第37号)
	沿岸域及び小諸島の管理に関する2007年法律第27号の改正 (2014年法律第1号)
水質	水質汚濁の防止及び水質管理 (2001年政令第82号)
	海水の水質基準(2004 年政令第51 号及び第179 号)
大気	越境煙霧 (ヘイズ)汚染に関するASEAN合意の批准 (2014年法律第26号)
	大気汚染防止 (1999 年政令第41号)
騒音・振動・悪臭	騒音に関する環境基準 (1996年環境大臣令第48号)

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

	新型自動車の騒音基準 (2009年環境大臣規則第7号)
	振動に関する環境基準 (1996年環境大臣令第49号)
	悪臭に関する環境基準 (1996年環境大臣令第50号)
廃棄物	廃棄物管理法 (2008 年法律第18 号)
	家庭及び関連部門の廃棄物管理 (2012 年政令第81 号)
	有害廃棄物の管理 (2014年政令第101号)
自然保護	泥炭の保護と生態系管理 (2014年政令第71号)

*) 空間利用時の環境影響に配慮することが定められている。

出典: 環境省 (2016) をもとに調査団にて作成

(2) 用地取得にかかる法律

プロジェクトで新たな用地取得が必要な場合は、環境対策に係る法律とは別に用地取得のための社会配慮に係る表 4-57 に示す法令が適用される。

本プロジェクトでは、アンモニアの受入供給施設を新たに建設する必要があるが、その用地は既に取得および登記されている事業主体の所有地であり、新たな用地取得や住民移転は発生しない。

表 4-57 ニ国の社会配慮に係る法律

分野	法令
住民移転および土地収用	土地と不動産の収用に関する法律 (1961年法律第20号)
	公共事業の土地収用に関する法律 (2012年法律第2号)
	土地登記に関する政府令 (1997年法律第24号)

出典: 環境省 (2018) をもとに調査団にて作成

(3) 国連気候変動枠組み条約 (UNFCCC)

低炭素化に向けた世界的な条約として、国連気候変動枠組み条約 (United Nations Framework convention on Climate Change)があり、その加盟国として尼国では国連気候変動枠組み条約におけるパリ協定の批准に関する法律 (2016 年法律第 16 号)により、パリ協定を批准した。これにより、GHG 排出削減に対する政府のコミットメントが求められた。

また表 4-58 の文書を提出しており、本件プロジェクトが目指す低炭素化社会を促進するための試みと方向性を一にするものである。

表 4-58 気候変動枠組み条約へのインドネシアからの提出文書

分野	法令
気候変動枠組み条約	INDONESIA SECOND BIENNIAL UPDATE REPORT Under the United Nations Framework convention on Climate Change (Republic of Indonesia, 2018)
	Indonesia Submission on the Document of Updated Nationally Determined Contribution (NDC) and Document of Long-term Strategy on Low Carbon and Climate Resilience 2050 (21 Jul 2021)

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

出典: Directorate General of Climate Change, Ministry of Environment and Forestry (2018), Director General for Climate Change as Indonesian NFP to the UNFCCC (2021)

なお、上記提出文書の NDC により尼国は 2030 年までに GHG の排出削減を、自国により 29 %、国際協力により 41 %達成することにコミットした。(Coordinating Ministry for Economic Affairs, 2019)

4.11.2 EIA の枠組み

(1) 環境影響評価 (EIA)に係る法令

EIA は環境林業省の管轄である。EIA に係る法律を表 4-59 に示す。尼国における環境基本法である「環境保護と管理に関する法律」のもと、「事業環境アセスメントの手続きおよび環境承認」の政令および「環境承認」の政令に従って EIA が実施される。また、2016 年には戦略的 EIA (Strategic Environmental Assessment, 以下、SEA)の手続きに関する政令が定められている。

なお、EIA の審査手続きと環境承認の発行には審査申請から承認まで最長 115 日営業日を要する。TOR の審査に最長 30 日営業日、EIA の審査に最長 75 営業日、承認・非承認の決定と承認証発行に最長 10 営業日を要する。

環境承認を得た者 (事業主体)は、下記の事項履行に責任がある。

- 環境承認および環境保護と管理に含まれる事項に適合
- 環境承認に記載された要求事項に沿って、6 カ月ごとに報告書を提出
- 法令に則り、環境機能修復のための基金に拠出

SEA とは、従来の環境アセスメントが行われる事業の実施段階より上位の段階にある政策や計画・プログラムを対象に、政策等の立案主体が環境への影響をあらかじめ予測評価し、その結果を政策等の意志決定に反映させていく手続きである。

表 4-59 EIA に係る法律

分野	法令
環境影響評価の手続き	環境管理法 (2009年法律第32号)1982年制定、1997年、2009年及び2012年に改訂
事業環境アセスメントの手続きおよび環境承認	環境省令 (2012政令第5号)
環境承認	環境保護・管理に関する政令 (2021年政令第22号)
戦略的EIA (Strategic Environmental Assessment, SEA)	SEA手続きに関する政令 (2016年政令第5号)

出典: 調査団にて作成

なお、上記の環境影響評価の手続きが記載されている環境管理法は、2022 年 8 月現在改訂手続き中である。

(2) EIA のフロー

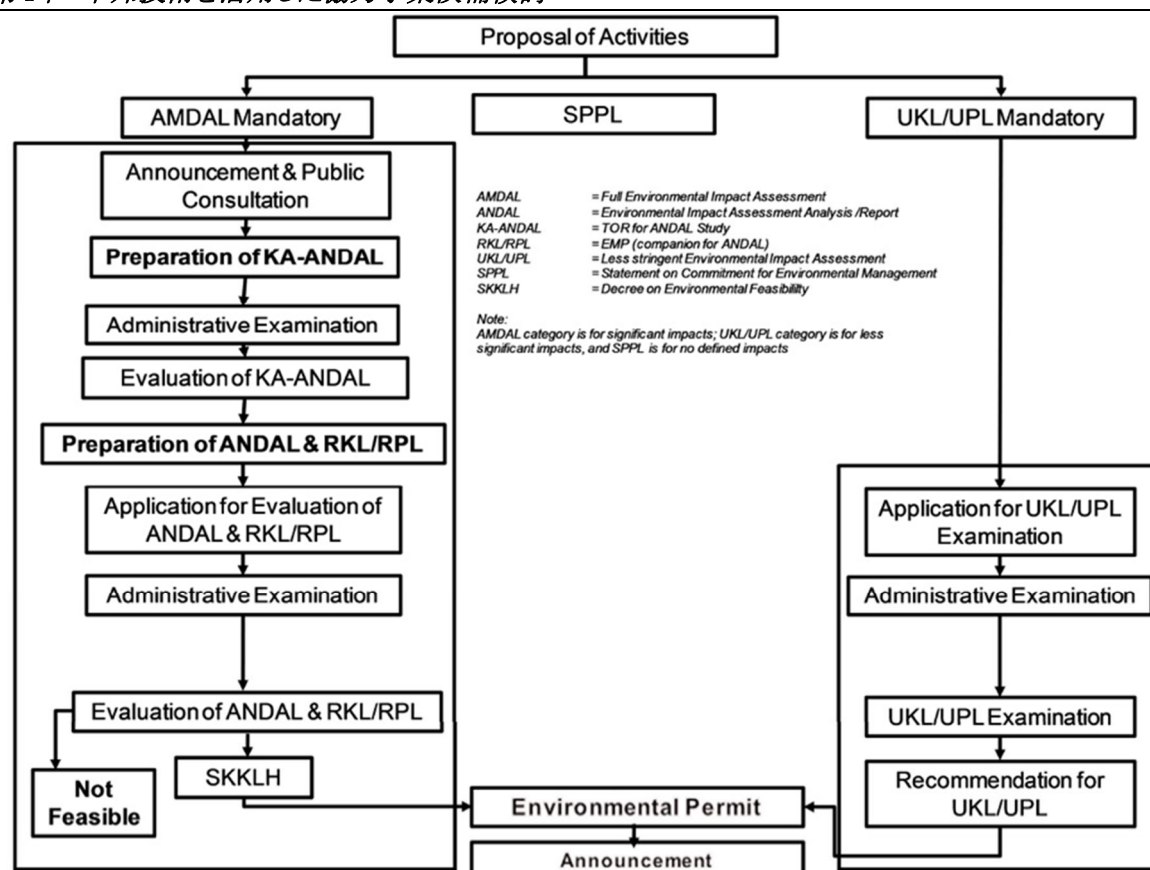
尼国における一般的な EIA のフローを図 4-59 に示す。

秘匿情報を含むため非公開とした。

一般に事業は、AMDAL（EIA の審査手続きが必要）、UKL-UPL（環境管理とモニタリング計画が必要）、SPPL（環境管理計画書の提出のみで審査手続き不要）に区分される。環境森林省または州・県・市の環境局は、環境保護・管理に関する政令（2012 年政令第 5 号）の定めによる事業主と規模要件に照らし、事業が EIA を必要とするかを判定する。EIA を必要な事業に判定されなかった事業は、州知事、県知事、市長のいずれかが環境保護と管理に関する環境と管理に関する法律 2009 年法律 32 号に基づく要件により、UKL か SPPL かを判定する。EIA を必要な事業に判定された事業は、図 4-59 の左側のフローに則って審査を受け、妥当と判断されれば環境承認を受ける。

本 FS において、アンモニア混焼事業を実施するために EIA 実施が必要であることを環境林業省から確認した。アンモニア混焼改造に伴う発電設備による環境影響は限定的、あるいは改善の方向であることから、一般的な発電所の EIA のフローに則り、アンモニア混焼にかかわる項目を追加する形で追補版 EIA を作成し、当局と協議することを調査団は推奨する。例えば、通常 1 年かかる環境のベースライン調査など、アンモニア混焼にかかわらず同様の内容となる部分も多いため、完全版 EIA に比べ作成期間の短縮が見込める。

秘匿情報を含むため非公開とした。



出典: Asian Development Bank (2018), Environmental Assessment and Review Framework

図 4-59 ニ国における環境許可のフロー

(3) 火力発電に係る一般的な EIA の項目

JICA、JBIC のような国際機関からの融資を受ける場合に求められる火力発電に係る一般的な EIA の項目を表 4-60 に示す。既存の石炭火力発電所の EIA では、表 4-60 に示すような項目の調査が実施されたと推定される。そのうち本プロジェクトの EIA で追補されると思われる項目は、下記のとおりである。

地域住民への説明・協議について、環境影響評価の項目のうち、地域住民の関心事になりやすい項目を中心に、地域住民が日常用いている言語により、図を用いた概要版等を用いてわかりやすい説明・協議になるよう心がける。

大気質について、既存の石炭火力発電所の一部をアンモニア燃焼に置き換えることにより、石炭の場合に比べ、SOx および粉塵の排出があきらかに減少し、NOx についても石炭火力と同等の排出程度に抑制できる見通しである。

悪臭について、新しくアンモニアが燃料として追加される。アンモニアは常温で気体であるため、貯蔵施設から発電所まで輸送して燃料として消費するまでのどこかで漏洩すると悪臭の原因となる可能性がある。既存の大気モニタリング点でアンモニアの測定を追加するか、アンモニア輸送経路の中でリスクが高いと考えられる場所でのモニタリングを追加する。

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

生物多様性について、サンゴ等の海洋生物は、他の生物の生息場や稚魚の発育の場などを提供している場合が多く、漁業者等が漁獲の対象とする生物の生息場となっている場合がある。栈橋の存在により、サンゴ等の海洋生物の存在を脅かすことが無いよう栈橋の建設予定地に注意する。

表 4-60 火力発電に係る一般的な EIA の項目

分類	項目
1. 許認可・協議	(1) 環境アセスメント及び環境許認可
	(2) 地域住民への説明・協議
	(3) 代替案の検討
2. 汚染対策	(1) 大気質
	(2) 水質
	(3) 廃棄物
	(4) 騒音・振動
	(5) 地盤沈下
	(6) 悪臭
3. 自然環境	(1) 保護区
	(2) 生物多様性
	(3) 地形・地質
4. 社会環境	(1) 住民移転・用地取得
	(2) 生活・生計
	(3) 社会的弱者
	(4) 文化遺産
	(5) 景観
	(6) 少数民族、先住民族
	(7) 労働環境
	(8) 地域社会の衛生・安全・保安
5. その他	(1) モニタリング

出典：JICA 環境社会配慮ガイドライン(2022)をもとに調査団にて作成

4.11.3 プロジェクトにおいて想定される環境社会配慮上の課題

(1) アンモニア混焼のために新たに必要な施設に係る課題

1) アンモニア受入（環境配慮）

アンモニアは、その腐食性と発熱性のため、受入作業員等が暴露すると眼、皮膚、口腔や気道の粘膜に即時性の損傷（重度の刺激症状と熱傷）を引き起こす可能性がある。受入作業に従事する作業員が、これらのアンモニアへの暴露による事故にあわないよう注意するとともに、暴露事故が発生した際の応急措置を準備しておくことが求められる。

またアンモニアは、発電所への搬入時、および貯蔵施設への搬入時と搬出時に船舶とのやり取りがあるため、その際のアンモニア漏洩による悪臭等の悪影響が発生しないよう注意が必要である。

2) 貯蔵（環境配慮）

アンモニア貯蔵施設はアンモニア混焼のために新たに必要な構造物である。発電所操業中、

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

常時一定量以上のアンモニアが貯蔵されるため、仮にアンモニアが漏洩した場合作業員および周辺住民に対する暴露のリスクが考えられる。アンモニア臭に対する事業者への通報体制を策定する必要がある。

また、漏洩の規模が大きい場合には地下水汚染の可能性もあり得るため、迅速な回収により、地下浸透を最小化する体制の必要も検討する。

3) 棧橋（環境配慮）

新たな棧橋追加による船舶航行により、漁船等既存の船舶航行に障害を生じないかは、周辺住民の関心事になり得るため、わかりやすい説明を準備しておく必要がある。

棧橋でのアンモニアの陸揚げ時の漏出により、漁業に悪影響を及ぼさないかは、周辺住民の関心事になり得るため、わかりやすい説明を準備しておく必要がある。

4) バーナー改造（環境配慮／社会配慮）

既存の石炭火力発電所のバーナーをアンモニア混焼のバーナーに改造することは、尼国における先行事例が少ないため、周辺住民の関心事になり得る。バーナー改造による大気汚染物質の排出削減効果のメリットの側面がわかりやすく説明できる準備をしておく必要がある。

5) 大気モニタリング（環境配慮）

アンモニア混焼の新たな発電所の操業中は、NO_x、SO_x、粉塵の排出濃度が IFC ガイドライン値を満たす必要があるが、SO_x および粉塵は燃料であるアンモニアに含まれていないため、アンモニア燃焼のバーナーからの排気中への影響は無視できると考えられる。

秘匿情報を含むため非公開とした。

(2) 主な環境影響一覧

秘匿情報を含むため非公開とした。汚染物質のうち、SO_x と粉塵は石炭消費量がアンモニア混焼分減少するため減少する。秘匿情報を含むため非公開とした。

表 4-61

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) アンモニア混焼のための既存火力発電所 EIA への追加、改訂に必要な期間、費用、国際融資機関による融資

1) 期間

アンモニア混焼の発電所は既存火力発電所の一部改変であることから、既存火力発電所の EIA から引用できる情報が多いため、EIA 作成期間は短縮可能である。例えば、ベースライン調査では1年間の現地サイトおよび周辺地域での測定が必要な項目が多いが、これらを新たに実施する必要はなく既存火力発電所の EIA から引用可能である。

一般的な火力発電所の EIA 作成には、ベースライン調査の1年間に加え、それらのとりまとめ、予測、評価を含めると通常1年6か月程度を要する。これに対してベースライン調査を省略し、石炭火力の一部の燃焼をアンモニアの燃焼に置き換える変更に対する EIA は、1年間を要することなく6か月程度の見込みである。

2) 費用

秘匿情報を含むため非公開とした。NO_x の拡散予測シミュレーション以外の項目は、既存石炭火力発電所の EIA を基にした予測評価およびとりまとめを参考にすることで作成可能である。

表 4-62

秘匿情報を含むため非公開とした。

3) 国際機関による融資

JICA、JBIC のような国際機関による融資が必要な場合、尼国内の法令に則った EIA の許可を得るとともに、別途国際融資機関のガイドラインに基づく EIA の作成およびそれが必要とする IFC の基準値を順守しているかどうかの、環境社会配慮の審査を受ける必要がある。

JICA、JBIC のような国際機関による融資を受ける場合、EIA の審査では尼国政府の環境や

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

社会に関する政策や計画に沿ったものであるかを確認する。また国際融資機関は、プロジェクトの環境社会配慮が世界銀行の環境社会ポリシーと大きな乖離がないことを確認する。そして、適切と認める場合には IFC 等他の国際機関が定めた基準、その他の国際的に認知された基準、日本等の先進国が定めている国際基準・条約・宣言等の規準またはグッドプラクティス等をベンチマークとして参照する。

環境社会配慮のあり方がそれらの規準やグッドプラクティス等と比較検討して大きな乖離がある場合には、より適切な環境社会配慮を行うよう、相手国等に対話を通じて働きかけを行い、その背景、理由等を確認するとともに、必要に応じ対応策を確認する。

4.12 課税項目及び免税手続き

4.12.1 課税項目

(1) ニ国の課税体系

ニ国の税金を管轄しているのは、基本的にニ国財務省国税総局 (Direktorat Jenderal Pajak。以下、DJP)並びに州歳入局であるが、関税 (Import duty。輸入税に相当)についてのみニ国財務省関税総局 (Direktorat Jenderal Bea dan Cuka。以下、DJBC)が管轄している。

ジェトロのウェブサイトにて公開されているニ国税法規を整理した結果を表 4-63 に示す。国際建設プロジェクトでは、一般的に、付加価値税と関税がプロジェクト費用を押し上げる要因となる恐れがあるとされている。

表 4-63 ニ国の税法

No.	税名称	対象	関係法令	所轄官庁
1	付加価値税 (Value Added Tax)	インドネシア国内で課税対象の物品やサービスの引き渡し、輸出入、権利移転等に賦課。	付加価値税法 雇用創出法 国税規則調和法 (HPP)	財務省国税総局 (DJP)
2	奢侈品販売税 (Luxury goods Sales Tax)	政府が贅沢品と定める物品やサービスの引き渡し、輸入に対して賦課。	国税通則法	DJP
3	土地・建物税 (Land and Building Tax)	土地と建物の所有者に対し、毎年、土地、建物、恒久施設について賦課。	国税通則法	DJP及び州歳入局
4	物品税 (Goods Tax)	タバコ、酒類。消費を管理する必要があるもの、流通を監視する必要があるもの、社会や環境にネガティブな影響を与える可能性があるもの、正義と公正のために課税する必要があるものに賦課。	物品税法	州歳入局
5	法人税 (Corporate Income Tax)	会社、提携事業者の売上高に賦課。	所得税法 国税規則調和法 (HPP)	DJP
6	所得税 (Individual)	個人の報酬や給与に賦課。	所得税法 国税規則調和法 (HPP)	DJP

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

	Income Tax)			
7	関税 (Import Duty)	輸入品に賦課。	通関法	財務省関 税総局 (DJBC)
8	源泉徴収税 (Withholding Tax)	サービスの対価に賦課。ま た、利息や賃料に賦課。	所得税法 国税規則調和法 (HPP)	DJP
9	印紙税 (Stamp Duty)	契約書や誓約書、証書、有 価証券、領収書などの民事 に関する情報提供のために 作成した 文書、および裁判 所で証拠として使用する文 書に賦課。	印紙税法	DJP
10	炭素税 (Carbon Tax)	炭素を含む物品を購入したり、炭素を排出する活動(エ ネルギー産業、農林業、用 地変更、工業、廃棄物)を 行う個人または法人に対し 賦課。	国税規則調和法 (HPP)	DJP

No.は便宜上付したものであり、尼国政府が付与したものではない。

DJBC: Direktorat Jenderal Bea dan Cuka, DJP: Direktorat Jenderal Pajak, HPP: Harmonisasi Peraturan Perpajakan

出典: ジェトロのウェブサイトで公開されている税法規を調査団にて整理

(2) 尼国の付加価値税の概要

付加価値税は、日本の消費税に相当し、物品やサービスに賦課される。

付加価値税の税率は 2022 年 3 月 31 日まで 10%であったが、2022 年 4 月 1 日より 11%となつた。25 年 1 月 1 日から 12%となる予定である。但し、政令により 5%から 15%の範囲で増減可能とされている。基本的な枠組みは付加価値税法にて規定されているが、いずれも 2021 年に可決された雇用創出法、国税規則調和法 (HPP)により、賦課範囲や税率の変更がされている。

付加価値税が適用されない物品、サービスを表 4-64 に示す。

表 4-64 付加価値税が課税されない物品・サービス

分類	概要
物品	a. 地方税や地方徴収金の対象になっているホテル、レストラン等で提供される飲食物
	b. 貨幣、国の外貨準備高のための金塊、有価証券
サービス	c. 宗教サービス
	d. 地方税や地方徴収金の対象になっている芸術・遊興サービス
	e. 地方税や地方徴収金の対象になっているホテルサービス
	f. 政府機関の公共サービス
	g. 地方税や地方徴収金の対象になっている駐車場サービス
	h. 地方税や地方徴収金の対象になっている飲食提供サービス

出典: ジェトロウェブサイトの内容を調査団にて整理

第4章 本邦技術を活用した協力事業候補検討

(3) ニ国の関税の概要

ニ国の関税は CIF に対して、表 4-65 に掲げる関税率を乗じて賦課される。

ただし、日本インドネシア経済連携協定 (Japan-Indonesia Economic Partnership Agreement。以下、JIEPA)並びに ASEAN 日本包括的経済連携 (ASEAN-Japan Comprehensive Economic Partnership。以下、AJCEP)に基づく、対日輸入適用税率が設定されている。詳細は、免税手続きの項に記載した。

表 4-65 基本輸入関税率

分類	税率
最必需品	0 - 10%
必需品	10 - 40%
一般品	50 -70%
贅沢品	-200%以下

出典: ジェトロウェブサイトの内容を調査団にて整理

4.12.2 免税手続き

(1) 付加価値税の免税

表 4-66 に掲げる物品については例外的に付加価値税が免除される。

これらの品目は、財務大臣の布告などにより変更される。条件や範囲が決まっているものもあり、詳細は財務省ウェブサイトの法令ページ (Kementerian Keuangan Jaringan Dokumentasi dan Informasi Hukum、<https://jdih.kemenkeu.go.id/in/home>)で確認できる。

表 4-66 付加価値税の免除される物品

物品の種別
a. 外国代表部とその職員の物品
b. 国際機関が必要とする物品
c. 宗教・寄付・社会・文化分野において必要な贈与品
d. 博物館・動物園等で必要な物品研究開発に必要な物品
e. 障害者のために必要な物品
f. 棺
g. 最低1年間海外に滞在するインドネシア人の引越荷物
h. 乗客・乗員の携帯品と郵送品
i. 公共目的で政府が輸入する物品
j. 国防に必要な軍事装備と部品
k. 一時輸入品
l. 石油ガス探査・採掘に必要な物品
m. 再輸入される輸出品
n. 修理・修繕のため輸出された輸入品
o. 国民のために政府予算で輸入される医薬品、同セラピー品や血液等
p. KITE 便宜を得た物品と原材料
q. 中小企業によって輸入される物品・原材料・機械
r. 石炭鉱業契約において必要な物品

出典: “インドネシア 関税制度「関税以外の諸税」詳細” (ジェトロ 2022 年 7 月)をもとに調査団にて整理

(2) 関税の免税

JIEPA では、品目分類により、①関税率が EPA 発効と同時に撤廃される品目、②段階的 (4 段階、6 段階、8 段階、11 段階、16 段階)に関税率が 0%まで引き下げられる品目、③不均衡に関税率が引き下げられる品目、④MFN (最恵国待遇)関税率が適用される品目、に分けられている。詳細は関税総局ウェブサイトの法令のページ (Direktorat Jenderal Bea dan Cukai Regulasi、<https://www.beacukai.go.id/arsip/lip/regulasi.html>)で確認できる。

また、JIEPA では、特定用途免税制度 (User Specific Duty Free Scheme。以下、USDFS)が導入されており、表 4-67 に掲げる物品については例外的に付加価値税が免除される。工業省のウェブサイトの法令ページ (Kementerian Perindustrian Jarinagan Dokumentasi dan Informasi Hukum、<http://jdih.kemenperin.go.id/>)で確認できる。同制度を利用する場合は、工業大臣指定のサーベイヤの検査を受けて USDFS 工業検査証明書 (SKVI-USDFS) の発行を受け、利用者としての認定を得た上で、財務省関税総局長に申請して USDFS 便宜についての財務大臣決定を受ける必要がある。

表 4-67 USDFS を通じた関税の特別便宜の利用が可能な工業分野

工業分野種別	
a.	自動車およびその部品 7分野
b.	電気・電子およびその部品 6分野
c.	重機・建機 1分野
d.	エネルギー補助 6分野
e.	工業サービス 1分野
f.	スチールローリング (KBLI 24102)1分野

出典: “インドネシア 関税制度「対日輸入適用税率」詳細” (ジェトロ 2022 年 7 月)をもとに調査団にて整理

第5章 クリーンアンモニアバリューチェーン全体評価

5.1 クリーンアンモニアバリューチェーン評価概要

1.2 に記載の通り、本調査では本邦技術を活用したスララヤ石炭火力発電所及び PAU アンモニア製造プラントの低炭素化の検討を実施した。本章では本調査結果に基づき尼国におけるクリーンアンモニアバリューチェーンの構築を実施した場合の経済性評価、及び環境影響評価について記載する。

5.1.1 クリーンアンモニア概算価格検討

PAU アンモニア製造プラントにて製造したクリーンアンモニアをスララヤ石炭火力発電所にて使用することを想定し、スララヤ石炭火力発電所着クリーンアンモニア概算価格を検討した。

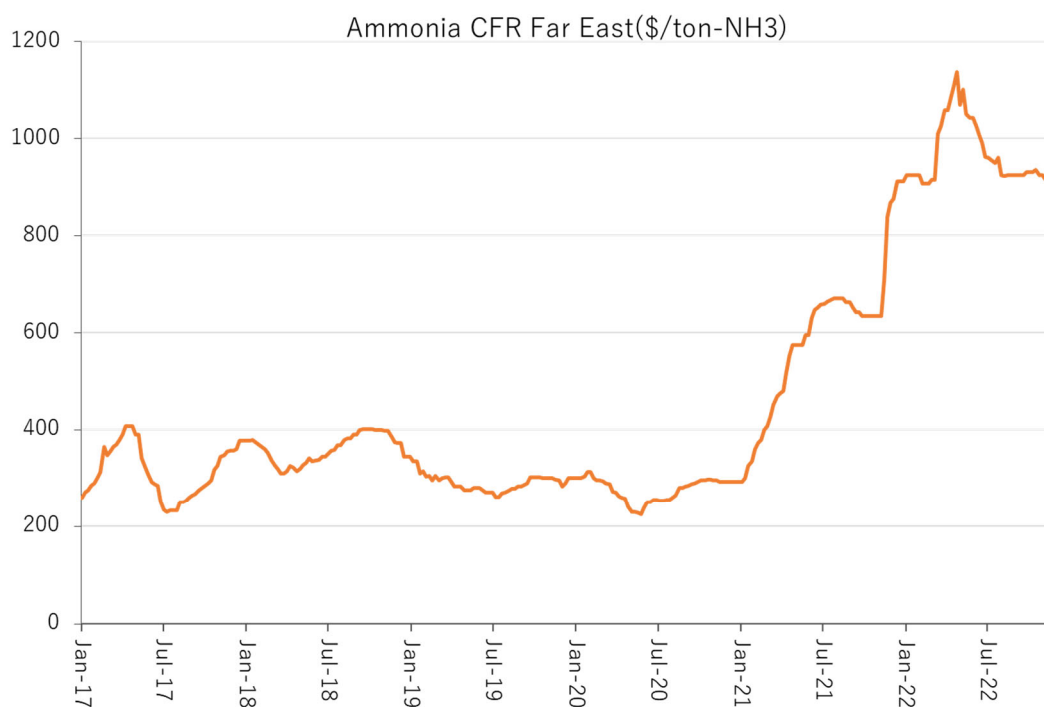
クリーンアンモニア概算価格は PAU で製造され、販売されるグレーアンモニア (CO₂ の回収未実施のアンモニア) 価格に、CO₂ をアンモニアプラントから回収し処理する費用、スラウェシ島 Luwuk の PAU アンモニア製造プラントからジャワ島 Suralaya のスララヤ石炭火力発電所までの尼国内海上輸送費を積算して計算する。価格の構成要素は以下の通り。

(5) クリーンアンモニア概算価格

= (1) グレーアンモニア FOB 価格 + (2) CO₂ 回収費用 + (3) CO₂ 処理 (CCS) 費用 + (4) 尼国内海上輸送費

(1) グレーアンモニア FOB 価格

PAU で製造されるグレーアンモニアは、既存のアンモニア市場での取引を前提としているため、アンモニアの極東 CFR 価格を参照することとする。ただし、既存のアンモニア市場における価格変動性は図 5-1 の通り非常に高く、単一の価格を仮定するのは適当でない。従い、2018 年～2022 年迄の直近 5 年間の極東 CFR 価格を参考に以下 3 ケースのグレーアンモニア FOB 価格を略想定した。



出典: 調査団にて作成

図 5-1 極東 CFR アンモニア価格 (2017 年～2022 年)

直近 5 年間最低レベル FOB 価格	200 USD /MT-NH ₃
直近 5 年間平均レベル FOB 価格	450 USD /MT-NH ₃
直近 5 年間最高レベル FOB 価格	1,000 USD /MT-NH ₃

(2) CO₂回収費用

CO₂回収装置、CO₂圧縮機等 PAU アンモニア製造プラントの CO₂回収に要する CAPEX と OPEX について、販売するアンモニア価格に転嫁して回収する前提とする。尚、PAU アンモニア製造プラントの低炭素化に要する費用はファイナンススキームが今後の検討になることから、100%自己資本と仮定し計算する。

	Case 1	Case 2
再生塔塔頂	回収	
一次改質炉排ガス	未回収	回収
パッケージボイラ排ガス	未回収	

ガスエンジン発電機排ガス	未回収	
(A)アンモニア製造量		
(B)CAPEX(追加EPCコスト)		
(C)追加OPEX		
(D)減価償却期間		
(E)CO ₂ 回収費用分		
$((B)/(D)+(C)) / (A) \times 10^6$		秘匿情報を含むため非公開とした。

(3) CO₂ 処理(CCS)費用

1.2.2 に記載の通り、回収した CO₂ を貯留する CCS について、MC/JOGMEC/PAU/ITB の 4 者による CCS 共同調査を実施しており、2020 年代後半の事業化可否判断を目標として地下データ収集・分析を実施中である。当該共同調査事業に於いて、MC は JOGMEC からの技術支援を受けており、補助金の二重取りを避ける為に、CCS 費用に関しては本 FS 事業スコープからは外している。CCS 共同調査結果の本 FS 事業への活用が可能であれば活用予定であったが、未だ事業化可否判断に向けた検討中の段階であり、CCS に関わる費用に関する確度の高い情報が現段階で得られていない状況。斯かる状況下、以下の通り前提条件を置き、PAU アンモニア製造プラントにて回収された CO₂ は CCS 事業者にて処理されることとし、CCS 事業者への CO₂ 引取委託費用を算出し、その費用をアンモニア価格に転嫁して回収する前提とする。尚、CO₂ 取引価格 \$30/MT- CO₂ は燃料アンモニアサプライチェーン官民タスクフォースにおける議論で利用される陸上 CCS の CO₂ 処理コストを参照した。

・CO ₂ 引き渡し地点	PAU アンモニア製造プラント敷地境界 CO ₂ 圧縮機出口パイプラインにて取り合い
・CO ₂ 処理方法	枯渇ガス油田を使用した陸上 CCS
・CO ₂ 引取価格	30 USD/MT-CO ₂
・CO ₂ 年間貯留量	Case1: 832,920 MT-CO ₂ /year (CO ₂ 回収率 67%) Case2: 1,426,920 MT-CO ₂ /year (CO ₂ 回収率 98%)
・CO ₂ 引取委託費用 (アンモニアトン当たりコスト)	Case1: 36 USD /MT-NH ₃ Case2: 62 USD /MT-NH ₃

(4) ニ国内海上輸送費

4.7.1 に記載の通りスラウェシ島 Luwuk の PAU アンモニア製造プラントから、ジャワ島 Suralaya のスラヤ石炭火力発電所までの内航船輸送費用を算出し、アンモニア価格に転嫁する前提とする。バンカー価格と長期傭船レートは変動性があるが、ここでは以下の条件と仮定し尼国内輸送費算出した。

・バンカー価格	800 USD /MT
・長期傭船レート	730,000 USD/pcm
・尼国内輸送費	50 USD /MT-NH ₃

(5) クリーンアンモニア概算価格

上記(1)～(4)の要素を積算しスラヤ石炭火力発電所着クリーンアンモニア概算価格を検討した結果は以下表 5-1 の通り。

表 5-1 クリーンアンモニア概算価格内訳

項目			
(1)グレーアンモニア FOB 価格	200 USD/MT-NH ₃	450 USD/MT-NH ₃	1000 USD/MT-NH ₃
(2)CO ₂ 回収費用	秘匿情報を含むため非公開とした。		
(3)CO ₂ 処理(CCS)費用	Case1:36 USD/MT-NH ₃ Case2:62 USD/MT-NH ₃		
(4)尼国内輸送費	50 USD/MT-NH ₃		
(5)クリーンアンモニア概算価格	秘匿情報を含むため非公開とした。		

出典: 調査団にて作成

5.1.2 アンモニア受入設備新設及び石炭焚きボイラ改造コスト

クリーンアンモニアをスラヤ石炭火力発電所にて導入するにあたり、スラヤ石炭火力発電所にて追加で要する CAPEX 概算は以下表 5-2 の通り。

表 5-2 アンモニア受入設備新設及び石炭焚きボイラ改造コスト

秘匿情報を含むため非公開とした。

出典：調査団にて作成

5.1.3 クリーンアンモニアバリューチェーン経済性評価

スラヤ石炭火力発電所においてクリーンアンモニアの混焼導入した場合の発電コストについて検討した。検討にあたり前提条件は以下の通り。

前提条件

プラント送電端出力	秘匿情報を含むため非公開とした。
プラント送電端効率(高位発熱量基準)	秘匿情報を含むため非公開とした。
石炭発熱量(高位発熱量基準)	19.1 MJ / kg
アンモニア発熱量(高位発熱量基準)	22.4 MJ / kg
石炭価格	秘匿情報を含むため非公開とした。
クリーンアンモニア価格	秘匿情報を含むため非公開とした。
アンモニア混焼率(カロリーベース)	20 %cal.

※1：アンモニア受入設備、ボイラ改造費用について、ファイナンススキームが今後の検討になることから、100%自己資本と仮定し計算する。

発電コスト評価は以下の通り。クリーンアンモニアの導入により燃料費は(秘匿情報を含むため非公開とした。)、資本費(追加投資費用の減価償却費)は(秘匿情報を含むため非公開とした。)

尚、クリーンアンモニア導入前後で既設スラヤ石炭火力発電所の資本費、及び運転維持費の増減はないものと想定する。

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。

出典：調査団にて作成

図 5-2 スララヤ石炭火力発電所発電コスト比較

5.1.4 クリーンアンモニアバリューチェーン環境影響評価

クリーンアンモニアバリューチェーンの構築により、PAU アンモニア製造プラント及び、スララヤ石炭火力発電所において排出される二酸化炭素の量が低減することが期待される。二酸化炭素の削減量の評価は以下表 5-3 の通り。バリューチェーン全体で約 25%～30%の CO₂ 排出量削減が見込まれる。

表 5-3 クリーンアンモニアバリューチェーン環境影響評価

	導入前	導入後	CO ₂ 削減量
CO ₂ 排出量 PAU アンモニア製造プラント (設備利用率 90%仮定)	1.19 Mil.MT / year	0.03～0.42 Mil.MT / year	0.77～1.16 Mil.MT / year (▲64.7%～▲97.5%)
CO ₂ 排出量 スララヤ石炭火力発電所 (設備利用率 70%仮定)	6.63 Mil.MT / year (2 基分)	5.41 Mil.MT / year (2 基分)	1.22 Mil.MT / year (▲18.4%)
合計	7.81 Mil.MT / year	5.44～5.83 Mil.MT / year	1.99～2.38 Mil.MT / year (▲25.4%～▲30.3%)

出典：調査団にて作成