

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
既設ガス火力発電所改造による
アンモニア利用発電導入および
バリューチェーン確立に関する可能性調査事業報告書

2023 年 2 月
三菱重工業株式会社
東電設計株式会社

内容

第 1 章	はじめに.....	13
1.1	調査背景	13
1.2	調査概要	13
1.2.1	目的	13
1.2.2	実施体制	14
1.2.3	工程	14
第 2 章	インドネシアの電力事情.....	16
2.1	国家開発政策	16
2.1.1	電力セクターの開発計画.....	16
2.1.2	低炭素に向けた政策.....	19
2.1.3	CCS にかかわる計画	22
2.1.4	再エネ促進のための制度・プログラム.....	24
2.2	電力セクター情報.....	25
2.2.1	電力の実施体制	25
2.2.2	電力需要実績と将来の見込み（スマトラ島）	27
2.2.3	電源設備構成と将来の見込み（スマトラ島）	28
2.2.4	スマトラ島の送電系統.....	28
第 3 章	既存設備の立地ならびに運用状況.....	31
3.1	一般情報	31
3.1.1	気象	31
3.1.2	地理	33
3.1.3	地域の概況	34
3.2	Keramasan 発電所.....	46
3.2.1	基本情報	46
3.2.2	設備概要	47
3.2.3	ユニットの発電実績.....	52
3.2.4	運転体制	54
3.2.5	定期検査	55
3.3	Pusri 肥料工場.....	57
3.3.1	アンモニア製造プロセス.....	57
3.3.2	Pusri Plant アンモニア供給可能量	58
第 4 章	事業の概要.....	60
4.1	検討概要	60
4.2	検討ケース	62

第 5 章	設備設計・検討	64
5.1	アンモニア搬出・輸送設備	64
5.1.1	アンモニア搬出・輸送方法検討	65
5.1.2	パイプラインルート	74
5.2	アンモニア受入・貯蔵・気化設備	77
5.2.1	計画条件	77
5.2.2	設備概要	79
5.2.3	受入・貯蔵設備機器仕様	81
5.2.4	払出・気化設備機器仕様	82
5.2.5	除害設備機器仕様	83
5.2.6	全体設備仕様	84
5.2.7	配置検討	85
5.3	発電設備	91
5.3.1	計画条件	91
5.3.2	設備概要	93
5.4	脱硝設備	98
5.4.1	計画条件	98
5.4.2	設備概要	100
5.5	CO ₂ の回収と貯留（CCS）	103
5.5.1	アンモニア工場における CO ₂ 回収	103
5.5.2	CO ₂ の運搬・貯留	110
第 6 章	事業計画	125
6.1	事業費	125
6.1.1	設備費	125
6.1.2	設備の経費等	126
6.1.3	発電原価	127
6.2	本事業によるメリット	128
6.3	事業スケジュール	128
第 7 章	事業の効果	131
7.1	CO ₂ 排出削減効果	131
7.1.1	前提条件	131
7.1.2	アンモニアの輸送、CO ₂ 貯留にかかる CO ₂ 排出量	131
7.1.3	Keramasan 発電所にかかる CO ₂ 排出量	131
7.1.4	Keramasan 発電所にかかる CO ₂ 排出量の詳細検討	132
7.2	他国のカーボンニュートラル支援方策調査	135
7.2.1	日本	135
7.2.2	タイ	135
7.2.3	マレーシア	136

7.2.4	ベトナム	136
7.3	インドネシアにおける現状調査	136
7.4	ファイナンス支援方策の検討	137
7.4.1	円借款	137
7.4.2	海外投融資	138
7.4.3	輸出金融	139
第 8 章	環境社会配慮	141
8.1	当国における環境社会配慮に関する法令・制度	141
8.1.1	環境社会配慮関係法令等	141
8.1.2	環境影響評価制度	148
8.1.3	用地取得	150
8.1.4	環境基準・規制等	154
8.1.5	インドネシアの環境行政	159
8.2	本事業に係る環境社会配慮の検討	160
8.2.1	発電設備	160
8.2.2	アンモニア製造設備	160
8.2.3	アンモニアの輸送	161
8.2.4	環境社会配慮の整理	168
第 9 章	推奨	196
9.1	本調査手法の全国展開の可能性	196
9.1.1	PLN が所有するコンバインド・サイクル発電所	196
9.1.2	発電所近傍にアンモニアを供給可能な施設がある地点	196
9.1.3	CO2 貯留地がアンモニアを供給施設から 100km 圏内にあること	196
9.1.4	Gresik 発電所	197
9.1.5	結論（提案）	197
9.2	事業化に向けての課題	198
9.2.1	燃料アンモニアの取扱いに関する法整備	198
9.2.2	9.2.1 に基づく環境社会配慮に関わる評価	198
9.2.3	多様な立地条件に対する柔軟な適応	198
9.2.4	事業実施体制の提案	198
9.3	展望	199

図表目次

[図]

図 1.2-1 調査団の構成	14
図 1.2-2 調査工程	14
図 2.1-1 一次エネルギーミックス目標（2025 年）	18
図 2.1-2 一次エネルギーミックス目標（2050 年）	18
図 2.1-3 セクター別 GHG 排出量の割合（2018 年）	20
図 2.1-4 RUEN における GHG 排出量削減計画（2015-2050）	21
図 2.1-5 PLN の新規発電所建設計画	22
図 2.2-1 PLN の組織図（2022 年 10 月）	25
図 2.2-2 PLN のグループ会社一覧	26
図 2.2-3 電力需要実績（スマトラ島）	27
図 2.2-4 電力需要予測（スマトラ島）	27
図 2.2-5 電力系統図（スマトラ島）	29
図 3.1-1 地形図 スマトラ島	33
図 3.1-2 国立公園の位置	36
図 3.1-3 パレンバン(Palembang)の土地利用(1)	37
図 3.1-4 パレンバン(Palembang)の土地利用(2)	37
図 3.1-5 パレンバン(Palembang)の土地利用(3)	38
図 3.1-6 パレンバン(Palembang)の土地利用(4)	38
図 3.1-7 パレンバン(Palembang)の行政区	39
図 3.1-8 パレンバン(Palembang)の交通網	45
図 3.2-1 Keramasan 発電所の設置位置	46
図 3.2-2 Keramasan 発電所の鳥観図（3D モデル）（非公開）	46
図 3.2-3 Keramasan 発電所における GTCC の構成	47
図 3.2-4 ガスステーションの位置	48
図 3.2-5 Pertamina EP 社のガスステーション（非公開）	48
図 3.2-6 Pertamina EP 社のガスステーション（非公開）	49
図 3.2-7 MEDCO EP 社のガスステーション（非公開）	49
図 3.2-8 MEDCO EP 社のガスステーション（非公開）	50
図 3.2-9 送水ポンプステーション・排水溝の位置	50
図 3.2-10 送水ポンプステーション（非公開）	51
図 3.2-11 排水溝（非公開）	51
図 3.2-12 起動停止回数（非公開）	52
図 3.2-13 発電所の電力量（非公開）	52
図 3.2-14 発電所の設備利用率（非公開）	53
図 3.2-15 燃料消費量（非公開）	53

図 3.2-16 CO2 排出量.....	54
図 3.2-17 運転体制	55
図 3.2-18 定期検査実績（2022 年以前）・計画（2023 年以降）	56
図 3.3-1 アンモニアプロセス ブロックフロー図（Pusri IV）.....	57
図 3.3-2 Pursi 既設 Plant の生産能力	58
図 4.1-1 アンモニア製造プロセス	61
図 4.1-2 本調査の検討スコープ	61
図 5.1-1 概略系統構成	64
図 5.1-2 設備間距離	66
図 5.1-3 アンモニアを液で輸送した場合の圧力損失	70
図 5.1-4 アンモニアをガスで輸送した場合の圧力損失	70
図 5.1-5 ローリー車によるアンモニア輸送	71
図 5.1-6 パイプライン施工方法概要図.....	72
図 5.1-7 ITB によるパイプラインルート検討結果	74
図 5.1-8 パイプラインルート現地実査結果	75
図 5.1-9 アンモニア輸送時の制御方法	76
図 5.2-1 燃料アンモニア受入・貯蔵・気化設備概念図.....	77
図 5.2-2 燃料アンモニア受入・貯蔵設備概念図.....	79
図 5.2-3 燃料アンモニア払出・気化設備概念図.....	80
図 5.2-4 燃料アンモニア除害設備概念図	83
図 5.2-5 プロセスフローダイアグラム（受入・貯蔵・払出・気化設備）	84
図 5.2-6 プロセスフローダイアグラム（除害設備）	85
図 5.2-7 設置場所、敷地制限.....	86
図 5.2-8 設置場所、敷地制限（拡大図）（非公開）.....	86
図 5.2-9 全体配置図	87
図 5.2-10 受入・貯蔵設備配置図（非公開）.....	88
図 5.2-11 払出・気化設備配置図（非公開）.....	89
図 5.2-12 除害設備配置図（非公開）.....	90
図 5.3-1 機器改造範囲（非公開）.....	92
図 5.3-2 三菱重工業のガスタービンラインナップ及び各出力	93
図 5.3-3 アンモニア専焼に関する技術開発方針（非公開）.....	94
図 5.3-4 リッチ・リーン二段燃焼方式の燃焼器	94
図 5.3-5 フルスケールアンモニアの燃焼試験装置	95
図 5.3-6 配置計画案（非公開）.....	96
図 5.3-7 既設 HRSG 煙突周辺写真（非公開）.....	97
図 5.3-8 アンモニア気化設備配置計画（非公開）	97
図 5.4-1 脱硝反応プロセス	98
図 5.4-2 脱硝装置排ガス系統図（一般例）	101

図 5.5-1 CO ₂ 回収プロセスの概要	103
図 5.5-2 CO ₂ 回収プロセスブロックフロー図	105
図 5.5-3 プロセスフロー図.....	108
図 5.5-4 概略配置図	109
図 5.5-5 CO ₂ の温度—圧力曲線図.....	111
図 5.5-6 CO ₂ のパイプライン運送・地層貯留の概要図	112
図 5.5-7 世界の CO ₂ 貯留容量（百万トン）	112
図 5.5-8 条件を満たした CO ₂ 貯留層を示す位置図	114
図 5.5-9 苫小牧 CCS 実証事件の全体システム図（概要）	116
図 5.5-10 CO ₂ コンプレッサー	117
図 5.5-11 CO ₂ 圧入井戸（萌別層）	117
図 5.5-12 CO ₂ 圧入井戸（滝ノ上層）	118
図 5.5-13 CO ₂ ガスで送気した際のパイプラインの圧力損失	119
図 5.5-14 超臨界 CO ₂ で運送した際のパイプラインの圧力損失.....	120
図 5.5-15 本事業における CCS の全体システム図.....	122
図 6.3-1 工程表	129
図 8.1-1 EIA 手続き	149
図 8.1-2 Law of the Republic of Indonesia No. 11 における流れ	149
図 8.2-1 パイプラインの構成.....	161
図 8.2-2 パイプラインルート（案）	162
図 8.2-3 漏洩によるアンモニアの影響範囲.....	180
図 8.2-4 窒素肥料製造の概要	182
図 8.2-5 天然ガスを原料とした場合のアンモニア製造プロセス	183
図 8.2-6 化学吸収法の概要	186
図 8.2-7 物理吸収法の概要	187
図 8.2-8 CCS 候補地.....	189
図 9.1-1 Gresik 発電所とアンモニア工場 2 地点.....	197
図 参考資料 1- 1 Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管(車両ルート)	201
図 参考資料 1- 2 Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管および中間ガスステーション	201
図 参考資料 2- 1 苫小牧 CCS 実証実験の圧入地層のイメージ.....	204
図 参考資料 2- 2 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸の仕組み	204
図 参考資料 2- 3 苫小牧 CCS 実証実験のモニタリングシステム概要	205
図 参考資料 2- 4 CCS の貯留メカニズム.....	205
図 参考資料 2- 5 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸チュービングとケーシングのイメージ.....	206
図 参考資料 2- 6 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸の掘削ドリルのイメージ	206

[表]

表 2.1-1	RPJMN 2020-2024 における重点課題	16
表 2.1-2	国家エネルギー委員会（DEN）の構成員	17
表 2.1-3	国家エネルギー政策目標	17
表 2.1-4	国家エネルギー政策に関わる各文書の概要	19
表 2.1-5	RPJMN2020-2024 における環境目標	19
表 2.1-6	RUEN における温室効果ガス削減策	20
表 2.1-7	ASEAN 主要国における CCS に関する規制の有無	23
表 2.1-8	新しい石炭火力発電所の開発が許される条件	24
表 2.2-1	PLN の管轄する設備の発電容量	26
表 2.2-2	2021～2030 年の電源設備構成（スマトラ島）	28
表 2.2-3	インドネシアの送電設備の構成	28
表 2.2-4	送電線拡張計画（スマトラ島）	29
表 3.1-1	気象の状況（Kenten Station Palembang, 2018-2020）	31
表 3.1-2	2020 年の月別気象観測結果（Sumatera Selatan Province）	32
表 3.1-3	Musi 川の水質	35
表 3.1-4	パレンバン（Palembang）の面積	36
表 3.1-5	人口動態	39
表 3.1-6	業種別就業者数の状況	41
表 3.1-7	業種別労働賃金	42
表 3.1-8	教育機関数	43
表 3.1-9	就学率	43
表 3.1-10	識字率	43
表 3.1-11	医療機関	44
表 3.1-12	貧困率	44
表 3.1-13	学歴/職業別貧困率	44
表 4.1-1	Pusri におけるアンモニア製造設備	60
表 4.2-1	本調査における検討ケース	62
表 5.1-1	アンモニアの燃料消費量とアンモニア供給条件	65
表 5.1-2	アンモニア条件	65
表 5.1-3	パイプライン輸送の計算条件	67
表 5.1-4	配管内流速確認結果	68
表 5.1-5	ローリー車輸送条件	71
表 5.1-6	検討結果	73
表 5.3-1	発電設備検討の前提条件	91
表 5.4-1	脱硝装置入口排ガス条件	99
表 5.4-2	脱硝装置出口排ガス条件	99

表 5.5-1	CO2 回収設備入口排ガス性状 組成	106
表 5.5-2	回収 CO2 条件.....	107
表 5.5-3	CO2 回収・運搬時の諸条件	110
表 5.5-4	CO2 貯留層の候補地選定の条件.....	113
表 5.5-5	条件を満たす CO2 貯留層一覧	115
表 5.5-6	貯留層の選定のための調査項目	115
表 5.5-7	CO2 運搬・貯留の条件表	118
表 5.5-8	類似案件の CO2 パイプラインデータ表	119
表 5.5-9	CO2 貯留の観測設備	121
表 5.5-10	ドラフトの主な検討内容一覧表	123
表 6.1-1	設備費（非公開）	125
表 6.1-2	苫小牧 CCS 実証実験と Quest CCS の設備費用（非公開）.....	125
表 6.1-3	設備の経費等の検討結果（非公開）.....	126
表 6.1-4	各ケースの発電原価（上乘せ分）	127
表 6.3-1	事業スケジュール	128
表 7.1-1	Pusri 肥料工場から回収される CO2 量.....	131
表 7.1-2	Keramasan 発電所から排出される CO2 排出量の推移	132
表 7.1-3	事業実施前後の出力比較（非公開）.....	132
表 7.1-4	排出削減量の推計結果（非公開）.....	134
表 7.4-1	ファイナンス支援策の概要.....	137
表 8.1-1	関係法令（環境・労働安全衛生）	141
表 8.1-2	関係法令（用地取得）	151
表 8.1-3	大気質の環境基準	154
表 8.1-4	排ガス基準	154
表 8.1-5	水質の環境基準[河川].....	155
表 8.1-6	排水基準	156
表 8.1-7	騒音基準	158
表 8.1-8	快適性及び健康に関する振動基準（振動加速度 $\times 10^{-6}$ ）	158
表 8.1-9	悪臭基準	159
表 8.2-1	Pusri 肥料プラントの概要	160
表 8.2-2	パイプラインルート（案）	162
表 8.2-3	パイプライン設置に係るチェックリスト	169
表 8.2-4	環境社会配慮に係る調査、予測・評価.....	175
表 8.2-5	アンモニア(NH ₃)の物性	176
表 8.2-6	急性毒性ガイドライン.....	177
表 8.2-7	AEGL, 影響の重度に応じた急性暴露レベル	177
表 8.2-8	アンモニアの AEGL (ppm).....	178
表 8.2-9	アンモニア漏洩の対策	180

表 8.2-10	原料別アンモニア製造のエネルギー効率	183
表 8.2-11	Pusri 肥料プラントのアンモニア生産に必要な原材料とエネルギー、CO ₂ 排出強度 (非公開).....	185
表 8.2-12	製造プロセス別エネルギー強度、CO ₂ 排出強度	187
表 8.2-13	分離・回収によるエネルギー消費量	188
表 8.2-14	CCS に係る環境社会配慮	190
表 8.2-15	Keramasan 発電所の CO ₂ 排出強度 (非公開)	192
表 8.2-16	Keramasan 発電所の至近 5 年の発電量 (非公開)	193
表 8.2-17	アンモニア専焼の発電プラントの性能 (非公開)	193
表 8.2-18	Pusri 肥料プラントによるアンモニアを使って Keramasan 発電所で発電した場合の CO ₂ 排出量 (非公開)	194

略語一覽

AC	Alternating Current
AEGL	Acute Exposure Guideline Level
AMDAL	Analisis Mengenai Dampak Lingkungan
ASEAN	Association of South-East Asian Nations
BAPPENAS	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional
BAU	Business as Usual
BBM	Bahan Bakar Minyak
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
CCUS	Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage
CO ₂	Carbon dioxide
COP	Conference of the Parties
DC	Direct Current
DEN	Dewan Energi Nasional
EBT	Energi Baru Terbarukan
EIA	Enviromental Impact Assessment
FS	Feasibility Study
GDP	Gross Domestic Product
GHG	Greenhouse Gas
GW	gigawatt
GWh	Gigawatt hour
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IKLH	Indeks Kualitas Lingkungan Hidup
IPP	Independent Power Producer
ITB	Institut Teknologi Bandung
KEN	Kebijakan Energi Nasional
km	kilo meter
kV	kilo volt
kWh	kilowatt hour
LNG	Liquefied Natural Gas
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources
MCC	Motor Control Center
MOU	Memorandum of Understanding
MW	Mega watt
NDC	Nationally Determined Contribution
NEP	National Energy Policy
NRE	New and Renewable Energy
PLN	PT Perusahaan Listrik Negara
PPA	Power Purchase Agreement
RPJMN	Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional
RPJPN	Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik
SCR	Selective Catalytic Reduction
SEA	Strategic Environmental Assessment
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

第 1 章

はじめに

第1章 はじめに

1.1 調査背景

インドネシア政府が定める現行の国家開発計画においては、国家の持続的開発のため再生可能エネルギーを含む発電燃料の確保及び低炭素化が優先事項として位置づけられている。温室効果ガスについては 2030 年までの 29%削減を目標として掲げられている。2021 年 11 月の第 26 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP26）首脳会合においてはジョコウィ大統領が 2060 年までに同国のカーボンニュートラル達成を目指すことを宣言した。

エネルギー分野では、化石燃料への依存が高い電源構成を見直すため、石炭火力発電所の建設を段階的に縮小する計画を立てている。国営電力会社 PLN が計画する 2020 年から 2030 年の新規発電所建設 40.6GW のうち 51.6%は新・再生可能エネルギーとなる予定である。一方、石炭火力発電についても CCUS/CCS 技術やバイオマス混焼の活用により、低炭素燃料やクリーンな発電技術へ移行する方針である。

2022 年 1 月、脱炭素化に向けたインドネシアの事業を踏まえ、幅広い技術・エネルギーを活用した現実的かつ多様なトランジションを進めるため、同国のアリフィン・タスリフ エネルギー鉱物資源大臣と萩生田経済産業大臣（当時）の間で、エネルギー・トランジションの実現に関わる協力覚書が署名され、アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ（AETI）の下での両国の連携が確認された。同覚書では、燃料源としてのアンモニア（燃料アンモニア）がゼロエミッション燃料として重要な役割を担っていることを考慮し、エネルギー・トランジションに貢献する技術の協力分野の一つとして定められた。

本調査事業者の三菱重工業（MHI）は 100MW 以下クラスの高圧タービン発電システムでアンモニアを燃料として利用する技術を 2025 年完了目途に開発中である。MHI は 2020 年から 2021 年にかけてインドネシア国立バンドン工科大学（ITB）と共同でアンモニア市場調査を実施した結果、アンモニアは同国内で主に肥料製造用の原料として多量に製造されており、燃料アンモニアの供給ポテンシャルがあることが分かった。そこで、同国スマトラ島の肥料製造プラント Pupuk Sriwidjaya Palembang（Pusri）近郊に位置する PLN 保有 Keramasan（クラマサン）発電所をパイロットプラントとして、高圧タービンの改造により燃料アンモニアを利用した発電手法の導入を検討し、Pusri からのアンモニア輸送プロセスを含めたバリューチェーンの構築可能性について事業性を調査するに至った。

1.2 調査概要

1.2.1 目的

インドネシアにおいて、我が国のアンモニア利用技術・ノウハウを活用し、アンモニア燃焼火力発電設備導入の可能性を調査し、改造工事及び燃料転換工事といった実案件の受注に繋げることを目的とする。調査においては、現時点で課題となっている燃料価格、運搬・貯蔵方法、購入価格、CO₂ フリーアンモニア利用火力発電設備を導入することに対する経済面・技術面での妥当性・有効性・必要性等を確認する。技術的な検討を行ったうえで、具体的に展開可能な実施体制や実施計画、必要な政府支援も含めた政策提言を行う。

1.2.2 実施体制

MHI/東電設計（TEPSCO）が共同事業者となり、経済産業省より業務委託を受けて調査を実施した。業務の一部を三菱重工エンジニアリング（MHIE）・ITB・OPMAC に外注した。

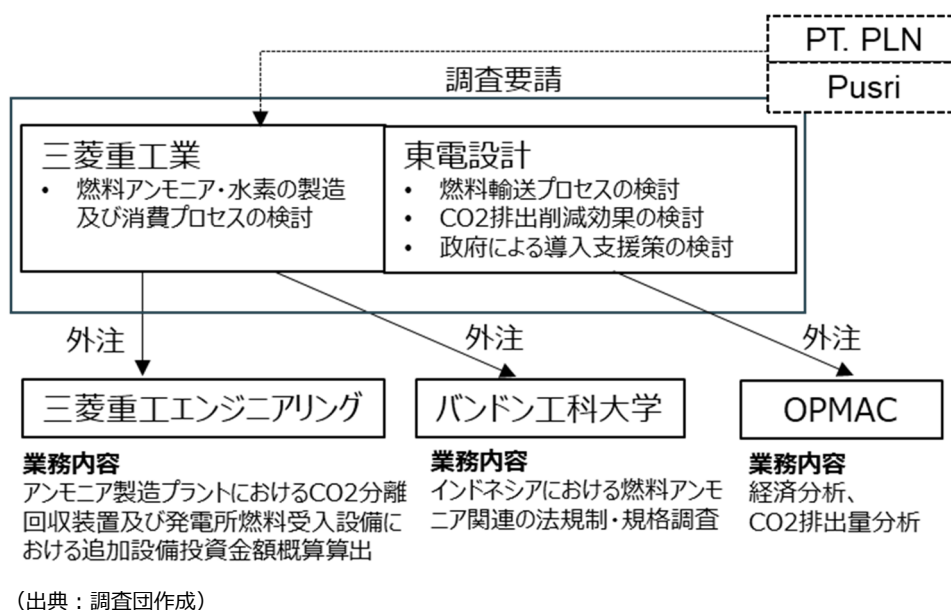


図 1.2-1 調査団の構成

1.2.3 工程

事業採択後、国内にて調査（既存情報の収集整理、現地関係先への質問票送付と複数回のウェブ会議によるヒアリング）を実施し、12月には現地調査にて関係先を訪問して実地調査と設備計画案に関する意見交換を行った。その後、設備計画の詳細検討及び報告書案の作成し、2月には現地関係先（PLN および Pusri）に事業案を説明した。相手先コメントを踏まえて最終報告書を取り纏め、経済産業省へ提出する。

作業項目	実施期間		2022年						2023年	
	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月		
電力セクターに関する情報入手										
現地調査・関係先ヒアリング										
バリューチェーンの事業性評価										
設備改造案の見直し										
中間報告										
最終報告書の作成										

国内作業 現地作業

（出典：調査団作成）

図 1.2-2 調査工程

第 2 章

インドネシアの電力事情

第2章 インドネシアの電力事情

2.1 国家開発政策

現在のインドネシアの国家開発政策は、「国家長期開発計画（Rencana Pembangunan Jangka Panjang Nasional : 以下、RPJPN）2005-2025」を元に策定された、「国家中期開発計画（Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional : 以下、RPJMN）2020-2024」に具体的に記されている。RPJPN では、国民一人当たりの総所得が高中所得国と同等になることを目標に様々な開発目標を掲げており、その具体策として、RPJMN 2020-2024 では、下記 7 つの開発課題への取り組みを重要視している。

表 2.1-1 RPJMN 2020-2024 における重点課題

1	質の高い成長に向けた経済の強靱さの強化
2	地域の開発を通じた格差是正
3	人材の質と競争力の向上
4	精神の革命と文化の発展
5	経済発展のためのインフラの強化・基本サービスの向上
6	環境保全・災害レジリエンスの向上、気候変動への対応
7	政治的安定と公共サービスの強化

（出典：RPJMN 2020-2024）

また、天然資源や環境の保護は国家の持続的開発に不可欠であると謳われており、再生可能エネルギーを含む発電燃料の確保及び低炭素化は優先事項として位置付けられている。今後増え続けるエネルギー需要に対し、石油、ガス及び石炭を含む化石燃料の供給量が減少するため、2024 年までに国家エネルギーミックスのうち少なくとも 20%は再エネでまかなうこと、また、温室効果ガスについては 2030 年までに少なくとも 29%削減することが目標として掲げられている。

2.1.1 電力セクターの開発計画

（1）国家エネルギー政策（National Energy Policy : 以下、NEP）

インドネシアの NEP（現地語で Kebijakan Energi Nasional : KEN）は、同国の包括的なエネルギー政策を定めており、エネルギー・セクターにおける計画の中でも最上位に置かれている。現在の NEP は国家エネルギー委員会（Dewan Energi Nasional : 以下、DEN）により策定され、国会での承認を経て、2014 年 10 月にユドヨノ大統領（当時）により署名された。大統領が議長を務めている DEN は、7 つの省の大臣及び学界、産業界、消費者等の各ステークホルダーの代表者で構成されており、NEP の策定のほか、国家エネルギー総合計画（Rencana Umum Energi Nasional : 以下、RUEN）の承認なども行っている。

表 2.1-2 国家エネルギー委員会（DEN）の構成員

LEADER	
CHAIRMAN : PRESIDENT	
VICE CHAIRMAN : VICE PRESIDENT	
DAILY CHAIRMAN : MINISTER OF ENERGY AND MINERAL RESOURCES	
MEMBER	
FROM THE GOVERNMENT	FROM THE STAKEHOLDERS
MINISTER OF FINANCE	Dr. Ir. Agus Puji Prasetyono, M.Eng., IPU. (ACADEMIC)
MINISTER OF DEVELOPMENT PLANNING/BAPPENAS	Dr. Ir. Musri, MT (ACADEMIC)
MINISTER OF TRANSPORTATION	Ir. Satya Widya Yudha, M.Sc. (INDUSTRI)
MINISTER OF INDUSTRY	Dr. Ir. Herman Darnel Ibrahim M.Sc. IPU. (INDUSTRI)
MINISTER OF AGRICULTURE	Ir. H. Daryatmo Mardiyanto (CONSUMERS)
MINISTER OF RESEARCH, TECHNOLOGY AND HIGHER EDUCATION	Dr. Ir. Eri Purnomohadi, MM (CONSUMERS)
MINISTER OF ENVIRONMENT AND FORESTRY	Dr. Ir. As Natio Lasman (TECHNOLOGY)
	Dr. (HC) Yusra Khan, SH (ENVIRONMENTAL)

(出典：DEN のホームページ)

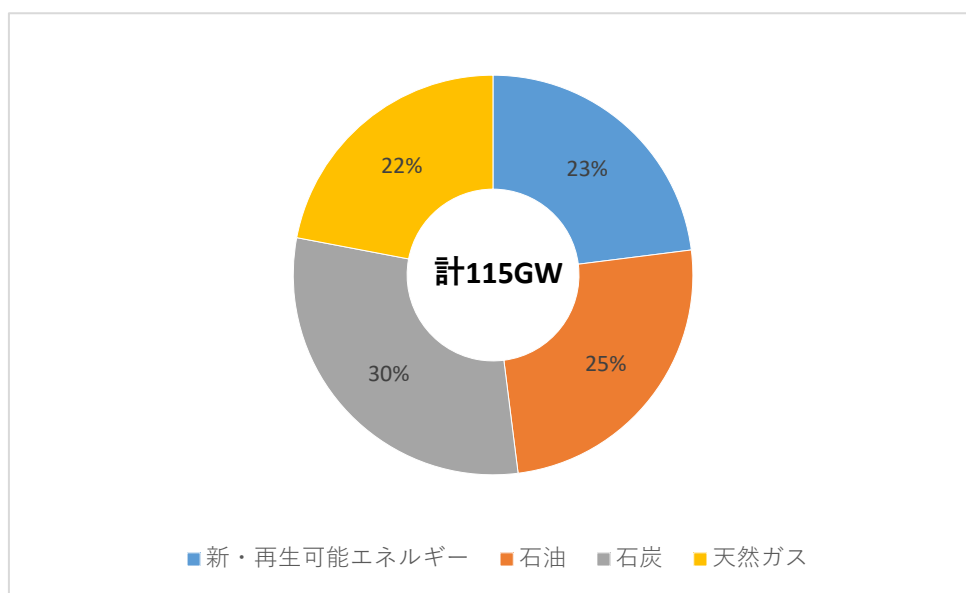
現在の NEP の執行期間は 2014 年から 2050 年で、NEP では、新・再生可能エネルギーの普及促進や、化石燃料の輸出削減をはじめとするエネルギー資源の国内利用増進など、様々な目標が示されている。主な数値目標は表 2.1-3 のとおり。

表 2.1-3 国家エネルギー政策目標

対 象	2025 年目標	2050 年目標
一次エネルギー供給量	約 400 百万石油換算トン	約 1,000 百万石油換算トン
一人あたりの一次エネルギー使用量	約 1.4 石油換算トン	約 3.2 石油換算トン
発電設備容量	約 115GW	約 430GW
一人あたりの電力消費量	約 2,500kWh	約 7,000kWh

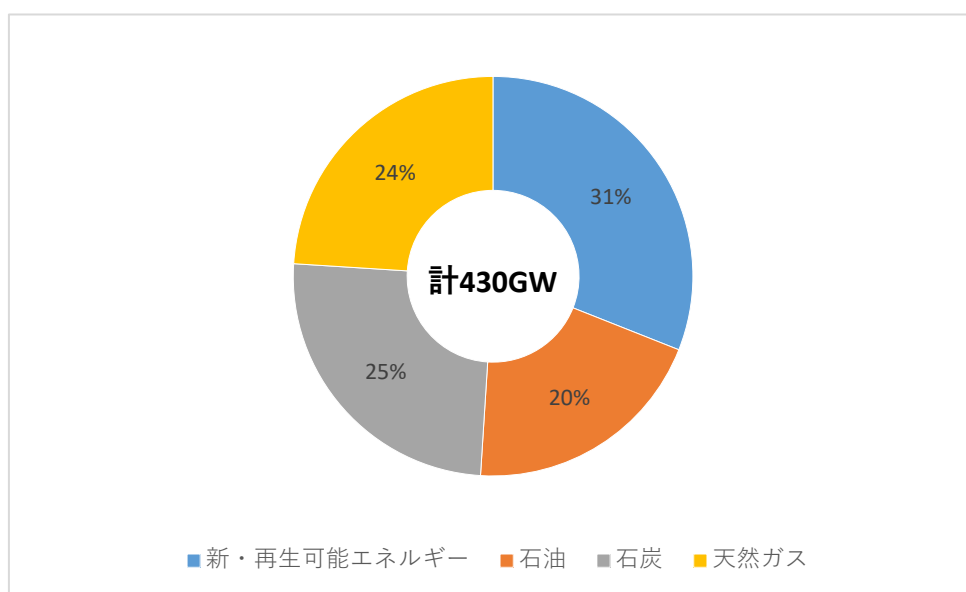
(出典：NEP)

また、インドネシアの一次エネルギーミックスに関する 2025 年と 2050 年の目標は図 2.1-1 図 2.1-2 のとおり。2025 年から 2050 年にかけて、一次エネルギーに占める石油及び石炭の割合が減少するに伴い、新・再生可能エネルギーの割合が大幅に増加するとともに、天然ガスも 2%程増やす計画である。



(出典：調査団作成)

図 2.1-1 一次エネルギーミックス目標 (2025 年)



(出典：調査団作成)

図 2.1-2 一次エネルギーミックス目標 (2050 年)

(2) エネルギー関連政策や計画の関係性

現在のインドネシアのエネルギー政策は、国家中期開発計画（RPJMN 2020-2024）に基づき、国家エネルギー政策（KEN）、国家エネルギー総合計画（RUEN）、国家電力総合計画（RUKN）、及び電力供給事業計画（Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik：以下、RUPTL）から成り立っている。KENとRUENが政策レベル、RUKNとRUPTLが事業レベルの計画を示している。

表 2.1-4 国家エネルギー政策に関わる各文書の概要

文書名	策定機関	概要
国家中期開発計画（RPJMN 2020-2024）	国家開発計画庁（Ministry of National Development Planning Authority : BAPPENAS）	エネルギーのみならず、2020～2024 年の国全体の開発政策を示す
国家エネルギー政策（KEN、2014）	国家エネルギー委員会（DEN）	RPJMN を基に、包括的なエネルギー管理方針を提示
国家エネルギー総合計画（RUEN）	エネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources : MEMR）	KEN を基に、より具体的な政策を提示
国家電力総合計画（RUKN 2019-2038）	エネルギー鉱物資源省（MEMR）	国の電力総合計画に相当し、左記の 20 年間の需要予測、一次エネルギーの開発計画、電力供給計画などについて記載
電力供給事業計画（RUPTL 2021-2030）	国営電力会社（PT Perusahaan Listrik Negara : PLN）	RUKN を基に、左記の 10 年間にわたる電力事業計画を記載

(出典：調査団作成)

2.1.2 低炭素に向けた政策

(1) 国家レベルの低炭素政策

前述のとおり、インドネシア政府は、RPJMN 2020-2024 の中で、気候変動への対応を優先事項の一つに指定しており、表 2.1-5 RPJMN2020-2024 における環境目標の 3 つのアプローチごとに数値目標を定めている。

表 2.1-5 RPJMN2020-2024 における環境目標

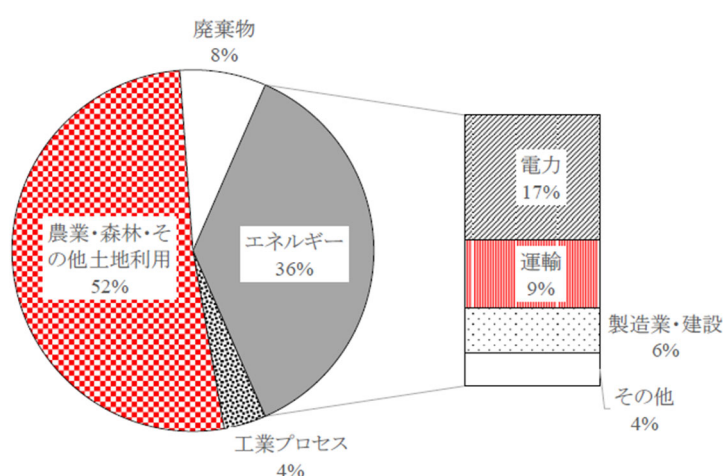
アプローチ	指標	ベースライン (2019 年)	目標値 (2024 年)
①環境の質の向上	インドネシア独自の指標である「環境品質指標（IKLH）」を引き上げる	66.55	69.7
②災害と気候変動に対する回復力の向上	災害と気候変動の影響による潜在的な GDP の損失を削減する	—	1.25%削減
③低炭素化	温室効果ガスの排出量を削減する	—	BAU 比 27.3%削減

(出典：調査団作成)

また、政府が 2021 年 7 月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出した温室効果ガス削減目標などを定めた自国が決定する貢献（Nationally Determined Contribution：以下、NDC）の改訂版によると、2030 年までに国際支援がないケースで BAU（Business as Usual）比 29%、国際支援があるケースで 41%の削減を目指すとしている。

さらに、同年 11 月の第 26 回国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP26）の首脳会合でジョコウィ大統領は、2030 年までにインドネシアの温室効果ガス（Greenhouse Gas：以下、GHG）排出量を低下させるとともに、遅くとも 2060 年までにカーボンニュートラルの達成を目指すと宣言している。

加えて、現在の NEP 及び RUEN でも、再生可能エネルギーの開発促進とともに、温室効果ガスの削減が重要政策の一つとして明記されている。特に RUEN では、土地利用と林業の次に、インドネシア全体の GHG 排出量に貢献しているエネルギー・セクターにおける排出量削減が鍵になるとしている。



（出典：公益財団法人 国際通貨研究所）

図 2.1-3 セクター別 GHG 排出量の割合（2018 年）

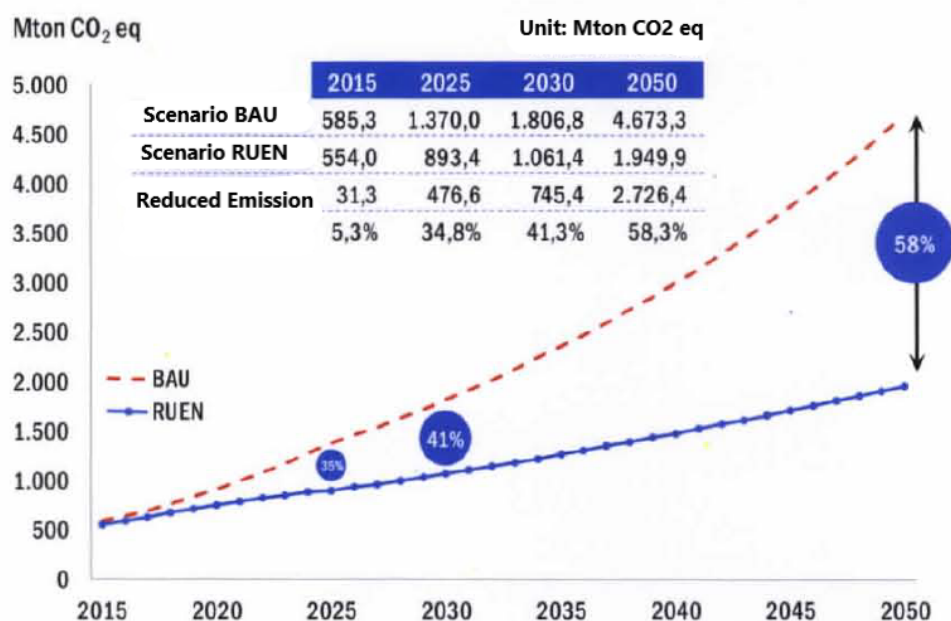
そのため、RUEN では、NDC の達成を念頭に入れた温室効果ガス削減策を講じており、それらはエネルギー・セクターをターゲットにしている。

表 2.1-6 RUEN における温室効果ガス削減策

① エネルギーの多様化（インドネシア全体のエネルギー源に占める化石燃料の割合の低下、再生可能エネルギーの増加）
② 発電所におけるクリーンコール技術の導入
③ 消費エネルギーの石油から天然ガスへの代替
④ 省エネプログラムの実施

（出典：RUEN）

また、このような削減策を実施した結果、2025 年には BAU シナリオの 34.8%、2050 年には 58.3%の温室効果ガスを削減できることが示されている。



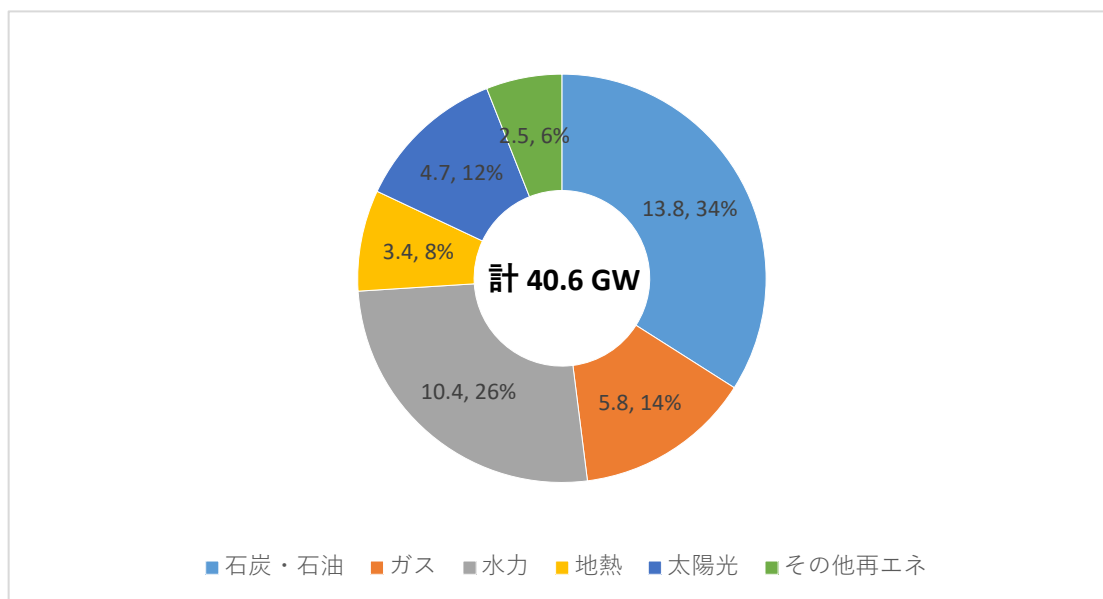
(出典：RUEN)

図 2.1-4 RUEN における GHG 排出量削減計画 (2015-2050)

(2) 国営電力会社 PLN の低炭素政策

エネルギー分野では、化石燃料への依存が高い電源構成の見直しが鍵となるため、インドネシア唯一の国営電力会社である PT Perusahaan Listrik Negara (以下、PLN) は今後石炭火力発電所の建設を段階的に縮小する計画を立てている。一方、石炭火力発電における二酸化炭素回収・貯留・有効利用 (Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage : 以下、CCUS) 技術やバイオマス混焼の活用により、低炭素燃料やクリーンな発電技術へ移行するとともに、水力、地熱、太陽光といった再エネの導入を加速させる方針だ。

例えば、PLN では 2020 年から 2030 年の 10 年間の間に計 40.6GW の新規発電所を建設する計画であり、そのうち 51.6%は新・再生可能エネルギー発電所となる予定である。その内訳は図 2.1-5 のとおり、水力発電 (26%)、太陽光発電 (12%)、地熱発電 (8%) である。



(出典：調査団作成)

図 2.1-5 PLN の新規発電所建設計画

上記に基づき、PLN は 1 年ごとの再生可能エネルギー発電所の新設計画を立てており、実施状況をモニタリングしている。再エネを用いた発電所の多くは独立系発電事業者（Independent Power Producer：以下、IPP）により建設されているが、一部 PLN 自身で建設しているところもある。なお、IPP は原則、公共入札を通じて PLN と電力買取契約（PPA）を締結する必要があるが、再エネ発電所については PLN が直接指名で IPP から買い取ることが可能となっている。

また、低炭素燃料への切り替えに関する具体的な取組として、PLN のグループ会社である PT PLN Indonesia Power は 2022 年 11 月に、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する 3 件の事業化調査（Feasibility Study：以下、FS）を開始する覚書（Memorandum of Understanding：以下、MOU）を三菱重工業株式会社との間で締結した。3 件のうち 1 件はジャワ島のタンジュンプリオク発電所で稼働中のガスタービンを対象に、水素混焼の実現可能性を調査するもので、残りの 2 件では同島のスラヤや石炭焚き発電所において、バイオマス混焼・専焼及びアンモニア混焼に関する FS を実施している。これらの FS では、燃料のハンドリング、貯蔵、輸送や混焼技術を含む技術検討のみならず、経済性評価なども行っており、このような取組をきっかけに、今後インドネシア各地で低炭素燃料の導入が促進されることが期待される。なお、本 MOU はインドネシア政府の G20 議長国としての取組の一環で PLN が主催したイベント“Energy Transition Day”にて調印されており、同国では 2060 年までのカーボンニュートラルに向けた取組に対する機運が高く、今後もエネルギーの低炭素化を推進していくことに積極的であるといえる。

2.1.3 CCS にかかわる計画

インドネシアでは、二酸化炭素の回収・貯留（Carbon dioxide Capture and Storage：以下、CCS）や CCUS に利用可能な 2.09 ギガトンもの二酸化炭素（以下、CO₂）を含む枯渇石油やガスの貯留層が確認されており、CCS を実施するための環境が整っている。しかし、同国で CCS を進める上で最大の障壁となってい

るのは、CCS に関する法規制の枠組みがないことである。表 2.1-7 に示すとおり、他の ASEAN 諸国（フィリピン、タイ、ベトナム）も同じような状況にある。

表 2.1-7 ASEAN 主要国における CCS に関する規制の有無

Issue		Indonesia	Philippines	Thailand	Viet Nam
Surface and subsurface rights for CO ₂ transport and storage	Status	No laws exist for CCS ownership, grant, or lease of surface or subsurface pore space. Only the government has the power to grant mineral rights (including oil and gas), which are typically provided through production-sharing contracts.			
	Required for CCS	CCS will require long-term access through ownership, grant, lease, or contract to surface and subsurface rights, including access to pore space for storage.			
CO ₂ transport	Status	No existing regulator for CO ₂ pipeline.			
	Required for CCS	Clear regulatory and legal framework defining who can build, own, and operate pipelines (or other means) used to transport CO ₂ for CCS.			
Legal liability of CCS operations and for stored CO ₂	Status	No current framework for legal liability exists for CCS.			
	Required for CCS	Short-term and long-term liabilities can arise. Short-term liability relates to operations (environment, health, safety). Long-term liability relates to environmental and health risks from leakage, contamination, or migration. CCS liability can be addressed by adapting existing liability rules for minerals.			
Environmental protection	Current status	No environmental protection rules exist for the CO ₂ capture process, transport, injection, or storage.			
Health and safety	Status	Standards for general occupational health and safety, as well as health and safety specific to oil and gas, are available. No CCS-specific standards currently exist.			
	Required for CCS	A clear definition of health and safety for workers and for CCS operations will be required; some will be adapted from existing rules.			
Enhanced oil recovery (EOR)	Status	Limited regulations for CO ₂ -EOR are available in some countries.			
	Required for CCS	A clear approach to how CO ₂ -EOR will be integrated into the production-sharing arrangement and built into oil-gas field development programmes will be required.			

（出典：Asia CCUS Network 調査報告書）

しかし、このような状況を打開しインドネシア内で CCS/CCUS プロジェクトを促進するべく、同国のエネルギー・鉱物資源省（MEMR）は現在 CCS/CCUS の法規制をドラフトしている。同規制は主にコントラクターが彼らの敷地内で CCS/CCUS を実施する権利、新規プロジェクトの承認や実施に係るメカニズム、経済的インセンティブ、モニタリング・計測・レポーティング・検証の条件、健康・安全性・環境社会的側面、及びプロジェクト終了後の廃炉・譲渡責任についてカバーする予定である。このような規制の導入により、CCS への投資が促進され、コントラクターが事業を実施しやすい環境が整備されることが期待されている。

同規制は、2022 年 12 月末の導入を目的に検討されてきたが、バンドン工科大学（Institut Teknologi Bandung：以下、ITB）によると、経済的メリットが少ないことを理由に、財務省が承認を拒んでいることが分かった。しかし、ITB を含めインドネシアでは様々な実施主体により、既に 15 件の CCS に関する実現可能性調査（FS）が行われており、CCS に対する国内外の期待は高い。

2.1.4 再エネ促進のための制度・プログラム

(1) 再生可能エネルギーに関する大統領令

2022 年 9 月 13 日、インドネシア政府は「電力供給のための再生可能エネルギー開発の加速に関する大統領規程 2022 年第 112 号」を公布した。同大統領令では、太陽光、水力、地熱、風力、バイオマス、バイオガス発電による電力買い取りの上限基準価格を示しており、この基準価格は電源や発電容量、地域ごとに定められている。なお、実際の買取価格は PLN との個別の交渉または入札を通じて決定されるため、再エネ促進制度としては課題が残る。

また、同大統領令では、新規の石炭火力発電所の建設を条件付きで禁止している。具体的には、下記の表 2.1-8 に当てはまる場合にのみ、新しい火力発電所の開発が許される。

表 2.1-8 新しい石炭火力発電所の開発が許される条件

①	大統領令 2022 年第 112 号制定前に電力供給事業計画に規定されていた石炭火力発電所
②	国家経済成長に大きく貢献する国家戦略プロジェクトに含まれる石炭火力発電所
③	運用されてから 10 年以内に温室効果ガス排出量を少なくとも 35%削減することを約束している、また 2050 年まで運用される石炭火力発電所

(出典：JETRO ジャカルタ事務所)

(2) カーボンプライシング制度の導入検討

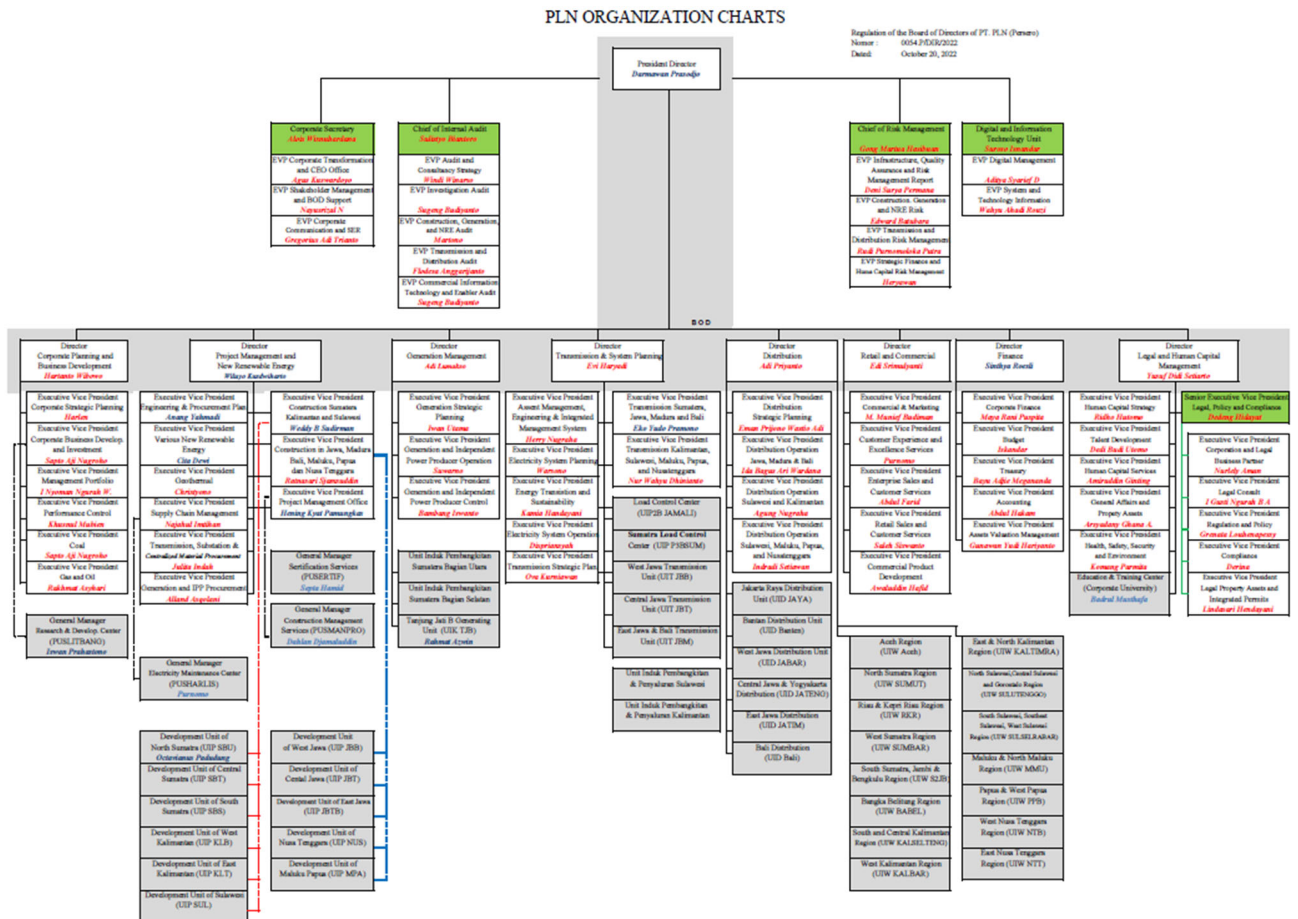
インドネシア政府は、近年グリーン転換を促すべく、2 つの重要な炭素政策を発表している。一つは、2021 年 10 月に制定された「税法の調和に関する法律 2021 年第 7 号」である。同法律では、環境に悪影響を与える炭素排出量には炭素税を課すことを規定し、CO₂ 換算で排出量 1 キログラムあたり最低 30 ルピア課税することが定められている。このような炭素税は、当初は 2022 年 4 月から石炭火力発電所を対象に導入予定だったが、2022 年 10 月に、導入は 2025 年に延期されとの発表があった。また、現在の炭素税の価格（30 ルピア）は世界の中で最も低い水準となっている。

加えて、インドネシア政府は同時期に「温室効果ガス排出抑制のためのカーボンプライシング制度 2021 年大統領令第 98 号」を発表した。同大統領令では、CO₂ 削減量に応じた成果支払い制度や、排出量取引制度を国内外で実施すること、炭素取引市場を設置することなどを定めている。なお、炭素取引とは、国内外における炭素ユニットの売買を行うことにより温室効果ガス排出量を削減する経済的手法・市場ベースのメカニズムであり、インドネシアでは①事業者に排出量の上限（キャップ）を設定し、余剰分や不足分を売買する排出量取引制度（キャップ・アンド・トレード）及び②事業者自らが排出した温室効果ガスを他の場所で排出削減や吸収をすることで埋め合わせるという「温室効果ガス排出オフセット制度」の 2 つのスキームが導入される予定である。

2.2 電力セクター情報

2.2.1 電力の実施体制

インドネシアでは、インドネシア政府が 100%保有する電力会社である PLN が電気事業を行っている。同社の 2021 年時点の従業員数は、PLN グループ全体で 52,116 名（PLN: 42,755 名、グループ会社: 9,361 名）にもなる。PLN は MEMR の監督の下、インドネシアの発電・送電・配電事業を管轄している。



(出典：調査団により現地で入手)

図 2.2-1 PLN の組織図 (2022 年 10 月)

また、PLN のグループ会社は図 2.2-2 のとおり。



(出典：調査団作成)

図 2.2-2 PLN のグループ会社一覧

PLN は発電事業において、インドネシアの総発電量の 69% (=64,553MW) をカバーしている（2021 年末時点）。また、同社はインドネシアで唯一、再エネ発電事業者を含む IPP から電力を買い取っている。自社で保有する発電所、IPP、及びリースしている発電所の発電設備容量はそれぞれ表 2.2-1 のとおり。

表 2.2-1 PLN の管轄する設備の発電容量

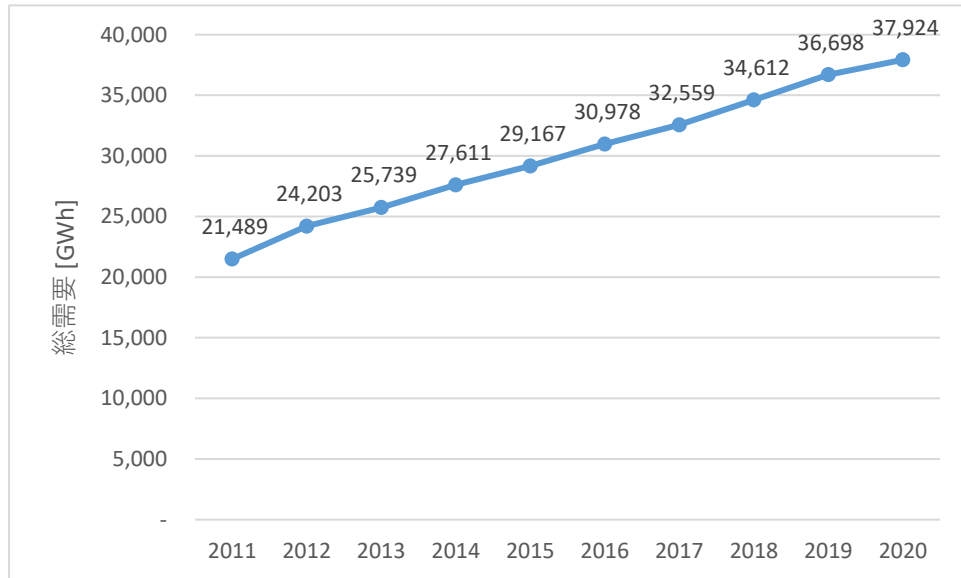
事業形態	発電容量 (MW)
PLN の保有する発電所	44,465
IPP (民間)	18,722
PLN がリースしている発電所	1,366
合計	64,553

(出典：PLN Company Profile)

なお、2021 年時点で、PLN はインドネシアの送電および配電設備の 100%を所有し、運営している。

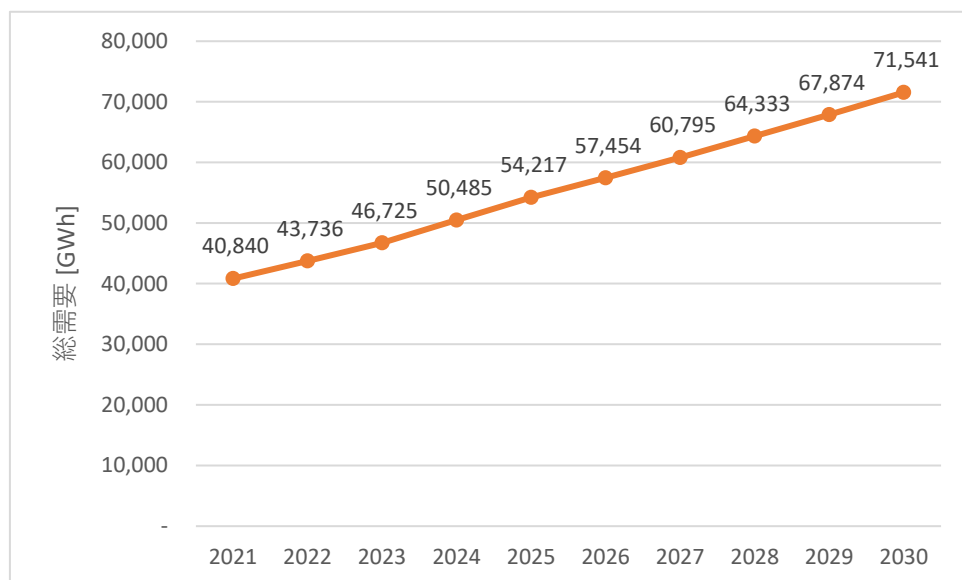
2.2.2 電力需要実績と将来の見込み（スマトラ島）

本調査の対象サイトであるスマトラ島の電力需要実績及び電力需要予測は、それぞれ図 2.2-3、図 2.2-4 のとおり。2011 年からの実績、2021 年以降の予測ともに右肩上がりである。



(出典：RUPTL 2021-2030)

図 2.2-5 電力需要実績（スマトラ島）



(出典：RUPTL 2021-2030)

図 2.2-6 電力需要予測（スマトラ島）

2.2.3 電源設備構成と将来の見込み（スマトラ島）

RUPTL 2021-2030 によると、スマトラ島における 2021 年から 2030 年のエネルギーミックスは表 2.2-2 のとおりである。2030 年には石炭火力 52.29%、ガス火力（石油火力を含む）5.29%、再生可能エネルギー（水力、地熱、その他の合計）42.26%の電源構成となると見込まれている。

表 2.2-2 2021～2030 年の電源設備構成（スマトラ島）

No.	Fuel Type	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1	Water	13,78 %	12,62 %	11,53 %	12,69 %	19,01 %	20,68 %	19,31 %	18,28 %	17,56 %	17,04 %
2	Geothermal	13,68 %	13,97 %	13,72 %	13,36 %	18,44 %	17,99 %	17,04 %	16,92 %	17,59 %	17,38 %
3	Other EBT	1,37%	1,35%	1,07%	1,18%	6,16%	6,12%	5,81%	6,28%	6,42%	7,84%
	Solar power	0,01%	0,05%	0,18%	0,19%	0,29%	0,30%	0,28%	0,27%	0,27%	0,26%
	Wind	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,58%	0,58%	0,55%	0,52%	0,49%	0,45%
	Rubbish	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,18%	0,17%	0,16%	0,15%	0,14%	0,13%
	Biomass	0,29%	0,32%	0,41%	0,73%	5,01%	4,97%	4,73%	5,25%	5,19%	5,74%
	Other	1,08%	0,98%	0,48%	0,26%	0,10%	0,10%	0,09%	0,09%	0,34%	1,26%
4	Gas	21,45 %	23,91 %	21,51 %	13,55 %	8,19%	7,54%	7,30%	6,31%	6,06%	5,29%
	Gas	14,07 %	15,11 %	13,91 %	9,31%	5,70%	5,62%	5,49%	4,69%	4,60%	4,03%
	LNG	7,38%	8,79%	7,61%	4,23%	2,49%	1,91%	1,81%	1,62%	1,46%	1,26%
5	BBM	2,68%	3,41%	1,12%	0,60%	0,24%	0,24%	0,21%	0,21%	0,19%	0,16%
6	Coal	47,04 %	44,74 %	51,06 %	58,63 %	47,95 %	47,44 %	50,34 %	52,00 %	52,17 %	52,29 %
7	NRE Potential	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
8	Import	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Amount	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

*EBT は再生可能エネルギー、BBM は燃料油のこと。

（出典：RUPTL 2021-2030）

2.2.4 スマトラ島の送電系統

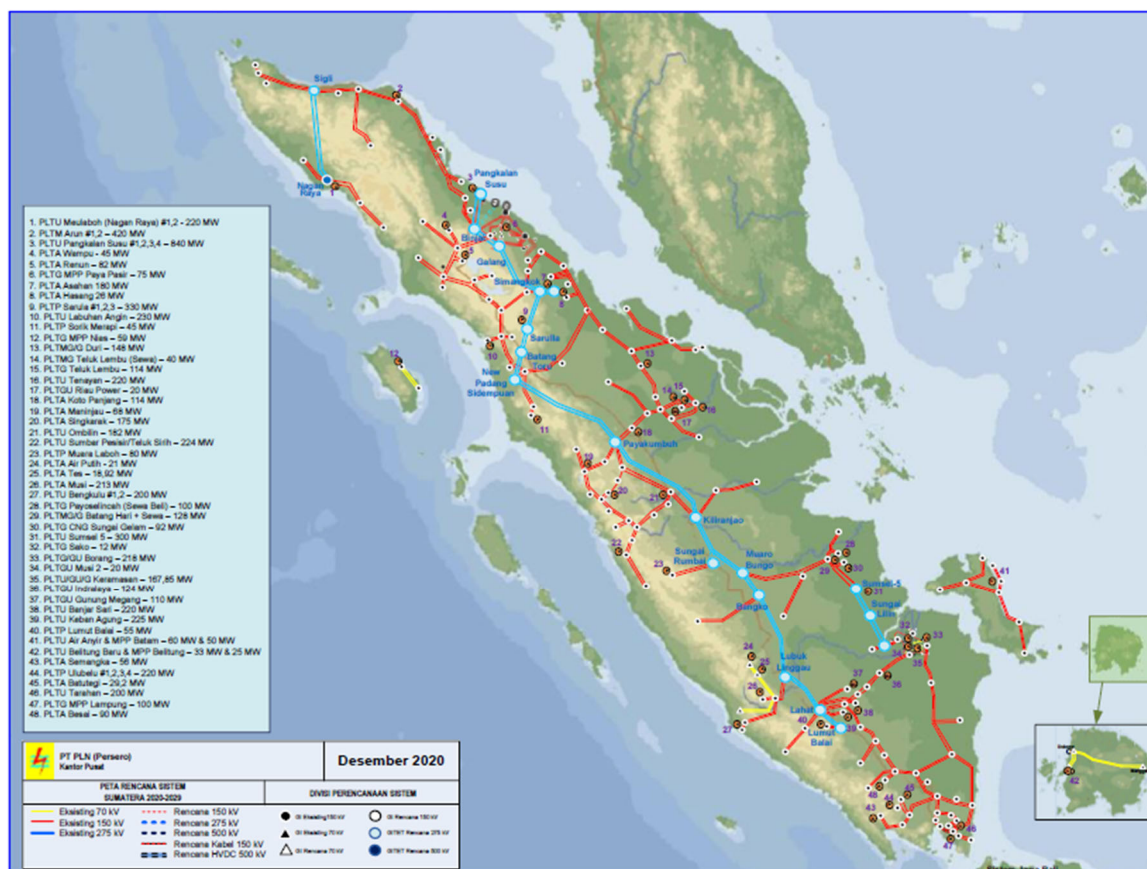
インドネシアにおける送電線の長さの合計は、58,859km である。また、電圧ごとの長さの内訳は表 2.2-3 のとおり。

表 2.2-3 インドネシアの送電設備の構成

電圧 (kV)	長さ (km)
500	5,250
275	3,648
150	44,564
70	5,397

（出典：RUPTL 2021-2030 より調査団作成）

また、スマトラ島の 2020 年 12 月時点の送電系統図を図 2.2-7 に示す。



(出典 : RUPTL 2021-2030)

図 2.2-7 電力系統図 (スマトラ島)

RUPTL 2021-2030 によると、今後同島の電力の供給力及び信頼性を高めるため、PLN は表 2.2-4 の送電線拡張計画を進めている。

表 2.2-4 送電線拡張計画 (スマトラ島)

Transmission	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Amount (km)
500 kV AC	892	480			1.000	160			100		2.632
500 kV DC										300	300
275 kV	676	236	1.347	140	280	40	180				2.899
150 kV	1.059	1.072	1.359	376	660	180	224	596	359	442	6.327
70 kV					70				52	70	192
Amount(km)	2.627	1.788	2.706	516	2.010	380	404	596	511	812	12.350

(出典 : RUPTL 2021-2030)

第 3 章

既存設備の立地ならびに運用状況

第3章 既存設備の立地ならびに運用状況

3.1 一般情報

3.1.1 気象

スマトラ島の気候は、山間の高原地帯を除けば、乾期のある熱帯モンスーン気候である。
Keramasan 発電所から北東約 15 kmにあるKenten Stationの気象観測結果（2018～2020年）は、表 3.1-1 のとおりである。

平均気温は27～29℃、平均風速は3.1～7.6m/s、また表 3.1-2に2020年のSumatera Selatan Provinceの月別気象観測結果を示した。

表 3.1-1 気象の状況（Kenten Station Palembang, 2018-2020）

項目		2018	2019	2020
気温 (℃)	Maximum	32.94	37.40	36.80
	Minimum	24.35	22.00	22.00
	Average	27.46	27.80	29.10
湿度 (%)	Maximum	95.37	100.00	100.00
	Minimum	73.98	44.00	44.00
	Average	87.57	85.90	79.00
大気圧 (mb)	Maximum	1012.33	1014.20	1014.40
	Minimum	1008.28	1007.00	1001.30
	Average	1010.20	1010.70	1008.60
風速 (m/s (knot))	Maximum	23.3(12.0)	64.1(33.0)	27.0(13.9)
	Minimum	4.5(2.3)	1.9(1.0)	Calm
	Average	7.2(3.7)	7.6(3.9)	3.1(1.6)
降水量(mm)		---	2915,00	2628,60

備考：Kenten StationとKeramasan 発電所の位置



(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

表 3.1-2 2020 年の月別気象観測結果 (Sumatera Selatan Province)

Item	気温 (°C)			湿度 (%)			大気圧 (mb)	風速 (m/s, knot)	日照時間 (%)	降水量 (mm)	降雨日数 (日)
Month	Max	Min	Average	Max	Min	Average					
January	33.20	23.00	27.27	98.00	57.00	87.14	1010.43	7.81,4.02	37.00	114.10	25
February	33.40	23.00	27.21	100.00	62.00	87.65	1010.90	8.35,4.30	43.50	298.50	22
March	34.80	22.40	27.83	98.00	59.00	86.49	1010.10	7.03,3.62	54.00	367.90	18
April	34.80	22.80	27.56	99.00	60.00	87.51	1010.30	6.02,3.10	51.90	396.50	24
May	34.60	22.80	28.30	98.00	73.00	86.34	1009.20	6.47,3.33	50.20	264.70	20
June	34.40	22.00	27.59	100.00	59.00	86.00	1009.70	6.80,3.50	55.70	133.00	19
July	34.60	23.20	27.26	98.00	64.00	87.56	1009.10	6.92,3.56	57.00	73.40	16
August	36.80	23.00	28.26	96.00	51.00	79.53	1009.70	8.35,4.30	68.00	48.60	10
September	36.00	22.60	27.70	100.00	54.00	82.15	1009.90	7.58,3.90	52.30	136.30	13
October	34.60	21.60	27.60	100.00	55.00	83.82	1009.50	6.33,3.26	44.60	251.10	18
November	35.40	22.80	27.60	100.00	55.00	84.61	1009.90	5.83,3.00	52.20	333.60	24
December	34.40	22.00	27.10	100.00	58.00	86.77	1009.10	6.68,3.44	35.80	228.00	18

(出典 : Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

3.1.2 地理

スマトラ島は、長さ 1790km、幅最大 435km の島である。島の西海岸沿いに火山活動を伴うバリサン山脈がある。東海岸は湿原が広がり、中央部を赤道が走る（図 3.1-1）。

主要都市は、本事業の予定地であるパレンバン、他にメダン、パダン島がある。

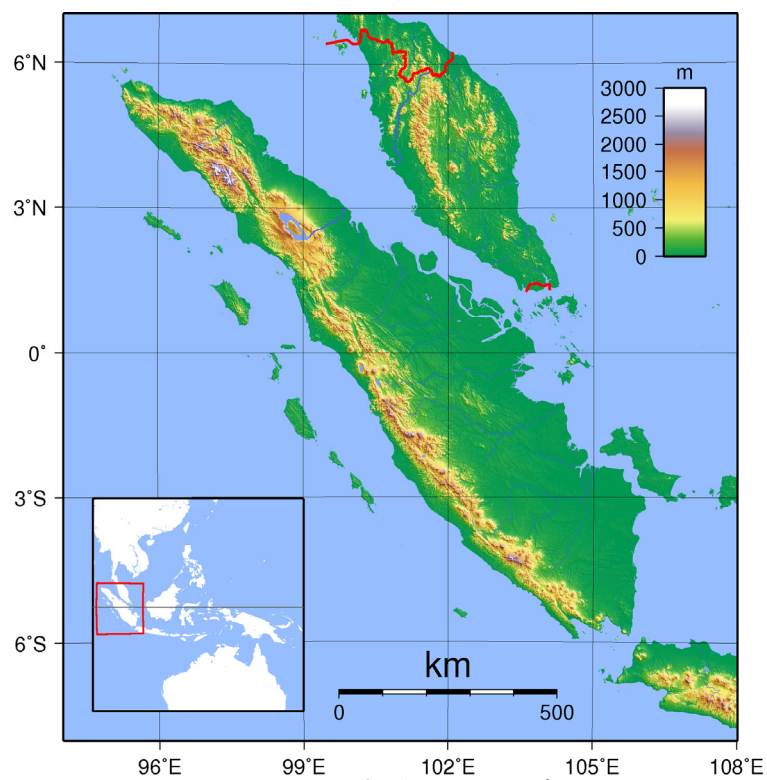


図 3.1-1 地形図 スマトラ島

3.1.3 地域の概況

(1) 大気質

最新の記録ではないが、Air Quality Analysis of SO₂, NO₂ and CO in Palembang City (Indonesian Journal of Fundamental and Applied Chemistry)によれば、パレンバンは経済成長を背景に交通量が増加し、NO_x、SO_x、炭化水素等の大気汚染の主要な原因になっている。2011 年から 2014 年における調査結果によれば、SO₂ は 112～208 μg/Nm³/hour、NO₂ は 45～227 μg/Nm³/hour であった。

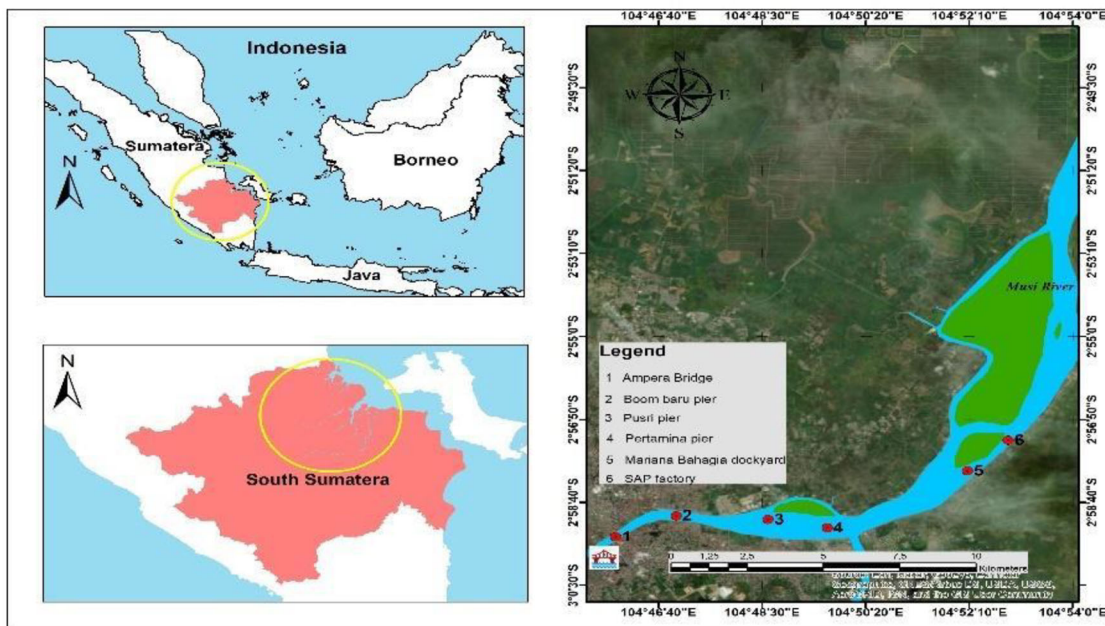
(2) 水質 (Musi 川)

窒素肥料製造プラント(Pupuk Sriwidjaja Palembang)と発電プラントがある Keramasan 発電所は、Musi 川流域にあり直線距離で 10 km 離れている。Musi 川流域の大部分は南スマトラ州で、パレンバン (Palembang) を通過し Banyuasin 川に合流、スンサン付近で海域に至る。パレンバン(Palembang)は、大型船が航行できるよう浚渫が行われている。Musi 川の水質の状況は、表 3.1-3 のとおりである。家庭排水、産業排水の流入によって Musi 川下流の Gandus sub district の水質は良好とは言えない。また住民等による日常的なごみ投棄も問題になっている。2019 年 7～9 月の調査結果によれば、河川の流れは潮汐の影響を受け、水位は干潮時 1.2m、満潮時 3.25m である。

表 3.1-3 Musi 川の水質

項目	測定場所						平均
	1	2	3	4	5	6	
気温 (°C)	32.0	34.0	35.3	34.3	38.5	38.7	35.5
TDS (mg/L)	38.5	37.43	37.7	38.9	41.57	41.57	39.28
TSS (mg/L)	0.63	0.27	0.5	0.33	0.3	0.23	0.38
亜硝酸塩 (mg/L)	0.16	0.19	0.26	0.11	0.05	0.1	0.15
硝酸塩 (mg/L)	11.01	4.88	12.5	10.38	10.44	10.8	10
pH	5.12	5.16	5.15	5.22	5.21	5.25	5.19
リン酸塩 (mg/L)	0.22	0.28	0.15	0.12	0.11	0.1	0.16
BOD (mg/L)	11.67	14.67	11	8.33	10	11	11.11
DO (mg/L)	7.04	7.09	7.01	7.13	7.25	7.25	7.13
濁度 (NTU)	34.13	24.43	25.77	59.07	24.77	33.6	33.63
流速 (m/sec)	0.2	0.16	0.17	0.11	0.41	0.28	0.22
水深 (m)	0.14	10.8	0.2	1.1	7.7	6.9	4.47

備考：測定場所



(出典：Study of water and sediment surface quality on defilement of heavy metals Pb & Cd at a downstream section of Musi River, South Sumatra, Indonesia (Received: 22 Sep. 2021; Accepted: 05 Jan. 2022) (Ambiente & Água - An Interdisciplinary Journal of Applied Science ISSN 1980-993X - doi:10.4136/1980-993X))

(3) 保護区

南スマトラ州には国立公園 Bukit barisan selatan national park があり、プロジェクトサイトから南西約 250 km に位置している（図 3.1-2）。

なお、インドネシアには「世界の文化遺産及び自然遺産の保護に関する条約」の「顕著な普遍的価値」と認める自然遺産、文化遺産が 9 か所登録されているが、南スマトラ州にはない。



図 3.1-2 国立公園の位置

(出典 : <https://www.naturalworldheritagesites.org>)

(4) 社会環境

1) 土地利用

パレンバン(Palembang)はインドネシアのスマトラ島南部に位置し、南スマトラ州の州都である。パレンバン(Palembang)の面積は、約 251km²でスマトラ島の 0.28%を占める。

表 3.1-4 パレンバン (Palembang)の面積

項目	面積 (km ²)	州面積対比 (%)
パレンバン (Palembang)	251.94	0.28
南スマトラ州 (Sumatera Selatan)	91592.43	100.00

(出典 : Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

パレンバン(Palembang)の土地利用の状況を示す（図 3.1-3～図 3.1-6）。Musi 川を中心に産業活動、住居地域が広がっている。

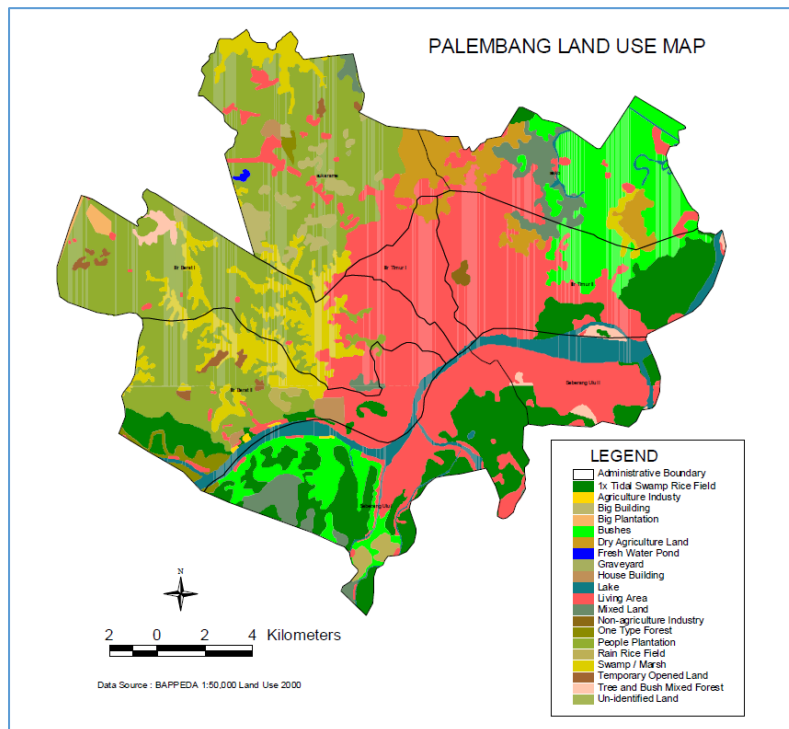


図 3.1-3 パレンバン(Palembang)の土地利用(1)

(出典 : The Study on Comprehensive Water Management of Musi River Basin in the Republic of Indonesia (JICA))

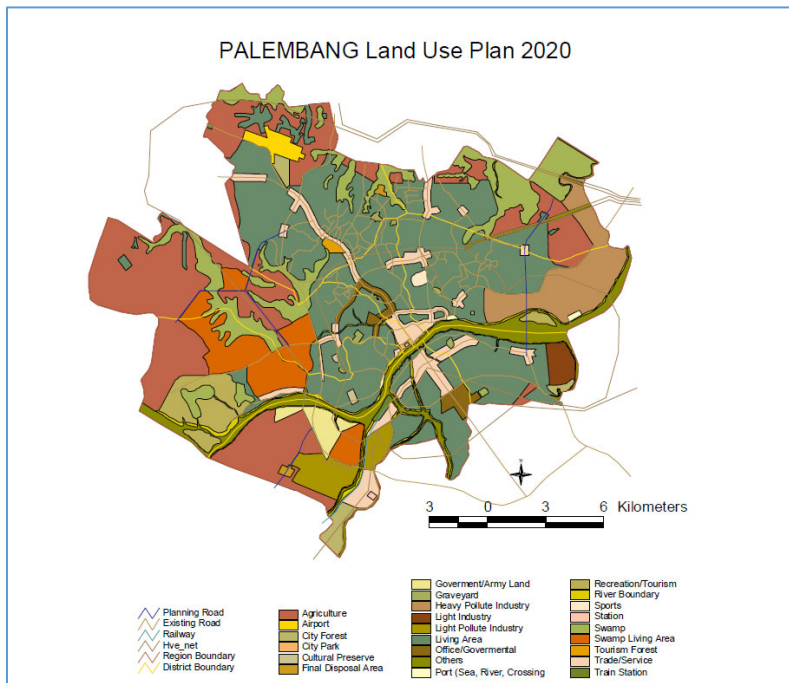


図 3.1-4 パレンバン(Palembang)の土地利用(2)

(出典 : The Study on Comprehensive Water Management of Musi River Basin in the Republic of Indonesia (JICA))

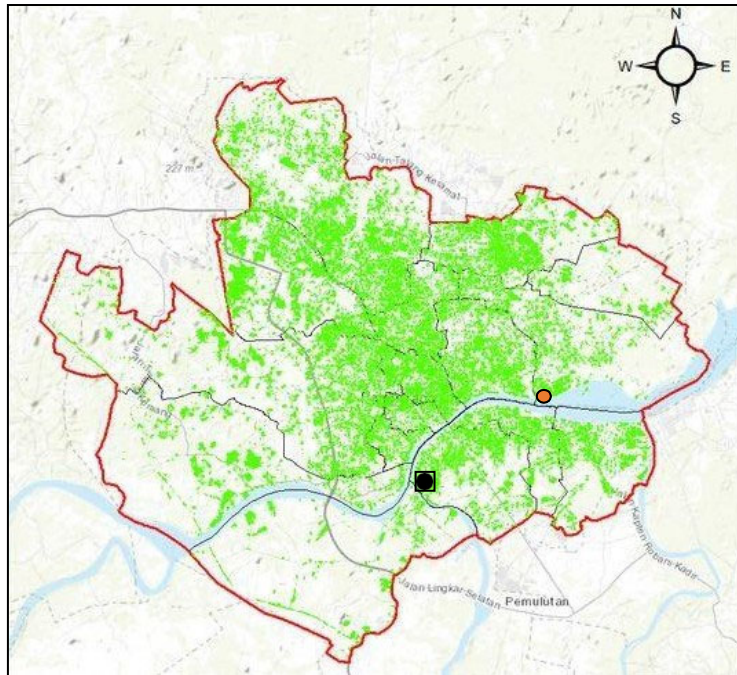


図 3.1-5 パレンバン(Palembang)の土地利用(3)

(出典 : Romdhoni, M. (2020). Understanding the urban population density and growth concentration in Palembang Indonesia. Architecture & Environment, 19(2).)

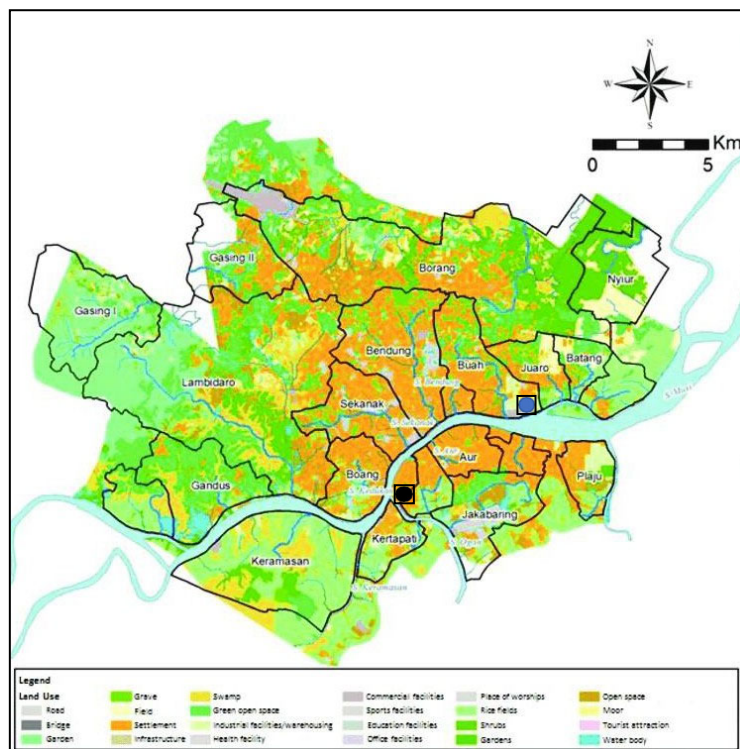


図 3.1-6 パレンバン(Palembang)の土地利用(4)

(出典 : Farid, M., Marlina, A., & Kusuma, M. (2017). Flood Hazard Mapping of Palembang City by using 2D Model. AIP Conference Proceedings, 1903.)

2) パレンバン(Palembang)の行政区

パレンバン(Palembang)の行政区は以下のとおりである。

Keramasan 発電所は Kec Kertapati、Pusri 肥料プラントは Kec.IT II 位置する。

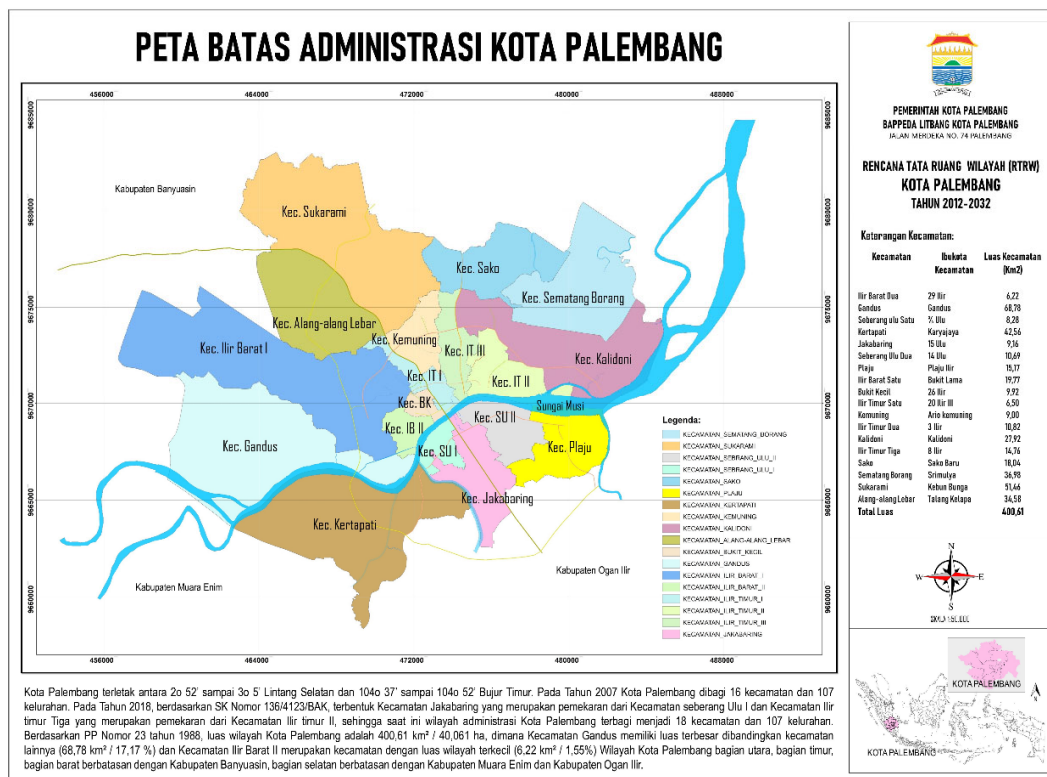


図 3.1-7 パレンバン(Palembang)の行政区

3) 人口

南スマトラ州 (Sumatera Selatan)の人口は、8,467,432 人 (2020 年)、2010 年から 2020 年の 10 年間は微増している。パレンバン(Palembang)は、ここ 10 年横ばいである (表 3.1-5)。
パレンバン(Palembang)の人口は南スマトラ州の約 2 割程度で、人口密度が 4,519 人/km²と高い。

表 3.1-5 人口動態

項目		2010	2018	2019	2020
パレンバン (Palembang)	人口	1,455,284 (19.5%)	1,651,857 (19.7%)	1,674,243 (19.7%)	1,668,848 (19.7%)
	人口密度 (人/km ²)	4,519.05	4,507.36	4,534.54	4,519.93
	女/男	100.11	99.84	99.72	100.63
	世帯当たりの人数	4.43	4.43	4.43	4.43
南スマトラ州 (Sumatera Selaten)	人口	7,450,394	8,391,489	8,497,196	8,467,432
	人口密度 (人/km ²)	95.75	96.79	92.77	92.45
	女/男	103.32	102.97	102.84	104.16
	世帯当たりの人数	4.11	4.11	4.11	4.11

備考: () は南スマトラ州に対する比

(出典: Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

4) 産業

Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province)によれば、2020 年の 15 歳以上を対象とした労働活動（家庭内作業、就学者を除く）の割合は、パレンバン (Palembang) は 756,546/839,317 (90.1%)、南スマトラ州 (Sumatera Selatan) は 4,091,383/4,329,746 (94.4%)である。

パレンバン (Palembang)の業種別就業者数の状況（2020 年）は表 3.1-6 のとおりで、自動車関連、食品業、製造業、輸送・倉庫業と続き、農林水産業への従事者は南スマトラ州 Sumatera Selatan 全体と比べて極端に低い。

パレンバン (Palembang)の業種別労働賃金は表 3.1-7 のとおりで、上下水道、電気・ガス、輸送・倉庫、金融と続く。パレンバン (Palembang)の労働賃金は、南スマトラ州 Sumatera Selatan 平均と比較して高い。

表 3.1-6 業種別就業者数の状況

項目		パレンバン (Palembang)		南スマトラ州 (Sumatera Selatan)		Sumatera Selatan に対する比
		就業者数	構成比	就業者数	構成比	
農林水産業	Agriculture, Forestry, and Fishing	12,463	(1.6%)	1,881,697	(46.0%)	(0.7%)
鉱業	Mining and Quarrying	7,596	(1.0%)	62,745	(1.5%)	(12.1%)
製造業	Manufacturing	77,080	(10.2%)	241,923	(5.9%)	(31.9%)
電気・ガス	Electricity and Gas	2,381	(0.3%)	9,400	(0.2%)	(25.3%)
上下水道	Water Supply; Sewerage, and Remediation Activities Waste Management	2,631	(0.3%)	7,705	(0.2%)	(34.1%)
建設業	Construction	70,738	(9.4%)	202,810	(5.0%)	(34.9%)
自動車関連	Wholesale and Retail Vehicles and Motorcycles Trade; Repair of Motor	206,536	(27.3%)	663,246	(16.2%)	(31.1%)
輸送・倉庫	Transportation and Storage	76,052	(10.1%)	178,962	(4.4%)	(42.5%)
食品業	Accommodation and Food Service Activities	86,655	(11.5%)	185,743	(4.5%)	(46.7%)
情報・通信	Information and Communication	8,268	(1.1%)	18,843	(0.5%)	(43.9%)
金融	Financial and Insurance Activities	16,039	(2.1%)	36,431	(0.9%)	(44.0%)
不動産	Real Estat/Real Estate Activities	3,707	(0.5%)	5,499	(0.1%)	(67.4%)
商業	Business Activities	14,339	(1.9%)	43,840	(1.1%)	(32.7%)
安全	Public Administration and Defense; Compulsory Social Security	32,569	(4.3%)	141,108	(3.4%)	(23.1%)
教育	Education	37,339	(4.9%)	181,547	(4.4%)	(20.6%)
健康福祉	Human Health and Social Work Activities	23,345	(3.1%)	63,529	(1.6%)	(36.7%)
その他	Other Services Activities	78,625	(10.4%)	166,355	(4.1%)	(47.3%)
合計	Total	756,546	(100.0%)	4,091,383	(100.0%)	(18.5%)

(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

表 3.1-7 業種別労働賃金

項目		パレンバン (Palembang)		南スマトラ州 (Sumatera Selatan)	
		Formal Employee	Informal Employee	Formal Employee	Informal Employee
農林水産業	Agriculture, Forestry, and Fishing	2,480,142	1,214,811	1,507,670	1,190,177
鉱業	Mining and Quarrying	4,128,686	2,700,000	3,506,193	1,373,521
製造業	Manufacturing	2,700,475	1,488,111	2,342,525	1,255,561
電気・ガス	Electricity and Gas	6,402,267	-	3,937,696	1,333,387
上下水道	Water Supply; Sewerage, and Remediation Activities Waste Management	7,320,040	639,467	2,991,905	1,101,982
建設業	Construction	2,415,300	2,341,314	2,260,266	2,002,963
自動車関連	Wholesale and Retail Vehicles and Motorcycles Trade; Repair of Motor	2,363,716	1,668,224	1,953,796	1,508,665
輸送・倉庫	Transportation and Storage	4,896,021	1,530,117	3,536,765	1,447,402
食品業	Accommodation and Food Service Activities	1,587,899	2,136,470	1,428,769	14,563,314
情報・通信	Information and Communication	2,291,891	430,000	2,145,023	766,042
金融	Financial and Insurance Activities	4,393,362	-	3,573,287	1,519,486
不動産	Real Estate/Real Estate Activities	2,584,496	1,032,110	2,186,850	1,578,167
商業	Business Activities	2,946,845	6,346,321	2,576,431	3,380,079
安全	Public Administration and Defense; Compulsory Social Security	3,615,278	-	2,822,844	-
教育	Education	2,689,203	1,094,828	2,253,149	1,046,936
健康福祉	Human Health and Social Work Activities	3,819,055	400,000	2,721,172	1,374,557
その他	Other Services Activities	1,252,718	1,522,395	1,194,944	1,251,846

備考：1rupiahs=0.0087 円

(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

5) 教育

パレンバン (Palembang)、南スマトラ州 (Sumatera Selatan)の教育機関の状況は表 3.1-8、年齢別就学率は表 3.1-9 のとおりであり、約 7 割が High Schools へ進学している。

また都市部、農村部の識字率は 95%を超え、都市部は約 100%である(表 3.1-10)。

表 3.1-8 教育機関数

2020-2021	パレンバン (Palembang)		南スマトラ (Sumatera Selatan)	
	public	private	Public	private
Kindergartens (幼稚園)	7	345	131	1910
Primary school (小学校)	249	129	4292	399
Madrasah Ibtidaiyah (宗教系中学校)	2	96	37	511
Junior high school (中学校)	61	142	901	461
Madrasah Tsanawiyah (宗教系中学校)	2	39	35	496
Senior high school (高校)	24	93	328	264
Vocational High Schools (職業訓練校)	9	68	114	180
Madrasah Aliyah (宗教系高等学校)	3	19	22	259
University (大学)	1	66	2	106
University (宗教系大学)	1	3	1	23

備考：教育機関は、調査・技術・高等教育省の所管で、宗教的教育機関は宗教省の所管。

(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

表 3.1-9 就学率

2020	未就学率 (not/never attending school)	就学率 (attending school)	就学終了率 (not attending school anymore)
年齢 7-12	0.21	99.71	0.08
13-15	0.11	94.61	5.28
16-18	0.24	70.91	28.85
19-24	0.52	18.45	81.02

(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

表 3.1-10 識字率

2020	都市部 Urban	農村部 Rural
年齢 15-24	99.96	99.93
25-44	99.81	99.74
45-	99.04	95.33

(出典：Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

6) 医療機関

パレンバン (Palembang)、南スマトラ州 (Sumatera Selatan)の医療機関の状況は表 3.1-11 のとおり、総合病院、産婦人科医院、健康センター等の医療機関が運営されている。

表 3.1-11 医療機関

2020	パレンバン (Palembang)	南スマトラ州 (Sumatera Selatan)
Hospital(医院)	22	70
Maternity Hospital (産婦人科医院)	8	13
Polyclinic (総合病院)	47	197
Public health center 健康センター)	39	350
Subsidiary of Public health center (健康センター付属機関)	54	823
Pharmacy (薬局)	73	268

(出典 : Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

7) 貧困

パレンバン (Palembang)、南スマトラ州 (Sumatera Selatan)の貧困率は 12.7%、10.9%で (表 3.1-12)、学歴が低いことで貧困に陥りやすい傾向がみられる (表 3.1-13)。

表 3.1-12 貧困率

2020	Poverty Line (rupiah/capita/month)		Number of Poor People (thousand)		Percentage of Poor People (%)	
都市・農村別	Urban	Rural	Urban	Rural	Urban	Rural
	469,551	421,650	387.8	693.78	12.16	12.96
パレンバン (Palembang)	548,563		182.61		10.89	
南スマトラ州 (Sumatera Selatan)	439,041		1081.59		12.66	

(出典 : Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

表 3.1-13 学歴/職業別貧困率

項目	貧困率 (%)
学歴別	Not completed primary school (小学校未修了)
	27.6
	Primary school (小学校)
	37.3
	Junior high school (中学校)
学歴別	15.4
	Senior high school (高校)
	18.9
	University (大学)
	--
主な産業従事別	Unemployment (未就労)
	10.9
	Agriculture (農業)
学歴別	51.7
	Manufacturing (製造業)
	4.5

項目		貧困率 (%)
	Others (その他)	32.9

(出典 : Sumatera Selatan in Figures2021(BPS-Statistics of Sumatera Selatan Province))

8) 交通

本事業周辺の道路網は下図のとおりである。現在、想定している陸上輸送のルートは赤色に示す。

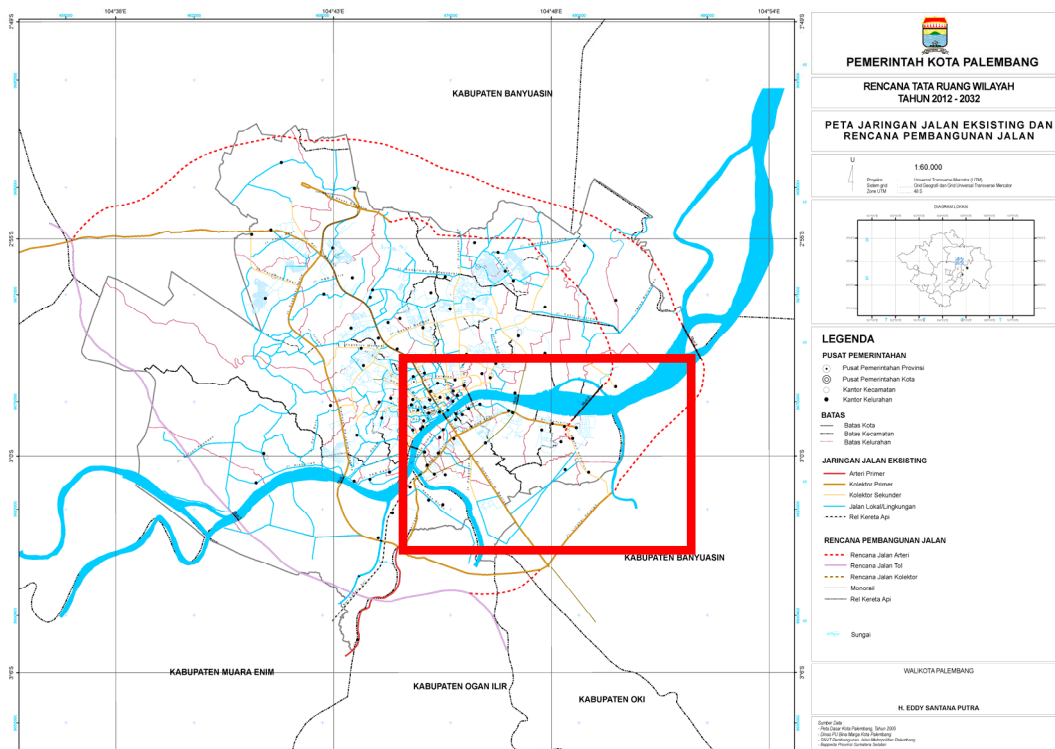
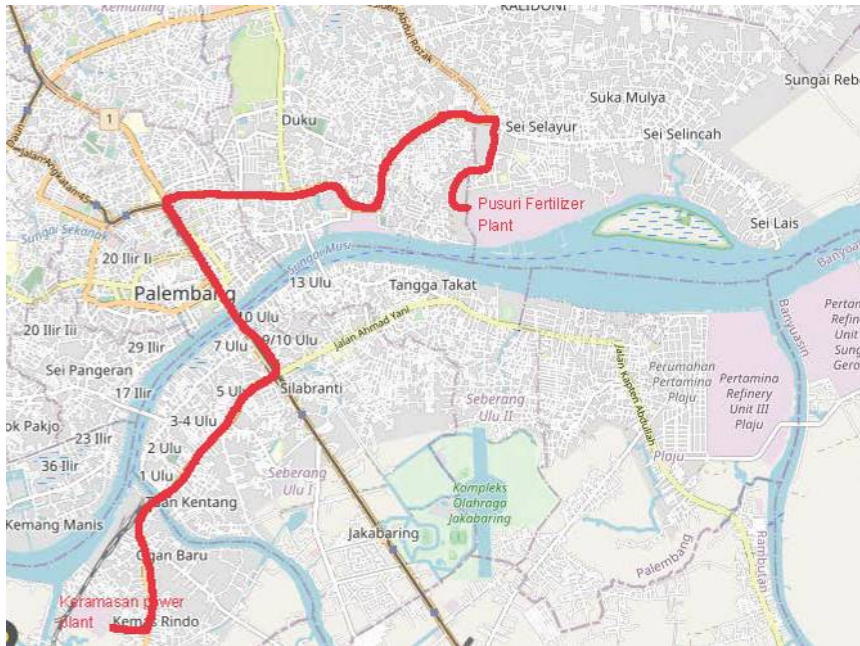


図 3.1-8 パレンバン(Palembang)の交通網

3.2 Keramasan 発電所

3.2.1 基本情報

Keramasan 発電所は、(出典：調査団作成)

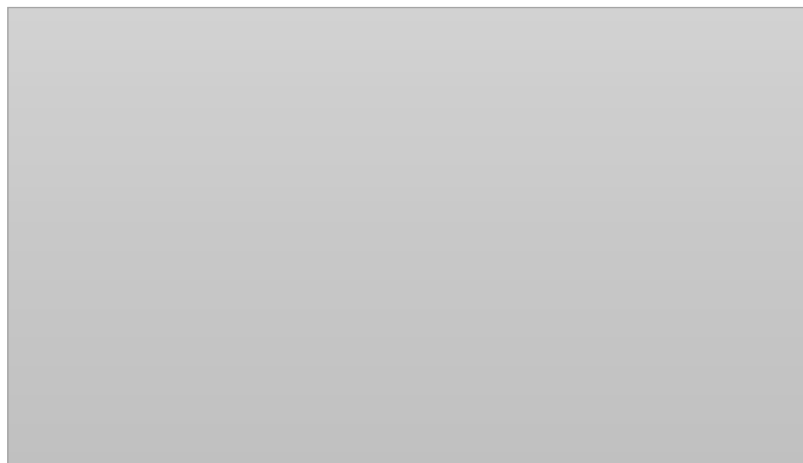
図 3.2-1 のとおり、インドネシア国・スマトラ島・南スマトラ州・パレンバンに位置している。円借款契約で実行したプロジェクトであり、2013 年に運転を開始している。国営電力会社である PLN 社が所有・運用し、地域の電源供給を担う重要な施設の一つである。



(出典：調査団作成)

図 3.2-1 Keramasan 発電所の設置位置

以下の図 3.2-2 に Keramasan 発電所の外観を示す。

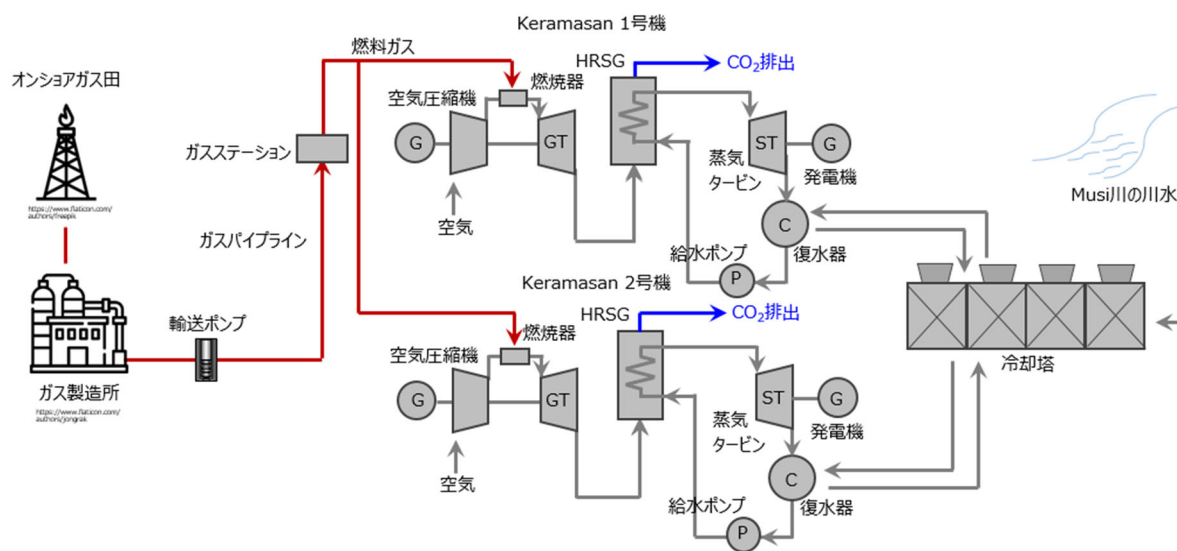


(出典：PLN 社提供資料から抜粋)

図 3.2-2 Keramasan 発電所の鳥観図（3D モデル）（非公開）

3.2.2 設備概要

同発電所はガスタービンコンバインドサイクル（GTCC）発電方式を採用している。ガスタービンから排出される高温排ガスは排ガス熱回収ボイラー（HRSG）で回収し、蒸気タービンの動力に変換する。GTCC の一般的な構成は、以下の図 3.2-3 のとおりである。



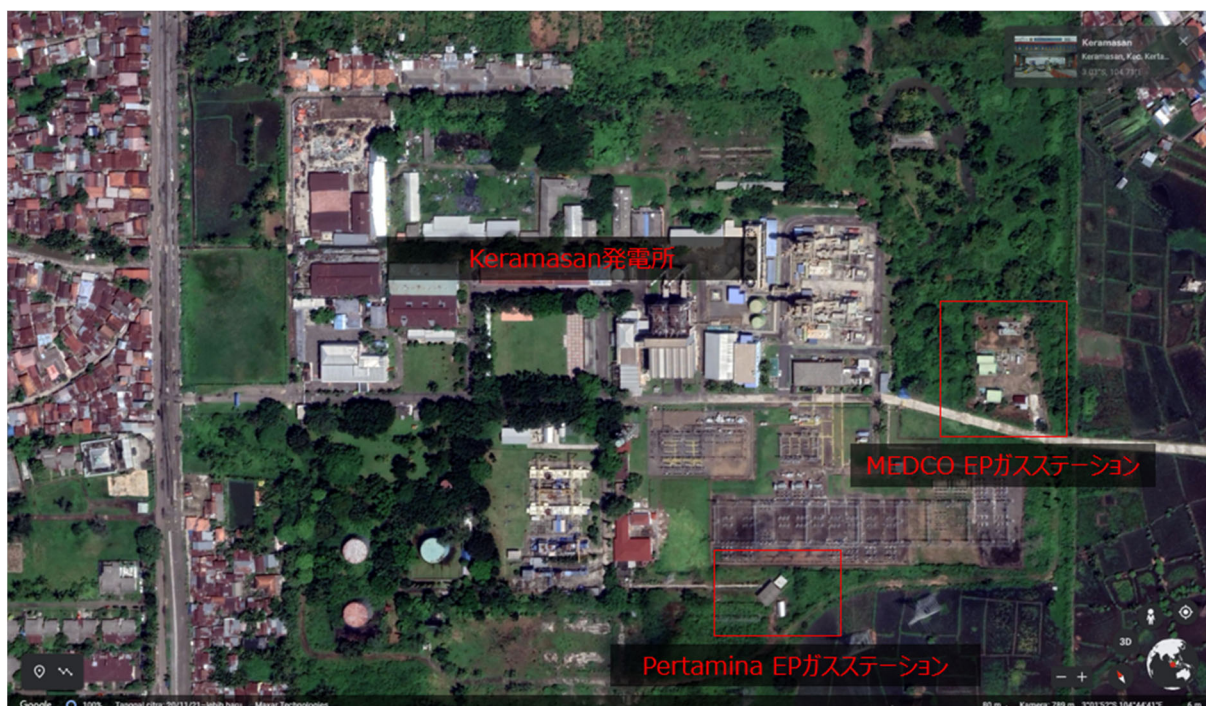
(出典：調査団作成)

図 3.2-3 Keramasan 発電所における GTCC の構成

Keramasan 発電所は 1 号機と 2 号機とに分かれ、ガスタービン、HRSG、蒸気タービンとその付属設備それぞれ 1 台設置されている。蒸気タービンの復水器に使われる冷却水は、Musi 川の水を使用したクーリングタワーから供給されている。復水器への給水温度は約 30℃、流量は約 5,740 t/h（2 台分定格負荷時）である。

ガスタービンに使われる天然ガスは、二か所のガスステーションから供給されている。供給流量は約 14 t/h（2 台分定格負荷時）である。

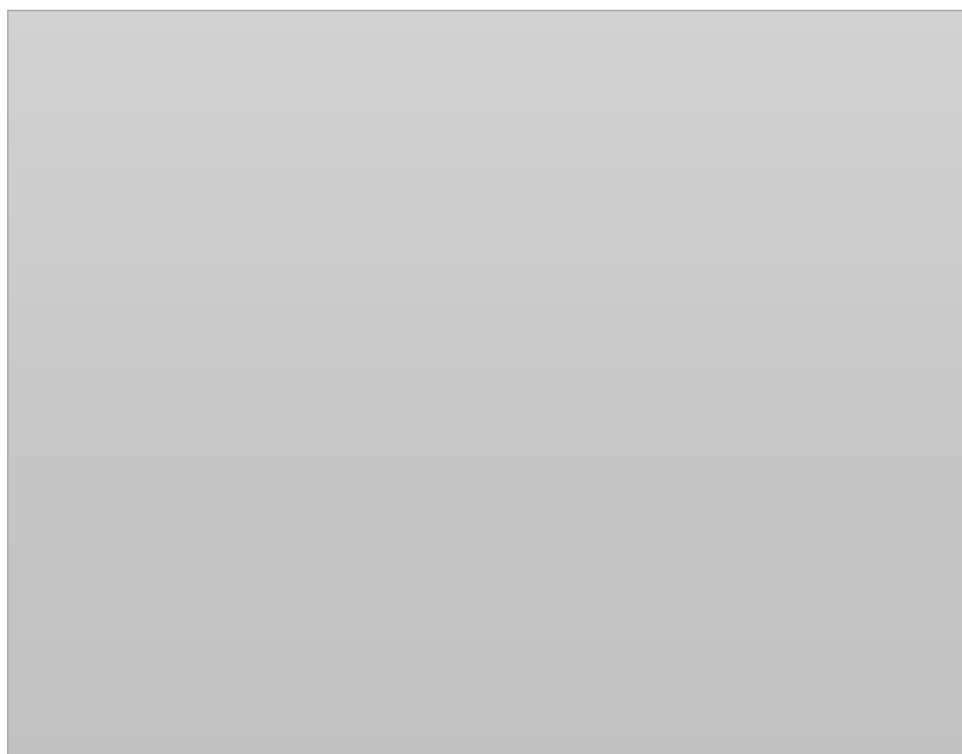
図 3.2-4 に、ガスステーションの位置を示す。



(出典：Google Earth をもとに調査団が作成)

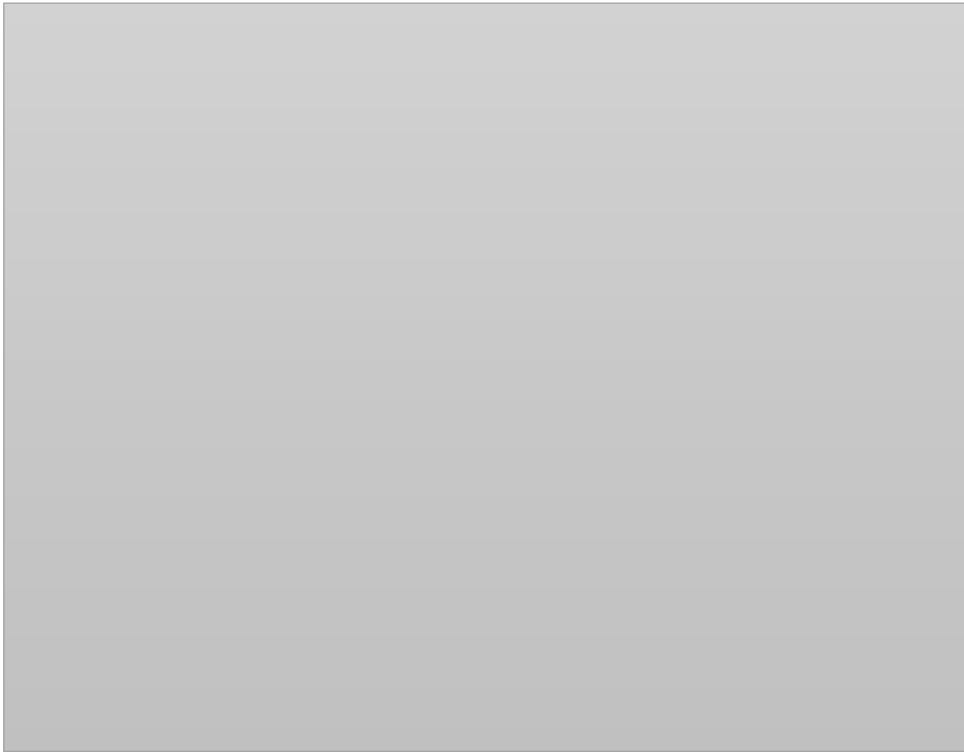
図 3.2-4 ガスステーションの位置

それぞれのガスステーションへは、異なるガス田からガスが供給されており、その割合は運転状況、ガスの需要量等の条件を基に決められる。



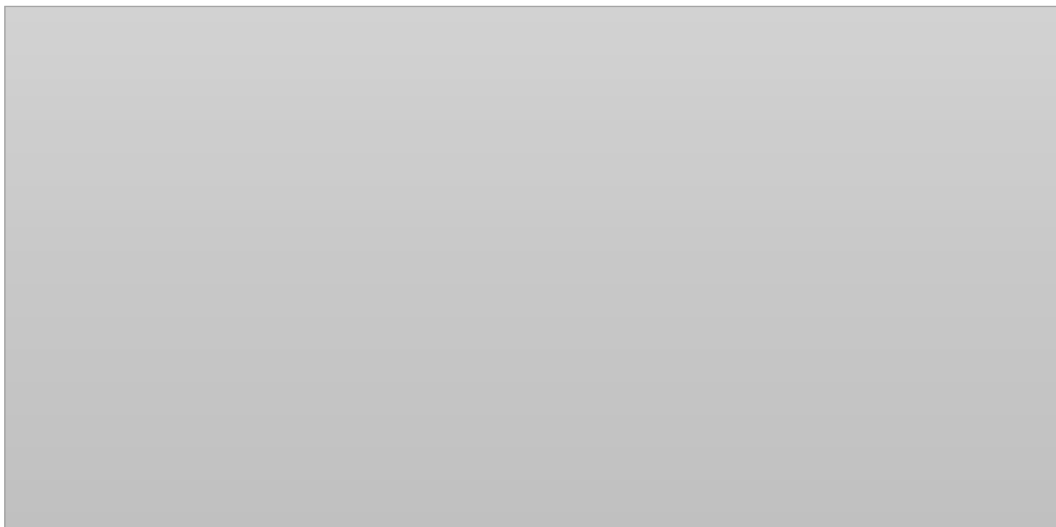
(出典：調査団撮影)

図 3.2-5 Pertamina EP 社のガスステーション (非公開)



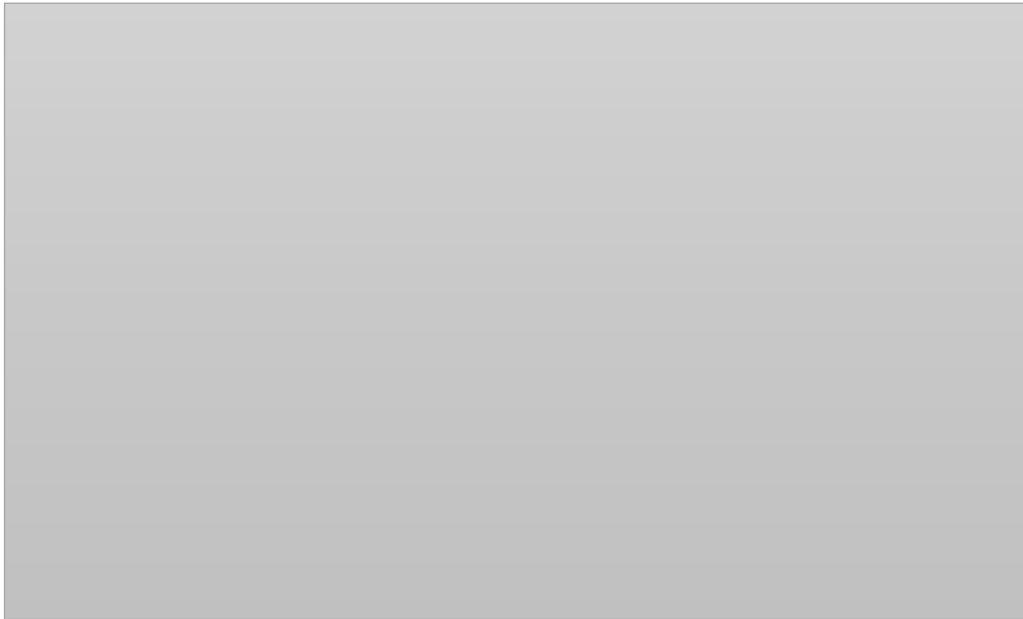
(出典：調査団撮影)

図 3.2-6 Pertamina EP 社のガスステーション（非公開）



(出典：調査団撮影)

図 3.2-7 MEDCO EP 社のガスステーション（非公開）



(出典：調査団撮影)

図 3.2-8 MEDCO EP 社のガスステーション (非公開)

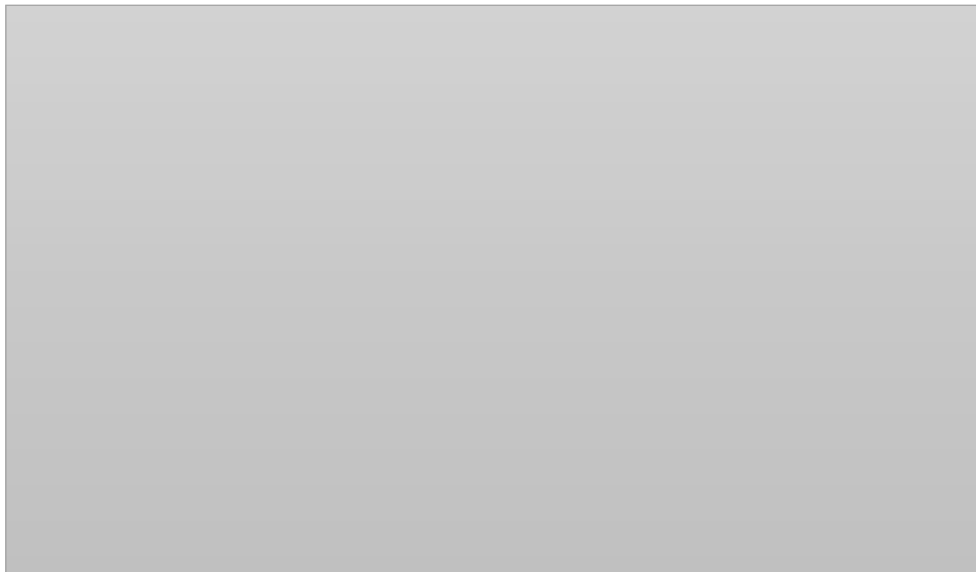
また、クーリングタワーの冷却水は、図 3.2-9 に示すように Musi 川に設置された送水ポンプステーションから供給されており、使用後は排水溝に排出される。



(出典：Google Earth をもとに調査団が作成)

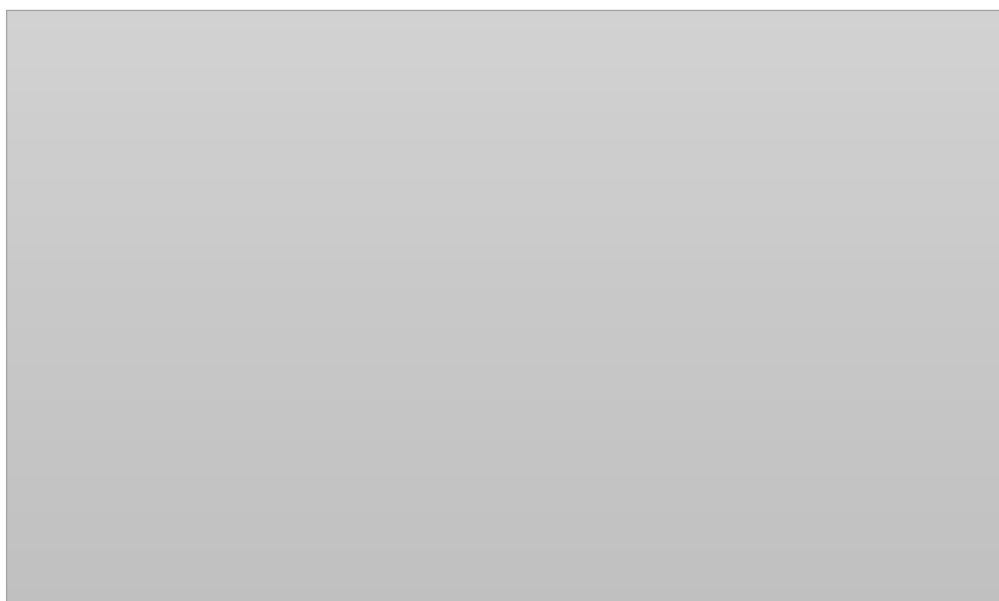
図 3.2-9 送水ポンプステーション・排水溝の位置

図 3.2-10～図 3.2-11 に送水ポンプステーションと排水溝の外観を示す。



(出典：調査団撮影)

図 3.2-10 送水ポンプステーション (非公開)

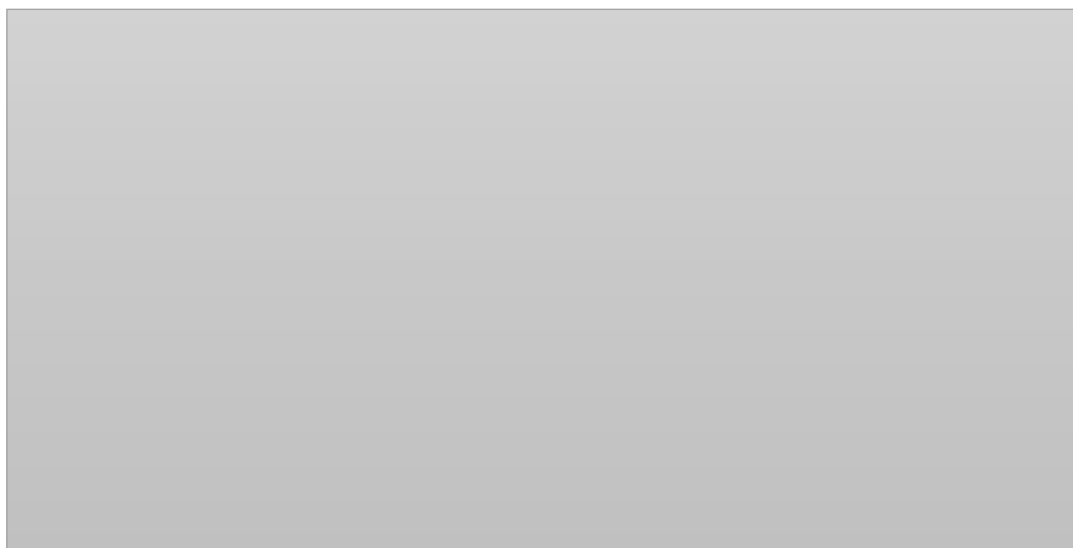


(出典：調査団撮影)

図 3.2-11 排水溝 (非公開)

3.2.3 ユニットの発電実績

以下にユニットの実績を計画と比較する。2017 年から 2022 年までの計画起動停止回数と実績を図 3.2-12 に示す。計画より、起動停止回数が少ないことが分かる。

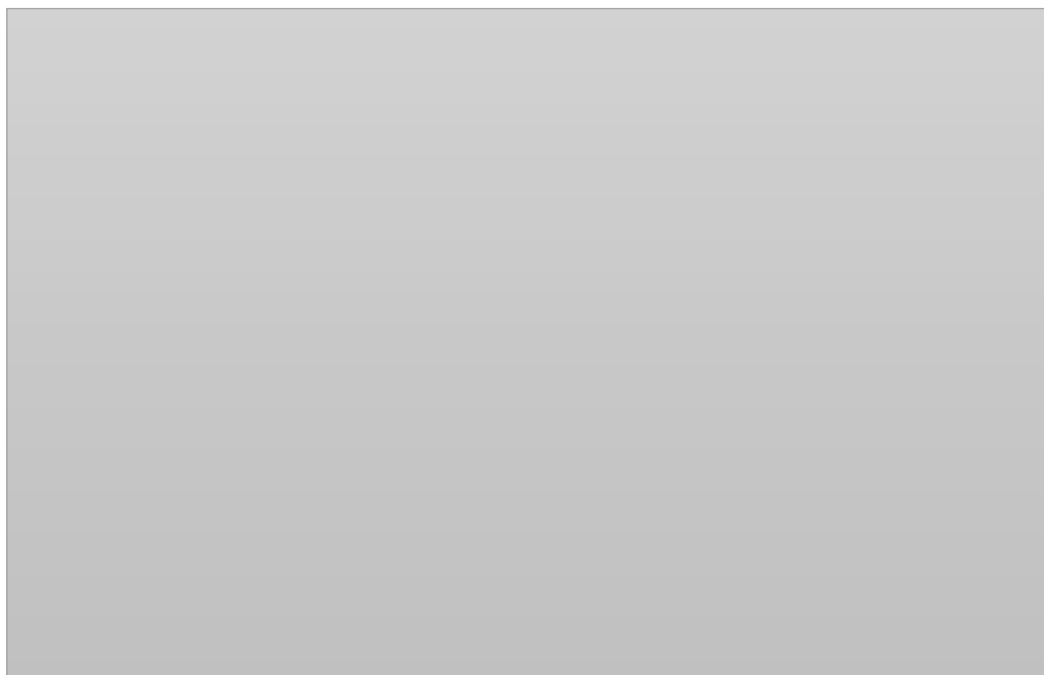


(出典：調査団作成)

図 3.2-12 起動停止回数 (非公開)

2017 年から 2022 年までの発電電力量を

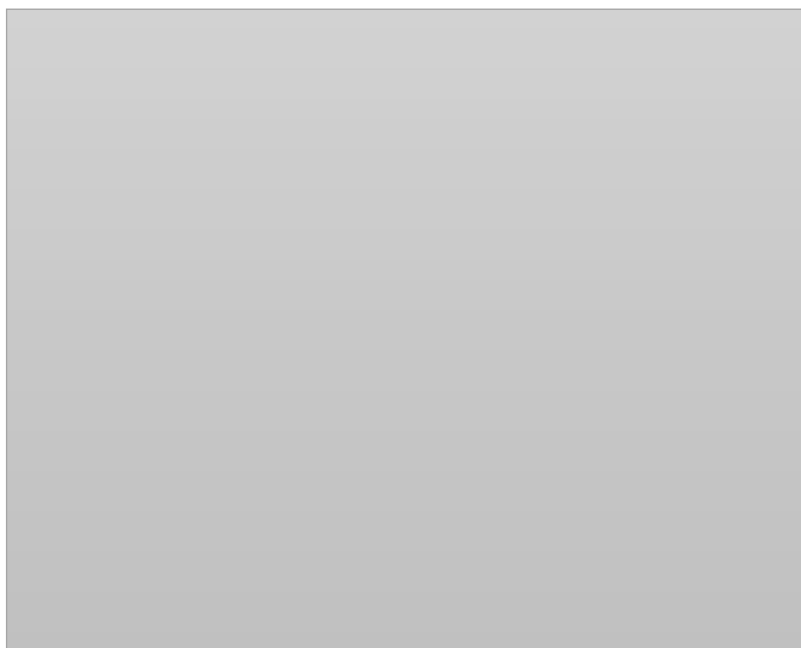
図 3.2-13 に示す。実績が計画値より低いことが分かる。6 年間の平均発電設備利用率は 63.87%である。



(出典：調査団作成)

図 3.2-13 発電所の電力量 (非公開)

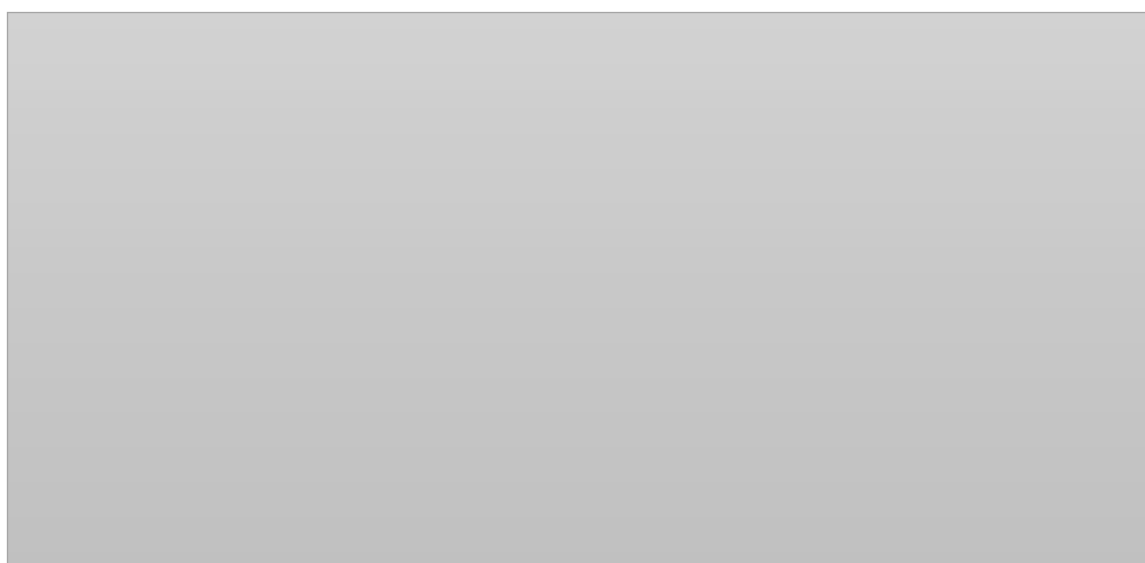
2023 年から 2026 年の発電設備の稼働率を図 3.2-14 に示す。2023 年度以降は 70% 弱の発電設備利用率が想定されている。



(出典：調査団作成)

図 3.2-14 発電所の設備利用率 (非公開)

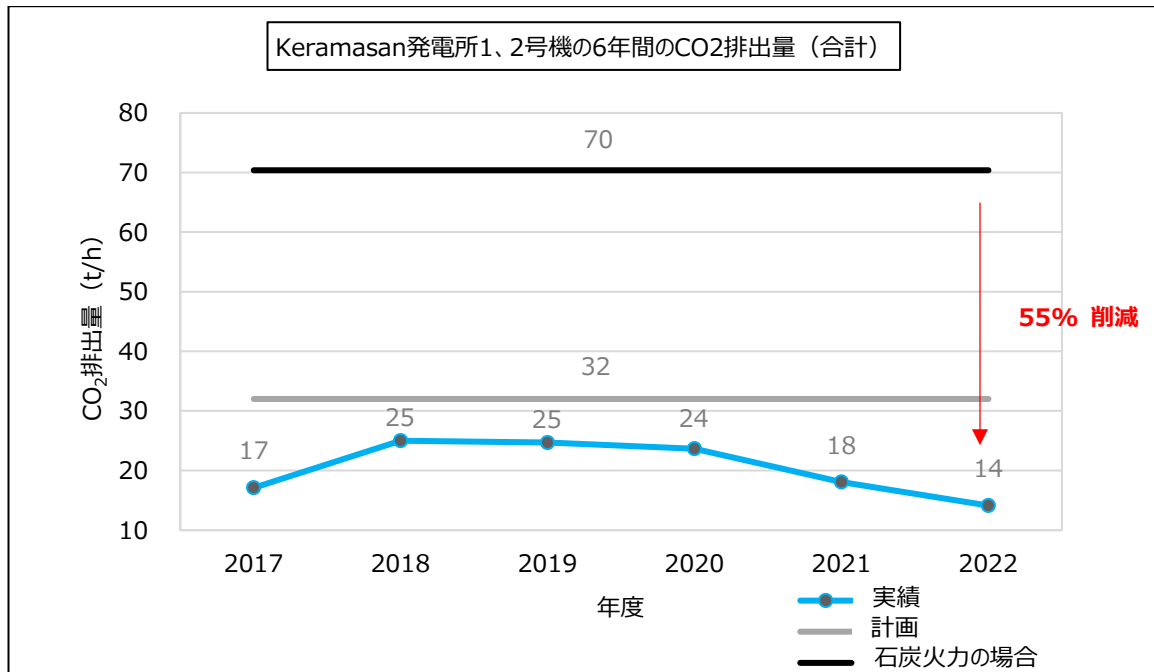
2021 年の燃料消費量を図 3.2-15 に示す。2021 年の燃料消費量（定格出力・デザイン外気温度時）は、合計として 3,491,492 MMBtu である。2021 年の発電電力量の実績である 395.56 GWh（3,140,552 MMBtu に相当する）と比較して、約 11.2% 多く消費したことが分かる。その原因は、正味熱効率より低い熱効率で運転したことが考えられる。



(出典：調査団作成)

図 3.2-15 燃料消費量 (非公開)

2017 年から 2022 年までの CO₂ 排出量を図 3.2-16 に示す。GTCC は天然ガスを使用し、石炭火力発電方式に比べて CO₂ の排出量を約 55%削減することができる。

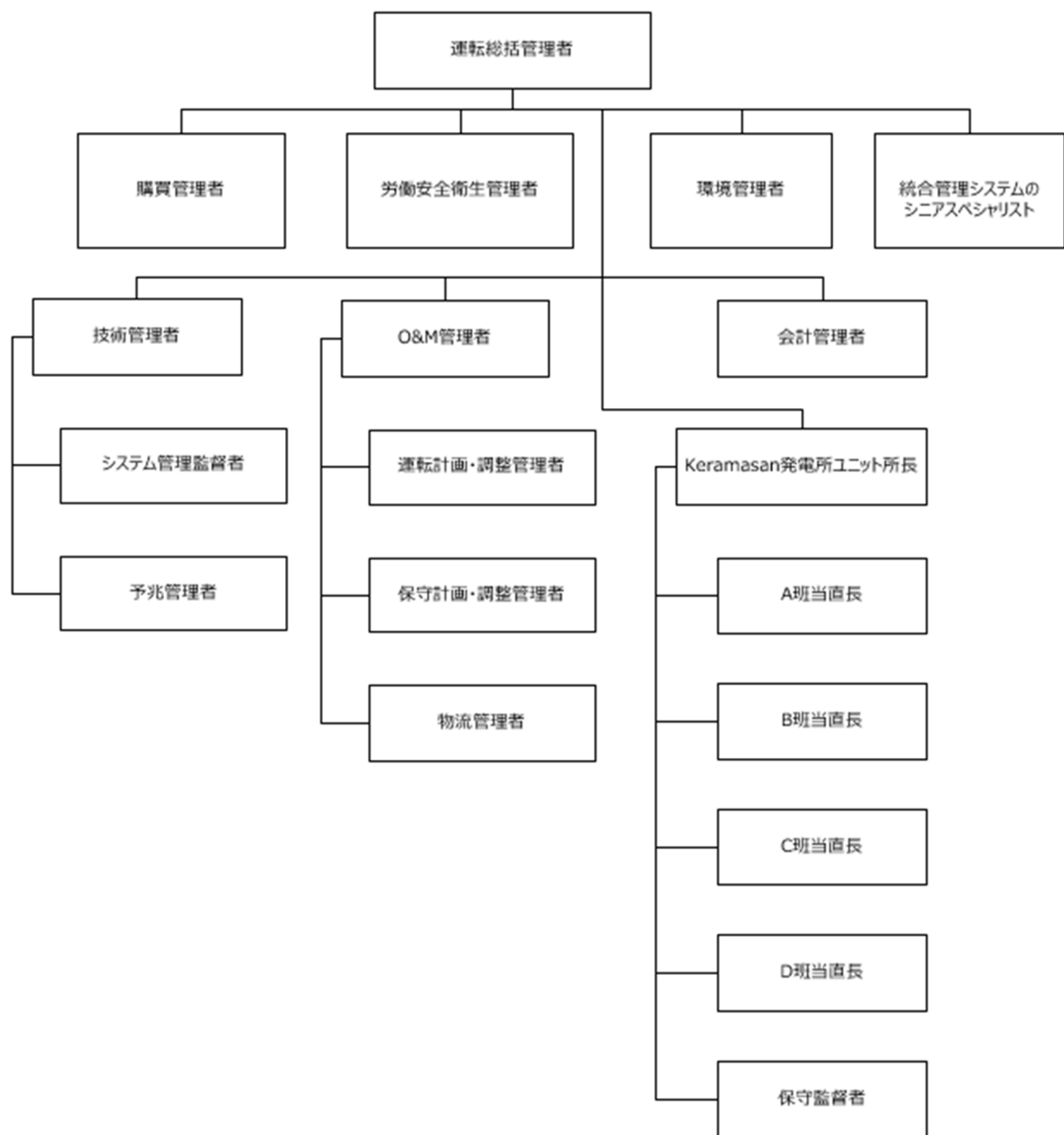


(出典：東京大学 生産技術研究所資料を基に調査団作成)

図 3.2-16 CO₂ 排出量

3.2.4 運転体制

プラント全体の運転体制は、図 3.2-17 のとおりである。運転チームは 4 班に分かれ、朝勤、日勤と夜勤というスケジュールを 24 時間体制で運転されている。



(出典：調査団作成)

図 3.2-17 運転体制

3.2.5 定期検査

発電設備の保全計画として、時間基準保全（Time Based Maintenance）を採用している。定期検査の実績ならびに 2023 年以降の計画は以下の図 3.2-18 のとおりである。

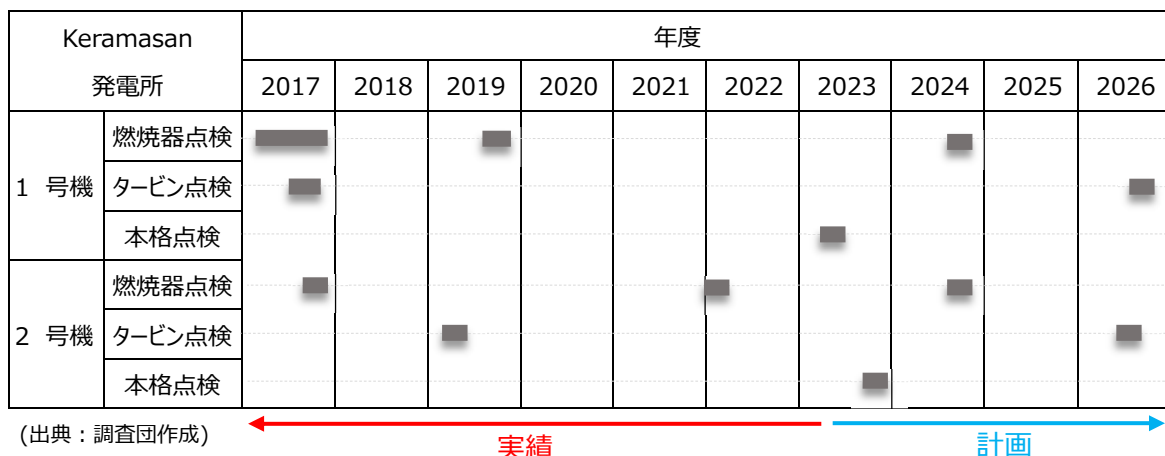


図 3.2-18 定期検査実績（2022 年以前）・計画（2023 年以降）

定期検査には、主に燃焼器点検（CI）、タービン点検（HGPI）および本格点検（MI）の 3 種類がある。燃焼器点検は 16,000 時間、タービン点検は 32,000 時間ごとに実施し、本格点検は 64,000 時間ごとに実施する。それ以外の定期検査として、ガスタービンの内視鏡点検がある。金属の割れ状況を把握するために、8,000 時間ごとに実施する。

日常的な検査とは、異音、異臭その他異常を把握するための目視点検が実施されている。また、メンテナンスチームが作成した作業指示に沿って、オイル交換、ボルト等の増し締め、掃除などの作業を実施する。

3.3 Pusri 肥料工場

3.3.1 アンモニア製造プロセス

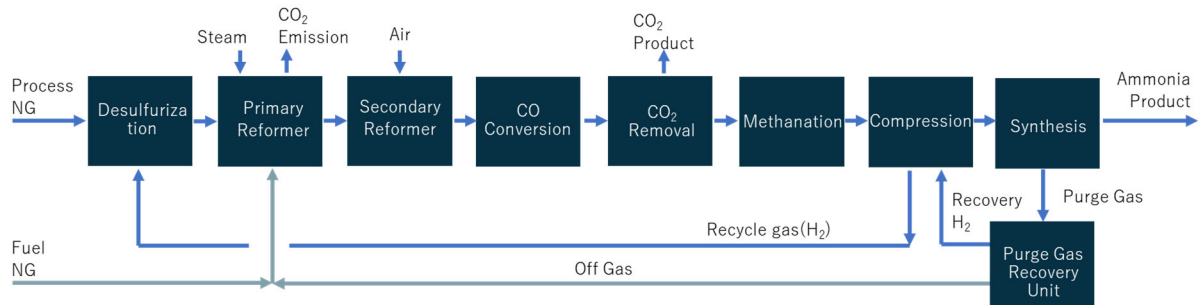


図 3.3-1 アンモニアプロセス ブロックフロー図 (Pusri IV)

(1) Desulfurization

Reformer 導入前に、原料天然ガス中の硫黄(Sulfur)は水添脱硫により取り除く。

(2) Primary Reformer

水蒸気改質によって天然ガスと蒸気からアンモニア原料となる水素を製造する。Reformer Tube 内に充填されている触媒によって改質反応が起きるが、反応は吸熱反応であるため天然ガス(fuel)燃焼によって熱供給が必要となる。

(3) Secondary Reformer

Air Compressor により供給される空気と Primary Reformer で未反応の天然ガスとが空気燃焼反応を起こし、水素を製造する。アンモニア原料となる窒素は燃料空気中から供給さる。

(4) CO conversion

アンモニア合成の阻害となる CO を CO₂ に反応させる。

(5) CO₂ Removal

Reformer と Shift 反応で発生した CO₂ は CO₂ Removal で回収され、Urea の原料として Urea Plant に運ばれる。

(6) Methanation

CO₂ Removal にて回収されなかった CO₂ 及び CO はアンモニア合成触媒の触媒毒となるので Methanator で CO₂→CH₄ に反応させる。

(7) Compression

アンモニア合成に必要な圧力まで Compressor によって昇圧する。合成ガスの一部は水添に必要な H₂ 原として Desulfurization process に運ばれる。

(8) Synthesis

合成触媒によりアンモニアを合成する。未反応ガスは合成ループを循環して反応させる。Inert 成分が溜まらないように一部を Purge ガスとして合成ループより抜き出し、一部水素は合成ループに回収され、Off gas は Primary Reformer 燃料として回収する。合成されたアンモニアガスは製品アンモニアを使った自己冷媒によって液化する。

(9) Purge Gas Recovery Unit(PGRU)

合成ループで Inert 成分が溜まらないように抜き出された Purge gas は PGRU にて水素ガス、Off gas、アンモニアに分離する。水素ガスは合成ループに回収し、Off gas は Primary Reformer の燃料として回収し、アンモニアは Urea 原料として Urea Plant に送液される。

3.3.2 Pusri Plant アンモニア供給可能量

図 3.3-2 に Pusri におけるアンモニア生産能力を示す。Pusri には現在 4 Unit の工場があり、総生産能力は 1,831,500t/年である。なお古くから運転されて来た Unit は順次バックアップに回り、最新で効率の良い Unit への更新が進んでいる。



図 3.3-2 Pusi 既設 Plant の生産能力

第 4 章

事業の概要

第4章 事業の概要

4.1 検討概要

Keramasan にある H-25 形ガスタービン 2 台の燃料を、現状の天然ガスからアンモニアに変更し、カーボンフリーの発電所とすることを検討する。その際必要となるアンモニアの量は 33t/h であり、年間 29 万 t(稼働率 70%なら 20 万 t)であり、その確保が重要な課題となる。

一方 Keramasan から直線距離で約 10 km離れた場所にある Pusri という肥料工場に隣接するアンモニア工場には、表 4.1-1 に示すとおり現在 Unit-1B、Unit-2B、Unit-4 の 3 台のアンモニア製造装置が設置されているが、2026 年に Unit-3B を新たに営業運転に入れ、Unit-4 をバックアップにする計画である。現在の Pusri における 2026 年以降の年間アンモニア製造量計画(肥料工場用及び外販用)は、Unit-4 以外の設備で製造される予定であるが、2026 年以降も Unit-4 の運転を継続すれば、その製造能力である 36.3 万 t/年は、Keramasan でアンモニア焚きにする際に必要となるアンモニア量よりも多いので、Keramasan における燃料として確保することができる。

表 4.1-1 Pusri におけるアンモニア製造設備

Unit	営業年	製造能力	～2019 年	2020～ 2025 年	2026 年～
3	1977 年	36.3 万 t/年	運転	バックアップ	バックアップ
4	1978 年	36.3 万 t/年	運転	運転	バックアップ
1 B	1994 年	44.5 万 t/年	運転	運転	運転
2 B	2015 年	66.0 万 t/年	運転	運転	運転
3 B	2026 年予定	44.5 万 t/年	N/A	N/A	運転

一方、図 4.1-1 に示すとおり Pusri でアンモニアを増産するとアンモニア製造過程で CO₂ が発生する。通常、製造されるアンモニアと CO₂ を肥料工場に送っているが、このアンモニアを燃料として使用する場合、製造される CO₂ 及び Primary Reformer の排ガスに含まれる CO₂ が増加することになる。

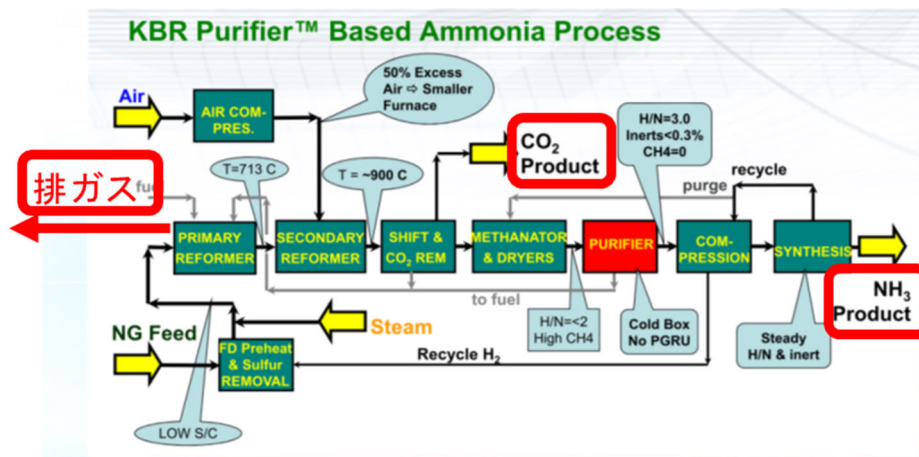


図 4.1-1 アンモニア製造プロセス

よって増加した CO₂ を CCS にて取り除くことでブルーアンモニアとする事を前提とした検討を実施する。33t/h のアンモニアを製造する際に発生する CO₂ 量は、当社のこれまでの経験から、製造される CO₂ が 35.2t/h、Reformer の排ガス中から 19.2t/h 程度であり、合計 54.4t/h の CO₂ を回収する必要がある。

本調査の検討スコープを図 4.1-2 に示す。青線で記載している機器が主な追加する設備である。なお CO₂ 回収装置は、検討に必要な排ガスデータが揃っている Unit1-B に設置すると仮定する。

- ①Pusri にて NH₃ を増産する
- ②パイプラインにて Pusri から Keramasan に NH₃ を輸送する(33t/h)
- ③アンモニア専焼設備に改造し、カーボンフリー発電所とする
- ④排ガス中の CO₂ を回収する(19.2t/h)
- ⑤肥料工場に必要な CO₂ を輸送する(35.2t/h)
- ⑥CO₂ を貯蔵する (54.4t/h)

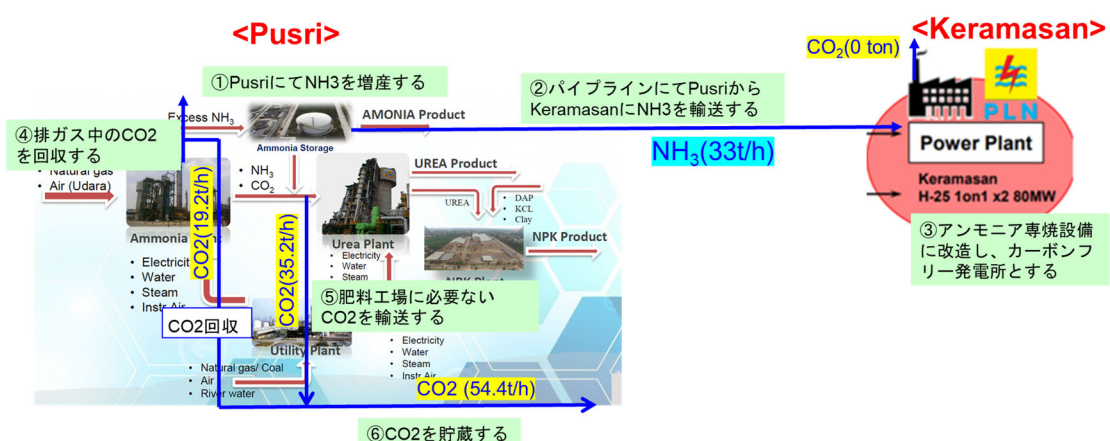


図 4.1-2 本調査の検討スコープ

4.2 検討ケース

通常アンモニアはローリーで輸送される場合が多いが、Keramasan で必要なアンモニア全量をローリーで輸送する場合、Pusri での搬出及び Keramasan での搬入にかかる時間を考慮すると非現実的な輸送手段となる。また現実的に輸送できる量のみをローリーで輸送し不足する分は従来通り天然ガス焚きをする場合、Keramasan のアンモニア焚き稼働率が下がってしまい、脱炭素という意味合いでは効果の少ないものとなる。

よって Pusri と Keramasan は、直線距離で約 10 kmと比較的近いという立地条件を鑑み、パイプラインでアンモニアを輸送するという事を検討する。この場合大量のアンモニア輸送が可能となり、Keramasan における CO2 削減量は多くなる。

以上より、本調査では脱炭素効果の大きいパイプラインでアンモニアを輸送する事を本案と考え、ローリーによる輸送は代案という扱いで検討を行う。表 4.2-1 に示す 2 ケースにおける CO2 及び追加コストについて検討を実施する。

表 4.2-1 本調査における検討ケース

	本案	代案
アンモニアの輸送手段	パイプライン	ローリー
CO2 削減量	大	小
追加コスト	大	小

第 5 章

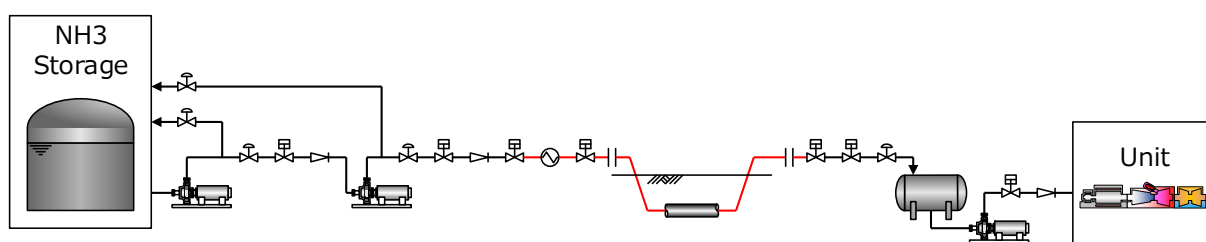
設備設計・検討

第5章 設備設計・検討

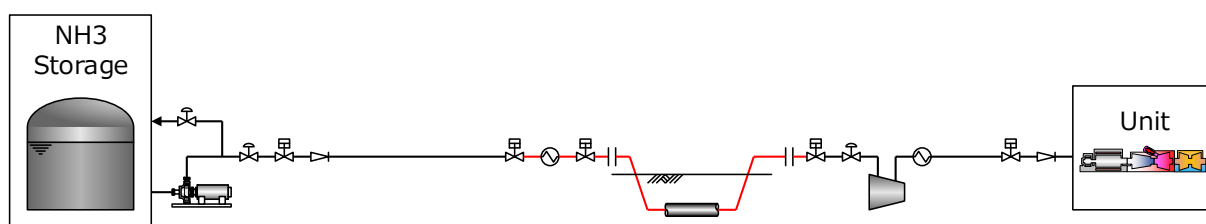
5.1 アンモニア搬出・輸送設備

肥料工場（Pusri）にて産出したアンモニアを Keramasan 発電所に輸送し、アンモニアを燃料として発電することによりカーボンフリーの発電を行う計画である。この章ではアンモニアの搬出・輸送設備について検討する。

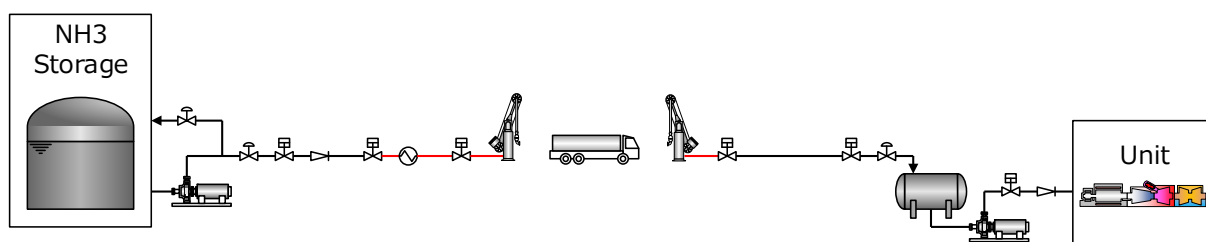
アンモニアの輸送方法は、パイプラインによる輸送とローリー車による輸送の2パターンを検討する。輸送方法ごとの概略系統構成を図 5.1-1 に示す。



パイプラインによるアンモニア輸送(液)



パイプラインによるアンモニア輸送(ガス)



ローリー車によるアンモニア輸送

(出典：調査団作成)

図 5.1-1 概略系統構成

5.1.1 アンモニア搬出・輸送方法検討

(1) 基本条件

1) アンモニア供給条件

Keramasan 発電所におけるアンモニアの燃料消費量と、肥料工場（Pusri）から供給されるアンモニアの条件を表 5.1-1 に示す。

表 5.1-1 アンモニアの燃料消費量とアンモニア供給条件

	条件	備考
ユニット消費量	33 t/h	16.5 t/h/基×2 ユニット
アンモニア供給量	35 t/h	33 t/h に余裕 2t/h を加味
アンモニア供給圧力	4.96 kPaG	アンモニアタンク払出圧力

2) 流体条件

アンモニアの輸送方法は、パイプラインによる輸送とローリー車による輸送の 2 パターンを検討する。パイプラインによる輸送時のアンモニア性状は、ガスまたは液となり、また、ローリー車による輸送時のアンモニア性状は、液となる。アンモニア条件を表 5.1-2 に示す。

表 5.1-2 アンモニア条件

	圧力	温度	密度
アンモニア(ガス)	0.7 MPaG	20 ℃	6.5 kg/m ³
アンモニア(液)	2.0 MPaG	20 ℃	610 kg/m ³

3) 設備間距離

Keramasan 発電所から肥料工場（Pusri）間の距離は、直線距離で約 10 km である。Keramasan 発電所とアンモニア供給元である肥料工場（Pusri）は、いずれも市街地に位置しており、各種施設や住宅が密集している。また、地域全般の交通量が多い。図 5.1-2 に各設備の位置関係と距離を示す。



(出典：調査団作成)

図 5.1-2 設備間距離

(2) パイプラインによるアンモニア輸送

Keramasan 発電所から肥料工場（Pusri）までアンモニアをパイプラインにより輸送する方法を検討する。

1) 計算条件

パイプラインによる輸送の計算条件を表 5.1-3 に示す。

表 5.1-3 パイプライン輸送の計算条件

		条件	備考
ユニット消費量		33 t/h	16.5 t/h/基×2 ユニット
アンモニア供給量		70 t/h	Keramasan 発電所に設置するタンクによりレベル制御を行う計画のため、余裕を考慮
パイプライン相当管長さ		20 km	10 km×2 倍 = 20 km
目標流速	液	3.0 m/sec 以下	LNG 相当
	ガス	20 m/sec 以下	天然ガス相当

2) 流速確認

配管内流速は下記計算式により算出する。

$$m = \rho \cdot A \cdot v \quad \cdots (1)$$

m : 流量 (kg/sec)
 ρ : 密度 (kg/m³)
 A : 管の断面積 (m²)
 v : 流速 (m/sec)

配管内流速を確認した結果、目標流速以下になるのは液の場合は、6B 以上、ガスの場合は 20B 以上であった。流速確認結果を表 5.1-4 に示す。なお、材質は STPL370 Sch80 を想定した。

表 5.1-4 配管内流速確認結果

状態	口径	厚さ	流速	判定
液	4B	8.6 mm	4.4 m/sec	> 3.0m/sec NG
	6B	11.0 mm	2.0 m/sec	<3.0m/sec OK
	8B	12.7 mm	1.2 m/sec	<3.0m/sec OK
ガス	18B	23.8 mm	22.8 m/sec	> 20.0m/sec NG
	20B	26.2 mm	18.4 m/sec	<20.0m/sec OK
	22B	28.6 mm	15.2 m/sec	<20.0m/sec OK
	24B	31.0 mm	12.8 m/sec	<20.0m/sec OK
	26B	34.0 mm	10.9 m/sec	<20.0m/sec OK

3) 圧力損失確認

圧力損失は下記計算式（ダルシー・ワイズバッハの式）により算出する。

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{L \cdot v^2 \cdot \rho}{2 \cdot d} \quad \dots (2)$$

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3.71 \cdot d} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right) \quad \dots (3)$$

ΔP	: 圧力損失 (Pa)
λ	: 管摩擦係数
L	: 相当管長 (m)
v	: 流速 (m/sec)
ρ	: 密度 (kg/m ³)
d	: 管の内径 (m)
ε	: 等価表面粗さ (m)
Re	: レイノルズ数

また、管摩擦係数は、下記の式による。

$$\text{Re} \leq 2,000 \text{ (層流域)} \quad \lambda = \frac{64}{\text{Re}}$$

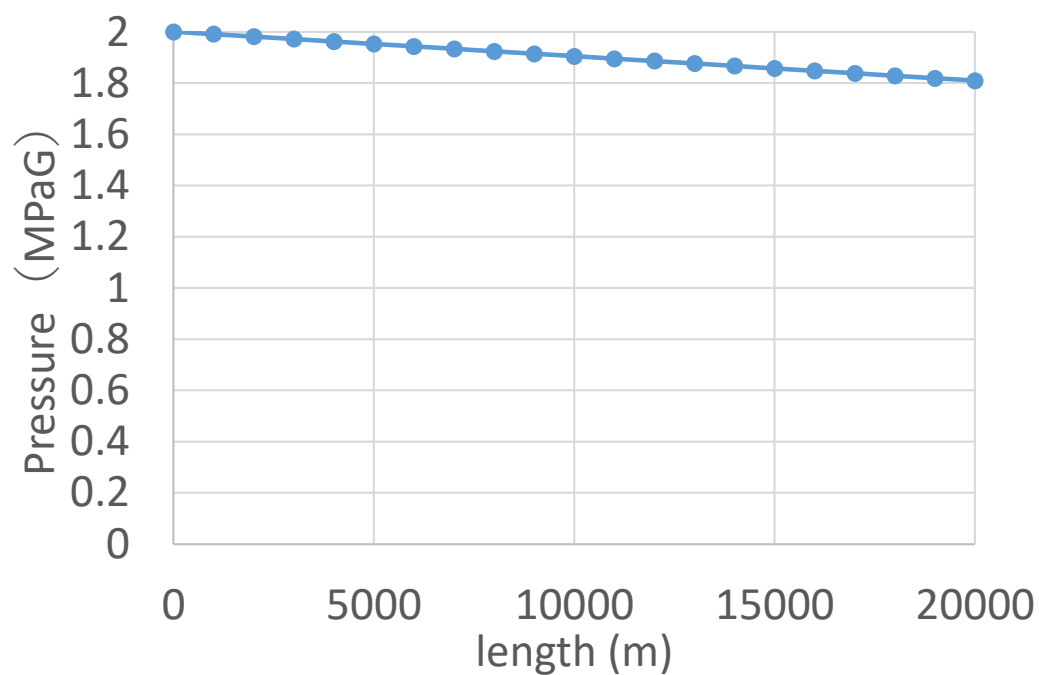
$$\text{Re} > 2,000 \text{ (乱流域)} \quad \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\varepsilon/D}{3.71} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right) \quad \dots \text{コールブルックの式}$$

$$\text{Re} : \text{レイノルズ数} \quad [\text{Pa}] \quad \text{Re} = \frac{V \cdot D}{\nu} = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu}$$

$$\varepsilon : \text{内面管荒さ} \quad [\text{m}]$$

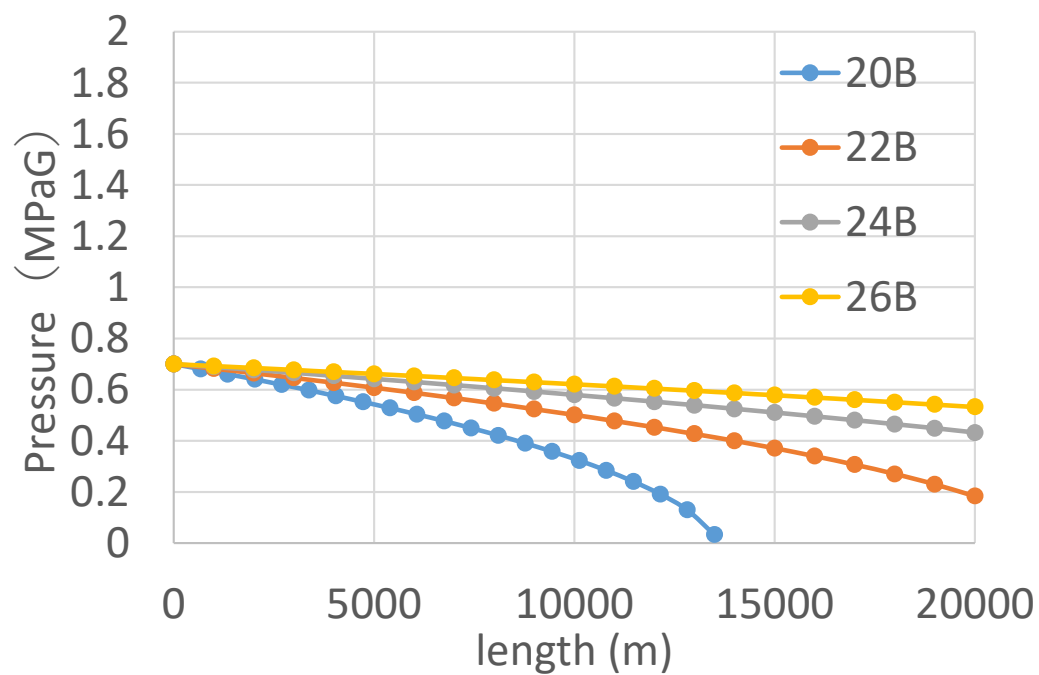
圧力損失を確認した結果、流体がガスの場合は、20B 以下だと圧力損失によりアンモニアを供給できないことが確認できた。ガスで供給する場合、22B は流通量が少ないため、24B 以上となる。

圧力損失確認結果を図 5.1-3 及び図 5.1-4 に示す。なお、配管口径は、前述の流速確認で選定した液 6B, ガス 20B,22B,24B,26B を用いて計算を行った。



(出典：調査団作成)

図 5.1-3 アンモニアを液で輸送した場合の圧力損失



(出典：調査団作成)

図 5.1-4 アンモニアをガスで輸送した場合の圧力損失

(3) ローリー車によるアンモニア輸送

1) 計算条件

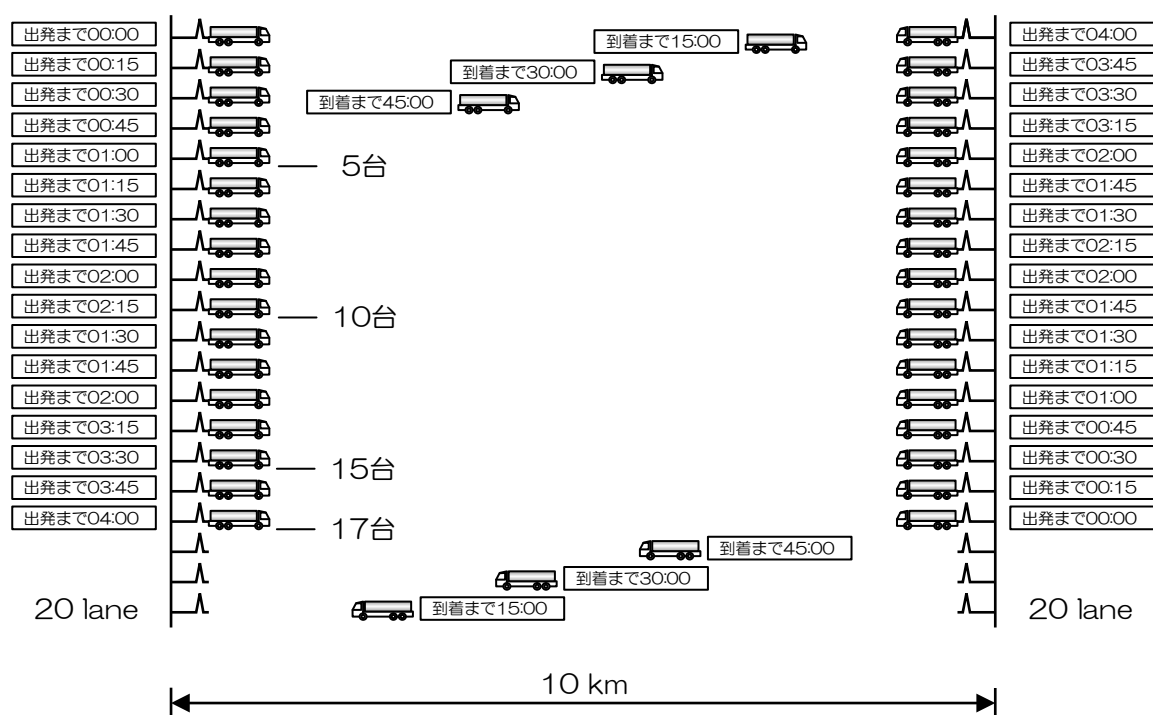
ローリー車によるアンモニア輸送を行う場合の計算条件を表 5.1-5 に示す。

表 5.1-5 ローリー車輸送条件

	条件	備考
アンモニア輸送量	35 t/h	
ローリー車輸送量	10 t/台	
ローリー車積込・払出時間	各 4 時間	想定
走行時間	片道 1 時間	走行距離：20 km

2) ローリー車による輸送確認

ローリー車によってアンモニアを輸送する場合、ローリー車必要台数：42 台、必要レーン数：40 台となり既存の交通流に与える影響が大きいと考える。ローリー車によるアンモニアの輸送確認結果を図 5.1-5 図 5.1-5 に示す。

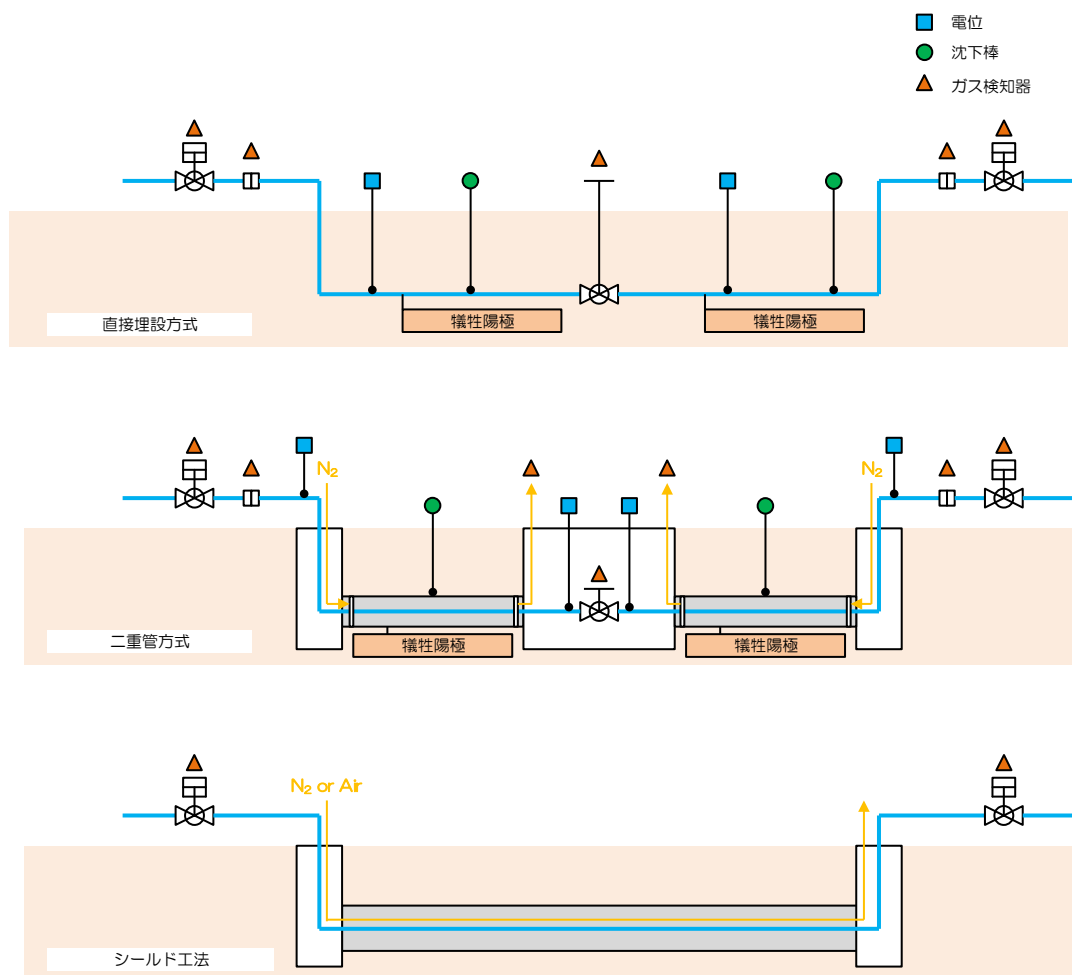


(出典：調査団作成)

図 5.1-5 ローリー車によるアンモニア輸送

(4) パイプライン施工方法

今回敷設するパイプラインは、各種施設や住宅が密集している市街地に施工する必要があるため、直接埋設工法又は、シールド工法にするのが望ましい。とりわけ当該地域は、地域全般の交通量が多いことからシールド工法を選定する。各工法の概要図を示す。



(出典：調査団作成)

図 5.1-6 パイプライン施工方法概要図

(5) 検討結果

前述の検討を踏まえて各ケースの発電原価（上乗せ分）に示す理由により、輸送方法は 6B の液でパイプラインにより輸送することを選定する。また敷設方法はシールド工法とする。

表 5.1-6 検討結果

			条件	特記	推奨
輸 送 方 法	パイプライン	液	6B 以上	• Pusri 側にブースターポンプが必要 • Keramasan 側にアンモニアタンク＋払出ポンプが必要	○
		ガス	22B 以上	• Keramasan 側にガス圧縮機＋クーラが必要 • 0.7MPa の場合、18℃以上を保持しないと液化する恐れがある。 • 大口径配管となる。バルブが市場にない可能性があり。	-
	ローリー車		ローリー車：42 台 レーン：40 レーン	• 既存の交通流に与える影響が大きい	-
敷 設 方 法	直接埋設			• 最も安価 • 施工時に道路通行止め • 運河横断時は推進またはシールド工法 • 日本の法規では保安物件の廻りは 2 重管にする必要がある旨の記載あり • 設備出口（Keramasan, Pusri）及び運河を渡る両端に遮断弁を設置する必要がある。 • 電気防食，沈下棒設置	-
	2 重管 （推進工法）			• 施工時は道路通行止め • 設備出口（Keramasan, Pusri）及び運河を渡る両端に遮断弁を設置する必要がある。 • 電気防食，沈下棒設置 • 2 重管内での漏洩を考慮し、さや管内を常時 N2 で置換	-
	シールド工法			• 最も高価 • 既存の交通流に影響を与えずに施工可能 • バルブは設備出口（Keramasan, Pusri）のみ • シールド内は N2 又は Air で常時換気	○

5.1.2 パイプラインルート

前述より、アンモニアの輸送は 6B の液で行い、シールド工法でパイプラインの敷設を行うことを念頭に置いてパイプラインルートの検討を実施した

(1) ITB によるアンモニアパイプラインルート検討結果

ITB が検討したアンモニアパイプラインルートは図 5.1-7 のとおり。

- 1) Alternative 1 : 主要道路に沿ったルート（一部道路幅が狭い。橋に沿ってムシ川を横断） : 17 km
- 2) Alternative 2 : Alternative 1 の道路幅が狭い箇所を迂回するルート : 17 km
- 3) Alternative 3 : 肥料工場（Pusri）を出た直後にムシ川を横断するルート : 11 km
- 4) Alternative 4 : ムシ川を横断した後、川に沿って敷設するルート : 11 km

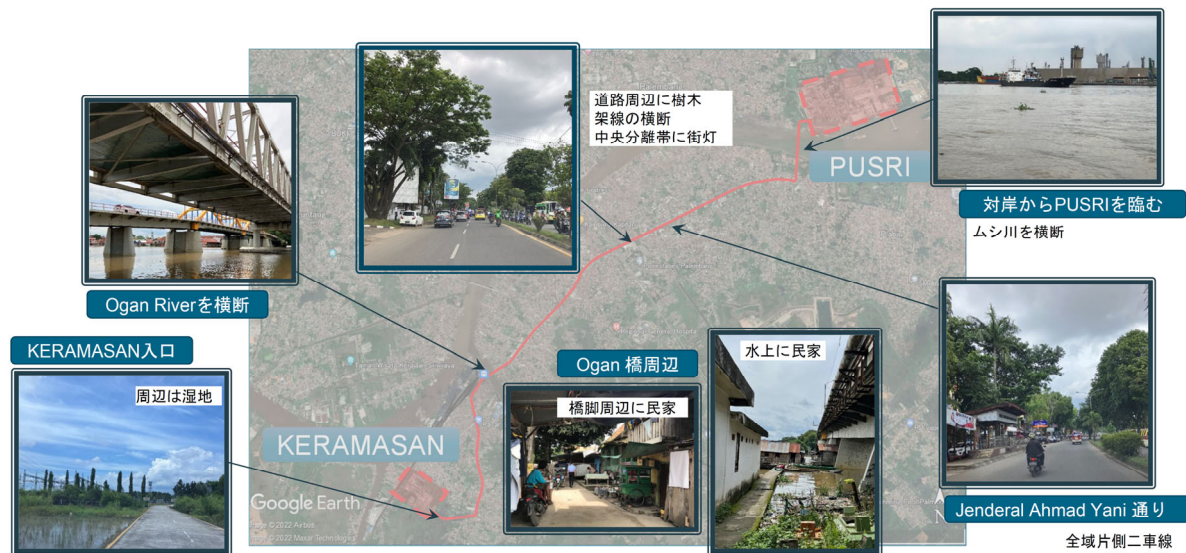


(出典 : ITB が作成し、調査団が修正)

図 5.1-7 ITB によるパイプラインルート検討結果

(2) パイプラインルート検討結果

ITB が検討したアンモニアパイプラインルートのうち、敷設長が最短となる Alternative 3 のルートについて現地実査を行った。シールド工法であればパイプラインが施工できると考える。図 5.1-8 にパイプラインルート現地実査結果を示す。

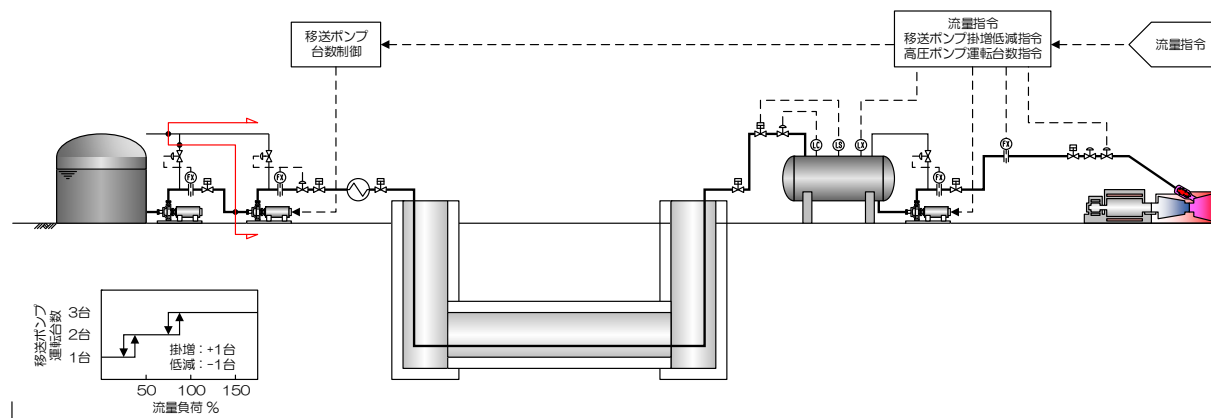


(出典：調査団作成)

図 5.1-8 パイプラインルート現地実査結果

(3) 制御方法案

アンモニア輸送時の制御方法案について図 5.1-9 に示す。



(出典：調査団作成)

図 5.1-9 アンモニア輸送時の制御方法

5.2 アンモニア受入・貯蔵・気化設備

本検討の対象となる燃料アンモニア受入・貯蔵・気化設備の概念図を図 5.2-1 に示す。

燃料アンモニアは、20℃の液化アンモニアの状態では、隣接する Pusri アンモニアプラントより発電所までパイプラインを経由して送液され、アンモニア貯蔵設備へ受け入れる。アンモニア受入・貯蔵設備はアンモニア貯蔵タンク及び付帯設備より構成され、受入れ条件と同じ 20℃の液化アンモニアを飽和圧力でタンクに貯蔵する。

タンクに貯蔵されたアンモニアを GTCC の専焼用燃料として使用する為には、アンモニアをガスの状態で供給する必要があるため、タンクに貯蔵された液化アンモニアは貯蔵タンクよりポンプにより払出・昇圧した後、外部より熱を供給してこれを気化させ、所定の温度・圧力条件にて GTCC 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アンモニアを系外の大気に直接放出する事は出来ない為、放出ガスを処理する為の除害設備を設ける必要がある。

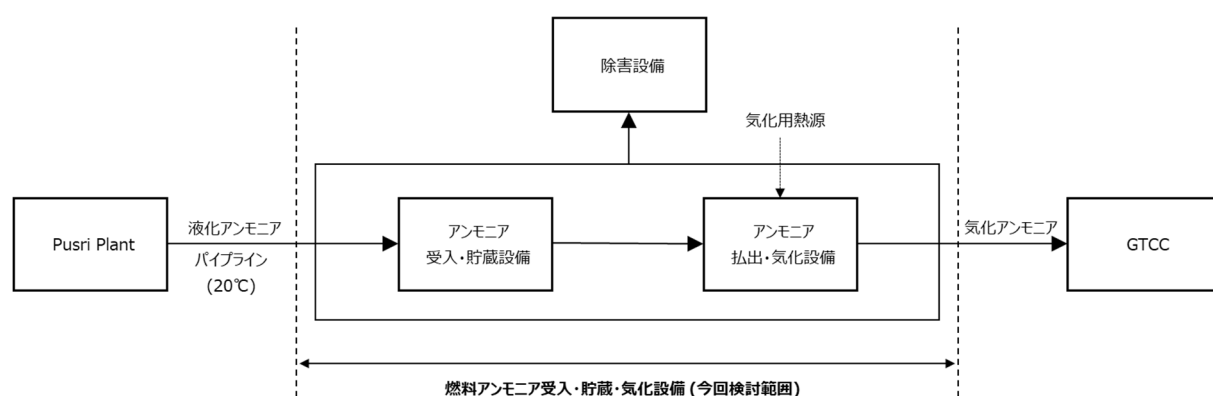


図 5.2-1 燃料アンモニア受入・貯蔵・気化設備概念図

5.2.1 計画条件

(1) GTCC 条件

アンモニア専焼を行う GTCC の仕様は下記のとおりとして検討を実施する。

- ・定格出力 : 40 MW/ユニット
- ・ガスタービン基数 : 2 ユニット
- ・アンモニア燃焼方式 : ガス燃焼 (専焼)

(2) GTCC との取合条件

上記の GTCC におけるアンモニア使用量及び取合条件は下記のとおりとする。

- ・流量 : 17.5 t/h/ユニット (含 1t/h 設計流量裕度)
- ・性状 : ガス

(3) アンモニア受入条件

使用されるアンモニアは供給元の Pusri アンモニアプラントよりパイプライン経由で受け入れるものとする。

- ・ アンモニア性状 : 液化アンモニア、1.0MPaG, 20℃
- ・ アンモニア組成 : アンモニア Min. 99.5 wt%
水分 Max. 0.5 wt%
- ・ 液化アンモニア比重 : 0.610

(4) 適用法規・規格

現時点において、燃料アンモニア受入・貯蔵設備に関する個別の設計基準に関して国際的に定められた規格は特に無い為、本 FS における設備概要検討に際しては、ASME、API 等、国際的に認知されている規格を参照した。

環境関連については、インドネシア国内においても、日本国内における大気汚染防止法、悪臭防止法等と同等の規制があるものと想定し、これら^(*1)を参照した。

(*1) 電気事業法，高圧ガス保安法，大気汚染防止法，悪臭防止法等を参照。

5.2.2 設備概要

(1) 受入・貯蔵設備構成

燃料用アンモニアは、液化アンモニアでの受け入れを想定する。

液化アンモニアは、インドネシア国内パレンバン地域に隣接する Pusri アンモニア製造プラントより、パイプライン経由にて常温高圧状態(20℃、1.0MPaG)で継続的に送液される。受入れた液化アンモニアは受入温度(20℃)の飽和圧力(0.76MPaG)でアンモニア貯蔵タンクに貯蔵される。

アンモニア貯蔵タンクでは、機器・配管等の保冷層を通して外部大気より侵入する熱、或いは、ポンプによる仕事入熱等により、恒常的に貯蔵液の一部がガス化して BOG (Boil Off Gas) が発生する。BOG は再液化ユニットにて再液化され、アンモニア貯蔵タンクに戻される。

燃料アンモニア受入・貯蔵設備概念図を図 5.2-2 に示す。

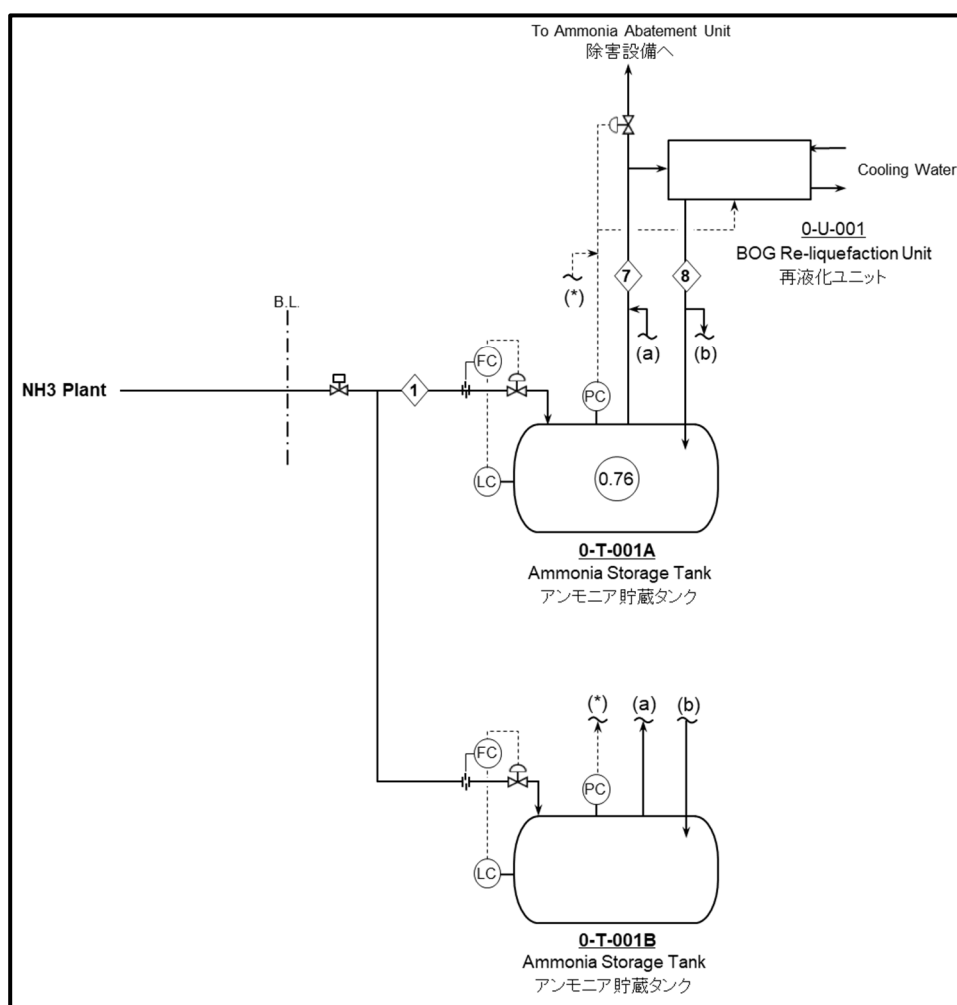


図 5.2-2 燃料アンモニア受入・貯蔵設備概念図

(2) 払出・気化設備構成

気化設備は発電用ガスタービンに対し 1 対 1 で設置するため、ガスタービン数と同じ 2 ユニットとする。

貯蔵されているアンモニアはタンク外置きの払出ポンプにて昇圧および払出しを行い、アンモニア気化器によって気化させた後、GTCC 側に供給する。払出ポンプは、GTCC 側の負荷変動に対するフレキシビリティを持たせるため、ガスタービン毎に設置する。

アンモニア気化システムについては、構成が最もシンプルとなる GTCC 側から供給される温水を熱源として計画を実施した。

気化したアンモニアガスにはミストが含まれる可能性があるため、気化後流に気液分離ドラムを設置する。GTCC 負荷変動時の圧力変動を吸収するためにアンモニアガス取合い点の前流にアキュムレータを設置する。燃料アンモニア払出・気化設備概念図を図 5.2-3 示す。燃料用アンモニアは、液化アンモニアでの受け入れを想定する。

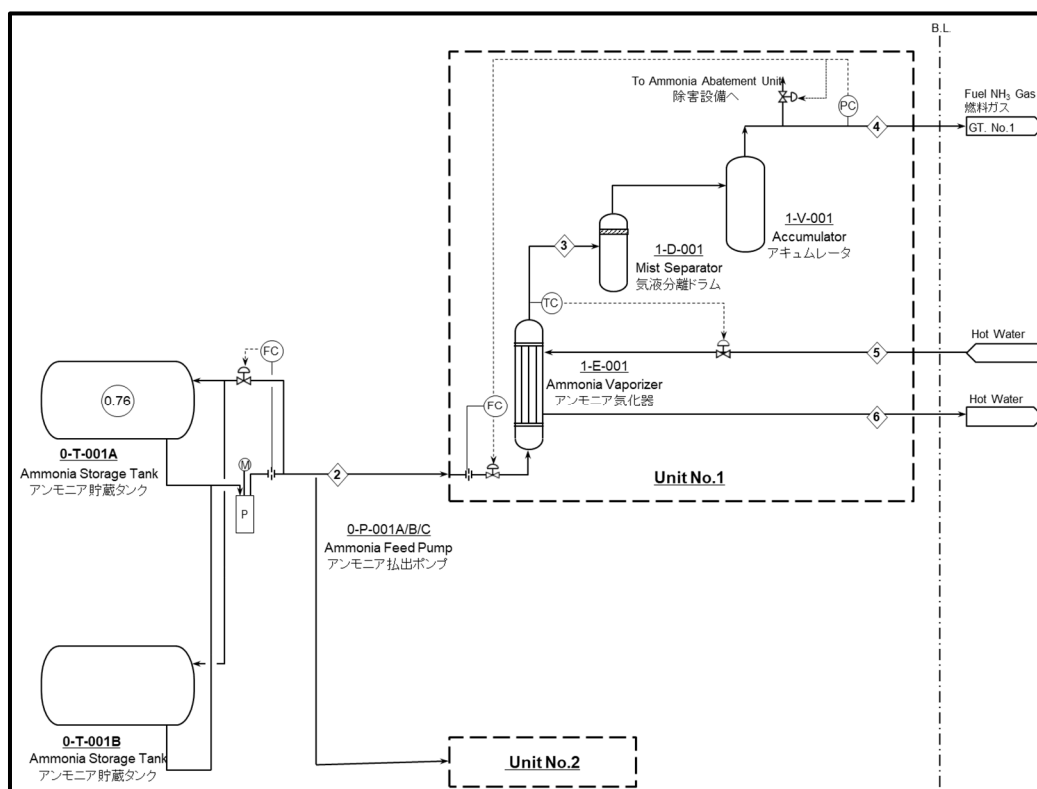


図 5.2-3 燃料アンモニア払出・気化設備概念図

5.2.3 受入・貯蔵設備機器仕様

(1) 液化アンモニア受入

液化アンモニアはPusri 社の常圧・低温アンモニアタンク(約-33℃にて貯蔵)からポンプによりパイプラインに払い出されるものとする。パイプラインは埋設配管を想定し、埋設配管による液輸送に対して土壌凍結等の問題が生じない様、アンモニアは払い出し元にて20℃まで加温されてパイプラインへ送出されるものとする。

(2) アンモニア貯蔵タンク(O-T-001A/B)

アンモニア貯蔵タンクは、受入れ液化アンモニアが高圧(1.0MPaG)のため横型圧力容器とする。液化アンモニアがパイプライン経由で継続的に供給される想定なるも、万一パイプラインからの供給が停止したとしても、その後も GTCC×2 ユニットが最低 24 時間は運転を継続可能な様に、最低必要貯蔵量として 840ton(=17.5t/ユニット^(注) × 2 ユニット × 24 時間)を貯蔵タンク内に常時保有するものとする。これに対して、GTCC の運転負荷変動に対する液化アンモニア受入量の調節余裕分としてさらに 24 時間分の 840ton を考慮し、貯蔵タンクの計画有効貯蔵量は 1,680ton とする。貯蔵タンクの基数及び 1 基当たりの容量は、タンクを工場で一体物として製作する際の製作面の制約や、現地への輸送におけるサイズ面の制約等を考慮してこれを 2 分割するものとし、下記のとおりとする。

(注) 5.2.1(2) GTCC との取り合い流量条件 参照

- ・ 基数 : 2 基
- ・ 有効貯蔵容量 : 840t/基
- ・ 設計温度 : Min.-34℃、Max.35℃
- ・ 設計圧力 : Min.FV、Max.1.18MPaG
- ・ BOG 発生率 : 0.04 wt%/day
- ・ タンク詳細仕様 : 横型圧力容器

(3) 再液化ユニット(O-U-001)

タンクより発生したアンモニアガス (Boil Off Gas : BOG) は再液化ユニット内で圧縮及び冷却によって再度液化され、貯蔵タンクに回収される。本ユニットの容量は、BOG 最大発生ケースとしてパイプラインからのアンモニア受け入れ運転時を想定し、外部大気からタンクへの入熱に加えて主に払出ポンプの入熱分を考慮して BOG 量を決定している。

- ・ 基数 : 1 ユニット (圧縮機のみ予備機あり)
- ・ 設計流量 : 500 kg/h
- ・ 圧縮機タイプ : スクリュー式

5.2.4 払出・気化設備機器仕様

(1) アンモニア払出ポンプ(0-P-001A/B/C)

アンモニア払出ポンプはタンクの外部に設置し、必要 NPSH を考慮して半地下埋設の縦型タイプを採用する。GTCC の負荷変動に対するフレキシビリティを持たせるため、各ガスタービンに対してポンプを 1 台ずつ設置する。また、機械トラブルを考慮して予備機を設置するが、各ガスタービンには共通ヘッダーからアンモニア供給するため共通予備機として 1 基設置する。

(2) アンモニア気化器(1/2-E-001)

気化器の形式は縦型 Shell&Tube タイプとして Tube 側にアンモニアを通し、送り出し流量を直接コントロールする事で GTCC との取合圧力を調整し、負荷変動に対する追従性を持たせる計画とする。

(3) 気液分離ドラム(1/2-D-001)

アンモニア気化器(1/2-E-001)出口ガスにミストが同伴される場合、ガスタービン性能低下、腐食の懸念から、デミスター付きの気液分離ドラムを設ける。

(4) アキュムレータ(1/2-V-001)

GTCC 側の負荷変動時にアンモニアガス圧力を許容変動幅内に抑えるために、取合い点の前流にアキュムレータを設置する。アキュムレータのサイズはアンモニアガス取合い点からガスタービンまでの配管容量を元に設計する。

(5) 液安回収ドラム (0-V-002)

メンテナンス等により気化設備系内のパージを行う際、残留アンモニア液分を回収し、アンモニア貯蔵タンクに返送する。グラビティで回収するため地下に設置し、回収した液化アンモニアは窒素でドラム圧力を上げて圧送する。

5.2.5 除害設備機器仕様

アンモニアガス及び液化アンモニアは、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許容されないため、停電や機器トラブルで再液化処理が継続運転不可の場合、及び何らかの要因により系内圧力が上昇した場合等、緊急時に排出されるアンモニアを適切に除害する目的で、大気バントの除害設備を設置する。除害設備はバントガスの圧力に合わせて高压系と低压系の 2 系統を設置する。除害処理で生成されるアンモニア水はローリーによって外部産廃業者にて処理する想定とする。

なお、除害設備は天然ガス等の可燃性ガスによる燃焼除害も考えられるものの、未燃アンモニアが排出されてしまう（燃焼によるアンモニア除去性能が不十分）ことから、水吸収による除害処理を採用する。

燃料アンモニア除害設備概念図を図 5.2-4 に示す。

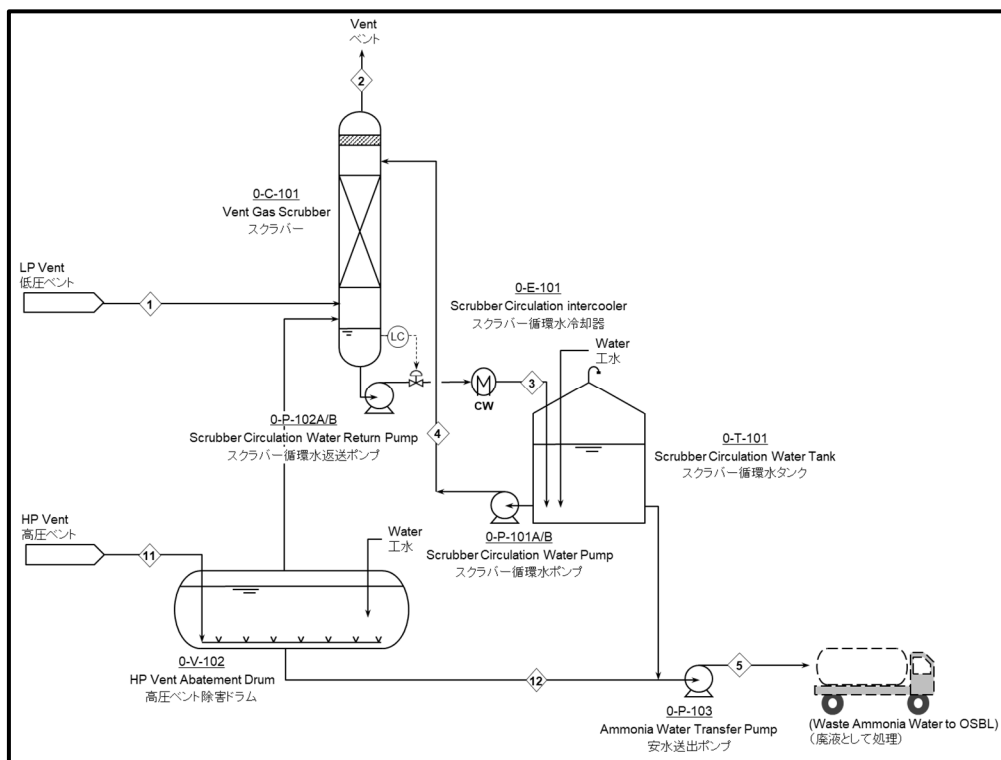


図 5.2-4 燃料アンモニア除害設備概念図

5.2.6 全体設備仕様

前述の受入、貯蔵、払出、気化および除害設備の設備構成を以下に示す。

プロセスフローダイアグラム（受入・貯蔵・払出・気化設備）を図 5.2-5、プロセスフローダイアグラム（除害設備）を図 5.2-6 に示す。

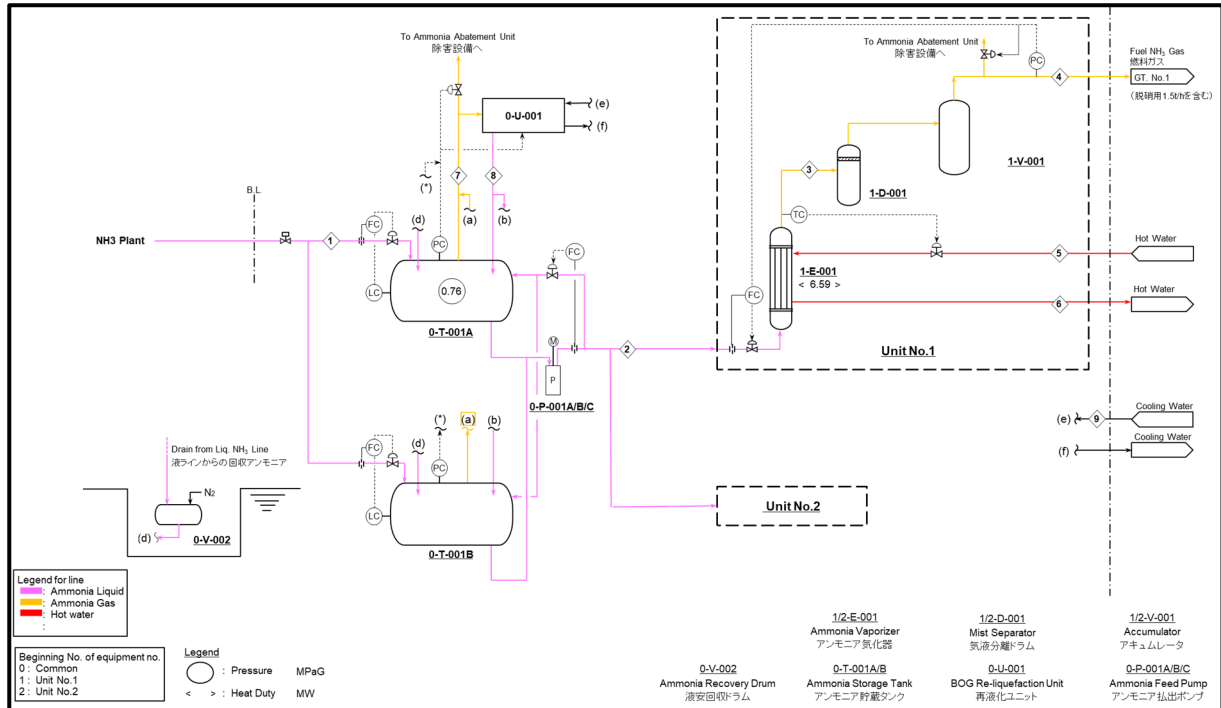


図 5.2-5 プロセスフローダイアグラム（受入・貯蔵・払出・気化設備）

・ 液化アンモニア

： 液化アンモニアはパイプラインから貯蔵タンクに供給され、貯蔵タンク中のアンモニアは払出しポンプによって必要取合い圧となるように昇圧され気化器に供給される。

ポンプ吐出には気化器行きラインの他に、貯蔵タンク戻りのミニフロー（ポンプを継続運転するための最低流量）ラインがある。受入れ設備で発生する BOG は再液化ユニットで液化され貯蔵タンクに回収する。

・ アンモニアガス

： 気化器によってガス化、昇温した後、ガスタービンへの液滴流入を防ぐための気液分離ドラム、GTCC の負荷変動による圧力変動を吸収するためのアキュムレータを通りガスタービンへと供給する。その他に、貯蔵時に発生する BOG を再液化ユニットに送るライン、貯蔵タンクとアキュムレータ後流の放風弁から除害設備に送るラインがある。

・ 温水

アンモニア気化器の熱源として GTCC 側から供給される温水を使用する。

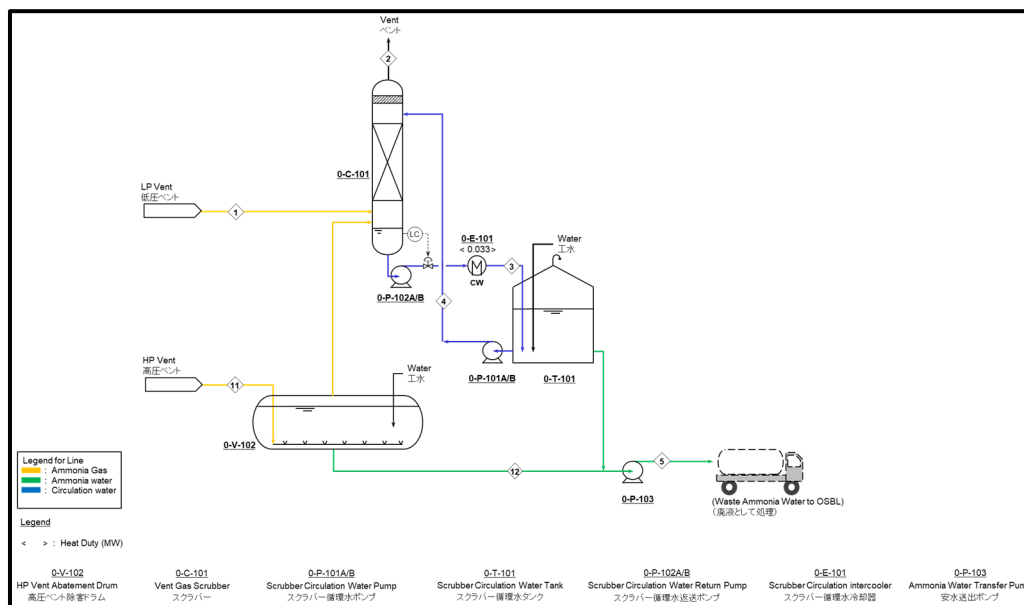


図 5.2-6 プロセスフローダイアグラム（除害設備）

アンモニアガス

：アンモニア払出/気化設備からの高圧系ベントは高圧ベント除害ドラムにバブリングさせて処理し、再液化ユニットの継続運転が不可能となった場合にアンモニア貯蔵タンクからの低圧系ベントはスクラバーにて水との対向接触で処理する。
 高圧ベント除害ドラムでの未吸収アンモニアガスを考慮し、除害ドラムからスクラバー行のラインを設ける。

安水

：スクラバーと高圧除害ドラムでアンモニアを吸収して出来た安水は外部の産廃業者にて処理するものとする。安水の想定濃度は 3wt%とする。

循環水

：常時スクラバーには水を循環させている。ポンプ入熱による吸収性能の低下を防ぐため循環水はスクラバー循環水冷却器で除熱する。

5.2.7 配置検討

(1) 前提条件

燃料アンモニア受入・気化設備は、ガスタービン建屋北側の遊休地に設置することを想定するが、更に北側には住居が立ち並んでいることから、極力居住地区から離隔距離がとれるよう配置する。



図 5.2-7 設置場所，敷地制限



図 5.2-8 設置場所、敷地制限（拡大図）（非公開）

(2) 前提条件

概略全体配置図を図 5.2-9 に示す。

燃料アンモニア受入・気化設備は，大きく 3 つのエリア（受入・貯蔵設備，払出・気化設備および除害設備）に分けて配置している。またそれぞれの設備エリアにアクセスするための周回道路も配置する。

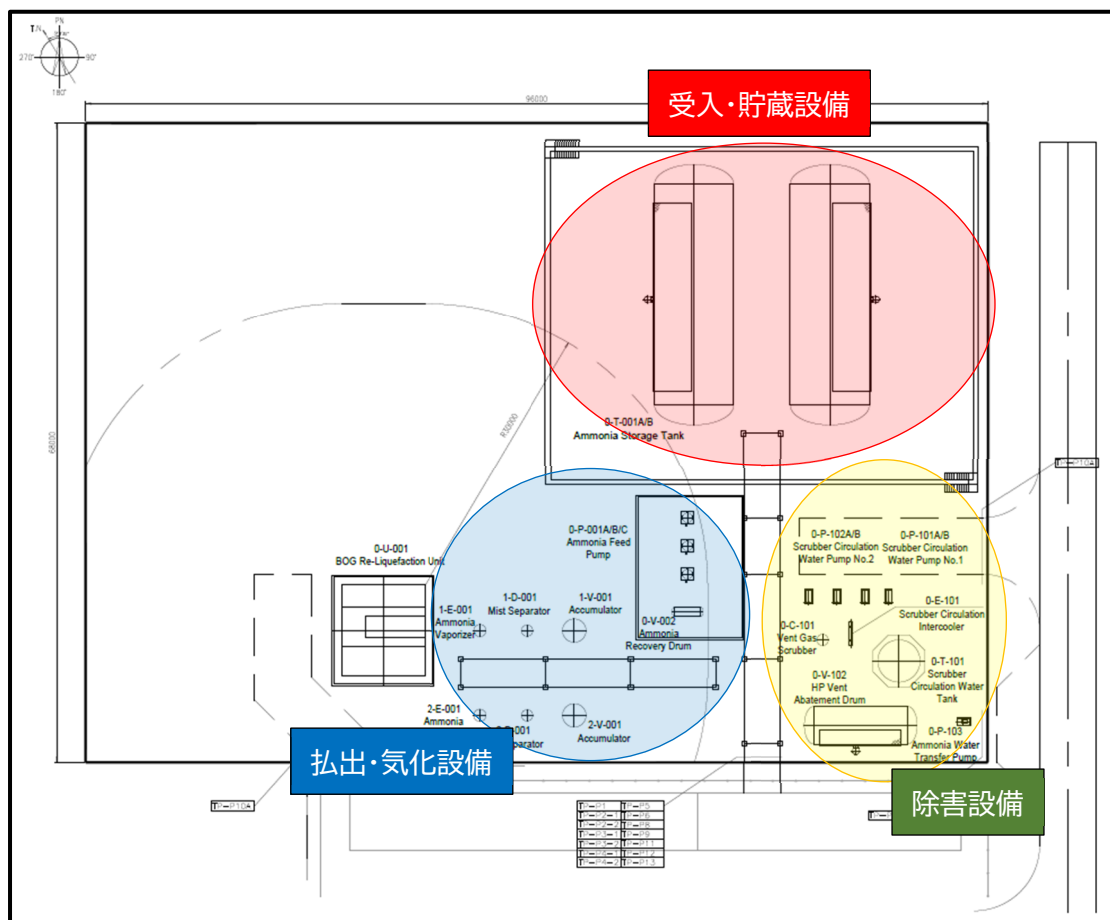


図 5.2-9 全体配置図

(3) 受入・貯蔵設備

受入れる燃料アンモニアは、供給元の Pusri Plant にて常圧・低温で貯蔵されている液化アンモニアを、輸送中の凍結対策として加圧・加温したのち、パイプライン経由で連続供給されるものと想定する。なおパイプラインとの取合い位置は、現時点では調査・検討中であり、設備の配置検討には含まれていない。

貯蔵タンクには万が一の漏洩時のためにコンクリート矩形の防液堤を配置する。
BOG 再液化設備（圧縮機）については、JEAC 液化設備規程に従い、貯槽から約 30m 離れた場所に配置している。（図 5.2-10 参照）

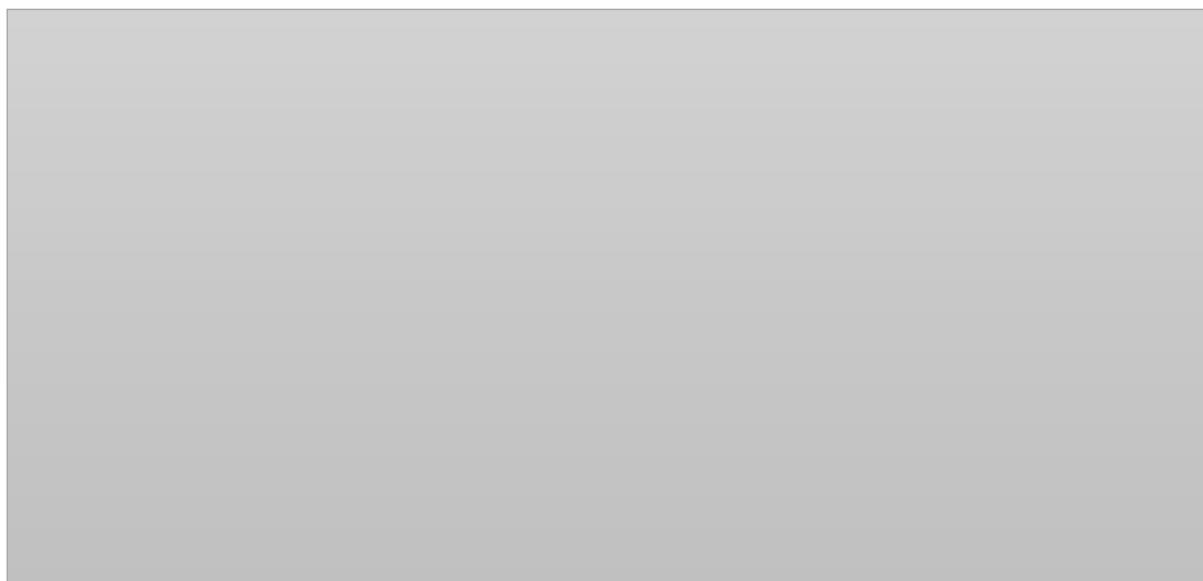


図 5.2-10 受入・貯蔵設備配置図（非公開）

(4) 払出・気化設備件

払出・気化設備の概略配置を図 5.2-11 に示す。

気化設備は、ガスタービン側の負荷変動に対するフレキシビリティを上げるため及びガスタービン側へ供給するアンモニアラインを簡潔にするため、ガスタービン近辺にガスタービン 1 ユニット毎に気化器 1 ユニートをそれぞれ配置する。

アンモニア気化器（液化ガス気化器）については、JEAC 液化設備規程に従い、貯槽から約 30m 離れた場所に配置している。

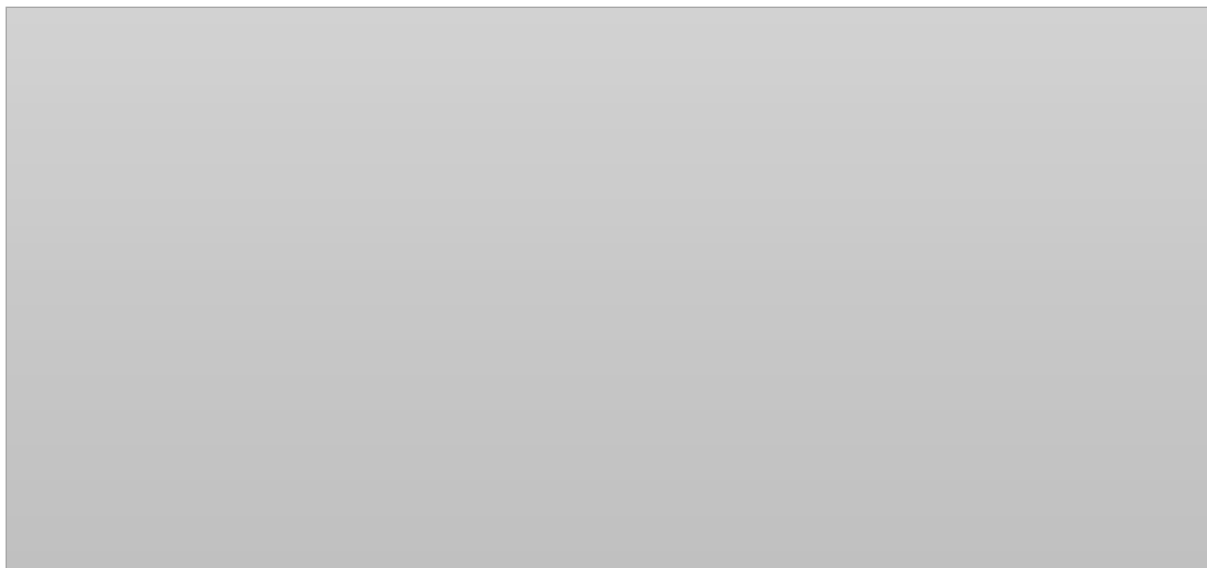


図 5.2-11 払出・気化設備配置図（非公開）

(5) 除害設備

貯蔵・除害設備の概略配置を図 5.2-12 に示す。

除害設備は、各設備から排出されるアンモニアガスをまとめて処理するため、どの設備からも離れないよう配置している。また、除害設備で回収されたアンモニア水は外部の排水業者で処理されることから、排水処理業者のローリーがアクセスしやすいよう、周回道路脇に配置する。

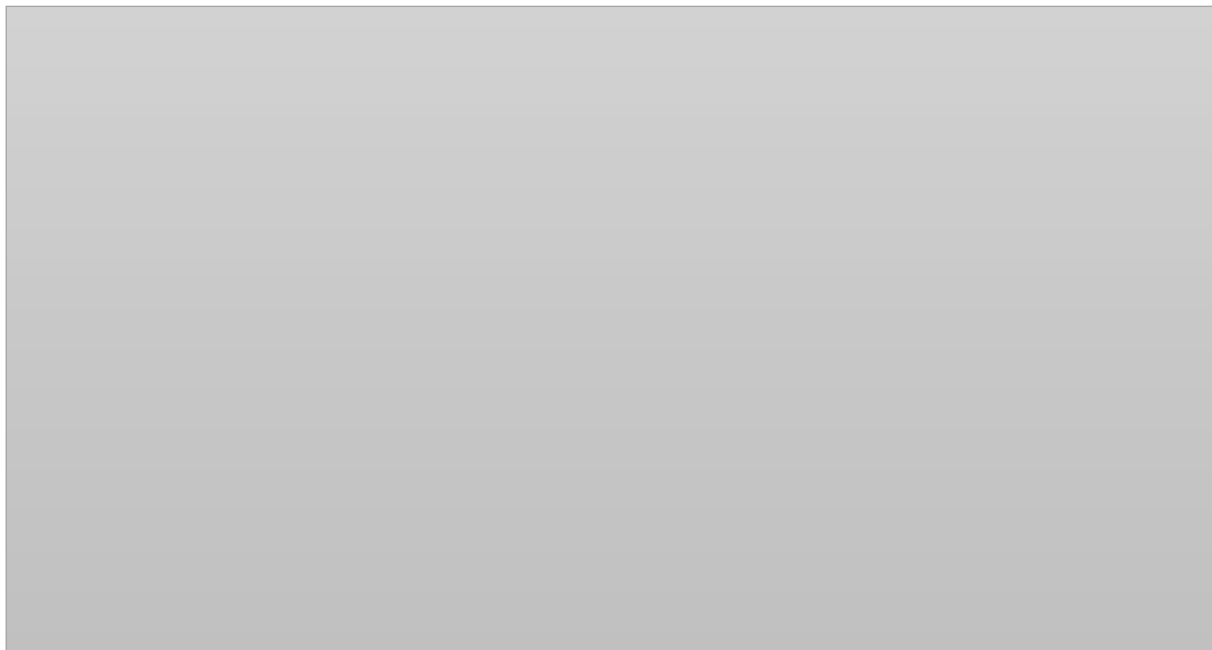


図 5.2-12 除害設備配置図（非公開）

5.3 発電設備

本節では、新設・既設改造を含むアンモニア燃ガスタービン・コンバインドサイクル設備のうち、発電設備部分（以下パワーブロック）の計画条件、設備概要、性能及び運用案について説明する。

5.3.1 計画条件

発電設備の検討にあたり、前提とした条件及び今回の FS における検討対象範囲（パワーブロック供給範囲）について示す。

(1) 検討条件

検討条件は表 5.3-1 のとおり。

表 5.3-1 発電設備検討の前提条件

番号	項目	内容
1. サイト条件		
1)	大気温度	27degC
2)	相対湿度	85%
3)	大気圧力	101.32kPa
2. ガスタービン使用燃料		
1)	アンモニアガス	ガスタービン側のアンモニア受け入れ条件
2)	天然ガス	改造後も利用
3. その他、検討の前提条件		
1)	環境値	脱硝設備検討にあたり、NOx 排出規制は既設 Keramasan と同等且つ規制値を超えないものとする。
2)	既設流用範囲	ガスタービン燃焼器、燃料系統、および HRSG 以外は原則既設設備を流用する。
3)	ユーティリティ条件	既設より供給されるものとする。アンモニア燃焼改造に伴うユーティリティの増減と既設流用可否については、実計画段階にて調整する。
4)	敷地条件	既設発電所構内に改造後設備、リプレース設備を設置するものとする。既設機との干渉については、実計画段階にて調整する。

(2) 発電設備供給範囲(含む既設改造範囲)

機器改造範囲

今回の FS における検討対象範囲は図 5.3-1 のとおり。可能な限り既設を流用する方針とし、主な改造範囲は燃料アンモニア系統の追加、ガスタービン燃焼器の換装、既設 HRSG（排熱回収ボイラ）のリプレイス、脱硝装置の追設とする。

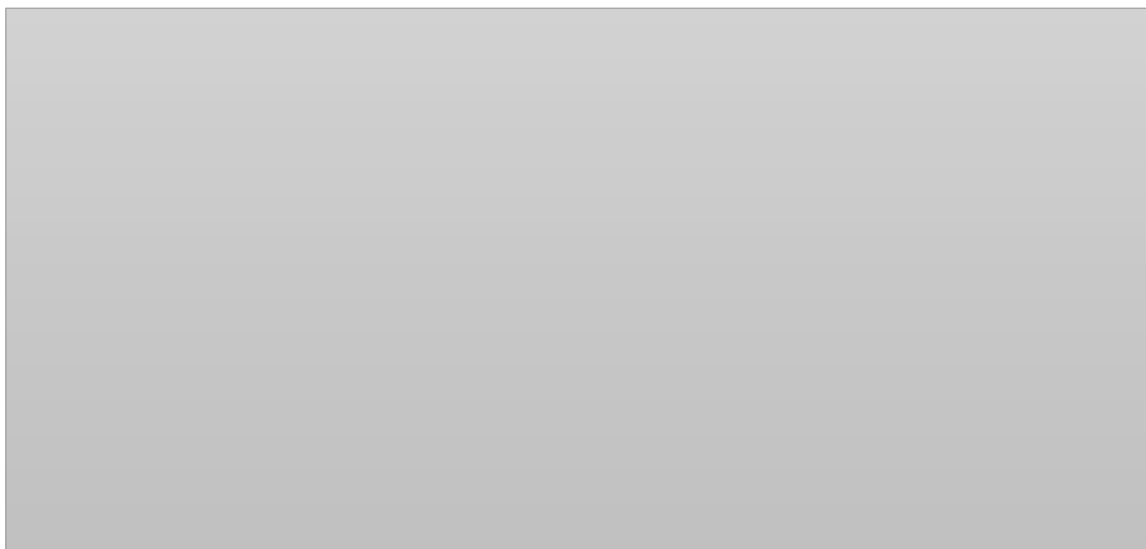


図 5.3-1 機器改造範囲（非公開）

主な改造範囲の実施内容については以下のとおり。

・アンモニア燃料系統、ガスタービン燃焼器

アンモニア専焼ガスタービンを導入するにあたり、燃料系統の追加及びガスタービン燃焼器の改造が必要になる。

・HRSG

アンモニア専焼ガスタービンでは、ガスタービン排気における NOx が増加するため、脱硝装置の追設が必要である。一方で既設 HRSG には脱硝触媒を挿入するスペースはないため、HRSG のリプレイスが必要となる。また、アンモニア気化器へアンモニアが気化させるのに必要な熱を送るため、アンモニア気化器向けの抽気を実施できるようにする。

・脱硝装置

燃料中の N 分が多いことから、アンモニア専焼ガスタービンではガスタービン排気における NOx が増加するため、脱硝設備の追設が必要となる。脱硝設備の詳細は 5.4 章に記載する。

電気設備改造範囲

アンモニア専焼改造の際に追加となる設備へ給電する配電盤を追加することとし、以下の３種を対象とする。

- １．アンモニア設備用 MCC(共通設備)
- ２．HRSG # 1 用 MCC
- ３．HRSG # 2 用 MCC

尚、各 MCC への給電は、既設 MV SWGR(動力変圧器経由)から、もしくは、既設 LV SWGR からを想定している。

制御設備改造範囲

制御装置については基本的に既設設備を流用・改造するものとする。改造内容としては以下のとおり。

- ・ 追設・改造される機器・計器からの信号と新たにインターフェースする為の制御盤改造
- ・ 追設・改造される機器・計器を Operator Station から操作・監視するグラフィック追加・改造
- ・ 追設・改造される機器・計器のロジック追加・改造

5.3.2 設備概要

(1) ガスタービン設備仕様及びアンモニア焚き技術

本 FS における発電設備の概要について以下に示す。

ガスタービンの概要

H-25 ガスタービンは、50Hz/60Hz 地域の発電事業用および産業用に開発され、1988 年に初号機の営業運転を開始した以降、H-25 シリーズガスタービンは改良を続け、H シリーズガスタービンで実証済みの先進要素技術や材料技術をフィードバックしつつ継続的な性能向上を図っている。

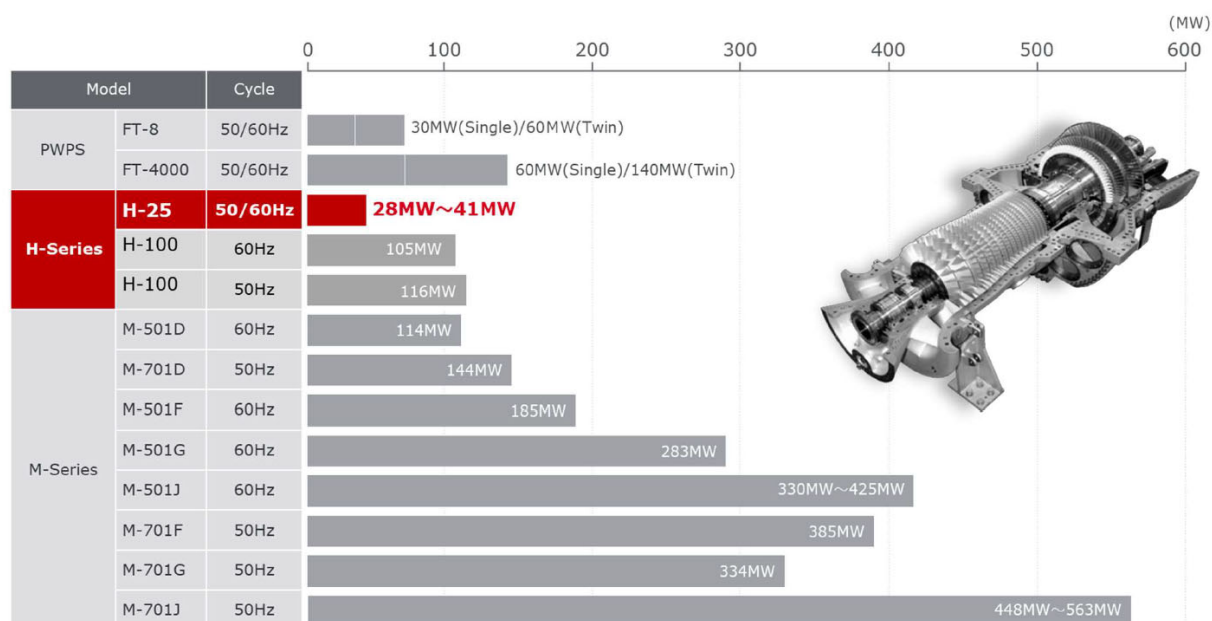


図 5.3-2 三菱重工業のガスタービンラインナップ及び各出力

H-25 ガスタービン、豊富なガスタービンの製作実績を生かし、高効率を実現したヘビーデューティー形ガスタービンである。排熱回収ボイラとの組合せによるコンバインドサイクル及びコジェネレーションシステム等の複合サイクル発電プラントとして高い効率を達成することが可能であり、以下のような特徴を有している。

- ヘビーデューティー形：メンテナンス性や長期連続運用を考慮した、信頼性の高い構造
- 高効率：さまざまな発電サイクルで高性能を実現（シンプル・コンバインド・コジェネレーション）
- 多種燃料対応：A 重油、軽油、オフガス、天然ガスなど
- パッケージ型：運搬・据付が容易

H-25 ガスタービンにおけるアンモニア燃焼技術の概要

三菱重工業は、世界中で高まるエネルギーの脱炭素化に対する機運の高まりを受け、アンモニア（NH₃）をガスタービン発電の燃料として 100% 直接利用する 4 万 kW 級ガスタービンシステムの開発に着手している。アンモニアを専焼する本方式は、燃料の利用時に二酸化炭素（CO₂）が発生しないことから発電におけるカーボンフリーを実現するものであり、今後、燃焼試験などを経て 2025 年以降の実用化を目指している。

アンモニア専焼に関する技術の開発方針については以下図 5.3-3 に示す。

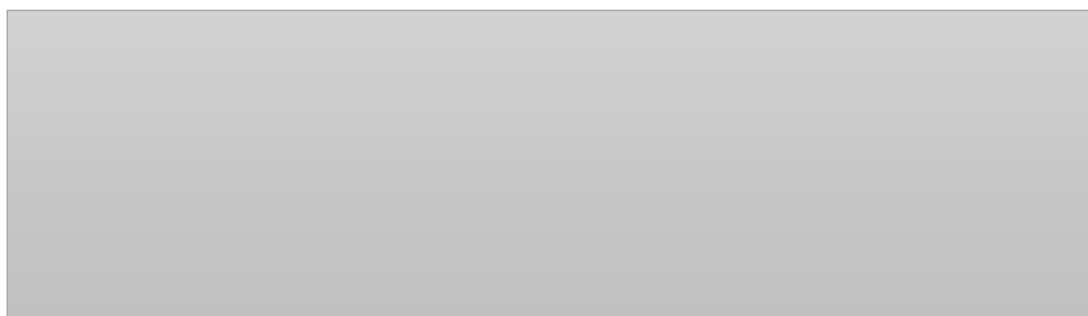


図 5.3-3 アンモニア専焼に関する技術開発方針（非公開）

リッチ・リーン二段燃焼方式の燃焼器の開発

燃焼器の開発では、拡散燃焼器をベースとしたリッチ・リーン二段燃焼方式の検討を進めている（図 5.3-4）。燃焼器の上流域で燃料アンモニアと空気（一次燃焼空気）を化学量論（当量比 $\phi = 1$ ）以上の燃料過濃の状態 で燃焼させた後、二次燃焼空気との急速混合により即座に希薄燃焼の状態に移行させて NO_x の発生を抑える。

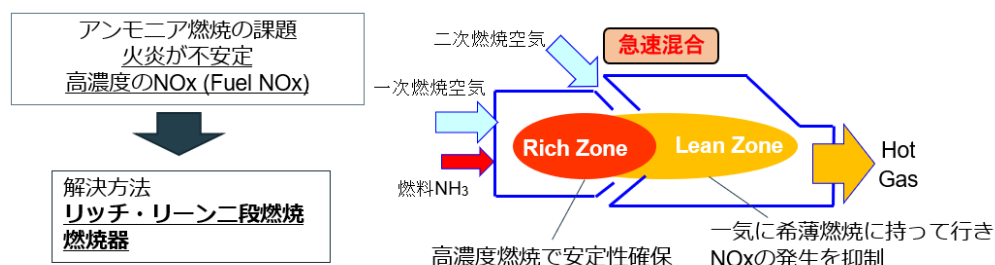


図 5.3-4 リッチ・リーン二段燃焼方式の燃焼器

フルスケールアンモニアの燃焼試験

フルスケールの燃焼器 1 本を使用するアンモニアの燃焼試験装置(図 5.3-5)を用意し、試作燃焼器の燃焼安定性、NO_x 排出量、アンモニア燃料切替え時の特性などを試験で確認しながら、開発を進めている。



図 5.3-5 フルスケールアンモニアの燃焼試験装置

(2) プロットプラン

パワーブロックにおける配置計画について、図 5.3-6 に示す。配置計画の基本的な考え方は以下のとおり。

- 1) ガスタービン（H-25）、蒸気タービン、発電機は既設設備を流用（ガスタービンはアンモニア焚用に改造）する前提とする。
- 2) 既設煙突含めた排熱回収ボイラ（HRSG）は、脱硝設備追設及びアンモニア気化器用の熱源供給のため、既設を撤去しリブレースとする。

※既設設備スペース及び周辺配置制約も含めたより詳細な HRSG の配置成立性の見極めについては、新設 HRSG の仕様精査や既設エリアの詳細調査などが必要である。

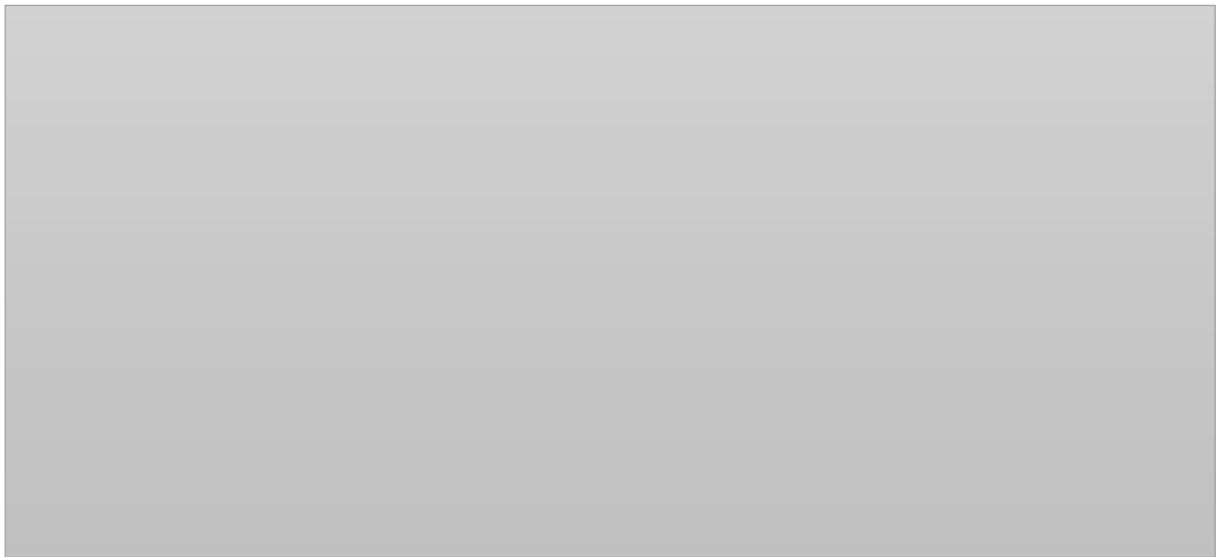


図 5.3-6 配置計画案（非公開）

HRSG 設備の建替えについて

アンモニア専焼を適用するには、5.3.1 に記載のとおり、既設 HRSG に脱硝設備を追加する必要がある。既設 HRSG を改造して脱硝設備を挿入する工事とした場合、既設主要設備（GT、発電機）への影響を最小限とするため、煙突を下流側（敷地西側）へ移設することが考えられた。しかしながら、現地確認の結果、図 5.3-7 に示すとおり、既設発電所の煙突西側は多数のプラント配管およびケーブルが敷設されていた。現地にはこれらの移設スペースが不足しているとともに、改造にかかる既設への影響（配管、ケーブルの繋ぎ変えに伴うプラント停止期間の長期間化）が大きく、これらの移設は建設工程の延長要因にもなることから、経済性の観点からも現実的ではない。よって、既設設備への影響を最小限とする為、既設 GT フランジから、既設煙突までのスペースで成立可能な HRSG に置き換えることが必要であると考えた。

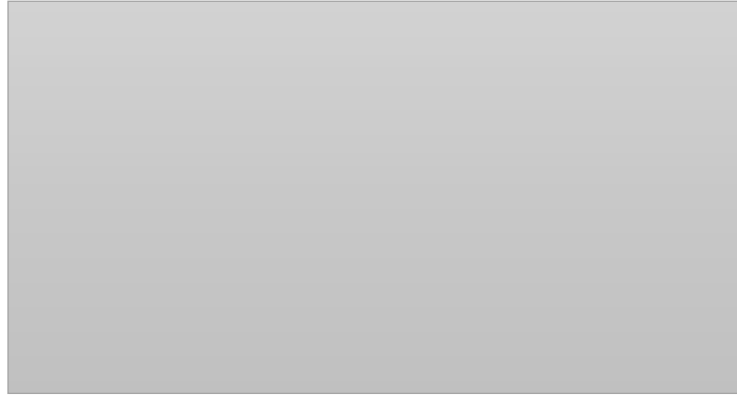


図 5.3-7 既設 HRSG 煙突周辺写真（非公開）

アンモニア気化設備の配置

アンモニア気化設備は、発電設備からの補助蒸気や、冷却水、電源を融通することから、発電設備近傍に設置することが望ましい。この観点にて現地調査を行い、既設発電所内、既設パワーブロックエリアの北側にまとまったスペースが確保できることを確認した。図 5.3-8 にアンモニア気化設備の配置計画を示す。（白線は各種ユーティリティ配管およびケーブルルート）

ただし、当該設置エリアの現況は湿地帯であり、アンモニア気化設備設置の際には、土質改良および土盛りによる土地造成が必要となる。



図 5.3-8 アンモニア気化設備配置計画（非公開）

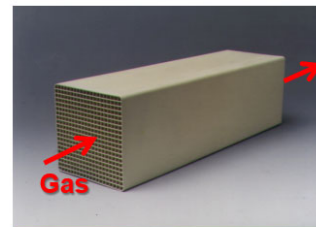
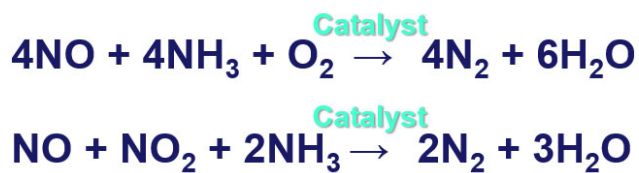
5.4 脱硝設備

5.4.1 計画条件

(1) 脱硝プロセス概要

脱硝装置は排ガス中の窒素酸化物（ NO_x ）を分解除去し所定の濃度にする事を目的として設置される。脱硝装置のプロセスは下記の通り。

- 1) 脱硝反応器上流の煙道において、排ガス中の NO_x 量に見合う NH_3 を注入する。
- 2) 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（ NO_x ）と NH_3 とが化学反応し、次式により無害な窒素（ N_2 ）と水（ H_2O ）とに分解される。



Ammonia Injection Grid

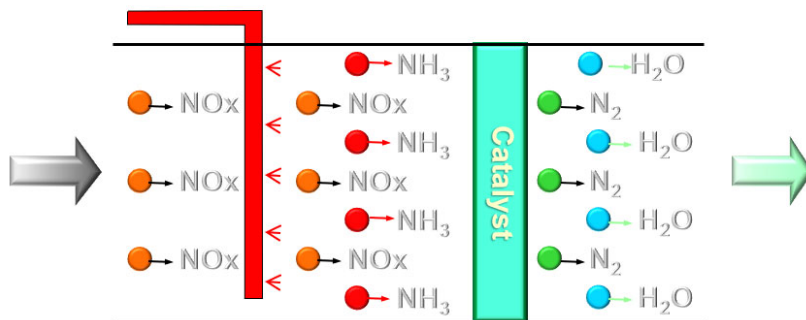


図 5.4-1 脱硝反応プロセス

(2) 脱硝装置検討項目

脱硝装置検討時の検討条件を以下に記載する。

<全般>

- ・ 選択触媒還元法(SCR : Selective Catalytic Reduction)を採用する。
- ・ 脱硝触媒を通過しない排ガス(ガスバイパス)を無くす構造とする。
- ・ 還元剤は無水アンモニアとし、アンモニアガスは爆発限界を超過しないよう空気により希釈する。
- ・ 大気温度は氷点下になる事は無いものとし、凍結防止は不要とする。

(3) 脱硝装置計画条件

脱硝装置計画に使用する GT 出口排ガス条件は表 5.4-1 のとおり。

表 5.4-1 脱硝装置入口排ガス条件

項目	脱硝装置計画条件
燃料	NH3 専焼
湿ガス量	290,600 Nm3/h

脱硝装置の出口条件は表 5.4-2 のとおり。

表 5.4-2 脱硝装置出口排ガス条件

項目	脱硝装置計画条件
脱硝装置出口 NOx	(非公開)

5.4.2 設備概要

(1) 系統構成

1) 排ガス系統図

一般的な HRSG 向け脱硝装置の排ガス系統図を図 5.4-2 に示す。

脱硝装置は触媒の活性を考慮して 300℃～400℃の範囲に設置することが望ましく、HRSG に組み込む場合は一般的に高圧蒸発器出口に設置する。

脱硝反応に使用するアンモニアは、燃料系統より分岐し気化したものを排ガス中にアンモニア注入ノズルを用いて噴射する。

2) アンモニア注入系統

アンモニア流量は出口 NO_x が設定値以下となるよう流調弁開度を調整する。燃料系統より分岐し気化したアンモニアを受ける際に爆発限界を考慮する。

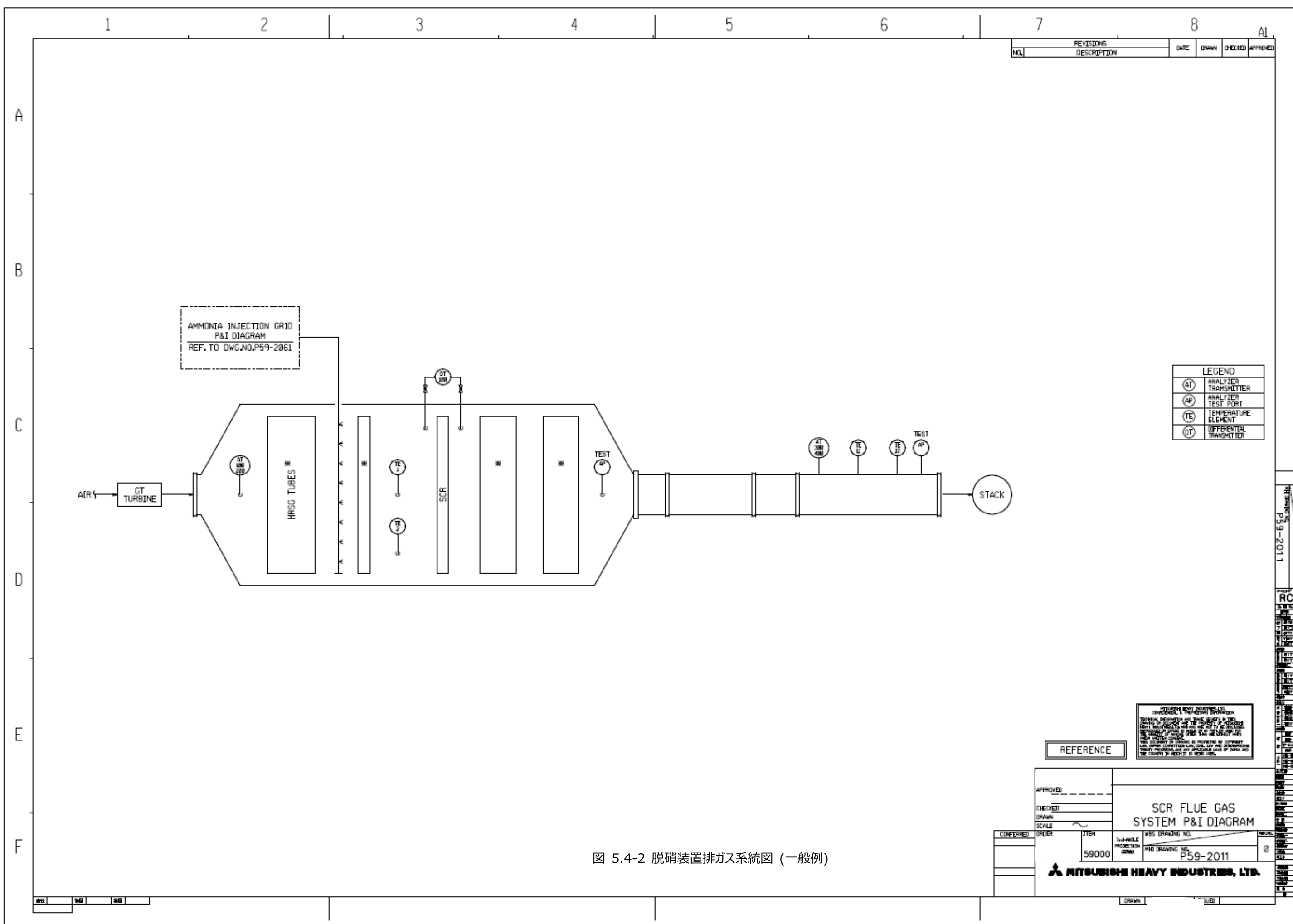


図 5.4-2 脱硝装置排ガス系統図（一般例）

(2)	各種機器仕様	
1)	反応器本体	
	①反応器本体	
	型式	ガス横流れ型
	ケーシング材質	炭素鋼
	反応器数量	1 基
2)	アンモニア注入ノズル (AIG)	
	型式	噴射拡散式
	注入点	脱硝反応器入口
	材質	炭素鋼
	数量	1 式
3)	アンモニア流量制御ユニット	
	構成機器	アンモニア流量調節弁 アンモニア遮断弁 アンモニア流量計 アンモニア圧力発信機 アンモニア温度発信器
4)	触媒仕様	
	型式	ハニカム触媒
	触媒ブロック材質	炭素鋼
5)	計器類	
		脱硝入口 NOx 計 脱硝出口 NOx 計 脱硝入口温度計

5.5 CO₂ の回収と貯留（CCS）

5.5.1 アンモニア工場における CO₂ 回収

本章では、Advanced KM CDR Process™を適用して Pusri 社肥料工場からの排ガスから CO₂ を回収する設備の概略検討を実施したので報告する。

(1) 設備概要

1) CO₂ 回収プロセス概要

本検討では CO₂ 回収プロセスではアミン吸収液（KS-21™）を用いる。本件等での CO₂ 回収システムは排ガス中の 90%以上の CO₂ を回収可能。CO₂ 回収プロセスの概要を図 5.5-1 に示す。

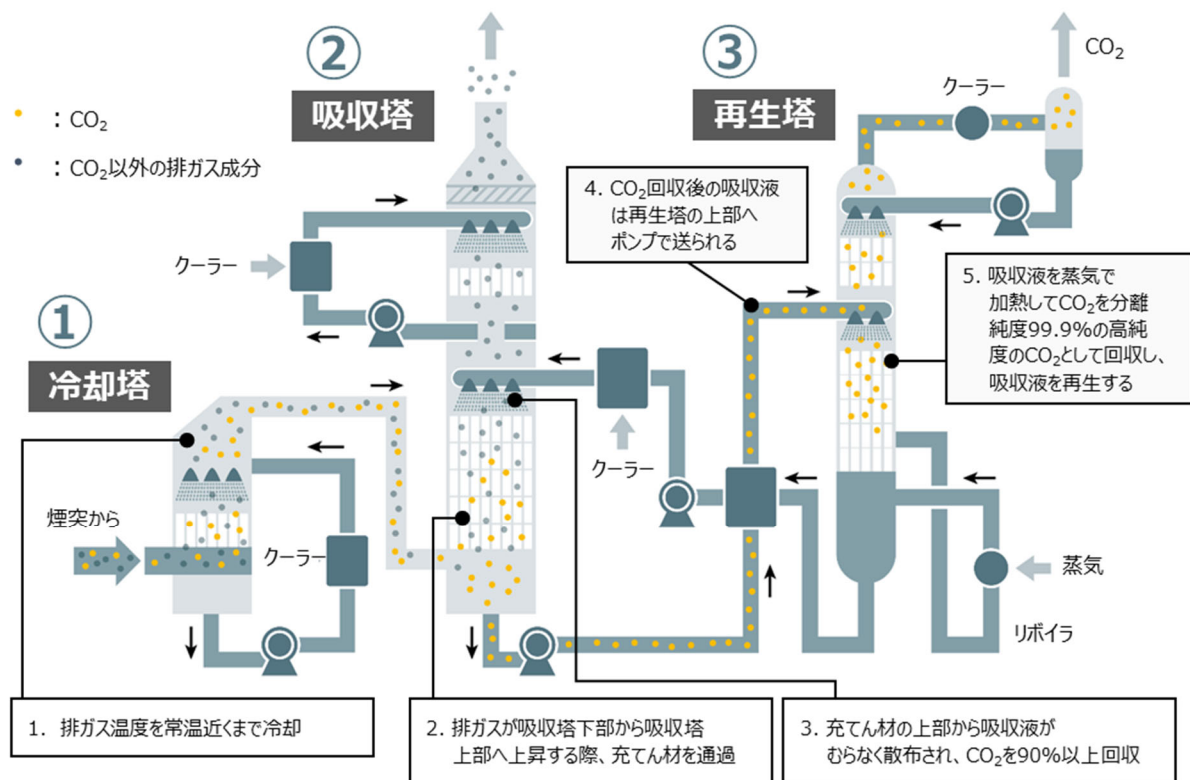


図 5.5-1 CO₂ 回収プロセスの概要

又、本件等での CO2 回収プロセスの特徴を以下に示す。

(a) 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
- ・Advanced KM CDR Process™商用実績に基づく高い信頼性

(b) 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 Advanced KM CDR Process™独自のシステム及びデミスターを採用している。

(c) 熱回収システム

Advanced KM CDR Process™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。

(d) 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、Advanced KM CDR Process™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。

(e) 自動負荷調整システム

プラントのいろいろ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。

2) CO2 回収プロセスブロックフロー

CO₂ 回収プロセスブロックフローを図 5.5-2 に示す。

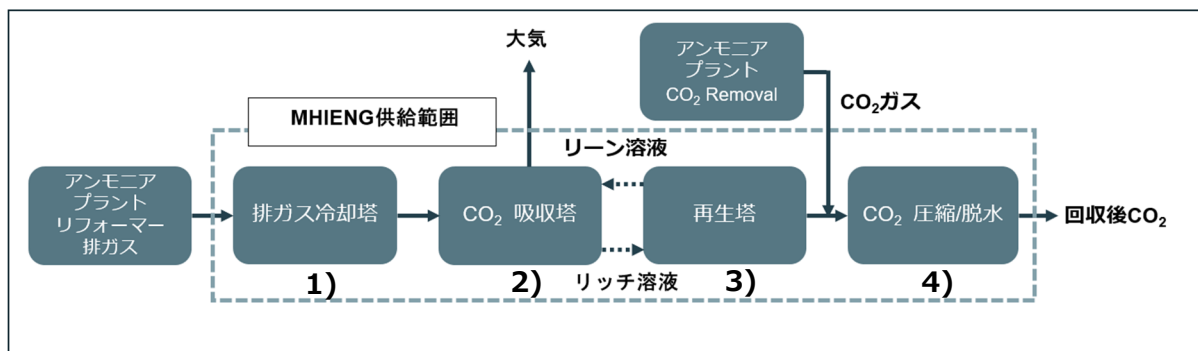


図 5.5-2 CO2 回収プロセスブロックフロー図

(a) 排ガス冷却工程

排ガスはダクトを通して排ガス冷却塔へ導入され、充填層を上昇して循環水と向流接触することにより冷却される。この循環水は排ガス冷却水循環ポンプにより循環され、排ガス冷却水クーラーに於いて冷却水により冷却後、一部は系外に排出される。

(b) CO₂ 吸收工程

排ガスは CO2 吸収塔底部へ供給され、吸収部充填層において KS-21TM 吸収液と向流接触することで排ガス中に含まれる CO2 が KS-21TM 吸収液に吸収される。KS-21TM 吸収液は関西電力(株)と三菱重工エンジニアリング(株)により共同開発された吸収液であり、高い CO2 ロード、小さな再生エネルギー、少ない吸収液劣化及び設備腐食という特性を有している。

排ガス中の CO₂ と吸収液の反応は発熱反応であり、吸収部充填層から排出されるガスは昇温されて、CO₂ 吸収塔上部の充填層で構成される水洗部へ供給される。CO₂ の大半が除去された排ガスを CO₂ 吸収塔上部の充填層で循環洗浄水と向流接触させることで排ガス中の水分が凝縮し、CO₂ 回収プロセス全体の水バランスが保たれると同時に KS-21TM 吸収液が回収され、吸収液の損失が抑えられている。循環洗浄水は吸収塔塔頂循環水ポンプにより循環され、吸収塔塔頂循環水クーラーに於いて冷却水で冷却される。

このようにして水洗部で冷却・洗浄された排ガスは CO₂ 吸収塔の塔頂より大気へ放出される。

(c) 吸收液再生工程

CO2 吸収塔底部の CO2 リッチ吸収液はリッチ溶液ポンプにより溶液熱交換器へ送られ CO2 リーン吸収液との熱交換による加熱後、吸収液再生塔へ送られる。CO2 リッチ吸収液は吸収液再生塔の充填層において、再生塔リボイラーで発生した吸収液を含む水蒸気によるストリップング効果で CO2 ガスを放散して CO2 リーン吸収液となる。再生塔リボイラーに供給された蒸気の凝縮水は蒸気凝縮水ドラムに集められ、蒸気凝縮水ポンプにより排出される。

放散した CO2 ガスと蒸気は吸収液再生塔内を上昇し、吸収液蒸気を回収するために吸収液再生塔上部で還流水と向流接触する。吸収液再生塔を出た CO2 ガスと吸収液を含む水蒸気は CO2 ガス冷却ユニットで冷却され、同ユニットから発生した CO2 ガス中の水分が凝縮した凝縮水は再生

塔還流水ポンプにより吸収液再生塔及び CO2 吸収塔へ送られる。

CO2 リーン吸収液はリーン溶液ポンプで吸収液再生塔から抜き出され、溶液熱交換器に於いて CO2 リッチ吸収液との熱交換により冷却後、更にリーン溶液クーラーで冷却されて CO2 吸収塔へ送られる。

(d) CO2 圧縮工程

CO2 ガス冷却ユニットを出た CO2 ガスは CO2 ガス圧縮ユニットへ送られ昇圧及び冷却される。昇圧後の CO2 は CO2 ガス脱水ユニットで CO2 ガス中の水分を除去された後、製品 CO2 として取り合う。

(e) 吸収液管理工程

CO2 回収設備には KS-21™ 吸収液の貯蔵及び系内への供給用に吸収液供給ユニットが設置される。KS-21™ 吸収液は熱安定性塩を生成するのでリクレーマーユニットで除去する。リクレーマーユニットは吸収液中熱安定性塩濃度及び劣化物濃度等が管理値以下となるように運転する。リクレーマーユニットに供給した KS-21™ 吸収液を加熱により蒸発させて系内に戻し、塩は濃縮して残査として排出する。リクレーマーユニット用蒸気は低圧蒸気を使用し、蒸気凝縮水は再生塔リボイラー用蒸気凝縮水と同様に蒸気凝縮水ドラムに集められ、蒸気凝縮水ポンプにより排出する。

3) 設計条件

【CO2 回収設備入口排ガス性状】

- (a) 流量 : 116,953 Nm³/hr-wet *1)
- (b) 圧力 : 0 MPaG
- (c) 温度 : 115 °C
- (d) 組成 : 表 5.5-1 表 5.5-1 参照

表 5.5-1 CO2 回収設備入口排ガス性状 組成

CO2	9.29 vol%-wet
N2+Ar	70.10 vol%-wet
O2	1.65 vol%-wet
H2O	18.96 vol%-wet
SOx	0 ppmv-dry
SO2	0 ppmv-dry
SO3	0 ppmv-dry
NOx	0 ppmv-dry *2)
NO2	0 ppmv-dry *2)
煤塵	0 mg/Nm ³ -dry *2)

*1) CO2 回収率を 90 %, 回収量を 19.2 t/h とした場合の必要排ガス量

*2) 仮定値

【回収 CO2 条件】

CO2 回収条件を表 5.5-2 表 5.5-2 に示す。

表 5.5-2 回収 CO2 条件

	Pusri 肥料プラント (CO2 Removal)	CO2 回収設備	CO2 圧縮ユニット 出口	
CO2 回収量	35.2	19.2 ^{*1)}	54.4	t/h
圧力	0.19	0.20 ^{*2)}	13.5	MPaG
温度	38	38	50 ^{*3)}	°C
CO2 純度				
CO2	100	99 (最低)	99 (最低)	vol%-dry
H2O	飽和	飽和	< 50 ^{*4)}	wt ppm

*1) CO2 回収率を 90 %とした場合の回収量

*2) CO2 回収設備で回収した CO2 ガスは 0.19 MPaG に減圧し、肥料プラントで回収した CO2 ガス
と合わせて CO2 圧縮ユニットに送る。

*3) 仮定値

*4) CO2 脱水ユニット (TSA タイプ)は CO2 圧縮機の間段に設置

4) プロセスフロー図

CO2 回収設備のプロセスフロー図を図 5.5-3 に示す。

5) 概略配置図

CO2 回収設備の概略配置図を図 5.5-4 に示す。

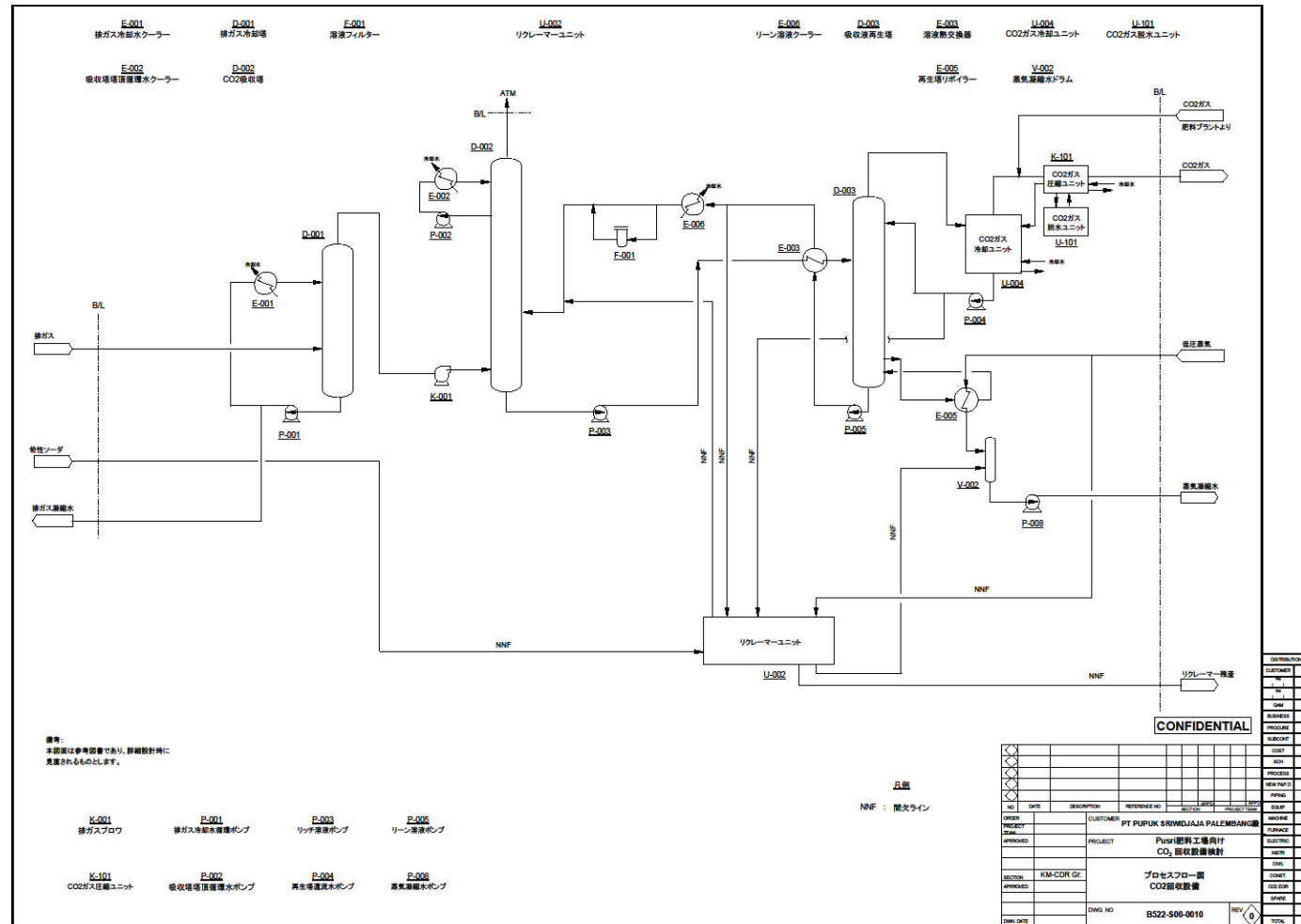


図 5.5-3 プロセスフロー図

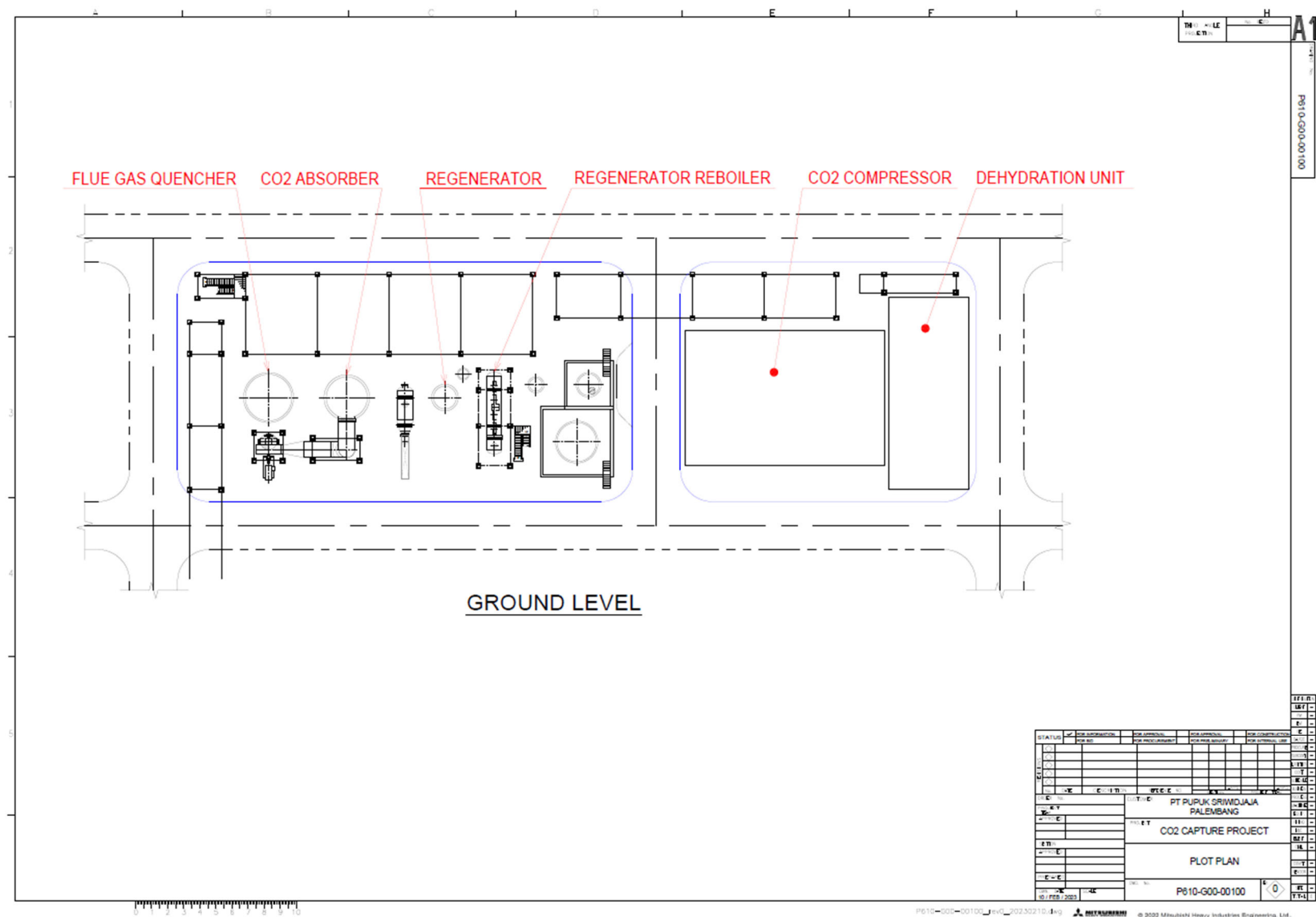


图 5.5-4 概略配置图

5.5.2 CO₂ の運搬・貯留

(1) 運搬・貯留方法の選定

1) 運搬方法の選定

ブルーアンモニアを作るにあたり、Pusri 肥料工場の排出される CO₂（アンモニア増産過程で生成される CO₂ およびユーティリティ設備の排ガスに含まれる CO₂ の合計）を安全に運搬・貯留する必要がある。適切な運搬・貯留の方法を検討する際には、回収仕様等の条件を考慮する必要がある。

回収した CO₂ は、高圧高温で送気される。貯留個所の距離が離れている場合、その間をパイプラインにより運送することが最適である。CO₂ を加圧する場合、常温で液化する可能性があり、貯留個所まで確実にガスの状態で送気する必要がある。

高圧の CO₂ を輸送する場合、パイプラインを地上に敷設するのは、安全上リスクが高く、一般的には地下に埋設される。インドネシアにおける土中温度はおおよそ 20℃程度と想定され、超臨界状態で運送する場合は、放熱損失による液化が懸念されるため、ガス状態で送気する必要がある。

100%CO₂ の場合、20℃における飽和圧力は、おおよそ 5.5MPaG と想定されることから、液化しないための安全策として、圧力 4.5MPaG 程度がパイプラインの送気圧力となる。

送気温度についても、直接埋設する場合には、配管の防食コーティング保護の観点から、60℃以下とすることが望ましい。したがって、送気温度の上限は 50℃程度を推奨する。

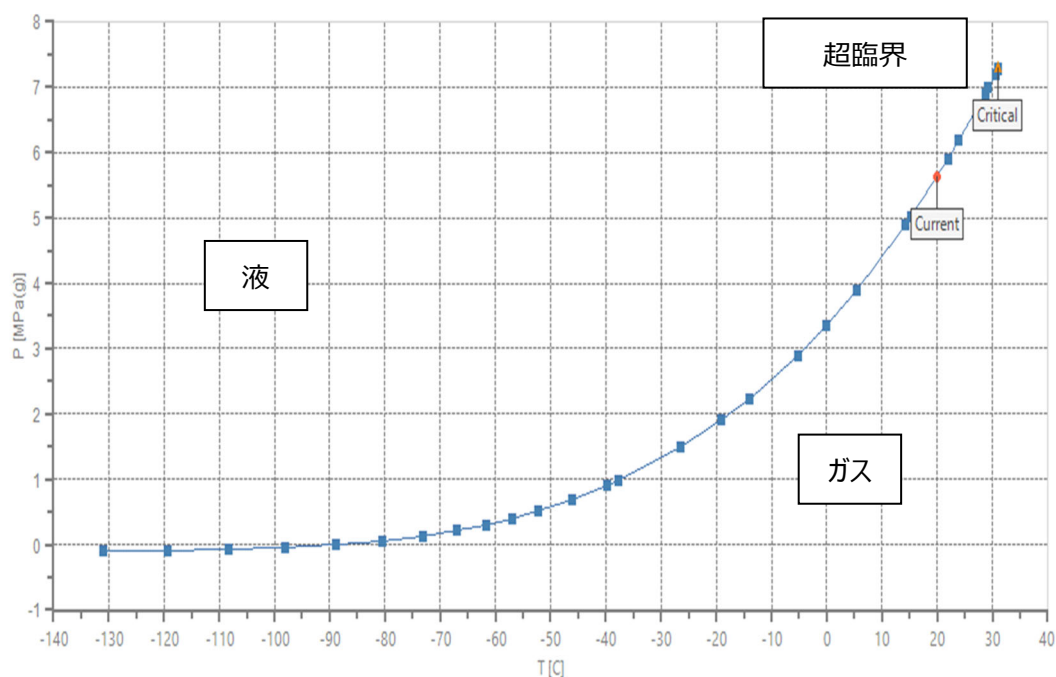
表 5.5-3 に、本事業における回収・運搬の仕様を示す。

表 5.5-3 CO₂ 回収・運搬時の諸条件

	パラメータ	値（回収）	値（運搬）
1	CO ₂ 送気量	54.4 t/h	54.4 t/h
2	CO ₂ 送気純度	95%以上	95%以上
3	CO ₂ 送気圧力	13.5 MPaG	4.5 MPaG に減圧
4	CO ₂ 送気水分含有量	50 wtppm 未満	50 wtppm 未満
5	CO ₂ 送気温度	50 ℃	50 ℃以下

（出典：調査団作成）

上表を踏まえて、以下の図 5.5-5 のとおり、CO₂ の回収状態を示す。



(出典：調査団作成)

図 5.5-5 CO2 の温度—圧力曲線図

回収された CO2 状態は、温度-圧力曲線図において臨界圧力：7.3MPaG、臨界温度 31℃を超えた領域（超臨界領域）の超臨界 CO2 である。超臨界 CO2 は、液状態とガス状態両方の性質を持つという特徴がある¹。CO2 の超臨界状態を維持するためには、パイプライン全線において、温度管理、保温材、ヒーティング設備が必要なため、CAPEX および OPEX が増大する。

加えて、ヒーティングの故障など、超臨界状態を維持するために必要な温度が保てなくなる場合は、CO2 の液化拡散性が急激に低くなるため、流速の低下²によりコンプレッサーの故障に繋がる。そのため、本検討では、回収 CO2 の送気の圧力を下げ、ガス状態でのパイプライン運搬とする。

一方、ローリーでの CO2 運搬には CO2 の液化装置が必要になり、前章のアンモニアの場合と同様、Pusri 肥料工場から貯留場所までの交通量への影響や、その他条件等考慮すると非現実的である。そのため、本調査ではパイプラインによる運搬とする。

2) 貯留方法の選定

CO2 の貯留方法について、類似する CCS プロジェクトを参考にとすると、地層貯留が最も一般的であると考えられる。地層貯留の場合、CO2 を長期間、かつ低コストで貯留できるという特徴がある。そのため、本検討では地層貯留が最適な貯留方法と想定する。ただし、貯留過程で生じる CO2 の漏洩が懸念されるため、適切な貯留層の選定および漏洩観測を検討し、CO2 漏洩のリスクを最小限に抑える必要がある。

¹ Global CCS Institute、二酸化炭素（CO2）の供給インフラ CO2 回収貯留（CCS）を目的とした CO2 の輸送に関する状況及び課題 見解文書 2012 年 8 月

² 山本修一、山口大学、物質移動物性としての拡散係数と水分吸脱着（乾燥）、2010 年 6 月

図 5.5-6 に CO₂ のパイプライン運送・地層貯留の概要を示す。



(出典：調査団作成)

図 5.5-6 CO₂ のパイプライン運送・地層貯留の概要図

インドネシアでは、ガス・油田における CO₂ 貯留容量は約 13,000 百万トンと想定されている³。図 5.5-7 に世界における主要なガス・油田の CO₂ 貯留容量を示す。



(出典：Global CCS Institute、世界の CCS の動向 2020 年版（2023 年 1 月現在）、編集あり)

図 5.5-7 世界の CO₂ 貯留容量（百万トン）

地層貯留の候補地選定を行うにあたり、Pusri 肥料工場の周辺にあるガス・油田の情報を整理し、そのうちの最有力の候補地を特定する。ガス・油田に関しては、既存のデータベースを基に、CO₂ 貯留容量を想定することが可能である。

表 5.5-4 のとおり、貯留層候補地選定の条件を示す。

³ Global CCS Institute、世界の CCS の 動向 2020 年版

表 5.5-4 CO2 貯留層の候補地選定の条件

No	条件	値
1	貯留容量	CO2 送気量 54.4 t/h → $54.4 \text{ t/h} \times 24 \text{ h/日} \times 365 \text{ 日/年} \div 0.48 \text{ 百万トン/年}$ → $0.48 \text{ 百万トン/年} \times 40 \text{ 年} \div$ 19 百万トン
2	距離	90 km 以下
3	深度	800 m 以上

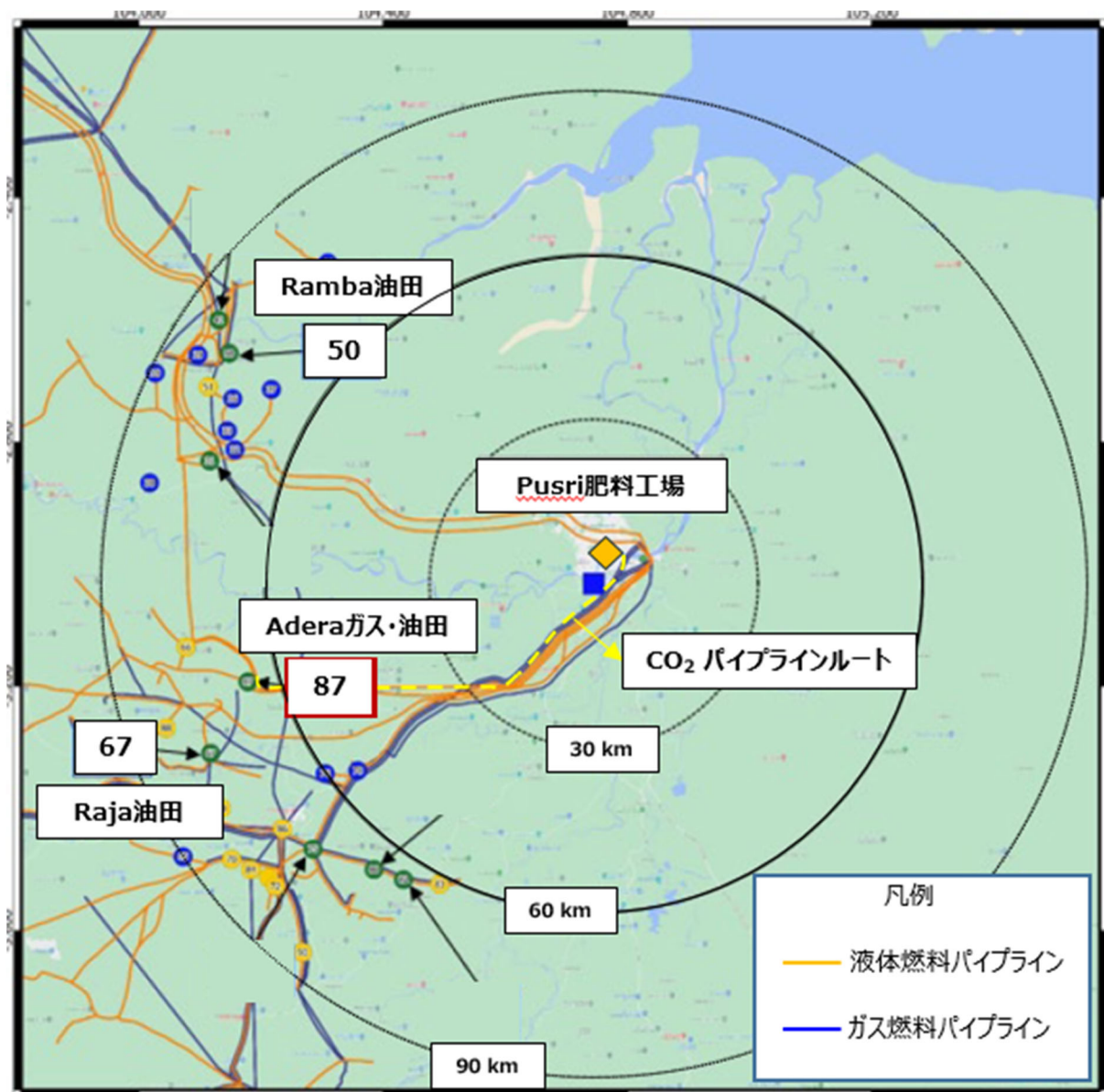
(出典：調査団作成)

貯留容量は、インドネシアにおける火力発電プラントの一般的な寿命（40 年）と設定した。したがって、CCS の運用が 40 年間継続しても、その期間に排出された CO2 を貯留するための貯留容量を確保できることが望ましい。

Pusri 肥料工場から貯留槽までの距離は、経済性を考慮し、90km 以下であることを条件とする。貯留層の深度は、CO2 漏洩の早期発生リスクを削減するために、800m 以上⁴とする。その事例として、苫小牧 CCS 実証試験の場合は、貯留層の深度は 1,000~1,200m（萌別層）、2,400~3,000m（滝の上層）である。

ここで条件を満たした貯留槽は三か所である。図 5.5-8 および表 5.5-5 に、その位置と詳細を示す。

⁴ Ahmad Al Adasani, et al., Analysis of EOR projects and updated screening criteria, 2011 年 10 月



(出典：バンドン工科大学報告書「REVIEW ON REGULATION RELATED TO AMMONIA UTILIZATION IN KERAMASAN」(2022年12月現在)、編集あり)

図 5.5-8 条件を満たした CO2 貯留層を示す位置図

表 5.5-5 条件を満たす CO2 貯留層一覧

No	貯留槽名	オペレーター	ステータス	想定 CO2 貯留容量 (百万トン)	貯留層の深度
50	Ramba 油田	Pertamina EP 社	生産中	27	800m 以上
67	Raja 油田	Pertamina EP 社	生産中	33	800m 以上
87	Adera ガス・油田	Pertamina EP 社	生産中	52	800m 以上

(出典：調査団作成)

上表の貯留槽は、貯留層として活用が可能と考えられる。そのうち、想定貯留容量が最も高く（102 年間の貯留量）、第 87 号の Adera ガス・油田を最有力候補として選定する。ただし、上表の貯留槽の CO2 貯留容量はあくまで想定であり、詳細な調査・解析を実施し、実際の貯留層の CO2 貯留容量を確認する必要がある。貯留容量は、CO2 が浸透できる「貯留層」および CO2 が垂直方向へ浸透できない「遮蔽層」で構成される地層のボリュームによって決まる。

また、図 5.5-8 のとおり、Pusri 肥料工場の地域（パレンバン州）から貯留層への既設燃料導管が複数存在する。そのため、既設燃料導管のルートを確認し、CO2 パイプラインのルートと同図に示すとおり想定する。

ガス・油田のオペレーターである Pertamina EP 社からガス・油田の地質データや、生産履歴・計画および CO2 石油増進回収の可能性などの情報を収集する必要がある。Pertamina EP 社は、完全国営会社のため、本事業に協力を得られると考える。

最終的な候補地選定にあたり、表 5.5-6 の各項目を調査することを推奨する。

表 5.5-6 貯留層の選定のための調査項目

No	項目	不利	有利
1	遮蔽層・貯留層の組合せのボリューム	小、断続的	大、連続的
2	圧力領域	14 kPa/m 以上の圧力勾配	12 kPa/m 以下の圧力勾配
3	観測性	なし	あり
4	地下水への影響	あり	なし
5	地震活動度	高	中低
6	断層・岩石の割れの範囲	広い	狭い
7	深度	750~800m 以下	800m 以上
8	褶曲帯	あり	なし
9	弊害を及ぼす続成作用	あり	なし
10	地熱領域	高表面温度、35℃/km 以上の温度勾配	低表面温度、35℃/km 未満の温度勾配

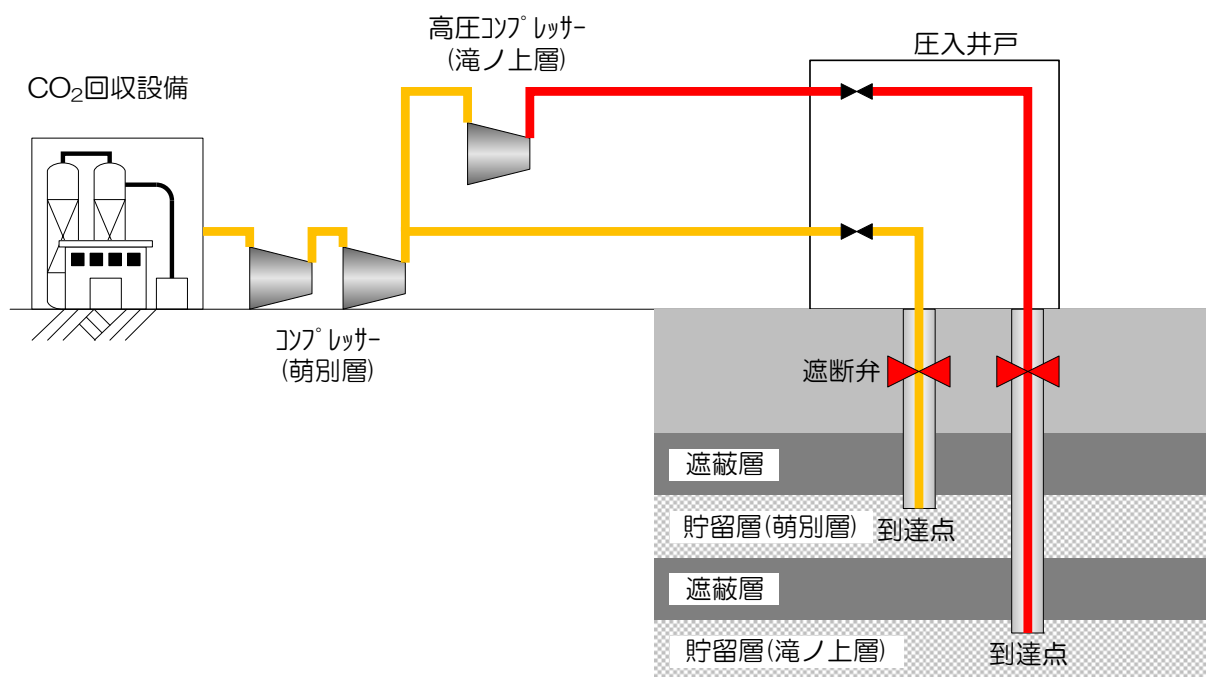
11	貯留層の内部温度	35℃未満	35℃以上
12	貯留層の内部圧力	7.5MPa 未満	7.5MPa 以上
13	貯留層の厚さ	20m 未満	20m 以上
14	貯留層の有孔性	10%未満	10%以上
15	遮蔽層の厚さ	10m 未満	10m 以上
16	貯留層の浸透性	20mD 未満	20mD 以上
17	貯留層の密度	高	低

(出典：「CARBON CAPTURE, UTILIZATION, AND STORAGE (CCUS), TECHNOLOGY INNOVATION TO ACCELERATE BROAD DEPLOYMENT IN ALBERTA」 John Zhou, et al. 2022 年 4 月)

(2) 設備概要

1) 苫小牧 CCS における設備概要

CO₂ のパイプライン運送・地層貯留を導入するにあたり、様々な設備が必要である。参考事例として、苫小牧 CCS 実証実験の場合の全体システムを図 5.5-9 に示す。



(出典：調査団作成)

図 5.5-9 苫小牧 CCS 実証事件の全体システム図（概要）

上図のとおり、貯留層は二つあり、それぞれに圧入井戸がある。CO₂を圧縮するコンプレッサーは、萌別層の場合は一次コンプレッサー2台で十分であり、滝ノ上層の場合は高圧昇圧のため二次コンプレッサー1台が追加されている。今般の調査におけるコンプレッサーの構成は、圧力損失の影響を確認した上で、検討する必要がある。

苫小牧 CCS 実証実験の現場視察にて、CCS 運搬・貯留に採用される設備を確認した。以下の図 5.5-10～図 5.5-12 に設備写真を示す。



(出典：現場で撮影 (2023 年 1 月現在))

図 5.5-10 CO2 コンプレッサー



(出典：現場で撮影 (2023 年 1 月現在))

図 5.5-11 CO2 圧入井戸 (萌別層)



(出典：現場で撮影（2023 年 1 月現在）)

図 5.5-12 CO2 圧入井戸（滝ノ上層）

2) 圧力損失計算

本調査の設備構成を想定するにあたり、CO2 パイプラインの圧力損失を計算し、コンプレッサーの構成を検討する。圧力損失計算にあたり、運搬・貯留条件を考慮して行う。表 5.5-7 に運搬・貯留の条件を示す。

表 5.5-7 CO2 運搬・貯留の条件表

No	条件	値（ガス状態）
1	到着圧力	4.5 MPaG
2	到着温度	50 ℃ 以下
3	配管長	77 km
4	運送量	0.48 百万トン/年

(出典：調査団作成)

CO2 をガス状態で運送するために、温度・圧力を維持する必要がある。

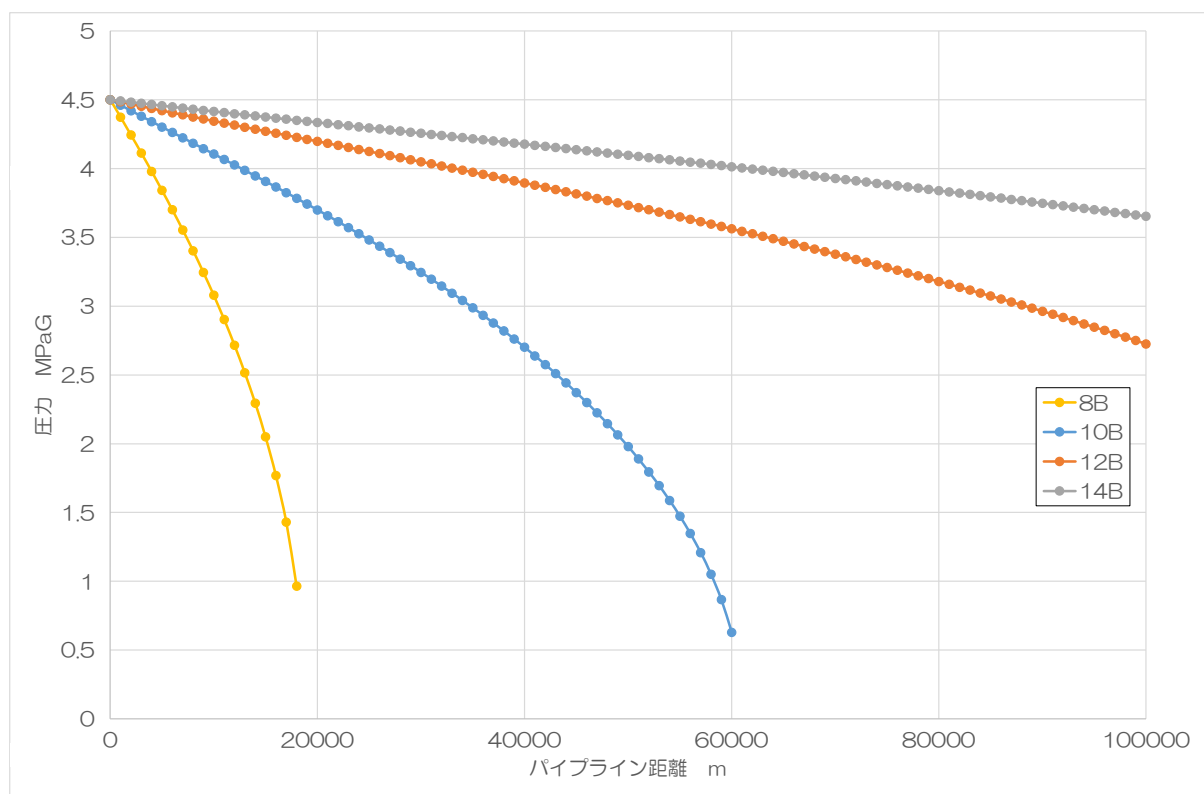
配管口径については、CO2 パイプラインにおける配管の基準・標準が確立されていないため、類似案件を参考にしながら、最適な配管口径を検討する。表 5.5-8 に CO2 パイプラインを扱う類似案件のデータを示す。

表 5.5-8 類似案件の CO2 パイプラインデータ表

No	パイプライン名	国	配管長 (km)	運送量 (百万トン/年)	配管口径 (mm)
1	Quest	カナダ	84	1.2	324
2	SACROC	米国	354	4.2	406
3	Gorgon	豪州	8.4	4	269-319

(出典：「CO2 Pipeline Design: A Review」 Suoton P. Peletiri, et al. 、2018 年 8 月)

本事業の配管長・運搬量と最も近い案件は Quest（カナダ）である。その配管口径 324mm（12B）およびそれと近い配管口径（8B, 10B, 14B）を使用し、圧力損失計算を行う。

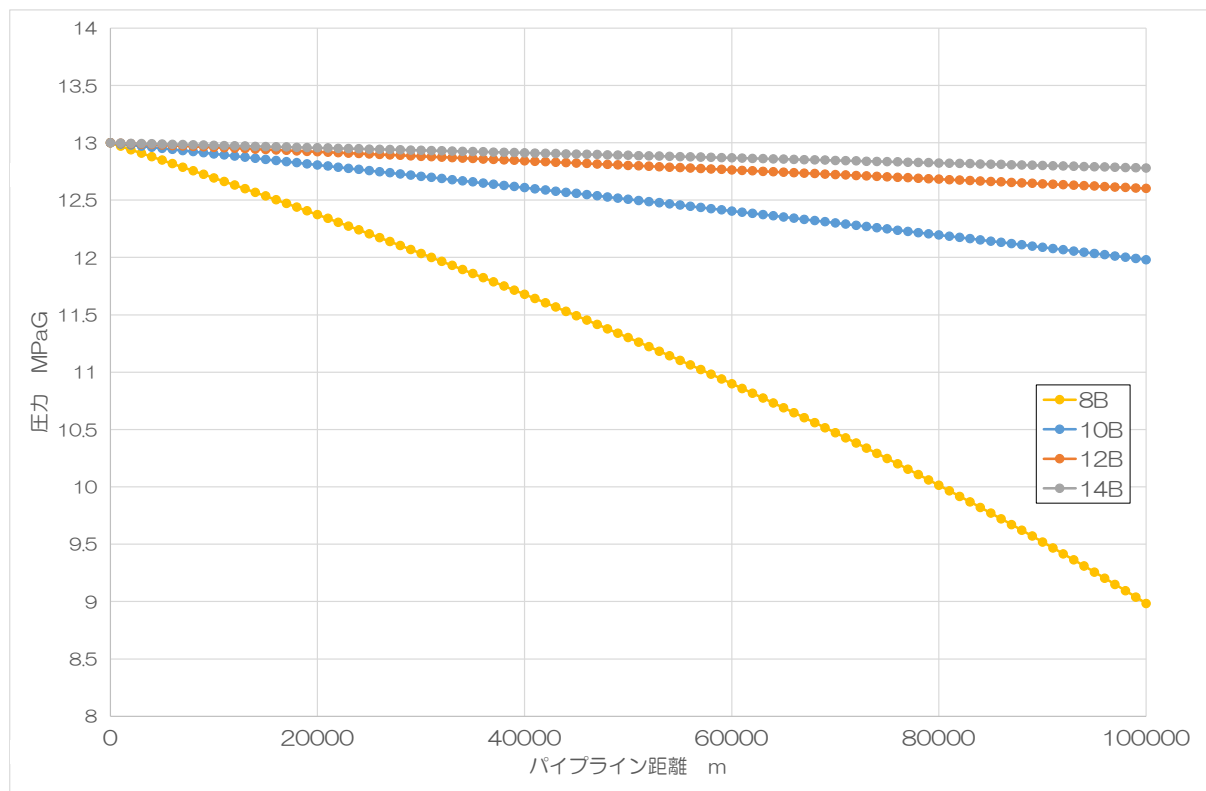


(出典：調査団作成)

図 5.5-13 CO2 ガスで送気した際のパイプラインの圧力損失

Quest の口径（12B）以上の配管を使用すれば、送気圧力 4.5MPaG でも 100km 程度送気できる。また、貯留層の解析などを実施し、最適な圧力を確認した上で、圧入圧力を設定する必要がある。

なお、超臨界状態で運送する場合は、配管口を 8B 以上にする必要がある。図 5.5-14 のとおり圧力損失結果を示す。ただし、放熱損失による液化が懸念されるため、ガス状態で送気する必要がある。



(出展：調査団作成)

図 5.5-14 超臨界 CO2 で運送した際のパイプラインの圧力損失

3) 観測・安全設備

圧入 CO2 の漏洩は、圧入効率を下げるだけでなく、周辺の地下水等に悪影響を及ぼす恐れもあるため、そのリスクを最小限にする必要がある。苫小牧 CCS 実証実験の観測設備と観測項目を参考にし、表 5.5-9 のとおり同様の設備が必要であると想定する。

表 5.5-9 CO₂ 貯留の観測設備

No	設備名	観測項目
1	圧入井戸、坑内・坑口計測器	坑内：温度、圧力 坑口：圧力、温度、流量
2	観測井戸	温度圧力、微小振動、自然地震
3	陸上設置地震計	微小振動、自然地震
4	二次元・三次元弾性波探査	貯留槽中の CO ₂ 分布範囲

(出典：調査団作成)

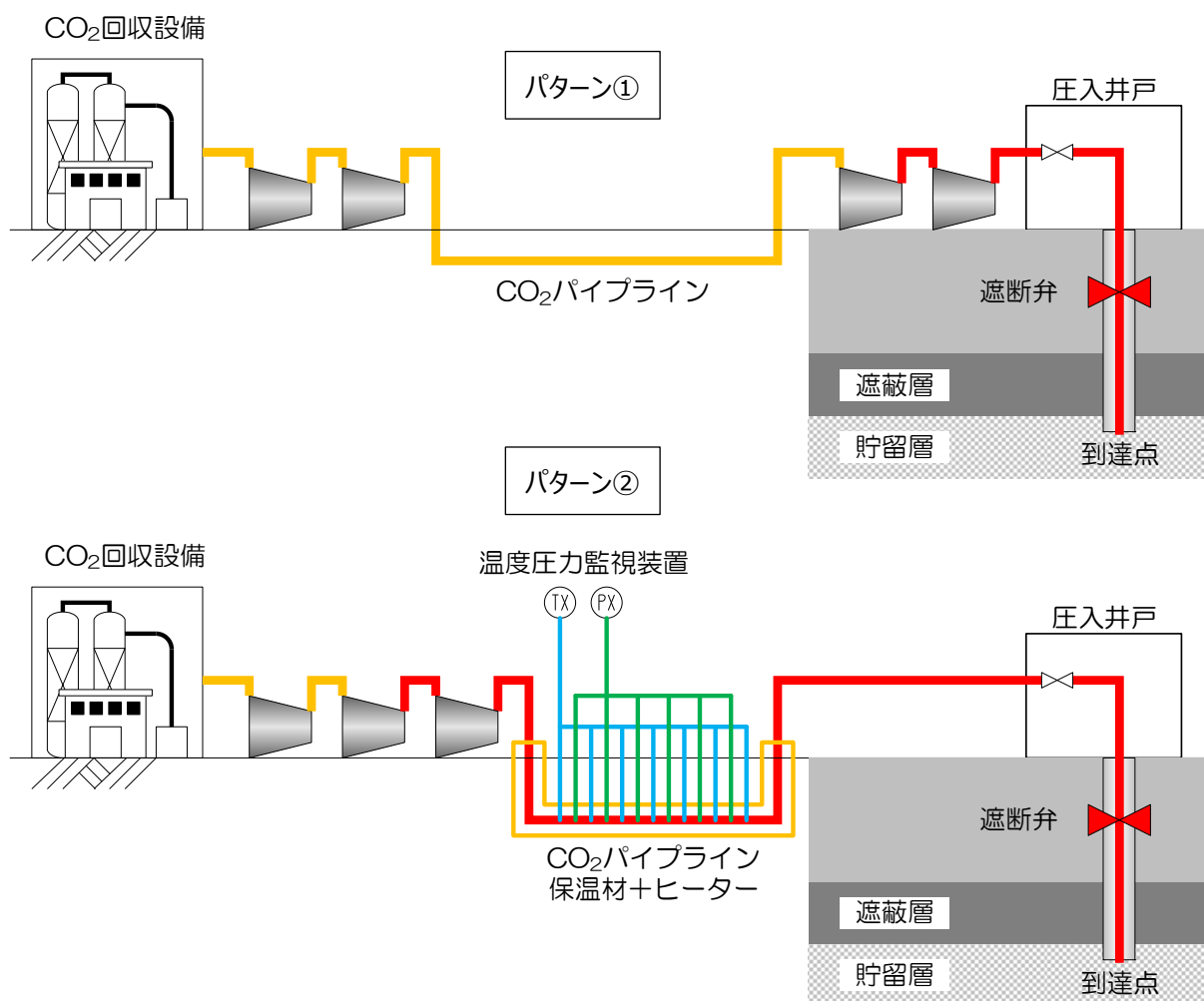
苫小牧 CCS 実証実験の場合、圧入パラメータを常時観測している。異常が発生した場合、安全弁等を作動して貯留を停止し、より詳細な環境調査等で CO₂ の漏洩の有無を確認する。CO₂ 貯留の停止条件を設定し、適切な観測システムを設置する必要があると想定する。

4) 本事業における想定設備概要

上記を踏まえて、本事業における CCS の全体システムは図 5.5-15 のようになると想定する。CO₂ を回収した後、ガス状態まで減圧し、コンプレッサーでパイプラインを通して圧入井戸まで送気し、井戸元で更に必要圧力まで昇圧するケース（パターン①）、または、井戸元で昇圧せずに、ガス状態の温度を中間のヒーティングシステムで維持し、CO₂ を超臨界状態で維持しながら、発生源から昇圧して貯留槽まで送るケース（パターン②）があげられる。

また、超臨界状態を維持するためにヒーティングシステムが必要である。施工性、運用性、経済性などを検討し、パターン①を最適なシステムとして提案する。

実際には、貯留層の個数、貯留層の必要な圧力、パイプラインの長さなど各条件を考慮し、CCS システムを詳細に検討する必要がある。



(出典：調査団作成)

図 5.5-15 本事業における CCS の全体システム図

(3) 適用法規等

インドネシアでは、CCS の実施を規定する法規等はまだ確立されていないため、既存の法規等を準用すると想定する。現在は、CO₂ 運送の場合、石油や LNG パイプラインの法規等を CO₂ パイプラインの敷設の際に準用すると想定する。CO₂ 貯留の場合、既存の汚染防止法等を満たす必要があると想定する。

インドネシアにおける CCS に特化した法規等はドラフト作成段階にあり、2022 年 12 月にドラフト公開を予定されていた。そのドラフトの主な検討内容は表 5.5-10 のとおり示す。

表 5.5-10 ドラフトの主な検討内容一覧表

No	名称	概要
1	CCS の発展推進	脱炭素の目標に向けて CCS の事業を支援するためのシステムを構築する。
2	石油産業における CCS	石油産業を中心とした CCS 事業の推進
3	CCS の技術的基準の成立	既存の技術的基準を準用しながら、国際の基準や事例などを含めて CCS に特化した技術的基準を成立
4	CCS の経済性向上	インドネシアにおける CCS の事業化可能性を拡大するために取り組む

(出典：調査団作成)

技術的基準の成立について、CCS の各セグメント（回収、輸送、貯留および観測等）に関してそれぞれ明確的な内容を提案されている。

その例として、観測の実施期間の規定である。その期間は、CO₂ の貯留開始前、開始中および開始終了後 10 年に実施しなければならないとされる。それに加えて、事業の許可を取得することにあたり、計画書ならびに実現可能性調査などの書類を提出しなければならないとされる。

本事業を実施するにあたり、インドネシアにおける CCS の法規等の現状を確認した上で、実施する必要がある。

第 6 章

事業計画

第6章 事業計画

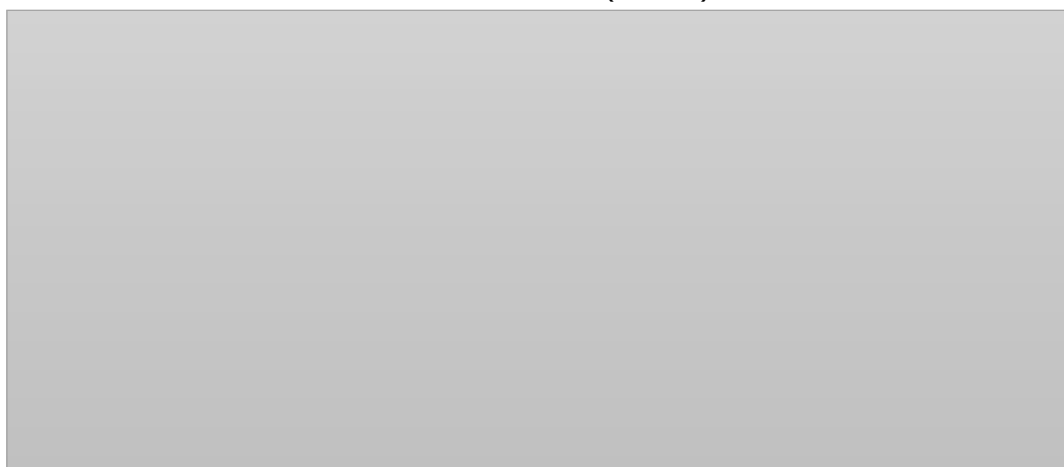
6.1 事業費

6.1.1 設備費

(1) 概算設備費

Keramasan 発電所、アンモニア輸送設備及び Pusri 肥料工場の概算の設備費を表 6.1-1 に示しており、562 億円と想定される。

表 6.1-1 設備費（非公開）

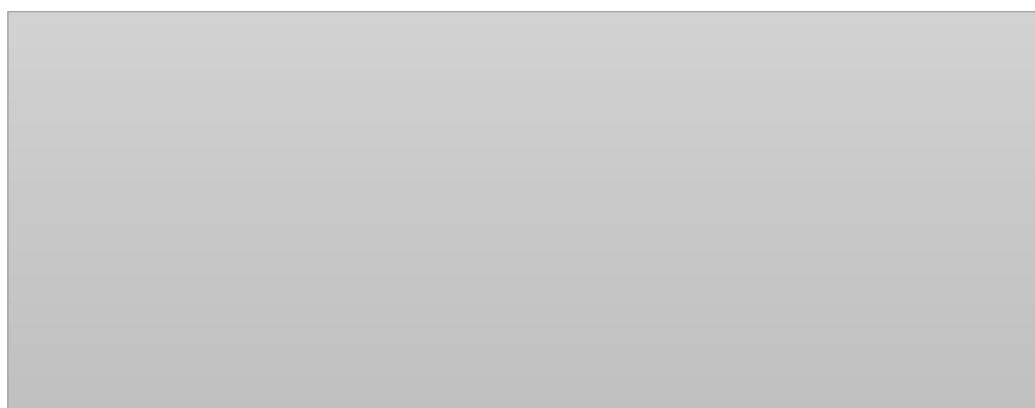


（出典：調査団作成）

(2) CO₂ 運搬・貯蔵設備の概算設備費用

本事業における CO₂ 運搬・貯蔵について、類似案件を参考にし、本事業の各条件を考慮しながら推計する。参考にする類似案件は、コストが公表されている苫小牧 CCS 実証実験（日本）および Quest CCS（カナダ）とする。表 6.1-2 のとおり、各案件の事業コストをまとめる。

表 6.1-2 苫小牧 CCS 実証実験と Quest CCS の設備費用（非公開）



（出典：調査団作成）

6.1.2 設備の経費等

(1) 方法論

資本的支出は、以下の計算式で算出する。

資本的支出 = 設備費 × 年経費率（耐用年数 15 年）

運転保守費は、以下の計算式で算出する。

$$PCy = FC_{PJ,j,y} \times FP + OC_{PJ,y} + HC_{PJ,y}$$

PCy : 事業実施後の運転保守費 (USD/year)

$FC_{PJ,j,y}$: 事業実施後の燃料 j の消費量(t/year)

FP : 燃料単価 (USD/t)

$OC_{PJ,y}$: 事業実施後の保守費(USD/year)

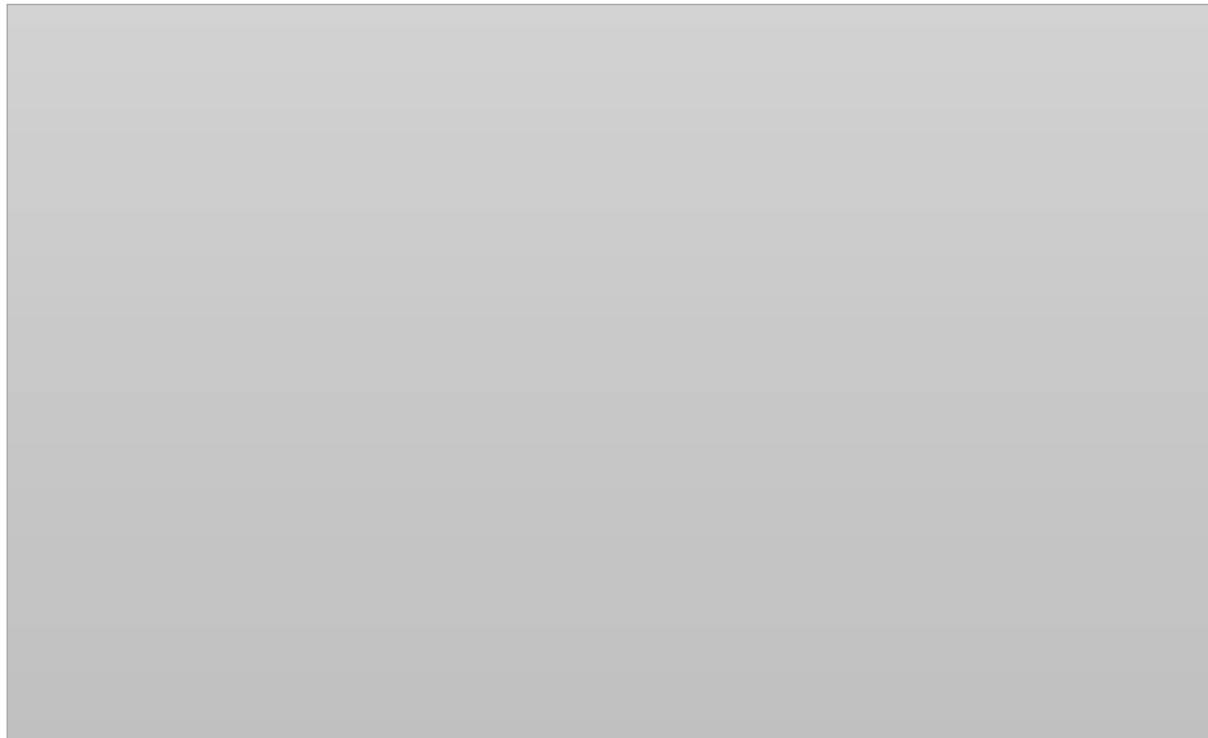
$HC_{PJ,y}$: 事業実施後の人件費(USD/year)

(2) 設備の経費等

設備の経費等の検討結果は、表 6.1-3 のとおりである。

なお、1 ドル 130 円で換算した。

表 6.1-3 設備の経費等の検討結果（非公開）



（出典：調査団作成）

6.1.3 発電原価

(1) 検討ケース

本事業の発電原価（LCOE：Levelized Cost of Electricity）について以下のケースについて算定した。

ケース 1：Keramasan 発電所の改造費用＋アンモニアパイプライン敷設費用

ケース 2：Keramasan 発電所の改造費用＋アンモニアパイプライン敷設費用＋CO₂ 分離回収設備設置費用

(2) 検討条件

発電原価を算出するための条件は以下のとおりとする。

- ・Keramasan 発電所はアンモニア専焼とする。
- ・年間設備利用率：70%
- ・天然ガス単価：276 USD / t
- ・アンモニア単価：450 USD / t

(3) 発電原価

上記（1）に示したケースをもとに、現状の発電単価に対して本事業による上乗せ分を加えた発電原価を表 6.1-4 に示した。

表 6.1-4 各ケースの発電原価（上乗せ分）

項目	現状の発電原価 (cent USD/ kWh) (A)	本事業による上乗分 (cent USD/ kWh) (B)	将来の発電単価 (cent USD/ kWh) (C=A+B)	設備費 (億円)
ケース 1	6.6	21.6	28.2	467
ケース 2		23.7	30.3	562

備考：1 ドル/130 円

(出典・調査団作成)

[参考]

上記は今般想定した年経費率 13.8%の発電原価であるが、これは国内実績に基づく数値であるため、仮に JICA の円借款付与条件（低・中所得国の場合、金利 1.3%、返済期間 15 年）を適用した場合について試算した。この場合は、下表のとおり年経費率 7.4%（年利率 1.3%、耐用年数 15 年）となる。

項目	現状の発電原価 (cent USD/ kWh) (A)	本事業による上乗分 (cent USD/ kWh) (B)	将来の発電単価 (cent USD/ kWh) (C=A+B)	設備費 (億円)
ケース 1	6.6	16.7	23.3	467
ケース 2		17.9	24.5	562

備考：1 ドル/130 円

6.2 本事業によるメリット

(1) Keramasan 発電所におけるメリット

燃料コストの上昇、新たに設備の設置が必要になるが、カーボンニュートラルの発電所が実現できる。

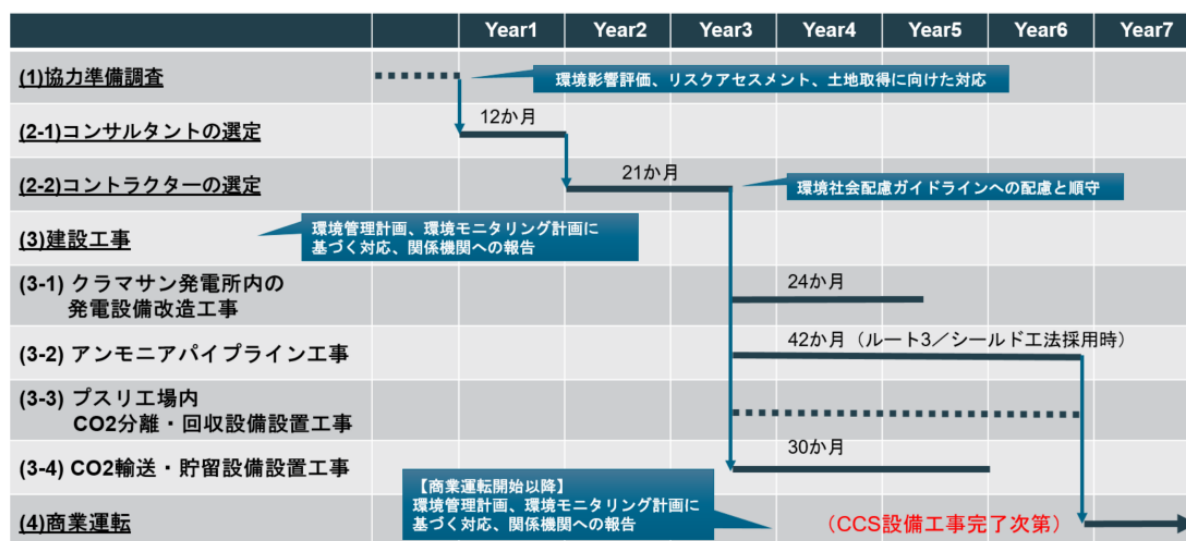
(2) Pusri 肥料工場におけるメリット

新たに設備の設置が必要になるが、Keramasan 発電所への燃料供給ができることから販売拡大につながる。

6.3 事業スケジュール

本事業の全体スケジュールを表 6.3-1 に示す。7.5 ファイナンス支援方策の検討に記載したように本事業は円借款による融資が最も有利と判断して本事業のスケジュールを策定した。

表 6.3-1 事業スケジュール



(出典：調査団作成)

CO2 運送・貯留設備設置工事は 30 か月かかると想定する。詳細は以下図 6.3-1 の工程表を参照する。

コストと同様に、Quest CCS の工程を使用する。

運送設備工事は、建設工事 15 か月、性能検証 9 か月、合計 24 か月。

貯留設備工事は、建設工事 21 か月、性能検証 9 か月、合計 30 か月。

両工事を同時平行で実施すると仮定し、最も期間の長い工事（貯留工事（30 か月））を使用する。

Table 1. Overview of Quest project timeline showing select activities.

Activity	2006	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
		Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3 Q4	Q1 Q2 Q3
Early discussions about possibility of CCS in oil sands operations	x									
Initial consultations with local stakeholders		x								
Project initiation (eg. Stakeholder Management; Risk Management; basic Design & Engineering for Capture; Pipeline Routing; Initial Site Appraisal; Regulatory Submission)			x							
Construction										
* Capture										
* Transport-Pipeline										
* Storage - Well Drilling										
Commissioning and Start-up										
* Capture										
* Transport-pipeline										
* Storage										
MMV										
* Pre-injection										
* Operational										
FID - Final Investment Decision						x				
Commercial Operation Tests									x	
Commercial Startup										
1st year of operation										x

Nb: 'x' refers to when activity was initiated; for further details on timeline please refer to [5].

(出典 : The Quest CCS Project: 1st Year Review Post Start of Injection、Luc Ro)

図 6.3-1 工程表

第7章

事業の効果

第7章 事業の効果

7.1 CO₂ 排出削減効果

7.1.1 前提条件

Pusri 肥料工場から排出される CO₂ 量のうち、Keramasan 発電所に供給するアンモニアを製造するときに排出される CO₂ 量を CCS で分離・回収する（表 7.1-1）。

表 7.1-1 Pusri 肥料工場から回収される CO₂ 量

排出場所	CO ₂ 排出量 (t/h)	備考
Reformer	19.2	アンモニア 1t 当たり CO ₂ 0.6ton 排出。 アンモニア供給量は 32t/h。
Shift & CO ₂	35.2	アンモニア 1t 当たり CO ₂ 1.1ton 排出。 アンモニア供給量は 32t/h。
Total	54.4	

（出典：調査団作成）

7.1.2 アンモニアの輸送、CO₂ 貯留にかかる CO₂ 排出量

Pusri 肥料工場から Keramasan 発電所へのアンモニア輸送及び CO₂ 貯留地への CO₂ 輸送は、今後の詳細検討で行うものとし、本事業は CO₂ の分離・回収、輸送に伴う CO₂ 排出量に着目した。

本事業での CO₂ の分離・回収によるエネルギー消費量は約 400kJ/kg(CO₂)、CO₂ の輸送によるエネルギー消費量は約 132kJ/kg(CO₂)である。

アンモニア 1 トンに対する CCS における分離・回収、輸送による CO₂ 排出量は 0.044ton である（8.2 章参照）。Keramasan 発電所に供給されるアンモニアは 20 万 t/year の場合、CO₂ 排出量は 9 千 t/year と推計される。

7.1.3 Keramasan 発電所にかかる CO₂ 排出量

Keramasan 発電所に供給されるアンモニアは 20 万 t/year（33 t/hour× 8,760hr × 0.7(capacity factor)）と想定され、ガスタービン年間を通してアンモニア専焼の運転から CO₂ の排出量はゼロとなる見込みである。

現在、Keramasan 発電所は、天然ガスを燃料として運転しており、同発電所からは年間 21 万トンの CO₂ が排出されている。

燃料を天然ガスからアンモニアに転換しアンモニアを燃焼することで CO₂ 排出量は 0 となり、結果として年間 21 万トンの CO₂ が削減できる（表 7.1-2）。

表 7.1-2 Keramasan 発電所から排出される CO2 排出量の推移

	燃料	CO2 の排出量	CO2 の削減量
Keramasan 発電所改造前 (A)	天然ガス	21 万トン / 年	—
Keramasan 発電所改造後 (B)	アンモニア	0	—
(A) - (B)	—	—	21 万トン / 年

(出典：調査団作成)

7.1.4 Keramasan 発電所にかかる CO2 排出量の詳細検討

(1) 方法論

本事業における、気候変動緩和効果を「気候変動対策支援ツール／緩和策（JICA Climate-FIT (Mitigation)）（2019）」の「10. エネルギー／熱供給・火力発電施設の燃料転換」を参照して計算した。気候変動対策支援ツール（2019）に基づく、温室効果ガス（GHG）排出削減量の算定方法を以下に示す。

$$ER_y = BE_y - PE_y$$

ER_y : y 年の事業実施による GHG 排出削減量 (t-CO₂e/y)

BE_y : ベースライン排出量

y 年のベースラインシナリオにおける GHG 排出量 (t-CO₂e/y)

PE_y : 事業排出量

y 年の事業シナリオにおける GHG 排出量 (t-CO₂e/y)

(2) ベースライン排出量

気候変動対策支援ツール（2019）では、事業実施前と比較して発電出力が増加しない場合と事業実施前と比較して発電出力が増加する場合で、異なるベースライン排出量計算方法が示されている。

表 7.1-3 に示すとおり、本事業の実施後の出力増加はなく、燃料転換（天然ガスからアンモニア）することで、CO₂ の排出量を 0 に削減することを目的としている。

表 7.1-3 事業実施前後の出力比較（非公開）

(出典：調査団作成)

よって、本事業では、以下の事業実施前と比較して発電出力が増加しない場合の計算式を用いて、ベースライン排出量を算定する。

$$BEy = \sum_j (FC_{PJ,j,y} \times NCV_j \times \eta_{PJ}/\eta_{BL}) \times EF_{fuel,i}$$

$FC_{PJ,j,y}$: 事業実施後の燃料 j の消費量(t/y)
 $EF_{fuel,i}$: 事業実施前の燃料 i の CO2 排出係数(t-CO2/TJ)
 NCV_j : 事業実施後の燃料 j の正味発熱量(TJ/t)
 η_{BL} : 事業実施前の熱供給施設または発電の熱効率(%)
 η_{PJ} : 事業実施後の熱供給施設または発電の熱効率(%)

Keramasan 発電所 1,2 号機のカスタービンを全負荷で運転した場合、29 万トン/年⁵のアンモニアが必要となるが、PLN によると同発電所の稼働率は（少なくとも 2026 年までは）70%程度と見込んでいることから、アンモニアの消費量は、20 万トン/年（29 万トン/年 × 70%）と考えられる。

(3) 事業排出量

事業排出量は、事業実施後の燃料転換が行われた施設における燃料使用量と、アンモニアの排出係数を乗じたものに、アンモニア生産時発生する CO2 排出量を加え、CCS によって回収される CO2 を控除することで算定される。

上述のとおり、アンモニアを燃焼した場合の CO2 排出量は 0（アンモニアの CO2 排出係数は 0）であり、アンモニア生産時に発生する CO2 のすべてが CCS によって回収されれば、事業排出量は 0 となる。

$$PEy = \sum_j (FC_{PJ,j,y} \times NCV_j \times EF_{fuel,j}) + FC_{PJ,j,y} \times FP_{PJ,j} - CCS$$

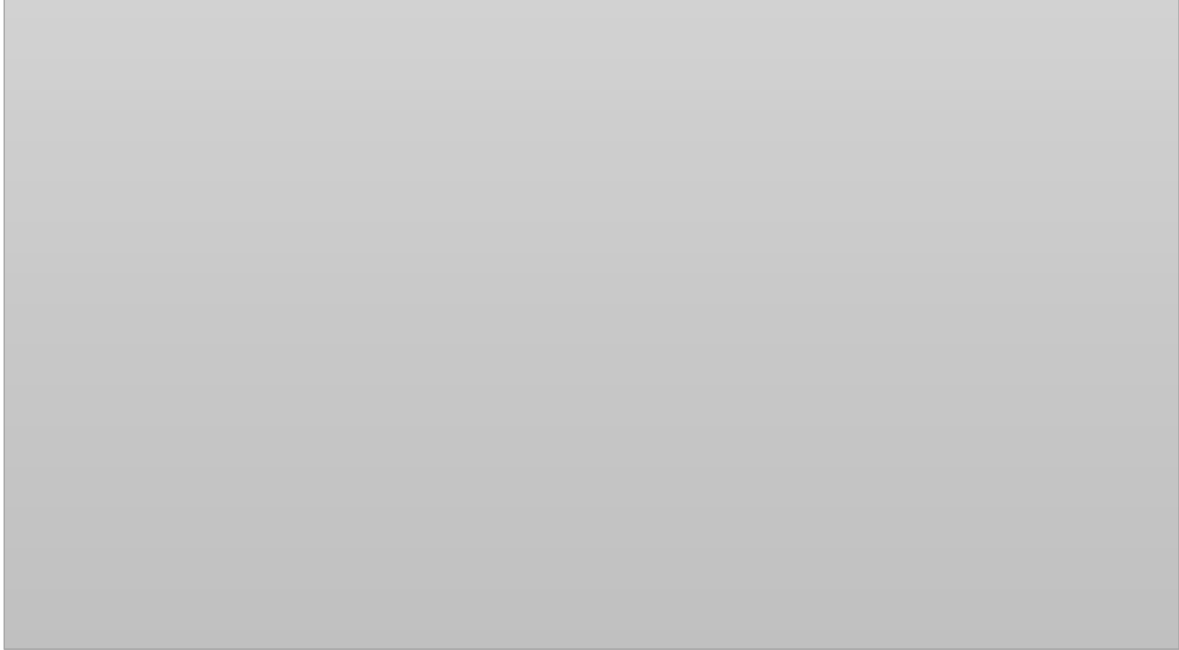
$FC_{PJ,j,y}$: 事業実施後の燃料 j の消費量(t/y)
 NCV_j : 事業実施後の燃料 j の正味発熱量(TJ/t)
 $EF_{fuel,j}$: 事業実施後の燃料 j の CO2 排出係数(t-CO2/TJ)
 $FP_{PJ,j}$: 燃料 j 生産時の CO2 排出量(t-CO2e/t)
 CCS : CCS による CO2 回収量(t-CO2e/y)

(4) 温室効果ガス排出削減量の推計

計算に必要なデータを Keramasan 火力発電所から受領し、表 7.1-4 のとおり、推計した。排出削減量は、年間 21 万 t-CO2 である。

⁵ ガスタービンでのアンモニア消費量は 16t/h、排煙脱硝装置でのアンモニア消費量は 0.5t/h で、Keramasan 発電所では、これらの機器がそれぞれ 2 台ずつあることから、1 時間当たりのアンモニア消費量は 33 トンとなり、これを 1 年間運転した場合は、29 万トン（33t/h × 8,760hr）のアンモニアが必要となる。

表 7.1-4 排出削減量の推計結果（非公開）



（出典：調査団作成）

7.2 他国のカーボンニュートラル支援方策調査

他国のカーボンニュートラルの支援方策を以下のとおり調査した。なお、調査対象国は、以下の理由から、日本、タイ、マレーシア、ベトナムの4か国とした。

- 日本：仕様書上で規定されていたため。
- タイ：2022年1月に日本とタイの間でカーボンニュートラルにかかわる協力を含む技術協力の覚書「日本国経済産業省とタイ王国エネルギー省との間のエネルギーパートナーシップ実現に関する協力覚書」が締結されているため。
- マレーシアおよびベトナム：アジア全域でのCCUS活用に向けた知見の共有や事業環境整備を目指す国際的な産学官プラットフォームとして、2021年6月に立ち上げられたアジアCCUSネットワークにて、インドネシア以外に、ベトナムとマレーシアがCCUSの候補地として取り上げられているため。

7.2.1 日本

経済産業省は、2020年12月に、「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を策定した。同戦略にて、2050年のカーボンニュートラルを目指し、以下を主要政策ツールとして提示している。

- グリーンイノベーション基金（NEDOに10年間で2兆円の基金）の創設
- カーボンニュートラルに向けた投資促進税制、改革に取り組む企業に対する繰越欠損金の控除上限を引き上げる特例、研究開発税制の創設
- 省エネ等の着実な低炭素化に対する資金供給（長期資金供給の仕組みと、成果連動型の利子補給制度（3年間で1兆円の融資規模）の創設）
- クレジット取引、炭素税、国境調整措置などの規制改革・標準化
- 米国・欧州との間でのイノベーション政策における連携、要素技術の標準化、新興国との間では脱炭素化に向けた二国間および多国間の協力の推進などの国際連携

また、2021年5月に、アジアの持続的経済成長とカーボンニュートラルの同時達成のために5つの柱に基づく支援策（アジア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ（Asia Energy Transition Initiative））をASEAN諸国に提示した。

- エネルギー・トランジションのロードマップ策定支援
- アジア版トランジションファイナンスの考え方の提示・普及
- 再エネ・省エネ、LNG等の事業への100億ドルファイナンス支援
- 2兆円基金の成果を活用した技術開発・実証支援
- 脱炭素技術に関する人材育成やアジアCCUSネットワークによる知見共有

7.2.2 タイ

タイ投資委員会（Thailand Board of Investment）は、2021年9月に、カーボンニュートラルの支援方策として、主に以下の投資奨励措置を可決している。

- 温室効果ガス排出量を削減するための機器入替の投資に関し、その投資金額の 50%を上限とした 3 年間の法人所得税免除
- CCUS 技術を使用する石油化学品の製造業者に対する 8 年間の法人所得税免除、および、自然冷媒を使用する冷蔵・冷凍倉庫、または冷蔵・冷凍倉庫および冷蔵・冷凍運輸業者に対する 3 年間の法人所得税免除
- CCUS 技術を使用する天然ガス分離プラントへの投資奨励として、8 年間の法人所得税免除

7.2.3 マレーシア

マレーシアではグリーン投資に対する税制優遇措置（Green Investment Tax Allowance および Green Income Tax Exemption）が 2014 年より導入されている。2022 年 3 月発行の第 3 版グリーン技術税制優遇ガイドライン（Green Technology Tax Incentive Guidelines）にて、以下の優遇措置が規定されている。

- グリーン技術資産を取得する企業：取得費用の 100%を、収入の最大 70%まで控除可能（未使用分は、翌年度以降に繰り越し可能）
- グリーン技術事業を実施する企業：事業費の 100%を、収入の最大 70%まで控除可能（未使用分は、翌年度以降に繰り越し可能）
- グリーン技術サービスを提供する企業：法人税の 70%を免除

7.2.4 ベトナム

ベトナムでは、特定の業種に対する税制優遇措置が取られており、当該業種のひとつとして、再生可能エネルギーが挙げられている。事業展開地や事業費などに関して一定の基準を満たすことで、税率の優遇や一定期間の法人税免除、輸入関税免除などの優遇措置が受けられる。

一方で化石燃料を使用する事業者に対しては、他国の炭素税に類似している環境税が、化石燃料の使用量に応じて課されることとなっている。

7.3 インドネシアにおける現状調査

エネルギー分野について、化石燃料への依存が高い電源構成の見直しが鍵となる。2021 年 9 月に政府が承認した PLN の「電力供給事業計画 RUPTL2021-2030」では、今後、石炭火力発電所の建設を段階的に縮小する一方、水力、地熱、太陽光といった再生可能エネルギーの導入を加速させ、発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合を現在の約 2 割の 2 割超への拡大を目指している。

しかし、石炭の割合は、わずかに低下するものの、「最適シナリオ」および「低炭素シナリオ」のいずれのシナリオにおいても約 6 割を占め、エネルギー源として石炭がなお重要な役割を果たすことに変わりはない。PLN は 7 月、2056 年までに全ての石炭火力発電所を段階的に廃止する方針を表明したものの、RUPTL で詳細は明らかにされていない。

Indonesia LTS-LCCR 2050 によると、再生可能エネルギー（水力、地熱、太陽光、風力、バイオマス）の活用に加えて、石炭火力発電所における炭素回収・利用・貯留（CCUS/CCS）技術の利用やバイオマス

混焼の実施する計画などが示されており、これらにより低炭素燃料やクリーンな発電技術への移行を目指すと考えられる。

出典：国際通貨研究所、インドネシアにおける脱炭素政策～成長と環境のバランスに配慮しつつ目標実現を目指す～

7.4 ファイナンス支援方策の検討

本事業への適用が可能な主なファイナンス支援策を表 7.4-1 のとおり整理した。
詳細は後述するが、本事業の事業規模を鑑みると、金利が低く、融資割合も大きい円借款が最も魅力的である。

表 7.4-1 ファイナンス支援策の概要

主なファイナンス支援策	概要
円借款	開発途上国に対して低利で長期の緩やかな条件で開発資金を貸し付ける。JICA から対象国政府に対して供与される。 土地取得など一部の費用を除きほぼ 100%融資される。
海外投融資	開発途上国において、民間企業等が行う開発効果の高い事業であり、一般の金融機関だけでは対応が難しい場合、「出資」と「融資」という 2 つの資金面から支える。JICA によって提供される。 融資は、原則総事業費の 70%が上限となる。
輸出金融	日本企業や日系現地法人等の機械・設備や技術等の輸出・販売を対象とした融資で、外国の輸入者（買主）または外国の金融機関等向けに供与される。JBIC によって提供されている。 融資は、原則総事業費の 5～6 割を上限としている。

7.4.1 円借款

(1) 概要

円借款は、開発途上国に対して低利で長期の緩やかな条件で開発資金を貸し付けることにより、開発途上国の発展への取組みを支援するスキームであり、JICA から対象国政府に対して供与される。

本事業の事業費（CCS 設備費用、ガスタービン改修費用など）に対して、円借款を供与することになれば、事業者たる PLN・Pusri は低利で資金調達することが可能となる。さらに、「質の高いインフラ」を推進すると特に認められる場合や、環境・気候変動分野に該当する事業と認定された場合には、更なる低利となる。

融資割合は、土地取得など一部の費用を除きほぼ 100%である。

(2) 必要な手続きおよび期間

円借款事業として実施されるためには、以下の手続きが必要となる。

- ・ 事業準備：JICA（もしくは JICA にて雇用されたコンサルタント）が円借款事業として組成可能か、調査を実施する。
- ・ 要請：相手国政府から、JICA に対して円借款事業として実施したい旨の要請が出される。
- ・ 検討/審査・事業事前評価：JICA にて、要請された事業が円借款事業として実施するに適しているか、検討/審査を実施する。
- ・ 交換公文と借款契約：日本国政府と相手国政府との間で、円借款事業として実施することに関し、交換公文が取り交わされた後、JICA と相手国政府にて借款契約が締結される。
- ・ 事業の実施：借款契約締結後、事業が実施可能となる。但し、建設工事が開始されるまでには、一般的にコンサルタントの選定やコントラクターの雇用手続きが必要となる。

上述の手続きが必要なことを鑑みると、事業の準備を始めてから、実際の建設工事が始まるまでには、1 年から 2 年以上要することが想定される。

7.4.2 海外投融資

(1) 概要

海外投融資は、開発途上国において、民間企業等が行う開発効果の高い事業であり、かつ、一般の金融機関だけでの対応が困難な場合に、「出資」と「融資」という 2 つの資金面から支えるスキームであり、JICA によって提供されている。

海外投融資の対象となる分野として、SDGs が含まれており、CO2 排出削減に貢献する本事業はその条件を満たしている。

融資割合は、原則として総事業費の 70%が上限で、特に必要と認められる場合は 80%となる。

(2) 必要な手続きおよび期間

海外投融資案件として承認されるためには、以下の手続きが必要となる。

- ・ 企業からの相談
- ・ 必要な情報が揃った段階で JBIC 先議検討申請受付
- ・ JICA にて検討となった案件について企業からの投融資の申請受付
- ・ 環境カテゴリ分類の結果ホームページ公開
- ・ JICA 内部案件検討委員会：関係部門間で協議
- ・ 環境社会配慮助言委員会への説明（対象となる案件の場合）
- ・ 三省説明：案件の概要や審査方針等の説明
- ・ 海外投融資リスクアドバイザー委員会：対象となる案件について案件の概要や審査方針等の説明
- ・ 一次審査（事業担当部による審査）：外部の各種アドバイザー等も活用
- ・ 二次審査（審査担当部門信用力審査担当による審査）：外部の各種アドバイザー等も活用
- ・ 三省協議：審査結果を JICA より説明、三省が協議
- ・ JICA 理事会：案件採択の可否を審議
- ・ 契約締結、デイスバース実行

- ・ 案件承諾後、事前評価の結果を公表

民間企業等の申請から原則 1 か月以内に審査を開始することとなっており、審査には、個別案件毎の状況次第であるものの、平均的には 3～9 か月程度要することが想定される。ただし、JICA の環境社会配慮ガイドラインに基づき、環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性を持つような事業としてカテゴリ A 案件と分類された案件については、通常の業務フローに加えて環境社会配慮助言委員会関連の手続きが必要となり、必要とされる審査期間は長くなる可能性がある。

7.4.3 輸出金融

(1) 概要

輸出金融は、日本企業や日系現地法人等の機械・設備や技術等の輸出・販売を対象とした融資で、外国の輸入者（買主）または外国の金融機関等向けに供与されるスキームであり、JBIC によって提供されている。

気候変動緩和に関する事業に関しては、通常よりも低利での融資が可能となっている。

融資割合は、原則、総事業費の 5～6 割を上限としている。

(2) 必要な手続きおよび期間

- ・ 融資相談・内談受付：計画中の輸出商談に則して、JBIC 融資の基本的な条件及び具体的手続きなどについて、JBIC より民間企業に対して説明を行う。
- ・ 審査：与信先（借入人または保証人等）の信用力、OECD 公的輸出信用アレンジメントとの整合性を含む輸出契約の内容、環境社会面への影響などに関して、JBIC が審査を実施する。
- ・ 融資決定：上記審査の結果を踏まえ、JBIC として正式な融資決定手続きを実施する。
- ・ 貸付契約書等の契約締結：正式な融資決定後、JBIC と借入人等との間で貸付契約等の契約を締結される。
- ・ 融資実行：各種契約締結後、借入人等に契約書に定める必要書類が揃った段階で、融資実行日を確定される。

上記手続きに要する期間については、特段定められていない。

第 8 章

環境社会配慮

第8章 環境社会配慮

8.1 当国における環境社会配慮に関する法令・制度

8.1.1 環境社会配慮関係法令等

インドネシアの環境社会配慮に係る関係法令（住民移転・土地取得を除く）を整理した（表 8.1-1）。

表 8.1-1 関係法令（環境・労働安全衛生）

項目	法令・規則	概要
環境影響評価	Head of Environmental Impact Controlling Agency Decree (KepBapedal) No. 299/BAPEDAL/11/1996 on Technical Guidelines for Technical Guidelines for Social Aspects Study in the Preparation of Environmental Impact Assessments	AMDAL 文書作成における社会的側面の評価のためのガイダンスを規定
	Head of Environmental Impact Controlling Agency Decree (KepBapedal) No. 124 of 1997 on Guidelines in the Aspects of Public Health Study in the Preparation of the Environmental Impact Assessment	AMDAL 文書の人の健康に係る評価のためのガイドラインを規定
	The Minister of Environment Decree (Kepmen LH) No. 45 of 2005 on Guidelines of Environmental Management and Monitoring Plan (RKL-RPL) Report	関連機関への定期報告のための AMDAL 実施報告書（RKL-RPL モニタリング報告書）の作成に関するガイダンスを規定
	_ Act No. 32 of 2009 on Environmental Protection and Management; and _ The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 5 of 2012 on Types of Business Plans and / or Activities Required to Have Environmental Impact Analysis	_ 環境手順、環境法違反に適用の可能性のある制裁措置に係るガイドライン _ 事業による環境影響の考え方と環境影響評価（AMDAL）の必要性について
	The Minister of Health Decree (Kepmenkes) No. 876 of 2011 concerning Technical Guidelines for Environmental Health Impact Assessment	環境・人の健康への影響評価に関する技術ガイドラインを規定
	The Minister of Environment and Forestry Decree No. 05 of 2012	AMDAL プロセスが必要となる事業に関する法律とガイドラインを規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 16 of 2012 Guidance in the Preparation for Environmental Document	関連文書作成のための手続きとガイドラインを規定
	The Minister of Environment Regulation (Permen LH) No.17 Year 2012 regarding Guideline of Community Involvement on AMDAL and Environmental Permitting Process	AMDAL および環境許可のプロセス、コミュニティの関与に関するガイドライン。公開、フィードバック、パブリックコンサルティング、コミュニティへの参加、コミュニティへの透明性の確保等に関するガイドラインを規定
	The Government Regulation No. 27 of 2012 on Environmental Permits	関連機関への定期報告のための AMDAL 実施報告書（RKL-RPL モニタリング報告

項目	法令・規則	概要
		書) に関するガイダンスを規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 08 of 2013 on Working Procedure of EIA Appraisal Committee	AMDAL 文書を評価する当局のためのガイドラインを規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 02 of 2013 on Guideline for Administrative Sanctions Application on Environmental Protection and Management	環境法違反に対して適用される行政処分と手順を規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 65 of 2016 on Standard and Certification of Environmental Impact Assessment Assessor	環境影響評価者の基準と認定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 102 of 2016 on Standard and Certification of Environmental Impact Assessment Assessor	環境文書の有無にかかわらず、業界向け環境文書作成に関するガイダンス
	The Government Regulation No. 13 Year 2017	国家空間計画 (Government Regulation No. 26 of 2008 の改正)
	The Government Regulation No. 24 of 2018 on Online Single Submission (OSS) System for Business Permit Application	許可申請（事業許可、場所許可、水場所許可、環境許可、建築許可）の更新、プロセスのガイドライン
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 4 of 2021 on Procedures for the Issuance of Technical Approval and Permit on Environmental Pollution Control	環境影響の分析、環境管理および環境モニタリング、または管理権限の表明が必要な事業/活動のリスト
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 5 of 2021 on Procedures for the Issuance of Technical Approval and Permit on Environmental Pollution Control	環境汚染防止に関する技術的承認および許可の発行手順
	Government Regulation No 22 of 2021 concerning the Implementation of Environmental Protection and Management	環境承認取得の手順、事業に係る環境調査関連文書（EIA、UKL-UPL、SPPLH）の作成と評価について規定 2020 年法律第 11 号が変更され、これまでの環境許可・承認（排ガス許可、排水許可）が統合
排ガス	KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP NOMOR :KEP.13/MENLH/3/1995 TENTANG BAKU MUTU EMISI SUMBER TIDAK BERGERAK MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP The Minister of Environment and Forestry Regulation No. 21 Year 2008 (Amended) The Minister of Environment and Forestry Regulation No 15/2019	固定発生源の排ガス基準
大気環境	The Government Regulation No. 41 year 1999	大気環境基準と汚染物質の規制

項目	法令・規則	概要
	(Amended) The Government Regulation No 22/2021	
排水	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 8 of 2009 on Wastewater Quality Standard for Business and/or Thermal Power Plant Activity	主要なプロセスやブローダウン排水、冷却水、排水処理設備、脱塩設備、油分を含む廃水、下水、石炭貯炭場等に関する水質基準
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No.P.68/Menlhk/Setjen/Kum.1/8/2016 on Quality Standard of Domestic Wastewater	排水許可、生活排水の水質基準に関する規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 15 of 2019 on Thermal Power Plant Emission Quality Standard	火力発電所からの排水基準
水環境	The Government Regulation No. 19 of 1999 on Marine Pollution and/or Destruction Control	海洋汚染および/または破壊に対する保護と防止
	The Minister of Environment and Forestry Decree (Permen LHK) No. 51 of 2004 on Seawater Quality Standard	港湾活動のための海水質基準
	The Government Regulation No. 21 of 2010 on Environmental Protection of Maritime	船舶からの廃棄物、有害化学物質、オゾン層破壊物質等の海洋放出の禁止
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 1 of 2010 on Water Pollution Control Procedures	水質汚染防止に関する手続きを規定
	The Minister of Health Regulation (Permenkes) No. 37 of 2017 on Quality Standards for Environmental Health and Healthy Water Requirement for Hygiene Sanitation, Swimming Pool, Solus per Aqua, and Public Bath.	衛生確保が必要なきれいな水の基準と水質項目の規定
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No.P.12/MENLHK/SETJEM/KUM.1/4/2018 on Requirements and Procedures for Permitting Wastewater Disposal into Sea	海洋投棄の許可に関するガイドライン
水源	Act No. 7 of 2004 on Water Resources	水資源管理政策の原則となる 6 つの要件（保全、利用、破壊力の制御、コミュニティの参加、安定した制度的に優れた情報システムとそのデータ）の確保に関する規則
騒音	The Minister of Environment and Forestry Decree (Kepmen LHK) No. KEP48/MENLH/11/1996 on Noise Level Standard	騒音に関する基準
振動	The Minister of Environment and Forestry Decree (Kepmen LHK) No. 49 of 1996 on Vibration Standards	振動に関する基準
悪臭	The Minister of Environment and Forestry Decree (Kepmen LHK) No. 50 of 1996 on Odor Level Standard	悪臭に関する基準
生態系・動植物	The Presidential Decree No. 43 of 1978 Concerning Ratification of Convention on	絶滅のおそれのある種の国際取引に関する条約

項目	法令・規則	概要
	International Trade in Endangered Species of Wild Fauna And Flora	(CITES) リストのステータスを採用することに関する法的根拠
	The Presidential Decree No. 26 of 1989 Concerning Ratification of Convention of Protection of the World Cultural and Natural Heritage	世界の文化的および自然遺産を保護し、保護することに関する国の公約に基づく法的根拠
	Act No. 5 of 1990 concerning the conservation of biological resources and their ecosystems	生物資源と生態系の保全と保全の確立に関する法的根拠
	The Presidential Decree No. 48 of 1991 Concerning Ratification of Convention of Wetlands of International Importance Especially as Water Flow Habitat	保護に関する公約に基づく法的根拠と国際的に重要な湿地地域の保全
	Act No. 5 of 1994 concerning Ratification of United Nations Convention on Biological Diversity	重要な生物多様性を保護し、国際基準の生物多様性分類を採用することに関する国の公約
	The Government Regulation No. 68 of 1998 Concerning Natural Protection Area and Natural Conservation Area	保全または保全地域と管理当局の設立プロセスの規定に関する法的根拠
	Act No. 41 of 1999 Concerning Forestry as Revision by Act No. 19 of 2004 Concerning stipulated Government Regulation as an Emergency Act No. 1 of 2004 Concerning Revision of Act No. 41 of 1999 concerning Forestry	林業行政区域・分類、および森林管理に関する法的根拠
	The Government Regulation No. 7 of 1999 Concerning Preservation of wild Plant and Animals The Government Regulation No. 60 of 2007 Concerning Fish Resources Conservation	- 動植物の保護リストに関する法的根拠 - 魚資源、生態系保全地域の法的根拠
	The Government Regulation No. 19 of 1999 on Marine Pollution and/or Damage Control	自然汚染と被害管理に関する法的根拠
	The Minister of Environment and Forestry Decree (Kepmen LHK) No. KEP-04/MELH/02/2001 on the Standard Criteria of Damage to Coral Reefs	環境・サンゴ礁への損傷に対する規則
	The Minister of Fishery Regulation No. Per.17/MEN/2008 Concerning Conservation area in the coastal and small islands	沿岸および小島嶼周辺の保護地域の決定に関する法的根拠
	The Minister of Fishery Regulation No. Per.30/MEN/2010 Concerning Management Plan and Zonation of Marine Conservation Area	海洋保護区のゾーニングと管理計画の決定に関する法的根拠
	The Government Regulation No. 28 of 2011 on Natural Reserve and Natural Conservation Area Management	自然保護区と保護地域の管理に関する法的根拠
	The Minister of Environmental and Forestry Regulation No.94/MENLHK/SETJEN/KUM.1/12/2016 Concerning Invasive Species	侵入種の決定と関連要件の取り扱いに関する規則
	The Minister of Environmental and Forestry Regulation No.P.106/MENLHK/SETJEN/KUM.1/8 of 2018 Concerning Second amendment on	動植物の保護状況の国リストに関する規則

項目	法令・規則	概要
	Minister Regulation No.P.20/MENLHK/SETJEN/KUM.1/6 of 2018 Regarding to Flora Fauna Protection Species	
	The Minister of Environment and Forestry Regulation No. 20 of 2018 on Flora and Fauna Conservation	動植物の保全に関する規制
有害廃棄物	— The Head of Environmental Impact Management Agency Decree No. KEP-01/BAPEDAL/09/1995 on Procedures and Requirements for Storage and Collection of Hazardous and Toxic Material; — The Head of Environmental Impact Management Agency Decree No. KEP-02/BAPEDAL/09/1995 on Documents of Hazardous and Toxic Waste; and — The Head of Environmental Impact Management Agency Decree No. KEP-03/BAPEDAL/09/1995 on Hazardous and Toxic Waste Treatment.	— 危険および有害物質の保管および収集に関する技術要件 — 有害および有毒廃棄物の管理 — 焼却を含む有害および有毒廃棄物処理の技術要件
	Minister of Health Regulation No. 472 of 1996 concerning Protection of Hazardous Material for Healthy	— 有害物質は、直接的、間接的に健康と環境に危険をもたらす可能性がある毒性、発がん性、催奇形性、変異原性、腐食性、刺激性のある、単一および複合の化学的および生物学的物質が対象となる。 — 安全データシート（LDP）は、危険物質の物理的および化学的特性、引き起こされる可能性がある危険の種類、取り扱い方、緊急事態に関連する特別処理に関する情報からなる。 — 食品・医薬品管理長官が、担当長官となる。
	Minister of Manpower Regulation No.187 of 1999 concerning Controlling Chemical Hazardous Material	有害化学物質を処理、保管、流通、輸送、使用する産業活動に関する事項
	The Minister for Transportation Decree (Kepmenhub) No. 17 of 2000 on Guidelines for Handling of Dangerous Goods / Materials in Shipping Activities in Indonesia	輸送活動で危険物の取り扱いを行う際に IMDG（国際海事危険物コード）ガイドラインを遵守する義務
	The Government Regulation No. 74 of 2001 on Management of Hazardous and Toxic Materials	— 環境、人間の健康および生命への有害物質の影響およびリスクを防止および/または低減 — 有毒化学物質のリストと危険および有毒物質を管理するためのガイドライン
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 3 of 2008 on Procedures for Issuing Symbols and Labels for Hazardous and Toxic Materials	有害廃棄物および有毒廃棄物の記号およびラベルに関する要件
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 05 of 2009 regarding Waste Management at Port	船舶タンクの清掃活動から発生する廃棄物を陸上の廃棄物管理施設の運営者に移送するための要件

項目	法令・規則	概要
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 18 of 2009 on Procedures for Management of Hazardous and Toxic Waste The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 14 of 2013 regarding Symbol and Label for Hazardous and Toxic Waste	ラベリング、表示、そして移動、最終処分を含む有害性/有毒性物質の廃棄物の一時保管の許可取得のための技術ガイドライン
	Government Regulation No. 50 of 2012 attachment II no.9 concerning Healthy, Safety and environment management System	職場における安全と健康管理制度の申請に関する規則
	The Government Regulation No. 101 of 2014 on Management of Hazardous and Toxic Waste	有害性/有毒性物質の廃棄物管理のための許可
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 55 of 2015 on Hazardous Waste Characterization	有害廃棄物の分類
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 63 of 2016 on Hazardous Waste Piling	有害廃棄物の山積みに関する規則
	Government Regulation No 6 of 2021 concerning Hazardous and Toxic Materials Procedures for issuing Waste Management Procedures and Requirements	有害性/有毒性物質の取り扱い手続きに関する規則
一般廃棄物	Act No. 18 of 2008 on Waste Management	個人による環境に配慮した方法での廃棄物管理に関する規則
	The Government Regulation No. 81 of 2012 on Management of Domestic Waste	家庭ごみ管理（特定のごみと衛生ごみを除く）の規則
廃棄物管理	The Minister of Internal Affairs Regulation (Permen Dalam Negeri) No. 33 of 2010 on Waste Management Guideline	発生源から処分場までの廃棄物管理に関する規則
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. P.63/MENLHK/SETJEN/KUM.1/7/2016 on the Requirements and Procedures for B3 Waste Stockpiling in Landfill Facilities	B3 タイプの廃棄物の埋め立て施設での保管、収集、輸送、処理、備蓄を含む管理に関する規則
健康・安全	Law No. 1 of 1970 on OHS management and specific to construction regulated under the Ministry of Manpower and Transmigration Regulation No.1 of 1980.	職場の労働安全衛生に関する規制
	Government Regulation No.34 of 2014 concerning the Promotional Framework for Occupational Safety and health	職場の労働安全衛生の推進のためのフレームワーク
	Government Regulation No. 66 of 2014 concerning Environmental Health	健康環境ガイドライン
	The Minister of Health Regulation (Permenkes) No. 48 of 2016 on Office Occupational Health and Safety Standards	オフィスで働くための労働安全衛生基準に関する規制
	The Minister of Manpower Regulation No. 5 of 2018 on Occupational Health and Safety	労働者と作業環境の労働安全衛生基準に関する規則
人権	Act Number 39 Year 1999 regarding Human Rights	自由と基本的人権、各個人の義務、政府の義務と責任、制限、人権国内委員会、コミュニティの参加、人権裁判所に関する

項目	法令・規則	概要
		する規定
労働	Law No. 3 of 1992 on Social Security (Revised by Act No. 11 of 2020 on Job Creation)	補償スキームを含む労働者の社会的安全に関する法律
	Act No. 13 Year 2003 on Manpower (Revised by Act No. 11 of 2020 on Job Creation)	機会均等、人材育成を含む労働者保護、労働苦情処理メカニズム、児童労働管理に関する規定
	Law No. 40 of 2004 on the National Social Security Social Security Organiser Agency (Badan Penyelenggara Jaminan Sosial or BPJS) (Revised by Act No. 11 of 2020 on Job Creation)	健康、労働安全衛生、年金、死亡等、基本要件を含む国家社会保障制度に関連する規制
企業の社会的責任	Law No.40 Year 2007 on Limited Corporation	資源関連企業に対する社会的および環境的責任に関する法律
	The Government Regulation No. 47 of 2012 on Limited Company's Corporate Environmental and Social Responsibility	企業の社会的および環境的責任の適用と策定に関する規則
	The Minister of Environment and Forestry Regulation (Permen LHK) No. 1 of 2021 on Company Performance Rating Program in Environmental Management	環境管理プログラムのパフォーマンスに関する規則

(出典：調査団作成)

8.1.2 環境影響評価制度

インドネシアの環境影響評価は、環境保護と管理に関する法律 (EPMA No. 32/2009)で規定され、戦略的環境評価(SEA)、事業環境影響評価、モニタリングと環境監査までの事業計画初期段階から事業閉鎖後をカバーする。

2012 年には環境承認 (Environmental Permit: EP)に関する政令 (Government Regulation No. 27/2012)、事業環境影響評価の手続き (AMDAL, UKL-UPL, SPPL)と環境承認の手続きを定める環境省令 (MOE Regulation No. 05/2012)が、2016 年には SEA 手続きに関する政令(Government Regulation No. 46/2016)が制定された。

環境影響評価が必要とならない事業については、環境許可取得に際して環境管理とモニタリング計画 (UKL (Upaya Pengelolaan Lingkungan)-UPL (Upaya Pemantauan Lingkungan)) の審査が必要になる場合がある。

環境管理とモニタリング計画 (UKL-UPL) の審査不要な場合、環境管理計画書 (SPPL) を作成し環境審査を受ける必要がない。図 8.1-1 に EIA 手続きは示す。

『インドネシアの投資環境 (2019 年 12 月) 』(国際協力銀行)を参考

開発事業の実施については、州（市）の環境行政局の事業実施の承認を取得、その後、環境省と環境行政局との間において AMDAL の手続きについて決定される(図 8.1-1)。

EIA の承認は 地方/中央政府機関の二重の承認は必要ない。

Bandung Institute of Technology による調べ

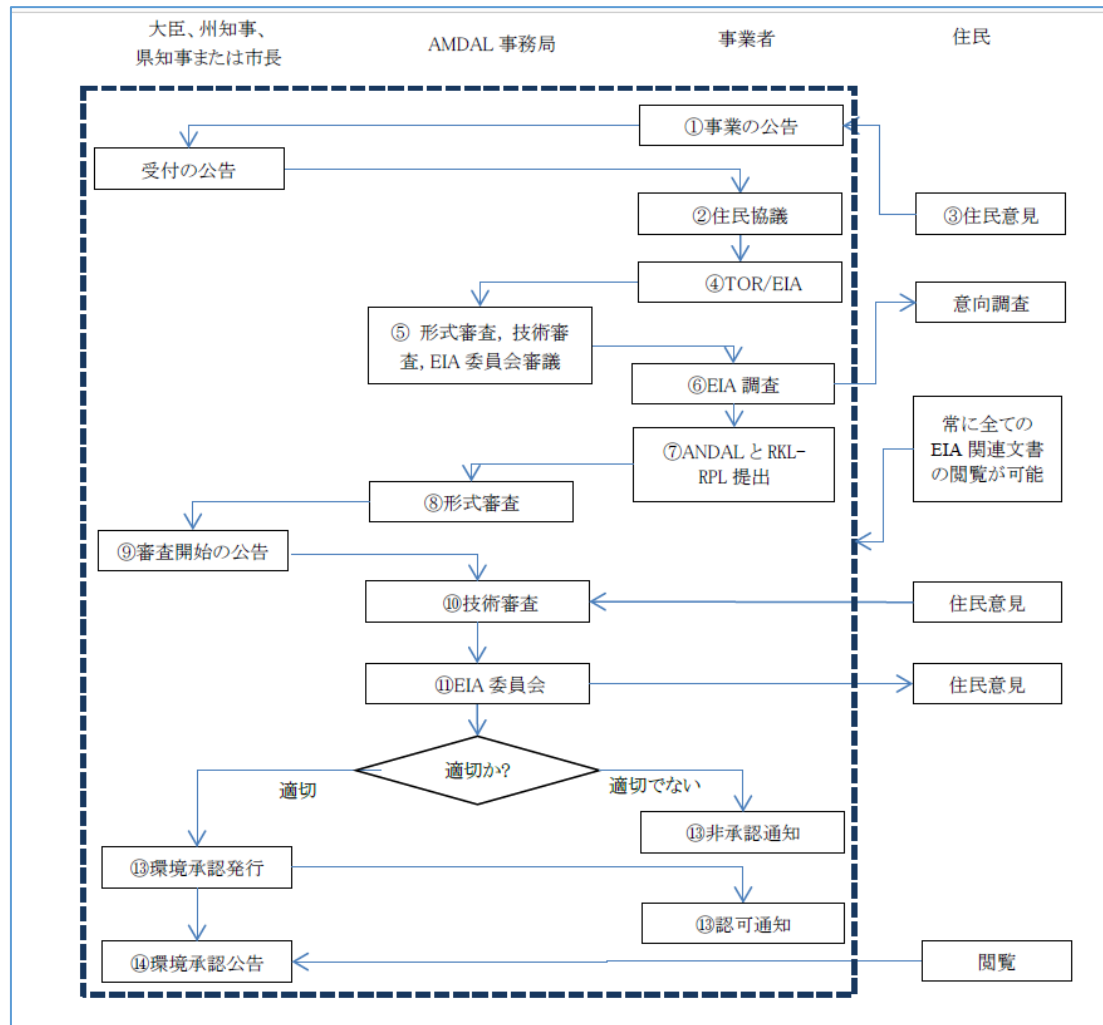


図 8.1-1 EIA 手続き

(出典：環境影響評価情報支援ネットワーク

(環境省；http://assess.env.go.jp/files/0_db/seika/4715_01/2_IndonesiaEIA.pdf)

事業創出法 (Law of the Republic of Indonesia No. 11 of 2020)による環境承認 (Environmental approval) の位置づけは、空間利用活動の適正(Suitability of space utilization activities)、適正機能の建築確認証明書 (Building approval certificate of proper function) とともに要求事項としている(図 8.1-2)。

Bandung Institute of Technology による調べ



(Bandung Institute of Technology による調べ)

図 8.1-2 Law of the Republic of Indonesia No. 11 における流れ

本事業は、Pusri 肥料プラントで製造されたアンモニアを燃料として利用するため、プラントに送り出す設備、Keramasan 発電所で受け入れる設備を設置し、輸送手段はパイプラインを想定する。パイプライン敷設の場合、住民移転、土地取得が想定され、土地と不動産の収用は関連法律に従って取り扱われる。

環境影響評価（AMDAL）の対象事業は、環境省令 MOE Regulation No. 5/2012 Annex I で明記されており、本事業が環境影響評価制度の対象となる開発行為かどうかは、設備規模等によるものと考えられる。

パイプラインの敷設について、天然ガス用パイプラインは AMDAL で言及されている。アンモニアに関する記載はないが、法的な運用・解釈において同様の手続きが必要と考えられる。

セクター名	事業の種類と規模
A. マルチセクター（ Multisector）	5. 建物の建設 土地面積：5ha 以上 床面積：10,000 m ² 以上
H. 工業セクター（ Industry Sector）	8. 上記 1～7 以外の工場： a. 都市部： - 巨大都市：5ha 以上 - 大都市：10 ha 以上 - 中規模都市：15 ha 以上 - 小規模都市：20 ha 以上

8.1.3 用地取得

インドネシアにおける土地に関する権利は、所有権、事業者権、建設権、利用権、区分所有権、開発権等がある。土地の所有権は、インドネシア国民とインドネシア政府が指定した法人のみ認められる。

地上利用権は、特定の目的のために土地を利用する権利で、25 年の期限で与えられる。さらに当該の土地が特定の目的に使用されている限り、最大 20 年の延長が可能である。当該延長期間満了時には、更に最大 25 年間延長することができる。この権利は、抵当に入れることもでき、政府の認可を得て他人に譲渡することもできる。譲渡に際しては、譲渡証書を公証人の下で作成し土地管理局に登録を行う必要がある。他人が所有権を有する土地の上に利用権が設定されている場合、利用権の譲渡前に土地所有者の承諾を取得しなければならない。

『インドネシアの投資環境（2019 年 12 月）』（国際協力銀行）を引用

本事業を想定して、土地収用の手続きを概説する。

- 用地取得の準備段階では、用地を必要とする事業実施者は、州政府と調整して用地取得書類を作成する。続いて、公共の利益上、事業実施者が開発計画を直接的または間接的に提出することで開発計画がコミュニティに通知される。
- 通知に加えて、用地取得の目的（「有権者」）のために、予備データの収集、データ管理が必要になる。
- 開発計画のための公開協議、対話によるコミュニケーション、利害関係者間の理解と合意、審議のプロセスのため、得られたデータは公開され活用される。土地取得計画は、国有財産・地域財産の管理者、国有財産・地域財産の利用者を含め権利を有する当事者から開発計画に関する合意を得るために、公聴会が開催される。

- 事業実施者は、申請書に基づいて州知事に土地申請書を提出する。
- 開発行為決定後、地方知事、土地機関に事業実施者は土地実施書を提出する。権者は、その土地の権利を、その土地を必要とする機関（事業実施者）にのみへ譲渡する。土地の権利譲渡は、公表値で決められた補償を行うことで提供される。

インドネシアの用地取得に係る法規制は、以下のとおりである（表 8.1-2）。

表 8.1-2 関係法令（用地取得）

項目	法令・規則	概要
Land Acquisition and Land Compensation	Act No. 5 of 1960 on Basic Agrarian Law or UUPA (Undang-Undang Pokok Agraria)	慣習法の規範、概念、原則、システム、制度の利用に基づいて、土地法と土地の権利のための統一された国家システムを作成することを主な目的とした、インドネシアの用地取得プロセスに関する包括的な法的文書*である。 * UUPA は、土地証明書の発行を通じて土地の権利を規定し、次のものがある。土地に関して人々に帰属する可能性のある最強かつ完全な権利-耕作の権利（ハクグナウサハ（HGU））；農業企業、水産業、畜産のために国有地を使用する権利。-建設する権利（ハクグナバングナン（HGB））
	Law of Revocation of Rights to Land and Property No.20/1961	土地および財産権の取り消し 法律第 5/1960 号の第 18 条のとおり、政府は土地の権利の収用に関する法律 20/1961 を発行した。政府が補償によって土地所有者から土地の権利を取り消すことができることを規定しており、交渉が決裂した場合、土地の権利を取り消すために裁量も与えられている。
	The Minister of Agrarian Affairs Decree Number 21 of 1994 on Procedures to Obtain Land Titles for a Company within the Framework of Capital Investment	当事者に補償によって、土地の譲渡または付与のための土地取得のための手続きで、用地取得は、指定された許可のある場所のみとなる。
	Law No.26, 2007 concerning spatial arrangement	国内の空間管理を規定し、安全で快適、生産的で持続可能な国家空間を実現することを目的とする。
	Law No. 2, 2012 concerning land acquisition for the development of public interest	国益のために土地を取得できる根拠を定義し、土地取得の法的枠組みを定める。
	Presidential Regulation No.148, 2015	公益事業の開発のための土地収用の実施に関する規則となる。
	The Presidential Instruction No. 1 Year 2016 on Acceleration the Implementation of the National Strategic Project	国家戦略プロジェクトの実施を加速するために必要なステップを提供する。
	The Presidential Regulation (PP) No. 3 Year 2016 on Acceleration the Implementation of the National Strategic Project and	人々の福祉の向上と考えられる戦略的建設プロジェクトの実施に関連する多くの手順を簡潔に整理した。 認可および非認可手続き、空間計画、土地調達処理、必須の国内コンポー

項目	法令・規則	概要
	Presidential Regulation No. 56 Year 2018	ネット、政府保証、国有企業（Badan Usaha Milik Negara(BUMN)）の割り当て、商品/サービスの調達、紛争解決に関して規定する。 2016 年大統領規則第 3 条の第 2 修正に関する 2018 年大統領規則第 56 号は、国家戦略プロジェクトをリストする。
	The Presidential Regulation (PP) No. 56 of 2017 on the management of social impact in the procurement of land for national strategic projects	国家戦略プロジェクトの開発における社会的影響のために、基本的ニーズと人々の福祉の改善を満たす意図を規定する。
	The Presidential Regulation No. 58 of 2017	この規則は、国家戦略プロジェクトの実施の加速に関する 2016 年大統領規則第 3 号のいくつかの内容を改正した。
	The Presidential Regulation (PP) No. 62 of 2018 on the management of social impact in the procurement of land for national development	地域の福祉を向上、基本的ニーズを満たすための社会的影響管理と国家開発の実施を目的とする。
	Regulation of the Minister of Agrarian and Spatial Planning / Head of the National Land Agency of the Republic of Indonesia No. 17 of 2019 concerning Location Permits	2018 年農政大臣・国土庁長官令第 14 号を廃止。 OSS 機関は、コミットメントに基づく事業許可の発行条件として、事業および/または活動を運営するために土地を必要としているが、まだ土地を所有または管理していないビジネス アクターに対して、コミットメントに基づいてロケーション許可を発行する。
	Act No 11 of 2020 on Job Creation (Cipta Kerja)	この規制により、公益の開発のための土地取得に関する 2012 年法律第 2 号など、多くの規制が取り消された。
	The Presidential Regulation No 109 of 2020	この規則は、国家戦略プロジェクトの実施の加速に関する大統領規則 2016 年第 3 号、2017 年大統領規則第 58 号、および 2018 年大統領規則第 56 号のいくつかの内容を改正した。
	Regulation of the Minister of Agrarian Affairs and Spatial Planning / Head of the National Land Agency of the Republic of Indonesia No. 19 of 2021	2012 年国土庁長官令第 5 号を廃止。 土地要求機関は、DPPT (Dokumen Perencanaan Pengadaan Tanah/Land Acquisition Planning Documents) の準備におけるデータの提供をサポートする関連技術機関と調整し、協力し、専門機関および/または専門機関が関与する。
	Government Regulation no 19 of 2021	2012 年の大統領規則 (PP) No. 71 および 2015 年の No. 148 を無効。 資格のある当事者は、緊急の必要性のために直ちに補償金を用意。この緊急の必要性は、次の要件を満たす必要あり。 自然災害、教育費、礼拝、治療、借金の支払い、および/またはその他の緊急の状況を含む緊急の状況。村長からの手紙で証明される。 補償は、金銭、代替土地、再定住、株

項目	法令・規則	概要
		式所有、その他の合意された形態の形をとる。

(出典：調査団作成)

8.1.4 環境基準・規制等

本事業に係る工事中、供用時において、配慮すべき環境基準・規制基準として、大気環境、水環境、騒音・振動、悪臭が考えられる（表 8.1-3～表 8.1-9）。

表 8.1-3 大気質の環境基準

項目	測定期間	基準値 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
二酸化硫黄	1時間	150
	24 時間	75
	1年	45
一酸化炭素	1時間	10,000
	8 時間	4,000
窒素酸化物	1時間	200
	24 時間	65
	1年	50
オゾン	1時間	150
	8 時間	100
	1年	35
炭化水素(NMHC)	3時間	160
浮遊粒子状物質 (TSP)	24時間	230
PM10	24 時間	75
	1 年	40
PM2.5	24 時間	55
	1 年	15 μg
鉛	24時間	2 μg
	1年	1 μg

(出典：PERATURAN PEMERINTAH REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2021 TENTANG PENYELENGGARAAN PERLINDUNGAN DAN PENGELOAAN LINGKUNGAN HIDUP)

表 8.1-4 排ガス基準

(a) 発電所

(法律適用前の設備)

項目	基準値 (mg/Nm^3)		
	石炭	ディーゼル オイル	ガス
二酸化硫黄	550	650	50
窒素酸化物	550	450	320
浮遊粒子状物質 (PM)	100	75	30
水銀 (Hg)	0.03	---	---

(法律適用後の設備)

項目	基準値 (mg/Nm^3)		
	石炭	ディーゼル オイル	ガス
二酸化硫黄	200	350	25
窒素酸化物	200	250	100
浮遊粒子状物質 (PM)	50	30	10
水銀 (Hg)	0.03	---	---

(出典：PERATURAN MENTERI LINGKUNGAN HIDUP DAN KEHUTANAN REPUBLIK INDONESIA NOMOR P.15/MENLHK/SETJEN/KUM.1/4/2019 TENTANG BAKU MUTU EMISI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA TERMAL DENGAN RAHMAT TUHAN YANG MAHA ESA MENTERI LINGKUNGAN HIDUP DAN KEHUTANAN REPUBLIK INDONESIA)

(b) その他産業

項目	基準値 (mg/Nm ³)
アンモニア (NH ₃)	1
塩素 (Cl ₂)	15
塩化水素 (HCL)	10
フッ化水素 (HF)	20
二酸化窒素 (NO ₂)	1700
不透明度 (Opacity)	40 %
浮遊粒子状物質 (PM)	400
二酸化硫黄 (SO ₂)	1500
硫化水素 (H ₂ S)	70
水銀 (Hg)	10
ヒ素 (As)	25
アンチモン (Sb)	25
カドミウム (Cd)	15
亜鉛 (Zn)	100
鉛 (Pb)	25

(at 25°C,1atm)

(出典 : KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP NOMOR :KEP.13/MENLH/3/1995 TENTANG BAKU MUTU EMISI SUMBER TIDAK BERGERAK MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP)

表 8.1-5 水質の環境基準[河川]

No	Parameter	Unit	Class			
			1	2	3	4
1.	Temperature	℃	Dev 3	Dev 3	Dev 3	Dev 3
2.	Total Suspended Solids(TDS)	mg/L	1,000	1,000	1,000	2,000
3.	Total Suspended Solids (TSS)	mg/L	40	50	100	400
4.	色	Pt-Co Unit	15	50	100	-
5.	pH		6-9	6-9	6-9	6-9
6.	BOD	mg/L	2	3	6	12
7.	COD	mg/L	10	25	40	80
8.	DO	mg/L	6	4	3	1
9.	Sulfate(SO ₄ ²⁻)	mg/L	300	300	300	400
10.	塩素 (Cl ⁻)	mg/L	300	300	300	600
11.	硝酸性窒素(as N)	mg/L	10	10	20	20
12.	亜硝酸性窒素(as N)	mg/L	0.06	0.06	0.06	-
13.	アンモニア態窒素(as N)	mg/L	0.1	0.2	0.5	-
14.	全窒素 Total Nitrogen	mg/L	15	15	25	-
15.	全りん (as P)	mg/L	0.2	0.2	1.0	-
16.	フッ素 (F ⁻)	mg/L	1	1.5	1.5	-
17.	硫化水素	mg/L	0.002	0.002	0.002	-
18.	シアン (CN ⁻)	mg/L	0.02	0.02	0.02	-
19.	塩素	mg/L	0.03	0.03	0.03	-
20.	溶存性バリウム	mg/L	1.0	-	-	-
21.	溶存性ホウ素	mg/L	1.0	1.0	1.0	1.0
22.	溶存性水銀	mg/L	0.001	0.002	0.002	0.005
23.	溶存性ヒ素	mg/L	0.05	0.05	0.05	0.10
24.	溶存性セレン	mg/L	0.01	0.05	0.05	0.05
25.	溶存性鉄	mg/L	0.3	-	-	-
26.	溶存性カドミウム	mg/L	0.01	0.01	0.01	0.01
27.	溶存性コバルト	mg/L	0.2	0.2	0.2	0.2
28.	溶存性マンガン	mg/L	0.1	-	-	-
29.	溶存性ニッケル	mg/L	0.05	0.05	0.05	0.1
30.	溶存性亜鉛	mg/L	0.05	0.05	0.05	2
31.	溶存性銅	mg/L	0.02	0.02	0.02	0.2
32.	溶存性鉛	mg/L	0.03	0.03	0.03	0.5
33.	六価クロム	mg/L	0.05	0.05	0.05	1

No	Parameter	Unit	Class			
			1	2	3	4
34.	油分	mg/L	1	1	1	10
35.	界面活性剤	mg/L	0.2	0.2	0.2	-
36.	フェノール	mg/L	0.002	0.005	0.01	0.02
37.	Aldrin/Dieldrin	µg/L	17	-	-	-
38.	BHC	µg/L	210	210	210	-
39.	Chlordane	µg/L	3	-	-	-
40.	DDT	µg/L	2	2	2	2
41.	Endrin	µg/L	1	4	4	-
42.	Heptachlor	µg/L	18	-	-	-
43.	Lindane	µg/L	56	-	-	-
44.	Methoxychlor	µg/L	35	-	-	-
45.	Toxapan	µg/L	5	-	-	-
46.	糞便性大腸菌群数	MPN/ 100mL	100	1,000	2,000	2,000
47.	大腸菌群数	MPN/ 100mL	1,000	5,000	10,000	10,000
48.	Rubbish		nothing	nothing	nothing	nothing
49	放射性 Gross-A	Bq/L	0.1	0.1	0.1	0.1
	Gross-B	Bq/L	1	1	1	1

備考：

(1) 水質類型

I 類型	飲料水あるいは飲料水と同等の水質が要求されるその他の用途に利用可能な水
II 類型	レクリエーション、淡水魚養殖、農業・プランテーションへの灌漑を目的とする、あるいは同等の水質が要求されるその他の用途に利用可能な水
III 類型	淡水魚養殖、畜産業、プランテーションへの灌漑を目的とする、あるいは同等の基準が要求されるその他の用途に利用可能な水
IV 類型	プランテーションへの灌漑を目的とする、あるいは同等の基準が要求されるその他の用途に利用可能な水

(2) Rosanti et. al. (2021) によれば、事業付近の Musi 川は II 類型に分類される。

(出典：APPENDIX VI REPUBLIC OF INDONESIA GOVERNMENT REGULATION NO. 22 YEAR 2021 ABOUT IMPLEMENTATION OF PROTECTION AND MANAGEMENT OF ENVIRONMENT)

表 8.1-6 排水基準

項目	単位	区分	
		I BOD < 1500 ppm COD < 3000 ppm	II BOD > 1500 ppm COD > 3000 ppm
水温	℃	38	40
総溶解固形物 (TDS)	mg/l	2.000	4.000
全懸濁物質 (TSS)	mg/l	200	400
pH	-	6.0 – 9.0	6.0 – 9.0
溶存鉄 (Fe)	mg/l	5	10
溶存マンガン (Mn)	mg/l	2	5
バリウム (Ba)	mg/l	2	3
銅 (Cu)	mg/l	2	3
亜鉛 (Zn)	mg/l	5	10
六価クロム (Cr ⁶⁺)	mg/l	0.1	0.5
全クロム (Cr)	mg/l	0.5	1
カドミウム (Cd)	mg/l	0.05	0.1
水銀 (Hg)	mg/l	0.002	0.005
鉛 (Pb)	mg/l	0.1	1
スズ (Sn)	mg/l	2	3

項目	単位	区分	
		I BOD < 1500 ppm COD < 3000 ppm	II BOD > 1500 ppm COD > 3000 ppm
ヒ素 (As)	mg/l	0.1	0.5
セレン (Se)	mg/l	0.05	0.5
ニッケル(Ni)	mg/l	0.2	0.5
コバルト (Co)	mg/l	0.4	0.6
シアン (CN)	mg/l	0.05	0.5
硫化水素 (H ₂ S)	mg/l	0.5	1
フッ素 (F)	mg/l	2	3
塩素 (Cl ₂)	mg/l	1	2
アンモニア態窒素 (NH ₃ -N)	mg/l	5	10
硝酸性窒素 (NO ₃ -N)	mg/l	20	30
亜硝酸性窒素 (NO ₂ -N)	mg/l	1	3
全窒素	mg/l	30	60
BOD ₅	mg/l	50	150
COD	mg/l	100	300
界面活性剤 (MBAS)	mg/l	5	10
フェノール	mg/l	0.5	1
油分	mg/l	10	20
大腸菌群数	MPN/100 mL	10,000	

(出典：PERATURAN MENTERI LINGKUNGAN HIDUP REPUBLIK INDONESIA NOMOR 5 TAHUN 2014 TENTANG BAKU MUTU AIR LIMBAH BAKU MUTU AIR LIMBAH BAGI USAHA DAN/ATAU KEGIATAN YANG BELUM MEMILIKI BAKU MUTU AIR LIMBAH YANG DITETAPKAN)

表 8.1-7 騒音基準

土地利用	騒音レベル (dBA)	土地利用	騒音レベル (dBA)
住居及び居住	55	病院	55
商業及びサービス	70	学校	55
事務所及び商業	65	お祈り所	55
緑地	50		
工業	70		
官庁及び公共施設	60		
レクリエーション施設	70		
特定施設	*		
空港	*		
港	70		
文化財	60		

*運輸大臣の規制を適用

(出典：KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP No. 48 TAHUN 1996 TENTANG: BAKU TINGKAT KEBISINGAN 『インドネシアにおける環境汚染の現状と対策 環境対策技術ニーズ』（環境省）
(<https://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/indonesia/indexIN.html>))

表 8.1-8 快適性及び健康に関する振動基準（振動加速度 $\times 10^{-6}$ ）

周波数 (Hz)	影響なし	やや影響あり	不快	弊害あり
4	<100	100-500	>500-1000	>1000
5	<80	80-350	>350-1000	>1000
6.3	<70	70-275	>275-1000	>1000
8	<50	50-160	>160-500	>500
10	<37	37-120	>120-300	>300
12.5	<32	32-90	>90-220	>220
16	<25	25-60	>60-120	>120
20	<20	20-40	>40-85	>85
25	<17	17-30	>30-50	>50
31.5	<12	12-20	>20-30	>30
40	<9	9-15	>15-20	>20
50	<8	8-12	>12-15	>15
63	<6	6-9	>9-12	>12

備考：振動加速度 $= (2\pi f) \times$ 振動変異

(出典：KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP No. 49 TAHUN 1996 TENTANG: BAKU TINGKAT GETARAN 『インドネシアにおける環境汚染の現状と対策 環境対策技術ニーズ』（環境省）
(<https://www.env.go.jp/air/tech/ine/asia/indonesia/indexIN.html>))

表 8.1-9 悪臭基準

項目	限界値 (ppm)
アンモニア (NH ₃)	2.0
メチルメルカプタン (CH ₃ SH)	0.002
硫化水素 (H ₂ S)	0.02
硫化メチル ((CH ₃) ₂ S)	0.01
スチレン (C ₆ H ₅ CH ₂)	0.1

(出典：KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP NOMOR: KEP-50/MENLH/11/1996 TENTANG BAKU TINGKAT KEBAUAN)

8.1.5 インドネシアの環境行政

インドネシアでは環境問題に対応する国の組織として、環境問題への政策立案、地球環境問題等の担当する環境省と環境保全対策の実施、環境監視等を担当する環境影響管理庁（BAPEDAL）があったが、2002年1月、環境省（Kementerian Lingkungan Hidup）として併合された。環境省は各地域の特性に対応するため、エコリージョン管理センター（Pusat Pengelolaan Ekoregion）をスマトラ等の6地域に設置している。エコリージョン管理センターは地域の生態系の保護、管理等を行っている。

一方、工業活動及び製品に関する問題は、工業省（Kementarian Perindustrian）が所轄し、有害化学物質規制や取扱いについて担当している。

中央政府と地方政府の関係と役割について、環境行政でも業務・権限の委譲が進められ、県・市レベルの地方環境局が担っている。自治体では国の定める基準よりも厳しい基準を設定する権限も有する等、独自に規則を規定することができる。

『インドネシアにおける環境汚染の現状と対策 環境対策技術ニーズ』（環境省）、『インドネシアの投資環境（2019年12月）』（国際協力銀行）を参考

8.2 本事業に係る環境社会配慮の検討

8.2.1 発電設備

発電設備に関する技術的な事項は第 5 章を参照。

8.2.2 アンモニア製造設備

本事業は、Keramasan 発電所で使用する天然ガスに代えてアンモニアを燃料に使用し、二酸化炭素削減のための環境対策としての計画である。

現在、Pusri 肥料プラントのアンモニアの生産量は年間 1,831,500 トンであり、製造したアンモニアの一部を Keramasan 発電所にパイプラインで輸送するものである。

本検討は、Keramasan 発電所へのアンモニアの輸送量を、最大 28.5(≒29)万トン/年（最大 32.6(≒33)トン/h）を想定している。

表 8.2-1 Pusri 肥料プラントの概要

Plant name	アンモニアプラント (t/y)	尿素プラント(t/y)	製造開始
Pusri-III	363,000	570,000	1976.12
Pusri-IV	363,000	570,000	1977.10
Pusri-IB	445,500	570,000	1994.3
Pusri-IIB	660,000	907,500	2016.11
Total	1,831,500	2,617,500	

8.2.3 アンモニアの輸送

出荷設備、輸送設備の技術的事項、受け入れ設備の技術的事項は第 5 章を参照。

この項目では、環境社会配慮の観点から概説する。

パイプラインは、ガス圧縮機、配管・弁、制御装置から構成される。他に定期修理等によって供給設備の停止に伴うバックアップ用設備、付帯設備等がある。

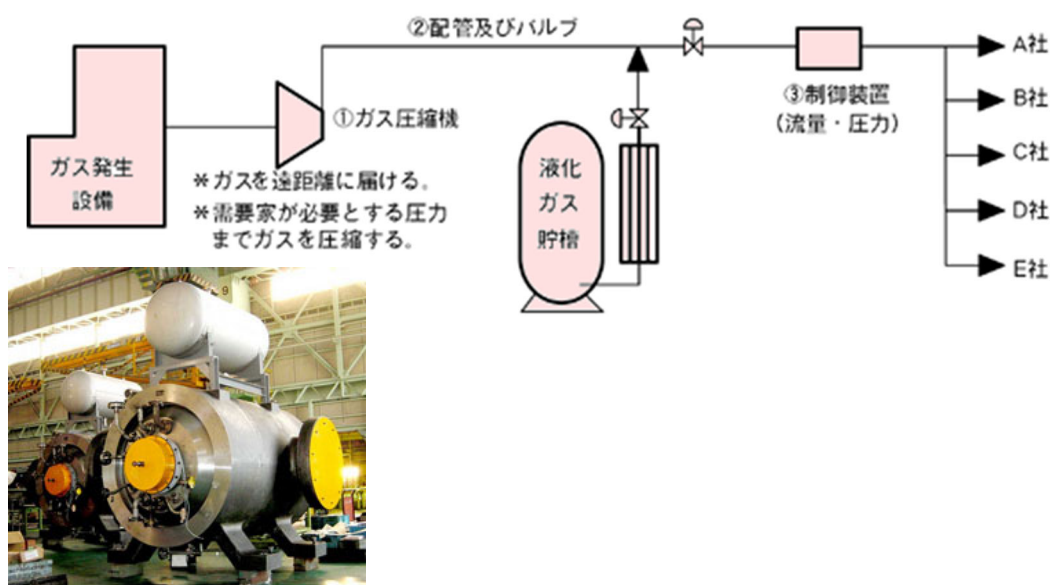


図 8.2-1 パイプラインの構成

(出典：日本産業・医療ガス協会 (https://www.jimga.or.jp/gas/delivery_piping/)

三菱重工業株式会社 (<https://www.mhi.com/jp/group/mco/business/outline/detail/pipeline>))

パイプラインの規制は、石油と天然ガスの輸送に関するものになる。2021 年エネルギー・鉱物資源省規則第 32 号では、技術点検、安全確認、技術主任者の責任が規定されている。

パイプライン設置は、建物から 9m 以上離し、地下 1m に埋設しなければならない。河川を横断して設置する必要がある場合は、河床から 2 メートルの深さに埋設しなければならない。

パイプラインを Musi 川に通す場合、Mayor of Palembang Regulation no 55 of 2014、Ministry of Energy and Mineral Resources Regulation no 32 of 2021 に留意する。

Mayor of Palembang Regulation no 55 of 2014 は、Musi 川沿岸での建物の設置制限を設けている。これは“Kota Tepian Sungai”を観光資源として位置づけているためである。

本検討では、4 つのルートを選定し、ルート付近の環境配慮施設について確認した。



図 8.2-2 パイプラインルート（案）

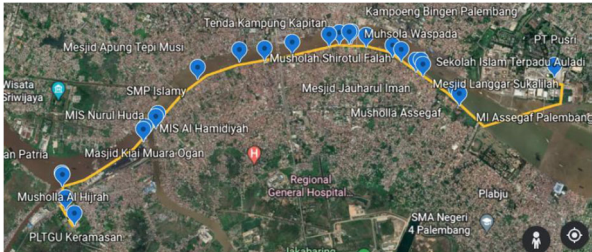
パイプラインのルート選定では、学校等の環境配慮施設についても十分に配慮すべきである。

今後の詳細な計画決定の段階で、関係機関からの環境配慮施設近傍の敷設に係る許認可取得で障害となる可能性がある。

今回の現地実査の結果、図 8.2-2 の Alternative3(表 8.2-2 の No3)を有力な候補と考えている。

表 8.2-2 パイプラインルート（案）

項目	ルート概要	延長	周辺情報
No1		17km	_42 schools _7 universities/colleges _13 hospitals _18 worship places _1 orphanages _Nusa Indah Park _Tugu Kertapati _1 cemetery(Kuburan Imacik Binti Abubakar)

項目	ルート概要	延長	周辺情報
No2		17km	_42 schools _5 universities/colleges _3 hospitals _1 orphanage _17 worship places _Nusa Indah Park _Tugu Kertapati
No3		12km	20 schools 8 universities/colleges 2 hospitals 1 orphanage 12 worship places Tugu Kertapati Country court building Ministry of Finance Archives Warehouse Military residence
No4		12km	5 schools 14 worship places PLN load control unit Patria Park Bridge 2 tourist attractions (Tenda Kampung Kapitan, Kampoeng Bingen Palembang)

備考：ルート上の環境配慮をすべき施設のリスト

Route No.1			Route No.2			Route No.3			Route No.4		
No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description
1	TK Aisyiyah 12	School	1	TK Aisyiyah 12	School	1	TK Aisyiyah 12	School	1	PLN Load Control Unit	Government office
2	RSIA Kader Bangsa	Hospital	2	RSIA Kader Bangsa	Hospital	2	RSIA Kader Bangsa	Hospital	2	Patria Park Bridge	Park
3	Agus Suatma School	School	3	Agus Suatma School	School	3	Agus Suatma School	School	3	Musholla Al Hijrah	Worship place
4	Lorong Kebok School	School	4	Lorong Kebok School	School	4	Lorong Kebok School	School	4	Masjid Kiai Muara Ogan	Worship place
5	Mesjid Alfalah	Worship place	5	Mesjid Alfalah	Worship place	5	Mesjid Alfalah	Worship place	5	MIS Al Hamidiyah	School
6	Panti Asuhan As Safaat	Orphanage	6	Panti Asuhan As Safaat	Orphanage	6	Panti Asuhan As Safaat	Orphanage	6	MIS Nurul Huda	School

Route No.1			Route No.2			Route No.3			Route No.4		
No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description
7	TK Ar-Raudhah	School	7	TK Ar-Raudhah	School	7	TK Ar-Raudhah	School	7	Mesjid Apung Tepi Musi	Worship place
8	Majelis Taklim Nurussalam	Worship place	8	Majelis Taklim Nurussalam	Worship place	8	Majelis Taklim Nurussalam	Worship place	8	Mushola Tanwirul Hidayah	Worship place
9	MTSS Guppi Natar	School	9	MTSS Guppi Natar	School	9	MTSS Guppi Natar	School	9	Tenda Kampung Kapitan	Tourist attraction
10	Mesjid Bustanul Jannah	Worship place	10	Mesjid Bustanul Jannah	Worship place	10	Mesjid Bustanul Jannah	Worship place	10	Mesjid Al Ghazali	Worship place
11	Mesjid Kyai Banten	Worship place	11	Mesjid Kyai Banten	Worship place	11	Mesjid Kyai Banten	Worship place	11	Musholla Shirotul Falah	Worship place
12	SDN 195	School	12	SDN 195	School	12	SDN 195	School	12	Musholla Alhabib Abdurrahman	Worship place
13	SD Wani	School	13	SD Wani	School	13	SD Wani	School	13	Musholla Waspada	Worship place
14	Musolah Muslim	Worship place	14	Musolah Muslim	Worship place	14	Musolah Muslim	Worship place	14	Kampoeng Bingen Palembang	Tourist attraction
15	Mesjid Nurul Yaqin	Worship place	15	Mesjid Nurul Yaqin	Worship place	15	Mesjid Nurul Yaqin	Worship place	15	Musholla Alkaf	Worship place
16	Paud Permata Hati School	School	16	Paud Permata Hati School	School	16	Paud Permata Hati School	School	16	Musholla Adz Dzikriyat	Worship place
17	TK Al Ikhlas	School	17	TK Al Ikhlas	School	17	TK Al Ikhlas	School	17	Musholla Istianah	Worship place
18	PAUD Ristek Preschool	School	18	PAUD Ristek Preschool	School	18	PAUD Ristek Preschool	School	18	Mesjid Langgar Sukalliah	Worship place
19	TK Al Quran	School	19	TK Al Quran	School	19	TK Al Quran	School	19	Sekolah Islam Terpadu Alaudi	School
20	Bhakti Pertiwi Pharmacy School	School	20	Bhakti Pertiwi Pharmacy School	School	20	Bhakti Pertiwi Pharmacy School	School	20	Mesjid Jauharul Iman	Worship place
21	Mesjid Musyawarah	Worship place	21	Mesjid Musyawarah	Worship place	21	Mesjid Musyawarah	Worship place	21	Musholla Assegaf	Worship place
22	TK Ristek Tenda	School	22	TK Ristek Tenda	School	22	TK Ristek Tenda	School	22	MI Assegaf Palembang School	School
23	Tugu Kertapati	Monument	23	Tugu Kertapati	Monument	23	Tugu Kertapati	Monument	23	SMP Islami	School
24	Musholla Al Ikhlas	Worship place	24	Musholla Al Ikhlas	Worship place	24	Musholla Al Ikhlas	Worship place			
25	Mesjid Al Fatul Akbar	Worship place	25	Mesjid Al Fatul Akbar	Worship place	25	Mesjid Al Fatul Akbar	Worship place			
26	TK Al Quran	School	26	TK Al Quran	School	26	Bina Darma University	University			
27	Kader Bangsa University	University	27	Kader Bangsa University	University	27	Universitas Kader Bangsa (Pasca Sarjana)	University			
28	Madrasah Ibtidaiyah Hijriah II	School	28	Madrasah Ibtidaiyah Hijriah II	School	28	Bina Darma University (Campus D)	University			
29	Sriwijaya University	University	29	Sriwijaya University	University	29	Bina Darma University (Main campus)	University			
30	SD Hijri Islamic	School	30	SD Hijri Islamic	School	30	Bina Darma University (Campus C)	University			

Route No.1			Route No.2			Route No.3			Route No.4		
No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description
31	LKP Dian Nusantara	School	31	LKP Dian Nusantara	School	31	SMPN 15	School			
32	RA Hijriyah II School	School	32	RA Hijriyah II School	School	32	NU Palembang School	School			
33	SDN 172	School	33	SDN 172	School	33	SMA Wahana Jaya	School			
34	PG Paud Fathiah	School	34	PG Paud Fathiah	School	34	Muhammadiyah University	University			
35	Taman Nusa Indah	Park	35	Taman Nusa Indah	Park	35	STIE Akubank	University			
36	Mesjid Agung Palembang	Worship place	36	Mesjid Agung Palembang	Worship place	36	TK Sakura Kids	School			
37	Plaza International	School	37	Plaza International	School	37	Bimbingan Autis Anakku	School			
38	BP2KB	University	38	BP2KB	University	38	Pengadilan Tata Usaha Negara	Government office			
39	SMA Xaverius	School	39	SMA Xaverius	School	39	SMPN 7	School			
40	Rumah Sakit	Hospital	40	Rumah Sakit	Hospital	40	Shailendra University	University			
41	PAUD Inovatif	School	41	PAUD Inovatif	School	41	Gudang Arsip Kementrian Keuangan	Government office			
42	MTSS Mujahidin	School	42	MTSS Mujahidin	School	42	Musholla Wihdatul Ummah	Worship place			
43	GKI	Worship place	43	GKI	Worship place	43	Rumah Sakit Bersalin Ananda	Hospital			
44	Universitas Stipsi Abdi Nusa	University	44	Universitas Stipsi Abdi Nusa	University	44	Mesjid Lorong Langgar	Worship place			
45	Vihara Chen Fo Chung	Worship place	45	Vihara Chen Fo Chung	Worship place	45	Mesjid Mutaqien	Worship place			
46	Ignatius Global School	School	46	Ignatius Global School	School	46	Militar Residence Yonzikon	Military residence			
47	Gereja Maranatha	Worship place	47	Gereja Maranatha	Worship place						
48	Gilland Ganesha Institut	University	48	Madrasah Ibtidaiyah Qur'aniah IV	School						
49	Mesjid Palemnbag	Worship place	49	Mesjid Mukhlishin	Worship place						
50	Binus University	University	50	Lorong Perintis School	School						
51	Sai Study Group	Worship place	51	TK Al Fattaah	School						
52	Vihara Samanthabhadhara	Worship place	52	SMIK University	University						
53	SMP Nurul Qomar	School	53	Mushola Sirotul Mustaqim	Worship place						
54	Kuburan Imacik Binti Abubakar	Cemetery	54	PAUD Disdikpora School	School						
55	Gereja Pentakosta	Worship place	55	Mesjid Daarul Fallah	Worship place						
56	SMPN 4	School	56	SMP Muhammadiyah	School						

Route No.1			Route No.2			Route No.3			Route No.4		
No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description	No.	Place	Description
57	Bhaktif Lifa Campus	University	57	Cipta Talenta International School	School						
58	SDN 74	School	58	SMP IT Bina Ilmi	School						
59	SDN 75	School	59	RSIA Trinanda	Hospital						
60	SMP Muhammadiyah	School	60	KB Anggrek Bulan School	School						
61	Cipta Talenta International School	School	61	TK Cemara	School						
62	SMP IT Bina Ilmi	School	62	SMPN 2	School						
63	RSIA Trinanda	Hospital	63	Sekolah Tinggi Administrasi Bala Putra Dewa	School						
64	KB Anggrek Bulan School	School	64	Sekolah Islam Terpadu Bina Ilmi Lemambang	School						
65	TK Cemara	School	65	Junior English Elementary School	School						
66	SMPN 2	School	66	Bala Putra Dewa School	School						
67	Sekolah Tinggi Administrasi Bala Putra Dewa	School	67	Mesjid Nurul Hidayah	Worship place						
68	Sekolah Islam Terpadu Bina Ilmi Lemambang	School	68	Cipta Talenta School	School						
69	Junior English Elementary School	School	69	TKIT Bina Ilmi Lemambang	School						
70	Bala Putra Dewa School	School	70	PG Happy Kids	School						
71	Mesjid Nurul Hidayah	Worship place									
72	Cipta Talenta School	School									
73	TKIT Bina Ilmi Lemambang	School									
74	PG Happy Kids	School									

パイプライン敷設の場合、Pusri 肥料プラントから Keramasan 発電所の約 10km 以上と想定され、詳細ルートの検討では、設置環境、経済性、工期、施工性、維持管理等の検討が必要になる。

(a) 土地利用の現況・将来計画

(b) 用地取得の難易度

(c) 施工方法の制約

(d) 道路・鉄道・河川横断等の現況・将来計画

等に留意する。

さらに関係機関との協議、周辺住民への説明も必要になる。

(a) 土地管理者、道路、河川管理者との協議

(b) 水道、電気などの既存の地上、埋設設備の管理者との協議。

(c) パイプライン沿線居住者への説明・協議

8.2.4 環境社会配慮の整理

(1) スクリーニング

工事による周辺環境への影響は、重機やトラックの稼働に伴う排ガス、騒音・振動、また掘削工事等による水質汚濁等が想定されるが、工事規模等によるところが大きい。

また、パイプライン敷設に際して土地取得が発生する場合、事業計画地が都市部にあることから、十分な配慮が求められる。

供用時は、アンモニア輸送のための圧縮機の稼働による騒音等の影響が想定されるが、設置場所が Pusri 肥料プラントや発電所内と考えられ、適切な対策を講じることでその影響の低減が期待できる。

発電所では、燃料として脱硝としてアンモニアが使用されることから、未反応アンモニアの大気への排出が考えられる。インドネシアはアンモニアの濃度規制（2ppm）があり、法令遵守の観点から十分な運転管理が必要である。

環境社会配慮の検討は、今後の EIA において詳細検討が行われる。

本件は、本事業で周辺環境への影響が比較的大きいと想定されるアンモニアの輸送に着目して整理した。パイプラインについては、国際協力銀行（JBIC）の「環境社会配慮確認のための国際協力銀行ガイドライン」のチェックリストを参考に整理した。

このガイドラインは、環境社会配慮の観点から事業実施者に適切な環境社会配慮の実施を促すため、パイプラインを含め 23 事業のチェックリストを用意している。

表 8.2-3 パイプライン設置に係るチェックリスト

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
1 許認可・説明	(1)ESIA 及び環境許認可	① 環境社会影響評価報告書（ESIA レポート）等は作成済みか。当該国の公用語又は広く使用されている言語で書かれているか。 ② ESIA レポート等は当該国政府により承認されているか。 ③ ESIA レポート等の承認は無条件か。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。 ④ 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	①～③ パイプライン敷設の場合 EIA 承認プロセスが必要である。 ④ 現地の所管官庁から事業実施の承認プロセスが必要である。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある
	(2)地域住民への説明	① 事業の内容及び影響について、事業の準備期間・実施期間を通じて適切な時期に、事前に十分な情報が公開されたうえで、地域住民等と協議を行い、理解を得ているか。 ② 地域住民等との協議に係る協議記録が作成されているか。 ③ 説明にあたり、地域住民等が理解できる言語と様式による書面が作成されているか。 ④ ESIA レポート等は、地域住民等がいつでも閲覧可能で、コピーの取得が認められているか。 ⑤ 住民及び所管官庁からのコメントに対して適切に対応されているか。	EIA 手続きの対象外になる場合においても、約 13 km の敷設工事を伴うことから周辺住民への説明が必要になると考えられる。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある
2 汚染対策	(1)大気質	① ポンプの稼働等により発生する硫黄酸化物（SOx）、窒素酸化物（NOx）、煤塵等の大気汚染物質は、当該国の排出基準を満足するか。 ② 事業に起因する大気汚染物質により、当該国の環境基準を満足しない区域が生じないか。	コンプレッサーステーションに係る動力は外部から確保できる環境にある。 アンモニアは有害物質で悪臭物質である。アンモニア漏洩等、事故時を想定した対策が必要である。	5(2) 事故防止対策で検討されると考えている
	(2)水質	① 原油、有害物質等が周辺水域に流出・排出しない対策がなされるか。 ② 生活排水及び雨水排水は、当該国の排出基準を満足するか。 ③ 排水が表流水あるいは地下水を汚染しない対策がなされるか。また、排水により当該国の環境基準を満足しない区域が生じないか。	一般的なパイプラインの運用では想定されない。 アンモニア漏洩等、事故時を想定した対策が必要である。	5(2) 事故防止対策で検討されると考えている
	(3)廃棄物	① パイプラインの清掃（ピギング）に伴い発生する油脂、重金属等を含むスラッジは当該国の法令等に従って適切に処理・処分されるか。	メンテナンスワークにおいて、適切な対応が必要である。	影響が想定され、配慮が必要と考えられる
	(4)土壌汚染	① サイトの土壌は、過去に汚染されたことがないか。また、原油等の漏出によって土壌を汚染しない対策がなされるか。	アンモニア漏洩等、事故時を想定した対策が必要である。	5(2) 事故防止対策で検討されると考えている

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
3 自然環境	(5)騒音・振動	① ポンプの稼働等による騒音、振動は当該国の基準を満足するか。 ② ポンプの稼働等に起因する騒音による人及び生物（野生生物及び家畜）への影響はないか。	コンプレッサーステーションを設置する場合、騒音・振動対策が必要である。	影響が想定され、配慮が必要と考えられる
	(6)底質	① 海底に建設される場合、底質を汚染しないよう対策がなされるか。	Musi 川に埋設する場合、必要な対策を講じる必要がある。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある
	(1)保護区	① サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地していないか。事業が保護区に重大な影響を与えないか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(2)生態系及び生物相	① 事業は生態学的に重要な森林（原生林、熱帯の自然林を含む）及び生息地（珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟を含む）の著しい転換又は著しい劣化を伴わないか。 ② 事業が自然生息地（天然林を含む）の著しい転換又は著しい劣化を伴う場合には、影響の回避が優先的に検討されたか。影響が回避できない場合には、適切な影響の緩和策が作成されるか。 ③ 事業が自然生息地に及ぼす影響の評価や代償措置の検討が、専門的知見に基づき行われるか。 ④ 森林の違法伐採は回避されるか。 ⑤ サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含まないか。 ⑥ 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等への対策はなされるか。 ⑦ パイプラインの設置によって、森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じないか。外来種（従来その地域に生息していなかった）、病害虫等が移入し、生態系が乱されないか。これらに対する対策は用意されるか。 ⑧ その他生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(3)水象	① 海域に設置される場合、構造物の新設による海洋の水系の変化に伴い、流況、波浪、潮流等の水象に悪影響を及ぼさないか。また、これらによる水質が悪化する可能性について検討され、必要に応じて対策が講じられるか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(4)地形・地質	① 陸域に設置される場合、構造物の新設によるサイト周辺の地形・地質構造の大規模な改変はないか。沿	10km ほどのパイプラインの敷設工事であり、計画予定地の状況から想定されない。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
		岸域の場合には海浜部を消失しないか。		
	(5)跡地管理	① パイプライン閉鎖（撤去）時の環境保全対策は当該国の法規に基づき適切に実施されるか。	跡地利用の具体的検討の段階ではないが、10km ほどのパイプラインであり、閉鎖後は事業者によって適切に撤去されるものと考えられる。	検討が必要ないと考えられる
4 社会環境	(1)住民移転	① 事業の実施に伴い非自発的住民移転及び生計手段の喪失は回避されるか。住民移転等が回避できない場合は、影響を最小限とする努力がなされるか。 ② 住民移転等の影響を受ける者が、以前の生活水準や収入機会、生産水準において改善又は回復できるよう、十分な補償及び支援が与えられるか。また、補償は、可能な限り再取得価格に基づき事前に行われるか。 ③ 住民移転等に係る対策の立案、実施、モニタリングには、被影響者やコミュニティの適切な参加が促進されているか。また、被影響者やコミュニティからの苦情に対する処理メカニズムが整備されるか。 ④ 大規模な住民移転等が発生する場合には、住民移転計画（必要に応じ生計回復計画含む）が作成、公開されているか。住民移転計画には、適合を確認する国際金融機関の基準で求められる内容が含まれているか。 ⑤ 住民移転計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開されたうえで、被影響者やコミュニティとの協議が、被影響者が理解できる言語と様式による説明とともに行われるか。 ⑥ 被影響者のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民等などの社会的弱者に適切な配慮がなされた移転計画であるか。 ⑦ 被影響者について移転前の合意は得られるか。 ⑧ 住民移転等を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。 ⑨ 住民移転等による影響のモニタリングが計画されるか。	パイプライン敷設に伴う土地取得がある場合、想定される。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある
	(2)生活・生計	① パイプラインの存在による周辺交通への影響、住民の移動経路の遮断は生じないか。	詳細ルートを検討の中で、地域分断等への配慮が必要である。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
		② 女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に対して、適切な配慮がなされるか。		
	(3)文化遺産	① 事業により、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なわないか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(4)景観	① 特に配慮すべき景観への悪影響はないか。必要な対策は取られるか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる (ただし、ウォーターフロントでの観光資源としての利用については注意が必要かもしれない。)
	(5)少数民族、先住民族	① 事業による少数民族・先住民族への影響は回避されるか。回避ができない場合は、影響を最小化し、損失を補償するための対策が講じられるか。 ② 事業が土地及び資源に関する少数民族・先住民族の諸権利に影響を及ぼす場合、当該諸権利が尊重されるか。 ③ 先住民族計画が作成、公開されているか。先住民族計画には、適合を確認する国際金融機関の基準で求められる内容が含まれているか。 ④ 先住民族計画の作成に当たり、事前に十分な情報が公開されたうえで、当該少数民族・先住民族との協議が、当該少数民族・先住民族が理解できる言語と様式による説明とともに行われているか。 ⑤ 少数民族・先住民族からは、十分な情報が提供されたうえでの自由な事前の合意を得られているか。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(6)労働環境 (労働安全を含む)	① 事業実施者は、当該事業において遵守すべき当該国の労働環境に係る法令に違反しないか。 ② 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、事業関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。 ③ 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。	工事中、供用時ににおいて、労働災害の可能性があるので留意する必要がある。	影響が想定され、配慮が必要と考えられる

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
	(7)地域社会の衛生・安全・保安	① 事業に伴う大量の作業員等の流入により、疾病の発生（HIV 等の感染症を含む）や治安の悪化等の安全・衛生面等における悪影響はないか。必要に応じて適切な配慮は行われるか。 ② 事業に関係する警備要員が、事業関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	10km ほどのパイプラインの敷設事業で、当該国作業員が主たる対応になると想定される。	検討が必要ないと考えられる
5 その他	(1)工事中の影響	① 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉塵、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。 ② 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。 ③ 工事により社会環境に悪影響を及ぼさないか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	[工事中の汚染] （大気）工事車両、建設機械等による大気汚染物質の排出が想定される。 （水質）掘削工事等による水の濁り、コンクリート排水や含油排水が想定される。 （土壌汚染）工事車両、建設機械等からの潤滑油、燃料油漏洩による土壌汚染の可能性がある。 （底質汚染）工事排水が河川等に流出した場合、底質汚染の可能性がある。 （騒音・振動）工事車両、建設機械等による騒音・振動が想定される。 （悪臭）廃棄物の不適切な取扱いによって悪臭が発生する可能性がある。 （廃棄物）建設工事に伴い一般廃棄物や産業廃棄物が発生する。 [自然環境] 計画予定地の状況から想定されない。 [社会環境] 工事による一時的な生活生計への影響が想定される。	影響が想定され、配慮が必要と考えられる
	(2)事故防止対策	① 事故防止に対する安全規定、安全施設の設置、作業員への安全教育等、ソフト、ハード両面にわたる適切な事故防止策、軽減策を行う計画があるか。事故発生時の応急措置についても十分な検討がなされるか。 ② 原油・ガス等の貯槽、排出、輸送時の漏洩事故や坑井掘削時の暴噴	[工事中] 工事中の事故および周辺道路での交通事故、河川での船舶の事故等の発生の可能性がある。 [供用時]	影響が想定され、配慮が必要と考えられる

分類	環境項目	チェック事項	検討事項	本調査での判断
		事故に対して十分な防止対策（防止設備の設置、防止管理体制の整備）が取られるか。	メンテナンスワークでの事故、火災、交通事故等の発生可能性がある。	
	(3)モニタリング	① 事業のモニタリング計画や環境管理計画が作成されるか。 ② 当該計画の項目、方法、頻度等は適切なものと判断されるか。 ③ 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。 ④ 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。 ⑤ モニタリング結果は、当該事業に関わるステークホルダーに公開される計画であるか。 ⑥ 第三者等から環境社会配慮に係る指摘があった場合の問題解決に向けた処理メカニズム等が整備されるか。	計画立案時、工事中並びに供用時の環境管理計画、モニタリング計画を策定する必要がある。	詳細計画段階で対応が必要になる場合がある
6 留意点	(1)他の環境チェックリストの参照	① 必要な場合は、林業、植林に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること（大規模な伐採を伴う場合等）。	計画予定地の状況から想定されない。	検討が必要ないと考えられる
	(2)環境チェックリスト使用上の注意	① 必要な場合には、越境又は地球規模の環境問題への影響も確認すること（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	アンモニアの確保の手段によって、地球温暖化の効果が異なる。	影響が想定され、配慮が必要と考えられる

(出典：調査団作成)

(2) 調査、予測・評価の概要

パイプラインによる輸送に係る周辺環境への影響に係る調査、予測・評価を整理した（表 8.2-4）。ただし、前項で“検討が必要ないと考えられる”は除外し、“詳細計画段階で対応が必要になる場合がある”と分類した項目は、今後の詳細検討において対応するものとして本項では取り挙げない。

表 8.2-4 環境社会配慮に係る調査、予測・評価

環境項目	調査項目	調査内容	パイプラインの敷設
大気汚染	- 関連環境基準 - 気象情報 - 大気質の現状	- 大気に係る基準 - 気象データ - 大気汚染物質の調査データ	- 工事中は、大気汚染対策を講じ、必要に応じて拡散シミュレーションを検討する。
水質汚濁	- 関連環境基準 - 流況の現状 - 水質の現状	- 水質に係る基準 - 流況調査データ、水質調査データ	- 工事中は、水質汚濁防止策を講じる。
土壌汚染	- 関連環境基準 - 地下水の現状	- 地下水調査データ	- 工事中および供用時は、汚染防止策を講じる。
底質汚染	- 河川の底質の現状	- 底質調査データ	- 工事中は、水質汚濁防止策を講じる。
騒音・振動	- 関連環境基準 - 騒音・振動の現状	- 騒音・振動に係る基準 - 騒音・振動に係る調査データ	- 工事中および供用時は、騒音・振動対策を講じ、必要に応じて騒音・振動シミュレーションを検討する。
悪臭	- 関連環境基準	- 悪臭に係る基準 - 悪臭に係る調査データ	- 工事中は、生活系廃棄物の取り扱いの対策と講じる。 - 供用時のアンモニア取扱い計画を策定する。
廃棄物	- 関連法令	- 廃棄物取り扱いに関する基準	- 工事中および供用時は、産業廃棄物と生活廃棄物の取扱い計画を検討する。
労働環境 (労働安全を含む)	- 労働環境安全衛生対策の実施状況	- 窒素肥料製造プラント、発電所での労働環境、衛生対策等の把握	- 工事中および供用時は、労働安全計画を策定する。
事故	- 構内事故、交通事故、海上事故の発生状況 - 事故防止対策	- 窒素肥料製造プラント、発電所での事故の発生状況、事故防止対策の実施状況の把握	- 工事中および供用時は、事故防止策や事故対応策を検討する。

(出典：調査団作成)

(3) 環境社会配慮での留意事項

1) アンモニアの有害性とその対策

本項は、アンモニアの有害性を考え漏洩事故による影響範囲を想定して、その対策について検討する。
今後、計画がより具体的なステージになった際、さらなる詳細検討を行う必要があると考える。

(a) アンモニア(NH₃)の物性

アンモニアは、無色で刺激臭。アンモニアと空気との混合ガスは爆発の危険性がある。爆発範囲は 16～25 V / V %、水に可溶（0℃で水 100 g に 89.9 g 溶ける）である。

表 8.2-5 アンモニア(NH₃)の物性

項目	データ
分子量	17.03
沸点	-33.35℃
融点	-77.74℃
液密度（0℃, 飽和溶液）	0.6386kg/L
比重（Air = 1）	0.55
ガス密度	0.890 g/L
臨界温度	132.45℃
臨界圧力	11.28 MPa(118.8 kg/cm)

（出典：高純度アンモニア（昭和電工株式会社
(https://www.sdk.co.jp/products/45/76/detail/finegas_list/nh3-h.html)）

(b) アンモニア漏洩による環境影響

化学プラントの災害は、可燃性物質や有害性物質の漏洩に伴う火災、爆発、急性暴露等が挙げられる。アンモニアの爆発範囲は 16～25vol%、最小発火エネルギーは 680mJ、最高放射熱は 14kW/m²である。このため防災の観点から、タンク破損や着火等の災害に対して漏洩シナリオを設定しリスクアセスメントが必要である。

アンモニア貯槽用タンクは、一般に PC（Prestressed concrete）タンク、金属 2 重殻タンクがある。アンモニア貯槽は内層壁に及ぼす応力腐食割れ(SCC: Stress Corrosion Cracking)という問題があり、その対策には SCC が発生しづらい材料の選定や内層壁コーティングを施す必要がある。

出典：『令和 3 年度省エネルギー等に関する国際標準の獲得・普及促進事業委託費（ルール形成戦略に係る調査研究（燃料アンモニアのルール形成戦略に係る調査研究））』（クリーン燃料アンモニア協会 2022 年 3 月）を参考

液化アンモニアの漏洩は、アンモニアが空気よりも軽い因此ガスとして拡散するため周辺への影響が想定され、アンモニアによる急性暴露が懸念される。

急性暴露については、以下のガイドラインが参考になる。

表 8.2-6 急性毒性ガイドライン

ガイドライン	機関名	概要	暴露時間
ERPG Emergency Response Planning Guideline	AIHA American Industrial Hygiene Association	・個人の暴露限界 ・3つのレベルが定義される	1hr
AEGL Acute Exposure Guideline Level	EPA U.S. Environmental Protection Agency	・影響を受けやすい集団を含む一 般市民の曝露限界 ・5つの暴露時間ごとに3つのレベ ルが定義される	10min, 30min, 1hr, 4hr, 8hr
TLV-STEL Threshold Limit Value-Short-Term Exposure Limit	ACGIH The American Conference of Governmental Industrial Hygienists	・作業中、超えてはならない労働 者の暴露限度	15 min
IDLH Immediately Dangerous to Life and Health limit	NIOSH U.S. National Institute for Occupational Safety and Health	・汚染された環境から確実に脱 出できるための労働者の暴露限 界	30 min

(出典：大気拡散計算ツールを活用したガス検知器設置位置の最適化（住友化学株式会社）)

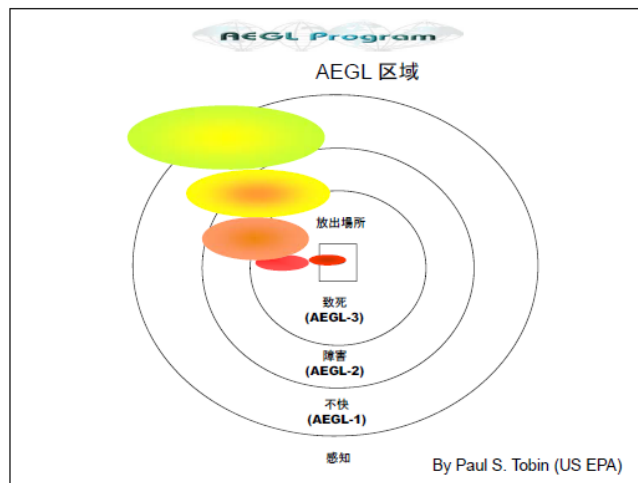
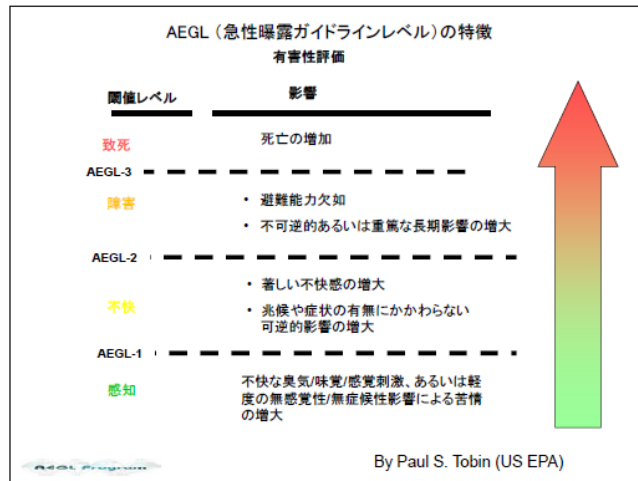
米国環境保護庁の諮問機関である National Advisory Committee for the Development of Acute Exposure Guideline Levels for Hazardous Substances（全米 AEGL 開発諮問委員会）は、[AEGL, Acute Exposure Guideline Level]（表 8.2-7）を規定し、アンモニアに係る AEGL は表 8.2-8 のとおり設定している。

表 8.2-7 AEGL, 影響の重度に応じた急性暴露レベル

項目	概要
AEGL-1	「不快レベル」で、感受性の高いヒトも含めた公衆に著しい不快感や、兆候や症状の有無にかかわらない可逆的影響を増大させる空气中濃度閾値である。これらの影響は、身体の障害にはならず一時的で曝露の中止により回復する。
AEGL-2	「障害レベル」で、公衆に避難能力の欠如や不可逆的あるいは重篤な長期影響の増大が生ずる空气中濃度閾値である。
AEGL-3	「致死レベル」で、公衆の生命が脅かされる健康影響、すなわち死亡の増加が生ずる空气中濃度閾値である。

備考：AEGL の特徴と区域の考え方

(出典：US Environment Protection Agency (<https://www.epa.gov>))



(出典：国立医薬品食品衛生研究所 (<http://www.nihs.go.jp/hse/chem-info/aeglindex.html>))

表 8.2-8 アンモニアの AEGL (ppm)

項目	10min	30min	60min	4hr	8hr
AEGL1	30	30	30	30	30
AEGL2	220	220	160	110	110
AEGL3	2,700	1,600	1,100	550	390

米国環境保護庁はリスクマネジメントプログラム（RMP）において、全量漏洩を想定し被害が最も大きくなる気象条件下で、放出条件が最悪となるシナリオ（Worst Case Scenario）と現実には発生する可能性が高い代替シナリオ（Alternative Release Scenarios）の検討を義務付けている。

災害想定の影響予測は、物質物性、取り扱い条件、漏洩孔の大きさ等から漏洩量、気象条件を設定し大気拡散ツールを使って行う。

一般に

- ① 化学物質の漏洩流量から簡易的に影響距離や影響面積を求めるもの
- ② 正規分布型プルームモデル等の拡散式に従って大気中の濃度分布を計算するもの

③ 3次元流体コードにより運動方程式や拡散方程式を解いて濃度分布を求めるものがある。

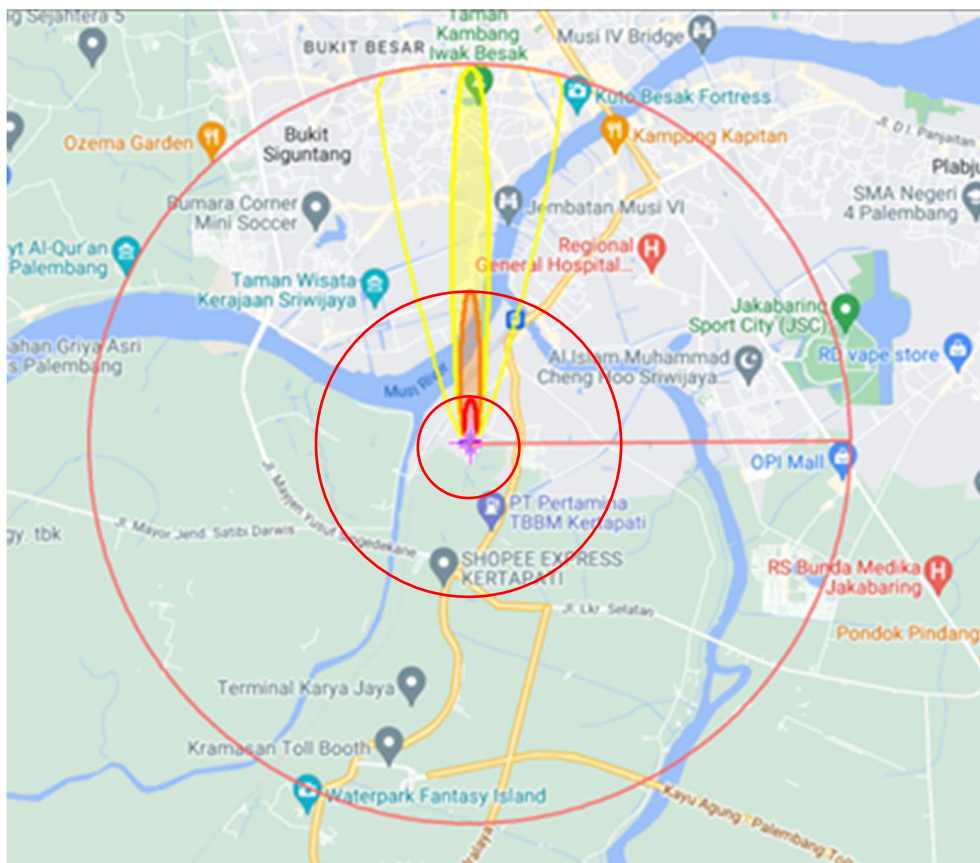
パイプラインで輸送したアンモニアは、タンクで貯槽される。仮にタンクからアンモニア漏洩による急性暴露について、米国環境保護庁(EPA)・米国海洋大気庁(NOAA)で開発した ALOHA モデルを用いて検討した。シナリオは、以下のとおり仮定した。

- ① 漏洩条定：底部から高さ 1m、直径約 25mm(1 インチ)の穴から 1 時間漏洩、約 35 ton 放出
- ② 気象条件：気温 = 25℃、風速 = 3m/s、大気安定度 = 中立 (D)

計算の結果、アンモニア漏洩による周辺の影響濃度は、重大な影響を与える高濃度域 AEGL3 相当は風下約 0.6 km、AEGL2 相当は風下約 2.3 km、AEGL1 相当は風下約 5.1 kmに及ぶ。

例えば南風の場合、影響範囲は次図に示すとおりで、周辺住民への影響範囲が大きく適切な安全対策、事故対策の用意が必要になるだろう。

今後、詳細設計の段階で、影響範囲に応じたより具体的な事故対策が求められるだろう。



(濃赤；AEGL3、赤；AEGL2 黄；AEGL1)

図 8.2-3 漏洩によるアンモニアの影響範囲

(c) 安全対策と事故等への対応

安全の側面での設備の対応としては、以下のような事項*がある。

- ① 散水設備
- ② 水膜、発泡液等のタンク：水膜、発泡液の設置
- ③ 散水後のアンモニア水の処理：燃焼、吸収、中和等の処理
- ④ 漏洩センサ：ガス検知器設置
- ⑤ 排ガス除害設備：安全弁、漏洩対策設備、除害設備

*『令和3年度省エネルギー等に関する国際標準の獲得・普及促進事業委託費（ルール形成戦略に係る調査研究（燃料アンモニアのルール形成戦略に係る調査研究））』（クリーン燃料アンモニア協会 2022年3月）を参考

参考までに、事故時の対応として、滋賀県が以下のような整理をしている。今後、より具体的な計画で詳細に検討しなければならない。

表 8.2-9 アンモニア漏洩の対策

項目	概要
漏洩時	風下の人を退避させる。必要があれば水で濡らした手ぬぐい等で口及び鼻を覆う。漏えいした場所の周辺にはロープを張るなどして人の立入りを禁止する。付近の着火源となるものを速やかに取除く。作業の際には必ず保護具を着用する。風下で作業

項目	概要	
	をしない。 （少量） 漏えい箇所を濡れむしろ等で覆い、遠くから多量の水をかけて洗い流す。 （多量） 漏えい箇所を濡れむしろ等で覆い、ガス状のアンモニアに対しては遠くから霧状の水をかけ吸収させる。濃厚な廃液が河川等に排出されないよう注意する。	
出 火 時	[周辺火災の場合] 速やかに容器を安全な場所に移す。移動不可能の場合は、容器及び周囲に散水して冷却する。 [着火した場合] 漏出を止めることができる場合は漏出を止める。ガス漏れが多量で、火災が発生している場合は、容器及び周囲に散水すると共に至急関係先に連絡し延焼防止に努める。 [消火剤] 水、粉末、泡、炭酸ガス	
人体に対する 影響と応急処 置	[吸入した場合] 激しく鼻やのどを刺激し長時間吸入すると肺や気管支に炎症を起こす。 高濃度のガスを吸入すると喉（こう）頭 けいれんを起こすので極めて危険である。	[吸入した場合] 直ちに患者を毛布等にくるんで安静にさ せ新鮮な空気のある場所に移し、速やかに 医師の手当を受ける。呼吸が停止して いる時は直ちに人工呼吸を行う。呼吸 困難のときは酸素吸入を行う。
	[皮膚に触れた場合] 直接液に触れるとやけど（腐食性薬 傷）やしもやけ（凍傷）を起こす。	[皮膚に触れた場合] 直ちに付着又は接触部を多量の水で 15 分間以上洗い流す。汚染された衣 服やくつは速やかに脱がせる。速やかに 医師の手当てを受ける。
	[眼に入った場合] 結膜や角膜に炎症を起こし、失明する 危険性が高い。	
保護具	保護手袋（ゴム）、保護長靴（ゴム）、保護衣、保護眼鏡、アンモニア用防毒マ スク又は空気呼吸器	

(出典：滋賀県ホームページ(<https://www.pref.shiga.lg.jp/file/attachment/55048.pdf>))

2) 地球温暖化の問題

本事業の特徴は、発電所の燃料を天然ガスに代えアンモニアを使用すること、そのアンモニアは Pusri 肥料プラントから調達し、アンモニア製造に伴い発生する CO₂ 増加は CCS/CCUS*によって抑制する計画である。

* CCS : Carbon dioxide Capture and Storage (二酸化炭素回収・貯留)、CCUS : Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage(分離・貯留した二酸化炭素の利用)

(a) Pusri 肥料プラントの CO₂ 排出量の検討

a) アンモニア製造プロセスに係る CO₂ 排出量とエネルギー効率

窒素肥料の製造プロセスの概要を図 8.2-4 に示す。

窒素肥料製造プラントでは、天然ガス(Natural gas)、加里鉱石(Potash rock)、リン鉱石(Phosphate rock)を原料とし、アンモニア中間財として尿素等の製品原料としても利用されている。

世界のアンモニア製造は、天然ガスの利用が 70%、石炭が 26%、石油が 1%、電気分解が 3 %となっている。

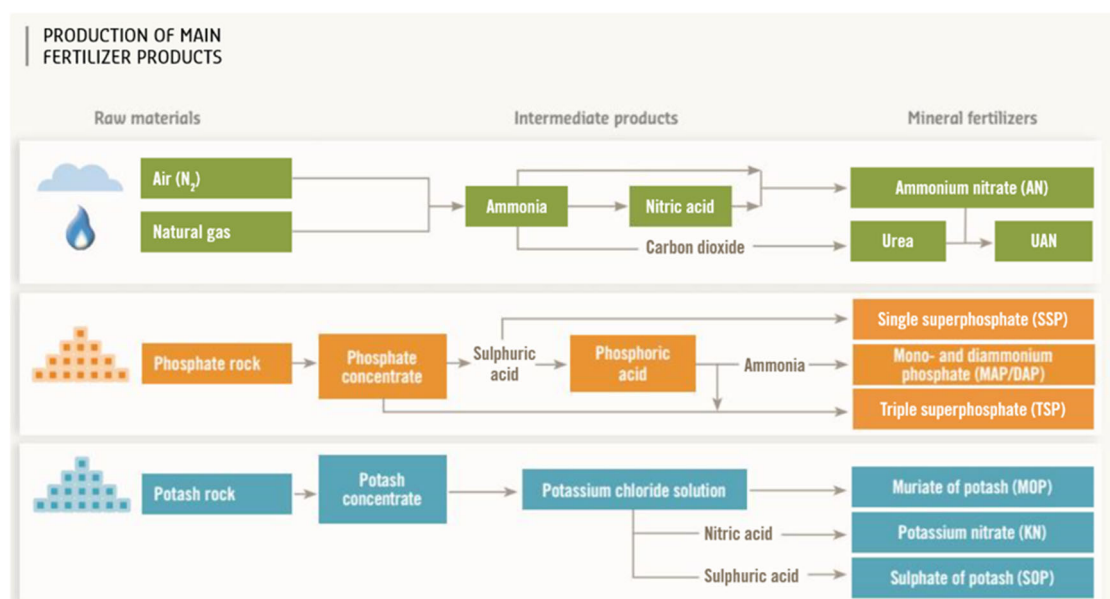


図 8.2-4 窒素肥料製造の概要

(出典 : Fertilizers Europe (<https://www.fertilizerseurope.com/fertilizers-in-europe/how-fertilizers-are-made/>))

本事業の対象となる窒素肥料プラントは、天然ガスを原料とした製造プロセスである（図 8.2-5）。

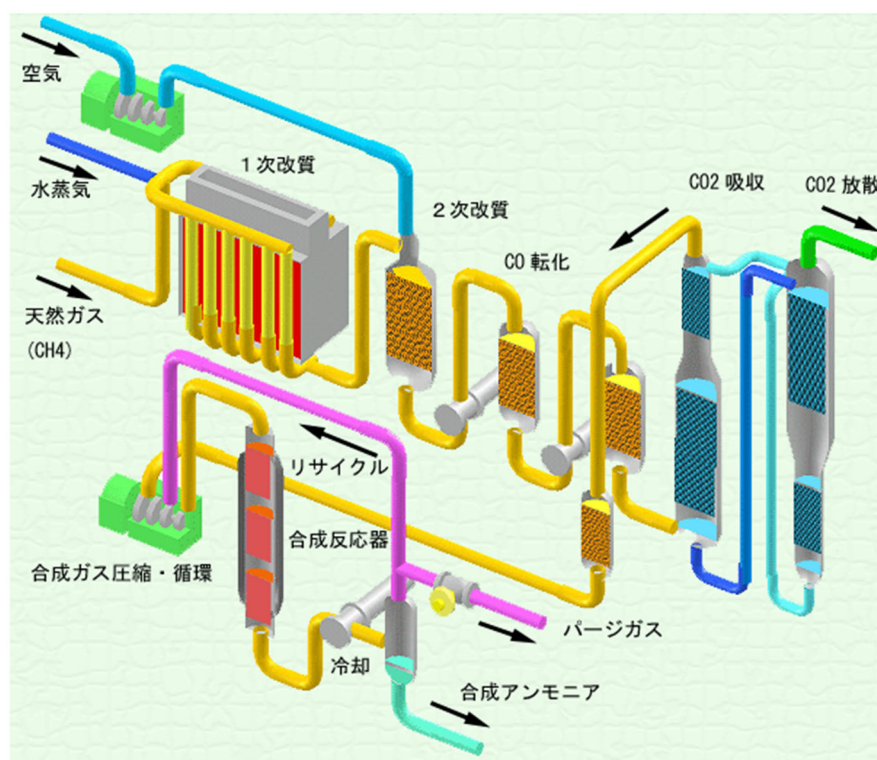


図 8.2-5 天然ガスを原料とした場合のアンモニア製造プロセス

2020 年、アンモニア製造のうち、約 70%が窒素肥料に利用され、残りがプラスチック合成等に利用される。アンモニア製造に使用されたエネルギーは世界の総エネルギーの 2 %にあたり、CO₂ 排出量は 1.3%（450Mt）である、ここで石炭を主に使用する中国は業界全体の 30%を占める。天然ガスと石炭の GHG 排出強度の差は 2.4 倍以上である（表 8.2-10）。

表 8.2-10 原料別アンモニア製造のエネルギー効率

Energy source	Process	Energy GJ/t ammonia	CO ₂ emissions t/t ammonia	GHG index*
Natural gas	Steam reforming	28	1.6	100
Naphtha	Steam reforming	35	2.5	153
Heavy fuel oil	Partial oxidation	38	3.0	188
Coal	Partial oxidation	42	3.8	238

* Using natural gas as the reference, this index shows the relative carbon intensity of different energy sources.

Source: Prince, A. (2007) "Initiating New Projects in the Ammonia Sector." Presented at the IFA Technical Committee Meeting, Workshop on Energy Efficiency and CO₂ Reduction Prospects in Ammonia Production, 12-14 March 2007, Ho Chi Minh City, Vietnam. Published online at www.fertilizer.org.

（出典；『Energy Efficiency and CO₂ Emissions in Ammonia Production 2008-2009 Summary Report』
（International Fertilizer Industry Association (IFA)）

アンモニア製造過程における CI (Carbon Intensity) 算出手法は、JOGMEC が「LNG・水素・アンモニアの温室効果ガス排出量 及び Carbon Intensity 算定のための推奨作業指針」(2022 年 5 月) (独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構 (JOGMEC)) (以下、GHG・CI ガイドライン)、米国 AEA (Ammonia Energy Association) が手法を検討している。

GHG・CI ガイドラインによれば、原料生産 (Well) から天然ガス及び水素・アンモニアの製品製造施設の出荷地点 (Gate)、つまり原料生産、輸送、製品製造の各プロセスでの GHG 排出量を考慮することを求めている。重要となるのは、対象プロセスの細分化やシステム境界の拡張の検討で、各インベントリデータ詳細を把握する。

プロセス別でのインプット情報 (エネルギー投入量; 原料投入量、燃料消費量)、アウトプット情報 (廃棄物、大気放出物 (漏洩、排ガスに係る組成・量)) 等のデータの収集を行う。

『Energy Efficiency and CO2 Emissions in Ammonia Production 2008-2009 Summary Report』(International Fertilizer Industry Association (IFA))によれば、2008 年、33 か国 93 プラント (40 百万トン; 世界のアンモニア製造の 25%相当) を対象にエネルギー効率*の調査を行った。

* Net Energy Efficiency = Feed + Fuel + Other Energy / NH3 Production

エネルギー効率を調査する場合、設備や触媒等の状況を勘案し連続複数年データを参考にすることが望ましく、また中国を除く天然ガスを原料にアンモニアを製造する場合、平均 36.6GJ/tNH3(27.0-58.2GJ/t-NH3(さらに、生産性の高いプラントに限ると 28-33J/t-NH3 と))であった。

アンモニア製造プラントのライフタイムは 20~50 年で、古いプラントほど CO2 排出強度が高くなる。建設から 40 年を超えるプラントはエネルギー効率が 30%程度/t-NH3 劣る。

b) 本事業の CO2 排出量と CO2 排出強度

Pusri 製造プラントでは、原料となる LNG をパイプラインによって、PHR (Pertamina Hulu Rokan), South Sumatera, Medco Grissik, South Sumatera, Tropik Energi Pandan, South Sumatera, Medco E&P Indonesia, South Sumatera から調達している。また、石炭は、PT Bukit Asam, South Sumatera(海上輸送)によって調達している。なお、この検討では、輸送における CO2 排出量は検討しない。

(i) 現行の生産体制下の場合

現行の生産体制において、アンモニア 1 ton を生産するために必要な原材料、エネルギーと生産量、CO2 排出強度は、表 8.2-11 のとおりである。

燃料として利用される天然ガスより原料として利用される天然ガスの方が、二酸化炭素発生の効果が大きいことに留意する。

表 8.2-11 Pusri 肥料プラントのアンモニア生産に必要な原材料とエネルギー、CO2 排出強度（非公開）

c) CCS/CCUS の導入による温室効果ガス削減効果の検討

第5章のCCS/CCUSを装備した設備における地球温暖化対策の効果、CO₂ 輸送等を含めCCS/CCUSを進める上での課題も併せて参照。

(i) CO₂ 回収の概要

CCS 技術は、大気中の二酸化炭素濃度の増加抑制に有用だが、貯留量に限界があること、貯留した二酸化炭素が漏れる恐れがあること、CCS 設備稼働にエネルギーが必要なこと等の留意すべき点がある。

CO₂ 回収技術には、吸収液に溶解させる化学吸収法、固体吸着剤に吸着させる物理吸着法等がある。化学吸収法は、脱硫処理後の燃焼排ガスを、洗浄後に CO₂ 吸収塔で CO₂ をアミン溶液で吸収除去する。CO₂ を吸収したアミン溶液は CO₂ 放散塔で 120℃に加熱して CO₂ を放散し、その後圧縮して液化し貯槽する。

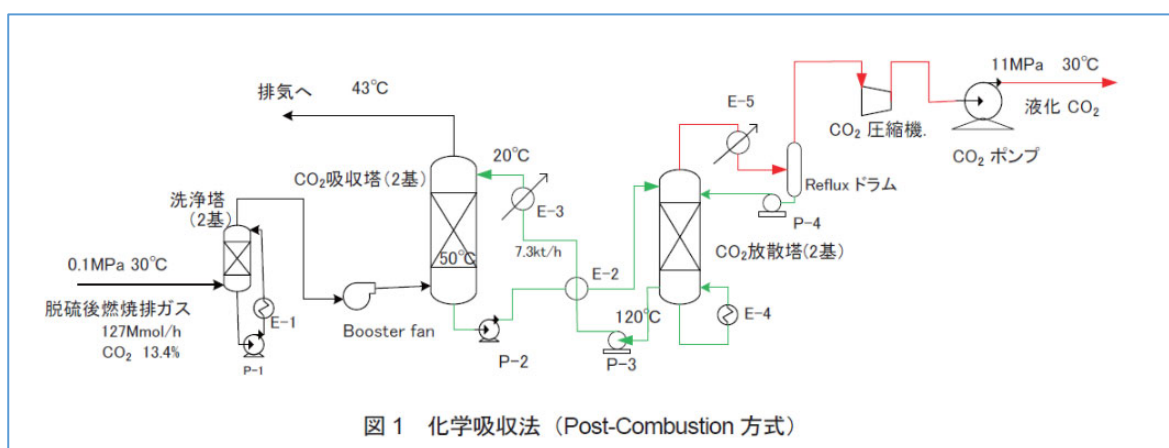


図 1 化学吸収法（Post-Combustion 方式）

図 8.2-6 化学吸収法の概要

（出典：CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望（国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター））

物理吸着法は、酸素条件下、約 1,300℃、5.7MPa で、石炭をガス化し、洗浄・水生ガスシフト反応後、脱硫・脱炭酸ガス処理を行い、発電もしくは水素精製をおこなう。高圧下で Selexol 液（Dimethylether of polyethylene glycol）による CO₂ の捕集である。

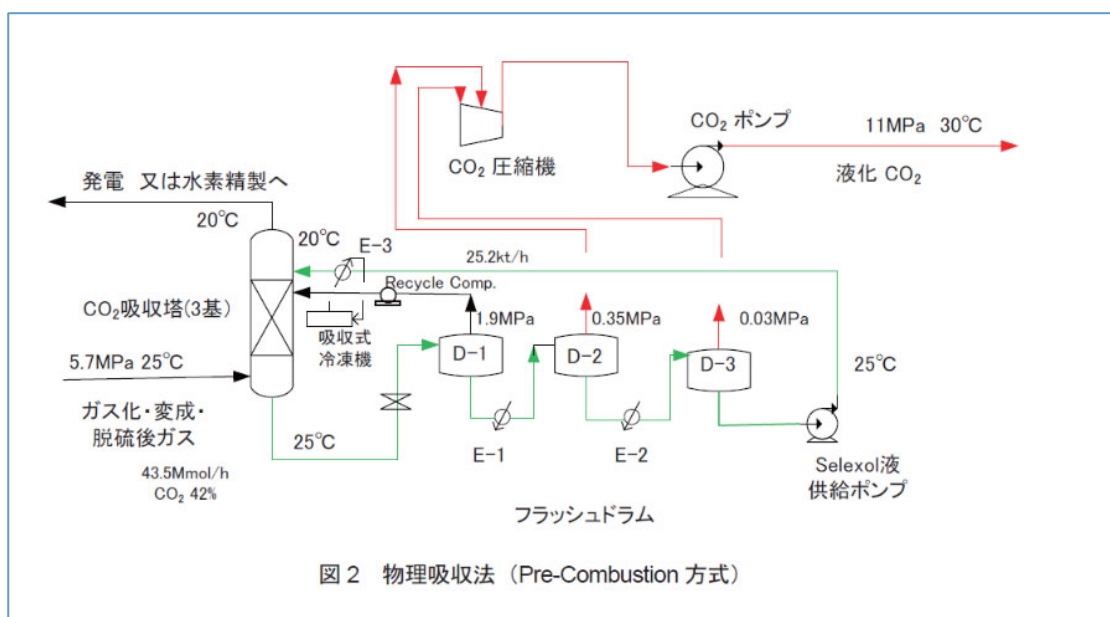


図 8.2-7 物理吸収法の概要

(出典：CCS（二酸化炭素回収貯留）の概要と展望（国立研究開発法人科学技術振興機構 低炭素社会戦略センター）)

本事業は、前者のアミン吸収法を採用する計画である。

(ii) CCS 設備を装備したアンモニア製造プラント

IEA によるアンモニア製造プラントにおける CCS 導入について、SMR(using BAT)、ATR(using BAT)、SMR with CCS、ATR with CCS で、エネルギー強度、CO₂ 強度を整理している（表 8.2-12）。本事業の CO₂ 強度は約 1.6(tCO₂/t)であり(表 8.2-11)、CCS 導入で CO₂ の排出抑制が期待される。

表 8.2-12 製造プロセス別エネルギー強度、CO₂ 排出強度

Item	Energy intensity(GJ/t)						Direct CO ₂ intensity (tCO ₂ /t)
	Feedstock	Fuel	Electricity	Steam	Gross	Net	
SMR(using BAT)	21.0	11.1	0.3	-4.8	32.4	27.6	1.8
ATR(using BAT)	25.8	2.1	1.0	0.0	28.9	28.9	1.6
SMR with CCS	21.0	11.1	1.0	-3.1	33.1	30.0	0.1
ATR with CCS	25.8	2.1	1.5	0.0	29.4	29.4	0.1

備考:アンモニア 1 トン製造当たり。

SMR(Steam methane reforming) ; 天然ガスからナフサまでの軽質炭化水素を原料とする水蒸気改質法。

ATR(Auto-thermal reforming); 炭化水素を酸素、蒸気で部分的に酸化し、水素と CO で構成される合成ガスを生成するプロセス。

CCS (Carbon capture and storage) ; CO₂ 回収貯留。

(出典：Ammonia Technology Roadmap 2021(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY))

CCS のエネルギー消費は、CO₂ の分離回収、昇圧工程である。

CCS の設置によって、エネルギー消費が 1.5 倍近い報告もあり、CCS 無しの場合と比べて 1.2～1.3 倍のエネルギーが必要と言われる。

出典：CCS のエネルギー・経済性評価と CO₂ 削減技術としての役割（水素エネルギーシステム Vol. 34 No1 (2009)）

下表は、分離・回収によるエネルギー消費量を整理したもので、本事業は約 400kJ/kg(CO₂)である。
また、CO₂ 輸送に係るエネルギー消費量は約 132kJ/kg(CO₂)である。

表 8.2-13 分離・回収によるエネルギー消費量

Parameter	Post-Combustion/ Constrained cases	Post-Combustion/ Unconstrained cases	Pre-Combustion/ Constrained cases	Pre-Combustion/ Unconstrained cases	Oxyfuel/ Constrained cases	Oxyfuel/ Unconstrained cases
Energy (kJ/kg(CO ₂))	292-406	312-406	316-431	294-440	87-150	87-150

備考；燃焼後/前回収ケース、圧縮比：制約あり/ない

(出典：Optimization of the Energy Consumption of a Carbon Capture and Sequestration Related Carbon Dioxide Compression Processes(Energies 2019, 12, 1603))

(iii) CCS 導入における課題

『Market Study on the CO₂ Utilization for Enhancing Oil and Gas Upstream Sector in Indonesia (Phase 1)』(ITB, Mitsubishi Heavy Industry)によれば、Pusri 肥料プラント、Keramasan 発電所がある南スマトラ地域の CCS 候補地は、次図のとおり 60 km 以上離れている。このためパイプライン等による CO₂ 輸送を考える必要がある。

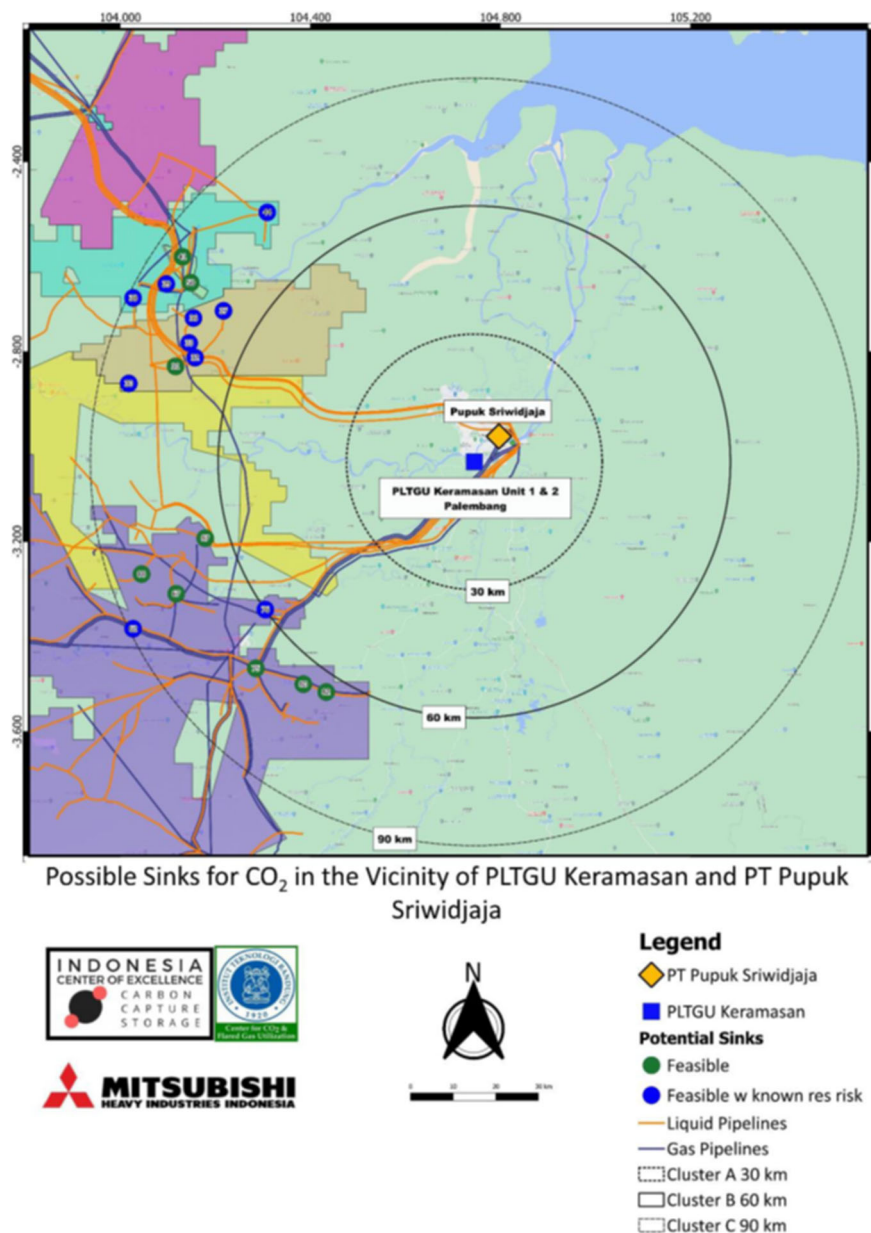


図 8.2-8 CCS 候補地

(出典：『Market Study on the CO₂ Utilization for Enhancing Oil and Gas Upstream Sector in Indonesia (Phase 1)』(ITB, Mitsubishi Heavy Industry))

CCS 検討における環境社会配慮の検討が新たに必要になる。『平成 26 年度環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務報告書』(環境省)によれば、自然環境への配慮と社会環境への配慮とに大別して想定される要素が挙げられており、具体的な導入段階では詳細な検討が必要である。

表 8.2-14 CCSに係る環境社会配慮

項目		分離・回収	輸送	貯留
自然環境への配慮	CCS 各プロセスにおける CO2 排出量	○	○	○
	各プロセスで排出される化学物質による環境負荷	○	—	△
	操業による生物多様性の保全に対する影響	△	○	○
社会環境への配慮	CO2 漏出リスク	—	△	○
	エネルギーコストへの影響	○	○	○
	経済効果、雇用創出効果、副次的効果	○	○	○
	漁業等の既往経済活動への配慮	△	○	○

○：関係性が大きい。△：関係性が小さい。—：関係性がほとんどない。

(出店：『平成 26 年度環境配慮型 CCS 導入検討事業委託業務報告書』(環境省)より作成)

(b) 発電所のアンモニア専焼の検討

基本的な整理として、これまでの天然ガスを燃料とした場合の発電効率、CO₂ 排出量、CO₂ 排出強度とアンモニア専焼による発電効率について整理する必要がある。

表 8.2-15 Keramasan 発電所の CO2 排出強度 (非公開)

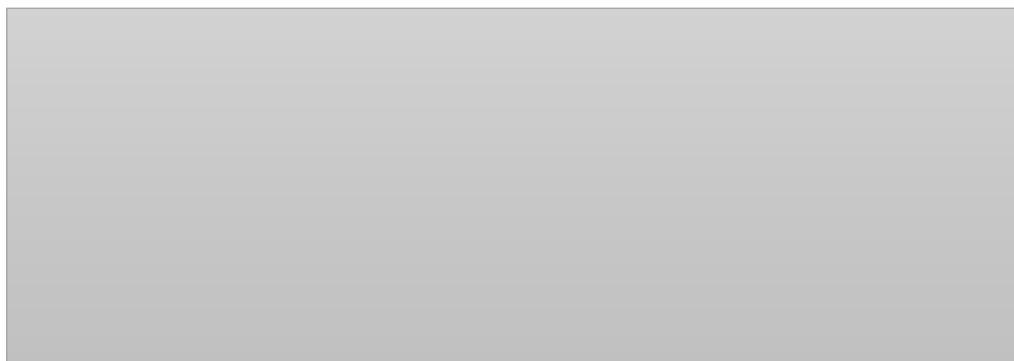


(出典：Keramasan 発電所からのデータをもとに調査団が作成)

表 8.2-15 のとおり、Unit1 は 2021 年 5 月から 10 月まで休止している。

至近 5 年の発電量のデータは表 8.2-16 のとおりで、Unit1 は 297GWh（2018 年）、Unit2 は 299GWh（2017 年）の発電量が記録されている。Unit1 は 297GWh、Unit2 は 299GWh をもとに、想定される CO2 発生量は Unit1 で 158thousand ton、Unit2 で 150thousand ton で、アンモニアの燃料転換によって CO2 発生抑制が期待できる。

表 8.2-16 Keramasan 発電所の至近 5 年の発電量（非公開）



（出典：Keramasan 発電所）

なお、高濃度のアンモニアを燃料に利用する場合、地球温暖化係数(GWP=265)が高い N2O の発生にも留意する必要があり、CO2 抑制対策のため燃料をアンモニアに変更しても N2O が発生することになれば、結果的に温室効果ガス削減に繋がらないことになる。

表 8.2-17 アンモニア専焼の発電プラントの性能（非公開）



（出典：調査団作成）

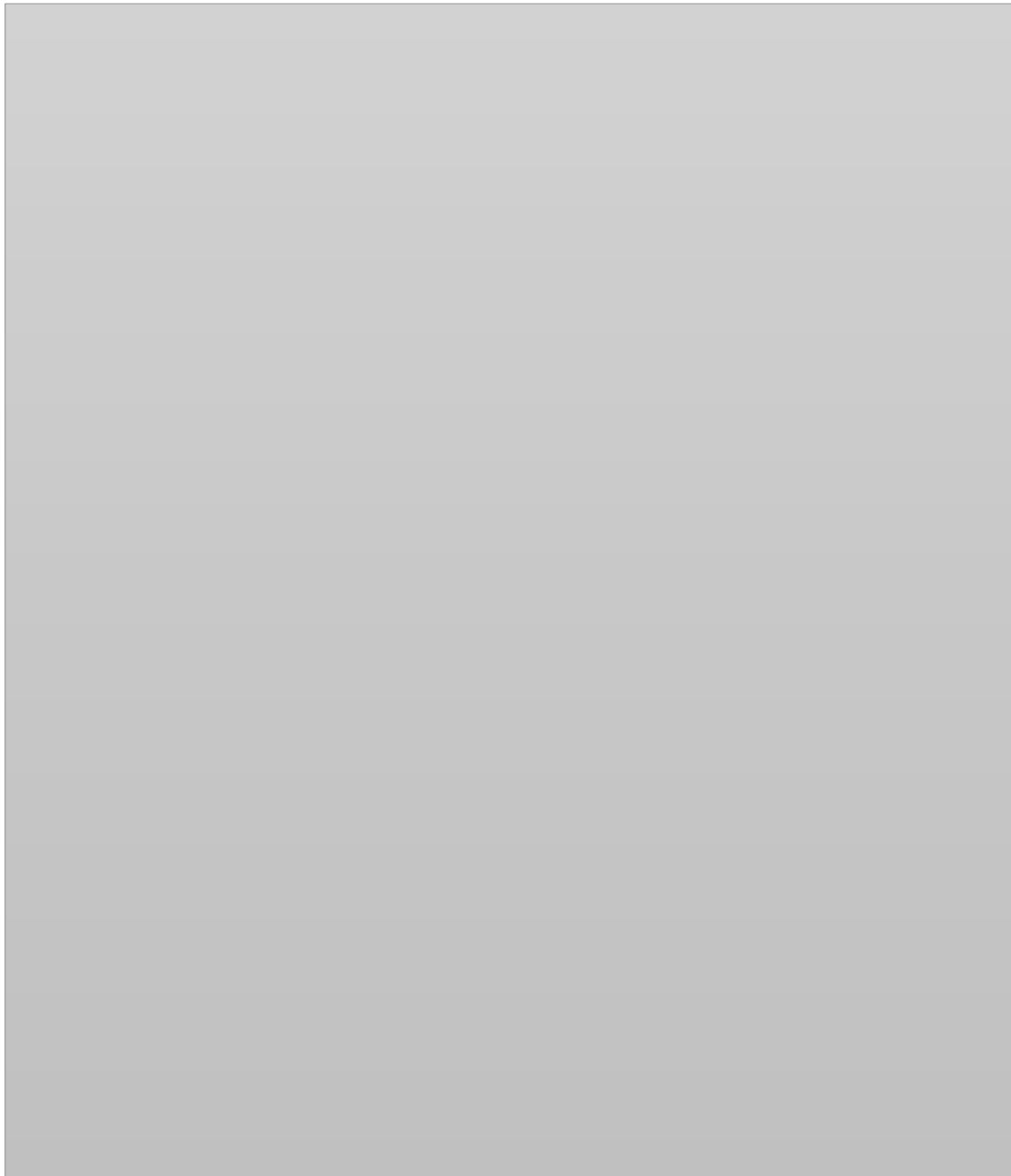
Pusri 肥料プラントの現行設備でアンモニアを製造し、これを燃料とした場合、表 8.2-18 のとおり CO2 の排出強度(CCS を考慮した場合)は 1.2 である。

なお、本事業におけるグリーンアンモニア 1 トンに対して、天然ガスをエネルギーとして CO2 の分離・回収、輸送における CO2 発生強度は、0.044 ton-CO2/ton-NH3 である。

Pusri 肥料プラントからのアンモニア最大供給量 285 thousand t/year から年間 CO2 貯留量は約 450 thousand ton と想定される。

以上の点から、効率的なアンモニア製造、アンモニア専焼の更なる熱効率向上、そして CCS で使用されるエネルギーの抑制から、より効果的な地球温暖化対策が達成される。

表 8.2-18 Pusri 肥料プラントによるアンモニアを使って Keramasan 発電所で発電した場合の CO2 排出量 (非公開)



第 9 章

推獎

第9章 推奨

9.1 本調査手法の全国展開の可能性

今般の検討ケースの全国展開の可能性を検討するにあたり、次の3点を前提条件とする。

- ✓ PLN が所有するコンバインド・サイクル発電所であること。
- ✓ 発電所近傍に肥料工場などアンモニアを供給できる設備を備えた工場があること。もしくは重油または LNG 受入れバースを備えた発電所であり、アンモニアを受入れられること。
- ✓ 肥料工場でアンモニア製造するときに排出される CO₂ を貯留可能な場所が、アンモニア供給設備から 100 km 圏内にあることを目安とする。

9.1.1 PLN が所有するコンバインド・サイクル発電所

PLN の「Statistics PLN 2021」（2021）および、同社ウェブサイトより抽出した、同社が所有するコンバインド・サイクル発電所は以下の 11 地点である。

- Tanjung Priok 発電所
- Cilegon 発電所
- Grati 発電所
- Muara Karang 発電所
- Muara Tawar 発電所
- Gresik 発電所
- Tanjung Uncang 発電所
- Belawan 発電所
- Keramasan 発電所
- Indralaya 発電所
- Tanjung Batu 発電所

9.1.2 発電所近傍にアンモニアを供給可能な施設がある地点

前項にて抽出した発電所の内、近傍（20km 圏内）に肥料工場などアンモニアを供給できる設備を備えた工場がある発電所は、本事業の対象である Keramasan 発電所以外には確認できなかった。これは、インドネシアにおいて主要なアンモニア生産工場が、本事業の対象地であるパレンバン以外では、カリマンタン島のポンタンおよびスラウェシ島のバンガイ以外に確認できなかったことも一因である。

「重油または LNG 受入れバースを備え、アンモニアを受入れられる発電所」については、Gresik 発電所の近傍にはアンモニア・ターミナルがあることから、アンモニアの受入が可能と考えられる。

9.1.3 CO₂ 貯留地がアンモニアを供給施設から 100km 圏内にあること

カリマンタン島のポンタンおよびスラウェシ島のバンガイには、アンモニア生産工場がある。同地域の近傍には

CO₂ を貯留できる可能性のあるガス田があり、両工場とも条件を満たしている。さらに、スラウェシ島バンガイのアンモニア生産工場を保有するパンチャ・アマラ・ウタマ社は、2021 年 3 月に JOGMEC（石油天然ガス・金属鉱物資源機構）および三菱商事、バンドン工科大学と、インドネシア 中央スラウェシ州におけるクリーン燃料アンモニア生産の為に CCS および二酸化炭素の利用に関する共同調査を実施することに合意している。⁶

以上より、カリマンタン島のボンタンおよびスラウェシ島のバンガイのアンモニア生産工場で CCS によってブルーアンモニア化（CO₂ を分離回収されたアンモニア）されたアンモニアは、Gresik 発電所のガスタービンをアンモニア専焼にできるように改造することで、利用することが可能になると考えられる。

9.1.4 Gresik 発電所

Keramasan 発電所のガスタービン H-25 の出力 77MW（1on1x2 コンバインドサイクル）に対し、当該発電所で運転されているガスタービン M701D の出力は 1578MW(3on1 コンバインドサイクル 526MW×3 Blocks)であり、当該機は熱効率が 50%以上と高く大容量であるため、燃料アンモニアの確保に関する課題はあるものの、CO₂ 削減量としての効果は大きいと、将来本調査の結果を活かせる一例に成り得ると考えられる。

9.1.5 結論（提案）

以上、本調査のインドネシア国内における水平展開について検討した。今後は今後の調査を活かし

- ✓ 中小発電設備のリプレイス（島嶼部など）
- ✓ 老朽化した発電設備のリプレイス

といった、アンモニア供給可能量に見合い、効率向上の効果が見込まれる事例への応用などが、次のステップの新たな検証対象として有望であると考えられる。



（出典：Google Earth をもとに調査団が作成）

図 9.1-1 Gresik 発電所とアンモニア工場 2 地点

6 三菱商事「インドネシアにおけるクリーン燃料アンモニア生産のための CCS 共同調査の覚書締結について」

<https://www.mitsubishicorp.com/jp/ja/pr/archive/2021/html/0000046719.html>（2023 年 1 月 23 日閲覧）

9.2 事業化に向けての課題

今般の検討ケースを、今後具体的な事業化への展開に繋げていくにあたり、次のステージにおいて検討や対策が必要と考えられる課題を以下に挙げる。

9.2.1 燃料アンモニアの取扱いに関する法整備

アンモニアを発電燃料として使用する際に適用できる法的な規制が必要である。斯様な技術の運用・事業化はまだ確立されていないため、当然多くの国で法整備は進んでいない。既存の、例えば天然ガスや各種危険物に関する手続きを流用可能か、あるいは新規に制定するかを見極める必要がある。現在の脱炭素化の流れに乗った国家レベルのエネルギー政策の一環として、官民一体となった対応が必要になると考えられる。最終的には国や自治体の判断を仰ぎ、法規上の手続きを踏むプロセスを経るため、最も早急に着手すべき課題である。

9.2.2 9.2.1 に基づく環境社会配慮に関わる評価

法整備と並行して、タンク、車両およびパイプライン等のアンモニアの貯蔵や輸送に関わる設備が環境に及ぼす影響を評価する。周囲の自然環境や居住地など案件ごとに条件が大きく異なるため、実績のない条件に対しては評価に要する期間の想定が難しい。法整備に次いで早期に着手する必要がある課題である。

9.2.3 多様な立地条件に対する柔軟な適応

今般の検討事例は、既設タービンの改造で対応できるサイトの近隣に燃料供給施設があり、かつ CCS による CO₂ の貯留を併せて検討可能という、極めて条件の揃ったケースであると言える。新たな燃料の導入は、燃料価格の妥当性を含めサプライチェーンから始まる広範な検証を要するため、ここで得た知見をもとに、多種多様な検討ケースへ展開する適応力を培うことが今後の課題である。

9.2.4 事業実施体制の提案

本調査では、消費地への燃料の輸送と貯留地への CO₂ の輸送という規模の大きいシステムを新たに構築する必要があるという結果になった。条件によっては港湾の整備や大掛かりな土木工事なども見込まれる。建設・改造工事とその後の運営を含め、具体的な事業体制を構築・提案することが、将来ファイナンス支援を得るために不可欠な検討課題である。

9.3 展望

タイ、マレーシア、ベトナムなど東南アジアの周辺国においては、投資の奨励や税制優遇措置など整備が進みつつあり、インドネシアでも今後カーボンニュートラルに向けた投資促進税制の整備を強化していく必要がある。他国と同様に、カーボンニュートラル化に資する活動や投資を行う民間企業に対して、同活動や投資から生ずる利益に対する所得税を免除する、もしくは、同活動や投資で発生した費用を税額控除可能にするなどのインセンティブを与える制度を整備することが、カーボンニュートラル化の促進に貢献すると考えられる。

本事業への適用が可能なファイナンス支援策としては、円借款、海外投融資、輸出金融の 3 スキームが考えられるが、本事業の事業規模を鑑みると、金利が低く、融資割合も大きい円借款が最も魅力的である。現状はアンモニアの価格が天然ガスと比べて高いため、補填制度などが必要となることも予想される。

2023 年には、東南アジア諸国連合（ASEAN）各国などの脱炭素化を、経済成長やエネルギー安全保障と両立する形で日本の資金や新技術で支援する「アジア・ゼロエミッション共同体」が始動する。国連気候変動枠組み条約締約国会議（COP27）では、急速に脱炭素化が進む欧米先進諸国との乖離が明確になり、これに追随すべく、迅速な対応が求められる。

インドネシアは、アンモニア製造及び Oil & Gas 産業のグローバルリーダーとしての今後の成長が見込まれ、発電燃料として新たにアンモニアを導入する事業展開においても、日本と共にイニシアチブを取ることが期待される。本調査を起点に、今後の更なる成長に結び付けるべく、次のステージに向け本邦技術による貢献を模索していきたいと考える。

参考資料 1 : Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管調査結果



(出典：Google Earth をもとに調査団が作成)

図 参考資料 1- 1 Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管(車両ルート)



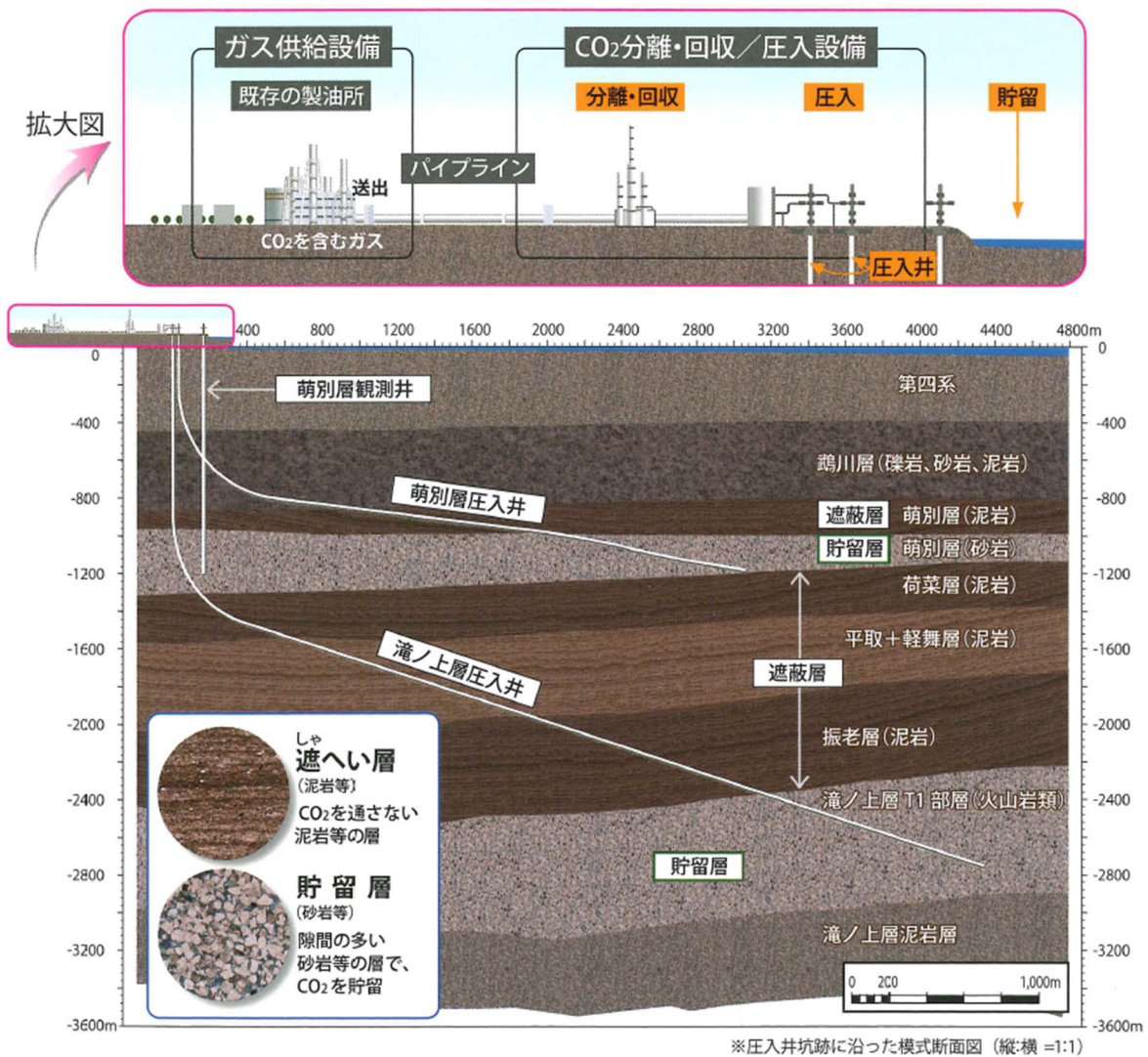
(出典：調査団撮影)

図 参考資料 1- 2 Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管および中間ガスステーション

図 参考資料 1- 1 に Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管（車両ルート）を、
 図 参考資料 1- 2 に Pusri 肥料工場から Adera ガス・油田の間の既設ガス導管および中間ガスステーション
 を示す。2023 年 2 月 16 日に Pusri 肥料工場から CO2 埋設候補地である Pertamina Adera ガス・油
 田までの間の車両ルート(公道)約 100 kmを走り、目視できる範囲で既設ガス導管の埋設状況を調査した。そ
 の結果は以下の通り。

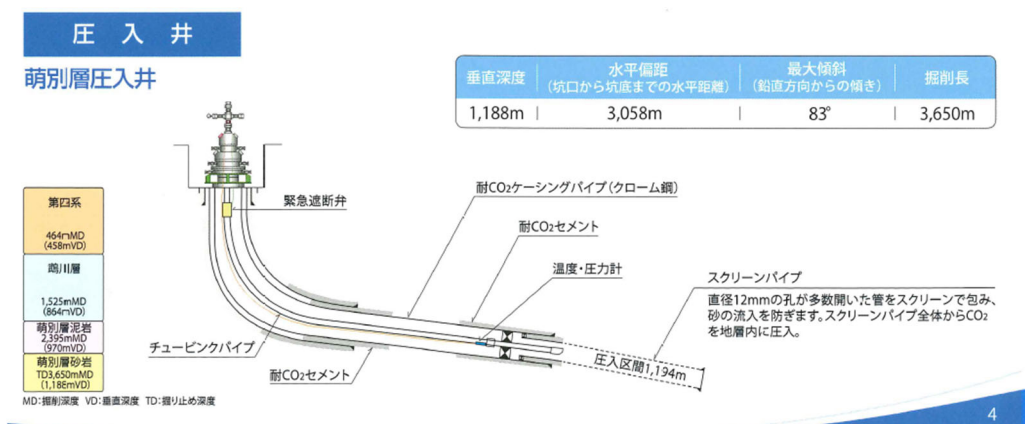
- Pusri 肥料工場から Pertamina Adera ガス・油田までの間の車両ルート(公道)の側道部に既設ガス導管が埋設されている。
- 埋設深さは非常に浅く約 1m 以下と推察される。
- 一部は導管が地上に露出していた。
- 側道に導管が埋設されているエリアには「高圧導管に注意！」の看板が設置されている。
- Pusri 肥料工場から Pertamina Adera ガス・油田までの間には、中継ガスステーションが設けられており手動弁と遮断弁が設けられている。(今回確認できたのは 2 か所。)

参考資料 2 : 苫小牧 CCS 実証試験センター視察関連資料



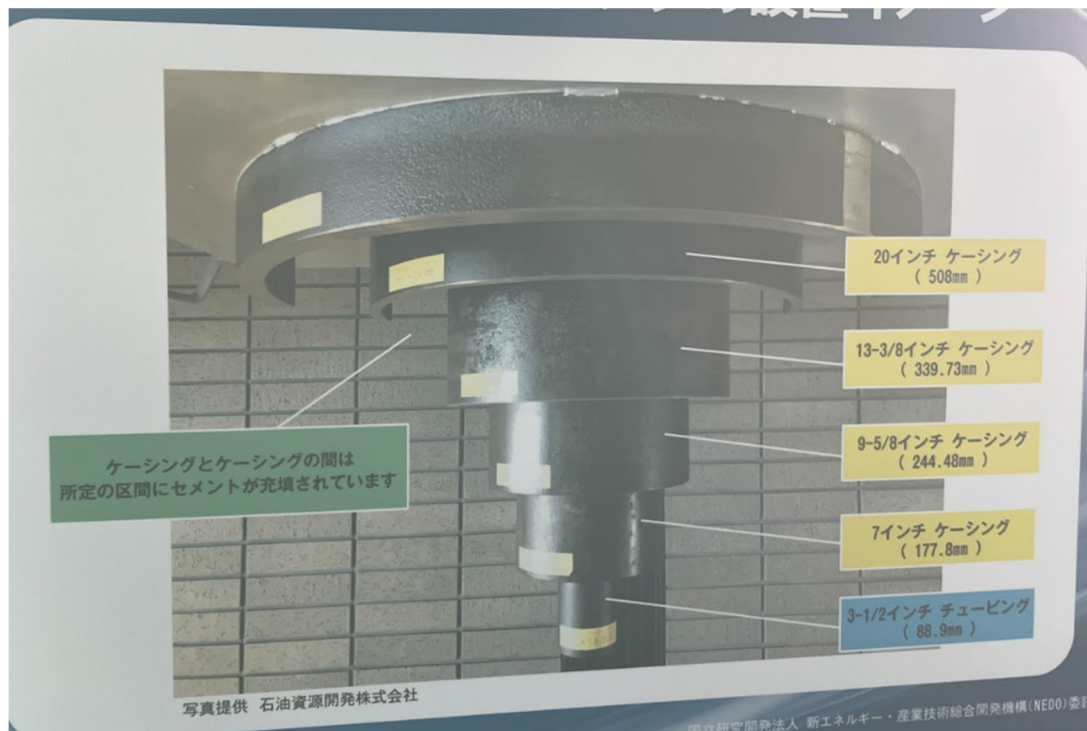
(出典：苫小牧 CCS 実証実験入手資料)

図 参考資料 2- 1 苫小牧 CCS 実証実験の圧入地層のイメージ



(出典：苫小牧 CCS 実証実験入手資料)

図 参考資料 2- 2 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸の仕組み



(出典：調査団撮影)

図 参考資料 2- 5 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸チュービングとケーシングのイメージ



(出典：調査団撮影)

図 参考資料 2- 6 苫小牧 CCS 実証実験の圧入井戸の掘削ドリルのイメージ