

インドネシア共和国
エネルギー・鉱物資源省（MEMR）
インドネシア国有電力会社（PLN）

インドネシア国 低（脱）炭素化に向けた電力セクター に係る情報収集・確認調査

ファイナル・レポート 要約版

2022 年 3 月

独立行政法人 国際協力機構（JICA）

東京電力パワーグリッド株式会社（TEPCO）
東京電力ホールディングス株式会社（TEPCO）
株式会社 JERA（JERA）
東電設計株式会社（TEPSCO）

社基

JR

22-031

目 次

1	調査の背景、目的.....	1
2	「2050 年までの長期低排出発展戦略（LTS-LCCR）」概要.....	1
3	火力脱炭素化技術.....	2
4	各種再生可能エネルギーの地域別ポテンシャル.....	4
5	最適電源構成の検討.....	4
6	ロードマップ.....	11
7	優先支援策の提案.....	12

図目次

図 1	各シナリオにおける GHG 排出量見通し（CPOS・TRNS・LCCP シナリオ）	2
図 2	水素とアンモニアの燃料価格推移	2
図 3	2060 年における火力発電設備の発電原価（LCOE）	3
図 4	Electricity Sales in 2021-2060.....	5
図 5	太陽光設備量とコストの関係（Java-Bali 系統、全シナリオ、高需要）	6
図 6	電源構成の推移.....	9
図 7	火力脱炭素化技術のロードマップ	11

表目次

表 1	各種再生可能エネルギーの地域別ポテンシャル	4
表 2	2060 年の最適電源構成（Java-Bali 系統、高需要）	7
表 3	2060 年における各系統の目指すべき最適電源構成	7
表 4	脱炭素化技術の導入可能時期.....	8
表 5	既設石炭火力における混焼実施の支援のスケジュール	12
表 6	マスタープラン策定のスケジュール	13
表 7	技術協力プロジェクトのスケジュール	13

略語集

Abbreviation	Word	和文
BAU	Business as usual	自然体ケース
BECCS	Bio-energy with Carbon Capture and Storage	CCS 付きバイオエネルギー
BESS	Battery Energy Storage System	電力貯蔵用蓄電システム
CAPEX	Capital Expenditure	資本的支出
CCGT (C/C)	Combined Cycle Gas Turbine	コンバインドサイクル・ガスタービン
CC(U)S	Carbon dioxide Capture, Utilization and Storage	二酸化炭素回収・有効利用・貯留
CD-ROM	Compact Disc Read only memory	シーディーロム
CPOS	Current Policy Scenario	現状政策シナリオ
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage	直接大気回収・貯留
FS	Feasibility Study	実行可能性調査
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GT	Gas Turbine	ガスタービン
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
LCCP	Low Carbon Scenario Compatible with Paris Agreement Target	低炭素シナリオ
LCOE	Levelized Cost of Electricity	平準化電源コスト
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LTS-LCCR	Long Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050	低炭素化と気候変動対応力に向けた長期戦略
NDC	Nationally Determined Contribution	約束草案
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
OECD	Organisation for Economic Cooperation and Development	経済協力開発機構
PLN	Perusahaan Listrik Negara	インドネシア国有電力会社
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水式水力
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional (National Energy General Plan)	国家総合エネルギー計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (General Plan for the Provision of Electricity)	電力供給事業計画
TRNS	Transition Scenario	移行シナリオ
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change	国連気候変動枠組条約
USC	Ultra Super Critical	超々臨界圧

1 調査の背景、目的

インドネシア国が 2014 年に策定した国家エネルギー政策では、再生可能エネルギー等の開発を推進し、一次エネルギー供給量における再生可能エネルギーの比率を 2025 年に 23%以上、2050 年に 31%以上とすること等を掲げている。また、2021 年 7 月にインドネシア政府が UNFCCC（国連気候変動枠組条約）に提出した Long Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050（LTS-LCCR）では、2060 年もしくはそれよりも早いタイミングでの炭素中立達成に向けて取り組むことを掲げている。

インドネシア国が掲げる低（脱）炭素化の実現に向け、特に電力セクターに焦点を当て、目指すべき電源構成や電力供給体制について具体化したロードマップを策定し、同ロードマップに基づき実施可能な JICA 支援内容をスキームごとに整理する。

2 「2050 年までの長期低排出発展戦略（LTS-LCCR）」概要

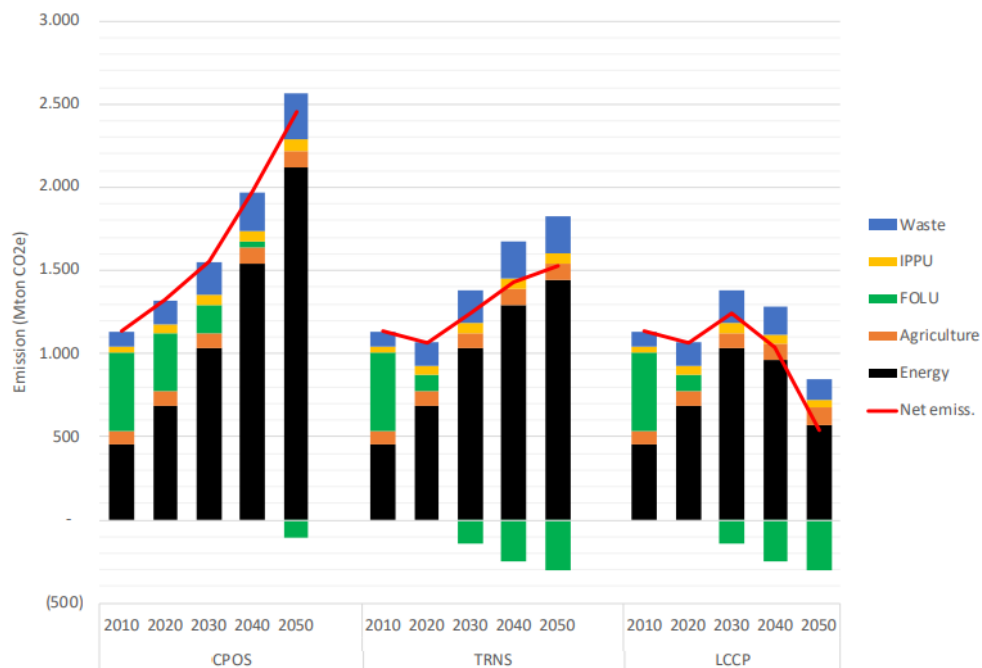
インドネシア政府は、改訂版 NDC にあわせて「2050 年までの長期低排出発展戦略（LTS-LCCR）」も UNFCCC に提出した。この長期戦略の中で、政府は遅くとも 2060 年までにカーボンニュートラル（二酸化炭素ネット排出量ゼロ）を達成する目標を示しており、従来示していた 2070 年から 10 年前倒している。

LTS-LCCR 策定にあたり、以下の 3 つのシナリオが検討されている。

- ① NDC の無条件コミットメント／現状政策シナリオ（CPOS）
- ② 移行シナリオ（TRNS）
- ③ パリ合意での目標と互換性がある低炭素シナリオ（LCCP）

CPOS シナリオでは、2030 年以降も GHG 排出量は引き続き増加し続ける見通しである。TRNS シナリオでは、CPOS シナリオと比較して、GHG 排出量の減少が見られるものの、2050 年の排出量レベルが、パリ合意での目標を達成するには十分ではない。LCCP シナリオでは、2030 年以降に排出量の急速な減少が見られ、2050 年には 540 MtonCO₂e（一人当たり 1.61 tonCO₂e）に達する。インドネシア政府としては、LCCP シナリオを通じて、遅くとも 2060 年までにはカーボンニュートラルを達成できると考えている。

各シナリオにおける、2050 年までの GHG 排出量見通しは図 1 の通り。

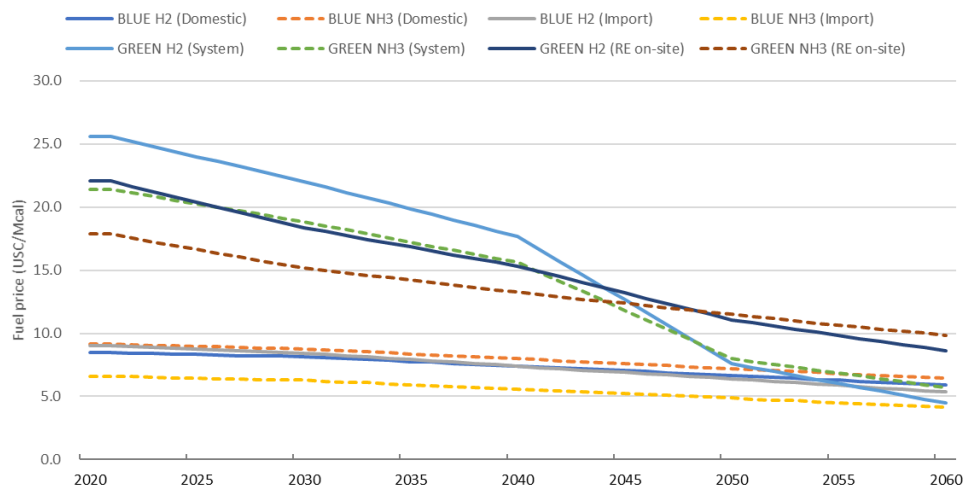


（出典：Indonesia Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050 (2021)）

図 1 各シナリオにおける GHG 排出量見通し（CPOS・TRNS・LCCP シナリオ）

3 火力脱炭素化技術

水素とアンモニアに関しては、原料の価格や製造方法により燃料価格が大きく異なる。また、将来は、技術の成熟度に応じて製造設備の固定費が徐々に下がってくることが期待されている。水素とアンモニアの価格推移を以下に示す。



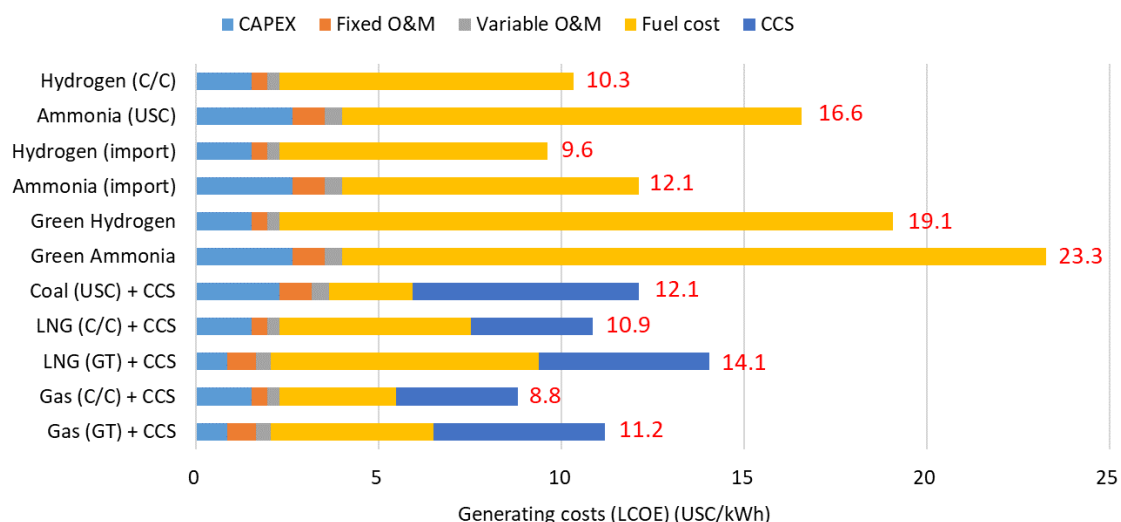
（出典：JICA 調査団）

図 2 水素とアンモニアの燃料価格推移

ブルー水素については、国内産でも輸入物でも大きな価格差はないが、ブルーアンモニアは輸入物の方が若干安くなっている。将来は、若干価格の低下が期待できるが、それほど大きな低下ではない。

グリーン水素、グリーンアンモニアについては、現状では、ブルー水素、ブルーアンモニアと比較して非常に高い価格となっているが、将来、系統に多量の余剰電力が発生し、その余剰電力を活用して製造する場合には、ブルー水素、ブルーアンモニアと同程度の価格になってくる。

CO₂ 処理量当たりのコスト（USD/t-CO₂）は、CO₂ の排出濃度が薄い Gas 火力（LNG 火力）の方が高いが、Gas 火力の方が熱量当たりの排出量が小さいことに加えて、熱効率も高いため、kWh あたりの処理コストは Gas 火力（LNG 火力）の方が安くなる。CCS コストを考慮することにより、炭素中立を目指すための主たる火力発電設備の 2060 年における発電原価は以下のように変化する。特に、CCS コストの追加により、LNG 火力と石炭火力の発電原価は逆転する。なお、CCS 実施時に回収効率は 90%とし、回収不能となる 10%分については、炭素クレジットの購入費用として USD 200/ton のコスト¹を追加する。



注) すべての火力について、CAPEX は利用率（Capacity factor）75%時の値

（出典：JICA 調査団）

図 3 2060 年における火力発電設備の発電原価（LCOE）

ガス火力が最も安くなるが、国内のガスは枯渇気味であり、主要な供給力としては期待できない。水素火力は、燃料費は高いが、石炭火力、LNG 火力と異なり、CCS が不要であり、ガス火力を除くと、水素火力が最も安くなる。炭素中立を目指すための火力としては、水素火力が最も経済的であると想定される。なお、国内のガスを原料とした水素は、国内ガスの枯渇により多くは期待できないため、オーストラリアからの輸入も考慮する必要がある。

¹ 完全に炭素中立にするためには、BECCS（Bio-energy with Carbon Capture and Storage）や DACCS（Direct Air Carbon Capture and Storage）を使う手も考えられるが、本調査においては、炭素クレジットの購入費用として処理した。

4 各種再生可能エネルギーの地域別ポテンシャル

RUPTL2021-2030 で示されている各種再生可能エネルギーのポテンシャルを以下に示す。このうち太陽光が最もポテンシャルが多く、また適地が広範囲に分布し、季節的な変動が少ないことから、炭素中立を実現するためには、最も有望な再生可能エネルギーと考えられる。本調査においては、基本的には各種再生可能エネルギーの 2060 年における開発可能量は表 1 に示したポテンシャルを上限とする。

表 1 各種再生可能エネルギーの地域別ポテンシャル

	Geothermal	Hydro	Mini-hydro	Biomass	Solar	Wind	Total
Sumatra	12.9	15.6	5.7	15.6	68.7	7.4	126.0
Java, Madura, Bali	10.1	4.8	2.9	9.2	33.1	24.0	84.2
Kalimantan	0.2	21.6	8.1	5.1	52.7	2.5	90.2
Sulawesi	3.2	10.3	1.7	1.9	22.7	8.4	48.2
Other	3.1	22.8	1.0	0.9	30.6	18.3	76.6
Total	29.5	75.1	19.4	32.7	207.9	60.6	425.2

Other: Maluku, Papua, Nusa Tenggara

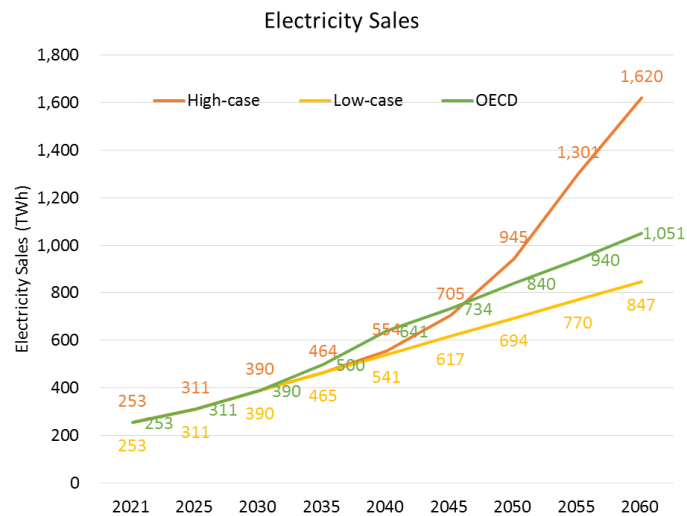
（出典：National Energy General Plan (RUEN), 2017）

5 最適電源構成の検討

(1) 2031-2060 年の需要想定

PLN の想定値 (High-case) と、RUPTL2021-2030 の需要想定を直線近似した想定値 (Low-case) の 2 ケースについて、検討する。

OECD の Long-term projections によると、インドネシアの 2011 年～2030 年の GDP 成長率は +148.5% である。RUPTL2021-2030 の販売電力量伸び率は 2011 年～2030 年に +189.0% で、GDP 弾性係数は $2.890/2.485 = 1.1631$ となる。OECD の Long-term projections の 2060 年までの GDP 成長率と、GDP 弾性係数 1.1631 から想定した販売電力量を図 4 に示す。2045 年までは、High-case、Low-case、OECD-case と、大差はない。2045 年以降、2 ケース (High-case、Low-case) の差が広がっていき、OECD-case が 2 ケース (High-case、Low-case) の間になる。このため、将来、GDP 成長率の上振れや下振れがあっても、将来の需要は 2 ケース (High-case、Low-case) の間となる可能性が高い。したがって、将来の需要の不確実性も考慮し、2 ケース (High-case、Low-case) を検討することが妥当である。



（出典：JICA 調査団作成）

図 4 Electricity Sales in 2021-2060

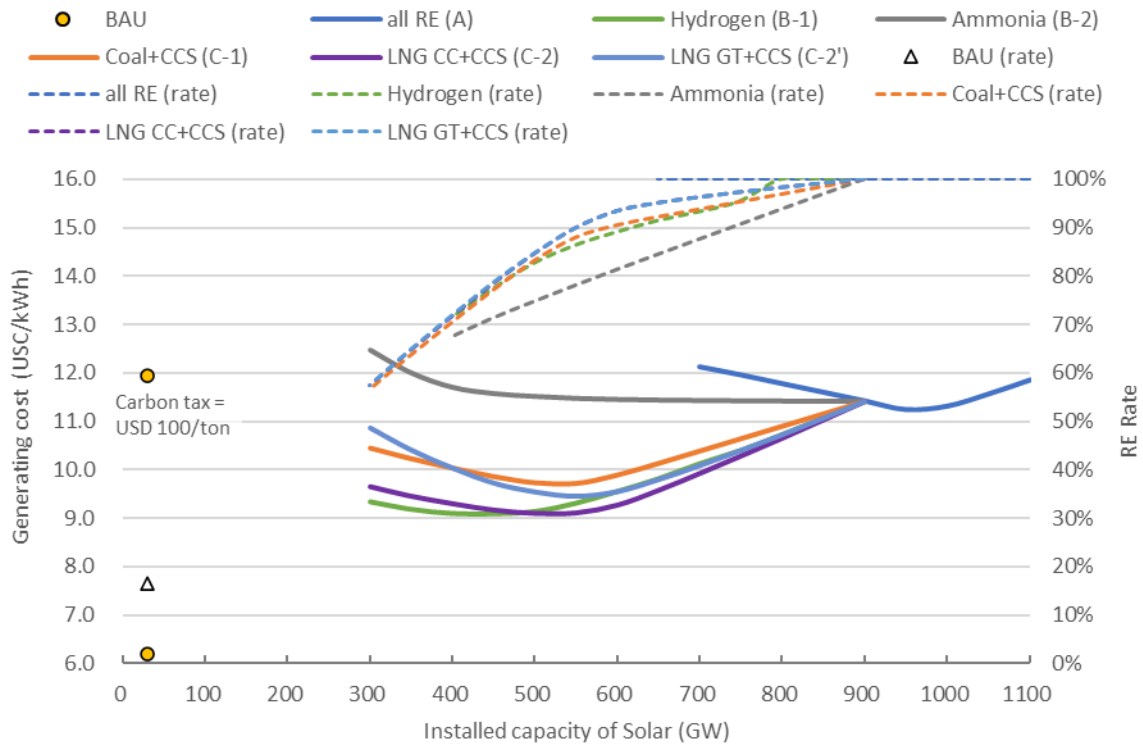
(2) シナリオの策定

2060 年においてカーボンニュートラルを実現するシナリオとして、以下の案を想定する。

シナリオ名		具体的な内容
A 100%再エネ	A-1	100%再エネで賄う。 需要調整用および曇天又は雨天の継続による発電不能時の対応として蓄電池を多量に設置する。極力、島内で需給がバランスすることを目指す。島ごとに不足がある場合には、なるべく近隣の島との連系を構築する。
	A-2	100%再エネで賄う。 需要調整用および曇天又は雨天の継続による発電不能時の対応として国内再エネ由来の水素（またはアンモニア）を使用した発電所を多量に設置する。島ごとに不足がある場合には、水素（またはアンモニア）の輸送で賄う。
B 再エネ＋水素 （アンモニア）	B-1	再エネと国内の化石燃料由来の水素を使用した発電所により対応する。 なお、化石燃料から水素を生成する際に発生する CO ₂ は CCS により処理する。
	B-2	再エネと国内の化石燃料由来のアンモニアを使用した発電所により対応する。 なお、化石燃料からアンモニアを生成する際に発生する CO ₂ は CCS により処理する。
C 再エネ＋ 火力＋CCS	C-1	再エネと国内の石炭火力発電所＋CCS により対応する。 なお、火力発電所において発電する際に発生する CO ₂ は CCS により処理する。
	C-2	再エネと国内の LNG 火力発電所＋CCS により対応する。 なお、火力発電所において発電する際に発生する CO ₂ は CCS により処理する。
BAU	BAU	現行 RUPTL の計画を延長する。 （コスト及び CO ₂ 排出量を算定し、比較の対象とする。）

(3) Java-Bali 系統の検討（需要 High ケース）

実施した検討結果をまとめると以下の図になる。なお、表 1 に示した Java-Bali 地区における太陽光のポテンシャルは 33.1GW であるが、その量以上の設置が可能という前提で検討を実施した。



（出典：JICA 調査団）

図 5 太陽光設備量とコストの関係（Java-Bali 系統、全シナリオ、高需要）

BAU シナリオでは、発電原価は 6.2 US\$/kWh であり最も安くなるが、CO₂ 排出量が多く、USD 100/ton の炭素税を考慮すると、水素火力や LNG 火力+CCS の発電原価よりも高くなる。

炭素中立を目指す電源構成としては、再生可能エネルギーの開発に加えて、LNG 火力 (C/C) +CCS が最も安くなる。しかしながら、CCS 処理の過程で発生する回収不能分に対する炭素クレジットの購入費用を考慮すると、水素火力もほとんど同じ発電原価となる。具体的には、太陽光設備量 500GW 程度、蓄電池 230GW 程度、LNG 火力 (C/C) と水素火力を合わせて設備量 56GW 程度とするのが望ましい。この場合、再生可能エネルギーの比率は 85%程度である。なお、すべて LNG 火力 (C/C) の場合には、CCS による CO₂ 処理量は、年間 50 Mt 程度である。

しかしながら、Java-Bali 系統において太陽光設備量 500GW 程度を設置すると、Java-Bali 地域全敷地面積の 6～7%の用地に太陽光パネルを敷き詰める必要があり、現実的ではない。このように、再生可能エネルギーだけでカーボンニュートラルを実現することはできないため、太陽光の設備量を限定し、残りの供給力を脱炭素火力により対応する場合における最適電源構成を求める必要がある。

このような条件を考慮し、需要 High ケースにおける 2060 年の最適電源構成は以下の通りとなる。この構成における発電原価は USC 9.5/kWh であり、再生可能エネルギーの比率は 16%程度である。CCS 処理量は年間 35 Mt 程度であり、十分に処理可能量以内である。

表 2 2060 年の最適電源構成（Java-Bali 系統、高需要）

	GW	%	TWh	%	Remarks
Coal	0	0%	0	0%	
LNG	29	15%	120	11%	with CCS
Hydrogen	100	51%	786	72%	
Geothermal	6	3%	47	4%	
Hydro	6	3%	20	2%	
Solar	31	16%	54	5%	
Wind	15	8%	29	3%	
Biomass	2	1%	0	0%	
Nuclear	4	2%	27	3%	
Storage	4	2%	0	0%	including PSPP
Total	197	100%	1085	100%	

（出典：JICA 調査団）

(4) 各系統の最適電源構成

2060 年の炭素中立時において、各系統の目指すべき最適電源構成をまとめると以下の通りとなる。

表 3 2060 年における各系統の目指すべき最適電源構成

Demand		Sumatra	Java-Bali	Kalimantan	Sulawesi
High	Demand	56.6GW	152.7GW	23.0GW	17.3GW
	Development capacity (2031-2060)	Solar: 120GW BESS: 35GW Hydrogen: 18GW LNG: 18GW	Solar: 31GW BESS: 0GW Hydrogen: 100GW LNG: 29GW	Solar: 70GW BESS: 30GW Hydrogen: 7GW LNG: 7GW	Solar: 15GW BESS: 5GW Hydrogen: 12GW LNG: 0GW
	Generating cost	USC 9.4/kWh	USC 9.5/kWh	USC 9.3/kWh	USC 10.0/kWh
	RE rate	69%	16%	76%	58%
	CCS	11 Mt	35 Mt	3 Mt	0 Mt
Low	Demand	28.2GW	76.0GW	11.5GW	8.6GW
	Development capacity (2031-2060)	Solar: 10GW BESS: 0GW Hydrogen: 17GW LNG: 0GW	Solar: 31GW BESS: 0GW Hydrogen: 40GW LNG: 14GW	Solar: 30GW BESS: 12GW Hydrogen: 4GW LNG: 4GW	Solar: 2GW BESS: 0GW Hydrogen: 7GW LNG: 0GW
	Generating cost	USC 8.9/kWh	USC 9.1/kWh	USC 9.6/kWh	USC 10.0/kWh
	RE rate	52%	34%	74%	76%
	CCS	0 Mt	15 Mt	2 Mt	0 Mt

注）水力、地熱、風力、バイオマスは可能な限り開発を実施する。

（出典：JICA 調査団）

高需要は低需要の 2 倍程度の需要規模であり、2060 年における最適電源構成は、今回検討した高需要ケースと低需要ケースの幅の中に入ってくるものと想定される。

系統ごとに再生可能エネルギーのポテンシャルが異なるため、系統間で大きな相違が生じている。特に、Java-Bali 系統では、需要の規模に比較して太陽光のポテンシャルが少ないため、再生可能エネルギーへの依存率が非常に低くなっている。

新規に開発する電源のうち、太陽光と付随する蓄電設備を除くと、どの地域においても水素火力の導入が必要になってくる。また、水素火力と同程度の経済性を有している LNG 火力（CCS 付き）も CCS 処理量の上限に考慮しつつ導入していくことになる。しかしながら、水素専焼火力はまだ研究段階の技術であり、2060 年に水素火力のみが必要になるとしても、当面は LNG 火力を建設していき、水素専焼火力の技術が成熟してきた段階で水素専焼火力を導入するとともに、LNG 火力を水素火力に燃料転換していくことが想定される。

(5) 長期電源開発計画（2031 年～2060 年）

電源開発計画長期構想（2060 年）により抽出した最適シナリオを 2060 年に実現することを目指して、2031 年～2060 年の長期電源開発計画を策定する。

Java-Bali 系統における高需要ケースを対象に、目標値の実現に向けたスピードにより 3 ケース（加速ケース、中間ケース、緩速ケース）を設定し、比較評価を実施した。各ケースにおける脱炭素化技術の導入可能時期を以下に示す。

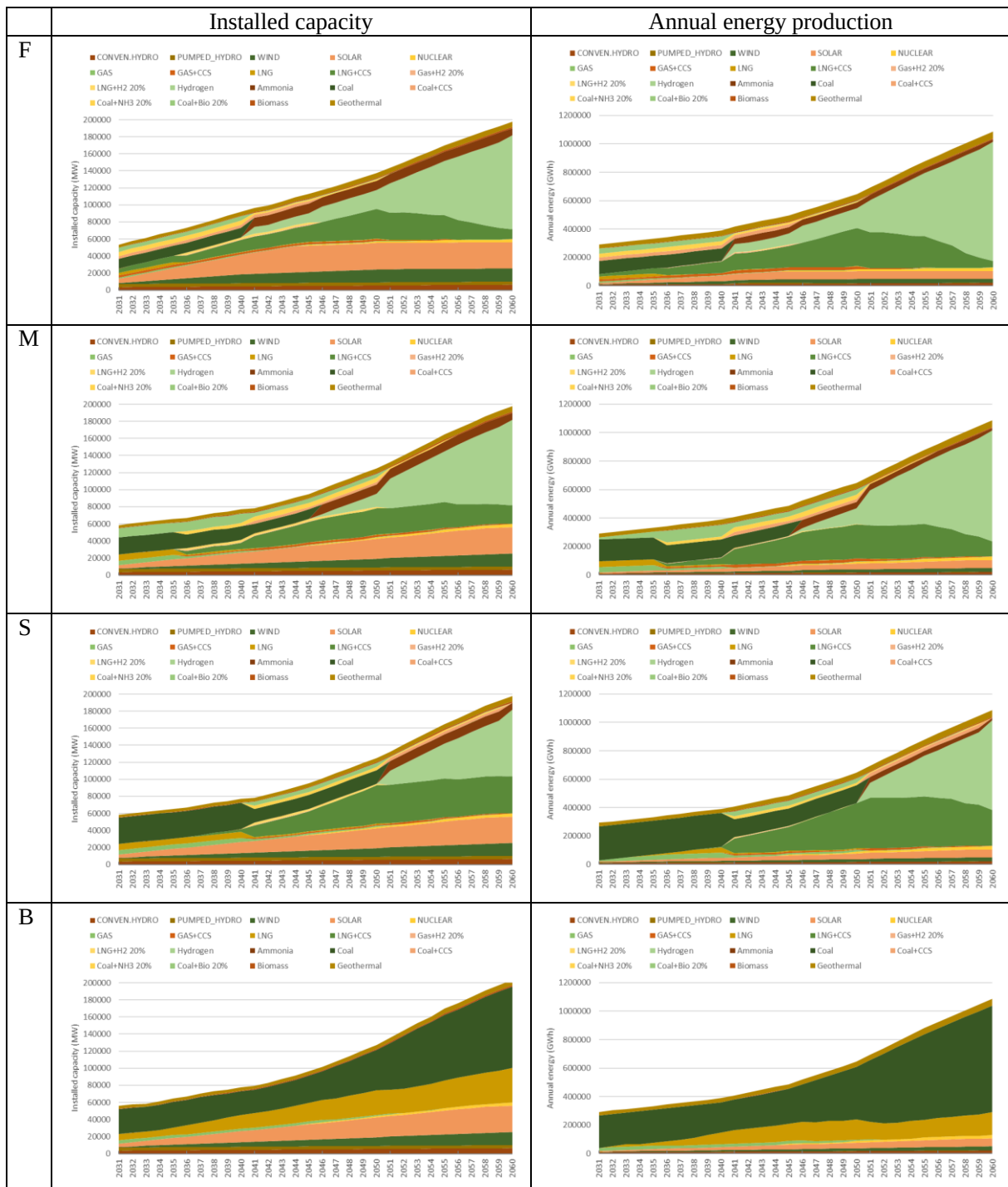
表 4 脱炭素化技術の導入可能時期

	加速ケース (Fast : F)	中間ケース (Medium : M)	緩速ケース (Slow : S)
石炭火力の廃止	2050 年までに廃止 ただし、ゼロエミッション達成プラント（アンモニア専焼、CCS）は運転可能期間まで運転継続	2055 年までに廃止	極力延命化
CCS	2031 年から実施	2036 年から実施	2041 年から実施
アンモニア混焼（20%）	2031 年から実施	2031 年から実施	2041 年から実施
アンモニア専焼火力	2041 年から実施	2046 年から実施	2051 年から実施
バイオマス混焼（20%）	2031 年から実施	2031 年から実施	2031 年から実施
水素混焼（20%）	2036 年から実施	2036 年から実施	2041 年から実施
水素専焼火力の導入	2041 年から実施	2046 年から実施	2051 年から実施
再エネの開発	前年度に集中的に開発	毎年一定量開発	後年度に集中的に開発

（出典：JICA 調査団）

なお、上記に示した 3 ケースのほかに、比較対照として BAU シナリオも検討した。

4 ケースの電源構成推移を以下に示す。



（出典：JICA 調査団）

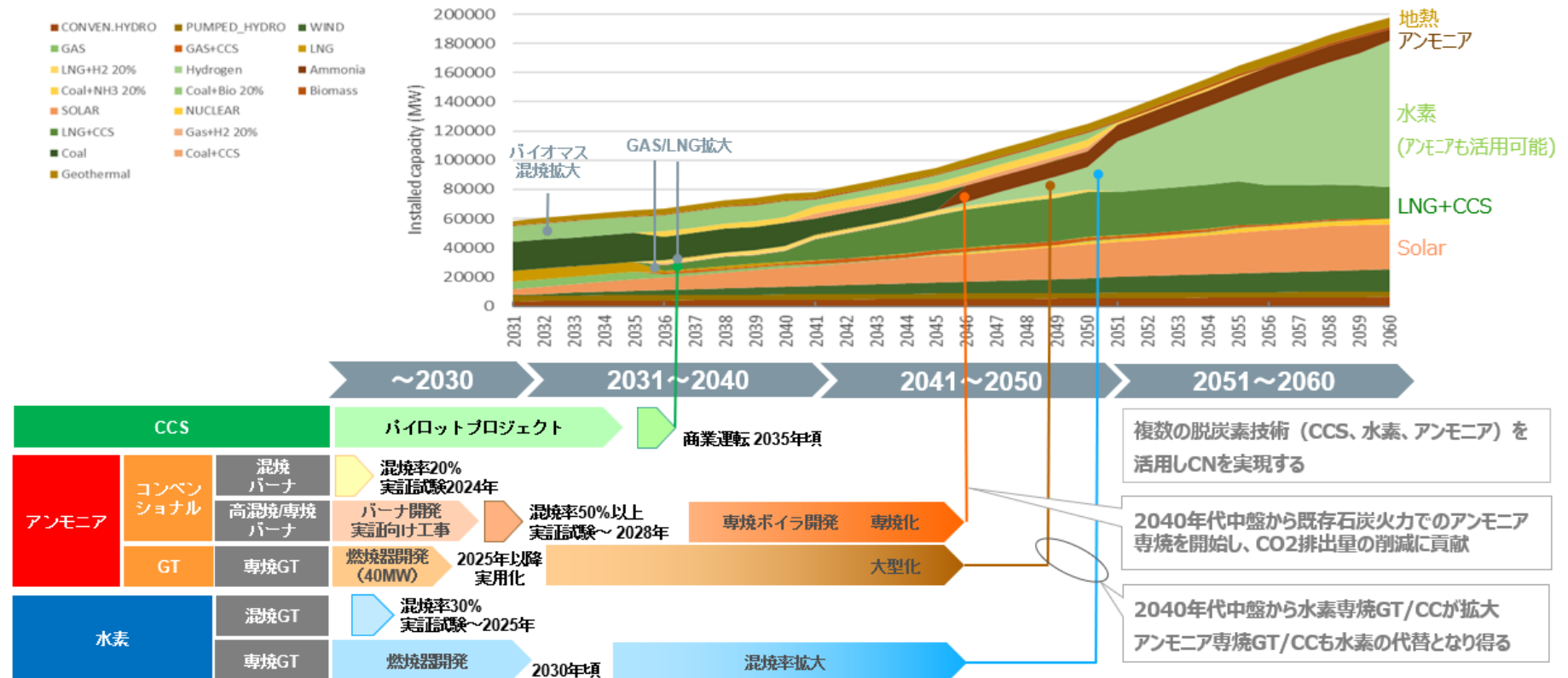
図 6 電源構成の推移

BAU シナリオでは、石炭火力と LNG 火力が中心であるが、脱炭素シナリオでは水素専焼火力が中心となっている。しかしながら、緩速ケースでは、水素専焼火力およびアンモニア専焼火力の導入時期が 2051 年であり、2050 年までは多くの石炭火力が残っている。

すべての脱炭素シナリオにおいて、2051 年以降水素火力が大きな割合を占めている。国内のガスが枯渇しつつある現状を考慮すると、国内で水素を製造することは徐々に難しくなり、多くは輸入に頼らざるを得ないと想定されている。燃料セキュリティという観点からは、一つの燃料に過度に依存していると、その燃料の供給が途絶した場合に、極端な電力不足を引き起こすことが懸念される。このため、輸入相手国の多様化を図るとともに、若干コストが高くなるとしても、他の燃料の導入も考慮する必要がある。特に、アンモニアについては、燃料価格は水素と同程度のレベルまで低減が可能であるため、アンモニアを GT で燃焼する技術開発の進捗状況によっては、燃料セキュリティを考慮して、アンモニア、水素、LNG（CCS 付き）を 3 つの主力燃料と位置づけ、適度な割合でポートフォリオを構成することが望まれる。

6 ロードマップ

火力脱炭素化技術のロードマップを以下に示す。



（出典：JICA 調査団）

図 7 火力脱炭素化技術のロードマップ

7 優先支援策の提案

(1) 既設石炭火力における混焼実施の支援

既設石炭火力における混焼実施の支援の実施プロジェクトとして、以下の3つのプロジェクトを提案する。

- 石炭火力発電所におけるアンモニア混焼 FS・実証試験
- 既設石炭火力発電所におけるバイオマス混焼の FS・実証試験
- 既設石炭火力における混焼の導入促進に向けた制度設計の支援

これらの3つのプロジェクトのスケジュールは以下の通りである。このうち、既設石炭火力発電所におけるバイオマス混焼の FS・実証試験は、PLN としても早急に実施する案件として位置付けており、早急に開始することが必要である。実証試験の実施を含む場合には、資金協力が必要となり、その規模に応じて、NEDO の国際実証事業等による協力が考えられる。

表 5 既設石炭火力における混焼実施の支援のスケジュール

実施項目	2022	2023	2024	2025
既設石炭火力における混焼実施の支援				
石炭火力発電所におけるアンモニア混焼FS・実証試験				
既設石炭火力発電所におけるバイオマス混焼のFS・実証試験				
既設石炭火力における混焼の導入促進に向けた制度設計の支援				

（出典：JICA 調査団）

(2) マスタープランの策定

マスタープランは長期的なビジョンであり、国の根幹をなす国家計画に組み込まれることになる重要な計画である。基本的には10年に1回程度策定を実施し、策定後はその計画に従って設備形成を進めていくことになる。このように、マスタープランの策定は、国家の基本計画を踏まえ、長期を見据えた計画を策定しておくことが必要であり、その策定を支援することは非常に有意義である。

マスタープランの策定プロジェクトとして、以下の5つのプロジェクトを提案する。

- アンモニアサプライチェーン全体の構築（マスタープラン）
- LNG マスタープランの策定
- インドネシア国内での CCS 導入マスタープラン策定
- 詳細な長期ビジョンの検討
- 系統計画マスタープランの策定

これらの5つのプロジェクトのスケジュールは以下の通りである。このうち、LNG マスタープランの策定と詳細な長期ビジョンの検討は、緊急性を有する支援策であり、早急に開始することが必要である。

表 6 マスタープラン策定のスケジュール

実施項目	2022	2023	2024	2025
マスタープランの策定				
アンモニアサプライチェーン全体の構築（マスタープラン）				
LNGマスタープランの策定				
インドネシア国内でのCCS導入マスタープラン策定				
詳細な長期ビジョンの検討				
系統計画マスタープランの策定				

（出典：JICA 調査団）

(3) 技術協力プロジェクト

技術協力プロジェクトとして、以下の3つのプロジェクトを提案する。

- 地熱開発における技術的リスクの低減・回避策の検討
- 再生可能エネルギーのポテンシャルレビュー
- 系統接続条件への反映（グリッドコードの見直し）

これらの3つのプロジェクトのスケジュールは以下の通りである。基本的には、緊急性を有する支援策であり、早急に開始することが必要である。

表 7 技術協力プロジェクトのスケジュール

実施項目	2022	2023	2024	2025
技術協力プロジェクト				
地熱開発における技術的リスクの低減・回避策の検討				
再生可能エネルギーのポテンシャルレビュー				
系統接続条件への反映（グリッドコードの見直し）				

（出典：JICA 調査団）