

東南アジア諸国の気候変動政策 とインドネシアの取り組み

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構

2021年11月18日

石炭開発部 佐藤 譲

免責事項

本資料は石油天然ガス・金属鉱物資源機構（以下「機構」）が信頼できると判断した各種資料に基づいて作成されていますが、機構は本資料に含まれるデータおよび情報の正確性又は完全性を保証するものではありません。

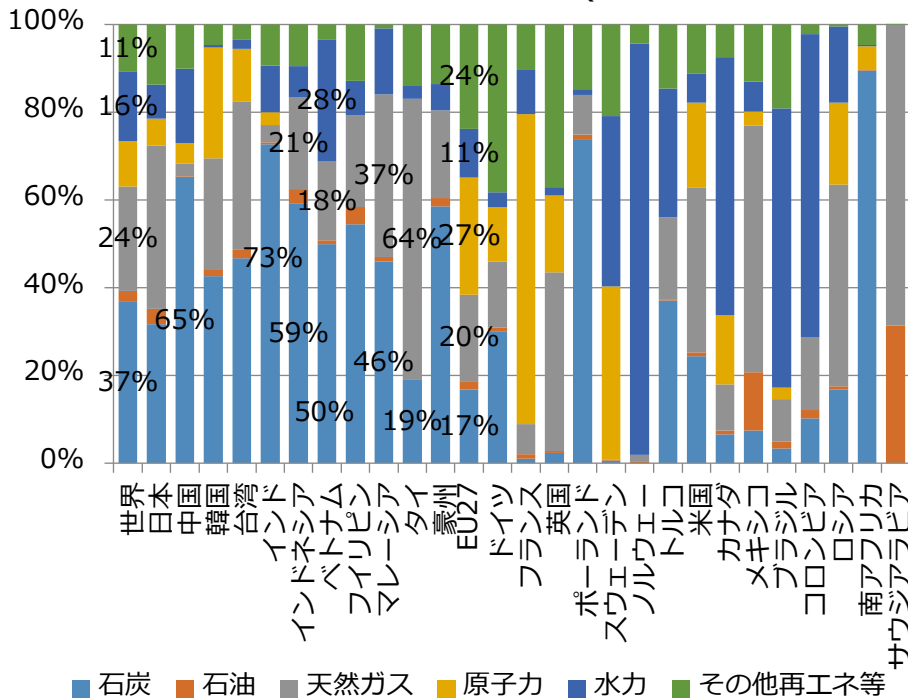
また、本資料は読者への一般的な情報提供を目的としたものであり、何らかの投資等に関する特定のアドバイスの提供を目的としたものではありません。したがって、機構は本資料に依拠して行われた投資等の結果については一切責任を負いません。なお、本資料の図表類等を引用等する場合には、機構資料からの引用である旨を明示してくださいようお願い申し上げます。

1. 主要国の発電電力量の構成比
2. 東南アジアの気候変動政策
3. 東南アジアにおけるカーボンニュートラル政策動向
4. 東南アジアの電力需要見通し
5. インドネシアの電源開発計画と気候変動政策
6. まとめ

- 近年の東南アジアにおける急速な経済発展は、エネルギー需要を大きく拡大させており、世界的にみても東南アジアが占める需要の割合は大きい。
- 東南アジア諸国は、低炭素経済を目指す世界的な動きに配慮しつつ経済成長に必要なエネルギー供給を図らねばならないという大きな課題に直面している。
- 本レポートでは、東南アジア（タイ、マレーシア、ベトナム、インドネシア）の気候変動政策と発電電力量の見通しを概観した後、石炭供給国であり、国内電力市場における石炭の役割が大きいインドネシアの気候変動政策および電源開発計画について解説する。

1. 主要国の発電電力量の構成比

主要国の電源構成(2019年)



- EU27カ国平均では、石炭の比率が17%で、減少傾向。石炭以外では、天然ガス20%、原子力27%、再エネ35%を占めている。
- 中国とインドの石炭の比率はそれぞれ、65%、73%と依然、石炭火力への依存は高い。
- インドネシアでは石炭の比率が59%を占め、次いで天然ガスが21%を占めている。
- ベトナムでは、従来水力がメインであったが2000年代に入り石炭及び天然ガスの割合が増加。2019年の発電電力量の比率は石炭が50%、天然ガスが18%まで上昇。一方、水力の発電電力量の比率は28%まで低下。
- マレーシアでは、1990年代以降は天然ガスの比率が上昇したものの、2000年に入ると石炭の利用が増加。2019年は、石炭が46%、天然ガスが37%を占め、石炭の比率が天然ガスを上回っている。
- タイでは天然ガスの比率が高く、2019年は天然ガスが64%を占め、石炭は19%を占めている。
- 欧州諸国を中心に脱炭素の動きが加速する中、東南アジアでは、中国やインドとともに、依然、石炭火力が主力を占めている。

2. 東南アジアの気候変動政策

いずれの国も再生可能エネルギーの活用に積極的な計画を打ち出している

- **タイ**
 - 国家エネルギー政策評議会にて「**国家エネルギー計画枠組み**」を承認(2021年8月)
 - 2065年から2070年までに、クリーンエネルギーへの段階的移行とカーボンニュートラル達成を目指す計画を新たに打ち出す。再生可能エネルギーが現在の発電部門の主力である天然ガスに取って代わる計画。
- **マレーシア**
 - 国家中期計画である「**第12次マレーシア計画 (2021~2025年)**」を発表(2021年9月)
 - 2050年までのカーボンニュートラル達成を公約に掲げる。新規の石炭火力発電所建設の凍結を計画。再エネやバイオエネルギーがマレーシアの総設備容量の31%に到達することを目標として掲げる。
- **ベトナム**
 - 2030年までの国のエネルギー政策の指針となる**第8次国家電カマスタープランの草案を公表(2021年2月)**
 - 積極的な再エネ開発と同時に石炭火力発電も継続する方針を示している。
- **インドネシア**
 - 「**Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050**」を公表(2021年7月)
 - 今後30年間、国内の電力の大部分を石炭火力で賄うとしているが、カーボンニュートラルの達成時期を従来の発表より10年早い2060年に前倒ししている。
 - 「**Electricity Supply Business Plan(RUPTL 2021-2030)**」を発表 (2021年9月)
 - カーボンニュートラル達成のため、バイオマス混焼の実施、CCUS/CCS (炭素回収・利用・貯蔵) や水素の利用など、低炭素燃料やクリーンな発電技術への移行を進める計画。

3. 東南アジアにおけるカーボンニュートラル政策動向

ASEAN エネルギーセンター (ACE) の報告

- 2020年11月に第38回ASEANエネルギー大臣会合 (AMEM) を開催し「APAECフェーズII : 2021-2025」を承認。APAECフェーズI(2016-2020)の計画では、超臨界(SC)および超々臨界(USC)石炭火力発電所で構成される10GWの石炭火力発電の追加設備容量が導入。
- APAECフェーズIIでは、APAECフェーズIの結果を踏まえ、ASEAN地域のエネルギー移行計画において、石炭が新たな役割を果たすことが期待されている。カーボンリサイクル促進イニシアティブとして、各国大臣は、脱炭素化、回復、及び経済成長の目標に資する二酸化炭素回収・利用・貯蔵(CCUS)とカーボンリサイクルの重要性に着目。

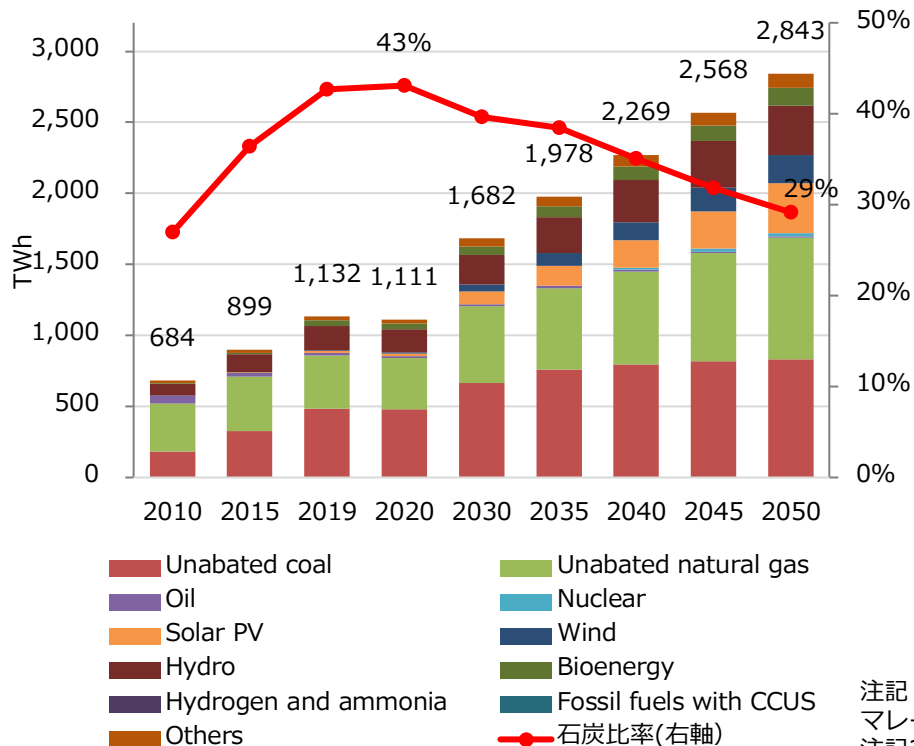
一方、米国のシンクタンク「全米アジア研究所 (NBR)」の報告によると、各国において、水素エネルギーに係る政策は未着手か芽出しの(限定的な)段階と推察される。

- NBRによると、過去2年間の「東アジア・アセアン経済研究センター (ERIA)」の調査にて、東アジアの水素エネルギー市場に大きなポテンシャルを見出しているものの、**ASEAN地域では、水素が代替燃料として正式に政策課題に加わっていない。**
- 水素開発ロードマップや水素の研究開発、水素開発と導入を促進するための投資政策の策定が今後の課題。

文献 : NBR(The National Bureau of Asian Research), "The Role of Hydrogen in ASEAN's Clean Energy Future, August 2021"

4. 東南アジアの電力需要見通し

東南アジアの電力需要見通し (STEPS)

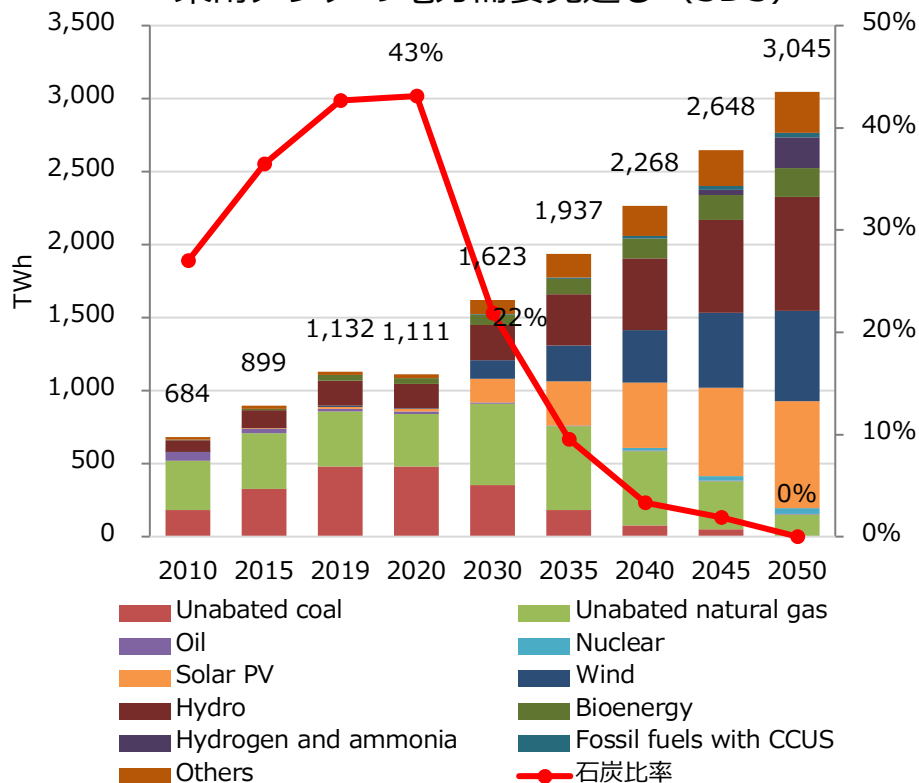


- STEPSによると、東南アジアの発電量は2020年から2050年にかけて2.5倍に増加し、2050年には2,843TWhに達すると予測。
- 一方、CO₂削減策がない場合の石炭火力のシェアは、再エネ（太陽光、風力、水力）やバイオエネルギーの増加により、2020年の43%をピークに低下し、2050年には29%となる見通し。
- 水素やアンモニア発電、CCUS技術を導入した化石燃料による発電量は、今後30年間の見通しがなく、2050年時点ではゼロとされている。

注記1：東南アジアは、ASEAN加盟国（ブルネイ、カンボジア、インドネシア、ラオス、マレーシア、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナム）の合計
 注記2：発電量(Unabated coalはCO₂削減策なしの石炭火力、Unabated natural gasはCO₂削減策なしのガス火力と仮訳)

4. 東南アジアの電力需要見通し

東南アジアの電力需要見通し (SDS)



- SDSによると、東南アジアの発電量は2020年から2050年にかけて2.7倍に増加し、2050年には、3,045TWhに達すると予測。
- 一方、CO2削減策がない場合の石炭火力のシェアは、再エネ（太陽光、風力、水力）やバイオエネルギーの増加により、2020年の43%をピークに低下し、2030年には22%、2050年にはゼロとなる見通し。
- 水素やアンモニア発電は2045年から導入が始まり、2050年には213TWhとなる。また、CCUS技術を導入した化石燃料による発電は、2030年から導入が始まり、2050年には28TWhとなる見通し。
- STEPS、SDSの両シナリオともに、発電量は大きく増加していくことが見通されている。一方、SDSが示すように、パリ協定の達成のためには、再エネやバイオエネルギーのほか、水素やアンモニア発電、CCUS技術といった発電技術の導入により、石炭火力による発電量の割合を大幅に減少させていくことが期待されている。

5. インドネシアの電源開発計画と気候変動政策

インドネシアの発電設備増設計画(2021-2030)

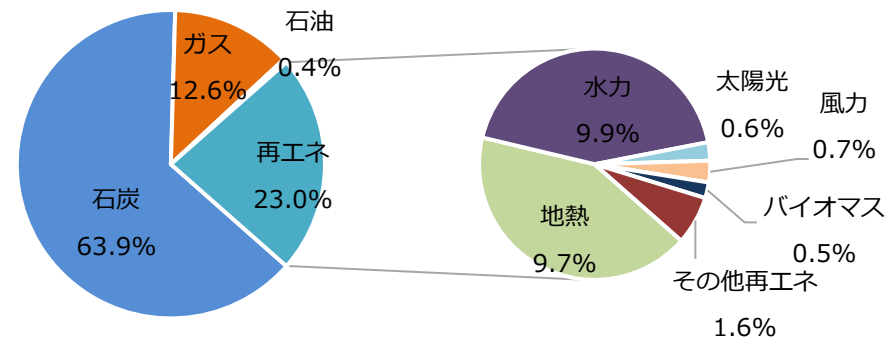
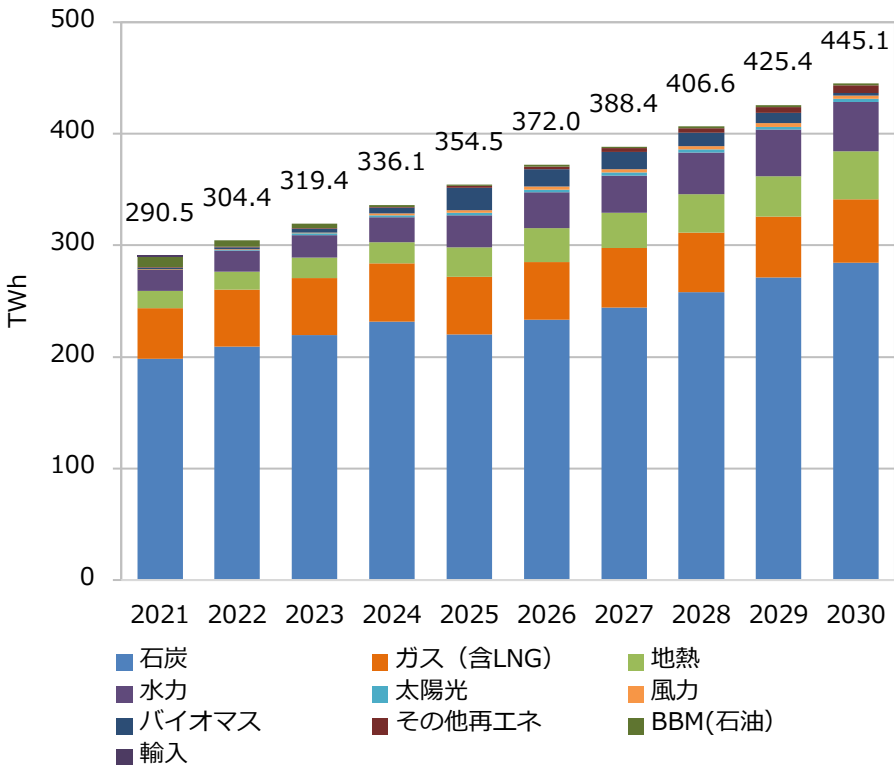
	2020年実績 (MW)		RUPTL2021-2030 (MW)		2030年計画 (MW)	
	容量	比率	容量	比率	容量	比率
石炭	31,952	50.4%	13,819	34.1%	44,726	45.1%
ガス	23,438	37.0%	5,828	14.4%	25,613	25.8%
水力	5,174	8.2%	10,390	25.6%	15,565	15.7%
地熱	2,443	3.9%	3,355	8.3%	5,798	5.8%
太陽光			4,680	11.5%	4,680	4.7%
その他再エネ	329	0.5%	1,487	3.7%	1,816	1.8%
再エネベース			1,010	2.5%	1,010	1.0%
計	63,336	100%	40,569	100%	99,208	100%
化石燃料	55,390	87.5%	19,647	48.4%	70,339	70.9%
再エネ	7,946	12.5%	20,922	51.6%	28,869	29.1%
計	63,336	100.0%	40,569	100.0%	99,208	100.0%

- インドネシアの2020年の発電設備容量を見ると、全体で63.3GW。そのうち、化石燃料が55.4GWと全体の87.4%(石炭:50.4%、ガス37.0%)を占め、再エネが7.9GWと全体の12.5%を占めている。
- 2021年から2030年の間に追加する発電所の設備容量は40.6GW。そのうち、化石燃料が19.6GW(石炭:34.1%、ガス14.4%)と全体の48.4%を占め、再エネが20.9GWと全体の51.6%を占めている。
- 2030年に計画している発電設備容量を見ると、全体で99.2GWとなり、そのうち、化石燃料が70.3GWと全体の70.9%(石炭:45.1%、ガス:25.8%)を占め、再エネ28.9GWと全体の29.1%を占めている。
- 2020年と比較して、再エネの比率が16.6%上昇するのに対して、化石燃料の比率は70.9%(石炭:45.1%、ガス25.8%)と16.6%低下する計画。
- 2030年までの今後10年間で、石炭火力、ガス火力の稼働終了、リタイアは4.7GWを予定している。

5. インドネシアの電源開発計画と気候変動政策

インドネシアの発電量の推移(Optimisシナリオ)

石炭、ガス(含LNG)、再エネの2030年の電源構成(Optimisシナリオ)

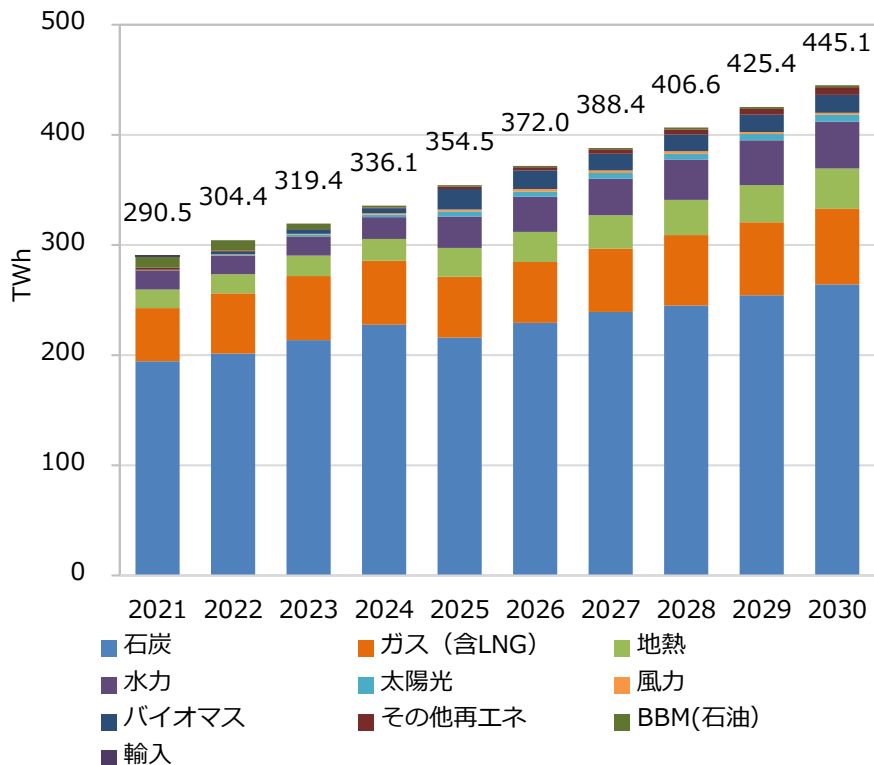


出所 : Electricity Supply Business Plan (RUPTL2021-2030)

- RUPTL(2021-2030)に示すOptimisシナリオによると、発電電力量は2021年の290.5TWhから2030年には445.1TWhとなり、1.53 倍に増加すると予測。
- 2021年と2030年の電源構成を比較すると、再エネ（バイオマス含む）の比率は 10.4%上昇。一方、石炭、ガス（LNG含む）の比率は、それぞれ4.3%、3.1%低下すると予測。

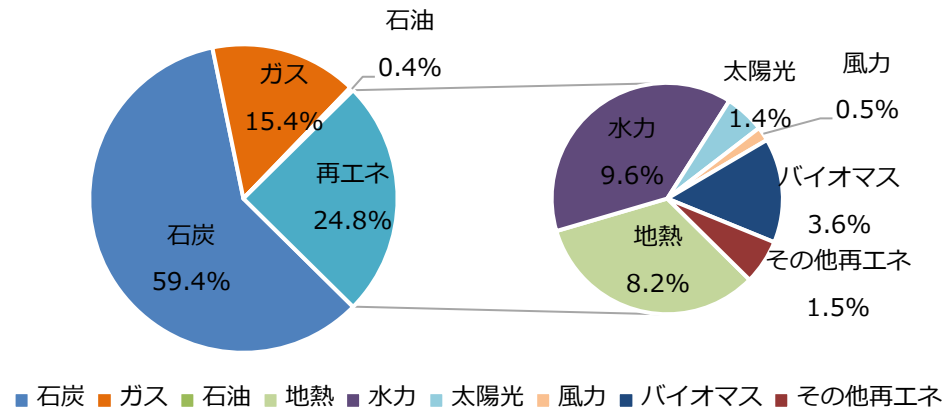
5. インドネシアの電源開発計画と気候変動政策

インドネシアの発電量の推移 (Moderatシナリオ)



出所 : Electricity Supply Business Plan (RUPTL2021-2030)

石炭、ガス(含LNG)、再エネの2030年の電源構成(Moderatシナリオ)



出所 : Electricity Supply Business Plan (RUPTL2021-2030)

- RUPTL(2021-2030)に示すModeratシナリオによると、Optimisシナリオと同様、2030年には445.1TWhに増加すると予測。
- 2021年と2030年の電源構成を比較すると、再エネ（バイオマスを含む）の比率は12.2%上昇する一方、石炭、ガス（LNG含む）の比率は、それぞれ7.6%、1.2%低下すると予測。
- Optimisシナリオ、及びModeratシナリオともに、今後10年間で、再エネの発電量に占める割合は増加するものの、石炭は両シナリオともに発電量の約6割を占め、石炭火力発電は今後も重要な役割を果たすと言える。

5. インドネシアの電源開発計画と気候変動政策

石炭火力へのバイオマス混焼計画

	石炭火力		バイオマス	廃棄物ペレット
	箇所	MW	(百万トン/年)	(百万トン/年)
スマトラ	13	2,315	2.82	0.122
ジャワ	16	14,845	2.73	0.693
カリマンタン	10	979	1.16	0.053
スラウエシ	6	478	0.77	0.026
パプア・マルク	3	41	0.17	0.002
ヌサテウンガラ	4	237	0.4	0.0136
計	52	18,895	8.05	0.9096

- RUPTL(2021-2030)によると、再エネの促進戦略の一環として、石炭火力へのバイオマス、及び廃棄物の混焼が具体的な施策として位置付けられており、既存の石炭火力へのバイオマスの混焼率を今後、10-20%に引き上げる計画。
- インドネシアの国営電力会社PLNは5%のバイオマスの混焼試験を、52ヶ所ある石炭火力発電所のうち32ヶ所で既に実施済み(2021年7月時点)であり、今後、52の全発電所に拡張する計画。
- バイオマス混焼のデメリットとして、バイオマスの安定した供給体制が構築されるまでには時間を要する点や混焼すると発電コストが高くなる点、バイオマス混焼発電プラントへの投資費用がかかることがRUPTLにて、指摘されている。発電効率を上げ、コストを抑えていくことが、今後の課題。

6.まとめ

- ▶ 東南アジア全体としては、カーボンニュートラルの一環としての水素やアンモニアに係る政策の足並みがそろっているとは言えないものの、脱炭素化政策には前向きであり、各国のエネルギー事情に鑑みて今後の政策動向を注視していくことが必要である。
- ▶ インドネシアでは、既存の石炭火力発電を利用したバイオマス混焼試験の拡張が進んでいる。具体的には、インドネシアの国営電力会社PLNはPT Rezeki Perkasa Sejahtera Lestari社と共同にて、西Kalimantan州にて最初のバイオマス発電所(Siantan)の商業運転を2018年4月に開始している。また、CCUS/CCSや水素の利用など、低炭素燃料やクリーンな発電技術への移行も期待されている。
- ▶ 日本政府は、低炭素、脱炭素の政策的取組の一環として、再生可能エネルギーの主力電源化や、非効率な石炭火力発電の休廃止、水素・アンモニア混焼、CCUSの商用化等を進めている。日本政府の2020年12月に公表したインフラシステム海外展開戦略2025によると、相手国のニーズを深く理解した上で、再生可能エネルギーや水素、エネルギーマネージメント技術、CCUS/カーボンリサイクル等も含めたCO2排出削減に資する政策の策定支援を行うとしており、我が国の東南アジアへの技術支援の役割も大きくなると考えられる。