



自然エネルギー財団
RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

自然エネルギーが 東南アジアの未来を拓く

2023年9月





自然エネルギー財団

RENEWABLE ENERGY INSTITUTE

本報告書は Renewable Energy Institute, Renewable Energy: The Top-Priority for Southeast Asia to Fully Blossom (Tokyo: REI, 2023), (2023年9月5日公表) の日本語訳です。

著者

ロマン・ジスラー 上級研究員

日本語訳

大久保 ゆり 上級研究員

謝辞

本報告書を作成するにあたり、ブルームバーグ NEF にエネルギー投資に関する経済データの使用許可をいただきました。深く感謝致します。また、ベトナムの新しい電力セクター政策に関する貴重な洞察を提供して頂いた Apala Group、特にトラン・ブイ氏に感謝致します。

著作権 © 2023 自然エネルギー財団

免責事項

本レポートに記載した情報の正確性については万全を期しておりますが、自然エネルギー財団は本レポートの情報の利用によって利用者等に何らかの損害が発生したとしても、かかる損害については一切の責任を負うものではありません。

公益財団法人 自然エネルギー財団とは

自然エネルギー財団は、東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を受けて、孫正義（ソフトバンクグループ代表）を設立者・会長として 2011 年 8 月に設立されました。安心・安全で豊かな社会の実現には自然エネルギーの普及が不可欠であるという信念から、自然エネルギーを基盤とした社会を構築することを目的として活動しています。

目次

| | |
|---------------------------------|-----------|
| はじめに | 1 |
| 第1章 自然エネルギーの大きな可能性 | 2 |
| 1) 自然エネルギー導入の概要 | 2 |
| 2) 豊富にあるほとんど手つかずの自然エネルギーのポテンシャル | 4 |
| 3) 自然エネルギーは石炭やガスに対してコスト競争力がある | 10 |
| 4) 自然エネルギーの拡大に向けて | 12 |
| 5) 太陽光発電製造において果たせる世界的リーダーシップ | 14 |
| 第2章 自然エネルギー成長加速のための4つの課題 | 16 |
| 1) 中期の脱炭素政策の強化 | 16 |
| 2) 石炭火力発電のロックイン回避 | 20 |
| 3) 電力システム改革の推進 | 23 |
| 4) 国際的な電力網の拡大 | 26 |
| おわりに | 29 |

東南アジア地図



図表一覧

| | |
|--|----|
| 図表 1：東南アジアの自然エネルギー累積設備容量 2010-2022 | 2 |
| 図表 2：東南アジアの国別自然エネルギー累積設備容量 2022 | 3 |
| 図表 3：東南アジアの発電ミックス 2021 (%) | 3 |
| 図表 4：東南アジアの国別発電ミックス 2021 | 4 |
| 図表 5：東南アジアの国別太陽光発電ポテンシャル \$50-150/MWh - 設置容量 | 5 |
| 図表 6：東南アジアの国別太陽光発電ポテンシャル \$50-150/MWh - 発電量 | 6 |
| 図表 7：東南アジアの陸上風力発電の国別ポテンシャル \$40-150/MWh- 設置容量 | 7 |
| 図表 8：東南アジアの陸上風力発電の国別ポテンシャル \$40-150/MWh - 発電量 | 7 |
| 図表 9：東南アジアの洋上風力、水力、バイオマス、地熱の国別ポテンシャル | 8 |
| 図表 10：東南アジア平均風速マップ | 9 |
| 図表 11：東南アジアにおける新規太陽光発電と新規石炭の平均ベンチマーク LCOE 2014-2022 下半期 | 10 |
| 図表 12：東南アジアの特定国における新しい電力技術の LCOE 2022 下期 | 11 |
| 図表 13：東南アジアの発電ミックス予測 | 13 |
| 図表 14：国別太陽光発電結晶シリコンセル生産能力 2023(%) | 14 |
| 図表 15：国別太陽光発電モジュール生産能力 2023(%) | 15 |
| 図表 16：インドネシアとフィリピンの発電ミックスと中期目標 2021 | 17 |
| 図表 17：マレーシア、タイ、ベトナムの設備容量ミックスと中期目標 2021 | 18 |
| 図表 18：タイの FIT 割当量（自然エネルギー技術別、運転開始年別） | 19 |
| 図表 19：東南アジアの石炭火力発電容量の現状 2022 (GW) | 21 |
| 図表 20：東南アジアの国別石炭火力発電容量状況 2022 | 21 |
| 図表 21：東南アジア諸国の電力システム構造概要 | 24 |
| 図表 22：東南アジアの消費者タイプ別・国別平均小売電気料金 2021 | 25 |
| 図表 23：東南アジアの国別電力純輸出 2020 | 27 |
| 図表 24：東南アジアの国際送電網相互接続プロジェクト（2022 年 5 月現在） | 28 |

テーブル一覧

| | |
|---|----|
| 表 1：東南アジアの最近のエネルギー見通しから選択した脱炭素化シナリオ | 12 |
| 表 2：東南アジア諸国におけるカーボンニュートラルとネットゼロエミッション目標 | 16 |
| 表 3：東南アジア諸国における企業のクリーン電力調達オプション | 25 |

| | |
|------|----|
| 略語一覧 | 30 |
|------|----|

| | |
|------|----|
| 参考資料 | 31 |
|------|----|

はじめに

東南アジアは、ブルネイ、カンボジア、インドネシア、ラオス、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナムの10カ国が含まれる非常にダイナミックに成長している地域である。2010年以降、東南アジアの人口は13%増加¹、国内総生産は55%増加²した。こうした人口動態と経済発展の結果、この地域のエネルギー消費量は26%増加した³。このエネルギー消費増加の半分は、電力部門によるものである。

過去10年間、石炭火力は東南アジアの発電量増加分の70%を賄い、大きな役割を果たした⁴。2021年には、同地域の電力に石炭火力が占める割合は44%に達し、2010年の27%から大幅に増加した。

しかし、化石燃料の中でも最も汚染度の高い石炭火力に過度に依存することは、環境的に持続不可能である。カンボジア、ミャンマー、フィリピン、タイ、ベトナムなど、東南アジアの半分が気候変動に対して世界で最も脆弱な上位15カ国にランクインしているのだからなおさらである⁵。

さらに、インドネシアとラオスを除いた東南アジア諸国は、石炭の消費量が生産量を上回っている⁶。石炭を輸入に頼るということは、エネルギー安全保障上の弱点である。

石炭火力発電は、このように環境とエネルギー安全保障の二重の危機を引き起こし、地域の豊かな未来を危うくしている。この危機を克服するためには、クリーンで国産の自然エネルギー電力が最も重要な供給側の解決策であるということについては様々な国の将来シナリオモデルでもコンセンサスがある。自然エネルギーは経済的にも技術的にも容易に利用可能であるため「つなぎ燃料」の役割をガスが果たす必要はない。さらに言えば、ガスは環境汚染のもうひとつの原因であり、東南アジアの3大ガス生産国、インドネシア、マレーシア、タイでは確認埋蔵量が20年未満と見積もられているため、将来的な貢献は限られている⁷。つまり、自然エネルギー電力が石炭とガスの両方にとって代わるということだ。

本レポートでは、まず電力部門に焦点を当て、東南アジアにおける自然エネルギーの大きな可能性を探る。これまでの自然エネルギーの発展状況、さらに発展できる潜在力の高さ、石炭やガスに対しての優れたコスト競争力、自然エネルギーシェアの予測、太陽光発電製造における世界的なリーダーシップなどを取り上げている。

次に、本レポートは、東南アジアにおける自然エネルギーの加速的成長を阻害している4つの主要な課題、すなわち、弱い中期的脱炭素化政策、石炭火力発電のロックイン、不完全な電力システム改革、国際的な電力網を取り上げている。

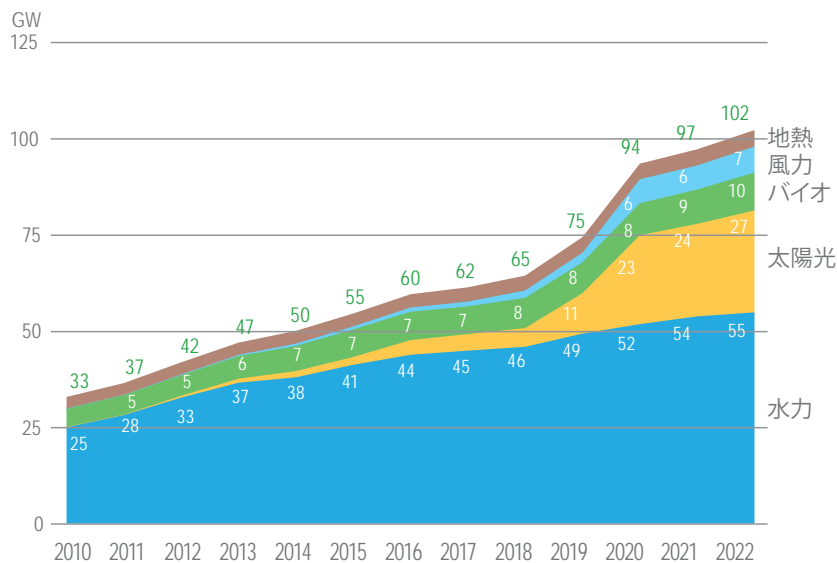
日本は東南アジアにおいて自然エネルギーを支持する確かな証拠があるにもかかわらず、その限界ばかりを指摘してこの地域に火力発電を推進し続けようとしている。本レポートが、この地域の自然エネルギー転換の状況や今後の可能性、世界的な脱炭素社会への流れを見極め、的確な政策判断、投融資判断をすることへの一助になることを願う。

自然エネルギーの大きな可能性

1) 自然エネルギー導入の概要

東南アジアでは、自然エネルギーの発展がすでに始まっている。実際、2010年から2022年の間に、自然エネルギーの累積設備容量は33GWから102GWへと3倍以上に増加した（図表1）。この成長の80%以上は、水力と太陽光という2つの技術が占める。この成長の結果、この地域の自然エネルギーの累積設備容量は、石炭火力の累積設備容量100GWに対して102GWと、石炭火力を上回るようになった⁸。

図表1：東南アジアの自然エネルギー累積設備容量 2010-2022

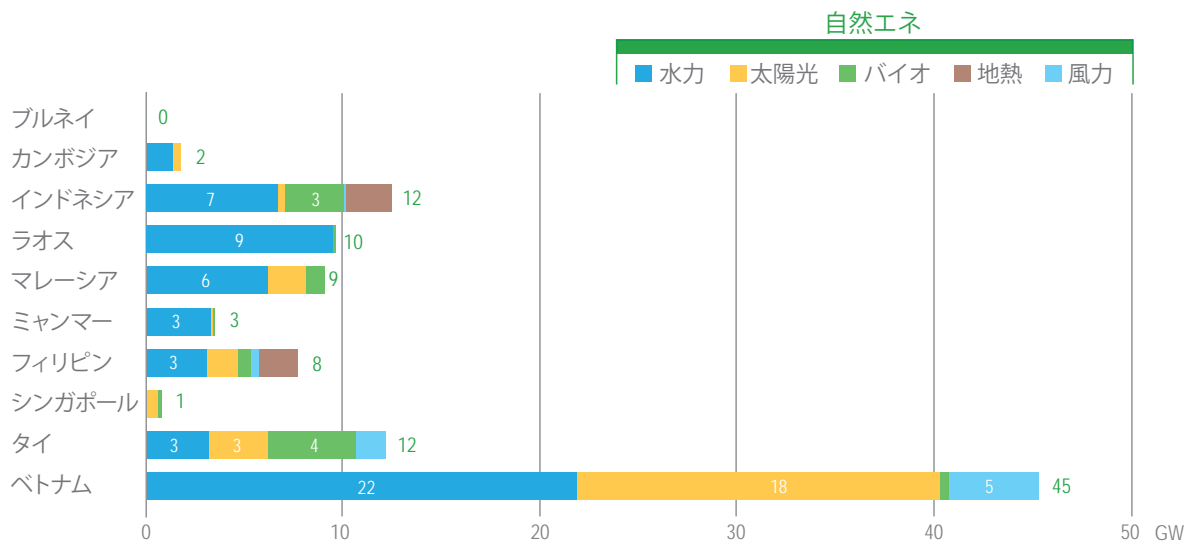


注：5GW未満の容量は見やすさのため表示されていない。

出典：国際再生可能エネルギー機関 (IRENA)、再生可能エネルギー設備容量統計 2020 (2020年3月)、2021 (2021年4月)、2022 (2022年4月)、2023 (2023年3月)。

各国の状況を詳しく見ると、自然エネルギーの進展は東南アジア全体で不均一であることがわかる。実際、2022年時点では、この地域の自然エネルギー累積設備容量の44%が、たった1カ国に集中している：ベトナムである（図表2）。他の国々と比べて、ベトナムは特に太陽光発電の成長で際立っている。ベトナムでの太陽光発電の目覚ましい成長は、2017年に導入された固定価格買取制度 (FIT) のおかげである。

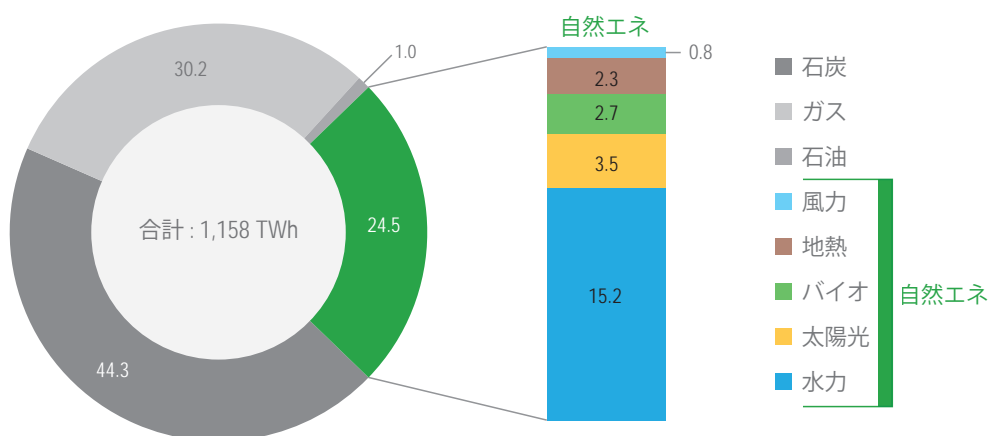
図表 2：東南アジアの国別自然エネルギー累積設備容量 2022



注：3GW 未満の容量は見やすさのため表示されていない。
 出典：IRENA、再生可能エネルギー設備容量統計 2023（2023 年 3 月）

自然エネルギー技術は一般に、例えば石炭発電所のように、化石燃料発電所よりも設備利用率が低い。そのため、設備容量の面では心強い進捗が見られるものの、2021 年の東南アジアの発電構成に占める自然エネルギーの割合はわずか 4 分の 1 に過ぎない（図表 3）。2010 年と比較すると、これは 7% の増加である。

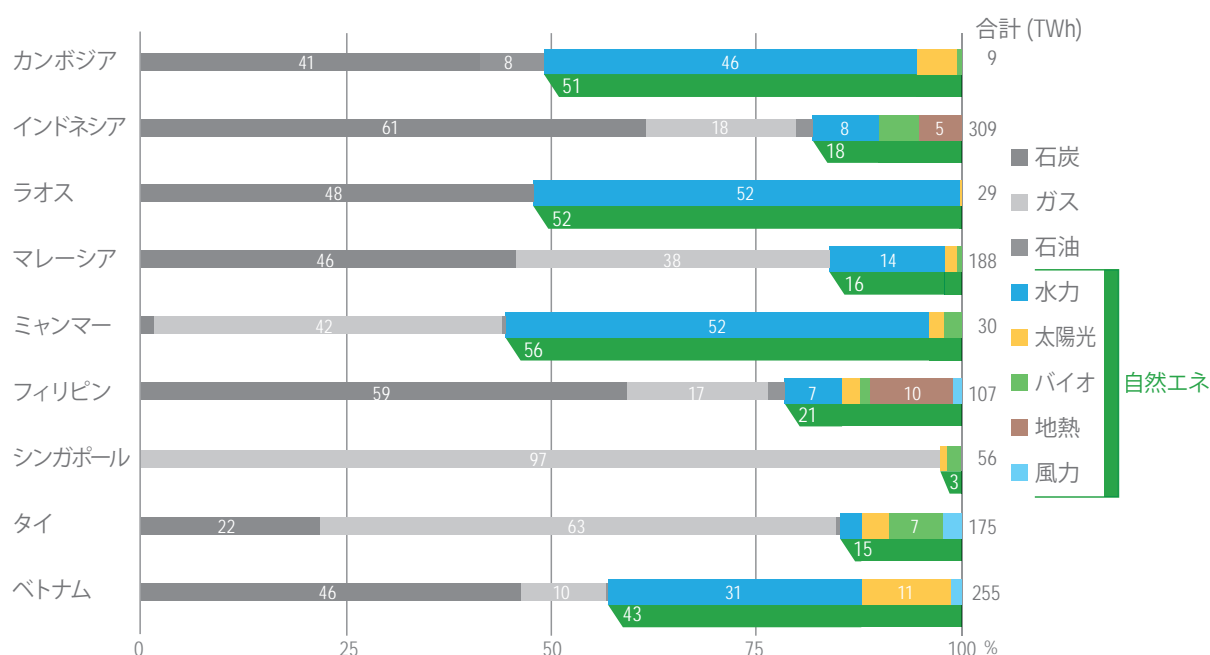
図表 3：東南アジアの電源構成 2021 (%)



注：2021 年のブルネイのデータはない。2020 年のブルネイの発電量は約 6 TWh で、主に化石燃料由来であった。
 出典：BloombergNEF, Southeast Asia Country Profiles (accessed June 2, 2023)

より詳細には、東南アジア諸国の電源構成に占める自然エネルギーの割合は、シンガポールの5%未満から、カンボジア、ラオス、ミャンマーの約50～55%の間であった（図表4）。太陽光発電のシェアは11%で、ベトナムは太陽光の普及率で世界のトップクラスにある。地熱発電のシェアは10%で、フィリピンも同様である。

図表4：東南アジアの国別電源構成 2021



注：5%未満のシェアは表示していない。2021年のブルネイのデータはない。2020年のブルネイの発電量は約6 TWhで、主に化石燃料由来であった。

出典：BloombergNEF, Southeast Asia Country Profiles (2023年6月2日閲覧)

2) 豊富にあるほとんど手つかずの自然エネルギーのポテンシャル

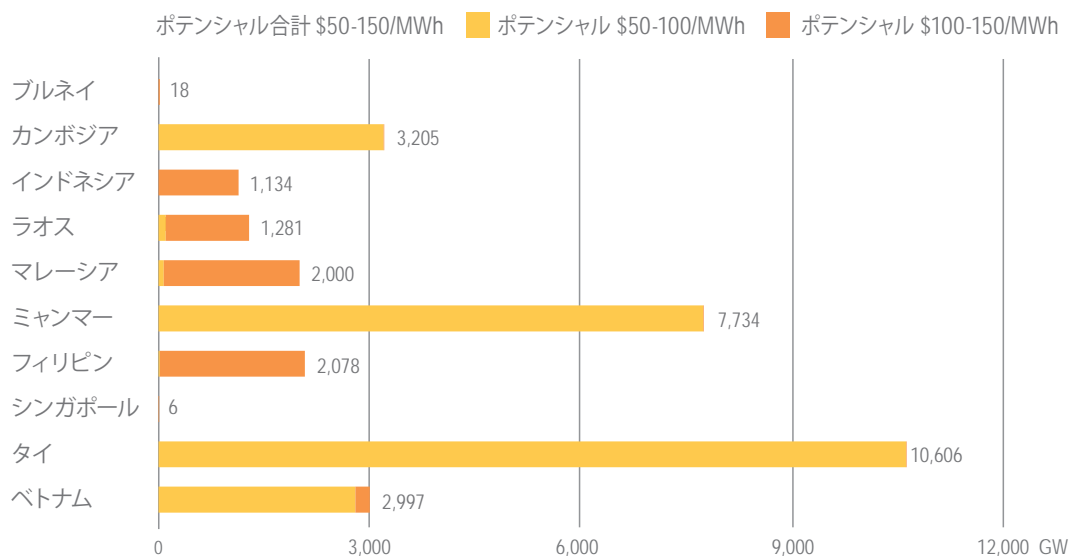
さまざまな試算によれば、東南アジアの自然エネルギーの潜在力は素晴らしく、現在の総発電量1,158TWhを何倍も上回っている。

本セクションでは、主に太陽光発電と陸上風力発電のポテンシャルに焦点を当てる。また、洋上風力発電、水力発電、バイオマス発電、地熱発電のポテンシャルに関する情報も提供しているが、これらはデータの量と質が限られているに留意する必要がある。

2020年に発表された米国国立再生可能エネルギー研究所（NREL）によるかなり保守的な試算（つまり、潜在的なポテンシャルを含まない最近の試算では、以下に示す試算よりも低いコスト水準が示されている - 次項参照）でも、東南アジアの太陽光発電の潜在性は莫大である。これには、経済的にかなり競争力のある50～100ドル/MWhのコストで36,000TWh以上を発電できる25,000GW近くが含まれる。2021年に東南アジア全域で太陽光発電がわずか41TWhであったことを考えると、この地域の豊富な太陽光発電のポテンシャルがほとんど未開拓であることは明らかである。

ポテンシャルの大きさについては地域によって異なっている。具体的には、タイ、ミャンマー、カンボジア、ベトナムが太陽光発電のポテンシャルが最も高い（コスト競争力のある資源が豊富にある）国である（図表5、6）。その他の国々では、太陽光発電の設置コストと運転・保守コストの削減を追求し、大きなポテンシャルを経済的に最大限に活用する必要がある。

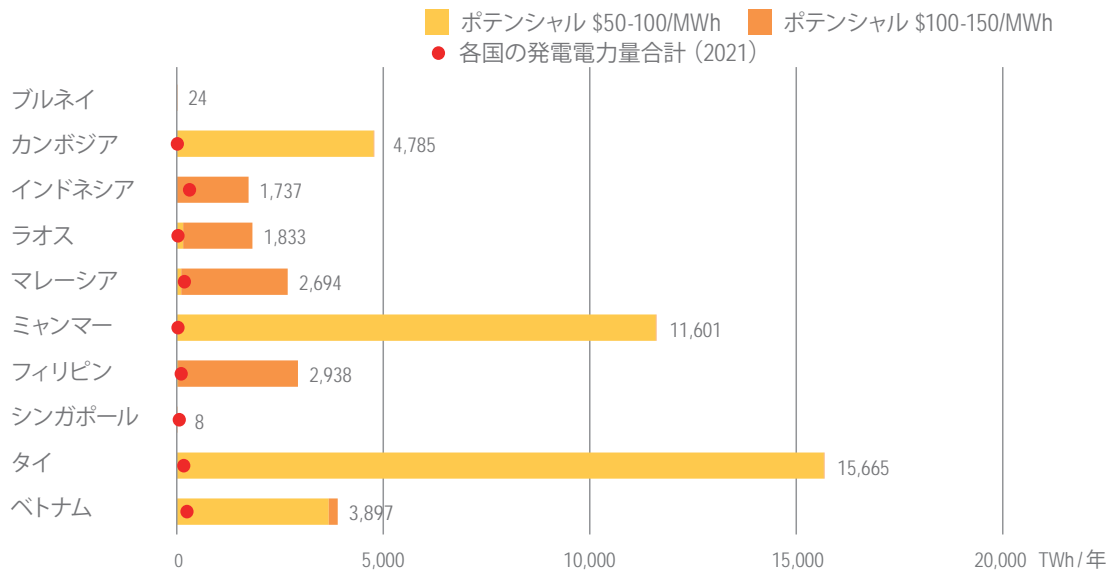
図表5：東南アジアの国別太陽光発電ポテンシャル \$50-150/MWh（設置容量）



注：「中程度」と「都市部」のシナリオを合算。

出典：National Renewable Energy Laboratory (NREL), *Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries: A Geospatial Analysis of the Levelized Cost of Energy of Utility-Scale Wind and Solar Photovoltaics* (2020年6月)

図表 6：東南アジアの国別太陽光発電ポテンシャル \$50-150/MWh (発電量)



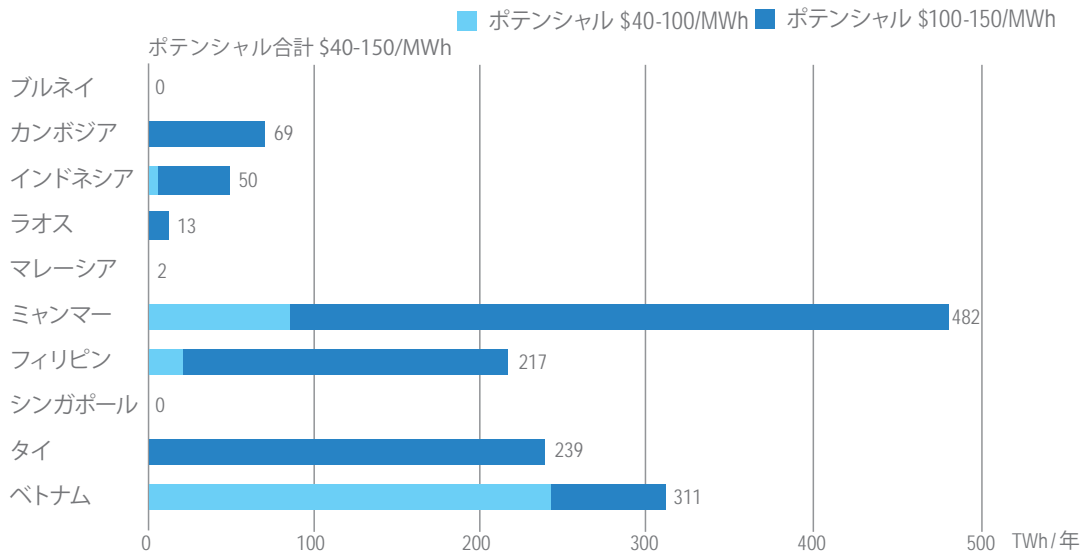
注：「中程度」と「都市部」のシナリオを合算。2021年のブルネイの発電量はデータがない。2020年のブルネイの発電量は約6 TWh、基本的に化石燃料由来であった。

出典：NREL, *Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries : A Geospatial Analysis of the Levelized Cost of Energy of Utility-Scale Wind and Solar Photovoltaics* (2020年6月)

NRELの試算によれば、東南アジアの陸上風力発電のポテンシャルも高く、約1400GWで2,500TWh以上を40～150ドル/MWhのコストで発電できる。これには、40～100ドル/MWhの手頃なコストで800TWh近くを発電できる350GW以上が含まれる。2021年には、東南アジアの陸上風力と洋上風力を合わせて9 TWhが発電された。このような自然エネルギーのポテンシャルが十分に活用されていないことは、改めて明らかである。

こちらも地域によってポテンシャルの濃淡がある。ミャンマー、ベトナム、フィリピン、タイは、陸上風力のポテンシャルが最も高い（図表7、8）。

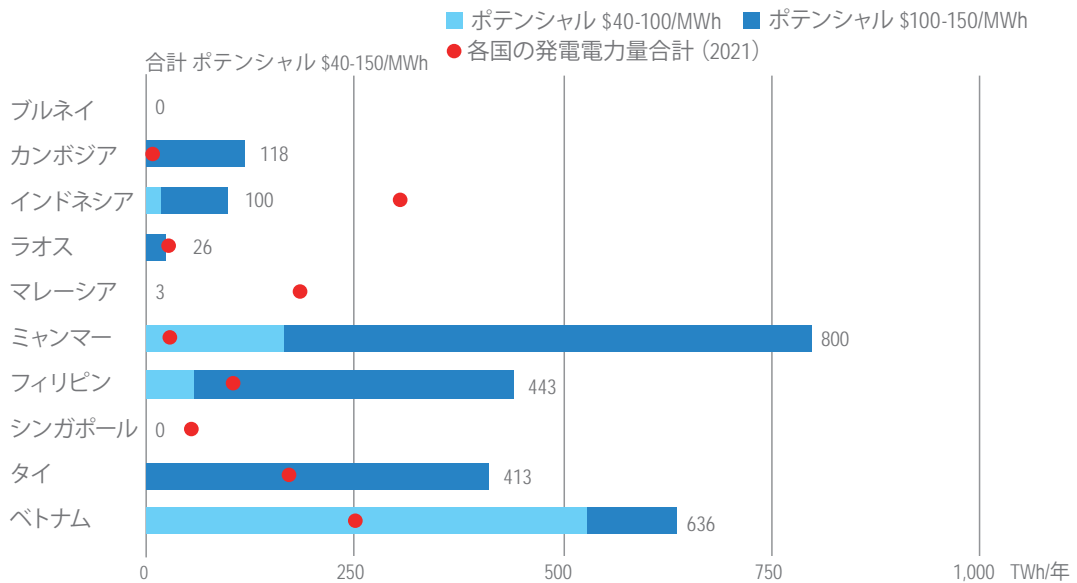
図表 7：東南アジア陸上風力発電の国別ポテンシャル \$40-150/MWh（設置容量）



注：「中程度」のシナリオ。

出典：IRENA, NREL, *Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries : A Geospatial Analysis of the Levelized Cost of Energy of Utility-Scale Wind and Solar Photovoltaics* (2020年6月)

図表 8：東南アジアの陸上風力発電の国別ポテンシャル \$40-150/MWh - 発電量

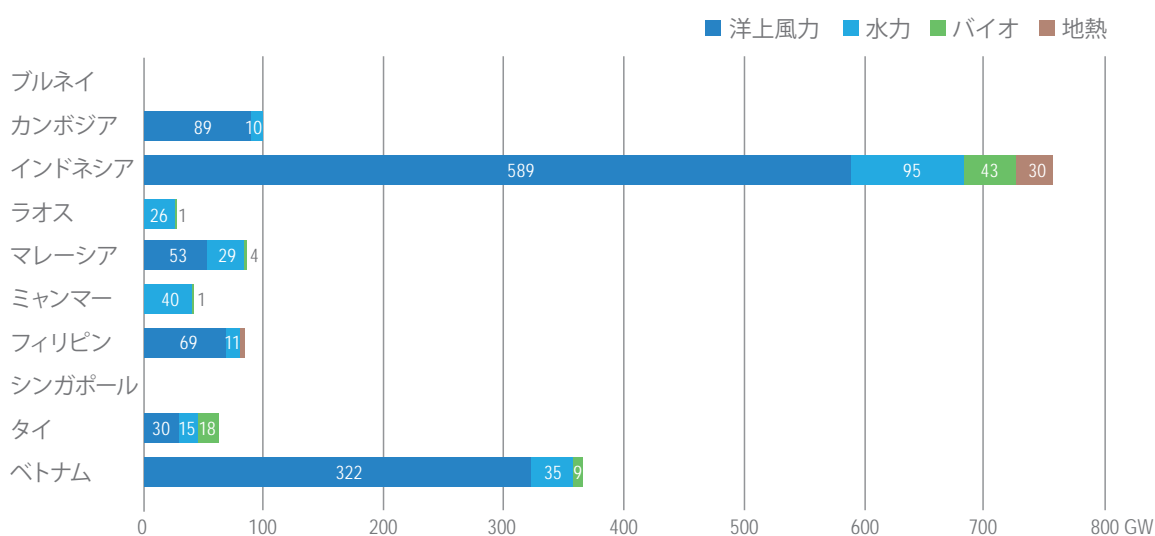


注：「中程度」シナリオ。2021年のブルネイの発電量はデータがない。2020年のブルネイの発電量は約6TWh、基本的に化石燃料由来であった。

出典：NREL, *Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries : A Geospatial Analysis of the Levelized Cost of Energy of Utility-Scale Wind and Solar Photovoltaics* (2020年6月)

東南アジアにおける洋上風力発電、水力発電、バイオマス発電、地熱発電のポテンシャルについては、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）は、これら4つの技術がどの程度のコストで開発可能であるかには言及せず、設備容量の観点からいくつかの情報を提供している（図表9）。この情報に基づくと、東南アジア諸国は、ほとんどすべてのケースで、他のさまざまな自然エネルギー（主に洋上風力と水力、時にはバイオマスや地熱）のポテンシャルを組み合わせることで、電力需要を満たすのに十分な電力を享受できる。

図表9：東南アジアの洋上風力、水力、バイオマス、地熱の国別ポテンシャル

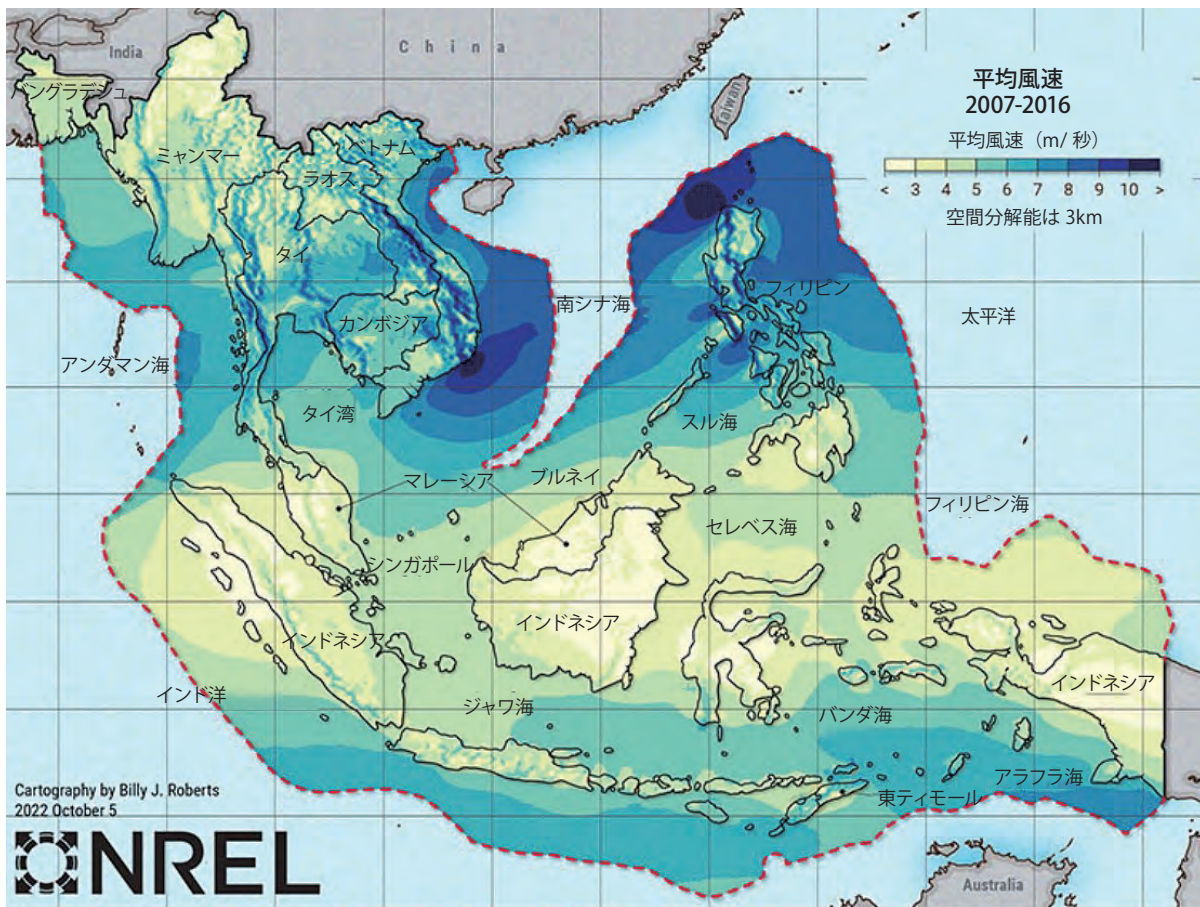


出典：IRENA, *Renewable Energy Outlook for ASEAN: Towards a Regional Energy Transition / 2nd Edition* (2022年9月)

地域合計で約1150GWとなり、洋上風力のポテンシャルはNRELによる陸上風力の推定（40～150ドル/MWh）とやや似ており、インドネシア、ベトナム、カンボジア、フィリピン、マレーシアが最もポテンシャルが高いことが示されている。

具体的には、世界最大の群島であるインドネシアが、東南アジアの洋上風力ポテンシャルの半分以上である約600GWという、圧倒的に大きな洋上風力ポテンシャルを有している（図表10）。ベトナムやフィリピンはインドネシアよりも海岸線が短いですが、より高い風速を利用できる。

図表 10：東南アジア平均風速マップ



出典：NREL, Holly Darrow, Southeast Asia Wind Resource Data Set Released Through the Renewable Energy Data Explorer - March 27, 2023 (2023年6月22日閲覧)

実際の開発状況を考慮すると、ベトナムは2022年に1GW以上の洋上風力発電設備を設置する最も先進的な国である⁹。また、2030年までに6GW、2050年までに少なくとも70GWという目標を掲げており、最も野心的な国でもある¹⁰。フィリピンでも洋上風力発電が注目を集めている。2023年4月現在、同国エネルギー省は63件の洋上風力発電契約を結んでおり、潜在的な総発電容量は50GWに達する¹¹。フィリピンの洋上風力発電のポテンシャルを活かすための課題としては、台風、地震、深海などが挙げられる。後者については、世界銀行によると、資源の約90%が50メートルより深い海域にあり、浮体式洋上風力タービンを使用する必要がある¹²。

太陽光発電や陸上・洋上風力発電に比べ、水力、バイオマス、地熱のポテンシャルは低いが無視できるものではない。水力については、インドネシア、ミャンマー、ベトナム、マレーシア、ラオスが最もポテンシャルのある国である。バイオマスについては、持続可能性の観点から利用の限界もあるが、インドネシア、タイ、ベトナムが最も可能性がある。最後に、地熱については、東南アジアのポテンシャルは基本的にインドネシアとフィリピンに集中している。

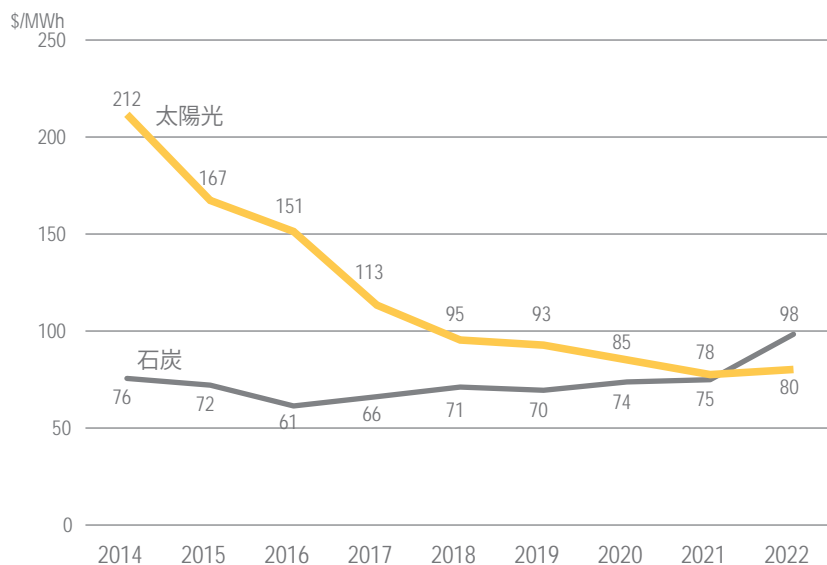
3) 自然エネルギーは石炭やガスに対してコスト競争力がある

過去 10 年間、自然エネルギー（特に太陽光発電と風力発電）は技術改善と規模の経済の恩恵を受け、世界中でそのコストを劇的に引き下げた。逆に、化石燃料価格は、2021 年の COVID-19 パンデミックの回復と、2022 年 2 月のロシアによるウクライナ侵攻により、近年大幅に上昇した（例えば、発電に最も使用されるインドネシアの一般炭の価格は、2020 年の 1 トン当たり約 30 ドルから 2022 年には 90 ドルへと約 3 倍に上昇した）¹³。こうした正反対の傾向の結果、東南アジアでは、新規の自然エネルギーによる発電コストは、新規の石炭やガスによる発電コストに対して競争力を持つようになった。

これを裏付けるように、昨年末、BloombergNEF は、2022 年後半における新しい電力技術の補助金なしの均等化発電原価（LCOE）に焦点を当てた分析を発表した。この分析は、特に東南アジアの 5 大電力システム—インドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ、ベトナム—を対象としている。

本分析で提供されたデータに基づくと、まず 2022 年には、東南アジアにおける新設太陽光発電の LCOE 指標は、平均して新設石炭の LCOE 指標を下回ることがわかった（図表 11）。この目覚ましい成果を適切に測定するためには、10 年も前の 2014 年当時、太陽光発電の LCOE 指標は石炭の約 3 倍も高かったことを念頭に置く必要がある。

図表 11：東南アジアにおける新規太陽光発電と新規石炭の均等化発電原価（LCOE）2014-2022 下半期

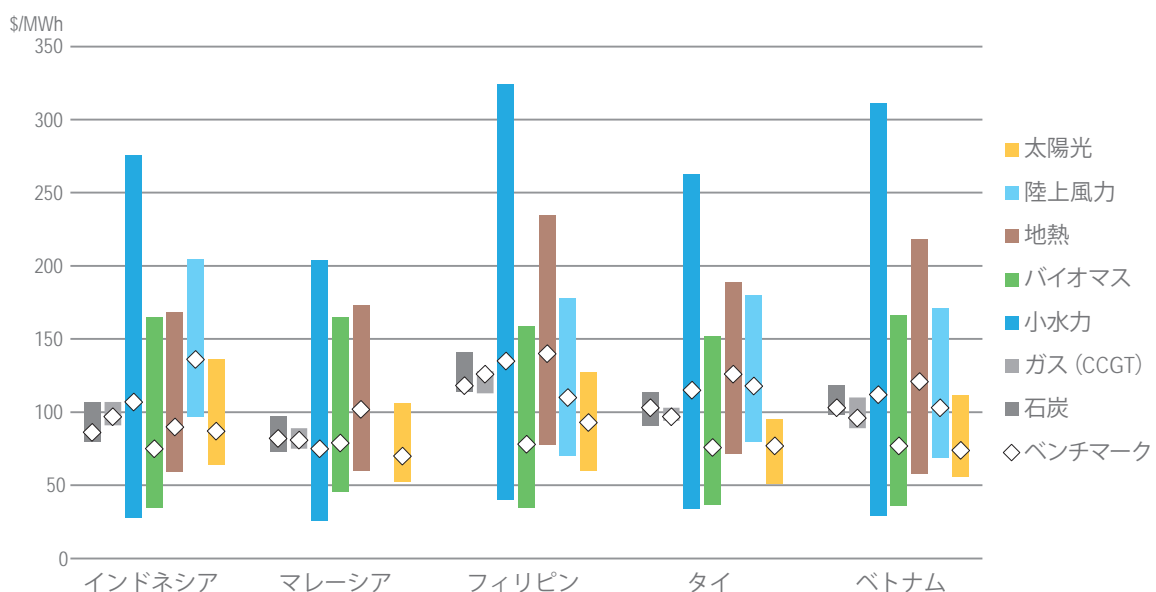


注：インドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ、ベトナムの推計値の平均。
出典：BloombergNEF, *Levelized Cost of Electricity 2022 2H* (2022 年 12 月)

より詳細には、この分析では、東南アジア諸国における自然エネルギー技術の LCOE 指標は現在、太陽光発電が 70～95 ドル/MWh、バイオマスが 75～80 ドル/MWh、小水力発電が 75～135 ドル/MWh、地熱が 90～140 ドル/MWh、陸上風力が 105～135 ドル/MWh の間である（図表 12）。

これに対し、石炭とガス火力発電（CCGT）の LCOE 指標範囲は、それぞれ 80～120 ドル/MWh と 80～125 ドル/MWh である。

図表 12：東南アジア諸国における新規発電所の LCOE 2022 下半期



出典：BloombergNEF, Levelized Cost of Electricity 2022 2H (2022 年 12 月)

東南アジアにおける自然エネルギーのコスト競争力は、主に各国におけるオークションの実施により、ここ数年観察されてきた。例えば、太陽光発電について、2019 年にカンボジアの入札価格は 39 ドル/MWh¹⁴、2020 年にミャンマーでの入札価格は \$35-51/MWh¹⁵、そして 2021 年にマレーシアでの入札価格は 43～60 ドル/MWh¹⁶ だった。

さらに、この地域のエネルギー政策担当者は、現在、自然エネルギーの競争力を十分に認識している。このことは、最近発表された、より積極的な FIT によって証明されている。実際、タイは 2022 年に太陽光発電に 62 ドル/MWh、陸上風力発電に 89 ドル/MWh の FIT を導入した¹⁷。また 2023 年初めには、ベトナムが太陽光発電に 51 ドル/MWh、陸上風力に 68 ドル/MWh、洋上風力に 78 ドル/MWh の価格を設定した¹⁸。これらの価格水準は、東南アジアの増大する電力需要を満たすための新たな設備容量として、自然エネルギーが選択されるための強力な経済的根拠を示している。

4) 自然エネルギーの拡大に向けて

2022年、世界の2大エネルギー政府間機関である国際エネルギー機関（IEA）と国際再生可能エネルギー機関（IRENA）、そしてアジアのシンクタンクであるアセアン・東アジア経済研究所（ERIA）と日本エネルギー経済研究所（IEEJ）は共同で、東南アジアのエネルギー見通しを発表した。これらの展望は、東南アジアの脱炭素化の道筋に焦点を当てている。以下では、これらのエネルギー見通しから3つの脱炭素シナリオを選択する（表1）。

表1：近年発表された東南アジアの脱炭素化シナリオ

| 組織 | タイプ | 年 | 展望 | シナリオ | 目的 |
|-------------|--------|------|--|---------------|--|
| IEA | 政府間 | 2022 | 世界エネルギー見通し2022 | APS(公表誓約シナリオ) | 政府によって発表された意欲的な目標が予定通り完全に達成される。 |
| IRENA | 政府間 | 2022 | ASEANの再生可能エネルギー展望：地域のエネルギー転換に向けて / 2nd Edition | CN2050/2060 | 2050年までに世界全体でネットゼロ・エミッションを達成し、東南アジアでは90%の自然エネルギー電力を確保する。 |
| ERIA & IEEJ | シンクタンク | 2022 | ASEANエネルギーシステムの脱炭素化：2060年までの最適技術選択モデル分析 | CN2050/2060 | 2050年または2060年のCO2排出量が正味ゼロになる。 |

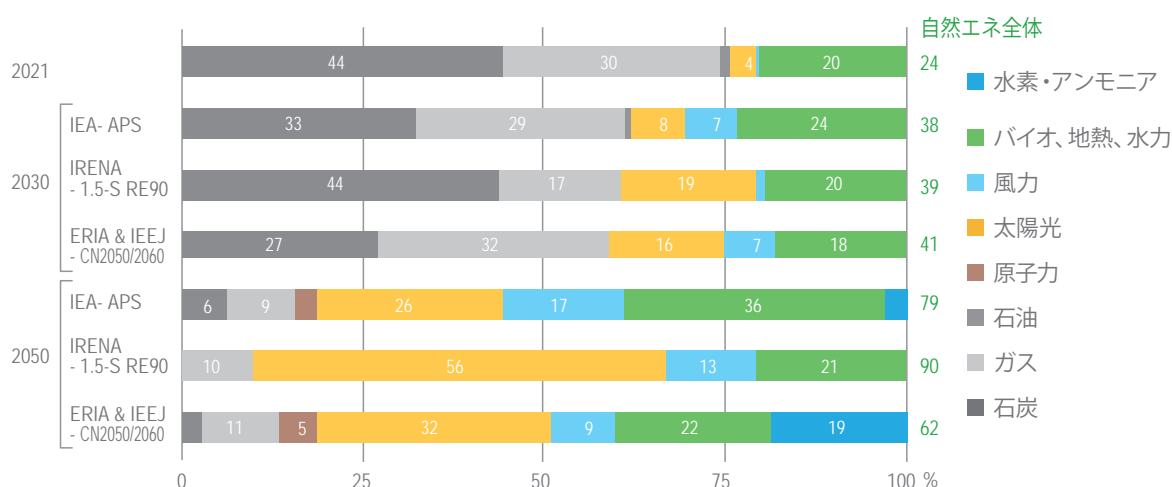
出典：自然エネルギー財団作成

一方では、電力部門だけを考えると、これら3つのシナリオから2つの結論が浮かび上がってくる。

第一に、自然エネルギーは東南アジアの電力セクターにとって最も重要な供給側の脱炭素化ソリューションとなる（図表13）。2030年までに、すべてのシナリオで、東南アジアの総発電量に占める自然エネルギーの割合は約40%に達すると予測されている（2021年24%）。そして2050年には、東南アジアの発電構成の大部分（62～90%）を自然エネルギーが占めるようになる。自然エネルギー技術の中でも、太陽光発電が中心的な役割を果たすだろう。

第2に、原子力の貢献はわずかであり、2050年の予測シェアは0～5%である。これは、東南アジアで原子炉が稼働したことがなく、現在建設中の原子炉もないことを考えれば当然のことである。経験も開発事業もない原子力がこの地域で役割を果たすことはないように思われる。

図表 13：東南アジアの電源構成予測



注：3%以下のシェアは表示していない。

出所：2021年については、BloombergNEF, Southeast Asia Country Profiles (accessed June 2, 2021)。2030年および2050年の予測については、国際エネルギー機関 (IEA) 『世界エネルギー見通し 2022』 (2022年10月)、IRENA 『ASEANの再生可能エネルギー見通し：地域エネルギー転換に向けて / 2nd Edition』 (2022年9月)、日本エネルギー経済研究所・東アジアアセアン経済研究所 『ASEAN エネルギーシステムの脱炭素化』 (2022年7月)：2060年までの最適技術選択モデル分析』 (2022年7月)。

一方、ERIA と IEEJ の予測が、IEA や IRENA の予測と大きく異なっているのは、2050年時点の脱炭素化した火力発電（水素やアンモニア）についてである。実際、ERIA と IEEJ が19%というかなり高い比率を予測しているのに対し、IEA や IRENA は0～2%の比率しか見積もっていない。この違いの背景には、国際的な電力網の拡大と蓄電池の二つの技術に関するモデルの前提条件の違いがある。脱炭化された火力発電が未熟な技術であるのに対して、この二つの技術は既にも実績があり、多くの自然エネルギーを統合するのに必要な電力システムの柔軟性を提供できる。

この点で、ERIA と IEEJ の CN2050/2060 シナリオは、国際的な電力網と蓄電池の拡大に関して保守的に見積もっている。このため、未熟な脱炭素火力技術に大きく依存することになる。興味深いことに、ERIA & IEEJ はエネルギー展望の中で、「PowerInov」と呼ばれる感度分析ケースも実施している。このケースは、国際的な電力網と蓄電池の拡大について、より野心的なものである。その結果、「PowerInov」ケースでは、2060年の予測では、自然エネルギーのシェアが76% (CN2050/2060 シナリオでは56%) に大幅に増加する一方、脱炭素火力のシェアはわずか11% (CN2050/2060 シナリオでは26%) に低下する。さらに重要なことは、電力システムのコストが削減されることである。つまり、国際的な電力網と蓄電池拡大の組み合わせは、よりコスト効率が高いということであり、ここから導き出される結論は、これらの技術が脱炭素火力よりも優先されるべきだということである。

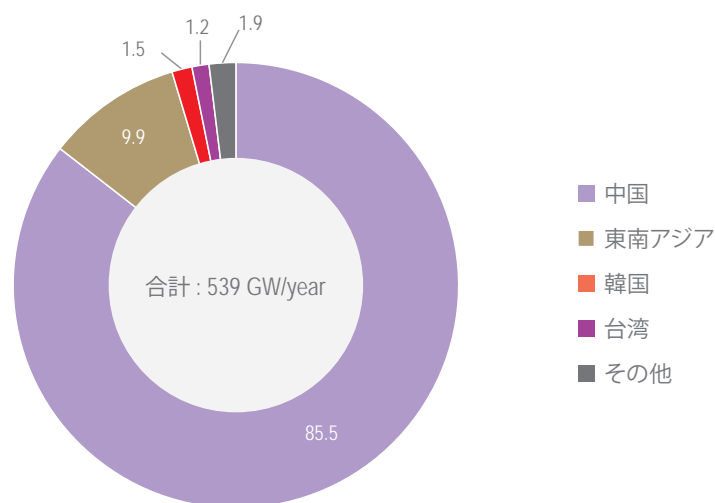
5) 太陽光発電製造において果たせる世界的リーダーシップ

その優れたポテンシャルと強い経済競争力のおかげで、太陽光発電は東南アジアの電力部門の脱炭素化のための重要な技術である。この地域における太陽光発電の拡大は、東南アジアが太陽光発電の製造能力で世界をリードしているという事実によって促進されるはずである。実際、太陽光発電のサプライチェーンで最も重要な2つの要素である結晶シリコンセルとモジュールの製造能力を考慮すると、東南アジアは中国に次いで第2位である。

太陽光発電の製造において東南アジアが世界をリードすることは、エネルギー安全保障の観点からも重要である。第一に、地域的な観点から見ると、太陽光発電の国内製造と普及は、東南アジアのエネルギー安全保障を強化する。次に、世界的な観点から見ると、中国への太陽光発電の主要な代替供給国としての東南アジアは、中国の独占的な製造能力に対抗するのに役立つ。太陽光産業にとって現状の中国へのサプライチェーンの隔たりは持続的ではなく、サプライヤーの多様化が求められている。

より詳細には、東南アジアは世界の結晶シリコン電池製造能力の10%を占めている（図表14）。単一国ベースでは、ベトナムが世界ランキング2位、タイが3位、マレーシアが4位である。その他、カンボジア、フィリピン、シンガポールなども結晶シリコン電池の生産能力を保有している。

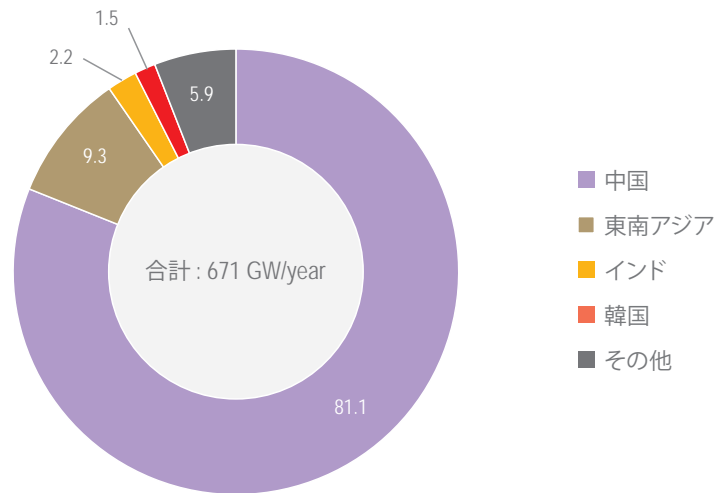
図表 14：国別太陽光発電結晶シリコンセル生産能力 2023 (%)



出典：BloombergNEF, 装置メーカー：太陽光発電 - 2023年3月29日更新 (2023年5月26日閲覧)

モジュールに関しては、東南アジアは世界の製造能力の9%を占めている（図表15）。国別では、ベトナムが世界第2位、マレーシアが第3位、タイが第5位である。その他、カンボジア、インドネシア、シンガポールなどもモジュール製造能力を保有している。

図表 15：国別太陽光発電モジュール生産能力 2023 (%)



注：結晶シリコンモジュール、薄膜ノンシリコンモジュール、薄膜シリコンモジュールを含む。
出典：BloombergNEF, 装置メーカー：太陽光発電 - 2023年3月29日更新 (2023年5月26日閲覧)

太陽光発電の製造能力におけるこの世界的なリーダーシップは、グリーン・テクノロジーの商業輸出により、この地域の健全な収入源も確保している。

自然エネルギー成長加速のための4つの課題

1) 中期の脱炭素政策の強化

東南アジアで自然エネルギーの成長を加速させるための最初の課題は、中期的な脱炭素政策、特に自然エネルギー導入を支援する政策が弱いことである。しかし、いくつかの良い例を挙げることができる。

この地域の5大電力システムを改めて考えてみると、そのうちの4か国が、2050年から2065年までの温室効果ガス（GHG）排出量目標として、カーボンニュートラルかネットゼロを現実的に採用している（表2）。これはむしろ好ましいことである。

表2：東南アジア諸国におけるカーボンニュートラルとネットゼロ・エミッションの目標

| 国名 | 目標 |
|--------|----------------------------------|
| インドネシア | 2060年までにネットゼロ |
| マレーシア | 2050年までにカーボンニュートラル |
| フィリピン | X |
| タイ | 2050年までにカーボンニュートラル、2065年までにネットゼロ |
| ベトナム | 2050年までにネットゼロ |

出典：BloombergNEF、東南アジア電力市場見通し2022（2022年12月）

しかし問題は、こうした長期的な脱炭素目標を達成するために実施すべき政策である。東南アジア諸国の中期目標や自然エネルギー支援制度は、電力システムの脱炭素化を達成するために必要なものと一致していない。

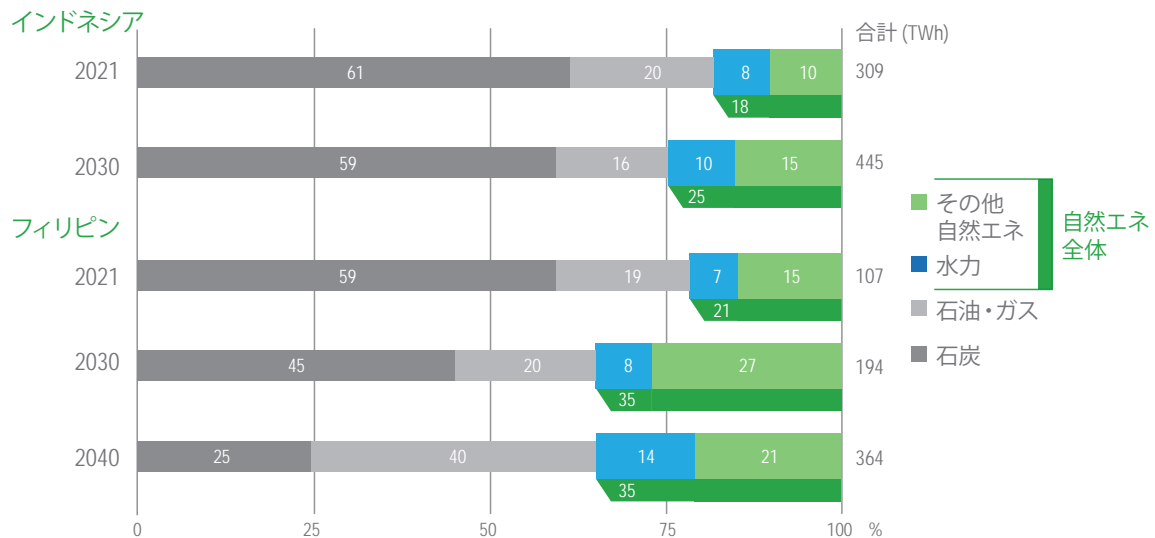
自然エネルギーの中期目標（2030～2040年）から始めると、東南アジア諸国は、発電量（インドネシアとフィリピン）または設備容量（マレーシア、タイ、ベトナム）のいずれかに占める自然エネルギーの割合について先進的な目標を掲げている。

発電量に占める自然エネルギーの割合（図表16）：

- インドネシアは、2021年に18%だった自然エネルギーの比率を2030年には25%まで引き上げることを目標としているが、これはわずか7ポイントの増加に過ぎない。

- フィリピンは、2021年に21%だった自然エネルギー比率を2030年には35%に引き上げ、2040年まで35%を維持する計画である。このような低い自然エネルギー比率は、野心的な脱炭素化目標とは相容れない。

図表 16：インドネシアとフィリピンの電源構成と中期目標 2021



注：「その他の自然エネルギー」には、バイオマス、地熱、太陽光、風力が含まれる。

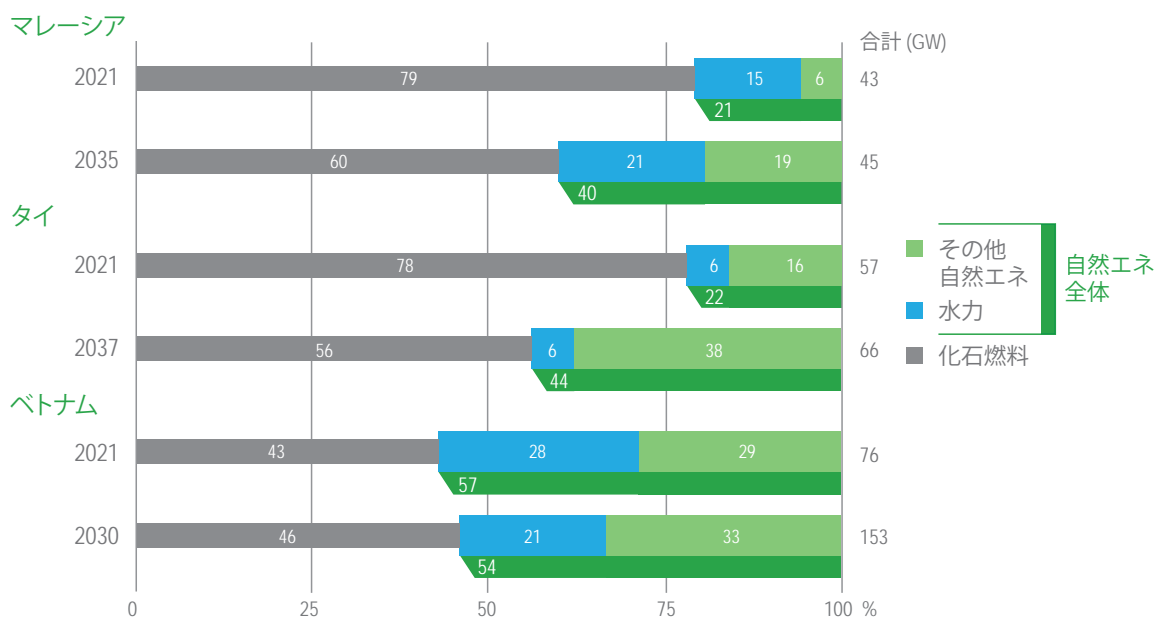
出所：2021年については、BloombergNEF, Southeast Asia Country Profiles (2023年6月2日閲覧)。目標：インドネシア：Perusahaan Listrik Negara, Electricity Supply Business Plan 2021-2030 (2021年10月)(インドネシア語)、フィリピン：Philippines Department of Energy, Philippine Energy Plan 2020-2040: Towards a Sustainable and Clean Energy Future (2022年8月)。

設備容量に占める自然エネルギーの割合 (17)：

- マレーシアは、設備容量に占める自然エネルギーの割合を2021年の21%から2035年には40%へと倍増させることを目標としている。この低い中期目標に基づいて、マレーシアは2023年5月に、2050年までに70%という目標を発表した。これでは2050年のカーボンニュートラル目標を達成するには不十分であろう。したがってマレーシアは、今世紀半ばまでに電力の完全な脱炭素化を実現するために、より野心的な中期目標から始めて、電力部門全体の脱炭素化の道筋を見直す必要がある。
- タイが計画している中期的な自然エネルギーの割合はマレーシアと同様で、2021年の22%から2037年には44%へと倍増する。これも2050年のカーボンニュートラル目標の信頼性を維持するためにも、上方修正されるべきである。

- 最後に、ベトナムの電源構成に占める自然エネルギーの中期目標は、2021年の57%から2030年には54%へとわずかに減少する。これは改善されたとは到底思えない。このような不十分な中期目標の結果、ベトナムの電力の自然エネルギー割合は、2030年以降も緩やかにしか伸びないと見られている。2050年まででも約75～80%である可能性がある。そのため、ベトナム政府のエネルギー政策では、脱炭素化のために水素・アンモニア発電や炭素回収・貯留に依存する必要があるとされている。これらの技術には、技術的にも経済的にも確かな実績がないため、これは危険な賭けである。

図表 17：マレーシア、タイ、ベトナムの電源設備構成と中期目標 2021



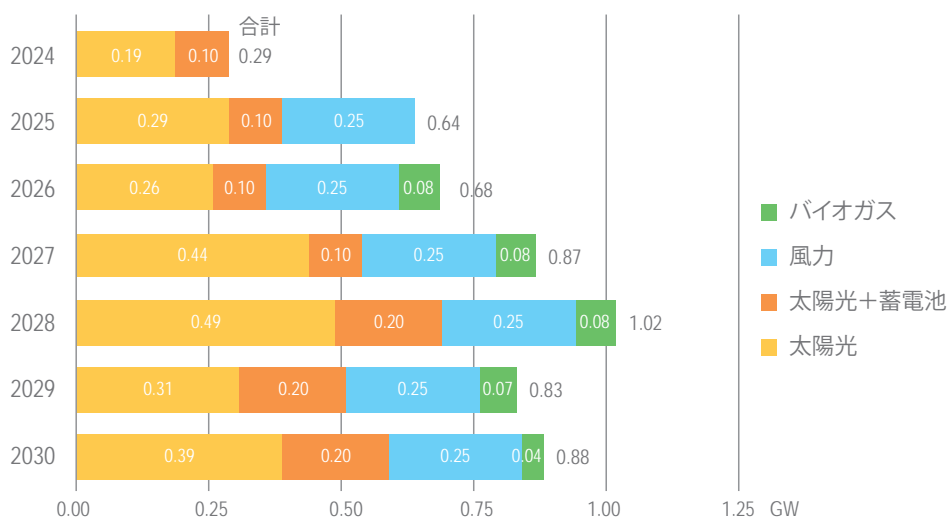
注釈「化石」には石炭、ガス、石油を含む。「その他の自然エネルギー」には、バイオマス、地熱、太陽光、風力を含む。
 出所：2021年については、IEA およびインペリアル・カレッジ・ロンドン (ICCL) 「ASEAN 再生可能エネルギー」：機会および課題 (2023年3月)。マレーシア：マレーシア持続可能エネルギー開発庁、マレーシア再生可能エネルギーロードマップ-2021年10月6日更新 (2023年5月29日閲覧)、タイ：タイエネルギー省、タイ電力開発計画 2018-2037年改訂版 1 (2020年10月) (タイ語)、ベトナム：ベトナム首相、決定：2021年～2030年、2050年までの国家電力開発計画を承認 (2023年5月) [英訳は Apala Group が提供]。

従って、中期的な自然エネルギー目標を迅速に見直すことは、東南アジア諸国にとって優先事項である。また、より野心的な新目標は、一貫した自然エネルギー支援制度とともに進められるべきである。第1章で述べたように、東南アジア諸国は現在、FIT やオークションの経験を積んでいる。しかし、これまで欠けていたのは、予見可能性と投資家の信頼を確保するための継続性であった。

例えば、ベトナムの太陽光発電と風力発電のFITは、拡大と衰退のサイクルを特徴としている。太陽光発電に71ドル/MWh、陸上風力発電に85ドル/MWh、洋上風力発電に98ドル/MWhというこれまでの寛大なFIT価格は、これらの技術の迅速な導入を支援する上で非常に効果的であった（すなわち、2020年だけで太陽光発電は約12GW増、風力発電は約4GW増）²⁰。しかしこの導入があまりに速かったため、送電網の整備が追いつかず、その結果、自然エネルギーが抑制されることになった。このため、ベトナムはこれらの支援制度を一時的に停止した。

2022年にタイが採用した方法が望ましいかもしれない。タイは昨年、2024年から2030年の間に5GW以上の自然エネルギー容量をFITで調達することを発表し、各技術（バイオガス、太陽光、太陽電池+バッテリー、風力）と各運転開始年に割り当てを設けた（図表18）。価格と計画化を組み合わせたこの支援スキームは、インセンティブと量をコントロールすることで可視性をもたらすため有用である。

図表 18：タイのFIT割当容量（自然エネルギー技術別、運転開始年別）



出典：BloombergNEF、東南アジア電力市場見通し 2022（2022年12月）

この点では、競争的な価格設定によってプロジェクトのパイプラインを割り当てるオークションの繰り返しという好例も参考になるだろう。2016年から2020年にかけて、マレーシアは4つの大規模太陽光発電入札を開催し、このルートを通じて2GW以上のプロジェクトを落札した²¹。さらに最近では、2022年にフィリピンがグリーン・エネルギー・オークション・プログラムを開始した。このプログラムの第1ラウンドでは、ほぼ2GWの自然エネルギー容量が落札された²²。2023年4月には、このプログラムの第2ラウンドが発表され、約12GWの自然エネルギー容量が提供された²³。

最後に、間接的な支援に過ぎないが、カーボンプライシングの重要性もここで強調しておきたい。カーボンプライシングは、エネルギー関連活動が環境に与える負の外部性を内部化するメカニズムである。このような枠組みでは、汚染者負担原則が適用される。電力セクターの場合、カーボンプライシングは、化石燃料発電に温室効果ガス排出のペナルティが課されることで、経済競争力が悪化する。カーボンプライシングは、炭素税または排出量取引制度（ETS）によって実施される。カーボンプライシングによる収入は、クリーン技術を支援するための資金として使用することができる。

これまでのところ、東南アジアの主要な電力システムにおける強制的な炭素価格決定メカニズムの導入は、インドネシアに限られている。2021年、インドネシアはまず自主的な試験的 ETS を実施した²⁴。この試験的 ETS には、電力部門の排出量の 75% 以上を占める 32 の施設が参加し、平均価格は二酸化炭素 1 トン当たり 2 ドルであった。そして 2023 年 2 月、インドネシアは電力部門を対象とした義務的 ETS の開始を発表した。この義務的 ETS は 3 段階に分けて実施される。第 1 段階（2023 ~ 2024 年）では、国内の石炭発電所の大半（99 施設）が対象となる。第 2 段階（2025-2027 年）と第 3 段階（2028-2030 年）では、ETS の対象が石油・ガス発電所と第 1 段階に含まれていない残りの石炭発電所に拡大される予定である。この義務的な ETS は歓迎すべき進歩であるが、その有効性はまだ不明であり、価格シグナルが排出量削減の推進に十分なものとなるかどうかにかかっている。

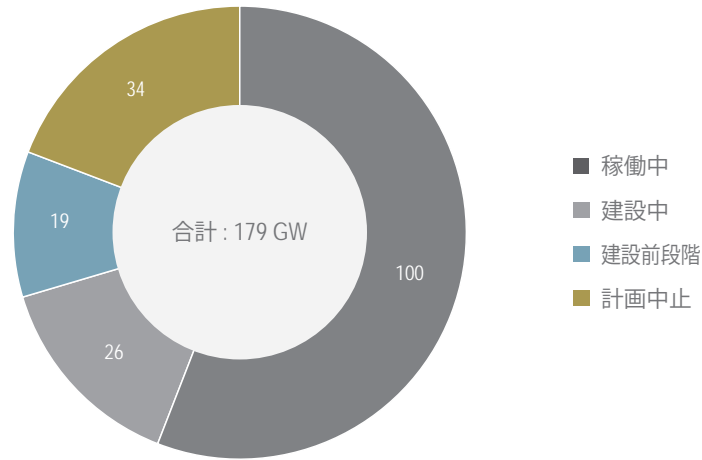
2) 石炭火力発電のロックイン回避

石炭火力への依存度の高さは、東南アジアにおける自然エネルギーの成長加速を遅らせる第 2 の課題である。2021 年 3 月、アントニオ・グテーレス国連事務総長は、OECD（経済協力開発機構）非加盟国に対し、2040 年までに石炭火力を廃止するよう求めた。この目標を東南アジアで達成するのは、4 つの大きな障害がある限り難しいだろう。よりポジティブな点としては、最近、この地域における石炭火力発電の段階的廃止を加速させるための新たな国際的資金調達イニシアティブが出現したことである。

2023 年の時点で、2040 年までに東南アジアで石炭火力が廃止されると想像することは難しい。現状のままでは、今後 20 年間、石炭火力がこの地域で重要な役割を果たし続けると思わせる状況が確かに存在する。

2022 年の東南アジアでは、稼働中の石炭火力発電容量が 100GW、様々な開発段階にある容量が 79GW（建設中 26GW、建設前 19GW、棚上げ 34GW）あった（図表 19）。

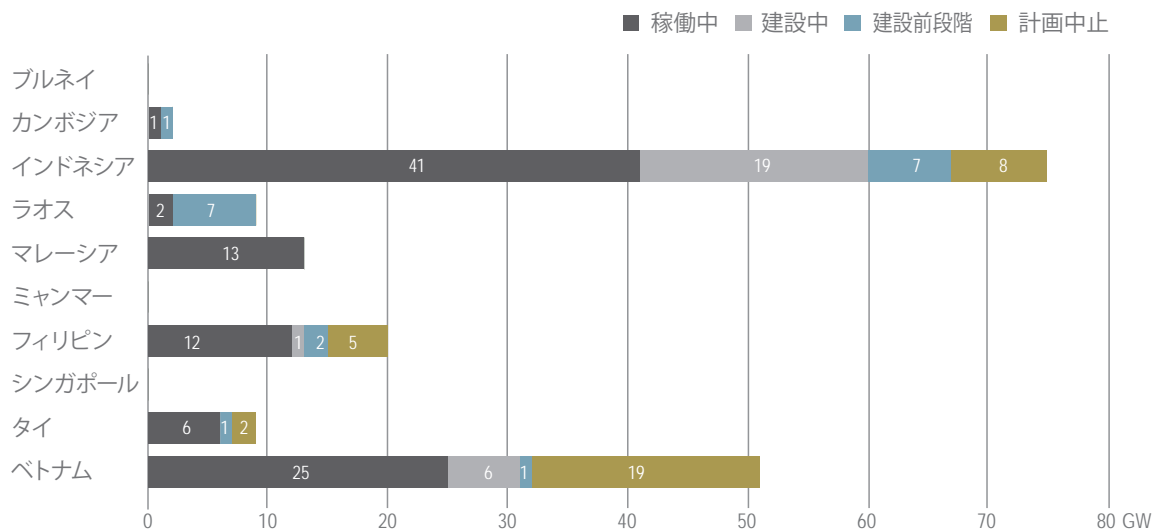
図表 19：東南アジアの石炭火力発電容量の現状 2022 (GW)



出典：Global Energy Monitor, CREA, E3G, Reclaim Finance, Sierra Club, Solutions for Our Climate, Kiko Network, Bangladesh Groups, Alliance for Climate Justice & Clean Energy, and Chile Sustentable Boom and Bust Coal 2023：世界の石炭発電所パイプラインの追跡（2023年4月）。

石炭火力発電事業の大部分は、この地域の5大電力系統に集中している（図表 20）。

図表 20：東南アジアの国別石炭火力発電容量状況（2022年）



出典：Global Energy Monitor, CREA, E3G, Reclaim Finance, Sierra Club, Solutions for Our Climate, Kiko Network, CAN Europe, Bangladesh Groups, Alliance for Climate Justice & Clean Energy, and Chile Sustentable Boom and Bust Coal 2023：世界の石炭発電所パイプラインの追跡（2023年4月）。

東南アジアで石炭火力を速やかに廃止するための第一の大きな課題は、設備容量が膨大かつ新しいことだ。4大石炭火力発電市場、インドネシア、マレーシア、フィリピン、ベトナムでは、石炭火力発電所の平均運転年数は15年以下である²⁵。

第二の課題は、既存の石炭発電所は、長期（つまり25～30年）の電力購入契約（PPA）により、数十年にわたって投資が固定されることが多いことだ²⁶。そのような契約の早期終了は、コストがかかる可能性がある。

第3の課題は、新規石炭火力発電所建設のパイプラインがまだ大きく、ある程度具体化する可能性があることだ。今後数年間に運転が開始される新規発電所は、2040年代にはまだ稼働している可能性が高い。この点で、東南アジア諸国連合（ASEAN）の持続可能な金融タクソノミー（Sustainable Finance Taxonomy）に、2028年までに建設され、稼働年数が35年に制限される石炭火力発電所の新設が含まれていることも気がかりだ。これは、2060年代初頭まで石炭発電所を稼働させるための歓迎できない支援である²⁷。

最後に、4つ目の課題は、石炭火力発電がいまだに不当な補助金を受けていることだ。この問題は特にインドネシアで深刻で、発電に最も使用される一般炭の価格は、国内の発電所で消費される場合、1トン当たり約40ドルが上限となっている²⁸。この補助金は2022年にはおそらく50億ドルを超えるだろう。

こうした中、東南アジアにおける石炭火力発電の段階的廃止を加速させるための新たな国際的融資イニシアティブの登場は、この地域の興味深い動きである。その中でも特に注目に値するのが、「公正なエネルギー転換パートナーシップ（JETP）」と「エネルギー転換メカニズム（ETM）」である。

JETPは、先進国が石炭依存の途上国に資金を提供し、石炭を廃止してクリーンなエネルギーに移行する途上国独自の道を支援する、新しい資金調達イニシアティブである。JETPはまた、このような計画を実施することによる社会的影響（例えば、影響を受ける労働者のための訓練や代替雇用の創出、影響を受ける地域社会のための新たな経済機会の確保など）にも対処する。最初のJETPは、先進国と南アフリカとの間で、2021年11月に発表された²⁹。

ETMは、もうひとつの新しい融資イニシアティブである。2021年にアジア開発銀行によって開始されたこのプログラムは、アジア太平洋地域の温室効果ガス排出量を削減することで、気候変動問題に立ち向かう手助けをすることを目的としている³⁰。譲許的資金と商業資本の提供で化石燃料発電所の廃止や再利用を加速させ、クリーンな代替エネルギーに置き換えるために使用される。ETMは、インドネシア（最も先進的なケースであるため、以下で簡単に取り上げる）、フィリピン、ベトナムの3カ国のパイロット国から始まった。

この2つのイニシアティブは、東南アジアで最も石炭火力発電の設備容量が多いインドネシアとベトナムに特に関係が深い。さらに、インドネシアは2022年には世界最大の石炭輸出国であった³¹。

2022年11月、先進国とインドネシアの間でJETPが発表された³²。このJETPは、インドネシアの電力部門における排出削減加速を支援するため、200億ドルを動員することを約束した。より詳細には、2030年までに電力セクターのピーク排出量を加速度的に削減し（2億9,000万トンCO₂相当）、2050年までに電力セクターの排出量をネットゼロにする計画である。これらの目標を達成するために、石炭火力発電所の早期廃止や、2030年までに自然エネルギー電力の比率を34%まで高めるなどのアクションをとる。インドネシアでも、今回のETMプログラムのもと、西ジャワのチレボン電力が所有する660MWの石炭火力発電所の早期廃止を検討する最初のプロジェクトが進んでいる³³。

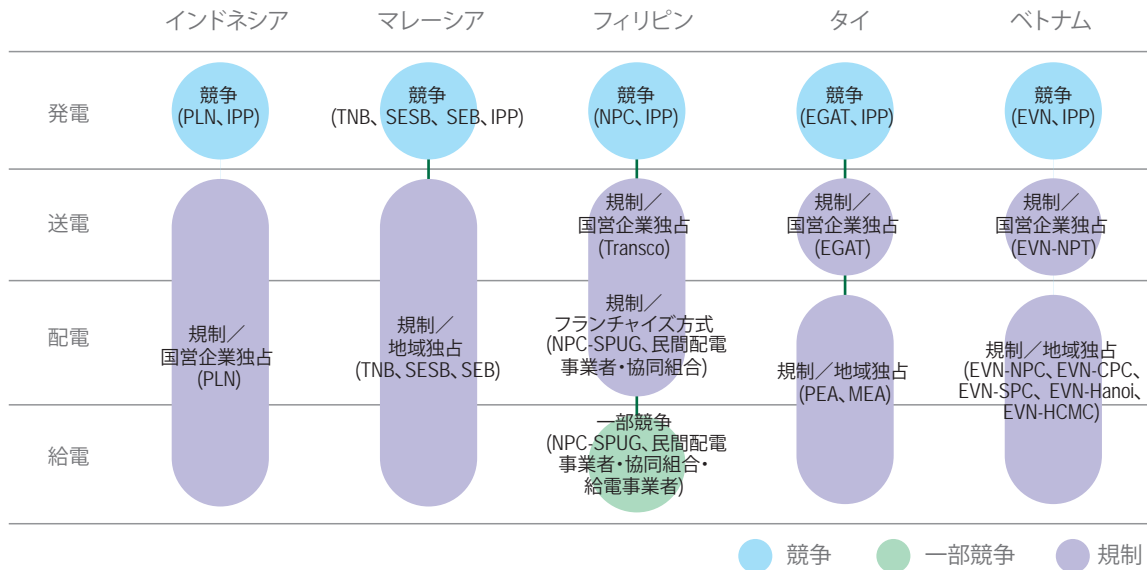
2022年12月、先進国とベトナムの間でJETPが発表された³⁴。このJETPは、ベトナムの電力部門における排出削減の加速化を支援するため、155億ドルを動員することを約束した。具体的には、2030年までに電力セクターのピーク排出量（1億7,000万トンCO₂相当）を加速・削減することを目標としている。計画されているピーク時の石炭火力発電容量を3,700万kWから3,020万kWに削減し、2030年までに自然エネルギー電力比率を47%に引き上げることなどが含まれる。

3) 電力システム改革の推進

東南アジアで自然エネルギーの成長を加速させるための第3の課題は、不完全な電力システム改革である。この地域の5大電力システムは、競争の欠如と不十分な規制が特徴である。これは一般的に問題であるが、エネルギー政策が自然エネルギーを十分に支援していない場合はなおさらである。保守的な政策立案者や規制された電力会社が突然先見の明を持つようにならない限り、独立系発電事業者（IPP）や消費者は、パラダイムの転換において重要な役割を果たし続けなければならないだろう。

東南アジアの5大電力システムでは、競争はほぼ発電部門のみで行われている（フィリピンの供給部門は一部例外）（図表21）。送電・配電（T&D）部門は常に規制されており、統合されていることもあり、多くの場合、発電・供給部門も一緒になっている国営または地域独占企業が運営している：インドネシアのPLN（Perusahaan Listrik Negara）、マレーシアのTNB（Tenaga Nasional Berhad）、SESB（Sabah Electricity Sdn.Bhd.）、SEB（Sarawak Energy Berhad）、フィリピンのNPC（National Power Corporation）、タイのEGAT（Electricity Generating Authority of Thailand）、ベトナムのEVN（Vietnam Electricity）などである。このような権力構造の構成は、通常、新規参入者や新しいビジネスモデルの出現を妨げている。

図表 21：東南アジア諸国の電力システム構造概要



出典：自然エネルギー財団作成

しかし、こうした不利な条件にもかかわらず、これらの国の電力部門、特に発電部門に投資しようとする果敢な企業は後を絶たない。これらの企業には、地元企業と外資系企業の両方が含まれる。後者については、インドネシアにおける日本の伊藤忠商事と九州電力、マレーシアにおけるフランスのENGIE、ベトナムにおけるポルトガルのEnergias de Portugal (EDP)の自然エネルギープロジェクトへの参加が注目される。

さらに、供給部門が厳しく規制されていたとしても、電力消費を賄うために自然エネルギーを積極的に要請する企業は増えている。こうした行動が変化を促し、自然エネルギーの成長を加速させる。例えば、100%自然エネルギーによる電力供給に取り組む企業を集めた世界的な企業イニシアティブであるRE100に加盟している最低150社が、東南アジアで事業を展開している³⁵。

この点に関して、この地域の5大電力システムには、以下のような様々な企業によるクリーン電力調達オプションが存在することに留意されたい：自然エネルギー証書、ネットメータリング、オンサイト&オフサイトPPAなどである（表3）。

表 3：東南アジア諸国における企業のクリーン電力調達の選択肢

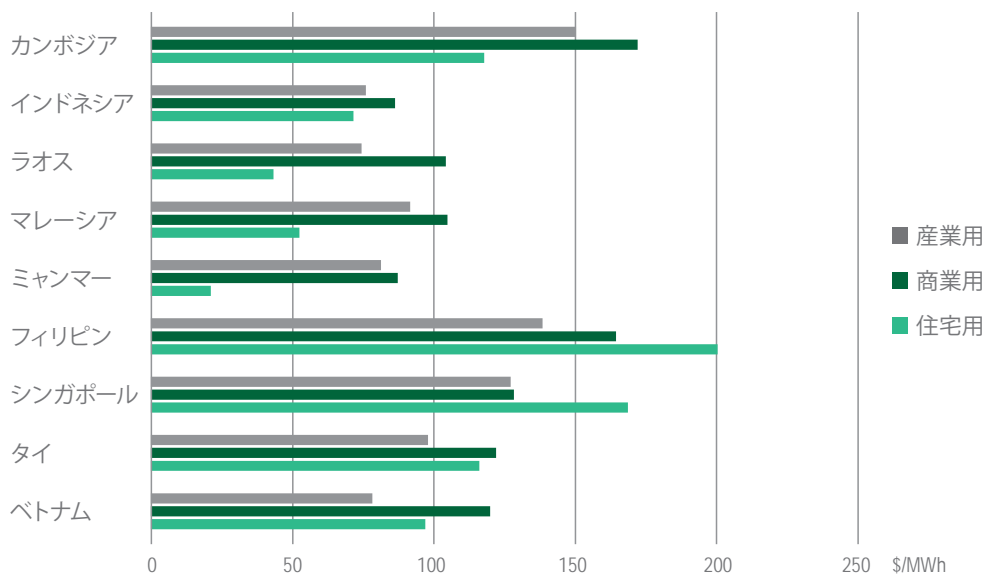
| 国名 | 自然エネルギー証明書 | ネットメータリング | オンサイト PPA | オフサイト PPA |
|--------|------------|-----------|-----------|-----------|
| インドネシア | ✓ | ✓ | ✓ | ○ |
| マレーシア | ✓ | ✓ | ✓ | ○ |
| フィリピン | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| タイ | ✓ | ○ | ✓ | × |
| ベトナム | ✓ | 規制失効、見直し中 | ✓ | 議論中 |

備考タイのネットメータリング制度は家庭に限定されている。インドネシアの電力市場構造ではオフサイト PPA は認められていないが、アマゾンは 2022 年 11 月に PLN と同国初の太陽光企業向け PPA を締結した。マレーシアの企業グリーン電力プログラムでは、0.6GW のオフサイト PPA が認められている。

出典：BloombergNEF、東南アジア電力市場見通し 2022（2022 年 12 月）

最後に、電力システム改革を検討する一方で、この地域で必要なインフラ投資（発電所、送電網など）を刺激するには低すぎる電力小売価格の見直しも重要である（図表 22）。実際、2021 年の東南アジアの産業、商業、家庭向け平均電力小売価格は、わずか 70 ドル /MWh から 130 ドル /MWh の間である。

図表 22：東南アジアの消費者タイプ別・国別平均小売電気料金 2021



注：ブルネイのデータはない。

出典：BloombergNEF、価格、関税、オークション：電力・燃料 - 2022 年 11 月 17 日更新 (2023 年 6 月 1 日閲覧)。

価格を人為的に低くしている化石燃料への補助金を止めれば、この悪循環に終止符を打つことができるはずだ。

しかし、電力小売価格の改定は、社会的弱者である消費者を保護し、2020年には東南アジアの人口の5%にあたる3,000万人以上がまだ電力にアクセスできないことを念頭に置き、社会的に受け入れられる方法で行われるべきである³⁶。

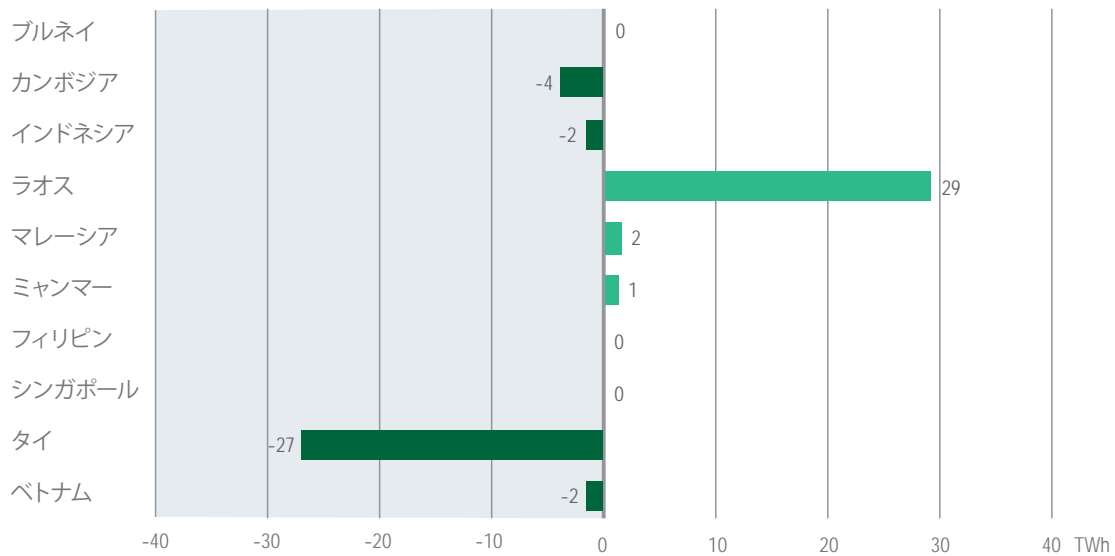
4) 国際的な電力網の拡大

東南アジアで自然エネルギーの成長を加速させるための最後の課題は、国境を越えた電力取引を大幅に拡大することである。これによって、この地域に偏在する自然エネルギーのポテンシャルを共有することが最適化され、自然エネルギーの抑制を減らすことができる。東南アジア諸国は国境を越えた電力取引の経験が豊富であり、多くの新規プロジェクトが準備中である。しかし、発電量に占める再エネの割合を高くする（すなわち60～90%）には、さらに多くのことを行う必要がある。

すでに四半世紀以上にわたって、東南アジア諸国はASEANパワーグリッドという地域送電網の開発を進めてきた。1997年に合意されたこの送電網の当初の目的は、経済効率の向上とエネルギー安全保障の強化だった。³⁷最近では、気候変動の危険性に対する認識が高まり、自然エネルギーが気候変動に対する最良の供給側ソリューションであるという確かな証拠が示されたことで、ASEAN送電網は環境の観点からも追求する価値があるものとなった。

2022年5月の時点で、東南アジアには約8GWの国境を越えた相互接続容量が存在していた³⁸。国境を越えた電力取引に関する最新のデータが入手可能な2020年には、ラオスはこの地域最大の電力の純輸出国であり、タイは最大の純輸入国であった（図表23）。

図表 23：東南アジアの国別電力純輸出量 2020



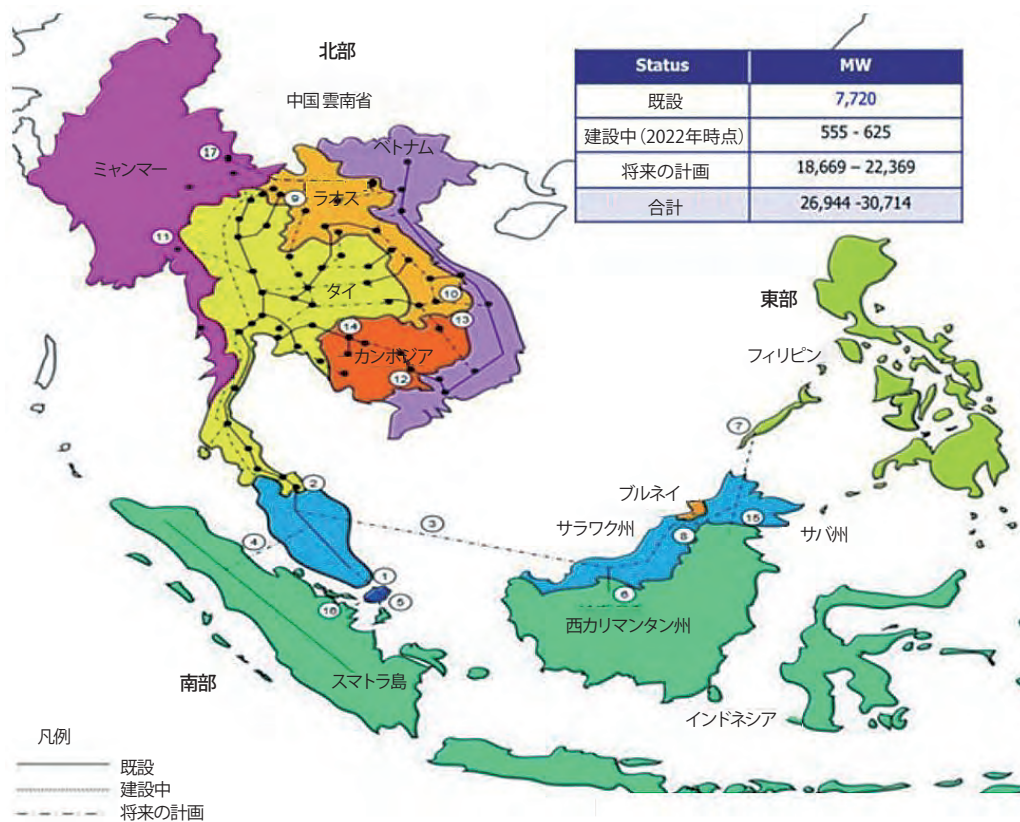
出典：IEA、エネルギー統計データブラウザ：Electricity - Southeast Asia Countries - 2020 (2023年6月5日閲覧)。

これまで東南アジアにおける国境を越えた電力取引は、ほとんどが二国間ベースで行われてきた。しかし、この状況は変わりつつある。2022年6月、ラオスとシンガポールは自然エネルギー電力を国境を越えて取引するためのPPAに調印した³⁹。この協定に基づき、ラオスはタイとマレーシアを経由してシンガポールに100MWの水力発電を輸出する。これは地域の多国間電力取引に向けて一歩前進である。

2023年5月、マレーシアが2021年10月から実施していた自然エネルギー電力の輸出禁止を解除したと発表したことも、最近の前向きな動きだ⁴⁰。この決定は、マレーシアの南の隣国であるシンガポールに利益をもたらすはずだ。実際、再エネの可能性が限られているシンガポールは、2035年に電力供給の30%を脱炭素の輸入で賄うことを目標としている。

現在構想されている計画が実現すれば、東南アジアの国境を越えた相互接続容量は、近い将来27～31GWに達する可能性がある(図表24)。

図表 24：東南アジアの国際送電網接続プロジェクト（2022年5月現在）



注：読みやすさを考慮し、自然エネルギー財団により若干の修正が加えられている。

出典：ASEAN 電力事業者／当局の責任者、APG 相互接続プロジェクトの最新状況 - 2022年5月更新（2023年6月5日閲覧）。

国境を越えた相互接続容量が約 30GW に達することは、特に自然エネルギーの高い比率の統合を考慮すると、良いことではあるが不十分である。実際、第1章第4節（「自然エネルギーの高シェアに向けて」、12-13 ページ）で紹介したエネルギー見通しによれば、ERIA と IEEJ の CN2050/2060 シナリオでは、55GW の自然エネルギーの統合が見込まれている：ERIA と IEEJ の CN2050/2060 シナリオでは、自然エネルギー比率 62% に対して 55GW、IRENA の 1.5-S 自然エネルギー 90 シナリオでは、自然エネルギー比率 90% に対して 157GW の地域間相互接続容量を予測している。

東南アジアにおける国際的な電力網の拡大を成功させることが最も重要である。これを怠れば、脱炭素火力発電のような最適とは言えない選択肢を採用することになる。

おわりに

東南アジアには、自然エネルギーを受け入れる大きなチャンスがある。というのも、この地域は経済的に活用できる優れた自然エネルギーの潜在力に恵まれているからだ。自然エネルギー技術の中でも、太陽光発電は最も明るい未来を持つだろう。東南アジアにおける太陽光発電のポテンシャルは非常に大きく、そのコスト競争力は十分に確立されている。さらに、この地域のいくつかの国（特にマレーシア、タイ、ベトナム）は、太陽光発電部品の製造において主導的な役割を果たしている。このリーダーシップは、この技術の現地での展開を加速させるのに役立つはずだ。また、エネルギーの世界的な地政学を考慮すると、戦略的にも極めて重要である。

しかし、東南アジアで自然エネルギーの成長を加速させるためには、4つの課題を克服しなければならない。中期の脱炭素政策の強化、石炭火力発電のロックイン回避、電力システム改革の推進、国際的な電力網の拡大である。これらの課題のそれぞれについて、最近、前向きな動きも見られる。例えば、タイにおける新たな固定価格買取制度、マレーシアとフィリピンにおける入札、インドネシアとベトナムにおける「公正なエネルギー転換パートナーシップ (JETP)」の発表、保守的な既存電力会社に挑戦する大胆な独立系発電事業者と消費者の出現、自然エネルギーの電力を国境を越えて取引するためのラオスとシンガポール間の電力購入契約の締結などである。

自然エネルギーが東南アジアの最優先課題であることは間違いない。したがって、この地域に関わるすべての利害関係者がこの共通認識を共有し、自然エネルギーの成長を加速させるために一致団結して取り組むことが、今、最も重要である。不合理に脱炭素火力発電や炭素回収・貯留技術のようなリスクの高い代替案を追求することは、大きな間違いを招く可能性がある。

略語一覧

ASEAN：東南アジア諸国連合
CCGT：コンバインドサイクル・ガスタービン
CO₂：二酸化炭素
EGAT：Electricity Generating Authority of Thailand—タイ発電公社
ERIA：ASEAN・東アジア経済研究所
ETM：エネルギー転換メカニズム
ETS：排出量取引制度
EVN：Vietnam Electricity —ベトナム電力会社
FIT：固定価格買取制度
GHG：温室効果ガス
GW：ギガワット
IEA：国際エネルギー機関
IEEJ：日本エネルギー経済研究所
IPP：独立系発電事業者
IRENA：国際再生可能エネルギー機関
JETP：ジャスト・エナジー・トランジション・パートナーシップ
LCOE：均等化発電原価
MW：メガワット
MWh：メガワット時
NPC：National Power Corporation —フィリピンの電力会社
NREL：国立再生可能エネルギー研究所
OECD：経済協力開発機構
PLN：Perusahaan Listrik Negara- インドネシア電力会社
PPA：電力購入契約
SEB：Sarawak Energy Berhad —サラワク電力会社
SESB：Sabah Electricity Sdn.Bhd. —サバ電力会社
PV：太陽光発電
T&D：送電と配電
TNB：Tenaga Nasional Berhad —マレーシアの電力会社
TWh：テラワット時

参考資料

- ¹ 世界銀行、人口、総計-2023年5月10日更新 (2023年5月17日閲覧)
- ² 世界銀行、GDP (constant 2015 US\$) -2023年5月10日更新 (2023年5月17日閲覧)
- ³ 国際エネルギー機関、Energy Statistics Data Browser: Balances – ASEAN – 2010 and 2020 (2023年5月18日閲覧)
- ⁴ BloombergNEF, Southeast Asia Country Profiles (2023年6月2日閲覧)
- ⁵ ジャーマンウォッチGlobal Climate Risk Index 2021: Who Suffers Most from Extreme Weather Events? Weather-Related Loss Events in 2019 and 2000 to 2019 (2021年1月)
- ⁶ 国際エネルギー機関、Energy Statistics Data Browser: Balances – Southeast Asia Countries – 2020 (2023年5月18日閲覧)
- ⁷ エネルギー研究所, Statistical Review of World Energy 2023 (2023年6月)
- ⁸ Global Energy Monitor, CREA, E3G, Reclaim Finance, Sierra Club, Solutions for Our Climate, Kiko Network, CAN Europe, Bangladesh Groups, Alliance for Climate Justice & Clean Energy, Chile Sustentable Boom and Bust Coal 2023: Tracking the Global Coal Plant Pipeline (2023年4月)
- ⁹ 国際再生可能エネルギー機関、Renewable Capacity Statistics 20232023年3月)
- ¹⁰ ベトナム首相、決定：2021年から2030年、2050年までの国家電力開発計画の承認 (2023年5月) [英訳：Apala Group].
- ¹¹ Philippine News Agency, EO 21 to Hasten Offshore Wind Projects, Says DoE - April 23, 2023 (2023年5月30日閲覧)
- ¹² 世界銀行、Offshore Wind Roadmap for the Philippines (2022年4月)
- ¹³ 国際エネルギー機関、Coal 2022: Analysis and Forecast to 2025 (2022年12月)
- ¹⁴ 国際エネルギー機関およびインペリアル・カレッジ・ロンドン、ASEAN Renewable Energy: Opportunities and Challenges (2023年3月)
- ¹⁵ PV Magazine, Emiliano Bellini, Myanmar's 1 GW Solar Tenders Concludes with Lowest Bid of \$0.0348/kWh - September 24, 2020 (2023年5月23日閲覧)
- ¹⁶ PV Magazine, Emiliano Bellini, Malaysia's 1 GW PV Tender Attracts Lowest Bid of \$0.0429/kWh - March 15, 2021 (2023年5月23日閲覧)
- ¹⁷ BloombergNEF、東南アジア電力市場展望2022年 (2022年12月)
- ¹⁸ Vietnam Electricity, Ministry of Industry and Trade Sets Ceiling Prices for Solar and Wind Projects - January 16, 2023 (accessed May 23, 2023).
- ¹⁹ Malaysian Investment Development Authority, Renewable Energy Capacity Targeted at 70% by 2050 - May 9, 2023 (accessed May 29, 2023).
- ²⁰ 国際再生可能エネルギー機関 (International Renewable Energy Agency)、注9。
- ²¹ BloombergNEF, カントリープロファイル: マレーシア - 2022年12月5日更新 (2023年5月30日閲覧)
- ²² BloombergNEF, op. cit. 注17.
- ²³ BloombergNEF, Caroline Chua, Philippines Goes Big on Renewables in Second Auction Round - April 5, 2023 (accessed May 30, 2023)
- ²⁴ International Carbon Action Partnership, Indonesia Launches Emissions Trading System for Power Generation Sector - February 27, 2023 (accessed May 30, 2023).
- ²⁵ 国際エネルギー機関およびインペリアル・カレッジ・ロンドン, op.
- ²⁶ エネルギー経済・金融分析研究所 (IEEFA) Coal Lock-In in Southeast Asia: An Analysis of Existing and Planned Coal-Fired Capacity in Southeast Asia (December 2021).
- ²⁷ BloombergNEF, Miquel Kishimoto Guardiola, New ASEAN Taxonomy Bolsters Emerging Market Transition - April 10, 2023 (accessed May 31, 2023)

-
- ²⁸ International Institute for Sustainable Development and Global Subsidies Initiative, Indonesia's Coal Price Cap: A Barrier to Renewable Energy Deployment (2019年5月)。
- ²⁹ 欧州委員会、共同声明：南アフリカ、公正なエネルギー移行投資計画 - 2022年11月7日 (2023年5月31日閲覧)。
- ³⁰ Asian Development Bank, Update on ADB's Energy Transition Mechanism - April 2023 - April 27, 2023 (accessed May 31, 2023).
- ³¹ エネルギー研究所、注7)。
- ³² Institute for Essential Services Reform, Indonesia Energy Transition Outlook 2023: Tracking Progress of Energy Transition in Indonesia – Pursuing Energy Security in the Time of Transition (2022年12月)。
- ³³ Asian Development Bank, ADB and Indonesia Partners Sign Landmark MoU on Early Retirement Plan for First Coal Power Plant Under Energy Transition Mechanism – November 14, 2022 (2023年5月31日閲覧)。
- ³³ 欧州委員会、Political Declaration on Establishing the Just Energy Transition Partnership with Vietnam – December 14, 2022 (2023年5月31日閲覧)。
- ³⁴ RE100, カーボン・ディスクロージャー・プロジェクト, Climate Group, 100 Annual Disclosure Report 2022: Driving Renewables in the Time of Change (January 2023).
- ³⁵ 国際エネルギー機関、SDG7データベース：Access to Electricity Data Set (SDG7.1.1) - Updated March 30, 2022 (accessed June 1, 2023).
- ³⁶ 国際エネルギー機関, Establishing Multilateral Power Trade in ASEAN (2019年8月)。
- ³⁷ ASEAN 電力事業者／当局の責任者、Status Update of APG Interconnection Projects – Updated May 2022 (2023年6月5日閲覧)。
- ³⁸ Energy Market Authority, Singapore Commences First Renewable Energy Electricity Import via Regional Multilateral Power Trade - June 23, 2022 (accessed June 5, 2023).
- ³⁹ Eco-Business, Samantha Ho, Malaysia Lifts Renewable Energy Export Ban, Move Welcomed in Singapore – May 10, 2023 (2023年6月22日閲覧)。

自然エネルギーが東南アジアの未来を拓く

2023年9月

公益財団法人 自然エネルギー財団

〒105-0001 東京都港区虎ノ門1-10-5 KDX虎ノ門一丁目ビル 11F TEL: 03-6866-1020(代表)

info@renewable-ei.org
www.renewable-ei.org/