

International Economic and Financial Review

国際経済金融論考



Institute for International Monetary Affairs (IIMA)

公益財団法人 国際通貨研究所

2022年3月24日

ASEAN における脱炭素政策

～エネルギー分野を中心に～

公益財団法人 国際通貨研究所

経済調査部 上席研究員

福地 亜希

aki_fukuchi@iima.or.jp

目次

はじめに	2
1. ASEAN における脱炭素政策	2
(1) 気候変動問題	2
(2) 脱炭素政策の概要	3
(3) 再生可能エネルギー導入加速に向けた課題	6
2. ASEAN 主要国の脱炭素戦略	9
(1) インドネシア	9
(2) マレーシア	10
(3) タイ	12
(4) フィリピン	14
(5) ベトナム	15
3. おわりに～今後の展望と日本政府・企業の役割	16

はじめに

東南アジア諸国連合（ASEAN）は、世界で最も気候変動の影響を受ける地域の一つとして認識されている。気候変動問題に何も対策をとらなければ、長い目で見た経済損失が他の地域を上回る可能性が指摘されているほか¹、世界的な ESG 投資の潮流の中で経済成長に不可欠な投資資金の獲得が難しくなりつつあり、持続的な成長に向けても脱炭素は避けては通れない。本稿では、ASEAN 主要国の脱炭素戦略の概要を俯瞰するとともに、温室効果ガス（GHG）排出の多くを占め、脱炭素の鍵となるエネルギー分野での取り組みを中心に現状と課題を整理する。

1. ASEAN における脱炭素政策

(1) 気候変動問題

東南アジア諸国連合（ASEAN）は、世界で最も気候変動の影響を受ける地域の一つとして認識されている。Climate Change Risk Index 2020²によると、1999 年～2018 年の 20 年間に世界で最も自然災害等の被害を受けた 10 カ国のうち 4 カ国が ASEAN 諸国（ミャンマー、フィリピン、ベトナム、タイ）であり、近年、台風や洪水、干ばつといった自然災害が頻発かつ甚大化している。また、都市化や地下水のくみ上げなどを背景に都市部での地盤沈下や洪水による経済的損失が深刻化している。すでに約 4 割が海拔ゼロの低地にあるインドネシアのジャカルタの一部では、年間 20cm と世界最速のペースで地盤沈下が進んでいるほか、タイのバンコク（年間 30mm）、ホーチミン（年間 80mm）でも地盤沈下の問題が顕在化している³。気候変動問題に何も対応をとらなければ、2048 年までの経済損失は最大で GDP 比 37.4%と世界全体の同 18.1%を上回る可能性が指摘されている⁴。

ASEAN 諸国では、シンガポールやマレーシアなど一部を除き 1 人当たり GHG 排出量は相対的に低水準にある（第 1 図）。しかし、前述の通り、気候変動に起因する将来の経済的損失に加えて、世界的な ESG 投資の潮流の中で経済成長に不可欠な投資資金の獲得が難しくなりつつあることから、持続的な成長に向けても脱炭素は避けては通れない。世界経済フォーラム（WEF）の「エネルギー転換指数（ETI）」によると、アジ

¹ <https://www.swissre.com/risk-knowledge/mitigating-climate-risk/economics-of-climate-change-impacts-for-asia.html>

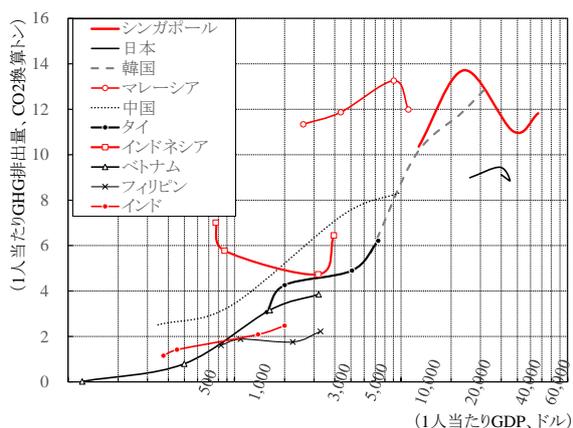
² https://germanwatch.org/sites/default/files/20-2-01e%20Global%20Climate%20Risk%20Index%202020_14.pdf

³ <https://www.ascantoday.com/2021/04/for-southeast-asias-sinking-cities-climate-change-is-a-design-problem/>

⁴ <https://www.swissre.com/risk-knowledge/mitigating-climate-risk/economics-of-climate-change-impacts-for-asia.html>

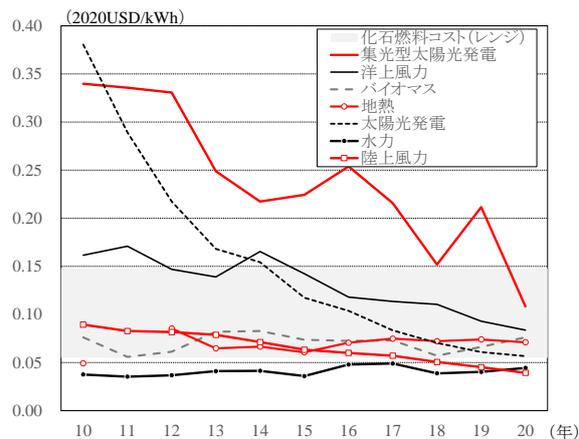
ア新興国の現時点のスコアは相対的に低いものの、過去9年間のスコアの改善幅が他の地域を上回り⁵、グリーン成長の推進による「リープフロッグ」は可能との見方が増えている。また、世界的にみて過去10年間で再生可能エネルギー技術の導入コストが化石燃料による発電と遜色ない水準に低下してきている点も（第2図）、各国の脱炭素を進めるうえでの追い風となろう。

第1図: アジア主要国の1人当たりGDPと1人当たりGHG排出量の推移



(注) 各国の1990年、2000年、2010年、2018年の実績をプロットしたもの。
(資料) World Research Institute, IMF統計より国際通貨研究所作成

第2図: 世界の再エネ技術別に見た均等化発電原価の推移



(資料) IRENA[2021]より国際通貨研究所作成

(2) 脱炭素政策の概要

ASEAN 各国政府は、独自の環境・エネルギー政策を策定するとともに、「パリ協定」の枠組みに基づき GHG 削減目標 (Nationally Determined Contribution: NDC) を定めている (第1表)。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) において、タイのプラユット首相は、条件付きで GHG 削減目標を 40% (従来 25%)、ネット・ゼロ・エミッション達成時期を 2050 年 (従来 2065 年) に前倒し可能との見方を示したほか⁶、インドネシアのジョコ・ウィドド大統領も、遅くとも 2060 年までにはカーボンニュートラル (二酸化炭素ネット排出量ゼロ) を達成するとの目標を示し、従来示していた 2070 年から 10 年前倒した。マレーシアやベトナムの政府も、2050 年までのカーボンニュートラル実現を目指す方針を掲げている。フィリピン政府は、2021 年 4 月に 2030 年までの GHG 排出削減目標を BAU 比 75% と従来の 70% から引き上げたが、自助努力のみでは同 2.7% の削減にとどまり、高いレベルでの目標実現には技術や資金面などでの国際支援が不可欠である。

⁵ World Economic Forum [2021]

⁶ <https://www.thaigov.go.th/news/contents/details/47717>

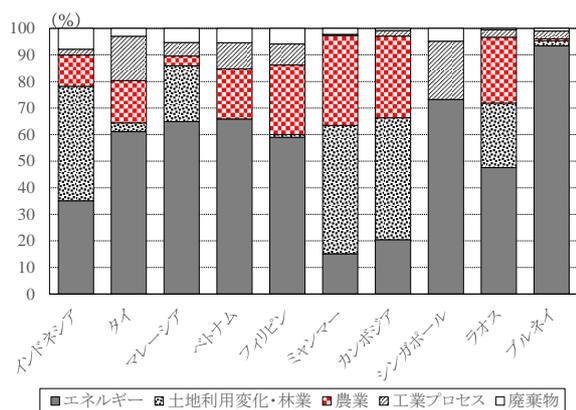
第1表: ASEAN 主要国の脱炭素に向けた主な目標

対象国	温室効果ガス(GHG)削減目標 (2030年、BAU比)		GHG排出 ピーク アウト	CN達成 目標	再エネ比率
	無条件	条件付き			
インドネシア	▲29%	▲41%	2030年	2060年	23%(2025年)、32%(2050年)
マレーシア	▲35%	▲45%	NA	2050年	31%(2025年)、40%(2035年) (大規模水力を含む)
フィリピン	▲2.71%	▲75%	NA	NA	26.9%(2030年)
シンガポール	▲36%	-	2030年	2050年	35万世帯の電力需要を太陽光 発電で賄う(2030年)
タイ	▲20%	▲40%	2030年	2050年	49%(2037年)
ベトナム	▲9%	▲27%	NA	2050年	32%(2030年)、43%(2050年)

(注) 1. マレーシアとシンガポールのGHG削減対象はGDPあたりGHG(2005年基準)。
 2. 『条件付き』は、資金・技術・能力育成面での支援が得られた場合。
 3. ベトナムの再エネ目標は第7次電力開発計画(PDP7)ベース。2022年3月までにPDP8を提出予定。
 (資料) 各種資料より国際通貨研究所作成

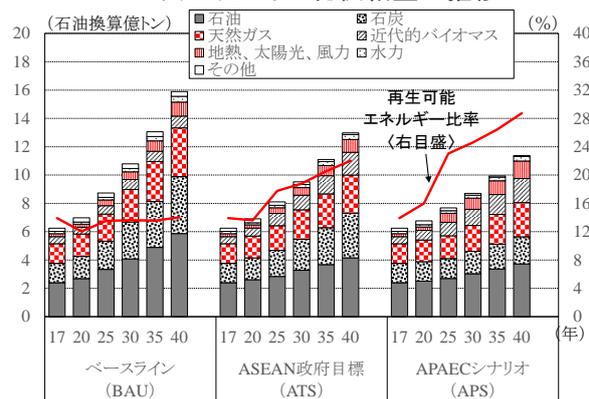
GHG 排出削減に向けては、GHG 排出に占めるシェアが大きいエネルギー分野における化石燃料依存からの脱却が最優先課題となる(第3図)。2017年時点の一次エネルギー総供給量(TPES)の内訳を見ると、ASEAN全体として石油や石炭、天然ガスといった化石燃料に約8割を依存しており、再生可能エネルギー(以下、再エネ)の割合は14%にとどまる(第4図)。

第3図: ASEAN 各国の GHG 排出量シェア
(セクター別、2018年時点)



(注) ベトナムは、土地利用変化・林業を除く。
 (資料) World Research Institute統計より国際通貨研究所作成

第4図: ASEAN における
一次エネルギー総供給量の推移



(注) 『その他』は、伝統的バイオマスを含む。『再生可能エネルギー比率』は、総エネルギー供給に占める再エネ(除く伝統的バイオマス)の割合。
 (資料) ACE and GIZ [2020]より国際通貨研究所作成

2020年11月のASEANエネルギー大臣会合（AMEM）で署名された「ASEANエネルギー協力に向けた行動計画（APAEC）フェーズ2（2021～2025年）」⁷では、2025年までにTPESに占める再エネの割合を23%、発電設備容量に占める再エネの割合については35%への引き上げなどを目標として掲げている。具体的には、加盟国が送電線を接続して電力を融通する「ASEAN送電網（ASEAN Power Grid: APG）」やASEAN横断ガスパイプラインの敷設、エネルギー効率化、再生可能エネルギーの使用など7つの分野で協力を進めている。APG⁸については、タイーラオス、タイーカンボジア、ベトナムーラオスーカンボジア、タイーマレーシアなどの一部では既に連系が進みつつあり⁹、今後は、二国間から多国間への連系拡大が課題となる。加えて、ASEANにおける再エネ資源の潜在性は、水力（インドネシア、ミャンマー）、太陽光（タイ、ミャンマー）、陸上風力（ミャンマー、ベトナム）、地熱（インドネシア、フィリピン）など、国ごとに強みがあるとみられ¹⁰、域内における再エネ資源の有効活用が期待される。

今後、各国政府目標に基づくシナリオ（ATS）上、TPESにおける再エネ比率は2040年でも22%にとどまるものの、APAECに基づく進歩的シナリオ（APS）では、2025年に23%、2040年には29%への上昇が見込まれている。一方、化石燃料への依存度は中長期的にやや低下が見込まれるものの、2040年時点でも約7割と高止まりが予想され、ATS、APSのいずれのシナリオでも数量ベースでは増加が続く点には留意が必要である。

発電設備容量に占める電源構成をみると、ASEAN全体として化石燃料が約7割を占める（第5図）。再エネについては、水力および太陽光を中心に33.5%を占め、2025年までには太陽光や風量などの拡大により37.6%とAPAECの目標（35%）を上回る見込みとなっている。国別にみると、天然資源の賦存状況などにより電源構成に特徴がみられ、タイを除くメコン圏（カンボジア、ラオス、ベトナムなど）では水力、インドネシアやマレーシア、タイなどでは石炭や天然ガスの割合が大きい。他方、フィリピンにおいては、増大する電力需要に対応しつつ、エネルギー安全保障の観点から輸入化石燃料依存からの脱却が課題となっていることもあり、再エネへのシフトが進みつつある。ベトナムでも電力不足への対応や逆風が強まる石炭火力の代替手段として、太陽光などを中心に再エネの導入が加速している。

⁷ ASEAN Secretariat [2020]

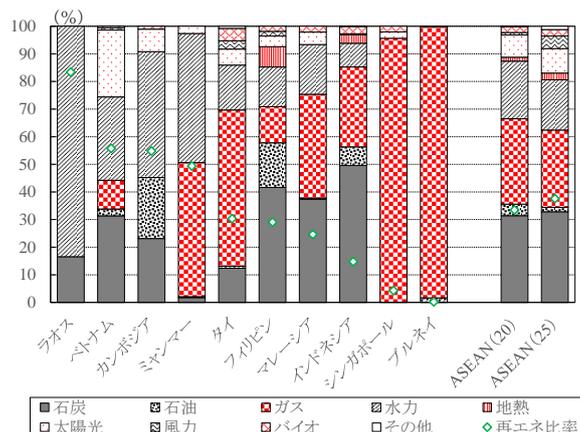
⁸ APGは、①北地域（カンボジア・ラオス・ミャンマー・タイ・ベトナム）、②南地域（シンガポール・マレーシア（半島マレーシア）・インドネシア（スマトラ島））、③東地域（フィリピン・ブルネイ・マレーシア（サラワク・サバ）・インドネシア（西カリマンタン））の3つの地域に分けて整備が進められている。

⁹ ACE [2021a]

¹⁰ USAID-NREL[2020]

なお、各国の発電設備容量に占めるシェアは相対的に小さいものの、インドネシアやフィリピンは世界有数の地熱資源量を誇り¹¹、2020年時点の地熱発電設備容量はインドネシア（2,289MW）が米国に次ぐ世界第2位、フィリピン（1,918MW）が第3位となっている¹²。発電コストが水力に次いで低いこともあり、今後の利用拡大が見込まれる。

第5図：ASEANにおける発電設備容量の構成（電源別、2020年時点）



(資料)ACE [2021b]より国際通貨研究所作成

(3) 再生可能エネルギー導入加速に向けた課題

ASEAN 各国における再エネ導入のスピードは国によって異なる。導入の障害となる主な要因として、経済性（コスト）やインセンティブのほか、電力市場の競争環境や既得権益、融資へのアクセス（グリーンファイナンス）、熟練労働者の不足などが挙げられる¹³。以下では、①経済性（コスト）、②インセンティブ、③電力市場の競争環境についてやや詳しく述べる。

①経済性（コスト）

まず、ASEAN における再エネの普及を妨げる第一の阻害要因として、経済性、すなわち発電設備の導入および運用面でのコストの問題が指摘される¹⁴。前述の通り、近年、世界的に再エネ技術の導入コストは低下傾向を辿っており、ASEAN においても固形廃棄物（バイオマス）発電や水力発電などについては従来型の化石燃料発電に対してコスト競争力を増している¹⁵。他方、太陽光発電の導入コストは、ASEAN の多くの国で世界（中央値）を上回るなど、なお割高な水準にある（第6図）。インドネシアにおいて

¹¹ https://geothermal.jogmec.go.jp/information/plant_foreign/

¹² <https://www.geothermal-energy.org/pdf/IGStandard/WGC/2020/01017.pdf>

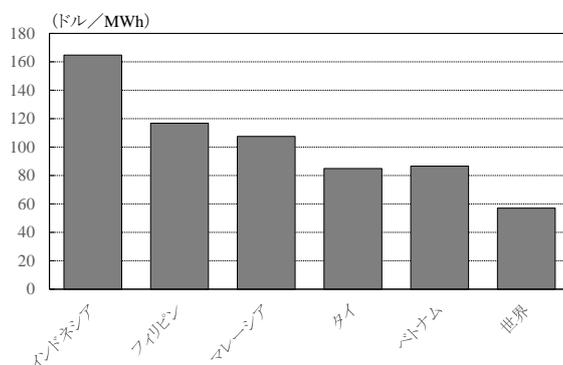
¹³ Dimiter S. Ialnazov [2022]

¹⁴ 自然エネルギー財団[2019]

¹⁵ ACE [2019]

は、電力インフラを対象とするローカル・コンテンツ規定¹⁶により、自国の製品・サービスの利用が義務付けられており（例えば、太陽光発電システムの現地調達比率は40%以上等）、海外メーカーに比べて高価・低品質である国内メーカーの太陽光パネル等を使用する場合、事業コストが割高になるといった問題が指摘されている。もっとも、ASEAN 主要国においても、インドネシアを含め今後太陽光発電のコストが石炭発電に対して有利になることが予想されており¹⁷、新規石炭発電の抑制および再エネへのシフトの加速が期待される。

第 6 図:ASEAN 主要国における太陽光発電の均等化発電原価



(注)1. 中程度シナリオ (Moderate Scenario) のケース。
 2. 『均等化発電原価』は、発電システムの存続期間にわたる電気単価の正味現在価値。
 (資料) USAID & NREL [2019]より国際通貨研究所作成

②インセンティブ

ASEAN 各国政府は、再エネの導入を後押しするため、再エネ発電を手掛ける独立系発電事業者（IPP）などから再エネを一定期間買い取る電力買取制度や各種税制優遇措置などのインセンティブを採用している（第 2 表）。

タイでは、2007 年に ASEAN 諸国で初めて再エネ電力の買取制度を導入、他の主要 ASEAN 諸国でも同様の制度導入が相次いだ。もっとも、再エネ導入への影響は、買取価格の設定など運用方法により異なり、ベトナムでは 2017 年に太陽光発電に対して比較的高い買取価格を設定したことで 2018 年～2020 年の 3 年間で太陽光発電への投資が急拡大した。ただし、太陽光発電の開発が集中したベトナムの一部地域において、送電網の整備の遅れにより太陽光発電の出力を制限せざるを得ない状況となり、2021 年以

¹⁶ 「2009 年電力法」は、国産の製品・サービスの優先的利用を求めているほか、「電力インフラの開発に関する国産製品・サービスの利用に関する産業省規制 (No. 54/M-IND/PER/3/2012 および No. 5/M-IND/PER/2/2017)」では、再エネの種類に応じて、達成すべき最低限のローカル・コンテンツ比率を定めている。

¹⁷ JETRO[2021]等

降は、太陽光発電に対する同制度の適用は終了し、バイオマスおよびバイオガス発電のみが引き続き対象となっている。マレーシアでは、太陽光パネルの価格下落に加えて、大規模太陽光発電（LSS）競争入札制度、ネットエネルギーメータリング（NEM）といった新たな枠組み（詳細は後述）が導入されたこともあり、太陽光発電に対する固定価格買取（FIT）制度の適用は2017年で終了した。他方、インドネシアにおいては、送電部門を独占する国営電力会社 PT PLN(Persero)の買取価格がPLNの発電コストに基づき民間事業者に不利に設定されていることなどから、IPPによる再エネ分野への投資が進まない要因の一つとして指摘されている。

第2表:ASEAN 主要国における固定買取価格、税制優遇等の概要

	再生可能エネルギー					化石燃料
	FIT	電力買取枠	ネットメータリング	税制優遇	ソフトローン	炭素税
インドネシア	●	●		●	●	●
マレーシア	●	●	●	●	●	
フィリピン	●	●	●	●		
タイ	●			●	●	●
ベトナム	●			●		

(資料)ACE [2021]より国際通貨研究所作成

③電力市場の競争環境

ASEAN 諸国の電力市場は、発電部門は、国によって競争度合が異なるものの、送配電や給電部門はフィリピンなど一部を除き政府系／公営事業者の独占あるいは寡占状態となっている。こうした既存組織の影響力は大きく、その取り組み姿勢が全体のスピード感を左右する。また、低所得層に配慮した社会政策などにより、消費者レベルでの電気料金が低く抑えられているケースが少なくなく、民間の事業者の収益性（あるいは財政）にマイナスの影響を及ぼす要因となっている。

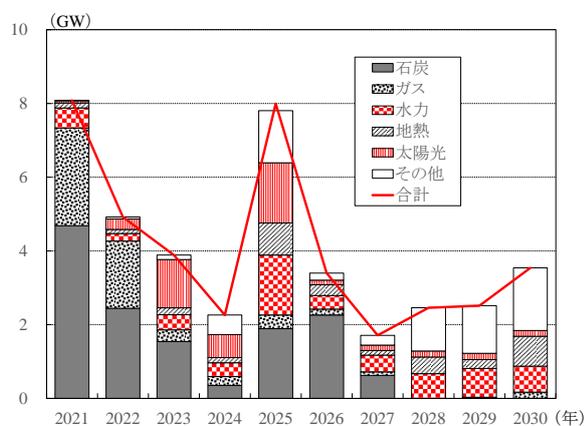
2. ASEAN 主要国の脱炭素戦略

(1) インドネシア

インドネシア政府は、2021年7月に国連気候変動枠組条約（UNFCCC）事務局に提出した NDC 改訂版¹⁸および「2050 年低炭素・気候変動への強靱化のための長期戦略（Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050: LTS-LCCR 2050）」¹⁹に基づいて脱（低）炭素政策を進めている。

エネルギー分野については、化石燃料への依存が高い電源構成の見直しが鍵となる。国営電力会社 PT PLN (Persero)²⁰は、今後、石炭火力発電所の建設を段階的に縮小する一方、石炭火力発電における 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とともに、水力、地熱、太陽光といった再エネの導入を加速し、2056 年までに石炭火力発電を廃止する方針を示している（第 7 図、第 8 図）。もっとも、2020 年末時点の再エネの割合は 11.2%にとどまり、2025 年までに 2 倍の 25%への引き上げは野心的な目標と言える。

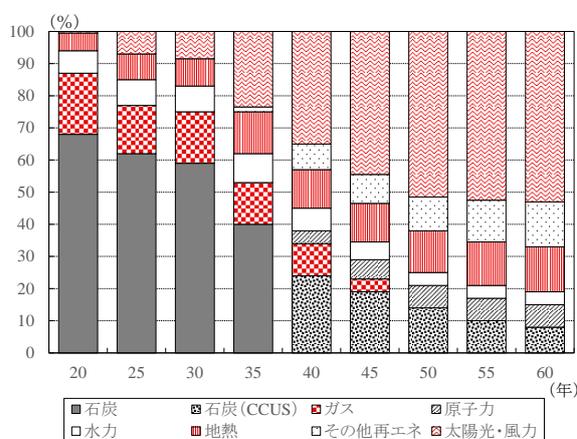
第 7 図: インドネシアの電源別に見た発電設備増設計画 (2021 年-2030 年)



(注) PLN 単独および IPP の合計。

(資料) PT PLN (Persero) [2021]より国際通貨研究所作成

第 8 図: インドネシアにおける電源構成比率の推移 (CCUS 活用シナリオ)



(資料) PT PLN (Persero) 資料より国際通貨研究所作成

政府は、2020 年 10 月に国会で可決した「雇用創出オムニバス法」に基づく「投資優先リスト (DPI)」の一つに再エネを用いた発電所を指定し、外資による 100%の出資を認めている。また独立系発電事業者 (IPP) は、原則、公共入札を通じて PLN と電力買取契約 (Power Purchase Agreement: PPA) を締結する必要があるが、再エネを用いた発

¹⁸ Ministry of Environment and Forestry, Directorate General of Climate Change [2021 a]

¹⁹ Ministry of Environment and Forestry, Directorate General of Climate Change [2021 b]

²⁰ PLN は国内発電部門の 73%のシェアを占め (残りは IPP)、送配電部門を独占 (2021 年 6 月時点)。

電については、PLN が直接指名で IPP から買い取ることを可能とした。ただし、IPP からの買取価格は、資源エネルギー省 (MEMR: Ministry of Energy and Mineral Resources) の承認が必要であり、PLN の発電コストをベースに上限価格が低く設定されるため、収益性を低減させる要因となっている。また、電力インフラを対象とするローカル・コンテンツ規定²¹により、自国の製品・サービスの利用が義務付けられている (例えば、太陽光発電システムの現地調達比率は 40%以上等)。現状、海外メーカーに比べて高価・低品質である国内メーカーの太陽光パネル等を使用する場合、事業コストが割高になるといった問題も指摘されており、再エネの導入加速に向けては、こうした規制の緩和を検討する必要があるだろう。

市場メカニズムを活用した排出量の抑制にも取り組んでいる。2025 年までに排出権取引制度 (ETS) の導入を目指しており、2021 年 3 月から 8 月にかけて国内の石炭火力発電所 80 ヶ所 (うち 54 ヶ所は国営電力 PLN が保有) において試験的に ETS を導入した。2022 年 4 月には、コロナ禍で悪化した財政健全化の狙いもあり、炭素税の導入を予定している。もっとも、炭素税の課税額は二酸化炭素排出量 1kg 当たり 30 ルピア (約 0.002 ドル) と、パリ協定の気温目標を実現するために整合的な水準 (2020 年までに少なくとも CO2 換算で 1 トン当たり 40~80 ドル) ²² に比べて極めて低水準であり、今後どこまで実効性を高めていくかが課題と言える。

なお、国営石油会社プルトaminaも、グリーン燃料やバイオエネルギーの開発など 8 つをエネルギートランジションの柱として掲げ、政府目標達成への貢献を目指す²³。2021 年には、日本企業との間で二国間クレジット (Joint Crediting Mechanism: JCM) を活用した CCUS あるいは CCS の実証に向けた事業性評価スタディなどを開始した²⁴。

(2) マレーシア

マレーシアでは、2016 年~2020 年を対象とする国家中期計画 (Eleventh Malaysia Plan: 11MP) において 2030 年までの GHG 排出削減目標を 45% (国際支援がある場合) と定め、2017 年に「グリーンテクノロジーマスタープラン (GTMP) 2017 年~2030 年」²⁵ を策定した。GTMP では、2050 年までのカーボンニュートラル達成に向けて、エネル

²¹ 「2009 年電力法」は、国産の製品・サービスの優先的利用を求めているほか、「電力インフラの開発に関する国産製品・サービスの利用に関する産業省規制 (No. 54/M-IND/PER/3/2012 および No. 5/M-IND/PER/2/2017)」では、再エネの種類に応じて、達成すべき最低限のローカル・コンテンツ比率を定めている。

²² World Bank [2021]

²³ <https://www.pertamina.com/en/energy-transition>

²⁴ https://www.japex.co.jp/news/detail/20210622_03/; https://www.jgc.com/jp/news/2021/20210719_02.html

²⁵ Ministry of Energy, Green Technology and Water Malaysia [2017]

ギー、製造業、輸送、廃棄物など主要 6 分野について 2030 年までの目標を定めている（第 3 表）。エネルギー・科学・技術・環境・気候変動省の傘下のマレーシア環境技術公社が、GTMP2017-2030 の推進組織となっており、環境技術の設備や資産の購入に対する環境投資減税（Green Investment Tax Allowance: GITA）や環境対応サービスの所得税免税（Green Income Tax Exemption: GITE）、環境技術のための資金調達支援制度（Green Technology Financing Scheme 2.0: GTFS 2.0）といったインセンティブを導入している。

エネルギー分野に関しては、2000 年代以降、5 年毎の中期国家計画において再エネに関する目標を設定するなどし、再エネの活用に取り組んできた。2011 年には「再生可能エネルギー法」を制定し、固定価格買取（FIT）制度²⁶を導入、その実施機関として、持続可能エネルギー開発庁（SEDA）を設置した。FIT 制度は当初、バイオマス、バイオガス、小規模水力、太陽光発電といった主要な再エネ全てを対象としていた。その後、太陽光パネル価格の大幅下落に加えて、2016 年以降、大規模太陽光発電（LSS）競争入札制度、ネットエネルギーメータリング（NEM）²⁷、自家消費（SELCO）²⁸といった新たな枠組みを導入したこともあり、太陽光発電に対する FIT 制度の適用は 2017 年で終了した。

もっとも、国産の天然ガスや輸入炭のコスト面での優位性などを背景に、再エネの導入ペースは緩やかとなっている。2019 年時点の総発電容量（全国ベース）のうち天然ガスおよび石炭等の化石燃料が約 8 割を占め、水力や太陽光といった再エネは 2 割程度にとどまっており、2021 年～2025 年を対象とする現行の国家中期計画（12MP）では、2025 年までに再エネ比率の 31%への引き上げを目指している。この目標実現に向けエネルギー天然資源省が 2021 年に「マレーシア再生可能エネルギーロードマップ（Malaysia Renewable Energy Roadmap: MyRER）」²⁹を策定、水力発電に加えて、太陽光発電を中心に再エネ比率を 2025 年までに 31%、2035 年までに 40%へ引き上げる計画となっている（第 9 図）。2022 年 1 月から、マレー半島の消費者が水力や太陽光といった再エネ電力を選択して購入できる「グリーン電力タリフ（GET）」を開始した。

²⁶ 同制度では、許認可を受けた配電事業者（Tenaga Nasional Bhd. (TNB)、Sarawak Energy Bhd. (SEB))が特定の期間、FIT 認可取得者が発電した電力を政府が既定の買取価格で買い取るのが義務付けられている。TNB、SEB、Sabah Electricity (SESB)等の電力顧客が支払う再生可能エネルギー基金 (RE Fund)によって支えられており、電力使用量が 300kWh/月を超える利用者は、電力料金の 1.6%を追加で支払う。

²⁷ 太陽光発電による発電量から自家消費分を差し引いた余剰分を電力大手 Tenaga Nasional Bhd. (TNB)に売電するもの。

²⁸ ユーザーが自家消費目的で太陽光発電を行い、グリッドに接続せず(料金の支払も発生しない)、自己責任で管理を行うシステム。

²⁹ SEDA [2021]

なお、2020年に国営石油会社ペトロナスは、2050年までのカーボンニュートラル目標を宣言し、CCUS技術の活用によるGHG排出量の削減やエネルギー効率化、再エネ分野への事業シフトなどを通じた目標の達成を目指している³⁰。

第3表:「グリーンテクノロジーマスタープラン(GTMP) 2017年~2030年」の概要

項目	現状	2030年	
エネルギー	■ 発電容量に占める再エネの割合	18.4%(2016年)	30%
	■ GDP当たりの電力消費量削減	2%以下(2014年)	15%
製造業	■ グリーン生産を行う事業者数	3,400社(2015年)	17,000社
輸送	■ 民間部門における高エネルギー効率車の割合	32.6%(2015年)	100%
	■ 公共交通機関の利用率	20.8%(2013年)	40% (全都市)
建築	■ バイオ油由来のバイオ燃料の利用	23万トン(2013年)	58万トン
	■ 認証済みグリーン建築数	370(2016年)	1,750
廃棄物	■ 都市廃棄物のリサイクル率	17.6%(2016年)	28%
	■ 廃棄物エネルギープラントの設置数	1基(2020年)	3基
水	■ 処理水のリサイクル率	35.5%(2015年)	33%
	■ 河川流域管理による真水の抽出率	2%(2015年)	15%

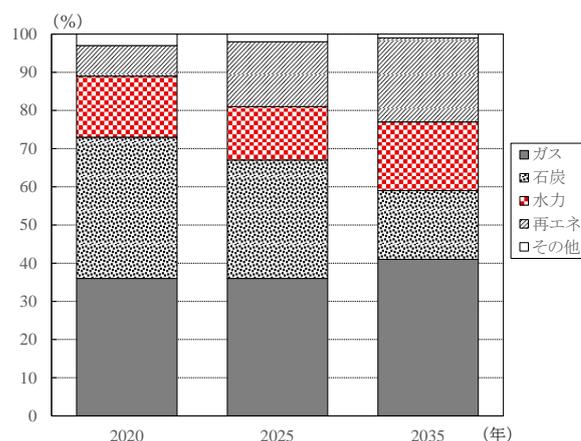
(注)1.『グリーン生産』は、グリーンエネルギーの利用、グリーン商品の製造、製造工程のグリーン化など。

2.『高エネルギー効率車』は、高燃費車、ハイブリッド車、電気自動車。

3.『公共交通機関の利用率』の現状はクランバレー内のみ。

(資料)マレーシア政府資料より国際通貨研究所作成

第9図:マレーシアにおける電源構成の推移



(資料)SADA[2021]より国際通貨研究所作成

(3) タイ

タイでは、一次エネルギー総供給量における化石燃料への依存や石油輸入依存度の高さ、電源構成の約6割を依存する天然ガス資源の枯渇懸念といったエネルギー安全保障の観点などから、国内で再生可能なエネルギーの活用に取り組んできた。2007年に民間事業者による再エネ電力を国営電力公社(EGAT)等が固定プレミアムを上乗せして買い取る制度(“Adder”)³¹を導入したほか、2013年には国内の自主的GHG排出削減プログラム(Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER)、2015年に電力・鉄鋼部門など10部門を対象に排出量取引(V-ETS)を試験的に開始、GHG削減につながる省エネや代替エネルギー、環境負荷軽減投資への免税措置などもあり、民間事業者の参入活発化につながっている。2014年に設定したGHG排出削減目標(2020年までにエネルギー・輸送部門で7~20%削減)については、2019年までに17%削減するなど、概ね順調な進展がうかがわれる。

総合的なエネルギー計画「タイ統合エネルギー構想(Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB)」³²は、電力開発計画(Power Development Plan: PDP)や代替エネルギ

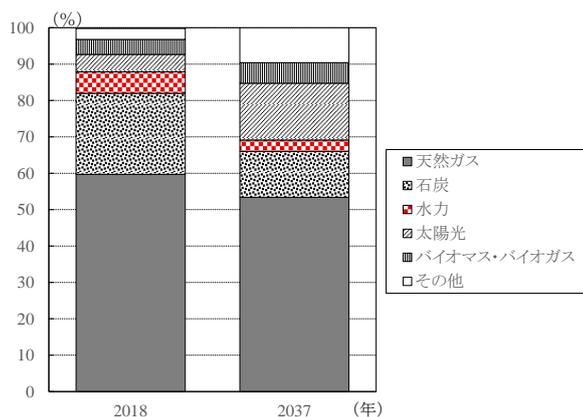
³⁰ <https://www.petronas.com/integrated-report/files/PETRONAS-IR20-PETRONAS-in-2020.pdf>

³¹ Adderは2018年には固定価格買取制度(FIT)に置き換えられた。

³² 総合的なエネルギー計画「タイ統合エネルギー構想(Thailand Integrated Energy Blueprint: TIEB)」は、①電力開発計画(Power Development Plan: PDP)、②省エネルギー計画(Energy Efficiency Plan: EEP)、③代替エネルギ

一開発計画（Alternative Energy Development Plan: AEDP）など5つの計画で構成されている。2018年～2037年を対象とする現行の電力開発計画（PDP2018）³³の中で、2037年までに太陽光発電やバイオマス・バイオガス発電等を中心に再エネ比率を約3割程度へ引き上げる計画となっている（第10図）。ただし、プラユット首相は2021年11月のCOP26首脳会議において、GHG削減目標を条件付きで2030年までにBaU比40%（従来25%）、ネット・ゼロ・エミッション達成時期を2050年（従来2065年）に前倒し可能との見方³⁴を示したことを受けて、目下、各計画の改訂作業が進められている。計画の詳細はまだ公表されていないものの、2021年8月に国家エネルギー政策評議会（NEPC）が承認した「国家エネルギー計画枠組み」では、再エネ比率の50%以上への引き上げ、エネルギー効率性の改善（30%以上）、「4D1E」³⁵に従ってエネルギー産業の再構築に取り組む方針などが示されている。

第10図：タイにおける電源構成比率の推移



(注)『その他』は、風力、廃棄物、省エネなどを含む。
 (資料) Ministry of Energy [2019]より国際通貨研究所作成

第4表：BCG 経済モデルの概要

概要	
目的	世界的な潮流である「持続可能性」に配慮した経済発展により、国内産業の国際競争力の向上・コロナ禍からの経済復興を目指す
期間	2021年～2026年
重点産業	①食品・農業、②医療・健康、③エネルギー・バイオ化学、④観光
投資恩典	■ 技術レベルなどに応じて、機械や原材料の輸入関税や法人税を減免
投資恩典の対象となる産業の具体例（一部）	
バイオ経済 (Bio economy)	<ul style="list-style-type: none"> ■ バイオマスを利用した新エネルギー ■ バイオテクノロジーを利用した医薬品などの研究・開発 ■ スマート農業
循環型経済 (Circular Economy)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 廃棄物を利用した新エネルギー ■ 廃棄物処理や管理 ■ リサイクル、リユース
グリーン経済 (Green Economy)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 再生可能エネルギー ■ 燃料電池などの省エネ製品 ■ 環境に配慮した化学製品

(資料) BOI資料等より国際通貨研究所作成

タイ政府は2021年1月、コロナ禍からの持続可能な経済復興を後押しするための国家戦略として、「BCG（バイオ・循環型・グリーン）経済モデル」構想を公表した（第4表）。タイにおける農業の多様性という強みを生かしつつ、環境に配慮しながら効率的な生産を行い、持続的な成長を目指すもので、2015年に策定した2036年までの20ヵ年国家戦略「Thailand 4.0」におけるターゲット産業のうち、①食品・農業、②医療・

一開発計画 (Alternative Energy Development Plan: AEDP)、④天然ガス供給計画 (Natural Gas Supply Plan)、⑤石油管理計画 (Petroleum Management Plan) の5つの計画によって構成される。

³³ 2018年に策定されたPDP2018をベースに、その後の発電所建設計画の遅延などを踏まえ、2020年に一部改訂された (PDP2018 Rev.1)。

³⁴ <https://www.thaigov.go.th/news/contents/details/47717>

³⁵ 脱炭素 (Decarbonization)、デジタル化 (Digitalization)、分散化 (Decentralization)、規制緩和 (Deregulation)、電動化 (Electrification)。

健康、③エネルギー・バイオ化学、④観光の4分野を対象に、技術レベルや投資対象地域等に応じて、税制上の恩典を付与する。2022年2月にはBCG経済促進に向けたアクションプラン（対象期間：2022年～2027年）³⁶を閣議決定した。BCGを通じて2027年までにGHG排出の20%削減などを目指している。

(4) フィリピン

フィリピン政府は、増大する電力需要への対応に加えて、エネルギー安全保障の観点で輸入化石燃料依存からの脱却が課題となっていることもあり、自国内で安定的な調達が見込まれる再エネの導入を推進してきた。もっとも、2001年電力産業改革法(EPIRA)成立に伴い国営電力会社(NPC)の分割民営化が進み、電源開発は原則民間投資に委ねられている。このため政府は、エネルギー省を中心に関連の法整備等を進めることにより開発目標の実現を目指している。2007年にバイオ燃料混合の利用促進に向けた「バイオ燃料法」、2008年には「再エネ法」を制定、再エネを一定期間(20年間)市場価格よりも高い固定価格で買い取る固定価格買取(FIT)制度や、電気事業者が電力の一定割合を再エネでの調達を義務づける「再エネ利用基準割合(RPS)」を導入した。2010年に策定した「国家気候変動枠組戦略(National Framework Strategy on Climate Change: NFSCC) 2010年～2022年」³⁷でも、エネルギー効率の向上や再エネ活用などを重点分野として位置づけている。2019年にバイオマス発電事業、2020年には地熱発電事業に対する外資規制を緩和、外資系企業による100%の出資を可能とした。こうした中、フィリピンと中国の企業連合体が運営する民間送電事業者ナショナル・グリッド・コーポレーション・オブ・フィリピン(NGCP)は、エネルギー省が策定した「2016年～2040年電力開発計画(Power Development Plan 2016-2040)」³⁸における需要見通しをベースに「2016年～2040年送電開発計画(TDP)」を策定、2040年の電力ピーク需要に対応すべく送電網と変電所の能力拡張を進めている。

電源構成に占める再エネの割合は2020年時点で約3割まで上昇している。現行の2030年までを対象とする「国家再生エネルギープログラム(National Renewable Energy Program: NREP)」では、水力、地熱、風力などを中心に、再エネ発電量を2010年時点の3倍の15GWへ引き上げる目標となっている(第5表)。現在策定中のNREP2020-2040³⁹では、2040年までの再エネ発電量の目標を34GWに引き上げ、電源構成に占める再エ

³⁶ <https://www.bcg.in.th/bcg-action-plan/#>

³⁷ https://climatechange.dnr.gov.ph/images/DL_Files/National%20Framework%20Strategy%20on%20Climate%20Change.pdf

³⁸ DOE [2016]

³⁹ <https://www.pna.gov.ph/articles/1159659>

ネの割合を 2030 年までに 35%、2040 年までに 50%への引き上げを目指す針とみられる⁴⁰。

第 5 表:フィリピンの再生可能エネルギー開発目標

	2010年		2030年	
	発電量 (MW)	割合 (%)	発電量 (MW)	割合 (%)
水力	3,400	62.5	8,724	57.0
地熱	1,966	36.2	3,461	22.6
バイオマス	39	0.7	316	2.1
風力	33	0.6	2,378	15.5
太陽光	1	>0.1	285	1.9
海洋	0	0.0	71	0.5
合計	5,438	100	15,305	100

(資料)フィリピンエネルギー省資料より国際通貨研究所作成

(5) ベトナム

ベトナムでは、経済成長とともに拡大する電力需要に供給が追いつかず電力不足が深刻化する中、逆風が強まる石炭火力の代替手段として再エネの導入を推進してきた。2017年の固定価格買取（FIT）制度導入を契機に太陽光発電は2018年時点の10MWから2020年末には17.4GWへ急拡大し、発電設備容量に占める割合は25%まで上昇した。

政府は2020年2月に「2030年までの国家エネルギー開発戦略と2045年までのビジョン」（共産党政治局55号決議）を発出した（第6表）。2045年までに一次エネルギー総供給量に対する再エネ比率の25～30%への引き上げなど、エネルギーに関する各種目標を設定するとともに、外資を含む全ての企業がエネルギー開発に参入できることなどを規定した。同決議を受けて商工省は「第8次国家電力開発基本計画（PDP8）」を策定している。同草案では、中長期的に石炭火力や水力への依存度を引き下げる一方、太陽光に加えて、風力やバイオマスなど再エネ（除く水力）の割合を拡大する計画となっている（第11図）。また、2021年10月には「2021年～2030年までの国家グリーン成長戦略と2050年のビジョン」（首相決定第1658/QD-TTg号）⁴¹を發布した。この中では、GHG排出削減目標（2050年までに少なくとも2014年比▲30%）のほか、GHG排出強度の削減、各産業のグリーン化などの目標が設定されている。なお、2021年11月のCOP26では、チン首相が2050年までのカーボンニュートラルを目指すとともに、石炭火力発電の段階的廃止に合意、2031年以降は石炭火力を新設しない方針を表明した。

⁴⁰ <https://www.pna.gov.ph/articles/1159659>

⁴¹ Unofficial translation of Vietnam's Prime Minister Decision 1658/QD-TTg (<https://www.fas.usda.gov/data/vietnam-vietnam-issues-green-growth-strategy-2021-2030-vision-2050>)

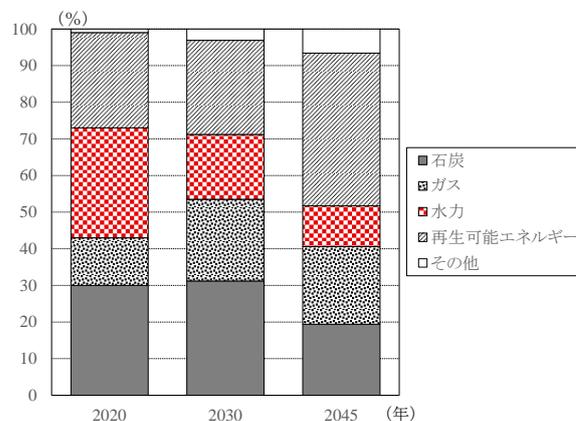
これを受けて、商工省が再検討を進めている PDP8 の中では、小規模原子力発電の導入が検討されている模様である。

第 6 表:「政治局決議 55 号」における主な環境関連目標

	2030年	2045年
一次エネルギー総供給量に対する再生可能エネルギーの比率(%)	15~20	25~30
最終エネルギー総消費量(億石油換算トン)	1.05~1.15	1.6~1.9
一次エネルギー強度(石油換算kg/USD 1,000 GDP)	420~460	375~410
エネルギー活動からのGHG排出量の削減率(BAU比)(%)	15	20
最終エネルギー総消費量における省エネルギーの比率(BAU比)	7	14

(資料)ベトナム共産党資料より国際通貨研究所作成

第 11 図:ベトナムにおける電源構成比率の推移



(注)「第8次国家電力開発基本計画(PDP8)」草案(2021年9月時点)、基本シナリオ。
(資料)各種資料より国際通貨研究所作成

3. おわりに～今後の展望と日本政府・企業の役割

ASEAN 各国政府は、「Industry 4.0」や脱炭素戦略を策定し、産業高度化や人材育成、イノベーションによる成長性の押し上げと脱炭素の両立を目指している。脱炭素に向けては、国毎に取り組み姿勢やスピードに温度差があるが、ベトナムやフィリピンなど高い成長に伴い増大する電力需要への対応もあり、電力インフラ整備が急務の国においては、再エネの導入をはじめとする脱炭素への対応が比較的早く進む可能性がある。また、APG を通じた域内での電力融通の仕組みについては、二国間から多国間への連系拡大のほか、域内における再エネ資源の有効活用といった課題はあるにせよ、国境を跨いだ協力の動きとして前向きに評価できる。他方、一部で ETS や炭素税を導入する動きが広がりつつあるが、課税対象や税率などで如何に実効性を持たせるかが課題となろう。高い成長ポテンシャルを有している間に脱炭素社会・経済構築の取り組みに奏功するか否かは、長期的にみた ASEAN 地域及び各国の競争力を大きく左右する公算が大きい。ASEAN 及び各国政府が、再エネ分野等への投資を促進するようなインセンティブ採用や規制緩和等による対応加速が出来るか、重要な分岐点にある。

高いレベルでの目標実現には技術や資金面での国際支援が不可欠となる中、日本政府も政策・技術・資金面などで積極的な支援を打ち出しており、民間企業の参入の動きも活発化している。具体的には、2021年6月にオンラインで開催された日 ASEAN エネルギー大臣特別会合で同地域のエネルギー転換に向けた支援策として、日本政府は「アジ

ア・エネルギー・トランジション・イニシアティブ (AETI)」を表明した⁴²。各国の脱炭素に向けたロードマップ策定や再エネ・省エネ、LNG 等のプロジェクトへのファイナンス (100 億ドル) などで支援を行うことが盛り込まれた。7 月には、経済産業省と東アジア・アセアン経済研究センター (ERIA) が、アジア域内における二酸化炭素回収・利用・貯留 (CCUS) 活用に向けた国際的な産学官プラットフォーム「アジア CCUS ネットワーク」の立ち上げを発表した⁴³。2021 年 10 月にオンラインで開催された日 ASEAN 首脳会議で日本政府は、「日 ASEAN 気候変動アクション・アジェンダ 2.0」⁴⁴を発表、ASEAN 各国における排出削減シナリオおよび目標の策定、各セクターの脱炭素化、二国間クレジット (Joint Crediting Mechanism: JCM) 等を通じた脱炭素技術の普及をサポートする。また、COP26 では、アジア開発銀行 (ADB) がインドネシアとフィリピンにおいて Energy Transition Mechanism (ETM)を立ち上げ⁴⁵、石化発電所廃止の前倒しに関わるフィージビリティスタディや支援を行うことを表明、日本も 2,500 万ドルの支援などにより脱炭素化を後押しする⁴⁶。日本企業にとっても、環境分野を含む多方面でビジネスチャンスの拡大が見込まれ、アジア地域全体として持続可能な成長につながる事が期待される。日本も ASEAN 地域・各国と政策面での競争と協働の両面を加速させ、脱炭素と持続的成長両立の道を急いで探る必要がある。

以 上

<主な参考文献>

市原 純[2015]、「インドネシアの気候変動緩和対策」IGES Working Paper、公益財団法人地球環境戦略研究機関、2015 年 2 月 (https://www.iges.or.jp/publication_documents/pub/discussionpaper/jp/4899/Indonesia_WP_201502final.pdf) (最終閲覧日：2021 年 12 月 3 日)

佐藤 譲[2021]、「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」JOGMEC カレント・トピックス、独立行政法人石油天然ガス、2021 年 11 月 5 日 (<https://coal.jogmec.go.jp/content/300374930.pdf>) (最終閲覧日：2021 年 11 月 19 日)

⁴² <https://www.meti.go.jp/press/2021/06/20210621008/20210621008.html>

⁴³ <https://www.asiaccusnetwork-eria.org/recent-updates/asia-ccus-network-has-launched>

⁴⁴ <https://www.env.go.jp/press/110137.html>

⁴⁵ https://www.adb.org/news/adb-indonesia-philippines-launch-partnership-set-energy-transition-mechanism?utm_source=news&utm_medium=email&utm_campaign=alerts

⁴⁶ <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/adb-sets-plan-retire-coal-fired-power-plants-philippines-in-donesia-2021-11-03>

- 自然エネルギー財団[2021]、「東南アジアにおけるエネルギー転換—石炭から自然エネルギーへ」2019年12月 (<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20191219.php>) (最終閲覧日：2022年3月8日)
- 日本貿易振興機構 (JETRO) [2021]、「マレーシアの再生可能エネルギー市場調査」海外調査部クアラルンプール事務所、2021年6月 (<https://www.jetro.go.jp/world/reports/2021/01/b7fda4e47ab81da4.html>) (最終閲覧日：2022年3月8日)
- Department of Energy (DOE) [2016], “Power Development Plan 2016-2040,” (https://www.doe.gov.ph/sites/default/files/pdf/electric_power/development_plans/pdp_2016-2040.pdf)
- Dimiter S. Ialnazov [2022]、「ASEANにおける再生可能エネルギーへの転換-- ベトナムとインドネシアを中心に--」京都大学『京大アジア・アフリカ塾2022 ASEANの現状と未来～京大研究者からの提案』2022年2月24日
- ASEAN Centre for Energy (ACE) and Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ) [2020], “The 6th ASEAN Energy Outlook 2017-2040,” 19 November 2020 (<https://aseanenergy.org/the-6th-asean-energy-outlook/>)
- ACE [2019], “Levelised Costs of Electricity for Renewable Energy Technologies in ASEAN Member States II,” 18 March 2019 (<https://aseanenergy.org/levelised-costs-of-electricity-for-renewable-energy-technologies-in-asean-member-states-ii/>) (最終閲覧日：2022年3月14日)
- [2020], “ASEAN PLAN of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016-2025 PHASE II: 2021-2025,” 23 November 2020 (<https://aseanenergy.org/asean-plan-of-action-and-energy-cooperation-apaec-phase-ii-2021-2025/>) (最終閲覧日：2022年3月4日)
- [2021a], “Regional Power Grid Connectivity: The ASEAN Power Grid (APG),” 4 June 2021 (https://www.unescap.org/sites/default/d8files/event-documents/1-2_ASEANCentreforEnergy.pdf) (最終閲覧日：2022年3月24日)
- [2021b], “ASEAN Power Updates 2021,” 8 September 2021 (<https://aseanenergy.org/asean-power-updates-2021/>) (最終閲覧日：2022年3月4日)
- ASEAN Secretariat [2020], “Joint Ministerial Statement of the 38 ASEAN Ministers on Energy Meeting,” November 20, 2020 (<https://asean.org/joint-ministerial-statement-38-asean-ministers-energy-meeting/>)
- EU-ASEAN Business Council (EU-ABC) [2021], “Powering ASEAN’s Energy Transition,” 24 August 2021 (https://www.eu-asean.eu/_files/ugd/63371b_f26485114e8e4b0b9246)

[e82f1ecdae3c.pdf](#)) (最終閲覧日：2022年3月3日)

IEA [2019], “Southeast Asia Energy Outlook 2019,” October 2019 (<https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2019>)

----- [2021], “World Energy Outlook 2021,” October 2021(<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>) (最終閲覧日：2022年3月2日)

Indra Overland, Haakon Fossum Sagbakken, Hoy-Yen Chan, Monika Merdekawati, Beni Suryadi, Nuki Agya Utama and Roman Vakulchuk [2021], “The ASEAN climate and energy paradox,” Energy and Climate Change Volume 2 (2021) 100019, December 2021 (<https://doi.org/10.1016/j.egycc.2020.100019>) (最終閲覧日：2022年3月2日)

International Renewable Energy Agency(IRENA) [2021], “Renewable Power Generation Costs in 2020,” (<https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>)

Ministry of Energy [2019], “Thailand Power Development Plan, 2018–2037,” (<http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP2018.pdf>)

Ministry of Energy, Green Technology and Water Malaysia [2017], “Green Technology Master Plan 2017-2030,” December 2017 (<http://greentechmalaysia.my/about/green-technology-master-plan/>)

Ministry of Environment and Forestry, Directorate General of Climate Change (ESDM) [2021a], “Updated Nationally Determined Contribution (NDC),” July 2021(<https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Indonesia%20First/Updated%20NDC%20Indonesia%202021%20-%20corrected%20version.pdf>) (最終閲覧日：2021年11月19日)

----- [2021b], Indonesia Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience 2050,” July 2021 (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Indonesia_LTS-LCCR_2021.pdf) (最終閲覧日：2021年11月19日)

PT PLN (Persero) [2021], “Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT PLN 2021-2030 (RUPTL 2021-2030),” (Electricity Supply Business Plan) September 28, 2021(https://gatrik.esdm.go.id/assets/uploads/download_index/files/38622-ruptl-pln-2021-2030.pdf) (最終閲覧日：2021年12月3日)

Sustainable Energy Development Authority (SEDA) Malaysia [2021], “Malaysia Renewable Energy Roadmap (MyRER),” December 2021 (<https://www.seda.gov.my/reportal/>)

[myrer/](#)) (最終閲覧日：2022年3月8日)

The United States Agency for International Development (USAID) and the National Renewable Energy Laboratory (NREL) (USAID-NREL)[2020], “Exploring Renewable Energy Opportunities in Select Southeast Asian Countries,” June 29, 2020 (<https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71814.pdf>) (最終閲覧日：2022年3月3日)

World Bank [2021], “State and Trends of Carbon Pricing 2021,” World Bank, May 25, 2021 (<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/35620>) (最終閲覧日：2021年12月6日)

World Economic Forum [2021], “Fostering Effective Energy Transition 2021 edition,” Insight Report April 2021(https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf) (最終閲覧日：2022年3月24日)

当資料は情報提供のみを目的として作成されたものであり、何らかの行動を勧誘するものではありません。ご利用に関しては、すべてお客様御自身でご判断下さいますよう、宜しくお願ひ申し上げます。当資料は信頼できると思われる情報に基づいて作成されていますが、その正確性を保証するものではありません。内容は予告なしに変更することがありますので、予めご了承下さい。また、当資料は著作物であり、著作権法により保護されております。全文または一部を転載する場合は出所を明記してください。

Copyright 2022 Institute for International Monetary Affairs (公益財団法人 国際通貨研究所)

All rights reserved. Except for brief quotations embodied in articles and reviews, no part of this publication may be reproduced in any form or by any means, including photocopy, without permission from the Institute for International Monetary Affairs.

Address: Nihon Life Nihonbashi Bldg., 8F 2-13-12, Nihonbashi, Chuo-ku, Tokyo 103-0027, Japan

Telephone: 81-3-3510-0882

〒103-0027 東京都中央区日本橋 2-13-12 日本生命日本橋ビル 8 階

電話：03-3510-0882 (代)

e-mail: admin@iima.or.jp

URL: <https://www.iima.or.jp>