

エネルギー・経済安全保障を支える ASEANパワーグリッドと日本の貢献可能性

ファイナルレポート
日本語版

2026年6月

一般財団法人日本エネルギー経済研究所(IEEJ)

エグゼクティブサマリー

グローバル化の後退や地政学的リスクの増大等の不確実性が高い世界情勢の中、ASEANパワーグリッド(APG)は、脱炭素化の基盤としてのみならず、ASEANの「エネルギー安全保障」と「経済安全保障」を同時に達成する中核的インフラとして再評価されている。

ASEANが持続的成長を遂げるためには、化石燃料への過度な依存から脱却し、域内の再生可能エネルギー(再エネ)を最大活用してエネルギー自給率を高める「エネルギー安全保障」が不可欠である。また、インフラ技術やサプライチェーンを特定国に依存(ロックイン)するリスクを回避し、地域・国家としての自立性を保つ「経済安全保障」も強く求められている。

ASEANには、水力、太陽光、風力、地熱等の再エネが豊富に賦存しており、域内に偏在するこれらの再エネをASEAN全体で有効活用するという効率的なエネルギーシステム構築の観点からも、APGは合理的な解決策となる。また、各国の変動性再エネ比率が高まってきた際も、APGという広域連系によりグリッドの柔軟性確保に大きく貢献できる。

1997年の構想開始¹から約30年が経過した現在も、公式路線の半数が運開するにとどまり、完全な市場統合には至っていない。その背景には、連系線を接続するため又は連系線を運用するための高度技術の不足、巨額の投資需給ギャップ、国ごとに異なる規制の不統一といった「技術的・財政的・制度的課題」が複雑に絡み合っている。

技術的課題の克服には、高圧直流送電(HVDC)、海底ケーブル、大容量蓄電池、エネルギーマネジメントシステム(xEMS)等の「グリッド柔軟性向上技術」が不可欠である。ASEAN特有の島嶼間連系や過酷な気象条件に対し、類似の環境で実績を積んできた日本企業の技術力は極めて有効な解決策となる。

ただし、技術の優秀さだけではインフラの社会実装は進まない。日本政府には、JICA・JBIC等を通じたりスクマナーの供給により財政的ハードルを下げる役割が期待される。同時に、AZECの枠組みを活用し、技術標準の調和や多国間ルール形成、広域系統運用のノウハウ共有(人材育成)等を官民協調で強力に後押しすることが求められる。

さらに、APGの国際連系線の敷設に必要な投資規模は約119～498億ドル(ASEAN全体の2024年財政支出比1.5～6.4%)と推計される。ただし、個別路線毎の投資コストを各国財政支出と比較した場合、その負担感はずしも絶対額と一致するわけではない。

現在、APGの公式枠組みを超え、豪州等の域外国との国際連系や域内の独自長距離連系構想も進行している。ASEANを一つのブロックとみたとき、これらは供給源や調達ルートを地理的に多様化させる「外向きのグリッド強靱化」をもたらす、域内資源の最大活用という意味での「内向きのグリッド強靱化」とともに、ASEANのエネルギー安全保障を多層的に強化する。

同時に、特定国への新たな依存リスクを警戒し、多様な技術ポートフォリオを図り、経済安全保障としての「ヘッジング戦略」を志向するASEANに対し、高度なグリッド柔軟性向上技術と財政的・制度的な公的支援をパッケージで提供し、多様なパートナーシップの中核を担うことが、ASEANの自立的発展を支える「伴走者」としての日本の貢献可能性である。

¹ ASEAN Heads of State/Government at the 2nd Informal Summit (1997), “1997 ASEAN VISION 2020,” https://www.icnl.org/wp-content/uploads/Transnational_vision.pdf (2026年5月11日アクセス)

目次

エグゼクティブサマリー.....	1
目次.....	2
1. はじめに.....	3
2. ASEANパワーグリッド(APG)の意義.....	4
(1) ASEANの文脈におけるエネルギー安全保障の重要性.....	4
(2) 外発的な「脱炭素化」から内発的な「エネルギー安全保障」という意義へ.....	4
(3) 新たな要請としての「経済安全保障」上の意義.....	4
(4) 「エネルギーシステム」としての意義.....	5
3. APGの概要.....	7
(1) APGの現状.....	7
(2) APGの将来計画.....	11
(3) APGの課題.....	14
4. APG強化に資するグリッド柔軟性向上技術と日本企業の関わり.....	15
(1) グリッド柔軟性向上技術.....	15
(2) APG構想下での技術的課題に対応するグリッド柔軟性向上技術と日本企業.....	18
(3) 関連市場への参入を企図する日本企業への示唆.....	34
5. APGの財政的・制度的課題と政策的アプローチ.....	37
(1) APGの財政的・制度的課題.....	37
(2) 課題克服に向けた政策的アプローチ.....	41
6. APGへの投資規模の試算.....	47
(1) 試算前提.....	47
(2) 結果・考察.....	50
7. APG以外の国際連系線構想.....	55
(1) ASEAN域外との国際連系線構想.....	55
(2) ASEAN域内の独自連系線構想.....	57
(3) APG以外の連系線構想がASEANのエネルギー・経済安全保障にもたらす示唆.....	58
8. おわりに.....	60

1. はじめに

ASEANは、長年にわたり目覚ましい経済成長を遂げてきた。その成長を支えるエネルギー基盤として、1997年にASEAN加盟国間で国境を越えた電力連系を確立するAPG構想が開始された。

近年、ウクライナ・イラン等の地政学的危機の連鎖や一部での気候変動対策の後退など、世界的な価値観に揺らぎが見られる中、APGの意義は単なる「脱炭素化」の一方策にとどまらない。ASEAN域内の再生可能エネルギー(再エネ)を広域で最大活用し、エネルギー自給率を向上させる「エネルギー安全保障」の要として再評価されている。さらに、特定の国への技術依存や電力インフラのサプライチェーン途絶リスクを回避する「経済安全保障」の観点からも、APGの戦略的な構築が急務となっている。

しかし、構想開始から約30年が経過した現在も、公式路線候補の半数が未完成にとどまるなど、その進捗は順調とは言い難い。加盟国間の経済格差、島嶼国等の地理的制約、多様な政治体制や内政不安といった複雑な事情が障壁となっているためである。これまでAPG構想が頓挫せずに整備されてきた背景には、日本を含む技術先進国等の協力があり、今後の更なる進展には、日本政府・企業、国際機関等からの継続的かつ多面的な支援が不可欠である。

本稿では、まずASEANのエネルギー・経済安全保障およびエネルギーシステムに貢献して再エネ大量導入を可能にするAPGを概観し、その技術的課題と、解決・緩和策としての要素技術の可能性、および日本企業の取組みについて詳述する。そのうえで、財政的・制度的課題とその緩和策について日本の協力を中心に政策・制度の現状と今後を検討し、APGへの投資規模と各国負担感を定量的に把握する。

2. ASEANパワーグリッド(APG)の意義

(1) ASEANの文脈におけるエネルギー安全保障の重要性

1990年代以降のグローバル化を背景に、ASEANは世界の成長センターとして、著しい経済発展を遂げ、それに伴う都市化と工業化によってエネルギー需要が急増した。これまで、その旺盛な需要を支えてきたのは、石炭、石油、天然ガスといった従来型の化石燃料である。かつてはインドネシアやマレーシアのように石油の純輸出国であった国も存在したが、現在では大半のASEAN加盟国が化石燃料の純輸入国に転落している²。

この化石燃料輸入に依存する脆弱なエネルギー供給構造は、ウクライナ戦争やイラン戦争等の地政学的ショックによって極めて深刻な事態を引き起こしている。化石燃料価格の世界的な高騰は、ASEAN各国に急激なインフレをもたらし貿易収支を悪化させただけでなく、国民生活を保護するための巨額のエネルギー補助金支出の拡大により国家財政を圧迫した。

この経験は、「エネルギー安全保障」の確保が単なる政策目標にとどまらず、マクロ経済の安定や国家財政の健全性に直結する国家の死活問題であるという教訓をASEAN諸国に強く刻み込んだのである。

(2) 外発的な「脱炭素化」から内発的な「エネルギー安全保障」という意義へ

地政学的ショックと化石燃料の価格ボラティリティの脅威に直面するなかで、ASEAN域内における再エネの役割は再評価されている。

これまでASEANにおける再エネ導入は、欧米を中心とする国際社会からの気候変動対策の要請に応える形で進められてきた。すなわち、ESG投資を重視する海外からの直接投資(FDI)を呼び込み、多国籍企業のグローバル・サプライチェーンにおける環境基準に適合するための「外発的要請」に基づく推進であった。

しかし現在、その本質は大きくシフトしている。化石燃料の輸入依存リスクから脱却し、燃料費が実質的に無料で、かつ域内で調達可能なエネルギーを最大活用することにより、エネルギー自給率を高め、経済の自立性を守るというエネルギー安全保障上の「内発的要請」に基づく普及へと変化している。

したがって、仮に世界的な脱炭素化の潮流が一時的に停滞したとしても、ASEAN各国が自国の生存のために再エネの大量導入を推進するインセンティブが失われることはない。

(3) 新たな要請としての「経済安全保障」上の意義

エネルギー安全保障の観点から再エネの最大活用を急ぐASEANであるが、その実現プロセスにおいて新たな「経済安全保障」上のリスクに直面している。化石燃料の中東やロシア等への依存から脱却しようとするあまり、再エネを支えるサプライチェーンや電力インフラ技術において特定国(主に中国等)への過度な依存に陥る懸念である。

第一のリスクは、再エネ設備のハードウェアおよび重要鉱物サプライチェーンにおける特定国への寡占的依存である。現在、太陽光パネル、蓄電池、風力タービン等の製造や、そ

² International Energy Agency (2025), *World Energy Statistics and Balances 2025*

れに不可欠なレアアース等の採掘・精錬において特定国が圧倒的なシェアを握っている。万一の通商摩擦や地政学的対立により供給が途絶すれば、エネルギートランジション全体が頓挫しかねない。もっとも、これら汎用的なハードウェアは代替調達や段階的な入替えによりリスクを緩和する余地が残されている。

より深刻な第二のリスクは、APGを含む送電インフラの中核システム(グリッド要素技術)が特定国の技術規格やシステムにロックインされてしまうことである。電力グリッドは国家の「大動脈」であり、情報網と結び付いた「神経網」でもある。これを単一の国に依存した場合、平時におけるシステム障害の復旧を依存せざるを得ないだけでなく、有事の際には、保守部品の供給遮断や、ブラックボックス化されたシステムを突かれた遠隔でのサイバー攻撃による大規模停電の誘発など、国家の自立性が根底から脅かされる致命的な事態となり得る。

この経済安全保障上のリスクを回避するため、ASEANは伝統的な外交・安全保障の基本姿勢である「ヘッジング戦略(等距離外交)」³をエネルギーインフラの分野にも適用することが求められている。インフラ中枢の特定国へのロックインを避け、日本をはじめとする複数の技術先進国から高度なグリッド技術や資本を分散して導入することにより、インフラ技術のポートフォリオを多様化し、ASEAN全体の戦略的自立性と強靱性を確保することが急務となっている。

(4) 「エネルギーシステム」としての意義

ASEAN各国では、近年、政策的支援を背景として太陽光発電を中心に変動性再エネ(VRE)の導入が急速に進展している。2024年時点で、全電源におけるVREの比率は約11%に達している(設備容量ベース)⁴。その一方で、例えばベトナムでは、日射条件の良好な地域に発電設備が集中した一方で、需要地や送電インフラとの整合が十分にとれていなかったことから、送電容量の不足や系統混雑が発生し、出力抑制が発生している⁵。

太陽光発電や風力発電に代表されるVREは、日射量や風況といった自然条件に依存するため、開発ポテンシャルが地理的に偏在するとともに、時間帯や気象条件に応じて出力が変動するという特性がある。このため、電力システムにおいては、資源分布と需要分布の地理的な不一致、および需給バランスの時間的変動という二つの課題への対応が求められる。

こうした課題に対して、国境を越えた連系線の整備は、有効な対応策になり得る。まず、連系線は再生可能エネルギー資源の地理的偏在を前提とした広域的な利用を可能とする。VREは資源条件に依存して立地が制約されるため、各国が自国内で需給を完結させる場合、域内全体としてのポテンシャルを十分に活用することができない。連系線により広域的な電力融通が可能となることで、資源条件に優れた地域の電力を域内で有効に活用できるようになり、再エネ資源の利用可能性が拡大する。これは特定の地域や国における供給過剰の

³ K. Cheng-Chwee (2025), “Hedging as a Policy Without Pronouncement: A Tale of Three Defense White Papers,” NIDS ASEAN Workshop 2025 New Strategies in Southeast Asia?, NIDS JOINT RESEARCH SERIES No.22, CHAPTER 1

⁴ IEA (2025), “Integrating Solar and Wind in Southeast Asia”, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/b0b39b60-8686-4043-b060-1f7655e7536c/IntegratingsolarandwindinSoutheastAsia.pdf> (2026年6月3日アクセス)

⁵ International Energy Agency(2024), “Achieving a Net Zero Electricity Sector in Viet Nam”, <https://www.iea.org/reports/achieving-a-net-zero-electricity-sector-in-viet-nam> (2026年6月3日アクセス)

緩和にもつながり、結果として出力抑制の回避が可能となる。

VREの導入が進むにつれ需給バランスの時間的変動が大きくなるが、連系線は柔軟性リソース(調整力)の広域的な共有を可能とする。需要と供給を常に一致させること(同時同量)を基本原則とする電力システムにおいては、VREの出力変動に対応するため、火力発電、水力発電、蓄電池、ダイヤモンドレスポンス(Demand Response, DR)等による調整力の確保が不可欠である。これらの柔軟性リソースは、その性質に応じて立地特性や利用可能性が異なる。特に、水力資源のように自然条件に依存して地理的に偏在するリソースや、需要規模や産業構造に依存してポテンシャルが異なるダイヤモンドレスポンスについては、広域的な補完関係の活用が重要である。一方で、蓄電池のように比較的立地の自由度が高いリソースについても、広域的な需給状況を踏まえて運用することで、一つ一つの蓄電池の容量を最大限に生かすような運用が可能になるので、システム全体としての効率性を高めることができる。

さらに、広域的な連系は、VRE出力の時間的・地理的変動を平準化する効果を有する。これは、異なる地域では天候の変化が必ずしも同時・同程度には起こらないため、ある地域での出力の上振れや下振れが、他地域の動きによって一部相殺されるためである。この結果、広域で見た場合の発電量の変動は、個別地域と比べて相対的に小さく、なだらかなものとなる。加えて、複数の地域をまとめて扱うことで、個々の変動や予測のずれは平均化され、全体として見たときの振れ幅は相対的に小さくなる。すなわち、対象となる電源が増えるほど、全体の動きはなだらかになる傾向がある。その結果、VRE出力の予測誤差も実質的に縮小し、需給のずれの大きさを事前に見通しやすくなる。このことは、あらかじめ必要となる調整力や予備力を適切に確保しやすくするなど、系統運用の効率化につながる。

これらの効果は、経済的観点からも重要な意味を持つ。VRE等の発電設備や一部の地理的に偏在する調整力は資源条件に応じ、適地への設置、適地での利用が可能となり、全体としての発電コストが下がることが期待できる。また、VREの出力抑制が広域連系により抑えられることや、広域的な需給状況を踏まえた調整力の最適な運用も、システム全体のコスト低減を可能にする。予備力を広域で共有することにより、各国が個別に確保する場合と比較して必要容量を削減できる点も、コスト低減に寄与する。

このように、VREの拡大局面にあるASEANにおいて、APGは再エネ資源の有効活用、柔軟性の効率的確保、および系統運用の安定化等を通じて、エネルギーシステム全体の最適化を実現するための効果的・合理的な手段であるといえる。

3. APGの概要

(1) APGの現状

① APGの公式路線候補とサブリージョナルシステム

APGが初めて提唱された1997年から30年近くが経過しているが、この間に一部の路線の事業は進捗し、現実化している。18の公式路線候補⁶のうち、9つの路線が現存することが分かっている(表 3-1、図 3-1)⁷。

表 3-1 APGの路線候補と既存容量

No.	路線候補	サブリージョン	既存容量 (MW)
1	Peninsula Malaysia (Malaysia) – Singapore	南部	525
2	Thailand – Peninsular Malaysia	北部 – 南部	380
3	Sarawak (Malaysia) – Peninsular Malaysia	東部 – 南部	-
4	Peninsular Malaysia – Sumatera (Indonesia)	南部	-
5	Batam (Indonesia) – Singapore	南部	-
6	Sarawak – West Kalimantan (Indonesia)	東部	230
7	Philippines – Sabah (Malaysia)	東部	-
8	Sarawak – Brunei – Sabah		
	a. Sarawak – Brunei	東部	-
	b. Sarawak – Sabah	東部	30-50
9	Thailand – Lao PDR	北部	955
10	Lao PDR – Vietnam	北部	-
11	Thailand – Myanmar	北部	-
12	Vietnam – Cambodia	北部	200
13	Lao PDR – Cambodia	北部	300
14	Thailand – Cambodia	北部	250
15	East Sabah (Malaysia) – North Kalimantan (Indonesia)	東部	-
16	Singapore – Sumatera	南部	-
17	Lao PDR – Myanmar	北部	30
18	Internal Indonesia		

⁶ 2026年5月に公表された「ASEAN Centre for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3: Minimum Requirements for Multilateral Trade in ASEAN*」のAppendixにおいて、18以上のグリッド間連系の国際連系線が列挙されているが、2026年5月時点で新規・既存路線情報が十分ではなく、たとえば、どの都市間を結ぶのか不明であったり、陸上と海中の距離が不明であったりするため、本稿ではASEAN Centre for Energy (2024) *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*に基づく18路線をAPGの公式路線候補としている。

⁷ 2026年5月に公表されたACEのAIMS III Phase 3のレポートによれば、より多くの路線候補が挙げられているが、後述の投資規模試算等には情報が不十分であるため、3章(1)にて前述の通り、本稿ではASEAN Centre for Energy (2024) *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*に基づく18路線をAPGの公式路線候補としている。

a. Kalimantan – Java	東部 – 南部	-
b. Sumatera – Java	南部	-
Total		2,900-2,920

注: No. 5のBatam – Singapore路線はNo.16のSingapore – Sumatera路線に合併されたと出所に記載があるが、Asean Centre for Energy (2025), “ASEAN Power Grid Updates”の地図にNo.5としてBatam – Singapore路線を合併することなく残しているため、本表にもそのまま残している。

出所: ASEAN Centre for Energy (2024) *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*, p.2、および、Borneo Post (December 13, 2025) “Sabah energy transition enters new phase”より、(一財)日本エネルギー経済研究所作成。

また、サブリージョンシステムとしては、北部・南部・東部の3つに分けられる(表 3-1)。

北部サブシステムは、カンボジア、Lao PDR、タイ、ベトナム、ミャンマーを対象とし、既にラオスからタイやカンボジアへの水力発電の輸出が行われている。南部サブシステムは、半島マレーシア、シンガポール、インドネシア・スマトラ島、インドネシア・ジャワ島を対象とし、マレーシア–シンガポール間の相互接続が始まっている。東部サブシステムは、マレーシアのサラワクおよびサバ、インドネシア・カリマンタン島、ブルネイ、フィリピンから構成され、マレーシア–インドネシア間の相互接続が始まっている⁸。

図 3-1から視覚的にもわかるように、現時点では、北部サブシステムの連系線構築が、南部・東部サブシステムに比べて進んでいる。

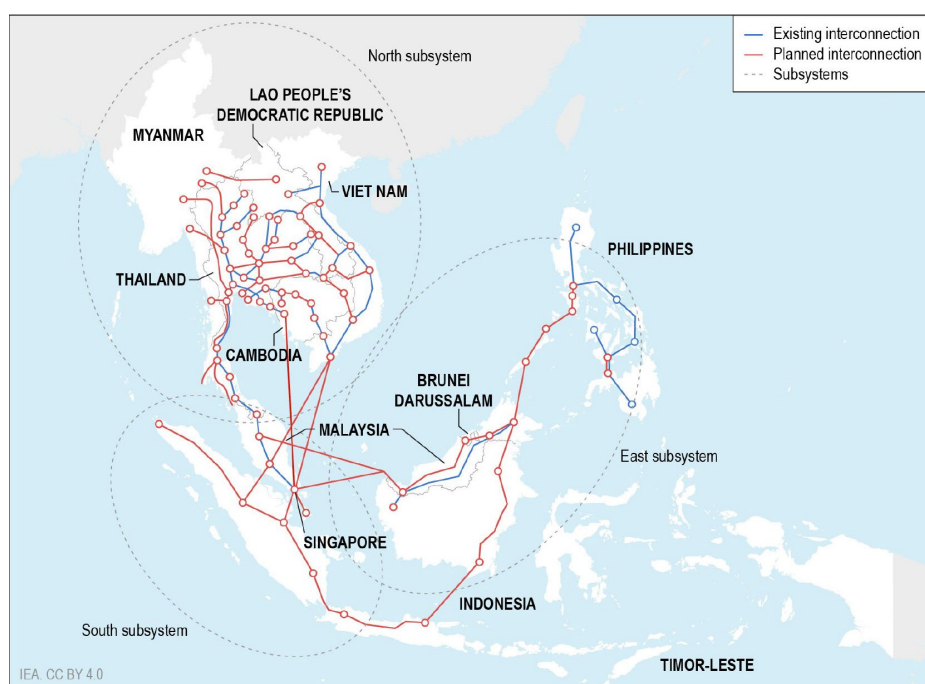


図 3-1 APGのサブリージョンシステム

出所: International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, p.26より(一財)日本エネルギー経済研究所抜粋

⁸ ASEAN Centre for Energy (2022), *ASEAN Power Grid Planning and Implementation Stage*, https://www.unescap.org/sites/default/d8files/event-documents/Enabling%20MPT_ASEAN%20Power%20Grid%20Planning%20and%20Implementation%20Stage-%20by%20ACE_0.pdf (2025年12月24日アクセス)

しかしながら、現状のAPGはタイやマレーシア等を中心とした二国間連系(あるいは「ラオス・タイ・マレーシア・シンガポール電力統合プロジェクト(LTMS-PIP)」のような一部の多国間連系)にとどまっており、広域的な完全統合への道のりは道半ばである。

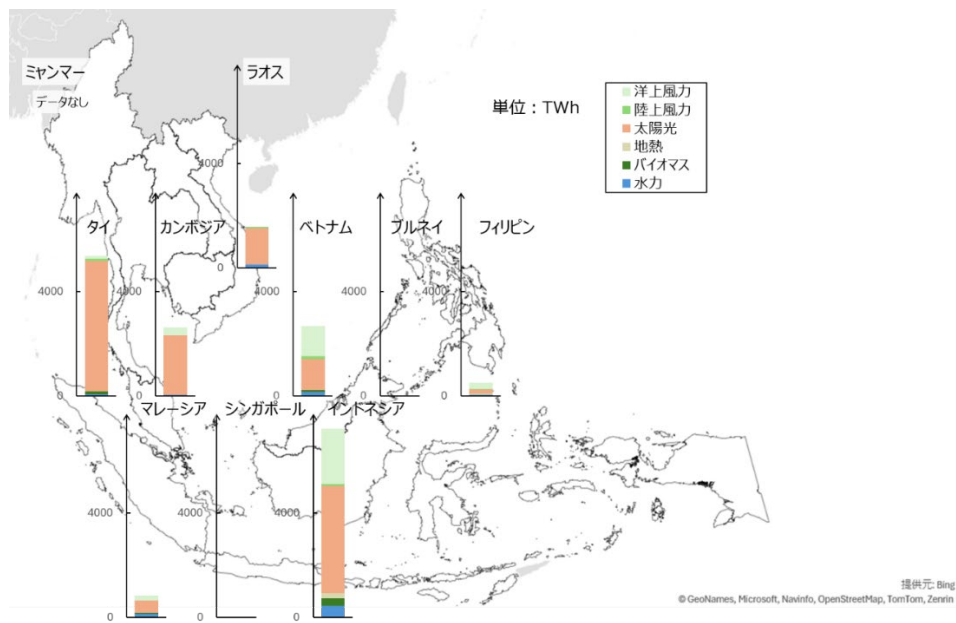
② ASEAN各国の状況を踏まえたAPGの効果

本節では、APGのエネルギーシステム上の意義について、ASEAN各国の再生可能エネルギーポテンシャルおよび発電構成のデータをもとに、具体的に整理する。

a. 再エネポテンシャルと需要分布の不一致

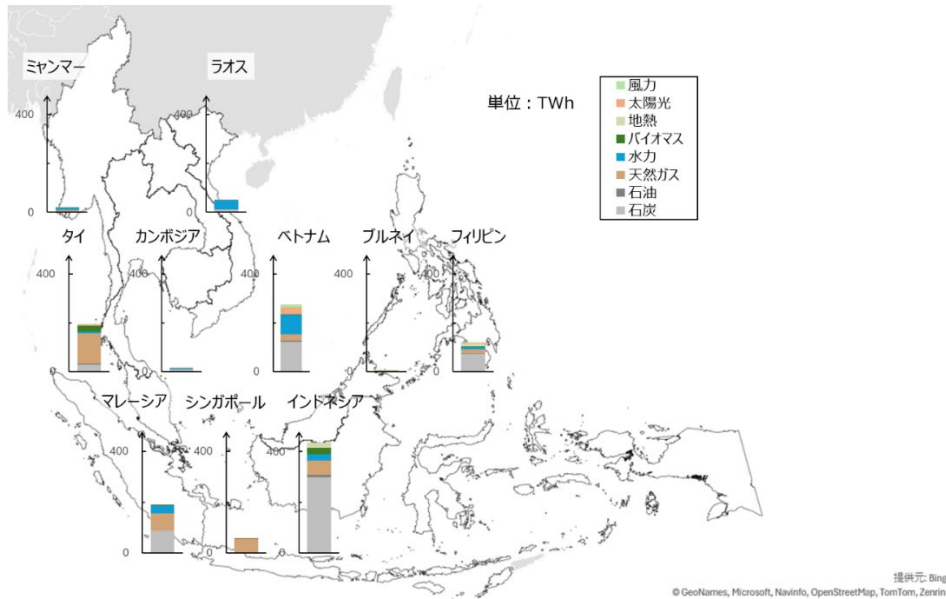
図3-2(i)に示すように、ASEANにおける再生可能エネルギーポテンシャルは国ごとに大きく異なる。インドネシアは太陽光および洋上風力を中心に域内で最も大きなポテンシャルを有し、タイも太陽光を中心に大規模な導入余地を持つ。ベトナムは水力および洋上風力を含めた複数の電源ポテンシャルを有している。カンボジアは太陽光を中心に相対的に大きなポテンシャルを持つのに対し、マレーシアおよびフィリピンはそれらと比べて規模は小さい。シンガポールは地理的制約から再エネポテンシャルが極めて限定的である。なお、本分析では洋上風力についてもポテンシャルに含めているが、コストや制度、インフラの制約を踏まえた実現可能性には不確実性がある点には留意が必要である。

これに対し、図3-2(ii)に示す発電量(≒電力需要)を見ると、インドネシア、タイ、ベトナム、マレーシアの需要が大きいが、再エネポテンシャルの規模や構成は必ずしも一致していない。特にシンガポールは一定の電力需要を有する一方で、自国内の再エネポテンシャルがほとんどなく、域外からの再エネ調達避けられない構造にある。



(i): ASEAN各国の再エネポテンシャル⁹

⁹ 以下のレポートのデータをもとに再編成。



(ii): ASEAN各国の発電量(2023年)¹⁰

図 3-2 ASEAN各国の再エネポテンシャルおよび発電量(電源構成)

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

このように、再エネ資源の分布と電力需要の分布は地理的に一致していない。各国が自国内で需給を完結させる場合、域内全体としてのポテンシャルを十分に活用することは難しい。連系線を通じて電力融通を行うことで、資源条件に優れた地域の電力を広域的に活用できるようになり、再エネの導入拡大や出力抑制の緩和につながると考えられる。

b. 調整力ポテンシャルの偏在と共有

次に、VRE導入に伴い必要となる調整力の観点から各国の特性を見ると、これも国ごとに分布が異なる。

水力については、ベトナムやラオスが比較的大きな設備を有している。ベトナムでは既に水力の利用が進んでおり、追加的な調整余力は必ずしも大きくないと考えられるが、ラオスは国内需要が小さい中で水力資源が豊富であり、調整力の供給源となり得る国と考えられる。

ガス火力については、タイ、マレーシア、シンガポール、インドネシアで発電量が大きく、短中期的には需給調整を担う主要な電源と考えられる。将来的には脱炭素化の進展に伴い、水素やアンモニアを利用した火力発電への転換も有力な選択肢の一つとなりうる。こうした転換が実現すれば、現在のガス火力と同様に柔軟な出力調整機能を担う余地があると考

設備容量：JICA・日本エネルギー経済研究所 (2025), 「ASEAN共同体 ASEANパワーグリッドに係る情報収集・確認調査 ファイナルレポート」, <https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/1000055596.pdf> (2026年2月20日アクセス)

設備稼働率：International Renewable Energy Agency (IRENA) (2024), “Renewable Power Generation Costs in 2023”, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (2026年6月3日アクセス)

¹⁰ IEA (2025), *World Energy Statistics and Balances 2025*

えられる。

また、インドネシアやタイのように需要規模の大きい国では、デマンドレスポンスを含む柔軟性の確保余地も相対的に大きいとみられる。

このように、水力、火力、需要側といった調整力の要素は国ごとに偏在しており、広域で見ると補完関係にある。連系線を通じてこれらを共有することで、各国が個別に調整力を確保する場合に比べ、より効率的な需給運用が可能になる。

c. 各国の類型とAPGの役割

以上の再エネポテンシャルと調整力の分布を踏まえると、ASEAN各国はいくつかの類型に分けて捉えることができる。

まず、再エネポテンシャルを有する一方で調整力や系統面の制約が課題となる国として、ベトナムやカンボジアが挙げられる。これらの国は再エネ導入の余地があるものの、その拡大には域内からの調整力の補完が必要となる。

次に、再エネポテンシャルと調整力の双方をある程度有する国として、インドネシア、タイ、また規模は小さいもののマレーシアが挙げられる。これらの国は国内の需給安定化に加え、域内の電力融通において中継的な役割を担う可能性がある。

また、再エネポテンシャルに限られる一方で需要規模や調整力を有する国として、シンガポールがある。このような国では、域外からの低炭素電力の受け入れとともに、自国の電源を活用した需給調整への関与が想定される。

さらに、ラオスのように水力資源を背景に調整力の供給に特化した役割を担う国も存在する。

このように見ると、ASEAN域内では再エネ供給力と調整力が国ごとに分かれて存在しており、相互に補完し合う関係にある。APGは、こうした補完関係を前提として電力と調整力を広域的にやり取りするための基盤として重要であると考えられる。

(2) APGの将来計画

① ASEAN Centre for Energy(ACE)¹¹によるAPGの将来シナリオ

ACEの分析によると、APGの有力な将来シナリオとして、Updated PDPシナリオ、ASEAN RE Targetシナリオ、High RE Targetシナリオの3つがある。

Updated PDPシナリオは、各国の最新PDPを反映し、石炭抑制と再エネ拡大を前提にAIMS III Phase 1・2の最適化モデルを再活用したシナリオである。このシナリオによると、2040年に設備容量ベースの再エネ比率は52%へ上昇し、需給構造変化に伴いAPGの連系容量も2040年に18GWへと大幅な増強が必要となる。

ASEAN RE Targetシナリオは、VRE導入量を外生的に与え、火力と域内連系線の拡張については最適化するモデル構造を有する。また、2025年の再エネ目標(一次エネルギー供給の

¹¹ ASEAN Centre for Energy(ACE)は、ASEAN域内のエネルギー協力と統合を加速するために1999年に設立された政府間機関であり、各国に情報提供や専門知識を提供してエネルギー政策を域内の経済成長と環境持続性に調和させる役割を担っている。

23%、総発電設備容量の約31%)を2040年までの射程に反映している。このシナリオによると、2040年に設備容量ベースの再エネ比率は31%となり、APGの連系容量は25GWとなる。

High RE Targetシナリオは、将来の電源構成に大幅なVRE導入量を投入し、各国系統および国際連系線に対する極めて高いVRE浸透をモデル化している。このシナリオによると、2040年の総発電設備容量の59%が再エネ、連系容量は105GWとなる。

以下では、APGの路線毎の2040年連系容量を上記シナリオ別に示す(表 3-2)。

表 3-2 ACEによるAPGの路線別の2040年シナリオ
(Updated PDP・ASEAN RE Target・High RE Target)

No.	路線候補	Updated PDP シナリオ (2040年, MW)	ASEAN RE Target シナリオ (2040年, MW)	High RE Target シナリオ (2040年, MW)
1	Peninsula Malaysia – Singapore	1,050	1,050	3,154
2	Thailand – Peninsular Malaysia	380	1,043	10,300
3	Sarawak – Peninsular Malaysia	-	695	3,152
4	Peninsular Malaysia – Sumatera	2,000	2,130	10,000
5	Batam – Singapore	-	-	-
6	Sarawak – West Kalimantan	830	777	769
7	Philippines – Sabah	200	196	6,086
8	Sarawak – Brunei – Sabah			
	a. Sarawak – Brunei	100	100	643
	b. Sarawak – Sabah	150	177	2,819
9	Thailand – Lao PDR	1,300	700	5,630
10	Lao PDR – Vietnam	620	625	10,200
11	Thailand – Myanmar	1,250	1,262	1,310
12	Vietnam – Cambodia	250	1,353	10,200
13	Lao PDR – Cambodia	500	625	820
14	Thailand – Cambodia	1,000	1,315	10,120
15	East Sabah – North Kalimantan	200	174	4,319
16	Singapore – Sumatera	1,200	1,133	10,000
17	Lao PDR – Myanmar	350	624	4,606
18	Internal Indonesia			
	a. Kalimantan – Java	-	435	477
	b. Sumatera – Java	6,200	10,000	10,000
	Total	17,580	24,414	104,605

注: No. 5のBatam – Singapore路線はNo.16に合併されたと出所に記載があるが、Asean Centre for Energy (2025), “ASEAN Power Grid Updates”の地図にNo.5としてBatam – Singapore路線を合併することなく残しているため、本表にもそのまま残している。

出所: 表 3-1、および、ASEAN Centre for Energy (2023), *Findings of ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 1 & 2 Update* より(一財)日本エネルギー経済研究所作成。

APGの総送電容量は、最も保守的なUpdated PDPシナリオでは、2040年に足元の6倍になる(図 3-3)。また、2040年のUpdated PDPシナリオとASEAN RE Targetシナリオにおける総送電容量は比較的に近いが、High RE Targetシナリオにおける総送電容量は他のシナリオの4~6倍の実現を図る野心的なものとなっている¹²。

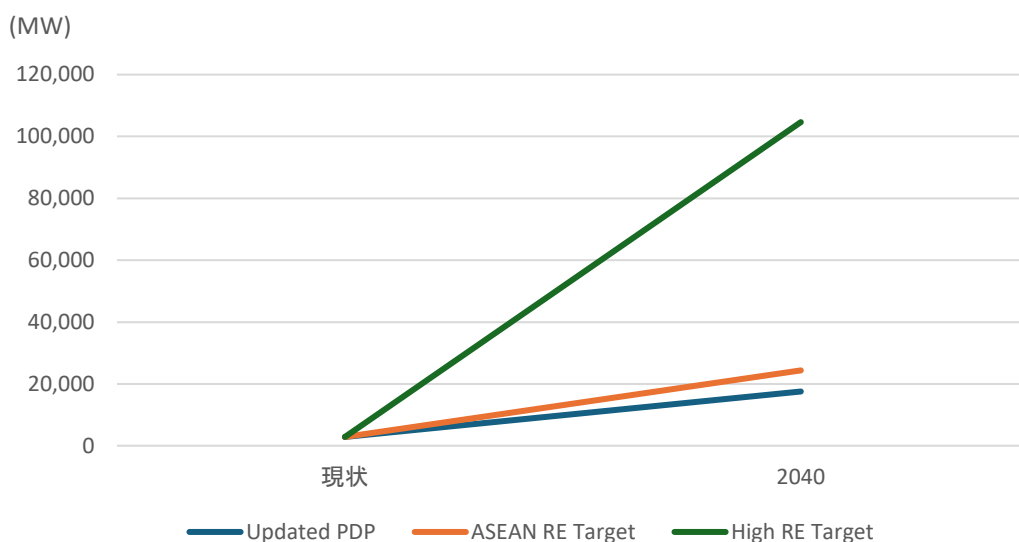


図 3-3 シナリオ別の2040年に向けての送電容量増加イメージ

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

② 国際協力機構(JICA)・日本エネルギー経済研究所(IEEJ)による路線候補の優先順位付け

ACEは路線候補に優先順位をつけていないが、JICA&IEEJ(2025)¹³が路線候補に優先順位をつけたスタディを行っている。このスタディは、ステップ1として、既存連系線および開発パートナー(Development Partners, DPs)の有無、ステップ2として、電力取引の経済性評価、再エネ電力の輸出入ポテンシャル、国際連系線の新規性、ステップ3として、路線の環境負荷、路線の社会的負荷、路線の施工難易度を評価軸として各路線を評価している。この結果、開発優先度の第1位はNo.8-aのSarawak－Brunei路線、第2位はNo.16のSingapore－Sumatera路線(No.5のBatam－Singapore路線を含む)、第3位はNo.7のPhilippines－Sabah路線になると結論付けている。

¹² 2026年5月に公表された「ASEAN Centre for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS III) Phase 3: ASEAN-wide Integrated Resource and Resilience Planning (IRRP)*」では、次期マスタープラン「AIMS IV」において、①シナリオ0－国際連系線のないPDP(電力開発計画)、②シナリオ1－BAU(成り行き)、③シナリオ2－連系容量の制限がないBAU、④シナリオ3－高再生可能エネルギー、⑤シナリオ4－ストレージと需要の柔軟性を含む高再生可能エネルギー、の計5つのシナリオを検討する計画を示している。

¹³ Japan International Cooperation Agency (JICA) & The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) (2025), *Study on ASEAN Power Grid*, <https://libopac.jica.go.jp/images/report/1000055597.pdf> (2026年2月20日アクセス)

(3) APGの課題

APGは上述のとおりASEAN諸国に環境・エネルギー安定供給・経済について大きなプラスの影響をもたらすにも関わらず、その実現には課題も多い。大別すると技術的、財政的、制度的な3つの課題がある。

技術的課題は多岐にわたる。たとえば、国毎の送電系統の電圧・周波数を調整する必要性や、島嶼部や海峡を跨ぐ長距離海底送電の必要性、広域連系のための高度な制御技術の必要性などが挙げられる。これらに対応する要素技術としてのHVDC、海底ケーブル等のグリッド柔軟性向上技術は、世界的には商用化されているものもある。しかし、今のところ、ASEANはその多くについて域外の技術先進国からの技術移転や国際協力を受けながら、段階的なAPG整備を進めざるを得ない。

また、優れた技術が存在するとしても、APG実現には膨大な資金が必要であり、財政面での障壁は大きい。財政的課題には、越境連系線への融資適格性、長い設備寿命と短中期的融資のミスマッチ、高いリスクプレミアム、長期需要の不確実性などがある。

さらに、APGの構築には、技術面や財政面だけでなく、制度面での障壁も大きい。制度的課題には、規制の不統一性、再生可能エネルギー証書(Renewable Energy Certificate, REC)の統一認証機関の不存在、広域統合機関の不存在などがある。

以下、第4章では技術的課題、第5章では財政的・制度的課題について、課題へのアプローチを含めて論じる。

4. APG強化に資するグリッド柔軟性向上技術と日本企業の関わり

(1) グリッド柔軟性向上技術

APGは、域内の再エネ資源の最大活用を可能とし、域内の調整力の広域融通にも貢献し得る一方で、その実現にあたっては国際連系線の接続と効率的な運用を前提としており、この過程においてグリッドの柔軟性に関する多くの技術的課題が存在する。

APGは段階的かつ分散的に進展する性質を有していることから、その過渡期においても各系統が送配電網の能力向上と安定運用を担保する必要がある¹⁴。

さらに、将来的に広域系統での接続がなされた場合においても、効率的な需給マッチングと安定運用を実現するためには、国際連系線技術のみならず、系統安定化技術および需要側調整技術の導入が不可欠となる。

これらを踏まえ、本章ではAPGの基幹技術となる送電設備の増強技術(HVDC・海底ケーブル)に加え、電力の需給バランスおよび電力品質を効率的に維持・調整するための各種技術を整理・分析し、それらに関する日本企業の取組みを論じる¹⁵。

本章で扱う個別技術の影響領域は「送電」「配電」「発電」「需要」の4つである(図 4-1)。

「送電」は、主に発電設備の系統への接続点から変電所、変電所間を結ぶ領域を想定する。

「配電」は、主に送電網から受けた電力を需要家へ分配するといった領域を想定する。

「発電」は、水力・火力・ソーラーファームなどの発電設備から系統への接続点までを含む。また、小口需要家が保有する自家消費用の太陽光発電等も本領域に含める。

「需要」では、企業・工場・商業施設などの大口需要家に加え、一般家庭などの小口需要家を含めて本領域とする。

また図 4-1では、個々のグリッド柔軟性向上技術の影響領域についても示した。蓄電池やフレキシブル交流送電システム(Flexible Alternating Current Transmission System, FACTS)をはじめとするさまざまな技術が、それぞれ異なる領域で柔軟性向上に寄与していること、また複数の領域にまたがって機能する技術も多いことがわかる。

¹⁴ APGは個別の国際連系線案件が積みあがって形成されている構想であり、欧州のような統一的・中央的な連系線計画ではない特徴がある。

またASEANは複数の国が島嶼国であり、国内・国際系統間の距離が大きいため、例えば欧州のように連続した地理条件を持つ地域のように電力市場を統合することは難しく、連系線敷設のハードルが相対的に高い。そのため、各々の系統で安定供給(電力品質の維持・電力需要拡大への対応など)を確保することも並行して求められるといえる。

< ASEAN Center for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3 (Part 1 of 4)*,

https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/pdf/publication/AIMS%20III%20Phase%203_Part%201_L86xr8E8qx6t6S5bJDBBAjNZrJ7AX2o3GZvdxQzA.pdf (2026年5月12日アクセス)>

¹⁵ よく知られている概念としてグリッド強靱化技術(Grid Enhancing-technologies, GETs)がある。GETsはIEAや米国エネルギー省の用法に基づけば、比較的短期・低コストで送電網に設置しうるセンシング・監視ツール・制御装置等を指し、短期的な需要と長期的な系統計画を整合させるための暫定的な手段として機能し、既存送電容量を最大化させる技術であると表せ、送電領域に主に限定される形で議論されるものと解される。一方、本研究で扱う技術群はさらに検討領域が拡張され、発電設備の制御・蓄電システムの活用・需給の機動的な調整、あるいは送電能力の物理的な増強(すなわちHVDC・海底ケーブル)といった技術にも目を向ける。

< IEA (2026), *Electricity 2026*, https://iea.blob.core.windows.net/assets/b73798cb-e452-42b9-9d8a-07542de7a041/Electricity_2026.pdf (2026年4月27日アクセス)>

< Sandra Jenkins (2023), "Grid-Enhancing Technologies: From Research and Development to Reality", <https://www.energy.gov/oe/articles/grid-enhancing-technologies-research-and-development-reality-0> (2026年4月27日アクセス)>

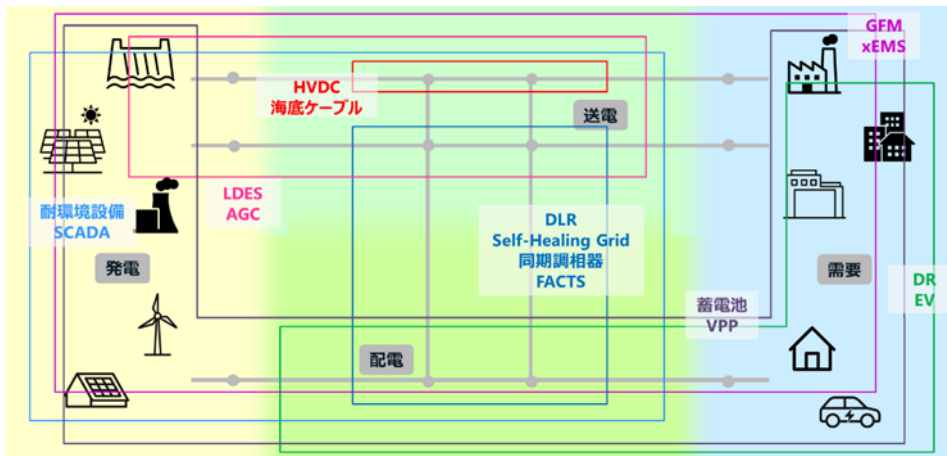


図 4-1 グリッド柔軟性向上技術の実装・機能イメージ

出所: IEA (2023), *Electricity Grids and Secure Energy Transitions*を参考に(一財)日本エネルギー経済研究所作成

このグリッド柔軟性向上技術のうち、グリッド柔軟性の獲得を主目的として開発・利用される技術を抽出した(表 4-1)。例えば、電気自動車(Electric Vehicle, EV)は、モビリティとしての機能が主目的であることから分析対象から外している。

表中のチェック印は各技術がどの領域で機能を発揮するか、対応関係を示したものであり、単一の技術だけで4つの領域に横断して柔軟性を確保することはできないことがわかる。なおGFM・xEMS(Energy Management System)は全領域をカバーするものの、資源を持たない制御技術であるため、これだけでは十分なグリッド柔軟性を確保できない。示唆として、各領域に適した技術を組み合わせて導入していくことが重要となる。

表 4-1 本研究におけるグリッド柔軟性向上技術リスト

	送電	配電	発電	需要
<送電設備の増強技術>				
高圧直流送電(HVDC)	✓			
海底ケーブル	✓			
<電力の需給バランスと品質を効率的に維持・調整するための技術>				
ダイナミック・ライン・レーティング(DLR)	✓	✓		
同期調相機	✓	✓		
フレキシブル交流送電システム(FACTS)	✓	✓		
Self-healing grid	✓	✓		
長期エネルギー貯蔵(LDES)	✓		✓	
自動発電制御(AGC)	✓		✓	
蓄電池		✓	✓	✓
ヴァーチャル・パワー・プラント(VPP)		✓	✓	✓

ダイヤモンド・レスポンス(DR)		✓		✓
グリッドフォーミング・インバータ(GFM)	✓	✓	✓	✓
エネルギーマネジメントシステム(xEMS)	✓	✓	✓	✓

出所：(一財)日本エネルギー経済研究所作成

また、本研究で設定したグリッド柔軟性向上技術のそれぞれの技術概要と、該当する製品・サービスのビジネスを展開している、あるいは開発・実証事業を進めている日本企業の例を整理する(表 4-2)。

表 4-2 グリッド柔軟性向上技術の技術概要および主な日本企業

技術	技術概要	主な日本企業
HVDC	- 長距離・大容量の電力を低損失かつ安定して送る交直変換器・送電線	- 日立エナジー - 三菱電機 - 東芝
海底ケーブル	- 外装構造と絶縁層を備えた、海底に敷設する送電線	- 住友電工 - 古河電工
DLR	- 気象データ・送電線温度等をリアルタイムで取得し、送電線の許容電流を動的に算出・予測する技術	- 住友電工 - 東芝
同期調相機	- 発電は行わないものの、無効電力の供給・吸収により電圧を調整し、回転体としての慣性によって周波数変動を抑制する設備	- 日立エナジー - 三菱ジェネレーター
FACTS	- 交流送配電網における電圧や潮流を高速かつ柔軟に制御するパワーエレクトロニクスを用いた装置群	- 日立エナジー - 三菱電機 - 富士電機
Self-healing grid	- センシングや通信ネットワークにより系統状態を常時把握し、解析アルゴリズムで異常を自動検知した上で、故障区間の切り離しや送配電経路の再構成を行う自己復旧型の電力システム	- 日立エナジー - 東芝
LDES	- 電力を貯蔵し、主に8時間～季節単位の長期間にわたり供給することが可能な設備	- 住友重機械工業 - 東電エナジーパートナー(東電EP) - 日揮
AGC	- 系統周波数・連系線潮流の状況を監	- 三菱重工

	視し、発電機の出力を秒～分単位で自動調整する制御技術	- 三菱電機 - 日立エナジー
蓄電池	- 電力を蓄えて需要時に放電し、需給バランスを調整する設備	- 住友電工 - Nipron - PowerX
VPP	- 太陽光発電や蓄電池、EVなどの分散型エネルギーリソースを統合し、一元的に制御・運用するシステム	- 関西電力 - 大阪ガス - 豊田通商
DR	- 家庭や事業所の電力需要を抑制・増加させることで需給バランスを得る制御スキーム	- 東電EP - エナリス
GFM	- 自ら電圧・周波数を形成する能力をもつインバータ(電力変換器)	- 日立産機 - 富士電機 - 東芝
xEMS	- 家庭・ビル・工場向けの分散型電源や需要側リソースを統合的に管理し、計測・監視・制御・最適化を通じてより効率的な電力消費と設備運用を行うシステム	- パナソニック - アズビル - 丸紅ネットワークソリューションズ

出所：(一財)日本エネルギー経済研究所作成

(2) APG構想下での技術的課題に対応するグリッド柔軟性向上技術と日本企業

本節ではAPG実現にあたって、ASEANの地理的・系統的条件という文脈ではどのような技術的課題が表出するかの挙げる。あわせて、表 4-2で整理した技術群のいずれが緩和・解消に資するのか、そして関連する日本企業の動向について述べる。

① 送電

a. 高効率・大容量長距離送電

APG構想は、再エネが豊富に賦存する地域から電力需要地への長距離の電力融通実現が一義的な目的であり、技術的には、送電損失の低減と特に需要ピーク時の大容量電力の効率的な送電が必要となる。

HVDCと海底ケーブルは、そのコア・ソリューションであり、交流より優れた効率で電力生産地から離れた電力消費地に大容量電流を送り届けることが可能である。

まずHVDCについて、日立エナジーは、前身のABB時代からの幅広い電圧帯・多くの地域の納入実績で培われたHVDC市場でのプレゼンスと、導入後の自立運用までを包括的に支

援する現地運用を支援する教育・デジタルサービスの展開に特徴を持つ企業である^{16,17,18,19}。

また、東芝は2025年に北海道と本州を結ぶ新北本連系設備の増強プロジェクトに対して、自励式交直変換器の受注を獲得するなど、国内での事例が多くみられる²⁰。

三菱電機は先進コア技術の開発・保有とコンポーネント供給に特化し、周辺機器や検証設備等を含めた垂直統合体制を背景に次世代パワーデバイスの自社開発・製造能力を有する数少ないメーカーである^{21,22,23}。

一方、海底ケーブルは、世界的な供給制約が続くなか、日本企業は生産増強を進めており、今後他国と比べ相対的に安定した調達チャンネルを提案できる可能性がある。

住友電工は近年生産能力を拡大、市場プレゼンスを高めており、特に欧州で納入事例が確認される。古河電工も2025年に日本で500kV級HVDCケーブル製造ラインを構築する計画に関する報道があり²⁴、アジアおよび中東市場での需要開拓が想定される²⁵。

¹⁶ Hitachi Energy (n.d.), Hallsjon: The first HVDC Light® transmission, <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-stories/hallsjon-the-first-hvdc-light-transmission> (2026年4月28日アクセス)

¹⁷ 一般的に送電線電圧が600kVを超えてくるような連系線においては、大容量の電流を許容する他励式が選好される。一方、本事例では通電の半分が再エネ由来電力であり、無効電力の創出による系統制御と再エネ利用率の向上という要件をクリアすべく、世界初の自励式超高压直流送電(UHVDC)配備に踏み切ったという点が画期的といえる。

<Hitachi Energy (旧：日立ABBパワーグリッド) (2025), “Hitachi Energy to deliver pioneering HVDC solutions for China’s cross-regional clean power highway”, <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/news-and-events/features/2025/06/hitachi-energy-to-deliver-pioneering-hvdc-solutions-for-chinas-cross-regional-clean-power-highway> (2026年4月27日アクセス)>

¹⁸ Hitachi Energy (n.d.), “Life-cycle services for HVDC”, <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/hvdc/hvdc-services> (2026年4月27日アクセス)

¹⁹ Hitachi Energy (n.d.), “IdentiQ™ for HVDC”, <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/hvdc/hvdc-identiq> (2026年4月27日アクセス)

²⁰ 石黒 崇裕 (2025), 再生可能エネルギーの導入拡大に貢献する HVDCシステム向け自励式交直変換設備, <https://www.global.toshiba/content/dam/toshiba/jp/technology/corporate/review/2025/03/a06.pdf> (2026年4月27日アクセス)

²¹ 同社の展開する製品は、自励式変換器を採用したMMC(Modular Multilevel Converter)型技術「HVDC-Diamond®」である。他励式に比べて高調波フィルターや調相設備が不要で、系統への柔軟な接続が可能となり、特に再生可能エネルギーや洋上風力の連系に適しているとされる。

また同社は2025年6月、米GEへVSC型HDVCシステムに対応したIGBTパワー半導体の供給する体制の構築について覚書を締結している。

<三菱電機 (n.d.), “HVDC-Diamond®”, https://www.mitsubishielectric.co.jp/eig/energysystems/business_field/hvdc-diamond/pdf/hvdc_diamond.pdf (2026年4月27日アクセス)>

<三菱電機 (2025), GEベルノバとHVDCシステム向けパワー半導体分野での協力強化に向けた覚書を締結, <https://www.mitsubishielectric.co.jp/ja/pr/2025/0610-b/> (2026年4月27日アクセス)>

²² SiCパワーデバイスは、高周波・高効率化を実現し、次世代HVDCの基盤として競争力向上に寄与するとされる。

<三菱電機(2018), 世界で初めて SiC を適用した MMC 型 HVDC 変換器セルの技術検証を実施,

<https://www.mitsubishielectric.co.jp/ja/pr/pdf/2018/0214-d.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

<Mitsubishi Electric (2025), *Semiconductor & Device Business 2025*, <https://www.mitsubishielectric.com/en/pr/2025/pdf/0528-5.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

²³ 国内には±21kV・50MW規模のフルスケール検証設備を保有し、熱試験や保護機能の実証を行う。このような検証力は世界的にも希少であり、製品の信頼性に寄与する要素になるとみられる。

<貞園 仁志(2022), 自励式HVDCシステムの検証, <https://www.giho.mitsubishielectric.co.jp/giho/pdf/2022/2206107.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

²⁴ 古河電工 (2025), HVDCケーブルの生産に係る設備投資について,

https://www.furukawaelectric.com/ir/library/briefing/pdf/2025/202510_data.pdf (2026年4月27日アクセス)

²⁵ HVAC(高压交流送電)に限れば、ASEAN地域においてセブ島-マクタン島やスマトラ島-バンカ島といった複数ルートでの海底ケーブル受注実績が確認されており、同社も地域的な事業展開を進めている。

<Furukawa Electric (2022), Furukawa Electric secures submarine transmission project in the Philippines,

https://www.furukawaelectric.com/en/release/2022/ene_20220316.html#:~:text=Furukawa%20Electric%20Co.%2C%20Ltd.%20and%20S.L.%20Development%20Construction,a%20total%20of%20approximately%204.3%20billion%20in%20yen. (2026年4月27日アクセス)>

<Furukawa Electric (2020), Contract Awarded for a Submarine Power Cable Project in the Republic of Indonesia,

https://www.furukawaelectric.com/en/release/2020/ene_20200131.html (2026年4月27日アクセス)>

b. 異周波数系統間・弱系統間の接続

越境連系線の敷設に当たっては、周波数の異なる地域を接続する場合がある。例えばフィリピンの周波数は60Hzであり、周辺国の周波数は50Hzであるが²⁶、直接連系は困難である。このような場合、系統同士を同期させずに連系させることにより、電力融通を可能にできる²⁷。

また、弱系統(慣性・短絡容量²⁸のいずれか、あるいは両方が小さいことを特徴とする系統)を直接送電線で他系統と統合すると脆弱性が波及する可能性があるが²⁹、これに対しても非同期連系の技術はグリッド柔軟性獲得に寄与しうる。

BTB(交直変換器を中心とするモジュールで、送電線を介さず同一地点で二つの交流系統を直流リンクで接続する)方式のHVDC連系は、系統周波数と非同期な高速有効電力制御を可能とするため、周波数の異なる系統同士のみならず、再エネ導入が進んだ低慣性系統においても周波数安定性を補完する手段となり得る^{30,31,32}。確立された技術力・プロジェクト遂行能力を持つ日本企業は複数存在し、例えば東芝は国内でのBTB受注実績を³³、日立エナジーは海外での越境BTB納入実績を持つ³⁴。

c. 広域連系整備途上における系統安定性確保

²⁶ JICA・IEEJ (June 2025), *Study on ASEAN Power Grid Final Report*,

https://openjicareport.jica.go.jp/640/640_100_1000055597.html (2026年4月27日アクセス)

²⁷ ASEAN Center for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3 (Part 1 of 4)*,

[https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-](https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/pdf/publication/AIMS%20III%20Phase%203_Part%201_L86xr8E8qx6t6S5bJDBBAjNZrJ7AX2o3GZvdxQzA.pdf)

[261225/pdf/publication/AIMS%20III%20Phase%203_Part%201_L86xr8E8qx6t6S5bJDBBAjNZrJ7AX2o3GZvdxQzA.pdf](https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/pdf/publication/AIMS%20III%20Phase%203_Part%201_L86xr8E8qx6t6S5bJDBBAjNZrJ7AX2o3GZvdxQzA.pdf) (2026年5月12日アクセス)

²⁸ 慣性は、電力の瞬時的な変動に対して周波数を維持しようとする機能を指す。

短絡容量は、事故時に局所的に流れうる電流の大きさを示したものであるが、系統の外部擾乱からの影響の受けにくさを評価する指標としても使われる。

<東京電力 (n.d.), 再生可能エネルギー大量導入に向けた系統慣性低下対策の研究,

<https://www.tepco.co.jp/technology/research/gridinnovation/re-sys-counter.html> (2026年4月27日アクセス)>

<一般社団法人 電気学会 (2025), 用語解説 第174回テーマ: 短絡容量, https://www.iee.jp/pes/termb_174/ (2026年4月27日アクセス)>

²⁹ 例えばラオスでは複数の計画外停止が外部要因や安定性問題によって生じており、タイでは電力需要が拡大したことにより大規模発電設備の脱落等が安定性問題として指摘されている。

<Asean center for energy (2025), *Future of the Grid: Strengthening ASEAN's Grid Power Quality by Harnessing Stability with DERs and Synchronphasor*,

https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/files/publication/1766846386_Future-of-the-Grid-Strengthening-ASEANs-Grid-Power-Quality-by-Harnessing-Stability-with-DERs-and-Synchronphasors.pdf (2026年4月27日アクセス)>

³⁰ James McCalley, Iowa State University (2025), *7a Point to point HVDC systems*,

https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/hvdclearn/AllYear1Modules/Module7a_Final.pdf (2026年4月27日アクセス)

³¹ Kaiqi Sun, et al. (2020), *Machine learning-based fast frequency response control for a VSC-HVDC system*,

<https://ieeexplore.ieee.org/document/9215149> (2026年4月27日アクセス)

³² Jingya Huang et al. (2017), *HVDC-based Fast Frequency Support for Low Inertia Power Systems*,

https://pure.manchester.ac.uk/ws/portalfiles/portal/48297721/ACDC2017_0024_final.pdf (2026年4月28日アクセス)

³³ 東芝 (n.d.), 地域を越えて電力融通を実現する電力変換技術, [https://www.global.toshiba/jp/products-](https://www.global.toshiba/jp/products-solutions/transmission/products-technical-services/power-conversion.html)

[solutions/transmission/products-technical-services/power-conversion.html](https://www.global.toshiba/jp/products-solutions/transmission/products-technical-services/power-conversion.html) (2026年4月27日アクセス)

³⁴ 一例として、アルゼンチン-ブラジルやカナダ-米国間でBTBの納入を遂行している。

<Hitachi Energy (n.d.), *Brazil-Argentina HVDC Interconnection*, <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/customer-stories/brazil-argentina-hvdc-interconnection> (2026年4月27日アクセス)>

<Hitachi Energy (2022), *Hitachi Energy selected as technology partner to support the transmission of renewable power between Canada and the United States*, <https://www.hitachienergy.com/news-and-events/press-releases/2022/12/hitachi-energy-selected-as-technology-partner-to-support-the-transmission-of-renewable-power-between-canada-and-the-united-states> (2026年4月27日アクセス)>

APGは連系線敷設の過渡期においては「串団子状」の様相を呈する³⁵。エリアごとの分割管理は電力潮流の制御を容易にし、特定エリアの停電時にも他エリアへの影響を限定できる利点を有する。一方で、遠隔エリア間における大容量電力の融通が困難となるという欠点を併せ持つ³⁶。このことはAPGが最終的には電力の広域融通を実現する構想であるが、構築途上にあたっては各系統内において電力品質を担保する施策が必要であり³⁷、そのように系統増強投資を行うべきであることを意味する。加えて、インバータ主体の再エネ電源の増加が、従来の同期調相機に比べて系統慣性や短絡容量を低下させることも重大な制約となる³⁸。

こうした過渡期で特に想定される課題に対しては、系統内の安定化機能を補強する設備の導入が不可欠となる。FACTSは、高速な無効電力制御により電圧変動を抑制し、短時間領域での電圧安定性向上に寄与する。一方、同期調相機は回転機としての特性により、短絡容量の供給および慣性の付与を通じて系統強度を高めることが可能である。

両者は代替的な関係ではなく、提供機能の時間スケールおよび機能が異なる補完的な技術である。特に弱系統や再エネ比率の高い系統では、各エリア内においてこれらの機能を適切に組み合わせることにより、短絡容量や慣性の不足に対処する必要があると考えられる。

日本企業は、両技術について製品展開している。日立エナジーはFACTSの一種である静止型同期補償装置(STATCOM³⁹)について、2024年時点で120台以上納入しており、国内外をカバーする⁴⁰。同社の主力製品であるHVDCと併用される場合が多く、系統増強の面で生じるシナジーが送配電事業者にとり選好する誘因として働く。三菱電機のSTATCOMは大容量の基幹系統用に強みを持つ⁴¹。

同期調相機では三菱ジェネレーターが従来発電機技術を転用した大容量同期調相機システムを製品展開しており、設計～保守までワンストップで行う⁴²。また日立エナジーも関連製品を展開している⁴³。

³⁵ 現時点では18本計画されている連系線経路のうち9本が開通しているが、まだ網羅的なメッシュ構成とは言い難い。
<Kanchana Wanichkorn (2025), ASEAN Power Grid: Driving Growth & Securing Energy, https://asiacleanenergyforum.adb.org/wp-content/uploads/2025/06/APG_ASEC_ACEF2025DeepDive_KW.pdf (2026年4月27日アクセス)>

³⁶ 資源エネルギー庁 (2017), 再エネの大量導入に向けて ～「系統制約」問題と対策, <https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/keitouseiyaku.html> (2026年4月27日アクセス)

³⁷ The ASEAN Secretariat (2025), ADB and World Bank Group Launch the ASEAN Power Grid Financing Initiative with the ASEAN Secretariat and the ASEAN Centre for Energy (ACE), <https://asean.org/adb-and-world-bank-group-launch-the-asean-power-grid-financing-initiative-with-the-asean-secretariat-and-the-asean-centre-for-energy-ace/> (2026年4月28日アクセス)

³⁸ Energy Studies Institute (2025), Renewable, Regional and Resilient: The Role of GridForming Technology in ASEAN's Energy Sector, https://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/esi-policy-briefs/esi-pb-81_renewable-regional-and-resilient.pdf?sfvrsn=aac061f8_1 (2026年4月28日アクセス)

³⁹ 無効電流を供給または吸収することで、電力系統への接続点の電圧を調整する機器。
<一般社団法人 電気学会 (2020), 用語解説 第32回テーマ： 無効電力補償装置 (STATCOM), https://www.ice.jp/pes/termb_032/ (2026年4月27日アクセス)>

<ENTSO-E (2025), Static Synchronous Compensator (STATCOM), <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/static-synchronous-compensator-statcom/> (2026年4月27日アクセス)>

⁴⁰ 電気新聞(2024), GRIDTECH・STATCOMブーム再燃, <https://www.denkishimbun.com/sp/369847> (2026年4月27日アクセス)

⁴¹ 2023年には東北電力より、世界最大級の定格容量である±700MVA規模のSTATCOMを受注した。
<三菱電機 (2023), 東北地域の電力安定化に貢献する自動式静止型無効電力補償装置(STATCOM)を受注, <https://www.mitsubishielectric.co.jp/ja/pr/2023/pdf/0328.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

⁴² 三菱電機 (n.d.), 同期調相機, https://www.mitsubishielectric.co.jp/eig/energysystems/feature/onestop/synchronous-condenser/pdf/synchronous_condenser.pdf (2026年4月27日アクセス)

⁴³ Hitachi Energy (n.d.), Synchronous Condenser System, <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/products-and-solutions/facts/synchronous-condenser-system> (2026年4月27日アクセス)

d. 再エネ大量導入下における系統運用容量制約

太陽光・風力といった変動性再エネの導入拡大に伴い、短時間での出力変動への対応や需給バランス維持の重要性が増す。ただ一方で、既存送電線の運用容量は一般的に保守的な一定値で設定されている⁴⁴。このため、実際の気象条件や系統状況に応じた潜在的な送電余力が十分に活用されず、系統運用上のボトルネックとなる可能性がある。

この課題に対するソリューションの一つがDLRであると考えられる。日本企業でも商用化の動きがみられ、住友電工は送電線に直接センサを取り付けて温度と電流値をリアルタイムで計測する方式を⁴⁵、東芝は気象予測データと地形情報を組み合わせた風況解析に基づくセンサを用いない方式の開発を進める⁴⁶。

同技術の適用は、送電網増強が遅れる地域において送電線新設を回避し既存資産の利用効率を高め、投資配分の最適化にも寄与する可能性がある。さらに、DLRと既存の潮流制御技術、その他の送電容量拡大技術を組み合わせた技術パッケージにより、電力品質を維持しつつ送電網の実効容量を拡張することが期待される。

e. 直流・交流混在系統における安定度評価・保護協調の複雑化

HVDCを導入することにより系統運用の自由度が高まる一方、系統保護の複雑度も高める。HVDC(直流)と交流が混在することによる系統安定度評価および故障時の保護・遮断協調の複雑化が重要な課題となる。

従来の交流系統では、周波数と位相を共有する同期系統を前提として保護リレーや遮断ロジックが設計されている。ただHVDC連系の拡大により、非同期連系点が増加することで潮流が制御可能になる一方、故障電流の経路や系統応答特性が従来と異なっていくと予想される^{47,48}。

HVDCに加えてFACTSを統合的に運用することで、直流・交流ハイブリッド系統における保護協調の複雑性を吸収しつつ、再エネの変動性に対する柔軟性を確保できると考えられる。

⁴⁴ 例えばわが国の送配電運用においては、広域機関や一般送配電事業者は、系統上の故障発生時における設備故障時の供給・発電支障や設備寿命への影響を最小化する観点から、熱容量・同期安定性・電圧安定性・周波数維持の各制約要因それぞれを満たす数値を運用容量としているとされる。

<OCCTO (2024), 運用容量等に関する基本的事項について, https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai_1_06.pdf (2026年5月28日アクセス)>

⁴⁵ 情報収集端末は送電線の電流を利用して自家発電するため、外部電源やバッテリー交換が不要である。また長距離送電線に対応した独自の無線ルーティング技術を採用し、山間部など物理的遠隔地でも安定した通信を確保する。

<電気新聞 (2023), 住友電工、DLR技術を本格展開, <https://www.denkishimbun.com/sp/310992> (2026年4月27日アクセス)>

<住友電工 (2018), ダイナミックルーティング用送電線監視システム, <https://sei.co.jp/technology/tr/bn193/pdf/193-13.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

⁴⁶ 送電線沿線の風速・風向を高解像度で推定し、冷却効果を考慮して送電容量の限界値を算出する。時間的予測(前日・当日計画)と空間的予測(鉄塔間ごとの風況評価)を組み合わせて、30分間隔で更新可能な仕組みを構築している。

<東芝(旧：東芝エネルギーシステムズ) (2025), 既設送電設備の有効活用を実現する センサーレスのダイナミックラインルーティング, <https://www.global.toshiba/content/dam/toshiba/jp/technology/corporate/review/2025/03/a08.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

⁴⁷ A. Pragati et al. (2023), A Comprehensive Survey of HVDC Protection System: Fault Analysis, Methodology, Issues, Challenges, and Future Perspective, <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/11/4413> (2026年5月29日アクセス)

⁴⁸ Hui Cai et al. (2025), Coupling Characteristic Analysis and Coordinated Planning Strategies for AC/DC Hybrid Transmission Systems with Multi-Infeed HVDC, <https://www.mdpi.com/2079-9292/14/11/2294> (2026年4月27日アクセス)

f. 越境送電インフラの増加に伴う物理的セキュリティ確保の重要性

広域化・長距離化した送電インフラの物理的セキュリティ確保は重要な課題である。国境を越える送電線は、自然災害多発地域や社会的・政治的に不安定な地域に敷設される可能性があり、台風・地震・洪水などによる損傷に加え、人為的な設備停止のリスクにも晒される^{49,50}。

また、単一障害が系統全体に波及する可能性が高まり、従来の局所的な保護・復旧設計ではレジリエンス確保に限界がある。そのため、障害の影響を最小化するには、系統全体の電力潮流を動的に再構成する自律制御が求められる。

こうした要請に応えるソリューションとしてSelf-healing gridが挙げられるだろう⁵¹。関連技術の成熟度は高く、日立エナジーは系統制御・運用管理ソフトウェア分野での高い実績を評価されている⁵²。また、東芝も地域・島嶼・工業団地などにおいて、災害時の系統停電時に系統から切り離して自立運転を継続する需給制御システムを提供している⁵³。

g. 系統保護方式・ブラックスタート手順の相違による広域停電復旧の困難化

各国はこれまで独立した運用ルールのもと送配電が行われてきたため、APG実現に伴う広域連系後に大規模停電が発生した場合、復旧手順や同期投入(発電機等を電力系統に接続すること)条件の違いが障壁となり、連系線を跨いだ協調的なブラックスタートや段階的復旧が複雑となることが想定される。

この課題に対しては、GFMの仮想慣性を提供する機能やSelf-healing gridの自律的に系統故障時に故障区間の切り離しや系統再構成を行う機能が緩和に資するとみられる。ASEANでは送電インフラの整備に加え、系統保護および復旧運用の非互換性というソフト面の課

⁴⁹ Rongquan Fan et al. (2023), Risk Reliability Assessment of Transmission Lines under Multiple Natural Disasters in Modern Power Systems, <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/18/6548> (2026年4月27日アクセス)

⁵⁰ 例えば2016年11月に、ERO(Electric Reliability Organization)は、信頼性問題運営委員会(Reliability Issues Steering Committee, RISC)によって北米電力信頼度協議会(North American Electric Reliability Corporation, NERC)理事会に対して行われた提言に基づき電力システムの信頼性優先事項を公表している。その中では、主なリスクの一つに施設に対する意図的な損害・破壊・妨害行為による送電網への障害が発生する可能性を挙げている。

<NERC (2019), Physical Security Guideline for the Electricity Sector, https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/swg/physical_security_guideline_-_assessments_and_resiliency_measures_for_extreme_events_june_2019.pdf (2026年4月27日アクセス)>

⁵¹ わが国では、直接当該技術を示す製品・サービスはほとんど確認できない。その理由として、日本の電力システムがもともと高信頼性と冗長性を前提に設計されてきたため、特筆すべき技術として差別化して訴求する必要性が相対的に低かった可能性があることが考えられる。

⁵² 同社の展開する遠隔監視制御装置「RTU500」シリーズは、電圧・電流などのデータを取得して故障検知・遮断・復旧につながる中核的機能を持つ。このような製品を背景に市場でのプレゼンスを高めているとみられる。

<日立エナジー (2020), 日立ABBパワーグリッド社が、配電網の自動化を支援する従来製品と比べて小型化を実現したデジタル信号変換器「RTU530」の提供を開始, https://www.hitachi.com/content/dam/hitachi/global/ja_jp/press/articles/2020/12/1217a/1217a.pdf (2026年4月27日アクセス)>

<日立エナジー (2025), 日立エナジーがARCアドバイザリーグループによりグリッドオートメーション製品・サービスのグローバルNo.1サプライヤーに認定, <https://www.hitachi.com/ja-jp/press/articles/2025/09/0925b/> (2026年4月27日アクセス)>

⁵³ 「μEMS」。同製品は配電網の回復力向上を目的としたものであり、Self-healing gridの一部を構成する機能と整合する。

<NEDO (n.d.), Case study: Japan—U.S. Collaborative Smart Grid Demonstration Project in New Mexico Part 1 Efforts in Los Alamos, <https://www.nedo.go.jp/content/100763123.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

題解決についても重要性は認識されているところ^{54,55}、その現実的解決手段として日本企業の展開する製品は有効性を訴求できるとみられる。

② 配電

a. 離島・遠隔地におけるマイクログリッド形成戦略の必要性

離島・遠隔地では一般的に電力需要が小規模で系統慣性が限定されるため、再エネ比率の上昇に伴い周波数・電圧の安定維持が困難となる構造的脆弱性を有する。さらに、台風や地震などの気象災害等も考慮すると、一部地域では外部系統から切り離して独立運転を行うマイクログリッドの形成も視野に入る。

GFM、蓄電池、Self-Healing Gridは、マイクログリッドの構築に寄与するグリッド柔軟性向上技術である。

GFMについて日本企業はマイクログリッド状況下での運用を前提とした実証事例もあり、知見をASEANにおいても活用できる可能性がある。

また蓄電池に関しては、住友電工、Nipron、PowerXなどが地域独立型電源やマイクログリッド領域に関して事業を展開する例がみられる⁵⁶。系統規模が小さくディーゼル発電等への依存度が高い地域では、再エネと蓄電池を組み合わせたマイクログリッドの導入によって燃料輸送コストや停電リスクを低減できる可能性がある。

Self-healing gridについても成熟した関連製品を日本企業は展開しており、局所的な系統の非常時の自動構築・復旧サービスを提供する素地を有していると言えよう。

b. インバータ電源導入拡大下での電圧・周波数安定性維持

太陽光や風力の発電設備に代表されるインバータ電源⁵⁷は、従来の同期発電機が有していた慣性や短絡容量を本質的には備えておらず⁵⁸、電圧や周波数を能動的に支える機能が限定的であり、配電網の安定性を低下させる要因となることが指摘されている⁵⁹。

⁵⁴ Marcel Nicky Arianto et al. (2026), Learning from the Iberian Peninsula Blackout: Importance of Emergency Information Exchange and Restoration Procedures for the ASEAN Power Grid (APG), https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/pdf/publication/Learning%20from%20the%20Iberian%20Peninsula%20Blackout_77BDCrqpPULCXsnj6Tht0foCU0RVbQPm86eLcJg.pdf (2026年4月27日アクセス)

⁵⁵ Maximilian Heil (2025), The ASEAN Power Grid Advancement programme (APG-P)", https://caseforsea.org/wp-content/uploads/2025/07/01_03_CASE-APG-AP-Presentation-Final-MH.pdf (2026年4月27日アクセス)

⁵⁶ 住友電工は、NEDOとの協力のもと米カリフォルニア州で2MW規模のレドックスフロー電池を用いた商用配電網マイクログリッドを2022年に構築した。本実証は、通常時の電力市場取引と停電時の独立電源機能を両立するモデルとして評価されており、再エネ出力の調整だけでなく、災害時のバックアップ電源として地域レジリエンスの向上にも寄与するとみられる。同様の機能はNipronやPowerXの行う非常用電源・独立型電源システム設置事業でも期待できる。

<NEDO (2022), 日米初の蓄電池による実配電網でのマイクログリッド構築・運用に成功, https://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_101508.html (2026年4月27日アクセス)>

<Nipron (2025), 蓄電システム納入事例,

https://www.nipron.co.jp/extra/product_catalog_data/power_storage_system_delivery_example.pdf (2026年4月27日アクセス)>

<PowerX (2025), トヨタ自動車東日本と岩手県金ケ崎町のマイクログリッドプロジェクトに定置用蓄電池が採用, <https://power-x.jp/newsroom/2025-02-14?gl=JP> (2026年4月27日アクセス)>

⁵⁷ 一般社団法人 デジタルグリッドコンソーシアム (n.d.), インバータベース電力系統,

<https://www.digitalgrid.org/digital-grid-concept/inverter-based-power-system.html> (2026年5月31日アクセス)

⁵⁸ NERC (2017), Integrating Inverter Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems,

https://www.nerc.com/globalassets/who-we-are/standing-committees/rstc/irpwg/item_4a_integrating_inverter-based_resources_into_low_short_circuit_strength_systems_-_2017-11-08-final.pdf (2026年5月31日アクセス)

⁵⁹ 一般財団法人 電力中央研究所 (2023), インバータ電源による電力系統の安定化にはどのような課題があるか?, <https://criepi.denken.or.jp/press/journal/denkizemi/2023/230329.html> (2026年5月31日アクセス)

この課題に対しては、GFMの導入が中核的な対応策として位置付けられる。GFMは、自律的に電圧および周波数を形成・維持する機能を有しており、同期発電機に類似した慣性応答や電圧維持機能を提供すること⁶⁰で、特に弱系統環境における安定性向上に直接的に寄与する。

さらに、FACTSは高速な無効電力制御を通じて電圧安定性を補強⁶¹し、蓄電池が電力の出力・吸収により周波数調整および需給バランス維持に貢献する。GFMと補完的に組み合わせることで、再エネの導入が進む系統においても電圧・周波数双方の安定性を確保しうる。

GFMについてはわが国でも商用化に向けた動きがみられる。日立産機システムは千葉県の本社事業所内運用を開始した⁶²。富士電機は自社蓄電池へのGFM組み込みについて開発段階であり⁶³、東芝は2022年にGFMと太陽光発電システムを組み合わせたマイクログリッド用途での有用性を検証している⁶⁴。

FACTSについても、前述のように送電領域での実績が蓄積されている一方で、富士電機や日立エナジーなどが配電向けSTATCOM等を通じ、配電網での実装を前提とした製品展開も進めている^{65,66}。蓄電池についても複数の国内企業が製品を展開しており、これらを総合した形で電圧・周波数を含む電力品質の維持に対応する余地があると考えられる。

c. 逆潮流の増加による系統混雑

再エネ、特に屋根置き太陽光発電など分散型電源⁶⁷の導入拡大により、配電系統における潮流は従来の一方向から双方向へと変化し、逆潮流が発生する^{68,69}。

⁶⁰ Y. F. Sau et al. (2025), Renewable, Regional and Resilient: The Role of Grid Forming Technology in ASEAN's Energy Sector, https://esi.nus.edu.sg/docs/default-source/esi-policy-briefs/esi-pb-81_renewable-regional-and-resilient.pdf?sfvrsn=aac061f8_1 (2026年5月31日アクセス)

⁶¹ 日立エナジー (n.d.), 自励式無効電力補償装置, <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/products-and-solutions/facts/statcom> (2026年5月31日アクセス)

⁶² 日立産機システム (2025), 日立産機、次世代インバータの設備完成 再エネ普及後の電力安定供給に貢献, <https://www.hitachi.com/ja-jp/press/articles/2025/04/0417/> (2026年4月28日アクセス)

⁶³ 富士電機 (n.d.), 再エネ活用促進に向けた新技術 「GFMインバータ」 開発最前線, https://www.fujielectric.co.jp/about/stories/detail/PJ_story_grid-forming-inverter.html (2026年4月28日アクセス)

⁶⁴ 同社の検証はディーゼル同期発電機との並列運転を含む実環境に近い形で行われ、マイクログリッド分野でのGFM導入に技術的裏付けを与えるものとなった。

<東芝 (2022), 再生可能エネルギーの出力や需要の変動による停電の発生を防ぎ、マイクログリッドの安定稼働を実現するGFMインバーターの効果を実機検証, <https://www.global.toshiba/jp/technology/corporate/rdc/rd/topics/22/2208-02.html> (2026年4月28日アクセス)>

⁶⁵ 富士電機 (2024), AMSC® D-VAR VVO® Case Study: Accelerating Renewables by Integrating Solar Plants into Existing Distribution Circuits, <https://smbe.fujielectric.com/wp-content/uploads/2024/11/Accelerating-Renewables-by-Integrating-Solar-Plants-into-Existing-Distribution-Circuits.pdf> (2026年5月31日アクセス)

⁶⁶ 日立エナジー (n.d.), 配電向けSTATCOM, <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/products-and-solutions/facts/statcom/statcom-for-distributed-power> (2026年5月31日アクセス)

⁶⁷ 一般に電力消費地点の近くに設置され、発電・蓄電・需要調整などを行う小規模で分散型のエネルギー資源を指す。
<International Energy Agency (2022), Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources, https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf (2026年5月31日アクセス)>

⁶⁸ ASEAN Center for Energy (2025), Future of the Grid: Strengthening ASEAN's Grid Power Quality by Harnessing Stability with DERs and Synchrophasors, <https://aseanenergy.org/publications/future-of-the-grid-strengthening-aseans-grid-power-quality-by-harnessing-stability-with-ders-and-synchrophasors> (2026年5月31日アクセス)

⁶⁹ International Energy Agency (2022), Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources, https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf (2026年5月31日アクセス)

逆潮流は配電系統での電圧上昇や電圧不平衡を引き起こすとともに、変圧設備等の過負荷も招く⁷⁰。また、インバータ電源比率の増した系統は短絡容量が低下して故障電流が小さくなり、電流の大きさに基づく従来の保護協調は成立しにくくなる⁷¹。

このような電圧制御および保護システム上の課題は、配電系統の運用制約や再エネの接続容量制約として顕在化する。国際連系線の敷設によって電力融通が系統間で可能になりこれらのリスクが緩和されるとしても、局所的な電力品質の維持は依然として別途対処する必要があるとみられる。

この課題に対しては、蓄電池やVPPを活用することが有効である。分散型電源を集約し統合的に制御することで、蓄電池を含めた余剰発電の吸収や出力制御を通じて局所的な需給バランスを調整することが可能となる。この結果、逆潮流を抑制し潮流変動を緩和することで、電圧上昇の抑制に寄与する。

さらにFACTS(配電用STATCOM)の無効電力を高速に出力・吸収する機能も並行して適用することで、電圧変動や電圧不平衡といった電力品質維持の補強につながるとみられる。

d. 可視性の低下

分散型電源の大量導入により、配電網内には系統運用者による直接統制が及びにくいリソースの接続が急増し、その所在・容量・運転挙動を十分に把握することが困難となる⁷²。

特にASEANでの一部地域では、需要拡大に対して配電インフラの整備・高度化が追いついていないことも相まって⁷³、電圧や潮流、設備負荷の実態把握に不確実性が生じていることが想定される。こうした可視性の不足は、電圧制御や混雑管理、さらには保護協調にも支障を及ぼすことが考えられる。

このような状況は、APGのような広域的な電力連携を検討する上で制約となる。すなわち、複数系統の連系に基づく協調的な運用や計画を実現するためには、各系統の需給状況やネットワーク制約を適切に把握することが前提となる。そのため、分散型電源を含む系統全体の状態を把握するモニタリング技術の高度化と、系統間でのデータ共有基盤の整備は、広域電力連携を支える基盤として不可欠である。

この課題に対しては、VPPやxEMSにおける監視・制御機能の活用が重要となる。これらの技術は、分散型電源の接続情報、出力状況、運転状態を収集するリアルタイムモニタリング機能に加え、異なる機器・事業者にまたがるデータを統合するプラットフォーム機能、さ

⁷⁰ International Energy Agency (2025), *Integrating Distributed Energy Resources in China*,

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/62f63aba-ff58-4af3-b0bd-5cb852257f14/IntegratingDistributedEnergyResourcesinChina.pdf> (2026年5月31日アクセス)

⁷¹ J. Slane et al. (2026), *Impact of Inverter-Based Resources on the Protection of the Electrical Grid*,

<https://arxiv.org/pdf/2603.27816> (2026年5月31日アクセス)

⁷² International Energy Agency (2022), *Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources*,

https://iea.blob.core.windows.net/assets/3520710c-c828-4001-911c-ae78b645ce67/UnlockingthePotentialofDERs_Powersystemopportunitiesandbestpractices.pdf (2026年5月31日アクセス)

⁷³ Asian Development Bank (2025), *ENERGY TRANSITION READINESS ASSESSMENT FOR DEVELOPING ASIA AND THE PACIFIC*, <https://www.adb.org/publications/energy-transition-readiness-developing-asia-pacific> (2026年5月31日アクセス)

らには需要・発電の予測機能や最適化アルゴリズム等を内包している⁷⁴。

これにより、系統運用者は従来把握が困難であった分散型電源の状態や挙動を系統全体として可視化するとともに、複数の分散型電源を協調的に制御できるようになる。その結果、分散型電源の出力制御や需要シフト等を組み合わせた統合的な系統運用が可能となる。

上記の可視化と制御の高度化は、広域にわたる系統間の電力融通や需給予測の精度向上にも寄与するため、APGの効率的な運用の基盤となるものと考えられる。

③ 発電

a. 再エネ大量導入下における大規模気象災害時の広域出力変動

PVや風力発電といった天候依存型電源の導入拡大に伴い、発電出力の変動性は不可避免的に高まり、電力需要との mismatch は今後一層強まると考えられる。特にASEAN地域はモンスーン気候帯に位置し、台風、スコール等が周期的に発生するという地理的特性を有する。実際に、フィリピンやベトナムではこの数年間で台風により停電・送電遮断に陥った事例が確認されており、実体的な課題として存在する^{75,76}。

こうした自然災害と再エネの大量導入が同時に進行する場合、広域にわたる出力低下や送電インフラ障害が顕在化し、電力システム全体の安定性に影響を及ぼす可能性がある。とりわけ、国際連系線を活用した広域電力融通においては、気象条件の相関性やインフラ被災リスクが高まることで、期待される調整機能や経済合理性が制約を受ける可能性がある点に留意が必要である。

LDESは再エネ由来の余剰電力を貯蔵し、雨季や台風通過後などに生じる数日から数週間規模の発電出力低下や需給逼迫に対して、既存の調整力を補完する形で電力供給の安定化に寄与し得る。

日本においても実証から商用化に向けた取り組みが、多様な方式のLDESで進展しているところであり⁷⁷、これらの技術の展開が期待される。

⁷⁴ J. Huang (2025), Review of Virtual Power Plant Response Capability Assessment and Optimization Dispatch, <https://doi.org/10.3390/technologies13060216> (2026年5月31日アクセス)

⁷⁵ International Energy Agency (2024), *Climate Resilience for Energy Security in Southeast Asia*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4c5449ca-edde-4c54-8b86-61616c7c8c64/ClimateResilienceforEnergySecurityinSoutheastAsia.pdf> (2026年4月27日アクセス)

⁷⁶ 2025年春～夏頃にはインドネシア・スマトラ島を含む地域で発生した激しい広域豪雨によって、送電網の寸断やインフラ破壊に至ったとされる。

<Fuad Nizam (2025), Rare tropical storm Senyar forms in Straits of Malacca for the 1st time ever, <https://www.nst.com.my/news/nation/2025/11/1323598/rare-tropical-storm-senyar-forms-straits-malacca-1st-time-ever> (2026年4月27日アクセス)>

<BBC News Japan (2025), インドネシア、大洪水の死者500人超す 行方不明も500人以上, <https://www.bbc.com/japanese/articles/c79x8g2rj5yo> (2026年4月27日アクセス)>

⁷⁷ 住友重機械工業は広島県廿日市市のLNG基地において液化空気エネルギー貯蔵(LAES)の商用実証プラントを建設し、2025年12月より運転を開始している。また、東京電力エナジーパートナー(東電EP)は、水電解装置を活用して余剰電力から水素を製造し、同年8月に需給調整市場への参入を行った。さらに、日揮はイタリアのEnergy DomeとCO2バッテリー技術の日本導入に向けた協業検討に関するMOUを締結している。Energy Domeは既にサルデーニャ島で出力20MW・蓄電容量200MWhの商用プラントをすでに運転しており、日揮のEPC能力との連携によりシナジーを見込めると考えられる。

<住友重機械工業 (2025), LAES商用実証プラントの運転開始について, <https://www.shi.co.jp/info/2025/6kgpsq000000o62f.html> (2026年4月27日アクセス)>

<東京電力エナジーパートナー株式会社ほか (2025), 電力需要家のDRリソースを活用し需給調整市場に参入 ～水電

一方で、ASEANの一部地域では系統強度が相対的に低く、電圧および周波数の安定性確保が難しいケースがある。このような環境下では、LDESの性能が十分に発揮されない、あるいは過剰仕様となる可能性があることは導入に当たっては留意すべき課題である。

b. インバータ電源比率上昇による慣性・短絡容量不足

従来の電力システムは火力・水力といった同期発電機を中心に構成されていたため、物理的な慣性をもって電圧の安定性や保護リレーの確実な動作が確保されてきた。しかし、再エネ等インバータ接続型電源の比率が高まると、こうした特性が系統から失われ、周波数の急激な変動や電圧不安定、さらには事故時の保護協調の困難化といった問題が頻発しうる^{78,79,80}。

特にASEANの一部地域では、もともと系統規模が小さく、短絡容量や系統強度が十分でない場合も多い。このような条件下でインバータ電源の導入が急速に進めば、系統は一層不安定化し、連系線での接続時に電力融通の信頼性にも影響を及ぼしかねない。

この課題に対し、GFMの電圧・周波数を形成する能力が特に有効となる。また、APGの計画下ではHVDC連系が多く存在するが、その受入れ側の交流系統が弱いと、連系線の潮流制御が不安定化すると指摘されている。GFMは系統安定性強化だけでなく、HVDC受入端の制御安定性向上に寄与することも期待される⁸¹。

c. 水力・ガス火力等の調整電源との協調運用

再エネ比率の拡大と系統の国境間連系は、個別系統に閉じた対応ではなく、広域系統全体を視野に入れた調整力の確保と運用設計を不可欠なものとする。

ASEAN地域では、水力資源がメコン流域のラオス等に偏在し、周辺国へ電力融通が行われている一方、水力発電は工業・農業用水管理と密接に関わることから、出力調整の自由度

解装置による一次調整力としての実運用開始～, <https://www.tepco.co.jp/ep/notice/pressrelease/2025/pdf/250828j0101.pdf> (2026年4月27日アクセス)>

<日揮ホールディングス株式会社 (2025), CO2バッテリー技術を有するエナジードーム社と日本市場における協業検討を目的としたMOUを締結, https://www.jgc.com/jp/news/2025/20251023_11.html (2026年4月27日アクセス)>

⁷⁸ ENTSO-E (2021), *FREQUENCY STABILITY IN LONG-TERM SCENARIOS AND RELEVANT REQUIREMENTS*, https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/211203_Long_term_frequency_stability_scenarios_for_publication.pdf (2026年5月29日アクセス)

⁷⁹ ENTSO-E (2019), *SHORT CIRCUIT CONTRIBUTION OF NEW GENERATING UNITS CONNECTED WITH POWER ELECTRONICS AND PROTECTION BEHAVIOUR*, https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/190304_SOC_TOP_7.4_Short%20Circuit%20Contribution%20of%20Power%20Electronics%20Connecting%20Generators%20and%20Protection%20report.pdf (2026年5月29日アクセス)

⁸⁰ NERC (2023), *Inverter-Based Resource Performance Issues Report*, https://www.nerc.com/globalassets/our-work/white-papers/nerc_inverter-based_resource_performance_issues_public_report_2023.pdf (2026年5月29日アクセス)

⁸¹ D. B. Rathnayake et al. (2021), *Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications*, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3104617> (2026年6月2日アクセス)

には季節的・制度的制約がある^{82,83,84}。また、ガス火力発電についても燃料調達条件や価格構造といった要因が、調整力の拠出可能量に国別のばらつきを生むとみられる⁸⁵。

さらに各国の電力系統は、運用制度、周波数制御能力、計測・通信・給電指令システムなどのデータ統合基盤の成熟度が一様ではなく、広域的なりアルタイム協調制御を直ちに前提とするには未整備な要素も多い。このことが、国際連系を伴う広域系統の運用複雑性をさらに増大させている。

このような制約そのものを解消することは容易ではないが、それらが存在することを前提とした場合、その影響はAGCの広域統合運用によって緩和することが可能である。すなわち、国際連系系統全体に対して周波数・潮流の状況を統合的に監視し、各国の調整電源(水力・ガス火力等)へ秒～分単位で出力指令を自動配分する仕組みを構築することである。

従来のAGCは各国系統内の周波数制御を主に行っていたが、広域系統下では、複数エリアのArea Control Error(ACE)⁸⁶を統合的に評価・協調的に活用し、広域的な安定化を目的として調整された制御指令を各制御エリアへ分配するマルチエリアでの採用が有効となりうる。

当該技術について、日本企業の動きも確認される。発電設備側の応答性能向上については、三菱重工・三菱電機が両社共同でガスタービン制御の高度化を進めており、AGC指令への追従性能の向上に寄与し得る⁸⁷。そして系統側の制御基盤については日立エナジーの展開するソフトウェアが再エネの系統接続が進む地域や島嶼部での実装例があることから^{88,89,90}、ASEANの地理的条件に応用できる運用知見が蓄積されているとみられる。

⁸² International Energy Agency (2021), *Climate Impacts on South and Southeast Asian Hydropower*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8827598a-486a-4ee3-bc0d-2a534b3dfd14/ClimateImpactsonSouthandSoutheastAsianHydropower.pdf> (2026年4月28日アクセス)

⁸³ ASIAN Development Bank (2023), *Asian Development Bank's Approach for Large Hydropower Plants*, <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/902496/energy-guidance-note-large-hydropower-plants.pdf> (2026年4月28日アクセス)

⁸⁴ Mekong River Commission (2025), *Annual Report 2024*, <https://www.mrcmekong.org/publications/annual-report-2024/> (2026年4月28日アクセス)

⁸⁵ International Energy Agency (2024), *Southeast Asia Energy Outlook 2024*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ac357b64-0020-421c-98d7-f5c468dadbf0/SoutheastAsiaEnergyOutlook2024.pdf> (2026年4月28日アクセス)

⁸⁶ 制御する系統において規定の周波数・潮流状態からどれだけ乖離があるかを示す指標。系統運用者が電力系統を所定の周波数および電圧範囲内で運用するために用いられ、停電や設備損傷の防止に寄与する。

<NAESB (2005), Area Control Error (ACE) Equation Special Cases, https://ns.naesb.org/pdf2/weq_bklet_011505_ace_numbering.pdf (2026年4月28日アクセス)>

⁸⁷ 三菱重工の「DIASYS」シリーズは発電プラント向け制御システムであり、60カ国以上3000件以上納入実績がある。また三菱電機は計装制御システム「MELSEP」シリーズを国内向け火力・水力発電プラント向けに1,000件以上納入している。

<三菱重工 (2025), 火力発電プラント向け「次世代ガスタービン制御システム」の機能試験を完了 三菱重工と三菱電機が共同開発、2026年度の市場投入を目指す, <https://www.mhi.com/jp/news/25122402.html> (2026年4月28日アクセス)>

⁸⁸ 同社のソフトウェア「Network Manager Generation Management System(GMS)」は、既存火力から再生可能エネルギー、さらには広域・多地点に分散した発電設備を対象としたマルチエリアAGC機能を備える統合管理システムである。<Hitachi Energy (n.d.), Network Manager Generation Management System (GMS), <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/grid-and-generation-management-network-manager/network-manager-generation-management-system-gms> (2026年4月28日アクセス)>

⁸⁹ Hitachi Energy (n.d.), How Conduit Power manages costs by operating renewable power plants remotely, <https://www.hitachienergy.com/us/en/news-and-events/customer-stories/how-conduit-power-manages-costs-by-operating-renewable-power-plants-remotely> (2026年4月28日アクセス)

⁹⁰ Hitachi Energy (n.d.), Empresa de Electricidade da Madeira (EEM), <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/news-and-events/customer-stories/eem> (2026年4月28日アクセス)

④ 需要

a. 需要側調整力の供出と活用

ASEANでは、経済発展や都市化、産業活動の拡大に伴い電力需要の増加が見込まれる⁹¹。また再エネ導入拡大に伴い、出力変動への対応や需給バランス維持の重要性が高まる。

こうした中で、需給調整力の確保が重要となる⁹²が、その供出ポテンシャルは地域特性により異なる。製造業比率の高い地域では、生産プロセスの制約により負荷調整の柔軟性や応答速度が用途構成に依存してばらつく。一方、需要規模が大きく成長傾向にある都市部では、小規模需要リソースが広範に分散しており、これらを束ねることで系統全体の調整力として活用できる余地が大きい⁹³。

一方で需要側調整力の活用が進まない場合、系統内での調整が供給側に偏る結果、連系線の有効活用が制約される可能性がある。需給調整が発電設備等の供給側リソースに依存する構造となると、出力変動への対応は主として供給側の出力制御により行われるが、再エネ大量導入下では調整余地の制約から余剰電力が出力抑制として処理される可能性が高まる。

これは、地域間の需給差を活用して再生可能エネルギーの変動を平準化し、余剰電力を広域的に移転することを可能とするAPGの機能⁹⁴と整合的ではなく、結果的に連系線としての利用価値が十分に発揮されない。

上記のような事態を回避するためには、需要側調整力を体系的に確保することが不可欠である⁹⁵。具体的にはDRによる直接的な負荷制御に加え、VPPやxEMSを活用した需要・分散リソースの統合的制御を組み合わせることで、地域特性に応じた需要側調整力を供出できると考えられる。

わが国においては、小売電気事業者、アグリゲーター等をはじめとする多様な事業者が関連制度・補助事業・市場取引を背景にDRを実装してきた⁹⁶。

⁹¹ International Energy Agency (2026), *Electricity 2026*, https://iea.blob.core.windows.net/assets/b73798cb-e452-42b9-9d8a-07542de7a041/Electricity_2026.pdf (2026年5月12日アクセス)

⁹² 調整力供出の機能を供給側リソースに求めるようなグリッド増強の方針では、追加的な設備投資（ピーク対応用の電源設置など）や運用負担が過度に増大する可能性が指摘されている。需要側調整力を活用することで、それらへの投資回避が期待できる。

< International Energy Agency (2025), *The Value of Demand Flexibility*, <https://www.iea.org/reports/the-value-of-demand-flexibility> (2026年5月28日アクセス)>

< NREL (2021), *US building energy efficiency and flexibility as an electric grid resource*, <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/78196.pdf> (2026年5月28日アクセス)>

⁹³ International Energy Agency (2025), *The Value of Demand Flexibility*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4f11d63f-ebb0-44a4-9a53-ed98f264dc38/TheValueofDemandFlexibility.pdf> (2026年5月28日アクセス)

⁹⁴ International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, <https://www.iea.org/reports/financing-the-asean-power-grid> (2026年5月28日アクセス)

⁹⁵ EU-ASEAN Business Council (2025), *Accelerating The Energy Transition Through The ASEAN Power Grid*, https://eu-asean.eu/wp-content/uploads/2025/10/Energy-Paper_FINAL.pdf (2026年5月28日アクセス)

⁹⁶ エナリスは企業の冷凍装置・ポンプ・空調などの設備を電力需要として集約し、アグリゲーターとして容量市場や需給調整市場に対応するDRサービスを提供している。関西電力は、需要家の節電量に応じて報酬・電気料金割引を提供するインセンティブ付与型のDRサービスを提供しており、上げDR・下げDRともに対応し、経済DR(卸電力市場価格が高騰した際に、発電量増加や市場調達の代わりに需要側の調整を依頼するコンセプト)および容量市場・需給調整市場のすべてに参入している。また具体的な事例としては2022年の需給逼迫に対し、東電EPが約300件へDRを要請し、最大約33万kWの需要抑制を実現した例がある。同様にエネットは約6,000施設を対象にインセンティブ付与型DRを実施し、約23万kWhの需要抑制に成功した。

< ENERES (n.d.), *デマンドレスポンスサービス*, <https://www.eneres.jp/service/demandresponse/> (2026年4月27日アクセス)>

VPP事業に参入する企業も多様化しており、業種の広がりも大きい。例として電気・ガス事業者では関西電力や大阪ガスが⁹⁷サービスを展開している。他業種では豊田通商がEVを集約して蓄電池として機能させ、電力系統へ調整力を提供する取り組みを進めた⁹⁸。また2023年には日本ガイシとリコーが共同出資・設立した企業によって、AIによる分散電源の統御を通じてコスト低減と最適化を図る新たなVPPモデルの検証が開始されている⁹⁹。

xEMSについても、事業者間調整や成果報酬型(ESCO)制度を含めた実装経験が日本企業に蓄積しており、ASEANでの地域特性対応型の調整力構築において応用可能性を有する¹⁰⁰。

ここまでで挙げた課題群と対応するグリッド柔軟性向上性技術、および実装が適するとみられる分野や、関連する事例を整理したものが表 4-3である。

表 4-3 APGにおけるASEAN特有の課題と、グリッド柔軟性向上技術のアプリケーション

課題	対応技術
高効率・大容量長距離送電	- HVDC - 海底ケーブル
<p>【想定事例】</p> <p>APGの18路線の中には、大規模需要地であるシンガポールと、太陽光をはじめとする再生エネ資源を賦存する¹⁰¹インドネシア・スマトラ島との間で、HVDC・海底ケーブルの敷</p>	

< 関西電力 (n.d.), デマンドレスポンスサービス, <https://sol.kepco.jp/dr/> (2026年4月27日アクセス)>

< 資源エネルギー庁 (2022), デマンド・レスポンスの活用で広がる、電力需給調整の新ビジネス, https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/johoteikyoo/dr_business.html (2026年4月27日アクセス)>

⁹⁷ 関西電力は供給エリア内の蓄電池やEVを統合するアグリゲーション事業を行う子会社を設立した。また大阪ガスは家庭用燃料電池を遠隔制御する事業モデルで、アグリゲーターとしてVPP市場に参加している。

< 関西電力 (2023), 分散型リソースを束ね、安定供給へ貢献するVPP事業——E-Flow,

<https://www.kepco.co.jp/corporate/report/yous/7/kanden-update/article3.html> (2026年4月27日アクセス)>

< 大阪ガス (2021), 「エネファームtype S」3,600台を活用したVPP実証事業への取り組み～「蓄電池等の分散型エネルギーリソースを活用した次世代技術構築実証事業」の開始～,

https://www.osakagas.co.jp/company/press/pr2021/1296779_46443.html (2026年4月27日アクセス)>

⁹⁸ 豊田通商株式会社 (2019), 動車の蓄電池を活用した仮想発電所(VPP) V2Gアグリゲーター実証事業の継続実施

～電動車蓄電池から電力系統へのV2G実証事業のネクストステップへ～(), https://www.toyota-tsusho.com/press/detail/190605_004392.html (2026年6月12日アクセス)

⁹⁹ リコー (2023), NR-Power Lab, CollaboGate JapanおよびSassorと連携し、世界初の分散型ID活用VPPシステムの構築を開始, https://jp.ricoh.com/release/2023/0809_1 (2026年4月27日アクセス)

¹⁰⁰ パナソニックは2024年11月に商業用途および集合住宅向けヒートポンプ「Aquarea」に、家庭向けエネルギー管理システム(HEMS)を統合して海外展開を開始した。Azbilはアジア各国に現地法人を持ち、BEMSの設計～メンテナンスまで一貫して行い、ASEAN諸国での導入事例も確認できる。また丸紅ネットワークソリューションズは自社クラウドIoTプラットフォーム「MAIDOA plus」を基盤として、センサから1分単位でデータ収集、空調設備を制御するシステムを構築し、年間契約電力の20%～30%削減・電気料金の5～15%のコスト削減を見込むとしている。

< Emiliano Bellini (2024), Panasonic testing smart thermostats in residential heat pumps, <https://www.pv-magazine.com/2024/09/26/panasonic-testing-smart-thermostats-energy-management-system-in-residential-heat-pumps/> (2026年4月28日アクセス)>

< Azbil (n.d.), Gaysorn Tower, https://www.azbil.com/jp/case/bsc/nou_484/index.html (2026年6月12日アクセス)>

< Azbil (n.d.), The Okura Prestige Bangkok, https://www.azbil.com/jp/case/bsc/nou_534/index.html (2026年6月12日アクセス)>

< 丸紅ネットワークソリューションズ (n.d.), 建物DXソリューション「BEMSサービス」, https://www.marubeni-idigio.com/product/solution/ai_iiot/bems.html (2026年4月28日アクセス)>

¹⁰¹ TotalEnergies (2025), Indonesia-Singapore: TotalEnergies and RGE Reach New Milestone in Large-Scale Solar and Battery Storage Project, <https://totalenergies.com/news/press-releases/indonesia-singapore-totalenergies-and-rge-reach-new-milestone-large-scale-solar> (2026年5月28日アクセス)

設計画がある ¹⁰² 。	
異周波数系統間・弱系統間の接続	- HVDC
【想定事例】 フィリピンは島嶼国家であり、基準周波数が周辺国と異なるとともに国内系統間の連系も限定的である。また、送電インフラが未整備な地域も存在するとされる ^{103,104} 。	
広域連系整備途上における系統安定性確保	- FACTS - 同期調相機
【想定事例】 フィリピンでは送電能力増強・送電網整備計画が再エネの導入スピードに追い付いておらず、系統の慣性の弱まりが指摘されている ¹⁰⁵ 。	
再エネ大量導入下における系統運用容量制約	- DLR
【想定事例】 インドネシアは再エネ導入ポテンシャルが大きい一方で、系統予備率が高く柔軟性が低い構造にある。DLRは大規模な系統増強への投資計画を先延ばしにしつつ、系統混雑緩和を可能にする技術になり得るとの指摘がされている ¹⁰⁶ 。	
直流・交流混在系統における安定度評価・保護協調の複雑化	- HVDC - FACTS
【想定事例】 連系線に近接した系統	
越境送電インフラの増加に伴う物理的セキュリティ確保の重要性	- Self-healing grid
【想定事例】 連系線に近接した系統	
系統保護方式・ブラックスタート手順の相違による広域停電復旧の困難化	- Self-healing grid - GFM
【想定事例】 連系線に近接した系統	
離島・遠隔地におけるマイクログリッド形成戦略の必要性	- GFM

¹⁰² ASEAN Centre for Energy (2024) ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles, https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/files/publication/1766846405_ASEAN-Power-Grid-Interconnections-Project-Profiles.pdf (2026年5月29日アクセス)

¹⁰³ JETRO (2023), フィリピンにおける再生可能エネルギー分野の市場調査(フィリピン・マニラ発), <https://www.jetro.go.jp/biz/trendreports/2023/b8534b6c1a74715e.html> (2026年5月8日アクセス)

¹⁰⁴ Manila Bulletin (2026), Widening energy security gap flagged as power grid lags behind demand, <https://mb.com.ph/2026/05/08/high-risk-business-environment> (2026年5月8日アクセス)

¹⁰⁵ POWER Philippines (2026), 1-year builds vs 10-year grids: transmission lag threatens PH renewable rollout, <https://powerphilippines.com/1-year-builds-vs-10-year-grids-transmission-lag-threatens-ph-renewable-rollout/> (2026年4月28日アクセス)

¹⁰⁶ International Energy Agency (2022), Enhancing Indonesia's Power System, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/247b5328-2cd7-4fbb-a800-dd1c71f6e562/EnhancingIndonesiasPowerSystem.pdf> (2026年4月28日アクセス)

	<ul style="list-style-type: none"> - 蓄電池 - Self-healing grid
<p>【想定事例】</p> <p>フィリピンでは各島の電化に地域差があり、系統延伸が経済的に非効率となる地域もあることから、分散型再エネを用いたグリッドを適切に組み込む必要性も示唆されている^{107,108}。</p>	
インバータ電源導入拡大に伴う電圧・周波数安定性維持	<ul style="list-style-type: none"> - GFM - FACTS - 蓄電池
<p>【想定事例】</p> <p>需要家側での再エネ設備導入が進む系統</p>	
逆潮流の増加による系統混雑	<ul style="list-style-type: none"> - VPP - FACTS - 蓄電池
<p>【想定事例】</p> <p>需要家側での再エネ設備導入が進む系統</p>	
可視性の低下	<ul style="list-style-type: none"> - VPP - xEMS
<p>【想定事例】</p> <p>ASEAN各国</p>	
再エネ大量導入下における大規模気象災害時の広域出力変動	<ul style="list-style-type: none"> - LDES
<p>【想定事例】</p> <p>カンボジア、ベトナム、フィリピンでは、今世紀を通じより台風の勢力が激甚化すると予測されている¹⁰⁹。</p>	
インバータ電源比率上昇による慣性・短絡容量不足	<ul style="list-style-type: none"> - GFM
<p>【想定事例】</p> <p>ベトナムではFIT(固定価格買取)制度によって風力・太陽光などのインバータ接続型電</p>	

¹⁰⁷ Grendell Vie Magoncia et al. (2026), Renewable Energy Transition in the Philippines: Trends, Opportunities, Challenges, <https://www.imf.org/-/media/files/publications/selected-issues-papers/2026/english/sipea2026005.pdf> (2026年5月8日アクセス)

¹⁰⁸ International Renewable Energy Agency (2017), *ACCELERATING RENEWABLE MINI-GRID DEPLOYMENT: A STUDY ON THE PHILIPPINES*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Philippines_Renewable_Mini-Grids_2017.pdf (2026年6月1日アクセス)

¹⁰⁹ International Energy Agency (2024), *Climate Resilience for Energy Security in Southeast Asia*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4c5449ca-edde-4c54-8b86-61616c7c8c64/ClimateResilienceforEnergySecurityinSoutheastAsia.pdf> (2026年4月27日アクセス)

源の容量が急増する一方で、系統内短絡容量が低下しつつあると指摘されている ^{110,111} 。	
水力・ガス火力等の調整電源との協調運用の高度化	- AGC
【想定事例】 ASEAN各国	
需要側調整力の供出と活用	- DR - VPP - xEMS
【想定事例】 ベトナムは需要拡大が顕著であり、特に産業・商業の中心地域であるホーチミン市ではDRのパイロット事業が実施されている ^{112,113} 。	

出所：(一財)日本エネルギー経済研究所作成

本章では、連系線敷設に直接関係する技術に加え、需給バランスの確保や電力品質の維持に寄与する技術についても整理している。APGの各路線を具体化するにあたっては、連系線整備を優先的に進めるのか、あるいは周波数維持や電圧安定化等の対策を並行して実施するのか、また各技術をどのように組み合わせて適用するのかについて、各国における連系線計画の進捗状況や再生可能エネルギー導入の状況に応じて異なるため、今後それらを踏まえて検討していく必要がある。

(3) 関連市場への参入を企図する日本企業への示唆

前節で挙げた課題およびそれに対応するグリッド柔軟性向上技術の動向からは、今後APG関連市場へ日本企業が参入するにあたり、三つの示唆が得られる。

① ライフサイクル支援を軸とした価値提供へのシフト

第一に、「モノ売り」から「コト売り」への転換を図り、ライフサイクル全体にわたって機動的なサポートを行うことで、トータルコスト低減を訴求することである。

ASEAN側から見れば、設備提供のみを受けた場合、その内容がブラックボックス化されることで、中長期的なOPEXが増大することが懸念される。またそれに付随してグリッド上に障害が発生した際の復旧が相対的に難化することも考えられる。

これに対し、日本企業は継続的な運用支援に取り組むべきであろう。システムダウンに伴う多大な経済損失を回避する観点からは、系統の安定稼働を確保するための信頼性の向上が、また、ライフサイクル全体でASEAN側が享受する裨益という観点からは、トータルコ

¹¹⁰ ASEAN Center for Energy (2021), Vietnam's solar and wind power success: Policy implications for other ASEAN countries, <https://aseanenergy.org/publications/vietnams-solar-and-wind-power-success-policy-implications-for-other-asean-countries/> (2026年5月8日アクセス)

¹¹¹ U.S. Department of State (2023), Regulatory Protection and Control Standards Applicable to the Vietnam Grid with High InverterBased Resource (IBR) Penetration, https://www.pnnl.gov/main/publications/external/technical_reports/PNNL-34345.pdf (2026年5月8日アクセス)

¹¹² U.S. Department of Commerce (2024), Vietnam Country Commercial Guide, <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/vietnam-power-generation-transmission-and-distribution> (2026年5月8日アクセス)

¹¹³ Viet Nam MW (n.d.), Demand Response, <https://en.vmw.com.vn/product/demand-response.html> (2026年5月8日アクセス)

ストの低減に加え、技術・運用能力の移転がもたらす自律性の向上が期待されるためである。

具体的には、設備供給に焦点を当てるにとどまらず、現地企業(施工事業者、資材調達事業者、送配電事業者など)による一定水準での自律的な保守運営を意図した人材育成やノウハウ共有等まで含めてサービス展開することが挙げられる。

このような技術移転と現地産業のサプライチェーンへの参画は、単にプロジェクトの円滑な遂行を助けるだけでなく、ASEANにおける新たなグリーン雇用の創出と産業基盤の底上げに直結する。日本企業が主体的にインフラ運用に関わる人材と技術のエコシステム形成に貢献することは、再エネ開発の果実が広く地域社会に還元される「公正なエネルギー移行(Just Energy Transition)」の実現に向けた強力な後押しとなる。

その上で、定期点検や高度保守、ソフトウェア更新、遠隔監視といった日常保守以外の領域において継続的に関与することで、長期的な収益モデルの確立が可能になる。

また、こうした関与を通じて蓄積される、系統運用や設備状態に関する知見は、将来的な設備増強や機能追加といった追加需要に対する優位性の確保にも資すると考えられる。

このように、サービス展開や運用支援を基軸とすることで、ASEAN側の自立したグリッド運営と並行して、日本企業も持続的な収益創出と競争優位の確立を視野に入れうる。

加えて、広域系統運用ソフトウェアやxEMS、データシステムを提供する際、日本企業はブラックボックス化を避け、ASEAN側がシステムの主権とガバナンスを保持できる設計(オープン・アーキテクチャの採用や、国際標準規格に準拠したインターフェースの提供)を志向すべきである。これは、ASEANがいかなる単一パートナー(日本を含む)にもベンダーロックインされることを防ぐ「セーフガード」として機能する。さらに、サイバーセキュリティ設計においても、ゼロトラスト・アーキテクチャの導入や、データが域外に不当に流出しない仕組み(データ・ソブリンティの確保)を構築し、システムへのアクセス権や管理権限をASEAN側に段階的に移譲・共有していく姿勢が、日本企業に対する圧倒的な信頼の源泉となる。

② 地域特性に応じた技術パッケージの展開

第二に、画一的・一方的な規格を提案するのではなく、各地域の既存インフラ・制度に対してカスタムした技術パッケージを展開することである。

技術パッケージとはつまり、HVDC・海底ケーブル等の基幹技術に加え、FACTSやDLRといった送配電網向け周辺機器、さらにDR・VPP・xEMSなど需要側に働きかける技術を組み合わせることで、段階的・モジュール式のグリッド高度化を可能にする多層的な提案を指す。

こうした提案方式は、災害大国・島嶼国として、制約の大きい系統条件や災害リスクに対応しながら運用高度化を進めてきたわが国での事業経験を活用できる可能性があるため、現実的なグリッド高度化モデルとして訴求しうるのではないか。

この観点から、日本企業は日本の政府系機関や金融機関、あるいは多国間開発銀行等とも連携しつつ、地域毎のグリッド高度化のロードマップ策定段階からアプローチをしていくことも重要であろう。

③ 現地協業とサービス型事業スキームによる参入障壁の低減

以上の二つの戦略を講じたとしても、日本企業の製品・サービスは導入や意思決定に時間を要し、インシヤルコストが高いとの批判は依然として想定される。

これに対し、第三に、現地企業との戦略的アライアンスの構築と、初期費用のOPEX化を含む柔軟なファイナンス手法の導入が有効と考えられる。

従来の日本企業中心のパッケージ型事業展開から、現地企業を施工・保守・部材調達・運営等のサプライチェーンへ積極的に取り込み、国際的な分業・協業を前提とした事業展開へ転換することで、コスト低減や現地雇用創出に加え、日本企業の当地に対する制度・商慣習への適応力向上も期待できる。この結果、不確実性の低減と投資判断の容易化を通じて、技術導入の意思決定プロセスの簡素化および導入スピードの向上に寄与しうる。

また、設備の一括販売にとどまらず、機器供給、運用支援、保守サービスを一体化した技術パッケージ型のリースモデルを導入することで、初期投資負担を軽減し、導入のハードルを引き下げることにも考えられる。

さらに、エネルギー・アズ・ア・サービス(EaaS)は、設備運用における機能価値をサービスとして需要家に提供し、その対価として料金を支払う事業モデルである。インフラの設置に対する大規模なCAPEXを定期的な使用料金のOPEXに転換することが可能となり、需要家は初期投資負担を回避できる。

このように、現地企業との協業やサービス型・運用型ビジネスモデルを組み合わせることで、持続的かつ競争力の高い事業展開へつながると考えられる。

本章で上述してきた日本企業が関与し得る「グリッド柔軟性向上技術」の導入拡大は、日本企業のASEAN市場への参入機会としてだけでなく、ASEAN側の能力形成、運用自立、オープンな標準確立、複数パートナーによる技術ポートフォリオ形成にも寄与することは言うまでもない。

5. APGの財政的・制度的課題と政策的アプローチ

(1) APGの財政的・制度的課題

APGという数か国を跨ぐ巨大な広域インフラへの技術移転は、いかに日本等の製品や技術が優れていようとも、一民間企業の自助努力のみで達成できるものではない。技術的課題に加え、APGへの技術移転と社会実装を阻む障壁には、財政的課題と制度的課題がある。これらは相互に影響を及ぼし合い、公的・民間資金の流入を阻害する構造的なボトルネックとなっている。

① 財政的課題

a. 国営企業独占と「スプリット方式」による融資適格性(バンカビリティ)の低下¹¹⁴

財政的課題の第一は、ASEAN特有の電力市場の構造と、越境事業特有の資金調達手法の複雑さにある。ASEANの多くの国において、送電事業は基本的に国営ユーティリティ企業による独占・規制部門となっており、新規参入は認められていない。民間ディベロッパーや外資系企業が直接関与して自由に収益を上げる枠組みが制限されているため、インフラ開発の資金調達は各国政府の財政能力に依存することになり、政府の債務上限や財務制約がそのままAPG進捗のボトルネックとなっている。

加えて、APG越境事業の収益や分配の構造が、投資回収リスクを一層高めている。APGのような国境を跨ぐ送電事業では、複数国・複数主体がそれぞれの区間・資産を分担する「スプリット方式」が採用されるケースが多い。これは、越境線を一本のプロジェクトとして単一の特別目的事業体(Special Purpose Vehicle, SPV)がまとめて建設・保有するのではなく、各国が自国の国内側送電線の建設費、変電所等の国内設備費、および国境接続点の工事をそれぞれ分担して建設する方式である。

この方式は国家主権の観点からは受け入れやすいものの、財政支援を行う金融機関や投資家から見れば、厄介な構造である。複数国に跨がる工事費用や将来収益を、単一のプロジェクトとして評価するのではなく、個別の国内経済事情に即して国ごとに個別に把握・評価しなければならないからである。万一、隣国の送電線建設が遅延した場合、自国側の設備投資が座礁資産化するリスクを負うため、プロジェクト全体としてのバンカビリティを引き下げる要因となっている。

b. 設備寿命と融資期間(ローン・テナー)の構造的ミスマッチ

第二の課題は、インフラの性質と金融市場の論理の間に生じる「期間のミスマッチ」である。APGを構成するHVDCや海底ケーブル等の整備には巨額の初期投資が必要であるが、域内資金だけでは圧倒的に不足している¹¹⁵。この投資需給ギャップが生じる根本的な理由に、設備寿命とローン・テナーのズレがある。

¹¹⁴ Japan International Cooperation Agency (JICA) & The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ) (2025), *Study on ASEAN Power Grid*, <https://libopac.jica.go.jp/images/report/1000055597.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹¹⁵ International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae91a87e-275b-48b8-81b9-2eacadc8d28b/FinancingtheASEANPowerGrid.pdf> (2026年4月21日アクセス)

例えば、HVDCの主要機器(変換器用変圧器等)の耐用年数は35～40年と言われており¹¹⁶、その収益や利回りの回収は長期に及ぶ。一方で、資金の出し手となる民間金融機関は、自己資本比率規制(バーゼル規制等)の制約を受ける。バーゼル規制下では、長期融資を行うとそれに対応する長期の預金や社債等の安定調達を確保する義務が発生し、長期間にわたり自己資本が固定化されるため、ローンの償還期間が長くなるほど資本コストが高騰する^{117,118,119}。

このため、民間資金は送電設備のような超長期事業に対しても短・中期融資を好む傾向にあり、必要とされる長期資金が市場から供給されにくい構造的な事情が存在する。

c. 高いリスクプレミアムとカントリーリスク

第三に、ASEAN市場に内在する高いカントリーリスクが、資本コストを押し上げ、民間資金の流入を躊躇させている。IEA(2024)¹²⁰は、ASEANを含む新興国市場における高い資本コストが、同一のクリーンエネルギー技術であっても発電コスト(LCOE)を大幅に押し上げることを示している。

インフラ投資の意思決定基準となる加重平均資本コスト(WACC)は、公表されている国において、2024年の50～100MWの太陽光発電所建設プロジェクトの場合、マレーシアでは6.0～7.0%にとどまるが、ベトナムでは8.5～10.0%となっている¹²¹。

このWACCを押し上げているカントリーリスクの主要因の一つが、マクロ経済の不安定性を示すインフレリスクである。工事材料費や労務費に直結するインフレ率は、2025年にラオスでは5.0%、ミャンマーでは30.0%に達する¹²²など、一部の国では極めて高い。

さらに深刻なのは、こうした高いインフレが引き起こす自国通貨の下落リスク(為替変動リスク)である。外国企業がインフラ事業を行う場合、現地通貨が下落すれば換算後の事業採算性や投資利回りが悪化する。通常、こうしたリスクを低減するためには事業契約時に為

¹¹⁶ L. Recksiedler et al. (2023), *Life Extension and Upgrading of HVDC Systems*, CIGRE Green Books, Springer.

¹¹⁷ Bank for International Settlements (2014), *Basel Committee on Banking Supervision, Basel III: the net stable funding ratio*, <https://www.bis.org/bcbs/publ/d295.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹¹⁸ PwC (2014), “Basel III beakfast briefing series, Stretched to the limit: Dealing with the implications of the NSFR,” <https://www.pwc.com/im/en/publications/assets/basel-iii-and-beyond-stretched-to-the-limit.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹¹⁹ Bank for International Settlements (2017), *Basel Committee on Banking Supervision, Basel III: Finalising post-crisis reforms*, <https://www.bis.org/bcbs/publ/d424.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁰ International Energy Agency (2024), *Reducing the Cost of Capital, Strategies to unlock clean energy investment in emerging and developing economies*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/227da10f-c527-406d-b94f-dbaa38ae9abb/ReducingtheCostofCapital.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹²¹ International Energy Agency (2025), “Cost of Capital Observatory, Dashboard,” <https://www.iea.org/reports/cost-of-capital-observatory/dashboard> (2026年4月21日アクセス)

¹²² WorldData.info (2026), “Inflation rates in a global comparison,” <https://www.worlddata.info/inflation.php> (2026年4月21日アクセス)

替ヘッジを施すが、カンボジア¹²³、ラオス¹²⁴、ミャンマー¹²⁵、ベトナム¹²⁶は管理フロート制度を採用しているため、ヘッジを現実的に提供できるASEAN通貨はシンガポールドル、タイバーツ、インドネシアルピア等に限定されている¹²⁷。つまり、ASEAN諸国の大半では為替リスクを金融技術によって排除することが難しい。

d. 長期需要の不確実性と既存ODA制度の限界

第四に、長期的な需要予測の不確実性と、それを支える既存の公的支援枠組みの限界がある。越境プロジェクトにおいて巨額の初期投資を長期間(20～30年)かけて回収するためには、確実な電力の買い手と固定価格での長期電力購入契約(PPA)が不可欠である。しかし、各国の政策変更リスクや、国ごとに異なる送電料金等により、投資家にとって見えづらく、評価しにくい不確実性が蔓延している。

こうした市場の失敗を補うために日本等による政府開発援助(ODA)への期待が高まるが、既存の制度には越境インフラ特有の障壁がある。APGは複数国に跨るプロジェクトであるため、ODA対象外の高所得国と対象の低中所得国が混在しており、単一の二国間ODAスキームでは全体を一体的に支援しづらい。

さらに、日本のODA制度は基本的に二国間協議が前提であるため、APGのように複数国を跨ぐ広域支援を行う場合、それぞれの国との間で支援比率や条件を調整する作業が複雑となり、機動的な資金供給が困難となる。

② 制度的課題

物理的な送電網(ハードウェア)を整備するための資金が集まったとしても、それを運用するための制度やルール(ソフトウェア)が未整備であれば、広域電力融通は機能しない。

a. 電力市場構造の差異と規則の不統一

制度的課題の第一は、各国の規制や運用ルールの不統一である。ASEAN加盟国間では、電力市場構造に大きな隔たりがある。例えば、フィリピンやシンガポールのような自由化された電力市場では、小売料金はコスト反映型であり、送電料金は資産の建設および維持にかかる費用に加え、規制された一定の収益率を反映する形で設定されている¹²⁸。一方、イン

¹²³ International Monetary Fund (2025), “Cambodia: Staff Report for the 2024 Article IV Consultation—Informational Annex,” <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2025/022/article-A002-en.xml> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁴ International Monetary Fund (2024), “Lao People's Democratic Republic: Staff Report for the 2024 Article IV Consultation—Informational Annex,” <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2024/319/article-A002-en.xml> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁵ International Monetary Fund (2023), “Annual Report on Exchange Arrangements and Exchange Restrictions,” <https://www.elibrary.imf.org/display/book/9798400260391/9798400260391.xml?cid=lk-com-dsp-imf.org> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁶ International Monetary Fund (2024), “Vietnam: Staff Report for the 2024 Article IV Consultation—Informational Annex,” <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/002/2024/306/article-A002-en.xml> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁷ Bank for International Settlements (2022), “Foreign exchange markets in Asia-Pacific,” <https://www.bis.org/publ/othp60.pdf> (2026年4月21日アクセス)

¹²⁸ International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae91a87e-275b-48b8-81b9-2eacadc8d28b/FinancingtheASEANPowerGrid.pdf> (2026年5月8日アクセス)

ドネシアやカンボジアのような垂直統合型の電力市場では、通常、独立した送電料金は存在せず、送電への投資は、需要家に課される小売料金の一部として回収される¹²⁹。

このように、市場の仕組みが大きく異なる環境下で越境電力取引を行おうとすれば、発電コストや託送料金の分担の設計が難しい。

また、電力システムのグリッドコード等の規格も異なるため、物理的に接続できても運用面で摩擦が生じ、システムの安定性を脅かす懸念がある。各国間で、周波数許容範囲や周波数回復時間が異なる場合、あるいは電圧設定が統一されていない場合もあるため、障害時対応の連携の困難さや、系統安定性リスクの増加が生じ得る¹³⁰。

b. 認証制度・環境価値の不統一

第二に、再生可能エネルギーの属性を証明する仕組み(環境価値)の不統一である。多国間でのグリーン電力取引のインセンティブを働かせるには、RECの仕組みが不可欠である。

しかし現在、RECについてはシンガポールとマレーシアで制度化され、ベトナム、インドネシア、フィリピン等でも制度整備が進む一方で¹³¹、ラオスでは未整備である¹³²。

ASEAN全体で統一されたRECの認証機関が存在せず、国ごとに制度がばらついているため、国境を越えて取引された電力がどこで発電されたクリーンな電力かを証明することが困難である¹³³。

これにより、豊富な資金力を持つグローバル企業(RE100加盟企業等)が、脱炭素目標を達成するためにAPG経由で再エネ電力を長期購入しようとするインセンティブが削がれ、多国間市場の形成を阻害している。

c. 越境最適化を担う広域統合機関の不在

第三にして最大の制度的課題は、広域連系を全体最適で計画・運用し、権限をもつ中立的な独立機関が存在しないことである。

欧州連合(EU)においては、各国の送電系統運用者が集まる欧州送電系統運用者ネットワーク(The European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E)が存在し、国境を越えた送電網のマスタープラン策定や市場統合を強力に推進している¹³⁴。

一方、ASEANには1981年に設立されたASEAN電気事業者連合会(Heads of ASEAN

¹²⁹ International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae91a87e-275b-48b8-81b9-2eacadc8d28b/FinancingtheASEANPowerGrid.pdf> (2026年5月8日アクセス)

¹³⁰ International Energy Agency (2026), *Financing the ASEAN Power Grid*, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae91a87e-275b-48b8-81b9-2eacadc8d28b/FinancingtheASEANPowerGrid.pdf> (2026年5月8日アクセス)

¹³¹ Kawamura (2025), “ASEANパワー・グリッドにおける再エネ輸出入の課題—ガス需要との補完関係を踏まえて—,” https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afiedfile/2025/10/21/2510_kawamura.pdf (2026年5月8日アクセス)

¹³² JETRO (2023), “再エネや排出権取引で企業参入、社会課題にも注目(ラオス),” <https://www.jetro.go.jp/biz/areareports/special/2023/1002/91959983353ab7f6.html> (2026年5月8日アクセス)

¹³³ Kawamura (2025), “ASEANパワー・グリッドにおける再エネ輸出入の課題—ガス需要との補完関係を踏まえて—,” https://www.mitsui.com/mgssi/ja/report/detail/_icsFiles/afiedfile/2025/10/21/2510_kawamura.pdf (2026年5月8日アクセス)

¹³⁴ ENTSO-E (2025), “New Ten-Year Network Development Plan highlights power transmission and storage needs to meet the Energy Transition targets,” <https://www.entsoe.eu/news/2025/01/31/new-ten-year-network-development-plan-highlights-power-transmission-and-storage-needs-to-meet-the-energy-transition-targets/> (2026年4月10日アクセス)

Power Utilities/Authorities, HAPUA) がある。このHAPUAは、ASEAN地域全体のエネルギー安全保障を目的に、各国電力機関の協力を推進する専門組織であり、APG実施を担当する¹³⁵。具体的には、加盟メンバー間の協力を促進し、民間セクターの参画を拡大し、機器の標準化を促進し、共同プロジェクト開発を推進し、人材分野および研究開発における協力を進めると共に、電力供給システムの品質および信頼性を向上させる¹³⁶。

ただし、HAPUAはASEANのエネルギー協力における技術協力・調整機関であり、政策決定権はASEANエネルギー大臣会合(AMEM)に帰属する¹³⁷。

このように、ENTSO-EがEU法に基づくEU域内の電力市場の運営・統合を目的とした「統合電力市場の運営主体」という位置づけに対し、HAPUAは政府間合意(MOU)に基づき地域連系するAPG構想の「調整実施を担うネットワーク」であり似て非なる機能となっている。

(2) 課題克服に向けた政策的アプローチ

上述した複雑な「財政的」および「制度的」な課題を克服し、APGという強靱な基幹インフラを構築するためには、ASEAN自身の自助努力と、日本のような開発パートナー(DPs)が提供する革新的かつ包括的な支援スキームが不可欠である。

① ASEAN側の既存の取り組みと方向性

前述のとおり、広域統合機関であるHAPUAに決定権限がないのは「ASEAN Way(内政不干涉・コンセンサス重視)」¹³⁸を重んじるASEAN特有の政治風土の必然的な結果である。したがって、制度的課題を克服する上で、欧州のENTSO-Eのような強力なトップダウン機関の設立を急ぐことはASEANの現実に即していない。

ASEAN諸国自身もこの前提に立ち、課題に対して座視するのではなく、実証プロジェクトを通じたボトムアップ型のアプローチにより、段階的にルールを調和させる道を探っている。その代表例が「LTMS-PIP」である。ASEANはこの多国間事業を通じ、越境送電に関わる契約や運用ルールの実証と課題抽出を既に進めている¹³⁹。

さらに、こうした実証成果を踏まえ、政策レベルでも着実な歩み寄りがみられる。2025年10月に開催された第43回AMEMでは、各国の電力系統における技術基準の違いが、多国間電力取引(MPT)の成立や再エネの広域調整を阻害しているとの課題認識が強く共有された¹⁴⁰。トップダウンの強制力こそないものの、この会議を通じて技術標準・料金制度の調和、

¹³⁵ HAPUA (n.d.), “About HAPUA,” <https://hapua.org/main/hapua/about/> (2026年4月10日アクセス)

¹³⁶ HAPUA (n.d.), “About HAPUA,” <https://hapua.org/main/hapua/about/> (2026年4月10日アクセス)

¹³⁷ ASEAN (n.d.), “MEMORANDUM OF UNDERSTANDING ON THE ASEAN POWER GRID,” <https://asean.org/wp-content/uploads/2024/11/MoU-on-the-ASEAN-Power-Grid-1.pdf> (2026年4月10日アクセス)

¹³⁸ ASEAN (2015), *The ASEAN Charter*, <https://www.asean.org/wp-content/uploads/2021/09/2.-February-2015-The-ASEAN-Charter-18th-Reprint.pdf> (2026年5月8日アクセス)

¹³⁹ ASEAN Ministers on Energy (2024), “FIFTH JOINT STATEMENT OF LAO PDR-THAILAND-MALAYSIA-SINGAPORE POWER INTEGRATION PROJECT,” <https://isomer-user-content.by.gov.sg/166/8e19d802-34ad-4ff5-afed-89da6cdfb2a4/5th-LTMS-Joint-Statement-Adopted.pdf> (2026年4月10日アクセス)

¹⁴⁰ AMEM (2025), “Joint Media Statement of the Forty-third ASEAN Ministers on Energy Meeting (43rd AMEM),” https://asean.org/wp-content/uploads/2025/10/Joint-Media-Statement-JMS-of-the-43rd-AMEM_Final.pdf (2026年4月10日アクセス)

越境PPAの信頼性強化、電力のトレーサビリティ整備、およびREC制度の標準化の必要性が合意され、APG強化のための新たなMOUが締結された¹⁴¹。

特に、2026年5月にACEが公表した「AIMS III Phase 3」レポート¹⁴²においては、将来的に、域内の短期取引を最適化する「ASEAN Power Pool(APP)」や、各国間で異なる規制フレームワークを調整する「ASEAN加盟国規制委員会(AMS Regulatory Board, AMSRB)」の創設が提唱されている。また、同レポートでは、段階的な地域グリッドコードの策定も計画されている¹⁴³。

このように、現状では強力な推進機関が存在しなくとも、多国間実証に基づくボトムアップ型の課題抽出と、閣僚合意による段階的なルール調和を組み合わせるアプローチこそが、ASEAN Wayに即した現実的かつ効果的な取組みとなっている。

② 日本の貢献策1：財政的課題に対する新たな金融支援(リスクマネーの流動化)

このASEANの歩みを強力に後押しし、日本からの技術移転を実現するための第一の貢献策が、公的金融を通じた柔軟な「財政的支援」の展開である。

a. ブレンド・ファイナンスと新たな資金調達モデル

ブレンド・ファイナンスや新たな資金調達モデル等の金融手法は、前述の「(1)-①-c. 高いリスクプレミアムとカントリーリスク」および「(1)-①-d. 長期需要の不確実性と既存ODA制度の限界」に対する直接的なアプローチとなる。

まず前者のカントリーリスクに対しては、高いリスクプレミアムに直面するASEAN市場において、公的資金が長期リスクを引き受け、比較的資産寿命の短い部分を民間資金が補う「ブレンド・ファイナンス」の活用が有効である。日本はこれまで、JICAの海外投融資や国際協力銀行(JBIC)のトランジション・ファイナンス、日本貿易保険(NEXI)の貿易・投資保険を通じてリスクプレミアムを低減させてきた実績がある。

さらに後者の既存ODAの限界を打破するため、今後は、既存の枠組みに加え、日本の公的機関が受入国政府や中央銀行に対してODAローンとして資金を一括供給し、そこから個別プロジェクトへ資金を分配する「Two-step loan」¹⁴⁴形態の充実や、複数技術・設備・資産をまとめてリース会社が一括で提供する「技術パッケージ型リース」¹⁴⁵の提案など、新たな支援モデルを展開すべきである。また、世界銀行、アジア開発銀行(ADB)、ASEAN等が近

¹⁴¹ The ASEAN Secretariat (2025), "The 43rd ASEAN Ministers on Energy Meeting (43rd AMEM) and Its Associated Meetings and Events," <https://asean.org/the-43rd-asean-ministers-on-energy-meeting-43rd-amem-and-its-associated-meetings-and-events/> (2026年4月10日アクセス)

¹⁴² ASEAN Centre for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3: Minimum Requirements for Multilateral Power Trade in ASEAN*, <https://aseanenergy.org/publications/asean-interconnection-masterplan-study-aims-iii-phase-3-minimum-requirements-for-multilateral-power-trade-in-asean> (2026年5月13日アクセス)

¹⁴³ ASEAN Centre for Energy (2026), *ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3: Minimum Technical Standards for Interconnections*, [https://storage.googleapis.com/acweb-bucket-261225/pdf/publication/\[DESIGNED\]%20AIMS%20III%20Phase%203%20-%20Part%203%20-%20Minimum%20Technical%20standards%20Harmonisation_Jy5XYyNZ5x12EfCuIS4GMYzgli1Y4C9TX94NnwF7.pdf](https://storage.googleapis.com/acweb-bucket-261225/pdf/publication/[DESIGNED]%20AIMS%20III%20Phase%203%20-%20Part%203%20-%20Minimum%20Technical%20standards%20Harmonisation_Jy5XYyNZ5x12EfCuIS4GMYzgli1Y4C9TX94NnwF7.pdf) (2026年5月13日アクセス)

¹⁴⁴ JICA (n.d), "円借款の種類," https://www.jica.go.jp/activities/schemes/finance_co/about/kind.html (2026年4月10日アクセス)

¹⁴⁵ International Finance Corporation (2009), *Leasing in Development, Guidelines for Emerging Economies*, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/998901468326962267/pdf/516730WP0Box341inDevelopment1Manual.pdf> (2026年5月8日アクセス)

年立ち上げた「ASEAN Power Grid Financing(APGF)」¹⁴⁶や「Partners for ASEAN Connectivity on Energy(PACE)」¹⁴⁷といった枠組みと連携し、単一の二国間支援から多国間協調型のプロジェクト支援へ移行することが求められる。

b. JOGMEC探鉱融資制度の応用と、出資形態による流動性確保

前述の「(1)-①-a. 国営企業独占と「スプリット方式」による融資適格性(バンカビリティ)の低下」を回避するさらなるアプローチとして、事業化リスクの高いプロジェクトに対する出資スキームの拡充が挙げられる。

一例として、独立行政法人エネルギー・金属鉱物資源機構(JOGMEC)が資源開発分野で用いている「出資探鉱融資制度」のメカニズムをJOGMECとは異なる組織体がAPGに応用することが考えられる。これは、初期の事業性評価(FS)や許認可取得など、不確実性の高い初期開発フェーズへのリスクマネー供給機能として、探鉱融資と同様の仕組みを応用するものである。このメカニズムが有用なのは、送電網インフラの初期フェーズ(FSや関係国間のMOU締結段階)での頓挫リスクをカバーするには、通常のインフラ投融資よりも、探鉱融資のような機動的なリスクマネー供給が適しているためである。

具体的には、日本の支援機関が現地の国営電力企業等と折半して一定額を出資し、越境送電プロジェクトのための株式会社(SPC)を設立する手法である¹⁴⁸(図 5-1)。

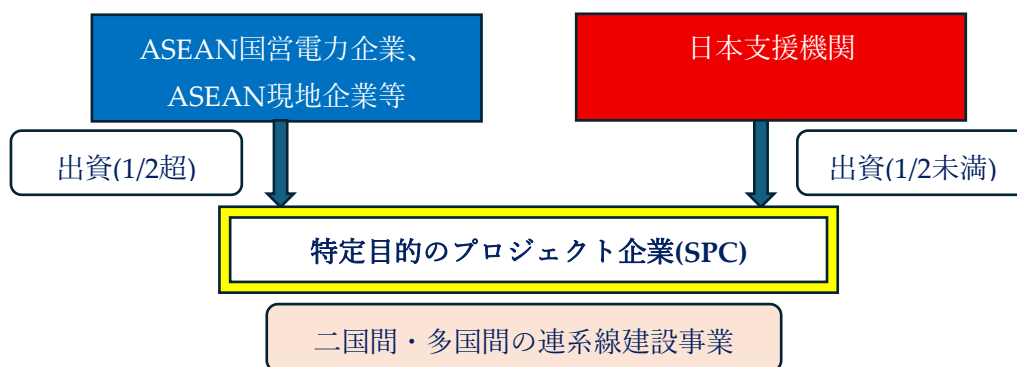


図 5-1 出資探鉱融資制度メカニズムの連系線プロジェクトへの応用

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

この方式の最大の利点は柔軟性と流動性にある。建設途中にインフレ等で工事費が増額した場合でも、追加出資という形で機動的に対応できる。最終的に株式売却価額と債権簿価が同額であれば支援機関に損失は計上されず、現地国営企業の初期資金負担を大幅に軽減

¹⁴⁶ The ASEAN Secretariat (2025), “ADB and World Bank Group Launch the ASEAN Power Grid Financing Initiative with the ASEAN Secretariat and the ASEAN Centre for Energy (ACE),” <https://asean.org/adb-and-world-bank-group-launch-the-asean-power-grid-financing-initiative-with-the-asean-secretariat-and-the-asean-centre-for-energy-ace/> (2026年5月8日アクセス)

¹⁴⁷ ASEAN Centre for Energy (n.d.), “ASEAN Power Grid Financing Facility (APGF) Secretariat,” <https://aseanenergy.org/secretariat/asean-power-grid-financing-facility-apgf-secretariat> (2026年5月8日アクセス)

¹⁴⁸ JOGMEC (n.d.), “出資制度の概要,” <https://www.jogmec.go.jp/activities/oilgas/investment-guarantee/investment-system.html> (2026年5月8日アクセス)

できる。

また、この出資スキームは「(1)-①-b. 設備寿命と融資期間(ローン・テナー)の構造的 mismatch」という課題をも直接的に解消する。送電事業が軌道に乗った後は、現地企業等と協議の上で株式を譲渡(売却)することが可能であり、長期間同じプロジェクトに資金を固定化させる事態を回避できるためである。継続して株主であれば、毎期配当収入の形態でプロジェクトの利回りを容易に把握できる。事業成長を目指すSPCにとっても、厚い自己資本を裏付けとして社債発行や市中銀行からの協調融資など、調達手段の多様化が可能となる。

③ 日本の貢献策2：制度的課題に対するルール形成・能力構築支援

第二の貢献策は、各国の市場構造や規則の差異、環境価値の不統一、および広域統合機関の不在といった前述の制度的課題を克服し、整備された物理的なインフラを安定的かつ効果的に運用するための「制度的支援(ルール形成・人材育成)」である。

a. アジア・ゼロエミッション共同体(AZEC)の枠組み活用と二国間クレジット制度(JCM)の連動

前述の「(1)-②-b. 認証制度・環境価値の不統一」に対するアプローチとして、日本が提唱し主導するAZECの枠組みを最大限に活用すべきである。日本は既にJBICを通じ、AZEC枠組み内での各国送配電網整備ファイナンスや官民対話の支援を発表している¹⁴⁹。

同様に、東アジア・ASEAN経済研究センター(Economic Research Institute for ASEAN and East Asia, ERIA)内に設立されたアジア・ゼロエミッションセンターを通じた政策支援も重要である。ERIAでは、カーボン市場の制度設計等が明確な研究分野として位置づけられている¹⁵⁰。また、AZECの閣僚会合等において、日本のJCMとの連携が議題化されている¹⁵¹点も評価できる。

JCMが長年培ってきた厳格な温室効果ガス削減効果の測定・報告・検証(MRV)の方法論を、ASEAN域内のREC制度や越境PPAの信頼性向上に応用することで、国際標準に準拠したクリーン電力市場の共通規格づくりを日本が主導することができる。このルール調和の推進は、脱炭素目標を掲げるグローバル企業や現地に進出する日系企業が、コーポレートPPA等を通じて安心して再エネ電力を調達できる市場環境を整えることにつながり、サプライチェーンの競争力維持という日本産業界の直接的な利益にも直結する。

b. 電力広域的運営推進機関(OCCTO)および一般送配電事業者の知見を活かした広域系統運用・規則調和のノウハウ共有

前述の「(1)-②-a. 電力市場構造の差異と規則の不統一」および「(1)-②-c. 越境最適化を担

¹⁴⁹ JBIC (2025), “Decarbonization Waves from Asia to the World,”

https://www.jbic.go.jp/en/information/today/today_202505/jtd_202505_sp2.html (2026年5月11日アクセス)

¹⁵⁰ METI (2025), “Report on the Outcome of the AZEC International Conference to Develop Carbon Market Published,”

https://www.meti.go.jp/english/press/2025/1023_002.html (2026年5月11日アクセス)

¹⁵¹ Ministry of Foreign Affairs of Japan (2024), “アジア・ゼロエミッション共同体(AZEC)首脳共同声明: 今後10年のためのアクションプラン,” <https://www.mofa.go.jp/mofaj/files/100737978.pdf> (2026年4月13日アクセス)

「広域統合機関の不在」に対する有効なアプローチとなるのが、日本が持つ広域系統運用のノウハウと高度な技術力を人材育成(キャパシティ・ビルディング)という形で提供することである。

制度設計の面では、日本国内において広域系統運用を担うOCCTOの知見が有用なロールモデルとなる。OCCTOが実践している需給調整市場の運営、広域系統整備計画の策定、系統混雑管理、そして費用負担を受益者負担としつつ全国で分担する全国調整スキームは、強力な権限を持つ統合機関が存在しないASEANが、将来の市場統合や費用負担ルールを段階的に設計していく上での重要な指針となる。

さらに、物理的な系統運用の面では、日本の一般送配電事業者(電力会社等)が長年培ってきた現場知見の共有が不可欠である。国ごとに異なる周波数や電圧設定といったグリッドコードによる摩擦を解消し、国境を越えた障害時の連携や系統安定化を実現するためには、日本の送配電事業者が持つ高度な周波数制御技術や異常時対応ノウハウの技術指導が効果的である。

ASEAN側においても、2026年5月にACEが公表した「ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 3: Implementation Strategy for Multilateral Power Trade in ASEAN」において、グリッド運用手続の調和に関するキャパシティ・ビルディングのニーズが極めて高いことが示されている。

加えて、広域連系に伴う情報通信網の統合は、サイバーセキュリティ上の脆弱性を高めるリスクを伴う。ここでも日本は、自国のシステムを一方向的に導入させるのではなく、ASEAN側が主権を持ってグリッド網を防御・監視できるガバナンス体制の構築を支援すべきである。具体的には、ASEAN独自のサイバーセキュリティ基準の策定支援や、共同のセキュリティ・オペレーション・センター(SOC)の立ち上げ、データ管理ルールの調和に向けた制度的支援が挙げられる。これにより、ASEANは特定国に依存することなく、域外からのサイバー干渉を自律的に排除する能力を獲得することができる。

このように、OCCTOの制度的知見と送配電事業者の物理的運用ノウハウ、さらにはサイバーセキュリティ面でのガバナンス構築支援を多角的にASEANの政策担当者や送電事業者に共有することは、技術先進国である日本からASEANへの技術移転を社会実装として定着させるための強力なソフト支援となる。

④ ASEANの経済安全保障に寄与する日本の貢献可能性

以上のように、「優れたグリッド柔軟性向上技術」に「柔軟な出資・融資等の財政支援」と「AZECやOCCTO等を通じた制度調和・ノウハウ共有」を掛け合わせた、三位一体の「パッケージ型支援」を提供することには、極めて重要な戦略的意味がある。これこそが、本稿を通じて強調しているASEANの経済安全保障の要請に直結するからである。

電力インフラは国家の「大動脈」であり、情報通信網と結びついた「神経網」である。ASEANが特定の域外大国からの巨額の資本や、ブラックボックス化された閉鎖的な技術規格に過度に依存してしまえば、有事の際のサプライチェーンの途絶や、遠隔操作による大規模停電の誘発など、国家の自立性が著しく損なわれるリスクを抱えることになる。

したがって、日本が果たすべき役割は、国際標準に準拠した透明性の高いルール形成を支援し、官民協調による代替的なリスクマネーを供給することによって、ASEANがインフラ調達において複数の技術先進国をバランスよく組み込む「ヘッジング戦略(等距離外交)」を維持・強化できるよう後押しすることである。

特定の国へのインフラ依存を分散させ、技術ポートフォリオの多様性を担保することは、ASEANの持続的かつ自立的な発展を守ることに他ならない。同時に、この開かれた透明な広域電力市場の確立は、前項で述べた「ASEANに進出する日本企業のサプライチェーン競争力を維持する」という、日本自身の国益とも合致する。

日本が「最適な伴走者」としてこの包括的支援を提供し、ASEANの特定国依存を回避するヘッジング戦略が機能したとき、APGは「脱炭素化」に寄与するだけでなく、ASEAN全体の「エネルギー安全保障」と「経済安全保障」を同時に担保する強靱な基盤として、その完成へと大きく近づくのである。

6. APGへの投資規模の試算

第4章、第5章では、APG全体の技術的、財政的、制度的な課題を抽出し、各課題の解決策または緩和策を定性的に提示してきたが、本章では、APGの個別路線の投資規模を定量的に試算し、APG全体としてのシナリオ別投資規模、および、各国の財政支出規模に比した負担感の大小を示す。試算対象は、ACE(2024)¹⁵²における18の公式路線のうち、原則として「計画中(Planned)」と整理されている路線である¹⁵³。前掲の表 3-2で設定されている3つのシナリオに基づく送電容量(Line Capacity)を前提として、変電設備および送電ケーブル敷設に係る初期コストを推計する。

(1) 試算前提

各路線の初期投資額は、「変電設備コスト」と「ケーブル敷設コスト」の合計として算出した。各路線の電圧、送電容量、距離等の仕様をもとに、表 6-1に整理したコスト原単位を用いて試算を行った。各路線の仕様は、以下の方針に基づき設定した。

- ① ケーブル種類、電圧、送電容量、回線構成
 - 各路線の送電容量は、主にACE(2023)¹⁵⁴による表 3-2の3つのシナリオに基づき設定した。
 - 各路線の仕様(ケーブル種類、電圧、送電容量、回線数)については、ACE(2024)¹⁵⁵に記載された計画値を基本とし、不足する部分は補完的に推定した。
 - ケーブル方式(HVDC/HVAC)が未定の路線については、同一路線群の仕様や海底区間の有無等を参考に設定した。
 - 本稿の試算では単位として回線数を用いる。HVDCでは±極の2本のケーブルを1回線、HVACでは3相送電線1組を1回線として扱った。試算では基本的に1回線の建設を想定した。ただし、ACE文献においてダブルサーキット(double circuit)とされている路線は2回線とみなして計算した。また、後述の通りHVACで5,300MWを超える大容量の場合には2回線に対応すると仮定した。
 - 表 3-2のシナリオ上の送電容量がACE文献における計画容量と異なる場合は、原則として大きい方の値を採用した。ただし、シナリオ上で追加容量無しとされる場合は、その設定を優先した。
 - シナリオ上の送電容量がACE文献の計画容量を上回る場合には、必要に応じて電圧仕様

¹⁵² ASEAN Centre for Energy (2024), *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*, https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/files/publication/1766846405_ASEAN-Power-Grid-Interconnections-Project-Profiles.pdf (2026年5月20日アクセス)

¹⁵³ 2026年5月に公表されたACEのAIMS III Phase 3のレポートによれば、より多くの路線候補が挙げられているが、投資規模を試算するには情報が不十分であるため、3章(1)にて前述の通り、本稿ではASEAN Centre for Energy (2024) ASEAN Power Grid Interconnections Project Profilesに基づく18路線をAPGの公式路線候補としており、本試算もこの候補を対象に実施した。

¹⁵⁴ ASEAN Centre for Energy (2023), *Findings of ASEAN Interconnection Masterplan Study (AIMS) III Phase 1 & 2 Update*, https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/uploads/2024/06/02_AIMS-III-Phase-1-and-2_Updates-_Endorsed-AMEM41.pdf (2026年5月20日アクセス)

¹⁵⁵ ASEAN Centre for Energy (2024) *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*, https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/files/publication/1766846405_ASEAN-Power-Grid-Interconnections-Project-Profiles.pdf (2026年5月20日アクセス)

を見直した。電圧の選定は以下の考え方による。

a. HVDCの場合

- 最大電流を2.8kAと仮定した¹⁵⁶。必要送電容量に対してこの電流値を超過する場合には、米国の広域送電系統運用機関(RTO: Regional Transmission Organization)であるMidcontinent Independent System Operator(MISO)が公表する“Transmission Cost Estimation Guide for MTEP25 (「2025年版 MISO送電網拡張計画に向けた送電コスト推計ガイド」)”¹⁵⁷で例示されている、より高い電圧クラスを採用した。
 - 例えば、250kVの場合の最大送電容量は約700MWとし、不足する場合には次の電圧クラスである400kVを採用した。2回線の場合には、250kVで約1,400MWまで対応可能とした。
- 送電容量が6,000MWを超えるHVDC路線については、大容量の地上架空送電線を用いる想定とした。

b. HVACの場合

- 最大送電容量は、MISO(2025)に示される計画上の前提容量を基準として設定した。必要送電容量が当該電圧クラスの容量を超える場合には、より高い電圧クラスを適用した。
- 765kV級でなお5,300MWを超える容量が必要となる場合には、2回線で対応すると仮定した。

② 距離設定

- 距離は、原則としてACE文献に記載された計画値を用いた。
- 海峡横断等の海底区間を含む路線については、地図情報をもとに地上距離と海底距離を推定した。
- 距離の明示がない場合には、同文献中の路線図に示された起終点位置をもとに概算距離を計測した。
- 大都市部を通過する路線(No.1およびNo.16)は、一部地中線敷設を前提とした。
- ケーブル敷設コストの算定に際しては、架線・地中区間については、ルート迂回等による実敷設延長の増加を考慮し、30%の予備率を見込んだ。

¹⁵⁶ 参考： <https://www.hitachienergy.com/jp/ja/news-and-events/customer-stories/nordlink> (2026年6月3日アクセス)

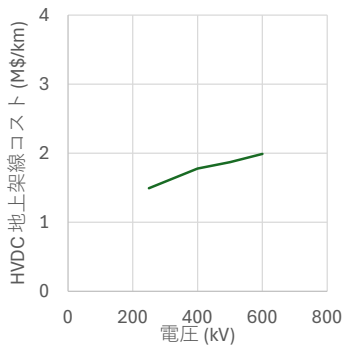
¹⁵⁷ Midcontinent Independent System Operator (MISO) (2025), Transmission Cost Estimation Guide for MTEP25 and accompanying MISO Transmission Cost Estimate Workbook for MTEP25, MISO, Guide: <https://cdn.misoenergy.org/MISO%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP25337433.pdf> (2026年6月3日アクセス)

Workbook:

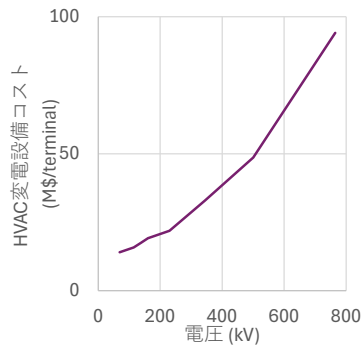
<https://cdn.misoenergy.org/MISO%20Transmission%20Cost%20Estimate%20Workbook%20for%20MTEP2547535.xlsx> (2026年6月3日アクセス)

表 6-1 投資規模試算の原単位¹⁵⁸

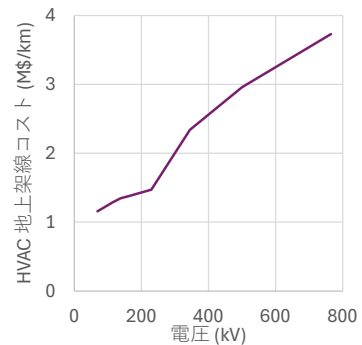
種類	項目	値	単位	出典/備考	
HVDC	変電設備コスト	323	USD/kW /terminal	MISO ¹⁵⁹ /VSCを仮定し、両端のみに設置とした。	
	ケーブル敷設コスト	架空 (~600kV)	図 6-1 (a)	million USD/km	MISO
		架空 (大容量)	2.73	million USD/km	IET ¹⁶⁰ /6000MWを超えるものは本値を採用
		地中	2.82	million USD/km	IET
		海底	4.0	million USD/km	IETおよびOCCTO資料 ¹⁶¹ をもとに仮定。
HVAC	変電設備コスト	図 6-1(b)	million USD /terminal	MISO /本検討では、HVAC送電線については、最大送電距離が約200 kmであり、架空線を前提としたため、中間変電所は設置せず、両端変電所のみを計上した。	
	ケーブル敷設コスト	架空	図 6-1(c)	million USD/km	MISO



(a) HVDC 地上架線



(b) HVAC 変電設備



(c) HVAC 地上架線

図 6-1 投資規模試算の原単位

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

¹⁵⁸ 引用した値を2024USDに換算して用いた。

¹⁵⁹ MISO (2025), Transmission Cost Estimation Guide for MTEP25 and accompanying MISO Transmission Cost Estimate Workbook for MTEP25.

¹⁶⁰ Institution of Engineering and Technology (IET) (2025), A Comparison of Electricity Transmission Technologies: Costs and Characteristics, https://www.theiet.org/media/axwkktkb/100110238_001-rev-j-electricity-transmission-costs-and-characteristics_final-full.pdf (2026年6月3日アクセス)

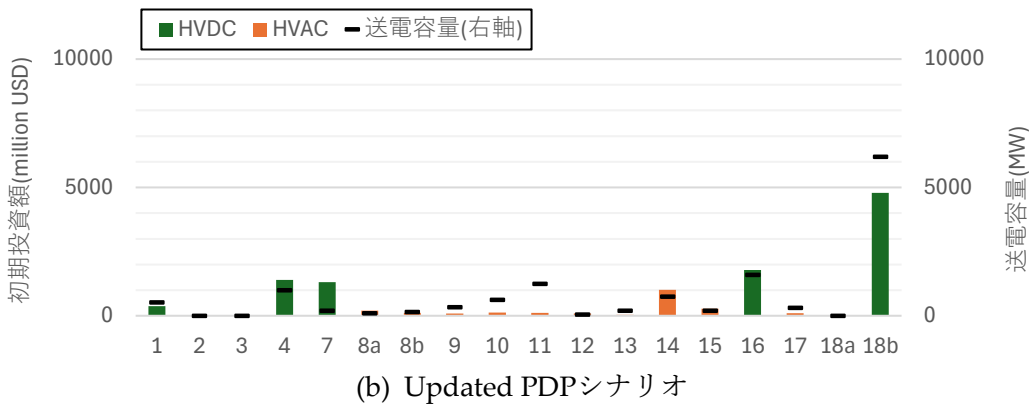
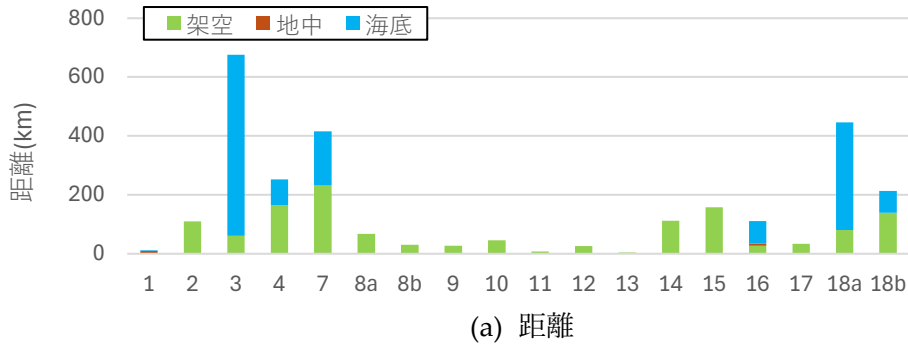
¹⁶¹ OCCTO(電力広域的運営推進機関)(2024), 「第75回 広域系統整備委員会 資料1-3 東地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス」, https://www.occto.or.jp/assets/iinkai/kouikikeitouseibi/2023/files/seibi_75_01_03.pdf (2026年6月3日アクセス)

(2) 結果・考察

① 試算結果

各シナリオにおける路線仕様および初期投資額の試算結果を図 6-2に示す。試算の結果、ACE(2024)¹⁶²における「計画中」路線の合計初期投資額は、Updated PDPシナリオで約119億USD、ASEAN RE Targetシナリオで約231億USD、High RE Targetシナリオで約498億USDと推計された。特に、再生可能エネルギー導入量を大幅に拡大するHigh RE Targetシナリオでは、大容量・長距離送電設備の導入が必要となることから、投資規模が大きく増加する結果となった¹⁶³。なお、これらの推計額はASEAN全体の2024年財政支出比1.5～6.4%に相当する。

1	Peninsular Malaysia – Singapore	8a	Sarawak – Brunei	12	Vietnam – Cambodia	17	Lao PDR – Myanmar
2	Thailand – Peninsular Malaysia	8b	Sarawak – Sabah	13	Lao PDR – Cambodia	18a	Kalimantan – Java
3	Sarawak – Peninsular Malaysia	9	Thailand – Lao PDR	14	Thailand – Cambodia	18b	Sumatera – Java
4	Peninsular Malaysia – Sumatera	10	Lao PDR – Vietnam	15	East Sabah – North Kalimantan		
7	Philippines – Sabah	11	Thailand – Myanmar	16	Singapore – Sumatera		



¹⁶² ASEAN Centre for Energy (2024) *ASEAN Power Grid Interconnections Project Profiles*, https://storage.googleapis.com/aceweb-bucket-261225/files/publication/1766846405_ASEAN-Power-Grid-Interconnections-Project-Profiles.pdf (2026年5月20日アクセス)

¹⁶³ 投資規模の合計額が送電容量合計の増加に比例して増加しないのは、長距離や海底ケーブルを含むHVDC路線と、いずれも短距離かつ地上架線で構成されるHVAC路線が混在することによる。後者は投資規模が前者に比べ小さい(一桁程度の違いがある)ため、設備容量の増加に伴う費用増加が、HVDCを含む合計値に与える影響が小さい構造となっている。結果として送電容量の合計の増加に伴う投資規模の合計額の増加は鈍くなる。

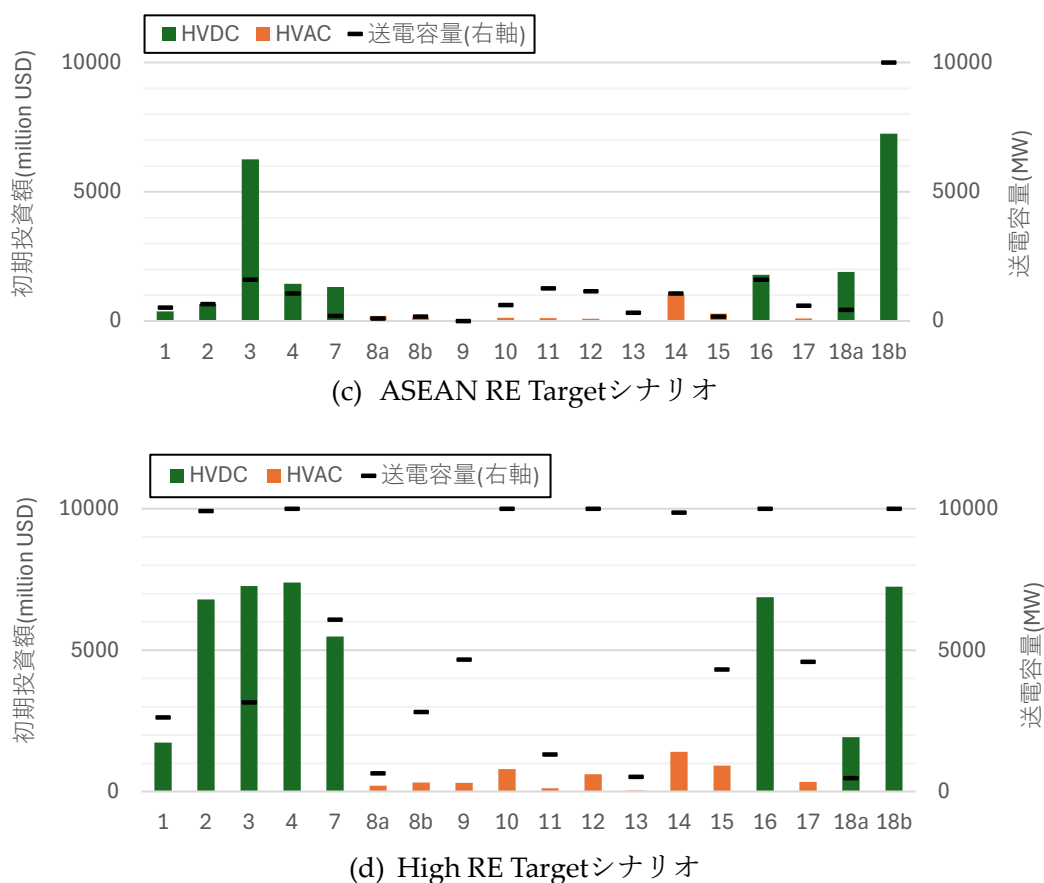


図 6-2 投資規模試算前提および結果¹⁶⁴

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

IEA(2026)¹⁶⁵におけるベースケースでは、APG実現に必要な投資額は約270億USDと試算されている。このケースでは、ASEAN RE Targetシナリオを採用している。同様の仮定を置く、本研究におけるASEAN RE Targetシナリオの試算は約231億USDとなり、前提条件は完全には一致していないかもしれないが、概ね同程度のオーダーの投資規模となっている。なお、IEA報告では既存連系線の大規模改修や、公式18路線以外の送電設備も対象に含まれていることが記載されており、本試算とは対象範囲が完全には一致しない点に留意が必要である。

また、路線ごとの投資規模には大きな差が見られた(図 6-2(b)、図 6-2(c)、図 6-2(d))。HVDCを仮定した路線では、長距離送電や海底区間を含む路線において投資額が大きくなる傾向が確認された。一方、比較的短距離であり、地上架空線で構成されるHVAC路線では、初期投資額は相対的に小さい結果となった。ASEAN RE Targetシナリオにおける路線別投

¹⁶⁴ No.5はNo.16に統合され、かつ発電とグリッド間の路線であり、今後AIMS III路線の対象外となることが示唆されているため、本試算の対象外とした。また、No.6については建設済みの275kVの路線が存在し、各シナリオにおける送電容量は、当該電圧における標準的な送電容量の範囲内であることから、本試算では対象外とした。

¹⁶⁵ International Energy Agency (IEA) (2025), "Financing the ASEAN Power Grid", IEA, <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae91a87e-275b-48b8-81b9-2eacadc8d28b/FinancingtheASEANPowerGrid.pdf> (2026年5月20日アクセス)

資額は、HVAC路線では約0.4～10億USD程度であるのに対し、HVDC路線では約4～72億USDと、方式や路線条件によって大きな差が見られた。とくに、大容量HVDC路線では、大容量の交直変換設備が必要となることから、変電設備コストが高くなっており、投資額の支配的な要因である。

さらに、送電容量当たりの投資額についても路線間で大きな差が確認された(図 6-3)。これは、単純な送電容量のみならず、海底区間の有無、送電距離、HVDC/HVACの方式等の仕様が投資額に大きく影響するためである。一方で、送電容量の大きい路線では、容量の増加に伴い、送電容量当たりの投資額が低下するケースも見られ、設備規模の拡大による一定のスケールメリットが示唆された。

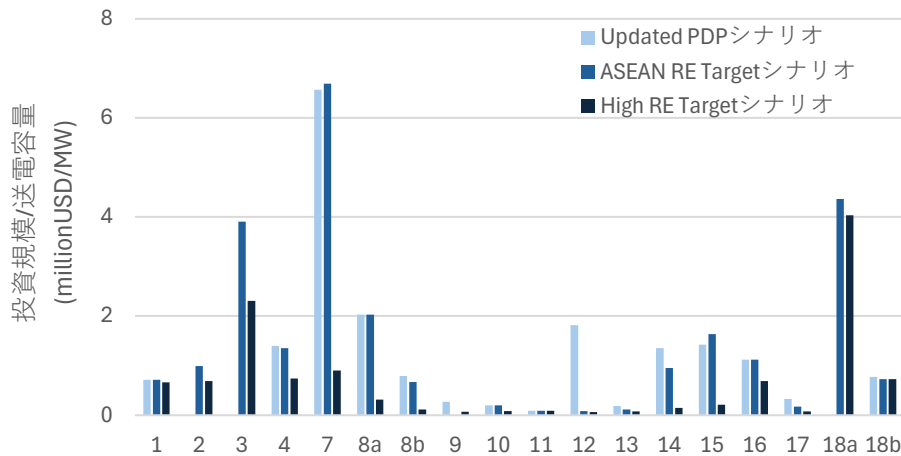


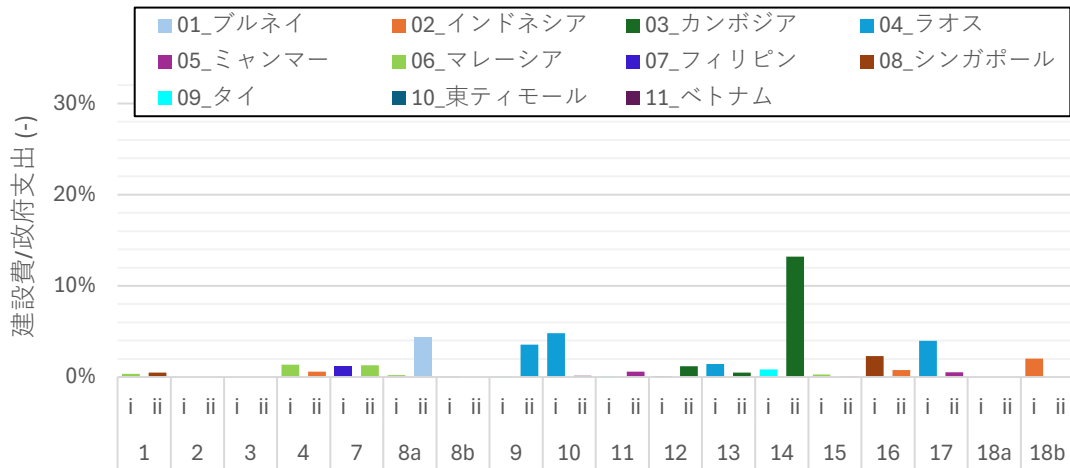
図 6-3 送電容量当たりの投資額

出所: (一財)日本エネルギー経済研究所作成

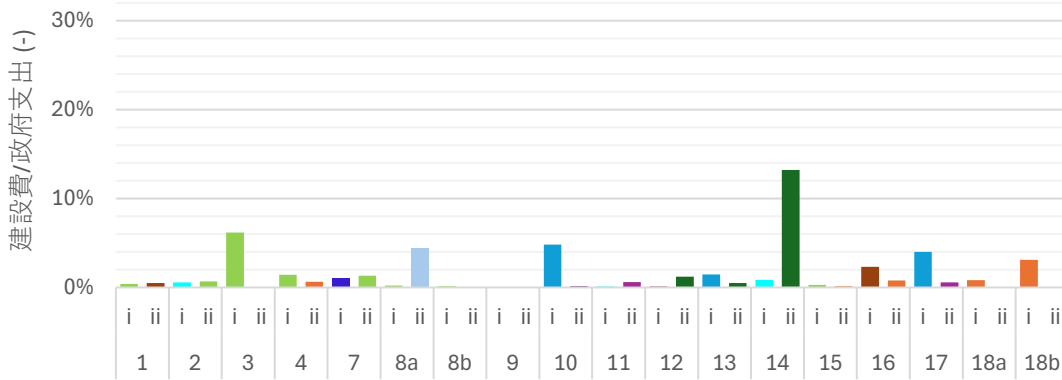
② 各国財政支出との比較による路線費の負担感の考察

各路線を公的枠組みで整備する場合の負担感を簡易的に評価するため、各路線の投資額を接続する2か国それぞれの政府財政支出額で除した値を図 6-4に示す。この比較では、例えば投資規模の大きいNo.18bのような路線であっても、関係国の財政規模が比較的大きいことから、政府支出比では相対的に低い値となった。一方で、絶対的な建設費が比較的小さいHVAC路線では、接続国の財政規模によっては政府支出比が相対的に高くなるケースが確認された。政府支出比で見た場合の負担感の分布は、建設費の絶対額とは必ずしも一致しないことが分かる。

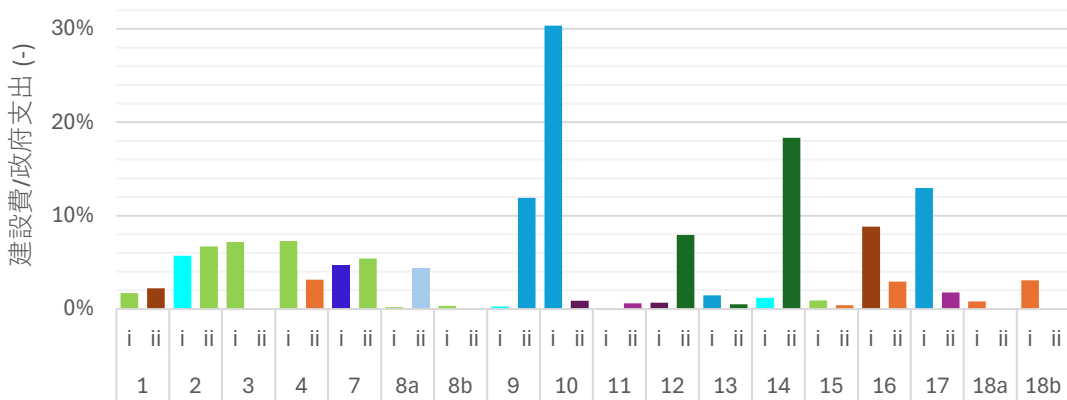
1	Peninsular Malaysia – Singapore	8a	Sarawak – Brunei	12	Vietnam – Cambodia	17	Lao PDR – Myanmar
2	Thailand – Peninsular Malaysia	8b	Sarawak – Sabah	13	Lao PDR – Cambodia	18a	Kalimantan – Java
3	Sarawak – Peninsular Malaysia	9	Thailand – Lao PDR	14	Thailand – Cambodia	18b	Sumatera – Java
4	Peninsular Malaysia – Sumatera	10	Lao PDR – Vietnam	15	East Sabah – North Kalimantan		
7	Philippines – Sabah	11	Thailand – Myanmar	16	Singapore – Sumatera		



(a) Updated PDPシナリオ



(b) ASEAN RE Targetシナリオ



(c) High RE Targetシナリオ

図 6-4 政府支出に対する投資規模

注：規模感の比較のため、図 6-2 投資規模試算前提および結果で求めた各路線の投資規模を、左側の国の財政支出で除した値(i)と右側の国の財政支出で除した値(ii)を示す(分配比率は現時点で規定できないため、仮に全投資額を1国で賄うとして計算した参考値である)。

出所：(一財)日本エネルギー経済研究所作成

また、一部の路線では、接続する2国間で政府支出比に数%以上の差が生じるケースも確認された。このような負担感の非対称性は、費用分担や事業スキームに関する合意形成を難しくする要因となる可能性がある。このため、今後APGを推進する上では、国際金融機関による支援、第三国資金、費用分担メカニズム等を含む制度設計が重要になることが考えられる。

なお、本試算では主として送電設備の建設費用を対象としたが、APGの評価にあたっては便益面を含めた分析も重要である。具体的には、国際連系線による再生可能エネルギー導入拡大、需給調整力の共有、予備力の削減、発電コスト低減等、第3章で整理した効果を定量化し、費用対効果の観点から評価していく必要がある。さらに、APGによる便益は、個別路線そのものだけでなく、ASEAN広域での電源運用や需給構造の変化を通じて生じる側面が大きい。このため、便益評価にあたっては、将来の電源構成、需給パターン、再生可能エネルギー導入量、系統運用等を考慮した広域的な電力システム分析も含めて検討する必要がある、今後の課題である。

本章では、APGのマクロな投資規模を示すと共に、ミクロな個別路線を実現しようとしたときの各国の財政的な負担感を視覚化した。特に後者は、APGをボトムアップ型で進めていく上で、ASEANが互いの状況を客観的に知るという意味において参考になるかもしれない。

今後さらに個別路線の具体化を推し進めるためには、各路線の最大のボトルネックが、海底ケーブル設置等の技術的課題なのか、初期投資額の大きさ等の財政的課題なのか、あるいは、二国間等のルールの違い等の制度的課題なのかを見極め、それぞれのケースに応じて、第4章、第5章で論じてきた、技術的、財政的、制度的な対応策に優先順位をつけて適用していくことが肝要であろう。

7. APG以外の国際連系線構想

(1) ASEAN域外との国際連系線構想

① オーストラリアーシンガポール(SunCableプロジェクト)¹⁶⁶

SunCableプロジェクトとして認知度の高い本国際連系線構想は、ASEAN域外国であるオーストラリアの北部都市ダーウィンからインドネシア海域を通過してシンガポールへ、4,300-4,500kmの海底ケーブルによって太陽光発電による電力を送ることを予定している。計画されている送電容量は1.75GWであり、これは国内資源が限定的なシンガポールの電力需要の最大15%を供給し得ることになる。



図 7-1 SunCableプロジェクト

出所: G. Heynes (2024)¹⁶⁷より(一財)日本エネルギー経済研究所抜粋

② 中国ーメコン圏諸国(Greater Mekong Subregion, GMS)

中国とAMSのうちのGMS諸国との間においても国際連系線構想がみられる(図 7-2)。

¹⁶⁶ Astri Yoga P.R. (2025), “The ambitious SunCable project hinges on good neighbours and secure seas,” <https://www.lowyinstitute.org/the-interpreter/ambitious-suncable-project-hinges-good-neighbours-secure-seas> (2026年3月19日アクセス)

¹⁶⁷ G. Heynes (2024), “SunCable lands approval for AAPowerLink project set to unlock 20GW of solar in Australia,” <https://www.pv-tech.org/suncable-lands-approval-for-aapowerlink-project-set-to-unlock-20gw-of-solar-in-australia/> (2026年4月3日アクセス)

第一に、ラオスー中国(雲南省)路線がある¹⁶⁸。この路線計画は、両国間の電力取引を拡大し、協力を強化することを目的としている。本路線は2026年に運用開始、双方向で1.5GWの電力取引能力を実現し、年間3,000GWhのクリーン電力を供給する予定である。

第二に、ベトナムー中国(雲南省)路線がある。ベトナムと中国の間では、既に2004年に電力売買協力が開始されている¹⁶⁹が、ベトナム電力公社(Vietnam Electricity, EVN)は、中国からの電力購入量を2027-2028年には4,100MWに増やし、さらに追加で3,000MWを購入することも検討している¹⁷⁰。

第三に、ミャンマーー中国(雲南省)路線も、新規の大規模プロジェクトは確認されていないが、既にミャンマーの独立発電事業者(Independent Power Producer, IPP)から中国・雲南省のグリッドへの電力取引が行われている¹⁷¹。

このように、中国とASEAN、特にGMS諸国との間の電力接続は緊密になっており、110kV以上の国際連系線が16本完成し、75,000GWh超の電力取引が行われ、このうち90%以上はグリーン電力となっている¹⁷²。

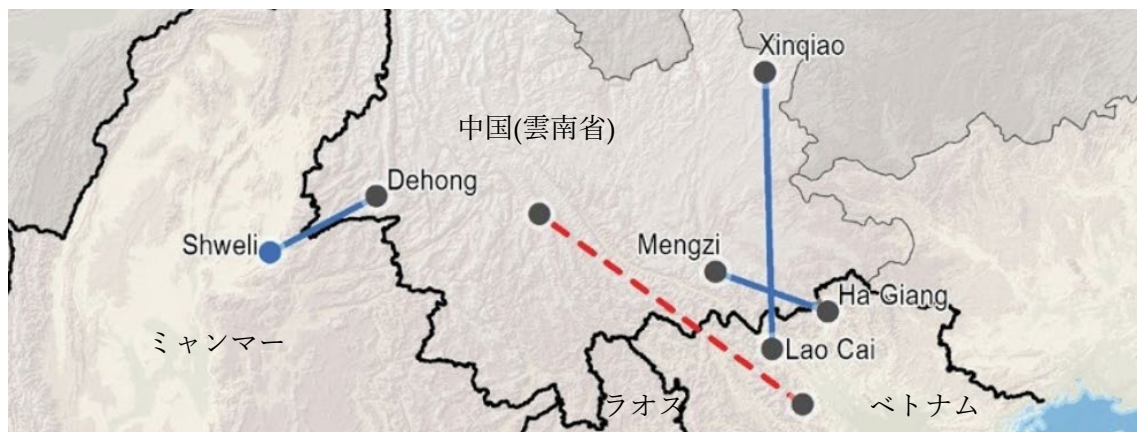


図 7-2 中国－GMSの国際連系線

注: 既存のラオスー中国(雲南省)路線は115kVと小規模なため、地図に記載されていない。

出所: The Stimson Center (2017)¹⁷³より(一財)日本エネルギー経済研究所抜粋

¹⁶⁸ PowerTechnology (2025), “Laos-China 500kV power link to be complete by 2026,” <https://www.power-technology.com/news/laos-china-power-link/?cf-view> (2026年3月19日アクセス)

¹⁶⁹ Vietnam Energy (2023), “CSG của Trung Quốc và EVN rà soát các hợp đồng mua bán điện (giai đoạn 4),” <https://nangluongvietnam.vn/csg-cua-trung-quoc-va-evn-ra-soat-cac-hop-dong-mua-ban-dien-giai-doan-4-30767.html> (2026年3月19日アクセス)

¹⁷⁰ M. Hue (2025), “Vietnam plans to increase electricity imports from China, Laos by 2030,” <https://theinvestor.vn/vietnam-plans-to-increase-electricity-imports-from-china-laos-by-2030-d14542.html> (2026年3月19日アクセス)

¹⁷¹ H. Yu (2025), “Innovation of Technology and Market Mechanism to Promote Power Interconnection in Lancang-Mekong Region,” <https://www.unescap.org/sites/default/d8files/event-documents/Lancang-Mekong%20interconnection,%20Huang%20Yu,%20China%20Southern%20Power%20Grid.pdf> (2026年3月19日アクセス)

¹⁷² CCTV News (2025), “China and ASEAN Build 16 Cross-Border Power Transmission Lines,” <https://www.newenergyera.com/news/china-and-asean-build-16-cross-border-power-transmission-lines.html> (2026年3月19日アクセス)

¹⁷³ The Stimson Center (2017), “Letter from the Mekong – MEKONG POWER SHIFT: EMERGING TRENDS IN THE GMS POWER SECTOR,” <https://mekong-cuulong.blogspot.com/2017/07/letter-from-mekong-mekong-power-shift.html> (2026年4月3日アクセス)

③ 台湾－フィリピン¹⁷⁴

台湾の半導体製造等のエネルギー集約型産業の電力需要を満たすために、フィリピンから台湾へ250～350kmのHVDC海底ケーブルを建設する計画がある。これは台湾の再生可能エネルギー需要に対する潜在的で費用対効果の高い解決策を提供し得るが、高い初期費用、官僚的な障壁、電力網の制約等がフィリピン側の陸上風力開発を妨げており、技術的複雑性、自然災害の可能性、地政学的要因等がプロジェクトのさらなるリスクとなっている。

(2) ASEAN域内の独自連系線構想

① ベトナム－シンガポール路線

シンガポール電力市場庁(Energy Market Authority, EMA)はベトナムからシンガポールに向け1,000kmの新たな海底ケーブルを通じて1.2GWの低炭素電力を輸入することを条件付きで承認した¹⁷⁵。その後、シンガポール政府とベトナム政府は2035年までにシンガポールへの洋上風力由来電力の輸入を2GWに増やすことを検討するための意向表明書(Letter of Intent, LOI)に署名している^{176, 177}。

② カンボジア－シンガポール路線¹⁷⁸

シンガポールのEMAはカンボジアから水力、太陽光、および潜在的には風力による電力を1,000km超の海底ケーブルを通じて輸入するための条件付き承認を行った。1GWの電力はシンガポール国内の全世帯(約140万世帯)に1年間の電力供給を可能とし、さらに将来的にはラオスからの再エネを含めて規模を拡大する可能性がある。

③ マレーシア(サラワク)－シンガポール路線

サラワク－シンガポール連系プロジェクトはシンガポールのEMAから条件付き承認を受けており、サラワクからシンガポールへ1GWの再エネ電力を輸出する計画で、2035年以前に商業運転の開始を目指している¹⁷⁹。再エネ電力はサラワクの水力発電をターゲットとし

¹⁷⁴ B. Linszen (2025), “Cable to the Philippines? Dream vs reality,” <https://euroview.ecct.com.tw/category-inside.php?id=2265> (2026年3月24日アクセス)

¹⁷⁵ MalayMail (2025), “Singapore and Vietnam ink deal to expand Asean power grid links,” <https://www.malaymail.com/news/singapore/2025/03/26/singapore-and-vietnam-ink-deal-to-expand-asean-power-grid-links/170940> (2026年3月25日アクセス)

¹⁷⁶ MalayMail (2025), “Singapore and Vietnam ink deal to expand Asean power grid links,” <https://www.malaymail.com/news/singapore/2025/03/26/singapore-and-vietnam-ink-deal-to-expand-asean-power-grid-links/170940> (2026年3月25日アクセス)

¹⁷⁷ Vietnam Energy (2025), “Vietnam-Singapore Cross-Border Power Grid Cooperation Towards the ASEAN Region,” <https://vietnamenergy.vn/vietnam-singapore-cross-border-power-grid-cooperation-towards-the-asean-region-34027.html> (2026年3月25日アクセス)

¹⁷⁸ C. Tan (2023), “Singapore to get 1GW of renewable energy from Cambodia in largest electricity import to date,” <https://www.straitstimes.com/singapore/singapore-to-get-1gw-of-renewable-energy-from-cambodia-in-largest-electricity-import-to-date> (2026年3月25日アクセス)

¹⁷⁹ Sarawak Energy (2025), “Sarawak-Singapore Interconnection Project Receives Conditional Approval from Energy Market Authority of Singapore to Proceed to Next Phase,” <https://www.sarawakenergy.com/media-info/media-releases/2025/sarawak-singapore-interconnection-project-receives-conditional-approval-from-energy-market-authority-of-singapore-to-proceed-to-next-phase> (2026年3月25日アクセス)

ており、2026年までに海底ケーブルの建設が開始される予定である¹⁸⁰。

もっとも、APG以外の国際連系線として以上のような構想があるが、APG以外のプロジェクトも決して順風満帆ではなく、巨額の資金リスクや国家間の利害対立による停滞リスクを抱えていることには留意が必要である。

(3) APG以外の連系線構想がASEANのエネルギー・経済安全保障にもたらす示唆

① エネルギー安全保障の多層化とAPG本流への波及効果

エネルギー安全保障の観点からは、ASEAN域外との国際連系線構想は供給源と調達ルート上の地理的分散を飛躍的に拡大する効果を有する。ASEANを一ブロックとみなす場合、APGが域内の再エネ資源の最大活用を通じてエネルギー自給率を高める「内向きのグリッド強靱化」であるとすれば、オーストラリアや域外諸国等との連系は、気象条件や資源分布の異なる地域を接続することで供給変動リスクそのものを構造的に低減する「外向きのグリッド強靱化」と位置付けられよう。

特に、シンガポールのような「2035年までに最大6GWの低炭素電力を輸入する」¹⁸¹というインパクトの大きい需要と資金動員力は、これまで化石燃料の価格ボラティリティによってマクロ経済や国家財政に急激な変化を与えてきたASEANのエネルギー供給構造が、多重化されたクリーンエネルギーへのアクセスによって大きく強靱化される。

また、これらのAPG以外の先行プロジェクトが、APGそれ自体の実現を後押しする波及効果も見逃せない。数千kmに及ぶHVDC海底ケーブル構想などが先行して実装が目指されるプロセスにおいて、長距離送電のロス低減や深海敷設といった「技術的イノベーション」が蓄積される。同時に、多国間でのPPAの締結、REC等の環境価値の移転ルール、投資リスクを緩和する金融スキーム等の「制度的イノベーション」も醸成される。これらのAPG以外の路線での技術・制度のノウハウがAPG自体にフィードバックされることにより、最終的にはASEAN全体の系統統合に向けた多国間調整の枠組みのハードルを大きく引き下げる効果を期待できる。

② 経済安全保障上のリスクと「ヘッジング戦略(等距離外交)」の重要性

経済安全保障の観点からは、大規模なエネルギーインフラがもたらす新たな特定国への依存関係に対する警戒と戦略的対応が求められる。域外の特定国からの巨額の資本と技術に過度に依存して送電網を整備することは、国家の「大動脈」であり「神経網」である電力インフラのチョークポイントを掌握されるリスクを伴う。

特に、インフラの中核システムが特定の国の技術規格やブラックボックス化された設備にロックインされれば、有事におけるサイバーセキュリティ上の脅威や、サプライチェーンの意図的な遮断による大規模停電の誘発など、国家の自立性が著しく損なわれかねない。

¹⁸⁰ J. Wong (2025), "Sarawak-Singapore cable work to start in 2026," https://www.thestar.com.my/business/business-news/2025/10/21/sarawak-singapore-cable-work-to-start-in-2026#goog_rewarded (2026年3月25日アクセス)

¹⁸¹ Ministry of Trade and Industry (2025), "Low-Carbon Electricity Import," <https://www.mti.gov.sg/energy-and-carbon/energy-supply/low-carbon-electricity-import/> (2026年3月19日アクセス)

したがって、APGの公式路線以外のプロジェクトであっても、ASEANは伝統的な外交・安全保障の基本姿勢である「ヘッジング戦略(等距離外交)」をエネルギーインフラの調達・構築においても発揮する必要がある。特定国への過度な依存を回避し、複数の技術先進国が有する技術・資本をバランスよく組み込むことにより、技術ポートフォリオの多様化を図ることが、ASEANの経済安全保障を本当の意味で確立するために必要な条件となる。

8. おわりに

本稿では、グローバリゼーションと気候変動対策の意義が揺るぎ、地政学的リスクが増す不確実な時代において、ASEANの持続可能な成長を支える基幹インフラとしてのAPGの重要性と、その実装に向けた日本の多面的な貢献可能性について論じてきた。

これまで確認してきたとおり、ASEANが直面する課題は、単なる気候変動対策への対応にとどまらない。域内に偏在する再エネを広域連系によって最大活用することは、化石燃料への過度な依存から脱却し、マクロ経済の安定化を図るための合理的な戦略である。しかし、構想開始から長年が経過しても完全な市場統合に至っていない背景には、長距離送電や系統安定化に関する技術的障壁、国営企業独占や高いリスクプレミアムに起因する投資ギャップ、そして各国の規制不統一といった複合的なボトルネックが存在する。

この山積する課題を打破し、APGを現実のインフラとして稼働させるために、日本は自国の強みを活かした独自のパッケージ支援を展開すべきである。第4章で論じたように、島嶼国特有の系統制約や過酷な自然環境を克服してきた日本企業は、HVDCや海底ケーブル、大容量蓄電池、そしてxEMSといった「グリッド柔軟性向上技術」において高い世界シェアと運用実績を誇る。さらに、ハードウェアの提供にとどまらず、導入後の自立運用を支える教育・デジタルサービスを通じた保守・運用支援(コト売り)への転換等は、トータルコストの低減とASEAN側の運用能力向上をもたらす、日本ならではの技術的貢献となり得る。今後は、各国の国内系統や再エネ導入の状況を考慮しつつ、短期的あるいは中長期的に最適となる技術の組合せを検討していく必要があるだろう。

同時に、これらの優れた技術の社会実装を担保するためには、第5章で提示したような革新的な財政・制度的アプローチが不可欠となる。財政面では、ASEAN市場特有のリスクプレミアムを低減させるため、JICAやJBIC等の公的資金を活用したブレンド・ファイナンスを軸に、受入国へのTwo-step loanや技術パッケージ型リースといった民間資金を呼び込む柔軟なリスクマネー供給スキームを構築することが求められる。制度面では、ERIAや日本が主導するAZECの枠組みを活用し、JCMのMRVルールを応用したRECの標準化を後押しするとともに、OCCTOが培ってきた広域系統運用のノウハウや制度設計の知見を共有(人材育成)することで、透明性の高いルール形成とASEANの自律的な広域運用能力の構築を強力に支援できる。

また、第6章では、APG全体の初期投資額について、シナリオに応じて、約118~498億USDと試算し、個別路線の初期投資額を各国の財政支出額と比した負担感は、必ずしも絶対額とは一致しないことを示している。今後、個別路線の具体化を推し進めるためには、各路線のボトルネックが、技術的、財政的、制度的課題のいずれなのかを見極め、それぞれのケースに応じて、第4章、第5章で論じた対応策に優先順位をつけて適用していく必要がある。本研究では初期投資額という費用側の分析を行ったが、便益側の試算を行い、APG全体または各路線の費用便益分析を実施することも有益であろう。

さらに、第7章が示唆するように、ASEANが求める「グリッド強靱化」とは、物理的な送電網の増強以上の意味を有する。それは、ASEANを一ブロックとして考えた場合の、域内資源の最適化やオーストラリア等域外国との連系を通じた調達ルートの多様化によって外

部ショックへの耐性を高める「エネルギー安全保障」と、インフラの中核技術を特定の国にロックインする事態を防ぐ「経済安全保障」を不可分一体に確立することである。

したがって、日本が取るべき政策的道筋は、自国を唯一の選択肢として売り込むことではない。日本を含むいかなる単一パートナーへの依存も防ぐセーフガードとして、透明性の高いオープン・アーキテクチャやデータ主権を尊重したサイバーセキュリティ設計を組み込んだ、高度な「グリッド柔軟性向上技術」と、それを支える「ブレンド・ファイナンス等の柔軟な資金供給」、さらには「AZECを起点としたルール形成支援」を三位一体のパッケージとして提供することである。これにより、日本はASEANに対し透明性のある技術・資金・制度面の選択肢を提供することが可能となり、ASEANの多様なパートナーシップ(ヘッジング戦略)を志向するニーズに的確に応えることができる。これこそが、二つの安全保障の達成を支え、ASEANの自立的発展に寄与する「最適な伴走者」としての日本の貢献可能性である。

APGはアジア通貨危機を乗り越えた歴史を持ち、現下の中東危機等による化石燃料不安も域内資源の最大活用を推し進める強力な原動力に転換し得る。かつての越境インフラは大国の覇権拡大や債務の罠に利用されがちであったが、ASEANの内発的要請に基づくAPGはそれらと根本的に異なる。なぜなら、物理的な送電線接続にとどまらず、高度な制度的調和を求めるその構築プロセス自体が、多国間対話を促す協調的プラットフォームとして機能するためである。

さらに、この構築プロセスにおいて日本の支援を通じた技術移転や現地産業の参画が促進されることで、再エネ開発に伴う経済的便益が特定企業や都市部だけでなく、地域社会全体に公平に分配される「公正なエネルギー移行」の体現にも繋がる。クリーンエネルギーを共有し、エネルギー安定供給を互いに預け合うことで域内の連帯は強固になる。日本の伴走を得て実現するAPGは、不確実な時代における持続可能な国家間協調の歴史的好例となるだろう。

以上

お問い合わせ: report@tky.ieej.or.jp