

2050年のミャンマーの電源構成と国際連系線： コスト最小化モデル

日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 飯野 友美子

日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 碓井 良平

立命館アジア太平洋大学 アジア太平洋学部 准教授 松尾 雄司

1. 研究背景と目的
2. 先行文献調査
3. 分析手法・前提条件
4. 分析結果
5. 結論

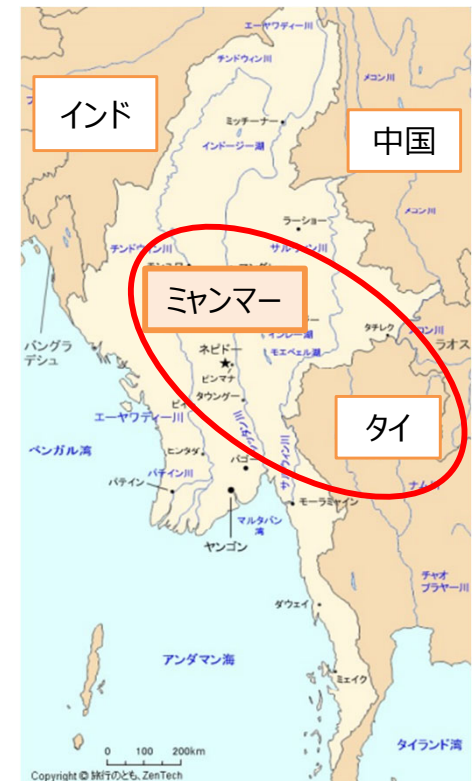
1. 研究背景と目的

【目的】

- 炭素価格を含めたコスト最小化の観点から、2050年のミャンマーの最適な電源構成と、タイとの国際連系線を分析する。

【背景】

- ミャンマーでは2021年2月、同国国軍がクーデターを起こして政権を掌握し、その後、政治経済における混乱が続いている。
- しかしながら、ミャンマー経済の持続的な発展と国民の生活水準向上のための一つの鍵が電力需要増加への対応であることに変わりはない。
- 電力供給インフラの整備・拡充は長いリードタイムを必要とするため、システム全体を長期的な計画に基づき構築することが重要となるが、ミャンマーの長期的な電源構成を検討した例は少ない。
- また、ミャンマーは豊富な水力ポテンシャルを持つ一方、大規模水力については、環境社会への悪影響への懸念等から開発が滞っている。これに関して、国際連系線の活用や炭素価格の導入といった要因も考慮し、水力開発が長期的な電力供給の経済性・環境性・安定供給性に及ぼす影響を検討した例は少ない。



2. 先行文献調査

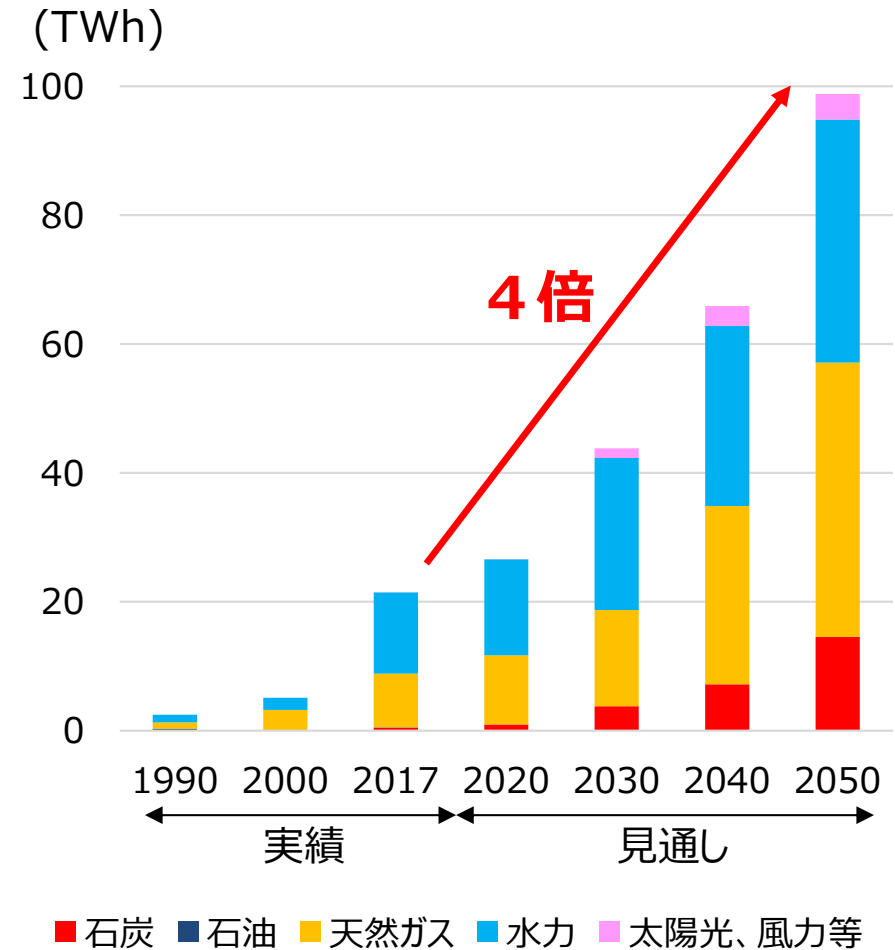
2.1 電力需要の見通し

- 主力電源は水力とガス火力。
- 総発電量は2000年の5TWhから、2018年には5倍の25TWhに急増。
- 2050年の電力需要は、2018年実績の4倍近くの99TWhまで増加すると予測されている（※）。

（※）

- ✓ 2050年の電力需要について、IEEJ(2021)は2018年実績の5.5倍の137TWhまで増加すると予測。
- ✓ 本調査では、ミャンマーの混乱の長期化がエネルギー需要の下押し圧力となることが予想されるため、保守的な見通しであるMyint (2021)の予測値を用いた。

ミャンマーの発電量の実績・見通し



(出所) Myint(2021), Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020より作成

2. 先行文献調査

2.2 主要エネルギー源別電力の見通し(1/2)

エネルギー源	現状
ガス火力	<ul style="list-style-type: none">• 近年の電力需要の拡大に合わせて開発が進み、2019年の発電電力量に占める割合は最大(46.7%)となっている。ガス需要の大半は発電需要。• 従来、国産天然ガスを活用してきたが、国内ガス田が枯渇傾向にある。• 2014年には、国内生産量の約8割を中国・タイに輸出していたが、今後の生産量減と国内需要増を考慮すると、天然ガス輸出国からLNG輸入国へと移行すると考えられる。• さらなるガス需要の拡大の中で、国内ガス田の調査・開発をさらに進める一方、発電に必要なガス消費量を予測することも重要となる。
水力	<ul style="list-style-type: none">• 2019年の発電電力量に占める割合は43%と、ガス火力と並ぶ主力電源である。• ミャンマーには豊富な水資源があり、技術的に実現可能なポテンシャルは、文献によって50～100GWとされる。しかしながら、環境・社会への悪影響への懸念などから、特に大規模水力開発への反対がある。• 本来、乾季にもフル稼働するために雨季に貯水槽に十分な水が蓄えられるべきだが、現実には、乾季に出力が下落したり、ゼロになる水力もある。• 大規模水力の開発には20年程度の長いリードタイムが必要とされるため、長期的な開発計画が必要となる。

2. 先行文献調査

2.2 主要エネルギー源別電力の見通し(2/2)

エネルギー源	現状
石炭火力	<ul style="list-style-type: none"> 増加する電力需要を賄う新たな電源として石炭火力の開発を検討してきたが、地元住民の反対や石炭流通網の未整備などによって開発は滞っており、既存の石炭火力は、Tigyit石炭火力(120MW)のみ。 国内生産地はいずれも需要の中心であるヤンゴンからは距離が遠く、輸送手段として、鉄道は能力不足、バージ船は乾季の水位低下という課題がある。 鉱区ごとの埋蔵量があまり大きくないため、大規模な石炭火力に安定的に石炭を供給できる鉱区は極めて限られている。 石炭火力の活用を進めるならば、地元住民の理解を得ることを前提に、環境・社会への影響を配慮し、国内炭・輸入炭のサプライチェーンを整備してゆく必要がある。
再エネ (水力除く)	<ul style="list-style-type: none"> 2019年に初めて商業規模の太陽光の運転を開始するなど、再エネ開発に向けて動き始めている一方、明確な導入目標やロードマップは示されていない。 従来、政府は太陽光による農村部の電化を促進してきた。太陽光のポテンシャルはASEANの中でも比較的大きく、年間約40TWhと推定されている。 最新NDCでは、2030年の設備容量ベースの電源構成に占める再エネ（水力を除く）割合について、国際的な支援が提供される場合は17%と想定しており、国際的な支援を得て、再生可能エネルギーの利用を促進する方針を示している。 さらなる太陽光の開発に向けては、政府による再生可能エネルギー開発に関する政策・戦略の明確化や、適切な法律・規制の枠組みが必要である。

2. 先行文献調査

2.3 ASEAN Power Grid (ミャンマー・タイ国際連系線)

- ASEANでは、地域資源の効率的な利用と共有の促進によるエネルギーセキュリティの向上を目的に、**ASEAN Power Grid構想**が進められている。
- 2019年1月時点において、APGの総容量は5,502MWとなっているが、**ミャンマーについては、タイおよびラオスとの間に地方部を結ぶ配電線はあるものの、国際送電線はない。**
- 将来的に**ミャンマー・タイ間の連系線には11,709~14,859MWと大きなポテンシャル**が見込まれている。
- IEAは国際連系線はASEAN域内の電力需給の柔軟性を向上させ、今後導入増加が見込まれるVREの間欠性の影響低減に貢献し得るとしている。

ASEAN Power Grid構想



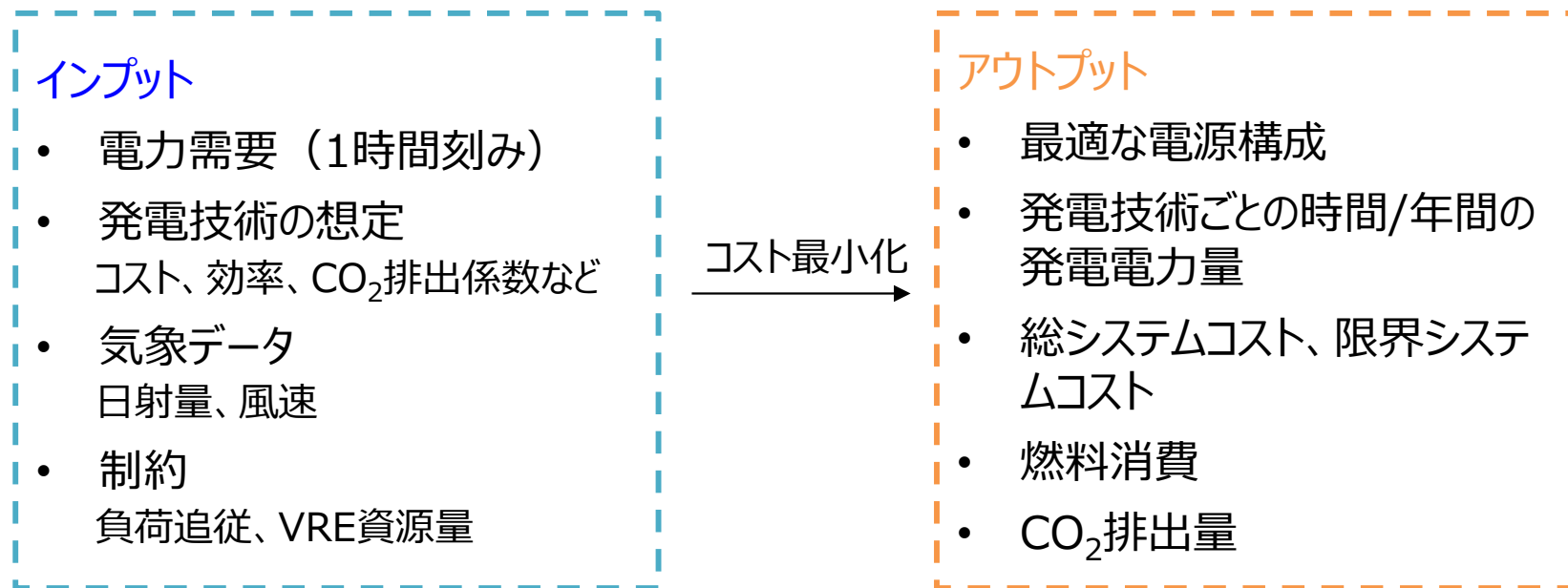
(出所) IEA(2019), Establishing Multilateral Power Trade in ASEAN

3. 分析手法・前提条件

3.1 コスト最小化モデルによる2050年の電源構成分析

- 東京大学とIEEJにより開発された線形計画法(LP)モデルを採用（詳細は下記参照）。
- 対象地域について、年間の電力需給を1時間刻みで計算し、電力システムの総費用を最小とするような最適な電源構成を導く。
- 費用には各発電技術・蓄電システム・送電線の資本費と運用費を含む。

最適電源構成モデルの概要



R. Komiyama and Y. Fujii (2017), Energy Policy, 101, 594-611.

Y. Matsuo et al. (2018), Energy, 165, 1200-1219.

Y. Matsuo et al. (2020), Applied Energy, 267, 113956.

3. 分析手法・前提条件

3.2 前提条件（発電コスト1/2）

【発電技術（建設・維持/管理コスト、発電効率）】

- インドネシアの2050年予測値を活用(DEN, 2021)。
- ガス火力+CCS、原子力については、IEA(2020)の予測値に基づき推計。

【燃料費】

- 基準価格（2018年）：
石炭はインドネシア、天然ガスはインドネシア・マレーシア・タイの平均価格。
- 将来価格（2050年）：
基準価格から、IEEJ(2020)の国際エネルギー価格想定(レファレンスシナリオ)の変動と連動して推移すると想定。

(出所) DEN et al. (2021), Technology Data for the Indonesian Power Sector
IEA (2020), World Energy Outlook 2020
IEEJ (2020), IEEJ Outlook 2021

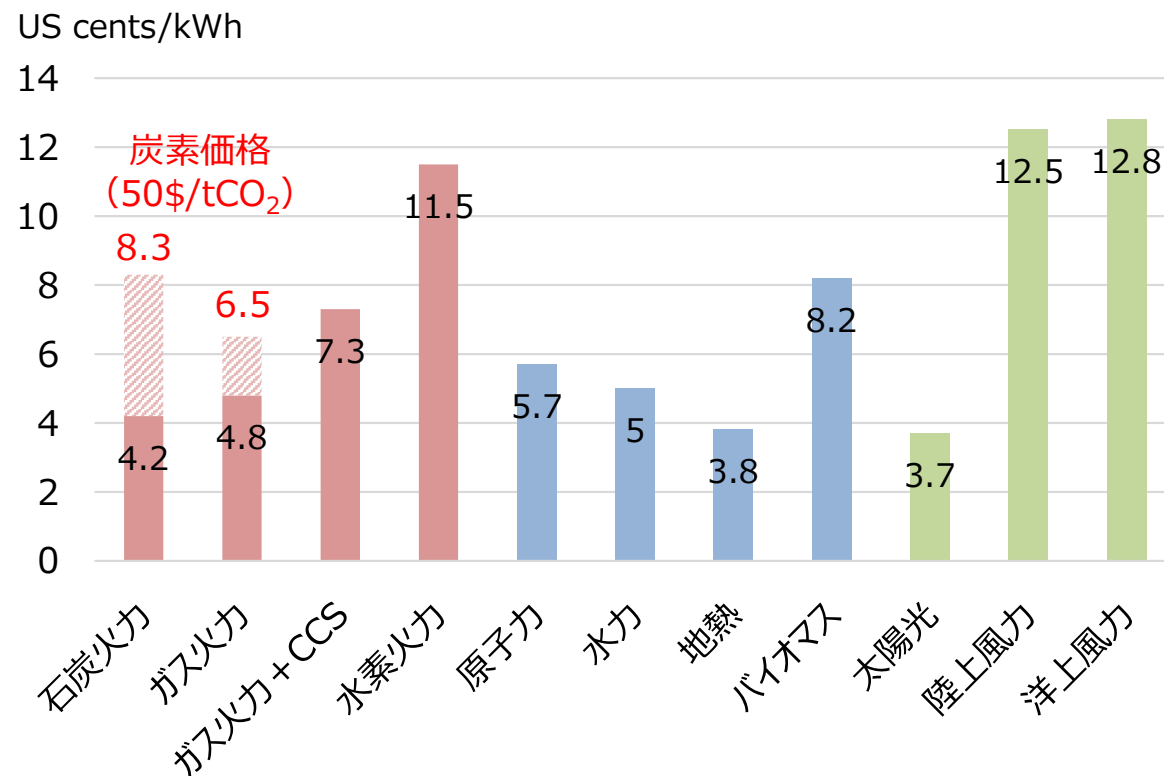
3. 分析手法・前提条件

3.2 前提条件（発電コスト2/2）

【LCOE（Levelized Cost Of Electricity）】

- 2050年には、太陽光発電が4cents/kWh弱で最も価格競争力のある電源となっており、地熱、石炭火力が続く。
- 火力発電は、炭素価格なしの場合、比較的価格競争力があるものの、炭素価格（50\$/t-CO₂）を設定すると、特に石炭火力はその他再エネに大きく劣後する。

2050年の発電技術ごとのLCOE（ミャンマー）



(※) VERはミャンマーとタイで設定が異なる。タイのVREのLCOEは以下の通り。
太陽光:4.4, 陸上風力:9.4, 洋上風力:21.1 (cents/kWh)

3. 分析手法・前提条件

3.2 前提条件（再エネポテンシャル・国際連系線）

【再エネポテンシャル】

- 太陽光・風力については、地理情報システム(GIS)のデータを活用し、土地利用区分や土地の傾斜等を考慮し、設置可能な発電容量を推計。出力パターンについては、Renewalbes.ninja のデータを使用。
- 水力、地熱、バイオマスについては、ADB等、各種文献より設定。

(GW)	太陽光	風力	水力	地熱	バイオマス
ミャンマー	524	1	49	1	12
タイ	1,120	73	6	0	7

【国際連系線】

- ミャンマーとタイの間に、14.9GWのポテンシャルがあると想定（APG構想）。
- 建設コストおよび送電ロス率は、先行研究(Kutani & Li,2014)を参考に設定。
 - ✓ 建設コスト：
 - 送電線距離×距離あたり単価(0.9百万ドル/km/2 circuits)
 - 変電所数×1カ所あたり単価(固定費:20百万ドル、追加費:1回線あたり10百万ドル)
 - ✓ O&Mコスト：総建設コストの0.3%/年程度
 - ✓ 送電ロス率：送電距離に比例し100kmあたり1%

(出所) Kutani, I & Li, Y(2014), Investing in Power Grid Interconnection in East Asia

3. 分析手法・前提条件

3.3 試算ケース（7つのケース設定）

- 試算ケースは「国際連系性の有無」「炭素価格の有無（価格設定）」「水力ポテンシャル」によって7つのケースを設定した。

国際連系線	ケース名	炭素価格 (ton-CO ₂)	水力ポテンシャル (GW) (※)
なし	①Base(水力49GW)	×	49
	②水力49GW+CP50	50ドル	49
	③水力23GW+CP50	×	23
あり	④Base(水力49GW)	×	49
	⑤水力49GW+CP50	50ドル	49
	⑥水力23GW+CP50	50ドル	23
	⑦水力23GW+CP25(タイ50)	ミャンマー：25ドル タイ：50ドル	23

(※) 水力発電ポテンシャル：

49GW = 技術的に実現可能なポテンシャル（先行文献）、23GW = 最新NDCにおける2030年の水力ポテンシャル

4. 分析結果

4.1 各ケースの最適電源構成(1/2)

【国際連系線なしの場合】

①Base(水力49GW)

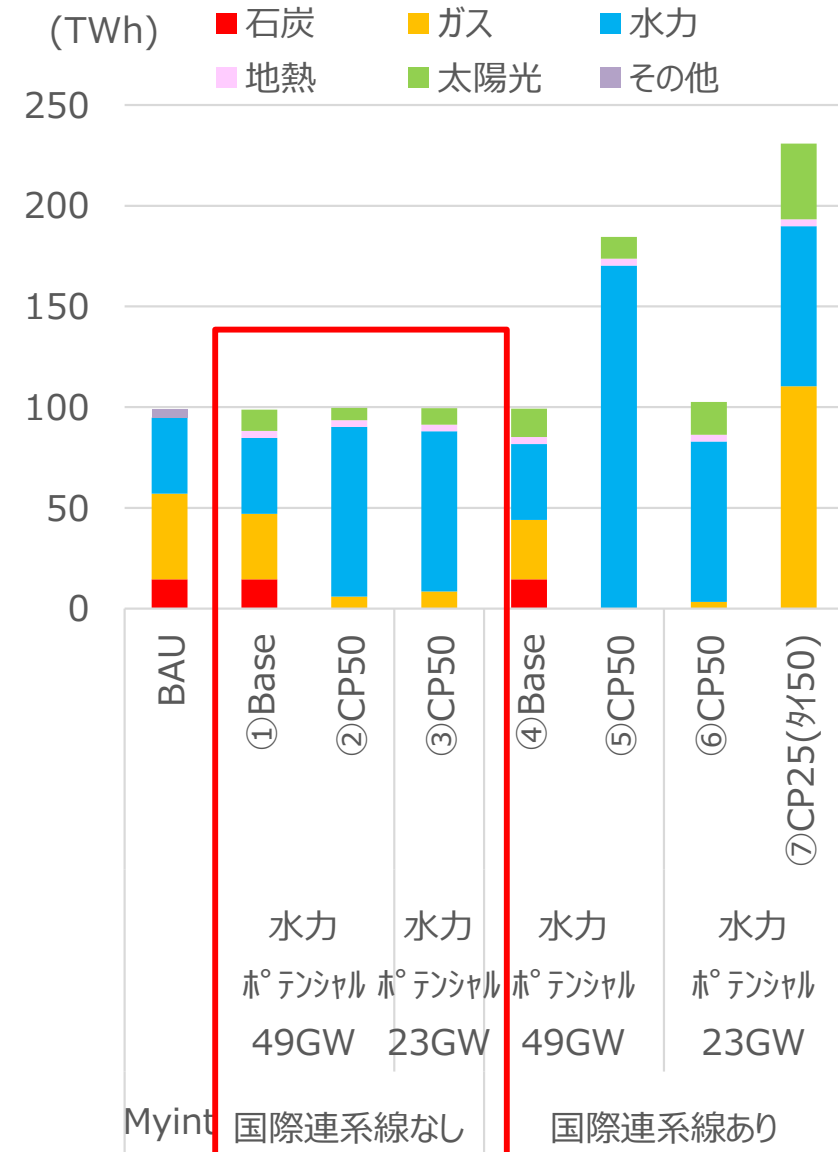
- Myint BAUシナリオに近く設定され、総発電量99TWhのうち、水力、ガス火力、石炭火力、太陽光、地熱のシェアがそれぞれ38%、33%、15%、11%、4%でコスト最小となる。

②水力49GW+CP50

③水力23GW+CP50

- 炭素価格（50\$/ton-CO₂）によって火力発電の価格競争力が低下し、総発電量99TWhのうち、水力発電が約80%、ガス火力・その他再エネがそれぞれ約10%でコスト最小となる。

ミャンマーの2050年シナリオ別最適電源構成



4. 分析結果

4.1 各ケースの最適電源構成(2/2)

【国際連系線ありの場合】

④Base (水力49GW)

- 連系線なしのBaseシナリオと概ね同様（炭素価格なしでは水力より火力が安価なため）

⑤水力49GW+ CP50

- ミャンマーの水力を最大活用し、ミャンマーで国内需要を充たした後、大量の余剰分83TWhをタイに輸出することが最適解となる。

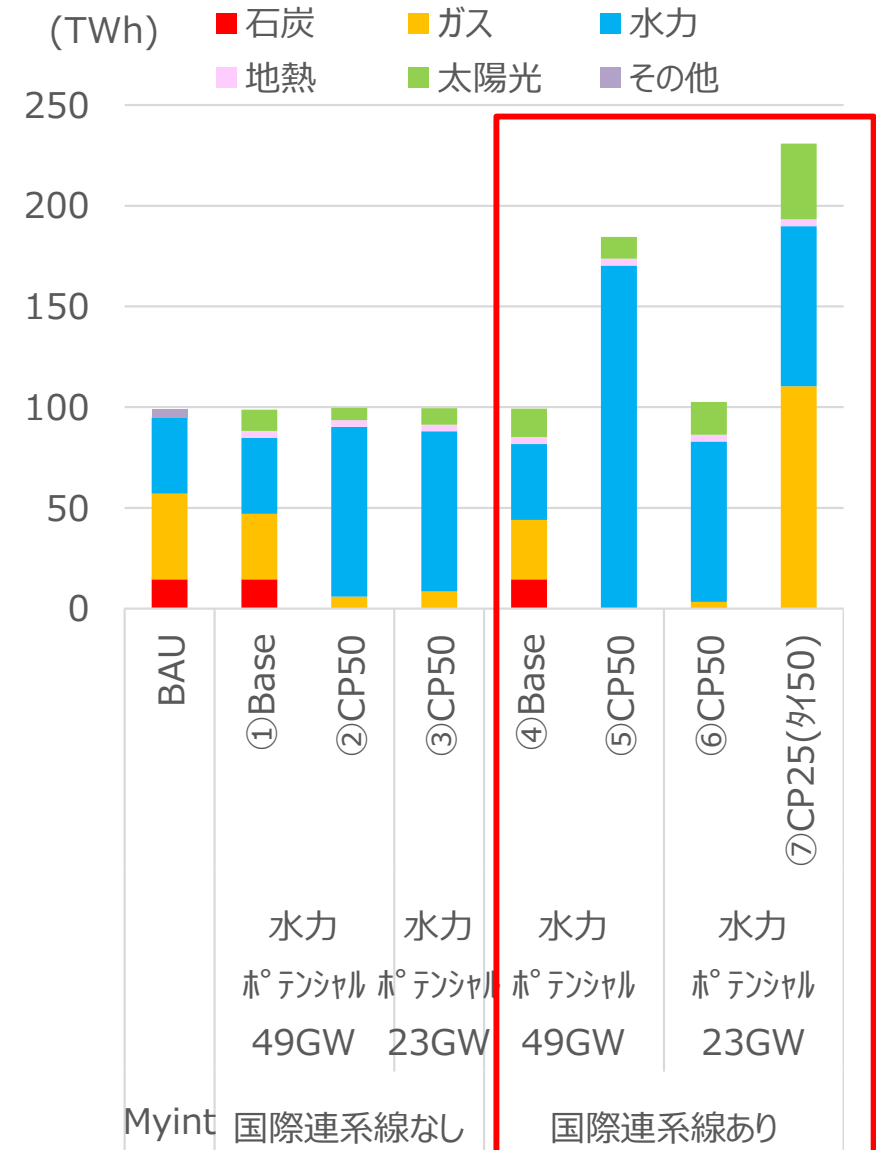
⑥水力23GW+CP50

- ミャンマー国内の需要を充たすために水力ポテンシャルのほとんどが消費されるため、ミャンマーからタイへの電力輸出量はわずか5TWhが最適解となる。

⑦水力23GW+CP25(タイ50)

- ミャンマーの水力は国内向けに限られるが、タイの発電コストより安価な太陽光とガス火力を合計128TWh輸出することが最適解となる。

ミャンマーの2050年シナリオ別最適電源構成



4. 分析結果

4.2 各ケースの評価（経済性）

- 両国の総コストを総発電量で除した「MWh当たりコスト」
- 炭素価格が設定される場合に悪化するが、ミャンマーの水力開発が49GWまで進んだ場合、タイへの水力発電輸出が進み、大きく改善する。
- 他方、炭素価格が設定される場合でも、水力開発が23GWに限定されると、水力発電輸出は進まず、改善はわずかである。
- ただし、ミャンマーの炭素価格がタイより低い場合、タイよりも安価なミャンマーの太陽光とガス火力が輸入され、やや向上する。

各ケースの経済性（USD/MWh）

シナリオ	連系線なし	連系線あり	ミャンマーからタイへの電力輸出
Base(水力49GW)	48.21	48.08	1.3TWh
水力49GW+CP50	61.32	59.34	185TWh（水力）
水力23GW+CP50	61.36	61.18	5TWh
水力23GW+CP25(タイ50)	-	59.62	128TWh（ガス火力、太陽光）

4. 分析結果

4.2 各ケースの評価（環境性）

- 両国の総CO2排出量を総発電量で除した「MWh当たりCO2排出量」
- 炭素価格が設定される場合に改善し、ミャンマーの水力開発が49GWまで進んだ場合、タイへの水力発電輸出が進み、大きく改善する。
- 他方、炭素価格が設定される場合でも、水力開発が23GWに限定されると、水力発電輸出は進まず、改善はわずかである。
- 経済性と異なり、ミャンマーの炭素価格がタイより小さい場合も、改善はない。これは、ミャンマーからタイへガス火力由来の電力が大量に輸出される一方、タイにおけるガス火力による発電量が減少し、相殺されるためである。

各ケースの環境性 (t-CO2/MWh)

シナリオ	連系線なし	連系線あり	ミャンマーからタイへの電力輸出
Base(水力49GW)	0.203	0.204	1.3TWh
水力49GW+CP50	0.118	0.091	185TWh (水力)
水力23GW+CP50	0.120	0.118	5TWh
水力23GW+CP25(タイ50)	-	0.119	128TWh (ガス火力、太陽光)

4. 分析結果

4.2 各ケースの評価（安定供給性）

- 両国の総化石燃料投入量を総発電量で除した「MWh当たり化石燃料投入量」（将来的に国内の化石燃料資源が枯渇し、輸入が中心となることを想定）
- 概ね環境性と同様の結果であり、炭素価格が設定される場合に改善し、ミャンマーの水力開発が49GWまで進んだ場合、タイへの水力発電輸出が進み、大きく改善する一方、その他のケースでは大きな変化は見られない。
- 仮に、ミャンマーの国内ガス生産量が増加（天然ガス自給率が向上）すれば、ミャンマーからタイへ大量のガス火力を輸出する「水力23GW+CP25(タイ50)シナリオ」において、国際連系線が安定供給性の改善に資する。

各ケースの安定供給性 (toe/MWh)

シナリオ	連系線なし	連系線あり	ミャンマーからタイへの電力輸出
Base(水力49GW)	0.139	0.140	1.3TWh
水力49GW+CP50	0.086	0.066	185TWh (水力)
水力23GW+CP50	0.086	0.085	5TWh
水力23GW+CP25(タイ50)	-	0.086	128TWh (ガス火力、太陽光)

5. ディスカッション：国際連系線への投資による便益

- 炭素価格を設定した各ケースについて、国際連系線への投資による便益（連系線の有無による総費用の増減）を求めると、いずれのケースにおいても、**国際連系線の敷設によって、総費用は削減**される。
- ミャンマー1か国の経済上の便益を粗く推計すると、最も費用削減が大きいケース（水力49GW+CP50）で、2050年単年の政府支出の0.3%程度となる。
- 電力輸出による便益は、安定的な外貨収入につながる。また、CO₂削減等の環境性、極端な渇水時のタイからの電力輸入等による安定供給性の向上を換算して経済性に取り込むことができれば、便益はさらに増加するかもしれない。

CPおよび水力ポテンシャル	国際連系線投資による影響		ミャンマー1か国の経済上の便益 (※2) (億ドル/年)
	輸出量 (TWh)	総費用(※1)増減 (億ドル/年)	
水力49GW+CP50	83	-7.4	2.7-3.7
水力23GW+CP50	5	-0.6	0.1-0.3
水力23GW+CP25(タイ50)	128	-3.9	1.8-2.0

2050年単年
政府支出の
0.3%程度

(※1) ミャンマーおよびタイの国際連系線の建設費用、および両国の発電コスト(燃料費を含む)を主とする両国の発電に係るおよそすべての費用。環境的・社会的な費用は含まれない。

(※2) 単純に総費用の減少を2で割った場合および2050年のミャンマーとタイの発電量比率によって按分した場合を想定。

6. 結論

- 世界的な脱炭素化の潮流のなか、**ミャンマーが大規模水力を含めた水力開発を進めること、および隣国タイとの間において国際連系線の開発を合わせて推進することは、その電力の経済性・環境性・安定供給性すべての確保に資する。**
- 仮に2050年にミャンマーにおいて、水力が49GW開発され、ミャンマーおよびタイにおいて炭素価格が50ドル/t-CO₂課される場合には、ミャンマーの電源構成は、合計185TWhの発電量のうち、水力、太陽光、地熱の再生可能エネルギーがそれぞれ92%、6%、2%、タイへの輸出量が83TWhでコスト最適となる。このとき、国際連系線への投資による便益は、投資しない場合に比べて、年間約2.7~3.7億ドルと見積もられる。
- ただし、**ミャンマーが大きな水力ポテンシャルを開発するためには課題も多く、環境性・持続可能性を最大限に優先するのか、あるいは、ある程度の経済合理性を許容するのか、ミャンマー政府を中心に議論を継続し深めなければならない。**
- ミャンマー政府には、水力ポテンシャルや炭素価格の議論も含め、増加する電力需要に対し経済性・環境性・安定供給性を考慮した電源構成および電力輸出の実現を図り、国の経済発展と人々の生活水準向上に向けたエネルギー政策の立案・実行への取組みを加速することが期待されている。

ご清聴、ありがとうございました。