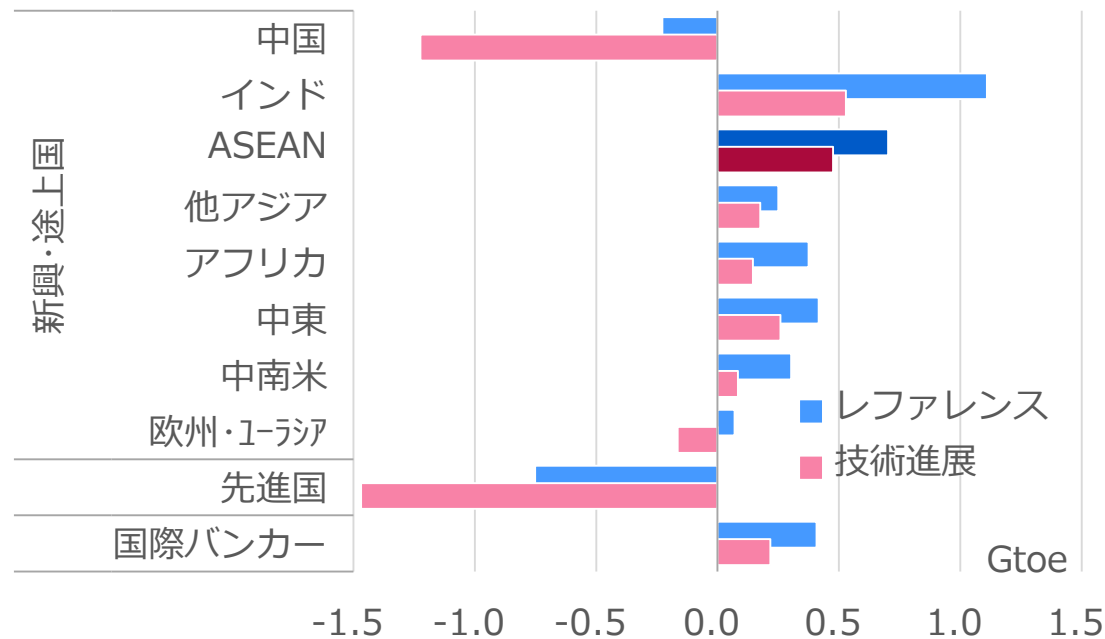


トピック： ASEAN諸国のエネルギートランジションに向けた道筋

計量分析ユニット 計量・統計分析グループ
遠藤 聖也

ASEANのエネルギー需要増加は顕著、排出削減は大きな挑戦

一次エネルギー需要の増減量(2021-2050年)



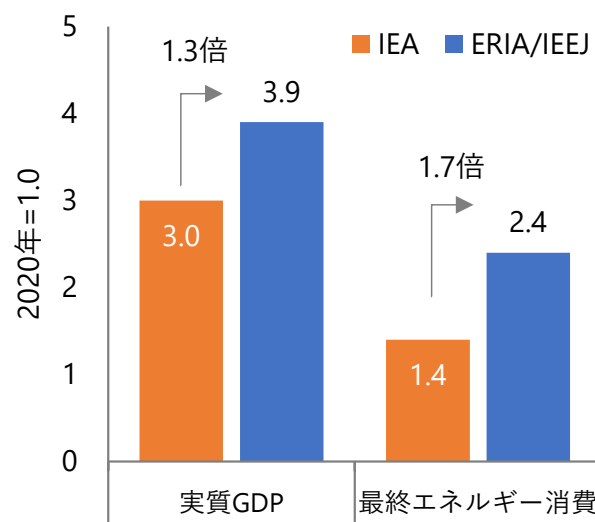
ASEAN諸国のカーボンニュートラル目標表明

地域	表明内容
ブルネイ	表明なし
カンボジア	2050年カーボンニュートラル（長期戦略、2021年12月）
インドネシア	2060年あるいはそれ以前にネットゼロ（長期戦略、2021年7月）
ラオス	2050年カーボンニュートラル（気候野心同盟）
マレーシア	2050年カーボンニュートラル（首相表明、2021年9月）
ミャンマー	2050年カーボンニュートラル（気候野心同盟）
フィリピン	表明なし
シンガポール	2050年ネットゼロ（長期戦略、2022年11月）
タイ	2050年カーボンニュートラル、2065年ネットゼロ（首相表明、2021年11月）
ベトナム	2050年カーボンニュートラル（首相表明、2021年11月）

- ASEANは今後も著しい経済発展を遂げる中、工業化やエネルギーアクセスが進展することで世界のエネルギー需要増加の中心に。
- COP26以降、8カ国が2050年又は2060年までのカーボンニュートラル（CN）目標を表明。エネルギー供給を拡大しつつCO₂排出量を抑えることは難易度の高い挑戦。
- 経済発展とCNの両立のため、排出削減を目指しつつ、エネルギー転換を最小コストで実施していくことが必要。

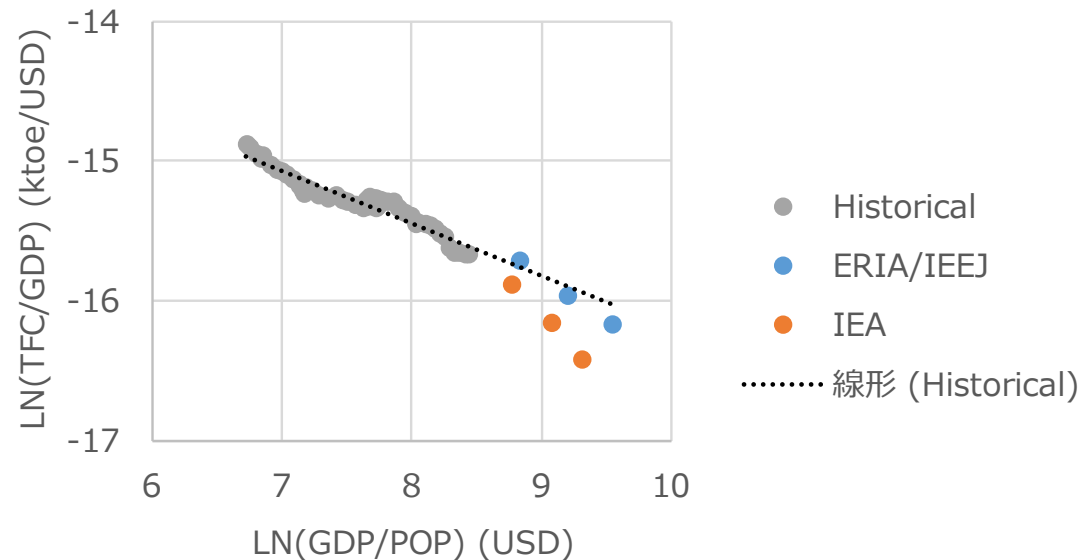
今後の経済成長と省エネの進展をどう見るかにより、 将来のエネルギー需要の予測には大きな差が生じる

実質GDP,最終エネルギー消費 (2050年ASEAN, IEAとERIA/IEEJの比較)



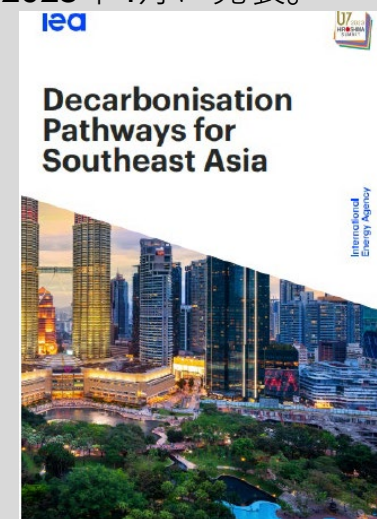
出所：IEA, Decarbonization Pathways for Southeast Asia(2023)より作成

一人あたりGDPとエネルギー消費原単位 (ASEAN, 1971-2019:実績 2020-2050：見通し)



出所：IEA, Decarbonization Pathways for Southeast Asia(2023), IEA, World Energy Balancesより作成

IEAは、自身とERIA/IEEJの見通しを比較したレポートを2023年4月に発表。



- IEAとERIA/IEEJは、それぞれASEANのCNに向けたシナリオを作成。（バックキャスト型シナリオ）
- ERIA/IEEJのASEANエネルギー需要は、2050年時点でIEAの1.7倍。

要因① 2050年までのGDP成長率の想定：IEAは過去の世界のマクロ経済統計の傾向から成長率を推計、ERIA/IEEJは各国自身の公表する成長見通しを重視。結果、2050年のGDPには1.3倍の差。

要因② 省エネ想定：経済成長に応じたGDP当たりの最終エネルギー消費の変化は、ERIA/IEEJが過去のトレンドで推移、IEAはこれまでのおよそ2倍のペースで低下。

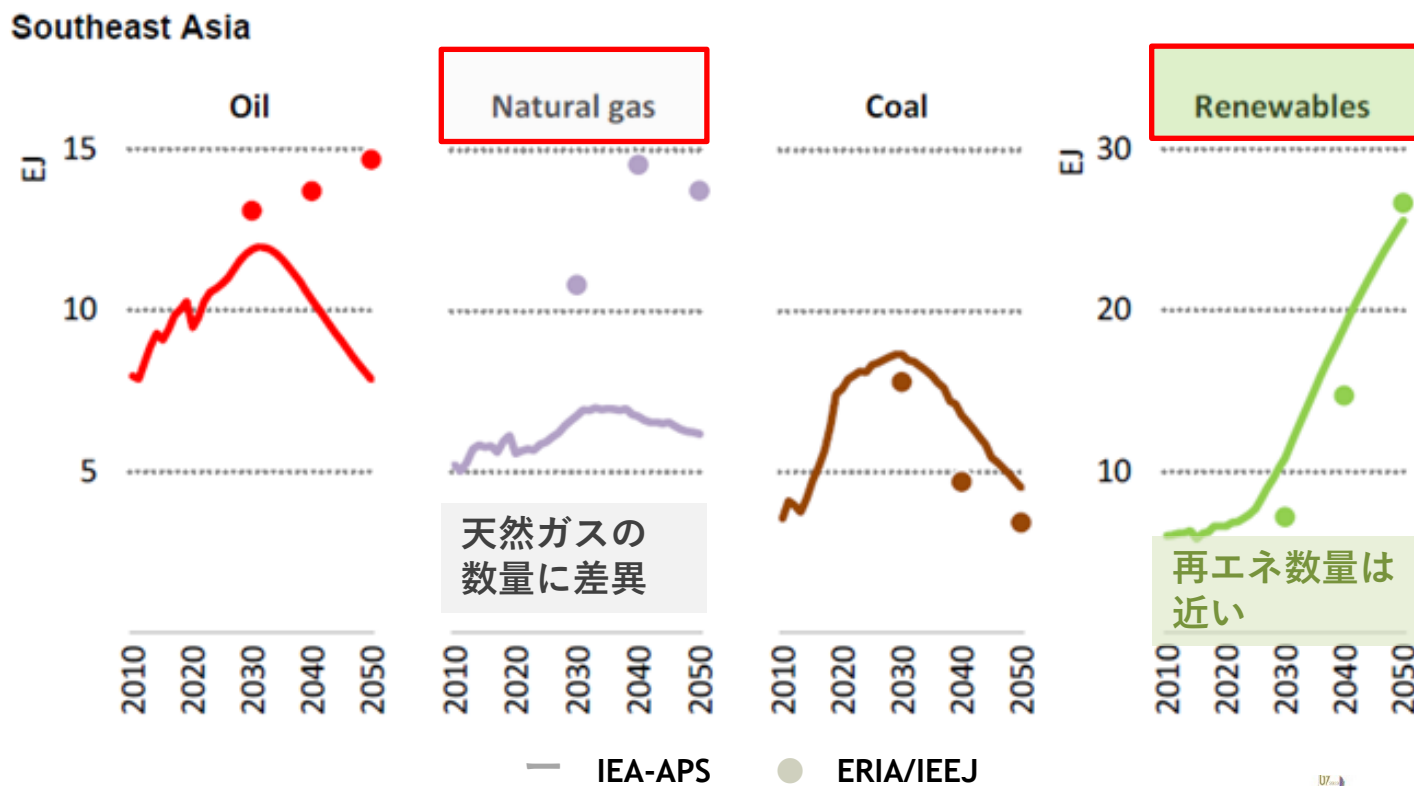
詳細はIEA,ERIA/IEEJを比較したIEAレポートを参照。IEA, Decarbonization Pathways for Southeast Asia, 2023

<https://www.iea.org/reports/decarbonisation-pathways-for-southeast-asia>

需要規模に応じて最適なエネルギーミックスは異なる

- **需要規模に応じて将来の望ましいエネルギーミックスが変わる。** IEAとERIA/IEEJのシナリオでは、**再エネ導入量は近いが、再エネ割合、ガス需要**に大きな差異。
 - **IEA** 需要水準が低位であるため、**天然ガスの供給を抑えつつ、再エネ増+電化**で多くを賄う将来像を描くことができる。
再エネは電源全体の**80%程度**を占める。
 - **ERIA/IEEJ** 高い需要水準に対応するため、IEAと同等の量の再エネ導入だけでなく
 - ①当面は化石燃料の利用拡大(特に**天然ガス**)
 - ②長期的には水素、CCSによる脱炭素化、DACCS・BECCSによるCO2除去
 を見込む。**電源の再エネ割合は60%程度**。

ASEAN 一次エネルギー需要 (IEA,ERIA/IEEJの比較)



出所：IEA, Decarbonization Pathways for Southeast Asia, (2023)

Decarbonisation Pathways for Southeast Asia



分析枠組み：コスト最適なエネルギーミックスを求める

- ERIA/IEEJの需要増加を満たしつつ、ASEAN各国のCN目標を最も小さなコストで達成しうるエネルギーミックスを求め、現実的なエネルギートランジションの指針とする。（**最適**ケース）
- 同じ需要増加の下、シナリオ上重要な要素である①再エネ、②天然ガスについて、敢えて**最適**ケースから逸脱した場合として3ケース（**RE40**:再エネ低位/ **RE80**:再エネ高位/**ガス上限**:ガス供給制約）を試算。

*分析にはIEEJ-NEモデルを使用。約350のエネルギー技術を組み合わせ、最も総コストが小さくなるエネルギーミックスを求める技術選択モデルである。地理情報システムを活用し、気象、土地利用条件を踏まえて再エネの稼働率を推計。

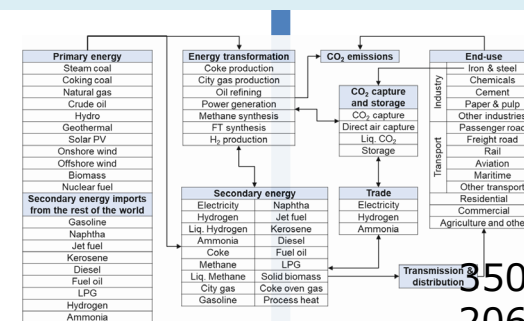
ケース想定

ケース	再エネシェア (電源構成,2040年以降)	天然ガス 一次供給	CN達成年
最適	制約なし (60%程度)	制約なし	2050/2060 ※各国目標に応じ設定
ガス上限	制約なし	2019年横ばい	
RE40	40%	制約なし	
RE80	80%	制約なし	

IEEJ-NEモデル

入力:

- CO₂排出目標
- エネルギー需要
- コスト、効率
- 気象条件 (日照・風速・土地利用条件) …etc.



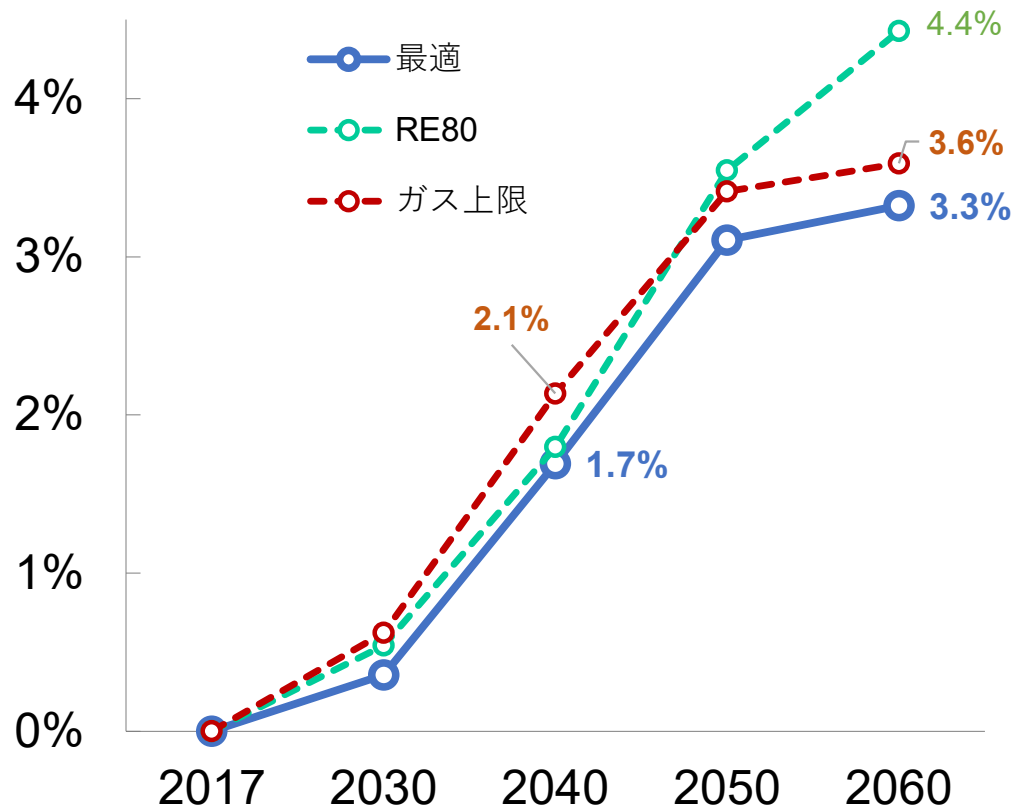
350超の技術を想定
2060年までシミュレーション

出力:

排出目標を達成する中で、**コスト最小となるエネルギーミックス**
最終需要、電源構成、一次供給、コスト …etc.

再エネ割合増加は長期的な、ガス制約は中期的な削減コスト増を招く

CO₂削減コスト* (ASEAN全体・GDP比)

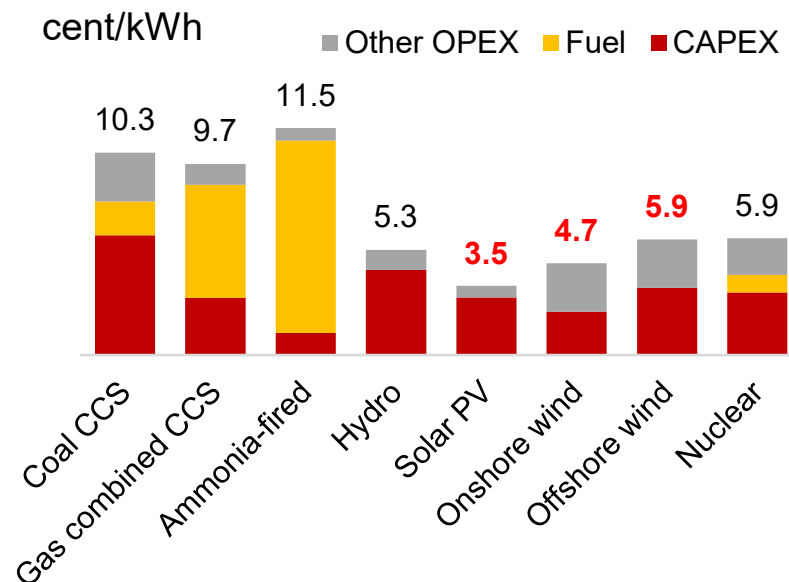


- 2060年CN達成のためのCO₂削減コストは**最適**ケースでもGDPの3.3%に相当する5,700億米ドル/年となる。最適ミックスが実現しない場合、さらに削減コストが上昇。
 - **RE80** (再エネ高位) : 2060年時点のコストは同4.4%に上昇。特に2050-2060年の上昇が大きい。
 - **ガス上限** : 2030~2040年の転換期におけるコスト増分が特に大きい。裏を返せば、転換期における天然ガス供給の拡大がコスト低減に大きく寄与する。
- 期間内 (2021-2060年) 累積の費用では、**最適**で10.7兆ドル、さらに**RE80**で2.5兆ドル、**ガス上限**で1.3兆ドルが追加が必要。

* エネルギー供給に係る総コスト (資本費、燃料費、設備運転維持費など) について、排出削減を行わないベースラインケースとの費用差。将来のGDPはERIA, Energy Outlook and Energy Saving Potential in East Asia 2020(2021)を参考に推計。金額はすべて2017年 (基準年) 実質ドル。

再エネの発電単価は他電源より小さくなる見通しだが、大量導入には追加的コストが生じる

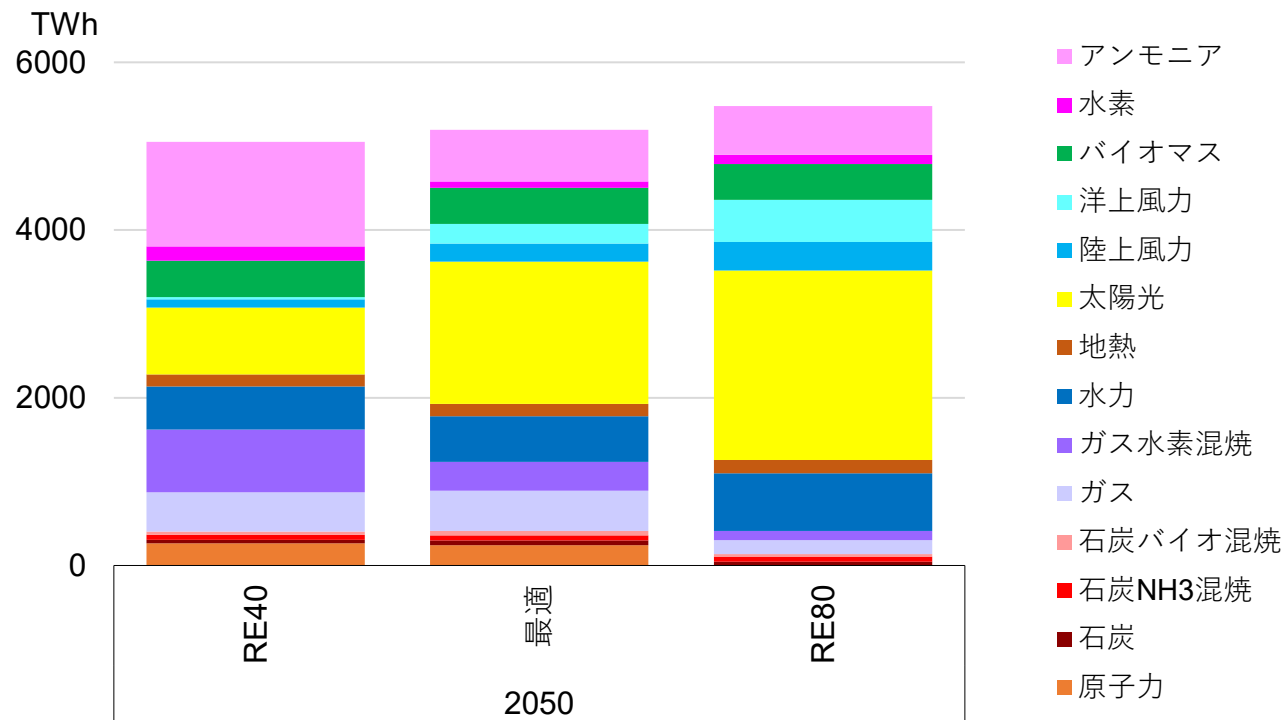
発電コスト見通し（2050年・タイ）



出所) Danish Energy Agency (2021), IEA(2022)等をもとに弊所推計

注) 発電設備そのものの費用であり、発電設備外のコスト、例えば系統整備や需給調整にかかるものは含まず。

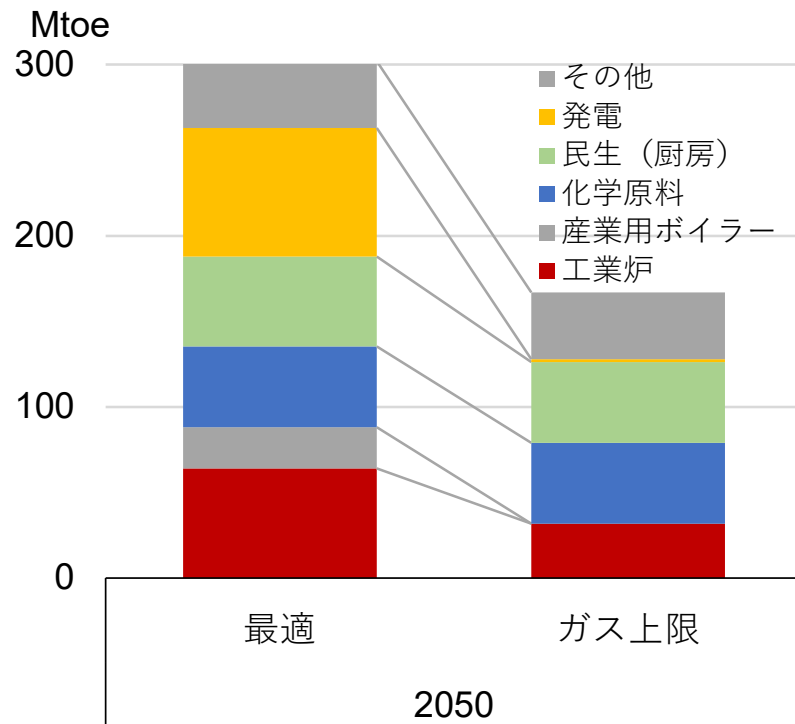
発電電力量（ASEAN全体）



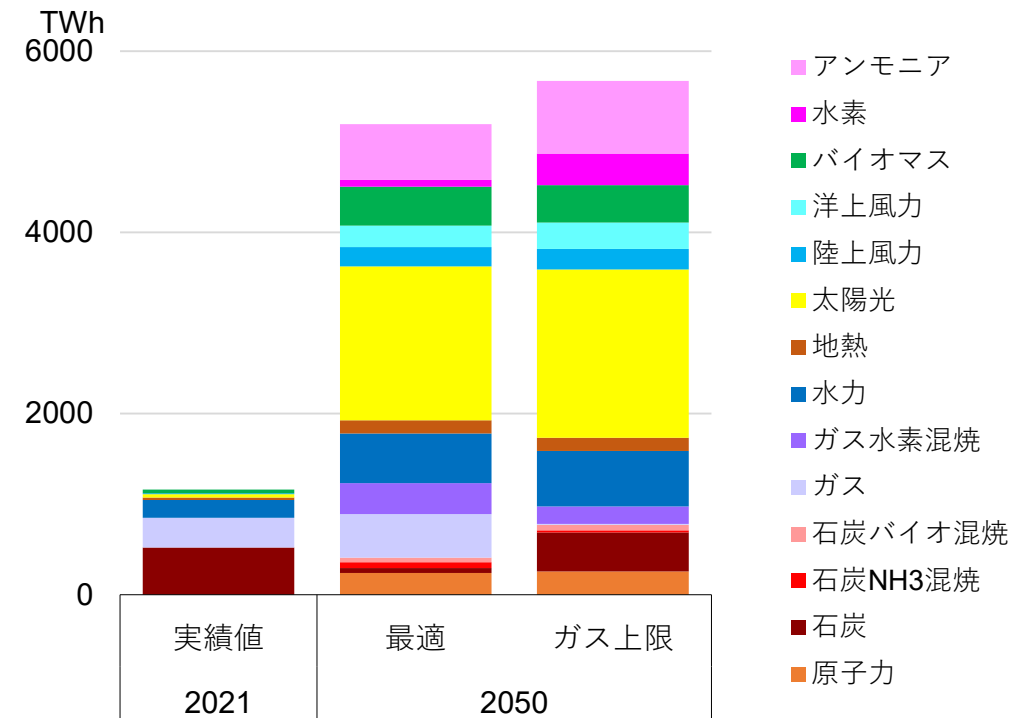
- 再エネ設備単体の発電コスト（LCOE）は2050年にはゼロエミッション電源の中で相対的に低位となることが見込まれる。そのため、導入が低位になる場合は発電コスト増加。 [RE40]
- 他方、[RE80] 程度まで変動再エネ（太陽光・風力）を増やす場合、気象や地形の条件の悪い地域にも導入する必要が生じる他、出力変動への対応（蓄電池など）のため統合コストが嵩み、システム全体のコスト増を招く。

ガスは転換期において、産業の熱需要、発電部門で重要な役割

天然ガス需要の見通し



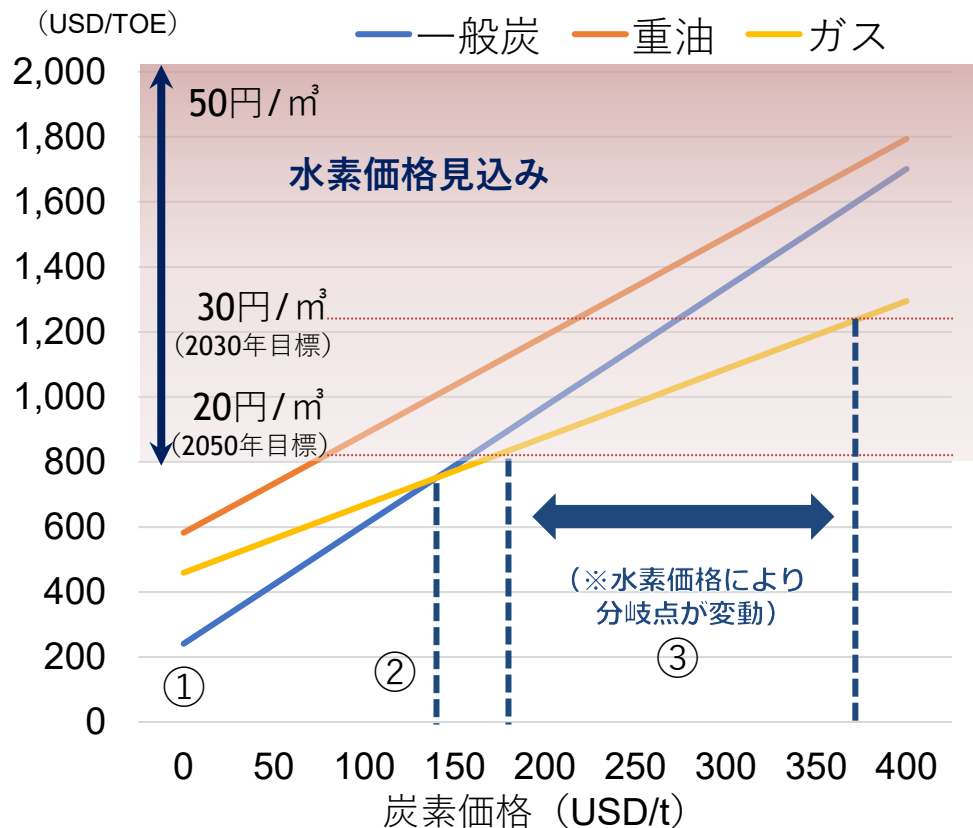
発電量の見通し



- **最適ケース**では、天然ガスは、主に電化の難しい工業炉の燃料として役割を果たす。**【ガス上限】**の場合はこの需要をCO₂排出量の大きい石油・石炭で埋め合わせ、他の分野でよりコストの高い排出削減を行う必要。
- **最適ケース**では発電部門でもガス火力が導入され、主に需給調整手段として太陽光・風力の出力変動を補う。**【ガス上限】**の場合は排出の多い石炭、単価の高い水素の導入、再エネの拡大 (→条件の悪い地域への設置) が必要となる。

カーボンニュートラルへの道筋で、ガスは化石燃料の中で競争力を持ちうる

熱量当たり燃料価格（炭素価格含む）



- 電化の難しい需要部門においては、低コストの水素供給が実現するまでの期間で化石燃料利用が続くと見込まれる。燃料間のコスト優劣は以下のように変わる。
 - ①燃料単体の熱量あたり価格は石炭が最も小さい。重油、ガスの関係は近い水準。
 - ②ASEANがCNに向かう中では、炭素排出に何らかの外部コストが付帯することが見込まれる。このような炭素価格が150ドル/t程度まで上昇すると、ガスの熱量あたりコストが最も小さくなる。
 - ③炭素価格が著しく上昇、かつ水素価格20円/m³程度まで低減するとガス価格を下回る可能性がある。ただし、この達成には長い時間を要すると見込まれ、またその分岐点には不確実性がある。
- ガスは炭素価格が②と③の間になるような転換期で、競争力を持つ燃料になりうる。

本分析から算出されるMAC（限界削減費用）は2040年200\$/t-出所）技術進展シナリオ、2050年の価格想定をASEAN向けに補正。CO₂,2050年370\$/t程度で、ガス利用が一定の優位性を持つ水準。

*限界削減費用：それぞれの年において、CO₂を排出目標から追加で1単位削減する場合に生じる費用。理論上は排出目標達成に必要な炭素価格の水準とみなすことができる。

まとめ

- 経済発展の著しいASEANは今後の世界のエネルギー需要増加の中心であり、この地域における排出削減が世界全体の脱炭素化の成否に影響。他方、経済成長とCNの両立のためにはエネルギー転換のコスト抑制が必須で、経済合理的なエネルギーミックスを追求すべき。
- 今後の経済成長やエネルギー効率改善をどう見るかにより、将来のエネルギー需要の予測には大きな差が生じる。エネルギー需要の総量によって目指すべきエネルギーミックスは大きく変わるため、再エネの「比率」に注目するだけでは十分でない。
- 再エネの発電コストは、ゼロエミッション電源の中で低位になると見込まれ、有望な電源となる。ただし適地には限りがあること及び適地を超えて普及を図ればコスト上昇の可能性があることにも留意が必要。また、変動再エネが電源の大部分を占める場合は需給安定化のための統合コスト（蓄電池等）増加を招く。需要や気象条件、土地制約に応じて最適な数量を見極める必要がある。
- ガスは主に産業の排出削減（特に電化の難しい高温の熱需要）および電力の需給調整で役割を果たす。特にゼロエミッションに向かう転換期の排出削減において経済合理的な燃料となりうる。ガス市場安定とそのための供給能力拡大はエネルギー転換コスト低減に貢献する。