

地球温暖化国内シンポジウム
「日本の地球温暖化抑制の2050年ビジョンとその実現」
キヤノングローバル戦略研究所、2015年7月23日(木)

再生可能エネルギーと電源ベストミックス

東京大学 小宮山 涼一、藤井 康正

再エネと電源ベストミックス

- 再生可能エネルギー(再エネ)はエネルギー自給率向上、温室効果ガス排出抑制の実現に貢献する重要な技術

長期需給見通し(METI)の電源構成(2030年度):

再エネの電源比率 22%~24%

(うち、太陽光7.0%[6,400万kW]、風力1.7%[1,000万kW])

- 現在導入が進む太陽光発電、風力発電といった出力変動電源の系統接続拡大の実現には、様々な対策が必要

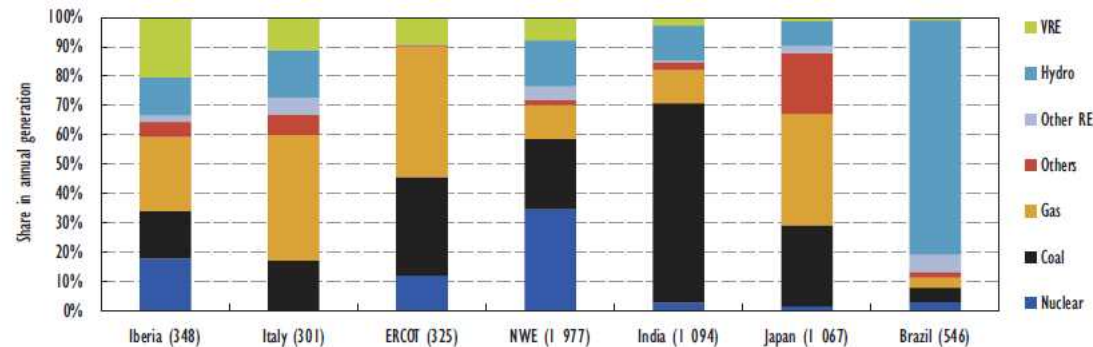
バッテリー(揚水含む)、系統増強、出力抑制、需要の能動化など

- 再エネ導入政策の策定に資する電力需給分析ツールを構築し、出力変動電源を含めた再エネ大量導入時の電力需給を定量的に分析

再エネと電源ベストミックス（世界の現状と展望）

気候変動対策として、太陽光、風力の電源比率は国際的に増加の見込み。

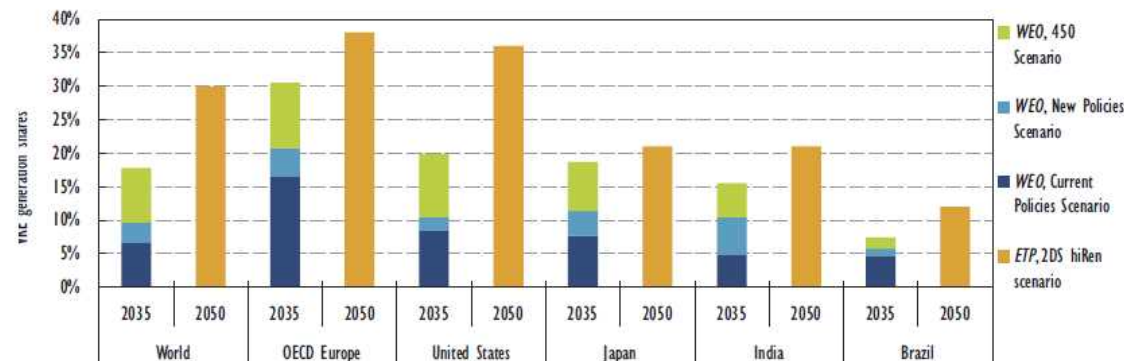
電源比率(2012年)



(備考) Iberia: スペイン、ポルトガル
 NWE: 欧州北東部(デンマーク、フィンランド、仏、独、アイルランド、ノルウェー、スウェーデン、英)
 カッコ内の数値は発電量(10億kWh)

太陽光・風力の電源比率の長期見通し

Figure 3.5 • Projected annual generation shares of wind power and solar PV generation, 2035 and 2050



(出所) OECD/IEA、2014

最適電源構成モデル

地理的解像度: 沖縄を除く全国9地域の電力基幹系統を、135地点、166本の送電線で表現。

時間解像度: 太陽光、風力の出力変動を考慮するため、365日を10分値で考慮(6時点/時間×24時間/日×365日/年 = 52560 時点)。

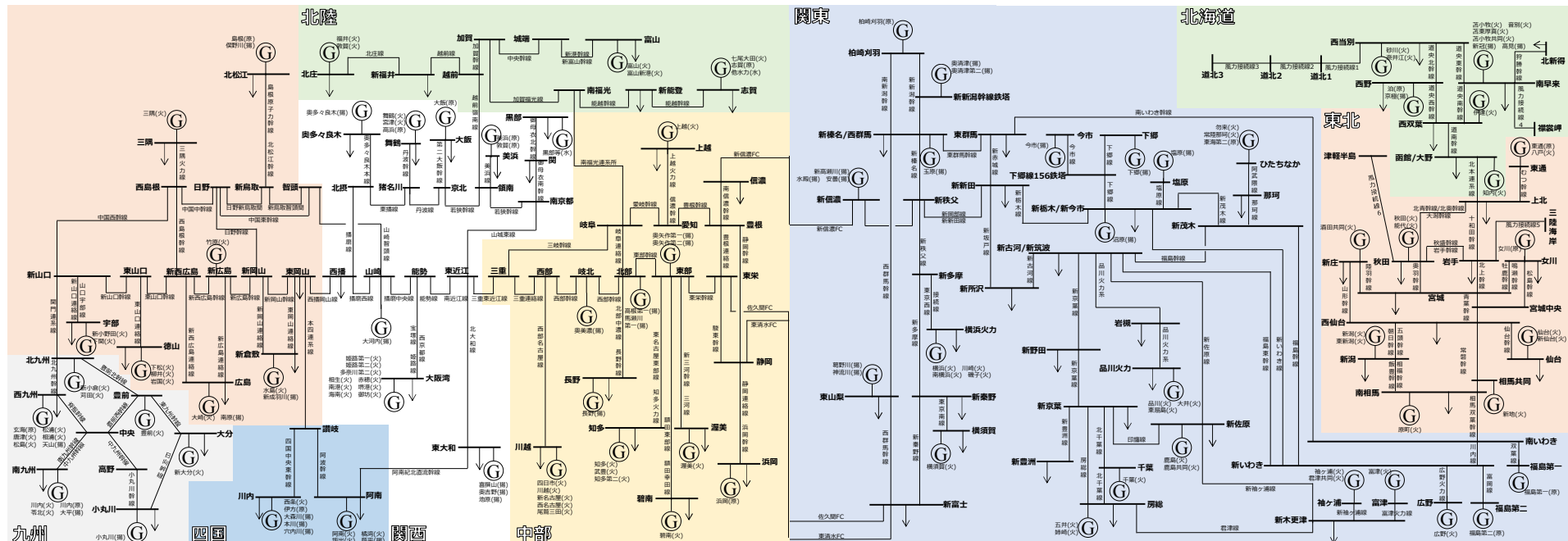
考慮する技術: 火力(石炭・ガス複合・天然ガス・石油)、原子力、水力、地熱、バイオマス、海洋エネルギー、太陽光、風力、揚水式水力、長周期変動対策用蓄電池(NAS電池)、短周期変動対策用蓄電池(Li-ion電池)

モデル化手法: 制約条件式数が2億本超の大規模線形計画問題として定式化

目的関数: 固定費(発電設備・電力流通設備) + 燃料費(火力・原子力) + 電力貯蔵設備運用費

制約条件: 同時同量制約、発電出力制約、設置可能容量制約、供給予備力制約(地域別)、負荷追従制約、最低出力制約(火力・原子力)、送電容量制約、電力貯蔵設備の制約、変動型再生可能エネルギー出力上限制約など

日本の電力基幹系統モデル

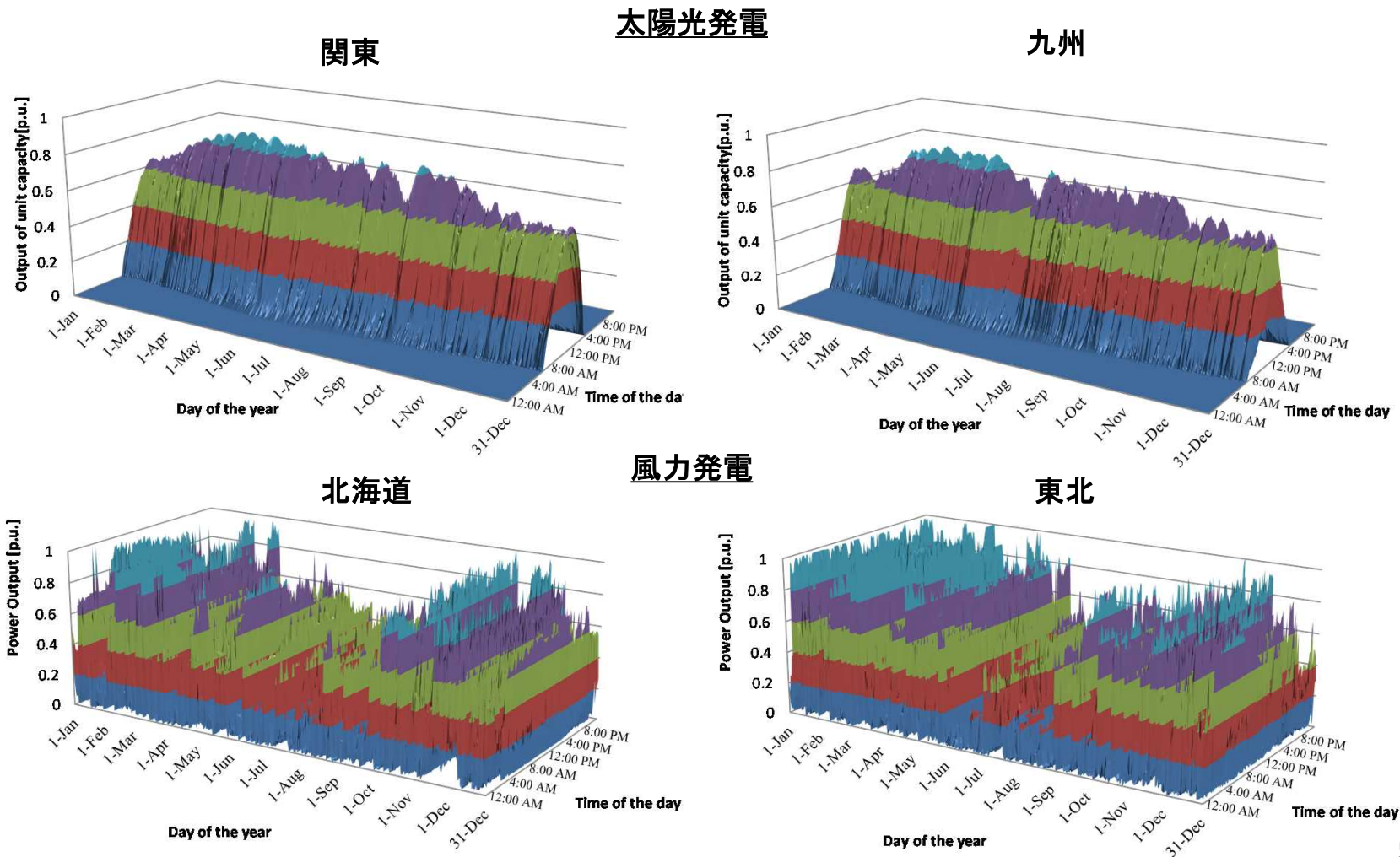


(西日本モデル)

(東日本モデル)

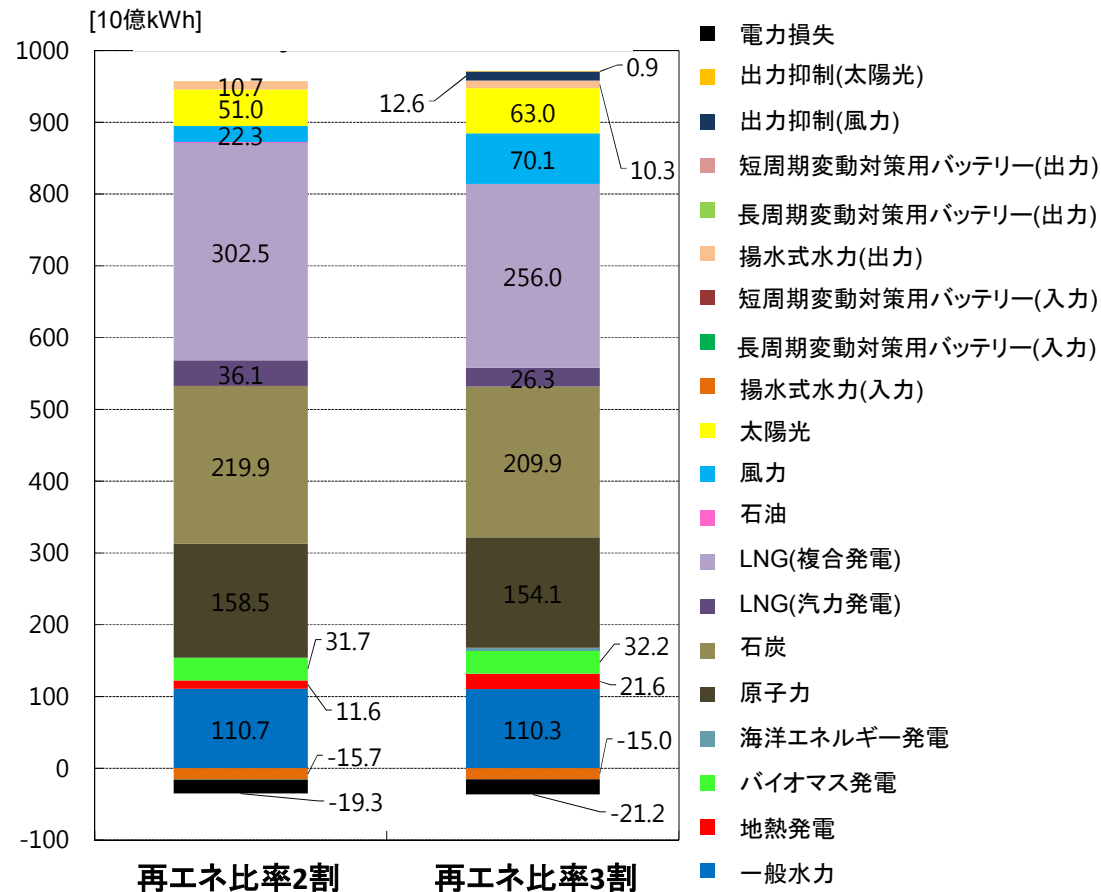
風力発電、太陽光発電の出力変動

- 太陽光、風力発電の出力変動を10分値で考慮。気象庁AMeDAS(観測所約1,300地点)の日照時間、降水量、風速などの気象データから、太陽光と風力発電出力パターンを推計。
- 風力の出力は夏季(6月～8月)に低下する傾向があり、太陽光も冬場に出力が低下傾向。発電出力に季節性がある。



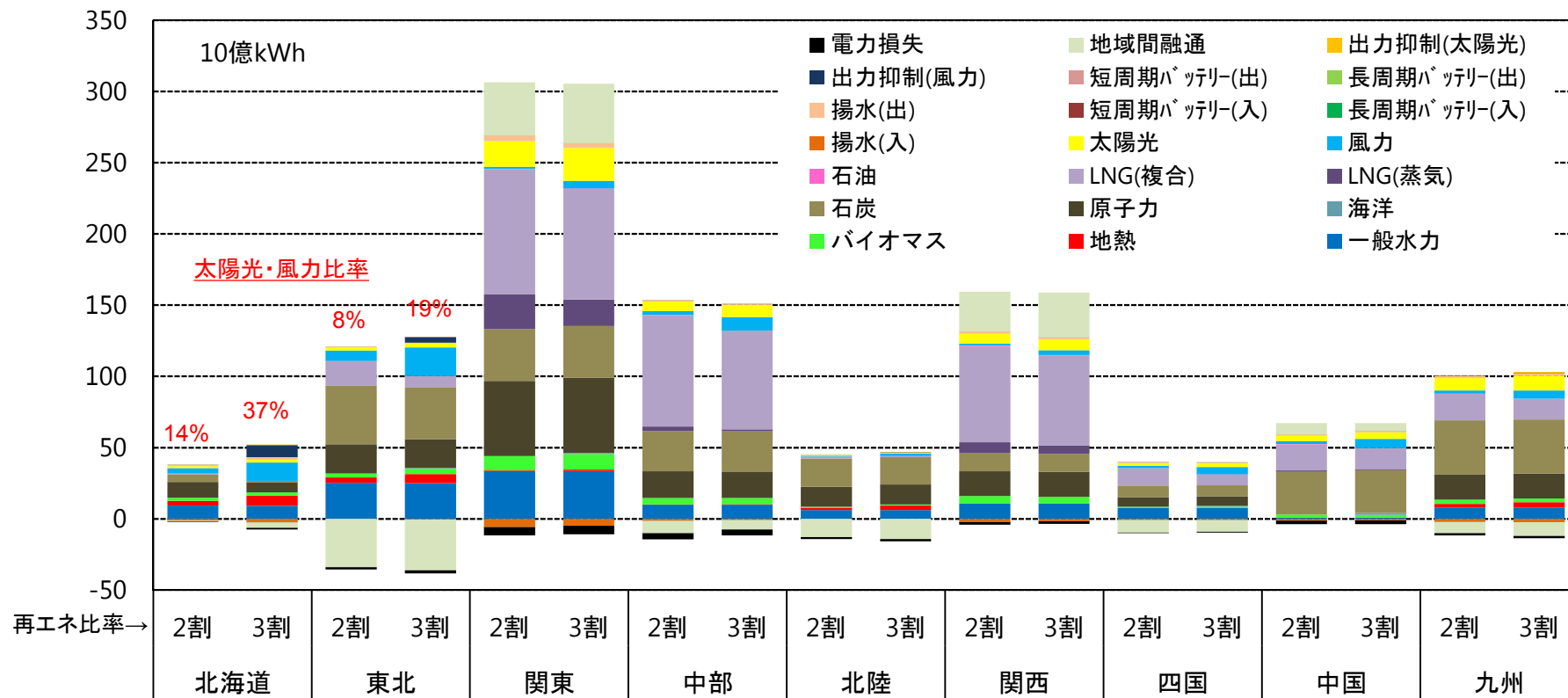
年間発電量構成

- 再エネ比率2割(21%)、3割(30%)で日本の電源構成を分析。
 - 再エネ比率2割(変動電源比率約8%)：再エネ導入量 9200万kW(うち、PV(住宅)3400万kW、PV(メガソーラー)2000万kW、風力1000万kW)
 - 再エネ比率3割(変動電源比率約15%)：再エネ導入量 1.3億kW(うち、PV(住宅)4000万kW、PV(メガソーラー)2300万kW、風力3500万kW)
- 原子力は原子炉等規制法(運転期間40年)の下での2030年の設備量を想定。天然ガス複合火力、バッテリーは新增設可能、それ以外は現状値。
- 再エネ比率拡大で出力抑制実施の可能性。再エネ比率3割では、2割近くの風力発電出力が抑制される。
- 火力等の調整電源の設備利用率は、再エネ比率増加に伴い低下。

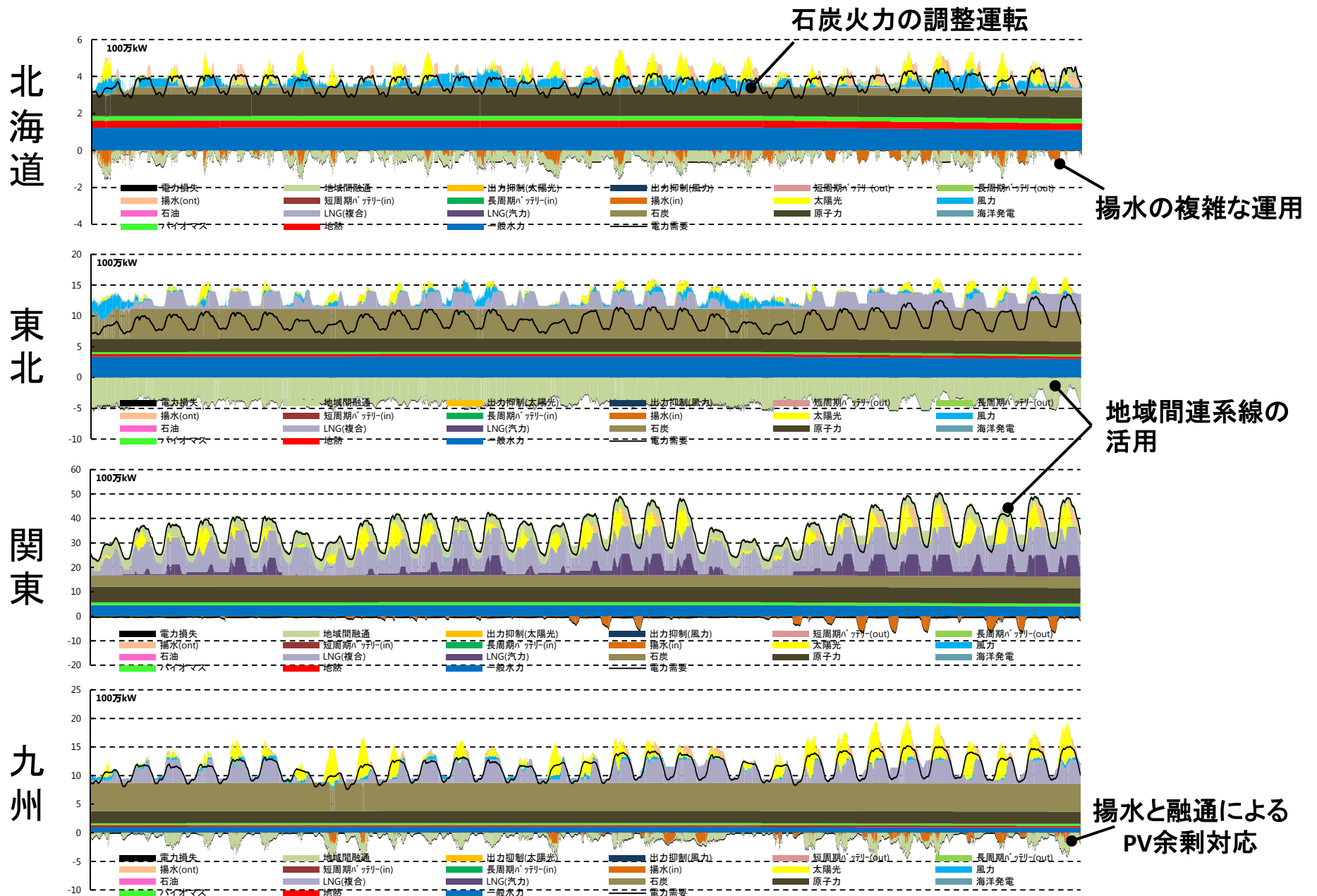


年間発電量構成(地域別)

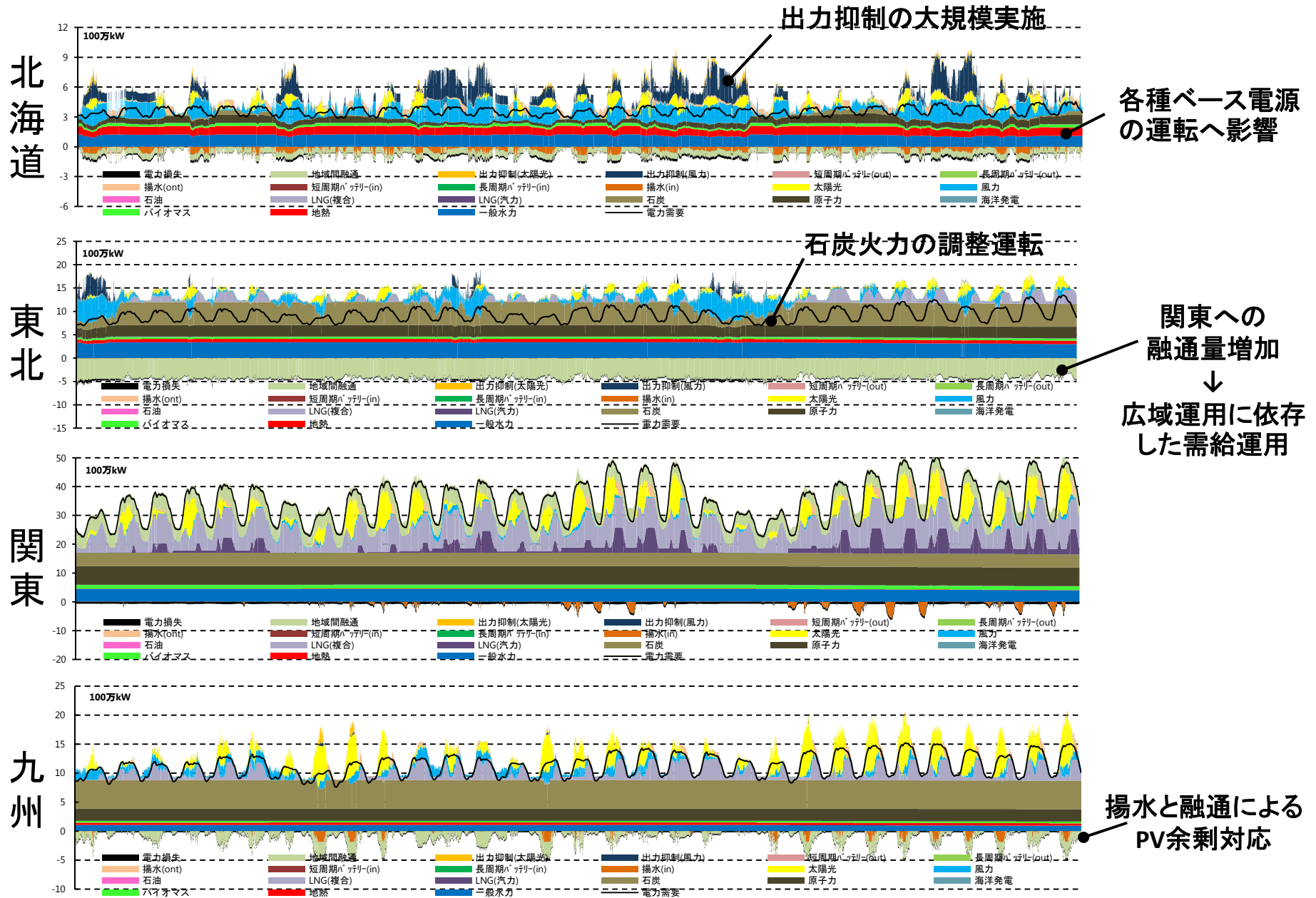
- 北海道、東北地域の風力発電出力が、系統制約により抑制される(再エネ比率3割ケース)。



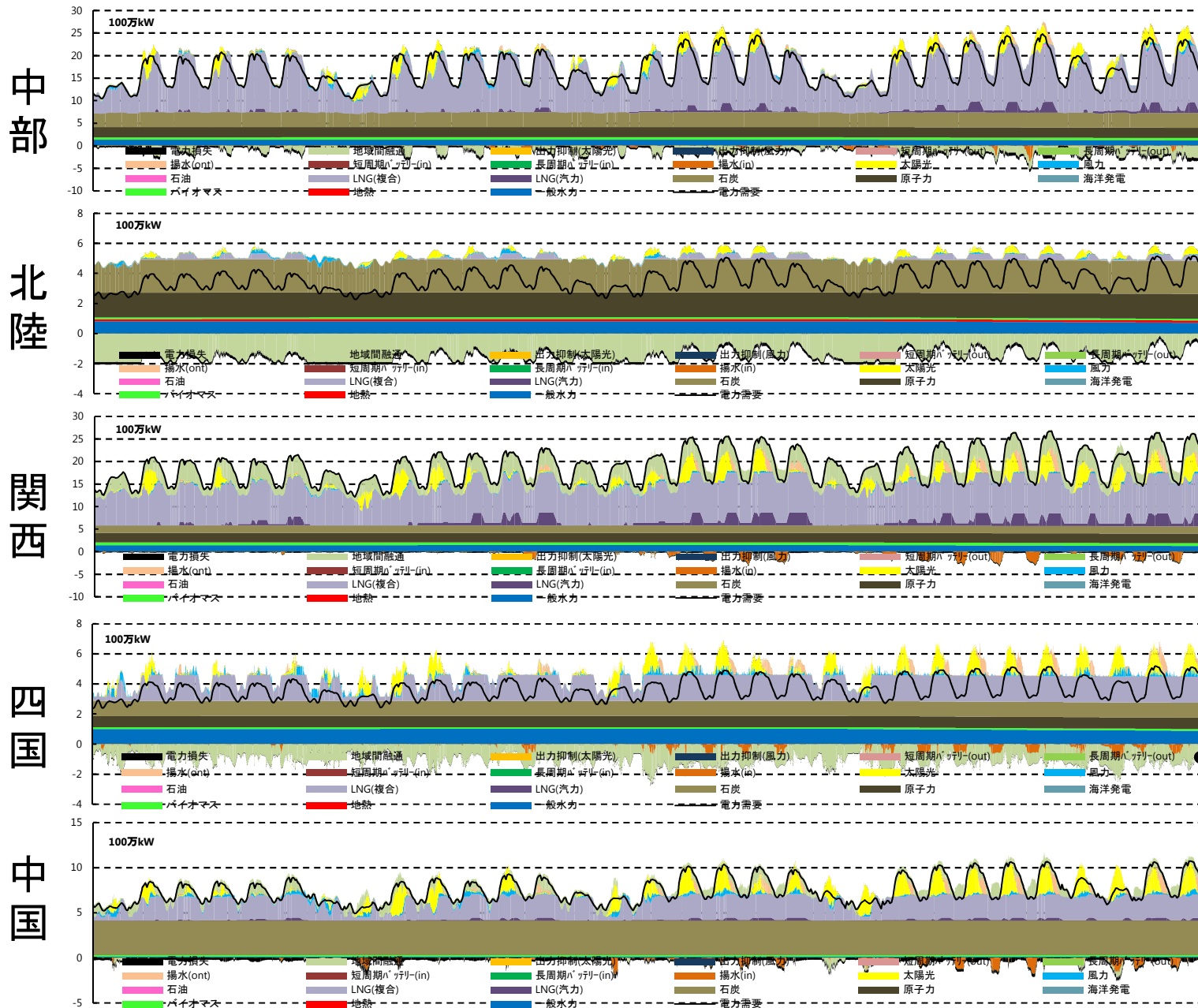
電力需給運用(再エネ比率2割、7月)



電力需給運用(再エネ比率3割、7月)



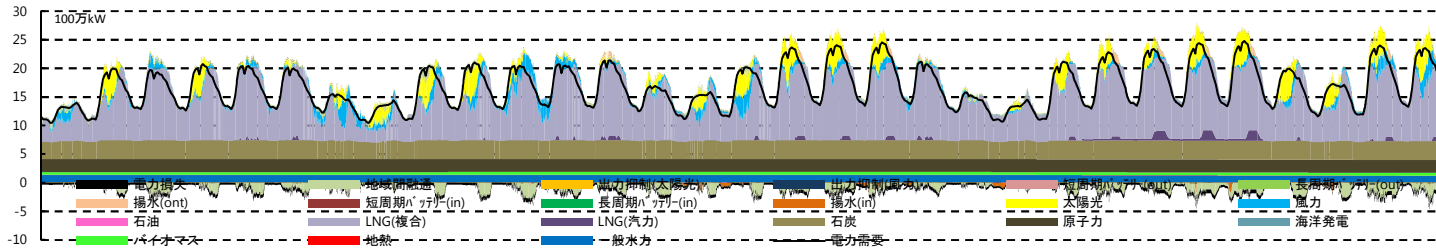
参考：電力需給運用(再エネ比率2割、7月)



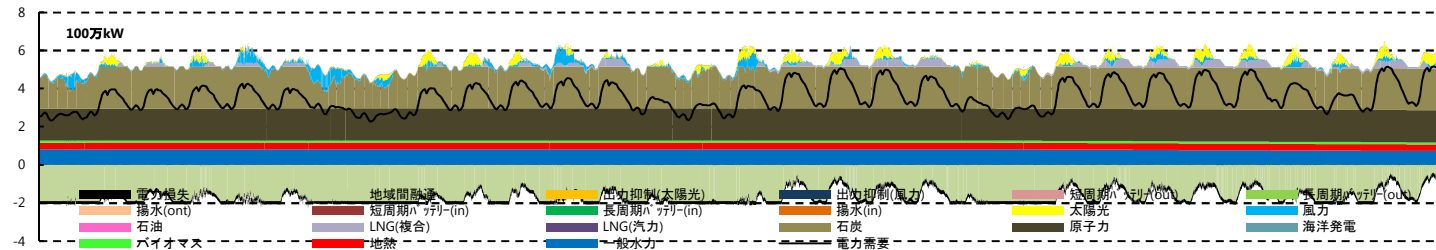
融通による
PV余剰対応

参考：電力需給運用(再エネ比率3割、7月)

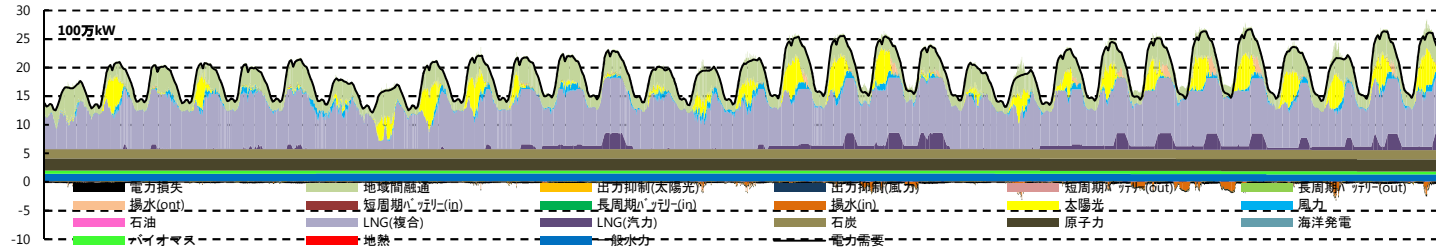
中部



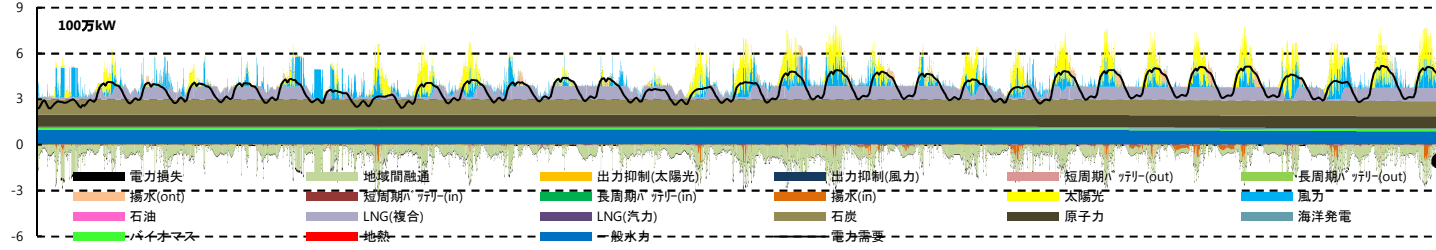
北陸



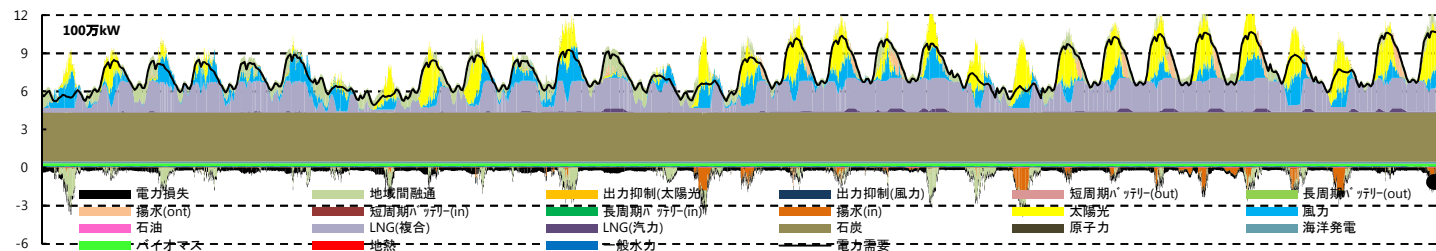
関西



四国



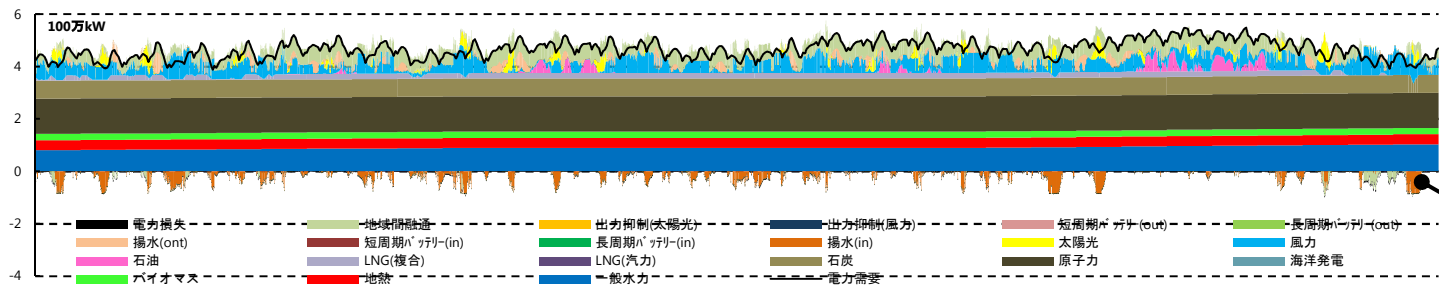
中国



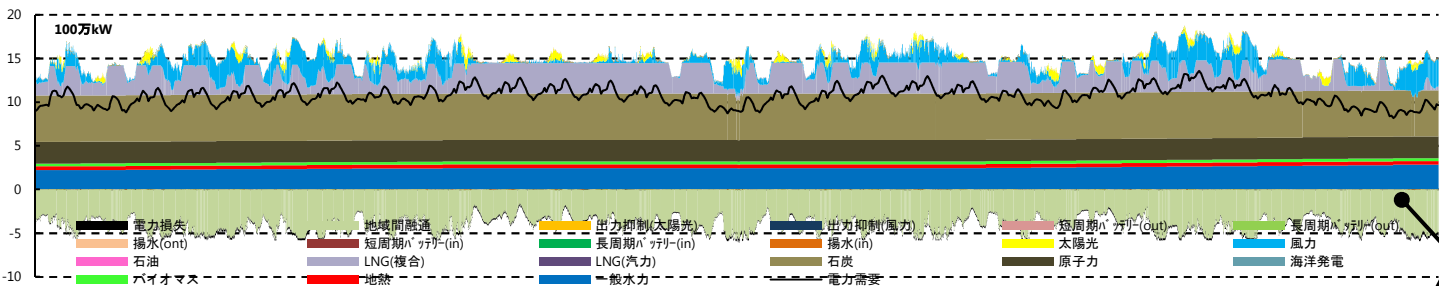
揚水や融通
による
PV余剰対応

電力需給運用(再エネ比率2割、12月)

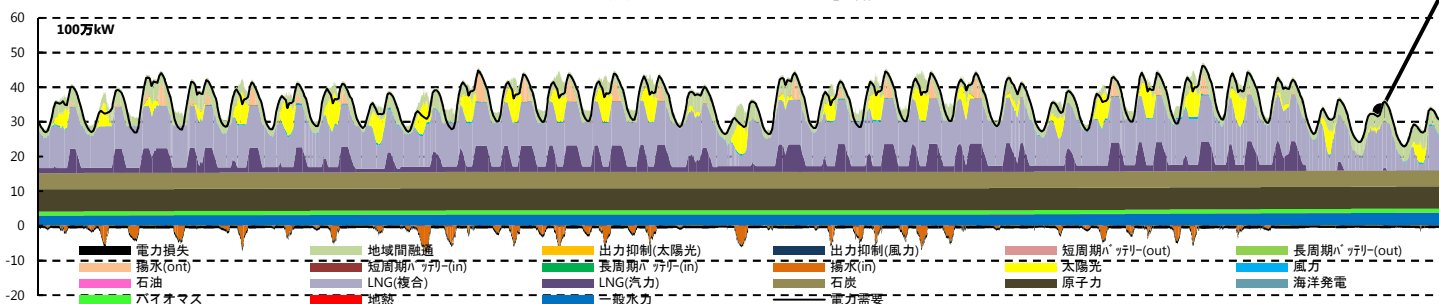
北海道



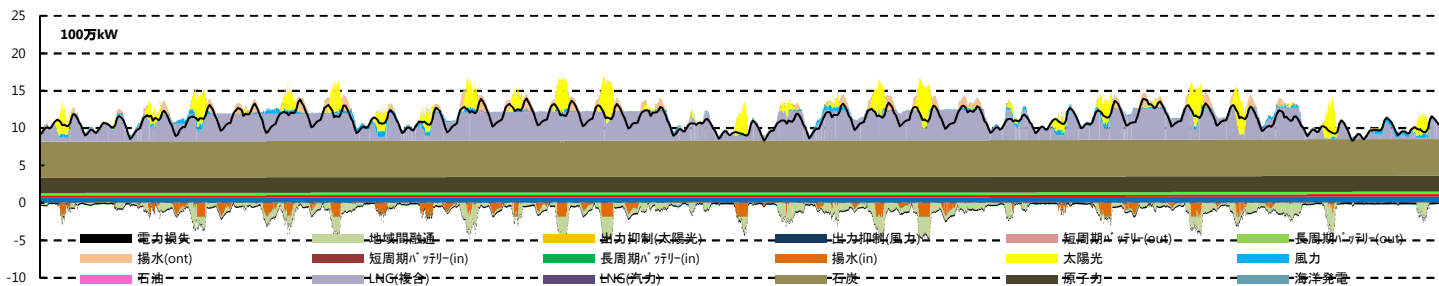
東北



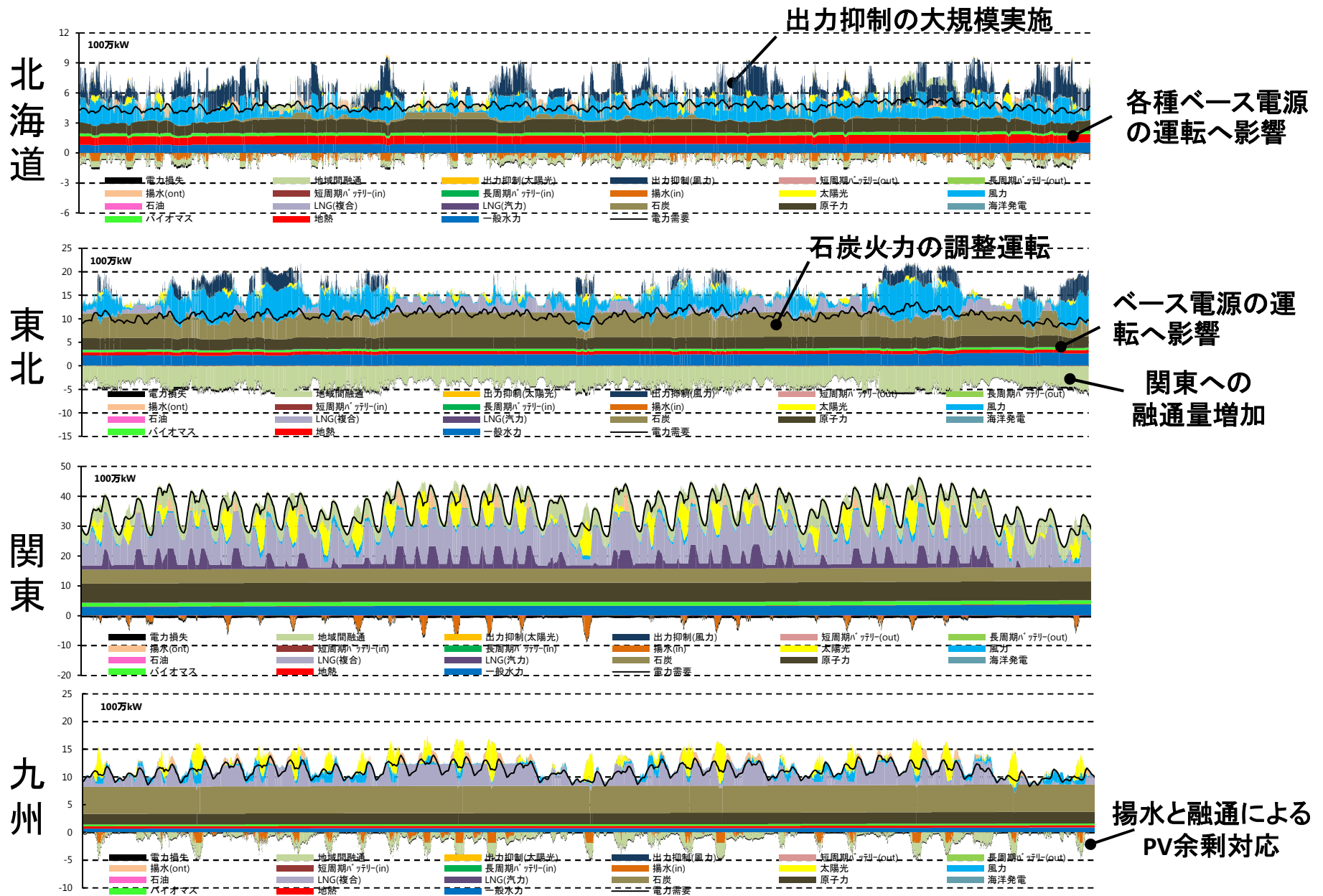
関東



九州



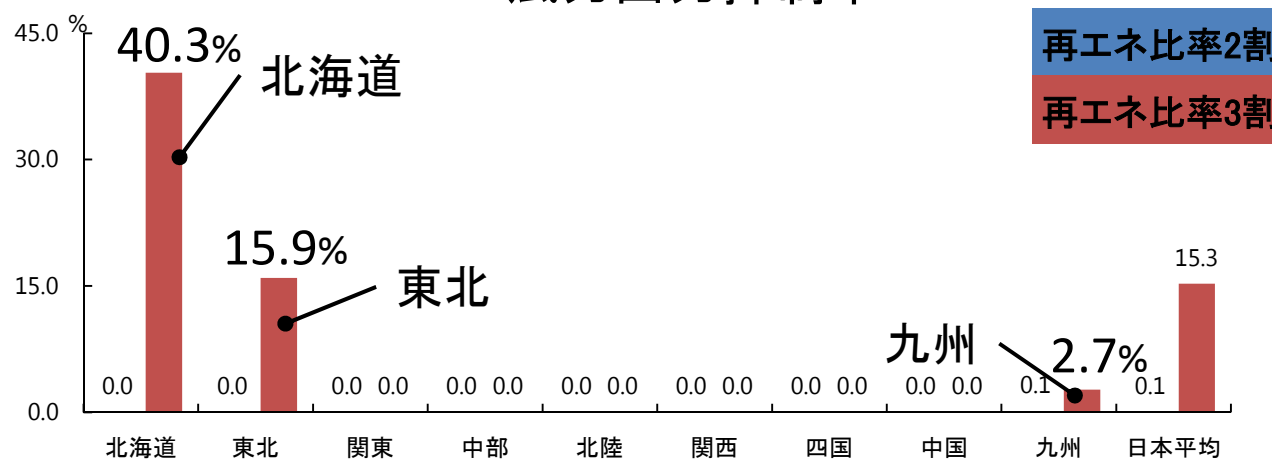
電力需給運用(再エネ比率3割、12月)



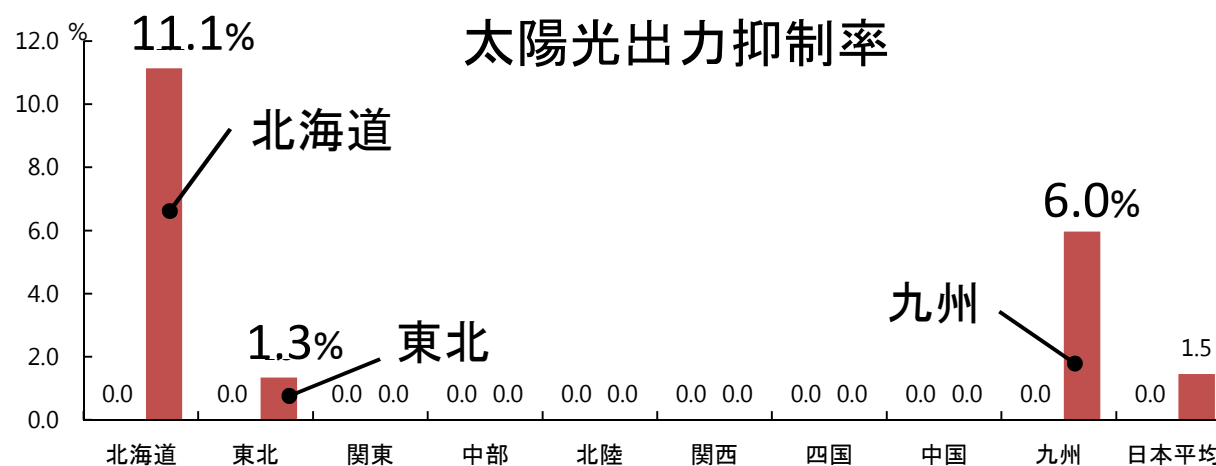
出力抑制率 (風力、太陽光)

再エネ大量導入の場合(再エネ比率3割)、北海道・東北・九州で大規模な出力抑制対策が必要。

風力出力抑制率

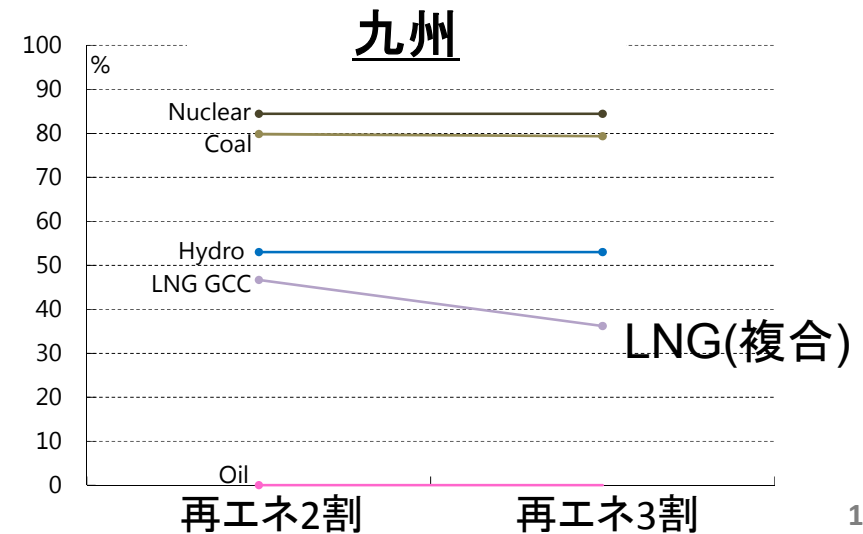
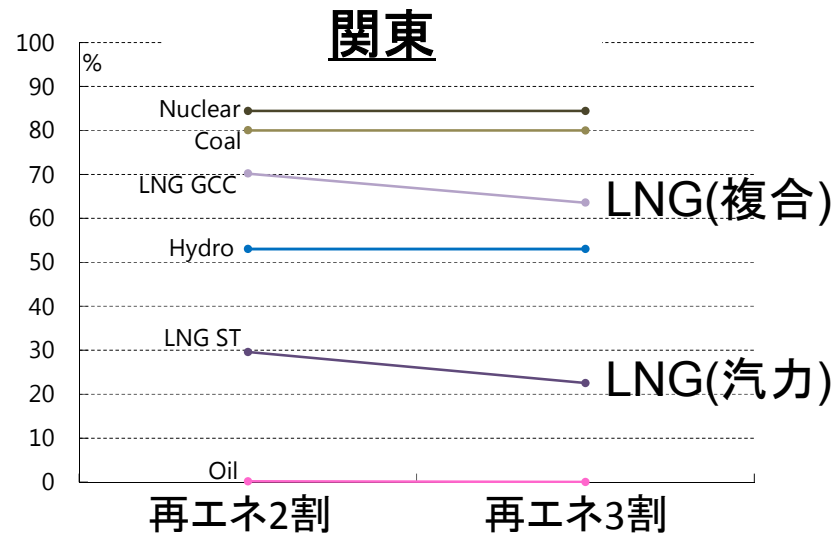
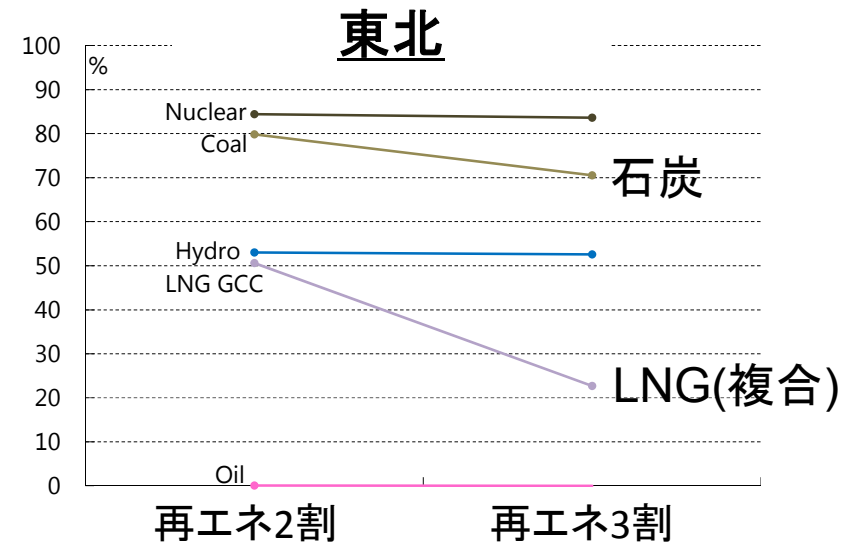
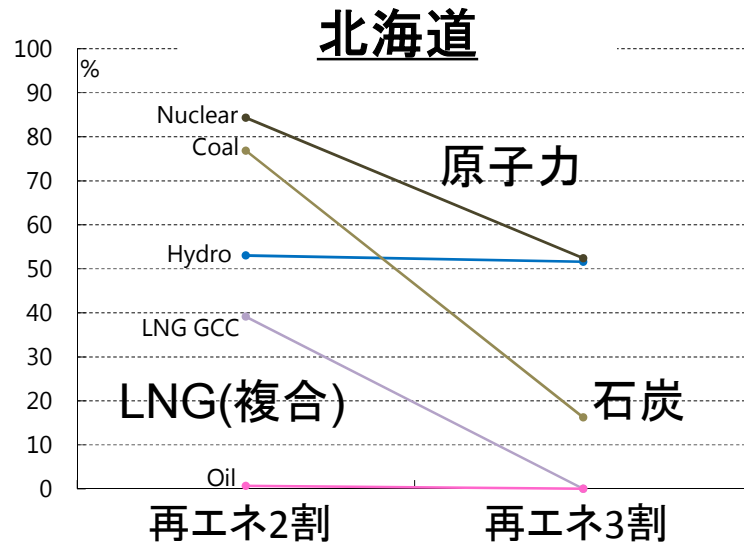


太陽光出力抑制率

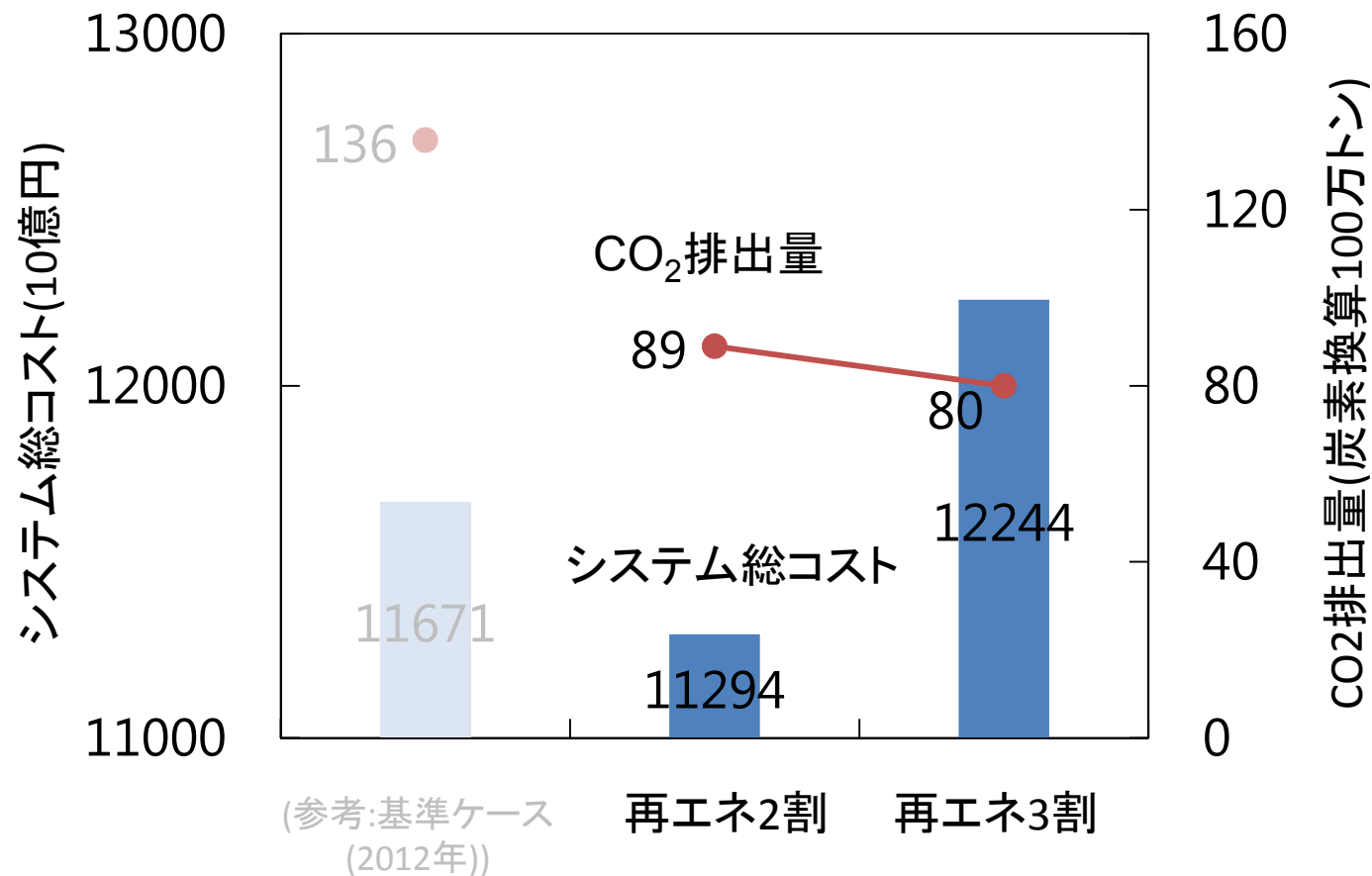


電源の設備利用率

- 再エネ電源比率拡大に伴い、調整電源(火力)の設備利用率が低下
- 北海道・東北では、ベースロード電源(石炭火力、原子力)の設備利用率にも影響



システム総コスト、二酸化炭素排出量



電力流通設備増強の検討(東日本系統)

■ 再エネ比率3割ケースにおいて分析

| | パターンA | パターンB | パターンC | パターンD |
|---------|--------|--------|---------|---------|
| 北海道・東北間 | +30万kW | +30万kW | +180万kW | +180万kW |
| 東北・関東間 | - | 2ルート化 | - | 2ルート化 |
| 東北基幹系統 | - | 新設 | - | 新設 |

経済産業省『地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会』より

北本連系線

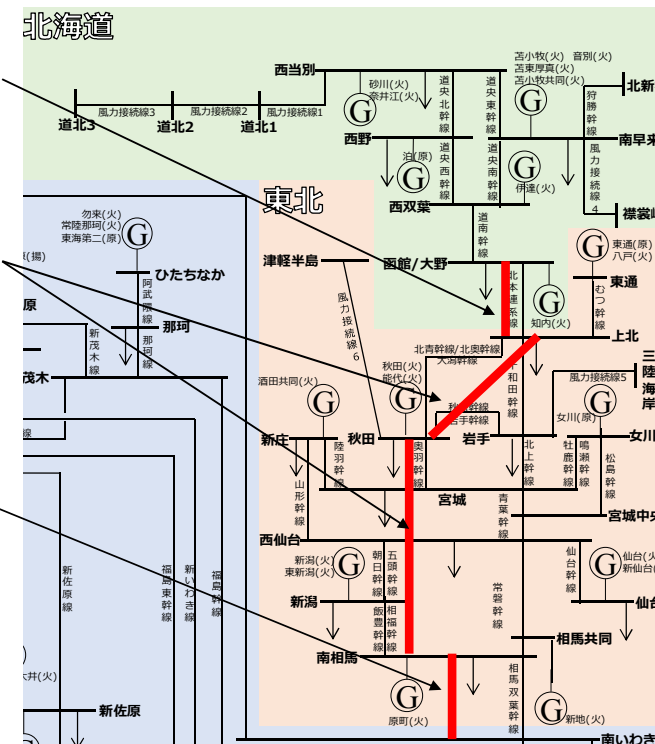
従来 : 60万kW
強化後 : 90万kWまたは240万kW

東北基幹系統 : 日本海ルートを新設

従来 : 上北⇄秋田200万kW
強化後 : 上北⇄秋田800万kW
秋田⇄南相馬230万kW

相馬双葉幹線 : 第二連系線を新設

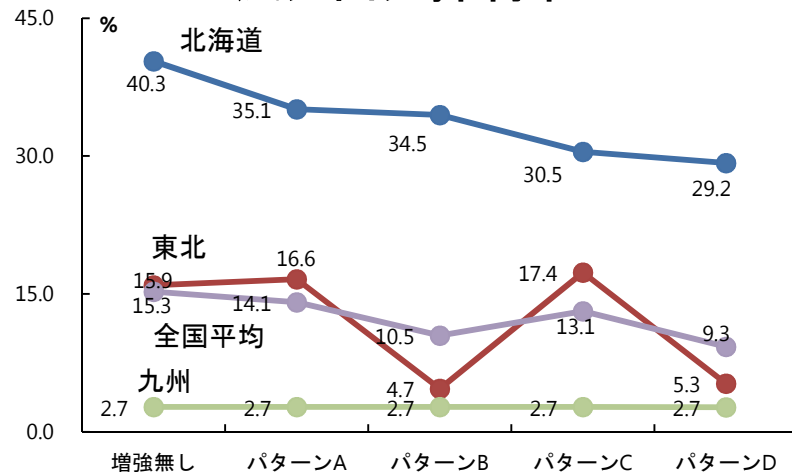
従来 : 東北→東京500万kW
東京→東北150万kW
強化後 : 東北→東京1,000万kW
東京→東北300万kW



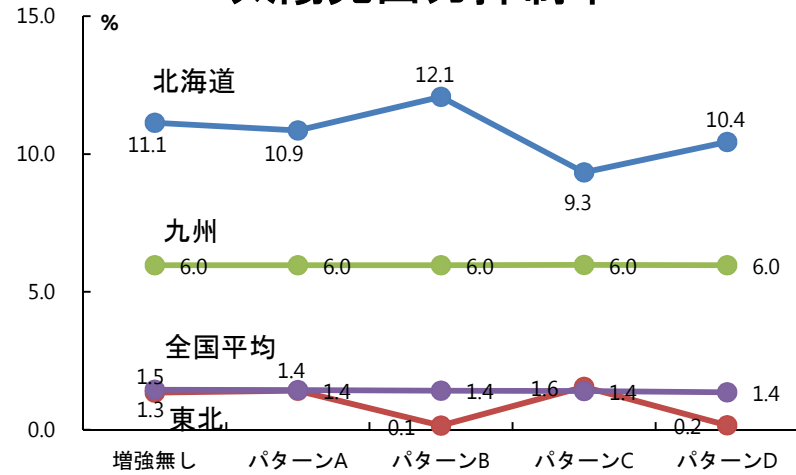
出力抑制率・設備利用率

電力系統増強は、北海道・東北の再エネ出力抑制率の低下、調整電源の設備利用率向上に貢献

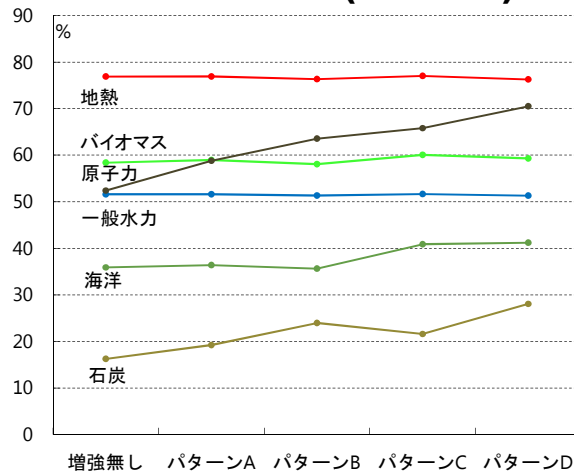
風力出力抑制率



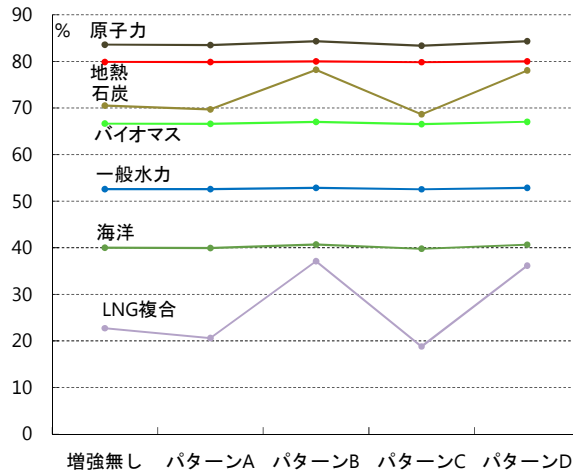
太陽光出力抑制率



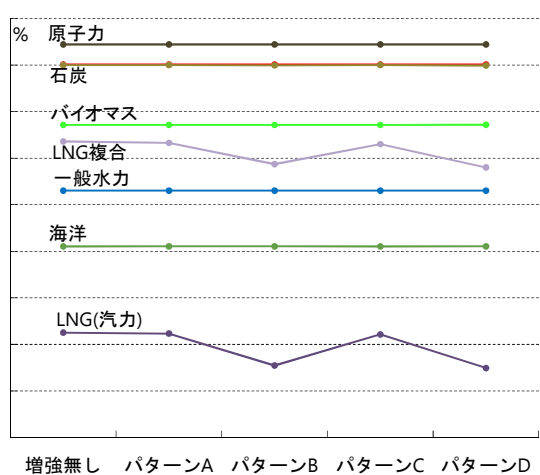
設備利用率(北海道)



(東北)



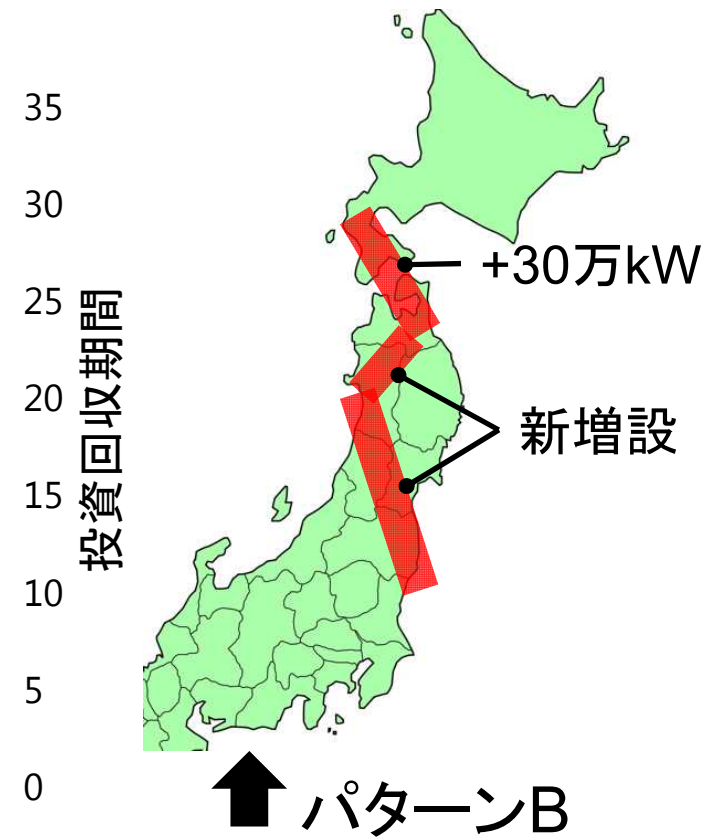
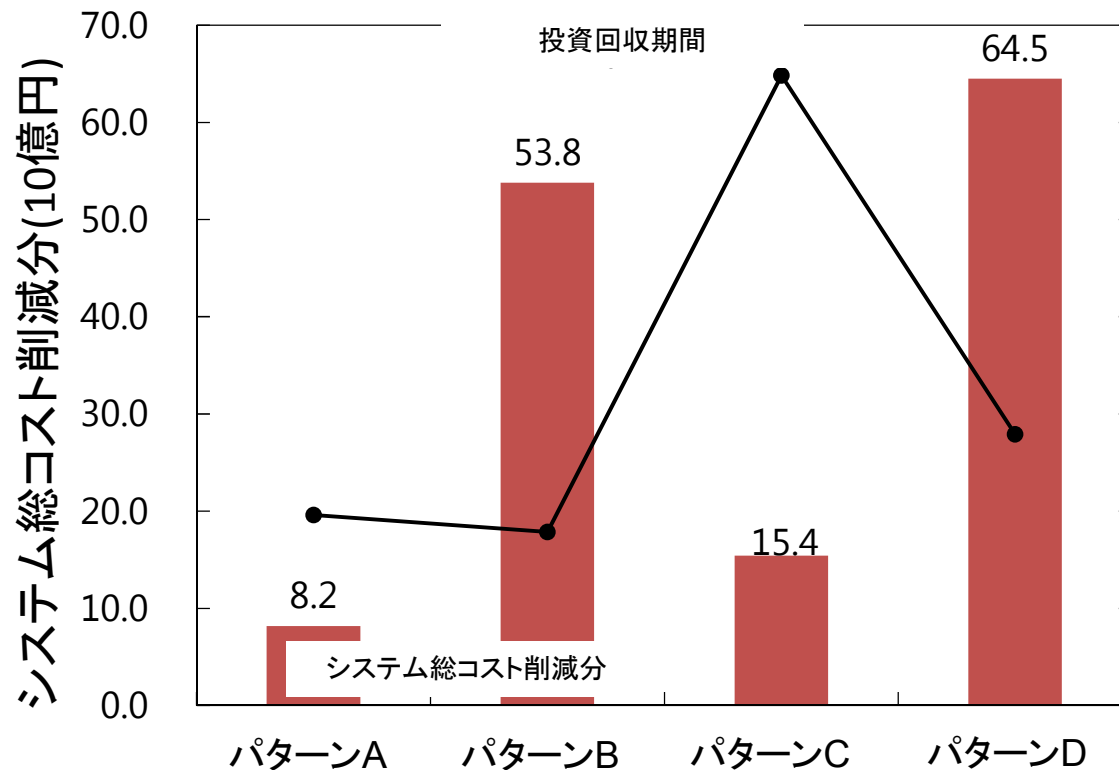
(関東)



電力系統増強の費用対効果

- パターンB(北本連系、日本海ルート、相馬双葉幹線増強)が最も費用対効果が高い
- 北海道・東北間単体の増強は効果が限定的。

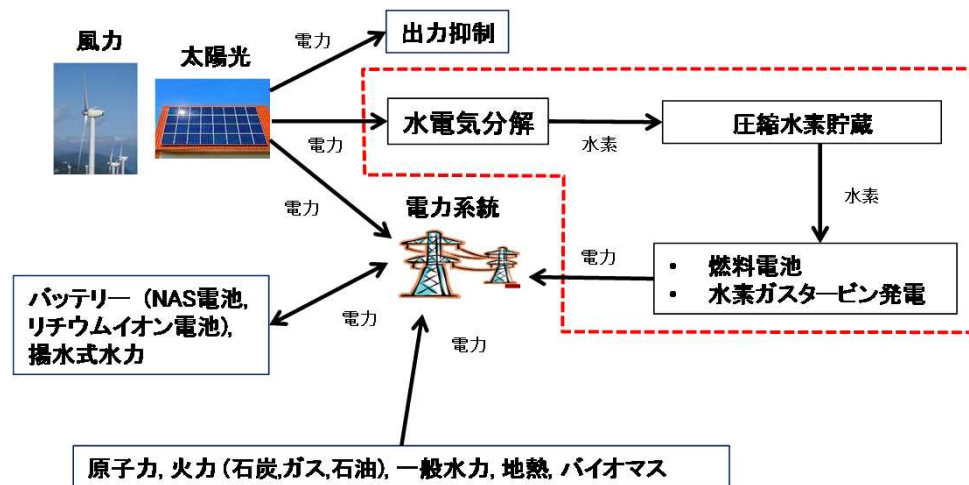
システム総コスト削減分、投資回収期間



再エネ余剰電力の水素貯蔵に関する分析

- 再エネ余剰電力の水素貯蔵を考慮した電力供給システムを分析(東北、北海道)
- 風力、太陽光の余剰電力による水電気分解で水素を製造、圧縮貯蔵タンク等で一旦貯蔵。需給状況に応じて貯蔵水素を燃料電池や水素タービンで電力に変換し、系統に電力を供給。
- 圧縮水素貯蔵は貯蔵損失が低く(長期貯蔵可能)、高質量密度、常温貯蔵可能。大規模、長期間、一挙に大量貯蔵する場合に適した技術。ただし、変換損失が大(水電気分解と水素発電での変換損失)
- 分析の結果、再エネ水素貯蔵はコスト低減、CO2制約により導入が拡大。風力の余剰電力発生時間はわずかであり、経済合理性確保にはコスト低減が必須の課題。

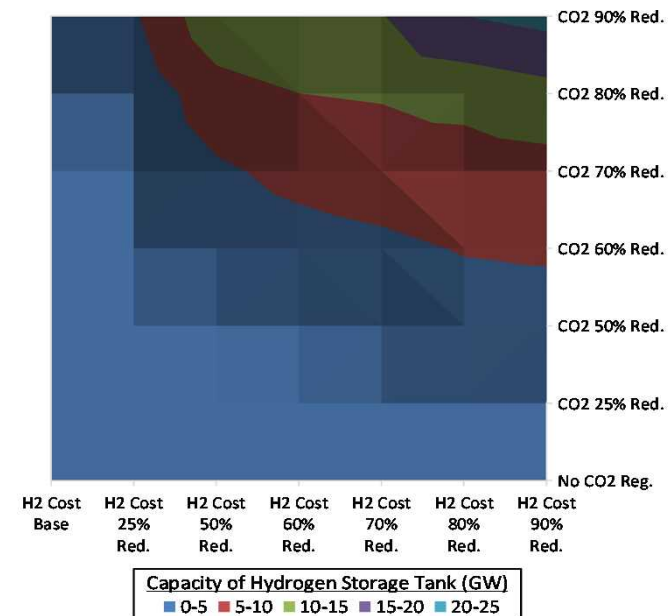
再エネ水素を考慮した電力システム



(出所)

- Komiyama, R. and Fujii, Y., *Energy*, Volume 81, 1 March 2015, Pages 537–555 (2015)
- 小宮山, 大槻, 藤井, 電気学会論文誌B, Vol.134, No.10, pp.885-895 (2014)

再エネ電力水素貯蔵の導入量(東北)*
(縦軸: CO2制約, 横軸: 水素貯蔵システムコスト)

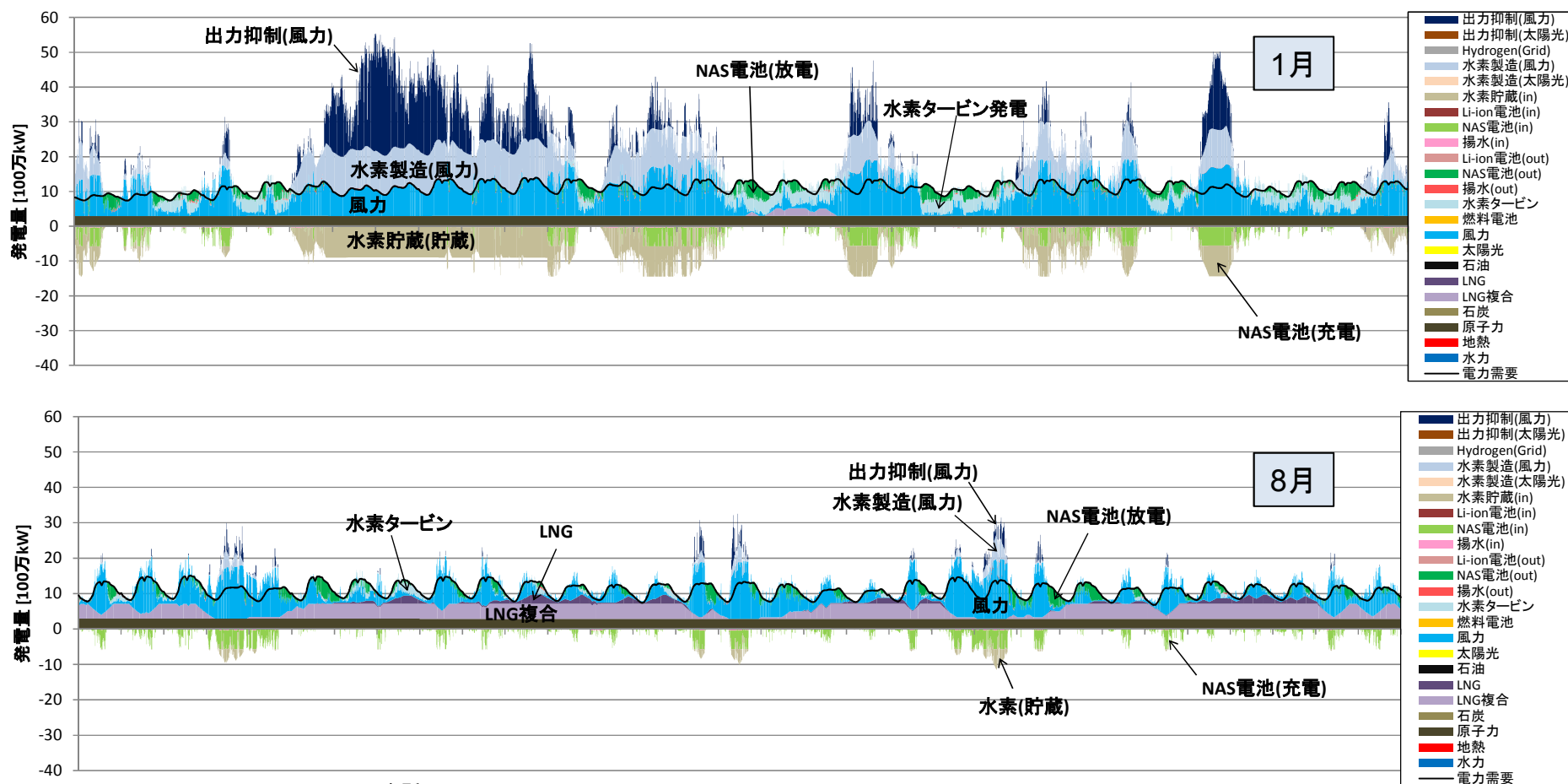


*風力、太陽光の出力抑制を可能とした場合

風力大量導入下での電力需給運用(東北地方)*

*CO2制約(90%削減)

- 風力出力の大きい1月は風力余剰電力が大量に発生し、大部分が水素製造に利用、貯蔵される。需給状況に応じ、圧縮水素貯蔵タンクより水素が放出され、水素タービン発電により電力供給が行われる。
- 一方、風力出力が低下する8月は余剰電力はそれほど発生せず、水素貯蔵もほとんど行われず、代わりに天然ガス複合発電が出力を増加し電力供給を行う。



(出所)

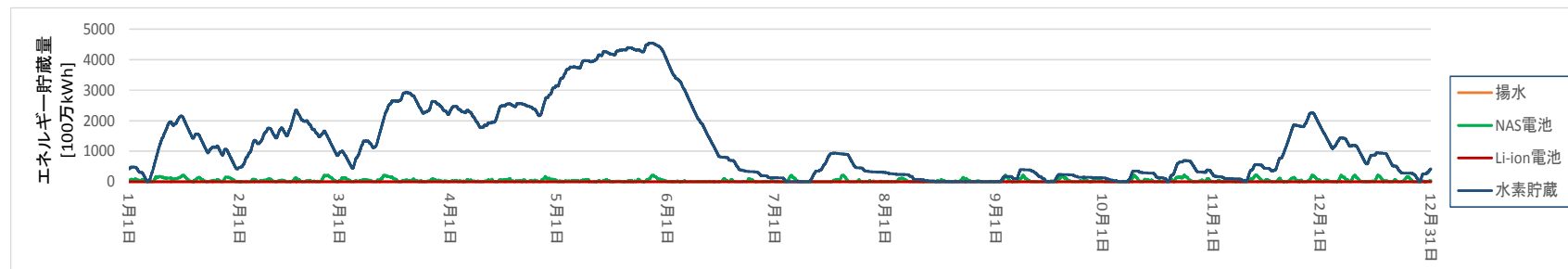
- Komiyama,R. and Fujii,Y., *Energy*, Volume 81, 1 March 2015, Pages 537–555 (2015)
- 小宮山, 大槻, 藤井, 電気学会論文誌B, Vol.134, No.10, pp.885-895 (2014)

水素貯蔵量の年間推移(東北)*

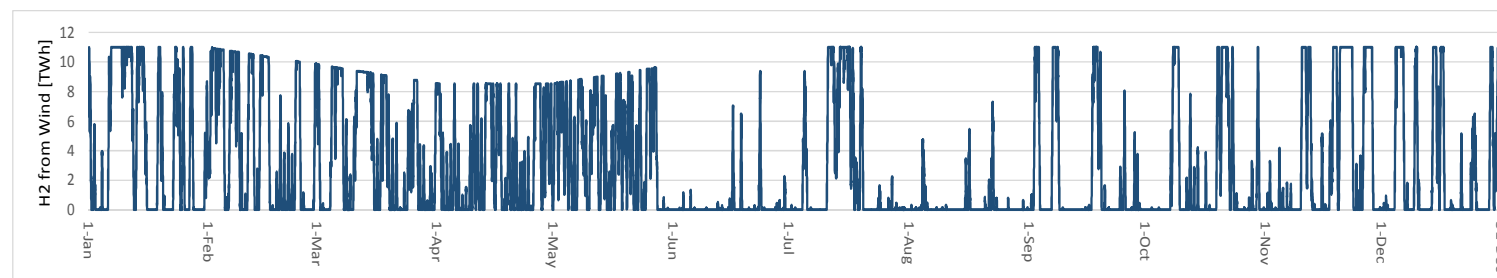
*CO2制約(90%削減)

- 圧縮貯蔵タンクによる水素貯蔵は貯蔵損失が少ないため、大量の風力余剰電力は長期間(月単位、週単位)にわたり水素貯蔵される。バッテリーによる電力の長期貯蔵は貯蔵損失が大きいため、水素が経済合理性を持つ場合も考えられる。
- 風力発電量が大量に発生する期間(冬～初夏)に、風力余剰電力により水素が大量に製造、貯蔵される。

年間水素貯蔵量



年間水素製造量(風力発電による)



(出所)

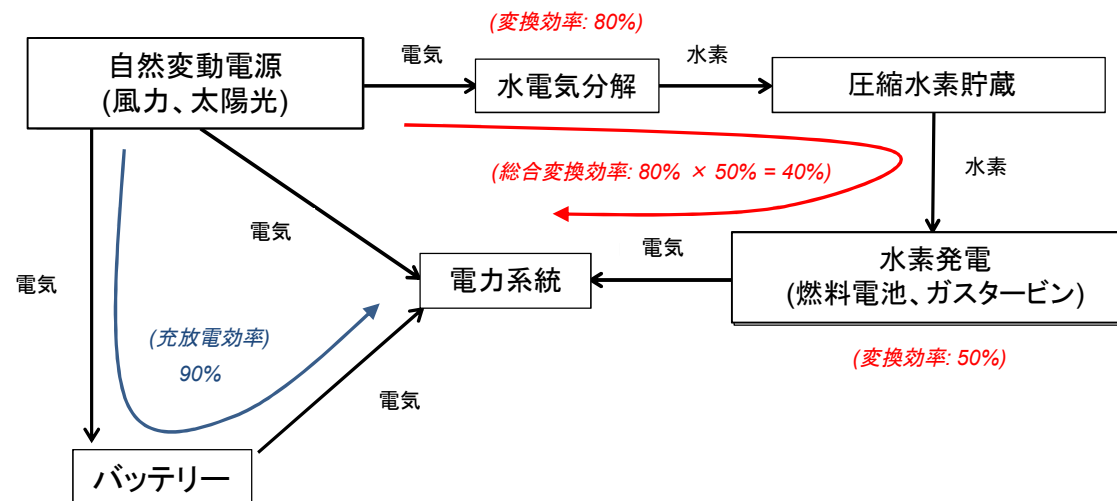
- Komiyama,R. and Fujii,Y., *Energy*, Volume 81, 1 March 2015, Pages 537–555 (2015)
- 小宮山, 大槻, 藤井, 電気学会論文誌B, Vol.134, No.10, pp.885-895 (2014)

自然変動電源による水素製造、貯蔵

水素

高効率な燃料電池が利用可能、貯蔵ロスが小さい、多様なエネルギー源から製造可能、再エネ水素の新市場への期待(燃料電池自動車等)、電力輸送の代替(送電制約緩和)

- 水素電力貯蔵システムはバッテリーよりもエネルギー変換効率が低く*、主な電力貯蔵用途(頻繁な充放電等)でのバッテリーの直接的な代替は経済的に困難
 - * 液体貯蔵(有機水素化物系)では、さらに水素から有機水素化物への変換損失が発生(効率約80%)
- 水素は貯蔵ロスが小さく、長期貯蔵には適する(例えば、風況が良好な季節や休日に水素貯蔵し、風況が悪くなる季節や平日に利用)
- ただし自然変動電源の余剰電力発生時間はそれほど長くはないと想定され、(政策支援や環境規制などが無い場合、)再エネ水素の費用対効果は慎重に判断する必要がある



おわりに

■ 再エネ電源大量導入に向けた課題：

揚水の活用(昼間充電)、調整電源の稼働率低下、ベース電源(石炭火力、原子力)の運転への影響(北海道、東北)、風力や太陽光の大規模な出力抑制の実施(北海道、東北、九州)、東日本での送電容量の不足(広域運用が必須の課題)

■ 将来の再エネ大量導入を見据え、発電、電力貯蔵、電力流通設備の増強など、電力システムの柔軟な運用の実現に向けた対策強化が急務。

■ 再エネ電力の水素貯蔵は、外部環境の変化や技術進歩が無ければ、自律的な導入拡大は困難。コスト低下、一定の環境規制下で、バッテリーとの競合もあるが、対策の一つとなる可能性もある。

おわりに

■ 電力システム改革

電力システム改革(小売・卸市場の全面自由化、送配電部門の中立化、広域運用拡大)の下での再エネ拡大の実現

■ 系統計画

再エネ導入拡大など広域的課題に対し、効率的な系統増強計画(便益の受益者の特定、投資コストの広域的負担等)や、エネルギー・環境政策との連携が重要に

■ 再エネ導入量(特に自然変動電源)の一層の拡大

本質的には同時同量実現に要するコスト負担が課題。バッテリー価格低下など技術進歩で更なる導入拡大の可能性。

■ 供給力確保

自然変動電源拡大による火力の稼働率低下、採算性の悪化に対する容量メカニズムの整備、系統運用の高度化等