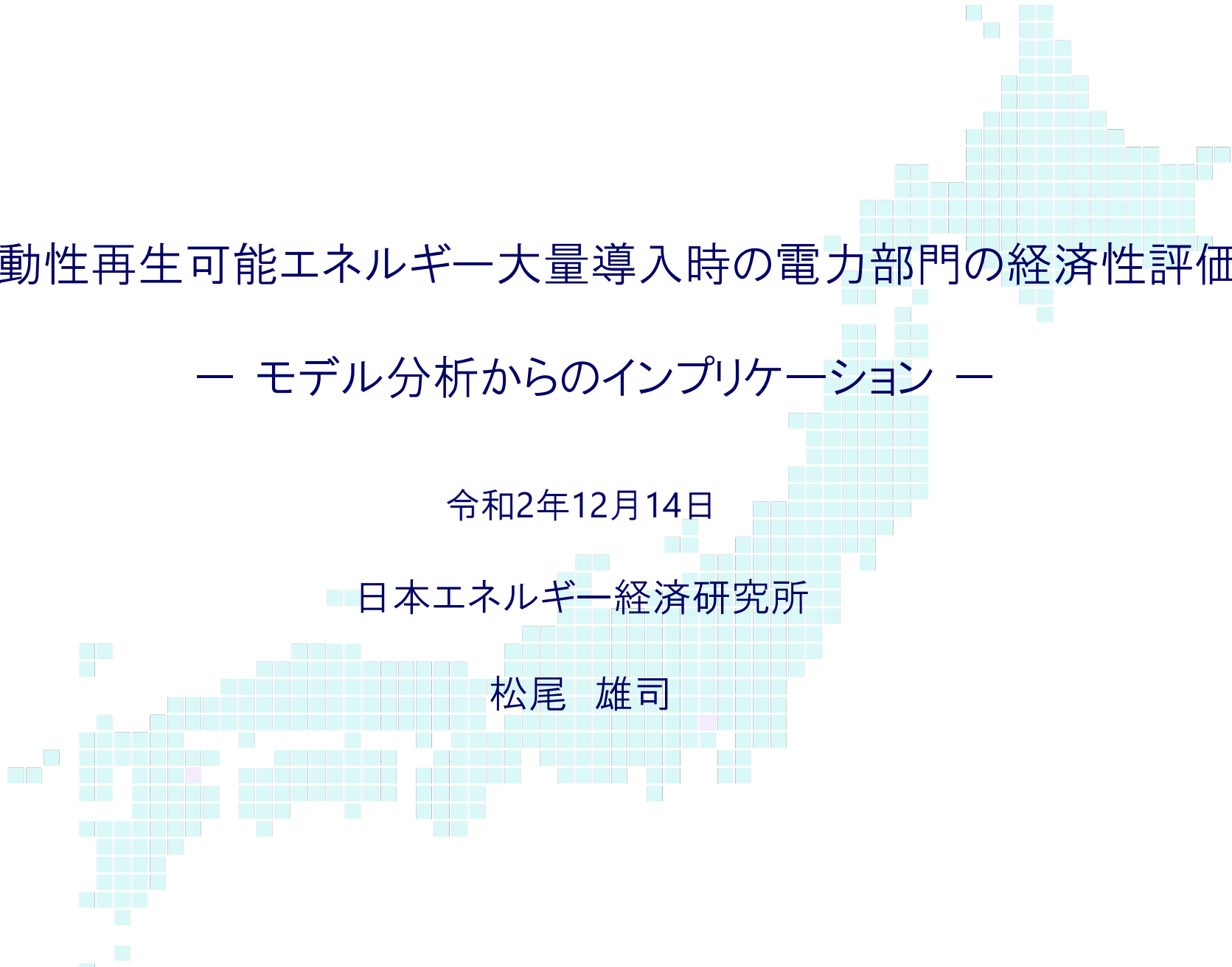




変動性再生可能エネルギー大量導入時の電力部門の経済性評価

ー モデル分析からのインプリケーション ー

令和2年12月14日

■ 日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

① 変動性再生可能エネルギー (Variable Renewable Energy: VRE) 大量導入時の「統合費用」の概念

② モデル分析による経済性評価結果とインプリケーション

- ・ VRE大量導入時の電力単価
- ・ 「無風期間」と「共食い効果」
- ・ 電源別限界費用の評価

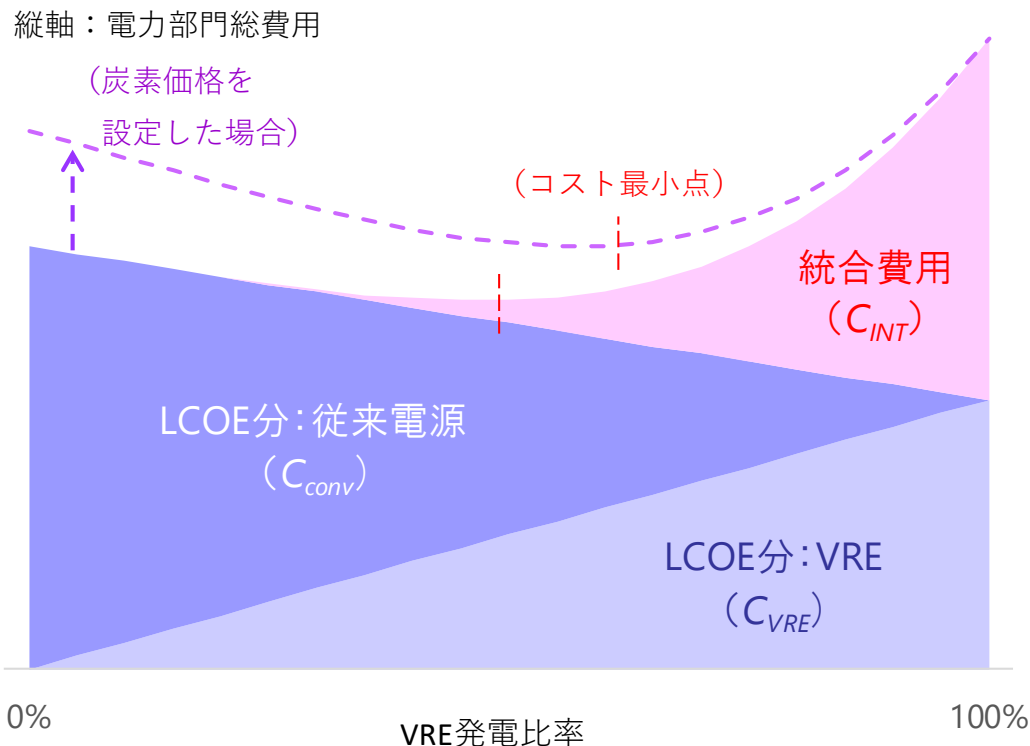
本発表の内容は再エネ導入拡大に向けた課題のうち、特に①出力変動への対応(調整力の確保)、②送電容量の確保、⑤コストの受容性 に関する検討に資するものと考えます。

※ 本発表は以下の研究論文等の内容に基づいています。

- (1) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, (2018). *Energy*, 165(15), 1200-1219.
- (2) Y. Matsuo, S. Endo, Y. Nagatomi, Y. Shibata, R. Komiyama, Y. Fujii, (2020). *Applied Energy*, 267, 113956.
- (3) 松尾雄司, 村上朋子, 荻本和彦, (2019). 『第38回エネルギー・資源学会研究発表会予稿集』, 20-4.
- (4) 松尾雄司, (2020). 『第39回エネルギー・資源学会研究発表会予稿集』, 3-4.

VRE大量導入時の統合費用の概念

変動性再生可能エネルギー(VRE)のコストが低下した場合でも、大量導入するためには「変動性のためのコスト」がかかり、一般的には、ある比率を超えると総システムコストが上昇する。



- 従来電源のLCOEよりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用(従来の発電コスト: 図中 $C_{conv} + C_{VRE}$)のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力抑制や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用が発生する。LCOE分以外の追加費用(何に起因するものであれ、全て含めたもの: 図中 C_{INT} に相当)を、VRE大量導入に係る**統合費用(Integration cost)**と呼ぶ。

統合費用の区分

※ 統合費用は以下のように区分することができる。

1. バランスコスト: Balancing costs

- ・主に短期の予測誤差に伴って追加的に生じる運用上のコスト。

2. グリッド増強コスト: Grid-related costs

- ・発電設備と電力需要の空間的な乖離に伴って生じるコスト。
- ・発電設備から系統までの接続線と、グリッド自体の増強の2種類が必要となる。
(前者は発電単価(LCOE)の中に含まれることもあり、ダブルカウントしないよう注意が必要)

3. プロファイルコスト: Profile costs

- ・発電設備と電力需要の時間的な乖離に伴って生じるコスト。以下の項目に細分される。

3-1. 適合コスト(バックアップコスト): Adequacy costs / Backup costs

3-2. 出力抑制コスト: Overproduction costs

3-3. 設備利用率低下に係るコスト増加分: Full-load hour reduction

3-4. 計画内の起動・停止回数増加に係るコスト増加分: Flexibility effect

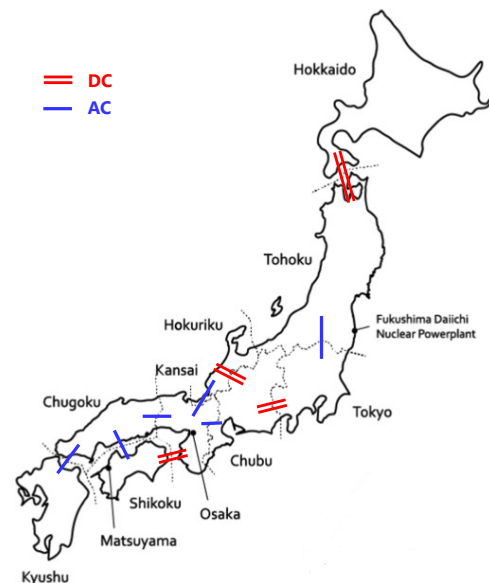
4. その他

- ・非同期発電機の増加(慣性の低下)に伴う費用増など

Ueckerdt F. et al., 2013. System LCOE: What are the costs of variable renewables?, *Energy*, 63, pp.61-75. などより作成

日本の試算例:「ゼロ・エミッション」電源による発電構成の評価

- ・ 日本全体を3～9地域に区分、各地域内の風力・太陽光発電量をAMeDASデータ(2012年)から15分もしくは1時間間隔で推計。
- ・ 需要に見合う電力を供給できるような発電・蓄電・送電設備の導入量及びその運用に対し、全国の総システムコスト(資本費、運転維持費、燃料費等の合計値)を推計。
- ・ 総コストが最小になる(=「最適な」)設備構成及びその運用を線形計画法(Linear programming: LP)により評価。
- ・ 2050年の「ゼロ・エミッション」化を想定し、以下の4種の電源をモデル化。VREの資源量については、暫定的に環境省のポテンシャルを利用。



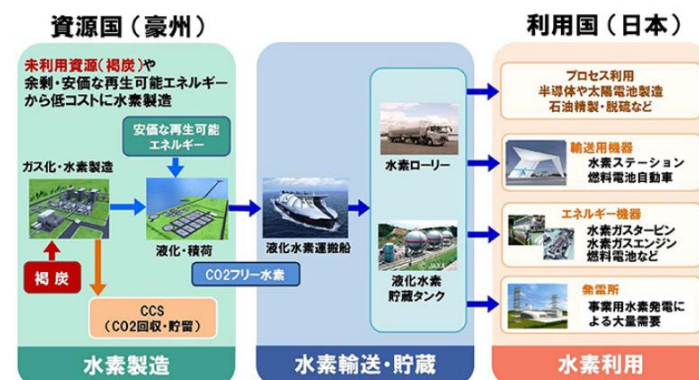
変動性再生可能エネルギー(VRE) 風力(陸上・洋上)、太陽光

再生可能エネルギー(その他) 水力、地熱、バイオマス

原子力 軽水炉。あり(上限25GW)、なし(0GW)を想定。

ゼロ・エミッション火力 CCS付き火力発電

または輸入水素発電



(出所)川崎重工業

(参考)計算条件と最適電源構成比率

陸上風力・太陽光の発電単価(LCOE)

- ・ スライド7～11に示す試算例(9地域モデル)
 - … **9～10円/kWh**程度(過去のトレンドから習熟率により推計した見通し値相当)
- ・ スライド14～15に示す試算例(3地域モデル)
 - … **9～10円/kWh**(ケース6) ～ **0円/kWh**(ケース1)

蓄電池の設備費用

約**1万円/kWh**(米国NRELによる低位見通し値^{a)}に近い想定)

最適電源構成における再生可能エネルギー比率

- ・ スライド7～11に示す試算例(9地域モデル) … **約27%**
- ・ スライド14～15に示す試算例(3地域モデル) … **約54%**(ケース5)

※ 詳細な前提条件については文献(1)～(4)を参照。

また、最適電源構成比率はVREのLCOEの他、電力需要量等の各種前提条件に強く依存することに注意が必要。

a) W. Cole and A.W. Frazier, (2020). "Cost projections for utility-scale battery storage: 2020 update"

太陽光・風力発電のポテンシャル:環境省推計

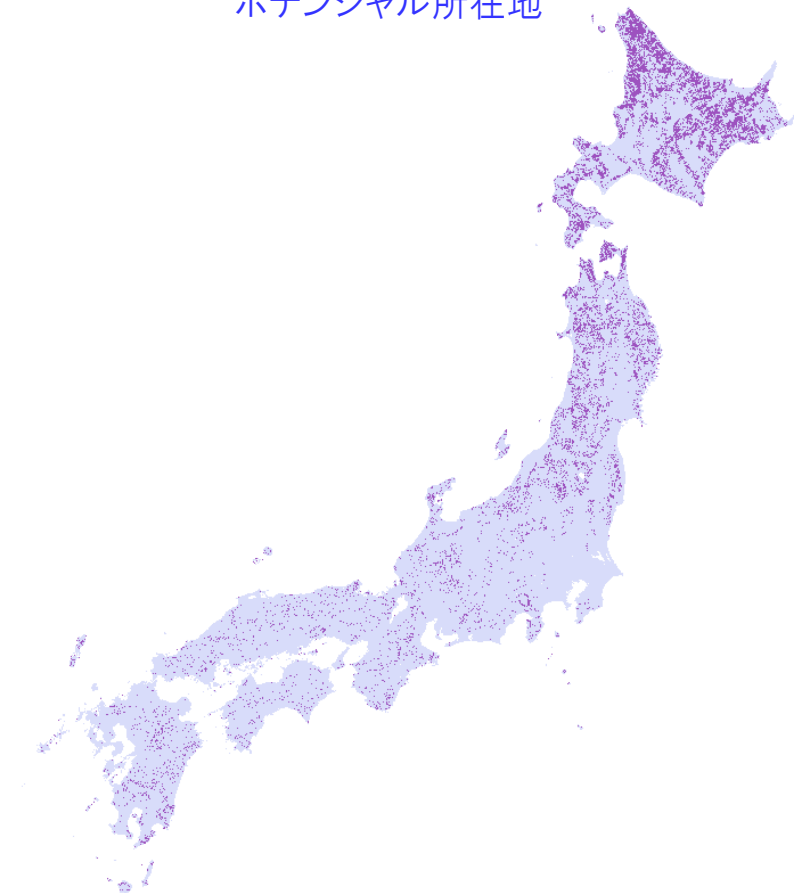
(出所)環境省 再生可能エネルギー導入ポテンシャルマップ・ゾーニング基礎情報

※ 経済合理的に導入可能なポテンシャル

陸上風力発電の
ポテンシャル所在地

単位: GW

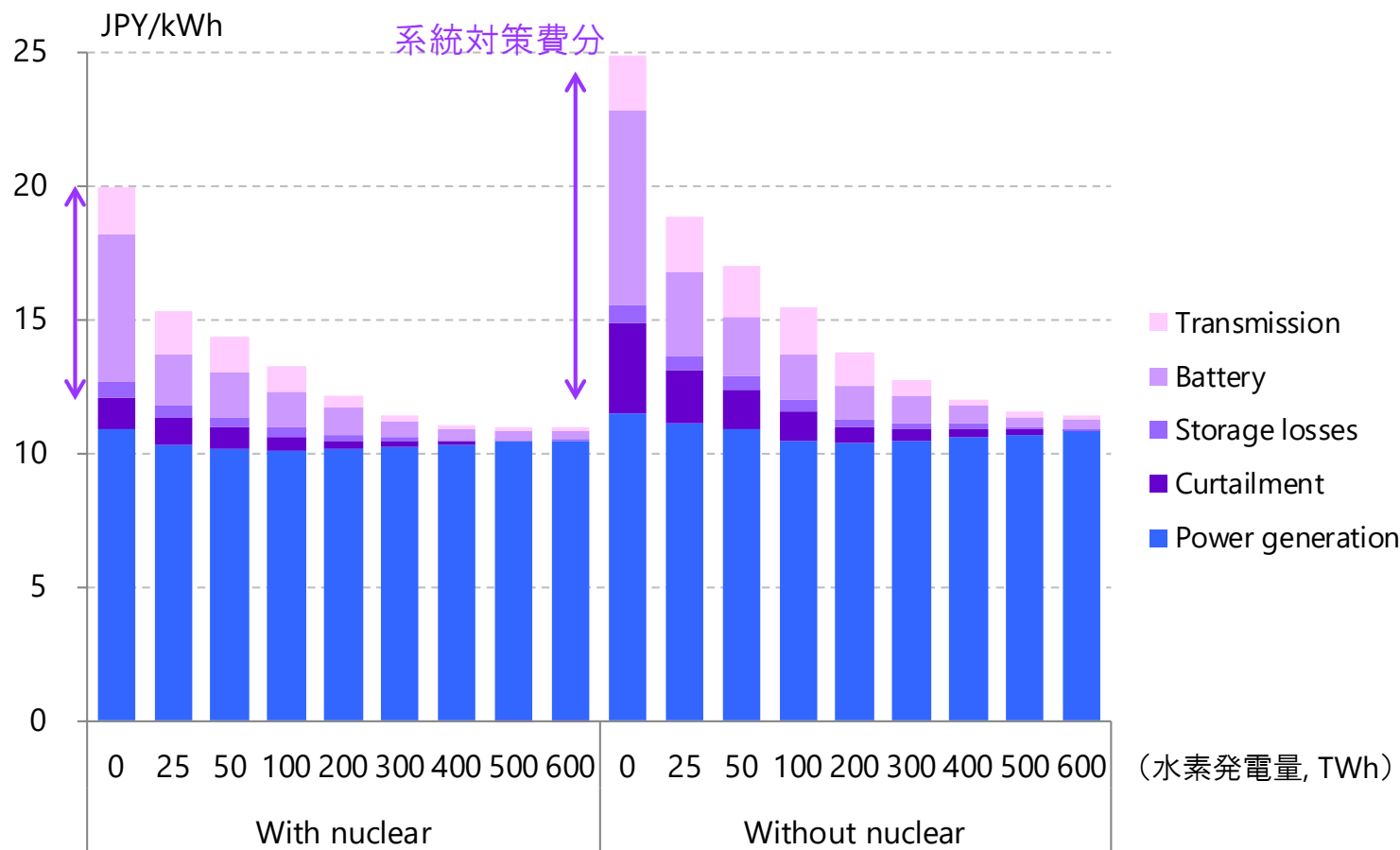
	太陽光	陸上風力	洋上風力
北海道	15	146	177
東北	25	67	34
東京	52	4	39
中部	38	11	23
北陸	9	5	0
関西	26	11	0
中国	24	9	0
四国	13	5	2
九州	37	16	2
合計	239	271	277



- ・ 環境省による評価では、日本国内には太陽光・風力の莫大なポテンシャルが存在。
- ・ 太陽光発電ポテンシャルが比較的多くの地域に存在するのに対し、風力発電ポテンシャルは北海道・東北に偏在。
- ・ 今後は社会的受容性も大きな課題となる。

試算結果：発電単価内訳

ゼロ・エミッション火力(ここでは水素火力と想定)の発電量が小さくなると、蓄電システムや送電線増強、出力制御等のコストが追加的に必要となり、総システムコストが急速に上昇する。



- ・ 系統対策コストは蓄電池分、出力抑制分、地域間連系線分及び蓄電ロスに伴う余剰発電分からなる。
- ・ 水素0 TWhの「原子力なし」ケースでは再エネの発電設備容量が増大し、出力抑制分が非常に大きくなる。

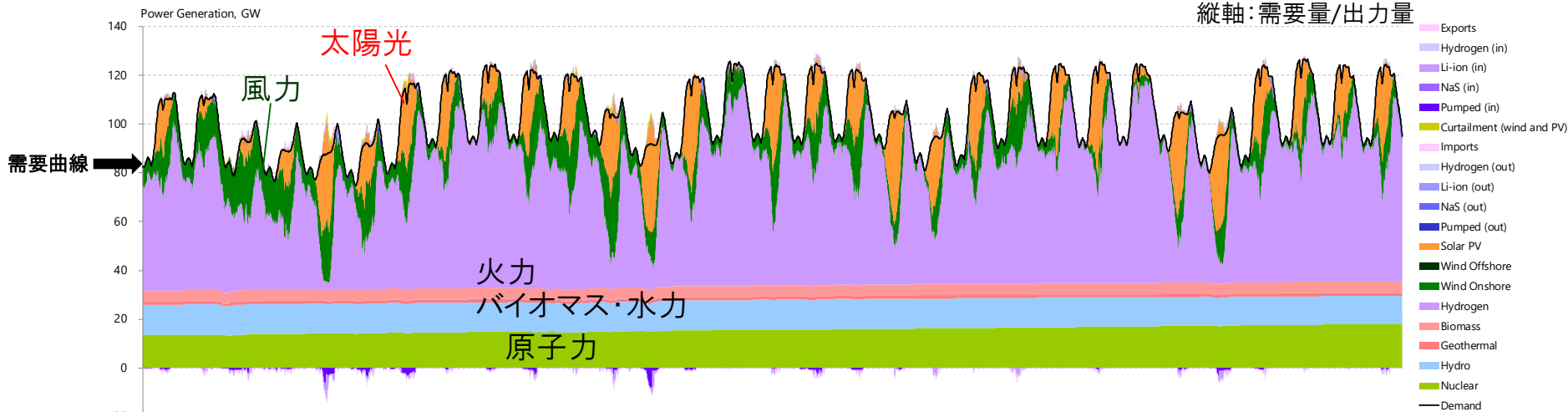
5月の電力需給：全国計

再生可能エネルギーと電力貯蔵のみで需要を供給する場合、需要を大きく超過する発電設備容量を保持する必要が生じ、多大な出力抑制が必要となる。

最適化

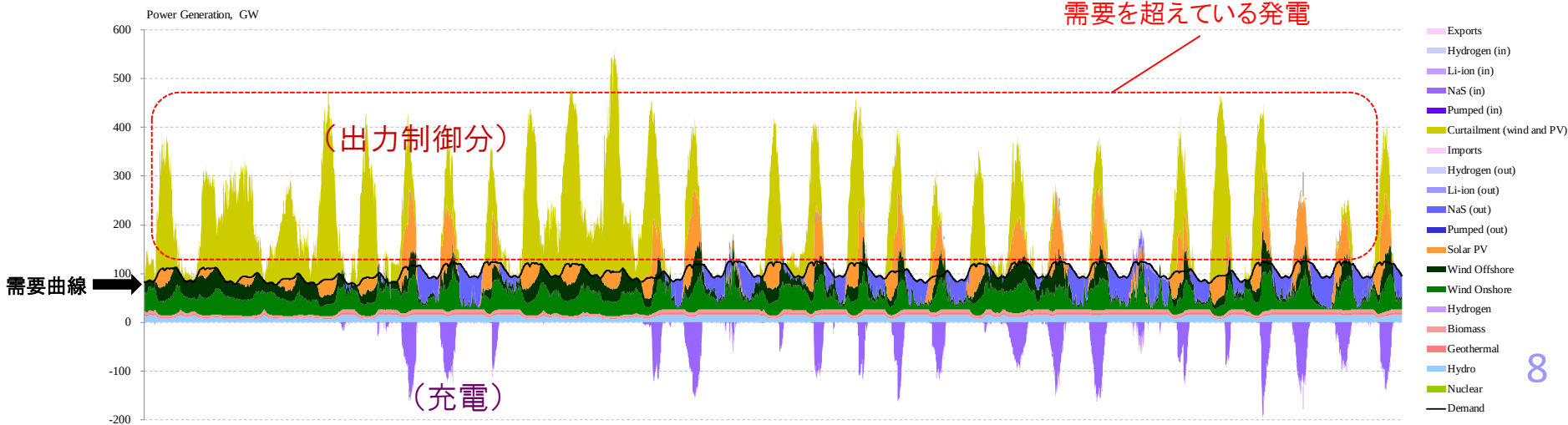
横軸：時間

縦軸：需要量/出力量



火力・原子力なし

需要を超えている発電

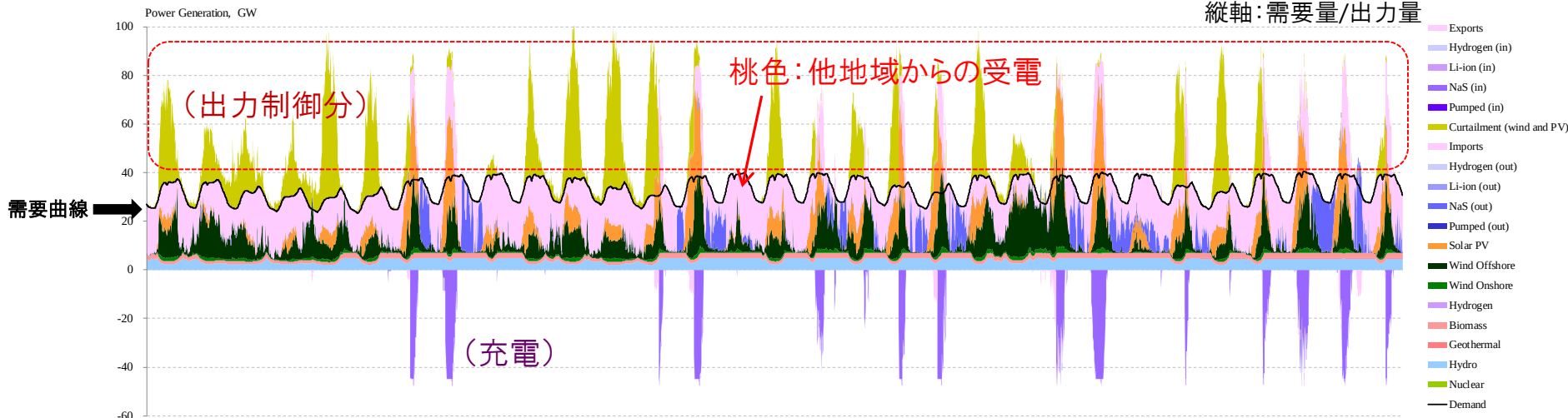


5月の電力需給：地域別（火力・原子力なし）

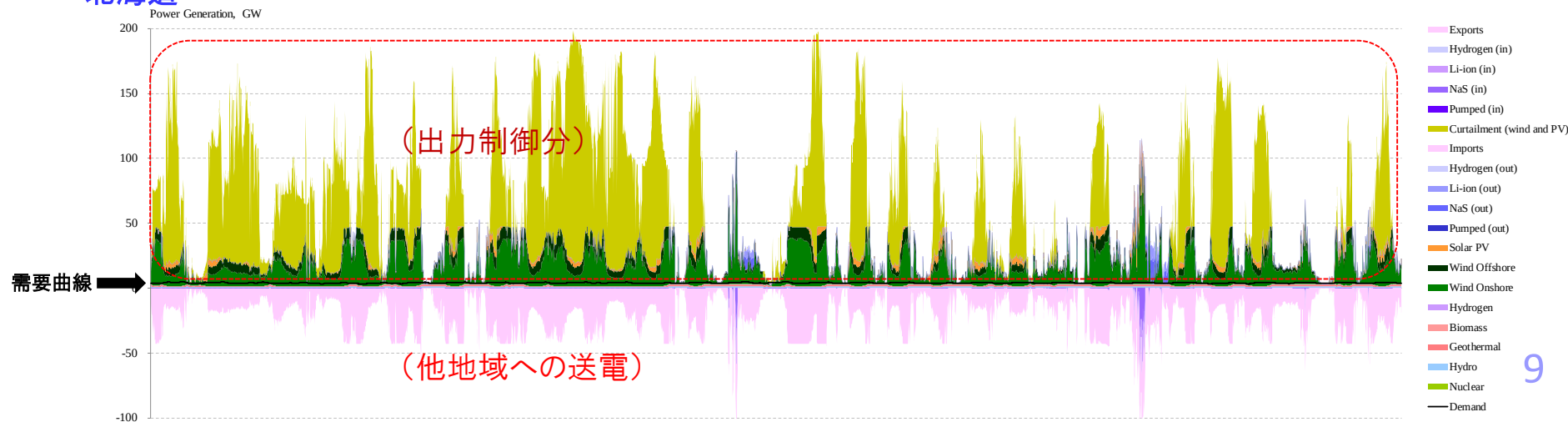
地域別に見ると、北海道のようにVREポテンシャルが大きいにもかかわらず需要が比較的小さい地域では、特に大量の抑制と域外への送電が必要となる。

東京

横軸：時間
縦軸：需要量/出力量

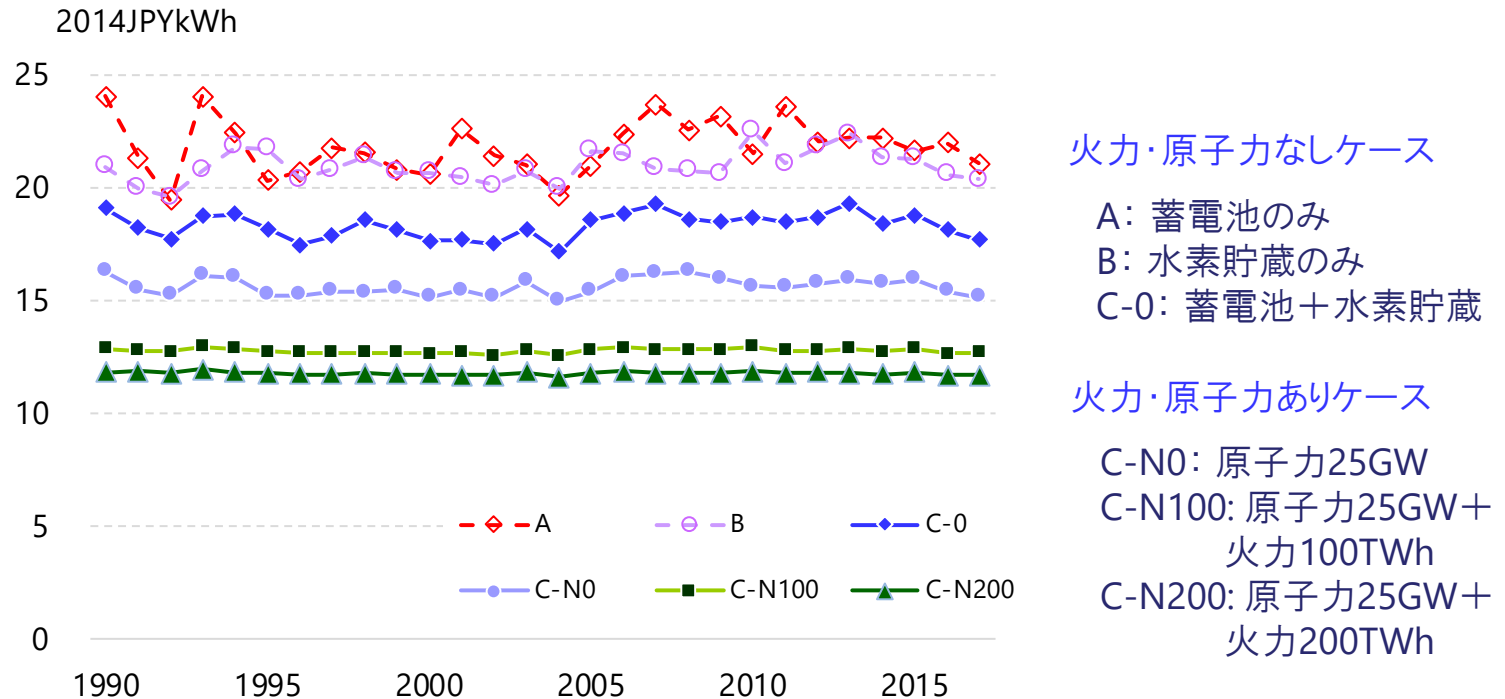


北海道



気象条件の変化による影響

再生可能エネルギー**100%**ケース(火力・原子力が存在しないケース)では、電力貯蔵システムの所要量が気象条件によって大きく変化し、電力単価も大きく変動する。



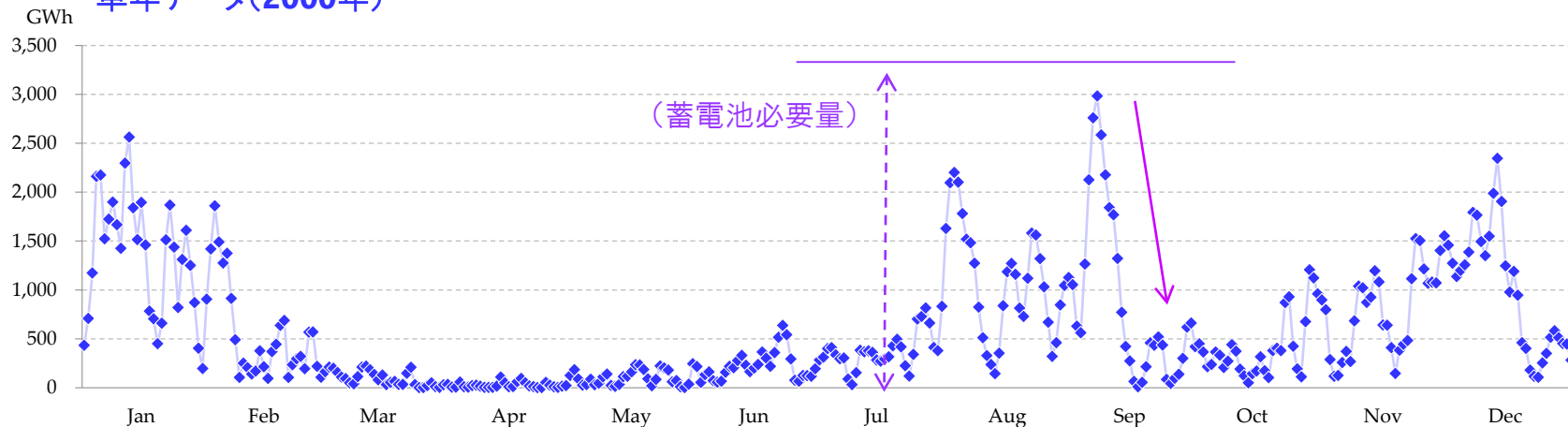
・ 蓄電池のみでなく水素貯蔵を併用することにより、再生可能エネルギー大量導入時のコスト上昇を幾分抑制することが可能となる。

・ 再生可能エネルギー大量導入時の経済性は気象条件によって大きく変動する。

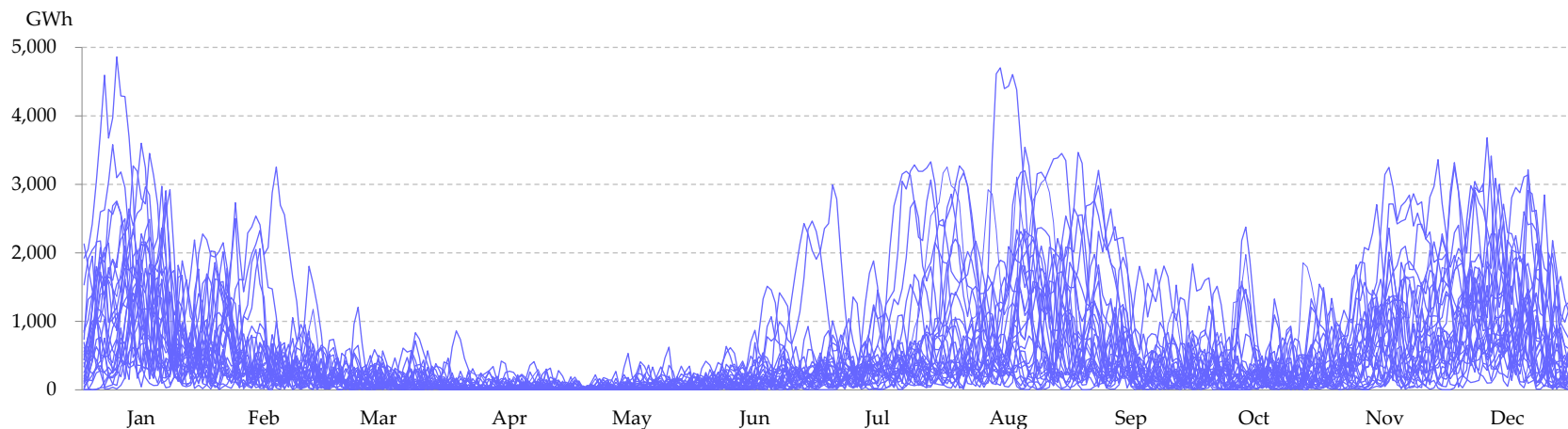
蓄電システムへの貯電量の年間推移

再生可能エネルギー**100%**ケースでは大量の蓄電システムが必要となるが、その最大容量は年に**1度か2度**、後述する「無風期間」直前においてのみ必要となる。

単年データ(2000年)



1990～2017年データ

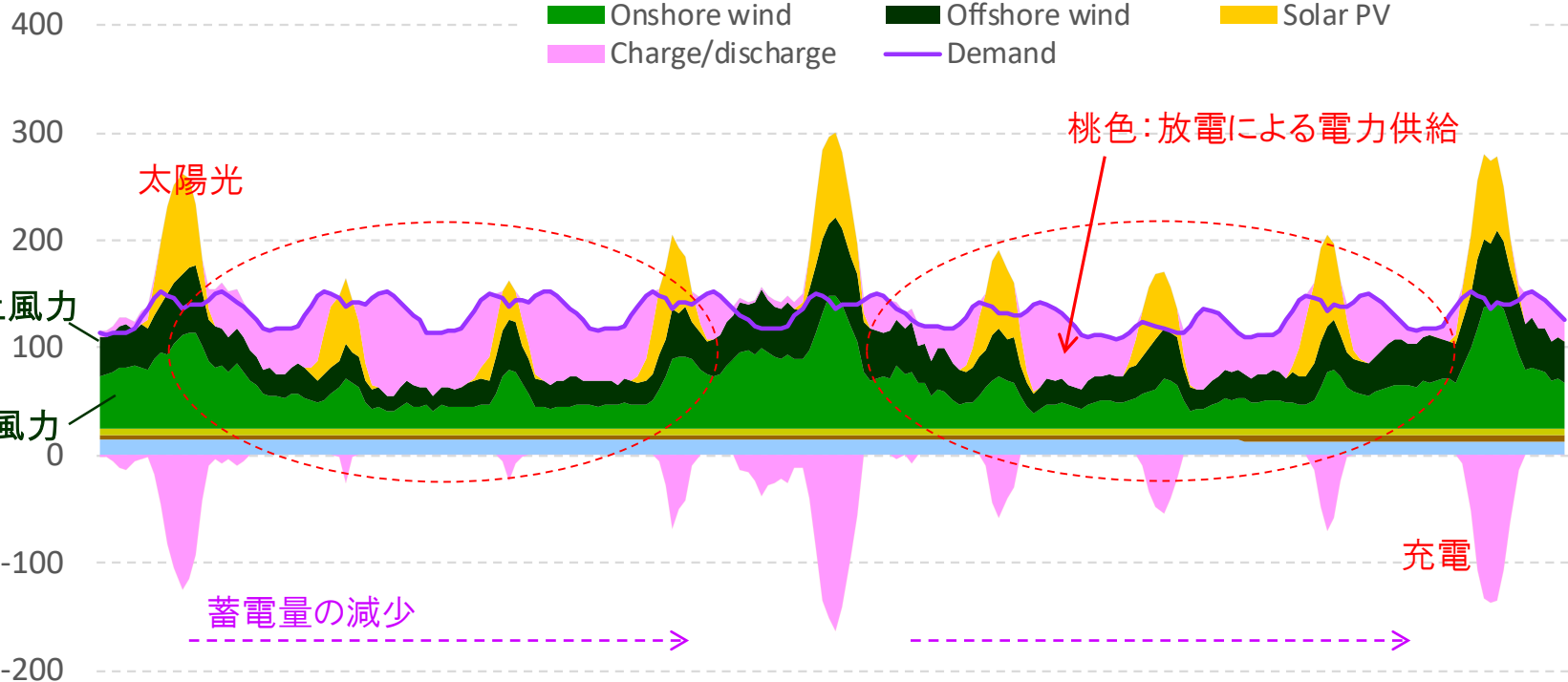


蓄電量を決定する要因:「無風期間」

横軸:時間

縦軸:需要量/出力量

GW



・ 1年のうち1度か2度、風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる時期(無風期間・**"Dark doldrums"**と呼ばれる)が生じる。

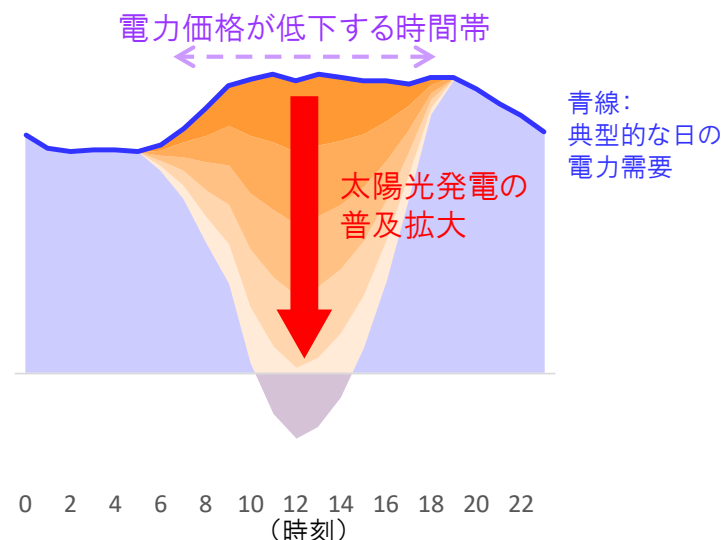
→ この「無風期間」の電力需要を賄うために必要な電力量が、蓄電池の必要量となる。

VRE大量導入時の課題: 共食い効果(Cannibalization effect)

VREが大量導入された場合、自身が発電している時間帯の卸電力価格が低下するめ、コスト低減のみでは投資回収の見込みが立たず、蓄電池を具備するなどの方策が必要となる。

◎ 太陽光発電設備が大量に導入された場合

- 晴れた昼間に限界費用(ほぼ)ゼロの電力が大量に供給される
- 晴れた昼間の電力価格が低く、もしくは負になる



このとき、

太陽光発電設備

- 電力価格が低い時間帯にしか発電できない
- 太陽光発電の普及拡大に伴い、**太陽光発電設備自体の「価値」が低下する**
- 「価値」が「コスト」を下回ると、それ以上の普及拡大がより困難になる

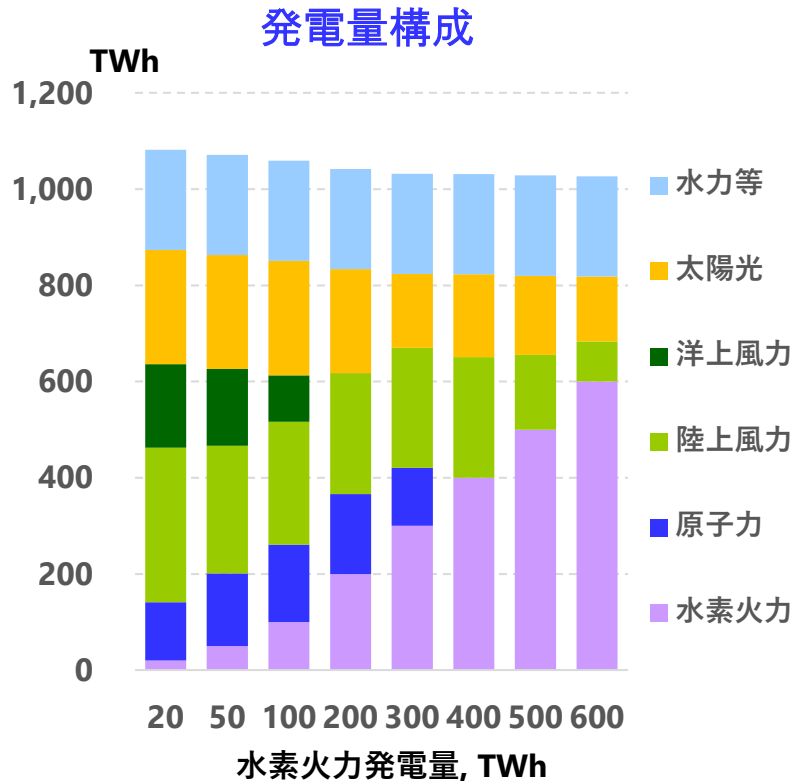
従来型発電設備

- 夜間にも発電が可能のため、「価値」の低下は太陽光発電設備に比べて限定的
- 価格の低下により**設備の投資回収がより困難になる**
- 価格が燃料費を下回る場合には、設備利用率の低い運用が求められる

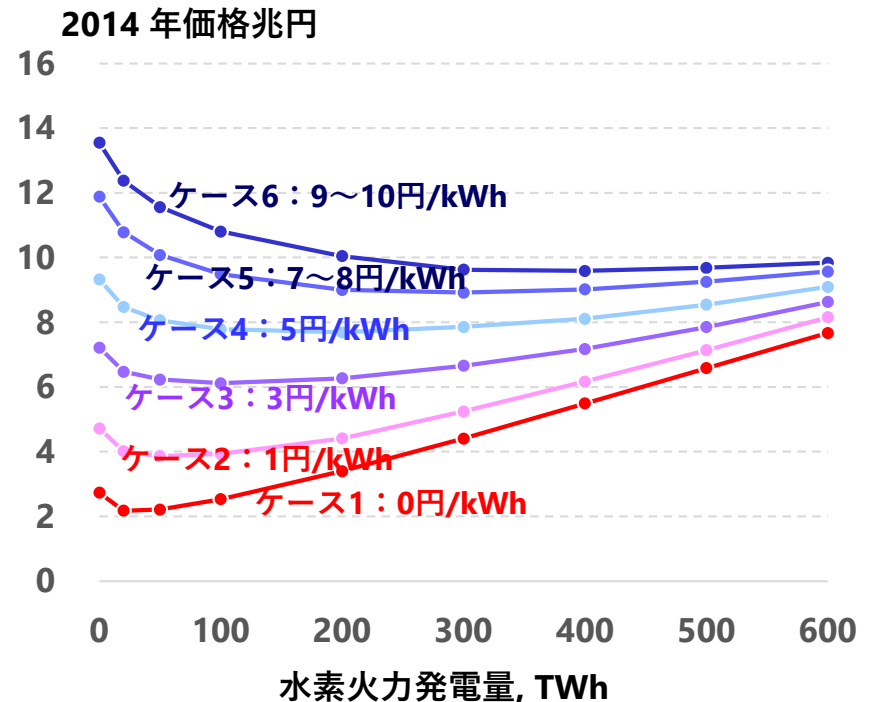
※ 同様の現象は太陽光のみでなく、より緩やかな程度で、風力発電についても生じる。

感度解析：エネルギーミックス別電力部門総費用と限界費用

電力部門の総費用は、条件に応じて、あるエネルギーミックスにおいて最小となる(本頁)。
火力発電量が減少するにつれて、他電源の限界費用は上昇してゆく(次頁)。



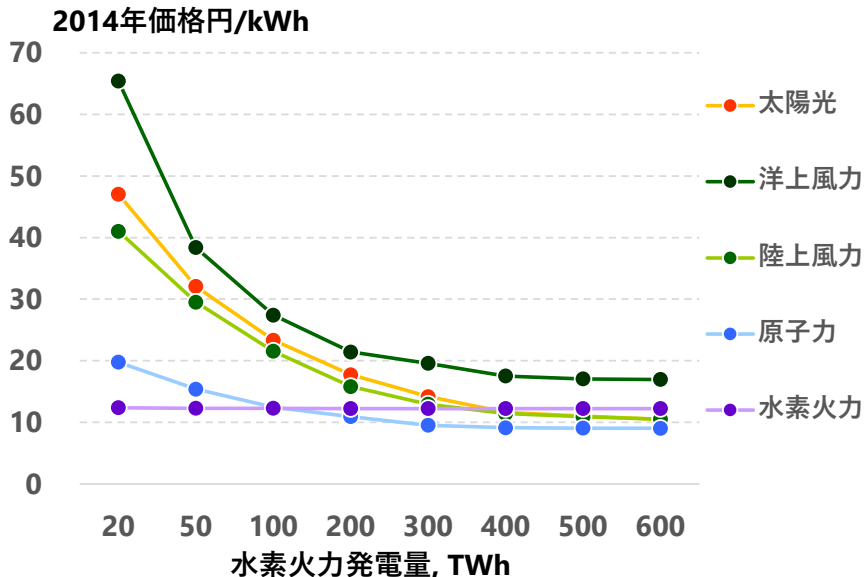
電力部門総費用
(LCOE想定による感度解析)



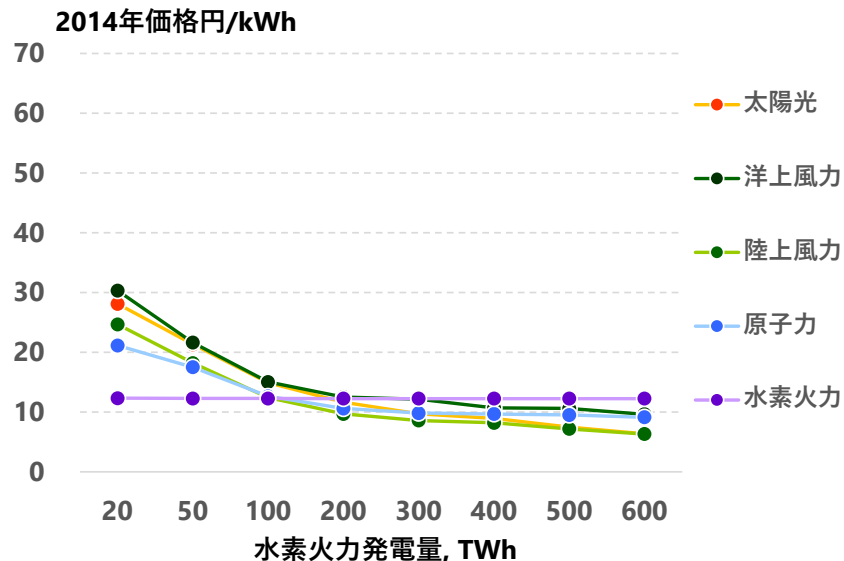
- ・ 左図のような電力量構成に対し、VREの発電単価(LCOE)を0円/kWh(ケース1)から9~10円/kWh(ケース6)まで変化させて電力部門の総費用を推計すると、右図の通りとなる
(正確には最適化計算を行っているため、コスト想定に応じて発電量構成は微妙に異なる)。

感度解析: 電源別限界費用(相対限界System LCOE)

ケース6: 9~10円/kWh



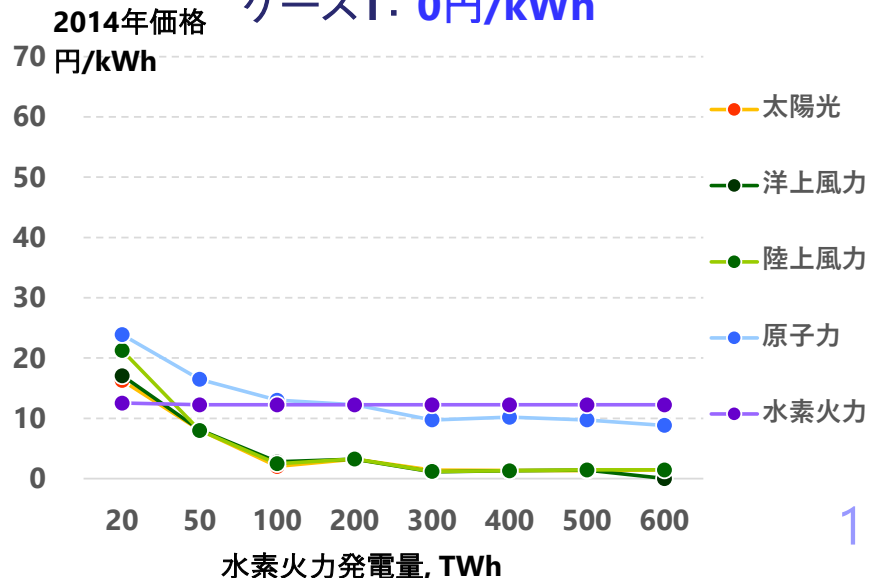
ケース4: 5円/kWh



・あるエネルギーミックスの中で、基準電源(この場合は水素火力発電)の発電量を1kWh減少させ、その分他の電源による発電量を1kWh増加させた場合の総システム費用の増減を評価することにより、**電源間の相対的な限界費用(相対限界System LCOE)**を評価することができる。

・総システム費用が最小となるエネルギーミックスでは、火力とVREの相対限界System LCOEは一致する。この「最適点」を超えてVREを導入しようとする、VREの限界費用が急速に上昇する(「共食い効果」などによる)。

ケース1: 0円/kWh



まとめ

- ・ 将来、仮に極めて高い再生可能エネルギー比率を目指す場合、電力・エネルギーの**安定供給責任は再生可能エネルギーが担う**ことになる。再生可能エネルギー大量導入時の大きなリスクは無風期間における電力供給途絶リスクであり、これに適切に対処するためには、本来、数十年以上の気象データを用いたロバストな評価が必要であると考えられる。
- ・ 一般的に、ある電源の導入量が拡大するにれて、その電源の限界費用は上昇する。この理由により、一般的にはある再エネ比率のもとで電力システムの総費用が最小となり、この「均衡点」を超えて導入を進めることは大きな障害を伴う。
- ・ VREの適切な導入量を決める要因としては、純粋な経済性の他に立地可能性や地元の合意、環境への配慮など多数のものがあ、これらを適切に評価する試みも今後重要となる。
- ・ ある特定の電源のみに偏重することは、電力システムのコストや脆弱性を上昇させると考えらえる。このため今後、長期の将来に向けて、脱炭素化した新たな「エネルギーミックス」を追求してゆくことが必要となる。