

エネルギー・資源学会

「2050年に向けた日本のエネルギー需給」研究委員会シンポジウム

令和2年12月10日

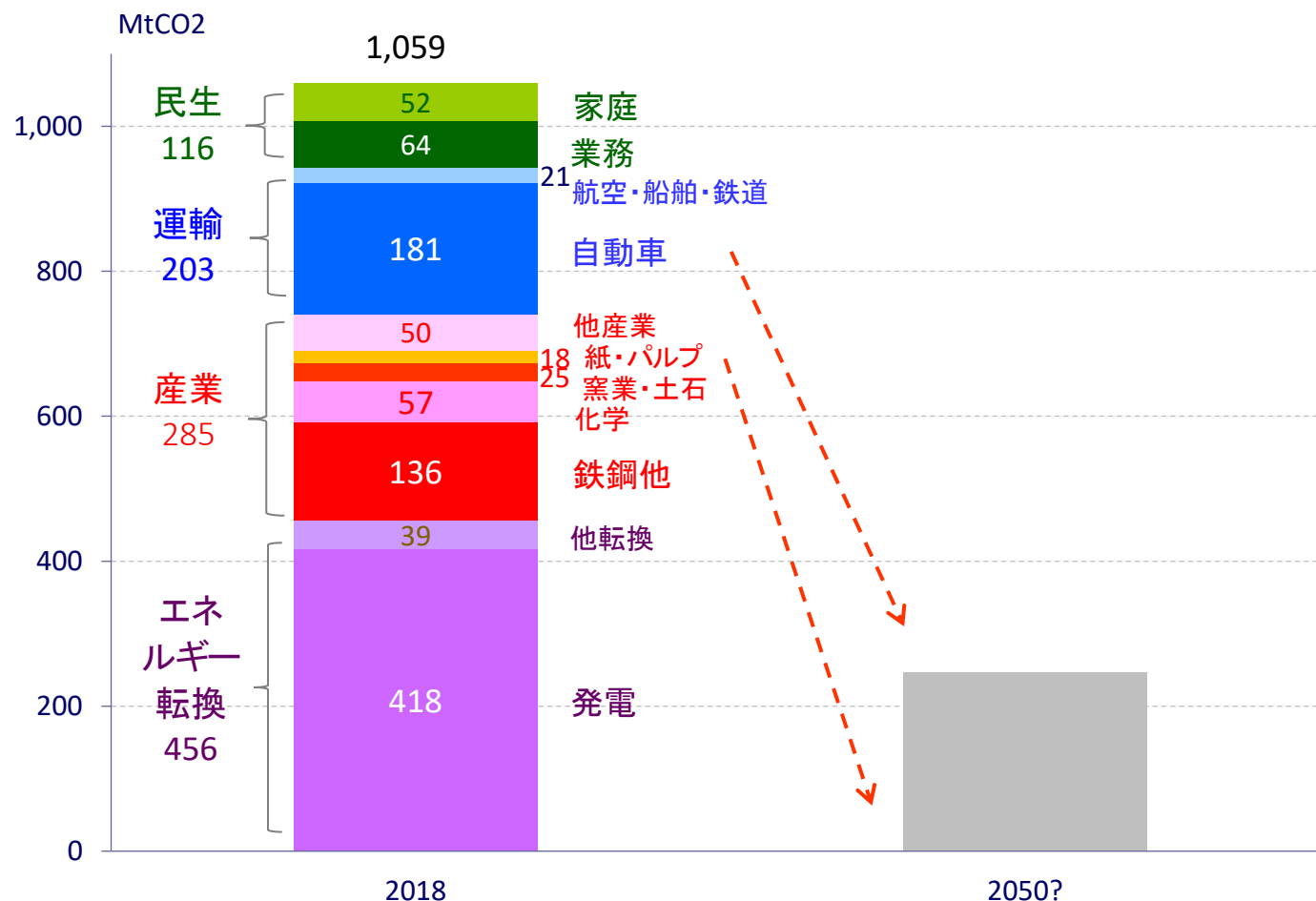
発電部門の脱炭素化に向けて：電力需給分析からの 含意

日本エネルギー経済研究所

松尾 雄司

2018年度のエネルギー起源二酸化炭素排出量の内訳

実績値：国立環境研究所インベントリオ
フィス



- ・ 2050年までにGHG排出量を80%以上削減するためには**発電部門を可能な限りゼロ・エミッションに近づける**ことが必要。更に100%削減するためには、産業部門等に残る排出量を負の排出技術等で相殺することが求められる。

2050年の電力需給を考えるために重要な要素

電力需要

→ 今から増えるのか？減るのか？

→ エネルギーシステム
モデル分析

再生可能エネルギー発電

→ 何がどこまで利用可能
か？

火力発電

→ どのような形で利用すべき
か？

原子力発電

→ 何のために必要か？

電力価格

→ 安くなるのか？高くなるの
か？

他部門とのカップリング

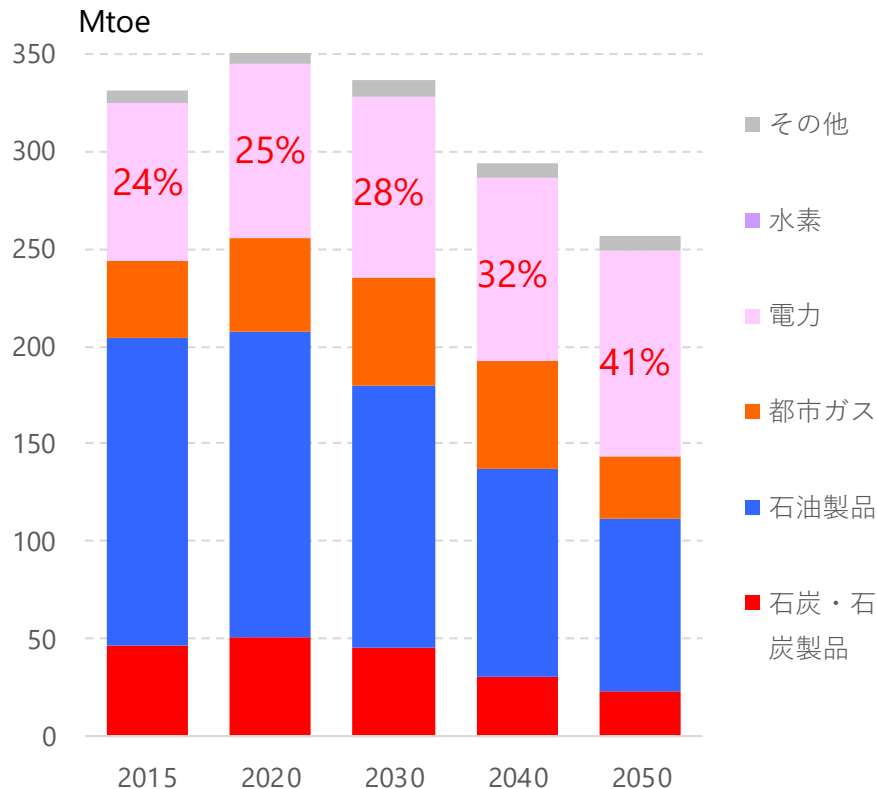
→ 電力の安定供給にどこまで貢献し得る
か？

→ 電力需分析

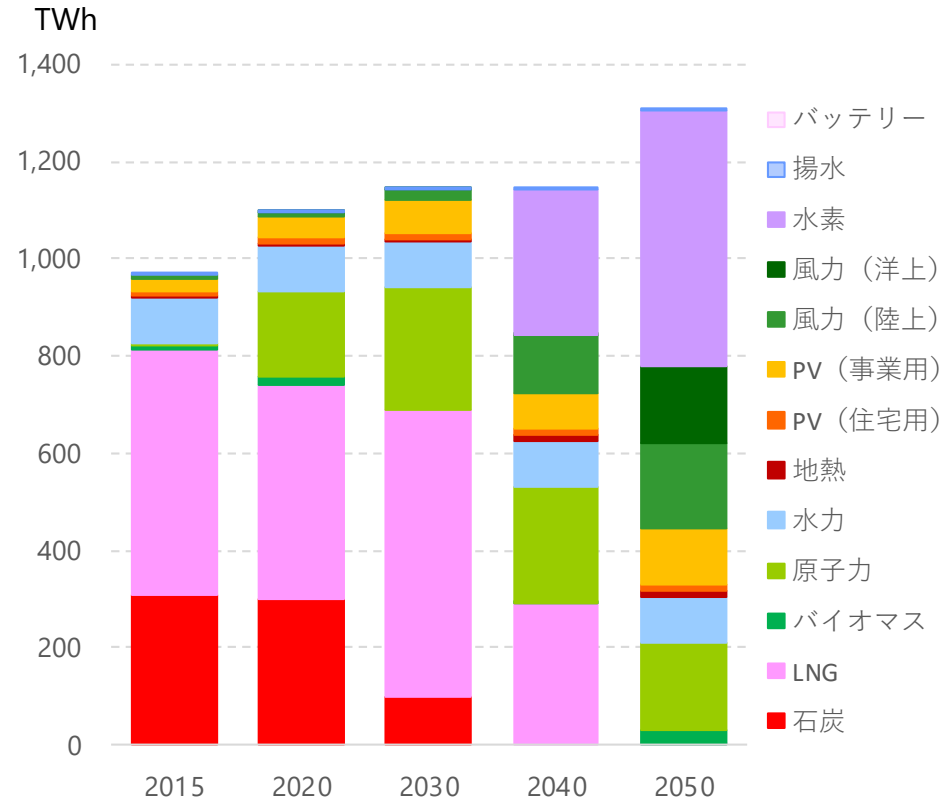
エネルギーシステムモデル分析：2050年80%削減の評価

出所：松尾, 川上, 有馬,
日本太陽エネルギー学会特別セッション
(2020.11.5)

最終エネルギー消費



発電構成



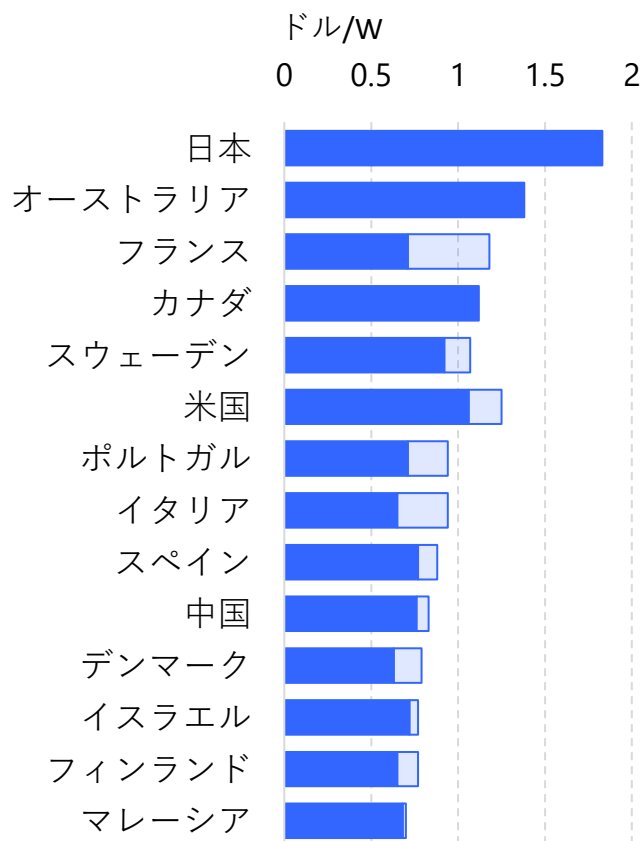
・ 2050年までにCO₂排出量を80%以上削減する場合、エネルギー需要の電力化を進める（＝最終エネルギー消費に占める電力消費の比率を上げる）必要がある。この理由のため、極端なCO₂削減目標を達成する場合には、電力需要は増大する可能性が高い。

・ 但し、具体的に「電力需要量は何TWhまで拡大することが最適か」に対する答えは各種パラメータに強く依存するため、正確な評価は難しい。

・ 一方で、省エネルギー技術の革新的な進展により、**電力需要は今よりも下がるとの分析結果もある**

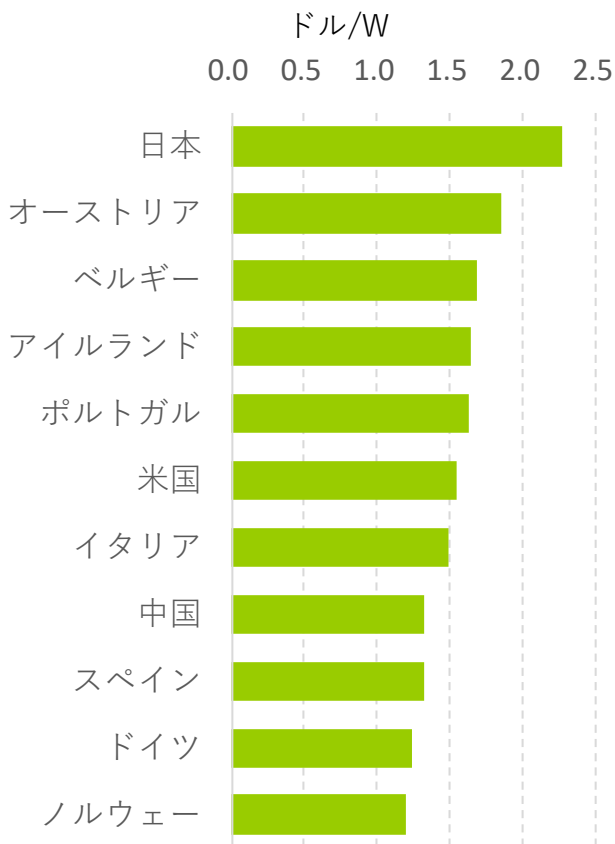
再生可能エネルギー：太陽光・風力発電のコスト低減見通し (1)

大規模太陽光（2018）



（出所） IEA-PVPS

陸上風力（2017）



（出所） IEA-Wind

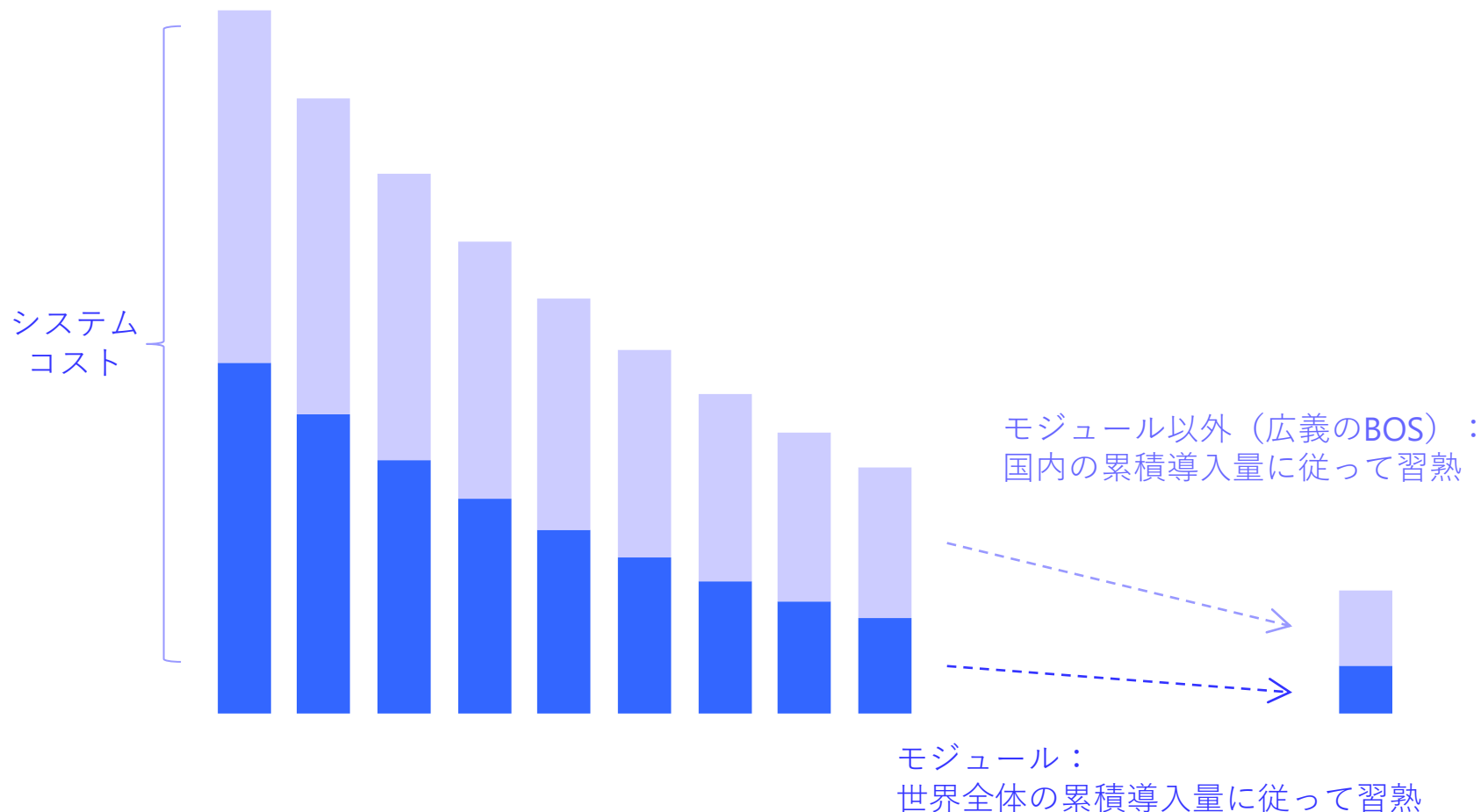
・ 日本の太陽光・風力発電は従来から諸外国に比べて高い水準にあり、内外価格差は解消されていない。

・ 但しコストの低減は続いており、政府の目標は**太陽光7円/kWh**（2025年）、**陸上風力8～9円/kWh**（2030年）

とされる。

再生可能エネルギー：太陽光・風力発電のコスト低減見通し (2)

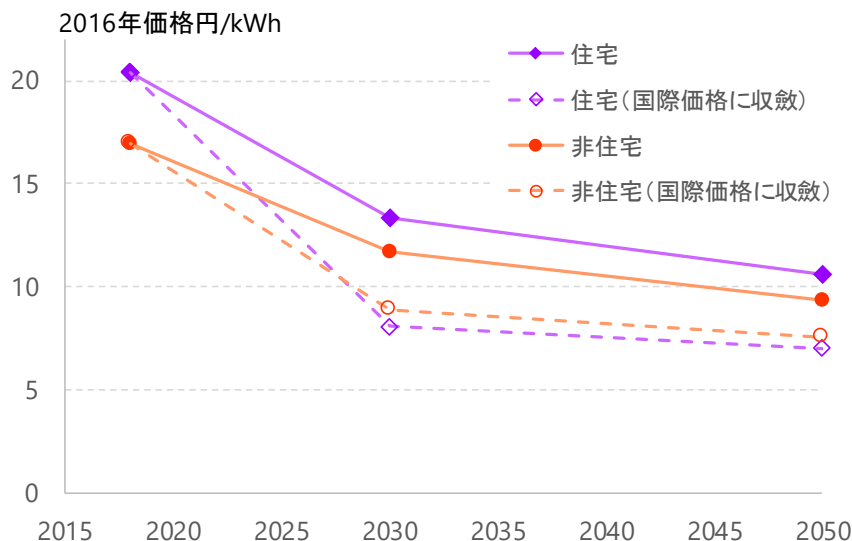
※ 太陽光発電システムコストの推計方法



- ・ 全ての国においてモジュールコスト及びそれ以外のコスト（BOS）はともに低下を続けている。
- ・ 習熟曲線に従う将来見通しを推計する場合には、モジュールについては世界全体の累積導入量に従って、
またBOSについては国内の累積導入量に従ってコストが低減すると考えるのが合理的。

再生可能エネルギー：太陽光・風力発電のコスト低減見通し (2)

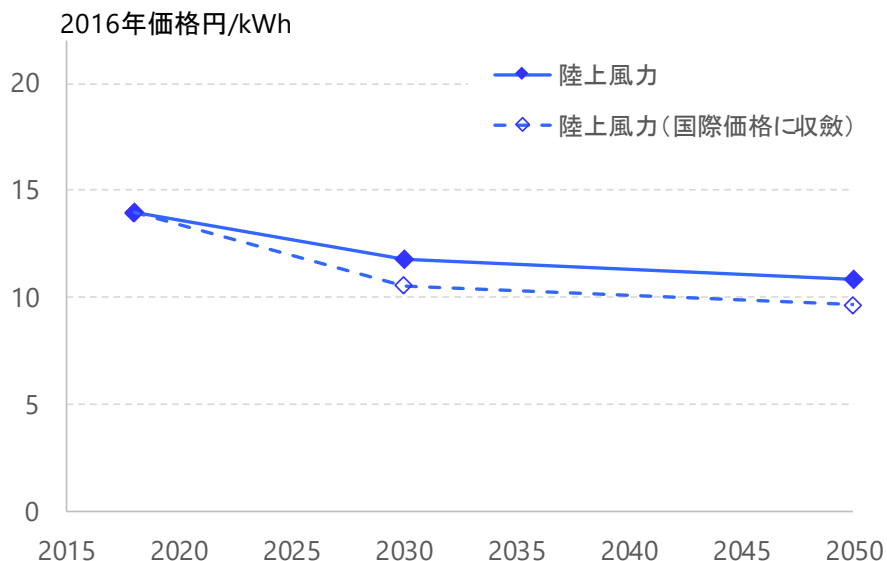
太陽光発電



・ 太陽光・陸上風力発電について、初期費用をそれぞれ**モジュールとその他の部分**、**タービンとその他の部分**に分割し、モジュール・タービンについては世界全体の累計設備導入容量、その他の部分については国内の累計設備導入容量に従って将来の習熟を推計。

・ 素朴に推計を行うと、太陽光発電については、2050年にはモジュールが**国際価格に収斂しない場合で10円/kWh程度、する場合で7円/kWh強**の発電単価となる

陸上風力発電



・ 同様に、陸上風力発電についてはタービンが国際価格に**収斂しない場合で10.8円/kWh、する場合で9.6円/kWh**となる（但し2050年までに設備利用率が28%まで上昇すると想定）。風力発電のコストは習熟以上に、設備利用率の向上の可能性に大きく影響されると考えられる。

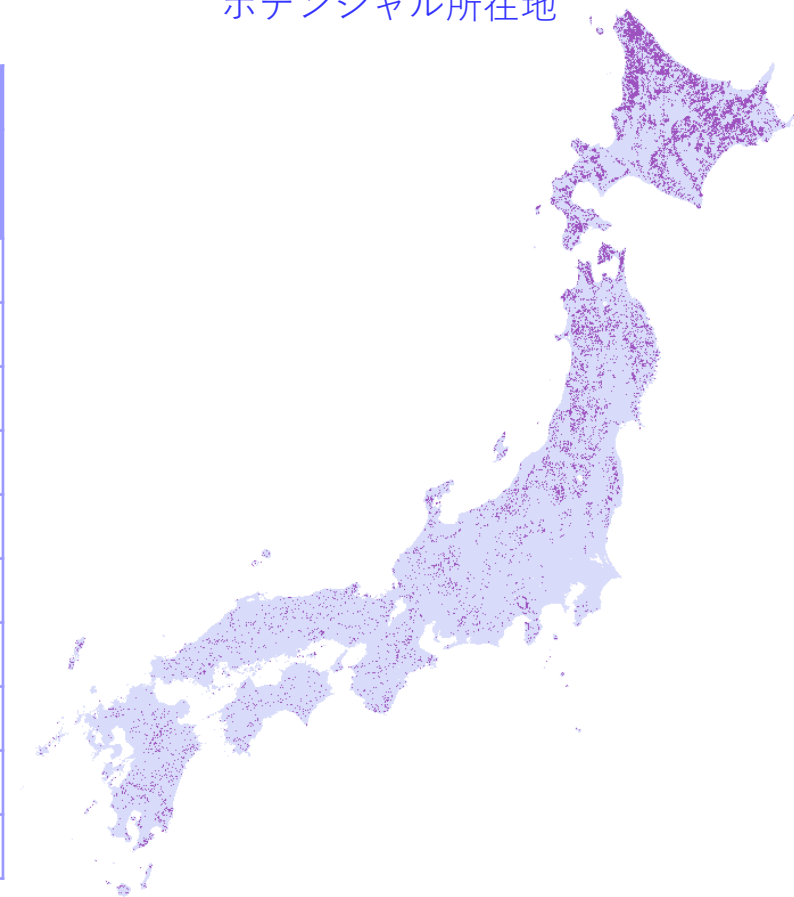
再生可能エネルギー：導入ポテンシャル（供給可能量）

（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（平成28年度更新版）

単位: GW

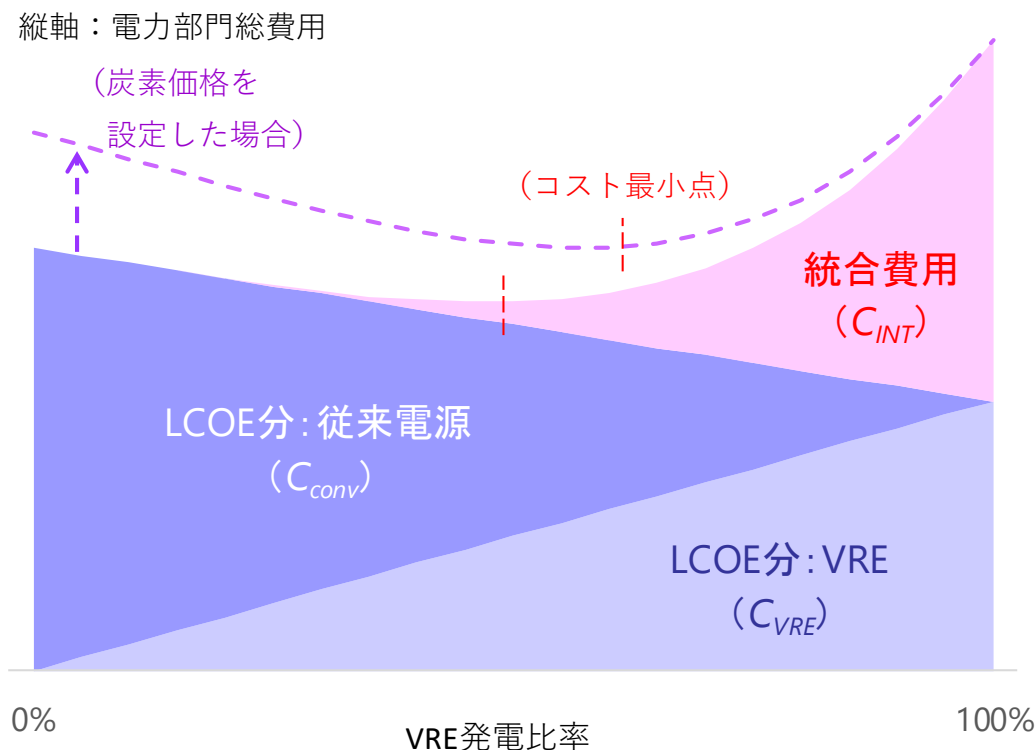
陸上風力発電の
ポテンシャル所在地

	太陽光		陸上風力		洋上風力	
	FIT	Poten-tial	FIT	Poten-tial	FIT	Poten-tial
北海道	15	20	146	152	177	399
東北	25	46	67	69	34	215
東京	52	81	4	4	39	82
中部	38	50	11	11	23	40
北陸	9	17	5	5	0	43
関西	26	39	11	11	0	30
四国	13	18	5	5	2	46
中国	24	33	9	9	0	120
九州	37	53	16	17	2	359
合計	239	356	271	281	277	1,339



- ・ 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。そのうち、FIT制度により合理的に導入可能な地点だけでもかなりの量となる。
- ・ 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。

再生可能エネルギー：VRE大量導入時の統合費用の概念

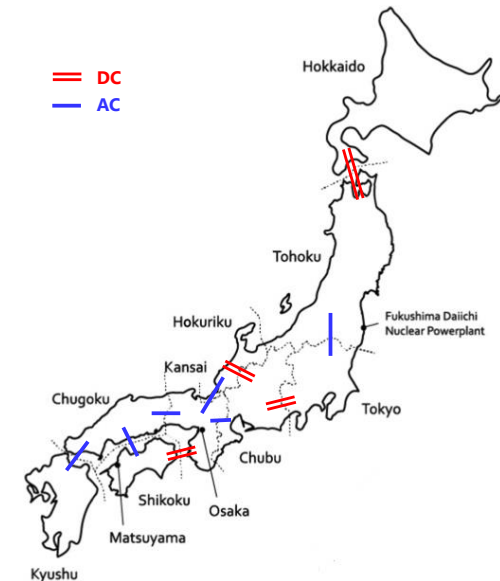


- 従来電源のLCOEよりもVREのLCOEの方が安くなった場合、LCOEに比例する費用（従来の発電コスト：図中 $C_{conv}+C_{VRE}$ ）のみで比較すると、VRE導入比率が高くなるほど総費用は小さくなる。
- 但し実際には、VREの大量導入に伴い出力抑制や蓄電システムの設置、グリッドの増強などに係る追加的な費用が発生する。LCOE分以外の追加費用（何に起因するものであれ、全て含めたもの：図中 C_{INT} に相当）を、VRE大量導入に係る**統合費用（Integration cost）**と呼ぶ。
- 統合費用の中には、**出力抑制**や**設備利用率低下**、**蓄電システ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

電力需給分析例：「ゼロ・エミッション」電源による発電構成の評価

Matsuo Y, Endo S, Nagatomi Y, Shibata Y, Komiyama R, Fujii Y. (2018). *Energy*, 165, pp. 1200-1219.

- ・ 日本全体を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。



変動性再生可能エネルギー（VRE） 風力（陸上・洋上）、太陽¹¹

再生可能エネルギー（その他）

原子力

ゼロ・エミッション火力

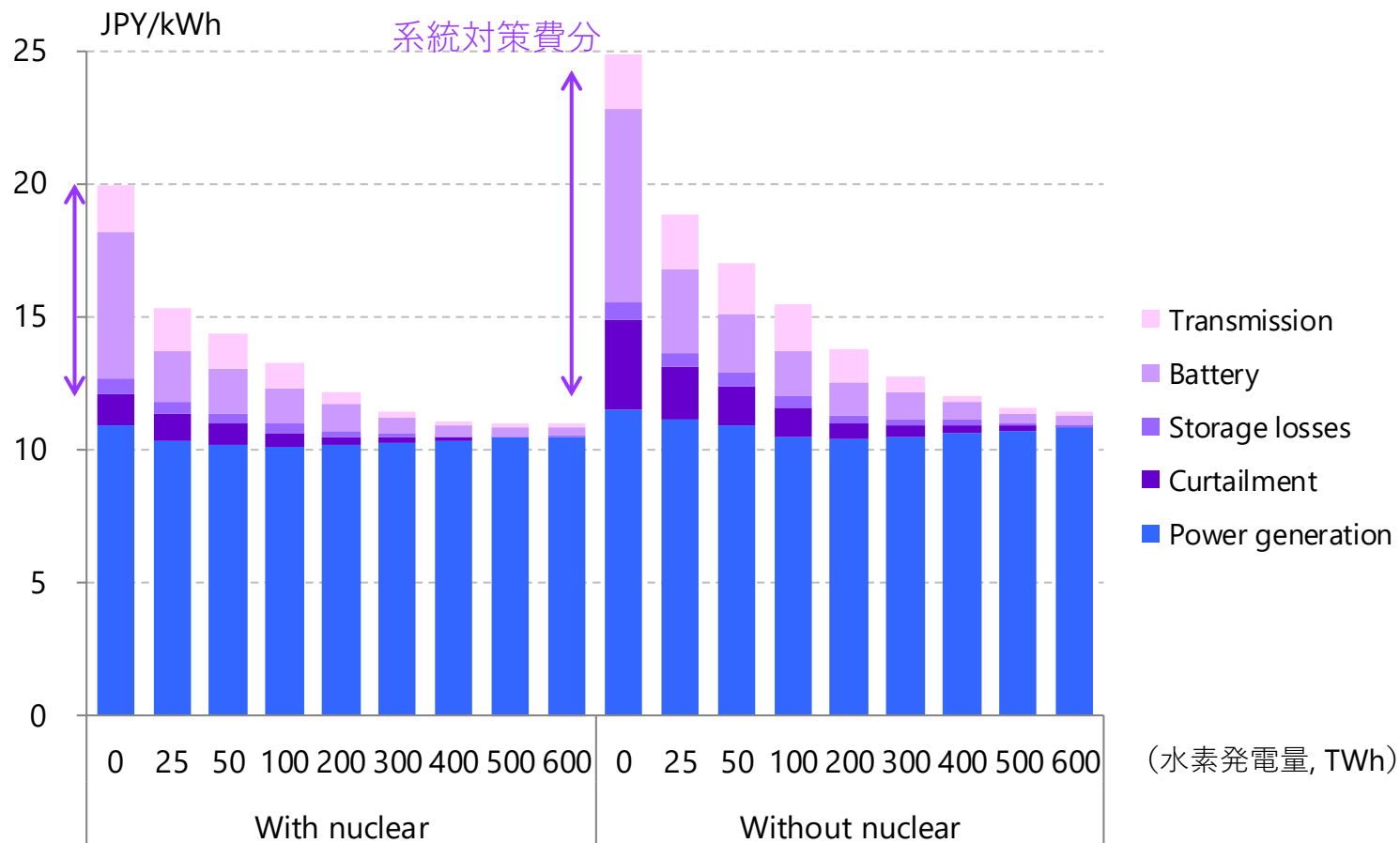
水力、地熱、バイオマス
 軽水炉。あり（上限25GW）、
 なし（0GW）を想定。
 CCS付き火力発電

または輸入水素発電



（出所）川崎重工業

試算結果：発電単価内訳（コスト中位ケース）

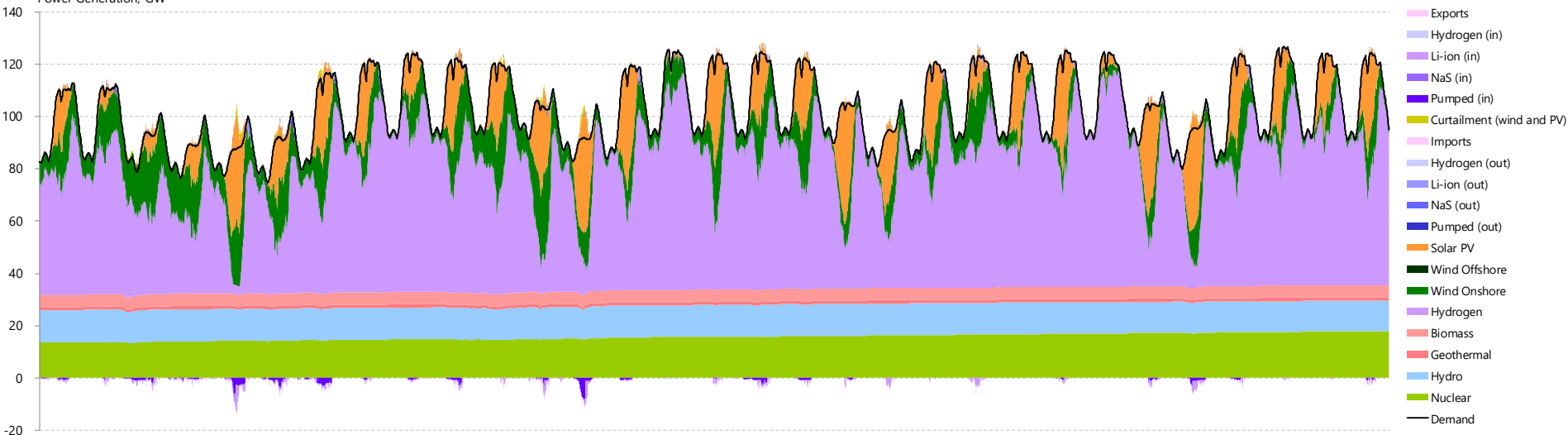


- ・ 系統対策コストは蓄電池分、出力抑制分、地域間連系線分及び蓄電ロスに伴う余剰発電分からなる。
- ・ 水素0 TWhの「原子力なし」ケースでは再エネの発電設備容量が増大し、出力抑制分が非常に大きくなる。

5月の電力需給（全国計）

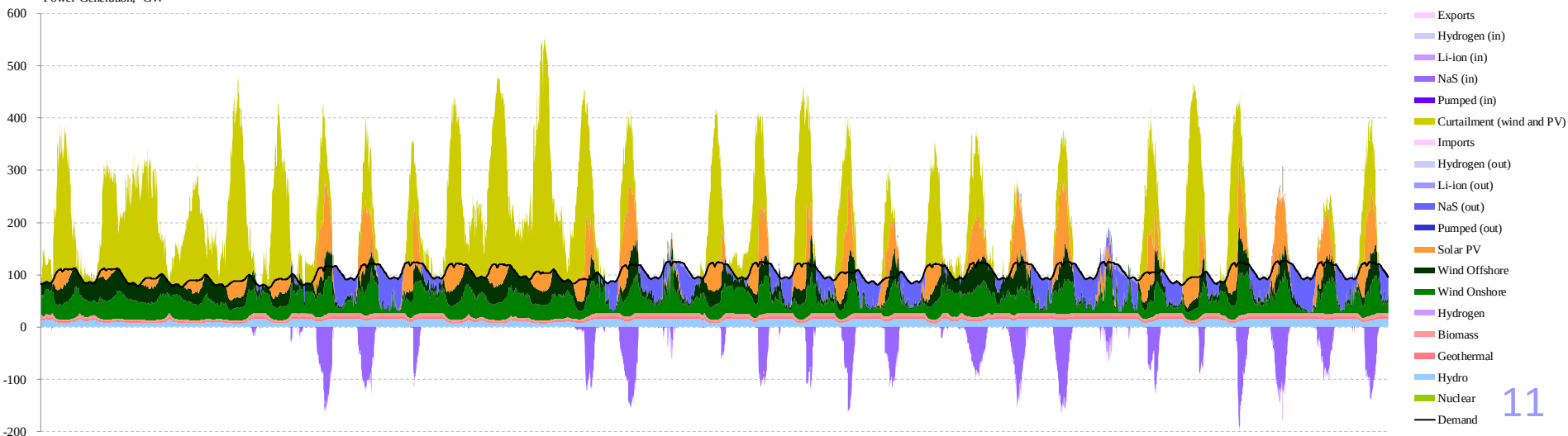
最適化

Power Generation, GW



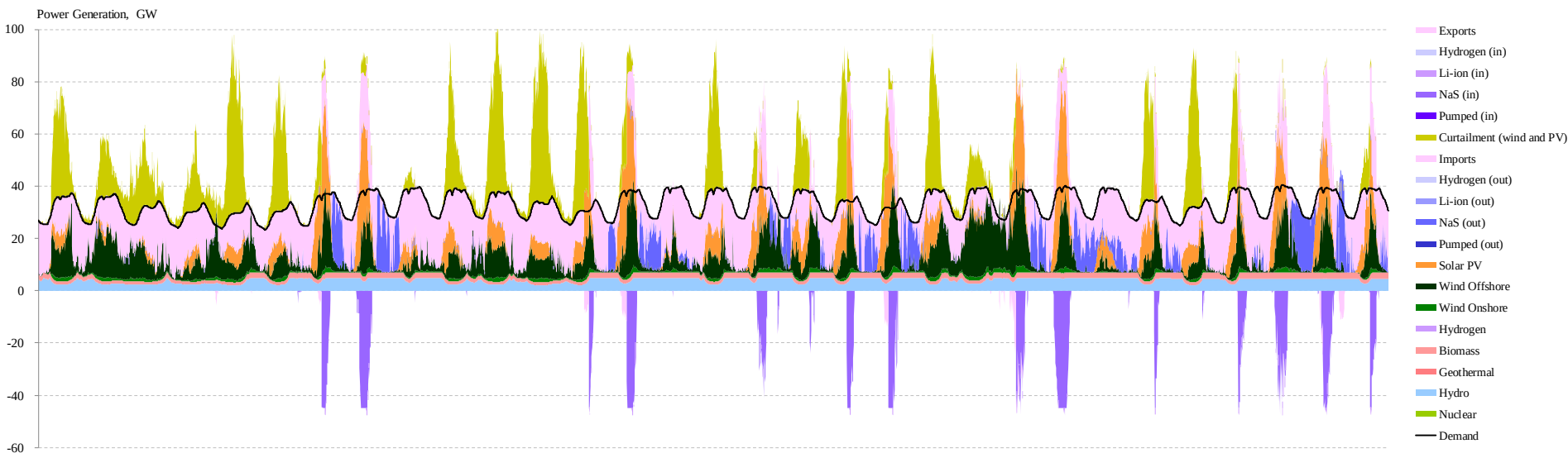
火力・原子力なし

Power Generation, GW

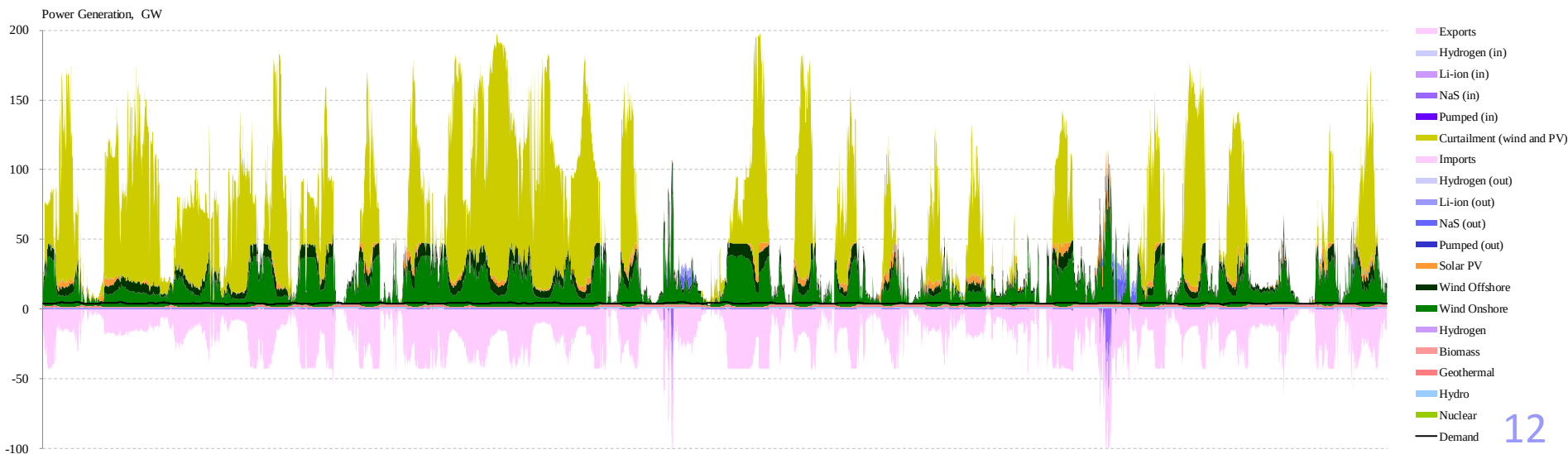


5月の電力需給（火力・原子力なし）

東京



北海道



(1) 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

数日間持続し得る「無風状態」における電力供給途絶リスクが支配的な要因となる

→ 安定供給のための対策が重要

→ 安定供給のための対策や他部門とのカップリングにおいても、時間スケールが重要となる

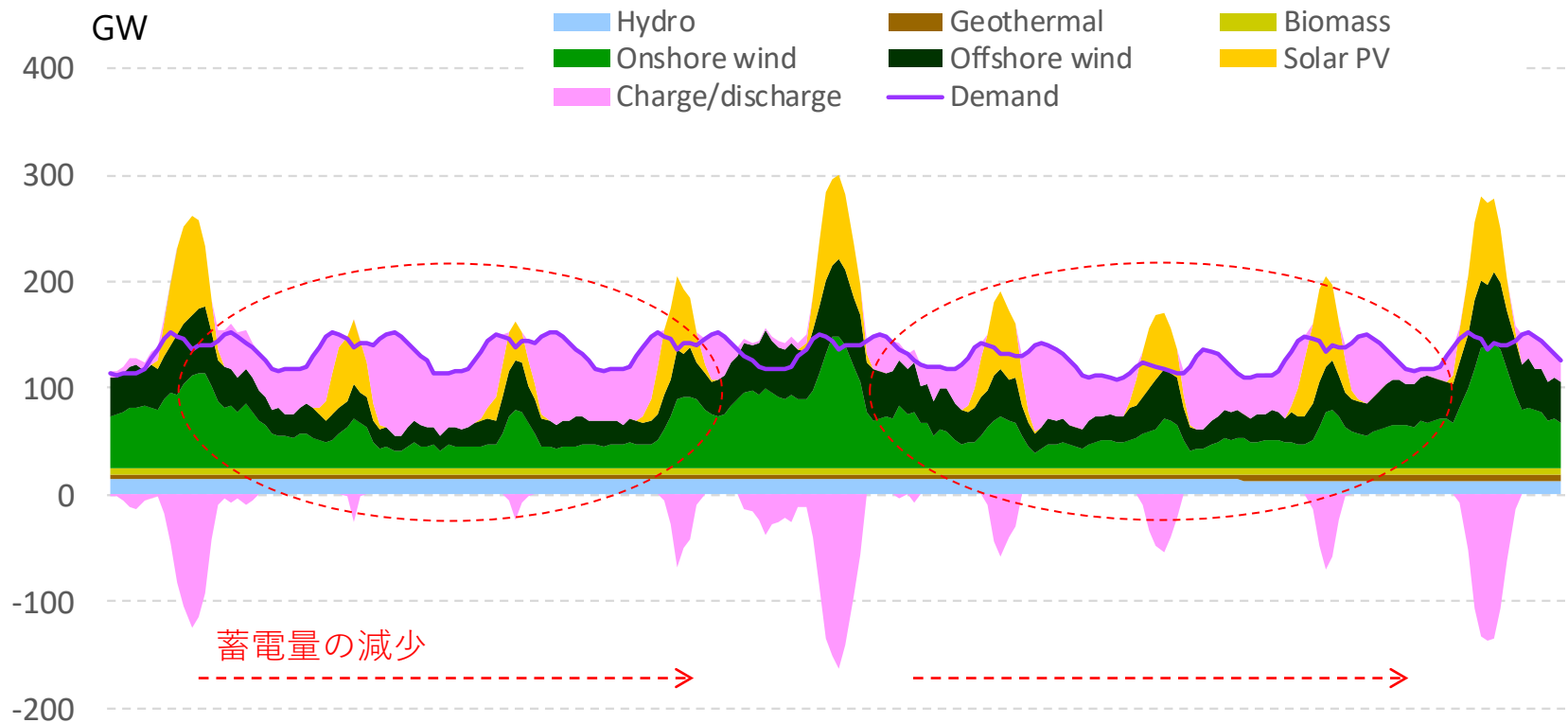
(e.g. EVによる電力貯蔵や需要側応答：～1日スケール)

(2) 限界費用とエネルギーミックス

ある特定の電源を大量に導入すると、その**限界費用（もしくはリスク）が増**加する

理論的には全ての電源の限界費用が一致する点が「最適」なエネルギーミックスとなる

蓄電量を決定する要因：「無風・無光」期間

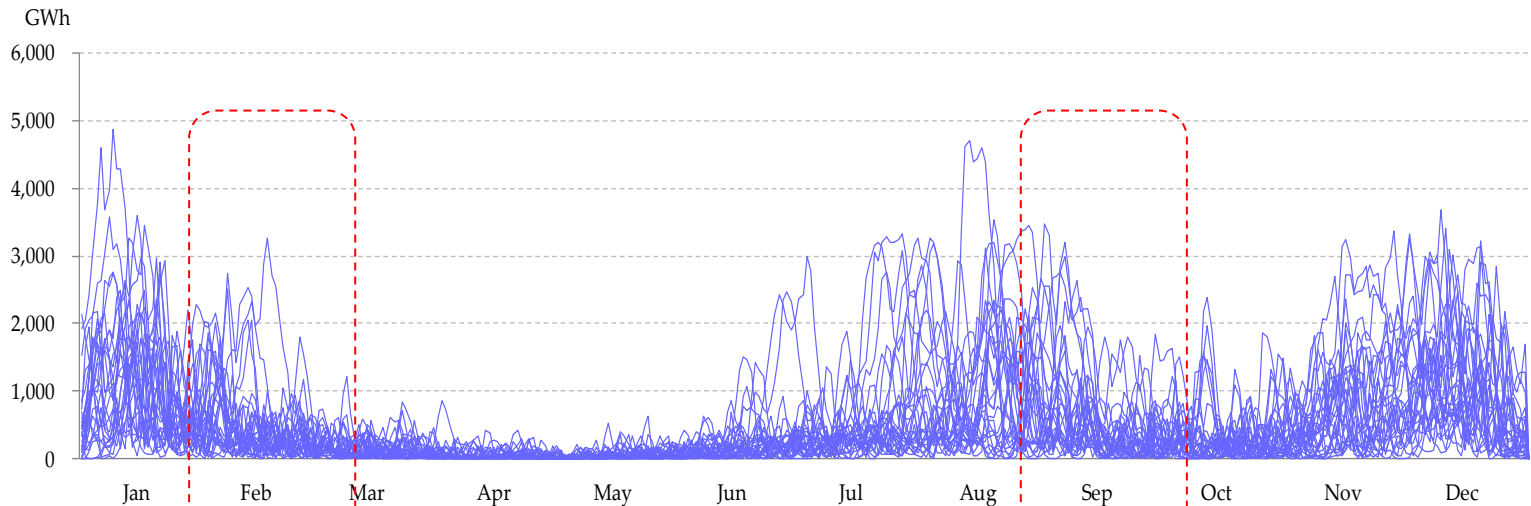


・ 1年のうち1度か2度、風力・太陽光の発電量が極めて小さくなる時期（**無風期間・"Dark doldrums"**と呼ばれる）が生じる。

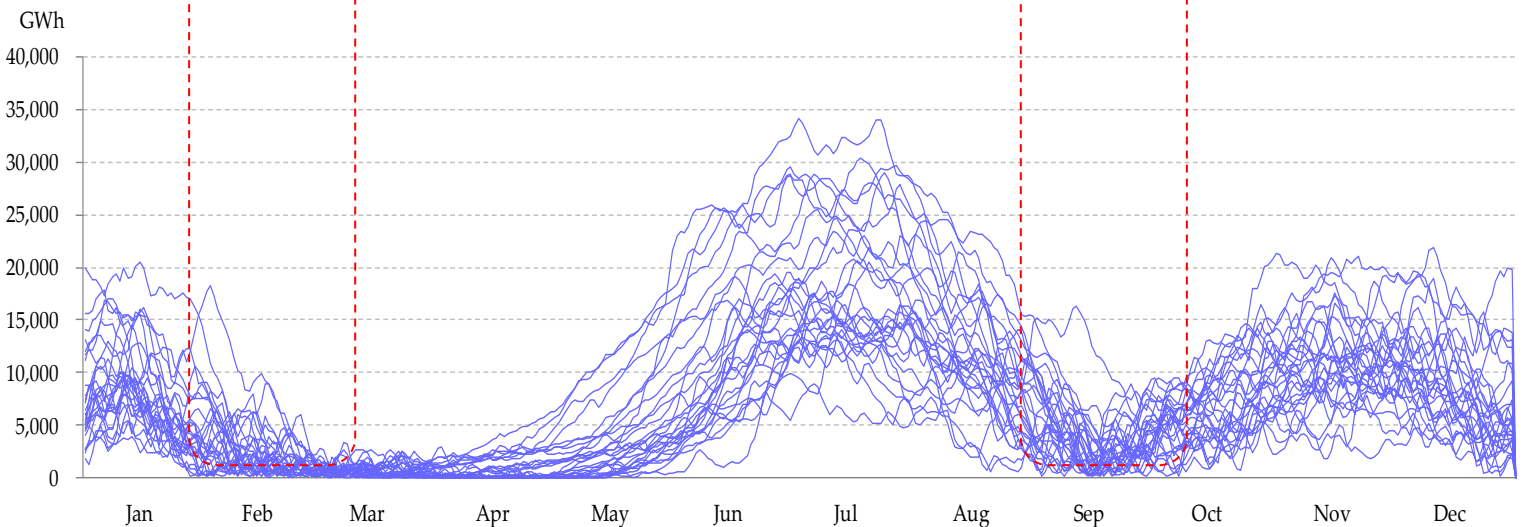
→ この「無風期間」の電力需要を賄うために必要な電力量が、蓄電池の必要量となる。

年間蓄電量：多年データによる試算結果

ケースA
(蓄電池)



ケースB
(水素貯蔵)



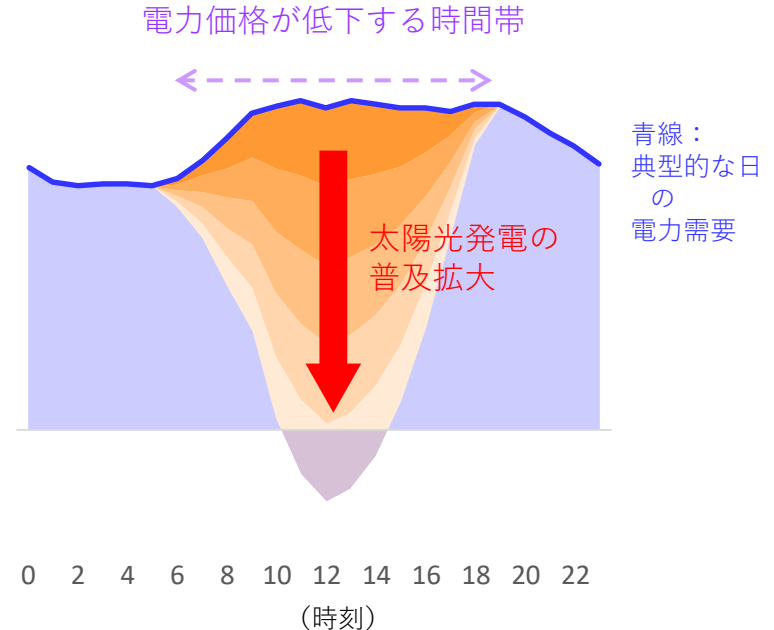
- 28年間のデータを用いた試算により、「無風期間」は概ね冬（2月頃）及び夏～秋（8～9月）に発生し、それに備えた電力貯蔵が必要となることがわかる。

- 本試算は完全予見性を想定しているが、実際にはいつ、どの程度の「無風期間」が生じるかは予測できないことに注意

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

◎ 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

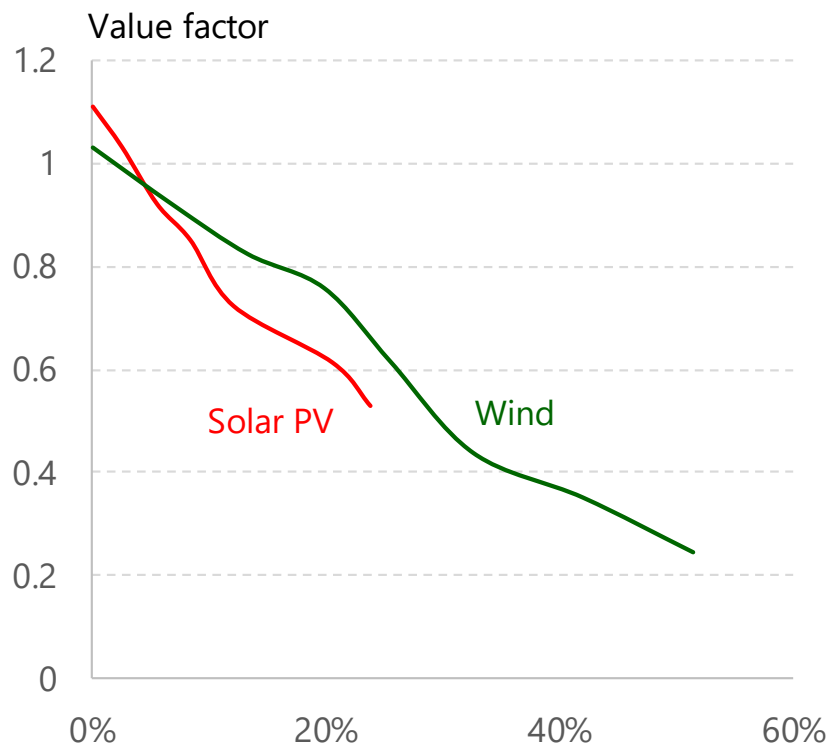
- 電力価格が低い時間帯にしか発電できない
- 太陽光発電の普及拡大に伴い、**太陽光発電設備自体の「価値」が低下する**「コスト」を下回ると、それ以上の普及拡大がより困難になる

従来型発電設備

- 夜間にも発電が可能なため、「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。

VREのシステム価値の低下



PV/風力の発電比率

- ・ 太陽光発電量は晴れた昼間に大きいので、電力需要と正の相関が見られ、価値係数（PVの価値を、全電源平均の価値で除した値）は1よりも大きい。しかし導入が進むにつれて、価値が急速に低下する。システム価値の低下は各電源の限界費用の上昇と密接に関連しており、各電源の導入が進むにつれてその限界費用は上昇する。
- ・ 電力価格の低下は**再生可能エネルギーのみの経済性に影響するものではなく**、火力発電・原子力発電設備の最適な設備利用率の低下に結びつき、その経済性にも影響を与える。

限界System LCOEの評価：ケース設定

※ 限界System LCOEとは

ある電源の発電量を基準電源（ここでは火力発電を想定）の発電量1kWhと代替した際の電力部門総コストの上昇／低下により、電源間の相対的な経済性を測定する指標。

※ 2050年を想定して6つのケースを設定。

ケース6：太陽光・風力発電コストが概ね過去のトレンドに従って低減するケース

ケース5：経産省による現行目標（太陽光：2025年に7.0円/kWh、陸上風力：2030年に8～9円/kWh）

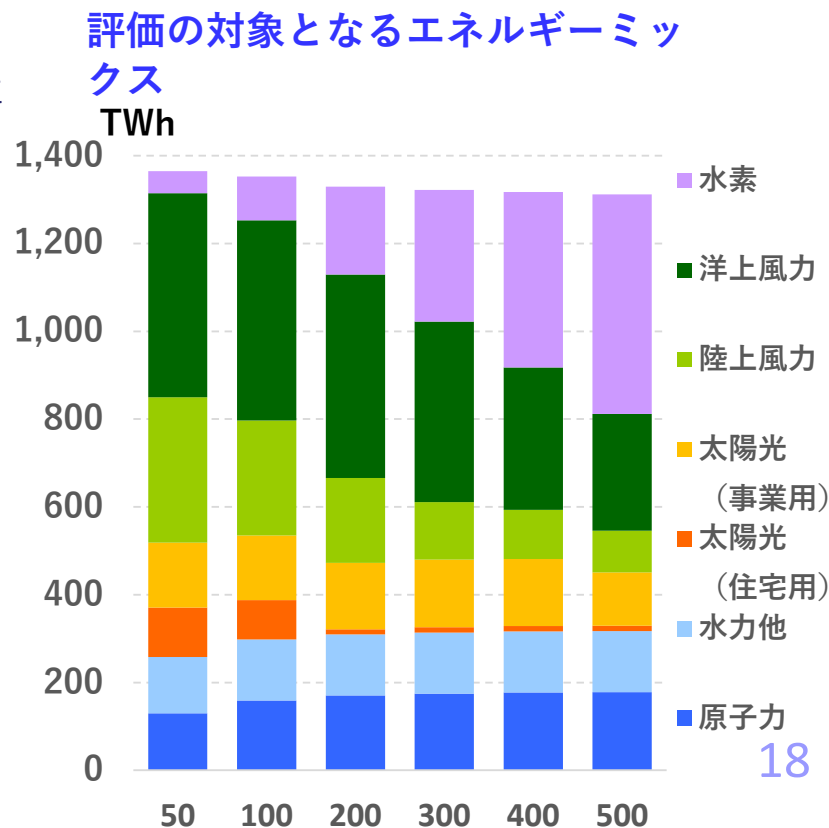
を遅れて達成するケース

ケース4：経産省による現行目標が達成され、更にコスト低減が進むケース

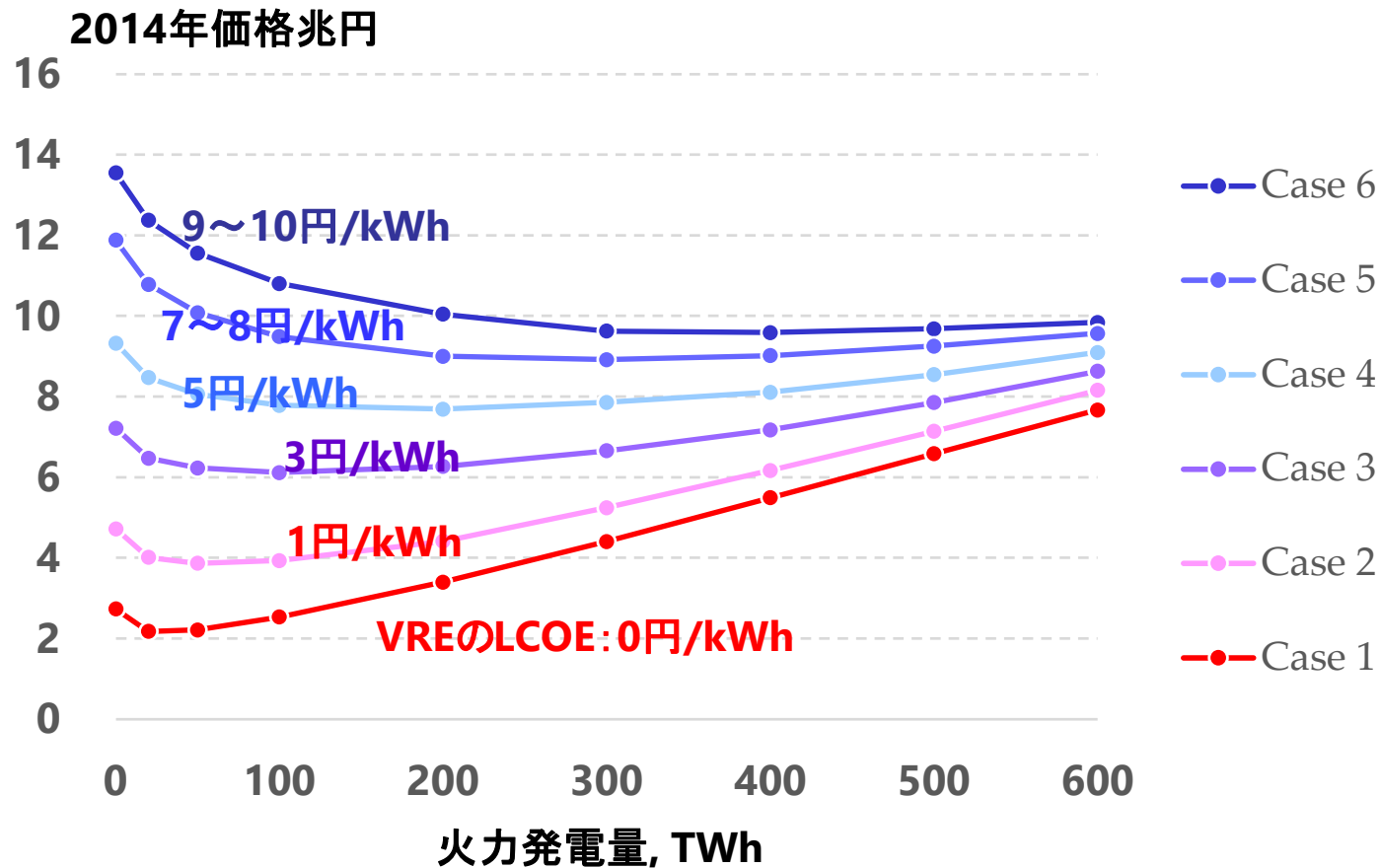
太陽光・風力のLCOEの想定

単位：2014年価格円/kWh

	太陽光	陸上風力	洋上風力
ケース1	0.0	0.0	0.0
ケース2	1.0	1.0	1.8
ケース3	3.0	3.0	5.3
ケース4	5.0	5.0	8.9
ケース5	7.0	8.0	14.3
ケース6	10.6	9.1	16.3



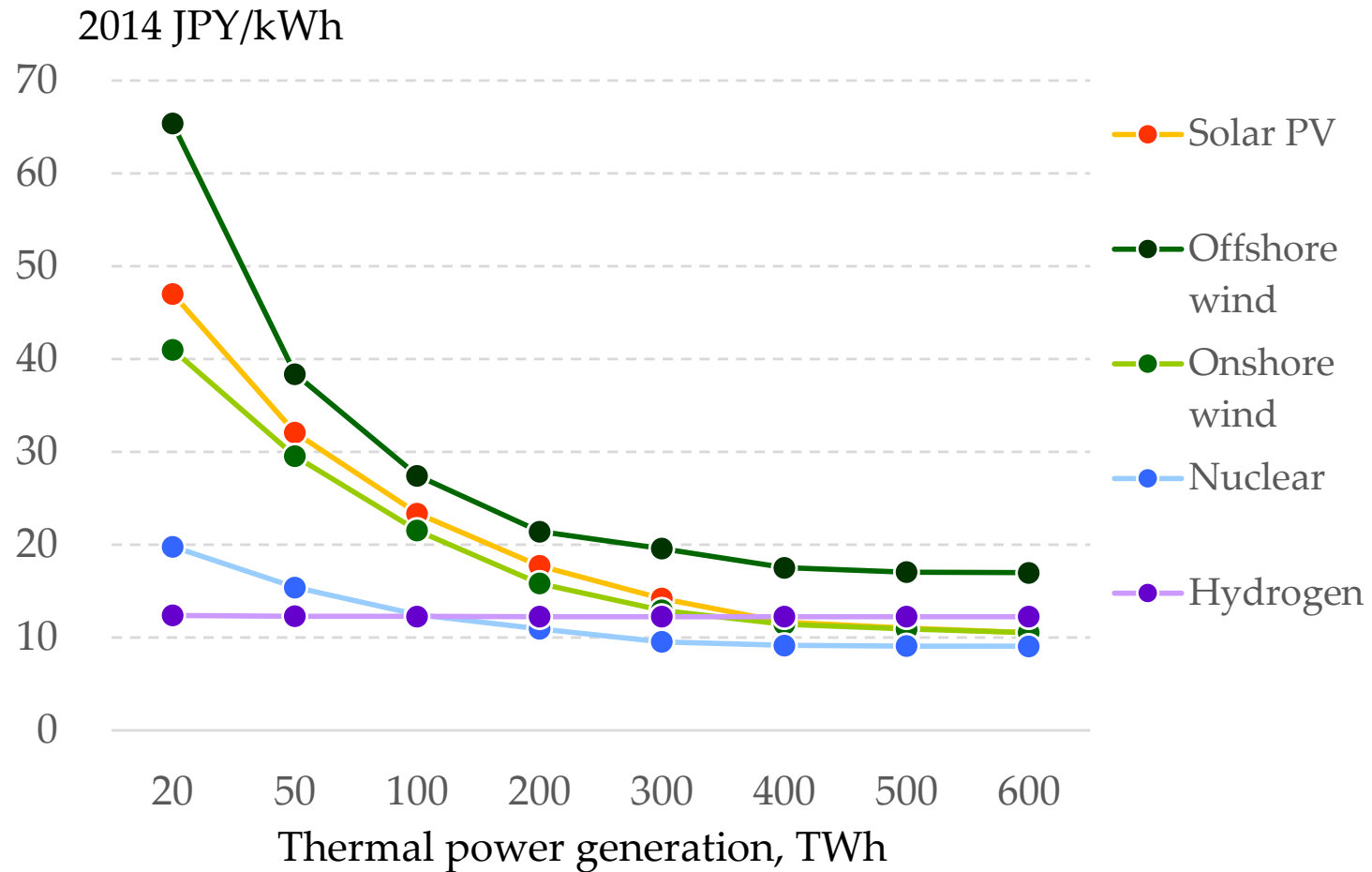
各ケースの発電総費用



総費用が最小となる火力発電量：

ケース6：	370 TWh	ケース3：	110 TWh
ケース5：	290 TWh	ケース2：	70 TWh
ケース4：	200 TWh	ケース1：	30 TWh

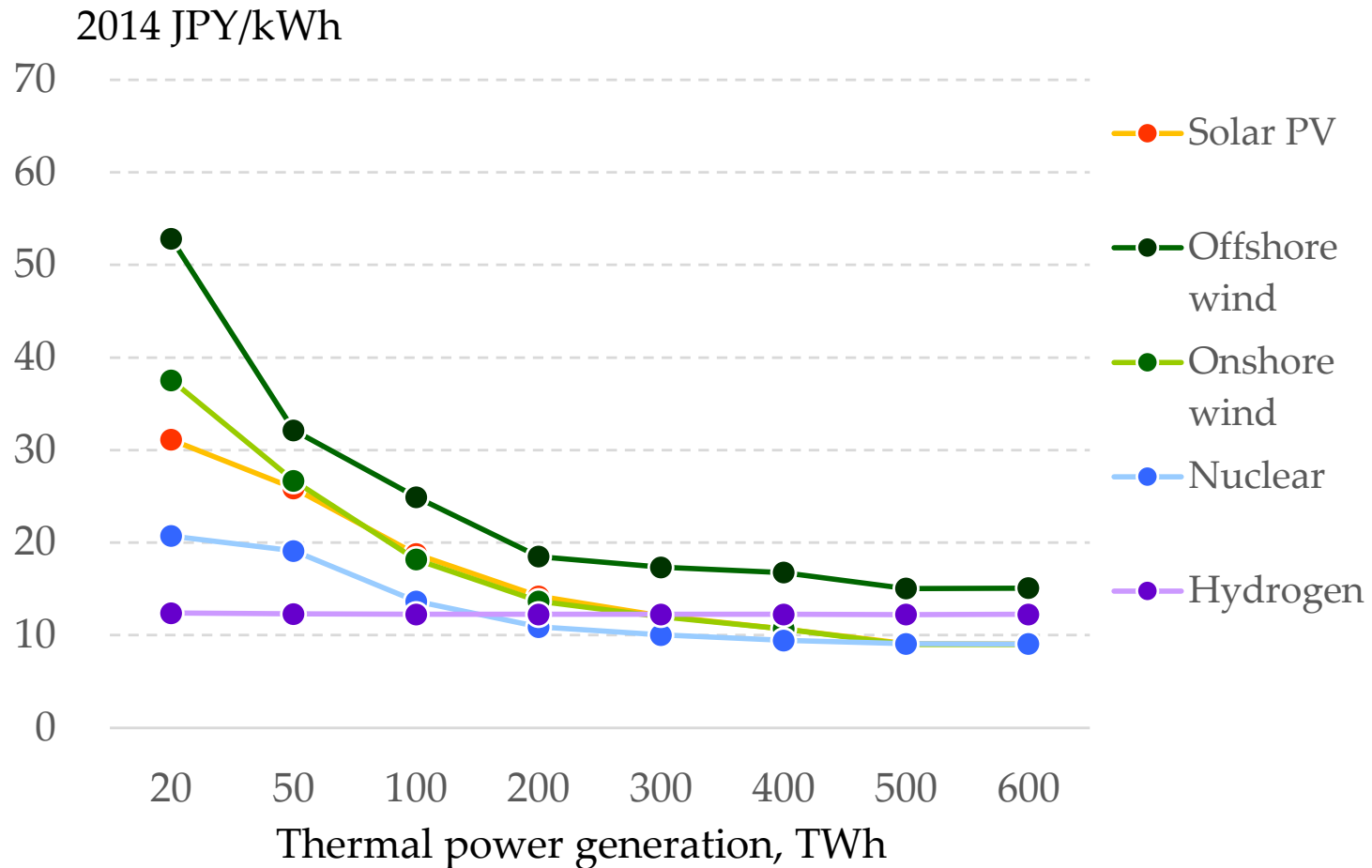
限界System LCOE：ケース6（PV：10.6円/kWh、陸上風力：9.1円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・47.0円/kWh、陸上風力・・・41.0円/kWh

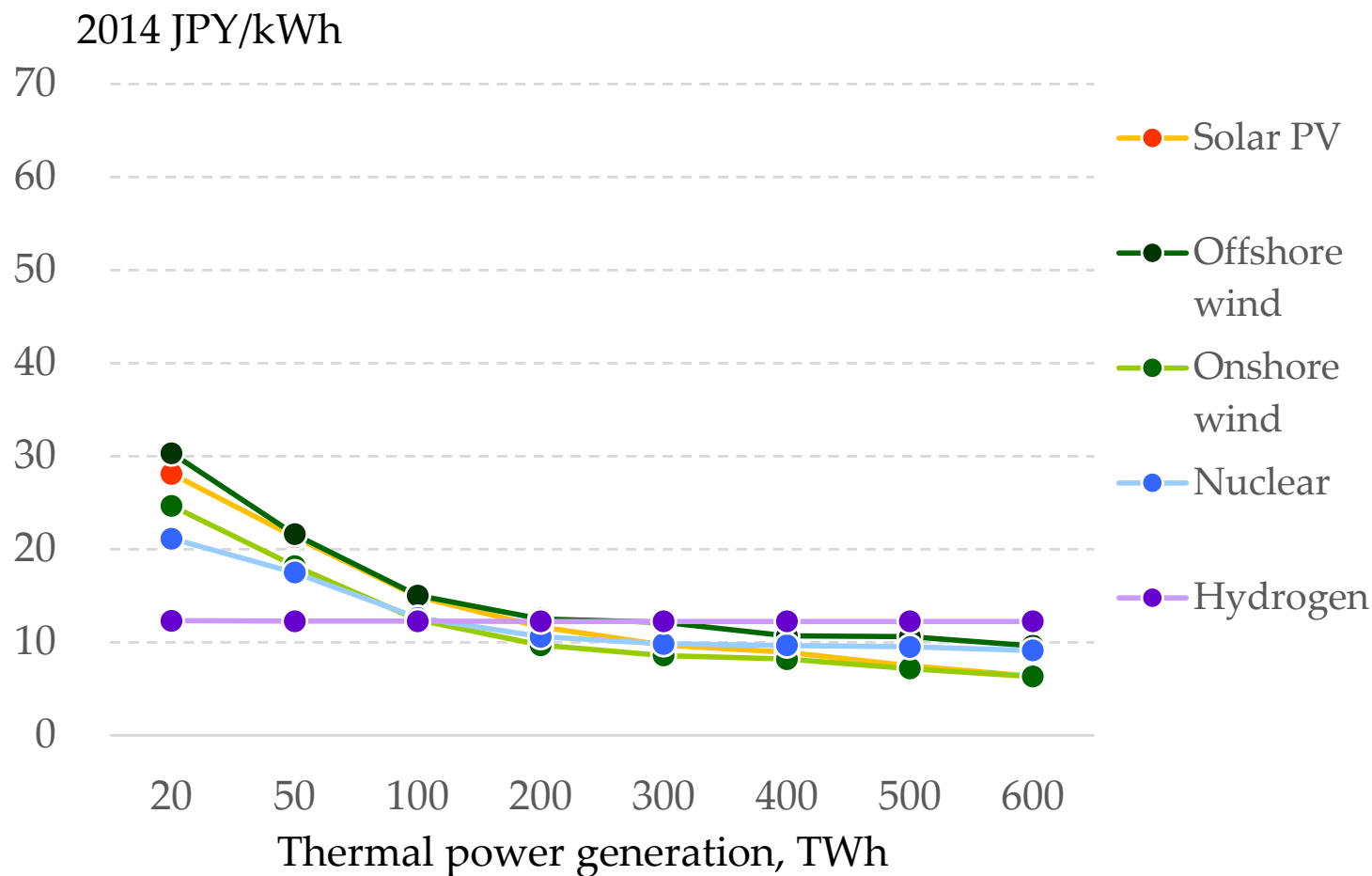
限界System LCOE：ケース5（PV：7.0円/kWh、陸上風力：8.0円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・31.1円/kWh、陸上風力・・・37.5円/kWh

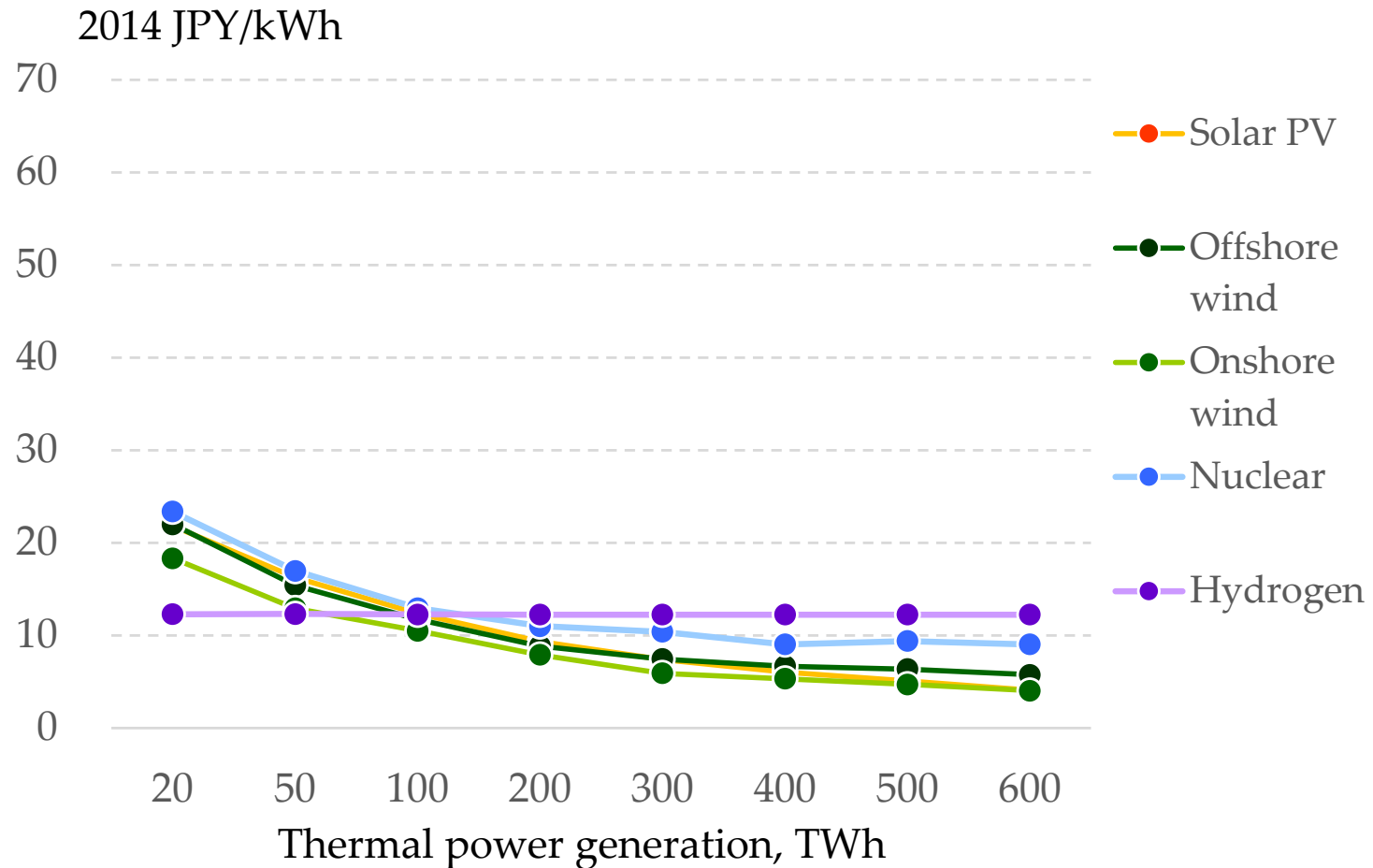
限界System LCOE：ケース4（PV：5.0円/kWh、陸上風力：5.0円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・28.1円/kWh、陸上風力・・・24.7円/kWh

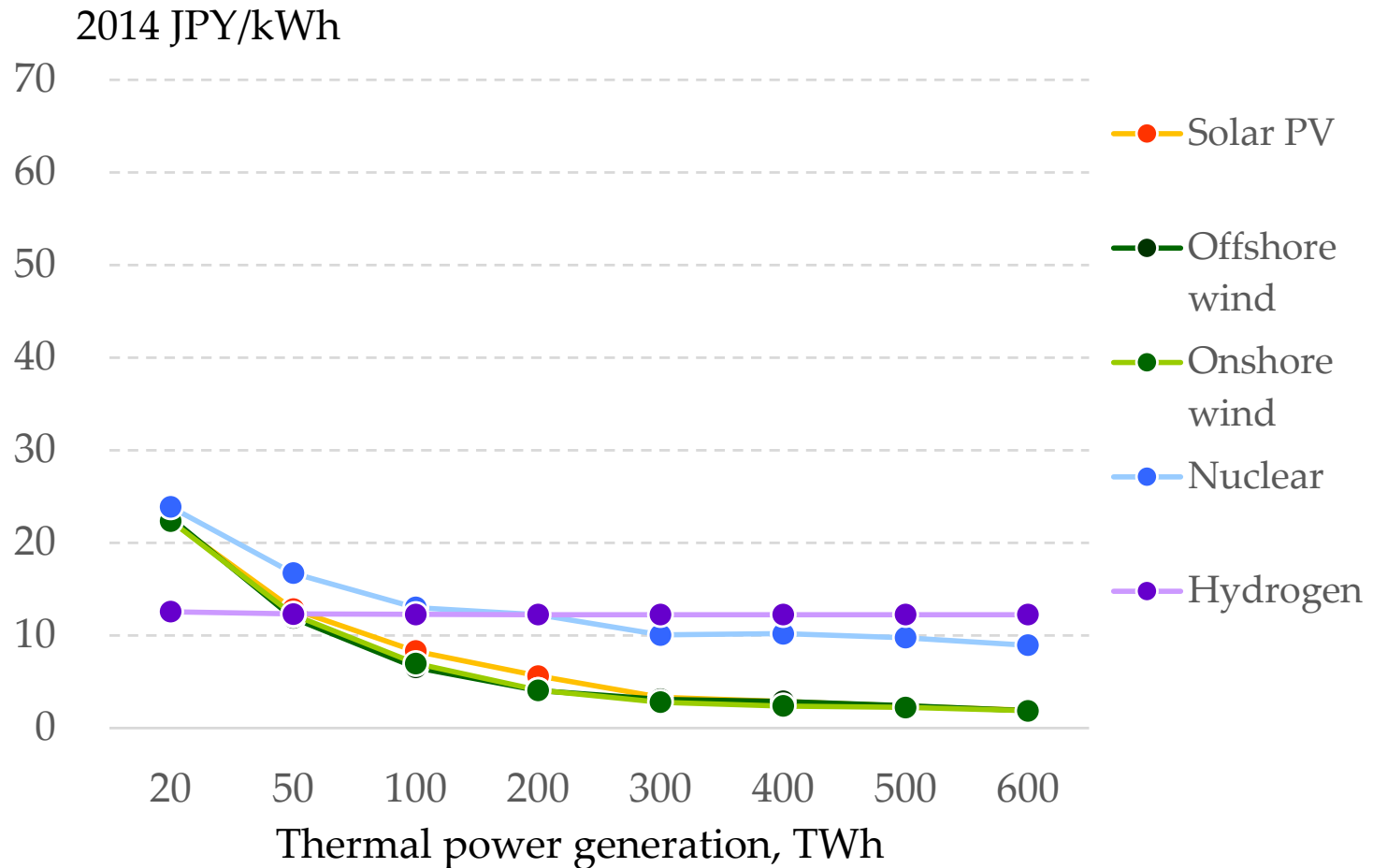
限界System LCOE：ケース3（PV：3.0円/kWh、陸上風力：3.0円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・21.8円/kWh、陸上風力・・・18.3円/kWh

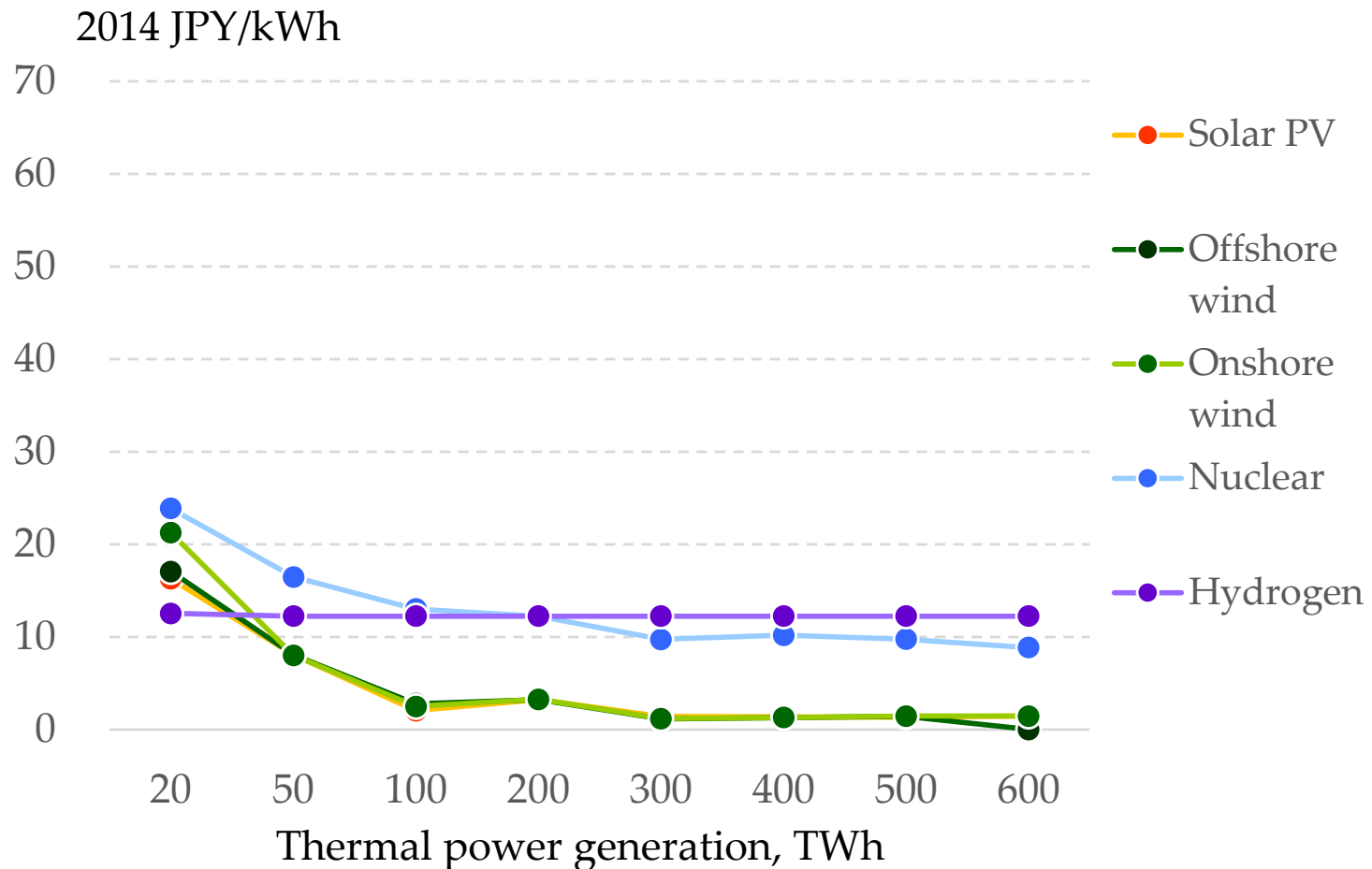
限界System LCOE：ケース2（PV：1.0円/kWh、陸上風力：1.0円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・22.4円/kWh、陸上風力・・・22.3円/kWh

限界System LCOE：ケース1（PV：0円/kWh、陸上風力：0円/kWh）



火力発電量20TWh時の限界System LCOE：

太陽光・・・16.3円/kWh、陸上風力・・・21.2円/kWh

脱炭素化した電力部門における原子力発電の経済性

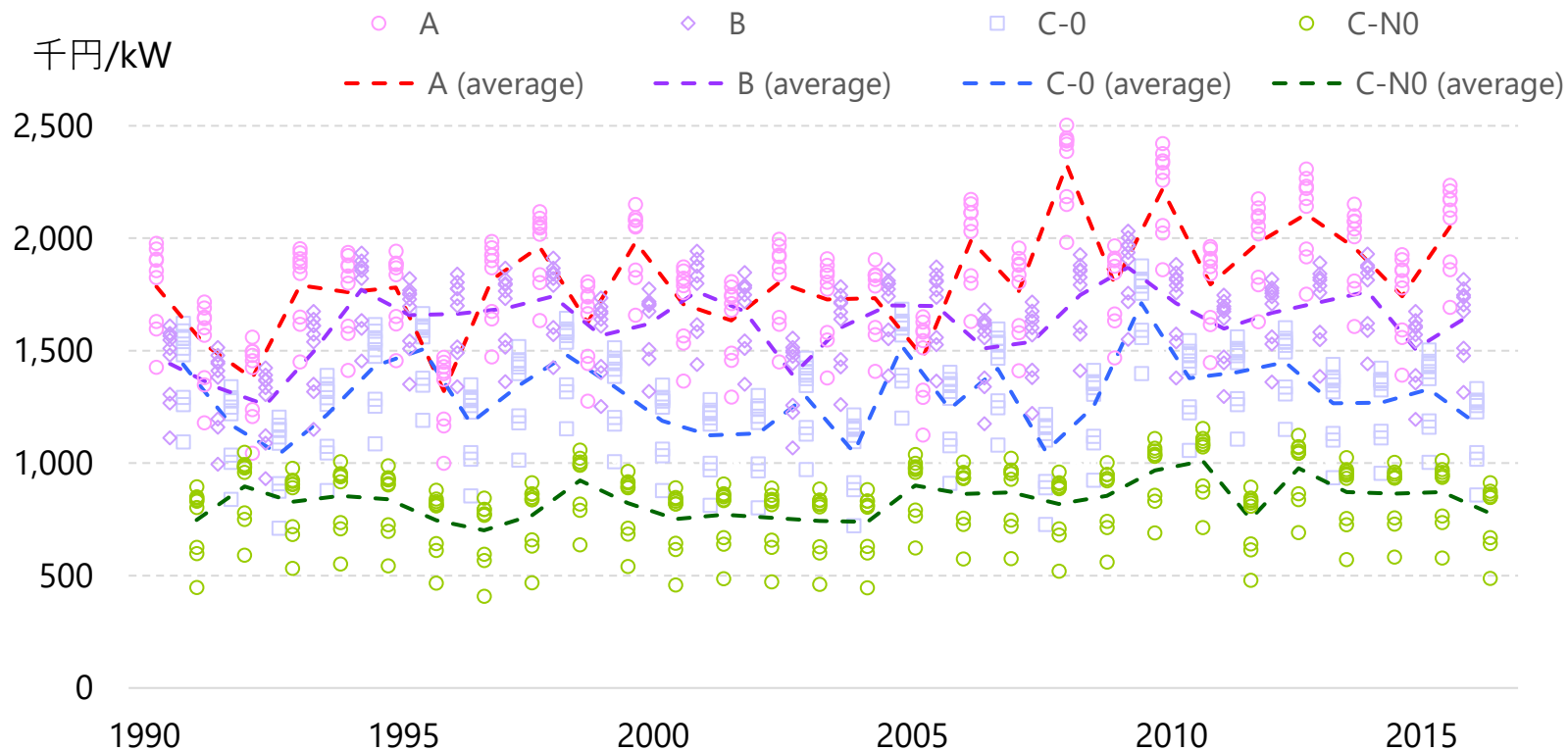
(1) 原子力発電設備制約のシャドウプライス＝発電設備の価値は非常に高くなる

- ・ VRE大量導入時の無風期間内に大規模の低炭素電力を安定して供給可能
- ・ VREのLCOEが極端に低下する（平均3円/kWh以下で全ての電力を賄い得る）場合には、原子力発電設備の価値も失われる可能性あり

(2) エネルギーミックス内での火力発電量が小さくなると、原子力の限界費用は上昇する

- ・ 火力発電量が小さい＝VREが極度に大量に導入される場合には、年間を通じて多くの時間帯において卸電力価格が低下し、原子力発電の経済合理的な設備利用率が低下する

原子力発電設備制約のシャドウプライス



- ・ VREのLCOEが9～10円程度の場合の試算（概ね前述のケース6に相当）。
- ・ 原子力発電設備制約のシャドウプライスは、「建設単価が追加的にどの程度

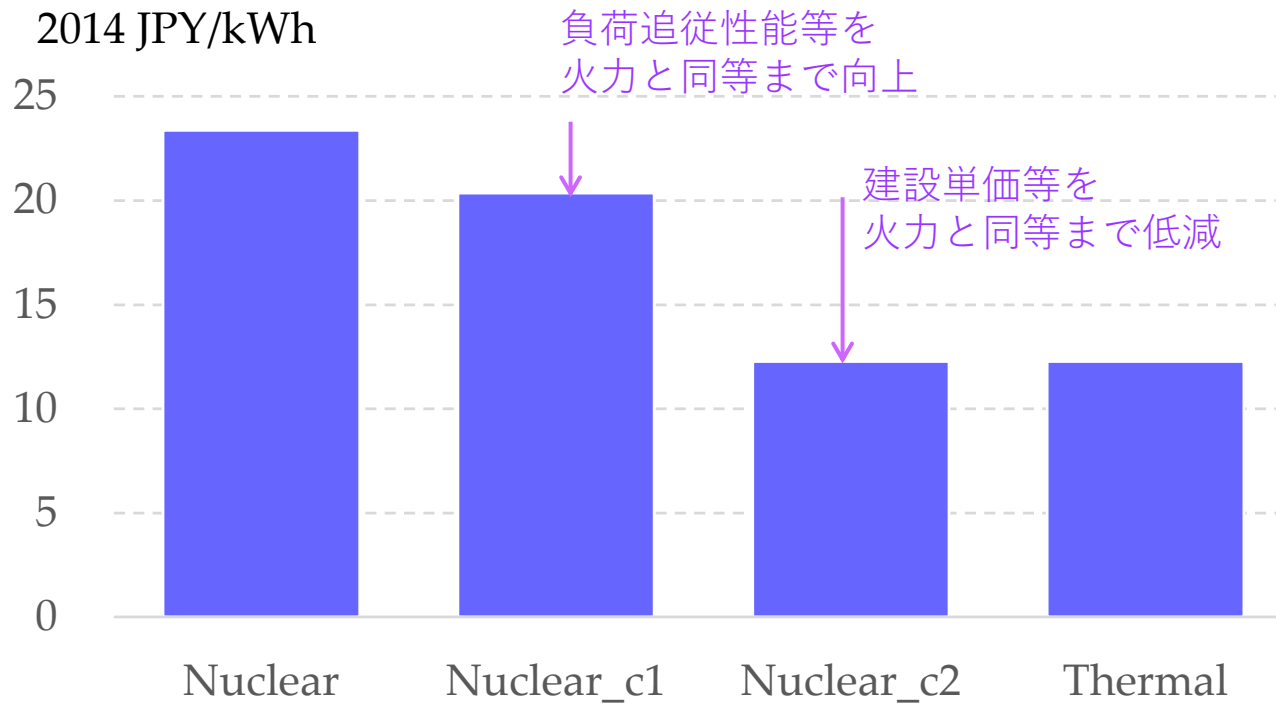
上昇するまで原子力発電所の新設は経済合理性をもつか」を示す。

- ・ 再生可能エネルギー大量導入時のシャドウプライスは非常に高く、特に既設の原子力発電所がない場合には

100万円/kWを超える。これは、**無風期間における安定供給を果たすために原子力が貢献し得る**ことを意味している。

A： 蓄電池のみ
B： 水素貯蔵のみ
C-0： 蓄電池＋水素貯蔵
C-N0： 原子力あり（
25GW）

原子力発電の限界System LCOE（ケース3：火力発電量 20TWh）



- ・ ケース3、火力発電量20TWhでの原子力発電の限界System LCOEは23.3円/kWhと、火力（12.3円/kWh）を大きく上回る。
- ・ 負荷追従性、最低出力等を火力と同等にしたケース（Nuclear_c1）では、原子力の限界System LCOEは20.4円/kWhと、わずかに低下する。
- ・ 更に建設単価等を火力発電と同等にすると、火力と同等まで限界System LCOEが低下する。

まとめ

- ・ ある特定の電源が**最適点を超えて導入されると、その限界費用は急速に上昇**する。このため一般的には、脱炭素化を目指す将来においても、特定の電源のみに偏らないエネルギーミックスの追求が必要となる。
- ・ 火力発電は柔軟性が高く、かつ安定供給が可能であるため、仮にLCOEベースで高価であったとしても、**ある程度のゼロ・エミッション火力の利用が必要**となる可能性が高い。
- ・ 仮に将来再生可能エネルギー100%を目指す場合、電力・エネルギーの**安定供給責任は全て再生可能エネルギーが担う**ことになる。この場合、ある程度安全側に見ても十分に安定供給達成が可能か否かを考える必要がある。
- ・ VREの限界費用上昇の要因として、「無風期間」における電力供給途絶リスクへの対処の必要性が挙げられる。即ち、1年もしくは数年に1度発生する「無風期間」に対処するためには、設備利用率が極めて低い蓄電システムを備える必要があり、電力システム全体でのコスト上昇につながる。
- ・ 原子力発電は「**低炭素電源を安定的に供給する**」ための手段として、電力供給途絶リスク、もしくは電力システムの総費用を低減させる役割をもつ。このため、VRE大量導入下において原子力発電の貢献を高めるためには、①必要時に安定的に発電を行うこと、および②建設単価を可能な限り低減させること、の2点が重要となる。
- ・ 脱炭素時の**電源の限界費用はゼロ・エミッション火力発電によって規定**され、一般的には高い。但し**平均費用は大量導入されたVREによって比較的安価になる**可能性がある。