

系統制約の克服に向けた対応について (その 2)

2018年2月22日
資源エネルギー庁

系統制約の克服に向けた対応の全体像

<発電事業者の声・指摘>

「つなげない」
(送電線の平均利用率が10%未満でもつなげない)

「高い」
(接続に必要な負担が大きすぎる)

「遅い」
(接続に要する時間が長すぎる)

<実態>

「送電容量が空いている」のではなく、
停電防止のため一定の余裕が必要
・ 50% = 「上限」(単純2回線)
・ 「平均」ではなく「ピーク時」で評価

欧州の多くも、日本と同様の
一部特定負担 (発電事業者負担)
・ モラルハザード防止のため、大半の国は
一般負担と特定負担のハイブリッド

増設になればどの国でも
一定の時間が必要
・ ドイツでも工事の遅れで南北間の送電
線が容量不足

再生可能エネルギー大量導入に対応する「新・系統利用ルール」の創設
(送配電事業者との個別ケースごとの対応 → ルールに基づく系統の開放へ
海外のベストプラクティスの積極的な導入)

<対応の方向性：「5つの柱」>

本日議論いただきたい論点

前回の御指摘事項についての論点

【1】実際に利用されていない送電
枠の「すき間」の更なる活用
(= 日本版コネク&マネージ)

【2】費用負担の見直し・分割払い
【3】コスト削減徹底 (接続費用のコス
ト検証、託送制度改革)

【4】手続の迅速化 (標準処理期間等)
【5】情報の公開・開示の徹底
(事業の予見性向上)

①各機関でルール化、②事例集・ガイドラインの策定、③紛争処理システムの構築

資源エネルギー庁

電力・ガス取引監視等委員会

電力広域的運営推進機関

1. 前回の御指摘事項について

(1) N-1電制の費用負担の在り方等

(2) 需給バランス制約（下げ代不足）による
出力制御

(3) 出力制御のシミュレーションに必要な
情報

2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革

3. 適切な調整力の確保

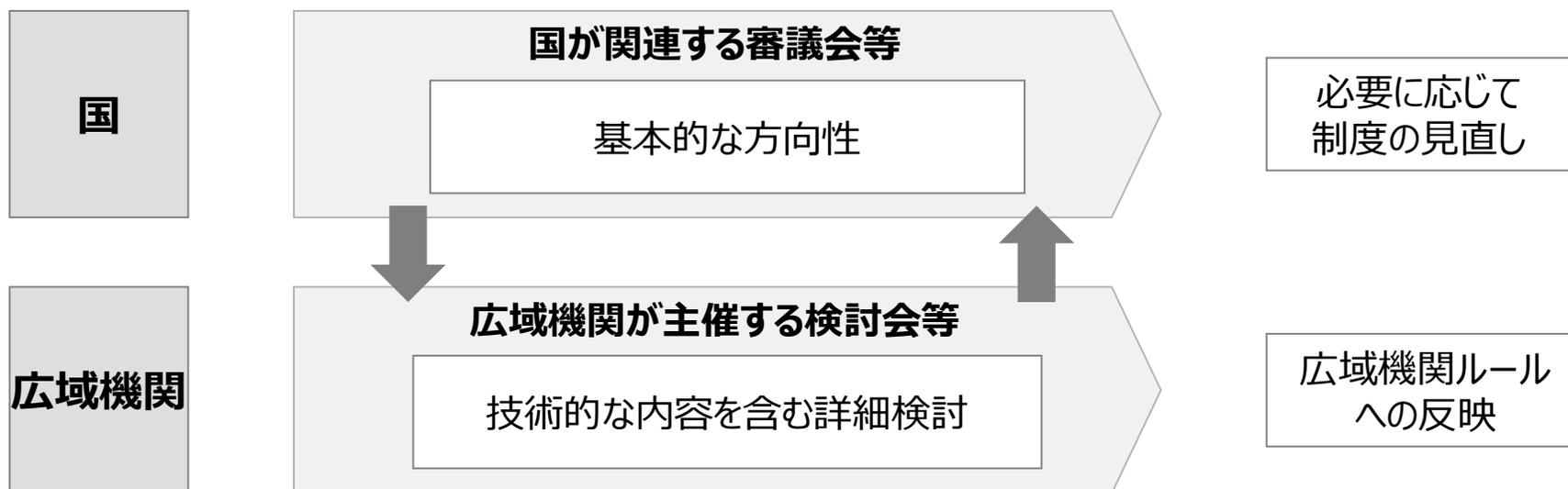
1-1-1. N-1電制に係る費用負担の在り方について①

- 前回本小委員会において、「日本版コネクト&マネージの仕組みの具体化について、早期に実現することが必要」、「まずは想定潮流の合理化やN-1電制の部分的適用等、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、2018年度早期からの適用も含め、着実に実現することが必要」などといった基本的な方向性や、「今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（本小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うこと」が了承された。
- これを踏まえ、広域機関（有識者等による広域系統整備委員会）において、N-1電制の具体的な適用方法の検討が行われ、一定の結論が得られた。
- 本日はN-1電制の「費用負担とオペレーション」を分けた本格実施に向け、重要論点である「機会損失に伴う費用負担の在り方」をご議論いただく。

御議論いただきたい点

第2回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会資料より

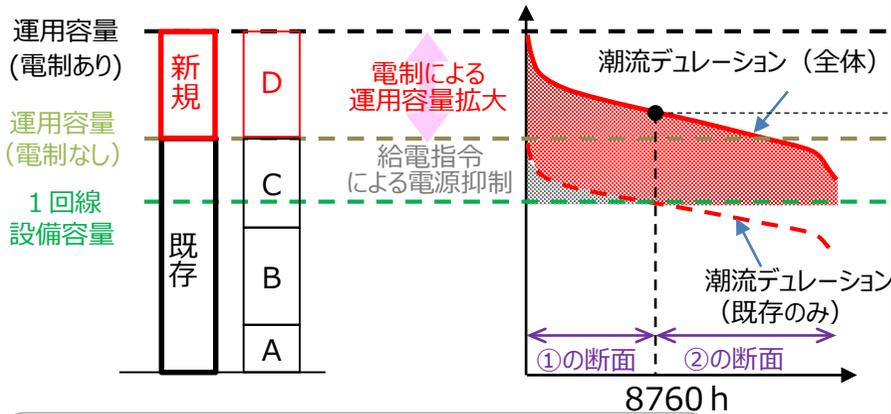
- 本日、広域機関より、既存系統の最大限の活用に向けたこれまでの検討状況等について報告。
- 再生可能エネルギーの大量導入時代における政策課題に関する研究会（これまでの論点整理）において指摘された、「日本版コネクト&マネージ」の仕組みの具体化について、早期に実現させることが必要ではないか。
- 具体的には、まずは、想定潮流の合理化やN-1電制の部分的適用等、関係者間での課題に関する調整が済んだものから、2018年度早期からの適用も含め、着実に実現することが必要ではないか。
- また、既存系統の最大限の活用のために、欧州の取組も参考としながら、N-1電制の本格適用やノンファーム型接続等も含め、更なる取組を検討すべきではないか。
- 今後の検討体制については、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（本小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は広域機関において行うこととしてはどうか。



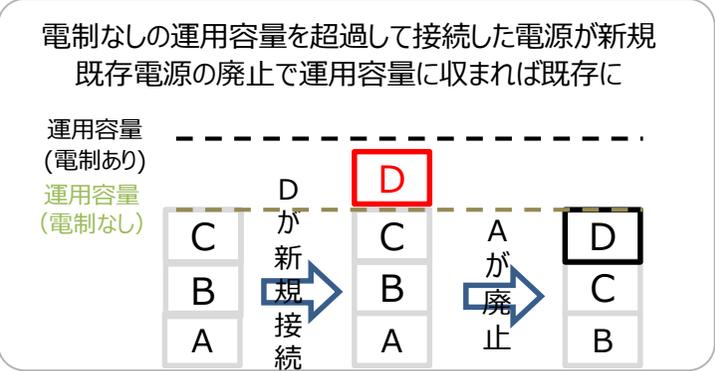
1-1. N-1電制に係る費用負担の在り方について②

- 広域系統整備委員会において、本小委員会での基本的な方向性を踏まえ、事業者からの早期接続の要請に配慮し、「**案1の考え方をベースに『費用負担とオペレーション』を一致させた方法での先行適用を2018年度上期末までに実施する**」との結論に至った。
- その上で、N-1電制の「費用負担とオペレーション」を分けた本格実施に向け、N-1電制適用による機会損失（故障時、設備停止作業時など）の費用負担について、広域系統整備委員会では、以下の3案が示されている。なお、電制装置等の費用については、費用負担ガイドラインに基づき整理することとされている。

第30回広域系統整備委員会資料を元に作成



	案1	案2	案3
	新規接続電源で負担※	当該系統事業者で負担	一般負担
①の断面 既存電源も抑制が必要	②の断面 既存電源のみでは抑制の必要がない		
N-1電制相当分は新規接続電源が負担すべきという考え方	系統接続後は事業者を公平に取り扱うという考え方	一般負担として託送料金に転嫁する考え方	



※既存電源が抑制される部分は、当該系統の既存事業者で負担
 ■ 既存電源で負担 (A, B, Cで負担)
 ■ 新規接続電源で負担 (Dで負担)
 ■ 当該系統の事業者で負担 (A, B, C, Dで負担)

1-1. N-1電制に係る費用負担の在り方について③

- 広域系統整備委員会では、「N-1電制の適用は、一定の信頼度リスクを許容した設備形成の基準に変えていくものであり、それらを考慮すると『受益と負担の関係』や『混雑エリアへの偏重回避を促す仕組み』が重要であることから、**系統アクセスの条件としては案1（N-1電制を前提として接続する新規電源）を電制対象者とする案）が望ましいのではないかと、**「事業者の早期接続の要請に配慮すべく、案1の考え方をベースに費用負担をオペレーションを一致させた方法での先行適用を2018年度上期末までに実施する」、「本格実施における費用負担に関する考え方は、重要論点でもあることから、本小委員会で議論する。」との結論に至った。
- なお、オブザーバーとして出席した新規事業者からは案2、案3を要望する意見があった。
- 本小委員会の「日本版コネクト&マネージ」の検討における基本的な方向性である、「適用可能なものから速やかに導入していく」という前提に立てば、2018年度上期末までに実施する先行適用との継続性を考慮し、**本格適用についても、まずは案1の方式を採用して運用を開始し、その後必要に応じ見直していくこととしてはどうか。**

第28回広域系統整備委員会資料より

評価の視点	案1	案2	案3
	新規電源の特定負担 ※1	当該系統の事業者で負担	一般負担
負担を求める場合、受益に応じた負担となっているか	N-1電制により接続する 新規事業者は、早期接続や初期負担軽減等の受益がある 一方、既存事業者の受益はないため、 新規事業者に負担を求めることに合理性がある。	当該系統内の新規と既存事業者との関係において 受益に応じた負担になっていない。 ただし、新規接続による既存事業者への影響が限定的である場合は不合理とまでは言えない。	受益に応じた負担とならない。 託送料金の上昇は抑制されるものの、低減にはつながらず、需要家にとって 受益があるとは言えない。
混雑エリアへの偏重回避を促す仕組みか	新規事業者が混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す 効果がある。	案1よりも効果は薄れるが、当該系統の作業時等の制約は増えることが想定されるため、混雑する系統を避け、空容量のあるエリアへの接続を促す 一定の効果はある。	発電事業者の負担がないため、混雑する系統への集中がより加速する虞。
現状の系統利用の考え方と整合が取れているか (系統接続後の扱い)	現状の系統利用の考え方とは異なる。 しかし、新規接続により既存事業者に大きな不利益を及ぼす場合は、 受益のある新規事業者に接続条件として接続後の負担を求めることについて、問題があるとは言えない。 また、費用負担ガイドライン制定前に負担なしで接続した事業者があるものの、当時の制度に則り対応しているものであり、 不公平とまで言えないのではないかと。	現状の系統利用の考え方と整合が取れている。 現状は、系統接続後は接続時の受益に応じた負担までは求めていないことを考慮すると、 従来通り公平に取り扱うことが合理的。 また、系統接続要件や運用容量の見直しについては、これまでも行われたが、 その前後で既存・新規事業者の運用面での扱いを変えてきたことはない。	現状は、発電制約に伴う機会損失は発電事業者の 特定負担 となっている。

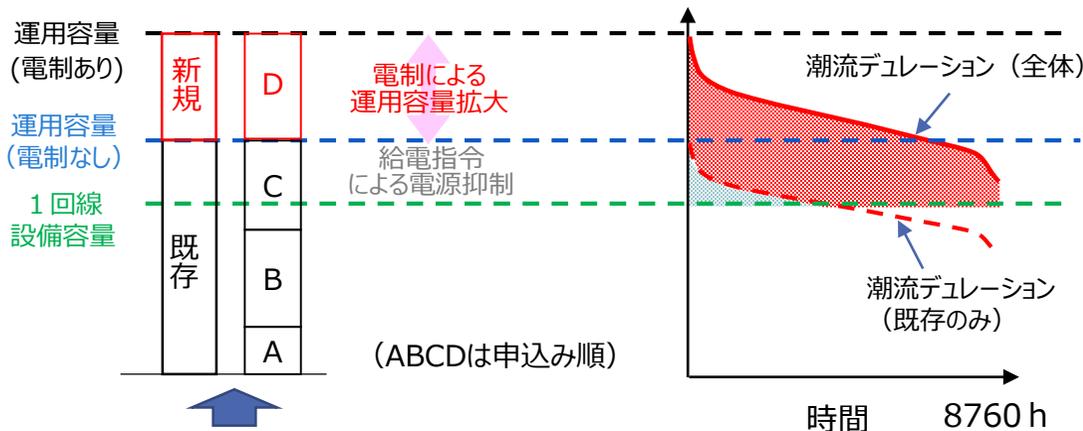
※1 既存電源が抑制される部分は、当該系統の事業者で負担

第28回広域系統整備委員会資料より

- 一方で発電事業者からは早期の接続を望む声が大きいため、まずは、「N-1電制を前提として接続する新規電源」を電制対象者（費用負担＝オペレーション）とすることで、先行的に適用していくことどうか。
- この時、高圧に接続する電源や設備保安上の理由で電制対象者にはならない新規電源は、費用負担の精算などの課題が解決するまでは、N-1電制適用の対象外とし、原則、設備増強による接続としてはどうか。

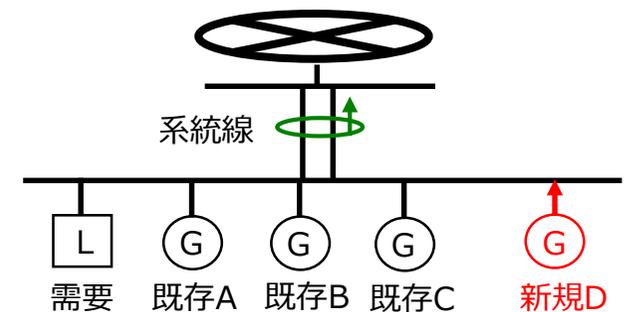
【費用負担案（イメージ）】

- オペレーションと費用負担は一体とし、以下のような考えに基づき、N-1電制を先行的に適用していく。
 - ✓ 現状の「給電指令による電源抑制」の範囲は、現行の託送約款に基づき、給電指令対象者が負担する。
 - ✓ 電制による運用容量拡大の範囲は、特別高圧以上に接続を希望する新規電源が電源制限対象となり、機会損失の費用も負担する。



上記に示すように、新規接続電源とは、「N-1電制を前提として接続する電源」を意味する

(系統イメージ)



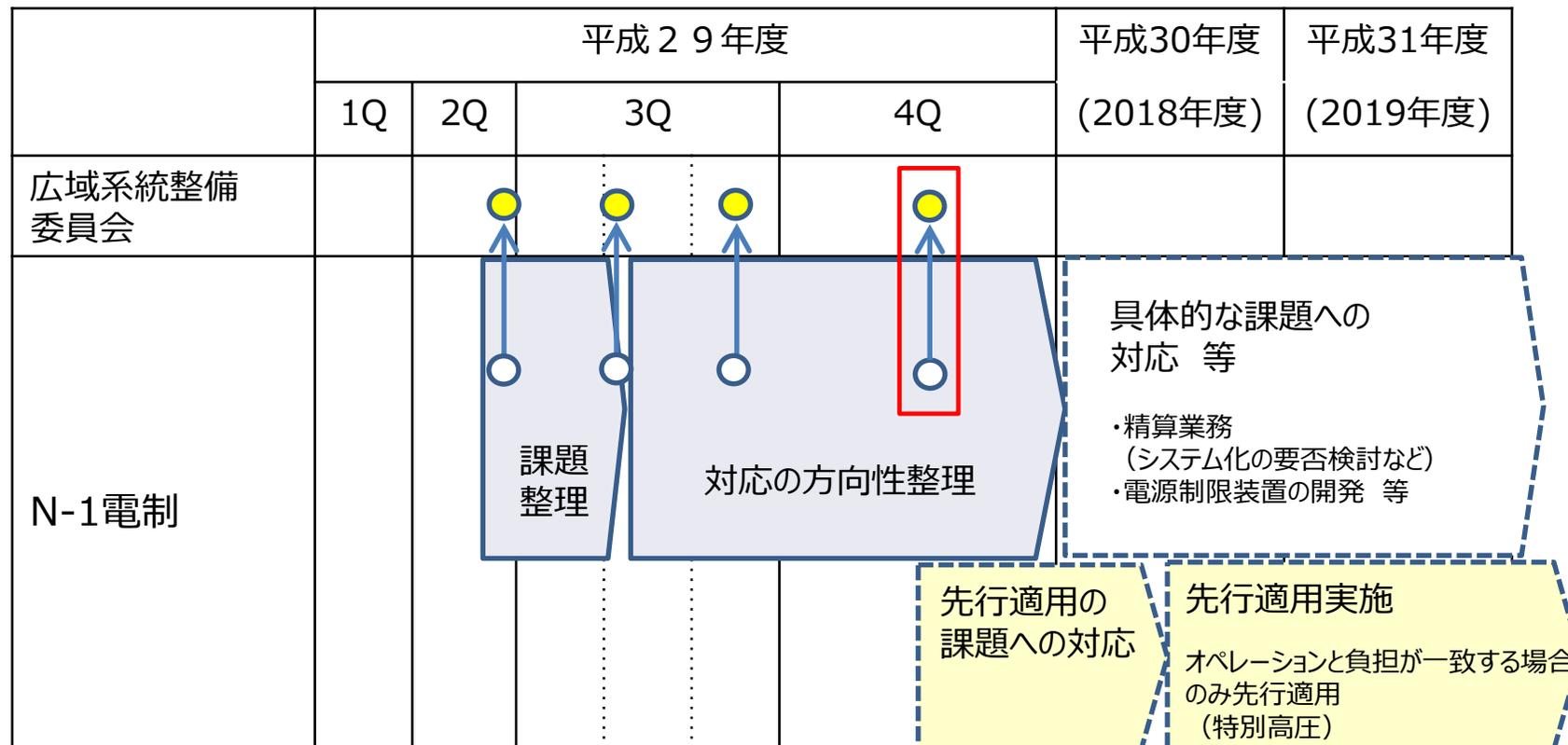
新規接続電源で負担 (Dで負担)

(参考) N-1電制の検討の進め方 (スケジュール)

第30回広域系統整備委員会資料より

- 先行適用については、適用に向けた課題への対応を図り、平成30年度上期末を目途に接続検討等の回答へ反映していく。
- 精算業務等の具体的な課題への対応については、「地域間連系線及び地内系統の利用ルール等に関する検討会」とも連携を図りながら、引き続き検討を進めていく。

【スケジュール】



(委員からのご意見)

案1を推す意見

- 現状の系統利用の考え方との整合性というのがどこまで見ればよいかわからないところはあるものの、今回、設備形成の基準を変え、新しい基準を作っていることを考えれば、整合性が図れていなくても良いのではないかと考えている。
- 案1のように新規事業者が本当に偏重を避けるように接続したかどうかを明確にする意味でも、当初は案1のようなかたちでやるべきである。
- 設備形成が効率的になされているかということを促していくような仕組みを入れることが、再エネの最大導入においても大事ではないかと考えており、混雑している系統をあえて選択しないような仕組みというものがあるべきである。
- 結局、受益を受ける方が負担するという考え方、既存の事業者からしても予見性を損なうことがないような仕組みづくりが大事だと考えており、案1が妥当だと思っている。
- 案1としている理由は、受益者がいるとすると、受益者に負担していただくのが合理的であるからである。その他の案は、事業者の立場では予見可能性に関するリスクが減るかもしれないが、その分は誰かに負担が発生してしまうという裏側を考えて欲しい。
- 案1は新規と既存を分けて運用することが大変になり過ぎることが懸念されるため、案1でスタートするのはよいが、将来ずっとこれでいくのではなく、ある程度の時点で見直しをする可能性があることで整理してもよいのではないかと考えている。

案2を推す意見

- 「当初は案1だが、最後は案2」という意見があったが、場合分けが多くなると仕組みを維持することが大変になるという懸念やどのように案2に移行していくかということを考慮すると、最初から案2というのもひとつのオプションではないかと考えている。

(オブザーバからのご意見)

- 案1だと新規電源にあまりにも過度な負担が掛かってしまうおそれもあるので配慮していただきたい。それを考えると当初は案2から入るべきではないかと考えている。
- N-1電制適用の目的は、再エネの導入を促進することにあると理解しており、その抑制費用がFIT価格に盛り込まれないのであれば、案2でいくべきではないか。更には、再エネ電源の持つ温暖化抑制効果という広く国民が受益する便益を考えれば、案3でも良いのではないかと考える。
- 非常に系統が制約を受けており、新規電源が入りにくいという中でこのような取組が検討されていることから、電制があっても連系していきたいということを考えると、案1のような考え方で良いのではないか。
- 既存電源の中には費用負担なしで接続してきたものが非常に多くあると考えられ、新規事業者のみに費用負担を強いること、また、接続契約申込時期の僅かな差で負担に違いが生じることになる案1には納得できない。
- 電力系統は公共の資産であり、新規と既存に差を設けるべきではないため、案2や案3の方が適切ではないか。
- 高圧に接続する電源にとっては、高圧系統の増強に加えて、N-1電制による費用負担を求められると2重の費用負担となること、系統増強なしで接続してきたFIT電源も多くあることから、案2でお願いしたい。

第28回広域系統整備委員会資料より

■ 今後、新規電源の代替で既存電源を電制対象（もしくは抑制対象）とする場合の費用負担に関する精算について検討を進めることにしているが、以下のような課題解決が必要である。

① 正確な費用の把握

- ✓ 機会損失費用について正確に把握するためには、電制対象電源の燃料単価や起動費等を把握する必要がある。
- ✓ これを実現するためには、一般送配電事業者による燃料単価や起動費等の把握に関する制度的な担保が必要になるものと考えられる。
- ✓ また、事業者が受容可能となるような広域機関および一般送配電事業者での情報管理が求められるものと考えられる。
- ✓ 加えて、費用負担の前提となるN - 1電制動作時の発電電力量をどう把握するのか、自然変動電源に対する機会損失費用等はどのように算出するかについて検討が必要。

② 多数の事業者からの費用回収

- ✓ 特に、高圧に接続する電源は事業者数が多いことから、効率的な費用回収を確実に行う方法について検討が必要である。また、何等かのシステム化の可否についても検討が必要。

■ 上記については、託送制度や約款等に係る課題であり、国の審議会等を含め、議論を進めていく必要があるため、相応の時間を要する。

- ✓ 現行の託送供給等約款に基づけば、給電指令の対象者が費用負担することになっているが、オペレーションと費用負担を分けて考える場合、託送供給等約款の見直しも含めた検討が必要。
- ✓ 費用負担に関する精算の仕組みについては、「地域間連系線及び地内送電系統の利用ルール等に関する検討会」でも検討課題に挙がっており、実務面やシステム化の可否を含めた検討が必要。

1-1-2. N-1電制 効果の確認 (イメージ)

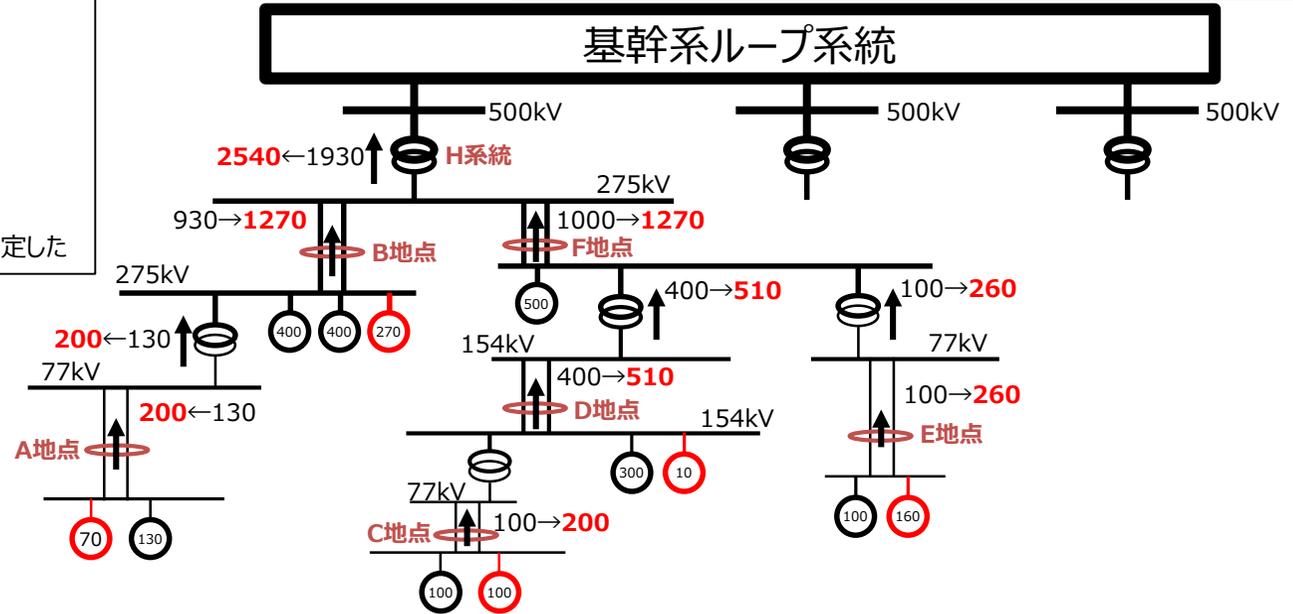
第30回広域系統整備委員会資料より (一部変更)

【試算にあたっての前提条件】

- ・信頼度面の影響を考慮の上、当該基幹系統 (放射状) に N - 1 電制を適用した場合を想定
- ・1 送電線あたりの電制量の上限は500MWであるものとした
- ・電制で200%まで運用容量が拡大されるものとした
- ・全ての電源が電制対象とすることが可能とした
- ・記載の地点以外に制約はないものとした
- ・連系可能量は下位系統から順に接続していくことで算定
- ・電制適用前の運用容量は短時間過負荷容量(130%)で設定した

【凡例】

- 100 : 既設電源
- 100 : 新規電源 (電制適用後)
- 赤数字 : 電制適用後潮流



【連系可能量の試算】

地点	電圧	電線	運用容量 (1回線)	事前潮流値	電制適用前 連系可能量 ①	電制適用後 運用容量	電制適用後 連系可能量 ②	拡大率 ② - ①	備考
A地点	77kV	ACSR410	130 (100)	130	0	200	70	+70 54%増	
B地点	275kV	TACSR610	1000 (770)	930	70	1270 (770+500)	270	+200 20%増	適用後運用容量は電制量の上限值による
C地点	77kV	ACSR410	130 (100)	100	0	200	100	+100 77%増	適用前連系可能量は上位系制約による
D地点	154kV	TACSR410	440 (340)	400	0	680	10	+10 2%増	連系可能量は上位系制約による
E地点	77kV	ACSR610	170 (130)	100	0	260	160	+160 94%増	適用前連系可能量は上位系制約による
F地点	275kV	TACSR610	1000 (770)	1000	0	1270 (770+500)	0	0	適用後運用容量は電制量の上限值による
H系統合計				事前潮流 1930	連系後 2000		連系後 2540	+540 28%増	

第28回広域系統整備委員会資料より

- 費用負担に関する軸となる考え方を整理するにあたり、その参考とすべく、N-1電制適用による機会損失の頻度と影響を整理した。
 - ✓ 設備停止作業による発電制約が大半を占める。
 - ✓ 設備停止作業は、12日/年～25日/年程度であるが、仮に全ての日数※で発電制約を受けたとしても、全時間帯の1%～2%程度であると考えられる。
 - ・超高压系統未満：8時間×12日 = 96（時間/年） ⇒ 全時間帯の1%程度
 - ・超高压系統以上：8時間×25日 = 200（時間/年） ⇒ 全時間帯の2%程度
- （※ 昼もしくは夜の8時間の制約があると仮定して算出）

【1 送電線あたりのN - 1 故障の頻度】

発生件数（件、3年分）	対象総数(線路)	1 送電線あたりの発生頻度（回/年）
5,036	5,137	0.33 [= (5,036/5,137)/3年]

※ 一般送配電事業者（10社）の2014～2016年度（特別高圧以上の送電線）の故障実績より算出

【1 送電線あたりの設備停止作業の頻度】

区分	作業内容（例）	超高压系統未満		超高压系統以上	
		作業日数	作業時間	作業日数	作業時間
点検	遮断器点検など	1日/年	8時間/年	3日/年	37時間/年
修繕	地線修理、塗装、がいし取替 など	2日/年	17時間/年	7日/年	103時間/年
工事（改良・拡充）	電線張替、鉄塔建替など	9日/年	191時間/年	15日/年	300時間/年
合計		12日/年	215時間/年	25日/年	440時間/年

※ 一般送配電事業者（1社）の2017年度設備停止作業計画（特別高圧以上の送電線）より算出

※ 例えば、改良工事と同調して同時時間帯で点検を行う場合など重複してカウントしている場合もあるため、作業日数および作業時間ともに多めに算出されている

1-1-2. 想定潮流の合理化 効果の確認（イメージ）

第30回広域系統整備委員会資料より

- 実際の電源接続案件募集プロセスにおいて、想定潮流の合理化等の考え方に基づき検討した結果は、下表のとおり。
- その効果については、系統状況によって異なるものの、定格容量ベースの評価から実績ベースの評価等により、一定の効果はあることが確認できる。
- また、東北北部の電源接続案件募集プロセスにおいても、先行的に想定潮流の合理化等の考え方を取り入れて検討しており、一定の効果があることを確認している。

ケース	適用電圧	運用容量	適用前		適用後	合理化効果 空き容量増分 (運用容量比)	主な想定潮流の合理化内容
1	187kV	226MW ^{※1}	想定潮流	196MW	191MW	+5MW (2%増)	・自然変動電源の実績評価
			空き容量	30MW	35MW		
2	154kV	311MW	想定潮流	349MW	303MW	+46MW (15%増)	・水力発電所の実績評価 等
			空き容量	▲38MW	8MW		
3	77kV	180MW	想定潮流	187MW	179MW	+8MW (4%増)	・水力発電所の実績評価
			空き容量	▲7MW	1MW		

※1 増強後

1. 前回の御指摘事項について

(1) N-1電制の費用負担の在り方等

(2) 需給バランス制約（下げ代不足）による
出力制御

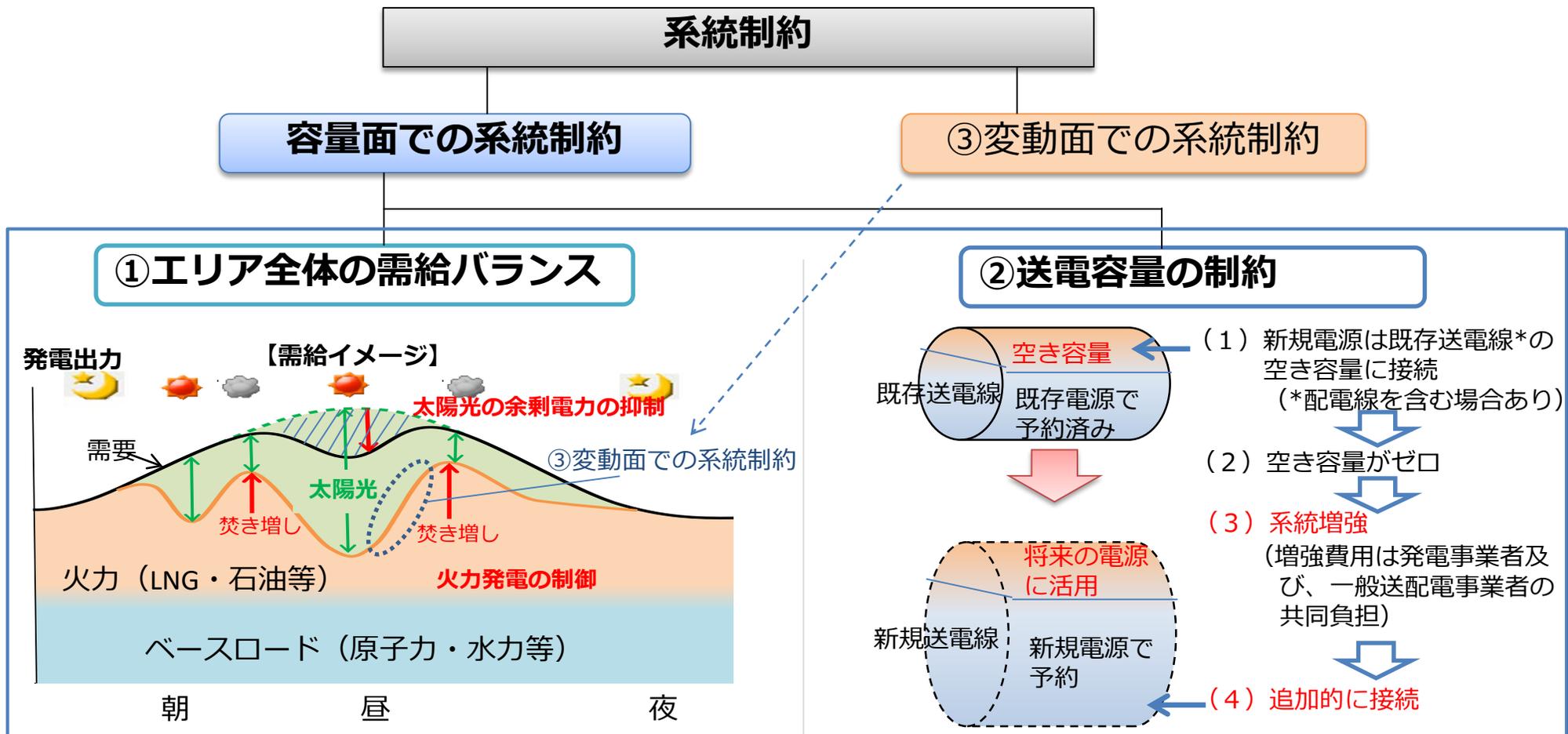
(3) 出力制御のシミュレーションに必要な
情報

2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革

3. 適切な調整力の確保

(参考) 系統制約の種類について

- 系統制約は、容量面での系統制約と変動面での系統制約に大別される。
 - さらに、容量面での系統制約は、エリア全体の需給バランスの制約と送電容量の制約に分けられる。
- ① **エリア全体の需給バランス**：需給一致のために余剰電力の出力制御が必要
- ② **送電容量の制約**：連系のために送電線の増強が必要
- ③ **変動面での系統制約**：太陽光・風力の出力変動に追随するため、調整力の拡大が必要

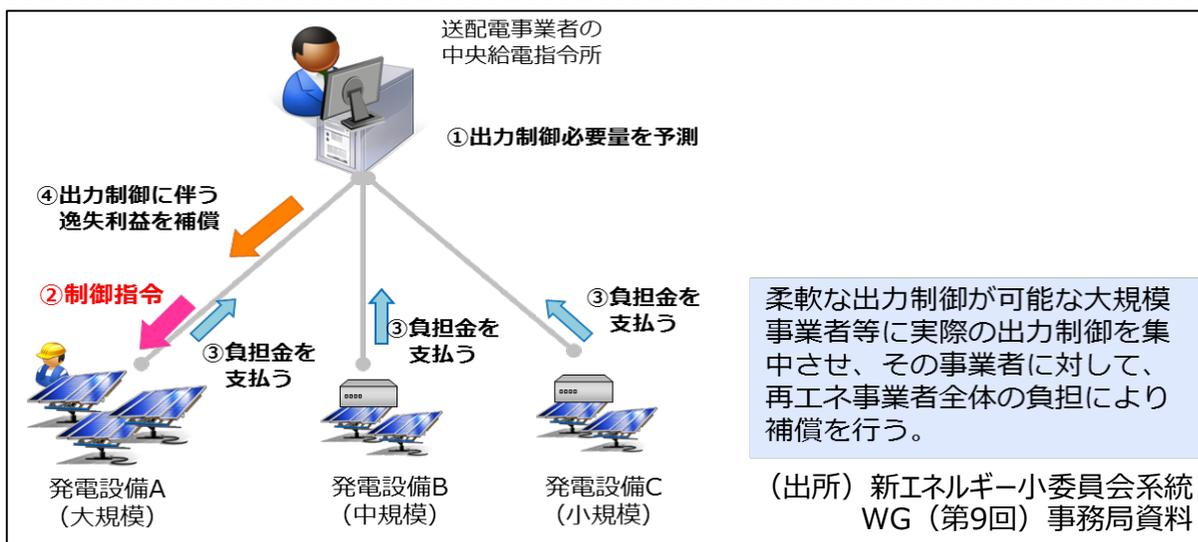


1-2. 需給バランス制約（下げ代不足）による出力制御

- エリア全体の需給制約バランスによる出力制御については、「出力制御の公平性の確保に係る指針」（平成29年3月資源エネルギー庁省エネルギー・新エネルギー部）に基づき、**発電事業者間の公平性及び効率的な出力制御のための柔軟性を確保**することが求められている。これを踏まえ、一般送配電事業者は、（必要に応じて出力制御ルールの事業者毎にグループ分けを行った上で）**年度単位で出力制御の機会が均等となるように順番に出力制御を実施**する。
- 一方、現状のルールは制御に伴う手続の公平性は確保しているものの、主に中小規模の太陽光設備には中給から直接制御指令を受ける機能がなく、前日段階で制御指令を受けることから、予測誤差を踏まえ、より多くの発電設備に対して制御をかける必要がある。このため、実際の出力制御は**直前でも出力制御が可能な大規模の再生可能エネルギー設備等に限定し、出力制御範囲を抑制するとともに、経済的に調整する手法も**考えられる。
- また、出力制御を経済的に調整する手法を活用することにより、今後、出力制御が起きる際に、住宅用太陽光発電等の小規模電源の出力制御頻度を減少させ、物理的な制御の実運用を効率化ができる可能性がある。

<経済的な調整の実施（イメージ）>

- ① 発電設備B・Cの出力制御を実施しない代わりに、発電設備Aに対し余分に出力制御を実施。
- ② 発電設備B・Cが出力制御せずを得られた収益と、発電設備Aが余分に出力制御したことによって逸失した収益を小売OR送配電が調整。



1-2. 需給バランス制約（下げ代不足）による経済的出力制御の課題¹⁸

- 需給バランス制約による出力制御を経済的に調整する手法については、①追加収益、逸失収益の算定方法、②費用調整の実務、③買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整）等について、引き続き実務的な検討が必要。

<運用手順（例）>

1. 出力制御の必要性がある場合、一般送配電事業者は前日orゲートクローズ（GC）までに出力制御の指示を対象FIT電源及び火力に対して行う。
2. したがって、GC時点でエリア内の発電計画と需要計画は一致。
3. 1ヶ月分の出力制御の結果をまとめて、最終的に費用精算。電力量ベースでエリア内のFIT電源及び火力の出力制御割合を算出し、関係事業者間の精算として実施（実際にお金を払う主体については今後要調整）。

活用が想像される場合	対象（例）	目的	課題
(1)同電源種間の調整Ⅰ	A:大規模太陽光 B・C:住宅用太陽光	規模の小さな発電設備を出力制御しない代わりに、大規模な発電設備に余分に出力制御を行い、運用効率化を図る。	① 追加収益、逸失収益の算定方法 ② 費用調整の実務 ③ 買取価格の異なる電源間の調整（収支不一致の調整） ④ GC後の調整の可否等効果的な運用方法 ⑤ 指定電気事業者エリアの出力制御用PCS設置義務の取扱い
(2)同電源種間の調整Ⅱ	A:出力制御回数 他より多い事業者 B・C:出力制御回数 がAより少ない事業者	30日/360時間の上限に近い出力制御が行われる際などに設備間の公平性を確保する。	
(3)他電源種間を含む調整	A:最低出力が基準値以下の事業者 B・C:最低出力の出力が高い事業者	出力を一定基準以下に引き下げられない事業者が、その分、代わりに経済的補填を行うことで設備間の公平性を確保する。	

1. 前回の御指摘事項について

(1) N-1電制の費用負担の在り方等

(2) 需給バランス制約（下げ代不足）による
出力制御

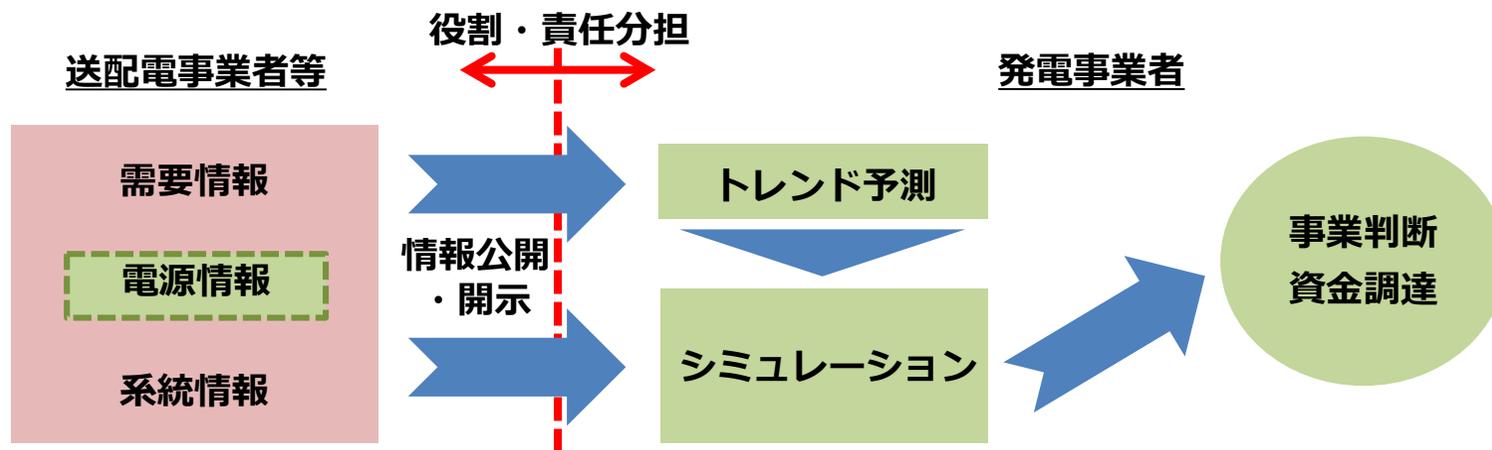
(3) 出力制御のシミュレーションに必要な
情報

2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革

3. 適切な調整力の確保

- 送電容量の制約による出力制御の見通しを高めることは、日本版コネクト&マネージの下で行う再生可能エネルギー発電事業の収益性判断と資金調達に不可欠。足下では、東北北部エリアの電源接続案件募集プロセスにおいて、系統増強工事完了までの暫定連系中の出力制御の見通しが事業判断に当たって重要な要素となっている。
- こうした系統シミュレーションに必要な情報のうち、まずは「需要に関する情報」や「送配電に関する情報」だけでも、足下で求められている出力制御の予見可能性向上に資すると考えられることから、対応可能なものから公開・開示を行うこととしてはどうか。
- 具体的には、①地点別需要実績（需要カーブ）、②154kV以上の系統構成と潮流（実績・計画）について、広域機関で取りまとめることも含め公開・開示に向けた準備を始めつつ、まずは必要性の高いエリアから速やかに一般送配電事業者が公開・開示することとしてはどうか。
- なお、「電源に関する情報」は発電事業者の競争に関わり得るものであることから、その適切な情報開示の在り方について次回以降御議論いただくこととしたい。

- 再生可能エネルギーの導入拡大によって系統制約が顕在化するにつれ、出力制御が実施される可能性が高まってきている。こうした中、発電事業の収益性を適切に評価し、投資判断と円滑なファイナンスを可能とするため、事業期間中の出力制御量の予見可能性を高めることが、再生可能エネルギーの大量導入の実現に向けて極めて重要。
- 一方で、発電事業者の事業判断の根拠となる出力制御の見通しを送配電事業者が示そうとすると、見通しよりも高い出力制御が現実には発生する事態を確実に避けようと、見積り自体が過大となるおそれがある。このため、送配電事業者等が基礎となる情報を公開・開示し、それを利用して発電事業者やコンサルタント等が出力制御の見通しについて自らシミュレーションを行い、事業判断・ファイナンスに活用する、という形になるよう役割・責任分担の見直しを行うべきではないか。
- この際、シミュレーションの精度を高めるために必要な情報が適切に公開・開示されることが重要であり、送配電事業者側の需要・系統情報だけでなく、一定の発電事業者側の情報も必要となる。
- ただし、公安上の問題や企業の競争力に関わる情報の取扱いには留意が必要。一般への公開だけではなく、特定の利用者・利用目的に限定した情報開示等の方策も検討しつつ、情報公開・開示によって得られる社会的な利益とリスクのバランスの取れた対応を行うことが重要ではないか。



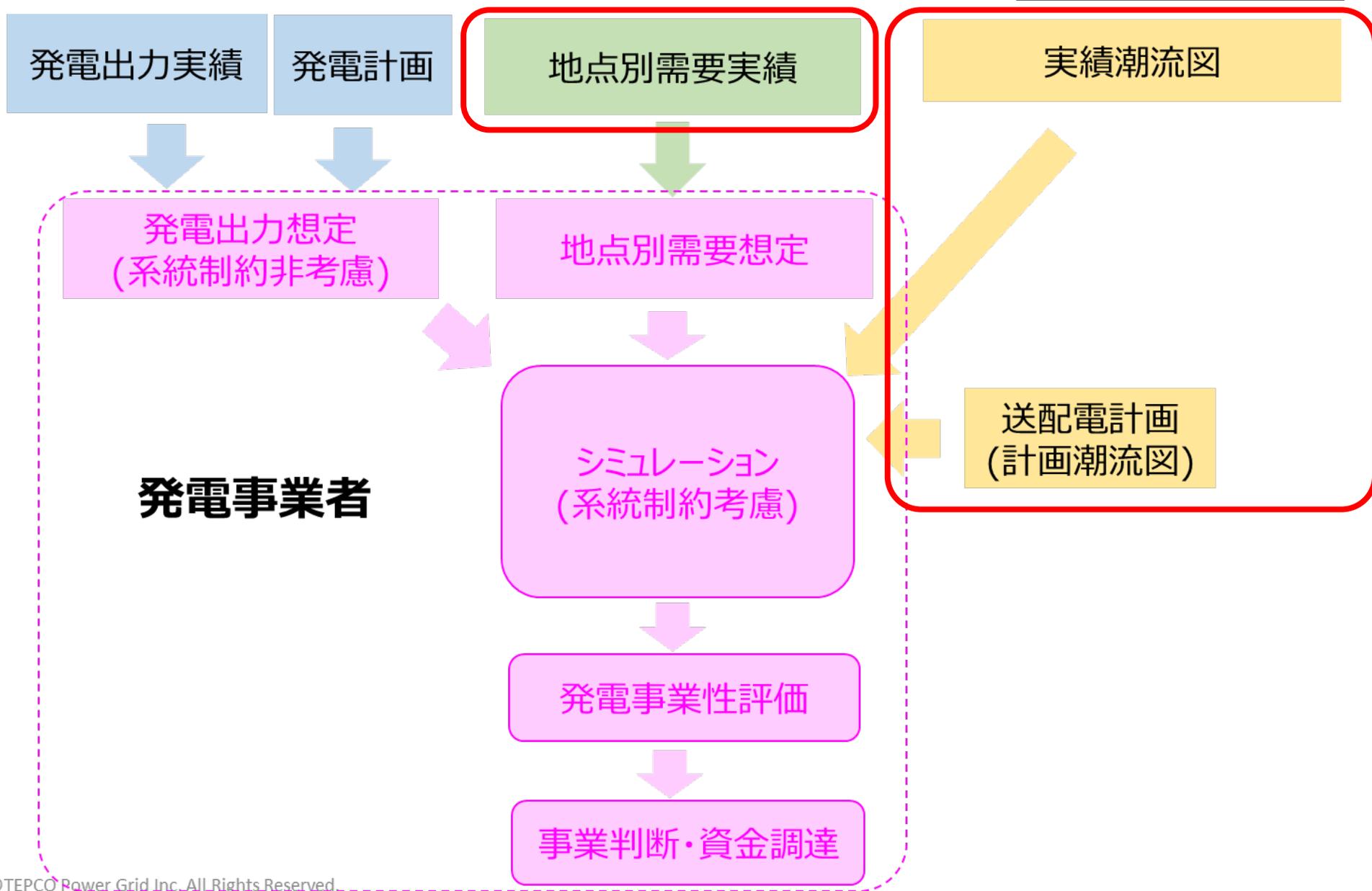
(参考) 需給・系統シミュレーションに必要なデータ

第2回 再生可能エネルギー大量導入・22
 次世代電力ネットワーク小委員会
 東京電力パワーグリッド株式会社 岡本
 オブザーバー提出資料 一部修正

	【既に公開中のデータ】	【シミュレーションに必要なデータ】	
＜対象範囲＞	広域系統(上位2電圧)	154kV以上 (変圧器2次母線66kV以上)	
電源に関するデータ	-	実績	電源運転出力 (出力カーブ)
		計画	新設・停廃止
需要に関するデータ	-	実績	地点別需要 (需要カーブ)
送配電に関するデータ	実績	系統構成 送電線潮流	
	計画	系統構成 送電線潮流 投資・廃止・作業停止	

(参考) 系統シミュレーションのイメージ

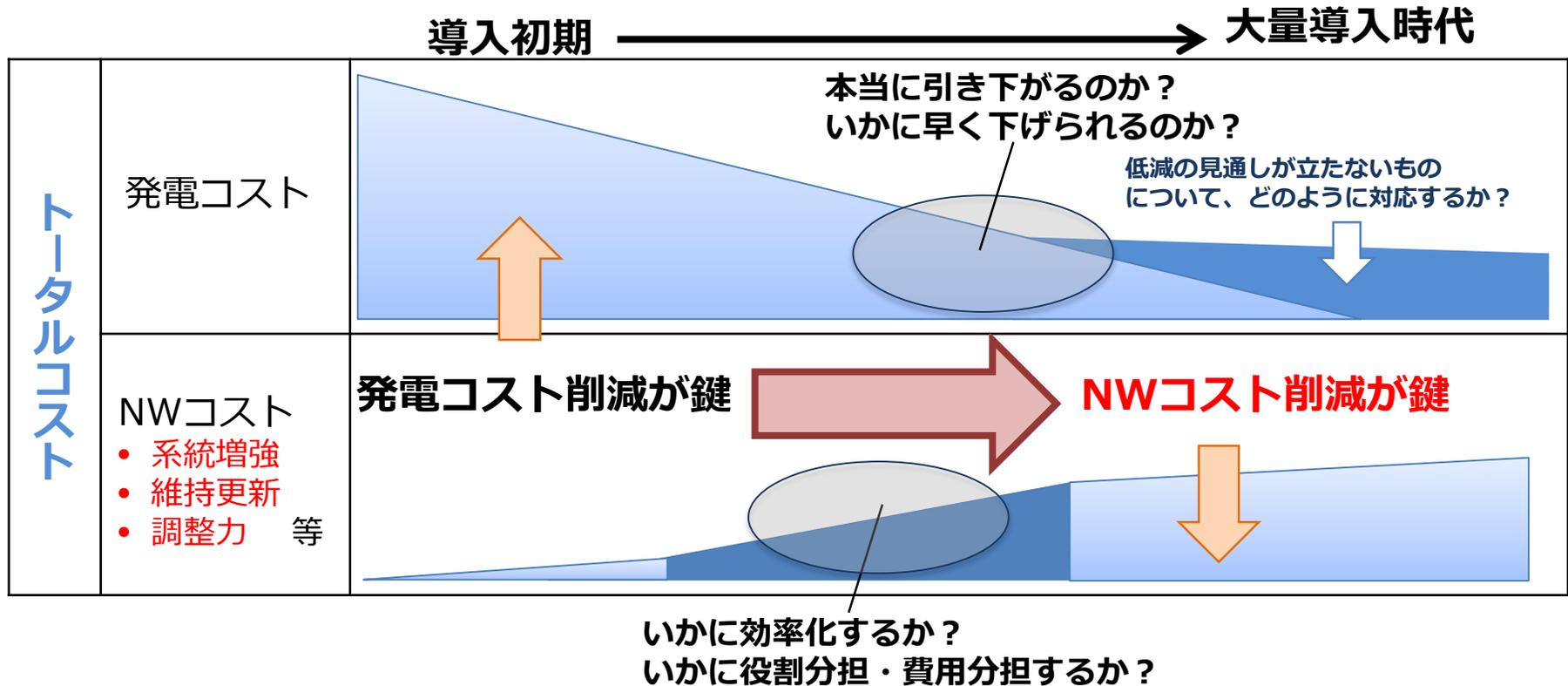
第2回 再生可能エネルギー大量導入・
次世代電力ネットワーク小委員会
東京電力パワーグリッド株式会社 岡本
オブザーバー提出資料 一部修正



1. 前回の御指摘事項について
2. **再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革**
 - (1) **NWコスト改革の全体像**
 - (2) 既存コスト等の削減と次世代NWへの転換に向けた投資
 - (3) ルールの実効性を担保するための仕組み
3. 適切な調整力の確保

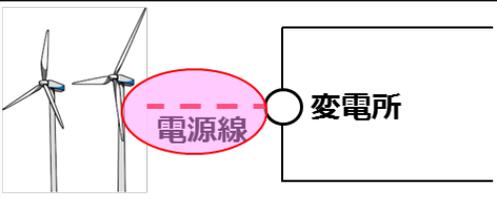
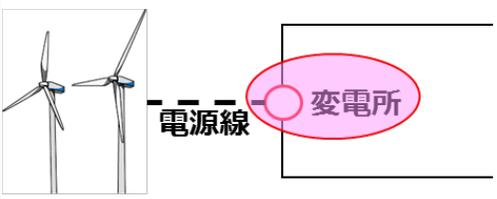
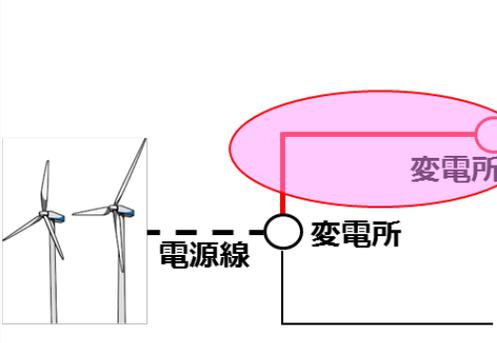
2-1. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト削減の意義

- 「再エネの最大限の導入」と「国民負担の軽減」を両立するためには、コストを可能な限り引き下げつつ、システムをはじめとした必要な投資が行われることが必要。
- このため、発電コストとNWコスト（系統・調整力）のトータルでの最小化を実現するシステムへの移行が重要。この結果、再エネ事業者にとっての「高い」問題に対する解決策ともなる。
- 再エネの普及とともに発電コストが低下すれば、トータルコストに占める比率が上昇するNWコストの抑制が次なる課題。



2-1. 大量導入に伴い、より高額な増強工事へと移行

- 再エネは適地偏在の特性を持っているため、大量導入が進めば、**①系統が未整備な地域との連系工事の必要性**、**②地域を越えた融通を可能とする上位系統の増強工事の必要性**が高まっていく。
- **これらの増強工事は、これまでと比較して高額な工事費となる可能性が高い**ため、自然体ではNWコストが上昇傾向になり得る。

	主な増強パターン	必要な設備		標準的な単価との関係
①		発電所から系統をつなぐ電源線の新設が必要		単価×距離 架空線の単価例 0.9～3.2億円/km (電圧による)
②		①に加えて変電所内の設備増設が必要		単価×回線 変電所の単価例 0.4～1.6億円/回線 (電圧による)
③		①、②に加えて	上位系統の送電線の増強が必要	単価×距離 架空線の単価例 4.8～7.0億円/km (電圧による)
			上位系統の変電所内の設備増設が必要	単価×回線 変電所の単価例 1.8～25.5億円/回線 (電圧による)

※実際のルートや必要となる事故防止設備の規模により同じ電圧でも単価に幅がある。

2-1. NWコスト改革に係る3つの基本方針（案）

- 接続に必要な費用の抑制が喫緊の課題。今後増大するNWコストを**最大限抑制するため、既存NWに係るコスト等については、安定供給の維持を前提としつつ、徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築すべき**ではないか。
- その上で、再エネ大量導入をはじめとしたNWを取り巻く環境変化に的確に対応し、**次世代NWへの転換を実現するためには、未来に向けた投資を促進する制度環境整備も同時に進めるべき**ではないか。その際、未来に向けた投資を行うに当たっても、**徹底的なコスト削減が図られる仕組みとすべき**ではないか。
- また、**発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保**するべきではないか。

<3つの基本方針>

1. 既存NW等について徹底的なコスト削減を促す仕組みを構築

2. 再エネ大量導入等を踏まえた次世代NWへの転換を実現するため、未来に向けた投資を促進する制度環境を整備

3. 発電事業者もNWコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブ・選択肢を確保

電力ネットワーク（NW）コスト改革に係る3つの基本方針（概念図）

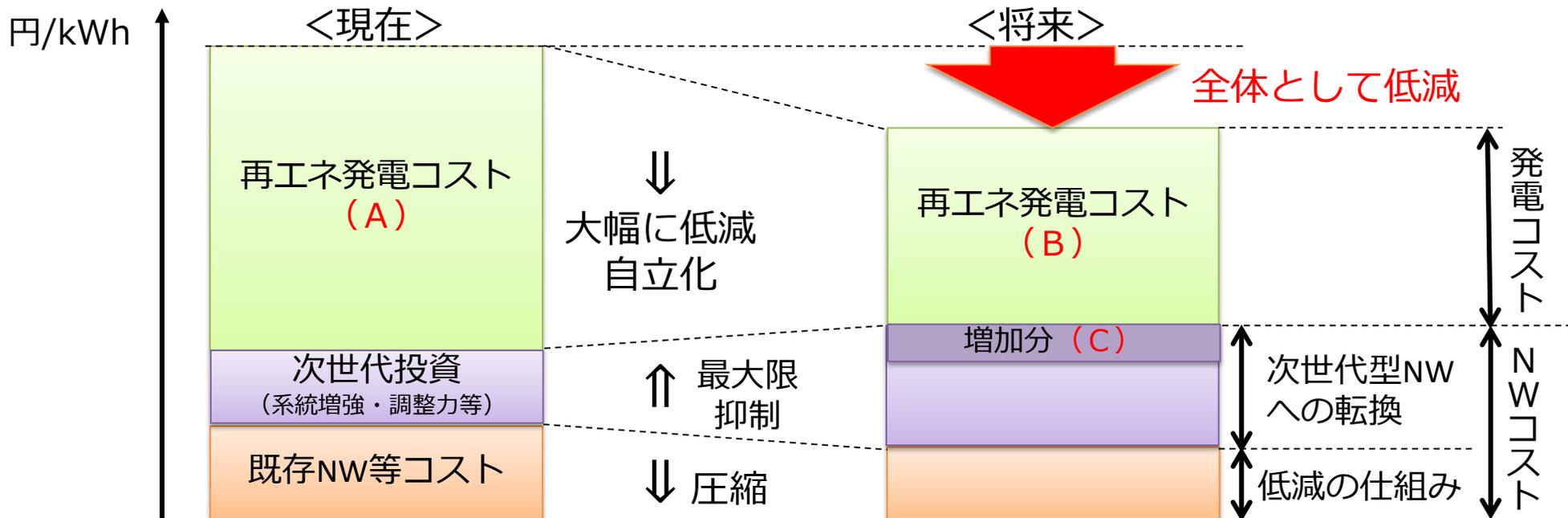
1. 既存NW等コストの
徹底削減

2. 次世代投資の確保
(系統増強・調整力等)

3. 発電側もNWコスト
最小化を追求する
仕組み

○再エネ大量導入を実現する次世代NWへの転換
○「発電+NW」の合計でみた再エネ導入コストの最小化

再エネ導入コスト： A （現在） $>$ $B + C$ （将来）



※日本版コネクト&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要

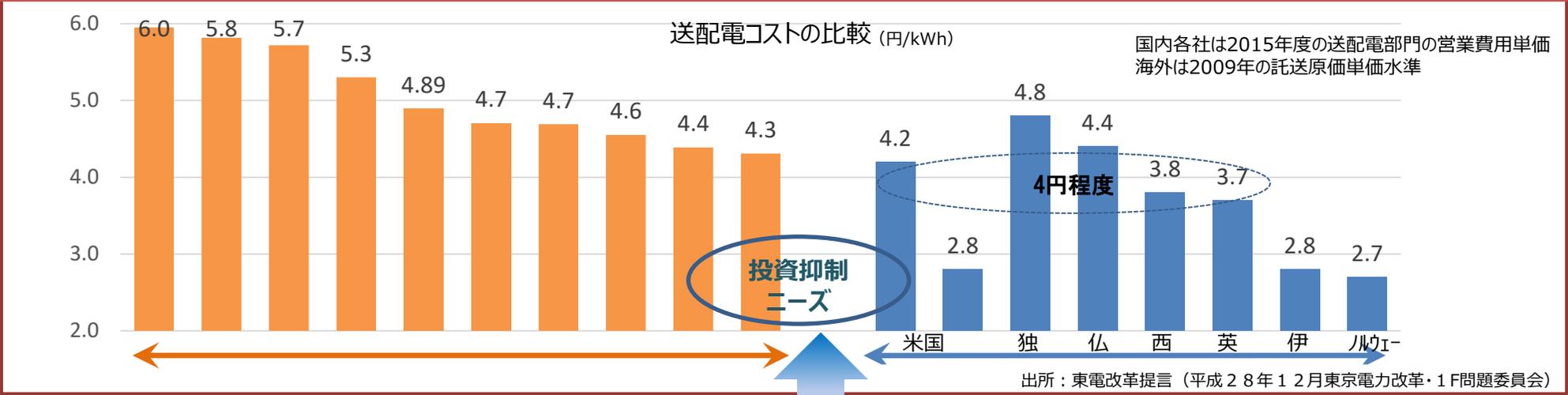
(参考) 再エネの進展に応じた電力NWの構造改革



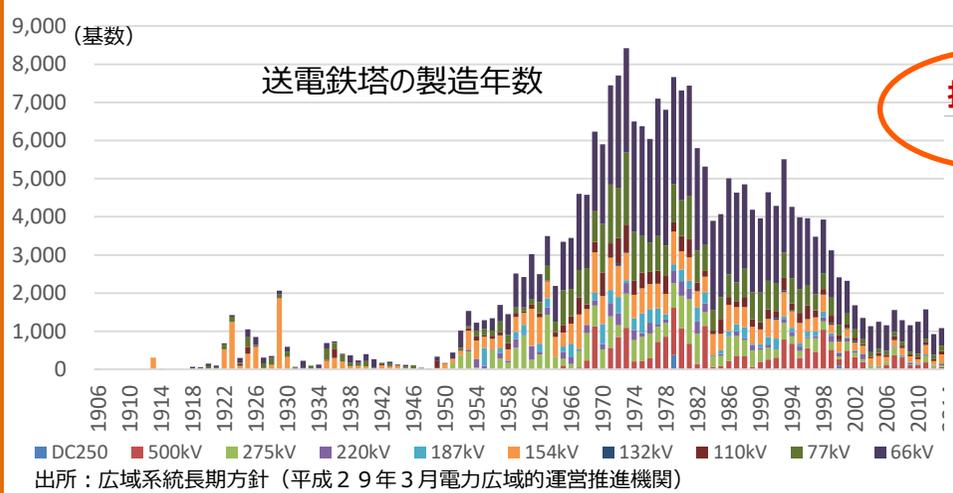
(参考) 送配電コストの比較、ネットワーク投資額の推移

● 国内需要が減る中でネットワーク投資ニーズは拡大。

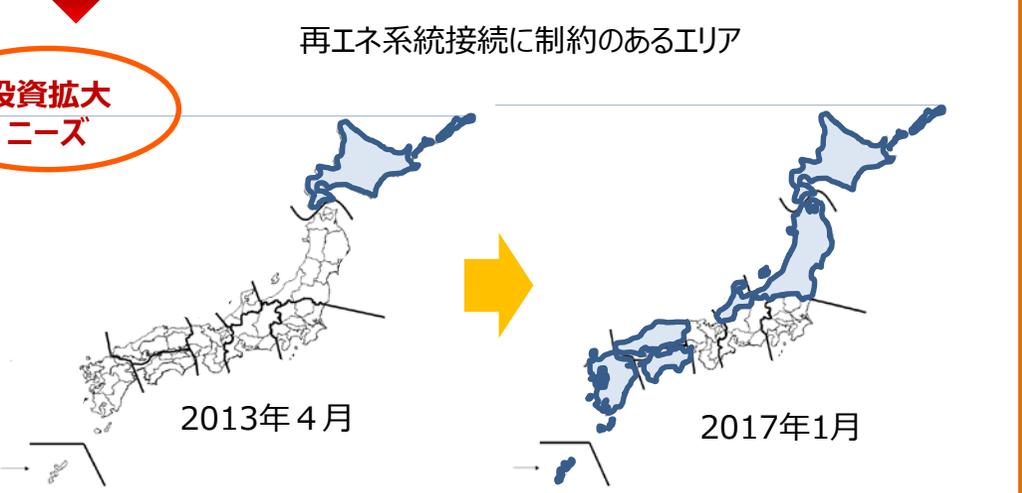
国際的に高コスト



老朽化により修繕は増加見込み



電源構成変化による投資拡大の要請

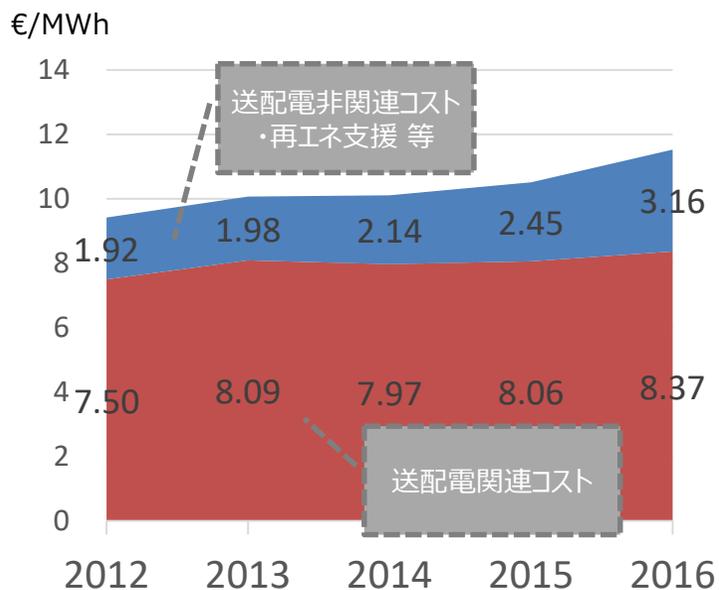


(参考) 欧州における送電料金の推移

- 欧州全般で送電単価は上昇傾向にあり、特にドイツ、イギリスで顕著。

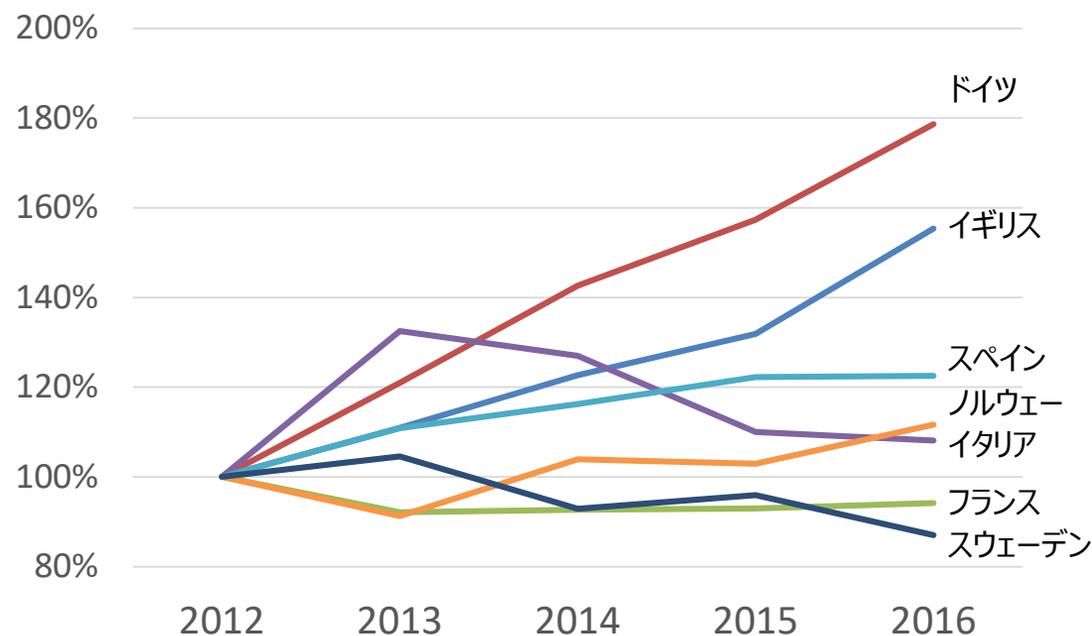
EU全体の平均送電料金の推移

- 送配電に直接関連したコスト、直接関連しないコストともに上昇傾向



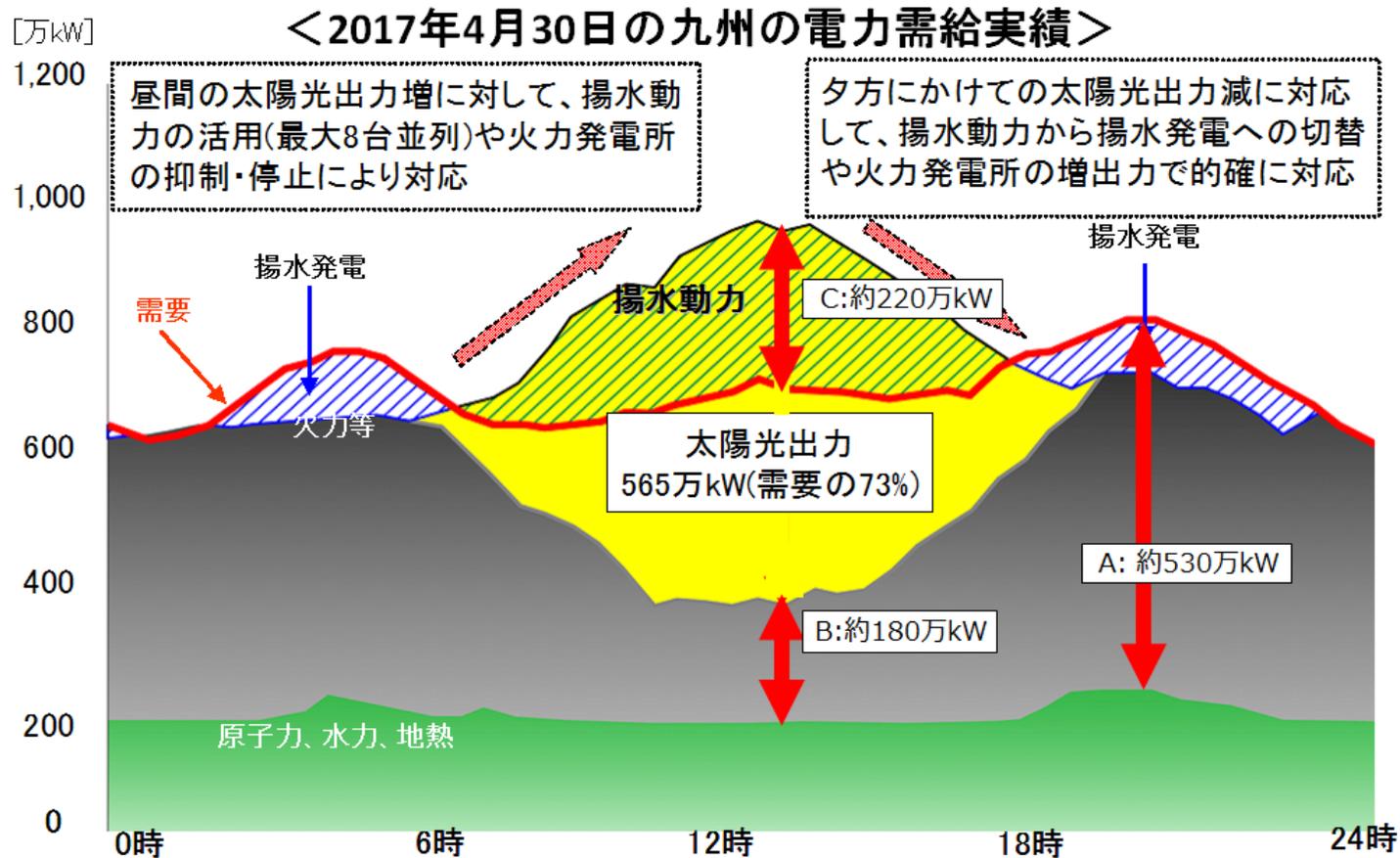
EU全体の平均送電料金の推移

- 特にドイツ、イギリスでは送電料金の上昇傾向が目立つ



(参考) 2017年4月30日の九州エリアの需給実績

- 九州エリアでは、2017年4月30日13時に太陽光の出力が九州エリア全体需要の73%を記録。
- 太陽光の出力変動に対応するため、この日の平均需要に匹敵する調整力（約600万kW（= 図中A-B+C））が必要であった。



(参考) 九州エリアにおける電源 I' の発動

- 2017年9月7日、九州エリアでは日中の太陽光出力が同日早朝の想定から大幅に下振れ（約60万kW）したことから、同日9時頃に電源 I' を発動し、必要な調整力を確保（14.8万kW、うちDR7万kW）。

【発動状況(概要)】

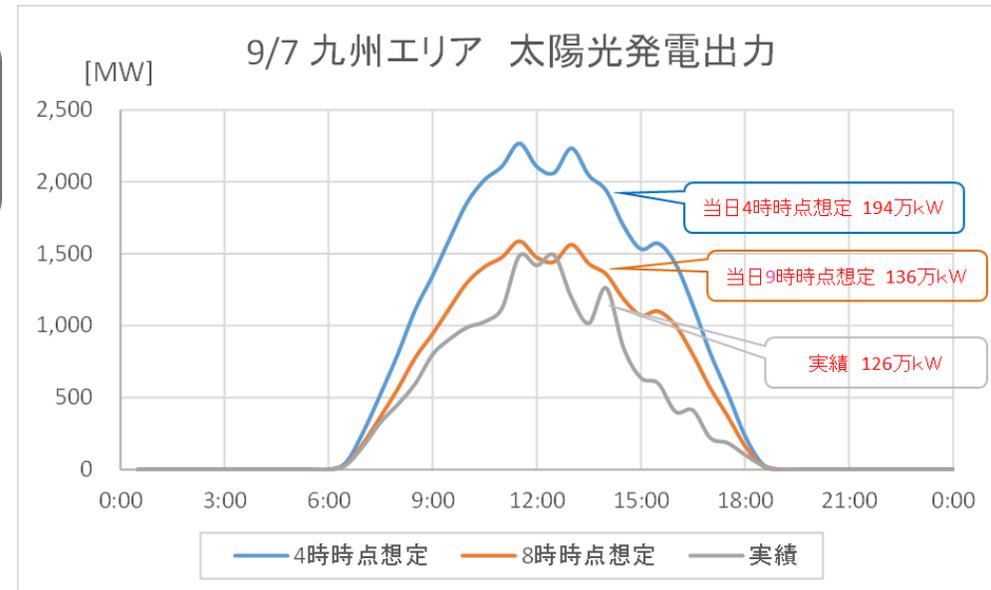
- 発動期間 2017年9月7日(木) 10:30~17:00*
- エリア 九州エリア
- 発動量 14.8万kW(うち、DR 7万kW)
- 発動の理由 太陽光出力の朝4時時点の想定からの下振れ(約60万kW)

※ 電源側11:30~17:00(7.8万kW)、DR 10:30~14:30(6万kW)、13:00~17:00(1万kW)

【需給状況(想定)】

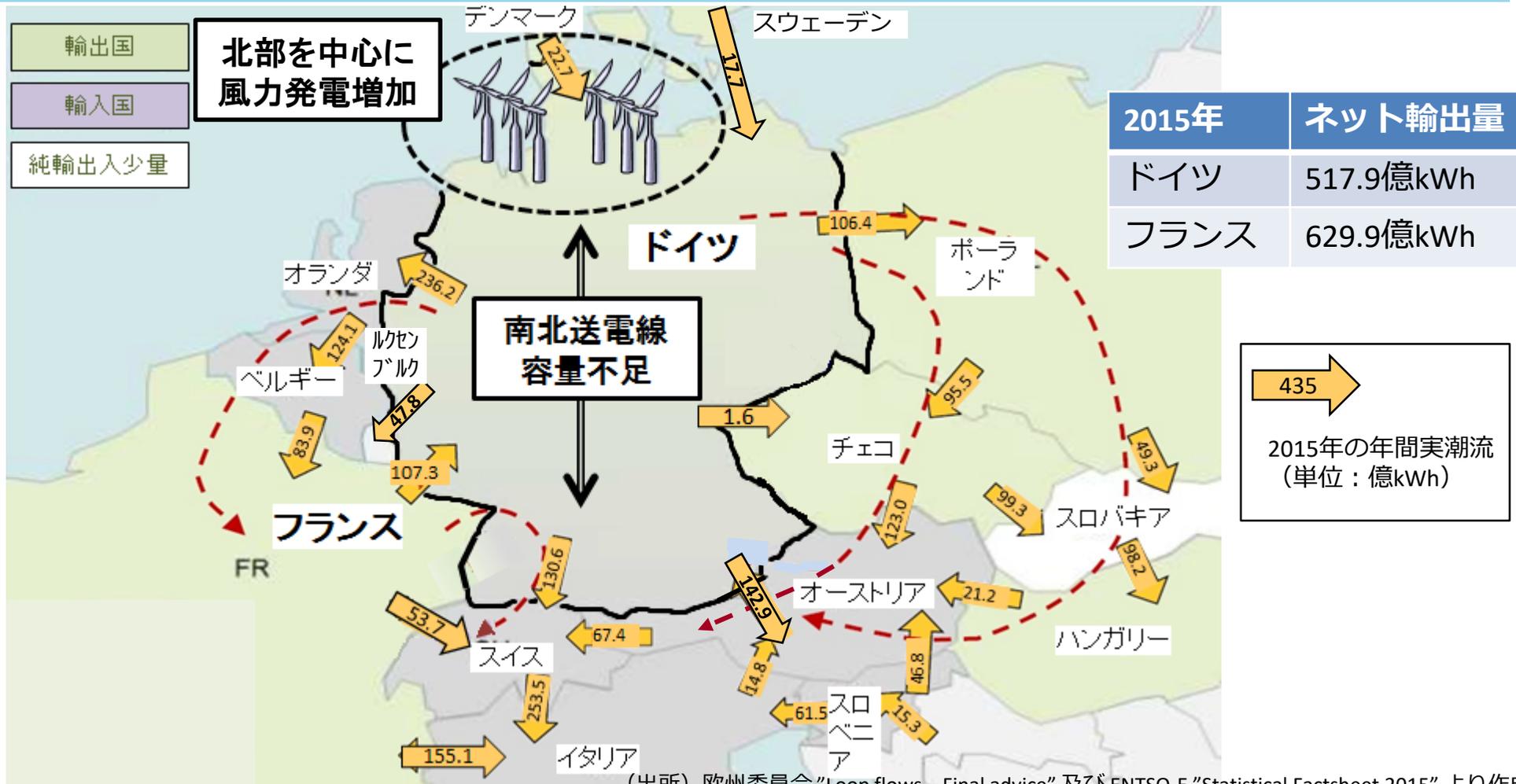
9月7日(木) 13時~14時

想定	時間	需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
前々日16時	14時	1,200	1,451	20.9%
前日10時	14時	1,170	1,408	20.3%
前日16時	14時	1,150	1,301	13.1%
当日4時	14時	1,210	1,359	12.3%
当日9時頃	14時	1,240	1,262	1.7%



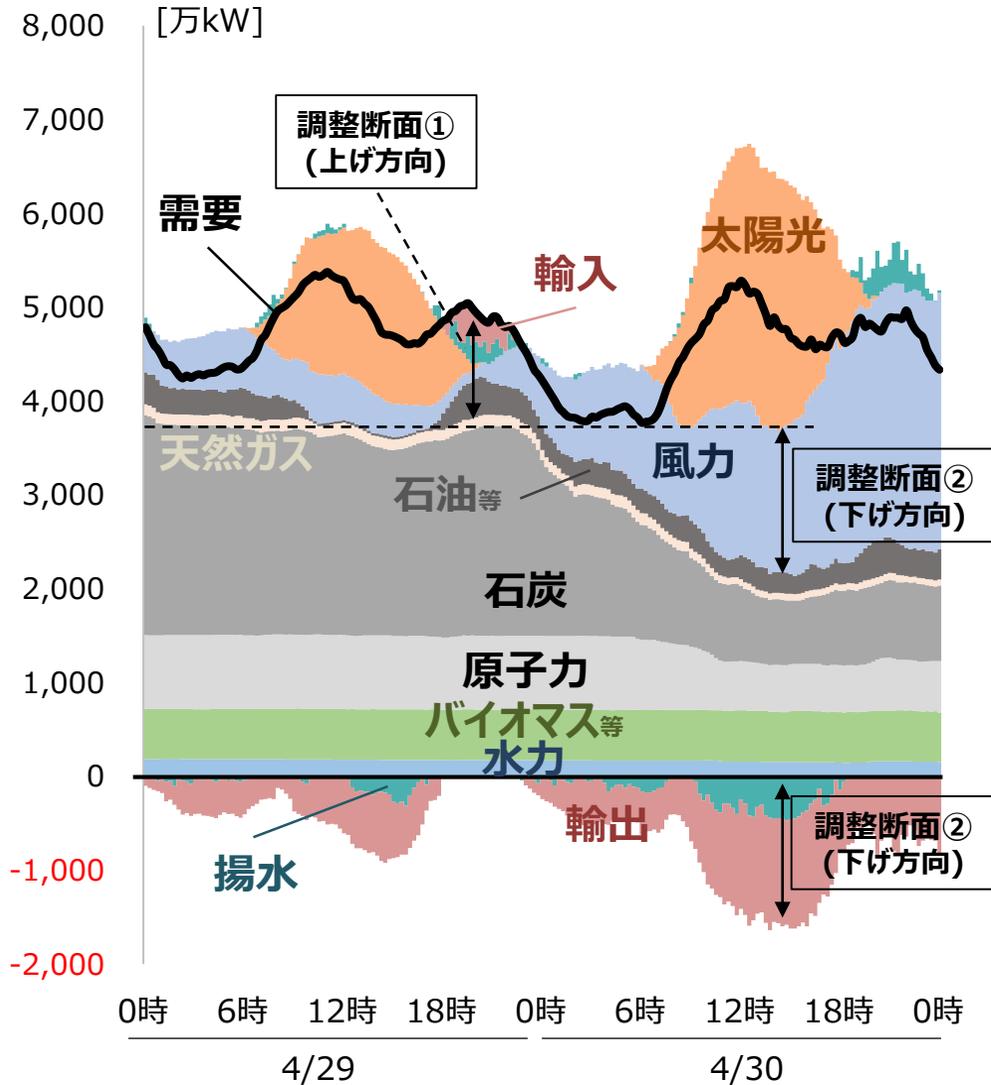
(参考) 欧州における電気の流れ

- ドイツは、北部が風力発電を中心とする「輸出地域」で、南部が大消費地を抱える「輸入地域」。このため、北から南へ再生可能エネルギーの電気を運ぶ必要があるが、国内の送電線容量が不足しており、ドイツ北部からオランダや東欧といった周辺国へ大量の電気の回り込みが発生。
- この結果、ドイツからオランダ、ポーランド等に対して潮流が発生している一方、フランスからドイツに対して潮流が発生している。



(参考) ドイツにおける電力需給と調整力 (2017/4/29~4/30)

2017/4/29~4/30のドイツの電力需給



エネルギー情勢懇談会 (第6回)
事務局資料

2日間の活用調整力(kW)と発電電力量(kWh)

	火力	揚水	輸出入	合計	
活用調整力(kW)	調整断面① (上げ方向)	500 万kW (45%)	200 万kW (18%)	400 万kW (36%)	1,000 万kW (100%)
	調整断面② (下げ方向)	1,300 万kW (45%)	400 万kW (14%)	1,200 万kW (41%)	2,900 万kW (100%)
	①+② (上下合計)	1,800 万kW (45%)	600 万kW (15%)	1,600 万kW (40%)	4,000 万kW (100%)

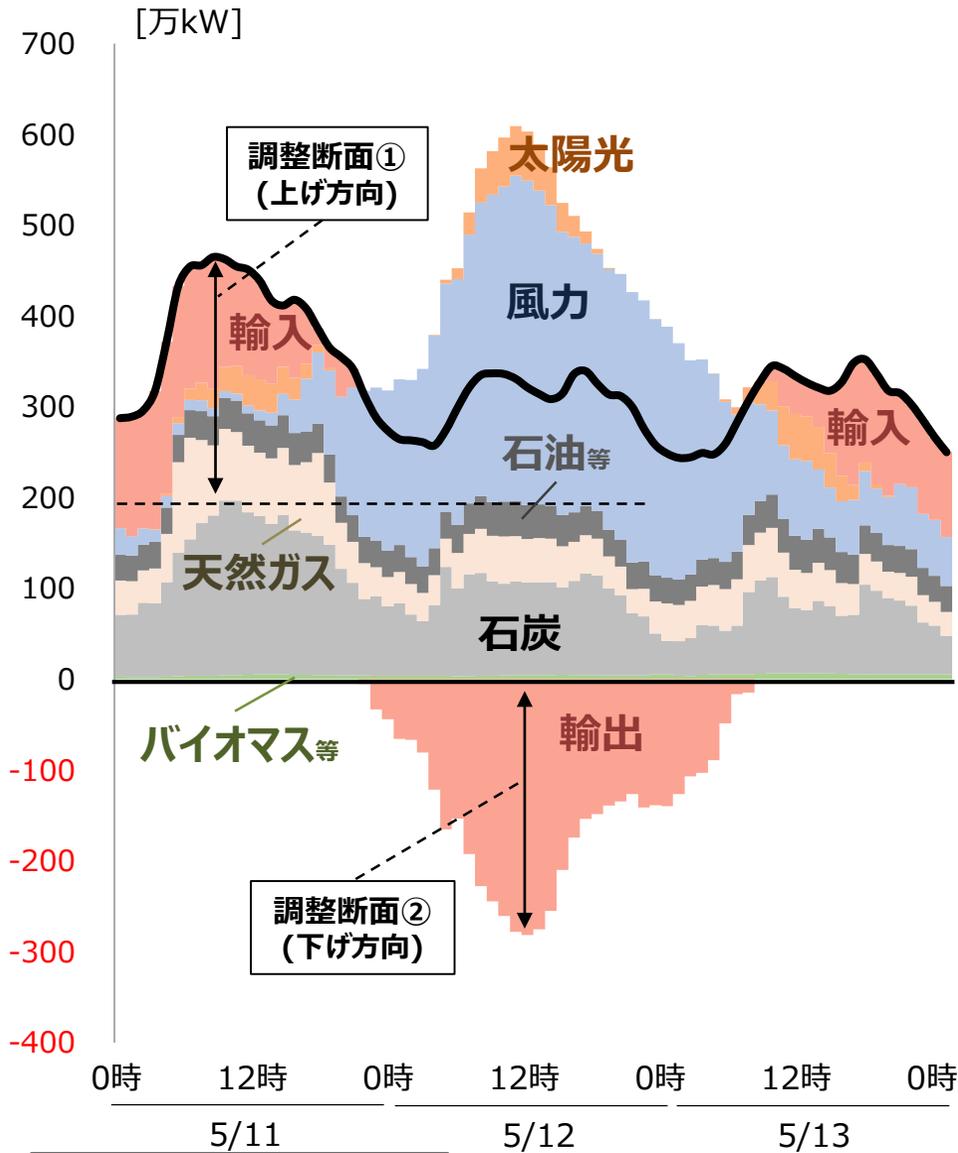
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

	再エネ	火力	原子力	合計	
発電量(kWh)	輸出入が有る場合 (実際のケース)	12 億kWh	9.2 億kWh	3 億kWh	25 億kWh
	輸出入が無い場合※	9 億kWh	8.6 億kWh	3 億kWh	21 億kWh
	差分	▲3 億kWh (▲25%)	▲0.6 億kWh (▲7%)	±0 億kWh (±0%)	▲4 億kWh (▲15%)

※不足分(輸入分)は火力の焼き増し、
余剰分(輸出分)は4/29は火力出力低下、4/30は再エネ制御が発生すると想定して試算。
(出所) ENTSO-E “Transparency Platform”より作成

(参考) デンマークにおける電力需給と調整力 (2017/5/11~5/13)

2017/5/11~5/13のデンマークの電力需給



エネルギー情勢懇談会 (第6回)
事務局資料

3日間の活用調整力(kW)と発電電力量(kWh)

		火力	揚水	輸出入	合計
活用調整力(kW)	調整断面① (上げ方向)	100 万kW (40%)	0 万kW (0%)	150 万kW (60%)	240 万kW (100%)
	調整断面② (下げ方向)	0 万kW (0%)	0 万kW (0%)	280 万kW (100%)	280 万kW (100%)
	①+② (上下合計)	100 万kW (20%)	0 万kW (0%)	430 万kW (80%)	530 万kW (100%)

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

		再エネ	火力	原子力	合計
発電電力量(kWh)	輸出入が有る場合 (実際のケース)	1.2 億kWh	1.3 億kWh	0 億kWh	2.5 億kWh
	輸出入が無い場合※	0.7 億kWh	1.6 億kWh	0 億kWh	2.4 億kWh
	差分	▲0.5 億kWh (▲39%)	+0.3 億kWh (+27%)	±0 億kWh (±0%)	▲0.1 億kWh (▲5%)

※不足分(輸入分)は火力の焚き増し、
余剰分(輸出分)は再エネ制御が発生すると想定して試算。

(出所) ENTSO-E "Transparency Platform"より作成

(参考) ドイツ・デンマークにおける電力輸出入の状況

		デンマーク	ドイツ	日本
需要規模 (年間発電量)		300億kWh	6,000億kWh	11,000億kWh (1.1兆kWh)
		<	<	
変動再エネ 比率		51% (太陽光2% 風力49%)	18% (太陽光6% 風力12%)	6% (太陽光5% 風力1%)
		>	>	
電力輸出入	【kW】 調整力の 国外依存 (再エネ比率が 高い日の輸出入)	80% (430万kW 輸出：150万kW 輸入：280万kW)	40% (1,600万kW 輸出：1200万kW 輸入：400万kW)	輸出入 なし
		>	>	
【kWh】 年間 輸出入	輸出	33% (100億kWh)	13% (850億kWh)	輸出入 なし
	輸入	55% (160億kWh)	5% (340億kWh)	
		>	>	

1. 前回の御指摘事項について
2. **再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革**
 - (1) NWコスト改革の全体像
 - (2) 既存コスト等の削減と次世代NWへの転換に向けた投資**
 - (3) ルールの実効性を担保するための仕組み
3. 適切な調整力の確保

2-2-1. 既存NWコスト等の徹底的なコスト削減

- 海外の制度や他のNW産業の仕組みも参考としつつ、まずは再エネ大量導入に関連した設備（接続増強関連等）から、徹底的なコスト削減を実現するための方策を検討すべきではないか。
- 具体的には、各社の調達改革と仕様等の標準化によるコスト削減を促進するため、一般送配電事業者各社間や海外事業者との調達状況等の比較や、ベンチマークの設定、情報開示を行うとともに、不断の効率化を促す託送料金制度についても検討すべきではないか。

<調達改革と情報開示>

- 各社間や海外、自営線等と比較を行い、仕様等について標準化
- この際、IEC等への準拠や競争入札の拡大も併せて追求
- 各社に具体的な仕様や価格水準を含む調達に関する国への情報開示を求め、標準化された仕様等に準拠できない場合は、合理的な説明を求める（Comply or Explain原則）
- 各社の自主的ロードマップの提出と取組状況の確認（定期的なプレッジ&レビュー）
- 信頼性と効率性を両立するための社内外の安全基準の設定の仕方

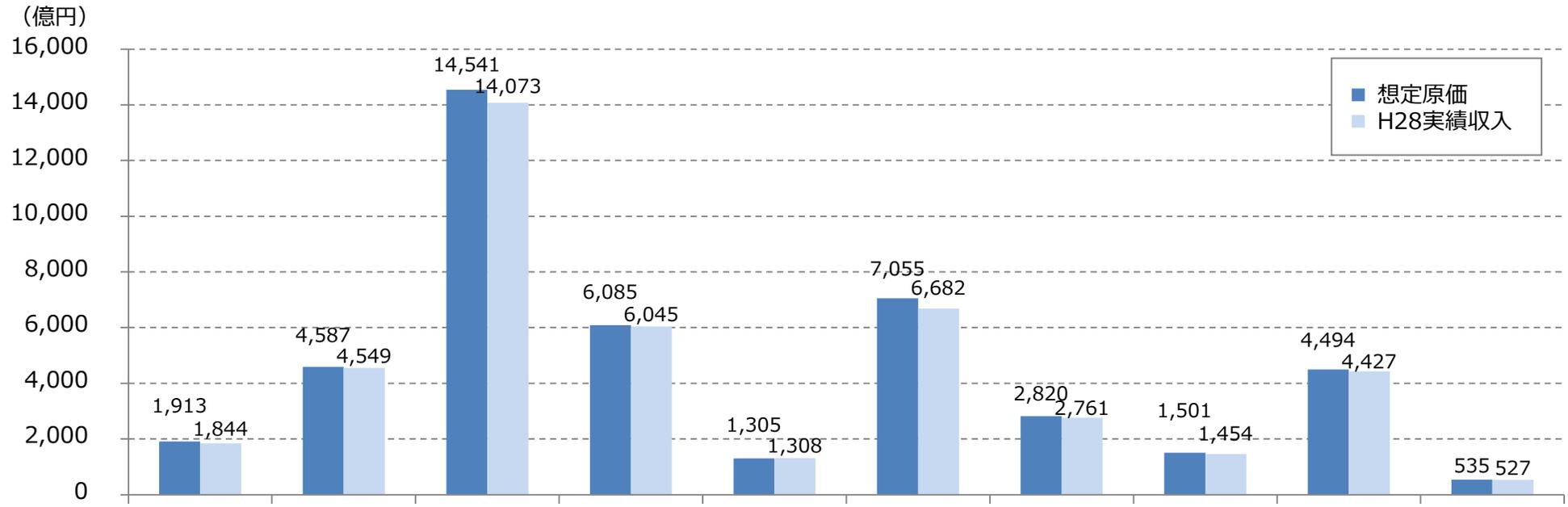
<託送料金制度改革>

- 標準化した仕様等に基づく料金査定と事後評価の厳格化
- 既存NWコスト等の不断の効率化を促す制度の検討

想定原価と平成28年度実績費用の比較

(参考) 平成28年度実績収入の増減額と増減率

● 北陸以外の9社は、実績収入が想定原価（＝想定収入）を下回った。



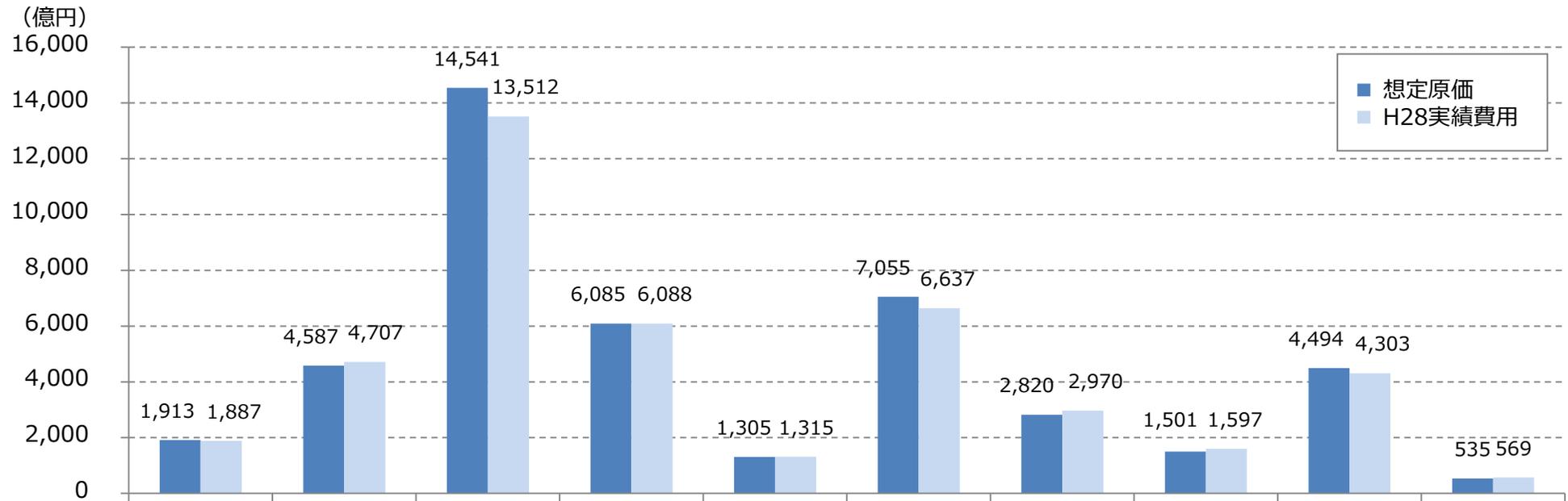
(単位：億円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535
②H28実績	1,844	4,549	14,073	6,045	1,308	6,682	2,761	1,454	4,427	527
③増減額 (=②-①)	▲68	▲38	▲468	▲38	4	▲373	▲59	▲46	▲66	▲7
④増減率	▲3.6%	▲0.8%	▲3.2%	▲0.6%	0.3%	▲5.3%	▲2.1%	▲3.1%	▲1.5%	▲1.4%

(出所) 想定原価・H28実績収入ともに各社提供データより事務局作成

想定原価と平成28年度実績費用の比較

(参考) 平成28年度実績費用の増減額と増減率

- 想定原価に対して実績費用は東京、関西の2社で5%以上減少したが、中国、四国、沖縄の3社は5%以上増加。



(単位：億円)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
①想定原価	1,913	4,587	14,541	6,085	1,305	7,055	2,820	1,501	4,494	535
②H28実績	1,887	4,707	13,512	6,087	1,315	6,637	2,970	1,597	4,303	569
③増減額 (=②-①)	▲26	120	▲1,029	3	11	▲417	150	96	▲191	34
④増減率	▲1.4%	2.6%	▲7.1%	0.0%	0.8%	▲5.9%	5.3%	6.4%	▲4.2%	6.5%

想定原価と平成28年度実績費用の比較 (参考) 平成28年度実績費用の増減要因

- 実績費用が5%以上減少した東京、関西の2社は「設備関連費」が大きく減少。一方、実績費用が5%以上増加した中国、四国、沖縄の3社は「人件費・委託費等」が増加。

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
増減率が+5%以上											
増減率が▲5%以上											
原価算定期間(年度)	H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30	
H28実績と想定増減率 (増減額(億円))	▲1.4% (▲26)	2.6% (120)	▲7.1% (▲1,029)	0.0% (3)	0.8% (10)	▲5.9% (▲417)	5.3% (150)	6.4% (96)	▲4.2% (▲191)	6.5% (34)	
(寄与度)	人件費・委託費等	(▲0.9%)	(3.1%)	(1.1%)	(1.6%)	(1.7%)	(1.5%)	(5.2%)	(11.2%)	(3.2%)	(4.1%)
	設備関連費	(▲0.5%)	(2.1%)	(▲8.8%)	(▲1.3%)	(▲0.6%)	(▲5.4%)	(▲0.5%)	(▲2.2%)	(▲7.6%)	(2.4%)
	その他費用※	(0.1%)	(▲2.6%)	(0.6%)	(▲0.2%)	(▲0.2%)	(▲2.0%)	(0.6%)	(▲2.5%)	(0.2%)	(0.0%)

(色つき・太字は各社の増減率に対して寄与度が最も大きいもの)

※その他費用は、人件費・委託費等及び設備関連費以外の費用（消耗品費、電源開発促進税、電気事業報酬等）及び控除収益（電気事業雑収益等）
(出所) 想定原価・H28実績費用ともに各社提供データより事務局作成

(参考) 電線仕様比較

- 架空高圧電線における電線の仕様について、各社の状況は以下のとおり。

	電線材料
北海道	アルミ
東北	アルミ、銅
東京	アルミ
中部	銅
北陸	アルミ、銅
関西	アルミ、銅
中国	アルミ
四国	アルミ、銅
九州	アルミ
沖縄	銅

(出所) 各一般送配電事業者が公表している設備形成ルールを基に作成

(参考) 仕様共通化によるコスト削減の例 (東京電力)

- オープンイノベーション、電力間仕様統一 (通信方式 (マルチホップ、PLC等)、データフォーマット等)、グローバル競争により、スマートメーターの単価の低廉化を実現。

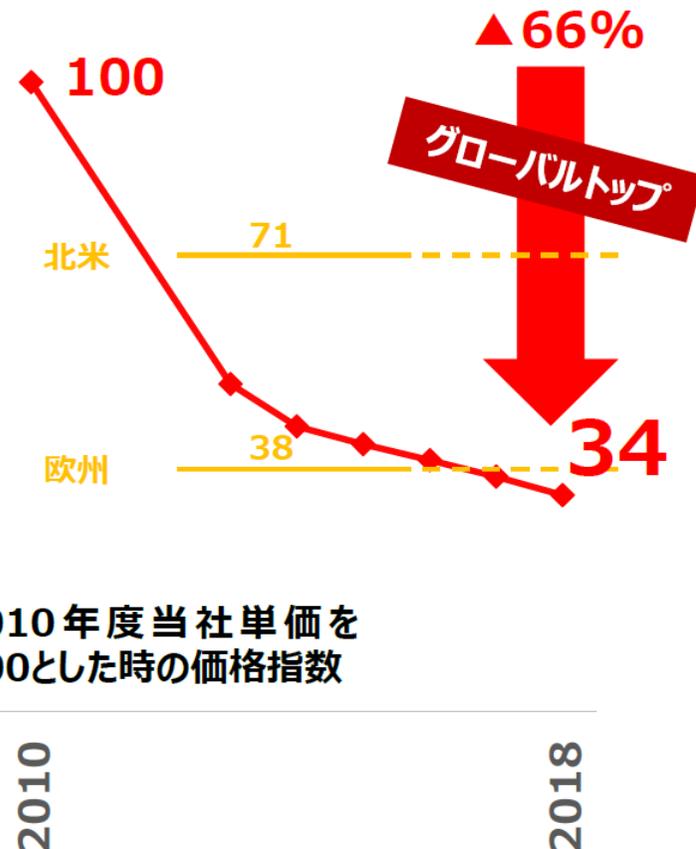
3. 取り組みの具体例 (グローバル公募型競争)

5

スマートメーター



スマートメーター単価の推移



コスト削減ポイント

- ・ オープンイノベーション (RFC・RFP)
- ・ 電力間仕様統一
- ・ グローバル競争

海外2社参加

※ 2010年度当社単価を100とした時の価格指数

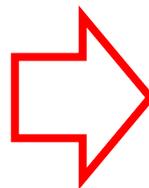
- 人口減少等に伴う需要減少要因、高経年化対策等の構造的課題に加え、**再エネ大量導入に対応するための系統増強・調整力確保を始めとした環境変化への対応**が必要。
- これらを踏まえ、**次世代NWへ転換**するために、海外の先進事例も参考にしながら、**コストを最大限抑制しつつ、再エネ大量導入への対応や長期視点での投資を促進する制度環境の整備**が必要ではないか。

※ 日本版コネクト&マネージ等により、必要となるNW投資量を低減させることも必要。

課題認識①

人口減少等に伴う構造的な系統需要減少の下では、中長期視点の投資が困難となる可能性があるのではないか。

＜将来の需要増が見込まれる時代＞
投資をしても料金収入も増加するため、
収支全体の中で投資分を吸収可能
⇒ **料金値上げなしで長期投資可能**



＜構造的な需要減下の時代＞
需要増に伴う料金収入の増加が見込めない
⇒ **中長期視点での投資が困難に。**

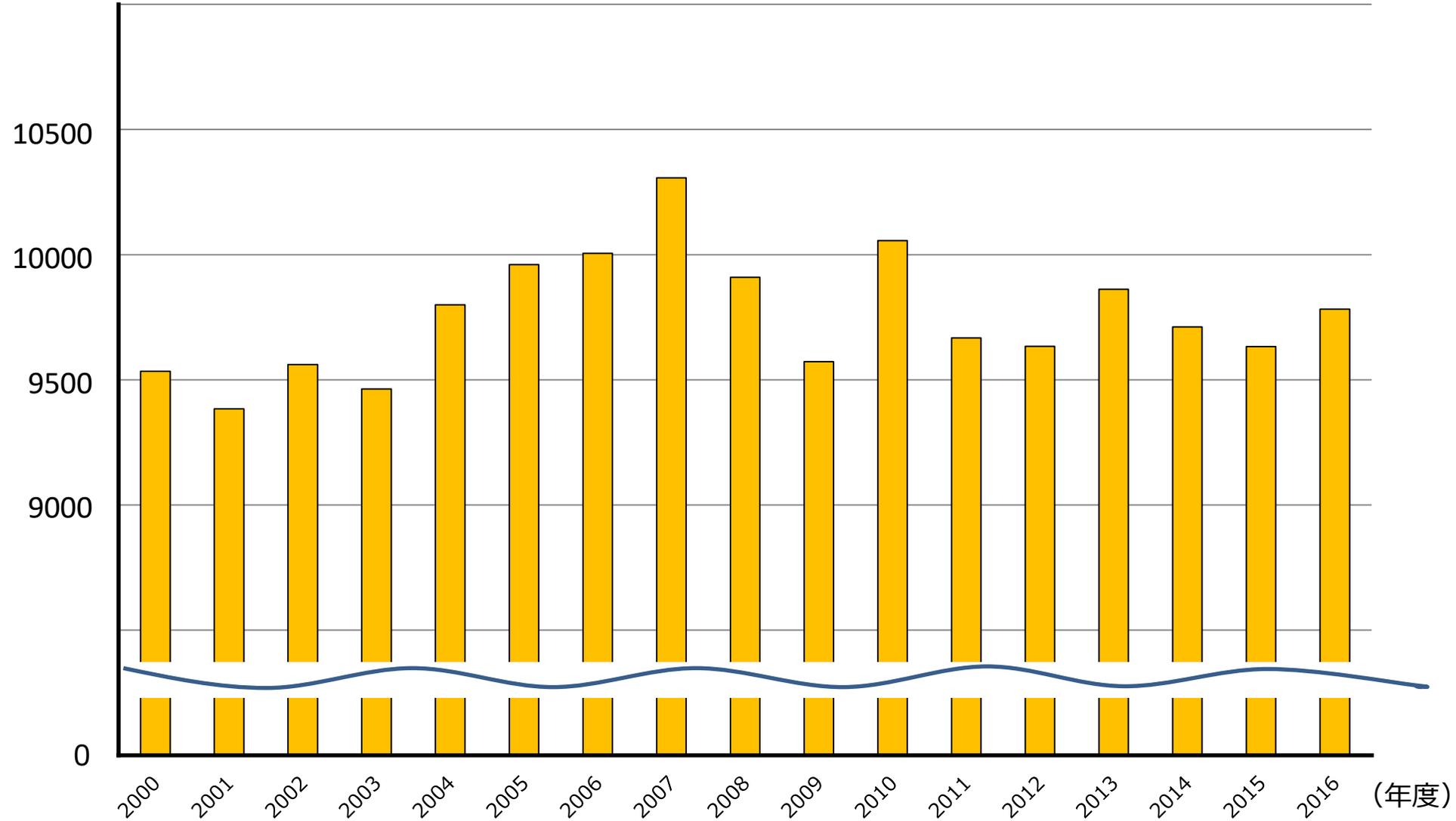
再エネ大量導入に必要な投資原資の確保や投資予見可能性の向上によって、長期視点に立った持続可能な系統維持を図るため、例えば**既存NWコスト等と次世代投資の「切り分け」**を行い、**次世代投資を促進する託送料金制度の在り方について検討すべき**ではないか。

課題認識②

再エネには適地偏在性（需要規模・既存系統構成と再エネの立地ポテンシャルにズレ）があるため、**現行制度では系統増強が必要な地域の電力会社が大部分の増強コストを負担し、結果的に再エネの入る地域の電気料金だけが上昇し得る**という課題にどう対処していくべきか、検討が必要ではないか。

(参考) 我が国の電力需要の推移

(億kWh)



【出典】資源エネルギー庁「総合エネルギー統計」を基に作成

2-2-2. 次世代NWへの転換・未来への投資②

課題認識③

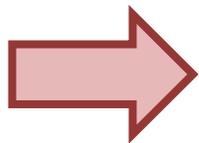
自然変動電源（太陽光・風力）の導入量の増加に伴い、必要となる調整力が増大し得るが、適切な量の調整力を確保し、費用回収するための仕組みの構築が必要ではないか。

- 全国大で調整力を広域的にかつ最適に活用するための仕組みが必要ではないか。
⇒需給調整市場の構築
- 現在の「ピーク需要の7%」という調整力確保の基準が十分か、定量的に検証した上で負担の在り方についても検討が必要ではないか。
- 特に揚水発電については、経済性の確保が困難な設備もある中、中長期的に必要な調整力を確保する観点から、設備維持を図る方策についても検討が必要ではないか。

課題認識④

今後、分散型電源等が増加すると、NWの利用率が更に低下し得る一方、系統設備はピーク時を想定して維持・整備することが必要。

現行、小売側のみが託送料金を負担していることに加え、固定費：可変費が約8：2である中、料金回収は基本料金：従量料金が3：7となっていることを踏まえ、託送料金制度の見直しが必要ではないか。



これらの課題に対応するため、短期・中長期の切り分けをしながら、適切な場で議論・審議を行い、具体的な対応策を検討していくべきではないか。

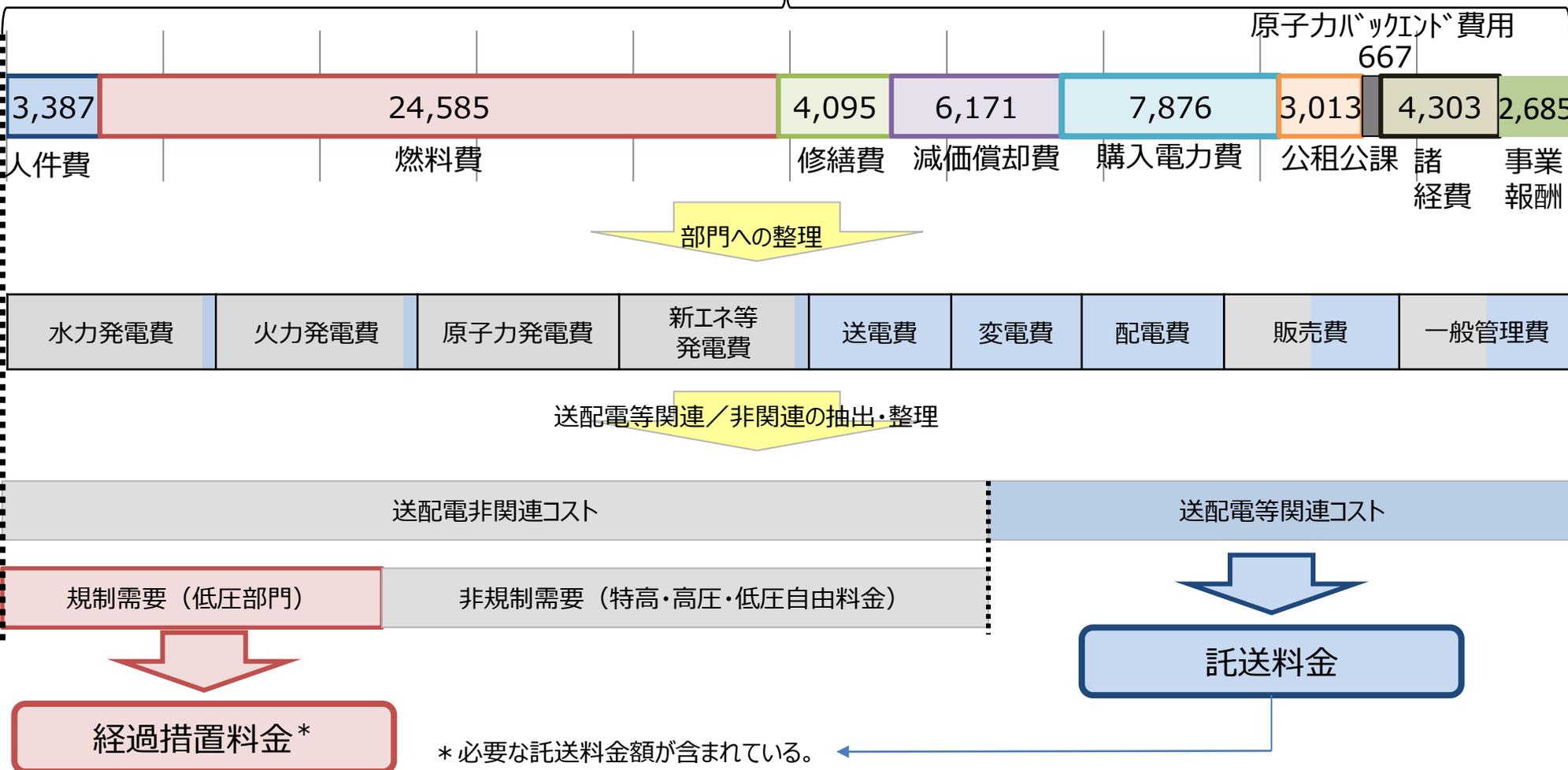
(参考) 電気料金の算定のイメージ (「総括原価方式」による算定)

- 家庭向けの電気料金（経過措置料金）や託送料金は、必要なコストと適正な事業報酬を積み上げ、その総額に基づき、料金を決める「総括原価方式」で算定される。

【電気料金の総原価】（東京電力の場合：平成24～26年度の3事業年度平均）

5兆6,783億円

単位：億円



* 必要な託送料金額が含まれている。

(参考) 託送料金算定フロー (全体像)

- 小売事業者の100%負担、上位系統からの電力供給を前提とし、基本料金と従量料金を組み合わせた料金体系としている。



日本の
現行制度

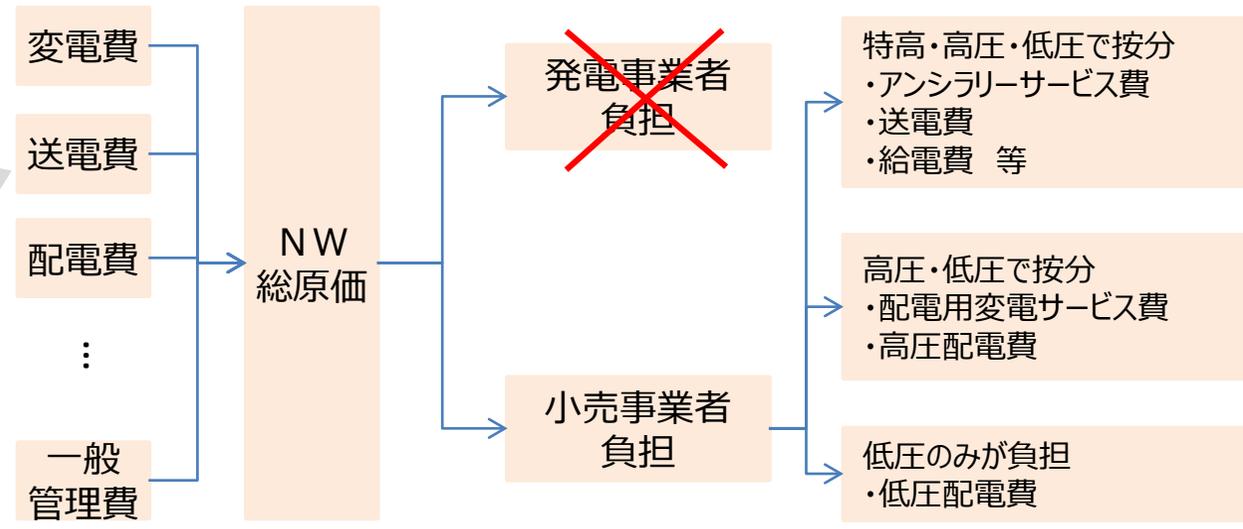
- 総括原価方式
- シャロー方式¹⁾

- 小売事業者が100%負担

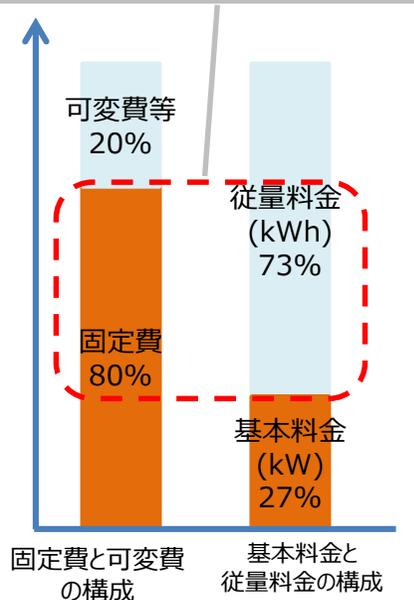
- 高圧系統から低圧系統に電気が流れる前提での設計

- 基本料金・従量料金の組み合わせ
- 時間帯別料金

イメージ
工事費負担金
分を除く



53%のコストが固定費にも関わらず従量料金として回収されている

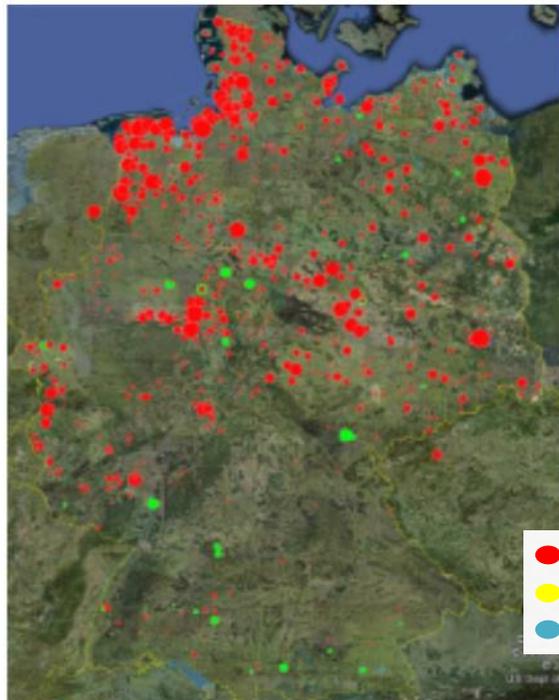


1. 発電所から1つ目の変電所までの費用 (減価償却費、事業報酬) を系統接続時に、発電事業者が一括負担
出所: 第5回制度設計専門会合 資料4-1

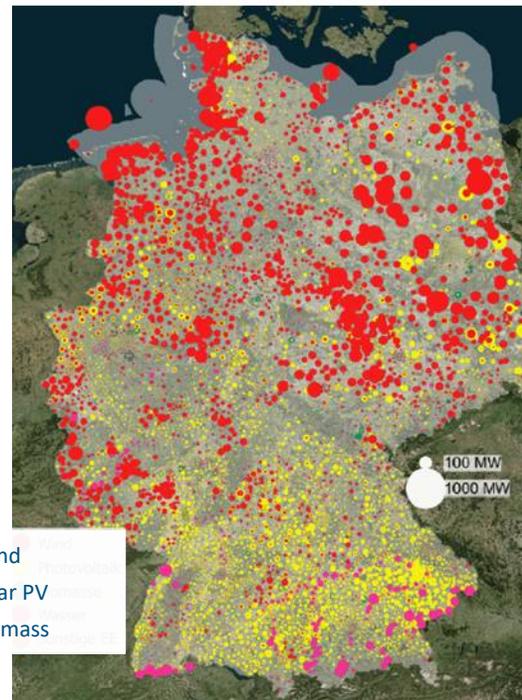
(参考) ドイツの風力発電の立地

- 日本における風力発電の立地と同様、ドイツにおいても北部を中心に分布。今後も北部を中心に導入が進むと見込まれており、導入の地域偏在性が認められる。

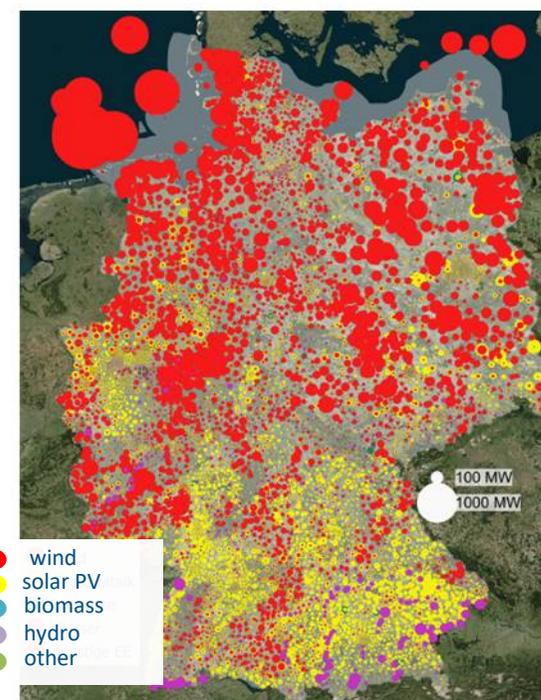
2000年



2013年



2025年 (予測)

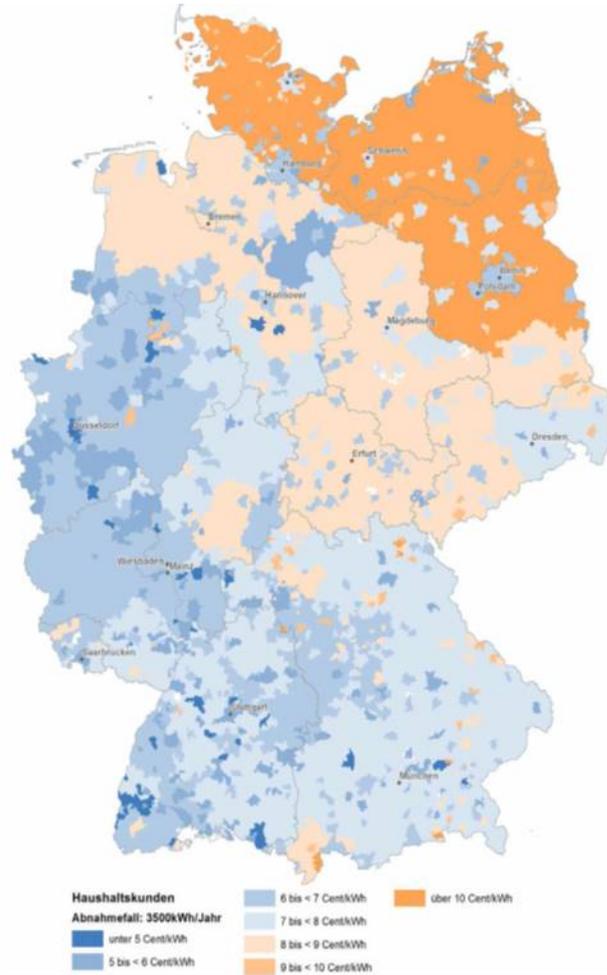


出所：ドイツ連邦経済エネルギー省

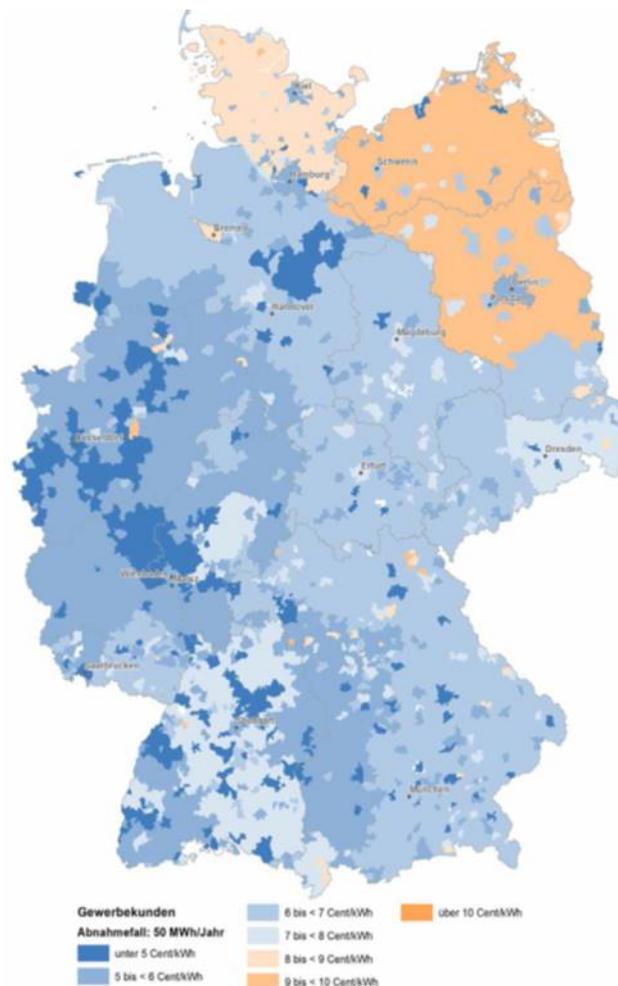
(参考) ドイツにおける配電料金の分布

- ドイツには配電会社が700社以上あるが、再エネの連系状況に違いがあり、再エネの導入が多い北部を中心に配電料金が高水準となっており、2倍以上の単価差。

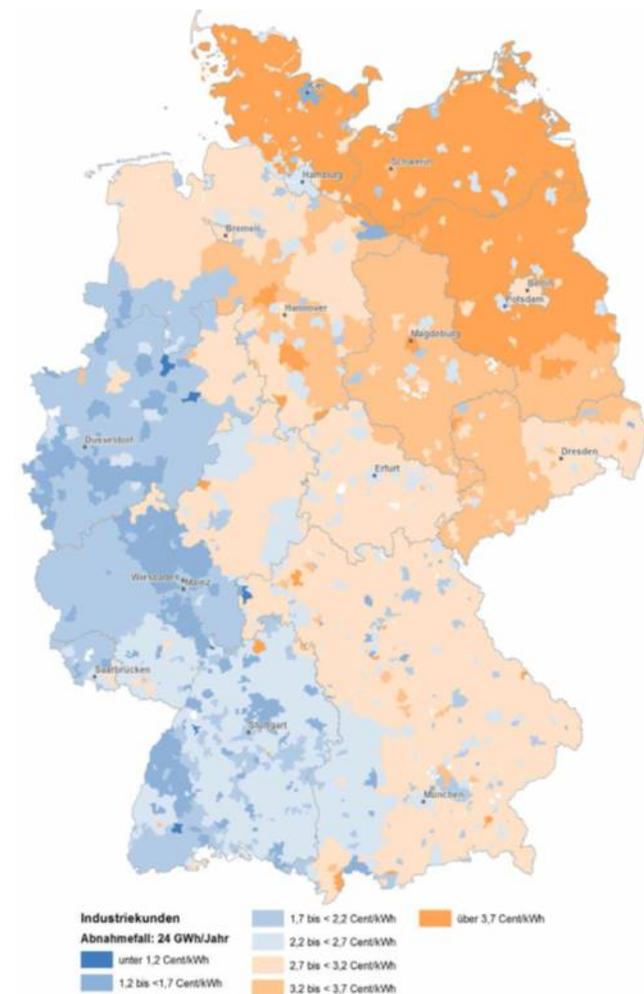
家庭用配電料金



商業用配電料金



産業用配電料金

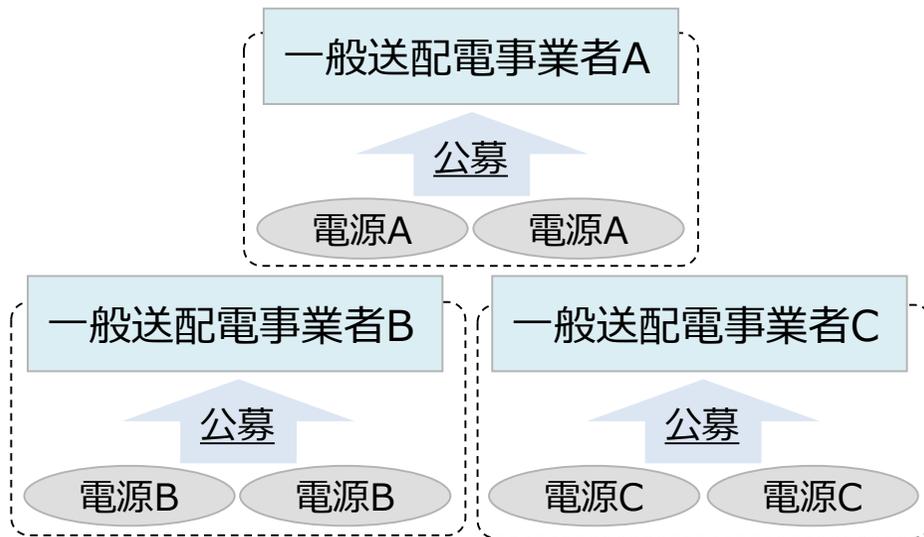


(参考) 需給調整市場の概要

- 一般送配電事業者が、周波数調整や需給調整を行うための調整力を、市場を通じてより効率的に調達・運用するため、2020年度に需給調整市場を創設。（米国、英国、ドイツ、北欧等でも導入済）
- 将来的にエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用を行うことで、より効率的な需給運用の実現を目指す。

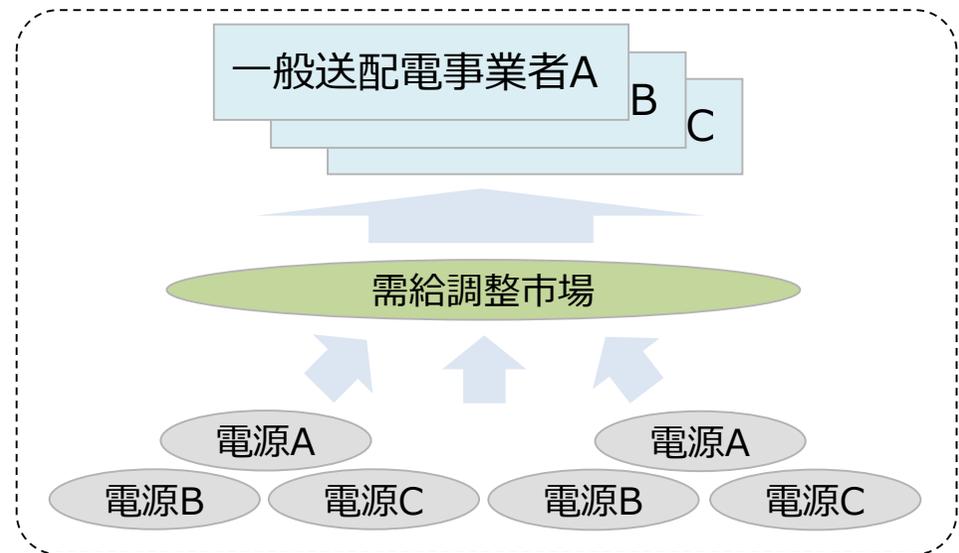
現在

各エリアの一般送配電事業者が公募により調整力を調達



2020年度以降

一般送配電事業者がエリアを越えて市場から調整力を調達※



※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

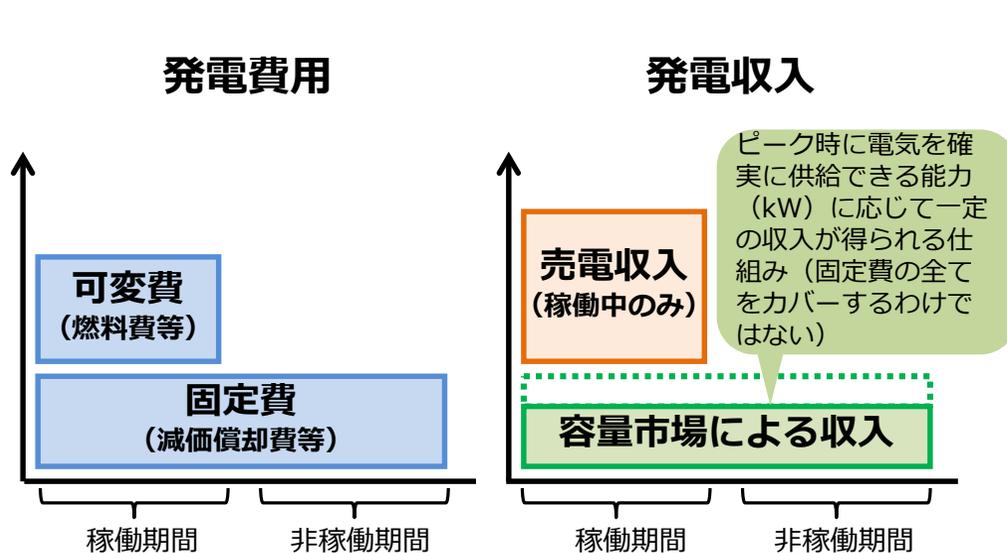
※ 広域調達・運用にあたっては連系線運用の変更やシステム改修が必要となるため、2020年度においては、一部の調整力のみを対象として広域的な調達・運用を実施。

(参考) 容量市場の概要

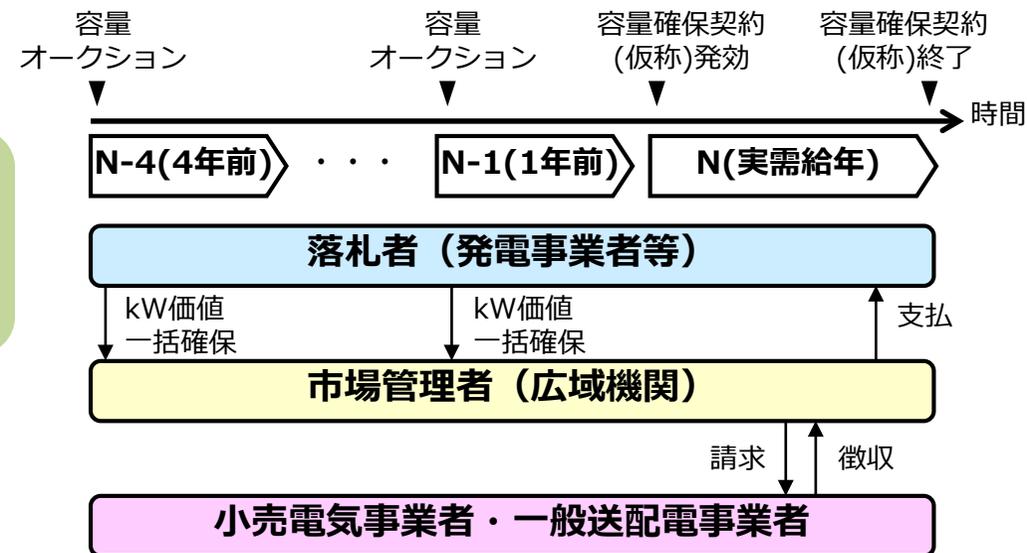
- 小売全面自由化以降、卸電力市場の取引拡大や、FIT制度等に伴う再エネの導入拡大によって、電源投資の予見性が低下。中長期的に、国全体で必要となる供給力・調整力を確保するための設備の新設や維持が困難になっていく懸念。
- こうした懸念に対応するため、①あらかじめ市場管理者（広域機関）が需要のピーク時に電気を確実に供給できる能力（kW）を確保し、②実需給時に能力に応じて、発電事業者 に一定の費用を支払う容量市場を導入。投資の予見性を高めることで、適切な発電投資を促す。

※市場管理者である広域機関が実需給の数年前から容量オークションを開催してkW価値を一括確保した後、小売電気事業者等から必要な費用を徴収し、落札者への支払を行う仕組み。米国PJMや英国等でも同様の仕組みを導入済み。我が国では2020年度に市場を開設し、オークションを開始する予定。

容量市場創設後の収入（イメージ）

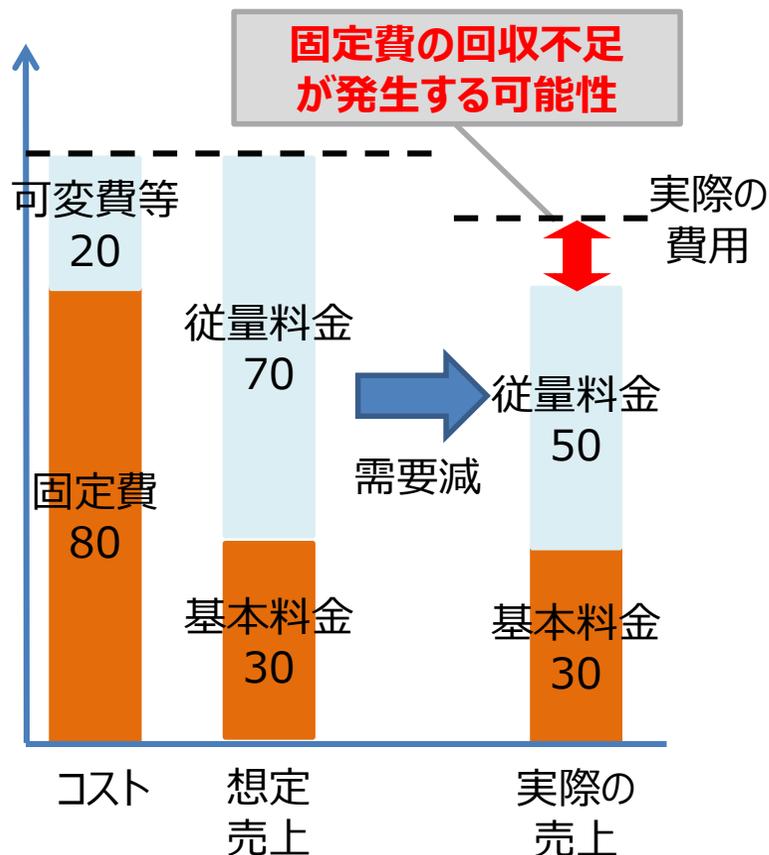


容量市場の取引（イメージ）

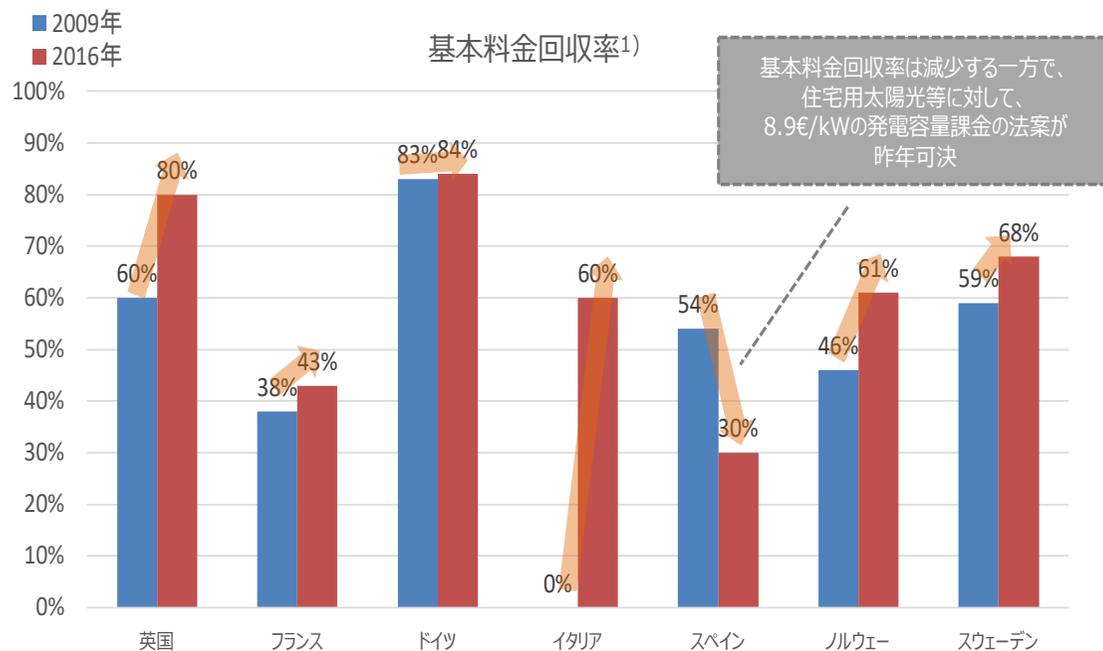


(参考) NWコストにおける固定費・可変費と料金体系

- 固定費が8割を占めるが、基本料金で3割しか回収していない。
- 需要の減少や自家発の普及がある中、①固定費の回収不足、②負担の不公平が発生の懸念。
- 固定費が安定的に回収できないと、安定供給に必要な送配電網の維持・運用に、将来的に支障をきたす可能性。



欧州における基本料金回収率の状況



注1: 発電事業者課金、小売事業者課金の合計に占めるkW課金で回収している金額の比率
出典: ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

(参考) 送電ロス率の状況

- 各社一定の送電ロス率を設定しているが、送電ロスの低減は総量としての発電コストの低下につながり、結果として発電コスト+NWコストのトータルコストの低減にも寄与する。

託送供給等約款抜粋(東京電力)

(14) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

接続供給電力量×1÷（1－損失率（30〔損失率〕に定める損失率といたします）

(32) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

30 損失率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	4.2パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9パーセント

各社の送電ロス率

	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	8.7%	9.0%	7.1%	8.6%	8.0%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%
高圧	5.1%	5.6%	4.2%	3.9%	3.8%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
特別高圧	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%

※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定

2-2-3. 発電事業者のインセンティブ・選択肢拡大

- 発電コストとNWコストのトータルで最小とするためには、一般送配電事業者のみならず**発電事業者の協力が不可欠であり、このためのインセンティブ創出や選択肢拡大に向けた取組が必要**ではないか。

課題認識①

現行のFIT制度には立地による買取価格に差がないため、現行制度を前提とすれば、**NW側においてトータルコストを最小化し、システムを効率的に活用するための仕組みが必要**ではないか。

- 対応策として、**①系統増強における一部特定負担方式（シャロー）のほか、②発電側基本料金の導入、③立地地点に応じた発電側基本料金割引制度**といったものが考えられる。
- 他方、再エネ事業者の負担とのバランスの観点から、下記の点に留意が必要ではないか。
 - ・ **FIT電源**については、制度上、固定価格での買取となっており価格転嫁ができないことから、発電側基本料金を導入する場合には**何らかの調整措置が必要**ではないか。
 - ・ 発電側基本料金の導入の結果、**フローで負担すると考えられる部分について、イニシャル負担の見直しが必要**ではないか。

課題認識②

コストと信頼性がトレードオフの関係にある中、例えば需要家と直接つながらない**電源線**であれば、**リスクを勘案した上で1回線化を実効性ある選択肢とする等、仕様のメリハリを利かせることも検討が必要**ではないか。

(参考) 送配電網の維持・運用費用の低減に向けた託送料金制度の見直し

- 現在、電力・ガス取引監視等委員会に設置されたWGにおいて、系統利用者(発電設備設置者)に「系統利用の受益に応じた負担」を求める場合の託送料金制度の在り方について、検討が進められている。
- 発電・NWコスト全体の削減・最適化を図るべく、送配電網の効率的な利用を促すことが目的。

現状の託送料金制度とその課題

NWコスト抑制を発電側に促す仕組みが不十分

- 送配電事業者は、発電所から系統に流れる**最大出力に応じて送配電設備を構築**
 - ➔ 発電所の設備利用率向上は送配電網の効率的利用につながる
- 送配電設備の維持・運用費用等は基本的に**小売(需要)側のみ負担** (= 託送料金として回収)
 - ➔ 現在、発電側は接続時の特定負担以外の費用負担をしないため、需要地に近い電源など、系統の効率的利用に資するような電源への直接的な立地インセンティブがない

託送料金制度の見直し後

送配電網の効率的な利用を促し、 発電側に関連するNWコストを抑制する

- ① **発電側基本料金の導入**
 - 系統コストの一部を最大kWに応じて発電側に課金(系統からの受益に応じた負担)
 - 発電側に設備利用率を向上させるインセンティブとなる
- ② **立地地点に応じた発電側基本料金割引の導入**
 - 需要地近郊や既に送配電網が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域の電源に対する発電側基本料金を割り引く

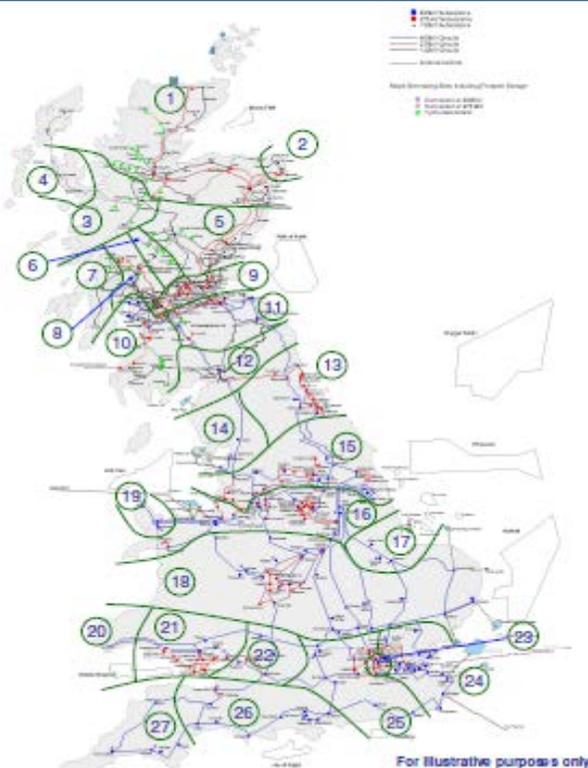
(注1) 発電側基本料金等の導入に当たって、託送原価(総額)は変えないことが前提

(注2) 制度設計の詳細は現在検討中

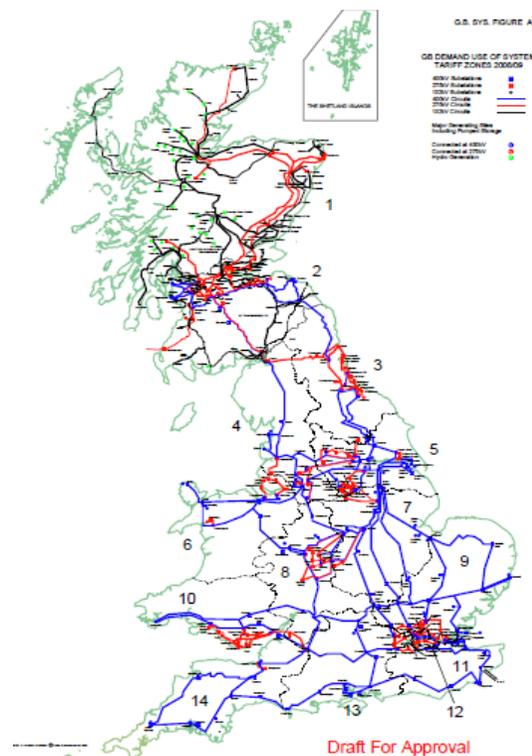
(参考) 地点別料金：背景・ゾーン設定

- 英国の系統では、国内北部の電源地帯から南部の需要地への南向き潮流が支配的。このような系統状況では、北部に電源を建設する場合は南北潮流を増加させることに、一方で南部に電源を建設する場合は、南北潮流を減少させることになる。
- 系統投資コストの限界費用を反映した送電線利用料金とすることで、発電所の立地を南部に誘導し、系統増強コストを抑えることを志向して、地点別料金が採用された。

発電事業者のゾーン設定状況(全27ゾーン)



小売事業者のゾーン設定状況(全14ゾーン)



(参考) 発電事業者の系統費用負担

- 新たな電源を接続する時の系統費用負担の各国の考え方は、概ね以下のような方式に分類できる。
 - ① 必要な送電網と既存系統の増強費用の全てを発電事業者が負担する方式
 - ② 必要な送電網に加え、既存系統の増強費用の一部を発電事業者が負担する方式
 - ③ 全ての系統増強費用を発電事業者ではなく電気料金を通じて利用者が負担する方式
- 再エネの導入拡大と国民負担の抑制を両立させるためには、発電コストと系統コストのトータルコストが最小となる地域への立地を促す必要あり。系統コストを発電事業者に適切に求めなければ、発電コストは安い、系統コストが高い地域に発電所の立地が集中し、国民負担増大の恐れ（発電事業者の利益は拡大）。

系統増強費用の考え方（日欧各国比較）

基本的考え方	主な採用国
① 発電事業者負担	スウェーデン、セルビア
② 一部を発電事業者負担	日本、英国、アイルランド、スペイン、フランス、オランダ、ベルギー、ノルウェー、フィンランド、オーストリア、チェコ、ポーランド
③ 利用者負担	ドイツ、デンマーク、ポルトガル

(参考) 特定負担の範囲

- 系統の増強に関する費用負担の考え方は平成27年11月に公表。それまで再エネ発電設備については工事費負担金の全額が特定負担とされていたが、ガイドラインにより火力電源等と同様に一部を一般負担とすることとなった。
- 託送料金体系との整合性を確保する観点から、電源種別ごとの設備利用率に応じた一般負担の上限額を広域機関が指定・公表（平成28年3月及び6月）。

特定負担の範囲（発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針）

地内系統の増強に係る一般負担の上限額 （第10回広域系統整備委員会資料抜粋）

電源線	電源線省令の定義・考え方を適用(新たな考え方を提示するものではない。)
ネットワーク側の送配電等設備	

本検討において運用上の考え方を明らかにする。
ただし、低圧の配電設備に発電のための特別な供給設備を設ける場合及び配電用変電所変圧器の逆潮流対策のために必要な設備を設ける場合は、本指針の対象外とする。

<費用負担の考え方（まとめ）>

1. 特定負担額・一般負担額の算出
 - (1) ネットワーク側の送配電等設備のうち、**基幹系統**を構成する送変電等設備の増強等にかかる費用については、原則として**一般負担**。
 - (2) **基幹系統以外**の送配電等設備の増強等にかかる費用については、**以下の観点から、特定負担とすべき額（以下「特定負担額」という。）及び一般負担とすべき額（以下「一般負担額」という。）を算定。**
 - (a) 設備更新による受益
 - (b) 設備のスリム化による受益
 - (c) 供給信頼度等の向上による受益
2. 一般負担の限界
 一般負担額のうち、「ネットワークに接続する発電設備の規模に照らして著しく多額」として電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が指定する基準額を超えた額については、上記にかかわらず、**特定負担**。
3. 一般負担とされた費用の一般電気事業者間での精算
 特定の発電設備の設置に伴い当該発電設備が立地する供給区域のネットワーク側の送配電等設備の増強等をする場合で、他の供給区域へ発電した電気を送電する場合における増強等費用については、**事業者間精算制度⁵により精算**。

3. まとめ

15

- 地内系統の増強に係る一般負担の上限額については**4.1万円/kW**を基準とし、電源の設備利用率に応じ、下表のとおり電源種別ごとに最大受電電力1kW当たりの一般負担の上限額を設定することとしてはどうか。
- 地域間連系線等の増強に係る一般負担の上限額については、原則、地内系統と同様の一般負担の上限額を適用することとし、地内系統の一般負担の上限額を上回る場合には、費用対効果を確認した上で、そのメリットに応じて、一般負担の上限額を個別に積み増すことなどを検討することとしてはどうか。
- 一般負担の上限額決定後も状況把握に努め、必要に応じて見直しを検討する。

電源種別	一般負担の上限額
地熱発電	4.7万円/kW
バイオマス(木質専焼)	4.9万円/kW
バイオマス(石炭混焼)、原子力、石炭火力、LNG火力	4.1万円/kW
小水力 ^{※1}	3.6万円/kW
一般水力 ^{※2}	3.0万円/kW
石油火力、洋上風力	2.3万円/kW
陸上風力	2.0万円/kW
太陽光	1.5万円/kW

1. 前回の御指摘事項について
2. **再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革**
 - (1) NWコスト改革の全体像
 - (2) ベースコストの削減と次世代NWへの転換に向けた投資
 - (3) ルールの実効性を担保するための仕組み**
3. 適切な調整力の確保

2-3. ルール整備を補完する仕組み（事例集、相談・紛争処理、情報発信）⁶²

- 現場の実態に対応した仕組みとするため、これまで論点提示したルール整備を補完する観点から、以下についても検討を深めるべきではないか。

① 事例集の作成・継続的な改定

- ✓ 再エネの接続等に係るルールの運用について、これまで現場で生じていた問題や、関係機関への相談を具体的なプラクティスとして積み上げ、事例集を作成・改定。
- ✓ これによって、再エネ事業者、一般送配電事業者双方にとってのルールの解釈に係る相場観を形成し、円滑な事業化に寄与。

② 相談・紛争処理機能の強化

- ✓ これまで関係機関で行われていた相談・紛争処理機能について、関係機関間の連携の深化など、更なる強化策を検討。

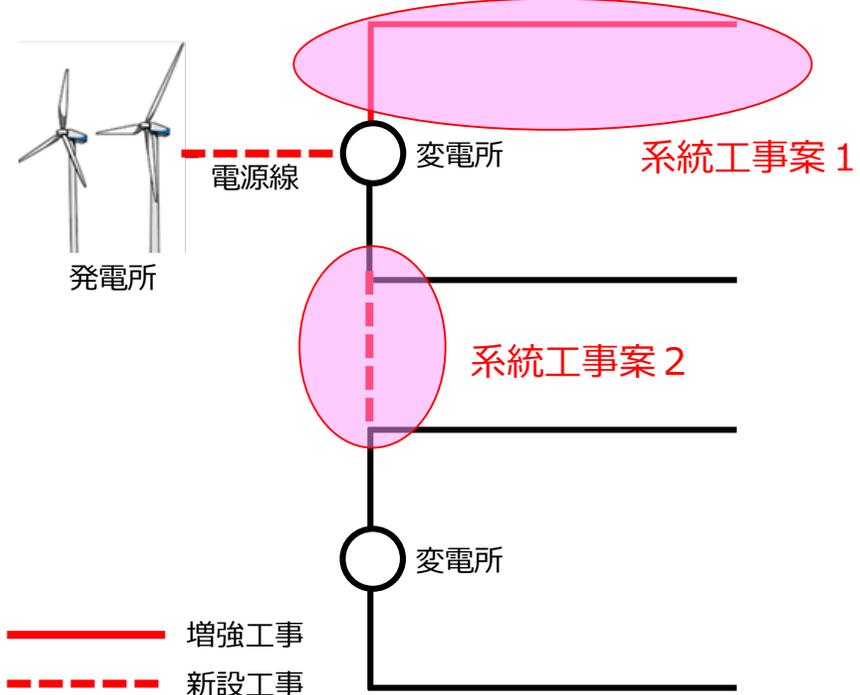
③ 情報発信機能の強化

- ✓ 再エネの接続等に係る様々なルールについて、ワンストップのポータルサイトを創設するなど、発電事業者にとってユーザーフレンドリーな情報発信機能を強化。

<系統増強工事が、現行ルールに基づき適切であった事例>

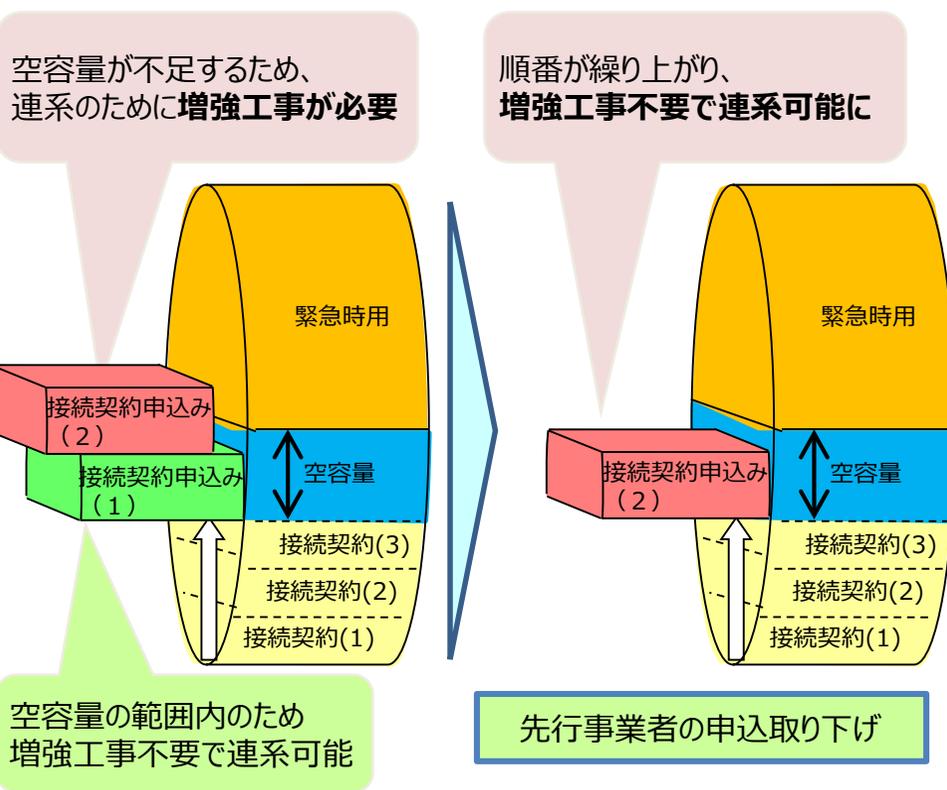
- 再エネ事業者が一般送配電事業者に接続検討を申し込んだところ、**事業規模を大幅に超える高額な工事費負担金が必要である旨回答**があった。
- 本件は、当該地域の**上位系統に空き容量がないため、大規模な増強工事が必要**であり、一般送配電事業者は、**必要な系統増強の工事内容を複数案検討した上で、最も経済的な工事内容を回答**するなど、**現行ルールに基づき適切に運用**され、事業者の**一定の工事費負担金が避けられない事例**であった。

<工事内容イメージ>



<工事費負担金が大幅に減額された事例>

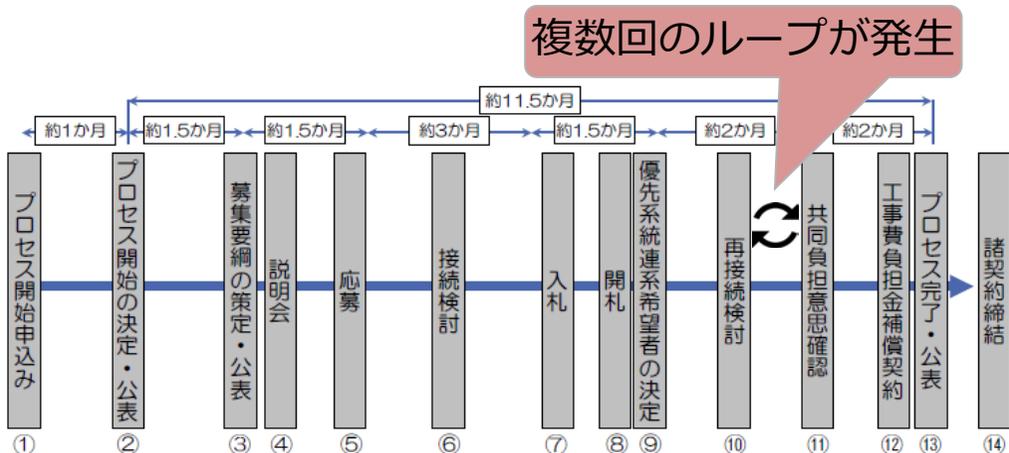
- 当初、一般送配電事業者から再エネ事業者に対して、空き容量が不足するため、系統に接続するには、**上位系統の増強が必要である旨回答**した。
- その後、先に申し込んでいた**先行事業者の接続契約申込みの取り下げ**が生じ、接続の順番が繰り上がった結果、**上位系統の増強が不要**となり、当該発電事業者は**工事費負担が大幅に減額**され、連系できるようになった。



<電源接続案件募集プロセスの改善を求めた事例>

- 系統増強の工事費負担金を複数の事業者で共同負担するための手続き（電源接続案件募集プロセス）において、プロセスを完了するには、**共同負担する事業者全員に対して工事費負担金の支払いへの意思確認が必要**であり、辞退者が発生した場合には、一般送配電事業者は工事費負担金を再検討するプロセスが必要となる。
- あるエリアでは、辞退者発生に伴う再検討、工事費負担金の増加により、さらなる辞退者の発生といった**再検討と意思確認のプロセスが複数回ループする事態が発生**。
- これを改善するにあたり、実施中のプロセスにルールを追加するため、エネ庁は一般送配電事業者や広域機関と共に協議を行い、**事業者に対して負担可能上限額の提示を求め改善措置を講じる**こととし、**意思確認の早期完了を図った**。

電源接続案件募集プロセスの流れ



<情報周知の徹底を求めた事例>

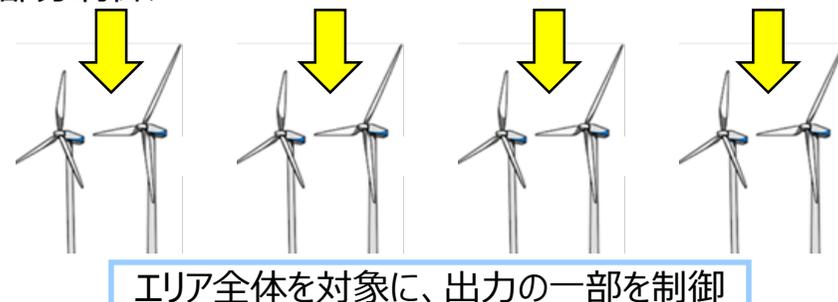
- 国の審議会での議論を踏まえ、風力発電事業者が**交代制御から部分制御への契約見直しを一般送配電事業者に依頼したが、現場レベルで対応してもらえなかった**。
- エネ庁が電事連に対して、**一般送配電事業者の窓口を明確化し、風力発電事業者に周知するよう求めた結果、契約見直しが進展**。

<交代制御>



契約内容の修正を依頼

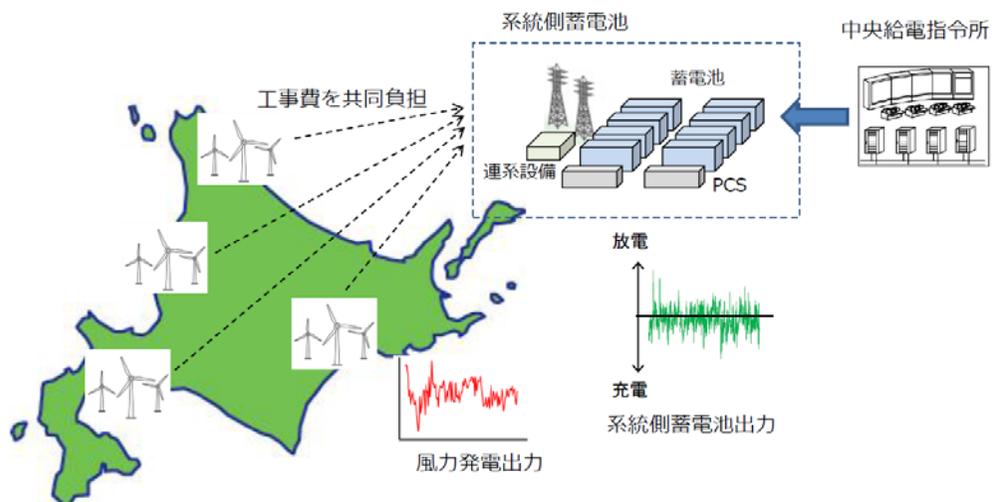
<部分制御>



<追加的な出力変動緩和対策を求めた事例>

- 風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足する北海道電力は、2016年4月に「系統アクセスマニュアル」を改正し、**出力変動緩和対策に関する技術要件を公表**。この結果、**風力発電事業者等は蓄電池の設置等を通じた対策**を講ずることが必要となった。
- 発電所毎の蓄電池設置はコスト負担が大きいため、発電事業者の負担を軽減しつつ、風力発電の連系拡大を図るための追加的な方策として、国の審議会で**系統側蓄電池の共同設置**（公募）を決定し、2017年3月から募集プロセスを開始。

<系統側蓄電池の共同設置について>



(参考) 紛争処理機能の役割分担 (現状の整理)

- 電気事業法において、電力・ガス取引監視等委員会のあつせんの対象は、「電気供給事業者間の電力の取引に係る契約等」であると規定しており、電力広域的運営推進機関の紛争解決制度の対象は、「送配電等業務」※である旨を規定している。

※一般送配電事業者及び送電事業者が行う託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務

- 電力・ガス取引監視等委員会の電気事業法上のあつせんは、国の行政機関として電気事業法及び関係法令の解釈を示す必要のある紛争に適しており、電力広域的運営推進機関の紛争解決制度は、送配電等業務に直接関わる紛争や広域機関が定めるルールに関する紛争に適している。

○電気事業法（昭和39年法律第170号）（抜粋）

（業務）

第二十八条の四十 推進機関は、第二十八条の四の目的を達成するため、次に掲げる業務を行う。

七 送配電等業務についての電気供給事業者からの苦情の処理及び紛争の解決を行うこと。

（あつせん）

第三十五条 電気供給事業者間において、電力の取引に係る契約その他の取決めであつて政令で定めるもの

（以下この項及び次条第一項において「契約等」という。）について、一方が契約等の締結を申し入れたにもかかわらず他の一方が協議に応じず、若しくは協議が調わないとき、又は契約等の締結に関し、当事者が取得し、若しくは負担すべき金額、条件その他の細目について当事者間の協議が調わないときは、当事者は、電力・ガス取引監視等委員会（以下この節において「委員会」という。）に対し、あつせんを申請することができる。

1. 前回の御指摘事項について
2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革
- 3. 適切な調整力の確保**
 - (1) 再エネ・火力の調整力向上
 - (2) エリアを越えた柔軟な調整 (次回以降議論)
 - (3) 調整の必要性を減らす取組 (次回以降議論)
 - (4) 新たな調整力の活用

(4) 適切な調整力の確保

- 再生可能エネルギー（特に自然変動電源）の導入が拡大する中、出力変動を調整し、需給バランスを一致させる上で、調整力を効率的かつ効果的に確保することが重要。

→ 広域的な調整力の調達・運用、発電事業者と送配電事業者の適切な役割分担、蓄電池や水素の活用など、**必要な質と量の調整力を効率的に確保するための方策**について、関連する制度を踏まえつつ検討を深めることが必要ではないか。

- ◆ 再エネ・火力の調整力向上 → **グリッドコードの整備**
- ◆ エリアを越えた柔軟な調整 → **連系線の活用**（※次回以降に議論）
- ◆ 調整の必要性を減らす取組 → **FITインバランス特例制度の見直し**
（※次回以降に議論）
- ◆ 新たな調整力の活用 → **上げDRの制度整備**

1. 系統制約の緩和に向けた対応

(前回の御指摘事項)

2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革

3. 適切な調整力の確保

(1) 再エネ・火力の調整力向上

(2) エリアを越えた柔軟な調整 (次回以降議論)

(3) 調整の必要性を減らす取組 (次回以降議論)

(4) 新たな調整力の活用

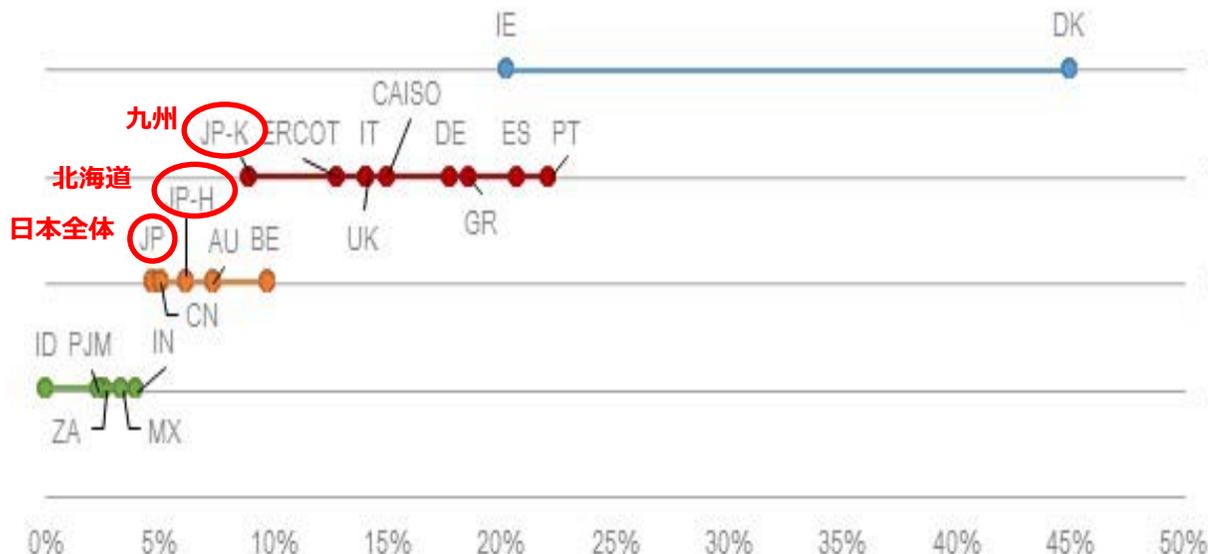
3-1. グリッドコードの整備

- 自然変動再エネ（太陽光・風力）の導入拡大に伴い、**急激な出力変動や小刻みな出力変動等に追従可能な調整力の必要性**が高まっている。例えば、北海道エリアでは、風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足しているため、**風力発電設備（出力20kW以上）は、蓄電池等を通じた短周期及び長周期の出力変動対策**を講じることが前提となっている。
- 国際エネルギー機関（IEA）によれば、**自然変動再エネの導入率に応じて、電力システムで求められる対応が高度化**するとされている。日本においても、今後、**風力発電が有する制御機能や柔軟性を有する火力発電の調整力としての重要性**がいつそう高まっていくことが想定される。
- また、風力発電の制御機能を有効に活用することによって、**蓄電池の必要量やそれに要するコストを低減しつつ、効率的な風力発電の導入拡大**を進めることができる。
- このような状況を踏まえ、**新規の風力発電が具備すべき調整機能や火力発電が具備すべき調整機能（AFC機能、DSS等）を特定し、その具体的水準を定める**べきではないか。また、**既存の火力発電**についても、再エネの大量導入時代に適切に対応できるよう、**同様の調整機能を具備することを促して**いくべきではないか。
- **こうした検討を踏まえつつ、太陽光発電等、他の電源についても併せて議論していく**ことが必要ではないか。

(参考) 再生可能エネルギーの大量導入に伴う電力ネットワークの在り方⁷¹

- IEAによれば、自然変動再エネ導入比率にに関して4つの運用上のフェーズが存在する。
 - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
 - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
 - ・フェーズ3では出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
 - ・フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- アイルランドとデンマークはフェーズ4、フェーズ3にはEU各国、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。日本全体と北海道はフェーズ2、九州はフェーズ3に位置する。

<各国の変動再エネ比率と運用上のフェーズ (2016)>



各フェーズの特徴	
●	フェーズ4：特定の時間に再エネの割合が大きくなり安定性が重要になる
●	フェーズ3：需給の変動に対応できる調整力が必要となる
●	フェーズ2：オペレーターが認識できる負荷が発生
●	フェーズ1：系統に対して顕著な負荷無し

変動再エネ導入割合(%)

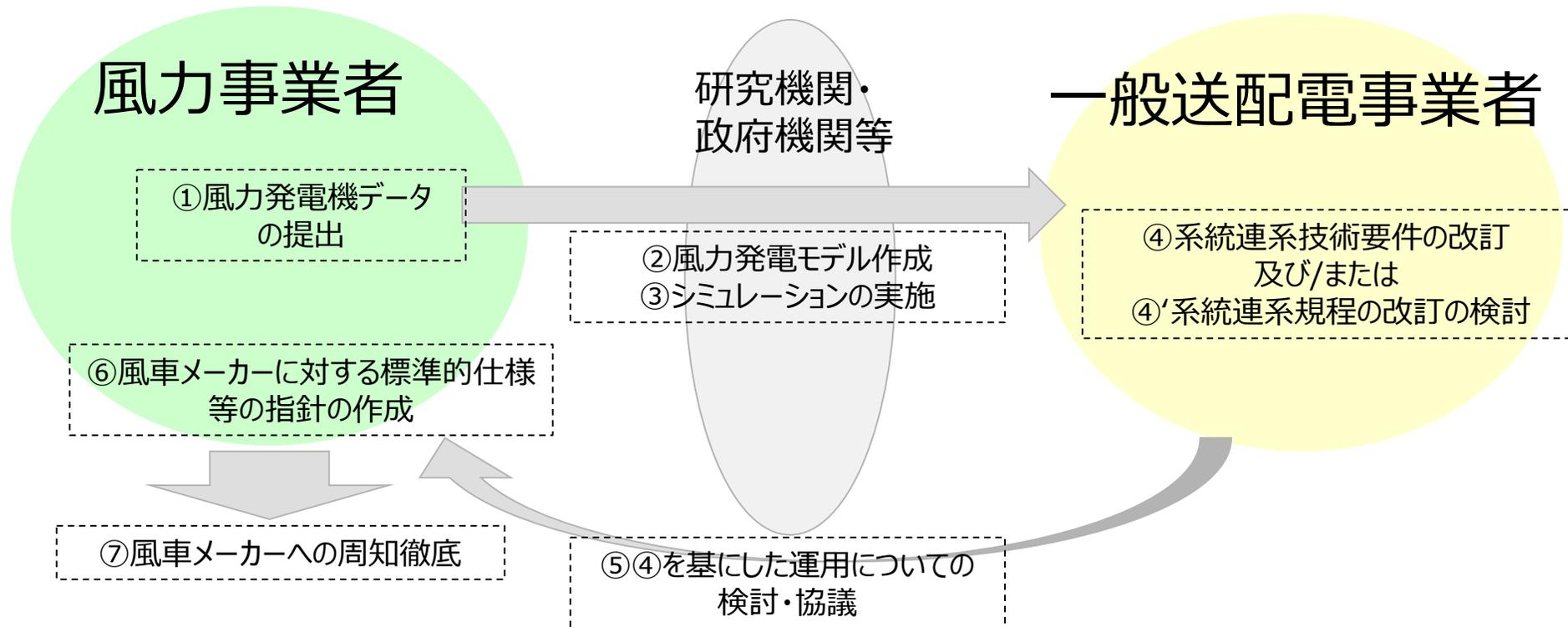
(出所) IEA「System Integration of Renewables」を基に作成

3-1-1. グリッドコードの整備（風力）

- 風力発電には出力抑制や出力変化率制限等、従来電源が有するような調整力機能が期待される。風力発電の導入で先行する欧州ではこうした機能が標準装備され、主要電源としての役割を果たしている。また、こうした制御機能は、各国の状況や風車の規模等に応じて風車が具備すべき機能としてルール化されているケースもある。
- 日本においても、効率的に風力発電を導入拡大するため、日本風力発電協会（JWPA）と一般送配電事業者が連携して風車が具備すべき制御機能を特定し、ルール化した上で、そうした機能の具備を風力発電事業者に求めていくべきではないか。
- ルール化に当たっては、実系統で運用した際に問題が生じないことを確認するための再エネの導入状況に応じた段階的な解析、風力発電モデルの構築、シミュレーション等に一定程度の時間を要する可能性があるが、足下での風力発電の接続検討状況等を踏まえ、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用開始（1～2年程度）を旨とし、その他の必要な事項（事故時等を想定した要件）のルール化については、各エリアにおける風力発電の導入状況に応じて段階的に行ってはどうか。
- 北海道についてはサイト蓄電池や系統側蓄電池の必要量やコストの低減、東北については北東北募集プロセスにおける出力制御率の低減等の事前検討に有用と考えられるため、それらの導入スケジュールを見据えて先行して検討すべきではないか。
- なお、現時点では、国産風車等に前述の制御機能が装備されていない風車も存在することから、JWPAは風車メーカーに対して、シミュレーションに必要なデータの提供や必要な機能の装備を求めていく必要がある。

(参考) グリッドコード化に向けた役割分担

- グリッドコード化に向けて、各者がそれぞれ必要な役割を担い取組を進めていく。



(参考) グリッドコード化に向けたスケジュール案

- グリッドコード化に向けて、必要となる実施項目のスケジュールは次のとおり。

No.	実施項目	2017年度		2018年度		2019年度		2020年度以降	備考	
		下期	上期	下期	上期	下期	上期			
1	制御機能確認試験	→							・既存風車を用いた実系統における制御機能確認試験により、有効電力・周波数制御特性を測定・把握	
2	周波数シミュレーション等による有効性を確認	↔							・JWPAおよび研究機関が実施予定 ・IEC61400-21-1をベースに測定し、各制御機能単独と、組み合わせた場合の総合特性を把握し、周波数安定化に寄与することを確認	
3	各機能の特性と有効性を報告適用に向けた協議（各解析の実施）	↔							<ul style="list-style-type: none"> ・JWPAにて、欧州先行事例を参考に、新規建設WFに実装する標準制御機能・仕様を策定 ①平常時解析について、既存の標準的な風力発電モデルをベースに、上記パラメータを適用し、モデル構築+シミュレーションを実施 ②事故時解析について、詳細な検討のために新たな詳細な風力発電モデルを構築し、シミュレーションを実施 ③瞬時時解析について、数十μsオーダーの解析に耐える詳細モデルを構築、シミュレーションを実施（瞬時値解析はプロジェクトベースの解析を想定。必要に応じて行う。） 	
		小 再エネ 導入量 大	→		→		→			
			→		→		→			
4	有効電力・周波数制御機能の装備								・新規建設WFには標準装備とするよう、JWPAが各メーカーに制御機能の装備を徹底させる。	
5	制御機能を活用し実運用								・3年程度の猶予期間を見て、2021年度以降、順次導入（但し、導入開始時期については、メーカーの対応可能時期及び系統の形成状況等を考慮して決定）	

※ルール化については、各社の系統連系技術要件、及び/または 系統連系規程の改訂を想定。

- 具体的には、**①平常時解析、②事故時解析、③瞬時値解析を行う必要があるが、全国大で適用できるルールを先行して早期策定**することを目指し、**①を1～2年程度で行う。②・③については各エリアにおいて必要とされる時期に行う**こととし、早期適用を目指す。

	機能	解析に必要な検討項目・期間
導入拡大にあわせ段階的に進めていく	①平常時解析 <ul style="list-style-type: none"> ◆ 平常時解析は、エリア毎に違いが生じるものではなく、全国共通で適用することができる基礎的なシミュレーション。 ◆ 制御機能を適用した風車の導入量が、周波数変動や系統の電力供給の動き等への影響を解析する。 ◆ 平常時解析と蓄電池モデルと組み合わせることで、制御機能を適用した風車の導入による蓄電池容量への影響を確認する。 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 各メーカー風車についてパラメータ（「出力制御ブロック（伝達関数）」、「特性」、「定数範囲」等）が必要。 ◆ 既存の標準的な風力発電モデルをベースに、上記パラメータを適用し、モデル構築+シミュレーションで1年～2年程度要する。
	②事故時解析 <ul style="list-style-type: none"> ◆ 電源脱落等の系統事故を想定して行うシミュレーション。「安定度」、「電圧安定性」、「周波数安定性」について、どの様な振る舞いをするか解析する。 ◆ 事故時解析により、事故時においても系統が安定的に運転を継続できるかどうかを把握できる。 ◆ 事故時解析は、エリア内に大量に風力が導入された場合に必要となるため、平常時解析終了後に進める。 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 各メーカー風車について、詳細なパラメータ（出力制御ブロック（伝達関数）、特性、定数範囲等）が必要。 ◆ 事故時の安定度検討のために、新たな詳細風力発電モデルの構築が必要。 ◆ 新たな詳細風力発電モデルの構築に1～2年程度要する。
	③瞬時値解析 <ul style="list-style-type: none"> ◆ 電源の系統への接続時や系統の切替時の影響等を想定して行うシミュレーション。電圧・電流等の瞬時値レベルでの短時間領域（～数秒）で解析する。 ◆ 瞬時値解析を行うことで、過渡安定度、電圧異常等の過渡的な振る舞いによる系統安定性への影響の有無を把握できる。 ◆ 瞬時時解析は、エリア内に大量に風力が導入された場合に必要となるため、平常時解析終了後に進める。 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 数十μsオーダーの解析に耐える詳細モデルの構築について考慮が必要。 ◆ 詳細モデルの構築・検討に時間がかかることが想定されるが、本解析が必要となるのは風力の大量導入が進んだ時点における個別系統の解析であることから、5年程度を目途に検討・開発を進める。

- 風力発電の出力変動による系統不安定化要素を最小化するため、各風力発電所に自律的な制御機能として周波数制御を始めとした各種制御機能を適用する。
- 本制御機能と送配電事業者からの出力制御指令に対応する機能を組み合わせることで、風力発電の系統への影響を抑制しつつ、風力発電の導入量の拡大が見込まれる。

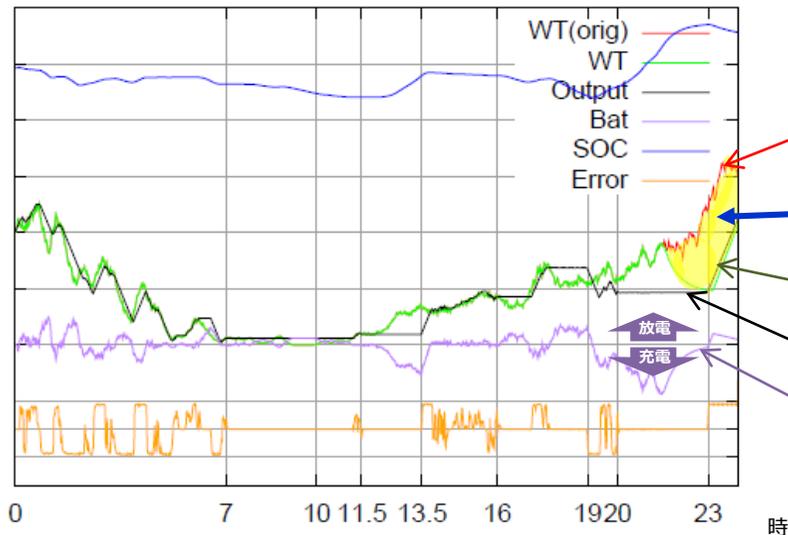
<具体的な機能とその効果>

制御機能	機能の概要	機能導入の効果
周波数調定率制御機能 (周波数ドロープ)	<ul style="list-style-type: none">● 設定された不感帯を超えて周波数が上昇した場合に、設定した傾き（調定率）に従い、出力を自律的に低減させ、周波数が復帰した場合は逆に出力を増加させる機能	<ul style="list-style-type: none">● 周波数上昇（電力余剰）時に自律的に出力を抑制することから、電力系統における短周期（～数分）の周波数変動抑制（周波数安定化）に寄与する
最大出力抑制機能	<ul style="list-style-type: none">● 出力を設定された上限値以内に抑制する機能	<ul style="list-style-type: none">● 電力系統の調整力（下げ代）不足や、局地的な送電線過負荷の解消に寄与する。● 短周期領域の必要調整力の低減、必要送電線熱容量の削減、周波数調整電源や蓄電池の容量削減、等にも期待。
出力変化率制限機能	<ul style="list-style-type: none">● 出力の増減時に出力変化率を設定された値以内に制限する機能（但し、出力可能値以下の領域）	<ul style="list-style-type: none">● 通常運転中やカットアウト後のカットイン時の出力変動量を緩和する。短周期領域の出力変動量抑制＝必要調整力の低減、周波数調整電源や蓄電池の容量削減、出力制御量削減、等にも期待
ストーム制御	<ul style="list-style-type: none">● 風速が増加し、カットアウト風速（25m/s）以上になっても急激に停止せず、風速の増加に応じて緩やかに出力を低減し、一定風速以上（30m/s）で出力をゼロにする機能	<ul style="list-style-type: none">● 最大出力からゼロへの急激な変化を防止できることから、周波数変動抑制に寄与する。
イナーシャ制御	<ul style="list-style-type: none">● 系統事故に伴う周波数低下時に、風車の回転エネルギーを電気エネルギーに変換し、出力を一定時間（5～10秒程度）増加運転を行う機能	<ul style="list-style-type: none">● 電力系統事故時の、過渡安定性維持に寄与する。● 一般発電設備の必要連系量（慣性力不足対応）の低減、インバータ電源の接続容量拡大、等も期待。

- 北海道エリアでは、風力発電設備（出力20kW以上）は蓄電池等を通じた短周期及び長周期の出力変動対策を講じることが前提となっている。
- 風車側の制御機能と蓄電池を組み合わせることで、必要な蓄電池容量を削減することが可能。

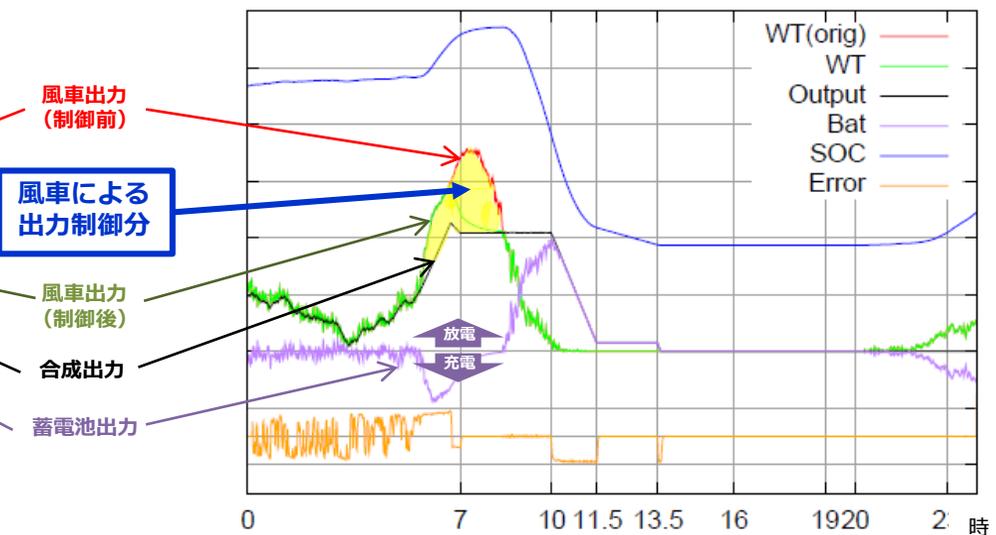
<ケース1：下げ調整が必要な断面>

合成出力増加禁止時間帯（20時～23時）において、風力出力が増加したため充電に回したが、満充電に近くなったため、風車側で出力を抑制し、合成出力増加を回避。



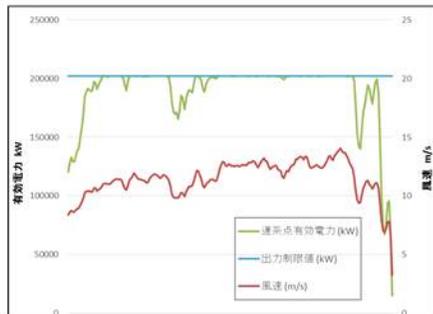
<ケース2：上げ調整が必要な断面>

合成出力減少禁止時間帯（7時～10時）に入る前に予め充電と風車側の抑制により合成出力を下げる。これを行っていたことにより、その後10時までに風力出力が急減したが、蓄電池の放電により合成出力の減少を回避。



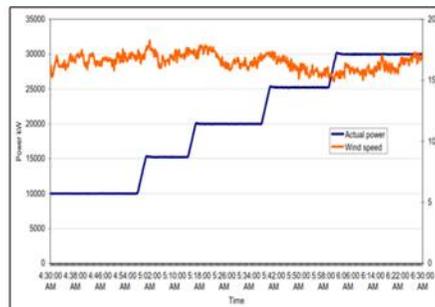
- 海外では既に風車の制御機能は実用化されており、欧州ではグリッドコードに規定されている例もある。

風力発電は系統安定化が可能な電源



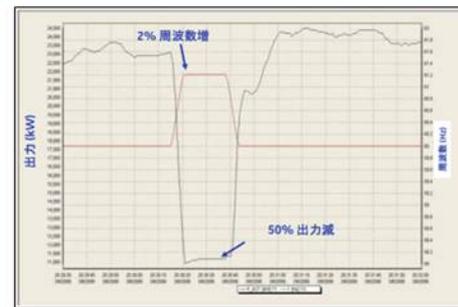
出力制限

あらかじめ定められた連系点出力以上に発電所が出力を出さない様抑制する運用



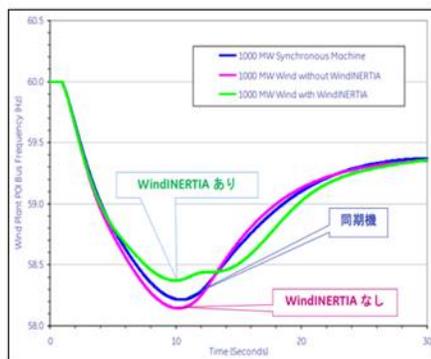
出力変化率制限

系統運用上の理由により、出力変化率に制限を伴った制御が求められるケースがあり各風車の出力を変化させる制御を行う



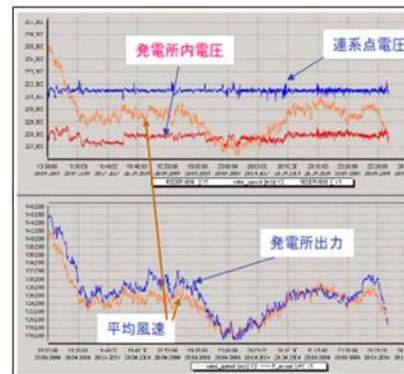
周波数ドロープ

周波数が低下すると出力が上昇し、周波数が上昇すると出力が減少するよう自動制御される機能



慣性応答 (イナーシャ)

大規模電源等の事故時、電力系統においては供給力の不足による周波数低下が発生するが、同期発電機が持つ回転エネルギーによりエネルギーが供給され(慣性力)、系統の崩壊を未然に防ぐ役割を果たしている。



電圧制御

風車の無効電力を連続的に制御することで、連系点において電圧を一定にする機能を有する。

出典：GE

風力発電は既に出力抑制、上方・下方予備力、無効電力の供給とを行う事ができ、従来火力プラントが果たしている系統安定化や調整力の機能を果たす事ができる

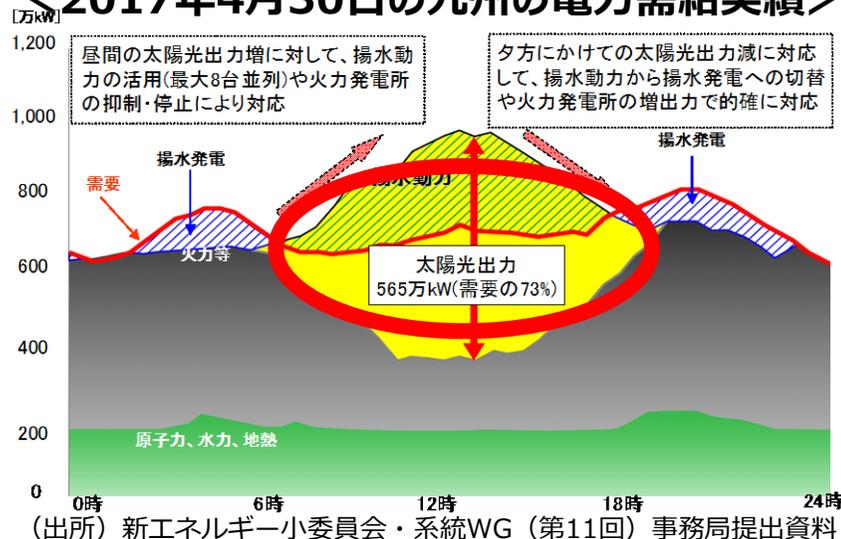
風力発電は「風まかせ」ではない



3-1-2. グリッドコードの整備（火力等）

- 再エネの急速な導入が進む地域（九州等）では、今後、電力需要の少ない春秋の休日や年末年始等には、発電量が需要を上回る可能性がある。その場合、優先給電ルールに基づいて、**一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電（電源Ⅲ）及びバイオマス発電は自然変動再エネ（太陽光・風力）に先立って出力制御を実施**することとなる。一方、電源Ⅲ及びバイオマス発電については、最低出力の基準は定められていない。
- 発電事業者間の公平性や実効性を確保しつつ、再エネの出力制御を可能な限り回避するために、**新規接続の電源Ⅲ及びバイオマス発電が満たすべき最低出力や変化速度等の要件を定める**べきではないか。
- また、**既存の電源Ⅲ及びバイオマス発電**についても、（必要に応じて設備改造等に必要な一定の期間を定めた上で）**新規電源同様の最低出力等の要件の達成を求めていく**べきではないか。
- なお、**九州エリア及び四国エリア**では、他エリアに先行して電源Ⅲ及びバイオマス発電事業者との調整を進めており、既存電源を含めて**最低出力を原則50%以下**に引き下げることにより合意済み。

＜2017年4月30日の九州の電力需給実績＞



＜優先給電ルールに基づく出力制御順＞

- 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力（火力等）（電源Ⅰ）及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等（電源Ⅱ）の出力制御及び揚水式発電機の揚水運転
- 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等（電源Ⅲ）の出力制御
- 連系線を活用した広域的な系統運用（広域周波数調整）
- バイオマス電源の出力制御
- 自然変動電源（太陽光・風力）の出力制御
- 電気事業法に基づく広域機関の指示（緊急時の広域系統運用）
- 長期固定電源の出力制御

（注1）火力発電にはバイオマス混焼発電（地域資源バイオマスを除く）を含む。

（注2）バイオマス専焼の出力制御後に地域資源バイオマスの出力制御（出力制御が困難なものを除く）を行う。

(参考4-2) 託送供給等約款別冊[系統連系技術要件]改定内容

22

発電機定格出力		25万kW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備
機能仕様等	GF調定率	5%以下	5%以下
	GF幅※1	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
	AFC幅	±5%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
	AFC変化速度※2	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	DPC変化速度※2	5%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	DPC+AFC変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	1%/分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3(定格出力基準)	50%以下 DSS機能具備※4	30%以下

※1 GT及びGTCCについてはLLまでの上げ余裕値が定格出力の5%以上、その他の発電機についてはLLまでの上げ余裕値が定格出力の3%以上を確保。定格出力付近などの満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議

※3 気化ガス(BOG)処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議

※4 日間起動停止運転(DSS)は、発電機解列～並列まで8時間以内で可能なこと

また、周波数調整機能に必要な受信信号(DPC、AFC指令値、DPC、AFC運転指令)を受信する機能及び、必要な送信信号(現在出力、可能最大発電出力(GT及びGTCCのみ)、DPC、AFC使用/除外、周波数調整機能故障)を送信する機能を具備していただきます。

(参考) 九州エリアの再エネ出力制御量を低減させるための火力等の出力制御 81

- 優先給電ルールに基づく九州エリアの電源Ⅲ（火力等）の出力制御について、16社の発電事業者に対して、出力制御指令への確実な対応を要請。
- これまでに、協議中の1社を除く15事業者については完了し、出力制御時に系統運用上必要な事項を定めた「給電運用申合せ書」について手続き中。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力	
① 定格出力の0%まで抑制	2社 (火力)	0.3	0.0	(0%)
② 定格出力の30%程度まで抑制	2社 (火力)	13.7	3.9	(28%) ※1
		33.0	9.0	(27%)
③ 一定期間後には定格出力の50%まで抑制	2社 (ハイマス)	10.0	5.0	(50%) ※2
	1社 (火力)	15.8	7.9	(50%) ※3
④ 自家消費相当分まで抑制	9社 (自家発)	※4 6.5	逆潮なし	
計	16社	79.3	25.8	(33%)

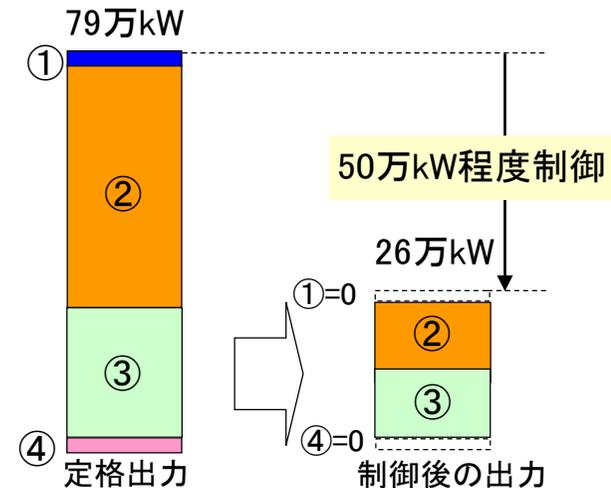
※1 契約内容調整中

※2 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、3年間試験・分析を行い、50%まで制御

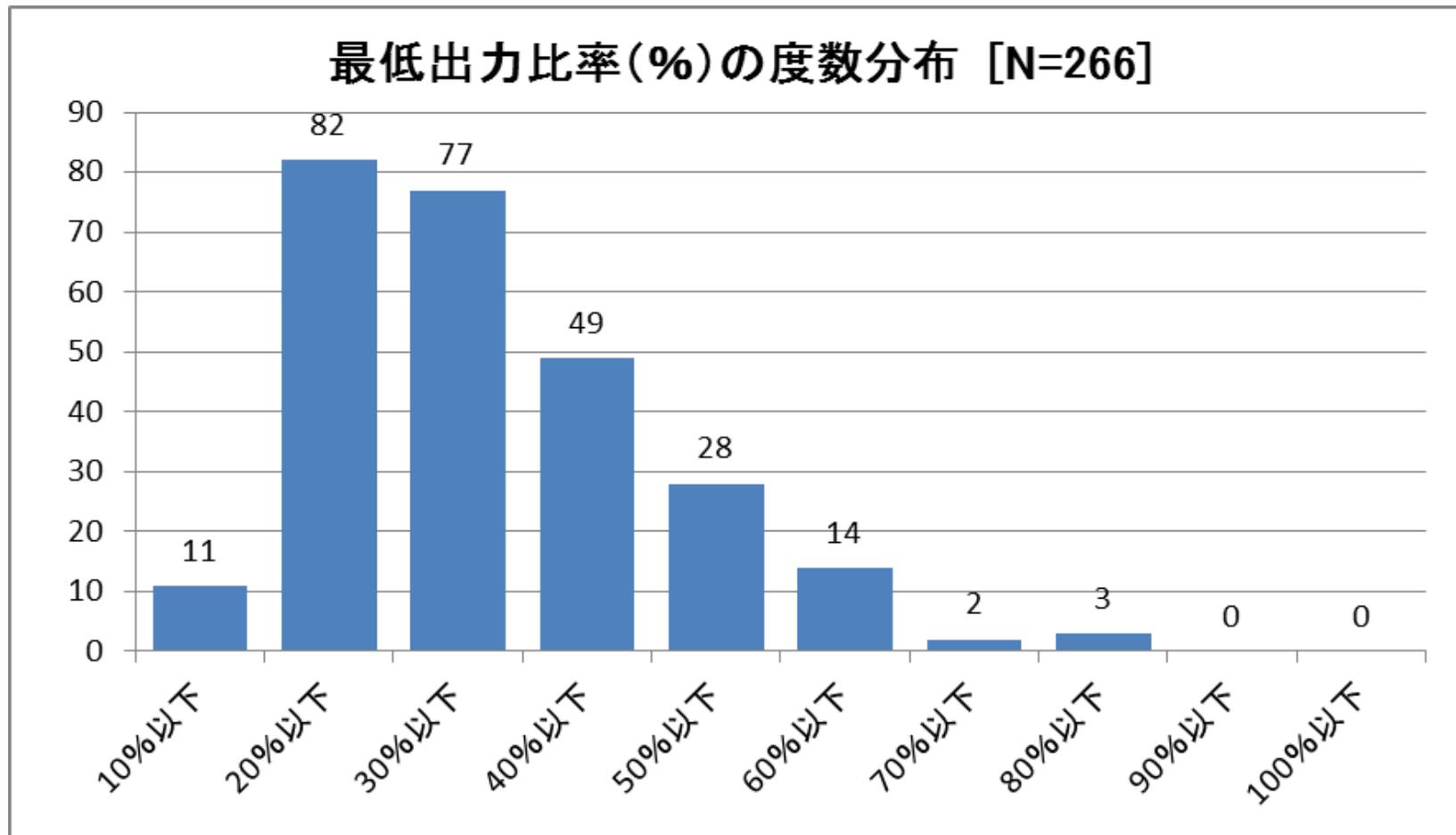
※3 老朽化等に伴う設備制約のため、3年かけて試験・分析を行い、50%を目標に段階的に制御

※4 軽負荷期休日の逆潮相当

【出力制御量】



新エネルギー小委員会系統WG（第11回）
九州電力提出資料を一部更新



(備考)

- 電力10社が把握している電力10社及び電源Ⅲのデータを電気事業連合会が集計し、グラフ化したもの。他社購入電源の最低出力については、受給契約書に記載された数値のため、機器の性能上の下限值ではない可能性あり。
- 四国電力・九州電力は、電源Ⅲに係る事業者対応状況を踏まえたデータを使用。
- コンバインドサイクル多軸機は系列単位で記載。

- 太陽光・風力発電が導入拡大する中、各国政府・産業界が連携して、**火力等の調整電源の柔軟な対応を推進する機運を高め、先進的な技術や運用、制度についての知識・経験の共有などに取り組むこと**を目的として、2017年6月に北京で開催された第8回クリーンエネルギー大臣会合（CEM8）において、“**Advanced Power Plant Flexibility Campaign**”（事務局はIEA）が立ち上げられた。
- 日本を含む13の国・地域、12の企業・関連団体が参加（日本の産業界からは九州電力、電源開発、三菱日立パワーシステムズが参加）。
- ワークショップやラウンドテーブル等を踏まえ、2018年5月のCEM9（コペンハーゲン）で最終報告書がとりまとめられる予定。



1. 前回の御指摘事項について
2. 再エネ大量導入時代におけるNWコスト改革
- 3. 適切な調整力の確保**
 - (1) 再エネ・火力の調整力向上
 - (2) エリアを越えた柔軟な調整 (次回以降議論)
 - (3) 調整の必要性を減らす取組 (次回以降議論)
 - (4) 新たな調整力の活用**

3-4. デマンドリスポンス (DR)

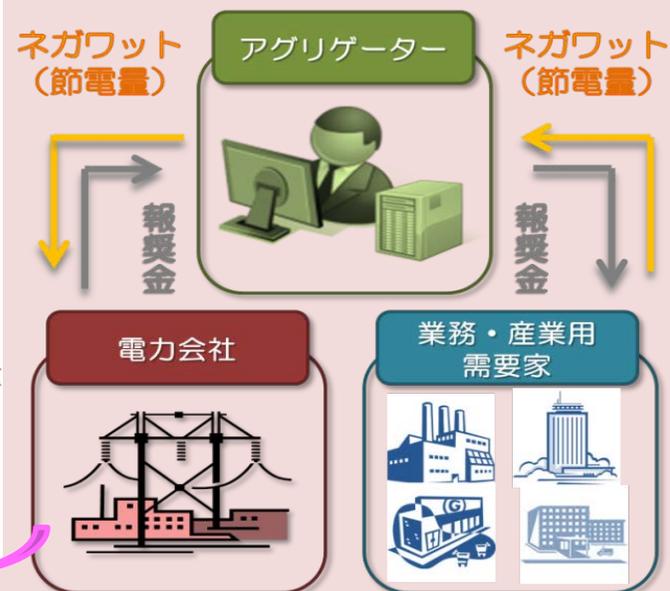
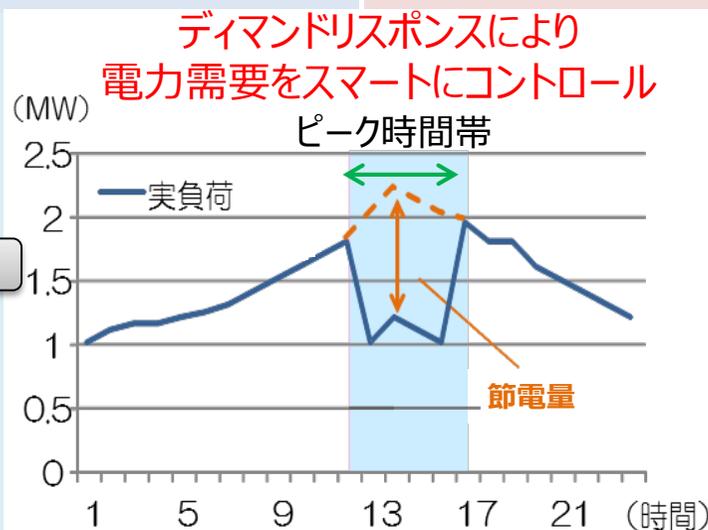
- デマンドリスポンス (DR) とは、電力の供給状況に応じて、賢く電力需要 (消費パターン) を変化させる取組。
- 発動する仕組みにより、電気料金型DRとインセンティブ型DRの2種類に分類できる。

電気料金型DR

概要	ピーク時に電気料金を値上げ
メリット	比較的簡便であり、大多数に適用可
デメリット	時々の需要家の反応によるため、効果が不確実

インセンティブ型DR (ネガワット取引)

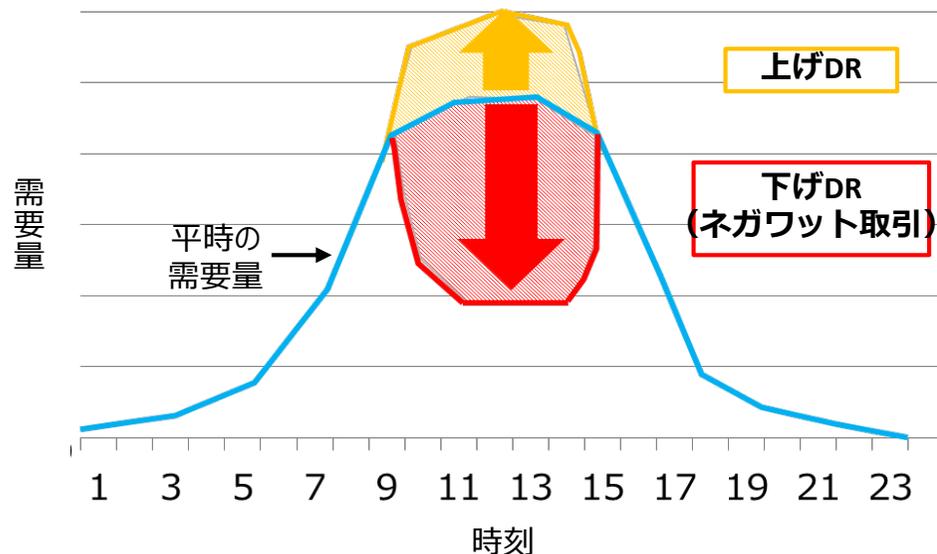
概要	電力会社とピーク時の節電に係る契約を締結し、電力会社からの依頼に応じて節電した場合に対価を得る
メリット	契約によるため、効果が確実
デメリット	比較的手間がかかり、需要家への適用が困難



3-4. 上げDR：需要創出するディマンドリスポンス

- ディマンドリスポンス（DR）はその効果により、需給ひっ迫の需要削減を目的とするDR（下げDR）と、需要を他の時間から必要な時間にシフトすることで需要を創出するDR（上げDR）の2種類に分類できる。
- 今後の再生可能エネルギーの大量導入に伴って生じる出力変動への対応に際して、再生可能エネルギー出力変動により発電（供給）が過多となる場合の対応（長期変動対応）、またはDRを活用したより高度な調整力（短期変動対応）として「上げDR」を活用することが期待されている。

ディマンドリスポンス（DR）の種類



(出所) 資源エネルギー庁「ディマンドリスポンス（ネガワット取引）ハンドブック」

種類	概要
上げDR	<ul style="list-style-type: none"> ● DR発動により、電気の需要量を増加させるDR。 ● 例えば、再生可能エネルギーの出力が需要を上回る時間に合わせて、需要機器を稼働させて消費量を増やしたり、または蓄電池を充電して、出力を吸収することができる。
下げDR	<ul style="list-style-type: none"> ● DR発動により、電気の需要量を減らすDR。 ● 例えば、電気のピーク需要のタイミングで需要機器の出力を落とし、需要と供給のバランスを取る。 ● 事前の契約に基づいて行うものは、「ネガワット取引」とも呼ばれる。

※上げ下げDR

上げDRと下げDRにより、電気の需要量を増やしたり減らしたりすることを「上げ下げDR」という。送電線に流れる電気の量を微調整することで、電気の品質（＝周波数）を一定に保つ。

3-4. 再エネの余剰電力を吸収する取組

- 揚水式水力は、昼間の太陽光等の余剰電力が発生した場合、昼間に発電する太陽光等による余剰電力を吸収するように運用が出来るが、上げDRも同様に余剰電力の吸収対策となりえる。

ステップ5 回避措置(揚水式水力の活用)

16

- 揚水式水力は、通常、需要の多い昼間に発電を行い、需要の少ない夜間に揚水運転を行う。この揚水運転を昼間に行い、夜間に発電することで、昼間に発電する太陽光等による余剰電力を吸収することが可能(右下図参照)。
- 点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮し、全8台中7台運転を前提とした揚水動力219万kW(最大ユニットである小丸川1台停止)を織込む。

【定期点検状況】

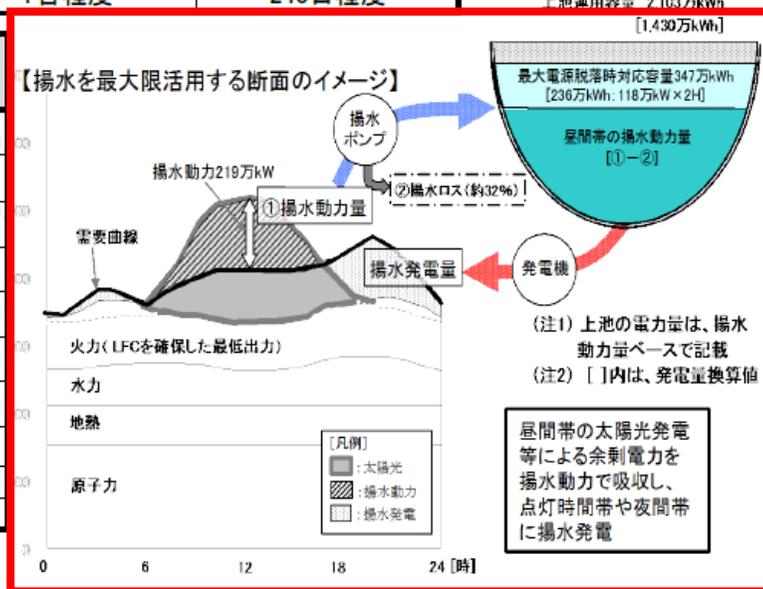
	年間の点検台数[/年]	停止期間[/台]
オーバーホール	1台程度	240日程度

【設備仕様】

発電所	発電出力(万kW)	揚水動力(万kW)	保有量※1(万kWh)	(参考) 24~25頁 バランス計上
大平	1	▲26.1	530 [10H]※2	▲26.1
	2	▲26.1		▲26.1
天山	1	▲32.5	470 [7H]	▲32.5
	2	▲32.5		▲32.5
小丸川	1	▲34.0	1,103 [8H]	▲34.0
	2	▲34.0		▲34.0
	3	▲34.0		▲34.0
	4	▲34.0		▲34.0
豊前	5.0	▲5.0	30 [6H]	▲5.0
合計	235.0	▲258.2	2,133	▲224.2

※1 上池保有量は揚水動力量ベースで記載

※2 []内は、揚水の運転可能時間
(上池保有量 ÷ 揚水動力)



3-4. 上げDRのユースケース

- 用途を踏まえた上げDRのユースケースは、以下のような例が考えられる。

DRの種類		上げDRの検討 タイミング	上げDRの 買い手	上げDRが活用される状況
1. 小売電気料金型DR		電気料金により、 需要が増えるので、 該当せず	小売電気事業者	電力供給過剰となる際、卸電力市場が低下し、電気料金も連動して安くなれば、それに伴い需要が増加する。結果として上げDRが発生。
2. インセンティブ 型DR	2-1 出力抑制 回避対応	出力抑制の指令の 前後	再エネ発電事業者 または 小売電気事業者等	出力抑制の指令前後のタイミングで、対象となる再エネ発電事業者の余剰供給力を埋めるための需要として、上げDRを活用。
	2-2 再エネ誤差 対応	スポット市場約定 後～ ゲートクローズ前	再エネ買取事業者 (海外の事例)	実需給断面から前々日の気象予測による需給計画からのズレにより発生した余剰供給力を埋めるための需要として、上げDRを活用。
	2-3 調整力利用	ゲートクローズ後	一般送配電事業者	実受給断面の調整力として上げDRを活用。

3-4. 上げDRが普及する上での課題と今後の対応（案）

- **小売電気料金型DR**は、再生可能エネルギーの出力変動により発電量が過多となる場合に、卸電力市場の取引価格が下がる等、価値が下落した電気を用い、**調達コストに連動して安価になるような小売電気料金メニュー**が当てはまる。実際に、夜間帯メニュー等、電気の価値を踏まえた料金メニューはピークシフトに貢献する実例があるが、再生可能エネルギーの大量導入による市場価格変動を踏まえた小売料金メニューは十分に普及していない。
- 一方、**インセンティブ型DR**が活用されるためには、発電量が過多となることを見越して需要が引き上げられるなど、**再エネ発電事業者と小売電気事業者等の連携**を進めることが重要であり、その他市場全体の議論を踏まえて検討を進めてはどうか。
- また、上げDRを**短期変動対応（調整力）**として活用する方法は、**一般送配電事業者による調整力の確保（需給調整市場）**において環境の整備等が行われており、上げDRの実証も通じ、実装に向けた検討を進める。
- 併せて、上げDRを発動して再エネ由来の電気を積極的に利用する行為を**省エネ法において勘案する仕組み**につき、制度整備に向け検討を進める。

3-4. 上げDRの位置付け – 省エネ法における上げDRの勘案 –

- 省エネ法では、蓄電池や自家発の活用により、夏冬の電気需要平準化時間帯におけるピークカット等（電気需要平準化）に資する取組を評価する仕組みを構築している。
- 電気需要平準化時間帯は、7月～9月及び12月～3月の8時～22時（土日祝日を含む）であり、当該時間帯に太陽光発電からの発電量の増加が見込まれる。
- 他方、当該時間帯に上げDRに参加する事業者が需要をシフトして需要創出をすると、省エネ法で不利な評価を受ける可能性があるため、上げDRを発動して再エネ由来の電気を積極的に利用する行為を**省エネ法において勘案する仕組み**を検討する必要がある。

<省エネ法における電気需要平準化の概要>

- 電気需要平準化とは、電気の需要量の季節又は時間帯による変動を縮小させること。
- 電気の需給状況に照らし、電気需要平準化の取組を行うべき時間帯（電気需要平準化時間帯）を設定。
- 事業者が取り組むべき措置に関する指針の策定。
例1) 自家発電設備の活用や空調等の熱源変更
例2) 蓄電池・蓄熱システムの活用や電気を使用する機械器具の運転時間の変更
- 事業者が電気需要平準化の取組を実施した場合、電気需要平準化評価原単位の算出においてプラスに寄与。
- 需要家への情報提供等、需要家の電気需要平準化の取組に資する電気事業者等の措置について、省エネ法上で規定。

「省エネルギー小委員会 意見」における提言 (平成29年8月4日)

- 再エネの普及拡大に資することが期待される上げDRに取り組む事業者は、電気需要平準化の制度の下では省エネ評価において適切に勘案されない可能性。
⇒電気需要平準化の制度に加えて、再エネ等により変化する電気の発電量に応じて需要量を変化させることも省エネ評価において考慮する制度を導入する必要。

(参考) 省エネ法条文

第二条 この法律において「エネルギー」とは、燃料並びに熱（燃料を熱源とする熱に代えて使用される熱であつて政令で定めるものを除く。以下同じ。）及び電気（燃料を熱源とする熱を変換して得られる動力を変換して得られる電気に代えて使用される電気であつて政令で定めるものを除く。以下同じ。）をいう。

3 この法律において「電気の需要の平準化」とは、電気の需要量の季節又は時間帯による変動を縮小させることをいう。

第四条 エネルギーを使用する者は、基本方針の定めるところに留意して、エネルギーの使用の合理化に努めるとともに、電気の需要の平準化に資する措置を講ずるよう努めなければならない。

第五条 経済産業大臣は、工場等におけるエネルギーの使用の合理化の適切かつ有効な実施を図るため、次に掲げる事項並びにエネルギーの使用の合理化の目標及び当該目標を達成するために計画的に取り組むべき措置に関し、工場等においてエネルギーを使用して事業を行う者の判断の基準となるべき事項を定め、これを公表するものとする。

2 経済産業大臣は、工場等において電気を使用して事業を行う者による電気の需要の平準化に資する措置の適切かつ有効な実施を図るため、次に掲げる事項その他当該者が取り組むべき措置に関する指針を定め、これを公表するものとする。

一 電気需要平準化時間帯（電気の需給の状況に照らし電気の需要の平準化を推進する必要があると認められる時間帯として経済産業大臣が指定する時間帯をいう。以下同じ。）における電気の使用から燃料又は熱の使用への転換

二 電気需要平準化時間帯から電気需要平準化時間帯以外の時間帯への電気を消費する機械器具を使用する時間の変更

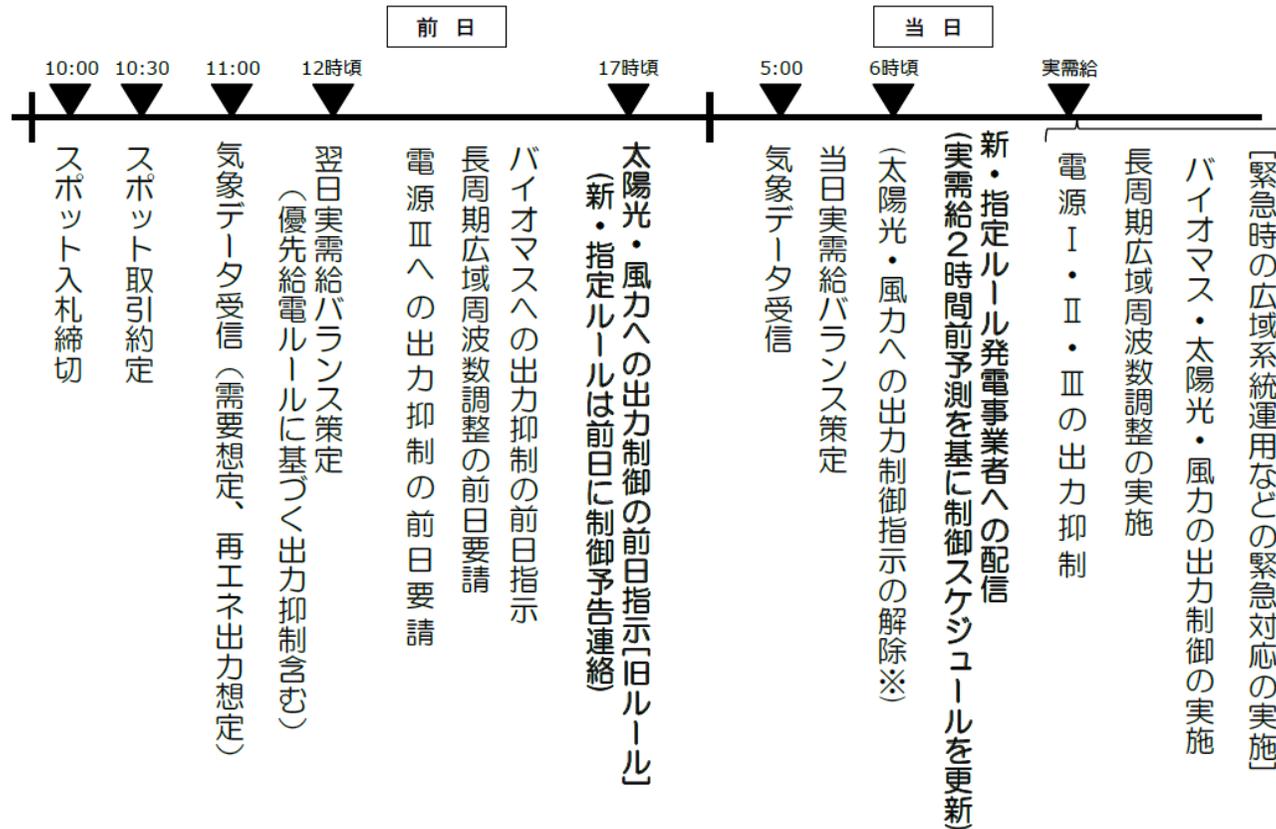
第十五条 特定事業者は、毎年度、経済産業省令で定めるところにより、その設置している工場等におけるエネルギーの使用量その他エネルギーの使用の状況（エネルギーの使用の効率及びエネルギーの使用に伴つて発生する二酸化炭素の排出量に係る事項を含む。）並びにエネルギーを消費する設備及びエネルギーの使用の合理化に関する設備の設置及び改廃の状況に関し、経済産業省令で定める事項を主務大臣に報告しなければならない。

第十六条 主務大臣は、特定事業者が設置している工場等におけるエネルギーの使用の合理化の状況が第五条第一項に規定する判断の基準となるべき事項に照らして著しく不十分であると認めるときは、当該特定事業者に対し、当該特定事業者のエネルギーを使用して行う事業に係る技術水準、同条第二項に規定する指針に従つて講じた措置の状況その他の事情を勘案し、その判断の根拠を示して、エネルギーの使用の合理化に関する計画（以下「合理化計画」という。）を作成し、これを提出すべき旨の指示をすることができる。

(参考) 出力制御スケジュール (四国電力)

- 第12回系統WGにおいて示された、四国電力における出力制御スケジュールは以下のとおり。

優先給電ルールに基づく出力抑制スケジュール (四国電力)



※ 出力制御解除可能と判断した場合は、当日に対応可能な特高事業者のみ出力制御指示を解除

(参考) 需給調整市場における商品設計案

- 現時点で想定されている商品は、5区分×2（上げ・下げ）の10商品。

	一・二次調整力 (GF・LFC) ※1		二次調整力②	三次調整力①	三次調整力② (低速枠)
	一次調整力 (GF相当枠)				
指令・制御	－	指令・制御	指令・制御	指令・制御	指令
監視の通信方法	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン	オンライン
回線※2	－	専用線等	専用線等	専用線等	簡易指令システム等も可
発動までの応動時間	10秒以内	240秒以内	5分以内	15分以内	1時間以内
継続時間※3	240秒以上	15分以上	7～11時間以上	7～11時間以上	3時間程度
応札が想定される主な設備	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機・ 蓄電池・DR等	発電機 蓄電池・DR等	発電機 DR・自家発余剰等	発電機 DR・自家発余剰等
商品区分	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4	上げ/下げ※4

※1 一次・二次 (GF・LFC) の細分化については参入状況等を考慮して検討

※2 求められるセキュリティ水準も含め今後更なる検討が必要

※3 最大値または指令値を継続して出力し続けることが可能な時間

※4 現状の運用においてはBG計画の中で下げ側の調整幅は十分にあり、事前に送配電が確保しておく必要性は少ない。