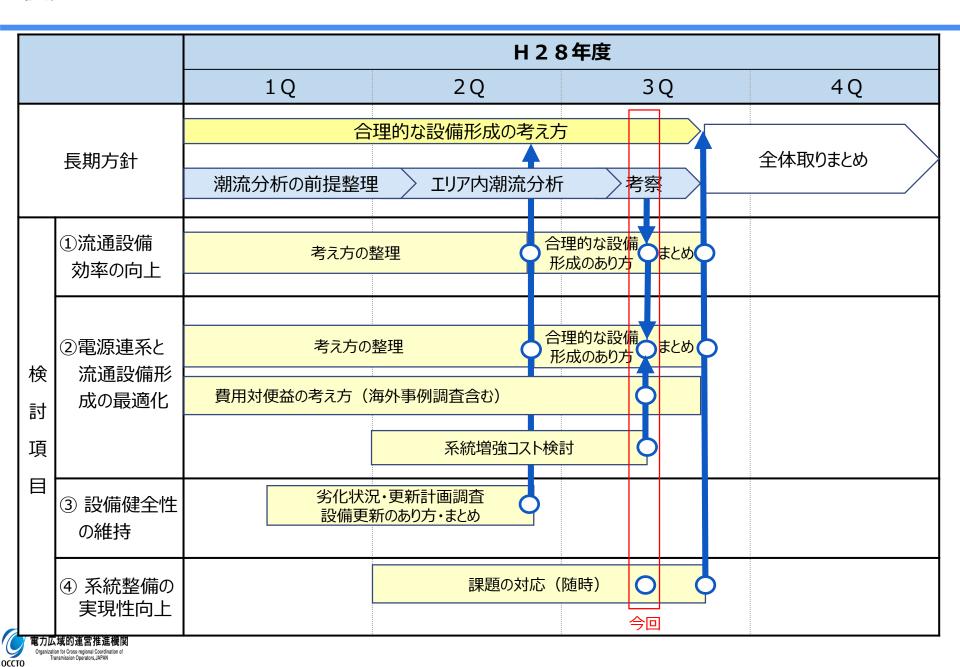
## 広域系統長期方針の策定について

2016年10月25日 広域系統整備委員会事務局



- ご議論頂きたい事項
  - 1. 今後の電源連系に対応した系統整備の合理性評価
  - 2. エリア内を含む電力潮流シミュレーション
  - 3. 電力潮流シミュレーションを踏まえた考察
- 報告事項
  - 4. 技術開発の進展およびその他の技術的情報





### これまでの基幹系統整備

・電力需要の漸増に対応するため、大規模電源開発と系統整備を 総合的に評価した設備形成 確実性の高いシナリオを ベースに系統整備

### 環境 変化

- ・人口減少・省エネ(節電)の推進により電力需要は横ばいから減少へ
- ・電力自由化の進展による新設火力の計画増加
- ・自然変動電源の大量導入
- ・系統の広域利用ニーズの拡大
- ・高経年流通設備の増加

系統利用の 不確実性の拡大

### 将来を見通した基幹系統整備にかかる課題

- ✓ 広範囲に系統混雑する一方で、実質的な設備効率は低下
- ✓ 電源計画・運用(将来の新規電源計画・休廃止計画など) の不確実性の高まりによる系統計画の合理性確保の困難化
- ✓ 新規電源導入の円滑化
- ✓ 高経年流通設備の大量更新 など

流通設備の 非効率化が進む

──── 広域連系系統のあるべき姿

3つの軸に沿って、適切に設備形成・運用されている状態

- I. 適切な信頼度の確保
- Ⅱ. 電力系統利用の円滑化・低廉化
- Ⅲ. 電力流通設備の健全性確保

### あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方 【**今年度検討**】

- ① 流通設備効率の向上
- ② 電源連系と流通設備形成の最適化
- ③ 設備健全性の維持
- ④ 系統整備の実現性向上

<u>今回議論</u>

### 将来潮流の考察

考え方の整理にあたり、 エリア内を含む潮流分析を実施 1. 今後の電源連系に対応した系統整備の合理性評価



- 前回の委員会で、今後の系統整備の合理性評価に必要な観点として、
  - > 費用対便益評価の観点
  - > 総合コスト最小化の観点

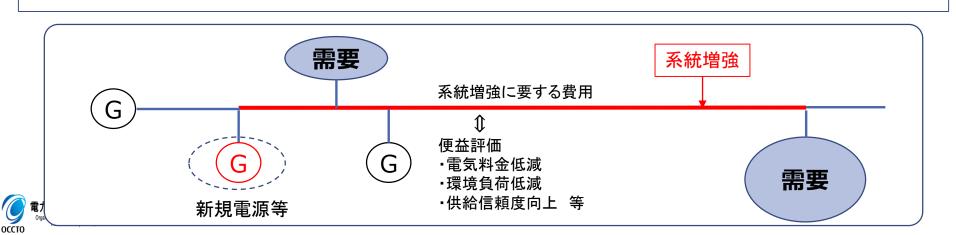
があるとお示しした。

■ 今回、費用対便益評価について海外の事例等を参考に検討を進めたため、内容についてご 議論いただきたい。



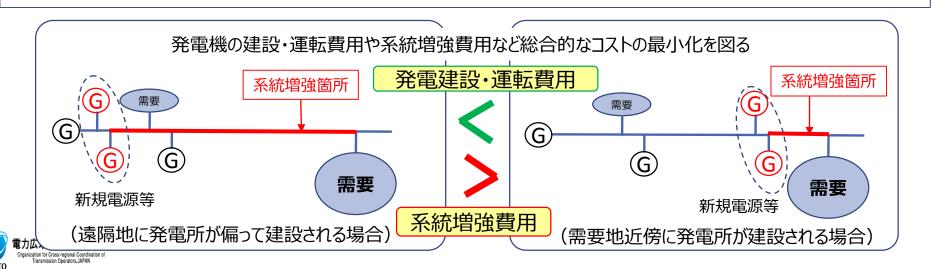
### (参考) 今後の電源連系に対応した系統整備の合理性評価に必要な観点 (費用対便益の観点) 第17回広域系統整備委員会資料より

- 流通設備効率の向上を図り既存設備を最大限活用した上で、更なる電源連系により想定潮 流が運用容量を上回る場合には、系統増強の判断が必要となる。
- 長期的な潮流の不確実性が拡大していくことが見通される状況では、確定論的な増強クライ テリアだけに頼った投資判断では、その合理性が必ずしも適切に判断できない可能性がある。
- 例えば、最新鋭の火力電源の開発によって潮流超過が見込まれる場合に、大規模な系統増強を実施すべきか否かは、長期的な潮流シナリオに基づき、電源導入による電力料金の低減や供給力・調整力としての価値等を総合的に便益評価し、投資の合理性を判断することが有効であると考えられる。
- よって、流通設備投資に対する費用対便益についての評価手法や適用方法について検討を 進め考察することとしたい。ただし、この評価の基準は、国のエネルギー政策や燃料価格の動向 等の時勢にも関わるため、一般負担の上限額との関連性にも留意しつつ、諸外国の事例など も参考に丁寧な検討が必要である。



### (参考) 今後の電源連系に対応した系統整備の合理性評価に必要な観点 (総合コスト最小の観点) 第17回広域系統整備委員会資料より

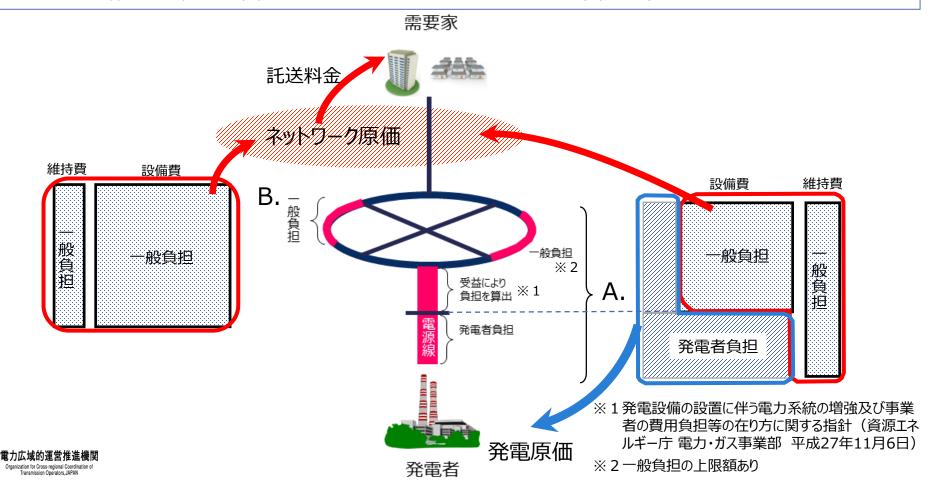
- さらなる導入拡大を目指す再生可能エネルギー電源を連系するためには、今後も相当程度の系統対策が必要となることが想定されるが、全国の電気料金の低減を目指すためには、特に電源と流通の総合コストを最小化する全体最適の観点が重要ではないか。
- 例えば、太陽光発電の導入状況を見ると、太平洋側を中心に全国的に幅広い地域にポテンシャルが存在するにも拘わらず、設置計画の特定地域への偏在化が極端に進んでおり、系統対策については遠隔需要地までの大規模な送電対策が必要となる可能性がある。
- しかしながら、そのような流通設備対策が不要となるエリアにも十分な導入ポテンシャルが存在する場合には、電源側のコスト上昇は伴わずに流通側のコストを削減できるため、総合コストを大幅に削減できる可能性があることを踏まえた系統対策の合理性判断が必要と考えられる。
- 本件は、「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討WG\*」と課題認識が合致しており、その議論動向も注視しながら検討を進める。 \*電力・ガス取引監視等委員会 制度設計専門会合の下に設置されたWG



- 流通設備増強の要否判断や費用負担のアロケーションにおいて、<u>費用対便益評価を適切に適</u> 用することで、設備形成の合理性が高められると考えられる。
- 費用対便益評価の対象となる費用の範囲としては次のものが考えられる。
  - A. 電源の系統連系に必要となる系統対策

оссто

B. 一般送配電事業者が系統信頼度を維持するために必要となる系統対策



■ 米国や欧州で費用対便益評価を実施するようになった経緯は以下の通り。

# 米国は、連邦エネルギー規制委員会(FERC)のオーダー890(2007/2)で、送電網整備計画のプロセスとして計画の経済性評価を行うことを原則とした。 また、その後のオーダー1000(2011/11)にてオーダー890を改定し、費用対便益の閾値や便益に応じたコスト配分などの原則を規定した。 欧州電力系統運用者ネットワーク(ENTSO-E)が、費用対便益ガイドラインを作成。 欧州各国の系統運用者および規制機関と協調して、欧州大の今後10カ年ネットワーク計画(TYNDP)を策定し、その中で各計画に対して費用対便益を実施。 ただし費用対便益の結果は個別開発計画の優先度を決定する場合の参考情報としての利用に留められている。費用対便益ガイドラインは現在最新版に見直し議論中である。



### 【評価方法】

- 系統増強による費用対便益の評価方法としては、基本的には系統増強費用と総発電費用の低減など貨幣価値換算可能な便益を比較し評価するが、系統信頼度向上など貨幣価値換算が難しい便益もある。
- ■「①貨幣価値換算可能な項目のみによる評価方式」と「②系統信頼度など貨幣価値換算が 困難な項目も加味した総合評価方式」があり、国や機関によって採用している方式は異なる。

	① 貨幣価値のみによる評価方式	② 総合評価方式	
便益評価項目	貨幣価値換算可能な項目	左記に加えて貨幣価値換算困難な項目を加味	
メリット	比較的容易に評価が可能	貨幣価値換算が困難な系統信頼度向上なども評価	
デメリット	系統信頼度向上などの効果が高い場合にも 評価されず実施されないことが考えられる	系統信頼度向上などの評価方法の定量評価が困難 (欧州でも議論中)	
	費用 便益(経済的) 字施判断	定量評価が困難な便益も加味 便 益 (経済的) 実施判断	



### 【便益評価項目(貨幣価値換算可能な項目)】

- 貨幣価値換算可能な評価項目としては、以下のような項目がある。
- 混雑解消による総発電費用の低減等の便益項目は、どの組織においても評価項目となっている主要な便益であり、合理的な設備形成のためには重要な項目である。

便益項目	内容	変数	算出方法
社会経済厚生※	送電混雑の解消による 総発電費用等の変化	発電コスト(燃料コスト、設備保守コスト等) 市場間値差	市場分析
送電損失	電力系統における 送電損失の変化	送電損失(MWh)	系統分析
環境への影響	CO2排出量の変化	CO2 (トン)	市場分析
再生可能エネルギーの 出力抑制回避	送電混雑の解消による 出力抑制量の変化	出力抑制の回避量(MWh)	市場または系統分析

### 社会経済厚生のイメージ

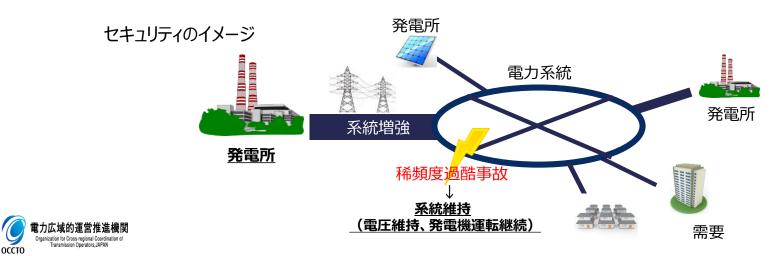




### 【便益評価項目(貨幣価値換算が困難な項目)】

■ 貨幣価値換算が困難な評価項目としては、以下のような項目があるが、どのように評価に加味するかが課題。

便益項目	内容	評価指標
再生可能エネルギーの 導入量	電力系統に再生可能エネルギーを接続できる能力 (量) (MW)	系統分析により設備増強前後の再生可能エネルギーの連系 可能量の変化
供給信頼度 (アデカシー)	通常環境下で電力系統が安定した電力の供給を 提供できる能力	ある期間内(年間)における供給力不足電力量の期待値 など
供給信頼度 (セキュリティ)	稀頻度事故等の過酷な状況下で系統を維持する 能力	無効電力供給力の変化(電圧維持能力の変化) 特定のエリア間の電圧位相差の変化 特定のエリア間における電圧勾配の変化 など
不確実性	将来の不確実性に関する項目	評価方法等について検討が進められている



### 【便益評価項目の採否】

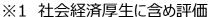
■ 便益としての評価項目については、国や組織により様々であるが、総発電費用の低減・市場間値 差解消については、いずれの組織等においても主要な便益として評価項目となっている。

米国(PJM、CAISO):貨幣価値換算可能な項目のみによる評価

> 欧州(ENTSO-E):上記に加え、貨幣価値換算が困難な項目も評価

(系統安定性に関する評価項目は見直し議論中)

	便益項目	ENTSO-E(欧州)	PJM(米国)	CAISO(米国)	備考
	社会経済厚生	0	0	0	総発電費用の低減、 市場間値差減少など
貨幣価値換算	送電□ス	$\circ$	○*1	0	
可能な項目	環境への影響	0	<b>○</b> *1	0	CO <sub>2</sub> 排出量削減など
	再生可能エネルギーの 出力抑制回避	O*1	-	-	
貨幣価値換算が 困難な項目	再生可能エネルギーの導入量	0	+	-	
	供給信頼度	○*² (アデカシー、 セキュリティ <sup>※3</sup> )	-	-	
その他の便益項目				・マストラン電源の削減 ・運用の柔軟性の向上 ・電源投資削減	



<sup>※2</sup> 系統安定性の向上(セキュリティ面)については現在見直し議論中

セキュリティ:系統安定性の改善効果など



<sup>※3</sup> アデカシー:年間供給不足電力量の改善効果など

### [PJM]

- 閾値を設定し、「便益/費用」により評価を実施
- 系統増強については、以下の3種類のプロジェクトがある

信頼度プロジェクト : 信頼度基準を遵守するための系統増強

経済性プロジェクト :経済性で有利な系統増強(費用対便益評価により選定)

公共政策プロジェクト:公共政策(再エネ導入など)に対応した系統増強

■ 全てのプロジェクトに対して費用対便益評価を実施。便益に運用開始後15年間の市場便益を用いて、「便益/費用」が閾値(1.25)を上回るものは、優れたプロジェクトとして推奨される。 (閾値1.25は、将来の便益が不確定であることを鑑みて、便益がゼロに近い事業を排除するための設定)

便益項目	便益	内容
エネルギー市場便益 (加重平均)	発電コスト変動×0.5	燃料コスト、O&M*コスト、排出コスト などの合計
	需要側支払額変動×0.5	増強後の電力支払額ー送電権クレジット価値の低下
容量市場便益	増強後のPJMによる発電容量調達費	聞用の年間額 ×0.5
(加重平均)	需要側の発電容量支払額の年間額	×0.5





оссто





### 混雑エリア

系統増強により

- ・LMP価格低下
- •容量価格低下

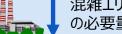
### 発電コスト(燃料費等)高



焚き減らし (燃料費削減)

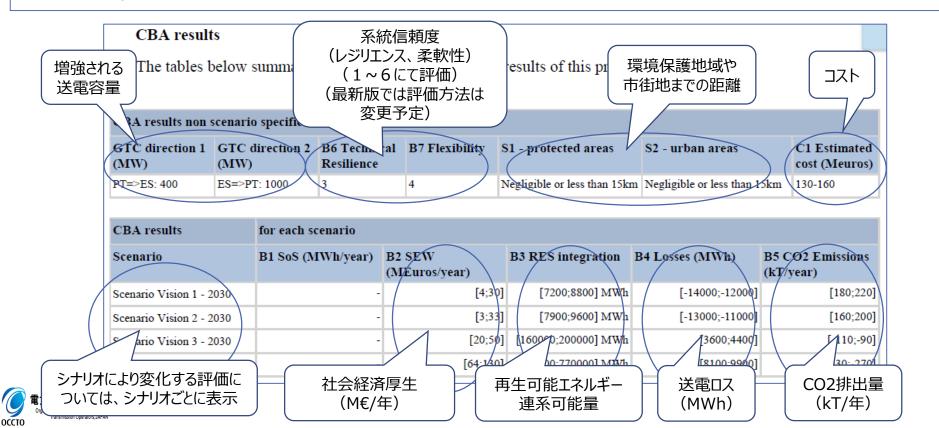


混雑エリア内の発電容量 の必要量減少



### [ENTSO-E]

- 社会経済厚生、再生可能エネルギー連系可能量、送電ロス、系統信頼度などによる総合的な評価を実施
- ENTSO-Eの10ヶ年ネットワーク計画(TYNDP2014)における、あるプロジェクトの費用対便益の総合的な評価の一例を下図に示す。
- なお、系統信頼度評価方法については、現在策定中のTYNDP2016では議論中となっている。
- 各系統増強に対して費用対便益評価を実施し、その評価の結果から欧州委員会により共通利益プロジェクト(PCI)が選択される。対象プロジェクトは財政援助など受けることができる。



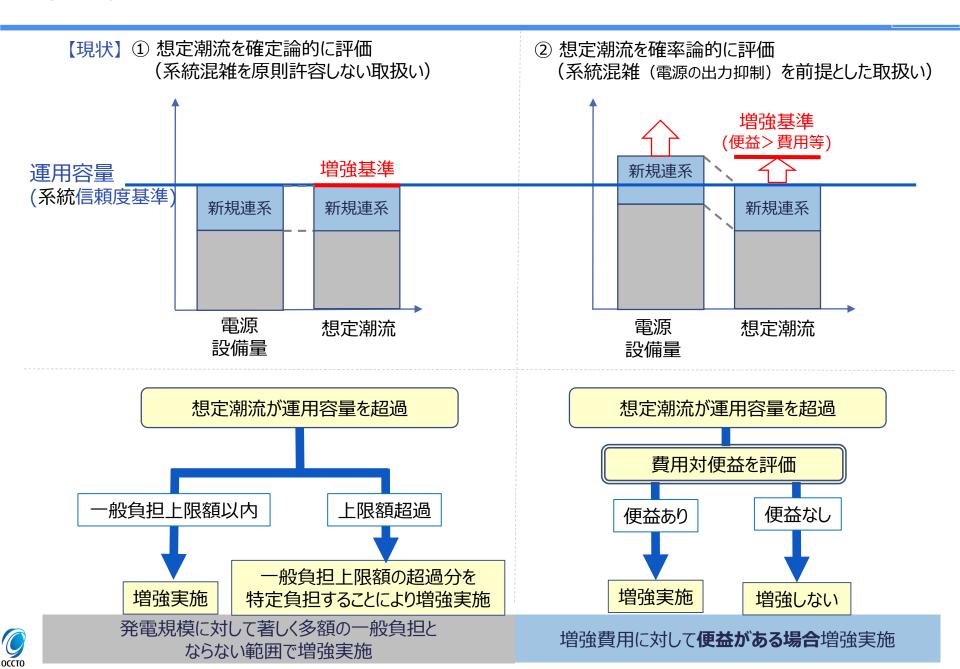
### 【諸外国における費用対便益の評価項目】

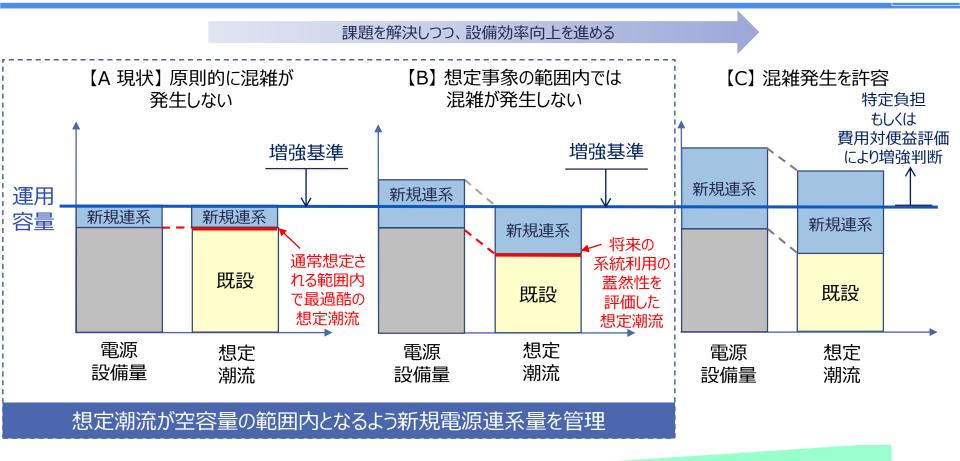
- 欧州や米国では国の政策等の実現に向け、設備増強判断の一要素として費用対便益評価が広く採用されており、系統整備の合理性を確保している場合が多い。
- 費用対便益評価の方法として、「①貨幣価値換算可能な項目のみによる評価方式」と「②系 統信頼度など貨幣価値換算が困難な項目も加味した総合評価方式」がある。
- 便益としての評価項目については、国や組織により様々であるが、総発電費用低減を含む電力市場における便益については、いずれの組織等においても主要な便益として評価項目となっている。

### 【今後の検討の方向性】

- 長期方針では、主に便益評価の項目の可能性についてとりまとめる。
- 上記にあたって、諸外国における、費用対便益評価結果を活用した増強要否判断や費用負担のアロケーションの状況と課題などについて、海外事例調査の深掘りを進める。
  - 評価対象案件、評価方法(シナリオ評価等含む)、便益評価項目
  - ▶ 増強判断時のしきい値など(便益/費用>a等)
  - ▶ 便益評価結果の費用負担への反映方法 など







### 流通設備効率

系統混雑(出力調整)\*の頻度

\*想定潮流が運用容量を超える場合は混雑処理



# 2. エリア内を含む

電力潮流シミュレーション



- 今回の電力潮流シミュレーションは、<u>あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方</u>である「①流通設備効率の向上」および「②電源連系と流通設備形成の最適化」について、<u>その効果・必</u>要性を確認するためにケーススタディとして実施したものである。
- 本シミュレーションは以下のような前提条件のもとで実施しており、今後の電源構成の見通しの変化や連系線利用ルールの見直し、費用対便益の評価方法等、その前提により結果が大きく変わり得ることに留意が必要。
  - 長期エネルギー需給見通しにおける電源構成等を参考にして設定したシナリオ
  - ▶ 1時間毎の電力量によりシミュレーションを実施(1時間以内の変動、時間毎の連続性等は未考慮)
  - 連系線の空容量や他エリアの調整力を最大限活用できる前提(運用上の実現性は未考慮)
  - ➤ エリア内の再生可能エネルギー電源の配置について、アセスや既存認定設備等の状況を踏まえ想定
  - ➤ 系統増強規模については、一定の仮定を置いて系統増強費用の試算を実施
  - 費用対便益評価は増強費用と燃料費抑制効果のみで比較等
- 実際に設備増強を判断するためには、より確度の高い電源計画を踏まえることや詳細な系統対策内容の検討を経たうえでの判断が必要であり、本結果により、ただちに流通設備の増強要否を判断するものではない。



■ 今回実施した電力潮流シミュレーションの流れは以下の通り。

連系線潮流シミュレーション [連系線に着目したゾーンモデル] (8760時間)

結果を反映

地内系統潮流シミュレーション [地内広域連系系統に着目] (断面検討)

系統増強 費用

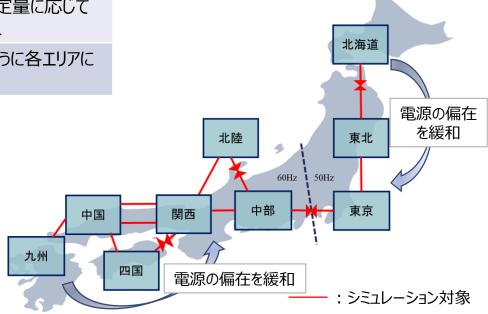
あるべき姿に向けた流通設備形成の考え方に関する考察

- > 流通設備効率の向上
- ➤ 電源連系と流通設備形成の最適化
  - •費用対便益評価
  - ・総合コスト最小化



- 長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスを達成する電源量を導入した場合において、既存流通設備の最大限活用を前提として、広域連系系統の潮流状況を確認した。
- 連系線潮流シミュレーションは<u>電源が偏在</u>した場合と<u>電源の偏在を緩和</u>した場合の2ケースで 8760時間のシミュレーションを実施した。

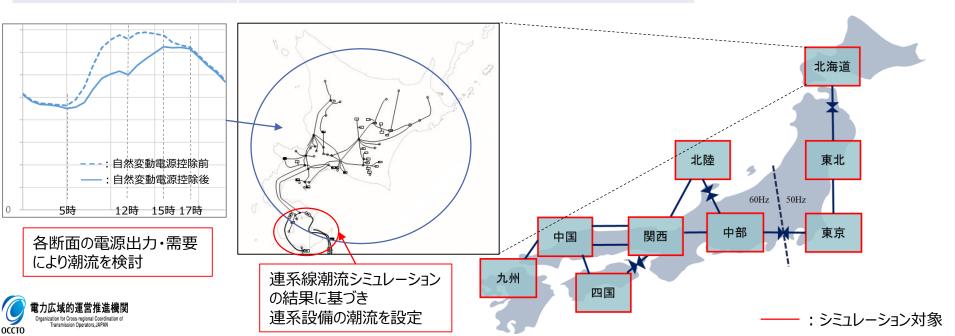
	連系線潮流シミュレーション				
シミュレーションの対象 地域間連系線・連系設備					
需	要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定 (参考資料参照)			
ショ	ミュレーション断面	8760時間			
シナリオ① シ 電源偏在ケース		現状の導入見込量や設備認定量に応じて 各エリアに按分して電源を導入			
シナリオ	シナリオ② 電源偏在緩和ケース	電源の偏在を極力緩和するように各エリアに 電源を導入			





■ 地内系統の潮流シミュレーションは、前述の連系線潮流シミュレーションの結果を前提として、通常考えられる範囲で厳しいと想定される代表的な断面を試算した。

地内系統潮流シミュレーション				
シミュレーションの対象	各エリアの地内広域連系系統			
需要及び電源構成	長期エネルギー需給見通しを基に設定 (連系線潮流シミュレーションと同じ)			
連系線潮流	連系線潮流シミュレーションの結果に基づき設定			
シミュレーション断面	全国最大・最小需要発生日の5,12,15,17時(8断面) +再エネ高出力発生日			



■ 潮流シミュレーションにおける電源設定の概要は下表のとおり。(詳細は参考資料参照)

電源種			電源設定の概要		
			蓋然性が高い新増設・廃止を見込む 6一定の期間を経過した設備は一律廃止を見込む		
		石炭	大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定		
火力	最低出力設定	LNG	DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定		
7(7)		石油	ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし		
		調整力対応	調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定 LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加		
原子力	長邦	長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分			
再生可能 エネルギー		長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む (詳細は次頁以降及び参考資料参照)			

■ 燃料費単価は2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに設定



■ 再生可能エネルギーは、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量を見込む。

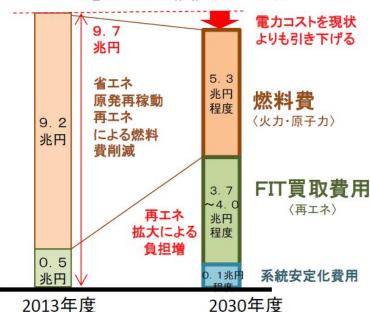
### く考え方>

- 長期エネルギー需給見通しにおいて、各電源の個性に応じた再生可能エネルギーの最大限の導入を行う観点から自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱、水力、バイオマスにより原子力を置き換えることを見込んでいる。また、自然条件によって出力が大きく変動し、調整電源としての火力を伴う太陽光、風力は、国民負担抑制とのバランスを踏まえつつ、電力コストを現状よりも引き下げる範囲で最大限導入することを見込んでいる。
- 再生可能エネルギーは、地域の自然条件等により導入量が偏在するため、導入見込量や設備認定量等により、各エリアへの導入量を算定する。

### 再生可能エネルギーの導入見込量

種別	設備容量(万kW)			
作生力!	2030年断面	現状		
地熱	約140~約155	52		
水力	4,847~4,931	2,056(一般) 2,594(揚水) 4,650(計)		
バイオマス	602~728	252		
風力(陸上)	918	約270		
風力(洋上)	82			
太陽光(住宅)	約900	約760		
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340		

### <電力コストの推移 (イメージ)>



(注) 再エネの導入に伴って生じるコストは買取費用を計上している。これは、回避可能費用も含んでいるが、その分、燃料費は小さくなっている。

【出所】発電用燃料費は総合エネエルギー統計における発電用燃料投入量(自家発を含む)と、貿易統計における燃料輸入価格から推計



注:長期エネルギー需給見通し関連資料から作成

- 導入量が偏在する傾向が強い風力発電及び太陽光発電について、以下のシナリオを設定する。
  - シナリオ① 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアに按分して導入
  - **シナリオ②** 偏在を極力緩和するように各エリアに導入

### く考え方>

- 導入見込量や設備認定量に応じて各エリアへ導入量を按分した場合(シナリオ①)、導入量が偏在する地域 (北海道・東北・九州エリア)から他エリアへの送電量が多くなるなど、系統への負担が大きくなる。
- 一方、偏在を極力緩和するよう各エリアへの導入量を設定した場合 (シナリオ②)、相対的に系統への負担が 抑制されうる。

	(参考)	シナリオ①	シナリオ②	Ĕ
	最大需要電力 (H27年度実績, H3,送電端)	導入見込量等に応じて 各エリアに按分し導入 (風力+太陽光)	偏在を極力緩和する ように各エリアに導入 (風力+太陽光)	
北海道	432	421	207	
東北	1,295	1,498	1,219	
東京	5,192	1,646	1,779	
中部	2,410	842	1,030	
北陸	493	109	161	
関西	2,607	594	803	
中国	1,044	562	794	
四国	501	272	338	
九州	1,515	1,406	1,008	
沖縄	142	50	60	١,
計 計		7,400	7,400	K

単位:万kW

	シナリオ②の考え方
風力	北海道・東北エリア以外に最大限導入。その上で東北エリアに最大限導入。
太陽光	連系可能量(東京・中部・関西エリアは 接続申込量)まで導入。その上で不足分 を全エリアに需要比率で按分し導入。

各シナリオの具体的な考え方は、参考資料参照。

内訳:風力1,000万kW、太陽光6,400万kW

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

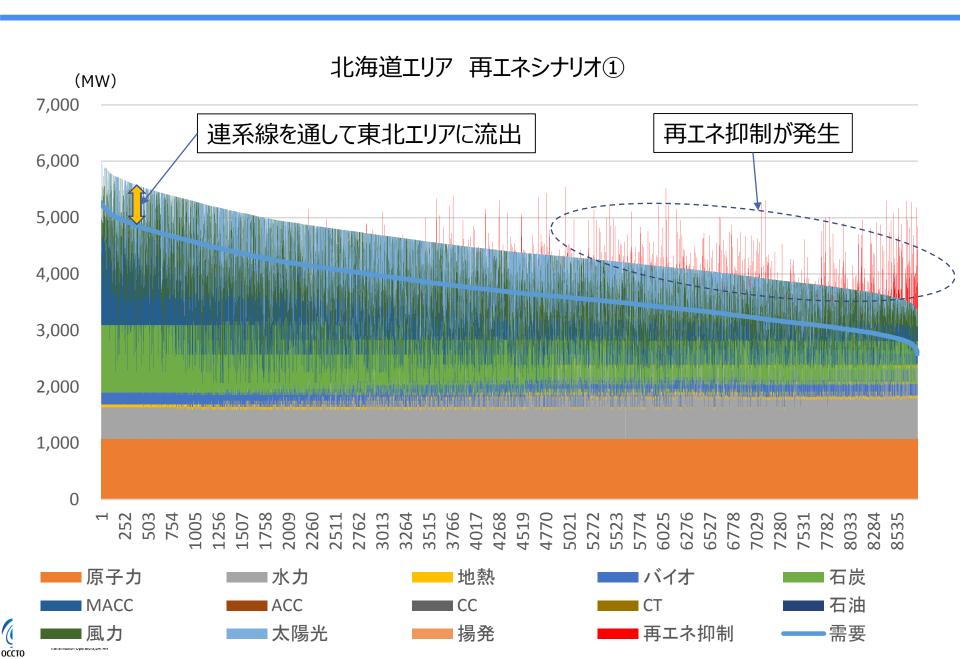
■ 再エネの出力比率等については、年度により差異があり、2013基準と比較し、2014基準では東京・九州 エリアの電力量が増加している。(出力比率等を用いている再エネ:水力、風力、太陽光)

	シナリオ①		シナリオ②			
	設備量	電力量(何	意kWh)	設備量 電力量(億kWh)	意kWh)	
	(万kW)	2013基準	2014基準	(万kW)	2013基準	2014基準
北海道	604	170	158	423	154	141
東北	2,033	512	506	1,733	462	463
東京	2,243	429	451	2,376	440	467
中部	1,285	322	312	1,475	346	335
北陸	381	117	108	437	127	118
関西	1,071	281	271	1,280	305	295
中国	747	177	171	979	209	203
四国	428	118	112	494	127	120
九州	1,777	298	334	1,362	251	280
沖縄	52	7	7	62	8	8
計	10,620	2,430	2,430	10,620	2,430	2,430



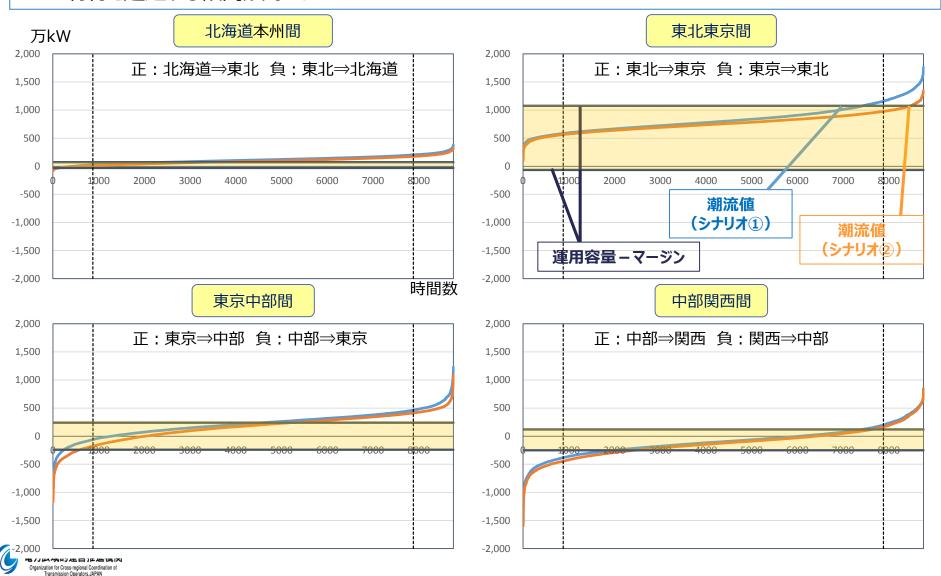
※ 地熱・水力・バイオマス・風力・太陽光の合計。ただし、揚水の2,594万kW、85億kWhは含まない

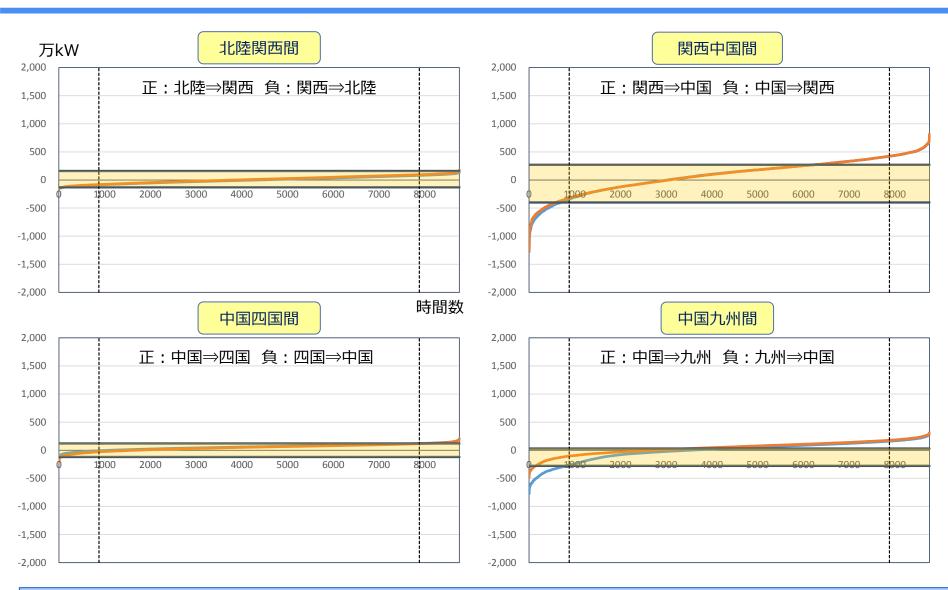
注:四捨五入の関係で合計が一致しない。



оссто

北海道本州間、東北東京間および中国九州間については、シナリオ①の方がシナリオ②と比較し、連系線 の制約を超過する傾向が高い。





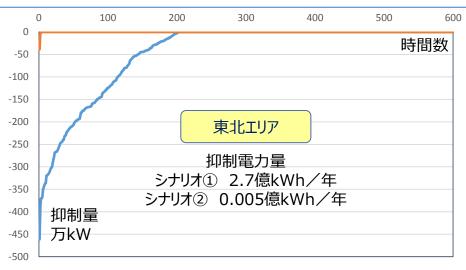
注:連系線潮流は、連系線制約なしの条件において、メリットオーダーに応じて各エリアの設備量に比例按分して発電量を割り付けて算出。 (メリットオーダー上の価格に差異がなくても連系線に潮流が流れる場合があるため、超過量は多めに算出される傾向となる)。

Transmission Operators, JAPAN

оссто

- シナリオ①では、合計の再エネ抑制量※は5.5億kWh/年(再エネ電力量全体の0.2%程度)
- シナリオ②では、合計の再エネ抑制量※は0.4億kWh/年(再エネ電力量全体の0.02%程度)





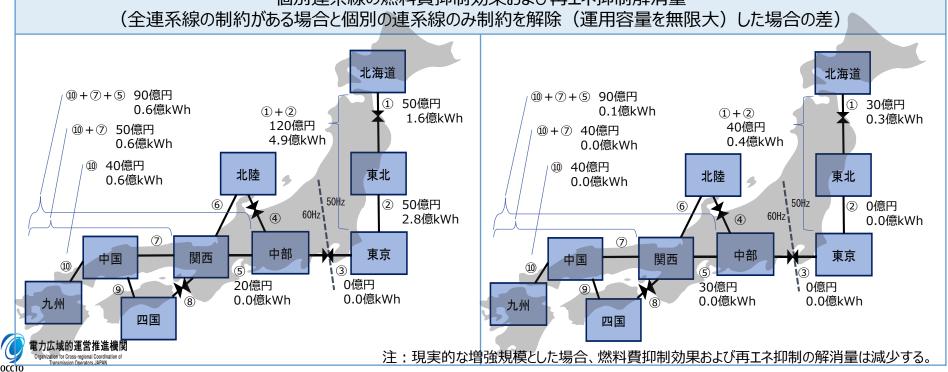
- ※風力、太陽光、バイオマス等を区別せず合計値として算出。なお、連系線制約がない場合は、再エネ抑制はほとんど発生しない見込み。
- 注: 再工ネ導入量の拡大に伴い周波数調整に必要な連系線の容量を 考慮していないことなどにより、再工ネ抑制量は少なめに算出される傾向となる。



- 各連系線の制約を解除(運用容量を無限大)した場合の、燃料費抑制効果及び再エネ抑制の解消 量は以下のとおり。
  - ▶ シナリオ①と②では西側の連系線増強効果に差異はなく、東側の連系線増強効果に差異がある。これは2013年度 基準の場合、九州エリアの太陽光利用率が他エリアと比較し低く、シナリオによる差が東側のみに影響しているため。

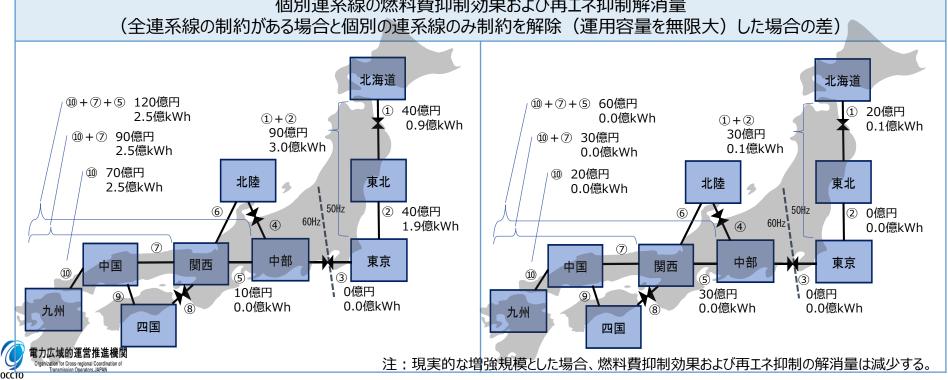
### シナリオ①〔電源偏在〕 シナリオ②〔電源偏在緩和〕 全連系線の制約がある場合と制約を解除した場合の差 燃料費增分費用 230億円/年 燃料費增分費用 130億円/年 再工ネ抑制量 5.5億kWh/年 再工ネ抑制量 0.4億kWh/年

### 個別連系線の燃料費抑制効果および再エネ抑制解消量 (全連系線の制約がある場合と個別の連系線のみ制約を解除(運用容量を無限大)した場合の差)



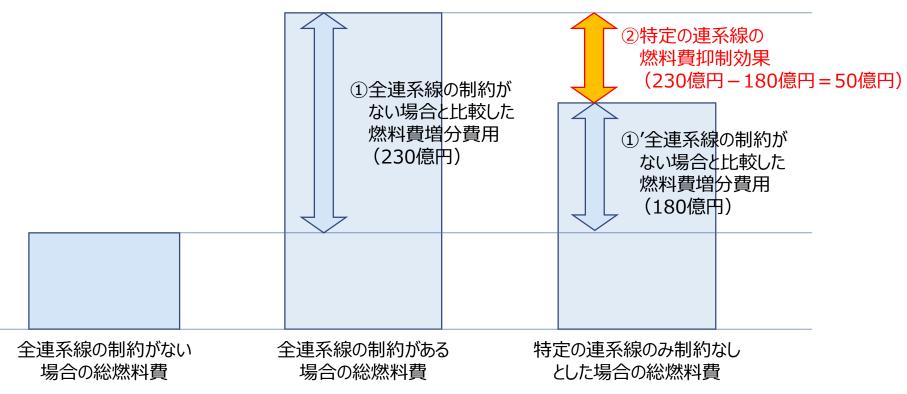
- 年度の特異性による影響を分析するため、2014年度の需要及び再エネ出力比率を用いて試算した結果は以下の通り。
  - 2014年度基準においては、九州エリアの太陽光利用率が2013年度基準に比べ高く、シナリオの差が中国九州間にも影響している。

# シナリオ①〔電源偏在〕シナリオ②〔電源偏在緩和〕全連系線の制約がある場合と制約を解除した場合の差燃料費増分費用 230億円/年<br/>再エネ抑制量 5.9億kWh/年燃料費増分費用 100億円/年<br/>再エネ抑制量 0.3億kWh/年個別連系線の燃料費抑制効果および再エネ抑制解消量



- 全連系線の制約がない場合の総燃料費と全連系線の制約がある場合の総燃料費の差分を、全連系線の燃料費増分費用として算出(下図①)。
- 各連系線毎の燃料費抑制効果については、連系線の制約がある場合と特定の連系線のみ制約なしとした場合の総燃料費の差分で算出(下図②)。
- 再エネ抑制の解消量についても、同様の考え方で算出。

### 【燃料費抑制効果の算出例】(北海道本州間連系設備 [シナリオ①])





空白



## ※留意事項

- ◆ 今回の連系線潮流シミュレーションは、将来のエリア別の電源構成等を適切に見通すことが困難な状況において、長期エネルギー需給見通しにおける電源構成等を参考にして設定したシナリオにより、マクロ的に分析したものである。
- ◆ 1時間毎の電力量によりシミュレーション(8760時間)を行っているが、1時間以内の需要 や発電機出力等の変動は模擬していないため、周波数制御等の実運用面における課題は 考慮していない。
- ◆ 発電機の変化速度、マストラン電源等の実運用上の制約事項は考慮していない。
- ◆ 下げ代対策として、連系線の空容量や他エリアの揚水式水力(ポンプ)等の調整力を最大 限活用できる前提としているが、運用上の実現性は考慮していない。 (一般電気事業者が他エリアの調整力を活用するためには、その費用回収等について制度 的な措置などが必要と考えられる。)
- ◆ よって、シミュレーション結果は、将来の電力潮流、燃料費、再エネ抑制量等についてマクロ 的に概観するためのものであり、エリア別の電源構成等はシナリオに基づいていること、考慮していない運用上・制度上の課題等もあること、常にメリットオーダーにより最も経済的に電源運用されることを前提としていることなどに留意が必要である。



■ 電力潮流シミュレーションの前提である長期エネルギー需給見通しの電源構成における再生可能エネルギーを導入するためには、一部のエリアでは自エリアの調整可能な量を超えて導入していくことが必要となるが、そのための課題への対応状況は以下のとおり。

## 課題への対応状況

- 卸電力市場を通じた再生可能エネルギーの広域的な取引の拡大
  - > 1時間前市場の創設、買取義務者の一般送配電事業者への変更、再エネ回避可能費用の市場価格連動化は実現。
  - 当機関にて、電力市場取引の環境整備のための検討(連系線利用の先着優先ルールの見直し) を実施中。
- 他エリアの揚水式水力等の調整力を一般送配電事業者が活用するための費用回収の仕組 みなど
  - ▶ 他エリアの調整力を活用するための連系線利用ルールの見直しについて今後検討を行う。但し、一般送配電事業者が調整力の広域メリットオーダーのために確保することとなる地域間連系線の容量の増加に伴い、地域間連系線をまたいだ電力取引の可能量が減少する点に留意が必要。
- 現行の電事法では、エリア毎の周波数調整義務のみであり、費用をかけてまで他エリアの調整を するインセンティブが働かないため、他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みなどの 課題解決が必要と考える。(次頁参照)



3. 広域的な系統運用を推進するための課題

## (1)エリアを越えた周波数調整に要する調整費用について

15

- ○現行の電事法においても、改正後の電事法においても、一般電気事業者(改正後は「一般送配電事業者」。以 下同じ。)は、あくまでエリアごとに周波数維持義務が課される仕組み。このため、一般電気事業者が、自エリア の接続可能量を越える量の再エネを導入・運用するインセンティブは、法制上生じない。
- ○また、一般電気事業者が周波数を維持するためには、調整力が必要であり、その調整力の活用のためには費 用を伴う(※)。このため、一般電気事業者が、積極的に再エネの導入・運用を行えるようにするためには、その 調整に要する費用が何らかの方法で賄われることが必要。ただし、この費用については、どこまでが再エネの 調整のために必要なものであるかを切り出し、特定することが困難。
- ○さらに、一般電気事業者が、自エリアの接続可能量を越える量の再エネを導入・運用しようとすれば、他エリアの 調整力を活用する必要があるが、費用を払ってまで他エリアの調整力を活用するインセンティブは、上述のとお り生じない。しかしながら、他エリアの調整力に対して払う費用に関しては、契約行為が発生するため、ある程度 客観的に特定することが可能。
- Oしたがって、一般電気事業者に対して、自エリアの接続可能量を越える量の再エネの導入・運用を求めるために は、一般電気事業者が他エリアの調整力を活用するための費用回収の仕組みの導入が必要条件ではないか。
- (※)再エネに関しては、再エネから発生する電気を得られることにより回避可能となる費用が期待できる一方、その出力が大きく見込まれ る場合には、予め石炭火力など負荷追従性の低い電源を停止し石油やLNGの火力を運転させておく、揚水の上池を空けた状態で 待機させておく等の費用が追加的に発生することが考えられる。

#### 【現行電気事業法】

- 第18条 一般電気事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における一般の需要(事業開始地点における需要及び特定規模需要を除く。)に応ずる<u>電気の供給を拒んではならない</u>。
- 第26条 電気事業者(卸電気事業者及び特定規模電気事業者を除く。以下この条において同じ。)は、その供給する電気の電圧及び 周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければならない。

#### 【第2弾電気事業法】

第2条

Transmission Operators, JAPAN

八 一般送配電事業 自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び電力 量調整供給を行う事業(発電事業に該当する部分を除く。)をいい、当該送電用及び発電用の電気工作物により次に掲げる小売り 供給を行う事業(発電事業に該当する部分を除く。)を含むものとする。

第26条 一般送配電事業者は、その供給する電気の電圧及び周波数の値を経済産業省令で定める値に維持するように努めなければ

3. 広域的な系統運用を推進するための課題

## (1)エリアを越えた周波数調整に要する調整費用について

16

【電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法】(第2弾改正後)

- 第5条 一般送配電事業者、電気事業法第2条第1項第11号に規定する送電事業者及び同項第13号に規定する特定送配電事業者(以下「一般送配電事業者等」という。)は、前条第一項の規定により特定契約の申込みをしようとする特定供給者から、当該特定供給者が用いる認定発電設備と当該一般送配電事業者等がその事業の用に供する変電用、送電用又は配電用の電気工作物(同法第2条第1項第18号に規定する電気工作物をいう。第39条第2項において同じ。)とを電気的に接続することを求められたときは、次に掲げる場合を除き、当該接続を拒んではならない。
- 一 当該特定供給者が当該接続に必要な費用であって経済産業省令で定めるものを負担しないとき。
- 二 当該一般送配電事業者等による電気の円滑な供給の確保に支障が生ずるおそれがあるとき。
- 三 前二号に掲げる場合のほか、経済産業省令で定める正当な理由があるとき。

#### 【電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則】

- 第6条 法第5条第1項第3号の経済産業省令で定める正当な理由は、次のとおりとする。
- 三 <u>当該特定供給者が当該認定発電設備の出力の抑制に関し次に掲げる事項</u>(第七号及び第九号に掲げる場合にあっては、ホからチまでに掲げる事項)<u>を当該接続に係る契約の内容とすることに同意しないこと</u>。
- イ 接続請求電気事業者が、次の(1)及び(2)に掲げる措置(以下「回避措置」という。)を講じたとしてもなお当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合(略)において、<u>当該特定供給者(略)は、当該接続請求電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと(略)、当該抑制により生じた損害(略)の</u>補償を求めないこと(略)及び当該抑制を行うために必要な体制の整備を行うこと。
- (1) 当該接続請求電気事業者が所有する発電設備(太陽光発電設備、風力発電設備、原子力発電設備、水力発電設備 (揚水式発電設備を除く。)及び地熱発電設備を除く。以下この(1)において同じ。)及び接続請求電気事業者が調達している電気の発電設備の出力の抑制(安定供給上の支障があると判断される限度まで行われる出力の抑制(二に規定する認定発電設備の出力の抑制の指示に応じることが困難な場合を除く。)をいう。)、並びに水力発電設備(揚水式発電設備に限る。)の揚水運転
- (2) 当該接続請求電気事業者の電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合における当該上回ることが 見込まれる量の電気の取引の申込み



(出典)第4回再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会 資料2

■ 地内潮流シミュレーションについては、通常考えられる範囲で厳しいと想定される以下の代表的な断面を試算。

		設定の考え方								
日	全国最大需要発生日	系統にとって、最も大きな潮流になると想定される夏季重負荷期								
	全国最小需要発生日	電源が集中する基幹放射状系統など、夏季重負荷期以外で大き 潮流になると想定される軽負荷期 (全国における再エネ出力/需要の比率が大きい断面)								
	再エネ高出力発生日 (北海道・東北エリア)	北海道・東北エリアについては風力や太陽光の導入量が多く見込まれており、導入地点の系統において、最も大きな潮流になると想定される断面(時刻についても風力および太陽光の高出力発生時刻を設定)								
	5時	最小需要時								
D土 方山	12時	太陽光出力最大時 /								
時刻	15時	最大需要時								
	17時	点灯ピーク時								
		:自然変動電源控除:自然変動電源控除								

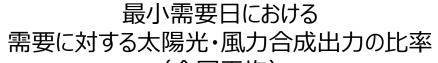
5時

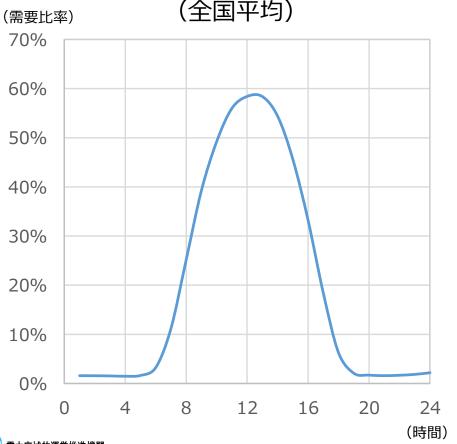
15時 17時

12時

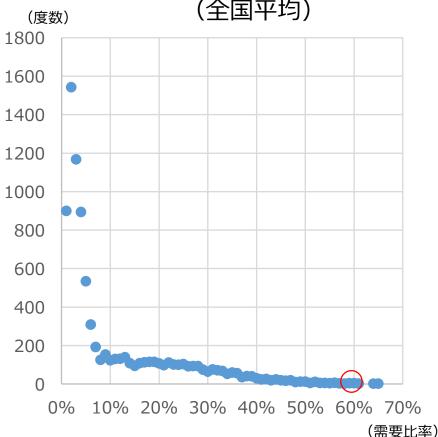


■ 最小需要発生日において、太陽光・風力合成の需要に対する比率は、12時断面で需要比率59%、全時間帯の上位0.1%であり、電源が集中する基幹放射状系統など、夏季重負荷期以外で大きな潮流になると想定される断面となっている。





## 太陽光・風力合成の 需要比率の度数分布 (全国平均)





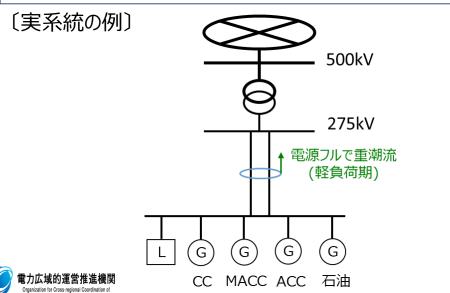
■ 地内潮流シミュレーションの前提となる発電機出力等については、連系線潮流シミュレーション 計算結果を、以下の方法により、地内配分を設定する。

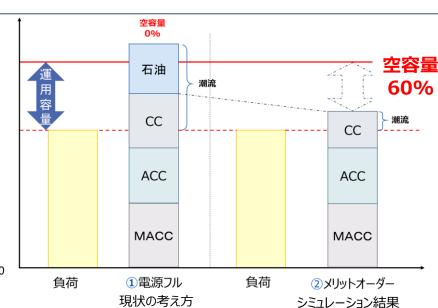
要素		個々の系統への配分方法							
電力需要		H28年度供計の第10年度断面をベースとして、個々の系統配分量で按分							
	風力 太陽光	既連系+申込済(未連系)の設備量をベースに比率按分(※)							
ホェゥ	水力	既設の設備量をベースに比率按分							
再工ネ	地熱	ポテンシャルを踏まえ、個社毎に判断							
	バイオマス	系統容量をベースに比率按分							
火力		種別毎(石炭、LNG(MACC, ACC, CC, CONV)、石油)の設備量を基に按允 なお、kW配分方法は、新しい発電機(発電効率が高い)から順に配分							
原子力		設備量をベースに比率按分							

※風力 k W配分方法は、<u>アセス地点</u>(風況の良い導入ポテンシャルを有する地点)<u>で導入量を先取りし、</u> <u>残りを既設地点按分</u>とする



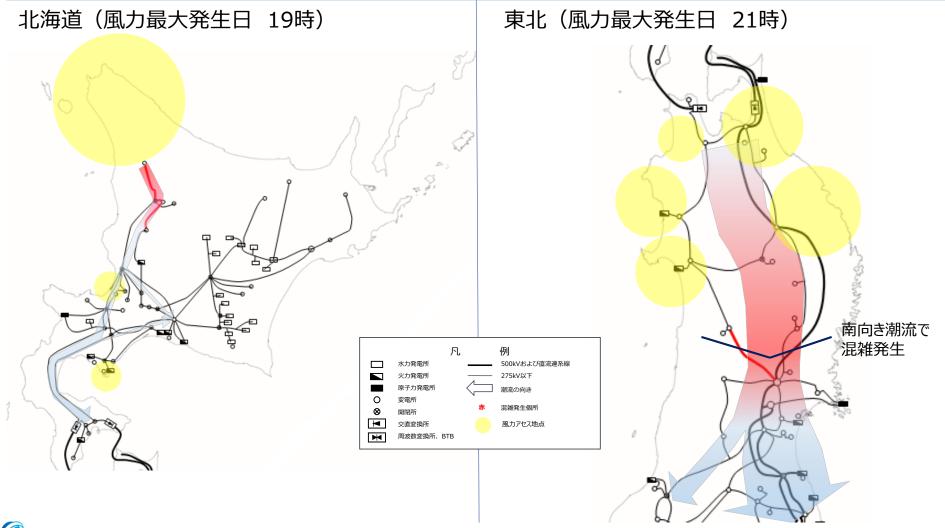
- メリットオーダーによる運用を反映した潮流状況では、一部混雑箇所はあったが、全国的に混雑 が想定される系統は限定的であることが確認できた。このことから将来的な系統利用の蓋然性 を見通した電源の稼働評価について一定の効果があったものと考えられる。
- 電源が集中する実系統における想定潮流合理化の効果例を下図に示す。
  - 従来の考え方では、夏季重負荷期および軽負荷期の負荷に対して、電源をフル出力で潮流を想定し、 最過酷断面における潮流を想定。(1)
  - ▶ 長期エネルギー需給見通しにおける電源構成に基づきメリットオーダーによる潮流を想定すると、石油火 力が停止し、CCの潮流が抑制され、その結果空容量が生じる。(②)
- ただし、系統信頼度の観点から計画外停止等のリスクに留意することが必要。
  - リスクを大きく見込むと、効率的な利用が限定的となる一方、小さく見込むと、リスク顕在化時に供給力、 調整力として活用できなくなる可能性







■ 再生可能エネルギーの導入に伴い、北海道エリア及び東北エリアの再エネ高出力発生日において、メリットオーダーによる運用を反映しても一部送電線に混雑発生。





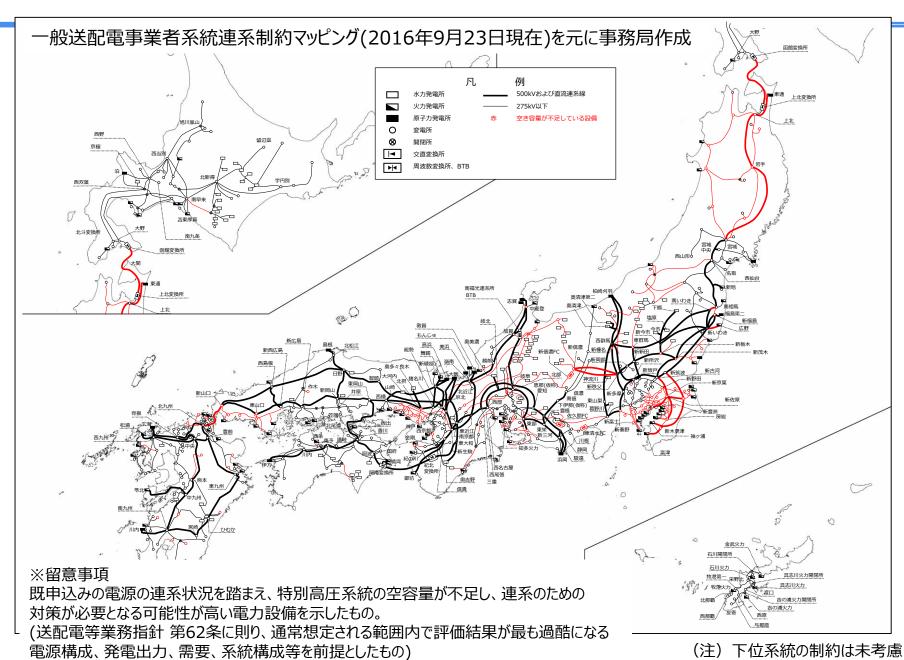
(注)設備増強の必要性については、今後の電源計画・運用を見通したうえで系統整備の合理性評価を踏まえての判断が必要。(後述)

- 北海道北部、東北北部系統には風力発電のポテンシャルが偏在しており、東北エリアには太陽 光が多く連系しているため、既存設備を最大限活用しても、再エネ出力が大きい時間帯には、 混雑が発生する系統があること、また、混雑発生頻度はシナリオ設定により変わることが示唆された。
  - ▶ 電源が偏在するシナリオ①において、北海道、東北エリアでは、概算で年間10%程度以 上の時間帯で混雑が発生する系統があることを確認した。
  - ▶ 電源の偏在を緩和したシナリオ②において、東北エリアではシナリオ①と同様に、概算で年間 10%程度の混雑発生が見込まれるが、北海道エリアでは混雑は生じない見込み。
- なお、再生可能エネルギー電源の配置についても、導入見込量やアセス、既存認定設備等の 状況を踏まえた想定であること等、あくまでも1つの考察として実施したものであることに留意す る必要がある。

### ※留意事項

- ◆ 本シミュレーションは長期エネルギー需給見通しにおける電源構成を前提としているが、エネルギー基本計画等の政策が変われば、前提条件は変わり得る。
- ◆ 設備増強の必要性については、既存設備を最大限活用するとともに、今後の電源計画・運用 を見通したうえで、系統整備の合理性評価を踏まえての判断が必要である。
- ◆ 流通設備効率向上のためには、地域間連系線の利用ルールのあり方の検討状況を踏まえた 地内系統への適用可能性、新技術の導入等についても、併せて検討を進めていく必要がある。







3. 電力潮流シミュレーションを踏まえた考察



## ①費用対便益評価に関する考察(電源連系と流通設備形成の最適化の観点)

■ 連系線シミュレーション結果を踏まえた燃料費抑制効果と連系線等増強費用により、費用対 便益について考察する。

■ 評価項目は以下の通りとする。

費用:連系線等増強費用(年経費換算)

便益:年間燃料費抑制効果(CO2対策費含む)

## ※留意事項

- ◆ 連系線等の増強費用を算出するためには、系統増強規模を決定する必要がある。しかしながら、連系線や 地内系統の増強規模は、新規電源の立地地点や電源の規模などにより変わり得る。今回は一定の仮定 を置いて系統増強費用の試算(概算)を行ったもの。
- ◆ また、年間燃料費抑制効果については、連系線の容量を無限大とした場合と現在の運用容量を制約条件とする場合の燃料費を比較し、その差分で算出した。実際には設備増強後の運用容量により制約される場合もあるため、年間燃料費抑制効果は減少する可能性がある。



- 長期エネルギー需給見通しにおける電源構成に基づき、メリットオーダーによる運用を反映した 潮流状況において、各連系線等について増強費用(年経費率換算)と燃料費抑制効果 を比較すると以下の表の通りであり、今回の試算結果では燃料費抑制効果(CO2対策費 含む)での便益評価では、連系線等の増強費用を上回らなかった。
- しかしながら、本試算は、将来の系統利用を仮定したシナリオに基づくものであること、また、現在検討中の連系線利用ルールの見直しにより、一層効率的に連系線利用されるようになる可能性があること、更には、これ以外の便益評価項目によっては費用を上回る便益が得られる可能性もあることから、今後の電源計画・運用や連系ニーズを見通したうえで、増強の必要性を判断していくことが重要である。

連系線等	增強費用(年経費率換算 <sup>※1</sup> )	燃料費抑制効果※2 (億円/年)			
上,一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个一个	(億円/年)	シナリオ①	シナリオ②		
北海道本州間	110	~50	~30		
東北東京間	100	0			
北海道本州+東北東京間※3	330	~120	~30		
中部関西間	30	~20	~30		
中国九州間	100	~40	~40		
中国九州+関西中国間※3	380	~50	~50		
中国九州+関西中国+中部関西間※3	410	~90	~90		

<sup>※1</sup> 年経費率換算については、設備がすべて送電設備とし、耐用年数を法定耐用年数、割引率3%として試算しており、変電設備の割合 により、増強費用は増加。

<sup>※3</sup> 東北エリア内、中国エリア内の増強費用を含む



<sup>※2</sup> 燃料費抑制効果については、連系線の容量を無限大とした場合の効果であり、現実的な増強規模とした場合は、効果は減少する。

## 【全体的な留意事項】

- ◆ 増強費用は長期方針における検討の目安とするために、例えば距離に単価を掛けるなど簡易的に算定するなど、一定の仮定・割り切りをもって試算したものである。
- ◆ 同期安定性、電圧、短絡容量など、詳細な技術検討は行っていないため、系統増強の判断には、新規の電源連系、電源の運用、潮流条件などを明確にしたうえで、実現性を含めた詳細な検討が必要であり、工事内容、工事費、運用容量等は変わり得る。
- ◆ 新規の電源連系に伴い必要となる広域連系系統より下位の系統増強は含まない。

## 【50Hz系統】

- ◆ 北海道本州間連系設備は、既設および現在計画中の容量(90万kW)から150万kW (+60万kW)に増強する場合を想定。
- ◆ 東北地内の基幹系統増強は、北海道本州間連系設備の増強量に相当する南向き潮流が 増加することを想定。
- ◆ 東北東京間連系線は、現在検討中の計画策定プロセスにおける増強対策を所与として、さらに北海道本州間連系設備の増強に合わせたさらなる増強として、第3回広域系統整備委員会で提示があった「日本海側新ルート建設」「中央新ルート建設」を参照に第3の連系ルート新設を想定。

## 【60Hz系統】

- ◆ 中国九州間連系線の容量を 2 倍程度(+280万kW:現行の中国九州間連系線の東向き運用容量相当)に増強する場合を想定。
- ◆ 中国地内の基幹系統増強は、500kV第3ルート新設(関西中国間連系線増強を含む) を想定。(送電容量増加分については要検討)



## ②総合コスト最小化に関する考察(電源連系と流通設備形成の最適化の観点)

- シナリオ①[電源偏在]とシナリオ②[電源偏在緩和]における連系線潮流シミュレーション結果を比較し、電源の偏在緩和による全体コストの最小化について考察する。
- 仮に電源設置コストに立地地域による差がないとすれば、シナリオ①とシナリオ②を比較した場合、現状の系統を前提とすればシナリオ②の方が、系統混雑による燃料費増分費用は小さく、また、再エネ抑制量は軽減するため、電源設置増分コストより燃料費抑制効果が大きくなり全体コストの最適化が図れているといえる。
- 以上から、長期エネルギー需給見通しで示されたエネルギーミックスをより低コストで達成するためには、基幹系統の空き容量を考慮して電源立地を誘導することが効果的であるということを確認した。

シナリオ①と比較した
 シナリオ②の
 燃料費抑制効果A
 シナリオ①と比較した
 シナリオ②の
 電源設置増分コスト※

シナリオ①と比較した シナリオ②のメリット = A-B

\*再エネ電源については、電源設置コストがFIT買取費用に含まれると考えられ、国民負担の観点からは地域差は生じないともいえる。



#### 第17回広域系統整備委員会資料より

- 従来、電力系統の整備においては、旺盛な電力需要の伸びに対応し、低廉かつ安定的に電力を供給するため大規模電源開発が全国的に展開され、それらを円滑に受入れられるよう、広域運用も念頭に広域連系系統の整備が長期的な視点で進められてきた。
- 加えて、大規模災害などの経験を通し、より高い供給信頼度を確立すべく広域連系系統の強化が図られてきた結果、世界的に見ても信頼性の高い電力系統が構築・運用されていると評価できる。
- 一方、昨今の需給環境により、経年低効率電源も供給力として期待されつつ、将来の競争環境に備えるべく新規電源開発案件が拡大しており、さらに、固定価格買取制度の導入により、需要規模の小さな地域に、従来では考えられなかった大量の電源連系ニーズが発生している。
- これらの新規電源を従来の設備形成・運用の考え方で受け入れようとすると、基幹系を含む大規模な系統増強が必要となるものの、今後の需要動向を踏まえれば、流通設備が過剰となり、利用率低下が進み、ひいては託送料金の上昇を招きかねない、もしくは、大規模な系統増強がネックとなり高効率低コストの新規電源導入が進まないことも懸念される。
- よって、本長期方針においては、これまでの電力需要成長期における供給能力を最大限発揮できる設備形成の考え方から、大きく発想を転換し、<u>流通設備の効率向上の取組みを第一に据えて、既存設備を最大限活用する</u>ことで、新たな電源連系ニーズに応えつつ、長期的な電力料金の低減を目指す。
- 本取組は、当機関の「連系線の利用ルール等に関する検討会」における、地域間連系線のより効率的な利用ルールのあり方の検討状況を念頭に置きつつ具体的な検討を進めていく。



空 白



4. 技術開発の進展および その他の技術的情報(報告)



- 流通設備のあるべき姿を実現するためには、設備効率を向上させることが必要であり、そのための の重要な対策として、送電能力の向上を図ることが挙げられる(前回議論)。
- また、再生可能エネルギー拡大や設備健全性維持も重要な課題である。
- 現在、様々な技術開発が進められているが、ここでは中長期的に現実感のある課題のうち、 以下の観点から検討の進められている技術課題への対応状況についてご報告する。

観点	技術開発例
潮流のコントロール等により、既存設備のパフォーマンスを 最大限引き出すこと	<ul><li>・ ダイナミックレイティング</li><li>・ FACTS機器</li><li>・ 電力貯蔵技術</li><li>・ 自然変動電源の出力調整技術</li><li>・ 同期化力低下対策</li></ul>
大容量かつ長距離の送電を安定供給及び経済性の観点を踏まえて効率的に実現すること	<ul><li>・大規模直流送電</li><li>・超電導送電システム</li><li>・耐熱性の高い導体への置き換えや新たな 絶縁技術の開発等による運用容量拡大</li></ul>
最大限のパフォーマンスを維持できるよう、設備の管理を 行うこと	• アセットマネージメント

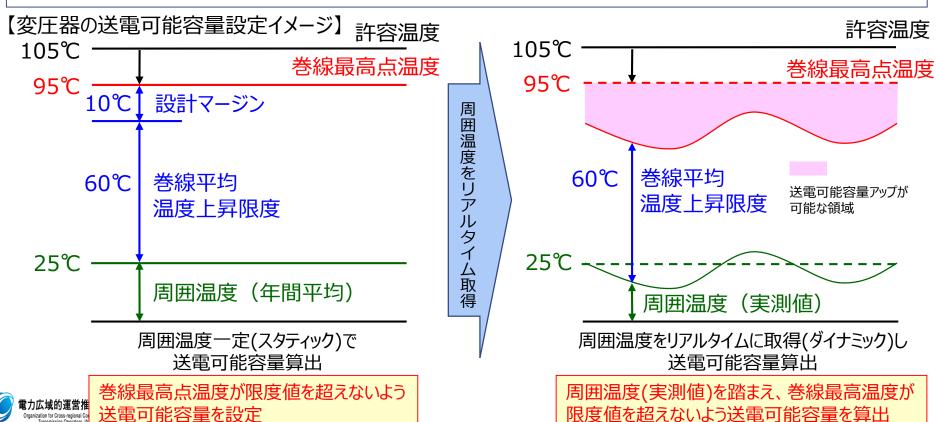


- 流通設備効率の向上のためには、設備当たりの送電電力及び電力量の向上(稼働率の向上)を目指すことが必要である。
- そのためにはまず、既存設備の能力を最大限活用することが重要であり、いかに精度良くかつ 合理的に将来の系統利用と電力潮流を見通すか、またそれを設備計画・運用に反映できるかが鍵となる。
- さらに、効果的な系統対策及び新技術の開発等による送電能力の向上(性能の向上)や 高経年設備対応等により適切な設備信頼度を維持すること(品質の維持)も重要となる。

	大項目	項目	内容
	稼働率	想定潮流の合理化及び 精度向上による既存設備 の最大活用	電源の稼働状況や特性等を踏まえ、 <b>将来的な系統利用の蓋然性を</b> <b>見通した電源の稼働評価</b> をすることで、想定潮流の合理化を図る。
		(1-3参照)	自然変動電源の地域性、不等時性等の実績を踏まえ、出力規模を適切に見込んだ出力評価を行うことで、想定潮流の精度向上を図る。
		系統のスリム化 (3参照)	想定される将来潮流に応じた系統構成の最適化やスリム化を図る。
	性能	送電能力の向上	費用対効果の高い系統対策、 <mark>新技術の適用等</mark> による送電能力向上 の可能性を追求する。
OCCIO	品質	設備信頼度の維持 (3参照)	高経年化が進む流通設備の確実かつ効率的な設備更新を計画的に 推進し、適切な設備信頼度を維持する。

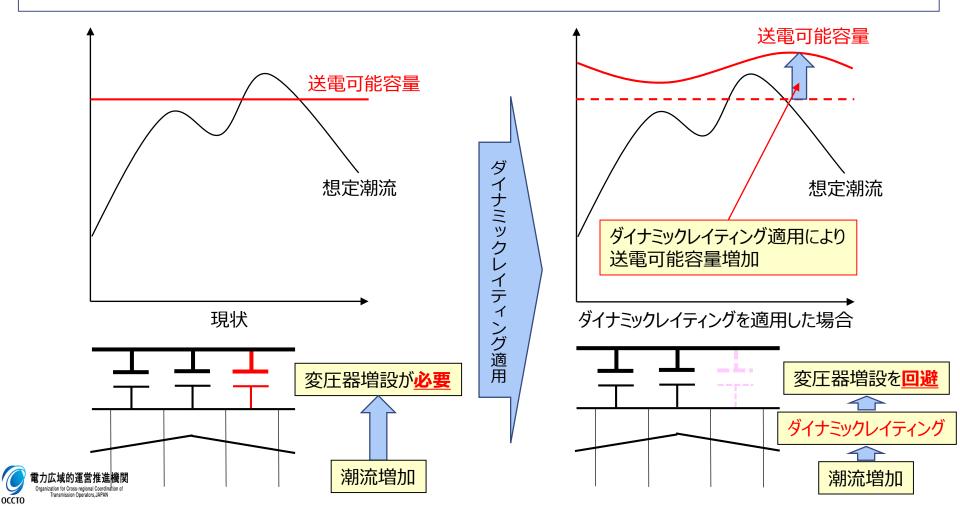
оссто

- 送変電設備(ケーブル・架空線・変圧器)の熱容量制約による送電可能容量は各部位・ 部品の温度限界値により定められている。
- 現状、機器設計の前提とする周囲温度等は一定値としているが、<u>リアルタイムで環境データを</u> 取得、送電可能容量を算出することで、設備能力を最大限活用することが可能となる。
- さらに、各部位・部品の温度は、通過潮流で決まる加熱により一定の時間を要して上昇・下降することを踏まえると、一時的な過負荷への対応と親和性が高い。(高負荷により温度が上昇しても、限界温度に達する前に低負荷となることで、温度が下降しうる場合など)



## 【ダイナミックレイティング適用による設備増強回避例】

■ 例えば、電源連系量増加に伴う潮流増加への対応として、ダイナミックレイティング適用と限界温度到達前の電源出力制御を組み合わせることにより、設備増強を回避できる可能性がある。(例えば、500kV変圧器の増強回避となれば数十億円の費用抑制につながる)



- パワーエレクトロニクス技術を用いて、交流系統の制御性を高め、送電容量の増加を図るもの。
- 無効電力を制御することで電圧の調整を行う他、送電線インピーダンスを変化させ、潮流を 制御することで電力流通の最適化を図り、低損失な電力システム運用を行うことなどが挙げ られる。
- 現在、電力システムへの適用されている、あるいは適用が想定されている主要なFACTS 機 器は以下。

	他励式変換器応用型	自励式変換器応用型			
主に電圧制御等に	SVC	STATCOM			
用いられるもの	(Static Var Compensator) など	(Static Synchronous Compensator) など			
主に潮流制御等に	TCSC	UPFC			
用いられるもの	(Thyristor Controlled Series Capacitor) など	(Unified Power Flow Controller) など			

出典: NEDO再生可能エネルギー技術白書 より







(出典) 日立製作所ホームページ

- 二次電池は、低炭素社会の構築やエネルギーセキュリティの面からその用途は今後も更に拡大することが予想される。
- 電力系統へ設置する蓄電池により、電力品質の維持や潮流調整(混雑管理)の機能を 発揮することで、既設流通設備の容量を有効に活用することが期待される。

### 各種蓄電池の比較

電池の種類	鉛	ニッケル水素	リチウムイオン	NAS (ナトリウム硫黄)	レドックスフロー	溶融塩	
コンパクト化 (エネルギー密度:	×	Δ	0	0	×	0	
(エイルヤー省度: Wh/kg)	35	60	200	130	10	290	
コスト(円/kwh)	5万円	10万円	20万円 4万円		評価中	評価中	
大容量化	0	0	0	0 0 0		<b>歌/</b> 本 <b>中</b>	
入谷里10	~Mw級	~Mw級	通常1Mw級 まで	Mw級以上	Mw級以上	評価中	
充電状態の正確な計 測・監視	Δ	Δ	Δ	Δ	0	Δ	
安全性	0	0	Δ	Δ	0	0	
資源	0	Δ	0	0	Δ	<b>©</b>	
運転時における	ita		なし	有り	なし	有り	
加温の必要性	なし	なし	なし	(≧300°C)	なし	(≧50°C)	
寿命	17年	5~7年	6~10年	15年	6~10年	評価中	
(サイクル数)	3,150回	2,000回	3,500回	4,500回	制限無し	計Ш中	

#### 定置用二次電池のロードマップ (PCSを含む電池システムでの表記) **現在** (2012年度末時点) 二次電池の用途 2020年頃 2030年頃 寿命10~15年 寿命20年 寿命20年 長周期変動 導入に向けて、更なる低コスト化を期待 5-10万円/kWh 2.3万円/kWh 調整用二次電池 導入初期 本格導入期 社会実証 短周期変動 寿命10~15年 寿命20年 寿命20年 用 20万円/kW 導入に向けて、更なる低コスト化を期待 8.5万円/kW 調整用二次電池 @20分間放電程度 本格導入期 導入初期 社会実証 寿命15年 寿命20年 中規模グリッド・工場・ 寿命10~15年 5-60万円/kWh 普及に向けて、更なる低コスト化を期待 ビル・集合住宅用二次電池 (CEMS, FEMS, BEMS用(注)電池) 社会実証 普及初期 普及期 緊急時、災害対策用 普及初期 (CEMS、FEMS、BEMS(準)用途に統合) 要家用 寿命5~10年 寿命20年 寿命15年 家庭用二次電池 10-25万円/kWh 普及に向けて、更なる低コスト化を期待 (HEMS用(注)電池) 普及期 普及初期 緊急時、災害対策用 普及初期 (HEMS(注)用途に統合) 寿命10年 20-40万円/kWh 寿命15年 寿命20年 無線基地局・データ 普及に向けて、更なる低コスト化を期待 センターバックアップ 電源用二次電池 普及初期 普及期

(注) CEMS=Community Energy Management System、FEMS=Factory Energy Management System、 BEMS=Building Energy Management System、HEMS=Home Energy Management System

#### 電池の課題

※数値は現状値で、システムでの値

リチウムイオン 電池

200 Wh/L, 80Wh/kg, 100W/kg

鉛蓄電池

コスト低減、安全性向上、温度特性改善、過充電耐性付与、リサイクル技術確立

40Wh/L, 10Wh/kg, 30W/kg

充放電効率向上、サイクル劣化抑制、低SOC状態での劣化抑制、集電体腐食抑制、メンテナンス性向上

NiMH電池

84 Wh/L, 20Wh/kg, 100W/kg コスト低減、充放電効率向上、自己放電抑制、温度特性改善、レアアースレス

160 Wh/L NAS電池

安全性向上、コスト低減、エネルギー効率向上(保温エネルギー低減)、リサイクル技術の確立

レドックス 8.5 Wh/L

フロー電池

環境適合性向上、コスト低減、耐久性向上、エネルギー密度向上、補機用エネルギー低減、資源制約緩和、メンテナンス性向上、エネルギー効率向上

革新電池

基礎科学の追求(革新電池新概念検討、計算科学及び高度解析技術を活用した劣化メカニズム 等現象解析等)、セル、モジュール化技術、セル、モジュール・システムでの安全性確立等



安全性向上、レアメタル不使用等



PCSコスト低減、長時間バックアップ(24時間以上)、V2H/V2G、二次利用、残存性能把握、リサイクル、標準化、等

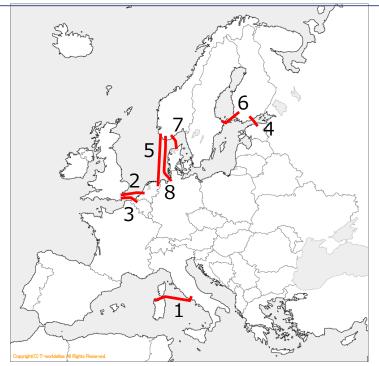
(出典) NEDO二次電池技術開発ロードマップ2013

оссто

池系

の特

- 直流送電は、潮流の管理が容易なため、将来的な多端子送電への展開も含め、設備能力 を有効に活用できる方策であると考えられる。
- 海外諸国(特に欧州)においては、近年の技術開発の急速な進歩に加え、国際的な電力市場の統合等を背景として、次々と大規模なプロジェクトが実現してきている。
- 国内においても、北海道本州間連系設備や東京中部間連系設備の増設計画が進行中であるが、局所集中する再エネ電源から大消費地への大規模送電等を想定したさらなる導入拡大にあたっては、コスト削減が大きな課題となっている。
- ここでは、海外の豊富な事例の中から比較的コスト関連の公開情報の多いもの(下記)を 抽出し、情報収集を行った。



- 1 SAPEI
- 2 BritNed
- 3 Nemo Link
- 4 Fstlink 2
- 5 NorNed
- 6 Fenno-Skan 2
- 7 Skagerak 4
- 8 Nord.Link



## 大規模直流送電の主な海外事例

No.	プロシ	<b>ジェクト</b>	亘長 (km)	海峡等 横断部 (km)	送電 方式	系統側 電圧(kV)	直流 電圧 (kV)	送電 容量 (MW)	稼動年	変電設備コスト	送電線コスト	総コスト	万円/MW・ km (参考)※
1	SAPEI	イタリア	435	420	他励式	400	±500	1,000	2011	\$180m	€400m	€750m	20
2	BritNed	英国〜 オランダ	259	250	他励式	400 380	±450	1,000	2011	€220m	\$350m	€600m	26
3	Nemo Link	英国〜 ベルギー	141	130	自励式	400 380	±400	1,000	2019	-	-	€500m	40
4	Estlink 2	エストニア〜 フィンランド	171	145	他励式	330 400	450	650	2014	€100m	\$180m	€320m	32
5	NorNed	オランダ〜 ノルウェー	583	580	他励式	380 300	±450	700	2008	\$270m	€51m	€600m	17
6	Fenno- Skan 2	スウェーデン ~フィンランド	196	194	他励式	400	±500	800	2011	\$170m	€150m	€315m	23
7	Skagerak 4	デンマーク〜 ノルウェー	243	140	自励式	400 300	±500	700	2014	\$180m	€87m	-	17
8	Nord.Link	ドイツ〜 ノルウェー	623	516	自励式	380 420	±525	1,400	2019	\$900m	€500m	€1.5- 2.0b	$10\sim 10$

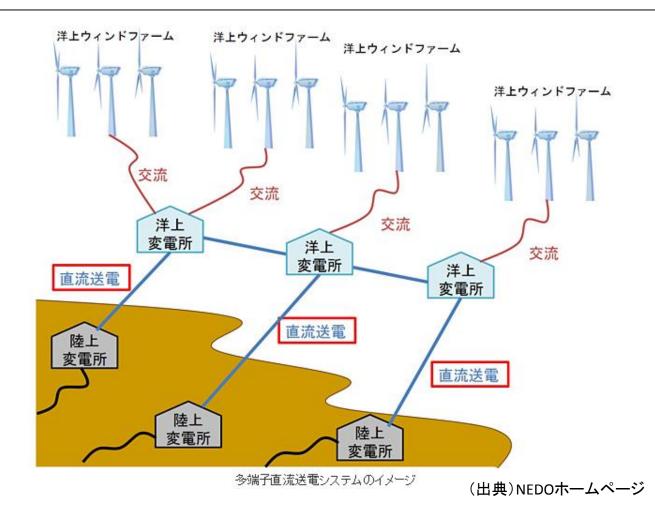


- 海外における直流送電プロジェクトは国内の計画と比較して安価に実現できていると評価されることがあるが、国内外の費用水準を単純に比較することは必ずしも適切でないと考えられる。
  - ▶ 海外事例と比較して、国内の直流送電設備は実績が少ないことから、一点物の色合いが強く、仮に費用の平均額を求めたとしても、それを標準的なものとして認識することは適切ではない。
  - ➤ 海外事例についても、体系的に整理された情報が公開されているわけではなく、今回の整理において も各プロジェクト毎に事業主体から公表されている情報を収集したものであり、条件等を横並びに評価したものではない。
- また、仮に海外製品が割安であるとしても、背景には内外の根本的な環境の差異があるものと考えられ、現時点で海外事例をそのまま模倣することで直ちに大規模な費用削減効果が得られるとは考えにくい。
  - ▶ 特に欧州においては、変換器メーカーの製造拠点と計画地点が地理的に近いこと
  - ▶ 特に欧州においては、ケーブルメーカーが専用のケーブル敷設船を所有し、自らの敷設工事に活用していること
  - 仕様や工事における考え方が異なること(帰路線の有無、水深、埋設方法、敷設工事方法等)
- 以上のような状況ではあるが、特に欧州においては今後も新規の直流送電プロジェクトが複数計画されており、さらなるイノベーションによる大幅なコストダウンが実現する可能性もあることから、今後も国内への適用可能性について注視していく必要があると考えられる。



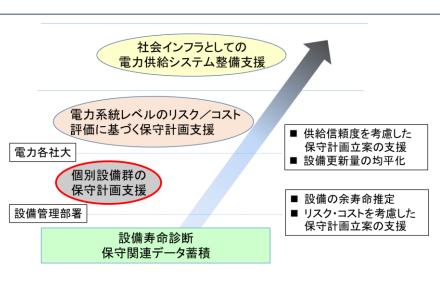
## 【次世代洋上直流送電システム開発事業】

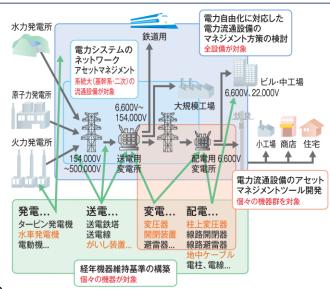
■ 高い信頼性を備え、かつ低コストで実現する多端子直流送電システムと必要なコンポーネントを開発し、今後の大規模洋上風力発電の連系拡大・導入拡大・加速に向けた基盤技術を確立することを目的とした開発事業が、NEDOにおいて進められている。





- 低成長期においては、既存設備の状態を適切に把握し、限られた予算の範囲内で必要な対策を判断する設備維持管理戦略の構築が重要。
- 電力流通設備の場合、設備の老朽化による信頼度低下、設備診断、保守費用と信頼度の関係を考慮した工事優先度の評価に重きが置かれている。
- 国内においては、以下のような開発が進められている。
  - 電力自由化に対応した流通設備形成および利用方法の検討を支援するシステム開発
  - 電力流通設備の更新時期集中に対するリスクとコスト平準化の検討を支援するツール開発
  - 経年機器維持基準の構築や各種機器に対応した保守管理計画支援プログラム開発等
- その他、メータリング・モニタリングに最新のICTを活用することや、既設設備の余寿命診断に 資するデータベースの構築なども今後の課題。







(出典) DEN-CHU-KEN TOPICS Vol.7 2011/6、

電力中央研究所報告 電力流通設備のアセットマネジメント支援に関する研究(平成27年6月)

■ メータリング・モニタリングに最新のICTを活用することにより、設備保安を高度化できることが期 待できる。

## 2. (2)自主保安の高度化(ITの活用)

- センサの低廉化、コンピュータ技術の高度化等に加え、非構造化データ(業務日誌などのテキスト)を含めたビッグデータ分析の技術が進展することで、保安システムはより安全で柔軟な対応にできる可能性あり。
- 具体的には、以下の①ブレークダウン事故等対応・定期保全中心から、②事故等予知対応・ 予防保全中心に高度化できるのではないか。

1

2

### ブレークダウン 事故等対応:

緊急事態が起きて から対処

## 定期保全(時間基準):

計画に従い、設備の 定期更新や、定期 的な検査などのメン テナンス

#### 事故等予知対応:

リアルタイムに運転・ 設備等のデータの状 況を全体的に分析 し、未然に故障・事故 を予測して対応

### 予防保全 (状態基準等):

設備・材料のスペック、 利用頻度、修繕履歴 等のデータを蓄積・ 分析し、余寿命を予 測して適時・適切なメ ンテナンス

ほとんどの事業者は第①段階 (規制の体系も①を前提) 最新のITを活用することで 高度なレベルで実現



- 合理的な設備形成の検討にあたっては、新たな技術の開発・普及に伴い系統の利用形態が変化していくことについても注視していく必要がある。
  - > 洋上風力の導入拡大
  - > スマートメーターやディマンドリスポンス等、配電側における能動的な技術導入拡大への対応
  - 再生可能エネルギー、直流技術、市場など、新たな環境に適応した系統運用の考え方の変化



# 参考

連系線潮流シミュレーションの補足説明



空白

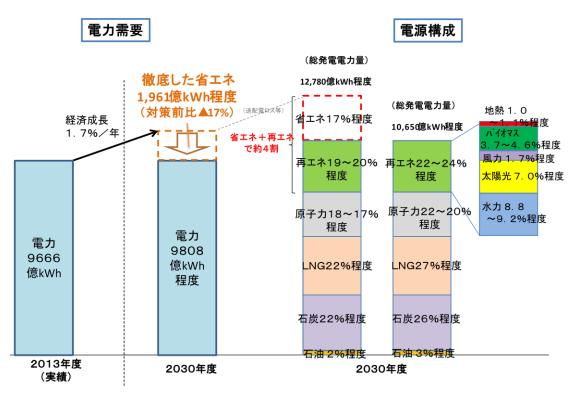


■ 電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとする。

# く考え方>

- ・ 長期エネルギー需給見通しにおいては、徹底した省エネの推進(△17%)を行い、2030年度の時点の 電力需要を2013年度とほぼ同じレベルまで抑えることを見込んでいる。
- 徹底した省エネは政策的に誘導されるものと考え、電力需要は「現状横ばい」を基本シナリオとし、必要によりシナリオを追加する。

### 長期エネルギー需給見通し



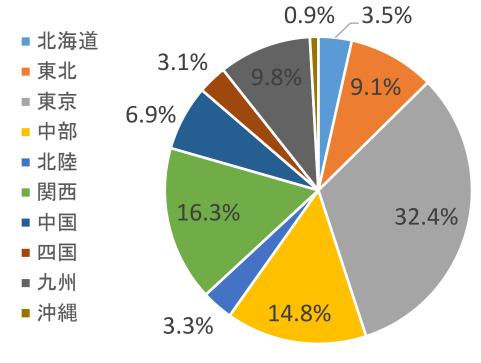


出典:長期エネルギー需給見通し関連資料

- 2013および2014年度の需要カーブをベースとし、長期エネルギー需給見通しの需要に合うように補正。
  - > 各エリアの按分比率については、H28供給計画における2016年度の需要比率で按分。
  - ▶ H3平均電力については、電力需要からH28供給計画における2016年度の送配電□ス・年負荷率を用いて算出。

エリア	需要端 電力量 (億kWh)	H3平均電力 送電端 (万kW)
北海道	309	445 (525)
東北	803	1,349 (1,394)
東京	2,851	5,405
中部	1,308	2,501
北陸	290	510
関西	1,439	2,714
中国	605	1,088
四国	269	519
九州	860	1,564
沖縄	78	147
合計 Organization for Cross-positional Coordination of	8,812	17,636

# 【H28供計における2016電力需要の各エリア比率】



(注) 北海道・東北の括弧は1月の値。 また、四捨五入の関係で合計が一致しない場合がある。



Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators. JAPAN

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は301万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量(699万kW)は未開発分\*(下表 c)の比率により各エリアに按分する。(風 カシナリオ①) \*「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されうるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上 で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。

単位:万kW

	連 <b>系可能量を</b> 考慮しない 導入見込量 <sup>※1</sup> a	<b>既導入量</b> *2 b	<b>未開発分</b> c=a-b	<b>風力シナリオ①</b> 未開発分比率で按分 b+(1,000-301)×c/952	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、北海道 は連系可能量まで導入したうえで、 東北に重点的に導入
北海道	約300	32	268	229	<u>56</u>
東北	約587	95	492	456	579
東京	約47	25	22	41	<u>47</u>
中部	約45	25	20	40	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>
四国	約51	15	36	41	<u>51</u>
九州	約97	47	50	84	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>
計	約1,250	301	952	1,000	1,000



- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,904万kW)は、新規認定量(下表 b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①) 6,400-496
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,904万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。 単位:万kW

	導	入量	<b>→</b> C.↓□		<ul> <li>東京・中部・関西エリア<sup>※1</sup></li> </ul>	太陽光シナリオ②
	移行 認定 a	新規 認定 (bの内 数)	新規 認定量 b	<u>太陽光シナリオ①</u> 新規認定量比率で按分 a+(6,400-496)×b/7,993	接続済み+接続契約申込量 ・ その他エリア 接続可能量 (系統WG2015.11.10)	東京・中部・関西エリアは接 続申込量、その他エリアは接 続可能量まで導入し、未達 分を <u>需要比率で按分</u>
北海道	8	92	250	192	117	151
東北	30	222	1,369	1,041	552	640
東京	129	703	1,998	1,605	1,424	1,732
中部	96	431	956	802	843	985
北陸	8	49	114	92	110	142
関西	65	311	674	563	608	766
中国	45	217	622	504	660	727
四国	23	149	281	231	257	287
九州	86	530	1,673	1,322	817	911
沖縄	6	24	56	47	49.5	58
計	496	2,727	7,993	6,400	-	6,400

电刀広观的理名性连使岗

※1 東京:H28.2月末、中部:H28.3月末、関西:H28.4月末時点 東京・中部については再生可能エネルギー全体量のみ公表のため、太陽光以外の新規認定量を控除して算定

固定価格買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成(H28.3月末)

- 一般水力は、長期エネルギー需給見通しにおける水力発電の導入見込量(4,931万kW)から揚水発電(2,594万 kW) を差し引き、2,337万kWを見込む。
- H27年度末設備(2,135万kW)にH28年度供給計画に記載のある新増設・廃止計画(23万kW)を織り込む。
- 導入見込量達成のための新規導入量(179万kW)は、都道府県別包蔵水力(未開発分)の比率により各エリアに 按分する。
- 揚水式水力は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新増設・廃止を見込む。

単位:億kWh 単位:万kW

				1 1- 1701111	, <u>— - pantitu</u>
	<b>年度末設備</b> ※1 a	<b>開発予定</b> ※1 b	<b>新規導入量</b> c=(2,337-2,158)×d/398	<u>一般水力シナリオ</u> a+b+c	<b>包蔵水力</b> ※2 <b>(未開発分)</b> d
北海道	122	3	19	144	41
東北	313	8	44	365	97
東京	393	2	17	412	37
中部	299	0	42	341	93
北陸	246	0	17	263	37
関西	388	1	10	399	23
中国	107	0	9	117	20
四国	84	0	10	94	22
九州	183	8	12	203	27
沖縄	0	0	0	0	1
計	2,135	23	179	2,337	398
注, mt全	ちょの悶疚で今計が一致し	+>+ \		18 1.5%=E × 2 0 E 0.4	

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

揚水発電※3 2,594

水力合計 4,931

<sup>※1</sup> 平成28年度供給計画

<sup>※2</sup> 資源エネルギー庁HPの都道府県別包蔵水力(H27.3末)データより各都道府県別に各エリア (供給エリアが複数存在する箇所については、面積が大きいエリアで集計)

- 地熱発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(155万kW)を見込む。 (既導入量は52万kW)
- 既導入量(下表 a)と未導入の新規認定量(下表 b)の合計から按分する。(地熱シナリオ①)
- 既導入量(下表 a )と未導入の新規認定量(下表 b )の合計、地熱資源量の未開発分(下表 d )を用いて按分する。(地熱シナリオ②)

単位:万kW

	<b>既導入量</b> a	新規認定量 (未導入分) b	<u>地熱シナリオ①</u> 既導入量及び新規認定量 (未導入分)から按分 (a+b) +(155-59)×(a+b)/59	<b>地熱資源の</b> 賦存量 <sup>※1</sup> C	<b>未開発分</b> ※2 d=c-(a+b)	<u>地熱シナリオ②</u> 既導入量及び新規認定量(未導入 分)と地熱資源の賦存量から按分 (a+b) +(155-59)/2×(a+b)/59 + (155-59)/2×d/2,298
北海道	3	0.01	7	1,673	1,671	39
東北	27	5	84	252	220	63
東京	0.3	0.011	0.9	39	38	1
中部	0.002	0.2	0.6	37	37	1
北陸	0	0	0	220	220	5
関西	0	0	0	2	2	0.05
中国	0.002	0	0.005	0	0	0.004
四国	0	0	0	0	0	0
九州	22	1	63	134	110	45
沖縄	0	0	0	0	0	0
計	52	7	155	2,357	2,298	155



оссто

注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

<sup>※1</sup> 平成22年度環境省委託事業「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」(平成23年3月)

<sup>※2</sup> 導入予定量も開発分としてカウント

- バイオマス発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入量(728万kW)を見込む。(既導入量は292万kW)
- 導入見込量達成のためのRPS分を除く導入量(601万kW)は、新規認定量(未導入分)の比率により各エリアに按分する。

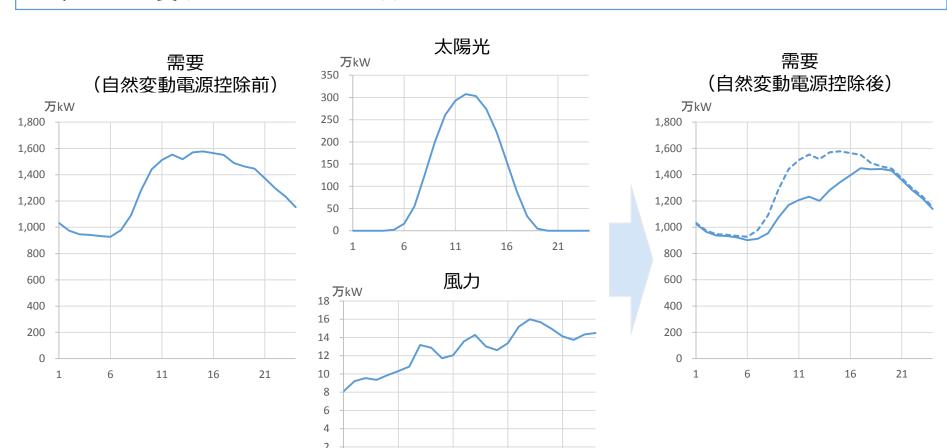
単位:万kW

		固定	<b></b> 官買取制度	RPS	
	既導入量 a	新規認定量 (未導入分) b	RPS分を除く導入量 c=a+(601-165)×b/318	既導入量 D	<u>バイオマスシナリオ</u> c+d
北海道	7	14	26	6	32
東北	11	50	81	5	86
東京	59	68	153	31	184
中部	14	59	95	7	103
北陸	4	3	8	0	9
関西	21	30	62	16	78
中国	18	21	47	22	69
四国	6	21	34	27	61
九州	24	50	94	12	106
沖縄	1	0	1	0	2
計	165	318	601	127	728

固定買取制度情報公表ウェブサイトより作成(H28.3月末)



- 各エリアの太陽光発電、風力発電の出力比率(1時間毎8760時間の時系列)※を用い、2030年における設備量を乗じることで、2030年における1時間毎の自然変動電源の出力を算出。
  - ※出力比率は2013および2014年度値を使用 (需要の基準年と整合を図る)
- 需要から上記で算出した太陽光発電、風力発電の出力を控除することで、太陽光発電、風力発電の時系列の出力変動をシミュレーションに反映。



11

16

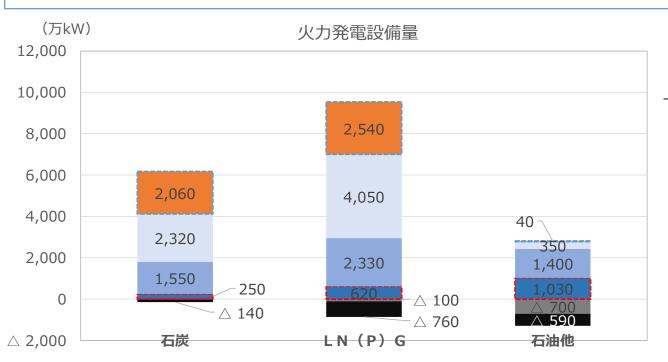
21



■ 火力発電は、現状の設備に加え、蓋然性が高い新増設・廃止を見込む。但し、運転開始から一定の期間を経過した設備は一律廃止を見込む。

### く考え方>

- 火力発電の発電量は需要等に応じて調整されるため、長期エネルギー需給見通しにおける L N G 火力、石炭火力、石 油火力の発電電力量に相当する設備量を一義的に見込むことは困難。
- 設備量は現状設備及び供給計画に計上もしくは連系申込み済みの設備など現時点において蓋然性が高いと考えられる 新増設・廃止計画を見込み、メリットオーダーによるシミュレーションを行う。
- なお、運転開始から50年を経過した設備は一律廃止を見込む。また、一律廃止した設備について、そのリプレースを蓋然性を持って見込むことは困難なため、リプレースは見込まない。



# (参考) 長期エネルギー需給見通し

種別	電源構成 (発電電力量)
LNG	27%程度 (2,845億kWh)
石炭	26%程度 (2,810億kWh)
石油	3%程度 (315億kWh)



Transmission Operators, JAPAN

оссто

■廃止予定

340年以

■20年以上40年未満

■20年未満

請 ■新設予定

注) 2016年3月末の経年数。2016年8月現在の供給計画提出分および連系申込み分に基づき広域機関にて作成

火力の最低出力設定については、将来必要となる調整力の考え方と整合をとる必要があるが、現時点において、定量的な評価ができていないため、本検討においては以下の考え方で設定。

▶ 石炭:大規模石炭火力を想定し、エリア毎の出力の30%を最低出力として設定

▶ LNG: DSS運転等も考慮し、エリア毎の出力の5%を最低出力として設定

▶ 石油:ピーク対応の電源として、最低出力の設定はなし

▶ 調整力対応:調整力確保のため、各エリアの需要に対して10%分をLNGで確保できるよう最低出力に追加して設定。

なお、LNGで需要の10%を確保できない場合は、石油を追加。

# 【需要1,000の場合(調整力対応100=1,000×10%】

例1	   石炭	LNG計 i					石油
	11 <i>次</i>	LNG	MACC	ACC	CC	СТ	14/四
設備量	500	1,140	40	400	200	500	200
最低出力	150	57	2	20	10	25	0
調整力対応※	-	43	38	5	-	-	-

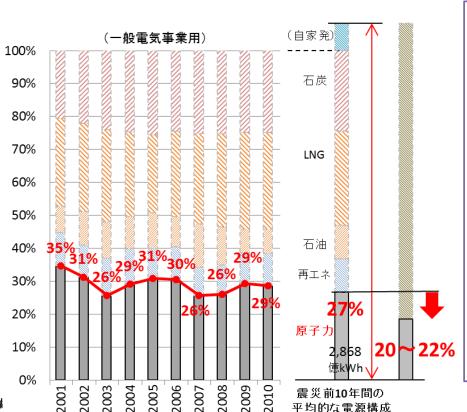
例2	石炭	I NC=1					不治
	<b>石灰</b>	LNG計	MACC	ACC	CC	СТ	石油
設備量	500	40	40	0	0	0	200
最低出力	150	2	2	0	0	0	0
調整力対応※	-	98	38	-	-	-	60



- 原子力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける発電電力量を、機械的に各エリアに按分する。 く考え方>
- 現時点においては、2030年における原子力発電所の稼働状況を個別に見通すことは困難であり、長期エネルギー需給 見通しにおいても、個別の原子力発電所がどの程度稼働するのかは、想定していない。
- 長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量 (2,168 億kWh) を見込む。
- その際、各エリアへの按分は、各エリアに存在する設備容量を基に機械的に按分する。

# 原発依存度低減の考え方

平均的な電源構成



- 1. 省エネによる電力需要の抑制 2030年の電力需要を対策前比17%削減。 (発電電力量で2,130億kWh程度の削減に相当) 2030年の総発電電力量: 10,650億kWh程度
- 2. 再エネ拡大による原子力の代替 自然条件によらず安定的な運用が可能な地熱・ 水力・バイオマスを拡大。 (+382~531億kWh程度) ※風力の平滑化効果を含む
- 3. 火力の高効率化による原子力の低減 石炭火力の発電効率が、全体として6.7%向上。 (+169億kWh程度)
- 2,868億kWh(27%) ※震災前10年間の平均的な電源構成 ⇒2030年に2,317~2,168億kWh程度  $(22 \sim 20\%)$



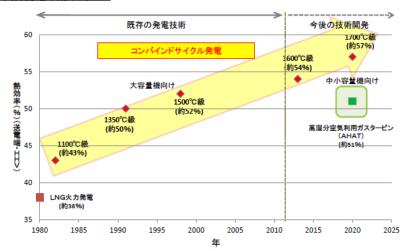
出典:長期エネルギー需給見通し関連資料

- 2015年の発電コスト検証ワーキンググループの報告書をベースに、以下の設定により燃料費単価を設定。
  - ▶ 熱効率及び所内率は、発電コスト検証ワーキンググループにおけるモデルプラントの値を設定。
  - ➤ LNG火力の熱効率は下図から設定。所内率についてはコンバインドサイクル機はモデルプラントの値とし、コンベンショナル機については石油のモデルプラントの値を設定。
  - 燃料費単価は、発電コスト検証ワーキンググループにおける発電コストレビューシートの2030年に上記の熱効率および所内率を入力して算出。

	石炭	LNG (1500℃級)	LNG (1350℃級)	LNG (1100℃級)	LNG (コンヘ゛ンショナル)	石油
熱効率	42%	52%	50%	43%	38%	39%
所内率	6.4%	2%	2%	2%	4.8%	4.8%
燃料費単価(円/kWh)	10.4(4.5)	13.0(2.0)	13.4(2.0)	15.7(2.4)	18.3(2.8)	27.8(3.9)

#### <LNG火力発電の効率向上>

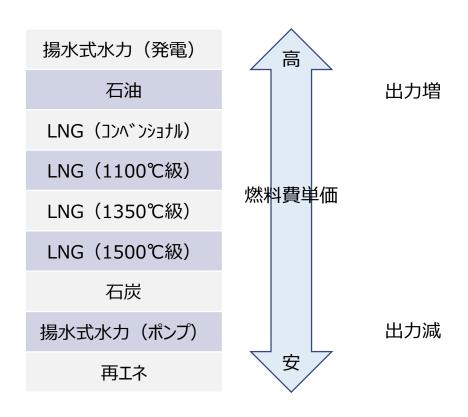
(注) 括弧書きはCO2対策費用(再掲)





- メリットオーダー配分については燃料費単価の安価なものから配分を実施するが、揚水と再エネの出力抑制の関係は以下の通りである。
  - 揚水:発電側は、最も高価な電源として扱う。揚水側は、再エネ出力抑制前に揚水を実施する。
  - ▶ 再エネ出力抑制:揚水を最大限実施したとしても、需要と一致しない場合に出力抑制を実施。

(再エネ間での出力抑制順位については考慮しない。)

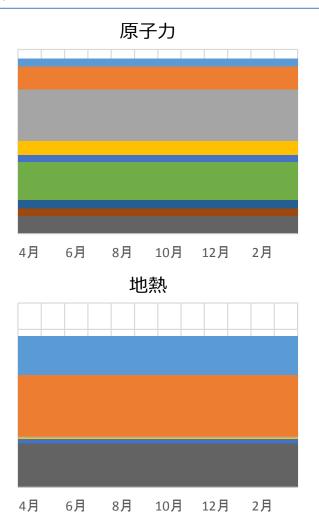


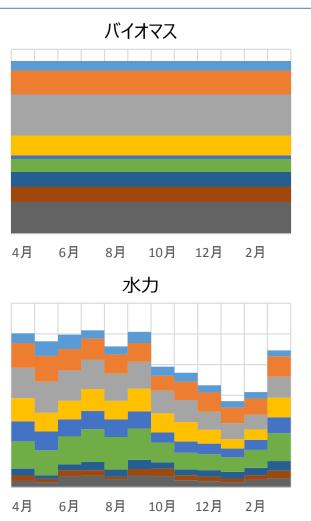


- 原子力・地熱・バイオマスについては、エネルギーミックスの電力量に合わせ、設備量にて各エリアに按分。 (1年間同出力)
- 水力については、電力量の2013および2014年度実績(月毎)から各月の出力比率を算出し、それに 2030年の設備量を乗じることで出力を算出。(各月同出力)



- ■東北
- ■東京
- 一中部
- ■北陸
- ■関西
- ■中国
- ■四国
- ■九州







- 昨年までのシミュレーションではすべての時間(8,760時間)を、**長期計画における運用容量**を基準として、H28供給計画に計上されている北海道東北間、東京中部間および計画策定プロセス中の東北東京間の増強を見込んだ運用容量で設定していた。
- しかしながら、実際の運用容量については、実運用に近づくごとに細分化し算出している。
- そこで、これまで一律で設定していた連系線の運用容量について、今年度のシミュレーションでは**年間計画 における運用容量**を基準とした運用容量に変更する。

# 【連系線容量の設定方法】

# 運用容量

年間計画のH28年度に設定されている 平休日昼間夜間に細分化された運用容量を設定 (作業時の運用容量のみ設定されている場合は H29年度の同月の運用容量を採用)

#### マージン

現在の運用における実需給断面での値を設定 実需給断面のマージンに幅がある場合には最小の値を設定

### 【実需給断面のマージン】

	マージン	(万kW)
	順方向	逆方向
北海道本州間	18	60
東北東京間	45	0~45
東京中部間	60	60
中部北陸間	-	0~70
中部関西間	0~40	0~40
北陸関西間	0~70	0~10
関西中国間	0~40	0~35
関西四国間	-	-
中国四国間	0~93	-
中国九州間	-	-



(万kW)

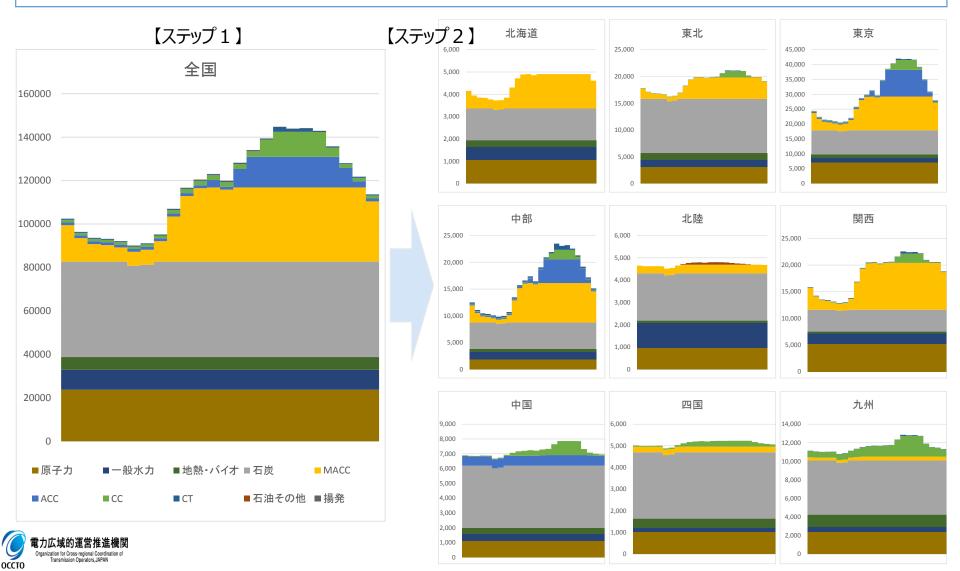
地域間連系線名 称	潮流向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系	北海道向	60(T)	60(①) [O(①)]	60(T)	60(T)	60(J)	60(T)	60(①) [O(①)]	60(T)	60(T)	60(J)	60(J)	60(J)
設備	東北向	60(I)	60(①) [O(①)]	60(T)	60(①)	60(①)	60(T)	60(①) [O(①)]	60(①)	60(J)	6O(①)	60(①)	60(J)
東北東京間連系線	東北向	66(4)	65(4)	67(4)	70(4)	61(④)	66(4)	65(4)	67(④)	71(④)	79(4)	76(4)	67(4)
注1)	東京向	340(1)	340(1)	345(①)	360(①)	485(①)	470(①) [490(①)]	[343(2)]	383(2) [235(1)]	470(①)	475(①) [380(①)]	[355(1)]	[375(①)]
東京中部間連系設備	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(①)]	120(①)	120(1)	120(①)	120(①) [90(①)]
新信息。佐久間。東清水 周波数変換設備)	中部向	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(1)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]
中部関西間連系線	中部向	250(4) [33(4)]	250(4) [31(4)]	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)
注2)	関西向	166(4) [55(4)]	161(4) [53(4)]	171(4)	182(4)	192(4)	前半 181(④) 後半 167(④)	162(4)	前半 168(④) 後半 180(④)	194(4)	201 (4)	191(4)	前半 190億 後半 167億
中部北陸間連系	北陸向	30(①) [O(①)]	30(①)	30(1)	30(1)	30(①)	30(D)	30(()) 30(())	30(①)	30(J)	30(①)	30(①)	30(①)
設備	中部向	30(①) [(①)0]	30(D)	30(1)	30(1)	30(①)	3O(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(J)	30(①)	30(①)	30(1)
JL 0+00 T 00 + 77 40	北陸向	130(4)	130(4) [74]	130(4) [74]	130(4)	130(4)	130(@) [7@]	130(4)	130(4) [84]	130(4)	130(4)	130(4)	130(4) [74]
北陸関西間連系線	関西向	162(2)	162(2) [70④]	162(2) [70④]	162(2)	162(2)	162(②) [70④]	162(2)	162(2) [70④]	162(2)	162(2)	162(2)	162(2) [70④]
関西中国間連系線 注2)	関西向	390(3) [305(3)]	390(3) [278(1)]	390(3) [278(1)]	405(3)	405(3)	前半405(3) 【370(3)】 後半390(3) 【278(3)】	390(3) [278(①)]	390(3) [329(1)]	405(3)	405(3)	405(3)	前半405億 後半390億
	包	278(1)	278(1)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(1)	278(①)	278(①)	278(1)	278(①)	278(1)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(1)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(1)	140(①)	140(①) [70(①)]
<b>内心已经间是</b> 形以满	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]
中国四国間連系線	中国向	120(1)	120(1)	120(①)	120(①)	120(①)	120(1)	120(①)	120(①)	120(①)	120(1)	120(①)	120(1)
中国四国间港米縣	四国向	120(①) [26(④)]	120(①) 【25(④)】	120(①) 【26(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [26(④)]	120(①)	120(①)	120(1)	120(①)	120(①) 【26(④)】
中国九州間連系線	中国向	[157(4)]	233( <u>4</u> ) [101( <u>4</u> )]	241(4)	251(4)	253(4)	前半 253(④) 後半 236(④)	231(4)	前半 237(④) 【158(④)】 後半 252(④)	263(4)	278(1)	266(4)	前半 264億 後半 237億
注2)	九州向	46(4)	46(4)	48(4)	51(4)	53(4)	前半 52(④) 後半 47(④)	45(4)	前半 47(④) 後半 49(④)	53(4)	52(4)	51(4)	前半 50(4) 後半 47(4)

<sup>( )</sup>内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持)を示す。 注1)空容量最小時の運用容量を記載 注2)9月、11月、3月における「前半」:15日まで、「後半」:16日以降

ステップ1:全国大でメリットオーダーによる配分を実施。

ステップ2:各エリアへ設備量比率で按分。

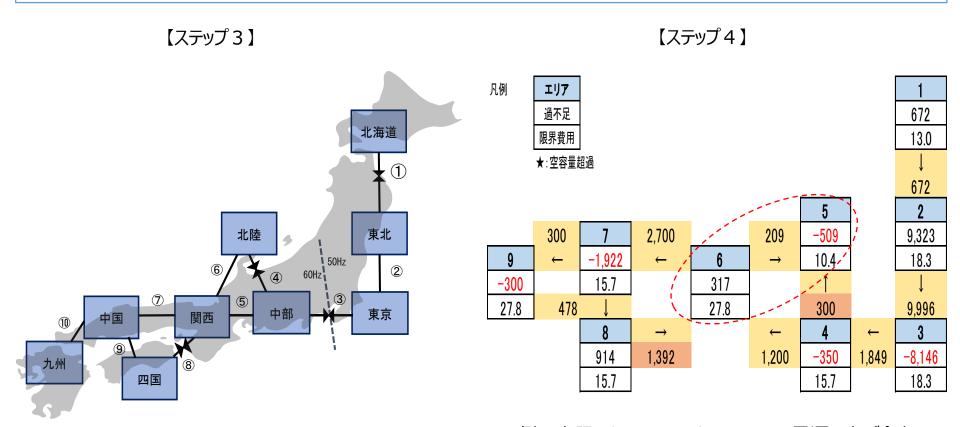
# (注) イメージをつかみやすいよう 1 日のカーブで作成 実際は1断面ごとで評価



ステップ3:連系線の制約がある箇所について、連系線の制約を解消するよう調整。

 $(1) \Rightarrow 2 \Rightarrow 3 \Rightarrow 10 \Rightarrow 89 \Rightarrow 78 \Rightarrow 46 \Rightarrow 45)$ 

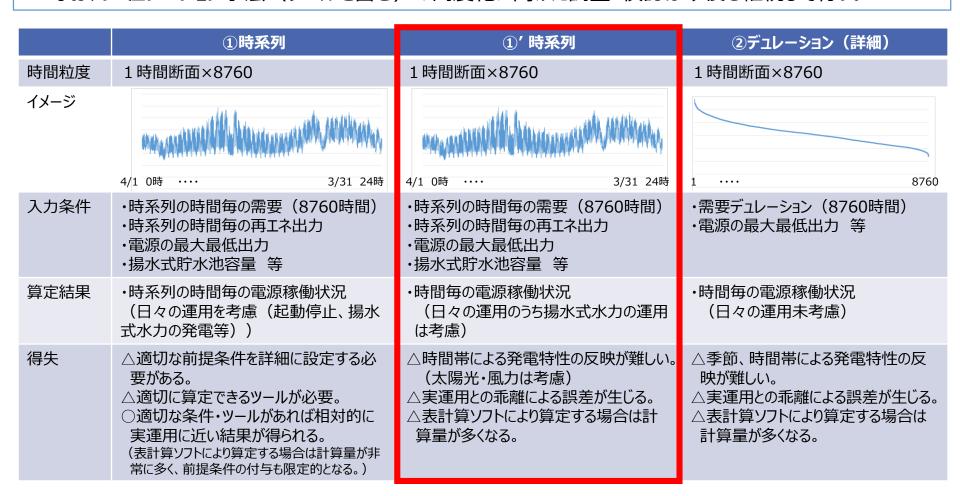
ステップ4:再度メリットオーダーの確認を実施。



例:上記において、5エリアの10.4円電源の上げ余力 および6エリアの27.8円電源の下げ余力を確認し、 連系線制約を加味しつつ、より経済的配分となる よう最終調整を実施。(全エリアで確認)



- シミュレーションのインプットの粒度等を踏まえ、モデルを選択する必要があるが、今回のマクロ的な検討においては①'の方法によりシミュレーションを実施。
- なお、シミュレーション手法(ツールを含む)の高度化に向けた調査・検討は今後も継続して行う。





	シミュレーションの前提	未考慮事項
火力の最低出 力、調整力	<ul> <li>周波数調整のための調整力と火力の最低出力をあわせて、各エリアの需要の10%を火力(石炭を除く)で確保する前提とした。</li> <li>石炭は30%を最低出力とした。</li> </ul>	<ul> <li>エリアによる運用の違いは考慮していない。</li> <li>再エネ大量導入に伴い必要な調整力の必要量、確保方法について考慮していない。</li> <li>再エネの出力予測誤差に対応するための調整力必要量は考慮していない。</li> </ul>
揚水式水力 (ポンプ)	・ 揚水式水力(ポンプ)の設備量を最大限活用	<ul><li>・ 揚水式水力の作業停止や系統保安上の揚水の取扱いの必要性等を考慮していない。</li><li>・ 可変速揚水をLFC容量として考慮していない。(LFC容量はすべて火力で考慮)</li></ul>
再工ネ抑制	• 再エネの抑制は最後に実施(連系線が活用できず、揚水式水力の余力もない場合に再エネ抑制)	<ul> <li>現行ルールにおける優先給電指令の順位は考慮していない。(バイオマスの抑制等)</li> <li>再エネ抑制において、種別(風力、太陽光、バイオマス等)は区分していない。</li> <li>再エネ抑制において、30日ルール、360時間ルール等は考慮していない。</li> <li>周波数調整に起因する再エネ抑制は考慮していない。</li> </ul>
連系線潮流	• 再エネもメリットオーダーにより1時間一定値として連系線を利用	<ul><li>・ 再エネ大量導入に伴い広域周波数調整のために連系線に確保が必要な量は考慮していない。</li><li>・ 再エネ大量導入に伴い連系線に流れるフリンジ分の増大等の影響は考慮していない。</li></ul>

