

アデカシー便益に係る検討の進め方について

2021年 7月16日
広域連系系統のマスタープラン及び
系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

(参考) 本委員会のスケジュール

	2021年度									2022年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	最終シナリオ
本委員会 開催予定	第11回 ◆		第12回 ◆	第13回 ◆		第14回 ◆	第15回 ◆		第16回 ◆	第17回以降 ◆最終案
時期	主な内容									
第11回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 広域系統整備の具体化への対応について ➤ アデカシー便益に係る検討の進め方について 									
第12回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況 									
第13回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 広域系統整備の具体化に関する検討状況（電源ポテンシャル） ➤ 高経年設備の更新の在り方について（ガイドライン試行版評価、ガイドライン（案）） ➤ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況 									
第14回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況 									
第15回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 広域系統整備の具体化に関する検討状況（シミュレーション） ➤ マスタープラン策定に向けたシナリオおよび評価方法の検討状況 									
第16回	<ul style="list-style-type: none"> ➤ マスタープランとりまとめに向けて ➤ 広域系統整備の具体化に関する検討状況（費用便益評価結果） 									
2022 年度中	<ul style="list-style-type: none"> ➤ マスタープラン策定 									

- 第4回本委員会では、アデカシー面の便益推定手法に係る検討の方向性や今後の課題について提案した。
- 委員から頂いた意見も踏まえ、今後の進め方を整理したのでご議論頂きたい。

アデカシー便益に係る検討の進め方について

1. 前回までの経緯
2. アデカシー便益の試算の方向性 **(論点①)**
3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 **(論点②)**
4. 今後の進め方
5. まとめ

(参考) 電源偏在シナリオ (45GW) の試算例 (地内制約未考慮)

1. 前回までの経緯

(1) 前回の提案内容

- 第4回本委員会では、アデカシー面の便益推定手法について①停電コストベース②調達コストベース③容量市場モデルベースの3手法を紹介した。
- 供給信頼度評価として容量市場や供給計画にも使用されているEUE算定ツールを利用し、②調達コストベースを基本としつつ、①停電コストベースの試算も参考値として検討を進めていくことを提案した。

3. まとめ

19

第4回本委員会

- 日本におけるアデカシー面の便益推定手法の方向性【論点1】
 - アデカシー面の便益推定手法について、①停電コストベース、②電源調達コストベース、③容量市場モデルベースの3つについて、海外の考え方も参考に検討を行った。
 - ③容量市場モデルベースの手法は、容量市場のデータを活用するためには実績を積む必要があるところ、実績を蓄積することとすればアデカシー評価を遅延させることにもなる。
 - このため、アデカシー面の便益推定手法については①停電コストベース、②電源調達コストベースの手法の考え方を以下のように見直すことで、今後検討を進める。
 - ①停電コストベース：公式なものではないが、ESCJアンケートの結果やDRコスト等を参考値として検討を進める。
 - ②電源調達コストベース：EENS=0という基準を日本の信頼度基準（EUE=0.048）とすることで必要予備力の削減量を評価することで検討を進める。
 - なお、停電コストより、電源の新設コストの方が、将来想定される電源種類が特定できれば、設定が容易と考えられることから、②電源調達コストベースを基本としつつ、①停電コストベースの試算も参考値として検討を進めていく。
- 今後の検討課題について【論点2】
 - マスタープラン策定に向けて、将来における系統混雑を前提とするため、連系線以外の地内系統によっても制約が発生する中で、供給力の見込み量をどのように見極めるかが課題となる。また、系統構成の抜本的変更など、現行ツールの改修等が必要となれば適宜対応していく。

1. 前回までの経緯

(2) 各委員からのご意見(1/2)

- 費用便益項目として他の確かな項目と同列に扱うべきではないといったご意見や、調達コストの想定の不確実性に対するご意見を頂いた。

<費用便益項目に関するご意見>

- ・**不確実な幅があまり大きいのであれば**、他の例えば燃料費削減とかCO2コストのようなある程度の確からしさをもって計算できる便益と、あまり同列に扱うべきではないのではないかという気もしている。
- ・国の公定値のようなものが出来た上で①の停電コストベースの方法で測るのが自然な流れではないかと思う。
～中略～ 他の便益を同一に論じて足していいのかということは私も思っており、やはり国の公定値のようなものが無い以上、これは別個に扱って普通の便益に組み入れるべきではない。～中略～その便益をどのように評価するかと言う事例である。正しい便益は、住民の人が井戸ではなく水道に対していくらお金を払いたいかで決まる。しかし、現実には、仮想的にペットボトルを何本買わなくて済むのかという計算をしてしまっている。
- ・停電コストはCO2コストよりも幅が大きくなると思われるが、幅が大きくなるからと言って、あるいは一つに決められないからと言って使えないという事は無い。

<コスト想定の不確実性に関するご意見>

- ・今般の新型コロナウイルスの流行やDX等に伴う行動様式、あるいは産業構造の変容等に起因する電力需要の変化などによって、電源調達コストや停電コストは大きく上下すると想定される。
- ・将来想定される電源種の特定にどうしても幅が出てくるとすると、願わくば①の停電コストベースの試算の方がある意味ではシンプルな様にも思う。

1. 前回までの経緯

(2) 各委員からのご意見(2/2)

- 停電コストベースと調達コストベースの両手法の算定結果の整合性を確認するべきといったご意見や、系統制約の考慮についてのご意見をいただいた。

<停電コストベースと調達コストベースの比較に関するご意見>

- ・停電コストで考えると大きな乖離が生じた場合、供給コストか停電コストの少なくとも一方の推計が間違っているか、大きな制度の歪みがあるのかのどちらかという事になるので、単に参考値として見るだけではなく、**供給コストを使ったものが合理的な停電コストの範囲に収まるような物になっているのか**どうかをきちんと見るべき。
- ・ある意味停電コストベースというのをリトマス試験紙のようにして、**実際の停電コストベースで算定されたものと大きな乖離がないかをチェックしていく事は非常に重要**ではないかと思う。
- ・トレードオフ曲線で容量市場を決めている、つまり電源の調達コストと停電コストは総和を最小にしているようにしているため、その交点が必要曲線であるが、**需要曲線上で調達している限りにおいては、どちらで評価しても同じになるはず**である。

<地内混雑想定に関するご意見>

- ・どんな時でも送電能力は十分にあるという前提をおいて評価しているということになる。**ネットワークが重要な検討対象となるこのマスタープランの検討においては、この評価が完全とは言い難いと思っており、改善が望まれる。**
- ・混雑管理をどのようなやり方をとるにしても、系統混雑が将来起きてくる。その状態においては**信頼度評価という時に系統制約が考慮されていなければ、正しく信頼度が評価されない。**

2. アデカシー便益の試算の方向性（論点①）

- **必要な供給予備力について、系統制約が顕在化している送電線を増強すれば、調達コストの抑制効果や、停電量を減少させる効果が期待される（アデカシー便益）と考える。**
- **系統増強の社会的便益の評価の観点から、アデカシー便益の検討を進めるべきと考える。**
- **前回アデカシー便益については、以下のような意見があった。**
 - ・ **不確実な幅が大きいのであれば、アデカシー便益を他の便益項目と同じように扱うべきではない。**
 - ・ **国の公定値のようなものが無い以上、便益に組み込むべきではない。**
 - ・ **社会的便益が見込めるのであれば不確実の幅が大きくともなるべく便益に考慮すべき。**
 - ・ **調達コストでの試算が、停電コストベースで算定されたものと大きな乖離がないかをチェックしていく事は非常に重要。**

論点① アデカシー便益の試算の方向性

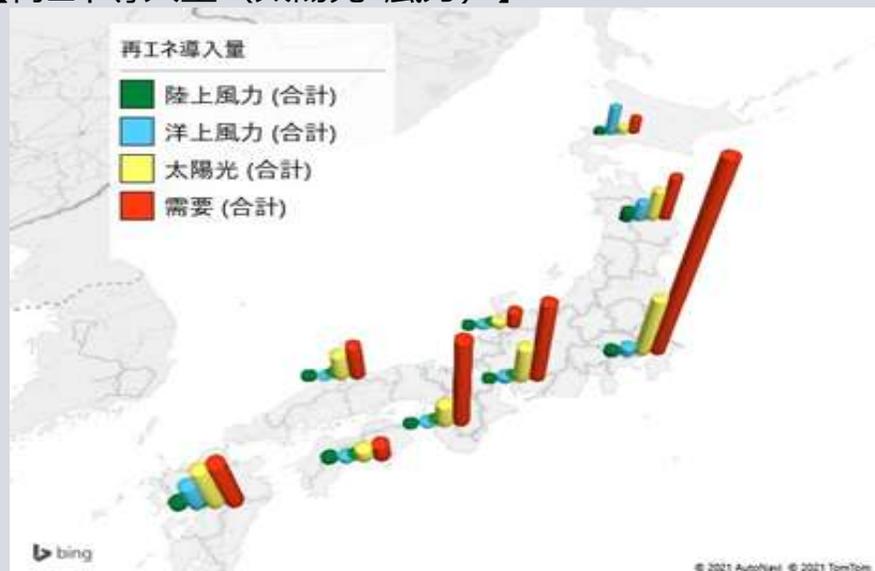
- **海外でもシナリオや過去実績等を前提として便益を算定していることを踏まえ、マスタープランにおいてもシナリオをベースとして試算を進める。**
- **調達コスト/停電コストベースの試算をしながら、双方の数値を確認していく。**
- **アデカシー便益については、停電コスト単価の再アンケートを実施する方向とし、その結果を踏まえて便益項目に追加するか判断することとしてはどうか。**

- 当面は、**中間整理のシナリオ分析結果（増強案等）を元にアデカシー便益の試算**を行う。
- 今後のシナリオ検討の進捗状況を踏まえ、試算条件に反映させていく。

＜中間整理で検討したシナリオ＞

電源偏在シナリオ（30GW）

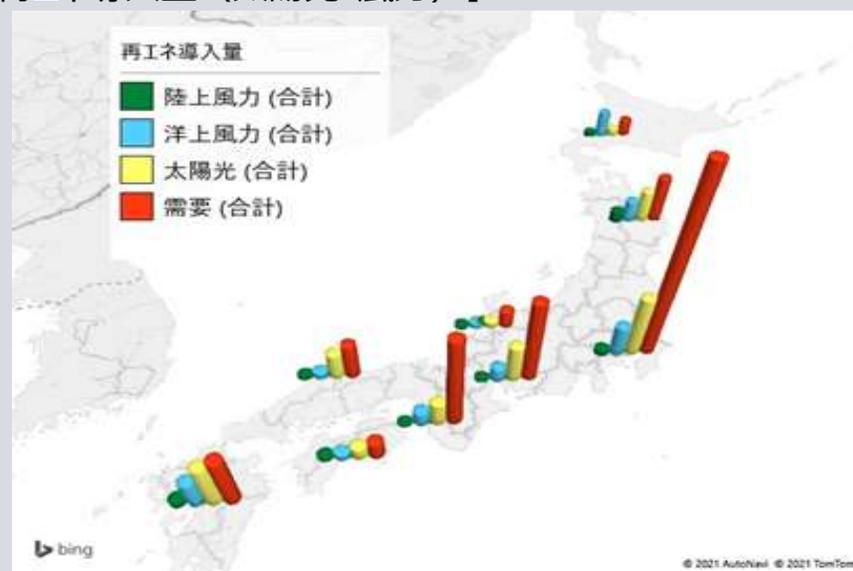
【再エネ導入量（太陽光・風力）】



設備量	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	956	588	243	135	85	75	32	110	776
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

電源偏在シナリオ（45GW）

【再エネ導入量（太陽光・風力）】



設備量	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	811	659	917	411	140	415	180	155	813
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

※上記 2 シナリオの他に、ケーススタディとして電源立地変化シナリオ、再エネ5～6割シナリオを分析した。

- 第2回本委員会において、アデカシー面の便益に係る検討についてENTSO-EとPJMの事例をご紹介した。

第2回本委員会

19

1. (1) 便益

アデカシー面の便益に係る検討の進め方

- アデカシー面における便益推定手法については、今回調査したENTSO-E及びPJMの事例も参考にして検討を進めていくこととする。

項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)
推定手法例	年間供給支障量(kWh) × 停電コスト(€/kWh) (EENS) (VoLL)	容量市場の入札価格を用いた約定シミュレーションにより推定 (直近の容量市場モデルを活用)
各国における主な課題認識	・ 停電コストの妥当性	・ 直近の容量市場モデルで将来の便益を推定することによる不確実性
日本での検討における課題	・ 現在の停電コストを用いて推計しても問題ないか。 ・ 混雑を前提とした系統利用ルールが導入された後、年間供給支障量の算定に考慮すべき電源の供給力評価方法をどうするか。 等	・ 初回オークションの入札価格を前提として推定しても問題ないか。(PJMと同様の課題) ・ 混雑を前提とした系統利用ルールが導入された後、年間供給支障量や再エネ調整係数の算定に考慮すべき電源の供給力評価方法をどうするか。また、容量市場モデルをどうするか。 等

3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方（論点②）

（1）調達コスト、停電コストベースの比較

- 第4回本委員会では、②調達コストベースを基本としつつ、①停電コストベースの試算も参考値として検討を進めていくことを提案した。
- 一方委員から、本来停電コストは需要家の支払い意思ではないかとのご意見、停電コストに公定値が無い以上アデカシーの便益は参考とすべきとのご意見、不確実性の幅を問題視するご意見などを頂いた。
- ご意見も踏まえ、供給信頼度基準と便益算定の考え方について改めて整理するとともに、調達コストベースと停電コストベースのコスト諸元や今後の試算の進め方について検討を行った。

論点② 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方

- アデカシー便益の試算：両手法を併せて算出する
 - 調達コスト：アデカシー便益の試算では便宜上容量市場の**Net CONE ※を使用**
 - 停電コスト：**当面はESCJ調査結果を使用し、再調査結果を踏まえる**
- 将来の不確実性の取扱い
 - 調達コスト：最新の発電コスト検証WGの反映や潮流シミュレーションの活用等により、**将来の調達コスト諸元を算定**
 - 停電コスト：電力への依存度の高まりによりコスト上昇の傾向が想定されるが、確実な便益を見込む**保守的な観点も踏まえて不確実性の検討を行う**
- 計算ツールでの対応
 - 当面のマスタープラン検討においては、**現行ツールを基にした簡易的な手法を検討**

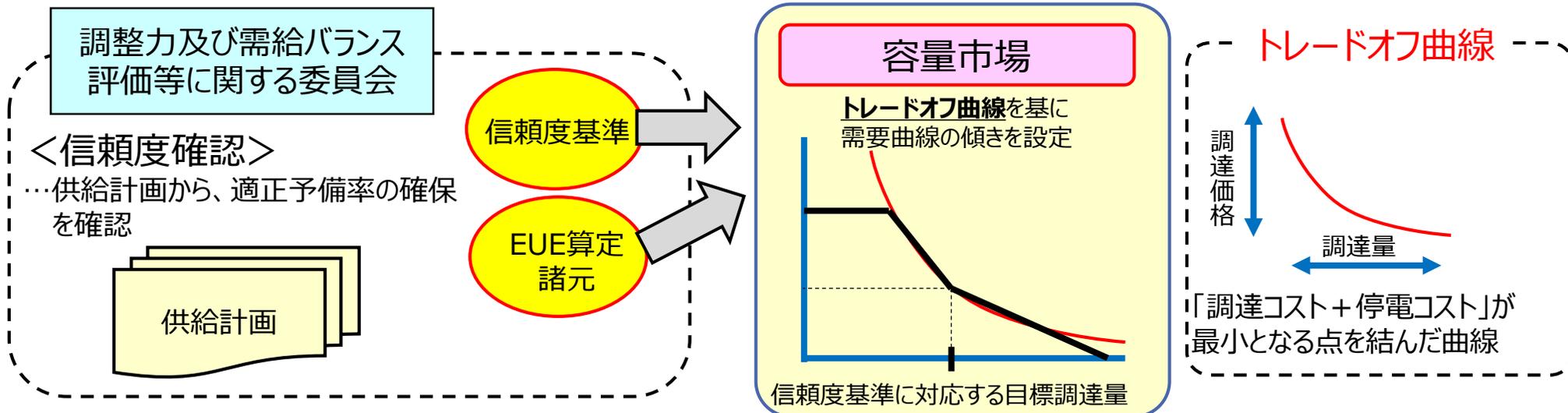
※Net CONE(Cost of New Entry)：容量市場で指標価格として設定される、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから、容量市場以外の収益を差し引いたもの。

3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方

(2) 信頼度基準との関係 (1/2)

- **現在の信頼度基準** (EUE=0.048[kWh/kW・年]) は、これまでの必要予備率の考え方、稀頻度対応リスク等を考慮したうえで調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(以下「調整力等委」)で算定された値である。
- 供給力確保は、**信頼度基準に対応する目標調達量を目安に、容量市場を通じて行われる**ことから、系統増強による目標調達量減少という観点からアデカシー面の効果を測ることが、調達コストベースによる便益評価と考えられる。
- 一方で、停電量を減らし信頼度を良くする観点からの便益評価も考えられるのではないか。
- 例えば、容量市場の需要曲線が、調達コストと停電コストの和が最小となる**トレードオフ曲線**をベースとして**調達量(供給信頼度)を変動させる設計**となっていることを鑑みると、**停電コストをベースとした便益計算とすることも考えられる**。*

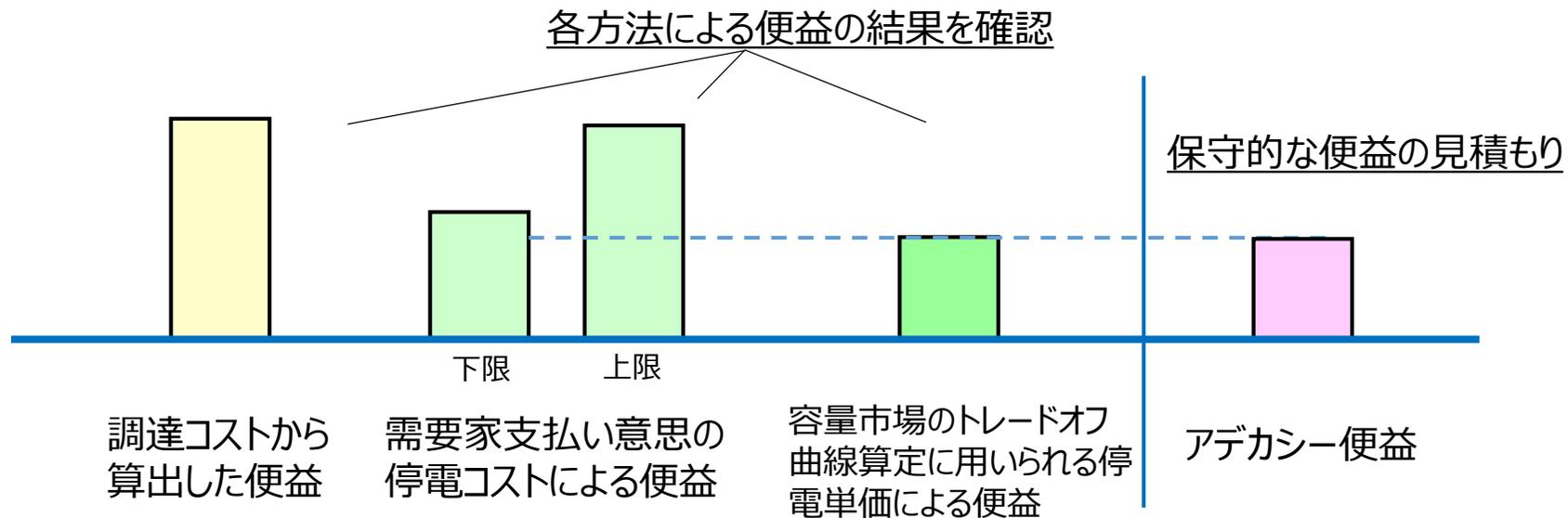
※ただし、トレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価は、Net CONEとEUE計算から結果的に算出されたものであり、ESCJ調査結果から算出されたものではない。



3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 (2) 信頼度基準との関係 (2/2)

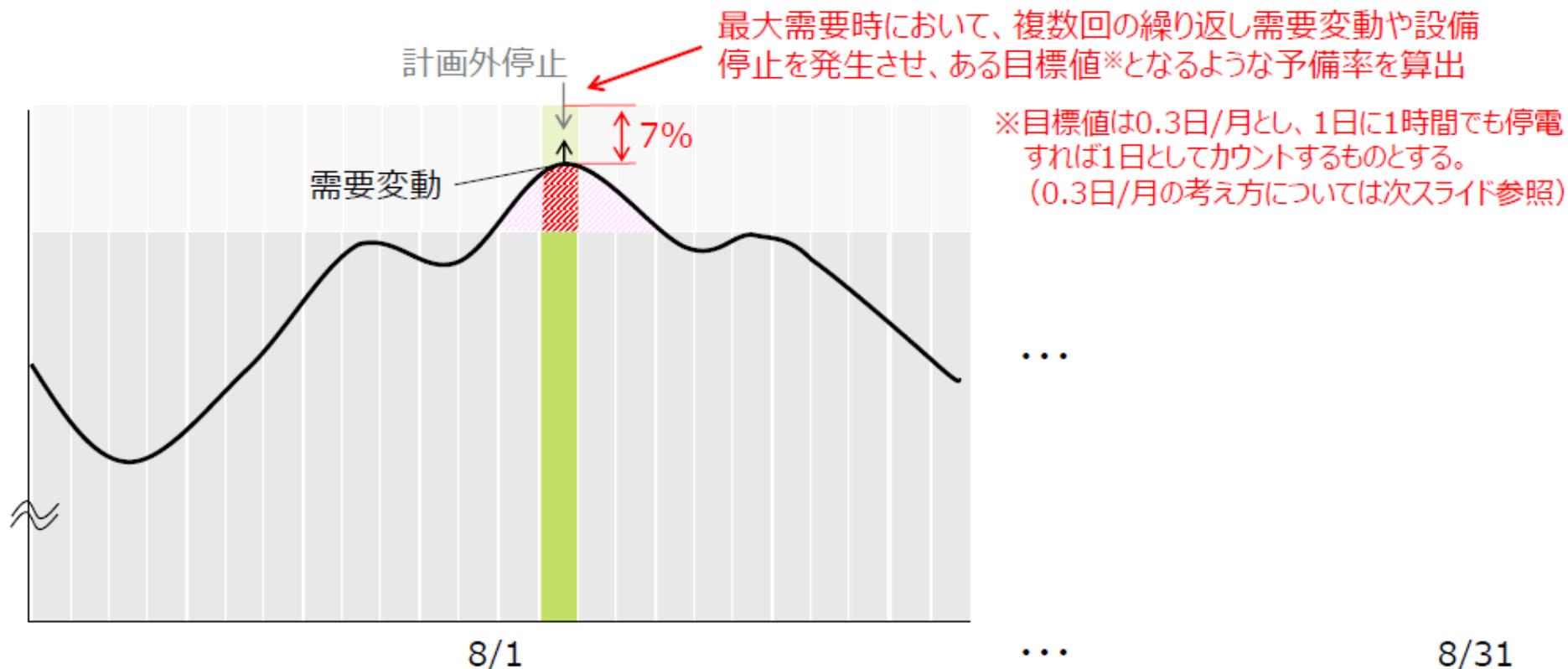
- マスタープランにおけるアデカシー便益の算定については、調達コストベース、停電コストベースの両手法を併せて算出することとし、各結果の確認を行っていく。
- 便益としては、上記算出に幅があるため、想定が難しいところでは保守的な観点で確実に見込める便益を見積もって織り込むべきと考える。
- なお、足元の信頼度基準については引き続き調整力等委で議論されることから、マスタープランでは逐次整理内容を反映していく。

<便益試算の進め方イメージ>



- 約60年前に示された確率論的手法による最大需要の7%を算定したものを現在に至るまで使用している。
- 8月の最大需要時の需要や設備量を複数回繰り返しに(サイコロを振り出した目に応じて)変動させ、LOLPの目標値※となる8月の全国最大需要の予備率7%が算出され、最大需要の予備率7%を基準に信頼度評価を実施していた。
- なお、当時の主な電源構成は、火力や水力などの一日に安定的に出力できるものであった。

■ : 確率論的な需要や設備量の変動後の需給状況が厳しくなる(予備率が小さい)時間帯を表す (以下、停電リスク)



- これまでLOLP解析による算定は、最初のS33年から約5年に1度の割合で実施していた。
- 過去の検討において、偶発的需給変動は全国で約7%という算定結果となっている。

LOLP解析による算出結果

22

H17年度計算結果 (想定断面：H21年度 (第5年度) 8月)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計
最大3日平均電力 (MW)		4,800	14,380	61,830	26,560	5,450	30,640	11,960	5,640	16,830	178,090
各社単独時 ケース	予備力 (MW)	629	1,497	5,377	2,628	660	2,675	1,176	759	1,627	17,028
	予備率 (%)	13.1	10.4	8.7	9.9	12.1	8.7	9.8	13.5	9.7	9.6(平均)
各社連系時 ケース	予備力 (MW)	358	1,107	4,392	1,959	341	2,039	781	356	1,152	12,485
	予備率 (%)	7.5	7.7	7.1	7.4	6.3	6.7	6.5	6.3	6.9	7.0(平均)
連系効果 (単独-連系)	予備力 (MW)	271	390	985	669	319	636	395	403	475	4,543
	予備率 (%)	5.6	2.7	1.6	2.5	5.8	2.0	3.3	7.2	2.8	2.6(平均)

※ 単独 (エリア間連系を考慮しない) ケースと、連系 (エリア間連系を考慮する) ケースの予備率の差が連系効果。
連系効果分を連系線のマージンとして設定。

出典：広域的運営推進機関設立準備組合 第5回マージン及び予備力に関する勉強会 (H27.1.15) 中部電力殿資料

〔参考〕 偶発的需給変動の算定結果 (全国計※1)

- S37年頃 : S42年12月断面 9.8% (単独時)、4.1% (連系時※2)
- S62年 : H8年8月断面 10.0% (単独時)、6.9% (連系時)
- H17年 : H21年8月断面 9.6% (単独時)、7.0% (連系時)

- 第29回調整力等委において、全国の供給信頼度基準の考え方として、「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとした。

4 指標算定の前提条件

11

(2) 今後の全国の供給信頼度基準の考え方

- 全国の供給信頼度基準の考え方は、以下のとおり整理してはどうか。なお、各エリアの供給信頼度基準の整理によって、改めて議論を行うことも考えられる。
- 全国の供給信頼度基準
 - 従来は供給信頼度基準を各エリアでLOLP0.3日/月とし、地域間連系線を活用した他エリアからの応援を考慮した上で、各エリアの必要供給予備力（偶発的需給変動対応分）を7%と整理している。
 - 今後は「需要1kWあたりのEUE」を供給信頼度の指標として、再エネ導入量拡大の影響などを必要供給予備力に評価することが必要である。
 - 今回の前提条件における経済性分析の試算結果は、適切な供給予備力5.8～7.8%程度であり、現在の必要供給予備力7%と概ね同じ水準であった。
 - 現在の必要供給予備力7%は、これまでの長年に亘る安定供給の実績があること、また至近の再エネ導入が一定程度進んでいることを踏まえると、「現状レベル（7%）」を下回らないことが妥当と考えられるのではないか。
他方でEUEから導かれる量には幅（5.8～7.8%）があることから、直ちには7%を引き上げることは不要ではないか。
 - 以上から、現時点では、全国の供給信頼度基準は「現状レベル」を下回らないことと整理し、現状の全国の必要供給予備力7%に相当する「需要1kWあたりのEUE」として設定することとしてはどうか。
- 各エリアの供給信頼度基準（次回以降整理）
 - 各エリアの供給信頼度基準については、間接オークションによる供給力や連系線空容量の設定方法等を含めて次回以降整理する。

第53回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

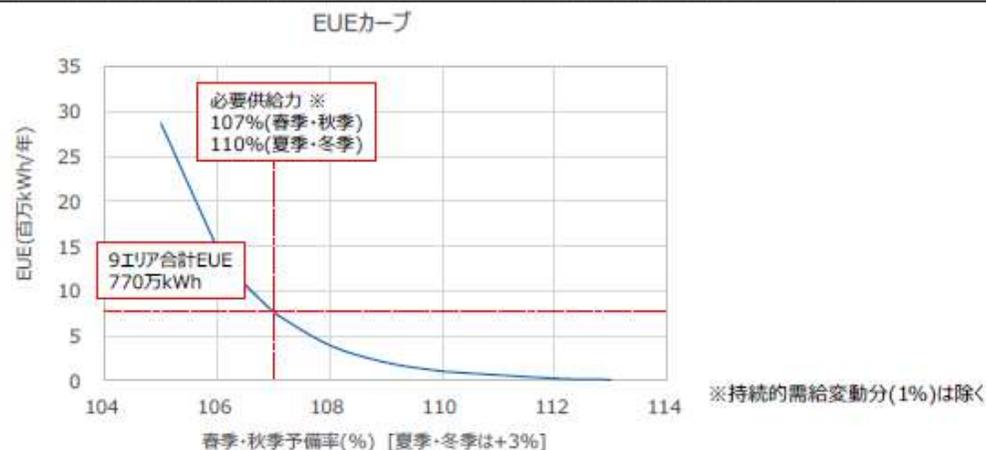
- 第42回調整力等委において、厳気象対応および稀頻度リスクを考慮した全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当するEUEを算定した結果、全国EUEで770万kWh/年(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となり、需要1kWあたりのEUE:0.048kWh/kW・年を供給信頼度基準とした。

1 課題の検討状況

15

(1) EUE基準値の算定 (全国の供給信頼度の基準値の算定結果)

- 全国の必要供給予備力の春季・秋季7%と夏季・冬季の10%に相当する信頼度基準を算定した結果、EUEで「770万kWh/年」程度(需要1kWあたりのEUEでは0.048kWh/kW・年)となった。
- 今回算出した現状の供給信頼度に相当する需要1kWあたりのEUEを供給信頼度基準としてはどうか。



	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
EUE(万kWh/年)	24	66	258	119	25	127	51	24	76	(770)
需要1kWあたりのEUE(kWh/kW・年)					0.048					(0.048)

- 供給予備率7%の水準が、経済性分析 (調達コストと停電コストの和を最小) をもとに算出された予備力の範囲にあることは、調整力等委で確認されている。

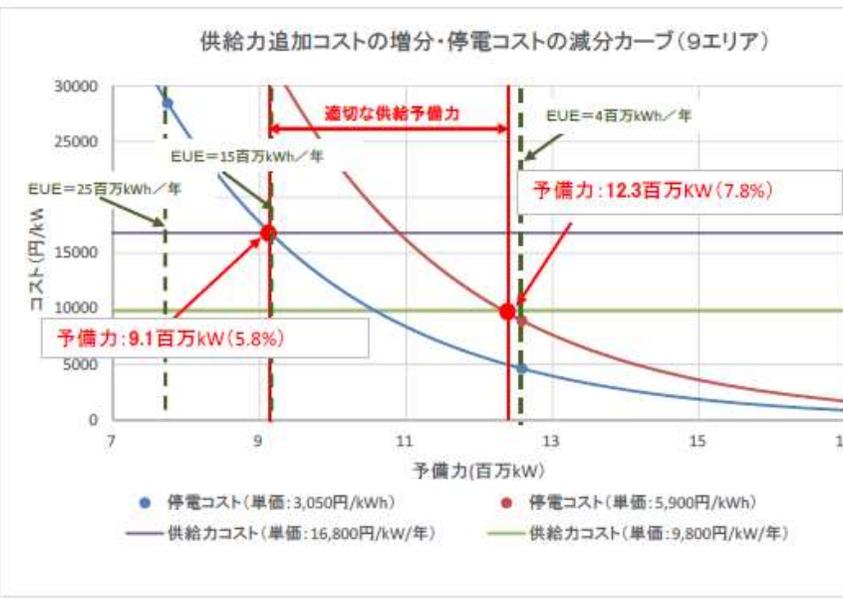
第29回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

- 経済性分析による適切な供給予備力の試算結果 (2016年度供給計画の2016年度断面)
 - 適切な供給予備力は、5.8% (EUEは概ね15百万kWh/年程度) ~7.8% (EUEは概ね4百万kWh/年程度) の範囲となった。

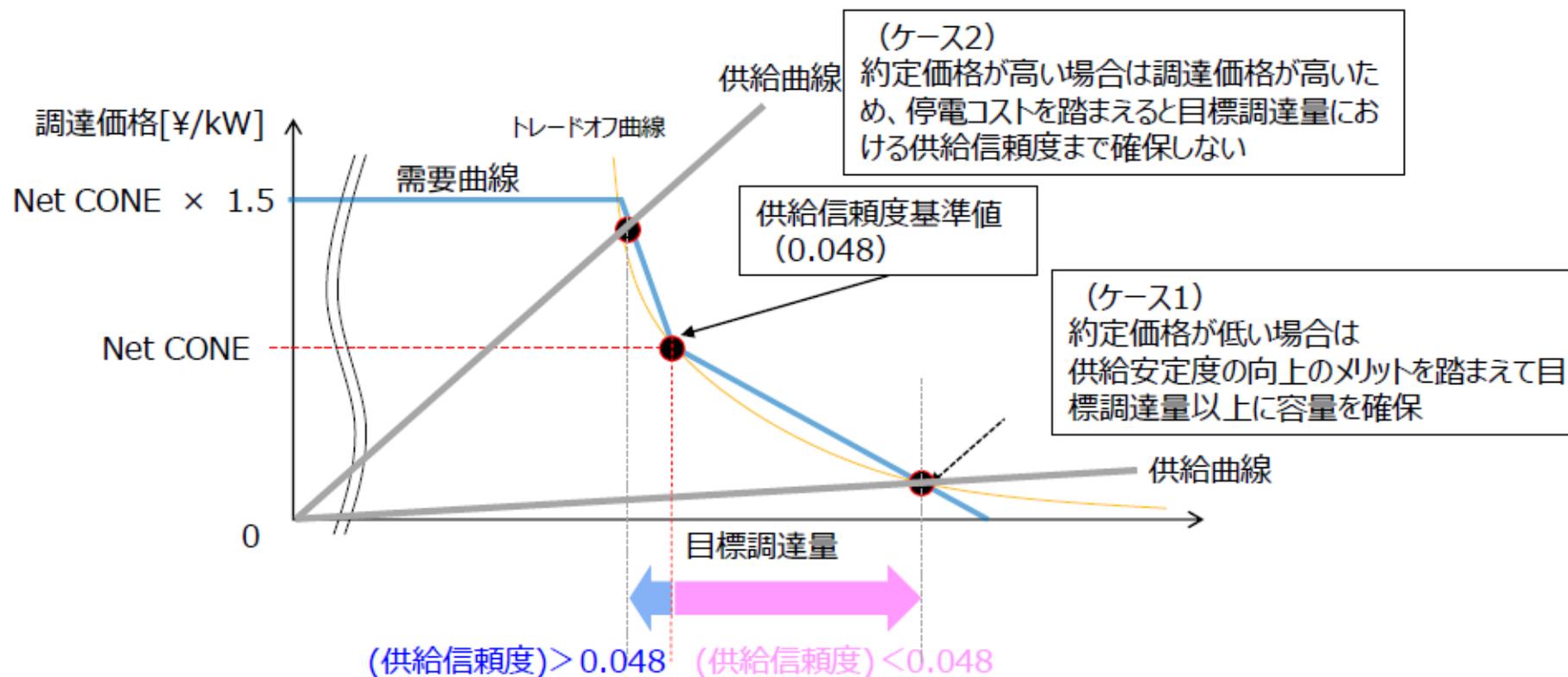
(前提条件) 詳細は参考資料1を参照

- ・需要、再エネ設備量等の諸元は、2016年度供給計画の2016年度断面の値
- ・供給力確保コストは、発電コスト検証ワーキンググループの報告書を基に設定(9,800~16,800円/kW/年)
- ・停電コストは、旧ESCJのアンケート調査を基に設定(3,050~5,900円/kWh)
- ・連系線利用計画は、2016年度年間計画(当初予定)

【試算結果】



- 需要曲線と供給曲線の交点がNet CONEより安価であった場合（ケース1）、供給安定度の向上のメリットを踏まえて目標調達量以上に容量を確保することとなる。（供給信頼度は向上）
- 需要曲線と供給曲線の交点がNet CONEより高価であった場合（ケース2）、調達コストと停電コストのトレードオフ曲線を踏まえて、目標調達量における供給信頼度まで維持する必要はないこととなる。（供給信頼度は低下）
- 従って、毎年度実施されるオークションにより全国の供給信頼度は変動することとなる。



- 調達コスト（調達量と調達価格の積）と停電コスト（停電量と停電単価の積）の和が最小となる点を結ぶ近似曲線（以降、トレードオフ曲線という）と上限価格の交点の調達量とする。

- <手順>トレードオフ曲線の求め方

(ア) 総コスト(調達コストと停電コストの和)最小となる点が、指標価格と目標調達量の交点を通る条件を満たす時の停電単価を求める。

調達コストを固定(調達価格 = 指標価格)、停電単価を変数とし、前述の条件を満たす総コスト最小となる点を算出し、その時の停電単価を求める。

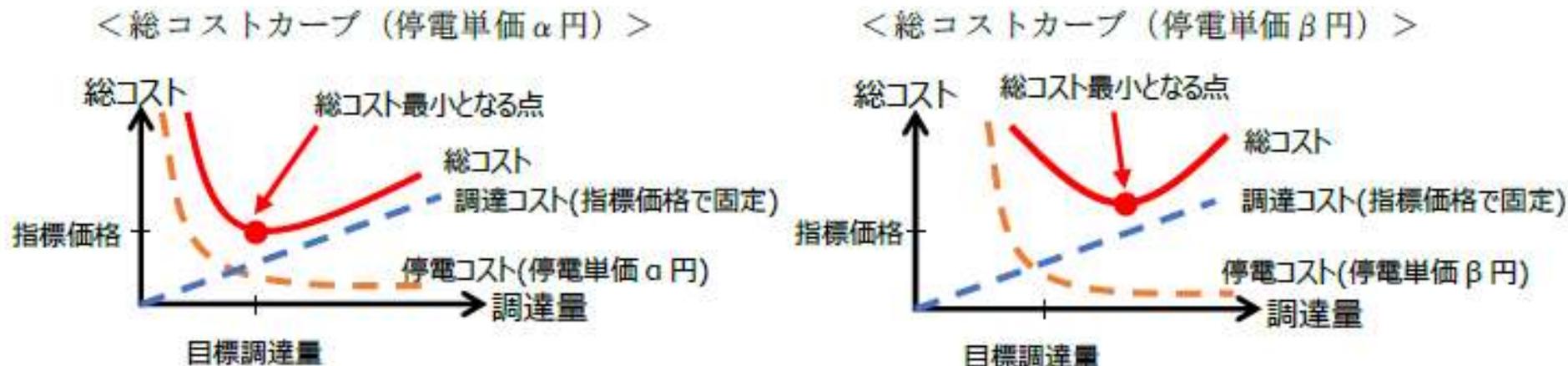
$$\text{総コスト[円]} = \text{調達コスト[円]} + \text{停電コスト[円]}$$

$$= \text{調達量[kW]} \times \text{調達価格[円/kWh]} + (\text{停電量[kWh]} \times \text{停電単価[円/kWh]})$$

※ 調達量に対する停電量はEUE算定により求めることができる

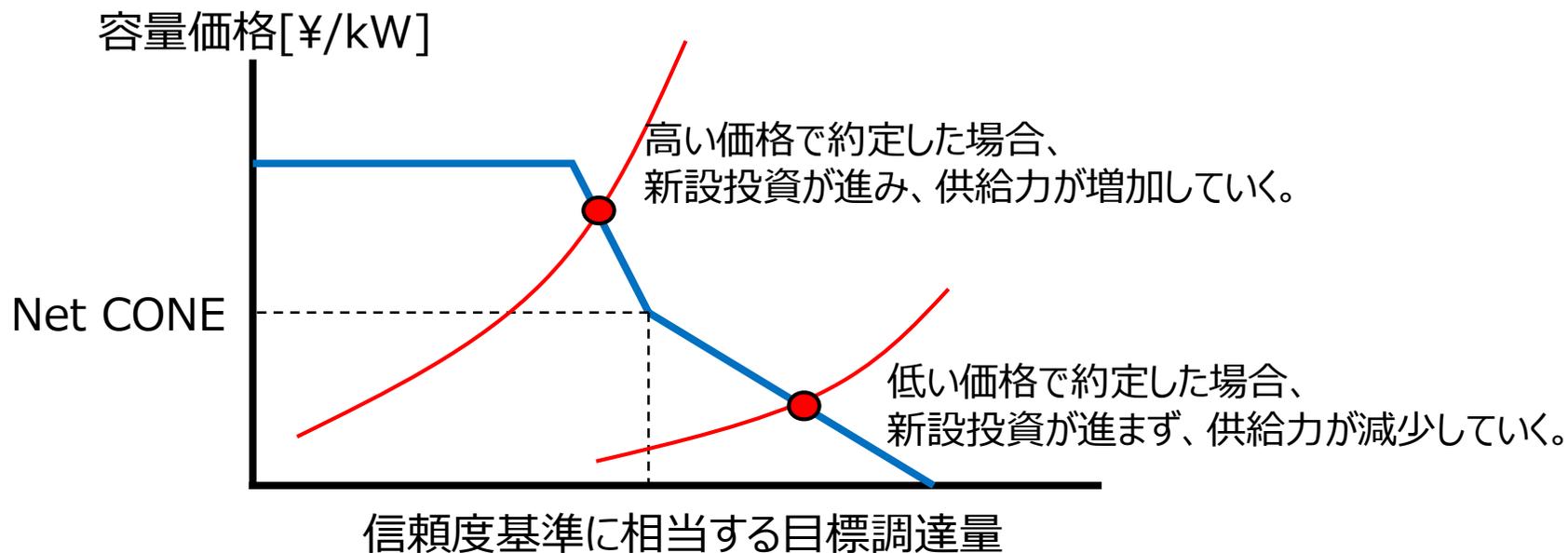
(イ) (ア) で算出した停電単価を固定、調達価格を変数とし、総コストが最小となる点を複数プロットし、それらの点から対数近似をとりトレードオフ曲線（総コストを微分した曲線）を作成する。

※ トレードオフ曲線算定に用いた停電単価は2,878円/kWh



3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 (3) 調達コストベース手法のコスト諸元について

- Net CONE(Cost of New Entry)は、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから、容量市場以外の収益を差し引いたものであり、信頼度基準に相当する目標調達量に対応する指標価格として設定される。
- マスタープランの調達コストベースの算定においては便宜上長期的な便益を見積もる観点から容量市場のNet CONEをコスト諸元として試算する。



(参考) 2021年度容量市場メインオークション (対象実需給年度: 2025年度) における指標価格 (Net CONE) 算定

- 指標価格 (Net CONE) は、新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたものとしている。
- Net CONE算定にあたっては最新の経済指標を用いることとしており、2020年度メインオークション (対象実需給年度:2024年度) から以下の経済指標を更新した。
- 2021年度メインオークション (対象実需給年度:2025年度) のNet CONEは、国等が公表する経済指標等にもとづく算定の結果、**9,372円/kW**となった。
- また、上限価格 (Net CONEの1.5倍) は、14,058円/kWとなった。

(参考) 2020年度メインオークション (対象実需給年度:2024年度) のNet CONEは、9,425円/kW

<今年度の算定において更新した経済指標>

赤字が今回更新箇所

要素	経済指標等	更新時期	今回の設定数値	(参考) 2020年度メインオークションの設定数値	備考
インフレーション率	GDPデフレーター	3月 (2次速報)	3.13%	2.84%	内閣府公表 (基準年(2014年)からNet CONE算定年までの物価上昇率の実績値)
評価期間の期待インフレーション率	コアCPI	1月下旬 (暦年値)	0.34%	0.26%	総務省公表 (将来の物価上昇率の予想値)
自己資本比率	企業活動基本調査	7-8月 (確報)	42.9%	42.3%	経済産業省公表
他人資本コスト	貸出約定平均金利	2月	0.86%	0.98%	日本銀行公表

<Net CONE※の算定に関する諸元 (1/2) >

赤枠が今回更新箇所

第31回 容量市場の在り方等に関する検討会

項目	数値等	諸元	
モデルプラント	CCGT	経済産業省 総合資源エネルギー調査会 発電コスト検証ワーキンググループ 長期エネルギー需給見通し小委員会に対するコスト等の検証に関する報告「(参考資料2) 各電源の諸元一覧」の「LNG火力」	
コスト評価年数	40年	—	
インフレーション率	3.13%	内閣府 国民経済計算 (GDP統計) GDPデフレーター (暦年: 1-12月) 総固定資本形成 基準年 (2014年): 99.1%, 2020年: 102.2%	
40年運転に必要となるコストの加味	評価期間の期待インフレーション率	0.34%	
	系統接続費	1.56千円/kW	接続契約に基づく実績値 (工事費負担金の実績の平均値から設定)
	経年に伴う修繕費等の増分費用	3万円/kW程度	発電コスト検証WGに基づくヒアリング結果 (30,861円/kW)

※ 新規電源の建設および維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから容量市場以外の収益を差し引いたもの

項目	数値等	諸元	
評価期間の割引率 (税引前WACC)	5%	税引前WACC = 自己資本比率 × 自己資本コスト / (1 - 実効税率) + 他人資本比率 × 他人資本コスト	
税引前WACC諸元	自己資本比率	42.9%	経済産業省 企業活動基本調査 資本金1億円以上の企業の自己資本比率の平均値
	自己資本コスト	6.7%	経済産業省 伊藤レポート (経済産業省、持続的成長への競争力とインセンティブへ企業と投資家の望ましい関係構築～プロジェクト, 2014.8) p44, 国内外投資家が日本株に対して求める株主資本コストの平均値。
	他人資本コスト	0.86%	日本銀行 金融経済統計月報 暦年の貸出約定平均金利 (新規・長期) の平均値
	実効税率	27.2%	実効税率 = 法人税 × (1 + 地方法人税 + 法人住民税) 法人税: 23.2%, 地方法人税: 10.3%, 法人住民税: 7%
容量市場以外からの収益	4,800円/kW	容量市場導入当初は、容量市場以外からの収益の割合の見込み量、および我が国の状況を踏まえて設定	

3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 (4) 停電コストベース手法のコスト諸元について

- アデカシーで想定する供給力不足の停電は、事前の予測が可能な計画停電と考えられる。
- **2013年のESCJ調査の事前予告がある場合の結果を用いる**ことで、アデカシー便益のコスト諸元とできると考える。
- 足元のマスタープランの検討にあたっては、今後の増強が望ましい系統の検討を迅速に進めるべく、**当面はESCJ調査結果を使用して試算を進めるが、最新の動向を確認するため、あらためて再調査することし、その結果を踏まえることとする。**※

▼ESCJによるアンケート調査結果の概要(停電の事前予告がある場合)

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)※2		
	大口事業所	中小事業所※3	個人
夏の平日	2,199 ~ 4,517	1,651 ~ 6,177	5,999
冬の平日	2,198 ~ 4,763	1,215 ~ 9,082	4,317

※1 夏の平日：13～15時（2時間）、冬の平日：17～19時（2時間）

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。事業所については、計画停電の1～2ヶ月前より予告がある条件、個人については2時間前に予告がある条件での回答。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答（個人や大口事業所の1割程度）の集約結果であることに留意が必要。

※ 3,050～5,890円という数値は、上記を大口・中小・個人それぞれの需要電力量の割合（平成24～26年度実績）で加重平均した後、更に夏・冬で平均することによって算出されている。

第4回 電力レジリエンス
等に関する小委員会

▼ESCJによるアンケート調査結果の概要(停電の事前予告がない場合)

ケース※1	停電コスト単価(円/kWh)※2		
	大口事業所	中小事業所※3	個人
夏の平日	80,355 ~ 81,863	12,084 ~ 927,110	8,118
冬の平日	87,833 ~ 89,509	15,160 ~ 1,382,909	5,525

※1 夏の平日：13～15時（2時間）、冬の平日：17～19時（2時間）

※2 事業所の停電コスト単価については、統計処理上の例外値の有無の捉え方の違いにより幅のある算出結果となっている。

※3 中小事業所の調査結果については少ない有効回答（個人や大口事業所の1割程度）の集約結果であることに留意が必要。

※再調査結果を踏まえた足元の信頼度基準の検討については調整力等委で行われる。

また、容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価も、ESCJ調査結果から算出されたものではないが、併せて便益試算し確認する。

3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 (5) 将来の不確実性

<調達コスト>

- 現在の容量市場のNet CONEはCCGTをモデルプラントとし、容量市場外の想定収益を差し引くことで算出された値である。将来の想定にあたっては、電源種、技術革新、市場の情勢等によって変化する。
- そのため、調達コストベースの便益算定においては、同様に将来のシナリオに応じてNet CONEに相当する、新規電源の建設・維持・運営にかかる価格を調達コスト諸元に想定する必要がある。
- 例えば、マスタープランで想定するシナリオに対して、電源総コストは最新の発電コスト検証WGの想定を参照しつつ、kWhによる収益を潮流シミュレーションで想定し、**将来の調達コスト諸元を算出**する方法が考えられる。

<停電コスト>

- 英国は、停電に対する最低受入補償額（WTA：Willing To Accept）から停電コスト単価VoLLを算定しているが、**コストの経時的な上昇**が確認されている。
- この上昇の原因は、**脱炭素化等に伴う電力への依存度の高まり**、および顧客のニーズや期待の変化を反映しているものと分析されている。
- 日本においても、将来の傾向として上記同様の傾向が想定されるが、確実な便益を織り込む観点から**保守的な見積もりを行うことも含めて不確実性への検討を行っていく**。

技術革新によるコスト低減の考え方 (火力)

- 2020年と2030年モデルプラントについて、技術革新による発電コストの低減が期待される電源について、以下のとおり検証する。
 - 石炭火力については2020年モデルプラントにおいて超々臨界圧火力発電による約43.5%の発電効率を前提とし、現在、更なる熱効率向上に向けて石炭ガス化複合発電 (IGCC) の技術開発実装が始まっていることから、2030年モデルプラントにおいて、IGCCの建設費や約50%の発電効率等を見込んでコストを試算。
 - LNG火力については、2020年モデルプラントは、1500℃級ガスタービンによる約54.5%の発電効率を前提とし、2030年のモデルプラントにおいては、1700℃級ガスタービンが実用化されているという前提で、約57%の発電効率が達成されるとして、コストを試算。



- Electricity North West社は、英国において、最新の調査によるVoLL(£25,301/MWh)と、過去の調査によるVoLL(£16,940/MWh：インフレ率を考慮するとおよそ£18,500/MWh)との差異を、脱炭素化等に伴う電力への依存度の高まり、および顧客のニーズや期待の変化を反映した上昇と分析している。
- 同社は、上記の要因による将来のVoLLの潜在的上昇を推計するため、家庭の消費者全体の平均VoLLと、低炭素技術ユーザーのVoLLを比較しており、結果は下表のとおり。
- 低炭素技術ユーザーの平均VoLLは、家庭部門全体の平均VoLLを+10%上回っている(内訳は、太陽光発電ユーザーが+5%、ヒートポンプユーザーが+15%、電気自動車ユーザーが+25%)。

Domestic segment	VoLL £/MWh	% variation of average domestic WTA (rounded to 0.05)
All domestic customers	£17,500	
Current domestic LCT users	£19,000	+ 10%
Current domestic customers with PV	£18,000	+ 5%
Current HP users	£20,000	+ 15%
Current domestic EV users	£21,500	+ 25%

【出典】Electricity North West(2018), "VoLL summary factsheet"

(<https://www.enwl.co.uk/globalassets/innovation/enwl010-voll/voll-general-docs/voll-summary-factsheet.pdf>)

3. 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方 (6) 計算ツールでの対応

- 現行のEUE算定ツールでは、地内系統制約（ノンファーム型接続適用電源）や、系統構成の変更に対応しておらず、精緻な計算とするにはツールの抜本的な改修が必要となり、時間を要する。
- また、足元の信頼度確保におけるノンファーム型接続適用電源の取り扱いは今後実績等も踏まえ関係委員会で検討されていくものと想定されるが、マスタープランで扱うシナリオにおける将来の地内系統制約の取り扱いについて検討を続けることとする。
- 関係委員会と連携しながら議論状況は適宜反映することとし、**当面のマスタープラン検討においては現行ツールを基にした簡易的な手法を検討**していく。

簡易な計算手法の例

<系統構成変更（現在存在しないエリア連系の反映等）>

近隣の連系線に付け替えて計算する。その際、停電のリスクのある断面の潮流状況を確認し、付け替えの影響を確認する。

<地内系統制約>

別途潮流計算シミュレーションで抑制量を分析し、増強前後の供給力への影響を評価する。

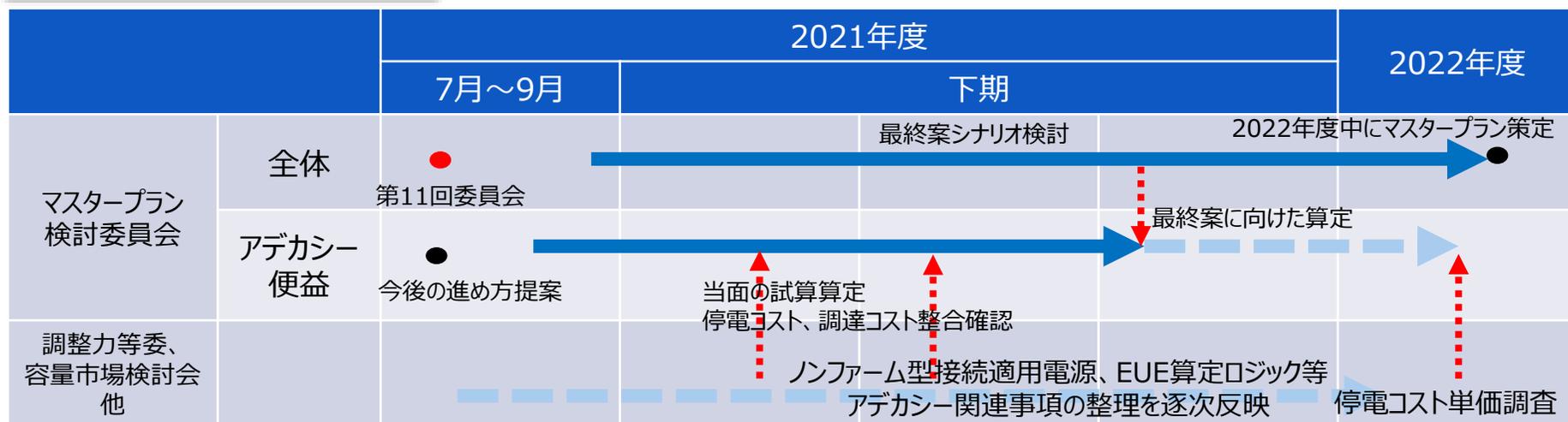
＜当面の試算の進め方＞

- 当面の試算においては、中間整理の電源偏在シナリオ（30GW、45GW）をベースに検討を進める。
（調達コスト単価は容量市場のNet CONE、停電コスト単価は既存のESCJ調査結果を採用）
- ノンファーム型接続適用電源の扱いは、別途潮流計算シミュレーションの結果等を基に影響を評価。

＜将来的な試算の進め方＞

- マスタープラン最終案で想定するシナリオに基づき試算する。
- 調達コスト単価は足元の容量市場におけるNet CONEを参照としつつ、最終案シナリオにおける調達コスト諸元を潮流計算シミュレーション等で想定し、感度分析を行う。停電コスト単価は再調査を踏まえることとする。
- ノンファーム型接続適用電源に関する調整力等委や容量市場における議論を適宜反映する。

検討スケジュール（案）



論点① アデカシー便益の試算の方向性

- 海外でもシナリオや過去実績等を前提として便益を算定していることを踏まえ、マスタープランにおいてもシナリオをベースとして試算を進める。
- 調達コスト/停電コストベースの試算をしながら、双方の数値を確認していく。
- アデカシー便益については、停電コスト単価の再アンケートを実施する方向とし、その結果を踏まえて便益項目に追加するか判断することとしてはどうか。

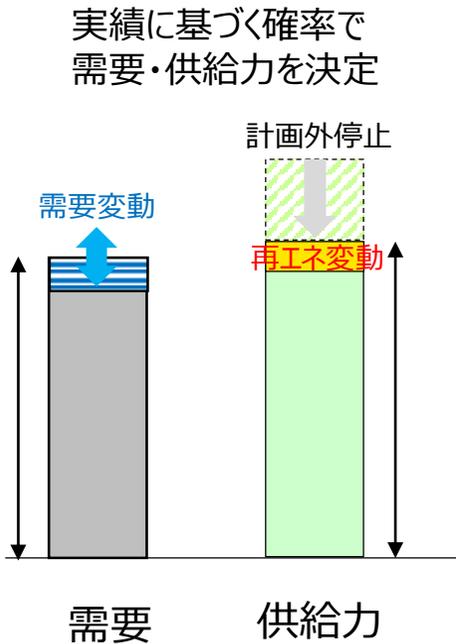
論点② 調達コスト、停電コストによる便益試算の考え方

- アデカシー便益の試算：両手法を併せて算出する
 - 調達コスト：アデカシー便益の試算では便宜上容量市場の**Net CONE**を使用
 - 停電コスト：当面はESCJ調査結果を使用し、再調査結果を踏まえる
- 将来の不確実性の取扱い
 - 調達コスト：最新の発電コスト検証WGの反映や潮流シミュレーションの活用等により、将来の調達コスト諸元を算定
 - 停電コスト：電力への依存度の高まりによりコスト上昇の傾向が想定されるが、確実な便益を見込む保守的な観点も踏まえて不確実性の検討を行う
- 計算ツールでの対応
 - 当面のマスタープラン検討においては、現行ツールを基にした簡易的な手法を検討

(参考)
EUE計算手順および試算例
(地内系統制約未考慮)

■ 需給変動データについては、主に気温影響による「需要の変動」、および電源の計画外停止や出水、日射量、風況の変動等による「供給力の変動」を考慮のうえ、必要供給予備力を算定する。

第30回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会より



需給変動要因

需要の
ベースライン

+

需要の
変動

気温影響による需要変動

其他要因による需要変動

供給力の
ベースライン

+

供給力の
変動

電源の計画外停止

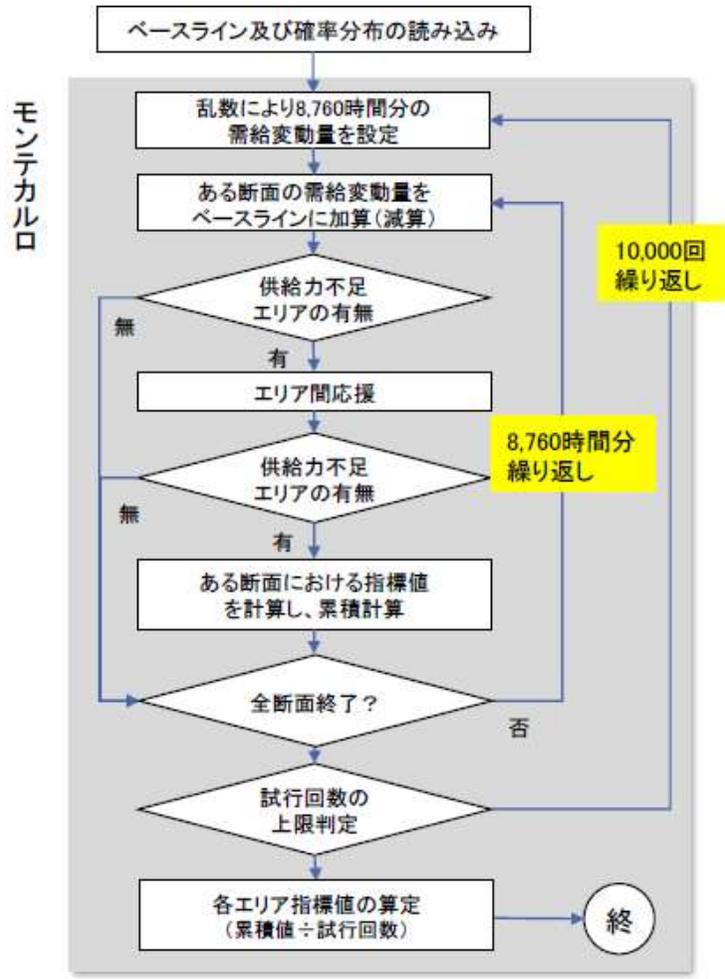
出水変動による水力発電の出力変動

風況の変動による風力発電の出力変動

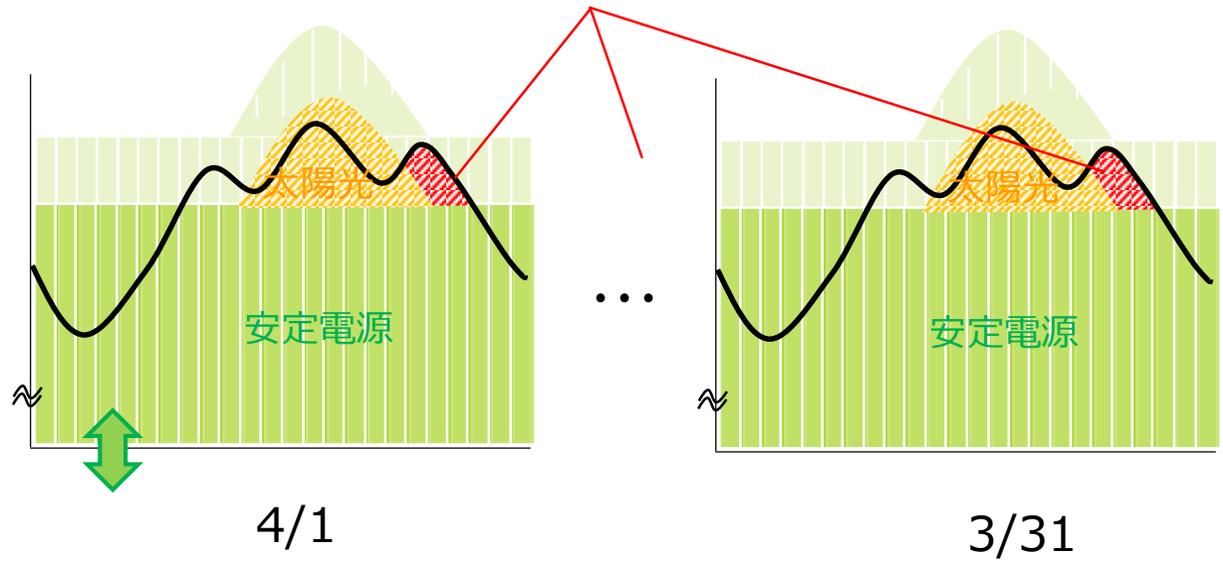
日射量の変動による太陽光発電の出力変動

■ 1年間分（1時間刻み8760時間分）の計算を1万回繰り返す、平均値を求めるモンテカルロシミュレーションで計算する。

平成28年度（2016年度）取りまとめ 参考資料別冊1より一部加筆



① 1年分（8760時間分）の計算を1万回繰り返す、年間供給力不足EUEの平均を算出

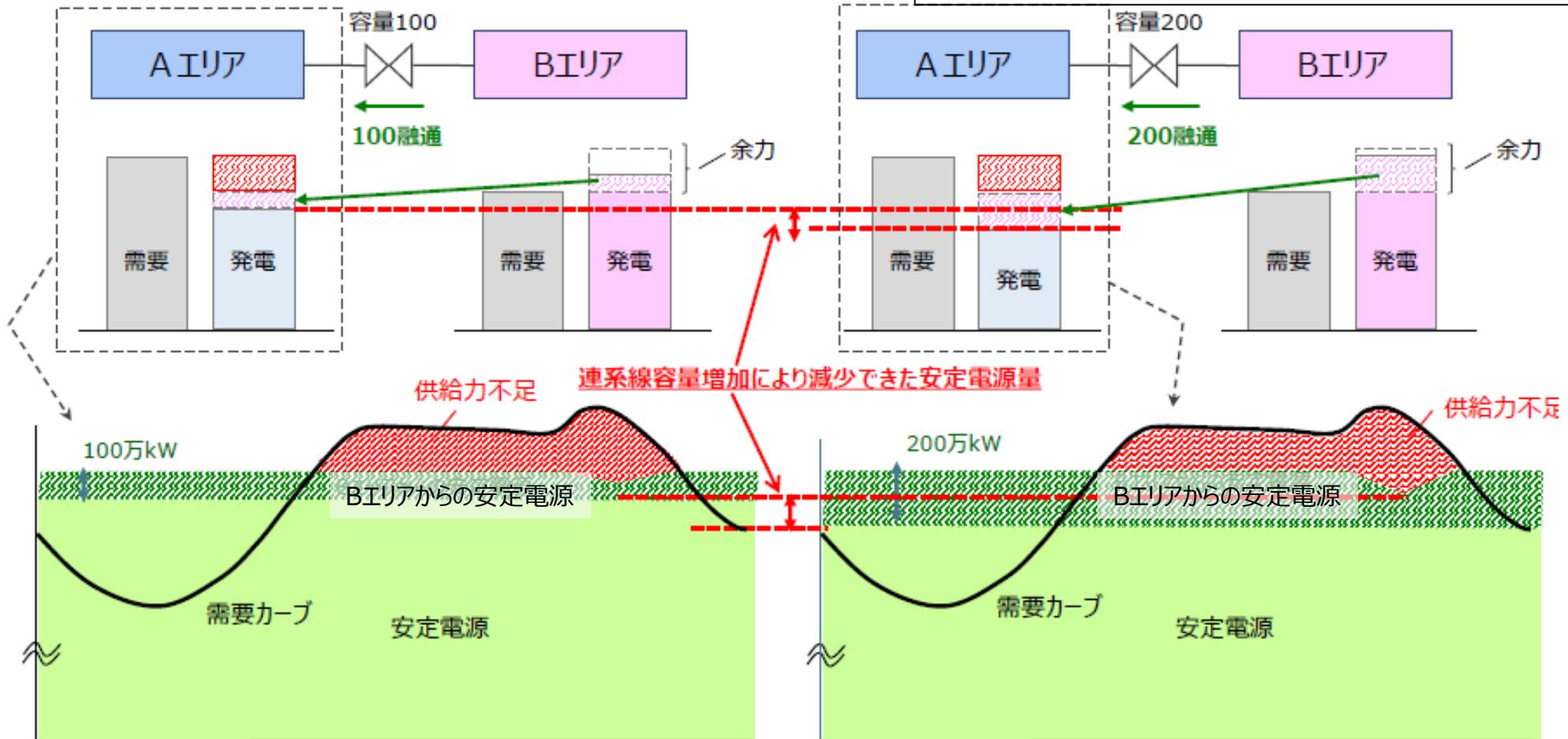


② EUEが信頼度目標0.048[kWh/kW・年]になるよう、安定電源の量を調整する。
(全エリアEUE:0.048になるまで調整を繰り返す)

(参考) EUE計算手順 連系線容量変化による効果

■ 連系線混雑が発生している場合、連系線容量を増加させると、下図に示すとおり、BエリアからAエリアへの連系線を通じた融通受電量が増加し、Aエリアの供給力不足量が減少する。その結果、Aエリアにおいて安定電源量を減少させても、連系線容量の増加前と同等の供給信頼度を維持できる（EUEが同量となる）と推定できる。（連系効果が拡大すると推定できる。）

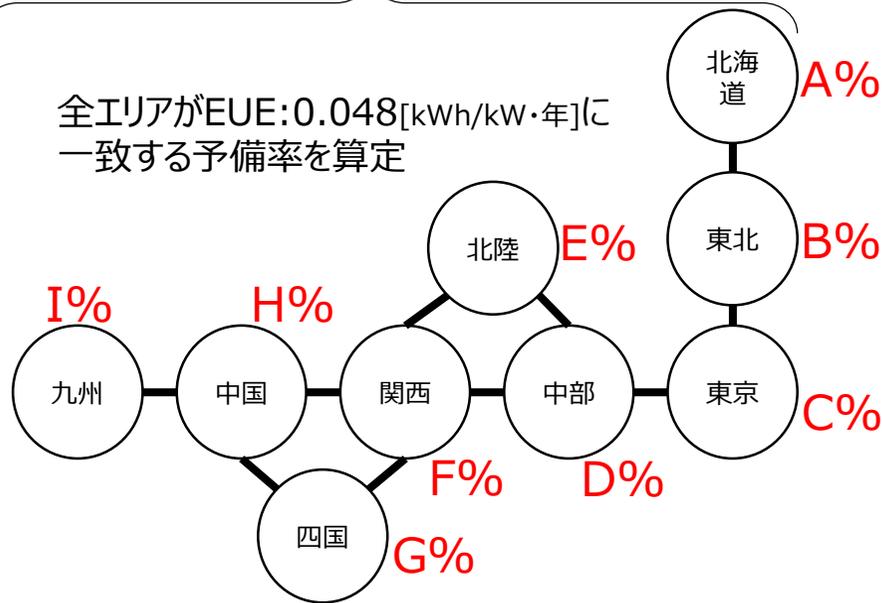
第46回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会より



(参考) EUE計算手順
調達コストベースによる便益算定

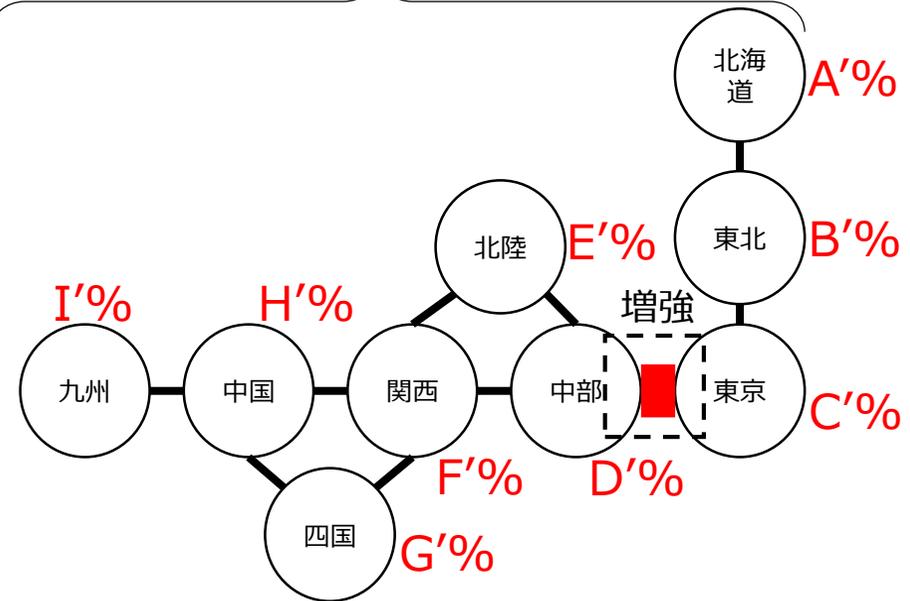
- 調達コストベースの便益では、まず全エリアが信頼度基準EUE=0.048[kWh/kW・年]に一致するときの全国予備率（安定電源換算）を算定する。（各シナリオで想定する再エネ導入量は所与）
（なお、全エリアを信頼度基準EUE=0.048 [kWh/kW・年]とする設定は、長期的な観点から中立的な状態を想定するものであり、足元の供給信頼度と異なることに留意。）
- 次に、分析したい連系線の運用容量の入力を増強後の値に変更し、改めて同等の供給信頼度基準に一致する予備率を算定する。そして、増強前後の予備力（容量kW）の差分を取り、調達コスト単価を乗ずることで便益とする。

全国 予備率: X% EUE: 0.048 [kWh/kW・年]



増強

全国 予備率: X' % EUE: 0.048 [kWh/kW・年]



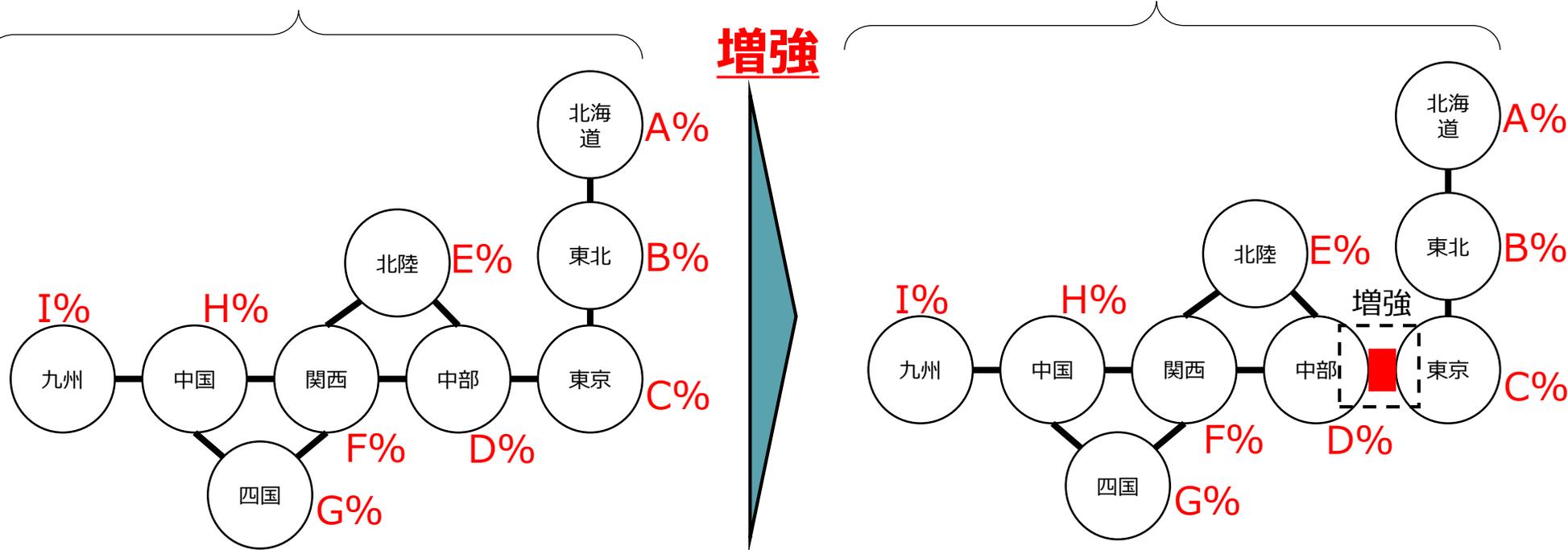
アデカシーの便益 = 増強により削減できた予備率 (X-X' [%]) × 全国需要(年間H3)[kW] × 調達コスト単価[¥/kW]

(参考) EUE計算手順 停電コストベースによる便益算定

- 停電コストベースの手法による便益では、まず供給信頼度基準EUE=0.048[kWh/kW・年]に一致するような全エリアの予備率を算定する。(前項1つ目の手順と同様)
- 次に、算出された各エリアの予備率は固定し、分析したい連系線の運用容量を増強後の値とし、停電期待量EUEを計算する。削減された停電期待量の総量に対して停電コスト単価を乗ずることで便益とする。

全国 予備率: X% EUE: 0.048 [kWh/kW・年]

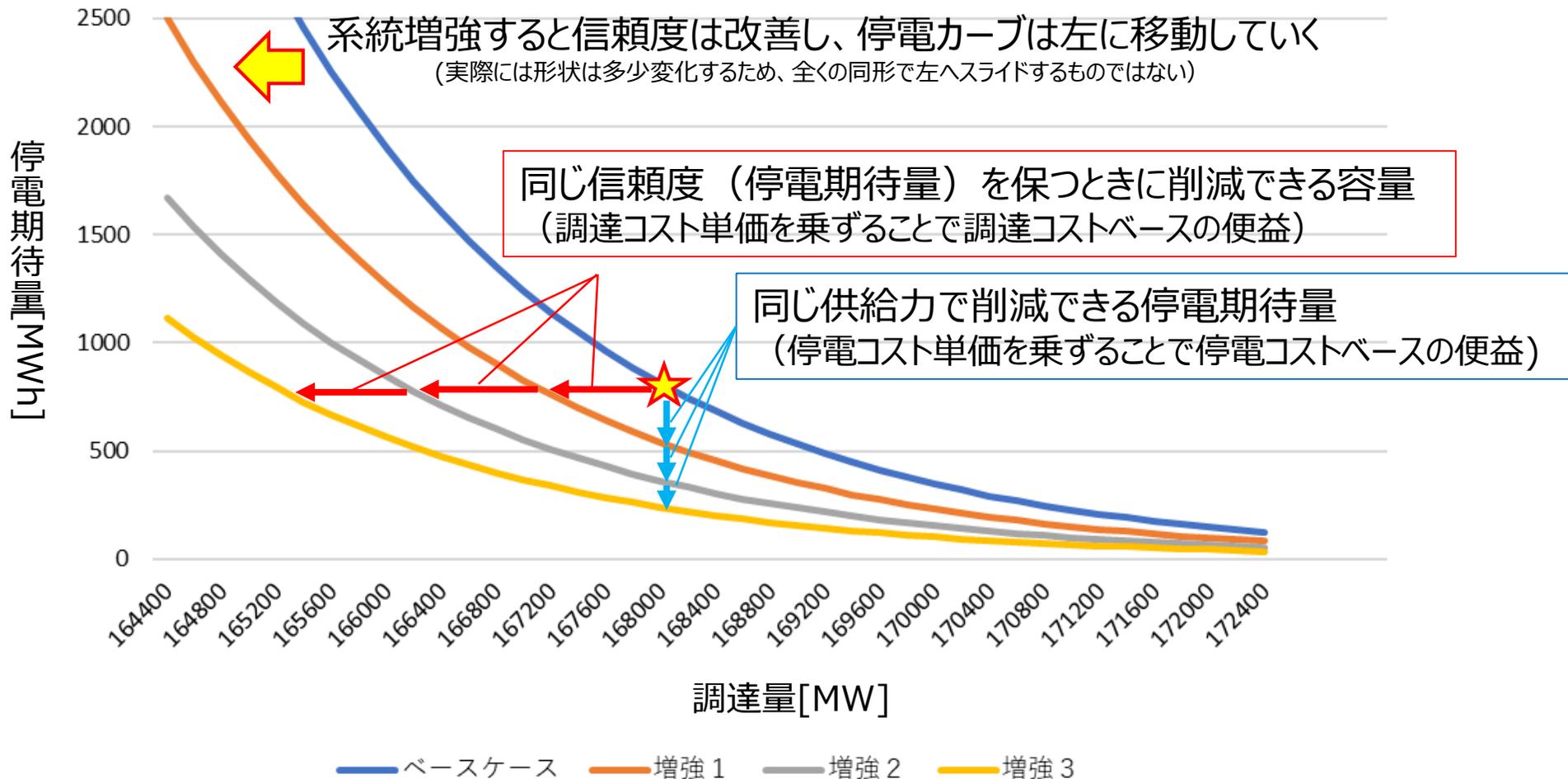
全国 予備率: X% EUE: (0.048 - γ) [kWh/kW・年]



アデカシーの便益 = 増強により削減できた停電期待量 γ [kWh/kW・年] × 全国需要(年間H3)[kW] × 停電コスト単価[¥/kWh]

■ 「停電期待量-調達量」の関係を近似した停電カーブの変化から、アデカシー便益のイメージを示す。

停電カーブ



※図中の数値は参考であり、実際の数値とは異なる

(参考) EUE計算試算 参考用仮試算における諸元

あくまで仮試算における設定であり、今後検討の進展や最新諸元の反映、シナリオの設定によって変更することに留意

- 2020年度に使用されていた諸元をベースに、再エネの電源構成はマスタープラン中間整理におけるシナリオに準じて設定する。計画外停止、再エネや需要の実績の織り込みは2020年度供給計画ベースである。
- ここでは地内系統制約を考慮せず、ファーム型接続を想定した計算とする。
- 調達コスト単価は2021年度容量市場のNet CONE 9,372[¥/kW]とし、停電コスト単価は2013年ESCJ調査の3,050(下限)~5,890(上限)と2021年度容量市場のトレードオフ曲線の算定に用いられた停電単価2,878[¥/kWh]を用いて試算する。

第40回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会より 一部加筆

項目	説明
再エネ出力	・太陽光、風力は2012~2019年度実績、水力は1990~2019年度実績を織り込む。
需要	2012~2019年度の実績値から各年各月各時間帯の需要を設定。最大需要は供給計画10年度目を参考に設定
供給力	・各月の予備率は一定とし、年間の供給信頼度がEUE=0.048となる予備力を各エリアで算定。
運用容量	・空き容量 + マージンの範囲内で応援できるものとする。 ・増強前の容量は、2029年度時点の運用容量の長期計画をベースに、時間帯による運用容量は2020年度当初計画の平常値を基に算出したものとする。 ・連系線作業による空き容量の減少は考慮していない。 ・マージンはB、Cマージンを考慮する。(北本、FC)
計画外停止率	2017年度の調査結果を設定する。(2014~2016年度実績)
確率変数のエリア間 相関	・需要(気温影響による需要変動)、太陽光、風力、水力はエリア間の相関を考慮(全時間帯) ・需要(その他要因による需要変動)はエリア間で無相関(全時間帯)
エリア間応援ロジック	全エリア不足率一定ロジック

<計画外停止率>

電源種		2017年度 調査諸元
水力	自流式・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚水	1.0%
火力・原子力		2.6%
再エネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

<再エネ電源構成-電源偏在シナリオ45GW>

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137	1,108
洋上風力	(1,465)※	900	370	135	130	90	50	170	1,190	4,500
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347	7,599

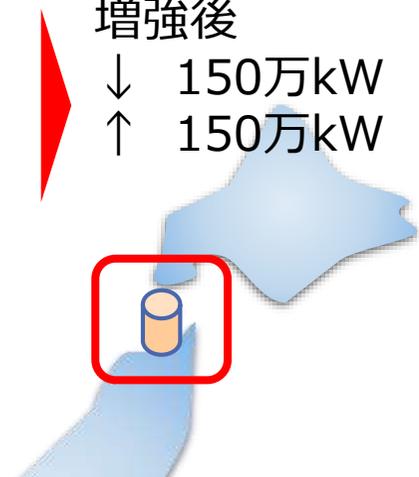
万kW

※北海道の洋上風力は調整力の問題から、地内への連系には設備対策等が必要であり、HVDCが存在しない場合は連系できないと仮定して設定した。なお今後の調整力の検討等を踏まえて前提は変わりうる。

北海道-東北間

増強前
↓ 90万kW
↑ 90万kW

増強後
↓ 150万kW
↑ 150万kW



既存の設備規模を参考に60万kWの増強を試算する。北海道の実需要等によってマージンが確保されており、マージンは増強前後で変わらないものとする。(マージンは8月平日で東北向きが約30万kW、北海道向きが約60万kWほど)

調達コストベース		停電コストベース		
全国必要供給力[万kW] (再エネ除く)		全国停電量EUE[万kWh]		
増強前	増強後	増強前	増強後	
13,910	13,854	759	638	
アデカシー便益[億円/年]		アデカシー便益[億円/年]		
53		ESCJアンケート		
		下限	上限	容量市場 需要曲線
		37	71	35

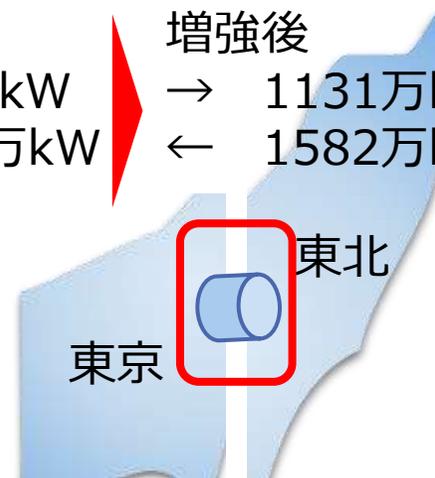
あくまで今回ご提示した前提・諸元における仮試算であることに留意

東北-東京間

※ 運用容量は8月平日昼間帯の代表値

増強前※
→ 631万kW
← 1082万kW

増強後
→ 1131万kW
← 1582万kW



ここでは仮に両方向で500万kW運用容量を引き上げた場合の試算とする。

実際には系統安定度の問題から、再エネ大量導入後に更なる容量拡大には抜本対策が必要になることが想定される。

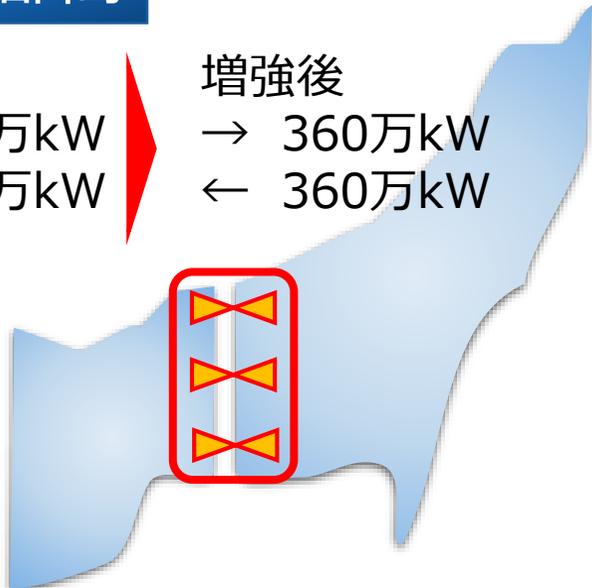
調達コストベース		停電コストベース		
全国必要供給力[万kW] (再エネ除く)		全国停電量EUE[万kWh]		
増強前	増強後	増強前	増強後	
13,910	13,909	759	758	
アデカシー便益[億円/年]		アデカシー便益[億円/年]		
1		ESCJアンケート		
		下限	上限	容量市場 需要曲線
		0	0	0

あくまで今回ご提示した前提・諸元における仮試算であることに留意

東京-中部間

増強前 → 300万kW
← 300万kW

増強後 → 360万kW
← 360万kW



増強規模は既存の各ルートと同規模と想定し60万kWとする。緊急時の融通に用いられるEPPSの-margin60万kWは増強前後で変更なしとする。(つまり増強前のEUE計算に含めている運用容量は実質240万kW分のみ)

調達コストベース		停電コストベース		
全国必要供給力[万kW] (再エネ除く)		全国停電量EUE[万kWh]		
増強前	増強後	増強前	増強後	
13,910	13,885	759	695	
アデカシー便益[億円/年]		アデカシー便益[億円/年]		
24		ESCJアンケート		
		下限	上限	容量市場 需要曲線
		20	38	18

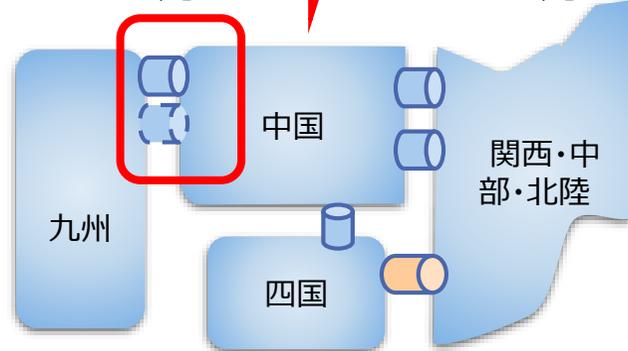
あくまで今回ご提示した前提・諸元における仮試算であることに留意

九州-本州間

※ 運用容量は8月平日昼間帯の代表値

増強前※ → 238万kW
← 27万kW

増強後 → 556万kW
← 556万kW



関門交流系統2ルート化により、連系線容量の周波数制約が解消され、2ルート分の熱容量で送電可能になると想定。

調達コストベース		停電コストベース		
全国必要供給力[万kW] (再エネ除く)		全国停電量EUE[万kWh]		
増強前	増強後	増強前	増強後	
13,910	13,736	759	460	
アデカシー便益[億円/年]		アデカシー便益[億円/年]		
163		ESCJアンケート		
		下限	上限	容量市場 需要曲線
		91	176	86

あくまで今回ご提示した前提・諸元における仮試算であることに留意