アデカシー面の便益推定手法について

2020年11月19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

	2020年度									2021年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	詳細検討
本委員会 開催予定		第1回 ◆	第2回 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆（案）	第8回 ◆（一次案）	

項目	時期	主な内容
検討の進め方	第1回	➢ 一次案のとりまとめに向けた検討の進め方
1．広域系統整備の長期展望（設備形成ルールと１次評価に基づく増強系統）	第2回	➢ 費用便益評価に基づく設備形成ルール(混雑を前提とした設備形成) ➢ 供計第10年度のシミュレーション結果(地内系統含む)
	第3回	➢ 個別の地内混雑系統の取扱い
	第4回	➢ アデカシー面の便益推定手法について ☜（今回）
	第5回	➢ ノンファーム型接続の全国展開と設備形成ルール ➢ 一次案策定に向けたシミュレーション条件
	第6回	➢ 一次案における長期展望について(連系線を中心とした増強の可能性)
2．混雑管理の在り方	第3回	➢ 混雑管理勉強会での議論状況
	第5回	➢ 混雑管理勉強会の成果（報告）
3．高経年設備の更新の在り方	第2回	➢ ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性
	第5回	➢ 高経年化設備のリスク量算定方法等、ガイドラインの記載内容
	第7回	➢ ガイドライン一次案の提示等
一次案とりまとめ	第7回	➢ 一次案の骨子、一次案（案）の提示
	第8回	➢ 一次案

本日ご議論頂きたい内容

- 本日は費用便益評価のうち、アデカシー面の便益推定手法に係る検討の方向性や、今後の検討を進めるにあたっての課題についてご議論頂きたい。

【報告事項】

〇供給信頼度と費用便益評価におけるアデカシー評価について

〇費用便益評価における海外（ENTSO-E、PJM）の評価方法について

【主な論点】

〇日本におけるアデカシー面の便益推定手法に係る検討の方向性【論点１】

・マスタープラン策定に向けて、海外事例（ENTSO-E、PJM）も参考に、どのような評価方法で検討を進めるか。

〇今後の検討課題について【論点２】

・将来における系統混雑を前提とした場合、アデカシー面の便益推定手法に必要となる具体的な課題があるか。

これまでの議論状況

■ 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は、ENTSO-EとPJMの事例も参考にして進めていくこととした。

第2回　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資料より

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

（参考）過去委員会　ご意見

【アデカシーに関するご意見】

第2回本委員会

- アデカシーのように影響がある程度大きく、**数値の定め方が明確でないために考慮しないような項目があるのであれば、概算の数値がもし算出できるのであれば考慮しておく**というのも、全く考慮しないよりは正しい数値に近づくこともあるため、そのような事も考えながら、いつの段階で反映していくのかを検討頂きたい。
- B/C≧1を基本にしつつ、エネルギー供給強靱化と言う視点も踏まえるという方向性が示されており、これ自体に大きな異論はなく、エネルギー供給強靱化の視点にもそれなりの重きを置いていることと認識している。この点を踏まえると、スライド18において、アデカシー面については検討中と言う事であるが、**どのような評価がなされていくかがもう少し見えると、エネルギー供給強靱化がどのような評価になっていくかがはっきりしてくる**のではないかと思う。
- 先行事例のあるアデカシー面などは**概算値でもよいので早めに導入するよう検討頂きたい**。シミュレーションで代替的な評価を行う場合には、そのシミュレーション考え方や前提条件についても改めてこの場で議論させて頂きたい。
- kWの**アデカシー価値を初めから便益の中に入れたうえで、連系線の増強要否を比較しなければならない**と思う。
- 現状においては、このように価格弾力性については無いものとして判断し、むしろ**アデカシーを価格に落としていくことも注力した方が効果的**ではないかと思う。
- アデカシー面や送電ロスといった便益効果についてもkW価値、需給地の近接電源の価値を正しく評価するという視点では、**日本においても組み込むことが望ましい**と考えているため、引続き検討をお願いする。

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（第２０回）合同会合

- **アデカシーの考慮というのは、今回入っていないが、これに関しても非常に重要だと思うので、将来的にはそう言うことを検討していくのは重要だろう**。ただ、いずれにしても時間制約があって、こちらも早く結果をまず出していかないといけないと言うことなので、**まず結果を出して、その後、拡張していくと言う方針が良いのではないかと思う**。

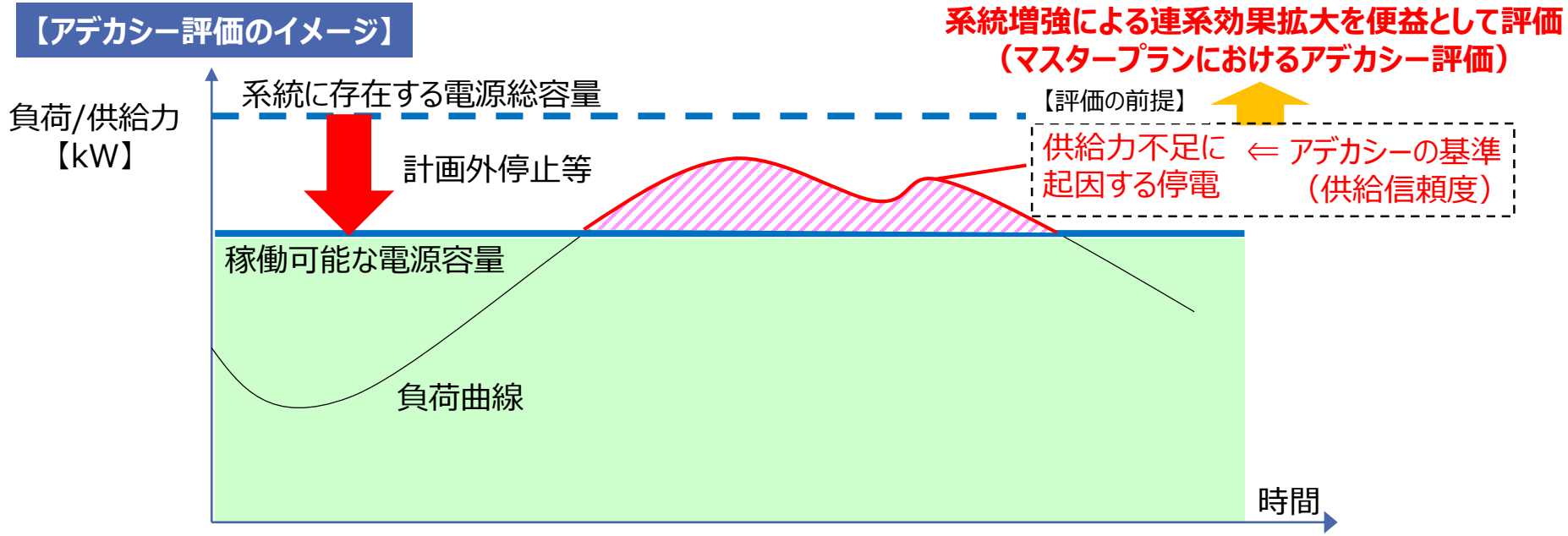
1．供給信頼度と費用便益評価におけるアデカシー評価について

- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

  アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。
  セキュリティ：落雷など突発的な障害が発生しても周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。

- **費用便益評価のアデカシー評価とは、系統増強による連系効果（エリア間融通）拡大の観点から得られる便益を貨幣価値換算する**ものである。

【アデカシー評価のイメージ】



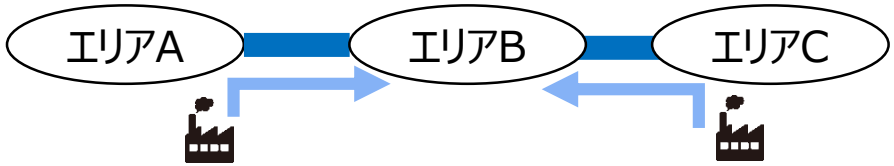
アデカシー評価における停電の代表的な例は、
「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

（参考）アデカシー便益のイメージ

- 日本の電力システムの供給信頼度（アデカシー）については、これまで各エリアの電源の供給力に対して、十分な送電能力を確保するような系統増強を行っており、高需要時等においても供給力不足とならないように必要な供給予備力を確保している。
- 今後は、連系線以外の地内基幹系統においても系統混雑を前提した設備形成を志向することになるため、**系統制約により、供給力不足のおそれがある状況下においては必要な供給予備力となる電源が限定される可能性もある**。
- そのようなケースにおいては、**系統増強により供給信頼度を確保するコストが抑制できるといった便益（アデカシー便益）を見込むことができる**。

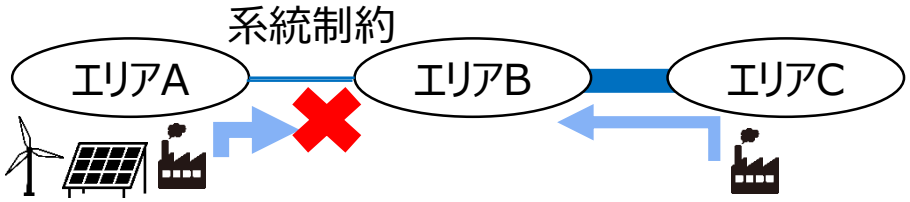
供給力不足のおそれがある状況下における融通

①既に十分に融通し合える送電容量が存在



→ 系統増強によるアデカシー面の便益は見込めない。（必要な供給予備力となる電源がその立地に限定されない）

②系統制約により十分な融通が行えない



→系統増強によりアデカシー面の便益が見込める（必要な供給予備力となる電源が立地的に限定される）

（参考）日本における供給信頼度指標について

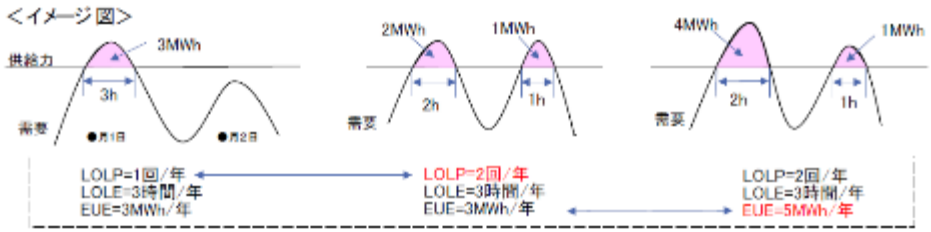
- 供給信頼度の指標として、供給力不足の回数や時間、不足量を基準とする方法がある。
- 日本では、年間供給力不足量の期待値（EUE: Expected Unserved Energy)を基準としており、現在の供給信頼度基準は、需要1kWあたり0.048(kWh/kW・年)である。
- なお、上記基準について１需要家あたりの停電時間に換算すると、約2.9分/年の供給支障が発生する期待値という試算となる。（仮に１回あたりの停電時間を１時間とすれば、約20年に１度供給力不足の停電が発生する期待値となる）

3　供給信頼度の指標選定

5

- 供給信頼度の指標は、本委員会におけるこれまでの議論を踏まえ、「需要1kWあたりのEUE」とする。

	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	・ある１日において供給力不足が発生することを「１回」と定義し、１年間における回数の期待値 ・単位 ： 回/年
2	LOLE (Loss of Load Expectation)	・１年間における、供給力不足が発生する時間の期待値 ・単位 ： 時間/年
3	EUE (Expected Unserved Energy)	・１年間における、供給力不足量（kWh）の期待値 ・単位 ： kWh/年



【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成28年度（2016年度）取りまとめ抜粋
(http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

第29回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】

- ENTSO-E、PJMを参考とすれば、アデカシー面の便益推定手法には以下の３つが挙げられる。
  ① 停電コストベースの手法（ENTSO-Eを参考）
  ② 電源調達コストベースの手法（　　〃　　）
  ③ 容量市場モデルベースの手法（PJMを参考）
- これらの手法について、日本におけるアデカシー面の便益推定手法の検討を行った。

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
海外のアデカシー費用便益手法について（ENTSO-Eの事例）

■ ENTSO-EのCBAガイドライン2.0には、以下の２つの評価方法が示されている。

＜① 停電コストベース＞

公式な停電コストデータが存在する、かつ年間供給支障電力量(EENS)≠０の場合に採用される。

供給予備力の調達量を一定とし、系統増強前後で削減できた年間供給支障量で評価する。

⇒ 増強による年間供給支障電力量の減少分（kWh）× 停電コスト（VoLL：円/kWh）

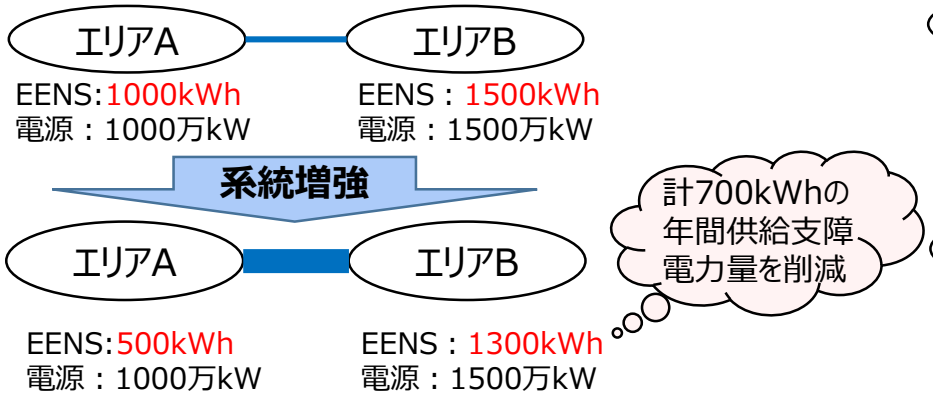
＜② 電源調達コストベース＞

年間供給支障電力量(EENS)＝０の場合に採用される。

供給信頼度をEENS＝０で一定とし、系統増強前後で必要予備力調達量がどれだけ削減できたか（追加供給予備力：Additional Adequacy Margin）**で評価する。**

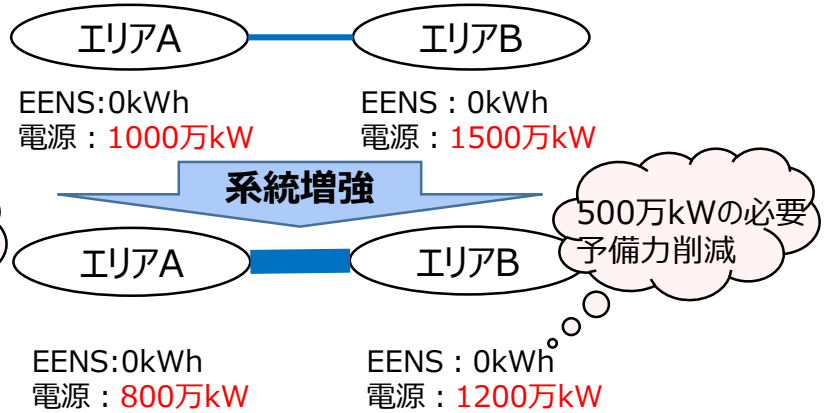
⇒ 増強による必要予備力調達量の減少分（kW）× ピーク電源の投資コスト等（円/kW）

①公式の停電コストデータが存在する、かつ年間供給支障電力量(EENS)≠0の場合



費用便益は
削減できた年間供給支障電力量 700kWh×停電コスト

②年間供給支障電力量(EENS)＝0の場合



費用便益は
削減できた電源 500万kW×電源調達コスト

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
ENTSO-Eを参考とした日本でのアデカシー評価方法の考え方

- **<u>①の停電コストベースの手法は、公式な停電コストが必要となるが、日本の場合そのような値はない</u>**。
- **<u>②の電源調達コストベースの手法は</u>**、EENS＝０（年間供給支障電力量がゼロ）の系統であることが条件となるが、**<u>日本の場合、EENSに相当するEUEが0.048(kWh/kW・年)とする供給信頼度基準の考え方と整合しない</u>**。

- ENTSO-Eのガイドラインに厳密に従えばどちらの手法も採用できないこととなるが、日本でのアデカシー面の便益推定手法については、**<u>ENTSO-Eを参考として、考え方を以下のように見直したうえで、検討を進めていくことではどうか。</u>**
  - ①の停電コストベースの方法について、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の電源調達コストベースの方法について、EENS＝０という基準をEUE＝0.048という日本の信頼度基準とし、必要予備力の削減量を評価することで検討を進める。

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
海外のアデカシー費用便益手法について（PJMの事例）

- PJMにおけるアデカシー面の便益推定手法は、③容量市場モデルを活用したものとなる。
- 容量市場の入札実績の蓄積から事業者行動、入札価格を模擬し、ゾーンごとの約定価格を算出する。
- ただし、PJMの容量市場は、電源構成と需要のバランスから予めエリアの分断箇所と送電線制約の方向を把握できる等、エリア間融通に関しては比較的単純なモデルとなっている。

総容量コストの変化 × 0.5 ＋ 需要容量コストの変化 × 0.5
(Change in total system capacity cost) (Change in Load Capacity payment)

Total system capacity cost: 容量市場での容量差(MW) × 想定される価格($/MW)
Load Capacity payment: 送電ゾーンの需要(MW) × 送電ゾーンの容量価格($/MW) – 容量送電権($)

“Manual14B, attachment E: Market Efficiency Analysis Economic Benefit /Cost Ratio Threshold Test”より

<u>容量市場モデルにおけるPJMと日本の違い</u>

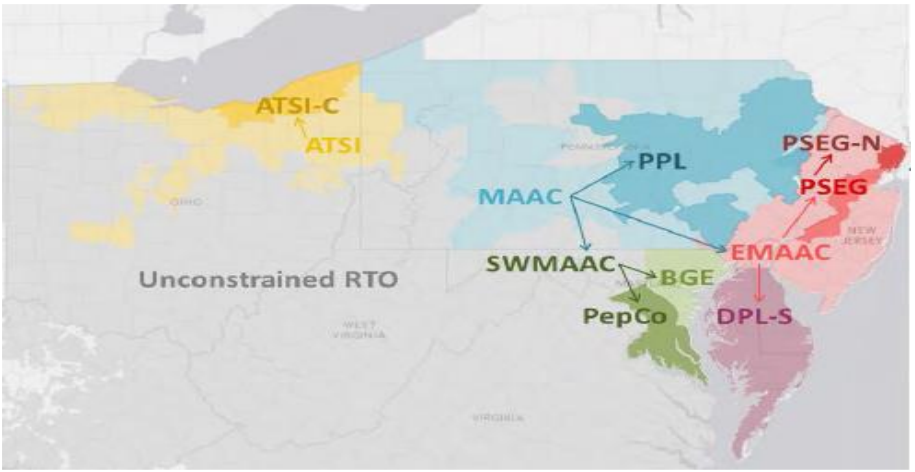
〇PJMは潮流の方向について、電源構成と需要のバランスから予め各エリアの分断箇所と送電線制約の方向を把握し、他エリアからの期待容量を事前に設定する。このため、各エリアの調達目標量を決めることができ、<u>比較的単純な計算となる。</u>

〇日本は双方向の潮流を考慮しており、電源構成と需要のバランスから予め各エリアの分断箇所と送電線制約の方向が特定できないため、他エリアからの期待容量を事前に設定できない。このため、その断面（1時間毎）の各エリアでの余力に従って融通可能量を決める必要があるため、<u>計算が複雑である。</u>

（参考）PJMの容量市場

■ PJMでは、**電源構成と需要のバランスからエリアの分断箇所と送電線制約の方向を予め把握（潮流は一方向）**しており、容量オークションを実施する前に、電力需要を満たすために必要な送電能力が不足しているエリアを送電制約エリア（LDA）として分離している。

PJM　潮流方向と送電制約エリアLDA



Third Triennial Review of PJM's Variable Resource Requirement Curveより矢印加筆

- PJMは潮流の方向が一方向的であるため、他エリアからの期待容量を事前に設定した上で各エリアの調達目標量を決める。

- 緊急時送電容量限界値（CETL：連系線期待量）が、緊急時送電容量目標値（CETO）に15%上積みした数値よりも小さければ、送電制約エリアとして事前に分離を行っている。

  CETL≦CETO×1.15

※1 CETLとは、送電側の予備力分や送電線空容量を考慮したそのエリアでの可能な受電量

※2 CETOとは、高需要時において信頼度基準を満たすためにそのエリアで必要な受電量

2．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
PJMを参考とした日本でのアデカシー評価方法の考え方

- これまで広域系統整備委員会において、「アデカシーについては容量市場の結果を踏まえ、便益項目に織り込む検討が必要」としていた。
- しかし、**PJMでも容量市場結果から将来の便益推定することによる不確実性が認められているなか、日本で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。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**ことになる。

- このため、③**容量市場モデルによるアデカシー評価については、今回のマスタープラン策定の中で検討することは難しい**のではないか。

第45回　広域系統整備委員会

1．広域系統長期方針に基づく取組みの振り返り
（４）広域連系系統の増強計画等の状況と今後の課題

13

- 新々北本新設検討時の費用便益評価は、主要項目である燃料費およびCO2対策費削減効果で便益を算定した。
- なお、新々北本新設は、必要供給予備力の節減や、容量市場開設に伴う広域的な供給力調達といった、アデカシー※の観点でも一定の効果はあると考えられるものの、容量市場開設前では価格動向や市場分断発生状況を予測出来ないことから、金銭価値換算は困難としていた。
  ※アデカシーとは、需要に対する適切な供給力及び送電容量が確保されること。
  なお、セキュリティとは、電力系統に故障が発生した場合も周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。
- このため、アデカシーについては、来年度から開始される容量市場の結果を踏まえ、便益項目に織り込む検討が必要である。
- また、アデカシー以外についても、金銭価値換算できるものは便益項目に織り込むなど、増強判断に資する費用便益評価方法の検討・整理が必要である。

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
日本におけるアデカシー評価手法

- アデカシー評価手法について３つの手法と、ENTSO-EとPJMにおける適用例を紹介した。
- ③容量市場モデルベースの手法は、日本での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。
- 一方、**①停電コストベースの方法、②電源調達コストベースの方法については、考え方を見直すことで、日本への適用が可能と考える**。
- なお、**上記①、②の評価方法では停電コストもしくは電源調達コストの想定が必要**となる。

手　法	適用への課題と検討の方向性	適合性評価	海外での適用の考え方
①停電コストベース 年間供給支障電力量で評価	過去の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行う。	○	【ENTSO-E】 公式な停電コストが存在し、かつ年間供給支障電力量がゼロ（EENS≠0）
②電源調達コストベース 追加供給予備力で評価	年間供給支障電力量の基準を、EUE=0.048としたうえで、追加供給予備力の評価を行う。	○	【ENTSO-E】 年間供給支障電力量がゼロ（EENS＝0）
③容量市場モデル	現時点では便益推定に課題があることから、容量市場の実績を蓄積したうえで、中長期的な課題として取り組む。	△	【PJM】 容量市場モデルを活用して、実績の蓄積によって約定結果を推定

２．アデカシー面の便益推定手法の方向性【論点１】
日本におけるアデカシー評価手法（コスト指標）

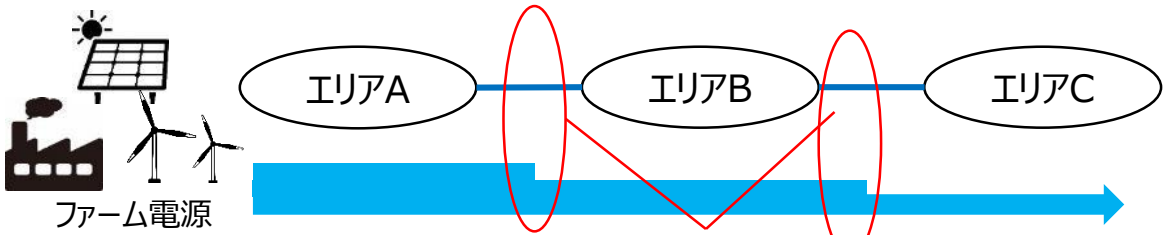
- ①停電コストベースの方法の場合、公式な停電コストがないことから、過去のアンケートによる試算値や、DRコストといった中から設定する必要がある。
- ②電源調達コストベースの方法の場合、電源の新設コストであることから、将来想定される電源種類が特定できれば、設定は①よりは難しくないと考える。ただし、将来の技術革新等による変動要素も考えられる。
- このため、**今回のマスタープラン策定に向けて、②電源調達コストベースを基本としつつ、①停電コストベースの試算も参考値として検討を進める**こととしてはどうか。

指　標	説　明	算定の容易さ
停電コスト	ESCJ2013アンケートにより3,050~5,890(円/kWh)という値が算出されているが、将来変動する可能性も踏まえて引き続き検討することとされている。また、DR発動によるkWh単価とする方法も考えられる。	多様な手法・設定が考えられるなか、コンセンサスの取れた値を設定することは難しいと思われる。
電源調達コスト	電源の新設コスト（電源新設に伴う年経費）や、DRによる確保等が考えられる。	将来想定される電源種が特定できれば、設定は比較的容易ではないか。ただし、将来の技術革新等による変動要素も考えられる。

2．今後の検討課題について【論点２】
将来における系統混雑を前提とした場合の具体的な課題

- マスタープランでは将来における系統混雑を前提としているが、年間供給支障量（EUE）を計算するツールは連系線のみ制約条件を設定する仕様となっている。
- このため、**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があれば、ツール改修が必要となる可能性**もある。

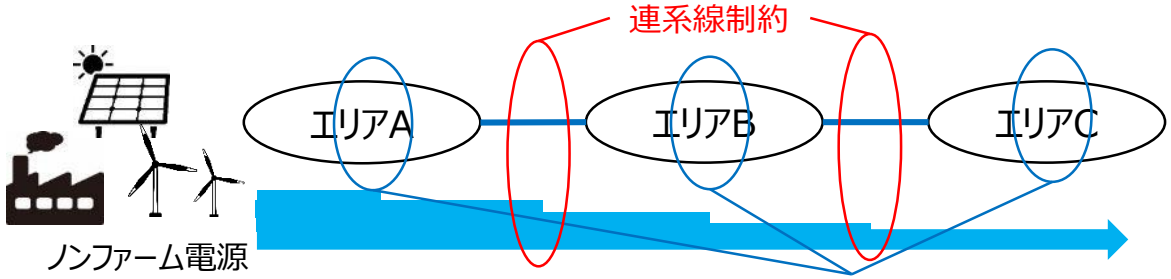
これまでの
信頼度計算



供給力として全て見込むことができ、
連系線制約の中で他エリア融通が可能

連系線制約
制約の考えが整理されており、想定が容易

将来の
信頼度計算



地内制約の範囲でしか発電・融通ができず、
需要ピーク時の信頼度への貢献が不透明

地内制約
地内の発電状況、需要、エリア間融通によって制約が左右される。
事前に想定する方法を整理する必要がある。

※ PJMでは、系統接続時、発電事業者は、容量市場に参加できる容量（Capacity Resource）と、そうではない容量（Energy Resource）を指定することになっていることから、上記見極めは容易と考えられる。

２．今後の検討課題について【論点２】
今後の進め方

- 今後、ベースシナリオ等に基づき系統増強案を検討することになるが、連系線以外の地内系統によっても制約が発生する中で、供給力として見込まれる量の見極め方法について整理を行う必要がある。
- また、系統構成の抜本的変更があるなど、現行ツールの改修等が必要となれば、適宜対応していく。

３． まとめ

○ 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。

（以降、参考）

第2回 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資料より

1．（1）便益

便益の対象項目について

18

- ENTSO-E（欧州）やPJM（米国）での便益項目において、貨幣価値換算されているもののうち、現時点で広域機関で算定可能なものは総燃料コスト（燃料コスト、CO2対策コスト）であるため、当面は、これらを用いて便益を評価することとしてはどうか。
- なお、他の便益項目も並行して検討を行い、整理ができたものから順次反映することとしてどうか。

【凡例】「○」･･･貨幣価値指標、「◆」･･･非貨幣価値指標、「－」･･･指標なし、△･･･検討中

便益項目	ENTSO-E（欧州）	PJM（米国）	広域機関
燃料コスト	○（B1）	○	○
CO2対策コスト	○（B1）	○	○
アデカシー面	○（B6） （年間供給支障量×停電コスト 等）	○ （容量市場モデルを活用し、便益を算出）	△ （評価方法を含めて検討中）
系統の柔軟性（調整力）	◆（B7） （必要な融通量の増加割合）	－ （※2）	－ （PJMと同様、シミュレーションの中で、一定の調整力を考慮）
送電ロス	○※1（B5）		△ （評価方法を含めて検討中）
系統の安定性 （信頼度基準を充足したうえでの評価）	◆（B8） （+,++等で評価）	－	△ （エネルギー供給強靭化等を踏まえ補完的な優劣評価として検討）
その他	◆（B2～B4）	－	－

従来から考慮

☜ 今回の対象

※1 ロス電力量の変化×平均価格といった概算（最適化潮流計算とは別に算出したもの）
※2 エネルギー市場のシミュレーションの中で調整力と送電ロスを考慮したうえで、最適な電源をディスパッチさせている。（PJMより聞き取り）

第2回調整力等に関する委員会

供給信頼度評価における必要予備力の考え方 7

必要予備力は、信頼度の評価指標と基準を定め、それを充足するために必要な予備力の値として算定しているが、下表のとおり、評価指標と基準は各国で異なる。
⇒　以降、特徴的な事例の概要を紹介する。

国・地域		評価指標・基準	主な特徴
米国	ＰＪＭ	ＬＯＬＥ： 10年に１回（0.1回／年）	各週のピーク需要に対し不足確率を求め、その52週分の不足確率を合計して算定
	ＥＲＣＯＴ	ＬＯＬＥＶ： 10年に１回（0.1回／年）	8,760時間の需要に対し、不足確率を算定
	ＷＥＣＣ	ＢＢＭ方式 （Building Block Reserve Margin）	想定する事象（４事象）に対して必要となる予備力の積み上げにより算定
欧州	ＥＮＴＳＯ－Ｅ	９９％の信頼度レベル	供給信頼度が99%となる予備力を設定
	フランス、ベルギー、英国	ＬＯＬＥ：３時間／年	各国にて基準を設定 （フランス、ベルギーは政令にて規定）
	オランダ	ＬＯＬＥ：４時間／年	

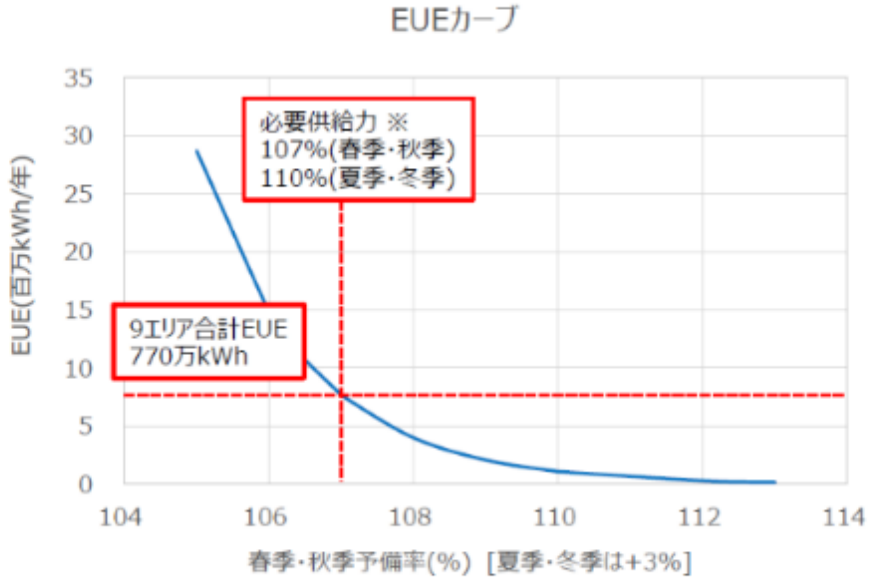
（参考）日本の供給信頼度指標について

第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

1 課題の検討状況
（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）

15

- 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。



※持続的需給変動分(1%)は除く

	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)

（2020年度/2019年供給計画を元に算定）

電力広域的運営推進機関

（参考）日本の供給信頼度基準のイメージ

第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

（参考）供給信頼度基準値（770万kWh/年）のイメージ

18

- 今回算定したEUEの「770万kWh/年」程度（需要1kWあたりのEUEで0.048kWh/kW・年）については、1kW需要家あたりの停電時間に換算すると、約2.9分/年の供給支障が発生するという試算となる。
- 以下に示すように、日本の1需要家あたりの停電時間※は、2017年度で約16分/年・口であり、今回算定した供給信頼度基準により、現状の信頼度水準は維持できると考えられるのではないか。

※本データは、配電線事故など系統事故に伴う停電時間が含まれること、および各国のデータの集計方法なども前提条件が異なることに留意

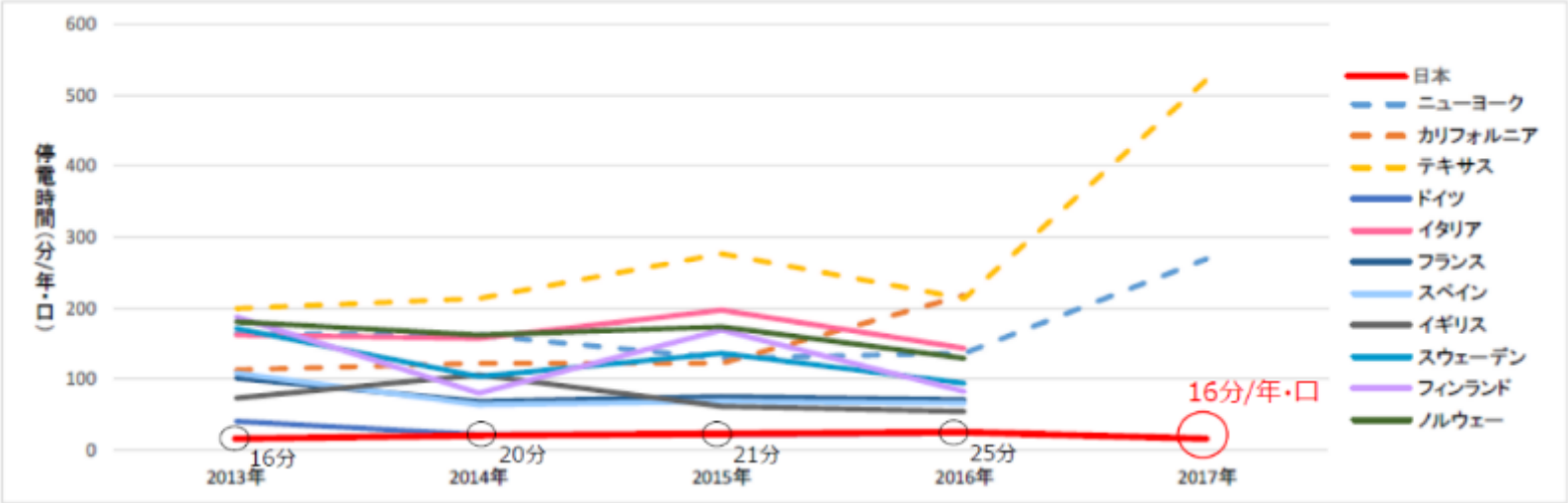


図30 （2013～2017年）欧米諸国と日本における需要家停電時間

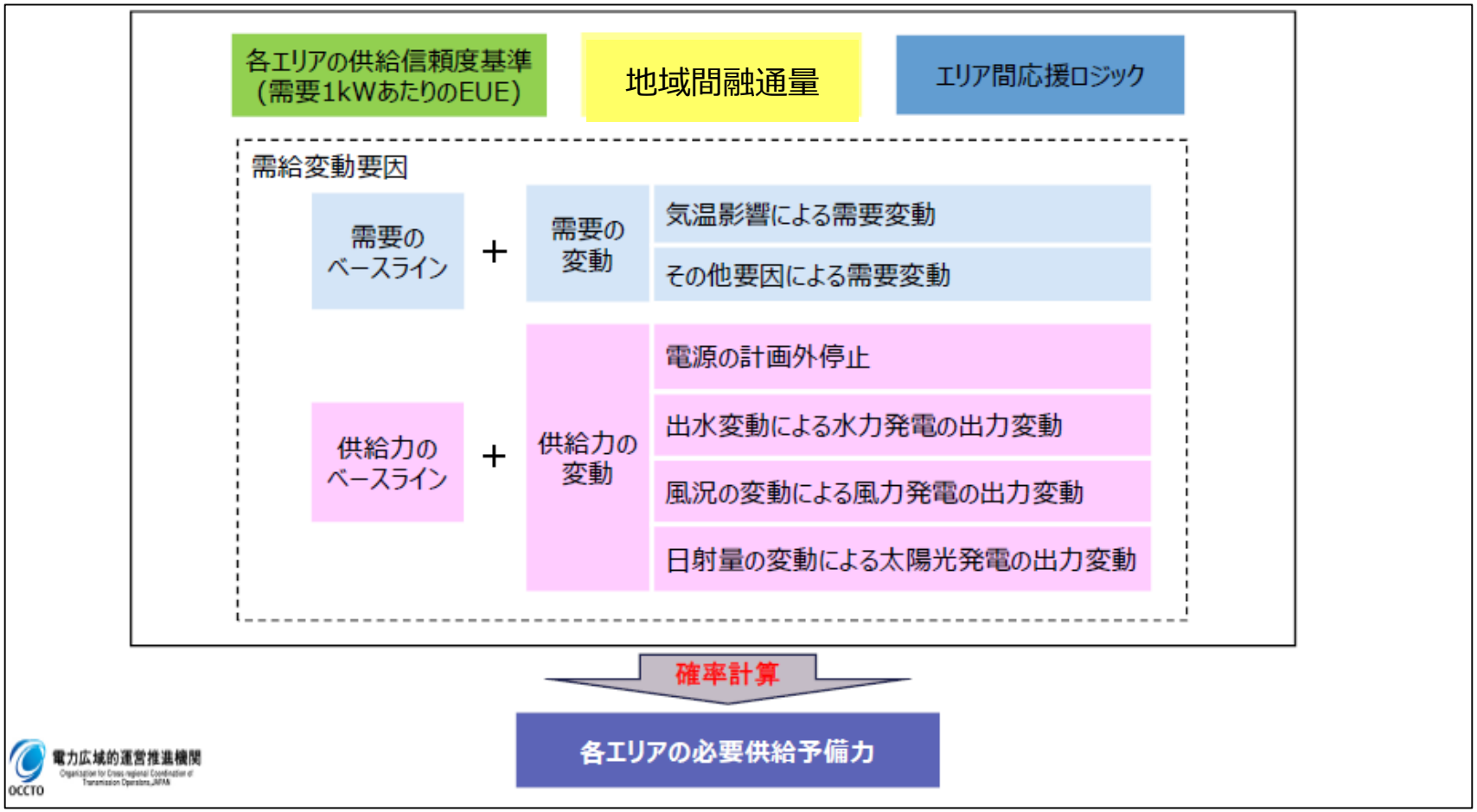
電力広域的運営推進機関 OCCTO

【出典】2018年度年次報告書の公表について（電力広域的運営推進機関）
https://www.occto.or.jp/houkokusho/2018/2018_nenjihoukokusho.html

（参考）日本のEUE算定について

- 年間8760時間の各断面について、供給力と需要を以下の変動要素から確率的に算出し、供給力の不足量を集計する。モンテカルロシミュレーションにより、1年分の計算を1万回繰り返し、供給不足となった電力量の平均値をとる。

第30回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料より　一部修正



（参考）ENTSO-Eの費用便益評価におけるアデカシー評価

■ ENTSO-EのCBAガイドラインの別紙には各国の停電コストが根拠とともに記載されている。

ENTSO-E CBAガイドライン2.0のアデカシー評価の抜粋

Generation adequacy is expressed using two sub-indicators, with the aim to capture security of supply issues as well as the contribution of transmission capacity to the efficiency of spare generation capacity:

— Expected Energy Not Served (EENS) [MWh]: to capture the benefit of the project in case there is a security of supply issue detected; EENS≠0の場合

— Additional adequacy margin [MW]: to capture the benefit of the project if EENS equals 0 MWh[26]. EENS=0の場合

Monetisation of B6 – SoS – Adequacy to meet demand

If an approved value for the Value Of Lost Load is available, EENS can be monetized by multiplying the computed lost load during the year [MWh/yr] with the Value Of Lost Load (VOLL) [€/MWh]. The result is a value in [€/yr] which must be reported alongside the value in MWh. If there is no approved value, project promoters may also report a monetized value for EENS. In this case, the VOLL that was used must be clearly displayed in the assessment table and project promoters must explain their choice.

承認された停電コスト（公的な値）が入手できれば貨幣価値換算が可能

The 'Additional adequacy margin' is measured in MW of spare capacity that does not need to be installed as a result of expanding transmission capacity. It can be conservatively monetised[28] on the basis of investment costs of peaking units, although this may not be appropriate if the share of the additional adequacy margin compared to the installed generation base is relatively large. In this case a specific analysis is required for the monetization of the additional adequacy margin.

ピークユニット投資コストで貨幣価値換算可能

Table 13: VOLL values across Europe found in literature

Country	VOLL (€/kWh)	Date	Used in planning?	Method/reference	Reference
Austria (E control)	WTP: Industry 13,2, Households, 5,3 Direct worth: Households: 73,5 Industry: 203,93	2009	No	R&D for incentive regulation, Surveys using both WTP and Direct Worth	(4)
France (RTE)	26. Sectoral values for large industry, small industry, service sector, infrastructures, households & agriculture available	2011	Yes (mean value)	CEER: surveys for transmission planning using both WTP, Direct Worth and case studies.	(12)
Great Britain	19,75	2012	No	Incentive regulation, initial value proposed by Ofgem	(13)
Ireland	Households: 68 Industry: 8 Mean: 40	2005	No	R&D, production function approach	(6)
Italy (AEEG)	10,8 (Households) 21,6 (Business)[44]	2003	No	Surveys for incentive regulation, using both WTP and Direct Worth (SINTEF)	(3) & (5)
Netherlands (Tennet)	Housholds 16,4 Industry: 6,0 Mean: 8,6	2003	No	R&D, production function approach	(7)
Norway (NVE)	Industry: 10,4 Service sector: 15,4 Agriculture: 2,2 Public sector: 2 Large industry: 2,1	2008	Yes (sectorial values)	Surveys for incentive regulation, using both WTP and Direct Worth (SINTEF)	(9) and (10)
Portugal (ERSE)	1,5	2011	Yes (mean value)	Portuguese Tariff Code	(14)
Spain	6,35	2008	No	R&D, production function approach	(8)
Sweden	Households 0,2 Agriculture 0,9 Public sector 26,6 Service sector 19,8 Industry 7,1	2006	No	R&D, WTP, conjoint analysis	(11)

（参考）ESCJ調査による停電コスト

第4回電力レジリエンス等に関する小委員会

（参考）ESCJによる調査（2013年）の概要

- ESCJは2013年、供給力不足による計画停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した２ケースにおける停電コストを、アンケート(個人および大口・中小事業所が対象)で確認している。
- 既存の停電コスト(3,050～5,890円/kWh)は、当該調査のうち、需要家への事前予告がある計画停電を前提とした回答値から算出されているが、事前予告がない場合の停電コストは飛躍的に高くなっている。

▼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。

▼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。

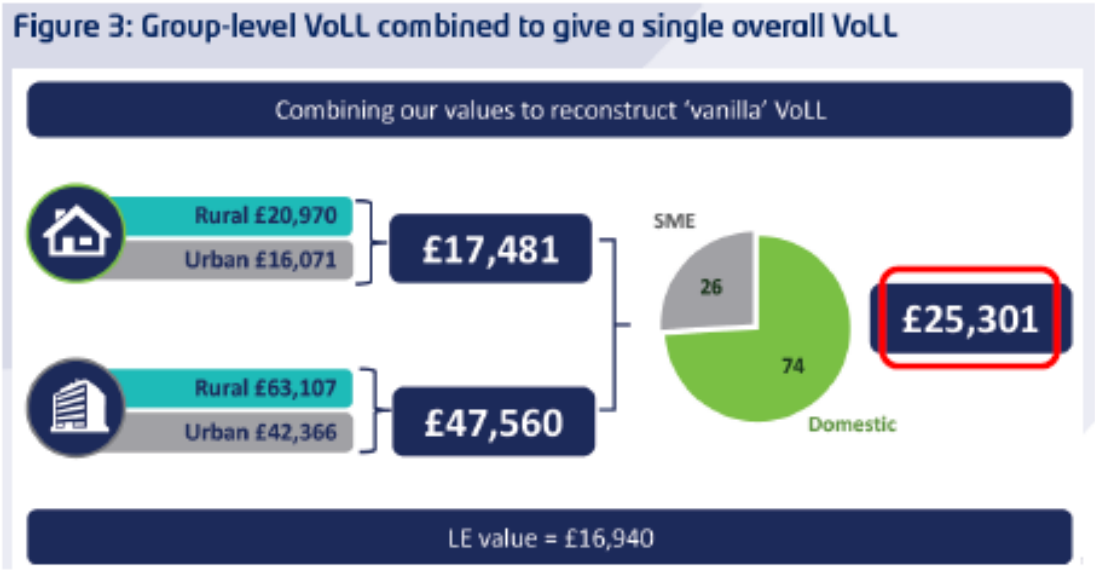
第4回電力レジリエンス等に関する小委員会

英国のVoLL②2015年から2018年の調査

13

- OfgemがRIIO(Revenue using Incentives to deliver Innovation and Outputs)の一環として導入したNIA(Network Innovation Allowance)の援助で、2015年10月～2018年9月の間、Electricity North West社が、表明選好法の選択実験調査(2013年のLondon Economicsと同様)によるVoLL推定プロジェクトを実施している。
- 過去(2013年)に英国で実施された調査と同じく、家庭および小口事業所の停電に対する最低受入補償額（WTA）をアンケート調査で確認し、**£25,301/MWh(3,731円/kWh相当)**というVoLL推定値が報告された。
- 過去の推定値£16,940/MWhにインフレ率を考慮しても£18,500/MWh程度（2,728円/kWh相当）であり、VoLLの経時的な上昇を確認できる。
- Electricity North Westは、この上昇の原因を、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ているものと分析している。

▼英国における家庭・小口事業所それぞれのVoLL推計値と、その加重平均値(2018FY)



【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)