

確率論的必要供給予備力算定手法による 必要供給予備力の検討について

2018年5月16日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

(余 白)

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

- 2017年度に応援ロジック見直し等のツール改修を行い、必要供給予備力を算定する環境が概ね整った。
- 2018年度は、必要供給予備力検討の残課題について検討するとともに、容量市場の制度設計に必要な検討についても整理を進める。
- 本日は、容量市場に関する議論状況やこれまでの本委員会での検討状況について説明する。

	2018年度			
	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
容量市場検討	需要曲線シミュレーション		オークション機能設計 需要曲線の策定、市場分断時の約定処理方法の検討	
必要供給予備力算定	検討状況報告		2018年度 必要供給予備力検討	
(1)全国及び各エリアで確保する供給信頼度の考え方	供給信頼度の指標選定			
	指標算定の前提条件			
	全国・各エリアの供給信頼度の位置付け、活用方法			
	供給信頼度評価の方法			
	間接オークション導入後の計画潮流の扱い			
	調整力との関係			

1 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

	2018年度			
	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
(2)容量市場の制度設計に向けた検討		アデカシー確保における 連系線制約の考え方		
(3)連系線の計画停止、計画外停止、マージン等の扱い検討			マージン等 の扱い検討	
(4)電源の計画停止を考慮した設備量の評価	改修 検討	ツール改修 電源の計画停止率調査		
(5)変動要素のエリア間相関の確認	エリア間相関 の確認			
(6)景気変動等による需要変動の扱い		2016・2017年度 実績追加		
(7)計画外停止率の調査		依頼 ▽	提出 ▽	2017年度 実績追加
(8)諸元の公表				公表諸元 準備
				公表 ▽

- 容量市場の対象範囲は、①年間最大需要(H3)に対応する供給力、②持続的需要変動に対応する供給力、③偶発的需給変動に対応する供給力、④稀頻度リスク(厳気象)に対応する供給力を基本とし、具体的な供給力の量は、調整力の在り方の検討結果等を踏まえて見直すこととしている。

(容量市場の対象範囲)

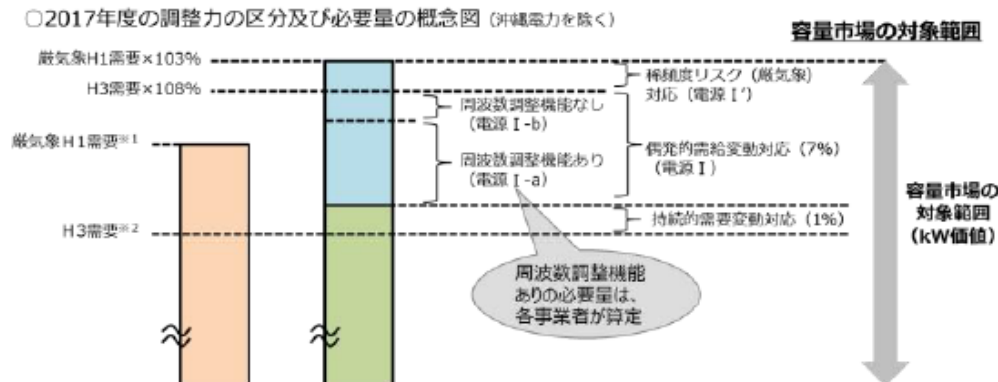
容量市場で取引する供給力(kW 価値)の範囲については、現行の供給力・調整力の必要量の考え方も踏まえ、

- ①年間最大需要(H3 需要)に対応する供給力
- ②景気変動等による需要変動(持続的需要変動)に対応する供給力
- ③電源の計画外停止、出力変動電源の出力変化、気温等の変動に伴う需要変動(偶発的需給変動)に対応する供給力
- ④稀頻度リスク(厳気象)に対応する供給力⁴⁷

を基本とすることが考えられる。

なお、具体的な供給力の量については、広域機関における調整力の在り方の検討結果や需給の状況等を踏まえ、必要に応じて見直すことが考えられる。

(参考図3-3)容量市場で取引する kW 価値の対象範囲



(※1) 厳気象H1需要：10年に1回程度の厳気象(猛暑/猛寒)条件における最大電力需要
(なお、単にH1需要といった場合は、ある期間における電力需要の最大値を指す)
(※2) H3需要：年間最大3日平均の電力需要

- 容量市場は、全国単一オークションで実施することとしている。

論点3：容量市場の地理的範囲（全国単一とエリア別）

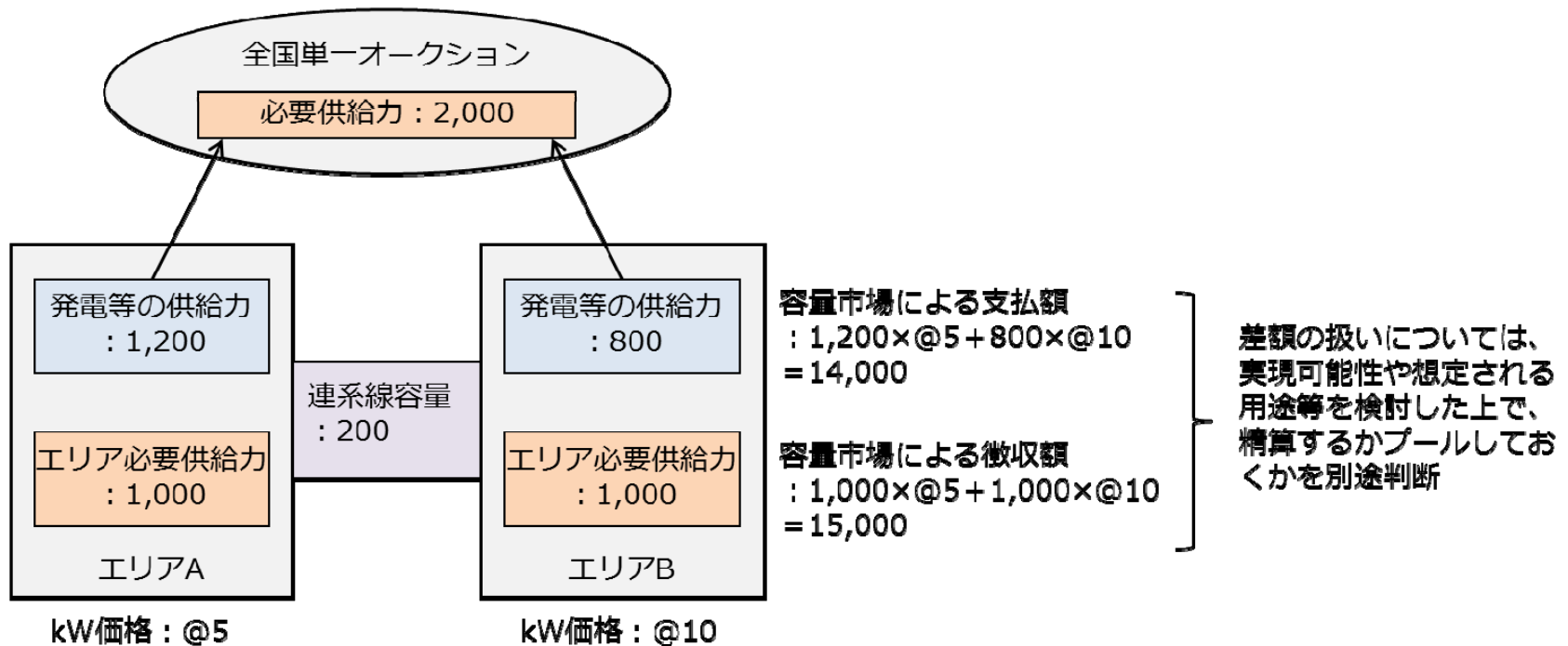
- 容量オークションの実施については、連系線の運用制約や、各エリアの供給信頼度等を考慮した上で、全国単一オークションとする方式と、エリア別オークションとする方式が考えられる。
- エリア別オークションとする場合、国民負担軽減の観点から、エリア外入札を認めることが望ましいが、発電事業者等の入札行動次第で、国全体で効率的な調達達成できないおそれがある。
- このため、容量オークションは全国単一で実施することとし、発電事業者等のエリア外入札行動によらず、国全体で効率的な調達を達成しやすくなるようにしてはどうか。

	概要	メリット	デメリット
案1. 全国単一オークション	国全体で必要供給力と調達目標量を設定し、オークションを実施	発電事業者等の入札行動によらず、国全体で効率的な調達を実現可能	エリア別に必要供給力が設定されないため、容量価格の決定方法によっては、エリア別の投資が偏るおそれ
案2. エリア別オークション (エリア外入札を許容)	エリア別に必要供給力と調達目標量を設定し、エリア外入札を認めてオークションを実施	エリア別に必要供給力が設定されるため、発電事業者等にとってはエリア内投資判断の一助となる	エリア外入札は発電事業者等の入札行動に依存するため、国全体で効率的な調達ができないおそれ

- 容量市場は、全国単一オークションで実施するが、連系線制約により市場分断が発生することもありうる。

論点3：容量市場の地理的範囲（エリア間値差の扱い）

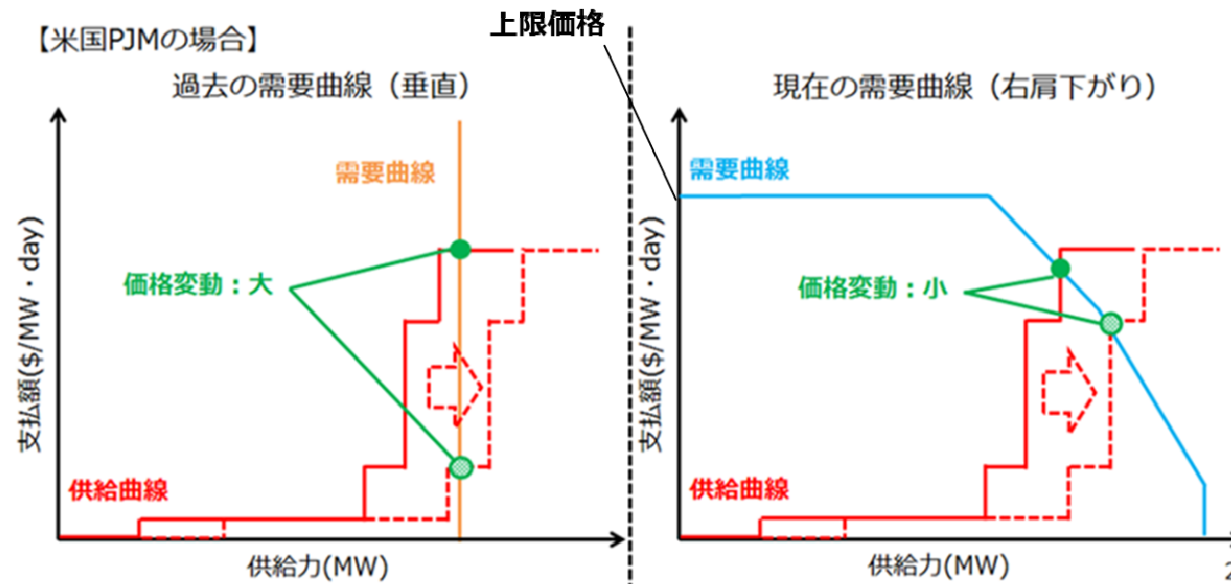
- 全国単一オークションとする場合、連系線制約により市場が分断すると、エリア間でkW価格に値差が発生し、容量市場による徴収額と支払額との間で差額が生じる可能性がある。
- この差額の扱いについては、供給信頼度向上などの公益的課題への対応のために用いる、受益や負担に応じて精算するといった様々な方策が考えられるが、差額の扱いについては、制度的な実現可能性や想定される用途等を検討した上で、別途判断することとしてはどうか。



- 容量市場は、市場管理者が、需要曲線を設定し、オークションで供給力を調達する。
- 需要曲線は、目標調達量と対応する支払価格を設定し、それを基準に傾斜型の形状を基本とする。

論点9：需要曲線の設定（需要曲線の形状）

- 市場管理者が集中型の容量オークションを開催するためには、目標調達量とそれに対応する支払価格を設定し、それを基準に需要曲線を設定することが原則。
- 諸外国における需要曲線の形状については、入札結果による価格変動幅を小さくできる傾斜型の需要曲線を採用し、上限価格を設定していることが多い。
- 我が国においても同様に、傾斜型の需要曲線とすることを基本としてはどうか。



出所：2017年4月 基本政策小委員会第3回制度検討作業部会 事務局提出資料

【出典】制度検討作業部会 第12回

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/012_haifu.html)

(参考) 諸外国の事例 (需要曲線の形状)

- 米国PJMでは、新設投資を促すために必要なkW価値への支払額を設定し、それを基準に供給力の量に応じてkW価値の価格変動が緩やかになるような傾斜型の需要曲線を設定している。

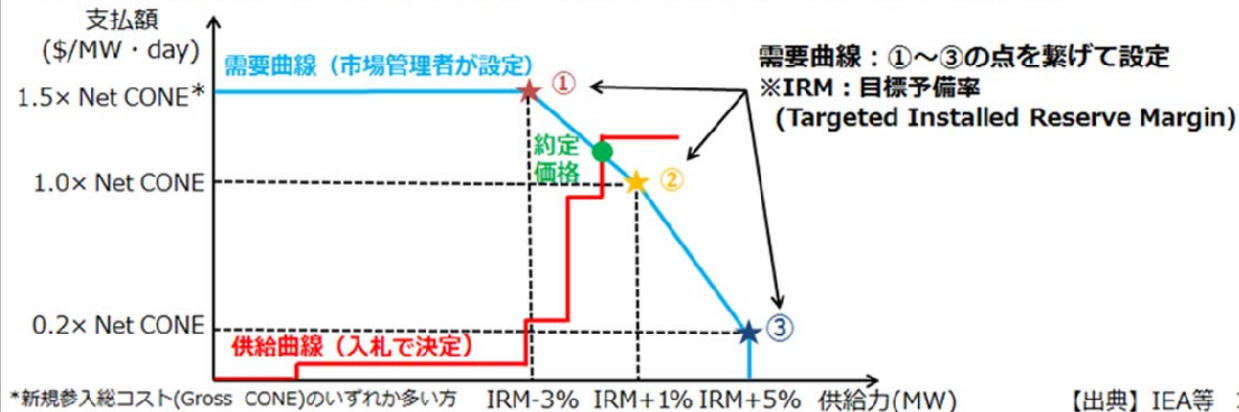
集中型容量市場における需要曲線等の設定方法 (米国PJMの場合)

参考資料 1

- 米PJMをはじめとする諸外国の集中型の容量市場においては、まず新設の電源投資を促すために必要なkW価値への支払額 (CONE: Cost of New Entry)を設定する。
- その後、算出されたCONEも踏まえ、供給力の変化に対して、kW価値の価格変動が緩やかになるような右肩下りの需要曲線 (Downward Sloping Demand Curve) をISO等が設定。
- 例えば、米PJMのCONEは、仮想のガス火力プラントを想定し、新規参入に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場や調整力市場からの収入を差し引いた価格をベースに決定(Net CONE)。

【米国PJMにおけるCONE及び需要曲線の設定方法】

Net CONE : 卸電力市場・調整力市場からの収入を除く新規参入コスト÷(1-事故停止率)

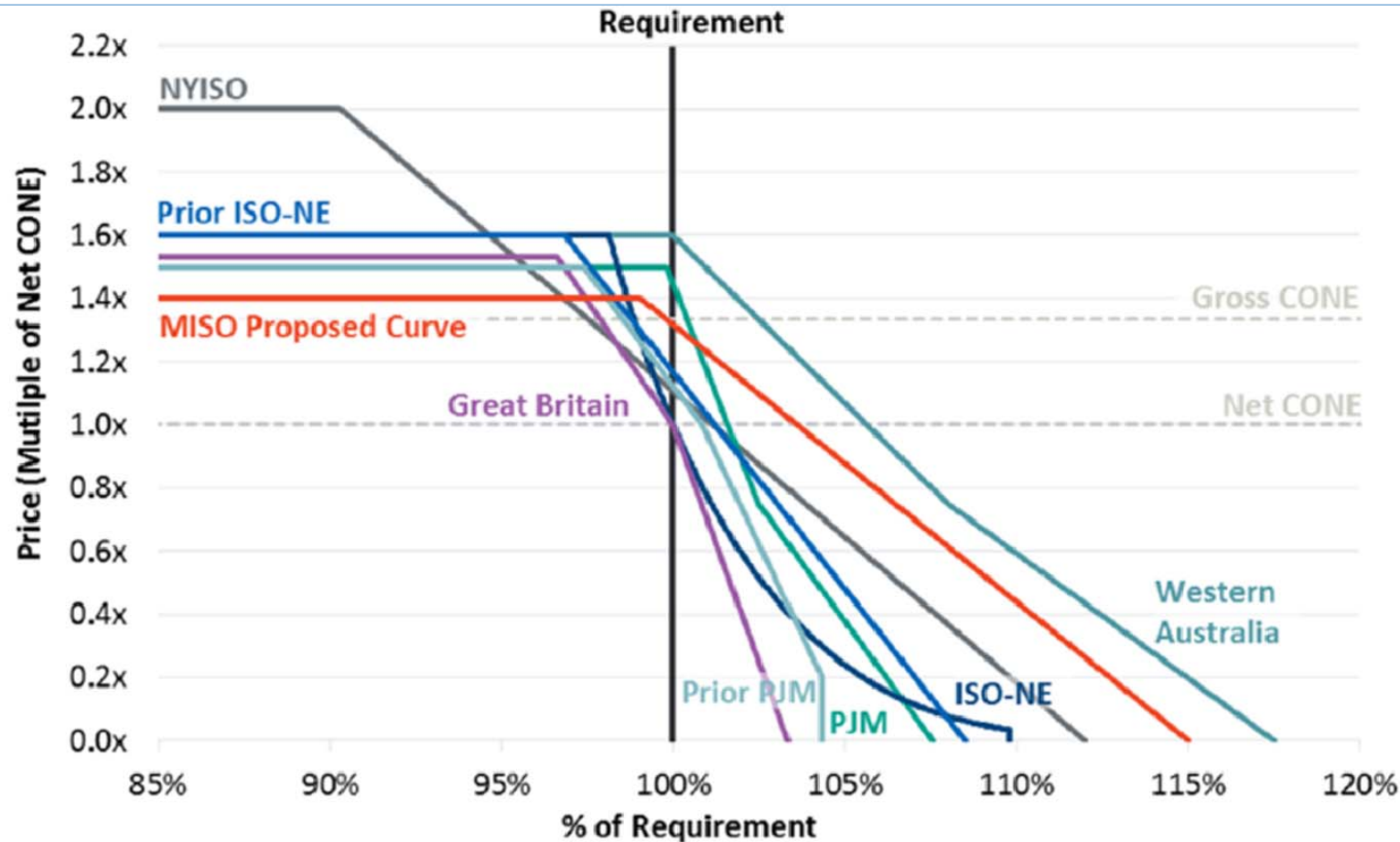


【出典】IEA等 1

出所: 2017年4月 基本政策小委員会第3回制度検討作業部会 事務局提出資料

2 必要供給予備力と容量市場との関係(参考:諸外国の事例)

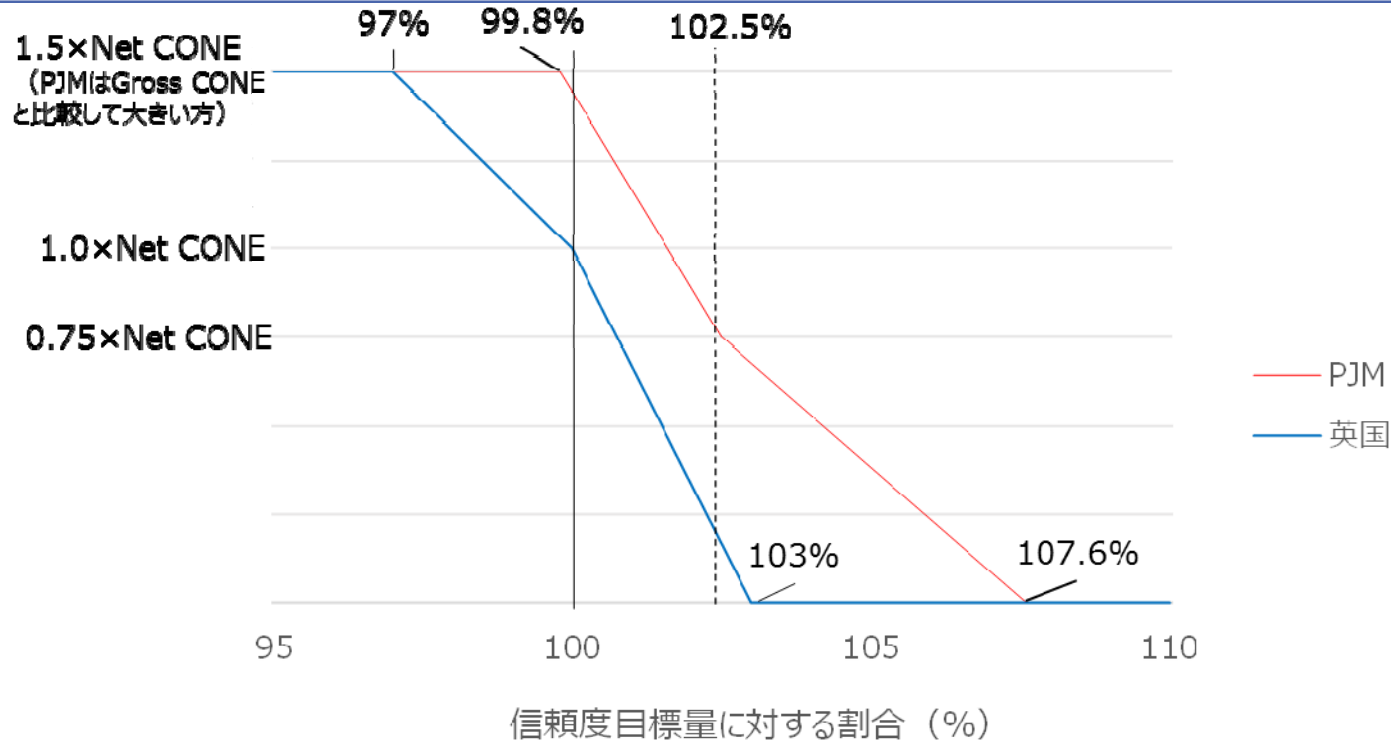
- 諸外国の需要曲線（下図は、目標調達量で正規化）は、各容量市場の考え方や状況等を踏まえたものであるが、価格（上限価格、Net CONE）、調達量（最低限確保する調達量、目標調達量、確保する上限の量）、曲線の傾き、変曲点の設定は多種多様である。



【出典】第10回容量市場の在り方等に関する検討会 資料3

(http://www.occto.or.jp/iinkai/youryou/kentoukai/2018/youryou_kentoukai_haihu10.html)

■ PJMは、価格キャップにおける量は、信頼度目標量に対して99.8%と設定している。変曲点は信頼度目標量の102.5%に対してNet CONEの75%で設定した下に凸型の曲線である。



	価格キャップ	価格キャップにおける容量 (信頼度目標量に対する割合)	形状	容量の幅 (信頼度目標に対する割合)	価格0における容量 (信頼度目標に対する割合)
PJM	1.5×Net CONEと Gross CONEの大きい方	99.8%	下に凸 (Convex)	7.7%	108%
英国	1.5×Net CONE	97%	下に凹 (Concave)	6.7%	103%

2 必要供給予備力と容量市場との関係(参考:諸外国の事例)

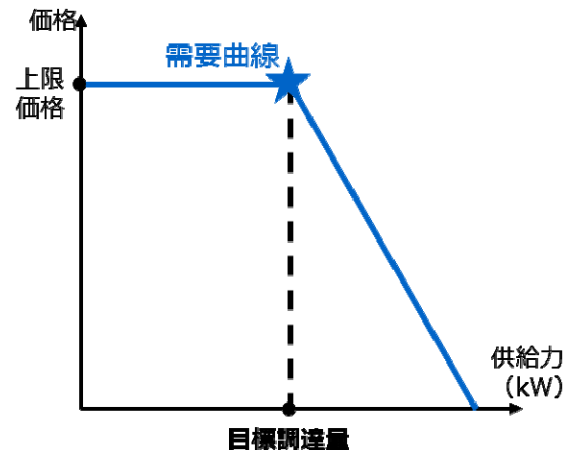
	信頼度目標量	容量の幅	形状	モデルプラント	策定体制
PJM	LOLEが10年に1度とするための予備力をIRMとして設定する。(16%程度)	価格キャップにおける容量は、LOLEが5年に1度(バックストップオークション:電源入札の基準)以上に悪化することが殆ど起こらないように設定。容量の上限は、価格のボラティリティや平均約定価格等の分析から算出。	信頼度を維持するために、容量が不足する場合に価格を高騰させるよう、下に凸型の曲線を採用。	CT	ブラトルグループが3年ごとにレビュー。その結果を受けてPJMが策定し、FERCが認可する。
英国	将来の需給シナリオを想定し、Regret Cost(最適経済値に対する追加コスト分)が最小となる容量を目標量として設定する。(Least Worst Regret:LWR法、後述) (計画外停止率等の調整後で8%程度)	市場支配力抑止の観点から、標準的なCCGT2機分に相当する1.5GWを過不足の幅に設定。		CCGT	将来エネルギーシナリオ(FES)を関係各所と協議の上決定する。そのシナリオを基にナショナルグリッドが目標量を算定し、専門家委員会(PTE)によって検証される。

- 容量市場における需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関で検討することとなっている。

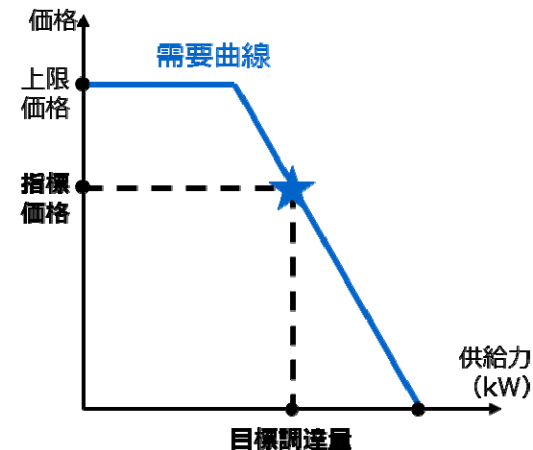
論点9：需要曲線の設定（需要曲線の考え方）

- 傾斜型の需要曲線をとる場合、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格（例：新規参入の電源にとって必要になると考えられるコスト）を設定する例が多い。
- 上限価格を指標価格と一致させた場合、容量のひっ迫時にも新規電源が利益を得られないこととなり、調達量が十分確保できないリスクがあることから、上限価格は指標価格を一定程度上回ることとしてはどうか。
※ひっ迫時に利益が得られる可能性が生じることで、電源の新設インセンティブとなると考えられる。
- また、諸外国においては、目標調達量前後で指標価格となっている例や、価格が安価である場合には供給安定度の向上のメリットを踏まえ目標調達量以上に容量を確保している例があるが、需要曲線の詳細については、我が国の電力供給構造や容量の確保見通し等を踏まえ、広域機関において検討することとしてはどうか。

a. 目標調達量で上限価格（=指標価格）に達する



b. 目標調達量前後で指標価格に達する



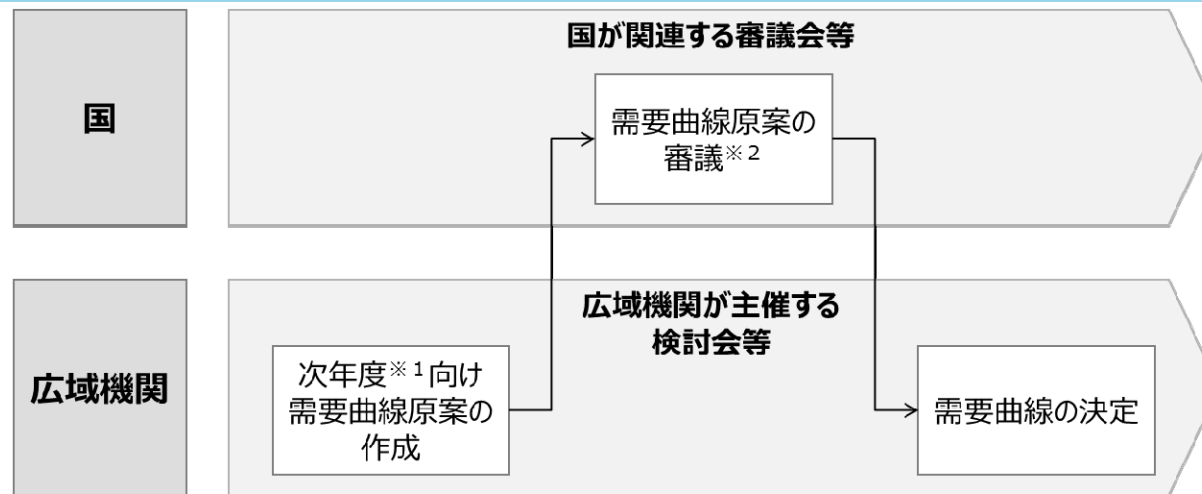
【出典】制度検討作業部会 第12回

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/denryoku_gas/denryoku_gas_kihon/seido_kento/012_haifu.html)

- 需要曲線の設定プロセスは、広域機関が原案を作成し、国が関連する審議会等で審議し、広域機関において決定する。
- 広域機関における需要曲線原案の作成には、本委員会と容量市場の在り方等に関する検討会で連携し検討することが必要である。

論点9：需要曲線の設定（需要曲線の設定プロセス）

- 容量オークションで使用される需要曲線は、調達される容量や価格に影響を与えるため、その設計プロセスには高い透明性が求められる。
- 具体的な目標調達量や指標価格の水準を踏まえた需要曲線の設定については、
 - ①広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線原案を作成し、
 - ②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議、
 - ③広域機関において需要曲線を決定することとしてはどうか。



(※1) 具体的なオークションの開催時期については別途検討が必要

(※2) 具体的な需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要

3 容量市場の制度設計に必要な検討事項

- 容量市場の制度設計に関わらず、現在の供給計画における需給バランス評価や電源入札等の検討開始の判断基準となる供給信頼度の考え方等については、本委員会で整理を進める必要がある。
- なお、容量市場における全国の需要曲線の設計、連系線制約による市場分断時の約定処理方法の検討に関しては、本委員会と容量市場検討会において下記の項目を扱うこととしてはどうか。

	容量市場検討会	本委員会
供給信頼度の考え方	—	<ul style="list-style-type: none"> ・全国および各エリアで確保する供給信頼度の考え方 <ul style="list-style-type: none"> — 供給信頼度の指標選定 — 指標算定の前提条件 — 供給信頼度の位置づけ、活用方法 — 供給信頼度評価の方法 — 間接オークション導入後の計画潮流の扱い — 調整力との関係 — 電源の計画停止を考慮した設備量の評価 等 ・上記の考え方を踏まえた供給信頼度の基準値、必要供給予備力等の算定

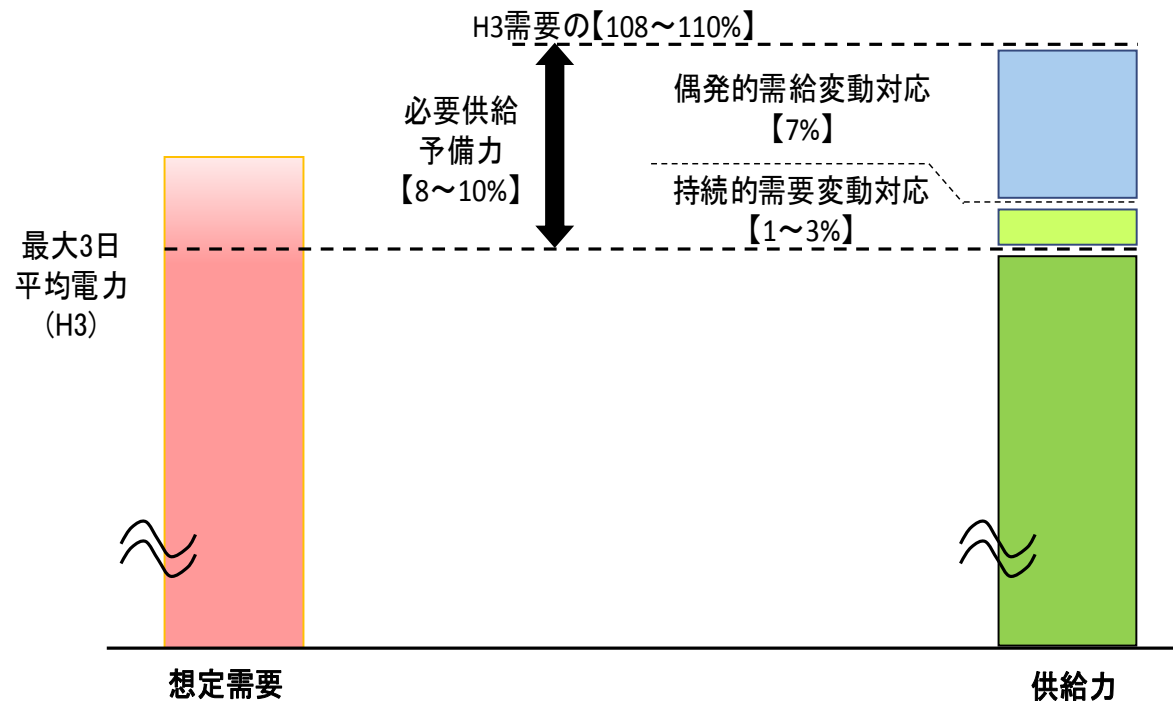
3 容量市場の制度設計に必要な検討事項

	容量市場検討会	本委員会
全国の需要曲線の設計	<ul style="list-style-type: none"> ・需要曲線の設計 <ul style="list-style-type: none"> －全国の目標調達量の考え方、算定 －上記に対応した価格指標の設計 －形状の考え方(上限価格に対応する量含) 	<ul style="list-style-type: none"> ・供給信頼度の考え方の整理に基づく <ul style="list-style-type: none"> ※主に関連する項目は、(全国の目標調達量・上限価格に対応する量の検討に向けた)、全国で確保する供給信頼度の考え方、供給信頼度の位置づけ、活用方法、調整力との関係
連系線制約による市場分断時の約定処理方法	<ul style="list-style-type: none"> ・市場分断時の約定処理方法 <ul style="list-style-type: none"> －市場分断の基準を踏まえた、約定処理の考え方、具体的なプロセス －約定価格の考え方 (小売電気事業者への請求の考え方含) 	<ul style="list-style-type: none"> ・供給信頼度の考え方の整理に基づく <ul style="list-style-type: none"> ※主に関連する項目は、(市場分断の基準となる)、各エリアで確保する供給信頼度の考え方、供給信頼度の位置づけ、活用方法、調整力との関係 ・アデカシー確保における連系線制約の考え方(各エリアで確保する供給信頼度の考え方とセットで検討が必要)

- 本検討は、広域機関が電気事業者から提出された供給計画を取りまとめ、需要に対して適切な供給力が確保されているかというアデカシーの評価(需給バランス評価)を行う際、又は電源入札等を実施し供給力の確保を図る必要があるかどうかの評価を行う際に用いる指標とその基準値について検討するものである。
- この考え方の歴史は古く、特に、偶発的需給変動対応のための必要供給予備力の考え方については、1958年以降、現在まで大きな見直しが行われていないことから、昨今の再生可能エネルギー(以下「再エネ」)の導入量拡大、ライセンス制導入等の環境変化を踏まえた見直しを行うこととなった。

(必要供給予備力のイメージ)

※【 】内の数字は必要供給予備力の検討において見直しを検討している数字



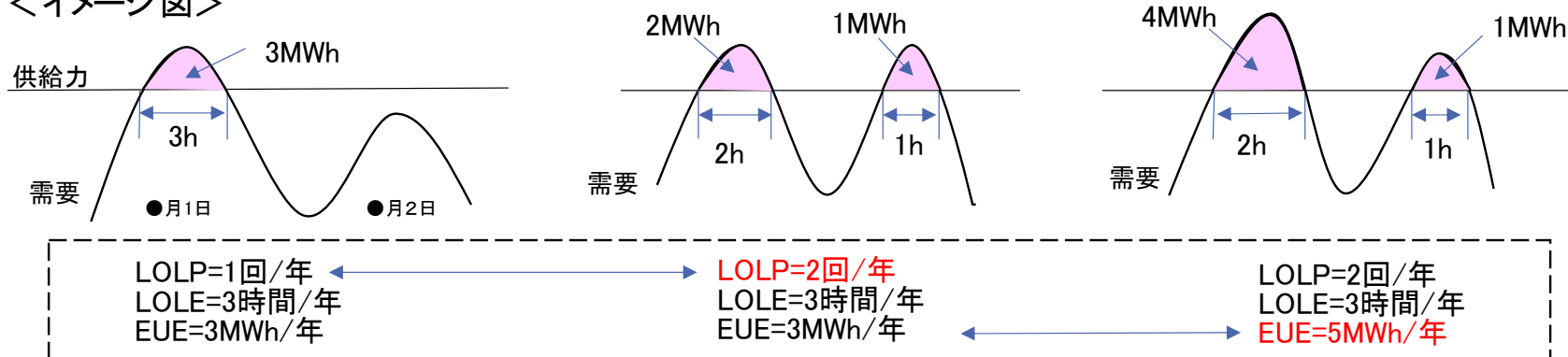
【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成28年度(2016年度)取りまとめ抜粋
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

■ 供給信頼度の指標の選定

本委員会において、欧米諸国で用いられている指標を参考にしつつ詳細検討を行った結果、2017年度から「需要1kWあたりのEUE」を軸に供給信頼度の基準値等の検討を進め、当面の間、他の指標（LOLP、LOLE）は補助指標として参照することを確認した。

	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値 単位：kWh/年

<イメージ図>



【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)

【供給信頼度の指標を「需要1kWあたりのEUE」とする理由】

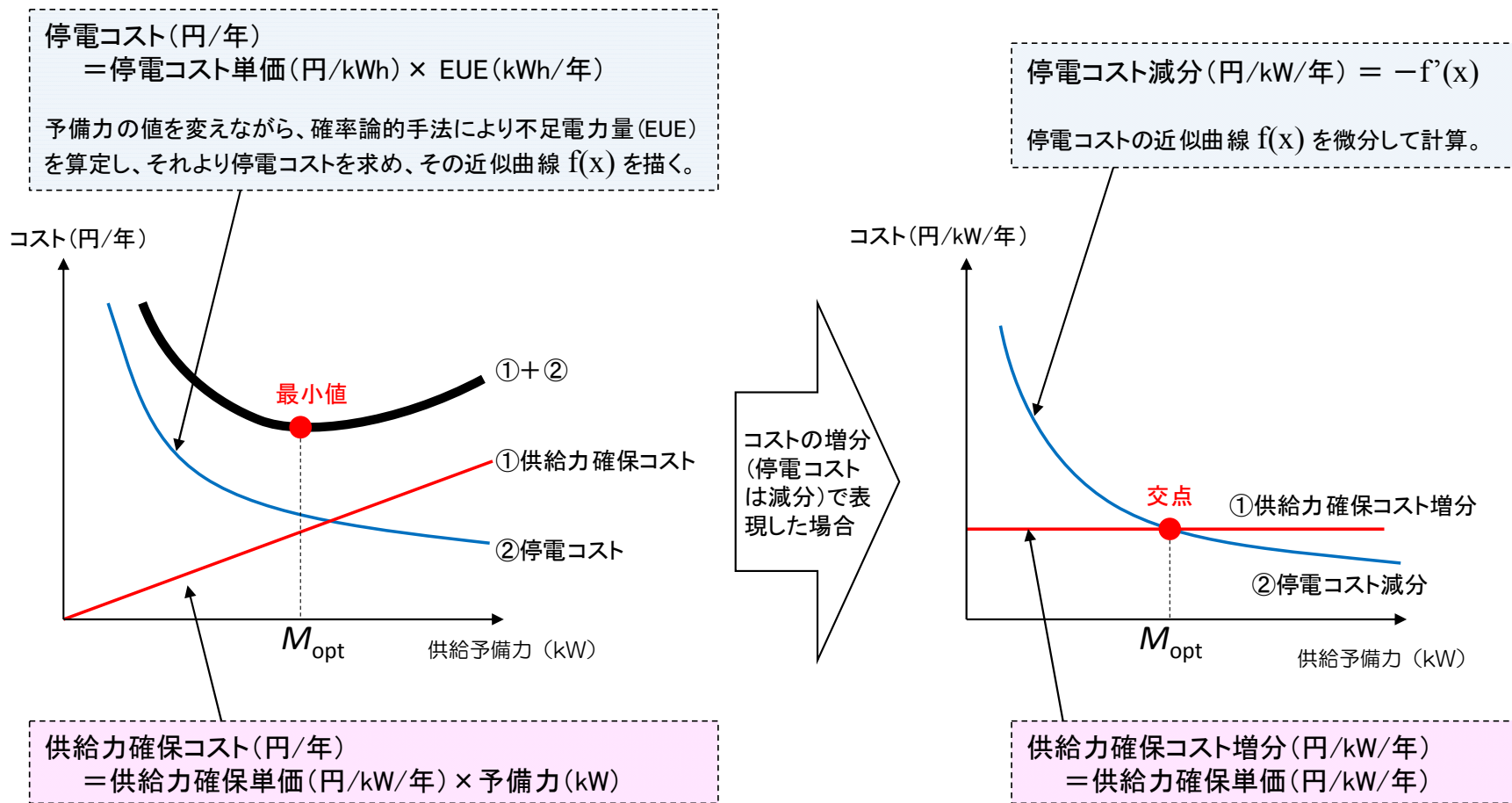
(需要 1kW あたりの EUE を選定する理由)

- LOLP は、8,760 時間評価のもとでは、1 年のある 1 日 (24 時間) において供給力不足が 1 時間発生しても 10 時間発生しても同じ値 (LOLP=1 回/年) となり、供給力不足の長さが考慮されない。このため、供給力不足時間を考慮できる LOLE や EUE に比べて、供給信頼度の評価が不十分であると考えられる。
- LOLE は、エリア単位で見たときの供給力不足発生頻度 (年あたり時間) の期待値を示す指標であり、供給力不足の大きさ (kWh) は考慮されず、2-1-2 (2) で述べたように、エリアの設定範囲により値が変化する。これらのことから、LOLE の値を 9 エリア一律に設定しても、各需要家の供給力不足の大きさ (年あたり kWh) がエリアにより異なることとなる。
- EUE は、エリア単位で見たときの供給力不足量 (年あたり kWh) の期待値を示す指標であり、その値を 9 エリア一律に設定しても、エリアにより需要の規模が異なることから、各需要家の供給力不足の大きさ (年あたり kWh) はエリアにより異なることとなる。
- EUE をエリアの総需要で割った「需要 1kW あたりの EUE」にすることで、需要 1kW あたりの停電量 (年あたり kWh) の期待値を示し、2-1-2 (2) で述べたように、エリアの設定範囲によって値が変化しない。このことから、その値を 9 エリア一律に設定した場合には、需要家が同じような規模であると仮定すると、各需要家の供給力不足の大きさ (年あたり kWh) をエリアの規模によらず一律にすることができる。このため、「需要 1kW あたりの EUE」を供給信頼度の指標として用いることが適切であると考えられる。

【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](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html))

■ 供給信頼度の基準

供給力を多く確保するほど供給信頼度は高まる(停電の発生リスクは低下する)が、供給力の確保のためのコストが増加することを踏まえ、下図に示すとおり、供給力確保コストと停電コストの和が最小となる供給予備力を適切な供給予備力と見なす(そのときの指標の値を基準値と見なす)こととした(以下「経済性分析」)。

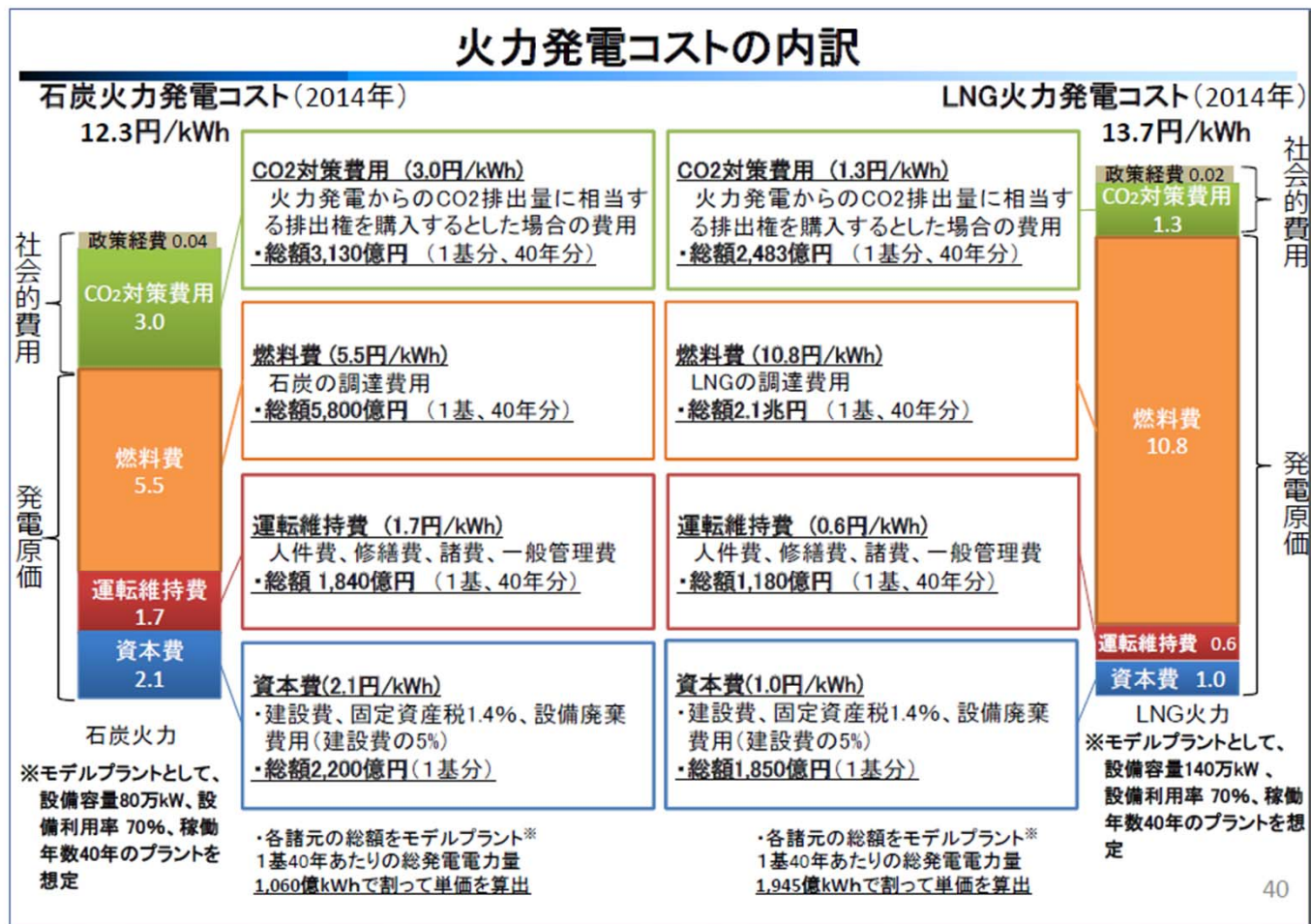


【出典】調整力及び需給バランス評価等に関する委員会平成28年度(2016年度)取りまとめ抜粋
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

(参考7) LNG火力発電コスト

46

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費1.0円/kWh + 運転維持費0.6円/kWh) × 8760h/年 × 70% = 9811円/kW/年



(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

(参考8) 石油発電コスト

47

供給力確保コスト単価(円/kW/年) = (資本費3.8円/kWh + 運転維持費2.6円/kWh) × 8760h/年 × 30% = 16819円/kW/年



(出所)「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」(平成27年5月、発電コスト検証ワーキンググループ)

(参考9) 停電コスト

48

■ 直接的な被害額の調査結果(電力系統利用協議会実施「停電コストに関する調査(平成26年1月)」)

- ▶ 供給力不足による停電を前提とし、停電発生の季節・時刻により設定した2ケースについて計画停電の事前予告のある場合の停電コストをアンケート調査(大口事業者、中小事業所、個人を対象)

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。

■ 調査結果を元に大口事業所、中小事業所、個人の需要割合※4で加重平均し算出

ケース	停電コスト単価(円/kWh)
夏の平日	3,573 ~ 5,603
冬の平日	2,533 ~ 6,185

※4 平成24~26年度の大口、中小、個人の需要電力量の割合

■ 夏の平日平均と冬の平日平均の平均値から停電コスト単価(円/kWh)として設定(1桁目を四捨五入)

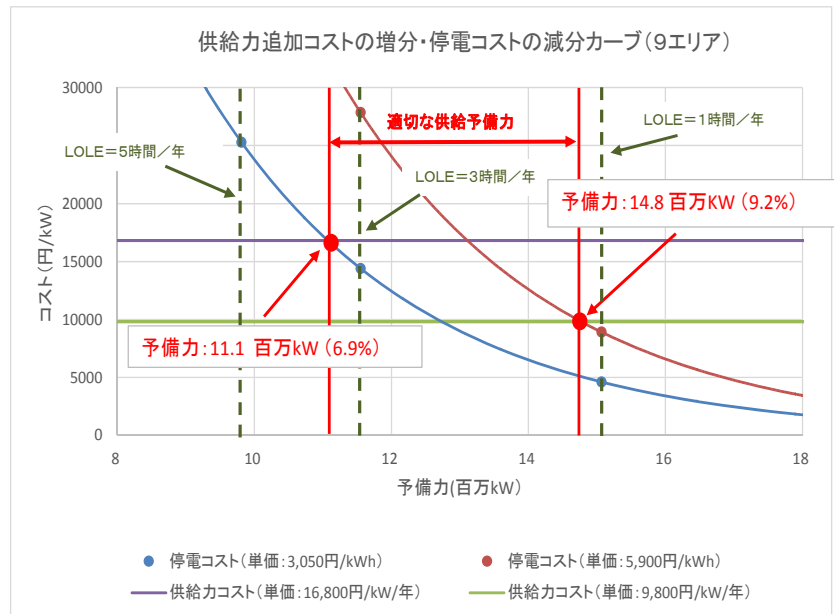
停電コスト単価(円/kWh)
3,050 ~ 5,890

■ 経済性分析による適切な供給予備力の範囲

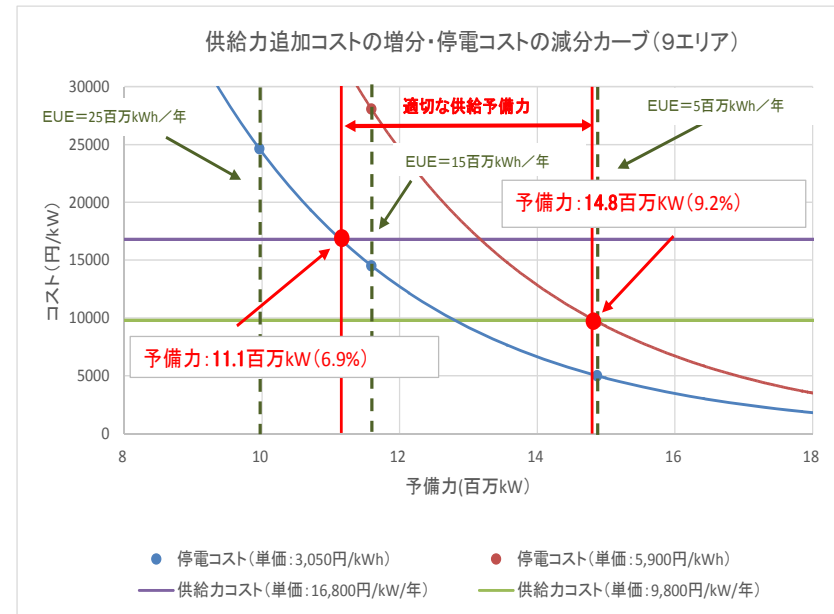
LOLE又は需要1kWあたりのEUEを9エリアで一律にする前提のもと、それぞれ経済性分析を行った結果、下表のとおり、供給信頼度の基準で見ると、概ねLOLE=1~3時間/年、9エリア計EUE=5~15百万kWh/年程度となることが分かった。

断面	経済性分析による適切な供給予備力の範囲	
	LOLEを9エリア一律	需要1kWあたりのEUEを9エリア一律
2016年度	10.0百万kW(6.3%)~13.5百万kW(8.6%)	10.0百万kW(6.3%)~13.5百万kW(8.6%)
2020年度	11.1百万kW(6.9%)~14.8百万kW(9.2%)	11.1百万kW(6.9%)~14.8百万kW(9.2%)
2025年度	12.1百万kW(7.3%)~15.9百万kW(9.6%)	12.2百万kW(7.4%)~16.0百万kW(9.6%)

(2020年度: LOLE一律)



(2020年度: 需要1kWあたりのEUE一律)



【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

■ エリア別の必要供給予備力(2020年度)

供給信頼度の指標及び基準として、9エリア一律に需要1kWあたりのEUE=0.093kWh/年(9エリア計の需要を掛けた9エリア計のEUEは15百万kWh/年)、需要1kWあたりのEUE=0.031kWh/年(9エリア計の需要を掛けた9エリア計のEUEは5百万kWh/年)とした場合の試算結果は以下のとおり。

試算結果(2020年度、需要1kWあたりのEUEを9エリア一律)

【LR-14】

[9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.5	1.3	5.0	2.3	0.5	2.5	1.0	0.5	1.4	15	
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087	
単独	必要供給力(万kW)	623	1,571	5,971	2,791	604	2,977	1,248	635	17,532	
	必要予備力(万kW)	102	160	595	336	99	285	165	132	2,085	
	必要予備率(%)	19.5	11.3	11.1	13.7	19.6	10.6	15.2	26.2	13.8	13.0
連系	必要供給力(万kW)	531	1,474	5,854	2,679	516	2,855	1,175	544	17,246	
	必要予備力(万kW)	10	63	478	224	11	163	92	41	1,159	
	必要予備率(%)	2.0	4.5	8.9	9.1	2.2	6.1	8.5	8.2	4.9	7.2
	LOLE(時間/年)	2.9	2.7	4.2	2.9	2.4	3.0	2.5	2.0	2.4	—
連系効果	17.6	6.9	2.2	4.6	17.4	4.5	6.7	18.0	8.9	5.8	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

[9エリア計のEUE=5(百万kWh/年)]

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
目標値: EUE(百万kWh/年)	0.2	0.4	1.7	0.8	0.2	0.8	0.3	0.2	0.5	5	
需要(万kW)	521	1,411	5,376	2,455	505	2,692	1,083	503	1,541	16,087	
単独	必要供給力(万kW)	643	1,610	6,101	2,855	625	3,043	1,280	659	18,610	
	必要予備力(万kW)	122	199	725	400	120	351	197	156	2,523	
	必要予備率(%)	23.4	14.1	13.5	16.3	23.8	13.0	18.2	31.1	16.4	15.7
連系	必要供給力(万kW)	545	1,500	5,972	2,727	530	2,908	1,197	554	17,573	
	必要予備力(万kW)	24	89	596	272	26	216	114	51	1,487	
	必要予備率(%)	4.7	6.3	11.1	11.1	5.1	8.0	10.5	10.2	6.4	9.2
	LOLE(時間/年)	1.0	1.0	1.5	1.0	0.9	1.1	0.9	0.7	0.9	—
連系効果	18.8	7.8	2.4	5.2	18.8	5.0	7.6	20.9	10.0	6.4	

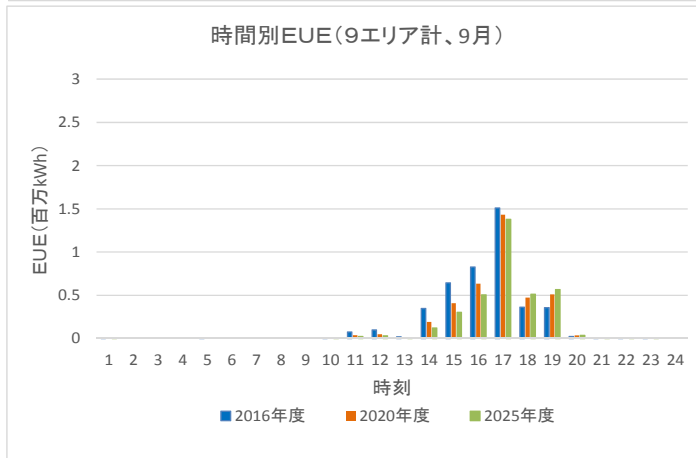
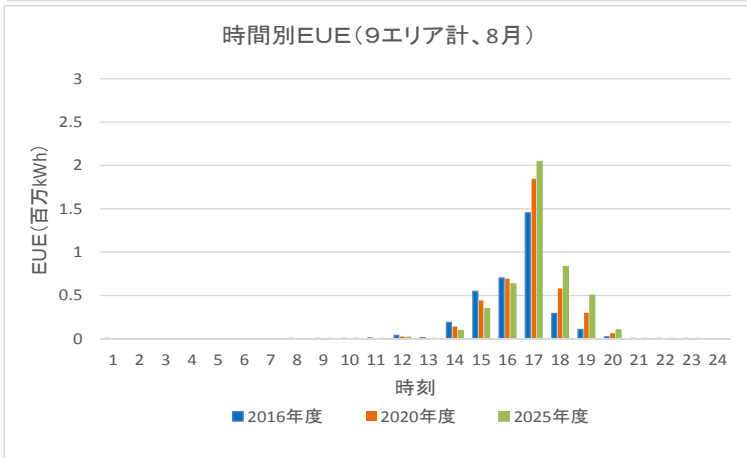
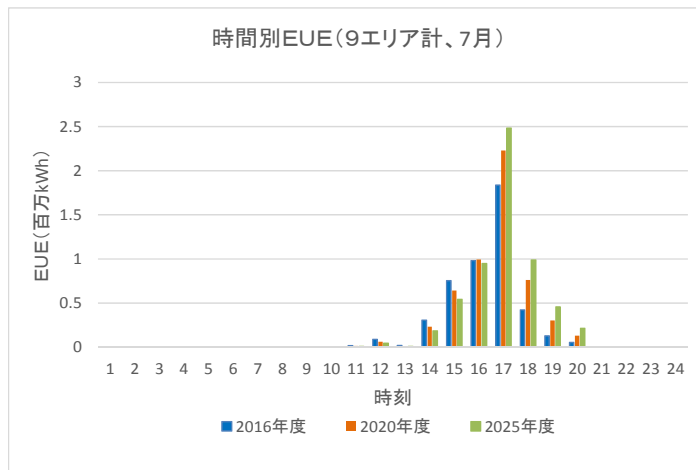
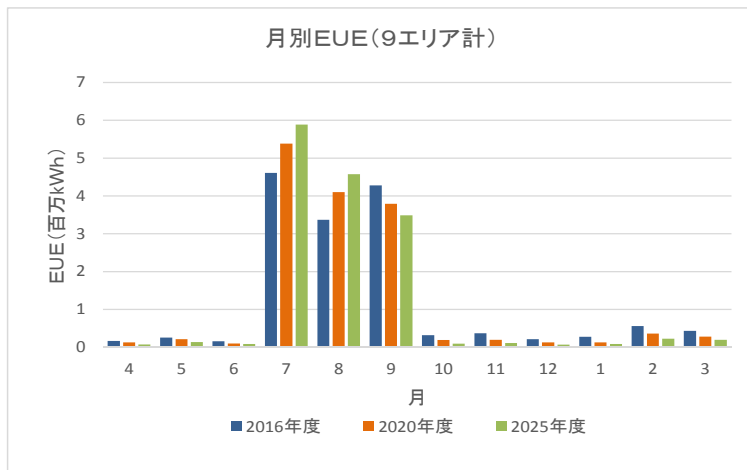
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

【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)取りまとめ参考資料抜粋
http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/chousei_jukyu_2016nendotorimatome.html

■ 月別・時間帯別の不足電力量の発生状況

月別で見ると、夏季(7~9月)の値が他の月より大きくなった。時間帯別で見ると、夕刻(17時頃)の値が最も大きく、後年度、太陽光発電の導入が進むにつれて夕刻以降(17~20時頃)の値が増加する傾向となった。この結果は、従来の8月の需要ピークのみ注目した分析ではなく、8,760時間を対象とした分析を行う必要性を示していると考えられる。

[9エリア計のEUE=15(百万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

■ ツール改修及び諸元の見直し

「エリア間の応援ロジックの見直し」、「確率変動のエリア間相関に関するロジックの見直し」のツール改修及びEUE(8,760時間の分析)に対応した計画外停止率の調査・見直しを実施し、必要供給予備力への影響を確認した。

【エリア間応援ロジック見直し前】

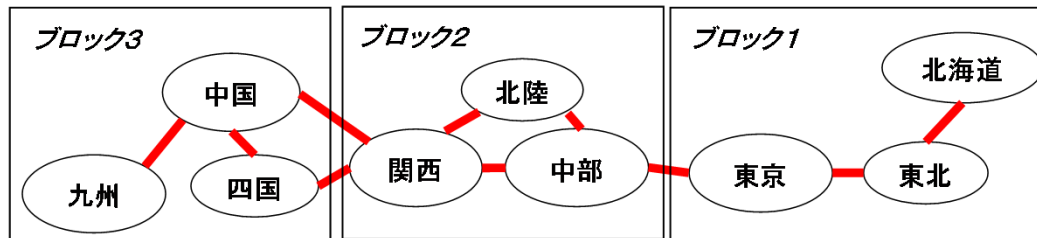
4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し
現状のシミュレーションの応援ロジック

9
【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1に緑字部分を追記
(http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyuu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf)

■ エリア間の応援に関するシミュレーションのロジックは、需給ひっ迫時の広域機関指示手順とは厳密には一致しないものの、基本的には近接エリア(具体的には同一ブロック)からの応援を優先していること、及び応援ルールの簡素化による計算時間の短縮が図れることから、従来どおりのロジック(下記)を適用。

- (1) 供給力が不足しているエリアに対して、まずは同一ブロック内で応援
- (2) ブロック2またはブロック3に不足エリアが残っている場合、ブロック2とブロック3の間で応援。
- (3) それでも不足が解消しない場合は、50Hz地域と60Hz地域をまたいで応援。

※不足エリアが複数ある場合、余剰エリアからの応援量は、不足エリアの供給力の不足量の比率で按分
※ブロック2、ブロック3が不足し、ブロック1が余剰の場合の応援量は、不足ブロックの供給力の不足量の比率で按分



〔広域機関業務規程 第113条第1項第4号〕 ※時間的に余裕のない場合はこの手順によらず指示を行う(同条第1項ただし書き)。
(需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合の指示手順)
四 本機関は、前号により会員から通知を受けた送電可能量を踏まえ、次のアからオの順位により、電気の供給の指示の対象とする会員並びに当該会員が電気の供給を行う期間、量及び送電経路を決定する。
ア 希望連系線を経由して電気の供給を受けることができるもの
イ 振替供給に際して、経由する供給区域の数が少ないもの
ウ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける期間をより多く充足するもの
エ 需給ひっ迫一般送配電事業者が必要な電気の供給を受ける量をより多く充足するもの
オ 発電設備の存する供給区域の系統容量の大きいもの

【出典】第18回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4
(http://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyuu_18_haifu.html)

【確率変動のエリア間相関に関するロジック見直し(太陽光発電出力、水力発電出力、風力発電)】

4 個別課題への対応 (2) 確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し
対応策の検討

31

- 過去20カ年の各エリアの出力率※1実績(30日×20カ年=600程度)の中から、シミュレーションを行う月・時刻と、同月、同時刻の出力率実績をランダムに抽出し、エリア間の相関を考慮した値とする
 - 変動量は、抽出した出力率実績に評価年度の設備量(想定)を乗じることで設定
- ※1 設備量(kW)に対する出力の割合

【各エリアの太陽光発電出力率の設定例(6月13時の設定)】

・過去20カ年の6月13時実績の中からランダムにデータを抽出し、各エリアの出力率として設定

乱数	年月	時刻	出力率実績 (%)									
			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
1	1995年6月1日	13時	27.0	28.4	48.0	60.3	28.6	40.5	61.9	66.4	73.0	
2	1995年6月2日	13時	41.8									
...										
551	2013年6月11日	13時	54.0									
...										
600	2014年6月30日	13時	55.6									
551	2013年4月11日	1時	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
...										
600	2014年4月30日	1時	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

24時間×12カ月分
=288断面

【計画外停止率の見直し】

2 個別課題への対応 (11)計画外停止率の見直し

27

(参考)計画外停止率

		2016年度諸元	2017年度諸元
水力	自流式・調整池式	0.5%	3.7%
	貯水式		0.7%
	揚水	1.0%	1.0%
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	2.6%
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	
原子力		2.5%	2.6%
再エネ	風力	—	—
	太陽光	—	—
	地熱	2.0%	2.6%

【応援ロジック等の見直し、計画外停止率見直し後の必要供給予備力算定結果(2016年度断面)】

2 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し (2)確率変動のエリア間の相関に関するロジックの見直し (11)計画外停止率の見直し 28

■ 「応援ロジック」、「確率変動のエリア間の相関に関するロジック」、「計画外停止率」見直し後の必要供給予備力
上記ロジック及び諸元見直し後の必要供給予備力について、2016年度の検討諸元を用いて算定した結果
は以下のとおり。

【2016年度検討結果】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕 (単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
2016年度算定 (2016年度断面)	単独	16.7	11.7	11.3	11.5	19.1	10.7	14.3	26.5	12.4	12.5
	連系	4.0	4.5	9.0	6.5	1.5	5.8	6.2	7.2	3.5	6.5

【応援ロジック、エリア間相関に関するロジック、計画外停止率見直しの個別影響の確認結果】 (単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
(1) 応援ロジック 見直し後	連系	3.9	4.0	9.3	6.9	1.0	6.3	5.7	5.2	2.2	6.5
(2) エリア間相関 ロジック見直し後	連系	3.6	1.1	8.3	5.3	0.4	4.9	5.6	6.9	2.7	5.5
(11) 計画外停止率 見直し後	連系	5.3	5.2	9.1	7.0	2.7	6.1	6.9	7.7	4.0	6.9

【応援ロジック、エリア間相関に関するロジック、計画外停止率見直し後】〔9エリア計のEUE=15(百万kWh/年)〕 (単位%)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計
全変動要素 エリア間相関考慮	単独	18.3	12.6	11.4	12.4	21.0	11.6	15.5	27.5	13.5	13.2
	連系	4.9	0.8	8.6	6.5	1.8	6.4	5.0	3.8	1.4	5.8