

# 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

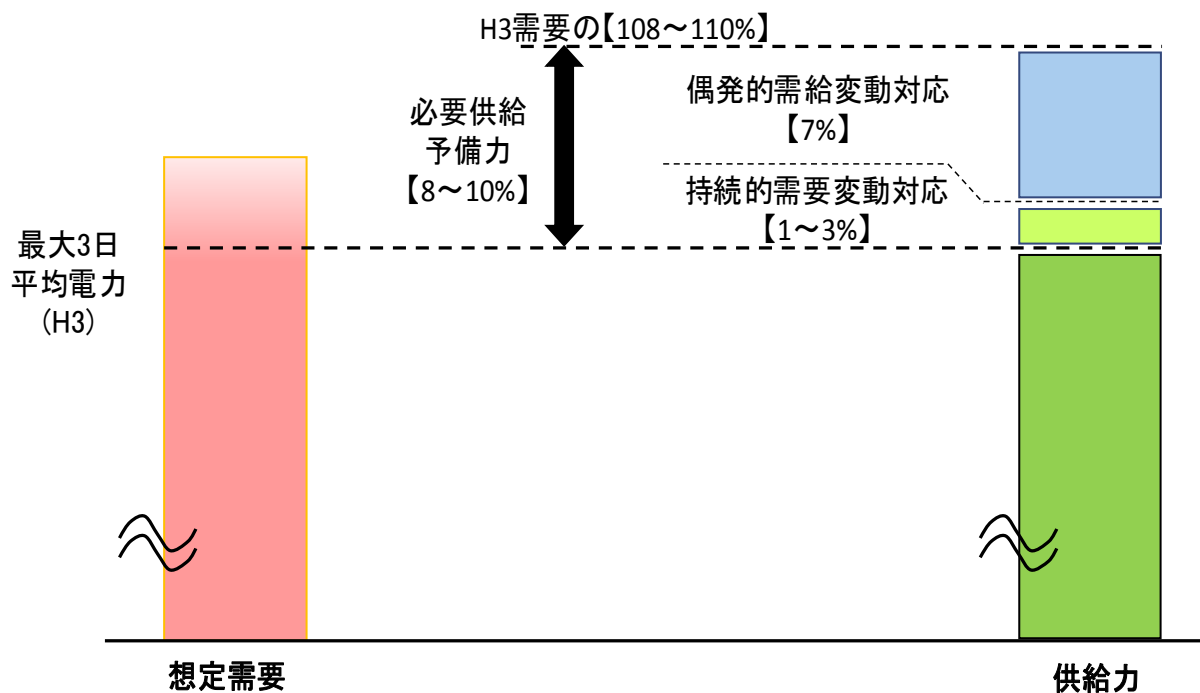
2017年7月28日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 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

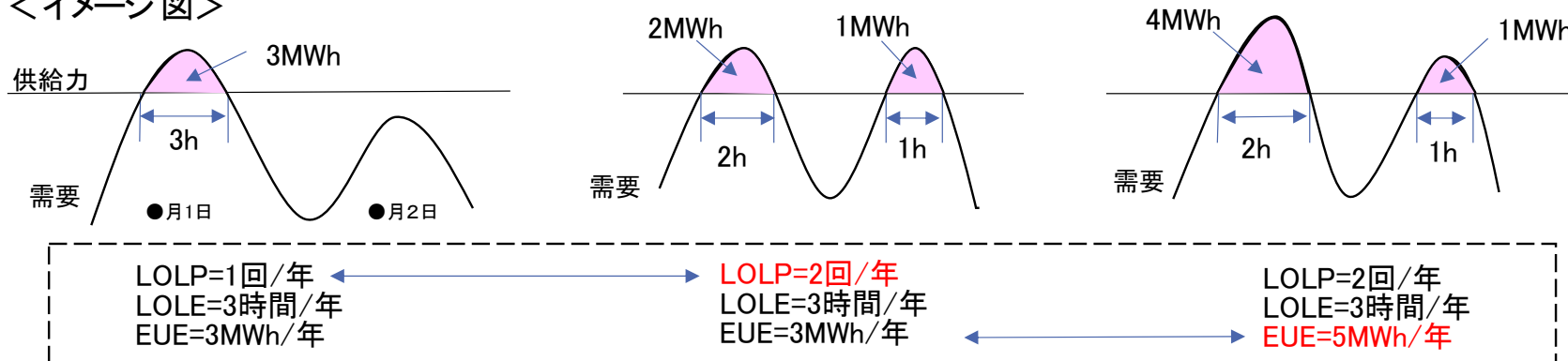


■ 供給信頼度の指標の選定

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。

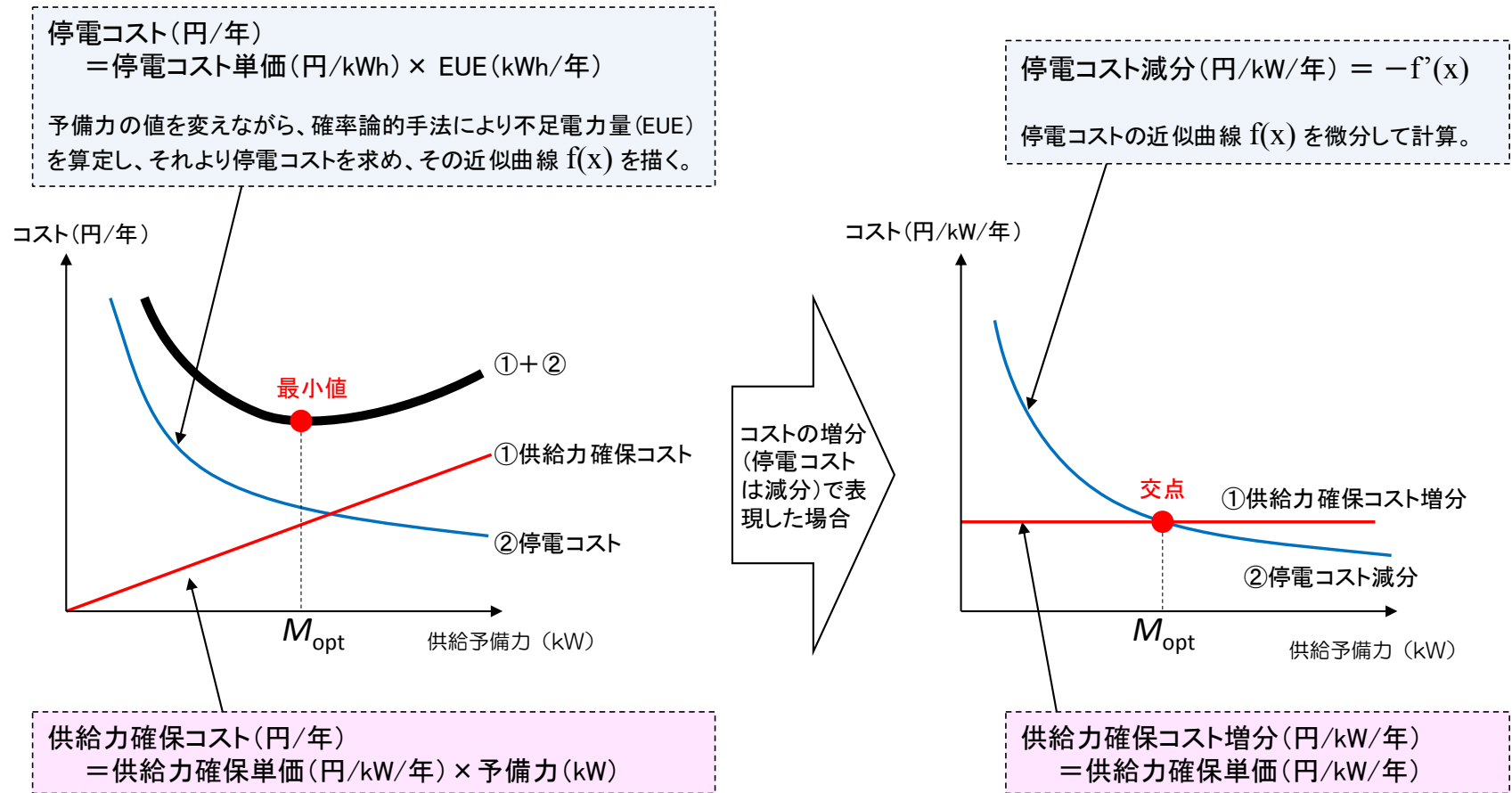
	指標	本委員会での定義
1	LOLP (Loss of Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> <li>ある1日において供給力不足が発生することを「1回」と定義し、1年間における回数の期待値</li> <li>単位：回/年</li> </ul>
2	LOLE (Loss of Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1年間における、供給力不足が発生する時間の期待値</li> <li>単位：時間/年</li> </ul>
3	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1年間における、供給力不足量(kWh)の期待値</li> <li>単位：kWh/年</li> </ul>

<イメージ図>



■ 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」)。

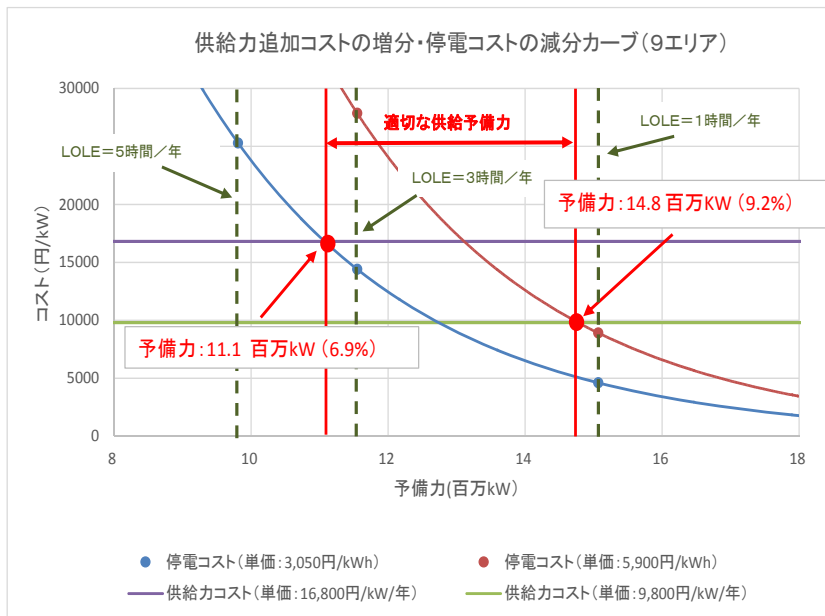


### ■ 経済性分析による適切な供給予備力の範囲

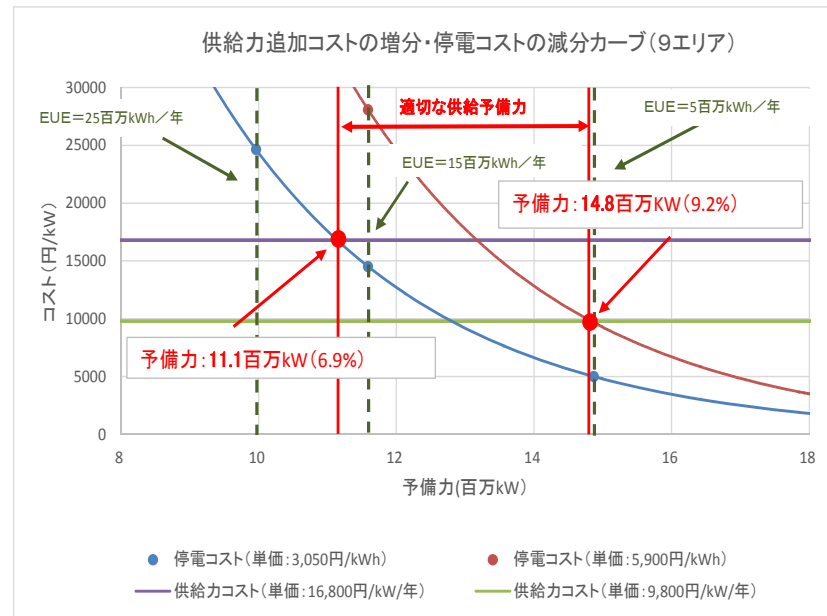
LOLE又は需要1kWあたりのEUEを9エリアで一律にする前提のもと、それぞれ経済性分析を行った結果、下表のとおり、供給信頼度の基準で見ると、概ねLOLE=1～3時間/年、9エリア計EUE=5～15百万kWh/年程度となることが分かった。

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)



### ■ 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LOLE=3時間/年とした場合と、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)とした場合の算定結果を比較した。下表のとおり、9エリア計の必要供給予備力(連系時)には大きな違いは見られなかったが、エリア別の必要供給予備力(連系時)でみると、指標によって異なる結果となった。

[LOLE=3時間/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
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	1,583	6,028	2,809	602	3,001	1,255	631	1,766	18,299
	必要予備力(万kW)	102	172	652	354	98	309	172	128	225	2,213
	必要予備率(%)	19.5	12.2	12.1	14.4	19.3	11.5	15.9	25.5	14.6	13.8
連系	必要供給力(万kW)	528	1,428	5,935	2,675	509	2,860	1,172	530	1,603	17,241
	必要予備力(万kW)	7	17	559	220	5	168	89	27	62	1,155
	必要予備率(%)	1.4	1.2	10.4	9.0	1.0	6.2	8.2	5.4	4.0	7.2
	EUE(百万kWh/年)	0.5	1.8	3.3	2.4	0.6	2.5	1.2	0.8	1.9	15
連系効果		18.1	11.0	1.7	5.5	18.4	5.2	7.6	20.1	10.6	6.6

※ 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=15(百万kWh/年)]

9エリア計のEUEを「エリアEUE/エリア需要」が一律となるように配分

		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	1,753	18,172
	必要予備力(万kW)	102	160	595	336	99	285	165	132	212	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	1,617	17,246
	必要予備力(万kW)	10	63	478	224	11	163	92	41	76	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。

### 3 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

■ 2016年度までの検討結果を踏まえた、検討課題と検討スケジュールは、以下のとおり

  本日審議

	第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
必要供給予備力算定、取りまとめ	ツール改修検討 諸元等調査依頼・データ集計		2017年度取りまとめ 事務局案検討	2017年度 取りまとめ
指 標 ・ 検 討 手 法 の 課 題	(1)エリア間の応援ロジックの見直し	ロジック検討	ツール改修	
	(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	ロジック検討	ツール改修	
	(3)1時間内の需要と供給の変動の扱い		必要性等の検討	
	(4)供給信頼度の基準値(供給力確保コスト等)		2016年調整力調達結果 によるレベル感の確認	
	(5)小売電気事業者の活動(メリットオーダー)の考慮		簡易手法検討	シミュレーション による検証
	(6)連系線の計画停止、計画外停止、マージンの扱い検討		検証条件 の検討	シミュレーション による検証
	(7)揚発運用を考慮した手法の見直し		手法 検討	
	(8)電源の計画停止を考慮した設備量の評価			次年度以降に検討
	(9)景気変動等による需要変動の扱い			2016年 実績追加

### 3 必要供給予備力の検討課題及び検討スケジュール

		第1Q	第2Q	第3Q	第4Q
諸元等の課題	(10)計画外停止率の調査見直し	事前準備	依頼 ▽	提出 ▽	集約
	(11)旧一般電気事業者以外への電源の解析対象への追加	事前準備	依頼 ▽	提出 ▽	集約
	(12)気温感応度式等需要の変動に関する諸元の検討		気温感応度 見直し検討		
	(13)余剰買取太陽光発電の扱い			手法 検討	
	(14)諸元の公表				公表諸元 準備



## 現状のシミュレーションの応援ロジック

## 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

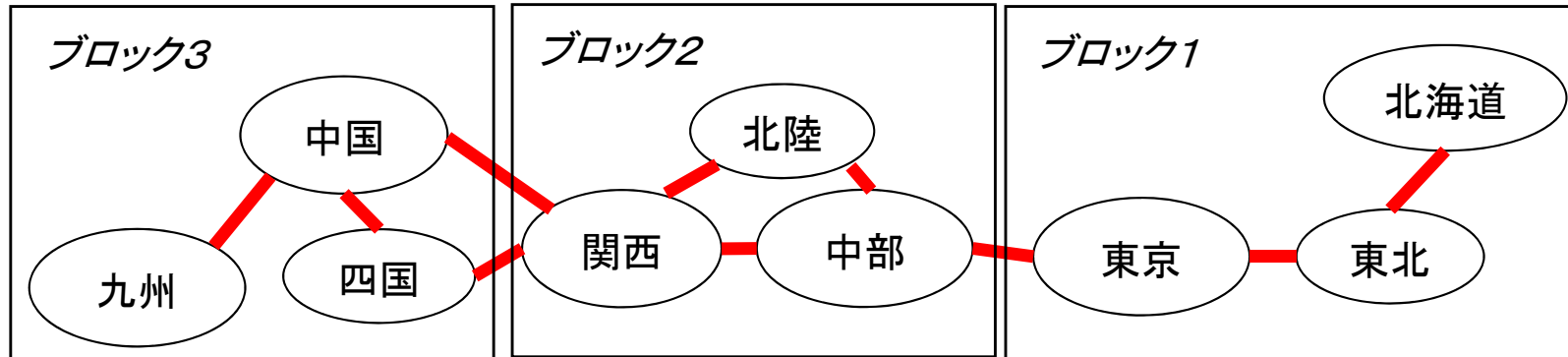
【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1に緑字部分を追記]  
([http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016\\_chousei\\_jukyuu\\_torimatome\\_sankou\\_bessatsu1.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyuu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf))

■ 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



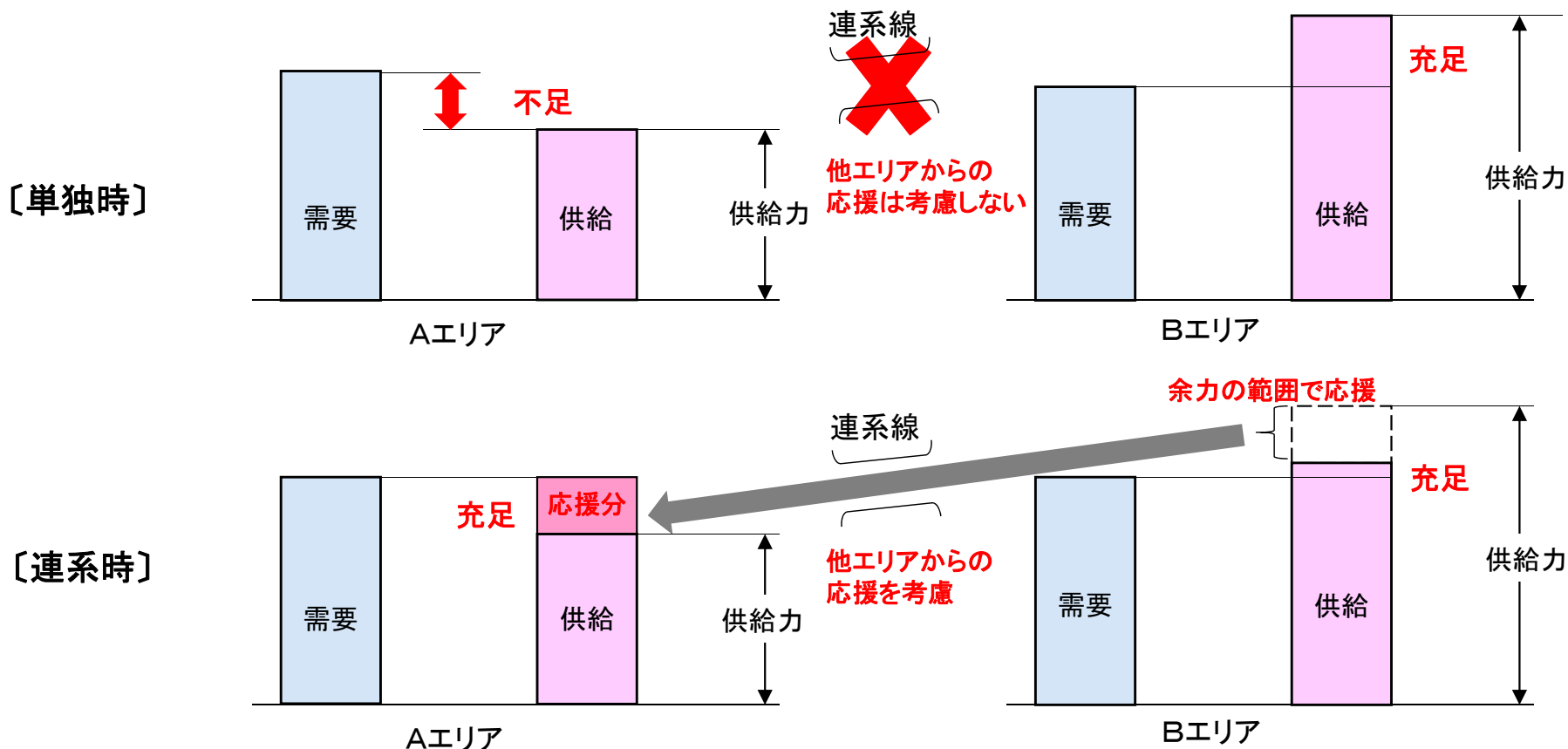
〔広域機関業務規程 第113条第1項第4号〕 ※時間的に余裕のない場合はこの手順によらず指示を行う(同条第1項ただし書き)。

(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られるもの
- 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

- ある供給予備力のもとで、他エリアからの応援を考慮せず、自エリアの供給力のみを活用する場合(「単独時」)よりも、他エリアからの応援を考慮する場合(「連系時」)のほうが、供給力不足が発生する確率が小さくなる。したがって、ある供給信頼度の基準値を満たすために必要となる供給予備力を算定すると、連系時のほうが小さくなる(この効果を「連系効果」と呼ぶ)。
- 連系時のエリア間の応援は、下図のとおり、不足が発生したエリアに対し、自エリアの余力の範囲で応援を行うことを前提としている(このロジックを「計上エリア優先ロジック」と呼ぶ)。



委員会でのご指摘事項  
(シミュレーションの応援ロジック関係)

## 第6回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の議論

## 【第6回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録抜粋】

(荻本委員) 松村委員のご発言のLOLE評価結果は一意に決まるのかという点に関連して、今実施しているシミュレーションの中の他エリアからの応援ルールと現状のルールが合致していない場合は正しい評価とはならない。シミュレーションの中の応援ルールと現状のルールが合致しているのかについて教えて欲しい。

→(事務局) シミュレーション上の応援ルールについては、資料3、7ページに記載している。9エリアを3ブロックに分けた上で、不足エリアが生じた場合はまずはブロック内で融通し、それでも足りない場合はブロック間での融通を実施するというロジックとなっている。一方で広域機関のルールは、業務規程第113条第1項第4号に定めているアからオの順位で応援を実施する。シミュレーション上の応援ルールと現状のルールは厳密には一致していないが、概ね隣接エリアを優先して応援しており現状のルールと近いこと、ブロックに分けて応援をした方が計算を簡易にできることから、このような応援ルールを採用している。

実際の運用上は、実需給断面を迎える前に前日の時点でスポット取引を実施することができ、このスポット取引結果後に応援を実施することになる。厳密には、スポット取引開始前にどのような状態となっており、スポット取引でどのような売買がなされ、最終的にどのような状態になるのかについてシミュレーションをしないと正確な挙動は評価できない。その上で、アデカシー評価とどう異なっているのかを検討する必要があり、難しい問題だと考えている。

(荻本委員) 7ページの応援ルールについて、広域機関の業務規程で規定されている(ア)～(オ)の手順で、応援ルールを一義的に決めることができるのか。もし、一義的に決めることができないのであれば、例えば、時間的余裕がある場合の広域機関ルールの考え方が入っているので妥当だ等の説明が必要である。

→(事務局) 希望連系線や実需給までの時間的余裕の有無等により不足エリアに対して応援するエリアが変わること、そもそも広域機関による指示の前に時間前市場を活用した取引が行われることを踏まえると、実態を模擬してシミュレーションすることは困難。また、今回開発したツールでは、50Hz地域は50Hz地域内での応援、2つのブロックに分けているものの基本的には60Hz地域は60Hz地域での応援を優先していることから、実態とは大きく離れていないと考える。

## 平成28年度(2016年度)取りまとめの内容(抜粋)

### 【平成28年度(2016年度)取りまとめ内の今後の課題抜粋】

#### (vi) エリア間の応援に関するシミュレーションについて

今年度のシミュレーションでは、連系線を通じたエリア間の応援に関して、需給ひっ迫時の広域機関指示の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シミュレーション時間の短縮が図れることから、従来手法と同様に、9エリアを3ブロック(東地域、中地域、西地域)に分けて、同一ブロック内での応援を優先するロジックを採用している。

ただし、**応援ロジックを変えることによって、各エリアの必要供給予備力が変わる可能性があるため、エリア間の応援に関するシミュレーションのロジックの在り方について検討する必要がある。**



シミュレーションの応援ロジックによって、各エリアの必要供給予備力が変わる可能性があるため、適切な応援ロジックの在り方の検討を実施する。

# 現行のシミュレーションの応援ロジックの課題について

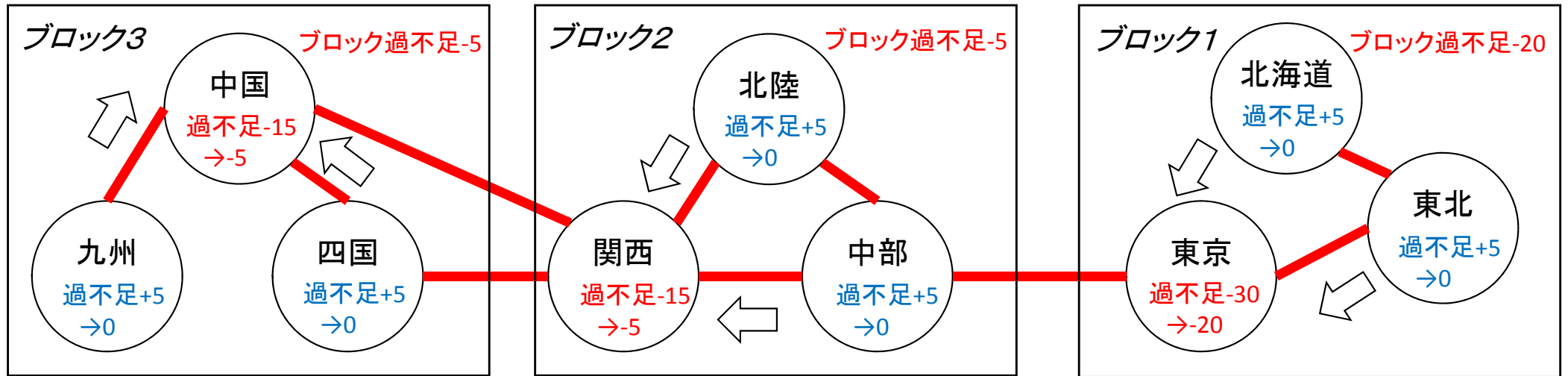
4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

現行シミュレーションの応援ロジックの課題【複数エリアが不足し、応援後も供給力不足が発生するケース】

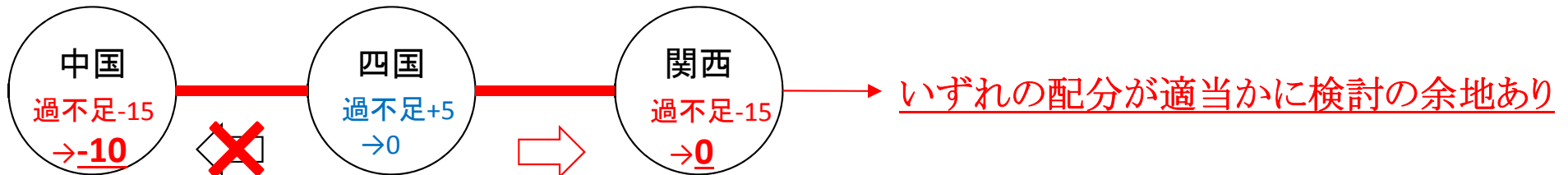
- 現行シミュレーションの応援ロジックでは下記のイラストのような応援を実施することになる。
  - しかし、例えば四国エリアの余剰分を中国エリアではなく、関西エリアに応援する選択肢もあり、この場合、応援後の中国エリアの供給力不足量は-10、関西エリアの不足量は0となり異なる結果となる。
- 不足エリアが複数ある場合に、最大限応援しても最終的に供給力不足が発生する場合は、最終的にどのエリアをどれだけ不足させるのかは応援ロジックに依存し、必要供給予備力の算出に影響を与える。
- 適切な新応援ロジックを検討する必要がある。

【複数エリアが不足し、応援後も供給力不足が発生するケースの例】

※現行シミュレーションの応援ロジックの場合の応援状況を記載



【仮に四国エリアが関西エリアに応援した場合】 ※3エリアのみ抜粋





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

### 【応援の結果、最終的に全エリアで供給力不足が解消するケース】

- 下記のケースにおいて、仮に九州エリアが東京エリアに5応援し、北海道エリアが中国エリアに5応援しても、最終的に供給力不足が解消することには変わりはなく、必要供給予備力算出上は、差異は無い\*。

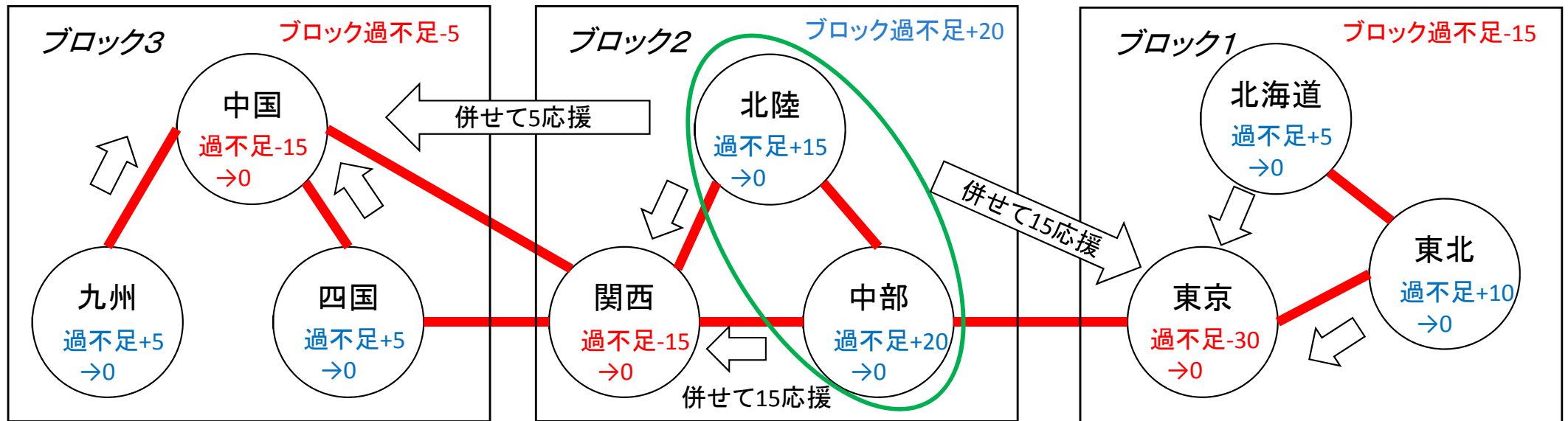
→ **供給力不足が解消するケースは応援ロジックに依存しない。**

\*応援余力は全て使い切ることが前提。

\*応援で使用した連系線潮流を評価する必要がある場合は、どこからどこにどれだけ応援するのかについて別途検討が必要となる。

### 【応援の結果、最終的に全エリアで供給力不足が解消するケースの例】

\*現行シミュレーションの応援ロジックの場合の応援状況を記載



→この場合、どこからどこに応援したとしても、最終的な不足量が0であることに変化はなく、必要供給予備力算出上の影響は無い。

## 4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

# シミュレーションの新応援ロジックの検討

## 業務規程の需給ひっ迫時の指示手順との関係性について

- 業務規程第113条第1項第4号では、需給ひっ迫又は需給ひっ迫の恐れが認められる場合の指示の優先順位をア～オまで定めている。
- この規程は、複数エリアが不足している場合の配分については触れておらず、不足エリアが1つの場合の応援の効率性を重視した手順を定めている。
- 従って、シミュレーションの応援ロジック上、複数エリアが不足し、最大限応援してもいずれかのエリアが供給力不足になる場合の配分については、別途検討する必要がある、次ページ以降で検討する\*。

※複数エリアが不足しており、指示をしたら供給力不足が解消する場合は、必要供給予備力算出上は、どこからどこに応援しても影響は無い。

〔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られるもの
- 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

# シミュレーションの新応援ロジックの検討における論点

■ シミュレーションの新応援ロジックの検討にあたり、下記の論点が考えられる。

【論点①】応援時に近接性を考慮するか。

(近接優先応援の例: 中国エリアと東京エリアが不足し、九州エリアに余剰がある場合、近接性を優先して中国エリアに優先応援し、次に東京エリアに応援する。)

【論点②】応援時に不足量の大きさを考慮するか。

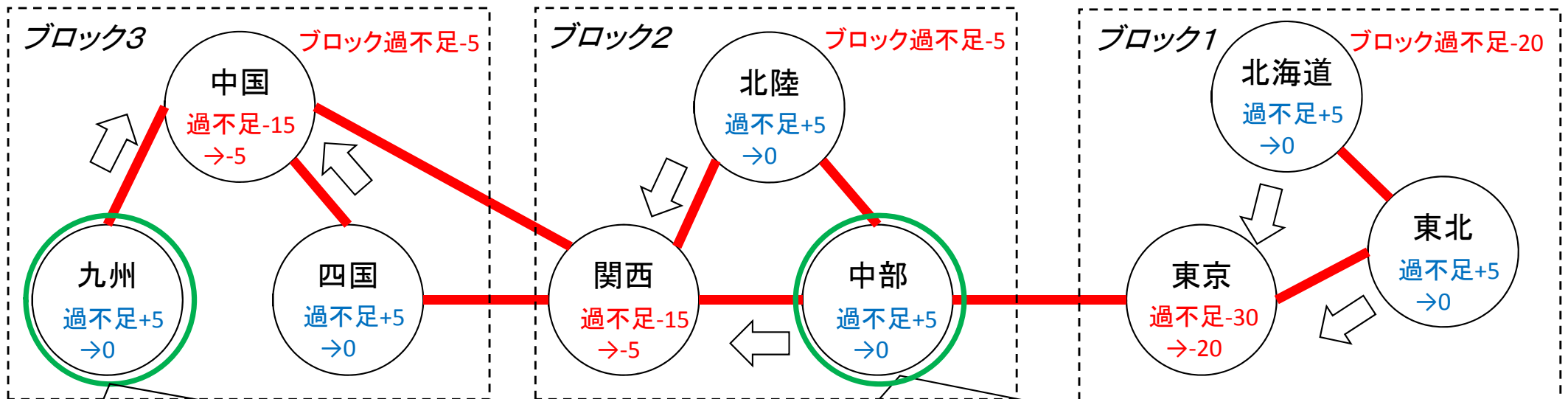
(例: 関西エリア:-15、東京エリア:-30の場合、応援量の配分をどう考えるか。)

(前提条件)

・連系線制約の範囲内で余剰供給力は最大限応援する。

【複数エリアが不足し、応援後も供給力不足が発生するケースの例】

※現行シミュレーションの応援ロジックの場合の応援状況を記載、不足エリアが単独の場合や応援で全エリア充足する場合は、上記論点に依存しない。



九州エリアの余剰分を、中国エリア、関西エリア、東京エリアにどのような優先順位で応援すべきか。【論点①】

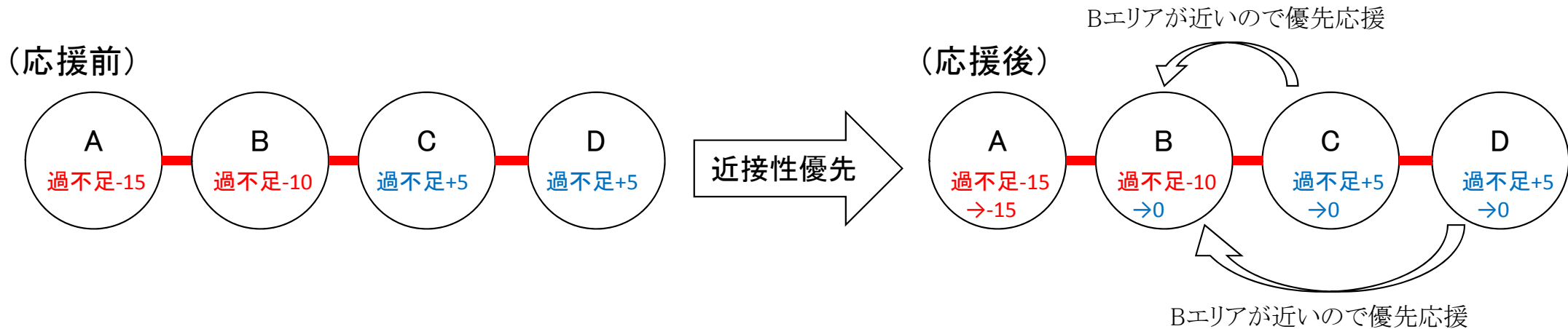
例えば論点①で近接優先応援とした場合でも、中部エリアの余剰分を、不足量に差がある関西エリア、東京エリアにどう応援すべきか。【論点②】

【論点①】応援時に近接性を考慮するか。

■ 下記のケースの場合、仮に近接性を優先した応援を実施するとBエリアが優先的に応援を受け、結果Aエリアのみが供給力不足となり、Aエリアの必要供給予備力が増加することになる。

→エリア間の応援受電の公平性も考慮し、シミュレーションの新応援ロジックでは、近接性を考慮せず、全国ベースでの総応援可能量を配分する(配分方法は論点②)方法でどうか。

【ある断面の供給力過不足量と応援の例】



→近接性を優先した応援を実施した場合、端のエリアの不足確率が大きくなる。

→Aエリアにも応援可能であるのにBエリアを優先的に応援することは、応援受電の公平性にも問題があるのではないかと。



## 【追加論点②-2】連系線制約が影響する場合の検討

■ 連系線制約がある場合の配分方法は下記の方法でどうか。

方法: 総応援可能量を方法(4)で連系線制約未考慮で配分後に、連系線制約を考慮した被応援可能量範囲を超過する場合は、被応援可能量範囲に制限する\*。

(連系線制約未考慮の配分)

Aエリアへの応援量: 3 (予備率: -4%)  
Bエリアへの応援量: 6 (予備率: -4%)

被応援可能量制限  
(A: ~2, B: ~9)

(連系線制約考慮後)

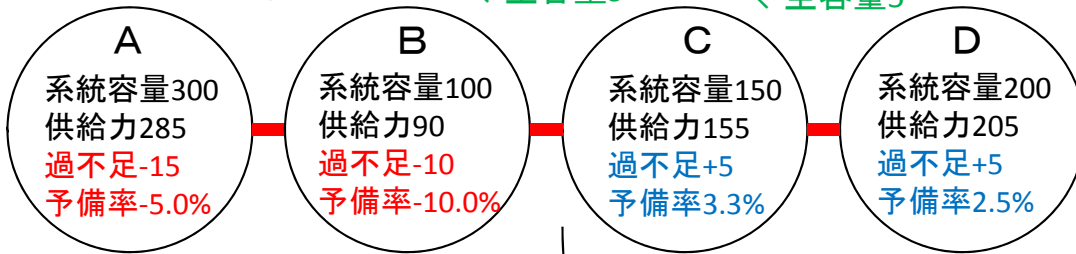
Aエリアへの応援量: 2 (予備率: -4.3%)  
Bエリアへの応援量: 7 (予備率: -3.0%)

\*連系線制約考慮後に余った(足りない)応援余力は、その他の不足エリアに追加配分し、応援余力は余らせない。余った(足りない)応援余力の振り分け先が複数ある場合(3エリア以上が不足しているケース)は、方法(4)の考え方で再配分する。

### 【ある断面の供給力過不足量と応援の例(連系線制約有り)】

(応援前)

←空容量2      ←空容量9      ←空容量5



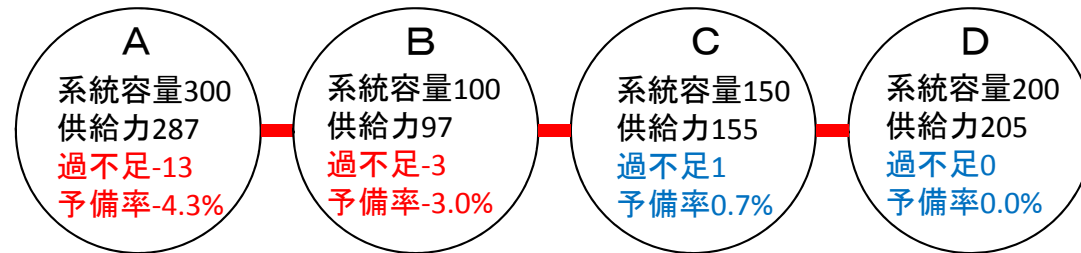
被応援可能量  
範囲: 0~2

被応援可能量  
範囲: 7\*~9

総応援可能量: 9

(応援後)

←空容量2⇒0      ←空容量9⇒0      ←空容量5⇒0

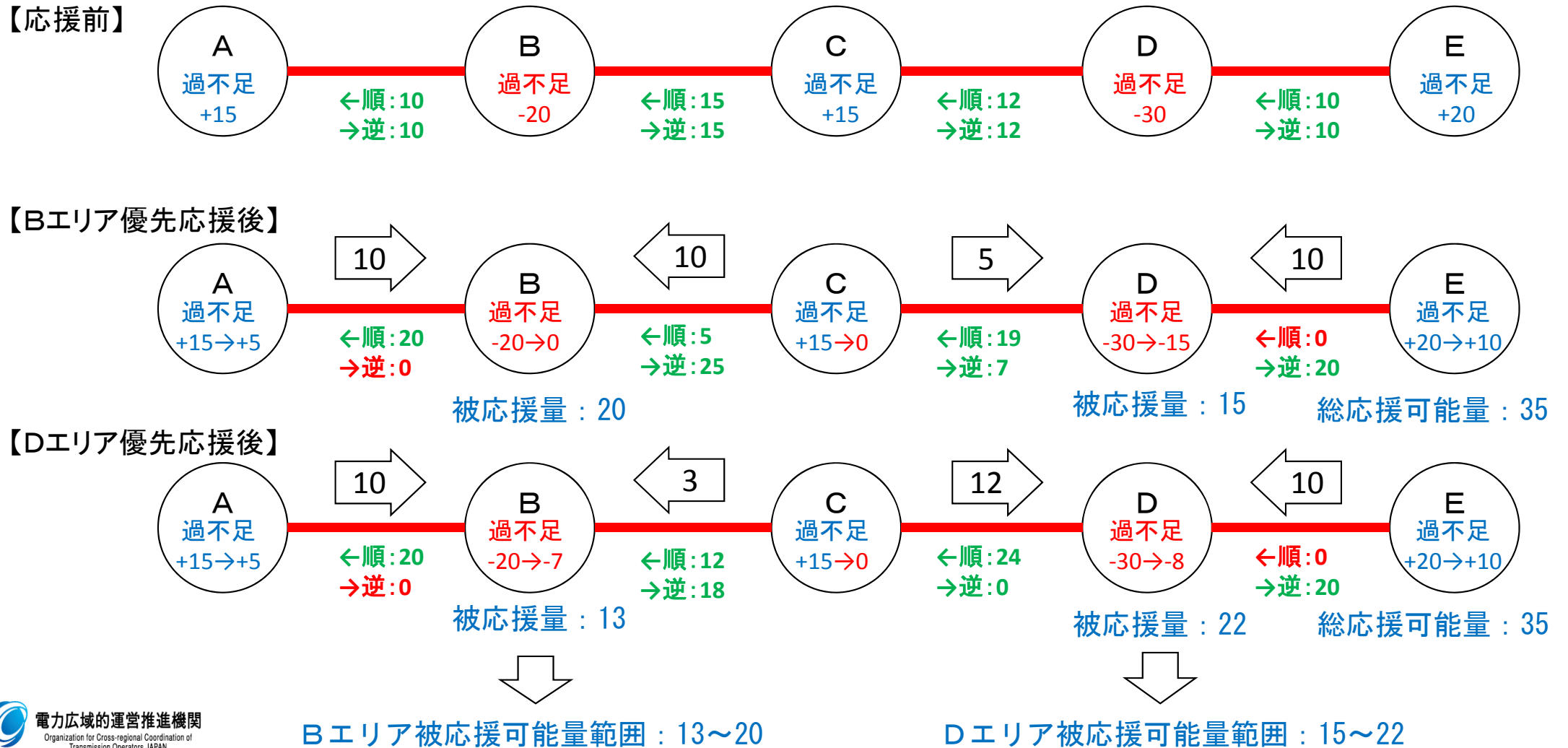


- Aエリア: 3、Bエリア: 6を応援受電すれば、共に予備率: -4%になるが、Aエリアの被応援可能量範囲を超過するため、上限の2に制限する。
- それに伴い余った供給力はBエリアへの応援に振り替える(Bエリア: 6⇒7)。

\*Aエリアに最大限応援しても、空容量制約から2しか応援できないことから、総応援可能量を最大限応援する観点からは、Bエリアの下限は7となる。

4 個別課題への対応 (1) エリア間応援ロジックの見直し  
 (参考) 被応援可能量範囲と総応援可能量について

- 不足エリアの被応援可能量範囲については、下記のように各不足エリアを優先順位1位で最大限応援した場合の被応援量が最大値、優先順位最下位で最大限応援した場合の被応援量が最小値となる。
- 最大限応援をすれば、総応援可能量範囲は一意に決まる。



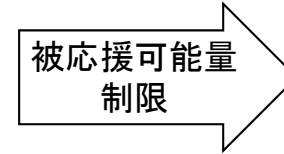


4 個別課題への対応 (1) エリア間応援ロジックの見直し

(参考) 全国モデルの場合の方法(4)の配分について(2エリア不足のケース)

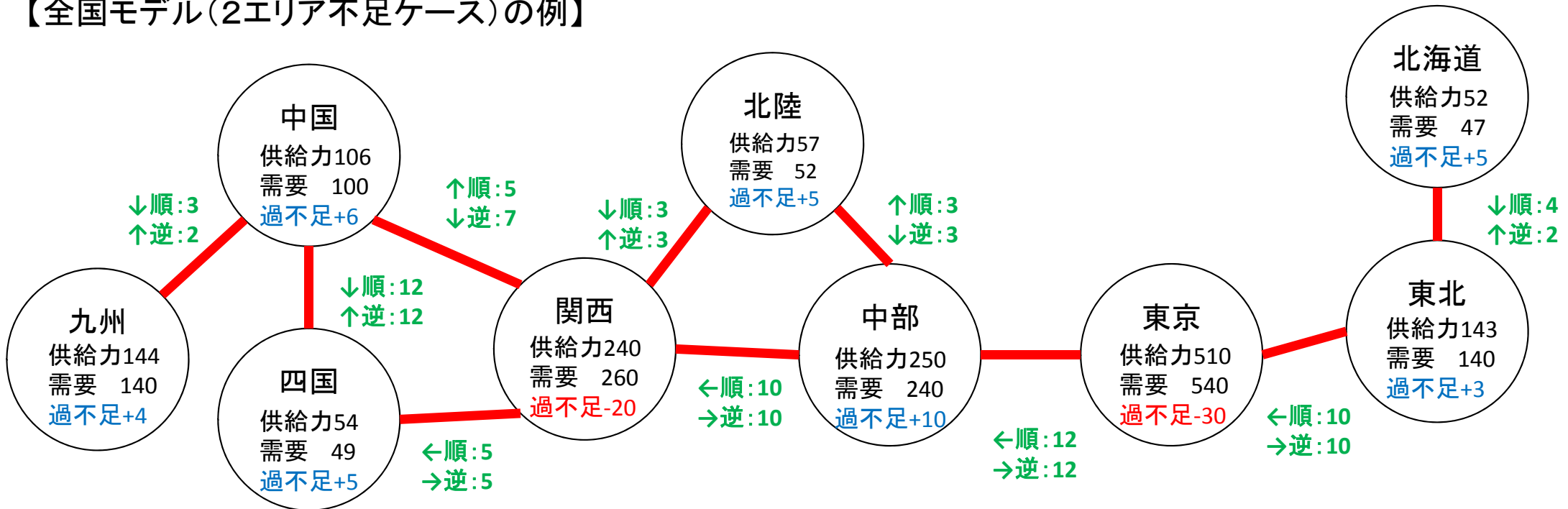
■ 下記の全国モデル(2エリア不足ケース)における方法(4)での配分結果は下記のようになる。

不足エリア	被応援可能量範囲	初期配分	不足率
東京エリア	14 ~ 19	19.2	-2.00%
関西エリア	15 ~ 20	14.8	-2.00%
合計		34.0	



修正配分	不足率
19.0	-2.04%
15.0	-1.92%
34.0	

【全国モデル(2エリア不足ケース)の例】



4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し

(参考)全国モデルの場合の方法(4)の配分について(5エリア不足のケース)

■ 下記の全国モデル(5エリア不足ケース)における方法(4)での配分結果は下記のようになる。

不足エリア	被応援可能量範囲	初期配分	不足率
東京エリア	7※1 ~ 10	1.908	-1.50%
北陸エリア	0 ~ 6	9.221	-1.50%
関西エリア	0 ~ 7	3.104	-1.50%
中国エリア	0 ~ 6	4.501	-1.50%
四国エリア	0 ~ 4	3.266	-1.50%
合計		22.000	

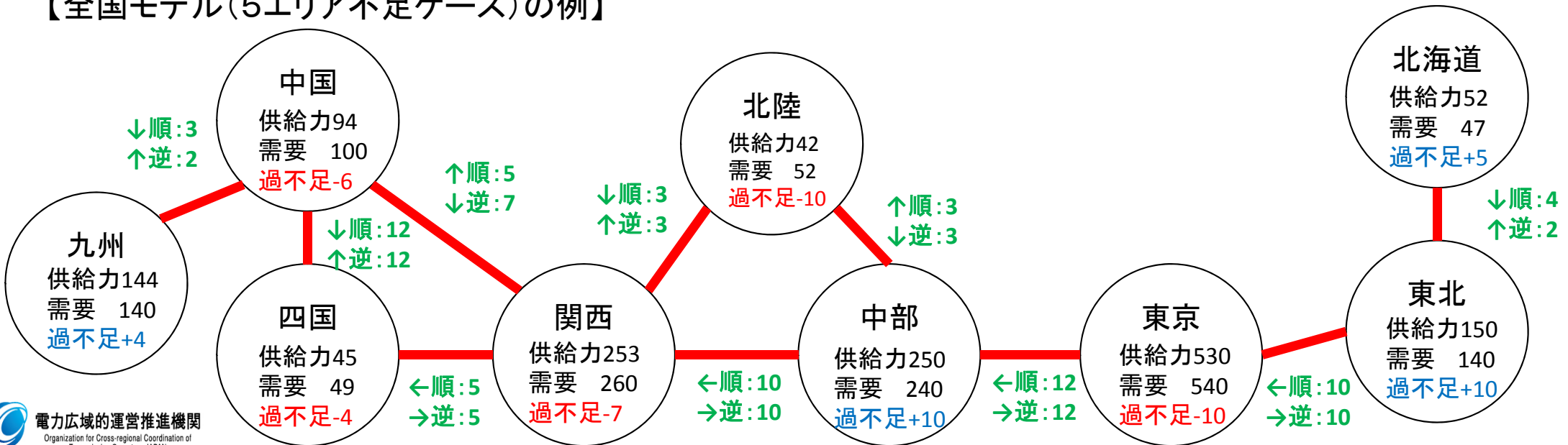


修正配分	不足率
7.000※2	-0.56%
6.000※2	-7.69%
1.914	-1.96%
4.044	-1.96%
3.042	-1.96%
9.000	

※1その他のエリアには応援できないが、東京エリアにのみ応援できる量があるため、最大限応援する観点から下限が発生する。

※2東京エリアは下限制限、北陸エリアは上限制限

【全国モデル(5エリア不足ケース)の例】

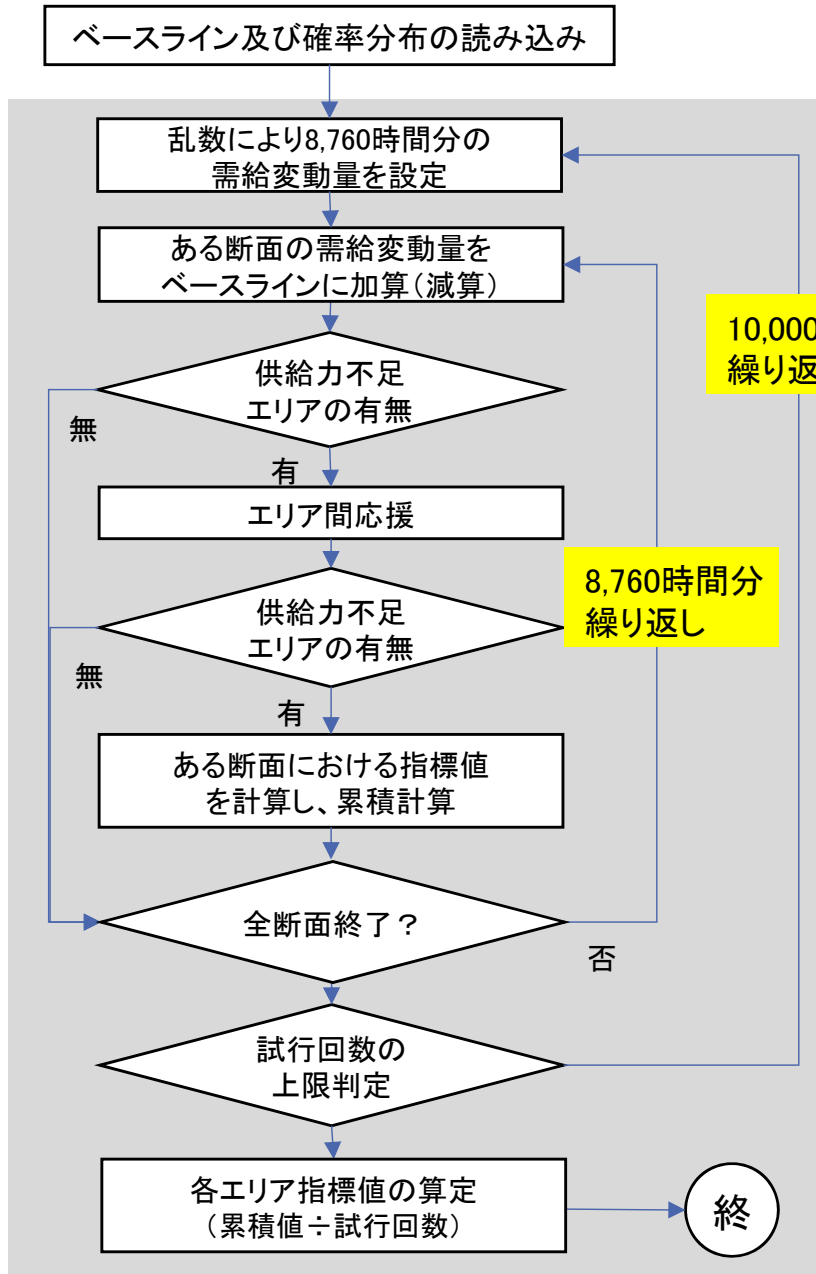


4 個別課題への対応 (1) エリア間応援ロジックの見直し  
 (参考A) 信頼度指標値の算定フロー(連系時)

【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1】

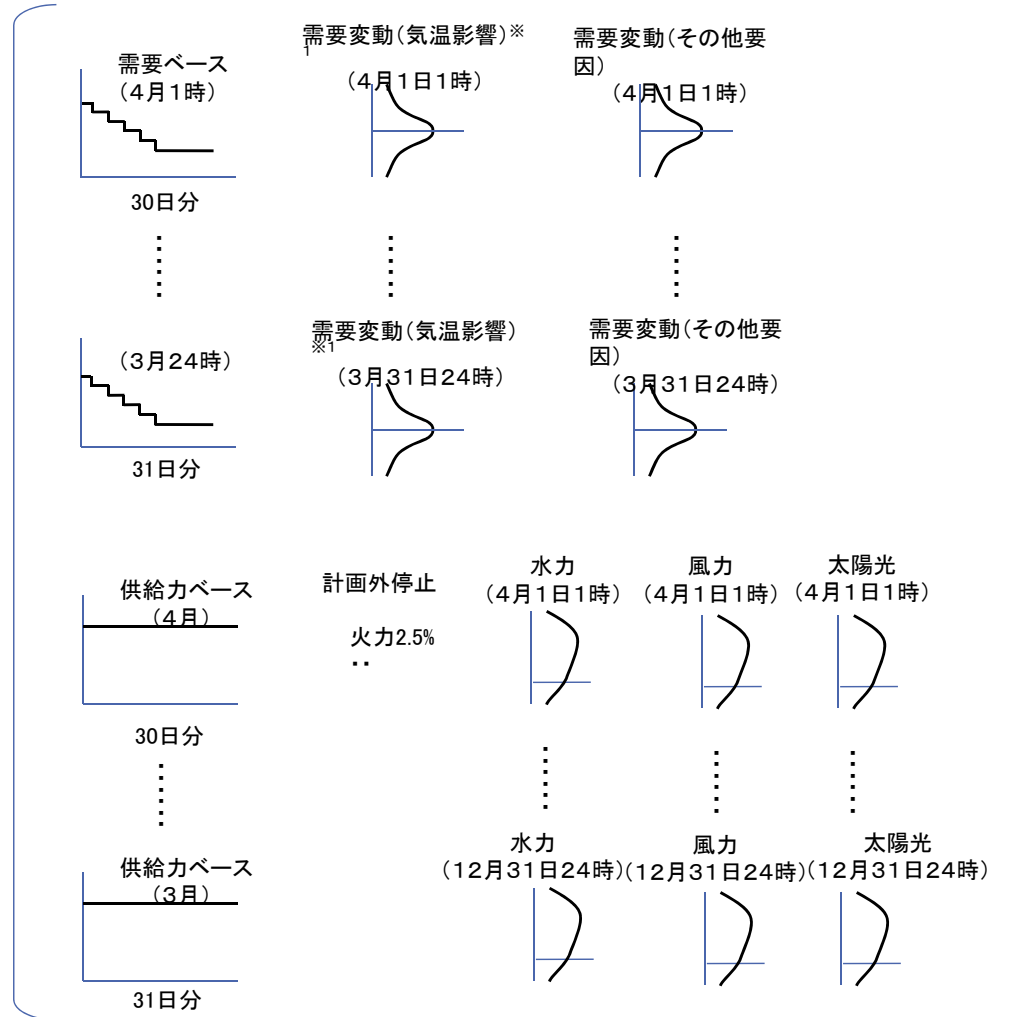
([http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016\\_chousei\\_jukyu\\_torimatome\\_sankou\\_bessatsu1.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf))

モンテカルロ



ベースライン及び確率分布

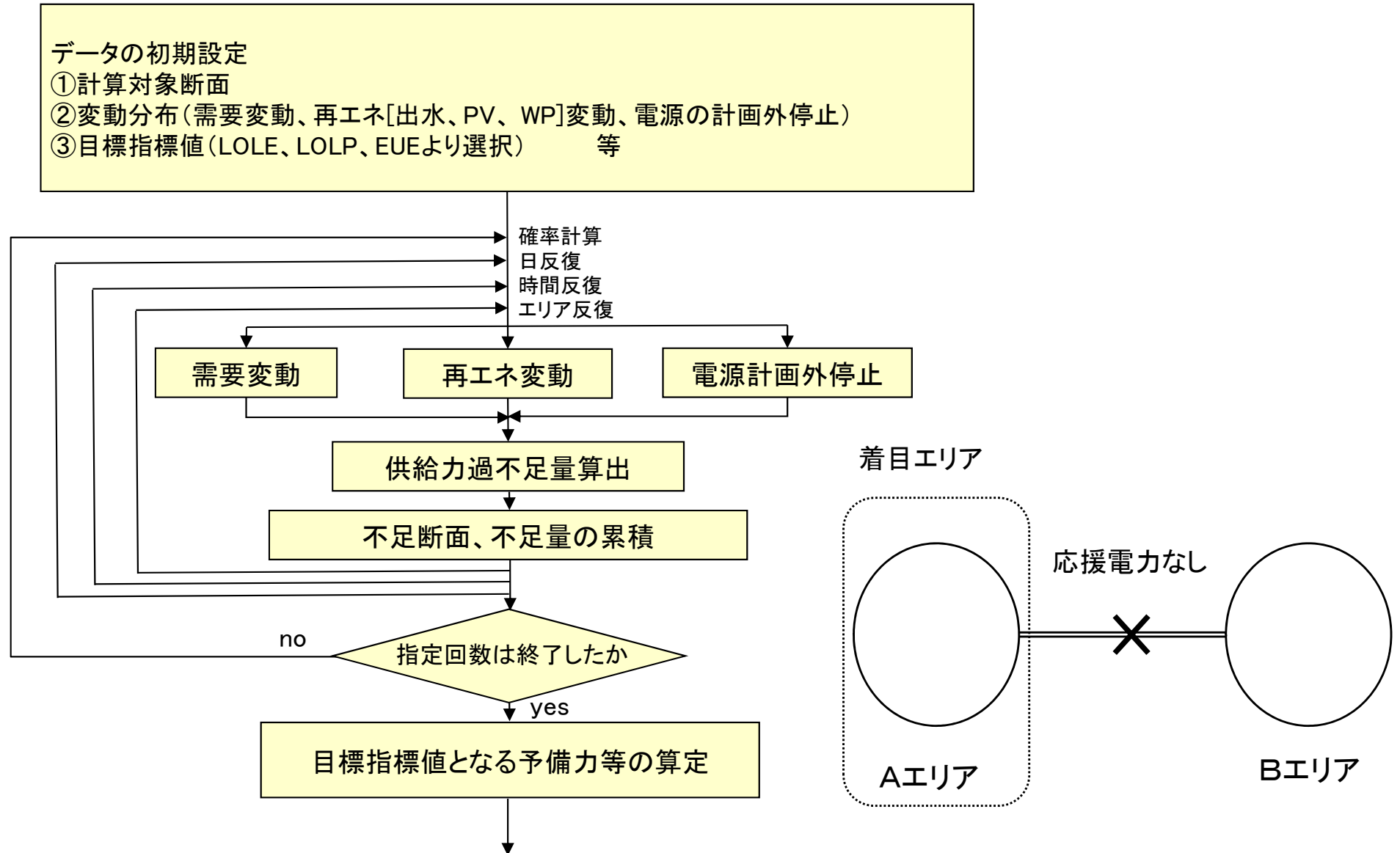
9 エリア



- ※1 気温の影響が小さい断面の変動量はゼロで設定
- ※2 変動要素毎の変動量の相関なし(変動要素毎に独立して乱数を発生)
- ※3 全国とエリアの相関係数について、需要変動(気温影響)は1、太陽光は0.7、その他の変動要素についての相関はなし

4 個別課題への対応 (1)エリア間応援ロジックの見直し  
 (参考B) 必要供給予備力の算定フロー(単独時)

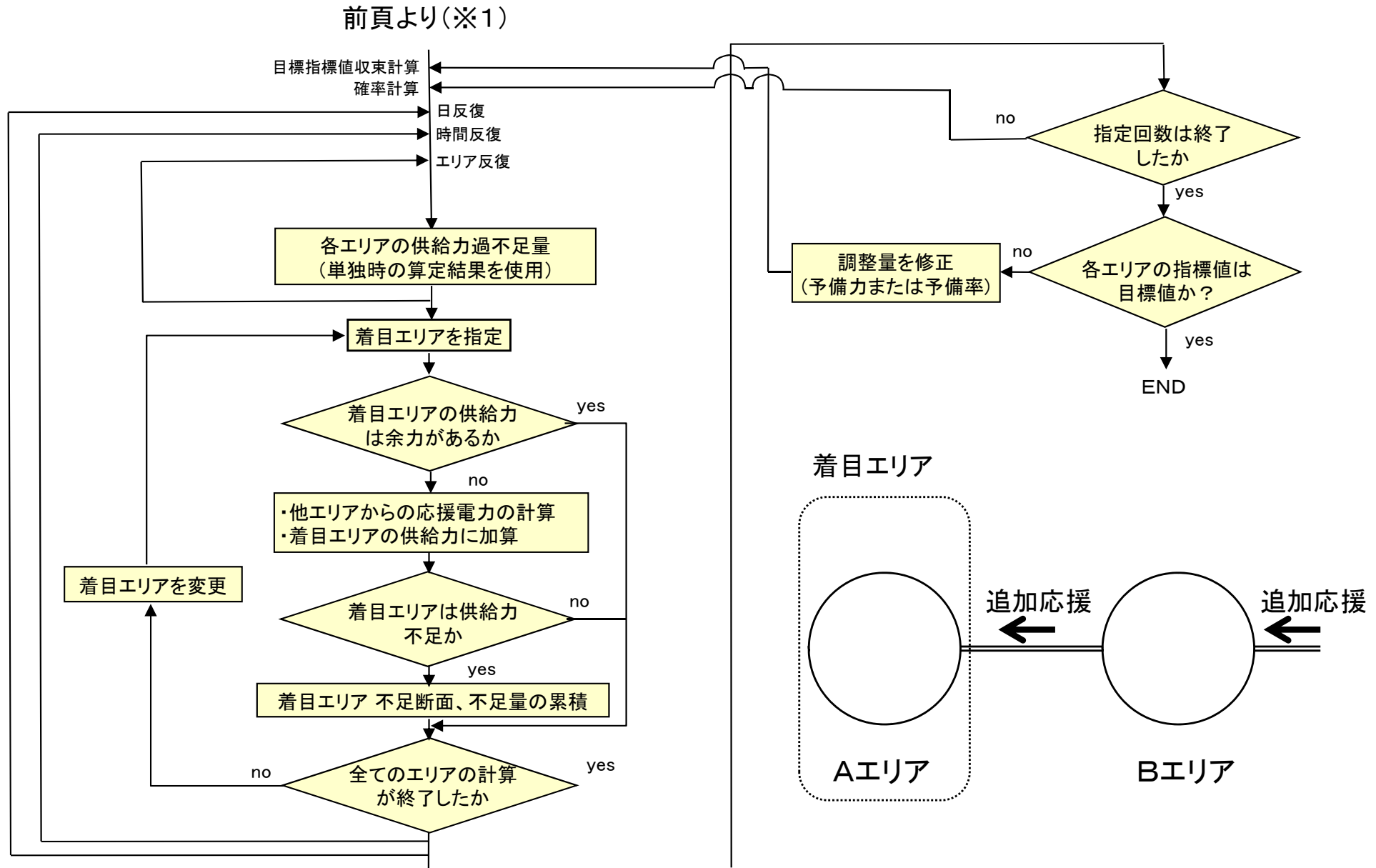
【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1】  
 ([http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016\\_chousei\\_jukyu\\_torimatome\\_sankou\\_bessatsu1.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf))



次頁に続く(※1)

(Output : 単独時の必要供給予備力等 )

4 個別課題への対応 (1) エリア間応援ロジックの見直し  
 (参考B) 必要供給予備力の算定フロー(連系時)



【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1】

([http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016\\_chousei\\_jukyu\\_torimatome\\_sankou\\_bessatsu1.pdf](http://www.occto.or.jp/houkokusho/2017/files/2016_chousei_jukyu_torimatome_sankou_bessatsu1.pdf))

■ 現状の設定方法

【出典】平成28年度(2016年度)取りまとめ 参考資料別冊1

- 変動量の確率分布はエリア毎に設定するが、エリア間で変動に相関がある場合(例えば、隣接エリア間で日射量の傾向に相関がある場合など)には、モンテカルロシミュレーションの際に考慮する必要がある。
- 具体的には、モンテカルロシミュレーションの試行ごとに、下式のとおり、各エリアの需要・供給力の変動量を算定。

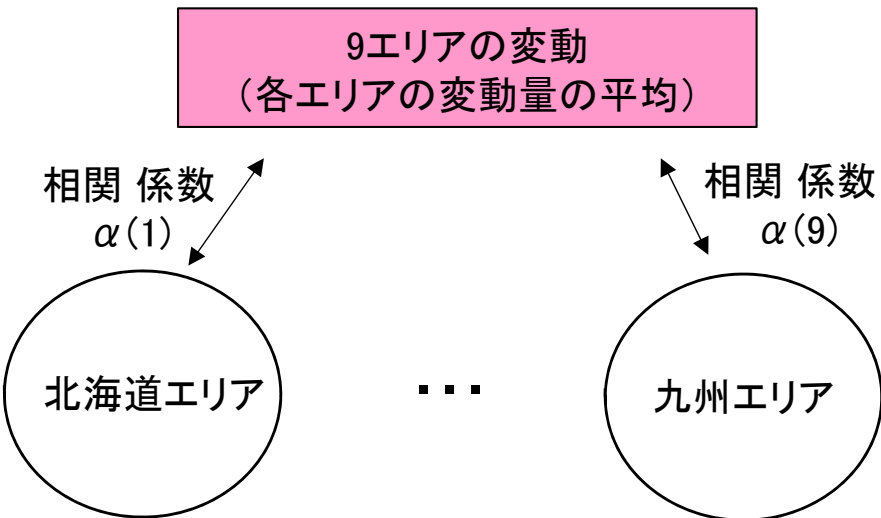
$$A\text{エリアにおける変動量} = \alpha * X1 + (1 - \alpha) * X2$$

$\alpha$  : 相関係数※ ( $0 \leq \alpha \leq 1$ )

※ 9エリア全体の変動(9エリアの変動量の平均)に対する各エリアの変動の相関

X1 : 全国共通の乱数を用い、Aエリアの確率分布から求めた変動量

X2 : Aエリア単独の乱数を用い、Aエリアの確率分布から求めた変動量



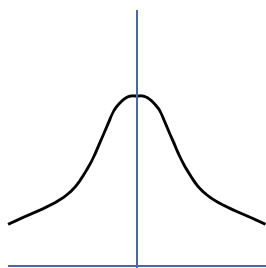
【相関係数の設定】

変動量	相関係数
・気温影響による需要変動	全時間帯で $\alpha = 1$ (完全相関)
・太陽光発電出力	月・時刻ごとに過去の太陽光の出力率の実績を基に設定 : $0 \leq \alpha \leq 1$
・その他要因による需要変動 ・水力発電出力 ・風力発電出力	全時間帯で $\alpha = 0$ (無相関)

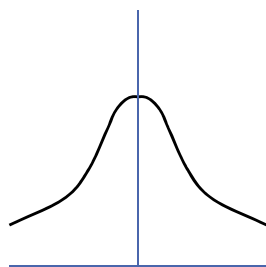
- 確率変動のエリア間の相関については、昨年度、ツールの開発工期等の観点から、暫定的に前述の簡易的な手法を採用している。

ただし、諸元として設定した1つの確率分布に対して、2つの独立した乱数(全国共通の乱数とエリア単独の乱数)を適用して変動量を算定するため、モンテカルロシミュレーションにおいて算出される各エリアの変動量の確率分布が、諸元として設定した各エリアの確率分布に比べて平均値に寄った分布となっている。

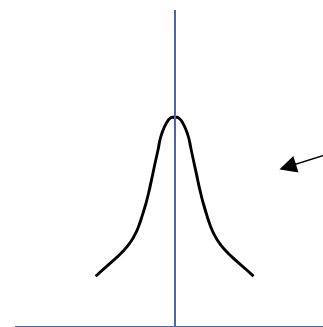
○全国平均の確率分布



○Aエリア単独の確率分布



○Aエリア全体の確率分布



平均値に寄った分布となり、太陽光出力のブレを過小に評価

- 過去20力年の各エリアの出力率<sup>※1</sup>実績(30日×20力年=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力年の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
⋮	⋮	⋮										
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



### ■ 現状のシミュレーション

旧日本電力調査委員会(以下「旧EI」)による調査結果を基に電源の計画外停止率を設定していたが、旧EIによる調査は、8月のLOLPによる評価のため、需要ピーク断面を対象としている。また、主に旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者を調査対象としている。

### ■ 今後の対応

太陽光発電の導入量増加等に伴い、今後は、8,760時間を対象とした分析を行うことから、算定手法と整合した調査方法への見直し及び最新のデータへのアップデートを行う。

また、旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者以外の電源が増加していることを考慮し、今回、以下のとおり調査対象電源を追加する。

項目	調査対象
対象電源	火力、水力(自流式、調整池式、貯水池式、揚水式)
対象期間	2014年度～2016年度(至近3カ年)
対象事業者※	平成29年度供給計画の保有電源(平成29年度)の上位20社

※ 調査対象の発電事業者については、次回以降、段階的な範囲拡大を検討

## 調査対象ユニット

- 調査にあたっては、旧EIIによる調査方法からの変更、旧一般電気事業者以外の発電事業者を調査対象とすること、及び今年度の必要供給予備力の算定スケジュールを踏まえ、まずは、調査項目を限定して開始※1することとしたい。

※1 必要供給予備力の算定結果に対する影響が少ないと考えられる風力・太陽光・地熱(単機の出力が小さい)、及び新規制基準に適合して稼働している電源が少ない原子力については、次回以降に対応を検討する。

項目		調査範囲
水力	自流式・調整池式・貯水池式	全台対象
	揚水	認可最大出力5万kW以上
火力		認可出力 10万kW以上※2(コンバインドサイクルは全機) ※2 今後、10万kW程度の小規模火力の増加が予想されるため

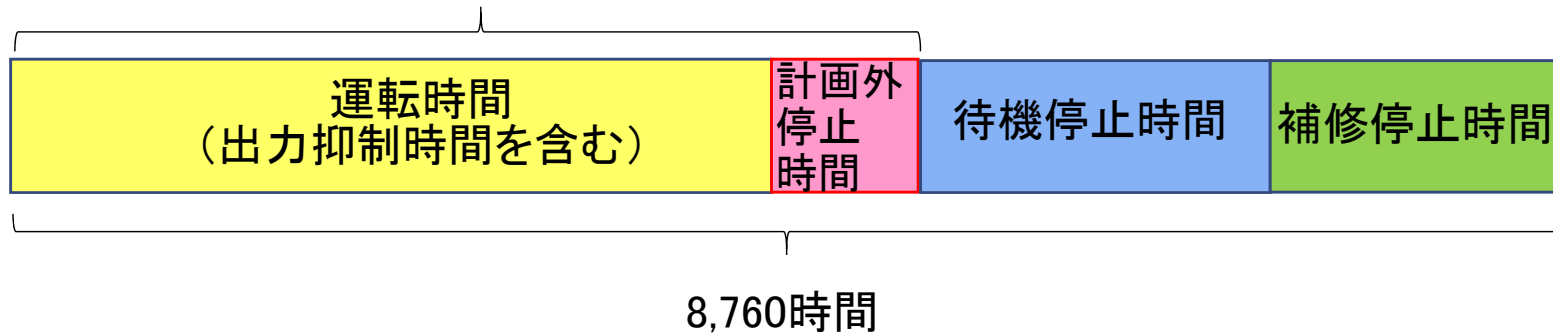
## 計画外停止率の算定式

- 計画外停止率の算定は、8,760時間の分析を電力量により行うこととし、具体的には対象電源に応じて、以下の算定式から求める。

### 【火力】

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{認可出力[MW]} \times \text{計画外停止時間[h]} + \text{出力抑制量[MW]} \times \text{出力抑制時間[h]}}{\text{認可出力[MW]} \times (\text{運転時間[h]} + \text{計画外停止時間[h]})} \times 100[\%]$$

不具合がなければ運転できた時間



#### ➤ 計画外停止時間

当日の実運用段階において、ユニット自身の事故又は他の原因(たとえば送電線事故)の発生によって、即時にあるいは可及的速やかにユニットを系統から切り離したり、修理のために停止した時間

#### ➤ 出力抑制時間

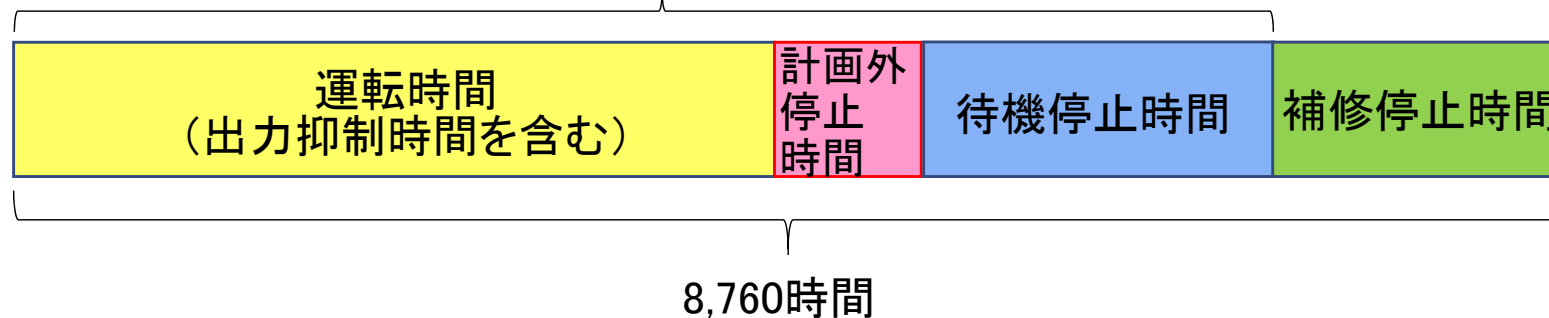
当日の実運用段階において、タービン・ボイラ・その他の故障により出力を抑制して運転した時間

## 計画外停止率の算定式

## 【揚水式水力】

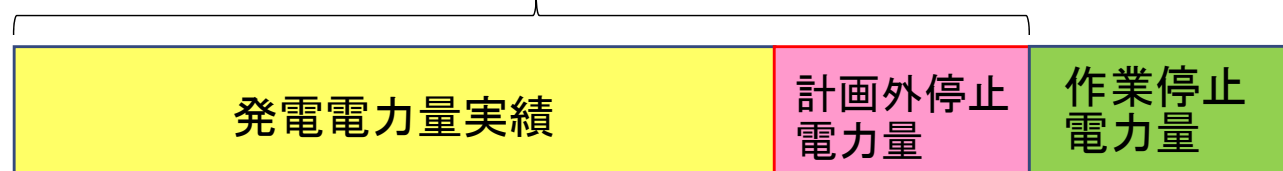
$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{認可出力[MW]} \times \text{計画外停止時間[h]} + \text{出力抑制量[MW]} \times \text{出力抑制時間[h]}}{\text{認可出力[MW]} \times (8,760 \text{ [h]} - \text{補修停止時間[h]})} \times 100[\%]$$

不具合がなければ運転できた時間 (揚水式水力は、待機停止中も供給力として見込めるため、分母には待機停止時間を含む)



## 【一般水力(自流式・調整池式・貯水池式)】

$$\text{計画外停止率}^{\ast} = \frac{\text{計画外停止電力量[MWh]}}{\text{発電電力量実績[MWh]} + \text{計画外停止電力量[MWh]}} \times 100 [\%]$$



※ 一般水力は、発電機台数が多くユニット単位での集計作業量が膨大になることから、一般水力全体の電力量から算出する。

$$\text{計画外停止率} = \frac{\text{計画外停止日数}}{\text{運転日数} + \text{計画外停止日数}} \times 100(\%)$$

(算定方法の概要)

○ 運転日に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 発電所が並列し発電した日(並列した日を含む)
- ✓ 計画外停止、補修停止、需給上の理由等により電源を停止した日は除外 等

○ 計画外停止日数に相当する日は、以下のとおり

- ✓ 事故の発生によって、即時あるいは可及的速やかに電源を系統より切離す必要のあった日、及び修理のために停止した日(送電設備の故障による停止も含む)
- ✓ 軽負荷時間帯中※に計画外停止が発生し軽負荷期間中に修理が完了した場合や、事故の性質によって直ちに電源を停止することなくそのまま運転を継続し、軽負荷時または週末になって修理をするために停止する場合を除く 等

※ 深夜時間(23時～6時)

(調査対象)

- ✓ 旧一般電気事業者10社、旧卸電気事業者等

## 4 個別課題への対応 (11) 計画外停止率の調査見直し

## (参考2) 2016年度の必要供給予備力算定における電源の計画外停止率

- 電源の計画外停止率については、第5回調整力等に関する委員会と同じく、下表のとおり設定。
- 計画外停止率は、本機関においても継続的に調査・見直しを行っていく。

		2016年度諸元	(参考)2005年度 算定時諸元	2016年度諸元の考え方
水力	自流式・貯水式	0.5%	0.5%	1955～1957年度の実績から算定した値※
	揚水	1.0%	0.5%	2012年度までの実績から算定した値※ (全調査期間:1978～2012年度)
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	5.0%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	1994年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:1985～1994年度)
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	2.5%	2013年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:2004～2013年度)
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用 (2005年度算定時の考え方を踏襲)
再エネ	風力	—	—	風力の出力変動に計画外停止等が考慮されているため、 計画外停止は設定しない。
	太陽光	—	—	現状、太陽光の計画外停止率に関するデータがないため、ま ずは計画外停止率は設定しない。
	地熱	2.0%	—	火力停止率を準用(325MW未満)

※ 旧日本電力調査委員会電力専門委員会の調査データを基に設定

## ■ 現状のシミュレーション

供給力のベースライン等を設定するための諸元として、旧一般電気事業者(旧卸電気事業者を含む)の電源を調査対象としている。

## ■ 今後の対応

旧一般電気事業者及び旧卸電気事業者以外の電源が増加していることを考慮し、今回、調査対象電源を追加する。

主な項目	調査内容
対象電源	火力、水力(自流式、調整池式、貯水池式、揚水式)、地熱、原子力、太陽光、風力
対象期間	2017年度、2021年度、2026年度の3力年分
対象事業者	平成29年度供給計画の保有電源(平成29年度、平成33年度、平成38年度)の上位30社
月別送電端出力	外気温などによる出力増減を考慮した月別送電端出力
電源の出力率※1	2015年度※2の水力(自流式、調整池式)、太陽光、風力の発電実績

※1 設備量(kW)に対する出力の割合

※2 平成29年度供給計画は、平成27年度(2015年度)までの諸元を元としているため