

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<参考資料別冊2>
確率論的の必要供給予備力算定手法に関する分析

平成29年3月

電力広域的運営推進機関
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

- (1) 各エリアの必要供給予備率の解の一意性について
- (2) エリア規模と必要供給予備率の関係について
- (3) 太陽光発電の導入量が適切な供給予備力(率)に与える影響

(1) 各エリアの必要供給予備力の解の一意性について

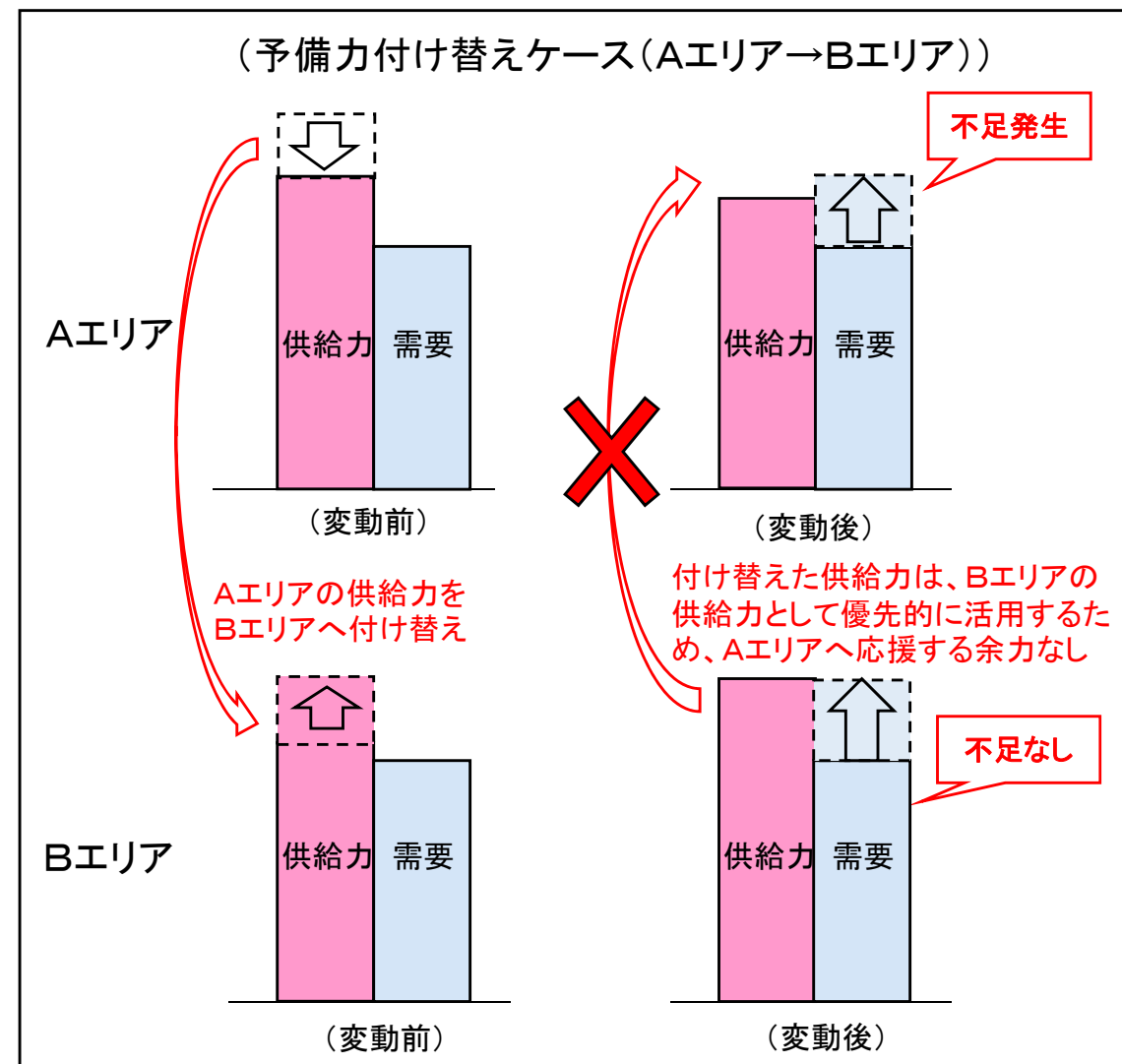
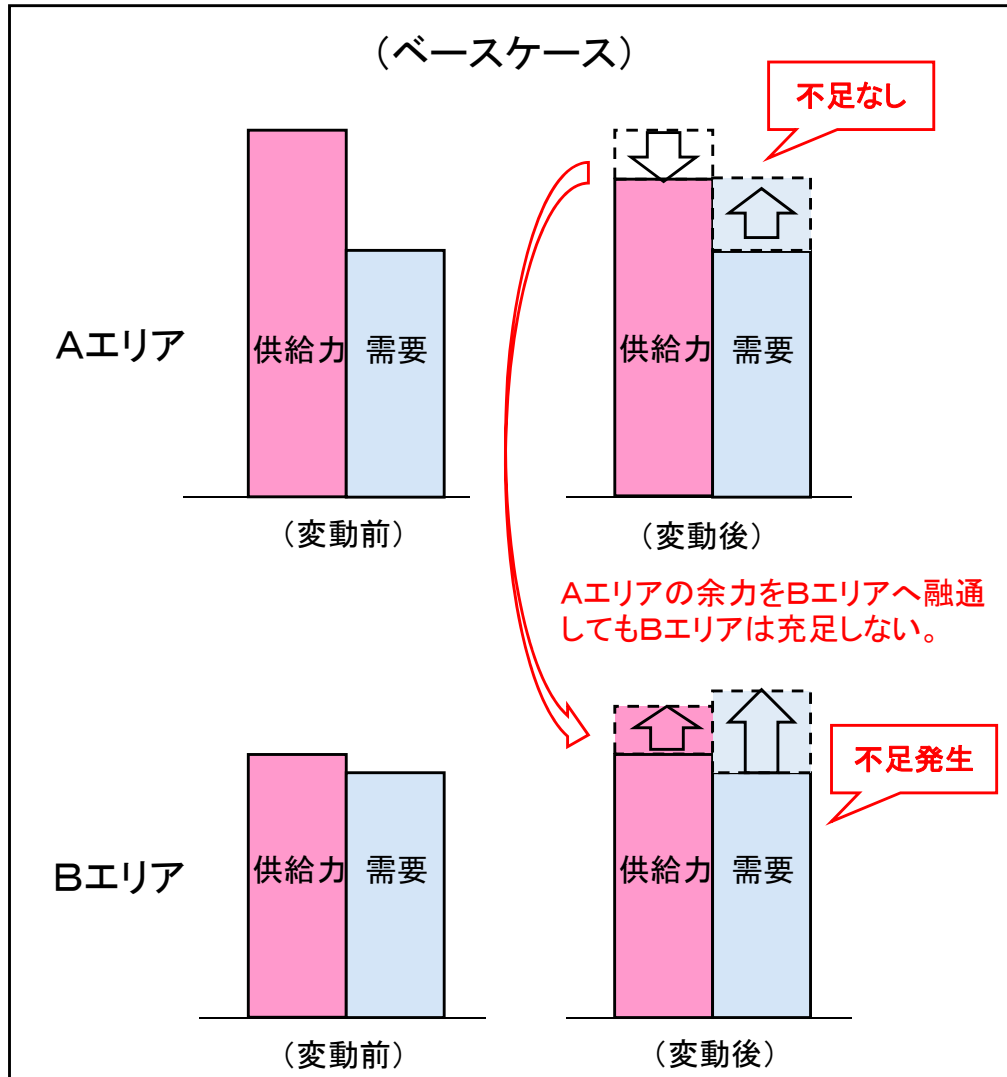
- 現状ツールでは、供給計画時点で各エリアに計上されている供給力は当該エリアで優先的に活用されること（以下、「計上エリア優先ロジック」）を前提としている（⇒参考A参照）。
- 「計上エリア優先ロジック」のもとでは、連系線制約無しであっても、エリア間で予備力を付け替えると、予備力を減らしたエリアの供給信頼度が悪化し、予備力を増やしたエリアの供給信頼度が向上（⇒参考B参照）。このことは、簡易な2エリアのモデルでも説明できる（⇒参考C参照）。
- 「計上エリア優先ロジック」は、広域機関ルール（業務規程）における需給ひっ迫又は需給ひっ迫のおそれが認められる場合の運用と合致している。しかし、現行制度のもとで、ゲートクローズ（GC）までに小売電気事業者によってエリアを跨いで供給力が調達される影響を考慮できていない。
- そこで、最も極端な例として、「小売の活動によってGC時点のエリア予備率が均等化される」仮定を置き、簡易な2エリアモデルのシミュレーションを実施した。その結果、連系線制約がない場合には、供給計画時点のエリア毎の予備力を付け替えても各エリアの供給信頼度が変わらない※が、連系線制約を設定し、その制約がエリアを跨いだ供給力調達のネックとなる場合には、予備力の付け替えによって各エリアの供給信頼度が変わることが分かった（⇒参考D参照）。
 - ※このとき、全エリアの供給信頼度が一律になるエリア毎の予備力は一意に定まらない、または、存在しない。
- 以上の考察から、GCまでの小売の活動を考慮しても、**連系線が制約となる条件のもとでは、解は一意に決まると考えられる。**

<今後の課題>

- 参考Dの分析では、GCまでの小売の活動によって予備力が均等化されることを仮定したが、実際にはメリットオーダーに従って調達されると考えられる。この場合、安価な電源が相対的に多いエリアから取引市場に玉出しされた場合に、GC時点での当該エリアの供給力が減少し、当該エリアの供給信頼度が相対的に低下することとなる。
- しかし、現状では、市場取引の結果として、特定エリアの予備力不足が発生している状況ではないことから、継続課題としたい。
 - ※ 小売のエリアを跨いだ調達行動を組み込む場合には、シミュレーションのロジック変更に加え、需給変動のうち小売が対応する部分の特定、取引市場に提供される電源の量、電源ごとの価格の想定など多くの検討課題がある。

(参考A) 現行ツールの応援の考え方(「計上エリア優先ロジック」)について

- 現状のツールでは、各エリアに計上されている供給力は当該エリアで優先的に活用されることを前提としてシミュレーションを行っている。このことから、エリア間で予備力の付け替えを行うと、各エリアの供給信頼度は変化する。
(下図では、予備力の付け替えにより、Aエリアの供給信頼度が低下)

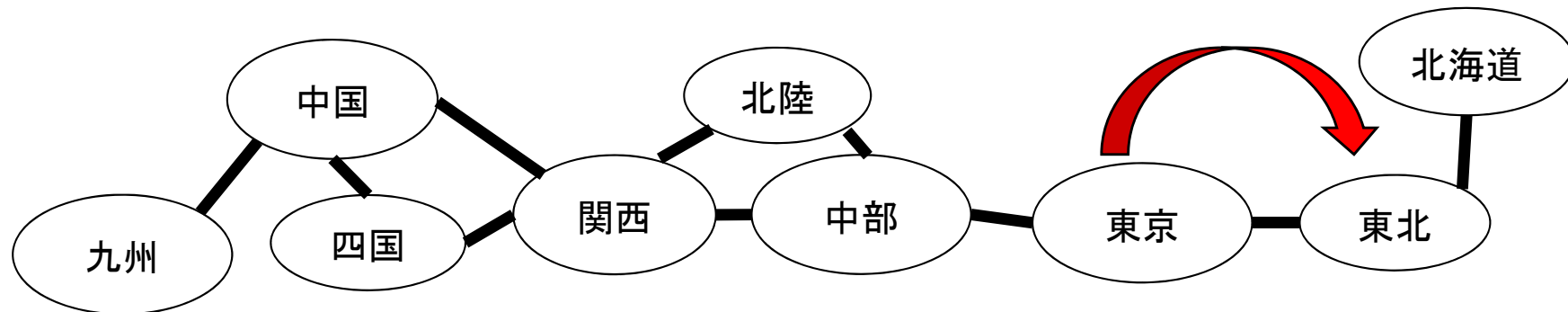


➤ 9エリア計の供給予備力を変えずに、供給予備力の配分を変更した場合の供給信頼度の変化を確認した。

(シミュレーションの前提)

- ✓ 東京エリアの供給予備力7%まで減少させ、その減少分を東北エリアへ積み増して、各エリアの供給信頼度(LOLE)の変化を確認。
- ✓ 連系線の制約による影響をなくすため、連系線の制約をなしとした。

「東京エリア」の供給力を減少させ、「東北エリア」の供給力を増加。



- 各エリア供給信頼度を一律(LOLE=3時間/年)とした場合の各エリアの必要供給予備力を求めた後、東京エリアの供給予備率を7%まで減少(9.6%⇒7%、▲142万kW)させ、その減少分を東北エリアへ全量付け替えた(2.5%⇒12.6%、+142万kW)結果、東京エリアのLOLEは悪化し、東北エリアのLOLEは向上した。
- この結果から、計上エリア優先ロジックのもとでは、連系線制約がなくても解は一意に求まるものと考えられる。

〔LOLE=3時間/年〕 2020年度 連系線制約なし

	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	1,585	6,030	2,809	602	3,002	1,255	632	17,667	
	必要予備力(万kW)	102	174	654	354	98	310	172	129	2,218	
	必要予備率(%)	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6	13.8
連系	必要供給力(万kW)	475	1,447	5,894	2,673	484	2,855	1,163	525	17,116	
	必要予備力(万kW)	-46	36	518	218	-21	163	80	22	59	1,029
	必要予備率(%)	-8.8	2.5	9.6	8.9	-4.1	6.1	7.4	4.4	3.8	6.4
連系効果	28.4	9.8	2.5	5.6	23.4	5.4	8.6	21.1	10.8	7.4	

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

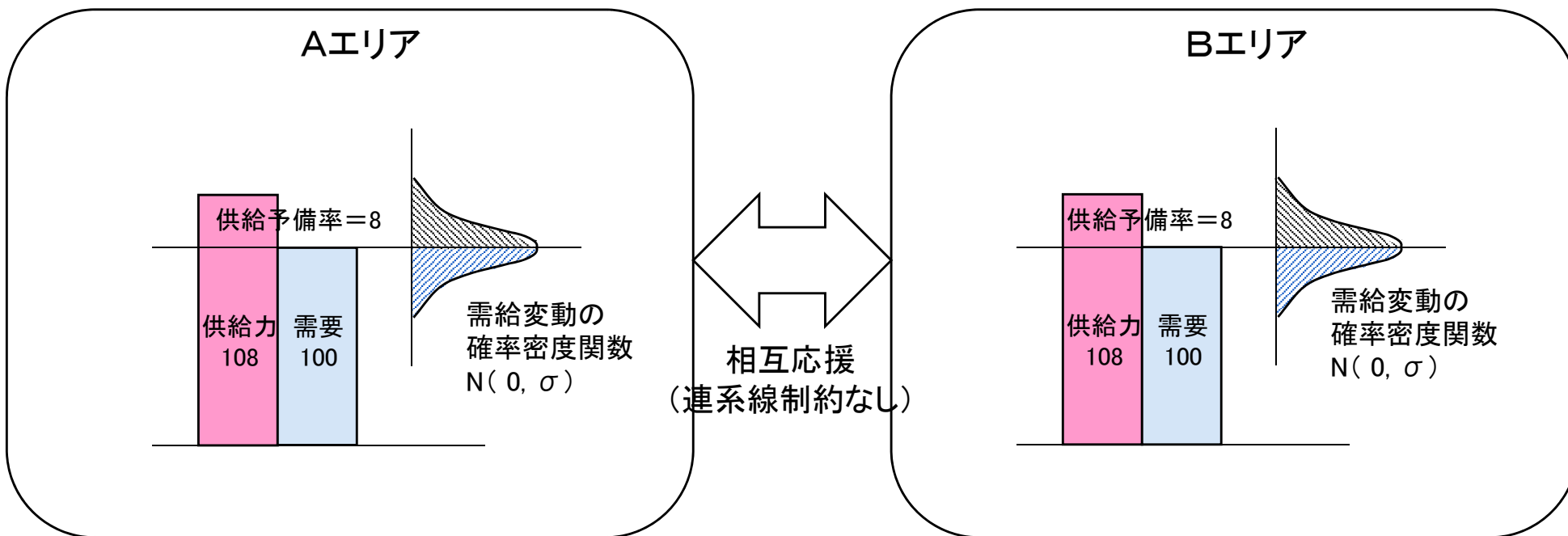
9エリア計の予備率は同じであるが、東京エリアのLOLEが悪化(東北は目標値(LOLE=3時間/年)よりも向上)する結果となった。

2020年度 連系線制約なし

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア計	
連系	予備力(万kW)	-46	178	376	218	-21	163	80	22	59	1,029
	予備率(%)	-8.8	12.6	7.0	8.9	-4.1	6.1	7.4	4.4	3.8	6.4
	LOLE(年/時間)	3.0	0.6	3.9	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	—

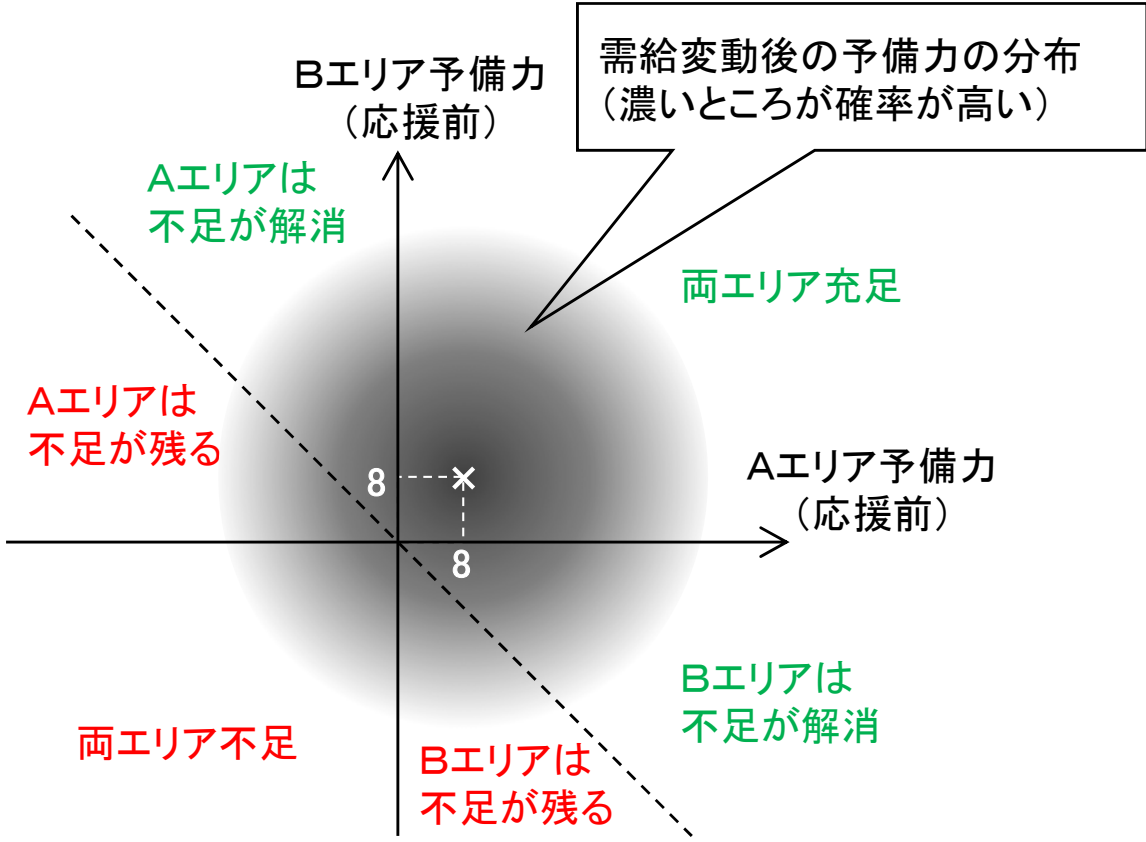
※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

➤ 下図に示すように、供給力・需要・需給変動の確率分布が全く同じ2エリアが相互連系(連系線制約なし)されているケースを想定する。



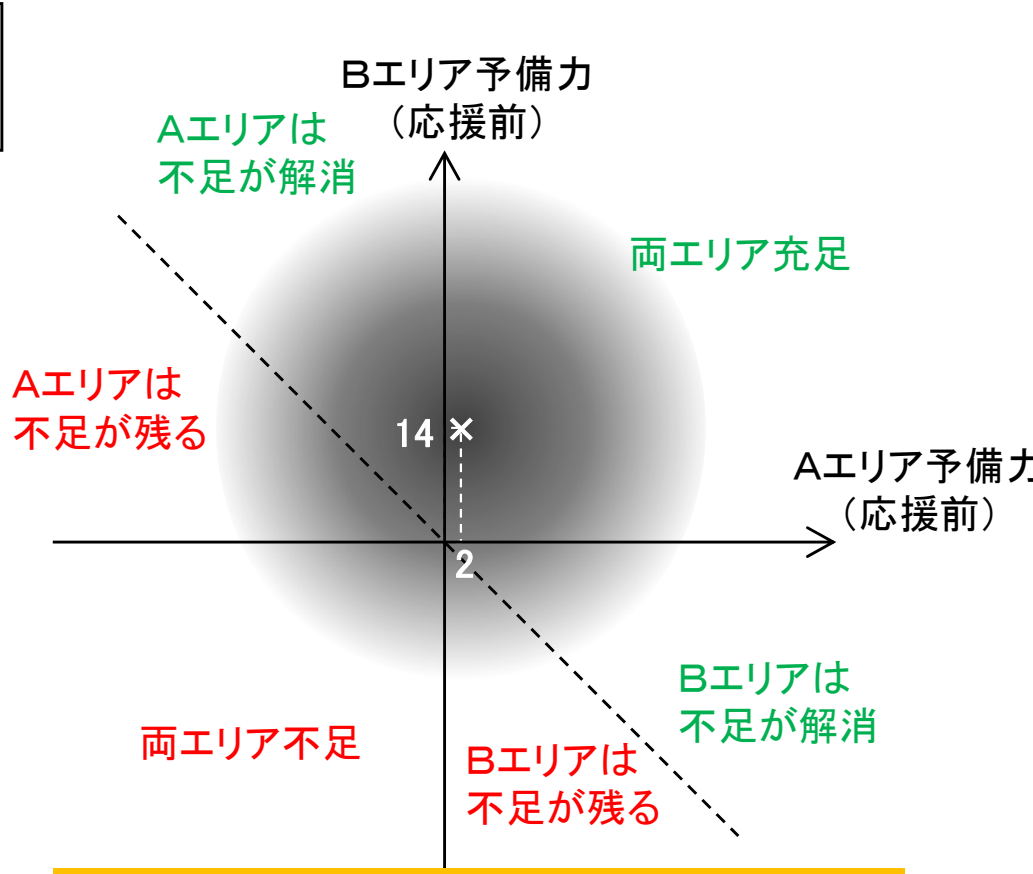
- 両エリアの予備力が等しい場合、両エリアの不足発生確率は等しくなる(下左図)。
- ここで、Aエリアの予備力をBエリアに付け替えた場合、Bエリアのほうが不足となる確率は低くなる(下右図)。
- このように、エリアにある供給力を自エリア優先で活用するロジックの場合は、算定した必要予備力に対して、エリア間の付け替えを行うと、予備力を減らしたエリアの供給信頼度が低下することとなる。

<両エリアの予備力が等しい場合>



両エリアの不足発生確率は同じ

<Aエリアの予備力をBエリアに付け替えた場合>



Bエリアのほうが不足発生確率は低くなる

- GC時点で小売電気事業者が予測する需要に見合うように電源ⅡⅢを小売電気事業者が調達し、その後、予測需要からの変動に対し、一般送配電事業者が、自エリアの発電余力(=電源Ⅰ+電源ⅡⅢ余力)を使って対応するという2段階のステップを考える。
- 小売電気事業者がどのエリアの供給力を調達するかを想定する必要があるが、現時点では、メルिटオーダーの分析はできないことから、簡易的に、2つのロジックにて分析を行った。

<小売調達ロジック1>

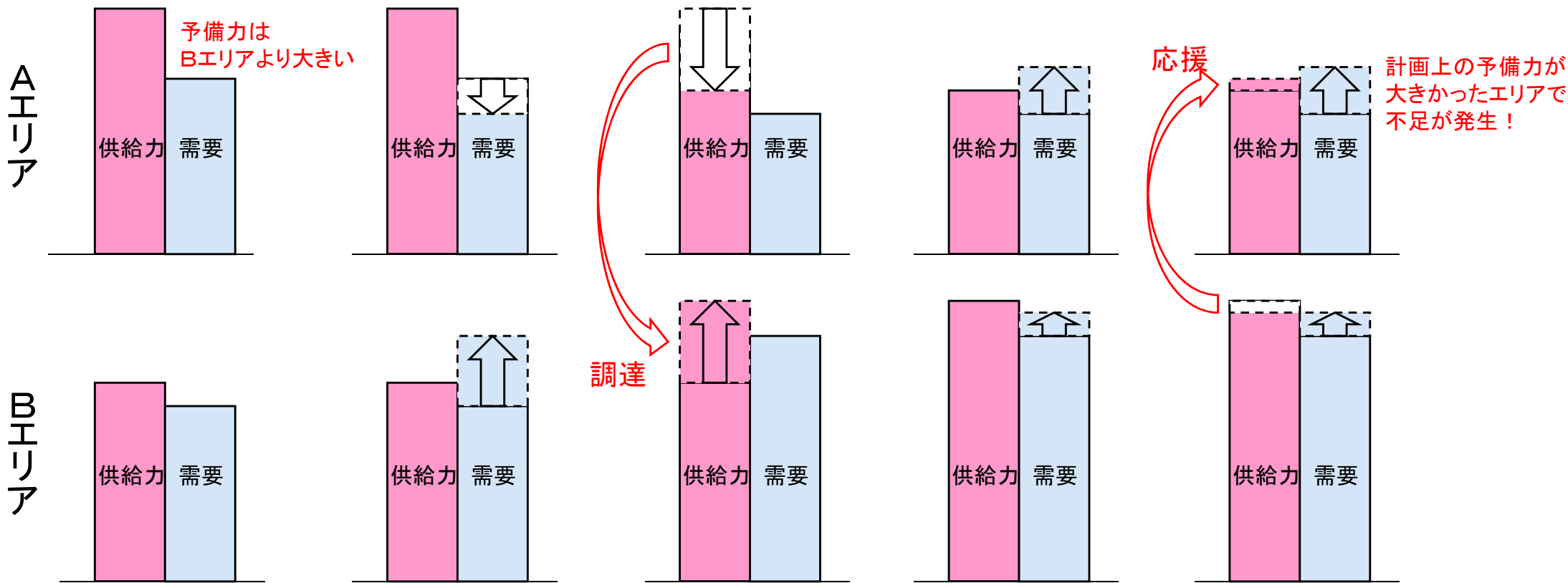
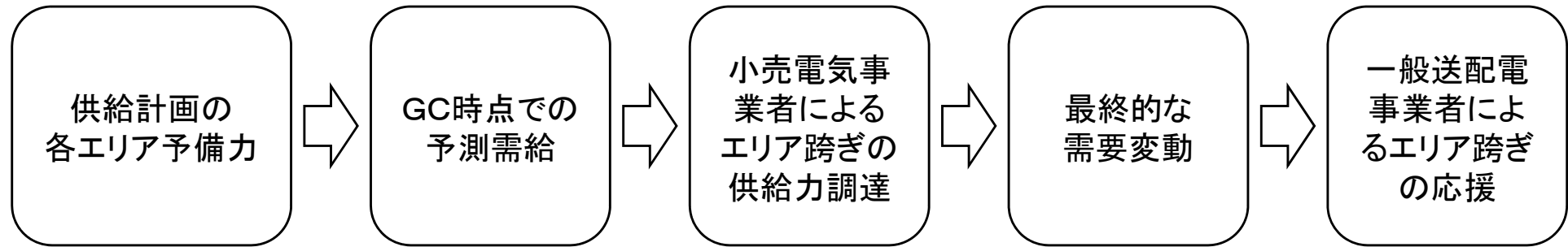
両エリアの電源ⅡⅢの合計を各エリア予測需要比で按分する。⇒この時点で両エリアの電源ⅡⅢの予備力が均等になる。

<小売調達ロジック2>

自エリアの電源ⅡⅢでは不足する場合のみ他エリアから調達する。両エリアとも不足する場合は、ロジック1と同様に予測需要比で按分する。⇒両エリアとも不足する場合を除き、GC時点で両エリアの予備力は均等にはならない。

なお、分析においては、上記ロジックの影響が分かり易くなるように、全ての供給力が電源ⅡⅢとして活用されるケース(ロジックは上記2つ)と、全ての供給力が電源Ⅰとして活用されるケース(従来の分析と同じ)の3ケースを設定した。

■ 簡易モデルの概要は下図のとおり。



※この図は<小売調達ロジック1>のイメージ

■ 下表の結果のとおり、供給力活用のロジックによって、供給信頼度の算定結果に大きな違いが出る。

		全供給力を電源ⅡⅢ (小売調達ロジック1)				全供給力を電源ⅡⅢ (小売調達ロジック2)				全供給力を電源Ⅰ ⇒従来と同じ算定			
		予備力均等		付け替え		予備力均等		付け替え		予備力均等		付け替え	
エリア		A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
エリア需要		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
エリア供給力		108	108	128	88	108	108	128	88	108	108	128	88
(電源Ⅰ再掲)		0	0	0	0	0	0	0	0	108	108	128	88
(電源ⅡⅢ再掲)		108	108	128	88	108	108	128	88	0	0	0	0
GC時点までの変動	平均	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	標準偏差	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
GC以降の変動	平均	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	標準偏差	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
不足発生確率		0.15	0.15	0.15	0.16	0.16	0.16	0.13	0.18	0.15	0.14	0.02	0.21
不足期待値		-1.1	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.3	-1.0	-1.4	-1.2	-1.2	-0.1	-2.3

シミュレーションの諸元

結果

予備力を付け替えても供給信頼度は変わらない

予備力を付け替えると供給信頼度が少し変わる

予備力を付け替えると供給信頼度が大きく変わる

※不足発生確率・不足期待値にわずかな不均等・変化が生じているが、モンテカルロシミュレーション(5000回)による誤差。

- 前頁のシミュレーションは、連系線の制約がない前提であったが、連系線制約がある場合の考察を行う。
- 前述の<小売調達ロジック1>において、連系線制約を考慮した場合のシミュレーション結果は次ページのとおり。
- 連系線の制約がエリアを跨いだ供給力調達のネックとなる場合には、<小売調達ロジック1>のもとでも、予備力の付け替えによって供給信頼度が影響を受けることが分かる。

		連系線制約なし		連系線制約あり			
		予備力は均等		予備力は均等		予備力付け替え	
エリア		A	B	A	B	A	B
エリア需要		100	100	100	100	100	100
エリア供給力		108	108	108	108	118	98
(電源Ⅰ再掲)		0	0	0	0	0	0
(電源ⅡⅢ再掲)		108	108	108	108	118	98
小売予測時点 までの変動	平均	0	0	0	0	0	0
	標準偏差	10	10	10	10	10	10
小売予測以降 の変動	平均	0	0	0	0	0	0
	標準偏差	10	10	10	10	10	10
連系線空容量	A→B方向	∞		10	10	10	10
	A←B方向	∞		10	10	10	10
不足発生確率		0.15	0.15	0.18	0.19	0.13	0.31
不足期待値		-1.1	-1.2	-1.4	-1.4	-0.9	-2.8

連系線制約により
供給信頼度が低下

予備力を付け替えると
供給信頼度が変わる

(2) エリア規模と必要供給予備率の関係

- 本検討においては、前提を単純化した簡易モデル(各エリアの需給特性を等価とする等)にて検討することで、「エリアの規模と必要供給予備率の関係※について」、可能な限り理論的な特徴を捉え、その特徴が実モデルによる検討結果に傾向として表れていることを確認した。
- 本検討結果から、「エリアの規模と必要供給予備率の関係について」、その理論的な特徴を確認することができたと考える。
- ただし、実際の需給特性は各エリアで異なる(エリア毎の需要ピーク時期の違いも含む)こと、連系線の制約があること等から、本検討どおりの傾向とはならない場合があることに留意が必要。
 - ※ 本資料では、「必要供給予備率」と「供給信頼度の指標」とは密接な関係があること、及び検討の容易化のため「エリアの規模と供給信頼度の指標の関係」について分析を行った。

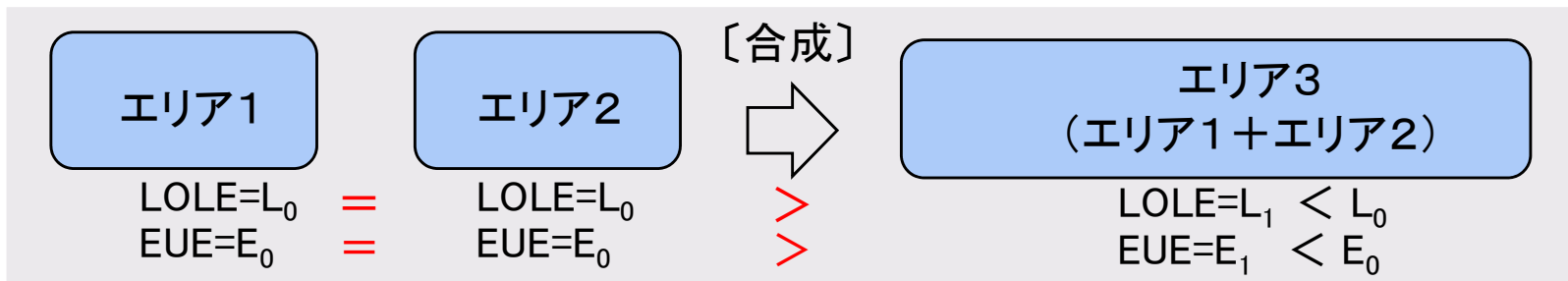
〔基礎的検討〕

(1) 供給信頼度の指標の基本的な特徴

- 電源の1台あたりの出力と台数、需要の規模と変動量(但し、エリア間の相関なし)が等価(以下、「単位需要あたりの需給特性が等価」と呼ぶ)な「2つのエリアを合成※1」又は「2つのエリアを連系(制約なし)」させた場合の、LOLEとEUEの関係(特徴1~3)は以下のとおり。(⇒ 詳細はp.20~23参照) なお、この時のエリア1~3の関係を「単位需要あたりの需給特性が等価」と呼ぶ。
- また、ここでのEUEは、エリア規模比で割ったEUEの値を示す。(以下、同じ)

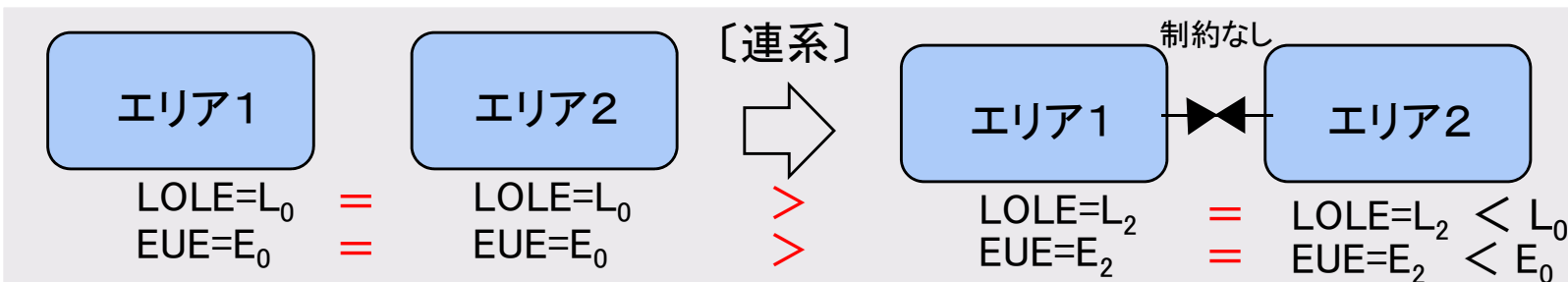
※1 エリア1と2の電源と需要を合成してエリア3を設定 (=エリア3の需要及び電源数は、エリア1(又は2)の2倍)

〔特徴1〕



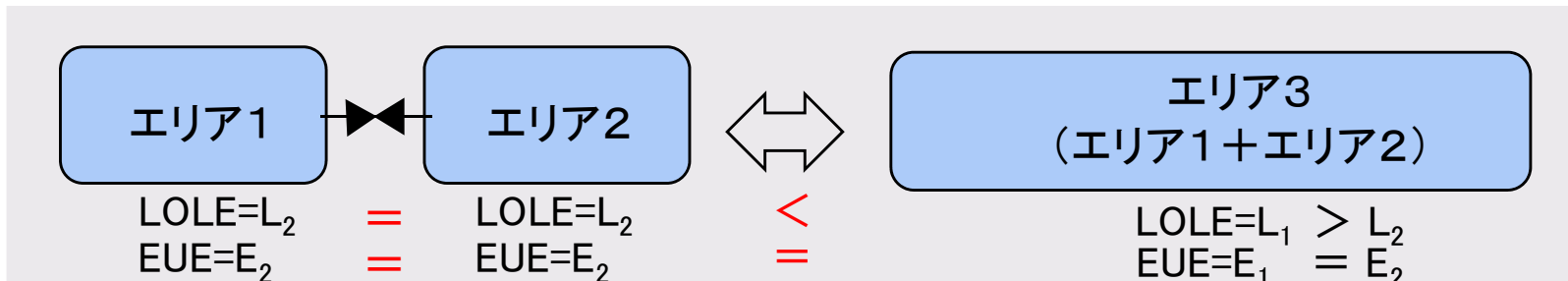
エリアの規模が大きい方が
LOLEとEUEが小さい

〔特徴2〕



エリア間を連系した方がLOLEとEUEが小さい
(連系効果)

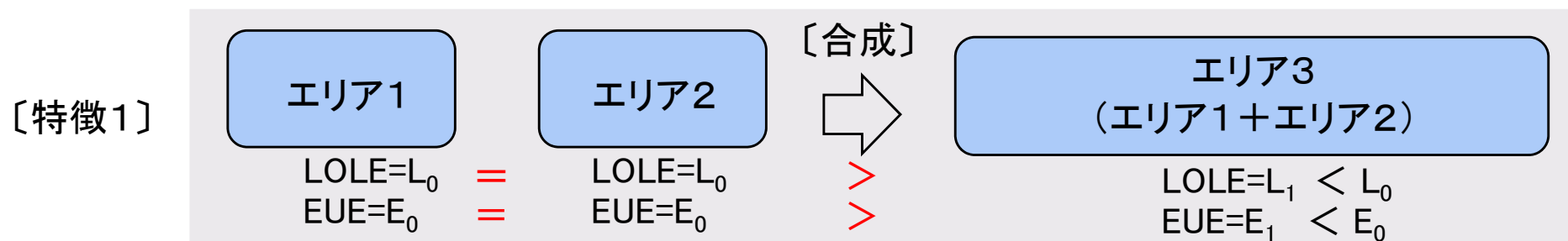
〔特徴3〕



LOLEは、エリア3の方が大きくなる。EUEは同じ

※2 EUEは、エリア規模比で割った値。

- 等価なエリア1と2※1を「合成(⇒エリア3)」した場合、合成後のエリア3のLOLEとEUEは、合成前のエリア1と2よりも小さくなる。
 - これは、エリアの規模が大きくなるほど、LOLEとEUEが小さくなる(供給信頼度が高い)ことを示している。
- ※1 エリア1と2は等価なので、エリア1と2のLOLEとEUEは等しい。



	エリア1	エリア2	エリア3
需要	100	100	200
供給力	105 (5×21台)	105 (5×21台)	210 (5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	5	$5 \times \sqrt{2}^{※2}$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%	2.5%

	エリア1	エリア2	エリア3
LOLE(時間)	0.34	0.34	0.29
EUE(kWh)) ^{※3}	1.47	1.47	0.82

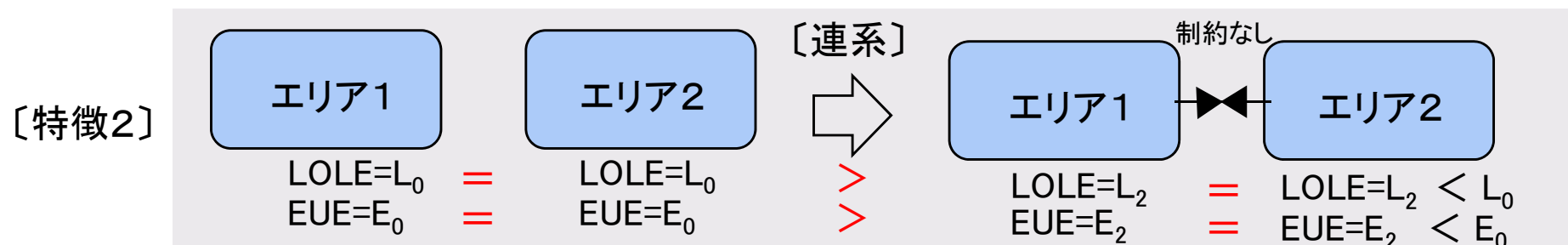
LOLEはエリア3の方が小さい

EUEはエリア3の方が小さい

※2 需要変動(相関なし)の標準偏差は、統計の法則に従えば、需要規模比のルートに比例するため、 $\sqrt{2}$ 倍となる。

※3 大規模エリアのEUEは、2(需要規模比)で割った値

- 等価なエリア1と2を「連系」した場合、連系後のエリア1と2のLOLEとEUEは、連系前と比べ小さくなる。
- これは、連系効果により、各エリアのLOLEとEUEが小さくなる(供給信頼度が高くなる)ことを示している。



	エリア1	エリア2
需要	100	100
供給力	105 (5×21台)	105 (5×21台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	5
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

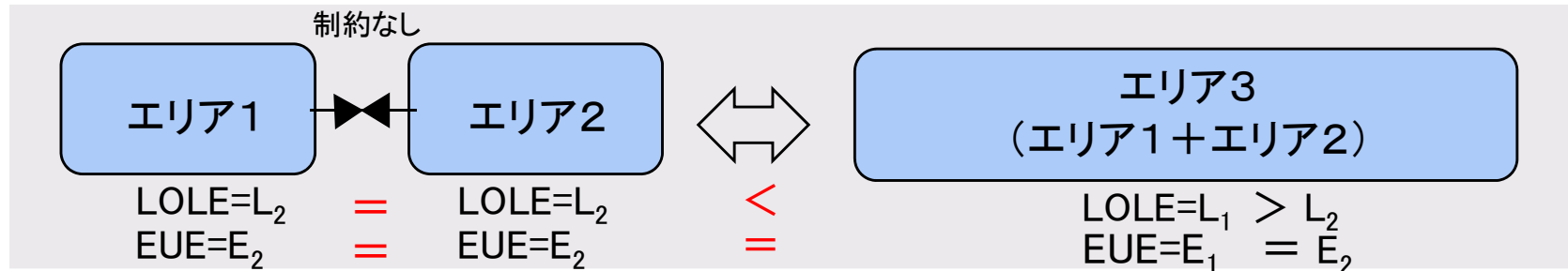
		エリア1	エリア2
LOLE(時間)	単独	0.34	0.34
	連系	0.20	0.20
EUE(kWh)	単独	1.47	1.47
	連系	0.82	0.82

単独時よりも連系時のLOLEの方が小さい

単独時よりも連系時のEUEの方が小さい

- エリア1と2について、「連系」した場合と「合成」した場合を比較すると、「連系」した場合のエリア1と2のLOLEよりも、「合成」した場合のエリア3のLOLEの方が大きい。一方、EUEは「合成」と「連系」で等しい。
- これは、LOLEが各エリアの不足確率を示す指標であることから、エリアの設定範囲により値が変わる性質をもった指標であることを意味している。
- この特徴をモンテカルロシミュレーションによるLOLE算定イメージにて説明する。(P.23参照)

〔特徴3〕



	エリア1	エリア2		エリア3
需要	100	100		200
供給力	105 (5×21台)	105 (5×21台)		105 (5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	5		5×√2※1
電源計画外停止率	2.5%	2.5%		2.5%
	エリア1	エリア2		エリア3
LOLE(時間)	0.20	0.20	<	0.29
EUE(kWh)※2	0.82	0.82	=	0.82

LOLEはエリア3の方が大きい

EUEは同じ

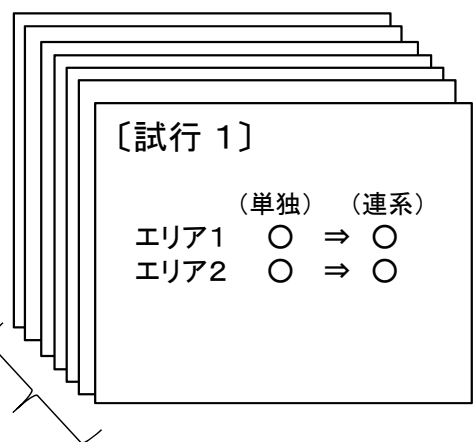
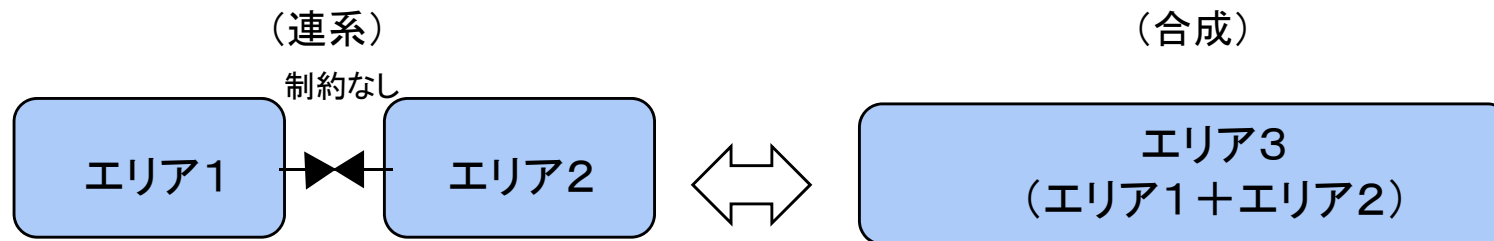
※1 需要変動(相関なし)の標準偏差は、統計の法則に従えば、需要規模比のルートに比例するため、√2倍となる。

※2 大規模エリアのEUEは、2(需要規模比)で割った値

- 「連系」した場合に比べ「合成」した方場合のLOLEが大きくなる要因は、不足回数のカウントが「連系」と「合成」で異なることによる。
- 具体的には、いくつかの試行において、エリア1と2で相互応援を行ってもなお一方のエリアに不足が残る場合、「連系」では各エリアで発生した不足のみをカウントするのに対して、「合成」ではどちらか一方のエリアで不足が発生する試行についてすべて不足としてカウントされることから、「合成」の方がLOLEが大きくなる。

※1 LOLEは、断面毎に全試行回数(10,000回)に対する不足発生回数(=不足発生回数÷10,000回)から算定される。

〔モンテカルロシミュレーションによるLOLE算定イメージ〕



〔試行 N₁ 回目〕

	(単独)	(連系)
・エリア1 予備力:-5	⇒ 予備力:-5	⇒ 予備力:-3(不足)
・エリア2 予備力: 2	⇒ 予備力: 2	⇒ 予備力: 0

〔試行 N₂ 回目〕

	(単独)	(連系)
・エリア1 予備力: 2	⇒ 予備力: 2	⇒ 予備力: 0
・エリア2 予備力:-5	⇒ 予備力:-5	⇒ 予備力:-3(不足)

試行毎の結果からLOLEを算定

〔連系(エリア1、2)〕
不足回数: 1回 (LOLE=1/10,000^{※2})

∧

〔合成(エリア3)〕
不足回数: 2回 (LOLE=2/10,000^{※2})

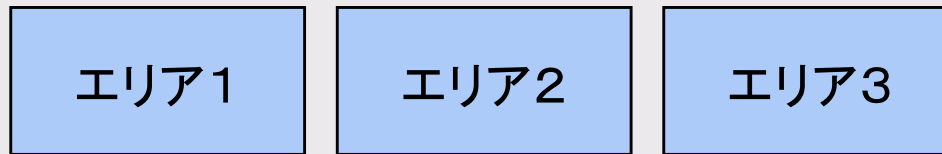
※2 全試行回数(10,000回)

全試行回数: 10,000回

(2) エリア規模と供給信頼度の指標の特徴に関する一考察

- 連系後の供給信頼度の指標とエリア規模との大小関係の根拠を特定するため、単位需要あたりの需給特性が等価(変動量に関してエリア間の相関なし)で、需要の規模が1:2のエリアを連系した時のLOLEとEUEの関係について、以下の2とおりのステップ(検討パス)にて検討した。

Step 0: 3つの等価なエリアを想定



エリア2とエリア3を合成



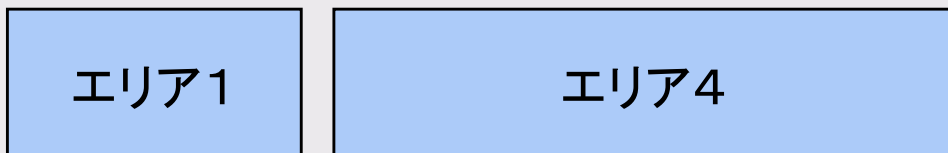
検討パス1

検討パス2

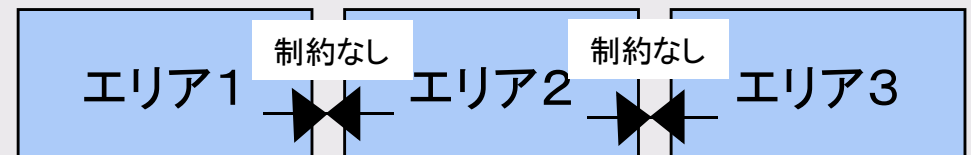


3エリアを連系

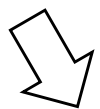
Step 1a: 小規模エリアと大規模エリア(連系なし)



Step 1b: 3つの等価なエリアを連系



エリア1とエリア4を連系



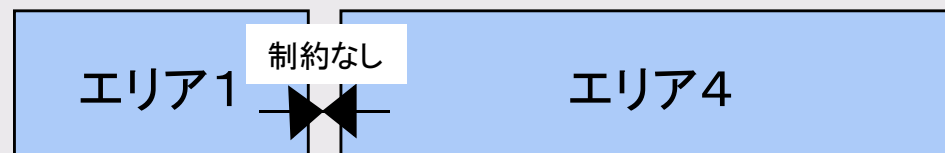
検討パス1

検討パス2



エリア2とエリア3を合成

Step 2: 連系された小規模エリアと大規模エリア



LOLE
EUE

LOLE
EUE

↔
大小関係は?

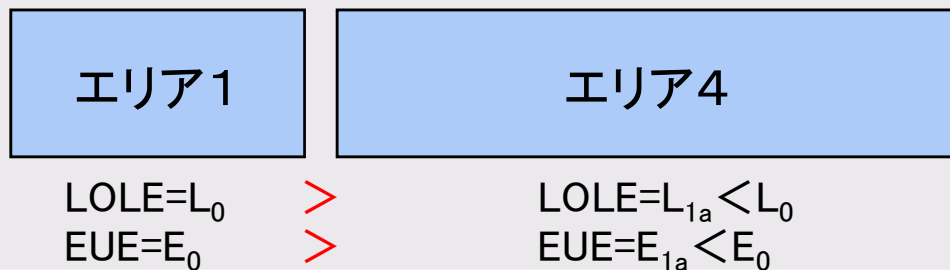
- 等価な3エリアを考えると、3つのエリアのLOLEとEUEは等しい(Step 0)。
- 次に、エリア2と3を「合成(=エリア4)」とすると、エリア4のLOLEとEUEは合成前の、エリア2と3よりも小さくなる(Step 1a)。(⇒「特徴1」による。)
- 更に、エリア1と4を「連系(制約なし)」すると、連系効果によりエリア1と4のLOLEとEUEは小さくなる(Step 2)。(⇒「特徴2」による)。但し、連系前のLOLEとEUEがエリア1と4で異なることから、連系後のエリア1と4のLOLEとEUEの大小関係について、その根拠の分析が困難。

Step 0: 3つの等価なエリアを想定



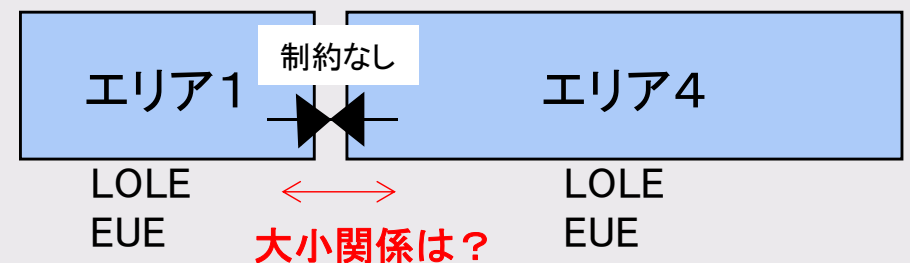
エリア2とエリア3を合成

Step 1a



特徴1

Step 2: 連系された小規模エリアと大規模エリア



特徴2

エリア1とエリア4を連系

「Step1a」でエリア1と4のLOLEとEUEが異なることから、「Step1a」から「Step2」に移行する際のLOLEとEUEの変化から、エリア1と4の連系後のLOLEとEUEの大小関係の根拠の分析が困難。

- 等価な3エリアを考えると、3つのエリアのLOLEとEUEは等しい(Step 0)。
- まず、エリア1~3を「連系(制約なし)」すると、3つのエリアのLOLEとEUEは単独時より小さくなる(Step1b)。(⇒「特徴2」による) また、3つのエリアは等価なので、エリア1~3のLOLEとEUEは同じ。
- 合成前のエリア1~3のLOLEとEUEは等しいため(Step 1b)、エリア2、3を「合成」しエリア4とした場合に、エリア1のLOLEとEUEがどのように変化するのか、またエリア4のLOLEとEUEが、合成前のエリア2と3からどのように変化するかを調べることで、エリア1と4のLOLEとEUEの大小関係について考察を行った。(p.28~32参照)

Step 0: 3つの等価なエリアを想定



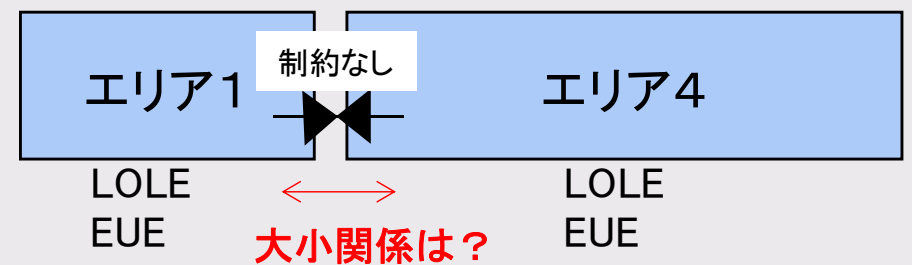
特徴2

3エリアを連系

Step 1b



Step 2: 連系された小規模エリアと大規模エリア



エリア2とエリア3を合成

「Step1b」でそれぞれのLOLEとEUEが等しいので、「Step1b」から「Step2」へ移行する際のLOLEとEUEの変化から、エリア1と4の連系後のLOLEとEUEの大小関係の根拠の分析が可能。

- LOLE・EUEのモンテカルロシミュレーションのある1回の試行において、エリア1、エリア2、エリア3の供給力と需要が決まったとき、以下のパターン※1が考えられる。 ※1 各パターン((0)~(3))の発生確率は異なる

- (0) 全エリアが充足
- (1A) 1エリアが不足(但し、全エリア合計では充足)
- (1B) 1エリアが不足(全エリア合計でも不足)
- (2A) 2エリアが不足(但し、全エリア合計では充足)
- (2B) 2エリアが不足(全エリア合計でも不足)
- (3) 3エリアとも不足

※2
 ・パターン(0) (3)は、3エリアとも充足(又は不足)する状況が合成前後で変わらないため、合成前後でLOLE、EUEに変化なし。
 ・パターン(1A) (2A)は、融通により全エリア充足する状況が合成前後で変わらないため、合成前後でLOLE、EUEに変化なし。

- このうち(0)(1A)(2A)(3)のパターンでは、合成前後でLOLEやEUEに変化がない※2ため、(1B)(2B)のパターンについて調べた(次頁、次々頁参照)。
- 次頁の分析の結果から分かることは以下のとおり。

	エリア1 (小規模エリア)	エリア4 (大規模エリア)
不足回数 (LOLEに影響)	エリア2, 3の合成の影響は受けない ⇒LOLEは変わらない	2エリア分の不足をカウントすることによって 不足回数が増えるパターン と旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって 不足回数が減るパターン がある
不足量 (EUEに影響)	旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって、不足量が増加するパターンがある ⇒EUEは増加	旧エリア2, 3の需給変動がエリア4内で相殺されることによって不足量が減少するパターンがある ⇒EUEは減少

⇒ 左記結果からは判定できないが、次ページの数値解析では、大規模エリアのほうがLOLEが大きくなった。

⇒ 合成前に同じEUEであったものが、左記の通り変化することから、小規模エリアのほうがEUEが大きくなると言える。

(1B) 1エリアが不足(全エリア合計でも不足)

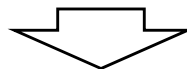
(注) 本パターンに該当する試行ケースを例として記載している。

【合成前】

エリア間応援前の予備力

	エリア1	エリア2	エリア3
試行1	2	2	-5
試行2	2	-5	2
試行3	-5	2	2

これらは同じ確率で発生



エリア間の応援

	エリア1	エリア2	エリア3
試行1	0	0	-1
試行2	0	-1	0
試行3	-1	0	0

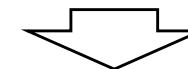
不足回数	1	1	1
不足量	1	1	1

【合成後】

エリア間応援前の予備力

	エリア1	エリア4
2	-3	
2	-3	
-5	4	

これらは同じ確率で発生



エリア間の応援

	エリア1	エリア4
0	-1	
0	-1	
-1	0	

1	2
1	1※2

エリア4の不足回数が合成前の各エリアより増加※1

※1 「特徴3」どおり。

※2 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。

(2B) 2エリアが不足(全エリア合計でも不足)

(注) 本パターンに該当する試行ケースのうち、特徴的なケースを例として記載している。

(例1) 合成エリア内で不足が解消するパターンがあるケース

(例2) 合成エリア内で不足が解消しないケース

【合成前】

【合成後】

【合成前】

【合成後】

エリア間応援前の予備力

エリア間応援前の予備力

エリア間応援前の予備力

エリア間応援前の予備力

	エリア1	エリア2	エリア3
試行4	3	-2	-2
試行5	-2	3	-2
試行6	-2	-2	3

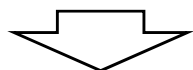
	エリア1	エリア4
試行4	3	-4
試行5	-2	1
試行6	-2	1

	エリア1	エリア2	エリア3
試行7	3	-4	-4
試行8	-4	3	-4
試行9	-4	-4	3

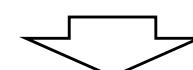
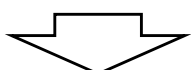
	エリア1	エリア4
試行7	3	-8
試行8	-4	-1
試行9	-4	-1

これらは同じ確率で発生

これらは同じ確率で発生



エリア間の応援



エリア間の応援



	エリア1	エリア2	エリア3
試行4	0	-0.5	-0.5
試行5	-0.5	0	-0.5
試行6	-0.5	-0.5	0

	エリア1	エリア4
試行4	0	-1
試行5	-1	0
試行6	-1	0

	エリア1	エリア2	エリア3
試行7	0	-2.5	-2.5
試行8	-2.5	0	-2.5
試行9	-2.5	-2.5	0

	エリア1	エリア4
試行7	0	-5
試行8	-4	-1
試行9	-4	-1

不足回数	2	2	2
不足量	1	1	1

不足回数	2	1
不足量	2	1※

不足回数	2	2	2
不足量	5	5	5

不足回数	2	3
不足量	8	3.5※

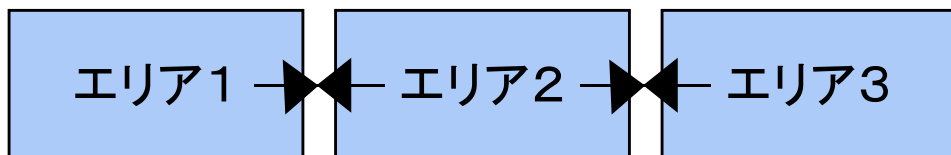
エリア4は不足回数・量とも減少
エリア1は不足量が増加

エリア4は不足回数は増加※1、不足量は減少
エリア1は不足量が増加

※1 特徴3どおり。

※2 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。

➤ 簡易モデルにおいてモンテカルロシミュレーションによりLOLEとEUEを算定した結果は以下のとおり。



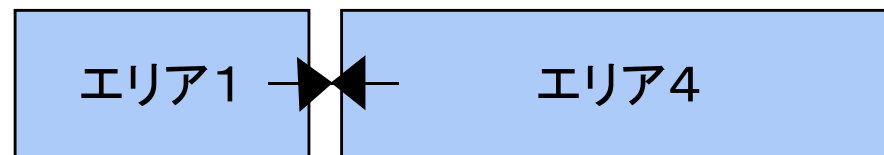
制約なし

制約なし

	エリア1~3(共通)
需要	100
供給力	105(5×21台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5
電源計画外停止率	2.5%

		エリア1	エリア2	エリア3
LOLE	単独	0.34	0.34	0.34
	連系	0.16	0.16	0.16
EUE	単独	1.50	1.50	1.50
	連系	0.57	0.57	0.57

指標値は3エリアで同じ



制約なし

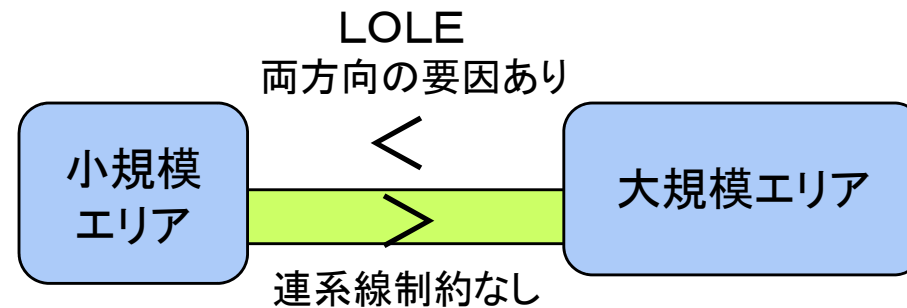
	エリア1	エリア4
需要	100	200
供給力	105(5×21台)	210(5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	$\sqrt{2} \times 5$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

		エリア1	エリア4
LOLE	単独	0.34	0.29
	連系	0.16	0.18
EUE	単独	1.47	0.82
	連系	0.65	0.50

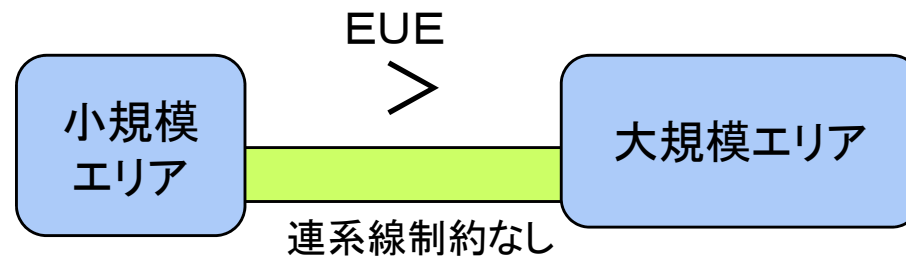
LOLEは大規模エリアの方が大きい
EUEは小規模エリアの方が大きい

エリア規模の違いによる供給信頼度の指標の特徴に関する一考察(まとめ)

- 本考察により、「単位需要あたりの需給特性が等価」な、ある1断面における小規模エリアと大規模エリアの連系後(制約なし)の供給信頼度について、以下の関係が成り立つと考えられる。
- 指標が**LOLE(不足発生率)**の場合、大規模エリアについて、エリア内の需給変動が相殺されることによってLOLEが小さくなる要因と、複数の小規模エリアの不足回数をカウントすることによってLOLEが大きくなる要因がある。 ※ 1つの簡易モデルの数値解析では、大規模エリアのほうがLOLEが大きくなる結果となった。



- 指標が**EUE(不足電力量)**の場合、大規模エリアのEUEは、エリア内で需給変動が相殺される効果によって、小規模エリアのEUEよりも小さくなる。



(参考1) 試算結果(需給特性が異なる場合)

- (ケース1) 単位需要あたりの需給特性が等価な場合、(ケース2) 需要規模に対する電源の1台あたりの出力及び需要の変動量の比率が同じ(以下、「需要規模に対する需給変動量の比率が同じ」と呼ぶ)場合について、LOLEとEUEを算定した関係は、以下のとおり。
 - 需要規模に対する需給変動量の比率が同じ場合(ケース2)の単独時のエリア1とエリア3のLOLEとEUEは等しい。

(ケース1) 単位需要あたりの需給特性が等価な場合

	エリア1	エリア2
需要	100	200
供給力	105(5×21台)	210(5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5(需要の5%)	$\sqrt{2} \times 5$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

供給信頼度の指標		エリア1		エリア2
LOLE(時間)	単独	0.34	>	0.29
	連系	0.16	<	0.18
EUE(kWh) ^{※1}	単独	1.47	>	0.82
	連系	0.65	>	0.50

(ケース2) 需要規模に対する需給変動量の比率が同じ場合

	エリア1	エリア3
需要	100	200
供給力	105(5×21台)	210(10×21台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5(需要の5%)	10(需要の5%)
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

供給信頼度の指標		エリア1		エリア3
LOLE(時間)	単独	0.34	=	0.34
	連系	0.16	<	0.25
EUE(kWh) ^{※1}	単独	1.47	=	1.47
	連系	0.66	<	1.03

※1 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。

※2 連系線の制約なし。

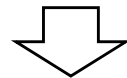
(参考2) 試算結果(需要規模による連系効果への影響)

- 単位需要あたりの需給特性が等価である場合で、小規模エリアと大規模エリアの需要規模比を変えたときのLOLEとEUEの算定結果は、以下のとおり。
 - 需要規模の差が大きい(ケース3)方が、小規模エリアの連系効果は拡大する。

(ケース1) 需要規模比が1:2

	エリア1	エリア2
需要	100	200
供給力	105(5×21台)	210(5×42台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	$\sqrt{2} \times 5$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

供給信頼度の指標		エリア1		エリア2
LOLE(時間)	単独	0.34	>	0.29
	連系	0.16	<	0.18
EUE(kWh) ^{※1}	単独	1.47	>	0.82
	連系	0.65	>	0.50



連系効果
LOLE 0.18
EUE 0.81

(ケース3) 需要規模比が1:4

	エリア1	エリア3
需要	100	400
供給力	105(5×21台)	420(5×84台)
需要変動の標準偏差 (相関無し・正規分布)	5	$\sqrt{4} \times 5$
電源計画外停止率	2.5%	2.5%

供給信頼度の指標		エリア1		エリア3
LOLE(時間)	単独	0.34	>	0.22
	連系	0.12	<	0.15
EUE(kWh) ^{※1}	単独	1.47	>	0.39
	連系	0.48	>	0.26



連系効果
LOLE 0.23
EUE 0.99

需要規模の差が大きくなると
小規模エリアの連系効果は拡大

※1 系統規模が2倍のため不足量合計を2で割っている。
※2 連系線の制約なし。

〔実モデルに近い変動確率分布を設定した
簡易モデルによる分析〕

- ここでは、小規模エリアと大規模エリアの需給変動に関する確率分布を、実績データから算定した実モデルの確率分布に近い分布とすることで、基礎的検討の結果がどのように変化するかを調べるため、以下の2ケースを簡易モデルにて比較した。

(ケース1) 単位需要あたりの需給特性が等価な場合(=基礎的検討と同等の分析)

(ケース2) 実モデルに近い需要変動の確率分布を設定した場合

- ケース1は、基礎的検討における簡易モデルの計算結果と同様に、LOLE(連系後)は大規模エリアの方が大きく、EUE(連系後)は小規模エリアの方が大きくなった。一方、ケース2では、LOLE(連系後)に加え、EUE(連系後)も大規模エリアの方が大きくなった。これは、大規模エリアの需要変動の確率分布を実モデルに近い確率分布とすることで、大規模エリアの単独時のEUEが大きくなる一方、ケース1及びケース2ともに小規模エリアの連系効果が同程度であることが要因と考えられる。

※ 供給予備率が同じ状態でLOLE(又はEUE)が大きいエリアの方が、LOLE(又はEUE)を一律とした場合の必要供給予備率が大きくなる。

- また、広域機関における実モデルによる分析結果(⇒参考A)にも、上記分析の傾向が表れているものと考えられる。

(ケース1) 単位需要あたりの需給特性が等価な場合(簡易モデル)

- 基礎的検討と同じく、需要と発電所の特性が全く同じ、規模だけが異なる(5倍)2つのエリアを想定。
- 需要変動(気温変動)は、完全な相関があると仮定しているため、変動の標準偏差は5倍
- 需要変動(その他要因)の標準偏差は、相関がないと仮定しているため、統計の法則に従えば、需要規模比のルートに比例するため、 $\sqrt{5}$ 倍となる。
- 電源1台あたりの計画外停止率は同じ。



	エリアA	エリアB	備考
需 要	100	500	エリアAの5倍
供給力	105(5×21台)	525(5×105台)	発電機1台あたり規模同じ、数が5倍
需要変動(気温変動)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
需要変動(その他要因)の標準偏差	5	$5 \times \sqrt{5}$	エリアA需要の $\sqrt{5}$ 倍と仮定
電源の計画外停止率	2.5%	2.5%	

(ケース2) 実モデルに近い変動確率分布を設定した場合(簡易モデル)

- 小規模エリアと大規模エリアの単位需要あたりの需給特性が異なる場合を想定。
- 需要変動(気温変動)は、完全な相関があると仮定しているため、変動の標準偏差は5倍となる。
- 需要変動(その他要因)の標準偏差は、実績データに基づき設定した確率分布を参考に、エリアAと同じ需要の5%とした。
 ※ 実績データに基づき設定した変動量の標準偏差(エリアの規模比%)は、エリア間で大きな差がない(p.25参照)。
- 電源1台あたりの計画外停止率は同じ。

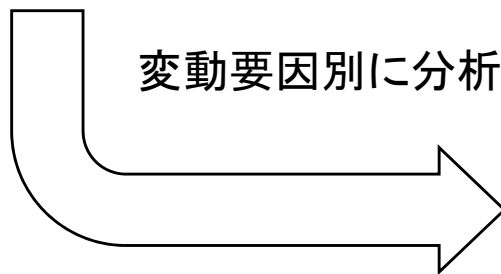


	エリアA	エリアB	備考
需 要	100	500	エリアAの5倍
供給力	105(5×21台)	525(5×105台)	発電機1台あたり規模同じ、数が5倍
需要変動(気温変動)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
需要変動(その他要因)の標準偏差	5	25	需要の5%と仮定
電源の計画外停止率	2.5%	2.5%	

(ケース1) 単位需要あたりの需給特性が等価な場合(簡易モデル)の考察

- 連系後のLOLEはエリアB(大規模エリア)の方が大きく、EUEはエリアA(小規模エリア)の方が大きくなった。(基礎的検討と同じ結果)
- なお、要因別にみてもその傾向は変わらない。

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
全変動を考慮	LOLE(時間)	単独	0.37	>	0.34
		連系	0.24	<	0.31
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	2.15	>	1.29
		連系	1.54	>	1.19



変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(気温影響)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16
		連系	0.16	=	0.16
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42
		連系	0.42	=	0.42

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(その他要因)	LOLE(時間)	単独	0.16	>	0.01
		連系	0.004	<	0.005
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	>	0.01
		連系	0.01	>	0.004

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
電源の計画外停止	LOLE(時間)	単独	0.1	>	0.05
		連系	0.01	<	0.03
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.55	>	0.08
		連系	0.08	>	0.04

※1 大規模エリアのEUEは、5(需要規模比)で割った値

※2 赤字:供給信頼度の指標が大きいエリア

(ケース2)実モデルに近い変動確率分布を設定した場合(簡易モデル)による考察

➤ 連系後のEUEについて、ケース1ではエリアA(小規模エリア)の方が大きいですが、ケース2ではエリアB(大規模エリア)の方が大きくなった。これは、エリアBの需要変動を大きくしたことにより、大規模エリアの単独時のEUEが大きくなったことが要因。

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
全変動を考慮	LOLE(時間)	単独	0.374	>	0.370
		連系	0.23	<	0.34
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	2.15	>	1.85
		連系	1.44	<	1.70

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(気温影響)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16
		連系	0.16	=	0.16
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42
		連系	0.42	=	0.42

変動要因別に分析

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
需要変動(その他要因)	LOLE(時間)	単独	0.16	=	0.16
	連系	0.03	<	0.11	
EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.42	=	0.42	
	連系	0.07	<	0.28	

ケース1と同じく、エリアBの方がLOLEが大きい

ケース1と異なり、エリアBの方がEUEが大きい。

変動有としたもの	供給信頼度の指標		エリアA		エリアB
電源の計画外停止	LOLE(時間)	単独	0.1	>	0.05
		連系	0.01	<	0.03
	EUE(kWh) ^{※1}	単独	0.55	>	0.08
		連系	0.08	>	0.04

ケース1の結果と同じ

※1 大規模エリアのEUEは、5(需要規模比)で割った値

※2 赤字:供給信頼度の指標が大きいエリア

(参考) 実モデルによる分析結果

(参考A) 実モデルによる計算結果

- 連系線の制約をなくして必要供給予備率を計算したところ、「LOLEを一律」、「1kWあたりのEUEを一律」とした場合とも、大規模エリア(東京、中部)の方が小規模エリア(北海道、北陸)の必要供給予備率よりも大きくなった。

〔LOLE=3時間/年〕 2020年度 連系線制約なし

		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	必要予備力(万KW)	102	173	654	354	98	309	172	129	226	2,216
	必要予備率(%)	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6	13.8
連系	必要予備力(万KW)	-42	34	517	217	-22	163	79	23	59	1,029
	必要予備率(%)	-8.0	2.4	9.6	8.9	-4.3	6.1	7.3	4.5	3.8	6.4
連系効果		27.6	9.8	2.5	5.6	23.6	5.4	8.6	21.1	10.8	7.4

※ 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)〕 2020年度 連系線制約なし

		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	必要予備力(万KW)	102	161	595	336	99	285	165	132	212	2,087
	必要予備率(%)	19.5	11.4	11.1	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8	13.0
連系	必要予備力(万KW)	-11	65	444	219	1	156	86	39	79	1,077
	必要予備率(%)	-2.1	4.6	8.3	8.9	0.2	5.8	7.9	7.7	5.1	6.7
連系効果		21.7	6.8	2.8	4.8	19.4	4.8	7.3	18.6	8.6	6.3

※ 四捨五入の関係で数値が合わない場合がある。

- ※ 四国は、単独時の必要供給予備率が大きいため、連系時の必要供給予備率は北海道、北陸に比べ大きい。
 関西は、単独時の必要供給予備率が小さいため、連系時の必要供給予備率は東京、中部に比べ小さい。

(参考A) 変動要素別の必要供給予備率(2020年度、連系制約なし、LOLE一律)

- 各エリアのLOLEが一律となるように、各変動要因を1つずつ有効にして必要供給予備率を算定した結果は以下のとおり。

変動要因別の必要供給予備率(LOLE=3時間/年)

(%)

変動有としたもの		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
全変動要素	単独	19.6	12.3	12.2	14.4	19.3	11.5	15.9	25.6	14.6
	連系	-8.0	2.4	9.6	8.9	-4.3	6.1	7.3	4.5	3.8
	連系効果	27.6	9.8	2.5	5.6	23.6	5.4	8.6	21.1	10.8
需要(気温影響)	単独	4.5	6.4	8.3	7.0	6.1	6.5	6.2	6.4	6.3
	連系	-8.5	5.4	7.2	5.0	4.4	5.2	5.1	4.2	3.3
	連系効果	13.0	1.0	1.2	2.0	1.7	1.3	1.1	2.2	3.0
需要(その他要因)	単独	4.1	4.3	5.9	5.9	5.3	6.2	5.5	5.8	5.4
	連系	-5.3	-0.6	4.1	0.4	-1.8	2.0	0.0	-0.9	0.4
	連系効果	9.3	4.9	1.8	5.5	7.0	4.2	5.5	6.6	5.1
電源の計画外停止	単独	22.9	12.5	7.3	10.4	23.2	8.2	14.4	28.3	12.7
	連系	-0.8	3.2	5.2	3.9	0.8	3.7	3.0	2.0	3.7
	連系効果	23.7	9.3	2.0	6.5	22.5	4.5	11.4	26.3	9.0
太陽光・風力・水力	単独	0.3	2.5	2.6	5.8	1.0	2.9	5.8	6.9	5.6
	連系	-11.1	-2.0	1.4	4.4	-8.8	1.4	3.0	1.7	-2.4
	連系効果	11.4	4.5	1.2	1.4	9.8	1.5	2.7	5.2	8.0

- 1kWあたりのEUEが一律になるように、各変動要因を1つずつ有効にして必要供給予備率を算定した結果は以下のとおり。

変動要因別の必要供給予備率(EUE=15百万kWh/年)

(%)

変動有としたもの		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
全変動要素	単独	19.5	11.4	11.1	13.7	19.6	10.6	15.3	26.3	13.8
	連系	-2.1	4.6	8.3	8.9	0.2	5.8	7.9	7.7	5.1
	連系効果	21.6	6.8	2.8	4.8	19.4	4.8	7.4	18.6	8.6
需要(気温影響)	単独	3.2	5.3	7.2	5.7	4.9	5.4	4.9	5.1	5.1
	連系	0.6	4.6	5.9	4.2	3.9	4.5	4.1	4.1	3.4
	連系効果	2.6	0.7	1.3	1.6	1.0	0.9	0.8	1.0	1.6
需要(その他要因)	単独	2.7	3.1	4.6	4.6	4.0	5.0	4.2	4.4	4.1
	連系	-2.7	-0.5	2.8	0.0	-1.6	1.7	-0.1	-0.3	0.0
	連系効果	5.4	3.6	1.8	4.6	5.6	3.3	4.2	4.7	4.0
電源の計画外停止	単独	22.6	11.3	5.7	9.1	23.3	6.7	13.3	28.7	11.4
	連系	4.2	4.6	3.3	3.4	4.3	2.5	3.4	6.5	3.6
	連系効果	18.3	6.7	2.5	5.7	19.0	4.2	9.9	22.2	7.8
太陽光・風力・水力	単独	-1.2	1.1	1.3	4.6	-0.2	1.6	4.6	5.7	4.3
	連系	-7.6	-1.4	-0.3	3.3	-5.1	0.3	2.6	2.6	-1.3
	連系効果	6.5	2.5	1.6	1.3	4.9	1.4	2.0	3.1	5.6

(参考B) 確率論的必要供給予備力算定手法における諸元(需要変動、電源ラインナップ)

<需要変動の標準偏差：7～8月の15～20時の平均>

(最大3日平均電力に対する比率：%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
気温影響による変動量	3.0	3.8	3.9	3.3	3.4	3.1	2.9	2.8	2.8
その他要因による変動量	2.4	2.5	3.1	2.6	2.7	3.3	2.7	2.7	2.4

※1 各供給エリアの県庁所在地の実績気温(1時間値)の単純平均と需要実績をもとに広域機関で気温感応度式を設定し変動量を算定

※2 気温影響による変動量は、需要の上位1～3日の値

<電源ラインナップ：8月>

(万kW、%)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
火力※	平均出力	29	43	41	46	42	48	26	27	33
		(5.6)	(3.0)	(0.8)	(1.9)	(8.3)	(1.8)	(2.4)	(5.4)	(2.1)
揚水	平均出力	14	9	23	17	11	25	21	14	29
		(2.7)	(0.6)	(0.4)	(0.7)	(2.2)	(0.9)	(1.9)	(2.8)	(1.9)

※1 出力10万kW未満の小規模電源を除く

※2 ()内は、最大3日平均電力に対する比率

(3) 太陽光発電の導入量が適切な供給予備力(率)
に与える影響

- 本委員会にて、「年度が進むにつれ再エネの導入量が増加するにもかかわらず、適切な供給予備率が増加していることについて定性的な説明が必要」とのご意見を頂いた。(⇒ 参考2-1)
- これは、供給計画上の需要及び供給予備力が同じ場合、太陽光の導入量が多くなるほど、太陽光発電の出力が低下する夜間帯の停電量(停電コスト)が増加し、経済性分析における適切な供給予備率の値が大きくなるためと考えられる。 (⇒ 参考2-2)
 - ※ 現状の供給計画では、太陽光発電の供給力(L5)は、需要ピーク時[15時(北海道、東北、九州以外)]の値が計上されている。そのため、供給予備率が同じ場合、太陽光発電の増加するほど、供給計画上は太陽光以外の供給力が減少する。

(ア) 適正な供給予備力(率)の算定結果

21

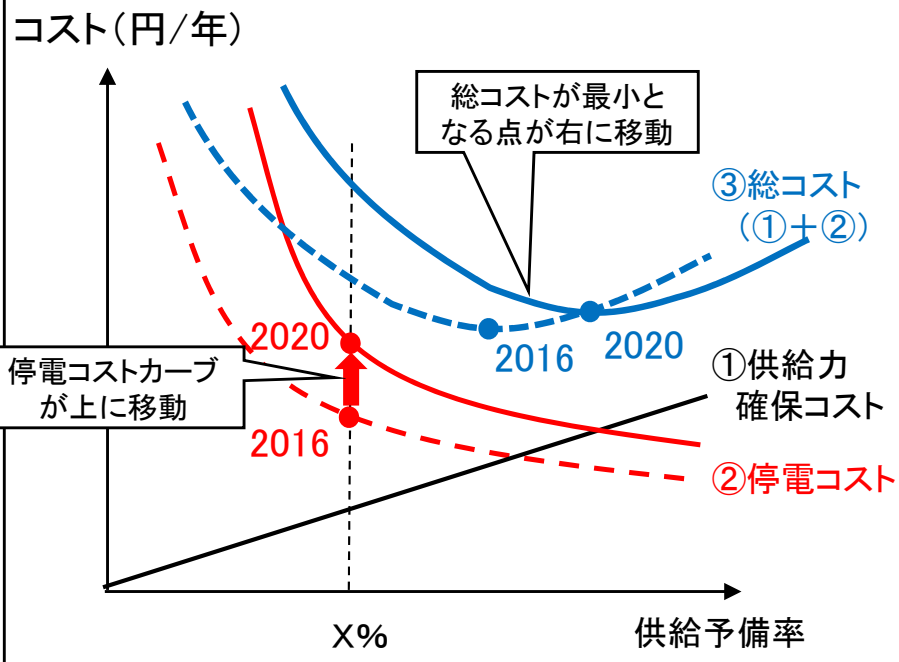
- 平成28(2016)、32(2020)、37(2025)年度を対象に、供給信頼度の指標を「LOLE」と「1kWあたりのEUE」とした場合について、それぞれ経済性評価(沖縄エリア以外)を行った。
※平成28年度(2016年度)については、計画潮流などの諸元の見直しを実施
- 両ケースとも9エリア計の適正な供給予備力(予備率)に大きな違いは見られないものの、エリア毎の必要供給力の配分は異なる結果となった。

〔9エリア計(沖縄エリア除く)〕

断面	経済分析による適正な供給予備力(率)の範囲	
	LOLEを9エリア一律	1kWあたりのEUEを9エリア一律
平成28年度	ケース1-1 9.8百万kW(6.2%)～13.3百万kW(8.5%)	ケース2-1 9.9百万kW(6.3%)～13.4百万kW(8.5%)
平成32年度	ケース1-2 11.2百万kW(6.9%)～14.9百万kW(9.3%)	ケース2-2 11.2百万kW(7.0%)～14.9百万kW(9.3%)
平成37年度	ケース1-3 12.2百万kW(7.4%)～16.0百万kW(9.7%)	ケース2-3 12.3百万kW(7.4%)～16.1百万kW(9.7%)

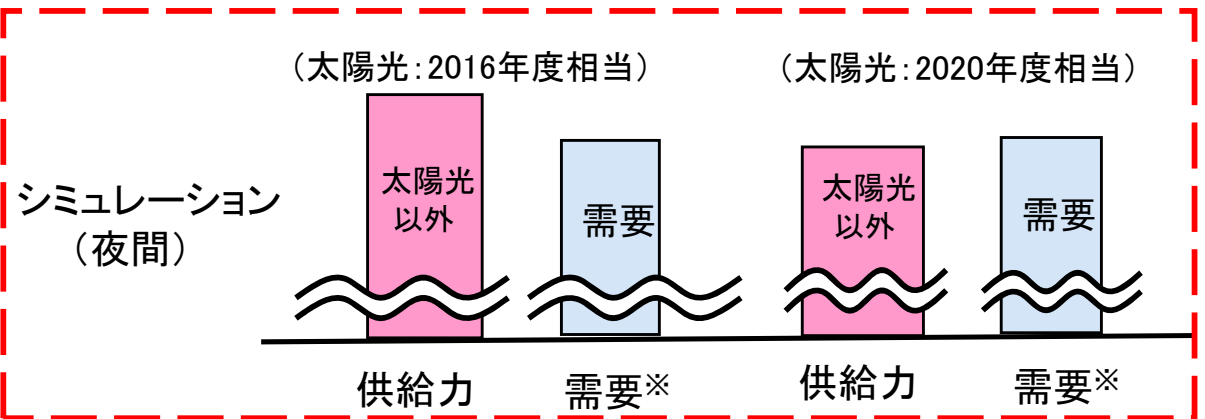
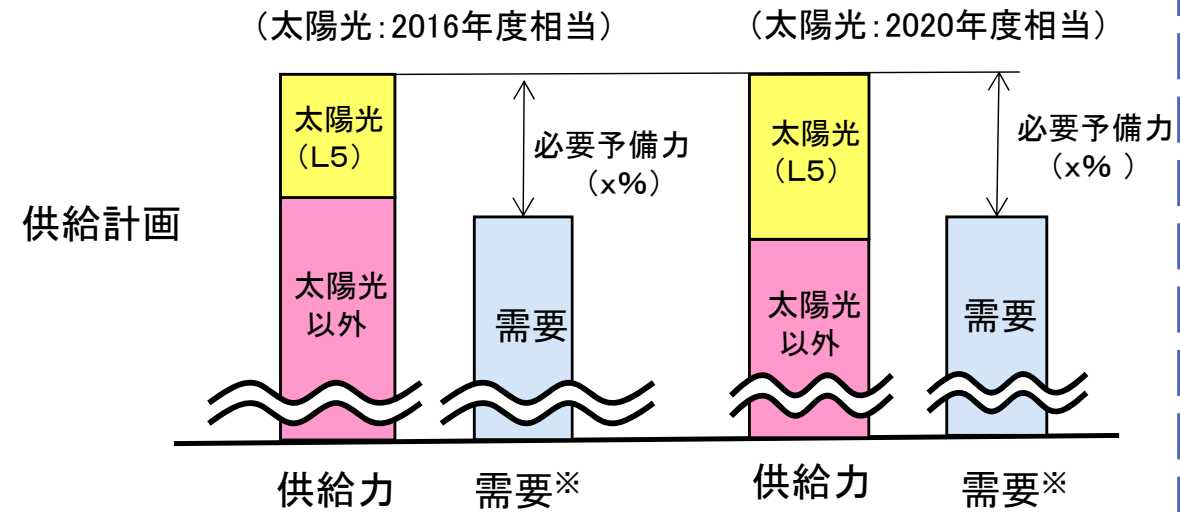
➤ 太陽光発電の導入量増加に伴い、経済分析による適切な供給予備力(率)が増加する要因は以下の通り。

供給予備率が同じ場合、太陽光発電の導入量が増加するにつれ、停電量(EUE)が大きくなる(右図参照)ため、停電コストカーブが上に移動し、総コストが最小となる予備率が右に移動する(大きくなる)。



夜間帯では、太陽光の導入量が多く、太陽光以外の供給力が少ない方がEUEが大きい。

供給計画では、各エリアの需要ピーク時(主に15時)の太陽光発電の供給力(L5)にて供給力が計上されるため、供給予備率が同じ場合は、太陽光発電の導入量が多いほど、太陽光発電以外の必要供給力は減少。



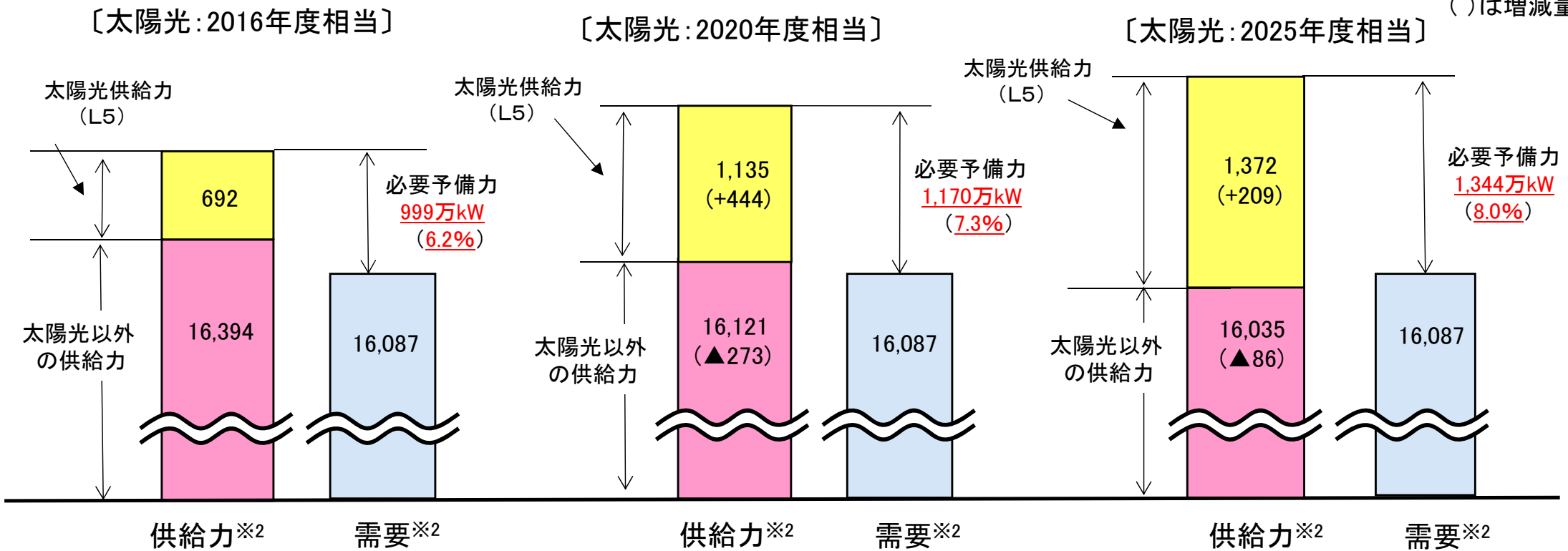
※ 需要は変わらないものとして記載

- 前頁までの検討は、適切な供給信頼度の基準値を検討する段階における太陽光発電の導入量の影響を分析したものであるが、さらに、供給信頼度の基準をある値に定めた後に、年度毎の必要供給予備力(率)を求める段階における太陽光発電の導入量の影響について分析を行った。
- 太陽光発電の導入量の影響が分かり易くなるよう、需要を変えずに太陽光発電の導入量を増加させて必要供給予備力(率)を算定したところ、太陽光発電の導入量が多くなるほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。(⇒ 参考2-3)
- これは、「太陽光以外の供給力」の必要量が太陽光発電の出力が減少する夕刻以降の時間帯が支配的である (EUEが大きい)こと、及び、供給計画は太陽光の導入量が多いほど供給力に計上する量(L5)が大きくなることが要因である。 (⇒ 参考2-4、2-5)
 - ※ なお、実際にはシミュレーションにおいて太陽光発電の供給力が0となる断面のみで供給力不足が発生している状況ではないことから、太陽光発電の導入拡大が「太陽光以外の供給力」の必要量を押し下げる効果はみられる。(⇒ 参考2-3参照)
- 必要供給予備力(率)が太陽光発電の導入量の影響を受けることから、年度毎の導入量の想定に応じた必要供給予備力(率)を算定のうえ、需給バランス評価を行う必要がある。

- 需要を変えず(2020年度の需要に固定)、太陽光発電の導入量を変化(2016,2020,2025年度データ相当)させて分析した結果、太陽光発電の導入量が多いほど、必要供給予備力(率)が増加する結果となった。
- 内訳をみると、太陽光発電の導入量の増加に伴う太陽光発電の供給力(L5)の増加に比べて、「太陽光以外の供給力」の必要量の減少が小さいことが分かる。

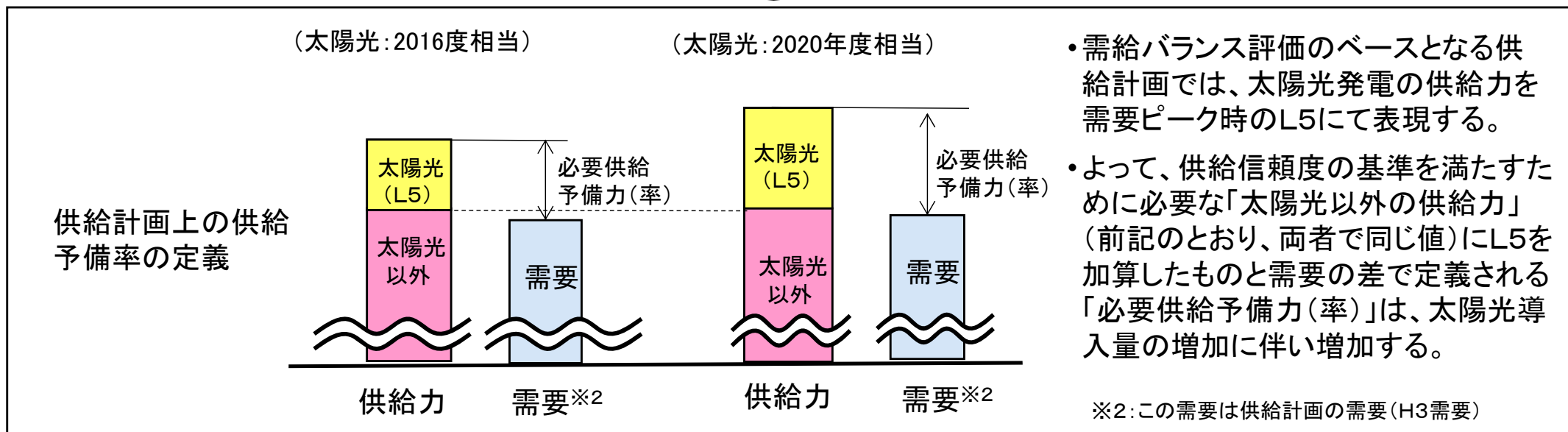
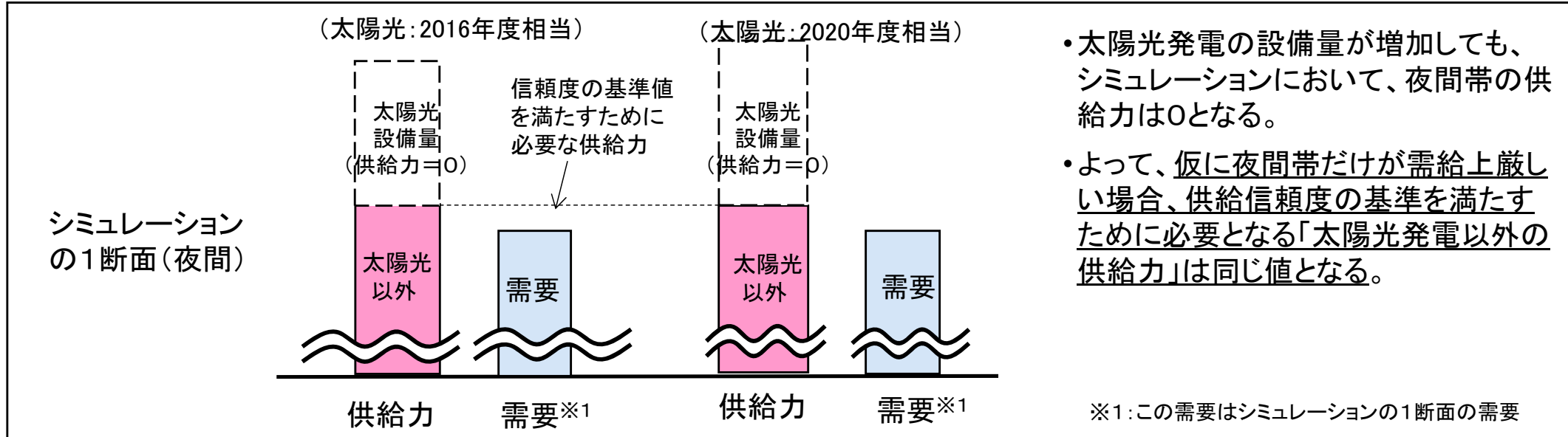
〔太陽光発電の導入量と必要供給予備力(率)との関係(1kWあたりのEUE一律※1)〕

単位: 万kW
()は増減量



※1 1kWあたりのEUE(9社計EUE=15百万kWh/年)が一律となるよう算定
 ※2 各エリアの最大需要電力発生時の供給力と需要の合計
 ※3 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

➤ 太陽光発電の導入量増加に伴い、信頼度の基準値を満たすために必要な供給予備力(率)が増加する要因は以下の通り。

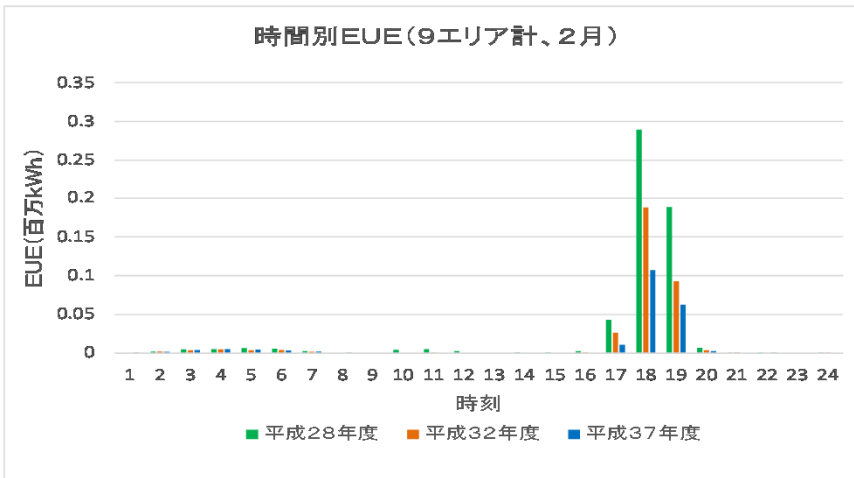
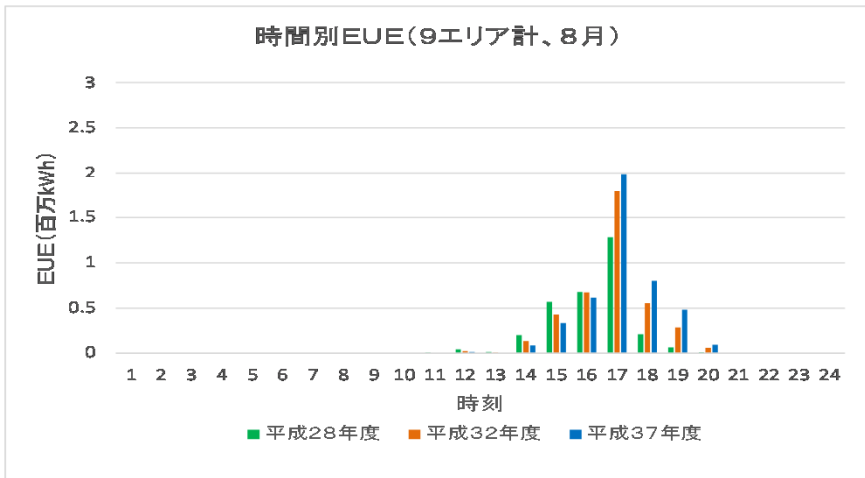
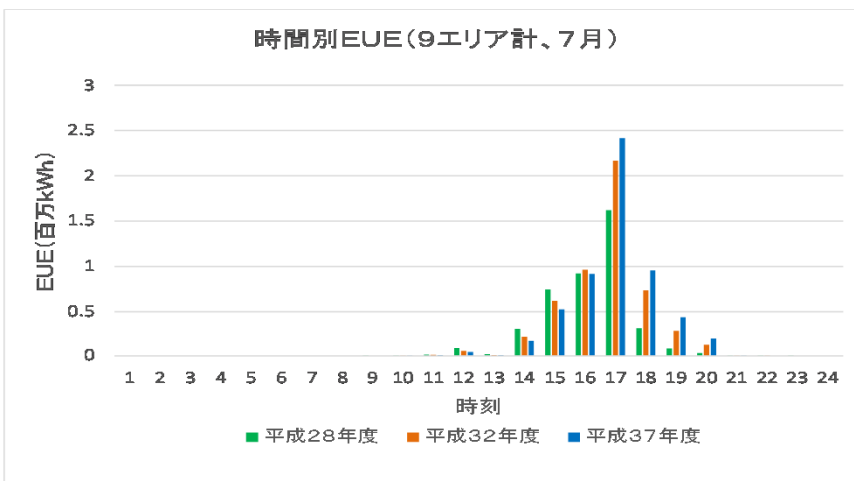
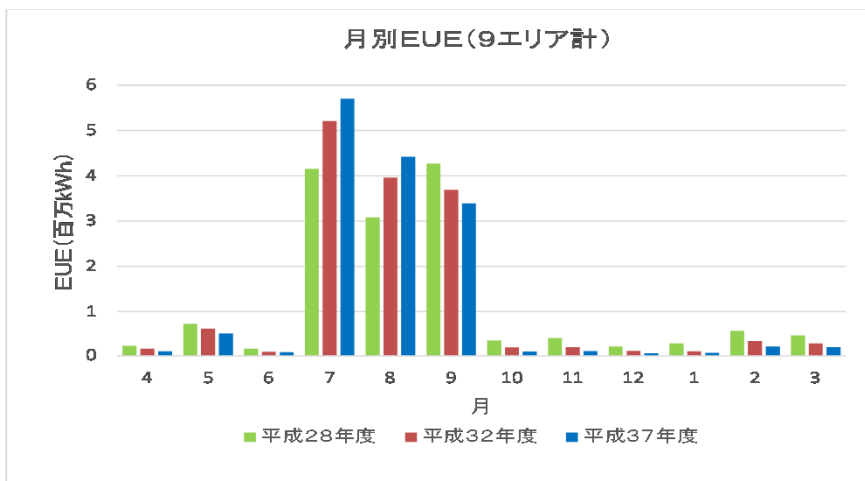


(イ) 月別・時間別の不足電力量(EUE)の発生状況

24

(供給信頼度基準: 9エリア計EUE=15百万kWh/年)

- 月別の不足電力量期待値(EUE)は夏季(7~9月)が多くなった。
- また、7、8月の時間別のEUEは、夕刻(17時頃)に多く発生しており、後年度になる(太陽光の導入が進む)ほど、夕刻以降(17時~20時)のEUEが増加。



(参考2-6) 昨年度行った1時間断面ごとの必要予備率試算結果

■ 今回の予備的検討の範囲で見ると、太陽光の導入が進むことにより、全国の必要供給力の最大値が算定される時間断面が15時から17時にシフトする結果となった。(風力・太陽光の供給力(L5)を除いた必要供給力も17時断面が最大となる。)

[以下の数値は、連系効果を考慮せず各エリア単独で算定した値の合計値]

〔平成27年8月〕 (万kW、%)

断面	全国(9エリア)計			東地域(50Hz)			中西地域(60Hz)			
	15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時	
需要(a)	15,770	15,530	14,540	7,030	6,920	6,470	8,740	8,600	8,070	
必要供給力(b)	16,870	16,810	15,930	7,540	7,540	7,110	9,320	9,270	8,820	
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕	1,100	1,280	1,390	510	620	640	590	670	750	
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕	(7.0)	(8.2)	(9.6)	(7.3)	(9.0)	(9.9)	(6.8)	(7.8)	(9.3)	
必要供給力 ^{※1} (風力・太陽光除き)	16,260	16,610	15,920	7,400	7,490	7,110	8,860	9,120	8,820	
設備量	風力	290								
	太陽光	2,620								

・15,17時断面の必要供給予備率は、太陽光発電の増加により、太陽光発電以外の必要供給力を押し下げる効果があるため、平成27年度(2015年度)に比べ平成36年度(2024年度)の方が小さい。
 ・太陽光発電の出力が殆どない19時断面については、風力発電の導入量が増加しているため、平成36年度(2024年度)断面の方が必要供給予備率が低い。

〔平成36年8月〕

断面	全国(9エリア)計			東地域(50Hz)			中西地域(60Hz)			
	15時	17時	19時	15時	17時	19時	15時	17時	19時	
需要(a)	16,880	16,630	15,570	7,740	7,620	7,120	9,150	9,010	8,450	
必要供給力(b)	17,840	17,850	17,030	8,160	8,200	7,790	9,680	9,650	9,240	
必要予備力 ^{※1} 〔(c)=(b)-(a)〕	960	1,220	1,460	420	580	670	540	640	800	
必要予備率 ^{※1} 〔(c)/(a)〕	(5.7)	(7.3)	(9.4)	(5.4)	(7.6)	(9.4)	(5.9)	(7.1)	(9.5)	
必要供給力 ^{※1} (風力・太陽光除き)	16,540	17,390	17,020	7,780	8,070	7,780	8,760	9,320	9,240	
設備量	風力	710			490			220		
	太陽光	4,860			2,080			2,780		

※1 ここでの必要予備力(率)は、LOLP=0.3日/月を満たすために必要となる供給予備力(率)をいう。

※2 四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

■ 平成28年度(2016年度)供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

(万kW)

エリア	2016年度※1	2020年度※1	2025年度※1
北海道	32	35	35
東北	82	162	324
東京	41	42	43
中部	30	42	42
北陸	15	19	25
関西	13	13	13
中国	46	67	109
四国	15	26	29
九州	52	68	88
沖縄(本島)	1	2	2
計	328	475	709

※1 平成28年(2016年度)度供給計画における8月(2016年8月、2020年8月、2025年8月)の旧一般電気事業者の導入量想定。

※2 四捨五入の関係で数値が合わないことがある。

■ 平成28年度(2016年度)供給計画における旧一般電気事業者の導入量想定を使用。

(万kW)

エリア	2016年度(今回諸元) ^{※1}	2020年度(今回諸元) ^{※1}	2025年度(今回諸元) ^{※1}
北海道	111	199	208
東北	278	534	766
東京	874	1400	1,812
中部	606	1,096	1,196
北陸	63	116	120
関西	418	642	860
中国	283	502	639
四国	190	251	260
九州	689	949	981
沖縄(本島)	28	44	49
計	3,541	5,734	6,891

※1 平成28年度(2016年度)供給計画における8月(2016年8月、2020年8月、2025年8月)の旧一般電気事業者の導入量想定。

※2 四捨五入の関係で四捨五入の関係で数値が合わないことがある。四捨五入の関係で数値が合わないことがある。