

長期断面の必要予備力の検討について

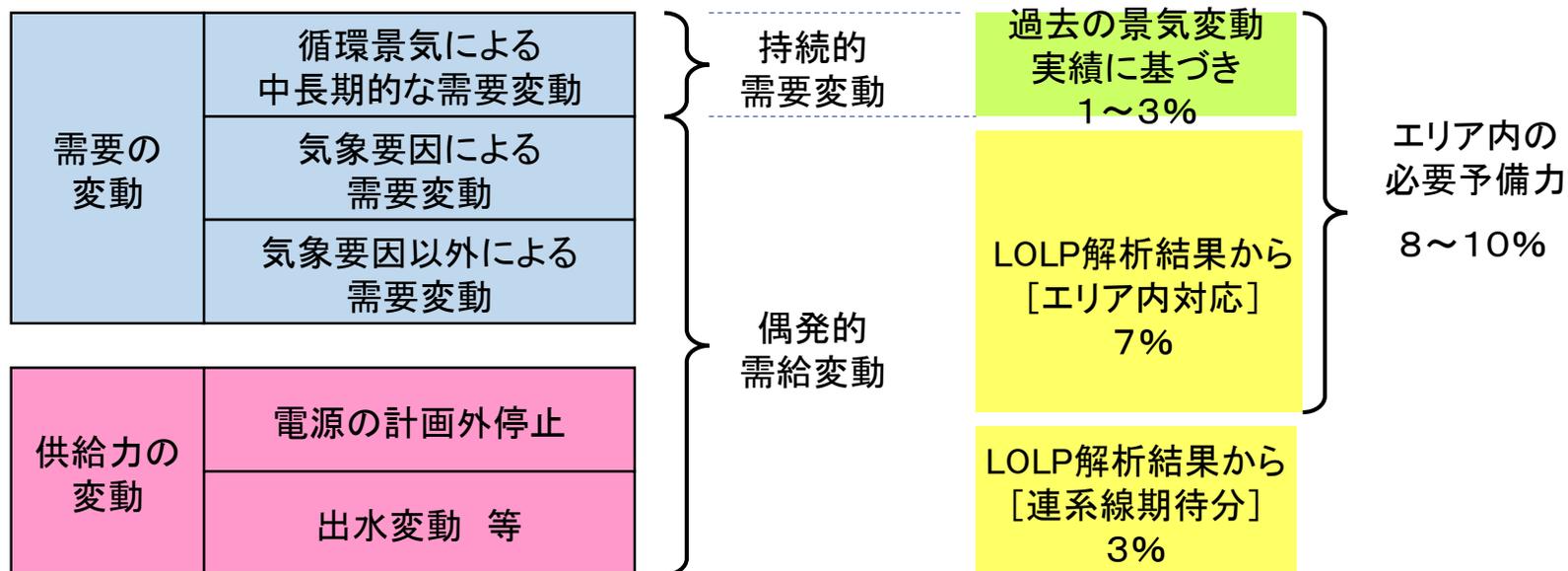
平成28年4月26日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

本検討の目的について

- 広域機関が供給計画をとりまとめ、需給バランス評価を実施する際の評価基準が必要。
- 従来は、偶発的な需給変動に対して「見込不足日数(LOLP) = 0.3日/月」の信頼度を満たすために必要となる予備力のうち連系線期待分を除いた分と「持続的需要変動」に対応するために必要となる予備力の合計として、最大3日平均電力想定値の8～10%がエリアごとの適正な予備力であるとされてきた。
- しかし、目指すべき供給信頼度の基準である「見込不足日数(LOLP) = 0.3日/月」が昭和30年代から見直されていないことなどから、全体的に見直しが必要。

<参考> 従来の考え方のイメージ



%は最大3日平均電力想定値に対する比率

LOLP(Loss of Load Probability)解析における基準値「0.3日/月」の考え方(S37年11月)

見込不足日数(0.3日/月)については、過去の実績から、事故、渇水が一度発生した場合は、6日間連続するものと考えなければならない。そのため供給予備力を保有する目標として、ある月に20年に1回の確率で発生する事故、渇水による出力減少量までを充足することとすれば、1ヶ月に0.3日であることが予想される状況となる。

- 本検討の主要論点は、以下のとおりであり、各論点の検討の具体的方向性についてご議論いただいているところ。

第4回調整力等に関する委員会 資料3

Step1の検討の主な論点について 3

【Step1】

系統全体として必要な予備力・調整力の算定

指標の仮設定

↓

需給変動要因、変動量の検討

↓

必要量・スペック・評価基準の検討

↓

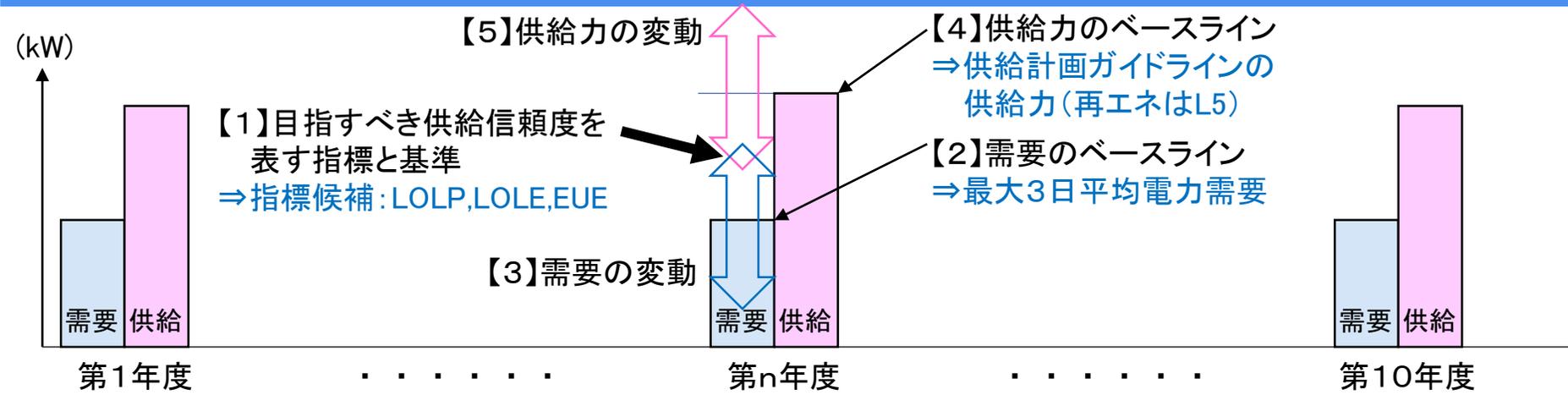
【Step2】

一般送配電事業者が確保すべき調整力の必要量・スペックの整理

		主な論点	説明資料
指標・基準		<ul style="list-style-type: none"> • 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準 	論点1
変動要因	需要	<ul style="list-style-type: none"> • 基準（ベースライン）とする需要 	論点2
		<ul style="list-style-type: none"> • 需要に関する変動要因と変動量 	論点3
	供給	<ul style="list-style-type: none"> • 基準（ベースライン）とする供給力 	論点4
		<ul style="list-style-type: none"> • 供給力に関する変動要因と変動量 	論点5
分析		<ul style="list-style-type: none"> • 変動要因毎の分析手法（確率論的手法、シナリオによる分析手法） 	論点6
		<ul style="list-style-type: none"> • 前提条件（評価断面） 	論点7

電力広域的運営推進機関
 Organization for Cross-regional Coordination of
 Transmission Operators, JAPAN

論点		これまでの委員会の議論	当面の検討課題
論点1	目指すべき供給信頼度を表す指標と基準	<ul style="list-style-type: none"> LOLP, LOLE, EUEを指標の候補とする。 	<ul style="list-style-type: none"> 指標の選定 基準の設定
論点2	基準(ベースライン)とする需要	<ul style="list-style-type: none"> 最大三日平均電力需要をベースとする。 	<p><本日議論></p>
論点3	需要に関する変動要因と変動量	<ul style="list-style-type: none"> ①気温影響による需要変動 ②景気変動等による需要変動 ③その他要因による需要変動 ④経済指標・節電量の見通しの誤差等による需要想定誤差 を変動要因と捉える。 ④に対応する必要予備力は当面「0」とする。 	<ul style="list-style-type: none"> 「景気変動等による需要変動」の扱い ⇒次回議論予定
論点4	基準(ベースライン)とする供給力	<ul style="list-style-type: none"> 供給計画ガイドラインの供給力(再エネはL5)をベースとする。 	
論点5	供給力に関する変動要因と変動量	<ul style="list-style-type: none"> ①電源の計画外停止 ②出水変動 ③風況・日射量の変動 ④電源のラインナップ(構成)の変動 を変動要因と捉える。 	<ul style="list-style-type: none"> 電源のラインナップ(構成)の変動の見方 ⇒次々回以降議論予定
論点6	変動要因毎の分析手法(確率論的手法、シナリオによる分析手法)	<ul style="list-style-type: none"> 需要の変動要因①③、及び、供給力の変動要因①②③は確率論的手法で扱う。 	<ul style="list-style-type: none"> 確率論的手法の具体的分析手法 <p style="text-align: center;"><本日議論></p>
論点7	前提条件(評価断面)	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の影響により、需要ピーク断面以外のほうが需給上厳しい可能性があるため、多断面の評価が必要。 	

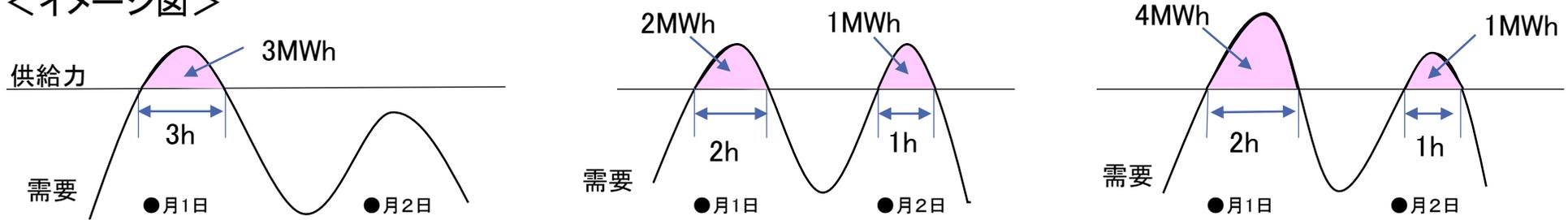


【3】 需要の変動要因	経済指標・節電量の見通しの誤差等による需要想定誤差	} =>このための必要予備力は当面「0」
	景気変動等による需要変動	
	気温影響による需要変動	} =>実績データにより変動リスクを分析
	その他要因による需要変動	
【5】 供給力の変動要因	電源の計画外停止	} 【6】分析の方法 =>確率論的手法により供給信頼度を分析
	出水変動	
	風況・日射量の変動	} 【7】前提条件(評価断面) =>需要ピーク断面だけでなく多断面の評価が必要
	電源のラインナップ(構成)の変動	
		} =>需給バランス評価・需給変動リスク分析の際に検討

(参考) 論点1：目指すべき供給信頼度を表す指標と基準

	指標	定義(暫定)	説明
①	LOLP (Loss-of-Load Probability)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する確率 	<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、年間あたりの回数で表現する場合、LOLE(日/年)と同義となる。 従来、日本では、ピーク月(1か月)の各日において供給力不足が発生するかどうかを評価することとし、「0.3日/月」を基準としていた。
②	LOLE (Loss-of-Load Expectation)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間において供給力不足が発生する時間数や日数の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 欧州の多くの国では時間/年が用いられている。 米国のPJMでは0.1回/年と表現されているが、1日のピーク時間帯で供給力不足の有無を判定しているため、0.1日/年と同等 米国NERCの確率的信頼度評価(※1)では、時間/年を単位とし、LOLH(Loss-of-Load Hours)と呼んでいる。
③	EUE (Expected Unserved Energy)	<ul style="list-style-type: none"> ある期間における供給力不足の電力量の期待値 	<ul style="list-style-type: none"> 米国NERCの確率的信頼度評価(※1)で用いられている。

<イメージ図>



LOLP=1回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=3MWh/年	LOLP=2回/年 LOLE=3時間/年 EUE=5MWh/年
---------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------

※1 NERC: 2014 Probabilistic Assessment

(<http://www.nerc.com/mwg-internal/HNMAWG02A/progress?id=INLXvVoUI31ynzLZVbSUBf3mmxMmaEDSpJFmaY6G9D8,&dl>)

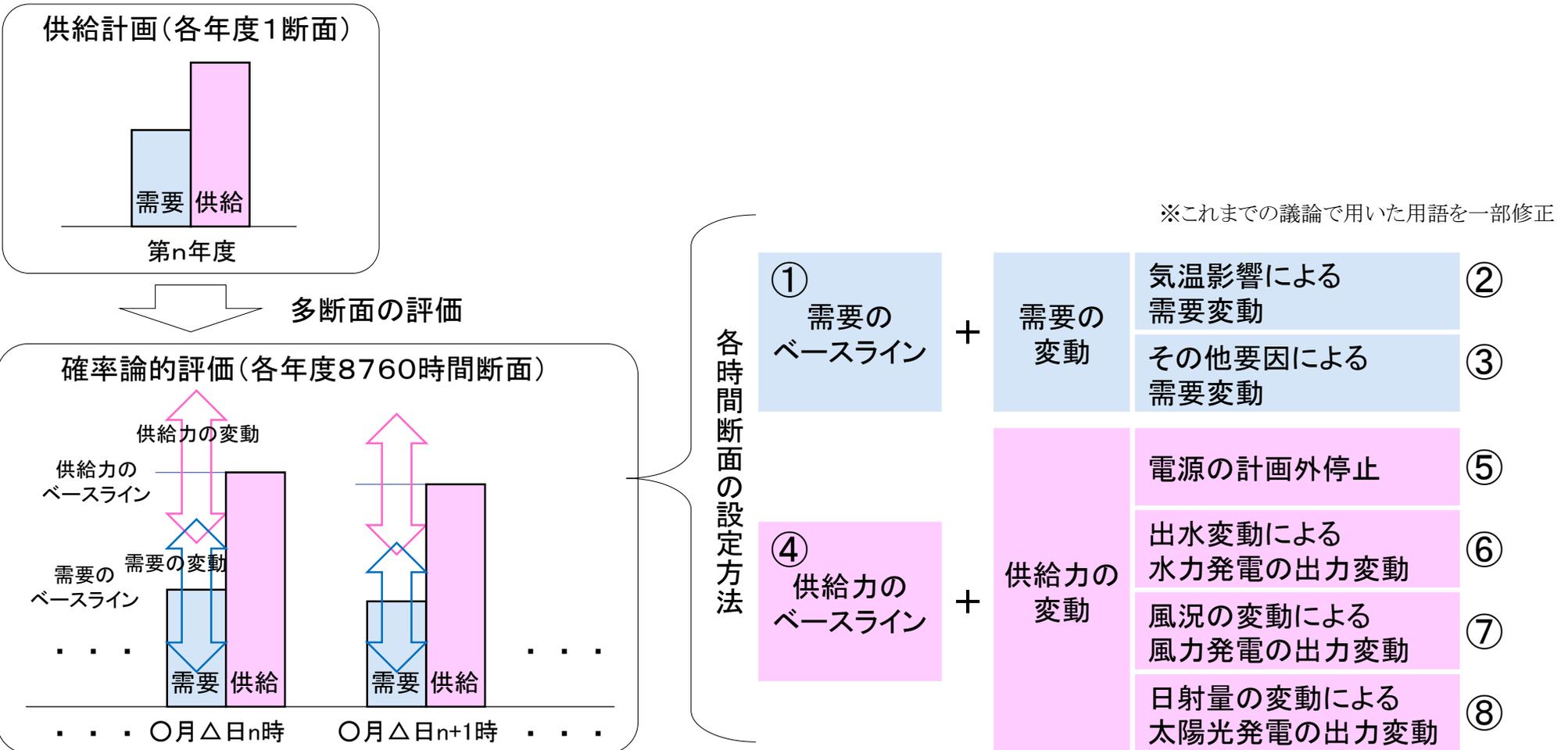
- 第5回調整力等に関する委員会において、再エネ導入の影響を考慮した予備的検討の結果に基づき、需要のピーク断面以外の断面も考慮した評価の必要性を確認したことから、年間8760時間断面を対象として確率的に供給力不足リスクを評価する手法を検討した。

- 本日は以下の点についてご議論いただきたい。
 - 1. 確率論的手法におけるデータ設定方法
 - ・ 8760時間の需要と供給のベースライン及び変動の設定。

 - 2. 確率論的手法に基づく経済性の分析
 - ・ 適切な供給信頼度を表す基準の検討の一手法として考えられる経済性分析の試算結果。
 - ・ 基準の検討の進め方。

1. 確率論的手法におけるデータ設定方法

- 確率論的手法におけるデータの設定方法については、第5回調整力等に関する委員会において、予備的検討の一部として事務局より提案した。
- 当該委員会の意見を踏まえつつ、更に検討を行った案について、下図の①～⑧の検討事項ごとに説明するので、ご確認いただきたい。



①需要のベースライン：見直しの概要

(第5回調整力等に関する委員会提示案)

- ・過去の需要実績の回帰直線をもとに、直線的な需要持続曲線をベースラインとして設定

(ご意見)

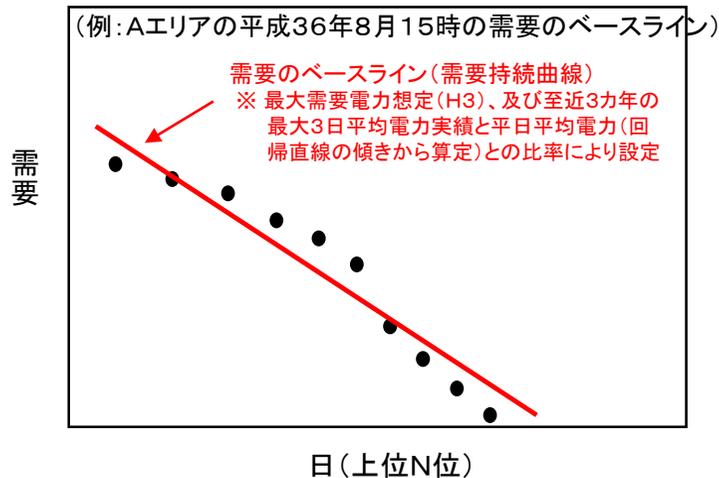
- ・直線近似した需要持続曲線をベースラインとして設定すると、最大電力(H1)が高め(又は低め)に設定される可能性があり、必要予備力が適切に評価できないのではないか

(今回見直し案)

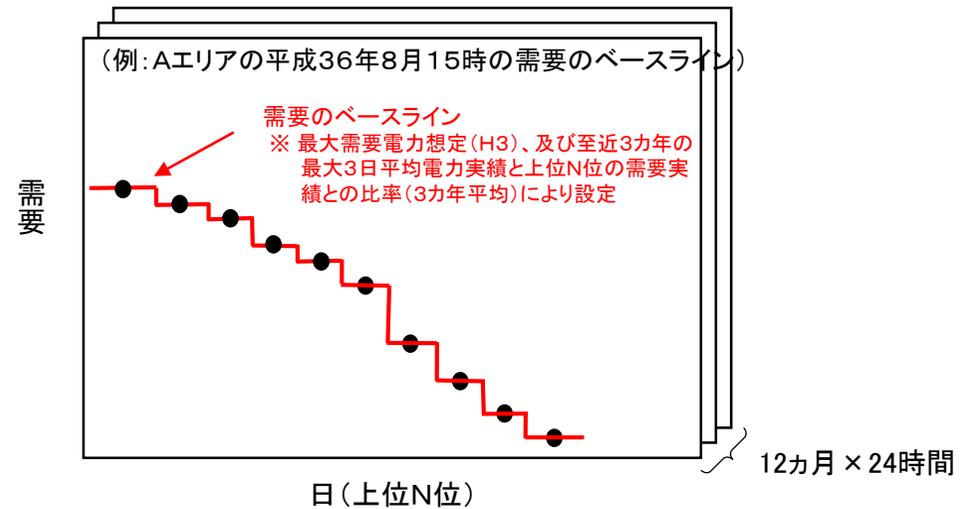
- ・直線近似にも良い点※1はあるものの、実態の需要の傾向に基づいた評価を重視することとし、至近3カ年の各月各時刻の需要の傾向のまま、直線近似せず、需要のベースラインを設定する

※1: 特異値のならし効果や計算スピード向上が期待できる。

〔前回提示案(イメージ)〕



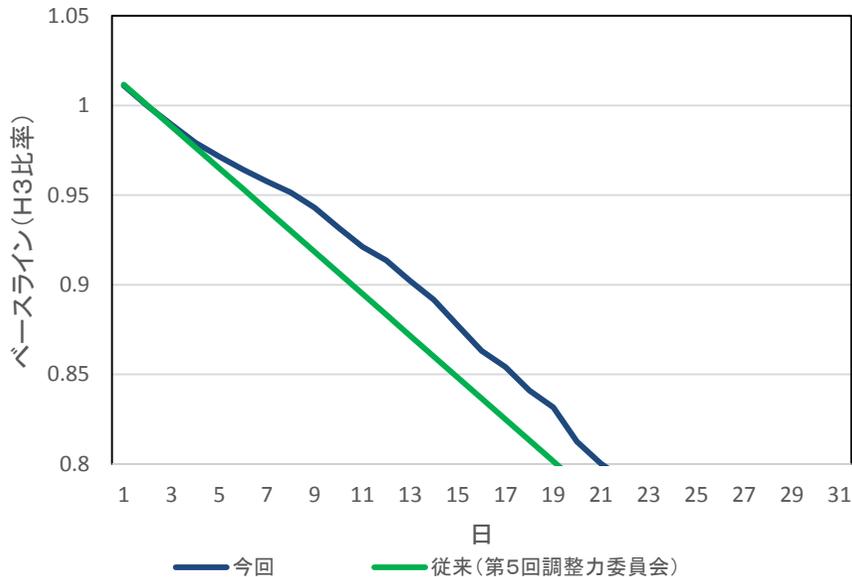
〔見直し案(イメージ)〕



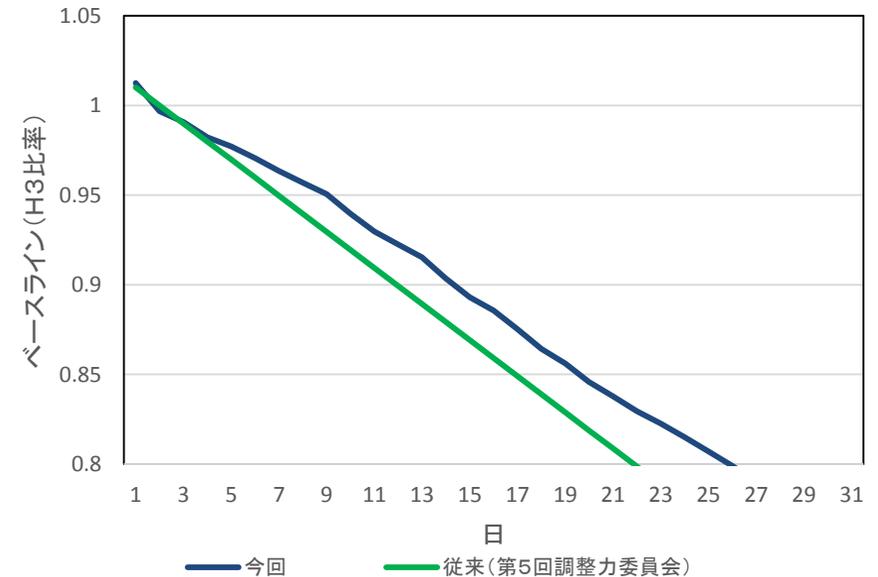
(説明) 日付に紐づけるのではなく、最大電力(H1)から降順で設定している。これにより、年度ごとの休日・特異日をそろえる必要がなくなるメリットがあるが、全国でH1のベースラインが同じ日に発生する評価となる。しかし、この方法であっても、年間最大電力需要が発生する月の違い(あるエリアは夏季、あるエリアは冬季)や発生時刻の違い(あるエリアは15時、あるエリアは17時)を考慮した評価はできる。また、その他要因による需要変動は独立に変動させているため、「ベースライン+変動」の合計でみれば、必ずしも全国で同時に最大の需要が発生するわけではない。

- 今回の見直しの結果を下図に示す。
- 上位数日を除き、従来の方法よりも高めになっているのは、従来は平日のみ、かつ、お盆休みを除いたデータを用いて設定していたが、今回、全日のデータを用いることとし、その中に平日よりも需要が大きい日があったことが原因の1つ。

9エリア(8月15時)



9エリア(8月19時)



※グラフの値は、上位N日の需要の最大3日平均電力(H3需要)に対する比率を9エリアで平均したものの。

(第5回調整力等に関する委員会提示案)

- ・最大需要電力発生予想時刻の気温感応度式(気温と需要の関係式)から、変動量の確率分布を算定
- ・各時刻と最大需要電力発生予想時刻の需要比率を用いて、設定した変動量の確率分布を補正して適用

(ご意見)

- ・各時刻の変動幅は、必ずしも当該時刻の需要の大きさに比例しているとは言えないのではないか



(今回見直し案)

- ・各月各時刻ごとに、需要と気温の実績値をもとに変動量の確率分布を設定する。
- ・前回は8月の3つの時間断面(15、17、19時)を対象として検討したが、気温感応度が低い月・時間帯も扱うことになるため、さらに、以下の点を見直し。
 - 気温感応度の分析において、需要実績と最も有意な相関が見られた気温実績を適用(沖縄以外:時間帯別の気温、沖縄:平均気温)
 - 各月・時刻ごとに気温と需要の相関を分析し、気温影響を考慮する断面と考慮しない断面を設定

	気温影響を考慮し、「②気温影響」と「③その他要因」の変動を設定	気温影響は小さいものとし、「③その他要因」の変動のみ設定
沖縄以外の9エリア	(右記以外)	4～6月、10月、及び全ての夜間帯※
沖縄エリア	(右記以外)	11～4月、及び全ての夜間帯※

※連系線利用における夜間帯(22～8時)

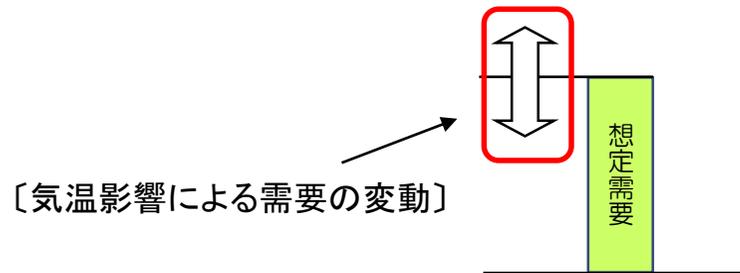
②気温影響による需要変動：設定方法の詳細

〔気温影響による需要の変動〕

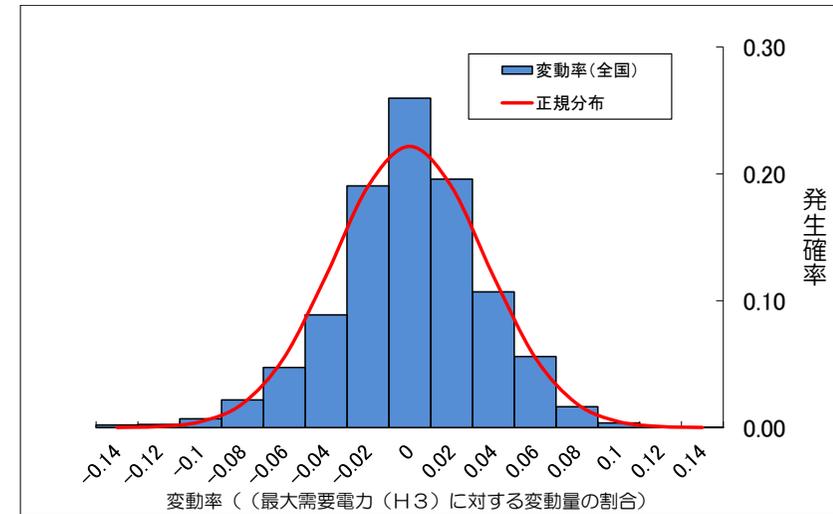
- 至近30力年の各月の需要電力上位3日発生日(以下「H3発生日」)の気温実績と至近30力年の気温感応度(MW/°C)から、以下の算定式により、気温影響による変動量を算定し、その変動量より各月各時刻の確率分布(正規分布)を想定(1つの月・時刻断面の確率分布の作成に用いたサンプルの数：270/エリア)

(算定式) 需要の変動量 = $\alpha * (X - X0)$

- α : 各年度(平成24~26年度)の気温感応度(MW/°C)
- X : 至近30力年のH3発生日の気温実績(°C)
- X0 : 至近30力年のH3発生日の気温実績の平均(°C)



〔気温影響の変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



- 過去の気温実績は、気象庁の平年気温算定の考え方^{※1}を参考にしつつ、至近の気象状況の変化も反映されるよう、至近30力年(S60~H26)の気象実績^{※2}を対象とする

※1 気象庁の平年気温は、現在はS56年~H22年の30力年のデータを基に算定されている

※2 至近30力年の気温実績は、気象庁のウェブサイトより入手。なお、過去のデータのうち、当該時間帯の気温データが公表されていない場合は、前後の時間帯の気温実績から推定

③その他要因による需要変動： 設定方法の詳細

[その他の要因による需要の変動]

- 至近3カ年の需要実績と当該年度の気温感応度式から、以下の算定式により、その他要因による変動量を算定し、その変動量の各月各時刻の確率分布(正規分布)を想定(1つの月・時刻断面の確率分布の作成に用いたサンプルの数: 50程度/エリア)

(算定式) 需要の変動量 = $Y - Y_0$

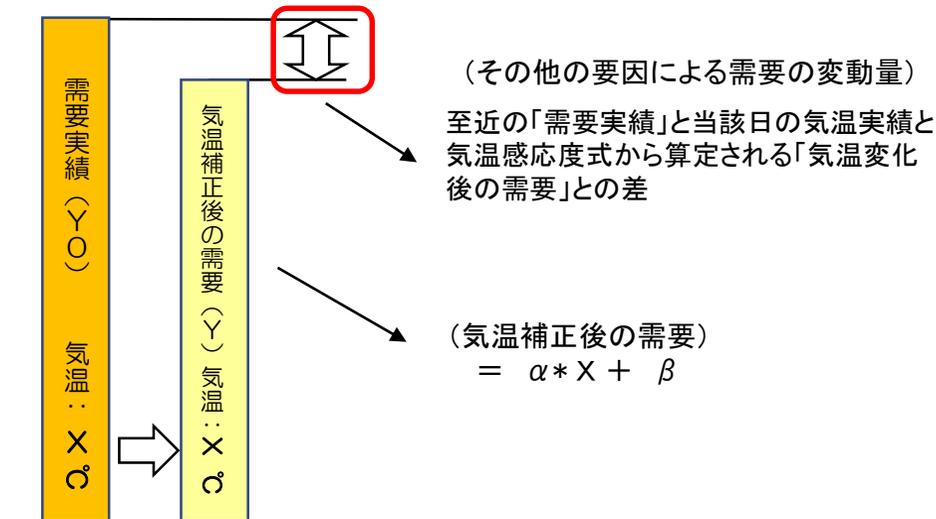
Y : 各年度の気温補正後の需要(MW)[$= \alpha * X + \beta$: 気温感応度式(3カ年それぞれに設定)]

Y_0 : 需要実績(MW)

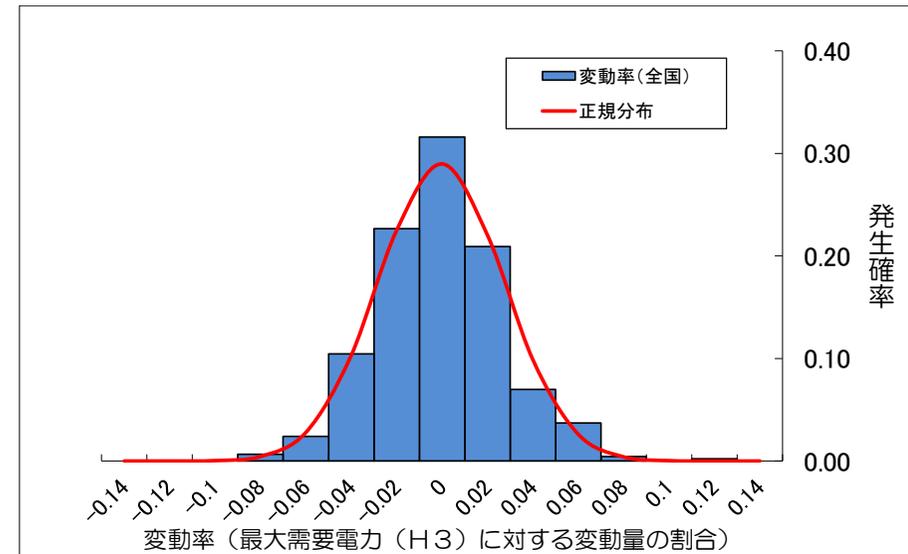
α : 気温感応度(MW/°C)

β : 気温感応度式の切片(MW)

X : Y_0 発生日の気温実績(°C)



[その他要因の変動率の分布(8月15時: 9エリア)]



- 但し、気温影響は小さいものとし、その他要因の変動のみ設定することとした断面(前述)については、上位3日の需要と上位3日の平均需要との差分(9点=3日×3カ年)により当該月・時刻の変動分布を設定

前回諸元(第5回調整力委員会):8月15時

(8月15時の最大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(標準偏差):H3比率	4.0	4.6	4.3	3.6	5.1	3.5	3.4	3.5	3.2
その他要因による変動量(標準偏差):H3比率	2.1	2.4	2.2	2.4	3.2	1.6	3.7	1.9	2.6



今回諸元:8月15時

(8月15時の最大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(標準偏差):H3比率	4.4	4.4	4.7	3.1	3.1	3.3	2.8	2.7	2.9
その他要因による変動量(標準偏差):H3比率	2.8	2.5	2.8	3.1	2.5	3.0	2.7	2.7	2.4

④供給力のベースライン：見直しの概要

(第5回委員会提示案)

- ・供給計画計上ガイドラインに基づき、供給力のベースラインを設定
※火力発電はピーク断面の供給力を年間を通じて適用

(ご意見)

- ・火力発電は出力の気温依存性(大気の影響)があるため、夏季以外を検討する場合は、その出力の考え方について検討が必要
- ・必要予備力の検討においては、計画補修量を考慮した検討が必要



(今回見直し案)

- ・供給計画に計上される月別の供給力(大気の影響による出力の増減を考慮)に基づき、月別に供給力のベースラインを設定
- ・月別の供給予備率が一定になる想定で試算を実施。

⑤電源の計画外停止

- 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。

		今回諸元	(参考)平成17年度算定時諸元	今回諸元の考え方
水力	自流式・貯水式	0.5%	0.5%	昭和30～32年度の実績から算定した値※
	揚水	1.0%	0.5%	平成24年度までの実績から算定した値※ (全調査期間:昭和53～平成24年度)
火力	初期期間 (運開後3年以内)	5.0%	5.0%	平成25年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:平成16～25年度)
	325MW未満 (運開後4年以降)	2.0%	2.0%	平成6年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:昭和60～平成6年度)
	325MW以上 (運開後4年以降)	2.5%	2.5%	平成25年度までの実績から算定した値※ (至近10力年:平成16～25年度)
原子力		2.5%	2.5%	火力の停止率を準用 (平成17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)

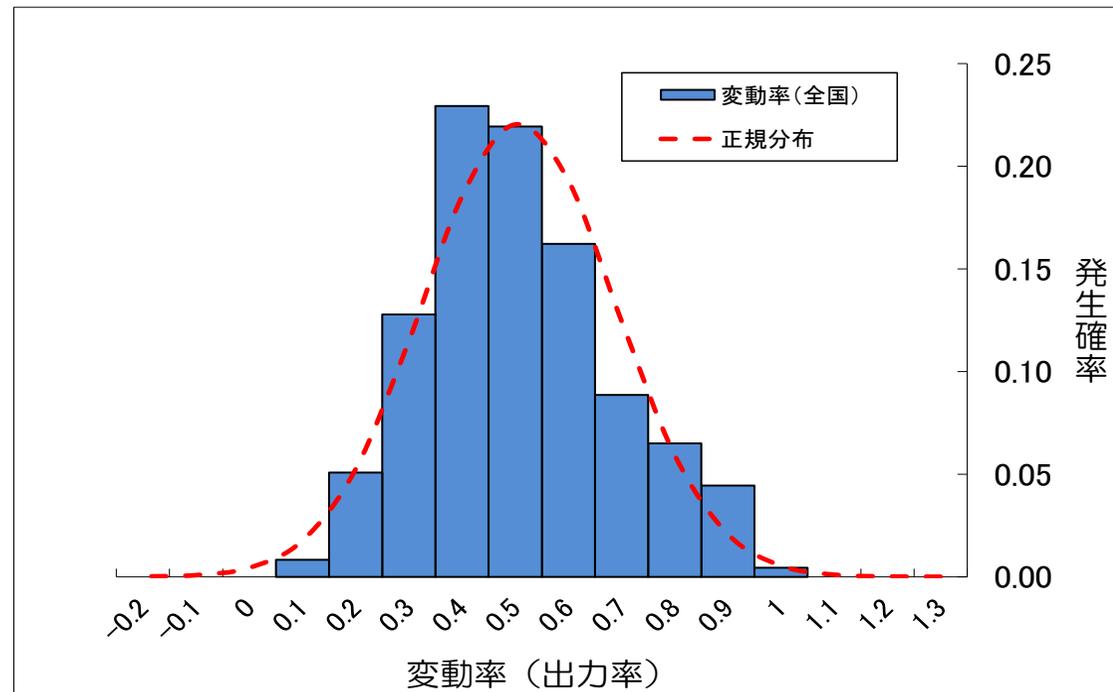
※ 旧日本電力調査委員会電力専門委員会の調査データを基に設定

⑥出水変動による水力発電の出力変動

【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 変動量の確率分布は、供給力の算定において参照している観測期間※における出力実績により算定。
※ 過去30カ年のデータより分析
- 9エリア（沖縄エリアを除く、以下同じ）の変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用する。

〔水力の変動率の分布（8月：9エリア）〕

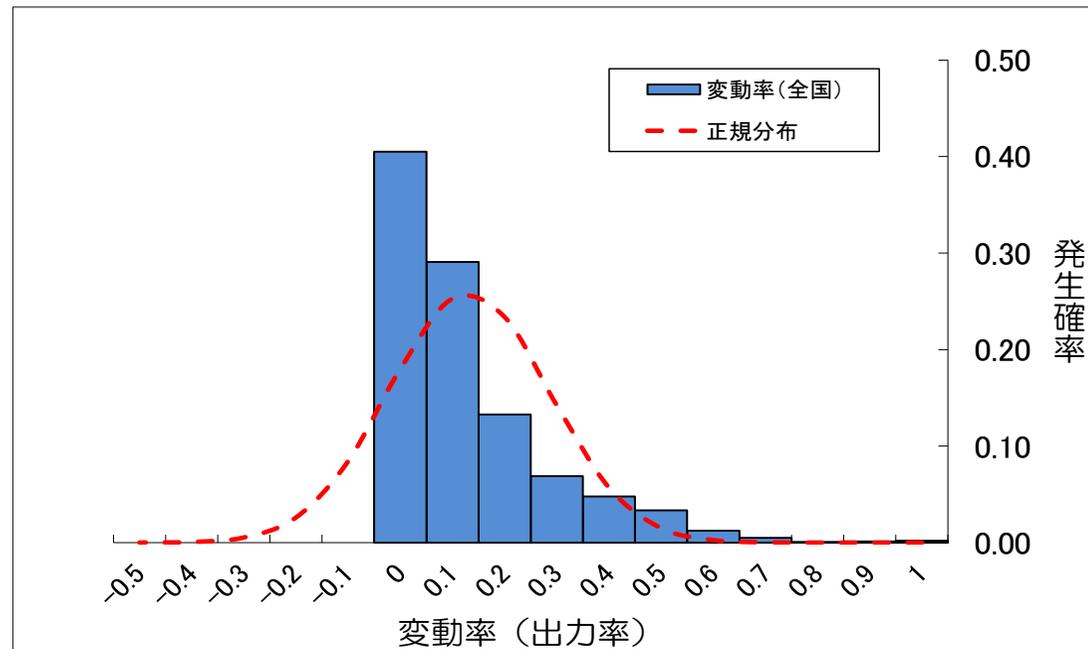


⑦風況の変動による風力発電の出力変動

【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 変動量の確率分布は、供給力の算定において参照している観測期間※における出力実績により算定。
※ 各エリアで把握している期間のデータより分析
- 9エリアの変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用する。

〔風力の変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



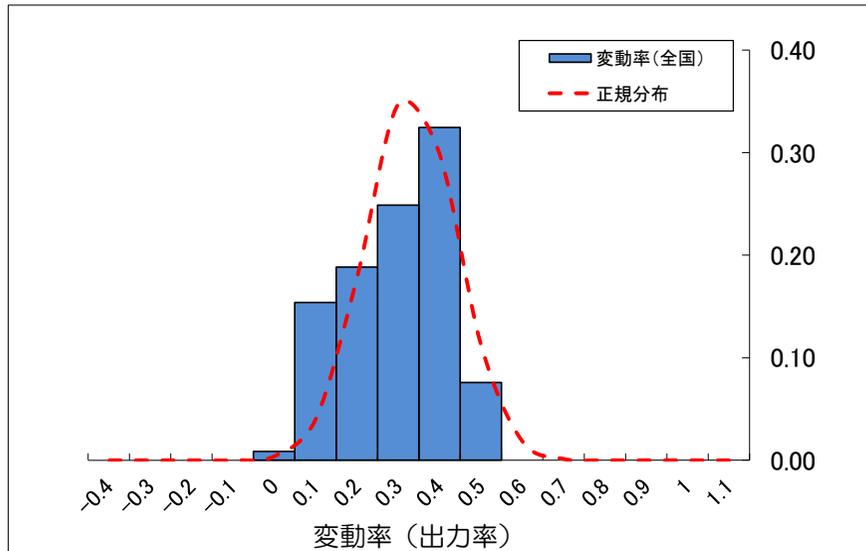
※ 出力率は、設備量 (kW) に対する出力の割合を示す。

⑧日射量の変動による太陽光発電の出力変動

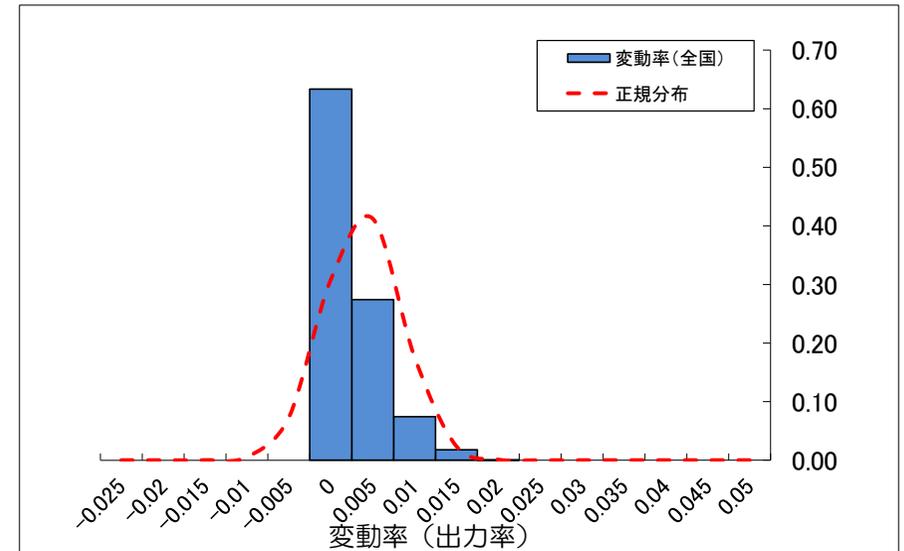
【第5回調整力等に関する委員会における事務局提示案どおり】

- 変動量の分布は、供給力の算定において参照している観測期間(過去20カ年)における出力実績(又は推計値)により算定した
 - ※ 自家消費分は需要の減(変動なし)として試算した。但し、既連系分に関する変動は需要実績の変動に含まれており、需要の変動として織り込まれていると考えられる
- 9エリアの太陽光の変動率の分布は、下図のとおり、正規分布に従っているとは言えないことから、正規分布による近似はせず、実績の確率分布をそのまま採用する。

〔太陽光変動率の分布(8月15時:9エリア)〕



〔太陽光変動率の分布(8月19時:9エリア)〕



※ 出力率は、設備量 (kW) に対する出力の割合を示す。

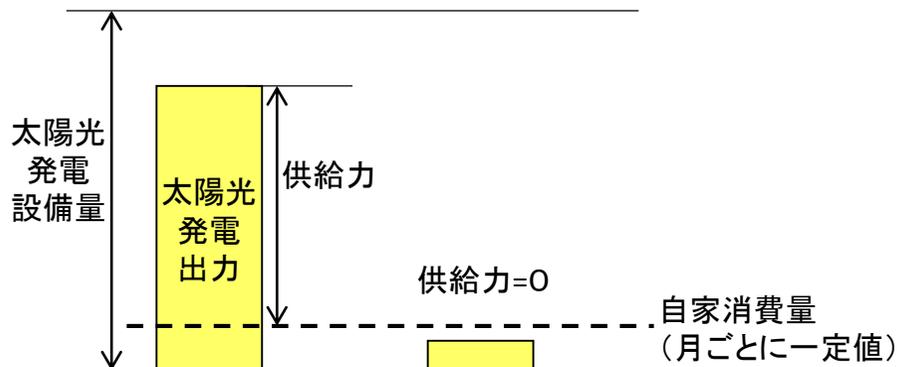
- 太陽光（余剰購入）については、自家消費電力を明示的に考慮することが困難であることから、下図のとおり分析した。
- 太陽光（余剰購入）の導入拡大に伴い、実際の変動量との乖離が大きくなることが懸念されるため、今後の課題とする。

（供給力）

確率分布に基づいて太陽光発電の出力を想定し、自家消費量（=自家消費率×太陽光発電設備量）の想定値を上回る分を供給力として見込む。出力が自家消費量を下回る場合は、供給力はゼロとして設定。

⇒ 太陽光発電の出力が自家消費量を上回っているとき（余剰時）の出力変動は考慮できているが、自家消費量を下回っているときは、新規に設置される太陽光発電（余剰購入）の変動を考慮できていない。（既連系分については、需要実績の変動に含まれており、需要の変動として織り込まれていると考えられる。）

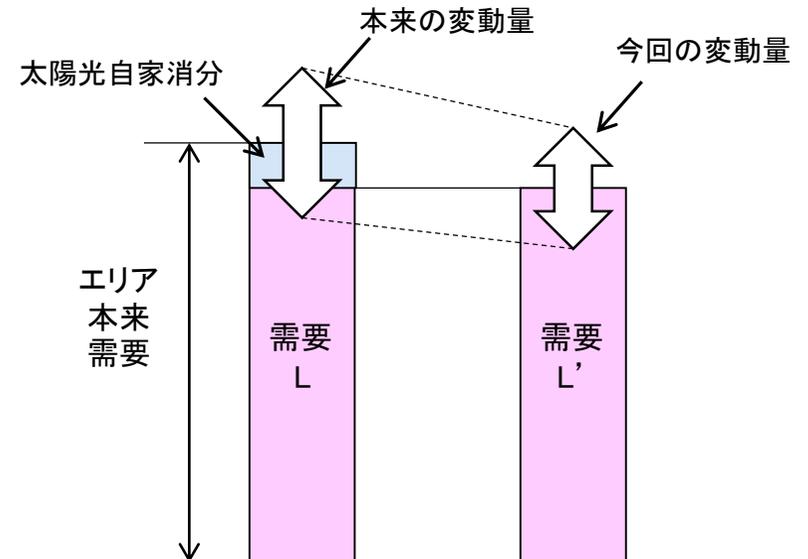
(イメージ図)



（需要）

需要のベースライン（需要想定値）は、太陽光の自家消費分を減じた値となっているが、その減少量を明示的に表すのは難しいため、自家消費分を減じた需要を基準として変動量を設定。

⇒ 過去の需要実績から求めた需要変動の標準偏差を自家消費後の需要の大きさ（下図のL'）に基づき設定しているため、自家消費前の本来需要の需要変動を評価できていない。



2. 確率論的手法に基づく経済性の分析

- 第4回調整力等に関する委員会において説明したとおり、目指すべき供給信頼度の基準(LOLEの値など)の検討における1つの方法として、供給力確保コストと停電コストの和を評価する方法が考えられる。
- 今回、前述の1. で説明した方法で設定したデータにより、コスト試算を行った結果について説明する。分析方法や今後の基準値の検討の進め方についてご意見をいただきたい。

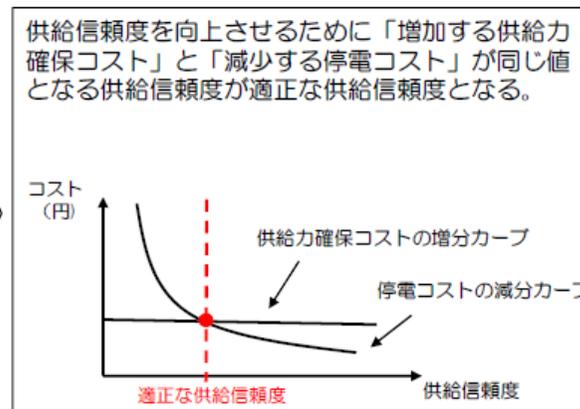
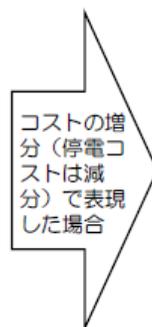
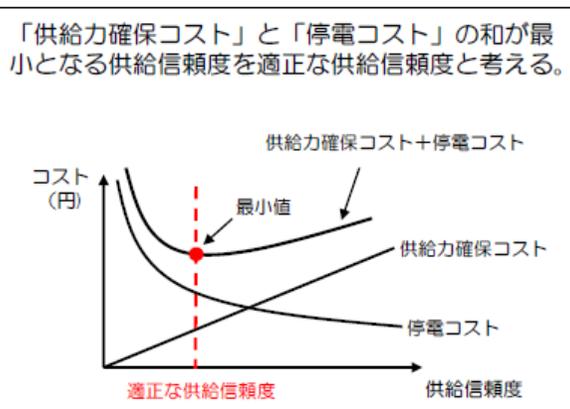
第4回調整力等に関する委員会 資料3

(論点1) 目指すべき供給信頼度を表す指標と基準 (つづき)

9

- 目指すべき適正な供給信頼度の基準の検討については、社会的な受容性、経済性、従来の基準や欧米諸国の基準との関係性等、様々な観点が考えられ、今後検討を行う。
- 経済性の分析については、下のイメージのように、供給力確保コストと停電コストの和を評価する方法が考えられるが、供給力確保コストと停電コストをどのような前提でどのように見積もるか等により、ある程度幅をもった増分カーブで想定せざるを得ないと考えられることから、その適用の可否を含め検討を行う。

〔経済性の分析のイメージ〕

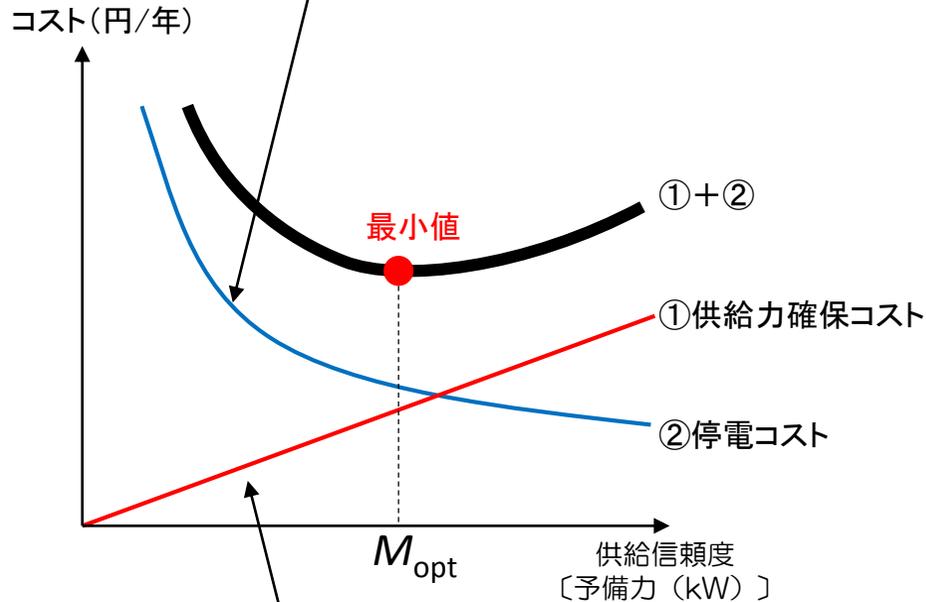


- 確率論的手法により、予備力を変化させた時のEUEを算定し、停電コストを算定。
- 供給力確保コストと停電コストの和が最小となる予備力は、左図の最小値の点、または、右図の交点となる。

停電コスト(円/年)

$$= \text{停電コスト単価(円/kWh)} \times \text{EUE(kWh/年)}$$

予備力の値を変えながら、確率論的手法により不足電力量(EUE)を算定し、その近似曲線 $f(x)$ を描く。



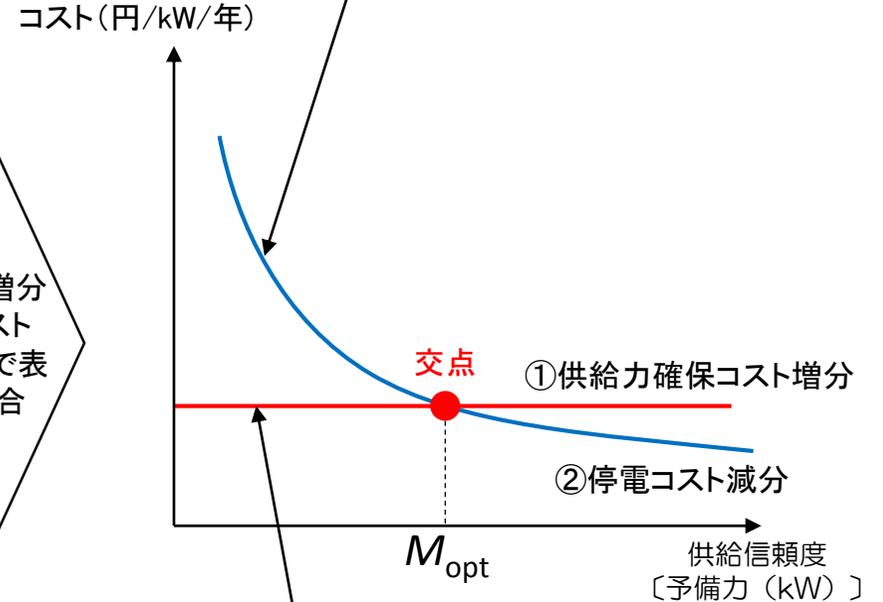
供給力確保コスト(円/年)

$$= \text{供給力確保単価(円/kW/年)} \times \text{予備力(kW)}$$

停電コスト減分(円/kW/年) = $-f'(x)$

停電コストの近似曲線 $f(x)$ を微分して計算。

コストの増分
(停電コスト
は減分)で表
現した場合



供給力確保コスト増分(円/kW/年)

$$= \text{供給力確保単価(円/kW/年)}$$

- 平成27年度供給計画をベースとして、以下の条件にて試算を行った。なお、今回の試算は検討の方向性について議論頂くための算定であり、今回の結果の水準が必要予備力を決定するものではない。

(試算の前提)

- 評価断面 : 平成31年度(平成27年度供給計画の第5年度)
- 供給力 : 補修後の各月の供給予備率が1年間通じて一律の値になるものと仮定し、その供給予備率の値を9エリア一律に3%から9%まで増加させながらEUE等を算定。
- 再エネ : 本機関の「広域系統長期方針(長期方針のシナリオ)」を参考として設定
- 連系線 : 空容量+マージンの範囲内で応援できるものとした
- 停電コスト・供給力確保コスト: 下のとおり設定

上記とは別に、参考として、震災前の供給計画における各月の計画補修量に基づいて1年間の補修量を設定したうえで、供給予備率の値を9エリア一律に3%から9%まで増加させた場合についても試算を実施。

供給力確保単価 9,800～16,800 [円/kW/年]

※ 供給力確保単価は国の発電コスト検証WG資料の数値より算定(新設電源の年経費)

- ・LNG火力(資本費・運転費) : 9,800円/kW/年
- ・石油火力(資本費・運転費) : 16,800円/kW/年

停電コスト単価3,050～5,900[円/kWh]

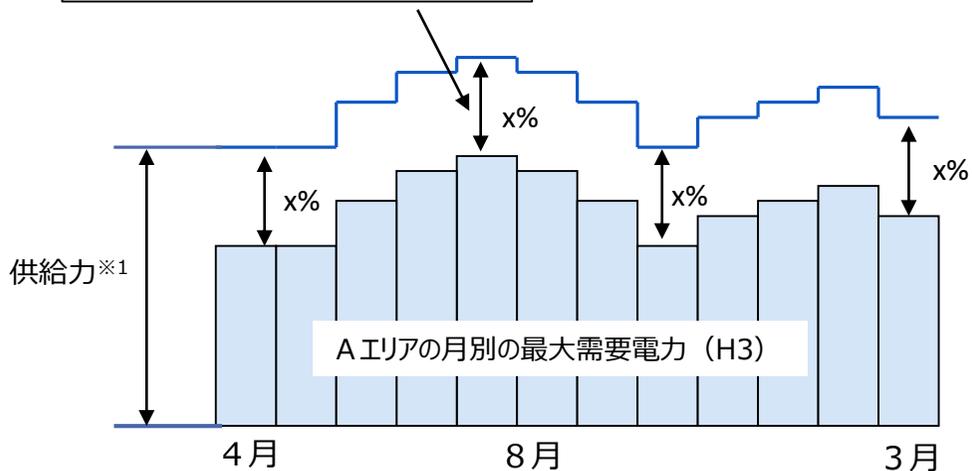
※ 旧電力系統利用協議会が実施した「停電コストに関する調査(平成26年1月)」における「夏の平日(予告あり)」と「冬の平日(予告あり)」の平均。

(イメージ図)

各エリアの各月の最大需要電力（最大3日平均電力（H3））に対する供給予備率が一律（x%）となるように電源の補修を計画（実施）したものとEUE等を算定

(Aエリアの設定例)

各月の供給予備率がx%となるよう月別の供給力を設定（X%は全エリア一律）



※1 水力、風力・太陽光発電の供給力（下位5日平均値：L5）を含む

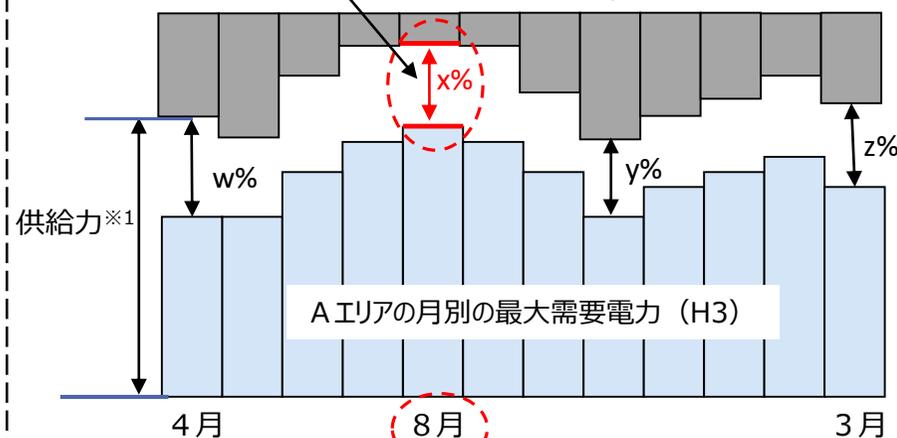
(参考ケース)

- ① エリア別の震災前の供給計画における各月の計画補修量（平成21年～23年平均）に基づいて1年間の補修量を設定。
- ② 供給計画における最大需要電力（H3）※1に対する供給予備率が各エリア一律（x%）となるように供給力を設定。（供給計画計上月以外の供給予備率は①で設定した補修量により異なる）
※ 北海道12月、それ以外は8月の最大需要電力（H3）

(Aエリアの設定例)

供給予備率がx%となるよう月別の計画補修量の形を変えずに調整（X%は全エリア一律）

Aエリアの震災前の各月の計画補修量に基づき月別計画補修量を設定（固定）



Aエリアの供給計画計上月

（単独時）

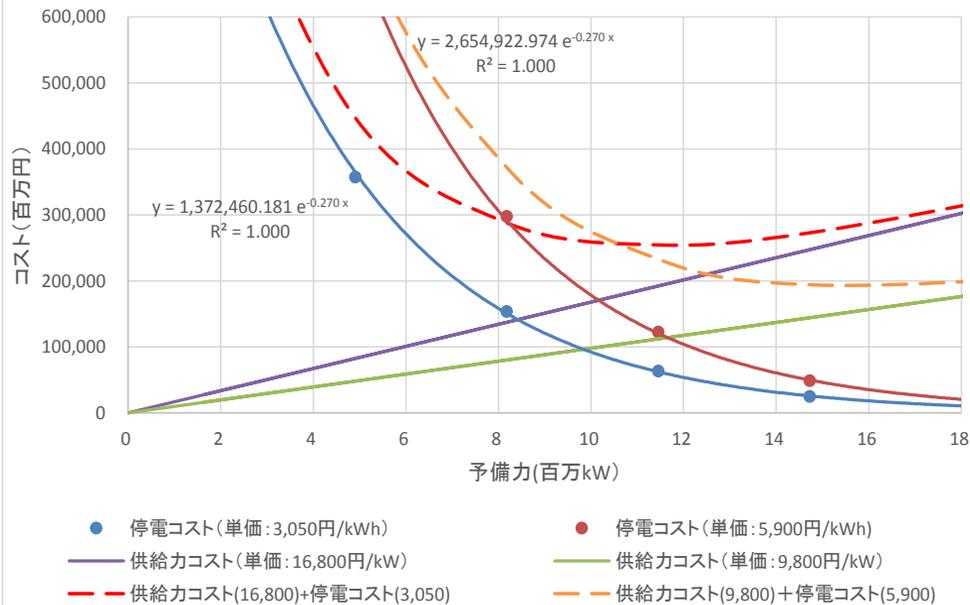
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	62	7	12	16	61	14	35	67	20	—
	EUE(百万kWh)	15	3	15	10	14	9	13	16	8	101
7%	LOLE(時間/年)	89	14	24	31	88	29	57	94	36	—
	EUE(百万kWh)	22	5	33	20	20	19	21	22	15	178
5%	LOLE(時間/年)	127	27	49	57	126	55	90	131	62	—
	EUE(百万kWh)	32	10	68	40	30	39	35	32	28	313
3%	LOLE(時間/年)	179	49	94	101	178	99	140	180	104	—
	EUE(百万kWh)	46	19	135	75	43	76	57	45	50	546

（連系時）

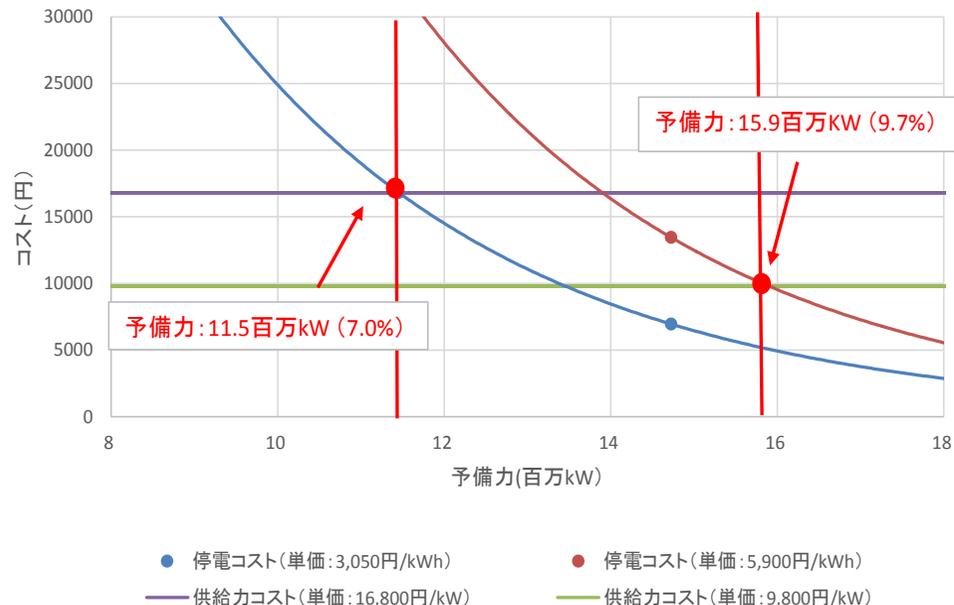
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	1.1	0.5	1.3	0.7	3.1	0.7	0.5	0.4	0.6	—
	EUE(百万kWh)	0.2	0.3	4.3	0.9	0.8	1.0	0.4	0.2	0.3	8
7%	LOLE(時間/年)	2.3	2.0	6.8	3.2	5.3	3.4	2.4	1.8	2.1	—
	EUE(百万kWh)	0.5	0.8	10.4	2.5	1.2	2.9	1.1	0.4	1.0	21
5%	LOLE(時間/年)	4.6	4.9	14.8	8.1	9.1	8.4	6.1	4.8	5.5	—
	EUE(百万kWh)	0.9	2.0	24.1	6.7	2.1	7.7	2.8	1.2	2.9	50
3%	LOLE(時間/年)	9.6	11.4	31.4	19.0	16.1	19.7	14.5	11.5	13.2	—
	EUE(百万kWh)	2.1	4.9	53.2	16.7	3.8	19.0	6.9	3.0	7.5	117

予備力(百万kW)		5	8	11	15
予備率(%)		3%	5%	7%	9%
EUE(百万kWh)		117	50	21	8
停電コスト (百万円)	3,050 円/kWh	357,518	153,983	63,419	25,279
	5,900 円/kWh	691,592	297,868	122,679	48,900
供給力確保コスト (百万円)	9,800 円/kW	48,103	80,172	112,240	144,309
	16,800 円/kW	82,462	137,437	192,412	247,387

供給力追加コスト・停電コストカーブ（9エリア）



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ（9エリア）



本結果は、ある前提条件のもとで、1つの試算結果を示したものであり、本日の委員会でのご意見や事務局の今後の検討により、前提条件や分析手法の見直しを行う予定であることから、本結果が従来の予備率の考え方の良否や今後の予備率の値の見通しについて示している訳ではないことに留意が必要。

(単独時)

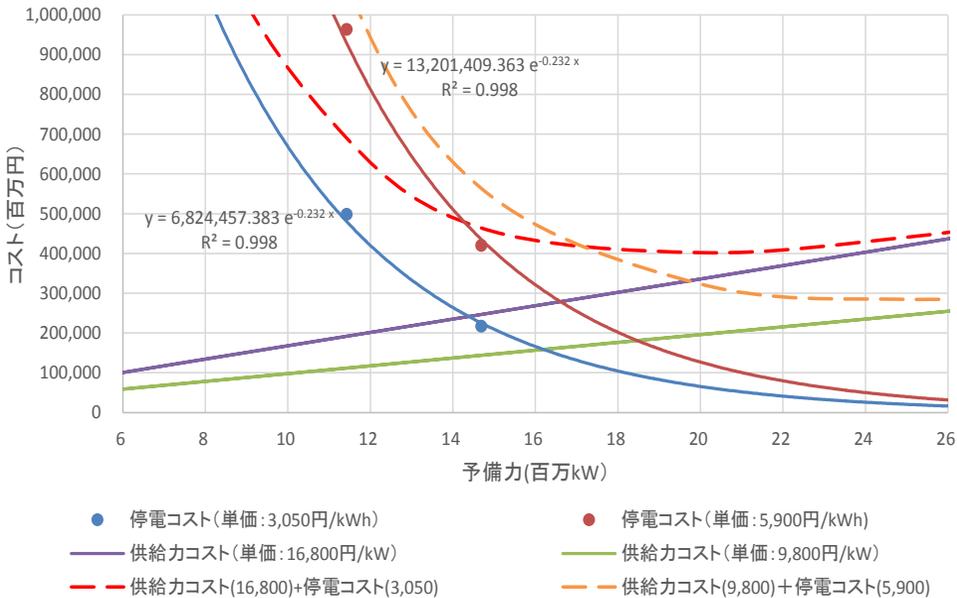
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	16	47	10	82	14	67	170	333	501	—
	EUE(百万kWh)	4	18	13	63	3	51	77	92	331	650
7%	LOLE(時間/年)	25	88	20	144	22	124	257	461	724	—
	EUE(百万kWh)	6	36	29	118	5	101	123	132	520	1,069
5%	LOLE(時間/年)	38	157	39	240	33	217	376	625	1,005	—
	EUE(百万kWh)	9	69	61	213	8	192	191	187	786	1,715
3%	LOLE(時間/年)	56	263	72	379	50	359	535	828	1,351	—
	EUE(百万kWh)	14	125	121	365	12	347	289	260	1,141	2,673

(連系時)

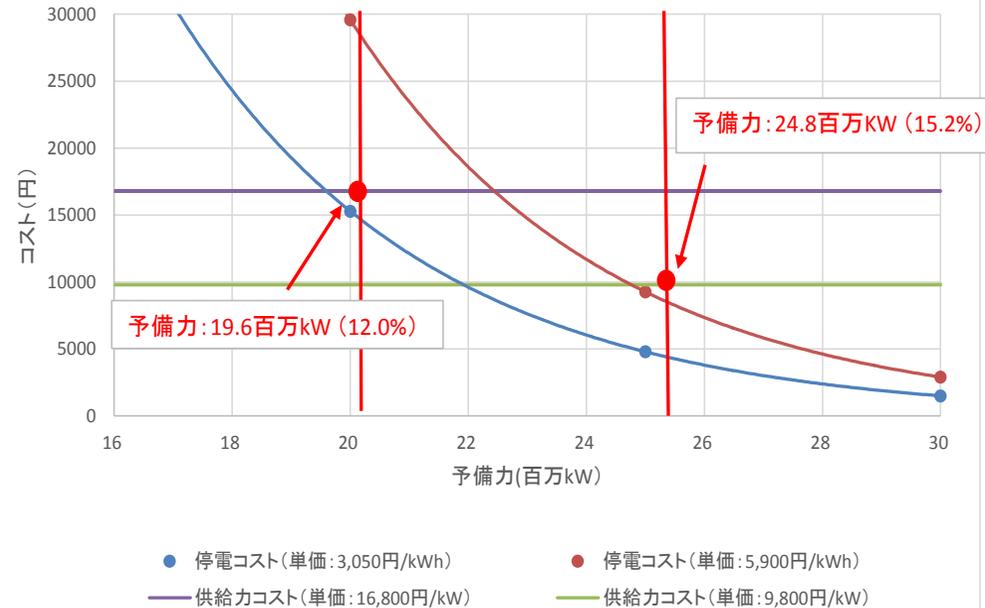
予備率	指標	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国
9%	LOLE(時間/年)	0.4	1.5	3.7	8.8	1.0	8.9	21.3	20.9	51.7	—
	EUE(百万kWh)	0.1	0.6	4.6	6.1	0.2	6.6	10.8	6.3	35.9	71
7%	LOLE(時間/年)	1.0	4.0	8.9	21.5	2.6	21.7	44.4	43.0	99.4	—
	EUE(百万kWh)	0.2	1.8	12.1	16.7	0.4	18.0	24.6	13.9	75.6	163
5%	LOLE(時間/年)	2.3	9.7	19.6	47.5	6.0	48.0	84.8	80.8	178.9	—
	EUE(百万kWh)	0.5	4.8	29.1	41.1	1.1	44.2	51.2	28.1	148.2	348
3%	LOLE(時間/年)	5.3	21.6	40.1	95.8	12.8	96.7	149.8	141.1	301.6	—
	EUE(百万kWh)	1.3	11.7	64.8	92.0	2.4	98.7	98.3	52.3	270.9	692

予備力(百万kW)		5	8	11	15
予備率(%)		3%	5%	7%	9%
EUE(百万kWh)		692	348	163	71
停電コスト (百万円)	3,050 円/kWh	2,111,907	1,062,252	498,162	217,127
	5,900 円/kWh	4,085,329	2,054,848	963,657	420,017
供給力確保コスト (百万円)	9,800 円/kW	47,987	79,978	111,969	143,960
	16,800 円/kW	82,263	137,105	191,947	246,789

供給力追加コスト・停電コストカーブ(9エリア)



供給力追加コストの増分・停電コストの減分カーブ(9エリア)



本結果は、ある前提条件のもとで、1つの試算結果を示したものであり、本日の委員会でのご意見や事務局の今後の検討により、前提条件や分析手法の見直しを行う予定であることから、本結果が従来の予備率の考え方の良否や今後の予備率の値の見通しについて示している訳ではないことに留意が必要。

- 沖縄を除く9エリアを対象に経済性分析の試算を実施した結果、以下の点が明らかとなった。
 - a. 停電コスト単価や供給力確保コスト単価に幅があることにより、総コストが最低となる予備率に数%程度の幅がある。
 - b. 補修の設定方法により、総コストが最低となる予備率にも数%程度の差が出る。
 - c. 総コストのカーブは底部が比較的広く、底部では予備率の変化に対するコストの感度は高くない。
- 再エネ導入量の見直しを変えることによる影響などについて、引き続き検討を進める。
- 基準を如何に定めるべきか、事務局にて更に検討を進めるが、本日の試算をもとに、ご意見をいただきたい。

(参考) 詳細データ等

(参考) ①需要のベースライン：設定方法の詳細

- 至近3カ年(平成24～26年)の実績値をもとに、各年各月各時間の需要を設定
- 以下、平成36年度1月17時の●点のデータを設定する方法を例に説明

(1) 次の式により、平成36年度1月のH3需要(次ページ点A)を算定

$$A = \text{平成36年8月のH3想定需要} \times \frac{\text{平成27年度1月のH3想定需要}}{\text{平成27年度8月のH3想定需要}^{\ast}}$$

平成36年度1月のH3需要とみなす

※ 北海道エリアは、12月(7、9月想定需要に対しては8月)のH3想定需要を適用

(2) 次の式により、1月17時の上位N位の需要の1月のH3需要に対する比率(実績)を算定

$$r_N = \left(\sum \frac{\text{平成 } i \text{ 年度1月17時の上位N位の需要実績}}{\text{平成 } i \text{ 年度1月のH3需要実績}} \right) \div 3 \quad (i = 24, 25, 26)$$

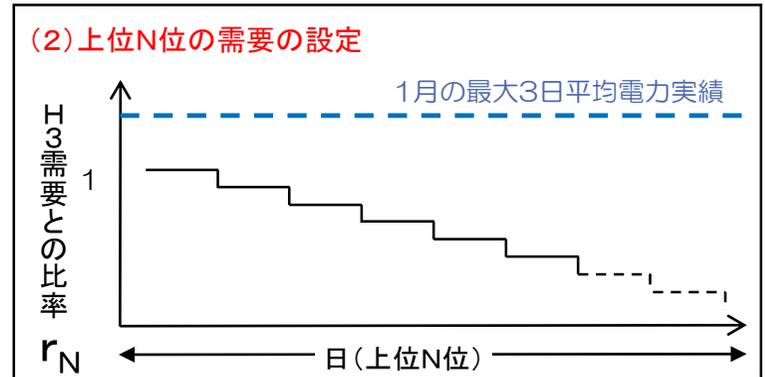
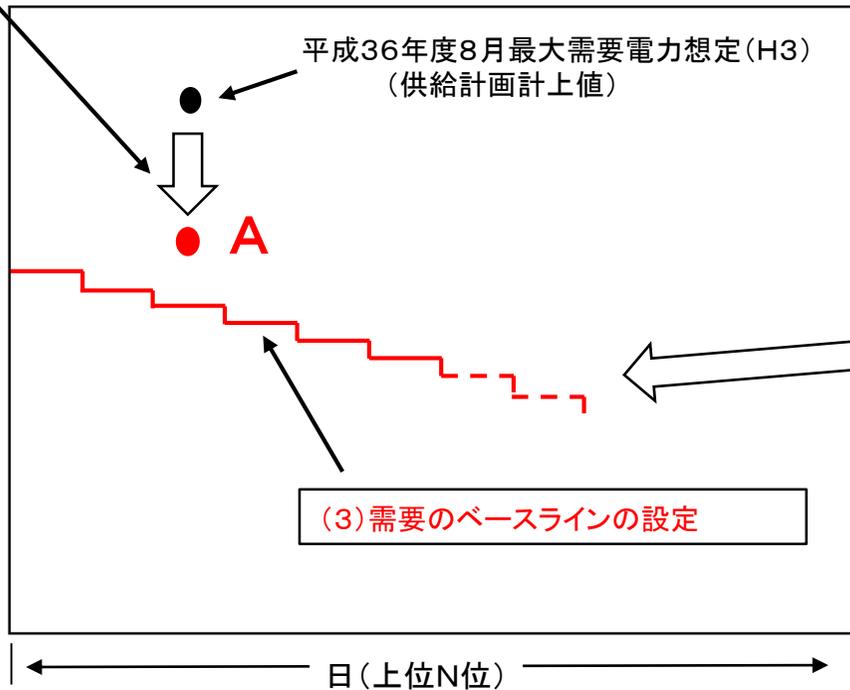
(3) 次の式により、平成36年度1月17時の上位N位の需要を算定

$$\text{平成36年度1月17時の上位N位の需要} = A \times r_N$$

(参考) ①需要のベースラインの設定方法 (イメージ)

〔需要曲線設定のイメージ〕
平成36年度1月17時の例

(1)平成36年度1月の最大3日平均電力の設定



- 至近3力年の平日(土日祝等を除く)の需要実績及び気温実績を基に、各月各時刻の気温感応度式を3力年分作成

(気温感応度式)
$$Y = \alpha * X + \beta$$

Y : 気温補正後の需要

X : 変数とする気温実績(時間別の気温、最高気温、平均気温等) ※1

α : 気温感応度式の係数(平成24~26年度の各月各時刻の最大3日平均電力実績と当該年度の各月各時刻の最大3日平均電の比率、及び送電端/送電端の需要比率を乗じることで補正)

β : 気温感応度式の切片

- 上式の気温実績については、需要実績と最も有意な相関が見られた気温実績を適用(参考1-1, 1-2参照)
(変数とする気温実績)

- ・9エリア(沖縄除く) ※2 : 時間帯別の気温
- ・沖縄 : 平均気温

- 但し、以下の断面については、有意な相関 ※3が見られないことから、気温感応度式を設定しないものとする
(参考1-1~4参照)

(気温感応度式を設定しない断面)

- ・9エリア(沖縄除く) ※2 : 4~6月、10月、及び全ての夜間帯 ※4
- ・沖縄 : 11~4月、及び全ての夜間帯 ※4

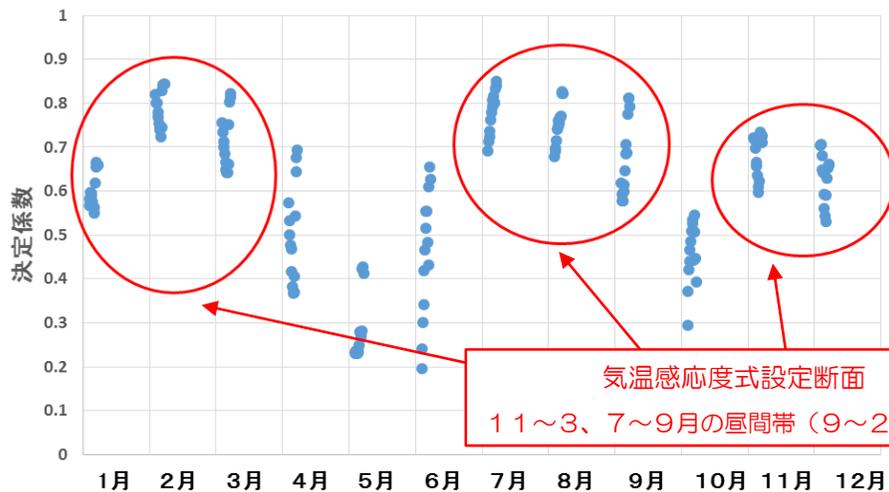
※1 エリア別の供給地域の県庁所在地毎(参考5参照)の実績気温の単純平均(気象庁のウェブサイトより取得)

※2 各エリアの決定係数の平均値から判断

※3 月別にみて決定係数が、0.5程度以上あるか否かで判断

※4 連系線利用における夜間帯(22~8時)。なお、夜間帯は、冬季(12~3月)と夏季(7~9月)、それぞれの期間を通して有意な相関が見られなかったため設定しない

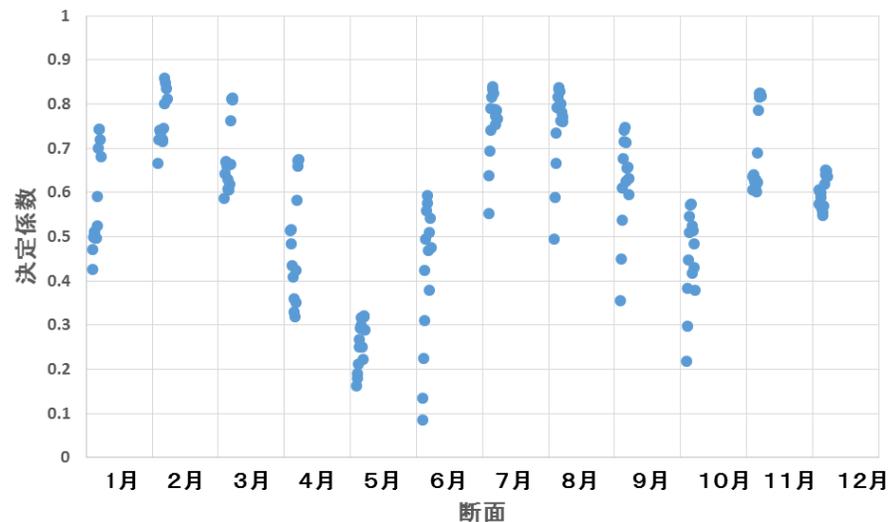
9エリア(時間別の気温): 昼間帯(9~22時)



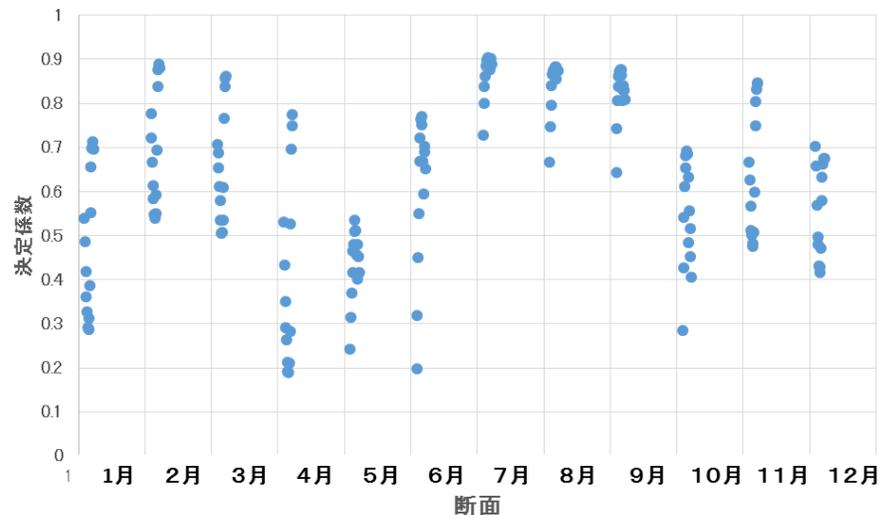
気温感応度式設定断面
11~3、7~9月の昼間帯(9~22時)

※1つの点は、ある月・時間断面の決定係数の9エリア平均を表す(24点/月)

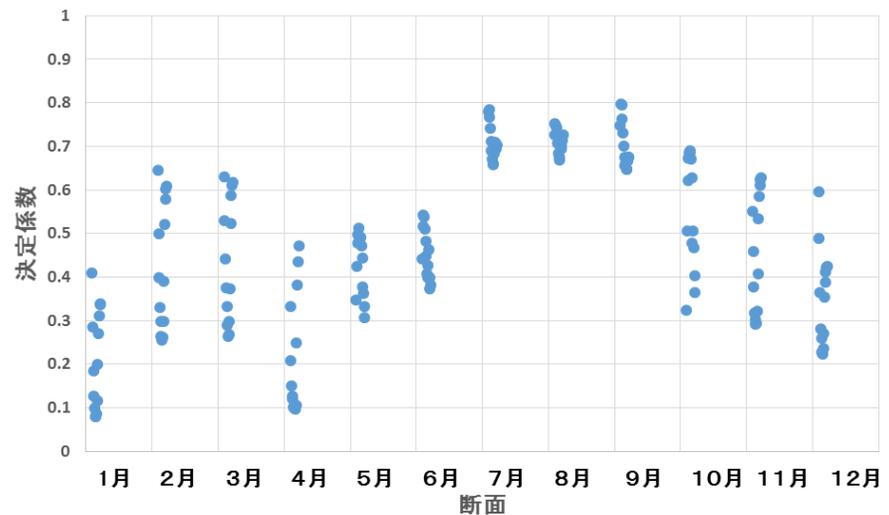
9エリア(最高気温): 昼間帯(9~22時)

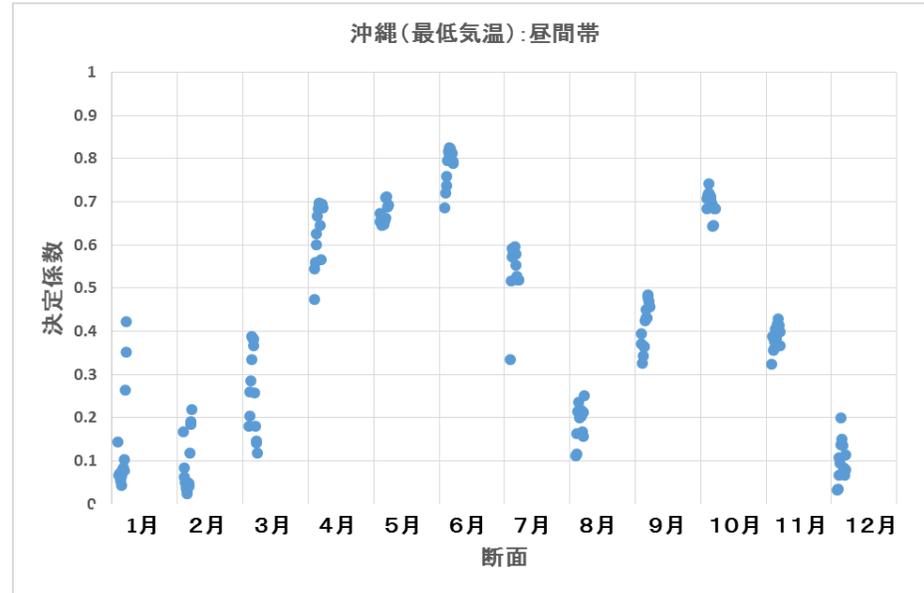
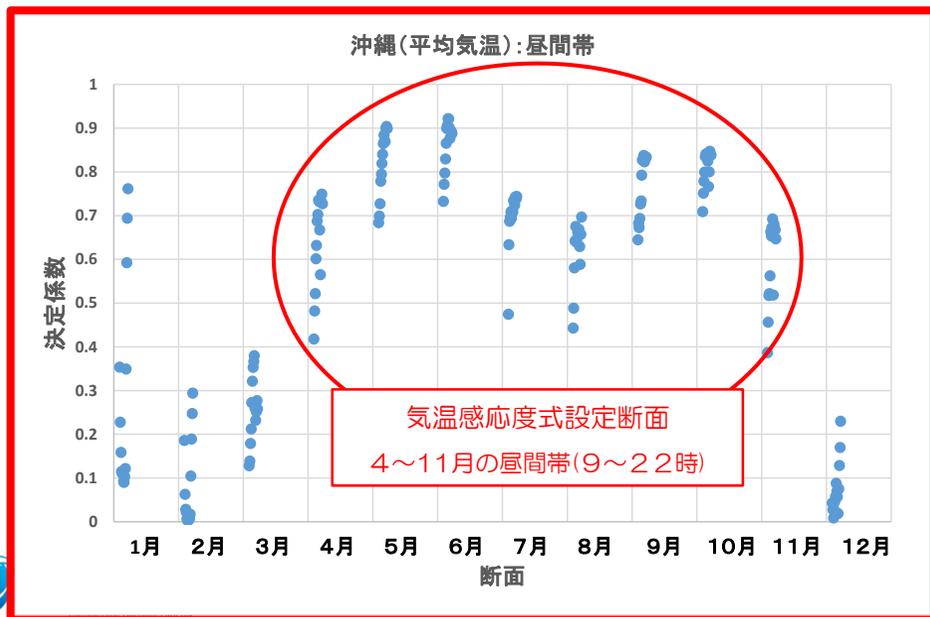
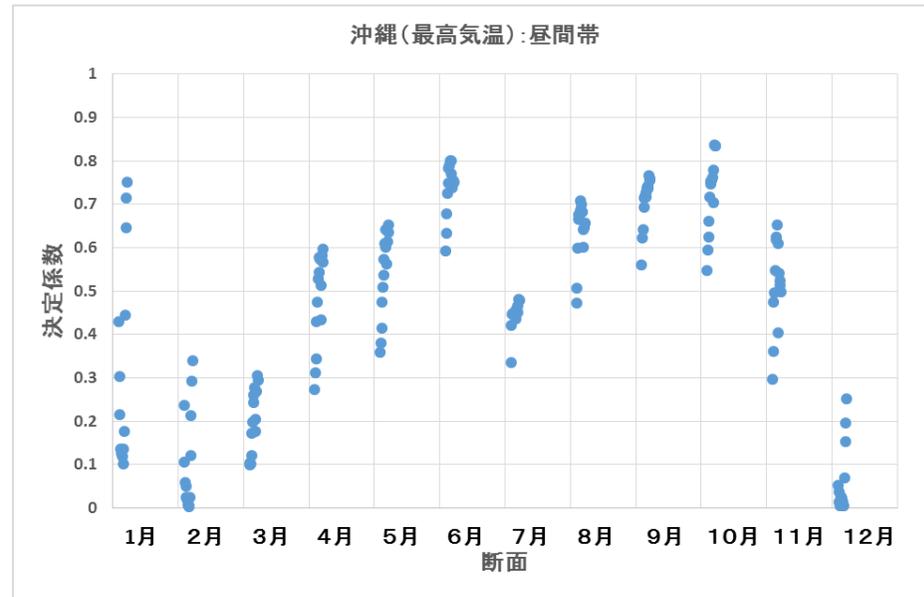
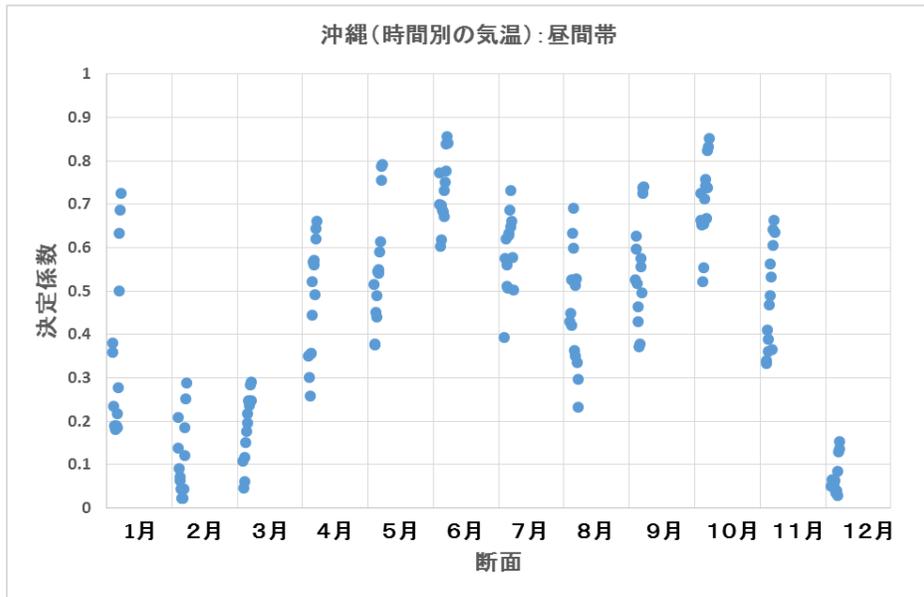


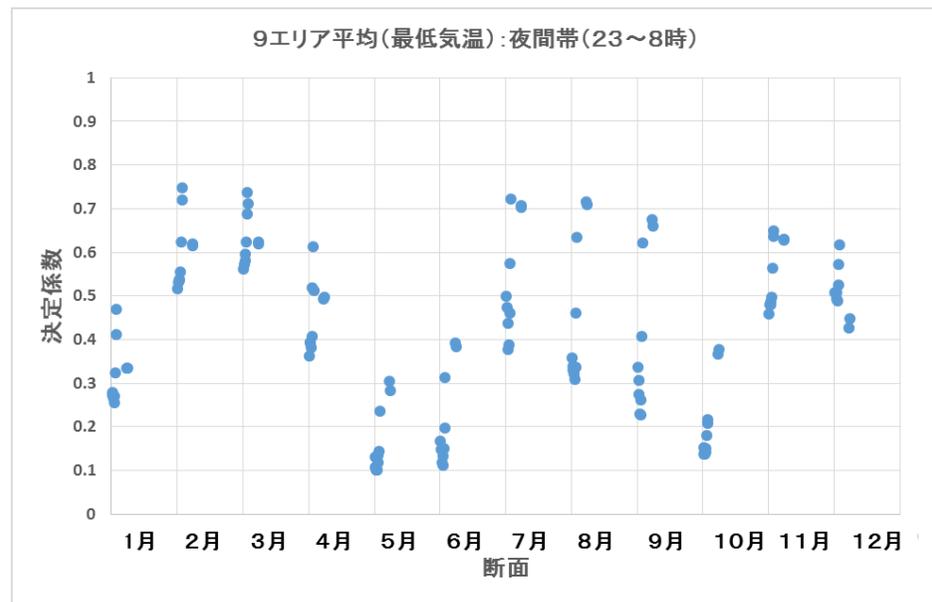
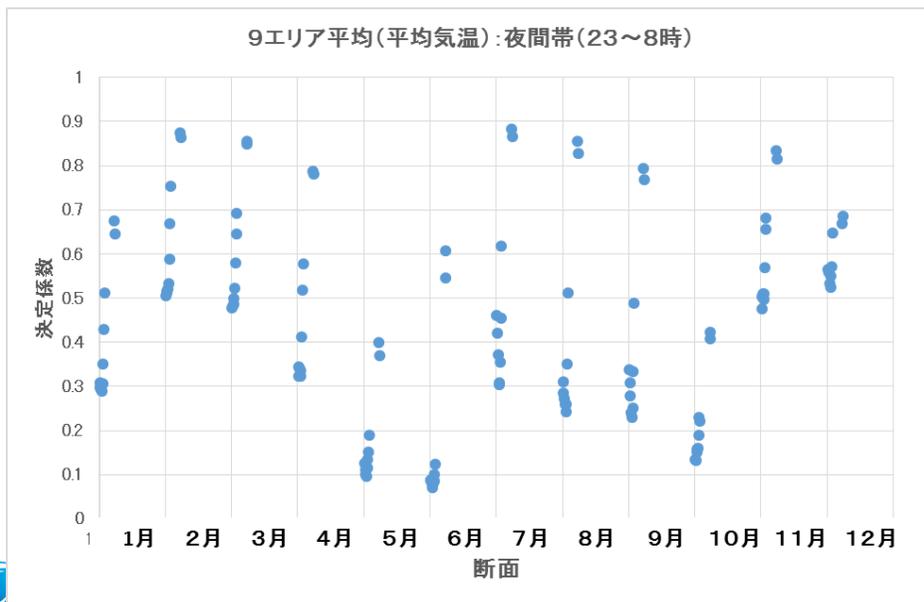
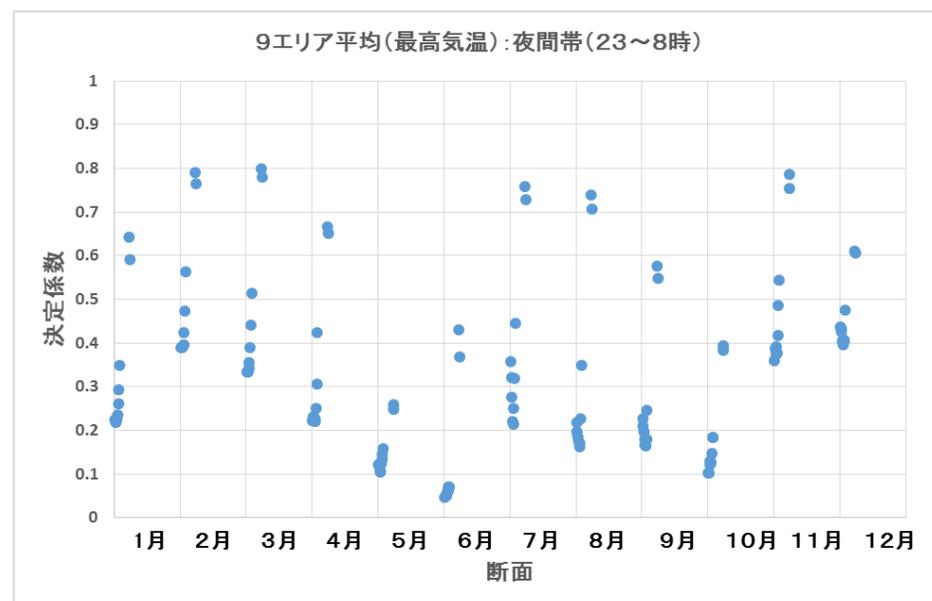
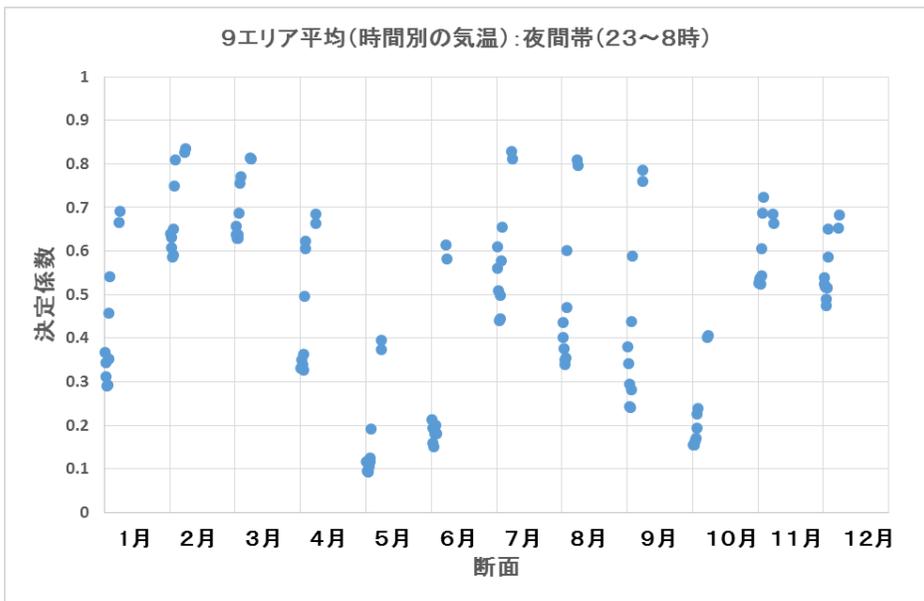
9エリア(平均気温): 昼間帯(9~22時)

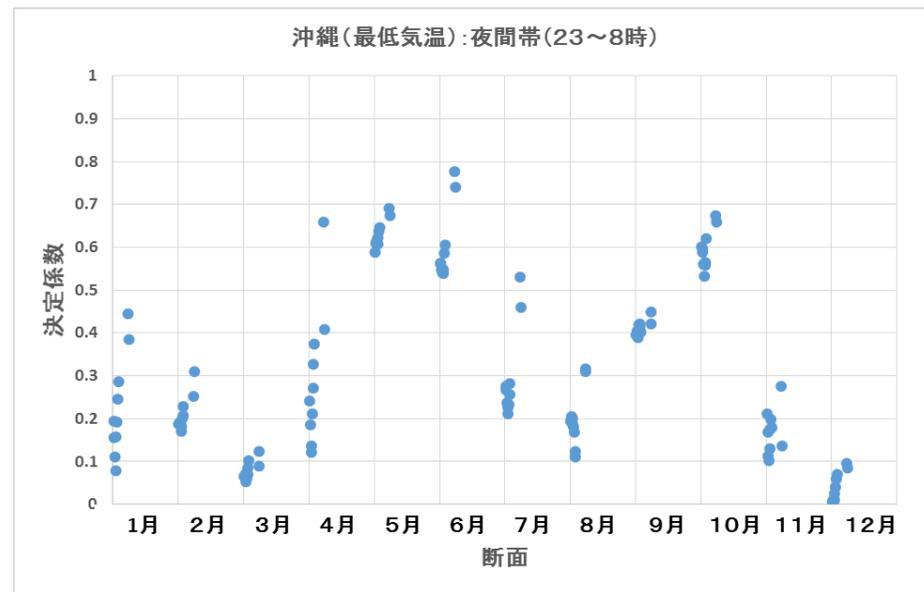
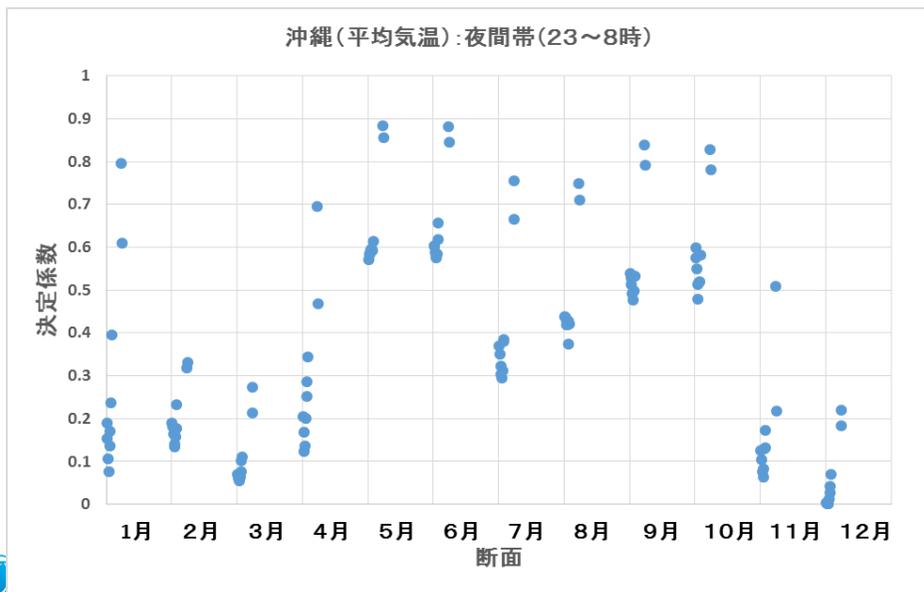
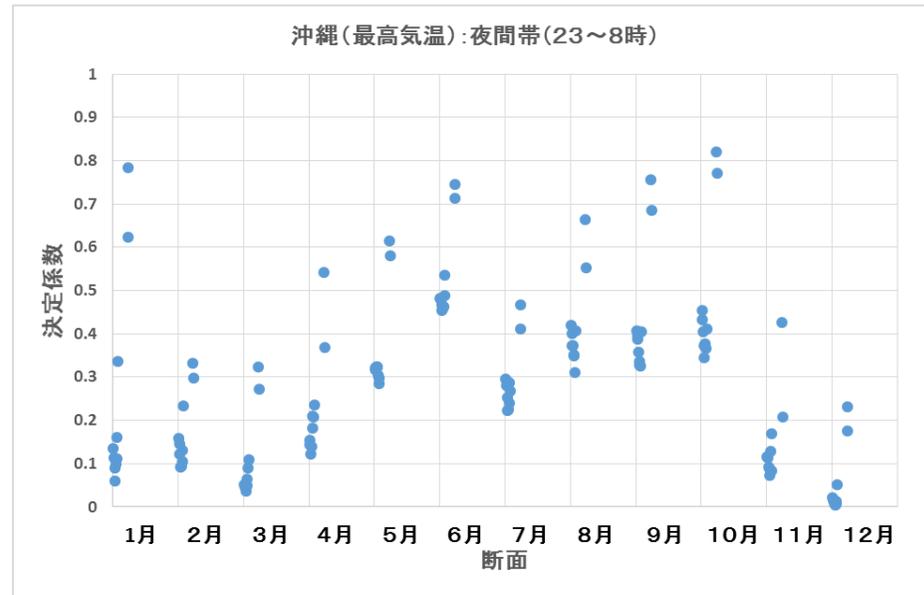
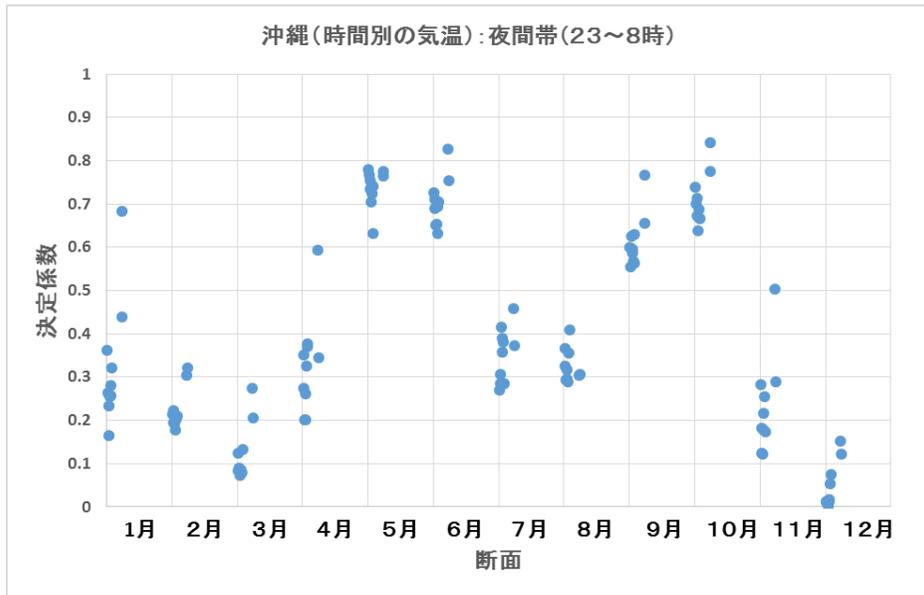


9エリア(最低気温): 昼間帯(9~22時)





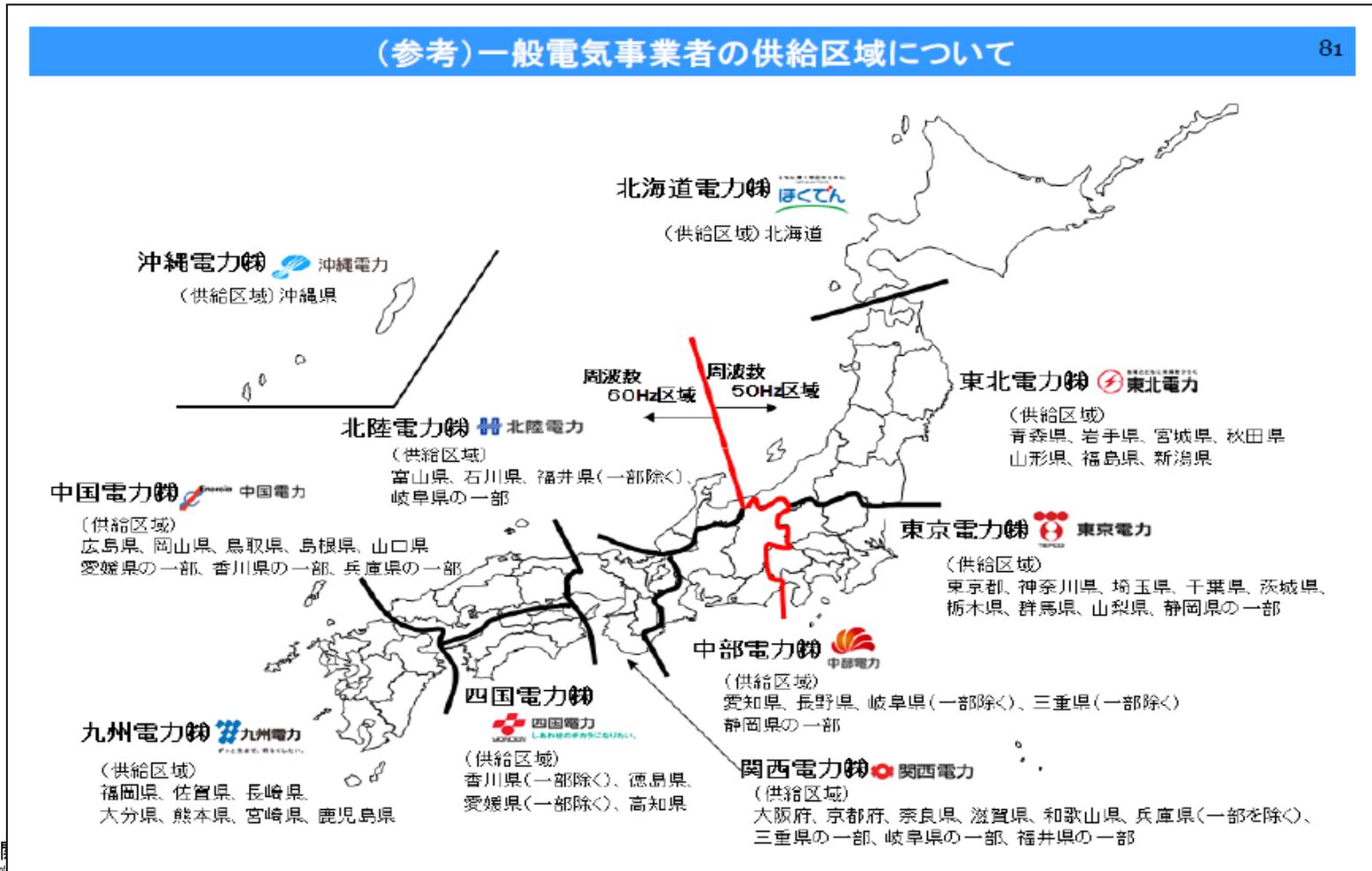




(参考1-5) 気温感応度式の設定に使用する気温実績のとり方

- 気温感応度式の設定に使用する気温実績は、各供給エリアにおいて、一部を除く大部分に供給している都道府県(関西エリアにおける兵庫県等)は考慮し、全体の一部のみ供給している都道府県(東京エリア及び中部エリアにおける静岡県等)は除いた。

(出所) 電力システム改革専門委員会第2回資料参考1-1



(参考2) 電源の計画外停止率の考え方

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

(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)

- ✓ 一般電気事業者10社、電源開発 等

- 風力発電の導入量は、H27年度供給計画における導入量の想定(H28年3月)と広域系統長期方針(シナリオ①)における導入量想定に基づき、H31年度とH36年度の導入量を設定

(万kW)

エリア	H27年度※1	H31年度	H36年度	平成40年度※2 (2030年度)
北海道	32	85	151	230
東北	75	177	304	456
東京	39	39	40	41
中部	28	31	35	39
北陸	16	16	17	18
関西	14	18	24	31
中国	35	41	48	57
四国	15	22	30	42
九州	52	60	71	84
沖縄	1	2	2	2
計	305	490	722	1,000

※1 H27年度供給計画における導入量想定(H28年3月)

※2 広域系統長期方針(シナリオ①)における導入量の想定値

※3 四捨五入の関係で合計が一致しない

- 太陽光発電の導入量は、H27年度供給計画における導入量の想定(H28年3月)と広域系統長期方針(シナリオ①)における導入量想定に基づき、H31年度とH36年度の導入量を設定

(万kW)

エリア	H27年度※1	H31年度	H36年度	平成40年度※2 (2030年度)
北海道	131	154	182	216
東北	196	435	733	1,092
東京	766	973	1231	1,541
中部	494	562	646	748
北陸	66	73	82	92
関西	408	445	490	545
中国	253	320	404	505
四国	192	201	212	225
九州	643	842	1,090	1,388
沖縄	32	36	41	48
計	3,179	4,038	5,112	6,400

※1 H27年度供給計画における導入量想定(H28年3月)

※2 広域系統長期方針(シナリオ①)における導入量の想定値

※3 四捨五入の関係で合計が一致しない

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(風力発電)

9

- 風力発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(1,000万kW)を見込む。(既導入量は286万kW)
- 導入見込量達成のための新規導入量(714万kW)は未開発分* (下表c)の比率により各エリアに按分する。(風力シナリオ①) *「未開発分」=「連系可能量を考慮しない導入見込み量」-「既導入量」
- 相対的に系統への負担が抑制されるシナリオとして、東京から九州に最大限導入、北海道は連系可能量まで入れた上で、東北に重点的に導入した場合(風力シナリオ②)を検討する。
- また、風力シナリオ②に対する参考として、北海道エリアに重点的に導入した場合についても検討する。

単位: 万kW

	連系可能量を考慮しない導入見込量※1 a	既導入量※2 b	未開発分 c=a-b	風力シナリオ① 未開発分比率で按分 $b+(1,000-286) \times c/966$	風力シナリオ② 東京から九州に最大限、北海道は連系可能量まで導入したうえで、東北に重点的に導入	(参考)風力シナリオ 東京から九州に最大限導入した上で、北海道に重点的に導入
北海道	約300	32	268	230	<u>56</u>	<u>300</u>
東北	約587	87	500	456	579	334
東京	約47	23	24	41	<u>47</u>	<u>47</u>
中部	約45	21	24	39	<u>45</u>	<u>45</u>
北陸	約19	15	4	18	<u>19</u>	<u>19</u>
関西	約37	16	21	31	<u>37</u>	<u>37</u>
中国	約67	30	37	57	<u>67</u>	<u>67</u>
四国	約51	14	37	41	<u>51</u>	<u>51</u>
九州	約97	46	51	84	<u>97</u>	<u>97</u>
沖縄	約2.5	1.6	0.9	2.3	<u>2.5</u>	<u>2.5</u>
計	約1,250	286	966	1,000	1,000	1,000

※1 第9回新エネ小委資料より作成 ※2 固定買取制度情報公表用ウェブサイトデータより作成(H27年4月末)

注: 四捨五入の関係で合計が一致しない。

電力潮流シミュレーションのシナリオの考え方(太陽光発電)

10

- 太陽光発電は、長期エネルギー需給見通しにおける導入見込量(6,400万kW)を見込む。
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)は、新規認定量(下表b)の比率により各エリアに按分する。(太陽光シナリオ①)
- 導入見込量達成のための移行認定分を除く導入量(5,905万kW)を、接続可能量を設定していないエリア(東京、中部、関西)については接続契約申込量まで、その他エリアは接続可能量まで導入し、未達分を需要比率で各エリアに按分する。(太陽光シナリオ②)

単位:万kW

	導入量		新規認定量 b	太陽光シナリオ① 新規認定量比率で按分 $a + (6,400 - 495) \times b / 8,247$	東京・中部・関西エリア 接続済み+接続契約申込量 ・その他エリア 接続可能量	太陽光シナリオ② 東京・中部・関西エリアは接続 申込量、その他エリアは接続可 能量まで導入し、未達分を需要 比率で按分
	移行認定 a	新規認定 (bの内数)				
北海道	8	55	292	216	117	167
東北	30	137	1,483	1,092	552	680
東京	129	481	1,973	1,541	1,280	1,735
中部	96	309	911	748	717	925
北陸	8	34	118	92	110	156
関西	65	228	670	545	536	767
中国	45	151	642	505	558	654
四国	23	110	282	225	257	301
九州	86	416	1,818	1,388	817	954
沖縄	6	21	58	48	49.5	62
計	495	1,941	8,247	6,400	-	6,400

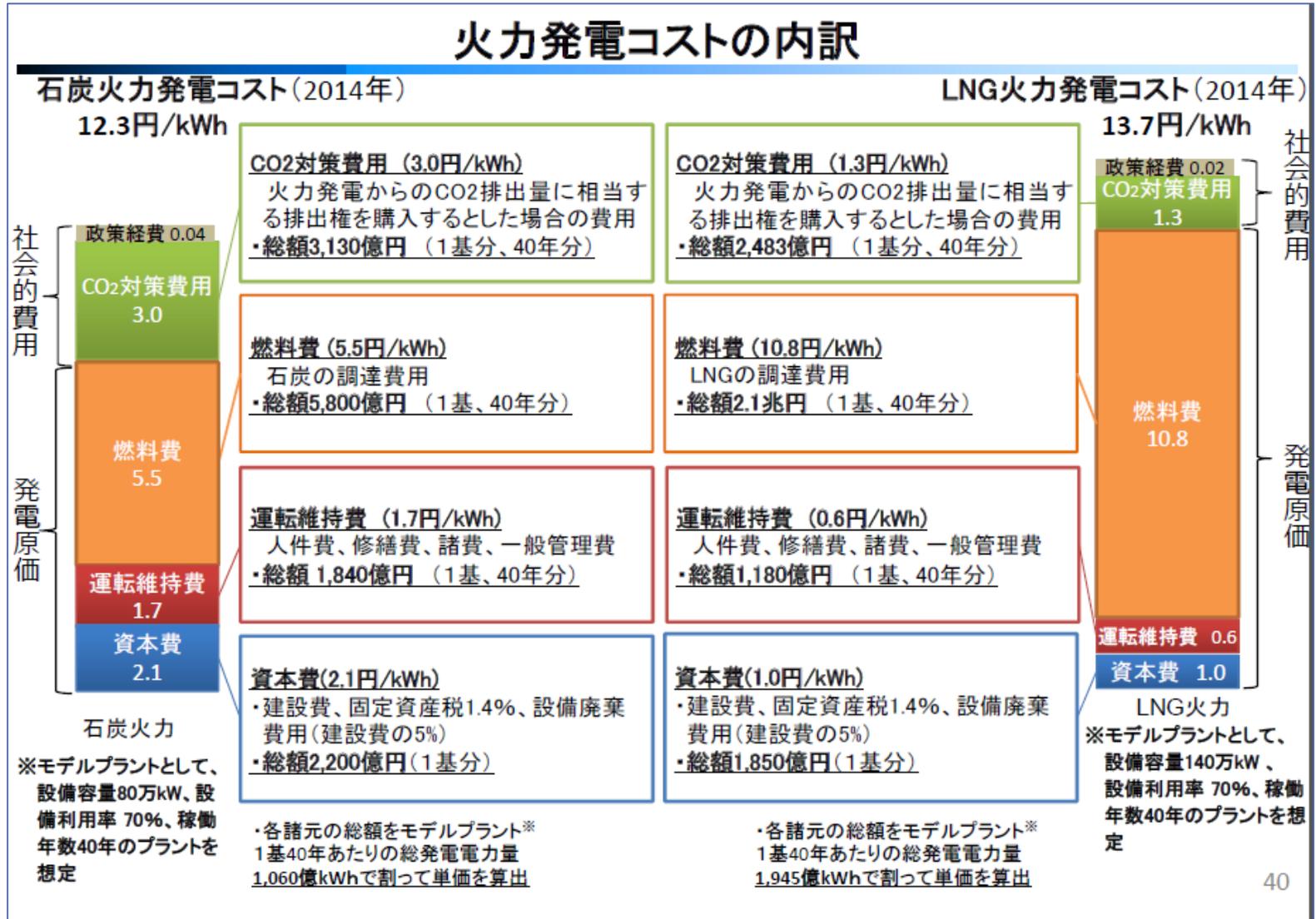
電力広域的連携

Organization for Cross-regional Coordination of

固定買取制度情報公表ウェブサイトデータより作成 (H27.4月末)

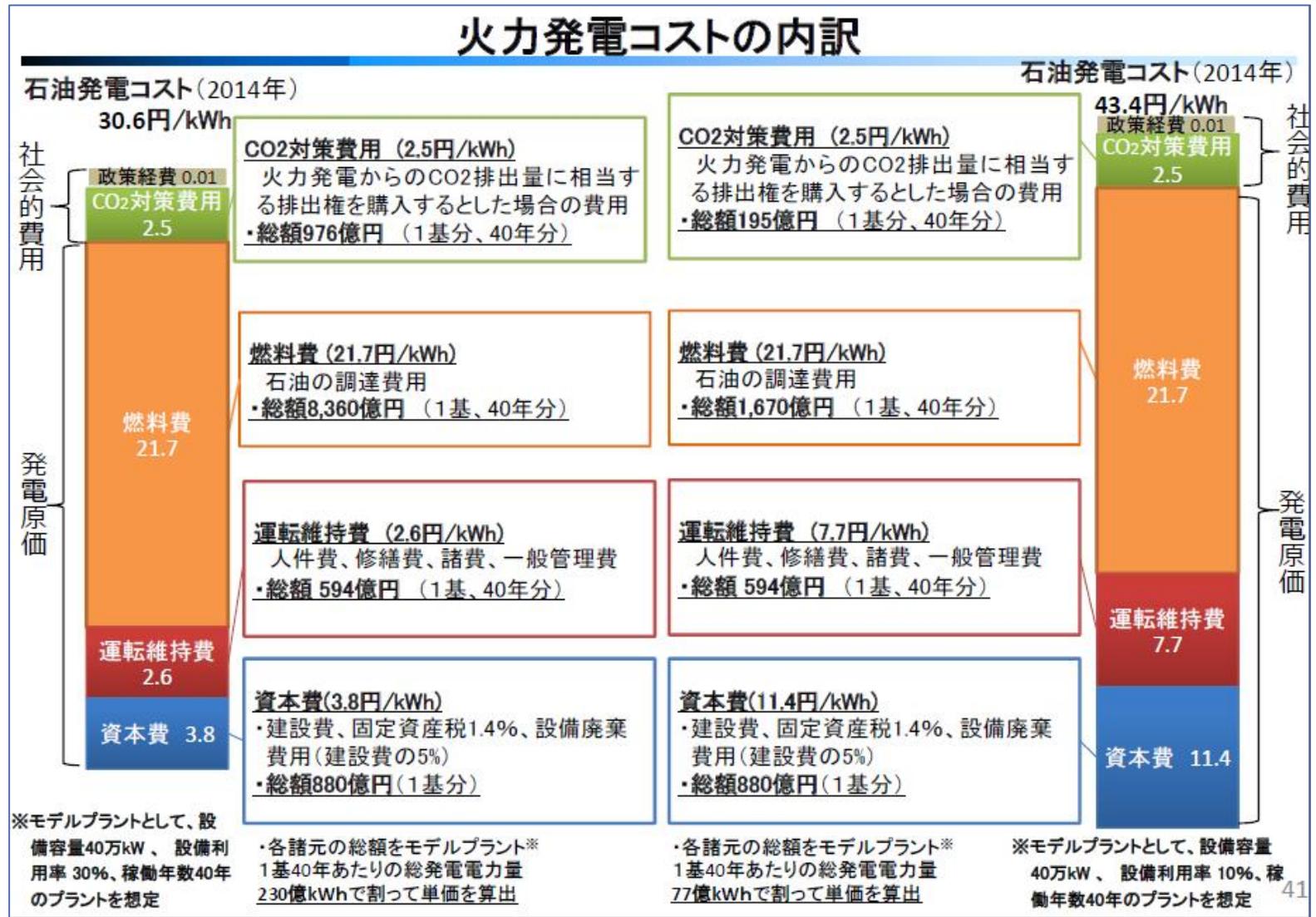
注:四捨五入の関係で合計が一致しない。

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)

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)

■ 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