

第48回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2-1

広域予備率管理による需給運用について

2020年2月18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

- 第47回の本委員会にて、広域予備率による需給運用に向け、検討課題の整理を行った。広域予備率の算定方法について基本的な考え方をご確認いただいた。また、広域予備率の算定諸元となる想定需要と供給力について論点整理をした上で、広域予備率は、その算定断面においてオペレーション上可能性が高い（蓋然性のある）数値を目指し、供給力の計上方法については一定の統一性を持たせた手法を志向することとした。
- 今回は、各一般送配電事業者による供給力の積み上げ方について、週間断面から当日実需給における具体的な統一方針の検討結果を提案するので、その内容についてご議論いただきたい。
- 本日、ご議論いただき方向性について概ね了承いただければ、広域機関システム及び各社中給システムの改修に向け、具体的な要件定義に入らせていただく。
- 併せて、システム改修納期及び各制度との整合性を考慮し、広域予備率による需給運用のスタート時期について、合理的なターゲットを設定すべくご議論いただきたい。

需給監視を取り巻く制度・環境の変化は下表の通り。

年度		2020	2021	2022	2023	2024	
目的	1. 需給監視 (エリア・広域)	エリア予備率による管理	→ 広域ブロックの予備率による管理			広域ブロックのみ	
	情報公表	現状レベルの公表	広域ブロック追加	新インバランス制度開始			
	3. 需給ひっ迫警報					● →	
制度・需給環境の変化	広域運用	3社で開始 ⇒ 順次拡大	2021.4 9社広域運用開始目標	→			
	予備率	エリア予備率	エリア内公募中はエリア予備率の概念継続				
		広域予備率		オフライン算出 モニタラン予定	30分毎自動計算	→	
	電源調達	公募	電源 I・II 公募継続				
		容量市場					● →
		需給調整市場		2021.4 三次②開始	順次商品拡大	→	
新インバランス制度				● →			

▽ 電源 I・II 公募終了

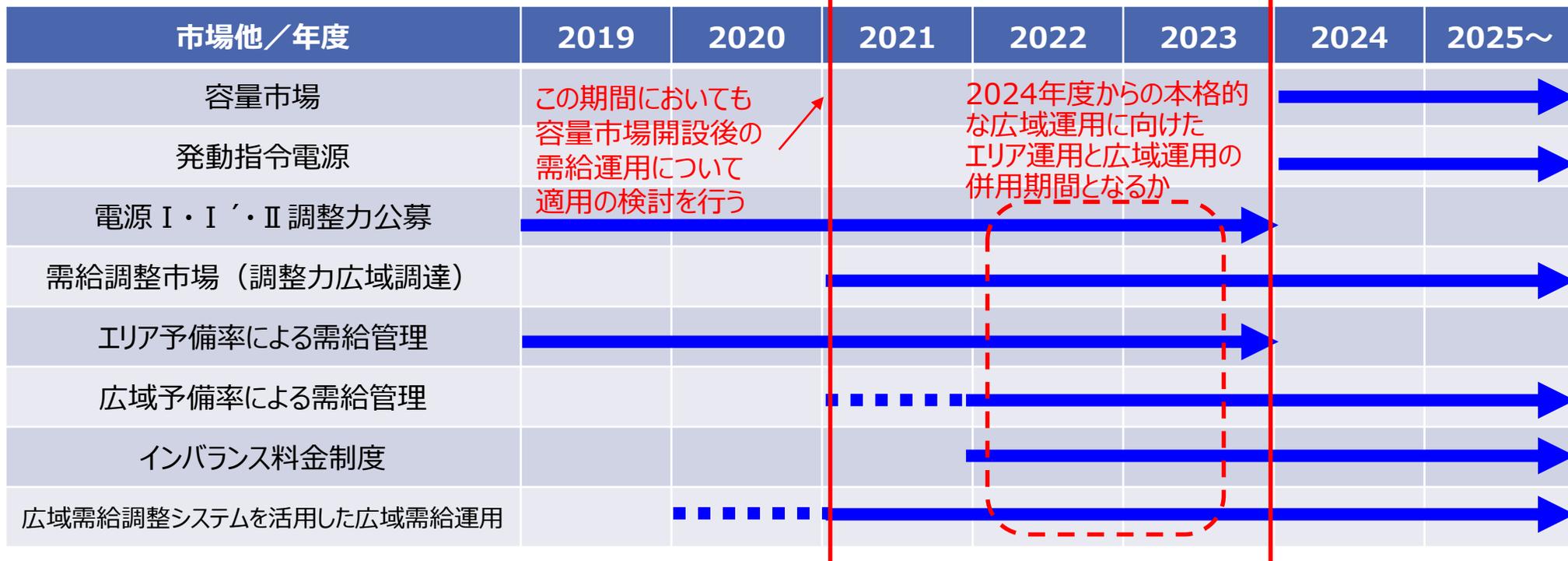
- 前回の本委員会で、広域予備率算定方法の基本的な考え方について大筋了承いただいた。
- 広域予備率に係る具体的な検討項目の内、一般送配電事業者の供給力の想定方法について、広域機関と一般送配電事業者とで統一化案を検討したのでその結果を紹介する。
- 統一化案の妥当性をご確認いただき、システム改修納期と制度の整合を総合的に勘案し、広域予備率による運用の開始時期について合理的なターゲットを設定させていただきたい。

No.	大項目	小項目	前回	今回
①	広域予備率算定方法	計算ロジックの基本的な考え方	計算手法の確認	(広域システム要件定義へ)
②	広域予備率算定諸元の統一化	a. 需要想定	現状の確認	-
		b. 供給力想定 (前日スポット取引後) b-1. 調整電源(揚水発電)の潜在計算 b-2. 非調整電源の想定方法	論点の整理	【本委員会付議】 供給力想定方法の妥当性確認  (中給システム改修要件定義へ)
		c. 供給力想定 (前日スポット取引前) c-1. 計画の点数及び時間帯 c-2. 調整電源の想定方法 c-3. 非調整電源及び連系線潮流の想定主体と方法	論点の整理	
③	広域予備率による需給運用開始時期	市場や各制度の開始時期、①②の考え方に基づくシステム改修時期を踏まえ、いつから運用を開始するか	-	

- 広域予備率は以下の指標を示すために算定する。
 - 広域的に供給力・安定供給が確保されているかの確認
 - 新インバランス料金制度において、小売・発電事業者の需給改善行動を促す需給ひっ迫時補正インバランス料金の指標となる。
 - 容量市場における需給ひっ迫時におけるリクワイアメントのアラート（需給注意報・需給ひっ迫のおそれ）
- 2022・23年度は、容量市場は開設されていないものの、新インバランス料金制度は開始する予定。広域予備率を確認しながら、小売事業者は自らの需要想定の精査等を行い、電源確保に努めることとなる。また、補正料金算定インデックスは、2024年度には広域予備率と一本化することを目指すとされている。（スライド9参照）
- 2024年度以降では、容量市場における需給ひっ迫のリクワイアメントや、発動指令電源の発動における指標となる。

広域予備率公表	2022・23年度	2024年度以降
週間時点	<ul style="list-style-type: none">• 一般送配電事業者等による適切なバランス停止機の起動。• 広域予備率が低い場合、不足インバランス料金が高くなることから、小売事業者への需要計画の再精査・市場からの電源の調達に対する注意喚起。	<ul style="list-style-type: none">• 「需給注意報」の発令。• 発電事業者にバランス停止機の起動（準備）を促すこと。• 発電事業者に揚水発電機において上池へのポンプアップを促すこと。• 小売事業者への需要計画の再精査・市場からの電源の調達に対する注意喚起。
前々日（スポット前）		
前日夕方（スポット後）		
ゲートクローズ時点	<ul style="list-style-type: none">• 需給ひっ迫時補正インバランス料金の決定。	<ul style="list-style-type: none">• 「需給ひっ迫のおそれ」の対象コマ決定。• 容量市場におけるリクワイアメント対応。（発電事業者はバランス停止機は起動させ、市場に応札させること他）• 発動指令電源の発動。• 小売事業者へ市場から電源調達を促す。

- 容量市場開設後の広域予備率による運用の前倒しについて検討を行うにあたり、需給調整市場開設後の調整力の広域調達、広域機関による広域予備率算定、広域予備率の諸元となる想定需要や供給力の統一化など、システム改修期間も含め総合的に判断していく必要がある。
- 広域予備率算定に向けた検討事項について、一般送配電事業者と広域機関にて詳細検討を行っていく。その結果を確認いただき、合理的な運用開始時期のターゲット設定をさせていただきたい。

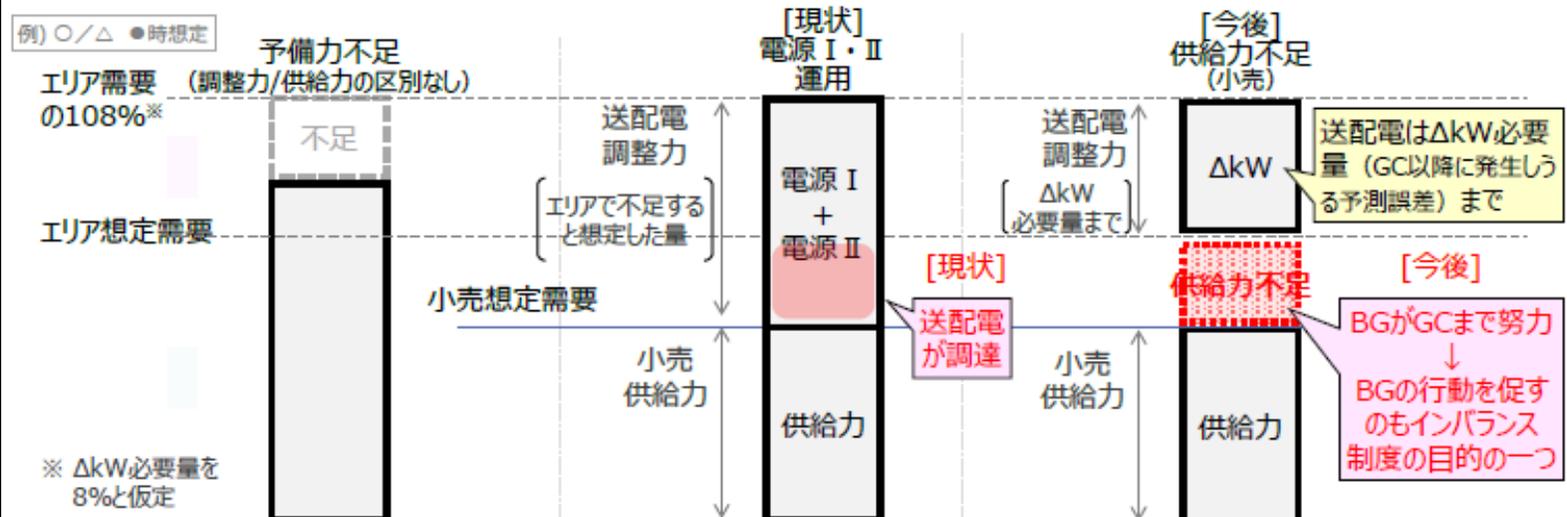


需給調整市場開設後の運用においては、BGが需要想定を適宜見直し、供給力不足が発生しないようにGCまでに行動することがより求められる。

調整力を需給調整市場で調達することによる需給調整に係る状況変化

10

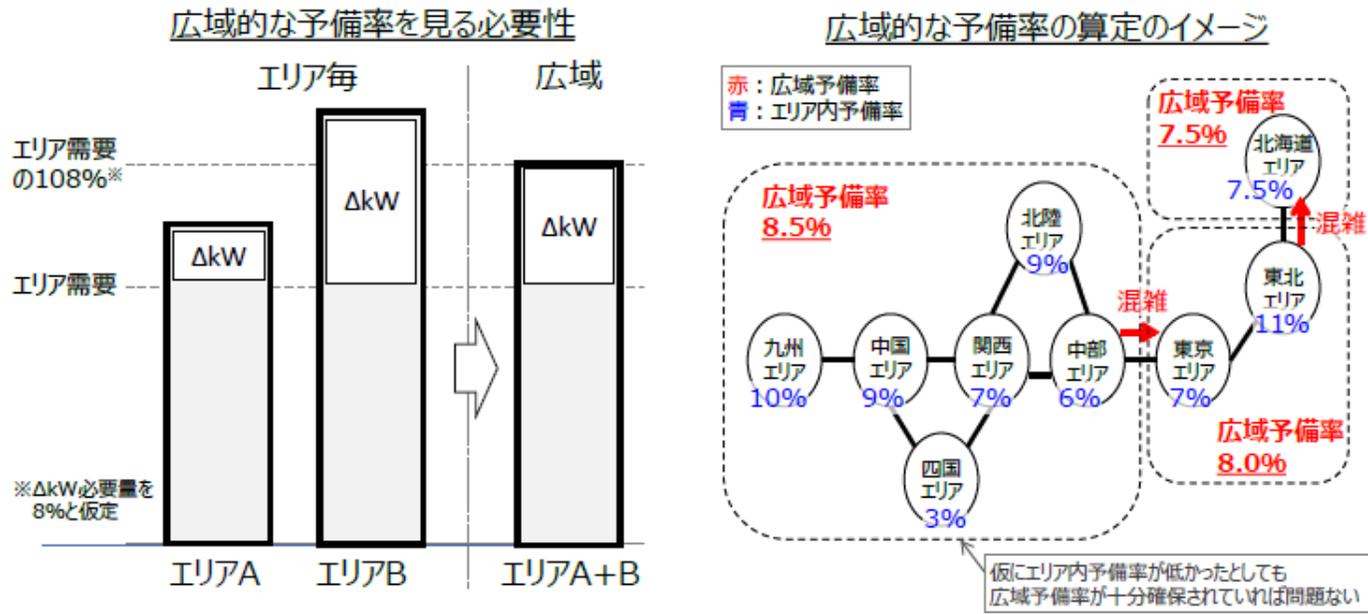
- 計画値同時同量の仕組みでは、BGがGCまで自らの需要計画に応じた供給力を準備し、送配電がGC以降の予測誤差や時間内変動などに対して調整力で調整し、需給を一致させる役割分担となっている。
- 現在は、電源 I・II により送配電がエリアで不足すると考えた量の ΔkW を送配電が確保し、運用してきた (ΔkW 必要量はあらかじめ決まっておらず、GC後に発生しうる量より多い ΔkW を確保することもある)。
- 今後は、あらかじめ定められた考え方に基づく ΔkW 必要量 (GC後に発生しうる予測誤差) を需給調整市場で調達することにより、GC後に運用できる ΔkW を確保することになるため、GC後に発生する小売の需要予測誤差以上の小売供給力不足に対しては、BGが供給力を確保することが求められる。そのため、特に需給ひっ迫 (またはそのおそれがある) のときは、BGが需要想定を適宜見直し、自ら必要な供給力を調達し、供給力不足が発生しないようにGCまで行動することが今まで以上に求められる。BGにこのような行動を促すことが新たなインバランス料金制度に期待される。
- なお、このインセンティブが十分に機能しなければ、 ΔkW 必要量 (GC後に発生しうる予測誤差) だけでは系統全体として供給力が不足する可能性があり、その場合は対策として常時調整力をより多く確保しておく必要性が生じる。



広域メリットオーダーを実現するため、順次広域需給調整を開始する。連系線混雑のない範囲での広域予備率で発電BG・需要BGが属する広域エリア（以下、広域ブロックと言う）の需給ひっ迫度を判断するため、広域予備率を常時最新値に更新し、広く周知していく。連系線混雑の無い範囲の広域的なエリアでは同一の広域予備率の値となる。

広域調達・広域運用（需給調整市場）の開始後において広域的な予備率を見ることの必要性 23

- 調整力の ΔkW が連系線の運用可能な範囲で広域調達された場合、調整力が各エリアに均等にあるとは限らないためエリア毎の予備率には大小が生じる。このためエリア毎の予備率では需給状況のひっ迫度を判断できず、広域的に見ることで初めて予備率が十分にあるかどうかを判断できることになる。
- なお、連系線に混雑が発生した場合は、その混雑が発生した連系線の両側では広域的な予備率に差が生じることとなるため、混雑のない範囲での広域的な予備率を見る必要がある。



新インバランス料金制度では、補正料金算定インデックスが需給ひっ迫時においてインバランス料金に反映させる指標となる。2024年度には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等の予備率（広域予備率）と一本化することを目指す、とされている。

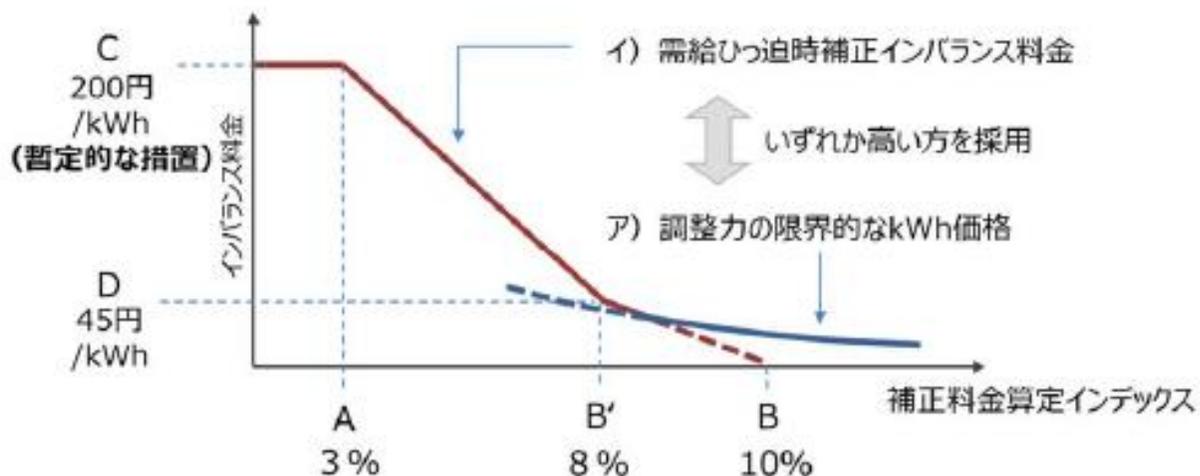
148 各コマの「補正料金算定インデックス」の諸元となる広域エリア内の供給力及びエ
149 リア需要は、ゲートクローズ時点における予測値を用いる。

150 なお、将来的（2024年度）には補正料金算定インデックスを各一般送配電事業者等
151 の予備率（広域予備率）と一本化することを目指す。

152

153 以上、インバランス料金の算定方法の詳細をまとめると下図のとおりとなる。

154



155

156

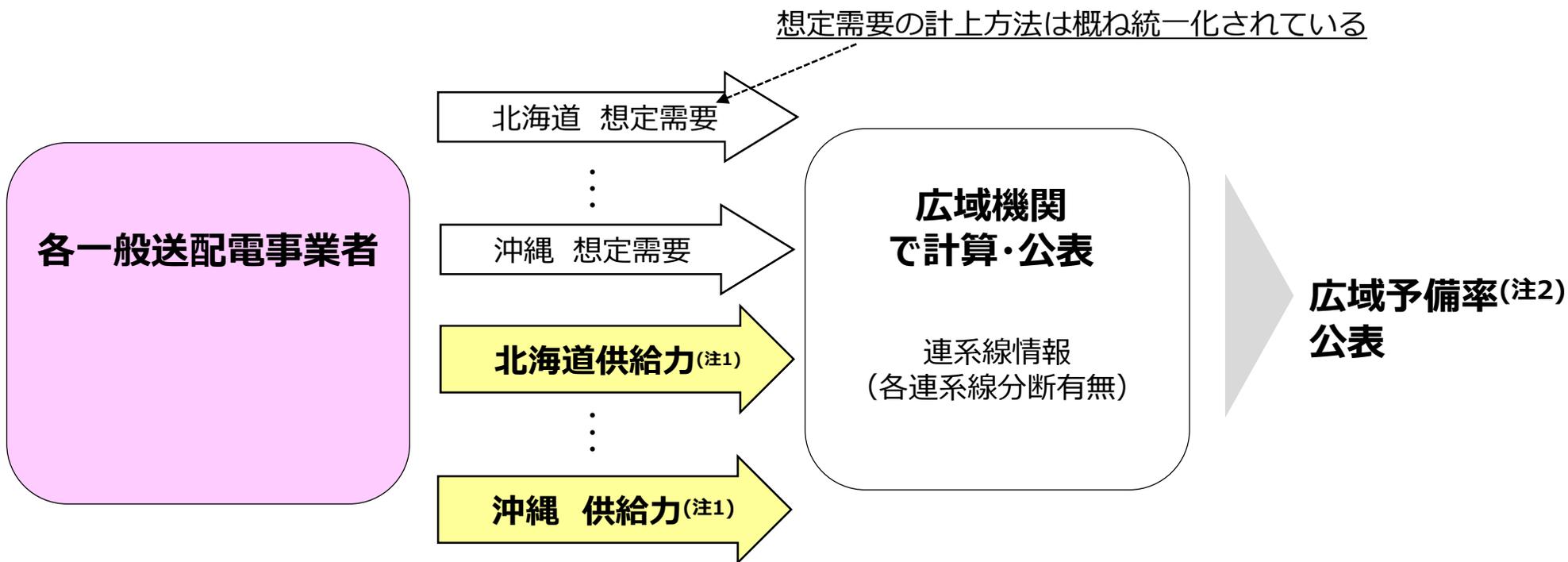
(余白)

論点 1

広域予備率の諸元となる供給力の統一化

No.	大項目	小項目	前回	今回
①	広域予備率算定方法	計算ロジックの基本的な考え方	計算手法の確認	(広域システム要件定義へ)
②	広域予備率算定諸元の統一化	a. 需要想定	現状の確認	-
		b. 供給力想定 (前日スポット取引後) b-1. 調整電源の潜在計算 b-2. 非調整電源の想定方法	論点の整理	【本委員会付議】 供給力想定方法の妥当性確認  (中給システム改修要件定義へ)
		c. 供給力想定 (前日スポット取引前) c-1. 計画の点数及び時間帯 c-2. 調整電源の想定方法 c-3. 非調整電源及び連系線潮流の想定主体と方法	論点の整理	
③	広域予備率による需給運用開始時期	市場や各制度の開始時期、①②の考え方に基づくシステム改修時期を踏まえ、いつから運用を開始するか	-	【本委員会付議】 運用開始時期のターゲット設定

- 一般送配電事業者は、各エリア中給システムから広域システムに調整電力計画（供給力・需要・予備力）を登録している。
- 広域予備率の諸元となる、①想定需要と②供給力の算定方法の統一化が課題であり、特に供給力の想定方法について、広域機関と一般送配電事業者で検討した結果を次ページ以降に示す。



(注1) 供給力の計上方法は各社統一化が必要

(注2) 2022年度から広域予備率とは別に補正料金算定インデックスを算定予定。
2024年度に広域予備率との一本化を目指す。

一般送配電事業者が広域機関に提出する計画は、計画策定断面ごとに下図の通り。
 まずは、実需給に近い翌日から当日断面の供給力の積み方について検討結果を示す。

● 広域予備率演算・公表の範囲

提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月・翌々月)	週間計画 (翌週・翌々週)	翌日計画	当日計画
提出期限	毎年3月25日	毎月25日	毎週木曜日	毎日 17時30分	随時
計画点数	各月平休日別の最大需要時及び最小需要時の2点	各週平休日別の最大需要時及び最小需要時の2点	日別の最大需要時及び最小需要時の2点	翌日の30分 毎の48点	当日の30分 毎の48点

現状の翌日計画から当日計画について

- 30分毎の48点計画とする
- 提出タイミングは前日17:30であり、スポット取引後の計画潮流が存在する。

小項目		論点
b. 供給力想定（前日スポット取引後）	b-1. 調整電源(揚水発電)の潜在計算	調整電源(揚水発電)の潜在計算方法（揚水発電があるエリアの予備力計上方法の統一化）
	b-2. 非調整電源の想定方法	太陽光及び風力の予測方法とFITインバランス特例制度の整理

アンケートの結果、前日スポット取引後の翌日計画において、需給バランスの予備率計算に影響のある揚水発電の潜在計算と見直し頻度について、下表のような違いが見られた。

- 広域予備率は、需給ひっ迫時を含む需給管理の基本的な指標となること、広域需給調整下のインバランス料金制度では、GCごとに数値を更新していく必要があることから、自動的に予備率が計算されるように構築する必要がある。
- 広域予備率の公表の目的から、需給が厳しいと見込まれる時間帯はインバランス料金単価の指標となることを踏まえ、広域予備率算定断面において、**①蓋然性のある数値**となることとし、且つ、各エリアの供給力の想定は、**②計算方法を統一すること**としてはどうか。
- 各社が行っている潜在計算手法は、想定する状況に応じそれぞれ一定の合理性がある。したがって、広域機関と一般送配電事業者とで、前項の考え方を基本としつつ、制度の理念と一般送配電事業者の中給システム改修規模を考慮し、週間断面も含め、供給力の想定方法の詳細を検討した上で、次回提示することとしたい。

項目	回答例①	回答例②
①潜在計算方法	予備率一定貼り付け - 5社	○予備力一定貼り付け：2社 ○貯水量を発電可能時間で均等割り：1社 ○その他：2社（揚水の電源Ⅰ・Ⅱなし）
②潜在見直し再計算の有無	常に再計算を実施 - 1社	○需給ひっ迫時のみ再計算：4社 ○その他：2社（揚水の電源Ⅰ・Ⅱなし）、 3社(都度対応)
③上池貯水残のオンライン取得	現状可能 - 5社	○改修をすれば可能：3社 ○その他：2社（該当設備無し）

- 非ひっ迫時に潜在出力が需給に与える影響は限定的で、予備率一定と予備力一定の両手法については一長一短があると考えられるため、2019年9月10日の需給状況を参考に、ひっ迫時に対して両手法の得失を評価した。
- 下図の例では、中部エリアの17:00-18:00のエリア予備率が1.2%となったが、広域機関による需給ひっ迫融通指示を実施し、需給ひっ迫融通指示以上の追加的な需給対策までには至らなかった。

(参考) 9月10日の需給状況 (融通前の想定値)

17

- 9月10日の各エリアの予備率想定 (15時40分集約時点) は下表のとおりであり、各エリア予備率最小値としては、東京エリアで1.8%、中部エリアで1.2%、九州エリアで1.9%とエリア予備率3%を下回る見通しであった。

< 融通前の予備率想定 (15時40分集約時点) >

(供給力・需要 : 万kW)

エリア	16:00~17:00			17:00~18:00			18:00~19:00		
	供給力	需要	予備率	供給力	需要	予備率	供給力	需要	予備率
北海道	444	397	11.9%	447	392	14.1%	445	395	12.8%
東北	1,262	1,224	3.1%	1,174	1,138	3.2%	1,151	1,111	3.6%
東京	5,403	5,307	1.8%	5,275	4,994	5.6%	5,217	4,925	5.9%
中部	2,606	2,549	2.2%	2,449	2,420	1.2%	2,359	2,305	2.4%
北陸	504	458	10.1%	485	432	12.3%	476	418	14.1%
関西	2,886	2,681	7.6%	2,804	2,542	10.3%	2,733	2,432	12.4%
中国	1,078	1,027	4.9%	1,020	971	5.1%	998	945	5.6%
四国	519	484	7.1%	500	467	6.9%	476	446	6.8%
九州	1,505	1,430	5.2%	1,480	1,410	5.0%	1,416	1,390	1.9%
9エリア合計	16,206	15,557	4.2%	15,634	14,765	5.9%	15,272	14,366	6.3%

※ 供給力・需要について、基本的に各エリアから30分値で報告を頂き、その値を1時間値へ換算している。

※ 赤字箇所は当該エリアが融通を受けていた時間帯。

※ 東京、関西、九州については、当日発動した電源 I' 分を含む値。

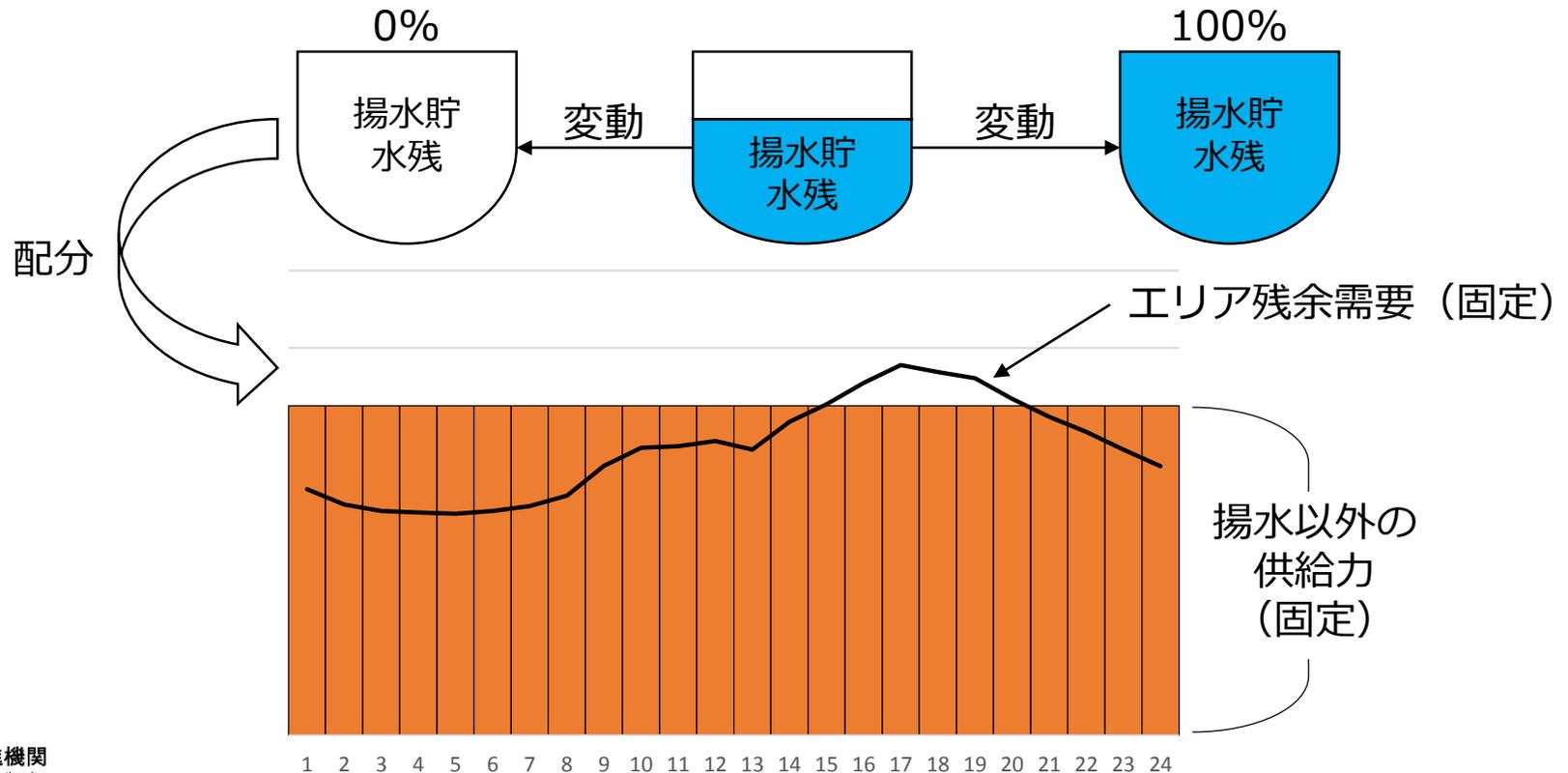
- 2019年9月10日の需給状況に対して、連系線制約を加味して広域予備率を試算したところ、具体的な数値と分断状況は下表のとおりとなった。
- 例えば、17:00-17:30の中部エリアを含む広域ブロックの広域予備率は5.0%以上となる。
- 広域予備率による需給運用を評価する場合、この例では、新インバランス料金制度による事業者行動の変化や一般送配電事業者の計画もGC毎に更新される上池貯水残を考慮した各エリアの予備率改善効果が反映されていないことに注意が必要である。

<需給ひっ迫融通指示前の各社予備率想定（15時40分集約時点）を元に算出>

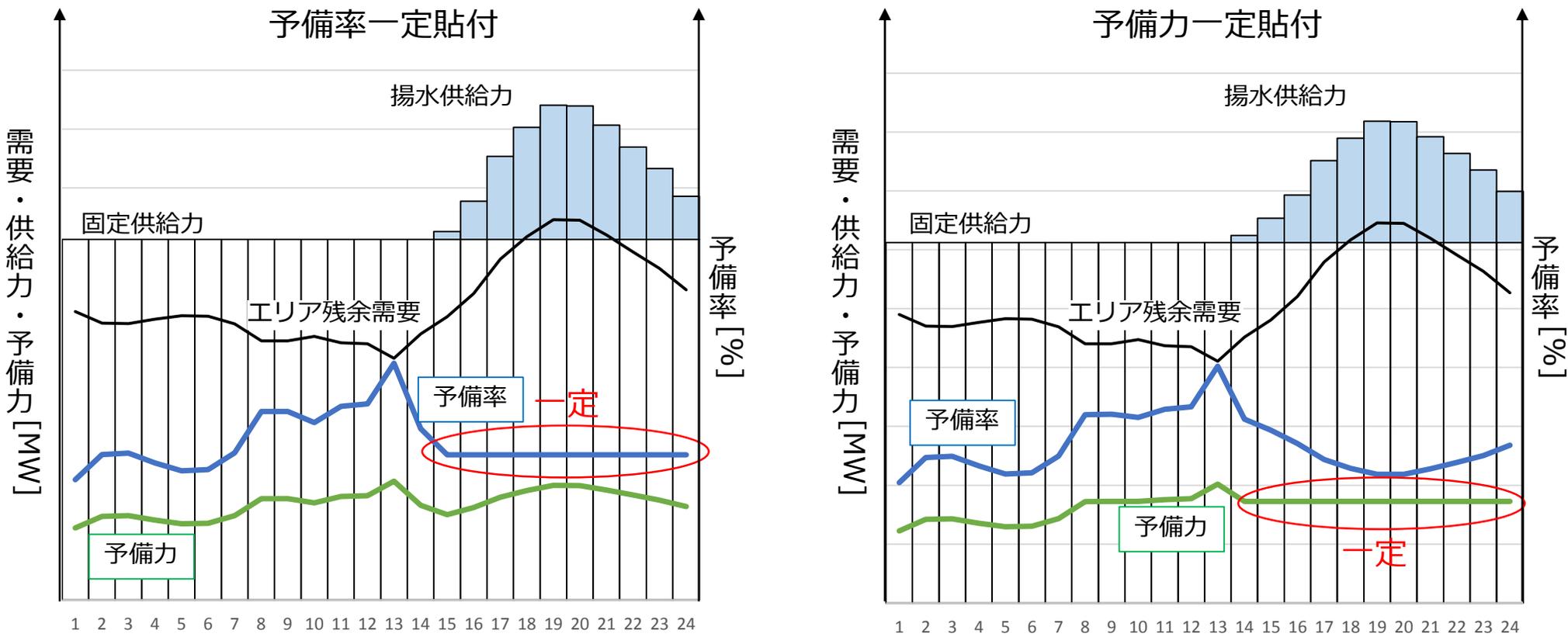
エリア	16:00~16:30	17:00~17:30	18:00~18:30
北海道	3.53%	5.76%	5.93%
東北	3.53%	5.76%	5.93%
東京	3.53%	5.76%	5.93%
中部	4.91%	5.76%	5.93%
北陸	4.91%	5.76%	5.93%
関西	4.91%	5.76%	5.93%
中国	4.91%	5.76%	5.93%
四国	4.91%	5.76%	5.93%
九州	4.94%	5.76%	5.93%

— : 広域予備率計算上の分断

- 目的
 - 予備率一定貼付けと予備力一定貼付けの手法による違いを確認する。
- 方法
 - ・各一般送配電事業者が公表している需給実績データを基に、想定需要と揚水以外の供給力に対し、揚水配分後の予備率を一定にするように貼り付ける場合と揚水配分後の予備力を一定にするように貼り付ける場合の2パターンを比較する。
 - ・需給ひっ迫時の残余需要カーブや平常時の残余需要カーブに対して、揚水貯水残をパラメータにして各時刻の揚水配分量を評価することで感度分析を行った。



予備率一定と予備力一定の貼り付け方の差を概念的に下図に示す。



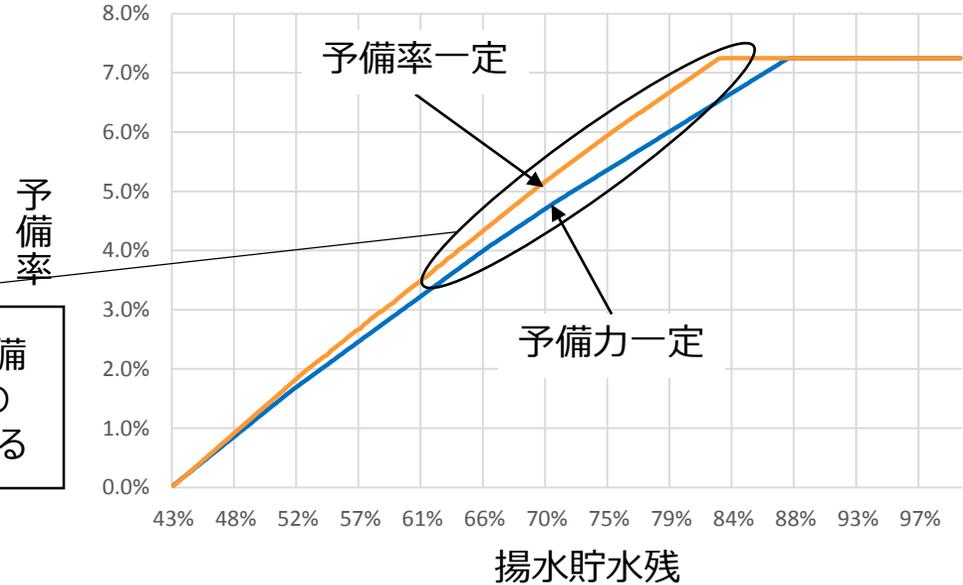
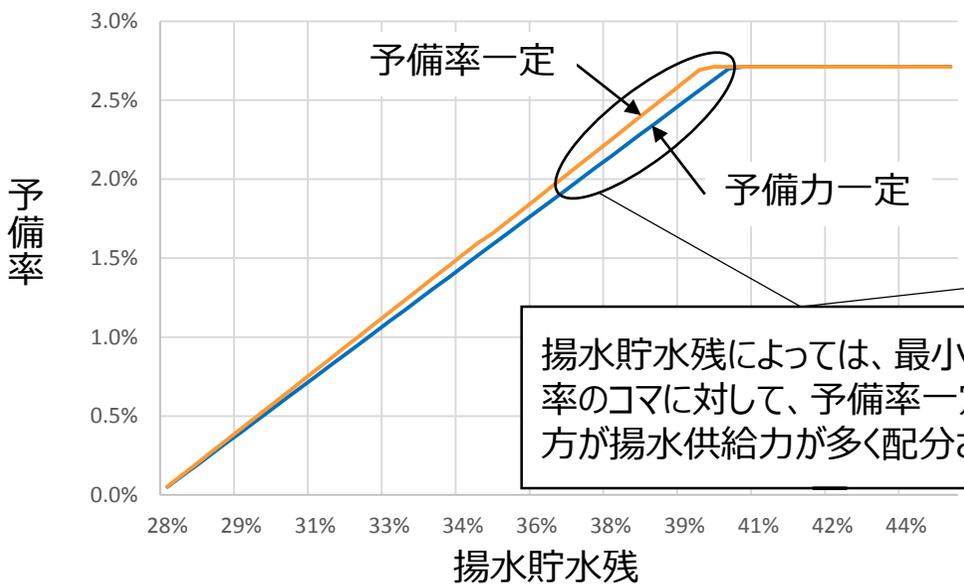
※残余需要の形状及び固定供給力の割合は、東京エリアの2019年5月8日実績を参考とした。

■ 最小予備率のコマに対する差（ひっ迫時）

	潜在計算手法	
	予備率一定	予備力一定
ひっ迫時 (貯水残が少ない場合)	○：最小予備率断面で揚水供給力が多く配分される。予備力一定に比べ、局所的に配分される。	△：予備率一定に比べ、最小予備率断面の揚水供給力が少ない。

中部エリア（2019年9月10日17時）

東京エリア（2019年9月10日17時）

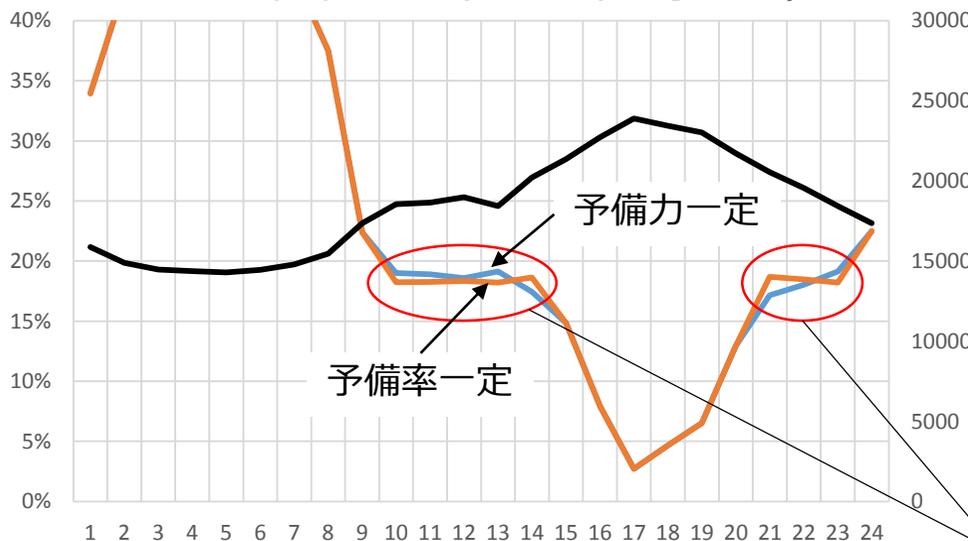


揚水貯水残によっては、最小予備率のコマに対して、予備率一定の方が揚水供給力が多く配分される

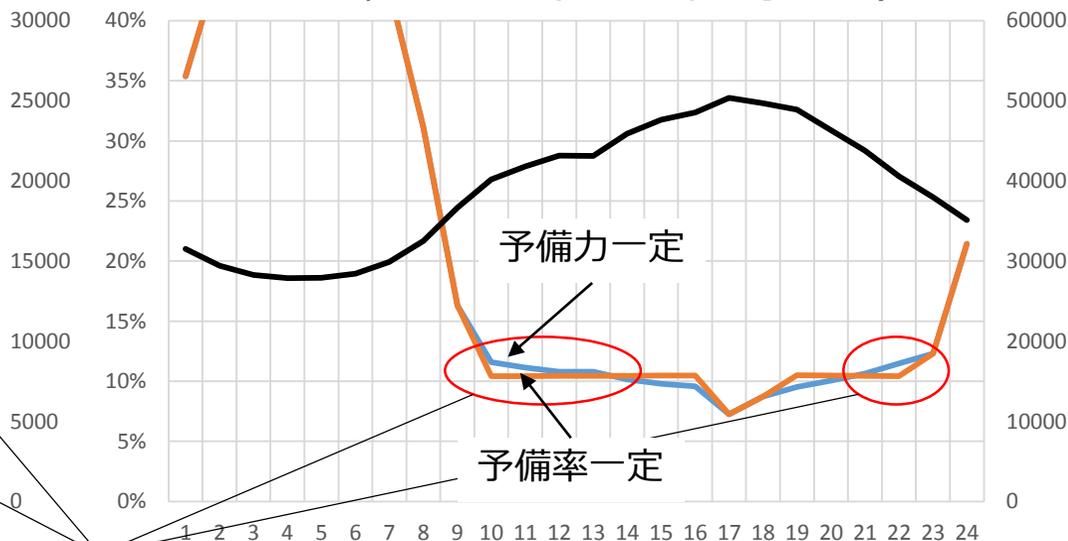
■ 0時～24時の差（ひっ迫時、上池貯水残100%で試算）

		潜在計算手法	
		予備率一定	予備力一定
ひっ迫時	△：需要が小さい時間帯に対しては、予備力一定よりも少なく配分されるため、最大単機脱落分を下回る可能性*がある	○：左記に比較して、需要に依らず、予備力一定で配分するため、需要が小さい時間帯も最大単機脱落分を補える可能性がある。	

中部エリア（2019年9月10日）



東京エリア（2019年9月10日）



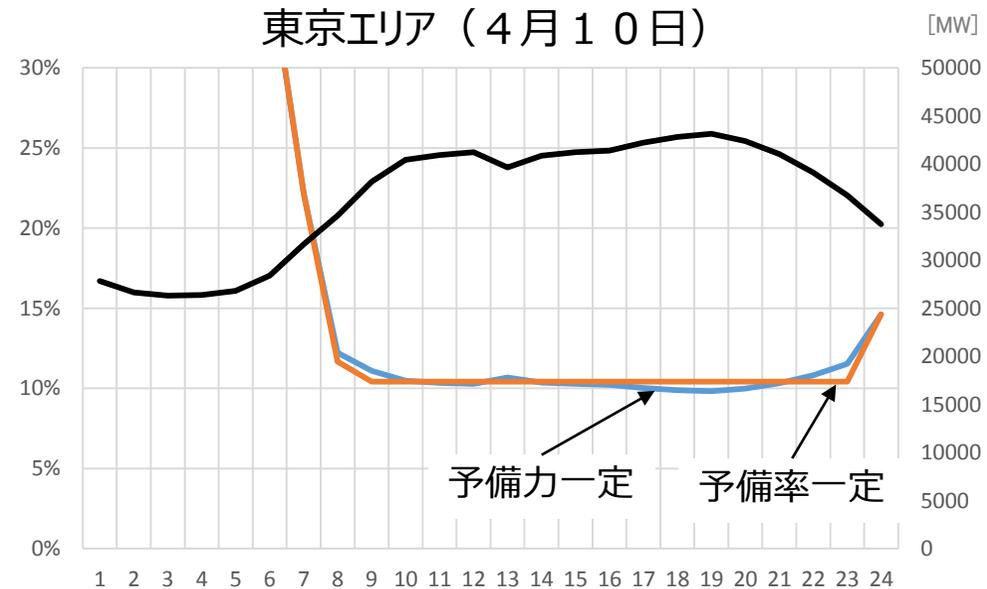
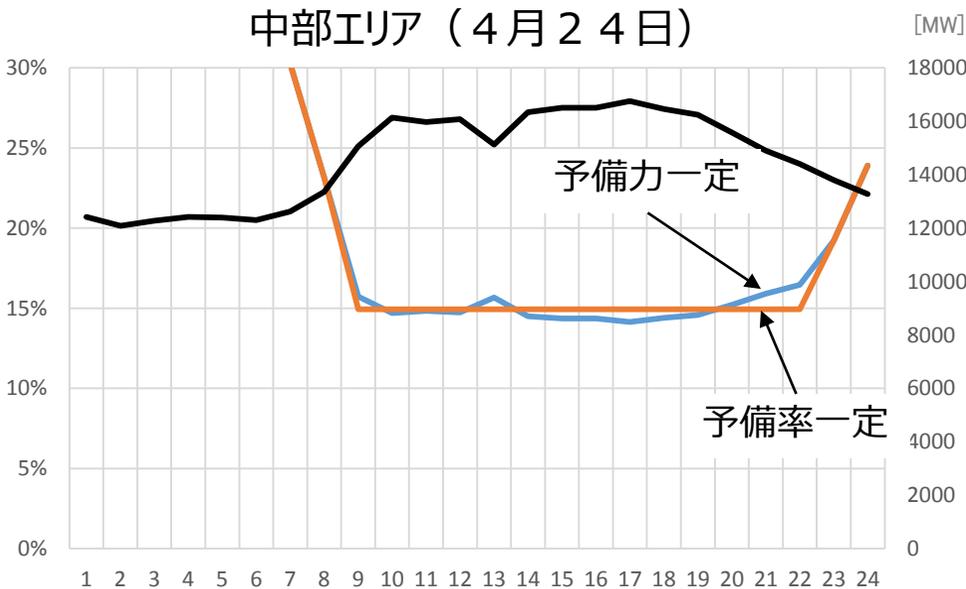
※ただし、GC毎の潜在出力見直しにより、この点はカバーされ得る。

需要の小さい時間帯では、予備力一定の方が多く配分される。

■ 0時～24時の差（非ひっ迫時）

	潜在計算手法	
	予備率一定	予備力一定
平常時 （非ひっ迫時）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 最小予備率のコマに多く配分される。 ・ 非ひっ迫であれば、最大単機脱落にも耐えられる。 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 最小予備率のコマに配分されない分、その他の時間帯に多く配分される。 ・ 非ひっ迫であれば、最大単機脱落にも耐えられる。

↓
どちらも同等

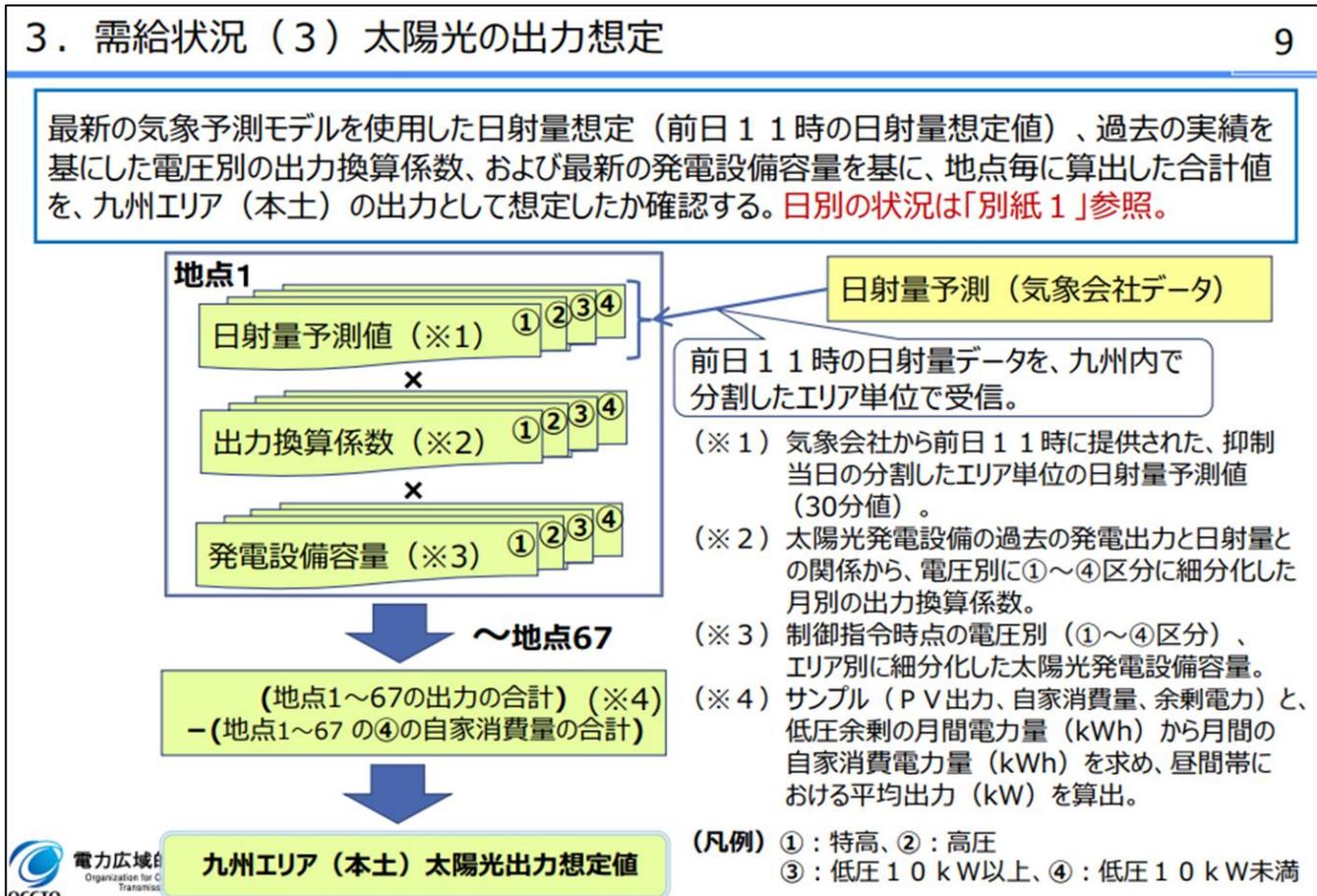


- 各社採用の潜在計算方法の内、予備率一定と予備力一定の比較を下表の通り整理した。
- どちらの手法も想定する状況に応じて一定の合理性がある。
- 統一化を目指すという観点から、各社の中給改修規模が少なく、ひっ迫時に予備率一定の方がひっ迫コマに対して多くの供給力が配分される傾向という点も加味し、予備率一定の潜在計算方法で統一してはどうか。

	潜在計算手法	
	予備率一定	予備力一定
ひっ迫時 (貯水残が少ない場合)	○：最小予備率断面で揚水供給力が多く配分される。予備力一定に比べ、局所的に配分される。	△：予備率一定に比べ、最小予備率断面の揚水供給力が少ない。
ひっ迫時	△：需要が小さい時間帯に対しては、予備力一定よりも少なく配分されるため、最大単機脱落分を下回る可能性がある。 ↓ ○ ※ただし、GC毎の潜在出力見直しにより、上記はカバーされる。	○：左記に比較して、需要に依らず、予備力一定で配分するため、需要が小さい時間帯も最大単機脱落分を補える可能性がある。
各社中給改修規模	○：現在採用している会社が多く、全体の改修規模として限定的	△：多くの会社で運用変更が必要、かつ、システム改修の規模が大きい

【提案】 翌日計画以降の潜在計算方法は、予備率一定方式で統一することでどうか。

- 自然変動電源（太陽光・風力）の想定方法は、計画策定時点の最新の日射量予測及び風況予測を基に48点の出力カーブを想定する。
- 下図は、九州エリアの太陽光出力想定を示しているが、各エリアで気象会社からの日射量予測を用いているという点では同様であり、予測地点数などが異なる。



- 気象会社からの予測データがベースとなる。各社の計測地点数や更新頻度に差異はある。しかし、気象会社からの日射量・風況予測を用いてエリアにおける自然変動電源の出力を各社想定しており、現時点においてはこの手法により想定することが合理的と考えられる。

3. 需給状況 (4) 風力の出力想定 10

風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブを基に、各発電所単位で想定する。また、高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

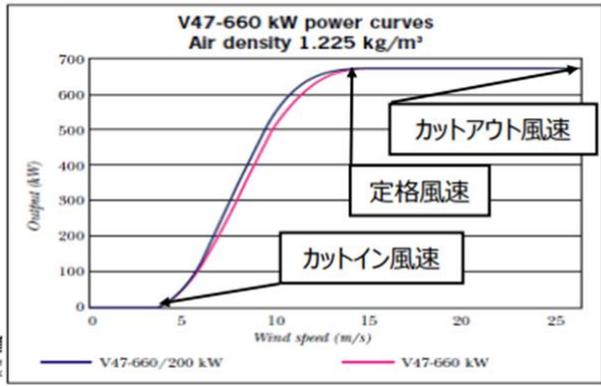
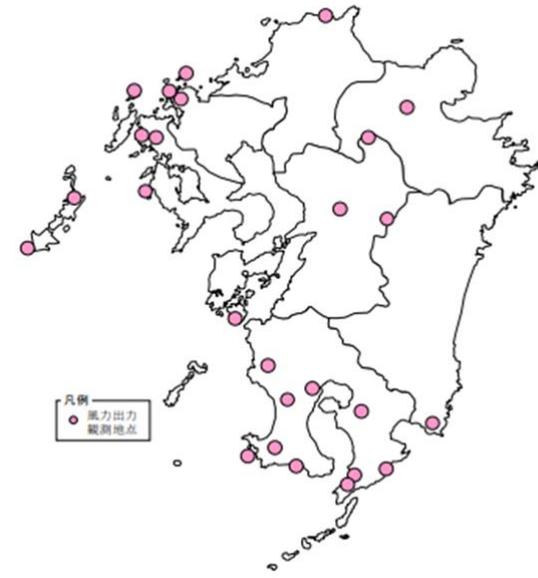
〔特高風力出力 (1基あたり)〕

$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)
 A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

- (※1) 気象会社から前日 (もしくは抑制当日) に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値 (30分値)。
- (※2) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。

[参考：九州の風力発電所]



- FITインバランス特例制度では、一般送配電事業者が特例制度①③の自然変動電源の出力想定する。
- 一方、特例制度②及びFITインバランス特例適用外（卒FIT等）は、発電BGの計画値を用いることが基本となるが、現状、各エリアの全自然変動電源に占める特例制度②及び卒FITの割合が小さいことを考慮し、当面（2023年度まで）は、一般送配電事業者が、エリアの日射量予測並びに風況予測で一括して出力想定を行うことが合理的である。
- 2024年度以降は、制度改正や卒FITの設備容量の変化が見込まれる。一方、再エネ出力抑制のためには引き続きエリア一括の出力想定は必要と見込まれる。FIT特例制度②及び非FITは、発電BGの計画を用いるといった対応の実現性も含めて継続検討することとしたい。

<FITインバランス特例の種類>

特例制度の種類	計画発電量の設定	インバランス精算主体等	FIT小売買取	FIT送配電買取	
			適用の有無	適用の有無	引き渡し形態
特例制度①	一般送配電事業者	小売電気事業者 (リスクなし)	○	○	(2-1) 電源を特定した小売電気事業者との相対供給 ※小売に選択権あり
特例制度②	小売電気事業者	小売電気事業者 (リスクあり)	○	○	
特例制度③ (新設)	送配電事業者	送配電事業者	-	○	(1) 市場経由の引渡し (2-2) 電源を特定しない小売電気事業者との相対供給

【提案】 2023年度までは、一般送配電事業者がFIT②,非FIT含め想定することでよいか。
2024年度以降は、FIT②,非FITの導入状況やFIT制度を鑑み、継続検討としてはどうか。

自然変動電源（特に太陽光）の出力想定値は、翌日計画策定断面以降、相当程度の誤差が発生している。小売BGへの需給に対するシグナルとする目的からすれば、翌日計画断面の予測値から計算された広域予備率だけでは情報として不十分な懸念がある。

FIT特例①(太陽光)の予測タイミングを遅らせた場合の効果試算②

- エリア内のH3 需要に対するFIT電源の契約電力の比率が高い5社において、予測を当日朝まで遅らせた場合、予測外れが大きかったコマの改善効果は以下のとおり。
- 地域において差はあるが、前々日16時時点の予測と比べて2～3割程度縮小するものの、なお、かなりの予測外れが発生する。

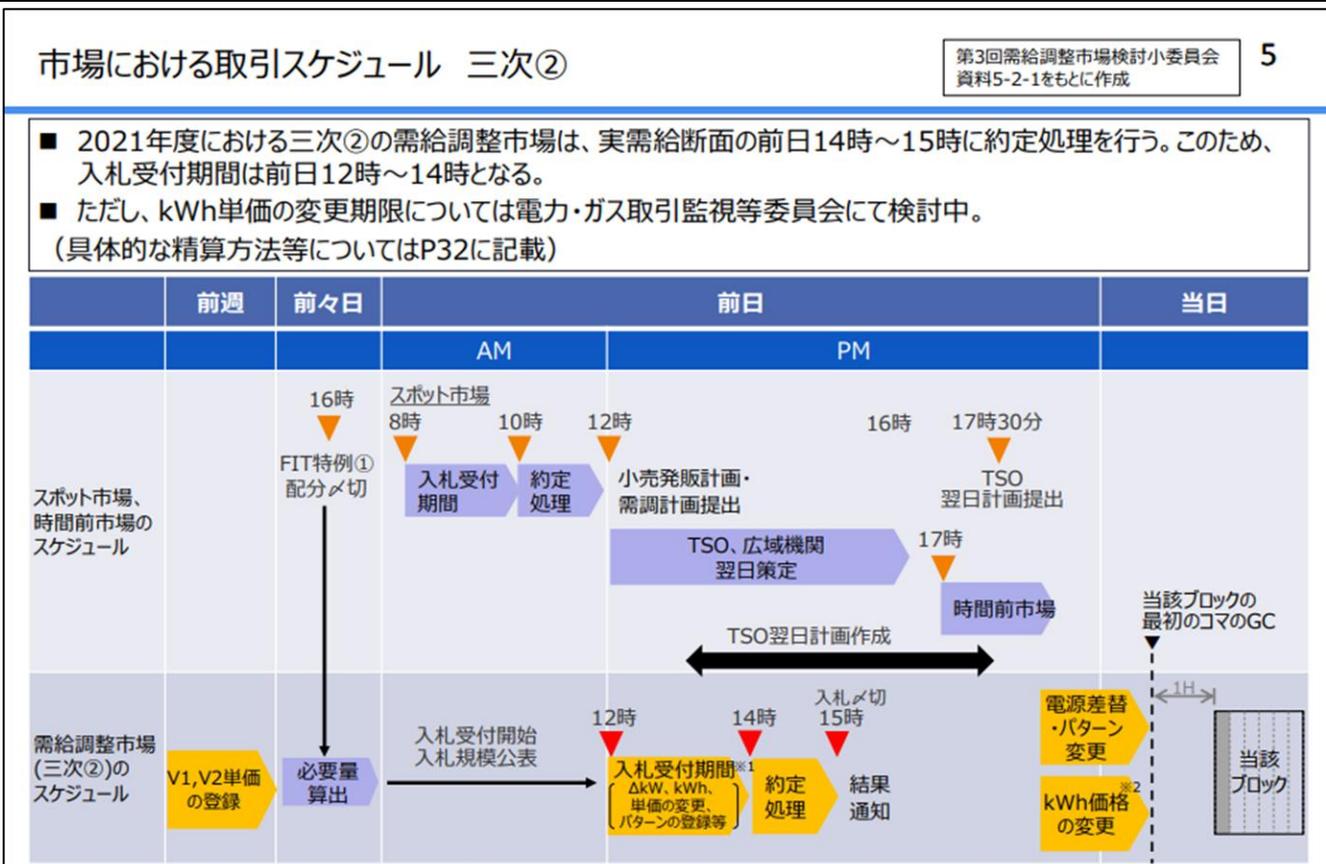
FIT特例①(太陽光)の予測外れが大きかった上位1%コマ(117コマ)の平均予測外れ量(H29.4.1~11.30)

基となる 気象庁データ	気象協会等からの 日射予測データ受信		東北	中部	中国	四国	九州
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上位1%の外れ の大きい 平均 (余剰) (千kWh)	429	695	502	283	1,026
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時～10時		465	781	444	278	845
前日 21時	当日 0時～4時		447	689	—	280	740
当日 3時	当日 6時～10時		449 (6.7%)	600 (4.9%)	397 (7.6%)	226 (9.0%)	814 (10.8%)
前々日 3時～9時	前々日 10時～13時 (前々日16時通知分)	上位1%の外れ の大きい 平均 (不足) (千kWh)	461	864	473	323	1,148
前々日 21時 ～前日 3時	前日 4時～10時		445	882	442	300	870
前日 21時	当日 0時～4時		350	803	—	238	623
当日 3時	当日 6時～10時		348 (5.2%)	660 (5.4%)	310 (5.9%)	261 (10.4%)	526 (7.0%)
(参考) H3 需要(千kWh)			13,410	24,290	10,450	5,020	15,110

※FIT特例①(太陽光) 予測外れ：発電計画値及び各一般送配電事業者による推計の発電実績値より、電力・ガス取引監視等委員会事務局作成（インバンス精算のためのインバンス量の合計とは一致しない場合がある。）

※下段カッコ書き：H3 需要に対する比率（%） = インバンス量又は予測外れ平均値（30分kWh）× 2 ÷ H3 需要× 100

- 2021年度から需給調整市場で三次②の調整力の市場取引が開始される。一般送配電事業者は、前日15時以降に翌日の三次②約定量を公表する。
- 三次②必要量の計算は予め定められており、太陽光出力下振れなどの予測誤差リスクに対応する三次②調達量は予備率に含まれているため、その観点からも、広域予備率の諸元となる供給力に含まれる自然変動電源の出力は、特に太陽光の下振れリスクは考慮しない太陽光出力で想定することが適当である。



情報公表の項目（案）

- 情報公表の項目については、現在の調整力公募結果の公表と同じレベルの内容を維持した上で、各エリアの結果が一覧できるものとするかどうか。

項目	公表内容の詳細
募集量	TSO別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
応札量・件数 (電源属地別)	電源が属するエリア別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
落札量・件数 (電源属地別)	電源が属するエリア別及び全国合計で時間帯別、商品区分別（自エリア内からの落札量は別途表示）
落札量・件数 (TSO別)	TSO別及び全国合計で時間帯別、商品区分別
最高落札価格	電源が属するエリア別及び全国で最高落札価格、時間帯別、商品区分別
最低落札価格	電源が属するエリア別及び全国で最低落札価格、時間帯別、商品区分別
平均落札価格	電源が属するエリア別及び全国で平均落札価格（加重平均）、時間帯別、商品区分別
連系線確保量	各地域間連系線の容量確保量及び上限量、時間帯別、商品区分別
電源等種別	火力・水力・揚水・DR（※ 公表によって競争に及ぼす影響に留意が必要）

※2021年時点では3時間のブロック別。商品区分は三次調整力②（以下、「三次②」と記載）のみ。

一般送配電事業者が広域機関に提出する計画は、計画策定断面ごとに下図の通り。
週間断面の供給力の積み方について検討結果を示す。



提出する計画	年間計画 (第1～第2年度)	月間計画 (翌月・翌々月)	週間計画 (翌週・翌々週)	翌日計画	当日計画
提出期限	毎年3月25日	毎月25日	毎週木曜日	毎日 17時30分	随時
計画点数	各月平休日別の最大需要時及び最小需要時の2点	各週平休日別の最大需要時及び最小需要時の2点	日別の最大需要時及び最小需要時の2点	翌日の30分 毎の48点	当日の30分 毎の48点

現状の週間計画について

- 需要の最大値と最小値並びにその時刻の2点計画。
- 提出タイミングは、毎週木曜日で翌週と翌々週の計画が提出されるので、連系線の計画潮流はない。
- 現在、スポット取引前の計画は週間計画のみであり、翌々日計画は存在しない。

小項目		論点
c. 供給力想定 (前日スポット取引前)	c-1. 計画の点数及び時間帯	計画点数の検討
		不等時性の扱い
		翌々日計画の運用開始時期
	c-2. 調整電源の想定方法	調整電源(揚水発電)の潜在計算の必要性
		バランス停止機の扱い
	c-3. 非調整電源及び連系線潮流の想定主体と方法	非調整電源の想定方法 (自然変動電源)
		連系線潮流の想定方法

【検討の前提】

- 2023年度までは、電源 I・II 公募が残っている。
- 一般送配電事業者の調整電力計画は、毎週木曜日提出の翌週以降、二週間分の計画。
- 需給調整市場で調達可能な調整力は、三次①と②であり、三次②は取引が始まっていない断面。
- 一般送配電事業者に48点の週間計画の提出を求めるためには、発電BG・需要BGの計画についても、48点化が必要となり、システム改修が必要なBGが多数存在すると考えられ、社会コストは大きい。

以下の3点の目的から、週間計画は2点の計画の提出を求めることとし、翌週計画に対して広域予備率を算定したい。（需給注意報の対象でない翌々週計画は参考値扱いとなるか。）

目的 1. 広域予備率での需給監視の観点

⇒現在2点で各エリアの需給を監視している。広域予備率によって、監視対象範囲が広域化されることになり、この点をもって週間断面で48点が必要ということにはならないか。

目的 2. 新インバランス制度の観点

⇒小売電気事業者に需給ひっ迫の度合を示すことで、計画値同時同量遵守を促す。

- ・小売電気事業者は、GCまでに不一致を解消すればよく、GCに近い当翌日の広域予備率がより重要な意味を持つ。
- ・最大需要時と最小予備率時の2点でおおよその目安を示すことで充分か。
- ・全国统一の時刻での最大需要と最小予備率断面の供給力とする必要があるのではないか。

目的 3. 容量市場創設後、リクワイアメントのためのアラートの観点

⇒バランス停止機の選定に用いることになる。

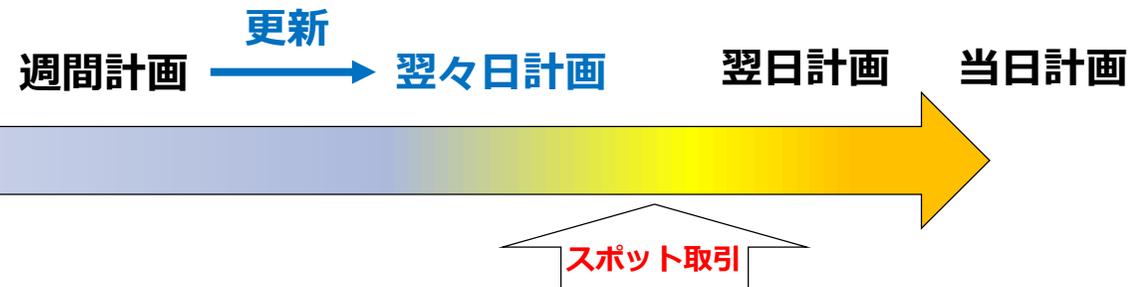
- ・上述の不等時性を解消した2点の供給力から計算した広域予備率で、バランス停止機の判断はできるのではないか。

【提案】 週間断面の広域予備率の粒度は、最大需要時と最小予備率時の2点としてはどうか。

- 現在、各一般送配電事業者は、管轄するエリアの最大需要想定時刻及び最小需要想定時刻の需給状況を提出している。
- 今後は、広域的に需給を調整するため、広域ブロック単位で最大需要が想定される時刻の需給状況を示すべきであるため、提出時刻を揃えて評価してはどうか。
- 併せてより有意な情報提供として、最小需要想定時刻の需給状況の取扱いを止めて、最小予備率想定時刻の広域予備率を算定・公表してはどうか。
- 広域ブロックの最大需要発生時刻及び最小予備率発生時刻は時期により異なるため、広域機関で過去実績から全国の需要実績と供給力から月ごとに全エリア共通の時刻を年度初に指定することとしたい。
- ただし、全エリア共通の時刻とした場合、例えば、冬季の北海道エリアと他エリアとでは最小予備率時刻が大きく異なることが想定され、実運用上問題が無いかは確認が必要である。

【提案】広域機関が月ごとの共通時刻を指定することで、週間計画の不等時性を解消してはどうか。
※この変更により、各BGは、自身の販売計画や需要計画が最大時刻の計画を提出するのではなく、広域機関が指定した時刻の計画を提出することになることに留意が必要。

- 電源Ⅰ及びⅡの公募が残る期間であり、需給ひっ迫のおそれがある場合は、各一般送配電事業者から電源Ⅰ、Ⅱの起動ができる。また、容量市場の開始前であり、事業者に対してリクワイアメントはない。
- このことから、2023年度までは翌々日計画の策定を行わないこととしたい。
- 週間計画から翌々日までに気象情報の変更に伴い、想定需要や再エネ予測が変化する。また、2024年度以降、週間計画断面から需給注意報（需給ひっ迫のおそれ判定）を行っていくが、特に週間断面では広域機関による需給注意報の発出はないものの、翌々日断面で同注意報が必要となるケースを想定すると、スポット取引前に更新された広域予備率で需給注意報の判定、周知が必要になるか。
- 翌々日計画としては、スポット市場や需給調整市場(三次②)の約定が決まらない断面であり、計画の目的が週間計画と同様であるので、週間計画より変更があった場合に、週間計画を更新する形の計画提出方法をベースに具体的な検討を進めてはどうか。



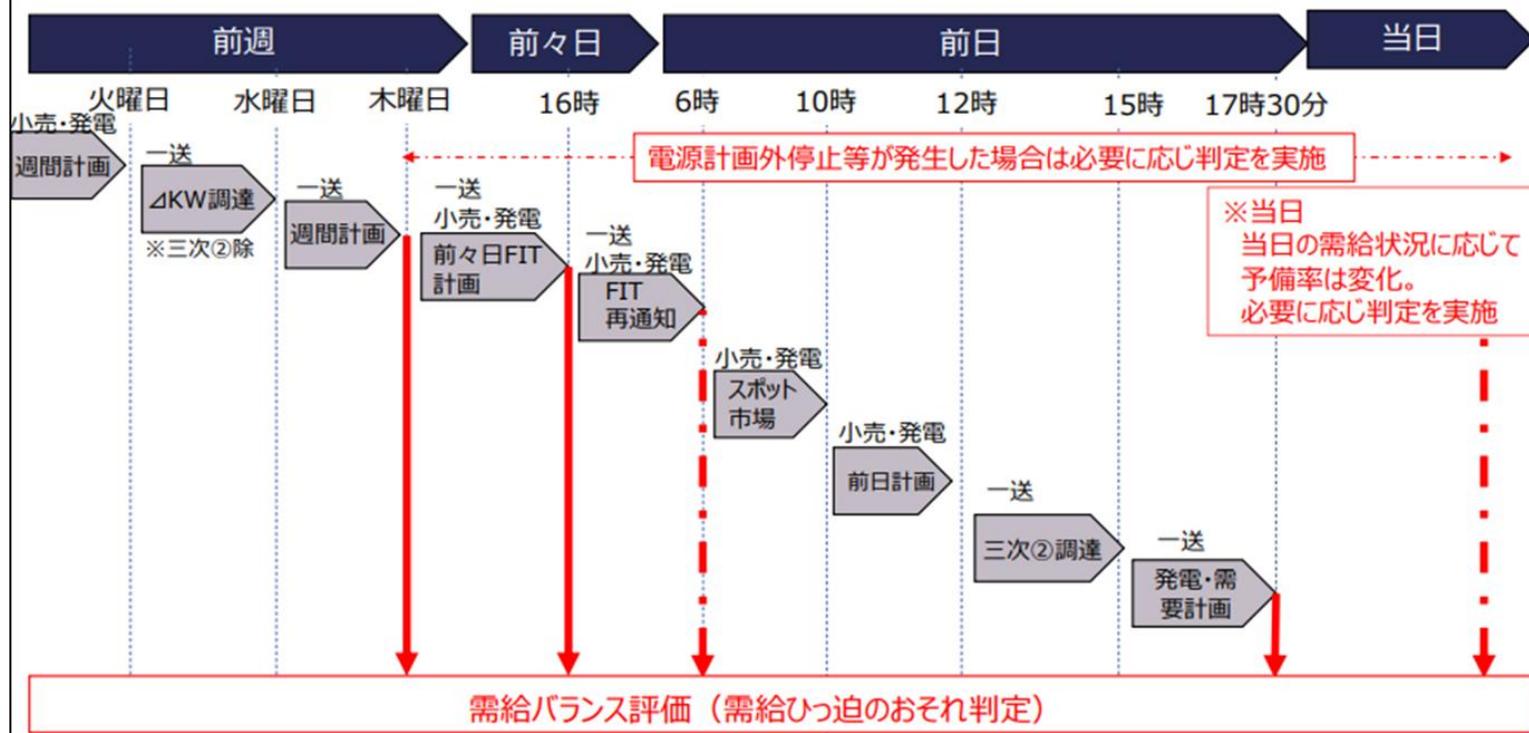
【提案】 翌々日断面は2024年度以降、週間計画を更新する形で広域機関に計画を提出してはどうか。

- 2024年度以降は、週間断面の需給注意報を受けた事業者の行動（計画変更）をスポット前に反映する必要があるのではないか。

需給バランス評価（需給ひっ迫のおそれ判定）のタイミング

21

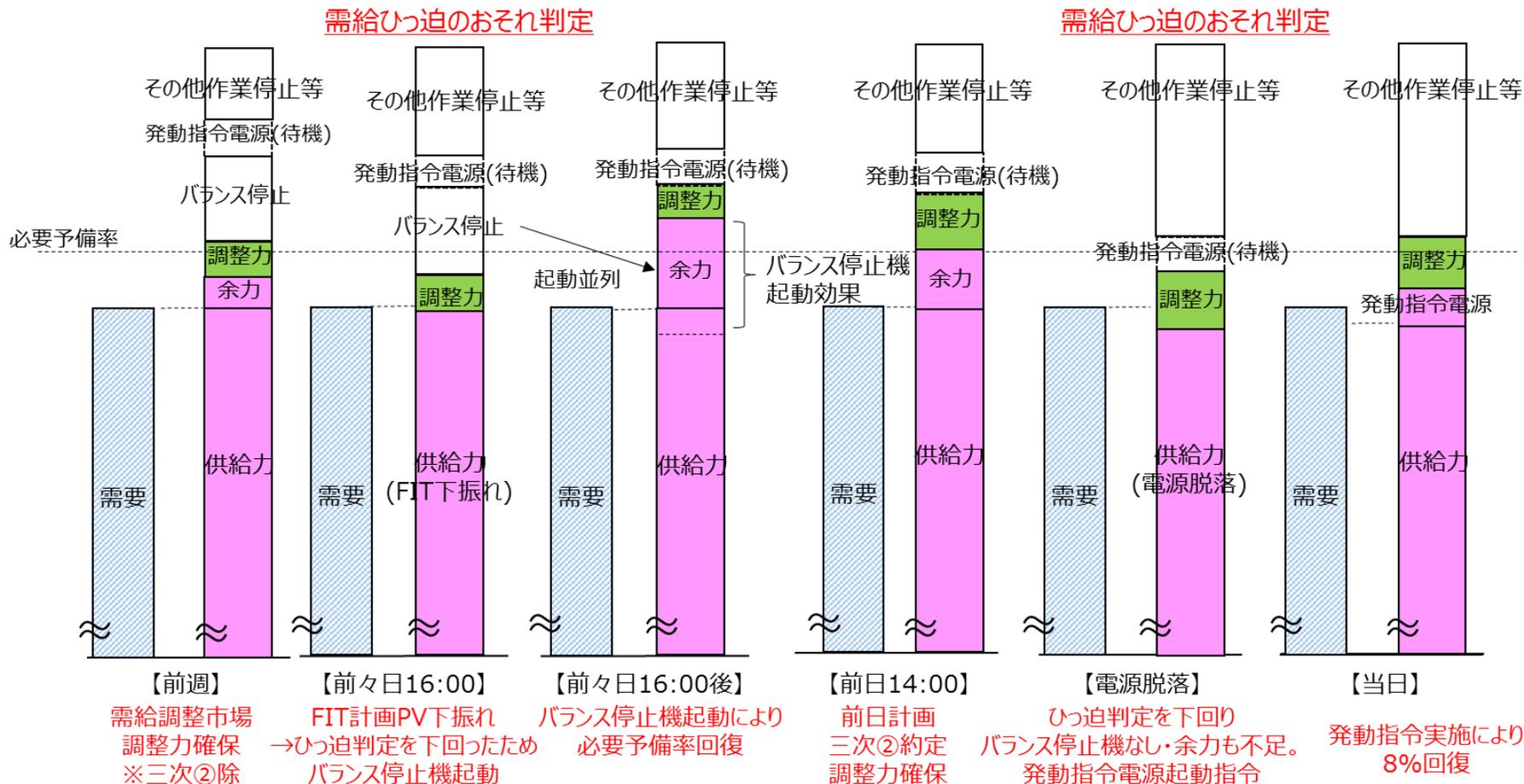
- 需給バランス評価のタイミングにおいて、基本的に需給ひっ迫のおそれ判定を実施することとなるか。
- 具体的には、前週木曜日に翌週の需給バランスを評価し、その後の追加的な計画外停止等の発生時に必要に応じ評価してはどうか。また、前日スポット市場の前（例；前々日のFIT特例①の配分時など）に再評価してはどうか。
- 前日の前日計画受領以降は、需給状況の変化等を踏まえ、30分コマ単位で、より精緻に評価することとなる。



スポット取引前の翌々日断面に、最新の気象情報を反映した計画に基づいた広域予備率が必要か。

■ 需給ひっ迫時の需給バランスの推移イメージを以下に示す。

(例) 週間発電計画→FIT特例計画→前日計画→三次②約定 (需給調整市場) →電源脱落→当日



※その他作業停止等に、事故停止、自然変動分等を含む

■ 対象期間及びエリア

対象日：2018年12月～2019年11月の平日（実績 月間H1発生週 × 12か月） サンプル数：60日
 エリア：東京（揚水設備の供給力に占める割合が多いエリアで評価）

■ 目的

- (i) 週間計画において、揚水供給力を調整係数*で評価したケースの予備率(以下、①調整係数)と、現状の手法で評価したケースの予備率(以下、②現手法)の差異を確認する。
- (ii) 週間断面の予備率(①調整係数,②現手法)と前日断面の予備率(以下、③前日予備率)を比較し、(i)により得られた手法の差異が有意なものか確認する。

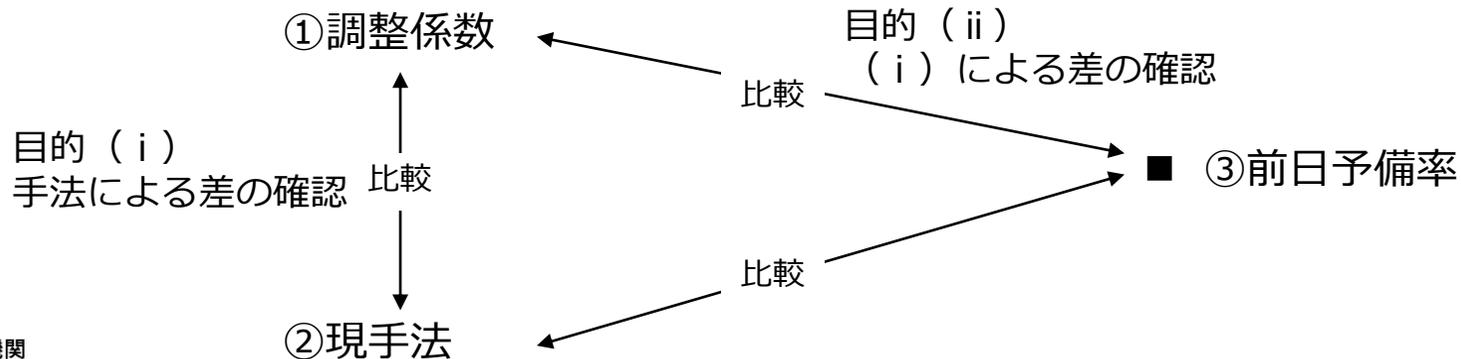
*揚水の調整係数における運転継続可能時間は、日々の揚水運用として上池に水を戻せる前提で、満水位前提の値として評価。

■ 方法

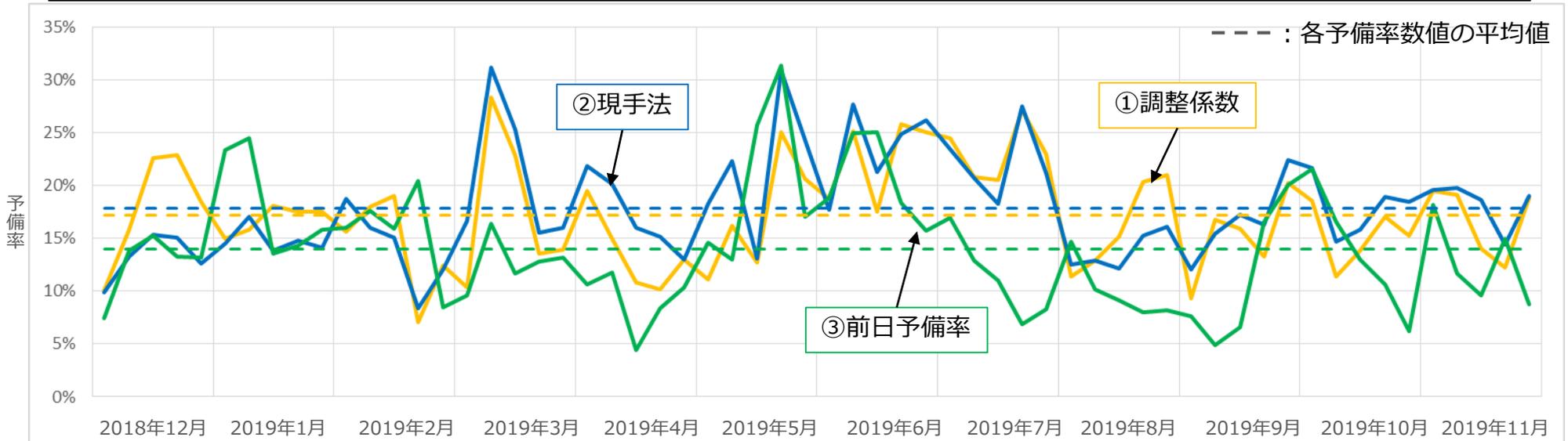
- ・対象期間における各週間計画作成時の想定需要及び揚水以外の供給力を固定した上で、調整係数及び現手法により算出した揚水供給力を計上し、仕上がり前の予備率をそれぞれ①調整係数、②現手法とする。
- ・③前日予備率は、対象日の前日夕方に広域機関に提出した計画に基づく。

比較関係図

■ 週間断面の予備率

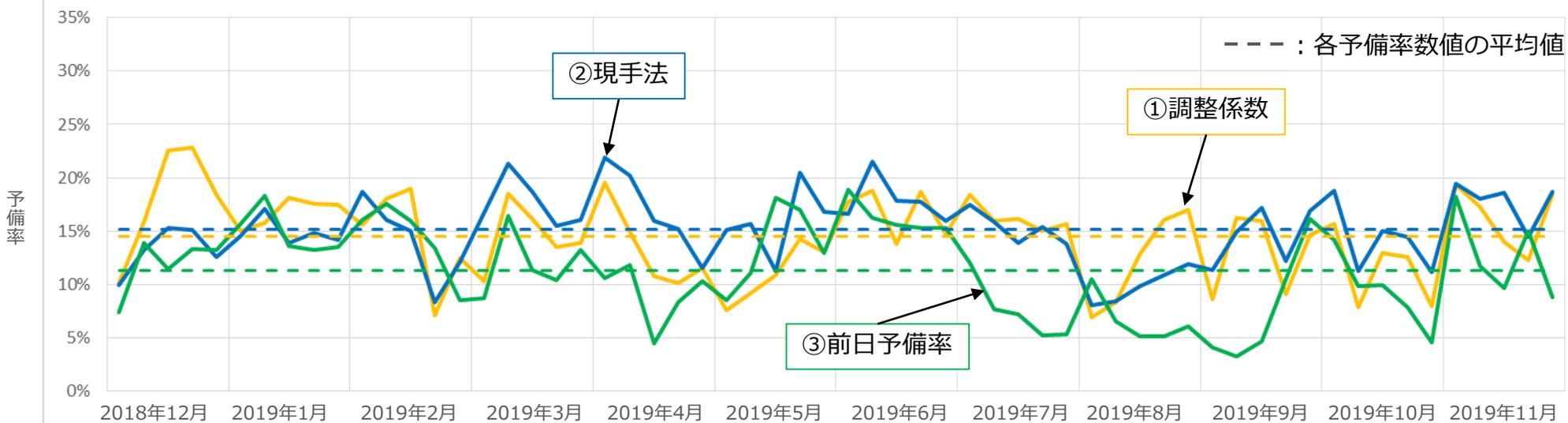


- 週間計画時の予備率(①調整係数,②現手法;潜在計算)の差、及び、③前日予備率との差を示す。
- 東京エリアの週間断面の予備率に与える揚水算定方法の影響は、平均で-0.7%であった。



	目的 (i)		目的 (ii)	
	①調整係数 - ②現手法	①調整係数 - ③前日予備率	①調整係数 - ③前日予備率	②現手法 - ③前日予備率
平均	-0.7%	3.2%	3.2%	3.9%
標準偏差	3.3%	6.6%	6.6%	6.3%
(差分値)※	(6.9%)	(15.9%)	(15.9%)	(16.4%)

- 週間計画時の予備率(①調整係数,②現手法;潜在計算)の差、及び、③前日予備率との差を示す。
- 最小予備率断面においても、手法による差の傾向は最大需要時の場合と同様である。
週間及び翌日断面における予備率の差異は、揚水供給力想定方法による影響は限定的である。



	目的 (i)		目的 (ii)	
	①調整係数 - ②現手法	①調整係数 - ③前日予備率	①調整係数 - ③前日予備率	②現手法 - ③前日予備率
平均	-0.7%	3.2%	3.2%	3.9%
標準偏差	3.4%	4.6%	4.6%	4.2%
(差分値)※	(6.9%)	(11.8%)	(11.8%)	(11.9%)

※プラス側、マイナス側の上位3点の算術平均のうち、絶対値が大きい方を記載

- 東京エリア以外での傾向を把握するため、中部・関西エリアで現手法と調整係数の差を比較した。
- 3エリアで均平化後（連系線制約無視）の予備率数値の平均誤差は、最大需要時・最小予備率時共に1.0%未満であり、現手法に対しそんなレベルでの揚水供給力の評価が可能と考えられる。

■ 最大需要時

	東京	関西	中部	3エリア 広域ブロック化 ^{注2}
平均	-0.7%	0.6%	3.8%	0.8%
標準偏差	3.3%	0.8%	3.2%	1.7%
(差分値) ^{注4}	(6.9%)	(1.7%)	(11.3%)	(4.6%)

■ 最小予備率時

	東京	関西	中部	3エリア 広域ブロック化 ^{注2}
平均	-0.7%	0.6%	1.2%	0.1%
標準偏差	3.4%	0.7%	1.9%	1.8%
(差分値) ^{注4}	(6.9%)	(1.7%)	(6.1%)	(4.0%)

注1) 対象期間：2018年12月～2019年11月の平日（原則 東京・関西・中部エリア合計需要実績の月間H1発生週 × 12か月）

注2) 広域ブロック化において連系線制約は考慮していない。

注3) 3エリア間の不等時性は考慮していない。

注4) プラス側、マイナス側の上位3点の算術平均のうち、絶対値が大きい方を記載

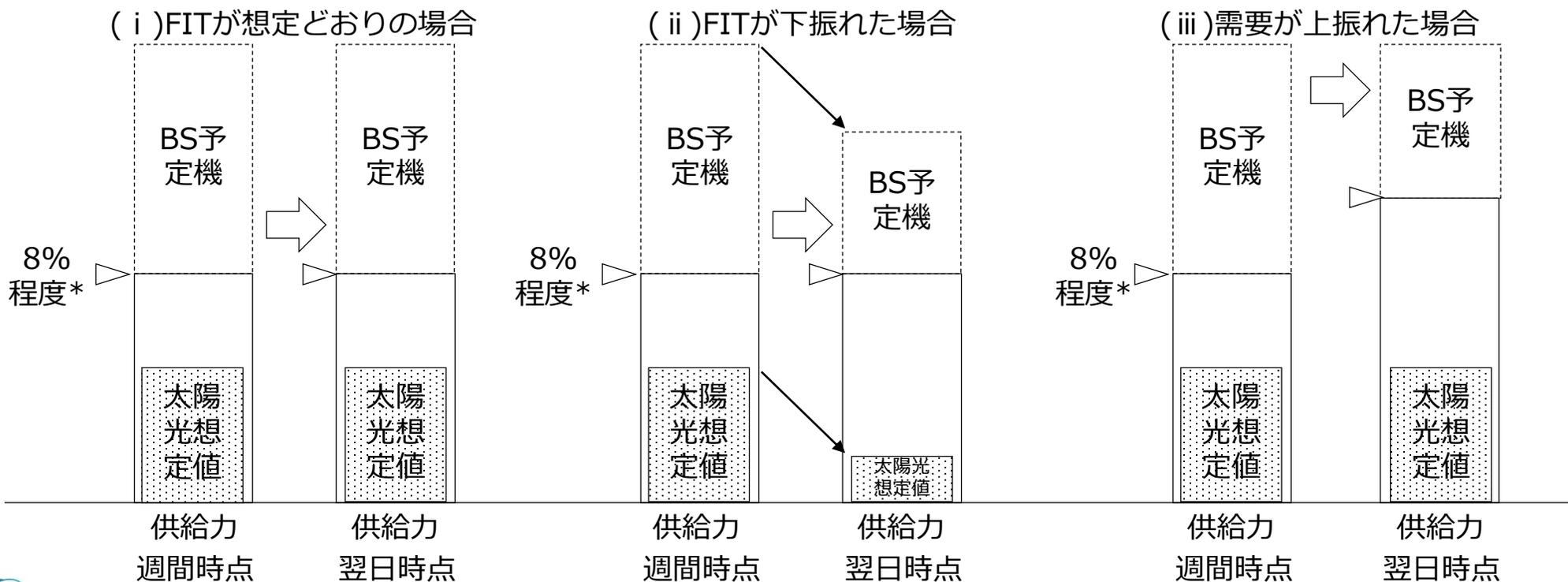
- 東京エリアにおいて、①調整係数と②現手法の手法による予備率の差を比較したところ、その差は平均で-0.7%で標準偏差で3.3-3.4%の範囲内に収まっている。中部・関西エリアでも比較し、3社の広域ブロックで評価したところ、概ね手法による差は限定的と言えるのではないかと。
- 一方、東京エリアにおいて、①調整係数と③前日予備率、及び、②現手法と③前日予備率を比較したところ、その差は、①調整係数と②現手法の手法による差に比べ平均して大きく、また、標準偏差も大きい。最大需要時及び最小予備率時ともに同様の傾向である。
- したがって、①と②の手法の差に関して、週間計画から翌日計画にかけては、揚発以外の太陽光の想定出力や連系線潮流の変化など、供給力を構成する他の要素の変動幅の方が大きいと、広域予備率の諸元としての供給力の差としては支配的ではないと考えられるのではないかと。
- 以上から、週間計画における揚水供給力の想定は、手法の統一化を志向し、実現性と計画の目的に資する精度を両立する案として、調整係数を用いた供給力の計上方法を採用してはどうか。
- また、九州エリアにおけるGWなど、明らかに再エネ抑制が見込まれる日において、揚発の調整係数の運転継続可能時間を一義的に満水想定で計算することは合理的ではない。これら特異日の想定は、乱発にならないように一定の配慮をしつつ、ある程度場合分けして運用していくこととしたい。

- 【提案】
- ・ 週間断面の揚水供給力は、原則、調整係数による評価としたいがよいか。
 - ・ ただし、運転継続可能時間は、再エネ抑制が見込まれる週などを考えると、一義的に決めるのは必ずしも合理的ではないため、場合分けした採用数値を一般送配電事業者と検討し、実運用に落とし込むことでどうか。

- 週間断面からバランス停止機の選定を行い、バランス停止予定の発電機の供給力を控除した広域予備率を示すべきか。それとも、実需給に並列できることを前提に、バランス停止機の選定はせず、発電可能な最大供給力で広域予備率を示すべきか。
- 2024年度以降は、事業者へのバランス停止機を起動するシグナルとするため、「バランス停止のまま実需給をむかえた場合の予備率」を示す必要があり、バランス停止機は供給力にカウントしないと整理されている。
- 容量市場開始前の2022年度以降においても、新インバランス制度下において、事業者に対し実需給で可能性が高い数値を示すことで、適切な行動を促せると考えられることから、週間断面でバランス停止の検討を行った上で、バランス停止機は供給力に含めないこととしてはどうか。発電可能な最大値では、適切な行動を促す周知にならないのではないか。

【提案】 週間計画においてバランス停止機の供給力はエリアの供給力に計上しないこととしてはどうか。

- 一般送配電事業者は、週間計画作成時点ではバランス停止を予定していたものの、週間断面から翌日断面にかけて、FITの想定が下振れした場合や需要想定を上方修正した場合などは、バランス停止を取り止め並列させて対応する。
- 広域予備率の見え方として、定性的には、FITや需要が想定どおりかどうかに関わらず、同じ程度の数値が公表されることとなる。週間から翌日にかけてFITや需要が想定から外れても週間時点と翌日時点で同じ程度の広域予備率となるのは、一般送配電事業者等が必要と判断した時にバランス停止機を並列しているためである。

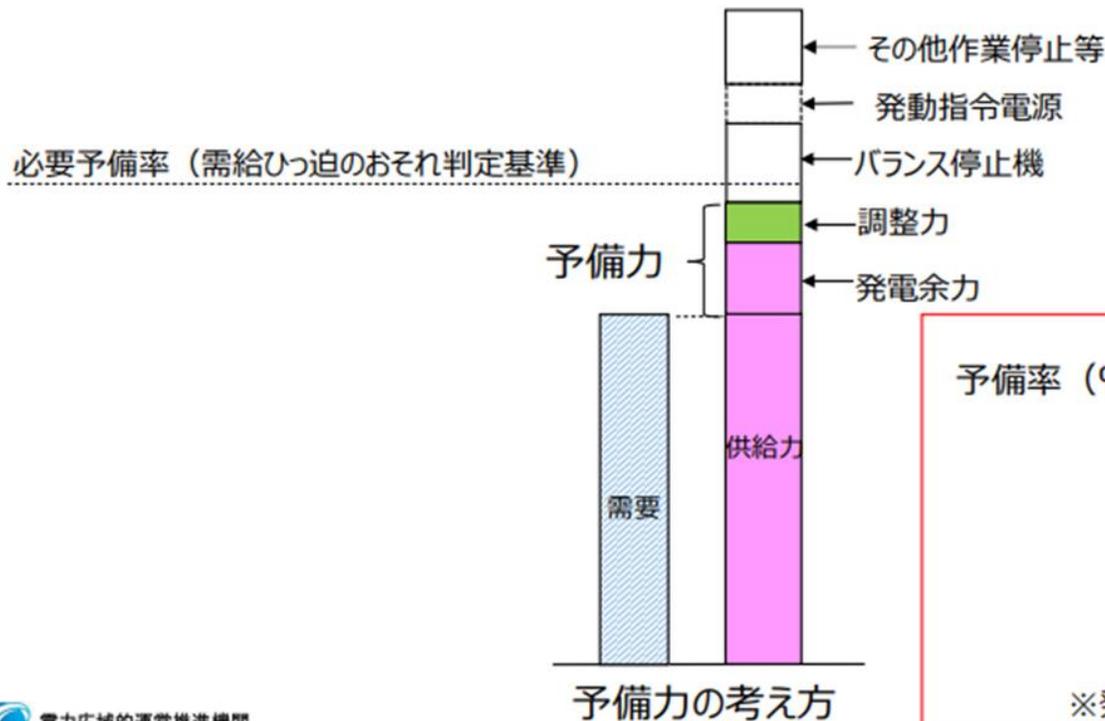


* バランス停止後の目安数値の一例である。

予備力（予備率）の算定条件

11

- 需給ひっ迫のおそれ判定で用いる予備力および予備率の算定条件は以下のとおり。
 - 予備力にはバランス停止機は計上しない。 起動並列されている発電機の余力と調整力を予備力とする。
 - 予備率が需給ひっ迫のおそれの判定基準を下回った場合、バランス停止機を起動（準備）させるために、需給ひっ迫のおそれを発令する。新たに起動並列を計画した発電機を予備力に計上し、予備率を再算定する。
 - 発動指令電源については、発動を判断したときに、予備力に計上する。



$$\begin{aligned} \text{予備率 (\%)} &= \frac{\text{予備力}^{\ast}}{\text{需要}} \times 100 \\ &= \frac{\text{発電余力} + \text{調整力}}{\text{需要}} \times 100 \end{aligned}$$

※発動指令電源は発動時に予備力に計上する

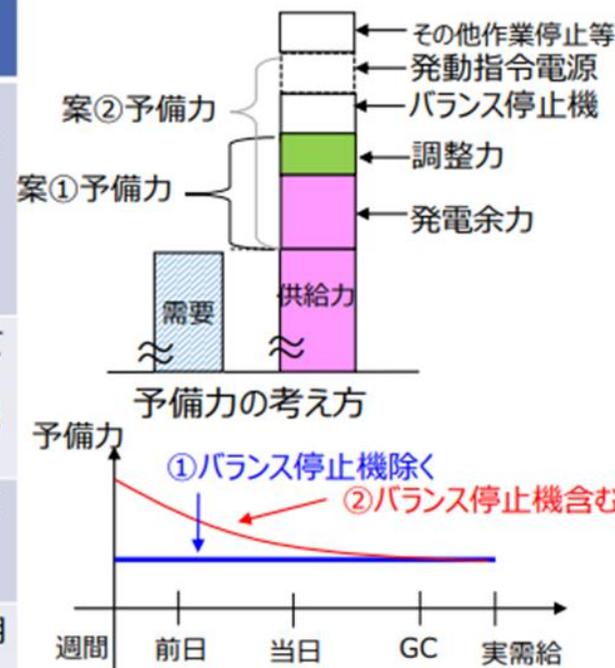
(参考) 予備力 (予備率) の考え方

12

- 予備力の考え方として、バランス停止機を予備力計上から除く案①と、予備力計上に含める案②が考えられる。
- 容量市場における「需給ひっ迫のおそれ判定」に用いる予備力 (予備率) の考え方としては、以下の理由からバランス停止機を予備力計上から除く案①を採用してはどうか。
 - 「需給ひっ迫のおそれ判定」の目的が、バランス停止機の起動並列 (準備) であること
 - 実需給断面で、週間断面 (バランス停止) の計画のまま電源状態が推移した場合の状況を示したいこと
 - 案②の場合、バランス停止機の起動並列時間 (機器状況により変化する) の把握が必要となること

予備力計上	①バランス停止機 除く	②バランス停止機 含む
予備力の変化	<ul style="list-style-type: none"> ・外的要因※がなければ、週間から予備力は変化しない ・外的要因※がなくても、バランス停止機の起動並列により予備力が増加する 	<ul style="list-style-type: none"> ・外的要因※がなくても、バランス停止機の起動並列が間に合わなくなると予備力が減少する ・そのときに「需給ひっ迫のおそれ」を発令しても一部バランス停止機は起動が間に合わないこととなる
評価方法の違い	<ul style="list-style-type: none"> ・週間計画のまま、バランス停止機が停止した場合の当日予備率が算出される 	<ul style="list-style-type: none"> ・予備力計上から除くタイミングとしてバランス停止機の起動並列時間 (機器状況により変化する) を把握することが必要
対応策	<ul style="list-style-type: none"> ・バランス停止機が予備力に入っていないことを広く周知することが必要 	<ul style="list-style-type: none"> ・発電事業者等から逐次情報収集することも考えられるが、事務処理が膨大となる
適性	<ul style="list-style-type: none"> ・バランス停止機の起動並列判断として活用しやすい 	<ul style="list-style-type: none"> ・実需給での予備力想定として活用しやすい

※計画外停止、需要見直し、FIT予測見直しなど



事故等外的要因なしの場合の予備力変化

(参考) 予備力 (予備率) の考え方 (補足)

13

- 「バランス停止機を予備力計上に含めない」案①の場合、週間計画断面での予備率は「週間計画 (バランス停止) のまま、実需給をむかえた場合の予備率」であることを周知する必要がある。
- 具体的には、週間計画断面の予備率で需給ひっ迫のおそれの判定をした場合、「週間計画のままだと、必要予備率を下回る可能性がありますので、バランス停止を行っている発電機は全台起動の準備をしてください」という警報的な意味合いとなる。そして、実需給の予備率が上昇することが期待される。
- 一方で、「需給ひっ迫のおそれ」という周知は、需要家に対する節電要請とも受け取られる可能性がある。
- 以上のことから、週間計画断面において前ページの案①の予備率で判定する場合、「需給ひっ迫のおそれ」という周知ではなく、「バランス停止機起動準備予報」(仮)の周知などのように、名称を区別した方がわかりやすいか。

- 水力
 - 非調整電源の水力は、BGが提出する発電計画値とする。
- 風力
 - 太陽光との相関関係などを考慮し、週間天気予報の風況予測に基づく出力カーブとする。ただし、システム対応が必要な会社もあることや現時点においては太陽光に比べて影響が大きくないことも踏まえ、最終的な目標は風況予測によるシステム対応を目指すものの、暫定的に調整係数や過去実績に基づく出力カーブも許容する。
- 太陽光
 - 実現性や費用対効果、各社統一性という観点から案2を基本とする。
 - 案1. 当該月の平均的な出力カーブとする。
 - 案2. 日射量予測に基づいた出力カーブとする。ただし、日射量予測に基づく想定が困難な会社は、週間天気予報に基づいた出力カーブとし、晴れ・曇り・雨の3パターンを使い分ける。
 - ※週間断面での太陽光下振れ等の予測リスクは、今後の実績を見つつ検討する。

【提案】 週間計画における自然変動電源の想定は以下としたいがよいか

水力：BGの発電計画値とする。

風力：週間風況予測に基づく出力カーブを原則とする。ただし、最終的な風況予測によるシステム化を志向しつつ、調整係数等によるカーブも可としてはどうか。

太陽光：日射量予測に基づいた出力カーブとする。ただし、週間天気予報に基づき、晴れ・曇り・雨の3パターンを使い分ける方法も可としてはどうか。

- 連系線潮流は前日スポット取引により決まるため、週間・翌々日断面の計画潮流は存在しない。
- そのためスポット取引以前には何らかの想定が必要となり、以下の案が考えられる。
 - 案1. 各一般送配電事業者で想定する
 - 案2. 広域機関が作成する予想潮流※を使う
 - ※系統利用者の発電販売計画・需要調達計画を積み上げて作成。ただし、各種計画値の積み上げが明らかに現実と乖離があると考えられる場合、現状においても事業者の確認等を行い補正していることがある。
- 案1は一般送配電事業者ごとに想定するため、同一連系線の両側の一般送配電事業者間で差異が出てしまうのではないかと。その差異をなくすことを目指すよりは、案2を使うことが適当ではないかと。
- 以上から、連系線潮流は、広域機関が作成する予想潮流を用いることで統一したい。また、最大需要時刻及び最小予備率時刻の2点で予想潮流を作成する方向で検討したい。

【提案】 週間断面の連系線予想潮流には、広域機関が作成した予想潮流を用いることとしたいがどうか。

■ 今回の事務局の提案をまとめると下表の通り。提案内容は、原則的な事柄を示す。

小項目		論点	今回の提案	開始時期
b. 供給力想定 （前日スポット取引後）	b-1. 調整電源 （揚水発電） の潜在計算	調整電源(揚水発電) の潜在計算方法 （揚水発電がある エリアの予備力計 上方法の統一化）	予備率一定	広域予備率 運用前倒し 年度から
	b-2. 非調整電 源の想定 方法	太陽光及び風力の 予測方法とFITイン バランス特例制度 の整理	<ul style="list-style-type: none"> ・ 一般送配電事業者がFIT②, 非FIT含め想定する（2023年度まで） ・ 2024年度以降、FIT②, 非FITのBG計画を用いることも含め継続検討。 	

- 今回の事務局の提案をまとめると下表の通り。提案内容は原則的な事柄を示す。
- 今回提案の供給力統一化方法について、**大筋了承いただければ各社中給システム改修の要件定義に入る。概ね2年程度で改修が完了する見通し**のため、システム面では広域予備率による需給運用は最も早くて**2022年4月からスタート**できることになる。

小項目		論点	今回の提案	開始時期
c. 供給力 想定 (前日ス ポット取 引前)	c-1. 計画の点 数及び時 間帯	計画点数の検討	週間・翌々日ともに2点とする	広域予備率 運用前倒し 年度から
		不等時性の扱い	広域機関が指定する時刻で統一する	
		翌々日計画の運用開始時期	2024年度からとする	
	c-2. 調整電源 の想定方 法	調整電源の潜在 計算の必要性	週間・翌々日ともに調整係数による評価とする	広域予備率 運用前倒し 年度から
		バランス停止機 の扱い	バランス停止機の供給力は、エリアの供給力から控除する	
	c-3. 非調整電 源及び連 系線潮流 の想定主 体と方法	非調整電源の想 定方法（自然変 動電源）	水力：BGの発電計画値とする。 風力・太陽光：風況予測・日射量予測 による想定を原則とする。ただし、週 間断面は、調整係数や天気予報のパ ターンによる想定も可とする	※
連系線潮流の想 定方法		広域機関作成の予想潮流を用いる		

※現在広域機関が作成している予想潮流を用いることができるか確認していく。

- 今回事務局が提案する、一般送配電事業者が広域機関に提出する計画の変更案は、計画策定断面ごとに下図の通り。
- 開始年度に留意し、必要に応じ送配電等業務指針の変更等を検討していく。

● 広域予備率演算・公表の範囲

提出する計画	年間計画 (第1-2年度)	月間計画 (翌月・翌々月)	週間計画 (翌週・翌々週)		翌日計画	当日計画
提出期限	毎年3月25日	毎月25日	毎週木曜日	毎日 ^(注1)	毎日 17時30分	毎GC
計画点数	各月平休日の 最大需要時及 び最小需要時 の2点	各週平休日の 最大需要時及 び最小需要時 の2点	日別の広域 機関が指定 した時刻 ^(注2) の2点	翌々日の広域 機関が指定し た時刻 ^(注2) の2 点の数値更新	翌日の30 分毎の48 点	当日の30 分毎の48 点

変更範囲

運用開始時期

- 広域予備率運用前倒し年度～
- 2024年度～

注1) 提出期限の時刻は未定
注2) 月ごとに広域機関が指定する

論点 2

広域予備率による運用の開始時期

③は、制度面及び運用面から総合的にターゲット設定するため、別資料で説明する。

No.	大項目	小項目	前回	今回
①	広域予備率算定方法	計算ロジックの基本的な考え方	計算手法の確認	(広域システム要件定義へ)
②	広域予備率算定諸元の統一化	a. 需要想定	現状の確認	-
		b. 供給力想定 (前日スポット取引後) b-1. 調整電源の潜在計算 b-2. 非調整電源の想定方法	論点の整理	【本委員会付議】 供給力想定方法の妥当性確認
		c. 供給力想定 (前日スポット取引前) c-1. 計画の点数及び時間帯 c-2. 調整電源の想定方法 c-3. 非調整電源及び連系線潮流の想定主体と方法	論点の整理	 (中給システム改修要件定義へ)
③	広域予備率による需給運用開始時期	市場や各制度の開始時期、①②の考え方に基づくシステム改修時期を踏まえ、いつから運用を開始するか	-	【本委員会付議】 運用開始時期のターゲット設定

- 広域予備率の算定諸元となる想定需要と供給力は、統一化を志向し、各一般送配電事業者との検討結果を示した。
- 本日晒した積み上げ方で各社中給システムの改修を進めていきたいがどうか。
- これらの内容を踏まえ、広域機関システムと各社中給システムは2022年3月を目途に改修が完了するスケジュールとなり、システム面では2022年度から広域予備率による運用開始が可能となる見込みである。