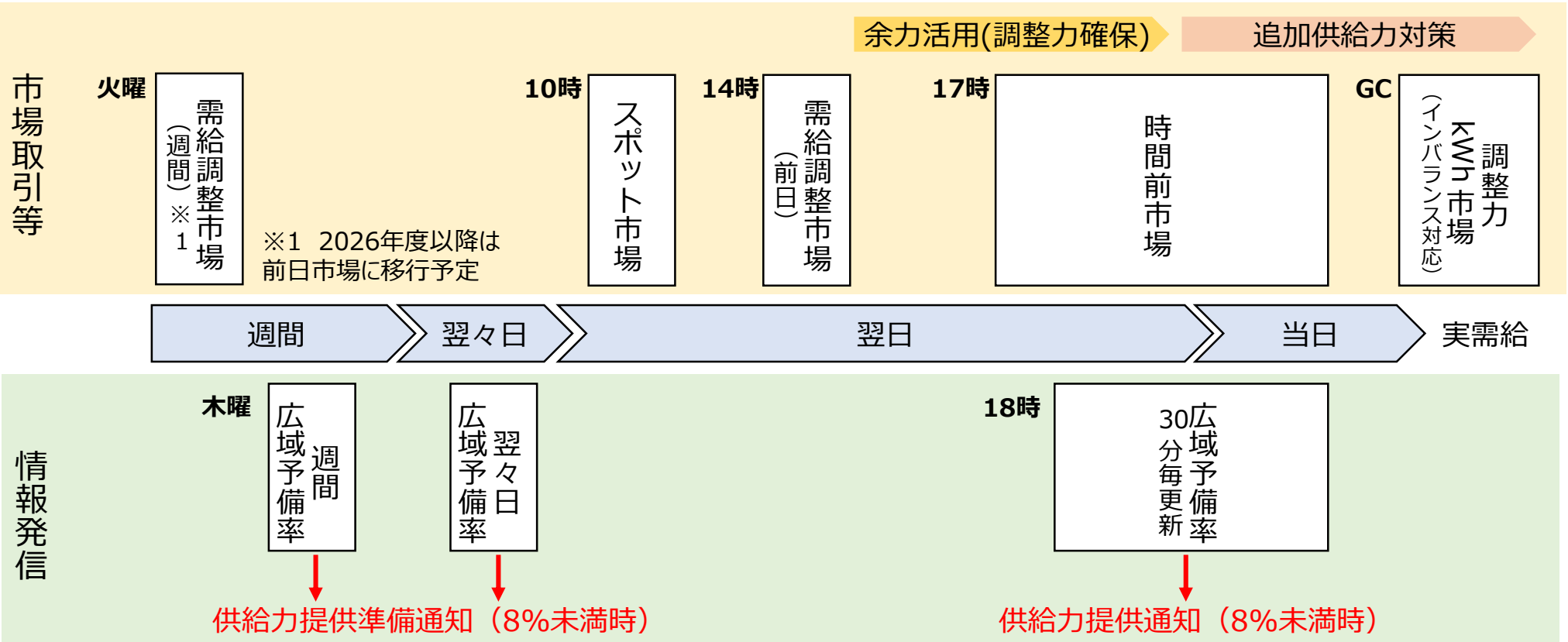


# 2025年度夏季の広域予備率の状況 および今後のシグナルの在り方について

2025年11月26日

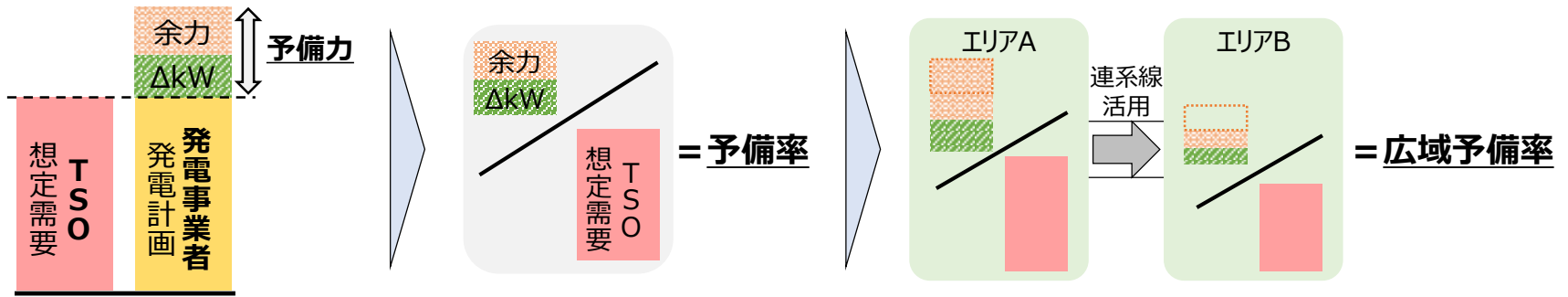
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局

- 2024年度当初の需給運用において、広域予備率の低下やそれに伴う追加供給力対策の頻発等の課題が生じていたため、予備率の算定方法や余力活用による運用の見直し等の対策を実施している。
- 本日は、第110回本委員会に引き続き、2025年度夏季の需給運用の状況を報告する。また、これを踏まえて広域予備率やそのシグナルとしての方向性を提案するため、ご議論いただきたい。



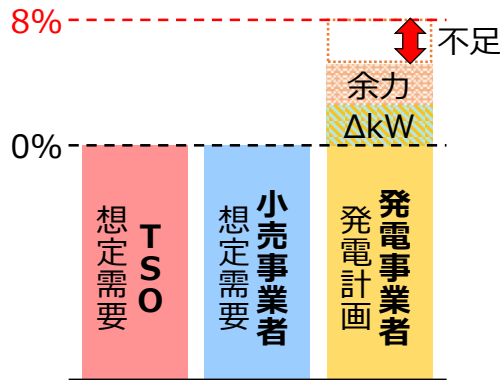
- **予備率**は一般送配電事業者が想定する需要に対する**予備力の割合**であり、**連系線を活用してエリア間の均衡をとった広域的な予備力の状況が広域予備率**である。
- 予備力は、余力や調整力を含む供給力の合計から一般送配電事業者の想定需要を引いて、残った供給力である。
- そのため予備率が低下するケースは、各事業者の想定の違いから生ずる供給力の調達不足等が要因である。

予備率の計算方法

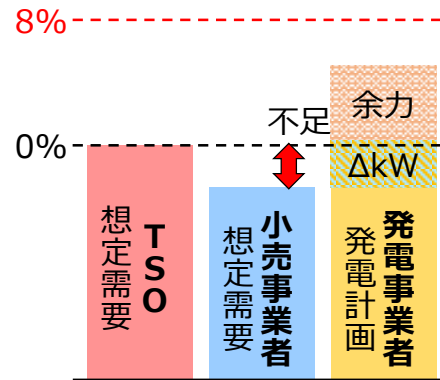


予備率が低下する場合

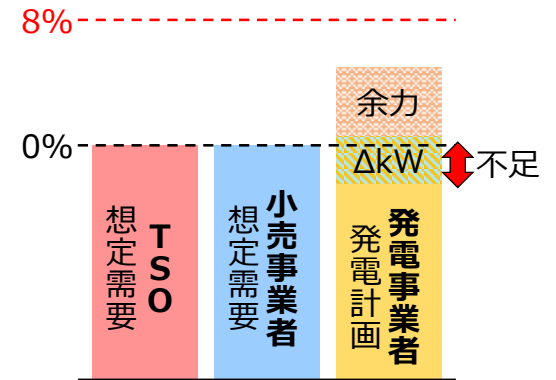
調整力・余力が不足するケース



想定需要に違いがあるケース

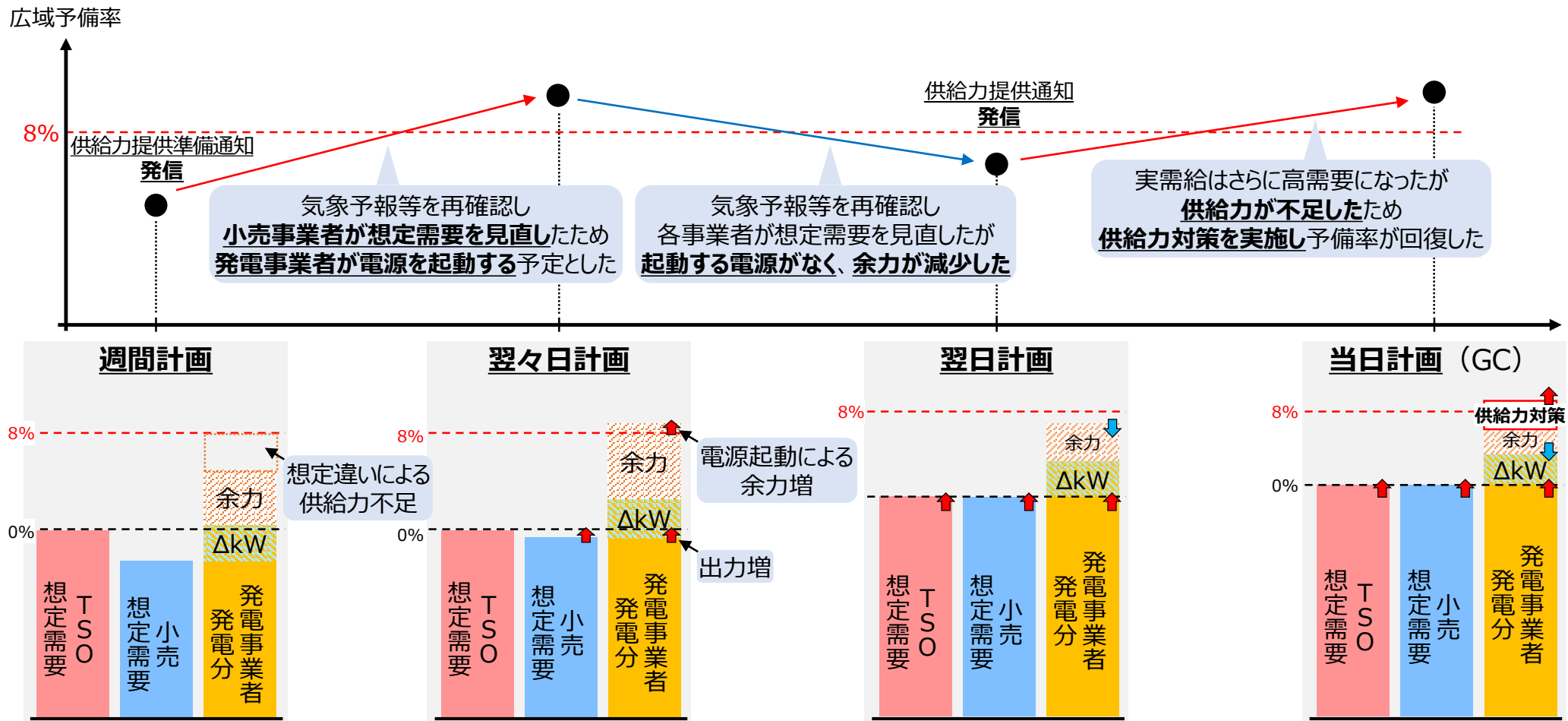


需要に対して供給力が不足するケース



- 小売事業者は**気象予報等に基づき、週間計画から当日計画に向けて需要の想定を変更していく。**
- それに合わせ、発電事業者と相対取引や卸市場取引を行うことで、**発電事業者の発電量や余力の計画が変化し、予備率も変動することになる。**

(例) 各事業者の行動による供給力と予備率の推移



1. 2025年度夏季の広域予備率の状況
2. 今後のシグナルの在り方について
3. まとめ

- 2024年度と比較して、各エリアの供給力提供準備通知の日数は増加した。供給力提供通知のコマ数は基本的に減少傾向であり、東京エリアは特に減少した。
- ゲートクローズ時点で最終的に8%未満となったコマ数は、北海道エリアを除いて減少した。

### 供給力提供準備通知

週間計画・翌々日計画の  
供給力提供準備通知の対象日数

	週間計画		翌々日計画	
	2024	2025	2024	2025
北海道	7	9	12	36
東北	12	12	41	44
東京	12	12	50	45
中部	11	9	37	42
北陸	3	7	7	41
関西	2	7	5	41
中国	2	0	5	40
四国	2	2	5	22
九州	2	0	5	40
計	53	58	167	351

### 供給力提供通知

翌日計画・当日計画の  
供給力提供通知の対象コマ数

	2024	2025
北海道	97	107
東北	125	80
東京	442	199
中部	272	214
北陸	272	217
関西	267	217
中国	265	137
四国	245	64
九州	240	137
計	2,225	1,372

### 最終的な8%未満

ゲートクローズ時点で  
8%未満のコマ数

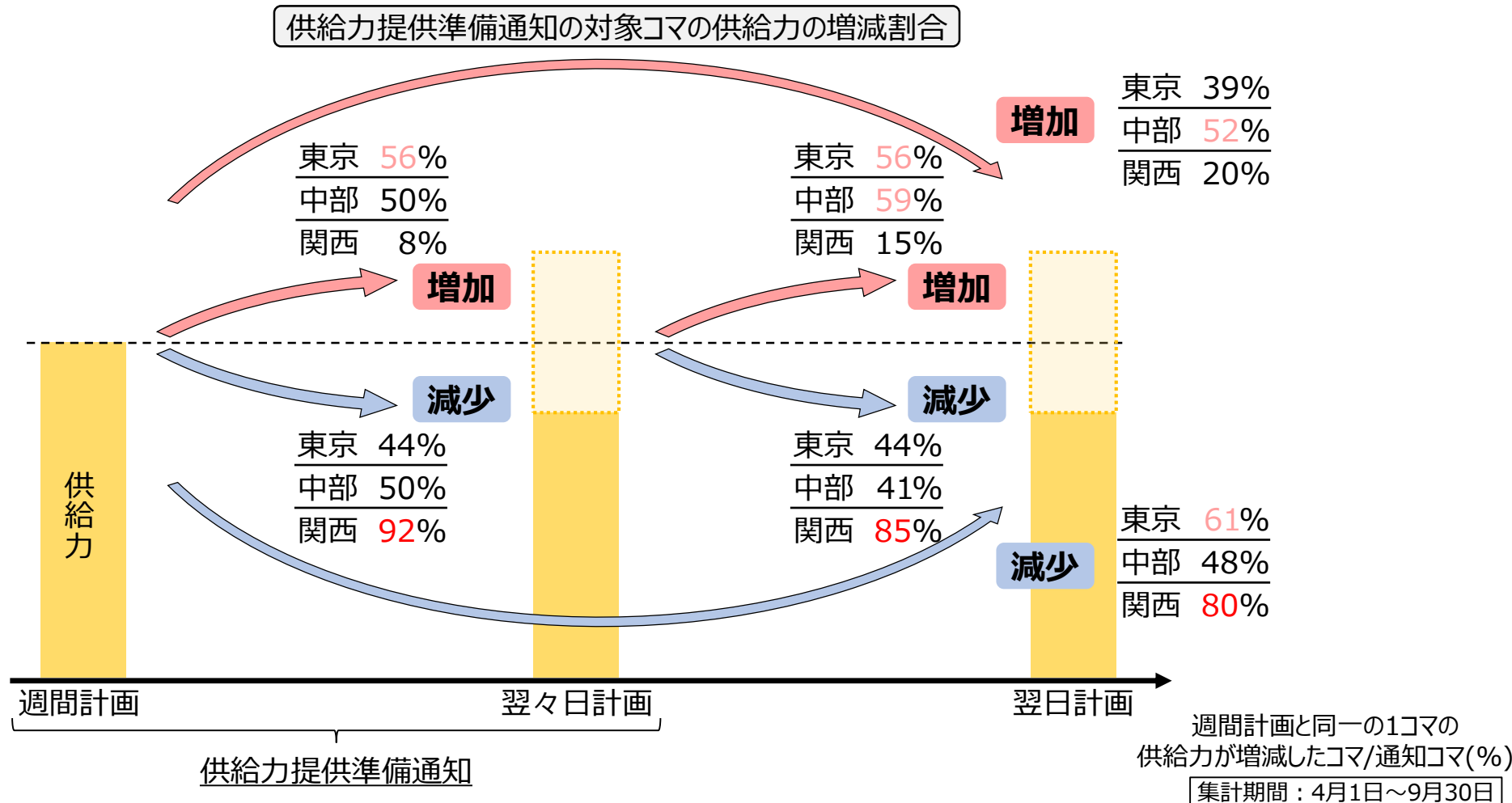
	2024	2025
北海道	0	10
東北	16	6
東京	89	31
中部	30	17
北陸	28	17
関西	17	17
中国	17	9
四国	17	5
九州	18	9
計	232	121

### H3需要（速報）

H3需要を超過した日数

	6月	7月	8月	9月
北海道	9	12	4	6
東北	7	9	2	5
東京	8	0	3	10
中部	10	11	13	10
北陸	7	8	7	12
関西	10	4	4	11
中国	9	0	1	10
四国	7	0	2	9
九州	11	0	0	10
計	78	44	36	83
2024計	15	32	44	106

- 供給力提供準備通知が発信された日における各エリアの供給力の増減を確認した。
- 様々な暫定対策を実施し、広域予備率の信頼性向上を図ってきたが、週間計画から翌々日計画、翌々日計画から翌日計画、さらに週間計画から翌日計画に対する供給力の傾向を確認すると、通知の発信によって供給力が増加するといった傾向があるとは言えないことがわかる。



# 追加供給力対策の発動実績（2025/4/1～9/30）

- これまで各エリアが実施した追加供給力対策の実施回数を示す。
- これまでは揚水発電機の一時的な運用切り替え（BG運用→TSO運用）の実施が主で、発動指令電源は東京エリアで1回発動した。

## 2025年度夏季の追加供給力対策の発動実績

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
揚水発電機の運用切り替え	23	0	10	36	34	34	33	0	33
安定電源への電気の供給指示	6	5	12	9	8	8	3	1	3
余力活用電源の追加起動	5	3	2	5	0	2	2	0	0
発動指令電源の発動※	0	0	1	0	0	0	0	0	0※
増出力運転	0	0	1	0	0	0	0	0	0

※10/14に発動実績あり

## （参考）2024年度の発動指令電源の発動回数 ※2024/4/1～9/30

項目	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
発動指令電源の発動※	1	5	10	9	8	8	8	8	8

※ 発動指令電源は2グループに分けて発動しており、発動数の多いグループの発動数を記載

- 第110回本委員会と同様に、広域予備率の低下要因として、翌日計画で広域予備率が低下したコマの不足インバランスと調整力の不足による影響を分析した。
- 9月までの需給状況を分析したところ、小売事業者の調達量が充足しているにも関わらず調整力不足により広域予備率が低下（供給力提供通知の発信）する事象はほぼ発生していない。
- また、小売事業者の調達量が不足している場合には、調整力を確保していても広域予備率の低下要因となる可能性があることがわかる。

## 翌日計画で供給力提供通知を発信したコマの状況

		小売事業者の調達状況 <sup>※1</sup>					
		不足 68%			余剰 32%		
一般送配電事業者による 電源起動後の調整力確保状況 <sup>※2</sup>	不足 16%	東京2%	中部15%	関西29%	東京0%	中部1%	関西10%
	充足 84%	東京96%	中部67%	関西17%	東京2%	中部18%	関西44%

※1 翌日計画の一般送配電事業者の想定需要に対する小売事業者の調達過不足の割合

※2 需給調整市場の取引後に、一送が電源の追加起動ならびに揚水運用切替を行った後に、なおも調整力必要量を充足していない状況

1. 2025年度夏季の広域予備率の状況
2. 今後のシグナルの在り方について
3. まとめ

- これまで2024年度以降の広域予備率に基づく需給運用の状況を分析し、シグナルとしての広域予備率を改善する暫定対策を実施し、恒久対策の方向性を示した。
- 今回は、前回示したNo.1,3の広域予備率やシグナルに対する検討を進めた。

No.	検討課題	検討の方向性	短期的な暫定対策
①	予備率算定の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓（短期）需給調整市場の取引実態を踏まえた、週間および翌々日計画の広域予備率低下の対策</li> <li>✓（中長期）一般需要家・発電事業者・小売事業者に対して示すべき広域予備率</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 週間・翌々日の広域予備率の算定において、需給調整市場の調達不足分や市場取引前の三次②の想定必要量に対して、余力活用電源の対応可能量を供給力に計上する。（2026年度から需給調整市場が前日取引化するため、週間計画・翌々日計画に調整力の必要量に応じて余力活用電源の対応可能量を供給力に計上することになる。）</li> </ul>
②	揚水発電の余力活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓（短期）一送が調整力を確保しきれない場合の対策</li> <li>✓（中長期）揚水事業者が定める余力範囲の考え方</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 需給調整市場での調達不足時に余力活用電源の追加起動を行ってもなお調整力必要量を充足できない場合には一時的なTSO運用を行うことを認める。</li> </ul>
③	市場シグナルの実効性	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓（中長期）取引実績を引き続き確認しつつ、供給力提供（準備）通知によって、電源起動（準備）や揚水のポンプアップが必要な時に適切に実施できるような仕組み</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 国や電力・ガス取引監視等委員会における議論を踏まえて検討する。</li> </ul>
④	追加供給力対策の実施順位	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓（短期）更なる実施順位の変更要否</li> <li>✓（中長期）あるべき実施順位の考え方</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 発動指令電源を5%未満で実施することに加えて、揚水発電の運用切り替え、余力活用電源の追加起動を8%未満、オーバーパワー運転等を5%未満で実施する。</li> </ul>



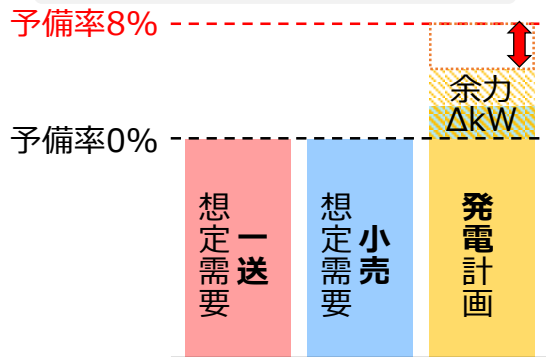
No.	検討課題	恒久対策の方向性
①	予備率算定の考え方	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 発電事業者・小売事業者・一般需要家それぞれに示すべきシグナルについて検討する</li> </ul>
③	市場シグナルの実効性	<ul style="list-style-type: none"> <li>• インバランス料金制度の見直しも考慮する必要がある</li> </ul>
②	揚水発電の余力活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 需給調整市場における制度的措置や同時市場の導入についての検討状況を踏まえて必要に応じ検討する</li> </ul>
④	追加供給力対策の実施順位	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 今年度の実績および同時市場の導入についての検討状況を踏まえて必要に応じ検討する</li> </ul>

- 需給調整市場の調達未達の影響が広域予備率に直接反映されないようするなどの暫定対策を実施したが、課題の一部を手当したに過ぎないことから、依然として**各事業者にとって一定の分かりづらさが残っている**。
- 容量市場の仕組みである容量提供通知は、広域予備率に基づいて容量提供事業者（発電事業者）に通知される。容量提供事業者が通知に基づいて市場に売り入札を実施しても、小売事業者が十分に調達を行わない場合は供給力とならないため、**広域予備率の改善に寄与しない**。
- 本来の制度趣旨であれば、週間計画から適切に需給状況をシグナルとして示すことで、各事業者による市場取引を促すことで需給バランスが改善されることが望ましい。
- これらを踏まえ、一般需要家および各事業者に対し、**広域予備率に加えて新たなシグナルを設けることを検討する**。

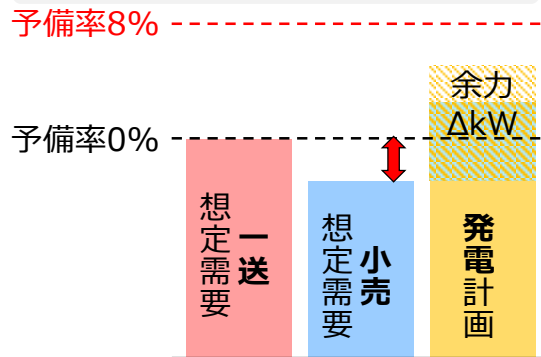
## 広域予備率のシグナルとしての改善に向けた論点（第110回本委員会で提示）

- 一般需要家に対する需給状況のシグナルと各事業者に対する需給状況のシグナルを兼ねている。
- 調整力・余力の過不足と供給力の過不足を同時に表現しており、広域予備率の低下要因を判断しづらい。
- 各事業者の行動によって広域予備率変動し、一般需要家にとって状況が分かりづらい。

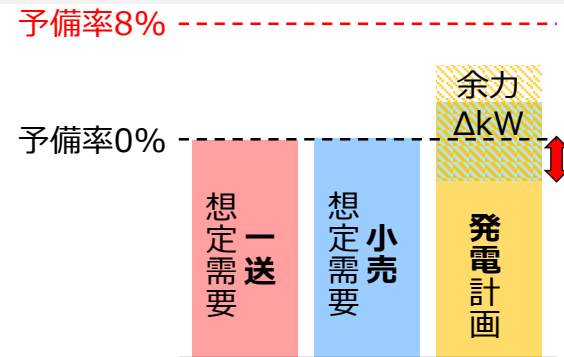
調整力・余力が不足するケース



想定以上に需要が増加するケース



需要に対して供給力が不足するケース



- 各事業者に対するシグナルを広域予備率だけで表すことにより課題が生じていると考えている。シグナルを一般需要家や各事業者に対してそれぞれ設定し、的確にメッセージを示すことが望ましいと考えて検討を行った。
- 具体的には、一般需要家に対するシグナルは、その変更による混乱を避けるため、予備率を用いることとし、より実態のひっ迫状況に近い、**追加供給力対策を加味した予備率**の検討を進めることが必要ではないか。
- 一般送配電事業者に対するシグナルは、調整力・余力といった予備力も含めた需給状況を示すことが必要であることから、シグナルとして**現状の予備率を用いることが望ましい**（新たなシグナルがあれば同時に活用する。）
- 小売事業者に対するシグナルは、一般送配電事業者との想定需要の違いや全体の調達状況を示し、市場による行動を促進できるような**新しいシグナルとすることが必要ではないか**。
- 他方で発電事業者に対するシグナルは、発電事業者が予備率の低下（需給状況の悪化）の要因によらず電源を起動（または予定）し、供給力または調整力（余力）を供出することが求められることから、調整力・余力も含めて表現できる**現状の予備率を示すことが望ましい**。

	一般需要家	一般送配電事業者	小売事業者	発電事業者
各者に求めたいこと	なし	追加供給力対策の実施	需要想定の見直し、確実な供給力の調達	バランス停止機の起動、供給力の追加供出など
各者に伝えるべきこと	真に需給がひっ迫していること	需給ひっ迫のおそれがあること	TSO想定需要と調達した供給力に乖離があること	供給力や調整力の過不足
現状のシグナルの課題	追加供給力対策等が反映されず、需給状況を見通せない	なし	低下の要因が分からない	低下の要因が分からない
<b>求められるシグナル</b>	供出可能な全ての供給力を踏まえた充足状況	現時点の供給力・調整力・余力を合わせた充足状況	TSO想定需要との乖離状況	供給力・調整力・余力のそれぞれの充足状況

予備率※

予備率

**新たなシグナル**

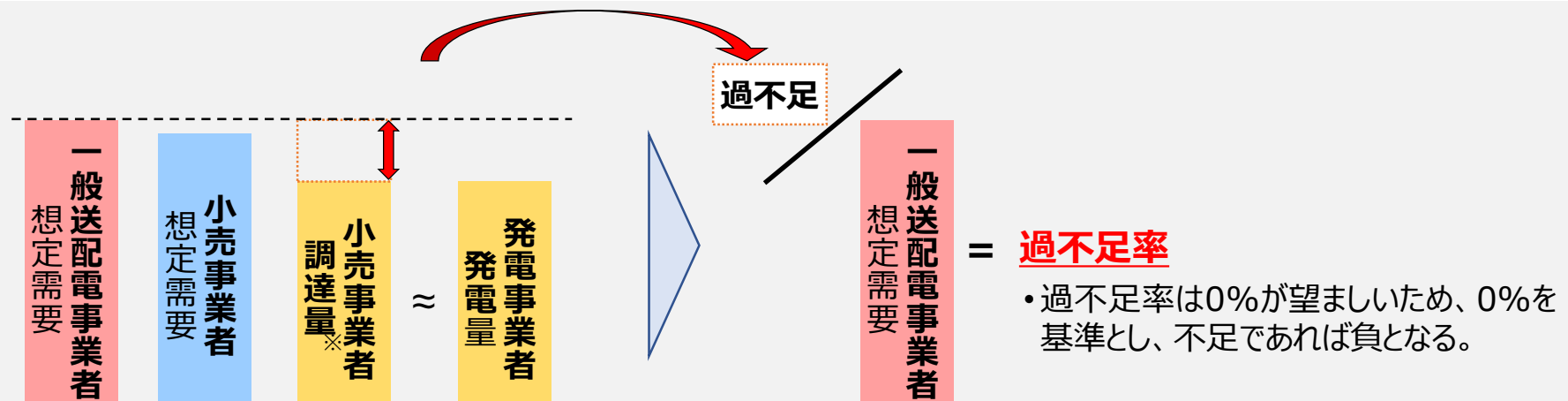
**新たなシグナル**

予備率

※追加供給力対策を加味した予備率

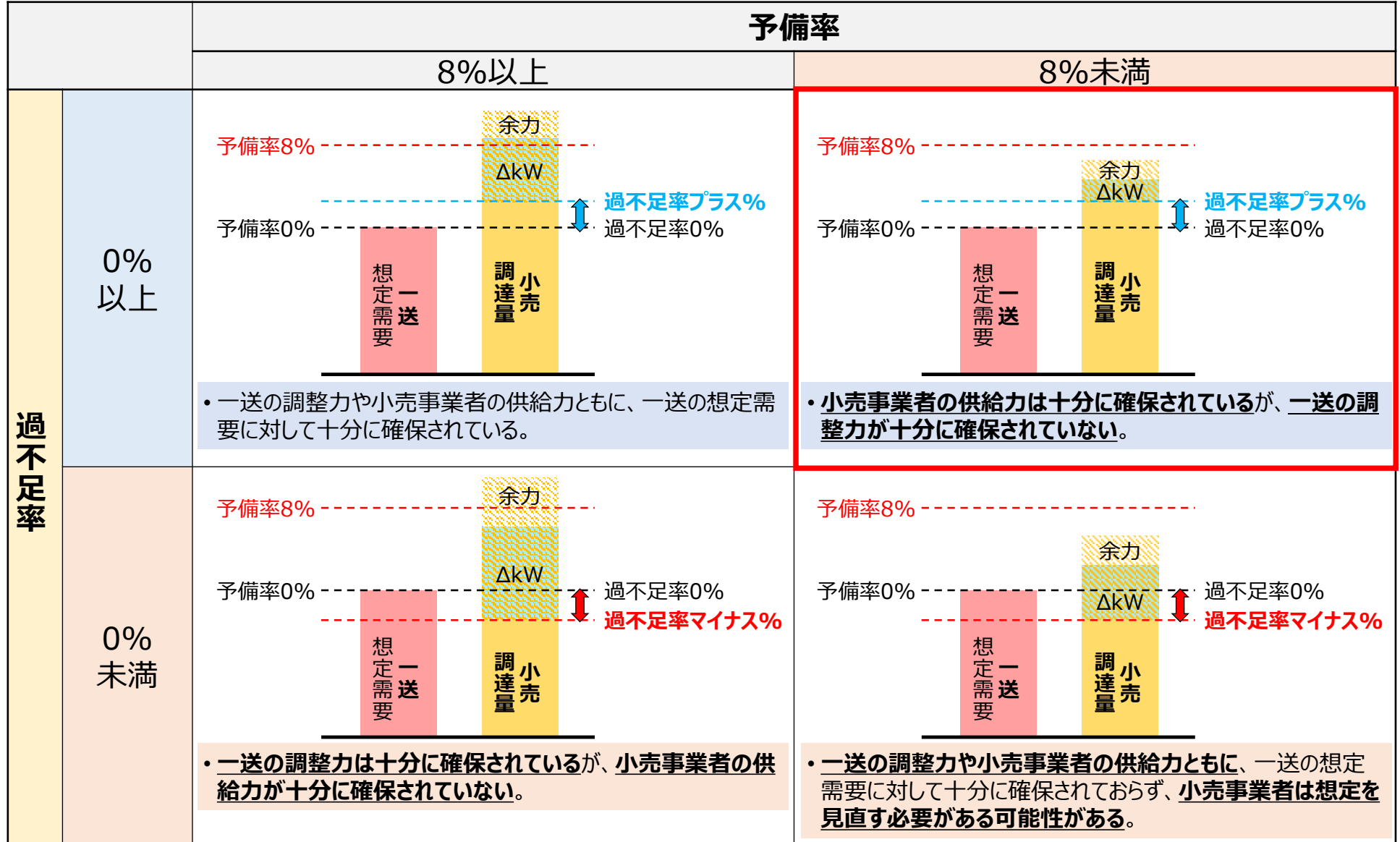
- これまでの分析等を踏まえ、供給力が不足する場合に小売事業者に**想定需要の見直し**や**供給力の調達**を促したい。
- そこで、各小売事業者が自らの想定需要を見直す参考することや、最終的に一般送配電事業者が自らの想定需要に基づいて追加供給力対策を実施することも踏まえ、**一般送配電事業者の想定需要に対する小売事業者の調達過不足を示す**ことがシグナルとなるのではないか。
- 具体的には、**小売事業者の調達量と一般送配電事業者の想定需要の差分を一般送配電事業者の想定需要で割った過不足率**を示すこととしてはどうか。
- これにより、一般送配電事業者と小売事業者の想定需要の違いや供給力の調達状況が実態に近く表現される。例えば、小売事業者が自らの想定需要に対して十分に調達していても、一般送配電事業者の想定と異なる場合には過不足率により表現されることとなる。
- なお、現在示している広域予備率と同様に、過不足率は各事業者が各種計画や取引の参考とするシグナルであり、インバランスを発生させないように調達できている事業者が必ず過不足率に応じて取引することを求めるものではない。

## 新たなシグナルの提案「過不足率（Planning Gap）」



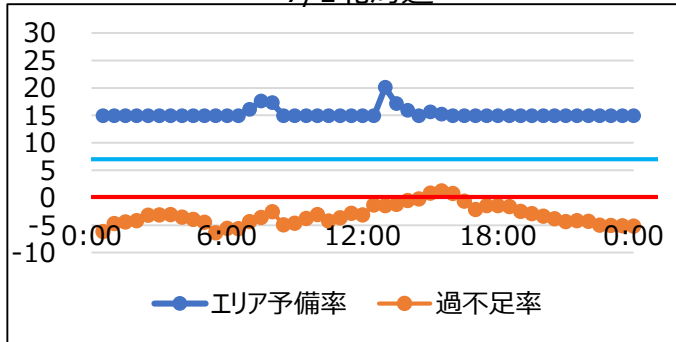
※厳密には、小売事業者の調達計画から販売計画を引いて調達量を算出する

■ 予備率では評価しきれないような小売事業者の調達状況を確認することができる。

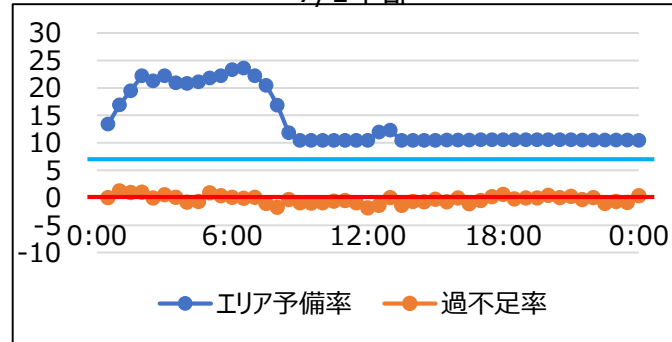


■ 7月のエリア予備率が低い日の不足率を試算した。予備率が低下する時間帯は過不足率も低下することがわかる。

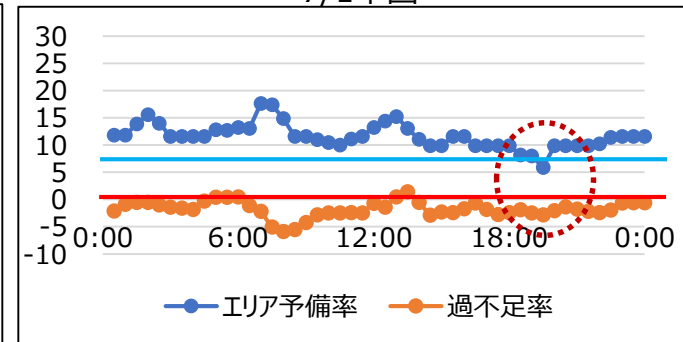
7/1北海道



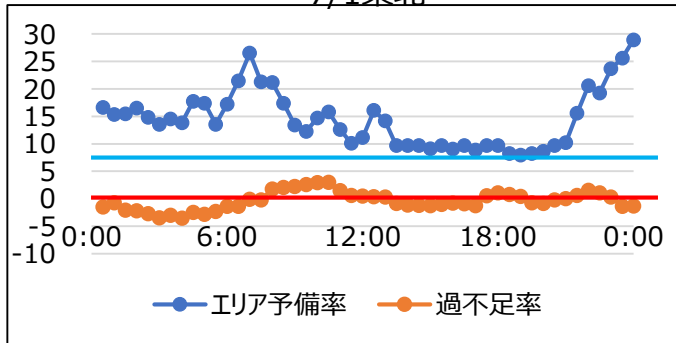
7/1中部



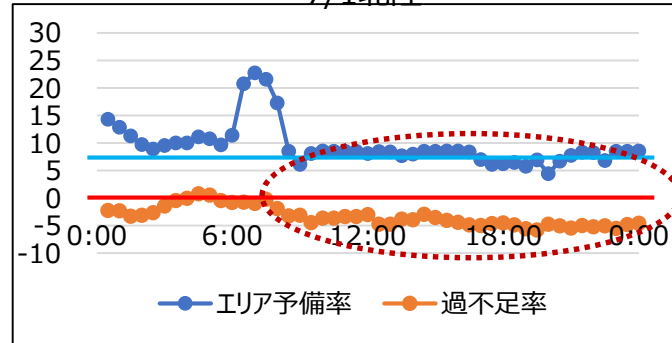
7/1中国



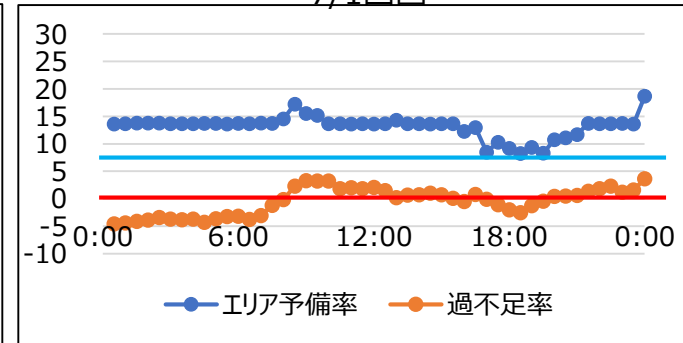
7/1東北



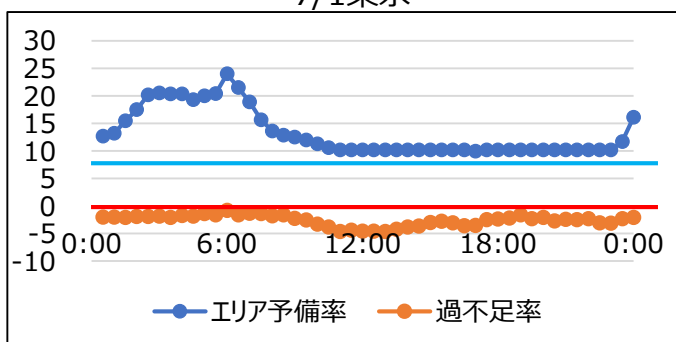
7/1北陸



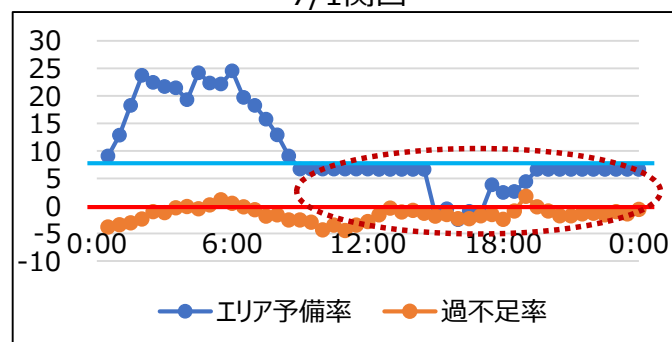
7/1四国



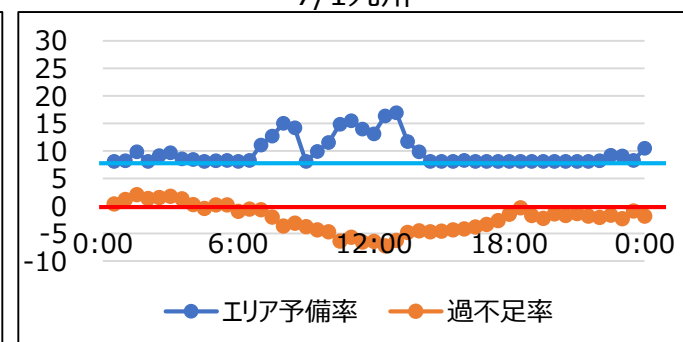
7/1東京



7/1関西

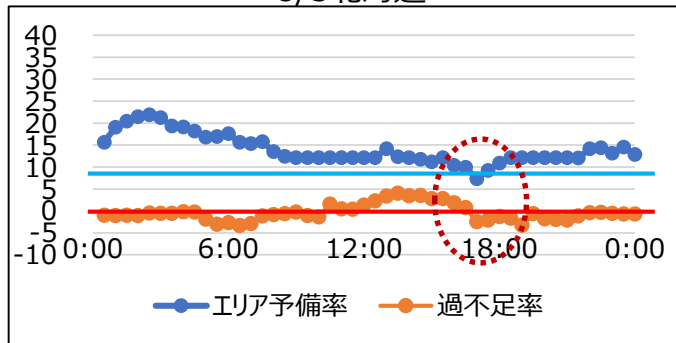


7/1九州

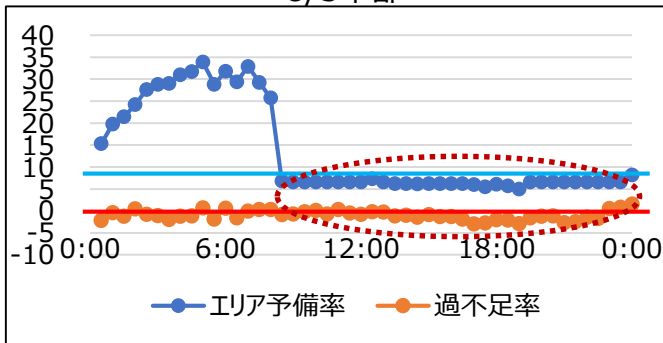


■ 夏季の特に広域予備率が低下した日の不足率を試算した。予備率の低下と過不足率の低下がおおむね一致する。

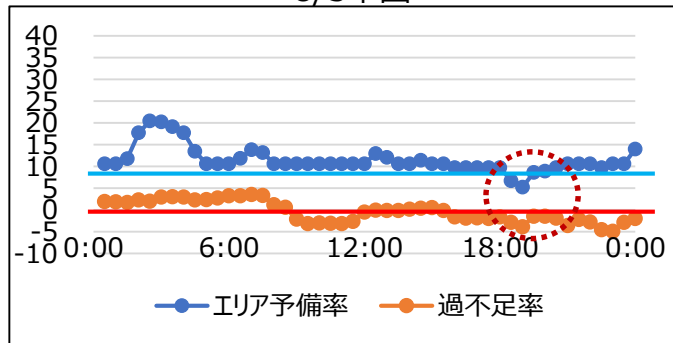
8/5北海道



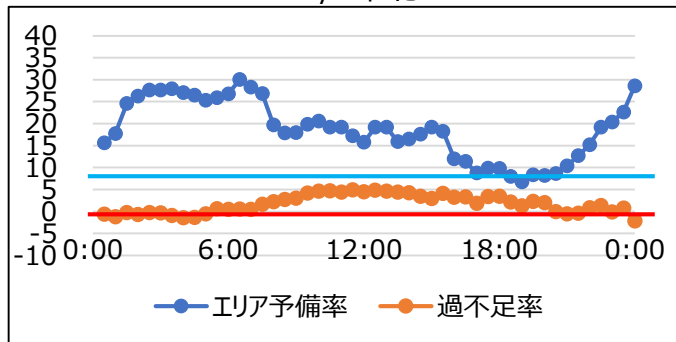
8/5中部



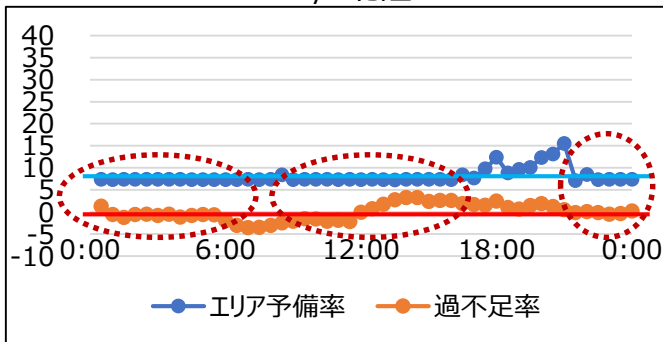
8/5中国



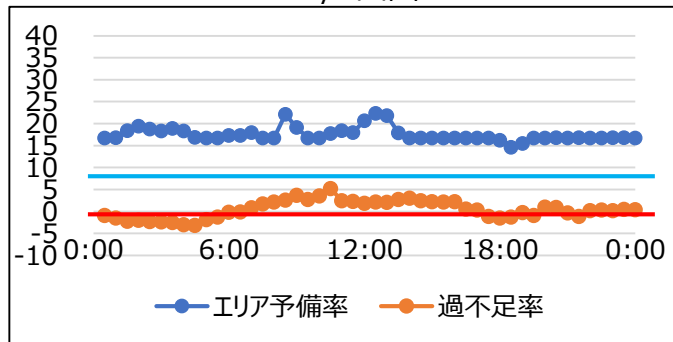
8/5東北



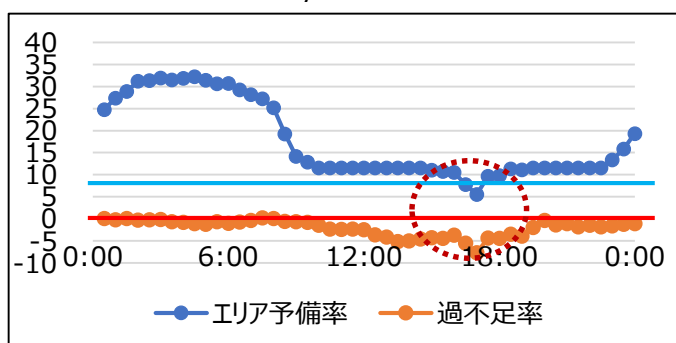
8/5北陸



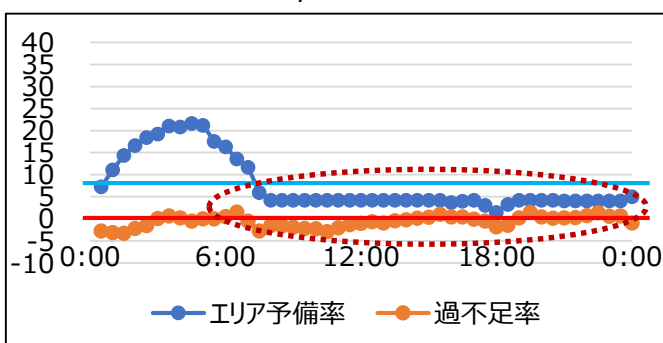
8/5四国



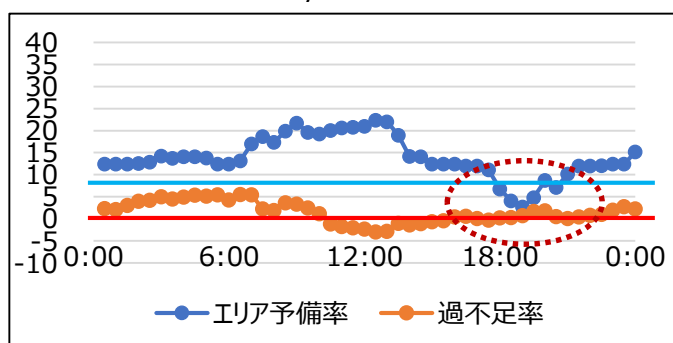
8/5東京



8/5関西

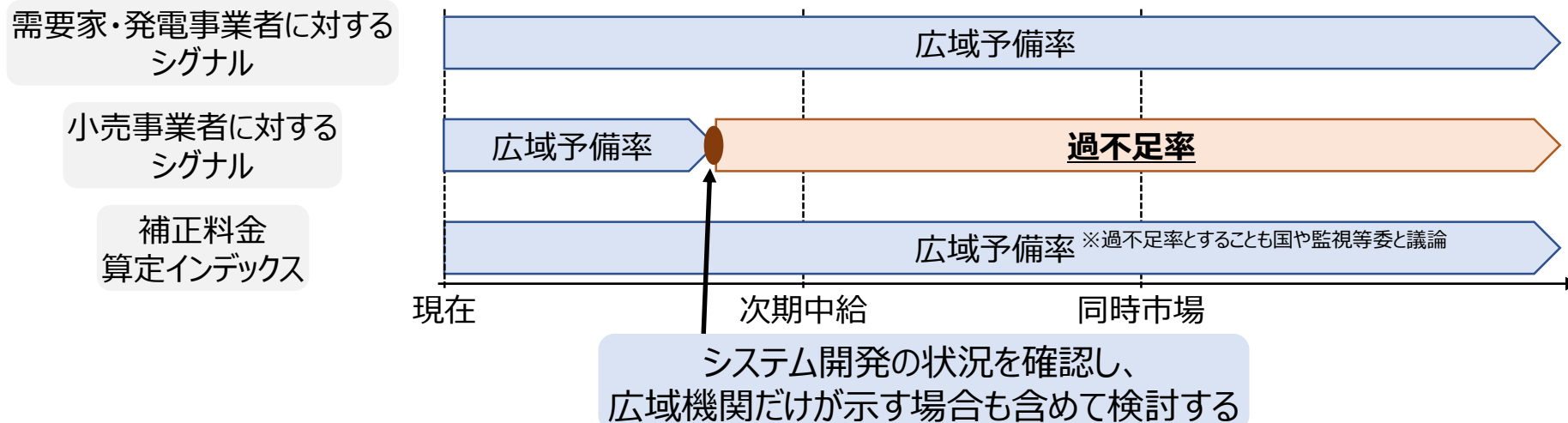


8/5九州



1. 2025年度夏季の広域予備率の状況
2. 今後のシグナルの在り方について
3. まとめ

- 今回提案した過不足率によって供給力の調達状況を表し、小売事業者の調達行動を促したい。特にスポット市場に向けた取引の検討や、当日の需給状況の確認等に対して一定の効果があると考えられる。
- そこで、広域予備率に加えて**新たなシグナルとして過不足率を示すことについて検討を進める**こととしてはどうか。
- 他方で、的確に調達行動を促すためには、インバランス料金単価を過不足率により変動させることも一案となる。需要に対して供給力が不足し、小売事業者の行動が重要になる状況が真に調達を促したい需給状況であるため、不足状況に応じたインバランス料金単価となれば、より調達行動を促すことが可能になるのではないか。
- なお、過不足率をシグナルとし、さらにインバランス料金に反映するためには、広域機関や一般送配電事業者の中給システムの改修が必要になる。特に現在は次期中給システムの開発が進められており、2030年度以降の導入となる可能性もあるため、現行中給システムに対する導入も含めて、実際の導入時期を検討することになる。
- 今回提案する過不足率について、詳細な算出方法や導入時期、インバランス料金との関係について、**インバランス料金制度の議論を注視しながら**、国や電力・ガス取引監視等委員会と議論を進め、報告することとしたい。
- また、これまで議論してきた広域予備率に基づく需給運用の暫定対策は継続していくこととしたい。



## まとめ

- 今回、C値・D値の設定と累積価格閾値制度の見直し案、時間前市場のエリア別の情報公表について検討を行った。
- 次回会合では、今回の議論を踏まえた最終的な整理案（中間取りまとめの改定案）を提示することとしたい。

### 今回の事務局提案

- **C値については、2026年度から当面の間、300円/kWhに見直す**こととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）
- **D値については、2026年度から当面の間、50円/kWhに見直す**こととし、インバランスの発生やインバランス料金の状況等を監視し、必要に応じて更に見直す。（沖縄エリアも同様）
- 累積価格閾値制度
  - ・ 期間設定：対象日の直前7日間。
  - ・ 閾値設定：スポット市場価格（エリアプライス）200円/kWh以上の累積発生コマ数が30コマに到達。  
ただし、**沖縄エリアについては、指標をインバランス料金とする。**
  - ・ 閾値を超えた場合の上限価格：閾値に到達した翌日から補正インバランス料金の上限価格を**100円/kWh**とする。
  - ・ 解除要件：対象日の直前7日間の**100円**以上の累積発生コマ数がゼロになった時点。
- **時間前市場の情報公表の拡充**については、今後、**エリアを分割した情報公表を行う方向**で検討を進め、時期については、次回JEPXのシステム更新を行う予定である**2026年4月からの実施を目指して、JEPX等における検討を進めていく。**