

中国九州間連系線（中国向） 作業時の運用容量拡大の実績と今後の方針

2024年12月27日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．対策案③の運用方法概要
- 3．2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1．論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2．論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
- 4．まとめ

1. はじめに
2. 対策案③の運用方法概要
3. 2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1. 論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2. 論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
4. まとめ

- 第94回 本委員会において、中国九州間連系線1回線作業時における中国向き運用容量低下に対する長周期広域周波数調整（以降、「長周期」という）による再エネ出力抑制量低減の対策案③について、2024年度の実効性などを踏まえて、2025年度以降の実施について改めて検討することとした。
- 今回は2024年4月、5月の中国九州間連系線1回線作業時に本対策案③を実施した際の、再エネ抑制量低減効果や実績評価を踏まえ、2025年度以降の運用方針（本対策案③および翌々日の揚水計画を活用してスポットに向けて運用容量拡大する対策案①の取扱い）についてご審議いただきたい。

3-3. 【対策案③】翌日の揚水計画を長周期広域周波数調整以降に活用

28

- 業務フローを精査に検討した結果、翌日計画策定のタイミングではスポット時点（翌々日）の拡大前の運用容量が設定されており、並行して揚水を集約し運用容量を算出すれば長周期の組合せ前までに運用容量を見直し、登録できる可能性がある。これにより、仮に揚水計画のとりまとめができなくなった場合でも長周期の処理が止まることは回避できる。
- この場合、三次②の約定処理によってΔkWマージンが確保され十分に再エネ出力抑制回避に活用できない可能性があるものの、実需給に少しでも近い段階で揚水計画に基づく運用容量拡大が可能であり、TSOポンプ量の低減が期待できるものと考ええる。
- なお、長周期組合せ後の計画潮流まで運用容量を見直し、運用容量に織込んだ揚水の維持については、基本的に長周期受電エリアを含めて、実需給において揚水が見込まれるエリアが行うことで、より経済的な運用が期待できるものと考ええる。



5. まとめ（1）

34

<2024年度の対応>

- 2024年度の対応として、長周期申告時点で中西5エリアの揚水計画を集約する対策案③により実施することとしてはどうか。

<2025年度以降の対応>

- 2025年度以降の対応として、対策案①BG揚水計画による運用容量拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案②現行保安ポンプを前提とした運用容量に拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案③長周期周波数調整による対応の3つを対策案として提示した。
- また、対策案としては提示しなかったが、これら対策を実施しない（作業時は運用容量を低下させる）ことも一つの選択肢と考える。
- 特定立地公算電源については、上記の対策案に対してBG計画に対する制約が大きくなること、当該連系線の作業期間は余剰時期のみで限定的であることなどから案としては採用しなかった。
- 今回の整理が1回線作業時に限った対応であること。加えて、昨今の軽負荷期では、中西5エリアでは再エネ出力抑制に対応したポンプ量が一定程度期待できること。こうした状況を踏まえれば、BGによる揚水運用の主旨に鑑みてBG揚水計画を活用する対策を採用すべきではないか。
- このため、事務局としては、対策案③について2024年度の実効性などを踏まえて、2025年度以降の実施について改めて検討したいがいかがが。
- 対策案①の有効性についても引き続き検討を進めることとしたいがいかがが。

出所：第94回 調整力および需給バランス評価等に関する委員会 資料3（2024.1.24）

- 第94回 本委員会における、各対策案は以下のとおり。
- 2024年度においては対策案③長周期を活用した対策を実施することとした。
- 2025年度以降は、2024年度の対策の実効性を踏まえ、対策案①および対策案③の取扱いを改めて検討することとした。

	対策案① 翌々日の揚水計画を活用してスポットに向けて運用容量拡大	対策案② 現状の運用容量までスポットに向けて拡大	対策案③ 翌日の揚水計画を長周期以降に活用
概要	<u>翌々日計画のBG揚水計画を元に運用容量を拡大し、前日スポット市場約定以降でBG揚水計画が減少した場合、揚水運用をTSOに切り替えて揚水量や運用容量を維持する</u>	<u>前々日時点で平常時の運用容量まで拡大し、BG揚水計画で必要な揚水ポンプ量が確保できない場合にTSO運用に切り替えて揚水量や運用容量を維持する</u>	<u>長周期前に前日計画のBG揚水計画を元に運用容量を拡大し、受電可能エリアに組合わせ、必要な揚水ポンプ量が確保できない場合はTSO運用に切り替えて揚水量や運用容量を維持する</u>
まとめ	<u>BG計画の有効性について検討を継続する</u>	TSO運用による不経済リスクや、BG運用の主旨にそぐわないため不適	<u>実需給に近い断面で運用でき、経済的な運用や再エネ出力制御量の低減が期待できる</u>
実現性	△	×	○

5. まとめ（1）

34

<2024年度の対応>

- 2024年度の対応として、**長周期申告時点で中西5エリアの揚水計画を集約する対策案③**により実施することとしてはどうか。

<2025年度以降の対応>

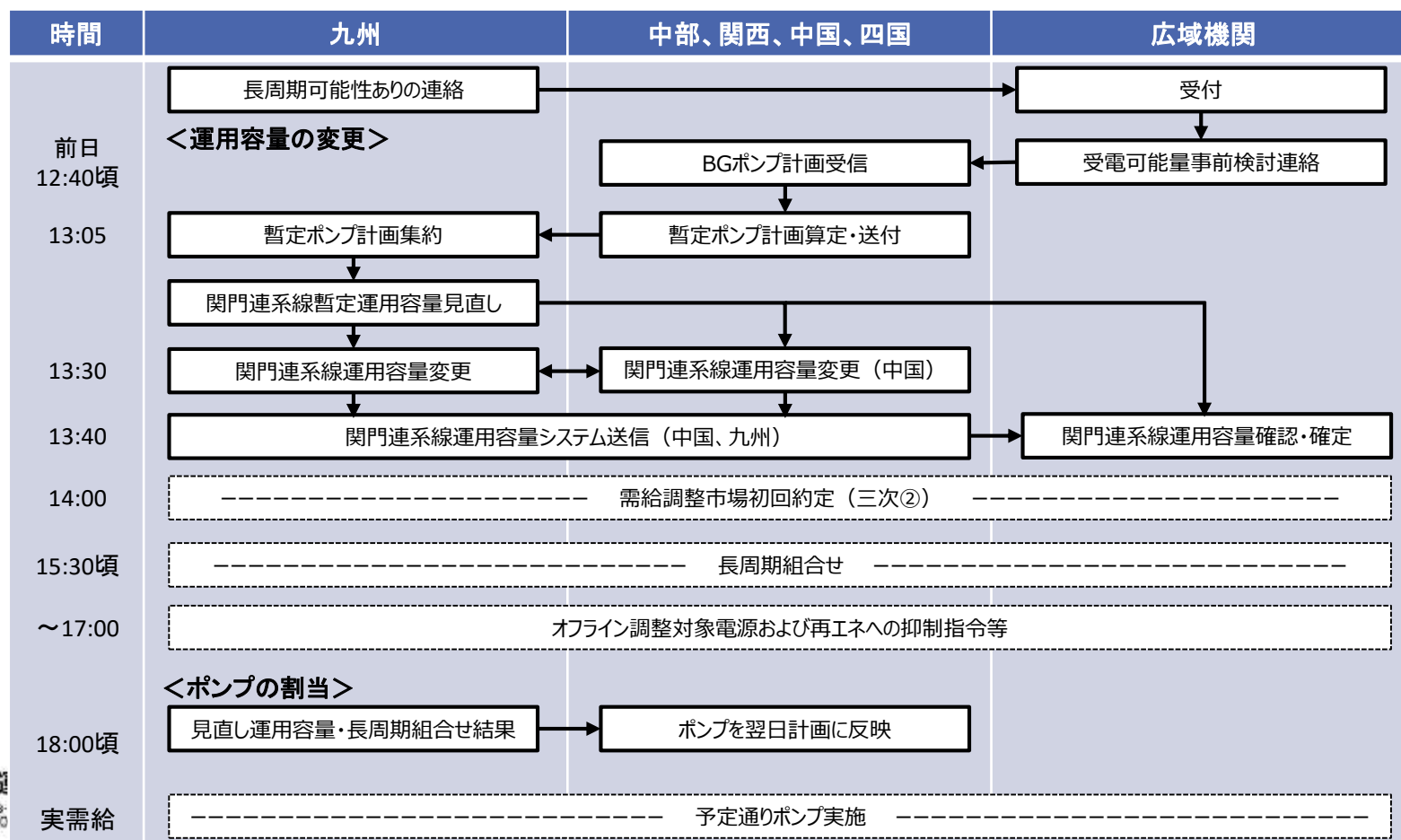
- 2025年度以降の対応として、対策案①BG揚水計画による運用容量拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案②現行保安ポンプを前提とした運用容量に拡大及び維持できない場合のTSO運用、対策案③長周期周波数調整による対応の**3つを対策案として提示した**。
- また、対策案としては提示しなかったが、**これら対策を実施しない（作業時は運用容量を低下させる）ことも一つの選択肢**と考える。
- **特定立地公募電源**については、上記の対策案に対して**BG計画に対する制約が大きくなること、当該連系線の作業期間は余剰時期のみで限定的であること**などから案としては採用しなかった。
- 今回の整理が**1回線作業時に限った対応**であること。加えて、昨今の軽負荷期では、中西5エリアでは**再エネ出力抑制に対応したポンプ量が一定程度期待できること**。こうした状況を踏まえれば、**BGによる揚水運用の主旨に鑑みてBG揚水計画を活用する対策を採用すべきではないか**。
- このため、事務局としては、**対策案③について2024年度の実効性などを踏まえて、2025年度以降の実施について改めて検討したい**がいかかがか。
- **対策案①の有効性についても引き続き検討を進めること**としたいがいかかがか。

- 1．はじめに
- 2．対策案③の運用方法概要
- 3．2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1．論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2．論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
- 4．まとめ

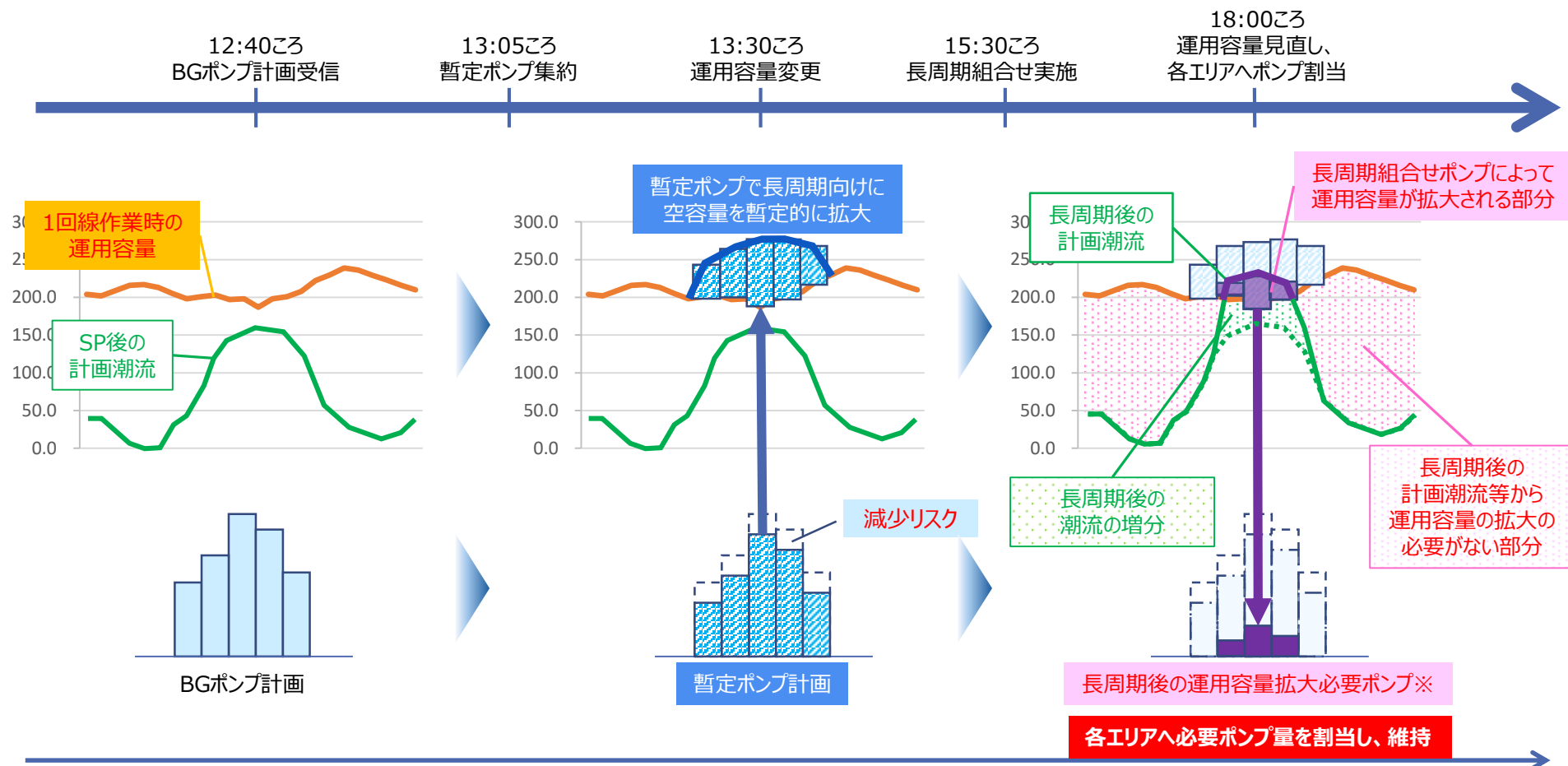
2. 対策案③の運用方法概要

8

- 第94回本委員会では、2024年度は前日スポット市場取引後に提出されるBGポンプ計画を利用し、暫定的に算出した運用容量で長周期において組合せ、再エネ出力抑制量の低減を図ることとした。
- 長周期前の運用容量に織り込むポンプ量（暫定ポンプ量）については、BGポンプ計画の変動（減少）リスクを考慮した。
- また、各エリアへの割り当てについては長周期の受電エリアのポンプを優先するなど、不経済な運用となるリスクを低減した。



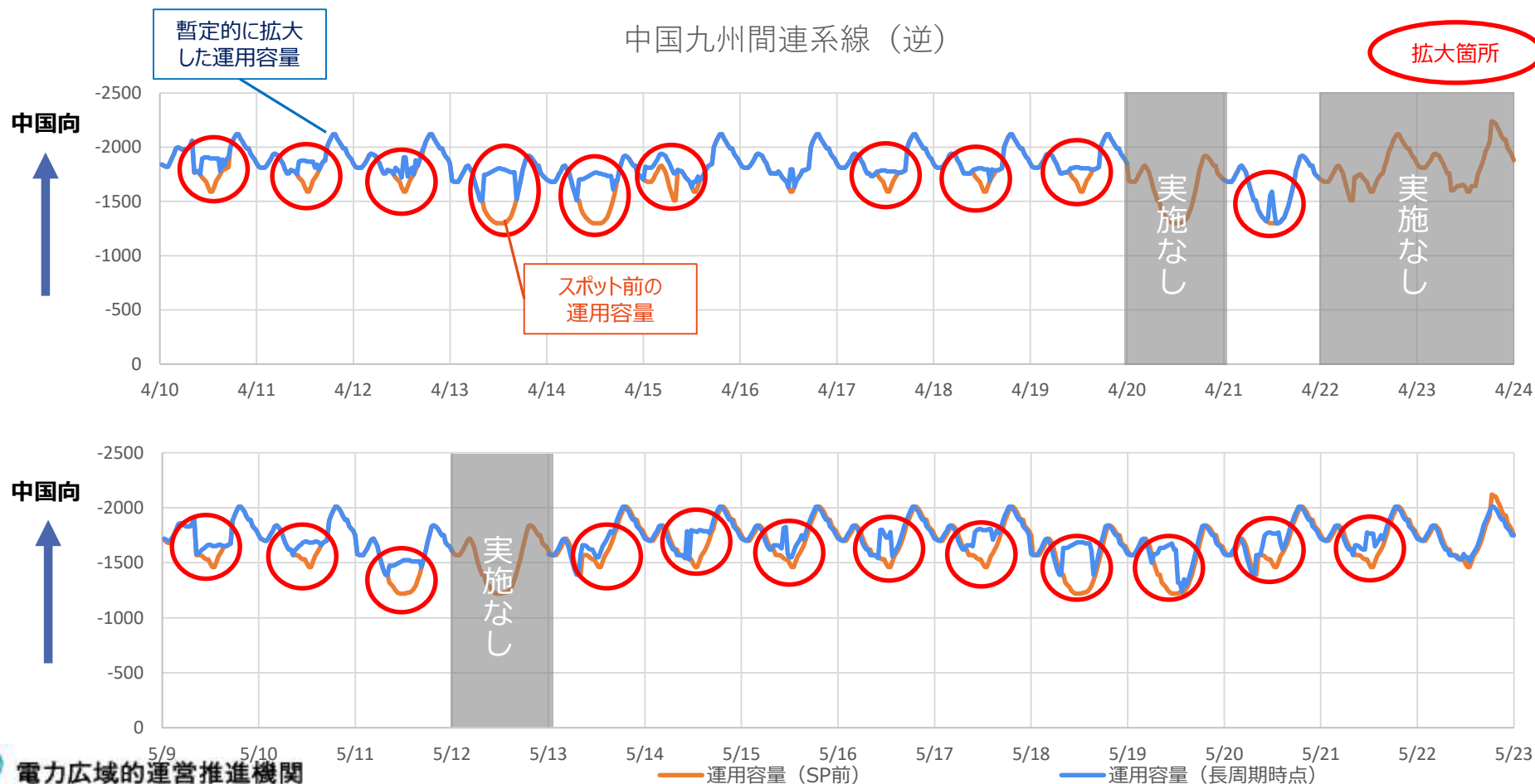
- BG計画の減少リスクを考慮した暫定ポンプ量で長周期に向け運用容量（空容量）を拡大。
- 長周期組合せを実施し、組合せの結果、運用容量の拡大必要分のポンプ量を算定する。
- 算定したポンプ必要量を長周期受電エリアを優先し、中西5社へ割り当てる。



1. はじめに
2. 対策案③の運用方法概要
3. 2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1. 論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2. 論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
4. まとめ

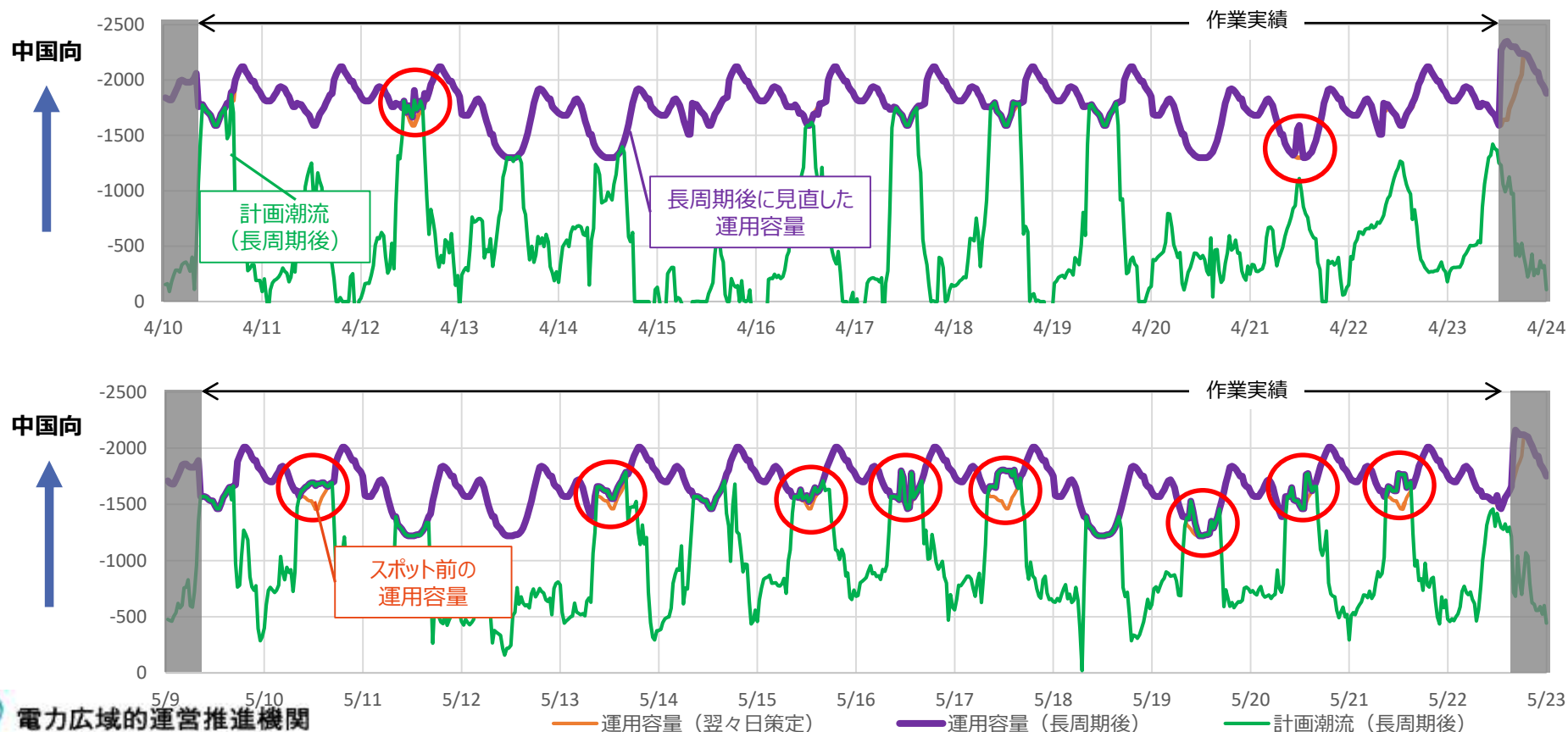
- スポット市場後に暫定的に織込んだポンプによる運用容量の暫定拡大可能量は下図のとおり。
- **スポット前の運用容量（橙色）** に対して **暫定ポンプ量で拡大可能な運用容量（青色）** は2,834万kWh（コマ最大で51万kW）であった。
- これは昨年度までの作業時運用容量と比較して、74%分をカバーできた。

※4/20, 4/22, 4/23, 5/12は長周期の実績なし



- 2024年度の中国九州間連系線 1 回線作業時（4/9～22、5/10～23）の運用容量について、**スポット前の運用容量（橙色）**と**長周期後に見直した運用容量（紫色）**を比較すると、**637万kWh**（コマ最大で**34万kW**）の運用容量拡大し、**再エネ抑制量の低減**となった。
- 一方、暫定ポンプ量で運用容量拡大可能であったものの、再エネ抑制量の低減に資することとなったのは、結果として拡大可能量の23%にとどまった。
- これは、長周期で組合せが不調や未達となったものと考えられるが、次項以降で考察する。

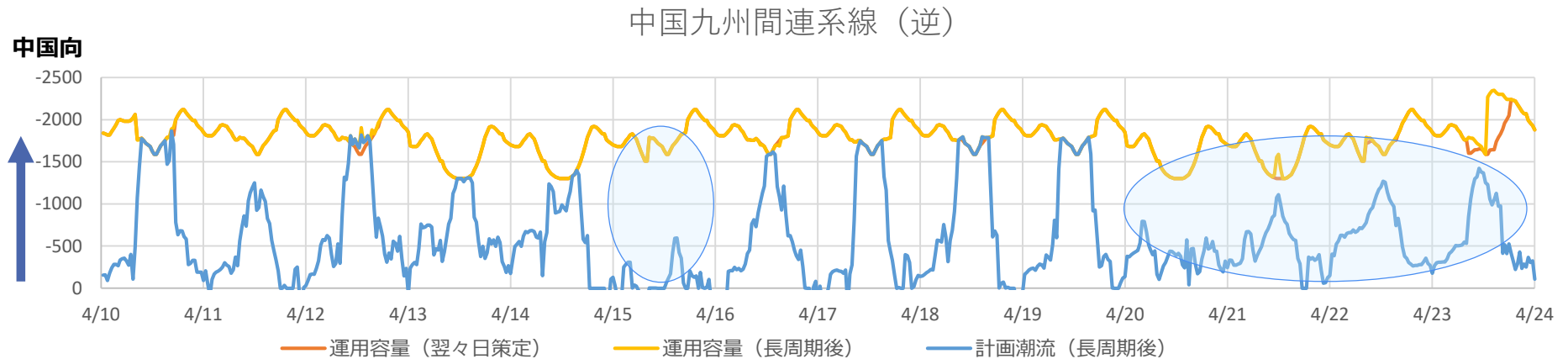
中国九州間連系線（逆）



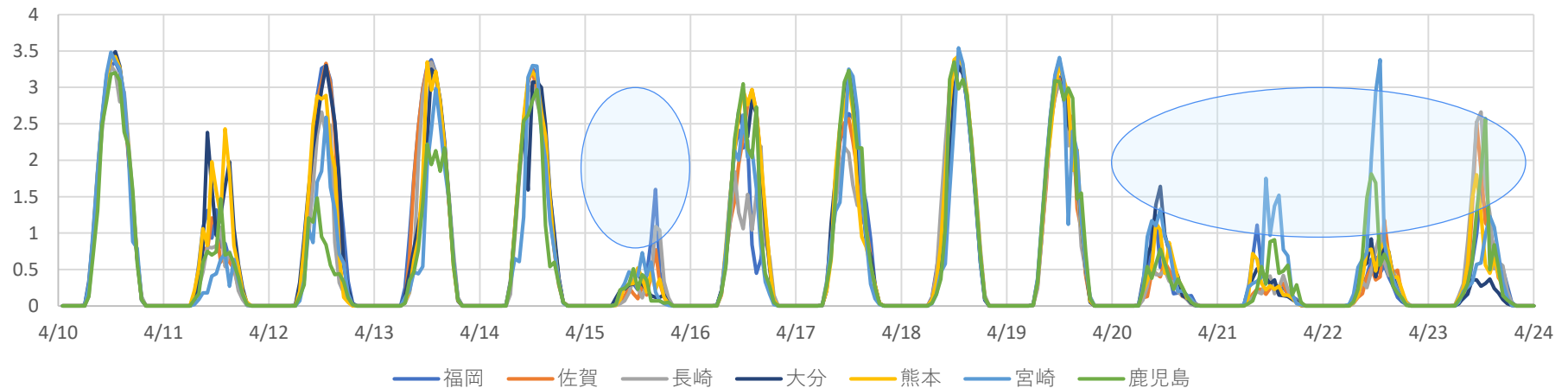
- スポット後のBG計画を基とした暫定ポンプによる運用容量の拡大量は2,834万kWh（コマ最大で51万kW）であり、長周期組合せ最終確定時点では637万kWh（コマ最大34万kW）分※の運用容量拡大となった。
- これにより、最終拡大分相当の再エネ出力抑制量の低減効果が得られ、対策の案③（長周期の活用）の実効性があったものと評価できる。
- 一方、実際には暫定ポンプ量で運用容量を拡大可能であったものの、長周期の組合せを実施し最終的な潮流が運用容量拡大に至らない断面があった。
- この要因としては、
 - 【1】関門連系線のスポット時点の計画潮流が少なく（再エネ出力が少なく）空容量内で充足した
 - 【2】他の連系線の空容量が不足しており、十分に長周期受電ができなかった
 - 【3】中国以東エリアに受電可能量が少なく長周期組合せ自体が不調となったことが考えられる。
- 上記の要因【1】～【3】についてそれぞれについて確認した。

※各日8時～18時での実績

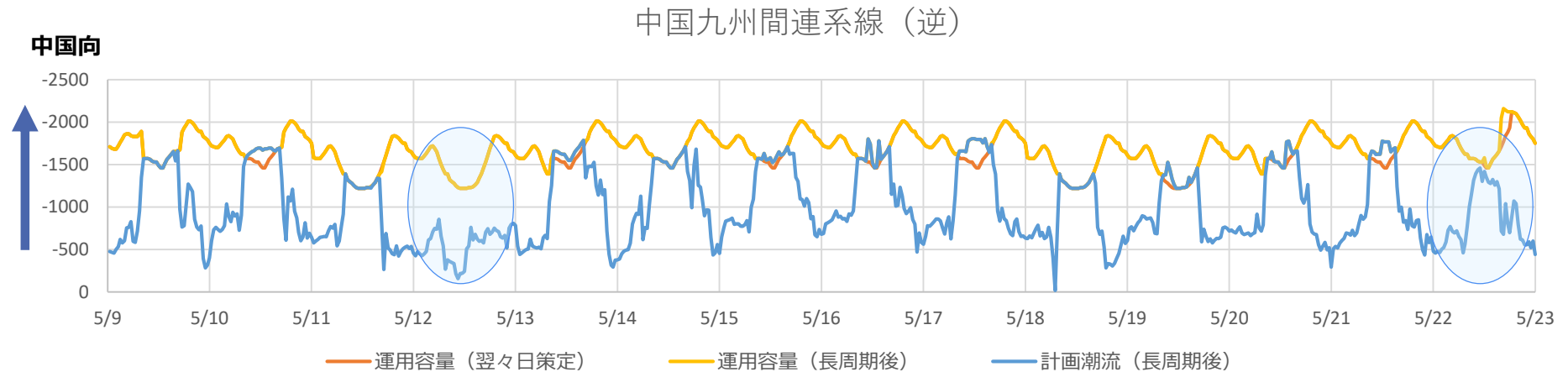
- 4/15、20～23について、九州エリアの再エネ出力抑制実績がなく、中国九州間連系線の空き容量内で充足していたため、運用容量の拡大の必要はなかった。



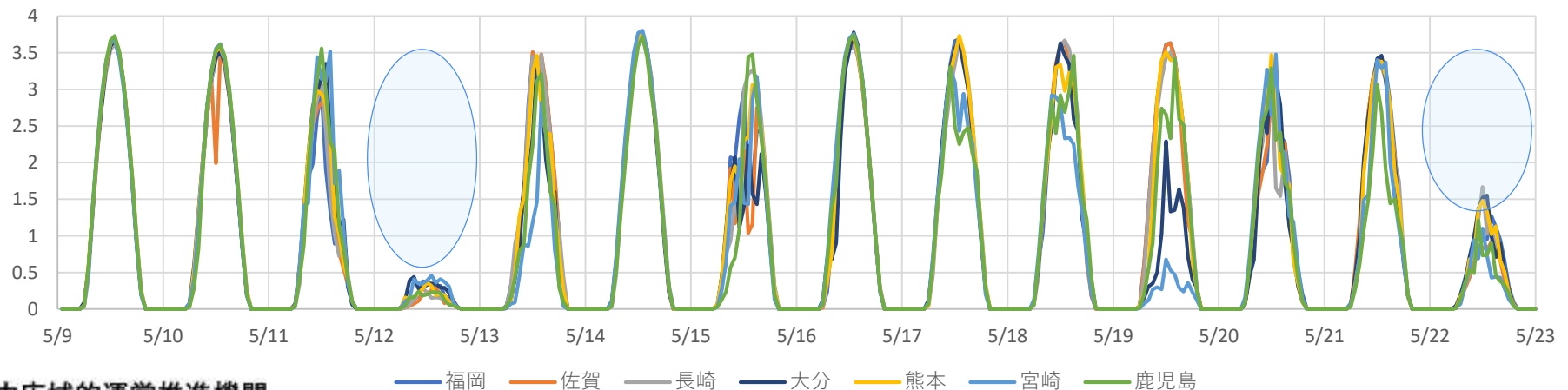
日射量（MJ/m²）



- 5/12,22について、九州エリアの再エネ出力制御実績がなく、中国九州間連系線の空き容量内で充足していたため、運用容量の拡大の必要はなかった。



日射量（MJ/m²）



- 作業期間中の九州エリア再エネ出力抑制状況は以下にのとおりの。
- 4/15,20~23,5/12,22では再エネ出力抑制は実施されていない。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2024年4月 1/2) 5

九州電力送配電は、4月の以下の15日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	3月31日(日) 16時	4月6日(土) 16時	4月8日(月) 16時	4月9日(火) 16時	4月11日(木) 16時	4月12日(金) 16時	4月13日(土) 16時
抑制実施日	4月1日(月)	4月7日(日)	4月9日(火)	4月10日(水)	4月12日(金)	4月13日(土)	4月14日(日)
最大削減量 (kW)	533.35kW	527.85kW	402.15kW	543.55kW	383.75kW	408.85kW	615.45kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	○	—	—	—	—	—	—

九州電力送配電公表サイト

九州エリアの出力抑制指示内容を参照

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	4月15日(月) 16時	4月16日(火) 16時	4月17日(水) 16時	4月18日(木) 16時	4月23日(火) 16時	4月24日(水) 16時	4月26日(金) 16時
抑制実施日	4月16日(火)	4月17日(水)	4月18日(木)	4月19日(金)	4月24日(水)	4月25日(木)	4月27日(土)
最大削減量 (kW)	442.05kW	407.85kW	455.65kW	443.85kW	382.75kW	505.15kW	372.45kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	—	—	—	—	—	—	—

九州電力送配電公表サイト

九州エリアの出力抑制指示内容を参照

(※1) 計測時点における最大削減量（オフライン制御で確保する削減量＋オンライン制御で当日対応する削減量）を示す。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2024年5月 1/2) 7

九州電力送配電は、5月の以下の21日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	5月1日(水) 16時	5月2日(木) 16時	5月3日(金) 16時	5月4日(土) 16時	5月10日(月) 16時	5月17日(火) 16時	5月18日(水) 16時
抑制実施日	5月2日(木)	5月3日(金)	5月4日(土)	5月5日(日)	5月10日(火)	5月18日(水)	5月19日(木)
最大削減量 (kW)	474.1kW	518.75kW	528.15kW	418.45kW	357.55kW	243.25kW	351.45kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	—	—	□	—	—	—	—

九州電力送配電公表サイト

九州エリアの出力抑制指示内容を参照

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	5月9日(木) 16時	5月10日(金) 16時	5月12日(日) 16時	5月13日(月) 16時	5月14日(火) 16時	5月15日(水) 16時	5月16日(木) 16時
抑制実施日	5月10日(金)	5月11日(土)	5月13日(月)	5月14日(火)	5月15日(水)	5月16日(木)	5月17日(金)
最大削減量 (kW)	349.05kW	456.45kW	386.75kW	348.35kW	323.55kW	385.45kW	285.95kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	—	—	—	—	—	—	—

九州電力送配電公表サイト

九州エリアの出力抑制指示内容を参照

(※1) 計測時点における最大削減量（オフライン制御で確保する削減量＋オンライン制御で当日対応する削減量）を示す。

3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2024年5月 2/2) 8

九州電力送配電は、5月の以下の21日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

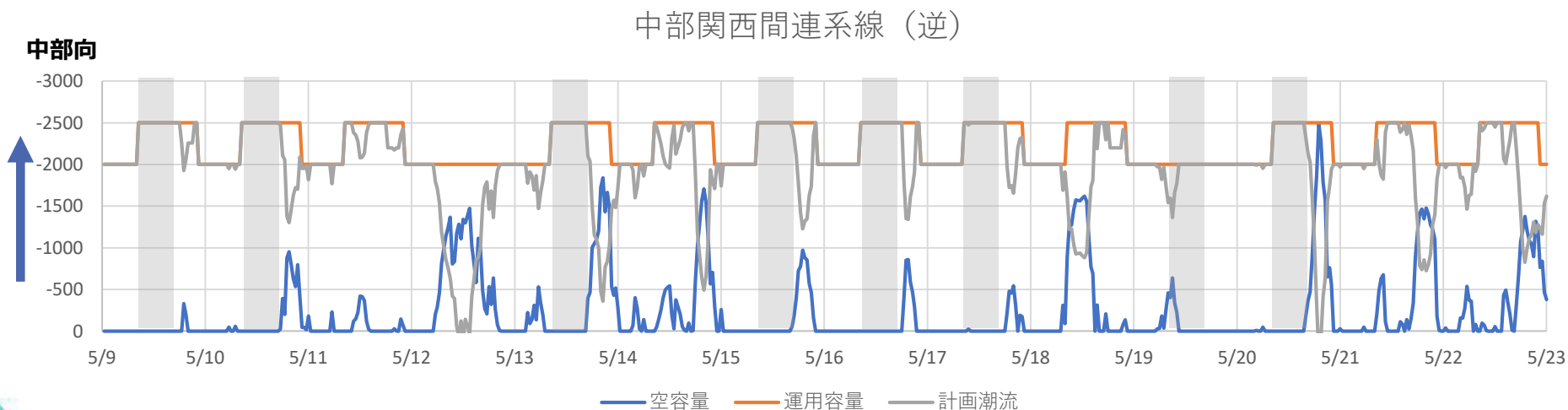
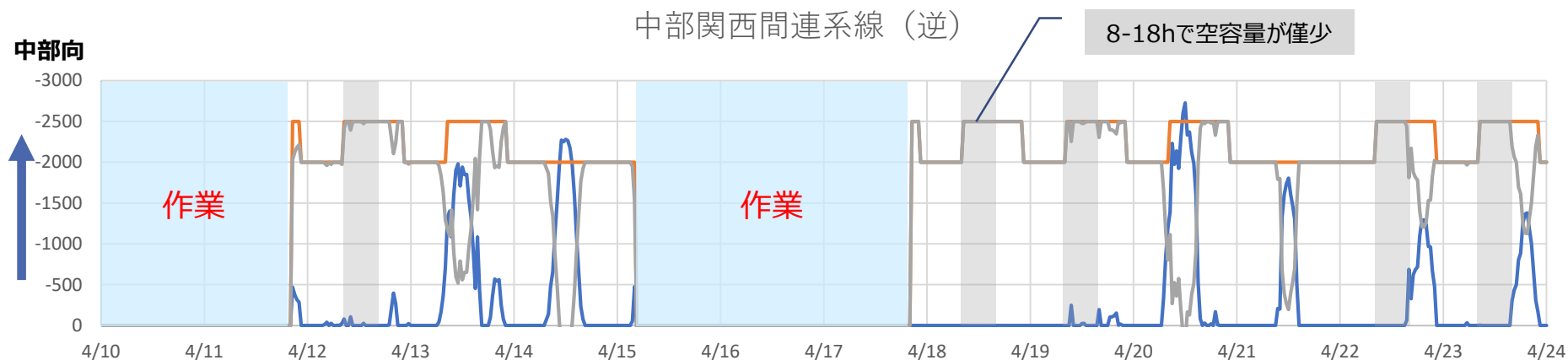
供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	5月17日(金) 16時	5月18日(土) 16時	5月19日(日) 16時	5月20日(月) 16時	5月24日(金) 16時	5月25日(土) 16時	5月26日(日) 16時
抑制実施日	5月18日(土)	5月19日(日)	5月20日(月)	5月21日(火)	5月25日(土)	5月26日(日)	5月29日(水)
最大削減量 (kW)	390.25kW	371.15kW	236.45kW	229.75kW	230.75kW	278.55kW	212.25kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	—	—	—	—	—	—	—

九州電力送配電公表サイト

九州エリアの出力抑制指示内容を参照

出所：九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について（2024年4月～6月分）

- 他の連系線の空容量について、特に中部関西間連系線（逆）においてはスポット約定時点で連系線の空容量が少なく、九州エリアの長周期申出に対して、中部以東へ十分に送電できる潮流状況ではなかったと考えられる。



- 中国以東エリアの受電可能量について、当該期間中に中西5エリアのエリアにおいても再エネ出力制御が実施されていた。
- 中部・北陸・関西でも再エネ抑制が増加してきたことで、下げ代が不足し九州エリアの長周期申出に対して受電可能量を確保できなかった断面があったと考えられる。

4月	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月10日(水)			●	○	○	○
4月11日(木)				○	▲	▲
4月12日(金)	○	▲		○	○	○
4月13日(土)	○	○	○	○	○	○
4月14日(日)	○	○	○	○	○	○
4月15日(月)		○				▲
4月16日(火)				○		○
4月17日(水)		○	○	○	▲	○
4月18日(木)		▲		○		○
4月19日(金)	○	○		○		○
4月20日(土)	▲	▲		○		▲
4月21日(日)	▲					▲
4月22日(月)						▲
4月23日(火)						

5月	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
5月9日(木)		▲		○	○	○
5月10日(金)				○	○	○
5月11日(土)	○	▲	○	○	○	○
5月12日(日)						
5月13日(月)					▲	○
5月14日(火)	▲		○	○	○	○
5月15日(水)		▲		▲	▲	○
5月16日(木)		▲		▲	○	○
5月17日(金)				○	○	○
5月18日(土)	○	▲	○	○	○	○
5月19日(日)				▲	▲	○
5月20日(月)				○	○	○
5月21日(火)				○	○	○
5月22日(水)				▲	▲	

○：自然変動電源抑制日

▲：〃 前日指示日（当日抑制無し）

●：自然変動電源抑制日(当日指示)

2. 1 回線作業時期の中西需給等の状況について【再エネ抑制：2023年度実績】 11

- 九州、中国、四国は連日再エネ抑制が発生。関西、中部、北陸でも再エネ抑制が始まり、今後増加する見込み。現時点では関門の運用容量拡大により、再エネ出力抑制量の低減が期待できる。

	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
4月14日(金)						
4月15日(土)						
4月16日(日)	○	○		○	○	○
4月17日(月)				○	▲	○
4月18日(火)				▲	▲	○
4月19日(水)						▲
4月20日(木)				○	▲	○
4月21日(金)				○	○	▲
4月22日(土)	○			○	○	○
4月23日(日)	○	○		○	○	○
4月24日(月)						
4月25日(火)						
4月26日(水)				▲	▲	○
4月27日(木)				○	○	○
4月28日(金)				○	○	○
4月29日(土)					▲	▲
4月30日(日)		○		○	○	○

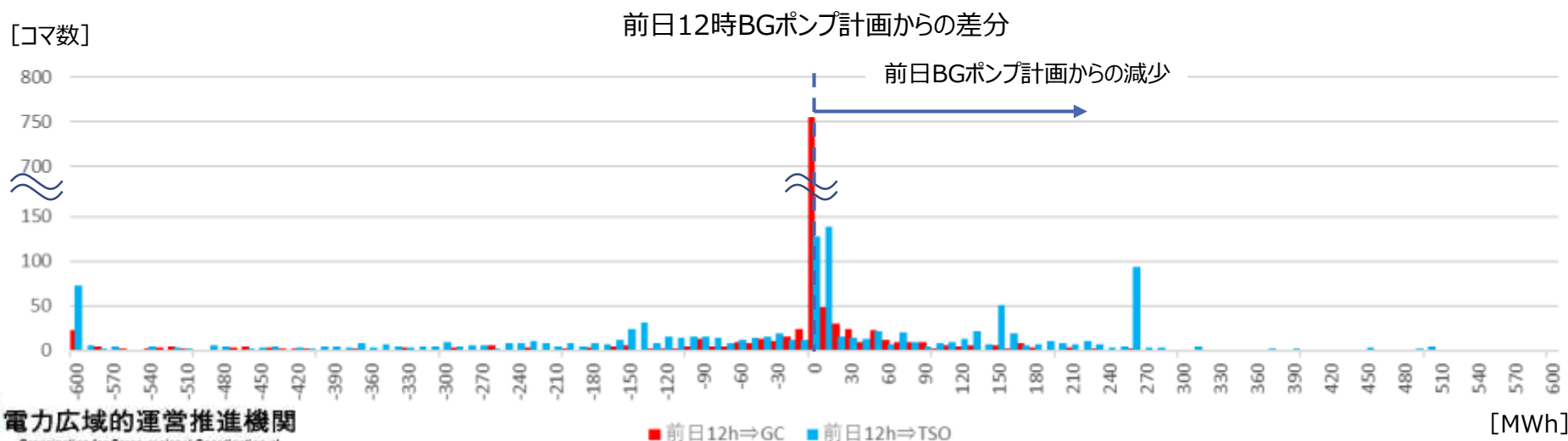
○：自然変動電源抑制日

▲：前日相示日(当日抑制無し)

	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
5月1日(月)		○		○	○	○
5月2日(火)		○		○	○	○
5月3日(水)	○	○		○	○	○
5月4日(木)		○		○	○	○
5月5日(金)	○	○		○		○
5月6日(土)						
5月7日(日)						
5月8日(月)				○	▲	○
5月9日(火)				○	○	○
5月10日(水)				○	○	○
5月11日(木)				○	○	○
5月12日(金)				○	▲	○
5月13日(土)						
5月14日(日)				○	▲	○
5月15日(月)				○	○	○
5月16日(火)				○	○	○
5月17日(水)				○	○	○
5月18日(木)						
5月19日(金)						▲
5月20日(土)	○			○	○	○
5月21日(日)	○			○	○	○

1. はじめに
2. 対策案③の運用方法概要
3. 2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1. 論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2. 論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
4. まとめ

- 今年度の中国九州間連系線1回線作業時の運用においてBGポンプ計画と実績を確認したところ、前日12時のBGポンプ計画において、最終ポンプ実績と大きく差異が発生する断面があることがわかった。
- 前日断面の計画値でも大きな変動がある中、2025年度から実施される翌々日48点計画の蓋然性は現時点では不透明であり、翌々日計画値の利用により計画値変動リスクが大きくなるおそれがある。
- 今年度において長周期でのポンプ活用による再エネ出力抑制量の低減策（対策案③）の有効性については確認できたことから、2025年度も本対策を継続することとし、一定の期間翌々日BGポンプ計画値の確からしさ（蓋然性）を確認することとしてはどうか。
- 2025年度以降の翌々日BGポンプ計画値の変動を一定期間確認し、各エリアの再エネ出力抑制状況も考慮のうえ、スポット取引での運用容量拡大（対策案①）の有効性等を引続き検討することとしたい。



1. はじめに
2. 対策案③の運用方法概要
3. 2024年度の運用実績と2025年度以降の運用方法について
 - 3－1. 論点①：2024年度実績と評価（対策案③）について
 - 3－2. 論点②：翌々日BGポンプ計画の利用（対策案①）について
4. まとめ

- 2024年度から調整力の制度変更を踏まえ、長周期を利用した再エネ抑制量低減策（対策案③）を実施した。
- 2024年度の運用実績から、
 - ✓ 拡大量一杯まで長周期組合せが成立したコマもあり、再エネ出力抑制量の低減に一定の効果が認められた。
 - ✓ 最終的に運用容量の拡大に至らなかった断面について、連系線空容量や受電エリアの下げ代不足のため長周期組合せが不調となることがわかった。
 - ✓ 前日時点のBGポンプ計画は、最終ポンプ実績と大きく差異が発生する断面があることがわかった。
- 2024年度の運用実績を踏まえて、
 - 2025年度から翌々日48点化が実施されるが、直ちに計画値を運用容量拡大に使用せず、**一定期間翌々日BGポンプ計画値から実需給までの変動を確認し、対策案①の有効性について引続き検討してはどうか。**
 - **翌々日BGポンプ計画値の有効性等が確認できるまでの間は、対策案③を継続することとしたい。**
 - **翌々日BGポンプ計画値を利用した対策案①の有効性、エリアの再エネ出力抑制状況も踏まえ、スポット取引での運用容量拡大の効果等を検討し、本委員会で報告することとしてはどうか。**