

需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の
出力抑制の妥当性について
(東北、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄本島エリア
：2025年4月～6月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、東北、中部、北陸、関西、中国、四国、九州、沖縄本島エリアで2025年4月～6月に実施した需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という。)の出力抑制に関する資料を各エリアの一般送配電事業者から提出を受け、当該資料に基づき、一般送配電事業者の出力抑制が、法令及び送配電等業務指針に照らし妥当であったか否かを確認及び検証し、別紙1-1～8-1のとおり検証結果としてまとめ、別紙1-2～8-2により公表する。

1. 各エリアの抑制実績(2025年4月～6月※¹)

	4月 抑制日数	5月 抑制日数	6月 抑制日数
東北	14日	20日	11日
中部	6日	7日	3日
北陸	1日	1日	0日
関西	6日	4日	1日
中国	13日	13日	5日
四国	21日	22日	6日
九州	22日	20日	8日
沖縄	3日	0日	0日

※1 九州エリアは2023年度分、東北・中国・四国エリアは2024年度分、中部・北陸・関西・沖縄本島は2025年度分から、当機関での検証は四半期ごとに実施しており、今回、2025年4～6月分の検証・公表を行うもの。4～6月に行われた出力抑制日から、検証対象とする代表日を選定して検証を実施。

2. 検証内容

- ①再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- ②優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- ③再エネの出力抑制を行う必要性

3. 検証結果

検証内容の①～③それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、代表日のうち中部エリアの4月5日実施分及び関西エリアの4月19日・4月27日・5月4日・6月1日実施分を除き、妥当であったと判断する。

中部エリアの4月5日実施分及び関西エリアの4月19日・4月27日・5月4日・6月1日実施分については、1発電事業者に対する出力抑制が未実施であったものの、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体

は不可避であった。中部電力パワーグリッド株式会社及び関西電力送配電株式会社においては、今回の検証期間において確認された事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

なお、今回の検証の過程で、2025年3月に実施した関西エリアの再エネ出力抑制への影響も判明したことから、本機関は既公表（関西エリア：2025年3月分）の妥当性の評価を取り消すとともに、別紙4-1-2のとおり検証結果としてまとめ、別紙4-2-2により公表する。

4. 公表日 : 2025年8月27日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

別紙1-1：東北エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～2025年4月～6月抑制分 東北電力ネットワーク～

別紙1-2：ウェブサイト公表文「東北エリアにおける需給バランス制約によ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」

別紙2-1：中部エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～2025年4月～6月抑制分 中部電力パワーグリッド～

別紙2-2：ウェブサイト公表文「中部エリアにおける需給バランス制約によ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」

別紙3-1：北陸エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～2025年4月～6月抑制分 北陸電力送配電～

別紙3-2：ウェブサイト公表文「北陸エリアにおける需給バランス制約によ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」

別紙4-1-1：関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～2025年4月～6月抑制分 関西電力送配電～

別紙4-1-2：関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の再検証結果

～2025年3月抑制分 関西電力送配電～

別紙4-2-1：ウェブサイト公表文「関西エリアにおける需給バランス制約によ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（2025年4月～6月分）」

別紙4-2-2：ウェブサイト公表文「関西エリアにおける需給バランス制約によ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（2025年3月分）」

別紙5-1：中国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～2025年4月～6月抑制分 中国電力ネットワーク～

- 別紙５－２：ウェブサイト公表文「中国エリアにおける需給バランス制約によ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」
- 別紙６－１：四国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～２０２５年４月～６月抑制分 四国電力送配電～
- 別紙６－２：ウェブサイト公表文「四国エリアにおける需給バランス制約によ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」
- 別紙７－１：九州エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～２０２５年４月～６月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙７－２：ウェブサイト公表文「九州エリアにおける需給バランス制約によ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」
- 別紙８－１：沖縄本島における需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～２０２５年４月～６月抑制分 沖縄電力～
- 別紙８－２：ウェブサイト公表文「沖縄本島における需給バランス制約によ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」

【参考】抑制エリアと抑制実施日

・東北エリア（2025年4月～6月）

下記の45日（4月：14日、5月：20日、6月：11日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○※2
4月2日(水)		5月2日(金)	○	6月2日(月)	○
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○※2	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	○
4月8日(火)		5月8日(木)	○	6月8日(日)	○
4月9日(水)	○	5月9日(金)	○	6月9日(月)	○
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	○
4月13日(日)		5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)	○	6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)	○	6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	
4月20日(日)	○	5月20日(火)	○	6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)	○	5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	○
4月29日(火)	○	5月29日(木)	○	6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	14日	合計	20日	合計	11日

太字：検証対象に選定

・中部エリア（2025年4月～6月）

下記の16日（4月：6日、5月：7日、6月：3日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	○
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	○
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)	○	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	6日	合計	7日	合計	3日

太字：検証対象に選定

・北陸エリア（2025年4月～6月）

下記の2日（4月：1日、5月：1日、6月：0日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	Q	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)		6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)		6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	Q	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)		5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)		5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	1日	合計	1日	合計	0日

太字：検証対象に選定

・関西エリア（2025年4月～6月）

下記の11日（4月：6日、5月：4日、6月：1日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)	○	6月5日(木)	
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○※2	6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	6日	合計	4日	合計	1日

太字：検証対象に選定

・中国エリア（2025年4月～6月）

下記の31日（4月：13日、5月：13日、6月：5日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)		5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	○
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)	○※2	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	13日	合計	13日	合計	6日

太字：検証対象に選定

・四国エリア（2025年4月～6月）

下記の49日（4月：21日、5月：22日、6月：6日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)	○	6月2日(月)	
4月3日(木)	○	5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)	○	5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	○
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)	○	6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)	○	6月12日(木)	
4月13日(日)	○	5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)	○	5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)	○	6月15日(日)	○
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)	○	5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)	○	6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)	○	5月25日(日)	○	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	21日	合計	22日	合計	6日

太字：検証対象に選定

・九州エリア（2025年4月～6月）

下記の50日（4月：22日、5月：20日、6月：8日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)	○	5月2日(金)	○	6月2日(月)	
4月3日(木)	○	5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)	○	5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)	○	6月10日(火)	
4月11日(金)	○	5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)	○	6月12日(木)	
4月13日(日)	○	5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)	○	5月15日(木)	○	6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	○
4月18日(金)	○	5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	○
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)	○	6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)	○	5月25日(日)	○	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	○
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	22日	合計	20日	合計	8日

太字：検証対象に選定

・沖縄本島エリア（2025年4月～6月）

下記の3日（4月：3日、5月：0日、6月：0日）

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)		6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)		6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)		6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)	○	5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)	○	5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)		5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)		5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	3日	合計	0日	合計	0日

太字：検証対象に選定

※2 前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

東北エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 5 年 4 月～ 6 月抑制分 東北電力ネットワーク～

2 0 2 5 年 8 月 27 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～東北電力ネットワーク編～

東北電力ネットワークは、2025年4月～6月に、東北エリア（離島を除く）において需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制45日間（4月：14日、5月：20日、6月：11日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第49回系統WG(2023年12月6日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや東北エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、東北電力ネットワークホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

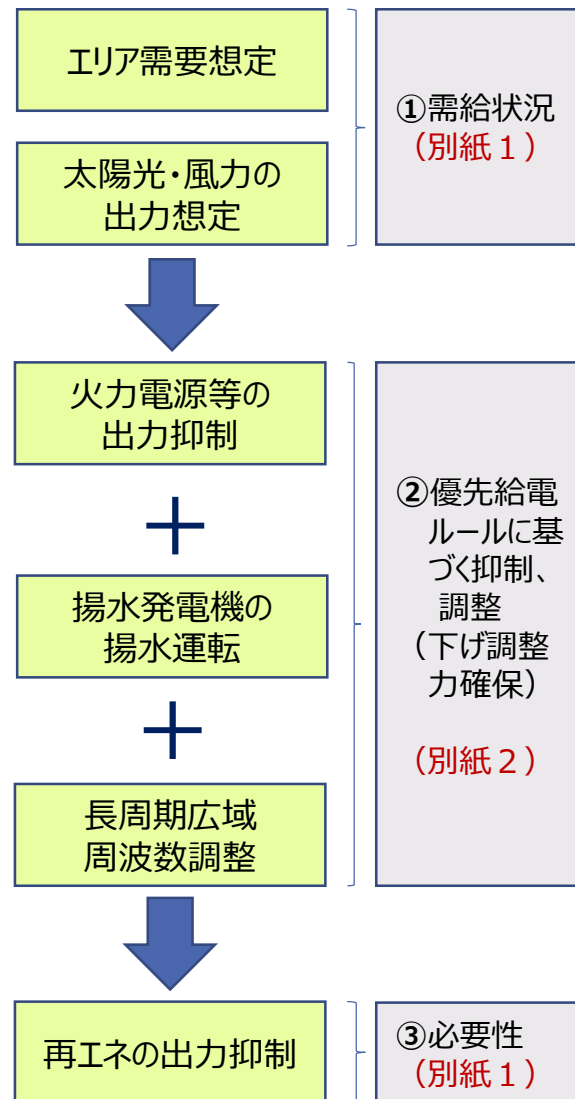
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年4月 1/2) 5

東北電力ネットワークは、4月の以下の14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	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	4月4日(金) 16時	4月6日(日) 11時（※2）	4月8日(火) 16時	4月15日(火) 16時	4月16日(水) 16時
抑制実施日	4月5日 (土)	4月6日 (日)	4月9日 (水)	4月16日 (水)	4月17日 (木)
最大抑制量（※1）	206.0万kW	39.5万kW	94.7万kW	90.6万kW	180.7万kW
抑制時間	8時～16時	11時30分～13時	8時～16時	8時～16時	7時～16時
検証対象		○			
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

供給区域	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	4月18日(金) 16時	4月19日(土) 16時	4月20日(日) 16時	4月21日(月) 16時	4月23日(水) 16時
抑制実施日	4月19日 (土)	4月20日 (日)	4月21日 (月)	4月22日 (火)	4月24日 (木)
最大抑制量（※1）	229.1万kW	83.9万kW	266.8万kW	217.1万kW	65.9万kW
抑制時間	7時～16時	7時30分～16時	7時～16時	7時30分～16時	8時～16時
検証対象					
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。
(※2) 前日指示なしで当日に出力抑制を行った日。

OCCIO

3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年4月 2/2) 6

供給区域	東北エリア（離島を除く）			
指令日時	4月25日(金) 16時	4月26日(土) 16時	4月28日(月) 16時	4月29日(火) 16時
抑制実施日	4月26日 (土)	4月27日 (日)	4月29日 (火)	4月30日 (水)
最大抑制量（※1）	283.0万kW	395.7万kW	62.2万kW	150.3万kW
抑制時間	7時～16時	7時～16時	7時～16時	7時～16時
検証対象		○		
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照			

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年5月 1/2) 7

東北電力ネットワークは、5月の以下の20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	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	4月30日(水) 16時	5月1日(木) 16時	5月2日(金) 16時	5月3日(土) 16時	5月4日(日) 16時
抑制実施日	5月1日 (木)	5月2日 (金)	5月3日 (土)	5月4日 (日)	5月5日 (月)
最大抑制量（※1）	147.8万kW	14.2万kW	327.0万kW	275.4万kW	392.6万kW
抑制時間	7時～16時	8時～16時	6時30分～16時	7時～16時	6時30分～16時
検証対象					○
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

供給区域	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	5月7日(水) 16時	5月8日(木) 16時	5月10日(土) 16時	5月12日(月) 16時	5月13日(火) 16時
抑制実施日	5月8日 (木)	5月9日 (金)	5月11日 (日)	5月13日 (火)	5月14日 (水)
最大抑制量（※1）	163.9万kW	31.3万kW	187.0万kW	230.4万kW	41.4万kW
抑制時間	7時～16時	7時～16時	6時30分～16時	7時～16時	8時～16時
検証対象					
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

 (※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年5月 2/2) 8

供給区域	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	5月14日(水) 16時	5月15日(木) 16時	5月17日(土) 16時	5月18日(日) 16時	5月19日(月) 16時
抑制実施日	5月15日 (木)	5月16日 (金)	5月18日 (日)	5月19日 (月)	5月20日 (火)
最大抑制量（※1）	58.9万kW	22.3万kW	180.8万kW	115.1万kW	43.0万kW
抑制時間	7時30分～16時	7時30分～16時	6時30分～16時	8時～16時	7時30分～16時
検証対象					
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

供給区域	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	5月22日(木) 16時	5月25日(日) 16時	5月26日(月) 16時	5月27日(火) 16時	5月28日(水) 16時
抑制実施日	5月23日 (金)	5月26日 (月)	5月27日 (火)	5月28日 (水)	5月29日 (木)
最大抑制量（※1）	107.8万kW	117.8万kW	72.7万kW	89.3万kW	130.9万kW
抑制時間	7時～16時	6時30分～16時	7時～16時	8時～16時	7時～16時
検証対象					
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年6月 1/2) 9

東北電力ネットワークは、6月の以下の11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	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	6月1日(日) 9時（※2）	6月1日(日) 16時	6月3日(日) 16時	6月4日(水) 16時	6月5日(木) 16時
抑制実施日	6月1日 (日)	6月2日 (月)	6月4日 (水)	6月5日 (木)	6月6日 (金)
最大抑制量（※1）	66.7万kW	245.7万kW	121.0万kW	164.6万kW	167.6万kW
抑制時間	9時18分～16時	6時30分～16時	8時～16時	7時～16時	7時30分～16時
検証対象	○				
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

供給区域	東北エリア（離島を除く）				
指令日時	6月6日(金) 16時	6月7日(土) 16時	6月8日(日) 16時	6月11日(水) 16時	6月27日(金) 16時
抑制実施日	6月7日 (土)	6月8日 (日)	6月9日 (月)	6月12日 (木)	6月28日 (土)
最大抑制量（※1）	248.6万kW	230.4万kW	103.0万kW	158.3万kW	33.5万kW
抑制時間	7時～16時	7時～16時	7時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象	○				
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照				

 (※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。
(※2) 前日指示なしで当日に出力抑制を行った日。

3. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年6月 2/2) 10

供給区域	東北エリア（離島を除く）
指令日時	6月28日(土) 16時
抑制実施日	6月29日 (日)
最大抑制量（※1）	90.3万kW
抑制時間	8時～16時
検証対象	
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月：14日、5月：20日、6月：11日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/27(日)、5/5(月)、6/7(土)
- ・特異日（当日抑制）…………… 4/6(日)、6/1(日)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について東北電力ネットワークが行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月		5月	6月	
	6 ^{※2}	27	5	1 ^{※2}	7
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容					
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電	○	○	○	○	○
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（5）長周期広域周波数調整 ^{※1}	—	○	○	—	○
（6）バイオマス専焼電源	—	○	○	—	○
（7）地域資源バイオマス	—	○	○	—	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※1 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

※2 前日指示なしで当日に再エネ出力抑制を行った日であり、当日指令時点における妥当性を評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全代表日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全代表日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	試運転試験、燃料受入に伴うBOG消費等により出力制約がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（4/6を除く全代表日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	作業停止や上池濁度制約等により揚水制約がある発電機を除き、最大限揚水することを確認した（4/6を除く代表日）。なお、4/6当日は下げ調整力最小時刻において、揚水可能なkWhが枯渇し、1台揚水運転不可であることを確認した。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	大容量蓄電池は、最大限活用していることを確認した（全代表日）。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	抑制指令時点において、自家発電設備など工場の生産調整がある発電所を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（5）長周期広域周波数調整	4/6,6/1の当日指令の抑制時間について、前日段階では下げ調整力を確保しており未実施であったことを確認した。それ以外の代表日については、抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。
（6）バイオマス専焼電源	4/6,6/1の当日指令の抑制時間について、前日段階では下げ調整力を確保しており前日指令は不要であったこと、当日指令では対応不可であり未実施であったことを確認した。それ以外の代表日については、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。
（7）地域資源バイオマス	4/6,6/1の当日指令の抑制時間について、前日段階では下げ調整力を確保しており前日指令は不要であったこと、当日指令では対応不可であり未実施であったことを確認した。それ以外の代表日については、事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

総合評価

再エネ出力抑制の検証を行った代表日(5日間)において、各項目が妥当であったと評価する。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、および蓄電池の充電を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

場所		東北本土			東北本土		当日計画		東北本土		東北本土		東北本土		当日計画		東北本土		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		4月6日(日)			4月6日(日)			4月27日(日)		5月5日(月)		6月1日(日)		6月1日(日)		6月7日(土)			
		12時00分～12時30分			12時00分～12時30分			10時30分～11時00分		10時30分～11時00分		12時30分～13時00分		12時30分～13時00分		12時00分～12時30分			
		【需要想定】			【需要想定】			【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】			
		【需要カーブ基準】			【需要カーブ基準】			【需要カーブ基準】		【需要カーブ基準】		【需要カーブ基準】		【需要カーブ基準】		【需要カーブ基準】			
		【気温補正基準】			【気温補正基準】			【気温補正基準】		【気温補正基準】		【気温補正基準】		【気温補正基準】		【気温補正基準】			
需要想定	年月日（曜日）	2025.4.6(日)	2024.3.17(日)	2024.3.17(日)	2025.4.6(日)	2024.3.17(日)	2024.3.17(日)	2025.4.27(日)	2024.4.28(日)	2025.4.17(木)	2025.5.5(月)	2025.5.3(土)	2025.4.22(火)	2025.6.1(日)	2025.5.25(日)	2025.5.25(日)	2025.6.7(土)	2024.6.8(土)	
	天候	曇	晴・曇	晴・曇	曇	晴・曇	晴・曇	晴	晴	晴	晴	晴	晴	曇	曇	曇	曇・晴	晴	
	気温（℃）	16.7	14.8	14.8	16.1	14.8	14.8	20.6	26.2	21.5	19.7	18.8	21.4	18.0	17.7	17.7	18.4	17.7	
	気温感応度	14.0万kW/℃（4月上旬 休日）			14.0万kW/℃（4月上旬 休日）			※20℃以上は気温補正なし		6.0万kW/℃（5月上旬 休日）		6.0万kW/℃（5月上旬 休日）		6.0万kW/℃（6月上旬 休日）		6.0万kW/℃（6月上旬 休日）		8.0万kW/℃（6月上旬 休日）	
	需要（万kW）	過去の需要実績① 過去12時間②（前12時間の計算結果を右に記載） 需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②			777.0			777.0		662.5		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		698.1		698.1		766.9	
		777.0			777.0			662.5		900.2		867.9		6					

(※)差理由

(a) LFC確保のための出力増加
(b) 燃料貯蔵量の関係より抑制量減少
(c) 燃料貯蔵量の関係より抑制量増加

(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
(f) 下池満度制約により排水運転不可

(g) 燃料受入にともなうBOG消費のための発電機出力制御
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 他の供給区域の電圧変動による不足

(j) 自家発電設備など工場での生産調整に基づく計画
(k) グリーン振動による最低出力制約
(l) 給水流量ハッチング対策による最低出力制約

(m) 燃料貯蔵量の関係から運転停止不可
(n) 前日指示未実施により対応不要
(o) 前日下げ調整力確保により対応不要

(p) 当日下げ調整力確保のため昼間帯DSS実施
(q) 起動装置燃料不足により運転停止不可
(r) 揚水の枯渇による制約

(s) 入口井修繕作業による停止
(t) 上池満度制約により排水運転不可
(u) 点灯需要供給力確保

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)																		
調停力としてあらかじめ確保する発電設備等	石炭	発電所	最低出力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	最低出力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	最低出力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	最低出力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)																		
		鹿代 ^{※1}	32.3	46.1	13.8	(d)	32.3	46.1	13.8	(d)																		
		酒田	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		原町	9.3	18.9	9.6	(l)	9.3	18.9	9.6	(l)																		
		新地	16.4	16.4	0.0		16.4	16.4	0.0																			
		物部 ^{※2}	0.0	0.0	0.0		18.2	18.2	0.0																			
		八戸(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		新仙台(コンバインド)	28.7	28.7	0.0		28.7	28.7	0.0																			
		LNG	東新潟	0.0	6.8	6.8	(g)	0.0	6.8	6.8	(g)																	
東新潟(コンバインド)	44.3	44.3	0.0		43.3	43.3	0.0																					
上越(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																					
長岡	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																					
西仙台変電所	2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0																					
合計	131.0	161.2	30.2	—	135.1	136.6	1.5	—	134.9	160.6	25.7	—	115.9	140.3	24.4	—	116.8	123.6	6.8	—	115.2	122.0	6.8	—	158.4	192.6	34.2	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)														
揚水発電機の排水運転	第二遊里	発電所	揚水動力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)														
		1	▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0	(f)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)		
		2	▲23.0	▲23.0	0.0	(r)	▲23.0	▲23.0	0.0	(f)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)	▲23.0	▲23.0	0.0	(s)		
合計	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲23.0	23.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲23.0	23.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)		
南相馬変電所の蓄電池の充電				充放電最大電力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	充放電最大電力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	充放電最大電力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	充放電最大電力① 前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	
	南相馬変電所	▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)																				
調停力としてあらかじめ確保していない発電設備等	火力他	最低出力① ^{※2} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	最低出力① ^{※2} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	最低出力① ^{※2} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)																				
		92.2	92.1	▲0.1	(h)	92.2	92.1	▲0.1	(h)	57.7	57.6	▲0.1	(h)	63.0	60.7	▲2.3	(h)	124.1	171.3	47.2	(o)	124.1	118.8	▲5.3	(h)	109.3	106.6	▲2.7	(h)	
		[28%] (229.2)	[28%] (229.2)			[28%] (229.2)	[28%] (229.2)			[24%] (229.2)	[23%] (229.2)			[34%] (229.2)	[23%] (229.2)			[34%] (229.2)	[47%] (229.2)			[34%] (229.2)	[33%] (229.2)			[33%] (229.2)	[32%] (229.2)			
		4.8	4.8	0.0		4.8	4.8	0.0		3.7	3.7	0.0		3.7	3.7	0.0		3.7	3.7	0.0		3.7	3.7	0.0		3.7	3.7	0.0		
		10.9	10.9	0.0		10.9	10.9	0.0		1.3	1.3	0.0		1.3	1.3	0.0		10.9	10.9	0.0		10.9	10.9	0.0		10.9	10.9	0.0		
		合計	97.0	96.9	▲0.1	—	97.0	96.9	▲0.1	—	59.3	59.2	▲0.1	—	64.3	62.0	▲2.3	—	127.8	175.0	47.2	—	127.8	122.5	▲5.3	—	113.0	110.3	▲2.7	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)																			
長岡臨広域周波数調整(連系線活用)	地域間連系系統	前日15時時点の変動値 ^{※3} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	前日15時時点の変動値 ^{※3} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	前日15時時点の変動値 ^{※3} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)																			
	北海道北見圏連系系統	47.5	0.0	▲47.5	(o)	44.0	0.0	▲44.0	(n)	46.9	0.0	▲46.9	(l)	77.3	0.0	▲77.3	(l)	45.0	0.0	▲45.0	(o)	42.8	0.0	▲42.8	(n)	44.0	0.0	▲44.0	(n)
	東北東関東連系系統	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		40.4	0.0	▲40.4	(o)	42.8	0.0	▲42.8	(n)	44.0	0.0	▲44.0	(n)
	合計	47.5	0.0	▲47.5	—	44.0	0.0	▲44.0	—	46.9	0.0	▲46.9	—	77.3	0.0	▲77.3	—	85.4	0.0	▲85.4	—	119.8	0.0	▲119.8	—	119.8	0.0	▲119.8	—

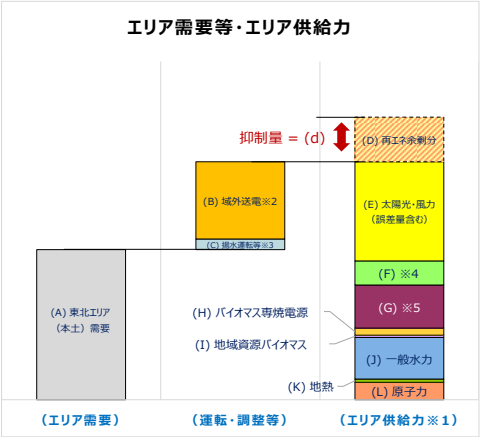
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)																		
バイオマス等発電	電源合計	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)																		
	26.8	47.9	21.1	(o)	26.8	47.9	21.1	(n)	31.3	31.3	0.0		31.3	31.3	0.0		28.0	48.0	20.0	(o)	28.0	48.0	20.0	(n)	28.0	48.0	20.0	
	[56%]	[56%]			[56%]	[56%]			[58%]	[58%]			[58%]	[58%]			[58%]	[58%]			[58%]	[58%]			[58%]	[58%]		
	3.3	8.1	4.8	(o)	3.3	8.1	4.8	(n)	3.0	3.0	0.0		3.2	3.2	0.0		3.4	6.7	3.3	(o)	3.4	6.7	3.3	(n)	3.4	6.7	3.3	
合計	30.1	56.0	25.9	—	30.1	56.0	25.9	—	34.3	34.3	0.0	—	34.5	34.5	0.0	—	31.4	54.7	23.3	—	31.4	54.7	23.3	—	31.4	54.7	23.3	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)																			
地域間連系バイオマス	電源合計	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)	全量に占める出力① ^{※4} [出力率%]	前日計画②	差異(②-③) 差異理由(※)																			
	3.2	2.8	▲0.4	(h),(o)	3.2	2.8	▲0.4	(h),(n)	3.2	3.2	0.0		3.2	3.2	0.0		3.2	3.5	0.3		3.2	3.5	0.3		(n)	3.2	2.7	▲0.5	(h)
	[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			[78%]	[78%]			
	出力抑制不可	—	100%	12.1	—	100%	12.1	—	100%	12.1	—	100%	11.5	—	100%	11.5	—	100%	11.4	—	100%	11.4	—	100%	11.4	—	100%	11.4	—
合計	3.2	14.9	▲0.4	—	3.2	14.9	▲0.4	—	3.2	15.5	0.0	—	3.2	14.7	0.0	—	3.2	14.9	0.3	—	3.2	14.9	0.3	—	3.2	14.9	0.3	—	3.2

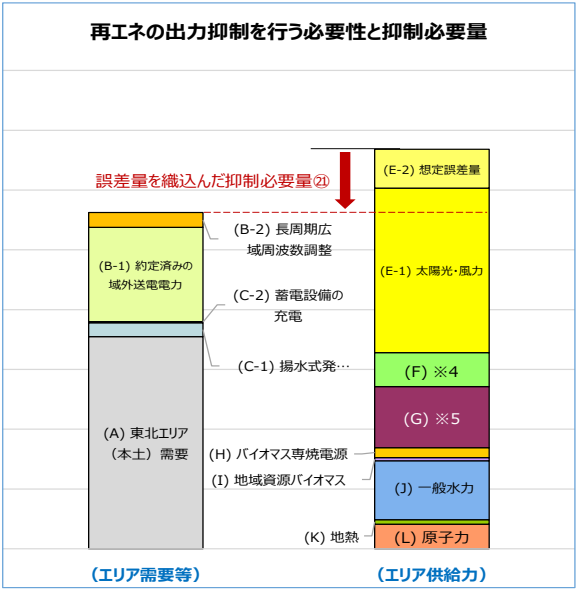
想定誤差量				4月6日(日)	4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月1日(日)	6月7日(土)
出力帯判定	太陽光 出力帯	最高出力帯2	82.5%	-	最高出力帯	83.8%	-	最高出力帯	79.1%	-
	(A)前日 最大出力/設備数	43.9%	-	最高出力帯	75.8%	-	最高出力帯	77.1%	-	
	(B)当日 最大出力/設備数	53.2%	-	最高出力帯	90.5%	-	最高出力帯	91.3%	-	
	(C)出力率 (B)/(A)	低出力帯	48.9%	-	最高出力帯	48.9%	-	低出力帯	30.7%	-
出力帯判定	風力 出力帯	最高出力帯	13.0%	-	最高出力帯	57.5%	-	最高出力帯	57.8%	-
	(A)前日 最大出力/設備数	26.6%	-	最高出力帯	46.4%	-	最高出力帯	46.4%	-	
	(B)当日 最大出力/設備数	62.5%	-	最高出力帯	117.5%	-	最高出力帯	94.8%	-	
	(C)出力率 (B)/(A)	太陽光調整	18.9	-	太陽光調整	16.1	-	太陽光調整	9.7	-
誤差量	風力調整	32.4	-	風力調整	4.2	-	風力調整	44.6	-	
	1)万需要誤差	113.8	0.0	113.8	65.3	91.5	11.8	11.8	22.7	
	2)万需要誤差	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	合計	113.8	0.0	113.8	65.3	91.5	11.8	11.8	22.7	

		[万kW]				
場所		東北本土	東北本土	東北本土	東北本土	東北本土
下げ調整力最小時刻		4月6日(日)	4月27日(日)	5月5日(月)	6月1日(日)	6月7日(土)
		11時30分～12時00分	10時30分～11時00分	13時00分～13時30分	11時00分～11時30分	10時30分～11時00分
天候・気温	天候	曇	晴	晴	晴・曇	晴
	気温 (℃)	17.5	22.2	18.6	19.9	29.4
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	702.9	667.8	652.9	674.1	792.9
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	133.7	206.2	168.6	115.8	260.4
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	103.6	62.1	76.3	138.5	114.3
	(L) 原子力	79.1	78.8	79.4	78.8	79.2
	(J) 一般水力	186.7	209.4	217.7	207.6	169.3
	(K) 地熱	15.4	14.9	15.0	14.8	9.7
	(H) バイオマス専焼電源	55.2	36.9	37.2	54.0	33.4
	(I) 地域資源バイオマス	15.7	16.4	15.3	14.4	11.8
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	547.5	729.8	651.2	442.5	747.9
	風力 (抑制量含む)	56.3	137.9	98.2	15.4	77.6
	エリア供給力計	1,193.1	1,492.4	1,359.0	1,081.8	1,503.7
	(C) 揚水式発電機の揚水運転・蓄電設備の充電	▲ 26.5	▲ 21.1	▲ 22.1	0.0	▲ 22.3
	(B) 域外送電	▲ 433.0	▲ 333.8	▲ 340.4	▲ 320.8	▲ 406.2
	(D) 抑制	▲ 30.7	▲ 469.7	▲ 343.6	▲ 86.9	▲ 282.4
	供給力計	702.9	667.8	652.9	674.1	792.9

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図 ○必要性（別紙 1）のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備、新北海道本州間連系設備）、東北東京間連系線（相馬双葉幹線、いわき幹線）の運用容量相当。
- ※ 3 : 蓄電設備の充電を含む。
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
- ※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～東北電力ネットワーク編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 長周期広域周波数調整
 - (6) バイオマス専焼電源
 - (7) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 東北電力ネットワークの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考 2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

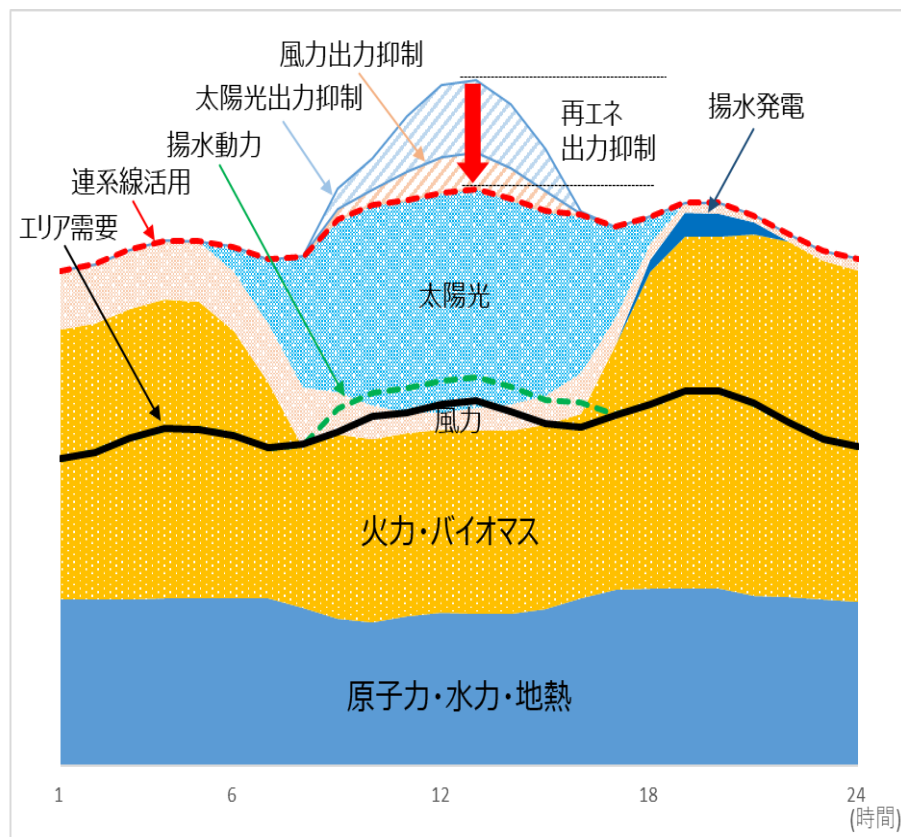
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこことができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記(ア)から(ウ)に掲げるを講じる。
(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記(ア)から(ウ)に掲げる措置
(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)
(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）の運用容量相当。 ※ 3 : 蓄電設備の充電を含む。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

① 過去の類似日検索

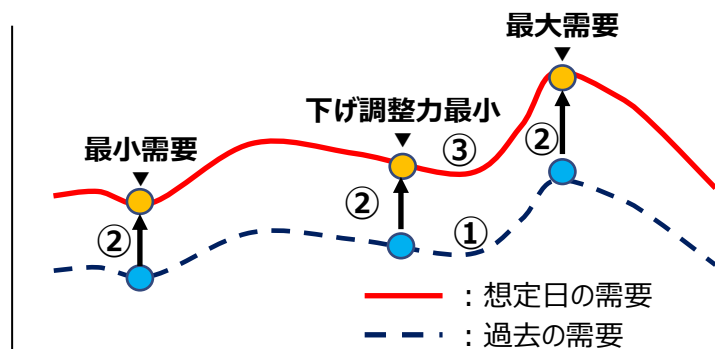
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正 （最大需要、最小需要、下げ調整力最小）

青森市，盛岡市，秋田市，仙台市，山形市，福島市，新潟市の翌日気温予想の平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 24時間の需要想定

需要想定のイメージ図

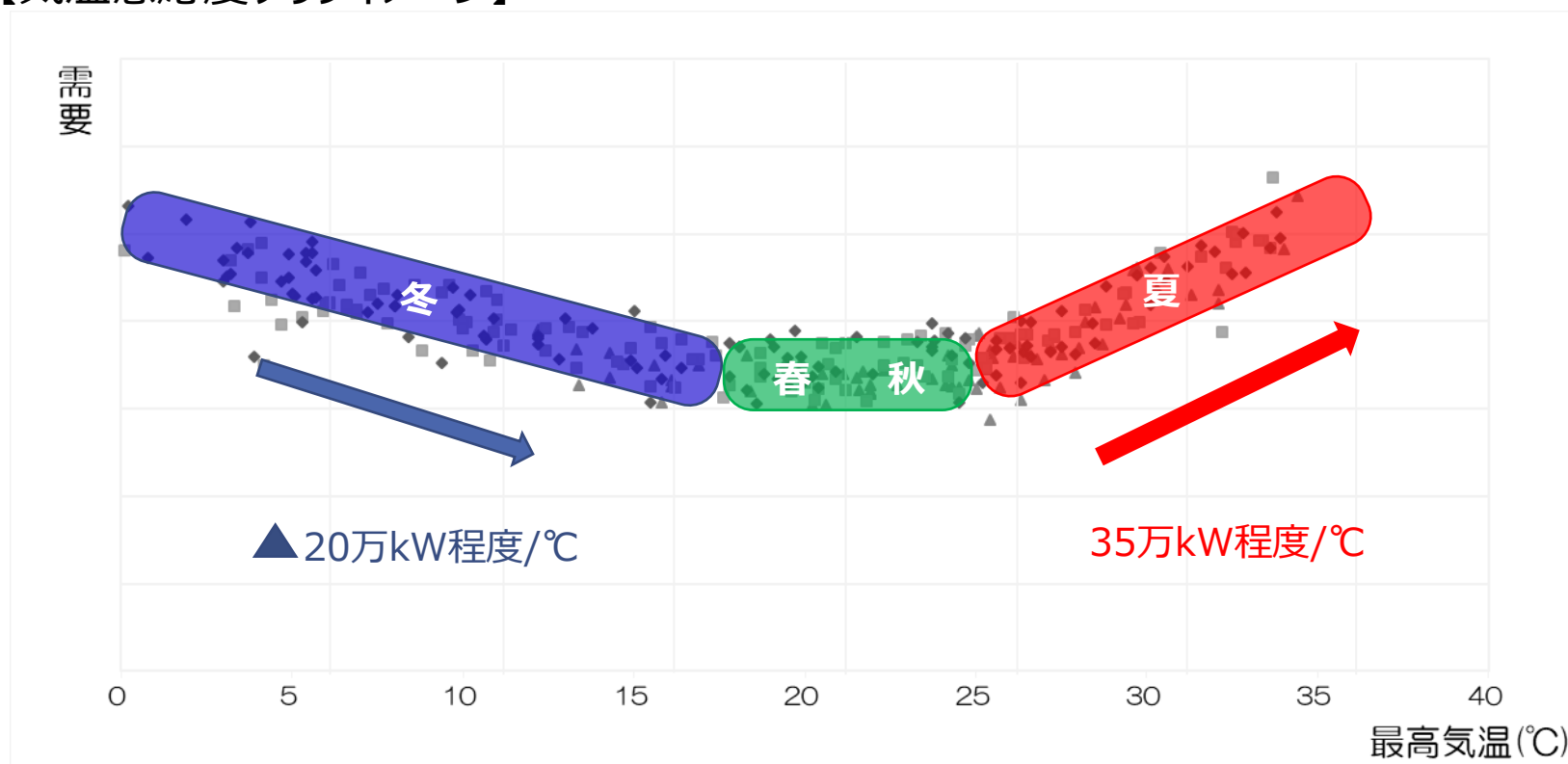


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

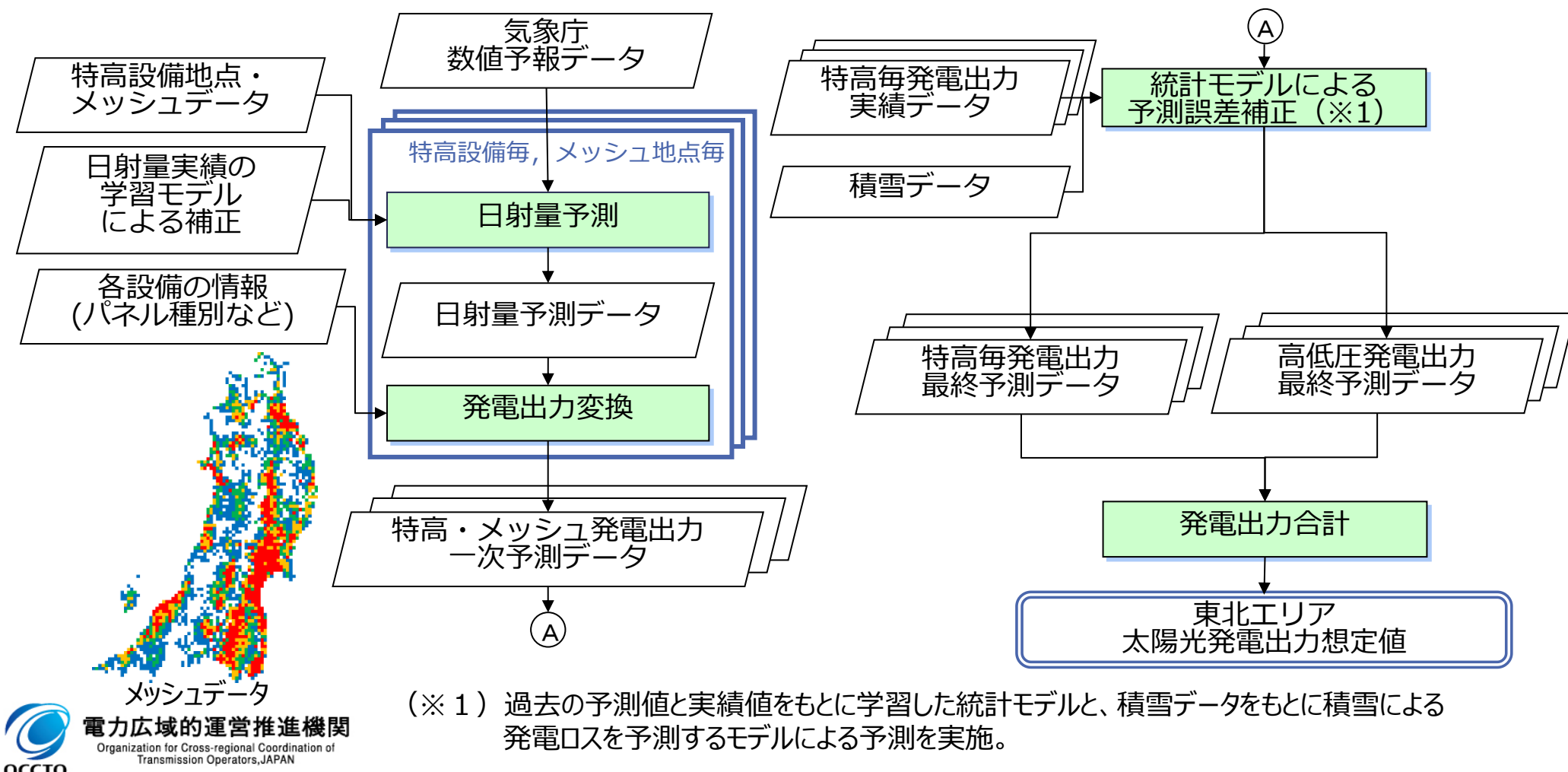
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

太陽光発電は、最新の日射量想定値をもとに想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

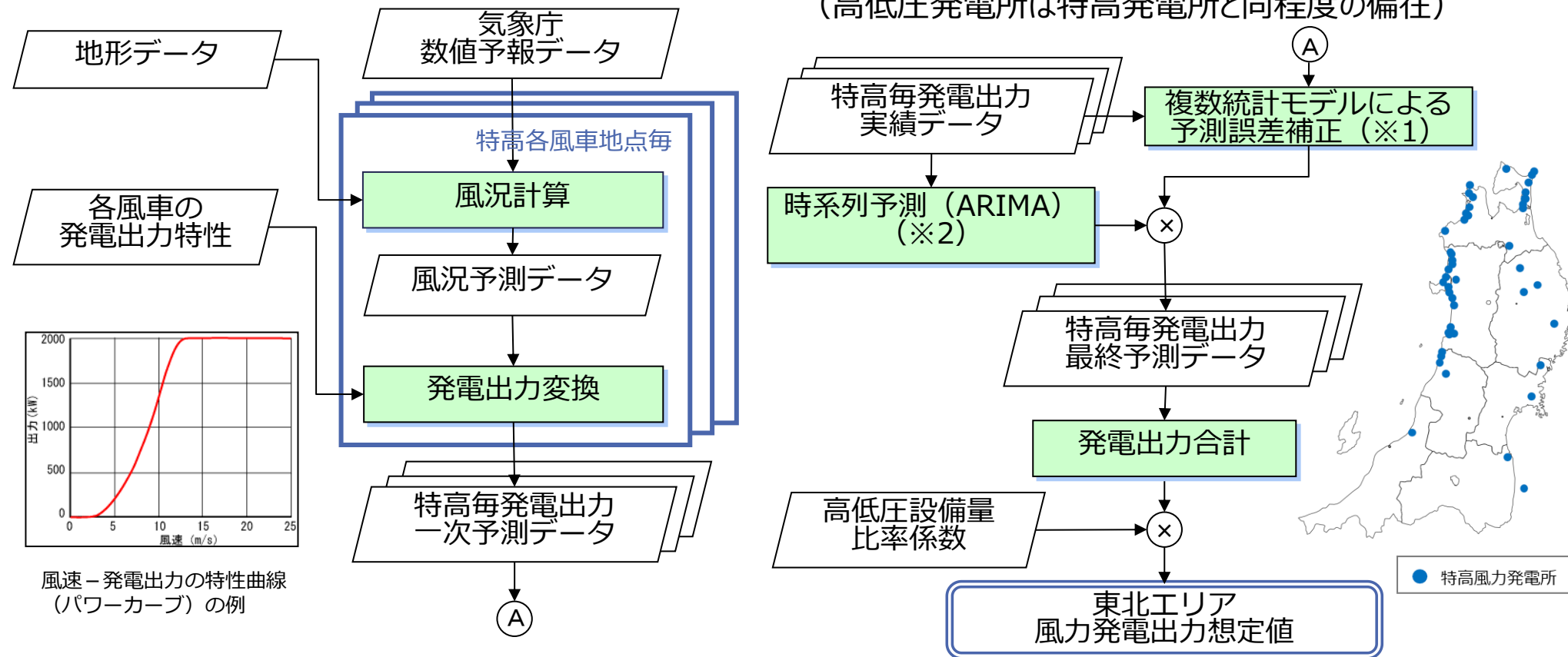
特高出力は発電所の日射量予測データと設備情報（パネル種別など）をもとに各発電所単位で想定する。高低圧出力はメッシュ単位で日射量・出力を計算する。



風力発電は、最新の風速想定値をもとに出力を想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

特高出力は発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低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。

（高低圧発電所は特高発電所と同程度の偏在）



（※１）過去の予測値と実績値をもとに学習した複数統計モデルの組み合わせにより予測誤差を補正。

（※２）直近の発電実績による補正のため短時間予測のみに採用。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、東北電力ネットワークが公表している「需給運用基準－第4章 周波数・需給調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

① 石油火力

系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

② 石炭火力

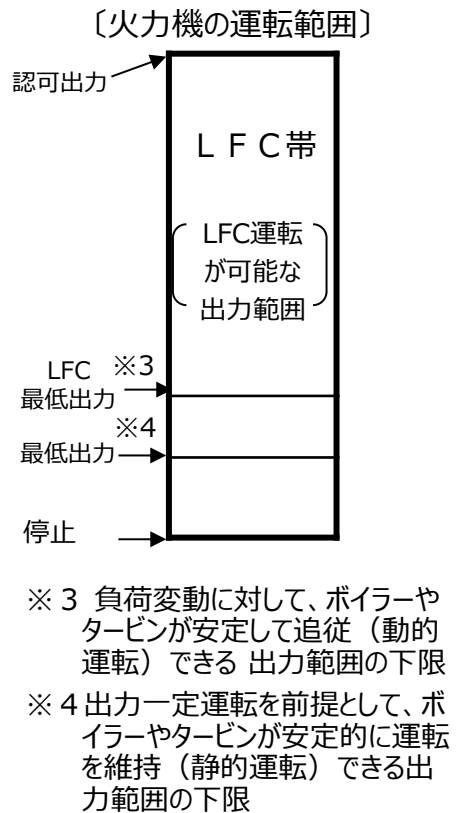
系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

③ LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

(夜間に向けて供給力確保が必要となる場合)

可能な限りLNG火力の毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応するが、更なる供給力確保が必要となる場合、石油火力や石炭火力を起動することがある。



※2 東北エリアの北部系統電圧維持対策として、当該系統の石油火力や石炭火力の最大2台を運転する。
東北エリアの福島系統電圧維持対策として、当該系統の石炭火力の1台を必要に応じ、運転する。

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
第二沼沢	1	▲23.0
	2	▲23.0
合計：2台		▲46.0

東北電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の蓄電設備は、南相馬変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

東北電力ネットワークの 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
南相馬変電所	▲4.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

①火力電源（※２）

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

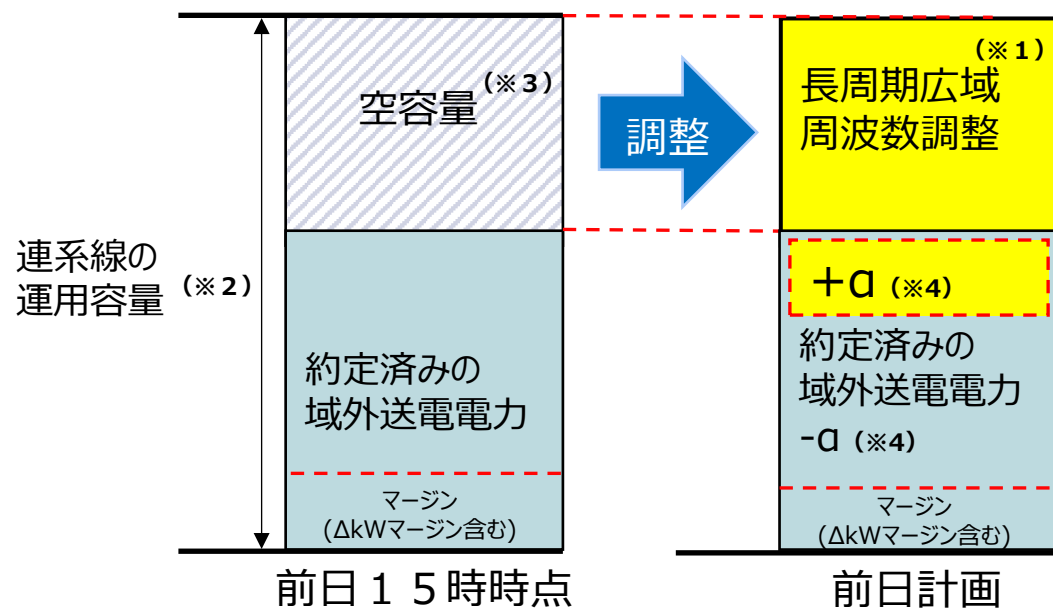
（※１）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

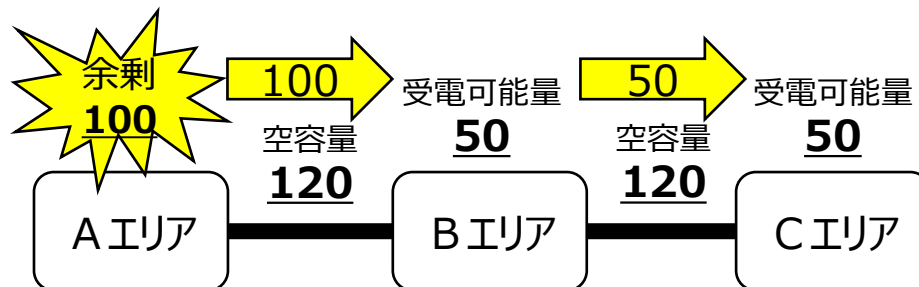
（※ 3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる。
 (= Q)

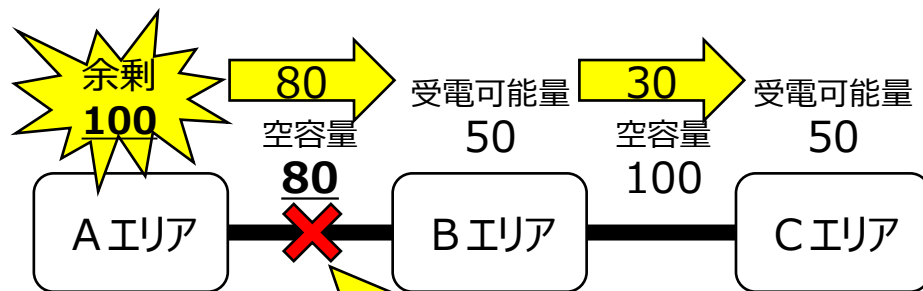
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

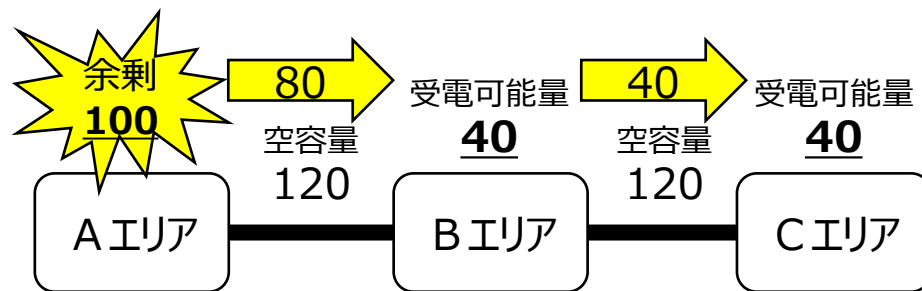
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

①バイオマス専焼電源

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、東北電力ネットワークが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

①地域資源バイオマス電源

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、東北エリアの発電所数

【理由】

【発電所数】

A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	75
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	2
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	2

太陽光・風力の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光・風力出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※1） 想定誤差量は、対象コマの各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

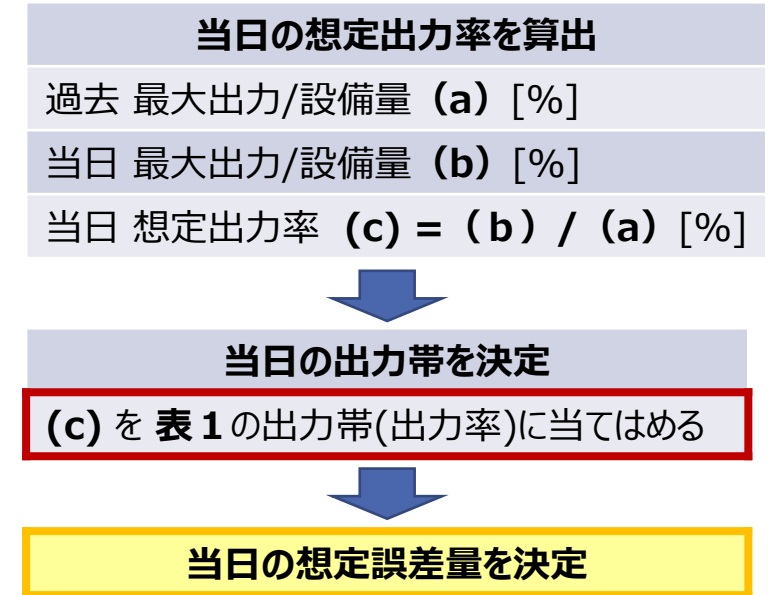
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日10時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てる。なお、オフライン制御の一部は代理制御分としてオンライン制御に割り当てるため、出力制御当日は最大誤差量と平均誤差量(代理制御分除く)の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 (10:30～11:00) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	45.0	16.1	4.2	65.3
	中1(60%～90%)	86.3	0.0	41.6	127.9
	中2(30%～60%)	70.7	0.0	64.7	135.4
	低(～30%)	139.4	10.9	39.0	189.3
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	43.1	12.3	46.8	102.2
	中1(60%～90%)	57.8	3.5	-7.9	53.4
	中2(30%～60%)	122.5	0.8	25.8	149.1
	低(～30%)	106.8	0.0	18.0	124.8
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	97.5	12.1	29.9	139.5
	中1(60%～90%)	47.4	0.0	17.7	65.1
	中2(30%～60%)	84.7	0.0	43.4	128.1
	低(～30%)	84.7	0.0	43.4	128.1
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	45.0	16.1	4.2	65.3
	中1(60%～90%)	45.0	16.1	4.2	65.3
	中2(30%～60%)	147.6	0.0	41.0	188.6
	低(～30%)	168.7	0.4	-4.4	164.7
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	21.2	42.8	-14.0	50.0
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー

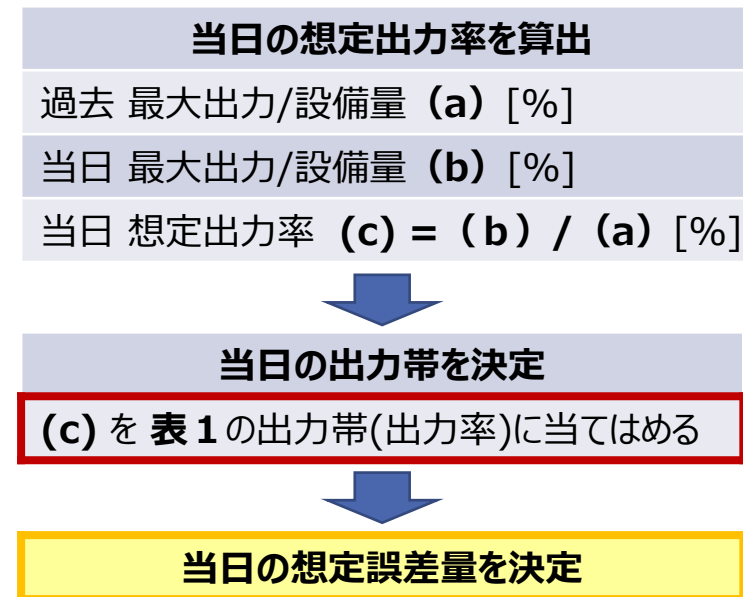


5. 想定誤差量 (3/6)

表1 各出力帯における最大誤差量 (12:00～12:30) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	94.9	0.5	-23.6	71.8
	中1 (60%～90%)	94.9	0.5	-23.6	71.8
	中2 (30%～60%)	125.8	8.1	-1.4	132.5
	低(～30%)	125.8	8.1	-1.4	132.5
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	20.4	44.7	-14.9	50.2
	中1 (60%～90%)	64.5	0.0	21.8	86.3
	中2 (30%～60%)	165.4	0.0	-0.3	165.1
	低(～30%)	126.2	0.0	-21.1	105.1
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	96.9	9.7	41.0	147.6
	中1 (60%～90%)	58.4	0.0	30.7	89.1
	中2 (30%～60%)	73.6	10.3	3.1	87.0
	低(～30%)	62.5	18.9	32.4	113.8
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	25.0	42.9	-9.6	58.3
	中1 (60%～90%)	25.0	42.9	-9.6	58.3
	中2 (30%～60%)	25.0	42.9	-9.6	58.3
	低(～30%)	25.0	42.9	-9.6	58.3
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1 (60%～90%)	20.6	33.7	-2.1	52.2
	中2 (30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー



5. 想定誤差量 (4/6)

表1 各出力帯における最大誤差量 (10:30～11:00) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	37.2	9.7	44.6	91.5
	中1(60%～90%)	37.2	9.7	44.6	91.5
	中2(30%～60%)	61.4	34.4	-11.7	84.1
	低(～30%)	68.2	31.0	10.7	82.0
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	84.2	0.0	7.2	91.4
	中1(60%～90%)	84.2	0.0	7.2	91.4
	中2(30%～60%)	92.3	0.0	-1.0	91.3
	低(～30%)	64.9	0.0	29.8	94.7
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	93.2	11.1	-5.6	98.7
	中1(60%～90%)	93.2	11.1	-5.6	98.7
	中2(30%～60%)	93.2	11.1	-5.6	98.7
	低(～30%)	93.2	11.1	-5.6	98.7
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	0.0	30.4	55.2	85.6
	中1(60%～90%)	0.0	30.4	55.2	85.6
	中2(30%～60%)	93.0	0.0	29.3	122.3
	低(～30%)	34.9	0.0	27.7	62.6
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	41.5	13.7	-24.0	31.2
	低(～30%)	23.5	0.0	-7.0	22.8

表2 想定誤差量の決定フロー

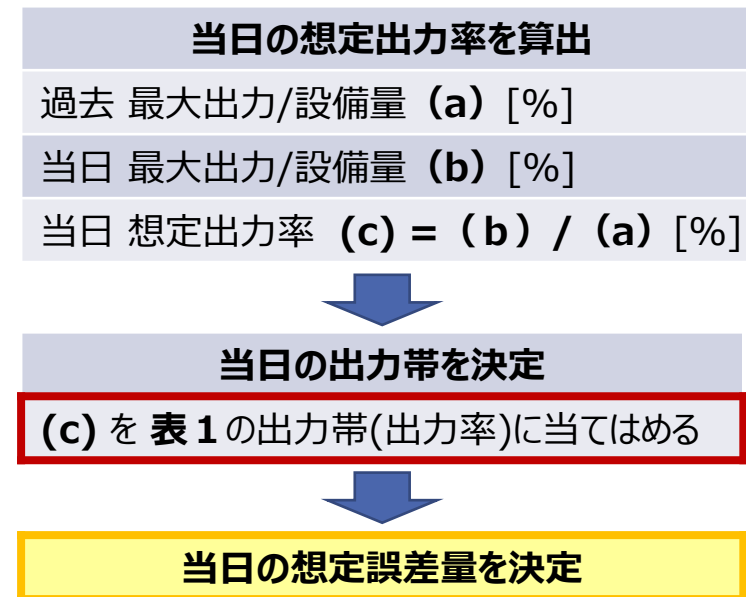
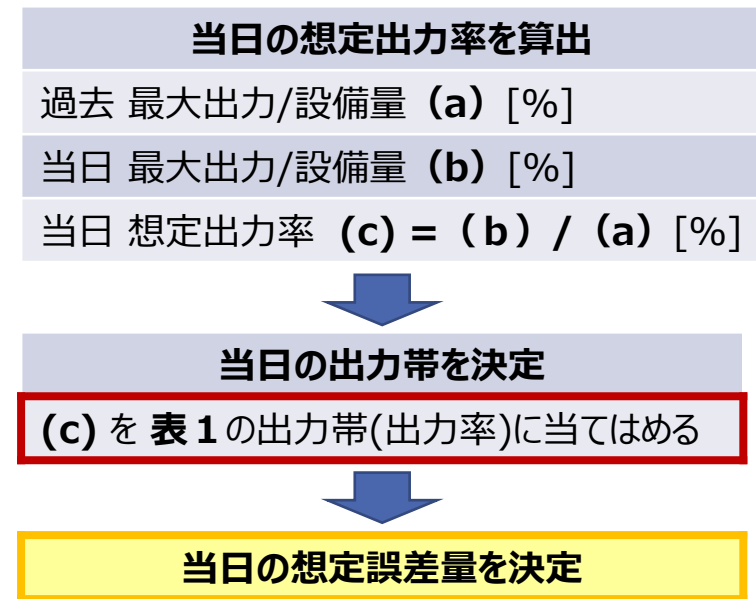


表1 各出力帯における最大誤差量 (12:00～12:30) [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%～)	高(90%～)	43.7	34.3	36.3	114.3
	中1(60%～90%)	103.3	17.1	-11.7	108.7
	中2(30%～60%)	95.3	1.9	22.7	119.9
	低(～30%)	95.3	1.9	22.7	119.9
中出力帯1 (60%～80%)	高(90%～)	26.6	22.5	29.5	78.6
	中1(60%～90%)	51.2	0.0	-10.6	40.6
	中2(30%～60%)	137.5	0.0	-1.7	135.8
	低(～30%)	137.5	0.0	-1.7	135.8
中出力帯2 (40%～60%)	高(90%～)	32.2	12.3	30.8	75.3
	中1(60%～90%)	32.2	12.3	30.8	75.3
	中2(30%～60%)	32.2	12.3	30.8	75.3
	低(～30%)	115.1	0.0	15.3	130.4
低出力帯1 (20%～40%)	高(90%～)	28.1	2.3	6.3	36.7
	中1(60%～90%)	28.1	2.3	6.3	36.7
	中2(30%～60%)	28.1	2.3	6.3	36.7
	低(～30%)	28.1	2.3	6.3	36.7
低出力帯2 (～20%)	高(90%～)	—	—	—	—
	中1(60%～90%)	—	—	—	—
	中2(30%～60%)	—	—	—	—
	低(～30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー

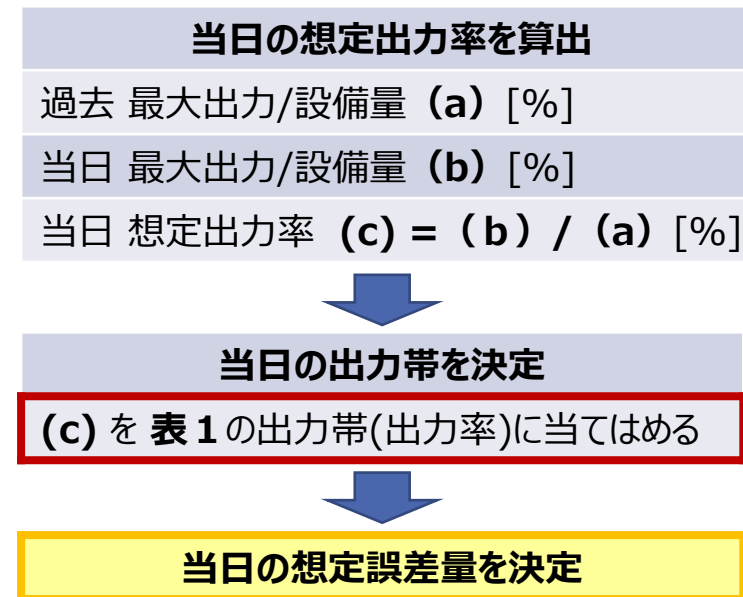


5. 想定誤差量 (6/6)

表1 各出力帯における最大誤差量 (12:30~13:00) [万kW]

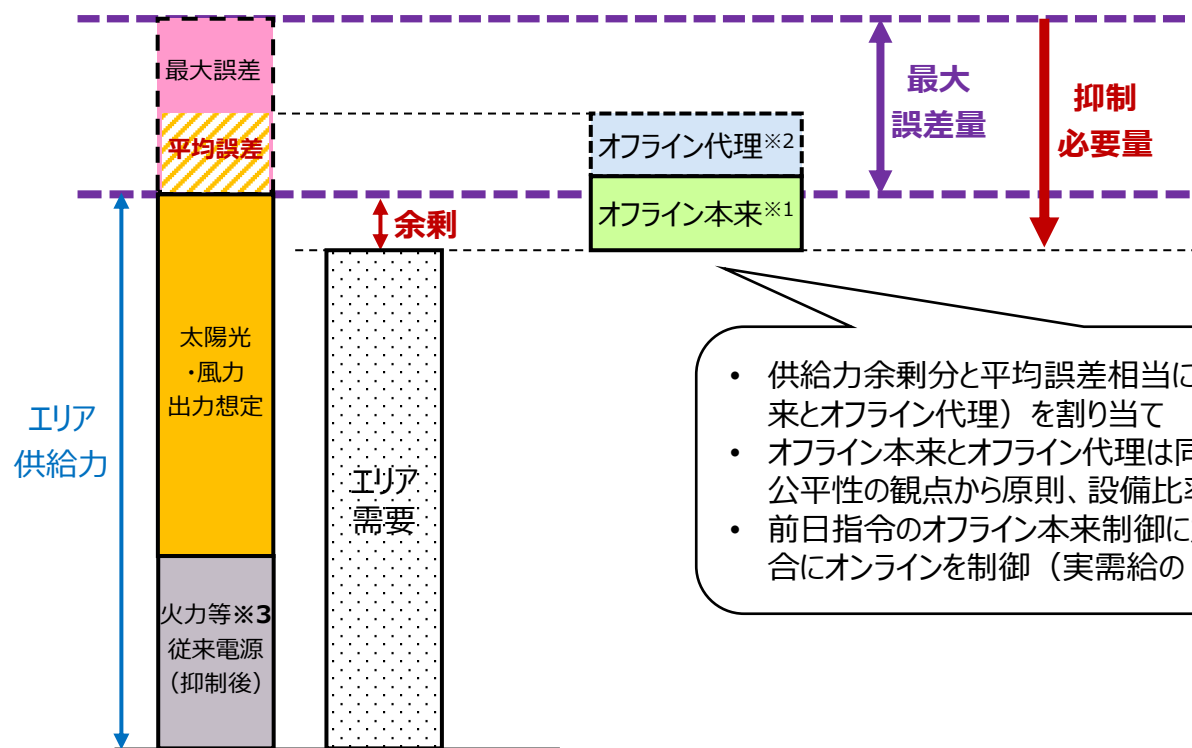
出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量			
太陽光	風力	太陽光	風力	エリア 需要	合計
高出力帯 (80%~)	高(90%~)	46.0	35.5	27.6	109.1
	中1 (60%~90%)	59.1	51.2	-32.4	77.9
	中2 (30%~60%)	48.2	19.3	0.6	68.1
	低(~30%)	96.7	2.9	-22.7	76.9
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	56.1	24.1	24.6	104.8
	中1 (60%~90%)	56.1	24.1	24.6	104.8
	中2 (30%~60%)	61.3	15.8	-17.3	59.8
	低(~30%)	83.7	0	17.7	101.4
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	17.7	0	60.1	77.8
	中1 (60%~90%)	17.7	0	60.1	77.8
	中2 (30%~60%)	39.8	11.9	22.5	74.2
	低(~30%)	103.7	35.3	-20.8	118.2
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	4.1	0	19.6	23.7
	中1 (60%~90%)	4.1	0	19.6	23.7
	中2 (30%~60%)	0	0	11.8	11.8
	低(~30%)	0	0	11.8	11.8
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1 (60%~90%)	—	—	—	—
	中2 (30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



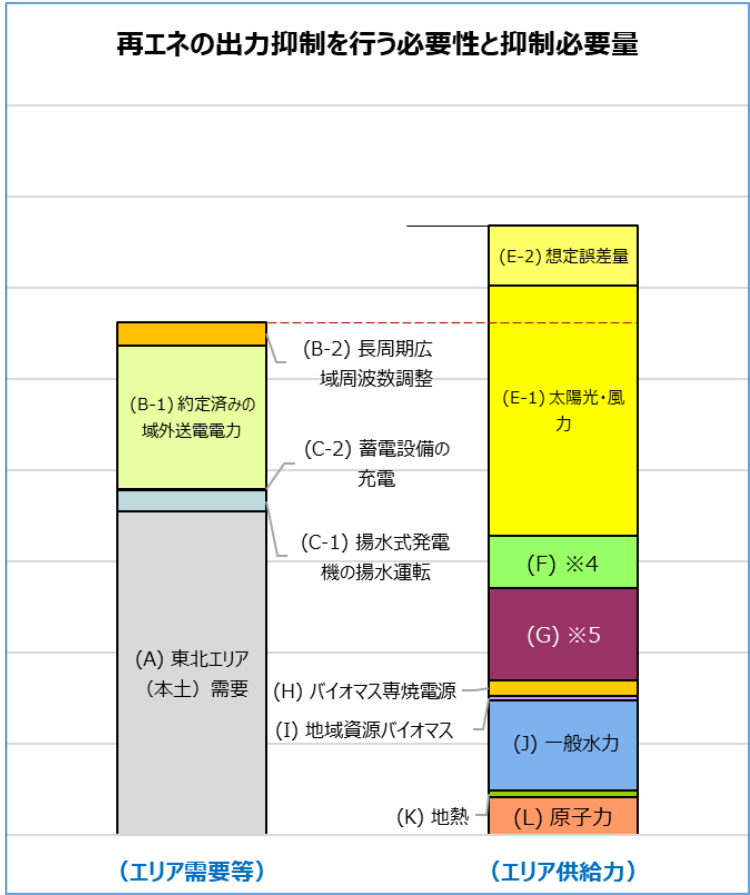
- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
 ※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

東北電力ネットワークは、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特別高圧)を追加抑制することで電制量を追加確保している。その結果、東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の運用容量低下は緩和され、域外送電量が増加することから再エネ出力抑制量を低減できる。

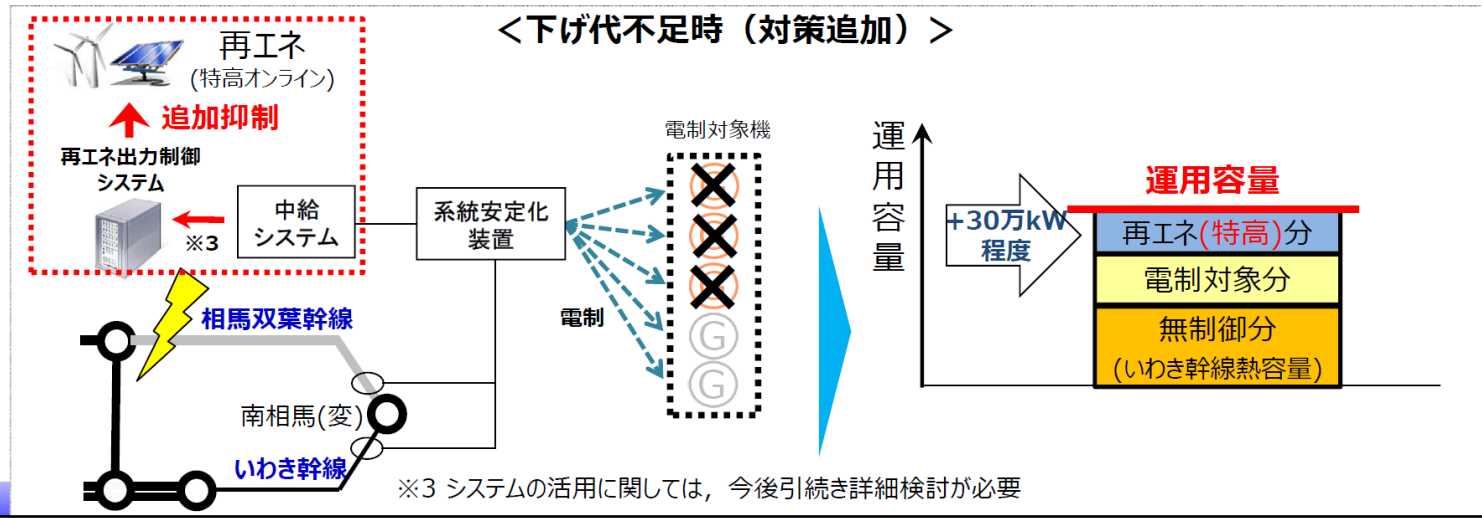
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

第27回 系統WG (資源エネルギー庁)
資料2 抜粋

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)※1を追加抑制することにより、約30万kW程度※2を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線 2 回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



東北電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、東北エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、26者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の50%以下で抑制	12者（火力）※1	636.1	189.7 （30%）
	1者（バイオマス混焼）	23.8	10.8 （45%）
② 定格出力の50%超過で抑制	4者（バイオマス混焼）	39.1	28.7 （73%）※2
③ 自家消費相当分まで抑制	9者（自家発余剰電源）	—	10.9 ※3
計	26者	699.0	240.2 （34%）※4

(※1) 1電源に調整電源と調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等が混在する事業者は、それぞれの合計値を定格出力として記載。

(※2) 設備の老朽化、機器の特性上または運転実績から安定運転維持が可能になる出力を最低出力としているが、他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50%以下への引き下げについて、継続協議を行っている。

(※3) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※4) 出力の合計値は①～③の合計（出力率は①②から算出）。

東北エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

東北電力ネットワーク株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、東北エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや東北エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、東北電力ネットワークホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の45日(4月:14日、5月:20日、6月:11日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○※1
4月2日(水)		5月2日(金)	○	6月2日(月)	○
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○※1	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	○
4月8日(火)		5月8日(木)	○	6月8日(日)	○
4月9日(水)	○	5月9日(金)	○	6月9日(月)	○
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	○
4月13日(日)		5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)	○	6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)	○	6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	
4月20日(日)	○	5月20日(火)	○	6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)	○	5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	○
4月29日(火)	○	5月29日(木)	○	6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	14日	合計	20日	合計	11日

太字：検証対象に選定

※1 前日の需給想定段階では再エネ出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)東北エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025 年 4 月～6 月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙 3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～東北電力ネットワーク編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

中部エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 5 年 4 月～6月抑制分 中部電力パワーグリッド～

2 0 2 5 年 8 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．中部電力パワーグリッドが公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～中部電力パワーグリッド編～

中部電力パワーグリッドは、2025年4月～6月に、中部エリアにおいて需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を16日間（4月：6日、5月：7日、6月：3日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや中部エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、中部電力パワーグリッドホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況 (データは、「別紙 1」参照)

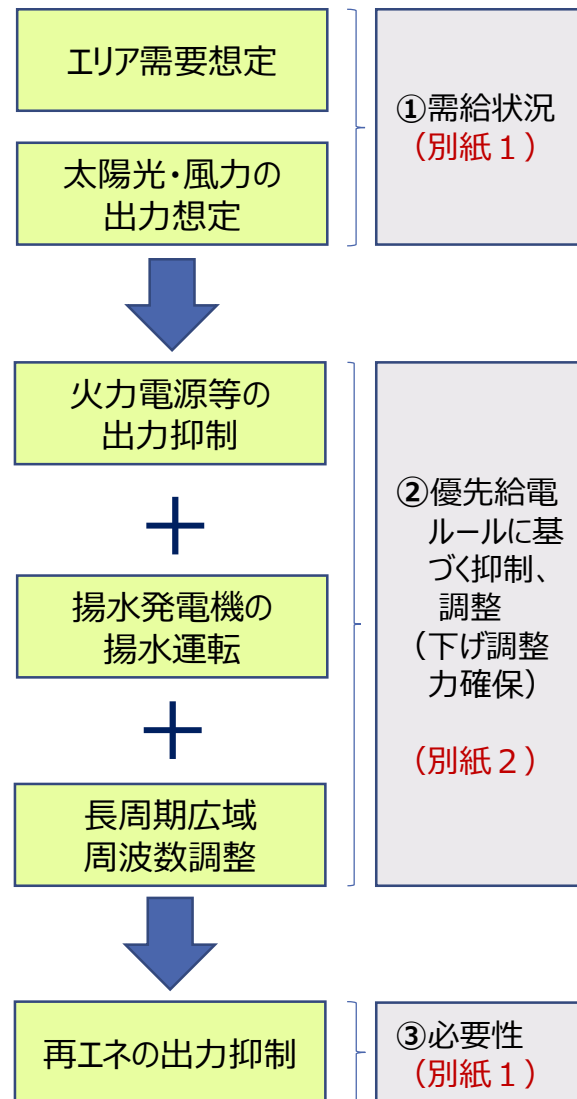
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の 具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



中部電力パワーグリッドは、4月の以下の6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	中部エリア					
指令日時	4月4日(金) 17時	4月11日(金) 17時	4月25日(金) 17時	4月26日(土) 17時	4月28日(月) 17時	4月29日(火) 17時
抑制実施日	4月5日 (土)	4月12日 (土)	4月26日 (土)	4月27日 (日)	4月29日 (火)	4月30日 (水)
最大抑制量（※1）	37.1万kW	71.1万kW	79.7万kW	152.0万kW	55.6万kW	64.3万kW
抑制時間	12時30分～13時	9時30分～14時30分	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象	○			○		
中部電力パワーグリッド 公表サイト	中部エリアの出力制御指示の内容を参照					

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 中部電力パワーグリッドが公表した出力抑制の実施状況(2025年5月)

6

中部電力パワーグリッドは、5月の以下の7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	中部エリア			
指令日時	4月30日(水) 17時	5月2日(金) 17時	5月3日(土) 17時	5月4日(日) 17時
抑制実施日	5月1日 (木)	5月3日 (土)	5月4日 (日)	5月5日 (月)
最大抑制量（※1）	77.6万kW	131.9万kW	156.7万kW	166.3万kW
抑制時間	11時～13時	8時～16時	7時30分～16時	8時～16時
検証対象	○			
中部電力パワーグリッド 公表サイト	中部エリアの出力制御指示の内容を参照			

供給区域	中部エリア		
指令日時	5月10日(土) 17時	5月17日(土) 17時	5月24日(土) 17時
抑制実施日	5月11日 (日)	5月18日 (日)	5月25日 (日)
最大抑制量（※1）	206.3万kW	178.8万kW	258.3万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象			○
中部電力パワーグリッド 公表サイト	中部エリアの出力制御指示の内容を参照		

中部電力パワーグリッドは、6月の以下の3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	中部エリア		
指令日時	5月31日(土) 17時	6月6日(金) 17時	6月14日(土) 17時
抑制実施日	6月1日 (日)	6月7日 (土)	6月15日 (日)
最大抑制量（※1）	136.3万kW	123.1万kW	378.8万kW
抑制時間	7時～16時30分	8時～16時	8時～16時
検証対象			○
中部電力パワーグリッド 公表サイト	中部エリアの出力制御指示の内容を参照		

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月： 6日、5月： 7日、6月： 3日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/27(日)、5/ 25(日)、6/ 15(日)
- ・無作為に選定した日…………… 5/ 1(木)
- ・特異日（バイオマス専焼電源出力抑制未実施の日）…………… 4/5(土)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

4. 総合評価（1 / 2）

本機関は、下記の代表日について中部電力パワーグリッドが行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月		5月		6月
	5	27	1	25	15
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（１）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（２）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（３）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（４）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容					
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（５）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（６）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○
（７）バイオマス専焼電源	△	○	○	○	○
（８）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	△	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力が等しく計画されていた（全代表日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全代表日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %を確保したうえで、燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能の減少、設備不具合、点検・工事等による制約のある発電機を除いて、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中部エリアは対象設備無し。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能の減少等がある発電機を除いて、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（6）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全代表日）。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
（7）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。ただし、4/5は 1 発電事業者に対する抑制指令を出すことができなかったため、抑制量が減少した（▲1.98万kW）。これは、中部電力パワーグリッドにおいてシステム内の発電事業者情報の変更登録未実施により、抑制対象外となったため。
（8）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（全代表日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

総合評価 再エネ出力抑制の検証を行った代表日(5日間)について、4月5日の(7)を除いて各項目が妥当であったと評価する。4月5日の再エネ出力抑制においても、(7)の 1 発電事業者に対する出力抑制の未実施(1.98万kW)があったものの、前日指令時点で37万kWの必要量が見込まれたことから、再エネの出力抑制自体は不可避であった。中部電力パワーグリッドにおいて、適切な事業者情報の変更登録のため再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、4月5日を除き、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。4月5日は、バイオマス専焼電源（1事業者）に対する出力抑制が未実施となっていたものの、再エネ出力抑制自体は不可避であった。中部電力パワーグリッドにおいて再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた（4月5日のバイオマス専焼電源を除く）。4月5日のバイオマス専焼電源について、1発電事業者に対する出力抑制が未実施となっていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

場所			中部エリア		中部エリア		中部エリア		中部エリア		中部エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月5日(土) 12時30分～13時00分		4月27日(日) 12時30分～13時00分		5月1日(木) 12時30分～13時00分		5月25日(日) 11時30分～12時00分		6月15日(日) 10時30分～11時00分		
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2025.4.5(土)	2025.3.29(土)	2025.4.27(日)	2025.4.20(日)	2025.5.1(木)	2023.5.1(月)	2025.5.25(日)	2024.5.12(日)	2025.6.15(日)	2024.6.23(日)	
	天候		晴時々曇	晴れ	晴時々曇	曇り	晴時々曇	晴れ	曇り	曇り	雨	雨	
	気温（℃）		16.3	14.6	22.1	22.8	23.0	21.8	22.5	22.8	25.2	21.2	
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		10万kW/℃		5万kW/℃		5万kW/℃		5万kW/℃		
	需要 （万kW）	過去の需要実績①		—	1216.4	—	1019.2	—	1176.2	—	1085.4	—	1161.4
気温補正量②		▲ 17.0	(16.3℃-14.6℃)× 10万kW = 17万kW	—	補正なし	0.0	補正なし	0.0	補正無し	12.0	(25.2℃-24.0℃)× 10万kW = 12万kW 24℃以下は需要に 影響しない気温帯のため		
重回帰分析等による補正③		5.0		▲ 14.7		▲ 28.1		▲ 0.8		▲ 24.9			
需要想定値（※の時刻の需要）④＝①＋②＋③		1204.4		1004.5		1148.1		1084.6		1148.5			
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m）		0.95～1.54		1.27～1.62		1.24～1.64		0.67～1.09		0.52～1.01		
	出力想定値(※1) （万kW）	特高⑤	127.5		142.4		139.3		86.4		77.3		
		高低圧（全量）⑥	440.3		501.1		494.6		311.8		253.0		
		高低圧（余剰）⑦	174.1		192.8		192.5		127.5		95.1		
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（高低圧余剰のみ考慮）		▲ 21.4		▲ 21.4		▲ 14.5		▲ 14.5		▲ 14.2		
合計⑨		⑤＋⑥＋⑦＋⑧		720.5		814.9		812.0		511.2		411.1	
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	34.5		34.5		34.5		34.5		34.5		
		高低圧⑪	1.8		1.8		1.8		1.8		1.8		
		合計（⑩＋⑪）	36.3		36.3		36.3		36.3		36.3		
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	5.1		7.2		10.5		13.3		6.9		
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	0.3		0.4		0.6		0.7		0.4		
合計⑭		⑫＋⑬		5.4		7.6		11.1		14.0		7.3	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	268.0	/	214.5	/	235.7	/	291.5	/	309.2	/	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	16.0		12.2		13.9		19.8		13.7		
		(L) 原子力	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
		(J) 一般水力	119.9		132.7		96.8		188.2		181.7		
		(K) 地熱	0.2		0.2		0.2		0.2		0.2		
		(H) バイオマス専焼電源	32.3		37.0		35.4		32.1		27.6		
		(I) 地域資源バイオマス	11.2		9.9		8.8		9.6		9.5		
		(E-1) 太陽光⑨	720.5		814.9		812.0		511.2		411.1		
		(E-1) 風力⑭	5.4		7.6		11.1		14.0		7.3		
		(E-2) 想定誤差量	263.1		182.8		206.4		375.5		491.2		
	エリア供給力 計⑮		1,436.5		1,411.9		1,420.3		1,442.2		1,451.5		
	エリア 需要等	(A) エリア需要④	1,204.4		1,004.5		1,148.1		1,084.6		1,148.5		
		(C) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 316.0		▲ 319.1		▲ 307.2		▲ 228.4		0.0		
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	121.0		63.8		112.6		138.6		114.0		
		域外送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0		0.0		0.0		▲ 9.6		▲ 38.2		
		エリア需要等 計⑲＝④－（⑯＋⑰＋⑱）			1,399.4		1,259.8		1,342.7		1,184.0		1,072.7
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,436.5	/	1,411.9	/	1,420.3	/	1,442.2	/	1,451.5	/	
	エリア需要等 計⑲		1,399.4		1,259.8		1,342.7		1,184.0		1,072.7		
	判定		○		○		○		○		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝(⑮－⑲)		37.1		152.0		77.6		258.3		378.8		

(※ 1) 地点1～14の合計
(※ 2) 地点1～14の高低圧（余剰）の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（１）

(※)差異理由 (a)燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e)自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i)試運転等による出力制約 (m)起動用燃料制約 (q)静落差による揚水動力可能な減 (u)系統作業に伴う制約
(b)燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f)翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (j)燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約 (n)他ユニット運転による出力制約 (r)水位制約による揚水運転制約 (v)前日指示未実施により（一部）対応不可
(c)前日下げ調整力確保済により対応不要 (g)他の供給区域の受電可能量不足 (k)燃料制約による出力制約 (o)計量器設置工事等に伴う停止 (s)点検・補修・工事等による制約・停止 (w)揚水可能電力量制約
(d)試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (h)調整力確保 (l)作業(ばい運測定等)による抑制量減少 (p)降雨出水に伴う運転制約 (t)設備不具合による出力制約 (x)翌日策定以降対応のため

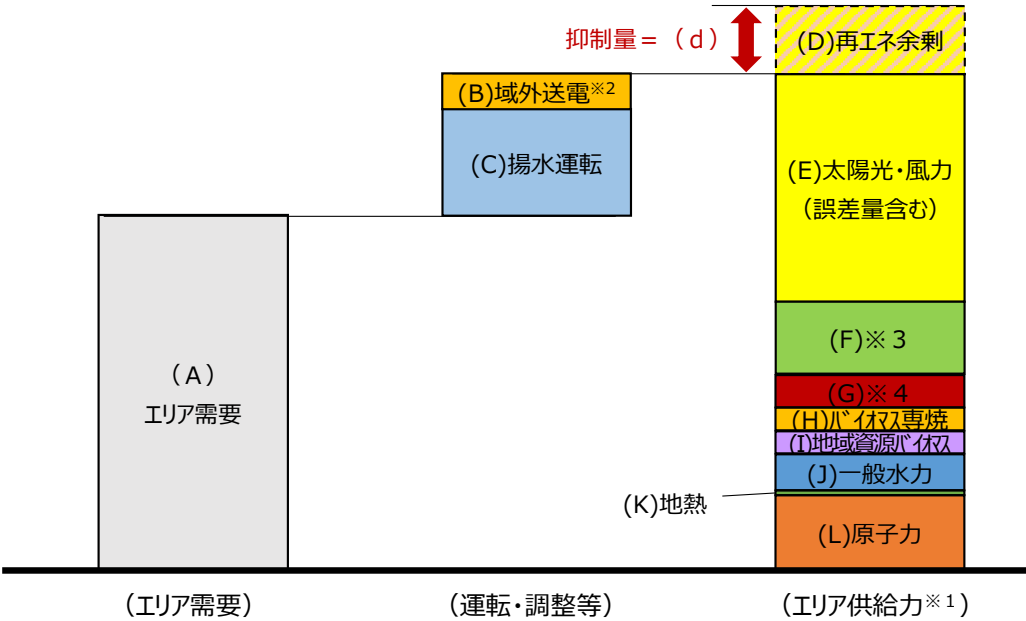
[万kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	L F C調整力2％確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
		石炭	碧南	37.8	37.8	0.0		18.9	18.9	0.0		18.9	18.9	0.0		93.7	93.7	0.0		93.7	93.7	0.0	
			武豊	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
			川越	41.3	41.3	0.0		39.9	48.2	8.3	(j)	40.5	40.5	0.0		40.6	40.6	0.0		40.5	40.5	0.0	
			西名古屋	93.2	113.3	20.1	(j)	64.6	64.6	0.0		65.3	65.3	0.0		83.3	83.3	0.0		93.3	65.3	▲28.0	(j)
			新名古屋	39.9	39.9	0.0		48.1	48.1	0.0		57.7	75.6	17.9	(j)	38.8	38.8	0.0		37.8	74.3	36.5	(j)
			知多第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		上越		35.7	35.7	0.0		34.7	34.7	0.0		35.4	35.4	0.0		35.1	35.1	0.0		35.4	35.4	0.0	
		合計		247.9	268.0	20.1	—	206.2	214.5	8.3	—	217.8	235.7	17.9	—	291.5	291.5	0.0	—	300.7	309.2	8.5	—
		優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	
		奥美濃	1	▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0	(s)
			2	▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	0.0	24.1	(s)	▲24.1	0.0	24.1	(s)
			3	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	0.0	24.1	(s),(t)
			4	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	0.0	24.1	(t)	▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	0.0	24.1	(s)
			5	▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	0.0	24.1	(s)	▲24.1	0.0	24.1	(s)
			6	▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	▲24.1	0.0		▲24.1	0.0	24.1	(s)	▲24.1	0.0	24.1	(s)
		奥矢作	1	▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	0.0	36.0	(t)	▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	0.0	36.0	(p)
			2	▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	0.0	36.0	(p)
			3	▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	▲36.0	0.0		▲36.0	0.0	36.0	(p)
		新豊根	2	▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	0.0	25.3	(p)
			3	▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	0.0	25.3	(u)	▲25.3	0.0	25.3	(s)
			4	▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	▲25.3	0.0		▲25.3	0.0	25.3	(p)
		馬淵川原	1	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)
			2	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)	▲16.0	0.0	16.0	(s)
		高根第一	1	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	0.0	9.8	(p)
			2	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	▲7.3	2.5	(q)	▲9.8	0.0	9.8	(p)
		畑確第一	3	▲10.0	▲7.3	2.7	(q)	▲10.0	▲7.3	2.7	(q)	▲10.0	▲7.3	2.7	(q)	▲10.0	▲7.3	2.7	(q)	▲10.0	0.0	10.0	(p)
			2	▲4.7	0.0	4.7	(s)	▲4.7	▲3.0	1.7	(q)	▲4.7	▲3.1	1.6	(q)	▲4.7	0.0	4.7	(q)	▲4.7	0.0	4.7	(p)
			3	▲4.7	▲3.0	1.7	(q)	▲4.7	▲3.0	1.7	(q)	▲4.7	▲3.1	1.6	(q)	▲4.7	0.0	4.7	(q)	▲4.7	0.0	4.7	(p)
		合計		▲399.5	▲304.8	94.7	—	▲399.5	▲307.9	91.6	—	▲399.5	▲296.3	103.2	—	▲399.5	▲228.4	171.2	—	▲399.5	0.0	399.5	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	種別	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		火力他	12.5	11.9	▲0.6	(f)	11.5	11.4	▲0.1	(f)	12.8	12.2	▲0.6	(f)	19.6	18.7	▲0.9	(f)	12.8	12.3	▲0.5	(f)	
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	[62%]	[59%]			[61%]	[61%]			[62%]	[60%]			[76%]	[72%]			[50%]	[48%]			
		()内は、全設備運転時	(36.4)				(36.4)				(36.4)				(36.4)				(36.4)				
			[63%]				[63%]				[63%]				[63%]				[58%]				
自家発余剰		8.5	4.1	▲4.4	(e)	8.5	0.8	▲7.7	(e)	5.3	1.7	▲3.6	(e)	5.1	1.1	▲4.0	(e)	6.1	1.4	▲4.7	(e)		
合計		21.0	16.0	▲5.0		20.0	12.2	▲7.8		18.1	13.9	▲4.2	—	24.7	19.8	▲4.9	—	18.9	13.7	▲5.2	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		A	▲11.0	▲11.2	▲0.2	(f)	▲11.0	▲11.2	▲0.2	(f)	▲11.0	▲10.9	0.1	(q)	▲11.0	0.0	11.0	(x)	▲11.0	0.0	11.0	(p)	
		合計	▲11.0	▲11.2	▲0.2	—	▲11.0	▲11.2	▲0.2	—	▲11.0	▲10.9	0.1	—	▲11.0	0.0	11.0	—	▲11.0	0.0	11.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
長周期広域周波数調整（連系統活用）	地域間連系線	前日15時時点の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		F C (新保濃、佐久間、東清水、飛騨信濃)	5.6 (135.0)	0.0	▲5.6	(g)	134.0 (180.0)	0.0	▲134.0	(g)	7.0 (180.0)	0.0	▲7.0	(g)	4.8 (120.0)	0.0	▲4.8	(g)	5.6 (142.0)	0.0	▲5.6	(g)	
		三重東近江	195.8 (35.0)	0.0	▲195.8	(g)	55.0 (35.0)	0.0	▲55.0	(g)	230.0 (34.0)	0.0	▲230.0	(g)	196.2 (32.0)	9.6	▲186.6	(g)	202.8 (41.0)	38.2	▲164.6	(g)	
		南福光 (BTB、交流連絡母線)	59.6 (30.0)	0.0	▲59.6	(g)	35.7 (30.0)	0.0	▲35.7	(g)	59.6 (30.0)	0.0	▲59.6	(g)	59.6 (30.0)	0.0	▲59.6	(g)	58.6 (30.0)	0.0	▲58.6	(g)	
		合計	261.0	0.0	▲261.0	—	224.7	0.0	▲224.7	—	296.6	0.0	▲296.6	—	260.6	9.6	▲251.0	—	267.0	38.2	▲228.8	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		出力抑制可	13.8 [82%]	13.6	▲0.2	(f)	17.9 [86%]	17.7	▲0.2	(f)	21.1 [81%]	21.1	0.0		10.6 [81%]	10.4	▲0.2	(f)	16.8 [82%]	15.0	▲1.8	(f)	
		出力抑制不可	—	18.7	—		—	19.3	—		—	14.3	—		—	21.7	—		—	12.6	—		
		合計	13.8	32.3	▲0.2	—	17.9	37.0	▲0.2	—	21.1	35.4	0.0	—	10.6	32.1	▲0.2	—	16.8	27.6	▲1.8	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（８）				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)			
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 (発電所数)	合意した最低出力① ※3 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 (発電所数)		
		出力抑制可	4.4 [46%]	3.8	▲0.6	(f)	4.4 [46%]	3.6	▲0.8	(f)	3.4 [41%]	2.3	▲1.1	(f)	4.6 [46%]	3.7	▲0.9	(f)	4.3 [51%]	3.5	▲0.8	(f)	
		出力抑制不可	—	7.4	—	A(38),B(2),C(9)	—	6.3	—	A(38),B(2),C(9)	—	6.5	—	A(38),B(2),C(9)	—	5.9	—	A(38),B(2),C(9)	—	6.0	—	A(38),B(2),C(9)	
		合計	4.4	11.2	▲0.6	—	4.4	9.9	▲0.8	—	3.4	8.8	▲1.1	—	4.6	9.6	▲0.9	—	4.3	9.5	▲0.8	—	
		想定誤差量				4月5日(土)				4月27日(日)				5月1日(木)				5月25日(日)				6月15日(日)	
出力帯算定	出力帯	中出力帯②				中出力帯①				中出力帯①				低出力帯①				低出力帯②					
		(A)理想A～Z出力/理想A～Z最大出力	97.4%			97.0%			100.0%			97.7%			97.7%								
		(B)太陽光出力/設備量	60.0%			67.9%			67.4%			42.5%			34.3%								
		(C)出力率 (B)／(A)	61.6%			70.0%			69.5%			42.5%			35.1%								
		(D)誤差率	22.5%			15.7%			19.1%			31.2			41.9%								
		(E)設備量	1,200.6			1,200.5			1,204.5			1,203.6											

(参考) 当日の需給実績

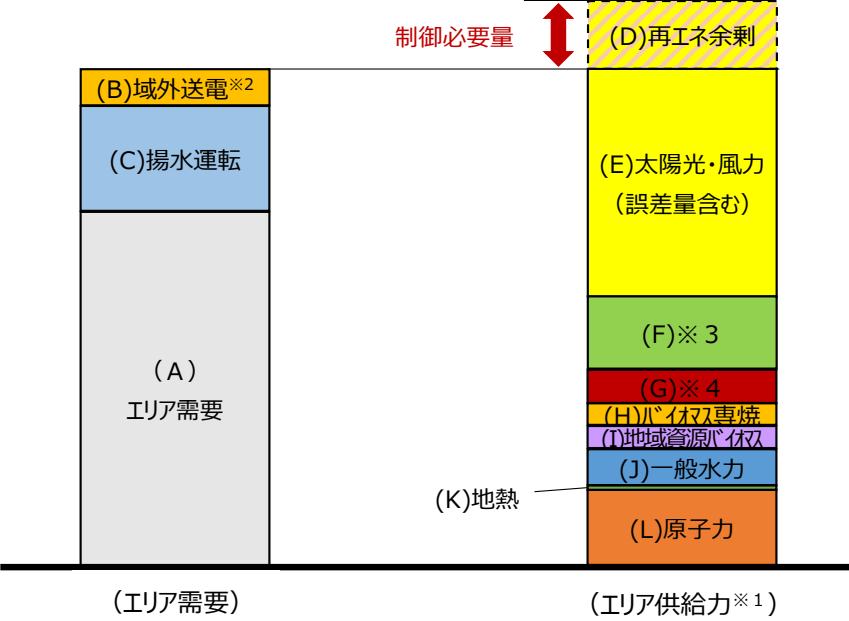
		場所	中部エリア 4月5日(土) 12時30分～13時00分	中部エリア 4月27日(日) 12時30分～13時00分	中部エリア 5月1日(木) 12時30分～13時00分	中部エリア 5月25日(日) 12時30分～13時00分	中部エリア 6月15日(日) 12時30分～13時00分
天候・気温	天候		晴	晴	晴	曇	雨
	気温 (℃)		17.9	23.8	23.2	21.2	27.2
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		1,180.4	1,013.6	1,140.6	1,086.0	1,253.6
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	302.8	275.4	368.6	508.2	534.2
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	16.6	14.8	15.2	8.0	8.4
		(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	125.4	121.6	95.2	177.2	193.6
		(K) 地熱	0.2	0.2	0.2	0.0	0.2
		(H) バイオマス専焼電源	29.4	29.0	29.6	27.0	25.4
		(I) 地域資源バイオマス	9.8	8.6	5.8	6.8	4.4
		太陽光 (抑制量含む)	867.3	945.8	757.9	498.3	463.2
		(E) 風力 (抑制量含む)	2.0	8.4	10.2	20.8	11.3
	エリア供給力計		1,353.5	1,403.8	1,282.7	1,246.3	1,240.7
	揚水運転	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 316.0	▲ 284.2	▲ 244.6	▲ 154.8	▲ 117.4
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	183.8	83.4	108.6	14.6	182.4
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 40.9	▲ 189.4	▲ 6.1	▲ 20.1	▲ 52.1
	供給力計		1,180.4	1,013.6	1,140.6	1,086.0	1,253.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当
※3 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
※4 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

○必要性（別紙 1）のイメージ図



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当
※3 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等
※4 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～中部電力パワーグリッド編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 中部電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考 2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

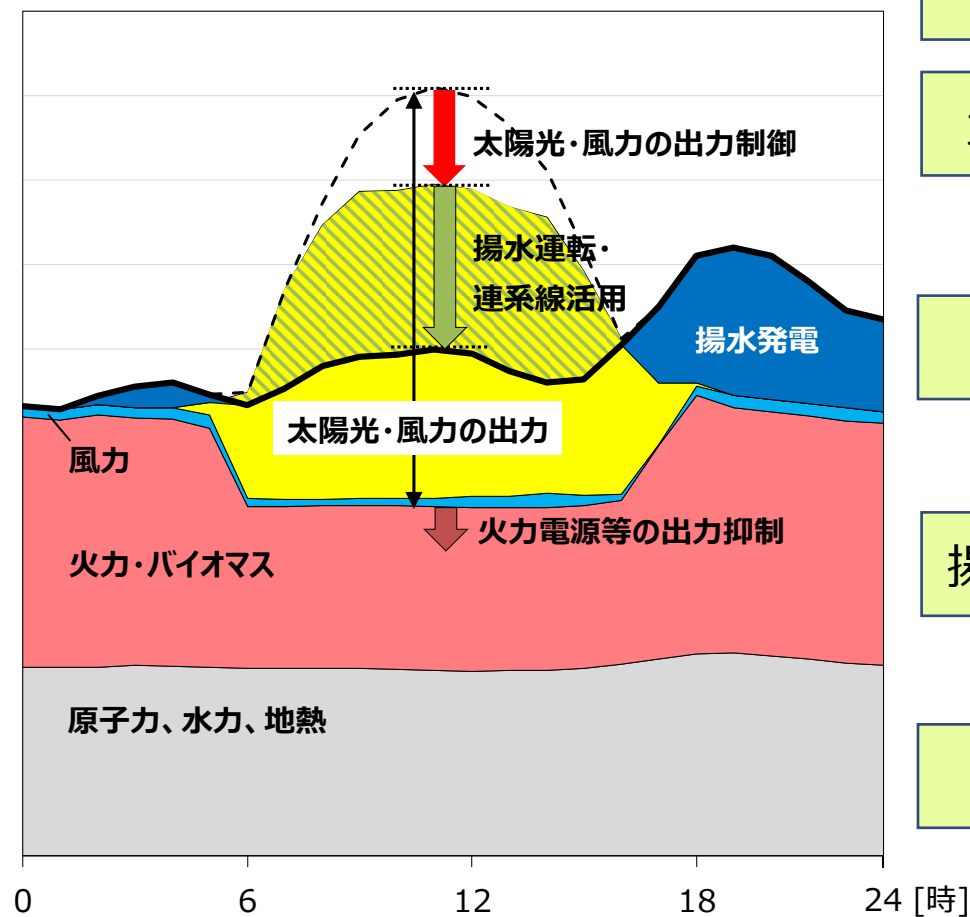
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需給バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について 下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

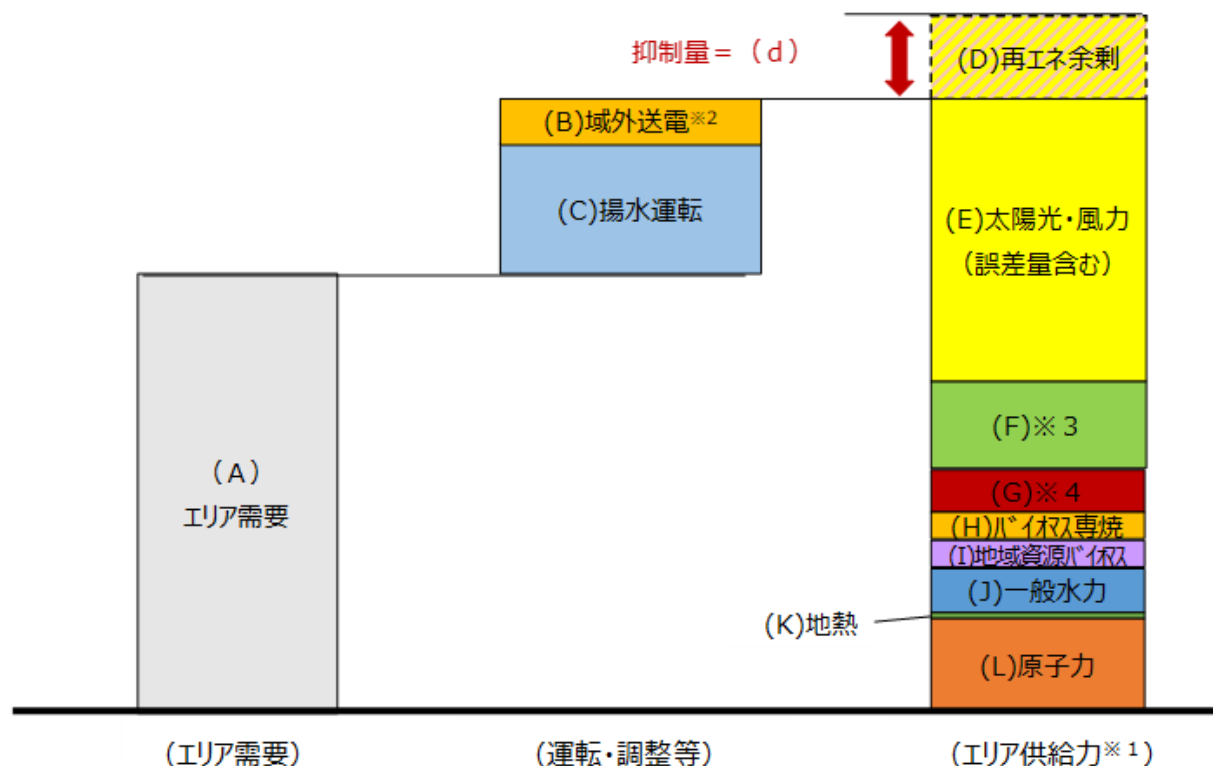
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）中部エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当

※3 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

※4 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

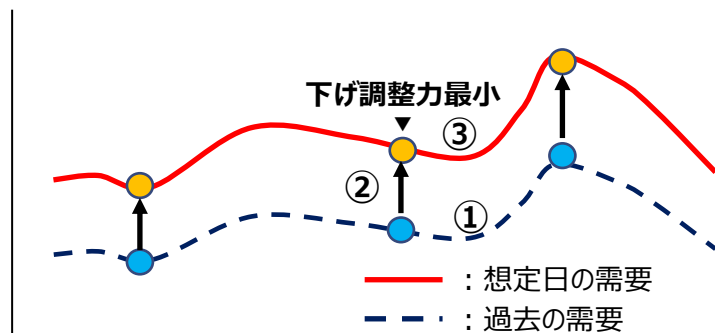
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正、重回帰分析による補正

①の需要実績を、名古屋の翌日気温予想と、
①の気温実績の気温差に気温感応度を乗じ
算出した気温補正、および必要により重回帰
分析による補正を行う。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

需要想定のイメージ図

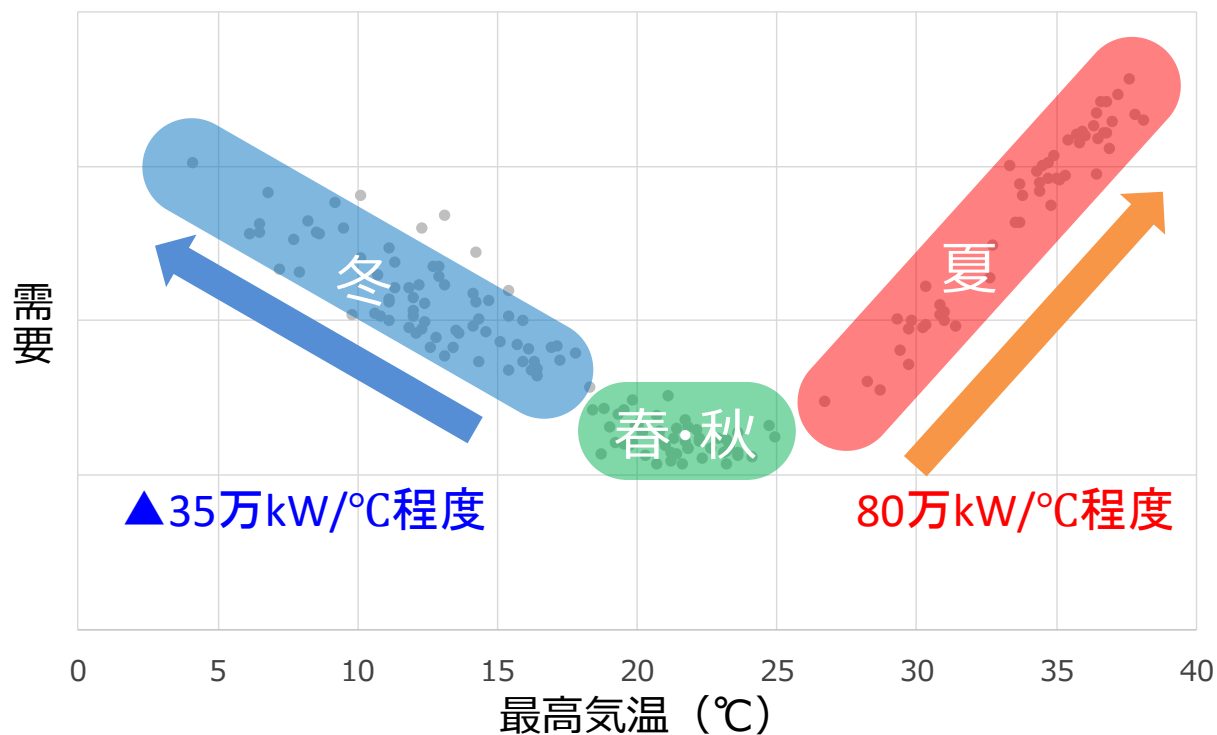


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

（気温感応度グラフの説明）

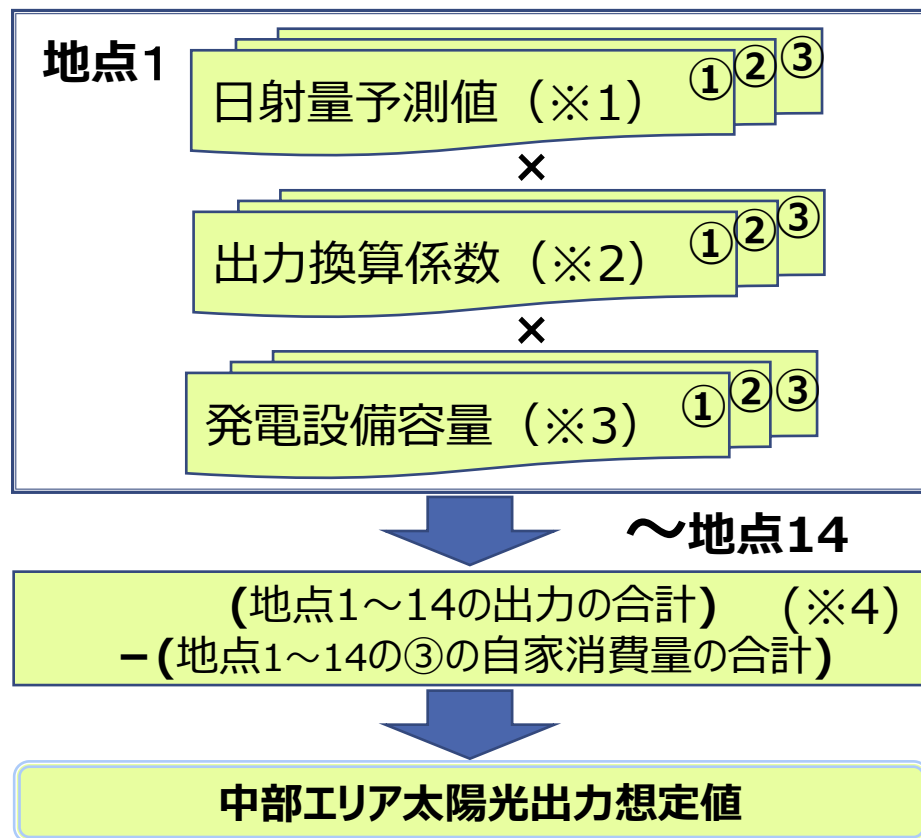
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（最新の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、中部エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



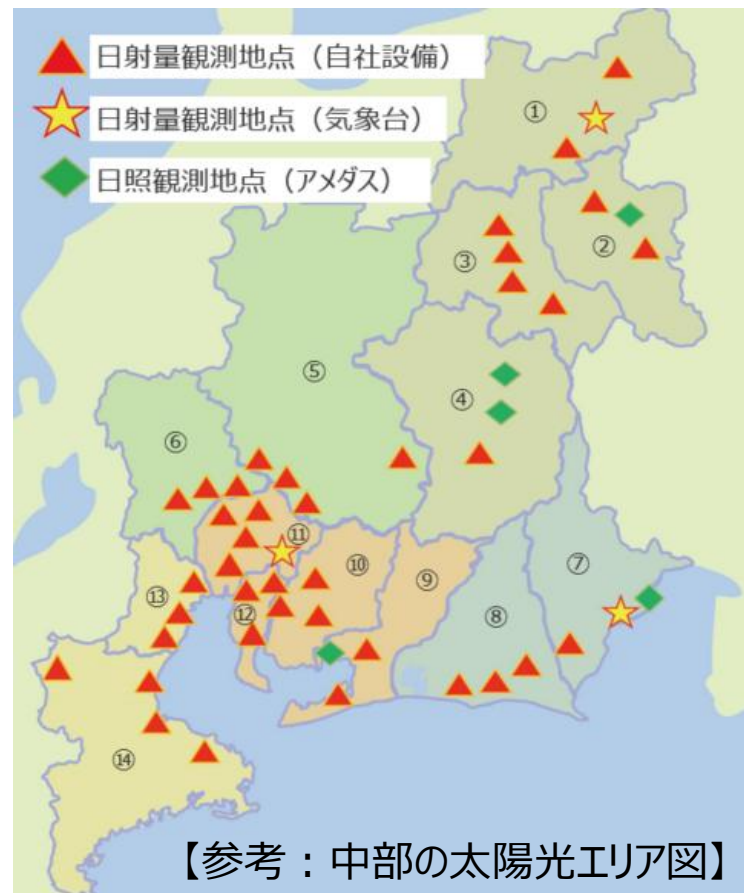
（凡例） ①：特高、②：高低圧（全量）、③：高低圧（余剰）

（※1） 気象会社から提供された、抑制当日の分割したエリア単位の最新の日射量予測値（30分値）。

（※2） 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧別に①～③区分に細分化した月別の出力換算係数。

（※3） 制御指令時点の電圧別（①～③区分）、エリア別に細分化した太陽光発電設備容量。

（※4） サンプル（P V出力、自家消費量、余剰電力）と、高低圧（余剰）の月間電力量（kWh）から月間の自家消費電力量（kWh）を求め、昼間帯における平均出力（kW）を算出。



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（※1）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。

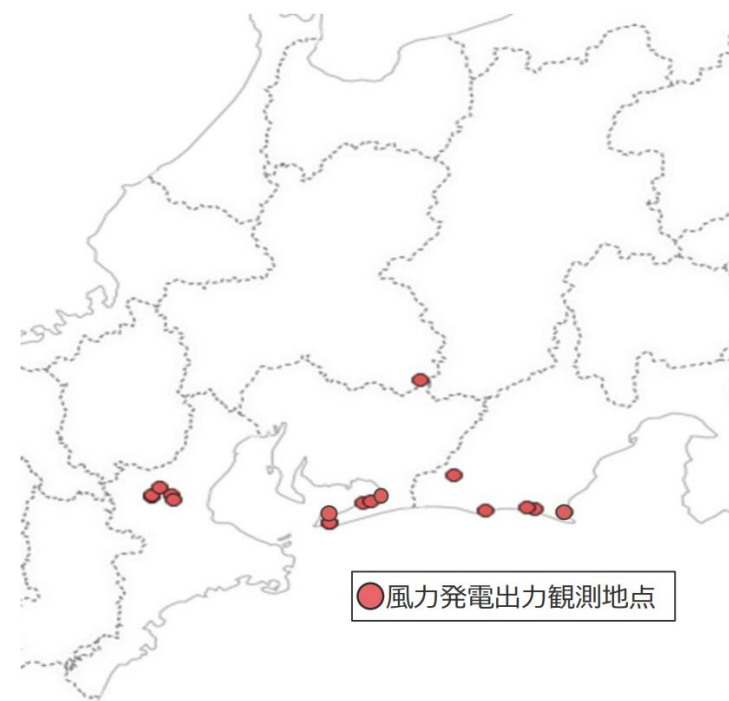
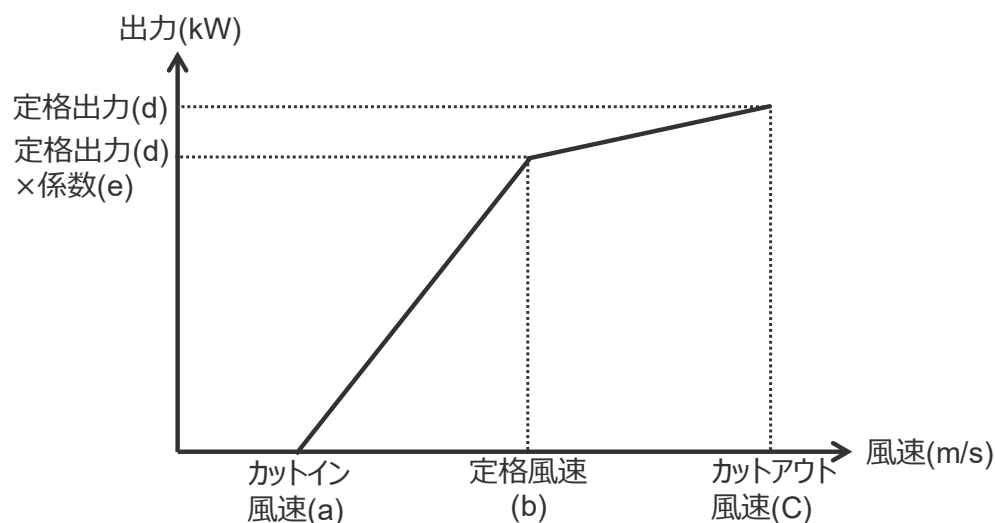
（※1）風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

〔特高風力出力（1基あたり）〕

$$= \frac{d \times e}{b - a} \times (g - a)$$

g : 風速予測値（m/s）（※2）

（※2）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）。



【参考：中部の風力発電所】

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、中部電力パワーグリッドが公表している「平常時系統運用指針 第5章 周波数調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※１）調整力２％を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙２」参照。**

※１ 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

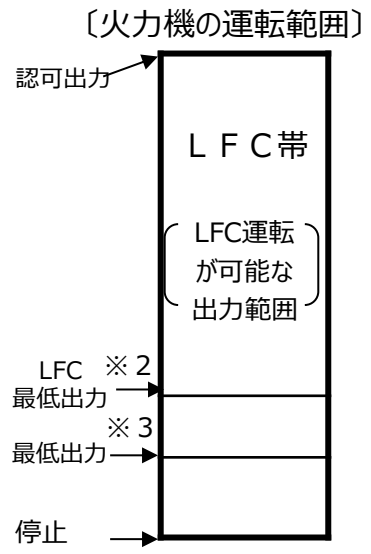
○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の対応

①石炭火力

点灯帯や、翌日の供給力確保、停止起動に伴うトラブル回避を考慮したうえで、可能な範囲で毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応する。
LFC調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

②LNG火力

負荷追従性に優れているため、LFC調整力（２％）を確保したうえで、BOG（Boil Off Gas）消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみ運転とし残りは停止する。



※２ 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※３ 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**
なお、中部エリアに需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

発電所名	号機	揚水動力 (万 kW)
奥美濃	1	▲ 24.1
	2	▲ 24.1
	3	▲ 24.1
	4	▲ 24.1
	5	▲ 24.1
	6	▲ 24.1
奥矢作	1	▲ 36.0
	2	▲ 36.0
	3	▲ 36.0
新豊根	2	▲ 25.3
	3	▲ 25.3
	4	▲ 25.3
馬瀬川第一	1	▲ 16.0
	2	▲ 16.0
高根第一	1	▲ 9.8
	2	▲ 9.8
	3	▲ 10.0
畑薙第一	2	▲ 4.7
	3	▲ 4.7
合計： 19台		▲ 399.5

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等火力の対応

①火力電源（※２）

副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※１）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

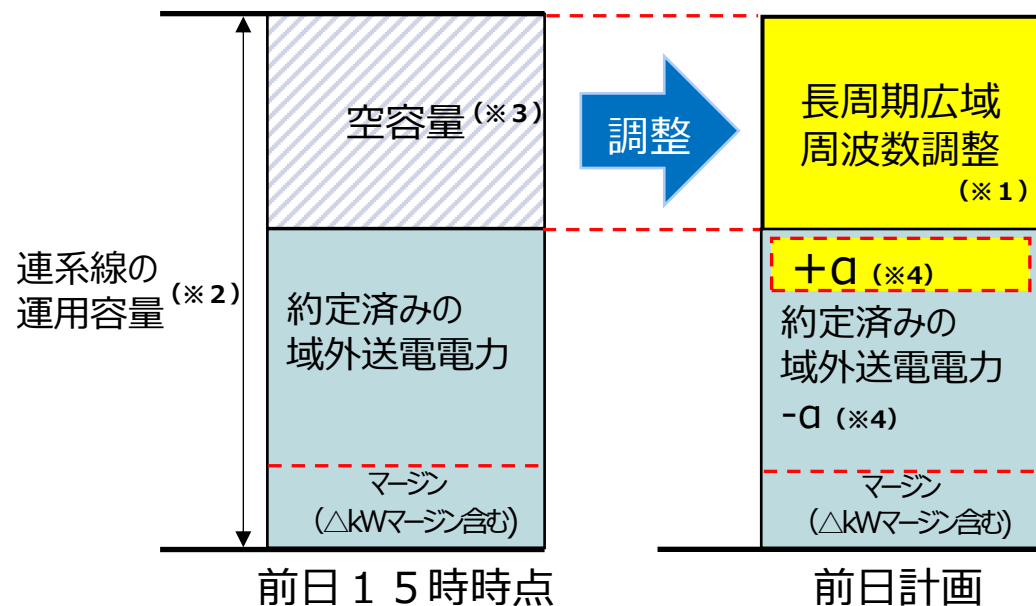
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電設備の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

発電所名	揚水動力 (万 kW)
A	▲ 11.0
合計：1 台	▲ 11.0

東京中部・中部北陸・中部関西間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

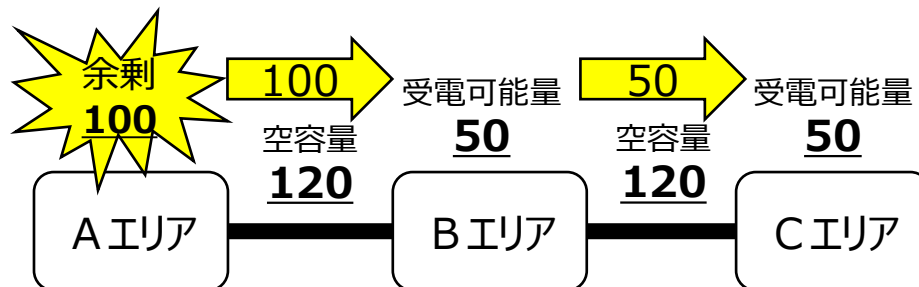
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（ $= \alpha$ ）

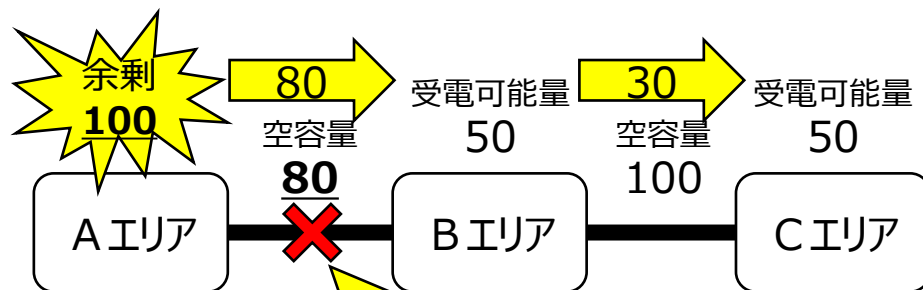
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

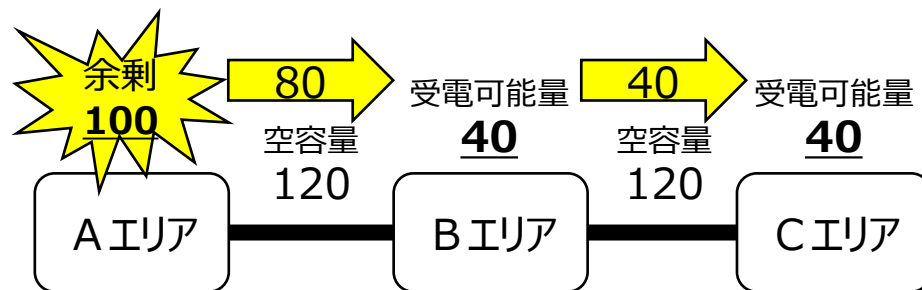
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

自家発電余剰分は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※） 中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○バイオマス専焼電源の出力抑制を困難と判断する理由と中部エリアの発電所数

【理由】

- ・出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- ・発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない
- ・出力制御を行う場合、蒸気放出により周辺環境に影響を及ぼす

【発電所数】

3
6
1

地域資源バイオマスについて、出力抑制可能な場合は最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。

出力抑制が困難な場合、中部電力パワーグリッドが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマスの対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、中部エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

3 8
2
9

なっとく！再生可能エネルギー FIT・FIP制度 よくある質問 Q5－9、Q5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

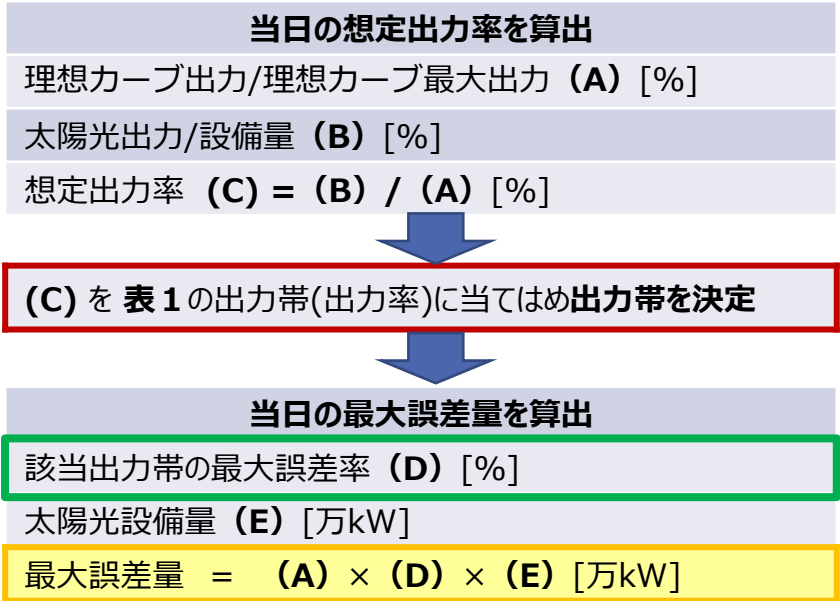
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯、最大誤差量は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差率を、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日14時の予測と当日実績との差）より算出。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて最大誤差率を決定する。
 - ③ 最大誤差率と設備量、理想カーブ比率から、想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量との差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		4月の 最大 誤差率	4月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(72%～)	9.4%	94.7	18.1	112.8
中出力帯 1	(62%～72%)	15.7%	165.2	23.3	188.5
中出力帯 2	(39%～62%)	22.5%	291.0	▲20.9	270.1
低出力帯 1	(22%～39%)	30.2%	371.3	▲8.7	362.6
低出力帯 2	(～22%)	59.6%	592.7	122.8	715.5

表2 想定誤差量の決定フロー



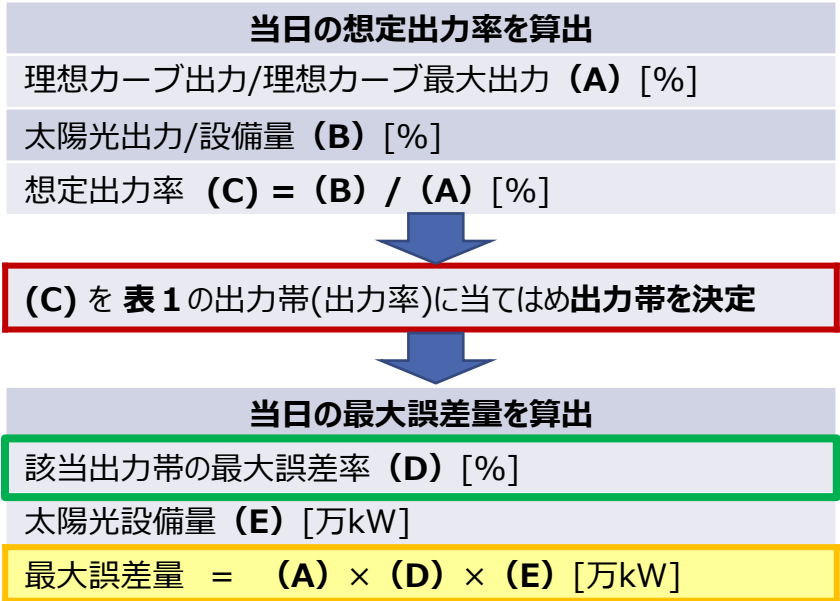
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯、最大誤差量は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差率を、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日14時の予測と当日実績との差）より算出。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて最大誤差率を決定する。
 - ③ 最大誤差率と設備量、理想カーブ比率から、想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量との差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		5月の 最大 誤差率	5月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(73%～)	12.4%	111.9	37.3	149.2
中出力帯 1	(56%～73%)	19.1%	201.8	28.2	229.9
中出力帯 2	(44%～56%)	22.5%	319.6	▲48.8	270.8
低出力帯 1	(37%～44%)	31.2%	411.6	▲36.1	375.5
低出力帯 2	(～37%)	33.7%	444.0	▲38.4	405.6

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超えない範囲で織り込む。
適用する出力帯、最大誤差量は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差率を、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日14時の予測と当日実績との差）より算出。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて最大誤差率を決定する。
- ③ 最大誤差率と設備量、理想カーブ比率から、想定誤差量を決定する。

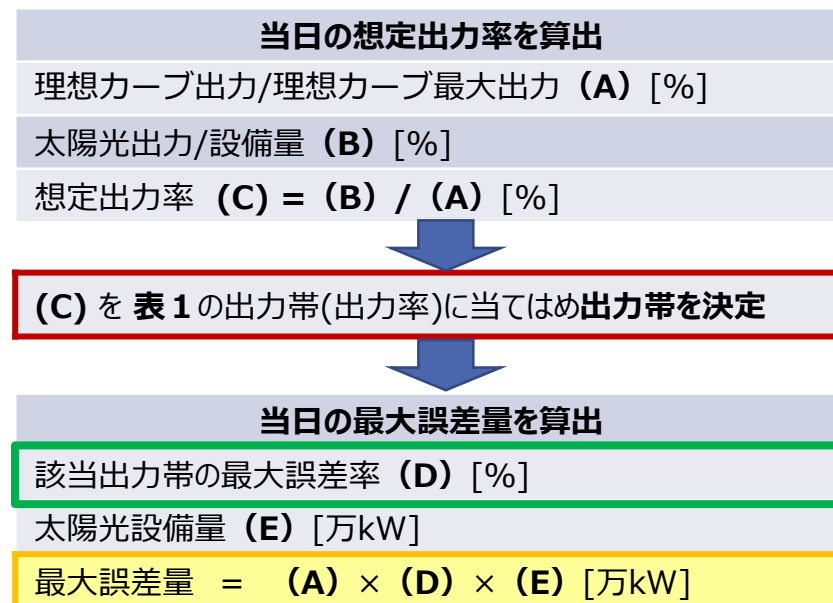
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量との差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

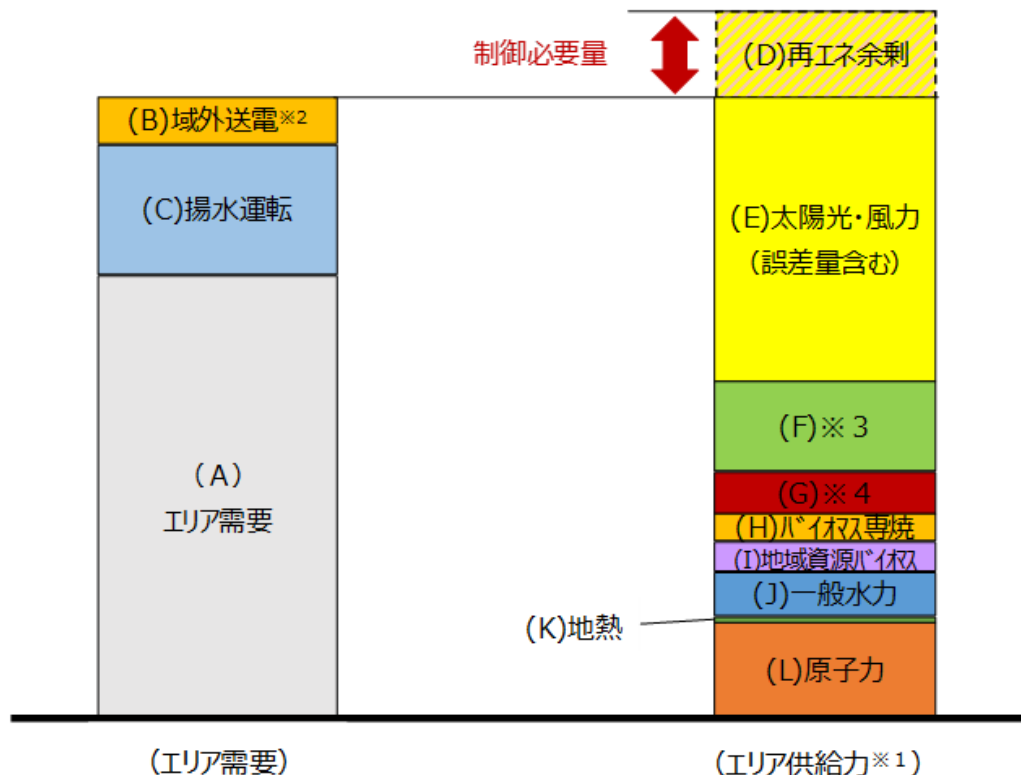
[万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		6月の 最大 誤差率	6月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(67%～)	10.1%	187.2	▲66.0	121.2
中出力帯 1	(59%～67%)	14.9%	195.3	▲16.6	178.7
中出力帯 2	(53%～59%)	20.5%	275.5	▲29.6	245.9
低出力帯 1	(47%～53%)	29.8%	282.7	74.8	357.5
低出力帯 2	(～47%)	41.9%	555.3	▲52.7	502.6

表2 想定誤差量の決定フロー



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当

※3 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

※4 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

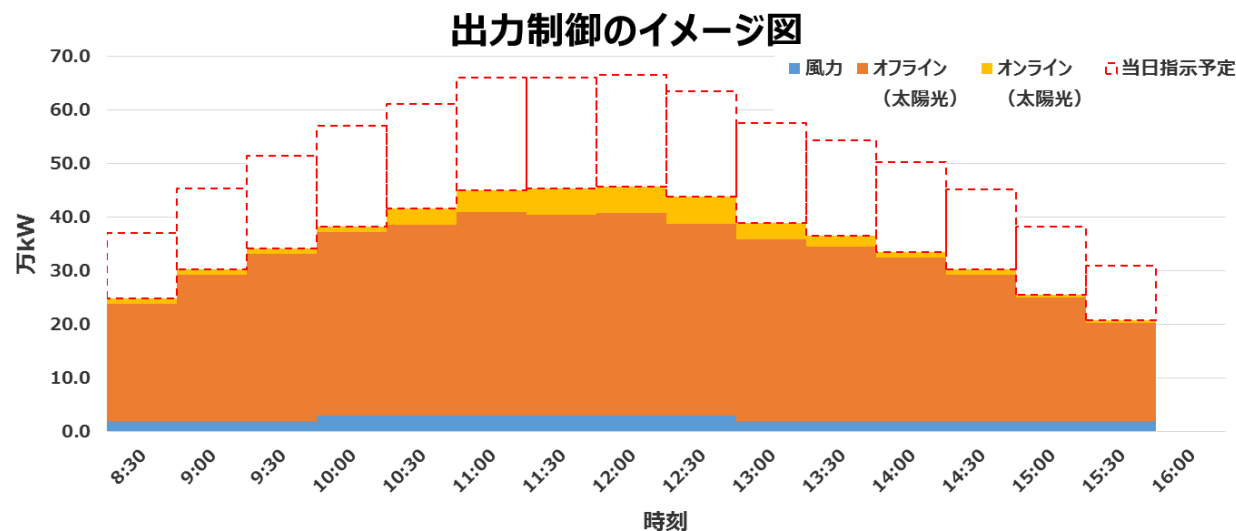
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- 再エネ出力抑制量には、想定誤差量を織込んでおり、太陽光発電出力の低下時等における抑制量を低減するために、前日指令時には、発生頻度が比較的高い「平均誤差相当」を当日の調整ができないオフライン制御に優先して割り当てる。なお、平均誤差相当を加えた制御必要量を代理制御対象と、オフライン制御対象で設備量按分を行い、オフライン制御に前日指令を行う。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

- オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



中部電力パワーグリッドは、優先給電ルールに基づく、中部エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所の出力抑制について、35者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

	事業者数	定格出力[万kW]	最低出力[万kW] (出力率 (%))		
① 定格出力の0%程度まで抑制	7者 (火力等)	2.9	0.0	(0%)	
② 定格出力の50%以下まで抑制	1者 (火力)	1.7	0.8	(50%)	
	1者 (バイオマス混焼)	11.0	5.0	(45%)	
③ 定格出力の50%を超過	2者 (火力)	23.0	18.0	(78%)	※1
		3.1	—	(—)	※2
	3者 (バイオマス混焼)	13.6	6.8	(50.2%)	※3
		7.5	5.6	(75%)	※3
		0.3	0.2	(60%)	※3
④ 自家消費相当分まで抑制	21者 (自家発電余剰電源)	—	22.9		※4
計	35者	63.1	59.4	(58%)	※5

(※1) 出力制御に応じることにより、燃料や薬品の調達、保管に支障を来すことから、これ以上の抑制は困難

(※2) 蒸気販売状況によって、最低出力が変わることから、可能な範囲で抑制

(※3) 発電機の運用下限であることから、これ以上の抑制は困難

(※4) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用を依頼

(※5) 出力の合計値は①～④の合計 (出力率は①②③から算出)

(※6) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

中部エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

中部電力パワーグリッド株式会社 2025 年 4 月～6 月に実施した、中部エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 1 回次世代電力系統 WG(2025 年 1 月 23 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや中部エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、中部電力パワーグリッド株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、本機関が検証すべき条件を設定のうえ代表日を選定し、検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 16 日(4 月:6 日、5 月:7 日、6 月:3 日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	○
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	○
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)	○	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	6日	合計	7日	合計	3日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令をおこなった時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制をおこなう必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、4月5日実施分を除き、適切であると判断する。

4月5日については、一部発電事業者に対する出力抑制が未実施であったものの、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体は不可避であった。中部電力パワーグリッド株式会社において、今回事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)中部エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年4月～6月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1～3\) 日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙 3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～中部電力パワーグリッド編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

北陸エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～ 2025年4月～6月抑制分 北陸電力送配電～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．北陸電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～北陸電力送配電編～

北陸電力送配電は、2025年4月～6月に、北陸エリアにおいて需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を2日間（4月：1日、5月：1日、6月：0日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや北陸エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、北陸電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

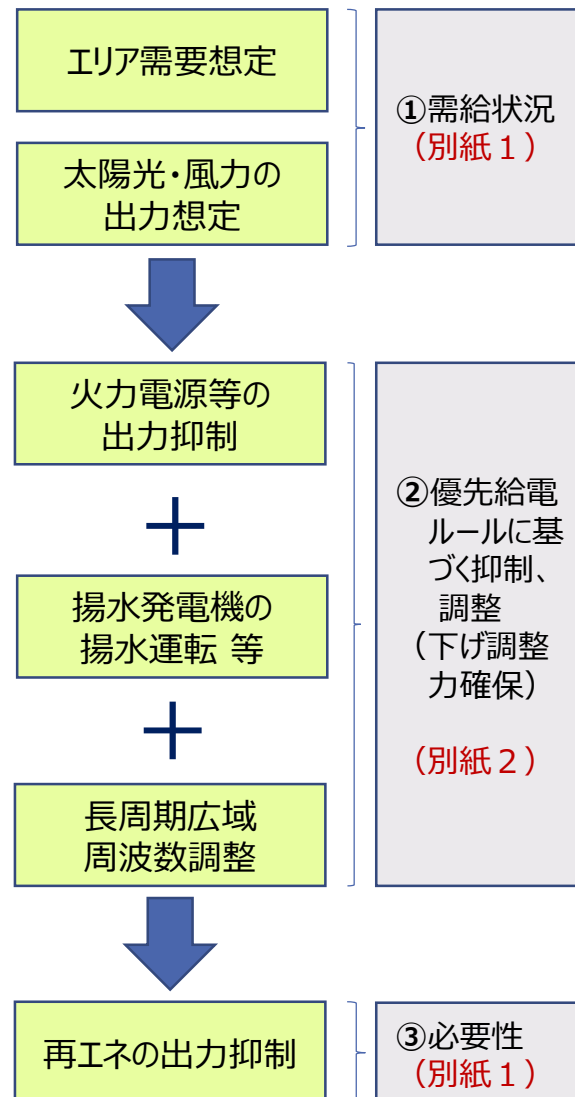
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



北陸電力送配電は、4月の以下の1日について、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	北陸エリア
指令日時	4月25日(金) 17時
抑制実施日	4月26日 (土)
最大抑制量（※1）	9.6万kW
抑制時間	8時～16時
北陸電力送配電公表サイト	北陸エリアの出力制御指示内容を参照

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

北陸電力送配電は、5月の以下の1日について、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	北陸エリア
指令日時	5月2日(金) 17時
抑制実施日	5月3日 (土)
最大抑制量（※1）	4.6万kW
抑制時間	8時～16時
北陸電力送配電公表サイト	北陸エリアの出力制御指示内容を参照

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月： 1日、5月： 1日、6月： 0日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

・各月の抑制量最大日…………… 4/26(土)、5/ 3(土)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

4. 総合評価（1／2）

本機関は、下記の代表日について北陸電力送配電が行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月	5月
	26	3
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況		
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○
（2）エリア需要想定	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○
（4）風力の出力想定	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容		
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水） （対象設備無し）	—	—
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（対象設備無し）	—	—
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性		
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○
総合評価	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	LFC調整力 2 %を確保したうえで、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	北陸エリアは、対象設備なし。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	北陸エリアは、対象設備なし。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)	最大限揚水することを確認した。なお、5/3は揚水可能量制約により検証対象時刻において揚水不可であったことを確認している。
（6）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
（7）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（8）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。
総合評価	再エネ出力抑制の検証を行った代表日(2日間)において、各項目が妥当であったと評価する。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

場所			北陸エリア		北陸エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月26日(土) 12時30分～13時		5月3日(土) 10時30分～11時		
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2025.4.26(土)	2024.4.27(土)	2025.5.3(土)	2024.5.3(金)	
	天候		晴	曇り	晴	晴	
	当日気温（℃）		12.7	19.5	14.3	16.5	
	前日気温（℃）		13.3	17.9	15.3	14.0	
	需要 （万kW）	基準日の需要実績（※の時刻の需要）①	—	235.6	—	201.3	
			需要想定値（※の時刻の需要）②	241.0	205.1		
			基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定		基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、		
			【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（W / m ² ）		780～924		613～853		
	出力換算係数（※1） （kWh/W /m ² /kW）	特高	0.804～1.080		0.755～0.989		
		高低圧10kW以上	0.838		0.800		
		低圧10kW未満（※3）	0.921		0.852		
	出力想定値(※2） （万kW）	特高③	23.8		18.7		
		高低圧10kW以上④	73.5		60.0		
低圧10kW未満⑤（※3）		16.7		13.2			
合計⑥		③ + ④ + ⑤	114.1		91.9		
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑦	17.1		17.1		
		高圧以下⑧	0.5		0.5		
		合計（⑦ + ⑧）	17.6		17.6		
	出力想定値 （万kW）	特高⑨	4.1		0.8		
		高圧以下⑩	0.2		0.0		
	合計⑪		⑨ + ⑩	4.3		0.9	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	28.1		27.7		
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	0.4		0.1		
		(K) 原子力	0.0		0.0		
		(J) 一般水力	143.7		130.6		
		(H) バイオマス専焼電源	7.7		4.5		
		(I) 地域資源バイオマス	3.3		3.2		
		(E-1)	太陽光⑥		114.1		91.9
			風力⑪		4.3		0.9
		(E-2)	想定誤差量		14.2		13.2
	エリア供給力 計⑫		315.8		272.1		
	エリア 需要等	(A) エリア需要②			241.0		205.1
		揚水運転	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬		▲ 12.0		0.0
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑭		▲ 53.2		▲ 62.4
			(B-2) 長周期広域周波数調整⑮		0.0		0.0
		エリア需要等 計⑯ = ② - (⑬ + ⑭ + ⑮)			306.2		267.5
				【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑫		315.8		272.1		
	エリア需要等 計⑯		306.2		267.5		
	判定		○		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = ⑫ - ⑯		9.6		4.6		

（※1） 積雪係数および過積載率を考慮した値
（※2） 地点1～18の合計
（※3） 昼間帯の想定自家消費量を考慮した値

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(※)差異理由										(a) 連系統運用容量を維持するための電制量確保										(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少										(g) オーバーホールで停止中										(j) 系統作業による停止										(m) 設備点検で停止										(p) 揚水可能量制約									
										(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少										(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加										(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用										(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約										(n) 設備点検に伴う一部停止										(q) 点灯需要供給力確保									
										(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加										(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画										(i) 他の供給区域の受電可能量不足										(l) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少										(o) 設備不具合による出力制約																			
〔万 kW〕																																																																					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																											
			石炭	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																																																											
			七尾大田	21.2	21.2	0.0		20.7	20.7	0.0																																																											
			LNG	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																																																											
			新港LNGIU	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																																																											
			新港2U	7.0	7.0	0.0		7.0	7.0	0.0																																																											
LNG、石油		合計	28.1	28.1	0.0	—	27.7	27.7	0.0	—																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (揚水)	対象設備なし	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		—	—	—	—	—	—	—	—	—																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
需給バランス用蓄電設備の充電	対象設備なし	充電総大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電総大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		—	—	—	—	—	—	—	—	—																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		火力	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																																																												
		() 内は	[0%]				[0%]																																																														
		全設備運転時	(11.1)				(11.1)																																																														
		自家発余剰	[24%]				[24%]																																																														
		合計	4.5	0.4	▲ 4.1	(h)	4.5	0.1	▲ 4.4	(h)																																																											
※ 2 事業部と合意した最低出力 (発電設備の維持停止等も考慮)		合計	4.5	0.4	▲ 4.1	—	4.5	0.1	▲ 4.4	—																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (揚水)	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		A	▲ 12.0	▲ 12.0	0.0		▲ 12.0	0.0	12.0	(p)																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
長周期広域周波数調整 (連系統活用)	連系統	前日15時時点の受容量① ※ 3 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の受容量① ※ 3 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		北北エクス (越前湾発給+福福光 BTD)	188.6 (136)	0.0	▲ 188.6	(i)	186.8 (125)	0.0	▲ 186.8	(i)																																																											
		合計	188.6	0.0	▲ 188.6	—	186.8	0.0	▲ 186.8	—																																																											
		※ 3 受容量 = (運用容量) - 約定済みの域外送電電力 - マーゲン (ΔkWマージン含む)																																																																			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
バイオマス専焼電源	種別	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)																																																												
		バイオマス専焼	8.2	7.7	▲ 0.5	(h)	4.5	4.5	0.0																																																												
		() 内は	[93%]				[87%]																																																														
		全設備運転時	(8.2)				(8.2)																																																														
		自家発余剰	[93%]				[93%]																																																														
		合計	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—																																																											
※ 2 事業部と合意した最低出力 (発電設備の維持停止等も考慮)		合計	8.2	7.7	▲ 0.5	—	4.5	4.5	0.0	—																																																											
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
地域資源バイオマス	種別	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)	最低出力① ※ 2 (出力率%)	前日計画②	差異 (②-①)	理由 A～C 毎 (発電所数)																																																												
		出力抑制可	0.5	0.5	0.0		0.5	0.5	0.0																																																												
		[83%]				[83%]																																																															
		出力抑制不可	—	2.8	—	A(13),B(2),C(3)	—	2.7	—	A(13),B(2),C(3)																																																											
		合計	0.5	3.3	0.0	—	0.5	3.2	0.0	—																																																											
※ 2 事業部と合意した最低出力 (発電設備の維持停止等も考慮)																																																																					
想定誤差量										4月26日(土)										5月3日(土)																																																	
想定誤差量	出力帯		高出力帯								中出力帯 1																																																										
	算定	(A)過去 最大出力 / 設備量	93%				92%																																																														
			91%				72%																																																														
			98%				78%																																																														
	誤差量	太陽光誤差	6.0				7.4																																																														
			エリア需要誤差	8.2				5.8																																																													
合計	14.2				13.2																																																																

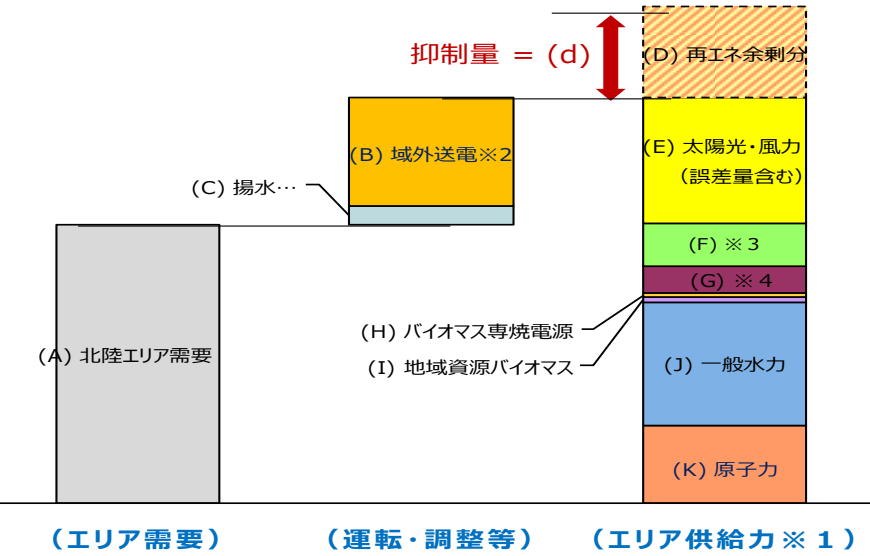
(参考) 当日の需給実績

[万kW]

		場所	北陸エリア	北陸エリア
		制御量最大時刻	4月26日(土) 13時～13時30分	5月3日(土) 10時30分～11時
天候・気温	天候		晴	晴
	気温 (℃)		12.7	14.0
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		245.5	209.0
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	37.1	40.3
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	0.3	0.5
		(K) 原子力	0.0	0.0
		(J) 一般水力	141.9	136.3
		(H) バイオマス専焼電源	7.3	4.0
		(I) 地域資源バイオマス	3.3	3.2
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	120.5	95.1
		風力 (抑制量含む)	2.5	0.3
	エリア供給力計		312.7	279.7
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 11.9	0.0
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 52.0	▲ 69.8
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 3.3	▲ 0.9
	供給力計		245.5	209.0

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図

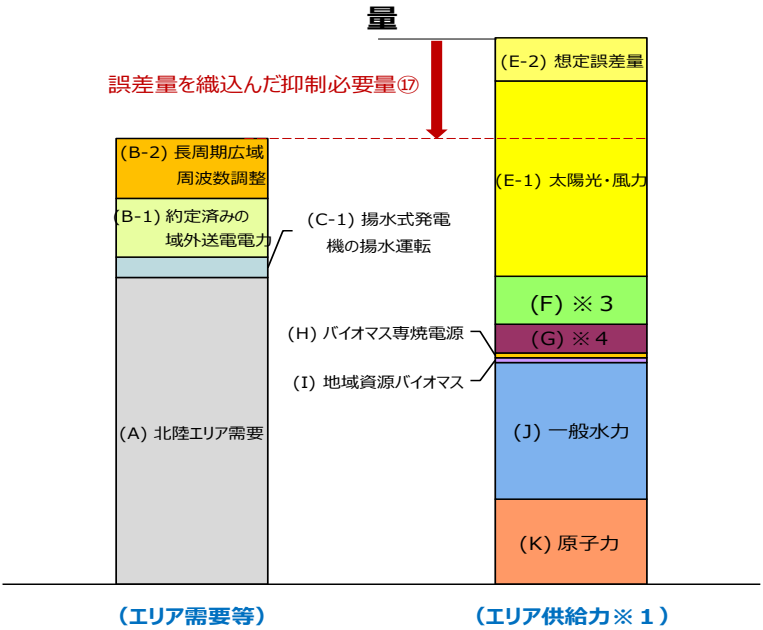
エリア需要等・エリア供給力



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。
- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。

○必要性（別紙 1）のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～北陸電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス

5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性

(参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない
発電設備等およびバイオマス専焼の出力
抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

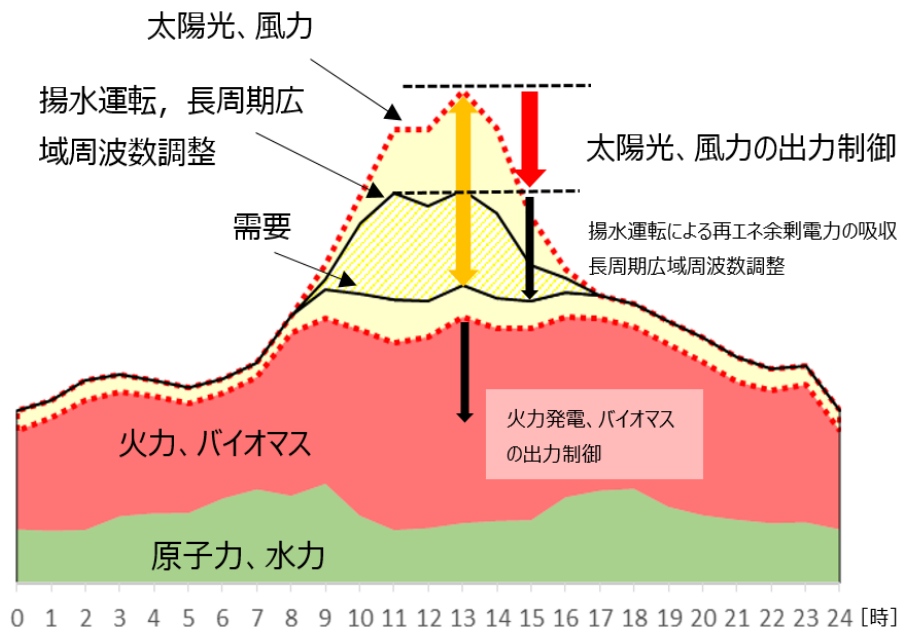
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について 下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

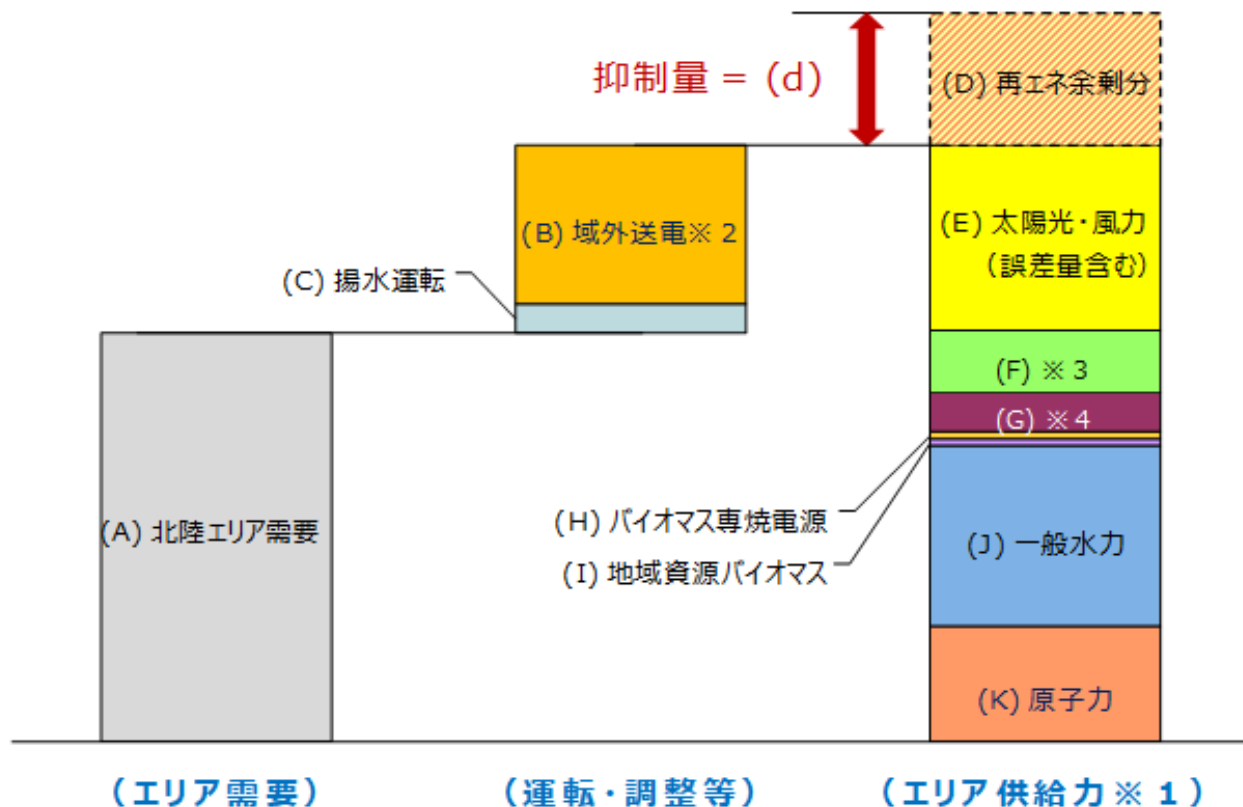
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）北陸エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

①過去の需要実績と金沢市の平均気温実績を元に**最大需要・最小需要**の気温相関（気温感応度）を作成

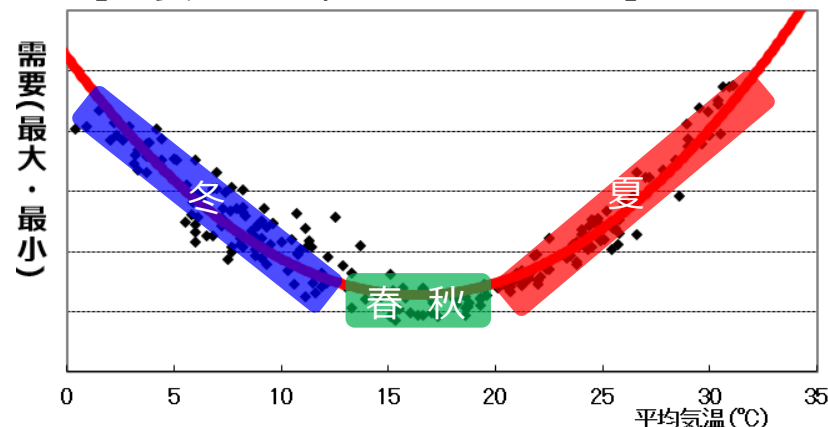


②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に**最大需要・最小需要**を想定

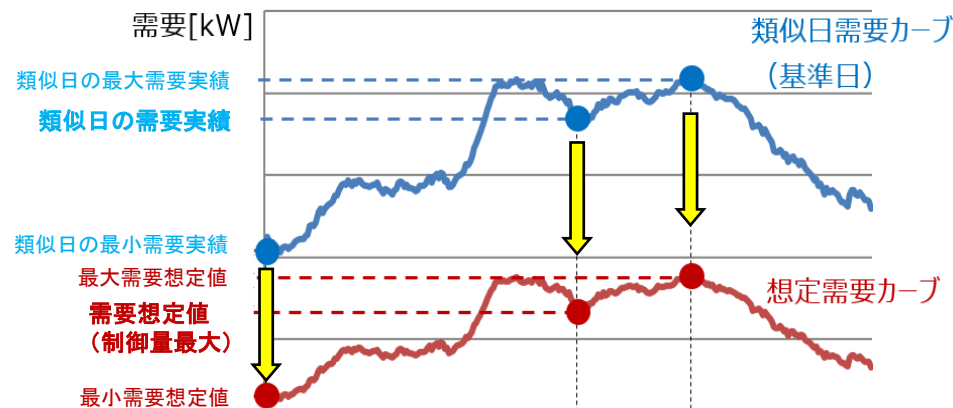


③過去の類似日の需要カーブを、想定した**最大需要・最小需要**を基に補正し、24時間の需要カーブを想定

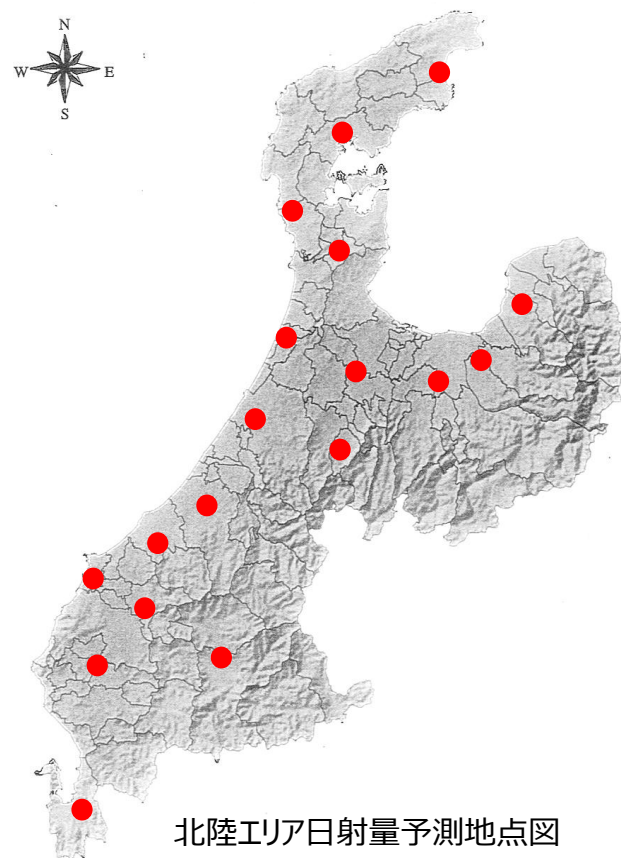
【需要の気温相関グラフィイメージ】



【需要カーブ想定イメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 1 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点別に算出した合計値を、北陸エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



地点 1

日射量予測値（※1）①～③

×

出力換算係数 = （※2）①②③
換算係数×合成過積載率×積雪係数

×

発電設備容量（※3）①②③

エリア 1～18地点

（エリア1～18地点の出力合計値）（※4）

北陸エリア 太陽光出力想定値

（※1）

気象会社から制御対象日の前日11時に提供された、抑制当日の地点別の日射量予測値（30分値）。

（※2）

➤ 換算係数：

日射量実績と発電実績を非過積載ベースで三区分別（①～③）・月別に計算した値

➤ 合成過積載率：

各過積載設備の過積載率を三区分別（①～③）に設備容量で加重平均した値（非過積載設備の過積載率は1とする）

➤ 積雪係数：

積雪による出力減を考慮した値（冬季のみ）

（※3）

制御対象日の三区分別（①～③）、地点別の太陽光発電設備容量。

（※4）

個別特高連系箇所、高圧以下18地点の合計値よりエリア太陽光出力を算出。

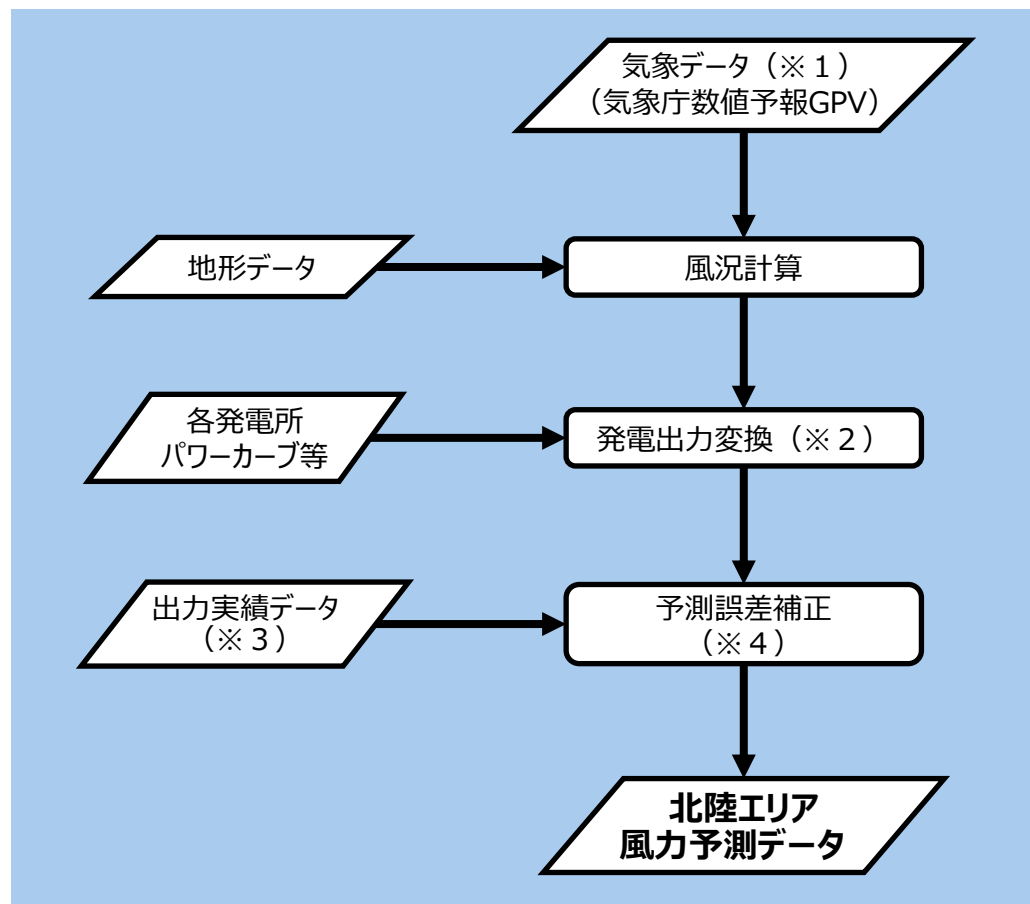
（凡例）①：特高

②：高低圧10kW以上

③：低圧10kW未満

風力発電は、最新の気象データおよび風力発電出力実績データを基に、エリア一括で算出した予測値を北陸エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

風力発電出力予測（外部委託）の概要図



- (※ 1)
気象庁から制御対象日の前日9時に提供された、制御当日の数値予報GPVデータ（1時間値）。
- (※ 2)
各発電所の発電設備情報（定格出力、メーカ・型式、パワーカブ、ハブ高さ、風車毎の緯度経度等）に基づき発電出力へ換算。
- (※ 3)
予測誤差補正用として、予測値発表時刻（4時、14時）直前までの風力発電出力実績（10分値）。
- (※ 4)
過去の出力実績データに基づき学習した、補正効果の異なる複数の統計モデルの組み合わせにより、予測誤差を補正。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、以下の点を考慮した上で最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- 点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力確保
- 北陸電力送配電が公表している「系統運用ルール」の規定に基づき、常時の系統容量に対する L F C（※1）調整力2%の確保
- 軽負荷時の電圧維持

（※1）負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

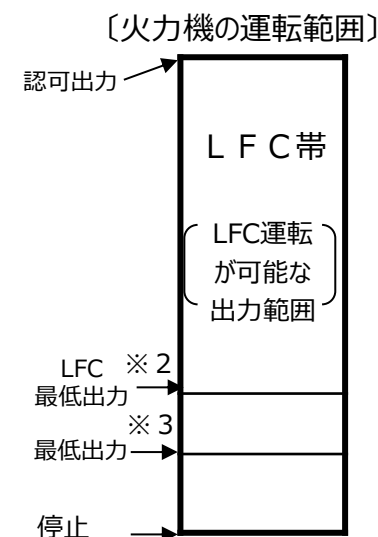
○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力・LNG火力

LFC調整力2%の確保と点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保できる必要最低限の運転台数とする。また、LFC調整機以外は最低出力運転とする。

LNG火力はBOG（Boil Off Gas）消費のため最低1台は運転とする。



（※2）負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

（※3）出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整

- (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)
- (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

北陸エリアには、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の揚水発電機および需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はなし。

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力電源を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の対応（※2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発電余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※1）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発電事業者は受電地点の値）。

（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は（参考1）参照。

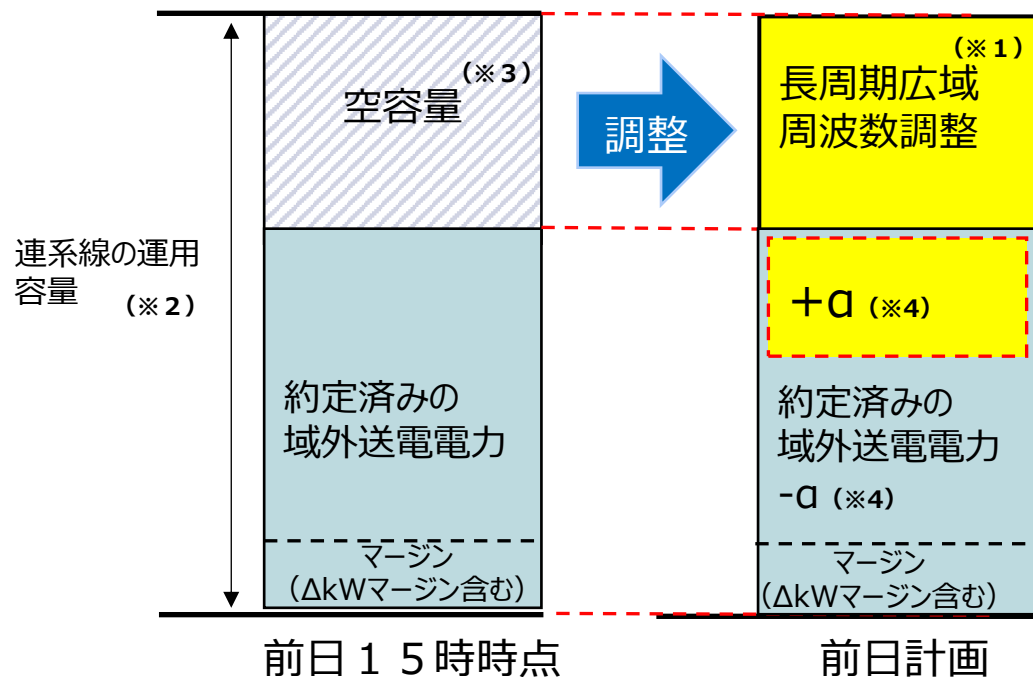
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙 2」参照。

エリア内揚水発電所	揚水動力 (万 kW)
発電所名	
A 発電所	▲12.0

北陸関西間連系線 + 中部北陸間連系設備（北陸フェンス）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

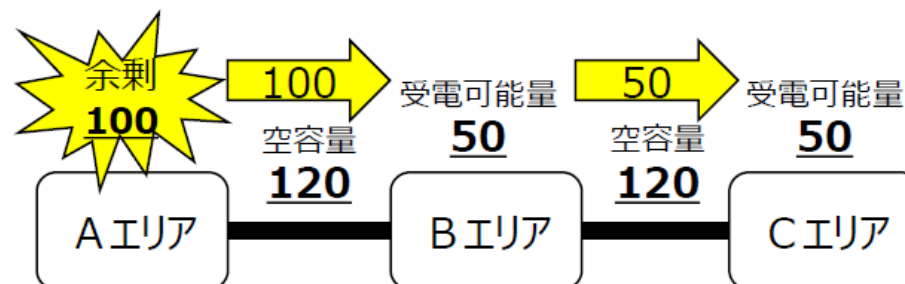
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン (需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む)}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる ($= \alpha$)

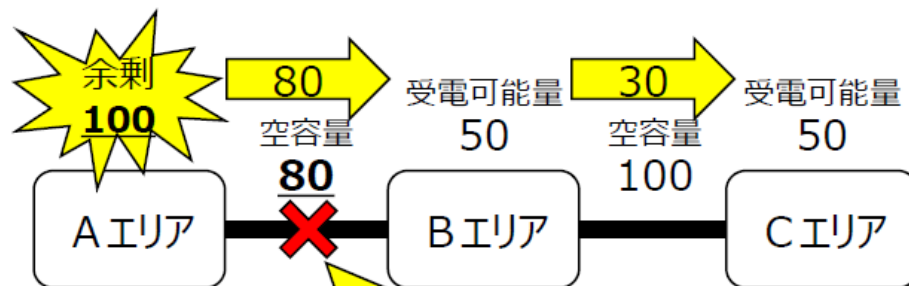
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

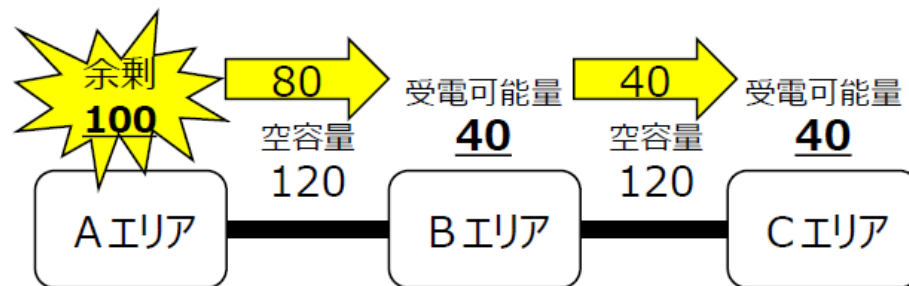
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※ 1）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応（※ 2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※ 1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

②自家発電剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※ 1）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発電事業者は受電地点の値）。

（※ 2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は（参考 1）参照。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、北陸電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。**日別の状況は「別紙2」参照。**

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

（※）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、北陸エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

13
2
3

なっとく！再生可能エネルギー – FIT・FIP制度 よくある質問 – F A Q 5 – 9、Q 5 – 1 0

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

（※1）想定誤差量として、各出力帯の最大誤差量（表1）を、過去の最大出力実績を超過しない範囲で織り込む。

適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

① 最大誤差量は、4段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時時点の予測と当日実績との差）を基に決定する。

② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量			
		(12:30～13:00)			
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	平日	6.0	8.7	14.7
		休日		8.2	14.2
中出力帯 1	(60%～90%)	平日	20.6	18.2	38.8
		休日		10.7	31.3
中出力帯 2	(30%～60%)	平日	28.2	13.6	41.8
		休日		12.5	40.7
低出力帯	(～30%)	平日	10.2	10.4	20.6
		休日		17.0	27.2

表2 想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

過去 最大出力/設備量 (a) [%]

当日 最大出力/設備量 (b) [%]

当日 想定出力率 (c) = (b) / (a) [%]



当日の出力帯を決定

(c) を 表1 の出力帯(出力率)に当てはめる



当日の想定誤差量を決定

- データ収集期間：2020/4 ～ 2024/9
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

（※1）想定誤差量として、各出力帯の最大誤差量（表1）を、過去の最大出力実績を超過しない範囲で織り込む。

適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

① 最大誤差量は、4段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時時点の予測と当日実績との差）を基に決定する。

② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

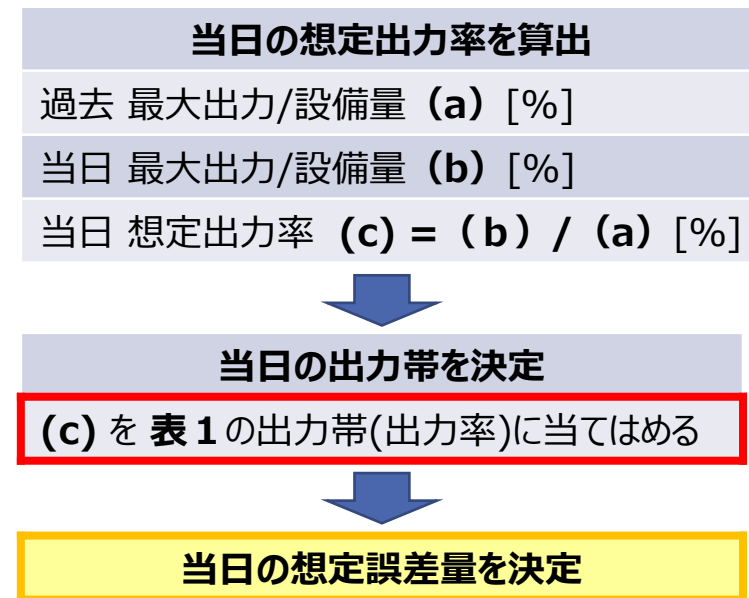
表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

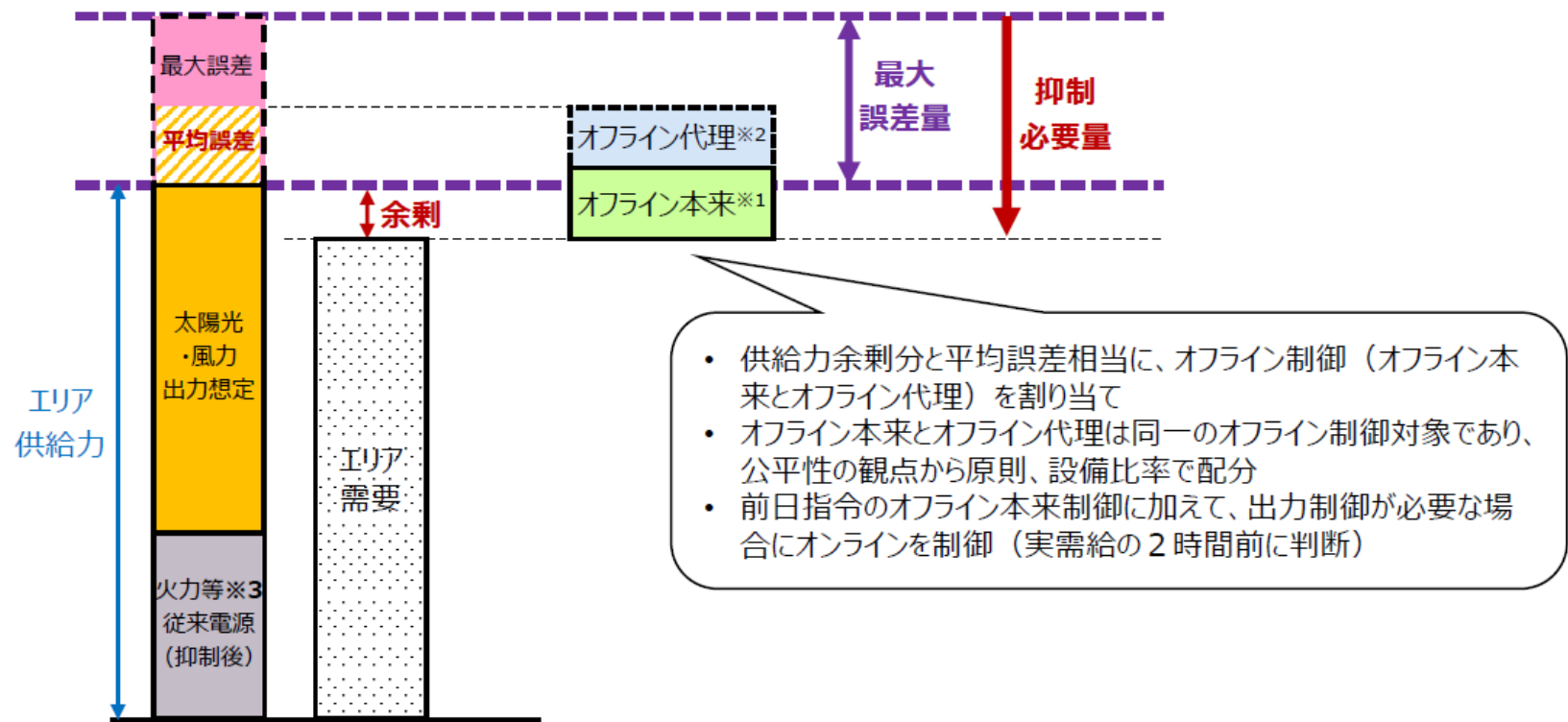
出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量			
		(10:30~11:00)			
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	平日	3.7	15.4	19.1
		休日		3.0	6.7
中出力帯 1	(60%~90%)	平日	7.4	28.9	36.3
		休日		5.8	13.2
中出力帯 2	(30%~60%)	平日	26.8	13.4	40.2
		休日		4.7	31.5
低出力帯	(~30%)	平日	10.6	16.6	27.2
		休日		6.2	16.8

- データ収集期間：2020/4 ~ 2024/9
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー



前項のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「最大誤差量」で評価する。
 なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じてオンライン制御量を調整する。

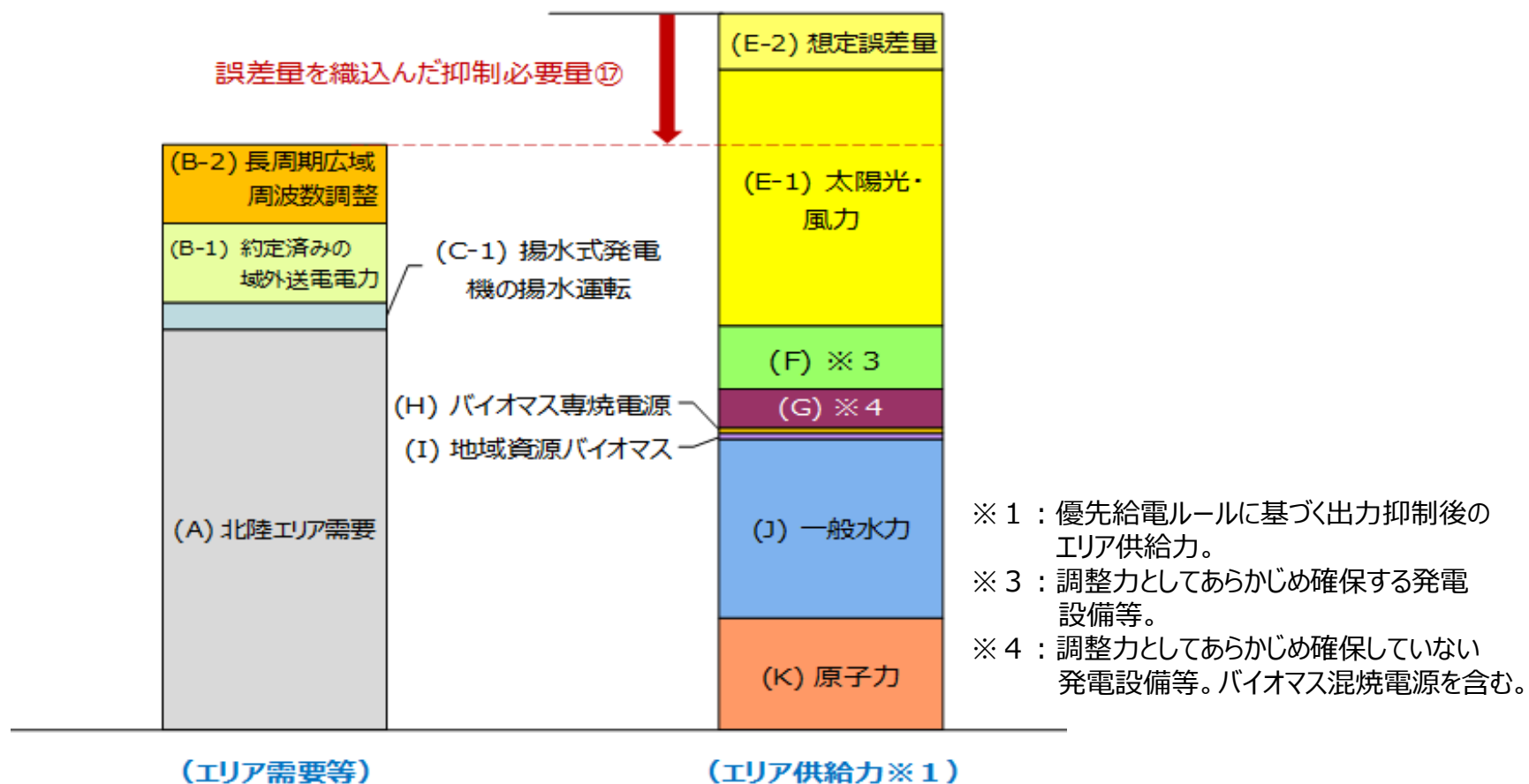


※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。



北陸電力送配電は、優先給電ルールに基づく、北陸エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス電源の出力抑制について、9者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

種別	最低出力比率（％）		事業者数	定格出力 [万kW]	最低出力(※1) [万kW]	出力率 [%]
事業用	①定格出力の 50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	1	46.3	11.1	24%
		専焼バイオマス	2	8.9	8.2	93%
		地域資源	1	0.6	0.5	83%
自家発	②自家消費相当分 まで抑制※2	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	4	－	4.5	－
		専焼バイオマス	1	－	0	－
出力制御対象 合計（※3）			9	55.7	24.3	36%

(※1) 北陸送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（受電地点の値）。

(※2) 自家発電事業者は、発電機の運用上、一定の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

(※3) 最低出力の合計値は①②から算出（出力率は①から算出）。四捨五入の関係で合計が一致しないことがある。

北陸エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

北陸電力送配電株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、北陸エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 1 回次世代電力系統 WG(2025 年 1 月 23 日)において再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや北陸エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、北陸電力送配電株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、本機関が検証すべき条件を設定のうえ代表日を選定し、検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#)

1.抑制実施日

下記の2日(4月:1日、5月:1日、6月:0日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)		6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)		6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)		5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)		5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	1日	合計	1日	合計	0日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)北陸エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年4月～6月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～北陸電力送配電編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2025年4月～6月抑制分 関西電力送配電～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．関西電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～

関西電力送配電は、2025年4月～6月に、関西エリアにおいて需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を11日間（4月：6日、5月：4日、6月：1日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや関西エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、関西電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

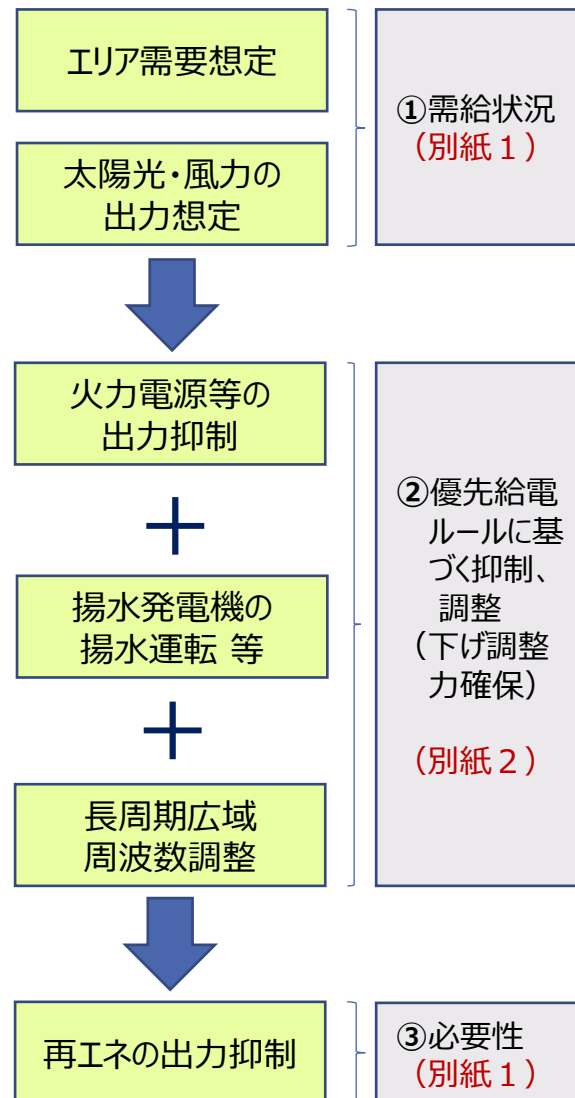
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



関西電力送配電は、4月の以下の6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	関西エリア					
指令日時	4月5日(土) 18時	4月11日(金) 17時	4月18日(金) 17時	4月25日(金) 17時	4月26日(土) 17時	4月28日(月) 17時
抑制実施日	4月6日 (日)	4月12日 (土)	4月19日 (土)	4月26日 (土)	4月27日 (日)	4月29日 (火)
最大抑制量（※1）	104.1万kW	190.6万kW	111.8万kW	160.4万kW	304.0万kW	199.4万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象			○		○	
関西電力送配電 公表サイト	関西エリアの出力制御指示の内容を参照					

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 関西電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2025年5月)

6

関西電力送配電は、5月の以下の4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	関西エリア			
指令日時	5月2日(金) 17時	5月3日(土) 17時	5月4日(日) 17時	5月28日(水) 11時（※2）
抑制実施日	5月3日 (土)	5月4日 (日)	5月5日 (月)	5月28日 (水)
最大抑制量（※1）	222.1万kW	258.6万kW	261.6万kW	58.7万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	11時～13時
検証対象		○		○
関西電力送配電 公表サイト	関西エリアの出力制御指示の内容を参照			

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

（※2）前日指示なしで当日に出力抑制を行った日。

関西電力送配電は、6月の以下の1日について、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	関西エリア
指令日時	5月31日(土) 17時
抑制実施日	6月1日 (日)
最大抑制量（※1）	292.2万kW
抑制時間	8時～16時
検証対象	○
関西電力送配電 公表サイト	関西エリアの出力制御指示の内容を参照

（※1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月： 6日、5月：4日、6月：1日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/27(日)、5/4(日)、6/1(日)
- ・無作為に選定した日…………… 4/19(土)
- ・特異日（当日抑制）…………… 5/28(水)

[※全ての出力抑制日のデータはこちら](#)

4. 総合評価（1 / 2）

本機関は、下記の代表日について関西電力送配電が行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月		5月		6月
	19	27	4	28※2	1
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容					
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※1	○	○	○	－	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	－	○
（8）地域資源バイオマス	△	△	△	－	△
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	△	△	△	○	△

※1 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

※2 前日指示なしで当日に再エネ出力抑制を行った日であり、当日指令時点における妥当性を評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全代表日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全代表日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
(1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %や点灯帯の供給力を確保したうえで、燃烧試験に伴う制約がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	定期点検や工事等の作業、機器の異常検出や健全性確認等により停止もしくは運転制約のある発電機を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	関西エリアは対象設備無し。
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	5/28を除く代表日について、生産調整や弁テストによる抑制量の減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。5/28の前日段階では下げ調整力を確保しており抑制指令は不要であったこと、5/28当日は対応不可であり未実施であったことを確認した。
(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	5/28を除く代表日について、点検作業がある発電機を除き、翌日計画策定以降の対応となることを確認した。5/28の前日段階では下げ調整力を確保しており揚水運転は不要であったこと、5/28当日は対応不可であり未実施であったことを確認した。
(6) 長周期広域周波数調整	5/28を除く代表日について、抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能量がなかった。5/28の前日段階では下げ調整力を確保しており未実施であったことを確認した。
(7) バイオマス専焼電源	5/28を除く代表日について、事業者の下限値設定誤りを除き事前合意された最低出力に抑制することを確認した。5/28の前日段階では下げ調整力を確保しており抑制指令は不要であったこと、5/28当日は対応不可であり未実施であったことを確認した。
(8) 地域資源バイオマス	5/28を除く代表日について、関西電力送配電における事業者情報の社内未連携により、1発電事業者に対する出力抑制指令を行うことができず、抑制量が減少した（▲0.06万kW）。5/28については、前日段階では下げ調整力を確保しており抑制指令は不要であったこと、5/28当日は対応不可であり未実施であったことを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

総合評価	再エネ出力抑制の検証を行った代表日(5日間)について、4月19日,4月27日,5月4日,6月1日の4日間は、(8)の1発電事業者に対する出力抑制が未実施となったことから抑制量(0.06万kW)が減少したものの、必要量が大きかったことから再エネの出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電においては再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。
------	--

5. 検証結果

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、4月19日,4月27日,5月4日,6月1日について、地域資源バイオマス(1事業者)に対する出力抑制が未実施となったことから抑制量が減少したものの、再エネの出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた（4月19日,4月27日,5月4日,6月1日の地域資源バイオマスを除く）。上記4日間については、1 発電事業者に対する出力抑制が未実施となっていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

[万 kW]														当日計画	
場所 出力抑制指令計画時の下げ調整力最小时刻（※）			関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		
			4月19日(土) 12時00分～12時30分		4月27日(日) 10時30分～11時00分		5月4日(日) 11時30分～12時00分		5月28日(水) 12時30分～13時00分		5月28日(水) 12時30分～13時00分		6月1日(日) 12時30分～13時00分		
			【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		
需要想定	年月日（曜日）		2025.4.19(土)	機械学習した需要想定	2025.4.27(日)	機械学習した需要想定	2025.5.4(日)	機械学習した需要想定	2025.5.28(水)	機械学習した需要想定	2025.5.28(水)	機械学習した需要想定	2025.6.1(日)	機械学習した需要想定	
	天候		晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	
	気温（℃）		24.6	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	21.4	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	19.9	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	24.9	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	25.4	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	24.2	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	
	需要想定値（※の時刻の需要）①		1322.4		1186.6		1174.2		1569.8		1621.8		1256.4		
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の出力	日射量予測値（MJ/m ² ）		2.9		2.7		3.2		2.4		3.3		2.8		
	出力換算係数 (kwh/MJ/m ² /kW)	特高	1.011～1.014		1.019～1.030		0.961～0.962		0.965～0.977		0.965～0.977		0.939～0.948		
		高低圧（全量・余剰）	0.899～0.901		0.915～0.925		0.852～0.856		0.861～0.872		0.861～0.872		0.820～0.826		
	出力想定値（万kW）		②特高＋高低圧（全量・余剰）	547.0		503.1		576.6		440.4		581.0		474.6	
合計④			547.0		503.1		576.6		440.4		581.0		474.6		
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高	21.3		21.3		21.5		21.5		22.5		21.5		
		高圧以下	0.4		0.4		0.4		0.4		0.4		0.4		
	出力想定値（万kW）		③特高＋高圧以下	1.9		1.8		8.7		0.0		0.0		8.7	
	合計⑤			1.9		1.8		8.7		0.0		0.0		8.7	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	78.0		75.3		74.9		138.6		127.4		76.5		
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力等)	65.8		16.5		14.2		157.1		157.8		86.5		
		(L) 原子力	487.1		487.1		486.1		567.8		567.8		446.6		
		(J) 一般水力	79.3		147.5		93.1		170.5		181.6		151.8		
		(H) バイオマス専焼電源	27.8		27.2		26.5		32.3		32.3		26.7		
		(I) 地域資源バイオマス	18.1		17.2		19.2		13.5		13.5		13.6		
		(E-1) 太陽光⑥	547.0		503.1		576.6		440.4		581.0		474.6		
		風力⑦	1.9		1.8		8.7		0.0		0.0		8.7		
	(E-2) 想定誤差量	168.9		181.0		136.4		155.6		0.0		216.5			
	エリア供給力 計⑧		1,473.9		1,456.7		1,435.7		1,675.8		1,661.4		1,501.5		
エリア需要等	(A) エリア需要①	1,322.4		1,186.6		1,174.2		1,569.8		1,621.8		1,256.4			
	揚水 運転等	(C-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑨	▲ 312.5		▲ 336.8		▲ 401.2		▲ 340.4		▲ 206.2		▲ 379.7		
		(C-2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)⑩	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
		(C-3) 電力貯蔵装置の充電⑪	—		—		—		—		—		—		
	域外送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑫	272.8		370.7		398.3		218.5		225.3		434.1		
		(B-2) 長周期広域周波数調整⑬	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		▲ 7.3		
エリア需要等 計⑭＝①－（⑨＋⑩＋⑪＋⑫＋⑬）		1,362.1		1,152.7		1,177.1		1,691.7		1,602.7		1,209.3			
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
必要性 (万kW)	エリア供給力 計⑧		1,473.9		1,456.7		1,435.7		1,675.8		1,661.4		1,501.5		
	エリア需要等 計⑭		1,362.1		1,152.7		1,177.1		1,691.7		1,602.7		1,209.3		
イメージ図は「別紙3」	判定		○		○		○		×		○		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑮＝（⑧－⑭）		111.8		304.0		258.6		▲ 15.9		58.7		292.2		

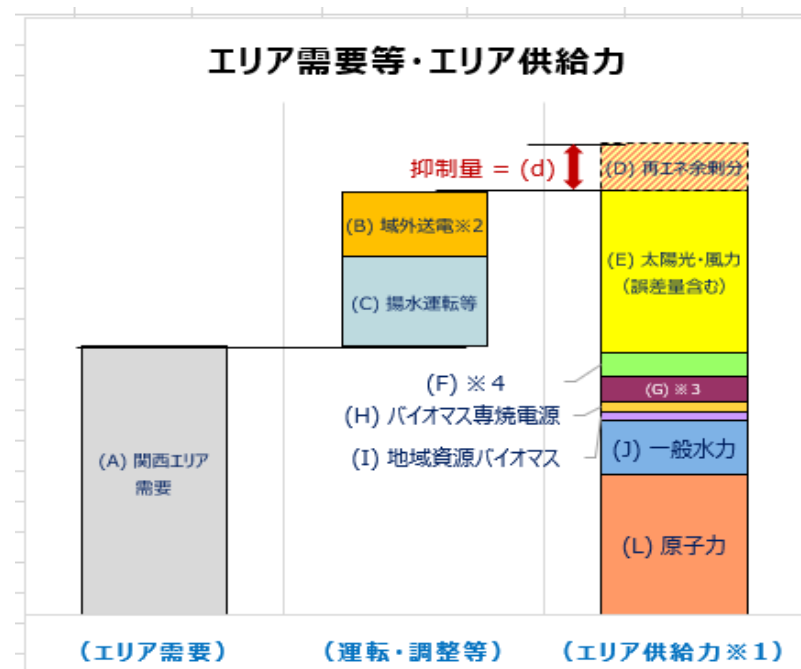
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

		〔※〕差異理由				(a)他の供給区域の受電可能量不足 (b)翌日策定以降対応のため (c)軸受温度上昇に伴う復旧作業 (d)定期点検				(e)河川法合格通知未完に伴う停止(3/21～5/2) (f)TSO作業に伴う運転制約 (g)2号託送計量器設置工事(3/24～4/24) (h)生産調整のため				(i)普通点検 (j)NG燃焼運転 (k)水車ランナ点検 (l)ボジションセンサ調整作業				(m)トリップ (n)トリップに伴う健全性確認 (o)下げ調整力確保済により対応不要 (p)事業者の下限値設定誤り				(q)トリップに伴う調査・復旧 (r)井テスト (s)事業者情報の社内未連携による出力抑制指令未実施				
【万kW】																										
優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力) LFC調整力2％ 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)				
	LNG	石炭	舞鶴	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		姫路第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		姫路第二	61.7	61.7	0.0		59.0	59.0	0.0		58.6	58.6	0.0		94.1	122.3	28.2	(j)	83.1	111.1	28.0	(j)				
		南港	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		堺港	16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0					
		泉北第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
	石油	泉北第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		赤穂	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		御坊	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		綾部EC	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		大津EC	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		合計	78.0	78.0	0.0	—	75.3	75.3	0.0	—	74.9	74.9	0.0	—	110.4	138.6	28.2	—	99.4	127.4	28.0	—	76.5	76.5	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	大河内	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)			
		1	▲33.6	0.0	33.6	(c)	▲33.6	0.0	33.6	(c)	▲33.6	0.0	33.6	(c)	▲33.6	0.0	33.6	(c)	▲33.6	0.0	33.6	(c)	▲33.6	0.0	33.6	(c)
	奥多々良木	2	▲33.6	0.0	33.6	(d)	▲33.6	0.0	33.6	(d)	▲33.6	0.0	33.6	(d)	▲33.6	0.0	33.6	(d)	▲33.6	0.0	33.6	(d)	▲33.6	0.0	33.6	(d)
		3	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0	
		4	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	0.0	39.3	(k)	▲39.3	0.0	39.3	(k)	▲39.3	▲39.3	0.0	
		1	▲32.2	0.0	32.2	(e)	▲32.2	0.0	32.2	(e)	▲32.2	▲32.2	0.0		▲32.2	▲32.2	0.0		▲32.2	▲32.2	0.0		▲32.2	▲32.2	0.0	
		2	▲32.2	0.0	32.2	(e)	▲32.2	0.0	32.2	(e)	▲32.2	▲32.2	0.0		▲32.2	▲32.2	0.0		▲32.2	0.0	32.2	(m)	▲32.2	▲32.2	0.0	
		4	▲32.2	0.0	32.2	(f)	▲32.2	0.0	32.2	(f)	▲32.2	0.0	32.2	(f)	▲32.2	0.0	32.2	(f)	▲32.2	0.0	32.2	(f)	▲32.2	0.0	32.2	(f)
	喜撰山	5	▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	0.0	40.3	(m)	▲40.3	▲40.3	0.0	
		6	▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	0.0	40.3	(n)	▲40.3	0.0	40.3	(n)	▲40.3	▲40.3	0.0	
		1	▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0	
		2	▲24.3	0.0	24.3	(g)	▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0	
		1	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	0.0	21.5	(l)	▲21.5	0.0	21.5	(l)	▲21.5	▲21.5	0.0	
		2	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
	奥吉野	3	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		4	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		5	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	0.0	21.5	(m)	▲21.5	0.0	21.5	(m)	▲21.5	0.0	21.5	(q)
		6	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
	合計	▲500.6	▲312.5	188.1	—	▲500.6	▲336.8	163.8	—	▲500.6	▲401.2	99.4	—	▲500.6	▲340.4	160.2	—	▲500.6	▲206.2	294.5	—	▲500.6	▲379.7	120.9	—	
	優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)			
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)					
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力等)	発電所	最低出力① [出力率%] ※1	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%] ※1	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%] ※1	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%] ※1	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%] ※1	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)					
		火力等 ※1火力発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力 ()内は、全設備運転時	65.2 [19%] (127.5) [31%]	65.8	0.6	(h)	16.1 [48%] (127.5) [31%]	16.5	0.4	(h)	12.7 [43%] (127.5) [31%]	14.2	1.5	(h)	126.0 [31%] (127.5) [31%]	157.1	31.1	(o)	126.7 [32%] (127.5) [31%]	157.8	31.1	(o)	68.0 [20%] (127.5) [31%]	86.5	18.5	(r)
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)					
		揚水	▲10.7	0.0	10.7	(i)	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(o)	▲10.7	0.0	10.7	(o)	▲10.7	0.0	10.7	(b)
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
長周期広域周波数調整(連系線活用)	※2空容量＝(運用容量) —約定済みの域外送電電力マージン(ΔkWマージン含む)	地域間連系線	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	地域間連系線	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	地域間連系線	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	地域間連系線	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)					
		中部関西間連系線(三重東近江線)	135.2 (250.0)	0.0	▲135.2	(a)	204.0 (200.0)	0.0	▲204.0	(a)	176.8 (200.0)	0.0	▲176.8	(a)	66.2 (250.0)	0.0	▲66.2	(a)	49.8 (250.0)	0.0	▲49.8	(a)				
		北陸関西間連系線(越前嶺南線)	94.2 (70.0)	0.0	▲94.2	(a)	142.0 (70.0)	0.0	▲142.0	(a)	112.2 (70.0)	0.0	▲112.2	(a)	145.2 (130.0)	0.0	▲145.2	(a)	149.0 (130.0)	0.0	▲149.0	(a)				
		関西中国間連系線	687.8 (326.0)	0.0	▲687.8	(a)	619.4 (326.0)	0.0	▲619.4	(a)	668.6 (295.0)	0.0	▲668.6	(a)	680.0 (295.0)	0.0	▲680.0	(a)	699.4 (295.0)	0.0	▲699.4	(a)				
		関西四国間連系線(阿南紀北直流幹)	7.0 (0.0)	0.0	▲7.0	(a)	7.0 (0.0)	0.0	▲7.0	(a)	14.0 (0.0)	0.0	▲14.0	(a)	7.0 (0.0)	0.0	▲7.0	(a)	7.0 (0.0)	0.0	▲7.0	(a)				
		合計	924.2 (646.0)	0.0	▲924.2	—	972.4 (596.0)	0.0	▲972.4	—	971.6 (565.0)	0.0	▲971.6	—	898.4 (675.0)	0.0	▲898.4	—	905.2 (675.0)	0.0	▲905.2	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）		4月19日(土)				4月27日(日)				5月4日(日)				5月28日(水)				5月28日(水)				6月1日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力①※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力①※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力①※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力①※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力①※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)					
	※3発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	24.8 [78%]	24.8	0.0		24.8 [78%]	24.8	0.0		24.9 [78%]	25.0	0.1	(p)	24.8 [78%]	25.0	0.2	(o)	24.8 [78%]	25.0	0.2	(o)					
	出力抑制不可	3.0	—	—	—	2.4	—	—	—	1.5	—	—	—	7.3	—	—	—	7.3	—	—	—					
合計	24.8	27.8	0.0	—	24.8	27.2	0.0	—	24.9	26.5	0.1	—</														

[万 kW]

		場所	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア
		下げ調整力最小时刻	4月19日(土) 12時00分～12時30分	4月27日(日) 10時30分～11時00分	5月4日(日) 12時00分～12時30分	5月28日(水) 11時30分～12時00分	6月1日(日) 14時00分～14時30分
天候・気温	天候		晴	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)		25.4	21.3	20.3	25.6	24.8
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		1,353.3	1,172.9	1,120.7	1,684.7	1,209.7
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	70.1	64.6	107.0	190.7	89.0
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	83.6	42.9	37.9	201.6	99.6
		(L) 原子力	488.3	488.2	487.6	568.4	450.0
		(J) 一般水力	82.5	146.2	90.6	181.4	140.5
		(H) バイオマス専焼電源	23.7	23.7	22.4	31.0	22.7
		(I) 地域資源バイオマス	15.6	16.4	18.6	12.4	12.6
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	610.9	614.9	585.2	603.3	431.9
			風力 (抑制量含む)	0.2	1.4	6.2	1.2
	エリア供給力計		1,374.9	1,398.3	1,355.5	1,790.0	1,254.0
	揚水運転等	(C) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	▲ 246.6	▲ 313.0	▲ 367.8	▲ 163.4	▲ 335.7
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	249.9	323.7	305.7	117.3	379.0
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 24.9	▲ 236.1	▲ 172.7	▲ 59.1	▲ 87.6
供給力計		1,353.3	1,172.9	1,120.7	1,684.7	1,209.7	

○需給状況（別紙１）・当日の需給実績（別紙３）のイメージ図



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※ 2 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性（別紙 1）のイメージ図



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～関西電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力等）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

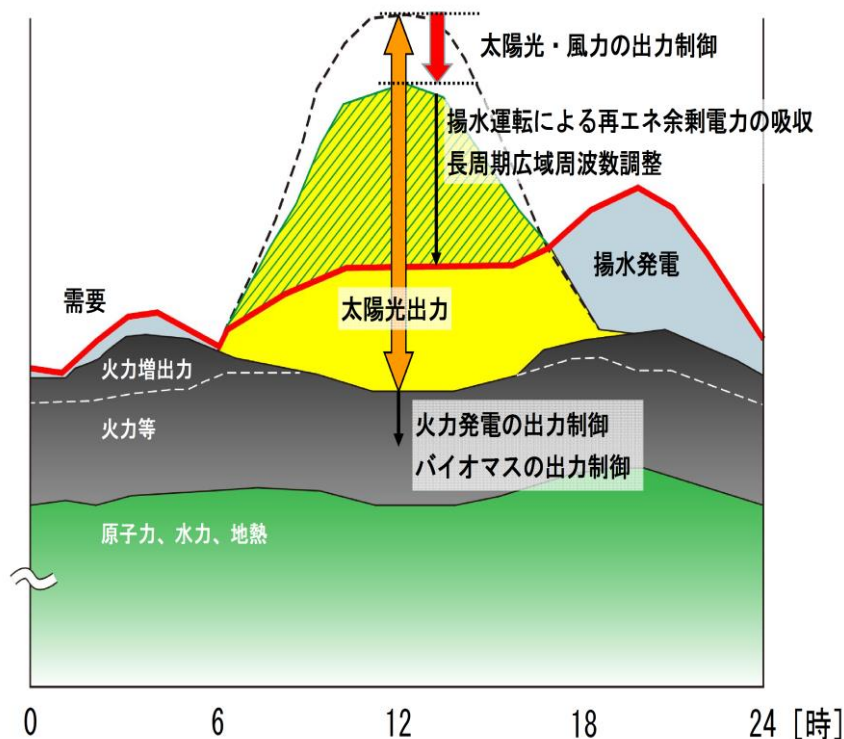
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

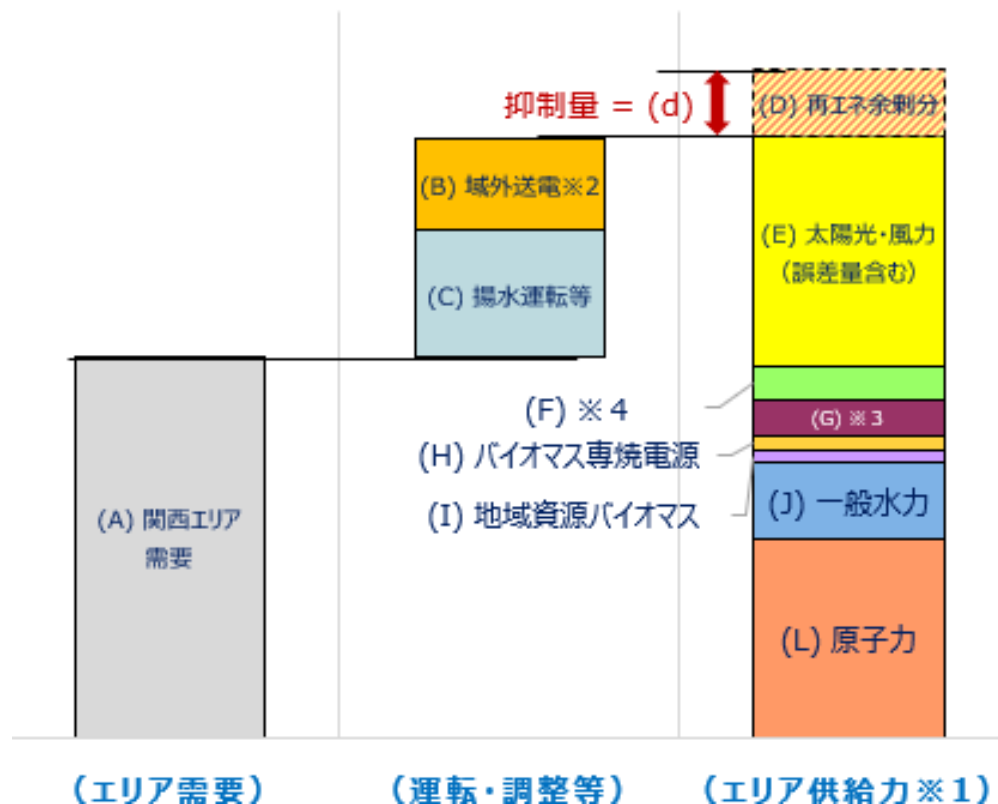
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙１」参照

エリア需要等・エリア供給力



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※ 2 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

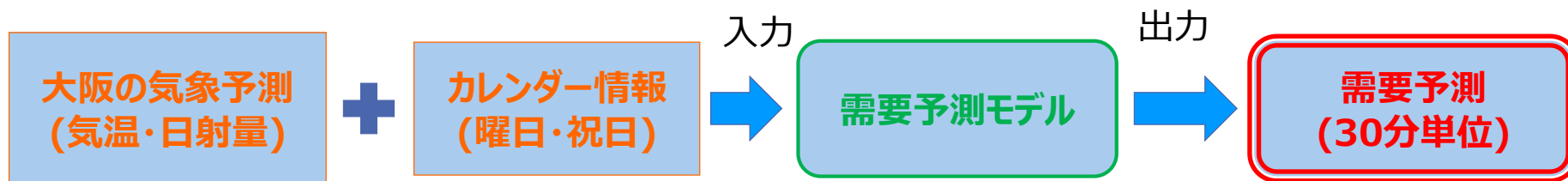
1. 〔モデル学習〕

- 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成



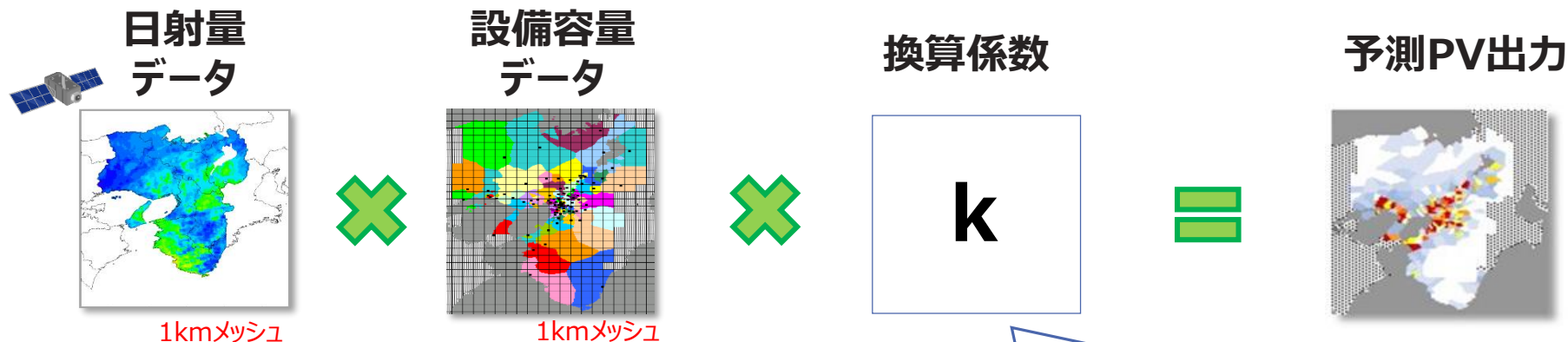
2. 〔需要予測〕

- 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

- 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数 k を掛け合わせることで、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。
 - ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
 - ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
 - ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに変化する要素に対応
 - ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新
- 日別の状況は「別紙1」参照。



・現況値～3時間半先予測

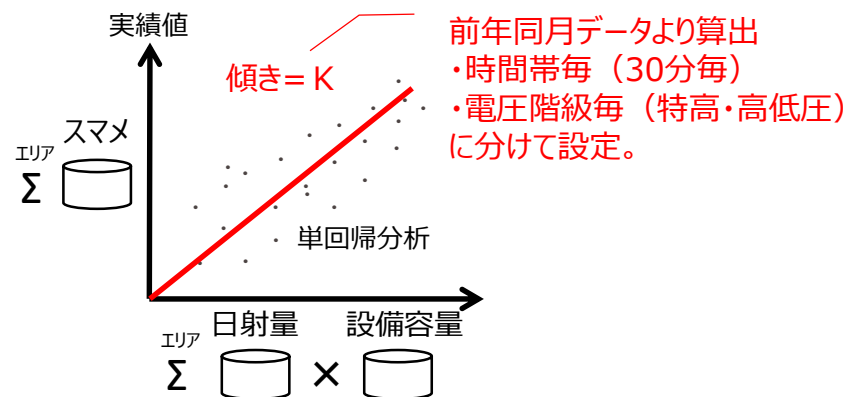
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



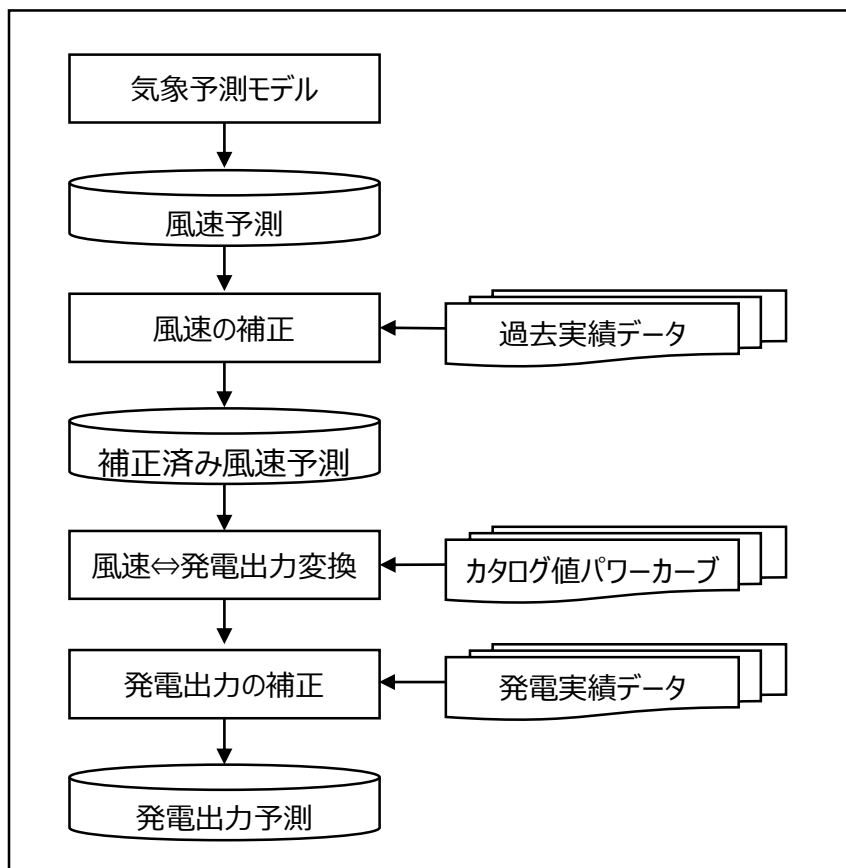
3. 需給状況（４）風力の出力想定

- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。

- ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
- ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装

日別の状況は「別紙 1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
(エリアの風力発電設備容量の87%)

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱 第3章 平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力 2 %を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

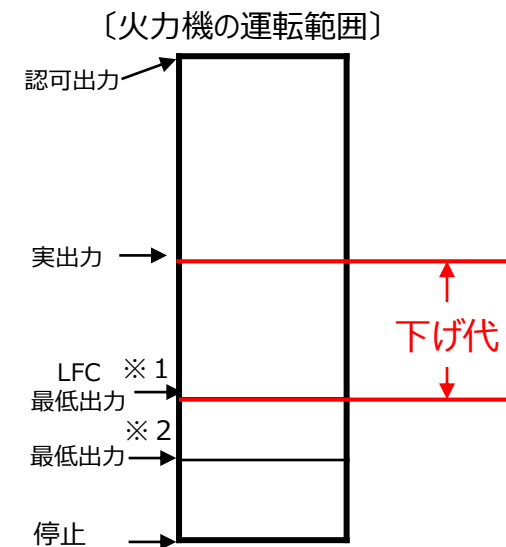
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(2 %)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

④可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力（ 2 %）を持ち替え L F C 2 %の調整力を確保する。



※1 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※2 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
なお、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。
日別の状況は「別紙 2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.2
	2	32.2
	4	32.2
	5	40.3
	6	40.3
小計	323.0	

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計	177.6	

合計 : 500.6 (万kW)

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所等を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

火力電源等（※２）

最低出力（※１）＞翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※１）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

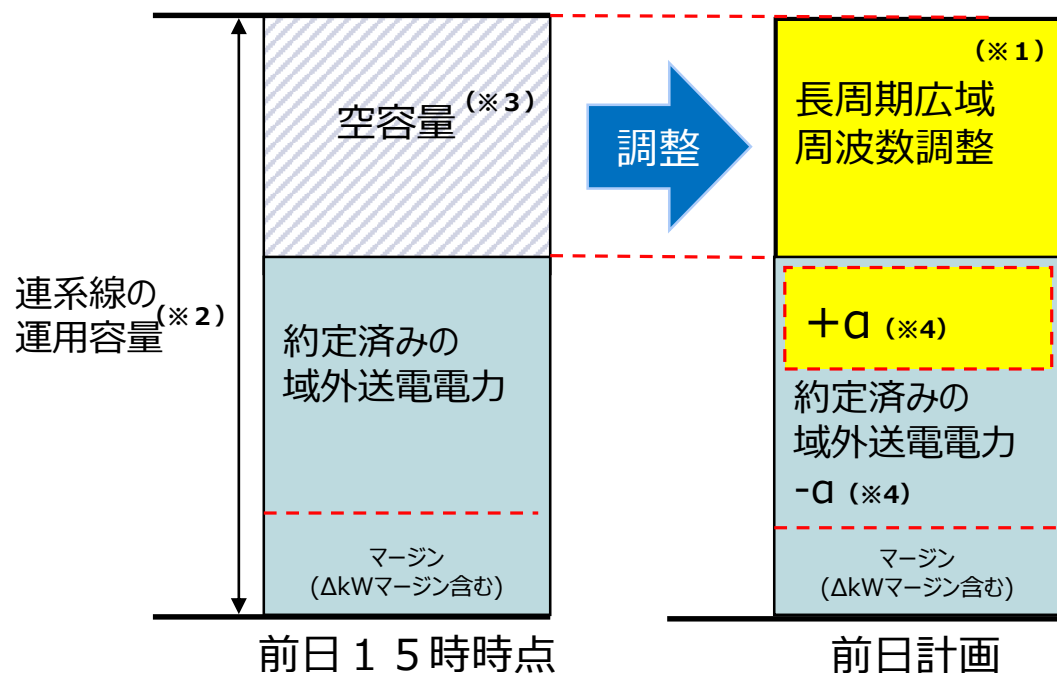
揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所	揚水動力 (万kW)
発電所名	
A発電所	▲10.7

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

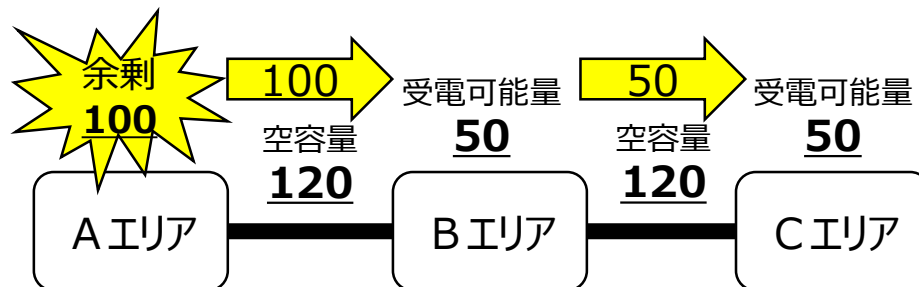
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（ $= \alpha$ ）

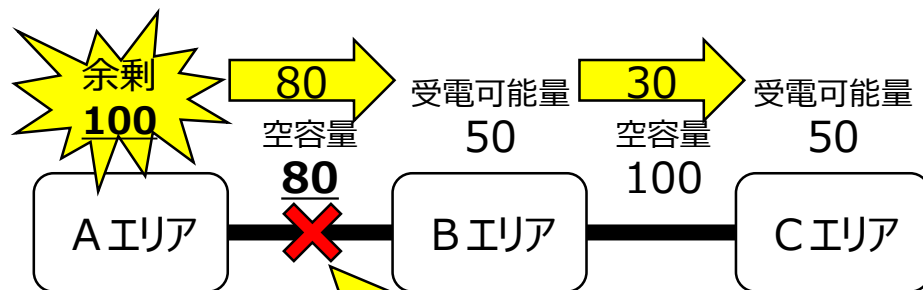
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

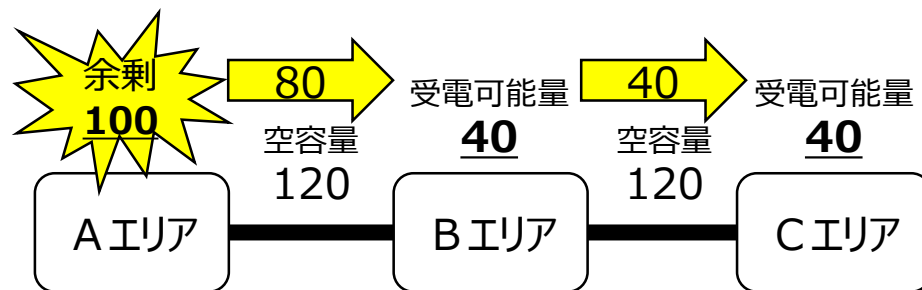
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、関西電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、 関西エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）	73
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	5
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	3

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

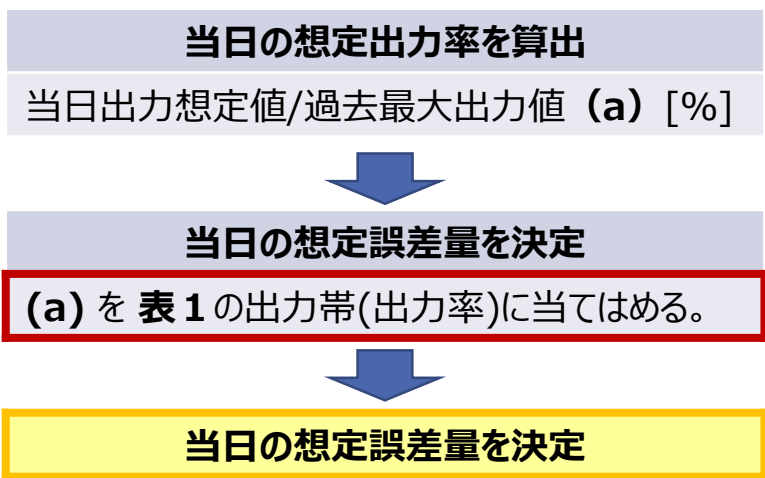
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量 (10:30～11:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	18.8	71.9	90.7
中出力帯 1	(67.5%～90%)	15.3	125.6	140.9
中出力帯 2	(45%～67.5%)	188.5	59.1	247.5
低出力帯 1	(22.5%～45%)	105.2	74.4	179.6
低出力帯 2	(～22.5%)	20.9	83.3	104.2

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

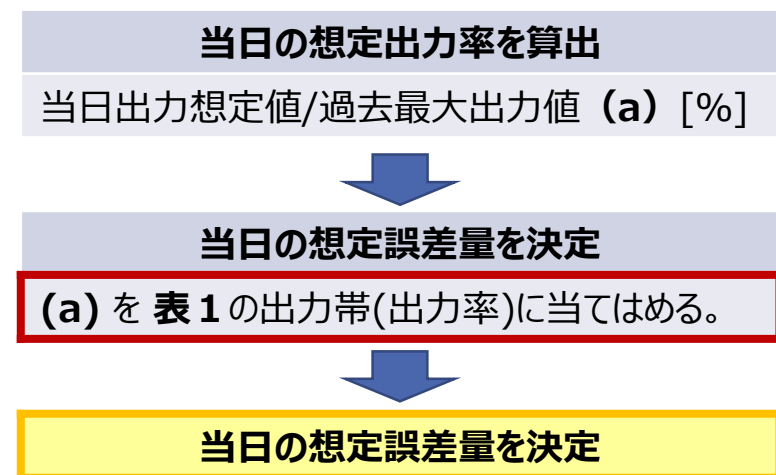
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	48.4	35.0	83.4
中出力帯1	(67.5%~90%)	15.9	127.1	143.0
中出力帯2	(45%~67.5%)	209.2	41.1	250.4
低出力帯1	(22.5%~45%)	178.7	3.6	182.3
低出力帯2	(~22.5%)	42.4	22.7	65.1

表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2021/5 ~ 2025/4
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

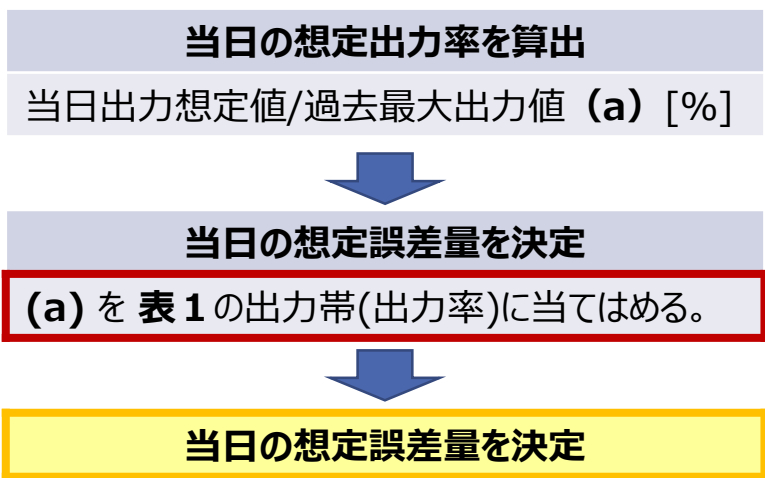
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量 (12:30～13:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	35.9	49.1	85.1
中出力帯 1	(67.5%～90%)	19.7	142.3	162.1
中出力帯 2	(45%～67.5%)	104.3	107.0	211.4
低出力帯 1	(22.5%～45%)	115.0	66.3	181.3
低出力帯 2	(～22.5%)	63.8	66.2	130.0

表2 想定誤差量の決定フロー



2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。

このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

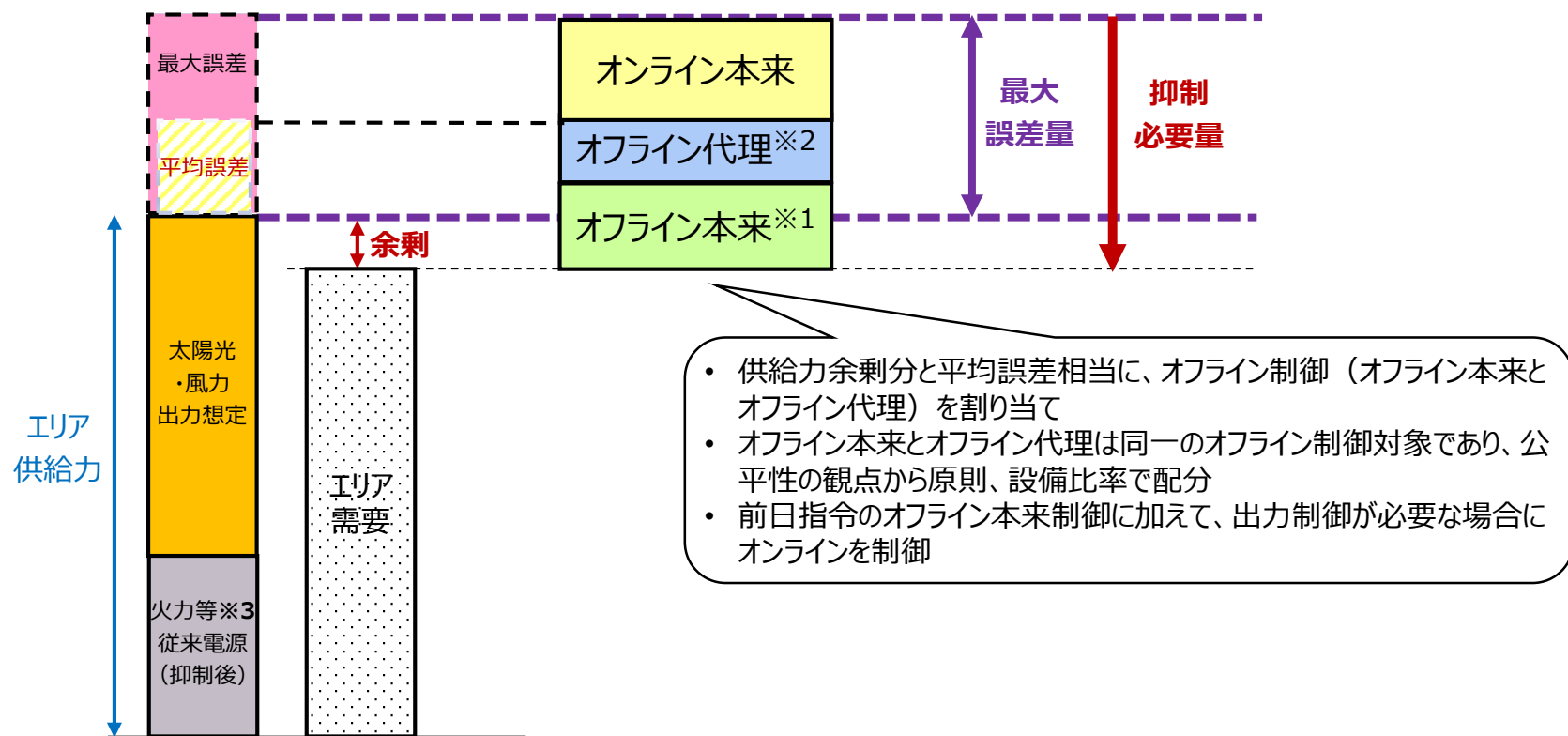
各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2025）年度

時間前約定想定量(万kW)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
40.1	29.9	54.4	40.0	0.0	49.7	67.1	25.3	78.2	8.5	77.5	30.9

・ データ収集期間：2023／4 ～ 2024／3

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
 なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2: オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者 (旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか)

※3: 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。

日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、46発電所に対して優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（％））	
① 定格出力の50％以下	火力等	25	462.2	133.8	（28.9％）
	バイオマス※1	7	0.9	0.2	（20.8％）
② 定格出力の50％超過	火力等	5※2	32.6	22.6	（69.4％）
	バイオマス※1	9	36.7	27.5	（74.9％）
計		46	532.3	184.0	（34.6％）※3

（※1）地域資源バイオマスであって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難な発電者は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

（※2）機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50％以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

（※3）出力の合計値は①②の合計。

関西エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

関西電力送配電株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 1 回次世代電力系統 WG(2025 年 1 月 23 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや関西エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、関西電力送配電株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、本機関が検証すべき条件を設定のうえ代表日を選定し、検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 11 日(4 月:6 日、5 月:4 日、6 月:1 日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)	○	6月5日(木)	
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)		5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○※1	6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	6日	合計	4日	合計	1日

太字：検証対象に選定

※1 前日の需給想定段階では再エネ出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について検証した結果、当日指令を行った5月28日を除いて、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体は不可避であったものの、一部発電事業者に対する出力抑制が未実施であった。関西電力送配電株式会社において、今回事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

なお、今回事象については、2025年3月に実施した再エネ出力抑制にも影響していることが判明したことから、本機関は既公表の妥当性の評価を取り消すとともに、改めて検証を実施したことから、下記のとおり、その結果を公表する。

4.添付資料(2025年4月～6月分)

- [\(添付資料\)関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年4月～6月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～](#)  (XXXXKB)

5.添付資料(2025年3月分)

- [\(添付資料\)関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の再検証結果\(2025年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の再検証結果

～ 2 0 2 5 年 3 月抑制分 関西電力送配電～

2 0 2 5 年 8 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．関西電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～

関西電力送配電は、2025年3月に、関西エリアにおいて需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を6日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

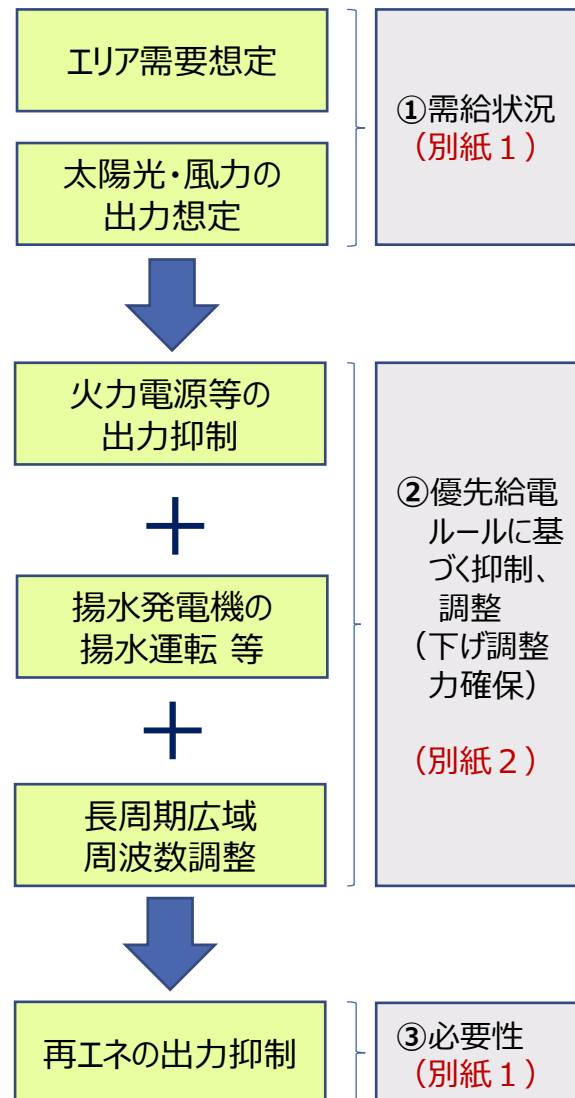
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



関西電力送配電は、3月の以下の6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	関西エリア				当日指示	
指令日時	2月28日(金) 17時	3月8日(土) 17時	3月21日(金) 17時	3月22日(土) 17時	3月29日(土) 6時	3月29日(土) 17時
抑制実施日	3月1日(土)	3月9日(日)	3月22日(土)	3月23日(日)	3月29日(土)	3月30日(日)
最大抑制量 (※1)	86.3万kW	95.7万kW	149.2万kW	179.0万kW	14.8万kW	173.7万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	10時30分～12時	8時～16時
関西電力送配電公表サイト	関西エリアの出力制御指示内容を参照					

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

4. 総合評価（1／2）

本機関は、関西電力送配電が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	3月					
	1	9	22	23	29	30
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					当日指示	
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容						
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	△	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○ (可能なもの)	○
（8）地域資源バイオマス	△	△	△	△	△	△
3. 再エネの出力抑制を行う必要性						
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○
総合評価	△	△	△	△	△	△

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
(1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力2%や点灯帯の供給力を確保したうえで、燃料制約がある発電機等を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	変圧器取替や作業等により運用制約のある発電機を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	関西エリアは対象設備無し。
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	3/9は一部の事業者に対する抑制指令を出すことができなかったため、抑制量が減少した（▲0.1万kW）。これは、関西電力送配電においてシステム内の発電事業者情報の誤削除を行ったため。 3/9を除く抑制日について、生産調整や作業等による抑制量の減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。
(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	点検作業がある発電機を除き、翌日計画策定以降の対応となることを確認した。（全抑制日）
(6) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全抑制日）。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能性がなかった。
(7) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力に抑制することを確認した（全抑制日）。また、3/29は前日段階では抑制指令を行っていなかった電源について、3/29当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
(8) 地域資源バイオマス	関西電力送配電における事業者情報の社内未連携により、1発電事業者に対する出力抑制指令を行うことができず、抑制量が減少した（▲0.06万kW）（全抑制日）。なお、3/29の前日には抑制指令を行っていなかったが、3/29当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価	再エネ出力抑制を実施した 6日間 について、3月9日の(4)の一部の発電事業者（0.1万kW）と、6日間の(8)の1発電事業者（0.06万kW）に対する出力抑制が未実施となったことから抑制量が減少したものの、必要量が大きかったことから再エネの出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において、誤削除防止・不具合発覚時の迅速な対応に関する対策など再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。
------	--

4. 3月29日(土)の当日指令について

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の出力調整、長周期広域周波数調整、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）抑制、バイオマス電源抑制で下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源の抑制は不要と判断した。
- しかしその後、気象状況等の変化により、エリア需要想定が約18万kW減少し、太陽光出力想定が約85万kW増加したことで、下げ調整力が不足するおそれがあるため、当日に自然変動電源の出力抑制指令（最大約15万kW）を行った。
- 関西電力送配電においては、上記の様な前日から当日にかけての状況変化に対応して、当日指令可能なバイオマス電源の抑制を可能な限り実施するなど出力抑制を回避するための対応が行われており、再エネ出力抑制における対応は妥当であったと判断する。

4. 3月29日(土)の需給状況

(単位:万kW)		前日計画時点	当日指令時点	(変化分)
需要		1440.4	1481.9	(+ 41.5)
内訳	エリア需要	1374.4	1356.0	(▲ 18.4)
	揚水運転	▲ 346.1	▲ 346.0	(+ 0.1)
	電力貯蔵設備の充電	—	—	—
	域外送電(マイナスが送電)	283.7	220.1	(▲ 63.6)
	長周期周波数調整	▲ 3.6	—	(+ 3.6)
最低供給力		1440.4	1496.7	(+ 56.3)
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	78.9	94.3	(+ 15.4)
	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	93.1	95.6	(+ 2.5)
	原子力	486.9	486.9	(0.0)
	一般水力	133.2	153.9	(+ 20.7)
	バイオマス専焼電源	32.8	30.1	(▲ 2.7)
	地域資源バイオマス	19.0	19.0	(0.0)
	太陽光	432.9	517.9	(+ 85.0)
	風力	8.5	9.1	(+ 0.6)
	想定誤差量	155.1	89.9	(▲ 65.2)
下げ代不足(再エネ出力抑制量)		0.0	14.8	(+ 14.8)

本機関が検証した結果、3月9日の(4)の一部の発電事業者と、6日間の(8)の1発電事業者に対する出力抑制が未実施となったことから抑制量が減少したものの、必要量が大きかったことから再エネの出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた（4月9日の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）、地域資源バイオマスを除く）。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～関西電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力等）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

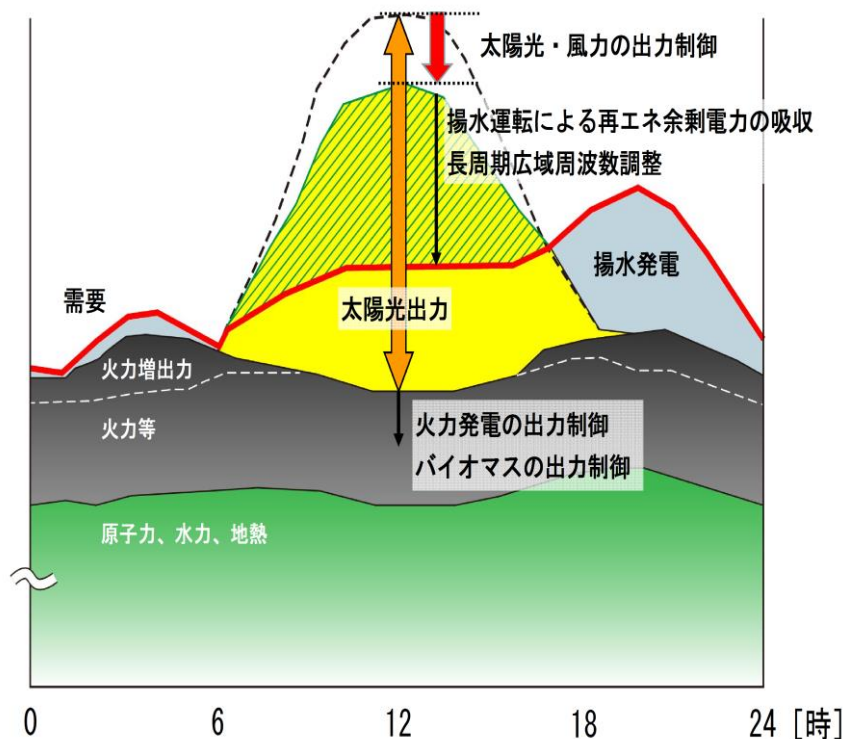
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

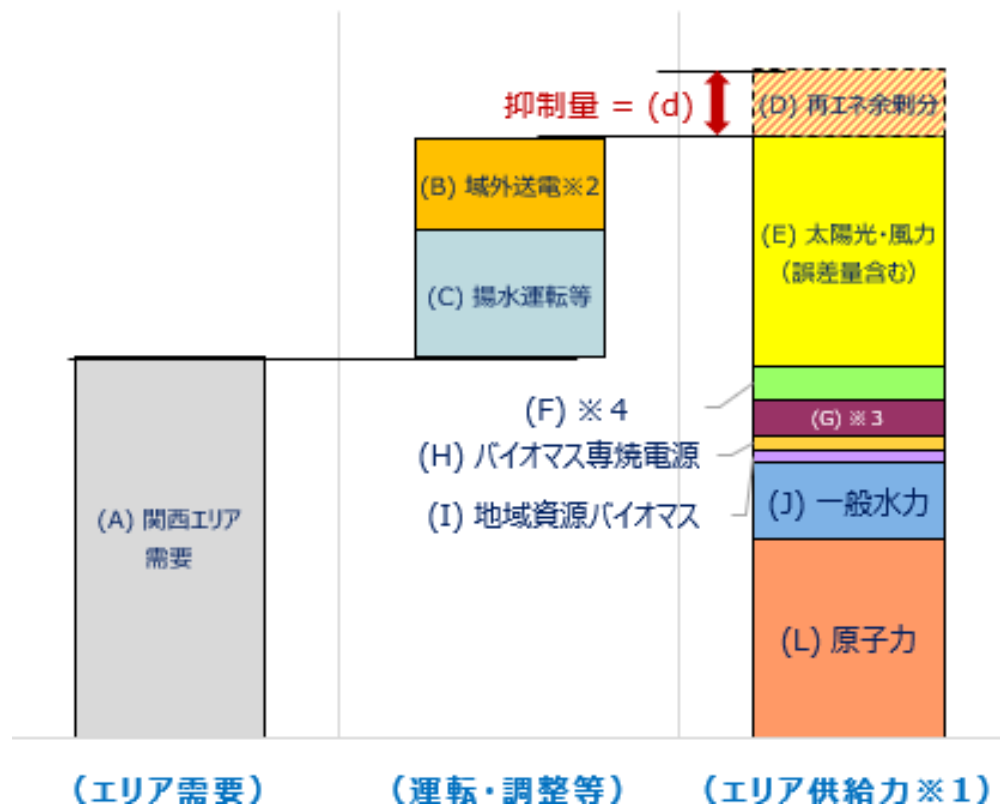
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙１」参照

エリア需要等・エリア供給力



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※ 2 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

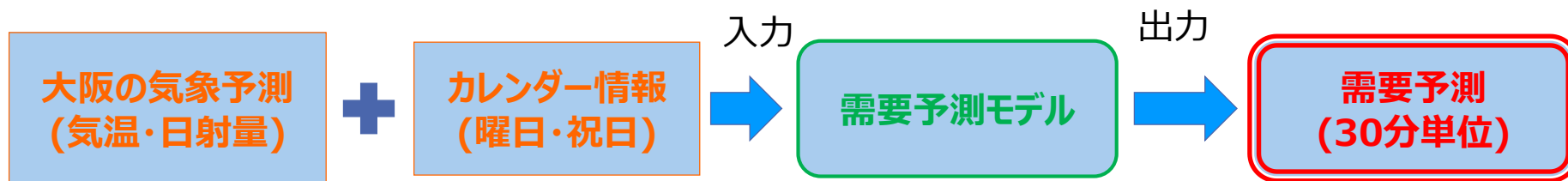
1. 〔モデル学習〕

- 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成



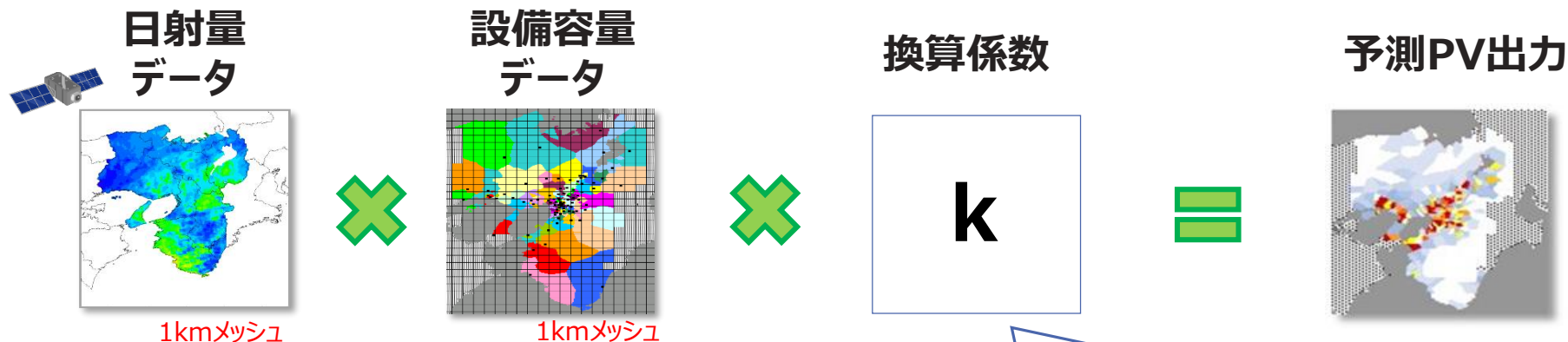
2. 〔需要予測〕

- 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

- 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数 k を掛け合わせることで、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。
 - ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
 - ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
 - ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに变化する要素に対応
 - ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新
- 日別の状況は「別紙1」参照。



・現況値～3時間半先予測

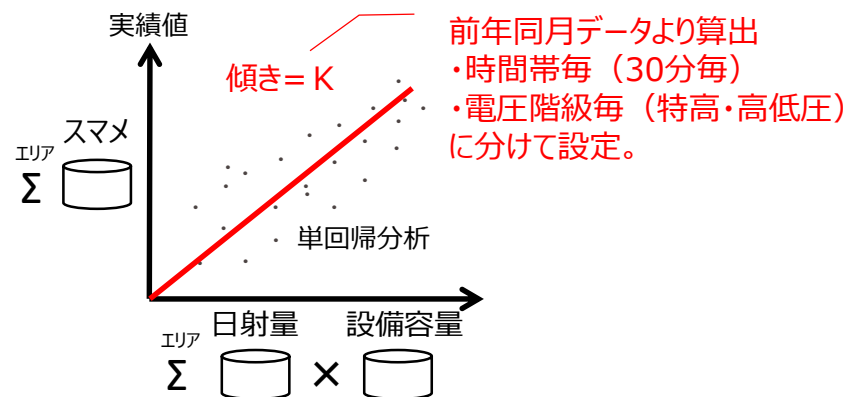
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



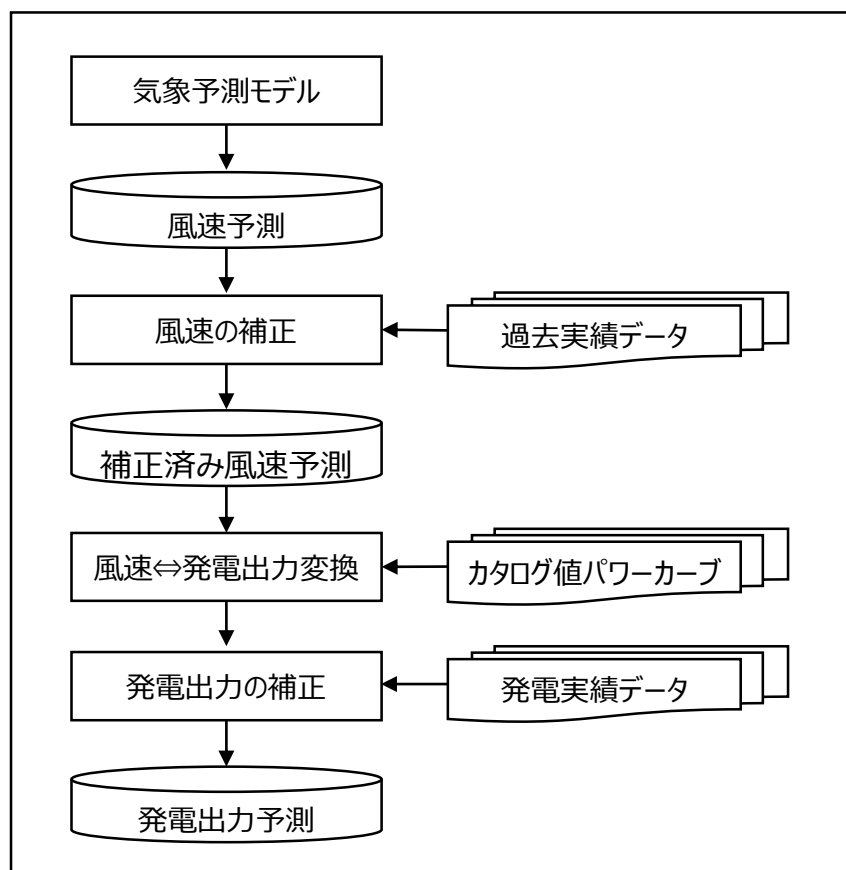
3. 需給状況（４）風力の出力想定

- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。

- ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
- ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装

日別の状況は「別紙 1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
(エリアの風力発電設備容量の87%)

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱 第3章 平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力 2 %を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

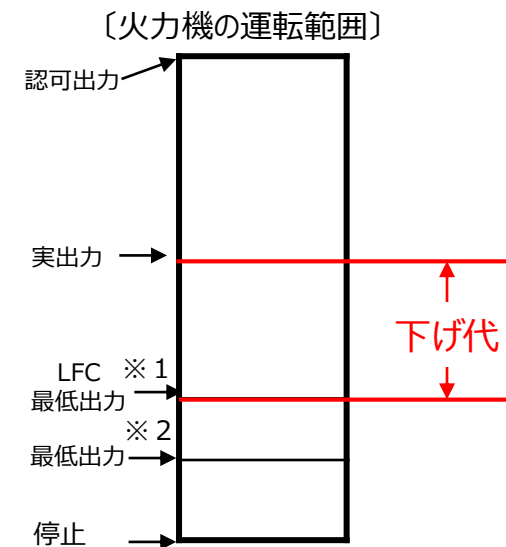
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(2 %)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

④可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力 (2 %) を持ち替え L F C 2 % の調整力を確保する。



※1 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※2 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
なお、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。
日別の状況は「別紙 2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.2
	2	32.2
	4	32.2
	5	40.3
	6	40.3
小計	323.0	

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計	177.6	

合計 : 500.6 (万kW)

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所等を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

火力電源等（※２）

最低出力（※１）＞翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※１）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

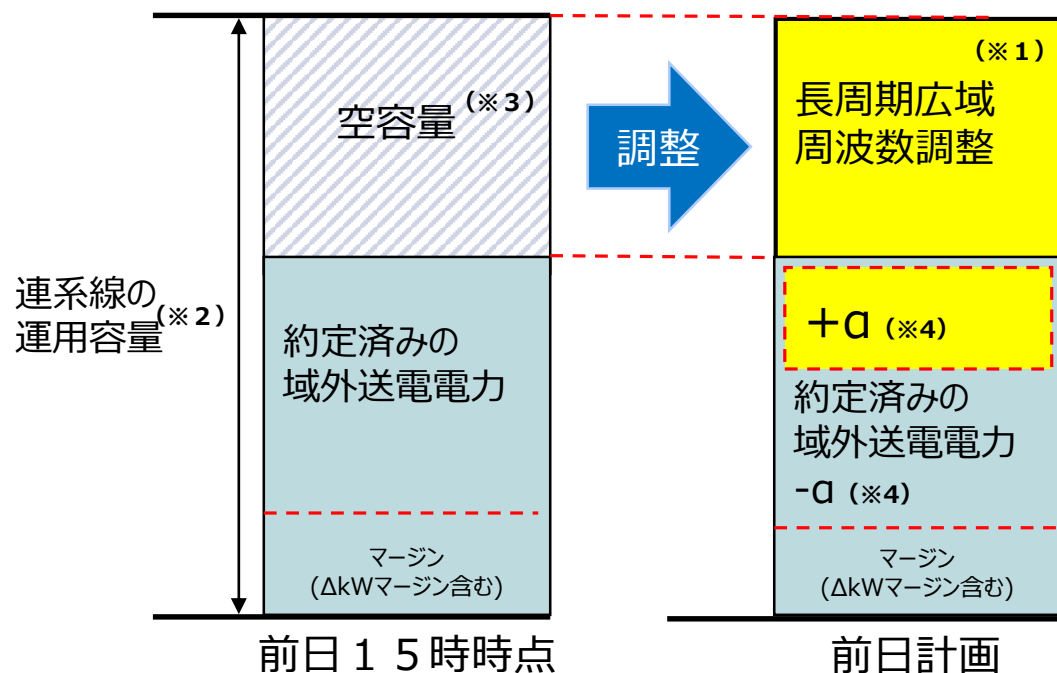
揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所	揚水動力 (万kW)
発電所名	
A発電所	▲10.7

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

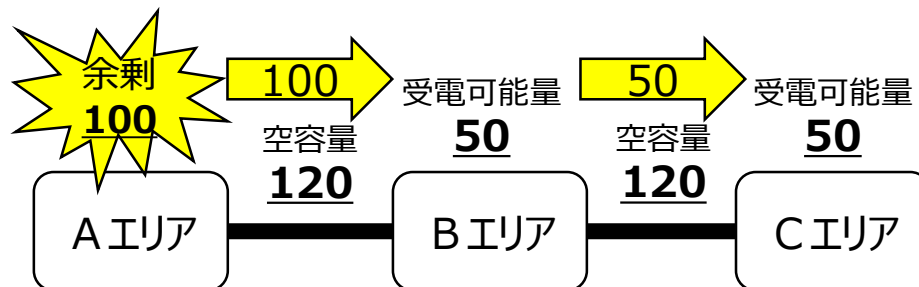
（※ 3）空容量
 $\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（ $= \alpha$ ）

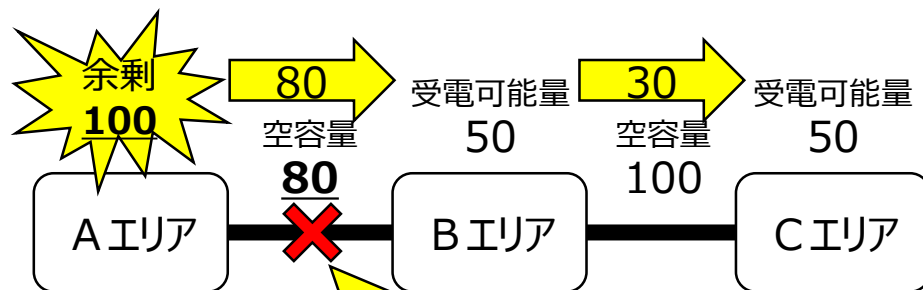
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

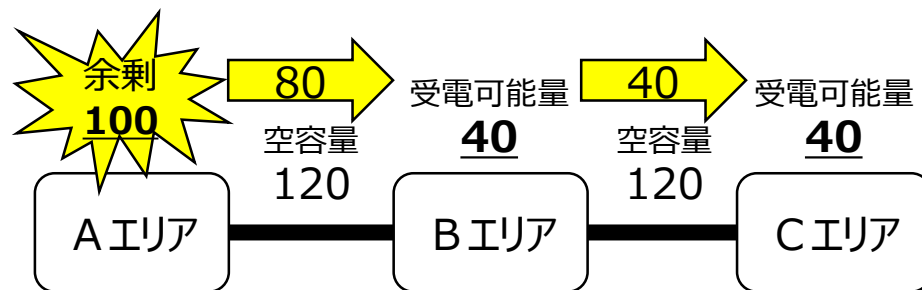
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
 (他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない)



他エリアの受電可能量不足
 (連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない)

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、関西電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、 関西エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

76
6
3

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

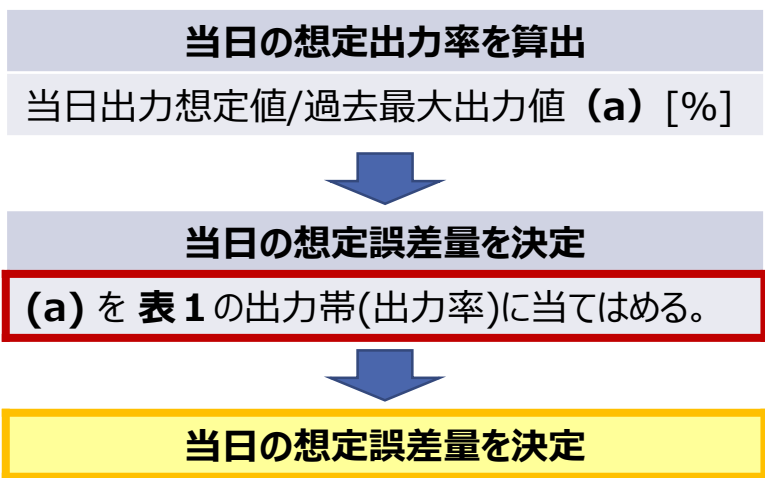
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	31.6	9.2	40.8
中出力帯 1	(67.5%~90%)	42.9	112.2	155.1
中出力帯 2	(45%~67.5%)	98.7	104.7	203.4
低出力帯 1	(22.5%~45%)	142.5	48.1	190.6
低出力帯 2	(~22.5%)	28.1	151.5	179.6

表2 想定誤差量の決定フロー



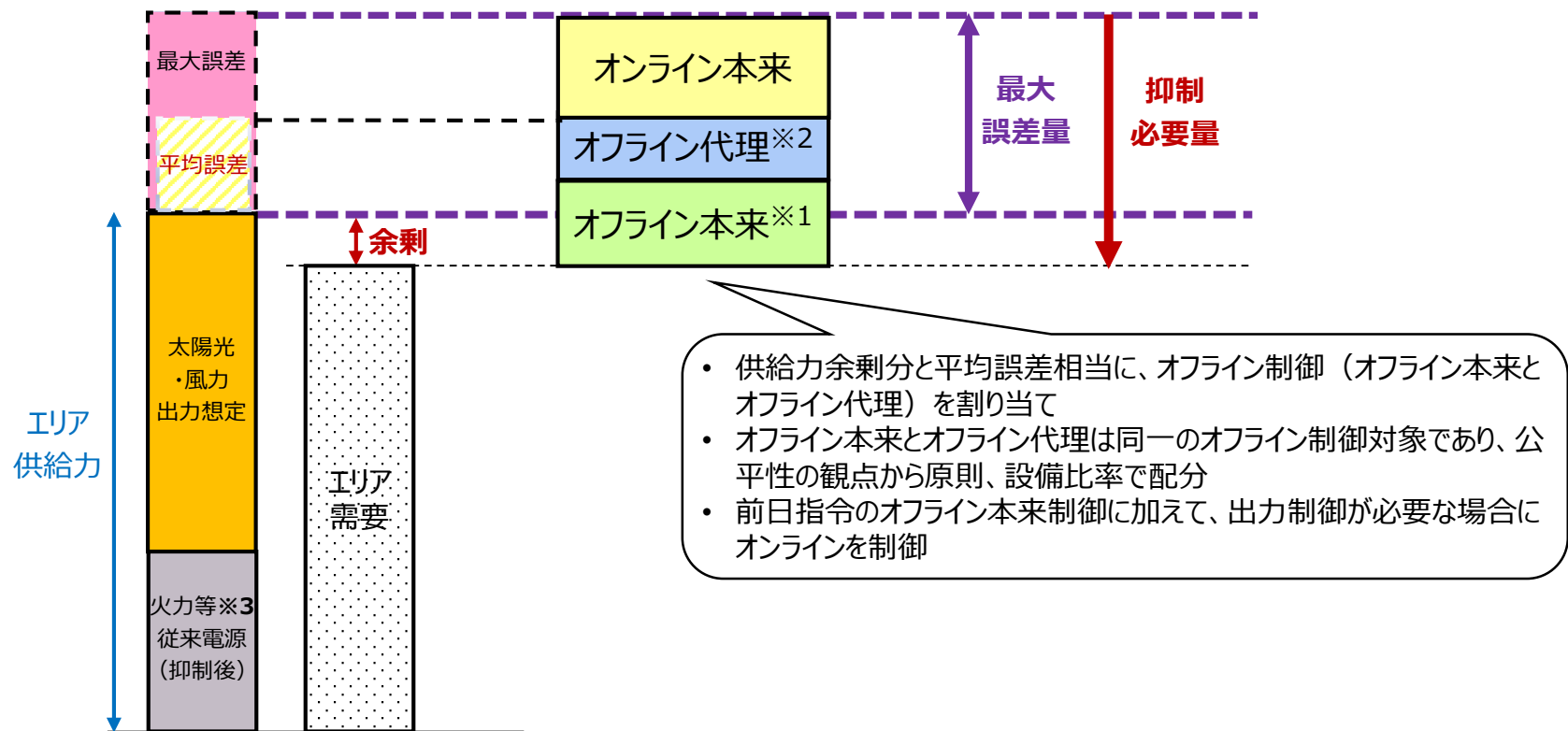
2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。
このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2024）年度

時間前約定想定量(万kW)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
40.1	29.9	54.4	40.0	0.0	49.7	67.1	25.3	78.2	8.5	77.5	30.9

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
 なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2:オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者
 (旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか)

※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。

日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、43 発電所に対して優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万 kW]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（％））	
① 定格出力の50％以下	火力等	22	432.2	133.8	（ 30.9％）
	バイオマス※1	5	0.8	0.2	（ 22.2％）
② 定格出力の50％超過	火力等	7※2	61.0	44.6	（ 73.2％）
	バイオマス※1	9	36.7	27.5	（ 74.9％）
計		43	530.7	206.0	（38.8％）※3

(※1) 地域資源バイオマスであって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難な発電者は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

(※2) 機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50％以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

(※3) 出力の合計値は①②の合計。

再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～関西電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力等）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

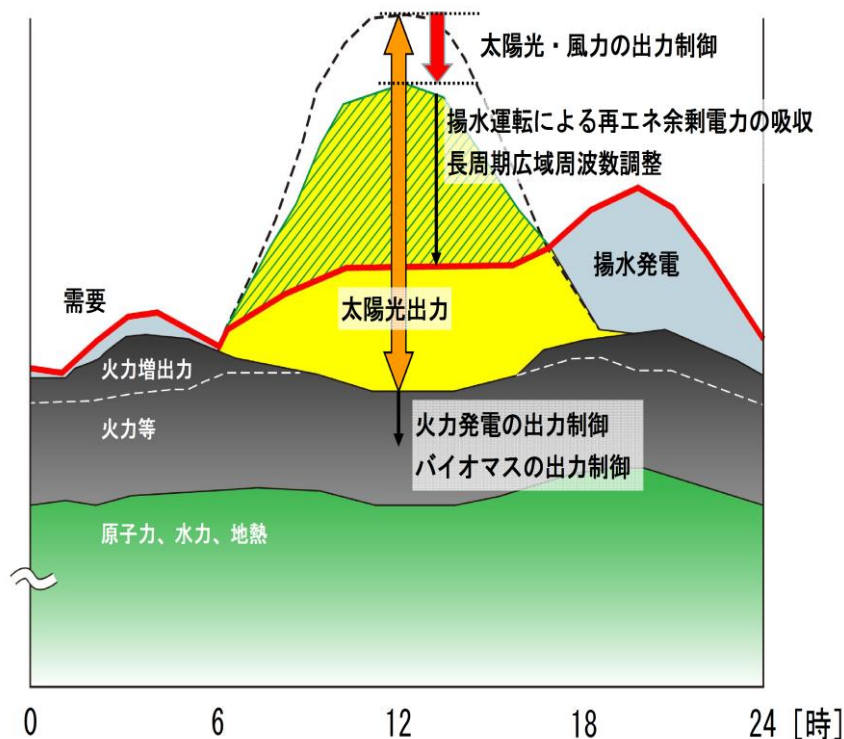
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について
下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

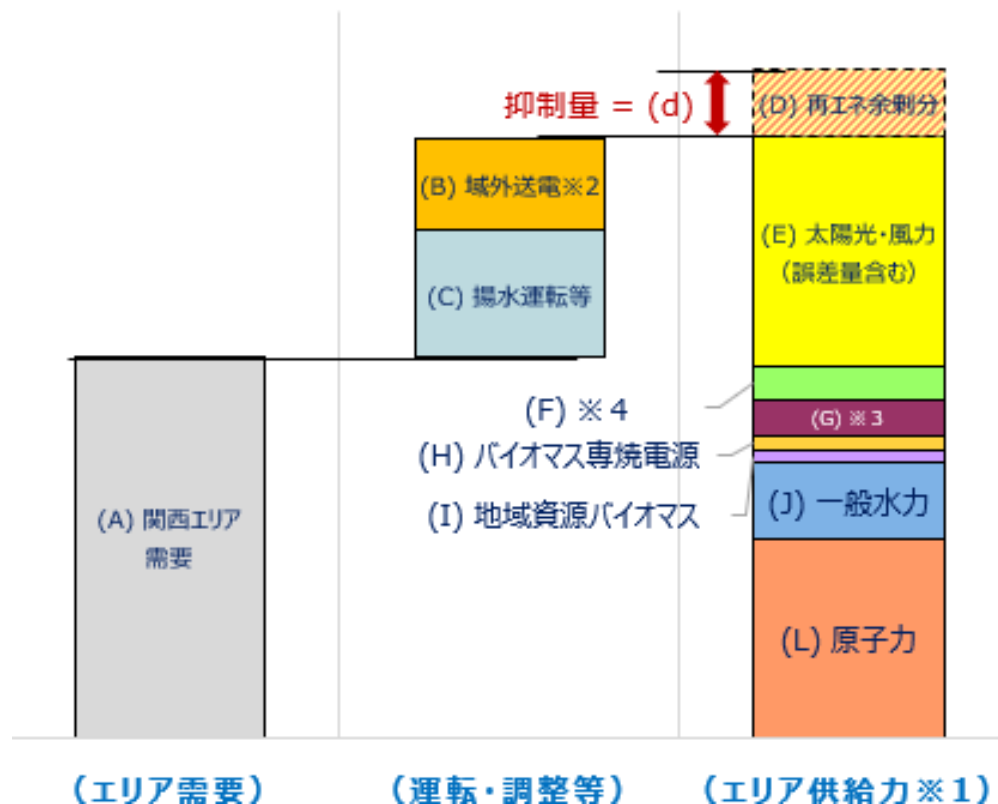
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙１」参照

エリア需要等・エリア供給力



※１：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※２：中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当

※３：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む

※４：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

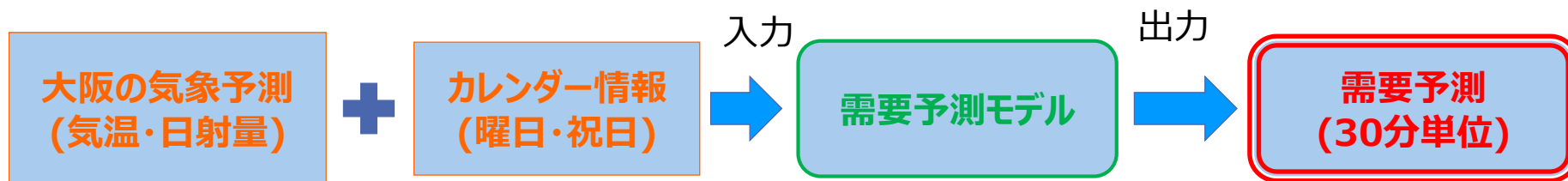
1. 〔モデル学習〕

- 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成



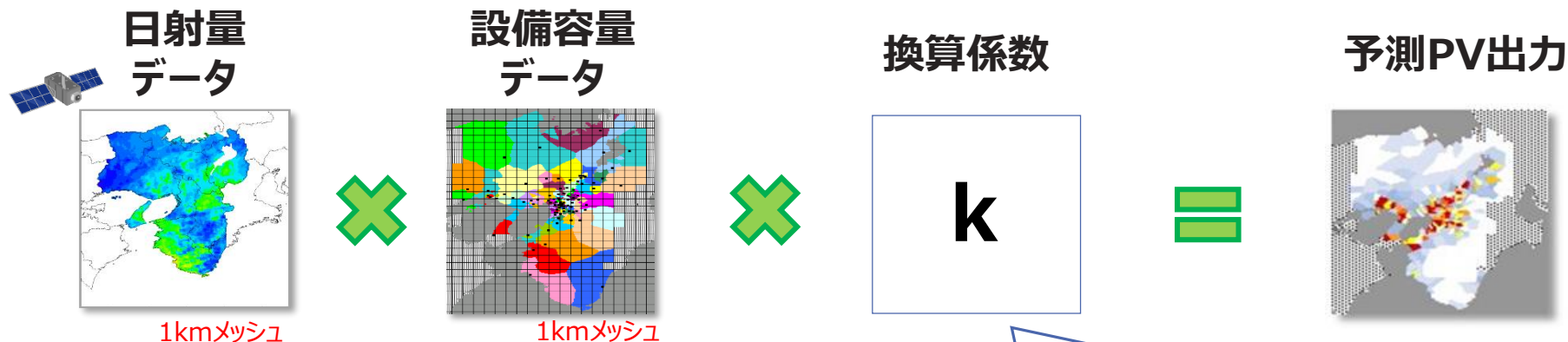
2. 〔需要予測〕

- 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

- 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数 k を掛け合わせることで、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。
 - ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
 - ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
 - ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに变化する要素に対応
 - ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新
- 日別の状況は「別紙1」参照。



・現況値～3時間半先予測

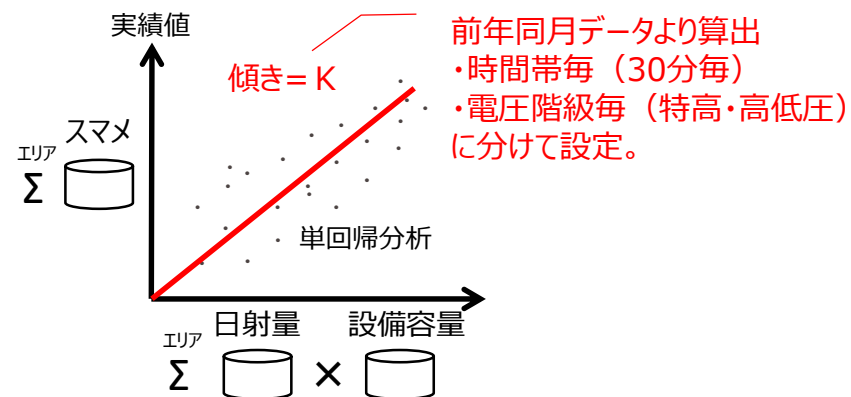
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



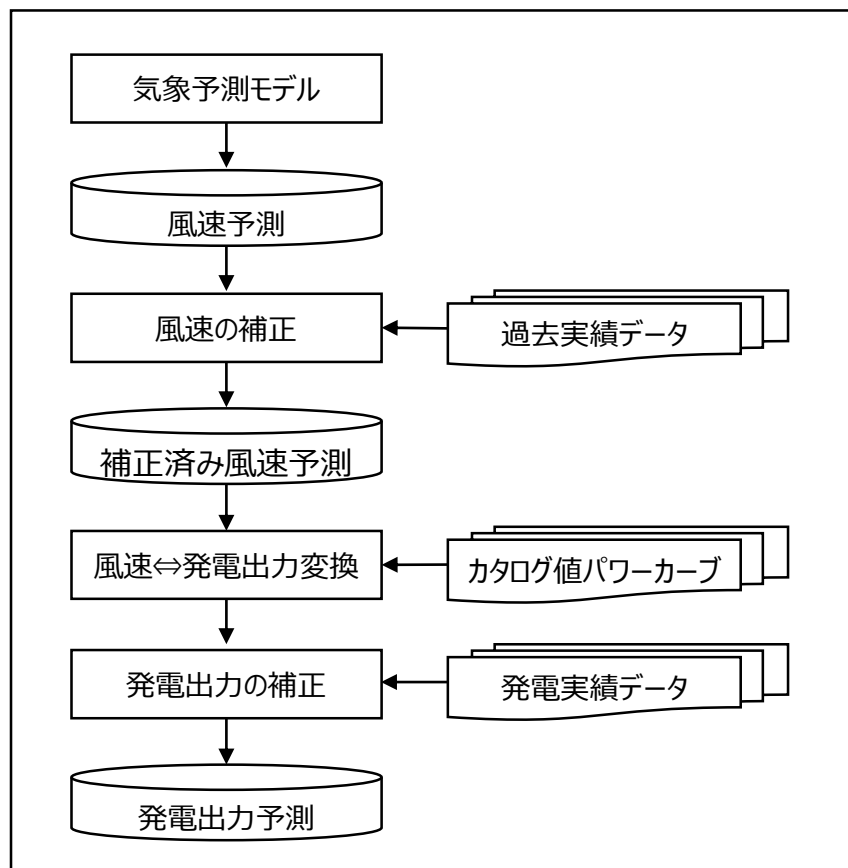
3. 需給状況（４）風力の出力想定

- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。

- ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
- ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装

日別の状況は「別紙 1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
(エリアの風力発電設備容量の87%)

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱 第3章 平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力 2 %を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

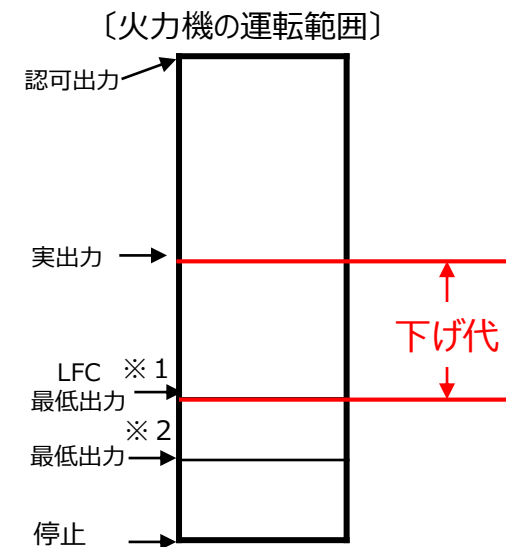
L F C 調整力は、L N Gで確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(2 %)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

④可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力 (2 %) を持ち替え L F C 2 %の調整力を確保する。



※1 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※2 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
なお、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。
日別の状況は「別紙 2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.2
	2	32.2
	4	32.2
	5	40.3
	6	40.3
小計	323.0	

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計	177.6	

合計 : 500.6 (万kW)

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所等を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の対応

火力電源等（※２）

最低出力（※１）＞翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※１）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

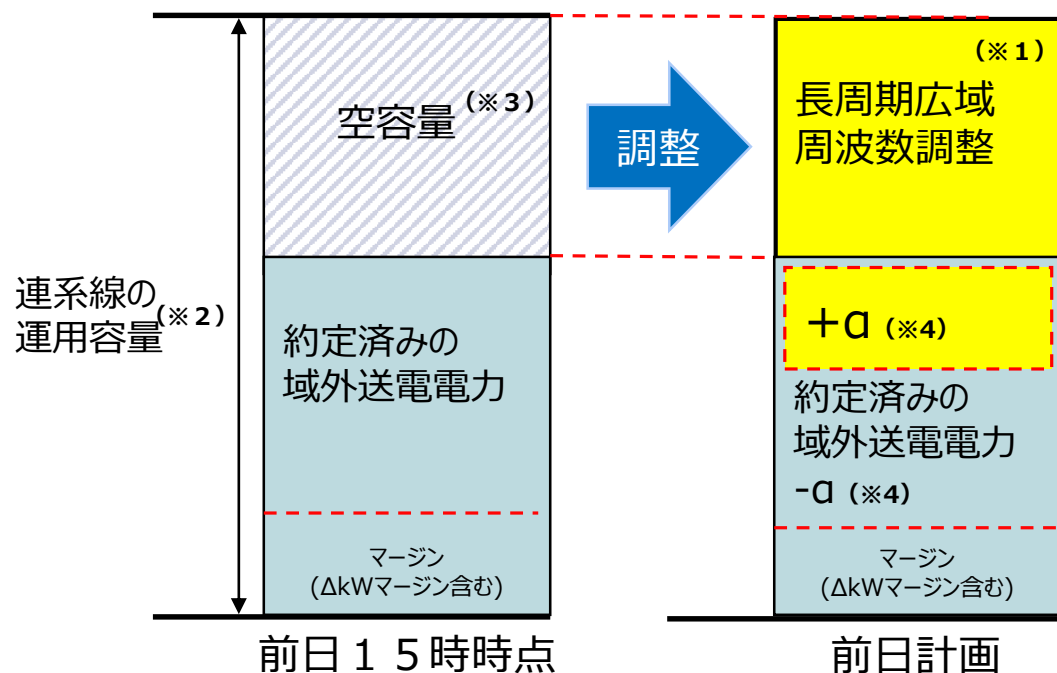
揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

揚水発電所	揚水動力 (万kW)
発電所名	
A発電所	▲10.7

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

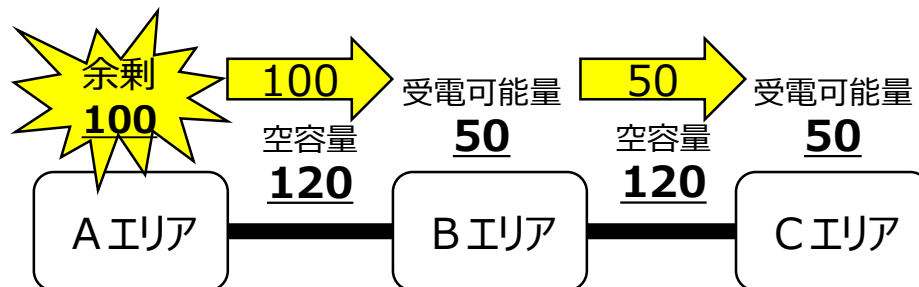
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量 } \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 12 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる（ $= \alpha$ ）

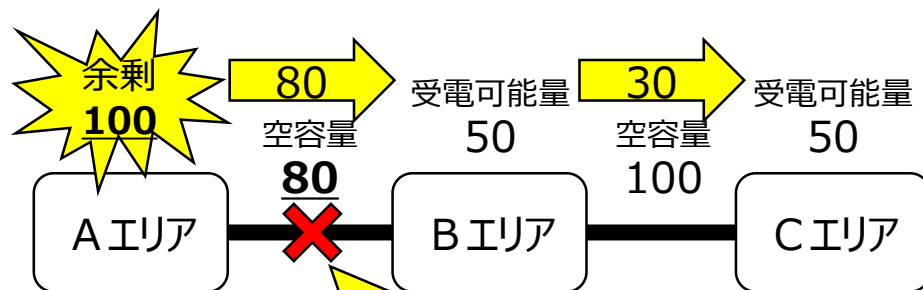
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

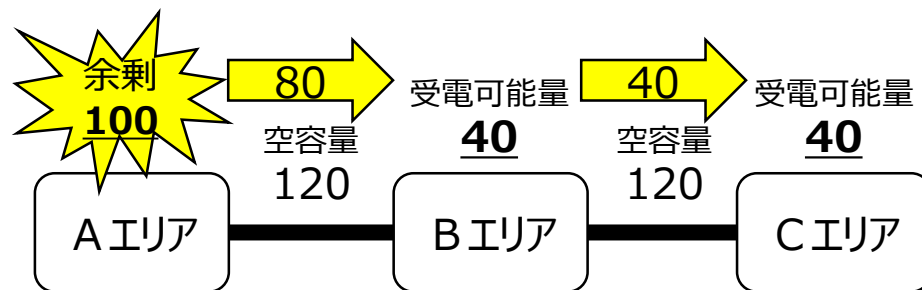
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、関西電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 関西電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、 関西エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

76
6
3

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

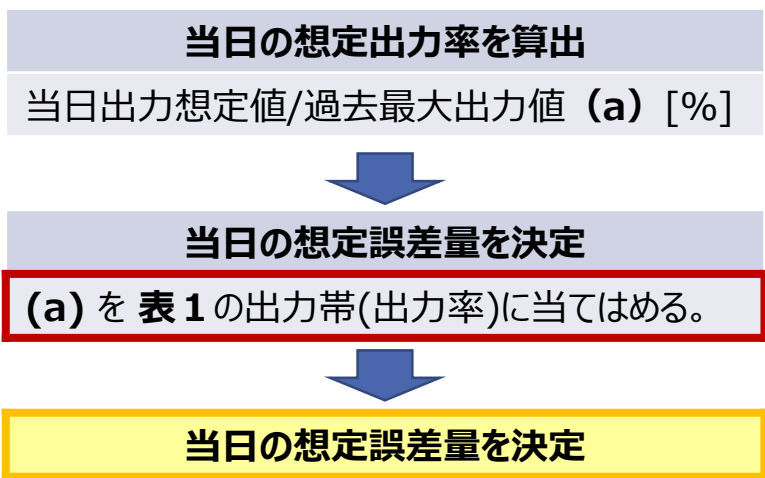
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	31.6	9.2	40.8
中出力帯 1	(67.5%~90%)	42.9	112.2	155.1
中出力帯 2	(45%~67.5%)	98.7	104.7	203.4
低出力帯 1	(22.5%~45%)	142.5	48.1	190.6
低出力帯 2	(~22.5%)	28.1	151.5	179.6

表2 想定誤差量の決定フロー



2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。

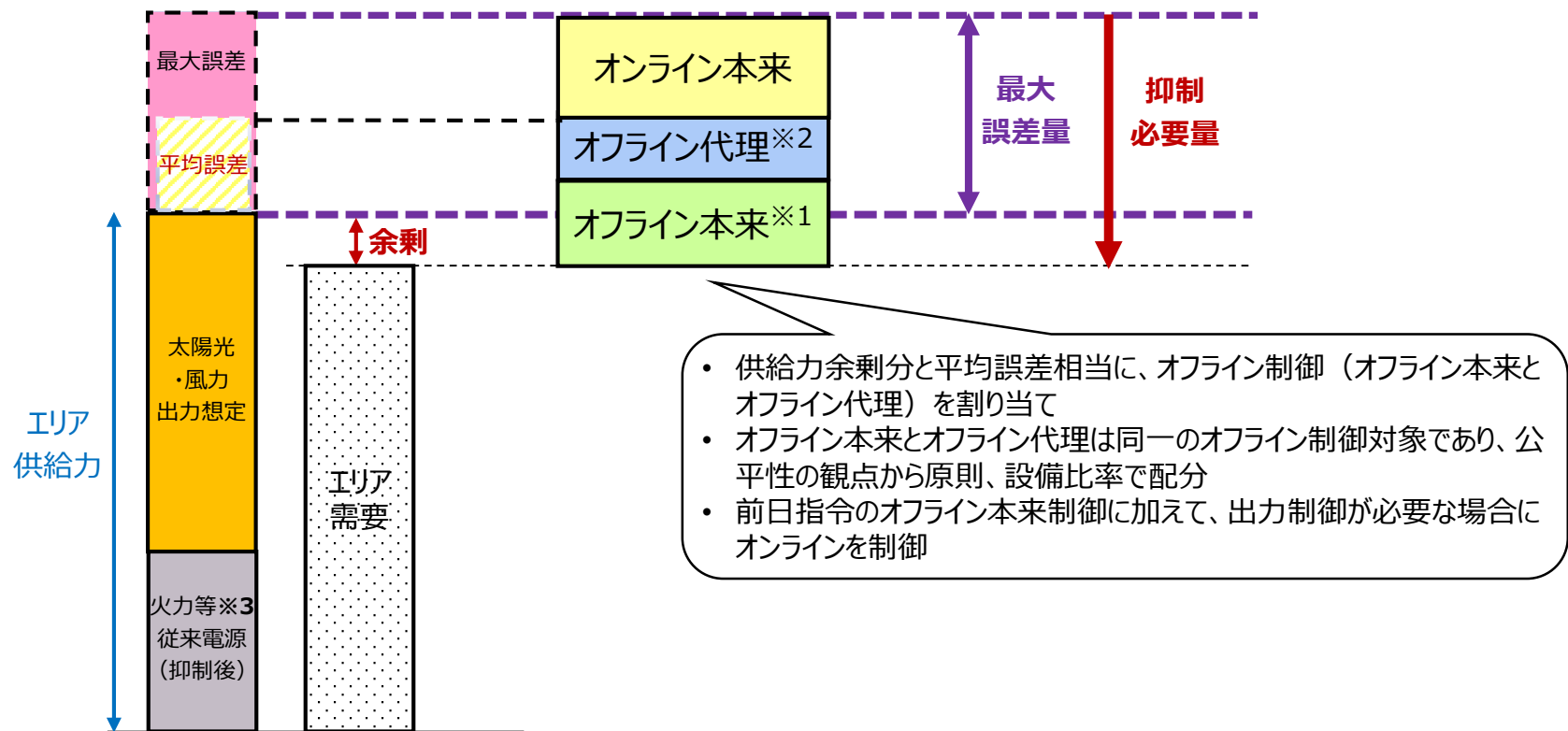
このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2024）年度

時間前約定想定量(万kW)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
40.1	29.9	54.4	40.0	0.0	49.7	67.1	25.3	78.2	8.5	77.5	30.9

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
 なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2: オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者 (旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか)

※3: 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。

日別の状況は「別紙 1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、43発電所に対して優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（％））	
① 定格出力の50％以下	火力等	22	432.2	133.8	（30.9％）
	バイオマス※1	5	0.8	0.2	（22.2％）
② 定格出力の50％超過	火力等	7※2	61.0	44.6	（73.2％）
	バイオマス※1	9	36.7	27.5	（74.9％）
計		43	530.7	206.0	（38.8％）※3

（※1）地域資源バイオマスであって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難な発電者は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

（※2）機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50％以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

（※3）出力の合計値は①②の合計。

ウェブサイト公表文

更新日: 2025 年 8 月 27 日 (掲載開始日: 更新日: 2025 年 4 月 28 日)

関西エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 3 月分)

2025 年 8 月 27 日 関西エリアの再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制(2025 年 3 月分)における妥当性の[再検証結果を公表](#)しました。

関西電力送配電株式会社が 2025 年 3 月に実施した、関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1. 抑制実施日とエリア

- 3 月 1 日(土) 関西エリア
- 3 月 9 日(日) 関西エリア
- 3 月 22 日(土) 関西エリア
- 3 月 23 日(日) 関西エリア
- 3 月 29 日(土) 関西エリア (※1)
- 3 月 30 日(日) 関西エリア

(※1) 前日指示なしで当日抑制を行った日

2. 検証内容

- 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- 優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- 再エネの出力抑制を行う必要性

3. 検証結果

検証内容の(1)~(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、3月9日(土)実施分を除き、妥当であったと判断する。

3月9日(土)については、一部発電事業者に対する出力抑制が未実施であったものの、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において、今回事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

また、3月29日(土)は、前日の想定では調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)の出力調整、長周期広域周波数調整等により下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源の出力抑制は不要と判断していた。しかし、当日は気象状況等の変化によるエリア需要想定の減少、太陽光出力想定が増加等があり、やむなく前日指示なしで自然変動電源の出力抑制指令を行ったものであり、対応としては妥当であった。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～](#)  (XXXXKB)

5. 2025年度以降の関西エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 関西エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや関西エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、関西電力送配電株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は8月に4～6月分の検証・公表を行います。
- [\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025年1月23日 第1回次世代電力系統WG資料2-1\)](#) 

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

中国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2025年4月～6月抑制分 中国電力ネットワーク～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～中国電力ネットワーク編～

中国電力ネットワークは、2025年4月～6月に、中国エリア（離島を除く）において需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を、31日（4月：13日、5月：13日、6月：5日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第49回系統WG(2023年12月6日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや中国エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、中国電力ネットワークホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

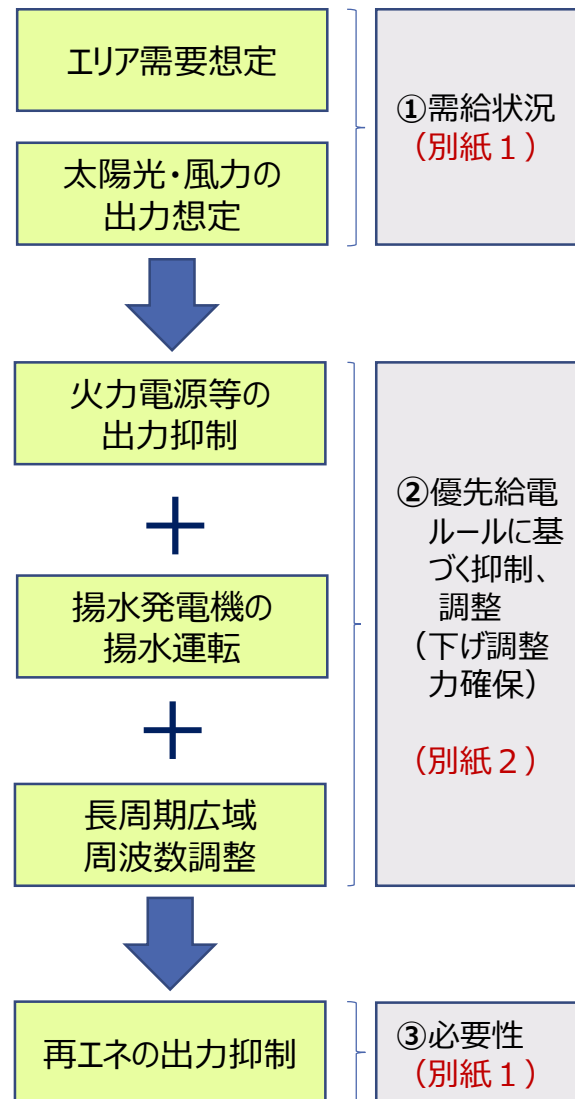
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



3. 中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年4月 1/2) 5

中国電力ネットワークは、4月の以下の13日について、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	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	4月5日(土) 17時	4月6日(日) 17時	4月7日(月) 17時	4月8日(火) 17時	4月11日(水) 17時
抑制実施日	4月6日 (日)	4月7日 (月)	4月8日 (火)	4月9日 (水)	4月12日 (土)
最大抑制量 (※ 1)	87.9万kW	44.7万kW	78.5万kW	30.9万kW	109.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象					
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	4月15日(火) 17時	4月16日(水) 17時	4月18日(金) 17時	4月23日(水) 17時	4月25日(金) 17時
抑制実施日	4月16日 (水)	4月17日 (木)	4月19日 (土)	4月24日 (木)	4月26日 (土)
最大抑制量 (※ 1)	62.6万kW	39.9万kW	68.6万kW	34.0万kW	119.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象					
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年4月 2/2) 6

供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	4月26日(土) 17時	4月28日(月) 17時	4月29日(火) 17時		
抑制実施日	4月27日 (日)	4月29日 (火)	4月30日 (水)		
最大抑制量 (※ 1)	176.1万kW	111.0万kW	82.7万kW		
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時		
検証対象	○				
中国電力ネットワーク 公表サイト	<u>中国エリアの出力制御指示内容を参照</u>				

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年5月 1/2) 7

中国電力ネットワークは、5月の以下の13日について、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	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	4月30日(水) 17時	5月2日(金) 17時	5月3日(土) 17時	5月4日(日) 17時	5月6日(火) 17時
抑制実施日	5月1日 (木)	5月3日 (土)	5月4日 (日)	5月5日 (月)	5月7日 (水)
最大抑制量 (※ 1)	81.6万kW	165.8万kW	180.6万kW	166.8万kW	56.7万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象			○		
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				
供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	5月7日(水) 17時	5月12日(月) 17時	5月13日(火) 17時	5月17日(土) 17時	5月25日(日) 10時 (※ 2)
抑制実施日	5月8日 (木)	5月13日 (火)	5月14日 (水)	5月18日 (日)	5月25日 (日)
最大抑制量 (※ 1)	120.7万kW	51.7万kW	49.2万kW	21.6万kW	54.6万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象					○
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				



(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

(※ 2) 前日指示なしで当日に出力抑制を行った日。

3. 中国電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況(2025年5月 2/2) 8

供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	5月26日(月) 17時	5月27日(火) 17時	5月30日(金) 17時		
抑制実施日	5月27日 (火)	5月28日 (水)	5月31日 (土)		
最大抑制量 (※ 1)	64.2万kW	68.0万kW	101.9万kW		
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時		
検証対象					
中国電力ネットワーク 公表サイト	<u>中国エリアの出力制御指示内容を参照</u>				

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

中国電力ネットワークは、6月の以下の6日について、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	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	5月31日(土) 17時	6月3日(火) 17時	6月4日(水) 17時	6月5日(木) 17時	6月6日(金) 17時
抑制実施日	6月1日 (日)	6月4日 (水)	6月5日 (木)	6月6日 (金)	6月7日 (土)
最大抑制量 (※ 1)	112.6万kW	149.7万kW	120.8万kW	112.1万kW	155.1万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象		○			○
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	中国エリア（離島を除く）				
指令日時	6月28日(土) 17時				
抑制実施日	6月29日 (日)				
最大抑制量 (※ 1)	34.5万kW				
抑制時間	8時～16時				
検証対象					
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照				

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月：13日、5月：13日、6月：5日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/27(日)、5/4(日)、6/7(土)
- ・無作為に選定した日…………… 6/4(水)
- ・特異日(当日抑制)…………… 5/25(日)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について中国電力ネットワークが行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月	5月		6月	
	27	4	25※2	4	7
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容					
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	—	—	—	—	—
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（5）長周期広域周波数調整※1	○	○	○	○	○
（6）バイオマス専焼電源	○	○	○ (可能なもの)	○	○
（7）地域資源バイオマス	○	○	○ (可能なもの)	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※1 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

※2 前日指示なしで当日に出力抑制を行った日であり、当日指令時点における妥当性を評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %を確保したうえで、試運転・作業に伴う出力制約、調整力確保のための発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。(全代表日)
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	試運転・作業に伴う出力変更・停止および系統作業による停止がある揚水発電機を除き、最大限揚水することを確認した。(全代表日)
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中国エリアは対象設備なし。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	燃料貯蔵の関係および精算調整により抑制量減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。(全代表日)
（5）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。(全代表日)なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量が無かった。
（6）バイオマス専焼電源	5/25を除く代表日について、試運転・作業に伴う出力変更・停止がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。5/25は、前日段階では下げ調整力を確保していたため、前日での抑制指令を行っていなかったが、当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
（7）地域資源バイオマス	5/25を除く代表日について、出力抑制指令時点において、事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。5/25は、前日段階では下げ調整力を確保していたため、前日での抑制指令を行っていなかったが、当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。(全代表日)
総合評価	再エネ出力抑制の検証を行った代表日(5日間)において、各項目が妥当であったと評価する。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①の供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

(単位: 万kW)		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		
場所		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		4月27日(日) 11時～11時30分		5月4日(日) 12時～12時30分		5月25日(日) 12時30分～13時		5月25日(日) 12時30分～13時		6月4日(水) 12時30分～13時		6月7日(土) 12時～12時30分		
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日 (曜日)	2025.4.27(日)	2024.4.28(日)	2025.5.4(日)	2023.5.4(木)	2025.5.25(日)	2023.4.23(日)	2025.5.25(日)	2020.5.4(月)	2025.6.4(水)	2024.6.7(金)	2025.6.7(土)	2025.5.17(土)	
	天候	晴→曇	晴	晴	晴//曇	曇 雨	晴→曇	曇 雨	曇→晴	晴	曇→晴	曇	雨→曇	
	気温 (℃)	24.4	26.4	23.3	24.9	18.5	21.2	18.4	25.3	28.4	29.0	28.0	27.8	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯 (19℃～26℃) はゼロ		10.0万kW/℃		10.0万kW/℃		10.0万kW/℃		16.0万kW/℃		12.0万kW/℃		
	需要 (万kW)	過去の需要実績① 気温等補正量② (補正量の計算根拠を右に記載) 需要想定値 (※の時刻の需要) ③ = ① + ②		▲ 4.0 - (26.4℃-26.0℃)× 10.0万kW/℃ = ▲ 4.0万kW		0.0 需要に影響しない 気温帯 (19℃～ 26℃) のため		5.5 (19.0℃-18.45℃)× 10.0万kW/℃=5.5 万kW		5.7 (19.0℃-18.43℃)× 10.0万kW/℃=5.7 万kW		▲ 9.6 - (29℃-28.4℃)× 16.0万kW/℃ = ▲ 9.6万kW		2.4 (28℃-27.8℃)× 12.0万kW/℃ = 2.4 万kW
		460.3		454.2		488.5		434.3		647.1		542.4		
太陽光の出力想定	日射量予測値 (日射強度) (kW / m)	【出力想定】 0.58～0.79		【出力想定】 0.888～0.991		【出力想定】 0.09～0.684		【出力想定】 0.075～0.907		【出力想定】 0.958～0.998		【出力想定】 0.559～0.938		
	出力換算係数 (kWh/kW/m ² / kW)	特高 0.723～0.819 高・低圧 (全量) 0.822～0.89 高・低圧 (余剰) 0.625～0.685		0.61～0.833 0.804～0.903 0.608～0.689		0.753～0.859 0.864～0.933 0.642～0.699		0.795～1.024 0.856～1.008 0.511～0.653		0.595～0.797 0.809～0.875 0.6～0.659		0.685～0.795 0.677～0.866 0.579～0.651		
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④ 148.7 高・低圧 (全量) ⑤ 230.1 高・低圧 (余剰) ⑥ 69.1		190.1 314.9 93.9		79.5 125.5 36.0		95.2 154.3 44.0		189.8 313.1 91.1		152.4 235.5 68.4		
	想定自家消費量(※2) (万kW) ⑦ (高・低圧 (余剰) のみ考慮)	▲ 5.7		▲ 8.6		▲ 8.6		▲ 8.6		▲ 6.1		▲ 6.2		
	合計⑧	④ + ⑤ + ⑥ + ⑦ 442.2		590.3		232.4		284.9		587.8		450.1		
	設備量 (万kW)	特高⑨ 33.3 高圧以下⑩ 1.3 合計 (⑨ + ⑩) 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		33.3 1.3 34.6		
	出力想定値 (万kW)	特高⑪ 7.7 高圧以下⑫ = ⑪ × (⑩ / ⑨) 0.3 合計⑬ 8.0		8.7 0.3 9.0		4.9 0.2 5.1		4.9 0.2 5.1		6.2 0.3 6.5		2.7 0.1 2.8		
		⑪ + ⑫		9.0		5.1		5.1		6.5		2.8		
		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	111.7	87.5	108.7	107.6	131.0	145.8						
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	56.1	70.9	94.3	94.3	100.4	98.4						
		(K) 原子力	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7	78.7						
		(J) 一般水力	34.3	29.1	36.5	49.1	33.2	31.3						
		(H) バイオマス専焼電源	11.9	12.8	20.0	16.0	12.5	11.4						
		(I) 地域資源バイオマス	7.2	7.1	9.0	8.8	8.6	8.3						
		(E-1) 太陽光⑧	442.2	590.3	232.4	284.9	587.8	450.1						
		風力⑬	8.0	9.0	5.1	5.1	6.5	2.8						
		(E-2) 想定誤差量	114.3	36.9	67.4	0.0	9.2	153.9						
		エリア供給力 計⑭	864.4	922.3	652.1	644.5	967.9	980.7						
エリア需要等	(A) エリア需要 (本土) ③	460.3	454.2	488.5	434.3	647.1	542.4							
	揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲ 175.6	▲ 175.6	▲ 175.6	▲ 175.6	▲ 175.6	▲ 175.6							
	運転等 (C-2) 蓄電設備の充電(対象設備なし)⑯	—	—	—	—	—	—							
	域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 52.4	▲ 111.9	12.4	20.4	4.5	▲ 108.1							
	送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	0.0	▲ 0.4	▲ 0.4	0.0	0.0							
	エリア需要等 計⑲ = ③ - (⑮ + ⑯ + ⑰ + ⑱)	688.3	741.7	652.1	589.9	818.2	826.1							
		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		
必要性 (万kW)	エリア供給力 計⑳	864.4	922.3	652.1	644.5	967.9	980.7							
	エリア需要等 計㉑	688.3	741.7	652.1	589.9	818.2	826.1							
	判定	○	○	○	○	○	○							
イメージ図は「別紙3」		(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉒ = (㉑ - ㉒)	176.1	180.6	0.0	54.6	149.7	154.6						

(※ 1) 約13,000MWhの合計
(※ 2) 低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

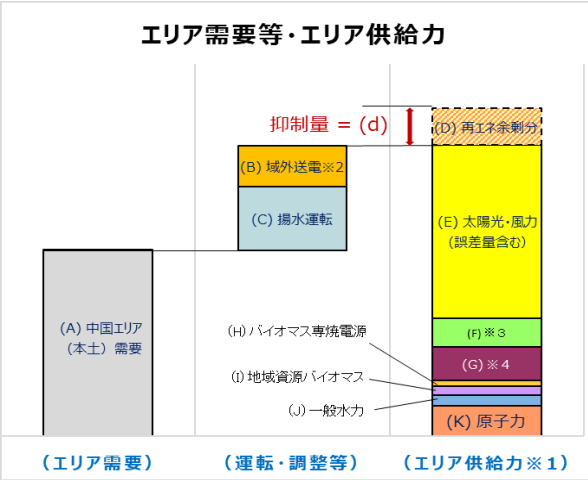
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(※)差異理由					(a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少				(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (e) 自家発電備など工場の生産調整に基づく計画 (f) オーバーホールで停止中				(g) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (h) 他エリアの受電可能量不足 (i) 系統作業による停止				(j) 燃料受入に伴うBOG消費のための出力制約 (k) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少 (l) 試運転・作業に伴う出力変更・停止				(m) 下流がΔ放流による制約 (n) 炭種による制約 (o) 設備トラブルによる制約				(p) 揚水(kWh)の枯渇による制約 (q) 当日指示により対応可能事業者の減 (r) 前日組合せなし				(s) 下げ調整力確保済みのため対応不要 (t) 調整力確保のため抑制量減少 (u) 降雨による制約																												
(単位：万kW)					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力） L F C 調整力2%確保の発電所					最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				最低出力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)																																
	燃料	発電所	三隅	新小野田	39.3	63.8	24.5	(t)	12.3	31.9	19.6	(t)	39.3	68.8	29.5	(t)	39.3	68.8	29.5	(t)	39.3	79.5	40.2	(l)	39.3	68.8	29.5	(t)																													
					8.6	8.6	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		8.6	8.4	▲ 0.2	(l)	8.6	8.6	0.0																														
					17.9	17.9	0.0		16.4	16.4	0.0		18.2	18.2	0.0		17.7	17.7	0.0		19.6	19.6	0.0		16.3	16.3	0.0																														
					21.4	21.4	0.0		39.2	39.2	0.0		21.7	21.7	0.0		21.1	21.1	0.0		23.5	23.5	0.0		52.1	52.1	0.0																														
					合計	87.2	111.7	24.5	—	67.9	87.5	19.6	—	79.2	108.7	29.5	—	78.1	107.6	29.5	—	91.0	131.0	40.0	—	116.3	145.8	29.5	—																												
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	発電所	号機	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)	揚水動力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)																														
																												俣野川	1	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
																													2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
																													3	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)
	4	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8		0.0																												
	南原	1	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0																								
		2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0																								
		2	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0																								
		3	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0																								
	4	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0																									
	合計	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—																								
	優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																											
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)				充電最大電力① 前日計画② 差異（②－①） 差異理由(※)																															
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																										
優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)																												
																														火力他	33.3	42.8	9.5	(a)	56.6	62.4	5.8	(a)	72.8	79.1	6.3	(a)	72.8	79.1	6.3	(a)	72.8	85.0	12.2	(a)	72.8	80.6	7.8	(a)			
																															41%				28%				36%				36%				36%				36%						
																															(96.4)				(96.4)				(96.4)				(96.4)				(96.4)				(96.4)						
																															[39%]				[39%]				[39%]				[39%]				[39%]				[39%]						
自家発余剰	13.7	13.3	▲ 0.4	(e)	13.7	8.5	▲ 5.2	(e)	13.7	15.2	1.5	(e)	13.7	15.2	1.5	(e)	13.7	15.4	1.7	(e)	13.7	17.8	4.1	(e)																																	
合計	47.0	56.1	9.1	—	70.3	70.9	0.6	—	86.5	94.3	7.8	—	86.5	94.3	7.8	—	86.5	94.3	7.8	—	86.5	100.4	13.9	—	86.5	98.4	11.9	—																													
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
長周期広域周波数調整（連系線活用） ※1 空容量＝（運用容量） －約定済みの域外送電電力 －マージン（ΔkWマージン含む）	地域間連系線	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)																												
																														関西中国間連系線	151.2	0.0	▲ 151.2	(h)	90.1	0.0	▲ 90.1	(h)	164.4	0.4	▲ 164.0	(h)	164.4	0.4	▲ 164.0	(h)	0.0	0.0		105.2	0.0	▲ 105.2	(h)				
																														中国九州間連系線	145.9	0.0	▲ 145.9	(h)	149.1	0.0	▲ 149.1	(h)	183.1	0.0	▲ 183.1	(h)	183.1	0.0	▲ 183.1	(h)	193.4	0.0	▲ 193.4	(h)	157.3	0.0	▲ 157.3	(h)			
																														中国四国間連系線	195.0	0.0	▲ 195.0	(h)	194.1	0.0	▲ 194.1	(h)	197.9	0.0	▲ 197.9	(h)	197.9	0.0	▲ 197.9	(h)	182.5	0.0	▲ 182.5	(h)	160.8	0.0	▲ 160.8	(h)			
																														合計	492.1	0.0	▲ 492.1	—	433.3	0.0	▲ 433.3	—	545.4	0.4	▲ 545.0	—	545.4	0.4	▲ 545.0	—	375.9	0.0	▲ 375.9	—	423.3	0.0	▲ 423.3	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]																											
		11.9	11.9	0.0		13.0	12.8	▲ 0.2	(g)	11.4	20.0	8.6	(s)	11.4	16.0	4.6	(q)	11.0	12.5	1.5	(l)	11.4	11.4	0.0																																	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）					4月27日(日)				5月4日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				5月25日(日)				6月4日(水)				6月7日(土)																												
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]				合意した最低出力① ※2 [出力率%]																											
		0.4	0.3	▲ 0.1	(g)	0.4	0.3	▲ 0.1	(g)	0.4	0.5	0.1	(s)	0.4	0.3	▲ 0.1	(g)	0.4	0.4	▲ 0.1	(g)	0.4	0.3	▲ 0.1	(g)																																
		[19%]				[23%]				[23%]				[23%]				[24%]				[19%]																																			
		—	6.9	—	A(37),B(7),C(4)	—	6.8	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.5	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.5	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.2	—	A(37),B(7),C(4)	—	8.0	—	A(37),B(7),C(4)																																

(単位：万kW)

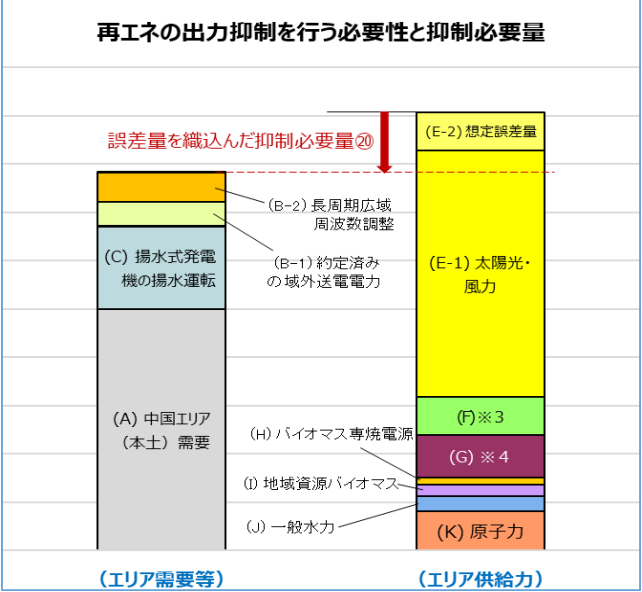
		場所	中国エリア	中国エリア	中国エリア	中国エリア	中国エリア
		下げ調整力最小时刻	4月27日(日) 11時～11時30分	5月4日(日) 12時～12時30分	5月25日(日) 12時30分～13時	6月4日(水) 12時30分～13時	6月7日(土) 12時～12時30分
天候・気温	天候		晴	晴	曇のち晴	晴	曇
	気温 (℃)		26.3	22.2	21.1	28.2	27.6
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		472.8	449.0	451.0	598.1	525.7
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	109.5	79.4	120.6	119.3	183.3
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	58.7	75.7	97.0	100.7	99.0
		(K) 原子力	80.8	81.0	80.8	81.0	80.6
		(J) 一般水力	33.3	23.1	48.2	41.3	32.8
		(H) バイオマス専焼電源	12.3	13.3	14.2	10.6	11.2
		(I) 地域資源バイオマス	6.7	6.6	8.4	8.5	8.2
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	571.6	565.0	296.5	592.9	269.6
		風力 (抑制量含む)	6.4	7.1	3.8	6.2	1.0
	エリア供給力計		879.4	851.2	669.5	960.5	685.7
	揚水運転等 (C)	揚水式発電機の揚水運転	▲ 136.0	▲ 128.0	▲ 155.1	▲ 151.9	▲ 121.5
	域外送電 (B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 76.6	▲ 124.0	▲ 6.8	9.2	▲ 18.8
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 194.0	▲ 150.2	▲ 56.6	▲ 219.7	▲ 19.7
	供給力計		472.8	449.0	451.0	598.1	525.7

○需給状況(別紙1)・当日の需給実績(別紙3)のイメージ図



- ※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※2：地域間連系線(中国九州間連系線・中国四国間連系線・関西中国間連系線)の運用容量相当。
- ※3：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。
- ※4：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。

○必要性(別紙1)のイメージ図



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～中国電力ネットワーク編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

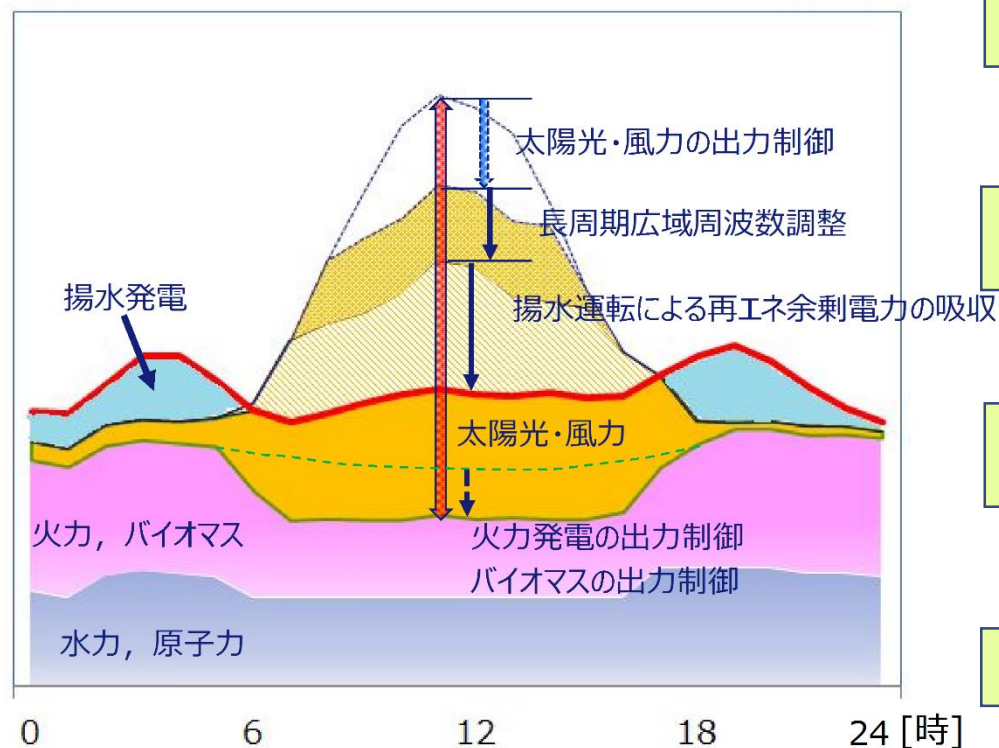
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機の出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

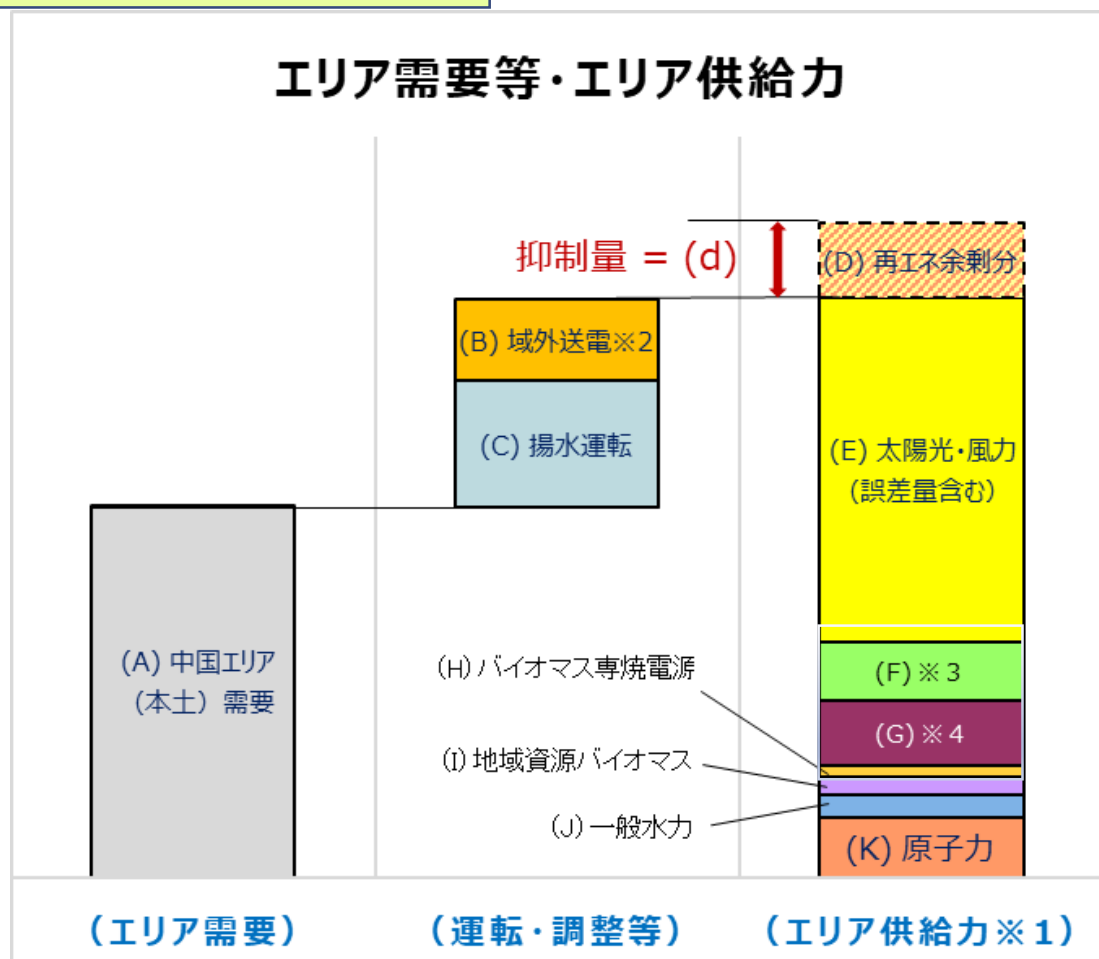
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）中国エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 地域間連系線（中国九州間連系線・中国四国間連系線・関西中国間連系線）の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）。バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき想定する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 過去の類似日検索

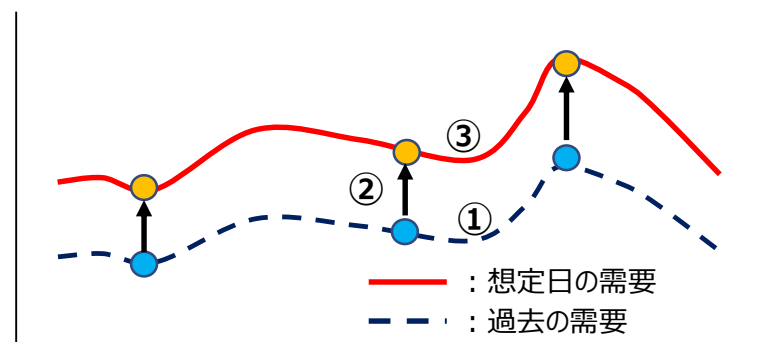
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温等による補正

広島市、岡山市、山口市、松江市、鳥取市の翌日気温予想の加重平均と、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ エリア総需要を需要想定 （24時間の需要想定）

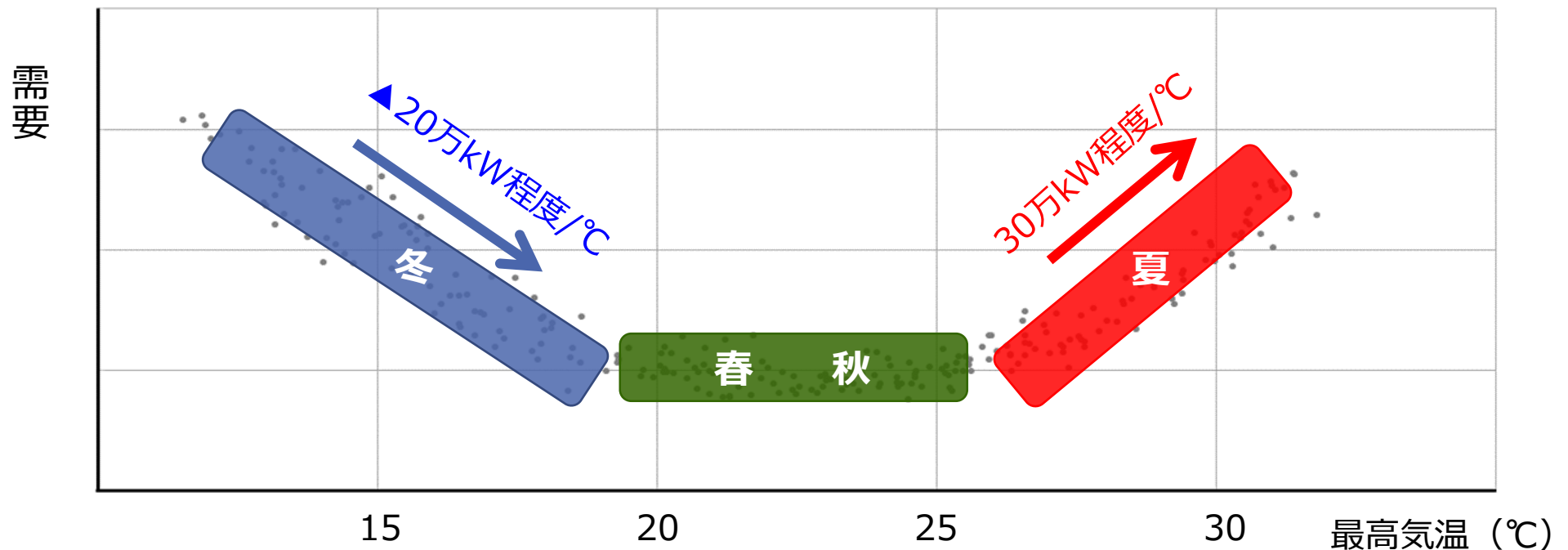
需要想定のイメージ図



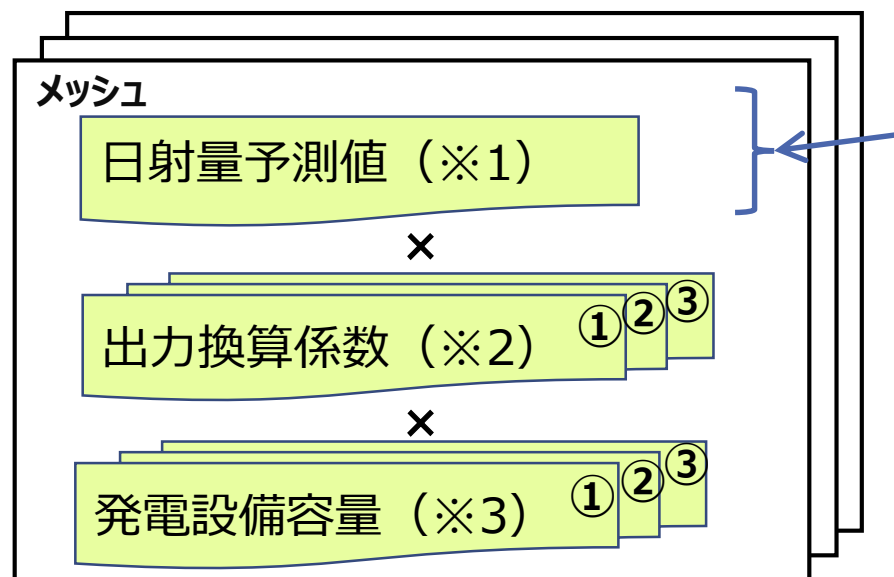
（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 2 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧・買取区分（全量、余剰）別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、メッシュ毎に算出した合計値を、中国エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



メッシュ総数：約13,000

日射量予測（気象会社データ）

前日 1 2 時の日射量データを、中国エリア内で分割したメッシュ単位で受信。

- (※ 1) 気象会社から前日 1 2 時に提供された、抑制当日の分割したメッシュ単位の日射量予測値（30分値）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、電圧・買取区分（全量、余剰）別に①～③区分に細分化した月別の出力換算係数。
- (※ 3) 制御指令時点の電圧・買取区分（全量、余剰）別（①～③区分）、メッシュ別に細分化した太陽光発電設備容量。
- (※ 4) 各月において、過去の日射量データから想定した太陽光発電電力量(kWh)から、低圧の余剰電力量(kWh)を差し引くことによって、その月の自家消費電力量 (kWh)を求め、昼間帯における平均出力(kW)を算出。

(凡例) ①：特高、②：高・低圧(全量)、③：高・低圧(余剰)

中国エリア太陽光出力想定値

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）〕

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

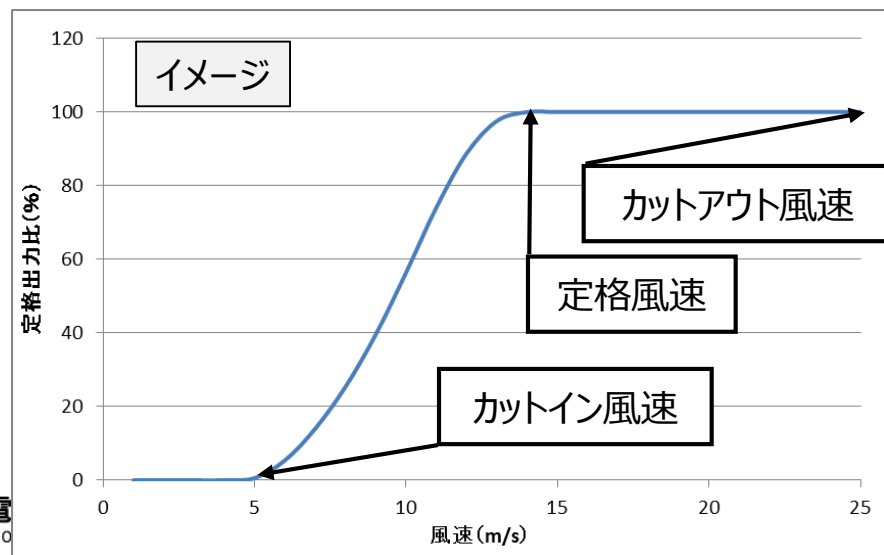
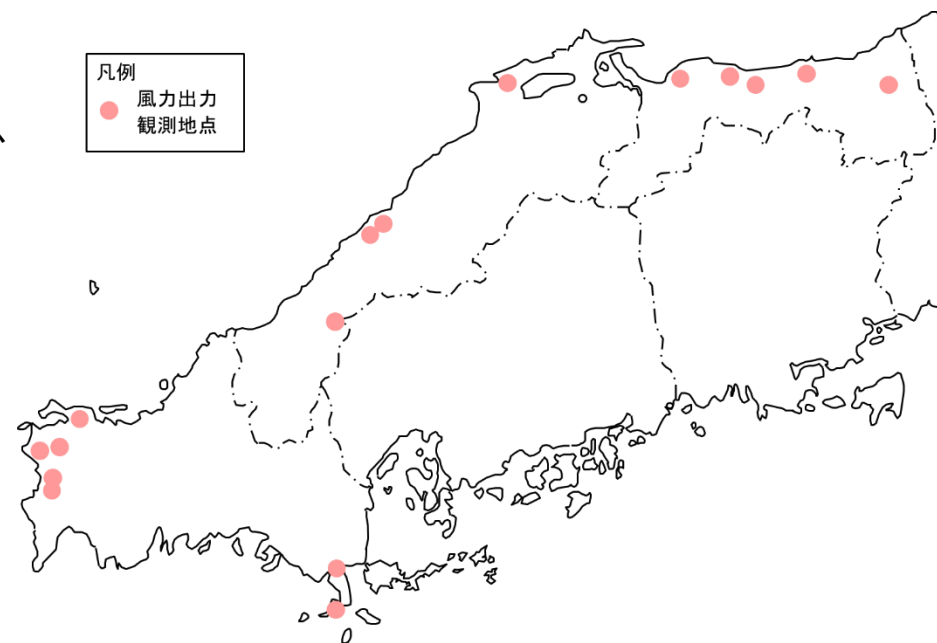
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

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：中国エリアの風力発電所〕



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、中国電力ネットワークが公表している「系統運用・運転要則 第31条 周波数調整容量の確保」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

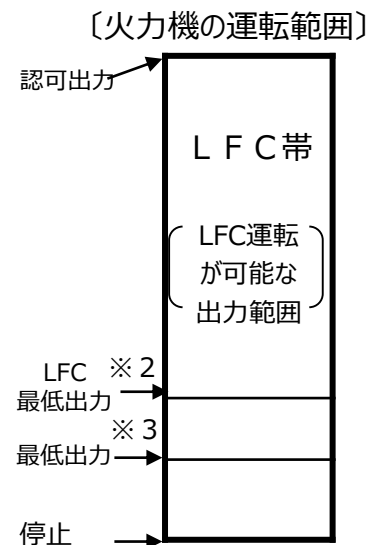
① 石油火力は全台停止

② 石炭火力

毎日の起動停止（DSS：Daily Start Stop）が出来る発電機がないため必要最低限の運転台数とする。（調整力および点灯需要帯の供給力確保のため）下げ調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

③ LNG火力

負荷追従性に優れているため、必要な下げ調整力を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

なお、中国エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
俣野川	1	▲30.8
	2	▲30.8
	3	▲30.8
	4	▲30.8
南原	1	▲30.8
	2	▲30.8
新成羽川※1 (混合揚水)	2	▲7.2
	3	▲7.2
	4	▲7.2
合計：		▲206.4

※1 1号機は発電専用

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所（バイオマス混焼電源を含む）を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の対応

①事業用電源（※2）

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※2）

原則逆潮流 0 kWとするが、系統への潮流が不可避なものについては、可能な限り逆潮流が生じない運用とする。

（※1） 中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

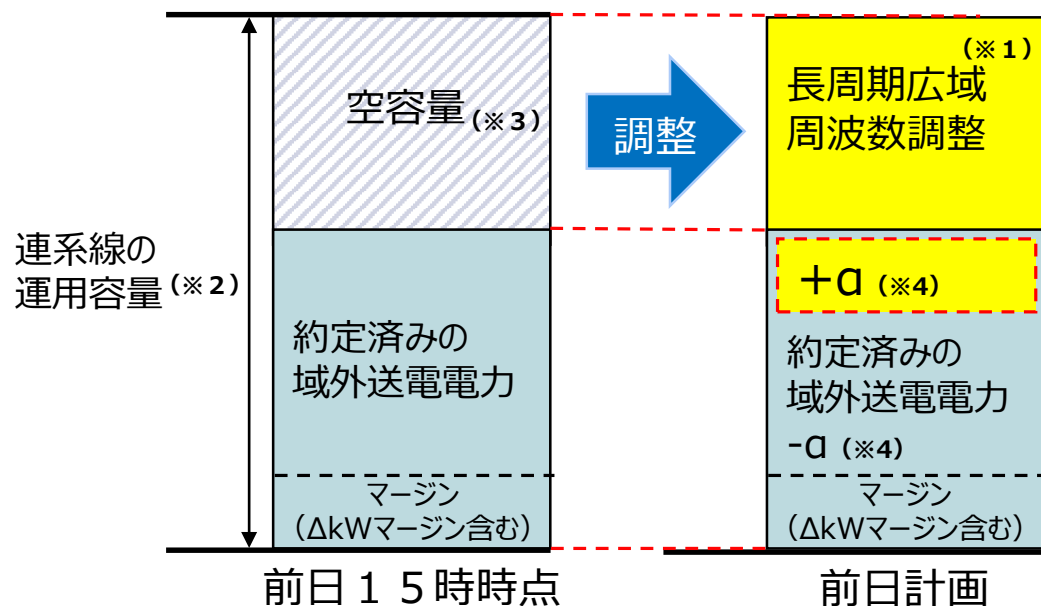
（※2） 最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考2」参照。

中国エリアには、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電所に該当する設備はない。

中国九州間連系線（関門連系線）、中国四国間連系線（本四連系線）および関西中国間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

（※ 3）空容量

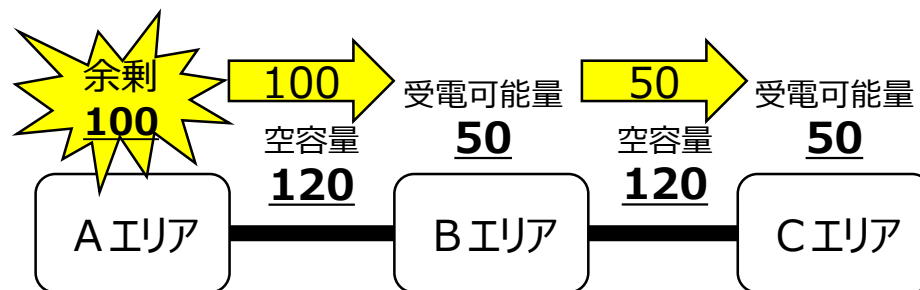
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等から再エネに差し替わる。（ $= \alpha$ ）

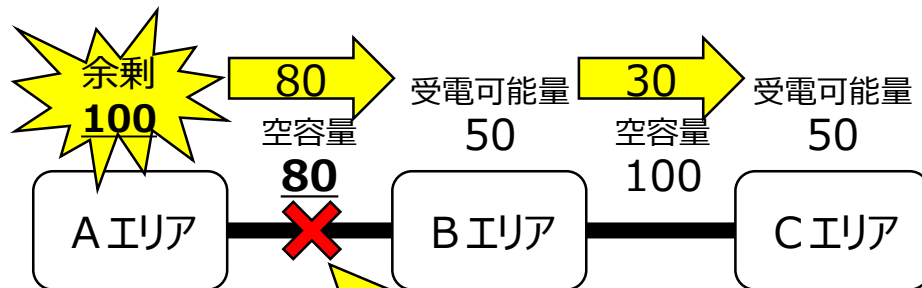
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

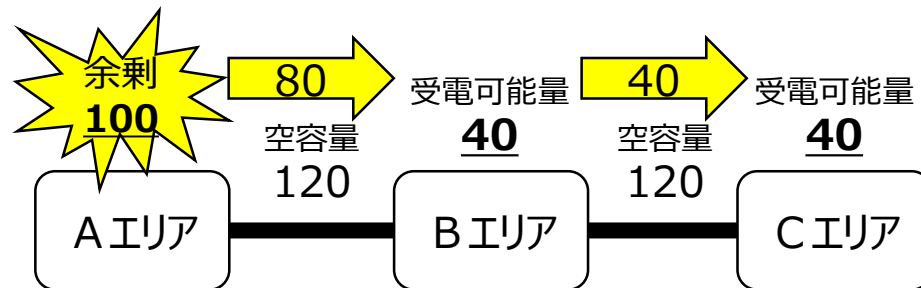
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
(他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない)



他エリアの受電可能量不足
(連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない)

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
 出力抑制不可な電源については、中国電力ネットワークが各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
 これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第 14 条第 1 項第 8 号二に照らして、出力抑制の対象外とする。
 日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
 試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、中国エリアの発電所数

【理由】

【発電所数】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

37
7
4

なっとく！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

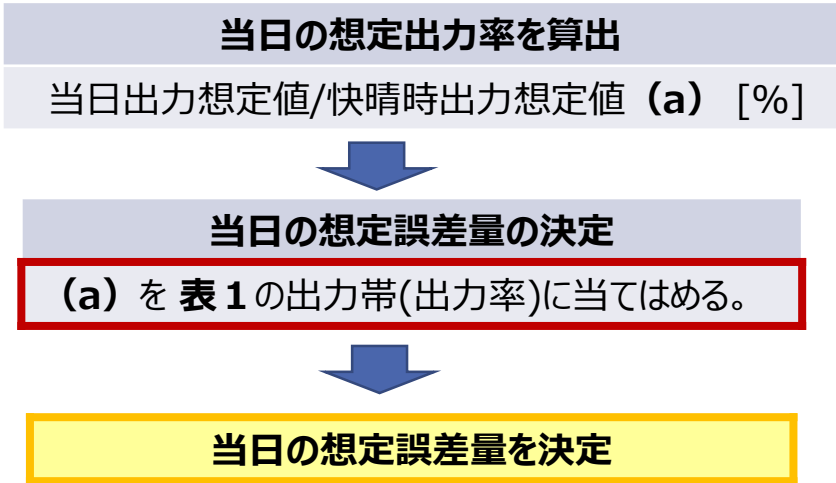
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量 (11:00～11:30)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	43.9	33.4	77.3
中出力帯1	(67.5%～90%)	101.0	13.3	114.3
中出力帯2	(45%～67.5%)	120.7	30.4	151.1
低出力帯1	(22.5%～45%)	102.0	28.2	130.2
低出力帯2	(～22.5%)	16.0	20.8	36.8

表2 想定誤差量の決定フロー



・データ収集期間：2022／4～2025／3
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

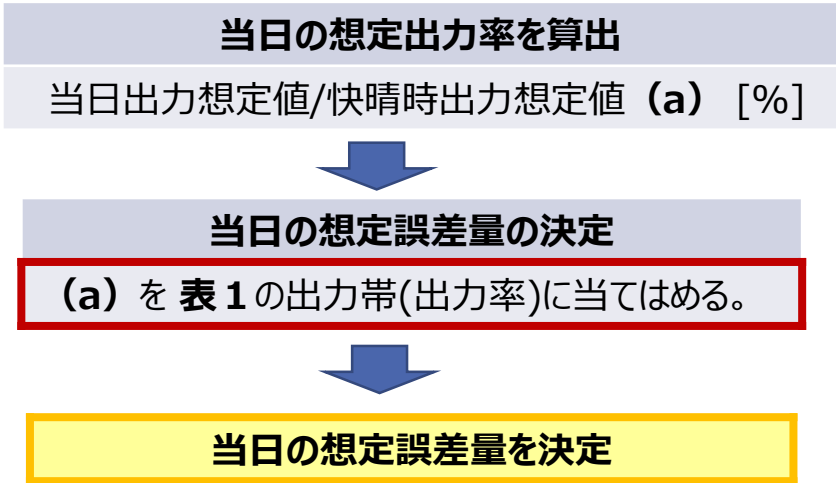
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量 (12:00～12:30)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	53.0	36.9	89.9
中出力帯1	(67.5%～90%)	107.4	20.0	127.4
中出力帯2	(45%～67.5%)	142.1	25.9	168.0
低出力帯1	(22.5%～45%)	60.0	4.2	64.2
低出力帯2	(～22.5%)	65.4	17.1	82.5

表2 想定誤差量の決定フロー



・データ収集期間：2022／5～2025／4
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点においては、想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

- ※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

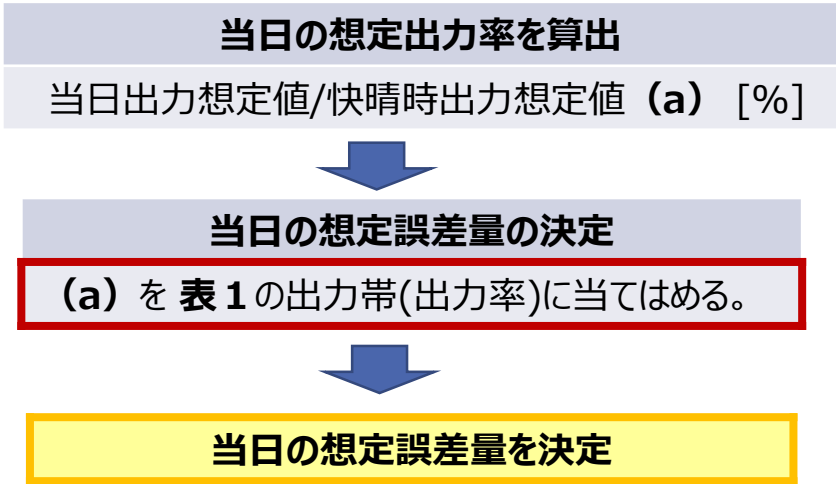
- ※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量 (12:00～12:30)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	52.7	3.6	56.3
中出力帯1	(67.5%～90%)	139.3	17.4	156.7
中出力帯2	(45%～67.5%)	148.0	▲3.6	144.4
低出力帯1	(22.5%～45%)	157.3	8.5	165.8
低出力帯2	(～22.5%)	44.7	24.3	69.0

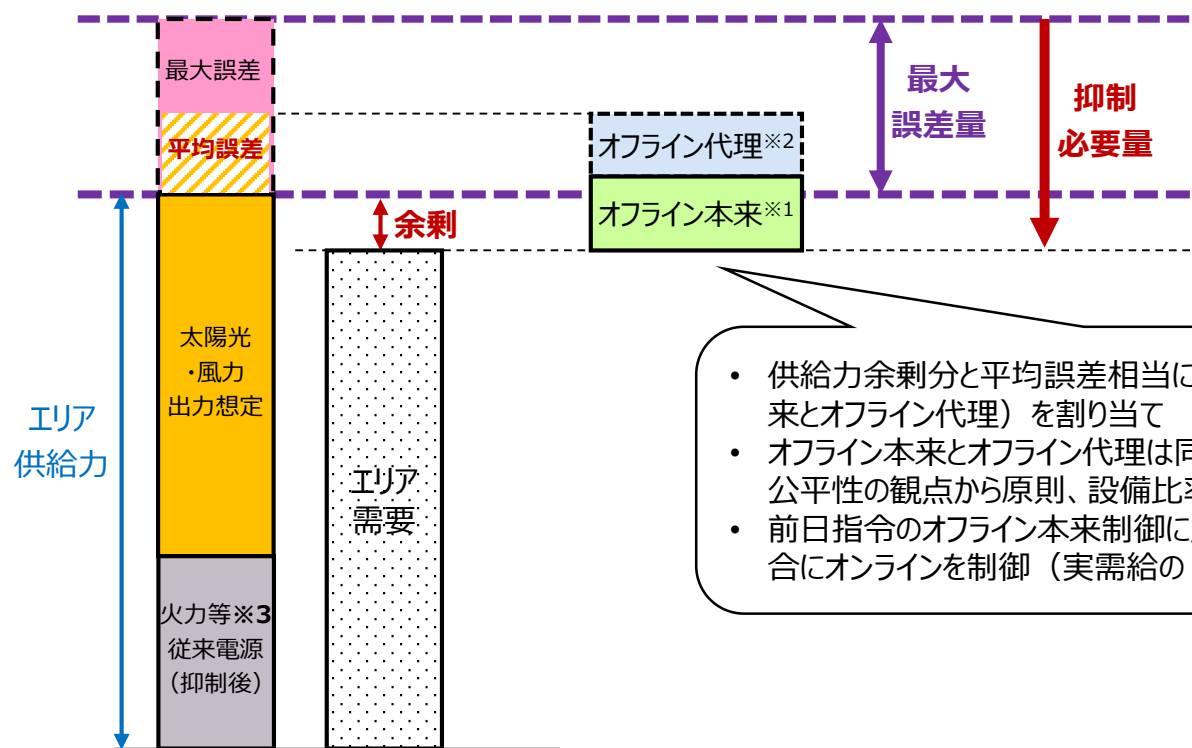
・データ収集期間：2022／6～2025／5
・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

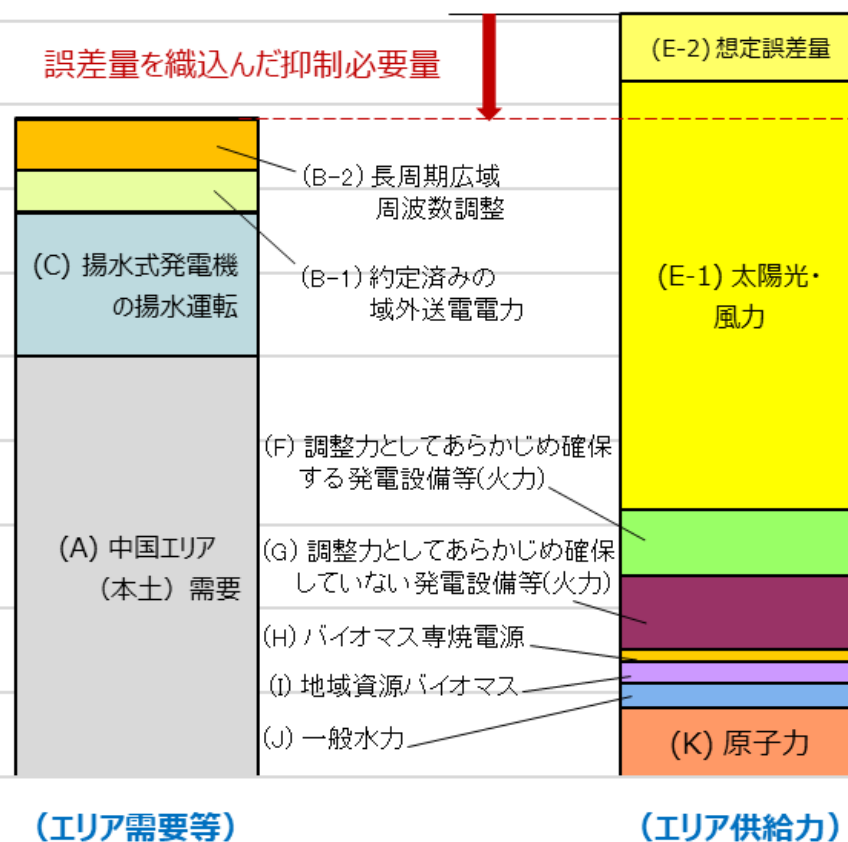
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



中国電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、中国エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、51 者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万 kW]

種別	抑制時の出力			事業者 [箇所数]	定格出力	最低出力（出力率（%））※3	
事業用	①	定格出力の50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	9	221.7	78.6	(35%)
			専焼バイオマス	6	26.0	11.2	(43%)
	②	定格出力の50%超過※1	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	2	27.8	13.9	(50%)
			専焼バイオマス	7	7.7	4.8	(63%)
自家発※2	③	逆潮流なし(または定格出力の50%以下)		18	—	14.0	
		可能な限り抑制		9			
出力抑制対象 合計※4				51	283.2	123.0	(38%)※5

※ 1 地域資源バイオマスであって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難な発電事業者（48箇所）は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

※ 2 自家発電事業者については、操業への影響などの個別事情から、多少の逆潮流は不可避であるものの、可能な限り抑制対応する運用を要請。
自家発電事業者については、出力の抑制が可能な地域資源バイオマスを含む。

※ 3 発電事業者と協議・申し合せした出力上限値を示しており、内、自家発電用は操業上、不可避免的に逆潮流となるものもある。

※ 4 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある。

※ 5 出力の合計値は①～③の合計（出力率は①②から算出）

中国エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

中国電力ネットワーク株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、中国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや中国エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、中国電力ネットワークホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 32 日(4 月:13 日、5 月:13 日、6 月:6 日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)		5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	○
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)	○※1	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	13日	合計	13日	合計	6日

太字：検証対象に選定

※1 前日の需給想定段階では再エネ出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)中国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025 年 4 月～6 月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙 1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙 3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～中国電力ネットワーク編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

四国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 5 年 4 月～6 月抑制分 四国電力送配電～

2 0 2 5 年 8 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．四国電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における
基本的な考え方 ～四国電力送配電編～

四国電力送配電は、2025年4月～6月に、四国エリアにおいて需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を49日間（4月：21日、5月：22日、6月：6日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第49回系統WG(2023年12月6日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや四国エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、四国電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

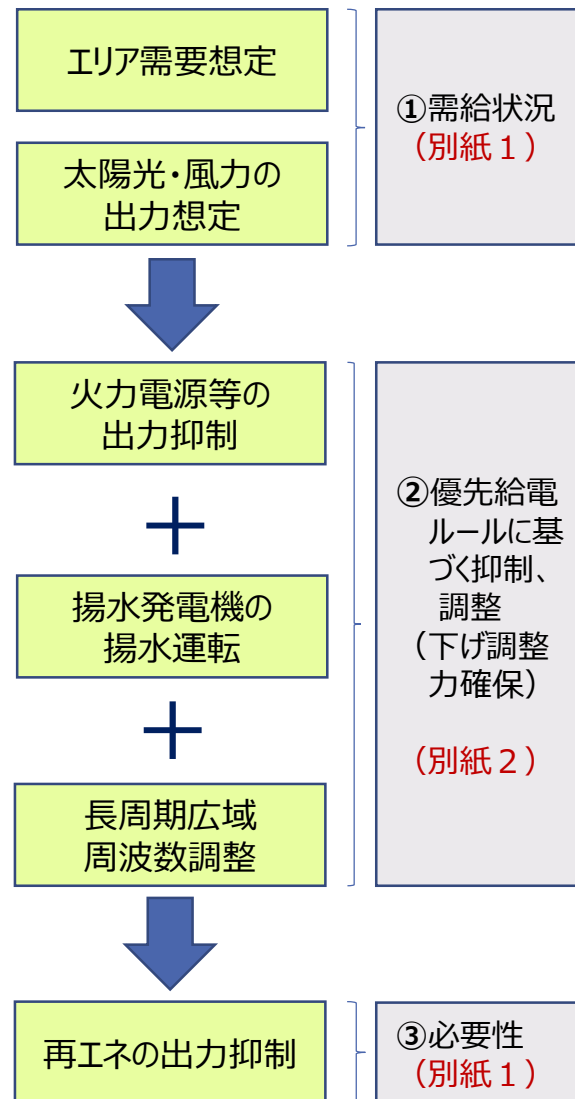
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



四国電力送配電は、4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	四国エリア					
指令日時	4月2日(水) 16時	4月3日(木) 16時	4月4日(金) 16時	4月5日(土) 16時	4月6日(日) 16時	4月7日(月) 16時
抑制実施日	4月3日 (木)	4月4日 (金)	4月5日 (土)	4月6日 (日)	4月7日 (月)	4月8日 (火)
最大抑制量（※ 1）	53.2万kW	68.8万kW	19.0万kW	100.1万kW	57.5万kW	53.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時30分	8時～16時	8時～16時
検証対象						
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

供給区域	四国エリア					
指令日時	4月8日(火) 16時	4月11日(金) 16時	4月12日(土) 16時	4月13日(日) 16時	4月15日(火) 16時	4月16日(水) 16時
抑制実施日	4月9日 (水)	4月12日 (土)	4月13日 (日)	4月14日 (月)	4月16日 (水)	4月17日 (木)
最大抑制量（※ 1）	54.6万kW	87.9万kW	15.6万kW	21.4万kW	65.7万kW	63.9万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象						
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					



供給区域	四国エリア					
指令日時	4月17日(木) 16時	4月18日(金) 16時	4月20日(日) 16時	4月23日(水) 16時	4月24日(木) 16時	4月25日(金) 16時
抑制実施日	4月18日 (金)	4月19日 (土)	4月21日 (月)	4月24日 (木)	4月25日 (金)	4月26日 (土)
最大抑制量 (※ 1)	42.1万kW	102.2万kW	61.1万kW	78.5万kW	49.6万kW	112.5万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象						
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

供給区域	四国エリア					
指令日時	4月26日(土) 16時	4月28日(月) 16時	4月29日(火) 16時			
抑制実施日	4月27日 (日)	4月29日 (火)	4月30日 (水)			
最大抑制量 (※ 1)	114.8万kW	140.2万kW	66.7万kW			
抑制時間	8時～16時	8時～16時30分	8時～16時			
検証対象		○				
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

(※ 1) 計画時点における最大抑制量 (オフライン制御で確保する制御量 + オンライン制御で当日対応する制御量) を示す。

四国電力送配電は、5月の以下の22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	四国エリア					
指令日時	4月30日(水) 16時	5月1日(木) 16時	5月2日(金) 16時	5月3日(土) 16時	5月4日(日) 16時	5月6日(火) 16時
抑制実施日	5月1日 (木)	5月2日 (金)	5月3日 (土)	5月4日 (日)	5月5日 (月)	5月7日 (水)
最大抑制量（※ 1）	64.8万kW	96.4万kW	140.2万kW	145.7万kW	107.6万kW	92.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	7時～16時30分	7時～16時30分	7時～16時	8時～16時
検証対象				○		
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

供給区域	四国エリア					
指令日時	5月7日(水) 16時	5月9日(金) 16時	5月10日(土) 16時	5月11日(日) 16時	5月12日(月) 16時	5月13日(火) 16時
抑制実施日	5月8日 (木)	5月10日 (土)	5月11日 (日)	5月12日 (月)	5月13日 (火)	5月14日 (水)
最大抑制量（※ 1）	73.6万kW	67.9万kW	90.8万kW	65.0万kW	81.0万kW	63.1万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象						
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					



電力広域的運営推進機関

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

供給区域	四国エリア					
指令日時	5月14日(水) 16時	5月17日(土) 16時	5月18日(日) 16時	5月19日(月) 16時	5月22日(木) 16時	5月24日(土) 16時
抑制実施日	5月15日 (木)	5月18日 (日)	5月19日 (月)	5月20日 (火)	5月23日 (金)	5月25日 (日)
最大抑制量 (※ 1)	59.0万kW	84.1万kW	92.1万kW	39.7万kW	74.0万kW	94.0万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	7時～16時30分
検証対象						○
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

供給区域	四国エリア					
指令日時	5月25日(日) 16時	5月26日(月) 16時	5月27日(火) 16時	5月30日(金) 16時		
抑制実施日	5月26日 (月)	5月27日 (火)	5月28日 (水)	5月31日 (月)		
最大抑制量 (※ 1)	116.3万kW	107.3万kW	79.2万kW	133.7万kW		
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～17時		
検証対象						
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

(※ 1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

四国電力送配電は、6月の以下の6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	四国エリア					
指令日時	5月31日(土) 16時	6月3日(火) 16時	6月4日(水) 16時	6月5日(木) 16時	6月6日(金) 16時	6月14日(土) 16時
抑制実施日	6月1日 (日)	6月4日 (水)	6月5日 (木)	6月6日 (金)	6月7日 (土)	6月15日 (日)
最大抑制量（※ 1）	120.1万kW	67.0万kW	70.5万kW	69.2万kW	103.8万kW	47.3万kW
抑制時間	7時～17時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時
検証対象	○				○	
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照					

（※ 1）計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月：21日、5月：22日、6月：6日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/29(火) 、 5/4(日) 、 6/1(日)
- ・無作為に選定した日…………… 5/25(日) 、 6/7(土)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について四国電力送配電が行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月	5月		6月	
	29	4	25	1	7
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容					
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	—	—	—	—	—
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全代表日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全代表日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	電制電源は、連系線の運用容量に影響を与えない範囲で最大限抑制することを確認した（全代表日）。その他の発電所は、LFC調整力 2 %を確保したうえで、試運転試験による抑制量減少がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	出水による運転制約および系統事故に備えた運用対策のための発電機を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	四国エリアは対象設備なし。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	作業による抑制量減少がある発電機を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（6）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていたことを確認した（全代表日）。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった（6/7）。
（7）バイオマス専焼電源	作業および試運転試験による抑制量減少がある発電機を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（8）地域資源バイオマス	出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（全代表日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①の供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(単位：万kW)

場所			四国エリア		四国エリア		四国エリア		四国エリア		四国エリア	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月29日(火)	12時30分～13時00分	5月4日(日)	12時00分～12時30分	5月25日(日)	13時30分～14時00分	6月1日(日)	12時00分～12時30分	6月7日(土)	11時00分～11時30分
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定 (※1)	年月日（曜日）		2025.4.29(火)	2025.4.20(日)	2025.5.4(日)	2019.5.4(土)	2025.5.25(日)	2024.5.19(日)	2025.5.18(日)	2025.5.18(日)	2025.6.7(土)	2025.5.31(土)
	天候		晴	曇	曇後晴	晴後一時薄曇	曇一時雨	雨時々曇	晴	曇	曇時々晴	晴一時曇
	気温（℃）		20.8	22.4	23.5	26.2	22.3	20.8	27.3	26.6	26.8	26.1
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ	0万kW/℃		8万kW/℃		0万kW/℃		8万kW/℃		8万kW/℃	
	需要 (万kW)	過去の需要実績① 気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載） 需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②	—	204.4	—	228.1	—	217.1	—	224.8	—	251.5
			0.0	▲17.6	(24.0℃-26.2℃)×(8万kW/℃)=▲17.6万kW	0.0	5.6	(27.3℃-26.6℃)×(8万kW/℃)=5.6万kW	5.6	(26.8℃-26.1℃)×(8万kW/℃)=5.6万kW	257.1	26.1
			204.4	210.5	217.1	217.1	230.4	230.4	257.1	257.1	257.1	257.1
太陽光の 出力想定 (※1)	日射量予測値（W / m ² ）		【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】	【出力想定】
	出力 換算係数 (W/(W/ m ²)/kW)	特高	853～979	780～997	263～852	873～999	532～873					
		高圧	0.88～1.12	0.87～1.07	0.84～1.19	0.83～1.06	0.83～1.17					
		低圧10kW以上	0.17～0.96	0.00～0.99	0.16～1.98	0.00～1.75	0.16～1.29					
		低圧10kW未満	0.29～0.97	0.00～1.28	0.28～2.65	0.00～1.09	0.28～1.32					
	出力想定値 (万kW)	特高④(※3)	33.9	33.4	19.5	33.1	26.3					
		高圧⑤(※3)	110.7	112.1	58.0	108.2	92.6					
低圧10kW以上（自家消費を考慮(※2,3)）⑥		73.6	74.3	39.0	71.9	62.5						
低圧10kW未満（自家消費を考慮(※2,3)）⑦		37.2	37.4	18.8	36.4	30.5						
合計⑨	④＋⑤＋⑥＋⑦＋⑧	268.3	269.7	143.2	260.4	222.0						
風力の 出力想定 (※1)	設備量（万kW）	29.4	29.4	29.4	29.4	29.4						
	出力想定値 (万kW)	四国エリア⑩	11.9	14.1	15.4	8.5	2.4					
	合計⑫	⑩＋⑪	12.3	14.9	16.1	8.7	2.4					
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 (万kW)	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	62.8	62.8	63.0	63.7	75.5					
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0					
		(K) 原子力	88.2	88.2	86.2	88.2	88.2					
		(J) 一般水力	14.6	19.7	55.0	35.8	22.8					
		(H) バイオマス専焼電源	19.7	15.9	9.9	22.1	16.3					
		(I) 地域資源バイオマス	2.8	2.8	2.9	3.2	3.2					
		(E-1) 太陽光⑨	268.3	269.7	143.2	260.4	222.0					
		風力⑫	12.3	14.9	16.1	8.7	2.4					
		(E-2) 想定誤差量	31.7	42.5	88.3	24.6	36.5					
	エリア供給力 計⑬		500.4	516.5	467.2	506.7	467.0					
	エリア 需要等	(A) エリア需要③	204.4	210.5	217.1	230.4	257.1					
		揚水 運転等	(C-2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑭	▲30.0	▲30.0	▲30.0	▲30.0	▲30.0				
			(C-2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)⑮	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2	▲1.2				
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	—	—	—	—	—				
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲124.6	▲129.1	▲124.9	▲125.0	▲74.9				
			(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
			エリア需要等 計⑲＝③－(⑭＋⑮＋⑯＋⑰＋⑱)		360.2	370.8	373.2	386.6	363.2			
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】		
必要性 (万kW)	エリア供給力 計⑬		500.4	516.5	467.2	506.7	467.0					
	エリア需要等 計⑲		360.2	370.8	373.2	386.6	363.2					
	判定		○	○	○	○	○					
イメージ図は「別紙3」			(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝(⑬－⑲)	140.2	145.7	94.0	120.1	103.8				

- (※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。
(※2) 四国内のロードサーベイデータを基にした自家消費モデルから算出。
(※3) 特高メガソーラーについては、発電所毎の合計。高圧および低圧については、各1kmメッシュの合計。
(※4) 1kmメッシュの合計。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

		(*)差異理由				(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保				(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少				(g) 作業停止(オーバーホール等)				(j) 系統作業による停止				(m) 設備制約により並解列不可能			
		(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少				(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加				(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用				(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制御				(l) 作業 (ばい煙測定等) による抑制量減少				(n) 上下貯水池の水位制約(揚水運転)			
		(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加				(f) 自家発電設備など工場生産調整に基づく計画				(i) 他エリアの受電可能量不足				(o) 出水による運転制約(揚水運転)											
(単位: 万kW)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)			
		石炭	15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0				
		橋湾1,2	34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0				
		西条	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	11.1	11.1	(d)			
		坂出1,2(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
L F C 調整率 2%	L N G C O G	坂出4	13.1	13.1	0.0		13.1	13.1	0.0		13.3	13.3	0.0		14.0	14.0	0.0		14.7	14.7	0.0				
		坂出3	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		合計	62.8	62.8	0.0	—	62.8	62.8	0.0	—	63.0	63.0	0.0	—	63.7	63.7	0.0	—	64.4	75.5	11.1	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)			
		本川	1	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0			
		2	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(q)	▲ 30.0	0.0	30.0	(o)			
		合計	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)				
		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	火力他	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)			
		火力他	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		発電設備の稼働停止等を考慮した抑制日の最低出力(%)	[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0		[0%]	[0%]	0.0				
		(注) 注1は、全設備運転時	(10.0)				(10.0)				(10.0)				(10.0)				(10.0)						
		自家発電余力	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	2.6	2.6	(l)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		合計	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	2.6	2.6	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)	揚水	発電所	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)			
		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
長周期広域周波数調整(連系線活用)	中国四国間連系線	地域間連系線	前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)	前日計画②	差異 (②-①) <th>差異理由(*)</th> <td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td> <td>前日計画②</td> <td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th></td></td></td></td>	差異理由(*)	前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)	前日計画②	差異 (②-①) <th>差異理由(*)</th> <td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td> <td>前日計画②</td> <td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th></td></td></td>	差異理由(*)	前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)	前日計画②	差異 (②-①) <th>差異理由(*)</th> <td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td> <td>前日計画②</td> <td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th><td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td><td>前日計画②</td><td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th></td></td>	差異理由(*)	前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)	前日計画②	差異 (②-①) <th>差異理由(*)</th> <td>前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)</td> <td>前日計画②</td> <td>差異 (②-①)<th>差異理由(*)</th></td>	差異理由(*)	前日15時時点の空容量① ※1 (満期容量)	前日計画②	差異 (②-①) <th>差異理由(*)</th>	差異理由(*)			
		0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		49.1	(120.0)	0.0				
		▲ 49.1	(120.0)	0.0			▲ 49.1	(120.0)	0.0		▲ 49.1	(120.0)	0.0		▲ 49.1	(120.0)	0.0		▲ 49.1	(120.0)	0.0				
		0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0				
		合計	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	49.1	(127.0)	0.0	▲ 49.1	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
バイオマス専焼電源	電源合計	合算した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	合算した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	合算した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	合算した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)	合算した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(*)				
		19.7	19.7	0.0		15.9	15.9	0.0		9.1	9.1	0.0		19.1	19.1	0.0		15.5	15.5	0.0					
		[68%]				[55%]				[61%]			(l)	[69%]			(l)	[57%]			(d)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
地域資源バイオマス	電源合計	合算した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A～C毎(発電所数)	合算した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A～C毎(発電所数)	合算した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A～C毎(発電所数)	合算した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A～C毎(発電所数)	合算した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A～C毎(発電所数)				
		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—				
		出力抑制不可	—[100%]	2.8	—	A(24),B(0),C(0)	—[100%]	2.8	—	A(24),B(0),C(0)	—[100%]	2.9	—	A(24),B(0),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(0),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(24),B(0),C(0)			
想定誤差量		4月29日(火)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				6月7日(土)							
出力率判定	出力率	四国エリア	四国エリア	高浜原発稼働	合計	四国エリア	四国エリア	高浜原発稼働	合計	四国エリア	四国エリア	高浜原発稼働	合計	四国エリア	四国エリア	高浜原発稼働	合計	四国エリア	四国エリア	高浜原発稼働	合計				
		(A)注1: 最大出力/設備容量	81.5%	81.5%		81.4%	81.4%		81.4%	81.4%		80.6%	80.6%		80.6%	80.6%		80.6%	80.6%						
		(B)注2: 最大出力/設備容量	77.5%	76.0%		77.4%	72.3%		40.9%	46.3%		75.1%	63.1%		64.6%	60.8%		64.6%	60.8%						
		(C)注3: 出力率(B)/(A)	95.0%	93.2%		95.1%	88.9%		50.2%	56.9%		93.2%	78.3%		80.2%	75.4%		80.2%	75.4%						
		太陽光誤差	13.3	0.2	13.5	13.0	1.2	14.2	63.7	5.4	69.1	19.0	1.6	20.6	20.9	1.6	22.5								
誤差量	エリア間誤差	16.4	1.8	18.2	25.0	3.3	28.3	19.0	0.2	19.2	0.8	3.2	4.0	10.8	3.2	14.0									
	合計	29.7	2.0	31.7	38.0	4.5	42.5	82.7	5.6	88.3	19.8	4.8	24.6	31.7	4.8	36.5									

(参考) 当日の需給実績

(単位：万kW)

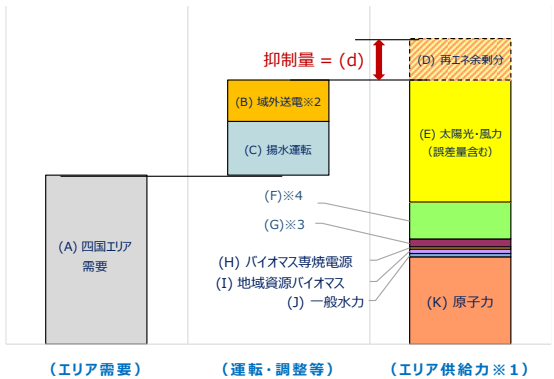
		場所	四国エリア 4月29日(火) 11時30分～12時	四国エリア 5月4日(日) 12時～12時30分	四国エリア 5月25日(日) 12時～12時30分	四国エリア 6月1日(日) 12時～12時30分	四国エリア 6月7日(土) 11時30分～12時	
		下げ調整力最小时刻						
天候・気温	天候		晴	晴一時曇	曇時々雨	晴	曇時々雨一時晴	
	気温 (℃)		21	23.1	23.2	27.7	26.7	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (※1)		235.0	200.1	222.6	232.9	259.1	
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	83.4	76.6	108.0	85.2	120.8	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	1.6	2.4	3.8	1.8	1.8	
		(K) 原子力	88.0	88.0	84.0	88.0	88.0	
		(J) 一般水力	16.7	20.7	62.4	38.4	26.0	
		(H) バイオマス専焼電源	19.8	16.6	10.4	21.2	16.0	
		(I) 地域資源バイオマス	3.1	3.5	3.0	3.4	3.2	
		(E) 太陽光 (抑制量含む) (※1)	268.0	264.3	127.7	256.2	141.0	
		(E) 風力 (抑制量含む) (※1)	12.7	16.4	20.1	12.2	0.5	
	エリア供給力計		493.3	488.5	419.4	506.4	397.3	
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	▲ 31.0	▲ 31.2	▲ 31.2	▲ 31.2	▲ 31.2	
	域外送電		(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 118.8	▲ 128.8	▲ 118.2	▲ 121.8	▲ 84.6
	抑制		(D) 太陽光・風力抑制 (※1)	▲ 108.5	▲ 128.4	▲ 47.4	▲ 120.5	▲ 22.4
供給力計		235.0	200.1	222.6	232.9	259.1		

(※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。

○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図

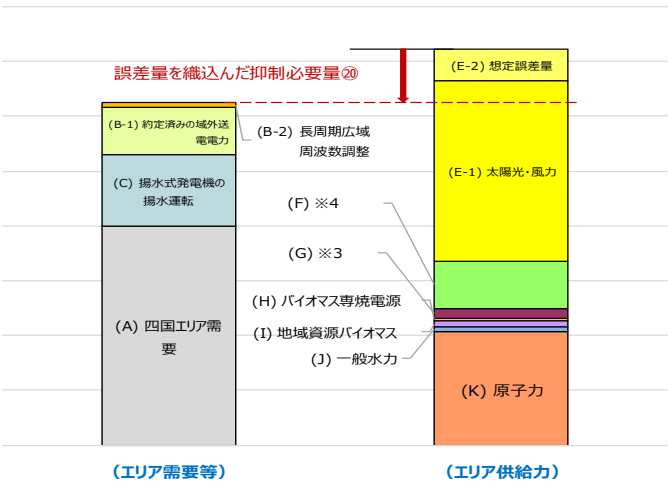
○必要性 (別紙1) のイメージ図

エリア需要等・エリア供給力



※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
※2：中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。
※3：調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
※4：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～四国電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)
 - (3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
 - (参考1) 四国電力送配電の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
 - (参考2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

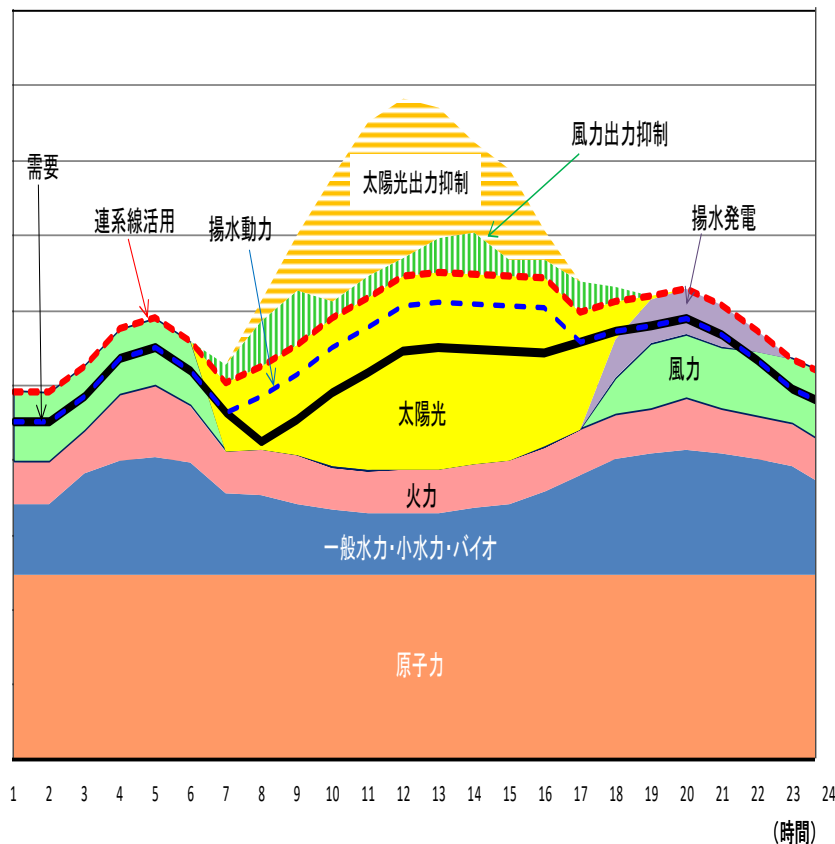
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙 1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙 2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙 1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（ア）から（ウ）に掲げる調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の抑制等の措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、措置を講じる。

① 一般送配電事業者および配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（※）

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

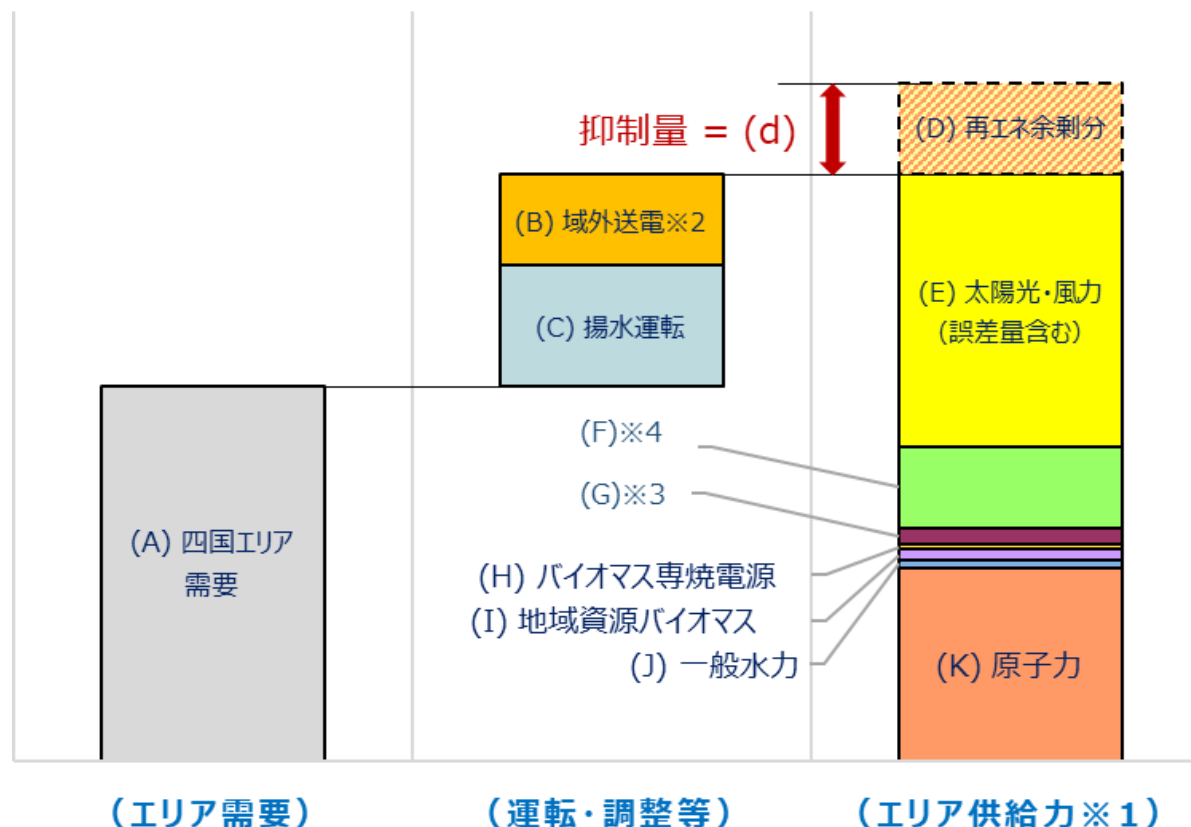
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）四国エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照

エリア需要等・エリア供給力



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**



翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

徳島、高知、松山、高松の翌日気温予想の平均と①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

需要カーブ作成のイメージ図

最小需要に近い想定需要は ΔPL 、
最大需要に近い想定需要は ΔPH を基準
に補正



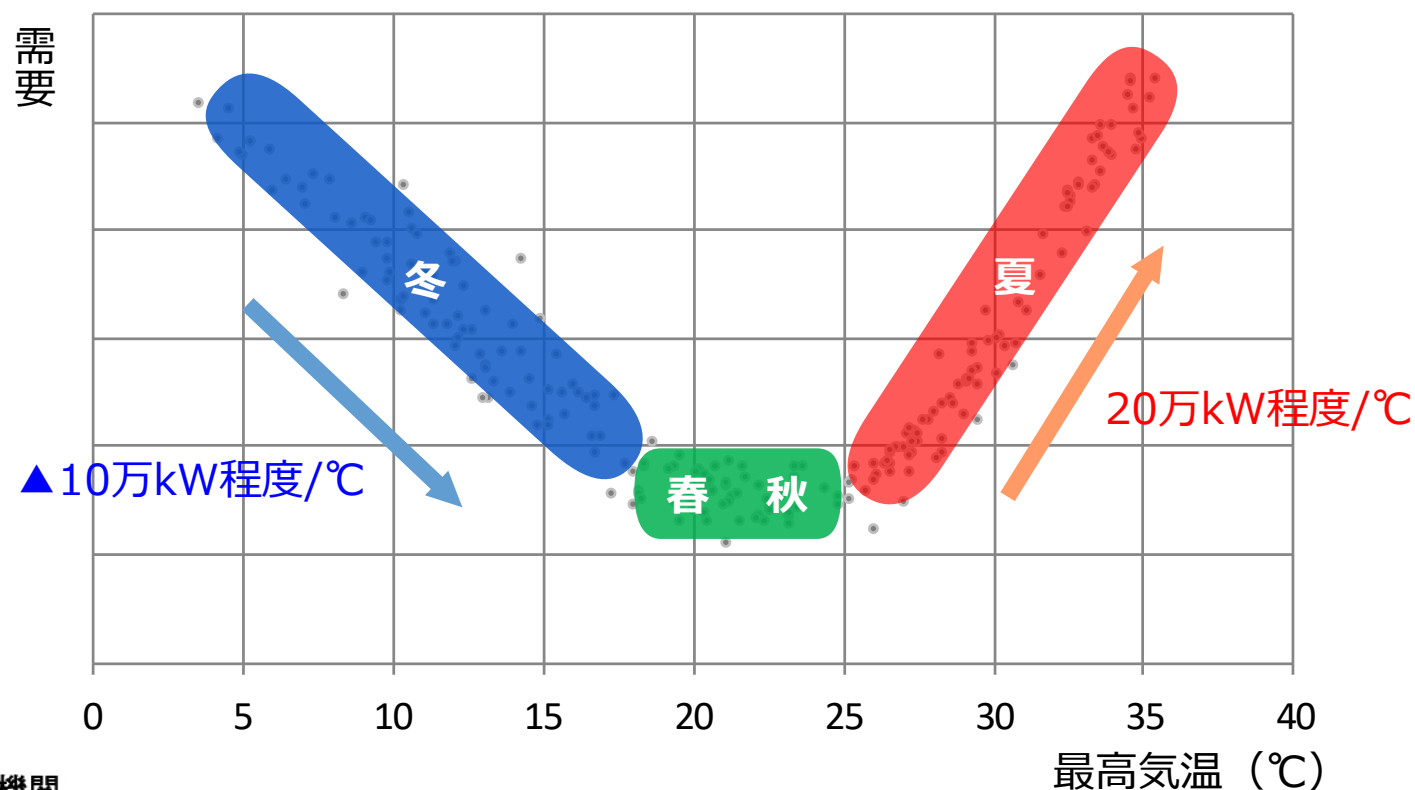
(※)

- ・過去の需要カーブを基に4 8点データへ展開
- ・下げ調整力最小時の需要を想定

（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

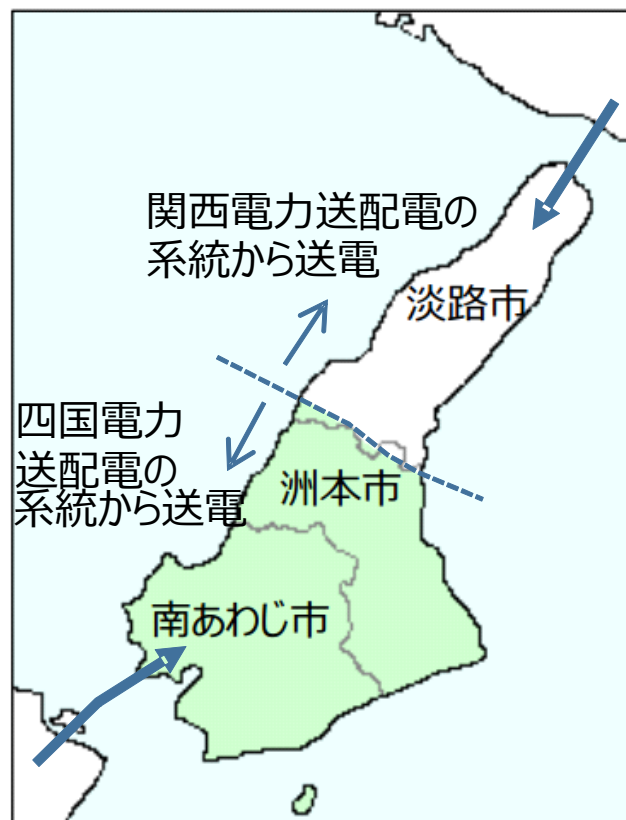
【気温感応度グラフイメージ】

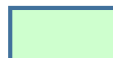


3. 需給状況（3）太陽光の出力想定①

関西電力送配電の供給区域である淡路島南部地域（兵庫県洲本市、南あわじ市、淡路市の一部）は、歴史的な経緯から電力設備を合理的かつ効率的に運用するため、四国電力送配電の系統から送電しており、四国電力送配電が周波数調整を実施している。よって、淡路島南部地域については四国エリアの一部として取り扱い、太陽光発電と風力発電の出力想定（※）は四国エリアと一体のものとして出力想定量に加算する。

なお、当該エリアの事業者に対しては四国電力送配電が調整を実施する旨、接続時から十分に説明をしており、関西電力送配電ホームページにおいて情報公開を行うなど、事業者対応も適切に行っている。



 : 対象エリア
 洲本市、
 南あわじ市、
 淡路市の一部

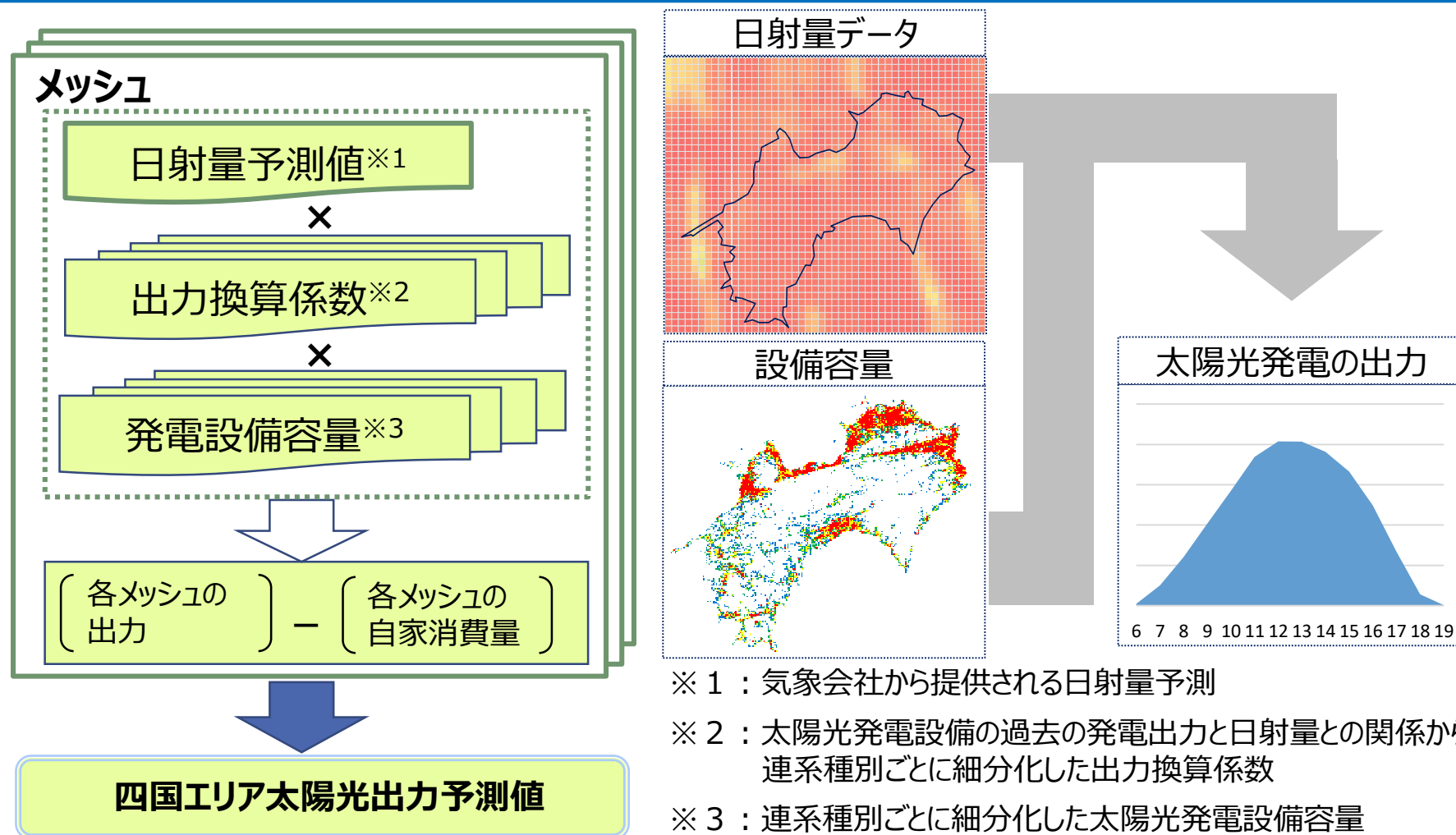
平成20年以降の淡路島南部地域の四国送電対象エリア

（※）淡路島南部地域は関西電力送配電にて想定

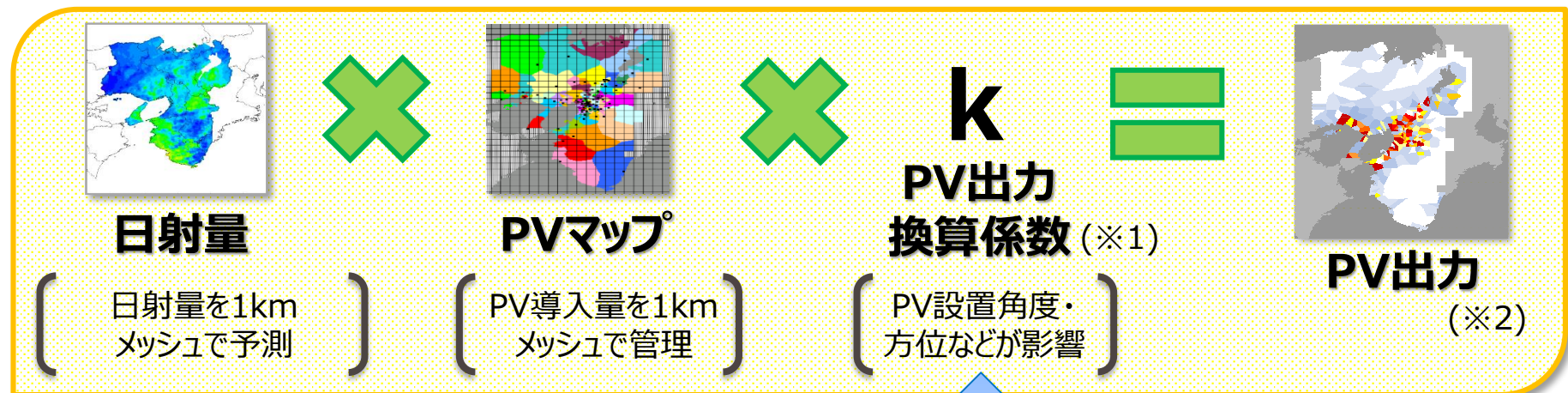
歴史的経緯

- ・昭和20年頃まで 島内の発電所のみで供給
- ・昭和20年頃 関西系22kV海底ケーブルにて全島供給
- ・昭和26年 関西電力発足
- ・昭和30年 22kV海底ケーブルからの供給による問題
 - ・事故の多発、需要増による需給逼迫、電圧低下
- ・昭和36年 四国系66kV送電線にて全島供給
- ・昭和47年 四国系187kV送電線にて全島供給
- ・昭和61年 大鳴門橋架橋にともない、
四国系187kVケーブルを添架
- ・平成10年以降 明石海峡大橋架橋にともない、
関西系より77kVケーブルを添架
淡路島北部の岩屋、野島を関西系から供給
- ・平成16年 淡路島北部の仮屋を関西系から供給拡大
- ・平成20年 淡路島北部の志筑を関西系から供給拡大
- ・～ 現在 淡路島北部は関西系、南部は四国系から供給

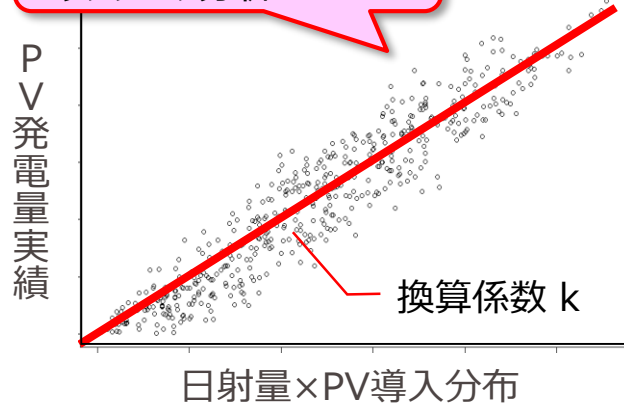
四国エリアの太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日 6 時の気象データに基づく、前日 1 2 時の予測日射）から 1 k m メッシュの日射量を想定し、連系種別の P V パネル設置状況、出力換算係数および最新の発電設備容量を基に、1 k m メッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。



淡路島南部地域の太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日6時の気象データに基づく、前日12時の予測日射）を使用し、淡路島南部地域に該当する1kmメッシュの日射量に、同メッシュの発電設備容量、出力換算係数を乗じて関西電力送配電にて想定し、その想定値が1kmメッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。



発電実績データを活用した
ビッグデータ分析



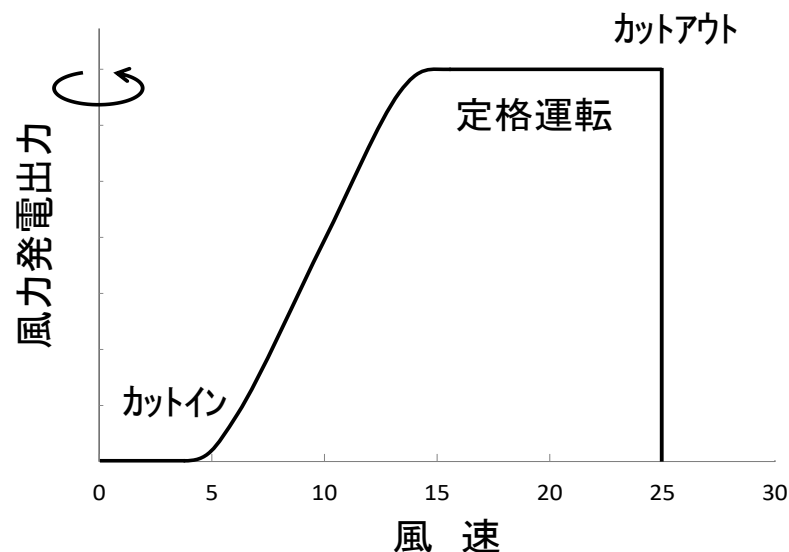
(※1)月別に設定

(※2)低圧連系について自家消費を考慮

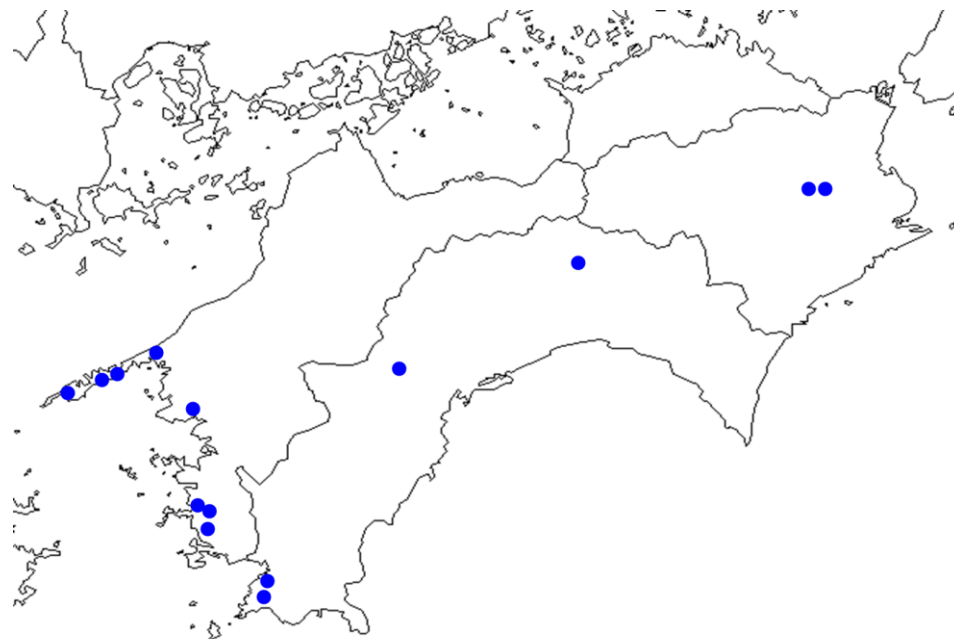
風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。

四国エリアの発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（１時間値）と発電所毎のパワーカーブを基に、風力発電出力予測モデルを用いて、発電所単位で想定する。

[参考：風力発電所のパワーカーブ（イメージ）]



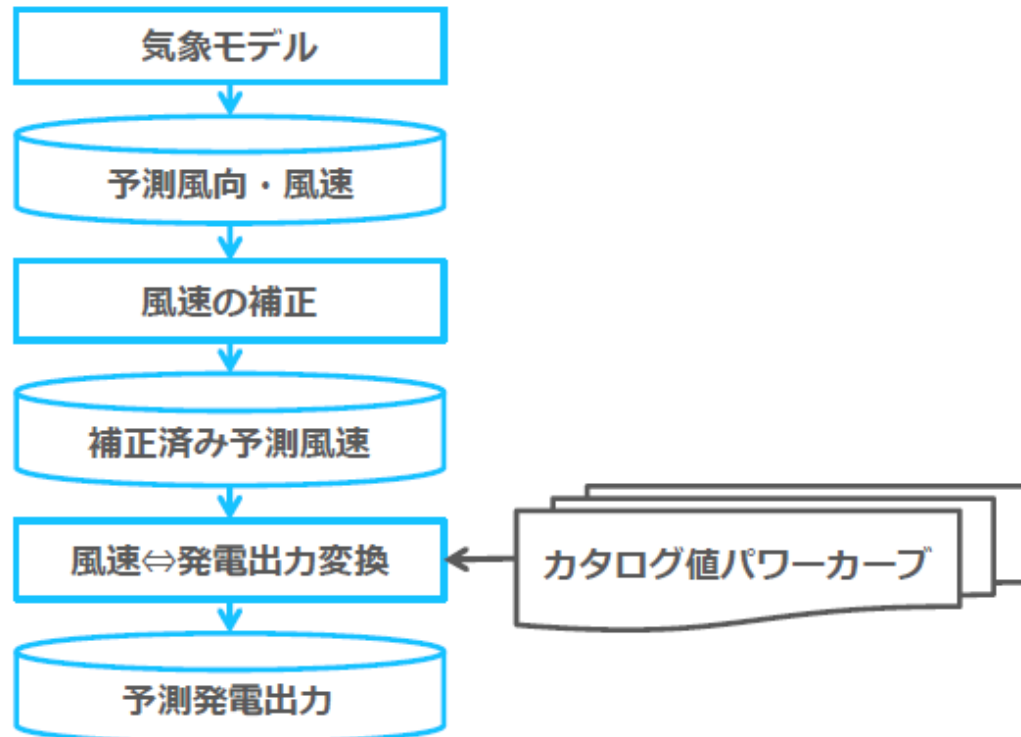
[参考：四国の風力発電所]



(風力予測対象地点：14地点)

淡路島南部地域の発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（30分間値）と発電所のパワーカーブを基に、関西電力送配電にて想定する。

[参考：淡路島南部地域の風力発電所]



（淡路島南部地域の風力予測対象地点：1 地点）

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、四国電力送配電が公表している「系統運用指針－Ⅵ 系統運用に必要な調整能力の確保－Ⅵ－3 調整力の確保」の規定に基づき、L F C（※ 1）調整力として、常時の系統容量の2%の下げ調整力を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。 ※ 1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

運転中の電制電源の合計出力が、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力を下回らない範囲まで抑制する。

夜間に向けた供給力確保を考慮のうえ、可能な限り毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応する。

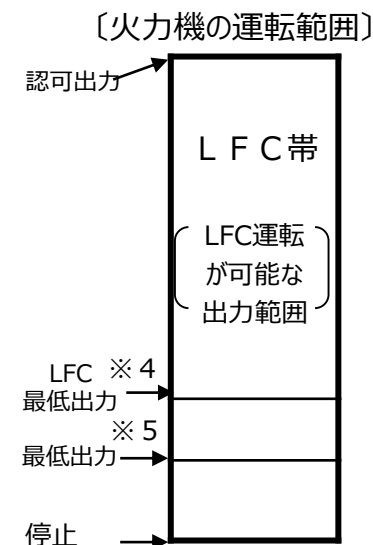
③ L N G・C O G（※ 2）火力

L F C 調整力を確保したうえで、B O G (Boil Off Gas) 消費およびC O G 消費のため、2 台運転を基本とし、残りは停止する。

・C O G の最低消費制約

年間を通して、隣接事業者のコークス生産により発生するため、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある。

※ 2 コークス炉ガス（Coke Oven Gas）のこと。石炭をコークス炉で乾留したときに得られるガスをいう。



※ 4 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※ 5 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

なお、四国エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙 2」参照。

四国電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
本川	1	▲30.0
	2	▲30.0
合計		▲60.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の対応

①事業用電源（※2）

最低出力（※1）まで抑制する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※2）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※1）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

（※2）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考2」参照。

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

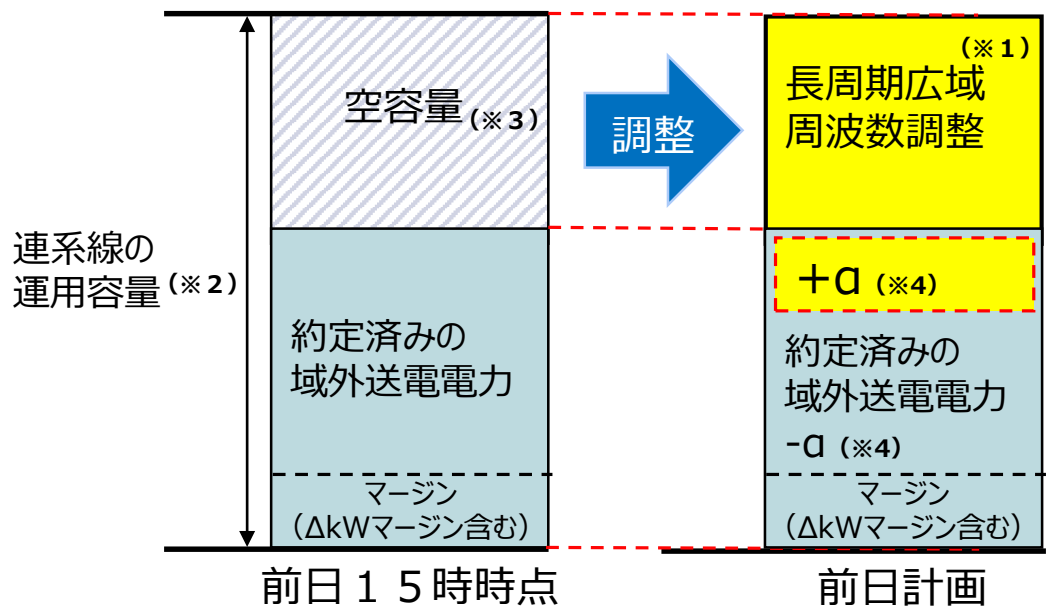
四国電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
A発電所※		▲1.2

※ ダム水位や流入量などの制約により、余剰電力吸収には活用が難しい
小規模混合揚水発電所。

中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

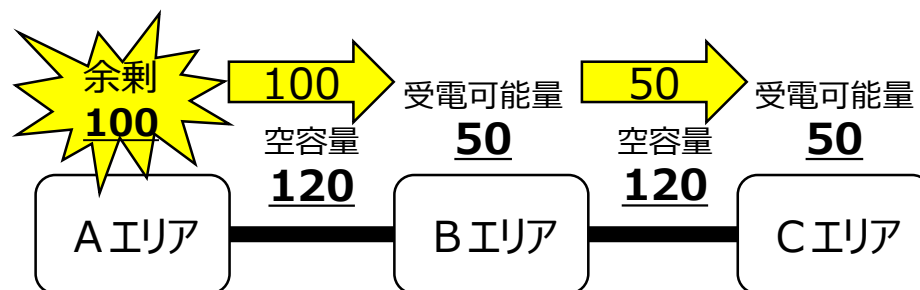
（※ 3）空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
- マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日15時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、再エネに差し替わる。
(= α)

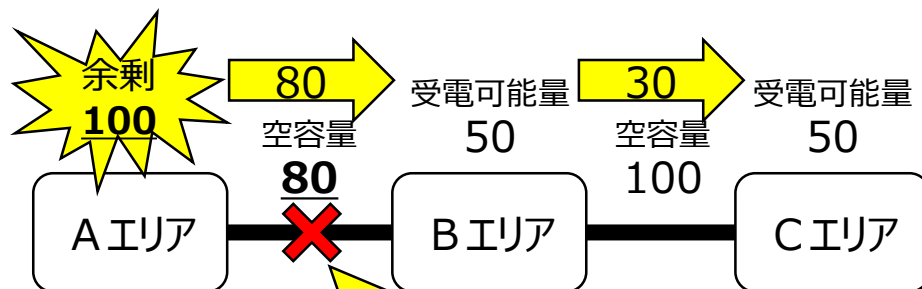
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

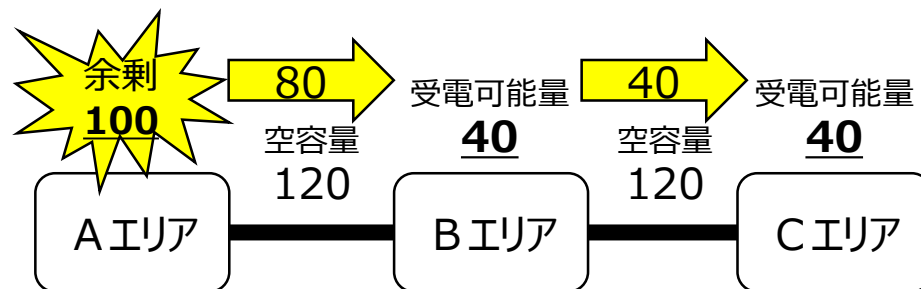
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

四国電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第 14 条第 1 項第 8 号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙 2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、四国エリア（本土）の発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来す
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

24
9（～5/17まで8）
0

なっとく！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

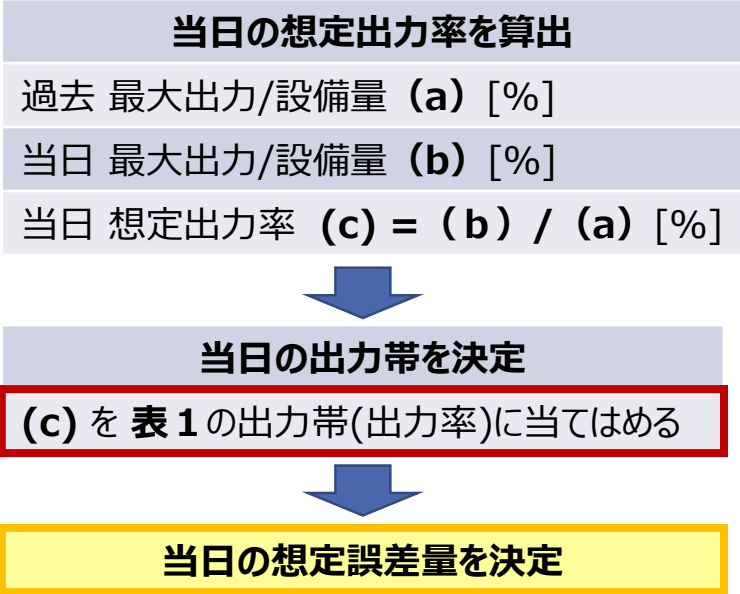
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯	(90%～)	16.5	16.4	32.9	0.2	1.8	2.0
中出力帯1	(67.5%～90%)	27.2	13.2	40.4	2.5	2.3	4.8
中出力帯2	(45%～67.5%)	35.0	9.4	44.4	2.6	2.6	5.2
低出力帯1	(22.5%～45%)	4.0	12.5	16.5	9.2	0.0	9.2
低出力帯2	(～22.5%)	4.8	21.3	26.1	2.2	1.6	3.8

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

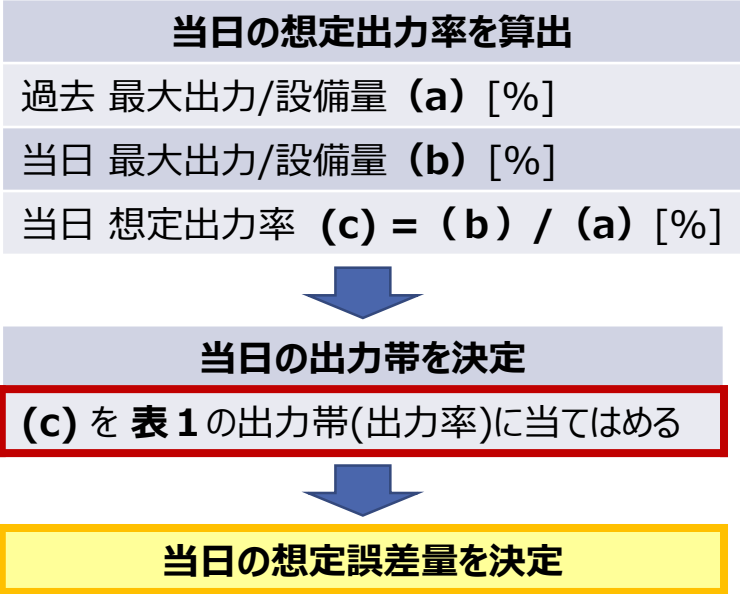
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア需要	合計	太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	13.0	25.0	38.0	1.1	2.9	4.0
中出力帯1	(67.5%～90%)	26.1	21.6	47.7	1.2	3.3	4.5
中出力帯2	(45%～67.5%)	63.7	19.0	82.7	5.4	0.2	5.6
低出力帯1	(22.5%～45%)	66.3	1.7	68.0	7.0	1.9	8.9
低出力帯2	(～22.5%)	7.2	0.0	7.2	0.4	1.1	1.5

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

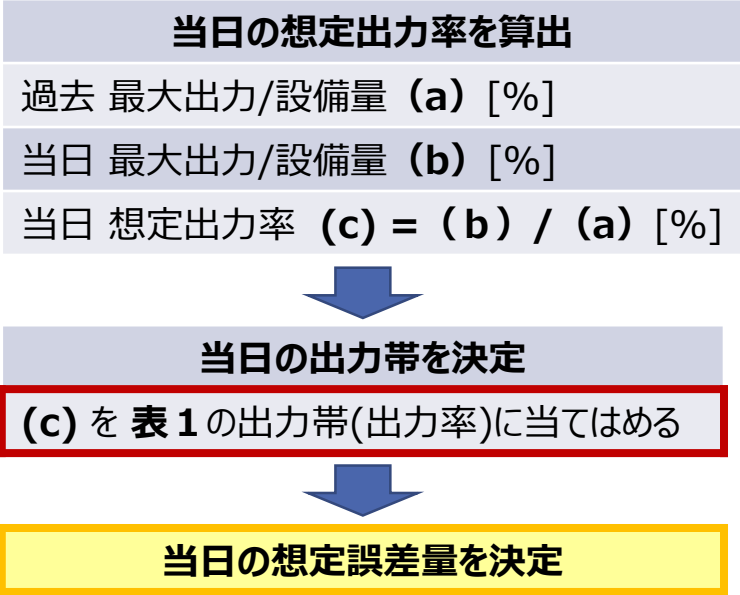
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大のPV出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
 - ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量と平均誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

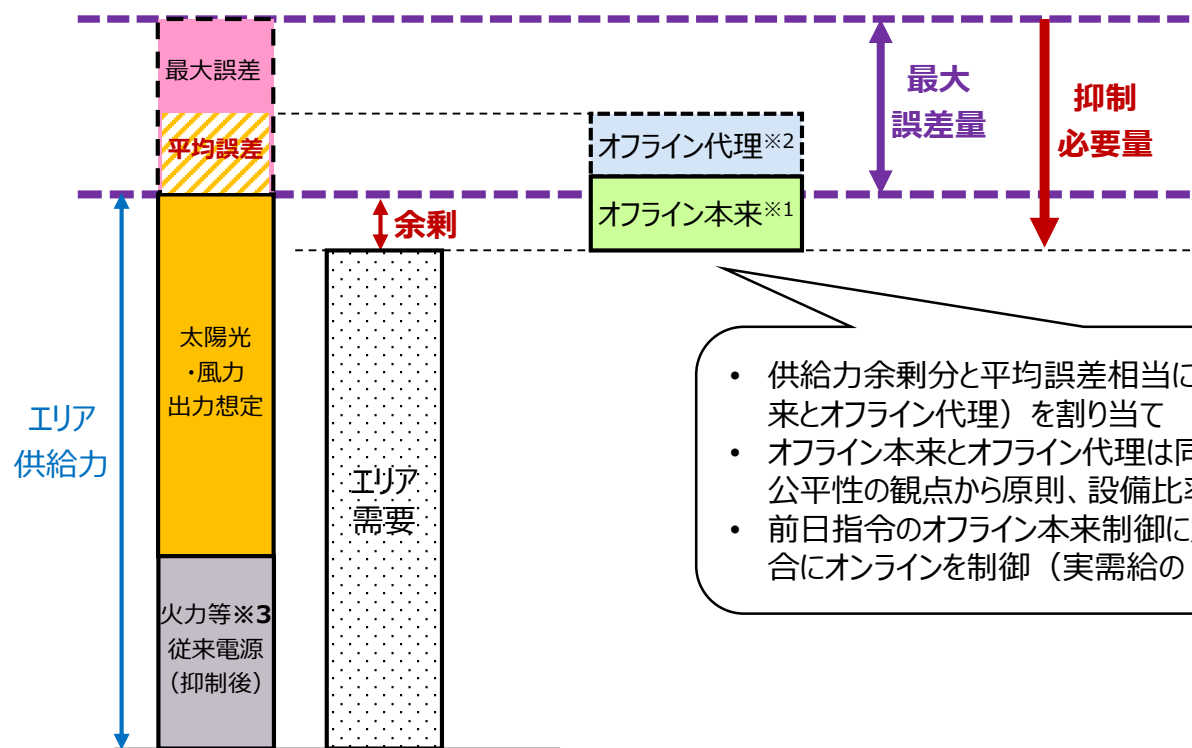
出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア 需要	合計	太陽光	エリア 需要	合計
高出力帯	(90%～)	22.7	0.8	23.5	0.9	1.0	1.9
中出力帯1	(67.5%～90%)	20.9	10.8	31.7	1.6	3.2	4.8
中出力帯2	(45%～67.5%)	39.5	20.3	59.8	1.2	4.6	5.8
低出力帯1	(22.5%～45%)	25.0	23.6	48.6	6.8	1.5	8.3
低出力帯2	(～22.5%)	19.3	3.2	22.5	2.9	0.7	3.6

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



- ・ 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- ・ オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- ・ 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

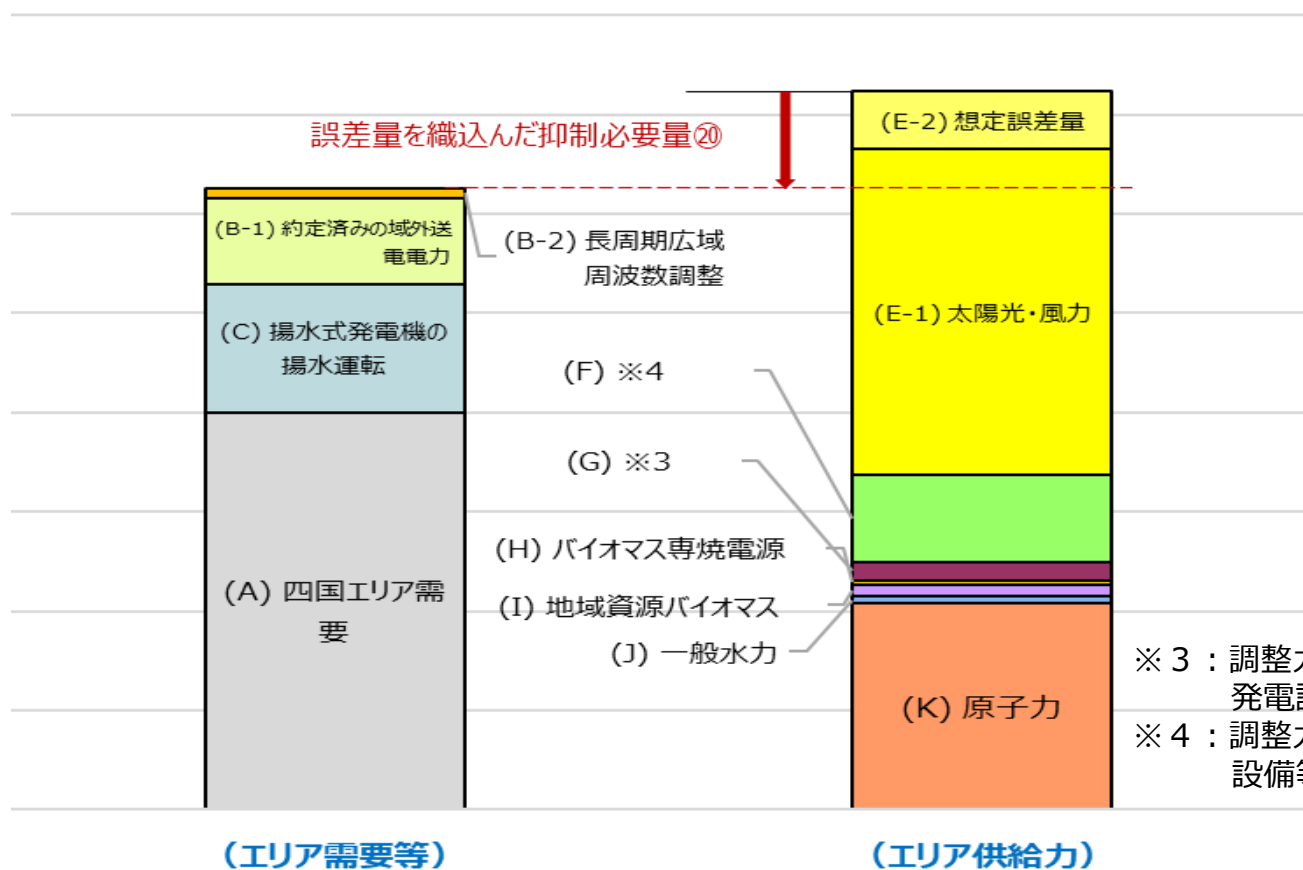
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備および調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。

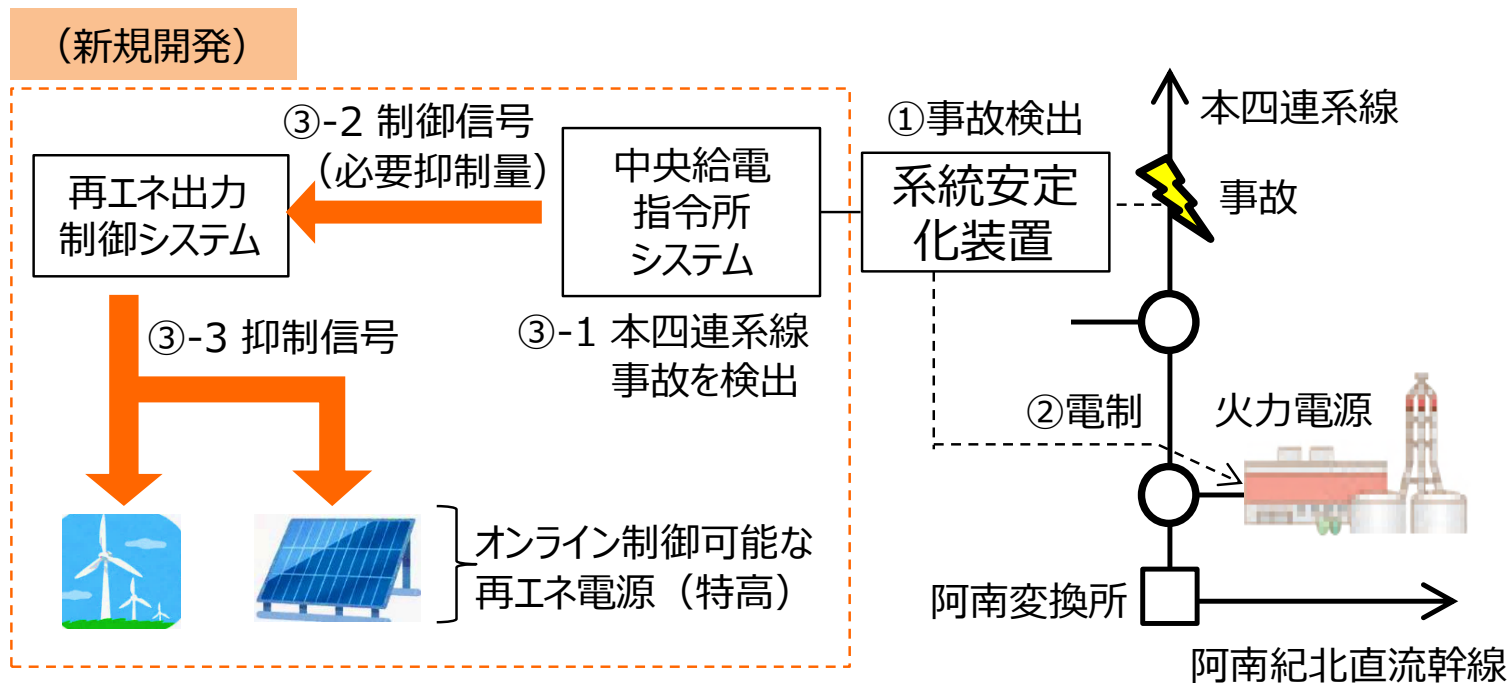
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等。バイオマス混焼電源を含む。
 ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

四国電力送配電は、一層の連系線活用による再エネ出力制御量の低減をはかるため、四国エリアの再エネ出力制御が見込まれる場合に、本四連系線の運用容量を120万kW（熱容量）から145万kW（短時間熱容量）に拡大するためのシステム開発を行い、2021年10月より運用を開始している。

【本四連系線の運用容量拡大に関するシステム対応のイメージ】



四国電力送配電は、優先給電ルールに基づく、四国エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等火力発電所の出力抑制について、11者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万 kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の25％程度まで抑制	1者（火力）	45.0	11.0（24％）
② 自家消費相当分まで抑制	10者（自家発電余剰電源）	－	0.0 ※ 1
計	11者	45.0	11.0（24％）

（※1）自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

四国エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

四国電力送配電株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、四国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 49 回系統WG(2023 年 12 月 6 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや四国エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、四国電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について\(2023 年 12 月 6 日 第 49 回系統WG資料 1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 49 日(4 月:21 日、5 月:22 日、6 月:6 日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	<u>○</u>
4月2日(水)		5月2日(金)	○	6月2日(月)	
4月3日(木)	○	5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)	○	5月4日(日)	<u>○</u>	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	<u>○</u>
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)	○	6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)	○	6月11日(水)	
4月12日(土)	○	5月12日(月)	○	6月12日(木)	
4月13日(日)	○	5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)	○	5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)		5月15日(木)	○	6月15日(日)	○
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)	○	5月18日(日)	○	6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)	○	6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)	○	5月25日(日)	<u>○</u>	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	
4月29日(火)	<u>○</u>	5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	21日	合計	22日	合計	6日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)四国エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年4月～6月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～四国電力送配電編～](#)  (XXXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

九州エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 5 年 4 月～6 月抑制分 九州電力送配電～

2 0 2 5 年 8 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～九州電力送配電編～

九州電力送配電は、2025年4月～6月に、九州エリア（離島を除く）において需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を50日間（4月：22日、5月：20日、6月：8日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第42回系統WG(2022年10月20日)において、再エネの導入拡大に伴い、出力制御回数やエリアも拡大し、検証日数も増加していることを踏まえ、需給制約による出力制御に関する情報公開・検証の在り方に関して、これまでの検証結果から実制御に影響を与えるような問題が発生していない九州エリアについては、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

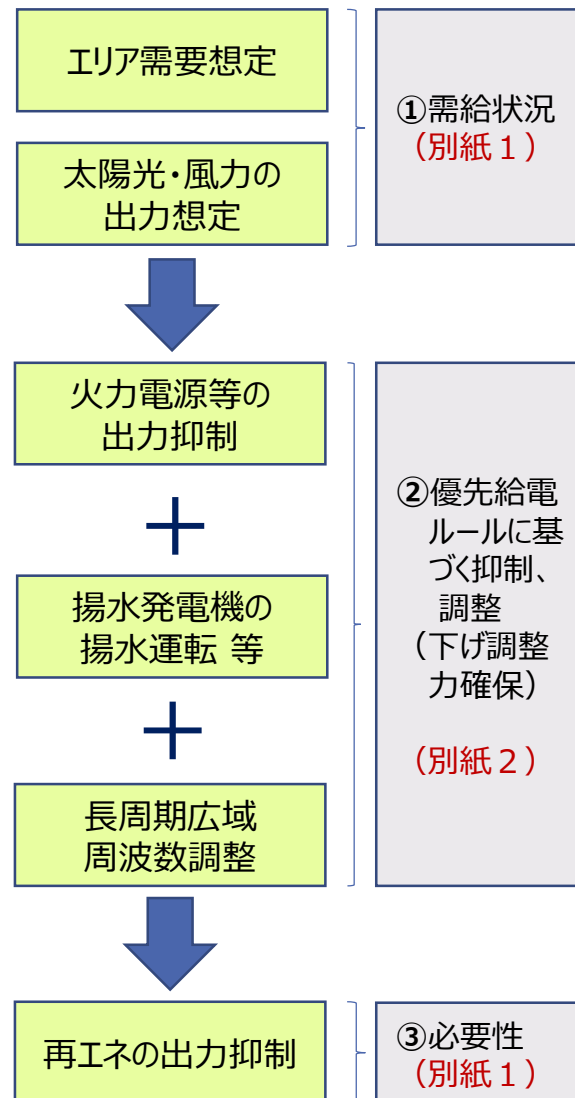
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を L F C 調整力 2 % を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても
上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



九州電力送配電は、4月の以下の22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	4月1日(火) 16時	4月2日(水) 16時	4月3日(木) 16時	4月4日(金) 16時	4月5日(土) 16時
抑制実施日	4月2日(水)	4月3日(木)	4月4日(金)	4月5日(土)	4月6日(日)
最大抑制量※1)	293.2万kW	289.9万kW	420.5万kW	324.1万kW	462.6万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	4月6日(日) 16時	4月7日(月) 16時	4月8日(火) 16時	4月10日(木) 16時	4月12日(土) 16時
抑制実施日	4月7日(月)	4月8日(火)	4月9日(水)	4月11日(金)	4月13日(日)
最大抑制量※1)	388.2万kW	370.0万kW	408.0万kW	392.7万kW	486.6万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象					○
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

OCCTO

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	4月14日(月) 16時	4月15日(火) 16時	4月16日(水) 16時	4月17日(木) 16時	4月18日(金) 16時
抑制実施日	4月15日(火)	4月16日(水)	4月17日(木)	4月18日(金)	4月19日(月)
最大抑制量※1)	332.4万kW	418.4万kW	269.0万kW	271.1万kW	440.3万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象			○		
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	4月20日(日) 16時	4月23日(水) 16時	4月24日(木) 16時	4月25日(金) 16時	4月26日(土) 16時
抑制実施日	4月21日(月)	4月24日(木)	4月25日(金)	4月26日(土)	4月27日(日)
最大抑制量※1)	314.3万kW	381.3万kW	249.8万kW	407.7万kW	362.5万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	4月28日(月) 16時	4月29日(火) 16時			
抑制実施日	4月29日(火)	4月30日(水)			
最大抑制量※1)	431.7万kW	275.6万kW			
抑制時間	8時～17時	8時～17時			
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

九州電力送配電は、5月の以下の20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	4月30日(水) 16時	5月1日(木) 16時	5月2日(金) 16時	5月3日(土) 16時	5月4日(日) 16時
抑制実施日	5月1日(木)	5月2日(金)	5月3日(土)	5月4日(日)	5月5日(月)
最大抑制量※1)	246.9万kW	384.9万kW	457.7万kW	494.1万kW	362.8万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象				○	
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	5月6日(火) 16時	5月7日(水) 16時	5月9日(金) 16時	5月11日(日) 16時	5月12日(月) 16時
抑制実施日	5月7日(水)	5月8日(木)	5月10日(土)	5月12日(月)	5月13日(火)
最大抑制量※1)	325.6万kW	316.2万kW	396.1万kW	411.3万kW	444.8万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

OCCTO

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	5月13日(火) 16時	5月14日(水) 16時	5月18日(日) 16時	5月21日(水) 16時	5月22日(木) 16時
抑制実施日	5月14日(水)	5月15日(木)	5月19日(月)	5月22日(木)	5月23日(金)
最大抑制量※1)	363.3万kW	212.2万kW	342.0万kW	194.6万kW	266.8万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	5月24日(土) 16時	5月25日(日) 16時	5月26日(月) 16時	5月27日(火) 16時	5月30日(金) 16時
抑制実施日	5月25日(日)	5月26日(月)	5月27日(火)	5月28日(水)	5月31日(月)
最大抑制量※1)	439.3万kW	189.6万kW	371.1万kW	262.6万kW	487.1万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

九州電力送配電は、6月の以下の8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31日(土) 16時	6月3日(火) 16時	6月4日(水) 16時	6月5日(木) 16時
抑制実施日	6月1日(日)	6月4日(水)	6月5日(木)	6月6日(金)
最大抑制量※1)	427.8万kW	326.9万kW	210.7万kW	103.7万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象	○			
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照			

供給区域	九州エリア離島を除く			
指令日時	6月16日(月) 16時	6月18日(水) 16時	6月27日(金) 16時	6月28日(土) 16時
抑制実施日	6月17日(火)	6月19日(木)	6月28日(土)	6月29日(日)
最大抑制量※1)	78.7万kW	59.4万kW	74.6万kW	66.3万kW
抑制時間	8時～17時	8時～17時	8時～17時	8時～17時
検証対象				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照			

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月：22日、5月：20日、6月：8日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/13(日)、5/4(日)、6/1(日)
- ・無作為に選定した日…………… 4/17(木)、5/25(日)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について九州電力送配電が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月		5月		6月
	13	17	4	25	1
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（１）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（２）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（３）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（４）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容					
（１）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（２）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電	○	○	○	○	○
（４）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○
（５）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○
（６）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○
（７）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全代表日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全代表日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	—
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %を確保したうえで、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	オーバーホールに伴う停止、電気設備点検による停止を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	設備トラブルに伴う一部停止を除き、最大限充電していることを確認した（全代表日）。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	電制電源は運用容量に影響を与えない範囲で最低出力以下まで抑制していることを確認した（全代表日）。その他の発電所は、燃料貯蔵の関係による抑制量の減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（5）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全代表日）。
（6）バイオマス専焼電源	試運転試験による抑制量の減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（7）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（全代表日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、蓄電池の充電を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

場所			九州本土		九州本土		九州本土		九州本土		九州本土	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月13日(日) 12時30分～13時		4月17日(木) 12時30分～13時		5月4日(日) 12時～12時30分		5月25日(日) 12時30分～13時		6月1日(日) 12時～12時30分	
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）		2025.4.13(日)	2023.4.9(日)	2025.4.17(木)	2025.4.8(火)	2025.5.4(日)	2022.5.4(水)	2025.5.25(日)	2025.5.18(日)	2025.6.1(日)	2023.5.21(日)
	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温（℃）		16.5	16.4	21.4	20.1	20.2	21.1	21.1	22.7	22.8	23.5
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		18.0万kW/℃		0.0万kW/℃		0.0万kW/℃		0.0万kW/℃	
	需要 （万kW）	過去の需要実績①		—	726.8	—	865.0	—	675.0	—	745.0	—
気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載）		▲ 1.8	(16.5℃-16.4℃)× ▲18万kW/℃=▲ 1.8万kW	0.0	需要に影響しない気 温帯（19℃～ 24℃）のため	0.0	需要に影響しない気 温帯（19℃～ 24℃）のため	0.0	需要に影響しない気 温帯（19℃～ 24℃）のため	0.0	需要に影響しない気 温帯（19℃～ 24℃）のため	
需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②		725.0		865.0		675.0		745.0		785.0		
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m ² ）		2.53～3.37		2.22～3.37		3.37～3.44		1.26～2.73		3.37～3.48	
	出力 換算係数 （kWh/MJ /m ² /kW）	特高	0.283		0.283		0.253		0.253		0.236	
		高圧	0.247		0.247		0.233		0.233		0.231	
		低圧10kW以上	0.237		0.237		0.214		0.214		0.205	
		低圧10kW未満	0.205		0.205		0.183		0.183		0.173	
	出力想定値(※1) （万kW）	特高④	260.3		237.3		243.4		151.1		247.5	
		高圧⑤	329.3		302.8		331.5		213.7		334.6	
		低圧10kW以上⑥	260.3		235.6		249.9		160.7		244.0	
		低圧10kW未満⑦	172.8		158.6		161.3		102.3		155.0	
想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（低圧10kW未満のみ考慮）		▲ 20.8		▲ 20.9		▲ 20.6		▲ 19.5		▲ 19.8		
合計⑨		④＋⑤＋⑥＋⑦＋⑧	1,001.9	913.4	965.5	608.3	961.3					
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	55.4	55.4	55.4	56.1	56.1					
		高圧以下⑪	6.2	6.2	6.2	6.1	6.1					
		合計（⑩＋⑪）	61.6	61.6	61.6	62.2	62.2					
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	28.4	20.3	10.6	14.1	3.2					
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	3.1	2.3	1.2	1.5	0.3					
合計⑭		⑫＋⑬	31.5	22.6	11.8	15.6	3.5					
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	72.9	当日見直しがあ れば記載	75.7	当日見直しがあ れば記載	75.2	当日見直しがあ れば記載	73.3	当日見直しがあ れば記載	74.1	当日見直しがあ れば記載
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	48.2		57.9		18.0		54.7		58.1	
		(L) 原子力	298.3		298.4		298.4		297.5		297.4	
		(J) 一般水力	27.1		31.7		29.6		88.0		64.6	
		(K) 地熱	16.7		16.7		16.8		14.6		14.5	
		(H) バイオマス専焼電源	35.3		34.6		33.3		36.0		40.1	
		(I) 地域資源バイオマス	25.9		25.2		30.6		25.9		25.4	
		(E-1) 太陽光⑨	1,001.9		913.4		965.5		608.3		961.3	
		(E-1) 風力⑭	31.5		22.6		11.8		15.6		3.5	
		(E-2) 想定誤差量	19.0		32.0		61.5		308.0		15.0	
	エリア供給力 計⑮		1,576.8	1,508.2	1,540.7	1,521.9	1,554.0					
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）③	725.0	865.0	675.0	745.0	785.0					
		揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 227.1	▲ 227.1	▲ 227.1	▲ 159.1	▲ 159.1				
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 4.5	▲ 4.5	▲ 4.4	▲ 4.4	▲ 4.4				
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 144.2	▲ 142.6	▲ 140.1	▲ 174.1	▲ 177.7				
			送電	(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力①② ⑲	10.6	0.0	0.0	0.0	0.0			
		エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）		1,090.2	1,239.2	1,046.6	1,082.6	1,126.2				
				【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,576.8	／	1,508.2	／	1,540.7	／	1,521.9	／	1,554.0	／
	エリア需要等 計⑳		1,090.2		1,239.2		1,046.6		1,082.6		1,126.2	
	判定		○		○		○		○		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝(⑮－⑳)		486.6		269.0		494.1		439.3		427.8	

（※1） 地点1～67の合計
（※2） 地点1～67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)差異理由

- (a) 連系統運用容量を維持するための電制量確保
(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加

- (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画

- (g) オーバーホールによる停止
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 下げ調整力確保済みのため対応不要

- (j) 電気設備点検
(k) ポンプ水車発電電動機 外部点検他
(l) 設備トラブルに伴う一部停止

- (m) 低温停止
(n) 設備不具合に伴う下限制約
(o) 他の供給区域の受電可能量不足

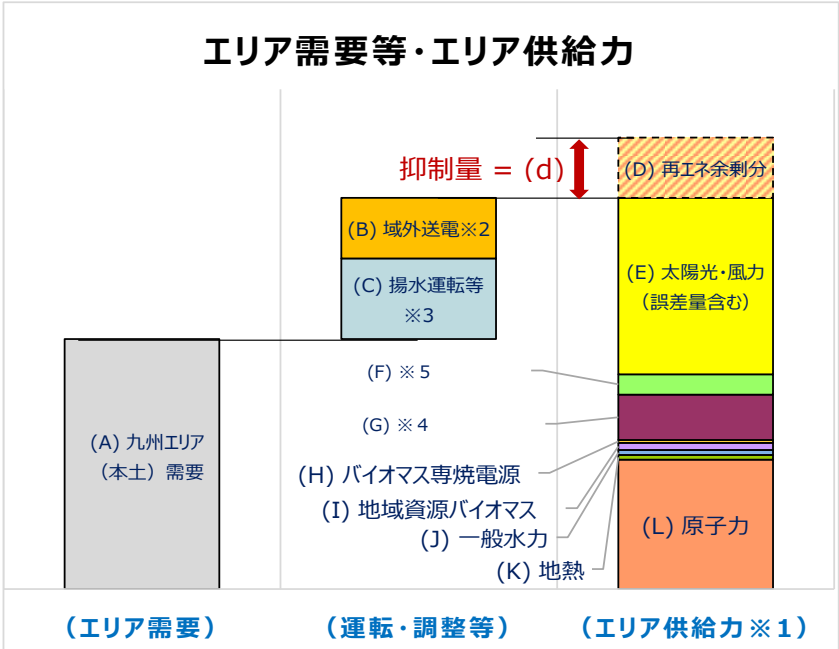
[万 kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
調整力として あらかじめ確保する 発電設備等 (火力) L F C調整力 2％確保の発電	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	石炭	松浦	12.4	12.4	0.0		12.4	12.4	0.0		15.7	15.7	0.0		12.4	12.4	0.0		12.4	12.4	0.0	
		峇北	8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0		8.8	8.8	0.0	
		新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	L N G	新大分（コンバインド）	51.7	51.7	0.0		54.5	54.5	0.0		50.7	50.7	0.0		52.1	52.1	0.0		52.9	52.9	0.0	
合計			72.9	72.9	0.0	—	75.7	75.7	0.0	—	75.2	75.2	0.0	—	73.3	73.3	0.0	—	74.1	74.1	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
調整力として あらかじめ確保する 発電設備等 (揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	大平	1	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)	▲ 26.1	0.0	26.1	(g)
		2	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0	
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		3	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)
		4	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	0.0	34.0	(j)	▲ 34.0	0.0	34.0	(j)
	合計			▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 227.1	26.1	—	▲ 253.2	▲ 159.1	94.1	—	▲ 253.2	▲ 159.1	94.1
優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
需給バランス改善用の 蓄電設備の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	
			▲ 5.0	▲ 4.5	0.5	(l)	▲ 5.0	▲ 4.5	0.5	(l)	▲ 5.0	▲ 4.4	0.6	(l)	▲ 5.0	▲ 4.4	0.6	(l)	▲ 5.0	▲ 4.4	0.6	(l)
優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
調整力としてあ らかじめ確保してい ない発電設備等 (火力)	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	電制電源	A	0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0	
		B	27.2 [29%]	27.2	0.0		27.2 [29%]	27.2	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		27.2 [29%]	27.2	0.0		27.2 [29%]	27.2	0.0	
	電制電源 を除く	火力他	21.6 [18%]	19.2 [16%]	▲ 2.4	(h)	21.6 [18%]	30.2 [26%]	8.6	(b)	23.9 [20%]	17.7 [14%]	▲ 6.2	(h)	29.5 [22%]	26.6 [20%]	▲ 2.9	(h)	29.5 [22%]	30.1 [23%]	0.6	(b)
		発電設備の補修停止等を考 慮した抑制日の最低出力 （ ）内は、全設備運転時	(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]				(43.6) [24%]			
		自家発余剰	10.0	1.8	▲ 8.2	(f)	10.0	0.5	▲ 9.5	(f)	10.0	0.3	▲ 9.7	(f)	10.0	0.9	▲ 9.1	(f)	10.0	0.8	▲ 9.2	(f)
合計			58.8	48.2	▲ 10.6	—	58.8	57.9	▲ 0.9	—	33.9	18.0	▲ 15.9	—	66.7	54.7	▲ 12.0	—	66.7	58.1	▲ 8.6	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系統活用)	中国九州間連系統線 （関門連系統線） ※1 空容量＝（運用容量） －約定済み域外送電電力 ＝三次調整力①②	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	
		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
		(133.6)				(142.6)				(140.1)				(174.1)				(177.7)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計 ※2 発電設備の補修停止等を 考慮した抑制日の最低出力	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	
		37.1 [59%]	35.3	▲ 1.8	(h)	33.7 [61%]	34.6	0.9	(d)	33.5 [60%]	33.3	▲ 0.2	(h)	28.5 [53%]	36.0	7.5	(d)	34.8 [54%]	40.1	5.3	(d)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)	
		出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—
	出力抑制不可	—[0%]	25.9	—	A(61),B(33),C(4)	—[0%]	25.2	—	A(61),B(33),C(4)	—[0%]	30.6	—	A(61),B(33),C(4)	—[0%]	25.9	—	A(61),B(33),C(4)	—[0%]	25.4	—	A(61),B(33),C(4)	
想定誤差量		4月13日(日)				4月17日(木)				5月4日(日)				5月25日(日)				6月1日(日)				
想定誤差量	出力帯 算定	出力帯	高出力帯				高出力帯				高出力帯				中出力帯2				高出力帯			
		(A)過去 最大出力／設備量	79.7%				79.7%				77.9%				77.9%				74.1%			
		(B)当日 最大出力／設備量	81.0%				73.4%				77.3%				48.7%				76.9%			
	(C)出力率 (B)／(A)	101.6%				92.1%				99.2%				62.5%				103.8%				
	誤差量	太陽光誤差	0.0				13.0				7.5				294.0				0.0			
		エリア需要誤差	19.0				19.0				54.0				14.0				15.0			
		合計	19.0				32.0				61.5				308.0				15.0			

(参考) 当日の需給実績

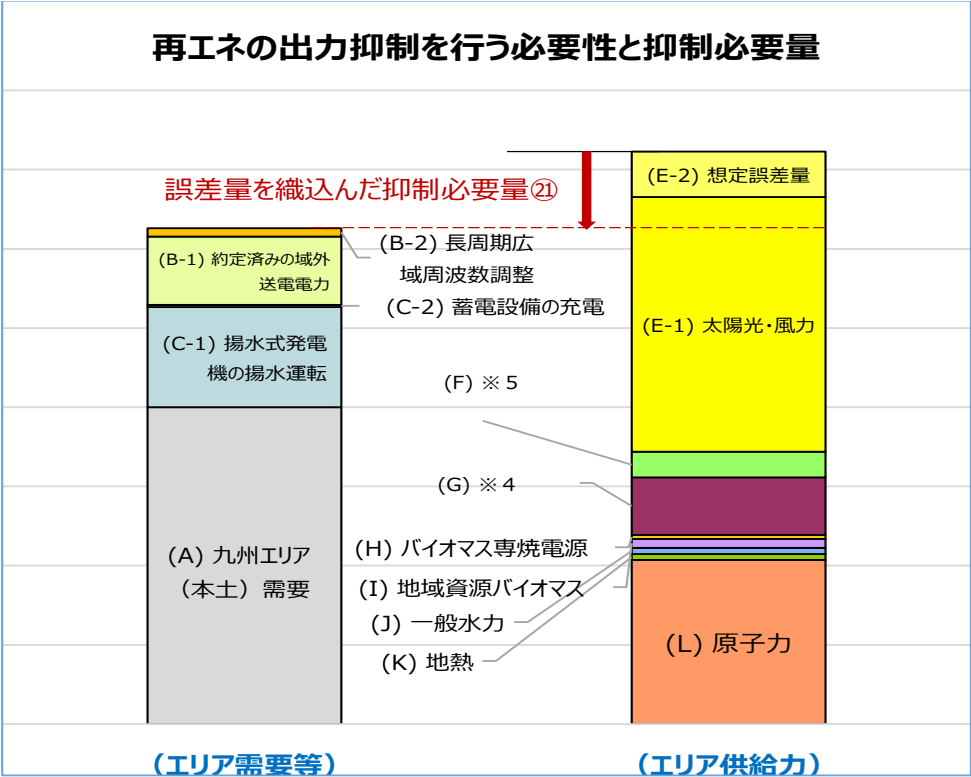
		[万 kW]				
場所		九州本土	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土
下げ調整力最小時刻		4月13日(日) 10時30分～11時00分	4月17日(木) 12時00分～12時30分	5月4日(日) 12時00分～12時30分	5月25日(日) 10時30分～11時00分	6月1日(日) 11時00分～11時30分
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)	13.6	23.8	23.4	19.7	23.8
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	726.6	893.6	652.6	724.8	709.6
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	111.4	124.4	93.3	71.7	77.6
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	41.6	50.2	21.6	56.6	54.4
	(L) 原子力	299.0	299.4	299.0	297.8	298.8
	(J) 一般水力	28.5	22.6	24.9	117.8	68.1
	(K) 地熱	16.4	16.4	22.7	15.5	16.7
	(H) バイオマス専焼電源	35.0	35.8	30.8	30.4	37.0
	(I) 地域資源バイオマス	12.9	15.2	26.6	13.9	17.9
	太陽光 (抑制量含む)	873.5	784.5	965.6	503.9	867.4
	(E) 風力 (抑制量含む)	26.4	19.0	10.4	14.9	1.2
	エリア供給力計	1,444.7	1,367.5	1,494.9	1,122.5	1,439.1
	揚水運転等 (C) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (揚水)	▲ 149.8	▲ 125.2	▲ 192.8	▲ 142.8	▲ 142.6
	需給バランス改善用の蓄電設備の充電					
	域外送電 (B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 122.0	▲ 142.6	▲ 140.1	▲ 175.7	▲ 176.7
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 446.3	▲ 206.1	▲ 509.4	▲ 79.2	▲ 410.2
	供給力計	726.6	893.6	652.6	724.8	709.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。
- ※ 3 : 蓄電設備の充電。
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。
- ※ 5 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性（別紙 1）のイメージ図



再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の 出力抑制の検証における基本的な考え方

～九州電力送配電編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 長周期広域周波数調整
 - (6) バイオマス専焼電源
 - (7) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性
 - (参考 1) 九州電力送配電の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
 - (参考 2) 指定ルールの一律制御の具体的運用
 - (参考 3) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）（電制電源除く）の出力抑制に関する調整状況

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

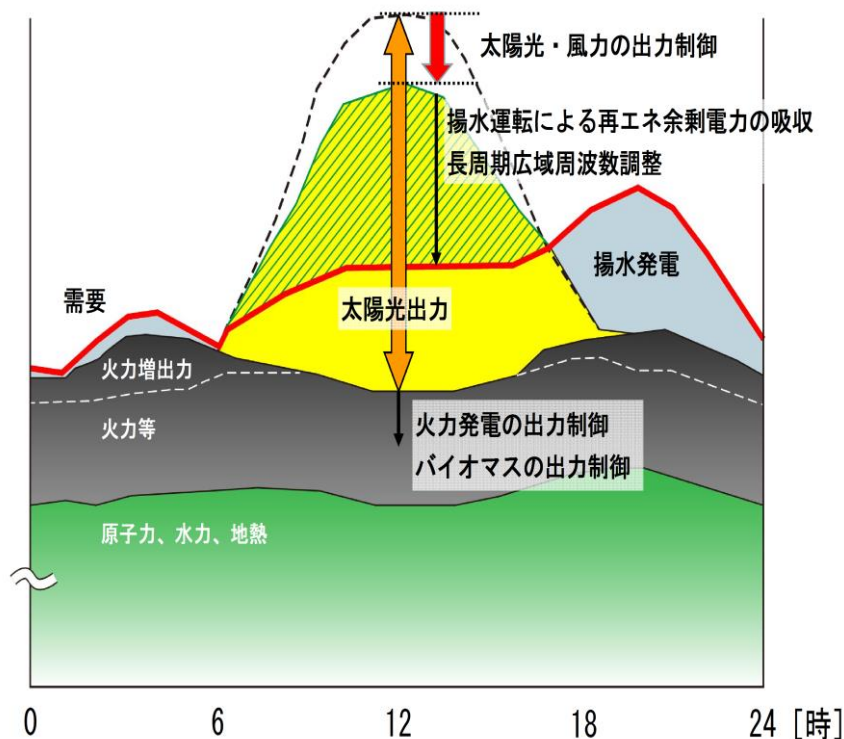
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イからニより、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について、下記（ア）から（ウ）に掲げる措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

(2) 上記（1）を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で措置を講じる。

- ① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について、下記（ア）から（ウ）に掲げる措置

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

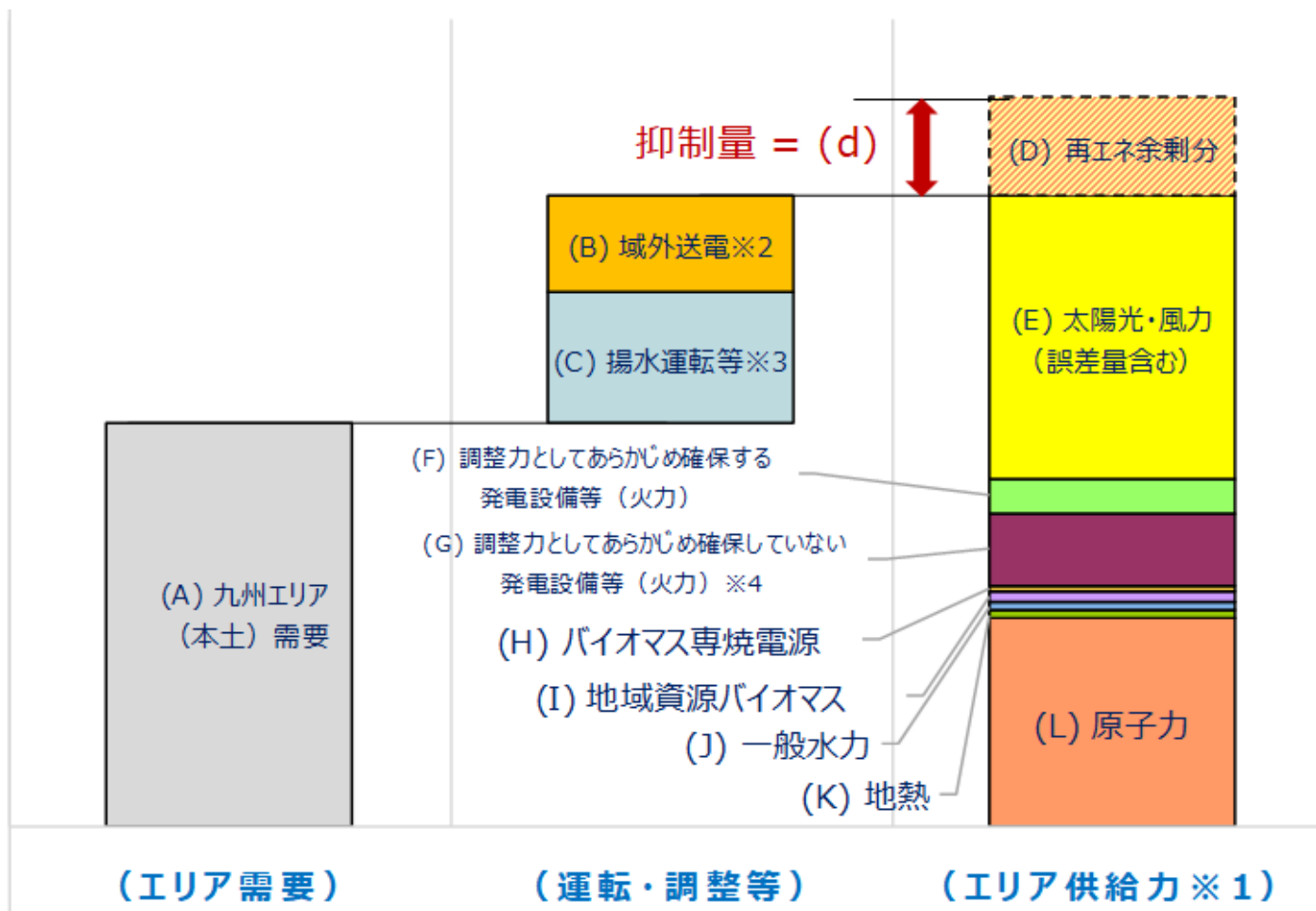
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要等・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。

※ 3 : 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4 : バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ（気象予測）に基づき、想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

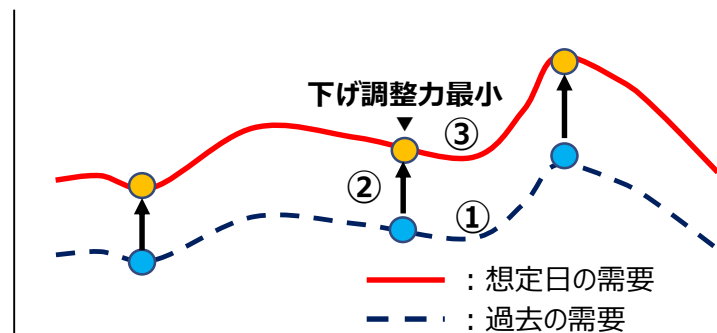
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

福岡、熊本、鹿児島の翌日気温予想の加重
平均と、①の気温実績との気温差を算出し、
気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

需要想定のイメージ図

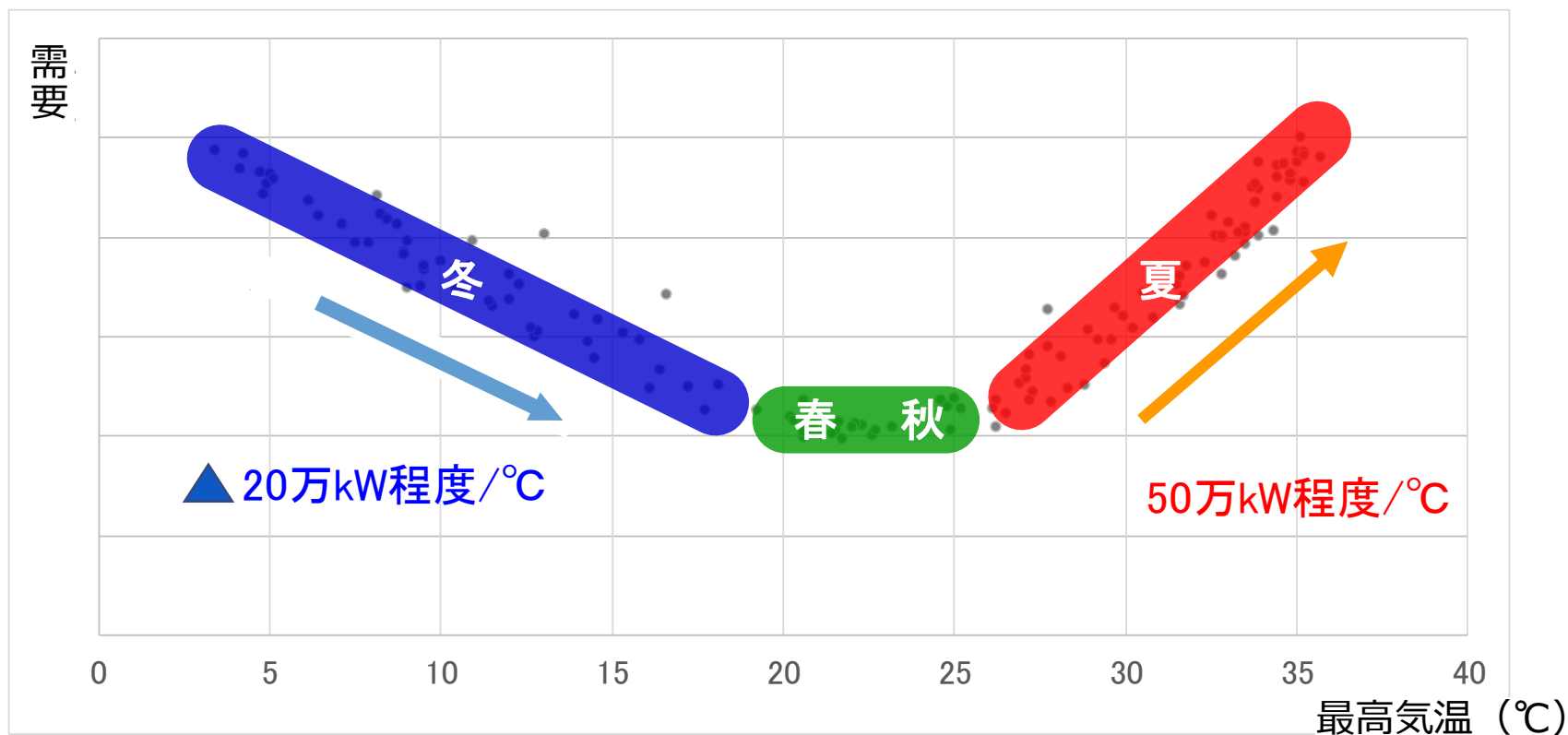


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

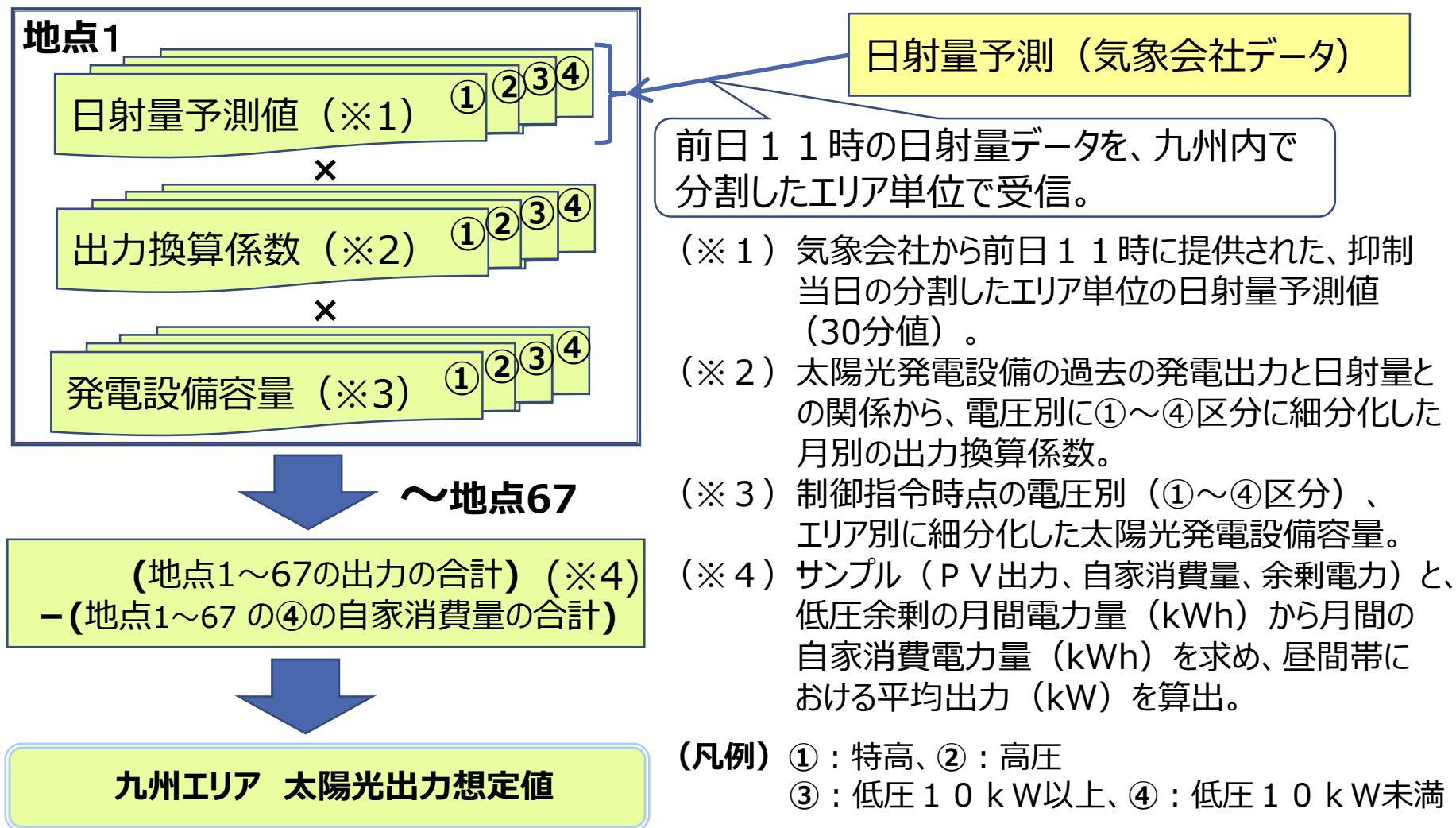
（気温感応度グラフの説明）

- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 1 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



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）〕

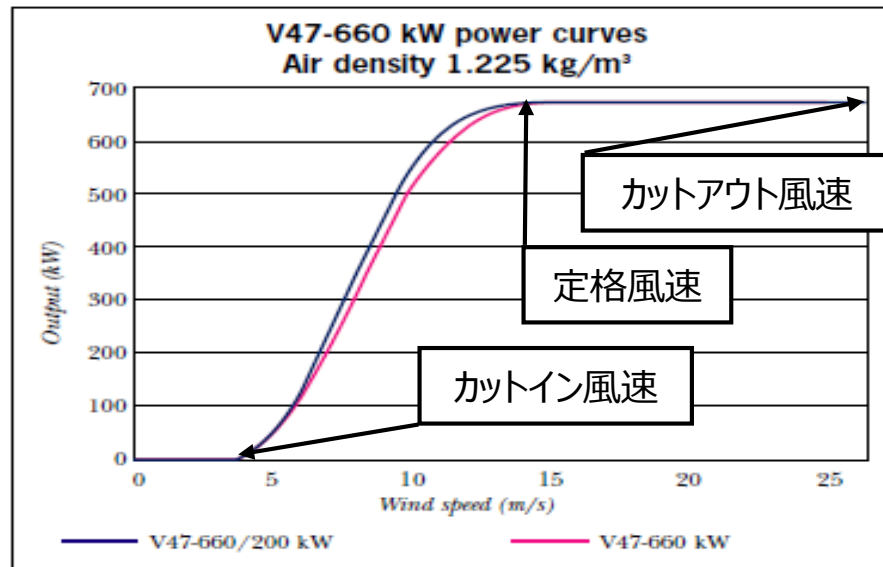
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)

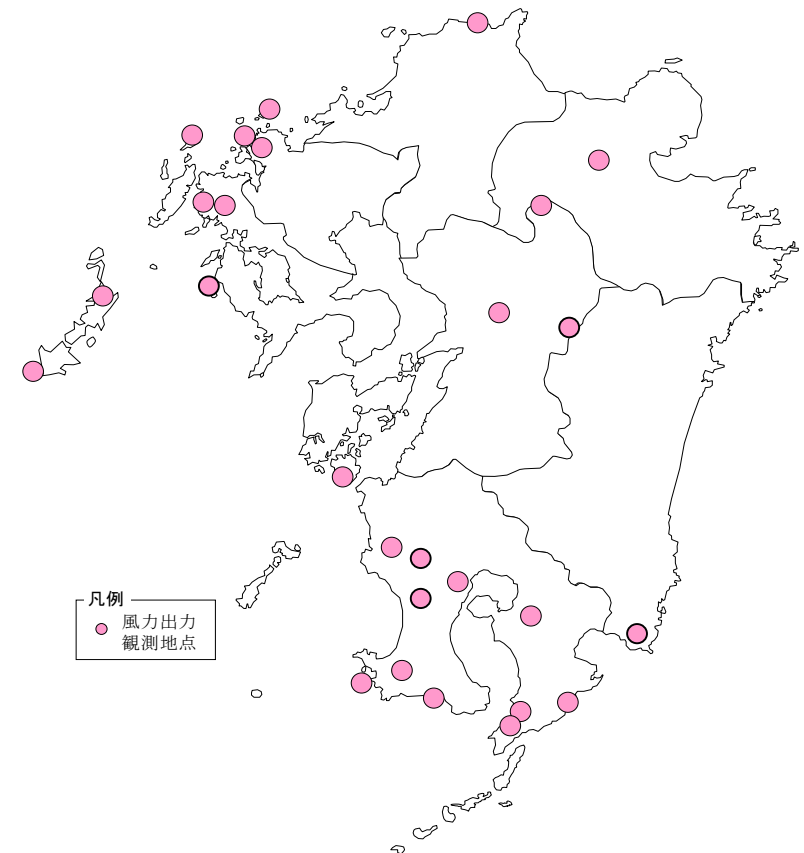
A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

(※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〕



調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、九州電力送配電が公表している「給電運用基準－需給運用ルール 第3章 平常時の需給運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

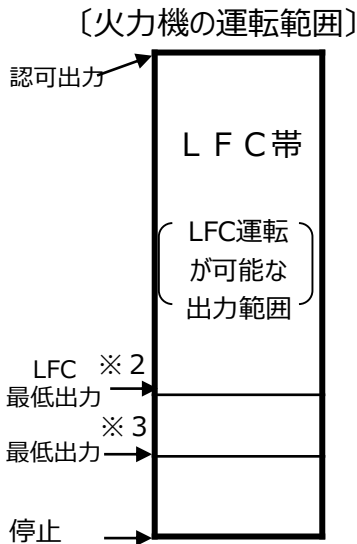
○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の対応

- ①石油火力は全台停止
- ②石炭火力
- ③LNG火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。
可能な限り毎日起動停止（DSS：Daily Start Stop）で対応する。
LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費や補助蒸気確保に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。具体的には以下のとおりとする。

- ・新大分発電所は、1号系列×6台、2号系列×4台、3号系列×4台の合計14台の発電機のうち、各系列において補助蒸気確保に必要な発電機のみ確保し、それ以外は停止する。
 - ・1号系列、2号系列は、それぞれ1台を残しLFC最低出力運転
 - ・3号系列は、4台のうち1台を残しLFC調整力2%を確保



※2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

※3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

九州電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大平	1	▲26.1
	2	▲26.1
天山	1	▲32.5
	2	▲32.5
小丸川	1	▲34.0
	2	▲34.0
	3	▲34.0
	4	▲34.0
合計： 8 台		▲253.2

九州電力送配電が保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、豊前蓄電池変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

九州電力送配電の 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
豊前蓄電池変電所	▲5.0

調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※１）まで抑制する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙２」参照。**

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の対応

①電制電源（※２）

運転中の電制電源の合計出力が、中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力（※１）を下回らない範囲まで抑制する。
前日スポット市場（※３）において、約定済みの電力を含む。

②電制電源を除く火力電源（※４）

副生ガスの消費を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。
最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

③自家発電余剰分（※４）

発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

（※１）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※２）異常時において、電力系統の崩壊防止または電力設備の保安のため、制御装置などにより一部の発電機を緊急に遮断することのできる電源をいう。

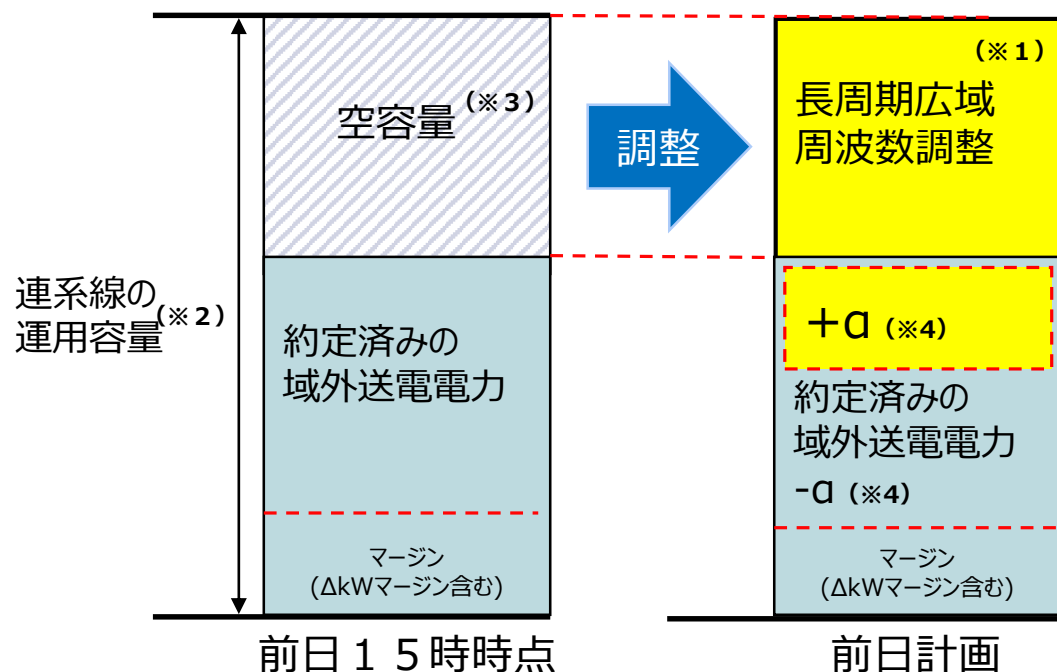
（※３）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（JEPX：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、JEPXが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※４）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考３」参照。

中国九州間連系線（関門連系線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

（※ 1）供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



（※ 2）流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

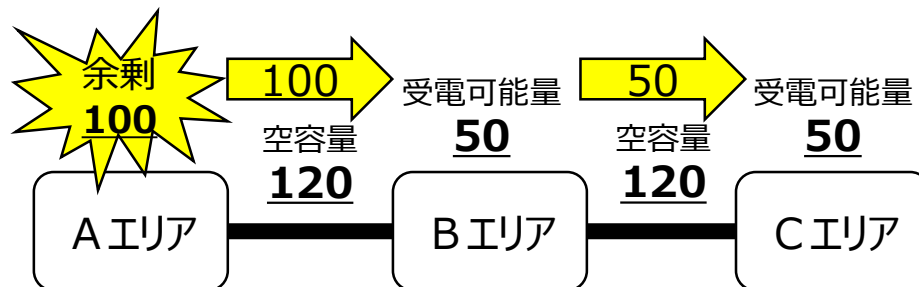
（※ 3）空容量
 $\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）から再エネに差し替わる。（ $= \alpha$ ）

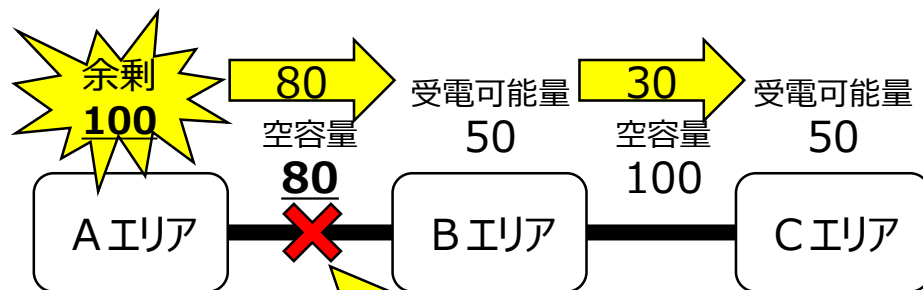
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

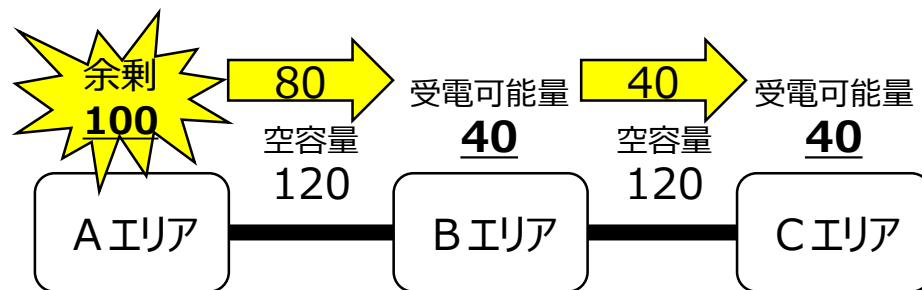
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



連系線の空容量不足
（他エリアは再エネ余剰電力を受電可能だが、連系線の空容量が不足し送電できない）



他エリアの受電可能量不足
（連系線に空容量はあるが、他エリアに再エネ余剰電力の受け皿がない）

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、九州電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙 2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、九州エリアの発電所数

【理由】

- A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）
- B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

【発電所数】

6 1
3 3
4

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

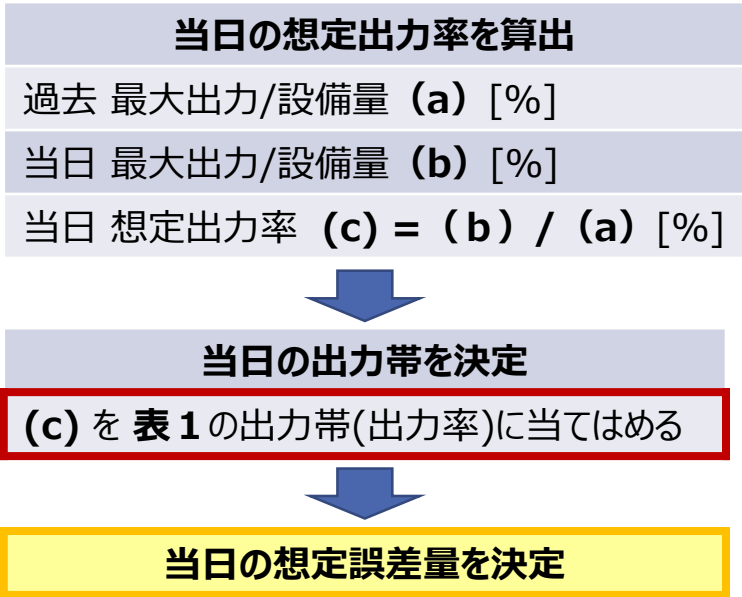
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	13	19	32
中出力帯 1	(67.5%～90%)	201	33	234
中出力帯 2	(45%～67.5%)	329	72	401
低出力帯 1	(22.5%～45%)	256	33	289
低出力帯 2	(～22.5%)	279	20	299

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

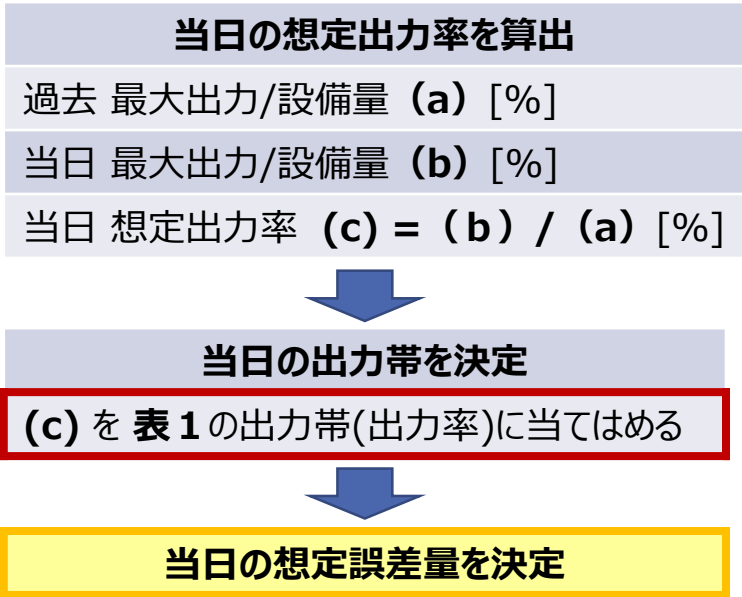
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		5月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	15	54	69
中出力帯1	(67.5%～90%)	169	0	169
中出力帯2	(45%～67.5%)	294	14	308
低出力帯1	(22.5%～45%)	375	29	404
低出力帯2	(～22.5%)	197	20	217

表2 想定誤差量の決定フロー



太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定 of 最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

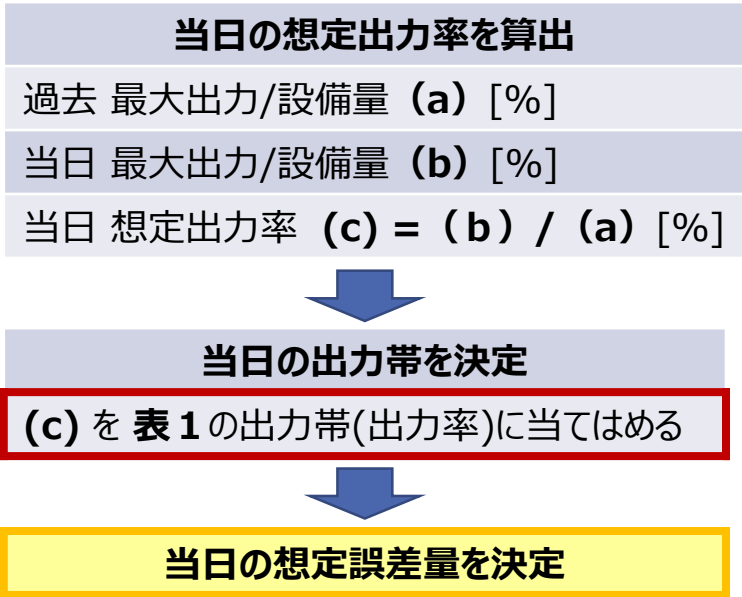
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

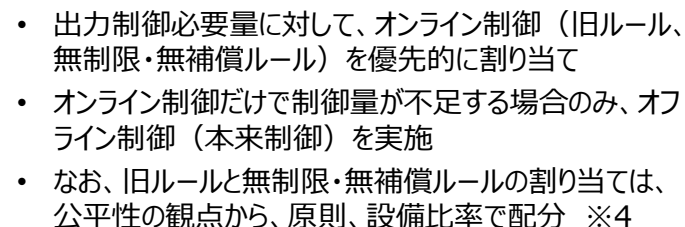
出力帯 (最大出力に対する出力率)		6月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	99	15	114
中出力帯1	(67.5%～90%)	242	40	282
中出力帯2	(45%～67.5%)	348	0	348
低出力帯1	(22.5%～45%)	300	40	340
低出力帯2	(～22.5%)	180	28	208

表2 想定誤差量の決定フロー



また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのオフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW、年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施することとしている。

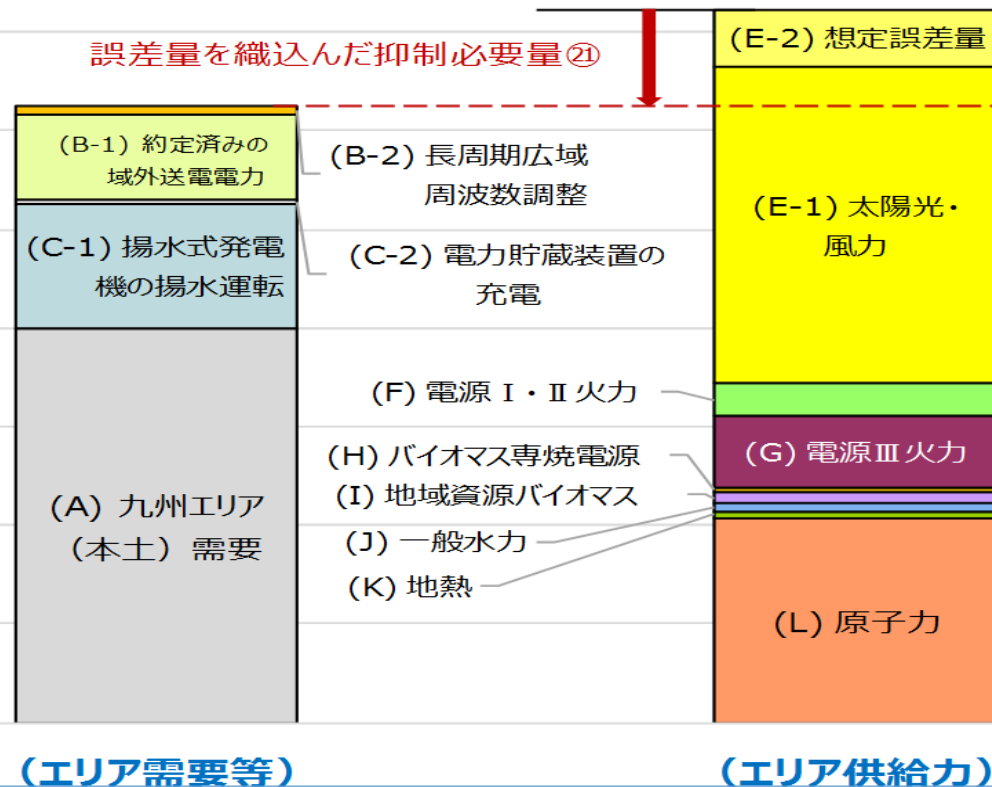
（オンライン代理制御での運用）



※4：2023年度は当初計画に比べ制御機会が増加していることから、オンライン代理制御のメリットを最大限活用しつつ、旧ルール事業者さまの制御回数を30日以内（無制限・無補償ルール事業者さまは30日を超過する場合あり）とする運用を9月以降実施。

電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



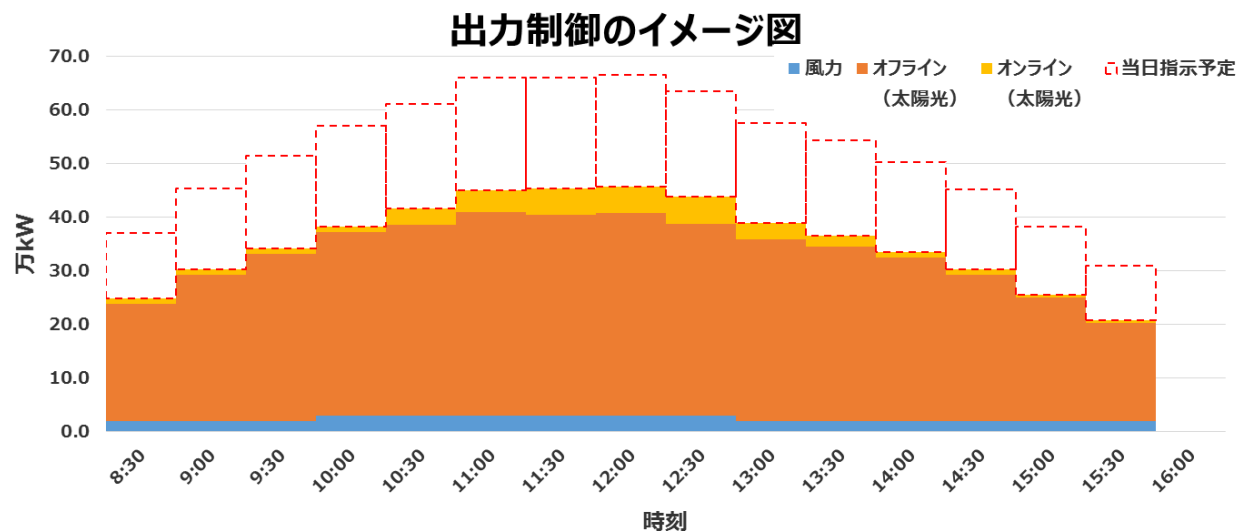
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- ・2021年度においては、旧ルール(オフライン)事業者の出力制御上限である30日を超える見通しであることから、指定ルール事業者の一律%制御へと運用を見直すが、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう旧ルール事業者の年間制御上限30日を最大限活用する。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

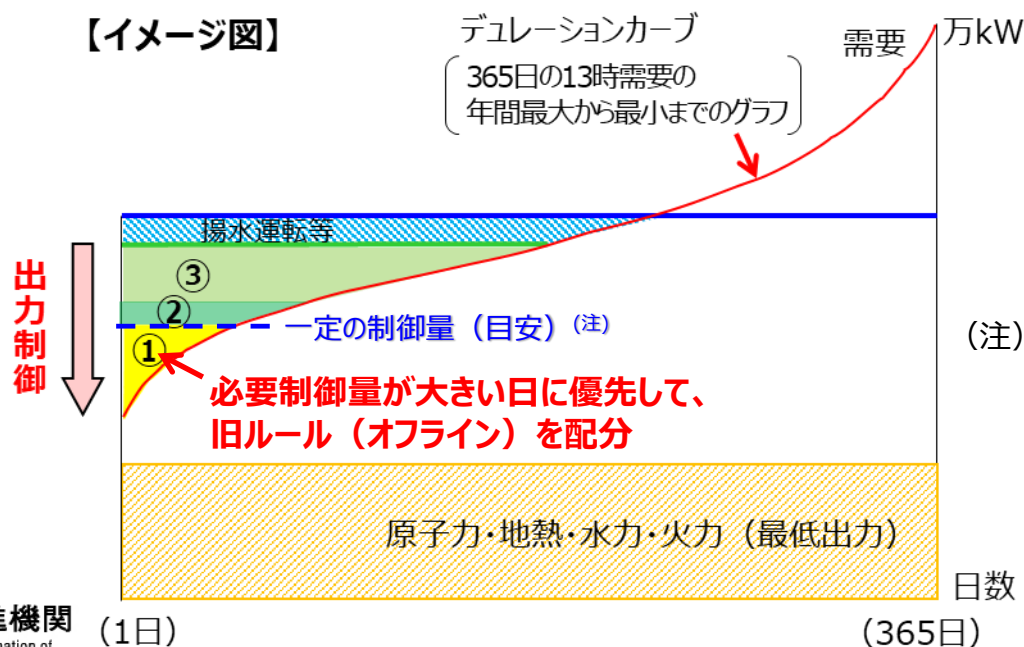
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



九州電力送配電は、再エネ接続量の増加により、2021年度の実出力制御の見通しが、旧ルール事業者の実出力制御上限30日を超える見込みとなったことから、指定ルール事業者を一律%制御とする運用を開始。

【指定ルール一律制御時の具体的な運用の考え方】

- ①前日段階で指令が必要な旧ルール（オフライン）事業者は、当日の天候悪化等による太陽光下ブレ時の不要な制御を極力回避するため、必要制御量が多い日（下図①）に優先して、年間制御日数が30日となるよう制御量を配分。（配分量は制御実績を反映しながら、都度調整）
- ②旧ルール（オンライン）事業者については、年間制御日数上限30日を最大限に活用しながら、現行どおり必要な時間に交替制御。（下図②）
- ③指定ルール（オンライン）事業者は、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合（下図③）に、一律制御（追加制御）を実施



（注）年間シミュレーションを実施し、旧ルールオフラインの年間制御日数が30日/発電所となるように、各月の出力制御目標値を設定。目標値は、制御実績に応じたシミュレーション結果により、都度見直し。

九州電力送配電は、優先給電ルールに基づく、九州エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（電制電源除く）火力発電所の出力抑制について、17者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
① 定格出力の0％程度まで抑制	2者（火力）	40.7	0.0（0％）
② 定格出力の30％程度まで抑制	4者（火力）	13.7	3.9（28％）
		30.0	9.0（30％）
		35.8	7.0（20％）
		34.9	10.2（29％）
③ 一定期間後には定格出力の50％まで抑制	1者（バイオマス混焼）	11.2	5.6（50％）
	1者（火力）	15.8	7.9（50％）
④ 自家消費相当分まで抑制	9者（自家発電余剰電源）	－	10.0 ※ 1
計	17者	182.8	53.6（24％） ※ 2

(※1) 自家発電事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※2) 出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）。

九州エリアにおける需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

九州電力送配電株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、九州エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 42 回系統 WG(2022 年 10 月 20 日)において、再エネの導入拡大に伴い、出力制御回数やエリアも拡大し、検証日数も増加していることを踏まえ、需給制約による出力制御に関する情報公開・検証の在り方に関して、これまでの検証結果から実制御に影響を与えるような問題が発生していない九州エリアについては、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理されました。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施しています。

[\(参考\)再エネ出力制御時の情報公開について\(2022 年 10 月 20 日 第 42 回系統 WG 資料1\)](#)

1.抑制実施日

下記の 50 日(4 月:22 日、5 月:20 日、6 月:8 日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)	○	6月1日(日)	○
4月2日(水)	○	5月2日(金)	○	6月2日(月)	
4月3日(木)	○	5月3日(土)	○	6月3日(火)	
4月4日(金)	○	5月4日(日)	○	6月4日(水)	○
4月5日(土)	○	5月5日(月)	○	6月5日(木)	○
4月6日(日)	○	5月6日(火)		6月6日(金)	○
4月7日(月)	○	5月7日(水)	○	6月7日(土)	
4月8日(火)	○	5月8日(木)	○	6月8日(日)	
4月9日(水)	○	5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)	○	6月10日(火)	
4月11日(金)	○	5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)	○	6月12日(木)	
4月13日(日)	○	5月13日(火)	○	6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)	○	6月14日(土)	
4月15日(火)	○	5月15日(木)	○	6月15日(日)	
4月16日(水)	○	5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)	○	5月17日(土)		6月17日(火)	○
4月18日(金)	○	5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)	○	5月19日(月)	○	6月19日(木)	○
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)	○	5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)	○	6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)	○	6月23日(月)	
4月24日(木)	○	5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)	○	5月25日(日)	○	6月25日(水)	
4月26日(土)	○	5月26日(月)	○	6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)	○	6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)	○	6月28日(土)	○
4月29日(火)	○	5月29日(木)		6月29日(日)	○
4月30日(水)	○	5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)	○		
合計	22日	合計	20日	合計	8日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制を行う必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について代表日の検証をした結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)九州エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025 年 4 月～6 月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙 1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙 3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～九州電力送配電編～](#)  (XXXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

沖縄本島における需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～ 2025年4月～6月抑制分 沖縄電力～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の状況
- 6．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～沖縄電力編～

沖縄電力は、2025年4月～6月に、沖縄本島において需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を3日間（4月：3日、5月：0日、6月：0日）実施した。

本機関は、業務規程第180条第1項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

※第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや沖縄本島については、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、沖縄電力ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2025年4月～6月の検証を実施した。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況
(データは、「別紙 1」参照)

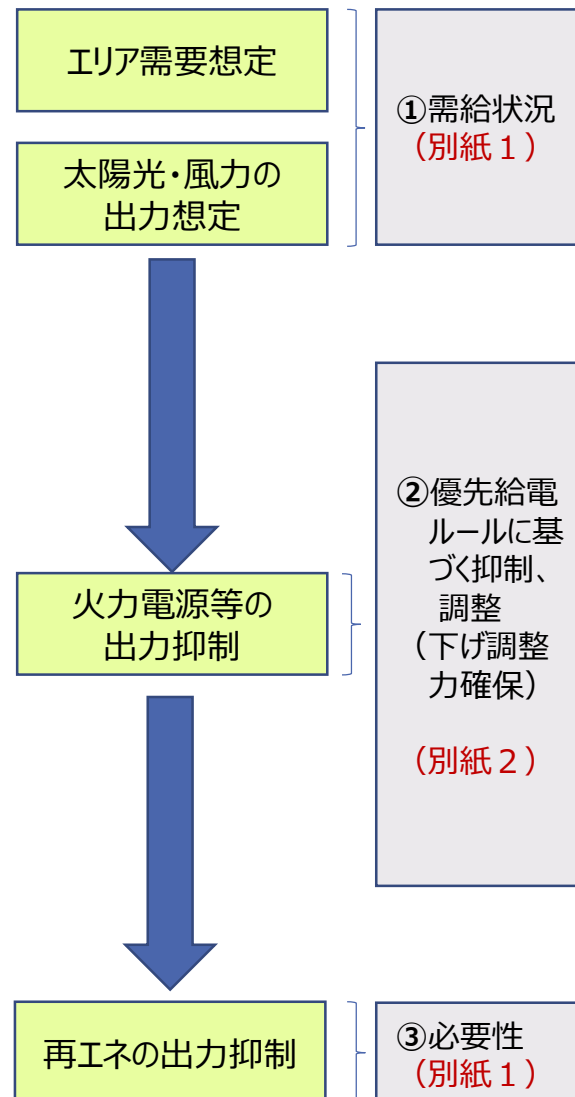
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の
具体的内容（データは、「別紙 2」参照）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）より、L F C 可能ユニットを最低 1 台選定し、且つ、下げ調整力 5.4 万 k W を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。また、再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保しているか。
- ・バイオマス専焼電源を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

- ・上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても上記①で予想したエリア需要等を供給力が上回る結果となっているか。



沖縄電力は、4月の以下の3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	沖縄本島		
指令日時	4月6日(日) 17時	4月14日(月) 17時	4月26日(土) 17時
抑制実施日	4月7日 (月)	4月15日 (火)	4月27日 (日)
最大抑制量 (※1)	0.3万kW	0.7万kW	6.2万kW
抑制時間	12時30分～13時	12時30分～13時	9時～17時
沖縄電力公表サイト	沖縄本島の出力制御指示内容を参照		

(※1) 計画時点における最大抑制量（オフライン制御で確保する制御量＋オンライン制御で当日対応する制御量）を示す。

3. 総合評価(代表日の選定)

○4月～6月に行われた出力抑制日（4月： 3日、5月： 0日、6月： 0日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 4/27(日)
- ・無作為に選定した日…………… 4/ 7(月)、4/15(火)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

4. 総合評価（1／2）

本機関は、下記の代表日について沖縄電力が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	4月		
	7	15	27
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況			
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容			
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	－	－	－
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（対象設備無し）	－	－	－
（5）長周期広域周波数調整（対象設備無し）	－	－	－
（6）バイオマス専焼電源	○	○	○
（7）地域資源バイオマス	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性			
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○
総合評価	○	○	○

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	—
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	点灯需要帯（太陽光出力なし）、需要増加時等の供給力を確保しつつ、LFC可能ユニットを1台選定し、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、最低限必要なユニットのみ運転するよう計画されていた。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	沖縄本島は対象設備無し。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	沖縄本島は対象設備無し。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	沖縄本島は対象設備無し。
（5）長周期広域周波数調整	沖縄本島は対象設備無し。
（6）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（7）地域資源バイオマス	出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

5. 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の状況（2025年4月）

9

沖縄本島では、再エネ出力抑制が必要な断面において、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電機の運転台数は4台を基本としている。

2025年4月7日,15日,27日は牧港（石油）が通常運転不可（不具合）につき、供給力確保のため石川（石炭）火力を連続運転とし、負荷変動への制御性の確保および再エネ出力制御量低減の観点から、牧港GEを追加並列して5台運転とした。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		並列状況（括弧は運用下限の出力）			
		基本構成	4月7日	4月15日	4月27日
石炭	具志川	停止	停止	停止	停止
	金武	1台（10.3）	1台（10.3）	1台（10.3）	1台（10.3）
	石川	1台（10.3）	2台（17.9）	2台（17.9）	2台（17.9）
LNG	吉の浦	1台（14.7）	1台（14.7）	1台（14.7）	1台（14.7）
	YMGT	停止	停止	停止	停止
	MGE	停止	1台（0.5）	1台（0.5）	1台（0.5）
石油	牧港	1台（5.6）	停止	停止	停止
	牧港GT1号	停止	並入不可	並入不可	並入不可
	牧港GT2号	停止	停止	停止	停止
	石川	停止	停止	停止	停止
合計		4台（40.9）	5台（43.4）	5台（43.4）	5台（43.4）

本機関が2025年4月～6月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、専焼バイオマスおよび地域バイオマスの最低出力運転など適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

場所			沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月7日(月) 12時30分～13時		4月15日(火) 12時30分～13時		4月27日(日) 10時～10時30分	
			【需要想定】	【過去需要 b】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】
需要想定	年月日（曜日）		2025.4.7(月)	2023.3.10(金)	2025.4.15(火)	2025.4.7(月)	2025.4.27(日)	2023.4.2(日)
	天候		晴	晴	晴	晴	曇り	晴
過去需要b,cの データ配列は aに同じ	気温（℃）	最高気温/最低気温	23.1/16.2	22.9/16.8	22.8/17.5	23.3/16.6	24.6/20.0	23.6/20.2
	需要 （万kW）	最小	60.4	60.4	59.3	59.3	54.2	54.2
		最大	82.3	82.3	79.9	79.9	77.6	77.6
		下げ調整力最小①	77.9	77.9	77.9	77.9	66.0	66.0
		需要想定値（※の時刻の需要）＝①	77.9	—	77.9	—	66.0	—
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の 出力想定	日射量予測値② （kW / m ² ）	エリア1	0.928		0.993		0.448	
		エリア2	0.940		0.994		0.446	
		エリア3	0.945		0.994		0.448	
		エリア4	0.979		0.993		0.485	
	出力換算係数③（エリア1～4同値）（m ² / kW）		0.836		0.836		0.836	
	発電設備容量④ （万kW）	エリア1	14.2		14.3		14.3	
		エリア2	3.6		3.6		3.6	
		エリア3	13.4		13.4		13.4	
		エリア4	10.6		10.6		10.6	
	出力想定値⑤ （万kW） ⑤＝②×③×④	エリア1	11.0		11.9		5.3	
		エリア2	2.8		3.0		1.3	
		エリア3	10.6		11.1		5.0	
エリア4		8.7		8.8		4.3		
想定自家消費量 ⑥ （万kW）	エリア1	▲0.5		▲0.5		▲0.5		
	エリア2	▲0.1		▲0.1		▲0.1		
	エリア3	▲0.4		▲0.4		▲0.4		
	エリア4	▲0.1		▲0.1		▲0.1		
合計⑦		⑤のエリア1～4の合計）＋（⑥のエリア1～4の合計）	32.0		33.7		14.9	
風力の 出力想定	設備量 （万kW） （各地点周辺の発電 設備量を含む）	地点A	0.27		0.27		0.27	
		地点B	0.76		0.76		0.76	
		地点C	0.20		0.20		0.20	
		地点D	0.00		0.00		0.00	
		地点E	0.20		0.20		0.20	
	出力想定値 ⑧ （万kW）	地点A	0.05		0.09		0.03	
		地点B	0.12		0.33		0.18	
		地点C	0.05		0.10		0.04	
		地点D	0.00		0.00		0.00	
		地点E	0.08		0.08		0.05	
合計⑨		⑧の地点A～Eの合計	0.3		0.6		0.3	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(D),(D-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	43.4	当日見直しが あれば記載	43.4	当日見直しが あれば記載	43.4	当日見直しが あれば記載
		(G) 水力	0.0		0.0		0.0	
		(E) バイオマス専焼電源	0.0		0.0		2.2	
		(F) 地域資源バイオマス	0.7		0.7		0.7	
		(C-1) 太陽光⑦	32.0		33.7		14.9	
		風力⑧	0.3		0.6		0.3	
		(C-2) 想定誤差量	1.8		0.2		10.7	
		エリア供給力 計⑮	78.2		78.6		72.2	
		エリア需要①	77.9		77.9		66.0	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
供給力 確保状況	(D-2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の最大出力 ＋ (D-3)ガスタービン機 ⑮（万kW）		94.0		93.2		93.2	
	再エネの出力低下に対する供給力確保の判定		○		○		○	
	太陽光・風力無し時のエリア予備率⑯＝100×(⑮＋(E)＋(F)＋(G)－①)／①（％）		21.6％		20.5％		45.6％	
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		78.2		78.6		72.2	
	エリア需要①		77.9		77.9		66.0	
	必要性の判定		○		○		○	
(B),(b) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰＝(⑮－①)			0.3		0.7		6.2	

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

[万 kW]														
（※2）系統事故時の下げ調整力5.4万kW確保の発電所 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力） （※3）L F C調整力0.9万kW確保の発電所	優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)
	石炭（※2）	具志川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		金武	10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0		10.3	10.3	0.0	
		石川	10.3	17.9	7.6	(e)	10.3	17.9	7.6	(e)	10.3	17.9	7.6	(e)
	L N G	吉の浦（※3）	14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0	
		吉の浦MGT	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	石油	牧港GE	0.0	0.5	0.5	(l)	0.0	0.5	0.5	(l)	0.0	0.5	0.5	(l)
		牧港	5.6	0.0	▲ 5.6	(e)	5.6	0.0	▲ 5.6	(e)	5.6	0.0	▲ 5.6	(e)
		石川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
牧港G T 1		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
牧港G T 2		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
	石川G T 1	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
合計		40.9	43.4	2.5	—	40.9	43.4	2.5	—	40.9	43.4	2.5	—	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	—	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	対象設備なし		充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	—	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
合計		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	
長周期広域周波数調整（連系統活用）	優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	— 対象設備なし		前日12時時点 の空容量① （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日12時時点 の空容量① （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日12時時点 の空容量① （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
バイオマス専焼電源	優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	電源合計 ※4 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力		合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※1)
			0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		2.2 [50%]	2.2	0.0	
地域資源バイオマス	優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	電源合計		合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由A～C毎 （発電所数）
			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
出力抑制不可		—[100%]	0.7	—	A(9),B(0),C(0)	—[100%]	0.7	—	A(9),B(0),C(0)	—[100%]	0.7	—	A(9),B(0),C(0)	
想定誤差量	想定誤差量		4月7日(月)				4月15日(火)				4月27日(日)			
	出力帯		高出力帯				高出力帯				中出力帯2			
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力／設備量	81.0%				81.0%				81.0%			
		(B)当日 最大出力／設備量	76.6%				80.6%				40.6%			
		(C)出力率 (B)／(A)	94.6%				99.5%				50.1%			
誤差量		1.8				0.2				10.7				

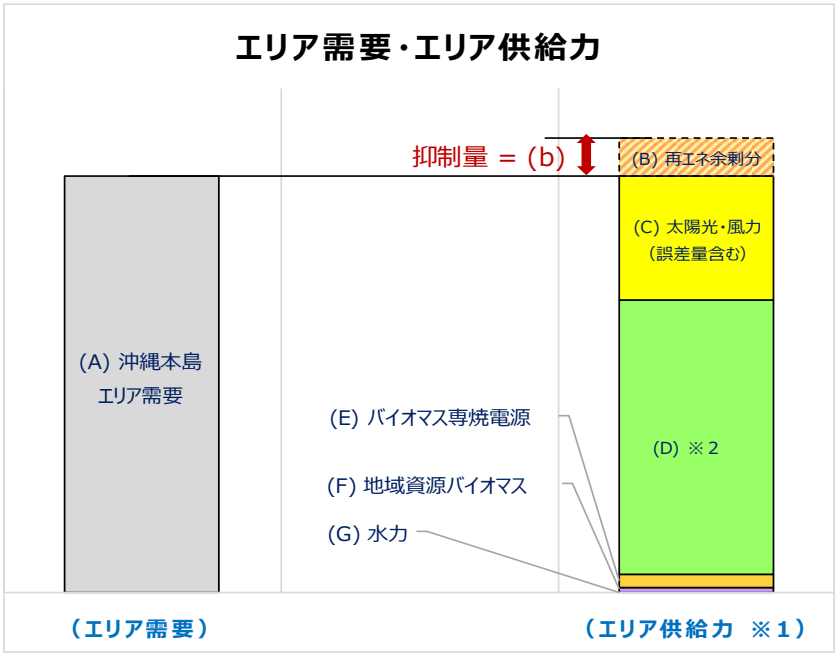
- (※1)差異理由
- (a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
- (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
- (c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
- (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
- (e) 基本構成ユニットの通常運転不可に伴う代替運転
- (f) 発電設備等の不具合による抑制量減少
- (g) 系統作業による停止
- (h) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制限
- (i) 発電所作業（定検等）による発電機出力減少
- (j) 供給力確保のためのユニット入替
- (k) 発電所作業（定検等）による発電機出力増加
- (l) 負荷変動に追従するための制御性の良いユニットの確保
- (m) 発電設備の運用制約に伴う抑制量増加

(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

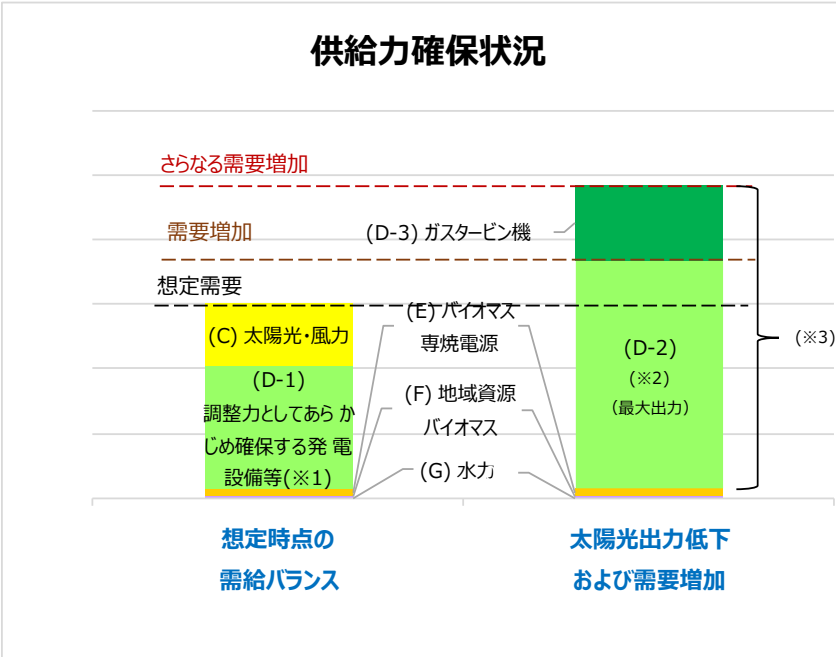
		場所	沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島
		下げ調整力最小時刻	4月7日(月) 12時30分～13時	4月15日(火) 12時30分～13時	4月27日(日) 10時～10時30分
天候・気温	天候		晴	晴	雨
	気温 (℃)		23.3/16.6	22.0/17.6	24.3/20.1
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		77.9	78.9	72.2
	エリア 供給力	(D) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	46.2	44.3	49.2
		(G) 水力	0.0	0.0	0.0
		(E) バイオマス専焼電源	0.0	0.0	2.2
		(F) 地域資源バイオマス	0.7	0.7	0.7
		(C) 太陽光 (抑制量含む)	32.6	33.5	21.5
		(C) 風力 (抑制量含む)	0.4	0.4	0.2
	エリア供給力計		79.9	78.9	73.8
	抑制	(B) 太陽光・風力抑制	▲ 2.0	0.0	▲ 1.6
	供給力計		77.9	78.9	72.2

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図

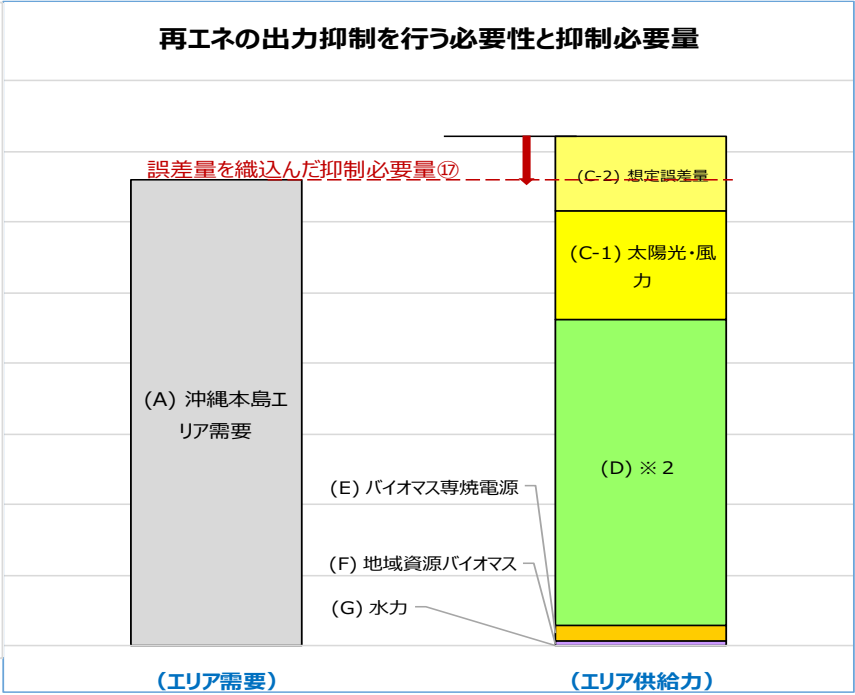


※ 1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
※ 2：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

○供給力確保状況（別紙 1）のイメージ図



○必要性（別紙 1）のイメージ図



再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の 検証における基本的な考え方

～沖縄電力編～

2025年8月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 調整力としてあらかじめ確保する
発電設備等（火力）
 - (2) バイオマス専焼電源
 - (3) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※ 2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

（※ 1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

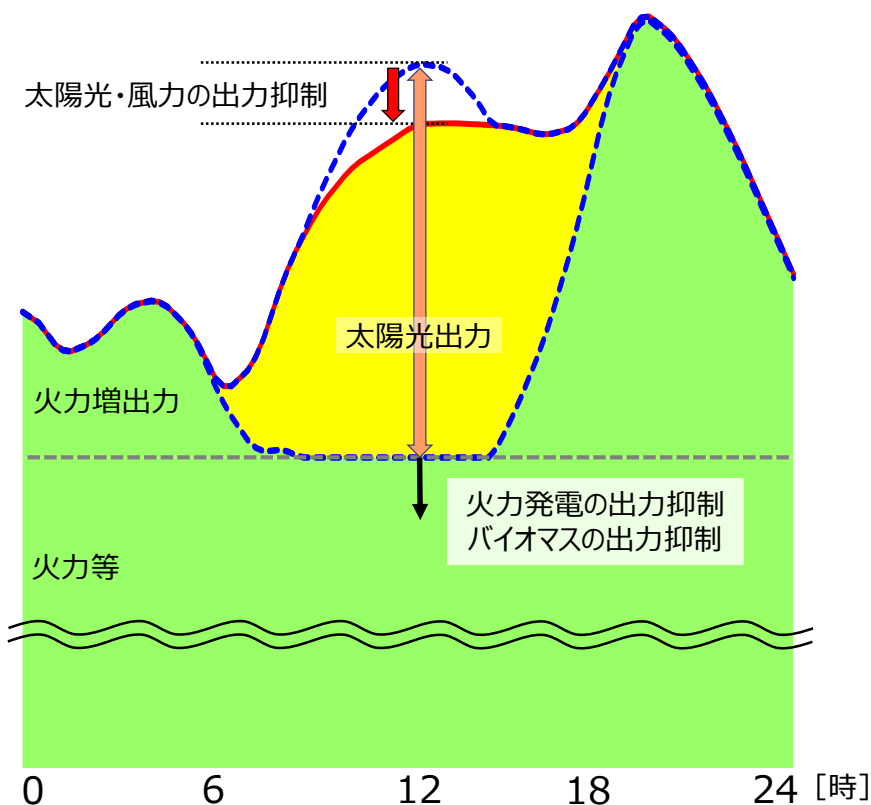
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イから二より、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)



火力電源等の出力抑制

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保する発電設備等について下記①から③に掲げる措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転(※)、(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電(※)

(2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、抑制等の措置を講じる。

① 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等について 下記(ア)から(ウ)に掲げる措置

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

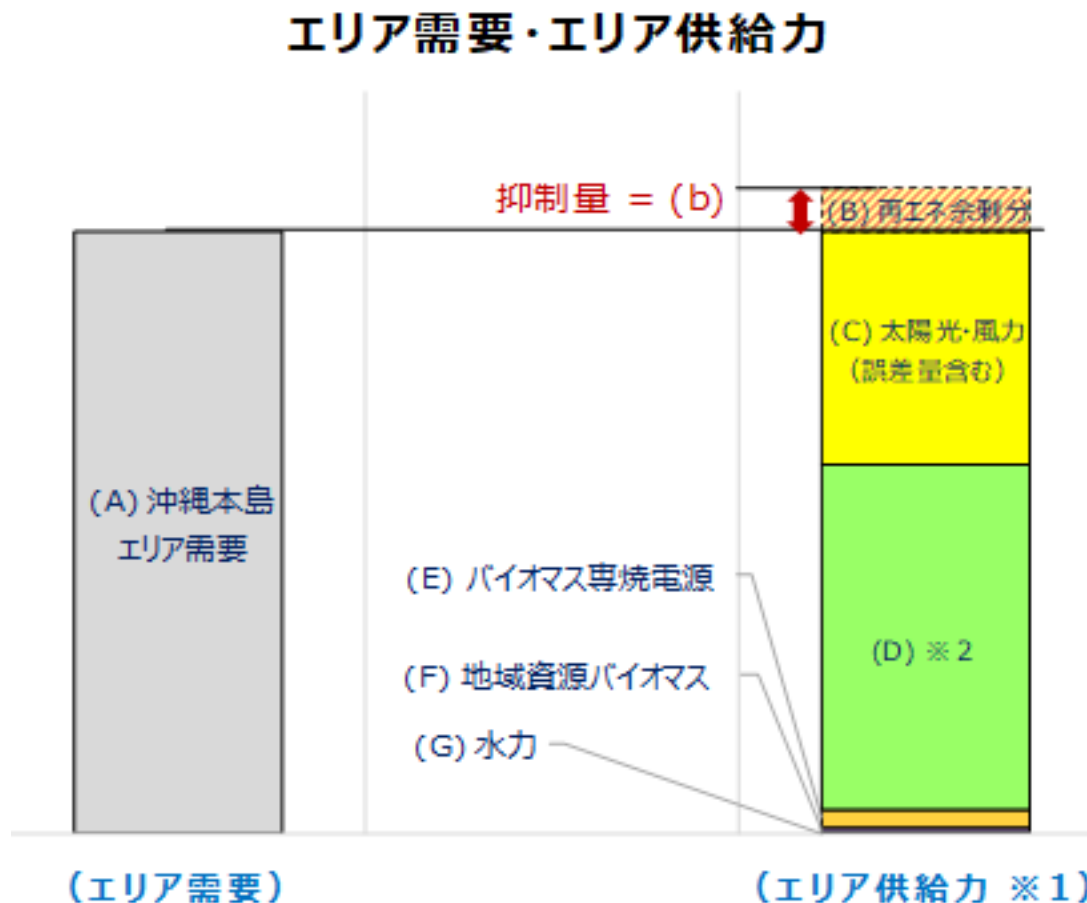
⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 沖縄本島においては、(1)の(イ)および(ウ)、ならびに(2)の①および②は無し。

3. 需給状況（1）エリア需要・エリア供給力

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

エリア需要は、最新の気象予測値に基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**

① 類似日の需要カーブを複数抽出

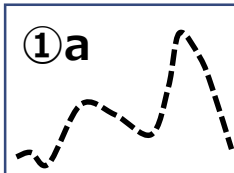
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



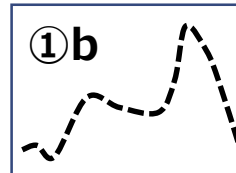
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

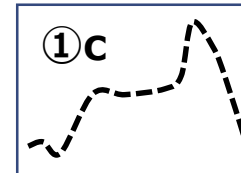
需要想定のイメージ図



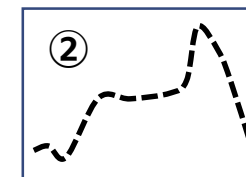
過去の需要a



過去の需要b



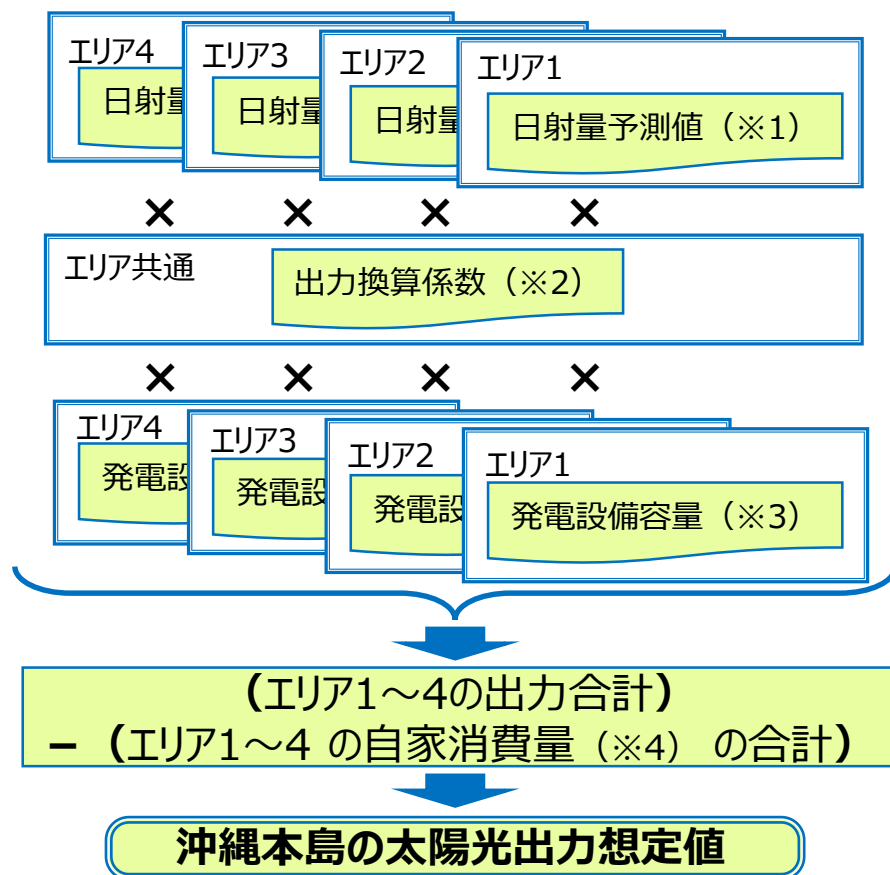
過去の需要c



想定日の需要

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎（エリア 1 ～ 4）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

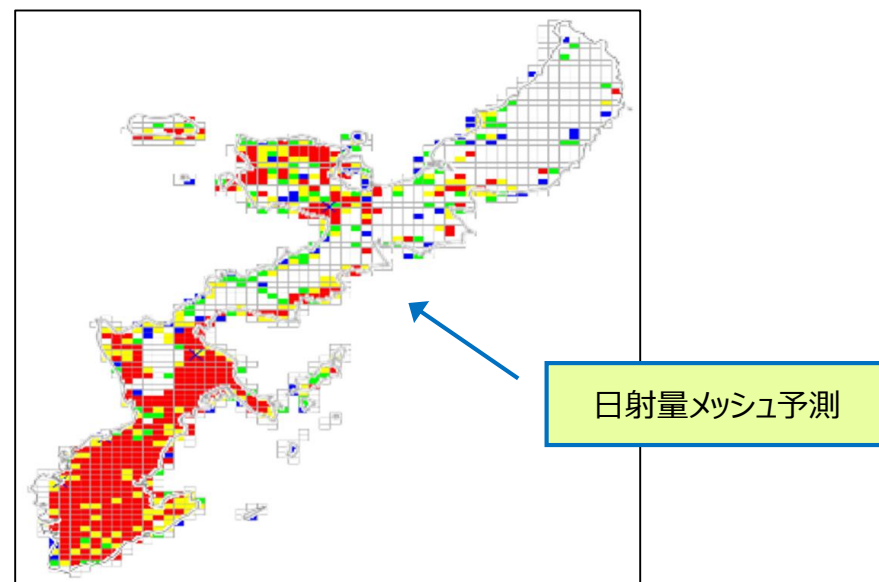
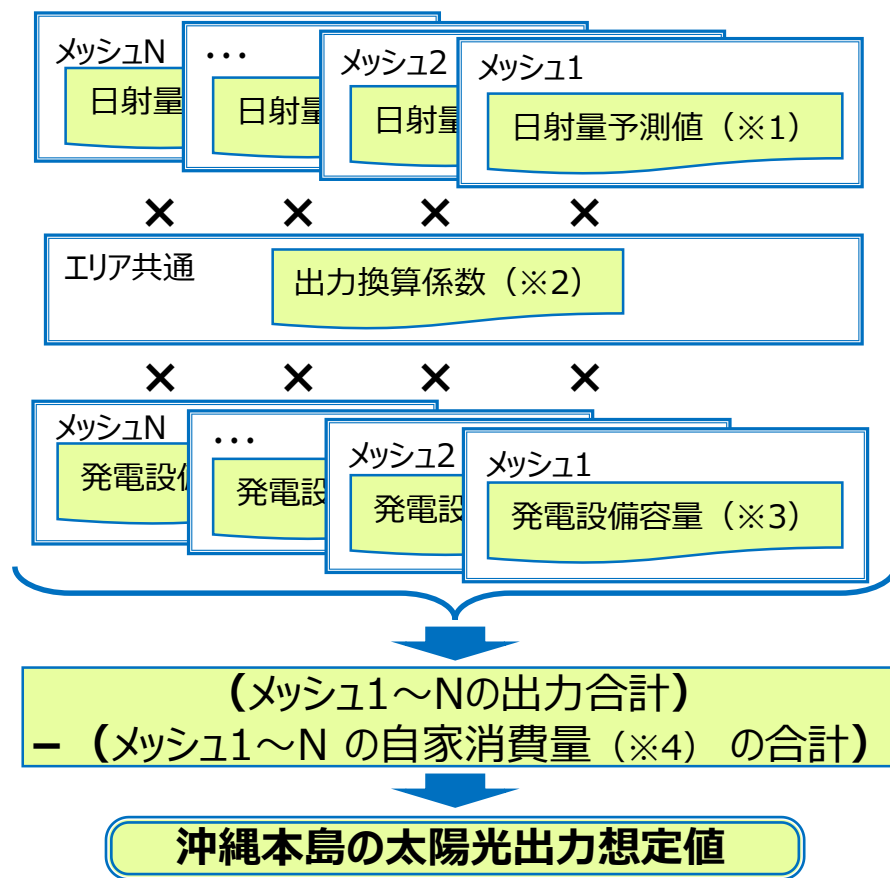
日別の状況は「別紙 1」参照。



- （※ 1） 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- （※ 2） 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- （※ 3） 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- （※ 4） 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、メッシュ毎（メッシュ 1 ～ N）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

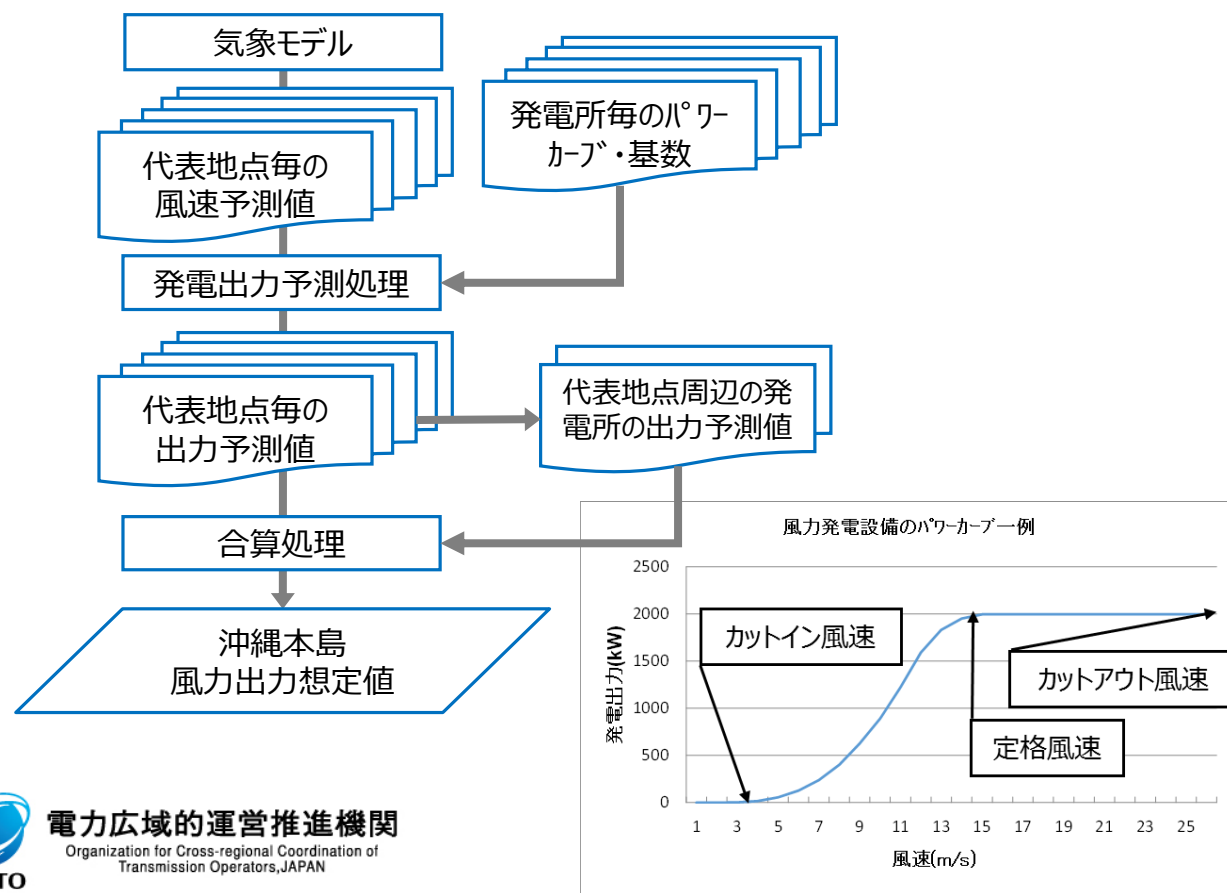
日別の状況は「別紙 1」参照。



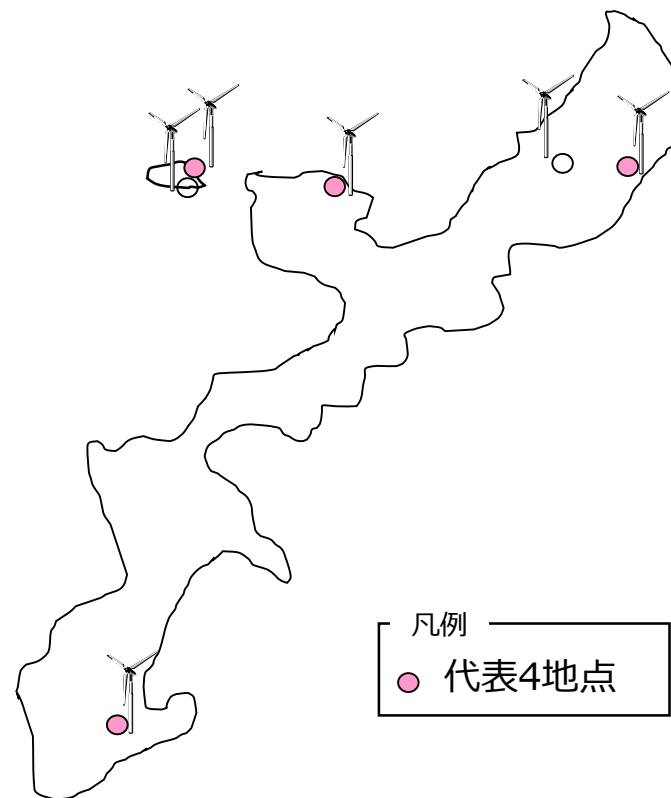
- (※ 1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の分割したメッシュ単位の日射量予測値（30分）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※ 3) 抑制当日のメッシュ単位の太陽光発電設備容量。
- (※ 4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表4地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島の出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値（kW）として算定。



[参考：沖縄本島の風力発電所]

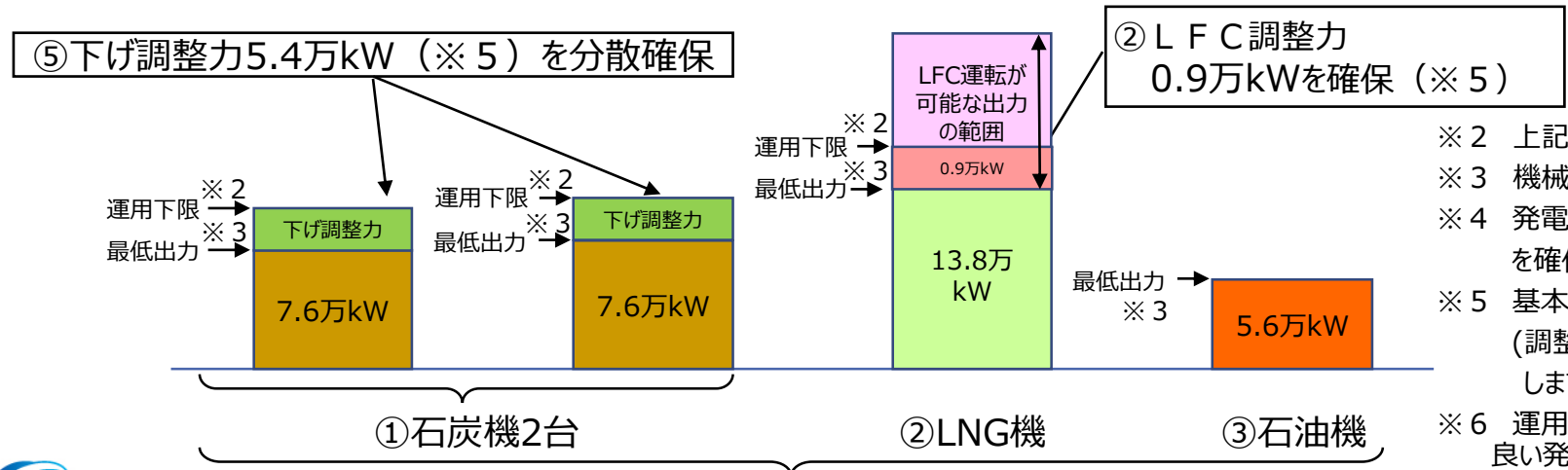


調整力としてあらかじめ確保する発電設備等は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC（※1）可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○沖縄本島では、独立系統および火力発電の運転制約などから、以下の発電機運用を実施

- ①事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ②LFC調整力0.9万kW（※5）確保およびBOG(Boil Off Gas) 消費のためLNG機を1台
- ③負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台（※6）
- ④発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台（※4）で出力を分担
- ⑤系統事故等による停電に備えた下げ調整力（5.4万kW）を並列発電機で分散して確保



- ※2 上記②または⑤を確保した下限出力。
- ※3 機械的に問題無い範囲の下限出力。
- ※4 発電機定検等の関係からGF必要量を確保するために5台運転となる場合がある。
- ※5 基本構成時の調整力を示す。（調整力は確保する発電機により値が変動します）
- ※6 運用制約に伴い、石油機以外の制御性の良い発電機を並入する場合があります。

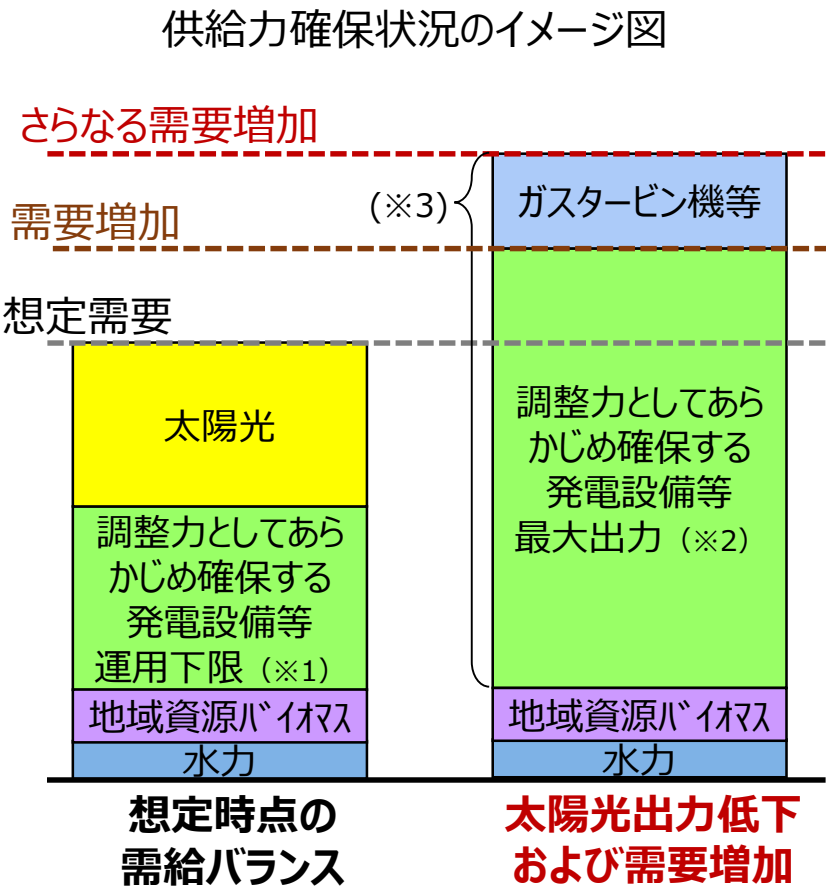
沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する（※2）計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する（※3）計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年4月7日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	—	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	—	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	70.5	94.0



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

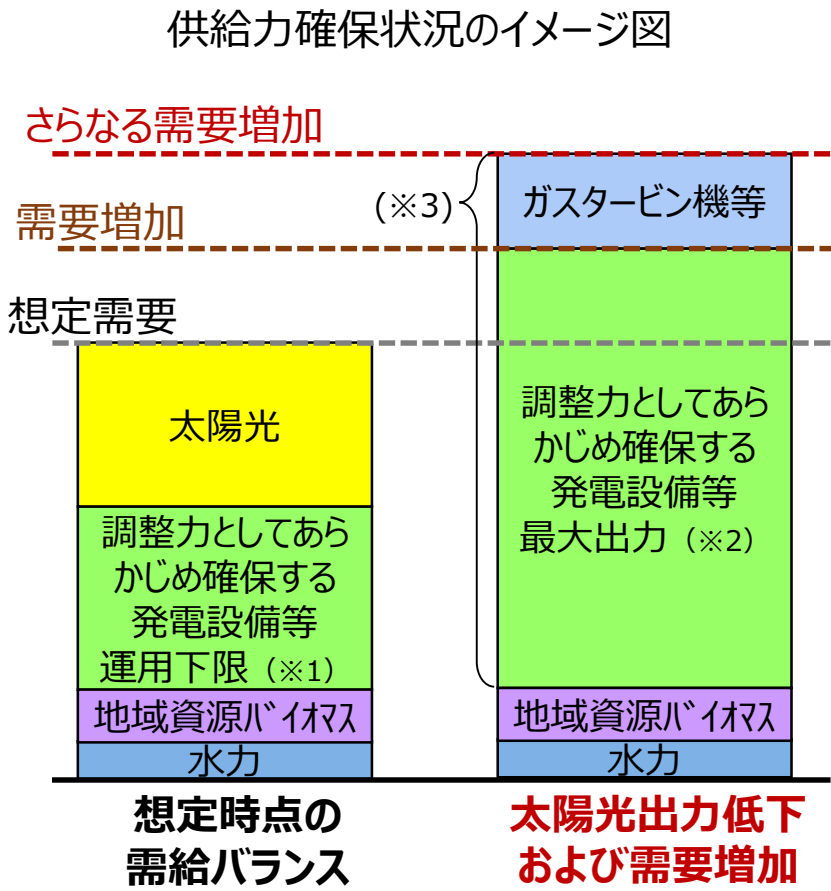
沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する（※2）計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する（※3）計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年4月15日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	3.5	3.5
石油	牧港 ※	—	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	—	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	69.7	93.2



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

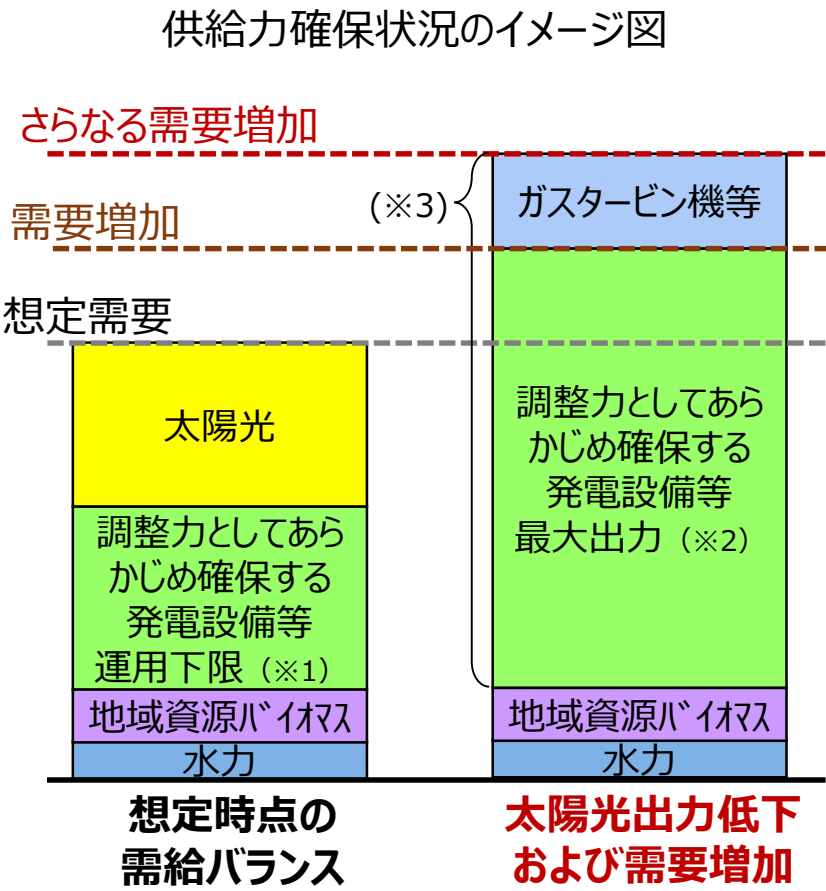
沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機４台の出力増加で供給力を確保する（※２）計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する（※３）計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙２」参照。**

【2025年4月27日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	3.5	3.5
石油	牧港 ※	—	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	—	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	69.7	93.2



※：基本構成時の並列機

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※）沖縄電力と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

沖縄電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。
日別の状況は「別紙 2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、
沖縄本島の発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	9
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	0
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5－9、5－10

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

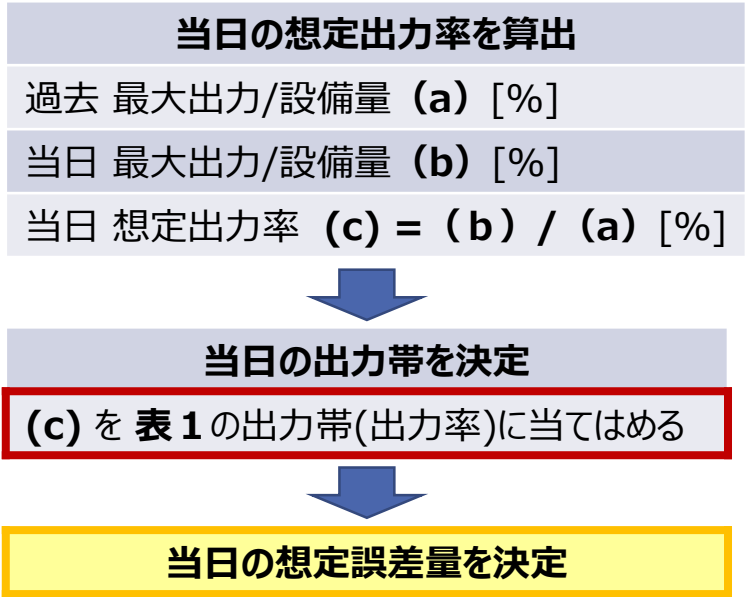
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超えない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（30分コマ毎の前日予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大 誤差量
高出力帯	(80%～)	5.1
中出力帯 1	(60%～80%)	11.3
中出力帯 2	(40%～60%)	13.3
低出力帯 1	(20%～40%)	19.6
低出力帯 2	(～20%)	8.2

表2 想定誤差量の決定フロー

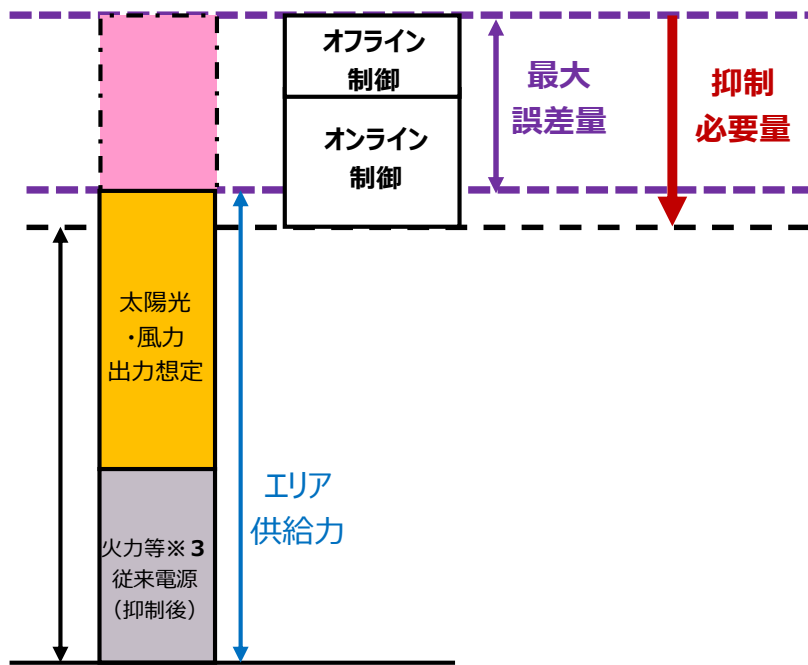


- データ収集期間：2021/4 ～ 2024/3
- 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算
- 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

本機関は、沖縄電力が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第35回系統WGにおいて沖縄電力が示した、原則オンライン制御を優先して配分し※1、2、出力制御の機会が均等となるように出力制御実績の配分を行う方法の導入を確認した。

[2022年4月以降の運用]

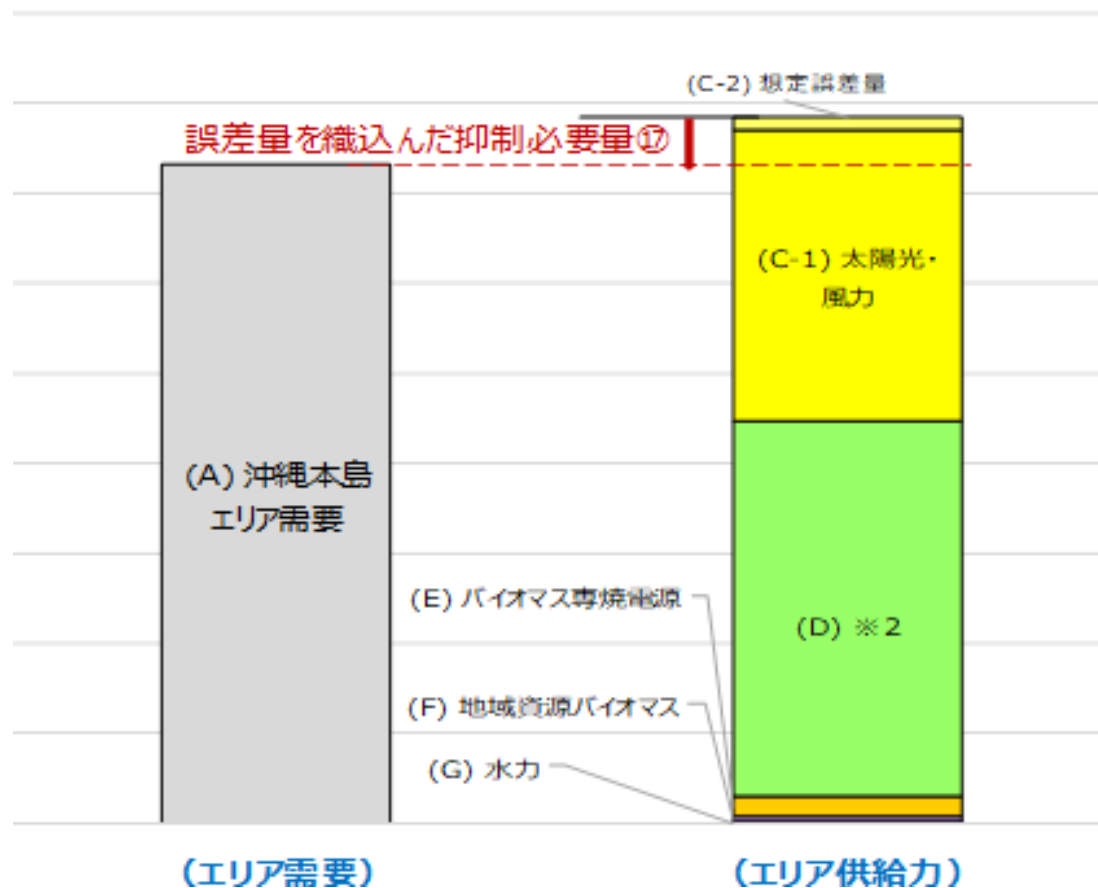
(最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



- ※1 前日指令時点において、「最大誤差量」で算出した必要制御量に対して、オンライン制御を優先して配分。オンライン制御のみでは、制御量が不足する場合にオフライン制御へ配分。
- ※2 出力制御の機会が均等となるように、出力制御配分の優先対象を変更する場合がある。
- ※3 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等やバイオマス専焼電源の抑制を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



※2：調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

更新日: 2025 年 8 月 27 日

沖縄本島における需給バランス制約によ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(2025 年 4 月～6 月分)

沖縄電力株式会社が 2025 年 4 月～6 月に実施した、沖縄本島(離島を除く)における需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

※第 1 回次世代電力系統 WG(2025 年 1 月 23 日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや沖縄本島については、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、沖縄電力株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、四半期毎に、本機関が検証すべき条件を設定のうえ代表日を選定し、検証することが整理された。本整理に基づき、2025 年 4 月～6 月の検証を実施した。

[\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#)

1.抑制実施日

下記の3日(4月:3日、5月:0日、6月:0日)

4月	抑制	5月	抑制	6月	抑制
4月1日(火)		5月1日(木)		6月1日(日)	
4月2日(水)		5月2日(金)		6月2日(月)	
4月3日(木)		5月3日(土)		6月3日(火)	
4月4日(金)		5月4日(日)		6月4日(水)	
4月5日(土)		5月5日(月)		6月5日(木)	
4月6日(日)		5月6日(火)		6月6日(金)	
4月7日(月)	○	5月7日(水)		6月7日(土)	
4月8日(火)		5月8日(木)		6月8日(日)	
4月9日(水)		5月9日(金)		6月9日(月)	
4月10日(木)		5月10日(土)		6月10日(火)	
4月11日(金)		5月11日(日)		6月11日(水)	
4月12日(土)		5月12日(月)		6月12日(木)	
4月13日(日)		5月13日(火)		6月13日(金)	
4月14日(月)		5月14日(水)		6月14日(土)	
4月15日(火)	○	5月15日(木)		6月15日(日)	
4月16日(水)		5月16日(金)		6月16日(月)	
4月17日(木)		5月17日(土)		6月17日(火)	
4月18日(金)		5月18日(日)		6月18日(水)	
4月19日(土)		5月19日(月)		6月19日(木)	
4月20日(日)		5月20日(火)		6月20日(金)	
4月21日(月)		5月21日(水)		6月21日(土)	
4月22日(火)		5月22日(木)		6月22日(日)	
4月23日(水)		5月23日(金)		6月23日(月)	
4月24日(木)		5月24日(土)		6月24日(火)	
4月25日(金)		5月25日(日)		6月25日(水)	
4月26日(土)		5月26日(月)		6月26日(木)	
4月27日(日)	○	5月27日(火)		6月27日(金)	
4月28日(月)		5月28日(水)		6月28日(土)	
4月29日(火)		5月29日(木)		6月29日(日)	
4月30日(水)		5月30日(金)		6月30日(月)	
		5月31日(土)			
合計	3日	合計	0日	合計	0日

太字：検証対象に選定

2.検証内容

- (1)再エネの出力抑制に関する指令をおこなった時点で予想した需給状況
- (2)優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- (3)再エネの出力抑制をおこなう必要性

3.検証結果

検証内容の(1)～(3)それぞれの項目について検証した結果、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)沖縄本島における需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年4月～6月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1～3\) 日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙 3) (参考) 当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～沖縄電力編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)