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、中国、四国、九州エリア:2025年1月~3月分) (中部エリア:2025年3月分、北海道エリア:2025年4月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、東北、中国、四国、九州エリアで2025年1月~3月、中部エリアで2025年3月、北海道エリアで2025年4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1-1~6-1のとおり検証結果としてまとめ、別紙1-2~6-2により公表する。

- 1. 抑制エリアと抑制実施日
- ・東北エリア (2025年1月~3月)

下記の6日(1月:0日、2月:0日、3月:6日)

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



・中国エリア(2025年1月~3月)

下記の12日(1月:1日、2月:1日、3月:10日)

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

・四国エリア (2025年1月~3月)

下記の27日(1月:6日、2月:2日、3月:19日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
<u>1月1日(水)</u>	<u>0</u>	2月1日(土)		3月1日(土)	0
1月2日(木)	0	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		<u>3月7日(金)</u>	<u>0</u>
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	0
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	0
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		3月14日(金)	0
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	0
1月19日(日)	0	2月19日(水)		3月19日(水)	0
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	0
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	0
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	0
1月23日(木)	0	2月23日(日)	0	3月23日(日)	0
1月24日(金)		2月24日(月)		<u>3月24日(月)</u>	<u>0%2</u>
1月25日(土)	0	2月25日(火)		3月25日(火)	0
1月26日(日)	0	2月26日(水)		3月26日(水)	0
1月27日(月)		<u>2月27日(木)</u>	<u>0</u>	3月27日(木)	0
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	0
1月29日(水)		_	-	3月29日(土)	0
1月30日(木)		_	_	3月30日(日)	<u>O</u>
1月31日(金)				3月31日(月)	0
合計	6⊟	合計	2∃	合計	19∃

・九州エリア (2025年1月~3月)

下記の42日(1月:10日、2月:14日、3月:18日)

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

・中部エリア (2025年3月分)

エリア	東北**1	中部**3	北陸	関西	中国**1	四国**1	九州*1	沖縄本島
抑制日数	6 目	2 目	1 目	6 目	10日	19目	18目	6 日

3月	北海道	東北(参考)	東京	中部	北陸	関西	山国(参孝)	四国(参孝)	九州(参考)	沖縄本島
3月1日(土)	10/4/2	0		.1.15	10性	0	0	O	0	()
3月2日(日)			***************************************		***************************************	U		U	U	0
3月3日(月)										
3月4日(火)										
3月5日(水)										
3月6日(木)										
3月7日(金)								0	0	
3月8日(土)								<u> </u>	0	
3月9日(日)				0	***************************************	0	0	0	0	
3月10日(月)				0		U		0	0	0
3月11日(火)								U		
3月12日(水)									0	
3月13日(木)			***************************************		***************************************					
3月14日(金)		0					0	0	0	
3月15日(土)					***************************************					
3月16日(日)			***************************************		***************************************				0	***************************************
3月17日(月)			***************************************		***************************************					
3月18日(火)								0		
3月19日(水)					***************************************			0		
3月20日(木)								0	0	
3月21日(金)							0	0	0	
3月22日(土)	***************************************	0				0	0	0	0	0
3月23日(日)		0			0	0	0	0	0	0
3月24日(月)								O ^{*2}	0	0
3月25日(火)		0					0	0	0	
3月26日(水)							0	0	0	
3月27日(木)								0	Ŭ	
3月28日(金)								0		
3月29日(土)						O ^{**2}	0	0	0	
3月30日(日)		0		O ^{**3}	***************************************	0	0	0	0	
3月31日(月)			***************************************	O		O		0	0	
3月31日(月)								U	U	

・北海道エリア (2025年4月分)

エリア	北海道	東北*1	中部**1	北陸*1	関西**1	中国**1	四国※1	九州*1	沖縄本島※1
抑制日数	2 日	14日	6 目	1 日	6日 13日		21日	22日	3 日
4月	<u>北海道</u>	東北(参考)	東京 中部(参	参考) 北陸(参考	(参考)	中国(参考)四国	国(参考) 九州(参考) 沖縄本島	(参考)

4月	<u>北海道</u>	東北(参考)	東京	中部(参考)	北陸(参考)	関西(参考)	中国(参考)	四国(参考)	九州(参考)	沖縄本島(参考)
4月1日(火)										
4月2日(水)									0	
4月3日(木)								0	0	
4月4日(金)								0	0	
4月5日(土)		0		0				0	0	
4月6日(日)		O ^{**2}				0	0	0	0	
4月7日(月)							0	0	0	0
4月8日(火)							0	0	0	
4月9日(水)		0					0	0	0	
4月10日(木)										
4月11日(金)									0	
4月12日(土)				0		0	0	0		
4月13日(日)								0	0	
4月14日(月)								0		
4月15日(火)									0	0
4月16日(水)		0					0	0	0	
4月17日(木)		0					0	0	0	
4月18日(金)								0	0	
4月19日(土)		0				0	0	0	0	
4月20日(日)		0								
4月21日(月)		0						0	0	
4月22日(火)		0								
4月23日(水)										
4月24日(木)		0					0	0	0	
4月25日(金)								0	0	
4月26日(土)	0	0		0	0	0	0	0	0	
4月27日(日)	0	0		0		0	0	0	0	0
4月28日(月)	~~~~									
4月29日(火)		0		0		0	0	0	0	
4月30日(水)		0		0			0	0	0	

- ※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。具体的には、4~6月分の検証・公表は8月に取りまとめ予定。
- ※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。
- ※3 中部エリアは3月に流通設備の系統混雑による再エネ出力抑制を実施しており、その事後確認結果を公表する5月28日に合わせて、検証・公表を行う。 なお、北陸・関西・沖縄本島の3月分の検証結果は4月28日に公表している。

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 \sim 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、妥当であったと判断する。

4. 公表日 : 2025年5月28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1月~3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1月~3月抑制分 中国電力ネットワーク~

別紙2-2: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3-1:四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1月~3月抑制分 四国電力送配電~

別紙3-2: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4-1:九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1月~3月抑制分 九州電力送配電~

別紙4-2: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5-1: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3月抑制分 中部電力パワーグリッド~

別紙5-2: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6-1:北海道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月抑制分 北海道電力ネットワーク~

別紙6-2:ウェブサイト公表文「北海道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」



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1月~3月抑制分 東北電力ネットワーク~

2025年5月28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1月~3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6日間(1月:0日、2月:0日、3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1月~3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LFC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。

エリア需要想定

太陽光・風力の 出力想定





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、

(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性 (別紙1) 東北電力ネットワークは、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			東北エリア(離島を除く)									
指令日時	2月28日(金)	3月13日(木)	3月21日(金)	3月22日(土)	3月24日(月)	3月29日(土)							
伊口口时	16時	16時	16時	16時	16時	16時							
	3月1日	3月14日	3月22日	3月23日	3月25日	3月30日							
抑制実施日	(土)	(金)	(土)	(日)	(火)	(日)							
最大抑制量(※1)	104.6万kW	7.9万kW	141.4万kW	258.4万kW	85.9万kW	40.3万kW							
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時							
検証対象	0	0		0	\circ	0							
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) 前日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。

※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。

	。			3月		
	·····································	1	14	23	25	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					
	(1) エリア需要等・エリア供給力	\bigcirc		\circ	\bigcirc	\bigcirc
	(2) エリア需要想定	\bigcirc		\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(3)太陽光の出力想定	\bigcirc		\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(4) 風力の出力想定	\bigcirc		\bigcirc		\bigcirc
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)	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	\bigcirc		\circ	\bigcirc	\bigcirc
	(3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電	\bigcirc		\bigcirc		\bigcirc
	(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)	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(5)長周期広域周波数調整※	\bigcirc		\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(6)バイオマス専焼電源	\bigcirc		\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	(7)地域資源バイオマス			\bigcirc		\bigcirc
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	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
	総合評価	\bigcirc	\circ		\bigcirc	\bigcirc



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、点灯需要供給力確保、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)	上池濁度制約により揚水運転不可の発電機を除き、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	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)	自家発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	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	自家発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と 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)。

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。

総合評価 OCCTO 本機関が2025年1月~3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			東北本土			東北本土			東北本土	
		画時の下げ調整力最小時刻(※)	3月1日(土)		~13時00分	3月14日(金)		~13時00分	3月23日(日)		~12時30分	3月25日(火)		~13時00分	3月30日(日)	12時00分~	·12時30分
			【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】		【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	1	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】
	年月日(曜日)		2025.3.1(土)	2024.3.16(土)	2025.2.15(土)	2025.3.14(金)	2025.3.10(月)	2025.3.10(月)	2025.3.23(日)	2025.3.2(日)	2025.3.2(日)	2025.3.25(火)	2025.3.12(水)	2025.3.12(水)	2025.3.30(日)	2025.3.9(日)	2025.3.23(日)
	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴·曇	晴·曇	晴·曇	晴·曇	晴·曇	晴·曇	晴·曇	晴
	気温(℃)		13.7	11.7	9.5	9.4	10.3	10.3	12.9	13.1	13.1	17.3	16.3	16.3	8.9	9.1	13.7
需要想定	気温感応度	需要に影響しない気温帯はゼロ		N/℃(3月上		18.0万k	W/℃(3月中		17.0万k	W/℃(3月下		 	W/℃(3月下		17.0万k\	V/℃(3月下	
	需要	過去の需要実績①		781.0 ·気温補正基準	874.9		951.4 ·気温補正基準	951.4	<u> </u>	784.9 · 気温補正基準	784.9		891.1 ·気温補正基準	891.1		831.0 ·気温補正基準	721.0
	(万kW)	気温補正量② (補正量の計算根拠を右に記載)		(9.5℃-13.7℃)×20.	0万kW/℃		(10.3℃-9.4℃)×18.0	0万kW/℃		(13.1℃-12.9℃)×17	7.0万kW/℃		(16.3℃-17.3℃)×1	7.0万kW/℃		(13.7℃-8.9℃)×17.0	万kW/℃
	(/JKVV)	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	760.9	=▲84.0万kW 至近実績を考慮し、一	般需要▲30万kW	947.6	=16.2万kW 好天を考慮し,一般需	要▲20万kW	733.3	=3.4万kW 至近実績を考慮し, 一	般需要▲55万kW	849.1	=▲17.0万kW 至近実績を考慮し,一	-般需要▲25万kW	762.6	=81.6万kW 至近実績を考慮し,一船	需要▲40万kW
			【出力想定】	⇒874.9-84.0-30.0=		【出力想定】	⇒951.4+16.2-20.0		【出力想定】	⇒784.9+3.4-55.0=		【出力想定】	⇒891.1-17.0-25.0		【出力想定】	⇒721.0+81.6-40.0=	
	日射量予測値(,	0.33~0.76	・需要カーブ基準		0.17~0.82	・需要カーブ基準		0.12~0.84	・需要カーブ基準		0.15~0.84	・需要カーブ基準		$0.16 \sim 0.79$	·需要カーブ基準	
太陽光の	出力想定值	特高④(発電出力特性モデルによる算出)	293.7	⇒781.0-20.1=760.	9万kW	305.8	気温補正基準と同日の	ため, 947.6万kW	325.2	気温補正基準と同日の	ため, 733.3万kW	302.3	気温補正基準と同日の	ため, 849.1万kW	237.1	⇒831.0-68.4=762.6	万kW
出力想定	(万kW)	高圧以下⑤(発電出力特性モデルによる算出) (低圧10kW未満は自家消費を考慮)	292.0			304.1			323.5			300.6			235.8		
	合計⑥	(低注10kW未満は自然消費で考慮) (4)+(5)	585.7			609.9			648.7			602.9			472.9		
	設備量	特高⑦	212.0			212.0			212.0			212.0			212.0		
		高圧以下⑧	13.0			13.0			13.0			13.0			13.0		
風力の	(万kW)	合計 (7+8)	225.0			225.0			225.0			225.0			225.0		
出力想定	出力想定値	特高⑨	68.2			156.5			88.4			56.2			102.6		
	(万kW)	高圧以下⑩ = ⑨× (⑧/⑦)	4.1			9.4			5.3			3.4			6.2		
	合計14	9+10	72.3			165.9			93.7			59.6			108.7		
	(=)			【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】	
	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	172.7	/	1 /	178.0	/	1 /	158.9	/	1 /	200.5	,	Λ ,	166.3	Λ	//
	(G)	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	153.2	/	/	201.8	/	/	126.9	/	/	146.5	/	/	135.2	/	/1
	(L) (J)		78.9 69.0	/	/	78.9 134.3	/	/	78.9 121.3	/	/	78.9 175.5	/	/	78.9 182.6	/	/
	(1/)	地熱	15.5	/	/	154.5	/	/	15.5	/	/	15.4	/	/	14.9	/	/
高级此行	19) (H)	バイオマス専焼電源	30.7	/	/	30.6	/	/	24.3	/	/	24.3	/		24.3	/	/
需給状況	供給力(I)	地域資源バイオマス	13.3	/	/	15.6	/	/	15.4	/	/	15.6	/	/	15.4	/	/
(万kW)		太陽光9	585.7	/	/	609.9	/	/	648.7	/	/	602.9	/	/	472.9	/ /	/
	(E-1)	風力(4)	72.3	/	/	165.9	/	/	93.7	/	/	59.6	/	/	108.7	/	/
イメージ図	(E-2)	想定誤差量	84.8	/	/	65.3	/	/	115.2	/	/	84.5	/	/	80.6	/	/
は「別紙		給力 計⑮	1,276.1	/	/	1,495.7	† /	/	1,398.7	1 /	/	1,403.6	† /	/	1,279.8	/	/
3]	(A)	エリア需要(本土)③	760.9	/	/	947.6	1 /	/	733.3	1 /	/	849.1	1 /	/	762.6	/	/
	揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	4 6.0	/	/	▲ 46.0	Ī /	/	46.0	1 /	/	0.0	1 /	/	0.0	/	/
	エリア 運転等	(C-2) 蓄電設備の充電切	▲ 4.0	/	/	▲ 4.0] /	/	▲ 4.0] /	/	▲ 4.0] /	/	▲ 4.0	/	/
		(B-1) 約定済みの域外送電電力®	▲ 357.7	/	/	▲ 489.9	[/	/	▲ 357.0] /	/	▲ 441.8	I /	/	▲ 472.9	/	/
		(B-2) 長周期広域周波数調整⑩	▲ 2.9	/	/	▲ 0.3	/	/	0.0	/	/	▲ 22.7	/	1/	0.0	/	/
	エリア需	要等 計20=3- (16+17+18+19)	1,171.5	/	/	1,487.8	V	/	1,140.3	V	/	1,317.7		/	1,239.5	/	/
				【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】			【当日見直し】	
必要性		エリア供給力 計⑤	1,276.1		1 /	1,495.7	/	/	1,398.7	/	1 /	1,403.6	/	1 /	1,279.8		
(万kW)		エリア需要等 計②	1,171.5			1,487.8			1,140.3			1,317.7			1,239.5		
イメージ図		判定	0			0			0			0			0		
は「別紙	(D),(d) 誤 	皇量を織込んだ抑制必要量②=(⑤-②)	104.6			7.9			258.4			85.9			40.3		/

原件公 师 II		(※)差異理由 抑制、調整 (1)	(a) LFC確 (b) 燃料貯 (c) 燃料貯	酸の関係から 酸の関係から	抑制量減少 抑制量增加		(e) 試運転	試験パターンに 試験パターンに 设備など工場の	基づく抑制量 D生産調整に	增加	(h) 翌日発	電計画に基づ 合区域の受電		職出力制約を採用	(k) タービン	・振動による最 変制約により排	易水運転不可		(n) 前日指	庁蔵の関係から 示未実施によ げ調整力確保	り対応不可 保済により対応	•
慢尤桁電ルー	燃料		最低出力①	3月 前日計画②	1日(土) 差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	3月1 前日計画②	4日(金) ※異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	3月2 前日計画②	3日(日) 差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	3月2 前日計画②	25日(火) 差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	3月3 前日計画②	80日(日) 差異 (②-①)	差異理由(
	石油	発電所 秋田 ^{※1}	0.0	0.0	0.0	左共理田(※)	0.0	0.0	0.0	定共理田(※)	0.0	0.0	0.0	左共理田(※)	0.0	0.0	0.0	左共理田(※)	0.0	0.0	0.0	左共理田(
	1口/田	秋田 […] 能代 ^{※1}	32.2	32.2	0.0		32.2	32.2	0.0		16.1	16.1	0.0		32.2	51.2	19.0	(u)	35.1	35.1	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	(u)	0.0	0.0	0.0	
調整力としてあ	石炭	酒田 ^{※1} 原町	11.3	20.9	9.6	(s)	0.0	0.0	0.0		23.3	8.8	▲ 14.5	(t)	11.3	20.9	9.6	(t)	11.3	20.9	9.6	(s)
かじめ確保する	5 III	新地	16.4	16.4	0.0	(5)	32.8	43.8	11.0	(e)	32.8	32.8	0.0	(t)	32.8	32.8	0.0	(t)	16.4	16.4	0.0	(5)
発電設備等		勿中 ^{※2}	0.0	0.0	0.0		4.4	4.4	0.0	(0)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		八戸(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	
・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・			0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			0.0	0.0			0.0	0.0			0.0		
運転する発電所		仙台(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	
1.38888688848		新仙台(コンパインド)	0.0	0.0	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0		28.6	28.6	0.0	
発電所のうち、 最大力に運転		==acvr									-											
載大2台通転 2 福島系統に接続する	LNG	東新潟	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	
発電所の55。 必要に応じ1台運転		東新潟(コンバインド)	65.2	65.2	0.0		69.0	69.0	0.0		64.7	72.6	7.9	(g)	67.0	67.0	0.0		65.3	65.3	0.0	
		上越(コンバインド)	38.0	38.0	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	
LFC調整力 2%確保の		上述(コンハインド)														0.0						
2 %機構の 発電所		長岡	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	
7016771	(参考)																					
	LFC用	西仙台変電所	2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0	
	整雷池	合計	460.6	470 -	0.6		467.6	470.6	44.0		465.5	450.6			474.0	200 5	20.6		4565	1000	0.6	
			163.1				167.0	178.0	11.0		165.5		▲ 6.6		171.9				156.7	166.3	9.6	
発光給電ルー		抑制、調整(2)			1日(土)				4日(金)				3日(日)				25日(火)				30日(日)	
B. J. 1994	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(※)		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
易水発電機の	第二沼沢	1		▲ 23.0	0.0		▲ 23.0	▲ 23.0	0.0			▲ 23.0	0.0		▲ 23.0		23.0	(i)	▲ 23.0	0.0	23.0	(i)
揚水運転		2		▲ 23.0	0.0		▲ 23.0		0.0			▲ 23.0	0.0		▲ 23.0	0.0	23.0	(j)	▲ 23.0	0.0	23.0	(j)
			▲ 46.0	▲ 46.0			▲ 46.0		0.0	_	▲ 46.0	▲ 46.0	0.0		▲ 46.0	0.0	46.0		▲ 46.0	0.0	46.0	
		抑制、調整(3)		-,,	1日(土)			0, , -	4日(金)			4, 1-	3日(日)				25日(火)				30日(日)	
需給バランスご		南相馬変電所	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 ▲ 4.0	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電暴大電力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		差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由
蓄電設備の		<u> </u>	▲ 4.0	▲ 4.0			▲ 4.0		0.0		▲ 4.0	▲ 4.0			▲ 4.0	▲ 4.0	0.0		▲ 4.0			
優先給電ルー	ルに基づく	抑制、調整(4)		3月	1日(土)			3月1	4日(金)			3月2	3日(日)			3月2	25日(火)			3月3	30日(日)	
		発電所																				
		※2 聚電設備の補格停止等	最低出力①				最低出力①				最低出力①				最低出力①				最低出力①			
		を考慮した抑制日の最低出力	 *2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	 *2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	**2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	 *2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	*2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由
		() 内は、全設保運転時	[出力率%]				[出力率%]				[出力率%]				[出力率%]				[出力率%]			
整力としてあ																						
記していない発	電設備等	火力他	153.2 [29%]	146.7 [27%]	▲ 6.5	(h)	197.9 [37%]	197.2 [37%]	▲ 0.7	(h)	129.4 [22%]	121.7 [21%]	▲ 7.7	(h)	142.2 [29%]	142.0 [28%]	▲ 0.2	(h)	131.1 [27%]	130.9 [27%]	▲ 0.2	(h)
			(229.5)	[27%]			(229.5)	[3/%]			(229.5)	[21%]			(229.5)	[28%]			(229.5)	[2/%]		
			[33%]				[33%]				[33%]				[33%]				[33%]			
		自家発余剰	5.2	6.4	1.2	(f)	3.8	4.6	0.8	(f)	4.3	5.2	0.9	(f)	4.0	4.5	0.5	(f)	4.3	4.3	0.0	
			(9.7)				(9.7)			, , ,	(9.7)			ì	(9.7)				(9.7)			
		合計	158.4	153.2	▲ 5.2	ı	201.7	201.8	0.1	_	133.7	126.9	▲ 6.8	_	146.2	146.5	0.3	_	135.4	135.2	▲ 0.2	_
憂先給電ルー	ルに基づく	抑制、調整(5)		3月	1日(土)			3月1	4日(金)			3月2	3日(日)		1	3月2	25日(火)			3月:	30日(日)	
			前日15時時点		` '		前日15時時点		, ,		前日15時時点		, ,		前日15時時点		, <i>,</i>		前日15時時点		ì	
		地域間連系線	の空容量① ※3	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※3	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※3 (連用容量-t-)*	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量①※3	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※3	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由
長周期広域周	皮数調整	G -141-0/22/11/10/	2) (衛州発養-4-5,				2) (電出発置-4-2,				2) (衛州発展ー5-2,				(衛州発養-5-2,				2) (衛州発養-5-2,			
(連系線)		北海道本州間連系設備	21.3	0.0	. 24.2	(1)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		1.0	0.0		(1)
※3 空容量=(通		心考理本州回進术設備	(39.0)	0.0	▲ 21.3	(i)	(41.0)	0.0	0.0		(8.0)	0.0	0.0		(39.0)	0.0	0.0		(38.0)	0.0	▲ 1.0	(i)
- 約定済み域外- マージン (ΔkWマ		東北東京間連系線	215.0	2.9	▲ 212.1	(i)	49.1	0.3	▲ 48.8	(i)	69.0	0.0	▲ 69.0	(i)	137.2	22.7	▲ 114.5	(i)	85.1	0.0	▲ 85.1	(i)
- (-)) (MW)	-yya0)	51010010151000251000	(555.0)	2.7	- 212.1	(.)	(498.0)	0.5	_ 10.0	(.)	(418.0)	0.0	_ 05.0	(.)	(540.0)	LL.,	_ 11	(.)	(521.0)	0.0	_ 05.1	(-)
			236.3	2.9	▲ 233.4	_	49.1	0.3	▲ 48.8	_	69.0	0.0	▲ 69.0	_	137.2	22.7	▲ 114.5	_	86.1	0.0	▲ 86.1	_
		송화	(594.0)				(539.0)				(426.0)				(579.0)				(559.0)			
要先給電ルー	ルに基づく	抑制、調整(6)		3月	1日(土)			3月1	4日(金)			3月2	!3日(日)			3月2	25日(火)			3月3	30日(日)	
		## O #1	合意した最低	前日計画②	20 m (m m)	00.000.000.000.000	合意した最低	前日計画②	mm (m m)	no server de como	合意した最低	前日計画②	Mar. (a) (a)	no server de como	合意した最低	前日計画②	Man (m. m)	no serve de como	合意した最低	前日計画②	M. M. (m. m)	
		電源合計	出力① ※4 [出力率%]	ny口aT囲(2)	差異 (②-①)	差異理由(※)	出力① ※4 [出力率%]	rij口iT囲(2)	差異 (②-①)	差異理由(※)	出力① ※4 「出力率%〕	ჟ口計画 ②	差異 (②-①)	差異理由(※)	出力① ※4 [出力率%]	利口計画 (2)	差異 (②-①)	差異理由(※)	出力① ※4 [出力率%]	nij口ifT凹(2)	差異 (②-①)	差異理由
バイオマス専	焼電源	※4 発電設備の補格停止等を 考慮した抑制日の最低出力	27.3	27.2	0.0		26.6	26.6	0.0		20.9	20.0	0.0		20.9	20.0	0.0		20.9	20.0	0.0	
			[63%]	27.3	0.0		[59%]	26.6	0.0		[56%]	20.9	0.0	L	[55%]	20.9	0.0		[56%]	20.9	0.0	
		自家発余剰	3.4	3.4	0.0		3.4	4.0	0.6	(f)	3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0	
		合計	30.7	30.7	0.0	_	30.0	30.6	0.6	_	24.3	24.3	0.0	_	24.3	24.3	0.0	_	24.3	24.3	0.0	_
先給電ルー	ルに基づく	抑制、調整(7)		3月	1日(土)			3月1	4日(金)			3月2	3日(日)			3月2	25日(火)			3月:	30日(日)	
			合意した			理由A~C毎	合意した			理由A~C毎	合意した			理由A~C毎	合意した		1	理由A~C毎	合意した			理由A~
		電源合計	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所
地域資源バ-	/+77		[出力率%] 3.2				[出力率%] 3.2			(70°E/19X)	[出力率%]	1		(70mg//is/A)	[出力率%]	1		(70-6r/19A)	[出力率%] 3.2	+		(70-8//
地域資源八	14X	出力抑制可	7.2 [78%]	2.1	▲ 1.1	(h)	3.2 [78%]	3.2	0.0		5.2 [78%]	3.2	0.0		7.2 [78%]	3.2	0.0		[78%]	3.2	0.0	
		出力抑制不可	—[100%]	11.2	_	A(75),B(2),C(2)	—[100%]	12.4	_	A(75),B(2),C(2)	—[100%]	12.2	_	A(75),B(2),C(2)	-[100%]	12.4	_	A(75),B(2),C(2)	—[100%]	12.2	_	A(75),B(2
		合計	3.2	13.3	▲ 1.1		3.2	15.6	0.0	- (,,-(2)	3.2	15.4	0.0	(,,-(2),-(2)	3.2	15.6	0.0	-(,,-(-),-(2)	3.2	15.4	0.0	
	想定誤																					
	1011-111	*/3-H(±)			3月14日(金) 喜思力業			3月23日(日)		3月25日(火) 高出力帯			3月30日(日) 中出力帯1									
		(A)過去 最大出力/設備量				高出力帯 78.3%			高出力帯 78.3%		高出刀带 78.3%			中出力帯1 78.3%								
	出力帯	(B)当日 最大出力/設備量						5.4%		78.3% 70.6%					5.6%		 	/8.3% 51.5%				
	算定	(C)出力率 (B)/(A)			84.7%			90.1%					3.7%				5.7%					
	- 1	風力 出力帯	(A) 81.3% 中出力帯2					出力帯		中出力帯1				中出	出力帯2			中的	出力帯1			
想定誤差量	出力帯	(A)過去 最大出力/設備量		5	7.8%			57	7.8%			5	7.8%			5	7.8%			57	7.8%	
w AC INT 正里		(B)当日 最大出力/設備量			2.1%				3.7%				1.6%				6.5%				8.3%	
	算定	(C)出力率 (B)/(A)			5.6%				7.6%	-			2.1%				5.8%	•			3.6%	
	1	太陽光誤差	92.8 (最大出力想定值)		カ想定値)	17.6			90.4			92.5 (最大出力思定值)			19.9							
	1	風力誤差	0.0			0.0			0.0		0.0 ▲ 8.0			33.2								
	誤差量																					
	誤差重	エリア需要誤差合計			8.0 34.8				7.7 5.3				24.8 15.2				8.0 34.5				27.5 30.6	

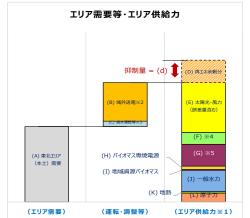
(p) 当日下げ調整力確保のため昼間帯DSS実施 (q) 当日下げ調整により既に充電済み (r) 起動装置燃料不足により需給停止不可

(s) 給水流量ハンチング対策による最低出力制約(2024/12/27~) (t) バンド幅拡大試験に伴う負荷指定(3/22~25) (u) 点灯需要供給力確保

1 -	I/ \// I
1 / /	N V V I

							[\) K \V]	
		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	3月1日(土)	3月14日(金)	3月23日(日)	3月25日(火)	3月30日(日) 9時30分~10時00分	
		「「い調金」」「「「「「」」」「「「」」「「」」「「」」「「」」「「」」「「」」「「」	11時30分~12時00分	12時30分~13時00分	11時30分~12時00分	11時00分~11時30分		
天候·気温	天候		晴	晴	晴	曇∙晴	曇	
大阪'风温	気温(℃)		14.5	10.0	13.7	18.9	8.7	
		(A) エリア需要(本土)	811.9	934.8	725.5	908.1	817.2	
		(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	255.7	215.5	231.7	313.5	185.0	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	156.0	205.5	152.5	183.8	165.2	
		(L) 原子力	79.3	79.1	79.3	79.1	79.1	
		(J) 一般水力	64.5	147.7	168.1	186.6	194.7	
	エリア	(K) 地熱	15.6	16.2	15.6	15.8	15.9	
(参考)	供給力	(H) バイオマス専焼電源	31.6	34.4	25.9	29.5	35.7	
当日の		(I) 地域資源バイオマス	11.7	15.8	11.0	19.0	22.5	
需給実績		太陽光(抑制量含む)	676.9	648.8	663.7	628.4	529.5	
		風力 (抑制量含む)	81.9	186.2	95.2	48.7	106.7	
		エリア供給力計	1,373.1	1,549.2	1,443.0	1,504.2	1,334.2	
	揚水運転等	© 揚水式発電機の揚水運転·蓄電設備の充電	▲ 45.0	▲ 45.4	▲ 44.4	▲ 22.7	▲ 2.5	
	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	▲ 462.4	▲ 503.2	▲ 326.8	▲ 521.0	▲ 426.0	
	抑制	© 太陽光·風力抑制	▲ 53.8	▲ 65.8	▲ 346.2	▲ 52.5	▲ 88.5	
	供給力計		811.9	934.8	725.5	908.1	817.2	

○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



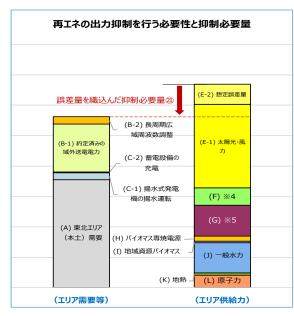
※1:優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 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5月28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



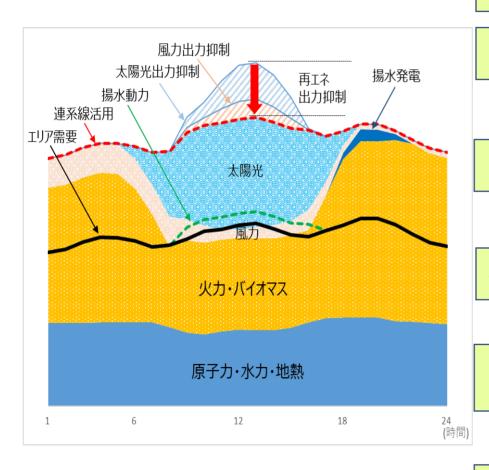
本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則(以下、「再工 ネ特措法施行規則」という。)、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①~③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- 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



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



再エネの出力抑制

①需給状況 (別紙1)

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)

③必要性 (別紙1)

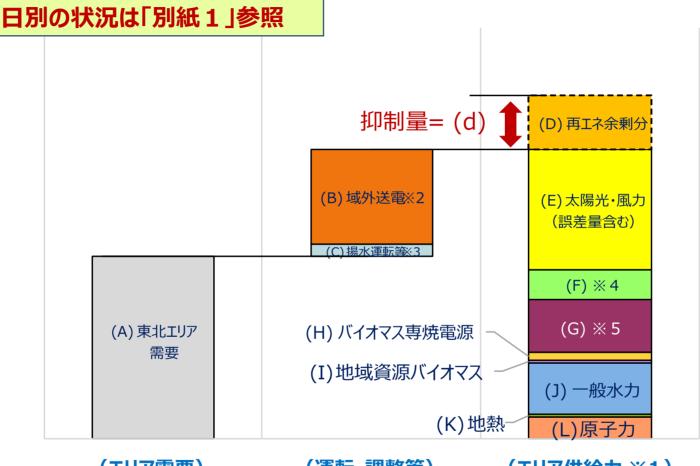


本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

- ○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



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



(エリア需要)

(運転・調整等)

(エリア供給力※1)

※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。



電力広域的運 ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

Organization for Consciences ※ 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。

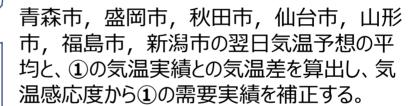
エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ(気象予測)に基づき、想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

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。



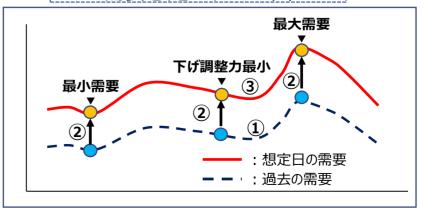
② 気温補正 (最大需要,最小需要,下げ調整力最小)





③ 24時間の需要想定

需要想定のイメージ図



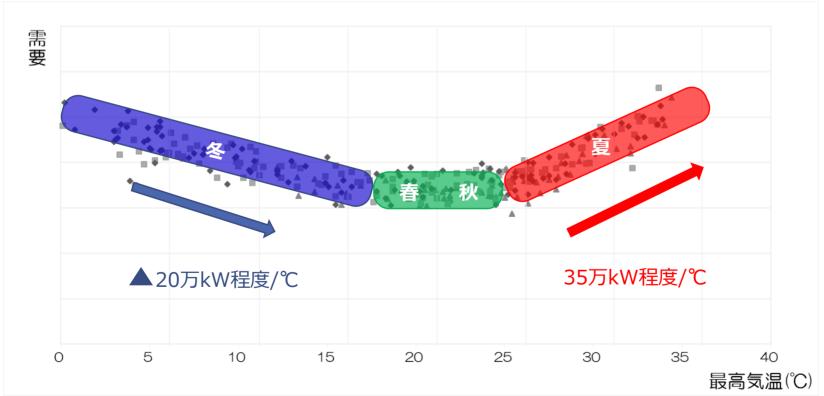


電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of

(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】

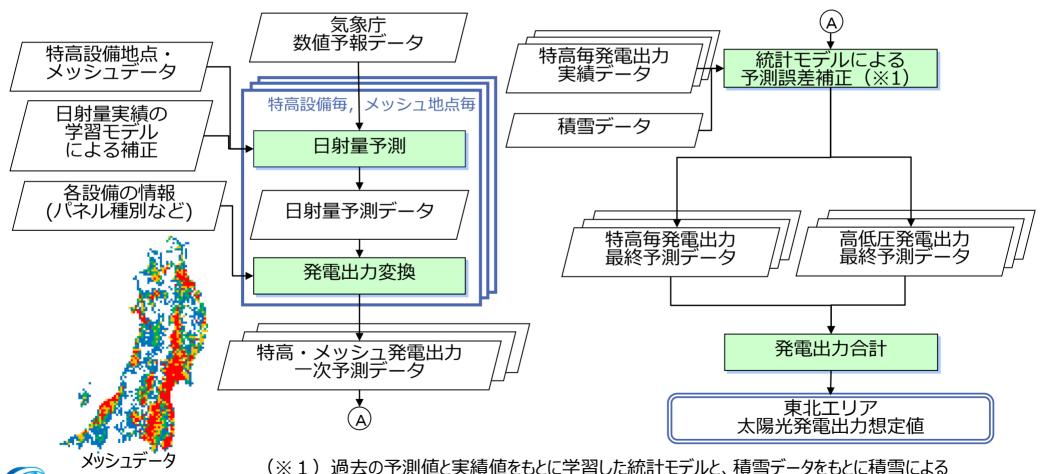




оссто

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。

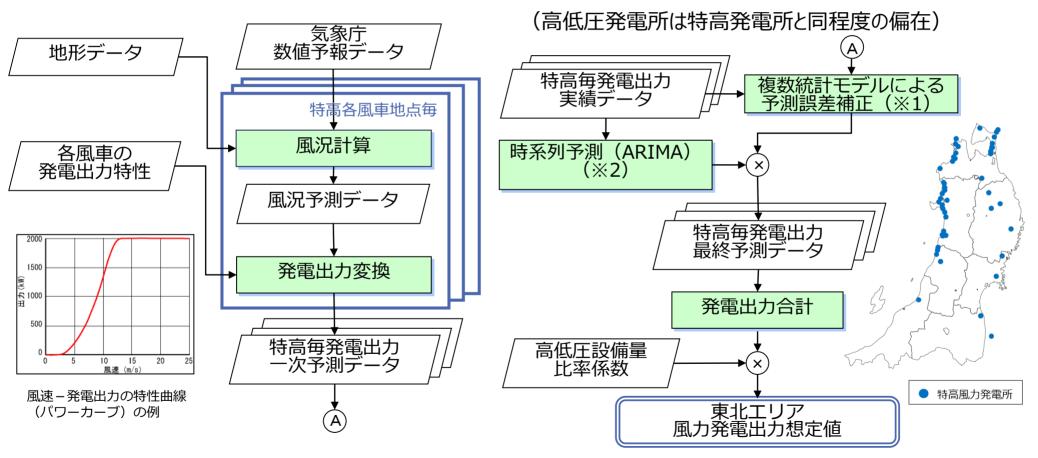
特高出力は発電所の日射量予測データと設備情報(パネル種別など)をもとに各発電所単位で想定する。高低圧出力はメッシュ単位で日射量・出力を計算する。



発電ロスを予測するモデルによる予測を実施。

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。



- (※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。



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) 11

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 L F C (※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。

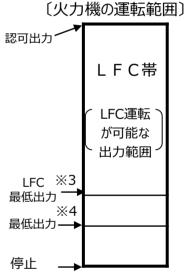
②石炭火力

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。

③LNG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: <u>Daily Start Stop</u>)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。



- ※3 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
- ※ 4 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
- ✓ ※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	揚水動力					
発電所名	号機	(万 k W)				
第一:カ:ロ	1	▲ 23.0				
第二沼沢	2	▲ 23.0				
合計:	▲ 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	充電最大電力 /
大容量蓄電池	(万 k W)
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。

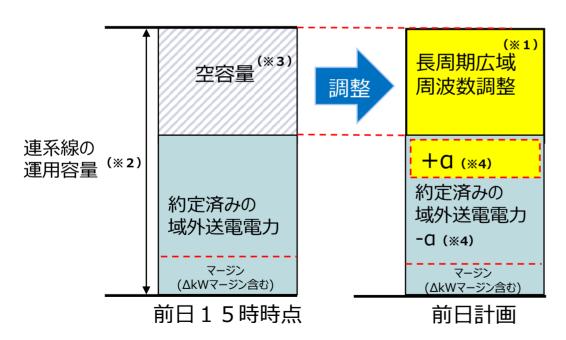
- (※1) 東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。
- (※2) 最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考 2 」参照。



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。

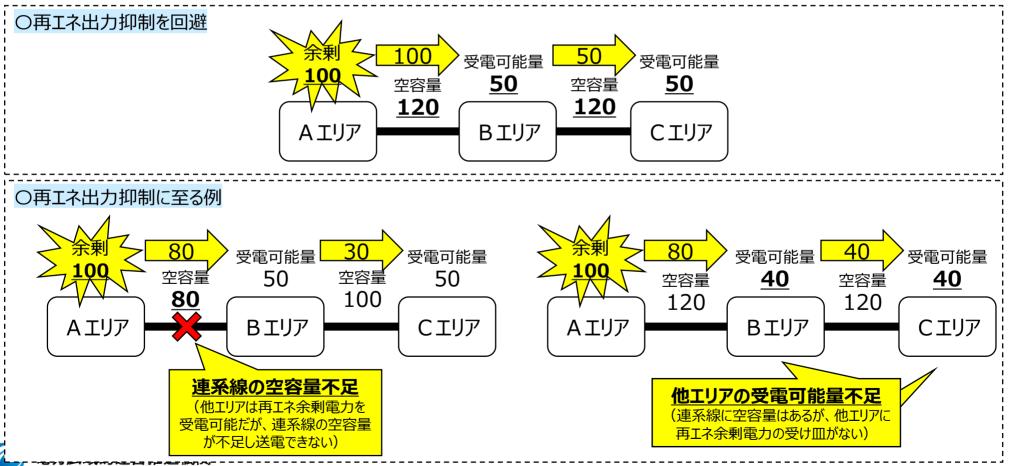


- (※2)流通設備を損なうことなく、供給信頼度を 確保した上で、流通設備に流すことのできる 電力の最大値をいう。
- (※3) 空容量
 - = 運用容量 約定済みの域外送電電力 - マージン(需給調整市場による連系線 確保量ΔkWマージン含む)
- (※4) 約定済みの域外送電電力は、前日12時 時点で決定済みのため、調整力としてあらか じめ確保していない発電設備等の抑制によっ て、約定済みの域外送電電力の一部の原 資が、調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等から再エネに差し替わる。

(=a)

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。



Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

оссто

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。
- ○<u>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、</u> 東北エリアの発電所数

【理	由】	【発電所数】
Α	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
В	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



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

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(スライドP20 表 1)を、当日想定の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(スライドP20 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、実際の再工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(12:00~12:30) [万 k W]

Т	出力帯		3月の最大誤差量		
	に対する出力率)	太陽光	風力	エリア	合計
太陽光	風力	J. 1777 C		需要	
	高(90%~)	21.3	0.0	44.2	65.5
高出力帯	中1(60%~90%)	90.4	0.0	24.8	115.2
(80%~)	中 2 (30%~60%)	96.5	0.0	-7.1	89.4
	低(~30%)	142.6	14.1	-4.4	152.3
	高(90%~)	12.3	0.0	16.7	29.0
中出力帯 1	中1(60%~90%)	19.9	33.2	27.5	80.6
(60%~80%)	中2(30%~60%)	98.1	4.5	19.0	121.6
	低(~30%)	98.1	4.5	19.0	121.6
	高(90%~)	71.6	10.6	55.4	137.6
中出力帯 2 (40%~60%)	中1(60%~90%)	71.6	10.6	55.4	137.6
(40%~60%)	中2(30%~60%)	71.6	10.6	55.4	137.6
	低(~30%)	72.3	0.0	-6.5	65.8
	高(90%~)	_	_	_	_
低出力帯 1	中1(60%~90%)	_	_	_	_
(20%~40%)	中2(30%~60%)	_	_	_	_
	低(~30%)	_	_	_	_
	高(90%~)	_	_	_	_
低出力带2	中1(60%~90%)	_	_	_	_
(~20%)	中2(30%~60%)	_	_	_	_
	低(~30%)	_	_	_	_

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:2022/3 ~ 2025/2
- ・太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

表 1 各出力帯における最大誤差量(12:30~13:00) [万 k W]

	出力带		3月の最大誤差量			
(最大出力	に対する出力率)	太陽光	風力	エリア	合計	
太陽光	風力)		需要	4.51	
	高(90%~)	17.6	0.0	47.7	65.3	
高出力帯	中1(60%~90%)	112.5	26.1	-27.5	111.1	
(80%~)	中 2 (30%~60%)	106.7	0.0	-8.0	98.7	
	低(~30%)	129.2	0.0	-16.1	113.1	
	高(90%~)	31.0	31.3	27.8	90.1	
中出力帯 1	中1(60%~90%)	93.8	0.0	14.8	108.6	
(60%~80%)	中2(30%~60%)	110.4	1.5	14.3	126.2	
	低(~30%)	110.4	1.5	14.3	126.2	
	高(90%~)	50.6	0.0	-23.1	27.5	
中出力帯 2 (40%~60%)	中1(60%~90%)	73.3	0.0	54.4	127.7	
(40%~60%)	中2(30%~60%)	73.3	0.0	54.4	127.7	
	低(~30%)	39.3	12.0	88.6	139.9	
	高(90%~)	_	_	_	_	
低出力帯 1	中1(60%~90%)	_	_	_	_	
(20%~40%)	中2(30%~60%)	_	_	_	_	
	低(~30%)	_	_	_	_	
	高(90%~)	_	_	_	_	
低出力带2	中1(60%~90%)	_	_	_	_	
(~20%)	中2(30%~60%)	_	_	_	_	
	低(~30%)	_	_	_	_	

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

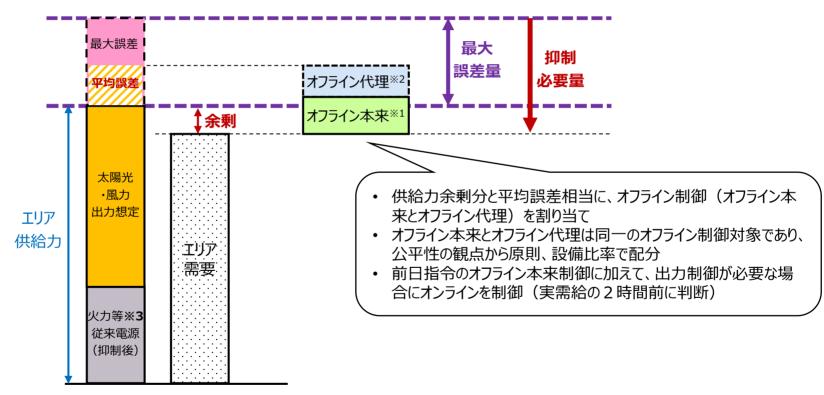


当日の想定誤差量を決定

- データ収集期間:2022/3 ~ 2025/2
- ・太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

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。



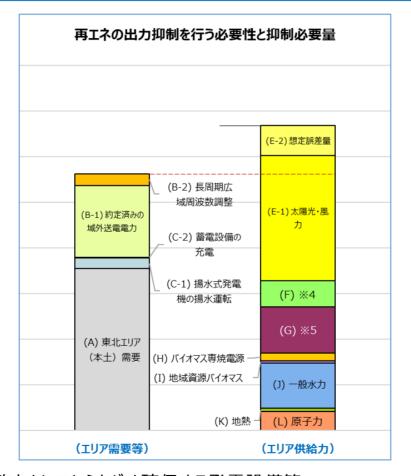
※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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

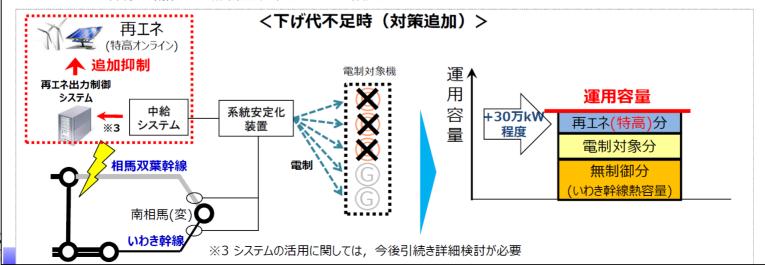
※5:調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 バイオマス混焼電源を含む。

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、再工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工ネ(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	出力率(%))
① 定格出力の50%以下で抑制	12者 (火力) ※1	636.1	190.0	(30%)
① 定恰面刀の50%以下で抑制	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)	-	9.7	※ 3
計	26者	699.0	239.3	(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)。



ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

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 1 月~

3月分)

東北電力ネットワーク株式会社が 2025 年 1 月~3 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 1 月~3 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6日(1月:0日、2月:0日、3月:6日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)		2月1日(土)		3月1日(土)	<u>O</u>
1月2日(木)		2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)		2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	
1月11日(土)		2月11日(火)		3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	
1月13日(月)		2月13日(木)		3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)		<u>3月14日(金)</u>	<u>0</u>
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)		3月16日(日)	
1月17日(金)		2月17日(月)		3月17日(月)	
1月18日(土)		2月18日(火)		3月18日(火)	
1月19日(日)		2月19日(水)		3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)		3月20日(木)	
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	
1月22日(水)		2月22日(土)		3月22日(土)	0
1月23日(木)		2月23日(日)		3月23日(日)	<u>0</u>
1月24日(金)		2月24日(月)		3月24日(月)	
1月25日(土)		2月25日(火)		<u>3月25日(火)</u>	<u>0</u>
1月26日(日)		2月26日(水)		3月26日(水)	
1月27日(月)		2月27日(木)		3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		_	-	3月29日(土)	
1月30日(木)		_	-	3月30日(日)	<u>O</u>
1月31日(金)		_	-	3月31日(月)	
合計	0日	合計	0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)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 1 月~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 ~ 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1月~3月抑制分 中国電力ネットワーク~

2025年5月28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1月~3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、12日(1月:1日、2月:1日、3月:10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1月~3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。

- 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LFC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。

エリア需要想定

太陽光・風力の 出力想定



①需給状況



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、

(下げ調整

調整

再エネの出力抑制

(別紙2)



③必要性 (別紙1) 中国電力ネットワークは、1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	中国エリア(離島を除く)
指令日時	1月18日(土) 17時
抑制実施日	1月19日 (日)
最大抑制量 (※ 1)	60.9万kW
抑制時間	8時~16時
検証対象	0
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)前日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、2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	中国エリア(離島を除く)
指令日時	2月26日(水) 17時
抑制実施日	2月27日 (木)
最大抑制量 (※ 1)	76.1万kW
抑制時間	8時~16時
検証対象	0
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)前日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、3月の以下の10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	2月28日(金) 17時	3月8日(土) 17時	3月13日(木) 17時	3月20日(木) 17時	3月21日(金) 17時					
抑制実施日	3月1日 (土)	3月9日 (日)	3月14日 (金)	3月21日 (金)	3月22日 (土)					
最大抑制量 (※ 1)	114.1万kW	72.8万kW	81.5万kW	39.5万kW	125.7万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			0							
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	3月22日(土) 17時	3月24日(月) 17時	3月25日(火) 17時	3月28日(金) 17時	3月29日(土) 17時						
抑制実施日	3月23日 (日)	3月25日 (火)	3月26日 (水)	3月29日 (土)	3月30日 (日)						
最大抑制量 (※ 1)	207.6万kW	67.8万kW	130.6万kW	145.5万kW	57.3万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	0		0								
中国電力ネットワーク	中国エリアの出力制御指示内容を参照										

(※1)前日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。

```
○1月~3月に行われた出力抑制日(1月:1日、2月:1日、3月:10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・・・・・・・・・・・・・・ 1/19(日)、2/27(木)、3/23(日)・無作為に選定した日・・・・・・・・・・・・ 3/14(金)、3/26(水)
```

※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。

=w/m to to	1月	2月		3月	
。 評価項目	19	27	14	23	26
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	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\circ	
(2) エリア需要想定	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
(3)太陽光の出力想定	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	
(4)風力の出力想定	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
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)	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc
(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	\bigcirc	\bigcirc	\circ	\circ	
(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)	\bigcirc	\circ	\circ	\circ	
(5)長周期広域周波数調整※	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	
(6)バイオマス専焼電源	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\circ	
(7)地域資源バイオマス	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	
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	\bigcirc	\bigcirc	\circ	\circ	\bigcirc
総合評価	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc	

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・作業や燃料受入に伴うBOG消費のための出力制約等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)	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試運転・作業に伴う抑制量減少等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	設備トラブルによる制約および試運転・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。(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と <u>抑制必要量</u>	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 東エネ出力抑制の検	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。

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

оссто

本機関が2025年1月~3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。



(単位:万k												
	場所			エリア	中国エリア			エリア		コエリア		エリア
	出力抑制指令計	・画時の下げ調整力最小時刻(※)		12時30分~13時		12時30分~13時		12時30分~13時		12時30分~13時		12時~12時30分
	(FDD (133D)		【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】
	年月日(曜日) 天候		2025.1.19(日)	2024.1.28(日)	2025.2.27(木)	2024.3.15(金)	2025.3.14(金)	2025.3.10(月)	2025.3.23(日)	` '	2025.3.26(水)	2023.3.17(金)
聖 要想定	大1佚		曇→晴	曇//晴	曇→晴	晴	曇→晴	晴	曇→晴	晴	曇→晴	曇→晴
	気温(℃)		12.2	9.3	14.3	18.2	17.9	15.2	22.7	25.7	23.0	16.7
需要想定	気温感応度	南東に影響」という2日世(10°C、20°C)はだり	16.07	I īkW/℃	21.07	<u>l</u> jkW/℃	21.07	I 5kW/℃	17.07	I 5kW/℃	21.07	l īkW/℃
	火()血(恐(心)支	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)はゼロ 過去の需要実績①	-	638.3		580.9		644.1	-	457.4	21.0/	606.6
	需要	気温等補正量② (補正量の計算根拠を右に記載)	▲ 46.4	-(12.2℃-9.3℃)×	81.1	-(14.34°C-18.2°C)	▲ 57.5	-(17.94℃-15.2℃)	0.0	需要に影響しない	▲ 48.3	-(19℃-16.7℃)×
	(万kW)	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	591.9	16.0万kW/℃=▲ 46.4万kW	662.0	×21.0万kW/℃ =81.1万kW	586.6	×21.0万kW/℃ =57.5万kW	457.4	気温帯(19℃~ 26℃)のため	558.3	21.0万kW/℃=▲ 48.3万kW
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
	日射量予測値((日射強度) (kW / m)	0.232~0.515		0.621~0.789		0.738~0.861		0.704~0.881	1	0.747~0.898	
	出力換算係数	特高	0~1.016		0~0.916		0~0.879		0~0.861		0~0.824	
	(kWh/kW/m ²	高·低圧(全量)	0~1.105		0~0.9		0~0.876		0~0.885		0~0.865	
太陽光の	/kW)	高·低圧(余剰)	0~0.816		0~0.767		0~0.746		0~0.727		0~0.709	
出力想定	出力想定値(※1)	特高④	78.4		144.8		168.8		173.4	4	169.4	
шине	(万kW)	高·低圧(全量)⑤ 高·低圧(余剰)⑥	117.2 39.6		224.6 75.7		257.1 85.8	-	268.9 86.5	-	262.6 84.2	
	想定自家消費量(:	同・風工(示利)の ※2) (万kW) ⑦ (高・低圧(余剰)のみ考慮)	39.0 ▲ 7.4		1 9.8 ▲ 9.8		▲ 12.8	-	▲ 12.8	-	▲ 12.8	
	合計⑧	4+5+6+7	227.8		435.3		498.9		516.0		503.4	
	_	特高9	33.3		33.3		33.3		33.3	1	33.3	
	設備量	高圧以下⑩	1.3		1.3		1.3		1.3		1.3	
風力の	(万kW)	合計 (9+10)	34.6		34.6		34.6		34.6		34.6	
出力想定	出力想定値	特高⑪	5.5		3.4		4.5		8.9		2.7	
	(万kW)	高圧以下⑫ = ⑪× (⑩/⑨)	0.2		0.1		0.2		0.4	4	0.1	
	合計13	11 + 12	5.7 【前日計画】	【当日見直し】	3.5	(水口日本))	4.7	【当日見直し】	9.3	【当日見直し】	2.8	【当日見直し】
	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	143.8	はヨロ兄直び	192.2	はヨロ兄直じ	114.4	1ヨロ兄直じ/	149.8	【ヨロ兄世じ】	162.6	「ヨロ兄世し」
	(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)	118.1	l /	113.1	/	86.6	/	82.0	/	82.8	/
	(K)	原子力	78.7	/	78.7	/	78.7	/	78.7	1 /	78.7	/
	(J)	一般水力	19.6	/	18.3	/	44.0	/	46.3	/	57.4	/
	エリア (H)	バイオマス専焼電源	13.5	/	15.9	/	13.1	/	13.2	/	13.2	/
	供給力(I)	地域資源バイオマス	8.4	/	8.2	/	8.8	1 /	9.0	1 /	9.0	/
需給状況	(E-1)	太陽光⑧	227.8	/	435.3	/	498.9	/	516.0	1 /	503.4	/
(万kW)	(E-1)	風力⑬	5.7	/	3.5	/	4.7	/	9.3	/	2.8	/
	(E-2) 想定誤差量		145.4	/	98.5	/	35.6	/	38.4	/	50.3	/
イメージ図は	エリア供	給力 計⑭	761.0	/	963.7	/	884.8] /	942.7] /	960.2	/
「別紙3」	(A)	エリア需要(本土)③	591.9	/	662.0	/	586.6] /	457.4] /	558.3	/
	揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲ 144.8	/	▲ 175.6	/	▲ 144.8	/	▲ 175.6	1 /	▲ 144.8	/
	エリア 運転等	(C-2) 蓄電設備の充電(対象設備なし)®	_	/	_	/	_	l /	_] /	_	/
	需要等域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力切	36.6	/	▲ 38.6	/	▲ 70.0	/	▲ 102.1	1/	▲ 126.5	1/
	<u>送電</u>	(B-2) 長周期広域周波数調整®	0.0	/	▲ 11.4	/	▲ 1.9	/	0.0	/	0.0	/
	エリア需	要等計9=3-(⑮+⑯+⑰+⑱)	700.1	/ 	887.6	/	803.3	V	735.1	<u>/</u>	829.6	<u> </u>
	T	T117/#\$2-5 =+44	【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】		【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性		エリア供給力 計領 エリア需要等 計印	761.0 700.1	/	963.7 887.6		884.8 803.3		942.7 735.1		960.2 829.6	
(万kW)		判定	0		0		0		0	/	0	
イメージ図は	(B) (1) = ===								<u>.</u>	-		
「別紙3」		差量を織込んだ抑制必要量②=(⑭-⑭)	60.9	/	76.1	/	81.5	/	207.6	/	130.6	/

^(※1) 約13,000メッシュの合計

^(※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

Control Cont	単位 : 万kW)		(※)差異理由	(b) 燃料貯		が抑制量増加 に基づく抑制量	汕 域少		没備など工場。 ホールで停止			(h) 他エリフ	電計画に基づ の受電可能量 業による停止	量不足	を採用	(k) 作業(ばい煙測定等 作業に伴う出	消費のための。 () による抑制: 力変更・停止	量減少	(n) 炭種に	ラブルによる制	約	(p) 揚水(kWh)。 (q) 当日指示によ (r) 前日組合せな
Columbia Property Property																							
Column C		燃料					差異理由(※)				` /												1-1-1-1
140 A.B. 147 2.06 117 111 117 127 120 120 121 110 110 110 12		石炭					(1)				(1)				(t)				(t)				(1)
Column C			水阜		-		(i)												(i)				
Martin 1970		LNG					U)												U)				
Company Comp	確保の発電所						_				_				_				_				_
The content of the																							
1			***************************************									3月14日(金)			3月23日(日)								
### 2	ļ	発電所	号機	, ,																差異理由(※)			
March Color Colo			1												(1)								
Company Comp		俣野川					(1)				(1)				(-)				(1)				(1)
1											(1)				(1)				(1)				(1)
Column C		去店	· ·																				
March Marc		用原	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	0.0	30.8	(i)
A 1/2	(揚水)		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	
新作		新成羽川	3																				
1月19日日			· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·																				
解析的子の大型を担いる。			音訂	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6		▲ 206.4	▲ 1/5.6	30.8		▲ 206.4	▲ 144.8	61.6		▲ 206.4	▲ 1/5.6	30.8		▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	_
対数形式 大きな 大	憂先給雷ルー!	ルに基づく	〈抑制、調整(3)		1月	19日(日)			2月2	27日(木)			3月1	4日(金)			3月2	23日(日)			3月2	26日(zk)	
				充電最大電力①		(/	差異理由(※)	充電最大電力①			差異理由(※)	充電最大電力①		(–)	差異理由(※)	充電最大電力①		_ ` _	差異理由(※)	充電最大電力①			差異理由(※)
学術的			対象設備なし			_								_					` '				` '
大きな																							
20 10 10 10 10 10 10 10	優先給電ルーノ	ルに基づく	〈抑制、調整(4)	= 65.11.1.0	1月:	19日(日)		= 15000000	2月2	27日(木)		= 15.11.1.0	3月1	4日(金)		= 15	3月2	23日(日)		= 15.11.1.0	3月2	26日(水)	
MR (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1) (1)			発電所		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
10.25 10			火力他		100.5			11 0 2 1 1 1 1			<i>(</i> 1)		74.5		()	1200 1 101	60.0						
(大力) 1月の1日 1月の					102.5	/.5	(a)		9/./	6./	(1)		/1.5	▲ 9.8	(g)		68.8	0.0			68.8	0.0	
日本学の表現 14.2 15.6 14.4 (c) 13.7 15.1 1.7 (c) 13.7 15.1 1.4 (c) 13.7 15.1 15.1 1.4 (c) 13.7 15.1 15.1 1.4 (c) 15.7 13.2 A.0.5 c) 13.2 A.0.5 c) 13.2 A.0.5 c) 13.2 A.0.5 C A.0.5 A.0.5 C A.0.5 A.0.5 C A.0.5 A.0.																							
合性 10-2 18-1 18-9 - 10-4 19-1 18-1 8-9 - 10-4 19-1	(火力)				15.6	1.1	()	,	15.4		()		45.4	1.1	(1)		10.0		()		110	0.0	()
現場のは何からかったとう。															(1)								
過度機能			日刊	109.2	110.1	0.9		104.7	113.1	0.4		95.0	00.0	▲ 0.4		02.5	02.0	▲ 0.5		62.5	02.0	0.3	_
問題は随意系統 (25.0) (2.0)	憂先給電ルールに基つ		〈抑制、調整(5)	1月19日(日)					2月2	27日(木)			3月1	4日(金)			3月2	23日(日)		3月26日(水)			
日本語画					i																		
関連には対数数数数			地域間連系線		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)
日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日本の日																							
# 1 日本の は			関西中国間連糸線		0.0	▲ 222.9	(h)		20.0	▲ 95.1	(h)		13.0	▲ 62.2	(h)		0.0	▲ 49.4	(h)		0.0	▲ 118.2	(h)
- 「日本の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大の大	※1 空容量=(運用容量)		中国土州関連交迫	218.0	0.0	A 219 0	(h)	262.7	0.0	A 262.7	(h)	227.8	A 0.3	A 227 1	(h)	203.0	0.0	▼ 303 U	(h)	230.5	0.0	★ 230 E	(h)
特別の			中国儿川的建木脉	(13.0)	0.0	A 210.0	(11)	(17.0)	0.0	A 202.7	(11)		A 9.3	A 237.1	(11)		0.0	2 03.0	(11)	(16.0)	0.0	A 230.3	(11)
(85.0)			中国四国間連系線		0.0	▲ 148.4	(h)		▲ 8.6	▲ 149.5	(h)		▲ 1.8	▲ 198.6	(h)		0.0	▲ 199.0	(h)		0.0	0.0	
及品格也ルールに基づく抑制・調整 (5)				` .			()	` `			()				. ,	` .			()				
展先統電ルールに基づ(抑制、調整(6)			合計		0.0	▲ 589.3	_		11.4	▲ 507.3	-		1.9	▲ 497.9	_		0.0	▲ 451.4	<u> </u>		0.0	▲ 348.7	_
大田大石				(3/4.0)				(3/0.0)				(3/3.0)				(336.0)				(401.0)			
大田大田 100 22	憂先給電ルーノ	ルに基づく	〈抑制、調整(6)		1月:	19日(日)			2月2	27日(木)			3月1	4日(金)			3月2	23日(日)			3月2	26日(水)	
「大々大名 秀徳電源 「注:力等。				合意した最低				合意した最低				合意した最低				合意した最低				合意した最低			
型点 対象性の経過性が終している	11" / 1 + 1-	t as ver	電源合計		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)
### ### ### ### ### ### ### ### ### ##	ハイオイス専焼	花電源	※2 発電設備の補修停止等を	[出刀举%] 11 N	1								†		 		 				 		
			考慮した抑制日の最低出力		13.5	2.5	(0)		15.9	3.1	(1)		13.1	▲ 0.5	(g)		13.2	▲ 0.4	(g)		13.2	▲ 0.4	(g)
地域資源バイオス				[-0.0]				,				[,								[.3,0]			
地域資源バイオマネ	優先給電ルールに基づ		〈抑制、調整(7)	1月19日(日)			2月27日(木)				3月14日(金)			3月23日(日)			3月26日(水)						
地域資源バイオマス			雷源合計	合意した最低				合意した最低				合意した最低				合意[.t- 品仟				合意した最低			
#地域資源バイオマス に対称でいますが正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が正常が	地域姿源バイオマス				前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)			差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)
世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世 世							` ′				` '				l ` ´				· '				'1
### (19) 11 11 12 13 13 14 14 14 14 14 14	心物具脉八个	47.7	111 + 100 + 1 - 7	0.4			, ,	0.5			()	0.5			, , ,	0.4	0.0		()	0.4	0.0		()
出力抑制不可			出力抑制可		0.3	▲ 0.1	(g)		0.4	▲ 0.1	(g)		0.4	▲ 0.1	(g)		0.3	▲ 0.1	(g)		0.3	▲ 0.1	(g)
出力帯 中出力帯② 中出力帯③			出力抑制不可		8.1		A(37),B(7),C(4)		7.8		A(37),B(7),C(4)		8.4		A(37),B(7),C(4)		8.7		A(37),B(7),C(4)		8.7		A(37),B(7),C(4)
出力帯 中出力帯② 中出力帯③																							
規定課差量 快晴時出力想定値 当日出力想定値 425 488 495 519 526 当日出力想定値 当日出力想定値 228 435 499 516 503 出力率 53.6% 89.3% 100.7% 99.5% 95.6% 太陽光誤差 98.1 52.4 0.0 2.8 22.9 誤差量 エリア需要誤差 47.3 46.1 35.6 35.6 27.4	想定訓																						
関定課差量 当日出力想定値 228 435 499 516 503 出力率 53.6% 89.3% 100.7% 99.5% 95.6% 太陽光誤差 98.1 52.4 0.0 2.8 22.9 誤差量 1リア需要誤差 47.3 46.1 35.6 35.6 35.6 27.4			地味吐山上担ウ /走																				
機定誤差量 出力率 53.6% 89.3% 100.7% 99.5% 95.6% 太陽光誤差 98.1 52.4 0.0 2.8 22.9 誤差量 エリア需要誤差 47.3 46.1 35.6 35.6 27.4		шилт																					
太陽光誤差 98.1 52.4 0.0 2.8 22.9 誤差量 エリア需要誤差 47.3 46.1 35.6 35.6 27.4		算定		53.6%				89.3%				100.7%			99.5%								
誤差量 エリア需要誤差 47.3 46.1 35.6 35.6 27.4	想定誤差量 【	1																	i				
	想定誤差量		太陽尤語差																				
		誤差量																35.6			- 2	27.4	

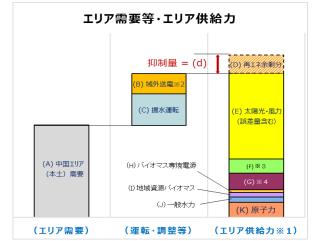
(s) 下げ調整力確保済みのため対応不要 (t) 調整力確保のため抑制量減少 (u) 降雨による制約

(参考) 当日の需給実績

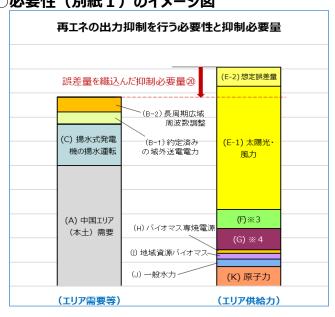
(単位:万kW)

		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
		下げ調整力最小時刻	1月19日(日)	2月27日(木)	3月14日(金)	3月23日(日)	3月26日(水)
		「い神・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	12時30分~13時	12時30分~13時	12時30分~13時	12時30分~13時	12時~12時30分
天候·気温	天候		晴時々曇	晴のち曇	曇のち晴	晴	晴
人队, 刘冲	気温(℃)		12.5	14.3	18.8	23.2	24.7
		(A) エリア需要(本土)	598.9	637.3	570.7	461.6	546.2
		(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	174.0	201.5	129.3	162.2	182.2
	エリア供給力	(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)	120.4	128.3	95.4	86.7	87.2
		(K) 原子力	80.6	80.8	80.8	80.8	81.0
		(1) 一般水力	18.8	19.3	46.8	50.1	59.1
(参考)		(H) バイオマス専焼電源	13.4	17.1	13.5	13.8	13.8
当日の		(I) 地域資源バイオマス	7.6	7.8	8.3	8.3	8.1
需給実績		太陽光(抑制量含む)	339.9	434.6	510.1	530.9	520.9
		風力(抑制量含む)	2.1	1.1	5.7	9.7	2.4
		エリア供給力計	756.8	890.5	889.9	942.5	954.7
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 149.3	▲ 163.9	▲ 175.5	▲ 157.5	▲ 111.7
	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	29.0	▲ 36.4	▲ 102.6	▲ 138.4	▲ 154.0
	抑制	© 太陽光·風力抑制	▲ 37.6	▲ 52.9	▲ 41.1	▲ 185.0	▲ 142.8
	供給力計		598.9	637.3	570.7	461.6	546.2

○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: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。



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5月28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

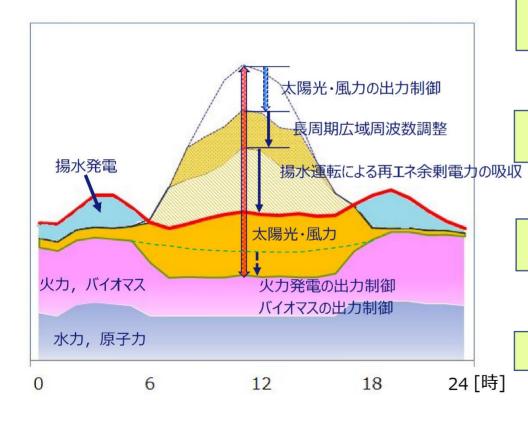
(参考1) 調整力としてあらかじめ確保していない発 電設備等の出力抑制に関する調整状況 本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則(以下、「再工 ネ特措法施行規則」という。)、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①~③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- 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、再工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



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

(別紙1)

①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)

(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性 (別紙1)



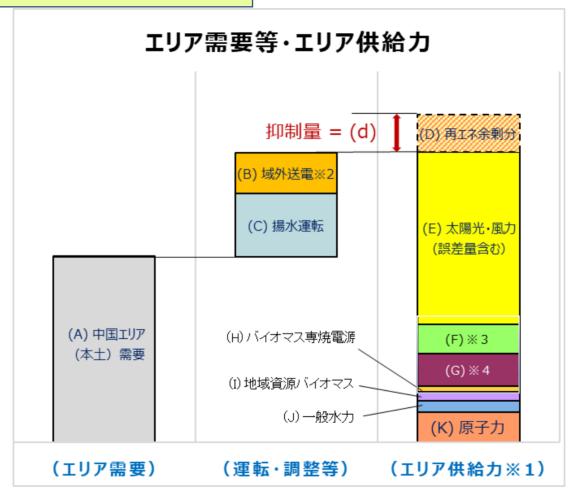
本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

- ○下げ調整カ不足時の対応順序
 - (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



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。



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



② 気温等による補正

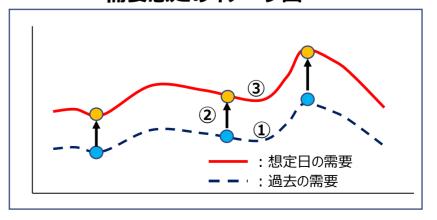


③ エリア総需要を需要想定 (24時間の需要想定)

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。

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。

需要想定のイメージ図

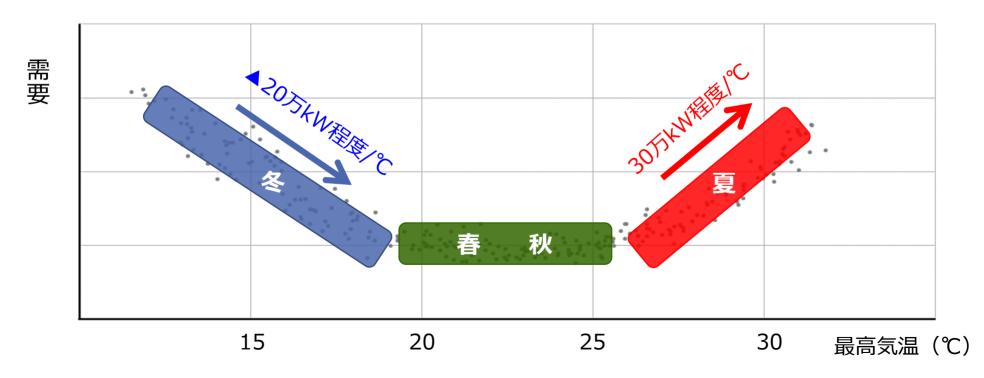




(気温感応度グラフの説明)

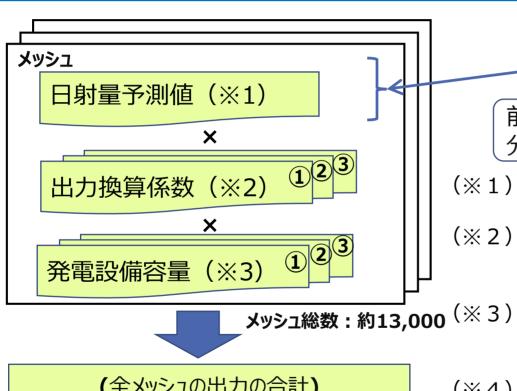
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【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12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。

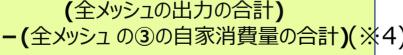


日射量予測(気象会社データ)

前日12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12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。

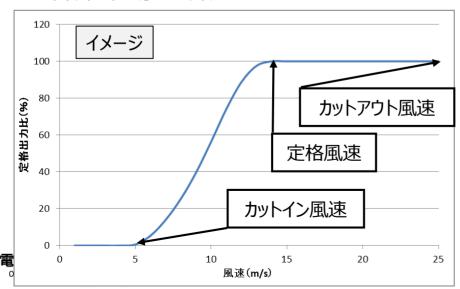
〔特高風力出力(1基あたり)〕

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

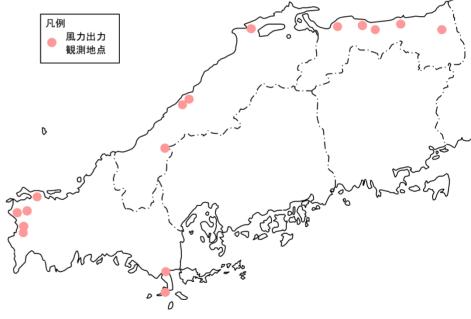
x : 風速予測値(m/s)(※1)

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]





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) 11

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 L F C (※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。
- ○<u>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</u> 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 L N G 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。

「火力機の運転範囲」

- ※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

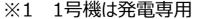


揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

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
発電所名	号機	(万 k W)
	1	▲ 30.8
俣野川	2	▲ 30.8
7天王]7月	3	▲30.8
	4	▲ 30.8
南原	1	▲ 30.8
用尽	2	▲ 30.8
÷r_\>==\\\1	2	▲ 7.2
新成羽川※1	3	▲ 7.2
(混合揚水)	4	▲ 7.2
合語	†:	▲ 206.4





4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(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)13

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自家発余剰分(※2) 原則逆潮流 0 k W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。

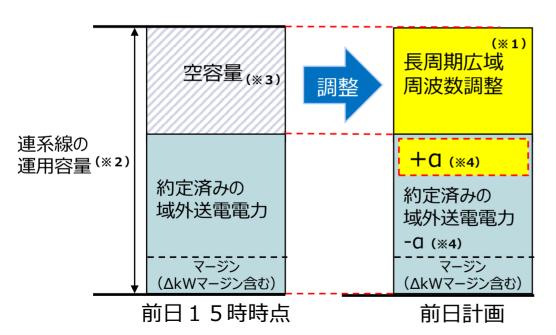
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)14

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。

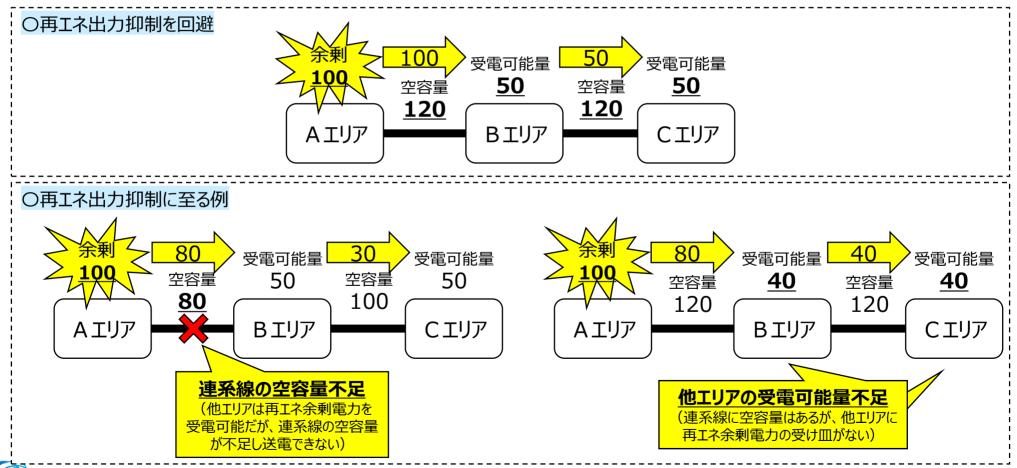
(※1)供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



- (※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、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工ネに差し 替わる。(= g)

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 (※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 再工ネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。





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。
- ○<u>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、</u> 中国エリアの発電所数

【理	!由】	【発電所数】
Α	発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難(ゴミ焼却発電等)	37
В	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	7
C	出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	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 fag.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)		1月の最大誤差量 (12:30~13:00)			
(取入山力	に対する山ノノ半)	太陽光 エリア需要 お		合計	
高出力帯	(90%~)	56.4	38.3	94.7	
中出力帯 1	(67.5%~90%)	118.3	33.0	151.3	
中出力帯 2	(45%~67.5%)	98.1	47.3	145.4	
低出力帯 1	(22.5%~45%)	105.6	21.8	127.4	
低出力帯 2	(~22.5%)	36.5	42.2	78.7	

・データ収集期間:2022/1~2024/12・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

当日の想定出力率を算出

当日出力想定值/快晴時出力想定值**(a)**[%]



当日の想定誤差量の決定

(a) 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

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)		2月の最大誤差量 (12:30~13:00)				
(取入山力	に対する山ノノ半)	太陽光 エリア需要		合計		
高出力帯	(90%~)	46.8	47.3	94.1		
中出力帯 1	(67.5%~90%)	92.0	46.1	138.1		
中出力帯 2	(45%~67.5%)	124.8	41.5	166.3		
低出力帯 1	(22.5%~45%)	107.2	30.4	137.6		
低出力帯 2	(~22.5%)	76.1	29.9	106.0		

・データ収集期間:2022/2~2025/1 ・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

当日の想定出力率を算出

当日出力想定值/快晴時出力想定值**(a)**[%]



当日の想定誤差量の決定

(a) 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

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)		3月の最大誤差量 (12:30~13:00)				
(取入山力	に対する山ノノ半)	太陽光 エリア需要 1		合計		
高出力帯	(90%~)	17.5	35.6	53.1		
中出力帯 1	(67.5%~90%)	138.8	43.0	181.8		
中出力帯 2	(45%~67.5%)	181.3	37.0	218.3		
低出力帯 1	(22.5%~45%)	182.8	35.4	218.2		
低出力帯 2	(~22.5%)	▲ 15.4	28.4	13.0		

・データ収集期間:2022/3~2025/2 ・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

当日の想定出力率を算出

当日出力想定值/快晴時出力想定值**(a)**[%]



当日の想定誤差量の決定

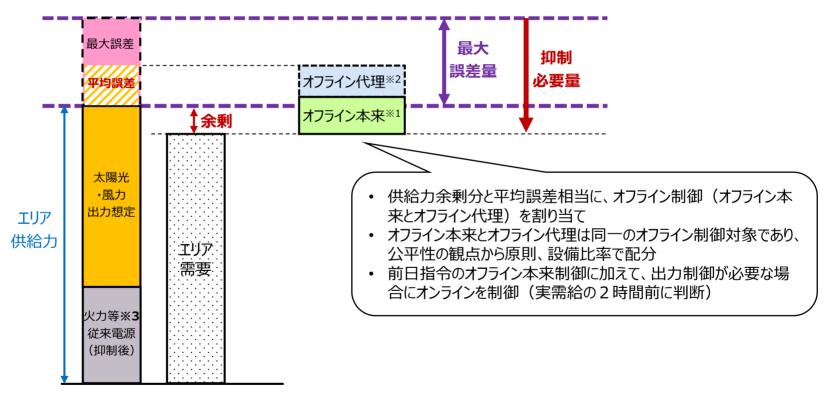
(a) を表1の出力帯(出力率)に当てはめる。



当日の想定誤差量を決定

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。



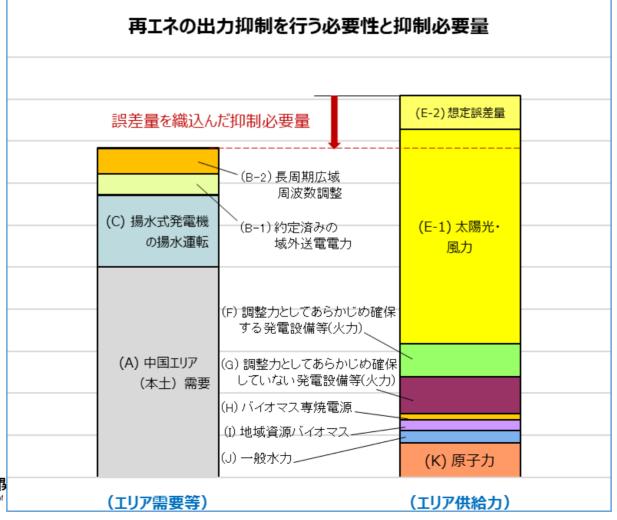
※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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。





電力広域的連営推進機隊 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 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、50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	*3 公力率 (%))
	1	定格出力の	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	82.5	(37%)
事業		50%以下	専焼バイオマス	6	26.0	11.2	(43%)
用		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	3	逆潮流なし(き	または定格出力の50%以下)	17	_	14.0	
発 ※2	3)	可能な限り抑制		9		14.0	
	出力抑制対象 合計※4		50	283.2	127.0	(40%)%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、自家発用は操業上、不可避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)

ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

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 1 月~

3月分)

中国電力ネットワーク株式会社が 2025 年 1 月~3 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 1 月~3 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12日(1月:1日、2月:1日、3月:10日)

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

~2025年1月~3月抑制分 四国電力送配電~

2025年5月28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1月~3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27日間(1月:6日、2月:2日、3月:19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1月~3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。

- 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LFC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。

エリア需要想定

太陽光・風力の 出力想定



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



再エネの出力抑制

①需給状況 (別紙1)

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)



③必要性 (別紙1) 四国電力送配電は、1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	12月31日(火) 16時	1月1日(水) 16時	1月18日(土) 16時	1月22日(水) 16時	1月24日(金) 16時	1月25日(土) 16時		
抑制実施日	1月1日 (水)	1月2日 (木)	1月19日 (日)	1月23日 (木)	1月25日 (土)	1月26日 (日)		
最大抑制量(※1)	55.0万kW	50.9万kW	22.8万kW	15.7万kW	44.8万kW	38.8万kW		
抑制時間	9時~15時	9時~15時	9時~15時	9時~15時	9時~15時	9時~15時		
検証対象	0							
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							

四国電力送配電は、2月の以下の2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	2月22日(土) 16時	2月26日(水) 16時		
抑制実施日	2月23日 (日)	2月27日 (木)		
最大抑制量(※1)	17.2万kW	27.3万kW		
抑制時間	9時~15時	9時~15時		
検証対象		0		
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			

四国電力送配電は、3月の以下の19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。

プロ・生いプラー・グロファットで大力でした。							
供給区域			四国エリア				
指令日時	2月28日(金) 16時	3月6日(木) 16時	3月8日(土) 16時	3月9日(日) 16時	3月13日(木) 16時		
抑制実施日	3月1日 (土)	3月7日 (金)	3月9日 (日)	3月10日 (月)	3月14日 (金)		
最大抑制量(※1)	75.9万kW	15.5万kW	96.5万kW	58.5万kW	81.6万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		0					
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	3月17日(月) 16時	3月18日(火) 16時	3月19日(水) 16時	3月20日(木) 16時	3月21日(金) 16時		
抑制実施日	3月18日 (火)	3月19日 (水)	3月20日 (木)	3月21日 (金)	3月22日 (土)		
最大抑制量(※1)	23.7万kW	62.4万kW	69.6万kW	53.2万kW	95.6万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							
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		当日指示 四国エリア					
指令日時	3月22日(土) 16時	3月24日(月) 7時	3月24日(月) 16時	3月25日(火) 16時	3月26日(水) 16時		
抑制実施日	3月23日 (日)	3月24日 (月)	3月25日 (火)	3月26日 (水)	3月27日 (木)		
最大抑制量(※1)	105.0万kW	31.1万kW	123.1万kW	122.3万kW	71.5万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		
検証対象		0					
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	3月27日(木) 16時	3月28日(金) 16時	3月29日(土) 16時	3月30日(日) 16時			
抑制実施日	3月28日 (金)	3月29日 (土)	3月30日 (日)	3月31日 (月)			
最大抑制量(※1)	32.1万kW	131.4万kW	147.3万kW	105.5万kW			
抑制時間	8時~16時	8時~16時	8時~16時	8時~16時			
検証対象			0				
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月~3月に行われた出力抑制日(1月:6日、2月:2日、3月:19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・・・・・・・・・・・・ 1/1(水)、2/27(木)、3/30(日)
・無作為に選定した日・・・・・・・・・・・・ 3/7(金)
・特異日(当日抑制)・・・・・・・・・・・・・・・・・・3/24(月)
```

※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。

。	1月	2月		3月	
	1	27	7	24	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		\bigcirc	\bigcirc		\bigcirc
(2) エリア需要想定	\bigcirc	\bigcirc			
(3)太陽光の出力想定	\bigcirc	\bigcirc			\bigcirc
(4)風力の出力想定		\bigcirc			\bigcirc
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)	\bigcirc	\bigcirc	\circ	\circ	\bigcirc
(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)		\bigcirc			\bigcirc
(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)	\bigcirc	\bigcirc			\bigcirc
(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)	\bigcirc	\bigcirc			\bigcirc
(6)長周期広域周波数調整※	\bigcirc	\bigcirc		_	\bigcirc
(7) バイオマス専焼電源	\bigcirc	\bigcirc		_	\bigcirc
(8)地域資源バイオマス	\bigcirc	\bigcirc			\bigcirc
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	\circ	\bigcirc	\bigcirc	\circ	\bigcirc
総合評価	\bigcirc	\bigcirc	\bigcirc		\bigcirc

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、設備制約による並解列不可能、作業による抑制量減少、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)	作業停止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ることを確認した(3/24の前日計画を除く代表日)。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(2/27,3/7)。
(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(3/24を除く全代表日)。 3/24は当日指示では対応不可だったため未実施であったことを確認した。
(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と抑制必要量	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。

- 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、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、 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)の揚水運転で下げ調整力を確保 できていたため、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑 制は不要と判断した。
- しかしその後、岡山県で発生した山林火災により中国四国間連系線が2回線停止(3/23~3/31)となったことにより、域外送電電力が約118万kW減少したことで、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31万kW)を行った。
- 四国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、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)の作業調整を行い、作業を中止して揚水運転を行う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。

(単位:	万kW)	前日計画時点	当日指令時点	(変化分)
	需要	422.5	339.4	▲ 83.1
内訳	エリア需要	289.2	294.2	+5.0
	揚水運転	▲ 1.2	▲ 31.2	▲ 30.0
	電力貯蔵設備の充電	_	_	_
	域外送電(マイナスが送電)	▲ 132.1	▲ 14.0	+118.1
	長周期周波数調整(申込なし)	0.0	_	_
	最低供給力	422.5	370.5	▲ 52.0
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	74.8	74.8	0.0
	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)	2.6	2.6	0.0
	原子力	88.2	88.2	0.0
	一般水力	13.0	12.8	▲ 0.2
	バイオマス専焼電源	24.1	24.1	0.0
	地域資源バイオマス	3.2	3.2	0.0
	太陽光	145.6	159.8	+14.2
	風力	6.0	4.9	▲ 1.1
	想定誤差量	65.0	0.0	▲ 65.0
/	下げ代不足(再エネ出力抑制量)	0.0	31.1	+31.1

本機関が2025年1月~3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・再工ネ出力抑制の必要性

(単位:万)														
	場所		四国	エリア		エリア	四国エリア		四国エリア		一 四国エップ		四国エリア	
	出力抑制指令計	画時の下げ調整力最小時刻(※)	1月1日(水)	11時30分~12時00分	(.,	12時30分~13時00分	3月7日(金)	12時30分~13時00分	3月24日(月)	12時00分~12時30分	3月24日(月)	12時00分~12時30分	3月30日(日)	11時30分~12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】	【基準】
	年月日(曜日)		2025.1.1(水)	2024.1.1(月)		2025.2.14(金)	2025.3.7(金)	2024.3.18(月)	2025.3.24(月)		2025.3.24(月)	2019.3.28(木)	2025.3.30(日)	2019.3.24(日)
	天候		睛時々曇	晴後一時曇	晴	晴	晴時々曇	晴一時曇	曇	晴	曇	曇	晴時々曇	晴
需要想定	気温(℃)	I—————————————————————————————————————	12.0	13.0	14.8	12.3	11.0	14.0	22.3	18.4	22.3	19.8	12.8	13.9
(%1)	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ	▲6万 —	kW/℃ 225.1	▲/万	kW/℃		īkW/℃ I 323.5		kW/℃ 293.4		(W/℃ 294.2	▲6万	kW/℃ 245.8
()	需要	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)	6.0	225.1	 ▲ 17.5	323.2	 21.0	•	<u> </u>	293.4	0.0	294.2	6.6	245.8
	(万kW)	需要想定値(※の時刻の需要)3=①+②	231.1	(12℃-13℃)×(-6万 kW/℃)=6.0万kW	305.7	(14.8℃-12.3℃)×(-7万 kW/℃)=▲17.5万kW	344.5	(11℃-14℃)×(-7万 kW/℃)=21万kW	289.2	(19.0℃-18.4℃)×(-7万 kW/℃)=▲4万kW	294.2	需要に影響しない気温帯 (19℃~24℃)のため	252.4	(12.8℃-13.9℃)×(-6万 kW/℃)=6.6万kW
		III X IO CIE (MOPOZIO III X) © - © 1 ©	【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
	日射量予測値(W / m)	387~593		671~799		1Ш/лаже 1 424~847	-	159~742		202~717		513~909	
		特高	1.00~1.63		0.97~1.35		0.96~1.51	-	0.93~1.41		0.93~1.42		0.92~1.37	
	出力	高圧	0.78~1.63		0.19~1.18		0.00~1.70	-	0.18~2.45		0.18~2.21		0.18~1.21	
	換算係数	低圧10kW以上	0.66~1.66		0.33~1.18		0.00~1.75		0.31~2.88		0.32~2.69		0.31~1.23	
太陽光の	(W/(W/m³)/kW)	低圧10kW未満	0.93~0.93		0.89~0.90		0.00~1.47		0.85~0.87		0.85~0.87		0.85~0.85	
出力想定		特高④(※3)	19.1		32.8		29.0		19.8		29.2		29.3	
(%1)	出力想定値	高圧⑤(※3)	74.0		100.3		80.8		59.7		61.8		101.5	
	(万kW)	低圧10kW以上(自家消費を考慮(※2,3)) ⑥	52.5		68.4		55.5		41.1		42.0		68.6	
	(/JKVV)	低圧10kW未満(自家消費を考慮(※2,3))⑦	20.4		31.7		26.4		17.8		18.9		33.6	
		淡路島南部地域⑧(※4)	8.7		12.4		10.0		7.2		7.9		12.3	
	合計9	4+5+6+7+8	174.7		245.6		201.7		145.6		159.8		245.3	
風力の	設備量(万kW)		29.4		29.4		29.4		29.4		29.4		29.4	
出力想定	出力想定値 (万kW)	四国エリア⑩	4.2 0.6		2.5 0.3		13.5 2.0	-	5.2 0.8		4.3 0.6		16.3 1.0	
(※1)	合計⑫	次路馬用即吧或证 (1) + (1)	4.8		2.8		15.5		6.0		4.9		1.0 17.3	
	<u> </u>	<u>m</u> + m		【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】
	(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	72.3	TO DO DE O 1	69.6	13470601	75.3	tad/0E01	74.8	THE POLE OF	74.8	I D D J D D D D D D D D D D D D D D D D	20.9	I I I J I J I I I I I I I I I I I I I I
	(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		6.0		6.0		2.6		2.6		0.0	
	(K)	原子力	88.2		88.2		88.2		88.2		88.2		88.2	
	(J)	一般水力	8.2		8.1		25.1		13.0		12.8		27.1	
	エリア (H)	バイオマス専焼電源	12.7		14.6		6.9		24.1		24.1		17.8	
	供給力 (I)	地域資源バイオマス	2.7		3.3		3.2		3.2		3.2		3.3	
需給状況	(E-1)	太陽光⑨	174.7		245.6		201.7		145.6		159.8		245.3	
(万kW)	(5.2)	風力⑫	4.8	当日見直しが	2.8	当日見直しが	15.5	当日見直しが	6.0	当日見直しが	4.9 0.0	当日見直しが	17.3	当日見直しが
	(E-2)	想定誤差量 給力 計③	73.9 437.5	あれば記載	37.8 4 76.1	あれば記載	79.6 501.5	あれば記載	65.0 422.5	あれば記載	370.5	あれば記載	55.0 474.9	あれば記載
イメージ図は 「別紙3」	(A)	エリア需要③	231.1		305.7		344.5		289.2		294.2		252.4	
「別紙3」	/	(C-2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)®	▲ 30.0		▲ 60.0		▲ 30.0		0.0		▲ 30.0		▲ 60.0	
	揚水	(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		▲ 1.2	
	エリア 運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)®					_							
	需要等域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 120.2		▲ 73.2		▲ 110.3		▲ 132.1		▲ 14.0		▲ 14.0	
	送電	(B-2) 長周期広域周波数調整®	0.0		▲ 8.6		0.0		0.0		0.0		0.0	
	エリア需	要等計9=3-(4+5+6+1+8)	382.5		448.7		486.0		422.5		339.4		327.6	
		T11774954 -1/4		【当日見直し】		【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】		【当日見直し】
必要性		エリア供給力 計(3) エリア需要等 計(9)	437.5		476.1		501.5	/	422.5		370.5		474.9	
(万kW)		197需要等 計画 判定	382.5		448.7		486.0	/	422.5		339.4		327.6	
イメージ図は	(B) (I) = ED =		0		0		0	/	×		0			
「別紙3」	C 7/C 7	差量を織込んだ抑制必要量② = (⑬ - ⑲)	55.0		27.3	/	15.5	/	▲ 0.0	/	31.1	/	147.3	

^(※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、1月分は各5kmメッシュの合計、2月分以降は各1kmメッシュの合計。

^{(※4) 1}km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

(単位:万kW))		(a) 連系線運 (b) 燃料貯蔵 (c) 燃料貯蔵	の関係から排 の関係から排	印制量減少 可制量増加	電制量確保	(e) 試運転	試験パターンに 試験パターンに 設備など工場の	基づく抑制量 の生産調整に	単増加	(h)翌日発	の受電可能量	いた発電出力を 量不足	を採用		に伴うBOG い煙測定等)	(による抑制)	発電機出力制料 量減少	(m)設備制線 (n)上下貯水 (o)出水によ	(池の水位制) る運転制約(対)	的(揚水運転) 易水運転)		(p)下げ代不 (q)系統事故 (r)下げ調整	なに備えた運用 力確保済みの	用対策 のため対応不動	
		抑制、調整(1)		1月1	日(水)			2月2	7日(木)			3月:	7日(金)			3月24	4日(月)	前日計画		3月2	4日(月)	当日計画		3月3	30日(日)	
整力としてあら	燃料	発電所	最低出力① 7		差異 (②-①)	差異理由(※)		前日計画②		差異理由(※)		前日計画②		差異理由(※)			差異 (2-1)	差異理由(※)	最低出力①			差異理由(※)	最低出力①			差異理由(※
め確保する	IT	橋湾	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		0.0	0.0	0.0	
電設備等	石炭	橘湾1,2	34.0	34.0	0.0		32.9	32.9	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		34.0	34.0	0.0		0.0	0.0	0.0	4
(火力)		西条	0.0	0.0	0.0		0.0	6.1	6.1	(m)(l)	0.0	9.9	0.0	(m)(l)	0.0	0.0	0.0	413	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
r combb-	LNG	坂出1,2(コンバインド)	0.0	12.0 0.0	0.0		0.0	0.0 14.9	0.0		15.7	0.0 15.7	0.0		0.0 14.0	11.1	0.0	(k)	0.0 14.0	11.1	11.1	(k)	0.0 12.8	8.1 12.8	8.1	(u)
FC調整力	COG	坂出 4 坂出 3	10.6	10.6	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	14.0	0.0		12.8	0.0	0.0	
2%		合計	72.3	72.3	0.0	_	63.5	69.6	6.1	_	75.3	75.3	0.0	_	63.7	74.8	11.1	_	63.7	74.8	11.1	_	12.8	20.9	8.1	
株の光电別		HPI	72.3	72.3	0.0		03.3	09.0	0.1		73.3	73.3	0.0		03.7	74.0	11.1		03.7	74.0	11.1		12.0	20.9	0.1	
先給電ループ	ルに基づく	抑制、調整(2)		1月1	日(水)			2月2	7日(木)			3月	7日(金)			3月24	4日(月)			3月2	4日(月)			3月3	30日(日)	-
を力としてあら	発電所	号機	揚水動力① 育	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(※
じめ確保する	本川	1	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0	•	▲ 30.0	0.0	30.0	(p)	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0	
電設備等(揚	44/11	2	▲ 30.0	0.0	30.0	(p)	▲ 30.0		0.0		▲ 30.0		30.0	(p)	▲ 30.0	0.0	30.0	(g)	▲ 30.0	0.0	30.0	(p)	▲ 30.0			
水)		合計	▲ 60.0	▲ 30.0	30.0	<u> </u>	▲ 60.0	▲ 60.0	0.0		▲ 60.0	▲ 30.0	30.0		▲ 60.0	0.0	60.0		▲ 60.0	▲ 30.0	30.0		▲ 60.0	▲ 60.0	0.0	
先給雲ルー!	ルに暮つび	抑制、調整(3)		181	日(水)			282	7日(木)			38	7日(金)			3 🗆 2	4日(月)			3日2	4日(月)			381	30日(日)	
開給バランス改			充電最大電力①			差異理由(※)	充電局大電力(1)	前日計画②		差異理由(※)	充電局大電力の	前日計画②		差異理由(※)	充電量大電力①		差異 (2-1)	差異理由(※)	充電最大電力①			差異理由(※)	充電量大電力の		差異 (2-1)	差異理由/※
蓄電設備の発		対象設備なし	0.0	0.0	0.0	Z94-EH(W)	0.0	0.0	0.0	Z54-EH(**)	0.0		0.0	Z34-EH(**)	0.0	0.0		X34-3EH(W)	0.0	0.0	0.0	ду-ты(ж)	0.0	0.0	0.0	STAC-THU(W
III CHATTE TE												9.0				9.9			97.0	9.19			9.9			
先給電ルーパ	ルに基づく	抑制、調整(4)			日(水)				7日(木)				7日(金)				4日(月)				4日(月)				30日(日)	
		発電所		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		差異 (2-1)	差異理由(※)	最低出力①	777777	差異 (2-1)	差異理由(※)			差異 (2-1)	差異理由(※
を力としてあら;		火力他	0.0	0.0	0.0		6.0	6.0	0.0		6.0	6.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		発電設備の補修停止等を考 慮した抑制日の最低出力	[0%]	[0%]			[40%]	[40%]			[40%]	[40%]			[0%]	[0%]			[0%]	[0%]			[0%]	[0%]		
していない発電 (火力)		()内は、全段備運転時	(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)				(16.0)			4
(XX)	İ	自家発余剰	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	2.6	2,6	(1)	0.0	2.6	2.6	(1)	0.0	0.0	0.0	
		合計	0.0	0.0	0.0	_	6.0	6.0	0.0	_	6.0	6.0	0.0	_	0.0	2.6	2.6		0.0	2.6	2.6	_	0.0	0.0	0.0	_
		抑制、調整(5)		-,,-	日(水)				7日(木)				7日(金)				4日(月)				4日(月)				30日(日)	
を力としてあられ		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(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※
ていない発電 (揚水)		揚水	▲ 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		▲ 1.2	▲ 1.2	0.0	
#-6A == 11	11 (= 12 - 17 /	Midwid SIDER (c)		181	日(水)			282	7日(木)			3 FI	7日(金)			282	4日(月)			282	4日(月)			2H-	30日(日)	
光桁電ルー /	ルに奉うく	抑制、調整(6)		1/11	口(小)			2/1/2	7口(不)			3/1	/口(並)		1	3/H2*	+¤(Ħ)		-	3/1/2	+¤(Ħ)	1		3H3	300(0)	
		地域間連系線	前日15時時点 の空容量①※1 F	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	前日計画②	常展 (②_①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1	前日計画②	## (a_a)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1	前日計画②	## (a_a)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1	前日計画②	美麗 (②_①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1	前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※
1 WD	to who men state	地域间運术線	の至谷重① ※1	n La i Mai Co	E# (0-0)	左共珪田(※)	(連用容量) ※1	HI LI III (2)	E# (0-0)	左共珪田(※)	の至合量① ※1	別口町圏②	E# (0-0)	左共珪田(※)	の至谷重① ※1	HULLI IIII(2)	E# (0-0)	左共任田(※)	の至合量① ※1	HULL BI (MICE)	E# (0-0)	左共珪田(※)	の至谷重① ※1	HULLI III (2)	≥# (a-a)	左共珪田(※
問期広域周波 (連系線活用			0.0				52.7				14.6				0.0				0.0				0.0		+	
(選求株/山) 1 空容量 = (運用		中国四国間連系線	(120.0)	0.0	0.0		(120.0)	8.6	▲ 44.1	(i)	(120.0)	0.0	▲ 14.6	(i)	(120.0)	0.0	0.0		(0.0)	0.0	0.0		(0.0)	0.0	0.0	4
- 約定済みの域外送		関西四国間連系設備	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0		0.0		0.0				0.0				0.0		-	1
マージン(ΔkWマー5	・ジン含む)	医四四周间建示政 拥	(7.0)	0.0	0.0		(7.0)				0.0									0.0	0.0			0.0	0.0	4
		合計	0.0				(7.0)	استنسا	0.0		(7.0)	0.0	0.0		(14.0)	0.0	0.0		(14.0)	0.0	0.0		(14.0)	0.0	0.0	
				0.0	0.0	_	52.7			_	(7.0) 14.6			_	(14.0) 0.0			_	(14.0) 0.0			_	(14.0) 0.0			_
		DEL	(127.0)	0.0	0.0	_		8.6	▲ 44.1	_	(7.0)	0.0	▲ 14.6	_	(14.0)	0.0	0.0	_	(14.0)	0.0	0.0	-	(14.0)	0.0	0.0	_
原先給雷ルー リ	ルに基づく				日(水)	-	52.7	8.6	▲ 44.1	-	(7.0) 14.6	0.0	▲ 14.6	_	(14.0) 0.0	0.0	0.0	_	(14.0) 0.0	0.0	0.0	-	(14.0) 0.0	0.0	0.0	-
受先給電ルール	ルに基づく	抑制、調整(7)	(127.0) 合意Lた最低	1月1	日(水)	_	52.7	8.6 2月2	▲ 44.1 7日(木)	-	(7.0) 14.6 (127.0) 合意した最低	0.0 3月	7日(金)		(14.0) 0.0 (134.0) 合意した最低	3月24	0.0 4日(月)		(14.0) 0.0	0.0 3月2	0.0 4日(月)	_	(14.0) 0.0	0.0 3月3	30日(日)	
			(127.0) 合意した最低 出力① ※2			差異理由(※)	52.7 (127.0) 合意した最低 出力①※2	8.6 2月2	▲ 44.1	差異理由(※)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意にた最低 出力① ※2	0.0 3月	▲ 14.6	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意に最低 出力① ※2	3月24	0.0	- 差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意に最低 出力① ※2	0.0 3月2	0.0	- 差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意した最低 出力① ※2	0.0 3月3	30日(日)	差異理由(※
		抑制、調整(7)	(127.0) 合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	1月1前日計画②	日(水)	差異理由(※)	52.7 (127.0) 合意にた最低 出力① ※2 [出力率%]	2月2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意いた最低 出力① ※2 [出力率%]	3月前日計画②	▲ 14.6 7日(金) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意に最低 出力① ※2 [出力率%]	3月24前日計画②	0.0 4日(月)	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意	3月2	0.0 4日(月) ^{差異 (②-①)}	` '	(14.0) 0.0 (14.0) 合意に最低 出力① ※2 [出力率%]	3月3前日計画②	30日(日)	
		抑制、調整(7)	(127.0) 合意した最低 出力① ※2	1月1	日(水)	差異理由(※)	52.7 (127.0) 合意Lた最低 出力① ※2 [出力率%] 14.6	8.6 2月2	▲ 44.1 7日(木)	差異理由(※)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意にた最低 出力① ※2	0.0 3月	7日(金)		(14.0) 0.0 (134.0) 合意に最低 出力① ※2	3月24	0.0 4日(月)		(14.0) 0.0 (14.0) 合意に最低 出力① ※2	0.0 3月2	0.0 4日(月)	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意	0.0 3月3	30日(日)	
バイオマス専焼	克電源	抑制、調整 (7) 電源合計 ※2 発電設備の補條停止等 を考慮した抑制日の最低 出力	合意Lた最低 出力① ※2 [出力率%] 12.7	1月1前日計画②	日(水) 業異(2-①) 0.0	差異理由(※)	52.7 (127.0) 合意にた最低 出力① ※2 [出力率%]	2月2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意Lた最低 出力① ※2 [出力率%] 8.6	3月前日計画②	▲ 14.6 7日(金) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意	3月24前日計画②	0.0 4日(月) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5	0.0 3月2 前日計画② 24.1	0.0 4日(月) ^{差異 ②−①)} 4.6	` '	(14.0) 0.0 (14.0) 合意に最低 出力① ※2 [出力率%]	3月3前日計画②	30日(日)	
バイオマス専焼	克電源	抑制、調整 (7) 電源合計 ※2 発電股票の補格停止等	合態	1月1前日計画②	日(水)	差異理由(※)	52.7 (127.0) 合態に最低 出力の※2 [出力率%] 14.6 [45%]	8.6 2月2 前日計画② 14.6	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意に最低 出力①※2 [出力率%] 8.6 [50%]	0.0 3月 前日計画② 6.9	▲ 14.6 7日(金) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月24前日計画② 24.1	0.0 4日(月) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月2 前日計画② 24.1	0.0 4日(月) ^{差異 (②-①)}	` '	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力第 ※2 [出力率%] 17.8 [62%]	0.0 3月3 前日計画② 17.8	30日(日)	
バイオマス専焼	克電源	抑制、調整 (7) 電源合計 *2 免電股價の補條停止等 含等能止即制口の服然 出力	合意に示疑低 出力① ※2 [出力率%] 12.7 [60%]	1月1 前日計画② 12.7 1月1	日(水) 差異 ②-①) 0.0	差異理由(※) 理由A~C毎	52.7 (127.0) 合意した最低 出力①※2 [出力率%] 14.6 [45%]	8.6 2月2 前日計画② 14.6 2月2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 ②-③)} 0.0 7日(木)	差異理由(※) 理由A~C毎	(7.0) 14.6 (127.0) 合意に最低 出力① ※2 [出力率%] 8.6 [50%]	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月	▲ 14.6 7日(金) ^{差異(②-①)} ▲ 1.7 7日(金)	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意した最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	3月26 前日計画② 24.1 3月26	0.0 4日(月) 差異 ②-①) 4.6 4日(月)	差異理由(※)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意にた最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月2 前日計画 ² 24.1 3月2	0.0 4日(月) 差異 ②-①) 4.6 4日(月)	` '	(14.0) 0.0 (14.0) 合意した最低 出力① ※2 [出力率%] 17.8 [62%]	0.0 3月3 前日計画② 17.8 3月3	0.0 30日(日) 2異(②-①) 0.0 30日(日)	
(イオマス専焼 生給電ルー)	売電源 ルに基づく	抑制、調整 (7) 電源合計 ※2 発電設備の補條停止等 を考慮した抑制日の最低 出力	合意に示疑低 出力① ※2 [出力率%] 12.7 [60%]	1月1前日計画②	日(水) 業異(2-①) 0.0		52.7 (127.0) 合態に最低 出力の※2 [出力率%] 14.6 [45%]	8.6 2月2 前日計画② 14.6 2月2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 ②-③)} 0.0 7日(木)		(7.0) 14.6 (127.0) 合意に最低 出力①※2 [出力率%] 8.6 [50%]	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月	▲ 14.6 7日(金) 差異 (2-0) ▲ 1.7	差異理由(※) (h)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	3月24 前日計画② 24.1 3月24	0.0 4日(月) 差異 ②-①) 4.6	差異理由(※) (r)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月2 前日計画② 24.1 3月2	0.0 4日(月) ^{差異 ②−①)} 4.6	(s)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力第 ※2 [出力率%] 17.8 [62%]	0.0 3月3 前日計画② 17.8	0.0 30日(日) 2異(②-①) 0.0 30日(日)	差異理由(※
イオマス専焼	売電源 ルに基づく	抑制、調整 (7) 電源合計 *2 免電股價の補條停止等 含等能止即制口の服然 出力	(127.0) 合意ルた最低 出力① ※2 [出力率%] 12.7 [60%]	1月1 前日計画② 12.7 1月1	日(水) 差異 ②-①) 0.0	理由A~C毎	52.7 (127.0) 合意に最低 出力① ※2 [出力率%] 14.6 [45%]	8.6 2月2 前日計画② 14.6 2月2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 ②-③)} 0.0 7日(木)	理由A~C毎	(7.0) 14.6 (127.0) 合意に最低出力①※2 [出力率%] 8.6 [50%]	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月	▲ 14.6 7日(金) ^{差異(②-①)} ▲ 1.7 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每	(14.0) 0.0 (134.0) 合意止定最低 出力① ※2 [出力率%] [61%]	3月26 前日計画② 24.1 3月26	0.0 4日(月) 差異 ②-①) 4.6 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C毎	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比最低 出力① ※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月2 前日計画 ² 24.1 3月2	0.0 4日(月) 差異 ②-①) 4.6 4日(月)	(s) 理由A~C毎	(14.0) 0.0 (14.0) 合意	0.0 3月3 前日計画② 17.8 3月3	0.0 30日(日) 2異(②-①) 0.0 30日(日)	差異理由(※ 理由A~C每
バイオマス専焼 た給電ルーノ	売電源 ルに基づく	抑制、調整 (7) 電源合計 **2 外電影像の補格等止等 专導能上幹利日の最低 出力 抑制、調整 (8) 電源合計	会態した最低 出力①※2 [出力字%] 12.7 [60%]	1月1	日(水)	理由A~C毎	52.7 (127.0) 合態に最低 出力① ※2 [出力率%] 14.6 [45%]	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2	▲ 44.1 7日(木) ^{差異 (②-①)} 0.0 7日(木) ^{差異 (②-①)}	理由A~C毎	(7.0) 14.6 (127.0) 合意 (九景低 出力① ※2 [出力率%] 8.6 [50%]	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月 前日計画② 0.0	▲ 14.6 7日(金) 差異 (②-④) ▲ 1.7 7日(金) 差異 (②-④)	差異理由(※) (h) 理由A~C每	(14.0) 0.0 (134.0) 合意Lた最低 出力①※2 [出力率%] 19.5 [61%]	3月24 前日計画② 24.1 3月24 前日計画②	0.0 4日(月) ^{差異 (②-①)} 4.6 4日(月) ^{差異 (②-①)}	差異理由(※) (r) 理由A~C毎	(14.0) 0.0 (14.0) 合意した最低 出力①※2 [出力率%] 19.5 [61%]	0.0 3月2 前日計画2 24.1 3月2 前日計画2	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①)	(s) 理由A~C毎	(14.0) 0.0 (14.0) 合意Lた最低 出力①※2 [出力率%] 17.8 [62%]	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2	0.0 30日(日) 2 差異 (②-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (②-①)	差異理由(※ 理由A~C每
ボイオマス専焼 た給電ルーノ 地域資源バイ:	売電源 ルに基づく オマス	抑制、調整 (7) 電源合計 電源合計 ※2 発取が解め神性等 を考慮し即対日の最後 形力 抑制、調整 (8) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可	(127.0) 合意に忠紙 出力①※2 [出力率%] 12.7 [60%] 合意にた 最低出力① [出力率%] の.0	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7	日(水) ^{差異 (②-①)} 0.0 日(水) ^{差異 (②-①)} 0.0	理由A~C每 (発電所数)	52.7 (127.0) 合意に最低 出力①※2 [出力率%] 14.6 [45%] 合意に 最低出力① (日本等) のこの のこの のこの のこの のこの のこの のこの のこの のこの のこ	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 0.0 3.3	▲ 44.1 7日(木) 28異 (②-①) 0.0 7日(木) 28異 (②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	(7.0) 14.6 (127.0) 合態に最低 出力①※2 [出力率%] 8.6 [50%] 合態によ 最低出力③ [出力率%] 0.0	3月 前日計画2 6.9 3月 前日計画2 0.0 3.2	▲ 14.6 7日(金) 差異(②-①) ▲ 1.7 7日(金) 差異(②-①) 0.0	差異理由(※) (h) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (134.0) 合意 L L 最低 出力 ① ※2 [出力率%] 19.5 [61%] 合意 L L 最低出力 ② (出力率%) [出力率%] 0.0	3月2· 前日計画② 24.1 3月2· 前日計画② 0.0 3.2	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意 L 是低 出力 3 ※ 2 [出力率%] 19.5 [61%] 合意 L 是低出力 3 (出力率%) [出力率%] 0.0	0.0 3月2 前日計画2 24.1 3月2 前日計画2 0.0 3.2	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0	(s) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意 L L 最低 出力 0 ※ 2 [出力率%] 17.8 [62%] 合意 L L 最低出力 0 (出力率%] (出力率%] 0.0	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3	0.0 30日(日) 2異(2-0) 0.0 30日(日) 2異(2-0) 0.0	差異理由(※ 理由A~C年(発電所数)
先給電ルーノ	売電源 ルに基づく	抑制、調整 (7) 電源合計 **2 學報說縣の轉酵學止等 **等無人時報日の職能 排的 「期整 (8) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可	会際した最低 出力の※2 [出力率%] 12.7 [60%] 合意した 最低出力の (出力率) 0.0 一[100%]	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) - - - - - - - - - - - - -	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 合意止最低 出力0 ※2 [进力率%] 14.6 [45%] 合意止 最低出力0 [进力率%] 0.0 —[100%]	2月2 ² 前日計画 ² 14.6 2月2 前日計画 ² 0.0 3.3	▲ 44.1 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 —	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意した最低 出力③※2 (出力率%) (出力率%) (もか率%) (自力率%) (自力率%) (日力率%) (日力率%) (日力率%) (日力率%) (日力率%) (日力率) (日力率) (日力率) (日力率) (日力率) (日力率)	0.0 3月 前日計画2 6.9 3月 前日計画2 0.0 3.2	▲ 14.6 7日(金) 2頁 (2-0) ▲ 1.7 7日(金) 2頁 (2-0) 0.0 - 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每(発電所数) ————————————————————————————————————	(14.0) 0.0 (134.0) 合憲に最低 出力の※2 (出力率%) 19.5 [61%] 合意した 最低比力の (出力率%) の.0 一[100%]	3月2· 前日計画② 24.1 3月2· 前日計画② 0.0 3.2	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) 合意比嚴低 出力0 ※2 (出力率%) 19.5 (61%) 合意比 最低出力0 (出力率%) 一直的。 19.5 (19	3月2 前日計画② 24.1 3月2 前日計画② 0.0 3.2	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) 合態に最低 出力の ※2 (出力率%) 17.8 [62%] 合態した 最低比力の (出力率%) 0.0 一[100%]	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3	0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 	差異理由(※ 理由A~C有 (発電所数) — A(24),B(8),C(0
バイオマス専焼 受先給電ルーノ 地域資源バイン	売電源 ルに基づく オマス	抑制、調整 (7) 電源合計 ・2 発取機の海線線は等 を考慮に対対日の最終 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・2 ・3 ・2 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3 ・3	会悪した最低 出力の ※2 [出力率%] 12.7 [60%] 合悪した 最低出力の [出力率%] 0.0 一[100%]	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) - - - - - - - - - - - - -	理由A~C每 (発電所数)	52.7 (127.0) 合意止最低 出力の ※2 [出力率%] 14.6 [45%] の.0 -[100%]	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 0.0 3.3 2月2 ※政務用部時報	▲ 44.1 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 —	理由A~C毎 (発電所数)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意した最低 出力の※2 [出力率%] 8.6 [50%] 合意した 最低出力の (出力率) 0.0 一[100%]	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月 前日計画② 0.0 3.2	▲ 14.6 7日(金) 2頁 (2-0) ▲ 1.7 7日(金) 2頁 (2-0) 0.0 - 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (134.0)	3月24 前日計画② 24.1 3月2- 前日計画② 0.0 3.2 3月2- 次為無兩即均域	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (14.0) 6 意见比最低 出力①※2 (出力率%) 19.5 [61%] 6 意见比最低出力① (出力率%) 0.0 -[100%]	3月2 前日計画② 24.1 3月2 前日計画② 0.0 3.2 3月2 炎孫馬南即地域	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	(s) 理由A~C每 (発電所数)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 会態に最低 出力の※2 (出力率%) 17.8 [62%] 合態した 無低出力の (出力率%) 0.0 一[100%]	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 3月3 炎斑鳥用部地域	0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 	差異理由(※ 理由A~C年(発電所数)
バイオマス専焼 5先給電ルーノ 地域資源バイ:	売電源 ルに基づく オマス 想定誤差	押制、調整 (7) 電源合計 電源合計 電源合計 **2 学報の体験中止等 生き点に対射にの機能 ** 推動・開整 (8) 電源合計 出力抑制・可能 型 エリア	(127.0) (1	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1 路島南部地域 P出力帯①	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) - - - - - - - - - - - - -	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 合意に最低	8.6 2月2 前日計画② 14.6 2月2 前日計画② 0.0 3.3 2月2 ※四島南西西州 高出力帝 高出力帝	▲ 44.1 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 —	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意止最低 出力①※2 [出力率%] 8.6 [50%] 合意止 最低出力① (出力率%] 0.0 —[100%]	0.0 3月 前日計画2 6.9 3月 前日計画2 0.0 3.2 以茲與用型型域 中出力带①	▲ 14.6 7日(金) 2頁 (2-0) ▲ 1.7 7日(金) 2頁 (2-0) 0.0 - 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每(発電所数) ————————————————————————————————————	(14.0) 0.0 (134.0) 会電ル機能 出力①※2 (出力率%) 19.5 [61%] 会電ルた 最低出力の (出力率%) (出力率%) (一(100%) 四国エリア 中出力等②	9.0 3月2- 前日計画② 24.1 3月2- 前日計画② 0.0 3.2 3月2- ※路馬南部地域 中出力带②	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 合郷に帰帳 出力①※2 (出力率%) 19.5 [61%] 合郷に比 最低出力の (出力率%) 0.0 一[100%]	9.0 3月2 前日計画② 24.1 3月2 前日計画② 0.0 3.2 3月2 淡蒸馬南町地向 中出力蒂②	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 合電ル場長 出力①※2 (出力率%) 17.8 [62%] 合電ルた 最低出力の (出力率%) 0.0 —[100%]	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 3月3 ※孫無申討地 中出力帯①	0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 	差異理由(※ 理由A~C有 (発電所数) — A(24),B(8),C(0
バイオマス専焼 優先給電ルーノ 地域資源バイ:	見を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を	理制、調整 (7) 電源合計 ・ 2 発記係の海線がよる を考慮した時間の高級 ・ 2 対 ・ 2 対 ・ 2 対 ・ 2 対 ・ 2 対 ・ 2 対 ・ 3 対	(127.0) - 高悪に場紙 出力の ※2	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1 (205周期地域 P出力带① 64.4%	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) - - - - - - - - - - - - -	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 合意 に最低 出力の ※2 [出力率%] 14.6 45% 14.6 45% 0.0 一[100%] 14.6 0.0 一[100%] 14.6 0.0 0.0 14.6 0.0 0.0 14.6 0.0 0	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 0.0 3.3 2月2 ※該馬斯爾德地 高出力帯 77.4%	▲ 44.1 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 —	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意した最低 出力車%] (出力率%] (出力率%] の.0 一[100%] 四国エリア 中出力帯① 80.1%	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月 前日計画② 0.0 3.2 3月 ※超島南南地域 中出力帯① 80.1%	▲ 14.6 7日(金) 2頁 (2-0) ▲ 1.7 7日(金) 2頁 (2-0) 0.0 - 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每(発電所数) ————————————————————————————————————	(14.0) 0.0 (134.0) 会態に最低 出力の※2 (出力率の) 19.5 [61%] 会態に上 最低出力の(出力率の) (出力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア)	0.0 3月2· 前日計画② 24.1 3月2· 前日計画② 0.0 3.2 3月2· 淡路無南鄉地域 中出力带② 80.1%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) (14.0) 会態に発帳 出力の※2 [出力率9] 19.5 [61%] 会態に 無候出力の [出力率9] 0.0 -[100%] 四国エリア 中出力帯② 80.1%	9.0 3月2 前日計圖(2) 24.1 3月2 前日計圖(2) 0.0 3.2 3月2 淡路無層影響 中出力帯(2) 80.1%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 会態に最低 出力の※2 (出力率%) 17.8 [62%] 会態に 最低出力の (出力率%) 0.一[100%] 四国エリア 中出力帯① 中出力帯①	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 3月3 淡荔麻柳即時候 中出力帯①	0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 	差異理由(※ 理由A~C有 (発電所数) — A(24),B(8),C(0
バイオマス専焼 受先給電ルーノ 地域資源バイ:	売電源 ルに基づく オマス 想定誤差	押制、調整 (7) 電源合計 電源合計 電源合計 **2 学報の体験中止等 生き点に対射にの機能 ** 推動・開整 (8) 電源合計 出力抑制・可能 型 エリア	(127.0) - 高悪に場紙 出力の ※2	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1 路島南部地域 P出力帯①	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) - - - - - - - - - - - - -	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 127.0) 127.0 12	8.6 2月2 前日計画② 14.6 2月2 前日計画② 0.0 3.3 2月2 ※路縣鄉地納 高出力帯 77.4% 73.8%	▲ 44.1 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 7日(木) 差異 (②-①) 0.0 —	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意に最低 出力(※2 (出力率%) 8.6 [50%] のの (出力率%) のの (田力率%) のの (田力率) (田力率) (田力率) (田力率) (田力率) (田国エリア 中田力帯(1 80.1%) 80.1%	0.0 3月 前日計画2 6.9 3月 前日計画2 0.0 3.2 3.2 2 2 2 3 80.1% 80.1%	▲ 14.6 7日(金) 2頁 (2-0) ▲ 1.7 7日(金) 2頁 (2-0) 0.0 - 7日(金)	差異理由(※) (h) 理由A~C每(発電所数) ————————————————————————————————————	(14.0) 0.0 (134.0) 6 意比報儀 出力句 ※2 (出力率%) 19.5 [61%] 6 意比本	0.0 3月2: 前日計画② 24.1 3月2: 前日計画② 0.0 3.2 3月2: ※路馬用即均域 中出力带② 80.1% 41.7%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 合郷に帰帳 出力①※2 (出力率%) 19.5 [61%] 合郷に比 最低出力の (出力率%) 0.0 一[100%]	9.0 3月2 前日計画② 24.1 3月2 前日計画② 0.0 3.2 3月2 ※孫馬南即時候 中出力帯② 80.1% 49.2%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 合態に最低 出力の※2 (出力率%) 17.8 [62%] 合態にた 最低出力の (出力率%) 0.0 -[100%] 四国エリア 中世力解心 80.1% 71.5%	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 3月3 ※選馬希腊地域 中出力帯① 80.1% 71.2%	0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 30日(日) 2 差異 (2-①) 0.0 	差異理由(※ 理由A~C有 (発電所数) — A(24),B(8),C(0
バイオマス専焼 要先給電ルーノ 地域資源バイ:	見を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を	理制、調整 (7) 電源合計 **2 発電路を海林寺上等 を考慮した時間に回線 ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	会郷北島経	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1 滋養申期地域 P出力等① 64.4% 51.7%	日(水) 差異(②-①) 0.0 日(水) 差異(②-①) 一 日(水)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 合意 に最低 出力の ※2 [出力率%] 14.6 45% 14.6 45% 0.0 一[100%] 14.6 0.0 一[100%] 14.6 0.0 0.0 14.6 0.0 0.0 14.6 0.0 0	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 0.0 3.3 2月2 ※該馬南部時間 高出力帯 77.4%	▲ 44.1 7日(木) 2署(②-③) 0.0 7日(木) 2署(②-④) 0.0 — 7日(木)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(7.0) 14.6 (127.0) 合意した最低 出力車%] (出力率%] (出力率%] の.0 一[100%] 四国エリア 中出力帯① 80.1%	0.0 3月 前日計画② 6.9 3月 前日計画② 0.0 3.2 3月 ※超島南南地域 中出力帯① 80.1%	▲ 14.6 7日(金) □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □	差異理由(※) (h) 理由A~C每(発電所数) ————————————————————————————————————	(14.0) 0.0 (134.0) 会態に最低 出力の※2 (出力率の) 19.5 [61%] 会態に上 最低出力の(出力率の) (出力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力率の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田力平の) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア) (田田丁リア)	0.0 3月2· 前日計画② 24.1 3月2· 前日計画② 0.0 3.2 3月2· 淡路無南鄉地域 中出力带② 80.1%	0.0 4日(月) 差異 (全-①) 4.6 4日(月) 差異 (全-①) - 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) ○高ルた単低 出力の ※2 [出力率の] 19.5 [61%] ○の。 「出力率の] ○の。 一[100%] 四国エリア 中出力帯② 80.1%	9.0 3月2 前日計圖(2) 24.1 3月2 前日計圖(2) 0.0 3.2 3月2 淡路無層影響 中出力帯(2) 80.1%	0.0 4日(月) 差異 (②-①) 4.6 4日(月) 差異 (②-①) - 0.0 - 4日(月)	理由A~C每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 会態に最低 出力の※2 (出力率%) 17.8 [62%] 会態に 最低出力の (出力率%) 0.一[100%] 四国エリア 中出力帯① 中出力帯①	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 3月3 淡荔麻柳即時候 中出力帯①	0.0 30日(日) 0.0 30日(日) 0.0 30日(日) 0.0 30日(日) 0.0 30日(日)	差異理由(※ 理由A~C有 (発電所数) — A(24),B(8),C(0
バイオマス専携 生物 大名 でんしゅう かいまい はいまい かいまい はいまい はいまい はいまい はいまい はいまい	見を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を表現を	理制、調整 (7) 理済合計 "定済合計 "定済合計 "定済合計 "生济合計" "	(127.0) 合意に最低 はカロッミ	1月1 前日計画② 12.7 1月1 前日計画② 0.0 2.7 1月1 路島南部地域 P出力帯① 64.4% 80.4%	日(水)	理由 A ~ C 每 (発電所数) — A(24),B(8),C(0)	52.7 (127.0) 127.0) 127.0	8.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 14.6 2月2 前日計画2 7.0 3.3 2月2 ※蒸馬郵煙物域 高出力帯 77.4% 73.8% 95.3%	▲ 44.1 7日(木) 28異 (②-①) 0.0 7日(木) 8果 (②-①) 0.0 - 7日(木)	理由 A ~ C 每 (発電所数) ————————————————————————————————————	(7.0) 14.6 (127.0) 合電止最低 出力() ※2 (出力率)() 8.6 [50%] 合電止 無低出力() ([出力率)() 0.0 —[100%] 四国エリア 中出力等() 80.1% 58.1% 672.6%	0.0 3月 前日計画2 6.9 3月 前日計画2 0.0 3.2 2 3月 80.1% 80.1% 57.9% 72.2%	▲ 14.6 7日(金) □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □ □	差異理由(※) (h) 理由A~C每 (免電所数) — A(24),8(8),C(0)	(14.0) 0.0 (134.0) (134.0) 会態に最低 出力の※2 [出力率%] 19.5 [61%] 会態によ 最低出力の [出力率%] の.0 —[100%] 四国エリア 中出力帯② 80.1% 41.8% 52.2%	9.0 3月2· 前日計画② 24.1 3月2· 前日計画② 0.0 3.2 9.0 3月2· 3月2· 3月2· 3月2· 4日3· 4日43· 4日43· 41.7% 52.0%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) 差異(②-①) 0.0 - 4日(月)	差異理由(※) (r) 理由A~C每 (発電所数) — A(24)点(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) (14.0) (14.0) (14.0) ※2 (旧力率%) (日力率%) (日力等%)	9.0 3月2 前日計画② 24.1 3月2 前日計画② 0.0 3.2 49.2% 80.1% 49.2% 49.2% 61.4%	0.0 4日(月) 差異(②-①) 4.6 4日(月) ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	(s) 理由A~C每 (発電所数) — A(24),b(8),C(0)	(14.0) 0.0 (14.0) (14.0) 合類した最低 出力の※2 (出力率%) 17.8 [62%] (出力率%) (出力率%) (出力率%) (出力率%) (出力率%) (出力率%) (出力率が) 80.1% 71.5%	0.0 3月3 前日計画2 17.8 3月3 前日計画2 0.0 3.3 9周8年間2 中出力滞① 80.1% 71.2% 88.8%	0.0 30日(日) 20日(日) 20日(日) 0.0 30日(日) 22日(第一位) 30日(日) 4 1	差異理由(※ 理由A~C 年 (発電所数) — (A(24),B(8),C(0

(参考) 当日の需給実績

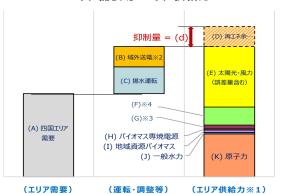
(単位:万kW)

		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
			1月1日(水)	2月27日(木)	3月7日(金)	3月24日(月)	3月30日(日)
		下げ調整力最小時刻	12時~12時30分	12時30分~13時	12時30分~13時	11時30分~12時	12時30分~13時
天候·気温	天候		晴	晴時々曇	晴後曇	曇時々晴一時雨	曇一時晴
入下、火血	気温(℃)		12.5	14.8	10.4	22.2	12.2
		(A) エリア需要(※1)	204.9	306.8	331.4	301.7	235.4
		(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	79.4	75.4	108.2	124.6	52.0
		(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)	4.2	9.2	14.8	7.4	1.8
	エリア	(K) 原子力	88.0	87.8	88.0	88.0	88.0
		(3) 一般水力	6.3	5.9	26.9	16.2	29.0
		(H) バイオマス専焼電源	13.6	14.0	7.4	23.6	17.6
(参考)	供給力	(I) 地域資源バイオマス	2.9	3.5	3.9	3.6	3.7
当日の		太陽光(抑制量含む)(※1)	189.7	243.6	201.3	183.0	223.9
需給実績		風力(抑制量含む)(※1)	3.0	0.7	12.0	5.5	6.2
	•	エリア供給力計	387.1	440.1	462.5	451.9	422.1
	揚水運転等	揚水式発電機の揚水運転	▲ 31.2	▲ 31.2	▲ 1.2	▲ 60.0	▲ 61.2
		需給バランス改善用の蓄電設備の充電	2 31.2	2 51.2	= 1.2	■ 00.0	■ 01.2
	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	▲ 121.0	▲ 82.0	▲ 109.6	▲ 16.6	▲ 17.2
	抑制	(D) 太陽光·風力抑制(※1)	▲ 30.0	▲ 20.1	▲ 20.3	▲ 73.6	▲ 108.2
	供給力計		204.9	306.8	331.4	301.7	235.5

(※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

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

○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

~四国電力送配電編~

2025年5月28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



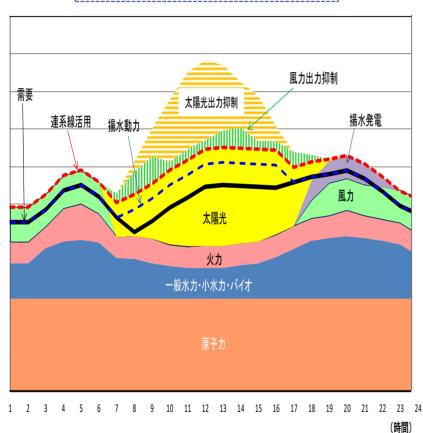
本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則(以下、「再工 ネ特措法施行規則」という。)、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①~③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- 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、再工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



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

①需給状況 (別紙1)

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)



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

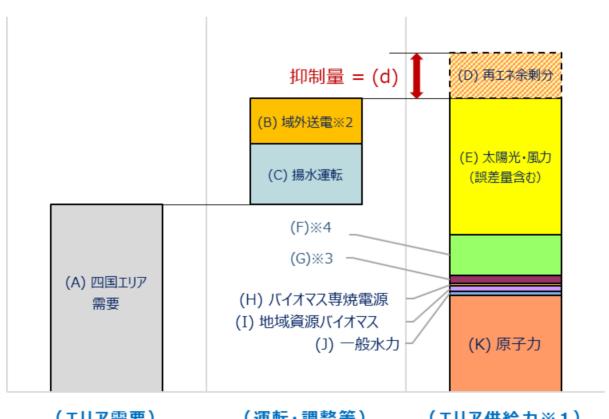
- (1) 業務指針第173条による
 - 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記(ア)から(ウ)に掲げる 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の抑制等の措置を講じる。
 - (ア)発電機の出力抑制、(イ)揚水式発電機の揚水運転、(ウ)需給バランス改善用の蓄電設備の充電(※)
- (2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、 同指針第174条により、以下①から⑦の順で、措置を講じる。
 - ① 一般送配電事業者および配電事業者が調整力としてあらかじめ確保していない発電 設備等について下記(ア)から(ウ)に掲げる措置 (以下の③、④、⑤、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



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



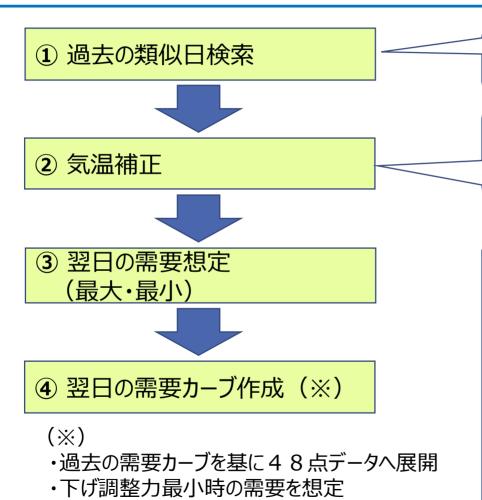
(エリア需要)

(運転・調整等)

(エリア供給力※1)

- ※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

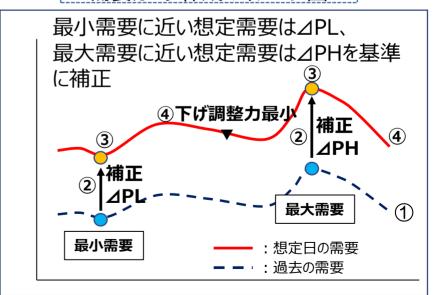
エリア需要は、過去の需要実績、および気温実績、ならびに最新の気象データ(気象予測)に基づき、想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。



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。

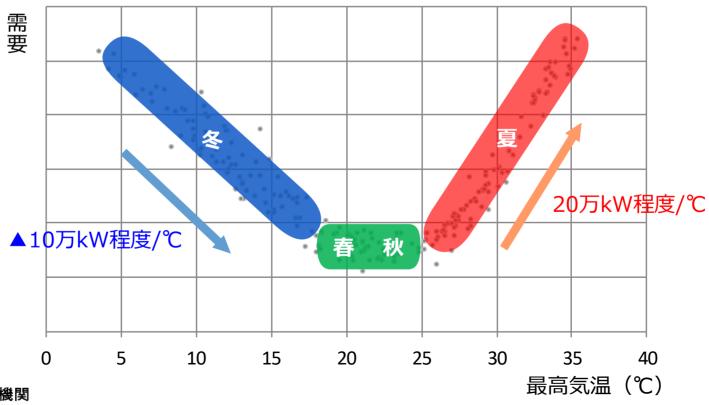
需要カーブ作成のイメージ図



(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】





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

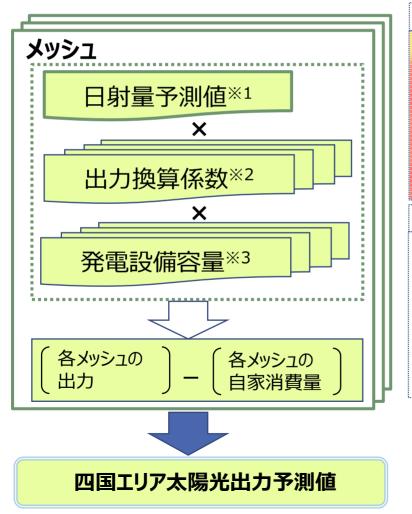
(※) 淡路島南部地域は関西電力送配電にて想定

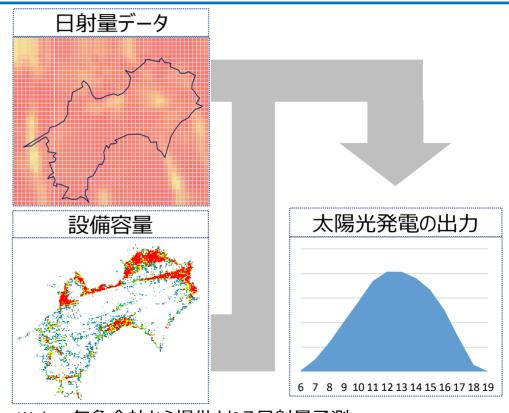
歷史的経緯

- ・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187k V 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

平成20年以降の淡路島南部地域の四国送電対象エリア

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12時の予測日射)から5kmメッシュの日射量を想定し、連系種別のPV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、5km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。(2月分より1kmメッシュでの予測)日別の状況は「別紙1」参照。



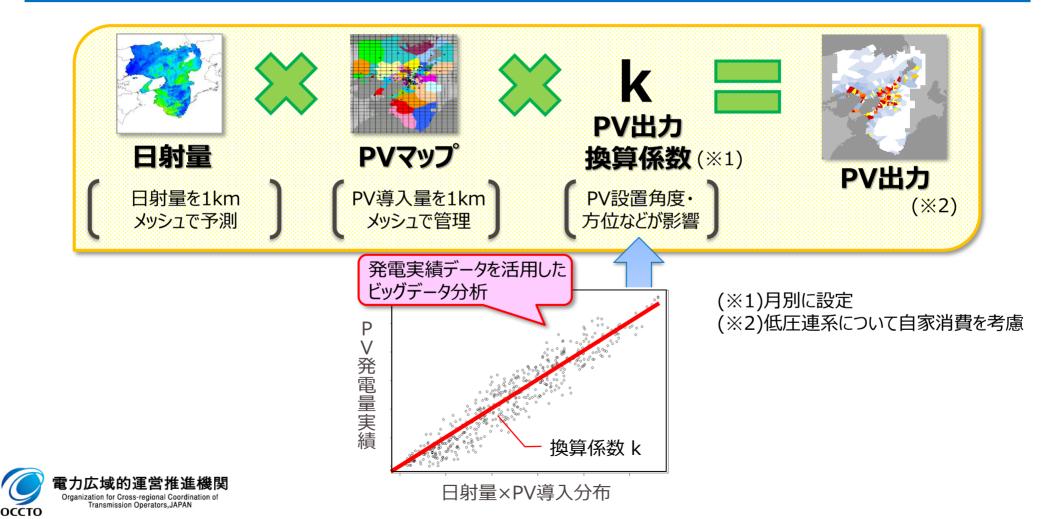


※1:気象会社から提供される日射量予測

※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、 連系種別ごとに細分化した出力換算係数

※3:連系種別ごとに細分化した太陽光発電設備容量

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。

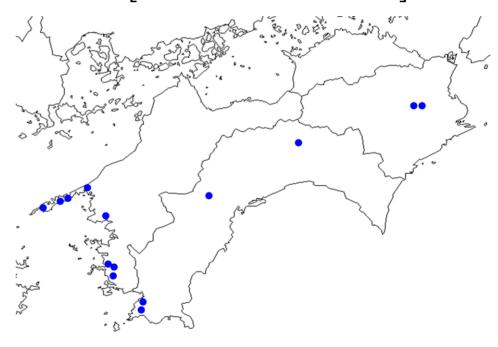


風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

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)]

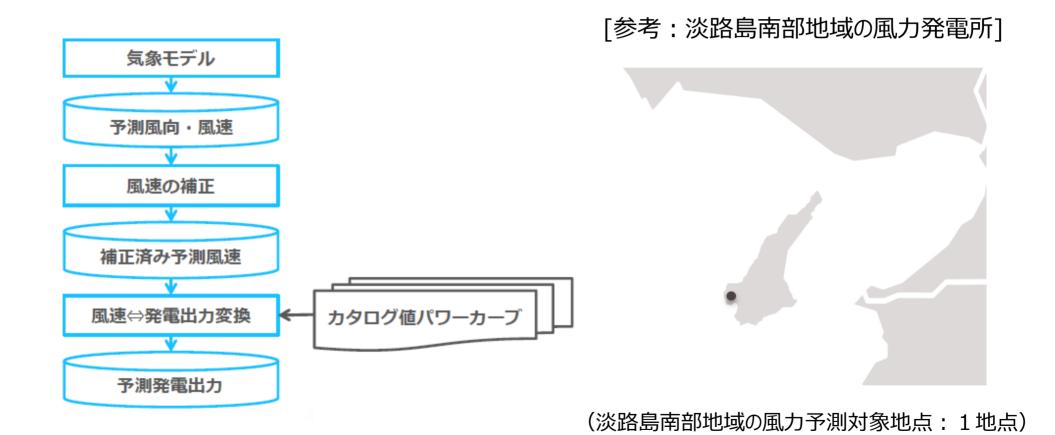
カットアウト 定格運転 カットイン 0 5 10 15 20 25 30 風速 [参考:四国の風力発電所]



(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。





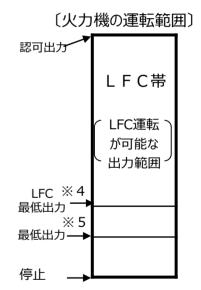
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯(太陽光出力なし)の供給力を確保しつつ、四国電力送配電が公表している「系統運用指針 – VI 系統運用に必要な調整能力の確保 – VI – 3 調整力の確保」の規定に基づき、L F C (※1) 調整力として、常時の系統容量の2%の下げ調整力を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。

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。

- ○<u>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</u> (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(DSS: 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。
 - ・COG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。



- ※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



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)15

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。

	」送配電の 発電所	揚水動力
発電所名	号機	(万 k W)
 111	1	▲30.0
本川	2	▲ 30.0
台	清十	▲ 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。

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)

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。

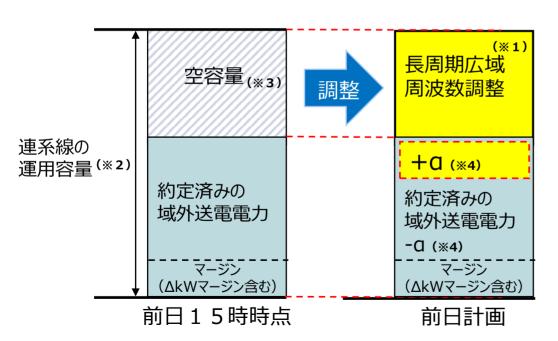
日別の状況は「別紙2」参照。

	」送配電の 発電所	揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	(/JKVV)
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 1 5 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。

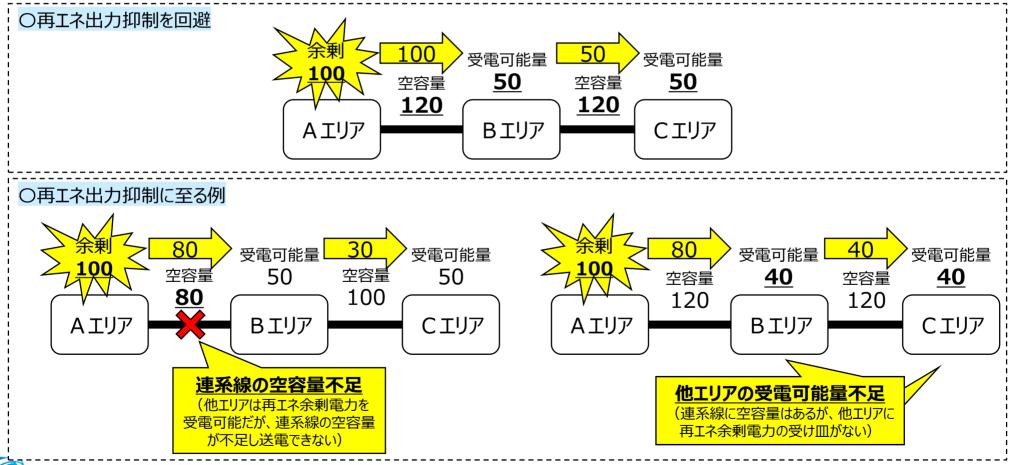
(※1)供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



- (※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。 (=a)

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。





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 1 4 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。

○<u>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、</u> 四国エリア(本土)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) 24

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 8

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!再生可能エネルギーー新制度に関するよくある質問ー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、当日想定の最大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、実際の再工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]

				1月の最大誤差量						
	力帯	四国エリア			淡路島南部地域					
(最大出力に対する出力率) 		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%~)	18.0	18.6	36.6	0.8	1.4	2.2			
中出力帯1	(67.5%~90%)	47.2	29.0	76.2	0.5	1.4	1.9			
中出力带 2	(45%~67.5%)	54.4	5.1	59.5	1.7	1.8	3.5			
低出力帯1	(22.5%~45%)	30.8	12.4	43.2	2.6	1.6	4.2			
低出力带 2	(~22.5%)	3.9	0.7	4.6	1.9	1.4	3.3			

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

- ・ 合計誤差は四国エリアと淡路島南部地域の各々の出力帯の最大誤差量の合算値
- 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

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、当日想定の最大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、実際の再工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]

	2月の最大誤差量						
	力帯	四国エリア			淡路島南部地域		
(最大出力に対する出力率)		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%~)	10.1	27.7	37.8	0.0	0.0	0.0
中出力帯1	(67.5%~90%)	50.7	6.2	56.9	1.0	1.9	2.9
中出力带 2	(45%~67.5%)	66.2	8.0	74.2	2.9	0.4	3.3
低出力帯1	(22.5%~45%)	18.9	2.9	21.8	4.1	0.0	4.1
低出力带 2	(~22.5%)	38.5	11.5	50.0	0.0	0.0	0.0

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

- ・ 合計誤差は四国エリアと淡路島南部地域の各々の出力帯の最大誤差量の合算値
- 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

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、当日想定の最大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、実際の再工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]

				3月の最大誤差量						
	力帯	四国エリア			淡路	淡路島南部地域				
(最大出力に対する出力率) 		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%~)	7.3	30.0	37.3	0.0	0.0	0.0			
中出力帯 1	(67.5%~90%)	55.1	20.3	75.4	1.6	2.6	4.2			
中出力带 2	(45%~67.5%)	57.4	2.2	59.6	4.5	0.9	5.4			
低出力带1	(22.5%~45%)	35.2	28.1	63.3	3.3	2.6	5.9			
低出力带 2	(~22.5%)	28.4	8.2	36.6	0.8	1.8	2.6			

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

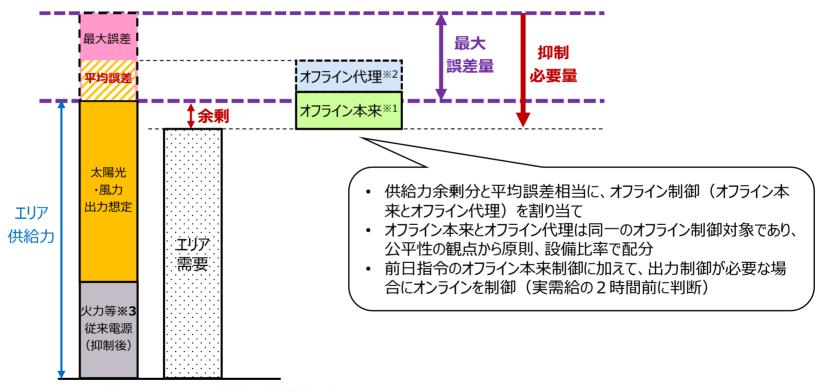


当日の想定誤差量を決定

- ・ 合計誤差は四国エリアと淡路島南部地域の各々の出力帯の最大誤差量の合算値
- 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

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。



※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

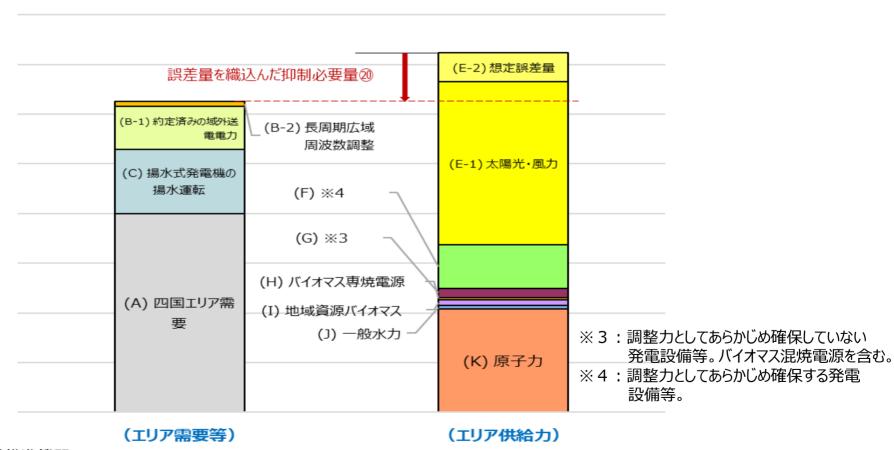
※2:オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者 (旧ルール10~500kW未満の太陽光ほか)

※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。

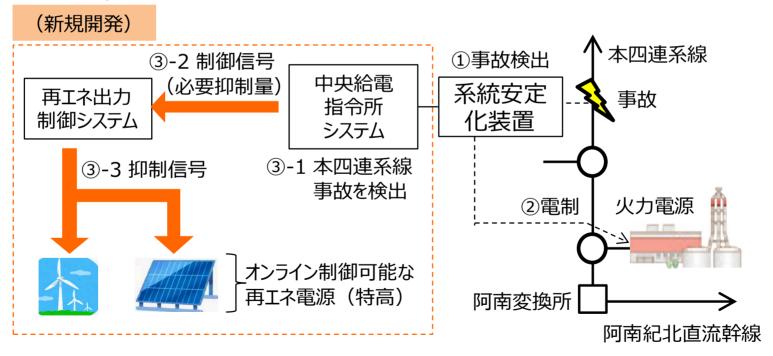
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量





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、12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40%程度まで抑制	1者 (火力)	16.7	6.7	(40%)
② 定格出力の25%程度まで抑制	1者 (火力)	45.0	11.0	(24%)
③ 自家消費相当分まで抑制	10者(自家発余剰電源)	_	0.0	※1
計	12者	61.7	17.7	(29%) % 2

- (※1) 自家発事業者は、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①②の合計(出力率は①②から算出。)

ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

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 1 月~

3月分)

四国電力送配電株式会社が 2025 年 1 月~3 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 1 月~3 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27日(1月:6日、2月:2日、3月:19日)

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

太字:検証対象に選定

※1 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。

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。

3月24日(月)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、岡山県で発生した山林火災により中国四国間連系線が2回線停止となったことにより、域外送電電力が減少したことで、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)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 1 月~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
- <u>(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</u> 電力送配電編~<mark>値</mark>(XXXXKB)

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

~2025年1月~3月抑制分 九州電力送配電~

2025年5月28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1月~3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42日間(1月:10日、2月:14日、3月:18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1月~3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。

- 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LFC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。
 - ・バイオマス車焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。
- 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。

Tリア需要想定

太陽光・風力の 出力想定

①需給状況 (別紙1)

②優先給電 ルールに基

づく抑制、

(下げ調整

力確保)

調整

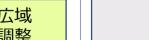


火力電源等の 出力抑制





長周期広域 周波数調整





再エネの出力抑制

③必要性 (別紙1)

揚水発電機の 揚水運転 等

(別紙2)

九州電力送配電は、1月の以下の10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	12月31日(火) 16時	1月1日(水) 16時	1月2日(木) 16時	1月17日(金) 16時	1月18日(土) 16時	
抑制実施日	1月1日(水)	1月2日(木)	1月3日(金)	1月18日(土)	1月19日(日)	
最大抑制量※1)	600.8万kW	445.5万kW	454.5万kW	288.8万kW	359.5万kW	
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	
検証対象	0					
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	1月21日(火) 16時	1月24日(金) 16時	1月25日(土) 16時	1月29日(水) 16時	1月30日(木) 16時		
抑制実施日	1月22日(水)	1月25日(土)	1月26日(日)	1月30日(木)	1月31日(金)		
最大抑制量※1)	263.3万kW	425.1万kW	426.5万kW	120.9万kW	172.4万kW		
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時		
検証対象				0			
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						

九州電力送配電は、2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、再工ネ事業者に対し、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	2月10日(月) 16時	2月12日(水) 16時	2月13日(木) 16時	2月15日(土) 16時	2月16日(日) 16時	
抑制実施日	2月11日(火)	2月13日(木)	2月14日(金)	2月16日(日)	2月17日(月)	
最大抑制量※1)	380.6万kW	334.0万kW	332.9万kW	249.5万kW	277.3万kW	
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	
検証対象	0					
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	2月17日(月) 16時	2月18日(火) 16時	2月19日(水) 16時	2月21日(金) 16時	2月22日(土) 16時	
抑制実施日	2月18日(火)	2月19日(水)	2月20日(木)	2月22日(土)	2月23日(日)	
最大抑制量※1)	222.5万kW	220.9万kW	255.0万kW	301.6万kW	213.2万kW	
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	
検証対象						
九州電力送配電	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	2月23日(日) 16時	2月24日(月) 16時	2月25日(火) 16時	2月26日(水) 16時		
抑制実施日	2月24日(月)	2月25日(火)	2月26日(水)	2月27日(木)		
最大抑制量※1)	320.4万kW	277.4万kW	369.2万kW	340.4万kW		
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時		
検証対象	0					
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				

九州電力送配電は、3月の以下の18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、再工ネ事業者に対し、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	2月28日(金) 16時	3月6日(木) 16時	3月7日(金) 16時	3月8日(土) 16時	3月9日(日) 16時			
抑制実施日	3月1日(土)	3月7日(金)	3月8日(土)	3月9日(日)	3月10日(月)			
最大抑制量※1)	301.7万kW	242.9万kW	349.9万kW	550.8万kW	87.0万kW			
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時			
検証対象								
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力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	3月11日(火) 16時	3月13日(木) 16時	3月15日(土) 16時	3月19日(水) 16時	3月20日(木) 16時			
抑制実施日	3月12日(水)	3月14日(金)	3月16日(日)	3月20日(木)	3月21日(金)			
最大抑制量※1)	292.1万kW	445.1万kW	198.9万kW	518.2万kW	470.6万kW			
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時			
検証対象								
九州電力送配電の表サイト	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	3月21日(金) 16時	3月22日(土) 16時	3月23日(日) 16時	3月24日(月) 16時	3月25日(火) 16時				
抑制実施日	3月22日(土)	3月23日(日)	3月24日(月)	3月25日(火)	3月26日(水)				
最大抑制量※1)	625.0万kW	649.6万kW	157.4万kW	514.8万kW	446.3万kW				
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時	8~16時				
検証対象		0							
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	3月28日(金) 16時	3月29日(土) 16時	3月30日(日) 16時						
抑制実施日	3月29日(土)	3月30日(日)	3月31日(月)						
最大抑制量※1)	251.8万kW	442.0万kW	249.6万kW						
抑制時間	8~16時	8~16時	8~16時						
検証対象									
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力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。

・無作為に選定した日・・・・・・・・・ 1/30(木)、2/24(月)

※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	1)	月	2,	月	3月
計1111月日	1	30	11	24	23
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	0	0	0	0	\circ
(2) エリア需要想定	\circ	0	0	\circ	\bigcirc
(3) 太陽光の出力想定	\circ	0	0	0	\circ
(4) 風力の出力想定	\circ	0	0	\circ	\bigcirc
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)	0	0	0	0	\bigcirc
(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	\circ	0	0	0	\circ
(3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電	\circ	0	0	0	\circ
(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)	\circ	0	0	0	\circ
(5)長周期広域周波数調整※	\circ	0	0	\circ	\circ
(6)バイオマス専焼電源	0	0	0	0	\circ
(7) 地域資源バイオマス	\circ	0	0	0	\circ
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	0	0	0	0	0
総合評価	0	0	0	0	0



評価項	[理由
1. 再エネの出力抑制に関する 行った時点で予想した需給		_
(1)エリア需要等・エリア供		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	類似の過去実績が	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	恒で想定できていた(全代表日)。
2. 優先給電ルールに基づく抑 (下げ調整力確保)の具体		_
(1)調整力としてあらかじる 備等(火力)		確保したうえで、試運転試験パターンに基づく抑制量減少がある発電機を除き、最低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る 電設備等(揚水)		う停止、共通設備やポンプ水車発電電動機の外部点検等による停止を除き、最大限にした(全代表日)。
(3) 需給バランス改善用の	の蓄電設備の充電 低温停止および設	備トラブルに伴う停止を除き、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る 発電設備等(火力)	め確保していない 最低出力以下まで	転試験による抑制量の減少がある発電所を除き、運用容量に影響を与えない範囲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
(5)長周期広域周波数詞	: 本文	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 とを確認した(全代表日)。
(6)バイオマス専焼電源		下限制約、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 引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 した(全代表日)	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。
3. 再エネの出力抑制を行う必	必要性	_
再エネの出力抑制を行う必要 抑制必要量		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 る結果となっていた(全代表日)。
炒△≕ /≖	ᅔᄔᆛᆂᄺᄹᆘᄼᆋᆖᆍᆂᄰᇹᆂᄽᆂᄆ	(トロ目)にトレナータでロングツルスキュもに記住する

本機関が2025年1月~3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	訓指令計	画時の下げ調整力最小時刻(※)	1月1日(水)	12時30分~13時00分	1月30日(木)	12時30分~13時	2月11日(火)	12時30分~13時	2月24日(月)	12時30分~13時	3月23日(日)	12時30分~13時
				【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】
	年月日	(曜日)		2025.1.1(水)	2023.1.1(日)	2025.1.30(木)	2022.1.14(金)	2025.2.11(火)	2023.1.21(土)	2025.2.24(月)	2025.2.11(火)	2025.3.23(日)	2022.4.17(日)
	天候			晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温(℃			10.0	9.1	6.4	6.0	7.5	8.8	5.5	7.1	19.9	18.2
需要想定	気温感応	速	需要に影響しない気温帯 (19℃~24℃) はゼロ		万kW/℃	30.0	万kW/℃	27.0	万kW/℃	27.0	万kW/℃	27.0	万kW/℃
	需	垂	過去の需要実績①	<u> </u>	715.7 (10℃-9.1℃)×▲	<u> </u>	1167.0		959.9 (7.5°C-8.8°C)×▲	<u> </u>	1031.8 (5.5℃-7.1℃)×▲	— A 21 C	756.6
) (万k		気温補正量② (補正量の計算根拠を右に記載)		(10 C-9.1 C) ★ 1 23万kW/℃= 4		(6.4℃-6℃)×▲30 万kW/℃=▲12.0	35.1	27万kW/℃=35.1		27万kW/℃=43.2		(19℃-18.2℃)×▲ 27万kW/℃=▲
	(/)	((()	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	695.0	20.7万kW	1155.0	万kW	995.0	万kW	1075.0	万kW		21.6万kW
				【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
	日射量引		MJ / m)	1.62~2.20		$0.94 \sim 2.47$		2.46~2.68		1.73~2.85		3.11~3.19	
	出		特高	0.158		0.158		0.139		0.139		0.156	
	換算		高圧	0.200	4	0.200	_	0.111		0.111		0.208	
		h/MJ	低圧10kW以上	0.195		0.195		0.106		0.106		0.198	
太陽光の	/m²/k	((()	低圧10kW未満	0.166		0.166	-	0.089		0.089		0.177	
出力想定	 出力想定	"値/※11	特高④ 高圧⑤	188.0 267.8		157.2 203.5	-	220.7 306.7		209.7 286.0		234.0 335.7	
		. ,	低圧10kW以上⑥	207.8		168.7	1	234.6		225.3		253.7	
	(万kW)		低圧10kW以上 低圧10kW未満⑦	132.2		98.3		148.3		141.1		170.1	
	想定白家	消費量(:	※2) (万kW) ® (低圧10kW未満のみ考慮)	▲ 26.5		▲ 23.2	1	▲ 27.3	-	▲ 26.6		▲ 21.3	
	合計		4+5+6+7+8	771.3		604.5		883.0		835.5		972.2	
			特高⑩	55.5		53.0	-	54.8		54.8		55.5	
	設備量 (万kW)		高圧以下⑪	6.4	1	6.2	•	6.2	1	6.2		6.4	
風力の		(W)	合計 (⑩+⑪)	61.9		59.2		61.0		61.0		61.9	
出力想定	出力想	思定値	特高⑫	4.0		11.8		3.6	1	20.4		24.4	
	(万k	cW)	高圧以下⑬ = ⑫× (⑪/⑩)	0.4		1.3	<u>.</u>	0.4		2.3		2.8	
	合計	† 14	(1) + (3)	4.4		13.1		4.0		22.7		27.2	
				【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】	【当日見直し】
		(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	81.0		105.9		107.3		108.9		88.8	
		(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)	117.5		183.7		134.1		137.0		97.3	
		(L)	原子力	414.3		414.3		414.5		414.6		414.4	
		(J)	一般水力	18.5		15.4		18.6		18.4		22.4	
	エリア	(K)	地熱	16.3		16.6		16.7		16.6		16.3	
需給状況	供給力	(H)	<mark>バイオマス専焼電源がイオマス 専焼電源 地域資源バイオマス</mark>	38.8		48.0		43.2		38.6		42.1	
		(I)	地域員派バイオヤス 太陽光⑨	27.8 771.3		25.7 604.5		23.4 883.0		24.8 835.5		28.4 972.2	
(万kW)		(E-1)	風力⑭	4.4	当日見直しがあ	13.1	当日見直しがあ	4.0	当日見直しがあ	22.7	当日見直しがあ	13.3	当日見直しがあ
イメージ図は		(E-2)	想定誤差量	232.0	れば記載	339.0	れば記載	163.9	れば記載	211.4	れば記載	47.0	れば記載
1メージ図は 「別紙3」	 		給力計⑮	1,721.9		1,766.2	1	1,808.7		1,828.5	1	1,742.2	
		(A)	エリア需要(本土)③	695.0	1	1,155.0	1	995.0	1	1,075.0	1	735.0	
	Ì	揚水		▲ 227.1	1	▲ 227.1	1	▲ 227.1	1	▲ 227.1	i	▲ 162.1	
	エリア	運転等		▲ 5.0	1	0.0	1	0.0	1	0.0	1	▲ 4.5	
	需要等	域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力®	▲ 194.0		▲ 267.5		▲ 206.0		▲ 206.0		▲ 191.0	
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整·三次調整力①② ⑲	0.0		4.3		0.0		0.0		0.0	
		エリア需	要等計20=3-(16+17+18+19)	1,121.1		1,645.3		1,428.1		1,508.1		1,092.6	
					【当日見直し】	【前日計画】		【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】		【当日見直し】
必要性			エリア供給力 計態	1,721.9		1,766.2		1,808.7		1,828.5		1,742.2	
(万kW)			エリア需要等 計②	1,121.1		1,645.3		1,428.1		1,508.1		1,092.6	
イメージ図は			判定	0		0		0		0		0	
「別紙3」	(D),(d)	誤	差量を織込んだ抑制必要量②=(⑮-⑳)	600.8		120.9		380.6		320.4		649.6	

^(※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) 連系線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

(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 (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 (j) 共通設備外部点検他 (k) ポンプ水車発電電動機 外部点検他 (m) 低温停止 (n) 設備不具合に伴う下限制約

[万kW]

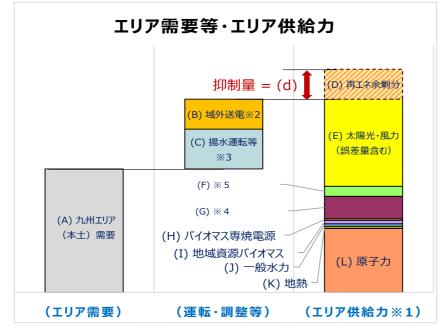
			(c) 燃料貯	蔵の関係から	卬制量増加		(f) 自家発記	设備など工場の	D生産調整に	基づく計画	(i) 下げ調整	を力確保済み(のため対応不	要	(I) 設備トラ	ブルに伴う一	邹停止		(o) 他の供給区域の受電可能量不足		[万 k	
優先給電ルー	ルに基づく	〈抑制、調整(1)		1月:	1日(水)			1月3	0日(木)			2月1	.1日(火)			2月2	4日(月)			3月2	3日(日)	
調整力として	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	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(※)
あらかじめ確保す	石炭	松浦	12.4	12.4	0.0		28.1	28.1	0.0		32.7	32.7	0.0		32.7	32.7	0.0		28.1	28.1	0.0	
る発電設備等	70/20	苓北	17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		8.8	8.8	0.0	
(火力)	LNG	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	
LFC調整力		新大分(コンバインド)	51.1	51.1	0.0		60.3	60.3	0.0		57.1	57.1	0.0		58.7	58.7	0.0		51.9	51.9	0.0	
2%確保の発電		合計	81.0	81.0	0.0		105.9	105.9	0.0		107.3	107.3	0.0	_	108.9	108.9	0.0		88.8	88.8	0.0	_
優失終電儿-	ルに其づる	〈抑制、調整(2)		1日	1日(水)			1日3	0日(木)			2日1	.1日(火)		_	2日2	24日(月)		_	3日2	3日(日)	
(B) (11-11-11-11-11-11-11-11-11-11-11-11-11-	発電所		揚水動力①		差異 (2-1)	差異理由(※)	揚水動力①		(' /	差異理由(※)	揚水動力①		差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①		差異 (2-1)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	. ,	差異理由(※)
		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)
	大平	2	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	(3/	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	\3/	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	(3)	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	(3/	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0	(3/
調整力として	. 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	0.0	32.5	(j)
あらかじめ確保す	ДШ	2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5		0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	0.0	32.5	(k)
る発電設備等		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	
(揚水)	小丸川	2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0		0.0		▲ 34.0		0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0	
		4	▲ 34.0 ▲ 34.0	▲ 34.0 ▲ 34.0	0.0		▲ 34.0 ▲ 34.0		0.0		▲ 34.0	▲ 34.0 ▲ 34.0	0.0		▲ 34.0 ▲ 34.0	▲ 34.0 ▲ 34.0	0.0		▲ 34.0 ▲ 34.0	▲ 34.0 ▲ 34.0	0.0	
				▲ 227.1	26.1	_		▲ 227.1	26.1	_		▲ 227.1		_		▲ 227.1		_		▲ 162.1		_
		HPI	233.2	A 227.1	20.1		A 233.2	= 227.1	20.1		A 233.2		20.1		A 233.2		20.1		233.2	A 102.1	91.1	
優先給電ルー	ルに基づく	〈抑制、調整(3)		1月	1日(水)			1月3	0日(木)			2月1	.1日(火)			2月2	4日(月)			3月2	3日(日)	
需給バランス改	(善用の	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(※)		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(※)
蓄電設備の	充電	豆剂面电池支电//	▲ 5.0	▲ 5.0	0.0		▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	0.0	5.0	(m)	▲ 5.0	▲ 4.5	0.5	(1)
唐 井公禹 II	u に甘べ	/+ጠ生』 三田志を / 4 〉	1	10	1 🗆 (- -/-)		ı	1 🗆 🤈	0U(+)			201	1 🗆 (/I/)		ı	201	MD(D)		1	202	20/01	
愛尤 桁電ルー		(抑制、調整(4)	最低出力①		1日(水)	T	最低出力①		0日(木)	l	最低出力①		.1日(火)		最低出力①		4日(月)		最低出力①		3日(日)	
	種別	発電所	[出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	[出力率%]	前日計画②	差異 (2-1)	差異理由(※)	[出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	[出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	[出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
		А	43.8	36.2	▲ 7.6	(h)	43.8	43.8	0.0		43.8	43.8	0.0		43.8	43.8	0.0		21.9	21.2	▲ 0.7	(h)
	電制電源		[47%]	30.2	— 7.0	(11)	[46%]	13.0	0.0		[46%]	13.0	0.0		[46%]	43.0	0.0		[46%]	21.2		(11)
調整力としてあら		В	54.4	54.4	0.0		54.4	101.0	46.6	(d)	54.4	54.4	0.0		54.4	54.4	0.0		54.4	54.4	0.0	1
かじめ確保してい		/I / / Hn	[29%]	26.7			[29%]			. ,	[29%]	25.2			[29%]	27.6			[29%]	10.0		
ない発電設備等		火力他	25.5 [19%]	26.7 [20%]	1.2	(c)	25.5 [19%]	38.9 [29%]	13.4	(c)	21.6 [18%]	35.2 [30%]	13.6	(c)	21.6 [18%]	37.6 [32%]	16.0	(c)	21.6 [18%]	19.8 [17%]	▲ 1.8	(h)
(火力)	電制電源	発電設備の補修停止等を考慮 した抑制日の最低出力	(43.6)	[2070]			(43.6)	[2970]			(43.6)	[3070]			(43.6)	[3270]			(43.6)	[1770]		
	を除く	()内は、全設備運転時	[24%]				[24%]				[24%]				[24%]				[24%]			
		自家発余剰	10.0	0.2	▲ 9.8	(f)	10.0	0.0	▲ 10.0	(f)	10.0	0.7	▲ 9.3	(f)	10.0	1.2	▲ 8.8	(f)	10.0	1.9	▲ 8.1	(f)
		合計	133.7	117.5	▲ 16.2		133.7	183.7	50.0	<u> </u>	129.8	134.1	4.3		129.8	137.0	7.2		107.9	97.3	▲ 10.6	_
優失終電ルー	ルに其づる	〈抑制、調整(5)		1日	1日(水)			1日3	0日(木)			2日1	.1日(火)		_	2日2	4日(月)		_	3日2	3日(日)	
逐70和中270 /	//に <u>金</u> フ、		前日12時時点	1/]		1	前日12時時点	1/33			前日12時時点	2/]]			前日12時時点	2/72	. 		前日12時時点	3/12	эц(ц)	
長周期広域周辺	山米が三田東女	中国九州間連系線	の空容量① ※1	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※1	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※1	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※1	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※1	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
(連系線活		(関門連系線)	(運用容量)				(連用容量)				(連用容量)				(運用容量)				(運用容量)			
() 上八小小山	/13/	※1 空容量=(運用容量)–約定済み域外送電電力	0.0	0.0	0.0		4.2	4.2	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	1
		-=次調整力①②	(194.0)				(272.0)				(206.0)				(206.0)				(191.0)			
優先給電ルー	ルに基づく	〈抑制、調整(6)		1月	1日(水)			1月3	0日(木)			2月1	.1日(火)			2月2	24日(月)			3月2	3日(日)	
			合意した最低				合意した最低				合意した最低				合意した最低				合意した最低		` '	
		電源合計	出力① ※2	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)		前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
バイオマス専り	尭電源	※2 発電設備の補修停止等を	[出力率%]				[出力率%]			-	[出力率%]				[出力率%]				[出力率%]			
		考慮した抑制日の最低出力	36.5 [62%]	38.8	2.3	(n)	44.2 [59%]	47.8	3.6	(d)	38.3 [60%]	43.2	4.9	(d)	40.6 [59%]	38.6	▲ 2.3	(h)	40.6 [59%]	41.9	1.3	(n)
		•	[02/0]				[33/0]				[00/0]				[33/0]				[3370]			
優先給電ルー	ルに基づく	〈抑制、調整(7)		1月	1日(水)			1月3	0日(木)			2月1	.1日(火)			2月2	4日(月)			3月2	3日(日)	
			合意した	*===		理由A~C毎	合意した	*D=1.T-0		理由A~C毎	合意した	*===		理由A~C毎	合意した	*===		理由A~C毎	合意した	*===		理由A~C毎
地域資源バイ	/ 	電源合計	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	(発電所数)
地域貝源八1	147	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%]	27.8	—	A(61),B(32),C(4)	— [0%]	25.7	—	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	23.4	_	A(61),B(32),C(4)	—[0%]	24.8		A(61),B(32),C(4)	—[0%]	28.4	_	A(61),B(32),C(4)
	4n · · · ·			-	. =																	
	想定誤				1日(水)				0日(木)				.1日(火)				4日(月)				3日(日)	
		出力帯			3力帯1 4.8%				出力帯2 4.8%				出力帯1 2 70/				出力带1 2 70/		-		出力帯).0%	
	出力帯	(A)過去 最大出力/設備量 (B)当日 最大出力/設備量	1		4.8% 3.1%		1		9.2%		-		3.7% 1.5%		-		3.7% 7.7%		 		9.0% 9.1%	
想定誤差量	算定	(C)出力率 (B)/(A)			1.4%				5.8%				5.4%				0.9%				0.1%	
心心风圧至		太陽光誤差			11.0				06.0				35.9				83.4				0.0	
	誤差量				21.0		1		33.0				28.0		1		28.0		†		7.0	
		合計			32.0			3	39.0				63.9				11.4			4	7.0	

(参考) 当日の需給実績

万	k	W	/1
L/J		•	

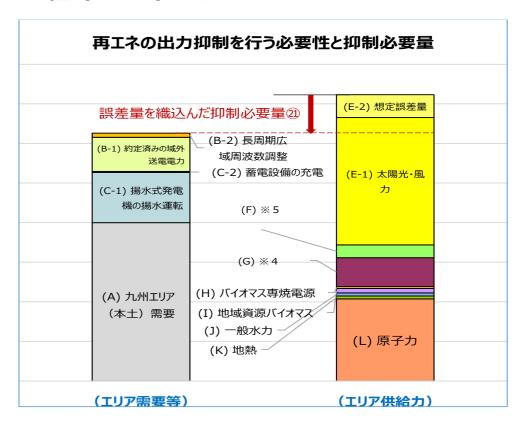
							L/J K VV
		場所	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土
		てば囲動も見い吐剤	1月1日(水)	1月30日(木)	2月11日(火)	2月24日(月)	3月23日(日)
		下げ調整力最小時刻	12時30分~13時00分	12時30分~13時00分	12時30分~13時00分	14時00分~14時30分	12時30分~13時00
F候·気温	天候		晴	晴	晴	晴	晴
人派, 刘冲	気温(℃)		13.8	9.1	10.1	7.7	23.9
		(A) エリア需要(本土)	753.4	1,144.6	1,031.0	1,056.0	735.2
		(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	75.6	118.2	117.6	123.5	106.3
		(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)	121.0	202.4	135.4	131.8	91.0
		(L) 原子力	414.6	415.4	415.2	416.0	415.0
		(J) 一般水力	27.7	16.4	21.1	21.1	19.5
	エリア	(K) 地熱	22.8	17.2	16.9	16.9	16.7
(参考)	供給力	(H) バイオマス専焼電源	39.8	43.8	39.6	39.4	42.4
当日の		(I) 地域資源バイオマス	21.7	13.8	12.5	16.3	16.7
		太陽光(抑制量含む)	773.3	800.4	861.7	781.8	926.3
需給実績		風力 (抑制量含む)	0.2	4.0	1.0	23.4	12.2
		エリア供給力計	1,496.7	1,631.6	1,621.0	1,570.2	1,646.1
	揚水運転等	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	▲ 175.6	▲ 206.6	▲ 218.8	▲ 217.0	▲ 146.4
	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	▲ 194.0	▲ 263.2	▲ 206.0	▲ 199.0	▲ 191.0
	抑制	(D) 太陽光·風力抑制	▲ 373.7	▲ 17.2	▲ 165.2	▲ 98.2	▲ 573.5
	供給力計	·	753.4	1,144.6	1,031.0	1,056.0	735.2

○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: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5月28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、「再工 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 ①需給状況 (別紙1) 太陽光・風力の出力制御 太陽光・風力の出力想定 揚水運転による再エネ余剰電力の吸収 長周期広域周波数調整 揚水発電 火力電源等の出力抑制 需要 太陽光出力 ②優先給電 火力増出力 ルールに基づく 火力発電の出力制御 抑制、調整 火力等 バイオマスの出力制御 揚水発電機の揚水運転 等 原子力、水力、地熱 長周期広域周波数調整 12 18 24 [時] 再エネの出力抑制

(下げ調整力 確保) (別紙2)

> ③必要性 (別紙1)

оссто

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。

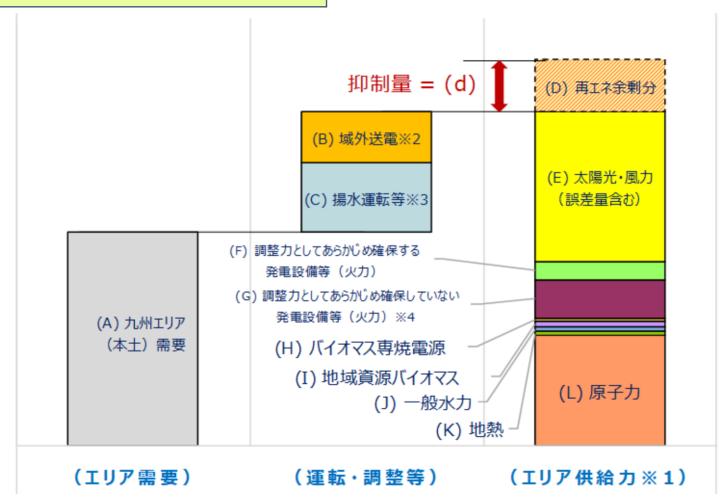
○下げ調整力不足時の対応順序

- (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



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。



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。

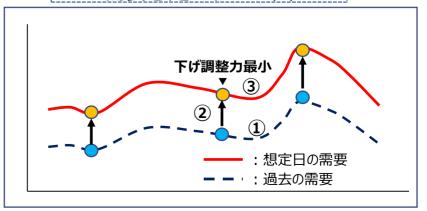


② 気温補正



③ 下げ調整力最小時刻の需要想定 (24時間の需要想定) 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。

需要想定のイメージ図



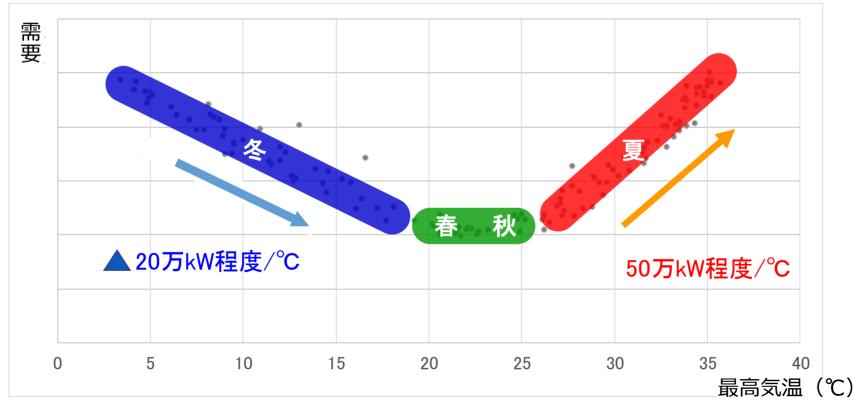


電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of

(気温感応度グラフの説明)

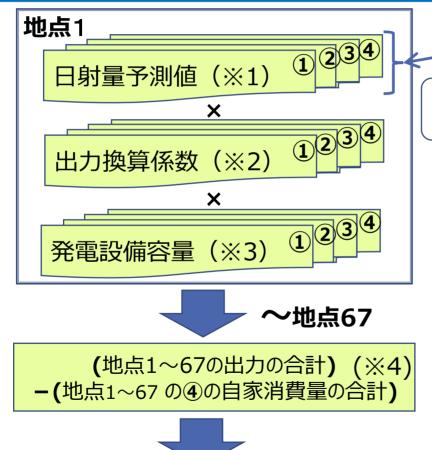
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【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11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。



日射量予測(気象会社データ)

前日11時の日射量データを、九州内で分割したエリア単位で受信。

- (※1) 気象会社から前日11時に提供された、抑制 当日の分割したエリア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、電圧別に①~④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(①~④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(PV出力、自家消費量、余剰電力)と、 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。

(凡例) ①:特高、②:高圧

③: 低圧10kW以上、④: 低圧10kW未満



оссто

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。

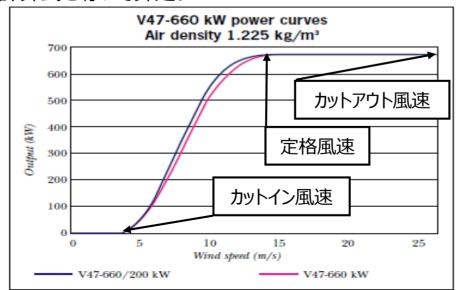
〔特高風力出力(1基あたり)〕

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

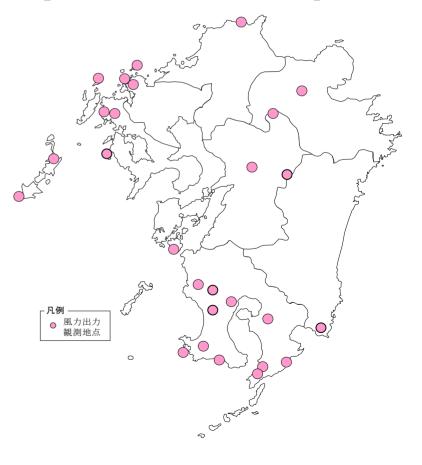
x : 風速予測値(m/s) (※1)

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]



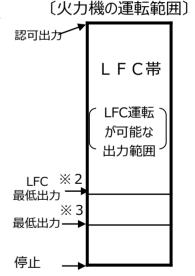


調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、点灯需要帯(太陽光出力なし)の供給力を確保しつつ、九州電力送配電が公表している「給電運用基準 – 需給運用ルール 第3章平常時の需給運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC(※1)調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

- ※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。
- ○<u>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</u> <u>(火力)の対応</u>
 - 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(DSS:<u>D</u>aily <u>S</u>tart <u>S</u>top)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。
 - ③LNG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 L F C 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 揚水乳	揚水動力		
発電所名	号機	(万kW)	
大平	1	▲ 26.1	
入十	2	▲ 26.1	
±di	1	▲ 32.5	
天山	2	▲ 32.5	
	1	▲ 34.0	
45 .45 .111	2	▲ 34.0	
小丸川	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	充電最大電力
大容量蓄電池	(万 k W)
豊前蓄電池変電所	▲ 5.0

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(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) 14

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。

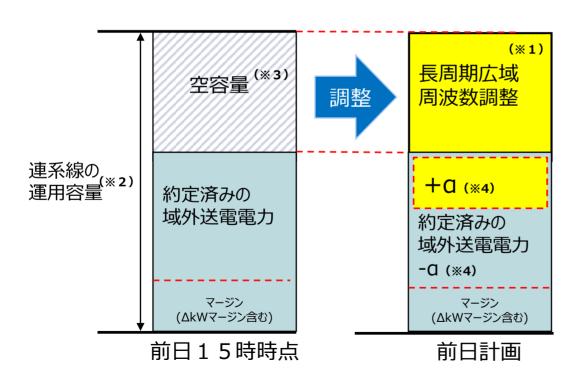
- ○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)の対応
 - ①電制電源(※2) 運転中の電制電源の合計出力が、中国九州間連系線(関門連系線)の運用容量を維持できる 出力まで、且つ、最低出力(※1)を下回らない範囲まで抑制する。
 - 前日スポット市場(※3)において、約定済みの電力を含む。
 - ②電制電源を除く火力電源(※4) 副生ガスの消費を考慮しつつ最低出力(※1)まで抑制する。 最低出力(※1) > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。 試運転に伴う運転パターンを考慮する。
 - ③自家発余剰分(※4) 発電機の運用上、多少の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。

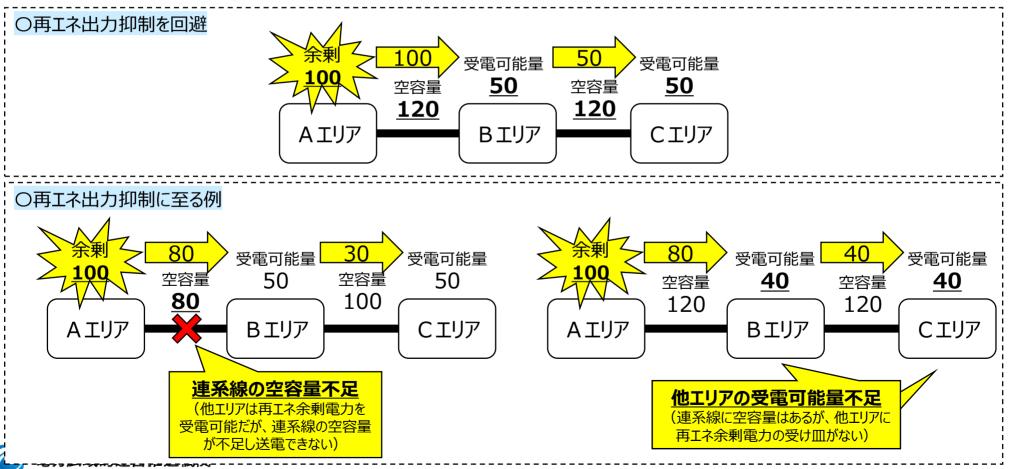
(※1)供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



- (※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(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。(= a)

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。



Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

оссто

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

アマン きょうこじ 半んす

【埋出	1]	【充電川致】
ΑŽ	発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難(ゴミ焼却発電等)	6 1
ВЬ	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	3 2

C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす 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_fag.html#seigyo



- (※1) 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量(表 1)を、当日想定の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、実際の再工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]

表 2 想定誤差量の決定フロー

Х - ПШ/У		=					
t t	出力帯	1月1日~1月3日の最大誤差量					
(最大出力	に対する出力率)	太陽光	エリア需要	合計			
高出力帯	(90%~)	96	38	134			
中出力帯1	(67.5%~90%)	111	121	232			
中出力带 2	(45%~67.5%)	206	134	340			
低出力帯1	(22.5%~45%)	335	106	441			
低出力带 2	(~22.5%)	83	28	111			

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:2019/4 ~ 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

- (※1) 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量(表 1)を、当日想定の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、実際の再工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]

表 2 想定誤差量の決定フロー

出力帯		1月の最大誤差量		
(最大出力に対する出力率)		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	96	14	110
中出力帯1	(67.5%~90%)	111	121	232
中出力带 2	(45%~67.5%)	206	133	339
低出力帯1	(22.5%~45%)	335	78	413
低出力带 2	(~22.5%)	83	92	175

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:2018/4 ~ 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

- (※1) 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量(表 1)を、当日想定の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、実際の再工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]

表 2 想定誤差量の決定フロー

Z 1				
出力帯		2月の最大誤差量		
(最大出力に対する出力率)		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	19	33	52
中出力带1	(67.5%~90%)	260	28	288
中出力带 2	(45%~67.5%)	139	94	233
低出力带1	(22.5%~45%)	260	0	260
低出力带 2	(~22.5%)	594	146	740

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:2019/4 ~ 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

- (※1) 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量(表1)を、当日想定の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、実際の再工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]

表 2 想定誤差量の決定フロー

出力帯		3月後半の最大誤差量		
(最大出力に対する出力率)		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	1	47	48
中出力带1	(67.5%~90%)	163	31	194
中出力带 2	(45%~67.5%)	187	37	224
低出力带1	(22.5%~45%)	286	22	308
低出力带 2	(~22.5%)	179	50	229

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) [%]

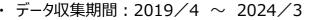


当日の出力帯を決定

(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



・ 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



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。

九州電力送配電は、2021年4月から、オンライン制御の無制限・無補償(指定ルール)事業者を、旧来の輪番制御から一律制御とする方法を採用している。

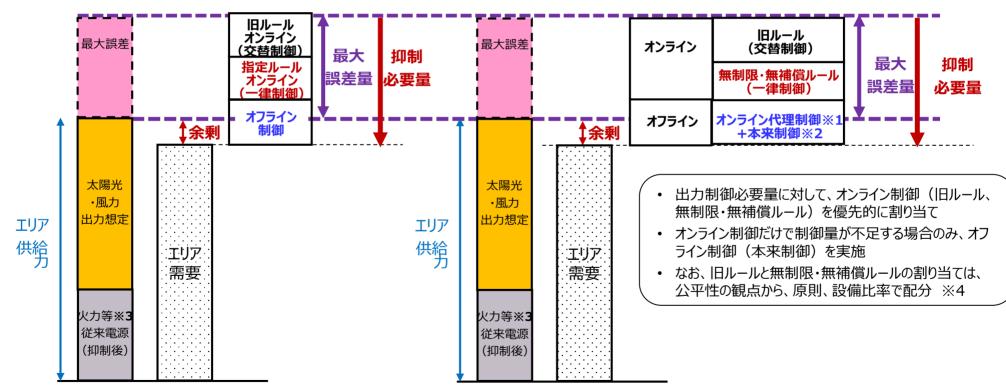
また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのオフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW, 年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御(本来制御)を実施することとしている。

[2021年4月以降の運用]

(指定ルールオンライン一律制御での運用)

[2022年12月以降の運用]

(オンライン代理制御での運用)

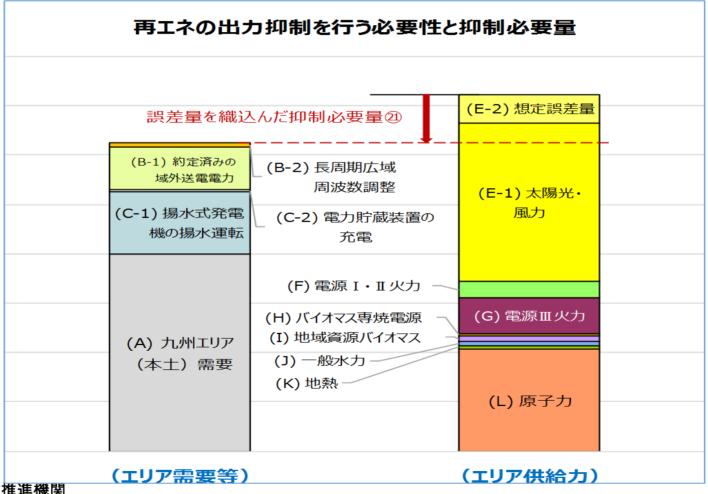


- ※1:オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者(旧ルール10kW以上の太陽光ほか)
- ※2:旧ルール500kW以上の太陽光ほか、オンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ本来制御
- ※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。
- ※4:2023年度は当初計画に比べ制御機会が増加していることから、オンライン代理制御のメリットを最大限活用しつつ、旧ルール事業者さまの制御回数を30日以内(無制限・無補償ルール事業者さまは30日を超過する場合あり)とする運用を9月以降実施。



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

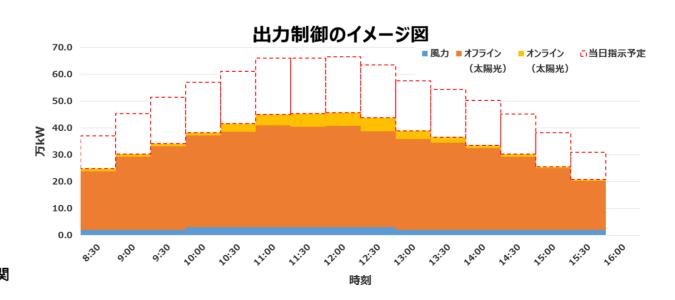
電源 I・II および電源 III 火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1 」参照。





e 川ム域的建名作進儀送 Organization for Cross-regional Coordination of 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

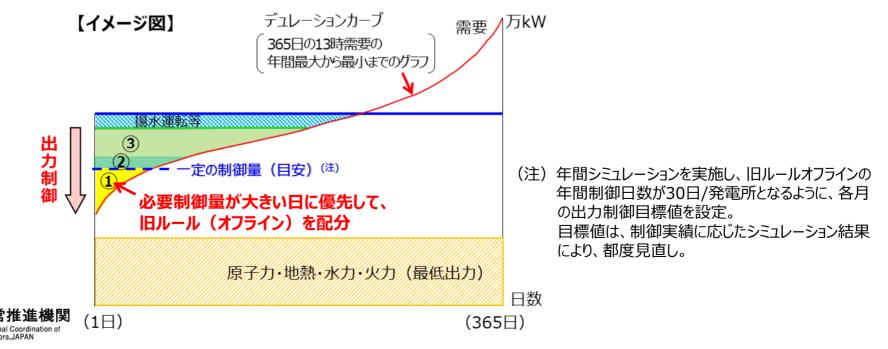


九州電力送配電は、再工ネ接続量の増加により、2021年度の出力制御の見通しが、旧ルール事業者の出力制御上限30日を超える見込みとなったことから、指定ルール事業者を一律%制御とする運用を開始。

[指定ルールー律制御時の具体的な運用の考え方]

оссто

- 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、必要制御量が大きい日(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



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、20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	3者 (火力)	41.5	0.0 (0%)
	4者 (火力)	13.7	3.9 (28%)
② 定格出力の30%程度まで抑制		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%)
30 700x C3 1 1 1 3	1者 (火力)	15.8	7.9 (50%)
④ 自家消費相当分まで抑制	9者(自家発余剰電源)	-	10.0
計	18者	182.9	53.6 (24%) % 2

^(※1) 自家発事業者は、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)。

ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

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 1 月~

3月分)

九州電力送配電株式会社が 2025 年 1 月~3 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 1 月~3 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42日(1月:10日、2月:14日、3月:18日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(水)	<u>O</u>	2月1日(土)		3月1日(土)	0
1月2日(木)	0	2月2日(日)		3月2日(日)	
1月3日(金)	0	2月3日(月)		3月3日(月)	
1月4日(土)		2月4日(火)		3月4日(火)	
1月5日(日)		2月5日(水)		3月5日(水)	
1月6日(月)		2月6日(木)		3月6日(木)	
1月7日(火)		2月7日(金)		3月7日(金)	0
1月8日(水)		2月8日(土)		3月8日(土)	0
1月9日(木)		2月9日(日)		3月9日(日)	0
1月10日(金)		2月10日(月)		3月10日(月)	0
1月11日(土)		2月11日(火)	<u>O</u>	3月11日(火)	
1月12日(日)		2月12日(水)		3月12日(水)	0
1月13日(月)		2月13日(木)	0	3月13日(木)	
1月14日(火)		2月14日(金)	0	3月14日(金)	0
1月15日(水)		2月15日(土)		3月15日(土)	
1月16日(木)		2月16日(日)	0	3月16日(日)	0
1月17日(金)		2月17日(月)	0	3月17日(月)	
1月18日(土)	0	2月18日(火)	0	3月18日(火)	
1月19日(日)	0	2月19日(水)	0	3月19日(水)	
1月20日(月)		2月20日(木)	0	3月20日(木)	0
1月21日(火)		2月21日(金)		3月21日(金)	0
1月22日(水)	0	2月22日(土)	0	3月22日(土)	0
1月23日(木)		2月23日(日)	0	<u>3月23日(日)</u>	<u>0</u>
1月24日(金)		2月24日(月)	<u>O</u>	3月24日(月)	0
1月25日(土)	0	2月25日(火)	0	3月25日(火)	0
1月26日(日)	0	2月26日(水)	0	3月26日(水)	0
1月27日(月)		2月27日(木)	0	3月27日(木)	
1月28日(火)		2月28日(金)		3月28日(金)	
1月29日(水)		_		3月29日(土)	0
1月30日(木)	<u>O</u>	_		3月30日(日)	0
1月31日(金)	0	_		3月31日(月)	0
合計	10日	合計	14日	合計	18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 1 月~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 ~九州 電力送配電編~ (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

~2025年3月抑制分 中部電力パワーグリッド~

2025年5月28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3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2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。

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)

②優先給電ルールに基

づく抑制、

(下げ調整

力確保)

調整



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





再エネの出力抑制

③必要性 (別紙1) 中部電力パワーグリッドは、3月の以下の2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	3月8日(土) 17時	3月29日(土) 17時	
抑制実施日	3月9日(日)	3月30日(日)	
最大抑制量(※1)	47.6万kW	103.7万kW	
抑制時間	9時30分~14時30分	9時30分~14時30分	
中部電力パワーグリッド公表サイト	中部エリアの出制御指示内容を参照		

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

本機関は、中部電力パワーグリッド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.	3月			
计侧块日	9	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					
(1)エリア需要等・エリア供給力	0	0			
(2) エリア需要想定	0	0			
(3)太陽光の出力想定	0	0			
(4) 風力の出力想定	0	0			
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)	0	0			
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	0	0			
(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)	0	0			
(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)	0	0			
(6)長周期広域周波数調整※	0	0			
(7) バイオマス専焼電源	0	0			
(8)地域資源バイオマス	0	0			
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	0	0			
総合評価	0	0			

	評価項目	
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	
	(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	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	LFC調整力2%を確保したうえで、点灯帯の調整力確保や燃料受入等に伴うBOG消費のため
	備等(火力)	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。
	(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設	静落差による揚水動力可能の減小、設備不具合、点検・工事等による制約のある発電機を除い
	備等(揚水)	て最大限揚水することを確認した。
	(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	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	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。
	電設備等(火力)	サロコロ家C4 (CCAX MAIL) 20 OCC C PEDBO/C6
	(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発	最大限揚水することを確認した。
	電設備等(揚水)	
		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
	(6)長周期広域周波数調整	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
		量が無かった。
	(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。
	(7) 八八八八分/汽电//六	
	(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	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	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 再エネ出力抑制を関	<u> 尾施した 2日間において、各項目が妥当であったと評価する。</u>

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、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・再工ネ出力抑制の必要性①

	場所			中部	エリア	中部エリア		
	1154 11	指令計	画時の下げ調整力最小時刻(※)		12時30分~13時00分		11時00分~11時30分	
				【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
	年月日	(曜日)					2024.3.17(日)	
	天候			晴れ	晴れ	曇時々晴	曇り	
	気温(℃	<u> </u>		12.1	10.0	11.5	14.4	
	気温感応	渡	需要に影響しない気温帯 (19℃~24℃) はゼロ	10万	kW/℃	10万	kW/℃	
需要想定			過去の需要実績①		1253.8		1147.6	
	需	要	気温補正量②	21.0		▲ 29.0	(11.5℃−14.4℃)×	
	(万k	(W)	重回帰分析等による補正③	▲ 78.2	(12.1℃-10.0℃)× 10万kW=21万kW	51.9	10万kW=▲29万	
	()3.(11)		需要想定値(※の時刻の需要)④=①+②+③	1196.6	10/5 (11/5) (11/5)	1170.5	kW	
				【出力想定】		【出力想定】		
	日射量予	別値(MJ / m³)	1.09~1.43		1~1.56		
		はいいま	特高⑤	154.0		133.3		
太陽光の	出力想定 (万k		高低圧(全量)⑥	552.1		511.7		
出力想定	(<i>)</i> 7K	(VV)	高低圧(余剰)⑦	231.8		219.6		
	想定自家	《消費量	(※2) (万kW) ® (高低圧余剰のみ考慮)	▲ 30.7		▲ 30.7		
	合計		5+6+7+8	907.2		833.9		
			特高⑩	34.5		34.5		
	設備		高低圧⑪	1.8		1.8		
風力の	(万kW)		合計 (10+11)	36.3		36.3		
出力想定	 出力想定値		特高⑫	6.4		12.4		
шуукж	(万kW)		高圧以下⑬ = ⑫× (⑪/⑩)	0.3		0.7		
	合計(4)		①+③	6.8		13.1		
	ны ө		₩ T ₩		【当日見直し】		【当日見直し】	
		(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	355.5		320.1		
		(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)	21.2	i /	38.5	/ 	
		(L)	原子力	0.0	/	0.0	/	
		(J)	一般水力	70.9	/	146.9	/ 	
		(K)	地熱	0.2	/	0.2	/ 	
表级小小	エリア・	(H)	バイオマス専焼電源	28.0	/	37.6	/ 	
需給状況	供給力	(I)	地域資源バイオマス	9.8	1 /	12.2	/ 	
(万kW)		(E-1)	太陽光⑨	907.2	/	833.9	/ 	
			風力⑭	6.8	/	13.1	/ 	
イメージ図は		(E-2)	想定誤差量	82.9	/	151.2	/ 	
「別紙3」			給力 計⑮	1,482.5	1 /	1,553.8	/ 	
		(A)	エリア需要④	1,196.6	/	1,170.5	/ 	
	エリア	(C)	揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 277.1	/	▲ 316.1	/ 	
	需要等	域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力切	38.8	1 /	36.6	/	
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整®	0.0	/	0.0	/ I	
		エリア需	要等計(9=④-((16)+①+(18)	1,434.9	/	1,450.0	/	
			T117/H6A L =1 (2)	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
必要性			エリア供給力 計⑤	1,482.5	/	1,553.8		
(万kW)			エリア需要等 計⑩	1,434.9		1,450.0	/	
イメージ図は			判定	0		0	/	
「別紙3」	(D),(d)	誤詞	差量を織込んだ抑制必要量20=(5-19)	47.6	\checkmark	103.7		

^(※1) 地点1~14の合計

電力広域的運営推進機関 別紙1

^(※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		(d)試運転	試験パターン	に基づく抑制量	建 增加 ((g)他の供給区域の受電可能
[万kW]			(a) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (c) 前日下げ調整力確保済により対応不要 (f) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用			(b)調整力確保 (i)試運転等による出力制約					
<u> </u>	基づく抑	制、調整(1)	(c)mp1		3月(日)	1.32	(1)至口先		いた発電出力	CDAUD (・プログルサイスは、プログラウン
	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	. ,	差異理由(※)	最低出力①		差異 (2-1)	差異理由(※)	
明むよいマナマ・・・・・・	石炭	碧南	46.3	56.7	10.4	(h)	37.8	37.8	0.0		
調整力としてあらかじめ 確保する発電設備等	<u> </u>	武豊 川越	0.0 49.2	39.5 49.2	39.5 0.0	(h)	0.0 49.1	0.0 49.1	0.0	\vdash	
(火力)	Ī	西名古屋	125.2	125.2	0.0		120.1	120.1	0.0		
	LNG	新名古屋	49.2	49.2	0.0		49.1	77.5	28.4	(j)	
LFC調整力2%		知多 知多第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	\vdash	
確保の発電所	Ī	<u> </u>	35.7	35.7	0.0		35.6	35.6	0.0		
		合計	305.6	355.5	49.9		291.7	320.1	28.4	_	
原件 公壽川 川 /-	·# ~ / + //	#U =B## (2)	1	20				201	000(0)		
優先給電ルールに	発電所	制、調整(2) 号機	揚水動力①	3月! 前日計画②	9日(日) 差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①		80日(日) 差異(②-①)	差異理由(※)	
	元电//	1	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	
		2	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	
	奥美濃	3	▲ 27.1 ▲ 27.1	0.0	27.1 27.1	(t) (t)	▲ 27.1 ▲ 27.1	0.0	27.1 27.1	(t) (t)	
		5	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	
		6	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	▲ 27.1	▲ 24.1	3.0	(q)	
	m + /-	1	▲ 40.1	0.0	40.1	(s)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	
整力としてあらかじめ	奥矢作	3	▲ 40.1	▲ 36.0 ▲ 36.0	4.1	(q)	▲ 40.1	▲ 36.0	4.1	(q)	
確保する発電設備等		2	▲ 40.1 ▲ 26.0	▲ 36.0	4.1 0.7	(q) (q)	▲ 40.1 ▲ 26.0	▲ 36.0 ▲ 25.3	4.1 0.7	(q) (q)	
(揚水)	新豊根	3	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	
		4	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	▲ 26.0	▲ 25.3	0.7	(q)	
	馬瀬川第一	2	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	▲ 16.0	0.0	16.0	(s)	
	 	1	▲ 16.0 ▲ 9.8	0.0 ▲ 7.3	16.0 2.5	(s) (q)	▲ 16.0 ▲ 9.8	0.0 ▲ 7.3	16.0 2.5	(s) (q)	
	高根第一	2	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	▲ 9.8	▲ 7.3	2.5	(q)	
		3	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)	▲ 10.0	▲ 7.3	2.7	(q)	
	畑薙第一	2	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)	▲ 4.7	0.0	4.7	(s)	
		3 合計	▲ 4.7 ▲ 431.8	0.0 A 265.9	4.7 166.0	(t)	▲ 4.7 ▲ 431.8	▲ 3.1 ▲ 304.9	1.6 126.9	(q) —	
			51.0		100.0		51.0		120.3		
優先給電ルールに	基づく抑	制、調整(3)			9日(日)				80日(日)		
総パ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(※)	
电設備の元电			_	_		_		_	_	_	
優先給電ルールに	基づく抑	制、調整(4)		3月:	9日(日)			3月3	80日(日)		
		種別	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	17.6	17.6	0.0		35.6	34.6	A 1 0	(6)	
整力としてあらかじめ 全保していない発電設	発電設備σ	補修停止等を考慮した抑制日の	[54%]	[54%]	0.0		[64%]	[62%]	▲ 1.0	(f)	
備等(火力)	(最低出力) 内は、全設備運転時	(36.4)				(36.4)				
DID (3 () () ()		自家発余剰	[60%] 14.1	3.6	▲ 10.5	(e)	[60%] 14.1	3.9	▲ 10.2	(e)	
		合計	31.7	21.2	▲ 10.5		49.7	38.5	▲ 11.2		
優先給電ルールに	甘づび	制 調整 (5)		3日	9日(日)			2日3	80日(日)		
1変元桁电ルールに 周整力としてあらかじめ確	·노기기	発電所	揚水動力①	3月 前日計画②	(,	差異理由(※)	揚水動力①	3月3 前日計画②	. ,	差異理由(※)	
呆していない発電設備等		Α	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	(f)	
(揚水)		合計	▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2		▲ 11.0	▲ 11.2	▲ 0.2	_	
優先給電ルールに	基づく抑	制、調整(6)	T	3月	9日(日)		T	3月3	80日(日)		
	10-7		前日15時時点			I	前日15時時点		<u> </u>	I	
		地域間連系線	の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
長周期広域周波数	調整	F C	145.4				5.4			\vdash	
(連系線活用)		(新信濃、佐久間、	(135.0)	0.0	▲ 145.4	(g)	(129.0)	0.0	▲ 5.4	(g)	
※1 空容量=(運用容	2書)	東清水、飛騨信濃)	12.4			<u> </u>	109.6	-		 	
※1 空谷重= (理用を -約定済み域外送電		三重東近江	(44.0)	0.0	▲ 12.4	(g)	(39.0)	0.0	▲ 109.6	(g)	
- 三次調整力		南福光	30.0	0.0	▲ 30.0	(g)	40.2	0.0	▲ 40.2	(g)	
		(BTB、交流連絡母線)	(30.0)				(30.0)			(9)	
		合計	187.8	0.0	▲ 187.8		155.2	0.0	▲ 155.2		
優先給電ルールに	基づく抑	制、調整(7)		3月	9日(日)			3月3	80日(日)		
		電源合計	合意した最低	하다라포스	差異 (2-1)	主要理点(**)	合意した最低 出力① ※2	하다라포스	差異 (②-①)	主専理由(ツ)	
バノユママキャー	湖西	电你口訂	出力① ※2 [出力率%]	ுப்பிக்பிய(2)	左共 (②-①)	差異理由(※)	出力① ※2 [出力率%]	11 日 11 四 (2)	左兵 (②一①)	差異理由(※)	
バイオマス専焼電	湖宋	出力抑制可	27.2	25.4	▲ 1.8	(f)	32.6	29.8	▲ 2.8	(f)	
※2 発電設備の補修停		TT//) MANUAL F.J	[90%]	23.4	1 .0	(1)	[92%]	25.0	2 .0	(1)	
考慮した抑制日の最低	出力	出力抑制不可	_	2.6	_	(f)	_	7.8	_	(f)	
		合計	27.2	28.0	▲ 1.8	<u> </u>	32.6	37.6	▲ 2.8		
			21.2				32.0				
優先給電ルールに	基づく抑	制、調整(8)	A#1 +	3月:	9日(日)		A#: :	3月3	80日(日)		
		電源合計	合意した最低 出力① ※3	前日計画②	差異 (2-1)	理由A~C毎	合意した最低 出力① ※3	前日計画②	差異 (2-1)	理由A~C毎	
地域資源バイオ	7.7.	W1	[出力率%]			(発電所数)	[出力率%]			(発電所数)	
		出力抑制可	4.6	3.9	▲ 0.7	(f)	4.6	4.1	▲ 0.5	(f)	
3 発電設備補修停止等を 制日の最低出力		111 + 20040	[47%]				[46%]	0.1		\vdash	
		出力抑制不可	_	5.9	_	A(38),B(2),C(9)		8.1	=	A(38),B(2),C(9)	
		合計	4.6	9.8	▲ 0.7		4.6	12.2	▲ 0.5		
想	定誤差	i i	I	3月	9日(日)		I	3月3	80日(日)		
,5.		出力帯		高	出力帯			高	出力帯		
	出力帯	(A)理想a-ア出力/理想a-ア最大出力			7.9%				9.2%		
	算定	(B)太陽光出力/設備量 (C)出力変(B)/(A)			5.2% 7.8%				0.0%		
想定誤差量	\vdash	(C)出力率 (B)/(A) (D)誤差率			2.8%				2.8%		
	Ī	(E)設備量		1,	191.5				191.1		
	誤差量	合計(A)×(D)×(E)			32.9				51.2		
		太陽光誤差	-		59.1		-		27.4		
		エリア需要誤差		- 4	23.8		1	- 4	23.8		

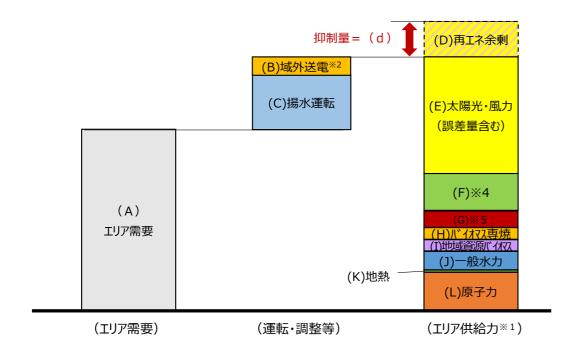
 (j)燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約
 (m)起動用燃料制約
 (p)降雨出水に伴う運転制約
 (s)点検・工事等による制約

 (k)燃料制約による出力制約
 (n)使工少ト運転による出力制約
 (q)静落差による揚水動力可能の減
 (t)設備不具合による出力制約

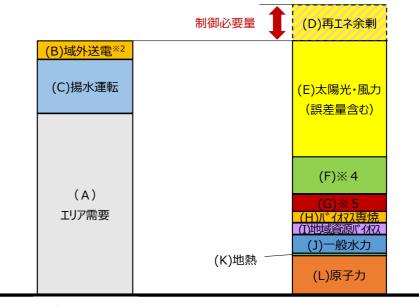
 (l)作業(ばい煙測定等)による抑制量減少
 (o)計量器設置工事等に伴う停止
 (r)水位制約による揚水運転制約
 (u)系統作業に伴う制約

			場所	中部エリア	中部エリア	
			てば細軟も見小吐剤	3月9日(日)	3月30日(日)	
		下げ調整力最小時刻		11時00分~11時30分	12時30分~13時00分	
天候·気温	天候			晴	晴	
入下、八四	気温(℃)			12.6	12.4	
		(A)	エリア需要(本土)	1,232.4	1,118.6	
		(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	328.4	338.2	
		(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)	23.6	34.2	
	エリア 供給力	(L)	原子力	0.0	0.0	
		(J)	一般水力	54.2	133.2	
		(K)	地熱	0.2	0.2	
(参考)		(H)	バイオマス専焼電源	27.6	29.8	
当日の		(I)	地域資源バイオマス	13.6	13.4	
需給実績		(E)	太陽光(抑制量含む)	886.0	818.9	
		(L)	風力 (抑制量含む)	15.8	18.8	
			エリア供給力計	1,349.4	1,386.7	
	揚水運転	(C)	揚水式発電機の揚水運転	▲ 206.6	▲ 309.4	
	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	91.2	74.0	
	抑制	(D)	太陽光·風力抑制	▲ 1.6	▲ 32.7	
	供給力計			1,232.4	1,118.6	

○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 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当
- ※3 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 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していない発電設備等



(エリア需要)

(エリア供給力※1)

- ※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、長周期広域周波数調整を含む
- ※3 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 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していない発電設備等

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5月28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

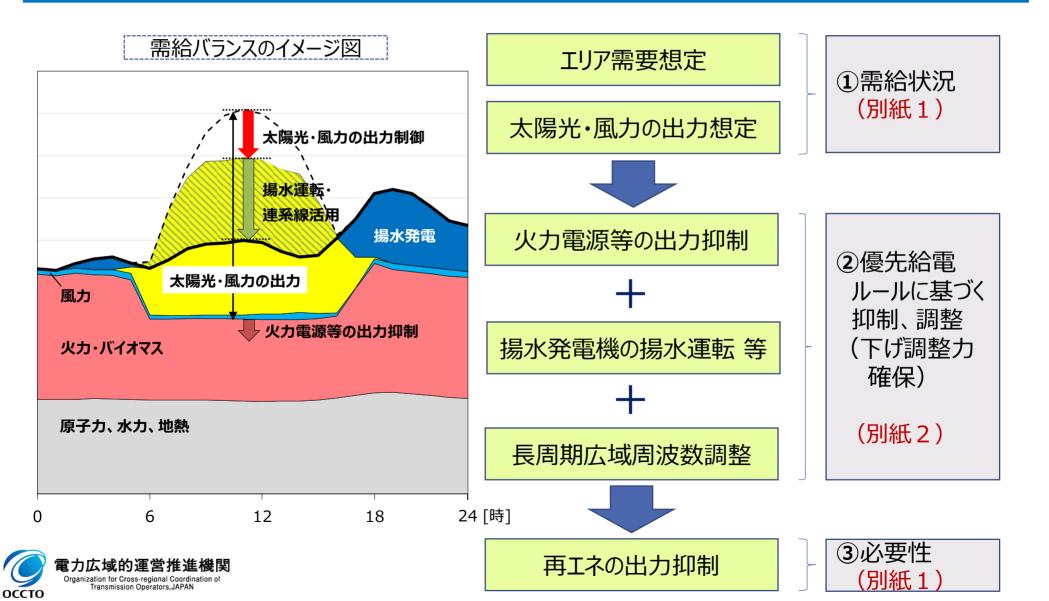


本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則(以下、「再工 ネ特措法施行規則」という。)、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①~③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- 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。



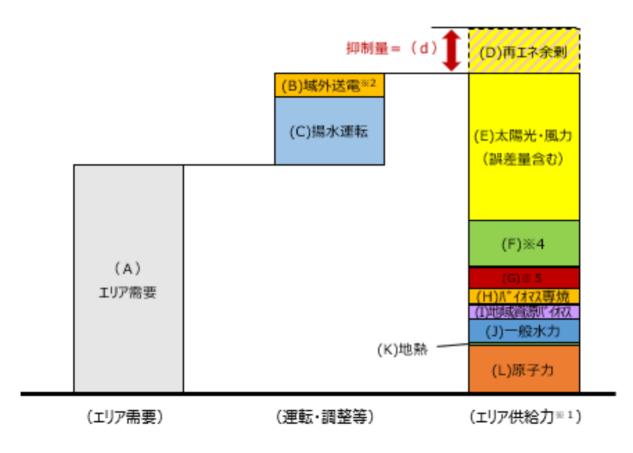
本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

- ○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



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



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。

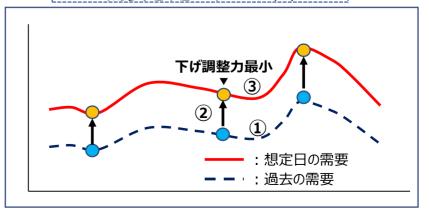


② 気温補正、重回帰分析による補正



③ 下げ調整力最小時刻の需要想定 (24時間の需要想定) 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。

需要想定のイメージ図



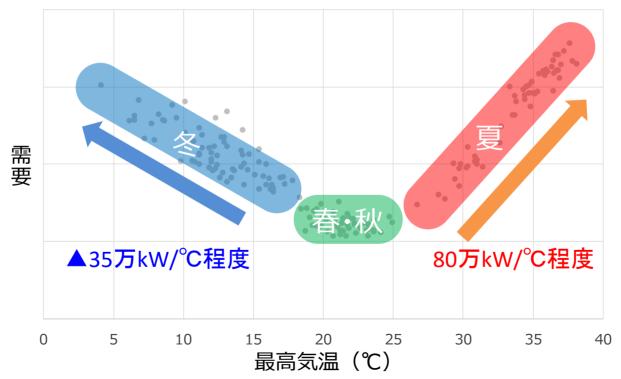


電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of

(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】





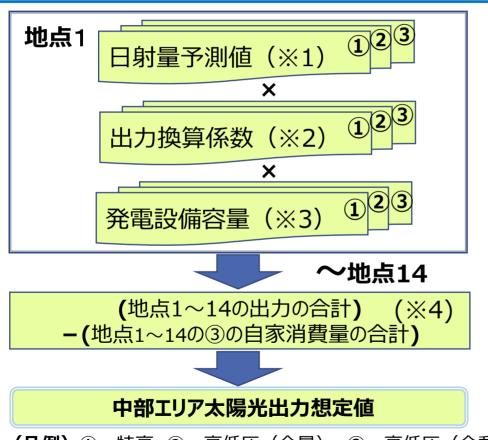
最新の気象予測モデルを使用した日射量想定(最新の日射量想定値)、過去の実績を基にした 電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、中部 エリアの出力として想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

日射量観測地点(自社設備

日射量観測地点 (気象台)

日照観測地点 (アメダス)

【参考:中部の太陽光エリア図】



(凡例) ①:特高、②:高低圧(全量)、③:高低圧(余剰)

- 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)。
- 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(PV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。

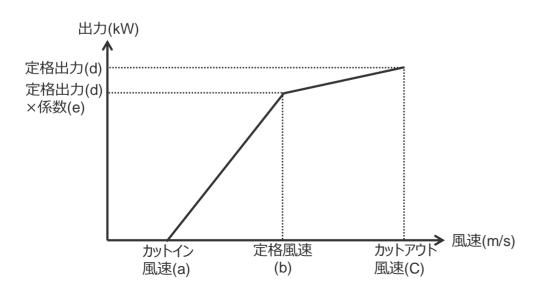
(※1) 風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

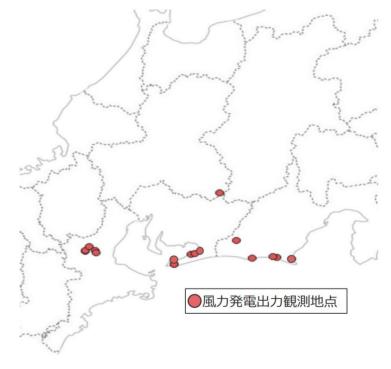
〔特高風力出力(1基あたり)〕

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

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】



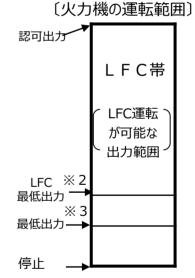
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力発電所は、必要調整力および点灯需要帯(太陽光出力なし)の供給力を確保しつつ、中部電力パワーグリッドが公表している「平常時系統運用指針 第5章 周波数調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC(※1)調整力2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

- ※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、翌日の供給力確保のため2台運転を基本とする。なお、長期連休等の場合には下げ調整力不足状況を鑑み1台運転とする。可能な限り毎日起動停止(DSS: <u>Daily Start Stop</u>)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。

② L N G 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)
	1	▲ 27.1
	2	▲ 27.1
奥美濃	3	▲ 27.1
兴天 辰	4	▲ 27.1
	5	▲ 27.1
	6	▲ 27.1
	1	▲ 40.1
奥矢作	2	▲ 40.1
	3	▲ 40.1
	2	▲ 26.0
新豊根	3	▲ 26.0
	4	▲ 26.0
馬瀬川第一	1	▲ 16.0
一种	2	▲ 16.0
	1	▲ 9.8
高根第一	2	▲ 9.8
	3	▲ 10.0
畑薙第一	2	▲ 4.7
四雉牙	3	▲ 4.7
合計:	19台	▲ 431.8

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。

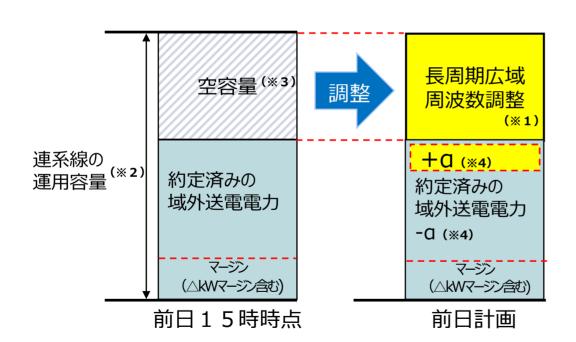
- ○下げ調整カ不足時における調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等火力の対応
 - ①火力電源(※2) 副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力(※1)まで抑制する。 最低出力(※1) > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。 試運転に伴う運転パターンを考慮する。
 - ②自家発余剰分(※2) 発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。
- (※1) 中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。
- (※2) 最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「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)
А	▲ 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、再工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。

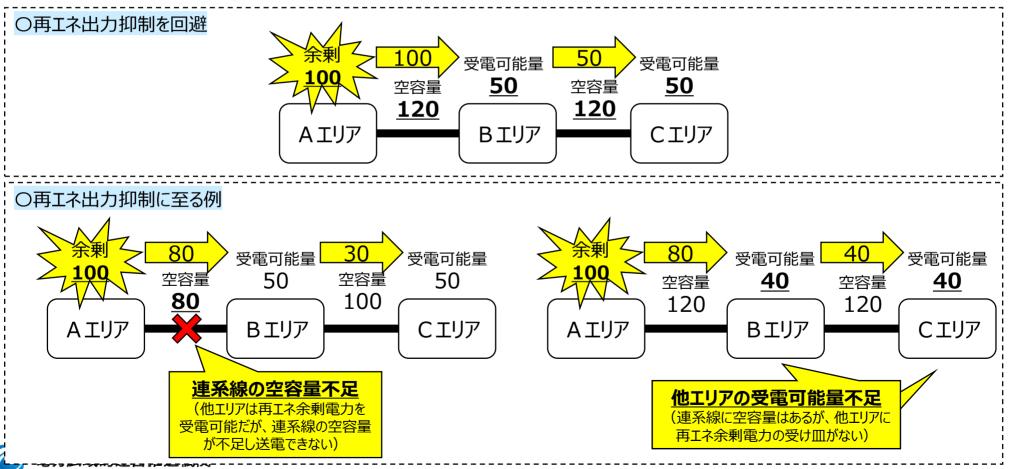
(※1)供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



- (※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、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(= a)

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。



Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

оссто

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】	【発電所数】
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	3
発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない	6
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	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。
- ○<u>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、</u> 中部エリアの発電所数

【理	由】	【発電所数】
Α	発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難(ゴミ焼却発電等)	3 8
В	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	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、当日想定の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		3月の	3月の最大誤差量			
(設備量に対する出力率)		最大 誤差率	太陽光	エリア需要	合計	
高出力帯	(67%~)	12.8%	128.7	23.8	152.5	
中出力帯 1	(58%~67%)	17.9%	165.6	47.7	213.3	
中出力带 2	(50%~58%)	25.0%	249.0	48.9	297.9	
低出力带1	(40%~50%)	31.3%	451.6	▲ 78.7	372.9	
低出力带 2	(~40%)	36.2%	461.1	▲ 29.8	431.3	

表2 想定誤差量の決定フロー

太陽光設備量**(E)**[万kW]

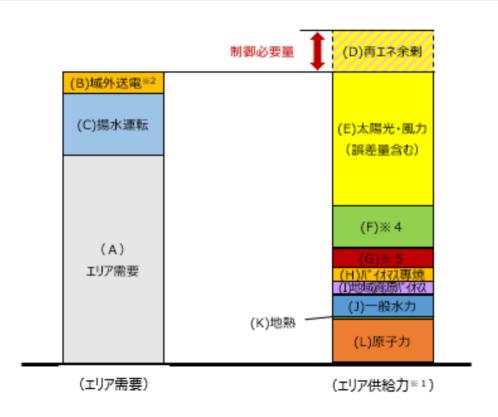
当日の想定出力率を算出 理想カーブ出力/理想カーブ最大出力(A)[%] 太陽光出力/設備量(B)[%] 想定出力率 (C) = (B) / (A) [%] (C) を表1の出力帯(出力率)に当てはめ出力帯を決定 当日の最大誤差量を算出 該当出力帯の最大誤差率 (D) [%]

最大誤差量 = $(A) \times (D) \times (E)$ [万kW]

- ・データ収集期間: 2020/4 ~ 2024/3 最大誤差率は太陽光設備量に対する誤差の割合

 - 最大誤差量は太陽光設備量や時間帯により変動

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、長周期広域周波数調整を含む
- ※3 バイオマス温焼電源を含む。
- ※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 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していない発電設備等



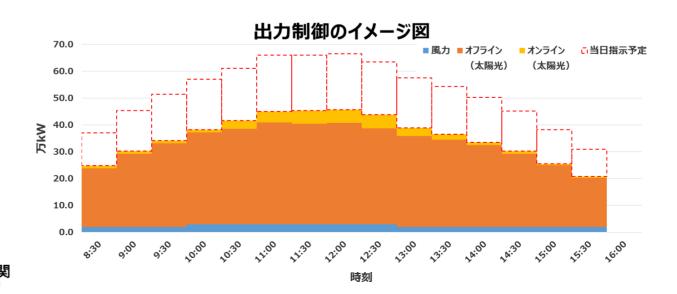
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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、3 1 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	3者(火力等)	1.4	0.0	(0%)	
② 定格出力の50%以下まで抑制	1者(火力等)	1.7	0.8	(50%)	
② た恰山刀の50%以下まじ抑制	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(火力等)	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(自家発余剰電源)	_	22.9		※4
計	31者	61.5	59.4	(59%)	% 5

- (※1) 出力制御に応じることにより、燃料や薬品の調達、保管に支障を来たすことから、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

ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

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 3 月分)

中部電力パワーグリッド株式会社が 2025 年 3 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。

1.抑制実施日とエリア

- 3月 9日(日) 中部エリア
- 3月30日(日) 中部エリア

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)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 3 月抑制分) (XXXKB)
- <u>(別紙 1~3)日別のデータ<mark>値</mark>(XXXKB)</u>
 - (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)

5.2025 年度以降の中部エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 中部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、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

北海道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月抑制分 北海道電力ネットワーク~

2025年5月28日電力広域的運営推進機関



- 1. はじめに
- 2. 検証の観点
- 3. 北海道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 ~ 北海道電力ネットワーク編



北海道電力ネットワークは、2025年4月に、北海道エリア(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、2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ている。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や電力貯蔵装置の充電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。

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)

②優先給電 ルールに基

づく抑制、

(下げ調整

力確保)

調整



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





再エネの出力抑制

③必要性 (別紙1) 北海道電力ネットワークは、4月の以下の2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	北海道エリア(離島を除く)					
指令日時	4月25日(金) 16時	4月26日(土) 16時				
抑制実施日	4月26日(土)	4月27日(日)				
最大抑制量(※1)	81.1万kW	74.1万kW				
抑制時間	8時~16時	8時~16時				
北海道電力ネットワーク 公表サイト	北海道エリアの出力制御指示の内容を参照					

(※1) 当日指令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。

本機関は、北海道電力ネットワーク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。

	====================================	4.	月
		26	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	0	\circ
	(2) エリア需要想定	\bigcirc	\circ
	(3)太陽光の出力想定	0	0
	(4) 風力の出力想定	0	\circ
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)	0	\bigcirc
	(2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	0	0
	(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	0	\bigcirc
	(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)	0	\circ
	(5)長周期広域周波数調整※	0	\circ
	(6) バイオマス専焼電源	0	0
	(7)地域資源バイオマス	0	\circ
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	0	\circ
	総合評価	0	0

[※] 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	一旦,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有一个人,我们就会没有
1. }	再エネの出力抑制に関する指令を	
1	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補正を行い適切な想定ができていた。
((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	設備点検による停止および降雨等の出水による揚水動力可能の減のある揚水発電機を除いて、最大限揚水す
	る発電設備等(揚水)	ることを確認した。
((3) 需給バランス改善用の蓄電設	大容量蓄電池は、作業制約による容量減少分を除き、最大限活用していることを確認した。
	備の充電	八台里留电池は、作業的が元よる台里がタカで除さ、取入政治用していることで唯能した。
((4)調整力としてあらかじめ確保し	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。
	ていない発電設備等(火力)	学的日志C11/2取区田/J以下に呼鳴するCCで唯心O/C。
		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
((5)長周期広域周波数調整	していることを確認した。
((6) バイオマス専焼電源	試運転による抑制量減少のある発電所を除き、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。
	(7) 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すること、およ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。
	再エネの出力抑制を行う必要性	ー 113 口がですがられていない 1 にはない 2 のでで、03のの 口つ 131 回文にの 中側が(の 131/131/150 で 131/150 で 1 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
		ストナスの上限ルシルグラル安建た甘に相会調業見た祭山」 相会調業見た老康したスリス供外上が スリス恵
	江ネの出力抑制を行う必要性と]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。
圳	帅心安里	女は上口で言えてなりてできた。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した2日間において、各項目が妥当であったと評価する。

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、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需給バランス改善用の蓄電設備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。



Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN

日別の需要想定・需給状況・再工ネ出力抑制の必要性①

電力広域的運営推進機関 別紙 1

(単位	ъ	k	W)

(丰位:7)	場所		北海道工	リア	北海道エリア		
	出力抑制	制指令計	画時の下げ調整力最小時刻	4月26日(土)	12:00~12:30	4月27日(日)	12:00~12:30
				【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
	年月日			2025.4.26(土)	2024.4.27(土)	2025.4.27(日)	2024.4.28(日)
		気温(℃	-	12.9	26.8	9.9	14.8
	札幌	湿度(9		45.0	32.0	53.0	47.0
	地点		算日射量(kW/m2)	0.694	0.856	0.648	0.689
		30分降	雪量 (cm)	0	0	0	0
需要想定		Α	気温に対する相関係数	予測対象日の直近数十日と、		予測対象日の直近数十日と、	
	相関	В	温度に対する相関係数	日の気象予測地点毎の各パラ 数を作成し、重回帰法にて需要		日の気象予測地点毎の各パラ 数を作成し、重回帰法にて需要	
	係数	С	30分積算日射量に対する相関係数	数は、参照期間と説明変数の		数は、参照期間と説明変数の約	
		D	30分降雪量に対する相関係数	上)		上)	
		要、	過去の需要実績		302.4		288.4
	万	kW)	需要想定値①	298.0		289.1	
	DAE:	Z VIII / + / -	2)	【出力想定】		【出力想定】	
	日射量-	予測値(I		1.55~3.10		1.30~2.84	
太陽光の	出力想定	E値(※1)	特高②	65.0		60.3	
出力想定		kW)	高圧③	64.2		59.8	
			低圧④	45.4		42.6	
		計⑤	2+3+4	174.6		162.7	
	風迷 で	則値(m	•	1.1~9.8		1.4~10.6	
風力の	出力	想定値	特高⑥	60.5		47.0	
出力想定	(万	kW)	高圧⑦	1.8		0.2	
	Δ:	10	低圧⑧	2.1		0.3	
		† 9	6+7+8	64.4 【前日計画】	ł	47.5 【前日計画】	ľ
		(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	38.6	•	38.5	ł
		(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)	4.5		4.5	
		(L)	原子力	0.0		0.0	
		(1)	<u></u> 一般水力	91.7		83.6	
		(K)	地熱他	14.2		13.3	
	エリア	(H)	バイオマス専焼電源	14.1		14.1	
需給状況	供給力	(I)	地域資源バイオマス	6.5		7,2	
(万kW)		` /	太陽光⑤	174.6		162.7	
(/3/(//)		(E-1)	風力⑨	64.4		47.5	
 イメージ図は		(E-2)	想定誤差量	67,3		67.3	
「別紙3」		エリア供	給力 計⑩	475.9		438.7	
		(A)	エリア需要(本土)①	298.0		289.1	Ì
			(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑪	▲ 59.0	Ì	▲ 59.0	
	エリア	運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電(2)	▲ 1.3		▲ 1.3	
	需要等	域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑬	▲ 36.5		▲ 15.2	
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整⑭	0.0		0.0	
		エリア需	要等 計⑮=① - (⑪+⑫+⑬+⑭)	394.8		364.6	Î
				【前日計画】		【前日計画】	
必要性			エリア供給力 計⑩	475.9		438.7	
(万kW)			エリア需要等 計⑮	394.8		364.6	
イメージ図は			判定	0		0	
「別紙3」	(D),(d)	誤差	É量を織込んだ抑制必要量⑯=(⑯-⑩)	81.1		74.1	

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

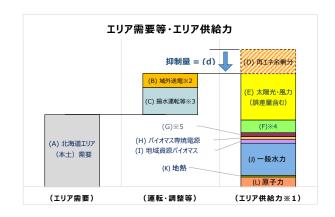
		(※)差異理由	(b) 燃料貯i	約による停止 ² 截の関係から	抑制量減少		(e) 試運転	試験パターン(に基づく抑制量 に基づく抑制量	增加
(単位:万kW)				歳の関係から	印制量增加			没備など工場の	の生産調整に	
優先給電ルールに	基づく抑制、	調整(1)		4月2	6日(土)			4月2	7日(日)	
	燃種	発電所		前日計画②		差異理由(※)				差異理由(※)
剛整力としてあらかじめ確	石炭	苫東厚真	30.7	30.7	0.0		30.6	30.6	0.0	
する発電設備等(火力)		砂川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		知内	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
最低出力は周波数調整力2% を含む	重油	伊達 苫小牧	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
を書む 国波数調整力 2%		古小牧 共発	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
確保の発電所	LNG	石狩	7.9	7.9	0.0		7.9	7.9	0.0	
	LING	合計	38.6	38.6	0.0	_	38.5	38.5	0.0	_
			50.0	50.0	0.0		50.5	50.5	0.0	
優先給電ルールに	基づく抑制、	調整(2)		4月2	6日(土)			4月2	27日(日)	
	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②		差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)
	京極	1	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0		▲ 23.5	▲ 23.5	0.0	
*****	.,	2	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0		▲ 23.5	▲ 23.5	0.0	
整力としてあらかじめ確 する発電設備等(揚水)	高見	1 2	▲ 10.0	0.0	10.0	(m)	▲ 10.0	0.0	10.0	(m)
リる光電設備寺(栃水)			▲ 14.0 ▲ 10.0	▲ 12.0	2.0	(u)	▲ 14.0 ▲ 10.0	▲ 12.0	2.0	(u)
	新冠	2	▲ 10.0 ▲ 10.0	0.0	10.0	(m) (m)	▲ 10.0 ▲ 10.0	0.0	10.0	(m) (m)
		合計	▲ 10.0 ▲ 91.0	▲ 59.0	32.0	(111)	▲ 10.0 ▲ 91.0	▲ 59.0	32.0	(111)
		-411	_ 31.0	_ 35.0	32.0		51.0	_ 35.0	32.0	
優先給電ルールに	基づく抑制、	調整 (3)		4月2	6日(土)		1	4月2	27日(日)	
合バランス改善用の蓄電		南早来変電所蓄電池	充電最大電力①		差異 (2-1)	差異理由(※)	充電最大電力①			差異理由(※)
ロハフノハ以下のり前毛	px 畑ツル电	用于木灰电川雷电池	▲ 1.6	▲ 1.3	0.3	(o)	▲ 1.6	▲ 1.3	0.3	(0)
E#44.E11 ***	that come	101b (4)		45-	60(1)			455	20(0)	
優先給電ルールに	基ノく抑制、		星紙山も小		6日(土)		見ば山も小		7日(日)	
整力としてあらかじめ確		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(※)
はないない発電設備等 (火力)	火力(混	焼バイオマス含む)	4.5 [17%]	4.5	0.0		4.5 [17%]	4.5	0.0	
発電設備の補修停止等を考慮した 抑制日の最低出力	É	自家発余剰	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
71-97M-1-900,00M-0-7										
J		合計	4.5	4.5	0.0	_	4.5	4.5	0.0	_
			4.5			_	4.5			_
優先給電ルールに					0.0 6目(土)				7日(日)	_
長周期広域周波数 (連系線活用)	周整		前日15時時点 の空容量①※1			差異理由(※)	前日15時時点 の空容量(0 ※1		7日(日)	差異理由(※
長周期広域周波数 (連系線活用) ※1 空音量= (連用音響	調整	調整(5) 地域間連系線	前日 1 5時時点 の空容量() ※1 (連用容量)	4月2前日計画②	6日(土) 差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量()※1 (連用容量)	4月2前日計画②	27日(日) 差異 (②-①)	差異理由(※)
長周期広域周波数 (連系線活用)	周整 計) E力	調整(5)	前日15時時点 の空容量①※1	4月2	6日(土)		前日15時時点 の空容量(0 ※1	4月2	7日(日)	
長周期広域周波数 (連系線活用) ※1 空容量 (連用容 - 約定済みの域外送電 - マージン (ΔkWマージン含	問整 (1) (2力 (4)	調整 (5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量) 28.5	4月2 前日計画② 0.0	6日(土) 差異 (②-①) ▲ 28.5	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (連用容量) 47.8	4月2 前日計画② 0.0	27日(日) 差異 (②-①) ▲ 47.8	差異理由(※)
長周期広域周波数 (連系線活用) ※1 空容量= (運用容量 - 約定済みの域外送電)	問整 (1) (2力 (4)	調整 (5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備	前日15時時点 の空容量①※1 (連用容量) 28.5 (90.0)	4月2 前日計画② 0.0	6日(土) 差異 (2-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1 (運用容量) 47.8 (90.0)	4月2 前日計画② 0.0	27日(日) 差異 (②-①)	差異理由(※)
長周期広域周波数 (連系線活用) *1 空音量 (場用音 ・1対定力の域外活動 - マージン (ΔKWマージン会 優先給電ルールに)	関整制の表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表力を表	調整 (5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量) 28.5	4月2 前日計画② 0.0	6日(土) 差異 (②-①) ▲ 28.5	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (連用容量) 47.8	4月2 前日計画② 0.0	7日(日) 差異 (②-①) ▲ 47.8	差異理由(※)
長周期広域周波数 (選条線法用) ※1 空音量 - (場用音 - トリエネルの場合と称 - マーラン (広がマーラン会 優先経電ルールに バイオマス専焼電 ※予電設等の補信停止等を	調整 別 別力 別力 形 で の の の の の の の の の の の の の	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6)	第日15時時点 の空容量①※1 (運用容量) 28.5 (90.0) 合意した最低 出力③ (出力事等) 12.1 [62%]	4月2 前日計画② 0.0 4月2	6日(土) 差異 (②-①) ▲ 28.5 6日(土)	差異理由(※)	第日15時時点 ②空容量①※1 (連用容量) 47.8 (90.0) 合應した最低 出力③ [出力率%] 12.1 [62%]	4月2 前日計画② 0.0 4月2	7日(日) 差異 (②-①) ▲ 47.8	差異理由(※)
長周期広域周波数 (連系線活用) ※1 空音庫 - (第中部 - ドルデルの級が影響 - マージン (ΔkWマージン会 優先給電ルールに) バイオマス専焼電	調整 別 別力 別力 形 で の の の の の の の の の の の の の	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6)	前日15時時点 の空音線①※1 (海内容型) 28.5 (90.0) 合意した最低 出力① [出力率%] 12.1	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画②	6日(土) 差異 (②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異 (②-①)	差異理由(※) (n) 差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1 (運用容量) 47.8 (90.0) 合意した最低 出力① [出力率%] 12.1	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画②	27日(日) 差異 (2-①) ▲ 47.8 27日(日) 差異 (2-①)	差異理由(※ (n) 差異理由(※
長周期広域周波数((連系線活用)) ※1 定容量 (週用符画 ・行変表外の域が送廊・ ・マ・ジン 仏がマ・ジン会 優先給電ルールに、 バイオマス専焼電、 ※発電数線の補修停止等を**	調整 別 別力 別力 形 で の の の の の の の の の の の の の	調整 (5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整 (6)	前日15時時点 の空容量①※1 (専用容量) 28.5 (90.0) 合意した最低 出力① [出力率%] 12.1 [62%] 0.0	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画② 14.1	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※)	前日15時時点 の空容量①※1 (集明容量) 47.8 (90.0) 合意した最低 出力① [出力率%] 12.1 [62%] 0.0	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画② 14.1	差異 (2-①) 差異 (2-①) ▲ 47.8 27日(日) 差異 (2-①) 2.0	差異理由(※ (n) 差異理由(※
長周期広域周波数 (選系線活用) ※1 京空庫 (選用時 ・野京等の成例注意) でマンラ (20ペアラン語 優先給電ルールに、 バイオマス専焼電 ※発電設備の部修停止等を ・ 野等日の最低出力	調整 記力 記力 記せい 昼づく抑制、 原	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発介制 合計	前日15時時点 の空容量①※1 (運用容量) 28.5 (90.0) 合態した現低 出力① (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%]	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※)	前日15時時点 の空音量①※1 (連用容量) 47.8 (90.0) 合意した現低 出力① [出力率%] 12.1 [62%] 0.0 [0%]	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	27日(日) 差異 (2-0) ▲ 47.8 27日(日) 差異 (2-0) 2.0 0.0	差異理由(※ (n) 差異理由(※
長周期広域周波数 (選系線活用) ※1 空間第 (週用階 ・1世末分の部分医部 ・マッシ (瓜がマーシン 優先給電ルールに バイオマス専焼電 ※発電設機の補修停止等を	調整 記力 記力 記せい 昼づく抑制、 原	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発介制 合計	前日15時時点 の定容量0 ※1 (集内容量) 28:5 (90.0) 合意した最低 出力の (出力率%) 12:1 [62%] 0.0 [0%]	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d)	前日15時時点 少交容量0 ※1 (明用音量) 47:8 (90.0) 合態止最低 出力(3) (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%]	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	27日(日) 差異 (②-①) ▲ 47.8 27日(日) 差異 (②-①) 2.0 0.0	差異理由(※ (n) 差異理由(※ (d)
長周期広域周波数 (2種米部活用) ※日本学館 (3種の間) ・日本学の地域が返還 ーマンプ (34ペマン) 優先格電ルールに、 バイオマス専焼電 ※発電設備の締修停止等と ・野報日の最低出力	関整に対け、対対は対対は対対は対対が対対が対対が対対が対対が対対が対対が対対が対対が対対が対	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発介制 合計	第日15時時点 の定音部の※1 (週用音部)※1 (週用音部) 28.5 (90.0) 合意した最低 出力車% [出力率%] 12.1 12.1 合意した 最低 に対する (12.1 合意した 最低 に対する (12.1 合意した 最低 に対する (12.1 合意した (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合き (12.1 合 (12.1 c (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※)	明日15時時点 の空音量の ※1 (場用容量) 47.8 (90.0) 合意した最低 出力(3) (出力率%] 12.1 12.1 合意した 最低し力(3) (地力率) (地力率) (地力率) (地力率)	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0	27日(日) 差異(②-①) ▲ 47.8 27日(日) 差異(②-①) 2.0 0.0 0.0	差異理由(※ (n) 差異理由(※
長周期広域周波数 (選系練活用) ※1 安理 (週間時 ・ 対定界の必例が返例 ・ では、アイマン (成代マン) で、 (優先結電ルールに、 ドイオマス専携電 ※発電影響の結婚例と寄む ・ 地域資源バイオマ ※発電影響の結婚例と寄む ・ 生成設準の結婚例と寄む ・ 生成設準の結婚例と寄む ・ 生成設準の結婚例と寄む ・ 生成設準の結婚例と寄む	調整 (1) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北南道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 超級合計 出力抑制可	第日15時時点 の空音楽型 ※1 (場用音楽型) 28.5 (90.0) 合意した最低 出力率の (出力率の 12.1 (62%) 12.1 会電した 最低出力の (出力率の) 12.1 (出力率の) (出力率の) (出力率の) (出力率の) (出力率の) (日本・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0 6日(土)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	新日15時時点 の至音量の※1 (場用容量) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力(出力率%) 12.1 (29%) 0.0 (10%) 12.1 会態した 最低出力(10%) (地力率%) 0.0 (世力率%) 0.0 (世力率%) 0.0 (世力率%) (世力率%) 0.0 (世力率%)	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2	27日(日) 差異(②-①) ▲ 47.8 27日(日) 差異(②-①) 2.0 0.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数(連系線活用) 3 日 京町庫 (調用時間	調整 (1) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 調数(7) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等間) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力の (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを) (こ	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画② 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画② 0.0 6.5	6日(土)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (地力率%) (のの)	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0	型 (②-①)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每
長周期広域周波数(連系線定期) (連系線定期) (連系線定期) まります (通用の語・デルストの語り返出 (用の語・ディーデン (加水ドランター・ディーデン (加水ドランター) (現代・アンター・ディー・ディー・ディー・ディー・ディー・ディー・ディー・ディー・ディー・ディ	調整 (1) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北南道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 超級合計 出力抑制可	第日15時時点 の空音楽型 ※1 (場用音楽型) 28.5 (90.0) 合悪した最低 出力車の (出力率の 12.1 (62%) 12.1 会悪した 最低出力の (出力率の 10%) 12.1	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2	6日(土)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	新日15時時点 の至音量の※1 (場用容量) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力(出力率%) 12.1 (29%) 0.0 (10%) 12.1 会態した 最低出力(10%) (地力率%) 0.0 (世力率%) 0.0 (世力率%) 0.0 (世力率%) (世力率%) 0.0 (世力率%)	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2	世界(②-①) 本年(②-①) 本年(②-①) 本年(②-①) 2.0 0.0 0.0 7日(日) 本年(②-①)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選系線活用) 3.1 空電車 (周用間 - 形式所の地域)支部 マーン)(松)マニッ治 優先給電ルールに がイオマス専焼電 ※発電影像の機修停止等を 野朝日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電影像の機修停止等を 野朝日の最低出力	調整 (記) (記) (記) (記) (記) (記) (記) (記) (記) (記)	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 調数(7) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等間) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力の (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを) (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5	6日(土)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 7.2	27日(日) 差異 (②-③) ▲ 47.8 27日(日) 差異 (②-④) 2.0 0.0 0.0 27日(日) 差異 (②-④) 2.0 0.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選系線活用) 3.1 空電車 (周用間 - 形式所の地域)支部 マーン)(松)マニッ治 優先給電ルールに がイオマス専焼電 ※発電影像の機修停止等を 野朝日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電影像の機修停止等を 野朝日の最低出力	調整 (1) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 出力抑制可 出力抑制不可 合計	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5	6日(土) 意異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 2.0 0.0 0.0 6日(土) 2.0 0.0 6日(土) 6日(土)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 7.2 7.2	27日(日) 差異 (②-⑤) ▲ 47.8 27日(日) 2.0 0.0 0.0 27日(日) 差異 (②-⑥) 0.0 27日(日)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選系線活用) ※1 空電車 (週用時 ・形式等のが成分活動 マーマラ) (成分マラウェ 優先給電ルールに メ免電設備の機修停止等を 等等日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電設備の機修停止等を 等等日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電設備の機修停止等を 等等日の最低出力	調整 (1) (2) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 海洋投備 調整(6) 電源合計 自家発会制 合計 加力抑制可 出力抑制可 出力抑制 出力形	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0 6日(土) 差異(②-①) 0.0 6日(土) 5.0 6日(土) 0.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 7.2 7.2 4月2	27日(日) 素質 (②-①) ▲ 47.8 27日(日) 素質 (②-①) 2.0 0.0 0.0 27日(日) 素質 (②-①) の 0.0 27日(日) 素質 (②-①) の 0.0 で 0.0 の 0.0 で 0.0 で 0.0 の 0.0 で 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選条縁記) 1年 京都 (選用が ・ 対定等のの認り活動 ・ マラン (私がマラン会 優先給電ルールに メーセラン (私がマラン会 ・ 労働日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電設備の結婚例と等を ・ 労働日の最低出力	調整 (1) の	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余制 合計 調整(7) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可 出力抑制不可 合計 出力符	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 6.5 6.5	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0 6日(土) 差異(②-①) 0.0 6日(土) プー・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 7.2 7.2	27日(日) 悪異 (②-①) ▲ 47.8 27日(日) 悪異 (②-①) 0.0 0.0 17日(日) 0.0 17日(日) 17日(日) 33.3	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選条等部2所) ※1 で容様 (週間時 ・サルスから他が)を添け ・マン・(のののでかった 優先給電ルールに バイオマス専焼電 ※外電設線の過度停止ませる 野朝日の最低出力 地域資源バイオマ ※外電設線の過度停止ませる 野朝日の最低出力	調整 (1) (2) (2) (2) (3) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4) (4	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 加力抑制 出力抑制 出力抑制 出力形 ((A)当日 想定最大出力 ((B)当日 想定最大出力 ((B)当日 想定最大出力	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5 4月2 中吐	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0 6日(土) 差異(②-①) 0.0 6日(土) 5.0 6日(土) 0.0 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 7.2 7.2 中世 2(1)	27日(日) 素質 (②-①) ▲ 47.8 27日(日) 素質 (②-①) 2.0 0.0 0.0 27日(日) 素質 (②-①) の 0.0 27日(日) 素質 (②-①) の 0.0 で 0.0 の 0.0 で 0.0 で 0.0 の 0.0 で 0.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (建築極端) ※ 1 まで報告 (周用3時 ・ 日本2年 (周用3時 ・ 一マン) (私がマンク 優先結電ルールに バイオマス専挽電) ※ 発電影像の結修停止等を が利日の最低出力 ・ 大電影像の結修停止等を が利日の最低出力 ・ 大電影像の結修停止等を が利日の最低出力	調整 (1) の	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余制 合計 調整(7) 電源合計 出力抑制可 出力抑制可 出力抑制不可 合計 出力符	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5 4月2 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日 日	6日(土) 至異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 2.0 0.0 0.0 6日(土) 2.0 0.0 6日(土) 0.0 - 0.0 6日(土) 7) 帯① 33.3	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 7.2 7.2 4月2日 11 88	27日(日)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選条機能用) ※日 記書 (週間時 ・町に乗った場り返開・ ・サルスの場り返開・ ・ア・ファン(成内でランタ 優先給電ルールに メ予電設線の場像停止等を4 野朝日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電路線の場像停止等を4 野朝日の最低出力	調整 記の 記の 記の では 記の では には には には には には には には には には に	調整 (5) 地域間連系線 北海道本州間 連系段個 調整 (6) 電源合計 自家発介制 合計 自家発介制 合計 出力抑制可 出力抑制可 出力所 (8)当日 想定出力 (8)当日 想定出力 (7)出海軍(8)/(6) 太陽光照差 1177需要調差	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力で (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (出力率%) (出力率%) (出力率%) (こりを (こ)を (こ	4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 6.5 6.5 4月2 2(2 11:1 8:3 3 3	6日(土) 差異(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 差異(②-①) 2.0 0.0 6日(土) 差異(②-①) 0.0 6日(土) (力)帯(1) (3.3) (3.3) (4.6) (5.5)等% (0.1) (1.1)	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画2 0.0 4月2 前日計画2 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画2 0.0 7.2 7.2 4月2 10 81 81 83	27日(日) 素質 (②-①) ▲ 47.8 27日(日) ま質 (②-①) 2.0 0.0 0.0 7日(日) ま質 (②-①) の 0.0 77日(日) 33.3 62.7 7.0	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)
長周期広域周波数 (選系線活用) ※1 支管機 (週間時 ・形式みの地域)を認可 優先給電ルールに バイオマス専焼電 ※発電路の油標準に等を が期日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電器の油標準に等を が期日の最低出力 地域資源バイオマ ※発電器の過程機能力 ・ 地域資源バイオマ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・ ・	調整 (1) の	調整(5) 地域間連系線 北海道本州間 連系設備 調整(6) 電源合計 自家発余剰 合計 と対理 ののののののののののののののののののののののののののののののののののの	前日15時時点 の交響を20 ※1 (週期等報) 28.5 (90.0) 合態に最低 出力の (12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 会態に最低 出力率%] 0.0 [0%] 12.1 会態に 最低出力の (12.1	4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画② 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画② 0.0 6.5 6.5 4月2日計画② 11.1 8.8 3.3 3.3	6日(土) 意興(②-①) ▲ 28.5 6日(土) 2.0 0.0 0.0 6日(土) 意興(②-①) 0.0 6日(土) の.0 6日(土) ガ帯(3) 33.3 34.6 5.9%	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C每(策毫所数)	前日15時時点 の定容量の※1 (場所容器) 47.8 (90.0) 合態した最低 出力の (出力率%) 12.1 [62%] 0.0 [0%] 12.1 (会態し力の (出力率%) 0.0 (のの) (地力率%) 0.0 (のの) (のo) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (o) (4月2 前日計画② 0.0 4月2 前日計画② 14.1 0.0 14.1 4月2 前日計画② 0.0 7.2 4月2 中世 2.1 18.8	2.7日(日) 差異 (②-①) ▲ 47.8 2.7日(日) 差異 (②-①) 2.0 0.0 2.7日(日) 差異 (②-①) 0.0 2.7日(日) 2.7日(日) 2.7日(日) 2.7日(日) 3.7日(日) 3.37	差異理由(※) (n) 差異理由(※) (d) 理由A~C毎(完電所数)

(j) 系統作業による停止 (m) 設備点核で停止 (p) 薄雨による出水増加のため (s) 夜間の供給力確保に伴う出力等切替のため (k) 高泉 新宿4台目編水運転不可 (同間安定度) (n) 東北東宋間護手縁の空容器工足 (q) 当日指索では対応できないため (c) 作業 ばい速渡走等)による抑制艦減少 (c) 作業 成り返還走等)による抑制艦減少 (c) 作業 が、大丁 でが調査力確保所により対応不要 (c) 作業 が、大丁 でが調査力確保所により対応不要 (c) 作業 が、大丁 でが調査力を確保所により対応不要 (c) 作業 が、大丁 では、日本
(参考) 当日の需給実績

(単位:万kW)

			場所	北海道エリア	北海道エリア
			下げ調整力最小時刻	4月26日(土)	4月27日(日)
				11:00~11:30	10:00~10:30
天候·気温	天候			晴	曇り
><1>> ><100	気温(℃)			9.3	9.3
		(A)	エリア需要(本土)	316.6	277.0
		(F)	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	65.8	82.4
		G	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	12.8	10.5
		(L)	原子力	0.0	0.0
	エリア	(J)	一般水力	91.0	85.4
		(K)	地熱	1.2	1.2
(参考)	供給力	(H)	バイオマス専焼電源	14.3	14.5
当日の		(I)	地域資源バイオマス	3.4	3.3
需給実績		(E)	太陽光 (抑制量含む)	169.0	145.9
		ĺ.	風力(抑制量含む)	67.6	39.5
			エリア供給力計	425.1	382.7
	揚水運転等	(C)	揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 48.2	▲ 49.2
	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	▲ 30.4	▲ 5.4
	抑制	(D)	太陽光·風力抑制	▲ 29.9	▲ 51.1
	供給力計			316.6	277.0

○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

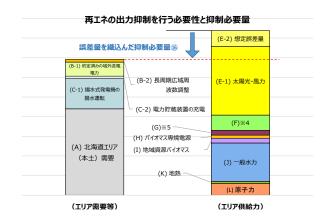


※1:優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 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 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していない発電設備等



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

~北海道電力ネットワーク編~

2025年5月28日電力広域的運営推進機関



- 1. 検証方法
- 2. 下げ調整カ不足時の対応順序
- 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
 - (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
 - (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) 風力発電の導入拡大に向けた実証試験 について
- (参考2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電 設備および専焼バイオマスの出力抑制に 関する調整状況

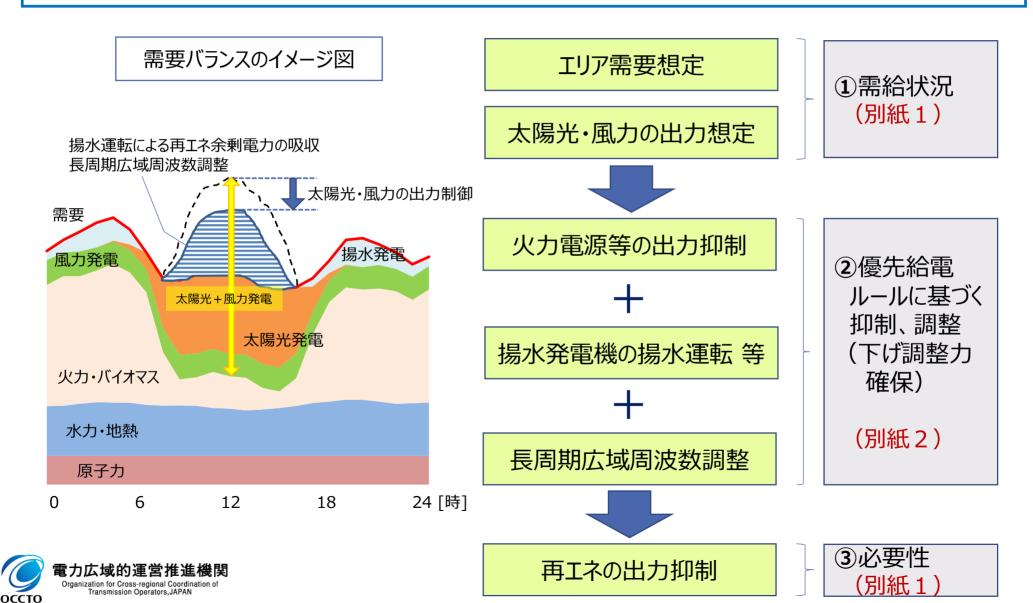


本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則(以下、「再工 ネ特措法施行規則」という。)、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針(以下、「業務指針」という。)に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①~③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

- 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。



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。

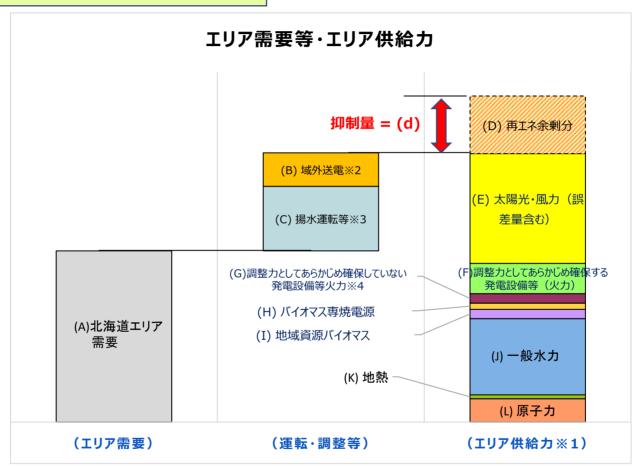
○下げ調整力不足時の対応順序

- (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 発電設備等抑制等の措置を講じる。
 - (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、
 - 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等抑制等の措置を講じる。
 - ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない下記(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



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)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。

エリア需要は、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。<mark>日別の状況は「別紙1」参照</mark>。

① 需要予測モデル作成 (過去の気象実績・需要実績に基づき、気象予 測値と需要予測値に適用する相関係数の作成)



② 需要予測 (需要予測モデル作成で算出された相関係数 と気象予測値を用いて需要予測値を算出)



③ 需要補正 (平日以外(土日祝、GW、年末年始)の 場合、過去実績から算出した補正率を適用)



④ 24時間の需要想定値を決定し、下げ調整力最小時刻の需要想定を作成

予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日における 実績を用いて相関係数を作成

相関係数作成に使用する要素(例)

·気温[℃]·湿度[%]·日射量[W/m²]·降雪量[cm]等

需要予測に使用する気象要素(例)

·気温[℃]·湿度[%]·日射量[W/m²]·降雪量[cm]等

予測対象地点:旭川,札幌,帯広,室蘭,函館

予測粒度:30分

需要想定計算イメージ

需要予測值={気温瞬時値×A + 湿度瞬時値×B

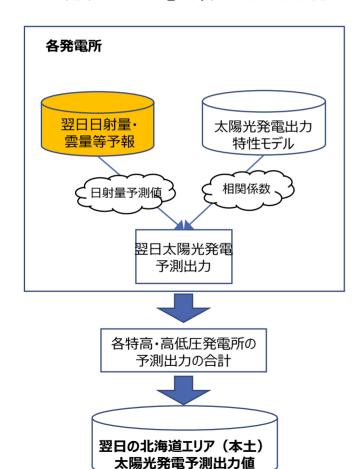
+ 30分積算日射量×C + 30分降雪量×D} ×補正率

A,B,C,D:需要予測モデル作成で過去実績から算出した 各気象予報値と需要の相関係数



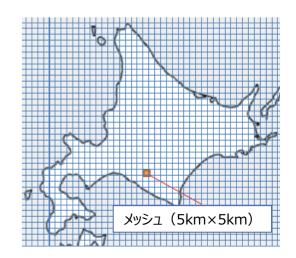
太陽光発電は、日射量予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

各発電所の予測出力は、「翌日日射量・雲量等予報」で作成した日射量予測値と「太陽光発電出力特性モデル」で作成した日射量予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。



〔各発電所予測出力〕(※1,2)

- = 日射量予測値(※3) × 相関係数(※4)
- (※1)特高出力(39箇所)は各発電所単位で想定し、高低圧出力は メッシュ単位(5km×5km)で予測値を算出した後、設備量比率 で按分した値を想定値とする
- (※2) 10kW未満の発電所については想定自家消費量を反映した値とする
- (※3) 気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位(高低圧 ではメッシュ単位)の日射量予測値(30分値)
- (※4) 下記項目から算出した発電所単位 (高低圧ではメッシュ単位) の日射 量と出力の相関係数
 - •定格出力
 - ·日射量実績
 - ・太陽光発電出力実績(初期モデルで使用する項目)
 - •定格出力
 - •方位角、仰角
 - ·変換効率



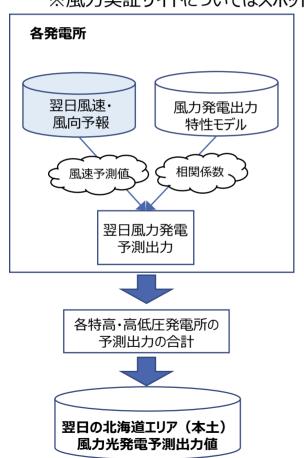


оссто

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。

各発電所の予測出力は、「翌日風速・風向予報」で作成した風速予測値と「風力発電出力特性モデル」で作成した風速予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。

※風力実証サイトについてはスポット約定量を出力予測値とする(参考1)



Organization for Cross-regional Coordination of

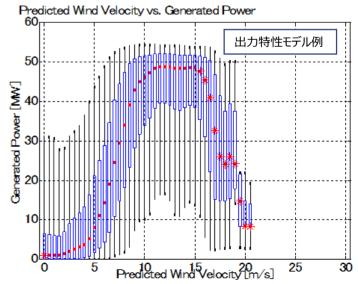
Transmission Operators, JAPAN

оссто

〔各発電所予測出力〕(※1)

= 風速予測値 (※2) × 相関係数 (※3)

- (※1) 特高出力(38箇所)は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ 単位(5km×5km)で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値 を想定値とする
- (※2) 気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位(高低圧 では メッシュ単位)の風速・風向予測値(30分値)
- (※3) 下記項目から算出した発電所単位 (高低圧ではメッシュ単位)の風速 と出力の相関係数
 - 定格出力
 - •風速
 - ·風向実績
 - ・風力発電出力実績(初期モデルで使用する項目)
 - •定格出力
 - •定格風速
 - ・カットイン
 - ・カットアウト風速



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、北海道電力ネットワークが公表している「周波数調整マニュアル」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 %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。

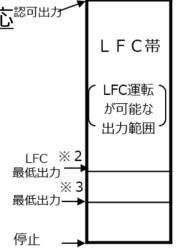
※1 負荷周波数制御(Load Frequency Control)のこと。電力系統の周波数維持を目的として、 数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

〔火力機の運転範囲〕

○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)の対応認可出力

石油火力・石炭火力・LNG火力

- ・需給調整(負荷追従)や系統運用(電圧調整)を考慮して、 マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な3台の運転を 確保し、その他の発電所は停止する。
- ・当日必要な予備力を確保する(北海道本州間連系設備からの 受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保)
- ※系統容量2%分の調整力を加算するユニットは、オンライン制御の可否や負荷変化率を考慮し 決定する



- ※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。

揚水乳	揚水動力	
発電所名	号機	(万 k W)
京極	1	▲ 23.5
水型	2	▲ 23.5
高見	1	▲ 10.0
同兄	2	▲ 14.0
立仁三子	1	▲ 10.0
新冠	2	▲ 10.0
合計:	▲ 91.0	

○下げ調整力不足時における揚水発電機の揚水運転の対応

①京極発電所

2台揚水

②高見・新冠発電所 最大3台揚水

4台目揚水は同期安定度上の制約から不可※ 下げ調整力確保のため、揚水動力の大きい高見2Gを 含む3台揚水とする。

※高見・新冠発電所は立地が近く近傍の送電線事故を考慮



北海道電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、南早来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。

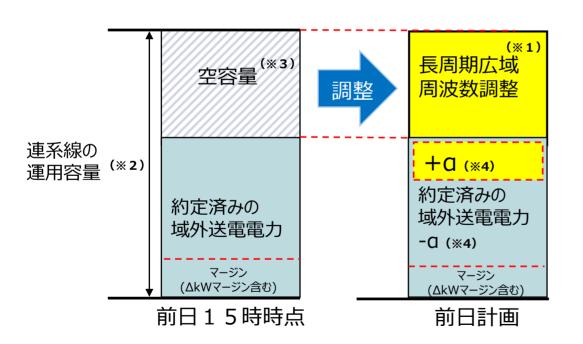
北海道電力ネットワークの	充電最大電力
大容量蓄電池	(万 k W)
南早来変電所蓄電池	▲ 1.6

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調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(混焼バイオマスを含む)(※2) 設備保安上等問題のない範囲で最低出力とする。 ただし、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自家発余剰分(※ 2) 発電機の運用上、多少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。
 - (※1)北海道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) (以下、「連系線」という。) の空容量が、前日 1 5 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、再工 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。

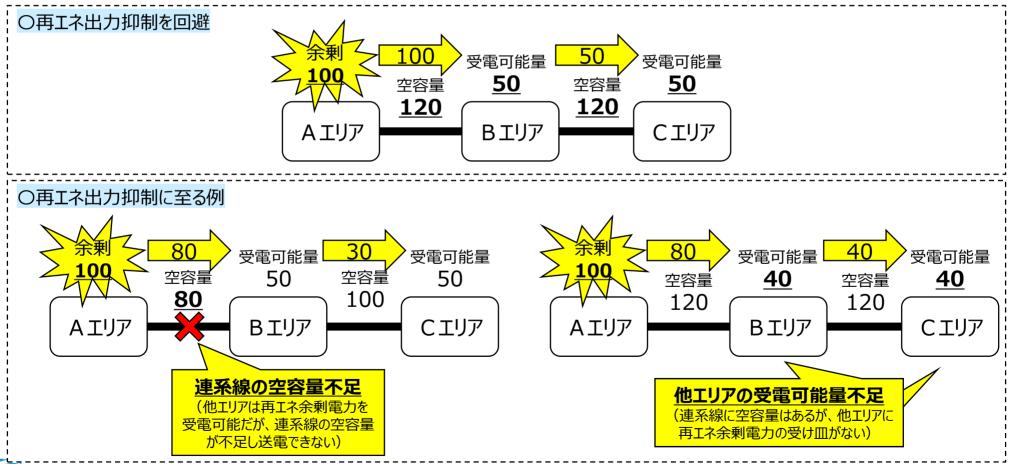
(※1)供給区域の下げ調整力が不足し、又は、下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線を介して他の供給区域の一般送配電事業者たる会員の調整力を活用して行う周波数調整をいう。



- (※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(= g)

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。





電力広域的運営推進機関

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 設備保安上等問題のない範囲で最低出力とする。 ただし、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。
 - ②自家発余剰分 発電機の運用上、多少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。
 - (※) 北海道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、北海道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。

- (※) 北海道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、 北海道エリア(本土)の発電所数

【理	由】			【発電所数】
_	マン エー サノムビ ニ リナ ビビュー リ 16	1.6 h d s 1 m - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1 - 1	/	

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) 110

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 0

なっとく!再生可能エネルギーー新制度に関するよくある質問ーFAQ 5-9、5-10 https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving and new/saiene/kaitori/fit fag.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、当日想定の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。

実際の再工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、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]

4月 12:00~12:30コマの 出力帯 最大誤差量 (最大出力に対する出力率) 太陽光 合計 エリア需要 高出力帯 $(90\% \sim)$ 14.4 9.8 24.2 中出力帯② $(67.5\% \sim 90\%)$ 30.1 31.9 62.0 中出力帯① $(45\%\sim67.5\%)$ 46.7 29.8 76.5 低出力帯② $(22.5\% \sim 45\%)$ 37.0 28.0 65.0 低出力帯① $(\sim 22.5\%)$ 6.5 15.9 9.4

表 2 想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

当日 該当コマ想定最大出力 (a) [MW]

当日 該当コマ想定出力 (b) [MW]

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:2022/4 ~ 2025/3

оссто

・ 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

2022年8月,9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、再工 ネ出力の上振れに加え、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の一つであった ため、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 時間前取引による連系線受電潮流増加量(想定)を追加した。

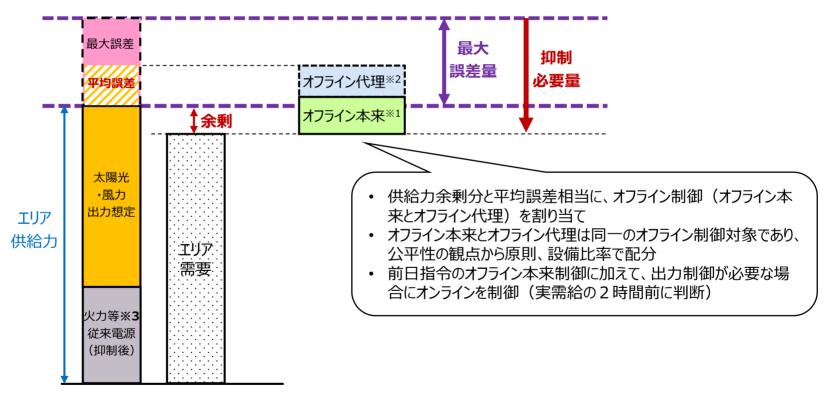
表 1 各月における時間前取引における連系線受電想定潮流(2025年度)

時間前約定想定量(万kW)									
4月	5.3	10月	7.8						
5月	8.1	11月	10.9						
6月	9.2	12月	12.7						
7月	3.7	1月	6.9						
8月	6.9	2月	6.0						
9月	6.5	3月	5.0						

・ データ収集期間:2024/4 ~ 2025/3

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。



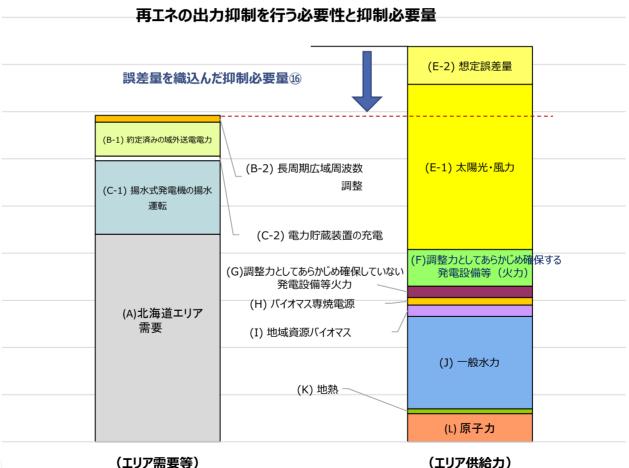
※1: 旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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してい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。



北海道電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、北海道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、22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。

▶ 最低出力比率が50%超過の事業者に対しては、要件を満たしている事業者との公平性の観点から、引き続き最低 出力引き下げの協議を行っていく。
「万 k W]

種別	最低出力比	事業者数	定格出力	最低出力	(出力率 (%))	
	①定格出力の	調整力としてあらかじめ確保 していない発電設備等	6	43.9	12.0	(27%)
事	50%以下	専焼バイオマス	2	4.7	2.3	(49%)
事 業 用 (②定格出力の	調整力としてあらかじめ確保 していない発電設備等	0	_		_
	50%超過	専焼バイオマス	4	19.2	13.7	(71%)
自家	自 家 第 分まで抑制 ※	調整力としてあらかじめ確保 していない発電設備等	9	12.3	0	(0%)
発 ※		専焼バイオマス	1	0.1	0	(0%)
	出力抑制対象	合計	22	84.9	30.4	(36%)

※ 自家発事業者は、発電機の運用上、多少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。



ウェブサイト公表文

更新日: 2025年5月28日

北海道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 月分)

北海道電力ネットワーク株式会社が 2025 年 4 月に実施した、北海道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

- 4月26日(土)北海道エリア
- 4月27日(日)北海道エリア

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)北海道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 カ抑制の検証結果(2025 年 4 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 ~ 北海 道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