

2024年5月30日

第458回理事会

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
 (九州エリア：2024年1月～3月分)
 (北海道エリア、中部エリア、北陸エリア、関西エリア：2024年4月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、九州エリアで2024年1月～3月、北海道エリア、中部エリア、北陸エリア、関西エリアで2024年4月に実施した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た結果、別紙1-1～5-1のとおり妥当であると認め、別紙1-2～5-2により公表する。

1. 抑制エリアと抑制実施日

・九州エリア(2024年1月～3月)

下記の34日(1月：4日、2月：8日、3月：22日)

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

太字：検証対象に選定

・北海道エリア、中部エリア、北陸エリア、関西エリア（2024年4月分）

エリア	北海道	東北※1		中部	北陸	関西	中国※1	四国※1	九州※1	
抑制日数	1 日	1 2 日		6 日	1 1 日	6 日	1 6 日	9 日		1 5 日
4月	北海道	東北※1	東京	中部	北陸	関西	中国※1	四国※1	九州※1	沖縄本島
4月1日(月)		○					○	○	○	
4月2日(火)		○					○			
4月3日(水)										
4月4日(木)										
4月5日(金)		○								
4月6日(土)					○		○	○		
4月7日(日)		○		○	○	○	○	○	○	
4月8日(月)										
4月9日(火)									○	
4月10日(水)		○				○※2	○	○	○	
4月11日(木)		○					○			
4月12日(金)				○			○	○	○	
4月13日(土)		○		○	○	○	○	○	○	
4月14日(日)	○	○		○	○	○	○	○	○	
4月15日(月)					○					
4月16日(火)							○		○	
4月17日(水)					○	○	○		○	
4月18日(木)							○		○	
4月19日(金)				○	○		○		○	
4月20日(土)		○					○			
4月21日(日)										
4月22日(月)										
4月23日(火)										
4月24日(水)									○	
4月25日(木)					○		○	○	○	
4月26日(金)		○								
4月27日(土)					○				○	
4月28日(日)		○		○	○	○	○	○	○	
4月29日(月)		○			○					
4月30日(火)										

※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。

2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4. 公表日 : 2024年5月30日 (本機関ウェブサイト)

以上

【添付資料】

- 別紙1-1 : 九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年1月～3月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙1-2 : ウェブサイト公表文「九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙2-1 : 北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年4月抑制分 北海道電力ネットワーク～
- 別紙2-2 : ウェブサイト公表文「北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙3-1 : 中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年4月抑制分 中部電力パワーグリッド～
- 別紙3-2 : ウェブサイト公表文「中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙4-1 : 北陸エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年4月抑制分 北陸電力送配電～
- 別紙4-2 : ウェブサイト公表文「北陸エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙5-1 : 関西エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果
～2024年4月抑制分 関西電力送配電～
- 別紙5-2 : ウェブサイト公表文「関西エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源)の出力抑制に関する検証結果の公表について」

九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 (自然変動電源) の出力抑制の検証結果

～ 2024年1月～3月抑制分 九州電力送配電～

2024年5月30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、2024年1月～3月に、九州エリア（離島を除く）において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34日間（1月：4日、2月：8日、3月：22日）実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、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、2024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)

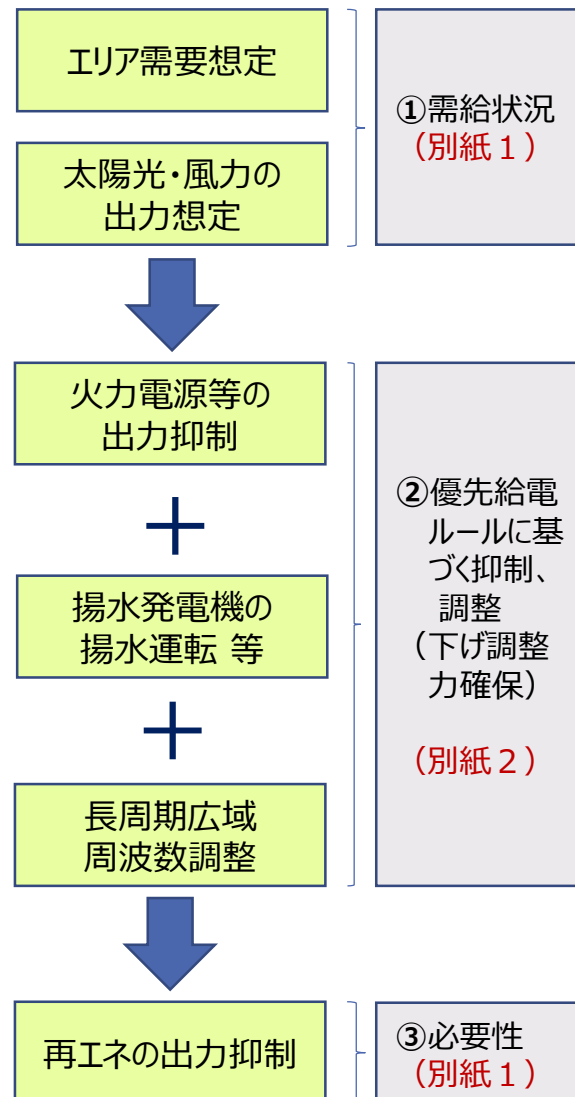
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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）

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、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。
- ・電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

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



九州電力送配電は、1月の以下の4日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）			
指令日時	12月31日(日) 16時	1月1日(月) 16時	1月12日(金) 16時	1月13日(土) 16時
抑制実施日	1月1日(月)	1月2日(火)	1月13日(土)	1月14日(日)
最大抑制量（※1）	255.9万kW	245.3万kW	144.2万kW	219.6万kW
抑制時間	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			

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

九州電力送配電は、2月の以下の8日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	2月9日(金) 16時	2月10日(土) 16時	2月11日(日) 16時	2月12日(月) 16時	2月16日(金) 16時	2月17日(土) 16時	2月24日(土) 16時
抑制実施日	2月10日(土)	2月11日(日)	2月12日(月)	2月13日(火)	2月17日(土)	2月18日(日)	2月25日(日)
最大抑制量 (※1)	381.7万kW	479.1万kW	374.5万kW	294.3万kW	378.4万kW	496.8万kW	183.6万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	－	－	○	－	－	○	－
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力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27日(火) 16時						
抑制実施日	2月28日(水)						
最大抑制量 (※1)	297.4万kW						
抑制時間	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。

九州電力送配電は、3月の以下の22日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	2月29日(木) 16時	3月1日(金) 16時	3月2日(土) 16時	3月3日(日) 16時	3月6日(水) 16時	3月7日(木) 16時	3月8日(金) 16時
抑制実施日	3月1日(金)	3月2日(土)	3月3日(日)	3月4日(月)	3月7日(木)	3月8日(金)	3月9日(土)
最大抑制量 (※1)	369.9万kW	352.7万kW	446.0万kW	264.9万kW	427.1万kW	476.2万kW	444.2万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	－	－	○	－	－	－	－
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力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9日(土) 16時	3月10日(日) 16時	3月11日(月) 16時	3月12日(火) 16時	3月13日(水) 16時	3月14日(木) 16時	3月15日(金) 16時
抑制実施日	3月10日(日)	3月11日(月)	3月12日(火)	3月13日(水)	3月14日(木)	3月15日(金)	3月16日(土)
最大抑制量 (※1)	550.1万kW	191.4万kW	475.2万kW	518.0万kW	372.9万kW	530.0万kW	565.0万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	－	－	－	－	－	－	○
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照						



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

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	3月17日(日) 16時	3月19日(火) 16時	3月20日(水) 16時	3月21日(木) 16時	3月26日(火) 16時	3月28日(木) 16時	3月29日(金) 16時
抑制実施日	3月18日(月)	3月20日(水)	3月21日(木)	3月22日(金)	3月27日(水)	3月29日(金)	3月30日(土)
最大抑制量 (※1)	464.8万kW	530.0万kW	404.1万kW	472.0万kW	451.8万kW	443.5万kW	559.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	－	－	－	－	－	－	－
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力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30日(土) 16時						
抑制実施日	3月31日(日)						
最大抑制量 (※1)	356.3万kW						
抑制時間	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。

3. 総合評価(代表日の選定)

○1月～3月に行われた出力抑制日から、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(月)、2/18(日)、3/16 (土)
- ・無作為に選定した日…………… 2/12(月)、3/3(日)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について九州電力送配電が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	1月	2月		3月	
	1	12	18	3	16
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					
（１）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○
（２）エリア需要想定	○	○	○	○	○
（３）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○
（４）風力の出力想定	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容					
（１）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○	○
（２）揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○	○
（３）電力貯蔵装置の充電	○	○	○	○	○
（４）電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○
（５）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○
（６）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○
（７）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性					
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力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）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
（2）揚水発電機の揚水運転	定期点検およびオーバーホールに伴う停止を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（3）電力貯蔵装置の充電	低温停止および設備トラブルを除き、最大限充電していることを確認した（全代表日）。
（4）電源Ⅲ火力	電制電源は、運用容量に影響を与えない範囲で最低出力以下まで抑制していることを確認した（全代表日）。その他の発電所は、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（5）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全代表日）。
（6）バイオマス専焼電源	試験、低出力運転時の振動異常高の再発回避に伴う抑制量の減少を除き、事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全代表日）。
（7）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した（全代表日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全代表日）。

本機関が2024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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機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、電源Ⅲ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。

【万kW】												
場所			九州本土		九州本土		九州本土		九州本土		九州本土	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			1月1日(月) 12時30分～13時00分		2月12日(月) 12時30分～13時		2月18日(日) 12時～12時30分		3月3日(日) 12時30分～13時		3月16日(土) 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】
需要想定	年月日（曜日）		2024.1.1(月)	2022.1.26(水)	2024.2.12(月)	2023.2.11(土)	2024.2.18(日)	2023.3.19(日)	2024.3.3(日)	2019.2.17(日)	2024.3.16(土)	2022.3.5(土)
	天候		曇	曇	晴	曇	晴	晴	晴	晴	晴	曇
	気温（℃）		11.5	11.0	10.9	11.4	14.5	15.5	8.2	9.0	15.6	13.9
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		15.0万kW/℃		18.0万kW/℃		18.0万kW/℃		26.0万kW/℃	
	需要 （万kW）	過去の需要実績① 気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載） 需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②	— ▲ 7.5 805.0	812.5 (11.5℃-11℃)× ▲15万kW/℃＝▲ 7.5万kW	— 9.0 905.0	896.0 (10.9℃-11.4℃)× ▲18万kW/℃ ＝9.0万kW	— 18.0 775.0	757 (14.5℃-15.5℃)× ▲18万kW/℃ ＝18.0万kW	— 20.8 855.0	834.2 (8.2℃-9℃)×▲ 26万kW/℃＝20.8 万kW	— ▲ 32.3 805.5	837.8 (15.6℃-13.9℃)× ▲19万kW/℃＝▲ 32.3万kW
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m ² ）		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
	出力 換算係数 （kWh/MJ /m ² /kW）	特高	0.92～2.42		2.41～3.28		1.56～3.34		1.33～2.79		2.78～3.84	
		高圧	0.337		0.306		0.306		0.286		0.286	
		低圧10kW以上	0.435		0.325		0.325		0.309		0.309	
		低圧10kW未満	0.307		0.286		0.286		0.243		0.243	
	出力想定値(※1) （万kW）	特高④	0.262		0.241		0.241		0.228		0.228	
		高圧⑤	161.9		210.3		211.2		162.4		220.8	
		低圧10kW以上⑥	215.2		294.3		291.9		222.7		333.6	
低圧10kW未満⑦		177.4		219.8		217.8		156.6		216.1		
想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（低圧10kW未満のみ考慮）		99.1		131.7		130.7		100.3		145.3		
合計⑨		▲ 22.3		▲ 25.1		▲ 24.4		▲ 19.8		▲ 20.9		
風力の 出力想定	合計⑨		631.3		831.1		827.2		622.2		894.9	
	設備量 （万kW）	特高⑩	60.1		56.5		56.5		54.7		56.5	
		高圧以下⑪	5.4		5.4		5.4		5.4		5.2	
		合計（⑩＋⑪）	65.5		61.9		61.9		60.1		61.7	
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	7.0		2.0		8.1		10.4		0.7	
高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）		0.6		0.2		0.7		1.0		0.0		
合計⑭		7.6		2.2		8.8		11.4		0.7		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	80.8	当日見直しがあ れば記載	85.2	当日見直しがあ れば記載	73.8	当日見直しがあ れば記載	95.7	当日見直しがあ れば記載	94.7	当日見直しがあ れば記載
		(G) 電源Ⅲ（火力）	101.2		142.7		128.1		106.9		78.5	
		(L) 原子力	298.2		413.2		413.7		413.9		413.9	
		(J) 一般水力	17.4		17.2		16.8		25.8		22.9	
		(K) 地熱	16.2		16.3		16.1		16.7		16.9	
		(H) バイオマス専焼電源	35.1		33.3		31.0		35.5		29.0	
		(I) 地域資源バイオマス	26.3		22.3		23.7		25.8		26.7	
		(E-1) 太陽光⑨	631.3		831.1		827.2		622.2		894.9	
		(E-1) 風力⑭	7.6		2.2		8.8		11.4		0.7	
		(E-2) 想定誤差量	305.0		187.2		205.8		343.0		182.5	
	エリア供給力 計⑮		1,519.1	1,750.7	1,745.0	1,696.9	1,760.7					
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）③	805.0	905.0	775.0	855.0	805.5					
		揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 253.2	▲ 253.2	▲ 253.2	▲ 185.2	▲ 185.2				
		運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 5.0	0.0	0.0	▲ 4.7	▲ 5.0				
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 200.0	▲ 218.0	▲ 220.0	▲ 206.0	▲ 200.0				
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力①②④⑨	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
		エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）		1,263.2	1,376.2	1,248.2	1,250.9	1,195.7				
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,519.1	／	1,750.7	／	1,745.0	／	1,696.9	／	1,760.7	
	エリア需要等 計⑳		1,263.2		1,376.2		1,248.2		1,250.9		1,195.7	
	判定		○		○		○		○		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝(⑮－⑳)		255.9		374.5		496.8		446.0		565.0	

（※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

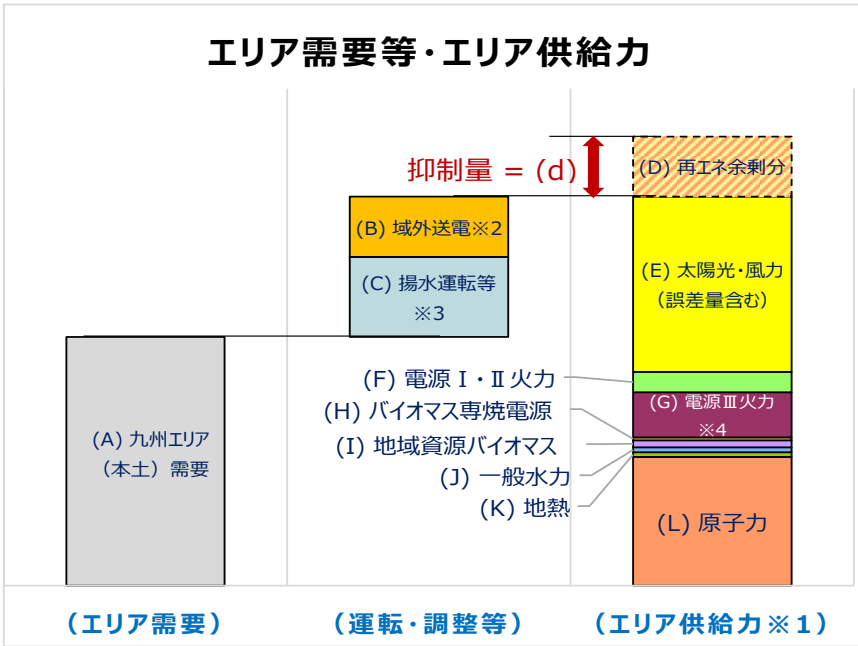
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

[万 kW]																									
優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）						1月1日(月)				2月12日(月)				2月18日(日)				3月3日(日)				3月16日(土)			
電源Ⅰ・Ⅱ 火力 L F C調整力 2 % 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
	石炭	松浦	12.4	12.4	0.0		12.4	12.4	0.0		12.4	12.4	0.0		32.7	32.7	0.0		32.7	32.7	0.0				
		峇北	17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		8.7	8.7	0.0		8.7	8.7	0.0		8.7	8.7	0.0				
	L N G	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				
		新大分（コンバインド）	50.9	50.9	0.0		55.3	55.3	0.0		52.7	52.7	0.0		54.3	54.3	0.0		53.3	53.3	0.0				
合計			80.8	80.8	0.0	—	85.2	85.2	0.0	—	73.8	73.8	0.0	—	95.7	95.7	0.0	—	94.7	94.7	0.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）																									
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
	大平	1	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0				
		2	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0				
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0				
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0				
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	0.0	34.0	(k)	▲ 34.0	0.0	34.0	(k)			
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)			
		3	▲ 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				
		4	▲ 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				
合計			▲ 253.2	▲ 253.2	0.0	—	▲ 253.2	▲ 253.2	0.0	—	▲ 253.2	▲ 253.2	0.0	—	▲ 253.2	▲ 185.2	68.0	—	▲ 253.2	▲ 185.2	68.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）																									
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
		▲ 5.0	▲ 5.0	0.0		▲ 5.0	0.0	5.0	(j)	▲ 5.0	0.0	5.0	(j)	▲ 5.0	▲ 4.7	0.3	(l)	▲ 5.0	▲ 5.0	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）																									
電源Ⅲ火力	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
	電制電源	A	43.8 [47%]	36.2	▲ 7.6	(m)	43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0		21.9 [47%]	21.9	0.0				
		B	27.2 [29%]	27.2	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0		27.2 [29%]	27.2	0.0		27.2 [29%]	27.2	0.0				
	電制電源 を除く	火力他	49.2 [26%]	37.5 [20%]	▲ 11.7	(h)	49.2 [26%]	44.1 [23%]	▲ 5.1	(h)	49.2 [26%]	29.5 [16%]	▲ 19.7	(h)	49.2 [26%]	35.5 [19%]	▲ 13.7	(h)	49.2 [26%]	29.2 [15%]	▲ 20.0	(h)			
			(49.2) [26%]				(49.2) [26%]				(49.2) [26%]				(49.2) [26%]				(49.2) [26%]						
		自家発余剰	13.0	0.3	▲ 12.7	(f)	13.0	0.4	▲ 12.6	(f)	13.0	0.4	▲ 12.6	(f)	13.0	0.4	▲ 12.6	(f)	13.0	0.2	▲ 12.8	(f)			
合計			133.2	101.2	32.0		160.4	142.7	▲ 17.7		160.4	128.1	▲ 32.3		133.2	106.9	▲ 26.3		111.3	78.5	▲ 32.8				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）																									
長周期広域周波数調整 （連系線活用）	中国九州間連系線 （関門連系線） ※1 空容量＝（運用容量） －約定済み域外送電電力 ＝三次調整力(1)(2)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 2 時時点 の空容量① ※1 （運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0					
		(200.0)				(218.0)				(220.0)				(206.0)				(200.0)							
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）																									
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
	※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	30.8 [65%]	35.1	4.3	(o)	30.8 [64%]	33.3	2.5	(o)	28.5 [66%]	31.0	2.5	(o)	30.8 [64%]	35.5	4.7	(o)	27.4 [68%]	29.0	1.6	(n)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）																									
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A～C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A～C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A～C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A～C 毎 （発電所数）	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A～C 毎 （発電所数）				
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—				
	出力抑制不可	—[0%]	26.3	—	A(55),B(29),C(4)	—[0%]	22.3	—	A(55),B(29),C(4)	—[0%]	23.7	—	A(55),B(29),C(4)	—[0%]	25.8	—	A(55),B(29),C(4)	—[0%]	26.7	—	A(55),B(29),C(4)				
想定誤差量																									
想定誤差量	想定誤差量	1月1日(月)	2月12日(月)	2月18日(日)	3月3日(日)	3月16日(土)																			
	出力帯	中出力帯 1	中出力帯1	中出力帯1	中出力帯2	中出力帯1																			
	(A)過去 最大出力／設備量	68.4%	83.7%	83.7%	92.6%	86.1%																			
	(B)当日 最大出力／設備量	53.0%	69.3%	68.9%	52.2%	74.6%																			
	(C)出力率 (B)／(A)	77.5%	82.8%	82.3%	56.4%	86.6%																			
	太陽光誤差	169.0	159.2	177.8	236.0	135.5																			
誤差量	エリア需要誤差	136.0	28.0	28.0	107.0	47.0																			
合計		305.0	187.2	205.8	343.0	182.5																			

(参考) 当日の需給実績

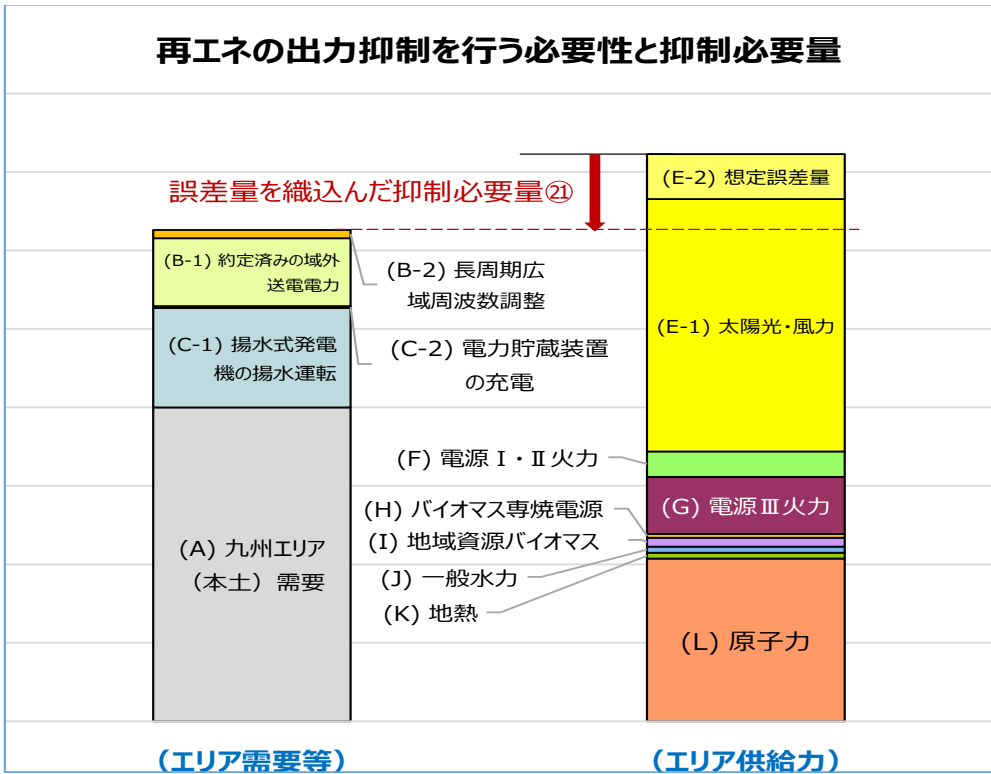
		[万 kW]				
場所		九州本土	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土
下げ調整力最小時刻		1月1日(月) 12時30分～13時	2月12日(月) 13時～13時30分	2月18日(日) 12時30分～13時	3月3日(日) 12時30分～13時	3月16日(土) 12時30分～13時
天候・気温	天候	曇	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)	9.9	7.5	10.5	5.3	11.5
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	733.0	882.6	747.4	912.0	768.8
	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	109.8	154.7	140.0	109.3	74.2
	(G) 電源Ⅲ (火力)	73.6	66.6	71.2	92.4	70.0
	(L) 原子力	299.2	414.6	415.0	415.0	415.4
	(J) 一般水力	24.3	29.5	23.6	37.7	32.6
	(K) 地熱	22.0	23.8	21.7	22.4	21.5
	(H) バイオマス専焼電源	34.6	34.0	31.8	36.4	29.6
	(I) 地域資源バイオマス	20.9	21.4	18.3	18.4	18.9
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	579.5	821.4	784.1	574.7	889.7
	(E) 風力 (抑制量含む)	6.4	0.4	5.0	4.0	0.0
	エリア供給力計	1,170.3	1,566.4	1,510.7	1,310.3	1,551.9
	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	▲ 174.2	▲ 232.2	▲ 227.8	▲ 160.8	▲ 173.8
	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	▲ 200.0	▲ 216.0	▲ 218.0	▲ 206.0	▲ 200.0
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 63.1	▲ 235.6	▲ 317.5	▲ 31.5	▲ 409.3
供給力計		733.0	882.6	747.4	912.0	768.8

○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 : 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。

○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～

2024年5月30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) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) 揚水発電機の揚水運転
 - (3) 電力貯蔵装置の充電
 - (4) 電源Ⅲ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) 電源Ⅲ（電制電源除く）の出力抑制に関する調整状況

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

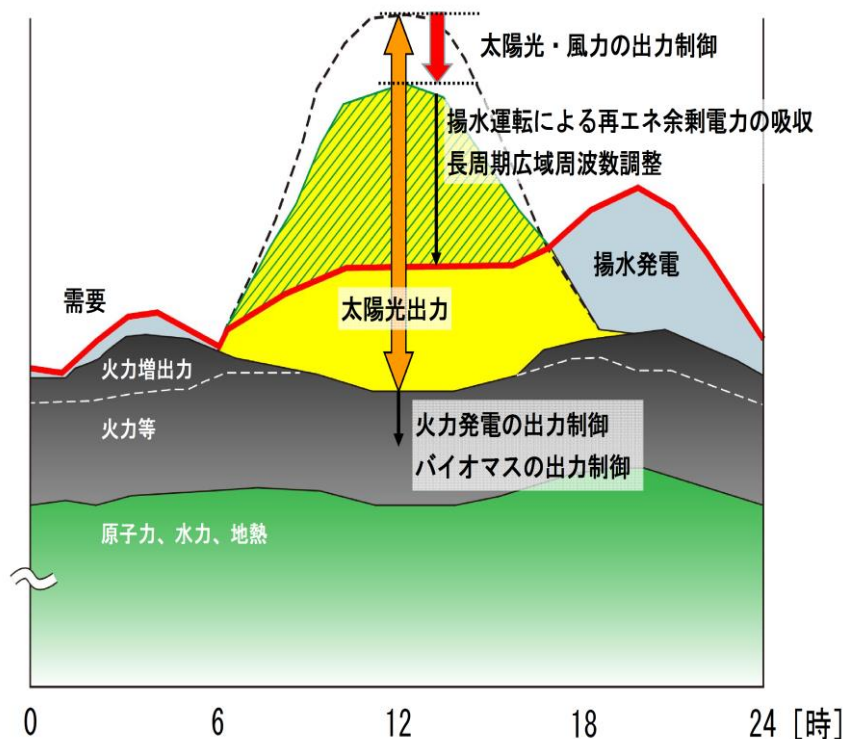
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（ア）から（ウ）に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記（ア）から（ウ）に掲げる電源Ⅱ抑制等の措置を講じる。

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の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、電源Ⅲ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出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

⑤ 自然変動電源の出力抑制

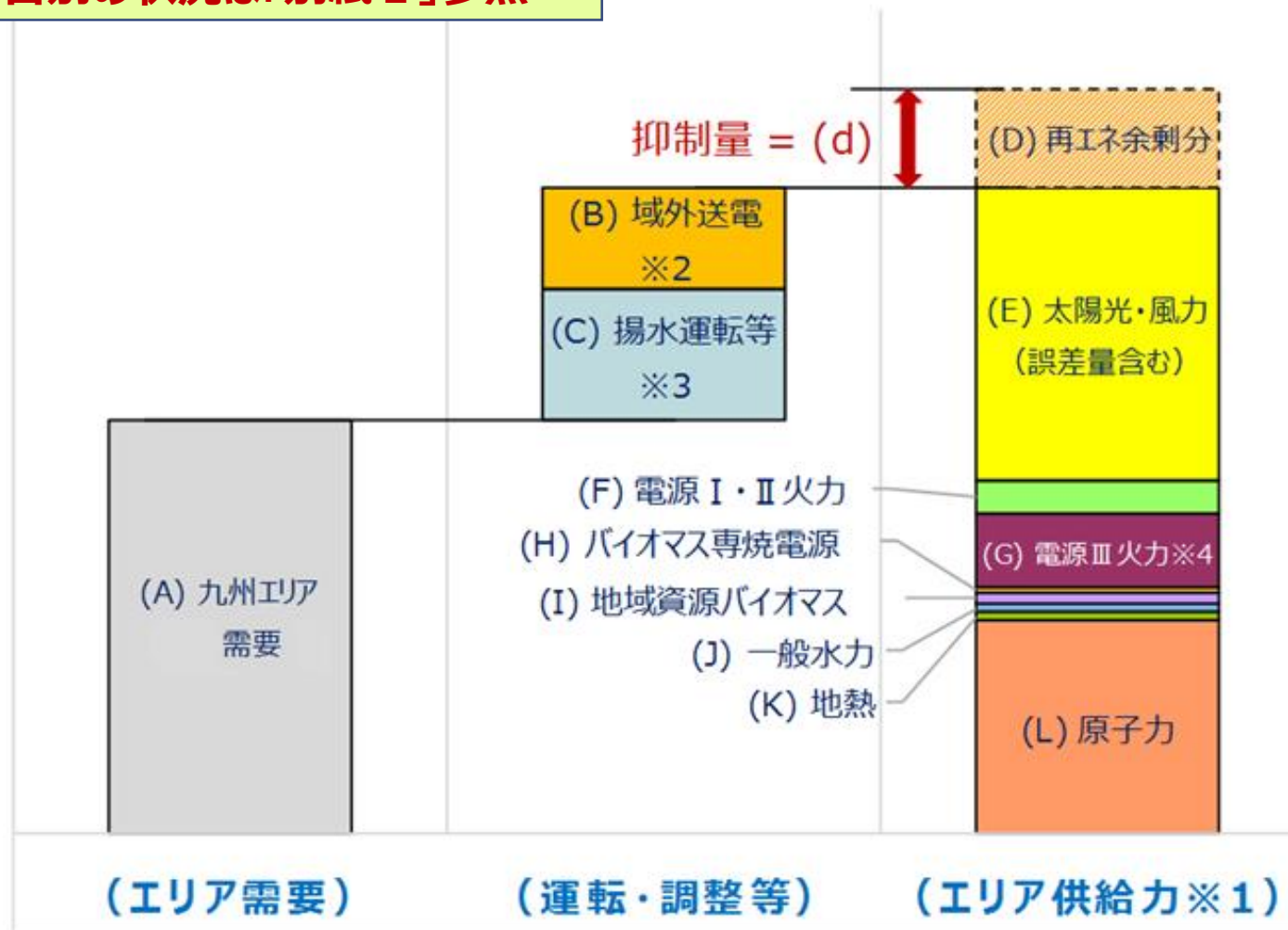
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。

※ 3 : 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4 : バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

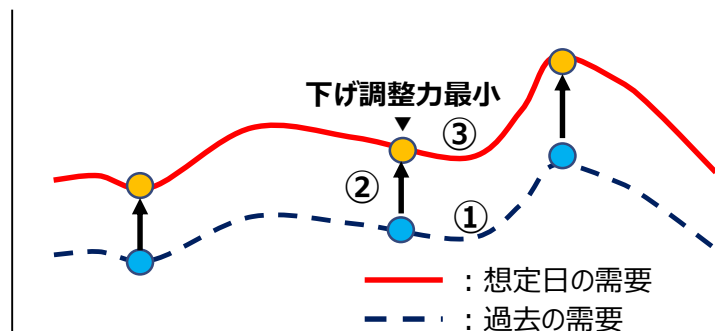
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

福岡、熊本、鹿児島の翌日気温予想の加重平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

需要想定のイメージ図

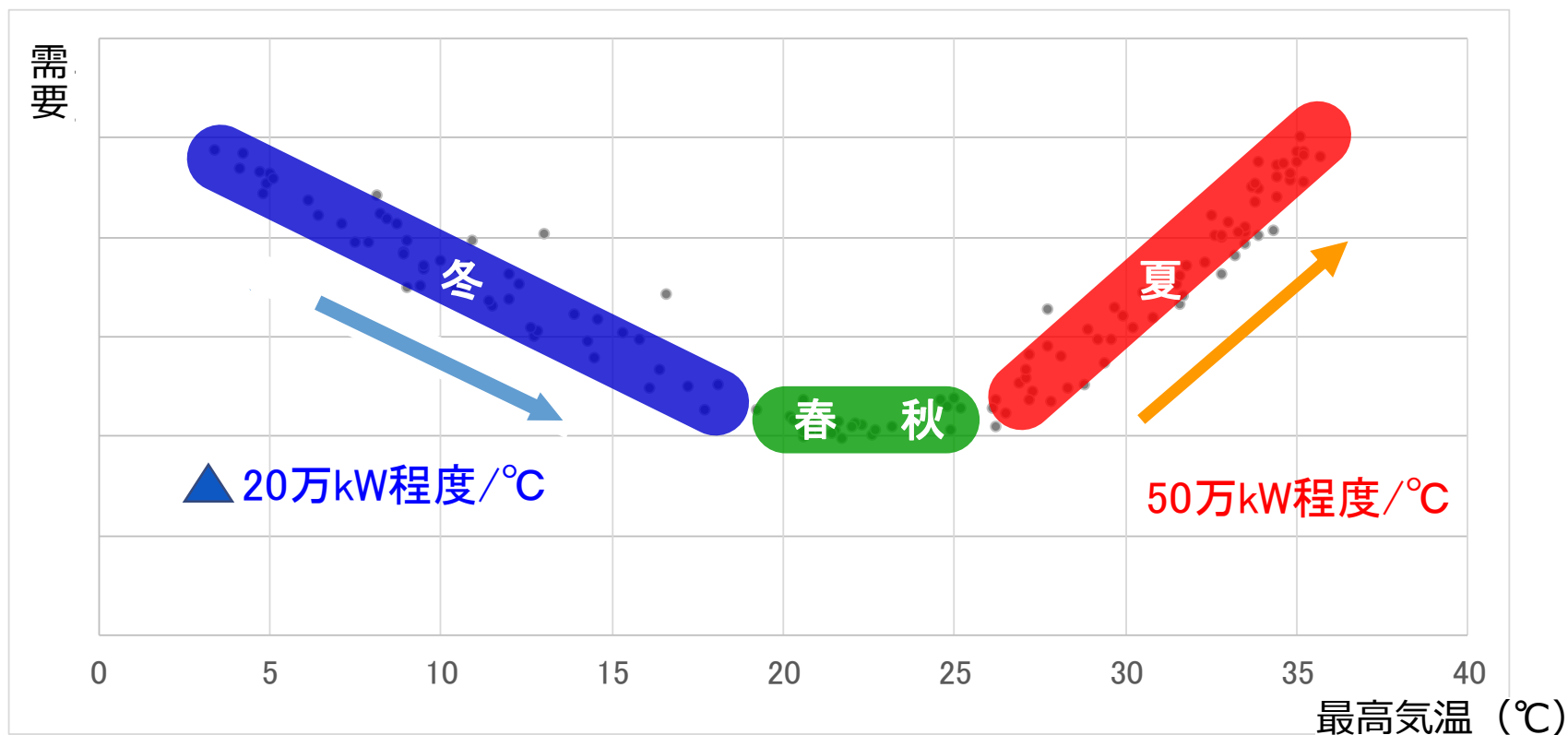


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

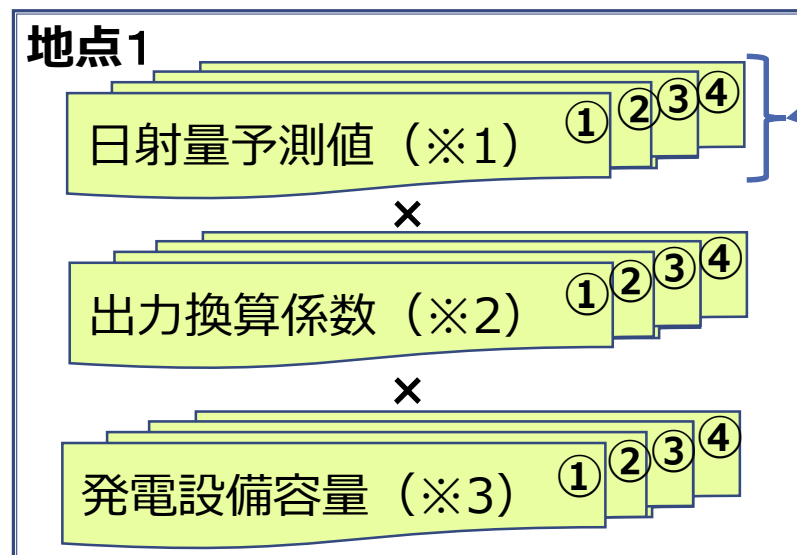
（気温感応度グラフの説明）

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

【気温感応度グラフイメージ】



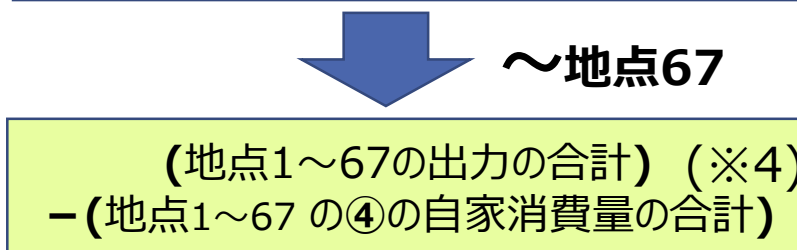
最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 1 時の日射量想定値）、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリアの出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



日射量予測（気象会社データ）

前日 1 1 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 1 1 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（P V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。



九州エリア 太陽光出力想定値

- (凡例) ①：特高、②：高压
③：低压 1 0 kW以上、④：低压 1 0 kW未満

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）〕

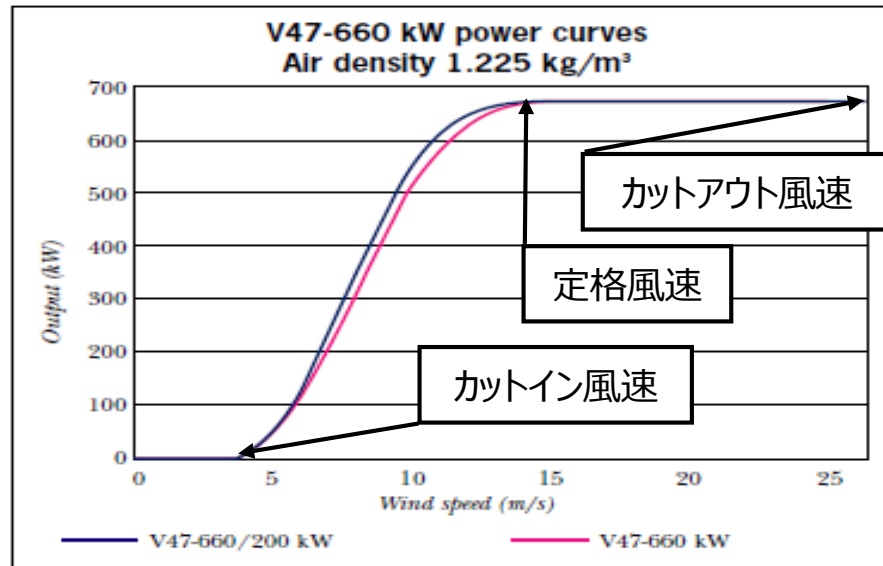
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)

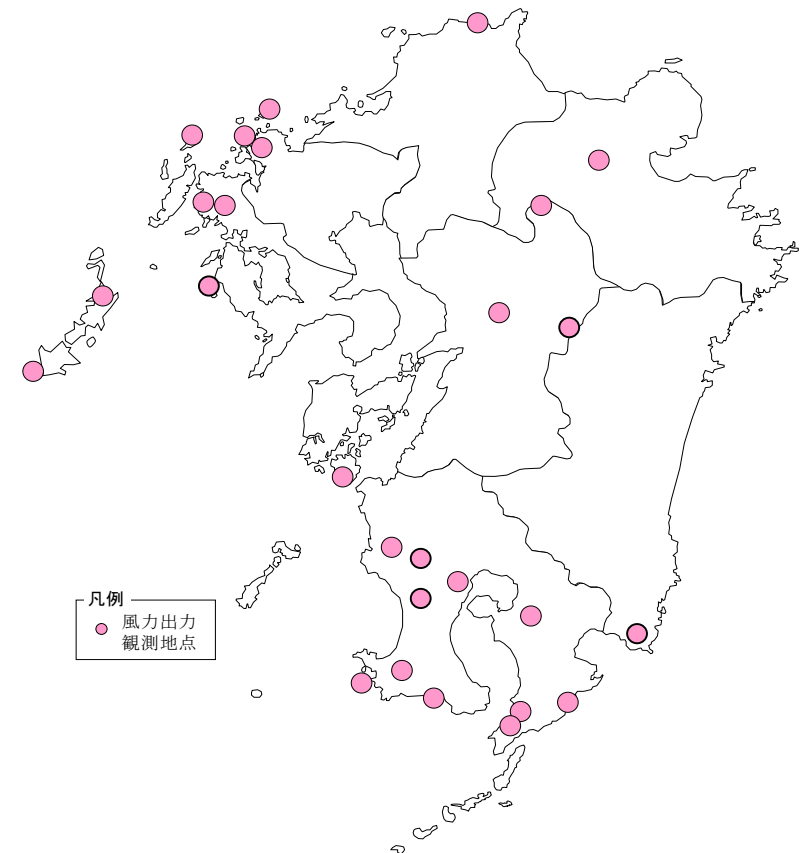
A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

(※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〕



電源 I・II 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 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電源 I・II 火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

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

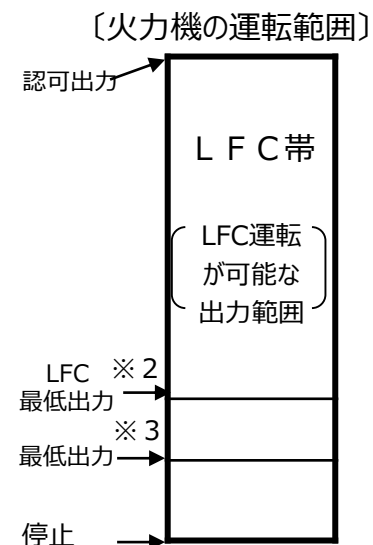
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、L F C 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 1 4 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 L F C 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。

九州電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
大平	1	▲26.1
	2	▲26.1
天山	1	▲32.5
	2	▲32.5
小丸川	1	▲34.0
	2	▲34.0
	3	▲34.0
	4	▲34.0
合計： 8台		▲253.2

九州電力送配電が保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、豊前蓄電池変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

九州電力送配電の 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
豊前蓄電池変電所	▲5.0

電源Ⅲ（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電源Ⅲ火力の対応

①電制電源（※２）

運転中の電制電源の合計出力が、中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力（※１）を下回らない範囲まで抑制する。
前日スポット市場（※３）において、約定済みの電力を含む。

②電制電源を除く火力電源（※４）

副生ガスの消費を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。
最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

③自家発電余剰分（※４）

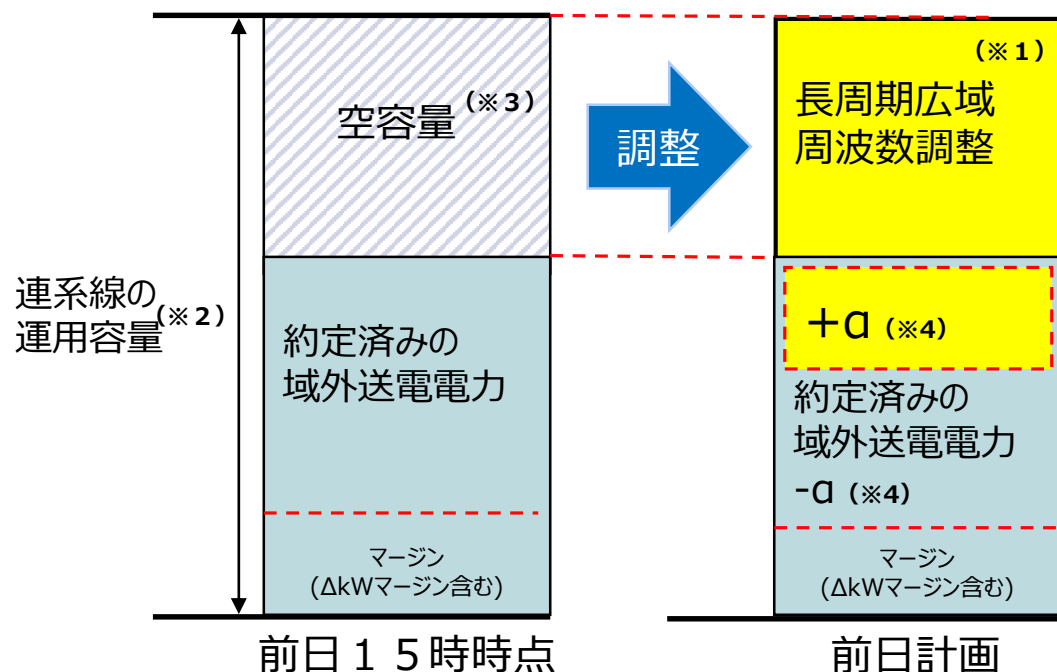
発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

- （※１）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。
- （※２）異常時において、電力系統の崩壊防止または電力設備の保安のため、制御装置などにより一部の発電機を緊急に遮断することのできる電源をいう。
- （※３）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（ＪＥＰＸ：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、ＪＥＰＸが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。
- （※４）最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考３」参照。

中国九州間連系線（関門連系線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

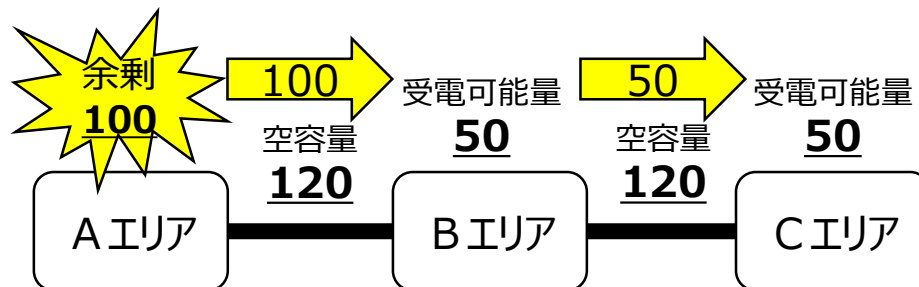
（※ 3）空容量
 $\text{空容量} = \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量 } \Delta \text{kWマージン含む）}$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、電源Ⅲ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、電源Ⅲから再エネに差し替わる。
 $(= \alpha)$

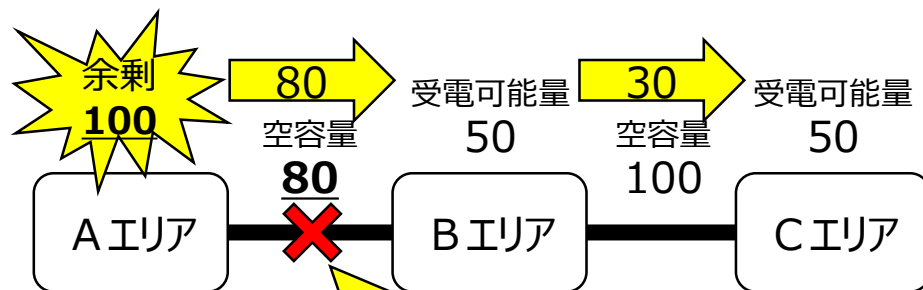
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

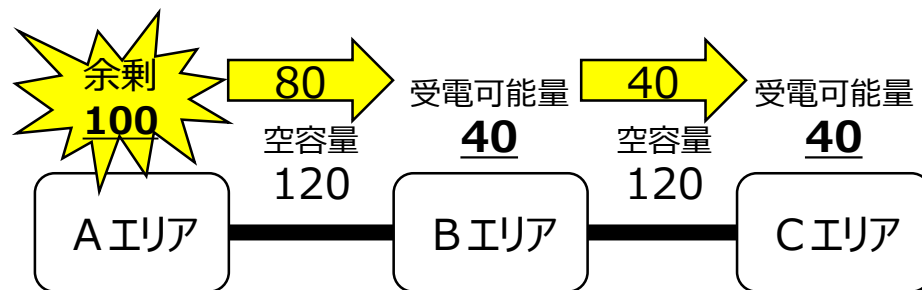
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

地域資源バイオマス電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、九州電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A ～ C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

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

（※）九州電力送配電と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、九州エリアの発電所数

【理由】

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

【発電所数】

5 5
2 9
4

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

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

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

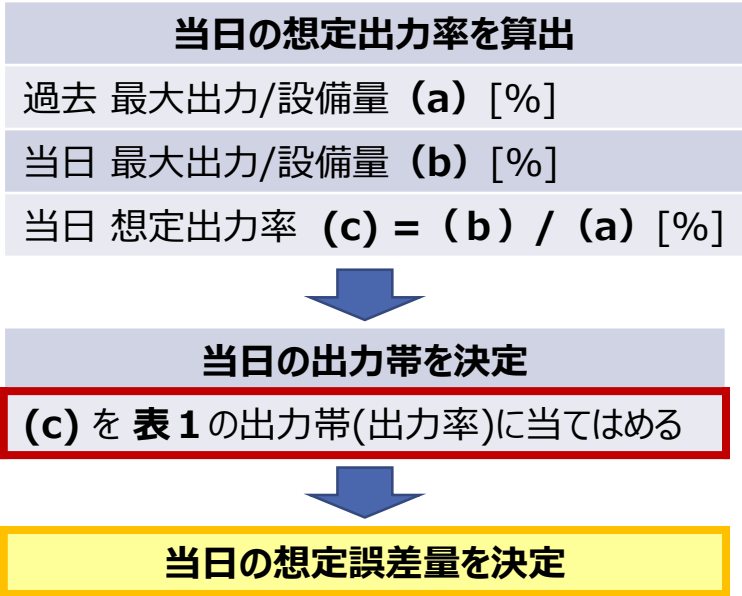
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

表2 想定誤差量の決定フロー

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量（～3日/4日～）		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	93/93	32/14	125/107
中出力帯 1	(67.5%～90%)	218/218	136/40	354/258
中出力帯 2	(45%～67.5%)	239/239	134/105	373/344
低出力帯 1	(22.5%～45%)	326/326	57/78	383/404
低出力帯 2	(～22.5%)	166/166	28/0	194/166



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

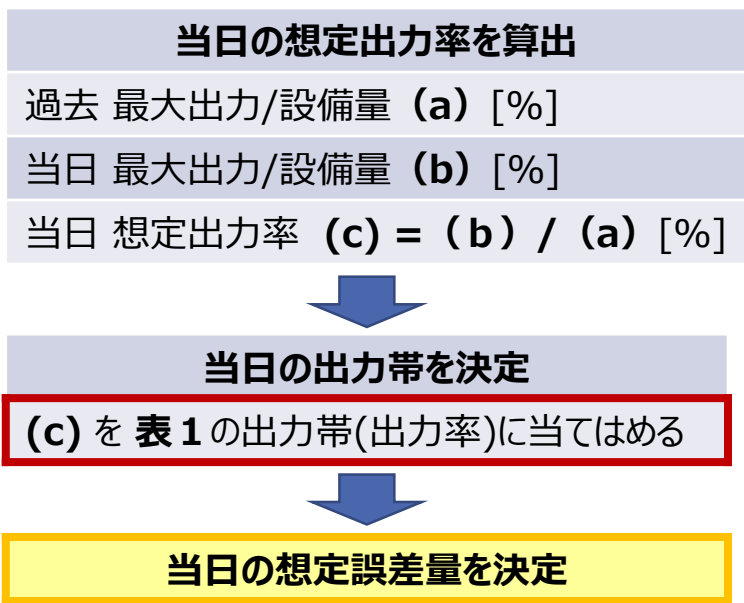
- （※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
 - ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- 一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		2月の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	56	47	103
中出力帯1	(67.5%～90%)	252	28	280
中出力帯2	(45%～67.5%)	136	94	230
低出力帯1	(22.5%～45%)	243	114	357
低出力帯2	(～22.5%)	577	146	723

表2 想定誤差量の決定フロー



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

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

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

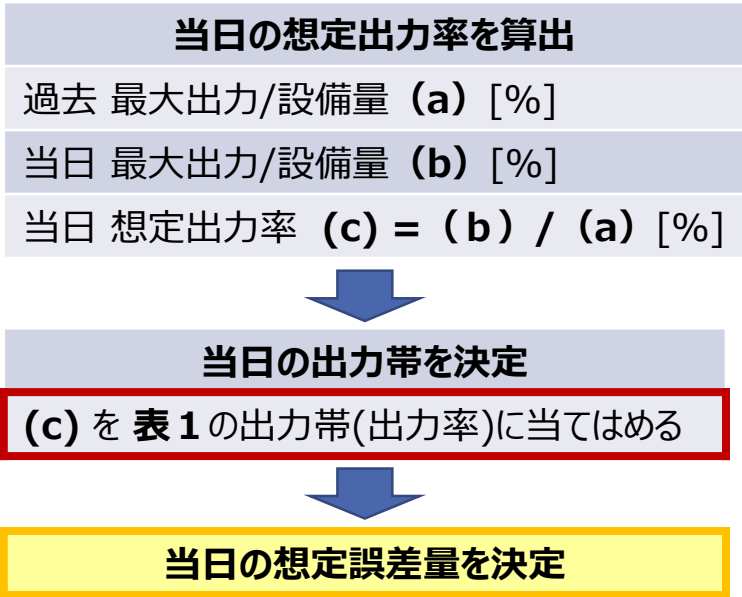
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月前半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	43	101	144
中出力帯1	(67.5%～90%)	152	74	226
中出力帯2	(45%～67.5%)	236	107	343
低出力帯1	(22.5%～45%)	183	80	263
低出力帯2	(～22.5%)	63	27	90

表2 想定誤差量の決定フロー



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

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

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

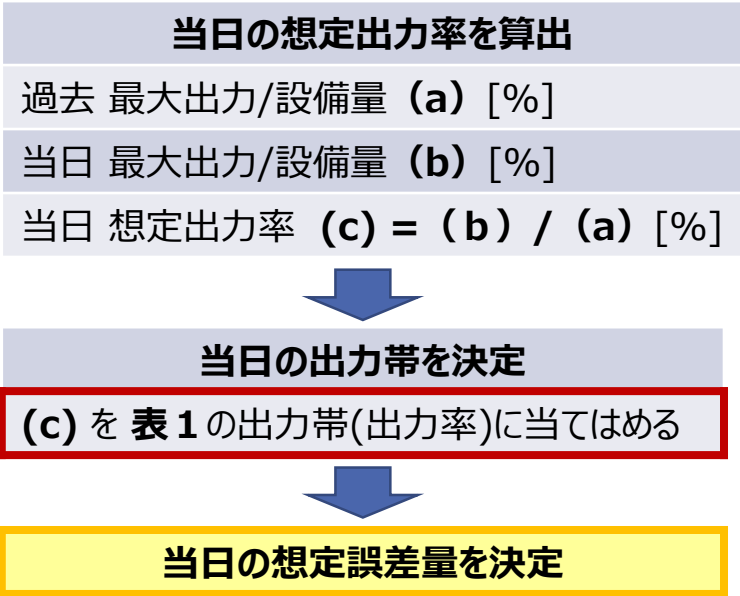
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

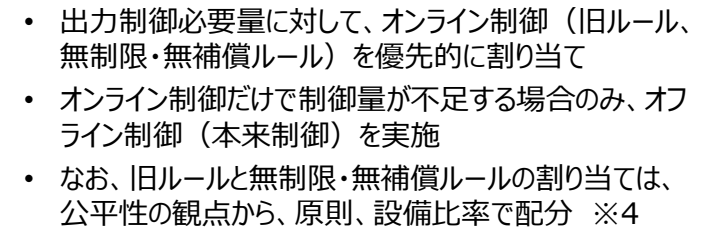
表2 想定誤差量の決定フロー

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月後半の最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	25	120	145
中出力帯 1	(67.5%～90%)	229	47	276
中出力帯 2	(45%～67.5%)	235	51	286
低出力帯 1	(22.5%～45%)	279	22	301
低出力帯 2	(～22.5%)	175	50	225



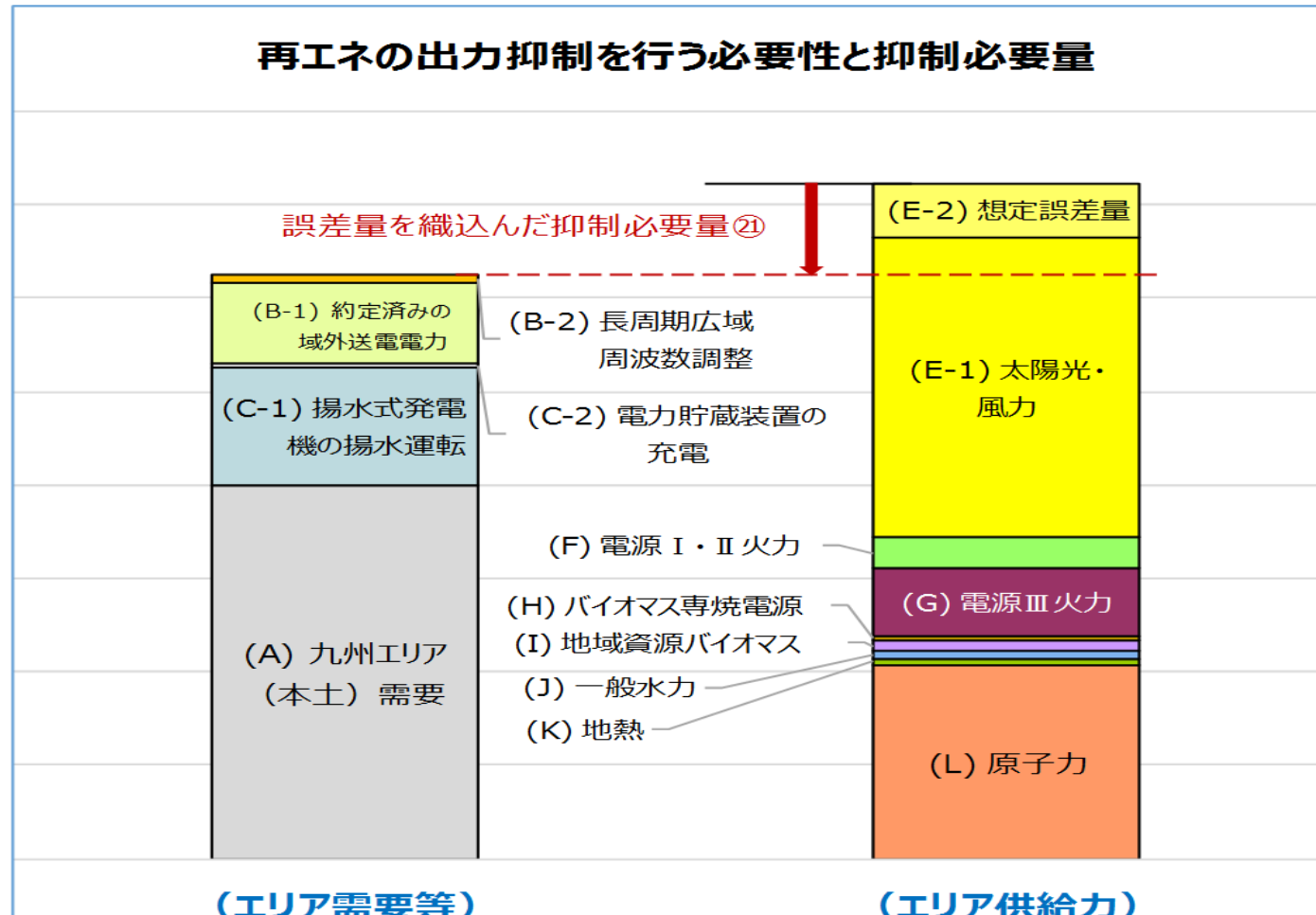
また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのアフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW、年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、アフライン制御（本来制御）を実施することとしている。

（オンライン代理制御での運用）



※4：2023年度は当初計画に比べ制御機会が増加していることから、オンライン代理制御のメリットを最大限活用しつつ、旧ルール事業者さまの制御回数を30日以内（無制限・無補償ルール事業者さまは30日を超過する場合あり）とする運用を9月以降実施。

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



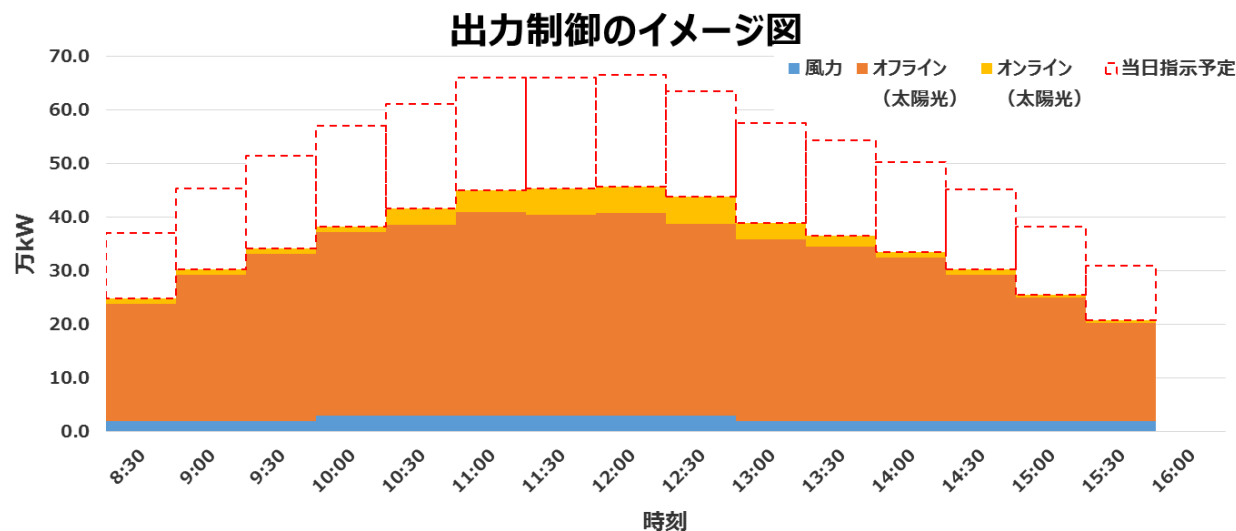
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- ・2021年度においては、旧ルール(オフライン)事業者の出力制御上限である30日を超える見通しであることから、指定ルール事業者の一律%制御へと運用を見直すが、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう旧ルール事業者の年間制御上限30日を最大限活用する。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

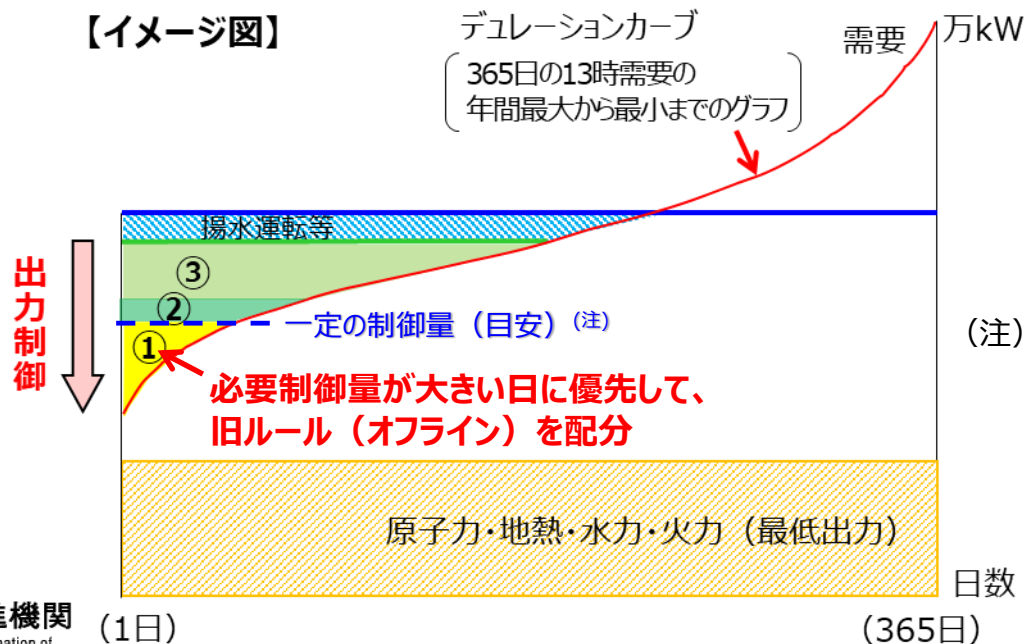
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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

【指定ルール一律制御時の具体的な運用の考え方】

- ①前日段階で指令が必要な旧ルール（オフライン）事業者は、当日の天候悪化等による太陽光下ブレ時の不要な制御を極力回避するため、必要制御量が多い日（下図①）に優先して、年間制御日数が30日となるよう制御量を配分。（配分量は制御実績を反映しながら、都度調整）
- ②旧ルール（オンライン）事業者については、年間制御日数上限30日を最大限に活用しながら、現行どおり必要な時間に交替制御。（下図②）
- ③指定ルール（オンライン）事業者は、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合（下図③）に、一律制御（追加制御）を実施



（注）年間シミュレーションを実施し、旧ルールオフラインの年間制御日数が30日/発電所となるように、各月の出力制御目標値を設定。目標値は、制御実績に応じたシミュレーション結果により、都度見直し。

九州電力送配電は、優先給電ルールに基づく、九州エリア内の電源Ⅲ（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％）
② 定格出力の30％程度まで抑制	4者（火力）	13.7	3.9（28％）
		30.0	9.0（30％）
		31.0	7.0（23％）
		34.9	10.2（29％）
③ 一定期間後には定格出力の50％まで抑制	2者（バイオマス混焼）	11.2	7.8（70％）※1
		11.2	5.6（50％）
	1者（火力）	15.8	7.9（50％）
④ 自家消費相当分まで抑制	10者（自家発余剰電源）	—	13.0 ※2
計	20者	189.3	64.4（27％）※3

(※1) 現在、運開直後に伴う調整運転中のため、数年かけて分析を行い、50％まで抑制（毎年最低出力を協議）。

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

(※3) 出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）。

九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制 に関する検証結果の公表について(2024 年 1 月~3 月分)

九州電力送配電株式会社が 2024 年 1 月~3 月に実施した、九州エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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、2024 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 34 日(1 月:4 日、2 月:8 日、3 月:22 日)

1月	抑制	2月	抑制	3月	抑制
1月1日(月)	○	2月1日(木)		3月1日(金)	○
1月2日(火)	○	2月2日(金)		3月2日(土)	○
1月3日(水)		2月3日(土)		3月3日(日)	○
1月4日(木)		2月4日(日)		3月4日(月)	○
1月5日(金)		2月5日(月)		3月5日(火)	
1月6日(土)		2月6日(火)		3月6日(水)	
1月7日(日)		2月7日(水)		3月7日(木)	○
1月8日(月)		2月8日(木)		3月8日(金)	○
1月9日(火)		2月9日(金)		3月9日(土)	○
1月10日(水)		2月10日(土)	○	3月10日(日)	○
1月11日(木)		2月11日(日)	○	3月11日(月)	○
1月12日(金)		2月12日(月)	○	3月12日(火)	○
1月13日(土)	○	2月13日(火)	○	3月13日(水)	○
1月14日(日)	○	2月14日(水)		3月14日(木)	○
1月15日(月)		2月15日(木)		3月15日(金)	○
1月16日(火)		2月16日(金)		3月16日(土)	○
1月17日(水)		2月17日(土)	○	3月17日(日)	
1月18日(木)		2月18日(日)	○	3月18日(月)	○
1月19日(金)		2月19日(月)		3月19日(火)	
1月20日(土)		2月20日(火)		3月20日(水)	○
1月21日(日)		2月21日(水)		3月21日(木)	○
1月22日(月)		2月22日(木)		3月22日(金)	○
1月23日(火)		2月23日(金)		3月23日(土)	
1月24日(水)		2月24日(土)		3月24日(日)	
1月25日(木)		2月25日(日)	○	3月25日(月)	
1月26日(金)		2月26日(月)		3月26日(火)	
1月27日(土)		2月27日(火)		3月27日(水)	○
1月28日(日)		2月28日(水)	○	3月28日(木)	
1月29日(月)		2月29日(木)		3月29日(金)	○
1月30日(火)		—	—	3月30日(土)	○
1月31日(水)		—	—	3月31日(日)	○
合計	4日	合計	8日	合計	22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\(2024年1月～3月抑制分\)](#)  (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](#)

北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～ 2024年4月抑制分 北海道電力ネットワーク～

2024年5月30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、2024年4月に、北海道エリア（離島を除く）において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、1日実施した。

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

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)

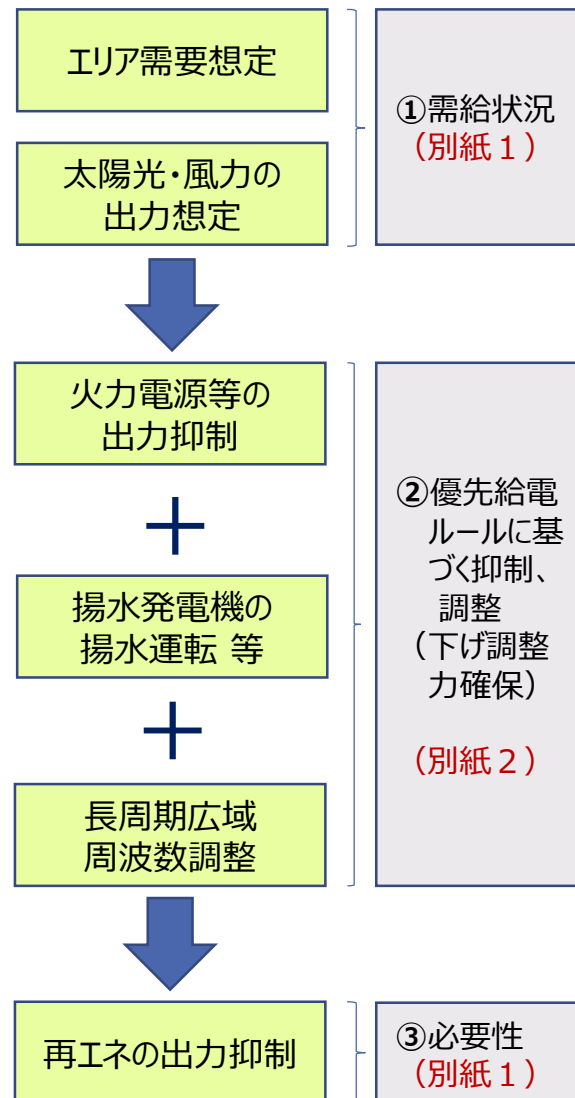
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。



北海道電力ネットワークは、4月の以下の1日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	北海道エリア（離島を除く）
指令日時	4月13日(土) 17時
抑制実施日	4月14日 (日)
最大抑制量（※1）	26.9万kW
抑制時間	9時～15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。

4. 総合評価（1／2）

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。

評価項目	4月
	14
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
（1）エリア需要等・エリア供給力	○
（2）エリア需要想定	○
（3）太陽光の出力想定	○
（4）風力の出力想定	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	○
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○
（5）長周期広域周波数調整※	○
（6）バイオマス専焼電源	○
（7）地域資源バイオマス	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○
総合評価	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

4. 総合評価（2 / 2）

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る発電設備等（揚水）	同期安定度による使用不可の揚水発電機を除いて、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	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。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（5）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。 なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
（6）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
（7）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

(単位：万kW)

場所		北海道エリア		
		4月14日(日)	11時～11時30分	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻		【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2024.4.14(日)	2023.4.16(日)
	札幌 地点	気温（℃）	17.4	10.1
		湿度（％）	59.0	94.0
		30分積算日射量（kW/m2）	0.830	0.326
		30分降雪量（cm）	0	0
	相関 係数	A	気温に対する相関係数	予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日の気象 予測地点毎の各パラメータに対して相関係数を作成し、重回帰 法にて需要を想定（参照データ数は、参照期間と説明変数の組 み合わせて1000以上）
		B	湿度に対する相関係数	
		C	30分積算日射量に対する相関係数	
		D	30分降雪量に対する相関係数	
	需要 (万kW)	過去の需要実績		314.2
	需要想定値①	278.2		
		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m ² ）		1.91～2.84	
	出力想定値(※1) (万kW)	特高②	61.7	
		高圧③	58.7	
		低圧④	46.6	
合計⑤	② + ③ + ④	167.0		
風力の 出力想定	風速予測値（m / s）		0.2～6.2	
	出力想定値 (万kW)	特高⑥	18.4	
		高圧⑦	0.1	
		低圧⑧	0.2	
合計⑨	⑥ + ⑦ + ⑧	18.7		
		【前日計画】		
需給状況 (万kW) イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	49.0	
		(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)	5.1	
		(L) 原子力	0.0	
		(J) 一般水力	52.1	
		(K) 地熱	2.6	
		(H) バイオマス専焼電源	12.1	
		(I) 地域資源バイオマス	7.9	
		(E-1) 太陽光⑤	167.0	
		(E-1) 風力⑨	18.7	
		(E-2) 想定誤差量	51.7	
	エリア供給力 計⑩		366.2	
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）①	278.2	
		揚水 運転等	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑪	▲ 81.0
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑫	▲ 1.3
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑬	21.2
			(B-2) 長周期広域周波数調整⑭	0.0
		エリア需要等 計⑮ = ① - (⑪ + ⑫ + ⑬ + ⑭)		339.3
		【前日計画】		
必要性 (万kW) イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑩		366.2	
	エリア需要等 計⑮		339.3	
	判定		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑯ = (⑮ - ⑩)		26.9	

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

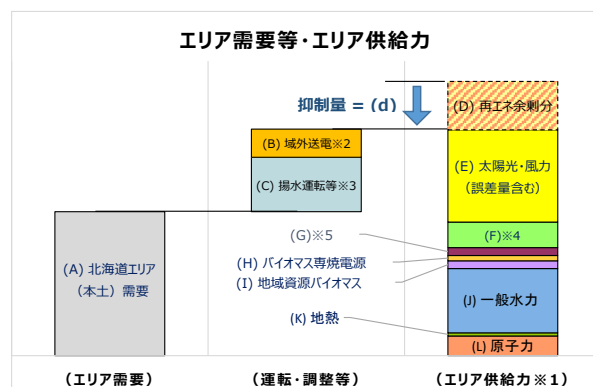
※差異理由							(a) 作業制約による停止不可	(d) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少	(g) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
(単位：万kW)									
優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）					4月14日(日)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	燃種	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
	石炭	苫東厚真	25.4	25.4	0.0				
		砂川	0.0	0.0	0.0				
		知内	0.0	0.0	0.0				
	重油	伊達	0.0	0.0	0.0				
		苫小牧	0.0	0.0	0.0				
	共発	4.5	4.5	0.0					
LNG	石狩	19.1	19.1	0.0					
		合計	49.0	49.0	0.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）					4月14日(日)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
	京極	1	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0				
		2	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0				
	高見	1	▲ 10.0	▲ 10.0	0.0				
		2	▲ 14.0	▲ 14.0	0.0				
	新冠	1	▲ 10.0	0.0	10.0	(k)			
		2	▲ 10.0	▲ 10.0	0.0				
		合計	▲ 91.0	▲ 81.0	10.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）					4月14日(日)				
需給バランス改善用の蓄電設備の充電			南早来変電所蓄電池	充電最大電力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
				▲ 1.6	▲ 1.3	0.3	(o)		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）					4月14日(日)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
	火力(混焼バイオス含む)	15.2 [27%]	5.1	▲ 10.1	(h)				
	自家発余剰	0.0 [0%]	0.0	0.0					
	合計	15.2	5.1	▲ 10.1	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）					4月14日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系統活用)			地域間連系統	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)		
		北海道本州間 連系統設備	26.0 (90.0)	0.0	▲ 26.0	(t)			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）					4月14日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合算した最低 出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
		12.1 [61%]	12.1	0.0					
	自家発余剰	0.0 [0%]	0.0	0.0					
	合計	12.1	12.1	0.0	—				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）					4月14日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合算した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	理由 A ～ C 毎 (発電所数)				
		2.2 [50%]	2.2	0.0					
	出力抑制可	—[100%]	5.7	—	A(109),B(5),C(0)				
	出力抑制不可	2.2	7.9	0.0	—				
想定誤差量					4月14日(日)				
想定誤差量	出力帯	出力帯	中出力帯②						
	出力帯 算定	(A)当日 想定最大出力	207.8						
		(B)当日 想定出力	167.5						
		(C)出力率 (B)／(A)	80.6%						
	誤差量	太陽光誤差	41.0						
		エリア需要誤差	0.0						
		連系統受電想定	10.7						
合計		51.7							

(参考) 当日の需給実績

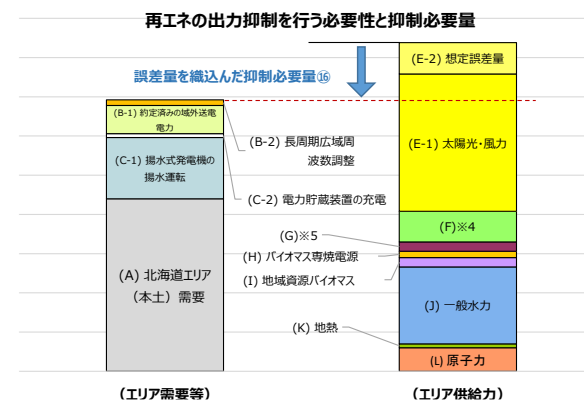
(単位: 万kW)

場所		北海道エリア
下げ調整力最小時刻		4月14日(日) 10時30分～11時00分
天候・気温	天候	晴
	気温 (℃)	18.1
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	267.4
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	46.6
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	6.7
	(L) 原子力	0.0
	(J) 一般水力	57.5
	(K) 地熱	1.6
	(H) バイオマス専焼電源	5.4
	(I) 地域資源バイオマス	7.2
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	180.0
	(E) 風力 (抑制量含む)	36.5
	エリア供給力計	341.5
	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	▲ 69.6
	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	35.3
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 39.8
	供給力計	267.4

○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～

2024年5月30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
 - (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、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

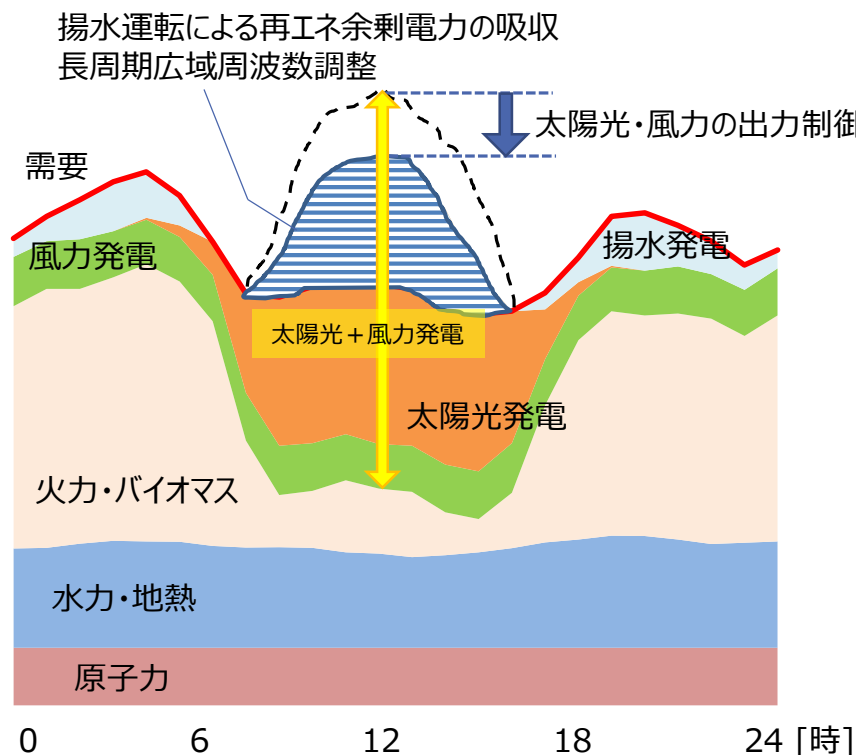
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イから二より、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙 1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙 2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙 1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（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出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、

（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

- ② 長周期広域周波数調整

- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

- ⑤ 自然変動電源の出力抑制

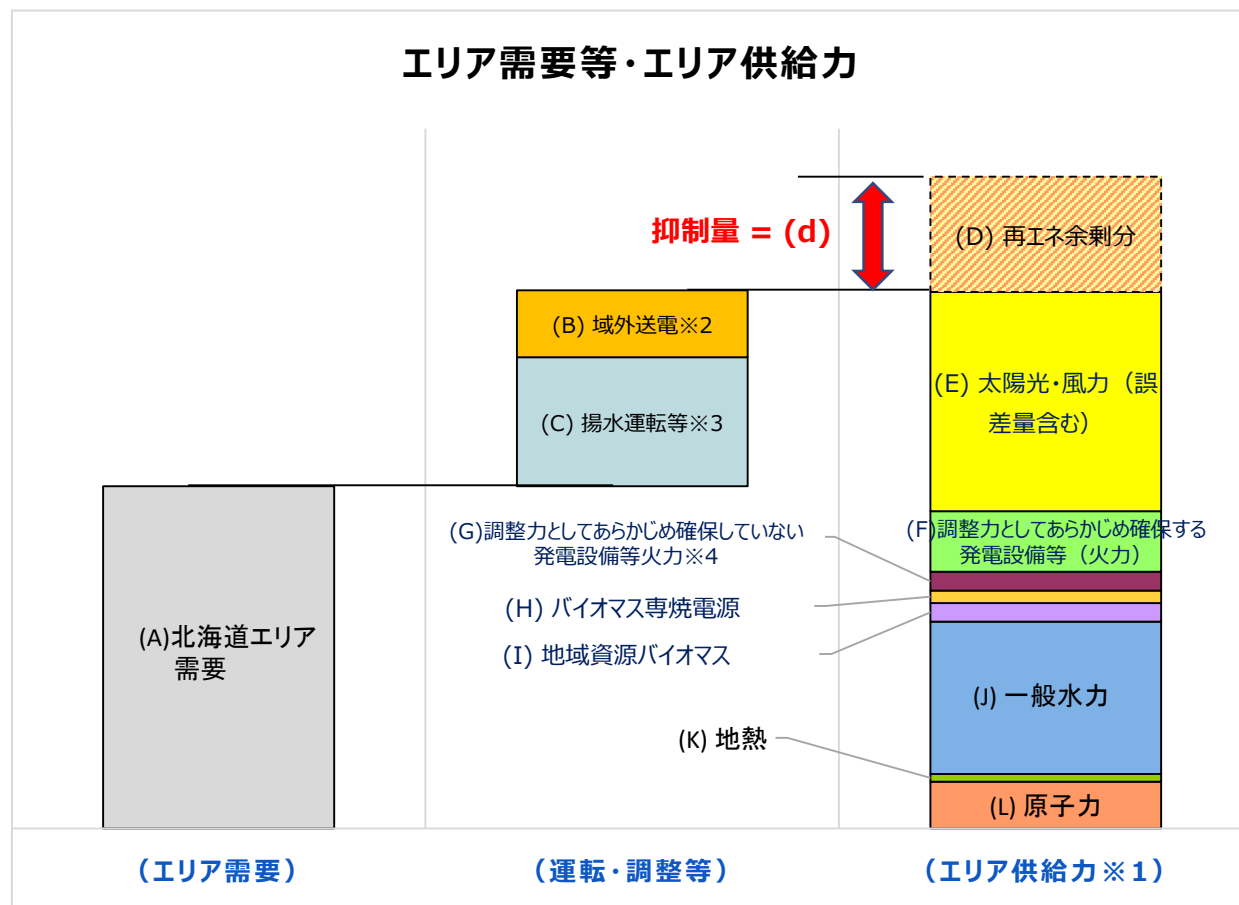
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（1）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2：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。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

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。**日別の状況は「別紙1」参照。**

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)

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

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)

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

需要予測値 = { 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

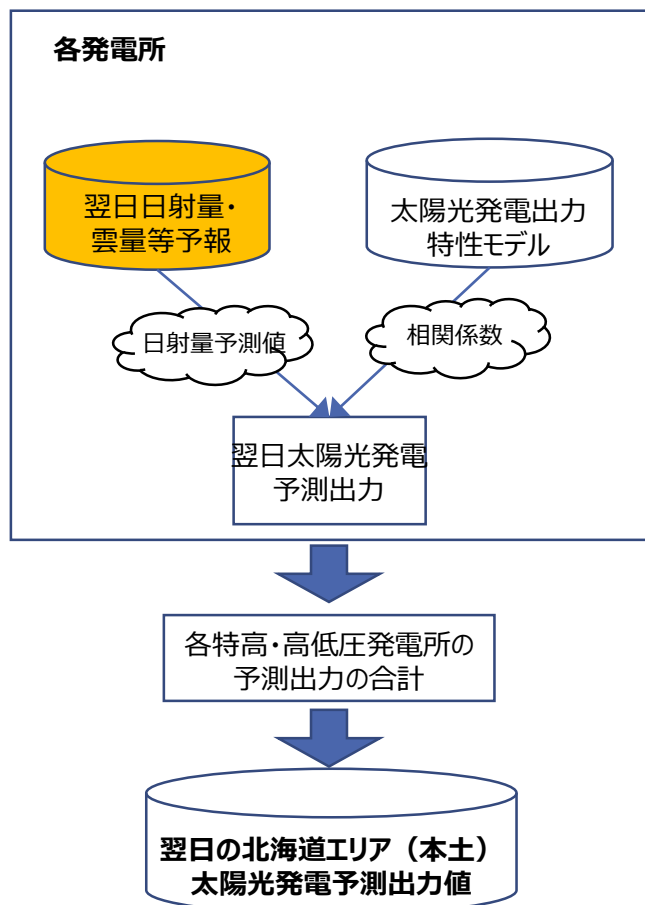
③ 需要補正
(平日以外（土日祝、GW、年末年始）の場合、過去実績から算出した補正率を適用)

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

3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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。**

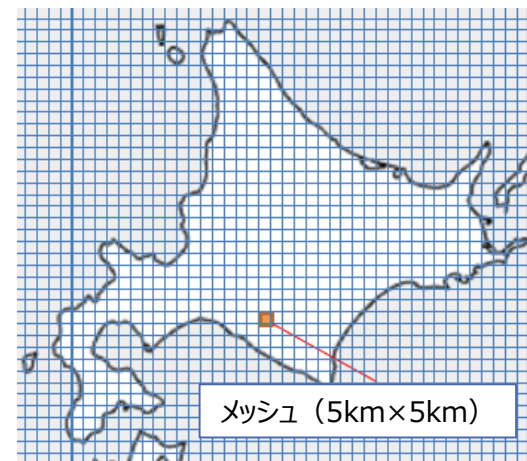
各発電所の予測出力は、「翌日日射量・雲量等予報」で作成した日射量予測値と「太陽光発電出力特性モデル」で作成した日射量予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。



〔各発電所予測出力〕（※1,2）

$$= \text{日射量予測値（※3）} \times \text{相関係数（※4）}$$

- （※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

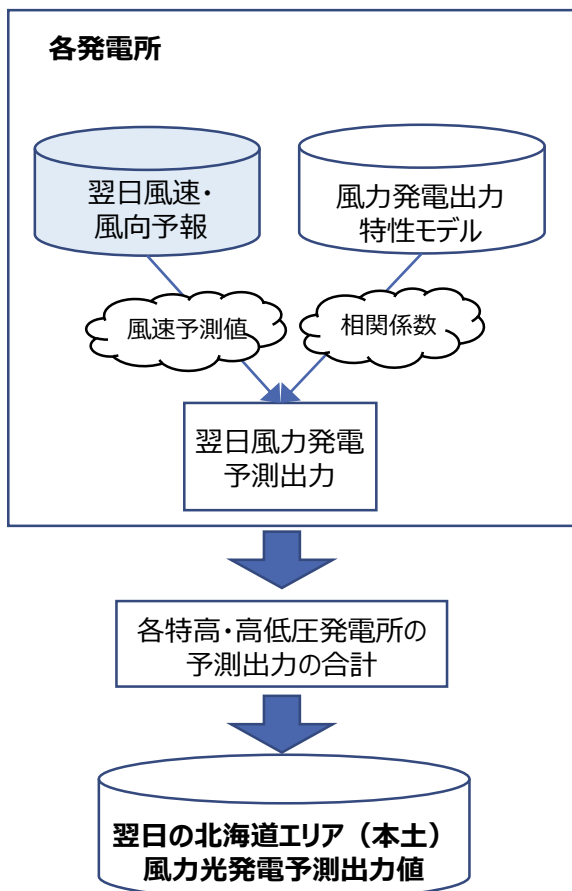


3. 需給状況（４）風力の出力想定

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。

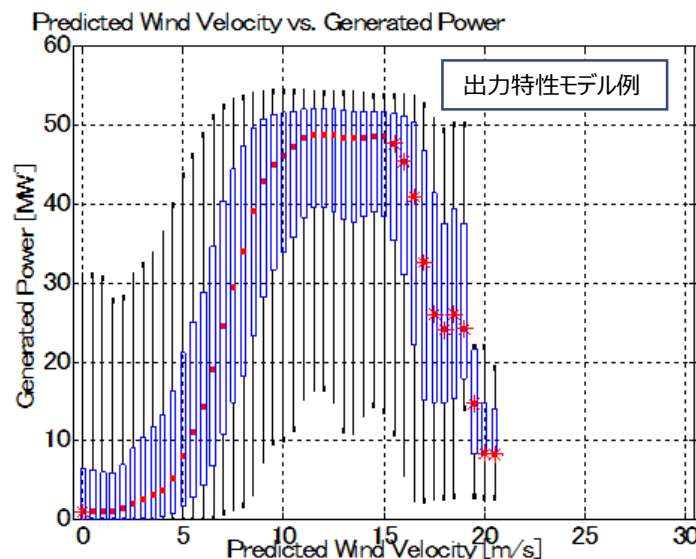
※風力実証サイトについてはスポット約定量を出力予測値とする（参考 1）



〔各発電所予測出力〕（※1）

$$= \text{風速予測値}（※2） \times \text{相関係数}（※3）$$

- （※1） 特高出力（30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。

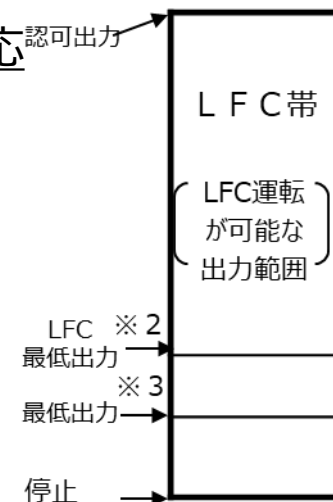
※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

〔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

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。

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
京極	1	▲23.5
	2	▲23.5
高見	1	▲10.0
	2	▲14.0
新冠	1	▲10.0
	2	▲10.0
合計： 6台		▲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 2 G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 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
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）
設備保安上等问题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自家発電余剰分（※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。

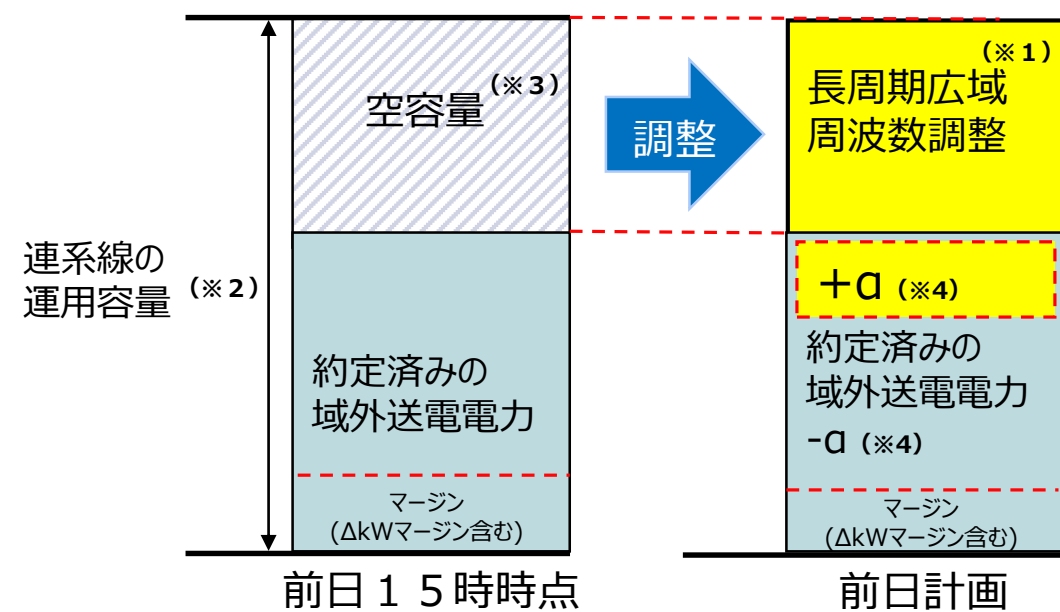
（※１）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

（※ 3）空容量

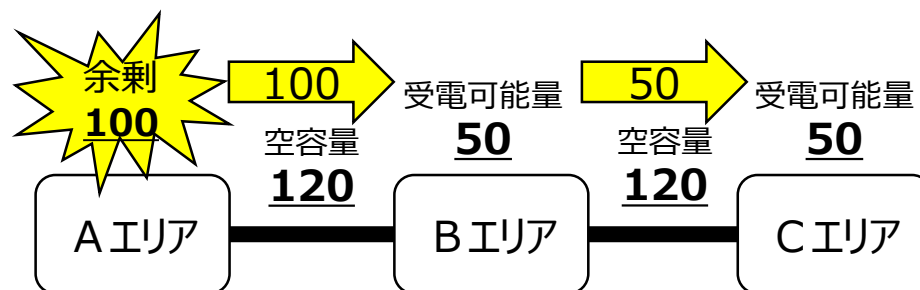
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

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

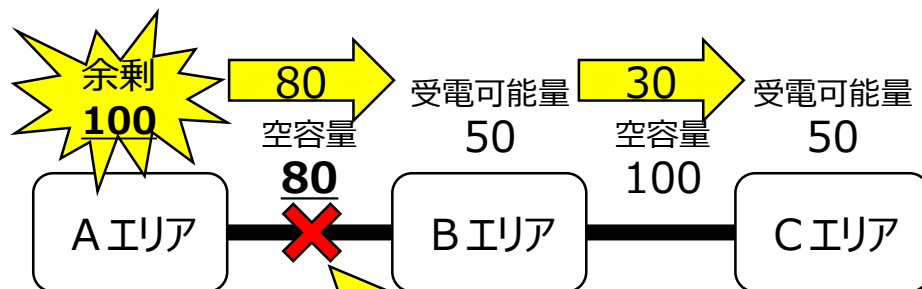
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

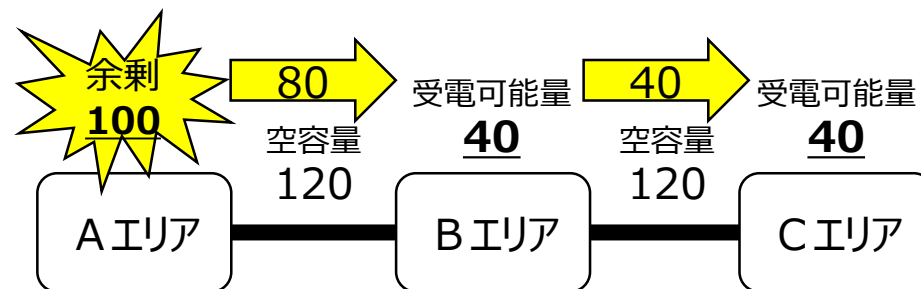
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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自家発電剰分

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】

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

【発電所数】

1 0 9
5
0

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

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

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

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の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。

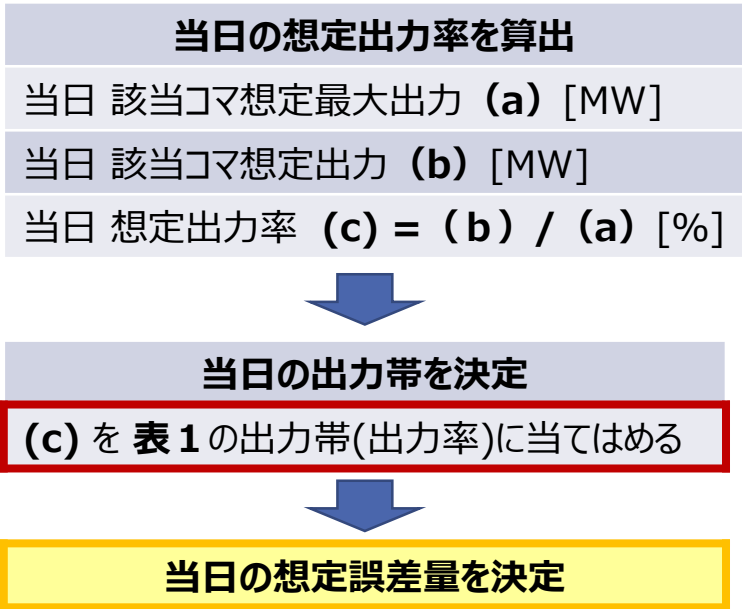
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

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

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月 11:00～11:30コマの 最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	6.0	3.3	9.3
中出力帯②	(67.5%～90%)	41.0	19.9	60.9
中出力帯①	(45%～67.5%)	60.2	29.9	90.1
低出力帯②	(22.5%～45%)	66.0	18.6	84.6
低出力帯①	(～22.5%)	29.9	5.4	35.3

表2 想定誤差量の決定フロー



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、再エ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。

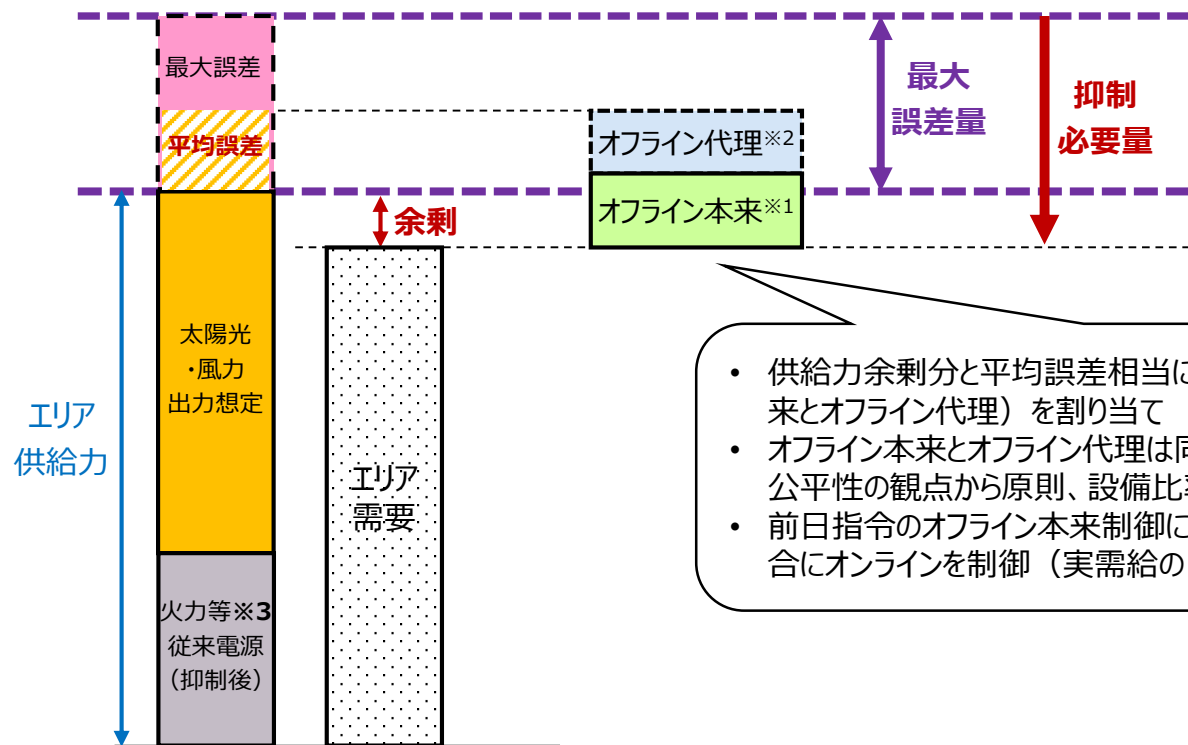
表 1 各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2024年度）

時間前約定想定量（万 kW）			
4月	10.7	10月	7.8
5月	0.0	11月	10.9
6月	6.1	12月	12.7
7月	3.5	1月	6.9
8月	4.3	2月	6.0
9月	1.9	3月	5.0

・ データ収集期間：2023／4 ～ 2024／3

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

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



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

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

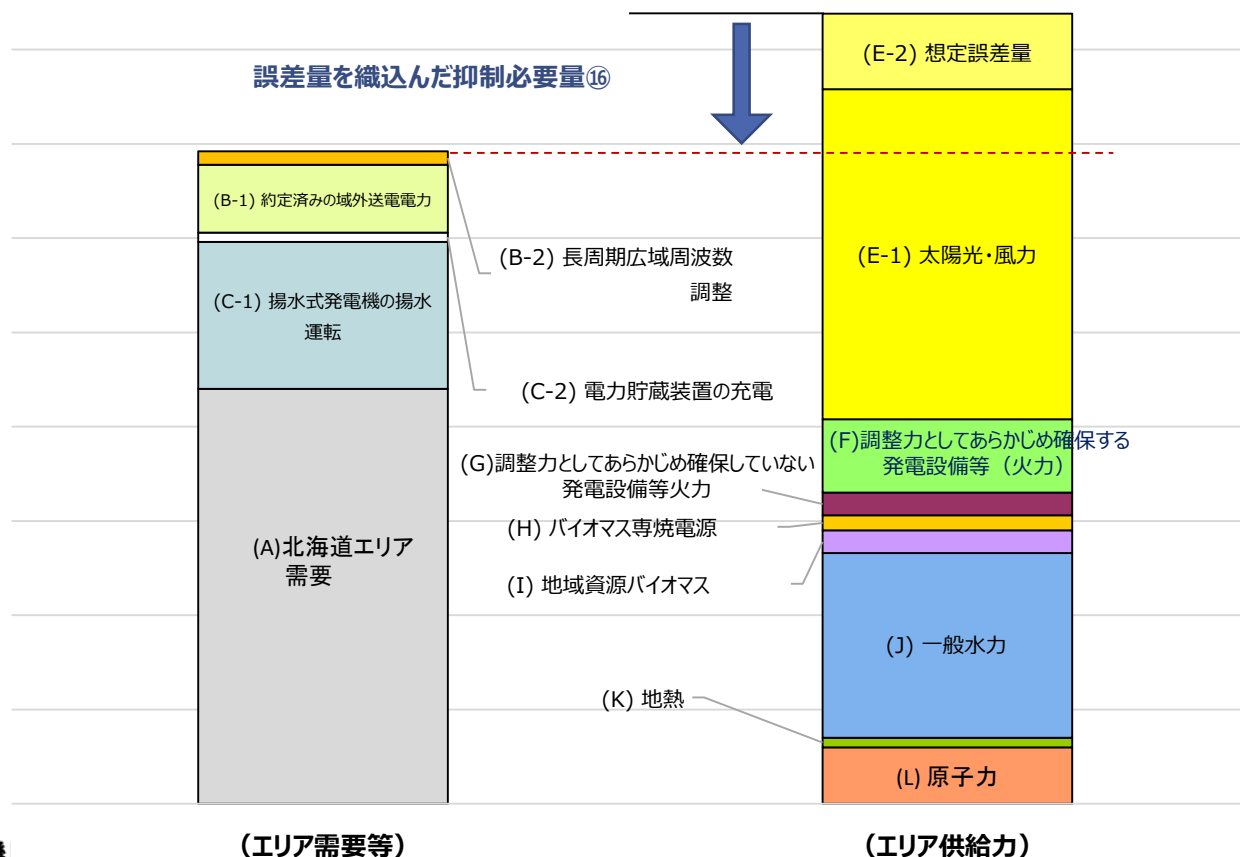
※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

6. 再エネの出力抑制を行う必要性

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。**

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



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、19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。

- 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kW]

種別	最低出力比率（％）		事業者数	定格出力	最低出力（出力率（％））
事業用	①定格出力の50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	5者	38.2	9.1（24%）
		専焼バイオマス	0者	0	0
	②定格出力の50%超過	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	1者	10.4	8.3（80%）
		専焼バイオマス	5者	19.9	12.1（61%）
自家発※	③自家消費相当分まで抑制	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	7者	11.8	0（0%）
		専焼バイオマス	1者	0.1	0（0%）
出力抑制対象 合計			19者	80.4	29.5（37%）

※ 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。

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

北海道電力ネットワーク株式会社が 2024 年 4 月に実施した、北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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 14 日(日)北海道エリア

2. 検証内容

- 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
- 優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- 再エネの出力抑制をおこなう必要性

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\(2024 年 4 月抑制分\)](#)  (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～!\[\]\(fc60026bb43e74efd91e6e965495dbd3_img.jpg\) \(XXXXKB\)](#)

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

～ 2024年4月抑制分 中部電力パワーグリッド～

2024年5月30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、2024年4月に、中部エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を6日間実施した。

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

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

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

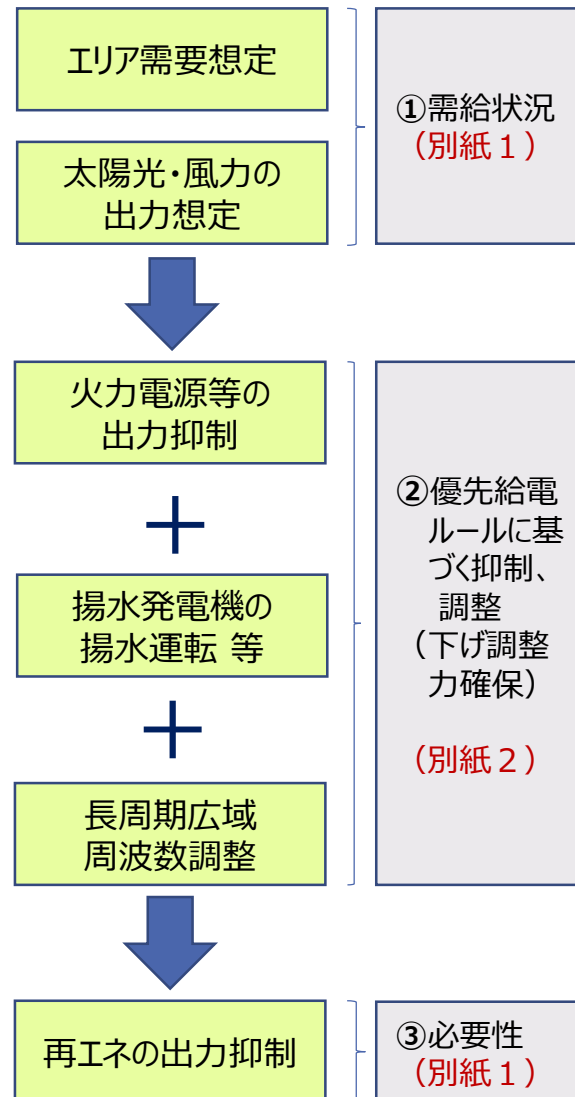
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

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



中部電力パワーグリッドは、4月の以下の6日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	中部エリア					
指令日時	4月6日(土) 17時	4月11日(木) 17時	4月12日(金) 17時	4月13日(土) 17時	4月18日(木) 17時	4月27日(土) 17時
抑制実施日	4月7日 (日)	4月12日 (金)	4月13日 (土)	4月14日 (日)	4月19日 (金)	4月28日 (日)
最大抑制量 (※1)	217.0万kW	69.1万kW	110.1万kW	147.4万kW	117.0万kW	131.6万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	10時～13時30分	8時～16時
中部電力パワー グリッド公表サイト	中部エリアの出力制御指示内容を参照					

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

4. 総合評価（1／2）

本機関は、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	4月					
	7	12	13	14	19	28
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況						
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容						
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水） （対象設備無し）	－	－	－	－	－	－
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性						
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全抑制日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	－
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %を確保したうえで、燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約、他ユニットによる出力制約を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能な減小、作業、工事等を除いて最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中部エリアは対象設備無し。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
（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）	中部エリアは揚水運転可能な設備無し。
（6）長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（全抑制日）。 なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
（7）バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した（全抑制日）。
（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たことを確認した（全抑制日）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	－
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価	再エネ出力抑制を実施した 6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。

[万 kW]

場所 出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			中部エリア		中部エリア		中部エリア		中部エリア		中部エリア		中部エリア	
			4月7日(日) 11時30分～12時00分	4月12日(金) 12時30分～13時00分	4月13日(土) 12時00分～12時30分	4月14日(日) 11時00分～11時30分	4月19日(金) 12時30分～13時00分	4月28日(日) 10時30分～11時00分						
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】		
需要想定	年月日（曜日）		2024.4.7(日)	2024.3.31(日)	2024.4.12(金)	2023.4.14(金)	2024.4.13(土)	2024.4.6(土)	2024.4.14(日)	2024.4.7(日)	2024.4.19(金)	2024.4.12(金)	2024.4.28(日)	2024.4.7(日)
	天候		晴時々曇	曇	晴	曇	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温（℃）		22.6	21.3	22.1	21.9	22.9	19.9	21.8	19.8	23.1	22.0	25.3	20.6
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		10万kW/℃		10万kW/℃		10万kW/℃		10万kW/℃		10万kW/℃	
	需要 （万kW）	過去の需要実績①		—	1059.0	—	1475.4	—	1185.0	—	1068.4	—	1471.8	—
気温補正量②														
重回帰分析等による補正③		14.2	補正無し	▲ 3.0	補正無し	1.5	補正無し	14.6	補正無し	▲ 23.8	補正無し	▲ 68.1	(25.3℃～24.0℃)×10万kW=13万kW	
需要想定値（※の時刻の需要）④＝①＋②＋③			1073.2		1472.4		1186.5		1083.0		1448.0		1020.9	
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m）		1.25～1.59		1.32～1.6		1.59～1.64		1.58～1.63		1.59～1.62		1.62～1.64	
	出力想定値(※1) （万kW）	特高⑤	143.5		151.1		153.5		153.8		152.4		151.4	
		高低圧（全量）⑥	519.3		562.7		579.5		582.9		569.9		566.0	
		高低圧（余剰）⑦	175.8		189.3		196.0		196.2		191.7		189.3	
想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（高低圧余剰のみ考慮）		▲ 17.5		▲ 17.5		▲ 17.5		▲ 17.5		▲ 17.5		▲ 17.5		
合計⑨		⑤＋⑥＋⑦＋⑧	821.1		885.7		911.6		915.4		896.5		889.3	
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	36.0		36.0		36.0		36.0		36.0		36.0	
		高低圧⑪	1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9	
		合計（⑩＋⑪）	37.9		37.9		37.9		37.9		37.9		37.9	
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	3.3		4.6		2.2		1.5		15.4		1.5	
高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）		0.2		0.2		0.1		0.1		0.8		0.1		
合計⑭		⑫＋⑬	3.5		4.8		2.3		1.6		16.2		1.6	
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	335.4		417.9		298.0		328.3		486.6		310.5	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	12.2		13.5		12.1		11.0		14.0		8.7	
		(L) 原子力	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
		(J) 一般水力	192.7		199.4		184.7		177.2		166.0		148.6	
		(K) 地熱	0.2		0.2		0.2		0.2		0.2		0.2	
		(H) バイオマス専焼電源	8.0		12.1		8.2		8.2		11.4		12.2	
		(I) 地域資源バイオマス	9.1		9.6		9.0		8.8		7.9		7.2	
		(E-1) 太陽光⑨	821.1		885.7		911.6		915.4		896.5		889.3	
		(E-2) 風力⑭	3.5		4.8		2.3		1.6		16.2		1.6	
	エリア供給力 計⑮		1,563.3		1,648.7		1,529.6		1,553.6		1,689.9		1,471.8	
	エリア 需要等	(A) エリア需要④	1,073.2		1,472.4		1,186.5		1,083.0		1,448.0		1,020.9	
		(C) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 287.9		▲ 265.0		▲ 254.8		▲ 254.8		▲ 297.2		▲ 303.4	
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	14.8		157.8		21.8		▲ 68.4		172.2		▲ 15.8
(B-2) 長周期広域周波数調整⑱		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
エリア需要等 計⑲＝④－（⑯＋⑰＋⑱）		1,346.3		1,579.6		1,419.5		1,406.2		1,573.0		1,340.1		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,563.3		1,648.7		1,529.6		1,553.6		1,689.9		1,471.8	
	エリア需要等 計⑲		1,346.3		1,579.6		1,419.5		1,406.2		1,573.0		1,340.1	
	判定		○		○		○		○		○		○	
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝⑮－⑲			217.0		69.1		110.1		147.4		117.0		131.6	

(※1) 地点1～14の合計

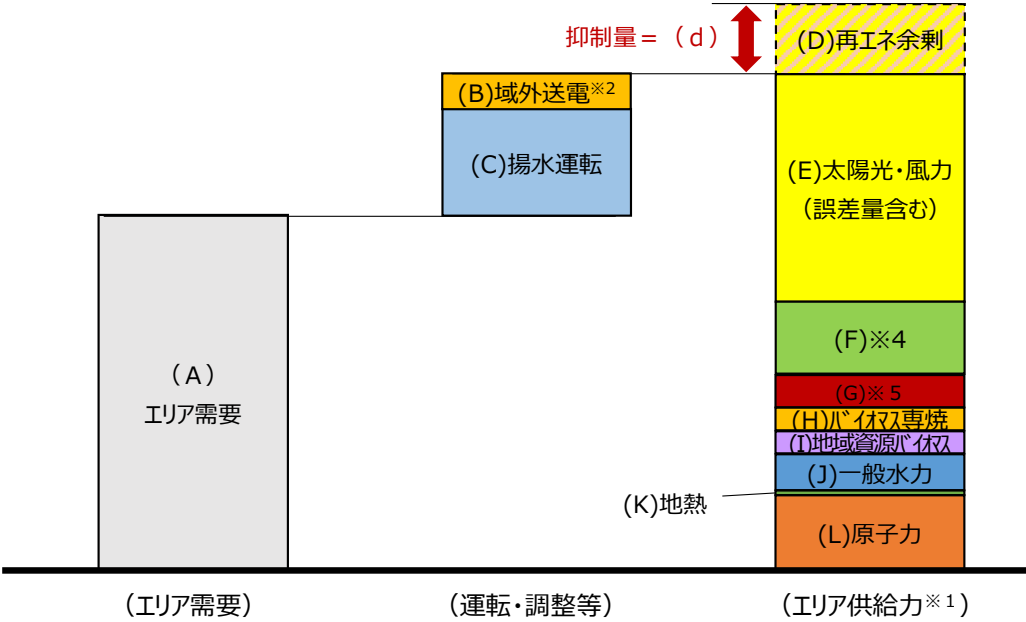
(※2) 地点1～14の高低圧（余剰）の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

(参考) 当日の需給実績

[万kW]

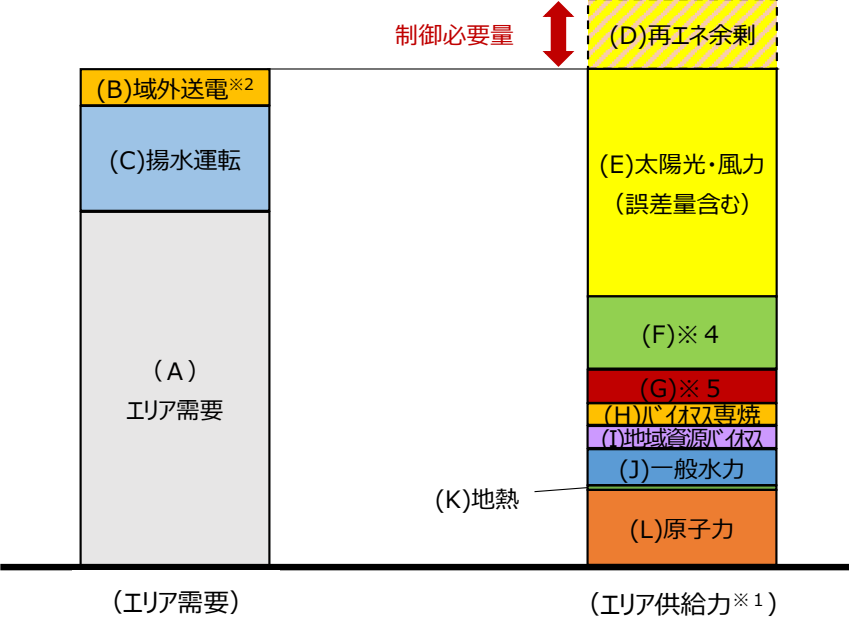
		場所	中部エリア	中部エリア	中部エリア	中部エリア	中部エリア	中部エリア
		下げ調整力最小時刻	4月7日(日)	4月12日(金)	4月13日(土)	4月14日(日)	4月19日(金)	4月28日(日)
			13時00分～13時30分	12時00分～12時30分	12時00分～12時30分	11時00分～11時30分	12時30分～13時00分	12時30分～13時00分
天候・気温	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)		25.2	22.3	23.4	23.7	24.6	27.5
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		1,081.8	1,492.4	1,178.8	1,096.8	1,444.4	1,037.6
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	383.8	431.4	368.6	372.8	506.8	345.8
		(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)	15.8	17.6	15.6	14.8	19.0	14.0
		(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	176.4	197.2	188.4	176.2	155.6	139.4
		(K) 地熱	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
		(H) バイオマス専焼電源	10.4	11.0	10.6	10.6	14.2	14.8
		(I) 地域資源バイオマス	6.4	6.8	6.2	5.8	7.8	9.0
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	812.1	875.3	856.4	911.9	911.6	882.2
		風力 (抑制量含む)	2.2	2.4	0.7	0.5	16.4	0.8
	エリア供給力計		1,407.3	1,541.9	1,446.6	1,492.8	1,631.6	1,406.2
	揚水運転	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 282.0	▲ 127.4	▲ 253.0	▲ 253.0	▲ 300.0	▲ 277.6
	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	47.6	79.0	9.6	▲ 64.2	169.4	▲ 6.8
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 91.1	▲ 1.1	▲ 24.4	▲ 78.8	▲ 56.6	▲ 84.2
	供給力計		1,081.8	1,492.4	1,178.8	1,096.8	1,444.4	1,037.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力
※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当
※3 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

○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、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～

2024年5月30日
電力広域的運営推進機関

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

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

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

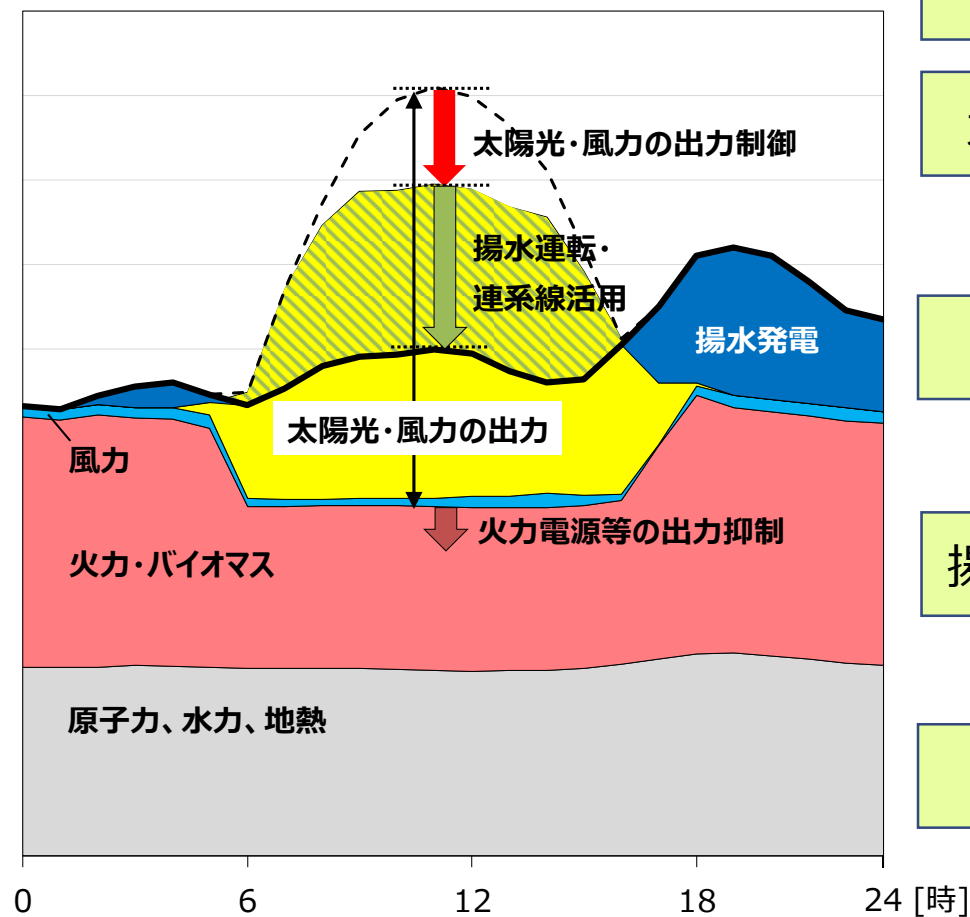
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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。

需給バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

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

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

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

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

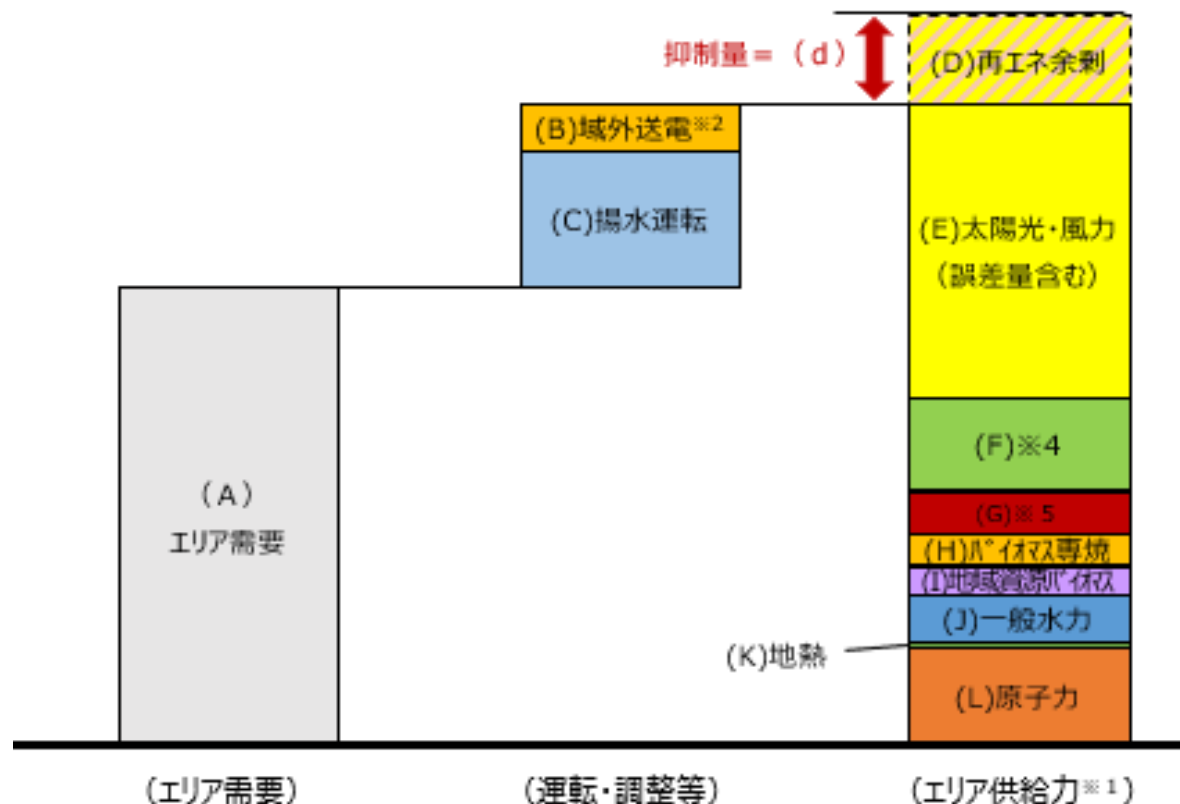
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

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

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※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 バイオマス温焼電源を含む。

※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

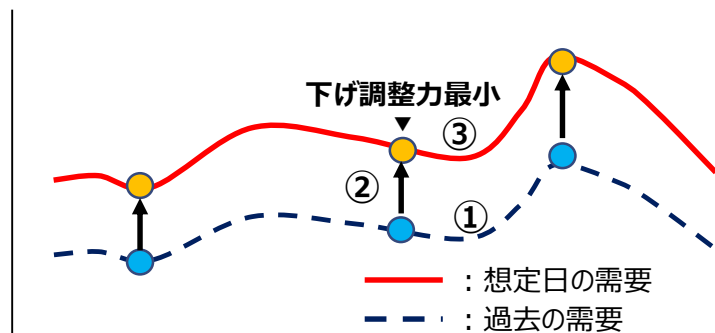
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正、重回帰分析による補正

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

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

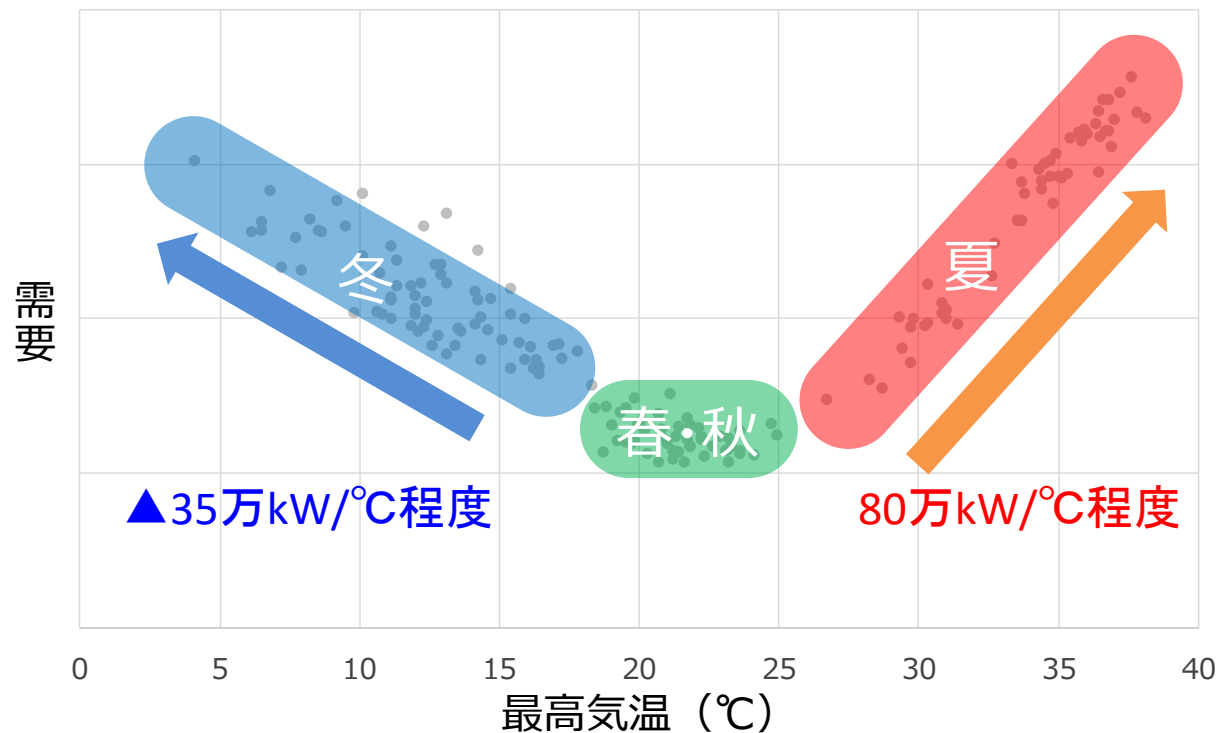
需要想定のイメージ図



（気温感応度グラフの説明）

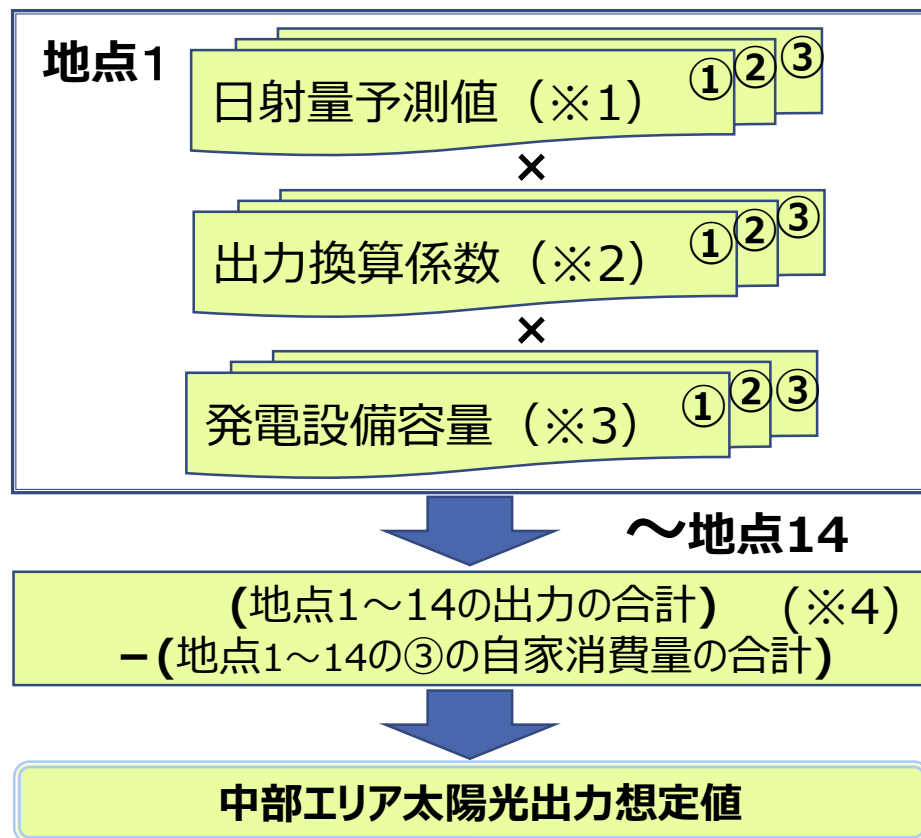
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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



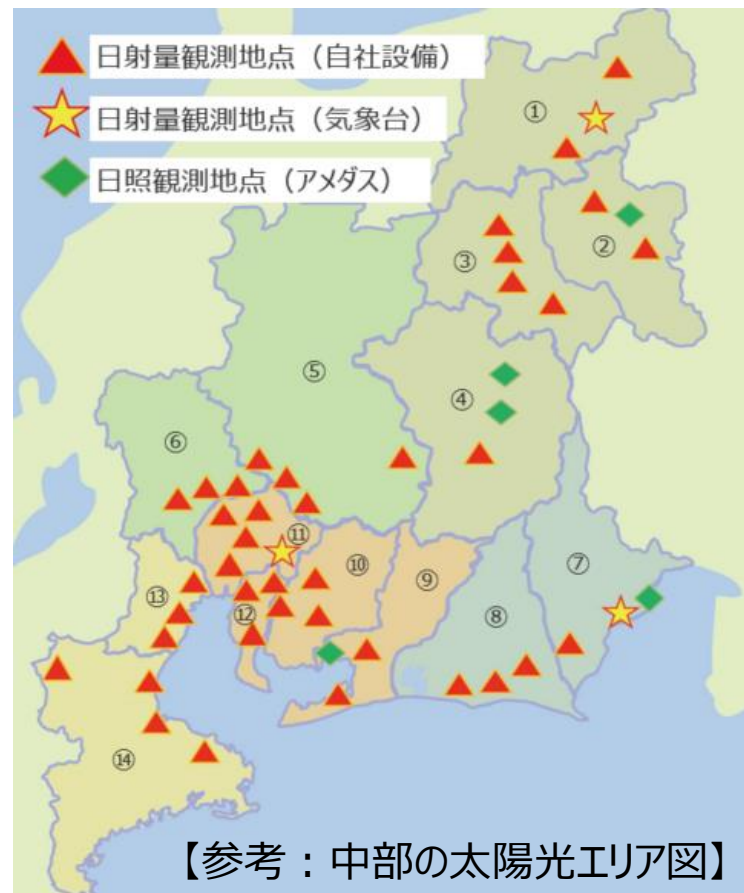
（凡例） ①：特高、②：高低圧（全量）、③：高低圧（余剰）

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

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

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

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



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

特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブ（※1）を基に各発電所単位で想定する。また、高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

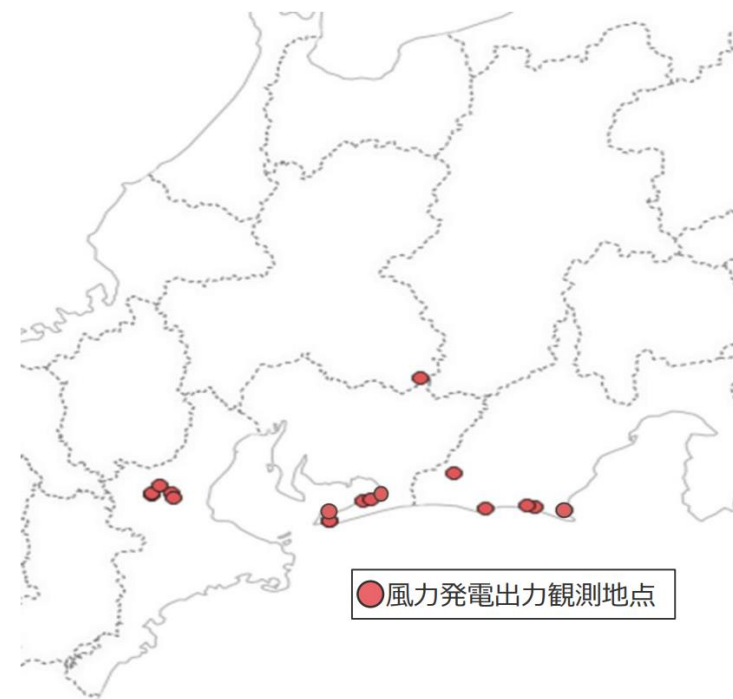
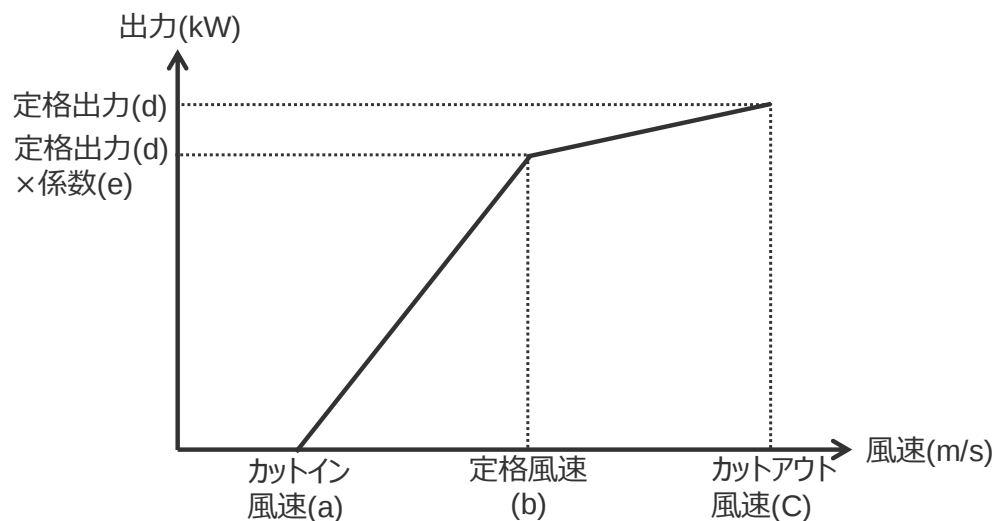
（※1）風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

〔特高風力出力（1基あたり）〕

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

g : 風速予測値 (m/s) (※2)

（※2）気象会社から前日（もしくは抑制当日）に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値（30分値）。



【参考：中部の風力発電所】

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

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

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の対応

①石炭火力

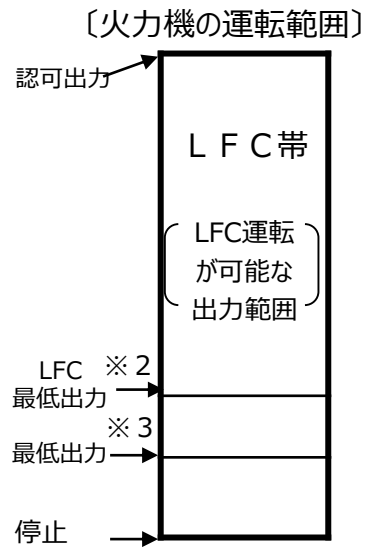
点灯帯や、翌日の供給力確保のため２台運転を基本とする。なお、長期連休等の場合には下げ調整力不足状況を鑑み１台運転とする。

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

LFC調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

②LNG火力

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



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

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

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

発電所名	号機	揚水動力 (万 kW)
奥美濃	1	▲ 27.1
	2	▲ 27.1
	3	▲ 27.1
	4	▲ 27.1
	5	▲ 27.1
	6	▲ 27.1
奥矢作	1	▲ 40.1
	2	▲ 40.1
	3	▲ 40.1
新豊根	2	▲ 26.0
	3	▲ 26.0
	4	▲ 26.0
馬瀬川第一	1	▲ 16.0
	2	▲ 16.0
高根第一	1	▲ 9.8
	2	▲ 9.8
	3	▲ 10.0
畑薙第一	2	▲ 4.7
	3	▲ 4.7
合計： 19台		▲ 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の揚水発電設備の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

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

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

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

①火力電源（※２）

副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

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

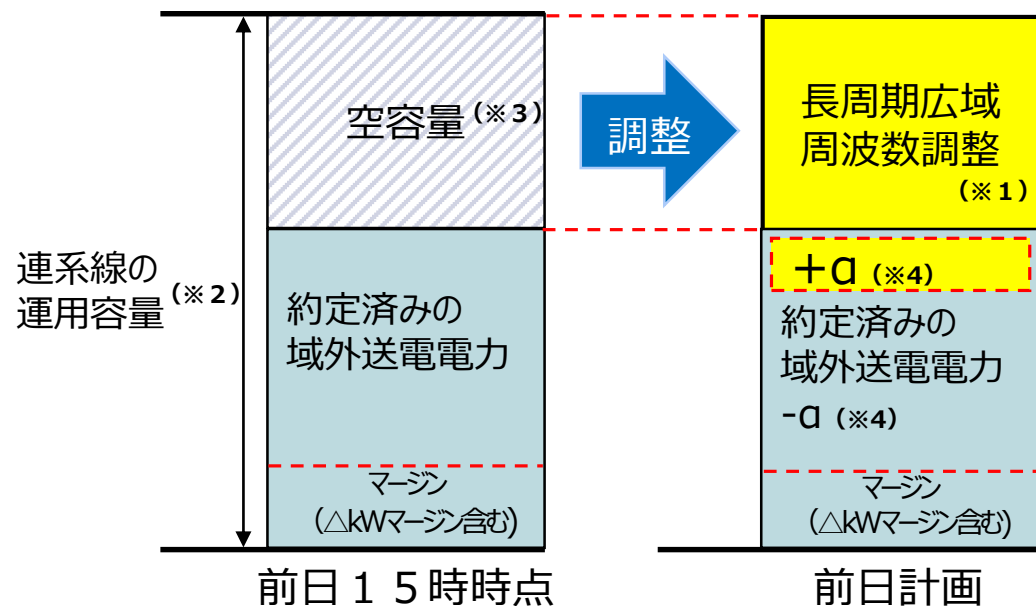
（※１）中部電力パワーグリッドと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

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

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

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

（※ 3）空容量

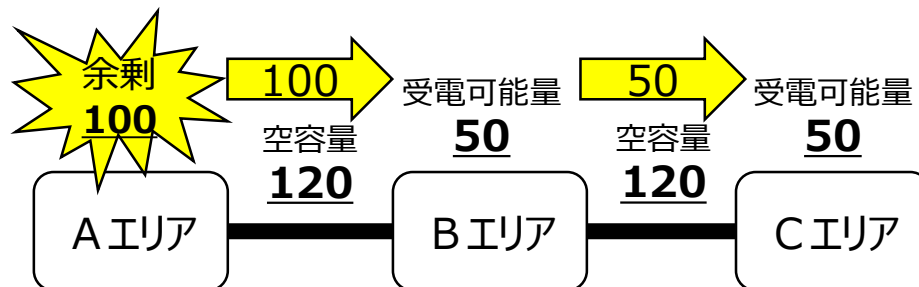
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

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

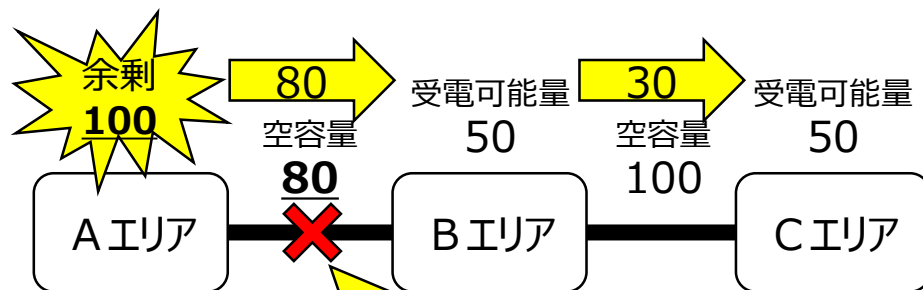
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

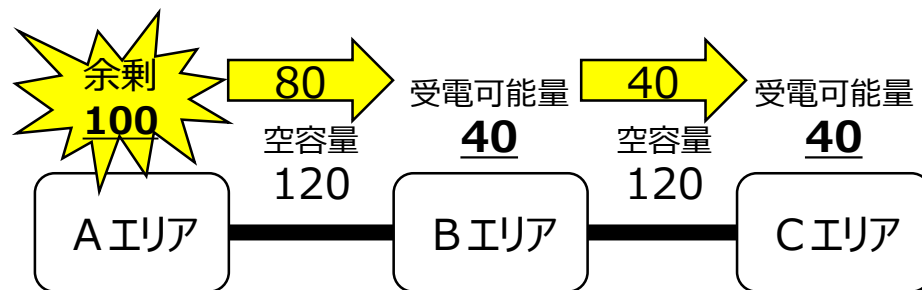
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

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

○バイオマス専焼電源の出力抑制を困難と判断する理由と中部エリアの発電所数

【理由】

出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない

【発電所数】

3
2

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

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

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

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマスの対応

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

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

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

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

【理由】

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

【発電所数】

39
1
8

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

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

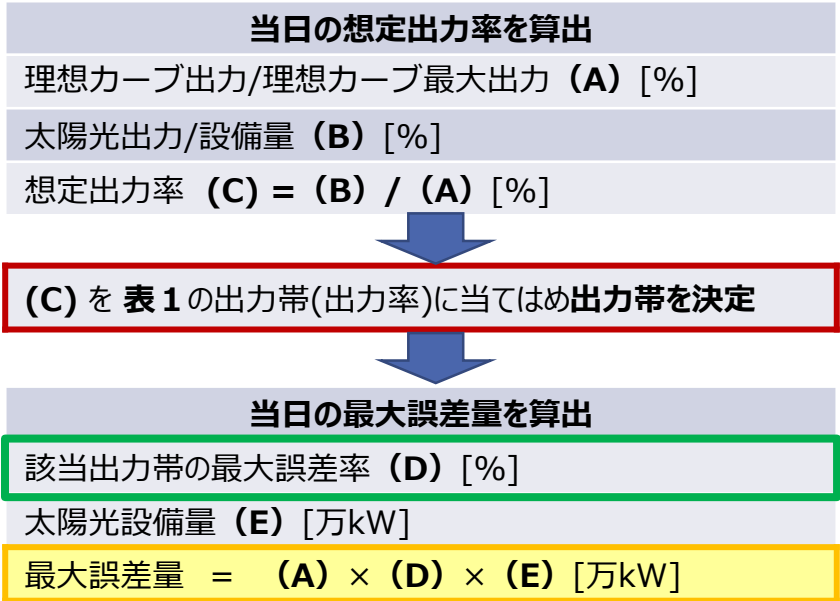
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

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

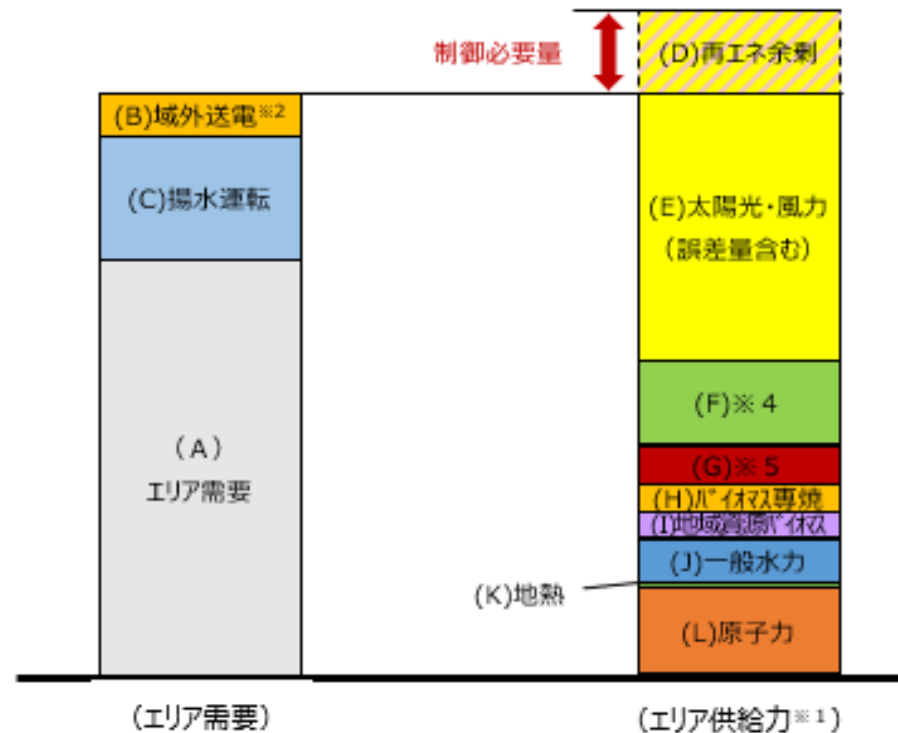
表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		4月の 最大誤 差率	4月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(72%～)	9.4%	91.1	17.3	108.4
中出力帯 1	(65%～72%)	15.7%	169.5	11.6	181.1
中出力帯 2	(39%～65%)	22.5%	269.8	▲10.3	259.5
低出力帯 1	(22%～39%)	29.2%	209.9	126.8	336.7
低出力帯 2	(～22%)	49.4%	569.7	0.0	569.7

表2 想定誤差量の決定フロー



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



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

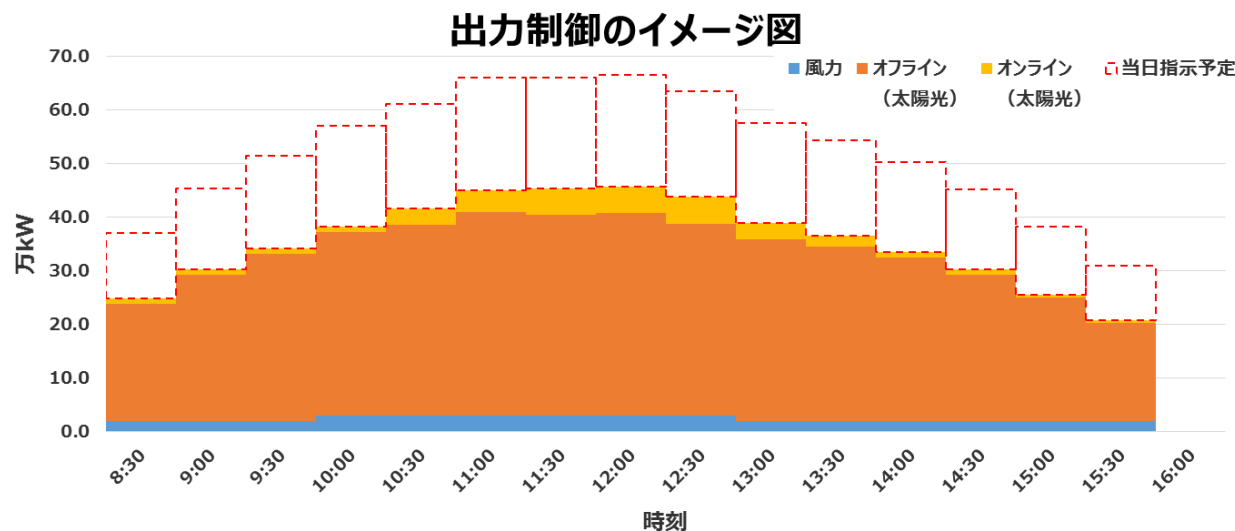
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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、31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	1者 (火力)	0.1	0.0	(0%)	
② 定格出力の50%以下まで抑制	2者 (火力)	14.7	7.4	(50%)	
		1.7	0.8	(50%)	
	1者 (バイオマス混焼)	11.0	5.0	(45%)	
③ 定格出力の50%を超過	2者 (火力)	23.0	18.0	(78%)	※1
		3.1	—	(—)	※2
	3者 (バイオマス混焼)	13.6	6.8	(50.2%)	※3
		7.5	5.6	(75%)	※3
		0.3	0.2	(60%)	※3
④ 自家消費相当分まで抑制	22者 (自家発電余剰電源)	—	23.2		※4
計	31者	74.9	67.0	(58%)	※5

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

(※2) 蒸気販売状況によって、最低出力が変わることから、可能な範囲で抑制

(※3) 発電機の運用下限であることから、これ以上の抑制は困難

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

(※5) 出力の合計値は①～④の合計 (出力率は①②③から算出)

(※6) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

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

中部電力ネットワーク株式会社が 2024 年 4 月に実施した、中部エリア(離島を除く)におけ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 7 日(日) 中部エリア
- 4 月 12 日(金) 中部エリア
- 4 月 13 日(土) 中部エリア
- 4 月 14 日(日) 中部エリア
- 4 月 19 日(金) 中部エリア
- 4 月 28 日(日) 中部エリア

2.検証内容

- 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
- 優先給電ルールに基づく抑制・調整(下げ調整力確保)の具体的内容
- 再エネの出力抑制をおこなう必要性

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\(2024年4月抑制分\)](#)  (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 ～中部電力パワーグリッド編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

北陸エリアにおける再生可能エネルギー発電設備 （自然変動電源）の出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 4 年 4 月抑制分 北陸電力送配電～

2 0 2 4 年 5 月 3 0 日
電力広域的運営推進機関

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

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

北陸電力送配電は、2024年4月に、北陸エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を11日間実施した。

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)

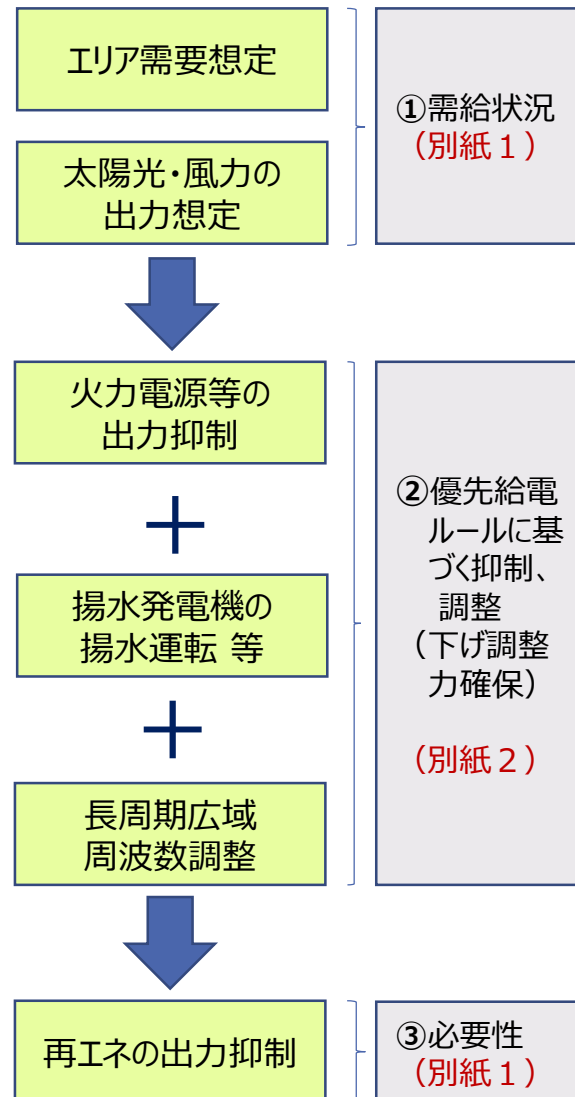
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。



3. 北陸電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

北陸電力送配電は、4月の以下の11日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	北陸エリア					
指令日時	4月5日(金) 17時	4月6日(土) 17時	4月12日(金) 17時	4月13日(土) 17時	4月14日(日) 17時	4月16日(火) 17時
抑制実施日	4月6日(土)	4月7日(日)	4月13日(土)	4月14日(日)	4月15日(月)	4月17日(水)
最大抑制量 (※1)	40.8万kW	55.5万kW	46.2万kW	87.8万kW	59.1万kW	27.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
北陸電力送配電 公表サイト	北陸エリアの出力制御指示内容を参照					

供給区域	北陸エリア					
指令日時	4月18日(木) 17時	4月24日(水) 17時	4月26日(金) 17時	4月27日(土) 17時	4月28日(日) 17時	
抑制実施日	4月19日(金)	4月25日(木)	4月27日(土)	4月28日(日)	4月29日(月)	
最大抑制量 (※1)	21.3万kW	80.3万kW	25.2万kW	55.0万kW	19.8万kW	
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	
北陸電力送配電 公表サイト	北陸エリアの出力制御指示内容を参照					

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

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

評価項目	4月										
	6	7	13	14	15	17	19	25	27	28	29
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況											
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容											
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）（対象設備無し）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性											
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

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

総合評価	再エネ出力抑制を実施した 11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を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

[万kW]

場所			北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア				
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月6日(土) 12時30分～13時		4月7日(日) 11時30分～12時		4月13日(土) 12時30分～13時		4月14日(日) 13時～13時30分		4月15日(月) 12時～12時30分		4月17日(水) 12時30分～13時		4月19日(金) 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】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2024.4.6(土)	2023.3.11(土)	2024.4.7(日)	2022.4.10(日)	2024.4.13(土)	2024.4.6(土)	2024.4.14(日)	2024.4.7(日)	2024.4.15(月)	2024.4.8(月)	2024.4.17(水)	2022.4.21(木)	2024.4.19(金)	2024.4.18(木)	
	天候		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴/曇	晴	晴/曇	
	当日気温（℃）		12.4	12.2	14.7	18.1	14.9	12.9	15.8	15.2	18.4	16.3	16.2	16.9	14.2	15.2	
	前日気温（℃）		10.5	12.2	12.9	16.0	15.2	11.0	16.1	12.9	16.4	15.2	19.0	15.7	15.0	16.3	
	需要 （万kW）	基準日の需要実績（※の時刻の需要）①	—	261.4	—	246.9	—	250.5	—	226.4	—	293.3	—	319.9	—	300.4	
			需要想定値（※の時刻の需要）②	254.0	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	233.0	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	240.6	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	220.2	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	290.4	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	298.9	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	292.2	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（W / ㎡）		723～797		689～827		827～873		794～866		756～838		772～866		839～910		
	出力換算係数（※1） （kWh/W /㎡/kW）	特高	0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		
		高低圧10kW以上	0.838		0.838		0.838		0.838		0.838		0.838		0.838		
		低圧10kW未満（※3）	0.921		0.921		0.921		0.921		0.921		0.921		0.921		
	出力想定値(※2) （万kW）	特高③	19.2		19.3		20.7		20.2		19.6		20.5		21.0		
高低圧10kW以上④		62.6		61.9		69.3		67.1		64.3		67.9		70.6			
低圧10kW未満⑤（※3）		12.8		13.1		15.1		14.9		13.3		14.7		15.8			
合計⑥		③+④+⑤	94.6		94.2		105.2		102.2		97.2		103.1		107.4		
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑦	17.1		17.1		17.1		17.1		17.1		17.1		17.1		
		高圧以下⑧	0.5		0.5		0.5		0.5		0.5		0.5		0.5		
		合計（⑦+⑧）	17.6		17.6		17.6		17.6		17.6		17.6		17.6		
	出力想定値 （万kW）	特高⑨	0.3		0.2		0.2		0.5		0.7		0.6		0.9		
		高圧以下⑩	0.0		0.0		0.0		0.0		0.1		0.0		0.1		
合計⑪		⑨+⑩	0.3		0.2		0.2		0.5		0.8		0.7		0.9		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	35.0		33.9		33.5		27.7		91.8		35.2		72.1		
		(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）	5.7		5.7		11.2		0.3		5.8		8.4		19.8		
		(K) 原子力	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
		(J) 一般水力	130.8		121.6		126.6		132.9		133.0		142.0		127.4		
		(H) バイオマス専焼電源	1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		
		(I) 地域資源バイオマス	2.7		2.7		2.7		2.7		2.7		2.7		2.7		
		(E-1) 太陽光⑥	94.6		94.2		105.2		102.2		97.2		103.1		107.4		
		(E-1) 風力⑪	0.3		0.2		0.2		0.5		0.8		0.7		0.9		
		(E-2) 想定誤差量	26.7		27.3		13.3		13.3		37.3		37.3		13.8		
	エリア供給力 計⑫		297.7		287.5		294.4		281.4		370.6		331.3		346.0		
	エリア 需要等	(A) エリア需要②	254.0		233.0		240.6		220.2		290.4		298.9		292.2		
		揚水運転 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	0.0		0.0		▲ 12.0		0.0		▲ 12.0		0.0		▲ 12.0		
		域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑭	▲ 3.0		1.0		4.4		26.6		▲ 9.0		▲ 4.6		▲ 20.6		
		送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑮	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
		エリア需要等 計⑯ = ②－（⑬+⑭+⑮）		257.0		232.0		248.3		193.6		311.4		303.5		324.8	
				【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑫		297.7		287.5		294.4		281.4		370.6		331.3		346.0		
	エリア需要等 計⑯		257.0		232.0		248.3		193.6		311.4		303.5		324.8		
	判定		○		○		○		○		○		○		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = ⑫－⑯		40.8		55.5		46.2		87.8		59.1		27.8		21.3		

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性②

[万kW]

場所			北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			4月25日(木) 13時30分～14時		4月27日(土) 12時30分～13時		4月28日(日) 9時30分～10時		4月29日(月) 11時～11時30分		
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2024.4.25(木)	2024.4.17(水)	2024.4.27(土)	2024.4.20(土)	2024.4.28(日)	2022.5.4(水)	2024.4.29(月)	2024.4.28(日)	
	天候		晴	晴	曇/晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	当日気温（℃）		16.2	16.3	18.5	15.7	18.6	12.5	18.6	18.8	
	前日気温（℃）		15.7	19.7	17.7	14.2	18.8	12.2	18.3	19.5	
	需要 （万kW）	基準日の需要実績（※の時刻の需要）①	—	315.8	—	245.1	—	218.5	—	226.1	
		需要想定値（※の時刻の需要）②	302.9	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	231.8	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	214.1	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	201.8	基準日の需要カーブを基に 気温影響（前日、当日気温相関）を考慮し、想定	
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の 出力想定	日射量予測値（W / m ² ）		768～829		689～827		827～873		587～712		
	出力換算係数（※1） （kWh/W /m ² /kW）	特高	0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		
		高低圧10kW以上	0.838		0.838		0.838		0.838		
		低圧10kW未満（※3）	0.921		0.921		0.921		0.921		
	出力想定値(※2） （万kW）	特高③	20.8		16.7		19.7		17.0		
		高低圧10kW以上④	65.1		49.6		61.5		52.3		
低圧10kW未満⑤（※3）		14.3		8.5		13.8		10.1			
合計⑥		③ + ④ + ⑤	100.2		74.8		95.0		79.4		
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑦	17.1		17.1		17.1		17.1		
		高圧以下⑧	0.5		0.5		0.5		0.5		
		合計（⑦ + ⑧）	17.6		17.6		17.6		17.6		
	出力想定値 （万kW）	特高⑨	2.1		0.2		0.2		0.6		
		高圧以下⑩	0.2		0.0		0.0		0.0		
合計⑪		⑨ + ⑩	2.3		0.2		0.2		0.6		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	88.5	/	31.1	/	30.8	/	30.5	/	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	14.3		0.3		0.3		0.3		
		(K) 原子力	0.0		0.0		0.0		0.0		
		(J) 一般水力	158.6		132.1		133.2		115.7		
		(H) バイオマス専焼電源	1.9		4.4		4.4		4.4		
		(I) 地域資源バイオマス	2.8		2.8		2.9		2.9		
		(E-1) 太陽光⑥	100.2		74.8		95.0		79.4		
		風力⑪	2.3		0.2		0.2		0.6		
		(E-2) 想定誤差量	34.7		27.0		12.6		27.2		
	エリア供給力 計⑫		403.2		272.7		279.5		261.1		
	エリア 需要等	(A) エリア需要②			302.9		231.8		214.1		201.8
		揚水運転 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	0.0		▲ 12.0		0.0		▲ 12.0		
域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑭		▲ 20.0	▲ 3.8	▲ 10.4	▲ 27.4						
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑮		0.0	0.0	0.0	▲ 0.1						
エリア需要等 計⑯ = ② - (⑬ + ⑭ + ⑮)		322.9	247.6	224.5	241.3						
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑫		403.2	/	272.7	/	279.5	/	261.1	/	
	エリア需要等 計⑯		322.9		247.6		224.5		241.3		
	判定		○		○		○		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = ⑫ - ⑯		80.3		25.2		55.0		19.8		

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

		(*) 差異理由		(a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保		(d) 試験運転試験パターンに基づく抑制量減少		(g) オーバーホールで停止中		(i) 系統作業による停止		(m) 設備点検で停止		(p) 揚水可能電制約				
		(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少		(e) 試験運転試験パターンに基づく抑制量増加		(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用		(j) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制御		(k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制御		(n) 設備点検に伴う一部停止		(q) 点灯需要供給力確保				
		(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加		(f) 自家発電設備など工場生産調整に基づく計画		(l) 他供給区域の受電可能量不足		(o) 設備不具合による出力制約										
[万kW]																		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	燃料	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)
	※ LFC調整力 2%増減の発電所	石炭	24.6	24.6	0.0		24.2	24.2	0.0		0.0	0.0	0.0	(d)	25.5	25.5	0.0	(d)
		石炭	七尾大田	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
		LNG	新港2U1	10.4	10.4	0.0		9.7	9.7	0.0		22.3	22.3	0.0		9.7	9.7	0.0
		LNG	新港2U2	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0
		LNG	石炭	新港2U1	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0
		石油	三國	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		5.3	5.3	0.0		0.0	0.0	0.0
合計		35.0	35.0	0.0	—	33.9	33.9	0.0	—	33.5	33.5	0.0	—	40.5	40.5	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (揚水)	対象設備なし	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)	対象設備なし	充電機大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	充電機大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	充電機大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	充電機大動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (9)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (10)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (11)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (12)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (13)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (14)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (15)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	15.9	15.9	11.2	▲ 4.8	10.4	10.4	8.4	▲ 2.0
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (16)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
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)	A	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 (※)	
		▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	▲ 12.0	0.0	12.0	(p)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (17)		4月6日(土)		4月7日(日)		4月13日(土)		4月14日(日)		4月15日(月)		4月17日(水)		4月19日(金)				
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	種別	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由 (※)	
	※ 事業区に合算した最低出力 (発電設備の継続停止等も考慮)	火力	5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0		5.6	5.6	0.0	
		() 内は	[24%]	[24%]		[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			[24%]	[24%]			
		全設備運転時	(11.1)	(11.1)		(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			(11.1)	(11.1)			
		自家発電余力	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.1	▲ 4.7 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)	4.8	4.8	0.3	▲ 4.6 (h)
		合計	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7	10.4	10.4	5.7	▲ 4.7</								

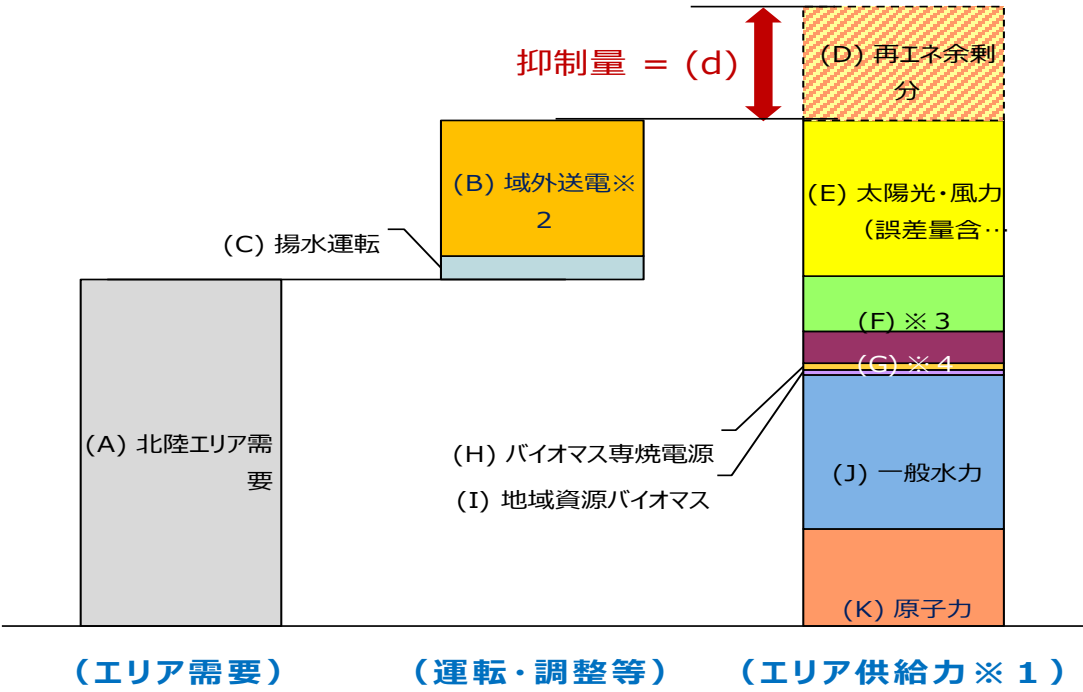
(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

		場所	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア
		制御量最大時刻	4月6日(土) 11時30分～12時	4月7日(日) 13時30分～14時	4月13日(土) 13時30分～14時	4月14日(日) 13時30分～14時	4月15日(月) 13時～13時30分	4月17日(水) 13時～13時30分	4月19日(金) 9時30分～10時
天候・気温	天候		曇/晴	晴/曇	晴	晴	晴/曇	晴/曇	曇/晴
	気温 (℃)		12.9	15.2	16.2	16.4	18.8	16.3	15.2
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		257.0	226.6	242.5	219.4	304.8	313.8	315.2
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	31.3	23.2	32.0	22.3	100.7	59.8	83.0
		(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)	5.7	5.5	11.7	0.2	5.8	8.3	20.3
		(K) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	129.4	127.0	126.8	134.0	131.6	138.7	126.2
		(H) バイオマス専焼電源	1.5	1.5	1.2	1.4	1.2	1.5	1.5
		(I) 地域資源バイオマス	2.9	2.7	2.9	2.9	2.9	2.9	3.0
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	102.0	106.5	94.7	68.6	86.8	103.1	87.9
		風力 (抑制量含む)	0.1	0.3	0.6	0.4	1.1	0.2	0.3
	エリア供給力計		272.8	266.8	270.0	229.9	330.1	314.5	322.1
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	0.0	0.0	▲ 12.1	▲ 12.1	▲ 12.0	0.0	0.0
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 7.0	▲ 9.6	▲ 0.2	30.2	▲ 5.8	1.6	▲ 1.4
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 8.8	▲ 30.6	▲ 15.2	▲ 28.6	▲ 7.5	▲ 2.3	▲ 5.5
	供給力計		257.0	226.6	242.5	219.4	304.8	313.8	315.2

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図

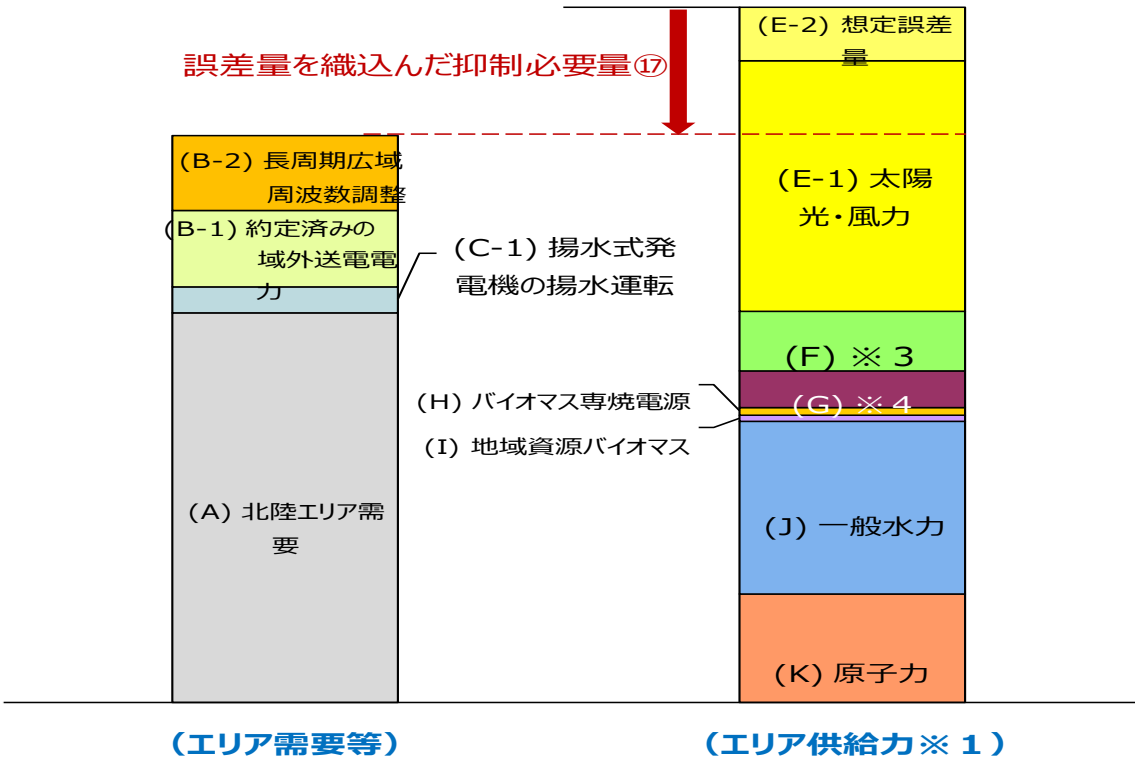
エリア需要等・エリア供給力



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

○必要性（別紙 1）のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



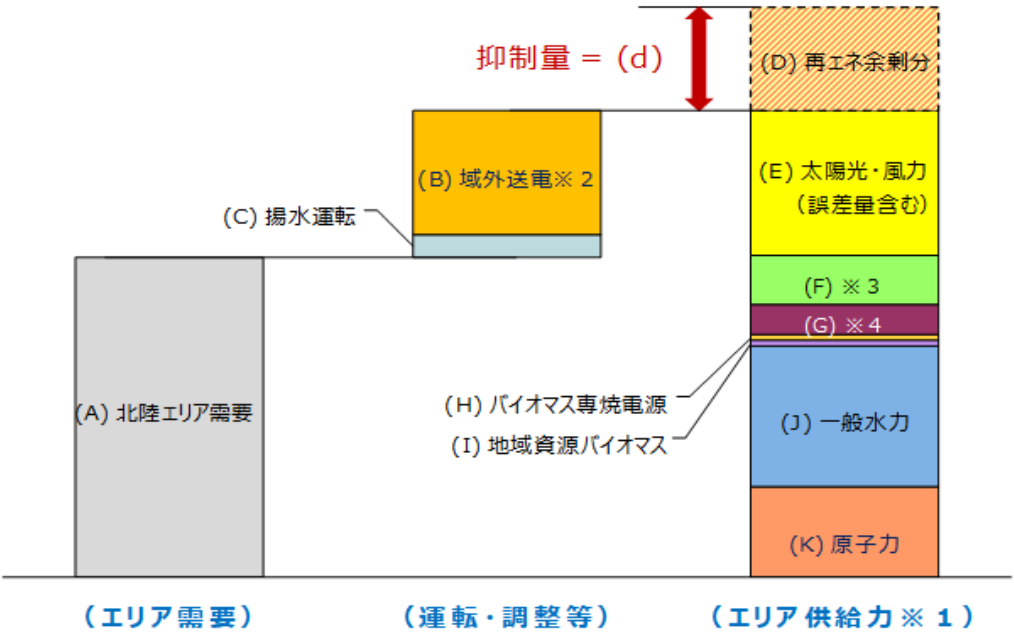
(参考) 当日の需給実績

[万kW]

場所		北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア
制御量最大時刻		4月25日(木) 11時～11時30分	4月27日(土) 9時30分～10時	4月28日(日) 8時30分～9時	4月29日(月) 11時～11時30分
天候・気温	天候	曇/晴	晴/曇	晴	晴
	気温 (℃)	12.9	15.2	16.2	16.4
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要	316.6	244.8	210.7	237.2
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 (火力)	82.5	66.4	23.7	53.7
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等 (火力)	13.6	0.3	0.1	0.2
	(K) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0
	(J) 一般水力	146.5	133.8	133.3	126.2
	(H) バイオマス専焼電源	1.5	1.5	1.5	3.6
	(I) 地域資源バイオマス	3.0	3.2	3.1	3.1
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	92.0	79.7	78.4	100.2
	(E) 風力 (抑制量含む)	1.6	0.7	0.2	0.7
	エリア供給力計	340.7	285.5	240.3	287.7
	揚水運転等 (C) 揚水式発電機の揚水運転	0.0	0.0	0.0	▲ 12.1
	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	▲ 4.8	▲ 36.8	▲ 7.6	▲ 34.0
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 19.3	▲ 4.0	▲ 22.0	▲ 4.5
	供給力計	316.6	244.8	210.7	237.2

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図

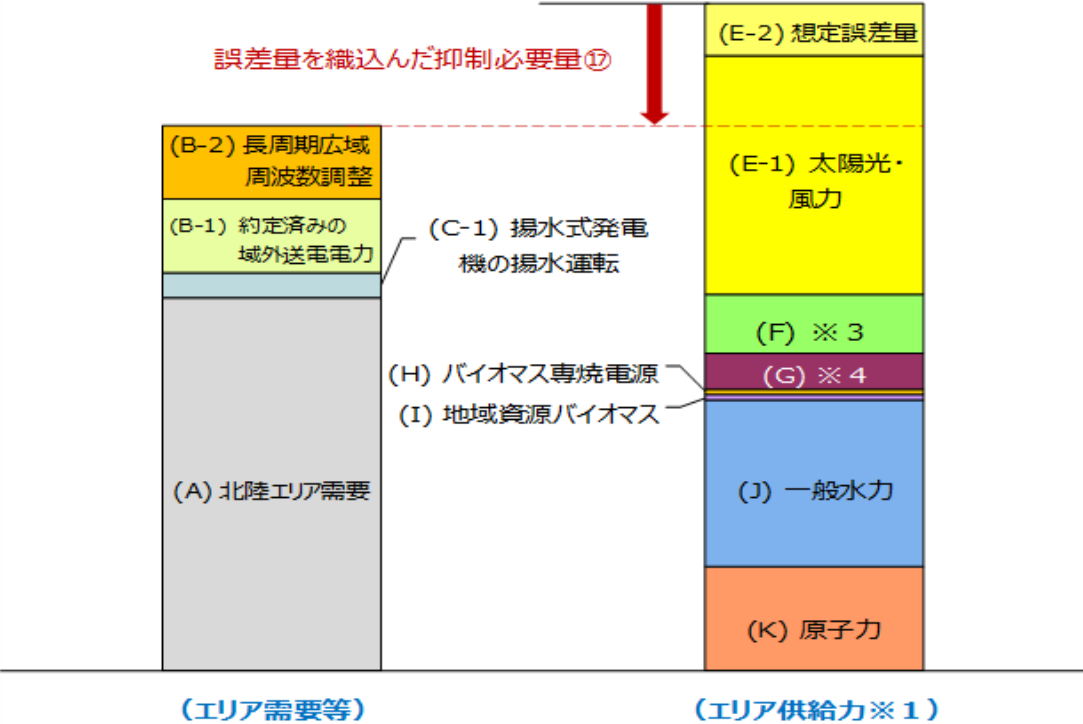
エリア需要等・エリア供給力



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

○必要性（別紙 1）のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



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

～北陸電力送配電編～

2024年 5月30日
電力広域的運営推進機関

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

5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性

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

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

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

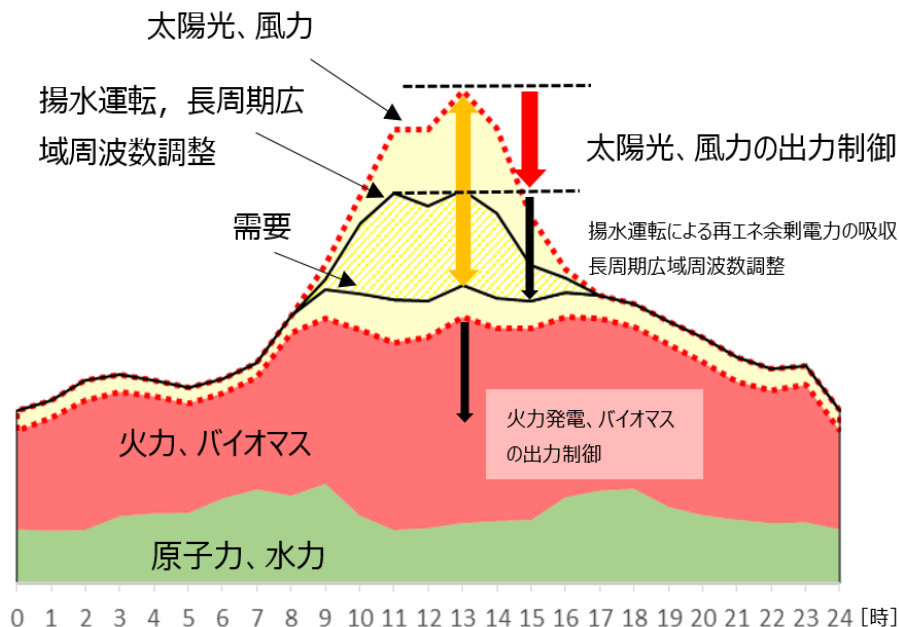
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

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

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

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

（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

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

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

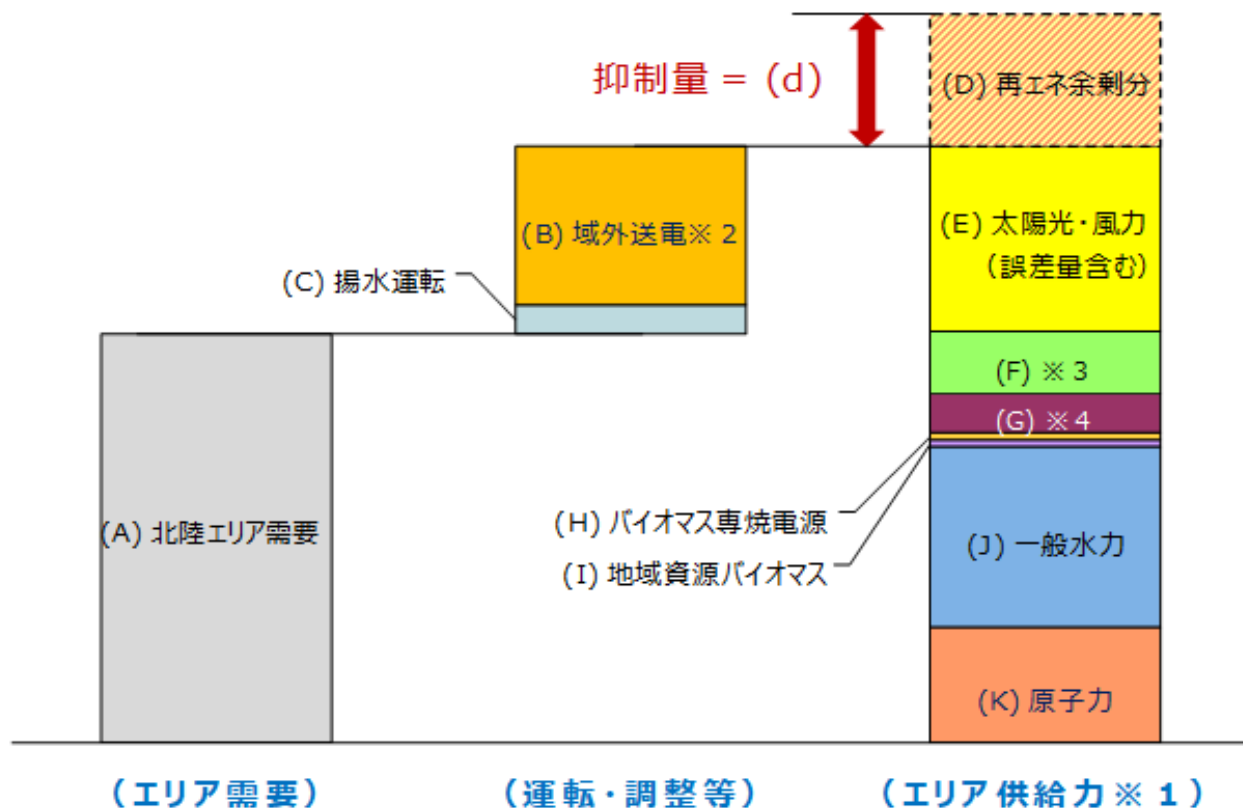
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）北陸エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

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

3. 需給状況（2）エリア需要想定

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

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

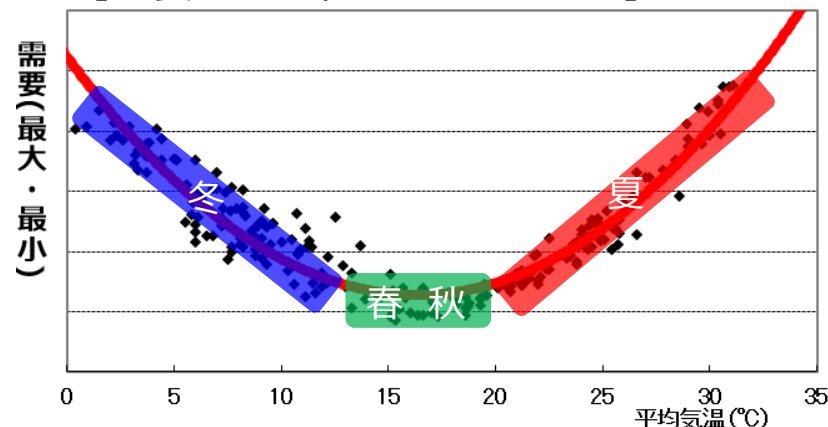


②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に**最大需要・最小需要**を想定

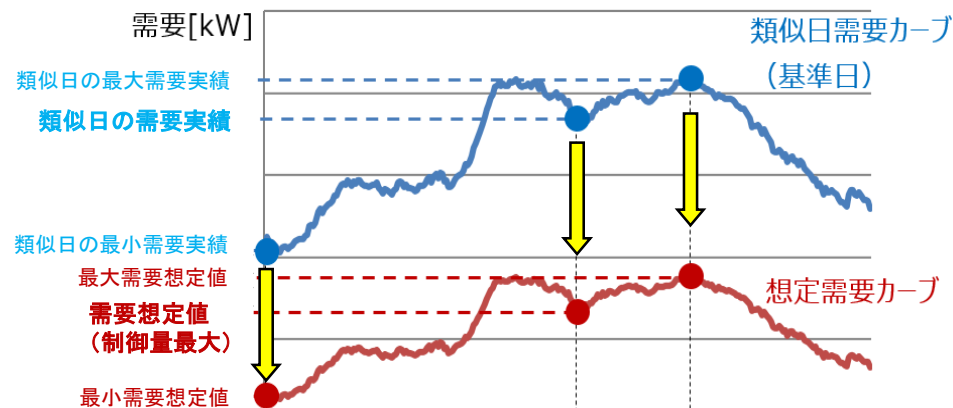


③過去の類似日の需要カーブを、想定した**最大需要・最小需要**を基に補正し、24時間の需要カーブを想定

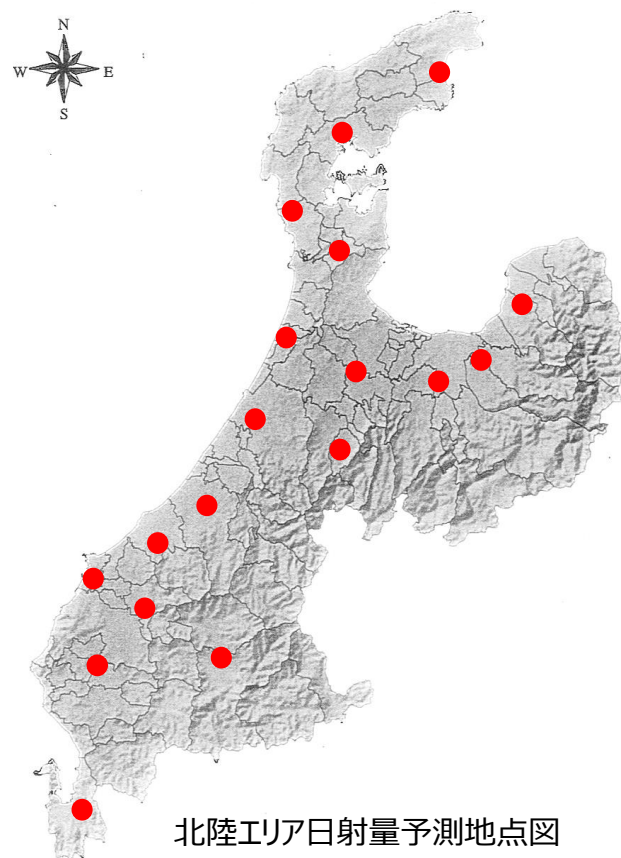
【需要の気温相関グラフィイメージ】



【需要カーブ想定イメージ】



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



地点 1

日射量予測値（※1）①～③

×

出力換算係数 = （※2）①②③
換算係数×合成過積載率×積雪係数

×

発電設備容量（※3）①②③

エリア 1～18地点

（エリア1～18地点の出力合計値）（※4）

北陸エリア 太陽光出力想定値

（※1）

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

（※2）

➤ 換算係数：

日射量実績と発電実績を非過積載ベースで三区分別（①～③）・月別に計算した値

➤ 合成過積載率：

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

➤ 積雪係数：

積雪による出力減を考慮した値（冬季のみ）

（※3）

制御対象日の三区分別（①～③）、地点別の太陽光発電設備容量。

（※4）

個別特高連系箇所、高圧以下18地点の合計値よりエリア太陽光出力を算出。

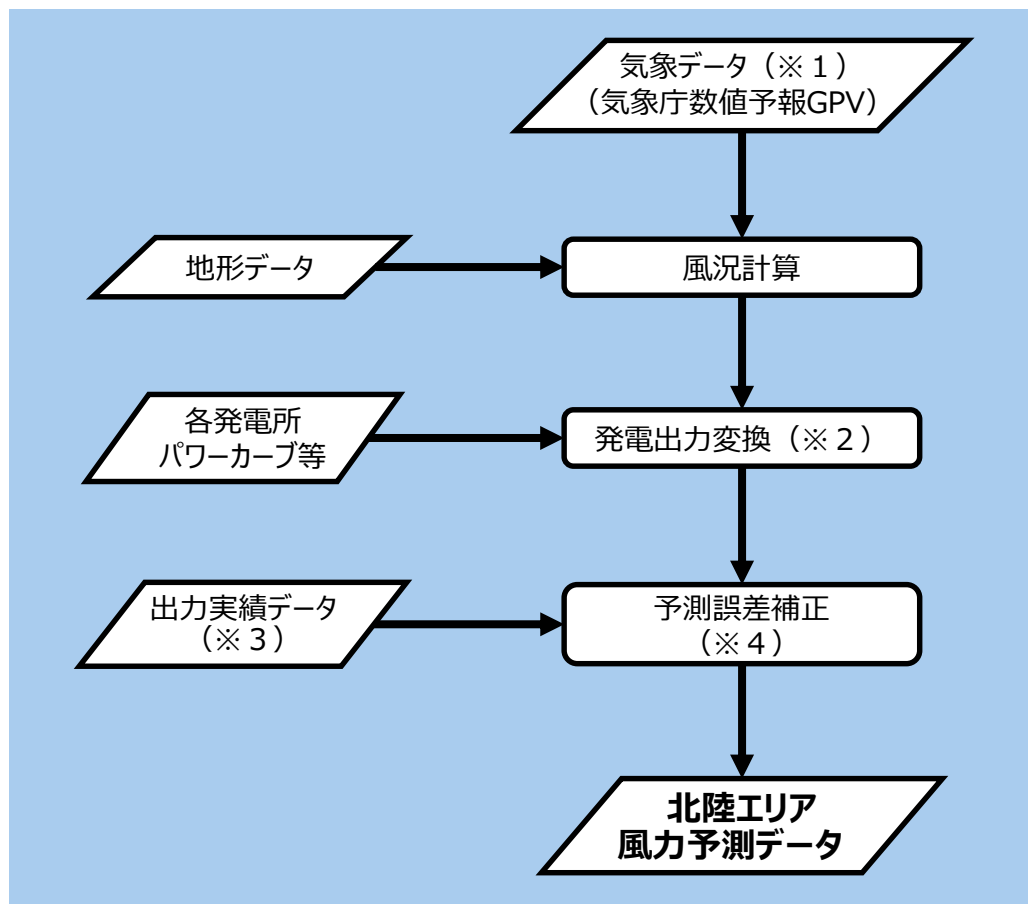
（凡例）①：特高

②：高低圧10kW以上

③：低圧10kW未満

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

風力発電出力予測（外部委託）の概要図



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

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

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

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

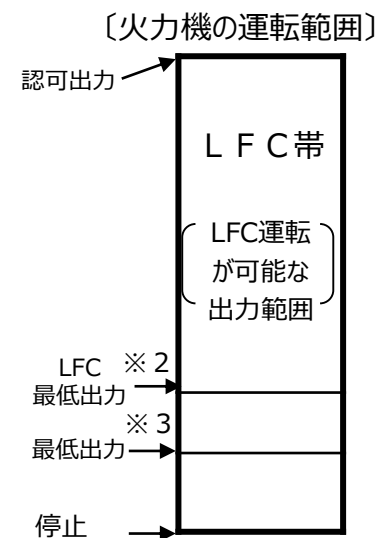
○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

①石油火力は全台停止

②石炭火力・LNG火力

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

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



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

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

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整

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

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

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

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

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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

②自家発電余剰電源

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

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

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

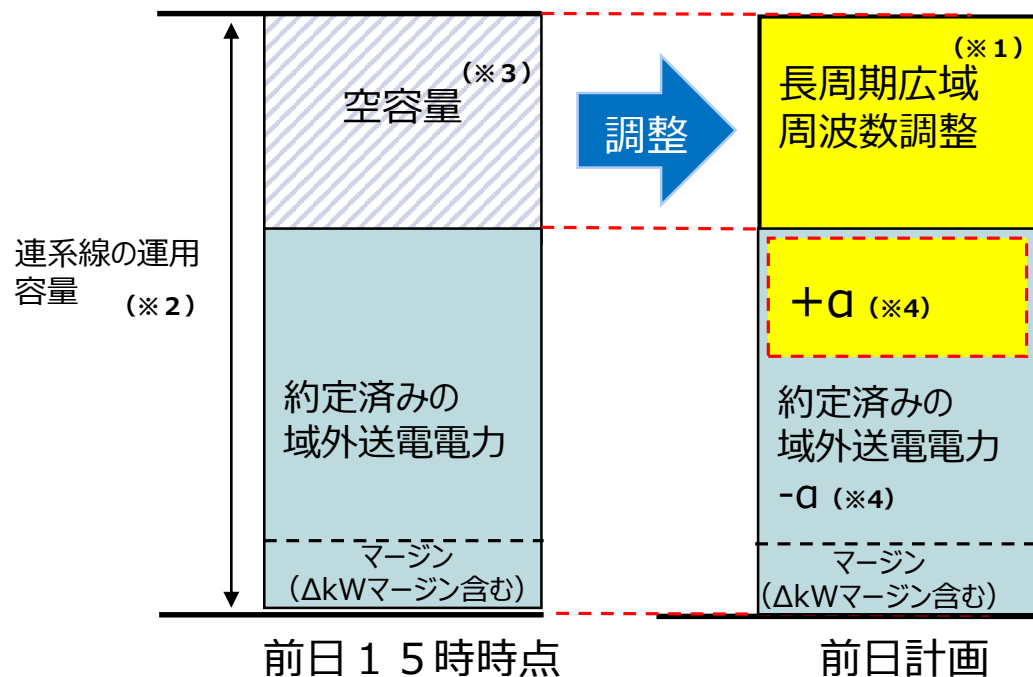
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙 2」参照。

エリア内揚水発電所	
発電所名	
A 発電所	▲12.0

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

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

（※ 3）空容量

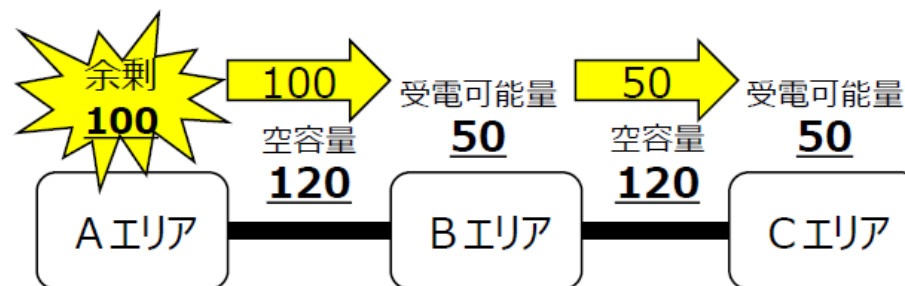
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

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

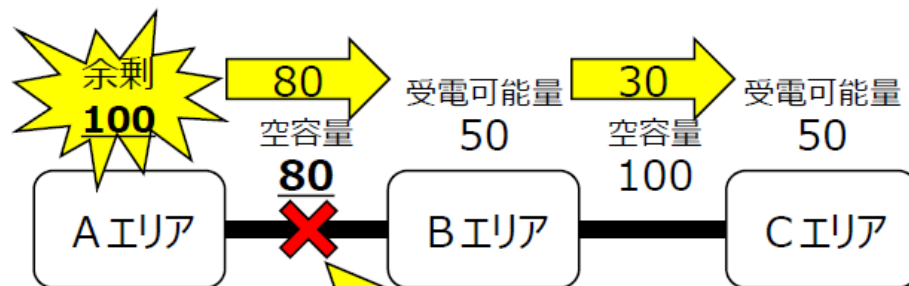
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

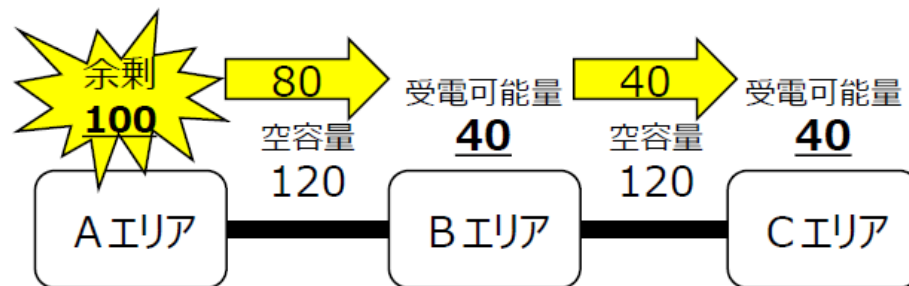
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応（※ 2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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

②自家発電余剰電源

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

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

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

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

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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

（※）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値。

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

【理由】

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

【発電所数】

13
2
3

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

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

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

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

適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

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

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

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

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		最大誤差量			
		4月(4/1~4/30)			
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	平日	6.1	8.4	14.5
		休日		7.6	13.7
中出力帯1	(60%~90%)	平日	18.0	20.7	38.7
		休日		9.3	27.3
中出力帯2	(30%~60%)	平日	26.6	18.9	45.5
		休日		11.4	38.0
低出力帯	(~30%)	平日	16.4	15.1	31.5
		休日		14.8	31.2

- データ収集期間：2019/4 ~ 2024/3
- 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

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) [%]



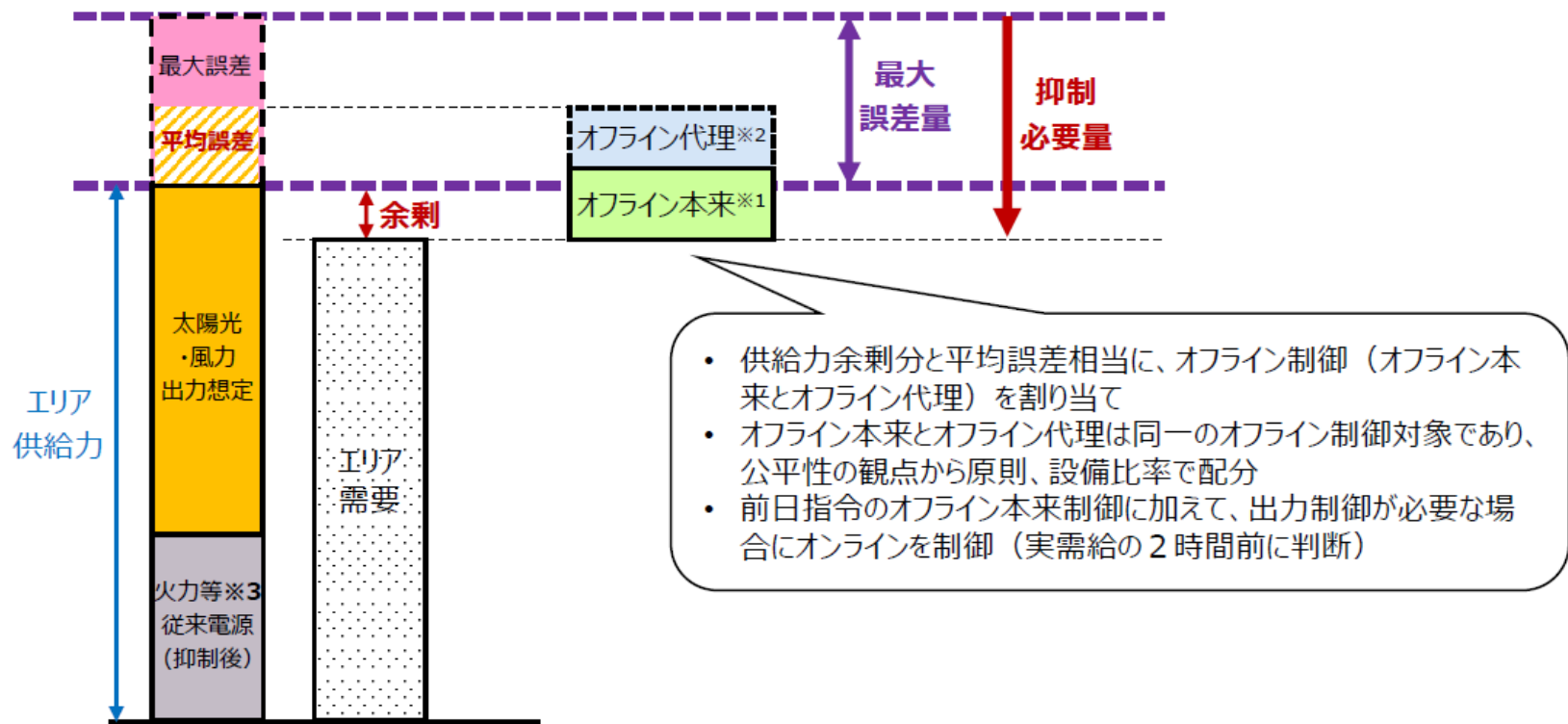
当日の出力帯を決定

(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

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

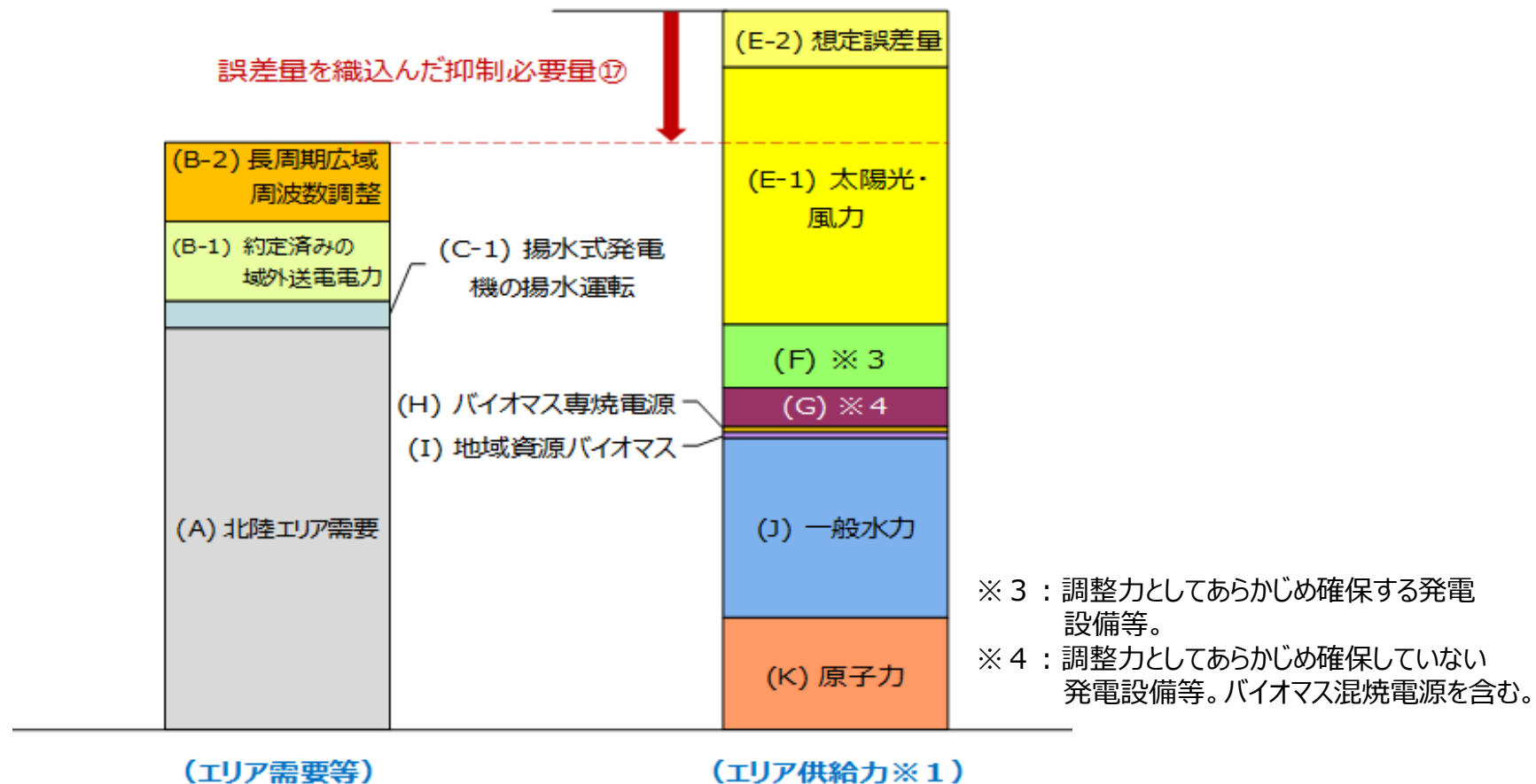


※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

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

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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



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

種別	最低出力比率（％）		事業者数	定格出力(※1) [万kW]	最低出力(※2) [万kW]	出力率 [%]
事業用	①定格出力の 50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	1	50.0	12.0	24%
		専焼バイオマス	2	8.9	4.4	50%
		地域資源	1	0.6	0.5	83%
自家発	②自家消費相当分 まで抑制※	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	4	－	4.8	－
		専焼バイオマス	1	－	0	－
出力制御対象 合計（※4）			9	59.4	21.7	28%

(※1) 自家発事業者の定格出力は、受電地点の契約出力値。

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

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

(※4) 最低出力の合計値は①②から算出（出力率は①から算出）。

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

北陸電力送配電株式会社が 2024 年 4 月に実施した、北陸エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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 6 日(土) 北陸エリア
- 4 月 7 日(日) 北陸エリア
- 4 月 13 日(土) 北陸エリア
- 4 月 14 日(日) 北陸エリア
- 4 月 15 日(月) 北陸エリア
- 4 月 17 日(水) 北陸エリア
- 4 月 19 日(金) 北陸エリア
- 4 月 25 日(木) 北陸エリア
- 4 月 27 日(土) 北陸エリア
- 4 月 28 日(日) 北陸エリア
- 4 月 29 日(月) 北陸エリア

2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4. 添付資料

- [\(添付資料\)北陸エリアにおける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\(2024年4月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～北陸電力送配電編～](#)  (XXXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

関西エリアにおける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

～ 2024年4月抑制分 関西電力送配電～

2024年5月30日
電力広域的運営推進機関

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

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

関西電力送配電は、2024年4月に、関西エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を6日間実施した。

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

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

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

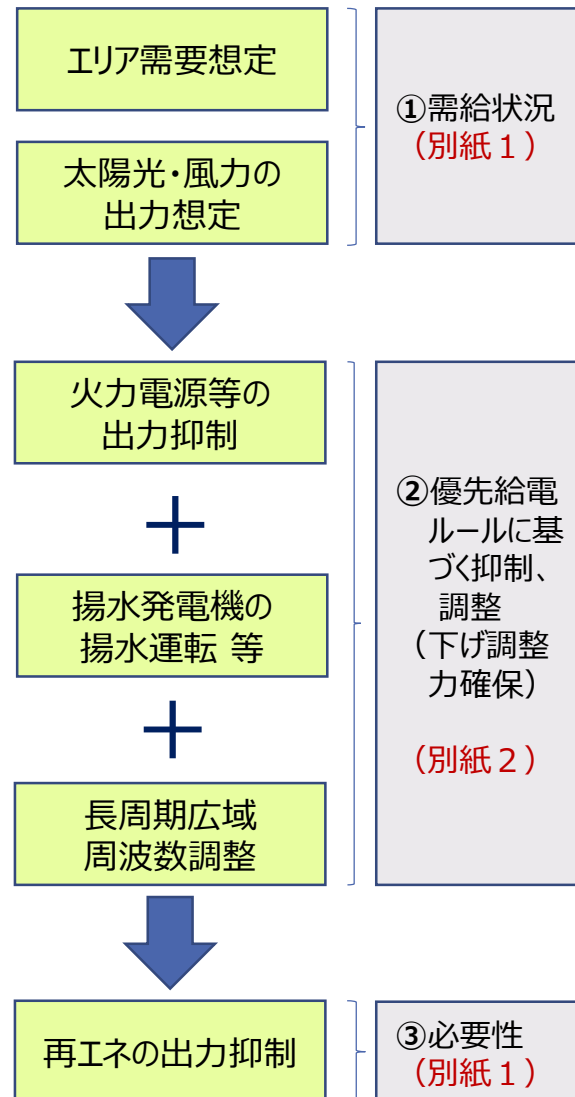
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

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



関西電力送配電は、4月の以下の6日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	関西エリア					
	当日指示					
指令日時	4月6日(土) 17時	4月10日(水) 17時	4月12日(金) 17時	4月13日(土) 17時	4月16日(火) 17時	4月27日(土) 17時
抑制実施日	4月7日 (日)	4月10日 (水)	4月13日 (土)	4月14日 (日)	4月17日 (水)	4月28日 (日)
最大抑制量 (※1)	60.1万kW	5.7万kW	127.5万kW	237.8万kW	17.3万kW	192.3万kW
抑制時間	10時～13時30分	12時～12時30分	8時～16時	8時～16時	11時30分～13時	8時～16時
関西電力送配電 公表サイト	関西エリアの出力制御指示内容を参照					

(※1) 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。

4. 総合評価（1／2）

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

評価項目	当日指示					
	6	10	12	13	16	27
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況						
（1）エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○
（2）エリア需要想定	○	○	○	○	○	○
（3）太陽光の出力想定	○	○	○	○	○	○
（4）風力の出力想定	○	○	○	○	○	○
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容						
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○
（3）需給バランス改善用蓄電設備の充電（対象設備無し）	－	－	－	－	－	－
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○	○	○	○	○	○
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○	○	○	○	○	○
（6）長周期広域周波数調整※	○	○	○	○	○	○
（7）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○
（8）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性						
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
(1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力 2 %を確保したうえで、定期点検および連続運転制約のある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	定期点検・作業等を除き、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	関西エリアは対象設備無し。
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	測定作業により制約のある発電機を除き、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（全抑制日）。
(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）	作業および水位制約により活用できなかったことを確認した。 また、4/10は前日段階では下げ代不足がなかったため未実施であったことを確認した。
(6) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能量がなかった。 また、4/10は前日段階では下げ代不足がなかったため未実施であったことを確認した。
(7) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力に抑制することを確認した（全抑制日）。 また、4/10は当日指示では対応不可能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	一部の発電事業者から提出された発電計画の下限值が契約上の最低出力値となっておらず、関西送配電が発電計画の下限值までの抑制指令を行ったことから、抑制量が減少した（▲0.1万kW）。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた（全抑制日）。

総合評価	再エネ出力抑制を実施した 6 日間において、各項目が妥当であったと評価する。
------	--

4. 4月10日(水)の当日指令について

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の出力調整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）抑制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、当日は時間前市場による関西エリア向け連系線潮流が前日計画と比較して40.2万kW増加したことから、12時00分～12時30分で、当日抑制可能な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、バイオマス電源抑制を行ってもなお、下げ調整力が不足するおそれがあるため、自然変動電源抑制の当日指示(最大6万kW)を実施した。
- 当日指令であったことから、長周期広域周波数調整の申込み等を行わず、12時00分～12時30分までの間、自然変動電源の出力抑制を実施したが、当日指令可能な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）の抑制およびバイオマス電源抑制を、可能な限り実施していることから妥当であったと判断する。

4. 4月10日(水)の需給状況

		前日計画時点	当日指令時点
需要		1693.2	1642.6 (▲50.6)
内訳	エリア需要	1576.0	1565.6
	揚水運転	▲331.4	▲331.4
	域外送電 (マイナスが送電)	214.2	254.4 (+40.2)
	長周期周波数調整(申込なし)	0	—
最低供給力		1693.0	1648.3 (▲44.5)
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	105.7	105.5 (▲0.2)
	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)	108.4	106.2 (▲2.2)
	原子力	568.4	568.4
	一般水力	205.6	171.6 (▲34.0)
	バイオマス専焼電源	26.4	24.6 (▲1.8)
	地域資源バイオマス	20.2	24.2 (+4.0)
	太陽光	565.8	565.0 (▲0.8)
	風力	5.6	5.6
	想定誤差量	86.9	77.2 (▲9.7)
下げ代不足(再エネ出力抑制量)		▲0.2	5.7 (+5.9)

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。

当日計画																		
			関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		[万 kW]			
場所			4月7日(日) 11時30分～12時00分		4月10日(水) 12時00分～12時30分		4月10日(水) 12時00分～12時30分		4月13日(土) 11時30分～12時00分		4月14日(日) 12時30分～13時00分		4月17日(水) 12時00分～12時30分		4月28日(日) 12時00分～12時30分			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小时刻（※）			【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】			
需要想定	年月日（曜日）		2024.4.7(日)	機械学習した需要想定	2024.4.10(水)	機械学習した需要想定	2024.4.10(水)	機械学習した需要想定	2024.4.13(土)	機械学習した需要想定	2024.4.14(日)	機械学習した需要想定	2024.4.17(水)	機械学習した需要想定	2024.4.28(日)	機械学習した需要想定		
	天候		晴れ	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	曇り	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴れ	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴れ	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、	晴れ	モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、		
	気温（℃）		21.9	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	16.9	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	17.2	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	22.0	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	23.3	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	23.8	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	26.9	「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価		
	需要想定値（※の時刻の需要）①		1190.8		1576.0		1565.6		1308.8		1228.8		1541.4		1183.0			
			【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】			
太陽光の出力	日射量予測値（MJ/m ² ）		2.7		3.2		3.2		2.8		3.1		3.0		3.2			
	出力換算係数（kwh/kw/m ² /kW）	特高	1.009～1.013		1.011～1.014		1.011～1.014		1.009～1.013		1.012～1.020		1.011～1.014		1.011～1.014			
		高低圧（全量・余剰）	0.901～0.907		0.899～0.901		0.899～0.901		0.901～0.907		0.900～0.905		0.899～0.901		0.899～0.901			
	出力想定値（万kW）	②特高＋高低圧（全量・余剰）	463.7		565.8		565.0		489.0		546.0		536.8		566.0			
合計④			463.7		565.8		565.0		489.0		546.0		536.8		566.0			
風力の出力想定	設備量（万kW）	特高	22.4		22.4		22.4		22.4		22.4		22.4		22.4			
		高圧以下	0.4		0.4		0.4		0.4		0.4		0.4		0.4			
	出力想定値（万kW）	③特高＋高圧以下	1.1		5.6		5.6		1.4		0.7		4.7		3.3			
	合計⑤		1.1		5.6		5.6		1.4		0.7		4.7		3.3			
			【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】	
需給状況 （万kW） イメージ図は「別紙3」	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	107.6		105.7		105.5		84.6		83.0		112.2		89.3			
		(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)	63.6		108.4		106.2		59.6		59.5		102.8		21.4			
		(L) 原子力	449.7		568.4		568.4		567.5		567.5		567.5		634.3			
		(J) 一般水力	182.8		205.6		171.6		217.2		201.0		202.1		160.6			
		(H) バイオマス専焼電源	24.3		26.4		24.6		24.1		24.1		26.3		26.3			
		(I) 地域資源バイオマス	22.3		20.2		24.2		18.1		14.1		19.1		21.7			
		(E-1) 太陽光②	463.7		565.8		565.0		489.0		546.0		536.8		566.0			
		風力③	1.1		5.6		5.6		1.4		0.7		4.7		3.3			
		(E-2) 想定誤差量	129.5		86.9		77.2		129.5		124.4		124.4		86.9			
	エリア供給力 計④		1,444.6		1,693.0		1,648.3		1,591.0		1,620.3		1,695.9		1,609.8			
	エリア需要等	(A) エリア需要①	1,190.8		1,576.0		1,565.6		1,308.8		1,228.8		1,541.4		1,183.0			
		揚水	(C-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑤	▲ 331.4		▲ 331.4		▲ 331.4		▲ 331.4		▲ 331.4		▲ 299.0		▲ 371.7		
		運転等	(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)⑥	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
			(C-3) 電力貯蔵装置の充電⑦	—		—		—		—		—		—		—		
		域外送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑧	137.7		214.2		254.4		176.7		177.7		161.8		137.2		
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整⑨	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		
	エリア需要等 計⑩＝①－（⑤＋⑥＋⑦＋⑧＋⑨）		1,384.5		1,693.2		1,642.6		1,463.5		1,382.5		1,678.6		1,417.5			
			【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】		【前日計画】		【当日見直し】	
必要性 （万kW） イメージ図は「別紙3」	エリア供給力 計④		1,444.6	/	1,693.0	/	1,648.3	/	1,591.0	/	1,620.3	/	1,695.9	/	1,609.8	/		
	エリア需要等 計⑩		1,384.5		1,693.2		1,642.6		1,463.5		1,382.5		1,678.6		1,417.5			
	判定		○		×		○		○		○		○					
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑪＝(⑥－⑪)		60.1		▲ 0.2		5.7		127.5		237.8		17.3		192.3			

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

〔※〕差異理由																																																
(a)燃料貯蔵の関係から抑制量減少							(e)自家発電設備など工場での生産調整に基づく計画							(i)下げ調整力確保							(m)変圧器取替工事(9/5～2025/3/25)							(q)定期点検後試運転(4/11～4/26)							(u)ダム揚水運用水位外のため							(y)フィルターチェック測定						
(b)燃料貯蔵の関係から抑制量増加							(f)翌日発電計画に基づいた発電出力を採用							(j)燃料消費促進制約(抑制不可)(O/O～O/O)							(n)水車発電機他定期点検(2/20～4/11)							(r)フラッシュ点検(4/15～4/18)							(v)発電下限値の設定がシステム未対応(改修予定)							(w)発電事業者から発電契約者に対する下限値連絡漏れ						
(c)試運転試験パターンに基づく抑制量減少							(g)他の供給区域の受電可能量不足							(k)定期点検後試運転(4/16～4/18)							(o)水車発電機他定期点検(3/28～5/7)							(s)発電機作業							(x)ばいじん測定(抑制不可)													
(d)試運転試験パターンに基づく抑制量増加							(h)燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約							(l)NG放散井油漏れ対策(連続運転制約)(4/4～4/28)							(p)託送計量器設置工事(3/18～6/20)							(t)翌日策定以降対応のため							(x)ばいじん測定(抑制不可)													
[万kW]																																																
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) LFC調整力2% 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																		
	石炭	舞鶴	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		姫路第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		姫路第二	65.8	99.0	33.2	(l)	63.9	97.1	33.2	(l)	63.7	96.9	33.2	(l)	59.4	76.0	16.6	(l)	57.8	74.4	16.6	(l)	63.3	103.6	40.3	(k)(l)	56.4	73.0	16.6	(l)																		
		南港	8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		8.6	8.6	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		堺港	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		16.3	16.3	0.0																			
	LNG	京北第一	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		京北第二	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		赤穂	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		御坊	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		綾部EC	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
	石油	大津EC	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0																			
		合計	74.4	107.6	33.2	—	72.5	105.7	33.2	—	72.3	105.5	33.2	—	68.0	84.6	16.6	—	66.4	83.0	16.6	—	71.9	112.2	40.3	—	72.7	89.3	16.6	—																		
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)	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																		
	大河内	1	▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0																			
		2	▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0																			
		3	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0																			
		4	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0																			
	美多々良木	1	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)																		
		2	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)	▲32.3	0.0	32.3	(m)																		
		4	▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0		▲32.3	▲32.3	0.0																			
		5	▲40.3	0.0	40.3	(n)	▲40.3	0.0	40.3	(n)	▲40.3	0.0	40.3	(n)	▲40.3	0.0	40.3	(q)	▲40.3	0.0	40.3	(q)	▲40.3	0.0	40.3	(q)	▲40.3	▲40.3	0.0																			
	喜撰山	6	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)	▲40.3	0.0	40.3	(o)																		
		1	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)	▲24.3	0.0	24.3	(p)																		
		2	▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0																			
		1	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
	奥吉野	2	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
		3	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
		4	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
		5	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
		6	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0																			
合計		▲500.9	▲331.4	169.5	—	▲500.9	▲331.4	169.5	—	▲500.9	▲331.4	169.5	—	▲500.9	▲331.4	169.5	—	▲500.9	▲331.4	169.5	—	▲500.9	▲299.1	201.8	—	▲500.9	▲371.7	129.2	—																			
優先給電ルールに基づく抑制、調整(3)																																																
需給バランス改善用の蓄電設備の充電	対象設備なし		充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																		
			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																			
優先給電ルールに基づく抑制、調整(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)	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(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																			
	揚水	▲10.7	0.0	10.7	(u)	▲10.7	0.0	10.7	(u)	▲10.7	0.0	10.7	(u)	▲10.7	0.0	10.7	(s)	▲10.7	0.0	10.7	(s)	▲10.7	0.0	10.7	(t)	▲10.7	0.0	10.7	(t)																			
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)	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																			
	火力	63.6	63.6	0.0		82.3	108.4	26.1	(x)	79.9	106.0	26.1	(x)	59.6	59.6	0.0		59.5	59.5	0.0		60.3	102.8	42.5	(y)	21.4	21.4	0.0																				
		[38%]			[52%]				[51%]				[36%]				[36%]				[36%]				[59%]																							
		※1火力発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	(146.2)		(146.2)				(146.2)				(146.2)				(146.2)				(146.2)				(146.2)																							
		()内は、全設備運転時	[35%]		[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				[35%]																							
優先給電ルールに基づく抑制、調整(6)																																																
長周期広域周波数調整(連系線活用)	地域間連系線	※15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量①※2(運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)																			
	中部関西間連系線(三重東近江線)	98.8	0.0	▲98.8	(g)</																																											

(参考) 当日の需給実績

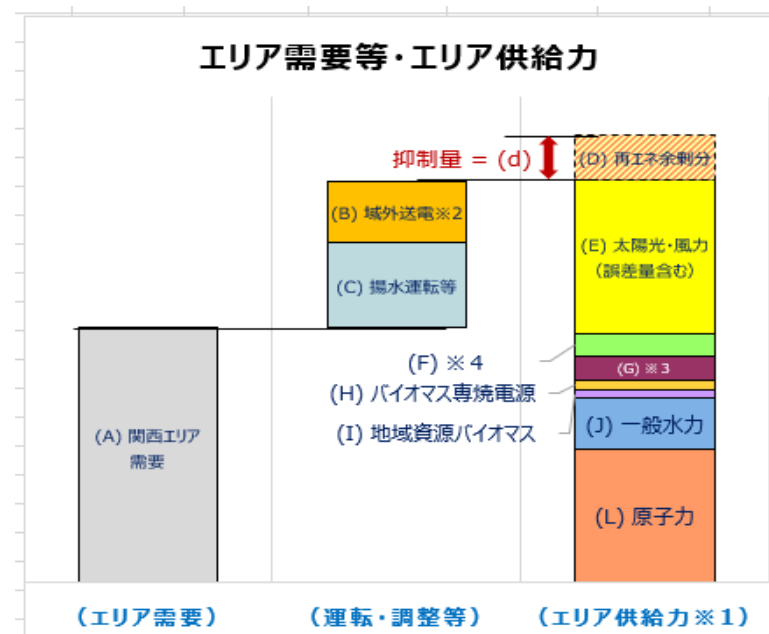
電力広域的運営推進機関

別紙 3

[万kW]

場所		関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア
下げ調整力最小時刻		4月7日(日) 11時30分～12時00分	4月10日(水) 12時00分～12時30分	4月13日(土) 11時30分～12時00分	4月14日(日) 12時30分～13時00分	4月17日(水) 12時30分～13時00分	4月28日(日) 11時00分～11時30分
天候・気温	天候	晴	晴	曇	晴	曇	晴
	気温 (℃)	21.8	16.5	21.7	23.2	24.0	25.7
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要	1,224.5	1,535.7	1,286.8	1,190.0	1,529.9	1,248.6
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	108.4	96.7	113.9	125.8	116.9	90.8
	(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)	73.5	108.3	71.9	71.3	161.1	33.7
	(L) 原子力	452.9	569.2	569.3	569.3	569.2	632.7
	(J) 一般水力	179.4	219.8	220.5	188.4	219.7	147.5
	(H) バイオマス専焼電源	23.1	23.1	22.7	22.4	24.4	23.9
	(I) 地域資源バイオマス	23.4	23.2	20.1	15.5	20.7	20.4
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	542.0	571.2	526.9	568.7	562.6	590.2
	(E) 風力 (抑制量含む)	0.8	0.5	0.7	0.9	0.7	0.5
	エリア供給力計	1,403.4	1,612.0	1,546.1	1,562.4	1,675.4	1,539.7
	揚水運転等 (C) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	▲ 307.7	▲ 316.8	▲ 237.8	▲ 269.0	▲ 216.2	▲ 250.5
	域外送電 (B) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	233.4	246.4	169.6	144.4	174.6	153.8
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 104.7	▲ 5.9	▲ 191.0	▲ 247.8	▲ 103.9	▲ 194.4
	供給力計	1,224.5	1,535.7	1,286.8	1,190.0	1,529.9	1,248.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

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

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

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性（別紙 1）のイメージ図

再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

～関西電力送配電編～

2024年5月30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の出力抑制に関する調整状況

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

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

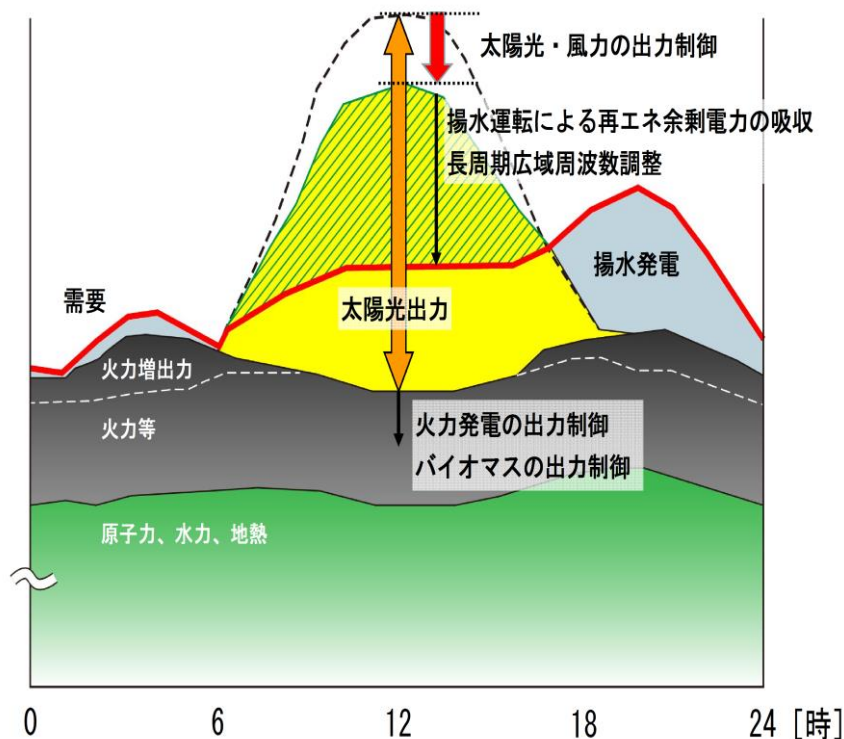
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙 1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙 2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙 1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

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

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

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

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

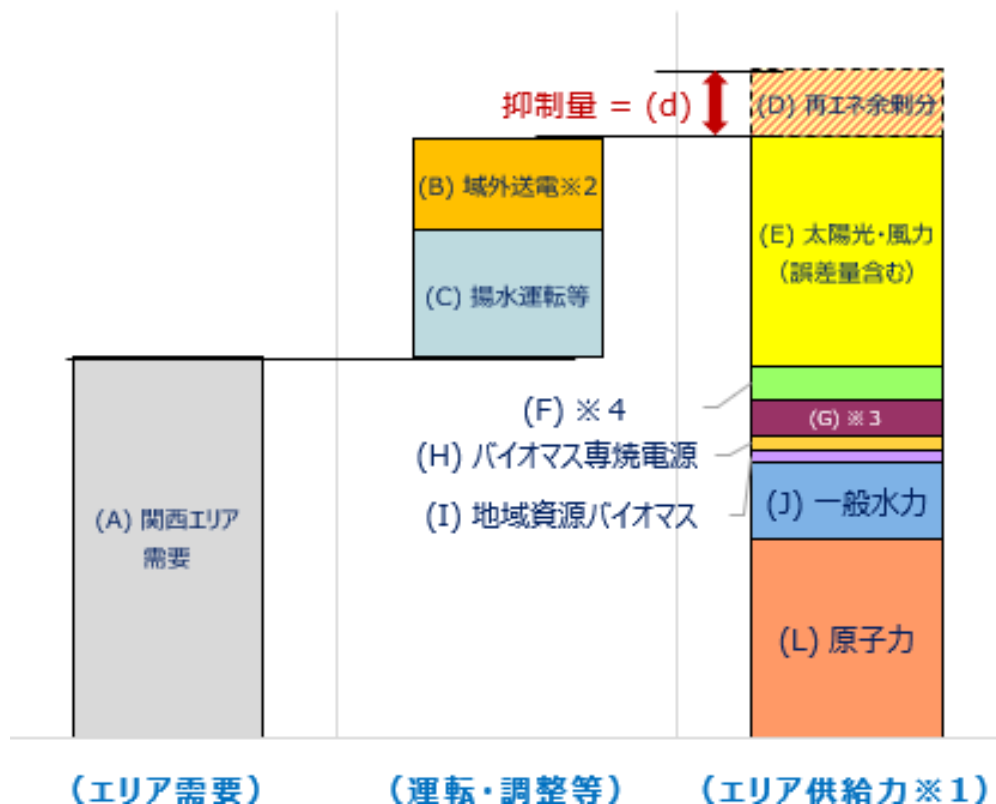
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制
- ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制
- ⑤ 自然変動電源の出力抑制
- ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置
- ⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙１」参照

エリア需要等・エリア供給力



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

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

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

※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

3. 需給状況（2）エリア需要想定

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

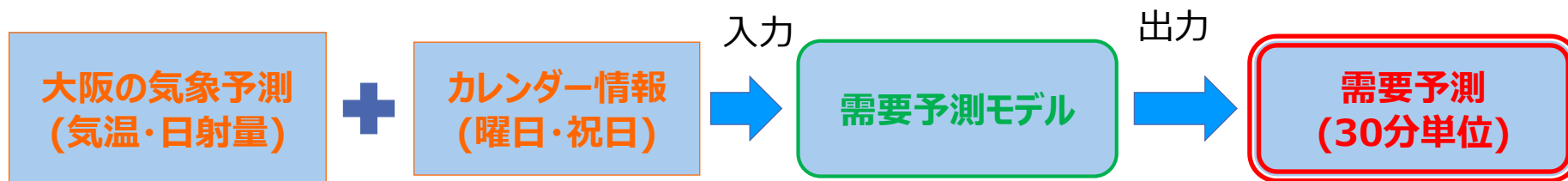
1. 〔モデル学習〕

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



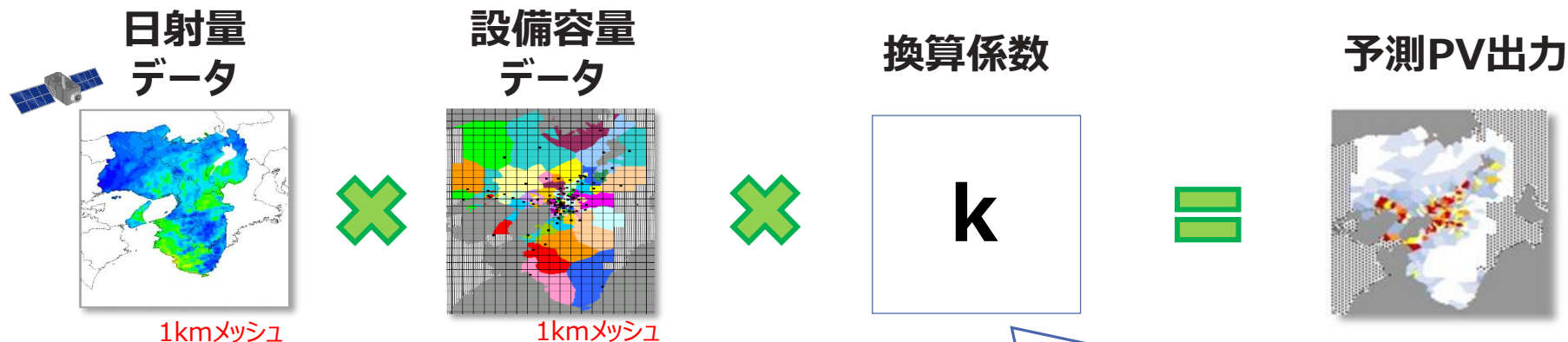
2. 〔需要予測〕

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



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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



・現況値～3時間半先予測

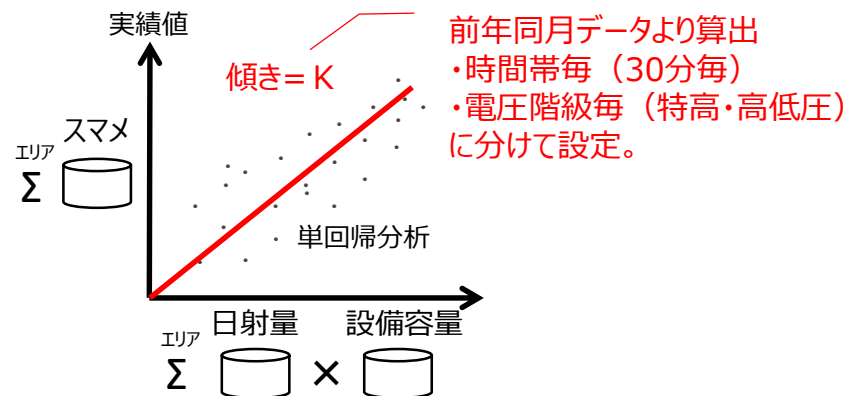
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

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

(N-2)月末実績からの予測

(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



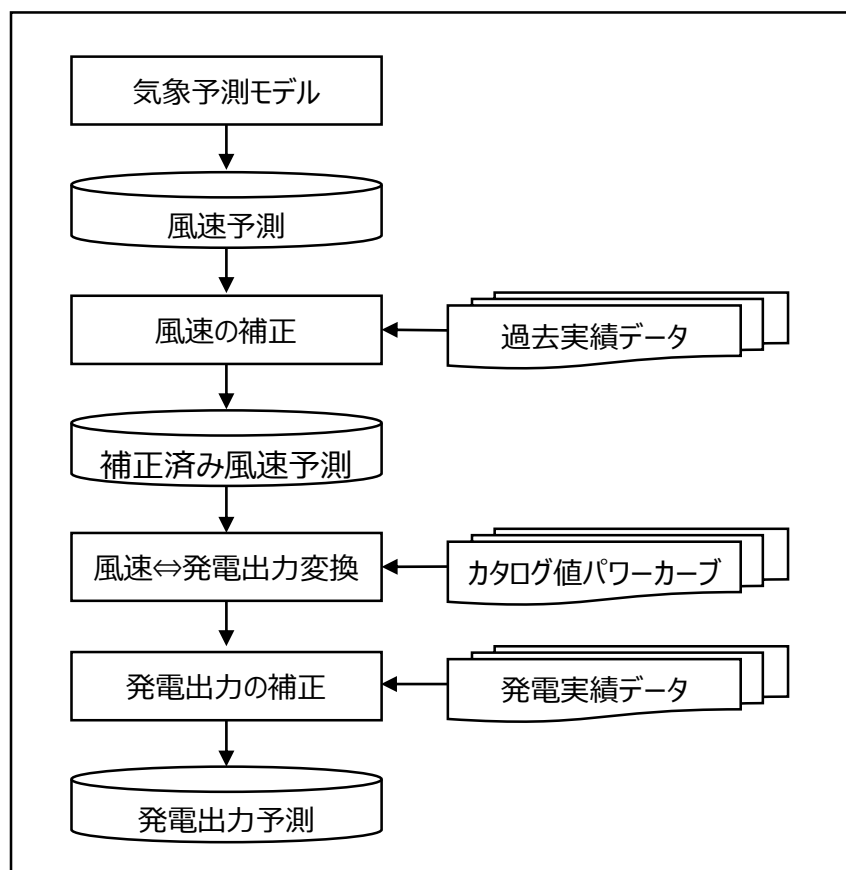
3. 需給状況（４）風力の出力想定

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

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

日別の状況は「別紙 1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



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

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

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

①石油火力は全台停止

②石炭火力

点灯帯の供給力確保のため、必要最低限の運転台数とする。

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

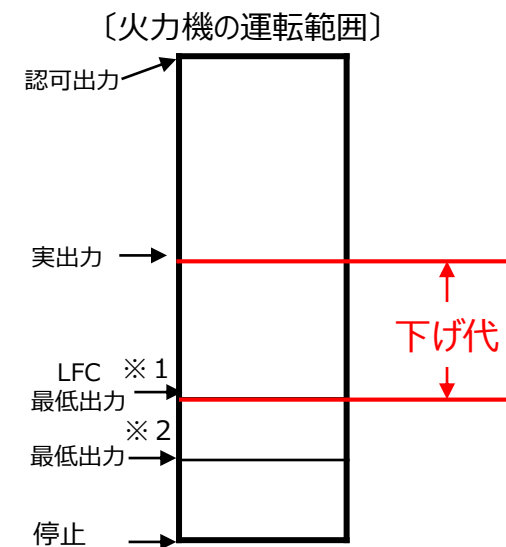
L F C 調整力は、L N Gで確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

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

④可変速揚水

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



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

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

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

揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.3
	2	32.3
	4	32.3
	5	40.3
	6	40.3
小計	323.3	

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

合計 : 500.9 (万kW)

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

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

火力電源（※２）

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

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

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

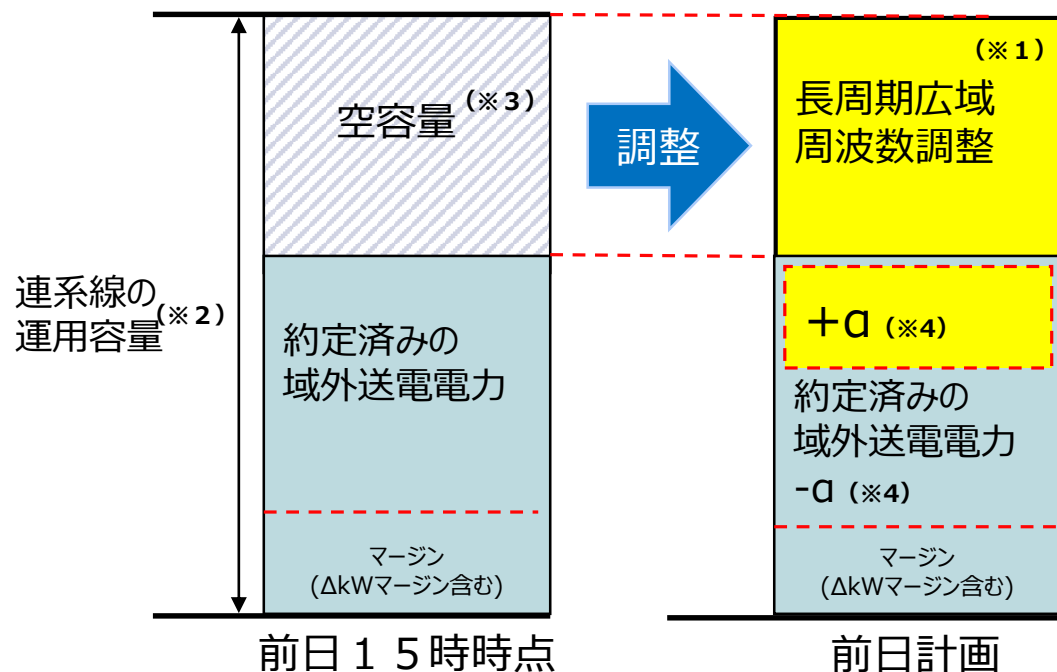
揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げること
で、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙２」参照。

揚水発電所	揚水動力 (万kW)
発電所名	
A発電所	▲10.7

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

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

（※ 3）空容量

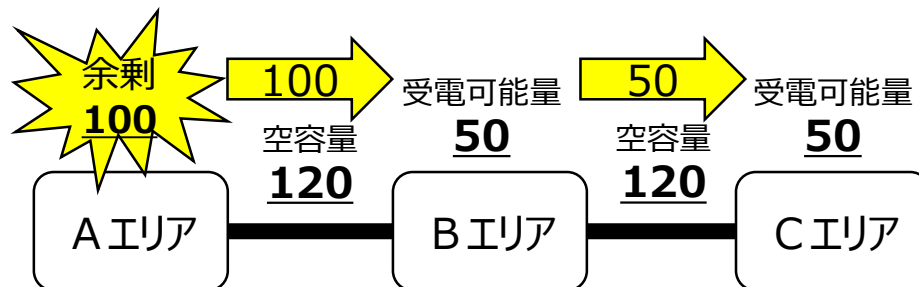
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

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

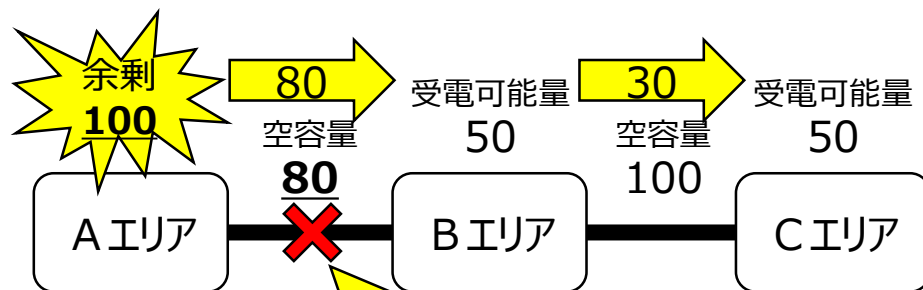
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

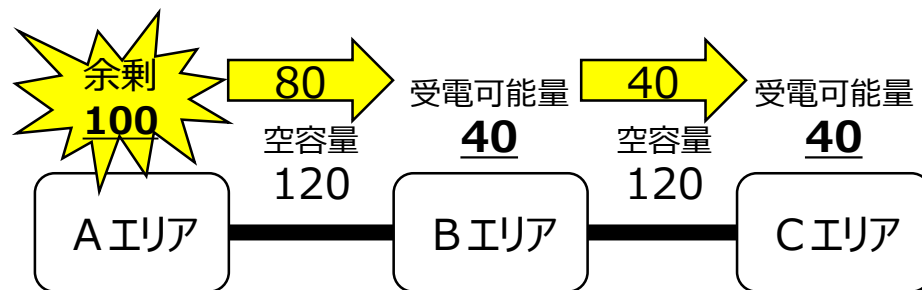
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

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

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

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

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

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

【理由】

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

【発電所数】

7 3
6
3

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

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

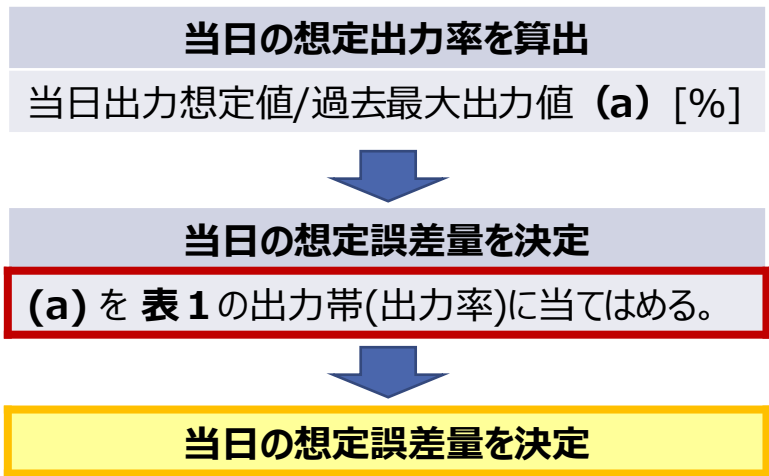
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

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

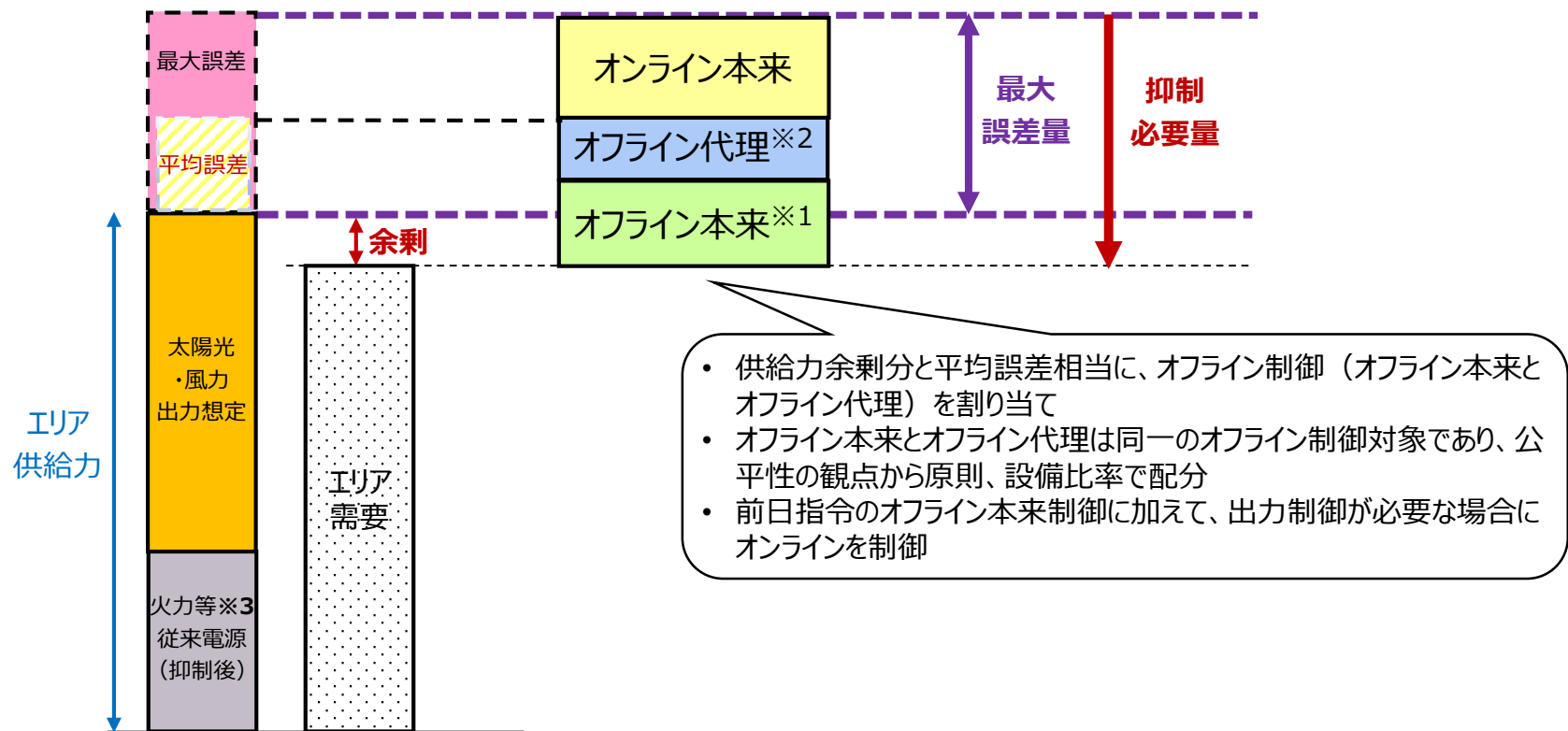
表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量 (12:30~13:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	13.6	73.3	86.9
中出力帯1	(67.5%~90%)	120.3	4.1	124.4
中出力帯2	(45%~67.5%)	191.7	39.3	231.0
低出力帯1	(22.5%~45%)	71.6	106.9	178.5
低出力帯2	(~22.5%)	88.0	▲0.9	87.1

表2 想定誤差量の決定フロー



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



※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか

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

※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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

日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の出力抑制について、39 発電所に対して優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万 kW]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（％））	
① 定格出力の50％以下	火力	20	423.8	134.5	（ 31.7％）
	バイオマス※1	7	3.3	1.0	（ 31.4％）
② 定格出力の50％超過	火力	5※2	45.0	33.1	（ 73.7％）
	バイオマス※1	7	34.3	25.5	（ 74.3％）
計		39	506.4	194.1	（38.3％）※3

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

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

(※3) 出力の合計値は①②の合計。

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

関西電力送配電株式会社が 2024 年 4 月に実施した、関西エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(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 7 日(日) 関西エリア
- 4 月 10 日(水) 関西エリア(※1)
- 4 月 13 日(土) 関西エリア
- 4 月 14 日(日) 関西エリア
- 4 月 17 日(水) 関西エリア
- 4 月 28 日(日) 関西エリア

(※1) 前日指示なしで当日抑制を行った日

2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4 月 10 日(水)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)の抑制により下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源等の出力抑制は不要と判断していた。しかし、当日は時間前市場での取引により関西エリア向け連系線潮流が増加したことから、当日

対応可能な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）の抑制等を行ったのち、やむなく前日指示なしで自然変動電源の出力抑制指令を行ったものであり、対応としては妥当であった。

4. 添付資料

- [（添付資料）関西エリアにおける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（2024年4月抑制分）](#)  (XXXXKB)
- [（別紙1～3）日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - （別紙1）日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - （別紙2）日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - （別紙3）（参考）当日の需給実績
- [（参考資料）再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～関西電力送配電編～](#)  (XXXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)