

第6号議案

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(2023年3月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、東北エリア、中国エリア、四国エリア、九州エリア(離島を除く)、沖縄本島で2023年3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、同条第2項の規定に基づき、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1～6のとおり妥当であると認め、その結果を別紙2～6により公表する。

1. 抑制日数、実施日とエリア

エリア	東北	中国	四国	九州	沖縄
抑制日数	4日間	8日間	3日間	23日間	2日間

3月 2日(木)九州エリア
3月 3日(金)九州エリア
3月 4日(土)九州エリア
3月 5日(日)九州エリア、中国エリア、沖縄本島
3月 6日(月)九州エリア
3月 7日(火)九州エリア
3月 8日(水)九州エリア
3月10日(金)九州エリア
3月11日(土)東北エリア^(※1)、中国エリア、四国エリア、九州エリア
3月12日(日)九州エリア、中国エリア、四国エリア、沖縄本島
3月13日(月)九州エリア
3月14日(火)九州エリア
3月15日(水)九州エリア、中国エリア
3月16日(木)九州エリア
3月18日(土)九州エリア
3月19日(日)東北エリア、中国エリア、四国エリア、九州エリア
3月20日(月)東北エリア、九州エリア
3月21日(火)東北エリア
3月22日(水)九州エリア
3月25日(土)九州エリア
3月27日(月)九州エリア
3月28日(火)九州エリア、中国エリア
3月29日(水)九州エリア、中国エリア
3月30日(木)中国エリア
3月31日(金)九州エリア

(※1) 前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、需要の下振れ、太陽光出力の上振れおよび高気温による雪解けによる一般水力の出力増により、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2. 検証内容（詳細は別紙1）

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

3. 検証結果

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

4. 公表日 : 2023年4月27日（本機関ウェブサイト）

5. 2023年度以降の九州エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

九州エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、第42回系統WG（2022年10月20日）において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや九州エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、九州電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったため、今回は8月に4～6月分の検証・公表を行う。

以上

【添付資料】

- 別紙1 : 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（概要版）～2023年3月抑制分～
- 別紙2-1 : 東北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
～2023年3月抑制分 東北電力ネットワーク～
- 別紙2-2 : ウェブサイト公表文「東北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 : 中国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
～2023年3月抑制分 中国電力ネットワーク～
- 別紙3-2 : ウェブサイト公表文「中国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4-1：四国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
～2023年3月抑制分 四国電力送配電～
- 別紙4-2：ウェブサイト公表文「四国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5-1：九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
～2023年3月抑制分 九州電力送配電～
- 別紙5-2：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6-1：九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
～2023年3月抑制分 沖縄電力～
- 別紙6-2：ウェブサイト公表文「沖縄本島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」

東北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

～ 2023年3月抑制分 東北電力ネットワーク～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

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

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

東北電力ネットワークは、2023年3月に、東北エリア（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、4日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2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)

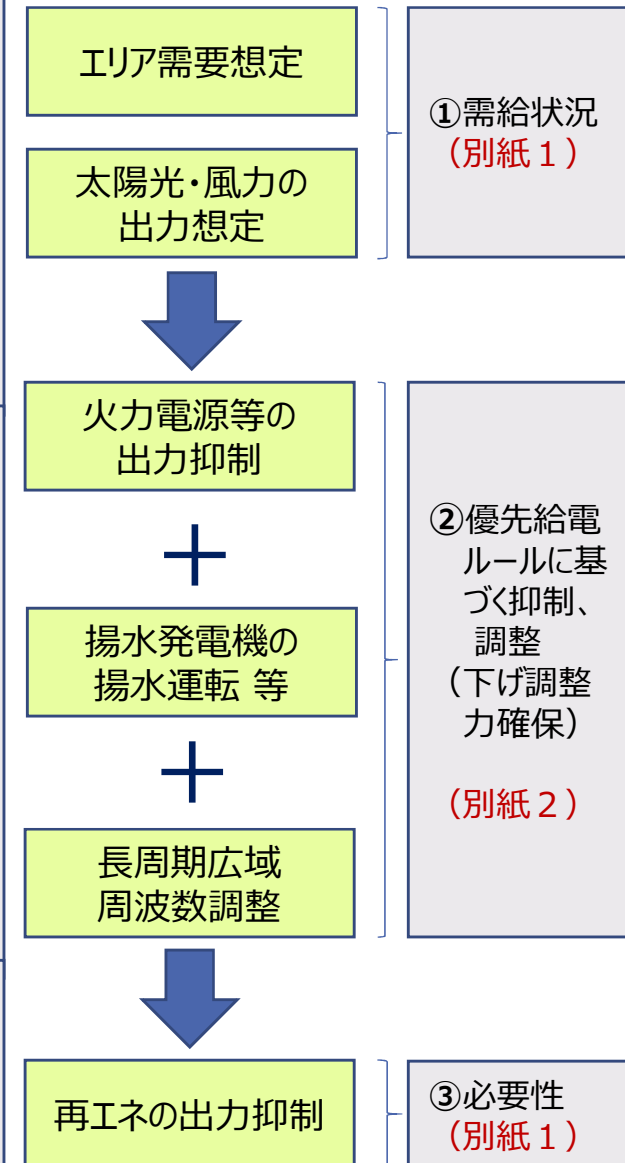
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光・風力および需要の想定誤差量は妥当か。

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、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転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。



東北電力ネットワークは、3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。 ※ 3月11日は当日指令実施

供給区域	東北エリア（離島を除く）			
指令日時	<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;">当日指令</div> 3月11日(土) 11時	3月18日(土) 16時	3月19日(日) 16時	3月20日(月) 16時
抑制実施日	3月11日 (土)	3月19日 (日)	3月20日 (月)	3月21日 (火)
最大抑制量（※1）	57.0万kW	115.6万kW	60.9万kW	57.4万kW
抑制時間	11時 ～15時30分	8～16時	8～16時	8～16時
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照			

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

本機関は、東北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	3月			
	11	19	20	21
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(全抑制日)。
(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(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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、タービン燃焼不安定他による最低出力制限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) 揚水発電機の揚水運転	最大限揚水することを確認した(全抑制日)。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、最大限活用していることを確認した。3/11は自然変動電源抑制前にフル充電したため、下げ代最大時刻で使用できなかったことを確認した。
(4) 電源Ⅲ火力	自家発電設備の工場の生産調整に基づく計画増を除き、事前合意された最低出力以下に抑制していることを確認した(全抑制日)。
(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。3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため長周期広域周波数調整は未実施。
(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していることを確認した。3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため抑制は未実施。
(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。3/11は前日段階では下げ代不足でなかったため抑制は未実施。
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・風力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)。3/11は当日の需要の下振れ、太陽光発電の上振れおよび高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。

4. 3月11日(土)のオンライン自然変動電源の当日指令について

東北電力ネットワークは、11日の前日計画において、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲの出力を抑制することで、下げ調整力を確保できたため、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス専焼電源(一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む)および自然変動電源の抑制は不要と判断した。しかし、前日計画に対する需要の下振れ(▲49.9万kW)、太陽光出力の上振れ(+12.4万kW)および前日までの高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増(+28.7万kW)等から、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施した。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やバイオマス専焼電源(一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む)の抑制を行わずにやむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を行うことになった。今回の当日指令において、太陽光出力の上振れは最大誤差量の範囲内だったが、需要の下振れおよび一般水力の出力増については乖離が大きかったことから、前日想定時のリスク考慮(特に融雪期における出水リスク等)について、今後の需給バランス検討の中で精度向上に努めてもらいたい旨を東北電力ネットワークへ要請した。

		前日計画時点	当日指令時点
需要		840.2	810.2(▲49.9) ※誤差量含む
最低供給力		818.3	867.2(+29.0)
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	202.9	173.1(▲29.8)
	電源Ⅲ(抑制指令あり)	172.4	173.4(+1.0)
	原子力	0.0	0.0
	一般水力	149.0	177.7(+28.7)
	地熱	13.5	13.5
	バイオマス専焼電源(抑制指令なし)	30.7	30.7
	地域資源バイオマス(抑制指令なし)	14.2	14.2
	太陽光	602.6	666.6(+12.4) ※誤差量含む
	風力	18.8	18.8
	想定誤差量	31.7 (太陽光風力:51.6 需要: -19.9)	—
	揚水運転	▲46.0	▲46.0
	電力貯蔵装置の充電	▲4.0	0(+4.0)
	約定済みの域外送電	▲367.5	▲354.8(+12.7)
	長周期周波数調整(申込なし)	0	0
下げ代不足(再エネ出力抑制量)		▲21.9	57.0

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

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、および蓄電池の充電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。なお、前日指令なしで当日抑制を行った3/11は太陽光発電の上振れ、需要の下振れおよび高気温の影響による出水に伴う一般水力の出力増が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。

場所	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)	東北エリア 前日計画			東北エリア 当日計画			東北エリア			東北エリア			東北エリア					
		3月11日(土)	12時00分~12時30分	3月11日(土)	12時00分~12時30分	3月11日(土)	12時00分~12時30分	3月19日(日)	12時00分~12時30分	3月20日(月)	12時00分~12時30分	3月20日(月)	12時00分~12時30分	3月21日(火)	12時00分~12時30分				
年月日 (曜日)		2023.3.11(土)	2021.3.27(土)	2021.3.27(土)	2023.3.11(土)	2021.3.27(土)	2021.3.27(土)	2023.3.19(日)	2022.4.3(日)	2023.3.5(日)	2023.3.20(月)	2023.3.16(木)	2023.3.16(木)	2023.3.21(火)	2019.4.14(日)	2022.4.6(水)			
天気		晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴			
気温 (°C)		14.9	14.9	14.9	14.4	14.9	14.9	11.6	14.1	8.9	14.6	16.4	16.4	17.6	17.1	17.6			
需要想定	気温感応度	需要に影響しない気温帯 (20°C以上) はゼロ			17.0万kW/°C (土曜)			17.0万kW/°C (土曜)			17.0万kW/°C (日曜)			12.0万kW/°C (平日)			12.0万kW/°C (平日)		
需要 (万kW)	過去の需要実績①	—			860.2			860.2			—			771.4			889.0		
	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	840.2			810.2			828.1			971.0			830.8			851.3		
太陽光の出力想定	日射量予測値 (kW / m)	0.64~0.79			0.61~0.74			0.48~0.82			0.41~0.84			0.55~0.81			0.55~0.81		
	出力想定値 (万kW)	275.6			294.0			274.5			281.8			260.9			260.9		
	高圧以下⑤ (発電出力特性モデルによる算出) (低圧10kW未満は自家消費を考慮)	327.0			372.6			321.5			332.3			306.9			306.9		
	合計⑥	602.6			666.6			596.0			614.1			567.8			567.8		
風力の出力想定	設備量 (万kW)	207.1			207.1			207.1			207.1			207.1			207.1		
	高圧以下⑧	12.3			12.3			12.3			12.3			12.3			12.3		
	合計 (⑦ + ⑧)	219.4			219.4			219.4			219.4			219.4			219.4		
	出力想定値 (万kW)	17.7			17.7			72.0			68.5			18.1			18.1		
高圧以下⑩ = ⑨ × (⑧ / ⑦)	1.1			1.1			4.3			4.1			1.1			1.1			
合計⑭	18.8			18.8			76.3			72.6			19.2			19.2			
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)	202.9	173.1	247.1	250.0	247.2											
			(G) 電源 III (火力)	172.4	173.4	126.0	146.6	127.1											
			(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0											
			(J) 一般水力	149.0	177.7	171.4	213.1	194.1											
			(K) 地熱	13.5	13.5	12.2	12.2	12.2											
			(H) バイオマス専焼電源	30.7	30.7	25.0	25.0	25.0											
			(I) 地域資源バイオマス	14.2	14.2	14.3	14.5	14.1											
			(E-1) 太陽光⑨	602.6	666.6	596.0	614.1	567.8											
			(E-2) 風力⑭	18.8	18.8	76.3	72.6	19.2											
			(E-2) 想定誤差量	31.7	0.0	54.6	54.6	66.5											
			エリア供給力計⑮	1,235.8	1,268.0	1,322.9	1,402.7	1,273.2											
			エリア需要等	(A) エリア需要 (本土) ③	840.2	810.2	828.1	971.0	830.8										
				揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 46.0										
				運転等 (C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 4.0	0.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0										
				域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 367.5	▲ 354.8	▲ 322.7	▲ 317.6	▲ 331.8										
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑲	0.0	0.0		▲ 6.5	▲ 3.2	▲ 3.2													
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑯ + ⑰ + ⑱ + ⑲)	1,257.7	1,211.0	1,207.3	1,341.8	1,215.8														
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑮	1,235.8	1,268.0	1,322.9	1,402.7	1,273.2													
イメージ図は「別紙3」	エリア需要等計⑳	1,257.7	1,211.0	1,207.3	1,341.8	1,215.8													
判定	×	○	○	○	○														
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ⑳)	▲ 21.9	57.0	115.6	60.9	57.4														

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

- (※)差異理由 (a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (c) 試験運転試験パターンに基づく抑制量減少 (d) 試験運転試験パターンに基づく抑制量増加 (e) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (f) オーバーホールで停止中(*/*~*/*) (g) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (h) 他の供給区域の受電可能量不足 (i) 下池濁度制約により揚水運転不可 (j) タービン振動による最低出力制約 (k) 循環水ポンプ不具合により需給停止不可 (l) 燃料貯蔵の関係から需給停止不可 (m) 前日指示未実施により対応不可 (n) 前日下げ調整力確保により対応不可 (o) 当日下げ調整力確保のため昼間帯DSS実施 (p) 当日下げ調整により既に充電済み (q) 起動装置燃料不足により需給停止不可

〔万kW〕

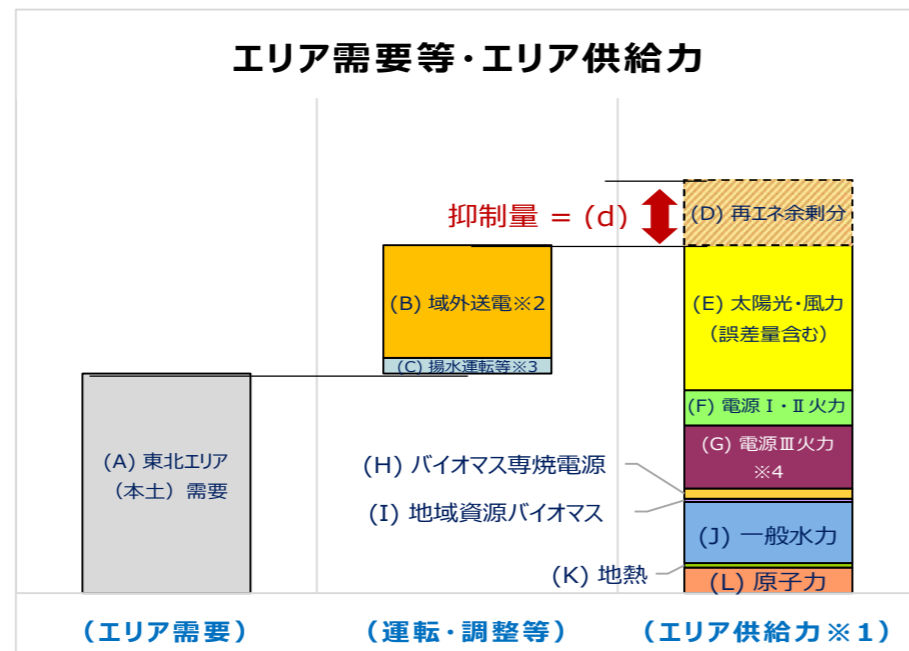
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	当日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	石油	秋田※1	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		能代※1	35.3	63.5	28.2	(j)	35.3	63.5	28.2	(j)	35.3	63.5	28.2	(j)	35.3	63.5	28.2	(j)	35.3	63.5	28.2	(j)
	石炭	酒田※1	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	9.9	9.9	(l)	0.0	9.9	9.9	(l)	0.0	9.9	9.9	(l)
		原野	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0	
		新地	32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0		32.8	32.8	0.0	
		勿来※2	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		18.2	18.2	0.0		18.2	18.2	0.0		18.2	18.2	0.0	
LNG	八戸(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
	仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
	新仙台(コンバインド)	29.8	29.8	0.0		23.0	0.0	▲23.0	(o)	29.6	29.6	0.0		32.5	32.5	0.0		29.7	29.7	0.0		
	東新潟	0.0	6.8	6.8	(k)	0.0	6.8	6.8	(k)	0.0	6.8	6.8	(k)	0.0	6.8	6.8	(k)	0.0	6.8	6.8	(k)	
	東新潟(コンバインド)	70.0	70.0	0.0		70.0	70.0	0.0		70.0	70.0	0.0		70.0	70.0	0.0		70.0	70.0	0.0		
上越(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
(参考) LFC用蓄電池	西仙台変電所	2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		
合計		167.9	202.9	35.0	—	161.1	173.1	12.0	—	202.2	247.1	44.9	—	205.1	250.0	44.9	—	202.3	247.2	44.9	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
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	当日計画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(※)
	第二沼沢	1	▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0	
		2	▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0		▲23.0	▲23.0	0.0	
合計		▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	▲46.0	▲46.0	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
電力貯蔵装置の充電	南相馬変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	当日計画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(※)	
		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	0.0	4.0	(p)	▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		▲4.0	▲4.0	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
電源Ⅲ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	当日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
	火力他	※2 [出力率%]	173.5	168.9	▲4.6	(g)	173.5	168.9	▲4.6	(g)	126.0	121.9	▲4.1	(g)	156.0	141.8	▲14.2	(g)	126.1	122.1	▲4.0	(g)
		※2 [出力率%]	(278.3)	[34%]			(278.3)	[34%]			(278.3)	[30%]			(278.3)	[30%]			(278.3)	[30%]		
	自家発電余剰	3.5	3.5	0.0		3.5	4.5	1.0	(e)	2.6	4.1	1.5	(e)	3.3	4.8	1.5	(e)	3.5	5.0	1.5	(e)	
合計		177.0	172.4	▲4.6	—	177.0	173.4	▲3.6	—	128.6	126.0	▲2.6	—	159.3	146.6	▲12.7	—	129.6	127.1	▲2.5	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	地域間連系線	前日15時時点の空容量① ※3 (運用容量-ノック)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	当日12時時点の空容量① ※3 (運用容量-ノック)	当日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※3 (運用容量-ノック)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※3 (運用容量-ノック)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※3 (運用容量-ノック)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
	北海道本州間連系設備	46.1	0.0	▲46.1	(n)	34.7	0.0	▲34.7	(m)	59.5	0.0	▲59.5	(h)	65.2	0.0	▲65.2	(h)	48.0	0.0	▲48.0	(h)	
	東北東京間連系線	34.1	0.0	▲34.1	(n)	58.2	0.0	▲58.2	(m)	6.5	6.5	0.0		3.2	3.2	0.0		3.2	3.2	0.0		
	合計	80.2	0.0	▲80.2	—	92.9	0.0	▲92.9	—	66.0	6.5	▲59.5	—	68.4	3.2	▲65.2	—	51.2	3.2	▲48.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	当日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
	自家発電余剰	3.4	6.3	2.9	(n)	3.4	6.3	2.9	(m)	3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0		3.4	3.4	0.0		
	合計	20.5	30.7	10.2	—	20.5	30.7	10.2	—	25.0	25.0	0.0	—	25.0	25.0	0.0	—	25.0	25.0	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
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%]	当日計画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	2.4	2.3	▲0.1	(g),(n)	2.4	2.3	▲0.1	(g),(m)	2.4	2.0	▲0.4	(g)	2.4	2.0	▲0.4	(g)	2.4	2.0	▲0.4	(g)	
	出力抑制不可	—[100%]	11.9	—	A(76),B(2),C(4)	—[100%]	11.9	—	A(76),B(2),C(4)	—[100%]	12.3	—	A(76),B(2),C(4)	—[100%]	12.5	—	A(76),B(2),C(4)	—[100%]	12.1	—	A(76),B(2),C(4)	
合計	2.4	14.2	▲0.1	—	2.4	14.2	▲0.1	—	2.4	14.3	▲0.4	—	2.4	14.5	▲0.4	—	2.4	14.1	▲0.4	—		
想定誤差量		3月11日(土)				3月11日(土)				3月19日(日)				3月20日(月)				3月21日(火)				
出力帯算定	太陽光 出力帯	高出力帯																				
	(A)過去 最大出力/設備量	76.4%								76.4%				76.4%				76.4%				
	(B)当日 最大出力/設備量	74.3%								73.5%				75.7%				70.0%				
(C)出力率 (B)/(A)	97.2%								96.1%				99.0%				91.6%					
出力帯算定	風力 出力帯	中出力帯2																				
	(A)過去 最大出力/設備量	27.3%								27.3%				27.3%				27.3%				
	(B)当日 最大出力/設備量	8.6%								34.8%				33.1%				8.8%				
(C)出力率 (B)/(A)	31.3%								127.2%				121.0%				32.0%					
誤差量	太陽光誤差	51.6 (最大出力想定値)								0.0				0.0				86.4 (最大出力想定値)				
	風力誤差	0.0								11.0				11.0				0.0				
	エリア需要誤差	▲19.9								43.6				43.6				▲19.9				
合計	31.7				0.0				54.6				54.6				66.5					

(参考) 当日の需給実績

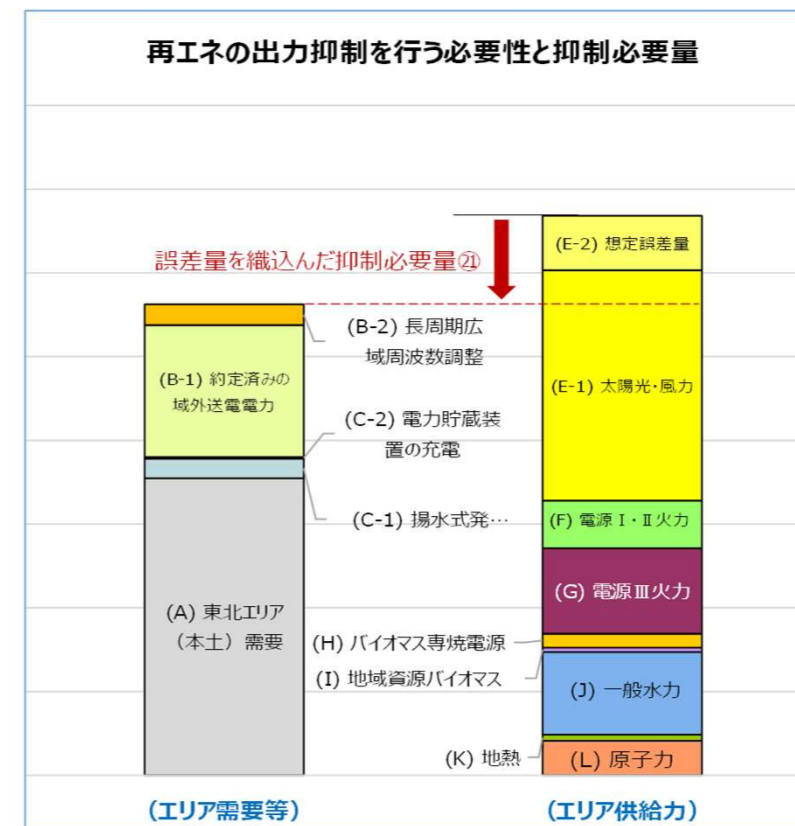
場所		東北エリア	東北エリア	東北エリア	東北エリア	
		3月11日(土) 12時00分～12時30分	3月19日(日) 13時00分～13時30分	3月20日(月) 12時00分～12時30分	3月21日(火) 12時00分～12時30分	
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	
	気温 (°C)	14.5	12.5	15.6	19.0	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	837.2	817.6	949.6	894.6	
	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	165.0	243.6	236.9	286.7
		(G) 電源Ⅲ (火力)	172.1	126.3	147.9	126.3
		(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	189.9	183.2	218.6	201.8
		(K) 地熱	15.1	12.7	13.0	13.0
		(H) バイオマス専焼電源	31.5	25.5	25.7	26.0
		(I) 地域資源バイオマス	15.6	14.2	13.8	13.1
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	673.3	640.4	692.4	648.0
		(E) 風力 (抑制量含む)	29.7	95.3	75.8	12.8
	エリア供給力計		1,292.2	1,341.2	1,424.1	1,327.7
	揚水運転等 (C)	揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 44.4	▲ 44.3	▲ 46.6	▲ 47.4
	域外送電 (B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 353.6	▲ 340.2	▲ 332.4	▲ 334.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 57.0	▲ 139.1	▲ 95.5	▲ 51.7
供給力計		837.2	817.6	949.6	894.6	

○需給状況 (別紙 1) ・当日の需給実績 (別紙 3) のイメージ図

○必要性 (別紙 1) のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 北海道本州間連系設備 (北海道・本州間電力連系設備, 新北海道本州間連系設備), 東北東京間連系線 (相馬双葉幹線, いわき幹線) の運用容量相当。
- ※ 3 : 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。



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

～東北電力ネットワーク編～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 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) 東北電力ネットワークの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考2) 電源Ⅲ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。

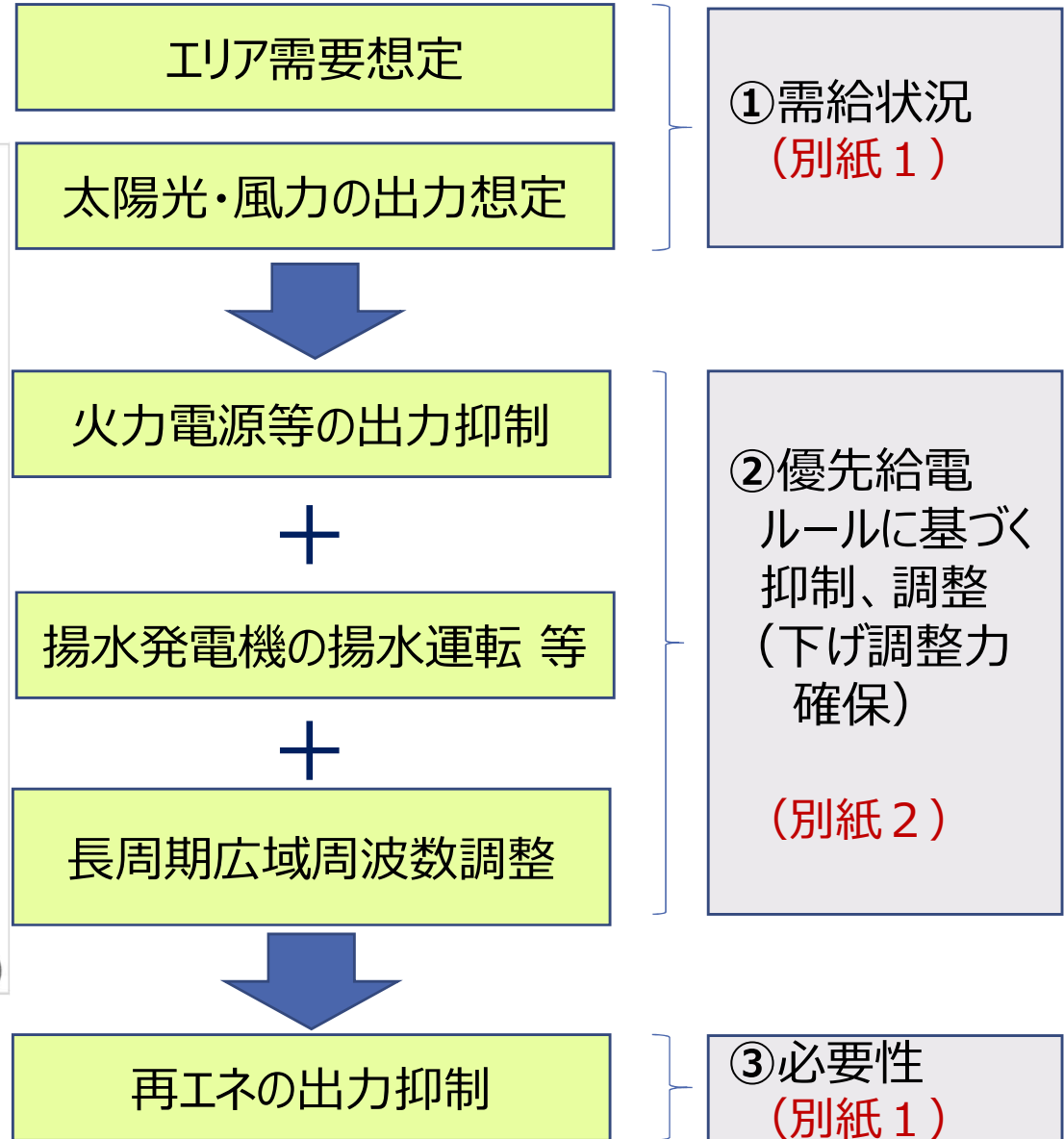
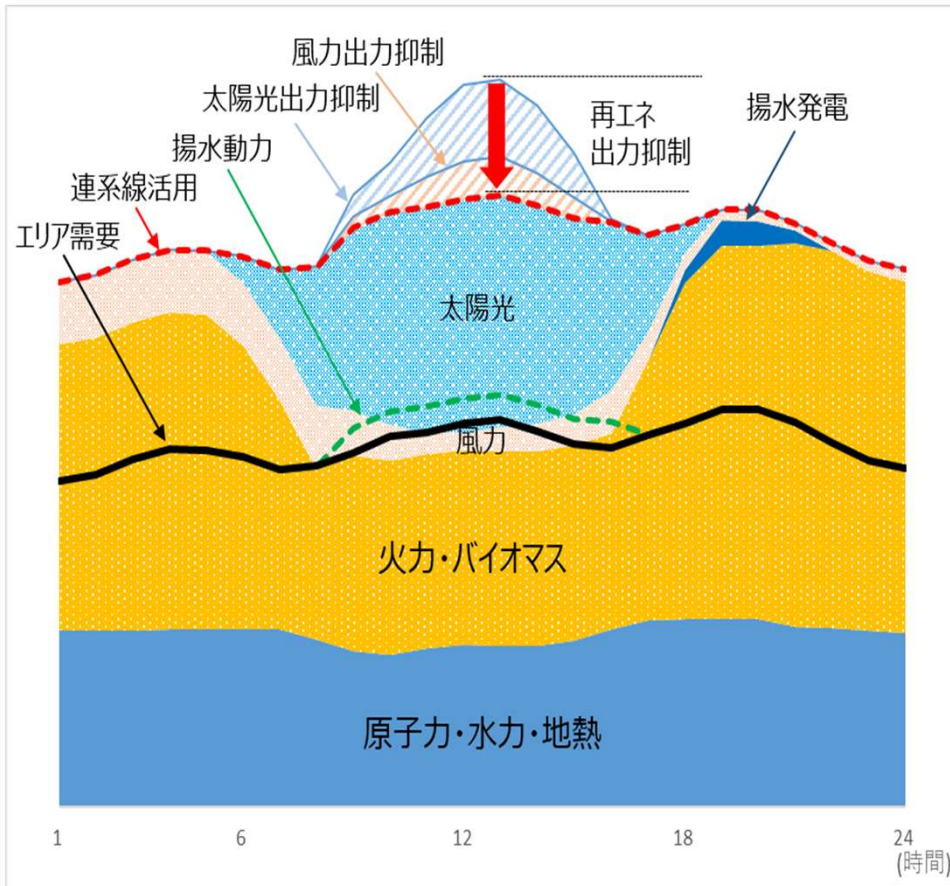
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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



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

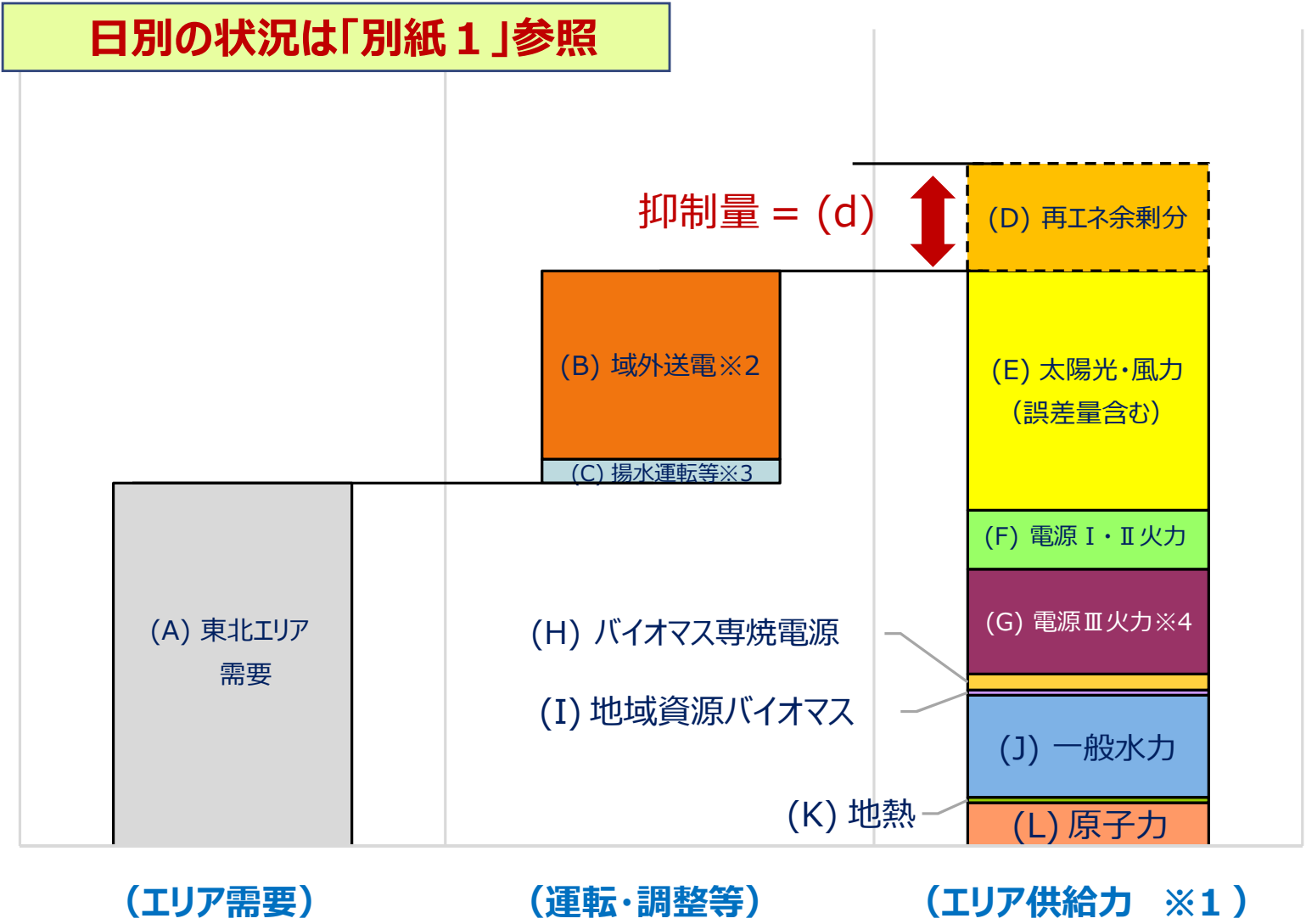
④ 地域資源バイオマス電源 (地域に賦存する資源を活用する発電設備) の出力抑制

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

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



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）の運用容量相当。
- ※ 3 : 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4 : バイオマス混焼電源を含む。

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

① 過去の類似日検索

翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。



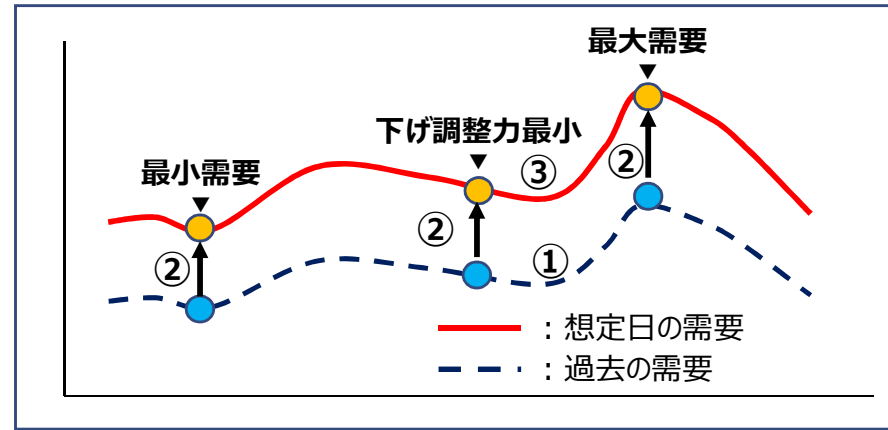
② 気温補正
(最大需要, 最小需要, 下げ調整力最小)

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



③ 24時間の需要想定

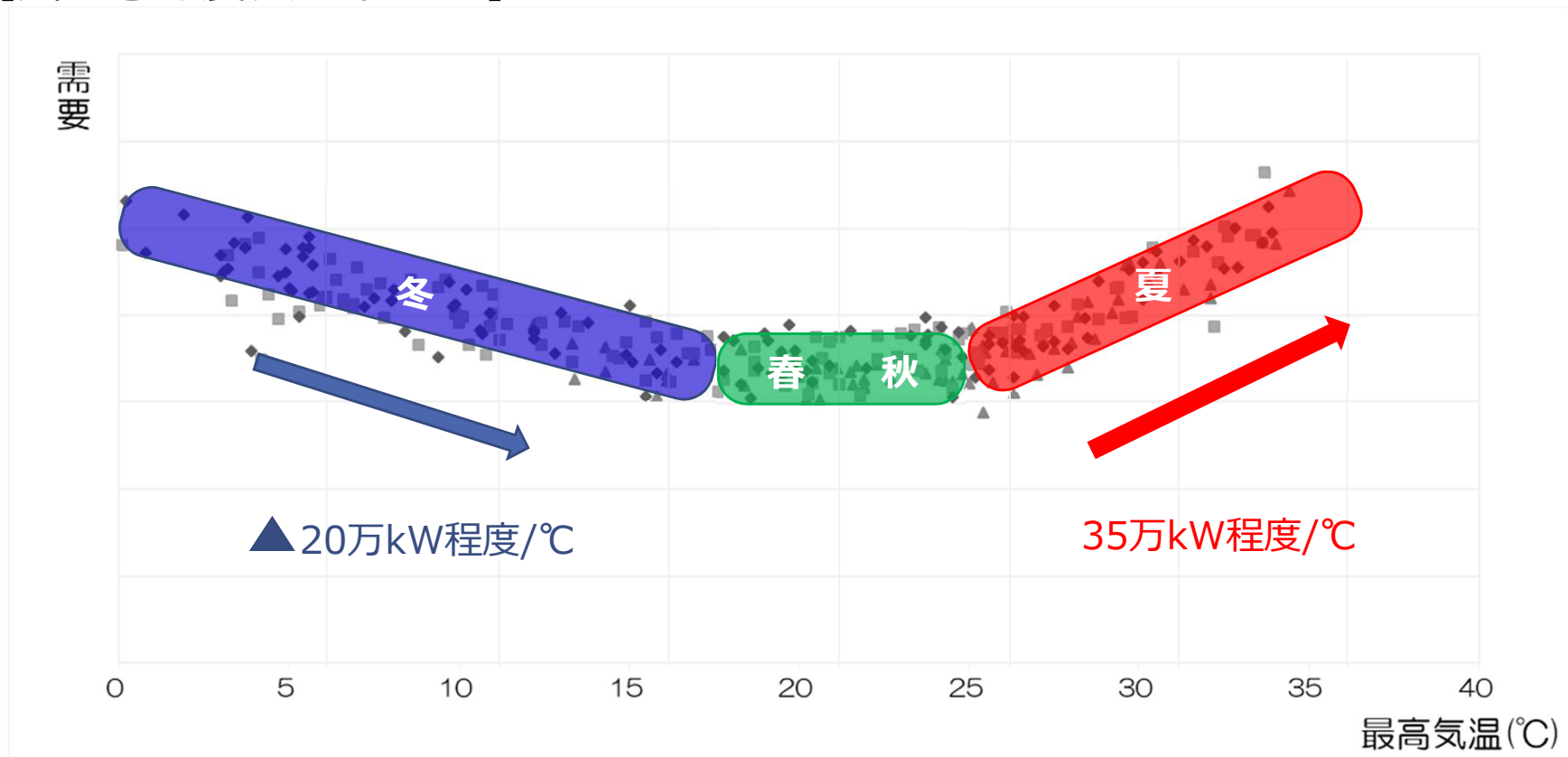
需要想定イメージ図



（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。

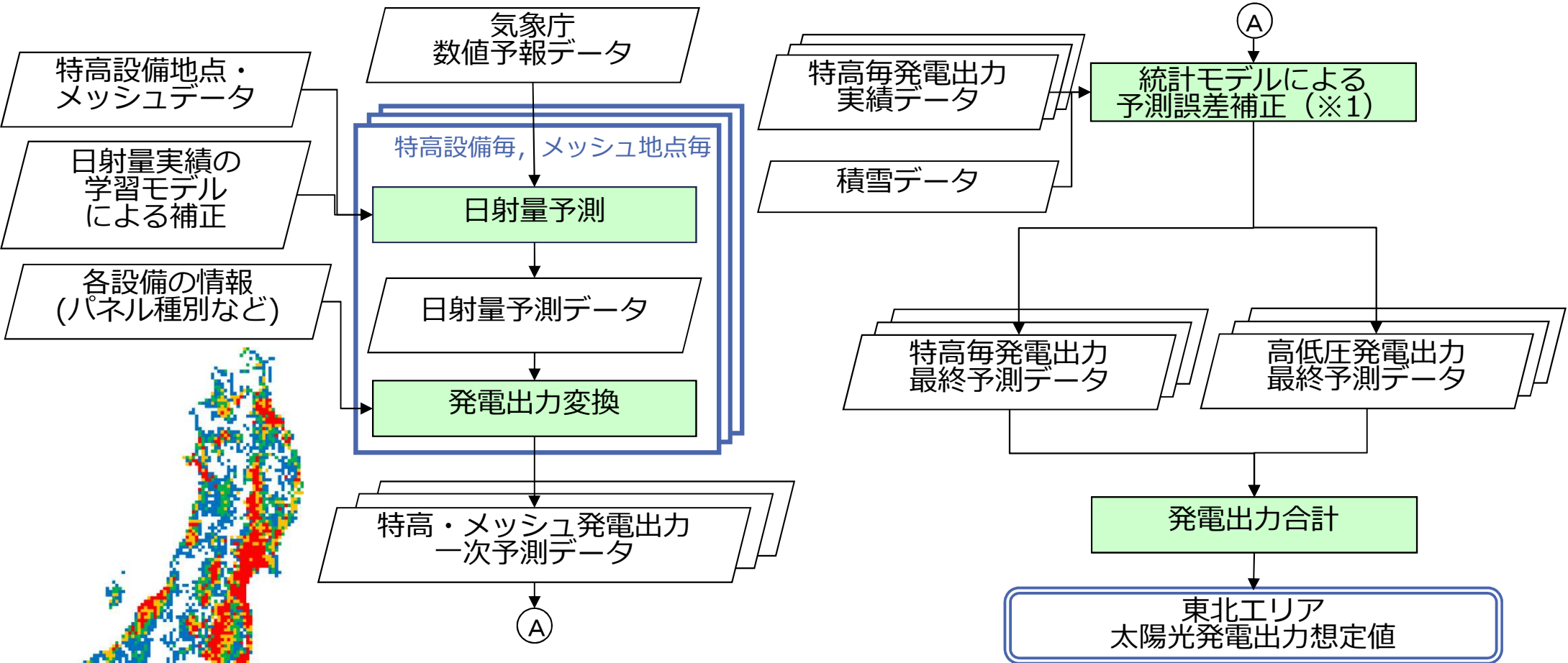
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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

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

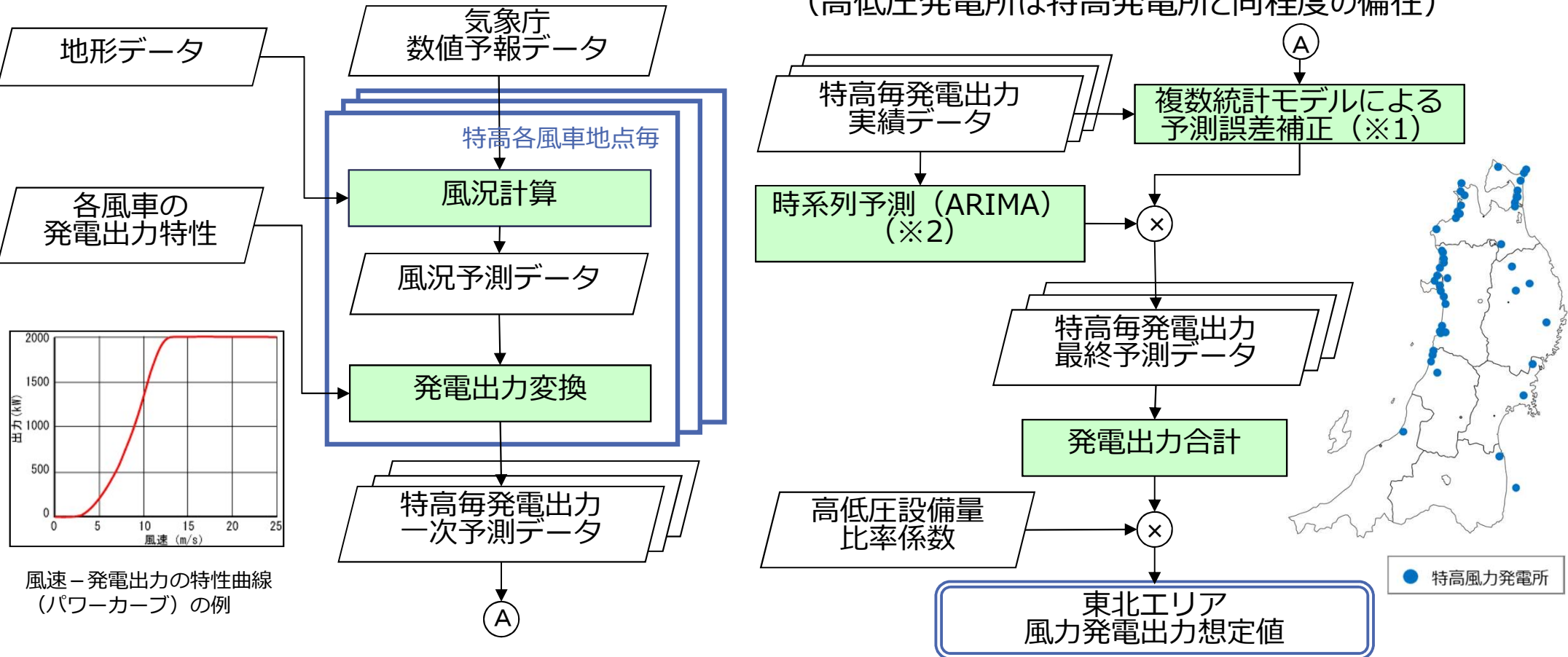


(※1) 過去の予測値と実績値をもとに学習した統計モデルと、積雪データをもとに積雪による発電ロス予測するモデルによる予測を実施。

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

特高出力は発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低圧出力は特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

(高低圧発電所は特高発電所と同程度の偏在)



- (※1) 過去の予測値と実績値をもとに学習した複数統計モデルの組み合わせにより予測誤差を補正。
- (※2) 直近の発電実績による補正のため短時間予測のみに採用。

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、東北電力ネットワークが公表している「需給運用基準－第4章 周波数・需給調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対する L F C（※1）調整力 2%を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

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

○ 下げ調整力不足時における電源 I・II 火力の対応

① 石油火力

系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
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。

② 石炭火力

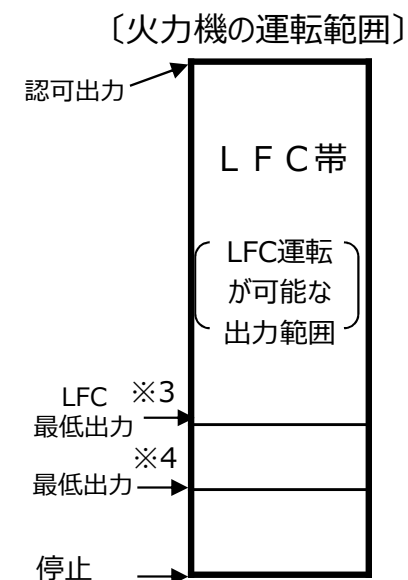
系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

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)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

(夜間に向けて供給力確保が必要となる場合)

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



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

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

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

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

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

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

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

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火力電源（※2）

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

②自家発電余剰分（※2）

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

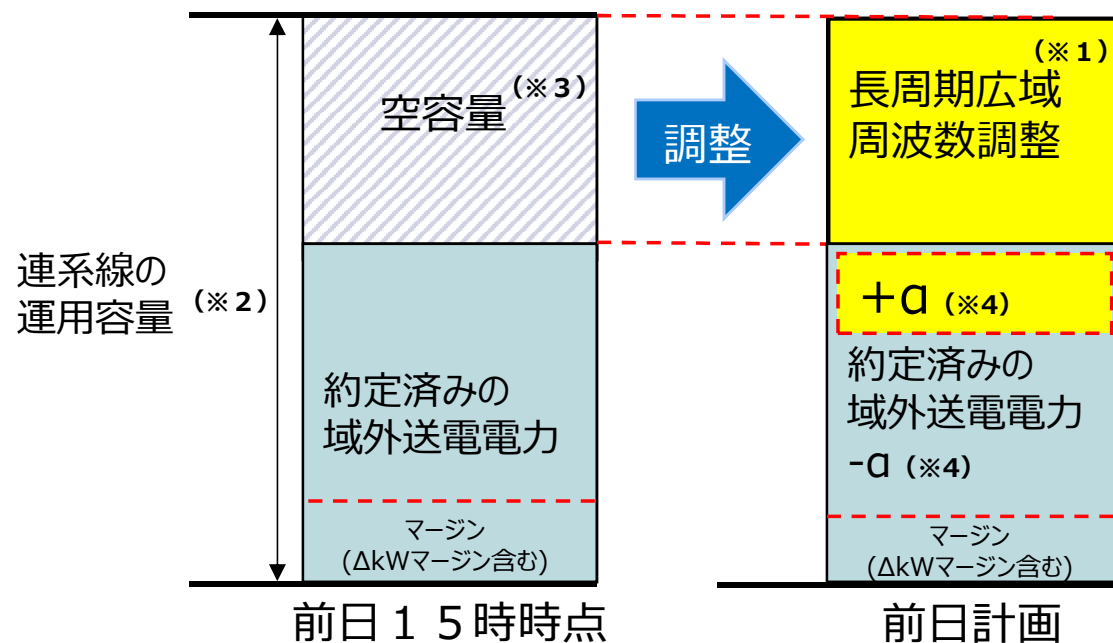
（※1） 東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

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

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

日別の状況は「別紙2」参照。

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



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

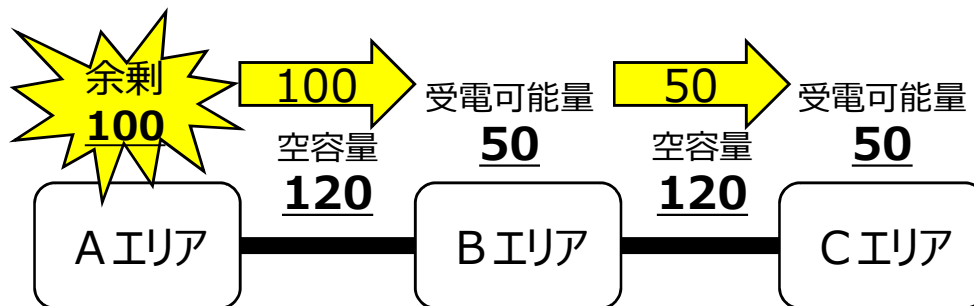
（※3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※4）約定済みの域外送電電力は、前日12時時点で決定済みのため、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。
 (= α)

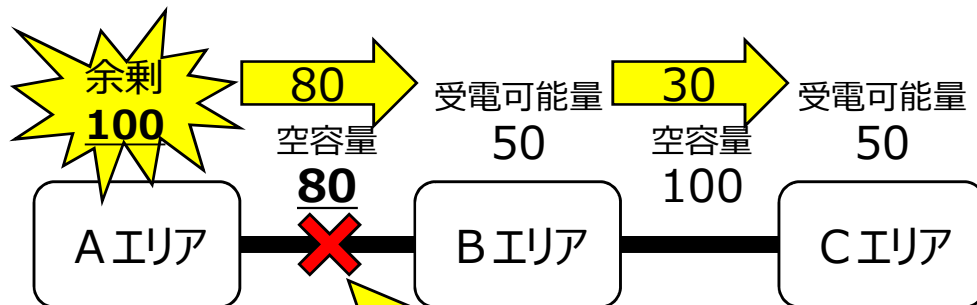
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量(※1)が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

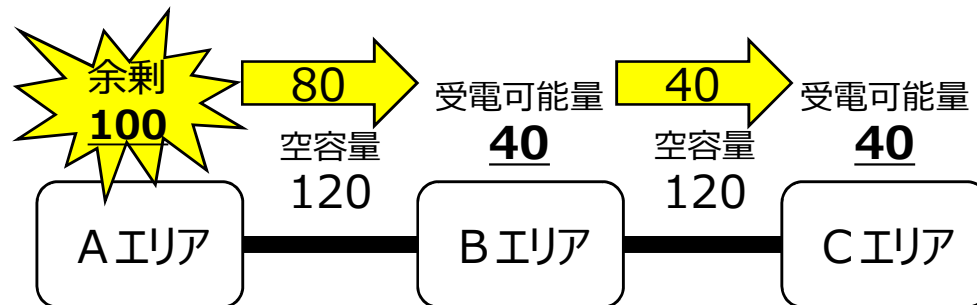
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

①バイオマス専焼電源

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

②自家発電余剰分

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

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

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

日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

①地域資源バイオマス電源

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

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

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

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	76
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	2
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	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・風力の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光・風力出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

（※1）想定誤差量は、対象コマの各出力帯における最大誤差量（スライドP20 表1）を、当日想定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（スライドP20 表2）する。

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

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

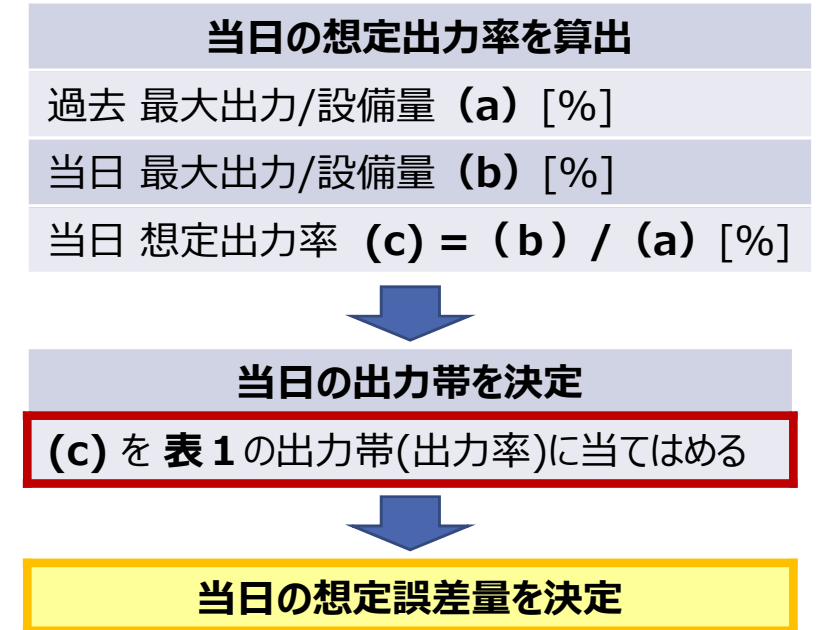
5. 想定誤差量 (2/2)

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量			
		太陽光	風力	エリア 需要	合計
太陽光	風力				
高出力帯 (80%~)	高(90%~)	0.0	11.0	43.6	54.6
	中1(60%~90%)	30.4	0.0	-0.5	29.9
	中2(30%~60%)	108.4	0.0	-19.9	88.5
	低(~30%)	0.5	0.0	44.3	44.8
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	30.5	0.0	48.6	79.1
	中1(60%~90%)	134.8	0.0	-4.9	129.9
	中2(30%~60%)	40.6	0.0	39.8	80.4
	低(~30%)	12.8	8.0	80.4	101.2
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	31.0	0.0	44.4	75.4
	中1(60%~90%)	31.0	0.0	44.4	75.4
	中2(30%~60%)	31.0	0.0	44.4	75.4
	低(~30%)	64.2	0.0	58.5	122.7
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー

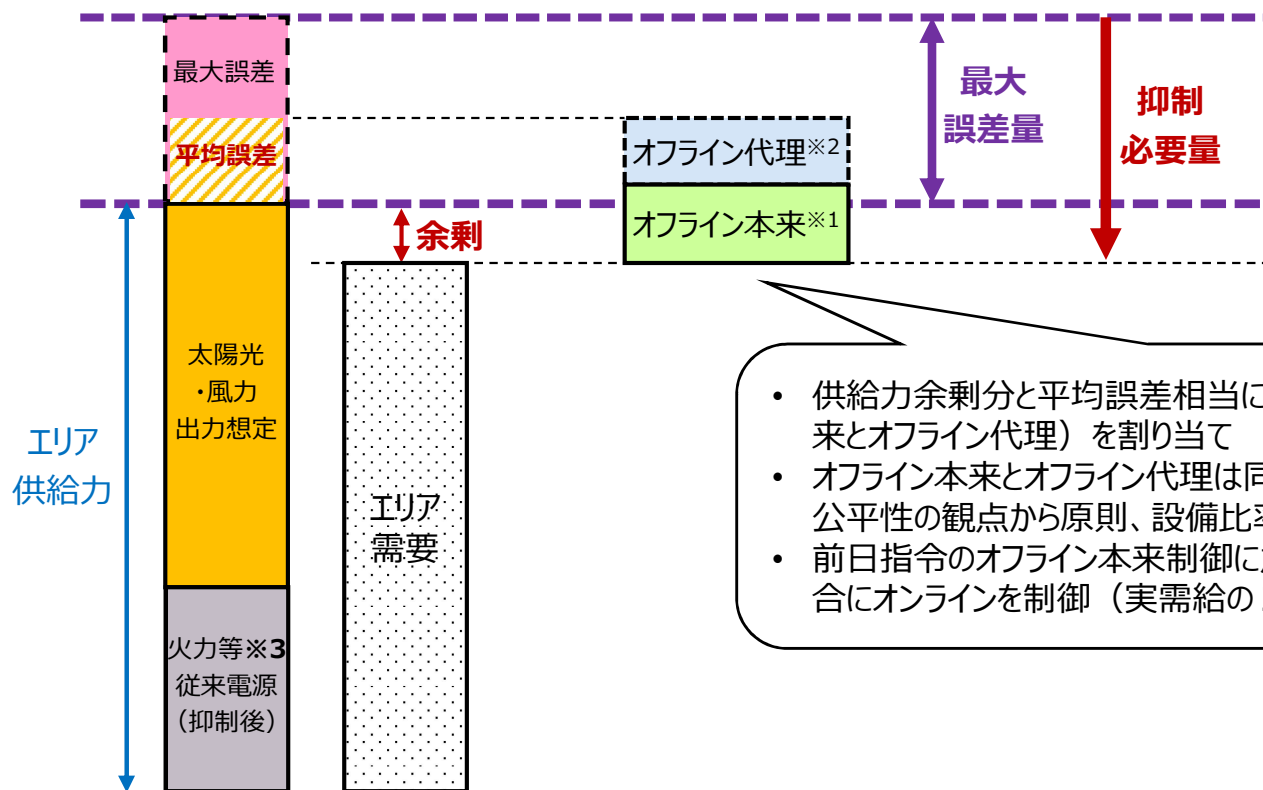


・ データ収集期間：2020/3 ~ 2023/2

・ 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

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



※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

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

※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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

再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量



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

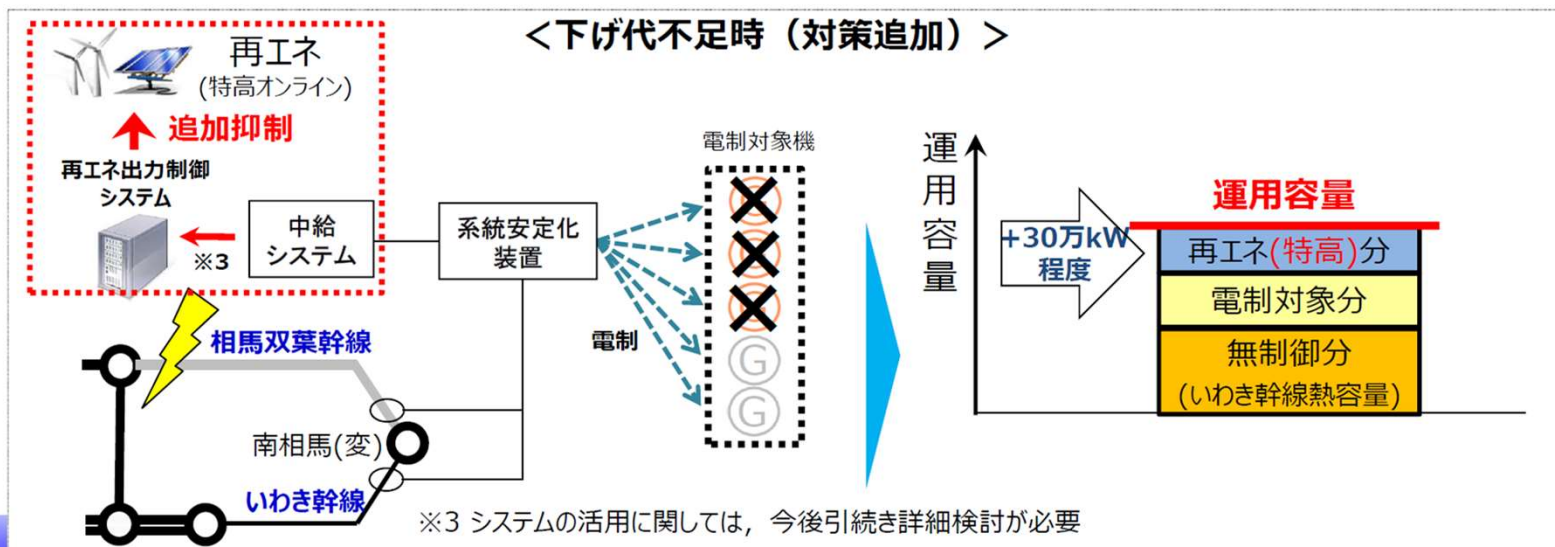
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

第27回 系統WG (資源エネルギー庁)
資料2 抜粋

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

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

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



東北電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、東北エリア内の電源Ⅲ火力発電所の出力抑制について、27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%で抑制	1者 (火力)	8.2	0.0 (0%)
② 定格出力の50%以下で抑制	12者 (火力) ※1	636.1	235.1 (37%)
	1者 (バイオマス混焼)	23.8	10.8 (45%)
③ 定格出力の50%超過で抑制	1者 (火力)	4.9	3.5 (71%) ※2
	3者 (バイオマス混焼)	37.8	29.0 (77%) ※2
④ 自家消費相当分まで抑制	8者 (自家発余剰電源)	—	9.7 ※3
計	26者	710.8	288.1 (41%) ※4

(※1) 1電源に調整電源と電源Ⅲが混在する事業者は、それぞれの合計値を定格出力として記載。

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

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

(※4) 出力の合計値は①～④の合計 (出力率は①②③から算出)。

東北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(2023年3月分)

東北電力ネットワーク株式会社が2023年3月に実施した、東北エリア(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2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月11日(土)東北エリア(※1)
- 3月19日(日)東北エリア
- 3月20日(月)東北エリア
- 3月21日(火)東北エリア

(※1)前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、需要の下振れ、太陽光出力の上振れおよび高気温による雪解けによる一般水力の出力増により、当日出力抑制の指令を行ったもの。

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。

3月11日(土)の再エネ出力抑制は、前日段階における需給バランスでは出力抑制は不要と判断したが、気象の急変等により当日出力抑制が必要になったものである。結果として、前日断面で対応が必要な長周期広域周波数融通やバイオマス専焼電源が出力抑制されず、当日オンライン制御の再エネ出力抑制で下げ調整力不足を解消することとなったが、こ

れは、想定を超えた需要の下振れ、太陽光出力の上振れおよび太陽光出力の上振れおよび高気温による雪解けによる一般水力の出力増に対応したやむを得ぬ処置であり、検証結果としては適切であると総合的に判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)東北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\(2023年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~東北電力ネットワーク編~](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

中国エリアにおける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

～ 2023年3月抑制分 中国電力ネットワーク～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

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

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

中国電力ネットワークは、2023年3月に、中国エリア（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、8日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2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)

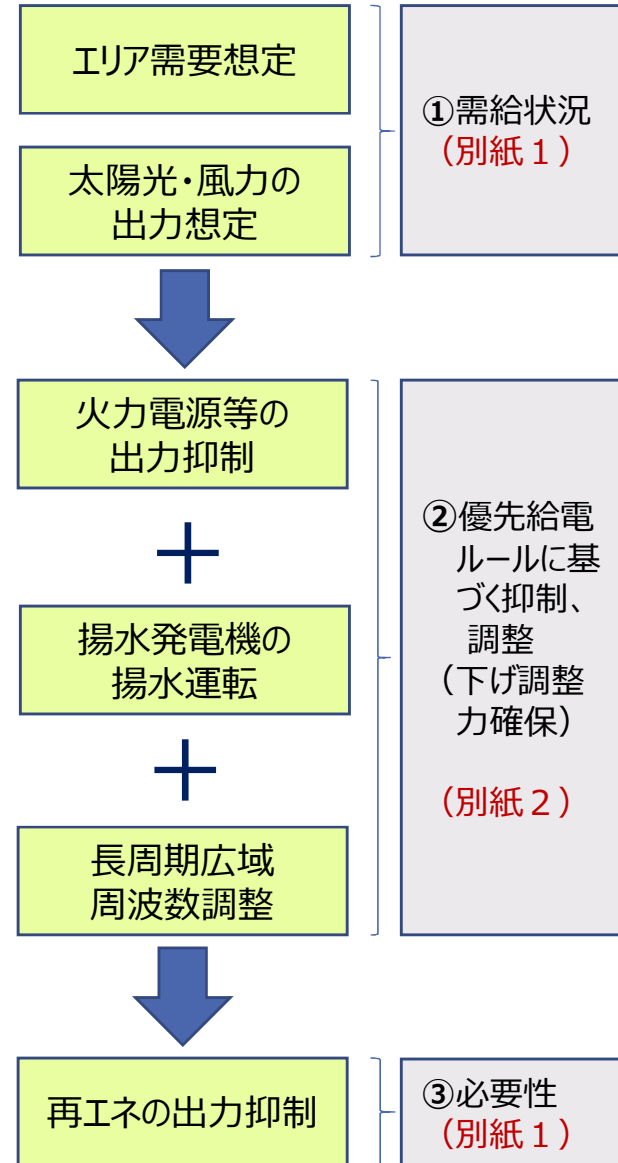
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・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。



中国電力ネットワークは、3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	中国エリア（離島を除く）			
指令日時	3月4日(日) 17時	3月10日(金) 17時	3月11日(土) 17時	3月14日(火) 17時
抑制実施日	3月5日 (日)	3月11日 (土)	3月12日 (日)	3月15日 (水)
最大抑制量（※1）	12.7万kW	123.7万kW	215.1万kW	35万kW
抑制時間	12時30～13時	8～16時	8～16時	8～16時
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照			

供給区域	中国エリア（離島を除く）			
指令日時	3月18日(土) 17時	3月27日(月) 17時	3月28日(火) 17時	3月29日(水) 17時
抑制実施日	3月19日 (日)	3月28日 (火)	3月29日 (水)	3月30日 (木)
最大抑制量（※1）	202.6万kW	16.4万kW	83.2万kW	68.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
中国電力ネットワーク 公表サイト	中国エリアの出力制御指示内容を参照			



電力広域的運営推進機関

（※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。

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

評価項目	3月							
	5	11	12	15	19	28	29	30
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況								
（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（対象設備無し）	—	—	—	—	—	—	—	—
（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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、作業および設備トラブル等により運転制約がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
(2) 揚水発電機の揚水運転	点検作業中の揚水発電機を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	中国エリアは対象設備なし。
(4) 電源Ⅲ火力	作業、設備トラブルによる運転制約及び燃料貯蔵の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) 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。
(6) バイオマス専焼電源	設備トラブルにより運転制約がある発電機を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した（全抑制日）。
(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**8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

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、試運転機を除く電源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		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア		中国エリア				
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月5日(日) 12時30分~13時		3月11日(土) 11時30分~12時		3月12日(日) 11時30分~12時		3月15日(水) 12時30分~13時		3月19日(日) 13時~13時30分		3月28日(火) 12時30分~13時		3月29日(水) 12時30分~13時		3月30日(木) 12時~12時30分		
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日(曜日)	2023.3.5(日)	2022.11.27(日)	2023.3.11(土)	2022.3.12(土)	2023.3.12(日)	2023.3.5(日)	2023.3.15(水)	2023.3.8(水)	2023.3.19(日)	2023.3.5(日)	2023.3.28(火)	2022.4.15(金)	2023.3.29(水)	2021.3.31(水)	2023.3.30(木)	2023.3.22(水)	
	気候	晴	晴	曇→晴	曇/晴	曇/雨	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴/曇	晴	晴	晴	曇→晴	
	気温(℃)	16.0	19.2	21.3	20.9	20.5	15.3	19.3	20.3	17.1	15.3	18.5	16.8	19.1	21.8	21.1	22.5	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)はゼロ		8.0万kW/℃		-		8.0万kW/℃		-		8.0万kW/℃		12.0万kW/℃		-		-
需要(万kW)	過去の需要実績①	-	490.1	-	563.7	-	502.7	-	597.3	-	478.7	-	618.2	-	580.0	-	587.6	
	気温等補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	24.0	(19.0℃-16.0℃)×8.0万kW/℃	0.0	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)のため	▲29.6	(15.3℃-19℃)×8.0万kW/℃	0.0	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)のため	▲14.4	(15.3℃-17.1℃)×8.0万kW/℃	▲20.4	(16.8℃-18.5℃)×12.0万kW/℃	0.0	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)のため	0.0	需要に影響しない気温帯(19℃~26℃)のため	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	514.1		563.7		473.1		597.3		464.3		597.8		580.0		587.6		
太陽光の出力想定	日射量予測値(日射強度)(kW/m)	0.593~0.733		0.570~0.734		0.351~0.599		0.582~0.769		0.579~0.755		0.636~0.818		0.725~0.803		0.585~0.797		
	出力換算係数(kWh/kW/m ² /kW)	特高 0.610~0.966		0.785~0.907		0.788~0.857		0.774~0.928		0.786~0.918		0.757~0.886		0.742~0.881		0.756~0.852		
	出力想定値(※1)(万kW)	高・低圧(全量) 139.8		137.1		96.1		144.3		140.1		147.6		147.3		136.6		
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑦(高・低圧(余剰)のみ考慮)	▲11.2		▲11.2		▲11.2		▲11.2		▲11.2		▲11.2		▲11.2		▲11.2		
	合計⑧	418.8		409.1		288.1		434.1		420.3		446.3		446.0		406.3		
	風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑨ 33.2		33.2		33.2		33.2		33.2		33.2		33.2		33.2	
	出力想定値(万kW)	高圧以下⑩ 2.8		2.8		2.8		2.8		2.8		2.8		2.8		2.8		
	合計⑬	36.0		36.0		36.0		36.0		36.0		36.0		36.0		36.0		
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	191.1	132.6	154.4	193.1	125.8	147.7	152.2	152.3								
		(G) 電源Ⅲ(火力)	83.2	83.0	86.6	86.5	70.2	84.7	81.6	81.6								
		(K) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0								
		(J) 一般水力	45.0	42.3	46.8	49.2	48.5	32.0	28.6	26.9								
		(H) バイオマス専焼電源	5.8	8.7	11.0	8.4	10.1	9.9	9.9	9.9								
		(I) 地域資源バイオマス	5.5	6.1	5.9	5.5	5.8	6.5	6.5	6.4								
		(E-1) 太陽光⑧	418.8	409.1	288.1	434.1	420.3	446.3	442.0	406.3								
		(E-2) 風力⑬	5.7	2.5	6.4	6.8	1.8	1.9	1.6	1.7								
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	514.1	563.7	473.1	597.3	464.3	597.8	580.0	587.6								
		揚水(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲175.6	▲114.0	▲114.0	▲114.0	▲114.0	▲114.0	▲114.0	▲114.0								
		運転等(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	-	-	-	-	-	-	-	-								
		域外(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲93.3	26.9	18.3	▲62.8	18.9	▲41.9	▲13.7	10.3								
		送電(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	▲21.9	▲0.0	▲0.0	▲43.8	0.0	▲28.9	0.0	0.0								
		エリア需要等計⑲=③-⑮+⑰+⑱	804.9	650.8	568.8	817.9	559.4	782.6	707.7	691.3								
必要性(万kW)	判定	0	0	0	0	0	0	0	0									
イメージ図は「別紙3」	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳=(⑱-⑲)	12.7	123.7	215.1	35.0	202.6	16.4	83.2	68.8									

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

(※)差異理由 (a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (e) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (f) オーバーホールで停止中 (g) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (h) 他エリアの受電可能量不足 (i) 系統作業による停止 (j) 燃料受入に伴うBOG消費のための出力制約 (k) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少 (l) 細密点検（2022/8/28～2023/4/15） (m) OFケーブル取替他（3/8～6/29） (n) 炭種による制約 (o) 設備トラブルによる制約 (p) 起動回数制約および燃料消費制約

Table with columns for dates (3月5日 to 3月30日) and rows for fuel types (石炭, 石油, LNG) and power generation sources (電源I・II火力, LFC調整力2%, 確保の発電所). Includes a summary row at the bottom.

Table showing water power generation details (揚水発電機) for dates 3月5日 to 3月30日, including specific units like 俣野川 and 南原.

Table for power storage device charging (電力貯蔵装置の充電) for dates 3月5日 to 3月30日, listing target equipment.

Table for power III thermal power (電源III火力) for dates 3月5日 to 3月30日, including categories like 火力他 and 自家発電.

Table for long-term wide-area frequency adjustment (長周期広域周波数調整) for dates 3月5日 to 3月30日, listing interconnection lines like 関西中国間連系線.

Table for biomass dedicated power (バイオマス専焼電源) for dates 3月5日 to 3月30日, showing power generation statistics.

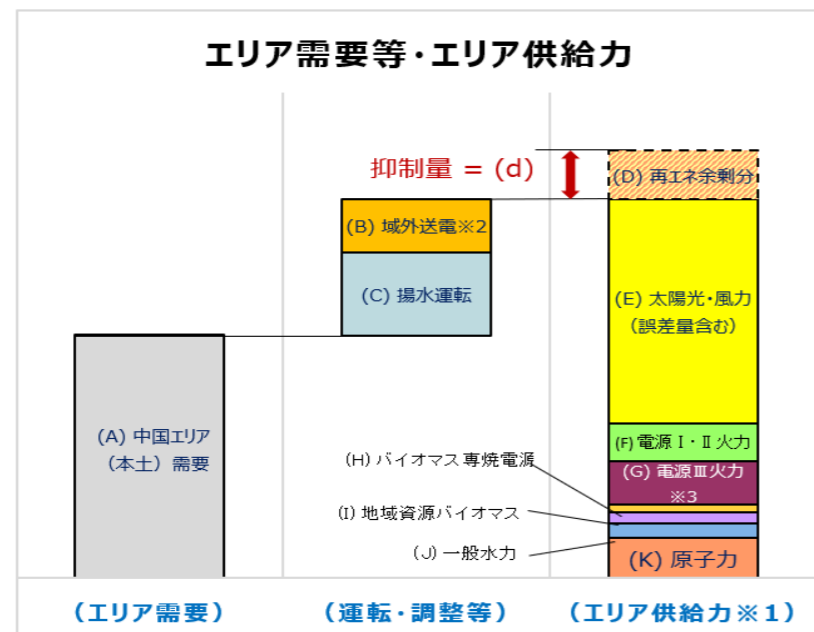
Table for regional resource biomass (地域資源バイオマス) for dates 3月5日 to 3月30日, detailing output suppression and non-suppression.

Table for forecast error (想定誤差) for dates 3月5日 to 3月30日, including metrics like 出力帯, 快晴時出力想定値, and 誤差.

(単位: 万kW)

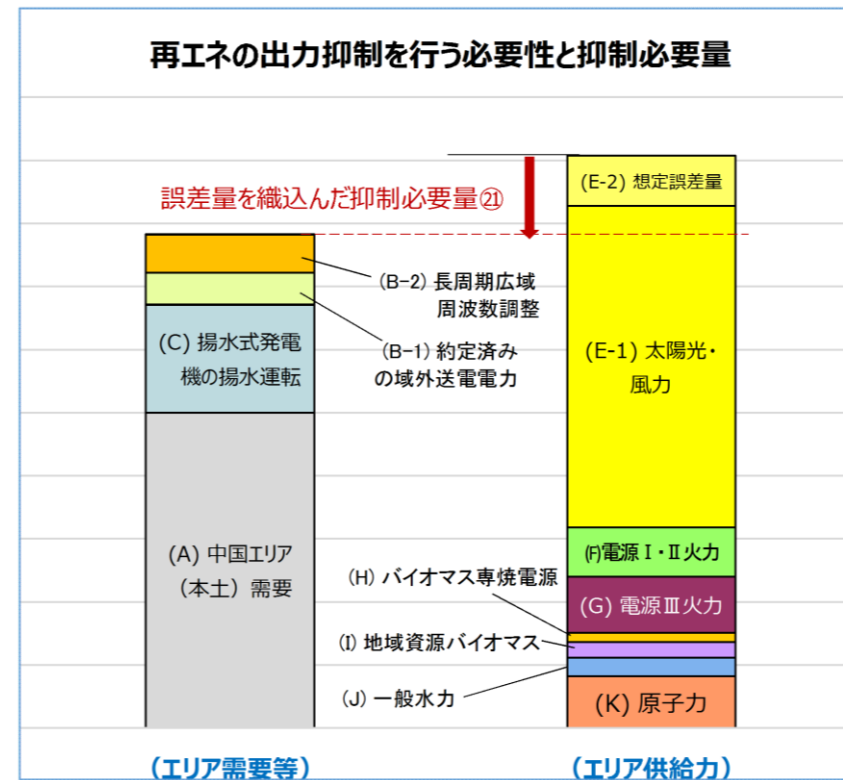
場所		中国エリア 3月5日(日) 12時30分～13時	中国エリア 3月11日(土) 12時30分～13時	中国エリア 3月12日(日) 13時～13時30分	中国エリア 3月15日(水) 12時～12時30分	中国エリア 3月19日(日) 13時～13時30分	中国エリア 3月28日(火) 12時30分～13時	中国エリア 3月29日(水) 12時30分～13時	中国エリア 3月30日(木) 12時30分～13時	
天候・気温	天候	晴	曇のち晴	曇のち晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	気温(℃)	15.3	23.4	21.7	19.6	17.5	19.6	19.8	20.4	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要(本土)	488.5	497.2	465.6	618.4	477.6	580.9	585.9	583.9	
	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	200.3	124.5	144.6	199.8	143.1	139.2	145.3	159.1	
	(G) 電源Ⅲ(火力)	83.5	85.6	89.4	89.6	71.0	87.1	83.9	85.0	
	(K) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	(J) 一般水力	35.3	41.2	40.0	49.7	40.3	28.5	25.9	26.5	
	(H) バイオマス専焼電源	5.8	10.0	10.2	10.1	9.8	9.9	9.9	9.9	
	(I) 地域資源バイオマス	5.6	6.1	5.9	5.6	5.8	6.5	6.3	6.5	
	(E) 太陽光(抑制量含む)	468.8	464.7	391.2	487.7	470.3	506.6	506.0	458.8	
	(E) 風力(抑制量含む)	6.5	0.1	0.0	3.1	8.9	0.6	0.8	0.0	
	エリア供給力計	805.8	732.2	681.3	845.6	749.2	778.4	778.1	745.8	
	揚水運転等(C)	揚水式発電機の揚水運転	▲153.4	▲108.8	▲101.8	▲73.5	▲88.5	▲101.6	▲109.6	▲83.5
	域外送電(B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲143.6	20.6	2.0	▲122.6	9.6	▲73.4	▲52.4	▲31.8
	抑制(D)	太陽光・風力抑制	▲20.3	▲146.8	▲115.9	▲31.1	▲192.7	▲22.5	▲30.2	▲46.6
供給力計		488.5	497.2	465.6	618.4	477.6	580.9	585.9	583.9	

○需給状況(別紙1)・当日の需給実績(別紙3)のイメージ図



- ※1: 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※2: 地域間連系線(中国九州間連系線・中国四国間連系線・関西中国間連系線)の運用容量相当。
- ※3: バイオマス混焼電源を含む。

○必要性(別紙1)のイメージ図



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

～中国電力ネットワーク編～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 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) 電源Ⅲ等の出力抑制に関する調整状況

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

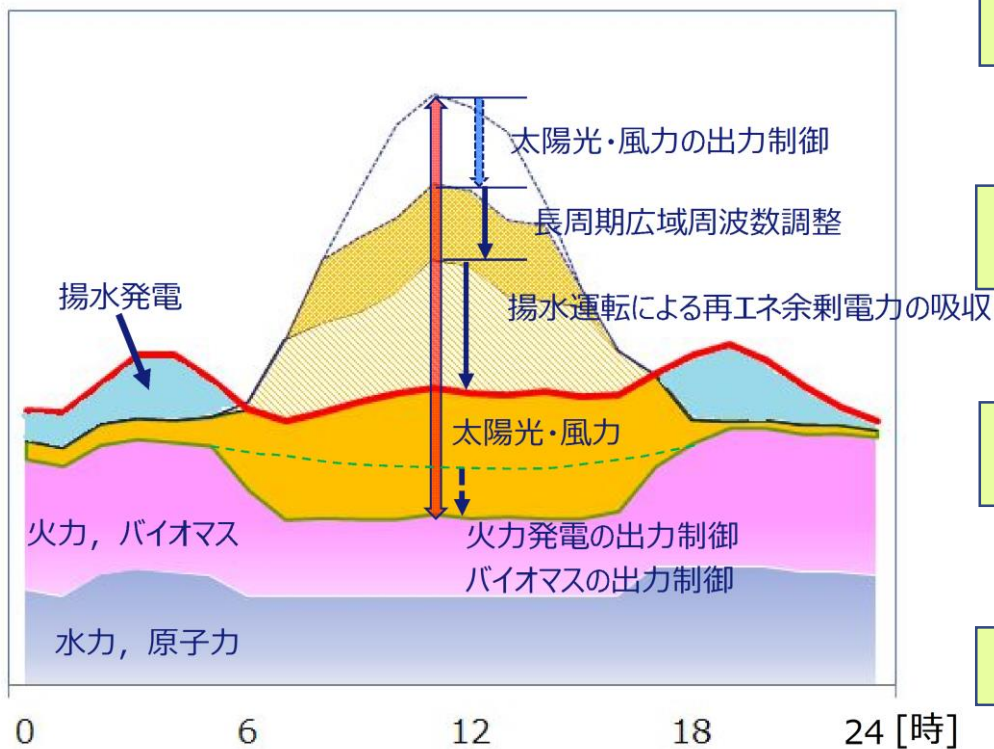
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

火力電源等の出力抑制

揚水発電機の揚水運転

長周期広域周波数調整

再エネの出力抑制

①需給状況
(別紙1)

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

③必要性
(別紙1)

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

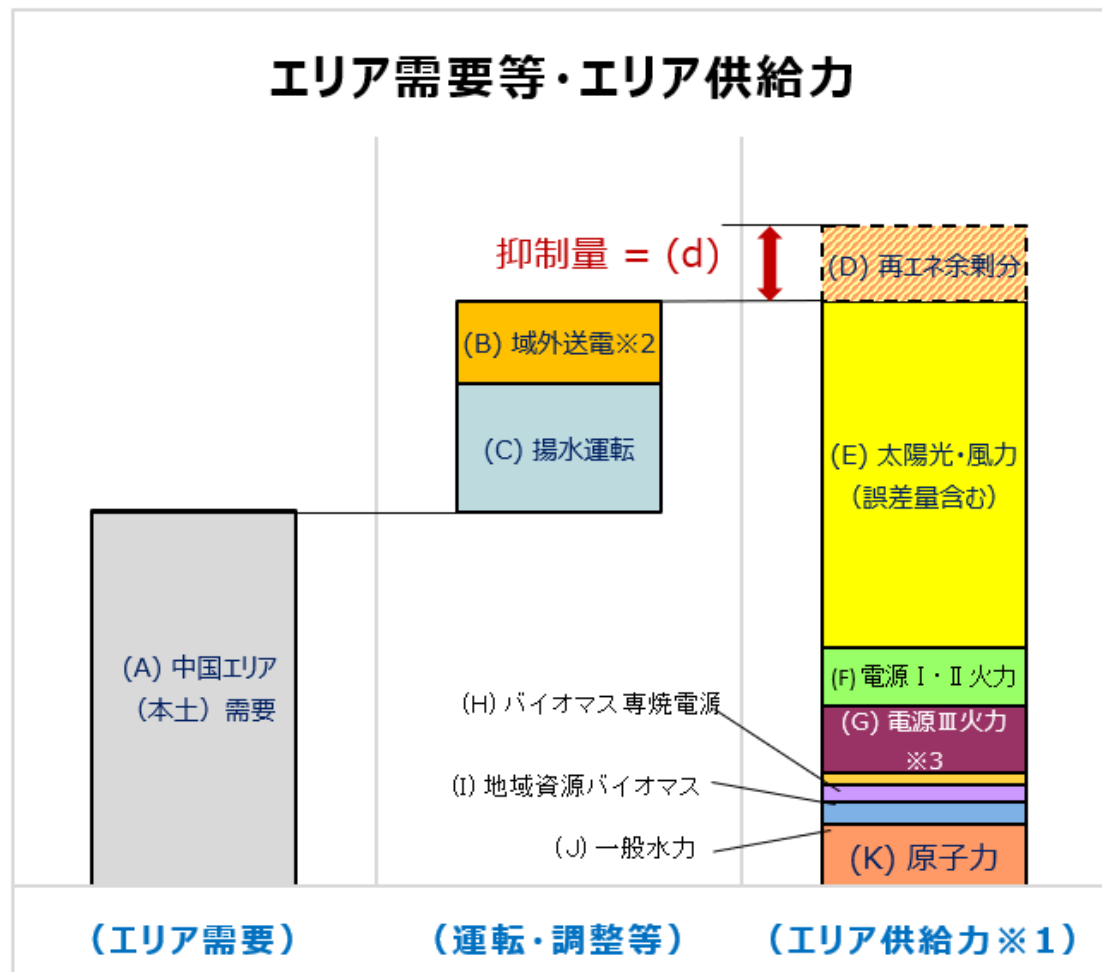
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 中国エリアにおいては、需給バランス改善用の電力貯蔵装置は無し。

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

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

※ 3 : バイオマス混焼電源を含む。

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

① 過去の類似日検索

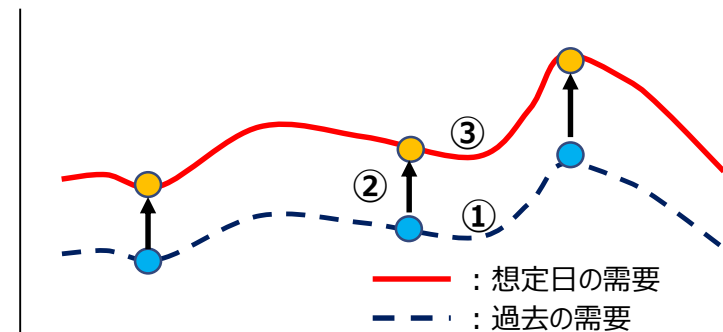
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温等による補正

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

③ エリア総需要を需要想定 (24時間の需要想定)

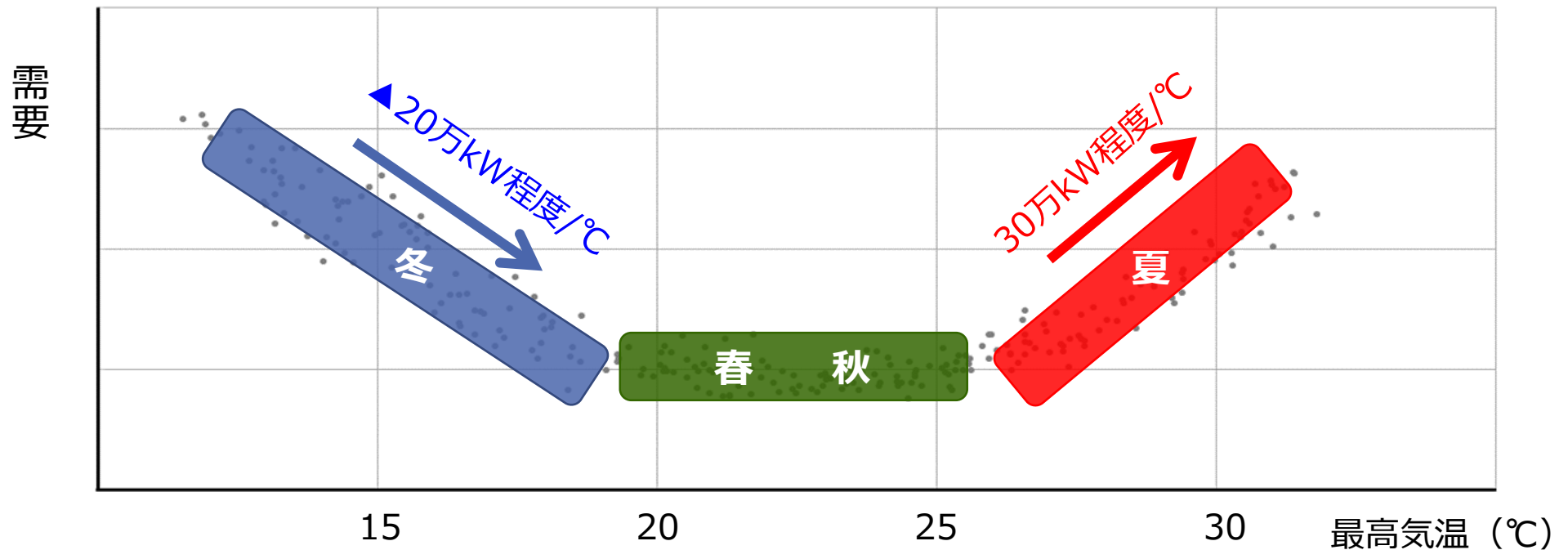
需要想定のイメージ図



(気温感応度グラフの説明)

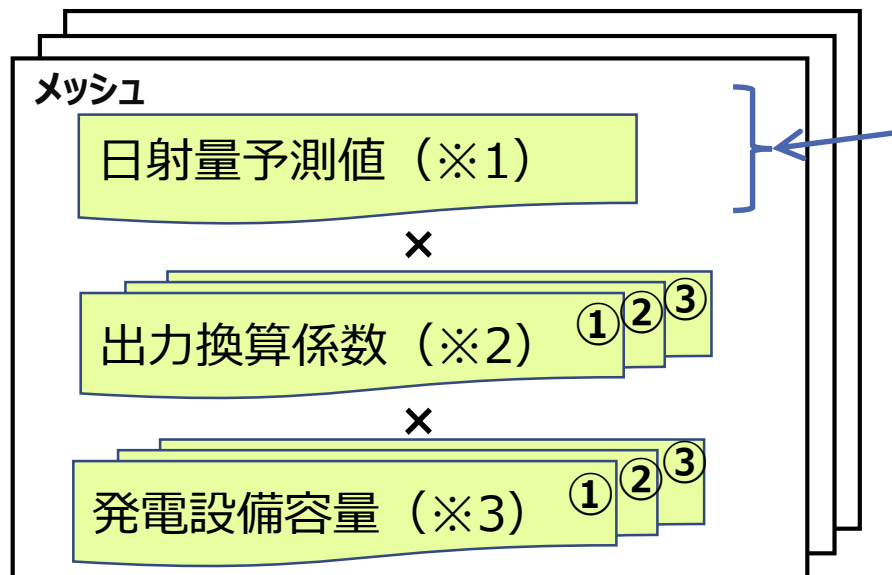
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



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



メッシュ総数：約13,000

日射量予測（気象会社データ）

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

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

(凡例) ①：特高、②：高・低圧(全量)、③：高・低圧(余剰)

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

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

〔特高風力出力（1基あたり）〕

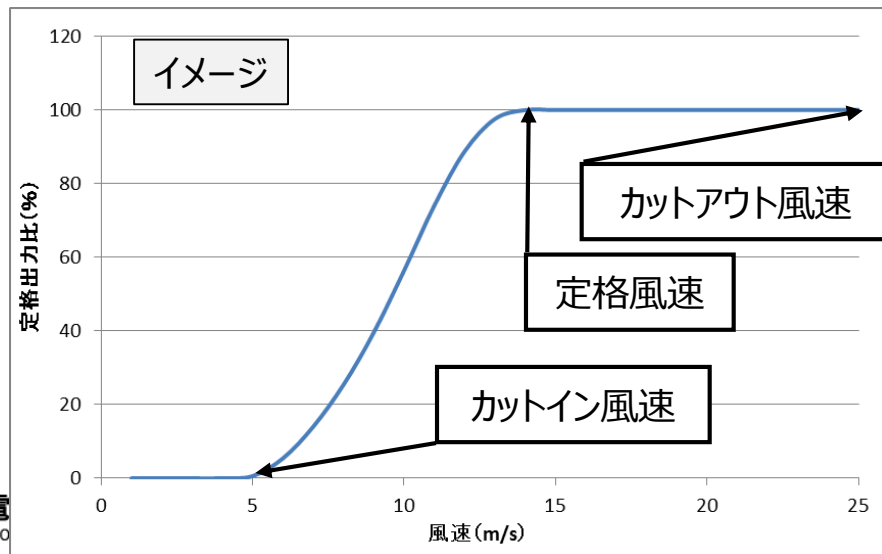
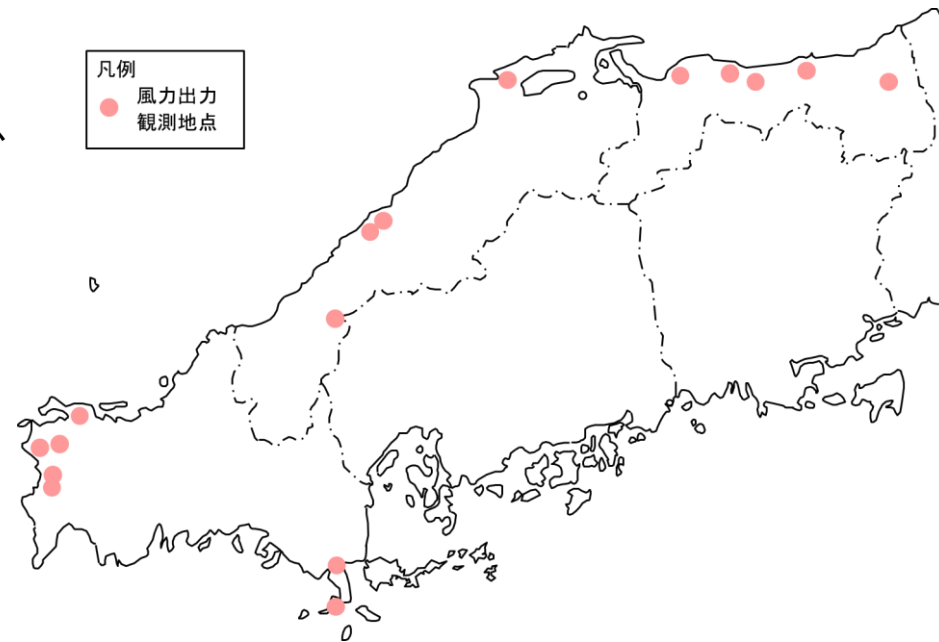
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)

A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

- (※1) 気象会社から前日（もしくは抑制当日）に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値（30分値）。
- (※2) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。

[参考：中国エリアの風力発電所]



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、中国電力ネットワークが公表している「系統運用・運転要則 第31条 周波数調整容量の確保」の規定に基づき、常時の系統容量に対する L F C（※ 1）調整力 2 % を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画とする。

日別の状況は「別紙 2」参照。

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

○ 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

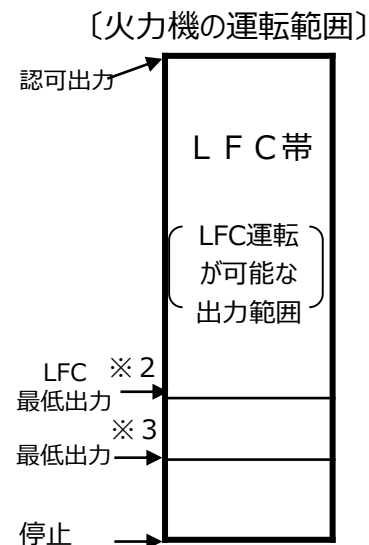
② 石炭火力

毎日の起動停止（D S S : Daily Start Stop）が出来る発電機がないため 1 台もしくは 2 台運転とする。（当日の点灯帯および翌日の供給力確保のため）L F C 調整力は、L N G 火力で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、L F C 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。具体的には以下のとおりとする。

- ・柳井発電所は1号系列×6台、2号系列×4台の合計10台のうち、BOG処理も考慮し2号系列2台運転として、それ以外は停止する。
- ・水島発電所はBOG処理に必要な1台を運転し、それ以外は停止する。
- ・柳井発電所の2号系列2台および水島発電所1号機の計3台でLFC2%を確保する。



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

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

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

なお、中国エリアには需給バランス改善用の電力貯蔵装置に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

中国電力ネットワークの 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
俣野川	1	▲30.8
	2	▲30.8
	3	▲30.8
	4	▲30.8
南原	1	▲30.8
	2	▲30.8
新成羽川※1 (混合揚水)	2	▲7.2
	3	▲7.2
	4	▲7.2
合計：		▲206.4

※1 1号機は発電専用

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事業用電源（※2）

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

②自家発電余剰分（※2）

原則逆潮流 0 kWとするが、系統への潮流が不可避なものについては、可能な限り逆潮流が生じない運用とする。

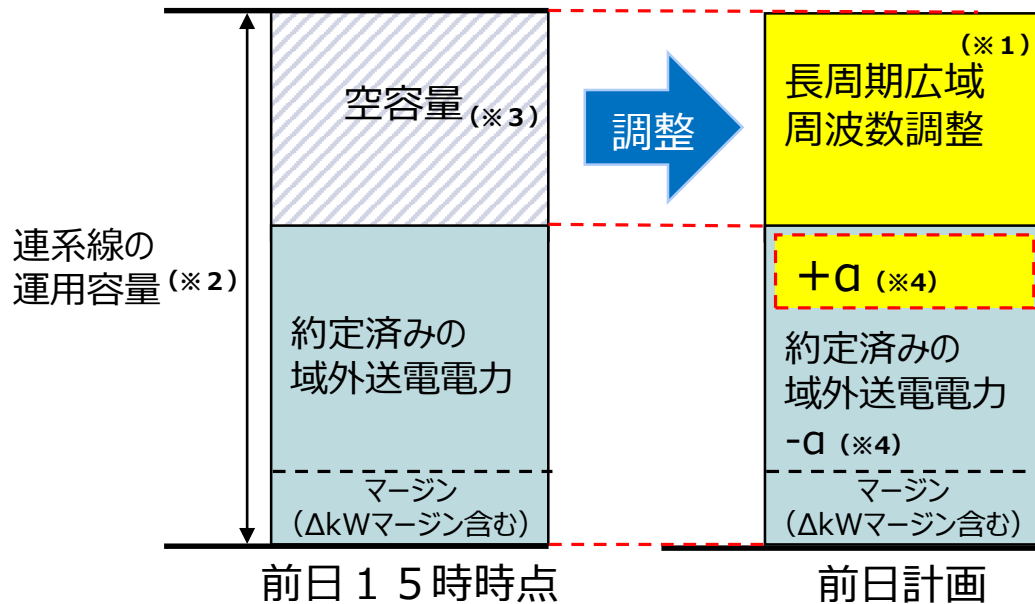
（※1） 中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

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

中国九州間連系線（関門連系線）、中国四国間連系線（本四連系線）および関西中国間連系線（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

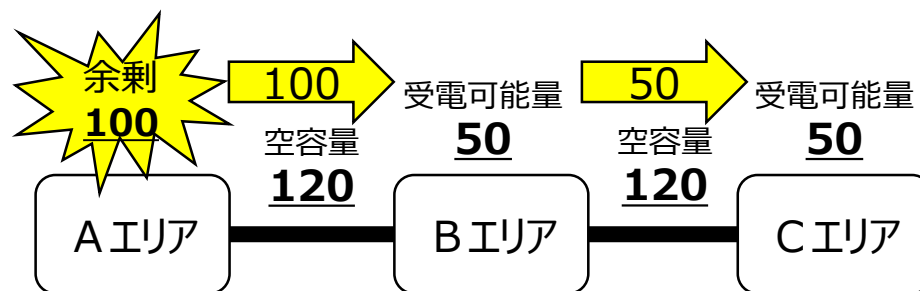
（※ 3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、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。
 (= α)

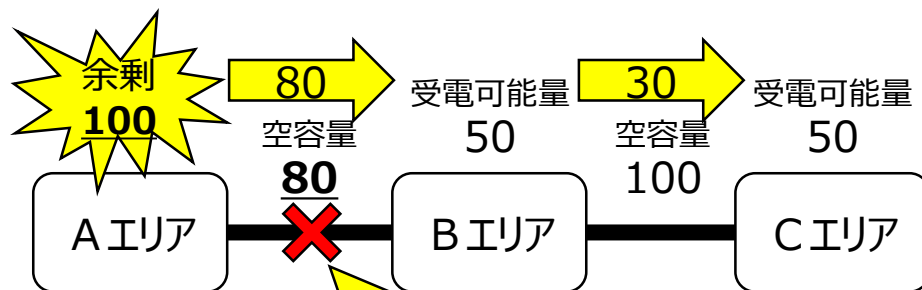
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

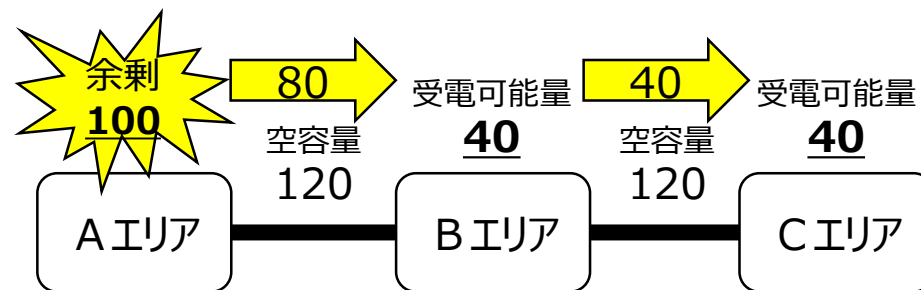
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○ 下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

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

○ 下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

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

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

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

【理由】

- 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】

32
4
3

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

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

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

※1 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を織り込む。太陽光出力については当日快晴となった場合の出力想定値※2を超過しない範囲とし、適用する出力帯については想定出力率を基に決定する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日9時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する（表2）。

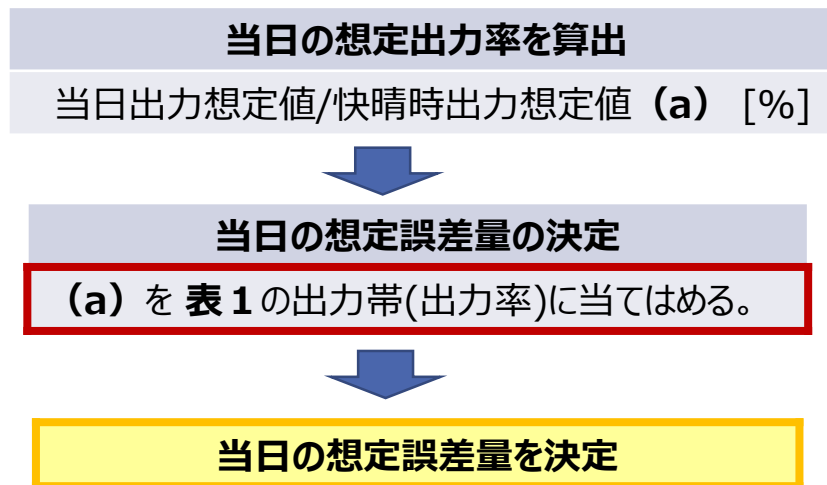
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

※2 当該日に中国エリア全体が快晴と仮定した場合の日射量予測も気象会社から受領しており、これを基に算出した出力想定値

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	30.0	11.8	41.8
中出力帯1	(67.5%~90%)	57.2	33.0	90.2
中出力帯2	(45%~67.5%)	177.6	7.1	184.7
低出力帯1	(22.5%~45%)	55.1	65.9	121.0
低出力帯2	(~22.5%)	0.6	▲0.6	0

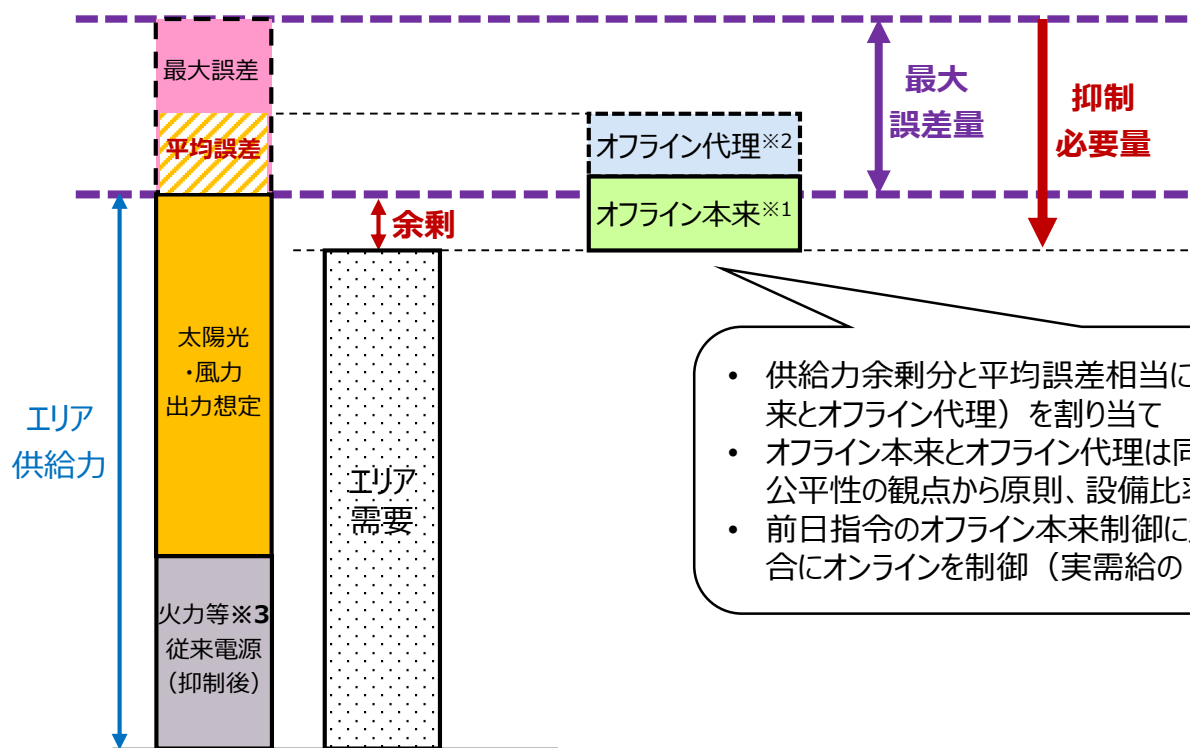
表2 想定誤差量の決定フロー



・データ収集期間：2020/3~2023/2
 ・太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

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



- 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）

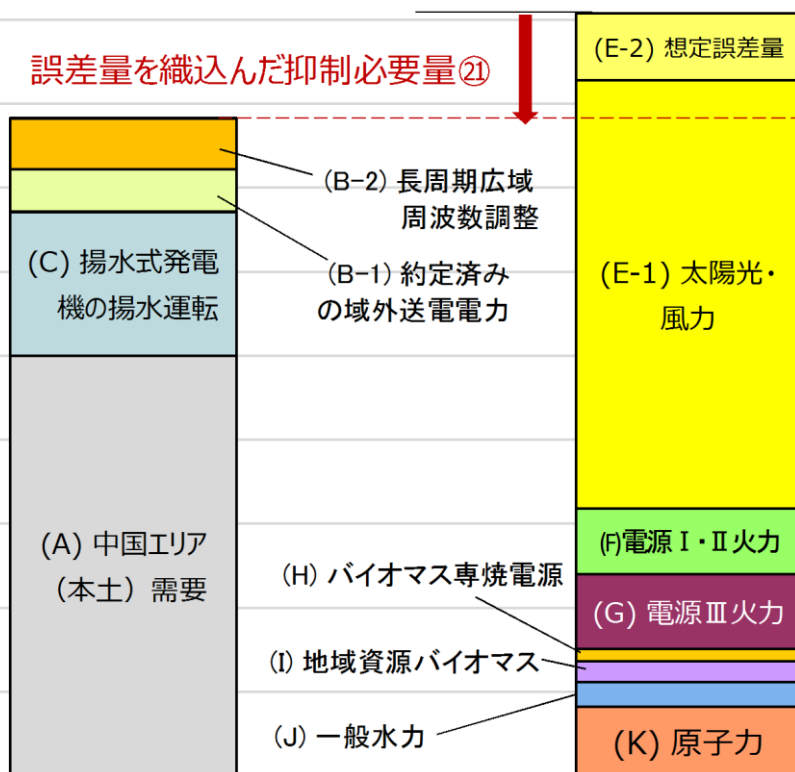
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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。

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、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



中国電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、中国エリア内の電源Ⅲ等発電所の出力抑制について、49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	抑制時の出力		発電者 [箇所数]	定格出力	最低出力（出力率（%）） ^{※4}	
	①	②			出力	出力率（%）
事業用	①	定格出力の50%以下	電源Ⅲ	6	191.4	69.5 (36%)
			専焼バイオマス	6	19.8	8.5 (43%)
	②	定格出力の50%超過 ※1	電源Ⅲ	3	57.8	35.4 (61%)
			専焼バイオマス	8	8.2	5.2 (64%)
自家発 ※2	③	逆潮流なし(または定格出力の50%以下)	13	—	19.8	
		可能な限り抑制※3	13			
出力抑制対象 合計※5			49	277.2	138.4 (43%)※6	

※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（39箇所）は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

※2 自家発事業者については、操業への影響などの個別事情から、多少の逆潮は不可避であるものの、可能な限り抑制対応する運用を要請。

自家発事業者については、出力の抑制が可能な地域資源バイオマスを含む。

※3 逆潮流なし（または定格出力の50%以下）の対応が困難な自家発事業者（13箇所）とは、操業への影響など個別事情を踏まえ、最低出力引き下げ協議を継続

※4 発電事業者と協議・申し合せした出力上限値を示しており、内、自家発用は操業上、不可避免的に逆潮流となるものもある。

※5 四捨五入の関係で合計が一致しないことがある。

※6 出力の合計値は①～③の合計（出力率は①②から算出）

中国エリアにおける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(2023年3月分)

中国電力ネットワーク株式会社が2023年3月に実施した、中国エリア(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2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月5日(日)中国エリア
- 3月11日(土)中国エリア
- 3月12日(日)中国エリア
- 3月15日(水)中国エリア
- 3月19日(日)中国エリア
- 3月28日(火)中国エリア
- 3月29日(水)中国エリア
- 3月30日(木)中国エリア




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

- [\(添付資料\)中国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\(2023年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~中国電力ネットワーク編~](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

四国エリアにおける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
～ 2023年3月抑制分 四国電力送配電～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 四国電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における
基本的な考え方 ～四国電力送配電編～

四国電力送配電は、2023年3月に、四国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。）の出力抑制指令を、3日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2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、法令および指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

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

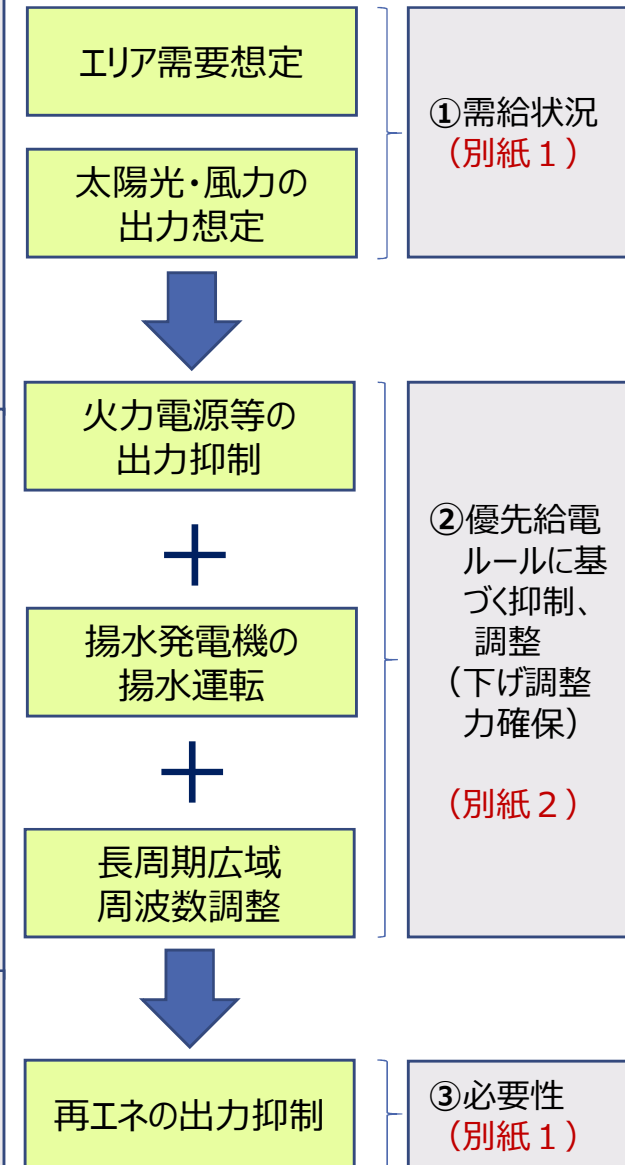
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転の最大限活用を見込んでいるか。
- ・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。



四国電力送配電は、3月の以下の日について、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	四国エリア		
指令日時	3月10日(金) 16時	3月11日(土) 16時	3月18日(土) 16時
抑制実施日	3月11日 (土)	3月12日 (日)	3月19日 (日)
最大抑制量（※1）	65.3万kW	82.3万kW	39.5万kW
抑制時間	9～15時	8～16時	8～16時
四国電力送配電 公表サイト	四国エリアの出力制御指示内容を参照		

（※1）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。

本機関は、四国電力送配電が行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	3月		
	11	12	19
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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。 その他の発電所は、LFC調整力2%を確保したうえで、試運転による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) 揚水発電機の揚水運転	作業停止および水位制約や出力抑制量の低減に寄与しないものを除いて、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	四国エリアは対象設備なし。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制することを確認した（全抑制日）。 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（全抑制日）。
(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たか確認した。（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。
(6) バイオマス専焼電源	作業等で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）。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制の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

再エネ出力抑制を計画した**3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、適切であると判断する。

○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、電制電源を除く電源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。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(単位: 万kW)

場所		四国エリア		四国エリア		四国エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		3月11日(土) 12時30分~13時		3月12日(日) 13時30分~14時		3月19日(日) 11時30分~12時		
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定 (※1)	年月日(曜日)	2023.3.11(土)	2022.3.12(土)	2023.3.12(日)	2020.3.22(日)	2023.3.19(日)	2021.3.14(日)	
	天候	晴	曇後晴	晴	曇	晴	晴	
	気温(℃)	20.0	21.0	20.8	20.8	17.3	16.6	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		0万kW/℃		▲6万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		— 273.6 需要に影響しない 気温帯(19℃~ 24℃)のため		— 243.8 需要に影響しない 気温帯(19℃~ 24℃)のため		▲4.2 (17.3℃-16.6℃) ×(▲6万kW/℃) =▲4.2万kW 270.5
太陽光の 出力想定 (※1)	日射量予測値(W/m ²)	663~827		357~706		723~827		
	出力 換算係数 (W/(W/ m ²)/kW)	特高	0.93~1.28		0.93~1.62		0.92~1.22	
		高圧	0.79~1.08		0.79~1.51		0.78~1.04	
		低圧10kW以上	0.76~1.17		0.76~1.66		0.75~1.09	
		低圧10kW未満	0.98~0.99		0.98~0.99		0.97~0.98	
	出力想定値 (万kW)	特高④(※3)	27.6		19.6		32.4	
		高圧⑤(※3)	99.7		75.5		101.5	
低圧10kW以上(自家消費を考慮(※2,3))⑥		76.5		62.8		77.0		
低圧10kW未満(自家消費を考慮(※2,3))⑦		31.9		23.5		33.9		
合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧		248.0		192.7		258.0	
風力の 出力想定 (※1)	設備量(万kW)	31.2		31.2		31.2		
	出力想定値 (万kW)	四国エリア⑩		0.7		11.5		
	合計⑫	⑩+⑪		0.7		11.5		
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)	92.4	当日見直しが あれば記載	80.4	当日見直しが あれば記載	81.1	
		(G) 電源Ⅲ(火力)	40.0		40.0		40.0	
		(K) 原子力	0.0		0.0		0.0	
		(J) 一般水力	8.6		7.8		14.8	
		(H) バイオマス専焼電源	5.8		7.2		10.7	
		(I) 地域資源バイオマス	3.2		3.2		3.3	
		(E-1) 太陽光⑨	248.0		192.7		258.0	
		(E-2) 風力⑬	0.7		11.5		6.7	
	(E-2) 想定誤差量	38.8	64.1	30.9				
	エリア供給力計⑭	437.5	406.9	445.5				
	エリア 需要等	(A) エリア需要③	273.6	243.8	266.3			
		揚水	(C-2) 揚水式発電機の揚水運転⑮	0.0	▲30.0	▲30.0		
		運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	—	—	—		
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲98.6	▲50.8	▲109.7		
送電		(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	0.0	0.0			
エリア需要等計⑲=③-(⑮+⑯+⑰+⑱)		372.2	324.6	406.0				
必要性 (万kW) イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力計⑭	437.5	406.9	445.5				
	エリア需要等計⑲	372.2	324.6	406.0				
	判定	○	○	○				
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳=(⑭-⑲)	65.3	82.3	39.5					

- (※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。
- (※2) 四国内のロードサーベイデータを基にした自家消費モデルから算出。
- (※3) 特高メガソーラーについては、発電所毎の合計。高圧および低圧については、各5kmメッシュの合計。
- (※4) 1kmメッシュの合計。

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況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) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (g) 作業停止(オーバーホール等) (j) 系統作業による停止 (m) 設備制約により並列不可能
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約 (n) 上下貯水池の水位制約(揚水運転)
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i) 他エリアの受電可能量不足 (l) 作業(ばい煙測定等)による抑制量減少

(単位: 万kW)														
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	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(※)	
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	石炭	橋湾	15.8	15.8	0.0		15.8	15.8	0.0		15.8	42.4	26.6	(a)
		西条	0.0	34.7	34.7	(d)	0.0	23.1	23.1	(d)	0.0	13.4	13.4	(d)
	LNG	坂出1,2(コンバインド)	10.0	10.0	0.0		9.9	9.9	0.0		0.0	0.0	0.0	
		坂出4	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		11.6	11.6	0.0	
	COG	坂出3	20.0	20.0	0.0		19.7	19.7	0.0		13.7	13.7	0.0	
石油	阿南	0.0	11.9	11.9	(m)	0.0	11.9	11.9	(m)	0.0	0.0	0.0		
合計		45.8	92.4	46.6	—	45.4	80.4	35.0	—	41.1	81.1	40.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
揚水発電機 揚水運転	本川	1	▲ 30.0	0.0	30.0	(g)	▲ 30.0	0.0	30.0	(g)	▲ 30.0	0.0	30.0	(g)
		2	▲ 30.0	0.0	30.0	(g)	▲ 30.0	▲ 30.0	0.0		▲ 30.0	▲ 30.0	0.0	
	その他	▲ 1.2	0.0	1.2	(n)	▲ 1.2	0.0	1.2	(n)	▲ 1.2	0.0	1.2	(n)	
	合計	▲ 61.2	0.0	61.2	—	▲ 61.2	▲ 30.0	31.2	—	▲ 61.2	▲ 30.0	31.2	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
電力貯蔵装置の充電	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(※)	
		—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
種別	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 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅲ火力	電制電源	A	0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0	
		B	34.0 [34%]	34.0	0.0		34.0 [34%]	34.0	0.0		34.0 [34%]	34.0	0.0	
	電制電源 を除く	火力他	6.0 [40%]	6.0	0.0		6.0 [40%]	6.0	0.0		6.0 [40%]	6.0	0.0	
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力()内は、全設備運転時	(6.0)				(6.0)				(6.0)			
	自家発余剰	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
合計		40.0	40.0	0.0	—	40.0	40.0	0.0	—	40.0	40.0	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用) ※1 空容量 = (運用容量) - 約定済みの域外送電電力 - マージン (ΔkWマージン含む)	地域間連系線	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点 の空容量① ※1 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	中国四国間連系線	85.6 (120.0)	0.0	▲ 85.6	(i)	120.0 (120.0)	0.0	▲ 120.0	(i)	62.4 (120.0)	0.0	▲ 62.4	(i)	
	関西四国間連系設備	41.4 (140.0)	0.0	▲ 41.4	(i)	89.2 (140.0)	0.0	▲ 89.2	(i)	0.0 (70.0)	0.0	0.0		
	合計	127.0 (260.0)	0.0	▲ 127.0	—	209.2 (260.0)	0.0	▲ 209.2	—	62.4 (190.0)	0.0	▲ 62.4	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	5.8 [49%]	5.8	0.0		9.1 [48%]	7.2	▲ 1.9	(e)	9.1 [48%]	10.7	1.6	(d)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)														
		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	
	出力抑制不可	—[100%]	3.2	—	A(23),B(8),C(0)	—[100%]	3.2	—	A(23),B(8),C(0)	—[100%]	3.3	—	A(23),B(8),C(0)	
想定誤差量														
想定誤差量		3月11日(土)				3月12日(日)				3月19日(日)				
出力帯 算定	エリア	四国エリア	淡路島南部地域	合計		四国エリア	淡路島南部地域	合計		四国エリア	淡路島南部地域	合計		
	出力帯	高出力帯	高出力帯			中出力帯①	高出力帯			高出力帯	高出力帯			
	(A)過去 最大出力/設備量	81.8%	81.8%			81.8%	81.8%			81.8%	81.8%			
	(B)当日 最大出力/設備量	75.9%	74.7%			63.6%	74.7%			79.8%	78.9%			
	(C)出力率(B)/(A)	92.8%	91.3%			77.8%	91.3%			97.6%	96.4%			
誤差量	太陽光誤差	15.8	0.3	16.1		48.5	0.3	48.8		7.9	0.3	8.2		
	エリア需要誤差	21.0	1.7	22.7		13.6	1.7	15.3		21.0	1.7	22.7		
	合計	36.8	2.0	38.8		62.1	2.0	64.1		28.9	2.0	30.9		

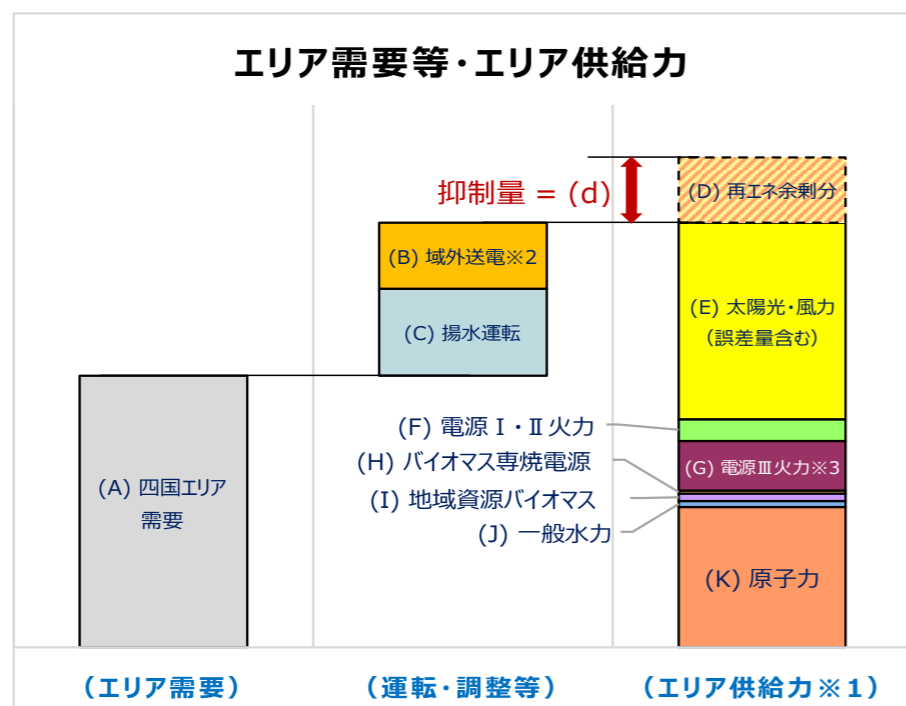
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

(単位：万kW)

場所		四国エリア	四国エリア	四国エリア	
下げ調整力最小時刻		3月11日(土) 12時00分～12時30分	3月12日(日) 13時～13時30分	3月19日(日) 12時30分～13時	
天候・気温	天候	晴	曇一時晴	晴	
	気温 (°C)	22.2	21.4	17.4	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (※1)	265.2	251.8	253.3	
	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	88.8	98.0	85.0
		(G) 電源Ⅲ (火力)	42.8	43.0	46.2
		(K) 原子力	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	11.9	12.5	14.3
		(H) バイオマス専焼電源	10.8	8.0	11.0
		(I) 地域資源バイオマス	3.5	2.7	3.3
		(E) 太陽光 (抑制量含む) (※1)	259.2	226.7	269.8
		(E) 風力 (抑制量含む) (※1)	0.0	9.9	2.0
	エリア供給力計	417.0	400.8	431.6	
	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	0.0	▲ 30.0	▲ 30.0	
	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	▲ 97.4	▲ 62.0	▲ 110.6	
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制 (※1)	▲ 54.4	▲ 57.0	▲ 37.7	
供給力計	265.2	251.8	253.3		

(※1) 四国エリアおよび淡路島南部地域を含む。

○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図



- ※1：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※2：中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。
- ※3：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

～四国電力送配電編～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
 2. 下げ調整力不足時の対応順序
 3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
 4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 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) 四国電力送配電の再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考2) 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。

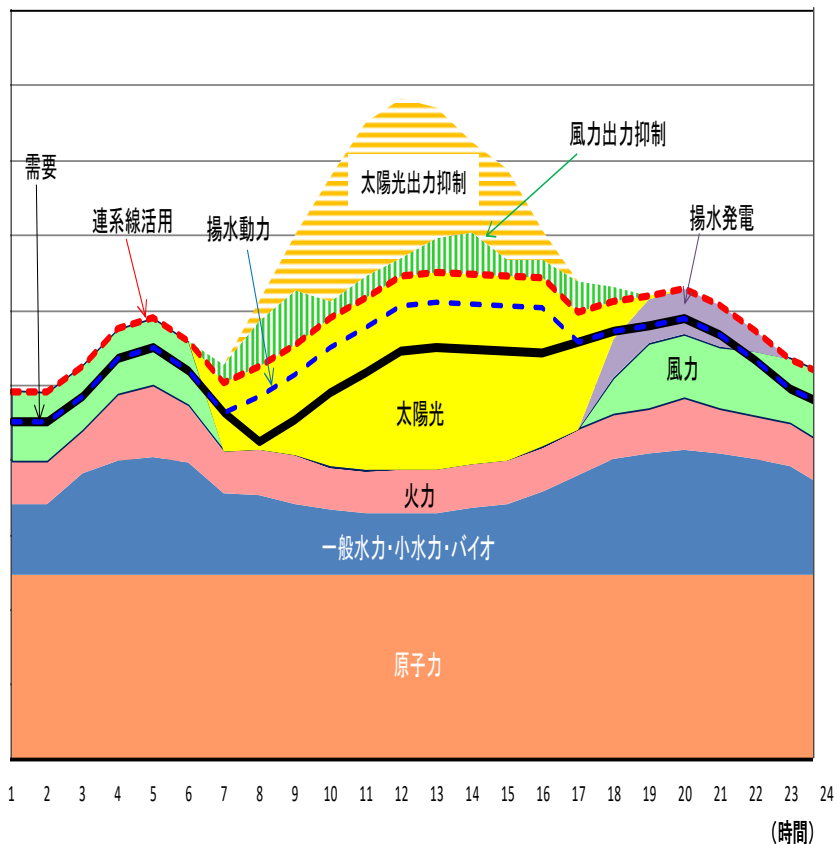
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこことができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源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) 発電機の出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電 (※)

(2) 上記 (1) を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、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の出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、
(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電 (※)

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

⑤ 自然変動電源の出力抑制

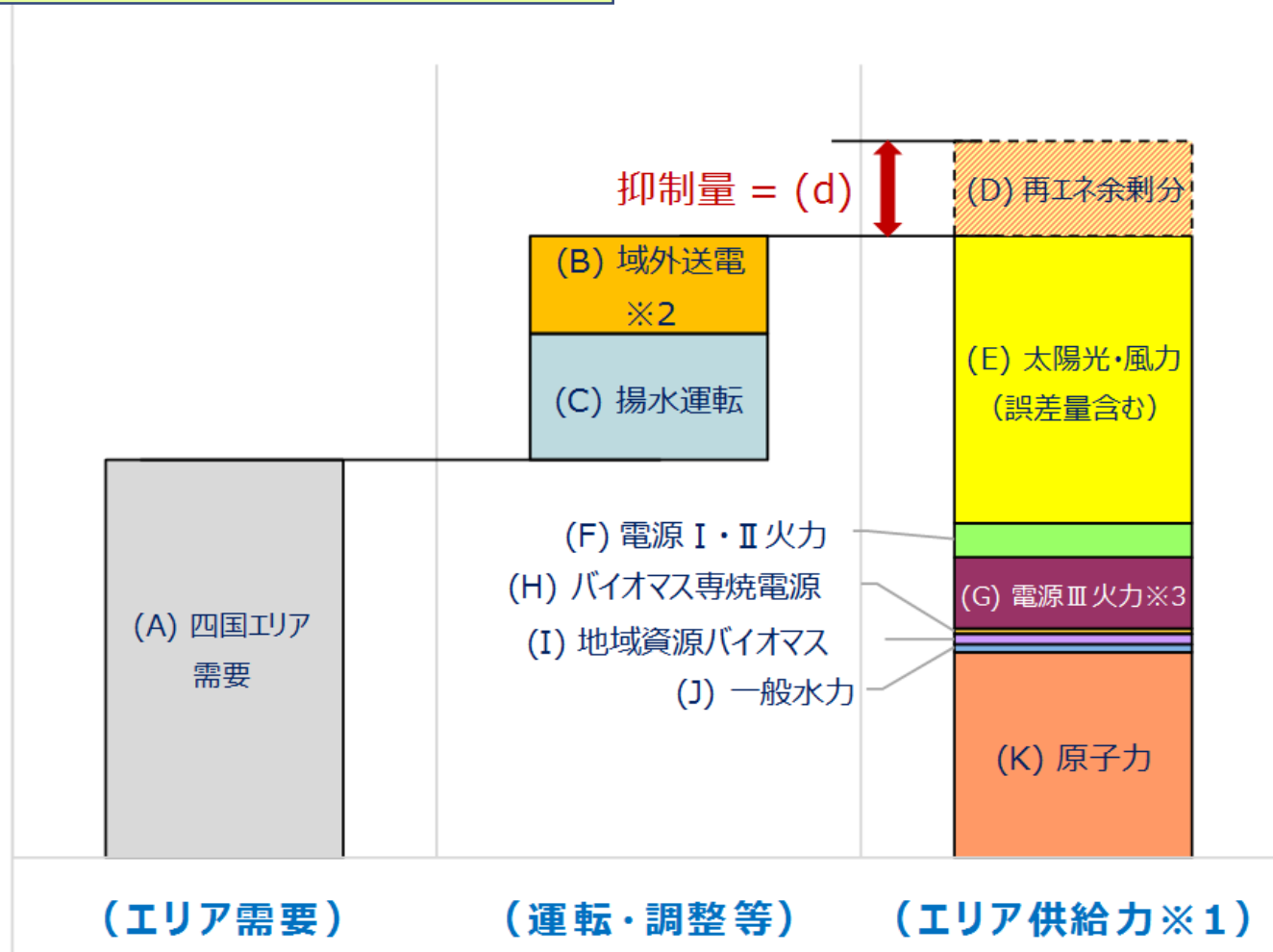
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 四国エリアにおいては、需給バランス改善用の電力貯蔵装置は無し。

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量相当。

※ 3 : バイオマス混焼電源を含む。

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索

翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

徳島、高知、松山、高松の翌日気温予想の平均と①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 翌日の需要想定
（最大・最小）

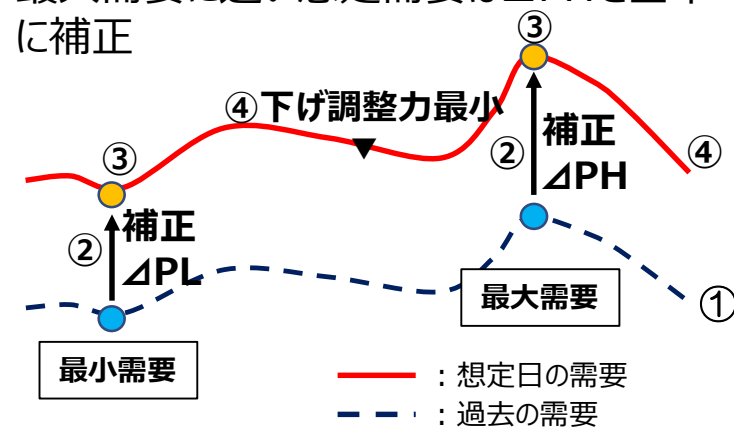
④ 翌日の需要カーブ作成（※）

（※）

- ・過去の需要カーブを基に4 8点データへ展開
- ・下げ調整力最小時の需要を想定

需要カーブ作成のイメージ図

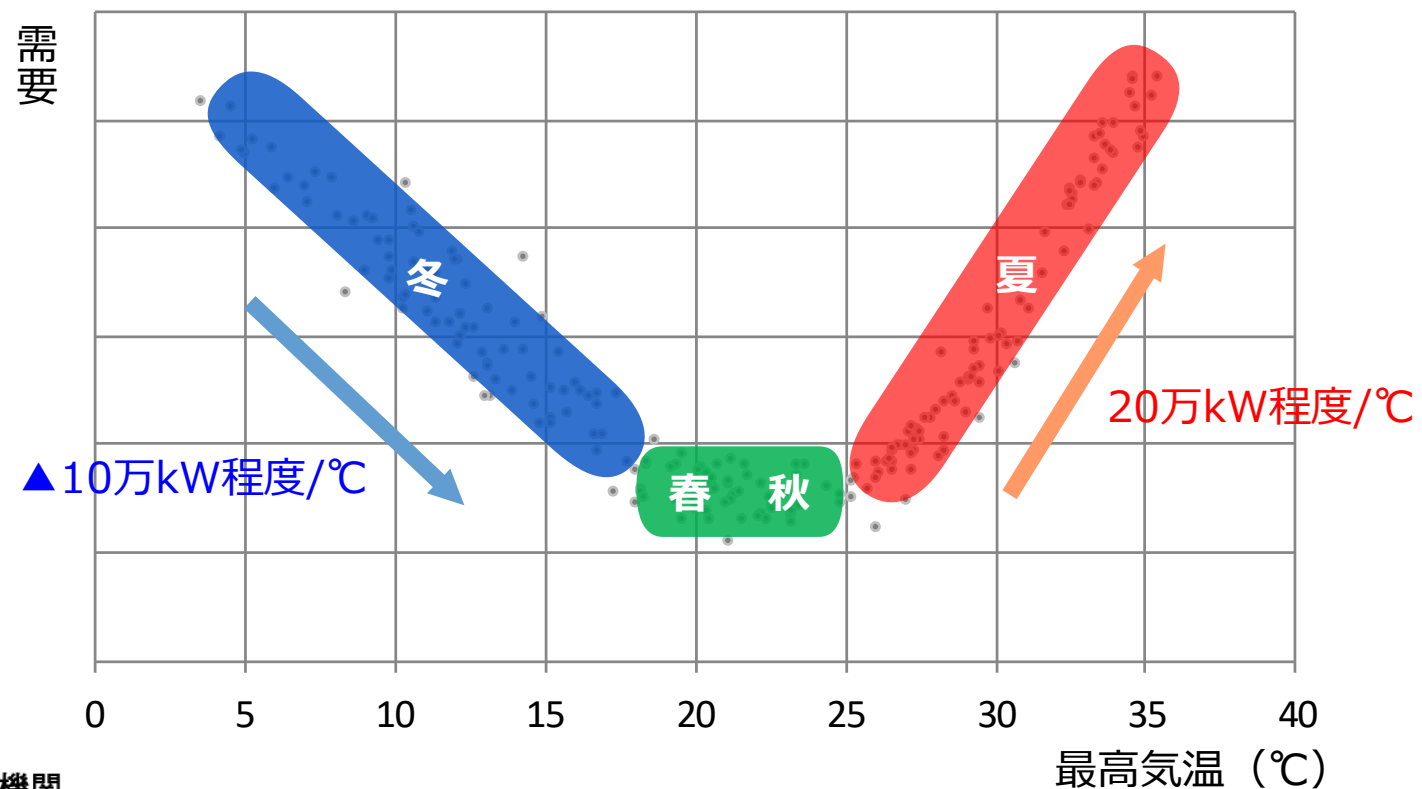
最小需要に近い想定需要は ΔPL 、
最大需要に近い想定需要は ΔPH を基準
に補正



(気温感応度グラフの説明)

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

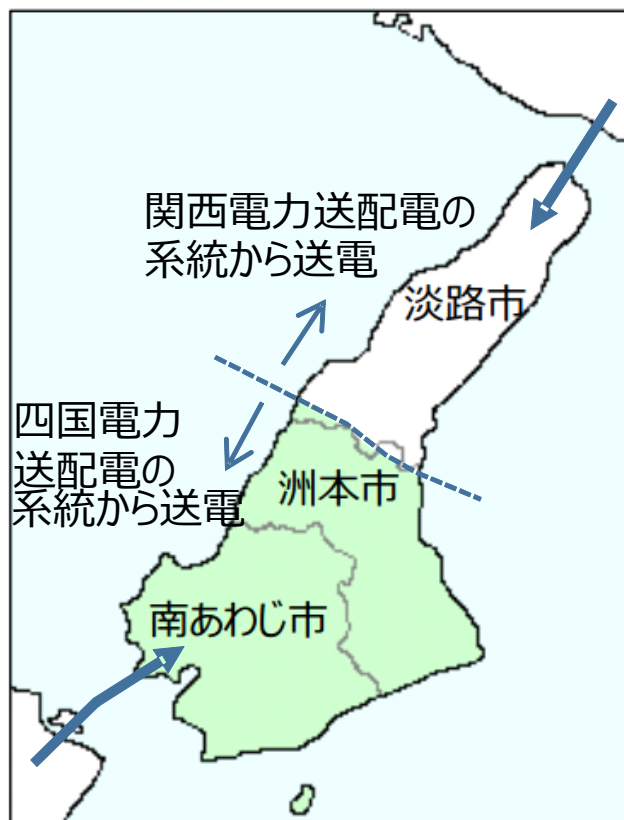
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定①

関西電力送配電の供給区域である淡路島南部地域（兵庫県洲本市、南あわじ市、淡路市の一部）は、歴史的な経緯から電力設備を合理的かつ効率的に運用するため、四国電力送配電の系統から送電しており、四国電力送配電が周波数調整を実施している。よって、淡路島南部地域については四国エリアの一部として取り扱い、太陽光発電と風力発電の出力想定（※）は四国エリアと一体のものとして出力想定量に加算する。

なお、当該エリアの事業者に対しては四国電力送配電が調整を実施する旨、接続時から十分に説明をしており、関西電力送配電ホームページにおいて情報公開を行うなど、事業者対応も適切に行っている。



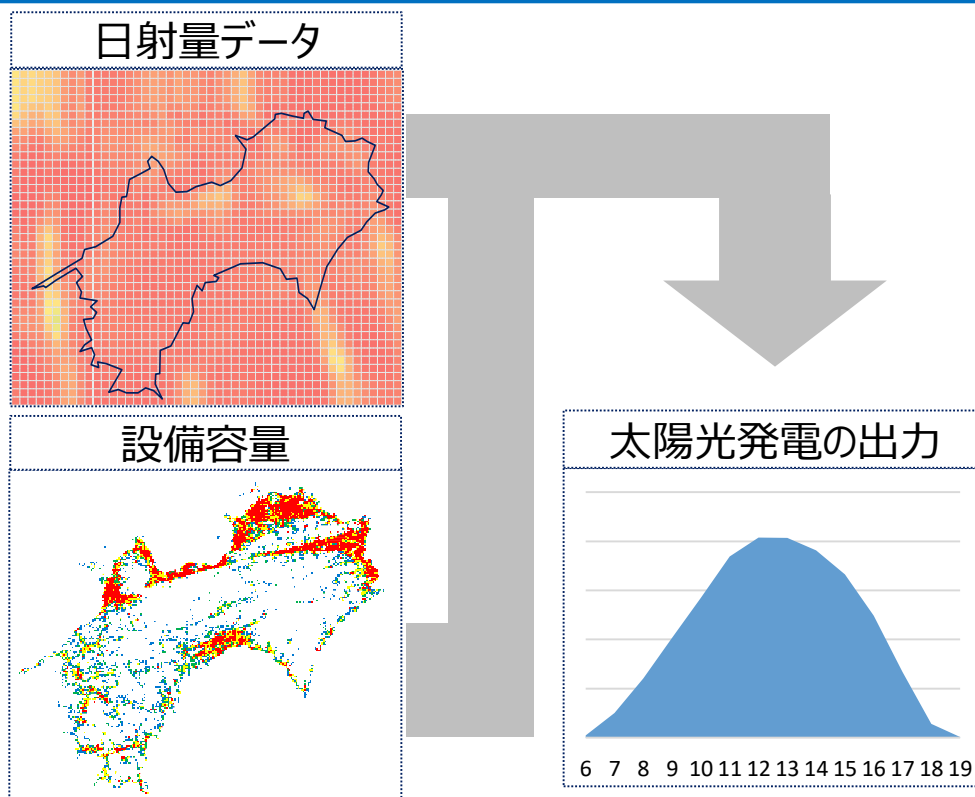
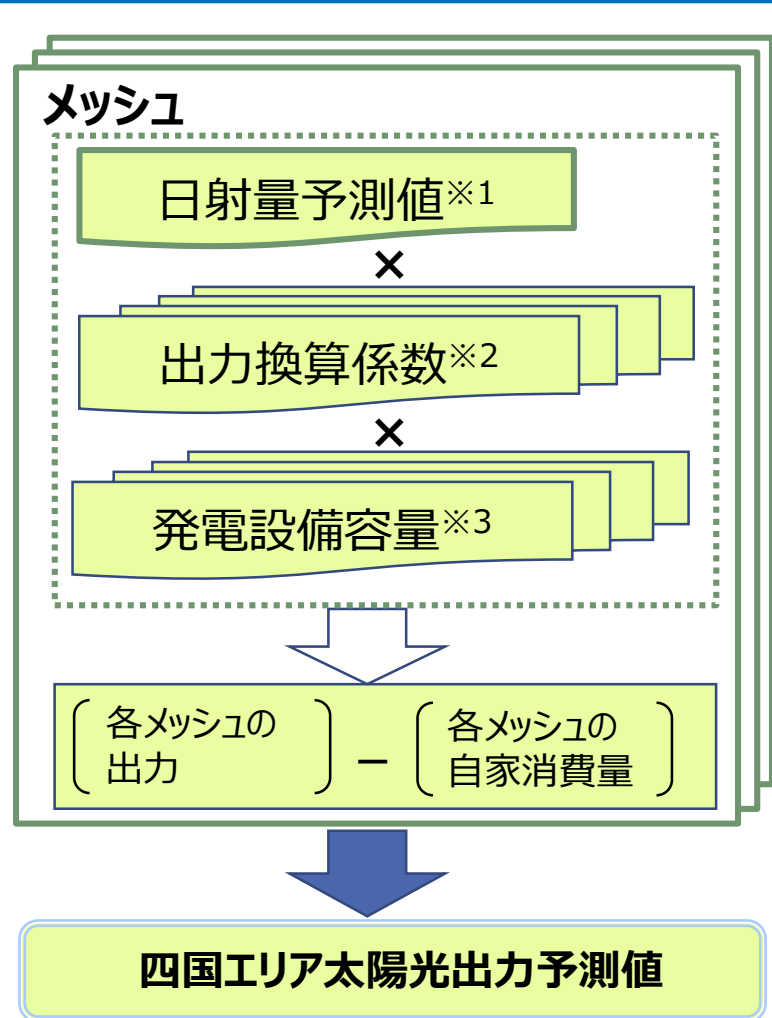
■ : 対象エリア
洲本市、
南あわじ市、
淡路市の一部

平成20年以降の淡路島南部地域の四国送電対象エリア

（※）淡路島南部地域は関西電力送配電にて想定
歴史的経緯

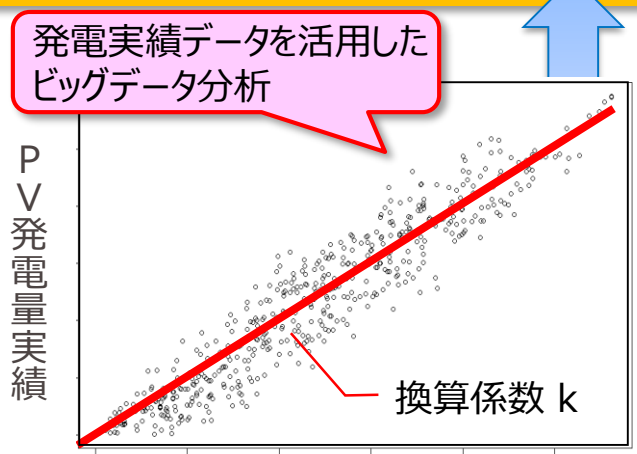
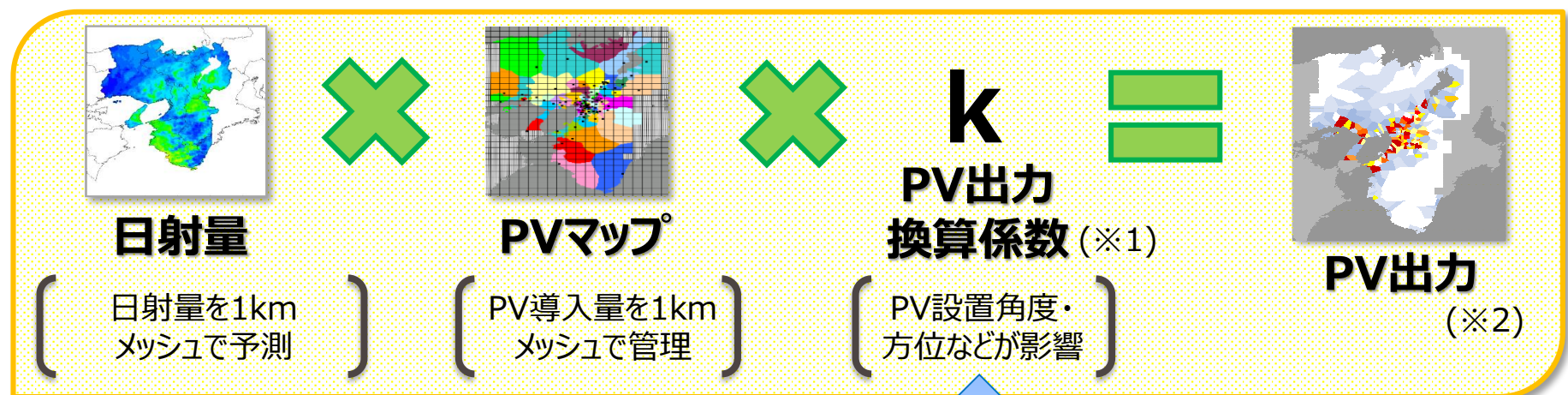
- ・昭和20年頃まで 島内の発電所のみで供給
- ・昭和20年頃 関西系22kV海底ケーブルにて全島供給
- ・昭和26年 関西電力発足
- ・昭和30年 22kV海底ケーブルからの供給による問題
・事故の多発、需要増による需給逼迫、電圧低下
- ・昭和36年 四国系66kV送電線にて全島供給
- ・昭和47年 四国系187kV送電線にて全島供給
- ・昭和61年 大鳴門橋架橋にともない、
四国系187kVケーブルを添架
- ・平成10年以降 明石海峡大橋架橋にともない、
関西系より77kVケーブルを添架
淡路島北部の岩屋、野島を関西系から供給
- ・平成16年 淡路島北部の仮屋を関西系から供給拡大
- ・平成20年 淡路島北部の志筑を関西系から供給拡大
- ・～ 現在 淡路島北部は関西系、南部は四国系から供給

四国エリアの太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日6時の気象データに基づく、前日12時の予測日射）から5kmメッシュの日射量を想定し、連系種別のPVパネル設置状況、出力換算係数および最新の発電設備容量を基に、5kmメッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。



- ※ 1 : 気象会社から提供される日射量予測
- ※ 2 : 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、連系種別ごとに細分化した出力換算係数
- ※ 3 : 連系種別ごとに細分化した太陽光発電設備容量

淡路島南部地域の太陽光の出力想定は、最新の日射予測値（前日6時の気象データに基づく、前日12時の予測日射）を使用し、淡路島南部地域に該当する1kmメッシュの日射量に、同メッシュの発電設備容量、出力換算係数を乗じて関西電力送配電にて想定し、その想定値が1kmメッシュ毎に算出した出力の合計値となっているか確認する。

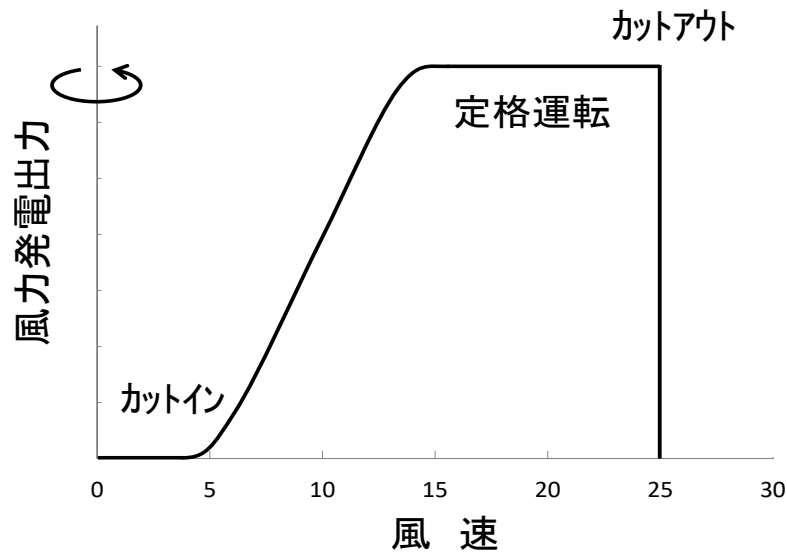


(※1)月別に設定
 (※2)低圧連系について自家消費を考慮

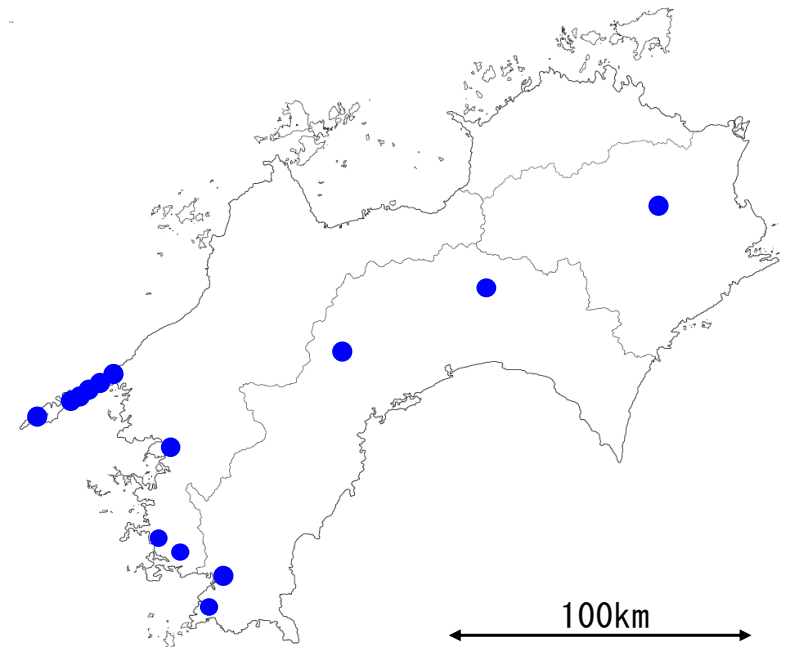
風力発電は、風速予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

四国エリアの発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（1時間値）と発電所毎のパワーカーブを基に、風力発電出力予測モデルを用いて、発電所単位で想定する。

[参考：風力発電所のパワーカーブ（イメージ）]



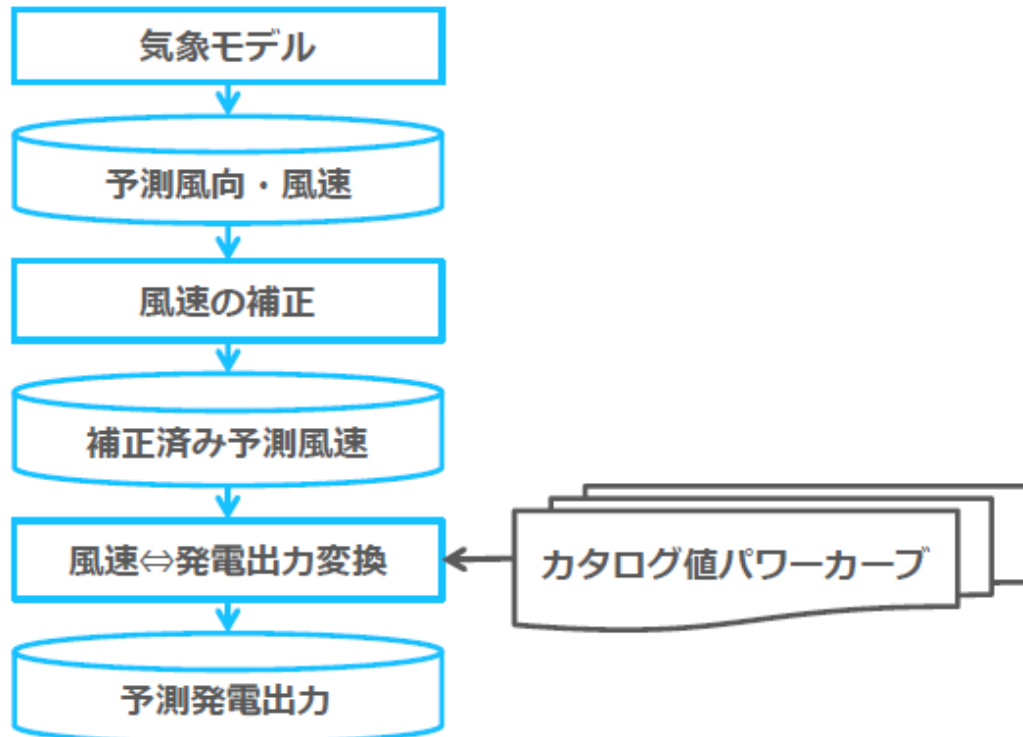
[参考：四国の風力発電所]



(風力予測対象地点：14地点)

淡路島南部地域の発電出力は、特高風力発電所周辺の風速予測データ（30分間値）と発電所のパワーカーブを基に、関西電力送配電にて想定する。

[参考：淡路島南部地域の風力発電所]



(淡路島南部地域の風力予測対象地点：1地点)

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

なお、四国エリアには需給バランス改善用の電力貯蔵装置に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙 2」参照。

四国電力送配電の 揚水発電所		揚水動力 (万 kW)
発電所名	号機	
本川	1	▲30.0
	2	▲30.0
その他※		▲1.2
合計		▲61.2

※ ダム水位や流入量などの制約により、余剰電力吸収には活用が難しい
小規模混合揚水発電所。

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、中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）の運用容量を維持できる出力まで、且つ、最低出力（※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）

最低出力（※1）まで抑制する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

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）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

（※2）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。

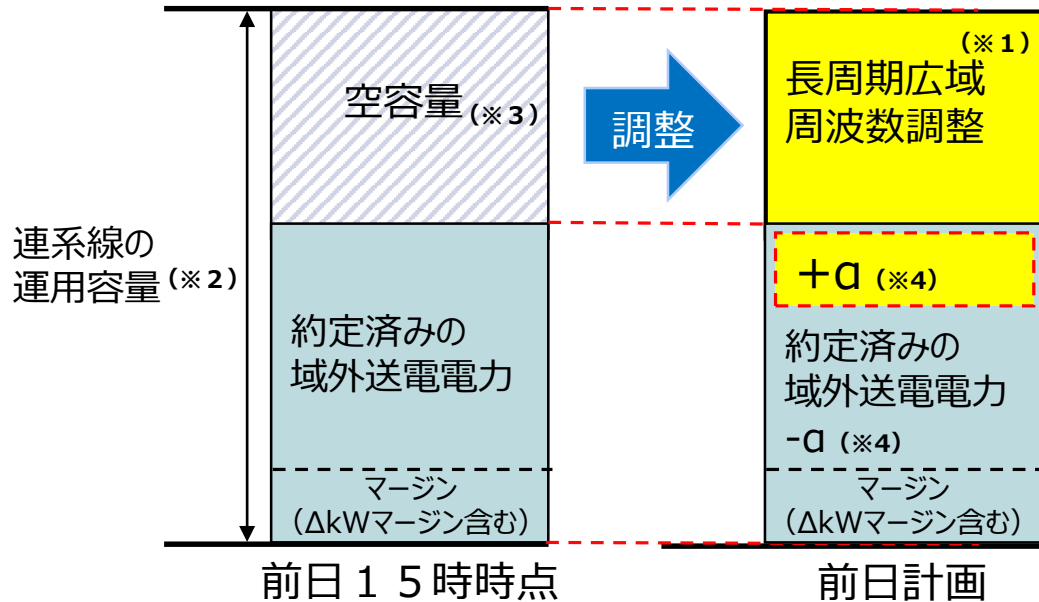
（※3）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（J E P X : Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、J E P X が売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※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2」参照。

中国四国間連系線（本四連系線）および関西四国間連系設備（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が前日 15 時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

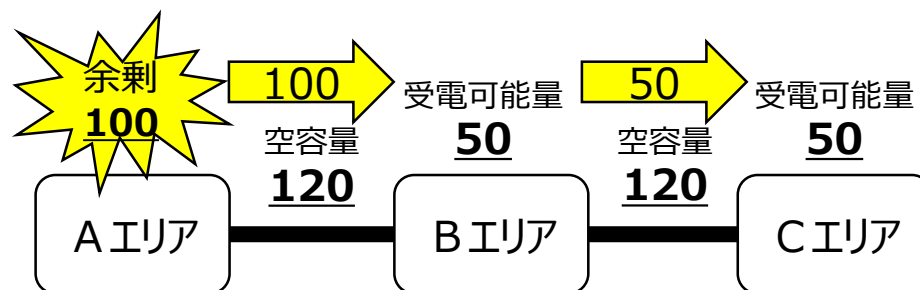
(※ 3) 空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

(※ 4) 約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、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。
 (= α)

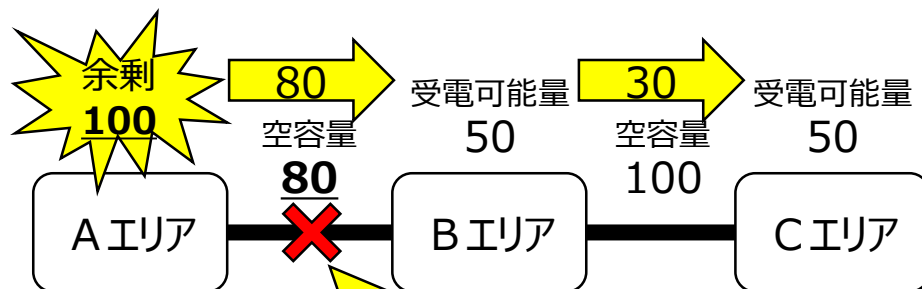
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

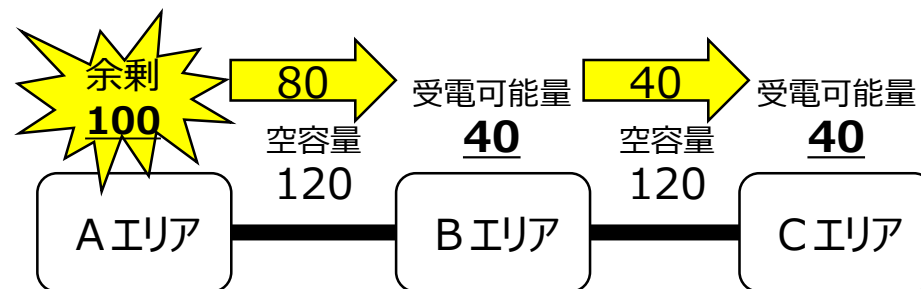
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

（※）四国電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力。

四国電力送配電が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

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

日別の状況は「別紙 2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、四国エリア（本土）の発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	23
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	8
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

なっとく！再生可能エネルギー－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#seigyō

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

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

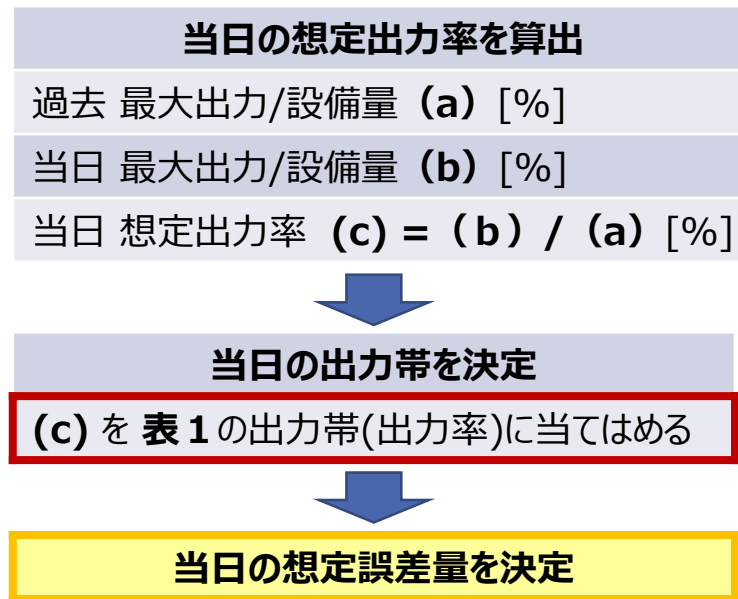
- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。
- ③ 当日の想定出力率の算出は四国エリアと淡路島南部地域のそれぞれで実施する。

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

表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量					
		四国エリア			淡路島南部地域		
		太陽光	エリア需要	合計	太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	15.8	21.0	36.8	0.3	1.7	2.0
中出力帯1	(67.5%~90%)	48.5	13.6	62.1	1.5	2.6	4.1
中出力帯2	(45%~67.5%)	54.8	2.2	57.0	4.2	0.9	5.1
低出力帯1	(22.5%~45%)	29.8	26.6	56.4	3.1	2.6	5.7
低出力帯2	(~22.5%)	4.0	29.2	33.2	0.8	1.8	2.6

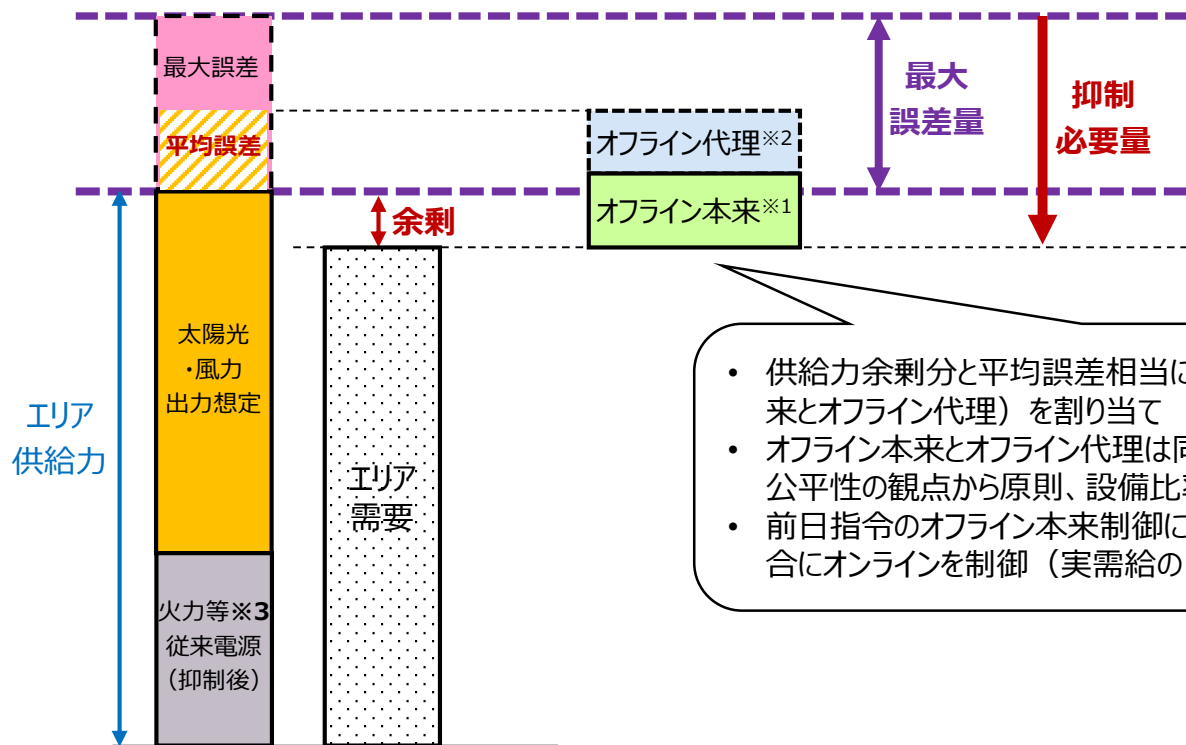
表2 想定誤差量の決定フロー



・ 合計誤差は四国エリアと淡路島南部地域の各々の出力帯の最大誤差量の合算値
 ・ データ収集期間 2019/4 ~ 2022/3
 ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

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

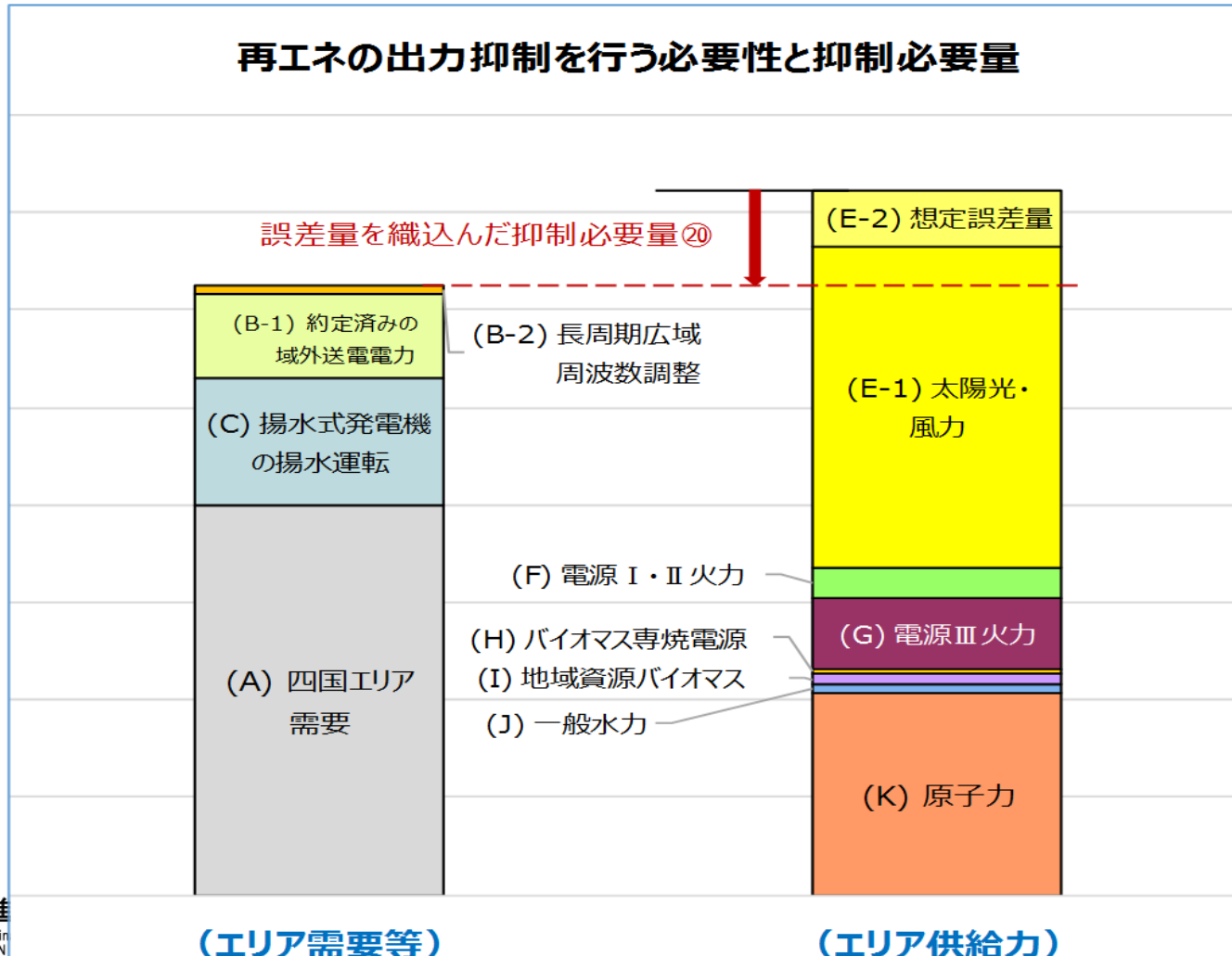


※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

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

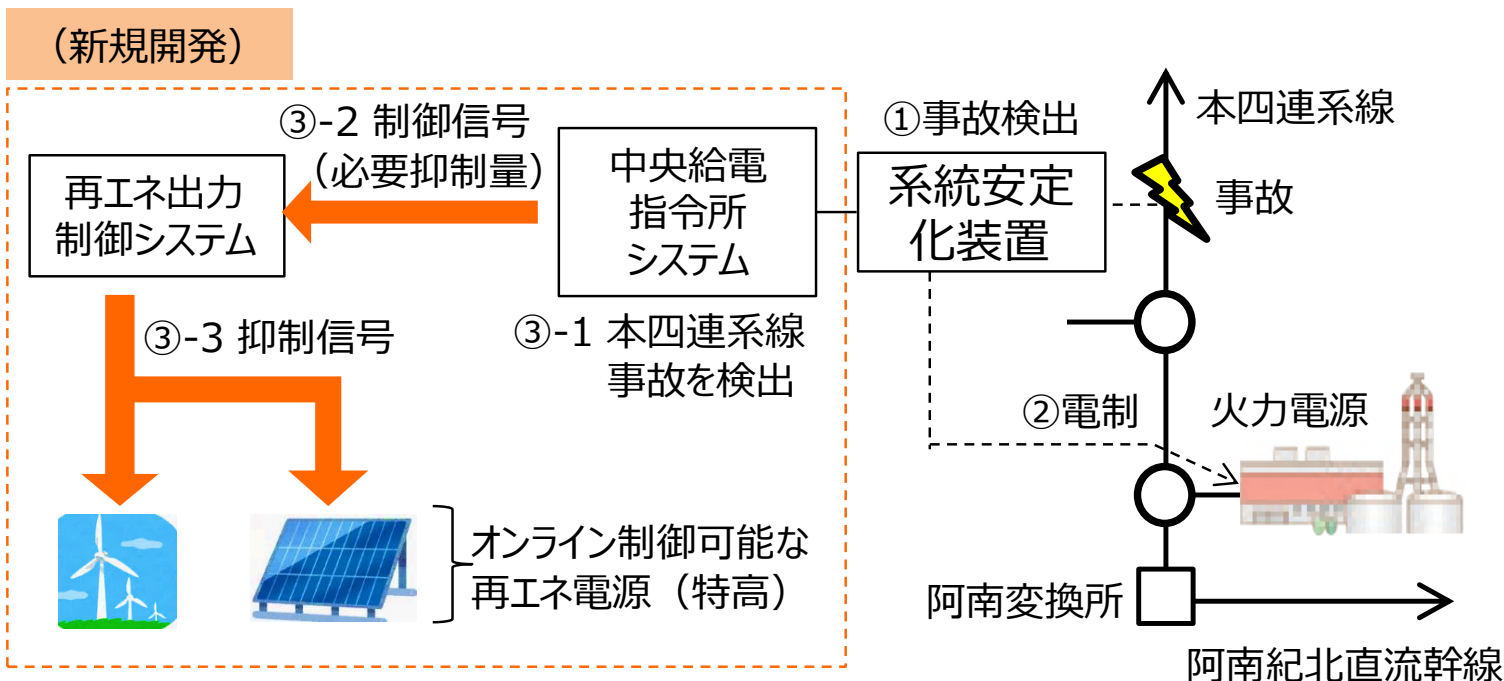
※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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、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。



四国電力送配電は、一層の連系線活用による再エネ出力制御量の低減をはかるため、四国エリアの再エネ出力制御が見込まれる場合に、本四連系線の運用容量を120万kW（熱容量）から145万kW（短時間熱容量）に拡大するためのシステム開発を行い、2021年10月より運用を開始している。

【本四連系線の運用容量拡大に関するシステム対応のイメージ】



四国電力送配電は、優先給電ルールに基づく、四国エリア内の電源Ⅲ（電制電源除く）火力発電所の出力抑制について、10者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（%））
① 定格出力の40%程度まで抑制	1者（火力）	16.7	6.7（40%）
② 自家消費相当分まで抑制	9者（自家発余剰電源）	—	1.5 ※1
計	10者	16.7	8.2（40%）※2

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

(※2) 出力の合計値は①②の合計（出力率は①から算出。）

四国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(2023年3月分)

四国電力送配電株式会社が2023年3月に実施した、四国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2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月11日(土)四国エリア
- 3月12日(日)四国エリア
- 3月19日(日)四国エリア



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

- [\(添付資料\)四国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\(2023年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
(別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~四国電力送配電編~!\[\]\(36f8637baaa56c4be44b454435949289_img.jpg\) \(XXXXKB\)](#)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

九州エリアにおける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

～ 2023年3月抑制分 九州電力送配電～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 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、2023年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23日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2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)

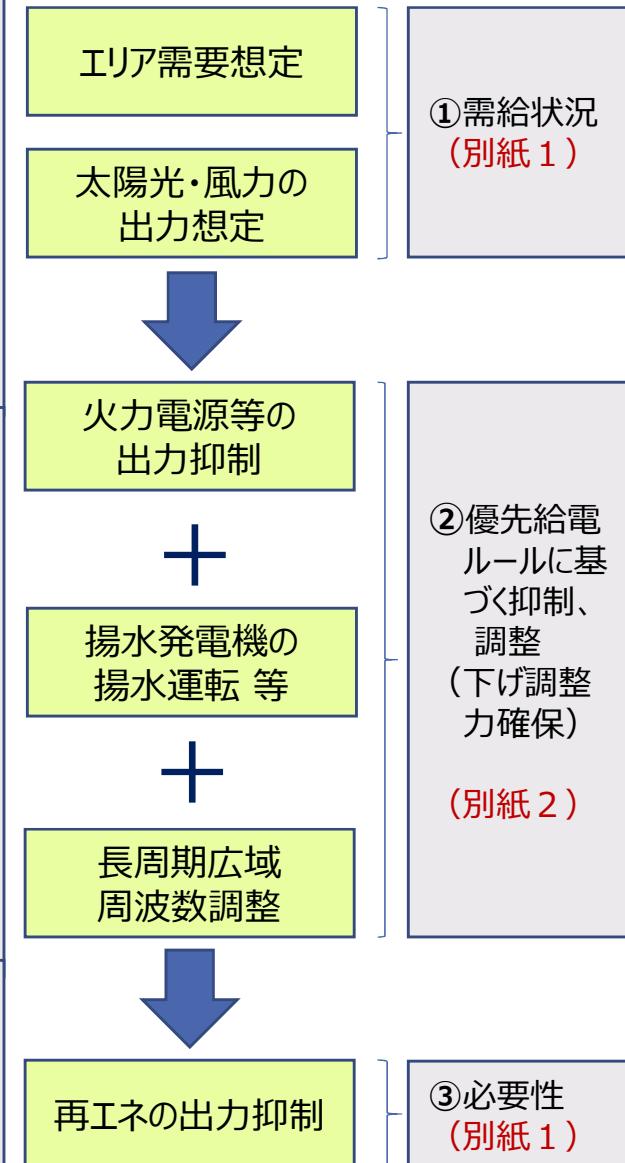
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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）

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転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。



3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(1/2)

九州電力送配電は、3月の以下の23日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	3月1日(水) 16時	3月2日(木) 16時	3月3日(金) 16時	3月4日(土) 16時	3月5日(日) 16時	3月6日(月) 16時	3月7日(火) 16時
抑制実施日	3月2日 (木)	3月3日 (金)	3月4日 (土)	3月5日 (日)	3月6日 (月)	3月7日 (火)	3月8日 (水)
最大抑制量 (※1)	405.0万kW	400.5万kW	81.0万kW	647.6万kW	485.6万kW	504.4万kW	468.8万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
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(木) 16時	3月10日(金) 16時	3月11日(土) 16時	3月12日(日) 16時	3月13日(月) 16時	3月14日(火) 16時	3月15日(水) 16時
抑制実施日	3月10日 (金)	3月11日 (土)	3月12日 (日)	3月13日 (月)	3月14日 (火)	3月15日 (水)	3月16日 (木)
最大抑制量 (※1)	546.7万kW	486.0万kW	394.3万kW	445.4万kW	468.6万kW	401.2万kW	227.5万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
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. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況(2/2)

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	3月17日(金) 16時	3月18日(土) 16時	3月19日(日) 16時	3月21日(火) 16時	3月24日(金) 16時	3月26日(日) 16時	3月27日(月) 16時
抑制実施日	3月18日 (土)	3月19日 (日)	3月20日 (月)	3月22日 (水)	3月25日 (土)	3月27日 (月)	3月28日 (火)
最大抑制量 (※1)	448.9万kW	648.9万kW	297.9万kW	197.7万kW	50.0万kW	328.0万kW	475.1万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
九州電力送配電公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照						

供給区域	九州エリア（離島を除く）						
指令日時	3月28日(火) 16時	3月30日(木) 16時					
抑制実施日	3月29日 (水)	3月31日 (金)					
最大抑制量 (※1)	467.3万kW	247.7万kW					
抑制時間	8～16時	8～16時					
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。

本機関は、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	3月																						
	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	18	19	20	22	25	27	28	29	31
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) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	LFC調整力2%を確保したうえで、トラブル等を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
(2) 揚水発電機の揚水運転	作業停止を除いて最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 電力貯蔵装置の充電	作業停止を除いて最大限充電していることを確認した（全抑制日）。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、最低出力まで抑制していることを確認した（全抑制日）。 その他の発電所は、燃料貯蔵等の関係で抑制量が減少した日を除き、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) 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）。
(6) バイオマス専焼電源	作業や設備トラブルにより抑制量が制限されたものを除いて、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）。
(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）。

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

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。

場所		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月2日(木) 12時30分~13時		3月3日(金) 12時30分~13時		3月4日(土) 12時30分~13時		3月5日(日) 12時30分~13時		3月6日(月) 12時30分~13時		3月7日(火) 12時30分~13時		3月8日(水) 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)	2023.3.2(木)	2022.3.2(水)	2023.3.3(金)	2022.3.3(木)	2023.3.4(土)	2021.2.6(土)	2023.3.5(日)	2022.4.3(日)	2023.3.6(月)	2020.3.17(火)	2023.3.7(火)	2021.3.10(水)	2023.3.8(水)	2021.3.31(水)		
	天候	晴	晴	晴	晴	曇	曇	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴		
	気温(℃)	11.7	12.6	11.2	12.3	12.0	11.5	13.1	14.3	14.4	12.7	15.6	14.7	16.6	18.1		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃		18.0万kW/℃		18.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃	
	需要(万kW)	過去の需要実績①	963.3	953.0	888.8	744.4	959.0	898.4	845.0	18.0	30.0	18.0	875.0	875.0	875.0	845.0	
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	18.0	22.0	▲9.0	21.6	▲34.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	▲18.0	
	▲20万kW/℃	▲18.0万kW	▲22.0万kW	▲18万kW/℃=▲9.0万kW	▲18万kW/℃=▲9.0万kW	▲18万kW/℃=▲34.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	▲18万kW/℃=▲18.0万kW	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	981.3	975.0	879.8	766.0	925.0	880.4	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	875.0	
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m)	2.70~3		2.78~3.01		0.56~2.03		2.43~2.99		2.86~2.99		2.83~3.02		2.31~2.99			
	出力	特高	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	
	換算係数(kWh/MJ)	高圧	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	
	/m/kWh	低圧10kW以上	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	
		低圧10kW未満	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	
	出力想定値(※1)(万kW)	特高④	200.7	205.8	95.7	206.5	210.1	212.5	200.5	200.7	200.7	200.7	200.7	200.7	200.7	200.7	
		高圧⑤	309.3	308.3	151.1	306.9	306.9	305.7	299.3	309.3	309.3	309.3	309.3	309.3	309.3	309.3	
		低圧10kW以上⑥	238.9	242.6	113.4	242.0	244.9	247.6	231.1	238.9	238.9	238.9	238.9	238.9	238.9	238.9	
		低圧10kW未満⑦	144.7	146.2	73.9	147.0	148.2	149.4	139.9	144.7	144.7	144.7	144.7	144.7	144.7	144.7	
		想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)	▲19.0	▲19.0	▲16.8	▲18.9	▲18.7	▲18.8	▲19.1	▲19.0	▲19.0	▲19.0	▲19.0	▲19.0	▲19.0	▲19.0	
	合計⑨	874.6	883.9	417.3	883.5	891.4	896.4	851.7	874.6	874.6	874.6	874.6	874.6	874.6	874.6		
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑩	57.8	56.3	56.3	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	
		高圧以下⑪	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	
		合計(⑩+⑪)	63.7	62.2	62.2	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	
	出力想定値(万kW)	特高⑫	24.2	0.8	2.1	6.7	2.5	4.4	4.3	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	24.2	
	高圧以下⑬ = ⑫ × (⑪/⑩)	2.4	0.0	0.2	0.6	0.2	0.4	0.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4		
	合計⑭	26.6	0.8	2.3	7.3	2.7	4.8	4.7	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6	26.6		
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)	135.4	135.3	133.4	131.1	134.3	133.4	133.3							
			(G) 電源Ⅲ(火力)	147.9	155.2	150.8	141.2	177.9	148.6	150.6							
			(L) 原子力	322.2	322.3	322.3	322.0	322.1	322.0	320.1							
			(J) 一般水力	18.4	17.3	19.1	19.0	19.0	17.5	16.3							
			(K) 地熱	15.3	15.6	15.8	15.8	15.8	15.6	16.1							
			(H) バイオマス専焼電源	27.6	26.8	26.8	26.8	26.8	26.8	29.2							
			(I) 地域資源バイオマス	21.5	21.5	22.2	22.1	21.4	21.5	22.6							
			(E-1) 太陽光⑨	874.6	883.9	417.3	883.5	891.4	896.4	851.7							
			(E-2) 風力⑭	26.6	0.8	2.3	7.3	2.7	4.8	4.7							
			(E-2) 想定誤差量	218.0	218.0	224.0	218.0	218.0	217.0	218.0							
			エリア供給力計⑮	1,807.5	1,796.7	1,334.0	1,786.8	1,829.4	1,803.6	1,762.6							
			エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	981.3	975.0	879.8	766.0	925.0	880.4	875.0						
				揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲154.2	▲154.2	▲154.2	▲154.2	▲154.2	▲154.2						
				運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲5.0	▲5.0	▲5.0	▲5.0	▲2.6	▲2.6						
				域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲262.0	▲262.0	▲214.0	▲214.0	▲262.0	▲262.0						
送電	(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力⑲⑳	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0									
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑯ + ⑰ + ⑱ + ⑲)	1,402.5	1,396.2	1,253.0	1,139.2	1,343.8	1,299.2	1,293.8										
必要性(万kW)	イメージ図は「別紙3」	エリア供給力計⑮	1,807.5	1,796.7	1,334.0	1,786.8	1,829.4	1,803.6	1,762.6								
		エリア需要等計⑳	1,402.5	1,396.2	1,253.0	1,139.2	1,343.8	1,299.2	1,293.8								
		判定	○	○	○	○	○	○	○								
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ⑳)	405.0	400.5	81.0	647.6	485.6	504.4	468.8									

(※1) 地点1~67の合計
 (※2) 地点1~67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

場所		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月10日(金) 12時30分~13時		3月11日(土) 12時30分~13時		3月12日(日) 11時30分~12時		3月13日(月) 12時30分~13時		3月14日(火) 12時30分~13時		3月15日(水) 12時30分~13時		3月16日(木) 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)	2023.3.10(金)	2022.4.6(水)	2023.3.11(土)	2022.3.12(土)	2023.3.12(日)	2022.3.27(日)	2023.3.13(月)	2020.3.11(水)	2023.3.14(火)	2020.3.12(木)	2023.3.15(水)	2022.4.4(月)	2023.3.16(木)	2021.4.6(火)	
	天候	晴	晴	晴	晴	曇	曇	晴	晴	晴	晴	晴	晴	曇	曇	
	気温(℃)	18.4	18.6	18.3	19.2	19.3	17.8	13.8	12.7	13.2	12.8	16.1	15.8	16.6	16.2	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		20.0万kW/℃		18.0万kW/℃		18.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃		
	需要(万kW)	過去の需要実績①	841	782.4	740.8	967.0	939.0	873.1	893.0	845.0	845.0	845.0	845.0	845.0	845.0	
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	4.0	(18.4℃-18.6℃)×▲20万kW/℃=4.0万kW	12.6	(18.3℃-19℃)×▲18万kW/℃=12.6万kW	▲21.6	(19℃-17.8℃)×▲18万kW/℃=▲21.6万kW	▲22.0	(13.8℃-12.7℃)×▲20万kW/℃=▲22.0万kW	▲8.0	(13.2℃-12.8℃)×▲20万kW/℃=▲8.0万kW	▲6.0	(16.1℃-15.8℃)×▲20万kW/℃=▲6.0万kW	▲8.0	(16.6℃-16.2℃)×▲20万kW/℃=▲8.0万kW	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	845.0		795.0		719.2		945.0		931.0		867.1		885.0		
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m)	【出力想定】2.43~3.03		【出力想定】2.02~2.97		【出力想定】0.92~2.16		【出力想定】2.45~3.07		【出力想定】2.99~3.1		【出力想定】1.46~2.96		【出力想定】0.79~2.56		
	出力換算係数(kWh/MJ/mi/kW)	特高	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	
		高圧	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	
		低圧10kW以上	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	
		低圧10kW未満	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	
	出力想定値(※1)(万kW)	特高④	200.0	183.9	120.6	202.4	213.4	168.9	138.0	200.0	183.9	120.6	202.4	213.4	168.9	138.0
		高圧⑤	303.6	269.1	175.5	304.3	315.9	272.0	191.5	303.6	269.1	175.5	304.3	315.9	272.0	191.5
		低圧10kW以上⑥	239.0	210.3	134.3	241.3	255.3	205.5	154.0	239.0	210.3	134.3	241.3	255.3	205.5	154.0
		低圧10kW未満⑦	144.0	123.3	80.1	148.4	154.2	128.7	86.8	144.0	123.3	80.1	148.4	154.2	128.7	86.8
		想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)	▲19.1	▲19.3	▲17.5	▲18.9	▲18.5	▲19.3	▲17.6	▲19.1	▲19.3	▲17.5	▲18.9	▲18.5	▲19.3	▲17.6
	合計⑨	867.5	767.3	493.0	877.5	920.3	755.8	552.7	867.5	767.3	493.0	877.5	920.3	755.8	552.7	
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑩	56.0	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	
		高圧以下⑪	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	
		合計(⑩+⑪)	61.9	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7	63.7
	出力想定値(万kW)	特高⑫	1.1	3.4	11.7	19.2	6.3	10.1	5.3	1.1	3.4	11.7	19.2	6.3	10.1	5.3
	高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	0.1	0.3	1.2	1.9	0.6	1.0	0.5	0.1	0.3	1.2	1.9	0.6	1.0	0.5	
	合計⑭	1.2	3.7	12.9	21.1	6.9	11.1	5.8	1.2	3.7	12.9	21.1	6.9	11.1	5.8	
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)	153.0	105.4	103.9	118.2	117.9	116.6	120.0						
			(G) 電源Ⅲ(火力)	162.0	150.8	143.1	115.6	125.3	119.3							
			(L) 原子力	322.4	322.3	322.2	322.0	319.2	322.3							
			(J) 一般水力	16.4	16.8	19.7	18.1	17.4	15.7							
			(K) 地熱	16.7	16.7	16.5	16.5	16.5	16.5							
			(H) バイオマス専焼電源	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2	29.2							
			(I) 地域資源バイオマス	24.1	24.0	24.2	23.0	22.6	23.2							
			(E-1) 太陽光⑨	867.5	767.3	493.0	877.5	920.3	755.8							
			(E-2) 風力⑭	1.2	3.7	12.9	21.1	6.9	11.1							
			(E-2) 想定誤差量	218.0	218.0	326.0	218.0	193.1	218.0							
			エリア供給力計⑮	1,810.5	1,654.2	1,490.7	1,759.2	1,768.4	1,637.1	1,481.2						
			エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	845.0	795.0	719.2	945.0	931.0	867.1	885.0					
				揚水												
				(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲154.2	▲154.2	▲154.2	▲117.2	▲117.2	▲117.2	▲117.2					
				(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲2.6	▲5.0	▲5.0	▲2.5	▲2.5	▲2.5	▲2.5					
域外																
(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲262.0	▲214.0	▲218.0	▲248.2	▲248.2	▲248.2	▲245.3									
送電																
(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力⑲⑳	0.0	0.0	0.0	▲0.9	▲0.9	▲0.9	▲3.7									
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)	1,263.8	1,168.2	1,096.4	1,313.8	1,299.8	1,235.9	1,253.7									
必要性(万kW)	判定	○	○	○	○	○	○	○								
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑=(⑮-⑳)	546.7	486.0	394.3	445.4	468.6	401.2	227.5								

(※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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

場所		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア		九州エリア			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月18日(土) 12時30分~13時		3月19日(日) 12時30分~13時		3月20日(月) 12時~12時30分		3月22日(水) 12時30分~13時		3月25日(土) 11時30分~12時		3月27日(月) 12時30分~13時		3月28日(火) 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)	2023.3.18(土)	2022.4.16(土)	2023.3.19(日)	2020.4.5(日)	2023.3.20(月)	2021.3.24(水)	2023.3.22(水)	2022.4.14(木)	2023.3.25(土)	2022.3.26(土)	2023.3.27(月)	2020.4.10(金)	2023.3.28(火)	2020.4.15(水)		
	天候	曇	曇	晴	晴	晴	晴	曇	曇	曇	曇	晴	曇	晴	曇		
	気温(℃)	16.9	16.7	16.1	15.4	16.6	15.3	18.6	18.9	18.3	18.2	16.4	17.3	16.0	16.4		
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		18.0万kW/℃		18.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃		18.0万kW/℃		20.0万kW/℃		20.0万kW/℃	
	需要(万kW)	過去の需要実績①	808.6	—	749.5	—	926.1	—	869.0	—	823.8	—	847.0	—	855.0		
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	▲3.6	(16.9℃-16.7℃)×▲18万kW/℃=▲3.6万kW	▲12.6	(16.1℃-15.4℃)×▲18万kW/℃=▲12.6万kW	▲26.0	(16.6℃-15.3℃)×▲20万kW/℃=▲26.0万kW	6.0	(18.6℃-18.9℃)×▲20万kW/℃=▲6.0万kW	▲1.8	(18.3℃-18.2℃)×▲18万kW/℃=▲1.8万kW	18.0	(16.4℃-17.3℃)×▲20万kW/℃=▲18.0万kW	8.0	(16℃-16.4℃)×▲20万kW/℃=▲8.0万kW		
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	805.0		736.9		900.1		875.0		822.0		865.0		863.0			
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m ²)	【出力想定】1.72~3.02		【出力想定】2.92~3.16		【出力想定】1.40~2.78		【出力想定】0.57~2.28		【出力想定】0.51~1.51		【出力想定】1.56~3.23		【出力想定】3.00~3.24			
	出力	特高	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302	0.302		
	換算係数(kWh/MJ)	高圧	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275	0.275		
	出力想定値(※1)(万kW)	低圧10kW以上	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	0.268	
		低圧10kW未満	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237	0.237		
		特高④	157.0	222.9	149.5	105.4	163.5	163.5	163.5	163.5	163.5	163.5	163.5	163.5	163.5		
		高圧⑤	237.0	319.6	220.5	172.2	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8		
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)	低圧10kW以上⑥	183.2	259.0	168.8	105.8	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5	92.5		
		低圧10kW未満⑦	106.7	156.4	105.8	82.7	57.7	57.7	57.7	57.7	57.7	57.7	57.7	57.7	57.7		
	合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧	664.9	939.5	626.1	468.7	336.3	693.9	969.5								
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑩	57.8	54.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8	57.8			
	高圧以下⑪	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7				
	合計(⑩+⑪)	63.5	60.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5	63.5				
	出力想定値(万kW)	特高⑫	12.2	3.6	8.2	7.2	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7			
高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	1.2	0.4	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8					
合計⑭	⑫+⑬	13.4	4.0	9.0	7.9	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5				
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	101.0	99.6	120.3	119.8	101.3	102.2									
		(G) 電源Ⅲ(火力)	118.0	118.8	127.2	119.1	144.3	152.0									
		(L) 原子力	322.6	322.6	322.6	322.7	322.8	322.8									
		(J) 一般水力	16.1	15.5	19.8	20.3	36.5	33.8									
		(K) 地熱	16.4	16.3	16.3	16.0	13.5	13.6									
		(H) バイオマス専焼電源	29.2	29.2	27.2	27.2	27.2	27.2									
		(I) 地域資源バイオマス	23.5	23.5	23.7	24.1	23.8	22.8									
		(E-1) 太陽光⑨	664.9	939.5	626.1	468.7	336.3	693.9									
		(E-2) 風力⑭	13.4	4.0	9.0	7.9	9.5	6.4									
		(E-2) 想定誤差量	277.0	145.0	277.0	277.0	289.0	267.0									
	エリア供給力計⑮	1,582.1	1,714.0	1,569.2	1,402.8	1,304.2	1,640.1										
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	805.0	736.9	900.1	875.0	822.0	865.0									
		揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲117.2	▲117.2	▲117.2	▲117.2	▲219.2	▲193.1								
		運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲5.0	▲5.0	▲5.0	▲5.0	▲5.0	▲5.0								
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲206.0	▲206.0	▲240.7	▲150.5	▲154.4	▲249.0								
送電		(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力⑲⑳	0.0	0.0	▲8.3	▲57.4	▲53.6	0.0									
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)	1,133.2	1,065.1	1,271.3	1,205.1	1,254.2	1,312.1	1,310.1										
必要性(万kW)	エリア供給力計⑮	1,582.1	1,714.0	1,569.2	1,402.8	1,304.2	1,640.1										
	エリア需要等計⑳	1,133.2	1,065.1	1,271.3	1,205.1	1,254.2	1,312.1										
	判定	○	○	○	○	○	○										
イメージ図は「別紙3」	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑=(⑮-⑳)	448.9	648.9	297.9	197.7	50.0	328.0										

(※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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

場所		九州エリア		九州エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月29日(水) 12時30分~13時		3月31日(金) 12時30分~13時		
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日(曜日)	2023.3.29(水)	2021.4.15(木)	2023.3.31(金)	2022.4.7(木)	
	天候	晴	晴	晴	晴	
	気温(℃)	16.8	17.1	19.2	19.4	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		20.0万kW/℃		
	需要(万kW)	過去の需要実績①	854.9	0.0	865.0	
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	6.0	(16.8℃-17.1℃)× ▲20万kW/℃ =6.0万kW	0.0	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)のため	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	860.9		865.0		
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m)		3.01~3.24		0.72~3.2	
	出力 換算係数 (kWh/MJ /m/kW)	特高	0.302		0.302	
		高圧	0.275		0.275	
		低圧10kW以上	0.268		0.268	
		低圧10kW未満	0.237		0.237	
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④	228.0		140.8	
		高圧⑤	328.9		230.8	
		低圧10kW以上⑥	265.0		169.7	
		低圧10kW未満⑦	161.1		115.8	
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)		▲18.0		▲18.0	
合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧	965.0		639.1		
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑩	57.8		57.8	
		高圧以下⑪	5.7		5.7	
		合計(⑩+⑪)	63.5		63.5	
	出力想定値 (万kW)	特高⑫	1.7		14.9	
	高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	0.1		1.4		
合計⑭	⑫+⑬	1.8		16.3		
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)	102.1	当日見直しがあれば記載	102.2	当日見直しがあれば記載
		(G) 電源Ⅲ(火力)	149.3		144.2	
		(L) 原子力	322.9		322.8	
		(J) 一般水力	23.5		15.0	
		(K) 地熱	16.3		16.7	
		(H) バイオマス専焼電源	28.0		29.2	
		(I) 地域資源バイオマス	22.8		23.4	
		(E-1) 太陽光⑨	965.0		639.1	
		(E-1) 風力⑭	1.8		16.3	
		(E-2) 想定誤差量	143.6		277.0	
	エリア供給力計⑮	1,775.3	1,585.9			
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	860.9	865.0		
		揚水 運転等	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲193.1	▲219.2	
			(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲5.0	▲5.0	
		域外 送電	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲249.0	▲249.0	
(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力⑲⑳			0.0	0.0		
エリア需要等計⑳=③-(⑯+⑰+⑱+⑲)	1,308.0	1,338.2				
必要性 (万kW) イメージ図は「別紙3」	エリア供給力計⑮		1,775.3	/	1,585.9	/
	エリア需要等計⑳		1,308.0		1,338.2	
	判定		○		○	
(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑=(⑮-⑳)		467.3		247.7		

(※1) 地点1~67の合計

(※2) 地点1~67の低圧10kW未満の実績データを基に、昼間帯の想定自家消費量を算出

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)差異理由

- (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (g) オーバーホールで停止中(～XX/XX) (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (j) ボイラー給水ポンプトラブルに伴う抑制量減少(～2023/3/10) (k) 解体修繕工事に伴う抑制量減少(3/1～10/5) (l) ばい煙測定による抑制量減少 (m) 蒸気タービントラブルに伴う抑制量減少(1/10～) (n) タービン制御器不調に伴う抑制量増加(1/12～3/31) (o) 補修作業に伴う停止(2/25～3/12) (p) 共通自動制御盤外部点検(3/13～3/24) (q) 不良修繕に伴う抑制量減少(3/6～3/10、3/13～3/17) (r) 定期点検に伴う抑制量の増(3/13～3/23) (s) 入口弁スラスト側弁修繕(3/28～3/30) (t) 新規炭燃焼試験に伴う抑制量の減 (u) 日常点検に伴う停止

[万 kW]

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (電源I・II 火力, LFC調整力2%, 確保の発電所). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (揚水発電機, 揚水運転). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (電力貯蔵装置の充電, 豊前蓄電池変電所). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (電制電源, 電制電源を除く). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (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)). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (バイオマス専焼電源, 電源合計). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (地域資源バイオマス, 電源合計, 出力抑制可, 出力抑制不可). Each cell contains numerical values and difference reasons.

Table with columns for dates (3月2日 to 3月8日) and rows for power sources (想定誤差量, 出力帯, 出力帯算定, 誤差量). Each cell contains numerical values and difference reasons.

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)差異理由

- (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
(e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画
(g) オーバーホールで停止中(～XX/XX)
(h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
(i) 他の供給区域の受電可能量不足
(j) ボイラー給水ポンプトラブルに伴う抑制量減少(～2023/3/10)
(k) 解体修繕工事に伴う抑制量減少(3/1～10/5)
(l) ばい煙測定による抑制量減少
(m) 蒸気タービントラブルに伴う抑制量減少(1/10～)
(n) タービン制御器不調に伴う抑制量増加(1/12～3/31)
(o) 補修作業に伴う停止(2/25～3/12)
(p) 共通自動制御盤外部点検(3/13～3/24)
(q) 不良修繕に伴う抑制量減少(3/6～3/10、3/13～3/17)
(r) 定期点検に伴う抑制量の増(3/13～3/23)
(s) 入口弁ラスト側弁修繕(3/28～3/30)
(t) 新規炭燃焼試験に伴う抑制量の減
(u) 日常点検に伴う停止

[万 kW]

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for fuel types (燃料), power generation (発電所), and LNG. Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(1)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for power generation units (揚水発電機). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(2)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for power storage devices (電力貯蔵装置の充電). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(3)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for power source types (電制電源). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(4)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for long-term frequency adjustment (長周期広域周波数調整). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for biomass power generation (バイオマス専焼電源). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(6)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for regional biomass resources (地域資源バイオマス). Includes sub-headers for '優先給電ルールに基づく抑制、調整(7)'.

Table with columns for dates (3月10日 to 3月16日) and rows for output band calculation (出力帯算定) and error margin (誤差量). Includes sub-headers for '想定誤差量'.

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)差異理由

- (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (g) オーバーホールで停止中(～XX/XX) (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (j) ボイラー給水ポンプトラブルに伴う抑制量減少(～2023/3/10) (k) 解体修繕工事に伴う抑制量減少(3/1～10/5) (l) ばい煙測定による抑制量減少 (m) 蒸気タービントラブルに伴う抑制量減少(1/10～) (n) タービン制御器不調に伴う抑制量増加(1/12～3/31) (o) 補修作業に伴う停止(2/25～3/12) (p) 共通自動制御盤外部点検(3/13～3/24) (q) 不良修繕に伴う抑制量減少(3/6～3/10、3/13～3/17) (r) 定期点検に伴う抑制量の増(3/13～3/23) (s) 入口弁スラスト側弁修繕(3/28～3/30) (t) 新規炭燃焼試験に伴う抑制量の減 (u) 日常点検に伴う停止

[万kW]

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for power sources (燃料, 発電所, 出力, etc.).

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for water pump operations (揚水発電機の揚水運転) with sub-rows for different power plants.

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for power storage devices (電力貯蔵装置の充電).

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for power source III (電源Ⅲ火力) with sub-rows for different power plants and their output rates.

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for long-term wide-area frequency adjustment (長周期広域周波数調整).

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for biomass power generation (バイオマス専焼電源).

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for regional resource biomass (地域資源バイオマス).

Table with columns for dates (3月18日 to 3月28日) and rows for expected deviation (想定誤差) with sub-rows for output bands and error types.

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)差異理由

- (a) 連系線運用容量を維持するための電制量確保
- (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
- (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
- (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少

- (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
- (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画
- (g) オーバーホールで停止中(～XX/XX)
- (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用

- (i) 他の供給区域の受電可能量不足
- (j) ボイラー給水ポンプトラブルに伴う抑制量減少(～2023/3/10)
- (k) 解体修繕工事に伴う抑制量減少(3/1～10/5)
- (l) ばい煙測定による抑制量減少

- (m) 蒸気タービントラブルに伴う抑制量減少(1/10～)
- (n) タービン制御器不調に伴う抑制量増加(1/12～3/31)
- (o) 補修作業に伴う停止(2/25～3/12)
- (p) 共通自動制御盤外部点検(3/13～3/24)

- (q) 不良修繕に伴う抑制量減(3/6～3/10、3/13～3/17)
- (r) 定期点検に伴う抑制量の増(3/13～3/23)
- (s) 入口弁スラスト側弁修繕(3/28～3/30)
- (t) 新規炭燃焼試験に伴う抑制量の減

- (u) 日常点検に伴う停止

[万kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整(1)		3月29日(水)				3月31日(金)				
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
LFC調整力 2%	石炭	松浦	15.7	15.7	0.0		15.7	15.7	0.0	
		琴北	17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0	
	LNG	新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		新大分(コンバインド)	54.5	68.9	14.4	(m)	54.6	69.0	14.4	(m)
確保の発電所	合計		87.7	102.1	14.4	—	87.8	102.2	14.4	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(2)		3月29日(水)				3月31日(金)				
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(※)
	大平	1	▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0	
		2	▲26.1	0.0	26.1	(s)	▲26.1	▲26.1	0.0	
	天山	1	▲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	
	小丸川	1	▲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	
		3	▲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	
	合計		▲253.2	▲193.1	60.1	—	▲253.2	▲219.2	34.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(3)		3月29日(水)				3月31日(金)			
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(※)
		▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	▲5.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整(4)		3月29日(水)				3月31日(金)					
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(※)	
	電制電源	A		43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0	
		B		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0	
	電制電源を除く	火力他		49.2 [26%] (49.2) [26%]	43.5 [23%]	▲5.7	(h)	49.2 [26%] (49.2) [26%]	38.4 [20%]	▲10.8	(h)
		自家発余剰		13.0	7.6	▲5.4	(h)	13.0	7.6	▲5.4	(h)
合計			160.4	149.3	▲11.1	—	160.4	144.2	▲16.2	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)		3月29日(水)				3月31日(金)			
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	中国九州間連系線 (閘門連系線) ※1空容量=(運用容量) -約定済み域外送電電力 =三次調整力(%)	前日12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12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 (249.0)	0.0	0.0		0.0 (249.0)	0.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整(6)		3月29日(水)				3月31日(金)			
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(※)
				25.1 [61%]	28.0	2.9	(n)	26.8 [62%]	29.2

優先給電ルールに基づく抑制、調整(7)		3月29日(水)				3月31日(金)				
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)	
			0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—
		出力抑制不可	—[0%]	22.8	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	23.4	—	A(55),B(27),C(4)

想定誤差量		3月29日(水)		3月31日(金)	
想定誤差量	出力帯	高出力帯		中出力帯2	
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	87.0%	87.0%	
		(B)当日 最大出力/設備量	84.6%	56.0%	
		(C)出力率(B)/(A)	97.2%	64.4%	
誤差量	太陽光誤差	23.6		226.0	
	エリア需要誤差	120.0		51.0	
	合計	143.6		277.0	

(参考) 当日の需給実績

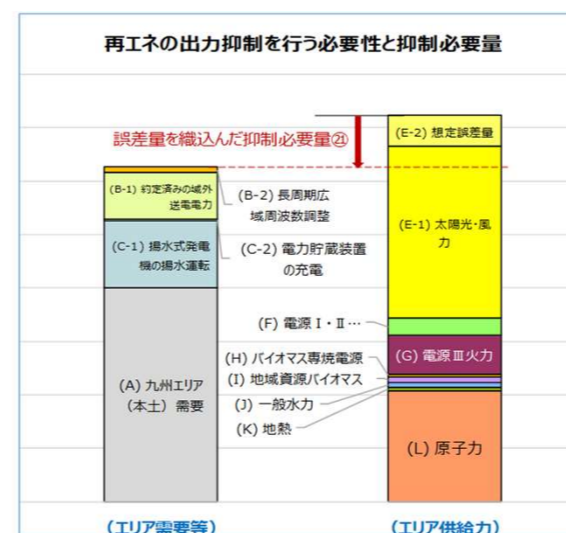
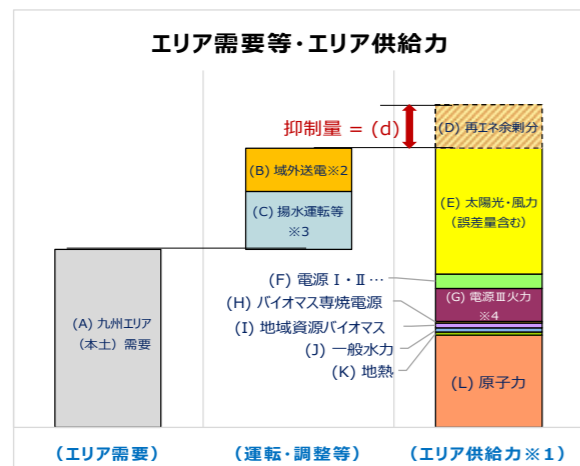
[万 kW]

場所		九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	
下げ調整力最小時刻		3月2日(木) 12時30分~13時	3月3日(金) 12時30分~13時	3月4日(土) 10時30分~11時	3月5日(日) 12時30分~13時	3月6日(月) 12時30分~13時	3月7日(火) 12時30分~13時	3月8日(水) 12時~12時30分	
天候・気温	天候	晴	晴	曇	晴	晴	晴	晴	
	気温 (°C)	9.8	7.5	9.0	9.8	10.3	10.4	11.6	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	968.0	981.0	850.0	761.0	914.4	892.4	887.2	
	(F) 電源 I・II (火力)	127.8	144.7	118.6	126.3	129.2	157.4	143.0	
	(G) 電源 III (火力)	144.0	155.4	140.2	139.6	182.6	141.8	158.4	
	(L) 原子力	322.4	322.4	322.2	322.6	322.6	322.8	322.8	
	(J) 一般水力	21.8	19.2	22.0	18.6	19.0	17.2	19.6	
	(K) 地熱	13.8	14.4	14.8	14.8	14.6	14.6	15.6	
	(H) バイオマス専焼電源	27.2	26.6	26.4	26.6	26.4	28.6	28.6	
	(I) 地域資源バイオマス	13.2	13.6	14.8	14.8	14.6	15.0	17.4	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	860.8	841.2	562.8	840.4	865.0	841.2	822.5	
	(E) 風力 (抑制量含む)	23.7	1.1	0.0	7.2	0.8	2.2	3.4	
	エリア供給力計		1,554.7	1,538.6	1,221.8	1,510.9	1,574.8	1,540.8	1,531.3
	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	▲ 73.6	▲ 80.8	▲ 118.2	▲ 85.8	▲ 85.8	▲ 79.0	▲ 85.2
	域外送電 (B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 262.0	▲ 262.0	▲ 221.0	▲ 214.0	▲ 262.0	▲ 262.0	▲ 262.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 251.1	▲ 214.8	▲ 32.6	▲ 450.1	▲ 312.6	▲ 307.4	▲ 296.9
供給力計		968.0	981.0	850.0	761.0	914.4	892.4	887.2	

場所		九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	
下げ調整力最小時刻		3月10日(金) 12時30分~13時	3月11日(土) 12時~12時30分	3月12日(日) 10時30分~11時	3月13日(月) 12時30分~13時	3月14日(火) 12時30分~13時	3月15日(水) 12時30分~13時	3月16日(木) 12時~12時30分	
天候・気温	天候	晴	晴	曇	晴	晴	晴	曇	
	気温 (°C)	17.8	19.9	20.3	10.3	9.3	11.8	14.7	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	859.4	773.0	707.8	916.4	930.4	875.4	877.4	
	(F) 電源 I・II (火力)	168.2	108.8	128.4	150.2	160.0	167.6	147.8	
	(G) 電源 III (火力)	151.4	146.0	143.0	128.0	133.4	127.6	118.6	
	(L) 原子力	319.6	322.8	322.8	323.2	319.2	323.2	323.0	
	(J) 一般水力	17.4	19.8	20.6	20.0	17.6	16.6	18.2	
	(K) 地熱	15.4	15.2	15.4	15.4	15.2	15.4	15.2	
	(H) バイオマス専焼電源	28.8	29.0	28.8	29.0	28.6	28.2	28.4	
	(I) 地域資源バイオマス	17.0	17.0	16.6	15.8	15.0	15.8	17.0	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	801.1	811.3	582.3	782.4	917.5	810.7	652.4	
	(E) 風力 (抑制量含む)	0.7	1.6	7.2	11.0	5.6	9.6	1.2	
	エリア供給力計		1,519.6	1,471.5	1,265.1	1,475.0	1,612.1	1,514.7	1,321.8
	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	▲ 68.6	▲ 81.8	▲ 127.8	▲ 10.9	▲ 65.3	▲ 65.3	▲ 20.4
	域外送電 (B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 262.0	▲ 216.0	▲ 221.0	▲ 249.1	▲ 249.1	▲ 249.1	▲ 249.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 329.6	▲ 400.7	▲ 208.5	▲ 298.6	▲ 367.3	▲ 324.9	▲ 175.0
供給力計		859.4	773.0	707.8	916.4	930.4	875.4	877.4	

○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 : 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。

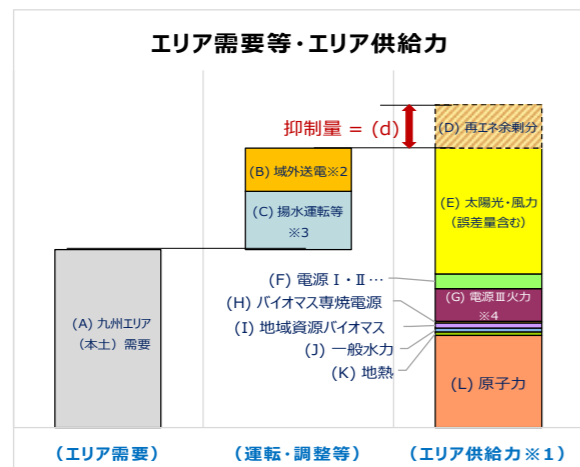
(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

場所		九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	
下げ調整力最小時刻		3月18日(土) 13時~13時30分	3月19日(日) 12時30分~13時	3月20日(月) 11時~11時30分	3月22日(水) 12時~12時30分	3月25日(土) 13時~13時30分	3月27日(月) 12時30分~13時	3月28日(火) 12時30分~13時	
天候・気温	天候	曇	晴	晴	晴	曇	晴	晴	
	気温 (°C)	13.8	12.6	13.7	16.9	16.0	15.5	16.8	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	841.8	728.8	884.6	913.4	795.4	881.4	887.8	
	(F) 電源 I・II (火力)	193.8	126.8	179.0	167.6	109.2	113.7	121.6	
	(G) 電源 III (火力)	119.8	120.6	137.0	127.8	145.4	151.6	145.2	
	(L) 原子力	323.4	323.2	323.2	323.4	323.4	318.6	323.6	
	(J) 一般水力	34.2	18.6	20.4	44.0	35.8	37.2	29.8	
	(K) 地熱	15.4	15.4	15.4	15.0	13.0	13.0	13.0	
	(H) バイオマス専焼電源	29.2	27.0	27.4	27.0	27.2	27.0	27.6	
	(I) 地域資源バイオマス	18.4	16.2	17.0	16.6	18.2	16.8	16.4	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	526.1	885.8	624.6	671.7	586.7	673.5	951.8	
	(E) 風力 (抑制量含む)	10.6	2.4	10.0	6.8	9.2	6.0	7.4	
	エリア供給力計		1,270.9	1,536.0	1,354.0	1,399.9	1,268.1	1,357.4	1,636.4
	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	0.0	▲ 51.6	▲ 29.4	▲ 60.8	▲ 111.8	▲ 53.0	▲ 110.4
	域外送電 (B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 204.0	▲ 206.0	▲ 264.0	▲ 220.0	▲ 204.0	▲ 249.0	▲ 249.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 225.1	▲ 549.6	▲ 176.0	▲ 205.7	▲ 156.9	▲ 174.0	▲ 389.2
供給力計		841.8	728.8	884.6	913.4	795.4	881.4	887.8	

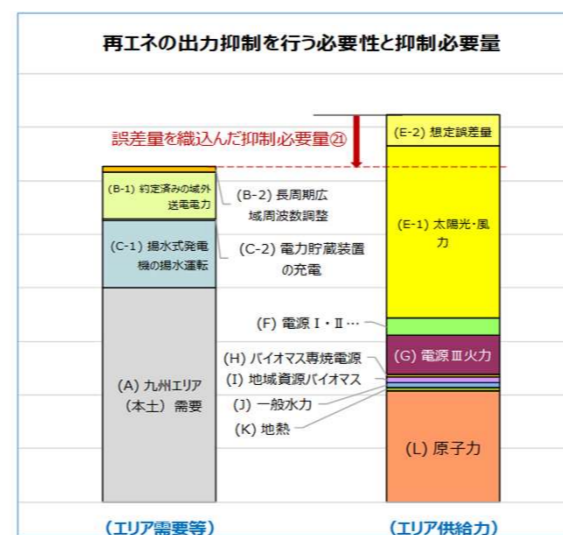
場所		九州エリア	九州エリア						
下げ調整力最小時刻		3月29日(水) 12時30分~13時	3月31日(金) 12時30分~13時						
天候・気温	天候	晴	晴						
	気温 (°C)	17.9	19.4						
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)	886.0	847.6						
	(F) 電源 I・II (火力)	110.8	119.0						
	(G) 電源 III (火力)	149.2	141.6						
	(L) 原子力	323.6	323.2						
	(J) 一般水力	29.2	23.8						
	(K) 地熱	15.2	15.2						
	(H) バイオマス専焼電源	27.6	28.8						
	(I) 地域資源バイオマス	16.2	16.0						
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	936.0	669.3						
	(E) 風力 (抑制量含む)	5.7	8.4						
	エリア供給力計		1,613.5	1,345.3					
	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	▲ 113.4	▲ 109.0					
	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	▲ 249.0	▲ 249.0					
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 365.1	▲ 139.7					
供給力計		886.0	847.6						

○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 中国九州間連系線 (関門連系線) の運用容量相当。
- ※ 3 : 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～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要等・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 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な運用
 - (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。

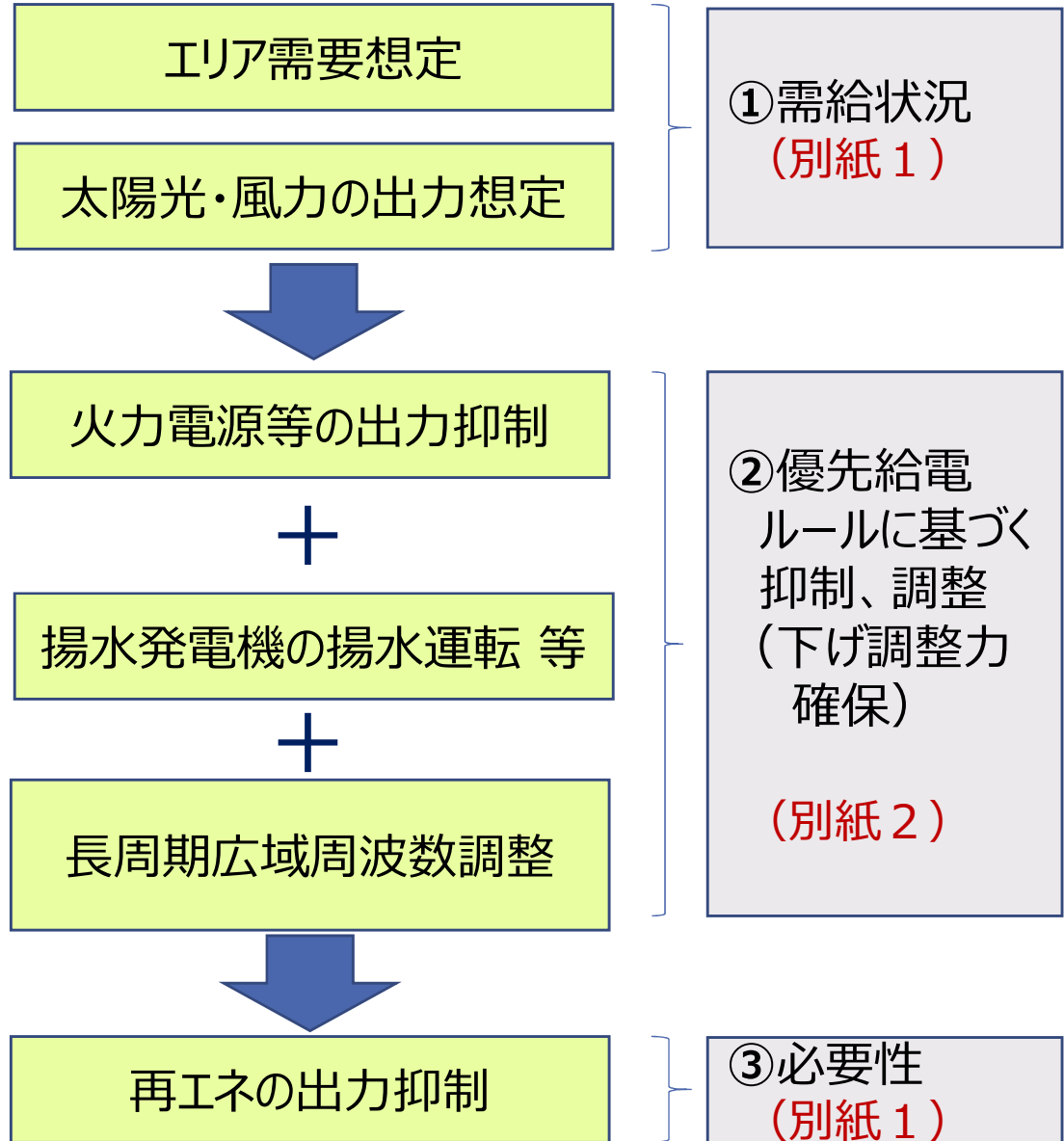
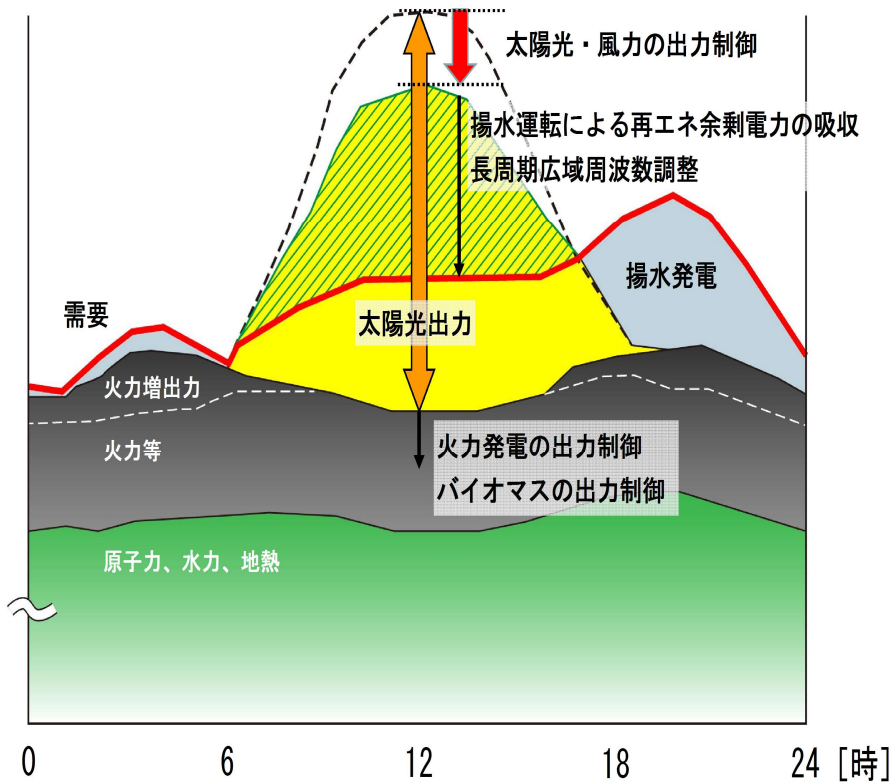
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

➤ 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号イからロより、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



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

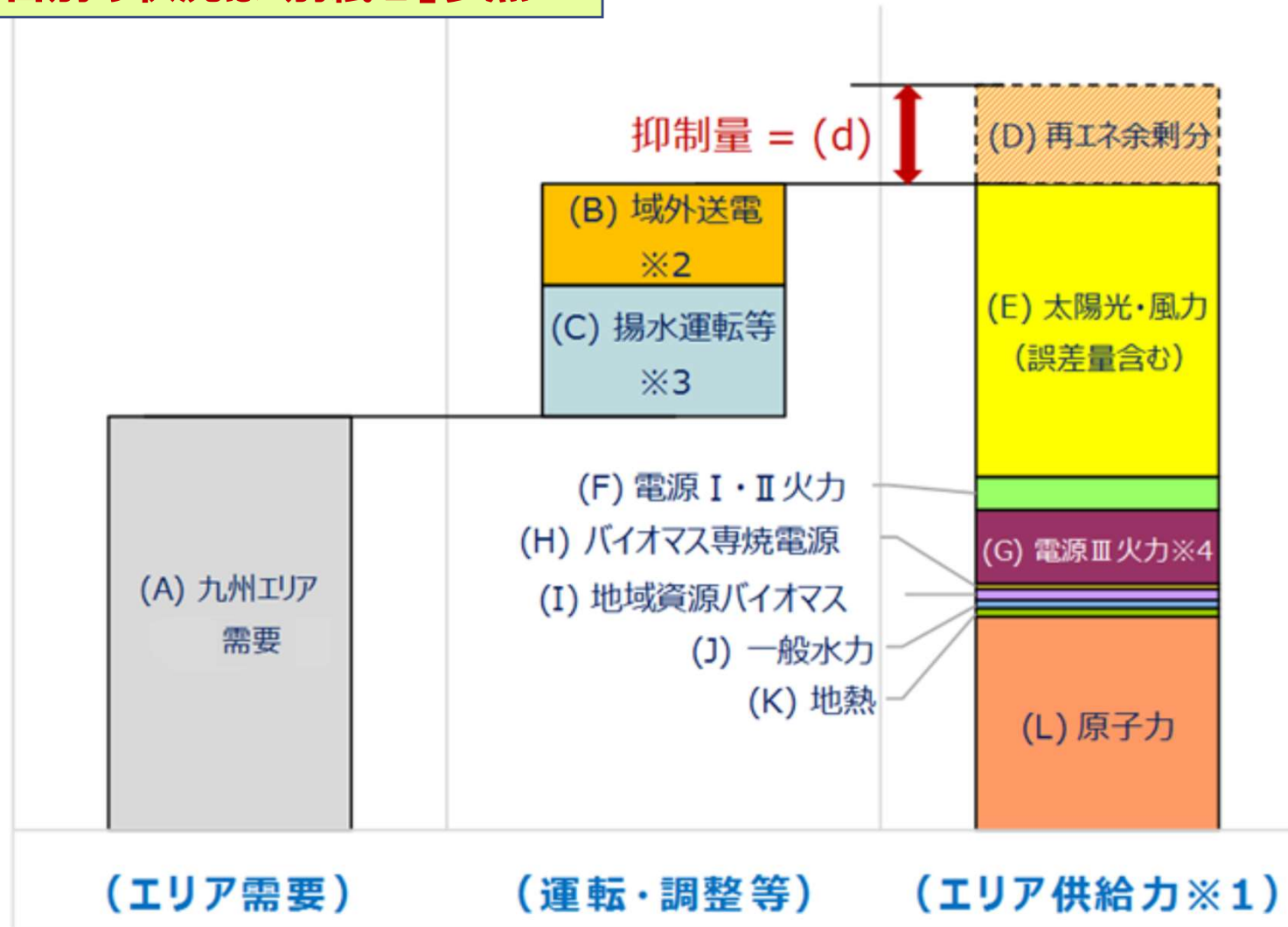
⑤ 自然変動電源の出力抑制

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

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

日別の状況は「別紙1」参照



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。
- ※ 3 : 電力貯蔵装置の充電を含む。 ※ 4 : バイオマス混焼電源を含む。

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

① 過去の類似日検索
(下げ調整力最小時刻の実績抽出)

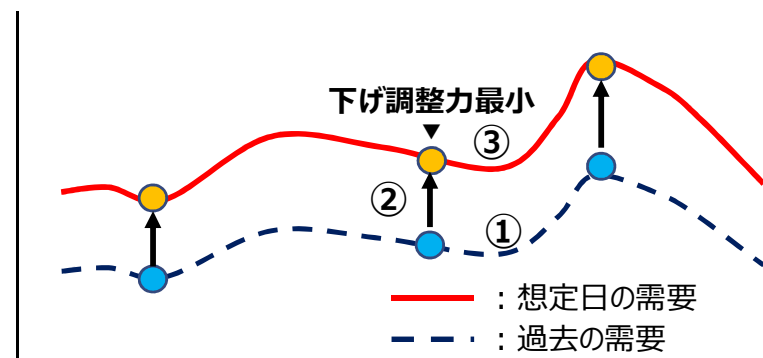
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

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)

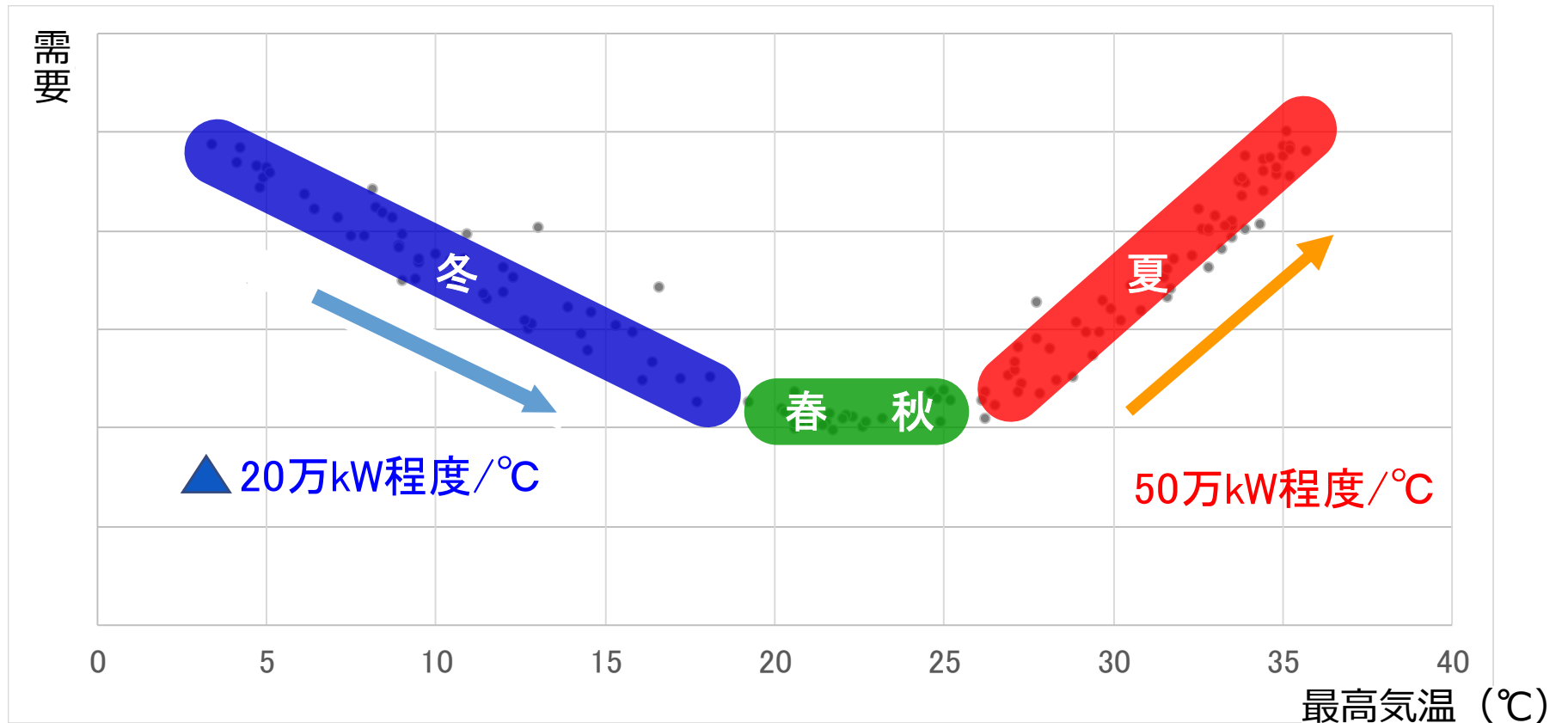
需要想定イメージ図



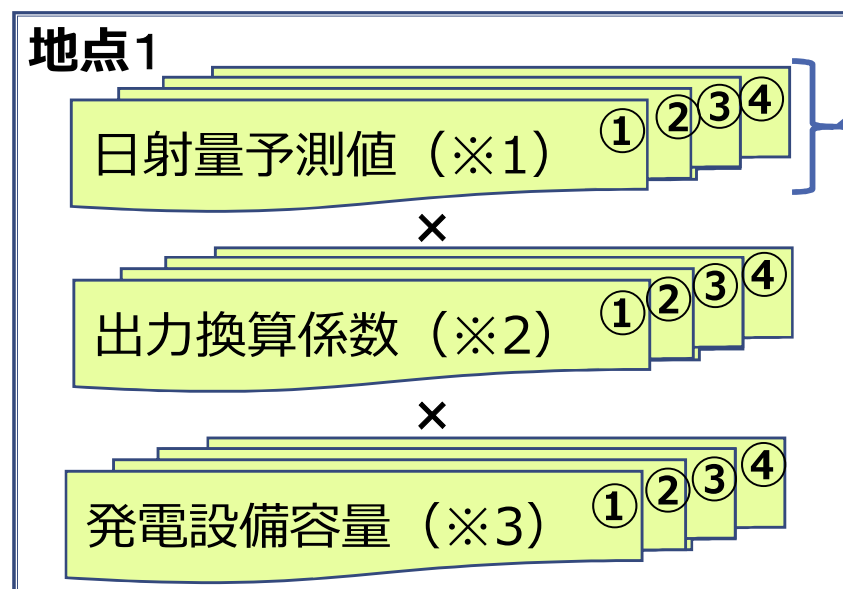
(気温感応度グラフの説明)

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

【気温感応度グラフイメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 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。

～地点67

(地点1～67の出力の合計) (※4)
- (地点1～67の④の自家消費量の合計)

九州エリア 太陽光出力想定値

- (凡例) ①：特高、②：高圧
③：低圧 10 kW以上、④：低圧 10 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。

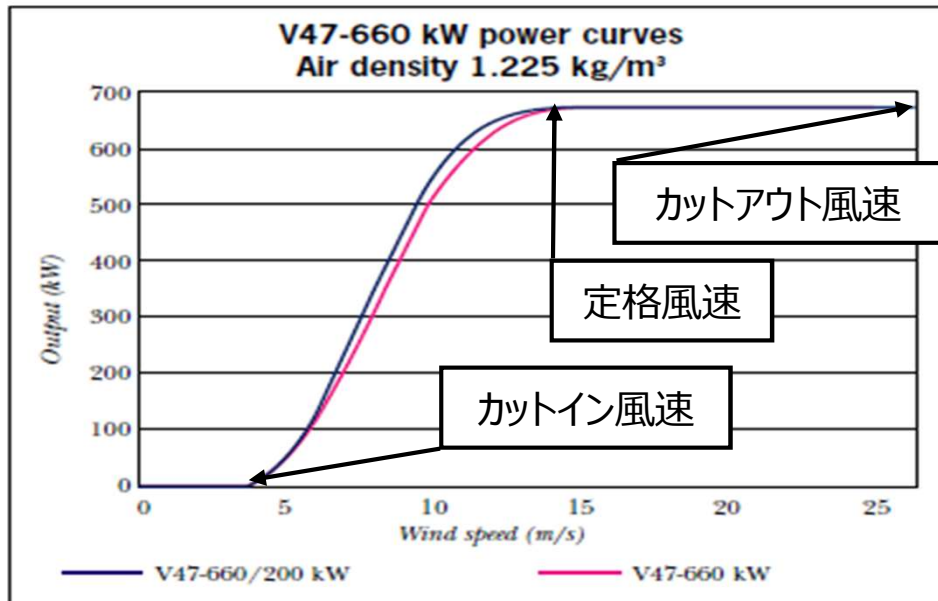
〔特高風力出力（1基あたり）〕

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

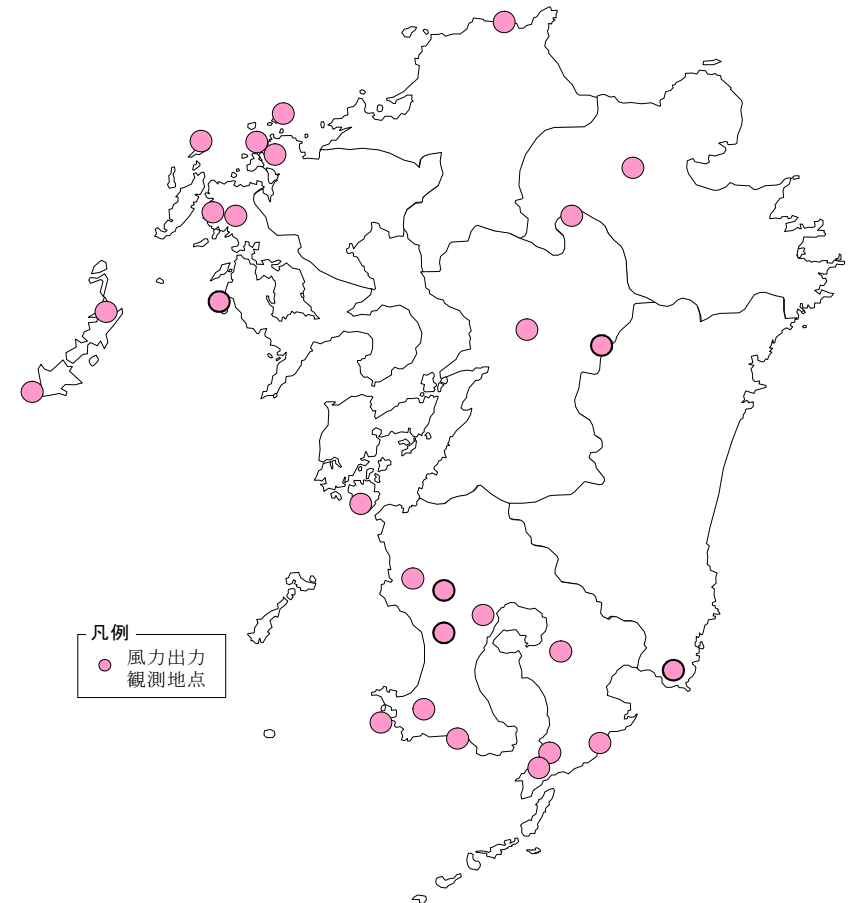
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

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〕



凡例
● 風力出力観測地点

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。

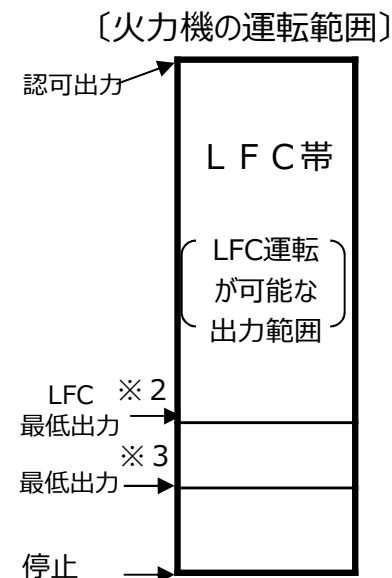
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

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14台の発電機のうち、各系列において補助蒸気確保に必要な発電機のみ確保し、それ以外は停止する。

- ・1号系列、2号系列は、それぞれ1台を残し 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。

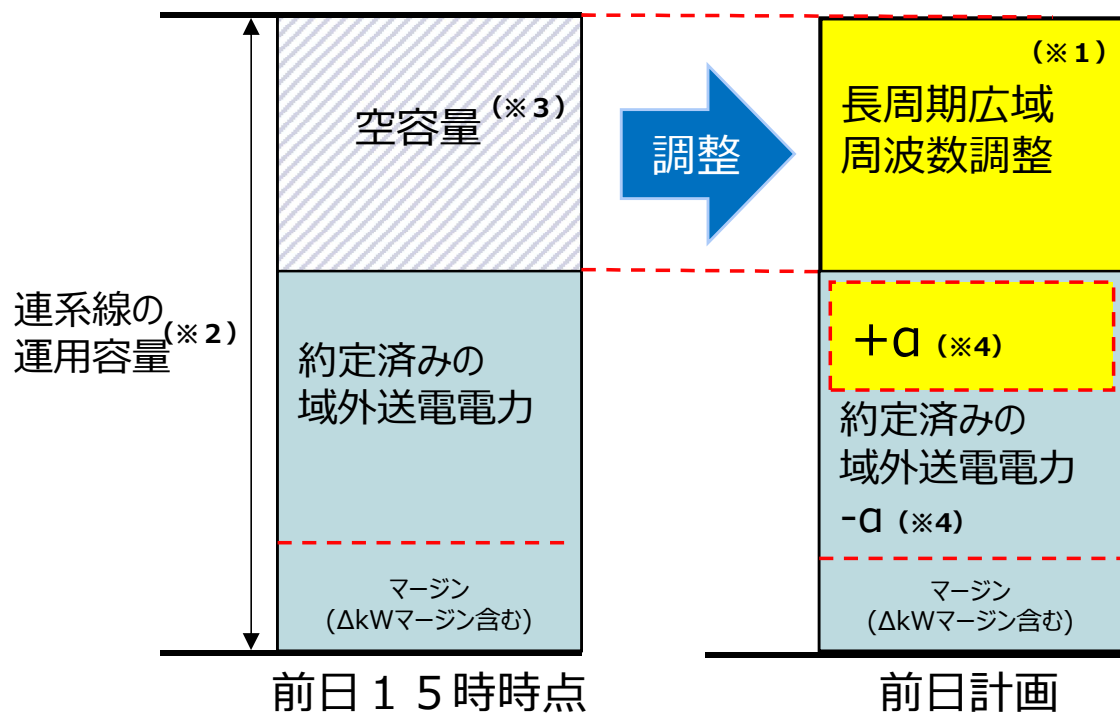
（※3）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（J E P X : Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、J E P X が売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

（※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。

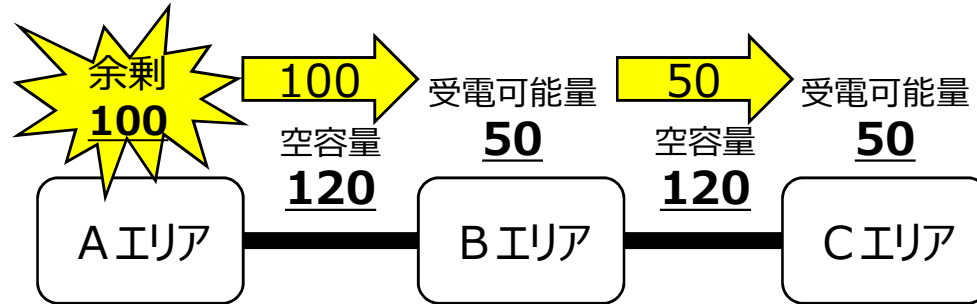
（※3）空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 Δ kWマージン含む）

（※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。
(= α)

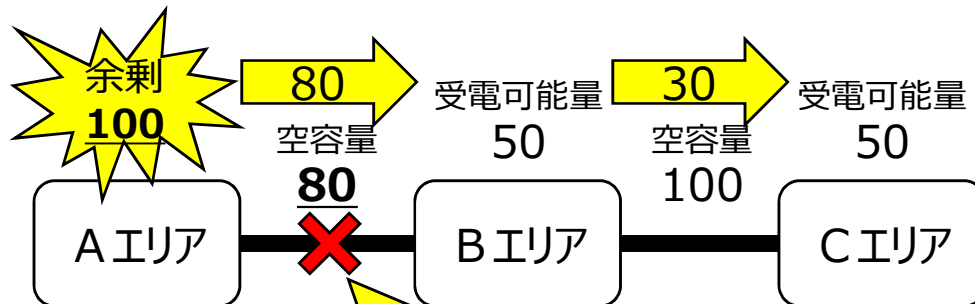
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量(※1)が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

(※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。

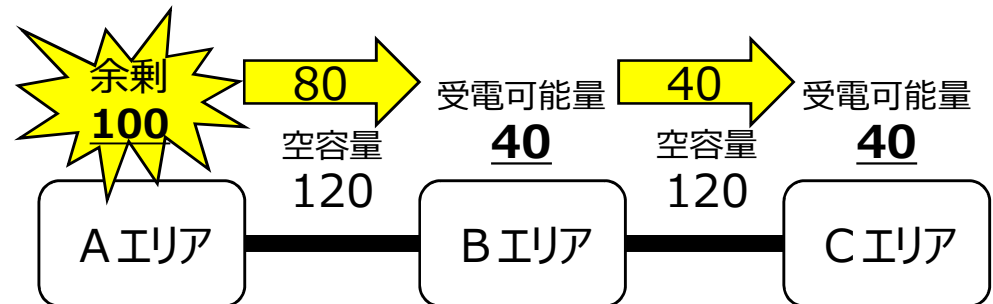
○再エネ出力抑制を回避



○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】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	55
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	27
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	4

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

https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_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出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

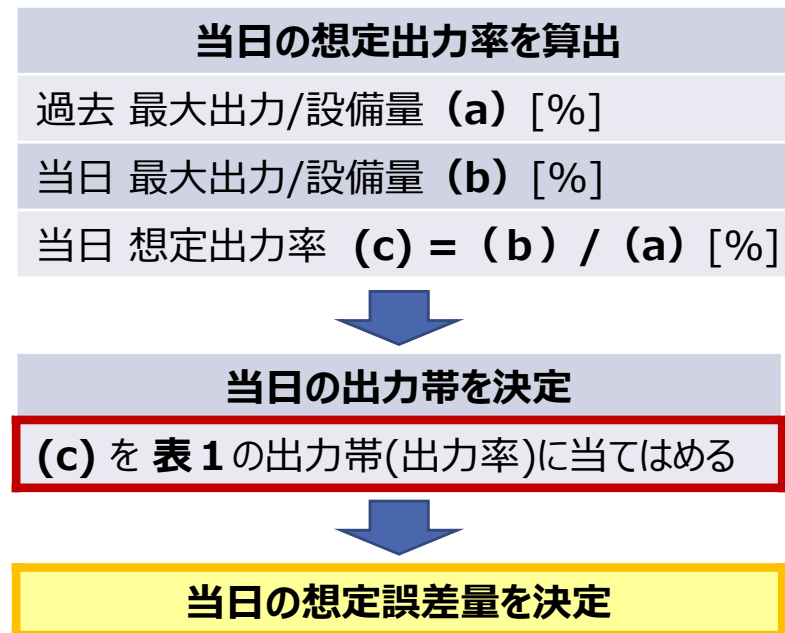
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

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月の最大誤差量（～15日/16日～）		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	37/25	101/120	138/145
中出力帯1	(67.5%～90%)	144/220	74/47	218/267
中出力帯2	(45%～67.5%)	219/226	107/51	326/277
低出力帯1	(22.5%～45%)	183/267	41/22	224/289
低出力帯2	(～22.5%)	58/171	27/50	85/221

表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2017/4 ～ 2022/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

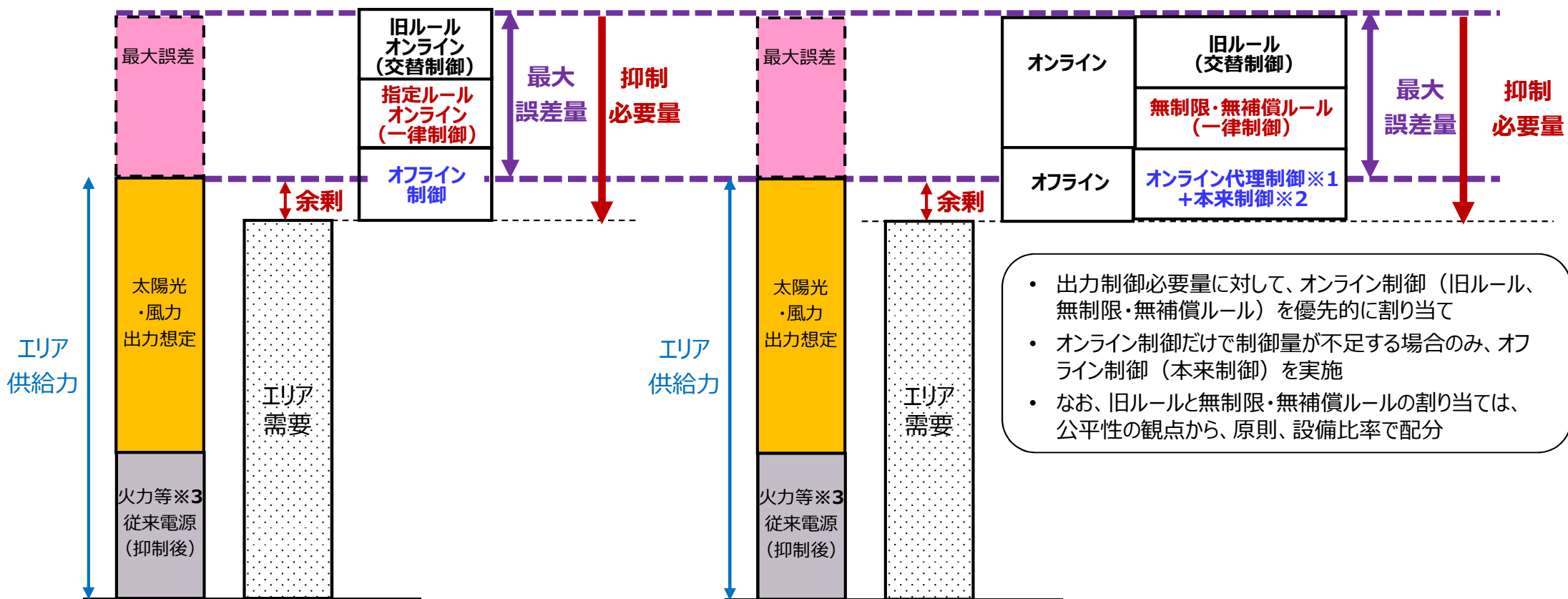
前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
 九州電力送配電は、2021年4月から、オンライン制御の無制限・無補償（指定ルール）事業者を、旧来の輪番制御から一律制御とする方法を採用している。
 また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのオフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW、年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施することとしている。

[2021年4月以降の運用]

(指定ルールオンライン一律制御での運用)

[2022年12月以降の運用]

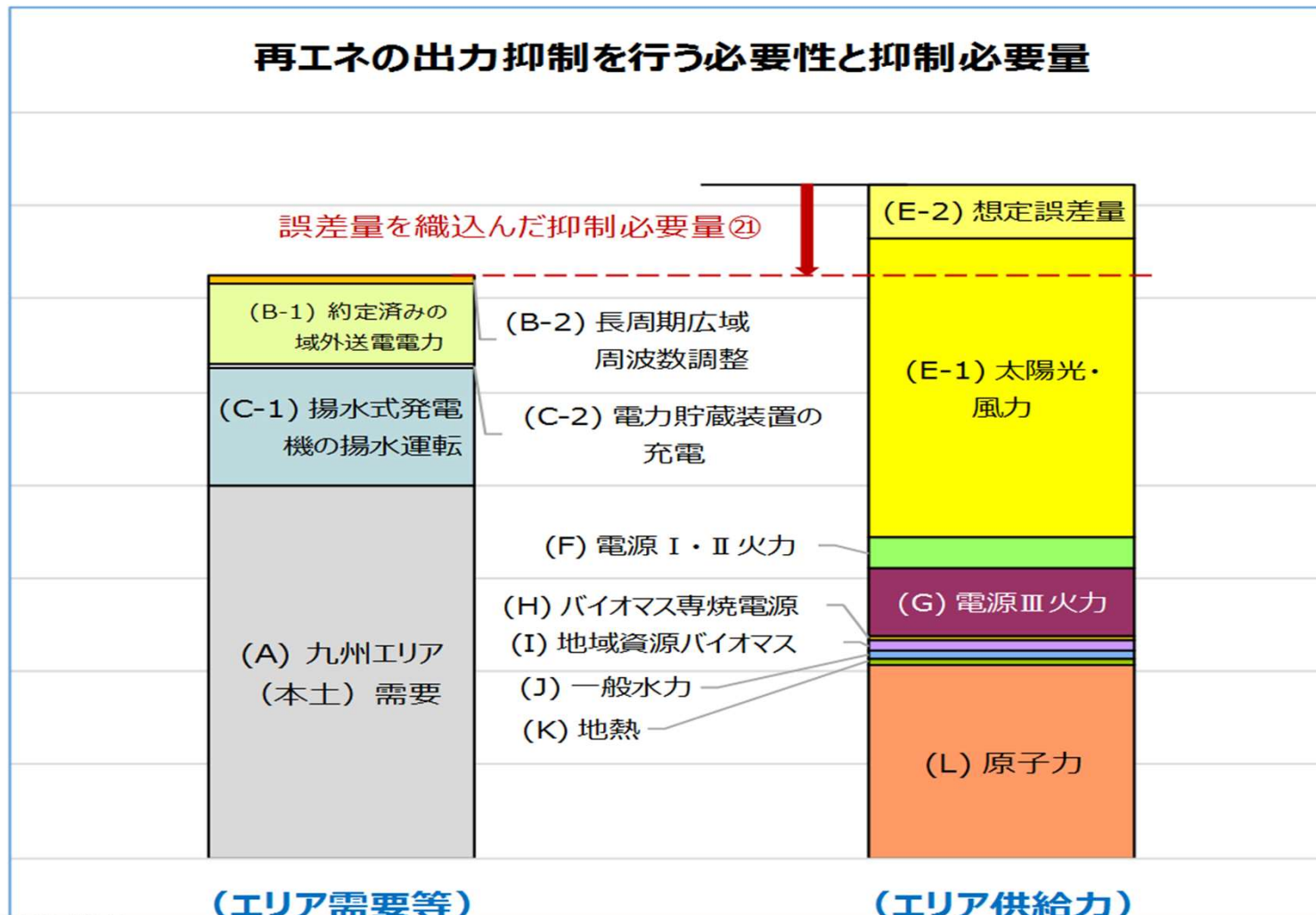
(オンライン代理制御での運用)



- 出力制御必要量に対して、オンライン制御（旧ルール、無制限・無補償ルール）を優先的に割り当て
- オンライン制御だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施
- なお、旧ルールと無制限・無補償ルールの割り当ては、公平性の観点から、原則、設備比率で配分

※1：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらい、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10kW以上の太陽光ほか）
 ※2：旧ルール500kW以上の太陽光ほか、オンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ本来制御
 ※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

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。



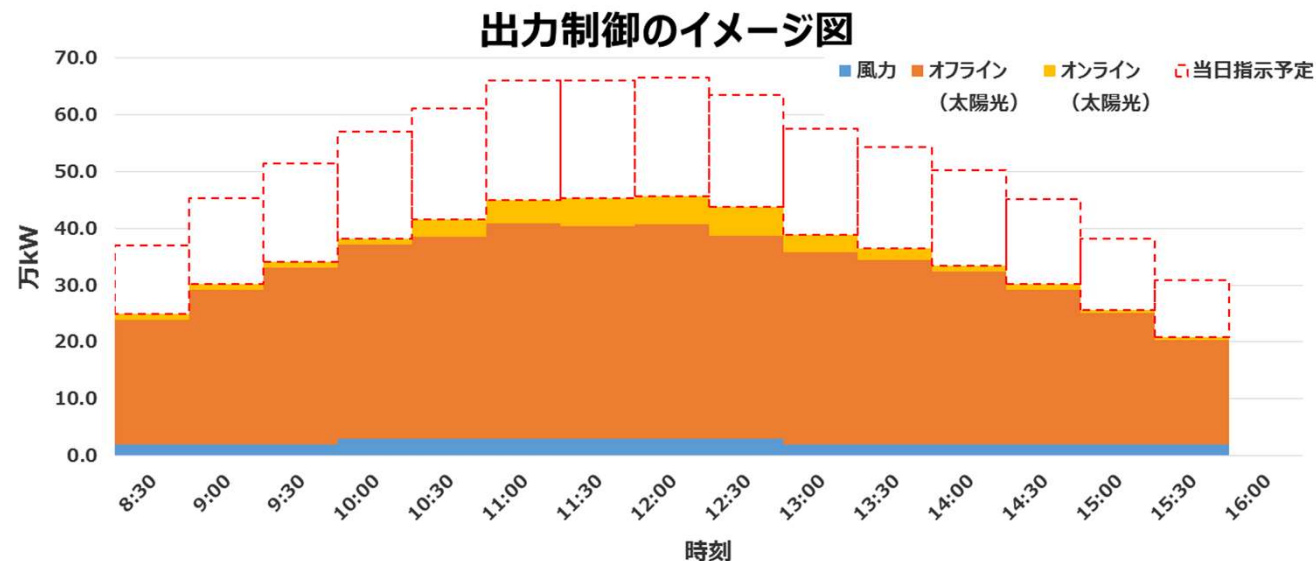
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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

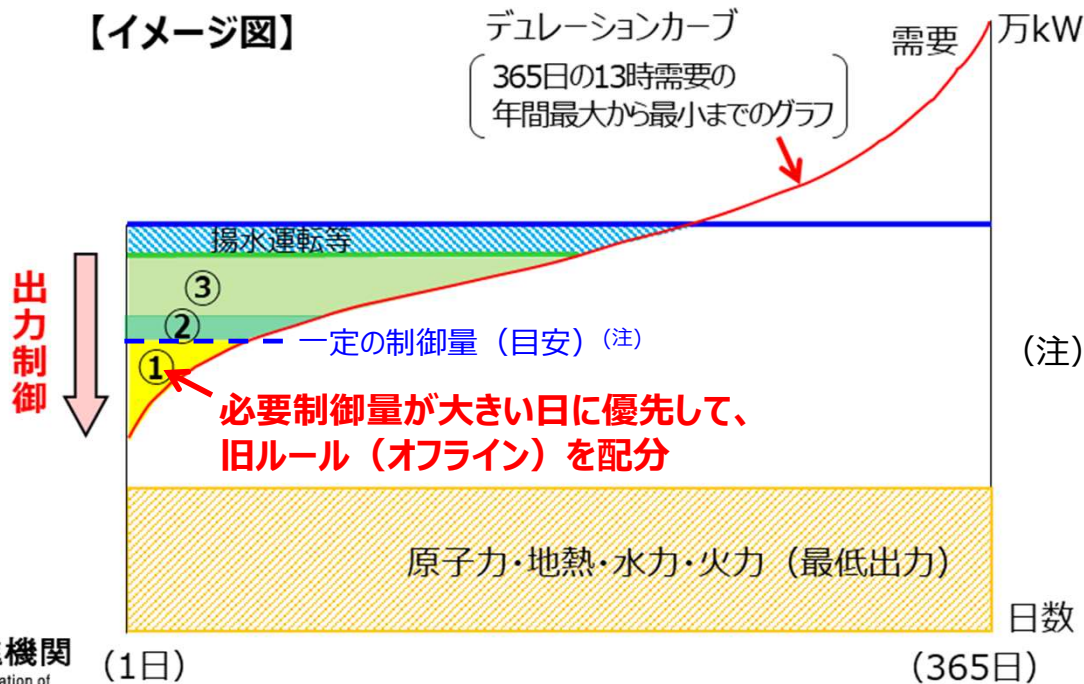
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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(2023年3月分)

九州電力送配電株式会社が2023年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条第2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月2日(木) 九州エリア
- 3月3日(金) 九州エリア
- 3月4日(土) 九州エリア
- 3月5日(日) 九州エリア
- 3月6日(月) 九州エリア
- 3月7日(火) 九州エリア
- 3月8日(水) 九州エリア
- 3月10日(金) 九州エリア
- 3月11日(土) 九州エリア
- 3月12日(日) 九州エリア
- 3月13日(月) 九州エリア
- 3月14日(火) 九州エリア
- 3月15日(水) 九州エリア
- 3月16日(木) 九州エリア
- 3月18日(土) 九州エリア
- 3月19日(日) 九州エリア
- 3月20日(月) 九州エリア
- 3月22日(水) 九州エリア
- 3月25日(土) 九州エリア
- 3月27日(月) 九州エリア
- 3月28日(火) 九州エリア
- 3月29日(水) 九州エリア
- 3月31日(金) 九州エリア




2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4. 添付資料

- ・ [\(添付資料\)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\(2023年3月抑制分\)](#)  (XXXXKB)
- ・ [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- ・ [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~九州電力送配電編~](#)  (XXXXKB)

5. 2023年度以降の九州エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- ・ 九州エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、第42回系統WG(2022年10月20日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや九州エリアについては、実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、九州電力送配電ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は8月に4~6月分の検証・公表を行います。
- ・ [\(参考\)再エネ出力制御時の情報公開について\(2022年10月20日 第42回系統WG資料1\)](#)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

沖縄本島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

～2023年3月抑制分 沖縄電力～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

沖縄電力は、2023年3月に、沖縄本島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2日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2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。

エリア需要想定

太陽光・風力の
出力想定

①需給状況
(別紙1)

② 優先給電ルールに基づく抑制、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、LFC可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。また、再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保しているか。
- ・バイオマス専焼電源を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- ・地域資源バイオマスの運転状況を確認。

火力電源等の
出力抑制

②優先給電
ルールに基
づく抑制、
調整
(下げ調整
力確保)

(別紙2)

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。

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

沖縄電力は、3月の以下の2日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	沖縄本島	
指令日時	3月4日(土) 17時	3月11日(土) 17時
抑制実施日	3月5日 (日)	3月12日 (日)
最大抑制量（※1）	5.7万kW	5.1万kW
抑制時間	8～16時	8～16時
沖縄電力公表サイト	沖縄本島の出力制御指示内容を参照	

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

本機関は、沖縄電力が行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	3月	
	5	12
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（対象設備無し）	—	—
（3）電力貯蔵装置の充電（対象設備無し）	—	—
（4）電源Ⅲ火力（対象設備無し）	—	—
（5）長周期広域周波数調整（対象設備無し）	—	—
（6）バイオマス専焼電源	○	○
（7）地域資源バイオマス（対象設備無し）	—	—
3. 再エネの出力抑制を行う必要性		
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○
総合評価	○	○

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整(下げ調整力確保)の具体的内容	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	点灯需要帯(太陽光出力なし)・需要増加時等の供給力を確保しつつ、LFC可能ユニットを1台選定し、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、最低限必要なユニットのみ運転するよう計画されていた。
(2) 揚水発電機の揚水運転	沖縄本島は対象設備無し。
(3) 電力貯蔵装置の充電	沖縄本島は対象設備無し。
(4) 電源Ⅲ火力	沖縄本島は対象設備無し。
(5) 長周期広域周波数調整	沖縄本島は対象設備無し。
(6) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

沖縄本島では、資料「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における基本的な考え方～沖縄電力編～」に記載のとおり、再エネ出力制御が必要な断面において、火力発電機の運転台数は4台を基本としている。

しかし、2023年3月5日は、供給力確保のため金武石炭火力を2台連続運転とし、2023年3月12日は、供給力確保のため石川石炭火力を2台連続運転とした。

また再エネ出力制御量低減のため牧港GT（ガスタービン）と牧港の入替を実施した。

電源 I・II 火力 発電所		並列状況（括弧は運用下限の出力）		
		基本構成	2023年3月5日	2023年3月12日
石炭	金武	1台 (10.3)	2台 (17.9)	1台 (10.3)
	石川	1台 (10.3)	1台 (10.3)	2台 (17.9)
LNG	吉の浦	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)
石油	牧港	1台 (5.6)	×	×
	牧港GT	—	1台 (1.0)	1台 (1.0)
	石川	—	—	—
合計		4台 (40.9)	5台 (43.9)	5台 (43.9)

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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、専焼バイオマスおよび地域バイオマスの最低出力運転など適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

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		沖縄本島		沖縄本島		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		3月5日(日) 13時~13時30分	3月12日(日) 12時~12時30分	3月5日(日) 13時~13時30分	3月12日(日) 12時~12時30分	
		【需要想定】	【過去需要】	【需要想定】	【過去需要】	
需要想定	年月日 (曜日)	2023.3.5(日)	2020.2.23(日)	2023.3.12(日)	2021.2.28(日)	
	天候	晴	晴	晴	晴	
	気温 (°C)	最高気温/最低気温	20.5/15.7	21.2/16.1	24.0/19.0	24.7/19.9
	過去需要b,cのデータ配列はaに同じ	需要 (万kW)	71.0	71.0	71.7	71.7
需要想定値 (※の時刻の需要) = ①		71.0	—	71.7	—	
		【出力想定】		【出力想定】		
太陽光の出力想定	日射量予測値② (kW / m ²)	エリア1 0.855	0.855	0.547	0.558	
		エリア2 0.855	0.855	0.558	0.558	
		エリア3 0.836	0.836	0.604	0.604	
		エリア4 0.828	0.828	0.603	0.603	
	出力換算係数③ (エリア1~4同値) (m ² / kW)	0.881	0.881	0.881	0.881	
	発電設備容量④ (万kW)	エリア1 12.5	12.5	12.5	12.5	
		エリア2 2.9	2.9	2.9	2.9	
		エリア3 12.3	12.3	12.3	12.3	
		エリア4 9.7	9.7	9.7	9.7	
	出力想定値⑤ (万kW)	エリア1 9.4	9.4	6.0	6.0	
	エリア2 2.1	2.1	1.4	1.4		
	エリア3 9.0	9.0	6.5	6.5		
	エリア4 7.1	7.1	5.2	5.2		
⑤ = ② × ③ × ④						
想定自家消費量⑥ (万kW)	エリア1 ▲0.3	▲0.3	▲0.3	▲0.3		
	エリア2 ▲0.1	▲0.1	▲0.1	▲0.1		
	エリア3 ▲0.3	▲0.3	▲0.3	▲0.3		
	エリア4 ▲0.1	▲0.1	▲0.1	▲0.1		
合計⑦ (⑤のエリア1~4の合計) + (⑥のエリア1~4の合計)	26.9	26.9	18.3	18.3		
風力の出力想定	設備量 (万kW)	地点A 0.27	0.27	0.27	0.27	
		地点B 0.76	0.76	0.76	0.76	
		地点C 0.20	0.20	0.20	0.20	
		地点D 0.00	0.00	0.00	0.00	
		地点E 0.20	0.20	0.20	0.20	
	出力想定値⑧ (万kW)	地点A 0.04	0.04	0.02	0.02	
		地点B 0.02	0.02	0.11	0.11	
		地点C 0.02	0.02	0.01	0.01	
		地点D 0.00	0.00	0.00	0.00	
		地点E 0.02	0.02	0.06	0.06	
合計⑨ ⑧の地点A~Eの合計	0.1	0.1	0.2	0.2		
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(D),(D-1) 電源I・II (火力)	43.9	43.9	43.9	43.9
		(G) 水力	0.0	0.0	0.0	0.0
		(E) バイオマス専焼電源	2.2	2.2	2.2	2.2
		(F) 地域資源バイオマス	0.3	0.3	0.3	0.3
		(C-1) 太陽光⑦	26.9	26.9	18.3	18.3
		風力⑧	0.1	0.1	0.2	0.2
		(C-2) 想定誤差量	3.3	3.3	11.9	11.9
		エリア供給力計⑮	76.7	76.7	76.8	76.8
エリア需要①	71.0	71.0	71.7	71.7		
供給力確保状況	(D-2)電源I・II火力の最大出力 + (D-3)ガスタービン機⑯ (万kW)	91.8	91.8	90.9	90.9	
	再エネの出力低下に対する供給力確保の判定	○	○	○	○	
	太陽光・風力無しのエリア予備率⑳ = 100 × (⑮ + (E) + (F) + (G) - ①) / ① (%)	32.8%	32.8%	30.3%	30.3%	
	必要性 (万kW)	76.7	76.7	76.8	76.8	
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑮	76.7	76.7	76.8	76.8	
	エリア需要①	71.0	71.0	71.7	71.7	
	必要性の判定	○	○	○	○	
イメージ図は「別紙3」	(B),(b) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ①)	5.7	5.7	5.1	5.1	

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

- (※1)差異理由 (a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (g) 系統作業による停止 (j) 供給力確保のためのユニット入替
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (e) 基本構成ユニットの通常運転不可に伴う代替運転 (h) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約
 (c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (f) 発電設備等の不具合による抑制量減少 (i) 発電所作業(定検等)による抑制量減少

[万 kW]

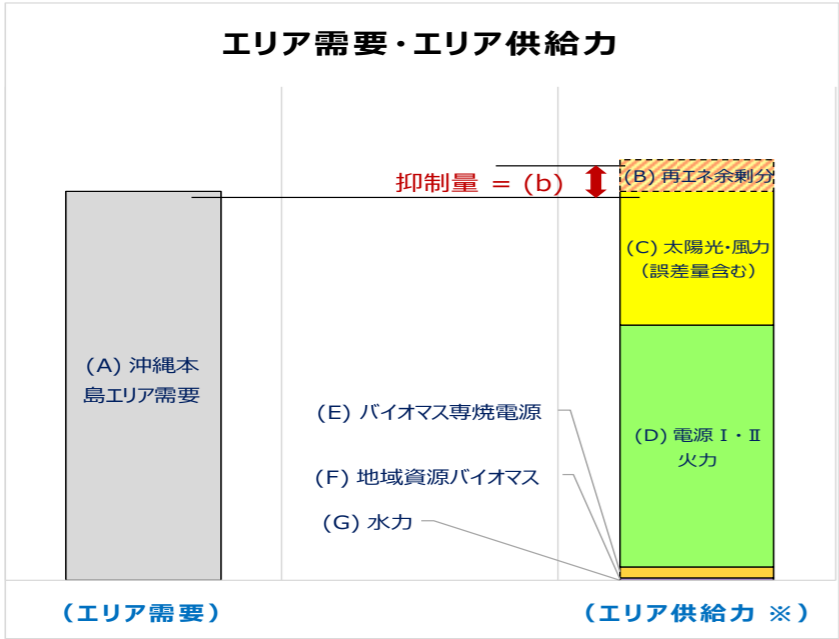
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		3月5日(日)				3月12日(日)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
(※2)系統事故時の下げ調整力5.4万kW確保の発電所 電源Ⅰ・Ⅱ 火力 (※3)LFC調整力0.9万kW確保の発電所	石炭 (※2)	具志川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		金武	10.3	17.9	7.6	(j)	10.3	10.3	0.0	
		石川	10.3	10.3	0.0		10.3	17.9	7.6	(j)
	LNG	吉の浦 (※3)	14.7	14.7	0.0		14.7	14.7	0.0	
	石油	牧港	5.6	0.0	▲ 5.6	(j)	5.6	0.0	▲ 5.6	(j)
		牧港GT	0.0	1.0	1.0	(j)	0.0	1.0	1.0	(j)
		石川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
合計		40.9	43.9	3.0	—	40.9	43.9	3.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月5日(日)				3月12日(日)				
発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
揚水発電機の揚水運転	—	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—
	合計		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		3月5日(日)				3月12日(日)				
電力貯蔵装置の充電	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(※)	
		—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		3月5日(日)				3月12日(日)				
種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅲ火力	—	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	
	合計		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		3月5日(日)				3月12日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	—	前日12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12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(※)	
	対象設備なし	—	—	—	—	—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月5日(日)				3月12日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
	※4 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	2.2 [50%]	2.2	0.0		2.2 [50%]	2.2	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		3月5日(日)				3月12日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	
	出力抑制可	—	—	—	—	—	—	—	—	
	出力抑制不可	—[100%]	0.3	—	A(7),B(0),C(0)	—[100%]	0.3	—	A(7),B(0),C(0)	
想定誤差量		3月5日(日)				3月12日(日)				
想定誤差量	出力帯	高出力帯				中出力帯1				
	出力帯算定	(A)過去 最大出力/設備量	78.3%				78.3%			
		(B)当日 最大出力/設備量	69.9%				48.8%			
		(C)出力率 (B)/(A)	89.3%				62.3%			
誤差量		3.3				11.9				

(参考) 当日の需給実績

[万kW]

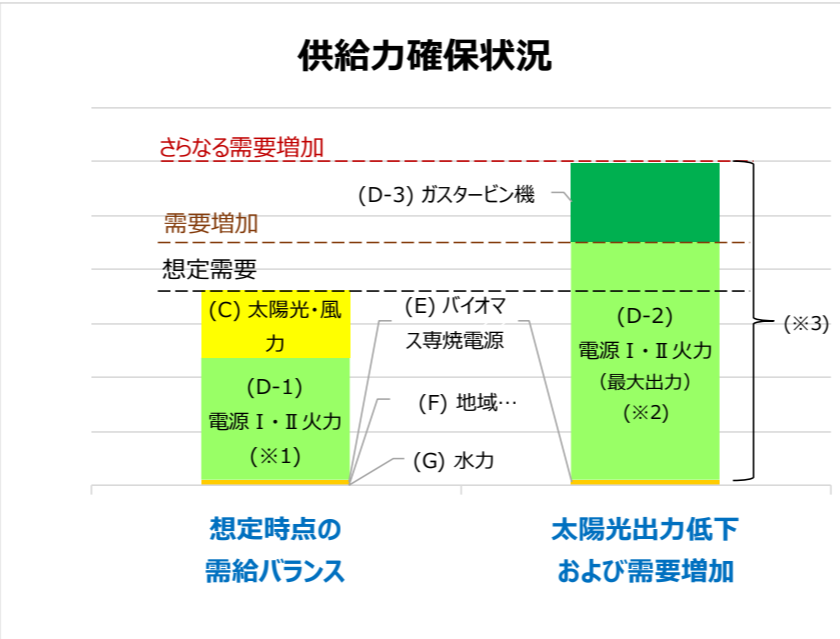
		場所	沖縄本島	沖縄本島
		下げ調整力最小時刻	3月5日(日) 12時~12時30分	3月12日(日) 13時~13時30分
天候・気温	天候		晴	晴
	気温(℃)		20.9/15.3	23.6/18.5
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		71.3	76.4
	エリア 供給力	(D) 電源 I・II (火力)	42.6	46.4
		(G) 水力	0.0	0.0
		(E) バイオマス専焼電源	2.2	2.2
		(F) 地域資源バイオマス	0.3	0.3
		太陽光 (抑制量含む)	27.8	29.2
		(C) 風力 (抑制量含む)	0.1	0.1
	エリア供給力計		73.0	78.2
	抑制	(B) 太陽光・風力抑制	1.7	1.8
	供給力計		74.7	80.0

○需給状況(別紙1)・当日の需給実績(別紙3)のイメージ図



※：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

○供給力確保状況(別紙1)のイメージ図



○必要性(別紙1)のイメージ図



再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の 検証における基本的な考え方

～沖縄電力編～

2023年4月27日
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
 - (1) エリア需要・エリア供給力
 - (2) エリア需要想定
 - (3) 太陽光の出力想定
 - (4) 風力の出力想定
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
 - (1) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
 - (2) バイオマス専焼電源
 - (3) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

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

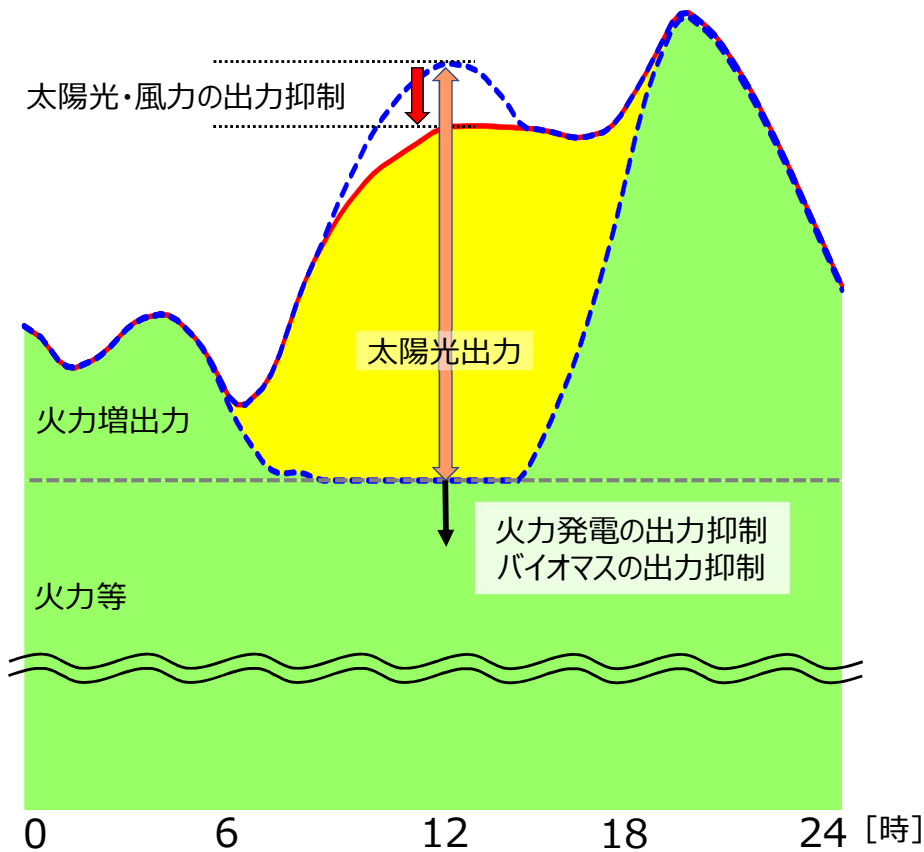
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

➤ 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。

➤ 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イから二より、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)



火力電源等の出力抑制

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記（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

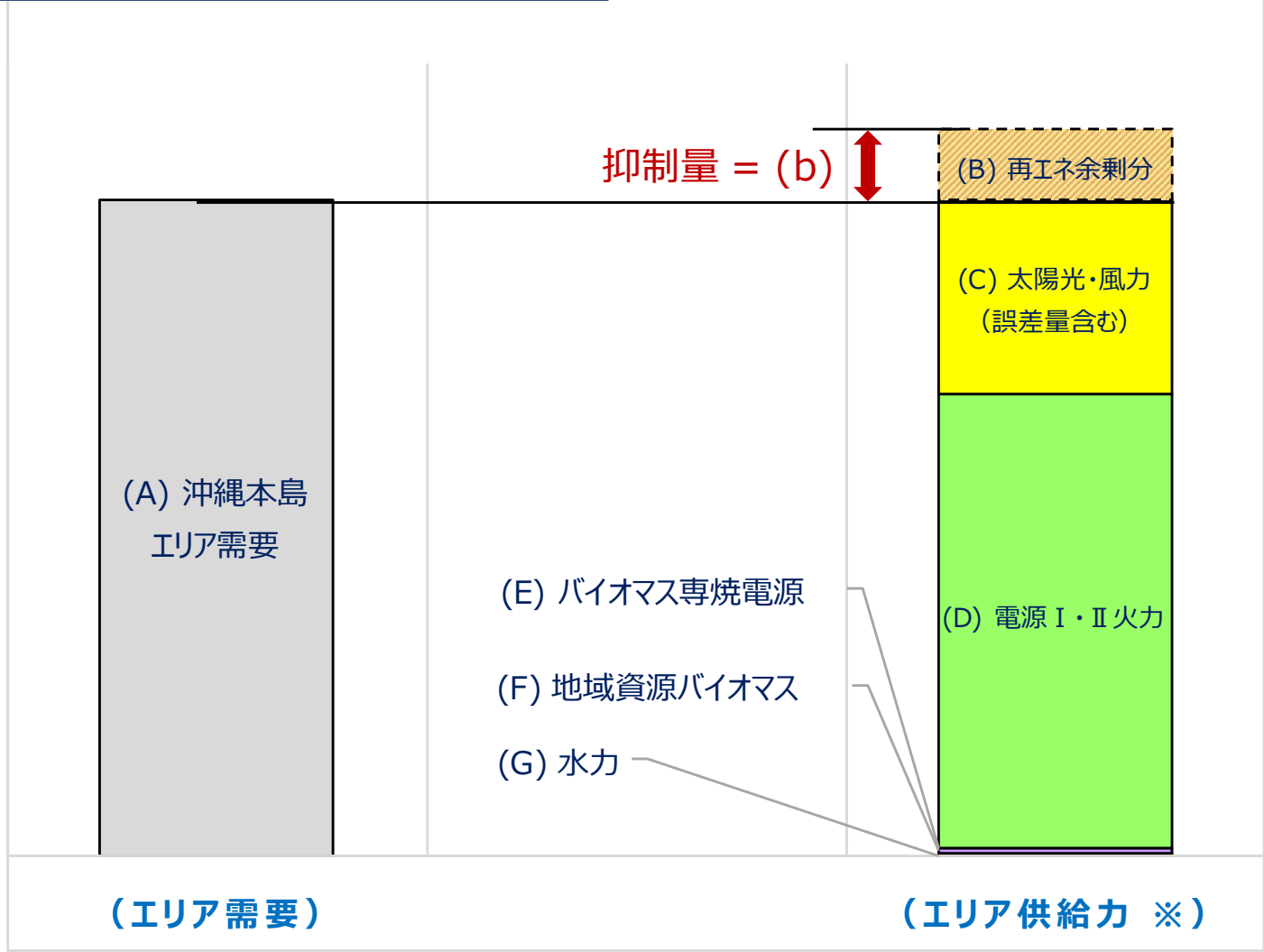
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 沖縄本島においては、(1)の(イ)および(ウ)、ならびに(2)の①および②は無し。

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

日別の状況は「別紙 1」参照



※：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

エリア需要は、最新の気象予測値の基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

① 類似日の需要カーブを複数抽出

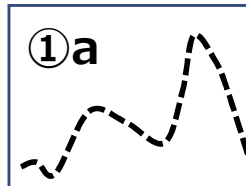
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



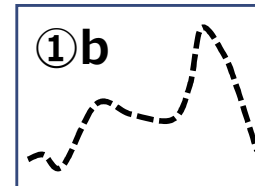
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

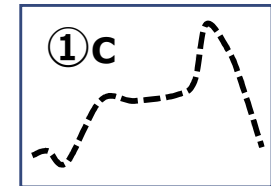
需要想定イメージ図



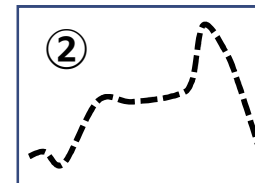
過去の需要a



過去の需要b



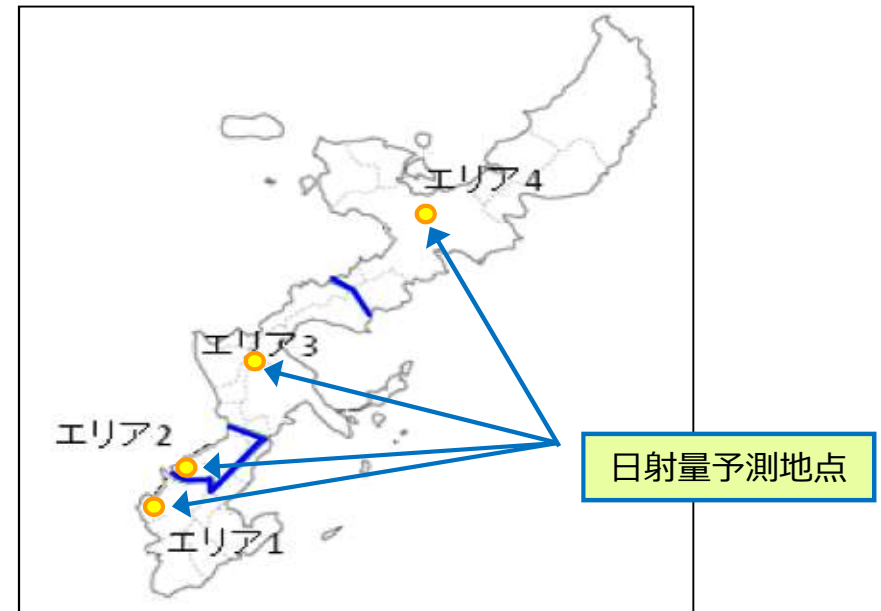
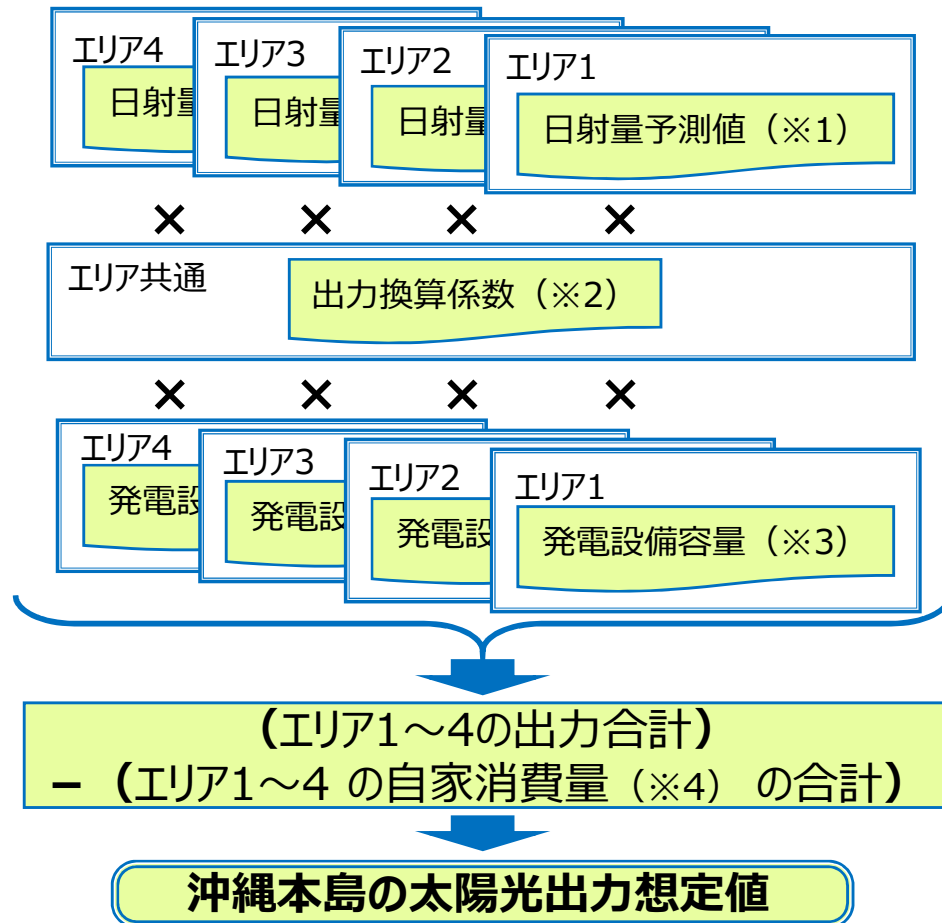
過去の需要c



想定日の需要

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎（エリア 1～4）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

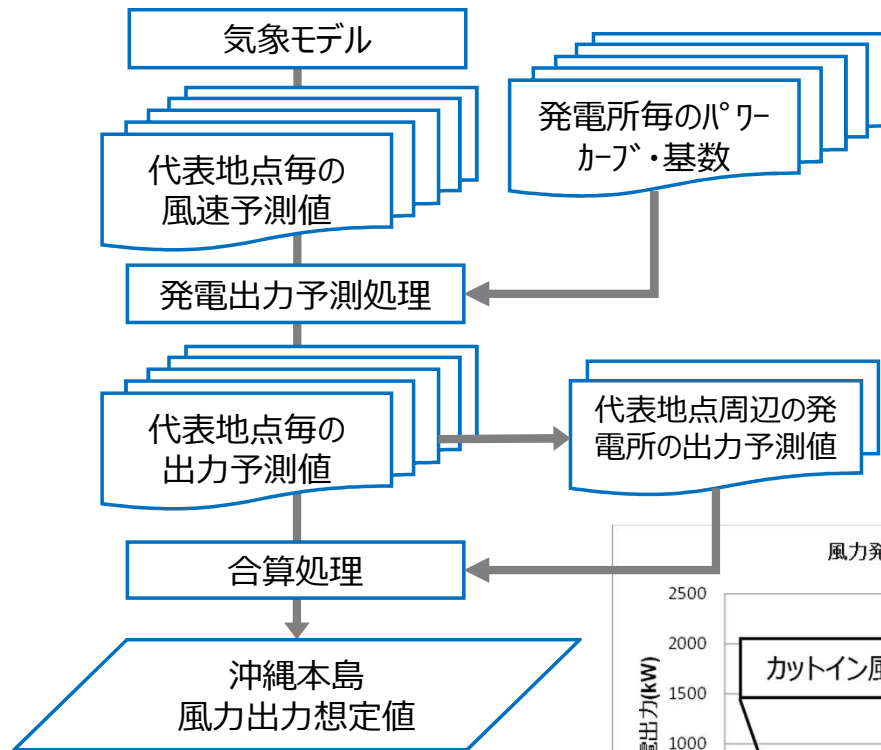
日別の状況は「別紙 1」参照。



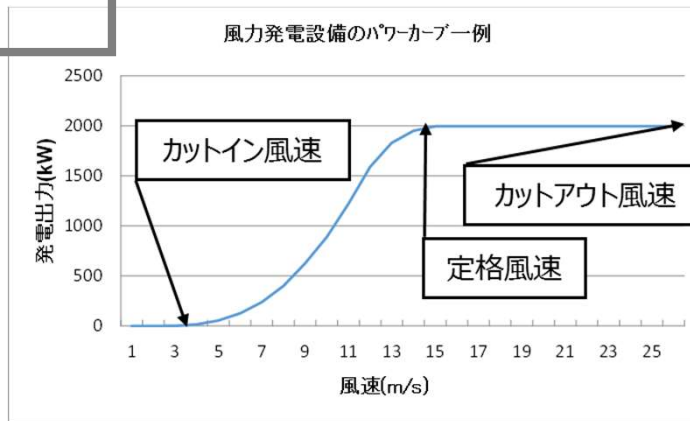
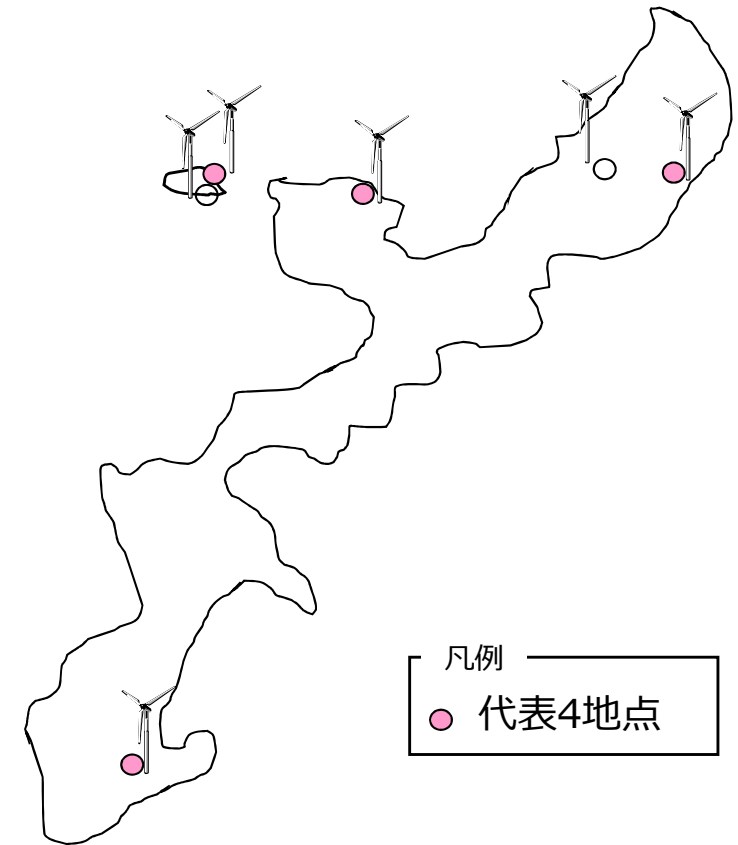
- (※ 1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※ 3) 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※ 4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表4地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島の出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値（kW）として算定。



[参考：沖縄本島の風力発電所]

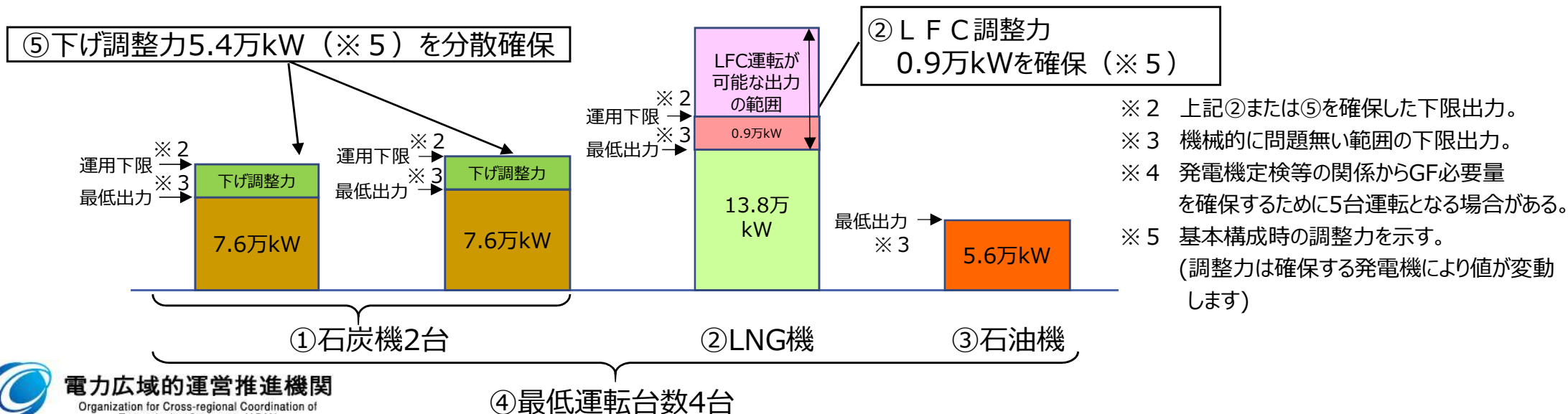


電源 I・II の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC（※1）可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

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

○沖縄本島では、独立系統および火力発電の運転制約などから、以下の発電機運用を実施

- ① 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ② LFC調整力0.9万kW（※5）確保およびBOG(Boil Off Gas)消費のためLNG機を1台
- ③ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
- ④ 発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台（※4）で出力を分担
- ⑤ 系統事故等による停電に備えた下げ調整力（5.4万kW）を並列発電機で分散して確保



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

【2023年3月5日】

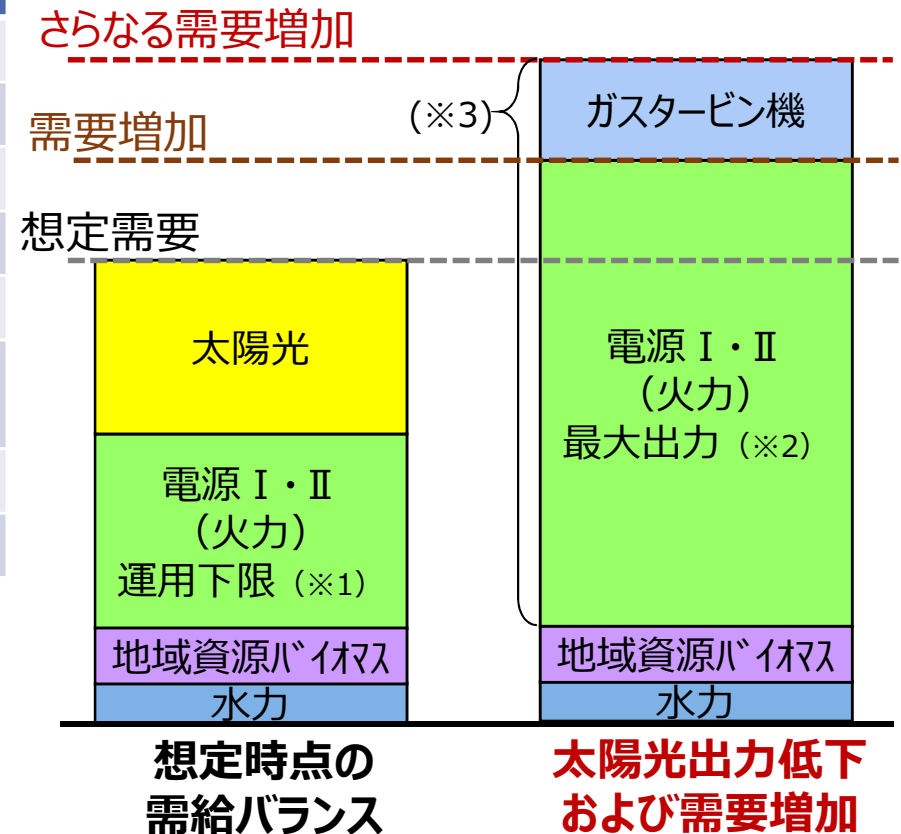
[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	金武	10.3	31.8	31.8
	石川	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港	5.6	—	—
	牧港GT1 牧港GT2	—	10.2	5.9 10.2
	石川GT1	—	—	6.3
合計		40.9	76.5	91.8

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

【2023年3月12日】

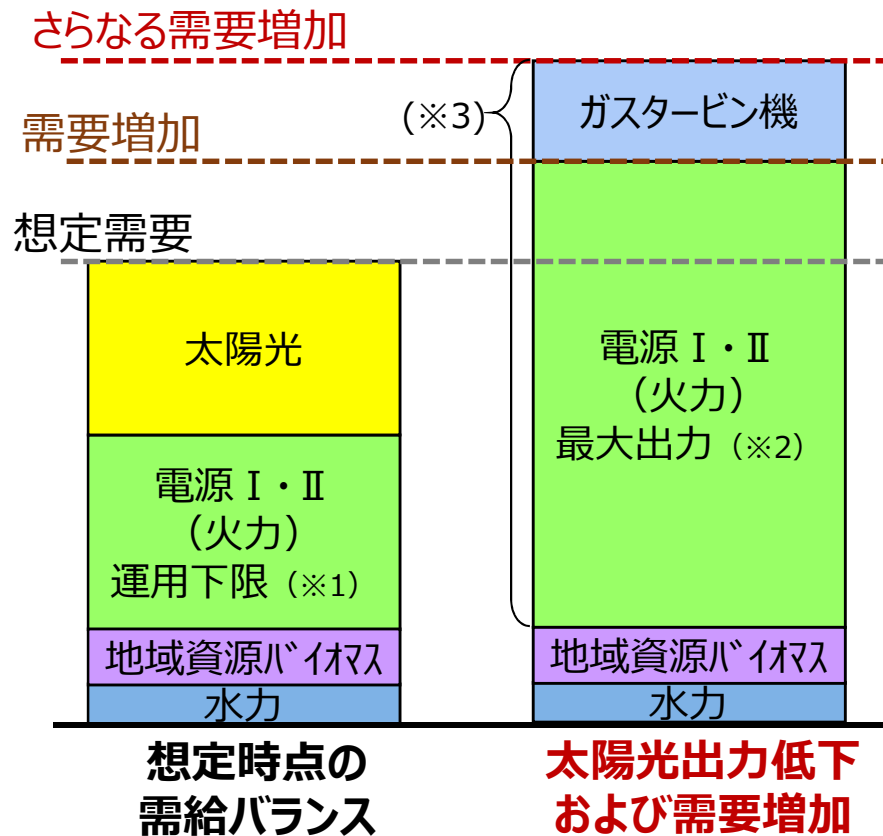
[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	金武	10.3	17.8	17.8
	石川	10.3	26.2	26.2
LNG	吉の浦	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
石油	牧港	5.6	—	—
	牧港GT1 牧港GT2	—	10.2	5.9 10.2
	石川GT1	—	—	6.3
合計		40.9	75.6	90.9

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

供給力確保状況のイメージ図



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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

沖縄電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。

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

日別の状況は「別紙2」参照。

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

【理由】

- 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】

7
0
0

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

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

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

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超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（30分コマ毎の前日予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

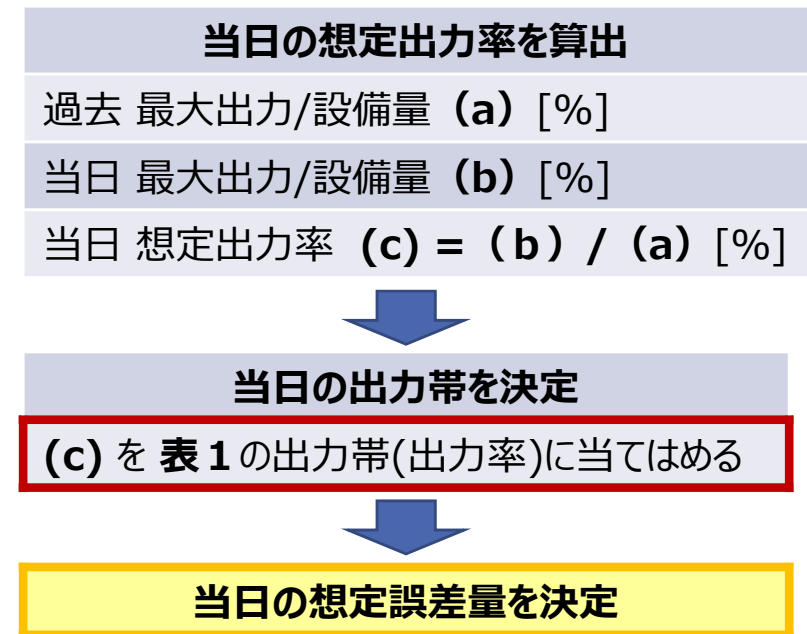
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万 kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量
高出力帯	(80%~)	11.5
中出力帯 1	(60%~80%)	14.6
中出力帯 2	(40%~60%)	7.9
低出力帯 1	(20%~40%)	5.8
低出力帯 2	(~20%)	2.7

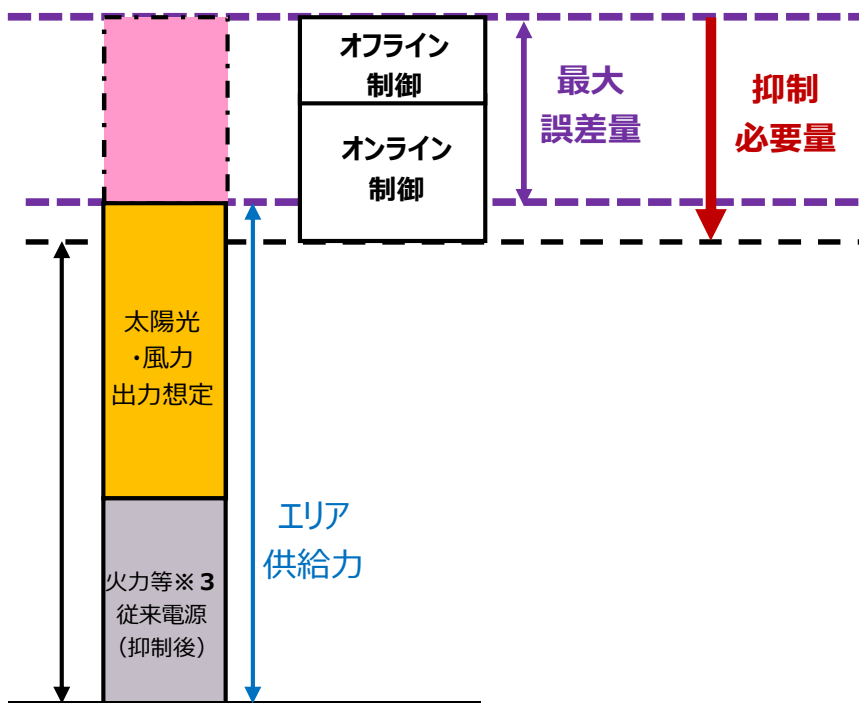
表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2019/4 ~ 2022/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算
- ・ 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

本機関は、沖縄電力が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第35回系統WGにおいて沖縄電力が示した、原則オンライン制御を優先して配分し※1、2、出力制御の機会が均等となるように出力制御実績の配分を行う方法の導入を確認した。

[2022年4月以降の運用] (最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



- ※1 前日指令時点において、「最大誤差量」で算出した必要制御量に対して、オンライン制御を優先して配分。オンライン制御のみでは、制御量が不足する場合にオフライン制御へ配分。
- ※2 出力制御の機会が均等となるように、出力制御配分の優先対象を変更する場合がある。
- ※3 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

沖縄本島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(2023年3月分)

沖縄電力株式会社が2023年3月に実施した、沖縄本島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2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月5日(日) 沖縄本島
- 3月12日(日) 沖縄本島



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

- [\(添付資料\)沖縄本島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\(2023年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
(別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~沖縄電力編~](#) (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)