

第 11 号議案

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) の出力抑制の妥当性について (2023年1月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、2023年1月に実施した九州エリア(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。)の出力抑制に関する九州電力送配電株式会社からの資料の提出を受け、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のとおり妥当であると認め、その結果を別紙2により公表する。

1. 抑制実施日とエリア

- 1月1日(日)九州エリア
- 1月2日(月)九州エリア
- 1月3日(火)九州エリア
- 1月4日(水)九州エリア
- 1月8日(日)九州エリア
- 1月9日(月)九州エリア

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2月22日(本機関ウェブサイト)

以上

【添付資料】

- 別紙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1月抑制分 九州電力送配電編～
- 別紙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」

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1月抑制分 九州電力送配電～

2023年2月22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1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6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。

2. 検証の観点

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)

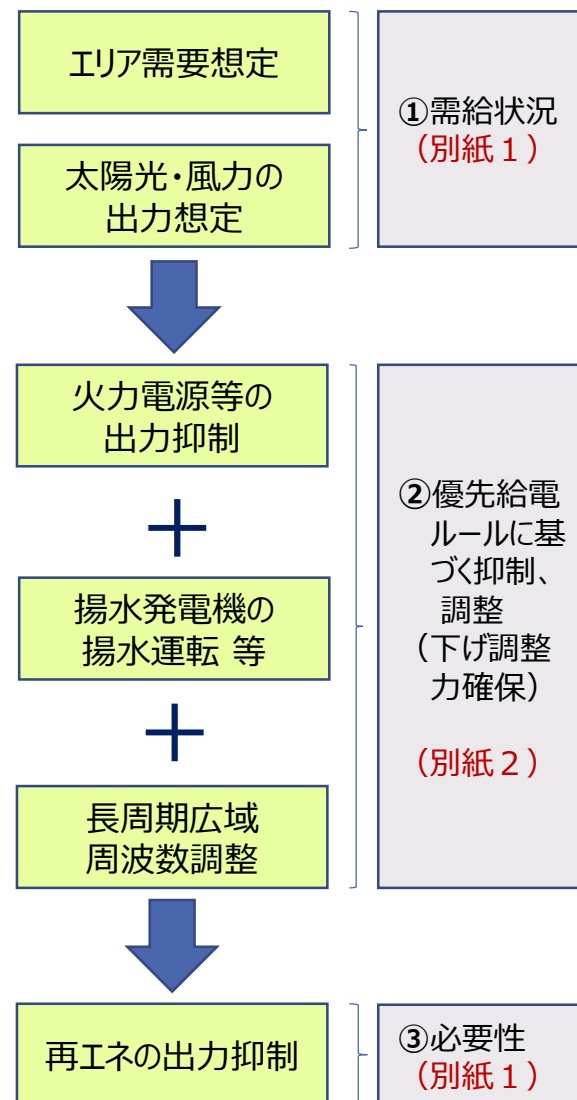
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。



九州電力送配電は、1月の以下の6日間について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	九州エリア（離島を除く）					
指令日時	12月31日(土) 16時	1月1日(日) 16時	1月2日(月) 16時	1月3日(火) 16時	1月7日(土) 16時	1月8日(日) 16時
抑制実施日	1月1日 (日)	1月2日 (月)	1月3日 (火)	1月4日 (水)	1月8日 (日)	1月9日 (月)
最大抑制量 (※1)	380.1万kW	329.5万kW	311.4万kW	160.1万kW	232.7万kW	203.0万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
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	1月					
	1	2	3	4	8	9
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	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	設備点検により使用できなかった日を除き、最大限活用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）。 なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の空容量は無かった（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、および電力貯蔵装置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。

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		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(※)		1月1日(日) 12時~12時30分		1月2日(月) 12時30分~13時		1月3日(火) 12時30分~13時		1月4日(水) 12時~12時30分		1月8日(日) 12時~12時30分		1月9日(月) 12時~12時30分		
		【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日(曜日)	2023.1.1(日)	2017.1.1(日)	2023.1.2(月)	2018.1.2(火)	2023.1.3(火)	2021.1.3(日)	2023.1.4(水)	2021.1.4(月)	2023.1.8(日)	2022.1.9(日)	2023.1.9(月)	2022.1.10(月)	
	天候	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	気温(℃)	8.8	10.0	8.9	8.1	8.2	7.3	7.8	8.3	10.7	10.0	11.8	10.8	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(19℃~24℃)はゼロ		15.0万kW/℃		16.0万kW/℃		17.0万kW/℃		18.0万kW/℃		18.0万kW/℃		
	需要(万kW)	過去の需要実績①	722.0	—	787.8	—	820.3	—	941.3	—	870.1	—	923.9	
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	18.0	(8.8℃-10℃)×▲15万kW/℃=18.0万kW	▲12.8	(8.9℃-8.1℃)×▲16万kW/℃=-12.8万kW	▲15.3	(8.2℃-7.3℃)×▲17万kW/℃=-15.3万kW	9.0	(7.8℃-8.3℃)×▲18万kW/℃=9.0万kW	▲12.6	(10.7℃-10℃)×▲18万kW/℃=-12.6万kW	▲18.0	(11.8℃-10.8℃)×▲18万kW/℃=-18万kW	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	740.0		775.0		805.0		950.3		857.5		905.9		
太陽光の出力想定	日射量予測値(MJ/m ²)	【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		【出力想定】		
	出力	1.16~2.27		1.51~2.08		1.25~2.27		1.10~2.29		1.98~2.31		1.41~2.32		
	出力換算係数(kWh/MJ/m ² /kW)	特高	0.334	高圧	0.318	特高	0.334	高圧	0.318	特高	0.334	高圧	0.318	
		低圧10kW以上	0.305	低圧10kW未満	0.263	低圧10kW以上	0.305	低圧10kW未満	0.263	低圧10kW以上	0.305	低圧10kW未満	0.263	
	出力想定値(※1)(万kW)	特高④	142.8	高圧⑤	218.6	特高④	149.0	高圧⑤	231.0	特高④	164.3	高圧⑤	230.6	
		低圧10kW以上⑥	171.1	低圧10kW未満⑦	97.8	低圧10kW以上⑥	178.8	低圧10kW未満⑦	103.7	低圧10kW以上⑥	202.2	低圧10kW未満⑦	101.8	
	想定自家消費量(※2)(万kW)⑧(低圧10kW未満のみ考慮)	▲21.8		▲22.5		▲22.6		▲22.2		▲23.1		▲22.2		
	合計⑨	④+⑤+⑥+⑦+⑧	608.5		633.8		637.9		645.9		723.2		642.6	
	風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑩	56.4	高圧以下⑪	5.9	特高⑩	56.4	高圧以下⑪	5.9	特高⑩	56.4	高圧以下⑪	5.9
		出力想定値(万kW)	特高⑫	14.1	高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	1.4	特高⑫	17.6	高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	1.7	特高⑫	6.4	高圧以下⑬ = ⑫×(⑪/⑩)	1.3
合計⑭		⑫+⑬	15.5		15.3		19.4		17.9		7.1		14.1	
		【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	131.9		132.6		133.2		136.1		134.3		139.8	
		(G) 電源Ⅲ(火力)	139.0		139.0		147.6		174.6		158.0		164.7	
		(L) 原子力	298.9		298.9		298.9		294.4		298.7		298.6	
		(J) 一般水力	15.1		14.6		13.6		14.3		14.4		14.4	
		(K) 地熱	16.5		16.5		16.5		16.3		16.5		16.5	
		(H) バイオマス専焼電源	24.2		24.2		24.2		26.4		26.4		26.4	
		(I) 地域資源バイオマス	24.2		24.3		23.9		24.6		24.0		23.6	
		(E-1) 太陽光⑨	608.5		633.8		637.9		645.9		723.2		642.6	
		(E-1) 風力⑭	15.5		15.3		19.4		17.9		7.1		14.1	
		(E-2) 想定誤差量	302.5		259.5		255.4		241.1		163.8		244.4	
	エリア供給力計⑮	1,576.3		1,558.7		1,570.6		1,591.6		1,566.4		1,585.1		
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	740.0		775.0		805.0		950.3		857.5		905.9	
		揚水												
		(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲253.2		▲253.2		▲253.2		▲253.2		▲253.2		▲253.2	
		(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲5.0		▲5.0		▲5.0		▲5.0		0.0		0.0	
域外送電														
(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲198.0		▲196.0		▲196.0		▲223.0		▲223.0		▲223.0			
(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)	1,196.2		1,229.2		1,259.2		1,431.5		1,333.7		1,382.1			
必要性(万kW)	エリア供給力計⑮	1,576.3		1,558.7		1,570.6		1,591.6		1,566.4		1,585.1		
	エリア需要等計⑳	1,196.2		1,229.2		1,259.2		1,431.5		1,333.7		1,382.1		
	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)	380.1		329.5		311.4		160.1		232.7		203.0		

(※1) 地点1~67の合計

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※)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) オーバーホールで停止中(～XX/XX) (j) ボイラー給水ポンプトラブルのため(2022/12/13～) (m)設備トラブルに伴う増加(2023/1/4～2023/1/11)
 (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) 汚泥燃料の燃焼試験のため(2022/12/30～2023/1/15) (n) 設備点検に伴う停止(2023/1/5～2023/2/28)
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (l) LNG受入制約に伴う増加(2023/1/4～2023/1/5)

[万kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)				
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(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	LFC調整力 2%	LNG	松浦	28.0	62.3	34.3	(j)	28.0	62.3	34.3	(j)	28.0	62.3	34.3	(j)	28.0	62.3	34.3	(j)	28.0	62.3	34.3	(j)	32.6	66.9	34.3
岩北			17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0		17.5	17.5	0.0	
新小倉			0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
新大分(コンバインド)			52.1	52.1	0.0		52.8	52.8	0.0		53.4	53.4	0.0		56.3	56.3	0.0		54.5	54.5	0.0		55.4	55.4	0.0	
確保の発電所	合計	97.6	131.9	34.3	—	98.3	132.6	34.3	—	98.9	133.2	34.3	—	101.8	136.1	34.3	—	100.0	134.3	34.3	—	105.5	139.8	34.3	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)				
揚水発電機 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	大平	天香山	1	▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0
2			▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0		▲26.1	▲26.1	0.0	
1			▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0	
2			▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0		▲32.5	▲32.5	0.0	
小丸川		1	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0	
		2	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0	
		3	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0	
		4	▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0		▲34.0	▲34.0	0.0	
合計	▲253.2	▲253.2	0.0	—	▲253.2	▲253.2	0.0	—	▲253.2	▲253.2	0.0	—	▲253.2	▲253.2	0.0	—	▲253.2	▲253.2	0.0	—	▲253.2	▲253.2	0.0	—		

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)						
電力貯蔵装置の充電	豊前蓄電池変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)			
	合計	▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	▲5.0	0.0		▲5.0	0.0	5.0	(n)	▲5.0	0.0	5.0

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)				
電制電圧	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	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	電制電圧	A	43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0		43.8 [47%]	43.8	0.0		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		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0		54.4 [29%]	54.4	0.0	
電制電圧を除く		火力他	49.2 [26%]	34.5 [18%]	▲14.7	(h)	49.2 [26%]	34.5 [18%]	▲14.7	(h)	49.2 [26%]	42.5 [22%]	▲6.7	(h)	49.2 [26%]	70.3 [37%]	21.1	(l)	49.2 [26%]	53.0 [28%]	3.8	(b)	49.2 [26%]	59.6 [32%]	10.4	(b)
		自家発余剰	13.0	6.3	▲6.7	(h)	13.0	6.3	▲6.7	(h)	13.0	6.9	▲6.1	(h)	13.0	6.1	▲6.9	(h)	13.0	6.8	▲6.2	(h)	13.0	6.9	▲6.1	(h)
合計	▲6.7	▲6.7	—	▲6.7	▲6.7	▲6.7	—	▲6.7	▲6.7	▲6.7	▲6.7	—	▲6.7	▲6.7	▲6.7	—	▲6.7	▲6.7	▲6.7	—	▲6.7	▲6.7	▲6.7	—		

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)			
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	中国九州間連系線 (開門連系線)	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(※)	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(※)	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(※)
	合計	0.0 (198.0)	0.0	0.0		0.0 (196.0)	0.0	0.0		0.0 (196.0)	0.0	0.0		0.0 (223.0)	0.0	0.0		0.0 (223.0)	0.0	0.0		0.0 (223.0)	0.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)			
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	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(※)
	合計	24.0 [62%]	24.2	0.2	(k)	24.0 [62%]	24.2	0.2	(k)	24.0 [62%]	24.2	0.2	(k)	24.0 [62%]	26.4	2.4	(m)	24.0 [62%]	26.4	2.4	(m)	24.0 [62%]	26.4	2.4	(m)

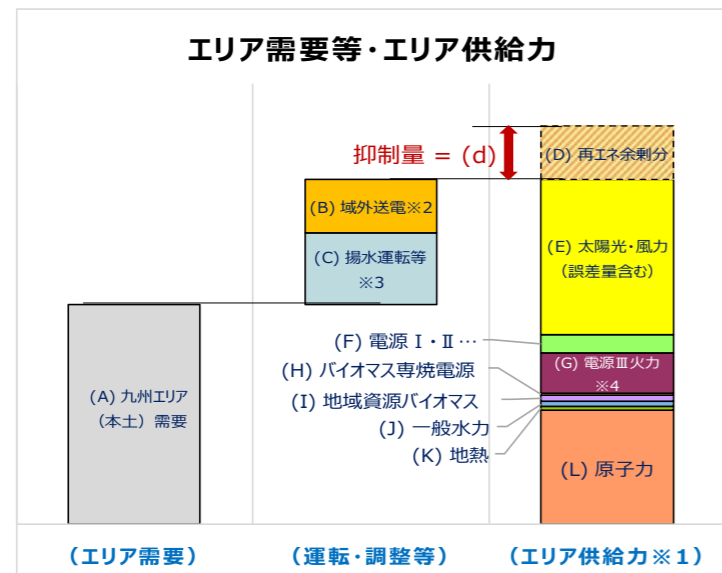
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)			
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A～C毎 (発電所数)
	出力抑制可	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—
	出力抑制不可	—[0%]	24.2	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	24.3	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	23.9	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	24.6	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	24	—	A(55),B(27),C(4)	—[0%]	23.6	—	A(55),B(27),C(4)

想定誤差量		1月1日(日)				1月2日(月)				1月3日(火)				1月4日(水)				1月8日(日)				1月9日(月)			
出力帯 算定 誤差量	出力帯	中出力帯1				中出力帯1				中出力帯1				中出力帯1				中出力帯1				中出力帯1			
	(A)過去最大出力/設備量	68.5%				68.5%				68.5%				74.9%				74.9%				74.9%			
	(B)当日最大出力/設備量	53.8%				57.0%				56.5%				57.2%				63.9%				56.8%			
	(C)出力率(B)/(A)	78.5%				83.2%				82.5%				76.4%				85.3%				75.8%			
	太陽光誤差	166.5				123.5				119.4				201.1				123.8				204.4			
	エリア需要誤差	136.0				136.0				136.0				40.0				40.0				40.0			
合計	302.5				259.5				255.4				241.1				163.8				244.4				

(参考) 当日の需給実績

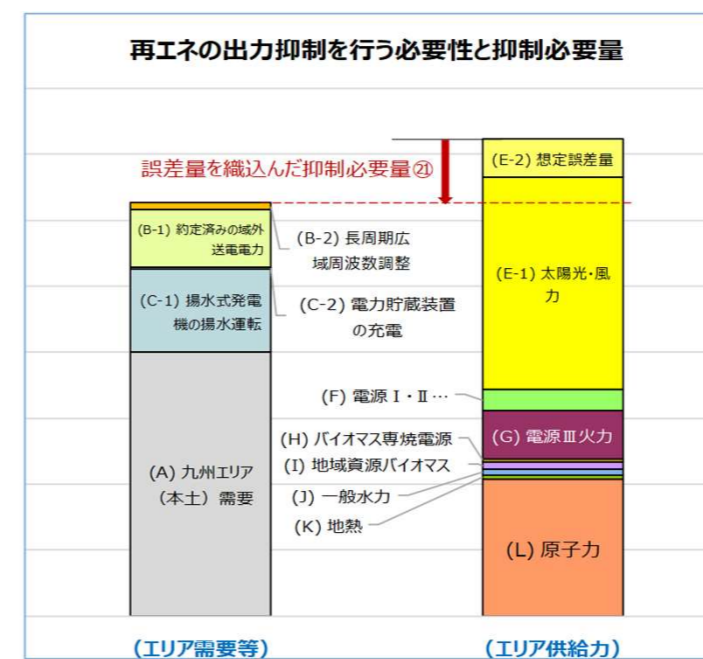
場所		九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	九州エリア	
下げ調整力最小時刻		1月1日(日) 12時30分～13時	1月2日(月) 12時30分～13時	1月3日(火) 13時～13時30分	1月4日(水) 12時30分～13時	1月8日(日) 12時30分～13時	1月9日(月) 12時30分～13時	
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	気温 (°C)	5.3	5.7	4.5	4.7	6.0	5.9	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	725.8	746.4	804.4	923.6	843.6	904.0	
	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	117.2	118.6	122.6	125.2	126.7	156.0	
	(G) 電源Ⅲ (火力)	147.4	138.8	143.2	163.0	151.0	161.0	
	(L) 原子力	299.6	300.0	300.0	296.6	299.8	299.8	
	(J) 一般水力	15.8	16.4	16.0	17.2	16.6	16.6	
	(K) 地熱	15.0	15.0	15.2	15.0	15.0	15.0	
	(H) バイオマス専焼電源	23.8	24.0	24.2	25.8	26.0	25.8	
	(I) 地域資源バイオマス	16.6	15.8	17.8	16.2	15.6	15.4	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	645.5	656.6	629.8	699.9	701.2	636.3	
	(E) 風力 (抑制量含む)	11.8	5.0	11.2	12.0	2.8	3.8	
	エリア供給力計		1,292.7	1,290.2	1,280.0	1,370.9	1,354.7	1,329.7
	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	▲ 197.4	▲ 208.6	▲ 171.8	▲ 125.8	▲ 170.2	▲ 129.2
	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	▲ 196.0	▲ 196.0	▲ 195.0	▲ 221.0	▲ 221.0	▲ 221.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 173.5	▲ 139.2	▲ 108.8	▲ 100.5	▲ 119.9	▲ 75.5
供給力計		725.8	746.4	804.4	923.6	843.6	904.0	

○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2月22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。

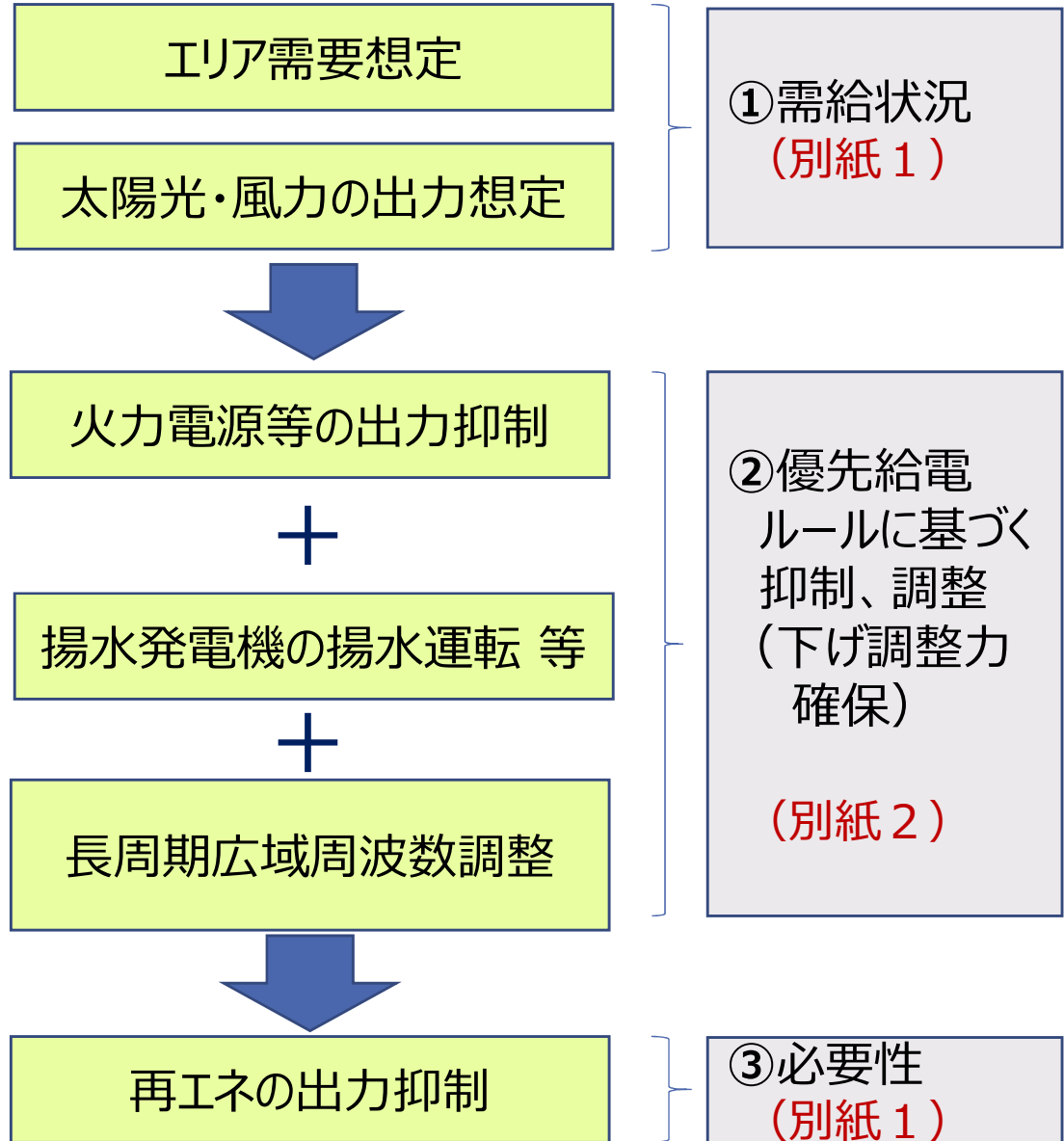
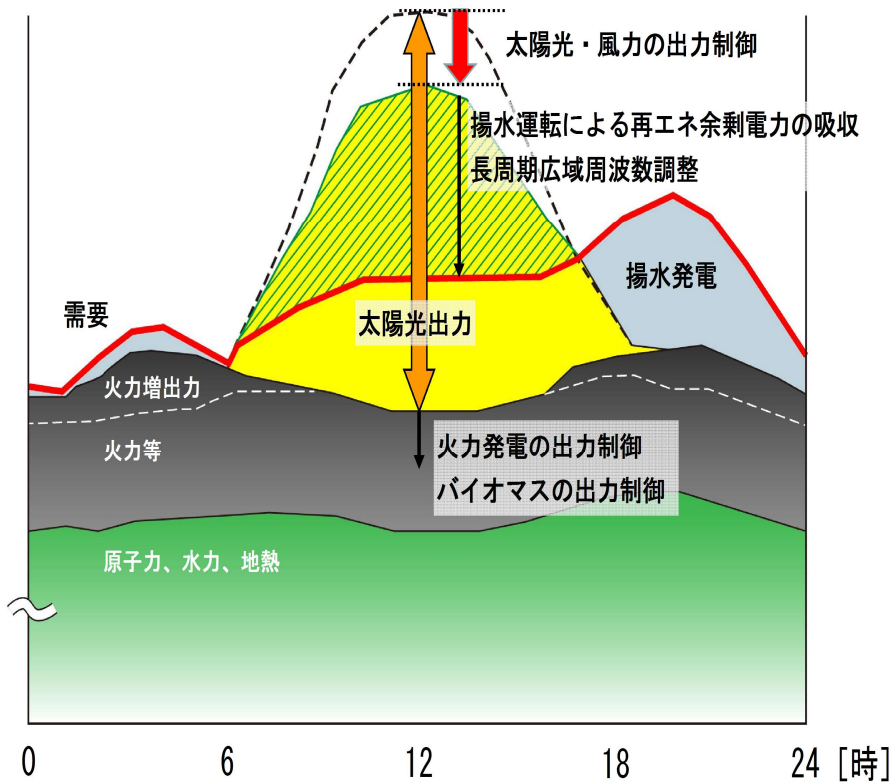
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

➤ 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

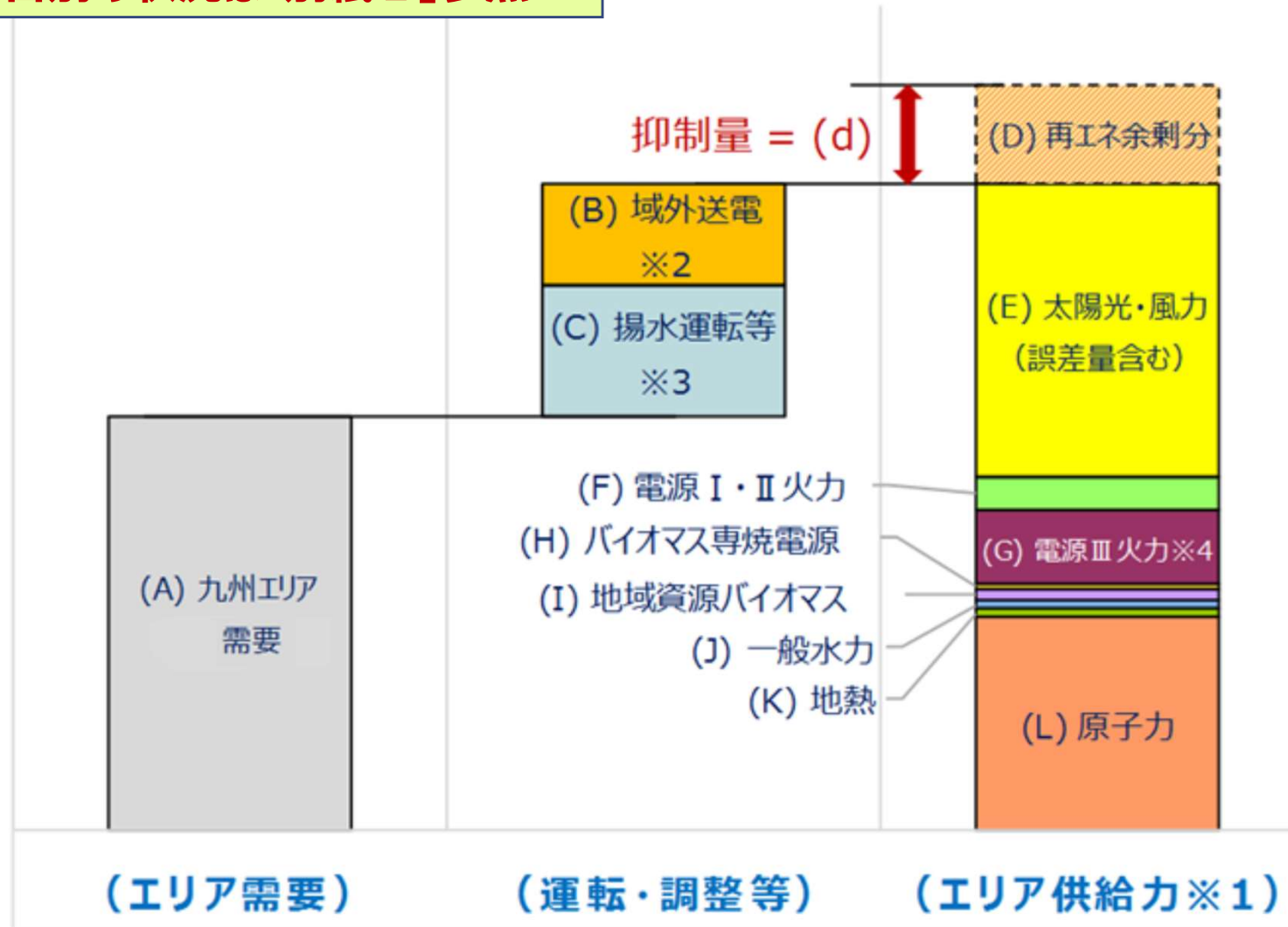
⑤ 自然変動電源の出力抑制

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）

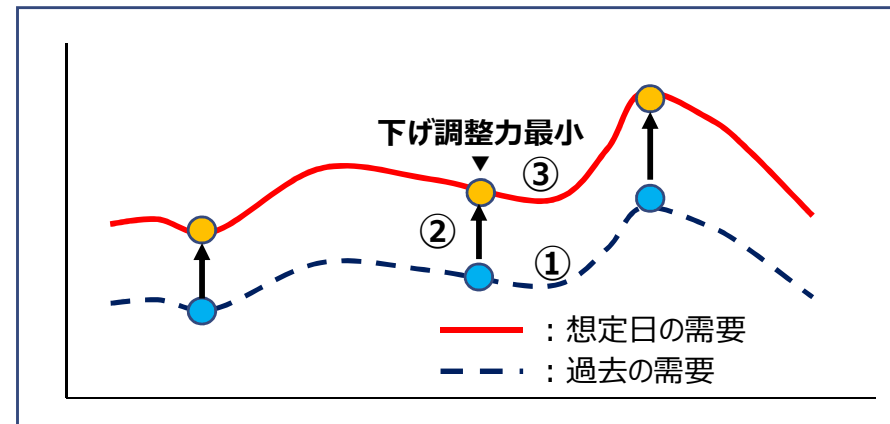
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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）

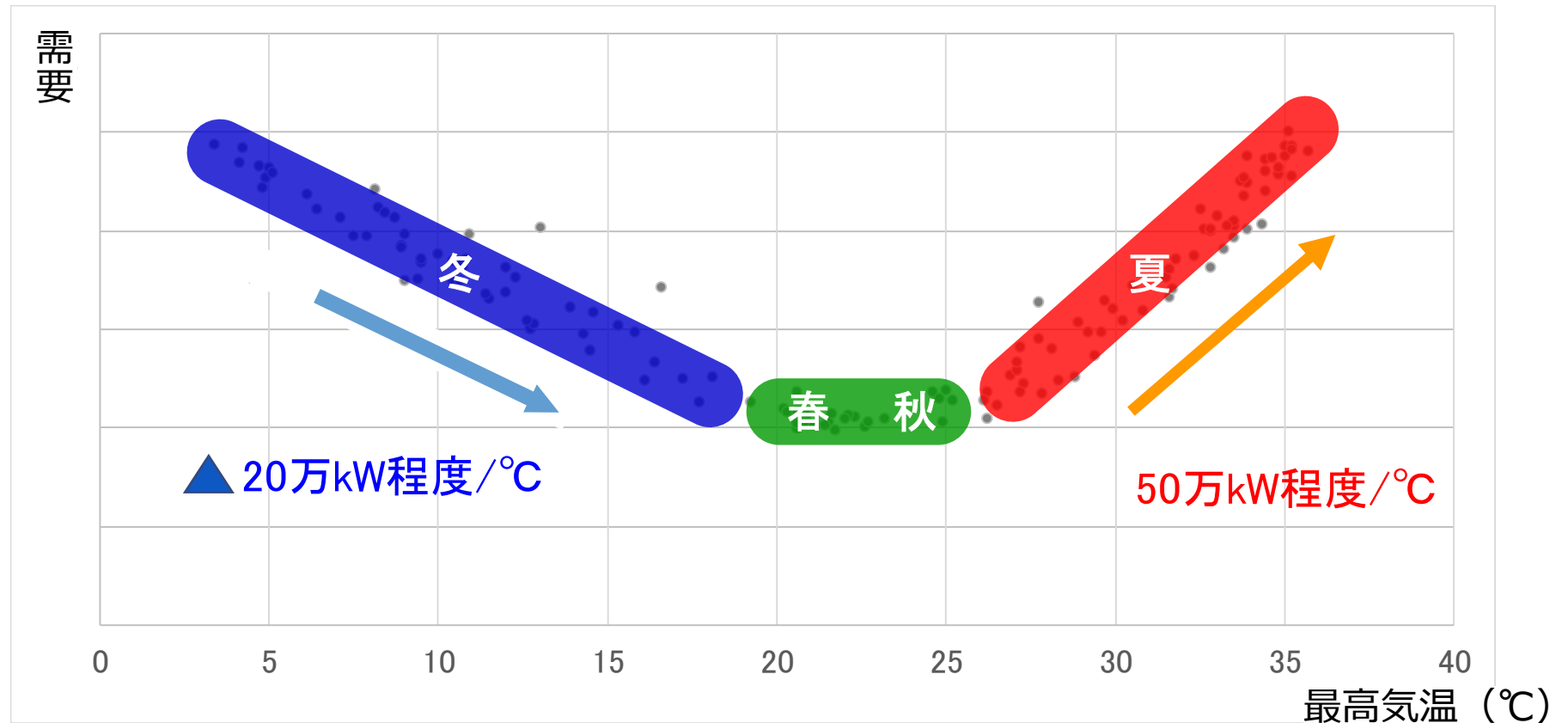
需要想定のイメージ図



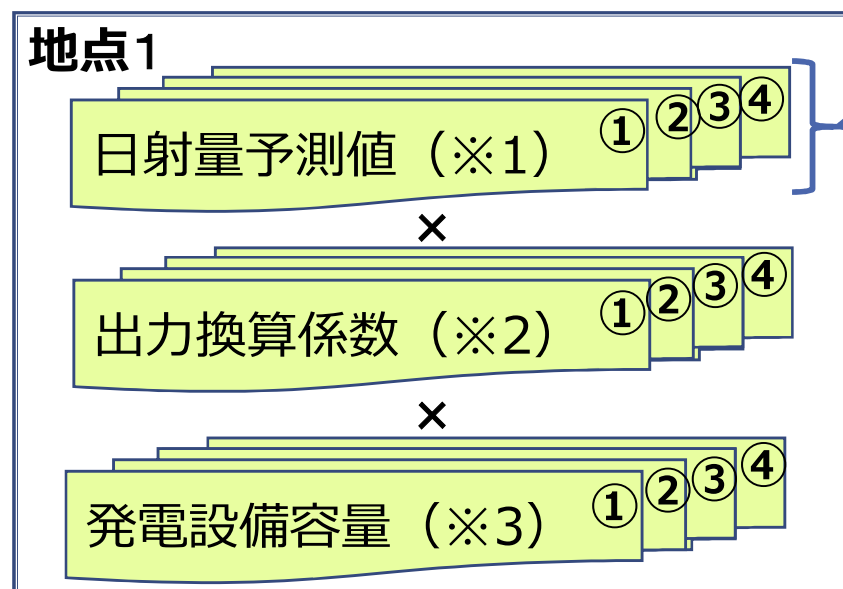
(気温感応度グラフの説明)

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

【気温感応度グラフイメージ】



最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日 1 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）〕

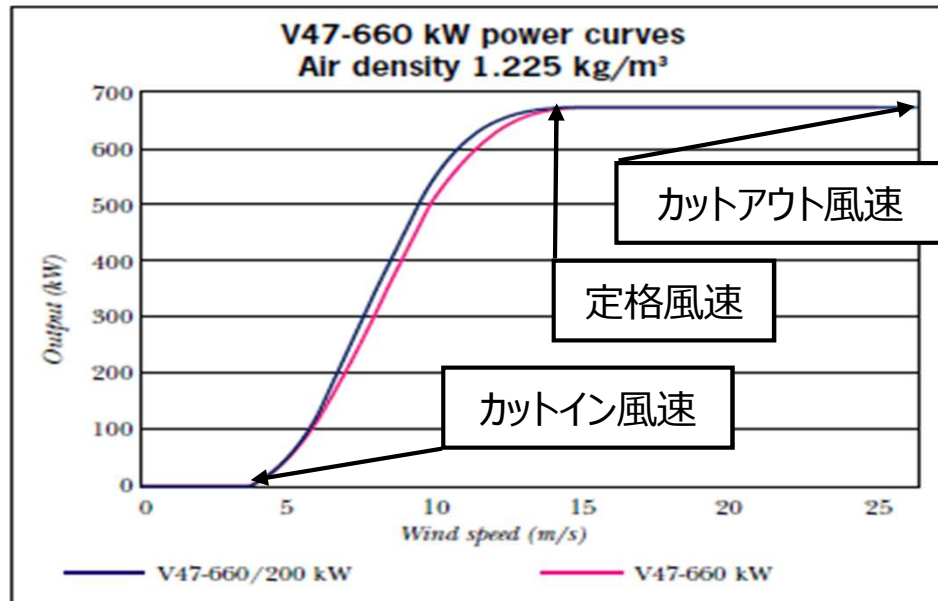
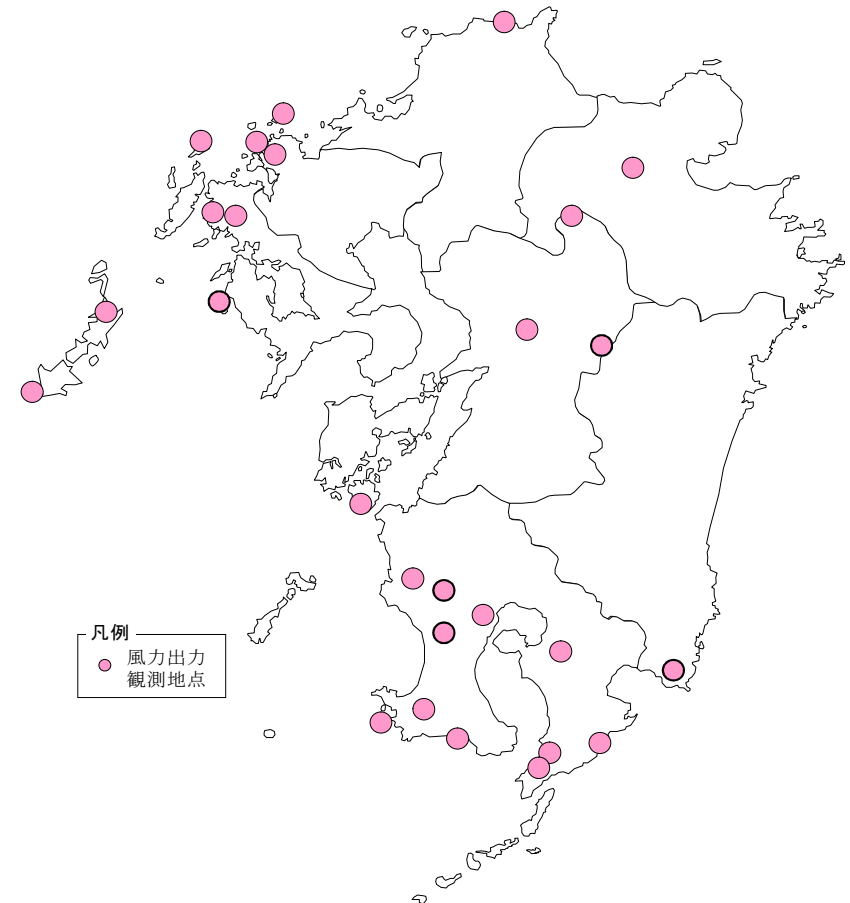
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

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〕



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。

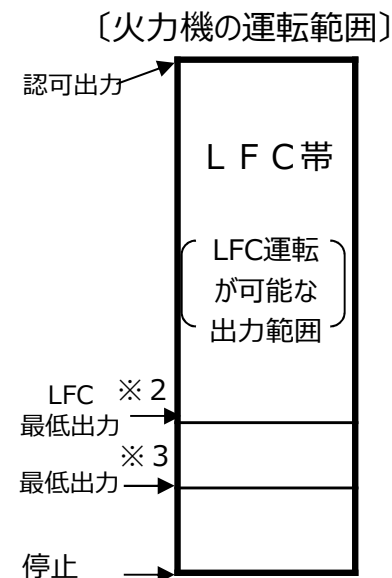
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

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。

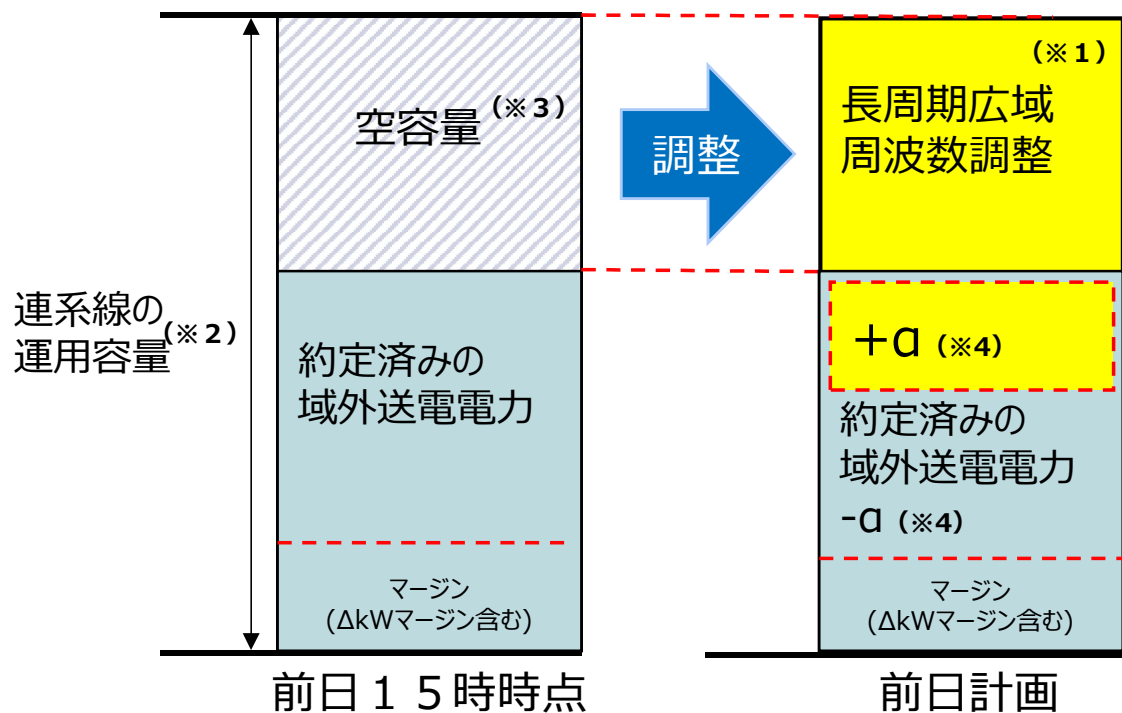
（※3）翌日に発電する電気を、日本卸電力取引所（JEPX：Japan Electric Power eXchange）が開催する市場へ前日までに売り入札し、JEPXが売り手と買い手で売買を成立させる電力の取引市場をいう。

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

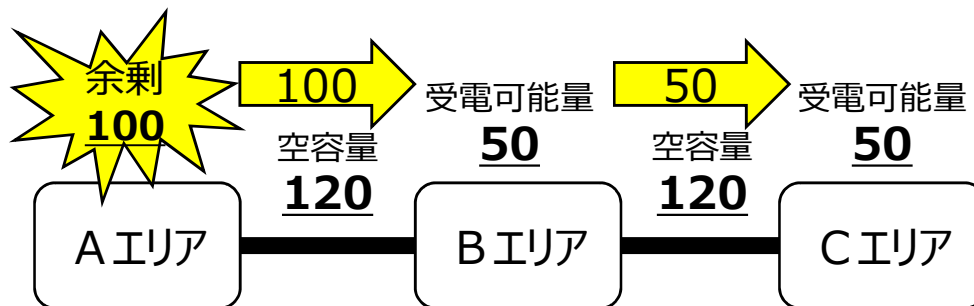
(※ 3) 空容量
= 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量ΔkWマージン含む）

(※ 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)

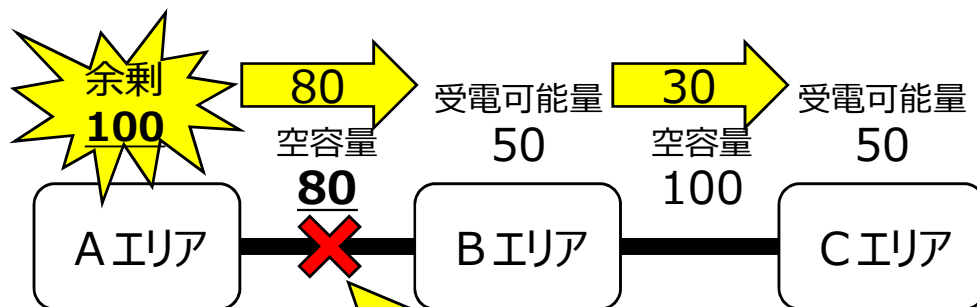
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量(※1)が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

(※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。

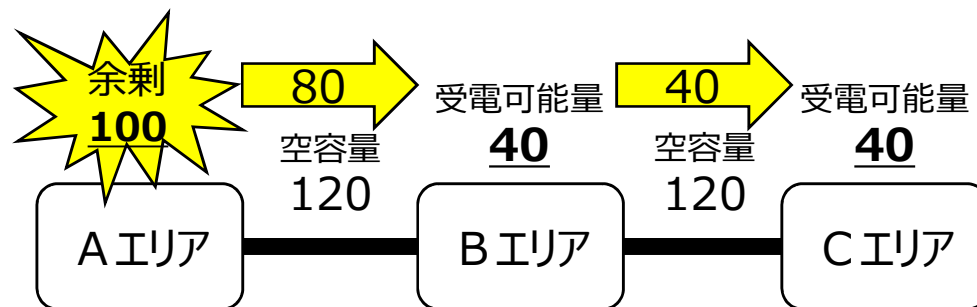
○再エネ出力抑制を回避



○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定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

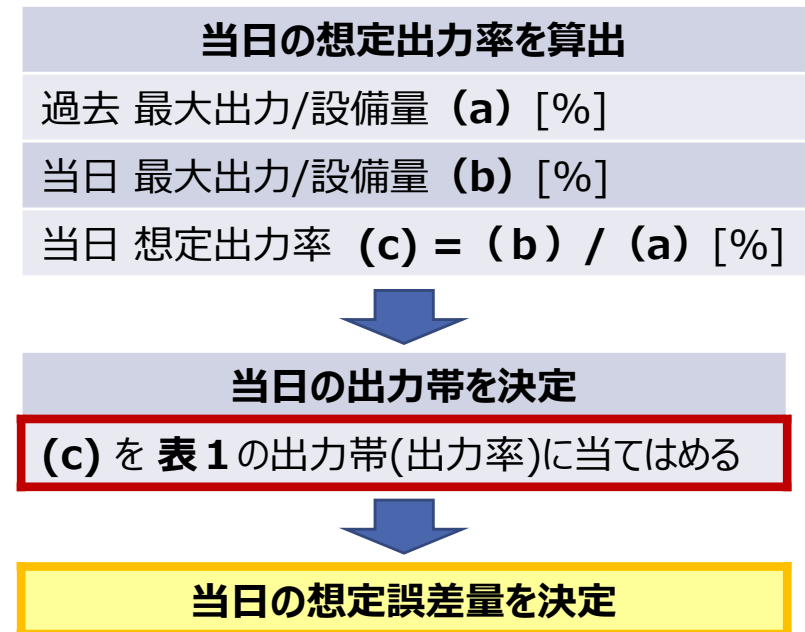
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万 kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大誤差量(～3日/4日～)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%～)	88/88	32/14	120/102
中出力帯 1	(67.5%～90%)	206/206	136/40	342/246
中出力帯 2	(45%～67.5%)	226/226	134/105	360/331
低出力帯 1	(22.5%～45%)	310/310	57/78	367/388
低出力帯 2	(～22.5%)	155/155	28/0	183/155

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

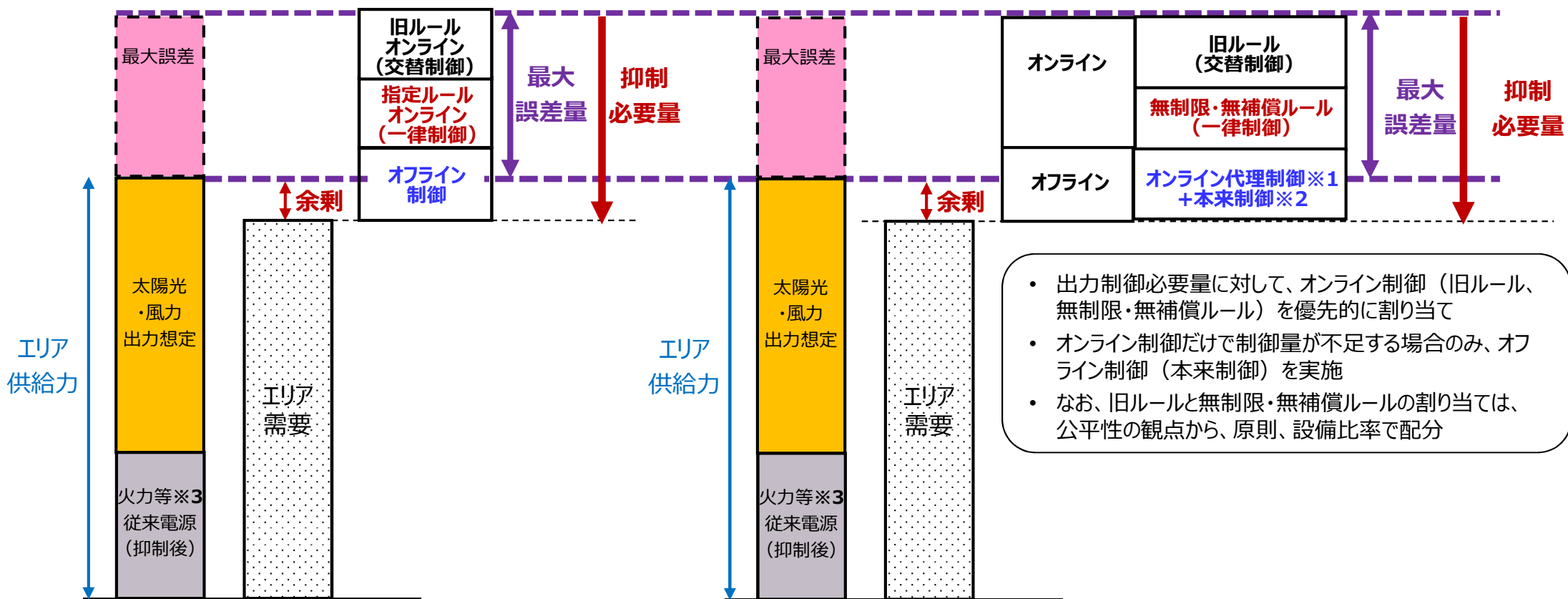
前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
 九州電力送配電は、2021年4月から、オンライン制御の無制限・無補償（指定ルール）事業者を、旧来の輪番制御から一律制御とする方法を採用している。
 また、2022年12月からは10kW以上の旧ルールのオフライン事業者をオンライン代理制御対象とし、GW、年末等のオンライン事業者だけで制御量が不足する場合のみ、オフライン制御（本来制御）を実施することとしている。

[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)

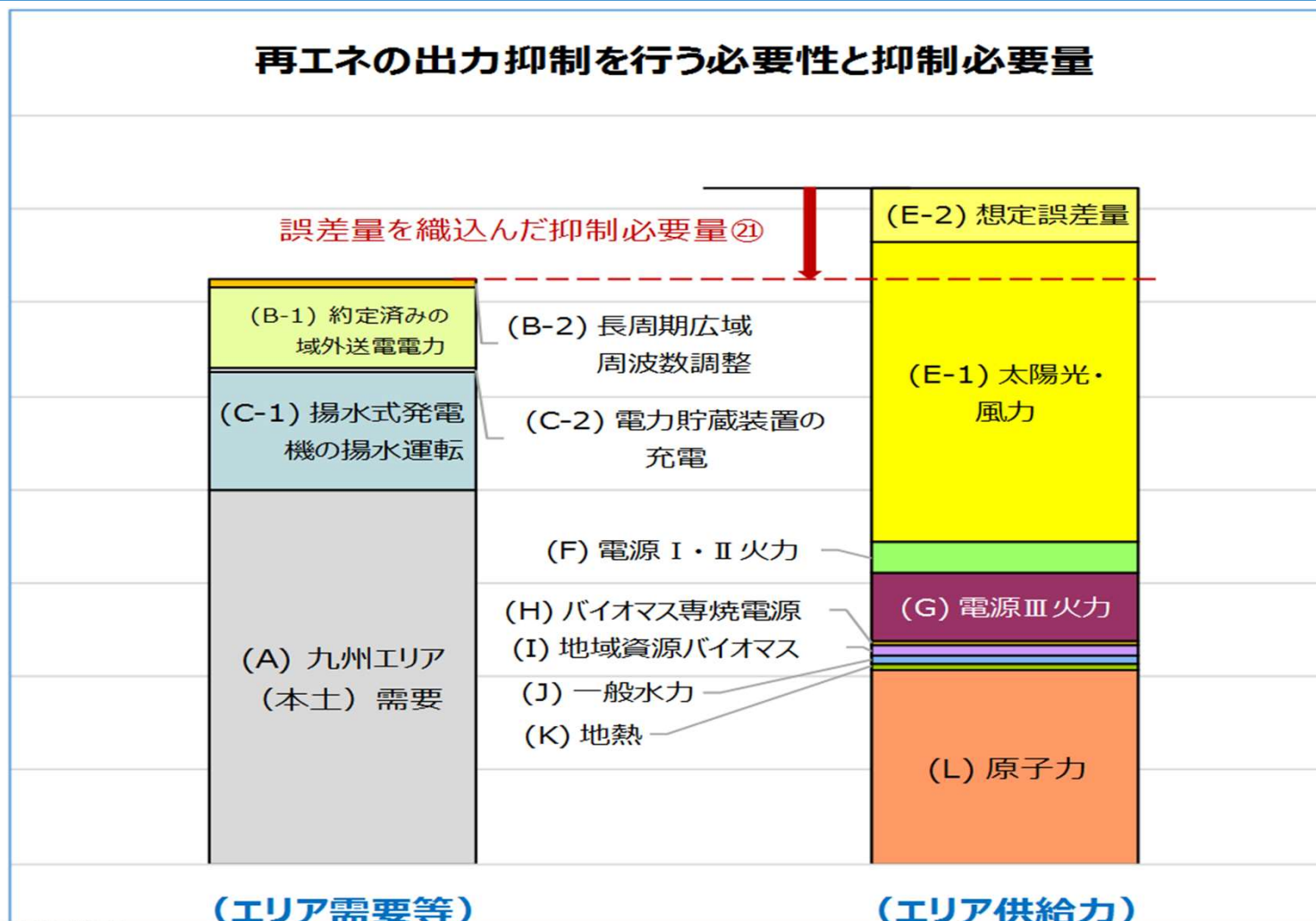
[2022年12月以降の運用]

(オンライン代理制御での運用)



※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。



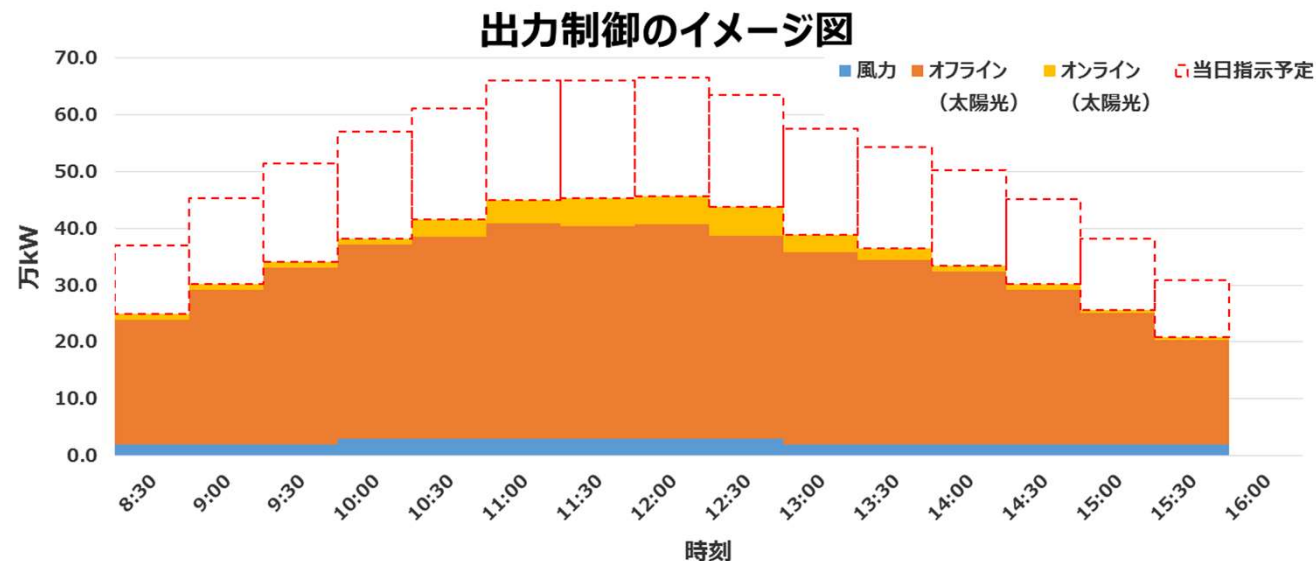
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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

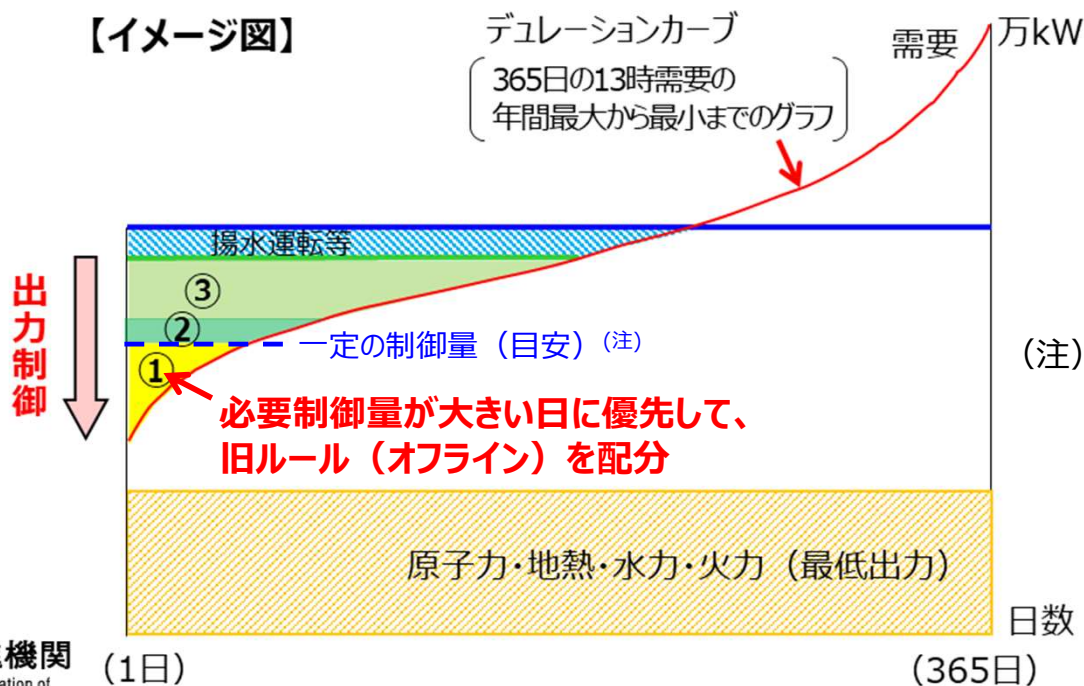
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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1月分)

九州電力送配電株式会社が2023年1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

- 1月1日(日) 九州エリア
- 1月2日(月) 九州エリア
- 1月3日(火) 九州エリア
- 1月4日(水) 九州エリア
- 1月8日(日) 九州エリア
- 1月9日(月) 九州エリア




2.検証内容

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

3.検証結果

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

4.添付資料

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

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)