

第7号議案

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の妥当性について (2022年1月分)

(案)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、2022年1月に実施した九州本土における再生可能エネルギー発電設備（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. 前日指令時点における抑制日とエリア

- 1月 1日（土）九州本土（※1）
- 1月 2日（日）九州本土（※1）
- 1月 3日（月）九州本土（※1）
- 1月 4日（火）九州本土
- 1月10日（月）九州本土（※1）

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制に至った日。

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 : 2022年 2月24日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

別紙1：九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果
～2022年1月抑制分 九州電力送配電～

別紙2：ウェブサイト公表文「九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について」

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制の検証結果

～ 2 0 2 2 年 1 月抑制分 九州電力送配電～

2 0 2 2 年 2 月 2 4 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、2022年1月に、九州エリア（本土）において再生可能エネルギー発電設備（以下、「再エネ」という。）の出力抑制の指令を、5日間（※）実施した。

（※） 当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制には至ったのは、4日間であった。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、九州電力送配電から送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）第183条および第185条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、抑制前日の指令時点において、九州電力送配電の出力抑制が法令および業務指針に照らして妥当であったか否かを確認および検証したので、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)

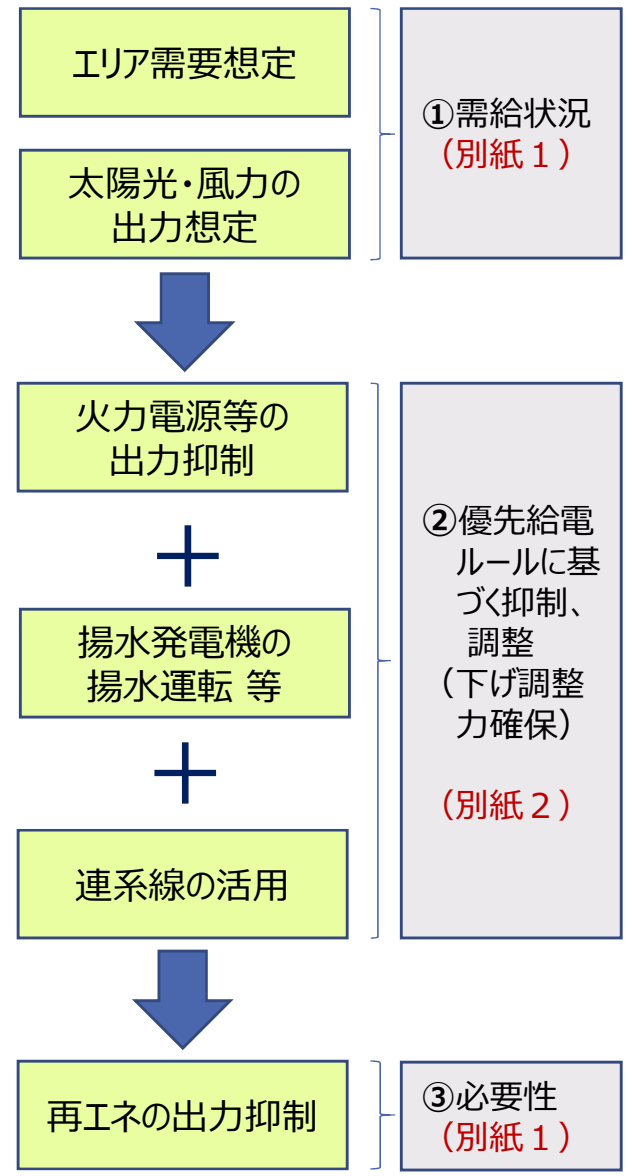
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。
- ・連系線空容量を最大限活用した域外送電となっているか。
- ・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。



2. 検証の観点（2 / 2）

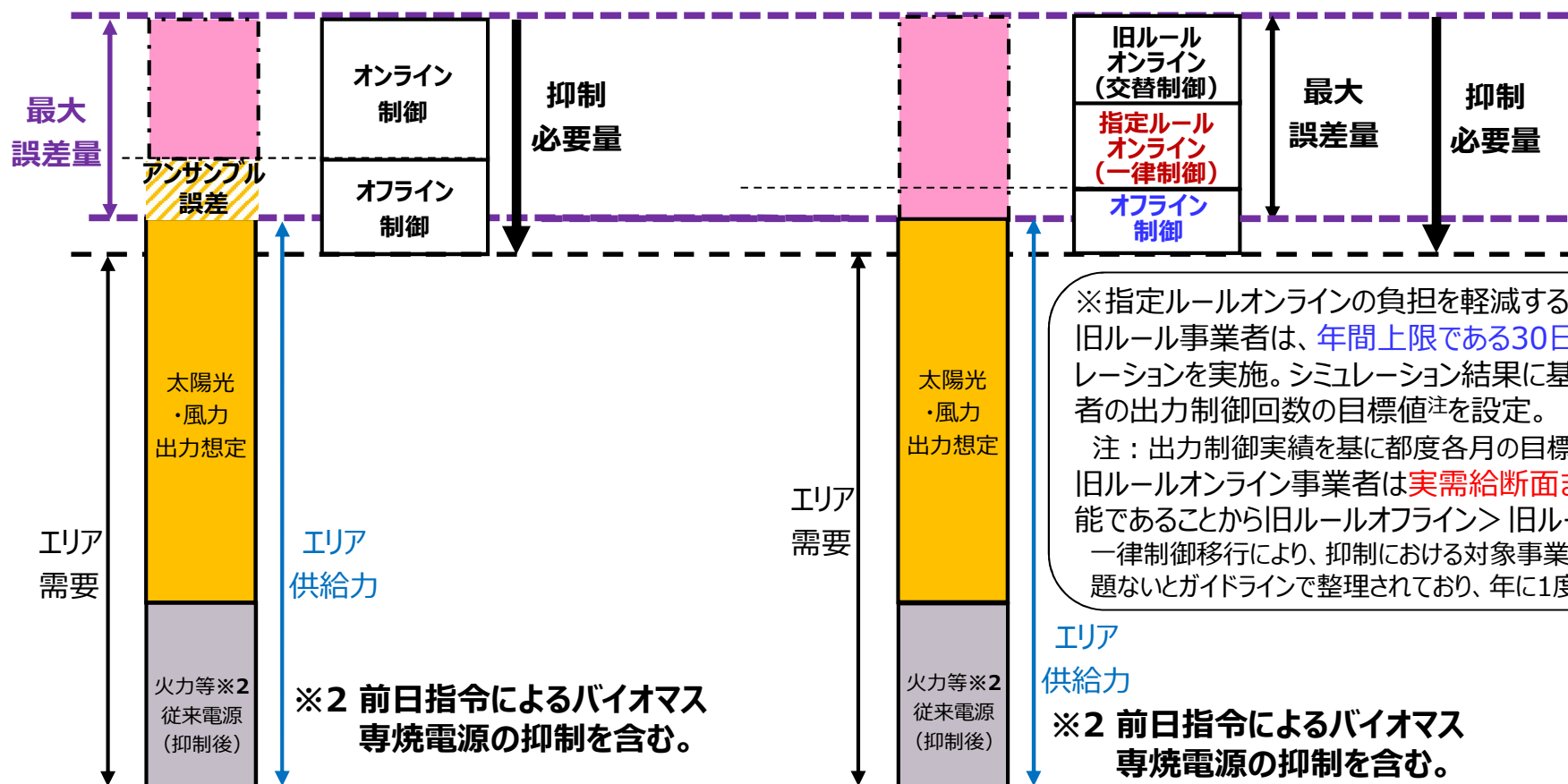
本機関は、九州電力送配電が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第28回系統WGにおいて九州電力送配電が示した、オフライン制御を年間30日上限となるよう調整し、指定ルールを旧来の輪番制御から一律制御とする方法※の導入を確認した。

〔2020年秋期以降の運用〕

（アンサンブル誤差量をオフライン制御に割り当てる運用）

〔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）



3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

九州電力送配電は、1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、出力抑制を指令（※1）した。

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制には至ったのは、4日間であった。

供給区域	九州エリア（本土） 青字：当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日						
指令日時	12月31日(金) 16時	1月1日(土) 16時	1月2日(日) 16時	1月3日(月) 16時	1月9日(日) 16時		
抑制実施日	1月1日 (土)	1月2日 (日)	1月3日 (月)	1月4日 (火)	1月10日 (月)		
最大抑制量（※2）	251.4万kW	177.6万kW	230.6万kW	190.7万kW	207.6万kW		
抑制時間	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	九州本土の出力制御指示内容を参照						

（※2）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	10
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）連系線の活用（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	○	○	○	○	○

※ 「－」は前日計画時点の下げ調整力最小時刻において、中国九州間連系線（関門連系線）の未利用領域（空容量）が無かった日。

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	最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
（2）揚水発電機の揚水運転	オーバーホールなどの理由で稼働できない機器を除き、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	大容量蓄電池は、作業による停止(10日)を除き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、最低出力以下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、燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制、あるい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）連系線の活用 （長周期広域周波数調整）	抑制指令時点で連系線空容量を最大限活用すべく適切に対応していることを確認した。 前日計画時点の下げ調整力最小時刻において長周期周波数調整を活用できた日はなかった。
（6）バイオマス専焼電源	作業に伴う出力まで抑制、あるい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）。
（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	再エネ出力抑制を計画した 5日間 において、各項目が妥当であったと評価する。
------	---

本機関が検証した結果、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、ならびに連系線空容量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。
なお、1月の前日計画時点で空容量がなく、連系線を活用できない日は5日あった。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性(1)

場所			九州本土		九州本土		九州本土		九州本土		九州本土												
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）			1月1日(土) 12時～12時30分		1月2日(日) 12時～12時30分		1月3日(月) 12時～12時30分		1月4日(火) 12時～12時30分		1月10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	年月日（曜日）		2022.1.1(土)	2019.12.30(月)	2022.1.2(日)	2017.12.31(日)	2022.1.3(月)	2020.1.12(日)	2022.1.4(火)	2018.12.24(月)	2022.1.10(月)	2020.1.19(日)											
	天候		晴	曇	曇	曇	晴	晴	晴	晴	晴	曇											
	気温（℃）		6.9	9.4	8.1	9.3	9.6	6.7	9.6	10.6	10.7	9.9											
	気温感応度		需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ		15.0万kW/℃		16.0万kW/℃		17.0万kW/℃		19.0万kW/℃		18.0万kW/℃										
	需要 (万kW)	過去の需要実績①		—		832.5		—		860.8		—		919.3		—		891.0		—		934.4	
気温補正量②（補正量の計算根拠を右に記載）		37.5		(6.9℃-9.4℃) ×15万kW/℃ =37.5万kW		19.2		(8.1℃-9.3℃) ×16万kW/℃ =19.2万kW		▲ 49.3		(9.6℃-6.7℃) ×17万kW/℃ =-49.3万kW		19.0		(9.6℃-10.6℃) ×19万kW/℃ =19万kW		▲ 14.4		(10.7℃-9.9℃) ×18万kW/℃ =-14.4万kW			
需要想定値（※の時刻の需要）③＝①＋②		870.0				880.0				870.0				910.0				920.0					
			【出力想定】				【出力想定】				【出力想定】				【出力想定】				【出力想定】				
太陽光の 出力想定	日射量予測値（MJ / m ² ）		1.27 ～2.27				0.90 ～2.28				1.52 ～2.28				0.99 ～2.29				1.41 ～2.32				
	出力 換算係数 (kWh/MJ /m ² /kW)	特高	0.337				0.337				0.337				0.337				0.337				
		高圧	0.317				0.317				0.317				0.317				0.317				
		低圧10kW以上	0.299				0.299				0.299				0.299				0.299				
		低圧10kW未満	0.256				0.256				0.256				0.256				0.256				
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④	130.3				102.1				130.9				109.8				133.8				
		高圧⑤	222.3				168.6				225.6				184.6				233.7				
		低圧10kW以上⑥	171.1				131.6				171.5				142.7				181.0				
		低圧10kW未満⑦	91.5				69.8				93.0				74.1				97.4				
	想定自家消費量(※2) (万kW) ⑧（低圧10kW未満のみ考慮）		▲ 20.2				▲ 17.9				▲ 20.6				▲ 18.4				▲ 20.8				
合計⑨		④＋⑤＋⑥＋⑦＋⑧		595.0				454.2				600.4				492.8				625.1			
風力の 出力想定	設備量 (万kW)	特高⑩	56.4				56.4				56.4				56.4				56.4				
		高圧以下⑪	4.1				4.1				4.1				4.1				4.1				
		合計（⑩＋⑪）	60.5				60.5				60.5				60.5				60.5				
	出力想定値 (万kW)	特高⑫	4.2				12.0				4.8				18.6				2.5				
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	0.3				0.9				0.3				1.4				0.2				
合計⑭		⑫＋⑬		4.5				12.9				5.1				19.9				2.7			
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
需給状況 (万kW) イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	72.2				63.6				63.4				84.5				93.5				
		(G) 電源Ⅲ（火力）	155.3				141.1				139.2				159.5				163.8				
		(L) 原子力	412.0				412.0				412.0				412.0				412.1				
		(J) 一般水力	16.0				15.9				16.1				12.7				12.9				
		(K) 地熱	16.6				16.6				14.7				16.7				16.9				
		(H) バイオマス専焼電源	19.2				19.2				19.2				19.2				22.6				
		(I) 地域資源バイオマス	23.8				24.3				23.7				23.6				23.3				
		(E-1) 太陽光⑨	595.0				454.2				600.4				492.8				625.1				
		(E-1) 風力⑭	4.5				12.9				5.1				19.9				2.7				
		(E-2) 想定誤差量	221.0				312.0				221.0				308.0				197.9				
		エリア供給力 計⑮		1,535.6				1,471.8				1,514.8				1,548.9				1,570.8			
	エリア 需要等	(A) エリア需要（本土）③	870.0				880.0				870.0				910.0				920.0				
		揚水	(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 219.2				▲ 219.2				▲ 219.2				▲ 219.2				▲ 219.2			
		運転等	(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 5.0				▲ 5.0				▲ 5.0				▲ 5.0				0.0			
		域外	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 190.0				▲ 190.0				▲ 190.0				▲ 224.0				▲ 224.0			
		送電	(B-2) 長周期広域周波数調整・三次調整力② ⑲	0.0				0.0				0.0				0.0				0.0			
	エリア需要等 計⑳＝③－（⑯＋⑰＋⑱＋⑲）		1,284.2				1,294.2				1,284.2				1,358.2				1,363.2				
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	
必要性 (万kW) イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑮		1,535.6				1,471.8				1,514.8				1,548.9				1,570.8				
	エリア需要等 計⑳		1,284.2				1,294.2				1,284.2				1,358.2				1,363.2				
	判定		○				○				○				○				○				
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑＝(⑮－⑳)		251.4				177.6				230.6				190.7				207.6				

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（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) オーバーホールに伴う停止(9/7～4/13)				(j) 系統作業による停止				(m) 設備点検に伴う停止(1/5～2/28)			
						(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) 燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約				(n) 定期点検に伴う最低出力変更(1/8～16)			
						(c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加				(f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画				(i) 他の供給区域の受電可能量不足				(l) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少				(o) 設備トラブルに伴う抑制量減少（1/7～）			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10日(月)			
電源Ⅰ・Ⅱ 火力 L F C調整力 2 % 確保の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
		石炭	松浦	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		20.3	20.3	0.0		20.3	20.3	0.0				
			峇北	17.5	17.5	0.0		8.7	8.7	0.0		8.7	8.7	0.0		8.7	8.7	0.0		17.5	17.5	0.0			
			刈田	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
			新小倉	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0			
	L N G	新大分（コンバインド）	54.7	54.7	0.0		54.9	54.9	0.0		54.7	54.7	0.0		55.5	55.5	0.0		55.7	55.7	0.0				
合計			72.2	72.2	0.0	—	63.6	63.6	0.0	—	63.4	63.4	0.0	—	84.5	84.5	0.0	—	93.5	93.5	0.0	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10日(月)			
揚水発電機 の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
		大平	1	▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0			
	2		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0		▲ 26.1	▲ 26.1	0.0				
	天山	1	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0				
		2	▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0		▲ 32.5	▲ 32.5	0.0				
	小丸川	1	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0				
		2	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0				
		3	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)	▲ 34.0	0.0	34.0	(g)			
		4	▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0		▲ 34.0	▲ 34.0	0.0				
	合計			▲ 253.2	▲ 219.2	34.0	—	▲ 253.2	▲ 219.2	34.0	—	▲ 253.2	▲ 219.2	34.0	—	▲ 253.2	▲ 219.2	34.0	—	▲ 253.2	▲ 219.2	34.0	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10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(※)				
		▲ 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	(m)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（4）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10日(月)			
電源Ⅲ火力	種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)			
		電制電源	A	22.9 [49%]	22.9	0.0		22.9 [49%]	22.9	0.0		22.9 [49%]	22.9	0.0		22.9 [49%]	22.9	0.0		21.5 [49%]	▲ 1.4	(n)			
	B		68.9 [36%]	68.9	0.0		68.9 [36%]	68.9	0.0		68.9 [36%]	68.9	0.0		68.9 [36%]	68.9	0.0		68.9 [36%]	68.9	0.0				
	電制電源を除く	火力他	44.6 [29%]	52.6 [34%]	8.0	(d)	44.6 [29%]	37.6 [24%]	▲ 7.0	(h)	44.6 [29%]	37.6 [24%]	▲ 7.0	(h)	44.6 [29%]	58.5 [38%]	13.9	(b)	44.6 [29%]	64.5 [42%]	19.9	(b)			
		発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力（ ）内は、全設備運転時	(45.8) [33%]				(45.8) [33%]				(45.8) [33%]				(45.8) [33%]				(45.8) [33%]						
		自家発余剰	13.0	10.9	▲ 2.1	(f)	13.0	11.7	▲ 1.3	(f)	13.0	9.8	▲ 3.2	(f)	13.0	9.2	▲ 3.8	(f)	13.0	8.9	▲ 4.1	(f)			
合計			149.4	155.3	5.9	—	149.4	141.1	▲ 8.3	—	149.4	139.2	▲ 10.2	—	149.4	159.5	10.1	—	149.4	163.8	14.4	—			
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10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 （関門連系線） ※1 空容量＝（連用容量） －約定済み域外送電電力 ＝三次調整力のみ	前日 1 5 時時点 の空容量① ※1 （連用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 5 時時点 の空容量① ※1 （連用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 5 時時点 の空容量① ※1 （連用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 5 時時点 の空容量① ※1 （連用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日 1 5 時時点 の空容量① ※1 （連用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)				
		0.0 (190.0)	0.0	0.0		0.0 (190.0)	0.0	0.0		0.0 (190.0)	0.0	0.0		0.0 (224.0)	0.0	0.0		0.0 (224.0)	0.0	0.0					
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10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(※)				
		21.9 [60%]	19.2	▲ 2.7	(h)	21.9 [60%]	19.2	▲ 2.7	(h)	21.9 [60%]	19.2	▲ 2.7	(h)	21.9 [60%]	19.2	▲ 2.7	(h)	21.9 [60%]	22.6	0.7	(o)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10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）				
		0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—	0.0	0.0	0.0	—				
		出力抑制可 出力抑制不可	—[0%]	23.8	—	A(52),B(27),C(3)	—[0%]	24.3	—	A(52),B(27),C(3)	—[0%]	23.7	—	A(52),B(27),C(3)	—[0%]	23.6	—	A(52),B(27),C(3)	—[0%]	23.3	—	A(52),B(27),C(3)			
想定誤差量						1月1日(土)				1月2日(日)				1月3日(月)				1月4日(火)				1月10日(月)			
想定誤差量	出力帯 算定	出力帯	中出力帯1			中出力帯2			中出力帯1			中出力帯2			中出力帯1										
		(A)過去 最大出力／設備量	67.5%			67.5%			67.5%			73.4%			73.4%										
		(B)当日 最大出力／設備量	55.8%			42.6%			56.3%			46.2%			58.6%										
		(C)出力率 (B)／(A)	82.7%			63.1%			83.4%			62.9%			79.8%										
	誤差量	太陽光誤差	99.0			178.0			99.0			203.0			157.9										
		エリア需要誤差	122.0			134.0			122.0			105.0			40.0										
		合計	221.0			312.0			221.0			308.0			197.9										

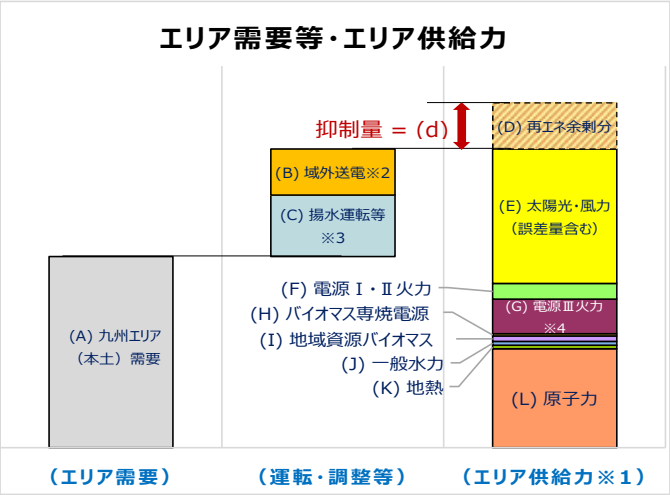
地域資源バイオマス出力抑制不可理由：A（燃料貯蔵が困難）B（燃料調達体制に支障を来たす）C（周辺環境に悪影響を及ぼす）

[万 kW]

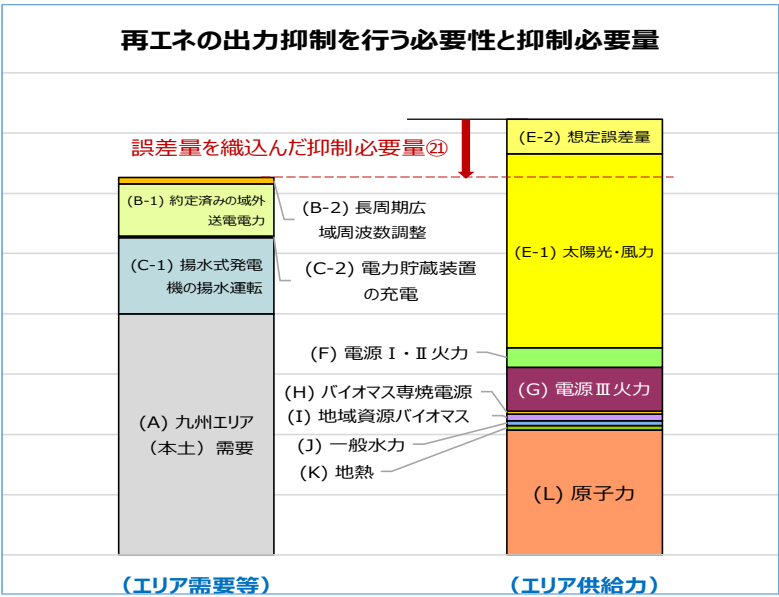
		場所	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土	九州本土
		下げ調整力最小時刻	1月1日(土) 12時30分～13時	1月2日(日) 14時～14時30分	1月3日(月) 12時30分～13時	1月4日(火) 13時～13時30分	1月10日(月) 12時30分～13時
天候・気温	天候		晴	晴	晴	晴	晴
	気温 (℃)		3.6	4.9	4.9	5.3	5.9
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		737.8	753.0	772.2	930.4	908.0
	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	77.2	92.4	76.0	126.2	88.6
		(G) 電源Ⅲ (火力)	147.5	151.2	142.8	164.0	164.6
		(L) 原子力	413.8	413.8	413.8	414.0	413.4
		(J) 一般水力	16.6	16.2	16.8	16.0	14.4
		(K) 地熱	15.6	15.6	15.4	15.4	15.8
		(H) バイオマス専焼電源	22.2	22.6	22.4	22.6	25.6
		(I) 地域資源バイオマス	16.0	17.4	15.8	17.2	15.0
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	642.8	405.9	636.1	550.8	632.0
		(E) 風力 (抑制量含む)	5.4	9.6	9.5	13.4	0.2
	エリア供給力計		1,357.1	1,144.7	1,348.6	1,339.6	1,369.6
	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		▲ 214.0	▲ 162.2	▲ 211.8	▲ 189.2	▲ 205.2
	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		▲ 187.0	▲ 184.0	▲ 181.6	▲ 220.0	▲ 220.8
	抑制 (D) 太陽光・風力抑制		▲ 218.3	▲ 45.5	▲ 183.0	0.0 (※)	▲ 35.6
	供給力計		737.8	753.0	772.2	930.4	908.0

(※) オンライン制御の有効活用により、前日指令を行った1日間（1/4日）は自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制が回避された。

○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。



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

～九州電力送配電編～

2022年 2月24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、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達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）、および指令による出力抑制を行ったバイオマス電源をいう。

（※ 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。

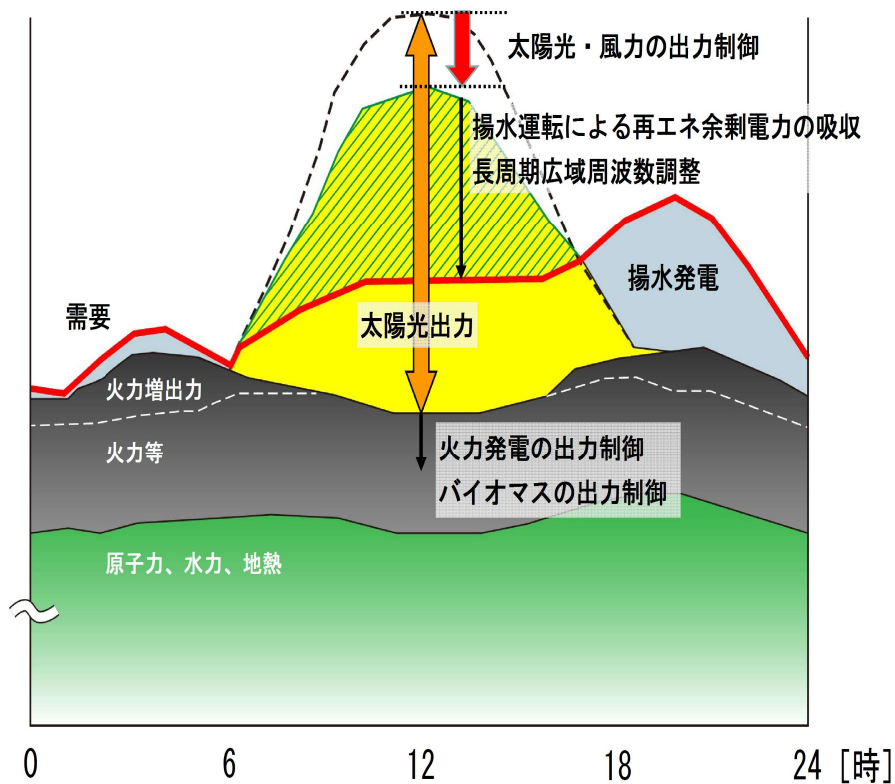
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

➤ 検証の対象は、業務指針第183条第1号および第185条より、「再エネの出力抑制の指令を行った時点」。

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙 1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

連系線の活用

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙 2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙 1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

（ア）発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

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

① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない下記（ア）から（ウ）に掲げる措置（以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く）

（ア）火力電源等の発電機出力抑制、（イ）揚水式発電機の揚水運転、
（ウ）需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

⑤ 自然変動電源の出力抑制

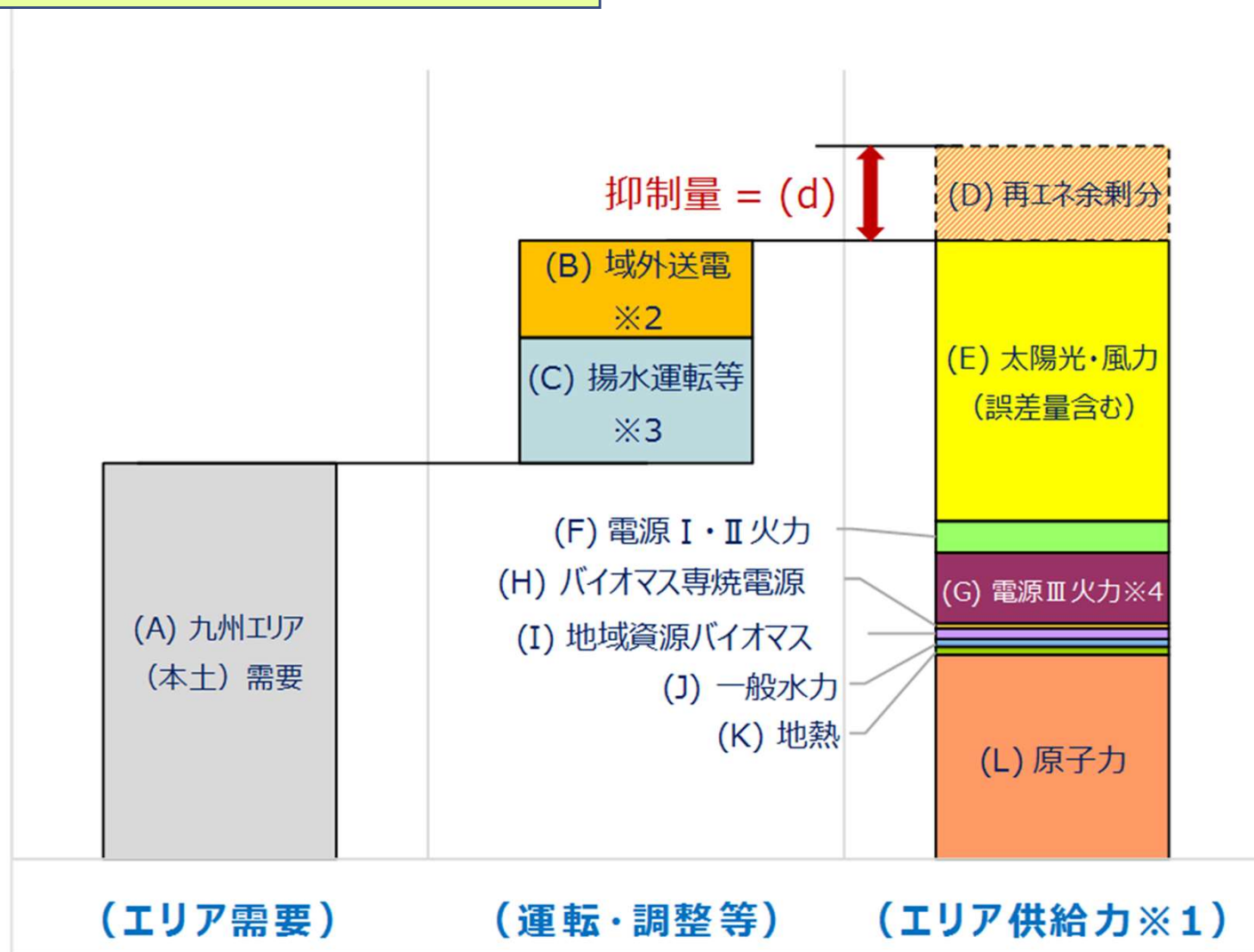
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙１」参照



※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

※ 2 : 中国九州間連系線（関門連系線）の運用容量相当。

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

3. 需給状況（2）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

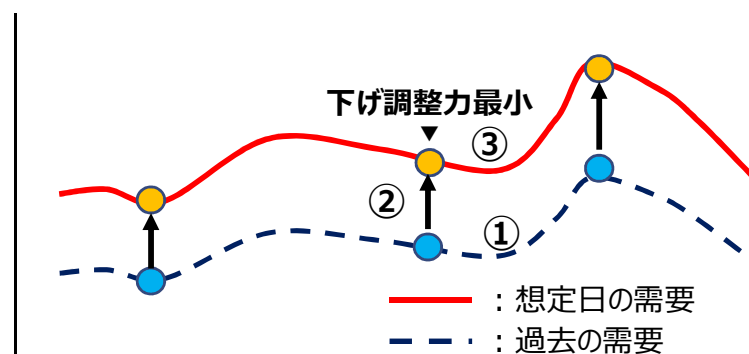
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

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

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

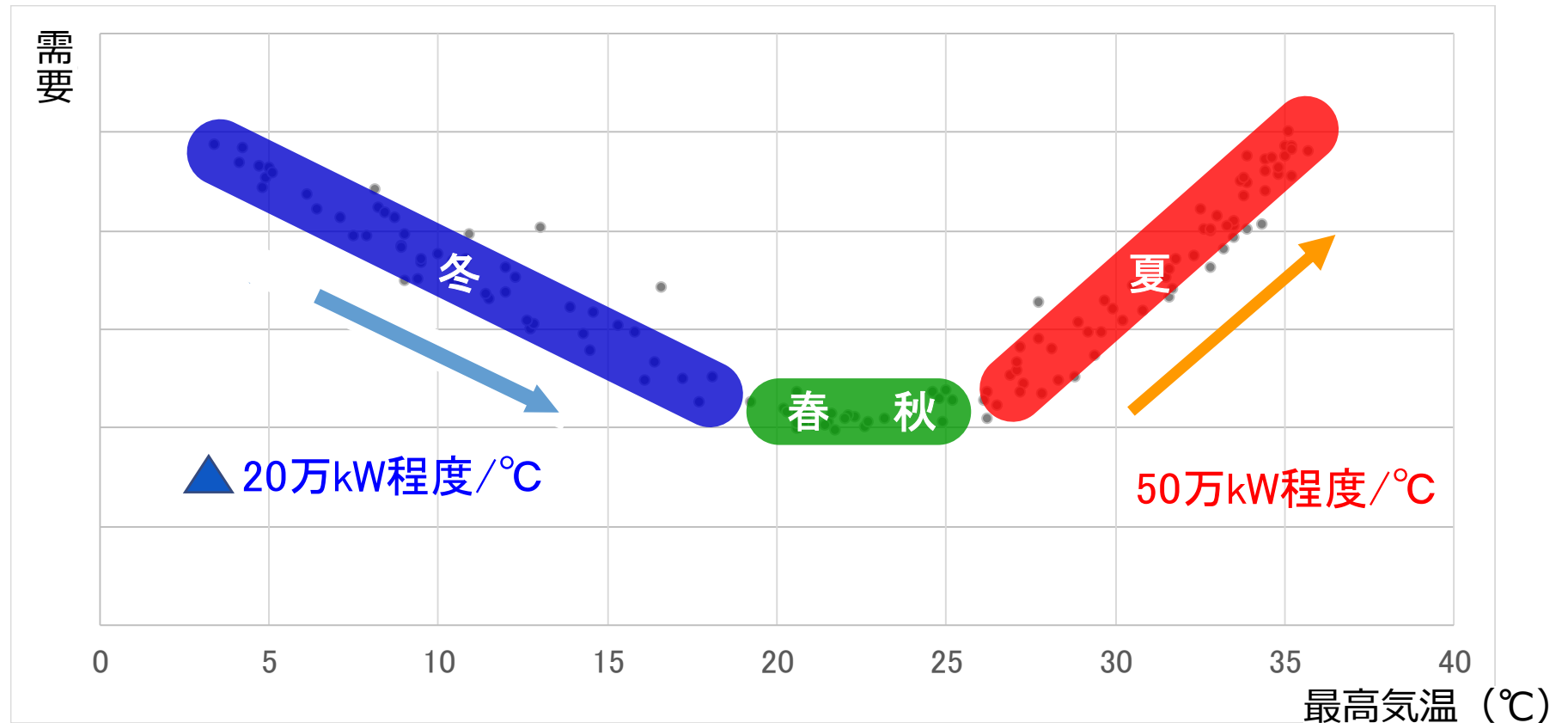
需要想定のイメージ図



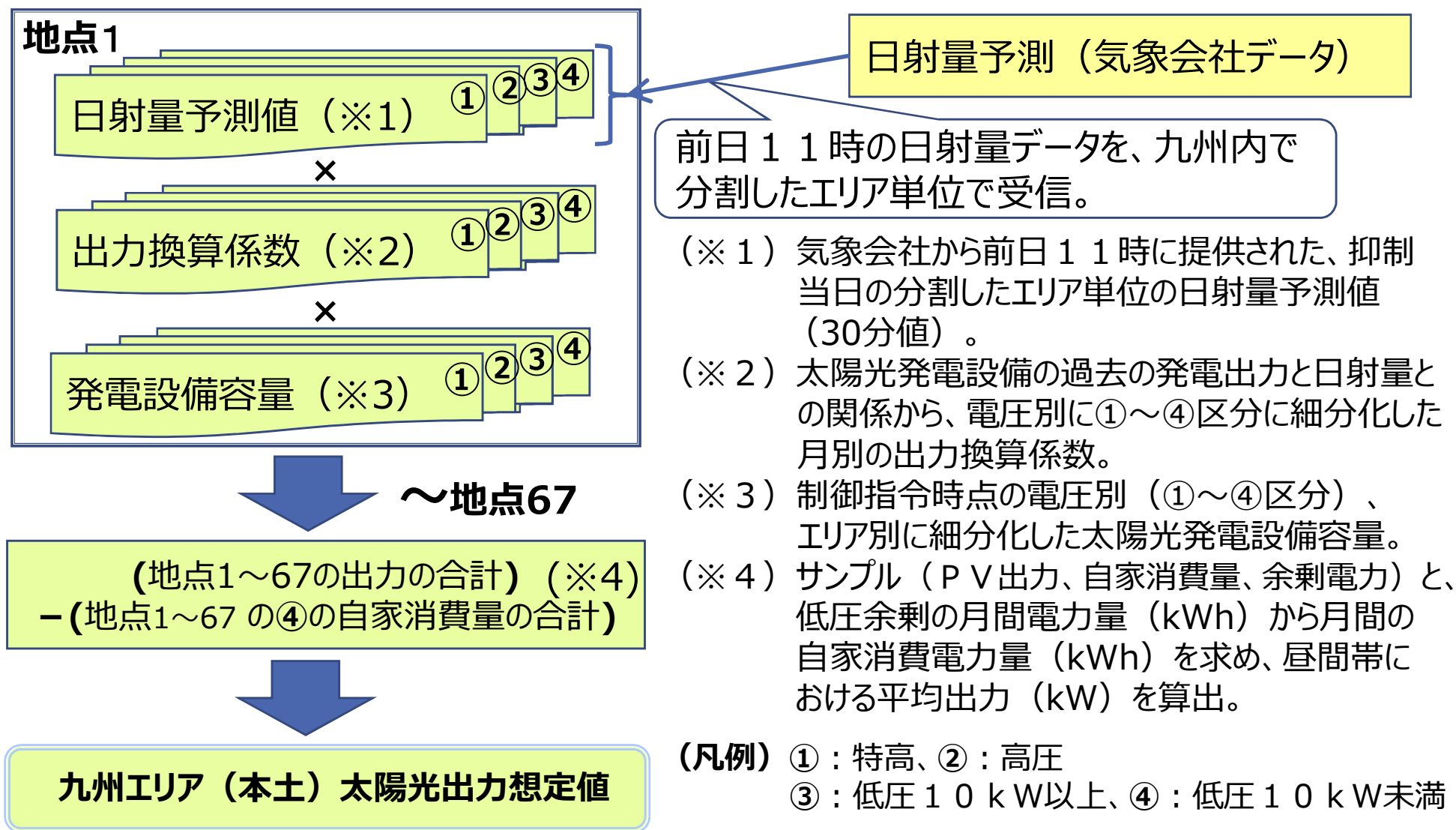
（気温感応度グラフの説明）

- ・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（本土）の出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙 1」参照。**



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

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

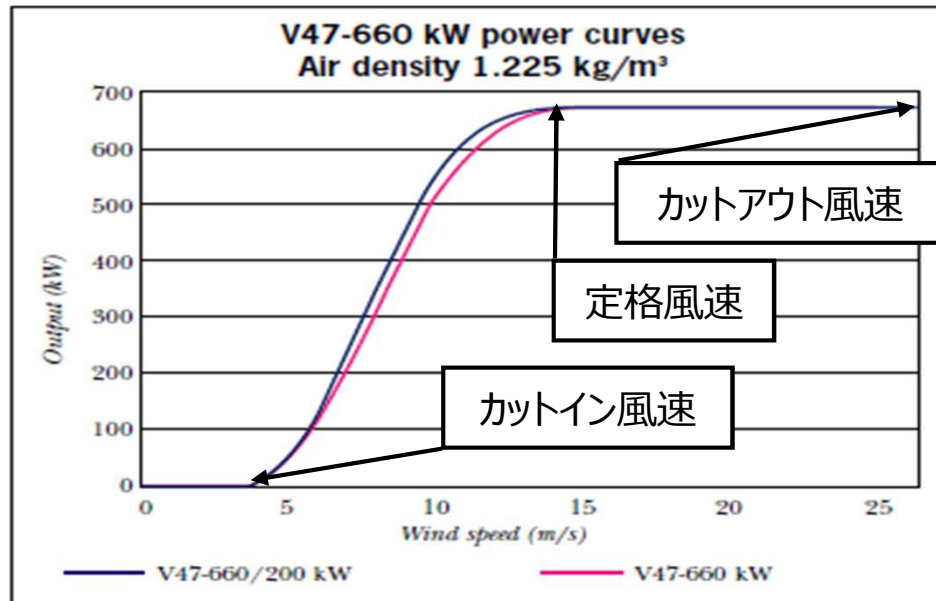
〔特高風力出力（１基あたり）〕

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

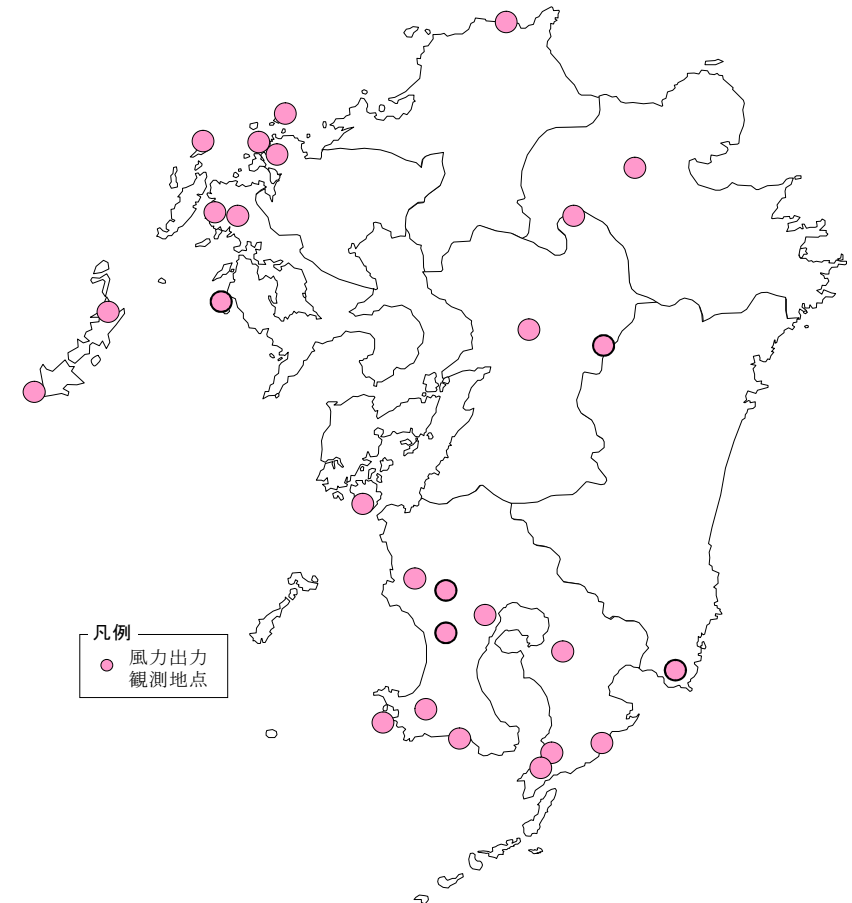
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

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



〔参考：九州の風力発電所〕



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

1 台運転とする。（夜間に向けて供給力確保のため。）

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

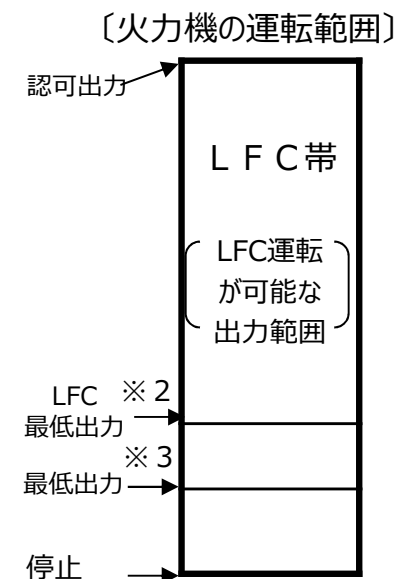
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

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）

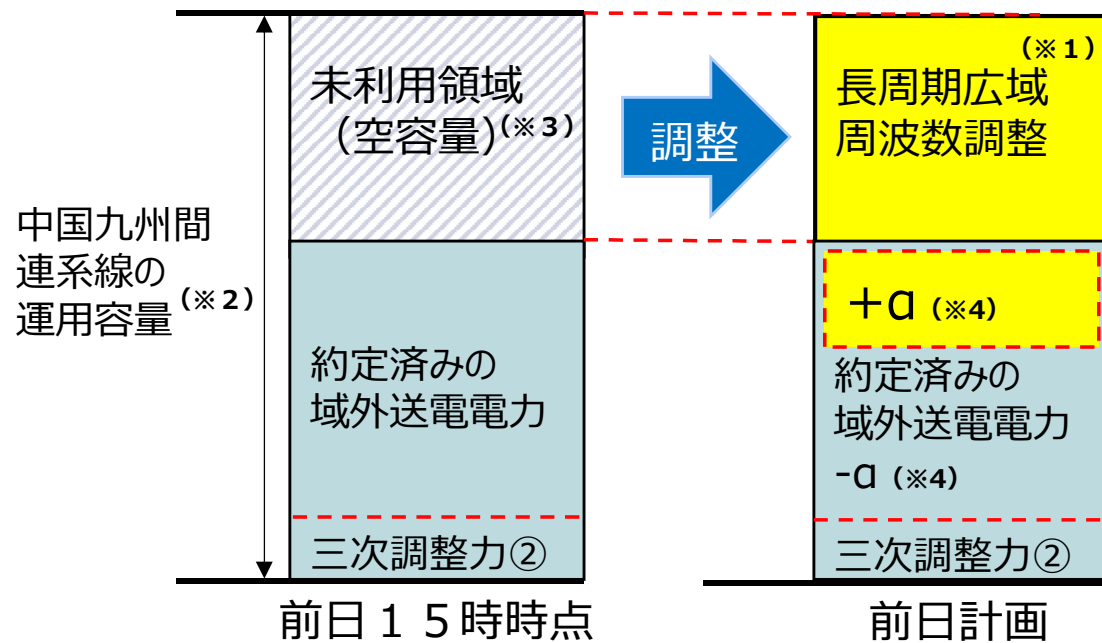
発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮しない運用とする。

- （※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2」参照。

中国九州間連系線（関門連系線）の未利用領域（空容量）が前日 15 時時点において残存する場合には、未利用領域（空容量）を長周期広域周波数調整（※ 1）によって、再エネ電力を中国以東のエリアへ最大限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。

- 一般送配電事業者から広域機関への長周期広域周波数調整の要請は、前日の14時頃に実施し、前日15時半頃に広域機関が仮決定する。
- 他の供給区域の一般送配電事業者の受電可能量によっては、調整後も未利用領域（空容量）が残る場合もある。
- 当日は、7 時まで、一般送配電事業者から広域機関へ前日に仮決定した長周期広域周波数調整の要否、ならびに必要な電力量および時間（前日からの減少変更のみ可能）を通知する。
さらに、13時から追加で減少変更する場合は、11時までに同様に広域機関へ通知する。
- 広域機関から最終決定された電力量および時間に基づき、一般送配電事業者は、長周期広域周波数調整を実施する。



（※ 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）未利用領域（空容量）
＝ 運用容量－約定済みの域外送電電力
－ 三次調整力②

（※ 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）

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（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）	52
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	3

なっとく！再生エネルギー新制度に関するよくある質問－FAQ 5－10、5－11

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。

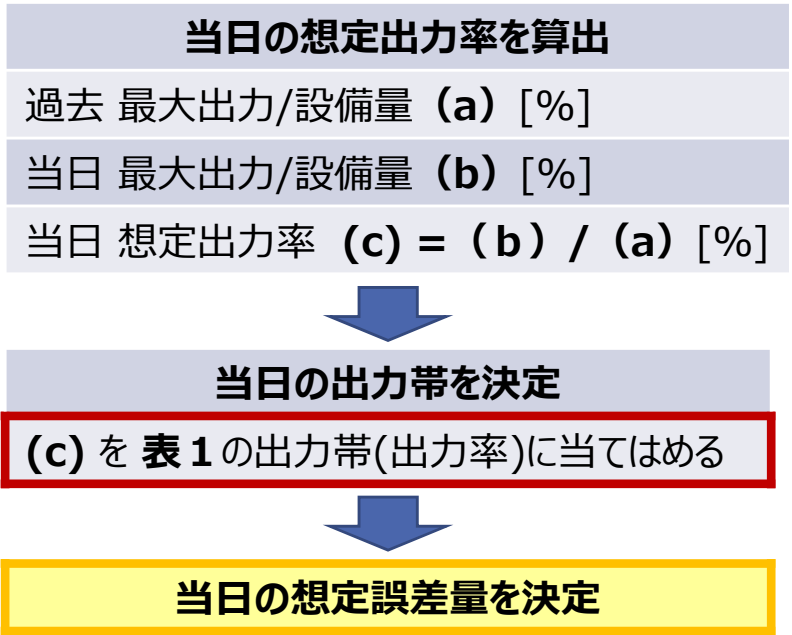
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内で、気象条件等を考慮した発生確率が比較的高い誤差相当量（アンサンブル誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当てるとともに、最大誤差量とアンサンブル誤差量の差分相当をオンライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

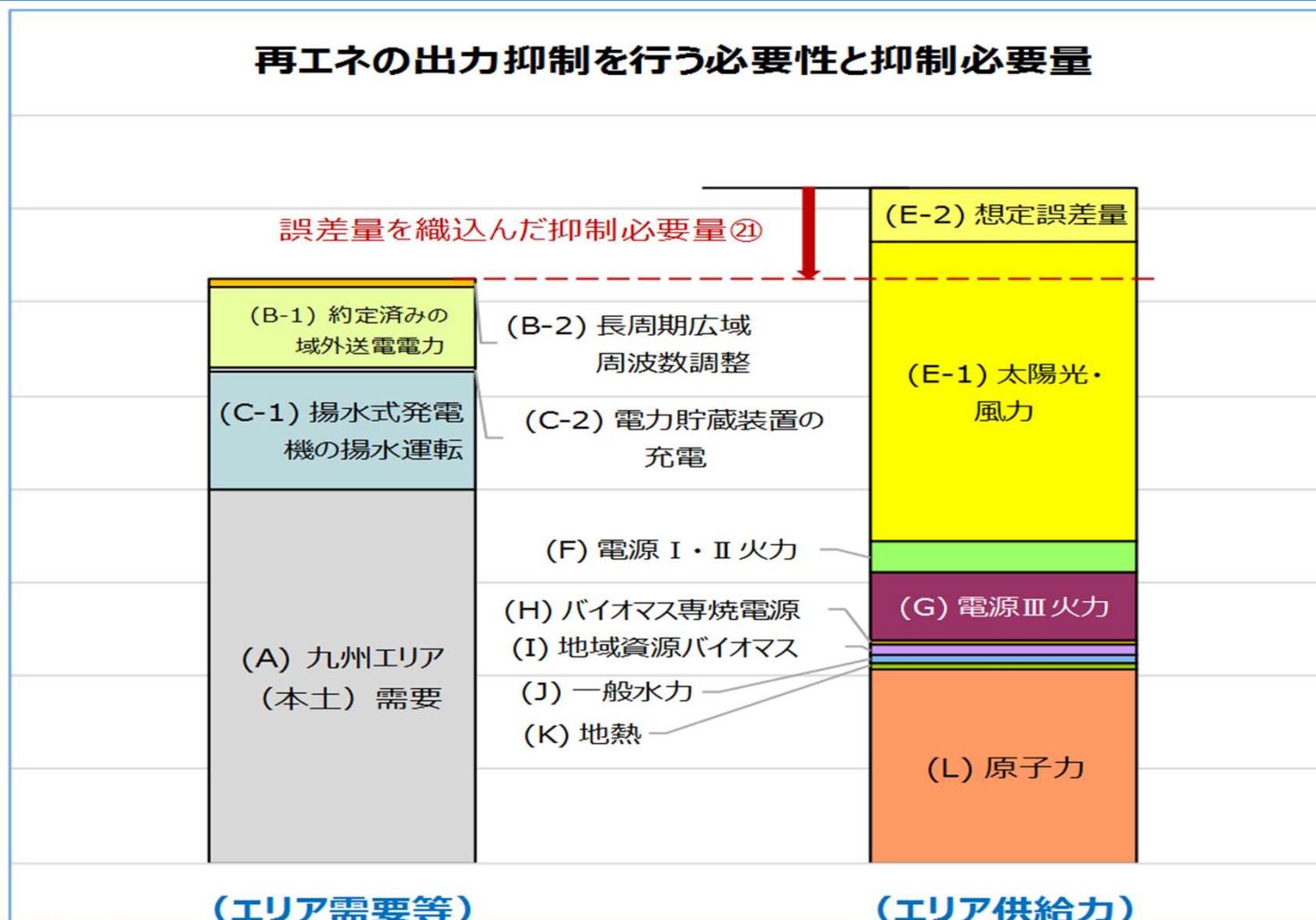
[万kW]

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%～)	35/77	41/14	76/91
中出力帯1	(67.5%～90%)	99/192	122/40	221/232
中出力帯2	(45%～67.5%)	178/203	134/105	312/308
低出力帯1	(22.5%～45%)	167/157	50/136	217/293
低出力帯2	(～22.5%)	42/97	29/22	71/119

表2 想定誤差量の決定フロー



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。**



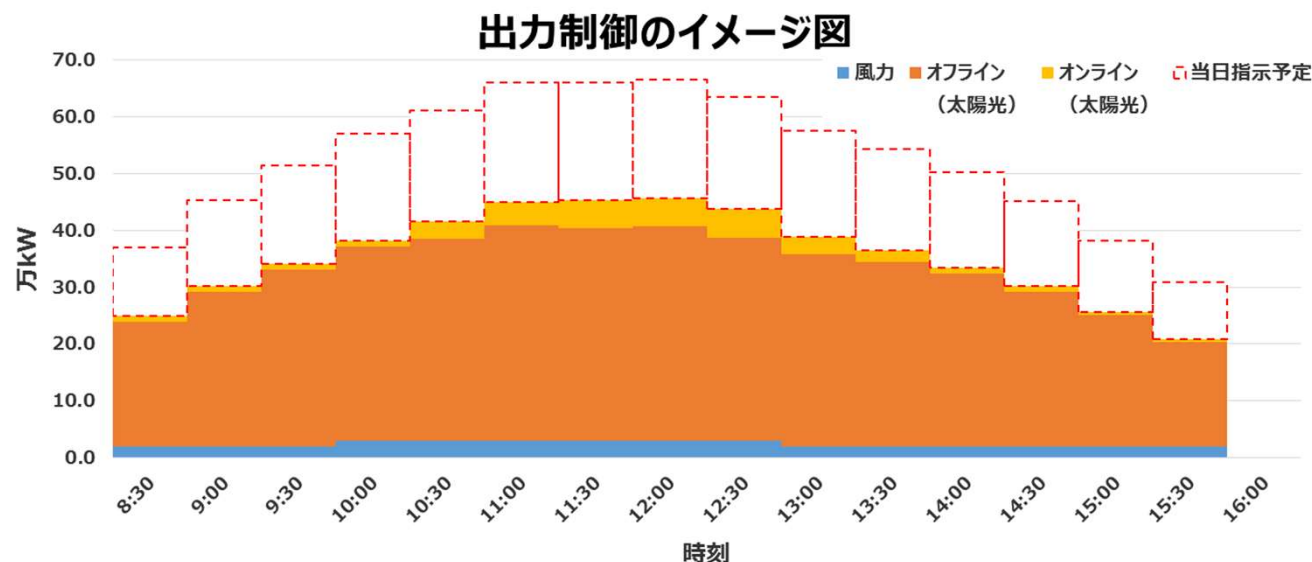
九州電力送配電は、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

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

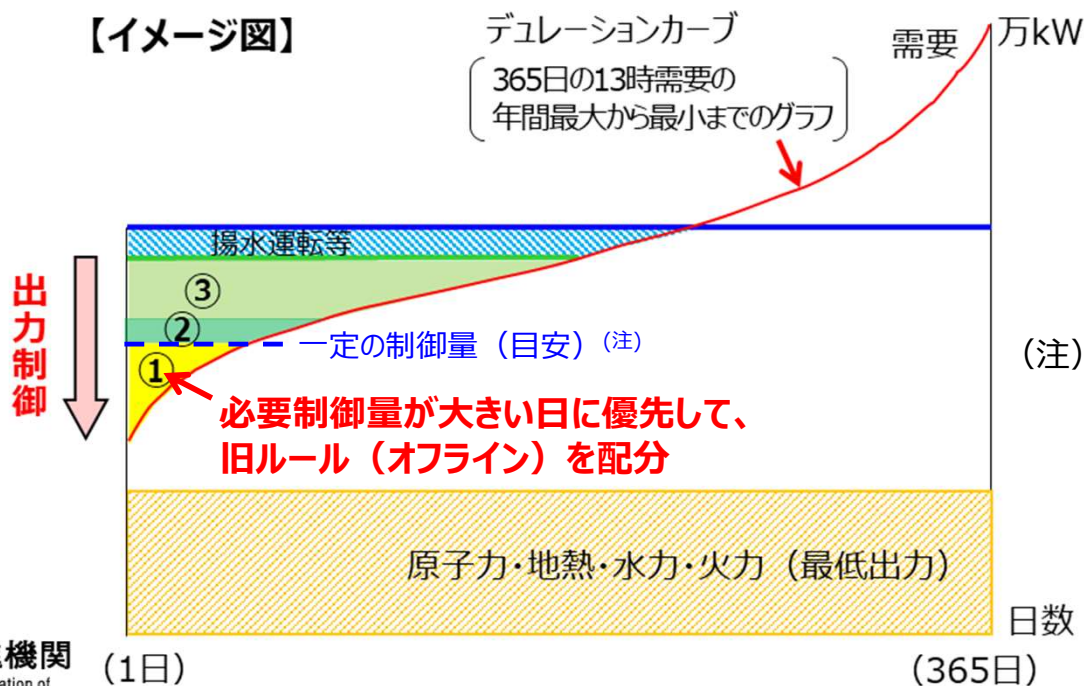
- ・オンライン制御については、調整用として有効活用し、前日配分したオフライン制御量以上の制御が必要となった場合に、追加制御を実施



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、19者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

[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	3者（火力）	13.7	3.9（28％）
		30.0	9.0（30％）
		31.0	7.0（23％）
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	9.0（80％）※1,4
	1者（火力）	15.8	7.9（50％）
④ 自家消費相当分まで抑制	10者（自家発電余剰電源）	—	13.0 ※2
計	19者	154.4	57.6（29％）※3

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

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

（※3）出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）。

（※4）バイオマス混焼比率が高まったことから、2021年9月よりカテゴリーを火力からバイオマス混焼に変更。

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果 の公表について(2022 年 1 月分)

九州電力送配電株式会社が 2022 年 1 月に実施した、九州本土における再生可能エネルギー発電設備(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. 前日指令時点における抑制日とエリア

- 1 月 1 日(土)九州本土(※1)
- 1 月 2 日(日)九州本土(※1)
- 1 月 3 日(月)九州本土(※1)
- 1 月 4 日(火)九州本土
- 1 月 10 日(月)九州本土(※1)

(※1) 当日、自然変動電源(太陽光・風力)の出力抑制に至った日。

2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4. 添付資料

- [\(添付資料\)九州本土における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果\(2022 年 1 月抑制分\)](#) (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
- [\(参考資料\)本土における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 ～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