

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
(中部エリア：2025年2月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、中部エリアで2025年2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中部電力パワーグリッド株式会社から提出を受け、当該資料に基づき、中部電力パワーグリッド株式会社の出力抑制が、法令及び送配電等業務指針に照らし妥当であったか否かを確認及び検証した結果、別紙1-1のとおり妥当であると認め、別紙1-2により公表する。

1. 抑制エリアと抑制実施日(2月)

エリア	中部	中国※1	四国※1	九州※1
抑制日数	1日	1日	2日	14日

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

- ※ 1 九州エリアは 2023 年度分、東北・中国・四国エリアは 2024 年度分から当
機関での検証は四半期ごとに実施。具体的には、1～3 月分の検証・公表は 5 月
に取りまとめ予定。
- ※ 2 前日の需給想定段階では出力抑制の指令は不要としていたが、当日出力抑制の
指令を行ったもの。

2. 検証内容

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

3. 検証結果

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

4. 公表日 : 2025 年 3 月 27 日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

- 別紙 1－1 : 中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果
～ 2025 年 2 月抑制分 中部電力パワーグリッド～
- 別紙 1－2 : ウェブサイト公表文「中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について」

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

～ 2 0 2 5 年 2 月抑制分 中部電力パワーグリッド～

2 0 2 5 年 3 月 2 7 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．中部電力パワーグリッドが公表した出力抑制の実施状況
- 4．総合評価
- 5．検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制
の検証における基本的な考え方 ～中部電力パワーグリッド編～

中部電力パワーグリッドは、2025年2月に、中部エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を1日実施した。

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

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

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

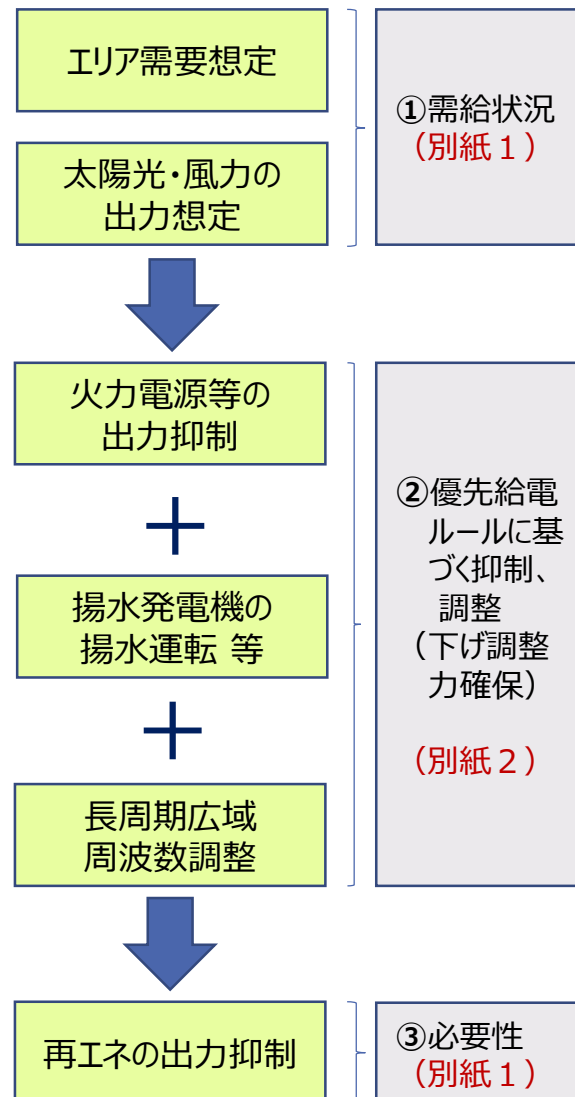
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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

③ 再エネの出力抑制を行う必要性（データは、「別紙 1」参照）

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



中部電力パワーグリッドは、2月の以下の1日について、前日計画段階では下げ調整力を確保できていたが、前日から当日にかけての需給状況の変化により、再エネ事業者に対し、出力抑制の当日指令を実施し、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。（スライド8、9参照）。

供給区域	中部エリア	当日指示
指令日時	2月16日(日) 8時	
抑制実施日	2月16日(日)	
最大抑制量（※1）	61.4万kW	
抑制時間	11時～13時30分	
中部電力パワーグリッド公表サイト	中部エリアの出制御指示内容を参照	

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

4. 総合評価（1／2）

本機関は、中部電力パワーグリッドが行った指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

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

4. 総合評価（2／2）

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
（3）太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	—
（1）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	LFC調整力2%を確保したうえで、設備不具合による出力制約（抑制量減少）や当日の停止対応が不可の発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	静落差による揚水動力可能の減小や、点検・工事や設備不具合により出力制約、当日対応不可の制約がある発電機を除いて最大限揚水することを確認した。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	中部エリアは対象設備無し。
（4）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	2/16は前日段階では下げ代不足がなかったため、前日での抑制を行っていなかったが、2/16当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
（5）調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	揚水可能量の制約により揚水不可であったことを確認した。
（6）長周期広域周波数調整	2/16は前日段階では下げ代不足がなかったため、未実施であったことを確認した。
（7）バイオマス専焼電源	2/16は前日段階では下げ代不足がなかったため、前日での抑制指令を行っていなかったが、2/16当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったことを確認した。
（8）地域資源バイオマス	2/16は前日段階では下げ代不足がなかったため、前日での抑制指令を行っていなかったが、2/16当日に抑制対応が可能な事業者の出力抑制を行ったこと、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した1日において、各項目が妥当であったと評価する。

4. 2月16日(日)の当日指令について

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）の出力調整で下げ調整力を確保できていたため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断した。
- しかしその後、気象状況等の変化によりエリア需要想定が約24万kW減少したこと、太陽光出力想定が約130万kW増加したこと、時間前市場取引等の影響により域外からの受電電力が約35万kW増加したことで、下げ調整力が不足するおそれがあるため、当日に自然変動電源の出力抑制指令（最大約61万kW）を行った。
- 中部電力パワーグリッドにおいては、上記の様な前日から当日にかけての状況変化に対応して、当日指令可能な火力・バイオマス電源抑制を可能な限り実施する等の出力抑制を回避するための対応が行われており、再エネ出力抑制における対応は妥当であったと判断する。

4. 2月16日(日)の需給状況

(単位:万kW)		前日計画時点	当日指令時点	(変化分)
需要		1492.6	1455.3	(▲ 37.3)
内訳	エリア需要	1284.3	1260.1	(▲ 24.2)
	揚水運転	▲ 280.1	▲ 301.8	(▲ 21.7)
	電力貯蔵設備の充電	—	—	—
	域外送電(マイナスが送電)	71.8	106.6	(+34.8)
	長周期周波数調整(申込なし)	0.0	—	—
最低供給力		1488.4	1516.7	(+28.3)
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	492.5	432.3	(▲ 60.2)
	調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	52.0	50.7	(▲ 1.3)
	原子力	0.0	0.0	(0.0)
	一般水力	37.4	37.7	(+0.3)
	バイオマス専焼電源	44.2	43.1	(▲ 1.1)
	地域資源バイオマス	11.6	10.9	(▲ 0.7)
	太陽光	712.5	842.9	(+130.4)
	風力	5.7	7.0	(+1.3)
	想定誤差量	132.3	92.0	(▲ 40.3)
下げ代不足(再エネ出力抑制量)		▲ 4.1	61.4	(+65.5)

本機関が検証した結果、下げ調整力不足が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であると判断する。

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

これまで蓄積された過去の需要実績を最大限活用し、下げ調整力最小時刻のエリア需要等を想定できていた。また、最新の日射量データと発電所地点周辺の風速予測データを基に、太陽光・風力の出力を的確に想定できていた。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転を最大限活用していたことを確認した。当日指示であったため、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）、バイオマス電源の出力抑制を可能な範囲で実施していること、長周期広域周波数調整による域外送電については不可能であったことを確認した。

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	中部エリア	前日計画	中部エリア	当日計画	
		出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）	2月16日(日)	11時30分～12時00分	2月16日(日)	11時30分～12時00分	
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日（曜日）		2025.2.16(日)	2024.2.4(日)	2025.2.16(日)	2024.2.4(日)	
	天候		晴れ	晴れ	晴れ	晴れ	
	気温（℃）		11.8	11.8	12.8	11.8	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯（19℃～24℃）はゼロ	15万kW/℃		15万kW/℃		
	需要 （万kW）	過去の需要実績①	—	1298.4	—	1298.4	
		気温補正量②	0.0	(11.8℃－11.8℃)× 15万kW=0万kW	▲ 15.0	(12.8℃－11.8℃)× 15万kW=15万kW	
		重回帰分析等による補正③	▲ 14.1		▲ 23.3		
需要想定値（※の時刻の需要）④＝①＋②＋③		1284.3		1260.1			
			【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 ）		0.93～1.27		1.11～1.31		
	出力想定値(※1) （万kW）	特高⑤	125.5		147.0		
		高低圧（全量）⑥	431.8		507.5		
		高低圧（余剰）⑦	193.9		227.1		
	想定自家消費量(※2)（万kW）⑧（高低圧余剰のみ考慮）		▲ 38.7		▲ 38.7		
合計⑨	⑤＋⑥＋⑦＋⑧	712.5	842.9				
風力の出力想定	設備量 （万kW）	特高⑩	34.5		34.5		
		高低圧⑪	1.8		1.8		
		合計（⑩＋⑪）	36.3		36.3		
	出力想定値 （万kW）	特高⑫	5.4		6.6		
		高圧以下⑬＝⑫×（⑪／⑩）	0.3	0.4			
合計⑭	⑫＋⑬	5.7	7.0				
			【前日計画】	【当日見直し】	【当日計画】	【当日見直し】	
需給状況 （万kW）	エリア供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	492.5	/	432.3	/	
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	52.0		50.7		
		(L) 原子力	0.0		0.0		
		(J) 一般水力	37.4		37.7		
		(K) 地熱	0.2		0.2		
		(H) バイオマス専焼電源	44.2		43.1		
		(I) 地域資源バイオマス	11.6		10.9		
		(E-1) 太陽光⑨	712.5		842.9		
		風力⑭	5.7		7.0		
		(E-2) 想定誤差量	132.3		92.0		
	エリア供給力 計⑮		1,488.4		1,516.7		
	エリア需要等	エリア需要④			1,284.3		1,260.1
		(C) 揚水式発電機の揚水運転⑯			▲ 280.1		▲ 301.8
域外送電		(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	71.8	106.6			
		(B-2) 長周期広域周波数調整⑱	0.0	0.0			
エリア需要等 計⑲＝④－（⑯＋⑰＋⑱）		1,492.6	1,455.3				
			【前日計画】	【当日見直し】	【当日計画】	【当日見直し】	
必要性 （万kW）	エリア供給力 計⑮		1,488.4	/	1,516.7	/	
	エリア需要等 計⑲		1,492.6		1,455.3		
	判定		×		○		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑳＝(⑮－⑲)		▲ 4.1		61.4		

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況（１）

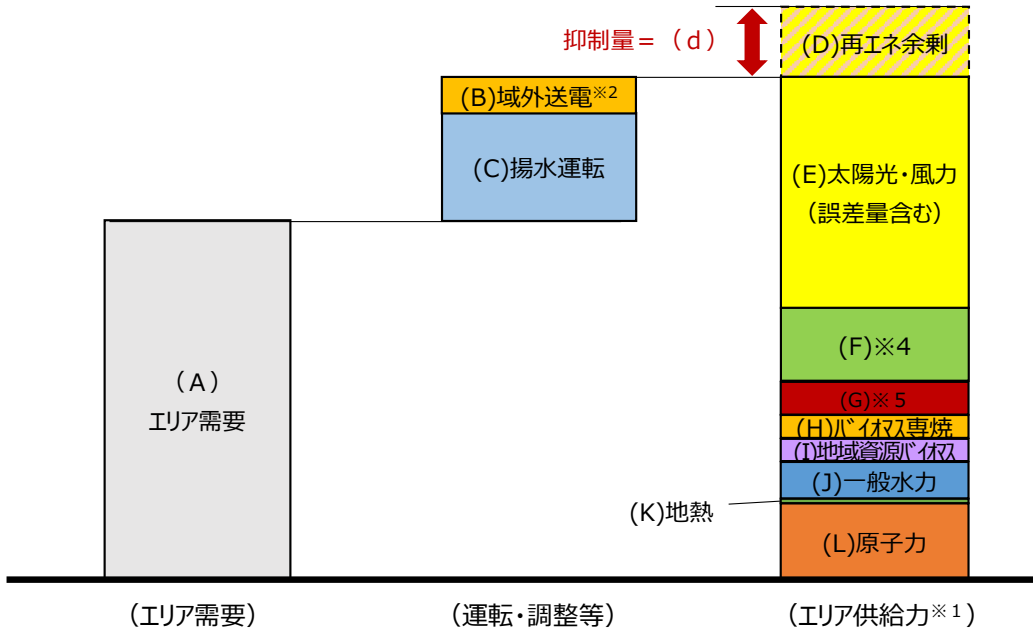
										(※)差異理由										(a)燃料貯蔵の関係から抑制量減少										(e)自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画										(i)試運転等による出力制約										(m)起動用燃料制約										(q)静落差による揚水動力可能な減										(u)系統作業に伴う制約									
																				(b)燃料貯蔵の関係から抑制量増加										(f)翌日発電計画に基づいた発電出力を採用										(j)燃料受入等に伴うBOG消費のための出力制約										(n)他ユニット運転による出力制約										(r)水位制約による揚水運転制約										(v)前日指示未実施により(一部)対応不可									
																				(c)前日下げ調整力確保済により対応不要										(g)他の供給区域の受電可能量不足										(k)燃料制約による出力制約										(o)計量器設置工事等に伴う停止										(s)点検・工事等による制約										(w)揚水可能電力量制約									
																				(d)試運転試験パターンに基づく抑制量増加										(h)調整力確保										(l)作業(ばい煙測定等)による抑制量減少										(p)降雨出水に伴う運転制約										(t)設備不具合による出力制約																			
[万kW]										優先給電ルールに基づく抑制、調整(1)										2月16日(日)										前日計画										2月16日(日)										当日計画																													
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(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		当日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)																																																			
										石炭		碧南		74.8		132.4		57.6		(c),(t)		74.8		105.0		30.2		(t)																																																			
												武豊		0.0		58.9		58.9		(c),(t)		0.0		58.9		58.9		(t),(v)																																																			
										L N G		川越		61.5		61.5		0.0				61.4		61.4		0.0																																																					
												西名古屋		84.3		125.6		41.3		(c)		84.2		84.2		0.0																																																					
												新名古屋		86.9		78.0		▲8.9		(c)		86.8		86.8		0.0																																																					
												知多		0.0		0.0		0.0				0.0		0.0		0.0																																																					
												知多第二		0.0		0.0		0.0				0.0		0.0		0.0																																																					
												上越		36.1		36.1		0.0				36.0		36.0		0.0																																																					
										合計		343.6		492.5		148.9		—		343.2		432.3		89.1		—																																																					
優先給電ルールに基づく抑制、調整(2)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)										発電所		号機		揚水動力①		前日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)		揚水動力①		当日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)																																																			
										奥美濃		1		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)																																																			
												2		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)																																																			
												3		▲27.1		0.0		27.1		(t)		▲27.1		0.0		27.1		(t)																																																			
												4		▲27.1		0.0		27.1		(t)		▲27.1		0.0		27.1		(t)																																																			
												5		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)																																																			
												6		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)		▲27.1		▲24.1		3.0		(q)																																																			
										奥矢作		1		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)																																																			
												2		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)																																																			
												3		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)		▲40.1		▲36.0		4.1		(q)																																																			
										新豊根		2		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)																																																			
												3		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)																																																			
												4		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)		▲26.0		▲25.3		0.7		(q)																																																			
										馬瀬川第一		1		▲16.0		0.0		16.0		(s)		▲16.0		0.0		16.0		(s)																																																			
												2		▲16.0		0.0		16.0		(s)		▲16.0		0.0		16.0		(s)																																																			
										高根第一		1		▲9.8		0.0		9.8		(c)		▲9.8		▲7.3		2.5		(q)																																																			
												2		▲9.8		0.0		9.8		(c)		▲9.8		▲7.3		2.5		(q)																																																			
												3		▲10.0		0.0		10.0		(c)		▲10.0		▲7.3		2.7		(q)																																																			
										畑窪第一		2		▲4.7		0.0		4.7		(s)		▲4.7		0.0		4.7		(s)																																																			
												3		▲4.7		0.0		4.7		(c)		▲4.7		0.0		4.7		(v)																																																			
										合計		▲431.8		▲280.1		151.8		—		▲431.8		▲301.8		130.0		—																																																					
										優先給電ルールに基づく抑制、調整(3)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																	
										需給バランス改善用の蓄電設備の充電										対象設備なし		充電最大動力①		前日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)		充電最大動力①		当日計画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)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																	
										調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)										種別		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(※)																																											
																				火力他		36.4		47.9		11.5		(c),(f)		36.4		46.7		10.3		(f),(v)																																											
																				発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力		[64%]		[84%]						[64%]		[82%]																																															
																				()内は、全設備運転時		(36.4)								(36.4)																																																	
																				自家発電余剰		22.9		4.1		▲18.8		(c),(e)		22.9		4.0		▲18.9		(e),(v)																																											
										合計		59.3		52.0		▲7.3				59.3		50.7		▲8.6																																																							
優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)										発電所		揚水動力①		前日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)		揚水動力①		当日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)																																																					
										A		▲11.0		0.0		11.0		(c)		▲11.0		0.0		11.0		(w)																																																					
										合計		▲11.0		0.0		11.0		—		▲11.0		0.0		11.0		—																																																					
優先給電ルールに基づく抑制、調整(6)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
長周期広域周波数調整(連系統活用) ※1 空容量=(運用容量) —約定済み域外送電電力=三次調整力										地域間連系統		前日15時時点 の空容量①※1 (運用容量)		前日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)		前日15時時点 の空容量①※1 (運用容量)		当日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)																																																					
										F C (新信濃、佐久間、東濃水、飛騨信濃)		12.0 (210.0)		0.0		▲12.0		(c)		31.4 (210.0)		0.0		▲31.4		(v)																																																					
										三重東近江		243.8 (48.0)		0.0		▲243.8		(c)		243.8 (48.0)		0.0		▲243.8		(v)																																																					
										南福光 (BTB交流連絡母線)		44.0 (30.0)		0.0		▲44.0		(c)		59.4 (30.0)		0.0		▲59.4		(v)																																																					
										合計		299.8		0.0		▲299.8		—		334.6		0.0		▲334.6																																																							
優先給電ルールに基づく抑制、調整(7)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
バイオマス専焼電源 ※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力										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%]		当日計画②		差異(②-①)		差異理由(※)																																																					
										出力抑制可		35.9 [89%]		34.2		▲1.7		(c),(f)		35.9 [89%]		33.0		▲2.9		(f),(v)																																																					
										出力抑制不可		—		10.0		—		(f)		—		10.0		—		(f)																																																					
										合計		35.9		44.2		▲1.7		—		35.9		43.1		▲2.9																																																							
優先給電ルールに基づく抑制、調整(8)										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
地域資源バイオマス ※3 発電設備補修停止等を考慮した抑制日の最低出力										電源合計		合意した最低出力①※3 [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※3 [出力率%]		当日計画②		差異(②-①)		理由A~C毎 (発電所数)																																																					
										出力抑制可		4.4 [48%]		4.3		▲0.1		(c),(f)		4.4 [48%]		3.6		▲0.8		(f),(v)																																																					
										出力抑制不可		—		7.3		—		A(38),B(2),C(9)		—		7.3		—		A(38),B(2),C(9)																																																					
										合計		4.4		11.6		▲0.1		—		4.4		10.9		▲0.8																																																							
想定誤差量										2月16日(日)										2月16日(日)																																																											
想定誤差量										出力帯				2月16日(日)		中出力帯①				2月16日(日)		中出力帯①																																																									
										出力帯算定		(A)調整力-A出力/調整力-A最大出力		100.0%				(B)太陽光出力/設備量		59.8%				(C)出力率(B)/A		70.7%																																																					
												(D)誤差率		11.1%				(E)設備量		1,192.0				1,192.0																																																							
												合計(A)×(D)×(E)		132.3				92.0																																																													
										誤差量		太陽光誤差		119.2				85.8																																																													
												エリア需要誤差		13.1				6.2																																																													

(参考) 当日の需給実績

[万 kW]

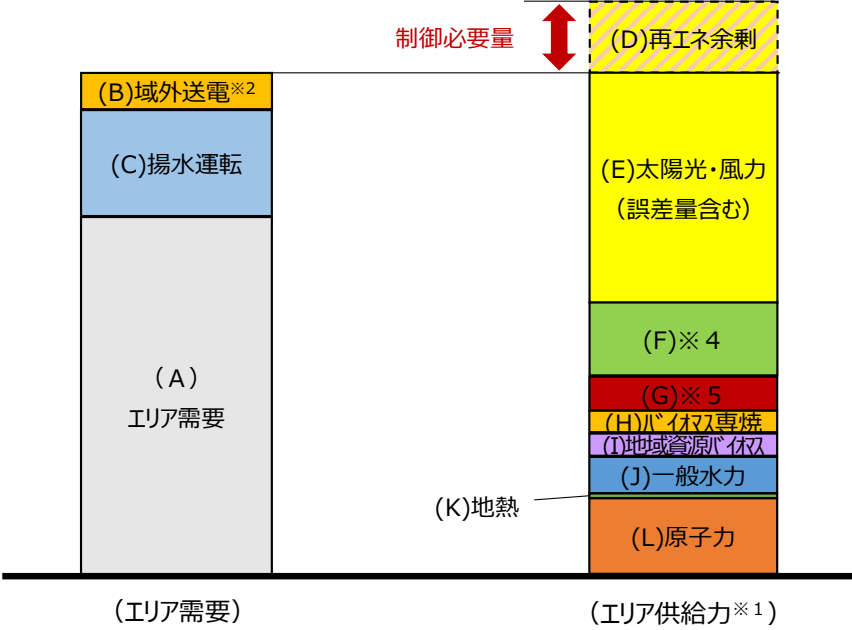
		場所	中部エリア
		下げ調整力最小時刻	2月16日(日) 11時30分～12時00分
天候・気温	天候		晴
	気温 (℃)		12.5
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要 (本土)		1,213.6
	エリア 供給力	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	479.4
		(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力)	42.4
		(L) 原子力	0.0
		(J) 一般水力	33.6
		(K) 地熱	0.2
		(H) バイオマス専焼電源	31.2
		(I) 地域資源バイオマス	11.8
		太陽光 (抑制量含む)	663.8
		(E) 風力 (抑制量含む)	7.2
		エリア供給力計	1,269.6
	揚水運転	(C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 271.6
	域外送電	(B) 約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	227.8
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 12.2
	供給力計		1,213.6

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図



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

○必要性（別紙 1）のイメージ図



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

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

～中部電力パワーグリッド編～

2025年3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) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）
 - (2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）
 - (3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）
 - (5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）
 - (6) 長周期広域周波数調整
 - (7) バイオマス専焼電源
 - (8) 地域資源バイオマス
 5. 想定誤差量
 6. 再エネの出力抑制を行う必要性
- (参考 1) 中部電力パワーグリッドの再エネ出力抑制量の低減のための取り組み
- (参考 2) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備の出力抑制に関する調整状況

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

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

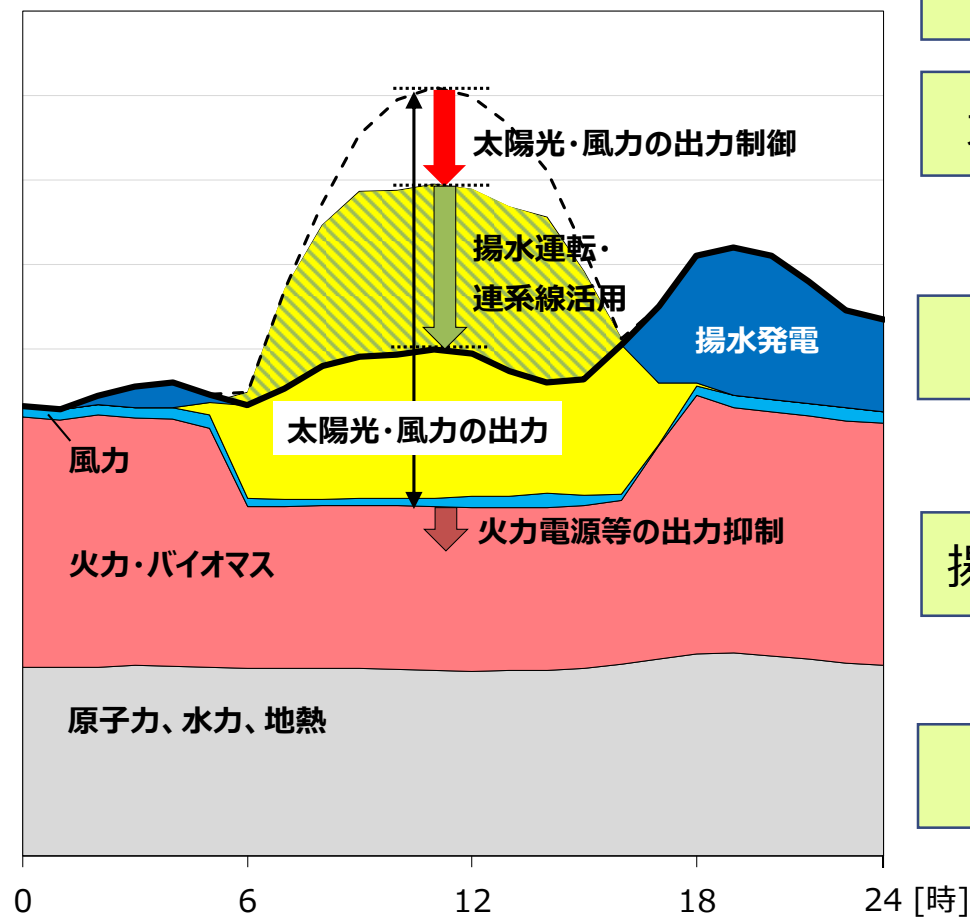
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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。

需給バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙 1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転 等

+

長周期広域周波数調整

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙 2)

再エネの出力抑制

③必要性
(別紙 1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

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

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

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

(以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

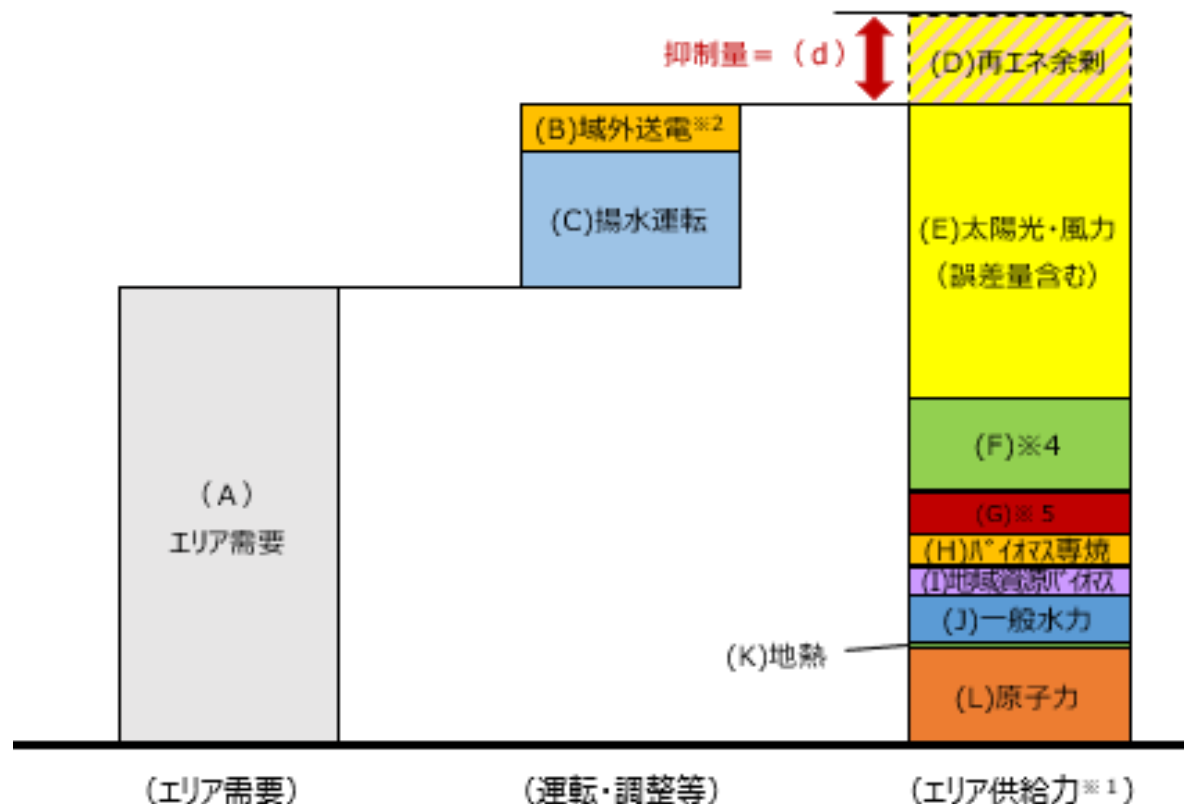
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

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

3. 需給状況（１）エリア需要等・エリア供給力

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

日別の状況は「別紙 1」参照



3. 需給状況（2）エリア需要想定①

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

① 過去の類似日検索
（下げ調整力最小時刻の実績抽出）

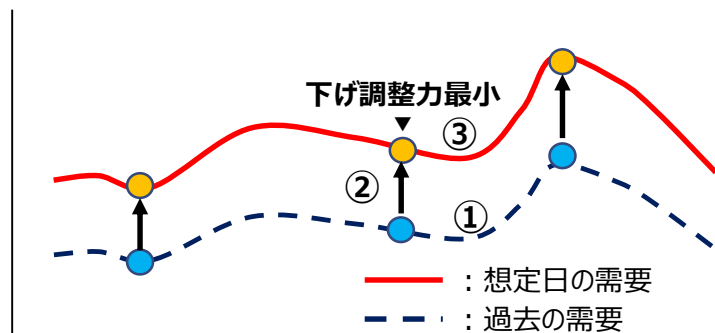
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を
基に過去の類似日を検索。

② 気温補正、重回帰分析による補正

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

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
（24時間の需要想定）

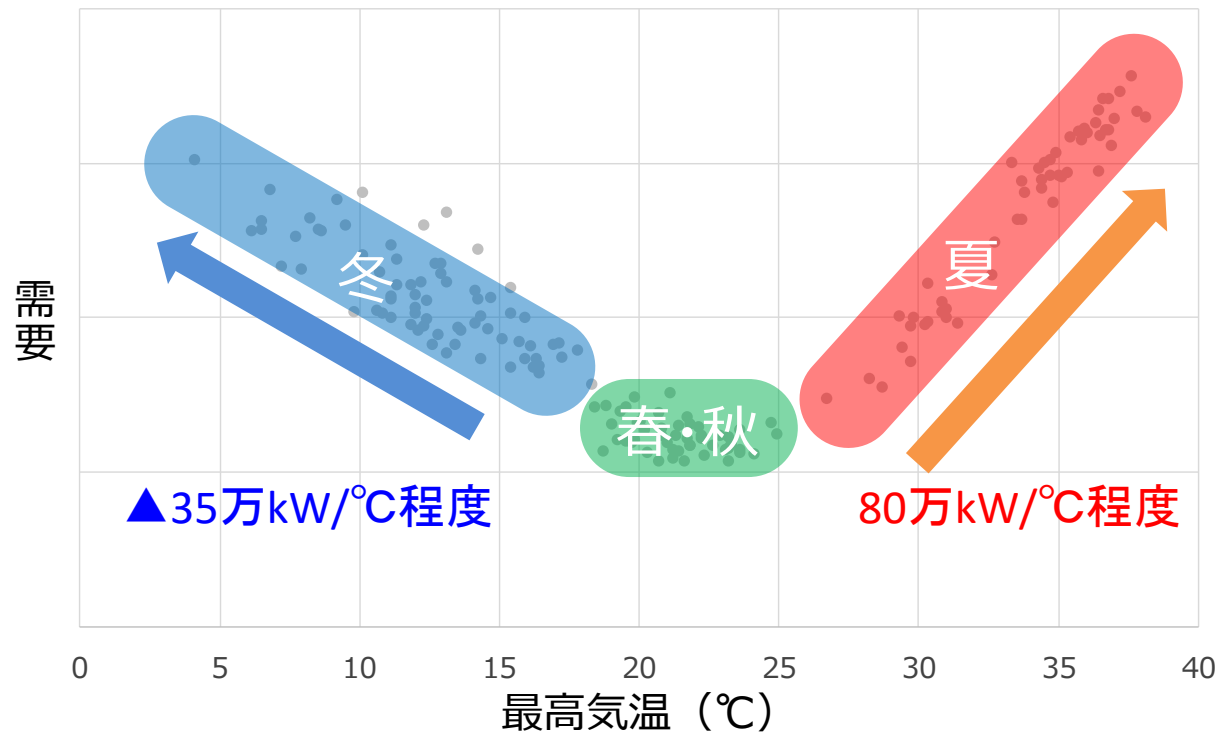
需要想定のイメージ図



（気温感応度グラフの説明）

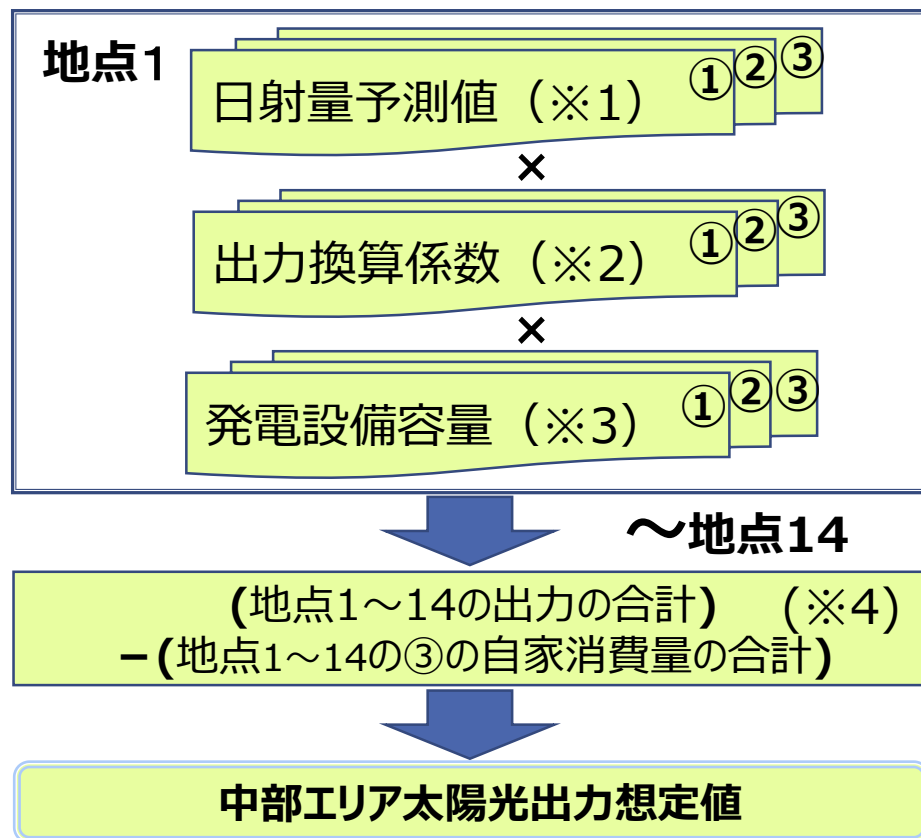
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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



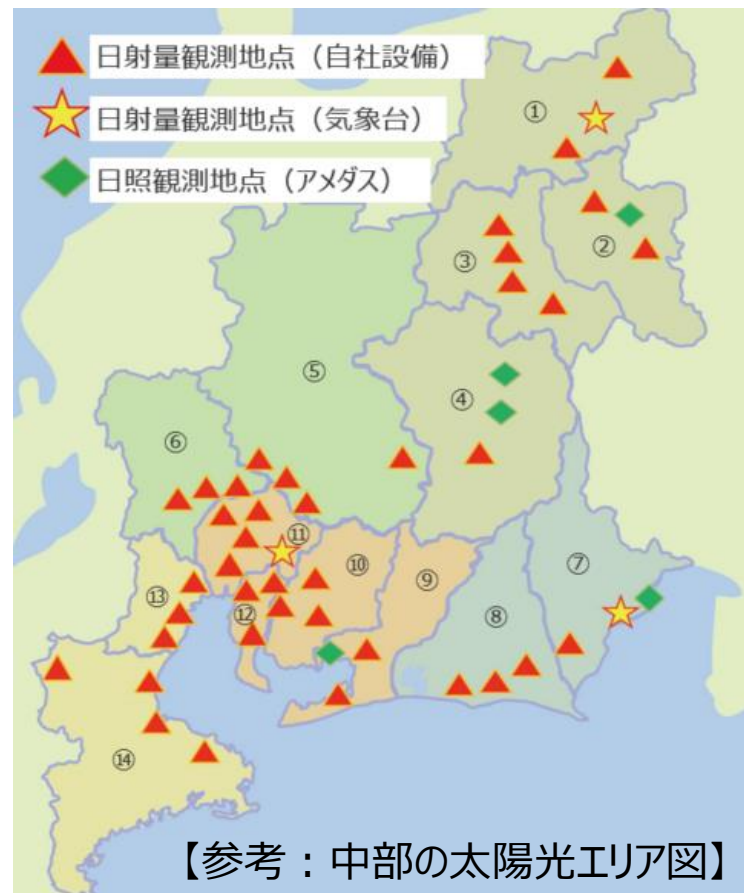
（凡例） ①：特高、②：高低圧（全量）、③：高低圧（余剰）

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

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

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

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



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

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

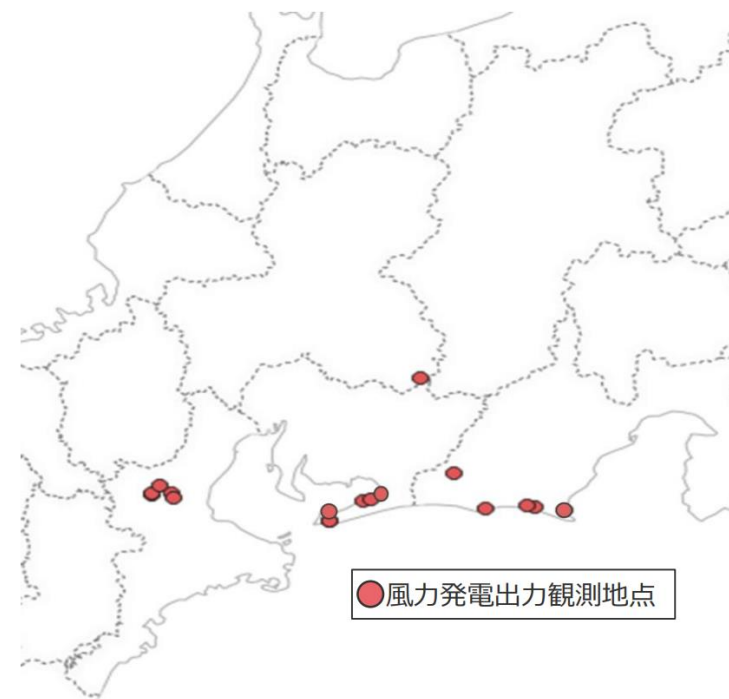
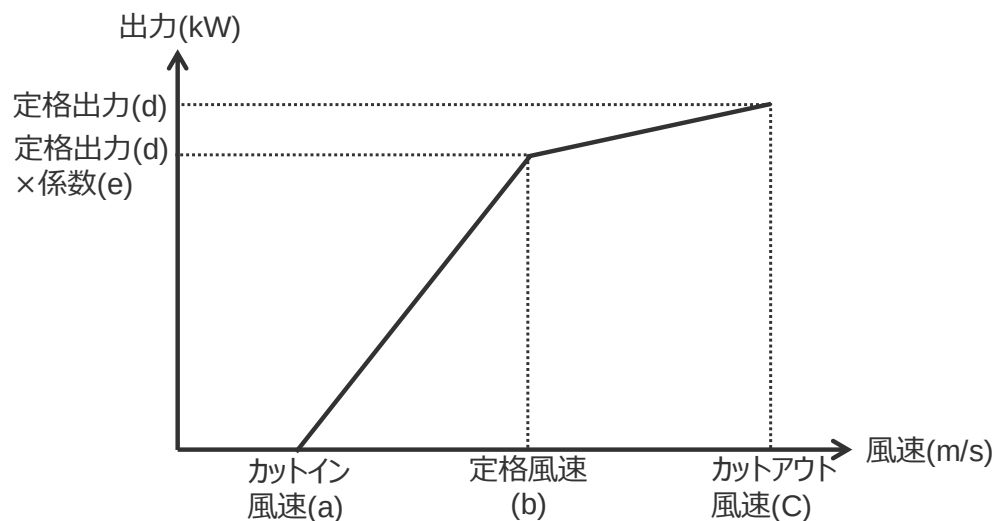
（※1）風車固有のパワーカーブ等より、風速と出力の関係を示す計算式を導いて作成したもの

〔特高風力出力（1基あたり）〕

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

g : 風速予測値 (m/s)（※2）

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



【参考：中部の風力発電所】

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

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

○下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の対応

①石炭火力

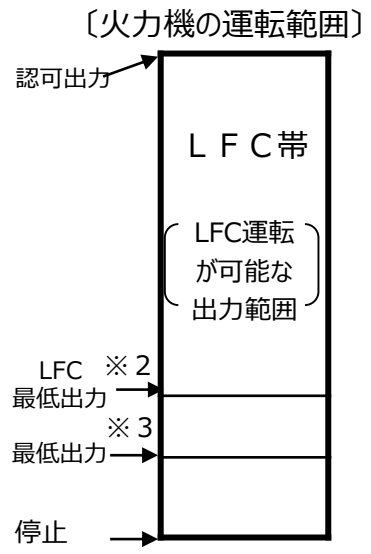
点灯帯や、翌日の供給力確保のため２台運転を基本とする。なお、長期連休等の場合には下げ調整力不足状況を鑑み１台運転とする。

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

LFC調整力は、LNG火力で確保することから、最低出力とする。

②LNG火力

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



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

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

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

発電所名	号機	揚水動力 (万 kW)
奥美濃	1	▲ 27.1
	2	▲ 27.1
	3	▲ 27.1
	4	▲ 27.1
	5	▲ 27.1
	6	▲ 27.1
奥矢作	1	▲ 40.1
	2	▲ 40.1
	3	▲ 40.1
新豊根	2	▲ 26.0
	3	▲ 26.0
	4	▲ 26.0
馬瀬川第一	1	▲ 16.0
	2	▲ 16.0
高根第一	1	▲ 9.8
	2	▲ 9.8
	3	▲ 10.0
畑薙第一	2	▲ 4.7
	3	▲ 4.7
合計： 19台		▲ 431.8

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

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

①火力電源（※２）

副生ガスの消費等を考慮しつつ最低出力（※１）まで抑制する。

最低出力（※１）＞翌日発電計画の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※２）

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

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

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

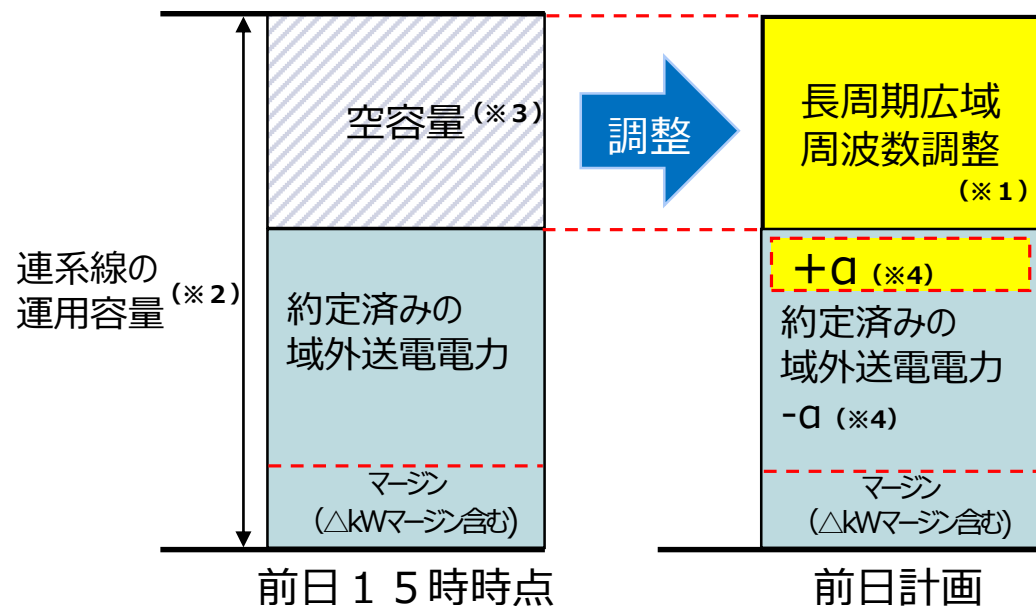
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電設備の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙 2」参照。**

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

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

日別の状況は「別紙 2」参照。

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



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

（※ 3）空容量

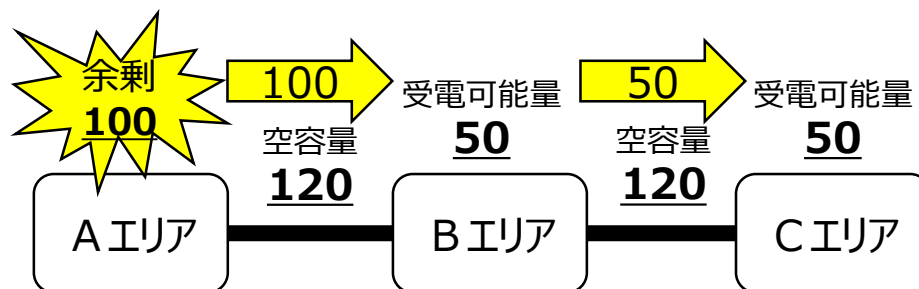
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

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

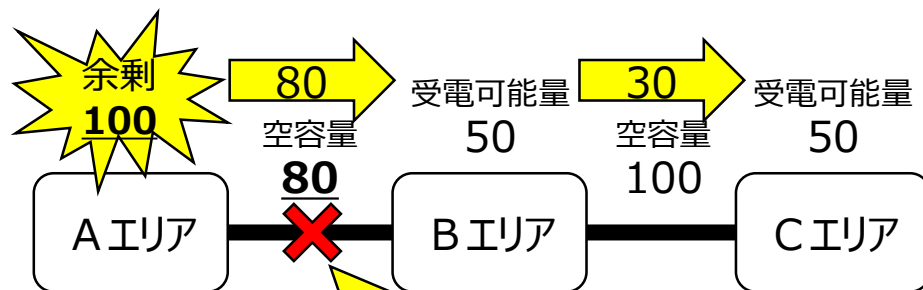
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

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

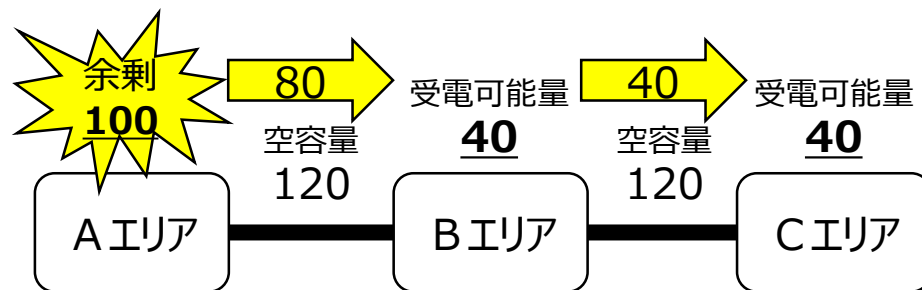
○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例



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



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

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

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

○バイオマス専焼電源の出力抑制を困難と判断する理由と中部エリアの発電所数

【理由】

出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす
 発電機機器仕様上、定格出力運転しかできない
 出力制御を行う場合、蒸気放出により周辺環境に影響を及ぼす

【発電所数】

3
 4
 1

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

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

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

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマスの対応

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

試運転に伴う運転パターンを考慮する。

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

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

【理由】

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

【発電所数】

3 8
2
9

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

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

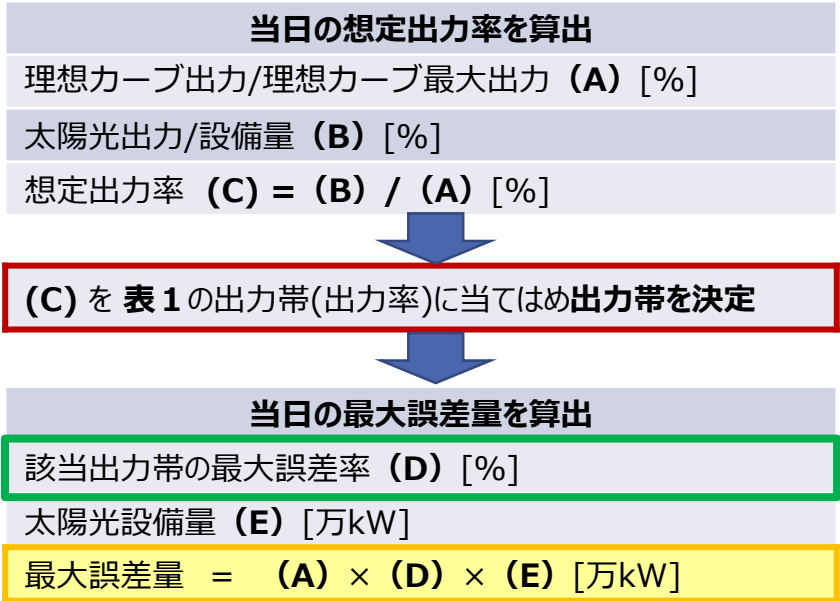
太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

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

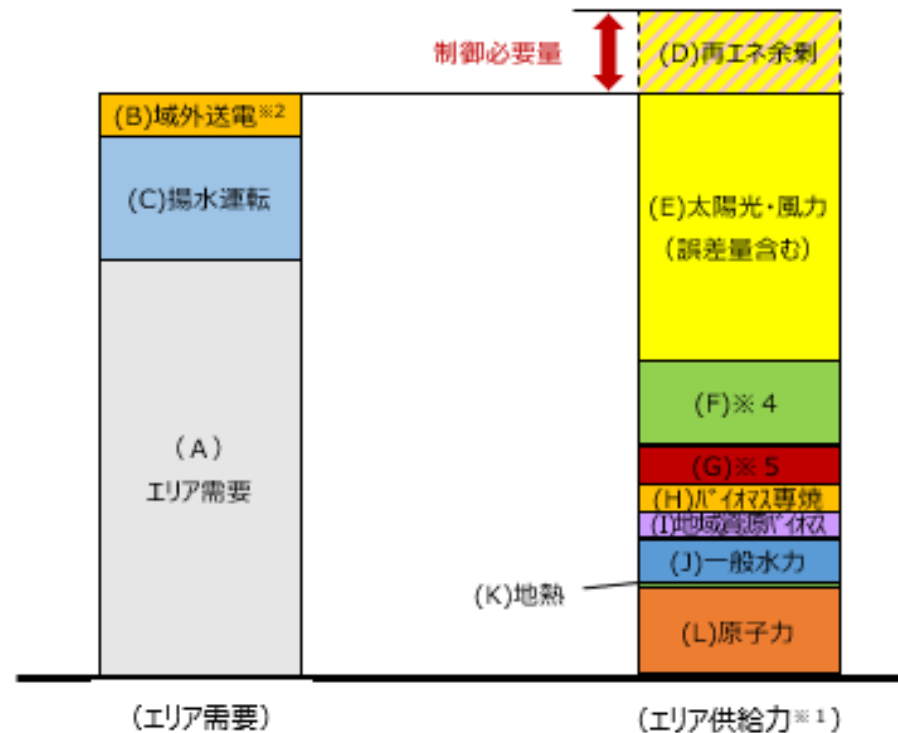
表1 各出力帯における最大誤差量 [万kW、%]

出力帯 (設備量に対する出力率)		2月の 最大 誤差率	2月の最大誤差量		
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(65%～)	6.4%	23.0	53.3	76.3
中出力帯 1	(54%～65%)	9.2%	103.5	6.2	109.7
中出力帯 2	(46%～54%)	17.7%	162.7	48.3	221.0
低出力帯 1	(36%～46%)	22.1%	282.4	▲19.0	263.4
低出力帯 2	(～36%)	30.4%	385.7	▲23.3	362.4

表2 想定誤差量の決定フロー



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



※1 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力

※2 東京中部・中部北陸・中部関西間連系線の運用容量相当、長周期広域周波数調整を含む

※3 バイオマス湿焼電源を含む。

※4 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 バイオマス湿焼電源を含む。

※5 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等

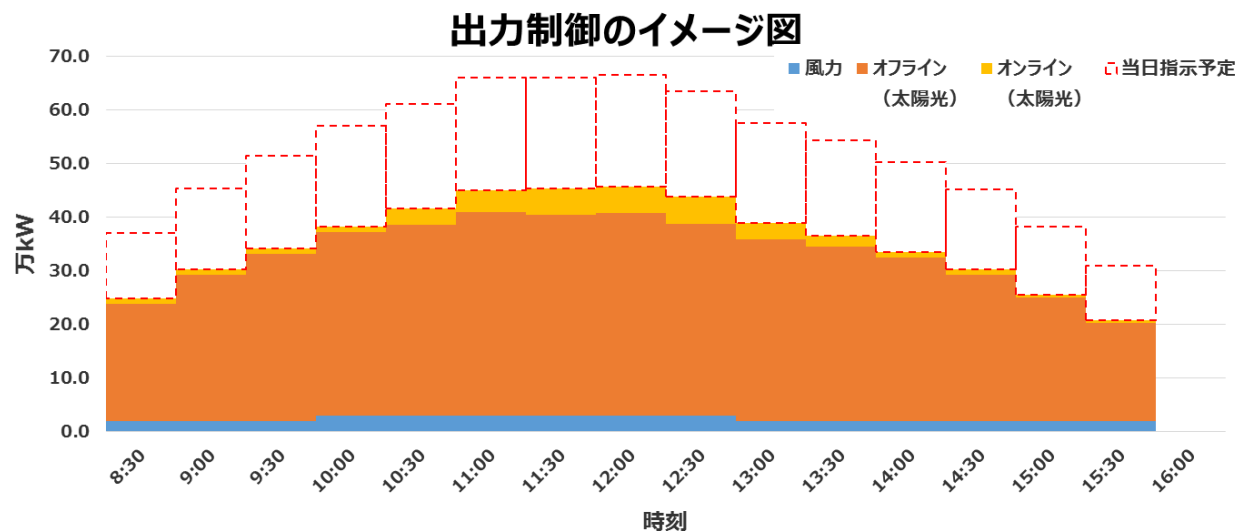
中部電力パワーグリッドは、旧ルール事業者の出力制御上限30日を最大限活用した上で、実需給断面でのオンライン制御の有効活用を適宜行っている。

①旧ルール(オフライン)事業者の配分

- 再エネ出力抑制量には、想定誤差量を織込んでおり、太陽光発電出力の低下時等における抑制量を低減するために、前日指令時には、発生頻度が比較的高い「平均誤差相当」を当日の調整ができないオフライン制御に優先して割り当てる。なお、平均誤差相当を加えた制御必要量を代理制御対象と、オフライン制御対象で設備量按分を行い、オフライン制御に前日指令を行う。

②実需給でのオンライン制御の有効活用

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



中部電力パワーグリッドは、優先給電ルールに基づく、中部エリア内の調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の火力発電所の出力抑制について、29者の発電事業者に対して、優先給電ルールへの理解を求めるとともに、出力抑制指令への確実な対応を要請している。

	事業者数	定格出力[万kW]	最低出力[万kW] (出力率 (%))		
① 定格出力の0%程度まで抑制	1者 (火力)	0.1	0.0	(0%)	
② 定格出力の50%以下まで抑制	1者 (火力)	1.7	0.8	(50%)	
	1者 (バイオマス混焼)	11.0	5.0	(45%)	
③ 定格出力の50%を超過	2者 (火力)	23.0	18.0	(78%)	※1
		3.1	—	(—)	※2
	3者 (バイオマス混焼)	13.6	6.8	(50.2%)	※3
		7.5	5.6	(75%)	※3
		0.3	0.2	(60%)	※3
④ 自家消費相当分まで抑制	21者 (自家発電余剰電源)	—	22.9		※4
計	29者	60.2	59.4	(61%)	※5

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

(※2) 蒸気販売状況によって、最低出力が変わることから、可能な範囲で抑制

(※3) 発電機の運用下限であることから、これ以上の抑制は困難

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

(※5) 出力の合計値は①～④の合計 (出力率は①②③から算出)

(※6) 四捨五入の関係で数字が合わない場合がある

中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制 に関する検証結果の公表について(2025 年 2 月分)

中部電力パワーグリッド株式会社が 2025 年 2 月に実施した、中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 1 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 2 月 16 日(日) 中部エリア (※1)
(※1)前日指示なしで当日抑制を行った日

2.検証内容

- 再エネの出力抑制に関する指令を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。

2 月 16 日(日)は、前日の想定では調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)の出力調整により下げ調整力を確保できていたため、自然変動電源の出力抑制は不要と判断していた。しかし、当日は気象状況等の変化によるエリア需要想定の減少、太陽光出力想定の増加、時間前市場取引等の影響による域外からの受電電力増加があり、やむなく前日指示なしで自然変動電源の出力抑制指令を行ったものであり、対応としては妥当であった。

4.添付資料

- [\(添付資料\)中部エリアにおける再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証結果\(2025年2月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1～3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ～中部電力パワーグリッド編～](#)  (XXXXKB)

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)