

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

～2022年4月抑制分 中国電力ネットワーク～

2022年5月24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、2022年4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、2日間実施した。

本機関は、業務規程第180条に基づき、中国電力ネットワーク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、中国電力ネットワークの出力抑制が法令および業務指針に照らして適切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。

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)

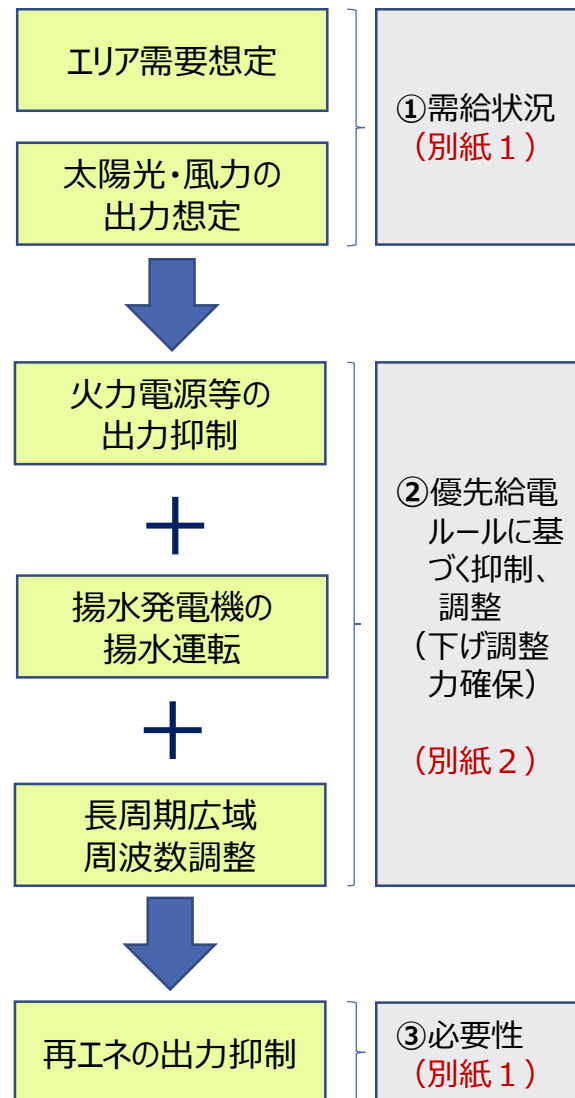
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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、4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	中国エリア（離島を除く）	
指令日時	4月16日(土) 17時	4月29日(金) 17時
抑制実施日	4月17日 (日)	4月30日 (土)
最大抑制量（※1）	59.9万kW	72.5万kW
抑制時間	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	

（※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	4月	
	17	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、当日の点灯帯および翌日の供給力確保等のため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	トラブルにより停止中及び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	試運転試験中の発電機を除き、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）。 なお、当該発電機の試運転については、今冬の供給力確保のためであることを確認した。
(5) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した（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無かった。
(6) バイオマス専焼電源	設備トラブルにより抑制量が減少している発電機を除き、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2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		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		4月17日(日) 11時30分~12時	4月30日(土) 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)	2022.4.17(日)	2021.4.11(日)	2022.4.30(土)	2021.5.1(土)	
	天候	晴	晴	晴	曇時々晴	
	気温 (°C)	21.4	20.3	20.1	24.0	
	気温感応度	需要に影響しない気温帯 (19°C~26°C) はゼロ		0万kW/°C		
	需要 (万kW)	過去の需要実績① 気温等補正量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	- 0.0 532.7	532.7 需要に影響しない 気温帯 (19°C~ 26°C) のため	- 0.0 533.0	533.0 需要に影響しない 気温帯 (19°C~ 26°C) のため
太陽光の出力想定	【出力想定】		【出力想定】			
	日射量予測値 (日射強度) (W / m ²)	0.835~0.924		0.774~0.922		
	出力換算係数 (kWh/W/m ² /kW)	特高 高・低圧 (全量) 高・低圧 (余剰)	0.652~0.833 0.822~0.889 0.653~0.714		0.670~0.849 0.827~0.914 0.657~0.732	
	出力想定値(※1) (万kW)	特高④ 高・低圧 (全量) ⑤ 高・低圧 (余剰) ⑥	142.9 257.6 71.7		143.6 261.1 72.5	
	想定自家消費量(※2) (万kW) ⑦ (高・低圧 (余剰) のみ考慮)		▲ 4.6		▲ 4.6	
	合計⑧	④ + ⑤ + ⑥ + ⑦	467.6		472.6	
	風力の出力想定	設備量 (万kW) 出力想定値 (万kW) 合計⑬	特高⑨ 高圧以下⑩ 合計 (⑨ + ⑩) 特高⑪ 高圧以下⑫ = ⑪ × (⑩ / ⑨) ⑪ + ⑫	33.2 2.8 36.0 2.8 0.2 3.0	33.2 2.8 36.0 5.4 0.4 5.8	
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	92.6		112.9	
		(G) 電源Ⅲ (火力)	181.6		103.4	
		(K) 原子力	0.0		0.0	
		(J) 一般水力	27.1		46.7	
		(H) バイオマス専焼電源	8.5		8.4	
		(I) 地域資源バイオマス	4.5		5.1	
		(E-1) 太陽光⑧	467.6		472.6	
		(E-1) 風力⑬	3.0		5.8	
		(E-2) 想定誤差量	51.3		47.5	
		エリア供給力計⑭	836.2		802.4	
	エリア需要等	(A) エリア需要 (本土) ③	532.7		533.0	
		揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲ 144.8		▲ 175.6	
		運転等 (C-2) 電力貯蔵装置の充電(対象設備なし)⑯	-		-	
		域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 98.8		▲ 21.3	
(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 = ③ - (⑮ + ⑯ + ⑰ + ⑱)	776.3		729.9			
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑭	836.2		802.4		
	エリア需要等計⑲	776.3		729.9		
	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⑳ = (⑭ - ⑲)	59.9		72.5		

(※1) 約13,000メッシュの合計

(※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

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（2021/10/08～2022/5/30）

(m) 設備トラブルに伴う抑制量減少（4/20～）
(n) 遮断機故障に伴う点検による停止（3/11～4/23）

(単位：万kW)

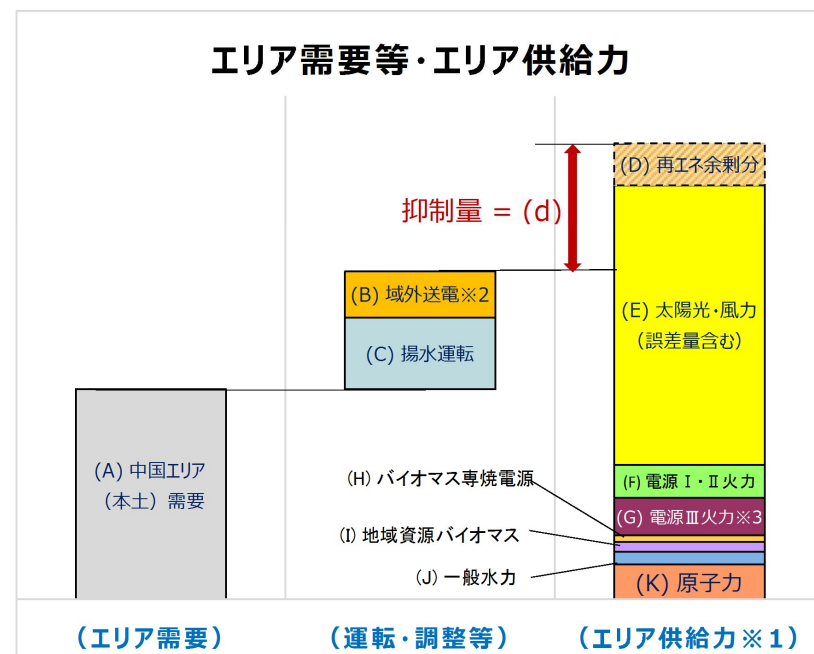
優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）		4月17日(日)				4月30日(土)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅰ・Ⅱ 火力 LFC調整力 2% 確保の発電所	石炭	三隅	26.9	26.9	0.0		26.9	26.9	0.0	
		水島	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		下関	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	LNG	新小野田	13.3	13.3	0.0		13.3	13.3	0.0	
		水島	16.4	16.4	0.0		16.4	16.4	0.0	
	柳井	36.0	36.0	0.0		31.2	56.3	25.1	(j)	
合計		92.6	92.6	0.0	—	87.8	112.9	25.1	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月17日(日)				4月30日(土)				
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	俣野川	1	▲ 30.8	0.0	30.8	(n)	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
		2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
		3	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
		4	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
	南原	1	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)	▲ 30.8	0.0	30.8	(l)
		2	▲ 30.8	▲ 30.8	0.0		▲ 30.8	▲ 30.8	0.0	
	新成羽川	2	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0	
		3	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0	
		4	▲ 7.2	▲ 7.2	0.0		▲ 7.2	▲ 7.2	0.0	
		合計	▲ 206.4	▲ 144.8	61.6	—	▲ 206.4	▲ 175.6	30.8	—
	優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月17日(日)				4月30日(土)			
	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）		4月17日(日)				4月30日(土)				
電源Ⅲ火力	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(※)	
	火力他	63.5 [46%]	164.1	100.6	(c)	73.2 [46%]	88.6	15.4	(c)	
	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	(89.3) [40%]				(89.3) [40%]				
	自家発電余剰	19.4	17.5	▲ 1.9	(e)	19.4	14.8	▲ 4.6	(e)	
合計		82.9	181.6	98.7	—	92.6	103.4	10.8	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		4月17日(日)				4月30日(土)				
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(※)	
	関西中国間連系線	92.1 (430.0)	0.0	▲ 92.1	(h)	187.4 (440.0)	0.0	▲ 187.4	(h)	
	中国九州間連系線	190.0 (0.0)	0.0	▲ 190.0	(h)	177.7 (0.0)	0.0	▲ 177.7	(h)	
	中国四国間連系線	120.0 (120.0)	0.0	▲ 120.0	(h)	116.3 (120.0)	0.0	▲ 116.3	(h)	
合計		402.1 (550.0)	0.0	▲ 402.1	—	481.4 (560.0)	0.0	▲ 481.4	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）		4月17日(日)				4月30日(土)				
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(※)	
	※2 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	8.5 [47%]	8.5	0.0		8.2 [47%]	8.4	0.2	(m)	
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）		4月17日(日)				4月30日(土)				
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)	差異理由(※)	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	出力抑制可	0.1 [2%]	0.1	0.0		0.1 [2%]	0.1	0.0		
	出力抑制不可	—	4.4	—	A(32),B(3),C(3)	—	5.0	—	A(32),B(3),C(3)	
想定誤差量		4月17日(日)				4月30日(土)				
想定誤差量	出力帯	出力帯		高出力帯		高出力帯				
	出力帯 算定	快晴時出力想定値	512		511		511			
		当日出力想定値	468		473		473			
	誤差量	出力率	91.4%		92.6%		92.6%			
		太陽光誤差	23.8		22.9		22.9			
		エリア需要誤差	27.5		24.6		24.6			
合計		51.3		47.5		47.5				

(参考) 当日の需給実績

(単位: 万kW)

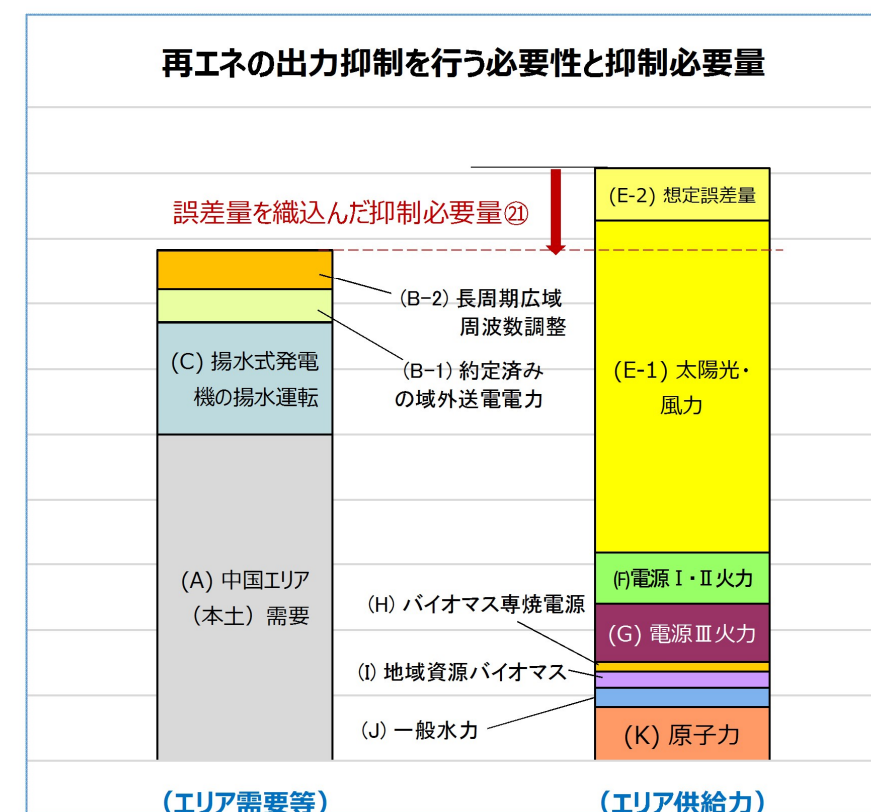
場所		中国エリア	中国エリア	
		4月17日(日) 11時30分～12時	4月30日(土) 12時30分～13時	
天候・気温	天候	晴	晴	
	気温 (°C)	21.5	20.2	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	521.1	491.8	
	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	101.0	103.1
		(G) 電源Ⅲ (火力)	181.2	107.6
		(K) 原子力	0.0	0.0
		(J) 一般水力	27.0	49.8
		(H) バイオマス専焼電源	8.6	8.8
		(I) 地域資源バイオマス	4.7	4.4
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	499.2	509.4
		(E) 風力 (抑制量含む)	0.9	3.5
	エリア供給力計		822.6	786.6
	揚水運転等 (C)	揚水式発電機の揚水運転	▲ 141.7	▲ 170.7
	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	▲ 113.2	▲ 75.0
	抑制 (D)	太陽光・風力抑制	▲ 46.6	▲ 49.1
供給力計		521.1	491.8	

○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 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～

2022年5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) 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。

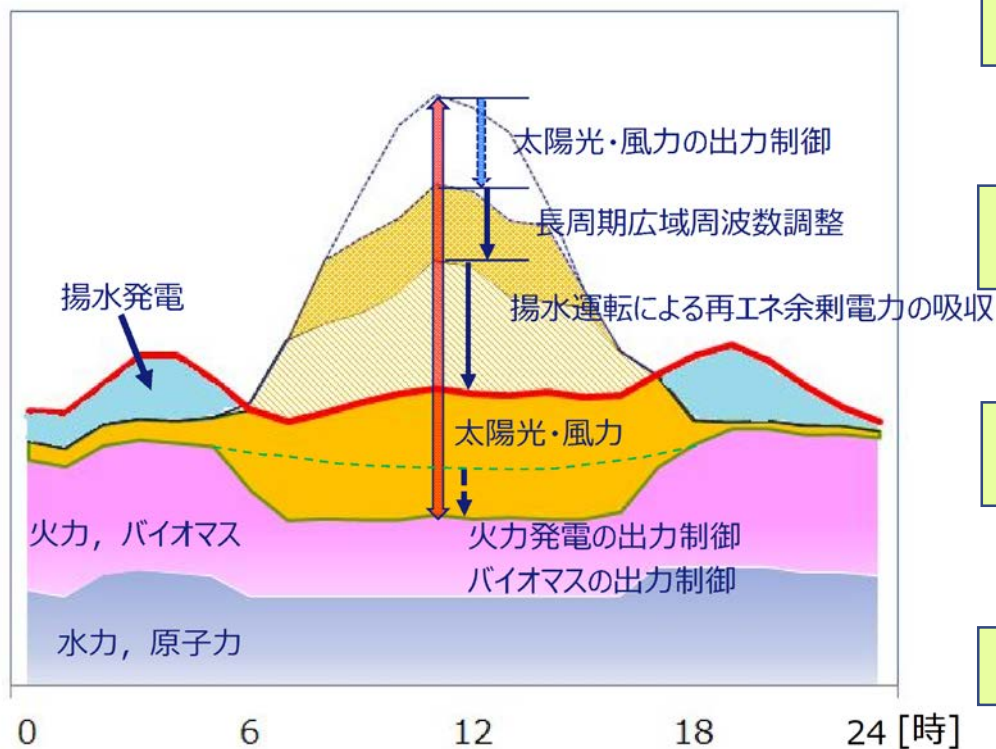
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることを余地をいう。

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

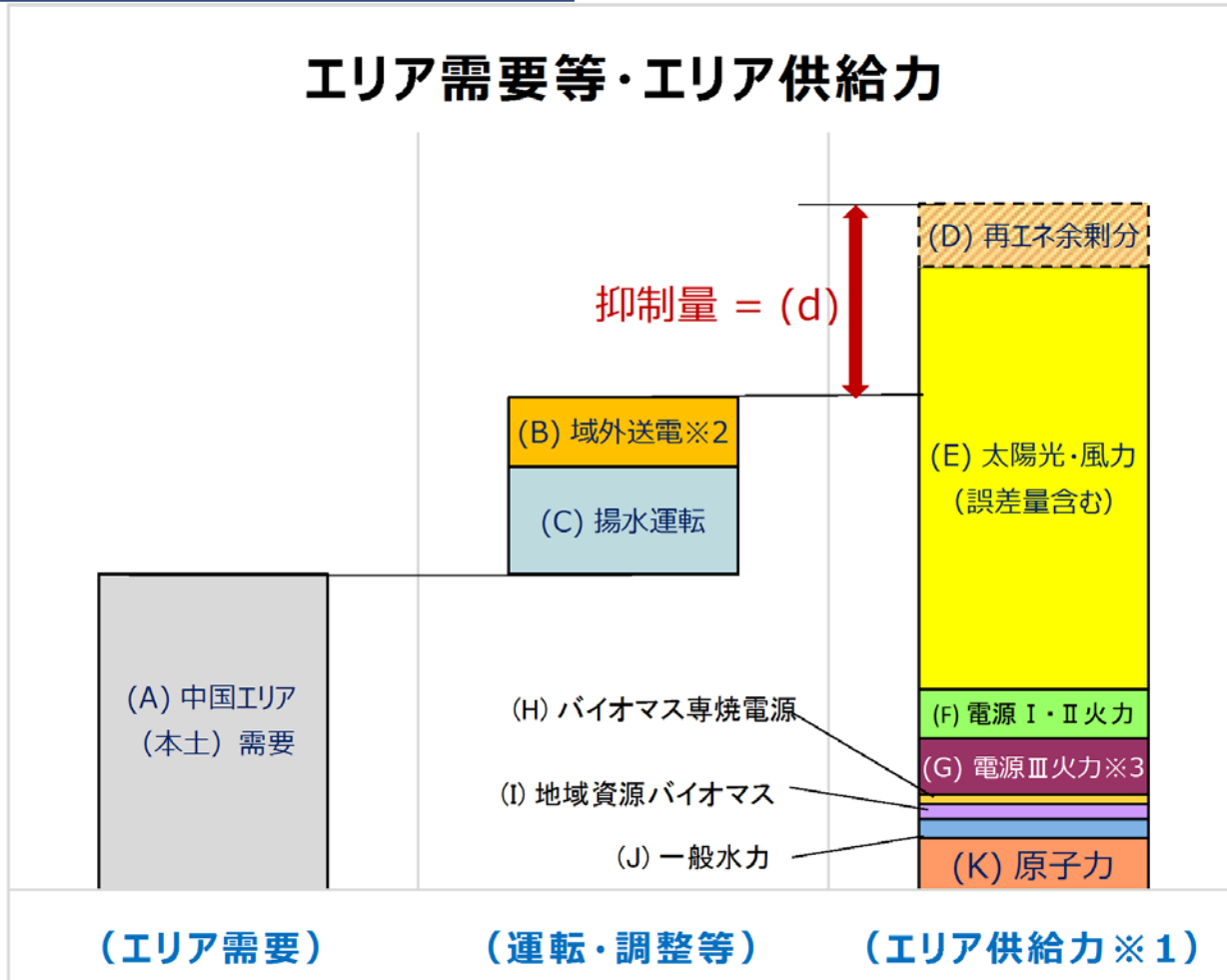
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

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

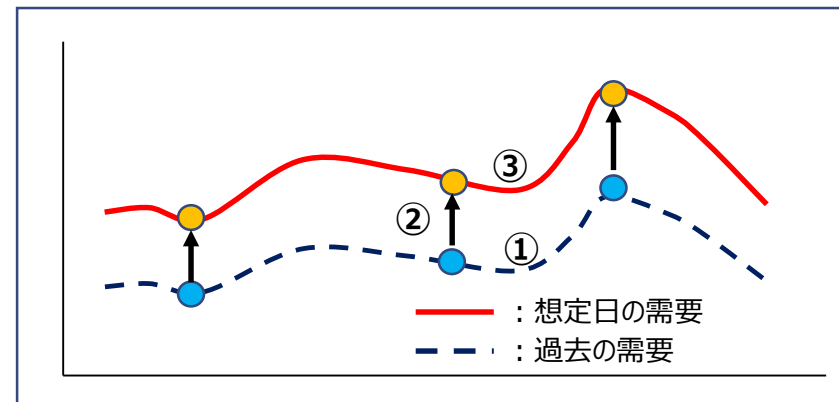
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

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)

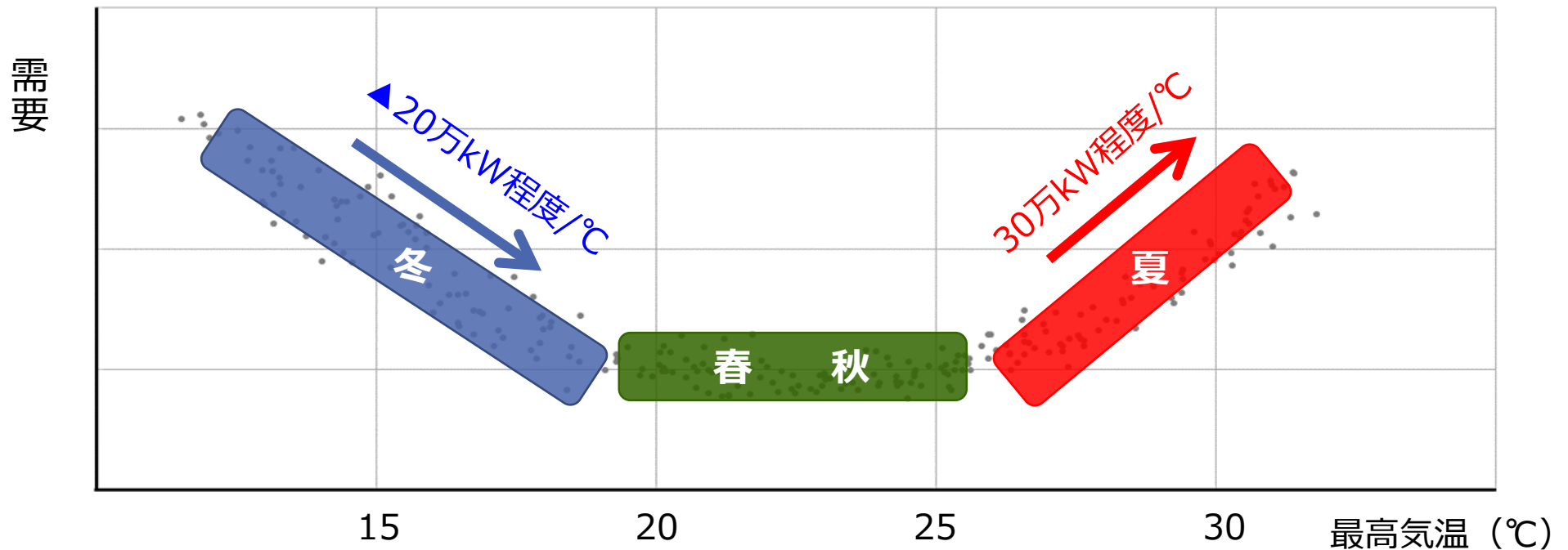
需要想定イメージ図



(気温感応度グラフの説明)

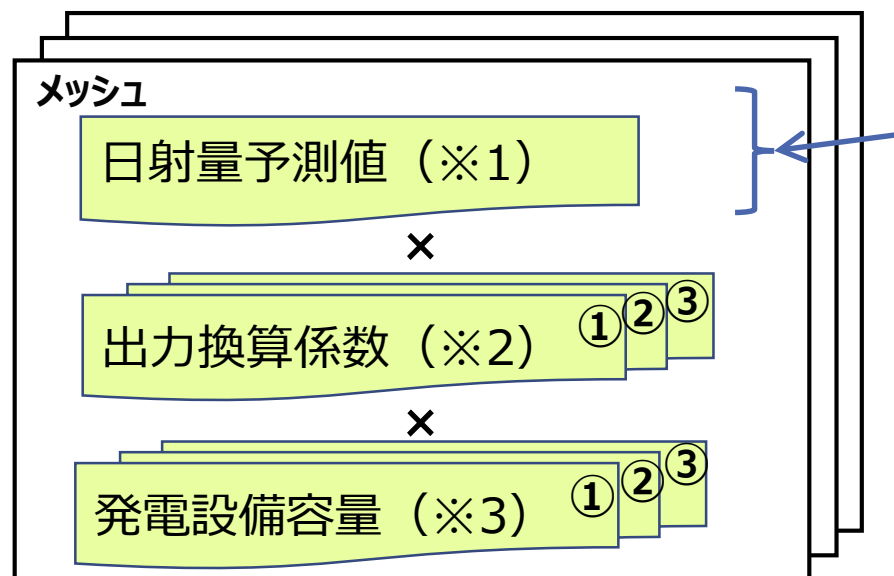
- ・エリア需要は、過去の需要実績と最新の気象予測に基づき想定する。
- ・最新の気象予測と類似する過去の需要実績がない場合は、気温などの実績データを基に気温感応度による補正を行い想定する。

【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12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。**



日射量予測（気象会社データ）

前日12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12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）〕

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

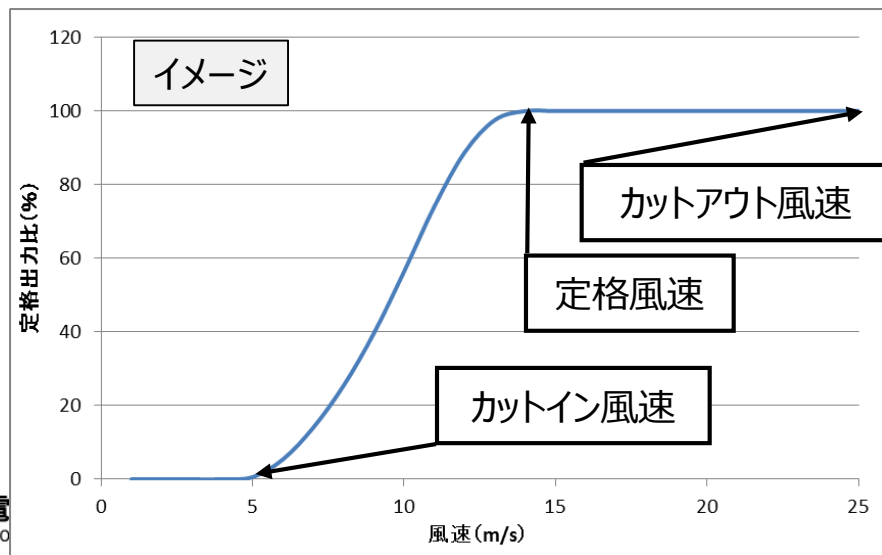
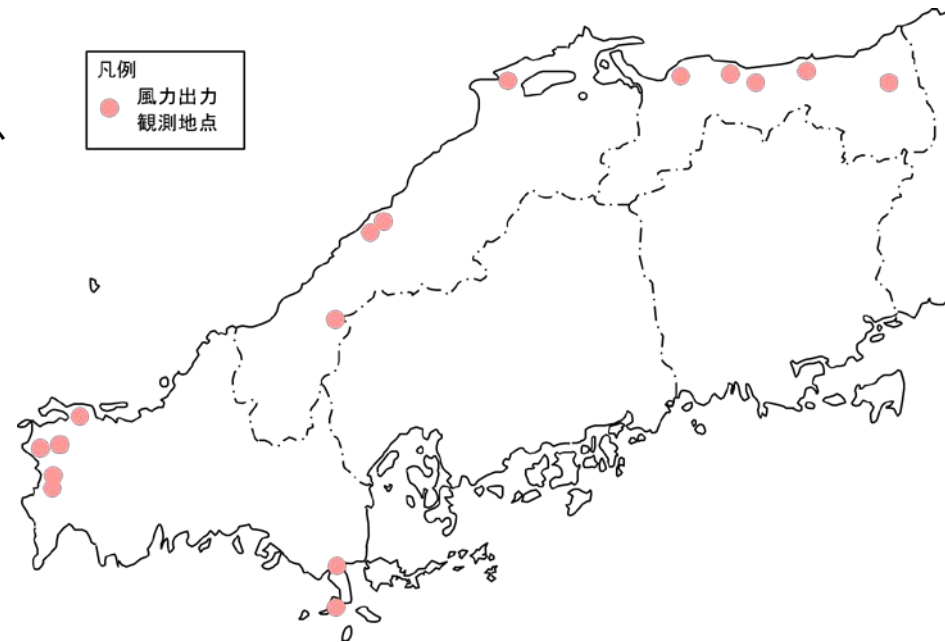
x : 風速予測値 (m/s) (※1)

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

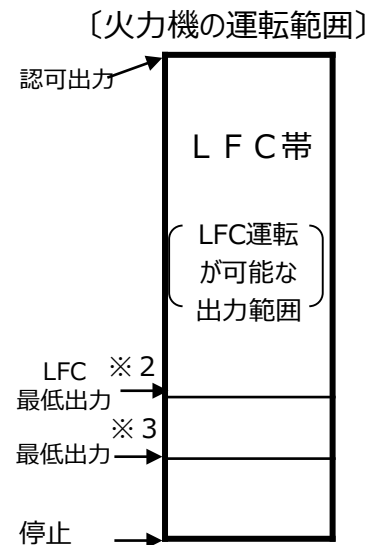
② 石炭火力

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。

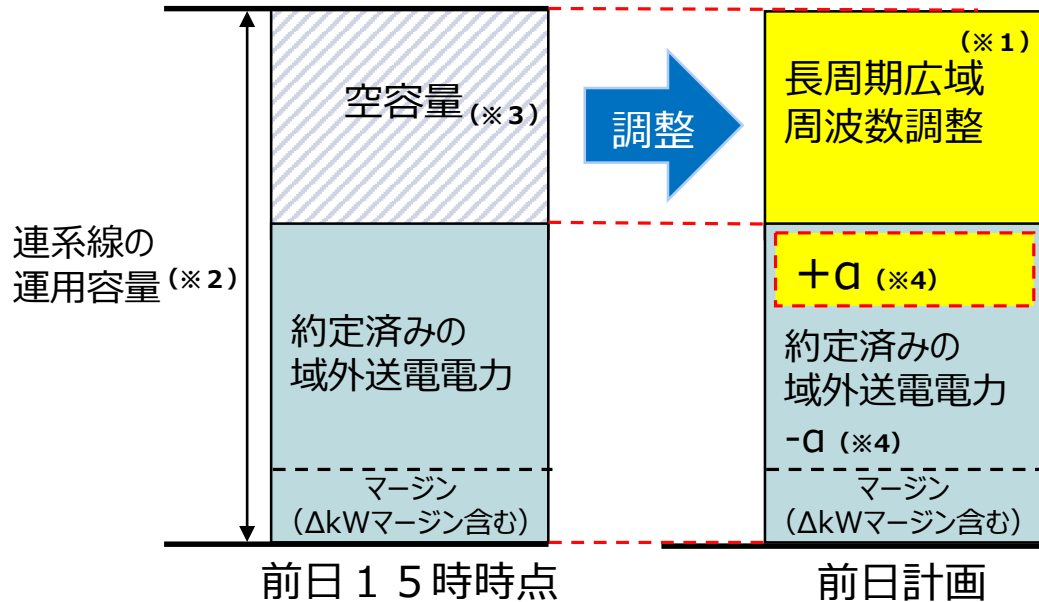
（※1） 中国電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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。

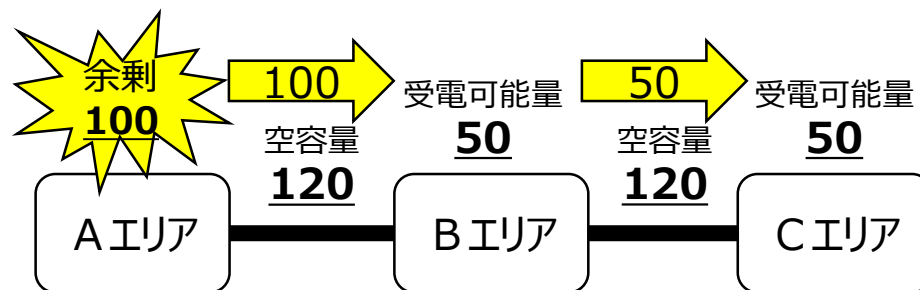
（※ 3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力
 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 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)

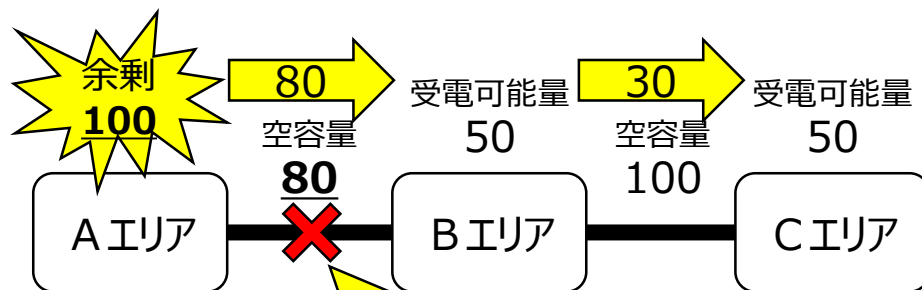
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

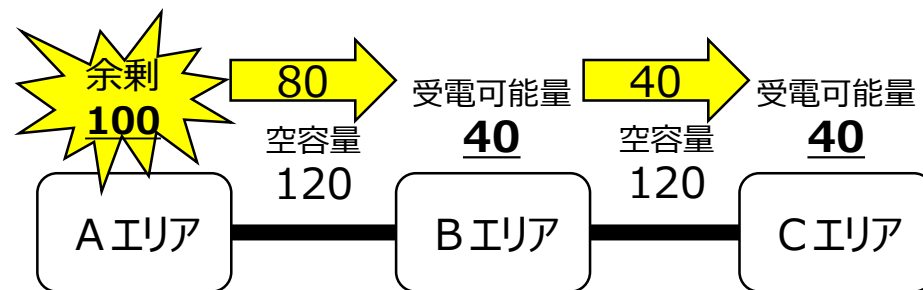
○再エネ出力抑制を回避



○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】

【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）
- 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

32
3
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#seigyō

5. 想定誤差量

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）。

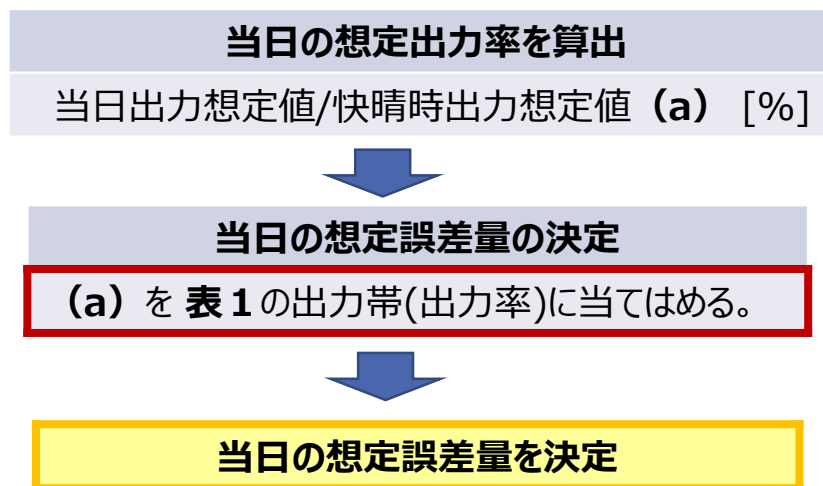
一方、出力抑制量は上記の想定誤差量の範囲内で、発生確度が比較的高い誤差相当量（平均誤差量）をオフライン発電所に優先して割り当て、自ら手動による出力制御を実施する事業者（オフライン本来）のみ出力制御を指示。当日オンライン制御量の不足が見込まれる場合は、不足分をオフライン発電所へ追加で割り当てる。

※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]

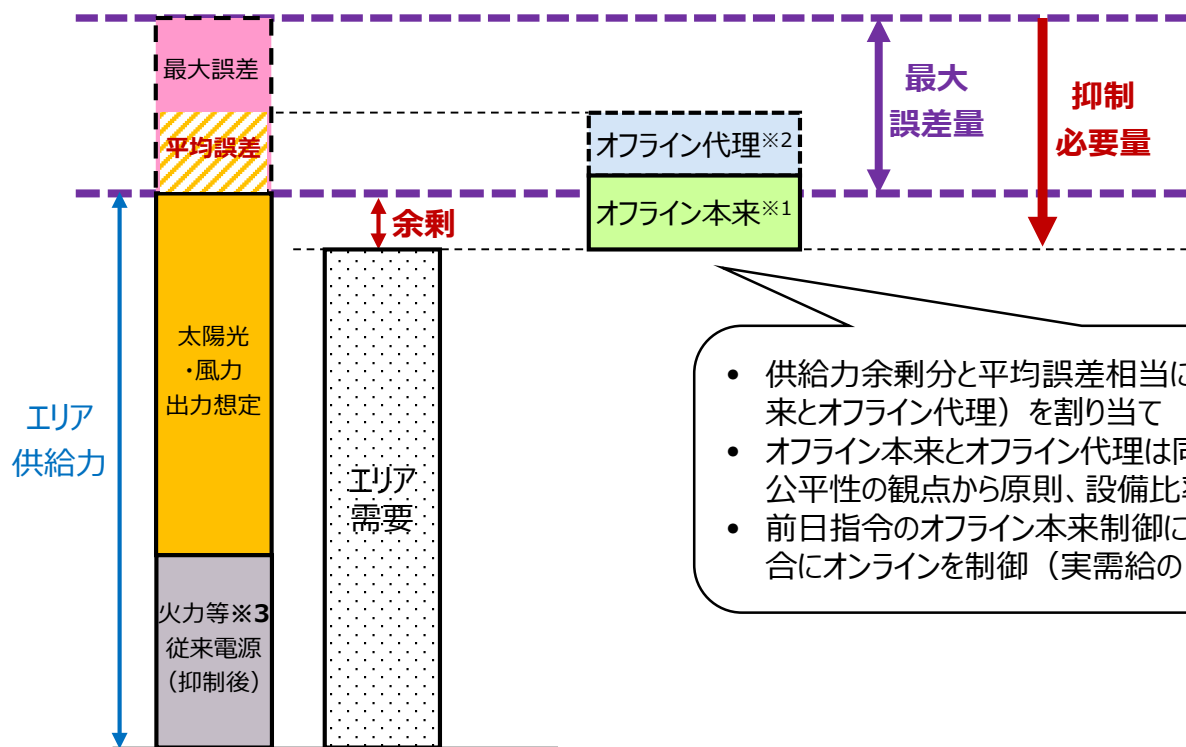
出力帯 (最大出力に対する出力率)		4月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	24	28	51
中出力帯1	(67.5%~90%)	93	5	98
中出力帯2	(45%~67.5%)	181	23	203
低出力帯1	(22.5%~45%)	213	63	276
低出力帯2	(~22.5%)	9	▲2	7

表2 想定誤差量の決定フロー



前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。

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



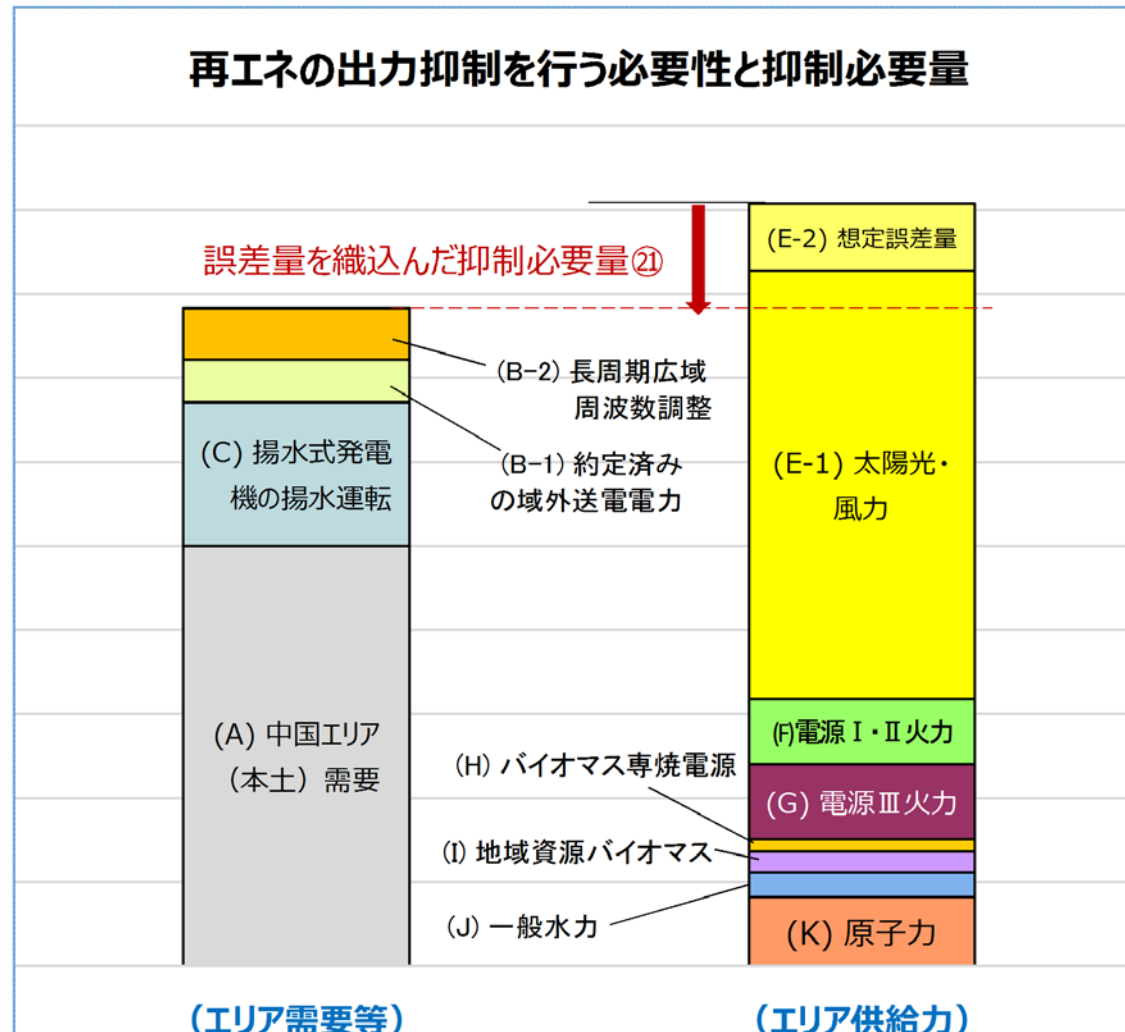
- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の2時間前に判断）

※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。



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、46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}	
事業用	①	定格出力の50%以下	電源Ⅲ	6	191.4	73.1 (38%)
			専焼バイオマス	7	15.7	7.1 (45%)
	②	定格出力の50%超過 ※1	電源Ⅲ	3	29.5	16.2 (55%)
			専焼バイオマス	4	3.2	1.8 (56%)
自家発 ※2	③	逆潮流なし(または定格出力の50%以下)	13	—	19.5	
		可能な限り抑制※3	13			
出力抑制対象 合計※5			46	239.7	117.7	(41%)※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（38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）