

需給バランス制約によ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
(北陸エリア、関西エリア、沖縄本島：2025年3月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、北陸エリア、関西エリア、沖縄本島で2025年3月に実施した需給バランス制約によ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資料を各エリアの一般送配電事業者から提出を受け、当該資料に基づき、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、別紙1-1~3-1のとおり検証結果としてまとめ、別紙1-2~3-2により公表する。

1. 抑制エリアと抑制実施日(3月)

エリア	東北 ^{※1}	中部 ^{※3}	北陸	関西	中国 ^{※1}	四国 ^{※1}	九州 ^{※1}	沖縄本島		
抑制日数	6日	2日	1日	6日	10日	19日	18日	6日		
3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
3月1日(土)		○				○	○	○	○	○
3月2日(日)										○
3月3日(月)										
3月4日(火)										
3月5日(水)										
3月6日(木)										
3月7日(金)								○	○	
3月8日(土)									○	
3月9日(日)				○		○	○	○	○	
3月10日(月)								○	○	○
3月11日(火)										
3月12日(水)									○	
3月13日(木)										
3月14日(金)		○					○	○	○	
3月15日(土)										
3月16日(日)									○	
3月17日(月)										
3月18日(火)								○		
3月19日(水)								○		
3月20日(木)								○	○	
3月21日(金)							○	○	○	
3月22日(土)		○				○	○	○	○	○
3月23日(日)		○			○	○	○	○	○	○
3月24日(月)								○ ^{※2}	○	○
3月25日(火)		○					○	○	○	
3月26日(水)							○	○	○	
3月27日(木)								○		
3月28日(金)								○		
3月29日(土)						○ ^{※2}	○	○	○	
3月30日(日)		○		○ ^{※3}		○	○	○	○	
3月31日(月)								○	○	

- ※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。
- ※3 中部エリアは3月に流通設備の系統混雑による再エネ出力抑制を実施しており、その事後確認結果を公表する5月末に合わせて、検証・公表を予定。

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、関西エリアの3月9日実施分を除き、妥当であったと判断する。

関西エリアにおける3月9日分については、一部発電事業者に対する出力抑制が未実施であったものの、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において、今回事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

4. 公表日 : 2025年4月28日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

- 別紙1-1 : 北陸エリアにおける需給バランス制約によ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3月抑制分 北陸電力送配電～
- 別紙1-2 : ウェブサイト公表文「北陸エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙2-1 : 関西エリアにおける需給バランス制約によ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3月抑制分 関西電力送配電～
- 別紙2-2 : ウェブサイト公表文「関西エリアにおける需給バランス制約による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について」
- 別紙3-1 : 沖縄本島における需給バランス制約によ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3月抑制分 沖縄電力～
- 別紙3-2 : ウェブサイト公表文「沖縄本島における需給バランス制約によ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」

北陸エリアにおける需給バランス制約によ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3月抑制分 北陸電力送配電～

2025年4月28日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 北陸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 ～北陸電力送配電編～

北陸電力送配電は、2025年3月に、北陸エリアにおいて需給バランス制約によ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)

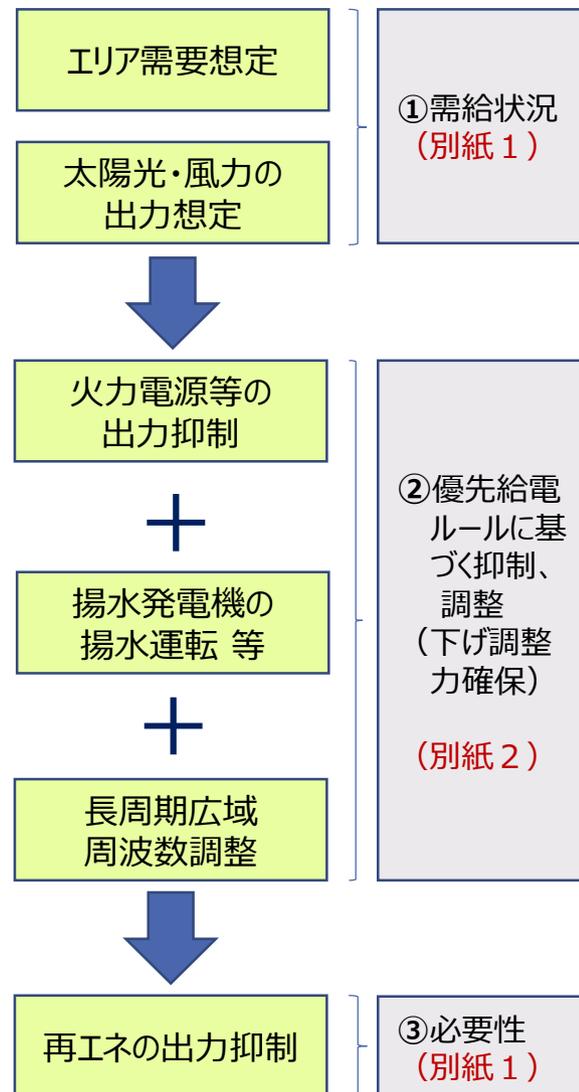
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。
- ・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。



北陸電力送配電は、3月の以下の1日について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。

供給区域	北陸エリア
指令日時	3月22日(土) 17時
抑制実施日	3月23日 (日)
最大抑制量（※1）	45.2万kW
抑制時間	8～16時
北陸電力送配電公表サイト	北陸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。

4. 総合評価（1 / 2）

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

評価項目	3月
	23
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）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） （対象設備無し）	—
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電（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）	○
（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	○
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と抑制必要量	○
総合評価	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力が等しく計画されていた。
(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、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)	北陸エリアは、対象設備なし。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	北陸エリアは、対象設備なし。
(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)	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。
(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)	最大限揚水することを確認した。
(6) 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。なお、下げ調整力最小時刻において、連系線の制約がない範囲では他エリアに十分な受電可能量がなかった。
(7) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力以下に抑制することを確認した。
(8) 地域資源バイオマス	事前合意された最低出力以下に抑制していること、及び出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 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。

5. 検証結果

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するとともに、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

場所		北陸エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月23日(日) 12時30分~13時		
		【需要想定】	【基準】	
需要想定	年月日(曜日)	2025.3.23(日)	2024.4.7(日)	
	天候	晴	晴	
	当日気温(℃)	18.0	15.2	
	前日気温(℃)	16.4	12.9	
	需要(万kW)	基準日の需要実績(※の時刻の需要)①	—	218.9
	需要想定値(※の時刻の需要)②	224.2	基準日の需要カーブを基に 気温影響(前日、当日気 温相関)を考慮し想定	
		【出力想定】		
太陽光の出力想定	日射量予測値(W/m ²)	644~798		
	出力換算係数(※1) (kWh/W /m ² /kW)	特高	0.845~1.210	
		高低圧10kW以上	0.892	
		低圧10kW未満(※3)	1.101	
	出力想定値(※2) (万kW)	特高③	23.1	
高低圧10kW以上④		68.0		
低圧10kW未満⑤(※3)		14.2		
合計⑥	③+④+⑤	105.3		
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑦	17.1	
		高圧以下⑧	0.5	
		合計(⑦+⑧)	17.6	
	出力想定値 (万kW)	特高⑨	0.9	
	高圧以下⑩	0.0		
合計⑪	⑨+⑩	0.9		
		【前日計画】	【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)	43.7	
		(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)	11.4	
		(K) 原子力	0.0	
		(J) 一般水力	69.7	
		(H) バイオマス専焼電源	7.8	
		(I) 地域資源バイオマス	3.1	
		(E-1) 太陽光⑥	105.3	
			風力⑪	0.9
		(E-2) 想定誤差量	32.7	
	エリア供給力計⑫		274.4	
	エリア需要等	(A) エリア需要②	224.2	
		揚水運転 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	▲ 12.0	
域外送電 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑭		7.0		
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑮		0.0		
エリア需要等計⑯ = ② - (⑬ + ⑭ + ⑮)		229.2		
		【前日計画】	【当日見直し】	
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑫		274.4	
	エリア需要等計⑯		229.2	
	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⑰ = ⑫ - ⑯	45.2		

(※1) 積雪係数および過積載率を考慮した値
(※2) 地点1~18の合計
(※3) 昼間帯の想定自家消費量を考慮した値

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) 連系統運用容量を維持するための電制量確保
- (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少
- (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加
- (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少
- (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加
- (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画

- (g) オーバーホールで停止中
- (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用
- (i) 他の供給区域の受電可能量不足

- (j) 系統作業による停止
- (k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制
- (l) 作業（ばい煙測定等）による抑制量減少
- (m) 設備点検で停止
- (n) 設備点検に伴う一部停止
- (o) 設備不具合による出力制

- (p) 揚水可能量制約
- (q) 点灯需要供給力確保

[万kW]		3月23日(日)				
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		3月23日(日)				
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 ※ 燃料貯蔵の発電所	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	石炭	敦賀	9.3	9.3	0.0	
		七尾大田	24.0	24.0	0.0	
	LNG	新港LNGIU	10.4	10.4	0.0	
		LNG石港	0.0	0.0	0.0	
		新港2U	0.0	0.0	0.0	
	合計		43.7	43.7	0.0	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月23日(日)				
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	対象設備なし	揚水動力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 (3)		3月23日(日)				
需給バランス用蓄電設備の充電	対象設備なし	充電機入動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
		-	-	-	-	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		3月23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) ※ 2 事業者と合意した最低出力(発電設備の維持停止等を考慮)	種別	発電出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	火力	11.1 [24%]	11.1	0.0		
	()内は	(11.1)				
	全設備運転時	[24%]				
	自家発余剰	4.5	0.3	▲4.3	(h)	
	合計	15.6	11.4	▲4.3		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		3月23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)	A	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
		▲12.0	▲12.0	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		3月23日(日)				
長周期広域周波数調整(連系統活用) ※ 3 空容量 = (運用容量) - 約定済みの域外送電電力 - マーシェン (ΔkWマージン含む)	連系統	前日15時時点の空容量① ※3 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	北北エラス(越前湾発給+寄福光(BTB))	137.4 (145)	0.0	▲137.4	(i)	
	合計	137.4	0.0	▲137.4		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		3月23日(日)				
バイオマス専焼電源 ※ 2 事業者と合意した最低出力(発電設備の維持停止等を考慮)	種別	発電出力① ※2 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	バイオマス専焼	8.2 [93%]	7.8	▲0.4	(h)	
	()内は	(8.2)				
	全設備運転時	[93%]				
	自家発余剰	0.0	0.0	0.0		
	合計	8.2	7.8	▲0.4		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (8)		3月23日(日)				
地域資源バイオマス ※ 2 事業者と合意した最低出力(発電設備の維持停止等を考慮)	種別	発電出力① ※2 [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	0.5 [83%]	0.5	0.0		
	出力抑制不可	- [100%]	2.6	-	A(13),B(2),C(3)	
	合計	0.5	3.1	0.0		
想定誤差量		3月23日(日)				
想定誤差量	出力帯	中出力帯 1				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	93%			
		(B)当日 最大出力/設備量	79%			
		(C)出力率(B)/(A)	85%			
	誤差量	太陽光誤差	16.6			
	エリア需要誤差	16.1				
	合計	32.7				

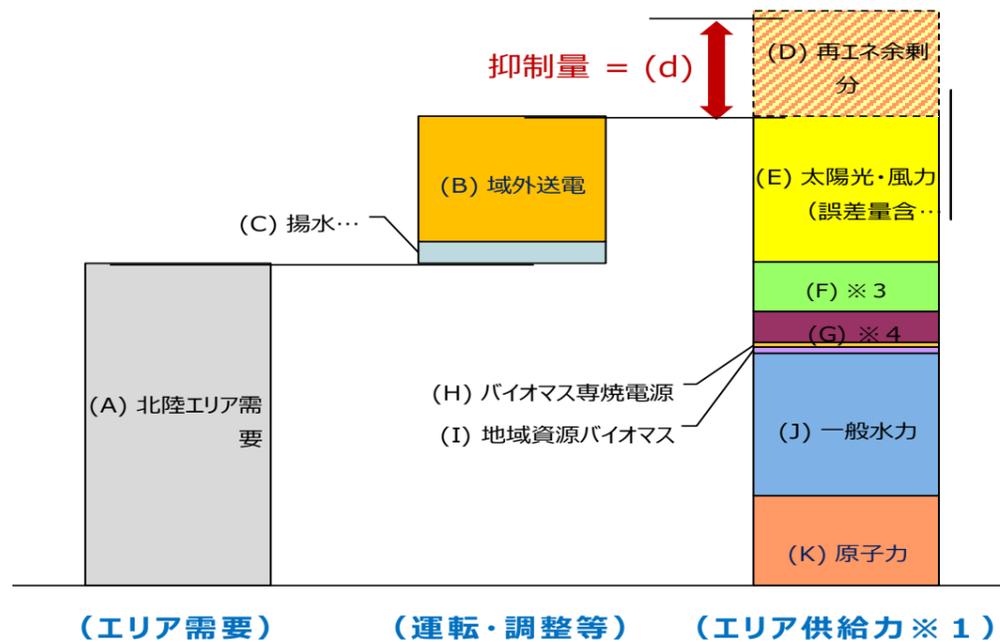
(参考) 当日の需給実績

[万kW]

場所		北陸エリア	
制御量最大時刻		3月23日(日) 13時~13時30分	
天候・気温	天候	晴	
	気温 (°C)	18.0	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要	222.1	
	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)	47.5
		(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)	11.7
		(K) 原子力	0.0
		(J) 一般水力	72.0
		(H) バイオマス専焼電源	7.2
		(I) 地域資源バイオマス	3.1
		(E) 太陽光 (抑制量含む) 風力 (抑制量含む)	100.7
			0.9
	エリア供給力計		243.2
	揚水運転等 (C) 揚水式発電機の揚水運転	▲ 12.3	
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	2.2		
抑制 (D) 太陽光・風力抑制	▲ 10.9		
供給力計		222.1	

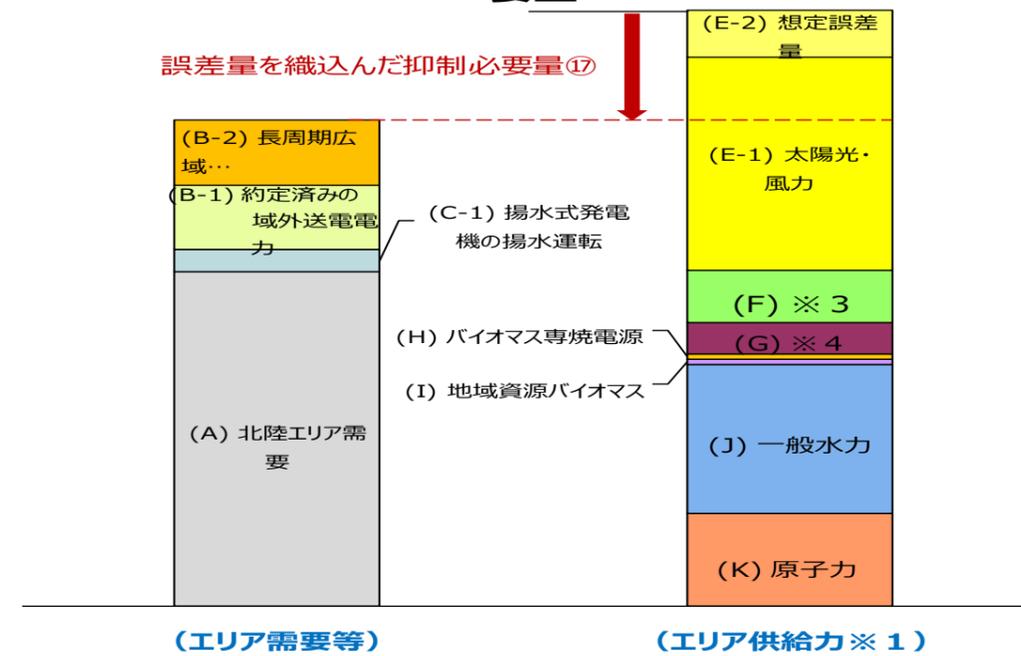
○需給状況 (別紙1) ・当日の需給実績 (別紙3) のイメージ図

エリア需要等・エリア供給力



○必要性 (別紙1) のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



- ※ 1 : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
- ※ 2 : 北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。
- ※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。
- ※ 4 : 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。

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

～北陸電力送配電編～

2025年4月28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) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等およびバイオマス専焼の出力抑制に関する調整状況

1. 検証方法（1）

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

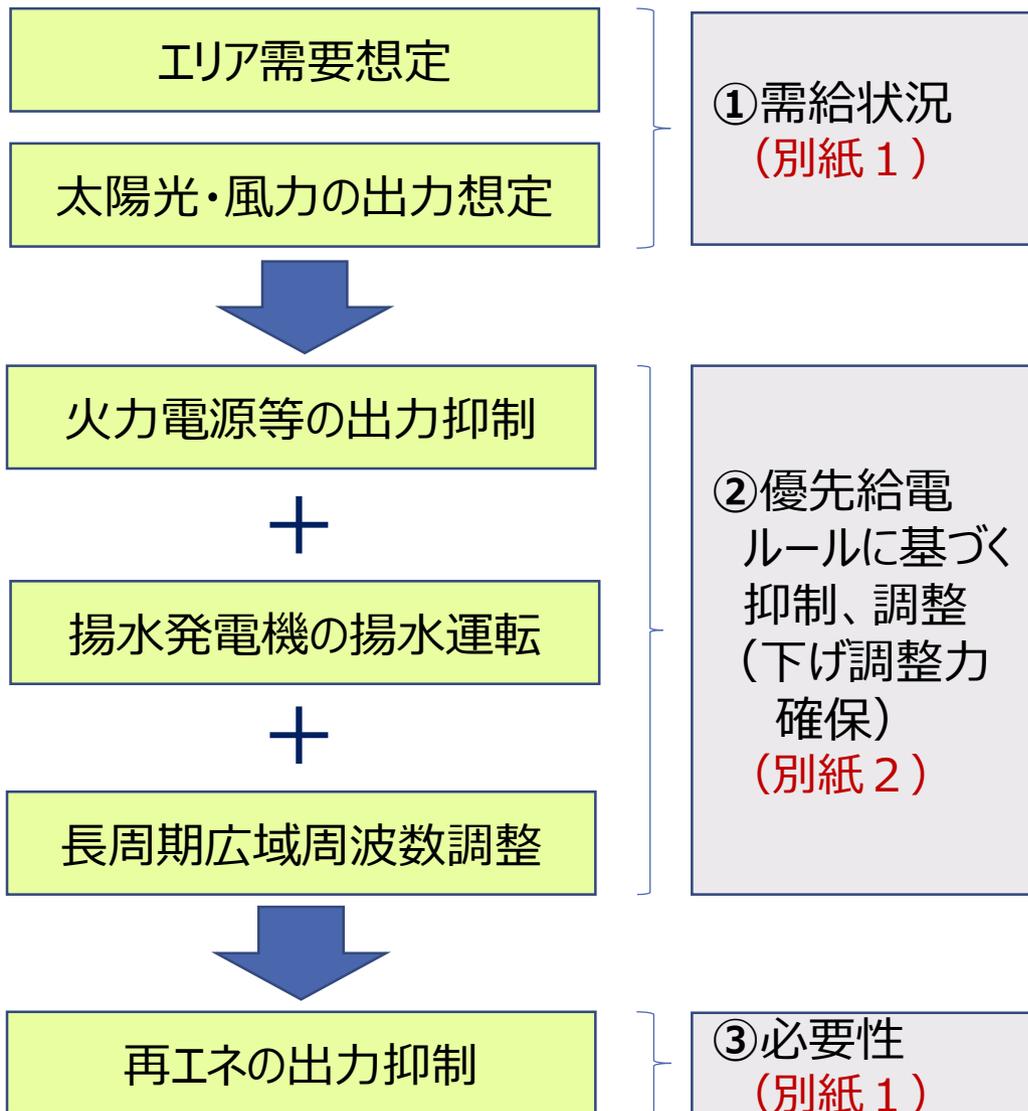
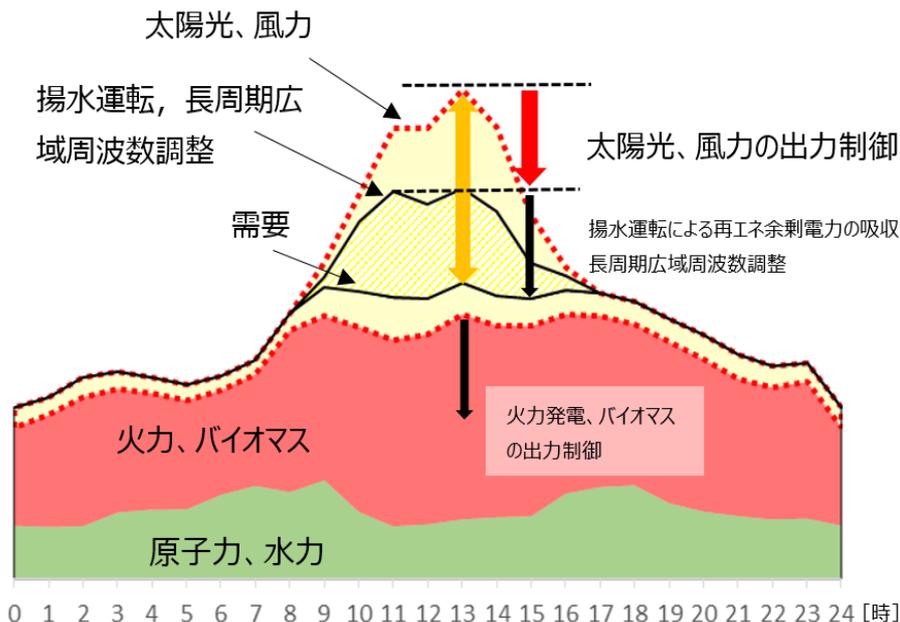
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

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

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

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

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

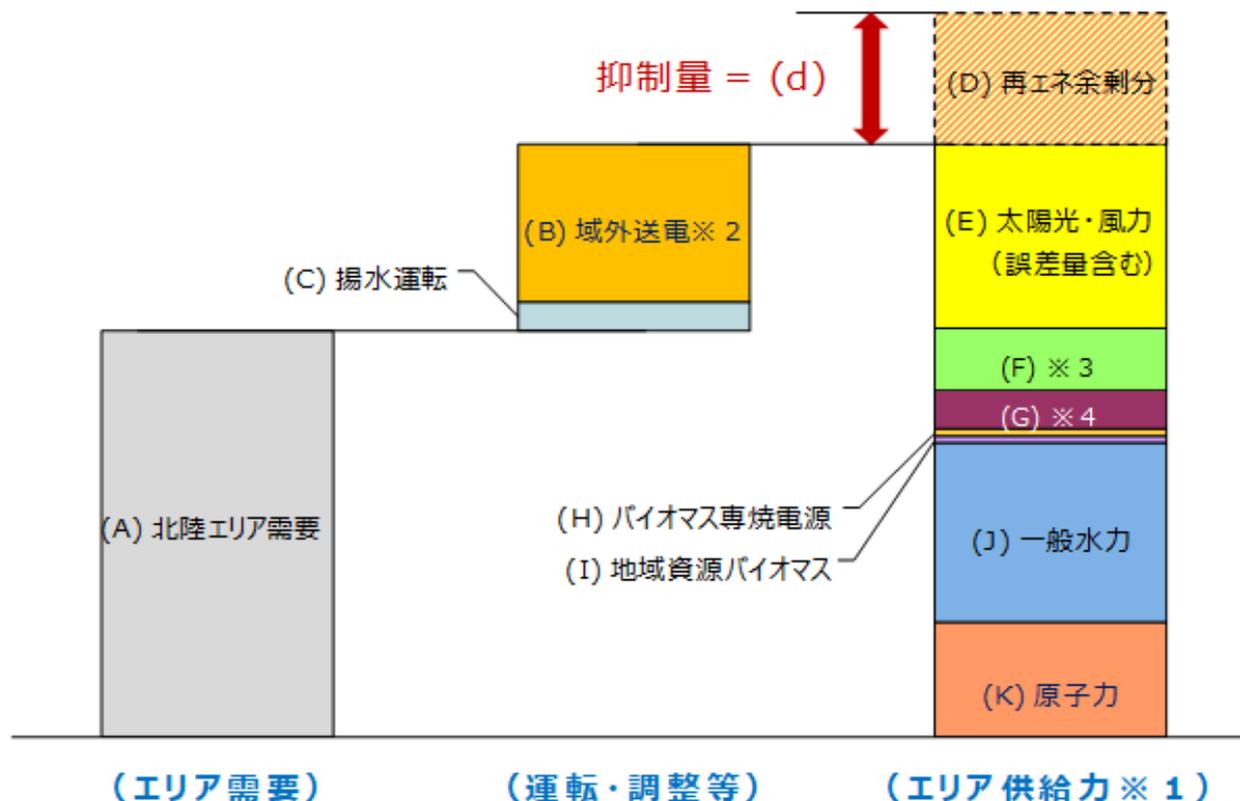
⑦ 長期固定電源の出力抑制

（※）北陸エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

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 : 北陸関西間連系線および中部北陸間連系設備の運用容量相当。

※ 3 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等。

※ 4 : 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。

3. 需給状況（2）エリア需要想定

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過去の需要実績と金沢市の平均気温実績を元に**最大需要・最小需要**の気温相関（気温感応度）を作成

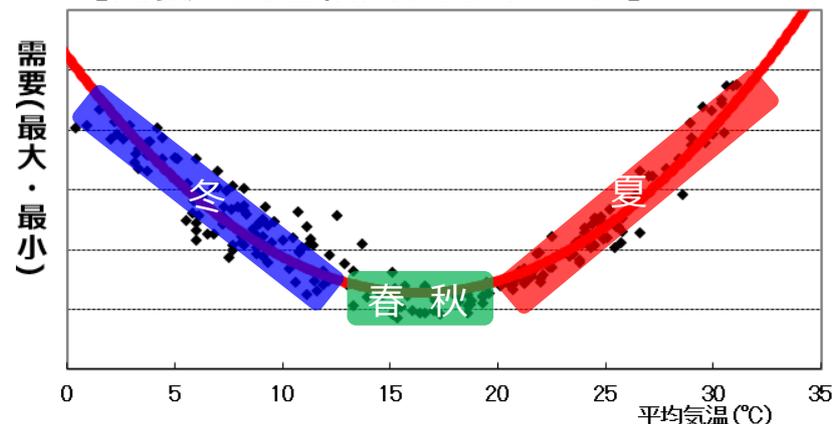


②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に**最大需要・最小需要**を想定

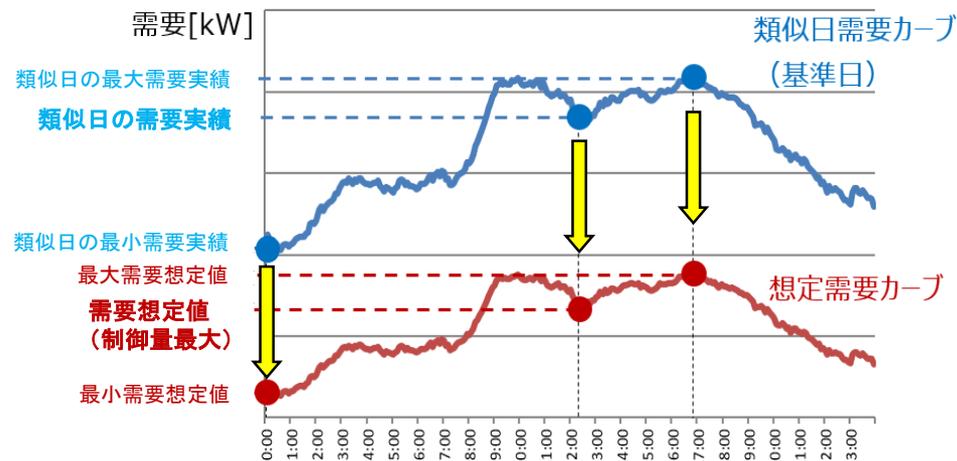


③過去の類似日の需要カーブを、想定した**最大需要・最小需要**を基に補正し、24時間の需要カーブを想定

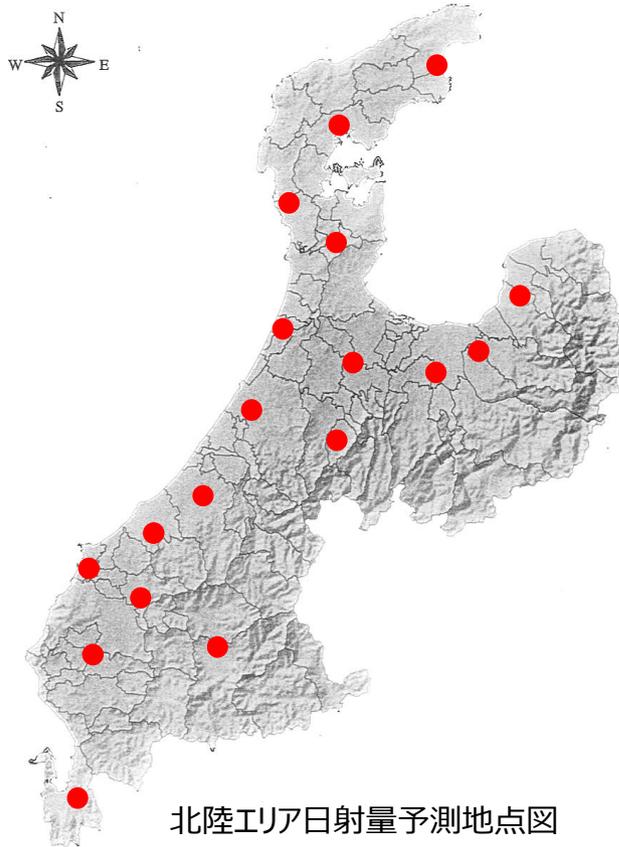
【需要の気温相関グラフィイメージ】



【需要カーブ想定イメージ】



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、地点別に算出した合計値を、北陸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。



地点 1

日射量予測値（※1） ①～③

×

出力換算係数 = (※2) ①②③
換算係数×合成過積載率×積雪係数

×

発電設備容量（※3） ①②③

エリア 1～18地点

(エリア1～18地点の出力合計値)(※4)

北陸エリア 太陽光出力想定値

(※1)

気象会社から制御対象日の前日11時に提供された、抑制当日の地点別の日射量予測値(30分値)。

(※2)

- 換算係数：
日射量実績と発電実績を非過積載ベースで三区分別（①～③）・月別に計算した値
- 合成過積載率：
各過積載設備の過積載率を三区分別（①～③）に設備容量で加重平均した値（非過積載設備の過積載率は1とする）
- 積雪係数：
積雪による出力減を考慮した値（冬季のみ）

(※3)

制御対象日の三区分別（①～③）、地点別の太陽光発電設備容量。

(※4)

個別特高連系箇所、高圧以下18地点の合計値よりエリア太陽光出力を算出。

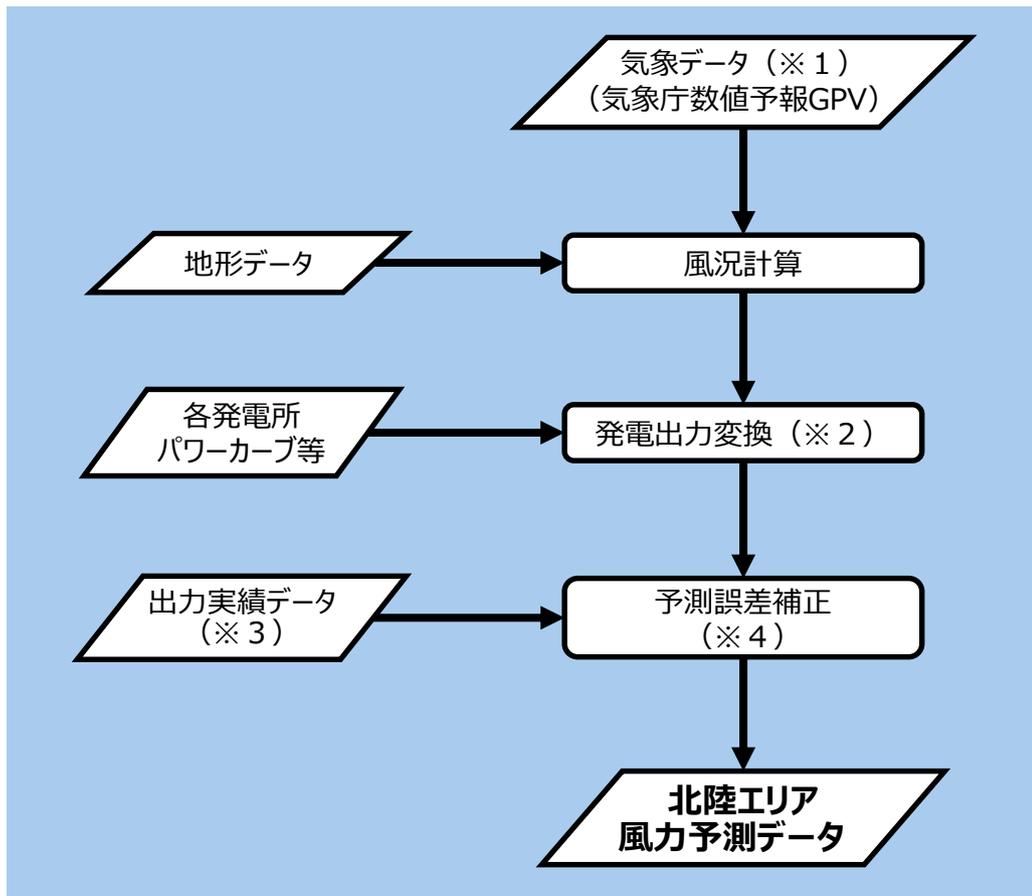
(凡例) ①：特高

②：高低圧10kW以上

③：低圧10kW未満

風力発電は、最新の気象データおよび風力発電出力実績データを基に、エリア一括で算出した予測値を北陸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。

風力発電出力予測(外部委託)の概要図



- (※1) 気象庁から制御対象日の前日9時に提供された、制御当日の数値予報GPVデータ（1時間値）。
- (※2) 各発電所の発電設備情報（定格出力、メーカ・型式、パワーカブ、ハブ高さ、風車毎の緯度経度等）に基づき発電出力へ換算。
- (※3) 予測誤差補正用として、予測値発表時刻（4時、14時）直前までの風力発電出力実績（10分値）。
- (※4) 過去の出力実績データに基づき学習した、補正効果の異なる複数の統計モデルの組み合わせにより、予測誤差を補正。

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、以下の点を考慮した上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。**

- 点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力確保
- 北陸電力送配電が公表している「系統運用ルール」の規定に基づき、常時の系統容量に対するLFC（※1）調整力2%の確保
- 軽負荷時の電圧維持

(※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。

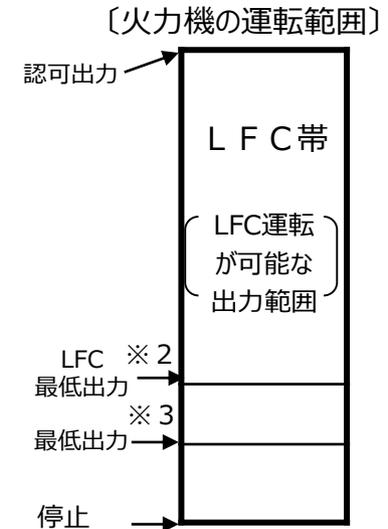
○ 下げ調整力不足時における調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の火力の対応

① 石油火力は全台停止

② 石炭火力・LNG火力

LFC調整力2%の確保と点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保できる必要最低限の運転台数とする。また、LFC調整機以外は最低出力運転とする。

LNG火力はBOG (Boil Off Gas) 消費のため最低1台は運転とする。



- (※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

4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整

- (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の蓄電設備の充電

北陸エリアには、調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の揚水発電機および需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はなし。

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）の火力電源を、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の火力の対応（※2）

① 事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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。

② 自家発電余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で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）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発電事業者は受電地点の値）。

（※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1）参照。

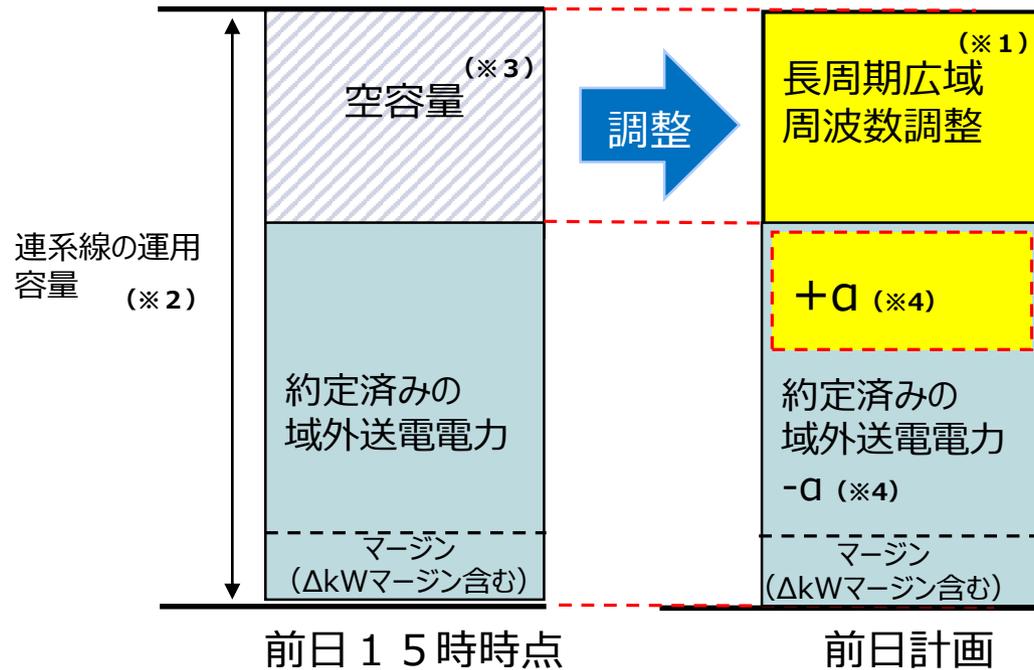
調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等の揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。
日別の状況は「別紙2」参照。

エリア内揚水発電所	揚水動力 (万 kW)
発電所名	
A 発電所	▲12.0

北陸関西間連系線 + 中部北陸間連系設備（北陸フェンス）（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。

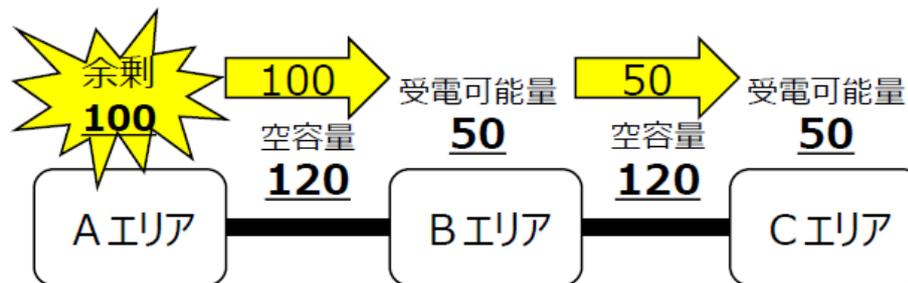
（※ 3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 ΔkW マージン含む）

（※ 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、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（ $= \alpha$ ）

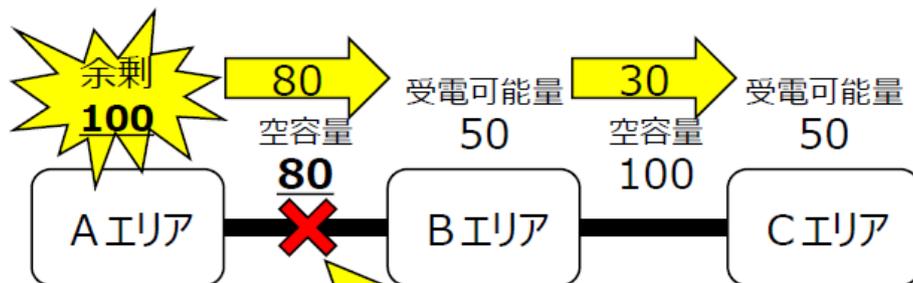
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

(※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。

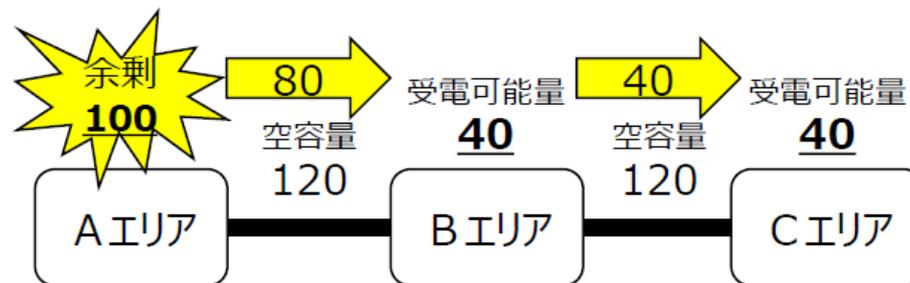
○再エネ出力抑制を回避



○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（※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バイオマス専焼電源の対応（※2）

①事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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。

②自家発電余剰電源

発電機の運用上、操業状況の変動等で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）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値（自家発電事業者は受電地点の値）。

（※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1）参照。

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、北陸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

① 事業用電源

原則、最低出力まで抑制する。

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。

（※）北陸電力送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値。

○ 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、北陸エリアの発電所数

【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】

13
2
3

なっとく！再生可能エネルギー – FIT・FIP制度 よくある質問 – F A Q 5 – 9、Q 5 – 1 0

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

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1」参照。

（※1）想定誤差量として、各出力帯の最大誤差量（表1）を、過去の最大出力実績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、4段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時時点の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

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

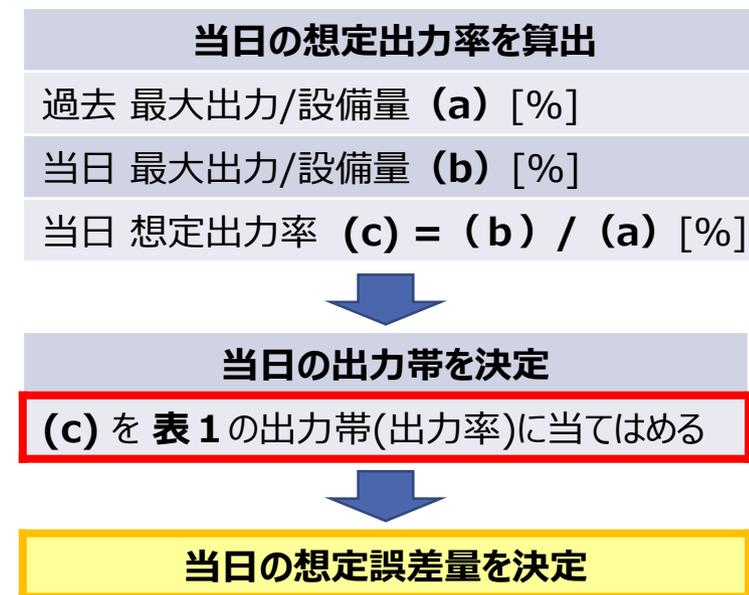
表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

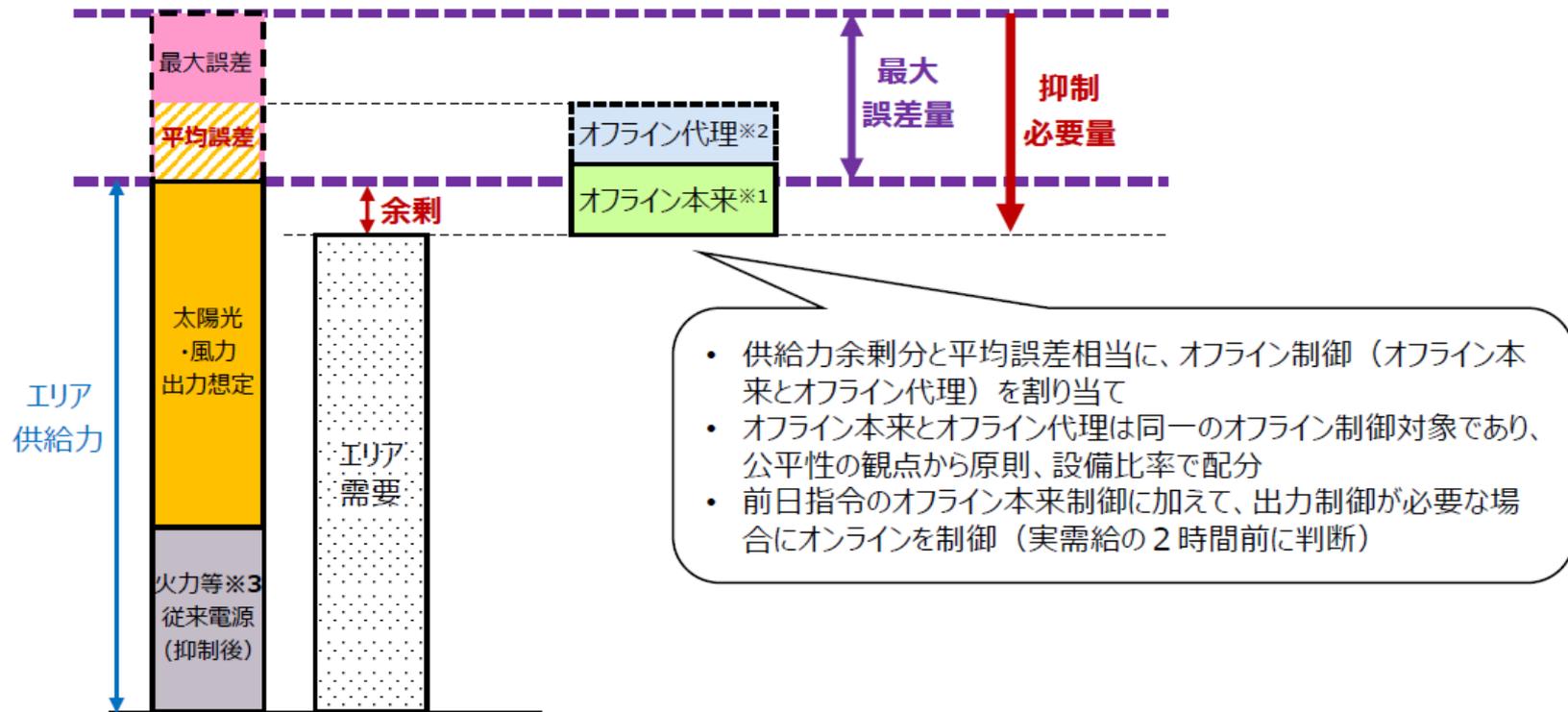
出力帯 (最大出力に対する出力率)		最大誤差量			
		3月(3/1~3/31)			
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	平日	5.7	16.1	21.8
		休日		5.4	11.1
中出力帯1	(60%~90%)	平日	16.6	18.8	35.4
		休日		16.5	33.1
中出力帯2	(30%~60%)	平日	21.1	20.5	41.6
		休日		22.0	43.1
低出力帯	(~30%)	平日	10.7	9.2	19.9
		休日		13.2	23.9

- データ収集期間：2019/4 ~ 2024/3
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

表2 想定誤差量の決定フロー



前項のとおり、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、需給状況に応じてオンライン制御量を調整する。

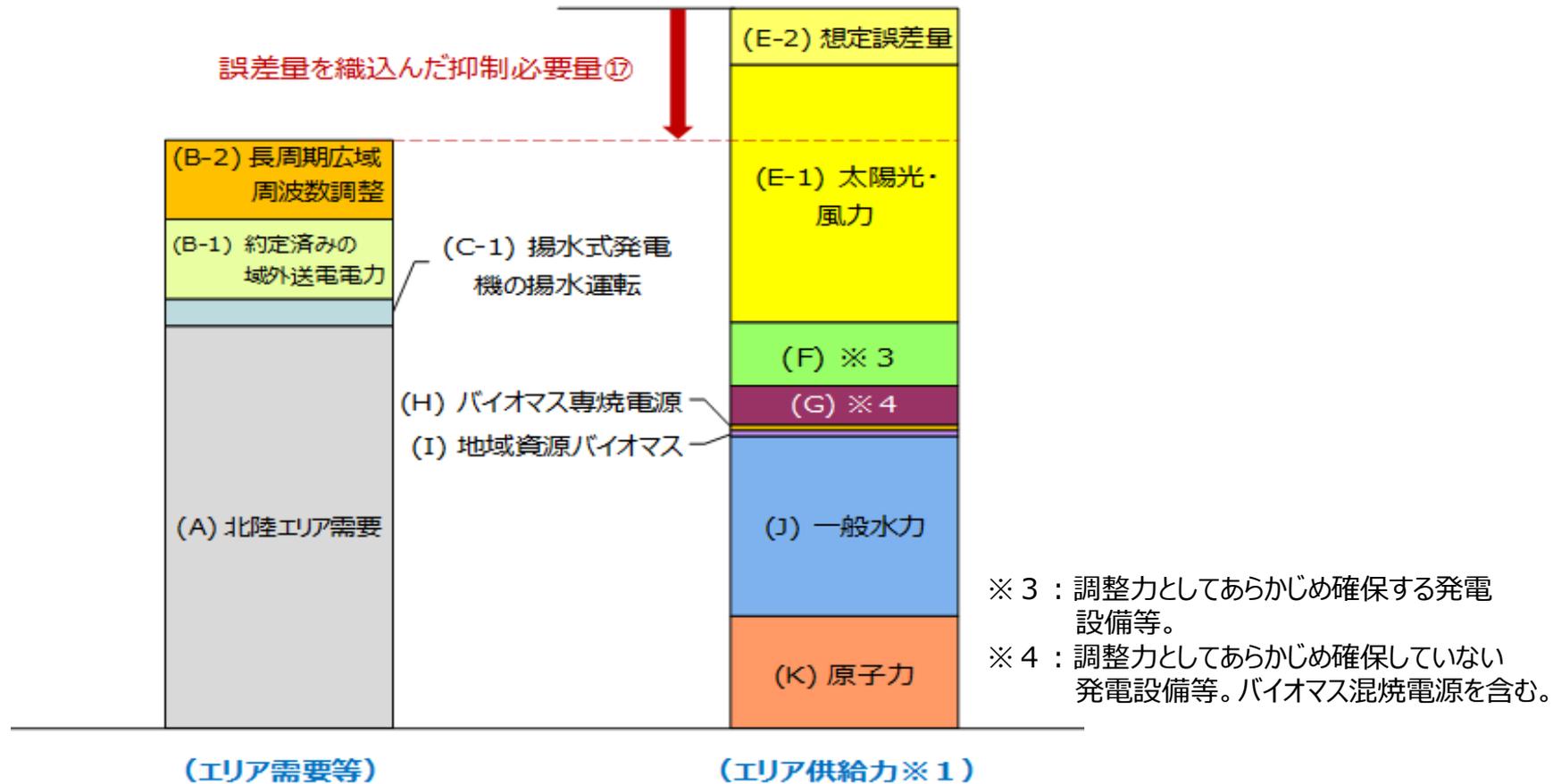


※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらい、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。

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(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。



北陸電力送配電は、優先給電ルールに基づく、北陸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およびバイオマス電源の出力抑制について、9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	最低出力比率 (%)	事業者数	定格出力 [万kW]	最低出力(※1) [万kW]	出力率 [%]	
事業用	①定格出力の 50%以下	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	1	46.3	11.1	24%
		専焼バイオマス	2	8.9	8.2	93%
		地域資源	1	0.6	0.5	83%
自家発	②自家消費相当分 まで抑制※2	調整力としてあらかじめ確保していない 発電設備等	4	—	4.5	—
		専焼バイオマス	1	—	0	—
出力制御対象 合計(※3)		9	55.7	24.3	36%	

(※1) 北陸送配電と各発電事業者との間で合意した最低出力値(受電地点の値)。

(※2) 自家発事業者は、発電機の運用上、一定の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

(※3) 最低出力の合計値は①②から算出(出力率は①から算出)。

北陸エリアにおける需給バランス制約によ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 3 月分)

北陸電力送配電株式会社が 2025 年 3 月に実施した、北陸エリアにおける需給バランス制約によ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

- 3 月 23 日(日) 北陸エリア

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

- [\(添付資料\)北陸エリアにおける需給バランス制約によ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\(2025 年 3 月抑制分\)](#) (PDF) (XXXKB)
- [\(別紙 1~3\) 日別のデータ](#) (PDF) (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 ~北陸電力送配電編~](#)  (XXXXKB)

5.2025 年度以降の北陸エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 北陸エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、第 1 回次世代電力系統 WG(2025 年 1 月 23 日)において再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや北陸エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、北陸電力送配電株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は 8 月に 4~6 月分の検証・公表を行います。
- [\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025 年 1 月 23 日 第 1 回次世代電力系統 WG 資料 2-1\)](#) 

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

関西エリアにおける需給バランス制約によ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3月抑制分 関西電力送配電～

2025年4月28日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 関西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 ～関西電力送配電編～

関西電力送配電は、2025年3月に、関西エリアにおいて需給バランス制約によ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。）の出力抑制を6日間実施した。

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)

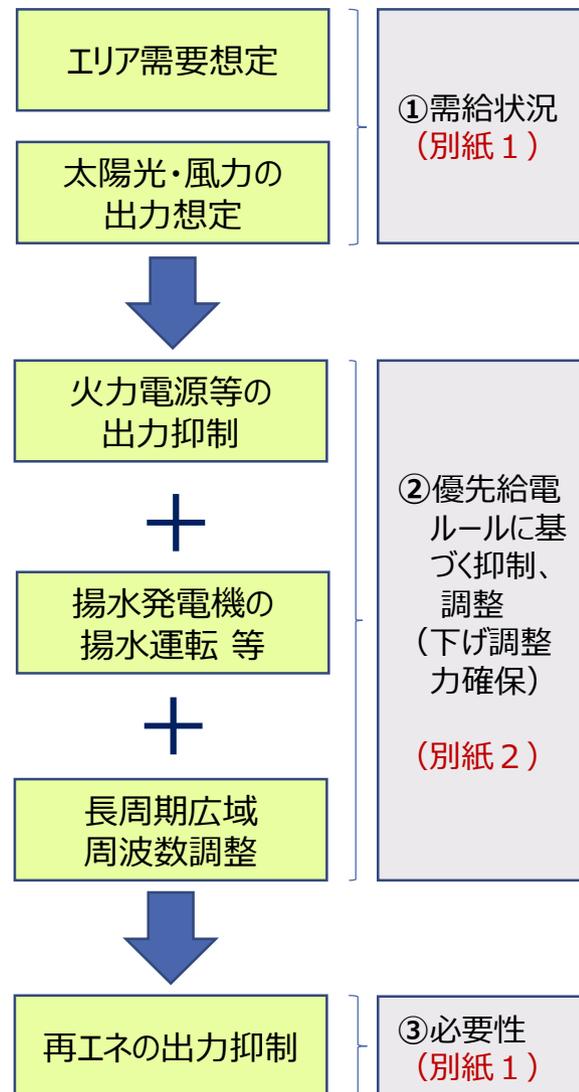
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。
- ・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。



関西電力送配電は、3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	関西エリア				当日指示	
指令日時	2月28日(金) 17時	3月8日(土) 17時	3月21日(金) 17時	3月22日(土) 17時	3月29日(土) 6時	3月29日(土) 17時
抑制実施日	3月1日(土)	3月9日(日)	3月22日(土)	3月23日(日)	3月29日(土)	3月30日(日)
最大抑制量 (※1)	86.3万kW	95.7万kW	149.2万kW	179.0万kW	14.8万kW	173.7万kW
抑制時間	8時～16時	8時～16時	8時～16時	8時～16時	10時30分～12時	8時～16時
関西電力送配電公表サイト	関西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。

4. 総合評価 (1 / 2)

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

評価項目	3月					
	1	9	22	23	29	30
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況					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）	○	△	○	○	○	○
(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と抑制必要量	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	△	○	○	○	○

※ 長周期広域周波数調整が適切に行われたかどうかを評価している。

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力が等しく計画されていた（全抑制日）。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全抑制日）。
(3) 太陽光の出力想定	最新の日射量データで想定できていた（全抑制日）。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全抑制日）。
2. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
(1) 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%や点灯帯の供給力を確保したうえで、燃料制約がある発電機等を除き、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) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	変圧器取替や作業等により運用制約のある発電機を除き、最大限揚水することを確認した（全抑制日）。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	関西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）	3/9は一部の事業者に対する抑制指令を出すことができなかったため、抑制量が減少した（▲0.1万kW）。これは、関西電力送配電においてシステム内の発電事業者情報の誤削除を行ったため。 3/9を除く抑制日について、生産調整や作業等による抑制量の減少がある発電所を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した。
(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）	点検作業がある発電機を除き、翌日計画策定以降の対応となることを確認した。（全抑制日）
(6) 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、連系線に制約がない範囲で他エリアに十分な受電可能な量がなかった。
(7) バイオマス専焼電源	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）。また、3/29は前日段階では抑制指令を行っていなかった電源について、3/29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	事前合意された最低出力に抑制すること、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）。また、3/29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、3/29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。
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と抑制必要量	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**6日間**について、3月9日の（4）を除いて各項目が妥当であったと評価する。3月9日の再エネ出力抑制においても、（4）の一部の発電事業者に対する出力抑制の未実施（0.1万kW）があったものの、前日指令時点で95万kWを超える必要量が見込まれたことから、再エネの出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において、誤削除防止・不具合発覚時の迅速な対応のため再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

- 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、長周期広域周波数調整、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、バイオマス電源抑制で下げ調整力を確保できていたため、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18万kW減少し、太陽光出力想定が約85万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15万kW）を行った。
- 関西電力送配電においては、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、当日指令可能なバイオマス電源の抑制を可能な限り実施するなど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. 3月29日(土)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		1440.4	1481.9	(+ 41.5)
内訳	エリア需要	1374.4	1356.0	(▲ 18.4)
	揚水運転	▲ 346.1	▲ 346.0	(+ 0.1)
	電力貯蔵設備の充電	—	—	—
	域外送電 <small>(マイナスが送電)</small>	283.7	220.1	(▲ 63.6)
	長周期周波数調整	▲ 3.6	—	(+ 3.6)
最低供給力		1440.4	1496.7	(+ 56.3)
内訳	調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	78.9	94.3	(+ 15.4)
	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)	93.1	95.6	(+ 2.5)
	原子力	486.9	486.9	(0.0)
	一般水力	133.2	153.9	(+ 20.7)
	バイオマス専焼電源	32.8	30.1	(▲ 2.7)
	地域資源バイオマス	19.0	19.0	(0.0)
	太陽光	432.9	517.9	(+ 85.0)
	風力	8.5	9.1	(+ 0.6)
	想定誤差量	155.1	89.9	(▲ 65.2)
下げ代不足(再エネ出力抑制量)		0.0	14.8	(+ 14.8)

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、3月9日を除き、妥当であると判断する。3月9日は、一部の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）に対する出力抑制が未実施となっていたものの、再エネ出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

○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するとともに、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（9日の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）を除く）。9日の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）について、一部の発電事業者に対する出力抑制が未実施となっていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

[万kW]

当日計画

場所		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア		関西エリア	
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		3月1日(土) 13時00分～13時30分		3月9日(日) 13時30分～14時00分		3月22日(土) 12時30分～13時00分		3月23日(日) 11時00分～11時30分		3月29日(土) 10時30分～11時00分		3月29日(土) 11時30分～12時00分	
		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】		【需要想定】	
需要想定	年月日(曜日)	2025.3.1(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2025.3.9(日)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2025.3.22(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2025.3.23(日)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2025.3.29(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価	2025.3.29(土)	機械学習した需要想定モデルに気象予想・カレンダー情報を入力し、「最大需要-平均気温の相関図」や他手法結果も踏まえ総合評価
	天候	晴		晴		晴		晴		晴		晴	
	気温(℃)	16.2		12.7		18.1		18.8		12.0		12.1	
	需要想定値(※の時刻の需要)①	1452.6		1391.2		1388.2		1227.4		1374.4		1356.0	
太陽光の出力	日射量予測値(MJ/m ²)	2.5		2.5		3.0		3.0		2.2		2.6	
	出力換算係数(kWh/kw/m ² /kw)	特高 1.019~1.028 高低圧(全量・余剰) 0.963~0.968		1.028~1.037 0.968~0.975		1.022~1.025 0.962~0.964		1.045~1.052 0.977~0.979		1.039~1.045 0.978~0.983		1.032~1.045 0.975~0.982	
	出力想定値(万kW)	②特高+高低圧(全量・余剰) 493.1		486.1		579.5		588.6		432.9		517.9	
	合計④	493.1		486.1		579.5		588.6		432.9		517.9	
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高 21.5 高圧以下 0.4		21.5 0.4		21.5 0.4		21.5 0.4		21.5 0.4		22.5 0.4	
	出力想定値(万kW)	③特高+高圧以下 0.1		10.1		1.7		2.9		8.5		9.1	
	合計⑤	0.1		10.1		1.7		2.9		8.5		9.1	
		【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)	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	262.7		79.2		86.4		75.9		78.9		94.3	
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力等)	93.0		88.4		93.7		109.4		93.1		95.6	
	(L) 原子力	567.9		487.0		486.9		486.9		486.9		486.9	
	(J) 一般水力	46.6		44.4		41.4		43.6		133.2		153.9	
	(H) バイオマス専焼電源	14.3		14.5		13.8		13.8		32.8		30.1	
	(I) 地域資源バイオマス	18.8		21.6		20.3		21.3		19.0		19.0	
	(E-1) 太陽光②	493.1		486.1		579.5		588.6		432.9		517.9	
	(E-2) 風力③	0.1		10.1		1.7		2.9		8.5		9.1	
	(E-2) 想定誤差量	167.1		136.2		119.0		100.1		155.1		89.9	
	エリア供給力計④	1,663.6		1,367.5		1,442.7		1,442.5		1,440.4		1,496.7	
エリア需要等	(A) エリア需要①	1,452.6		1,391.2		1,388.2		1,227.4		1,374.4		1,356.0	
	揚水												
	(C-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)⑤	▲ 404.0		▲ 404.0		▲ 414.8		▲ 414.8		▲ 346.1		▲ 346.0	
	(C-2) 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	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
	(C-3) 電力貯蔵装置の充電⑦	—		—		—		—		—		—	
	域外送電												
	(B-1) 約定済みの域外送電電力⑧	281.9		523.4		509.5		378.7		283.7		220.1	
(B-2) 長周期広域周波数調整⑨	▲ 2.6		0.0		0.0		0.0		▲ 3.6		0.0		
エリア需要等計⑩ = ① - (⑤ + ⑥ + ⑦ + ⑧ + ⑨)	1,577.3		1,271.8		1,293.5		1,263.5		1,440.4		1,481.9		
必要性(万kW)	エリア供給力計④	1,663.6		1,367.5		1,442.7		1,442.5		1,440.4		1,496.7	
	エリア需要等計⑩	1,577.3		1,271.8		1,293.5		1,263.5		1,440.4		1,481.9	
	判定	○		○		○		○		○		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑪ = (⑥ - ⑩)	86.3		95.7		149.2		179.0		0.0		14.8	

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) 上げ調整力確保 (e) 燃料促進制約 (i) 遠隔制御不可 (m) 機器トラブルによる停止不可 (q) 事業者の発電下限設定誤り
 (b) 翌日兼走以降対応のため (f) 2Tr-Bタップ洗滌発生に伴う揚水不可(2/7~3/1) (j) 2号託送計量器設置工事(3/24~4/24) (n) 普通点検 (r) システム内の発電事業者情報の誤削除による抑制量減少
 (c) 他供給区域の受電可能量不足 (g) 生産調整のため (k) 轉變温度上昇に伴う調査・復旧 (o) 弁テスト (s) システム内の発電事業者情報の誤削除による抑制量減少
 (d) 変圧器取替工事(9/5~2025/3/25) (h) 事業者確認中 (l) TSO作業に伴う運転制約 (p) 河川法申請に伴う合格通知未発に伴う停止(3/21~4/25)

[万kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	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(※)	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	石炭	0.0	168.1	168.1	(e)	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		
	LNG	姫路第一	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		0.0	0.0	0.0	
		姫路第二	78.3	78.3	0.0		62.9	62.9	0.0		61.0	61.0	0.0		59.6	59.6	0.0		62.6	62.6	0.0		62.1	62.1	0.0		61.5	61.5	0.0	
		南港	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		0.0	0.0	0.0	
		堺港	16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		25.4	25.4	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0		16.3	16.3	0.0	
		泉北第一	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	15.9	15.9	(m)	0.0	15.9	15.9	(m)
石油	赤穂	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		0.0	0.0	0.0		
	御坊	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		0.0	0.0	0.0		
	綾部 E C	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		0.0	0.0	0.0		
	大津 E C	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		0.0	0.0	0.0		
合計	94.6	262.7	168.1	—	79.2	79.2	0.0	—	86.4	86.4	0.0	—	75.9	75.9	0.0	—	78.9	78.9	0.0	—	78.4	94.3	15.9	—	77.8	93.7	15.9	—		

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)				
発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	揚水動力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(※)	
調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	大河内	1	▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0	
		2	▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0		▲33.6	▲33.6	0.0	
		3	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0	
		4	▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0		▲39.3	▲39.3	0.0	
	美多々良木	1	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(p)	▲32.3	0.0	32.3	(p)	▲32.3	0.0	32.3	(p)
		2	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(d)	▲32.3	0.0	32.3	(p)	▲32.3	0.0	32.3	(p)	▲32.3	0.0	32.3	(p)
		4	▲32.3	0.0	32.3	(f)	▲32.3	0.0	32.3	(f)	▲32.3	0.0	32.3	(f)	▲32.3	0.0	32.3	(f)	▲32.3	0.0	32.3	(l)	▲32.3	0.0	32.3	(l)	▲32.3	0.0	32.3	(l)
		5	▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0	
		6	▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0		▲40.3	▲40.3	0.0	
		喜撰山	1	▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0		▲24.3	▲24.3	0.0
	奥吉野	1	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	0.0	21.5	(i)	▲21.5	0.0	21.5	(i)	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		2	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		3	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		4	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		5	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
		6	▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0		▲21.5	▲21.5	0.0	
	合計	▲500.9	▲404.0	96.9	—	▲500.9	▲404.0	96.9	—	▲500.9	▲414.8	86.1	—	▲500.9	▲346.1	154.8	—	▲500.9	▲346.1	154.8	—	▲500.9	▲346.1	154.8	—	▲500.9	▲346.1	154.8	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)			
対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	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(※)	
蓄電池の充電	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)			
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(※)	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
火力等	91.0 [34%]	93.0	2.0	(g)	71.7 [34%]	88.4	16.7	(g),(o),(q),(r)	93.3 [34%]	93.7	0.5	(g)	93.6 [34%]	109.4	15.8	(g),(o),(q)	93.0 [34%]	93.1	0.1	(g),(q)	95.5 [35%]	95.6	0.1	(g),(q)	94.9 [35%]	119.6	24.7	(o)	
※火力発電設備の維持停止等考慮した抑制日の最低出力	(150.7) [35%]				(150.7) [35%]				(150.7) [35%]				(150.7) [35%]				(150.7) [35%]				(149.1) [35%]				(150.7) [35%]				
() 内は、全設備運転時	[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				[35%]				

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)			
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	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(※)	
揚水	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(b)	▲10.7	0.0	10.7	(n)	▲10.7	0.0	10.7	(n)	▲10.7	0.0	10.7	(n)	

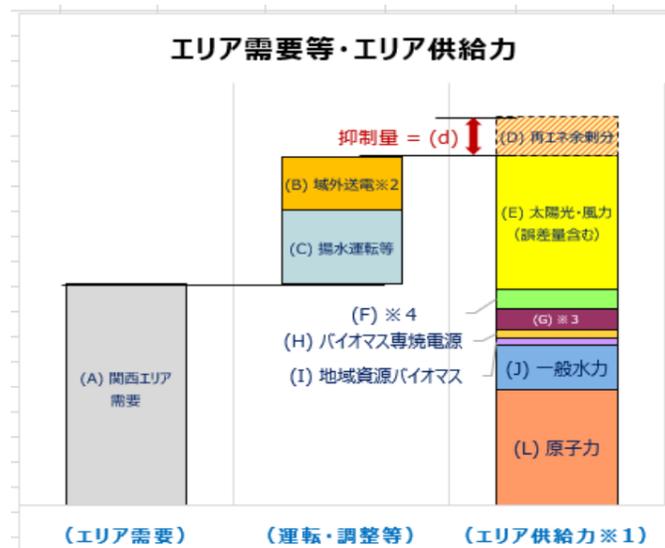
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		3月1日(土)				3月9日(日)				3月22日(土)				3月23日(日)				3月29日(土)				3月29日(土)				3月30日(日)			
地域間連系線	前日15時時点の空容量① ※2 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※2 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※2 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※2 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	前日15時時点の空容量① ※2 (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 ※2 (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 ※2 (運用容量)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
中部関西間連系線 (三重近江線)	220.6 (250.0)	0.0	▲220.6	(c)	232.6 (200.0)	0.0</																							

(参考) 当日の需給実績①

[万kW]

場所		関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	関西エリア	
下げ調整力最小時刻		3月1日(土) 13時30分~14時00分	3月9日(日) 13時30分~14時00分	3月22日(土) 12時30分~13時00分	3月23日(日) 12時30分~13時00分	3月29日(土) 11時30分~12時00分	3月30日(日) 12時00分~12時30分	
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	晴	雨	
	気温(℃)	17.3	12.2	18.7	20.0	12.9	10.3	
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要	1,383.9	1,385.4	1,346.5	1,214.3	1,376.6	1,306.5	
	(F) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	274.0	100.5	88.9	73.3	72.5	68.6	
	(G) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(火力等)	112.5	96.1	118.8	114.6	134.8	158.4	
	(L) 原子力	569.1	488.2	488.4	488.2	488.7	488.6	
	(J) 一般水力	46.4	45.9	40.7	44.9	147.5	117.5	
	(H) バイオマス専焼電源	11.7	11.7	13.8	13.8	26.2	25.2	
	(I) 地域資源バイオマス	21.9	25.0	19.5	20.6	18.2	17.6	
	(E) 太陽光(抑制量含む)	461.6	470.5	588.6	590.1	538.8	345.3	
	(E) 風力(抑制量含む)	0.6	7.5	0.6	0.4	5.6	5.4	
	エリア供給力計		1,497.9	1,245.3	1,359.3	1,345.9	1,432.3	1,226.4
	揚水運転等	(C) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	▲ 347.5	▲ 316.6	▲ 356.4	▲ 354.2	▲ 194.5	▲ 257.8
	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	334.0	526.0	461.8	424.4	155.2	420.2
抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 100.5	▲ 69.3	▲ 118.3	▲ 201.8	▲ 16.4	▲ 82.3	
供給力計		1,383.9	1,385.4	1,346.5	1,214.3	1,376.6	1,306.5	

○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 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当
- ※ 3 : 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
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

○必要性(別紙1)のイメージ図

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



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

～関西電力送配電編～

2025年4月28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の蓄電設備の充電
 - (4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力等）
 - (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) 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

1. 検証方法（1）

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

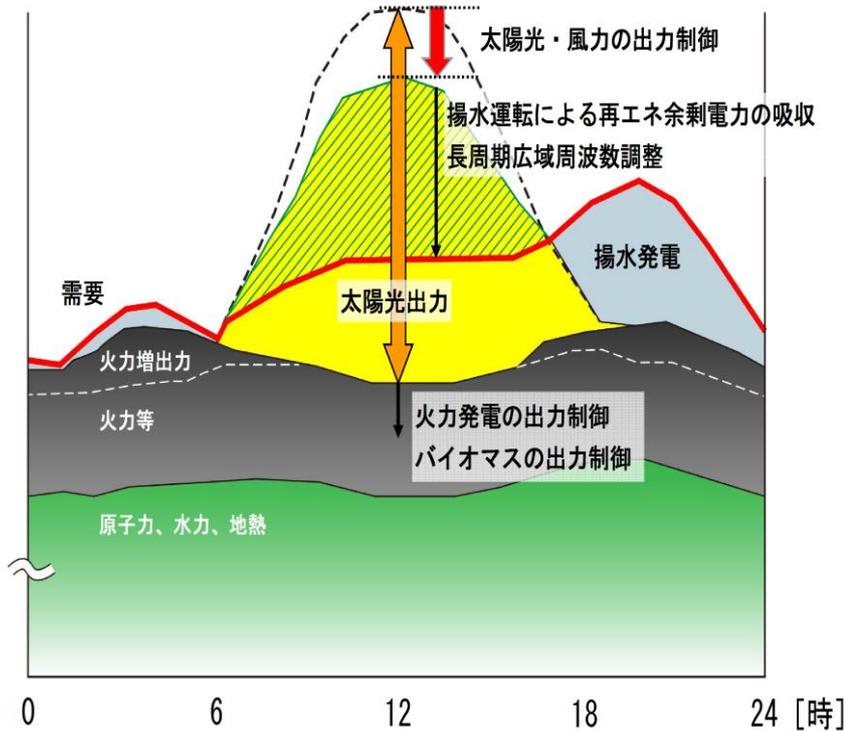
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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、

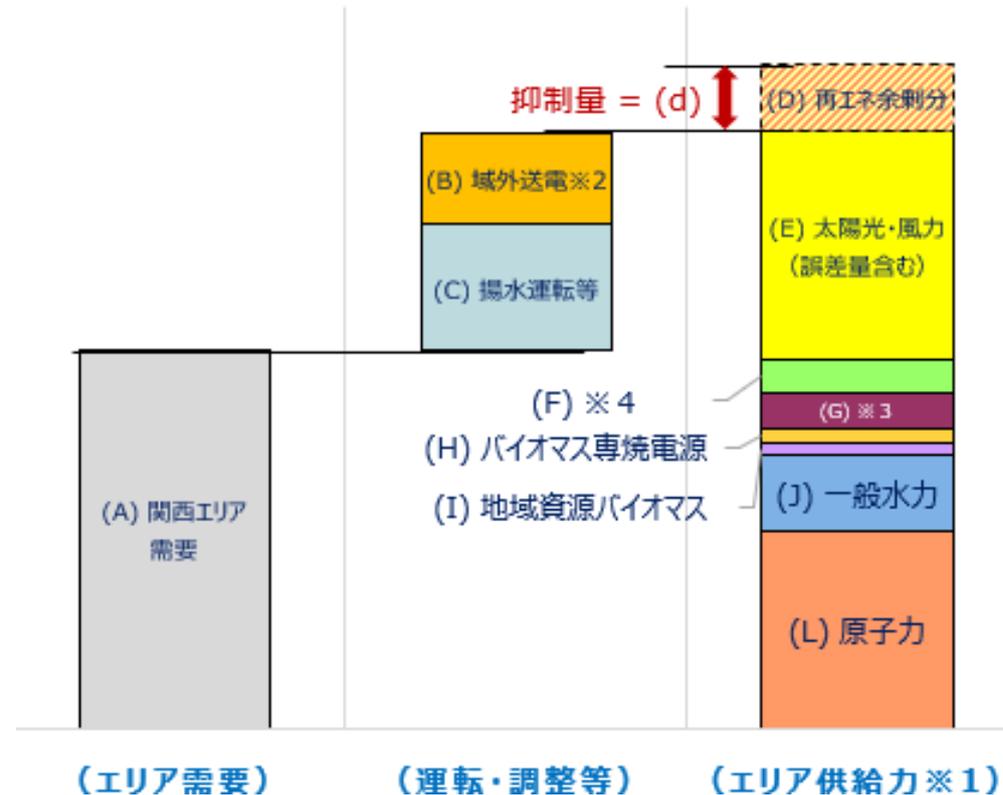
(ウ) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電

- 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

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

エリア需要等・エリア供給力



- ※ 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 : 中部関西間連系線、北陸関西間連系線、関西中国間連系線、関西四国間連系線運用容量相当
- ※ 3 : 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
- ※ 4 : 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等

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。

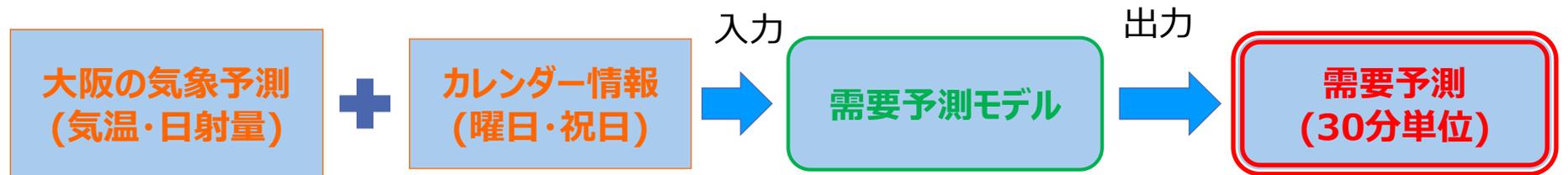
1. 【モデル学習】

- 大阪の気象情報とカレンダー情報、過去の需要実績から、需要予測モデルを作成



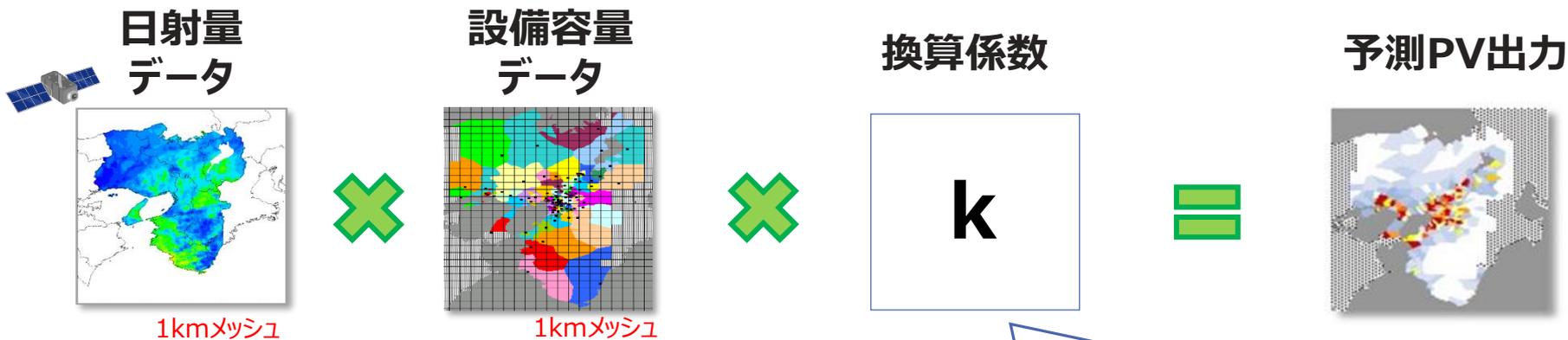
2. 【需要予測】

- 需要予測では、気象予測とカレンダー情報を需要予測モデルへ入力することで需要予測値(30分単位)を作成している。



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

- 日射量予測値と設備容量データおよび換算係数 k を掛け合わせることで、太陽光発電の出力予測値を算出したか確認する。
 - ✓ 日射量データは、衛星画像や数値解析モデルを用いて気象会社にて予測
 - ✓ 換算係数は、過去の発電実績データ（スマメ）と日射量および設備容量から、**時間帯、電圧階級毎で一つの値**を算出
 - ✓ 換算係数を**毎月算出する**ことにより、太陽高度や方角などの月ごとに変化する要素に対応
 - ✓ 設備容量データは、実績から伸び率を考慮し、毎月更新
- 日別の状況は「別紙1」参照。



・現況値～3時間半先予測

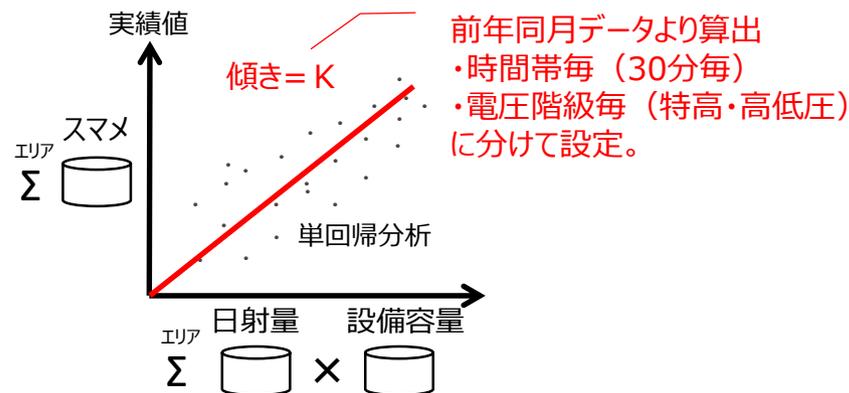
主に衛星画像を用いた予測を実装

・3時間半～72時間先予測

日射量観測データを用いた予測値の統計補正や複数気象モデルを活用した統合予測を実装

(N-2)月末実績からの予測

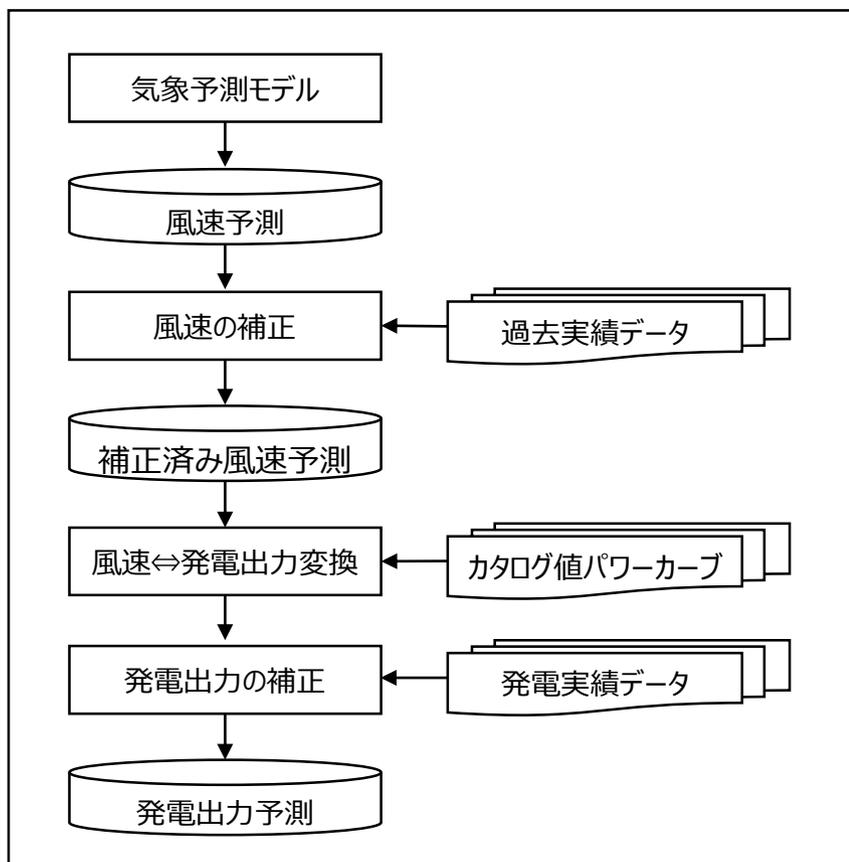
(N-2)月末の設備量の実績から伸び率を考慮し予測（毎月更新）



3. 需給状況（4）風力の出力想定

- 予測対象地点の風速を予測し、各発電所のパワーカーブをもとに予測した風速データを発電出力に変換できているか確認する。
 - ✓ 風速予測は、過去の実績データを活用した風速予測の統計補正および複数気象モデルを活用した統合予測を実装
 - ✓ 発電出力の変換においては、リアルタイム観測データの活用による発電出力の逐次補正を実装
- 日別の状況は「別紙1」参照。

● 風力発電出力予測の概要



● 関西の風力発電所（参考）



● オンラインTMを受信している発電所
(エリアの風力発電設備容量の87%)

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、関西電力送配電が公表している「給電運用・運転業務要綱 第3章 平常時の運用」の規定に基づき、常時の系統容量に対する下げ代調整力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。

○ 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。

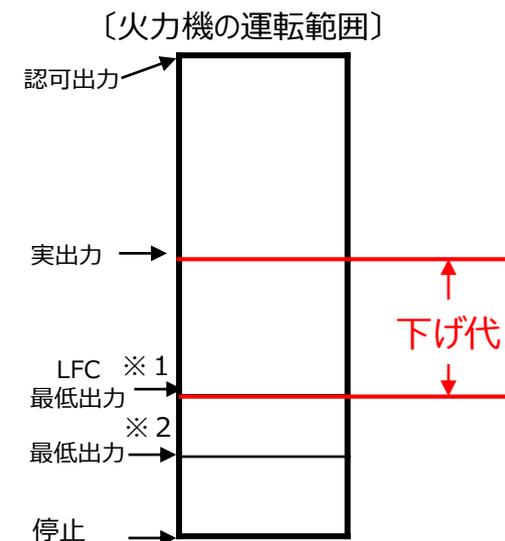
③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、下げ代調整力(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。

④ 可変速揚水

可変速揚水にて火力で確保している下げ代調整力(2%)を持ち替え

L F C 2%の調整力を確保する。



※1 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

※2 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、関西エリアには需給バランス改善用の蓄電設備に該当する設備はない。

日別の状況は「別紙2」参照。

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
大河内	1	33.6
	2	33.6
	3	39.3
	4	39.3
奥多々良木	1	32.2
	2	32.2
	4	32.2
	5	40.3
	6	40.3
小計		323.0

揚水発電所		揚水動力 (万kW)
発電所名	号機	
喜撰山	1	24.3
	2	24.3
奥吉野	1	21.5
	2	21.5
	3	21.5
	4	21.5
	5	21.5
	6	21.5
小計		177.6

合計：500.6 (万kW)

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）の火力発電所等を、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の対応

火力電源等（※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。

（※1）関西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）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。

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

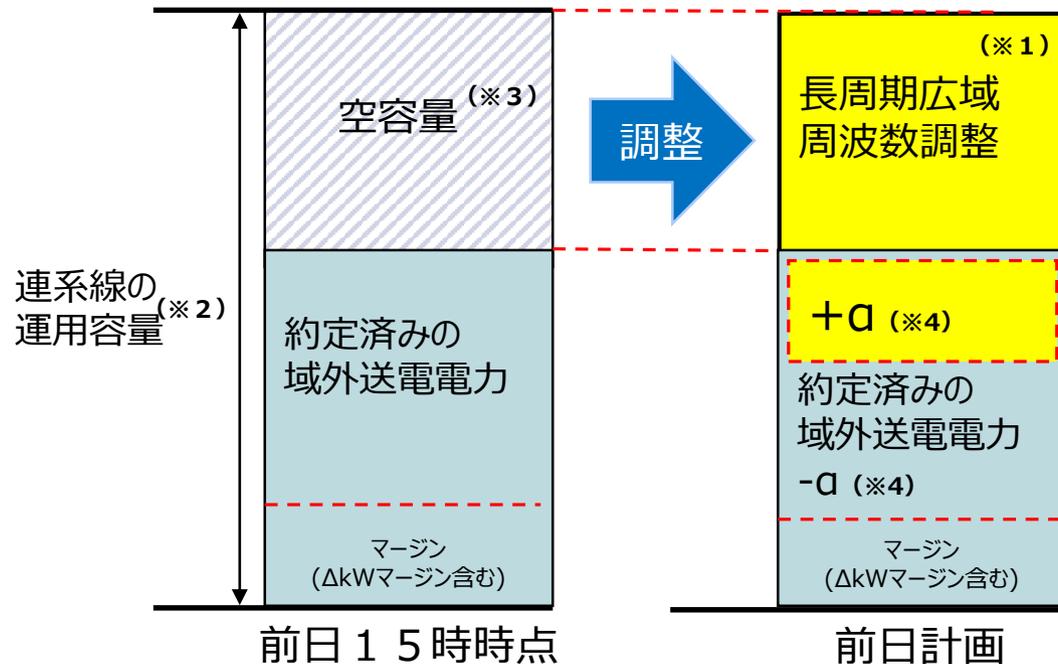
日別の状況は「別紙 2」参照。

揚水発電所 発電所名	揚水動力 (万kW)
A発電所	▲10.7

中部関西間連系線（三重東近江線）、北陸関西間連系線（越前嶺南線）、関西中国間連系線（山崎智頭線、東岡山幹線）、関西四国間連系線（阿南紀北直流幹線）（以下、「連系線」という。）の空容量が、前日15時時点において残存する場合には、長周期広域周波数調整（※1）によって、再エネ電力を**空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を最大限域外送電**する計画としたか確認する。

日別の状況は「別紙2」参照。

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



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

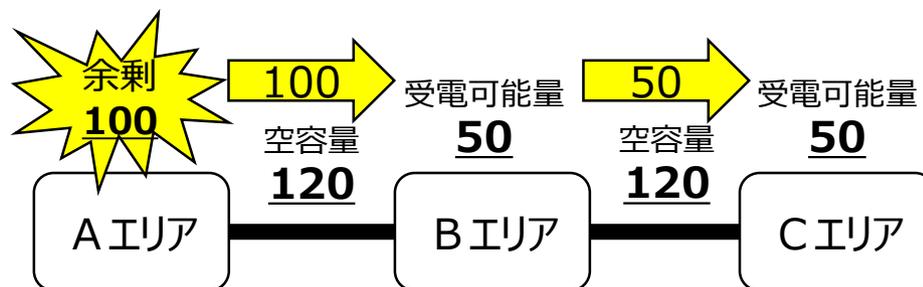
（※3）空容量
 = 運用容量 - 約定済みの域外送電電力 - マージン（需給調整市場による連系線確保量 Δ kWマージン含む）

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

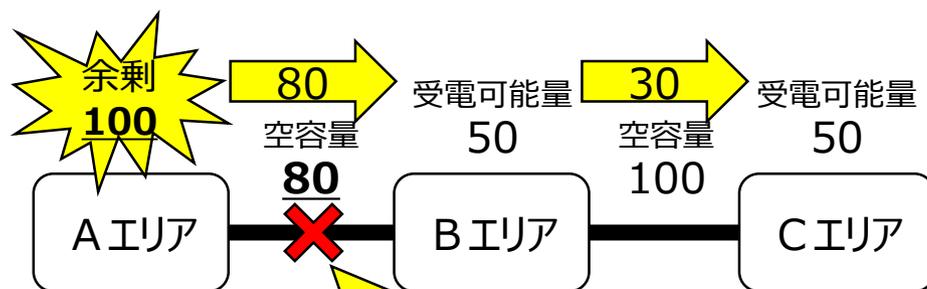
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

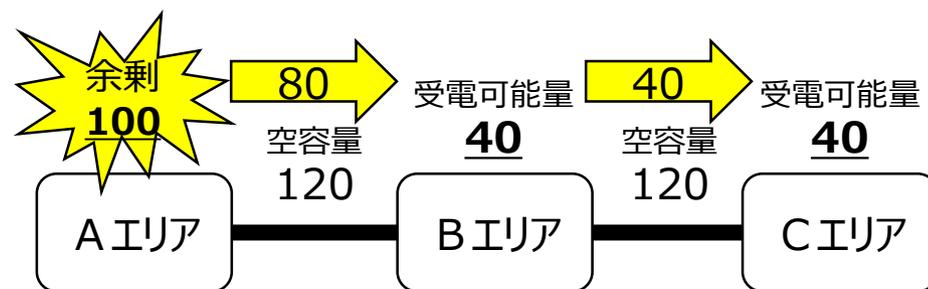
○再エネ出力抑制を回避



○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。

（※） 関西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、関西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。

（※） 関西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、 関西エリアの発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵等が困難（ゴミ焼却発電等）	76
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	6
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 5－9、5－10

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

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、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、過去最大出力を超過しない範囲で織り込む。
適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（前日12時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算出し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

一方、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。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

表2 想定誤差量の決定フロー

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大誤差量 (11:30~12:00)		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	31.6	9.2	40.8
中出力帯1	(67.5%~90%)	42.9	112.2	155.1
中出力帯2	(45%~67.5%)	98.7	104.7	203.4
低出力帯1	(22.5%~45%)	142.5	48.1	190.6
低出力帯2	(~22.5%)	28.1	151.5	179.6

当日の想定出力率を算出
当日出力想定値/過去最大出力値 (a) [%]

↓

当日の想定誤差量を決定

(a) を表1の出力帯(出力率)に当てはめる。

↓

当日の想定誤差量を決定

- ・ データ収集期間：2020/4 ~ 2024/3
- ・ 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

2024年4月に当日の見直しにおいて出力制御が必要となった事例があり、需要の下振れに加えて、時間前市場取引による連系線受電潮流が増加したことが要因であった。

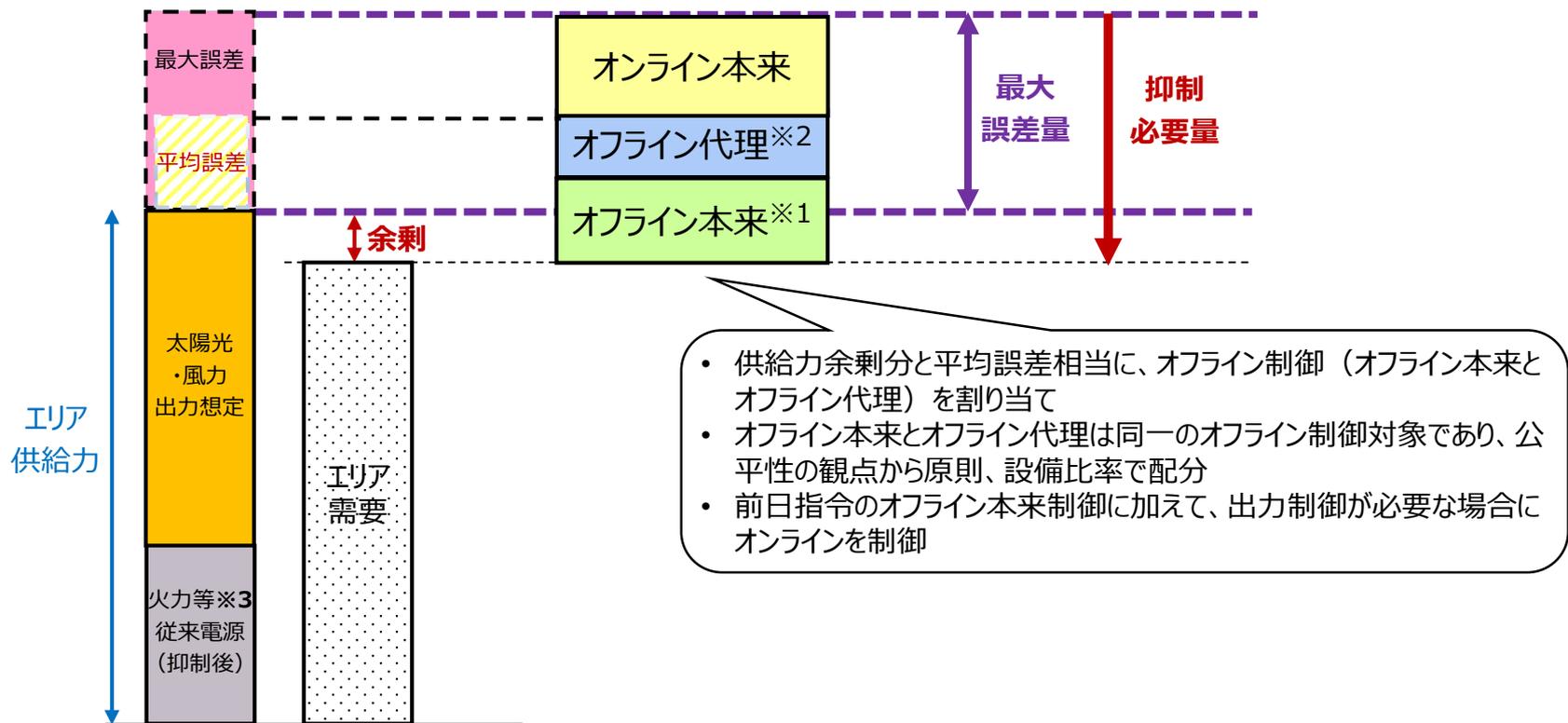
このような時間前市場取引の影響による連系線を通じた供給力の増加状況を踏まえ、前日段階での出力制御量の算定において時間前市場取引の約定分を考慮するよう、想定誤差に時間前市場取引による連系線受電潮流増加量（想定）を追加した。

各月における時間前取引における連系線受電想定潮流（2024）年度

時間前約定想定量(万kW)

4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
40.1	29.9	54.4	40.0	0.0	49.7	67.1	25.3	78.2	8.5	77.5	30.9

P18のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「**最大誤差量**」で評価する。
なお、出力抑制指令は供給力余剰分と平均誤差相当までをオフライン制御に割り付け、当日の出力制御必要量が前日指令した出力制御量を上回る場合は、需給状況に応じオンライン制御量を調整する。



※1:旧ルール500kW以上の太陽光ほか

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

※3:前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

6. 再エネの出力抑制を行う必要性

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(火力)の抑制、揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。

日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量



関西電力送配電は、優先給電ルールに基づく、関西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出力抑制について、40発電所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]

抑制時の出力		発電所数	定格出力	最低出力（出力率（%））	
① 定格出力の50%以下	火力等	22	432.2	133.8	（30.9%）
	バイオマス※1	5	0.8	0.2	（22.2%）
② 定格出力の50%超過	火力等	7※2	61.0	44.6	（73.2%）
	バイオマス※1	9	36.7	27.5	（74.9%）
計		43	530.7	206.0	（38.8%） ※3

(※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は、優先給電ルールに基づき出力抑制対象外。

(※2) 機器の特性上または出力制御時の燃料調達体制に支障を来たさない範囲での最低出力としているが他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、最低出力50%以下への引下げについて、継続協議を行っていく。

(※3) 出力の合計値は①②の合計。

関西エリアにおける需給バランス制約によ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3月分)

関西電力送配電株式会社が2025年3月に実施した、関西エリアにおける需給バランス制約によ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ため、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 3月 1日(土) 関西エリア
- 3月 9日(日) 関西エリア
- 3月 22日(土) 関西エリア
- 3月 23日(日) 関西エリア
- 3月 29日(土) 関西エリア (※1)
- 3月 30日(日) 関西エリア

(※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、3月9日(土)実施分を除き、妥当であったと判断する。

3月9日(土)については、一部発電事業者に対する出力抑制が未実施であったものの、前日指令時点で見込まれた再エネ出力抑制必要量から出力抑制自体は不可避であった。関西電力送配電において、今回事象に対する再発防止策を講じることとしており、本機関は、その確実な実施を要請している。

また、3月29日(土)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、長周期広域周波数調整等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、太陽光出力想定が増加等があり、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

- [\(添付資料\)関西エリアにおける需給バランス制約によ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\(2025年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~関西電力送配電編~](#)  (XXXXKB)

5. 2025年度以降の関西エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 関西エリアの再エネ出力抑制検証結果の公表については、第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや関西エリアについては、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、関西電力送配電株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は8月に4~6月分の検証・公表を行います。
- [\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025年1月23日 第1回次世代電力系統WG資料2-1\)](#) 

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)

沖縄本島における需給バランス制約によ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3月抑制分 沖縄電力～

2025年4月28日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の状況
6. 検証結果

(別紙 1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙 2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙 3) (参考) 当日の需給実績

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

沖縄電力は、2025年3月に、沖縄本島において需給バランス制約によ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。）の出力抑制を6日間実施した。

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)

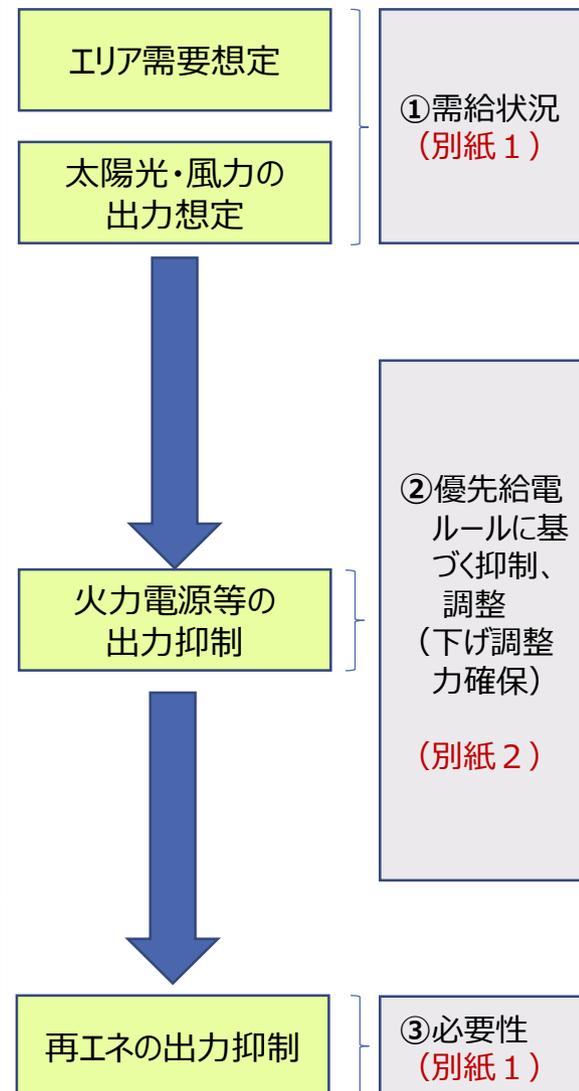
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

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。



沖縄電力は、3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	沖縄本島					
指令日時	2月28日(金) 17時	3月1日(土) 17時	3月9日(日) 17時	3月21日(金) 17時	3月22日(土) 17時	3月23日(日) 17時
抑制実施日	3月1日 (土)	3月2日 (日)	3月10日 (月)	3月22日 (土)	3月23日 (日)	3月24日 (月)
最大抑制量 (※1)	4.5万kW	5.0万kW	5.0万kW	1.0万kW	6.1万kW	10.9万kW
抑制時間	9～17時	9～17時	9～17時	13～14時	9～17時	9～17時
沖縄電力公表サイト	沖縄本島の出力制御指示内容を参照					

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

4. 総合評価（1 / 2）

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

評価項目	3月					
	1	2	10	22	23	24
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）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の蓄電設備の充電（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（対象設備無し）	—	—	—	—	—	—
（5）長周期広域周波数調整（対象設備無し）	—	—	—	—	—	—
（6）バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○
（7）地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○
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と抑制必要量	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力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)	発電所作業(定検等)による抑制量が減少した発電機を除き、点灯需要帯(太陽光出力なし)、需要増加時等の供給力を確保しつつ、LFC可能ユニットを1台選定し、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、最低限必要なユニットのみ運転するよう計画されていた。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	沖縄本島は対象設備無し。
(3) 需給バランス改善用の蓄電設備の充電	沖縄本島は対象設備無し。
(4) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等	沖縄本島は対象設備無し。
(5) 長周期広域周波数調整	沖縄本島は対象設備無し。
(6) バイオマス専焼電源	事前合意された最低出力に抑制することを確認した。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制が困難な電源は対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	至近までの太陽光設備量と実績を基に想定誤差量を算出し、想定誤差量を考慮したエリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となっていた。

5. 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の状況（2025年3月）

2025年3月1,2,22,23日は牧港（石油）が並列不可につき、供給力確保のため金武もしくは石川（石炭）火力を連続運転とし、負荷変動への制御性の確保および再エネ出力制御量低減の観点から、牧港GEを追加並列し5台運転とした。

10日は供給力確保および発電機作業のため具志川火力を2台並入し、負荷変動への制御性の確保および再エネ出力制御量低減の観点から、牧港（石油）と牧港GEの入替を行い6台運転とした。

24日は牧港(石油)が負荷一定作業につき、供給力確保のため石川(石炭)火力を連続運転とし、負荷変動への制御性確保の観点から牧港GEを追加並列して6台運転とした。

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		並列状況（括弧は運用下限の出力）						
		基本構成	3月1日	3月2日	3月10日	3月22日	3月23日	3月24日
石炭	具志川	停止	停止	停止	2台 (11.0)	停止	停止	停止
	金武	1台 (10.3)	2台 (17.9)	2台 (17.9)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)
	石川	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)	2台 (17.9)	2台 (17.9)	2台 (17.9)
LNG	吉の浦	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)
	YMGT	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止
	MGE	停止	1台 (0.5)					
石油	牧港	1台 (5.6)	並入不可	並入不可	停止	並入不可	並入不可	1台 (5.6)
	牧港GT1号	停止	並入不可	並入不可	並入不可	並入不可	並入不可	並入不可
	牧港GT2号	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止
	石川	停止	停止	停止	並入不可	停止	停止	停止
合計		4台 (40.9)	5台 (43.4)	5台 (43.4)	6台 (46.8)	5台 (43.4)	5台 (43.4)	6台 (49.0)

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

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

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、専焼バイオマスおよび地域バイオマスの最低出力運転など適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

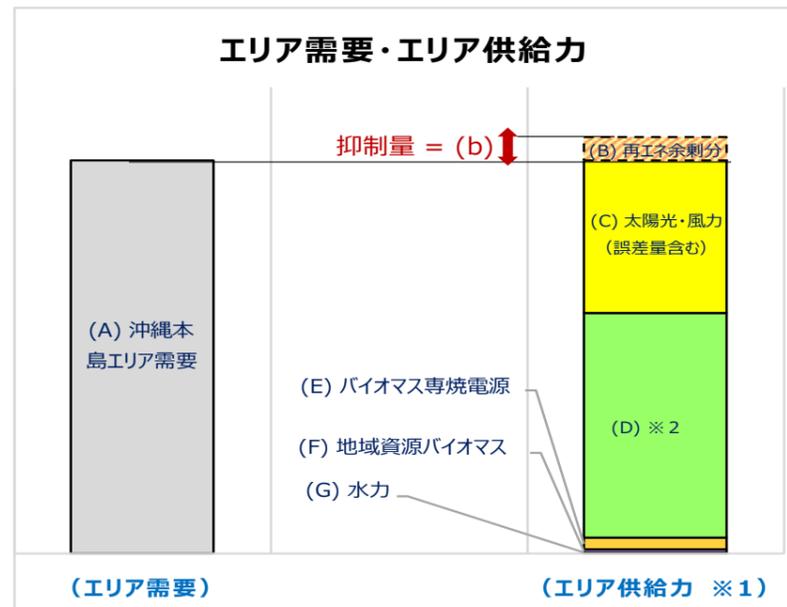
上記②で再エネの出力抑制の前段まで下げ調整力を確保しても、上記①のエリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネの抑制を行う必要があった。

場所		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島		沖縄本島			
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		3月1日(土) 12時30分~13時		3月2日(日) 11時~11時30分		3月10日(月) 12時~12時30分		3月22日(土) 13時30分~14時		3月23日(日) 12時30分~13時		3月24日(月) 12時30分~13時			
		【需要想定】	【過去需要 b】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】	【需要想定】	【過去需要 a】		
需要想定	年月日 (曜日)	2025.3.1(土)	2023.3.11(土)	2025.3.2(日)	2022.3.20(日)	2025.3.10(月)	2023.3.6(月)	2025.3.22(土)	2022.3.12(土)	2025.3.23(日)	2022.3.6(日)	2025.3.24(月)	2023.4.10(月)		
	天気	晴	晴	曇り	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴		
過去需要b,cのデータ配列はaに同じ	気温 (°C)	最高気温/最低気温		最高気温/最低気温		最高気温/最低気温		最高気温/最低気温		最高気温/最低気温		最高気温/最低気温			
		24.9/18.1		24.0/18.9		25.4/20.4		23.4/19.0		23.7/18.5		20.7/14.6		21.4/13.4	
	需要 (万kW)	最小	55.4	55.4	55.8	55.8	53.6	53.6	60.5	60.5	59.0	59.0	55.3	55.3	
		最大	77.5	77.5	78.4	78.4	78.9	78.9	82.6	82.6	81.1	81.1	77.6	77.6	
	下げ調整力最小①	75.8	75.8	68.7	68.7	76.2	76.2	75.6	75.6	72.0	72.0	73.6	73.6		
	需要想定値 (※の時刻の需要) = ①	75.8	—	68.7	—	76.2	—	75.6	—	72.0	—	73.6	—		
		【出力想定】		【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② (kW / m)	エリア1	0.637	0.446	0.589	0.908	0.919	0.878							
		エリア2	0.648	0.446	0.588	0.907	0.919	0.878							
		エリア3	0.659	0.436	0.611	0.906	0.915	0.863							
		エリア4	0.635	0.396	0.541	0.904	0.918	0.869							
	出力換算係数③ (エリア1~4同値) (m / kW)	0.877	0.877	0.877	0.877	0.877	0.877								
	発電設備容量④ (万kW)	エリア1	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2	14.2							
		エリア2	3.5	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6							
エリア3		13.3	13.3	13.3	13.4	13.4	13.4								
エリア4		10.6	10.6	10.6	11.2	11.2	11.2								
出力想定値⑤ (万kW)	エリア1	7.9	5.6	7.3	11.3	11.4	10.9								
	エリア2	2.0	1.4	1.8	2.9	2.9	2.8								
	エリア3	7.7	5.1	7.1	10.6	10.7	10.1								
	エリア4	5.9	3.7	5.0	8.9	9.0	8.5								
⑤ = ② × ③ × ④															
想定自家消費量⑥ (万kW)	エリア1	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4	▲ 0.4								
	エリア2	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1								
	エリア3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3	▲ 0.3								
	エリア4	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1	▲ 0.1								
合計⑦ (⑤のエリア1~4の合計) + (⑥のエリア1~4の合計)		22.6	14.8	20.4	32.8	33.2	31.5								
風力の出力想定	設備量 (万kW) (各地点周辺の発電設備量を含む)	地点A	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27							
		地点B	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76							
		地点C	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20							
		地点D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00							
		地点E	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20							
	出力想定値⑧ (万kW)	地点A	0.03	0.02	0.01	0.00	0.00	0.05							
		地点B	0.10	0.11	0.08	0.00	0.00	0.05							
	地点C	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.06								
	地点D	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00								
	地点E	0.05	0.05	0.01	0.00	0.00	0.04								
合計⑨ ⑧の地点A~Eの合計		0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2								
		【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】		
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(D),(D-1) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	43.4	43.4	46.8	43.4	43.4	49.0							
		(G) 水力	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1							
		(E) バイオマス専焼電源	2.2	2.2	2.2	0.0	0.0	0.0							
		(F) 地域資源バイオマス	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7							
		(C-1) 太陽光⑦	22.6	14.8	20.4	32.8	33.2	31.5							
		風力⑧	0.2	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2							
		(C-2) 想定誤差量	11.2	12.4	10.9	▲ 0.4	0.7	3.0							
エリア供給力 計⑮	80.3	73.7	81.2	76.6	78.1	84.5									
エリア需要①	75.8	68.7	76.2	75.6	72.0	73.6									
		【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】		
供給力確保状況	(D-2)調整力としてあらかじめ確保する発電設備等の最大出力 + (D-3)ガスタービン機 ⑯ (万kW)	98.6	98.6	95.2	94.0	94.0	99.6								
	再エネの出力低下に対する供給力確保の判定	○	○	○	○	○	○								
必要性 (万kW)	太陽光・風力無し時のエリア予備率⑱ = 100 × (⑮ + (E) + (F) + (G) - ①) / ① (%)	33.9%	47.7%	28.9%	25.4%	31.7%	36.4%								
	エリア供給力 計⑮	80.3	73.7	81.2	76.6	78.1	84.5								
イメージ図は「別紙3」	エリア需要①	75.8	68.7	76.2	75.6	72.0	73.6								
	必要性の判定	○	○	○	○	○	○								
	(B),(b) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰ = (⑮ - ①)	4.5	5.0	5.0	1.0	6.1	10.9								

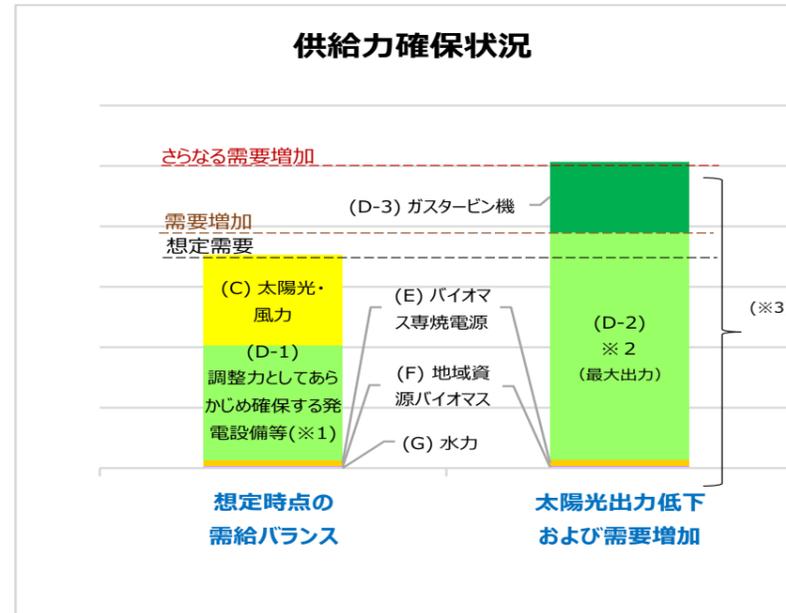
(参考) 当日の需給実績

場所		沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島	沖縄本島
下げ調整力最小時刻		3月1日(土) 12時~12時30分	3月2日(日) 12時30分~13時	3月10日(月) 12時~12時30分	3月22日(土) 12時~12時30分	3月23日(日) 12時30分~13時	3月24日(月) 12時30分~13時
天候・気温	天候	晴	晴	晴	晴	晴	晴
	気温(℃)	24.7/18.9	26.4/21.6	24.4/19.0	21.4/12.2	22.5/13.8	24.0/16.6
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要	77.5	80.2	80.6	77.0	74.9	83.6
	(D) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等	46.9	48.0	48.9	47.6	46.2	51.7
	(G) 水力	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
	(E) バイオマス専焼電源	2.2	4.3	2.2	0.0	0.0	0.0
	(F) 地域資源バイオマス	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7
	(C) 太陽光(抑制量含む)	28.1	28.8	29.0	33.2	34.0	33.7
	(C) 風力(抑制量含む)	0.2	0.3	0.3	0.0	0.0	0.2
	エリア供給力計	78.1	82.1	81.1	81.6	81.0	86.4
	抑制 (B) 太陽光・風力抑制	▲ 0.6	▲ 1.9	▲ 0.5	▲ 4.6	▲ 6.1	▲ 2.8
	供給力計	77.5	80.2	80.6	77.0	74.9	83.6

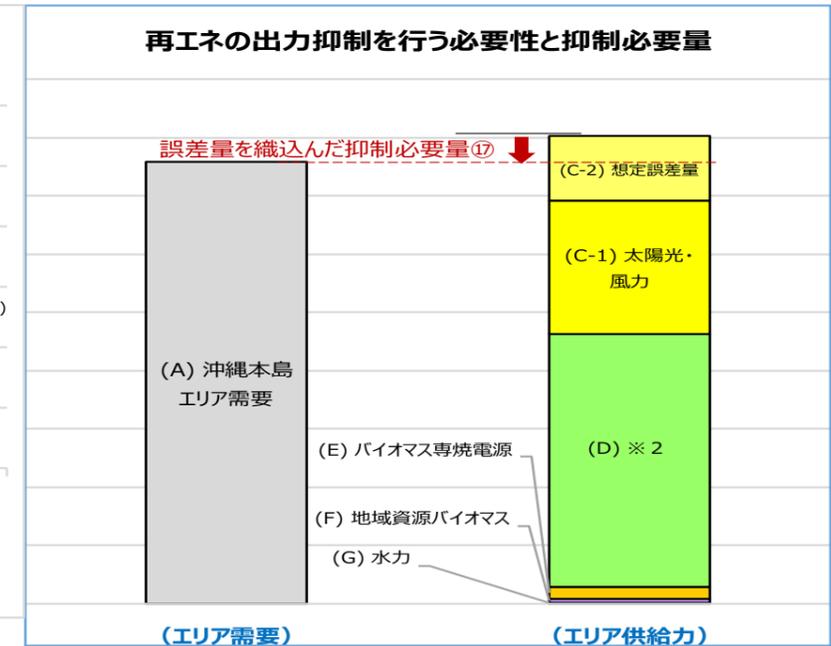
○需給状況(別紙1)・当日の需給実績(別紙3)のイメージ図



○供給力確保状況(別紙1)のイメージ図



○必要性(別紙1)のイメージ図



※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: 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。

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の 検証における基本的な考え方

～沖縄電力編～

2025年4月28日
電力広域的運営推進機関

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

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

① 再エネ（※1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

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

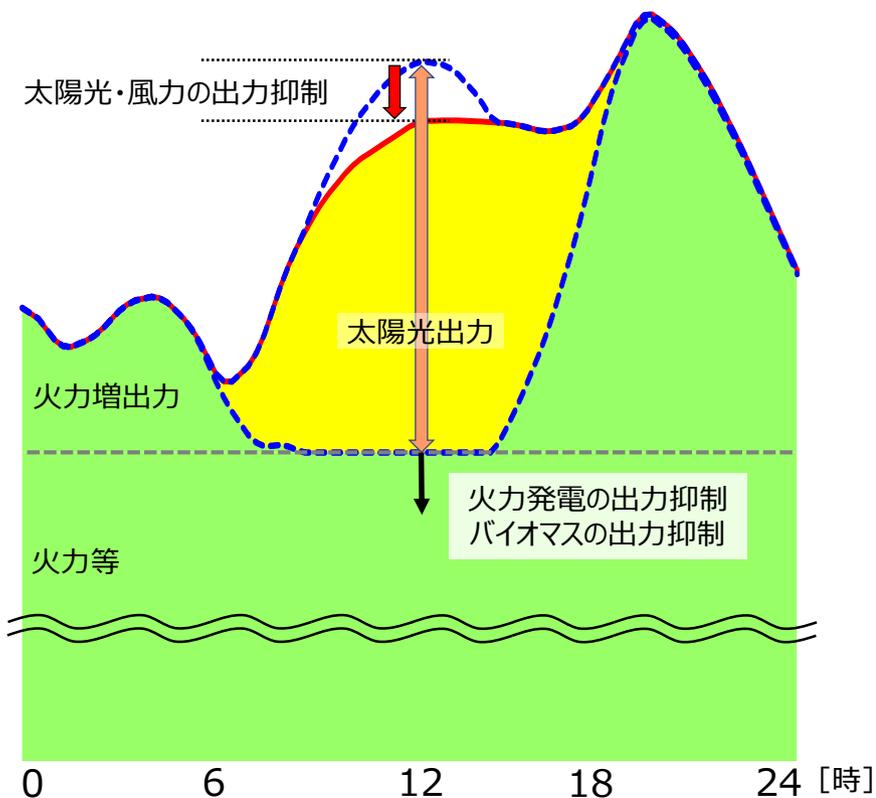
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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号イから二より、原則として抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)



火力電源等の出力抑制

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)
(別紙2)



再エネの出力抑制

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保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

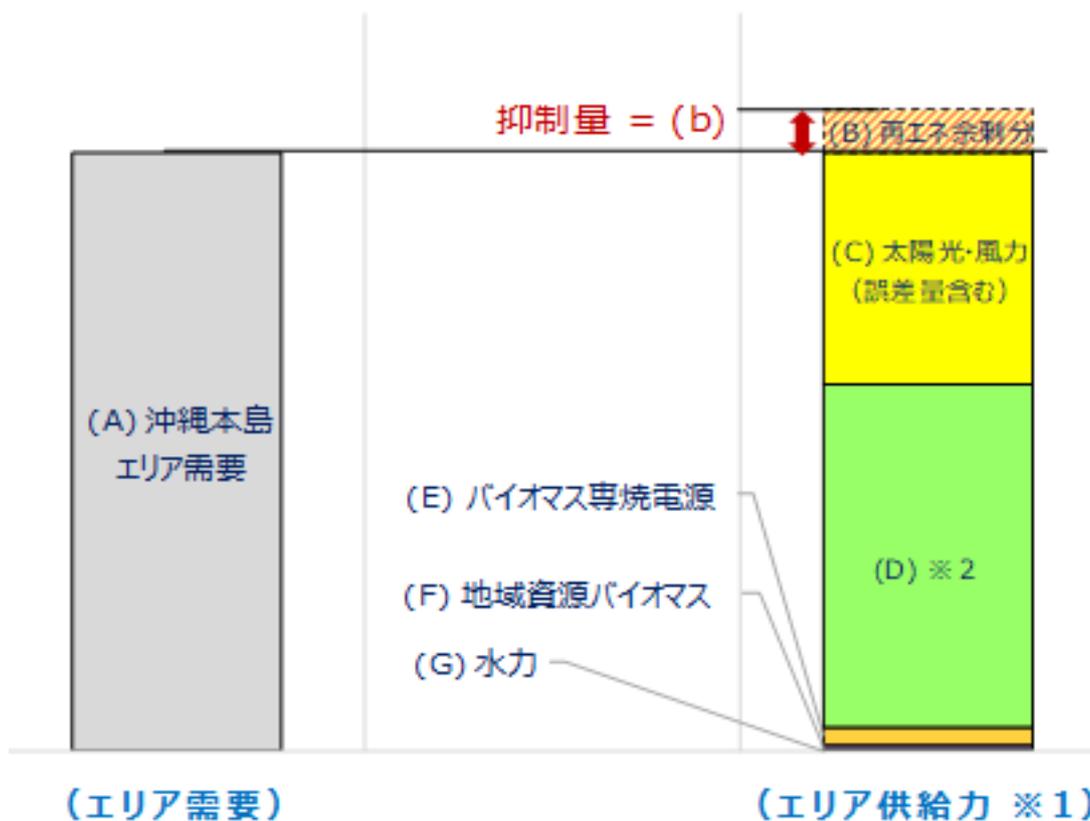
⑦ 長期固定電源の出力抑制

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

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

日別の状況は「別紙 1」参照

エリア需要・エリア供給力



※ 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 : 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。

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

① 類似日の需要カーブを複数抽出

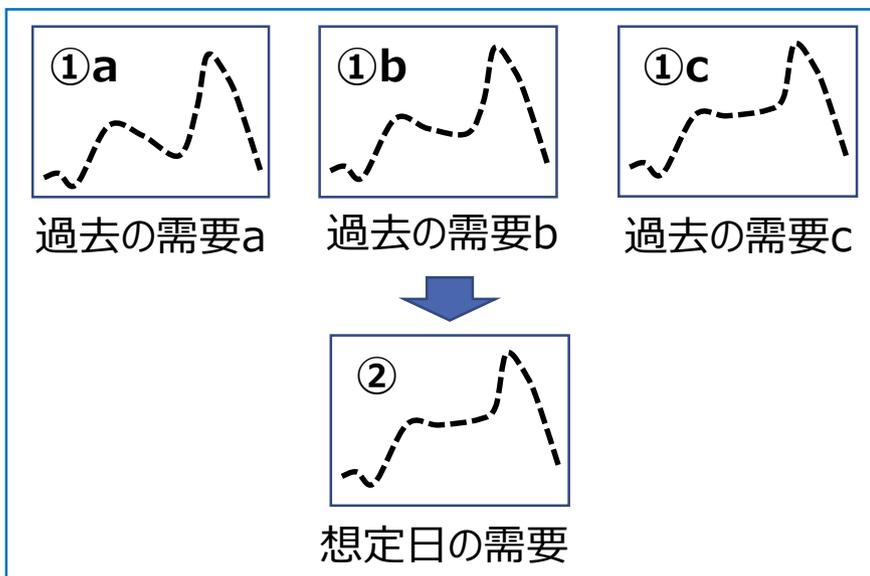
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



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

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

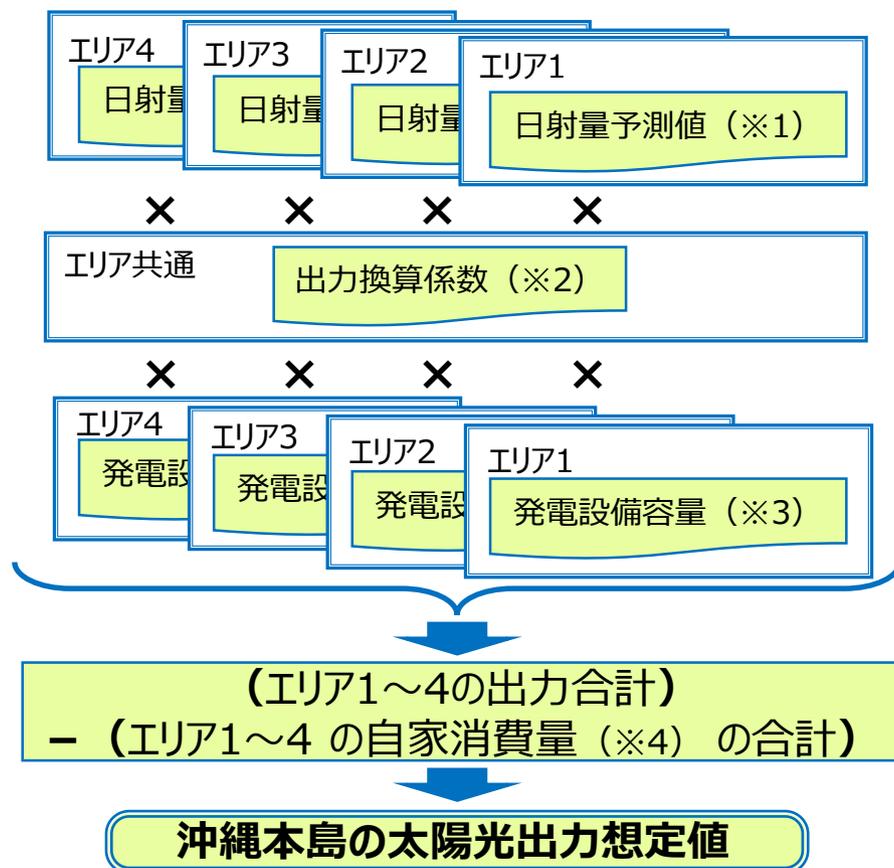
需要想定イメージ図



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

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

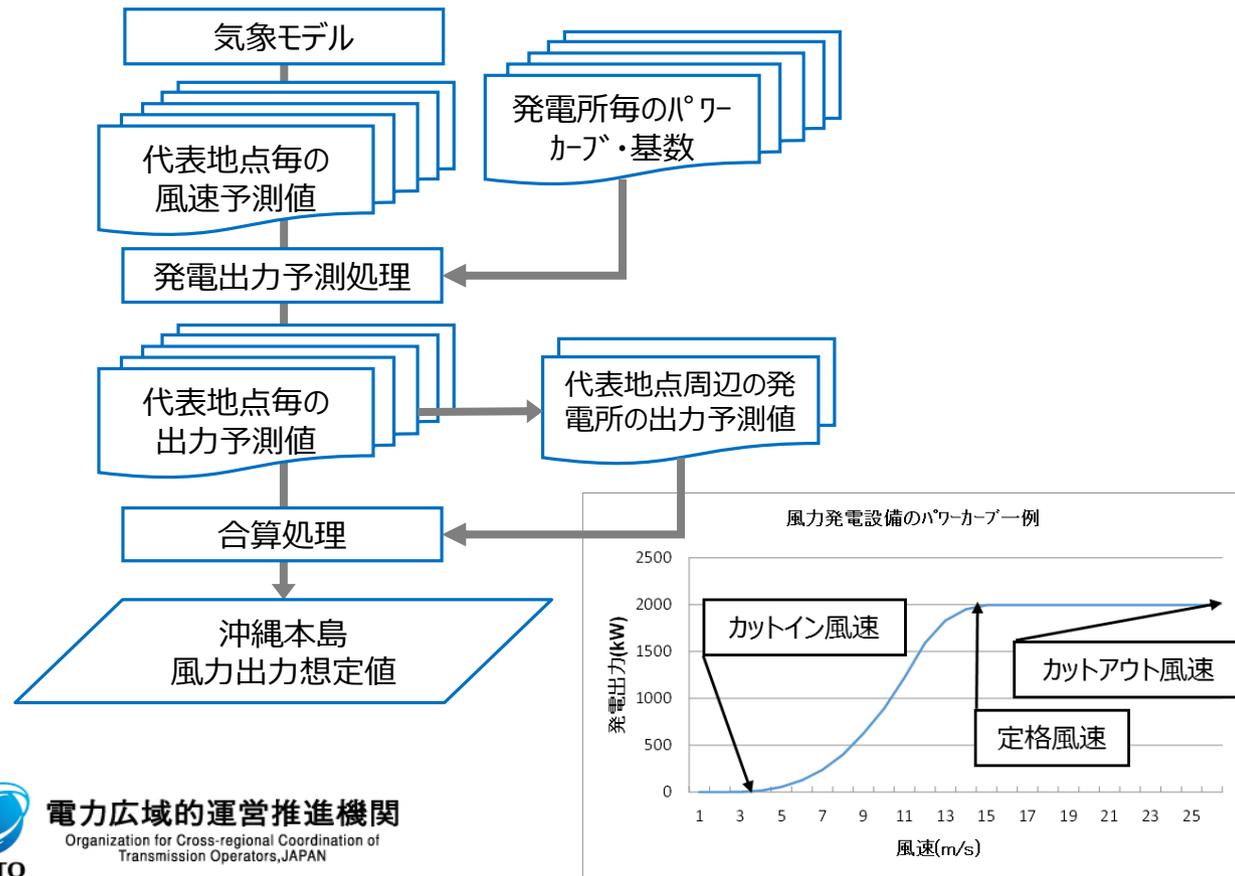
日別の状況は「別紙 1」参照。



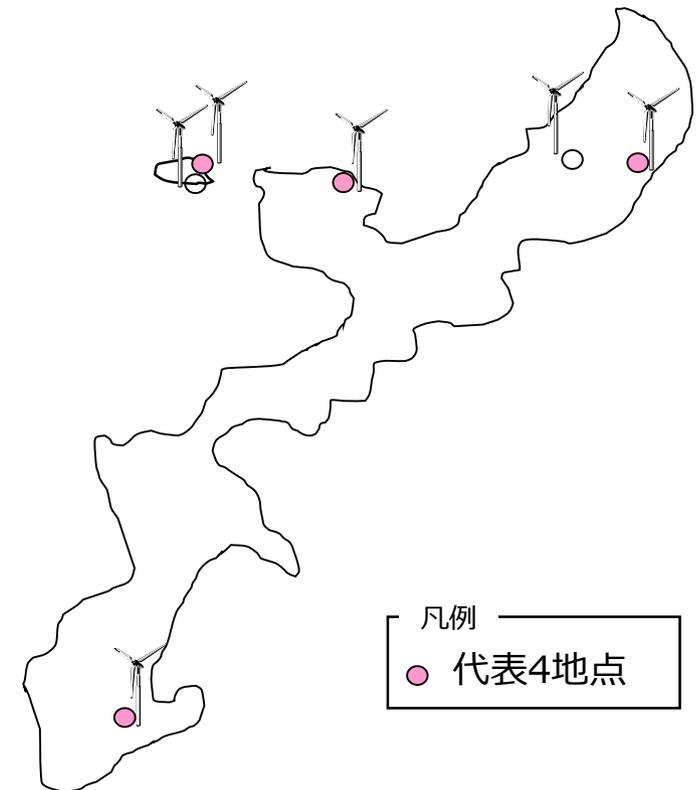
- (※ 1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※ 2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※ 3) 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※ 4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

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

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



[参考：沖縄本島の風力発電所]

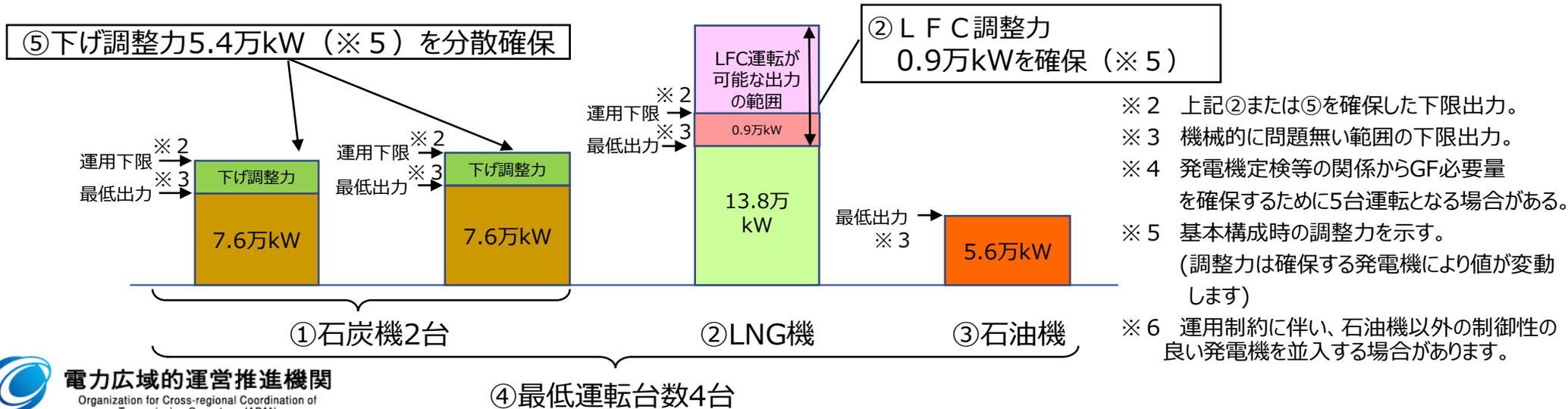


調整力としてあらかじめ確保する発電設備等は、点灯需要帯 (太陽光出力なし) の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC (※1) 可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

※1 負荷周波数制御 (Load Frequency Control) のこと。電力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。

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

- ① 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ② LFC調整力0.9万kW (※5) 確保およびBOG(Boil Off Gas) 消費のためLNG機を1台
- ③ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台 (※6)
- ④ 発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台 (※4) で出力を分担
- ⑤ 系統事故等による停電に備えた下げ調整力 (5.4万kW) を並列発電機で分散して確保



沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

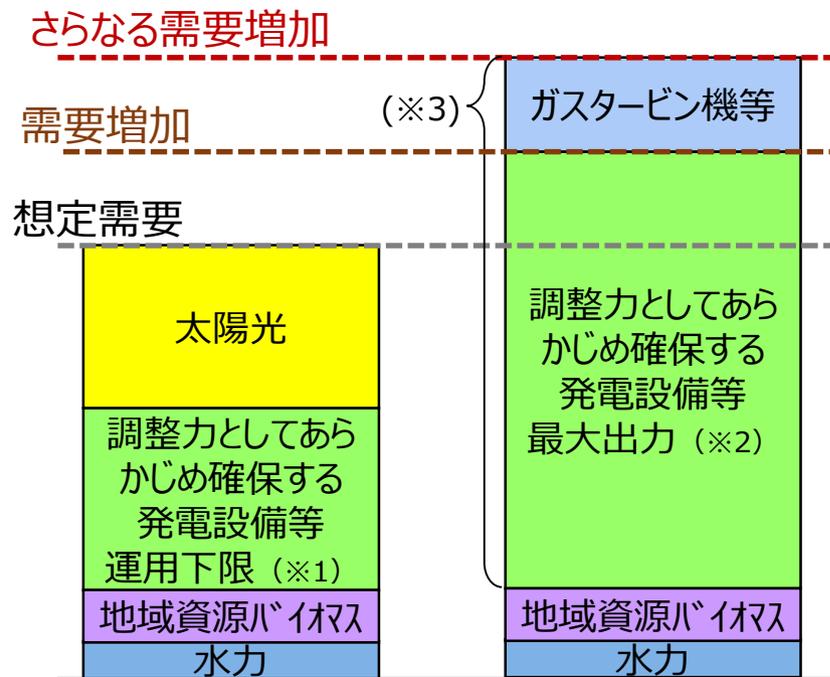
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年3月1日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	17.9	36.3	36.3
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	作業停止	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	75.1	98.6

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

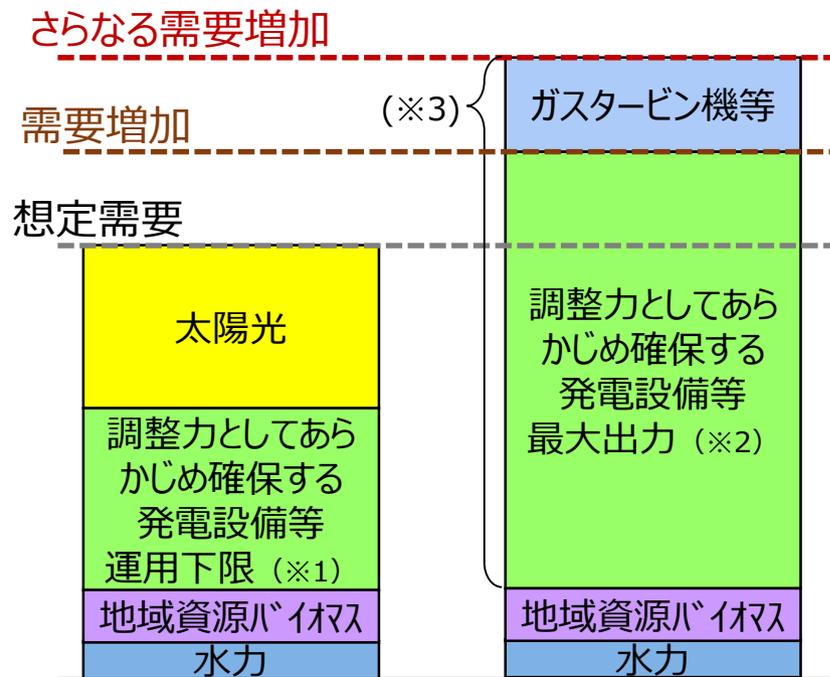
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年3月2日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	17.9	36.3	36.3
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	作業停止	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	75.1	98.6

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

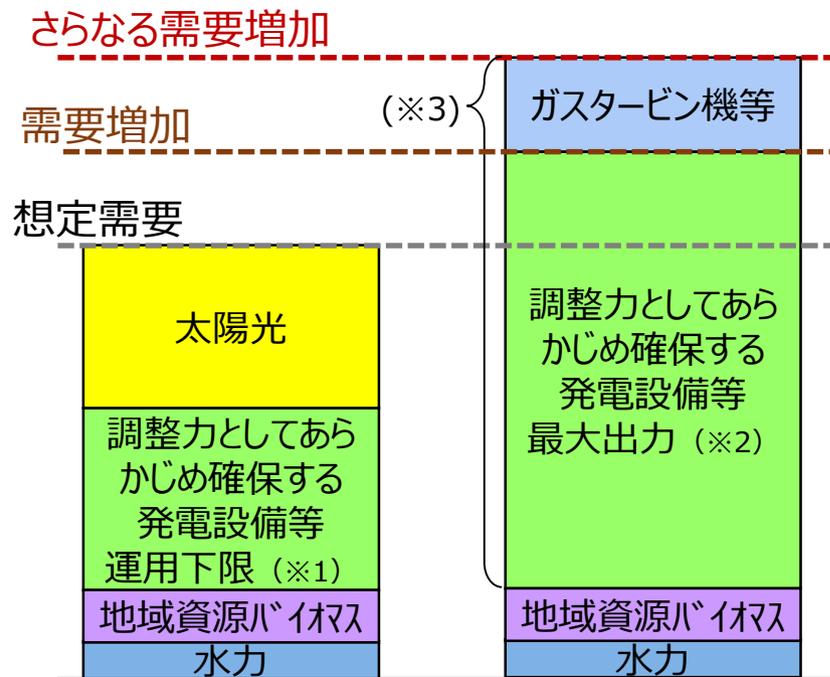
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年3月10日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	11.0	24.5	24.5
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	10.3	13.1	13.1
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	—	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	作業停止	—	—
合計		46.8	81.9	95.2

供給力確保状況のイメージ図



※: 基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

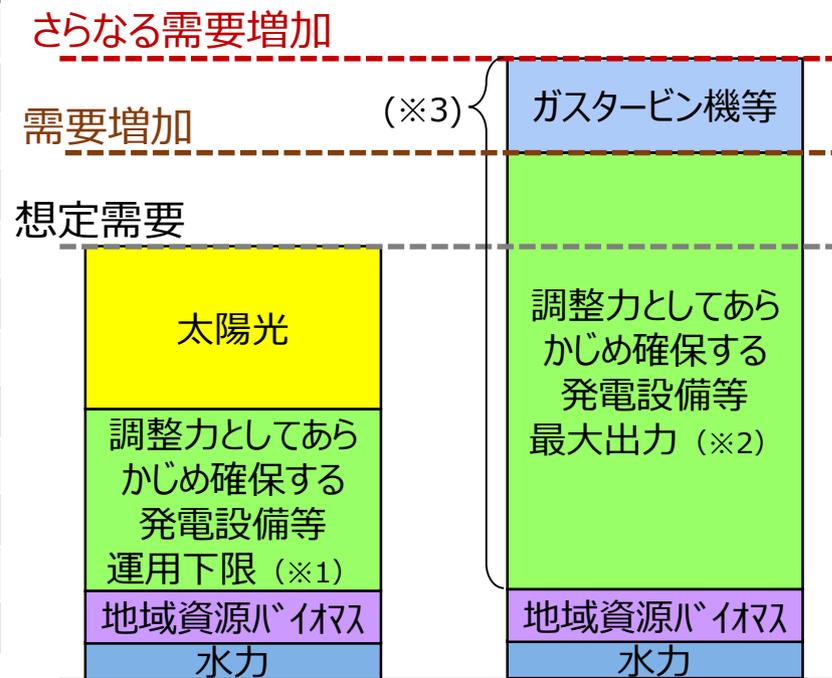
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年3月22日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限(※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	作業停止	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	70.5	94.0

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

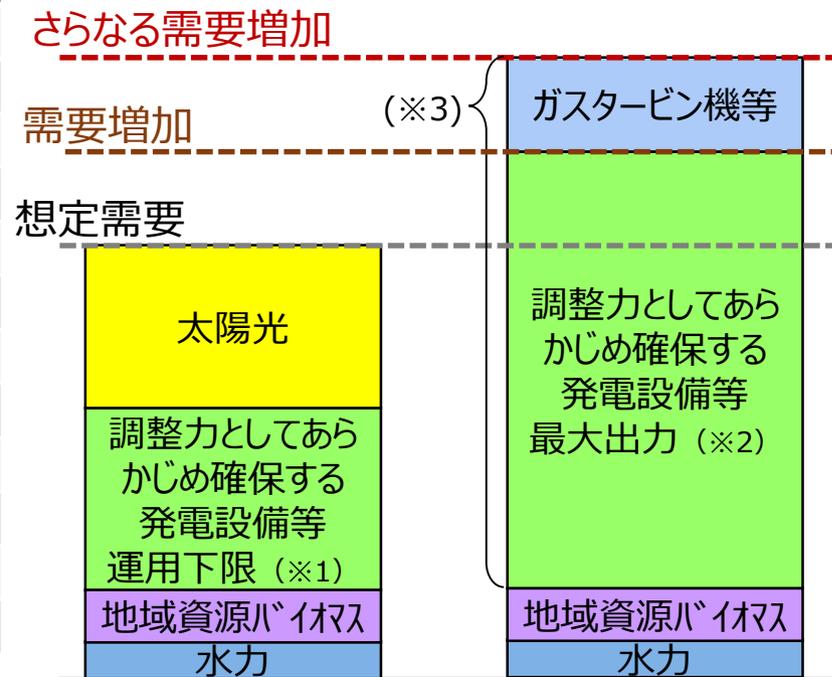
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

【2025年3月23日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限(※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	作業停止	—	—
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		43.4	70.5	94.0

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

沖縄本島は独立系統で連系線を活用した域外への送受電ができないため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機4台の出力増加で供給力を確保する(※2)計画としたか確認する。

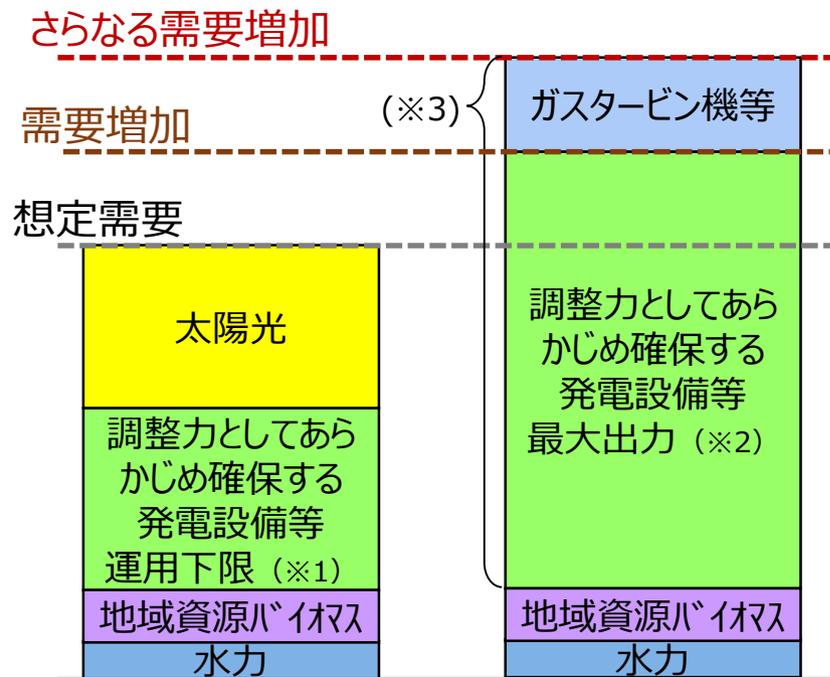
さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機等を追加並列することで、さらなる供給力を確保する(※3)計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

【2025年3月24日】

[万kW]

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等		運用下限(※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	具志川	—	—	—
	金武 ※	10.3	18.6	18.6
	石川 ※	17.9	26.2	26.2
LNG	吉の浦 ※	14.7	21.4	21.4
	吉の浦MGT	—	—	3.1
	牧港GE	0.5	4.3	4.3
石油	牧港 ※	5.6	5.6	5.6
	石川	—	—	—
	牧港GT1	作業停止	—	—
	牧港GT2	—	—	10.2
	石川GT1	—	—	10.2
合計		49.0	76.1	99.6

供給力確保状況のイメージ図



※：基本構成時の並列機

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

(※4) 再エネ出力制御時に需給バランスにより停止としている火力電源は、供給力確保の観点から必要な断面では併入する。

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

○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

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

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

沖縄電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。
これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。
日別の状況は「別紙2」参照。

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

【理由】	【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）	9
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	0
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

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

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

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

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

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（30分コマ毎の前日予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

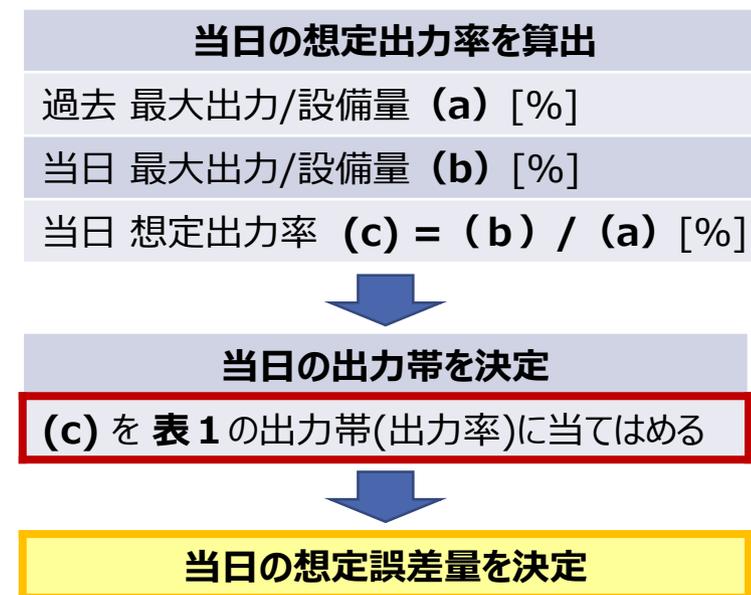
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		3月の最大 誤差量
高出力帯	(80%~)	5.1
中出力帯 1	(60%~80%)	11.4
中出力帯 2	(40%~60%)	14.4
低出力帯 1	(20%~40%)	13.6
低出力帯 2	(~20%)	13.2

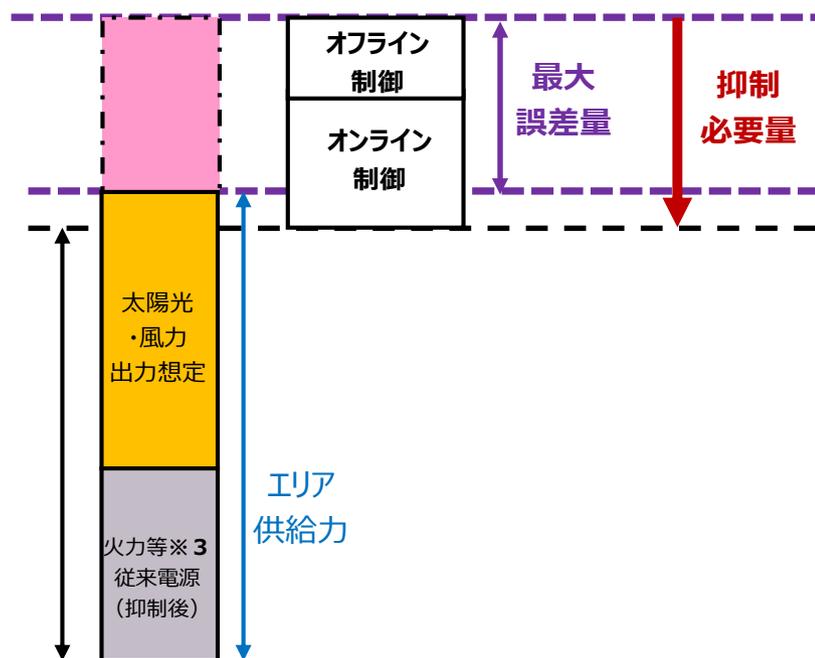
表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2021/4 ~ 2024/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算
- ・ 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

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

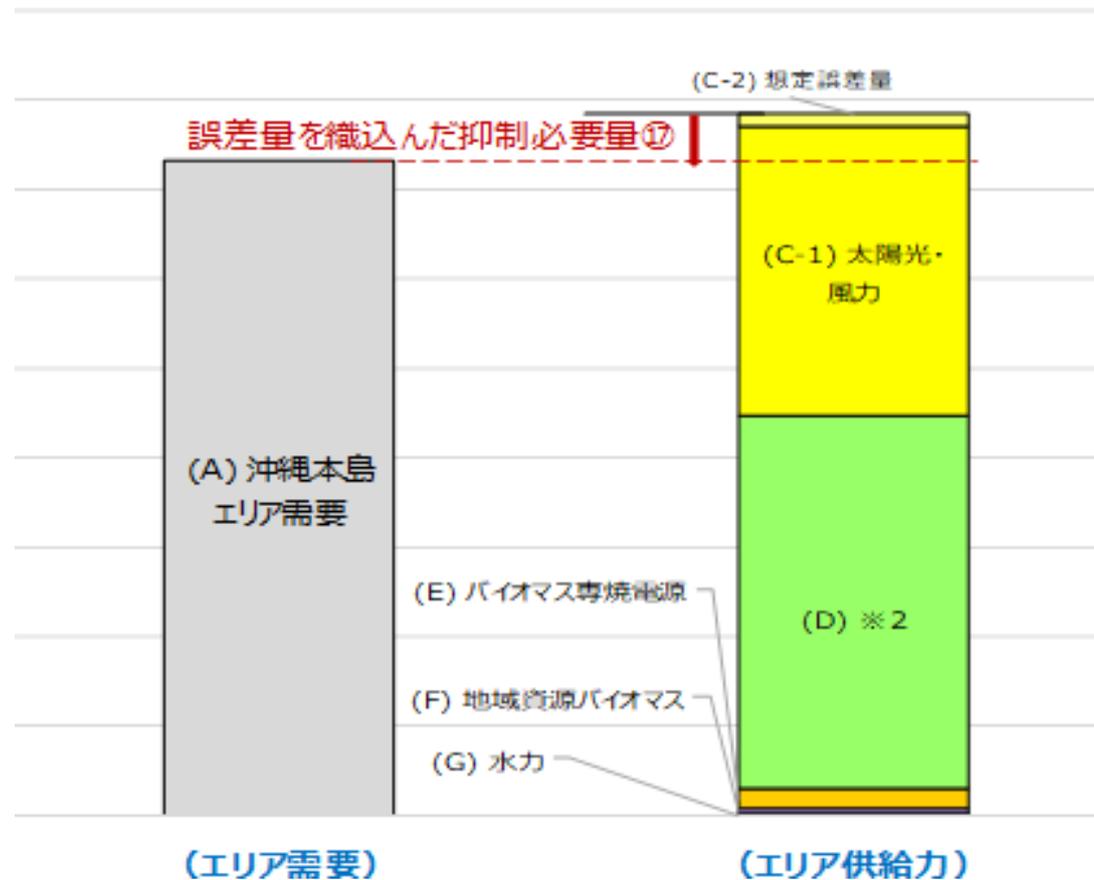
[2022年4月以降の運用] (最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



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

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等やバイオマス専焼電源の抑制を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



※2：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。

沖縄本島における需給バランス制約によ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3月分)

沖縄電力株式会社が2025年3月に実施した、沖縄本島(離島を除く)における需給バランス制約によ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

- 3月1日(土) 沖縄本島
- 3月2日(日) 沖縄本島
- 3月10日(月) 沖縄本島
- 3月22日(土) 沖縄本島
- 3月23日(日) 沖縄本島
- 3月24日(月) 沖縄本島

2.検証内容

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

3.検証結果

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

4.添付資料

- [\(添付資料\)沖縄本島における需給バランス制約によ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\(2025年3月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
 - (別紙1) 日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性
 - (別紙2) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況
 - (別紙3) (参考)当日の需給実績
- [\(参考資料\)再生可能エネルギー発電設備\(自然変動電源\)の出力抑制の検証における基本的な考え方 ~沖縄電力編~](#)  (XXXXKB)

5.2025年度以降の沖縄本島の再エネ出力抑制検証結果の公表について

- 沖縄本島の再エネ出力抑制検証結果の公表については、第1回次世代電力系統WG(2025年1月23日)において、再エネ抑制回数やエリアが拡大し検証日数が増加していることや沖縄本島については、直近一年間で実制御に影響を与えるような問題が起きていないことを踏まえ、沖縄電力株式会社ホームページでの情報公表項目の追加をすることにより、広域機関での検証については四半期毎に広域機関が選定した代表日のみ実施することになったことから、次回は8月に4~6月分の検証・公表を行います。
- [\(参考\)再生可能エネルギーの出力制御に関する短期見通し等について\(2025年1月23日 第1回次世代電力系統WG資料2-1\)](#) 

お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)