

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果 公表資料

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

～ 2 0 2 3 年 4 月抑制分 北陸電力送配電～

2 0 2 3 年 5 月 2 4 日
電力広域的運営推進機関

- 1．はじめに
- 2．検証の観点
- 3．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、2023年4月に、北陸エリアにおいて再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を5日間実施した。

本機関は、業務規程第180条第2項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、その結果を公表する。

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

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

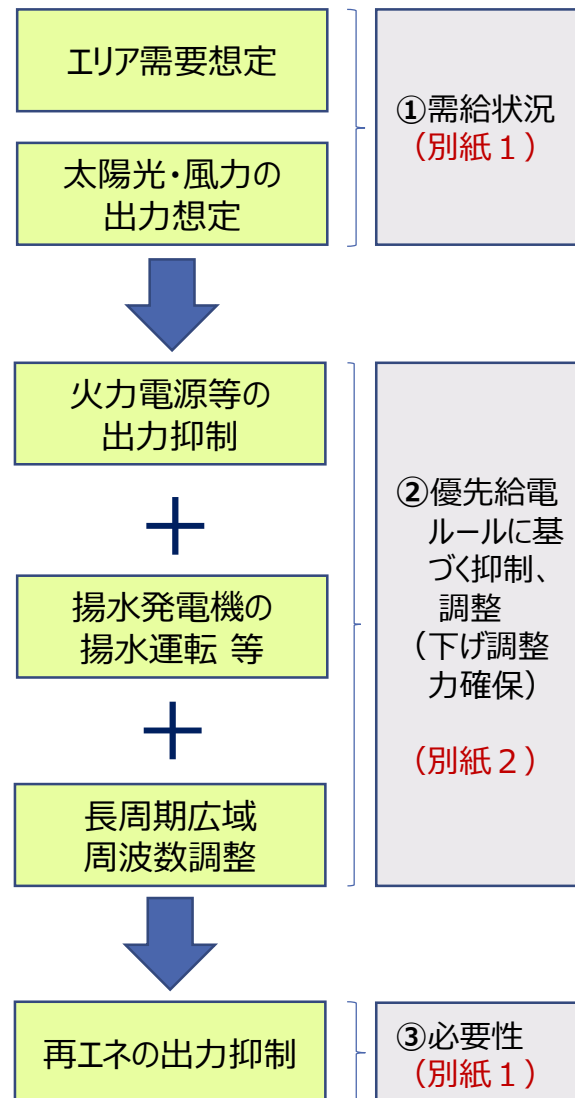
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

- ・電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、LFC調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転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。



3. 北陸電力送配電が公表した出力抑制の実施状況

北陸電力送配電は、4月の以下の5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	北陸エリア				
指令日時	4月7日(金) 17時	4月8日(土) 17時	4月15日(土) 17時	4月22日(土) 17時	4月29日(土) 17時
抑制実施日	4月8日 (土)	4月9日 (日)	4月16日 (日)	4月23日 (日)	4月30日 (日)
最大抑制量 (※1)	46.7万kW	30.0万kW	13.1万kW	23.2万kW	32.2万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	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	4月				
	8	9	16	23	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）電源Ⅰ・Ⅱ 揚水発電機の揚水運転（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）電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○
（5）電源Ⅲ 揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○	○
（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。

4. 総合評価（2 / 2）

評価項目	理由
1. 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	—
（1）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた（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、燃料制約により連続運転が必要な発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全抑制日）。
（2）電源Ⅰ、Ⅱ揚水発電機の揚水運転	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）電源Ⅲ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（全抑制日）。
（5）電源Ⅲ揚水発電機の揚水運転	作業停止した日を除いて最大限揚水することを確認した（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。（全抑制日）
（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（全抑制日）。
（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（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 **5日間**において、各項目が妥当であったと評価する。

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

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、電源Ⅲの最低出力運転、ならびに長周期広域周波数調整による域外送電を最大限活用すべく適切な対応を図っており、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

[万 kW]

場所			北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア		北陸エリア			
			出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻（※）		4月8日(土) 12時30分～13時		4月9日(日) 13時～13時30分		4月16日(日) 11時30分～12時		4月23日(日) 12時30分～13時	
			【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）		2023.4.8(土)	2023.3.25(土)	2023.4.9(日)	2023.4.2(日)	2023.4.16(日)	2023.4.2(日)	2023.4.23(日)	2023.4.2(日)	2023.4.30(日)	2021.5.9(日)
	天候		雨/曇	曇	晴	晴	曇/晴	晴	晴	晴	雨/曇	曇
	当日気温（℃）		10.5	10.9	10.7	11.7	13.7	11.7	11.3	11.7	16.2	18.5
	前日気温（℃）		14.0	12.5	10.5	12.9	14.4	12.9	11.2	12.9	19.3	20.5
	需要 （万kW）	基準日の需要実績（※の時刻の需要）①	—	265.9	—	236.9	—	241.7	—	238.7	—	239.0
		需要想定値（※の時刻の需要）②	259.4	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	244.3	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	241.7	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	242.2	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	203.0	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】		【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（W / m ² ）		372～765		835～873		531～724		810～913		503～571	
	出力換算係数（※1） （kWh/W /m ² /kW）	特高	0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080		0.804～1.080	
		高低圧10kW以上	0.838		0.838		0.838		0.838		0.838	
		低圧10kW未満（※3）	0.921		0.921		0.921		0.921		0.921	
	出力想定値(※2) （万kW）	特高③	20.1		22.5		18.0		23.4		15.6	
		高低圧10kW以上④	51.9		67.4		50.0		68.5		42.6	
低圧10kW未満⑤（※3）		8.6		14.6		9.0		14.6		7.1		
合計⑥		80.7		104.5		77.1		106.6		65.3		
風力の 出力想定	設備量 （万kW）	特高⑦	16.4		16.4		16.4		16.4		16.4	
		高圧以下⑧	0.7		0.7		0.7		0.7		0.7	
		合計（⑦+⑧）	17.0		17.0		17.0		17.0		17.0	
	出力想定値 （万kW）	特高⑨	7.8		1.6		5.8		2.1		7.4	
		高圧以下⑩	0.3		0.1		0.2		0.1		0.3	
合計⑪		8.1		1.7		6.0		2.2		7.7		
			【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】	【前日計画】	【当日見直し】
需給状況 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	30.9		30.6		43.4		43.5		27.4	
		(G) 電源Ⅲ（火力）	5.6		5.6		6.1		7.2		7.4	
		(K) 原子力	0.0		0.0		0.0		0.0		0.0	
		(J) 一般水力	160.5		125.4		114.0		110.9		110.3	
		(H) バイオマス専焼電源	4.4		4.4		4.4		4.4		4.4	
		(I) 地域資源バイオマス	3.1		3.1		3.1		3.2		3.2	
		(E-1) 太陽光⑥	80.7		104.5		77.1		106.6		65.3	
		風力⑪	8.1		1.7		6.0		2.2		7.7	
		(E-2) 想定誤差量	23.1		14.3		23.4		14.6		21.7	
	エリア供給力 計⑫		316.3	289.5	277.6	292.6	247.4					
	エリア 需要等	(A) エリア需要②	259.4	244.3	241.7	242.2	203.0					
		揚水運転 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑬	0.0	0.0	▲ 12.0	▲ 12.0	0.0					
		域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑭	▲ 10.2	▲ 15.2	▲ 10.8	▲ 15.2	▲ 12.2					
		送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑮	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0					
エリア需要等 計⑯＝②－（⑬＋⑭＋⑮）		269.6	259.5	264.5	269.4	215.2						
			【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】
必要性 （万kW） イメージ図は 「別紙3」	エリア供給力 計⑫		316.3		289.5		277.6		292.6		247.4	
	エリア需要等 計⑯		269.6		259.5		264.5		269.4		215.2	
	判定		○		○		○		○		○	
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量⑰＝⑫－⑯	46.7	30.0		13.1		23.2		32.2			

- (※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) 連系線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約 (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約										
[万kW]		優先給電ルールに基づく抑制、調整（1）						4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)					
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)											
	石炭	敦賀	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	13.0	13.0	(b)	0.0	13.0	13.0	(b)	0.0	0.0	0.0																
		七尾大田	9.2	9.2	0.0		9.2	9.2	0.0		9.2	9.2	0.0		9.2	9.2	0.0		20.4	20.4	0.0																
		L N G	新港LNG1U	21.7	21.7	0.0		21.4	21.4	0.0		21.3	21.3	0.0		21.3	21.3	0.0		0.0	0.0	0.0															
	LNG,石油	新港2U	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		7.0	7.0	0.0																
※ L F C調整力 2%確保の発電所		合計	30.9	30.9	0.0	—	30.6	30.6	0.0	—	30.5	43.4	13.0	—	30.5	43.5	13.0	—	27.4	27.4	0.0	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整（2）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
電源Ⅰ，Ⅱ揚水発電機 の揚水運転		対象設備なし	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(※)															
			—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整（3）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
需給バランス用蓄電設備 の充電		対象設備なし	充電最大動力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	充電最大動力①	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	充電最大動力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）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
電源Ⅲ火力	種別	最低出力① ※ 2 [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 （ ）内は 全設備運転時	5.6 [24%]	5.6	0.0		5.6 [24%]	5.6	0.0		5.6 [24%]	5.6	0.0		5.6 [24%]	5.6	0.0		5.6 [24%]	5.6	0.0																	
		(11.1) [24%]				(11.1) [24%]				(11.1) [24%]				(11.1) [24%]				(11.1) [24%]																			
		自家発余剰	4.8	0.0	▲ 4.8	(h)	4.8	0.0	▲ 4.8	(h)	4.8	0.6	▲ 4.3	(h)	4.8	1.7	▲ 3.2	(h)	4.8	1.9	▲ 2.9	(h)															
	合計	10.4	5.6	▲ 4.8	—	10.4	5.6	▲ 4.8	—	10.4	6.1	▲ 4.3	—	10.4	7.2	▲ 3.2	—	10.4	7.4	▲ 2.9	—																
優先給電ルールに基づく抑制、調整（5）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
電源Ⅲ揚水発電機 の揚水運転		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(※)															
		A	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	0.0	12.0	(m)	▲ 12.0	▲ 12.0	0.0		▲ 12.0	▲ 12.0	0.0		▲ 12.0	0.0	12.0	(p)															
優先給電ルールに基づく抑制、調整（6）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
長周期広域周波数調整 （連系線活用）	連系線	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(※)	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(※)	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(※)	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(※)	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(※)																
	北陸フェニックス （越前嶺南線＋南福光 RTB）	103.3 (132)	0.0	▲ 103.3	(i)	116.8 (132)	0.0	▲ 116.8	(i)	117.3 (132)	0.0	▲ 117.3	(i)	116.8 (132)	0.0	▲ 116.8	(i)	119.8 (132)	0.0	▲ 119.8	(i)																
		合計	103.3	0.0	▲ 103.3	—	116.8	0.0	▲ 116.8	—	117.3	0.0	▲ 117.3	—	116.8	0.0	▲ 116.8	—	119.8	0.0	▲ 119.8	—															
優先給電ルールに基づく抑制、調整（7）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
バイオマス専焼電源	種別	最低出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)	合意した最低 出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	差異理由(※)																
	バイオマス専焼 （ ）内は 全設備運転時	4.4 [50%]	4.4	0.0		4.4 [50%]	4.4	0.0		4.4 [50%]	4.4	0.0		4.4 [50%]	4.4	0.0		4.4 [50%]	4.4	0.0																	
		(4.4) [50%]				(4.4) [50%]				(4.4) [50%]				(4.4) [50%]				(4.4) [50%]																			
		自家発余剰	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	4.4	4.4	0.0	—	4.4	4.4	0.0	—	4.4	4.4	0.0	—	4.4	4.4	0.0	—	4.4	4.4	0.0	—																
優先給電ルールに基づく抑制、調整（8）		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)											
地域資源バイオマス	種別	最低出力① ※ 2 [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②-①）	理由 A ～ C 毎 （発電所数）																
	出力抑制可	0.5 [83%]	0.5	0.0		0.5 [83%]	0.5	0.0		0.5 [83%]	0.5	0.0		0.5 [83%]	0.5	0.0		0.5 [83%]	0.5	0.0																	
		—[100%]	2.6	—	A(13),B(2),C(3)	—[100%]	2.6	—	A(13),B(2),C(3)	—[100%]	2.6	—	A(13),B(2),C(3)	—[100%]	2.7	—	A(13),B(2),C(3)	—[100%]	2.7	—	A(13),B(2),C(3)																
	合計	0.5	3.1	0.0	—	0.5	3.1	0.0	—	0.5	3.1	0.0	—	0.5	3.2	0.0	—	0.5	3.2	0.0	—																
想定誤差量	想定誤差量		4月8日(土)						4月9日(日)						4月16日(日)						4月23日(日)						4月30日(日)										
	出力帯		中出力帯 1						高出力帯						中出力帯 1						高出力帯						中出力帯 1										
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力／設備量	92%						92%						92%						92%						92%										
		(B)当日 最大出力／設備量	63%						89%						60%						83%						56%										
		(C)出力率 (B)／(A)	69%						96%						65%						90%						61%										
	誤差量	太陽光誤差	14.5						5.1						14.6						5.3						13.2										
		エリア需要誤差	8.6						9.2						8.8						9.3						8.5										
合計		23.1						14.3						23.4						14.6						21.7											

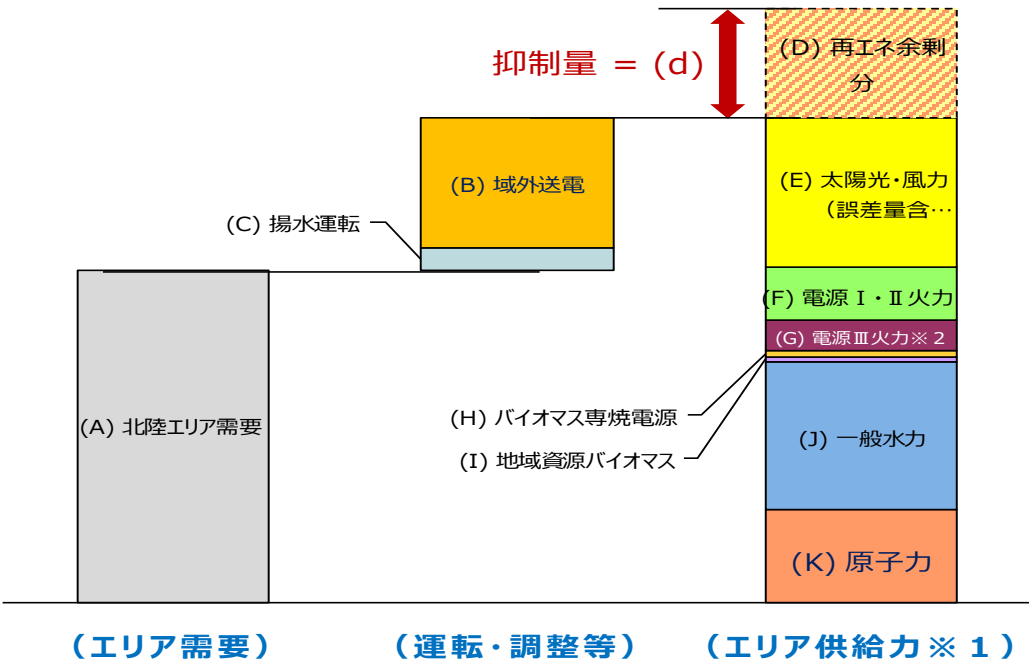
日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況①

[万 kW]

		場所	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア	北陸エリア
		制御量最大時刻	4月8日(土) 13時～13時30分	4月9日(日) 12時30分～13時	4月16日(日) 11時～11時30分	4月23日(日) 12時30分～13時00分	4月30日(日) 10時～10時30分
天候・気温	天候		曇/晴	晴	曇	晴	雨/曇
	気温 (℃)		9.8	10.4	13.7	11.5	16.0
(参考) 当日の 需給実績	(A) エリア需要		270.7	243.0	236.6	237.3	209.2
	エリア 供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	27.6	44.9	48.6	54.9	31.9
		(G) 電源Ⅲ (火力)	5.7	7.5	6.4	7.8	6.9
		(K) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		(J) 一般水力	146.0	109.7	121.3	101.1	120.9
		(H) バイオマス専焼電源	3.5	3.6	3.6	3.5	3.5
		(I) 地域資源バイオマス	3.2	3.2	3.2	3.3	3.3
		(E) 太陽光 (抑制量含む)	81.1	77.4	72.2	88.6	25.0
			風力 (抑制量含む)	7.4	1.8	6.8	3.0
	エリア供給力計		274.5	248.2	262.1	262.3	194.7
	揚水運転等	(C) 揚水式発電機の揚水運転	0.0	0.0	▲ 12.3	▲ 12.1	▲ 11.7
	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	▲ 3.8	▲ 5.2	▲ 13.2	▲ 12.8	26.2
	抑制	(D) 太陽光・風力抑制	14.4	33.7	15.7	23.5	15.9
	供給力計		285.1	276.7	252.3	260.8	225.1

○需給状況（別紙 1）・当日の需給実績（別紙 3）のイメージ図

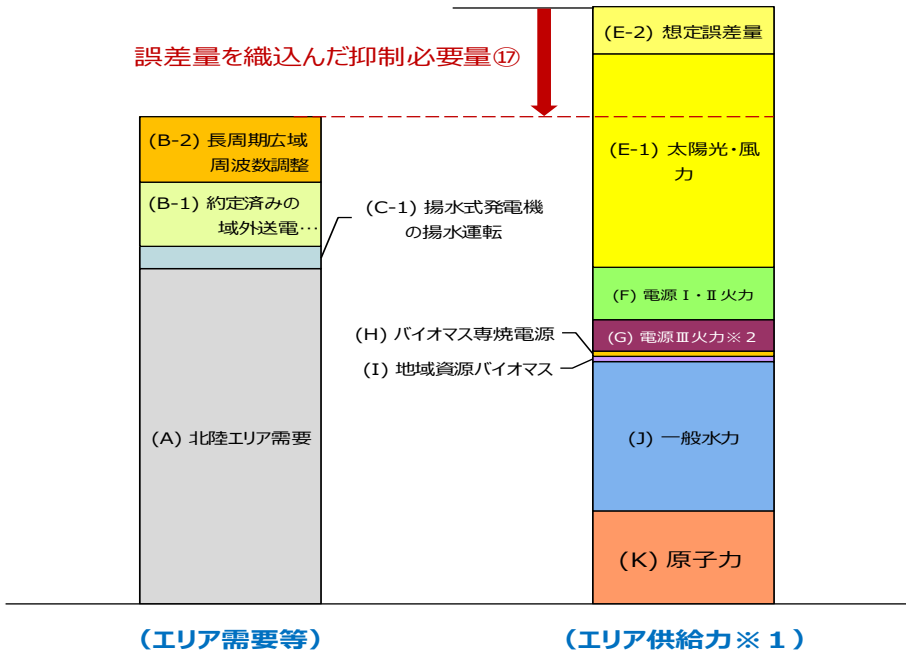
エリア需要等・エリア供給力



※ 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：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

～北陸電力送配電編～

2023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) 電源Ⅰ・Ⅱ揚水発電機の揚水運転
 - (3) 需給バランス改善用蓄電設備の充電
 - (4) 電源Ⅲ火力
 - (5) 電源Ⅲ揚水発電機の揚水運転
 - (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) 電源Ⅲ、バイオマス専焼の出力抑制に関する調整状況

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

① 再エネ（※ 1）の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

③ 再エネ（※ 1）の出力抑制を行う必要性

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

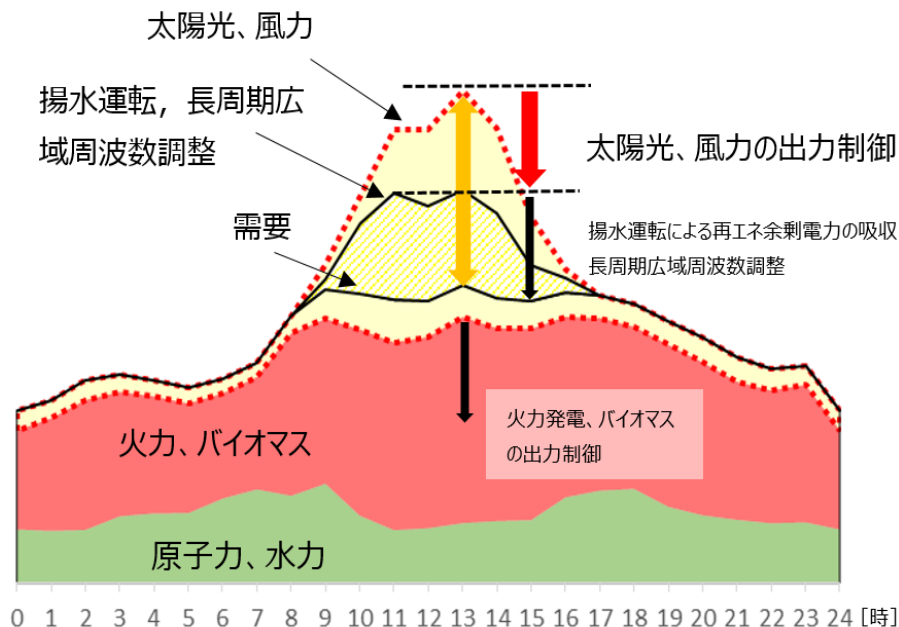
（※ 2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるができる余地をいう。

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

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

本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



エリア需要想定

太陽光・風力の出力想定

①需給状況
(別紙1)

火力電源等の出力抑制

+

揚水発電機の揚水運転

+

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、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

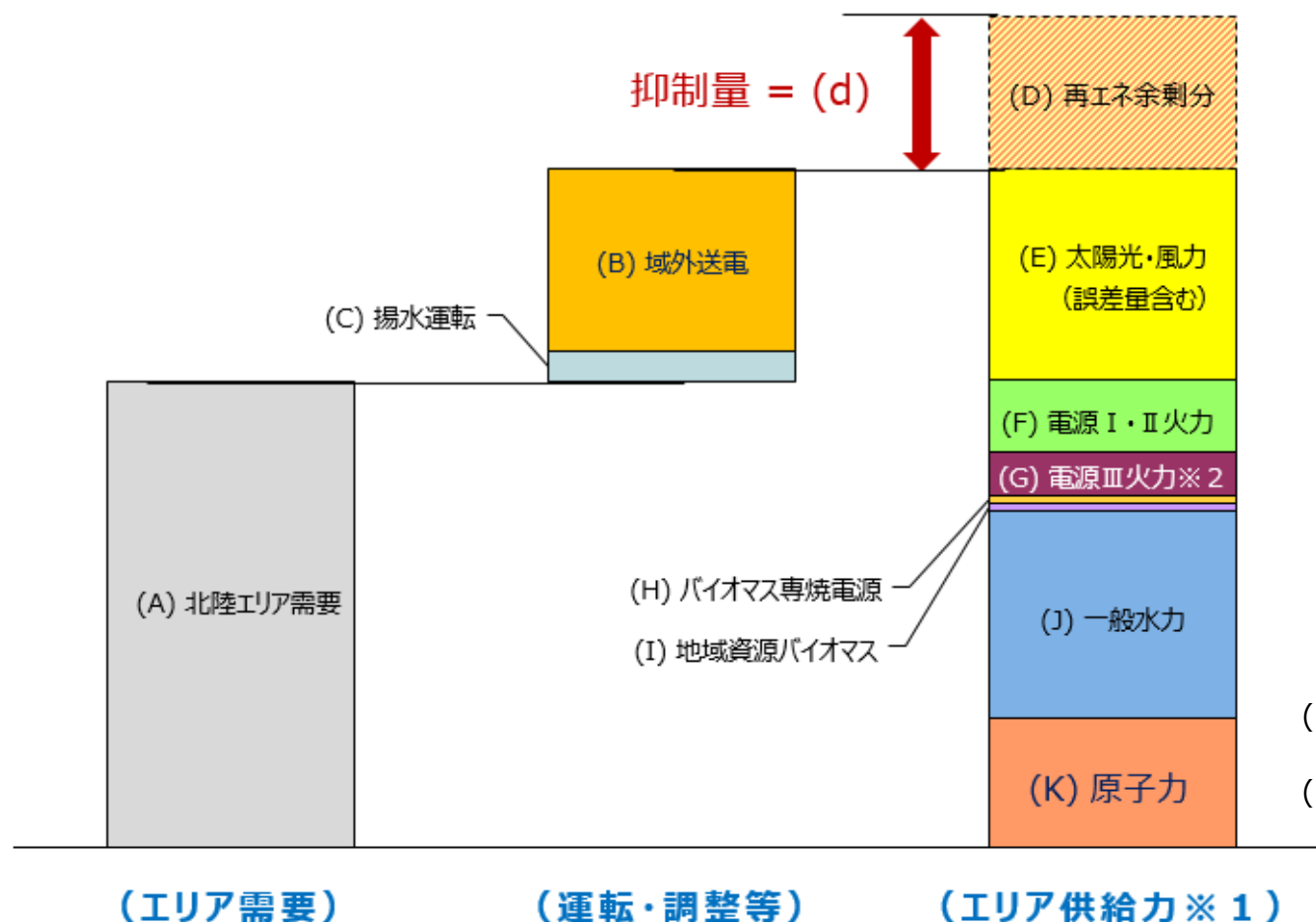
（※）北陸エリアにおいては、需給バランス改善用の蓄電設備は無し。

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

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) 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

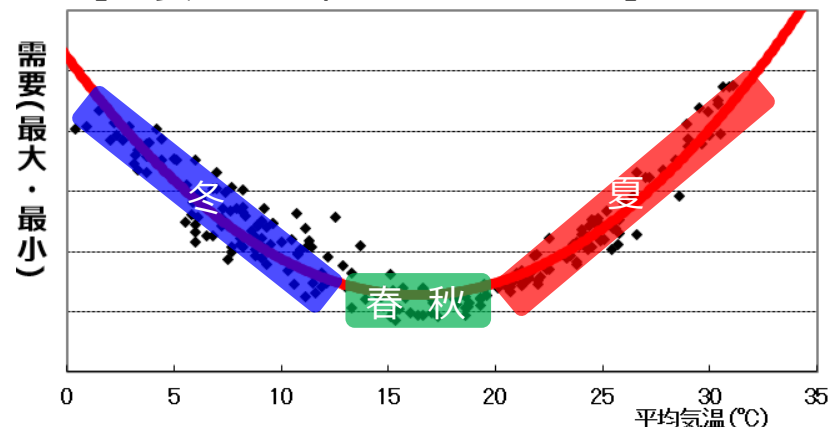


②翌日の気象データ（天候・気温など）から、需要の気温相関や過去の類似日を基に**最大需要・最小需要**を想定

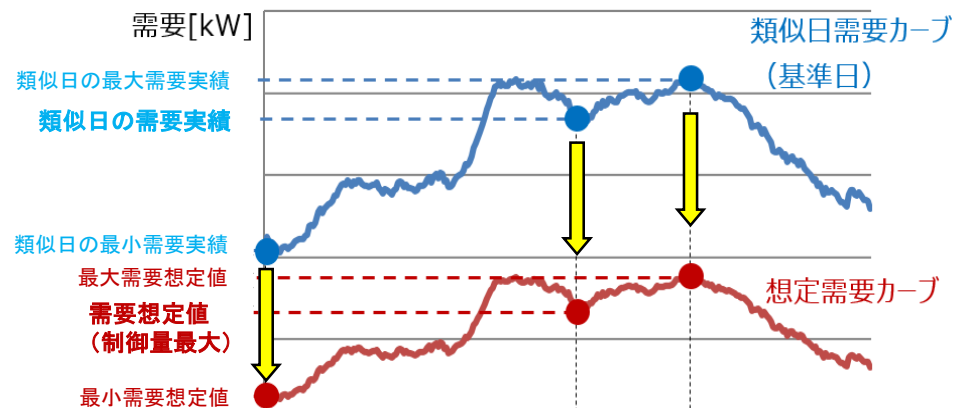


③過去の類似日の需要カーブを、想定した**最大需要・最小需要**を基に補正し、24時間の需要カーブを想定

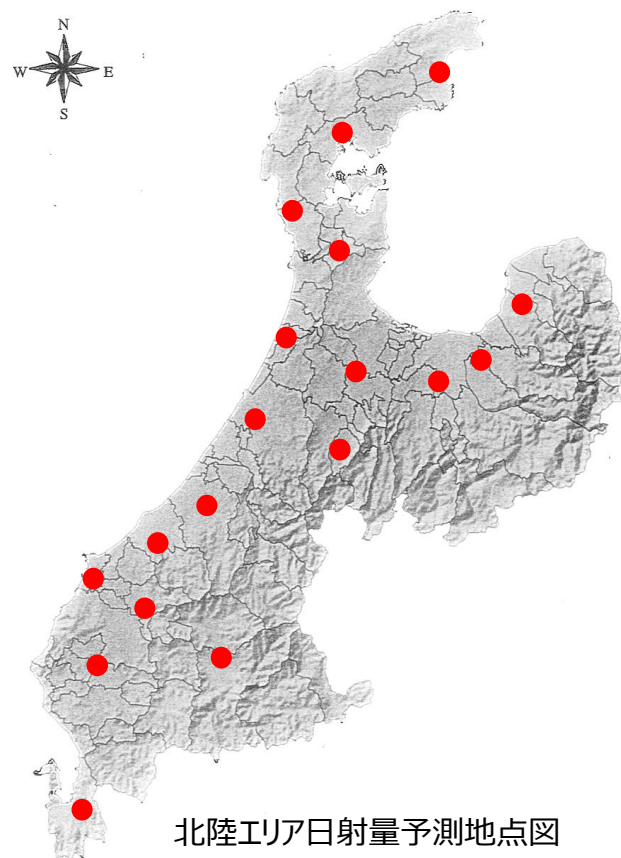
【需要の気温相関グラフィイメージ】



【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。

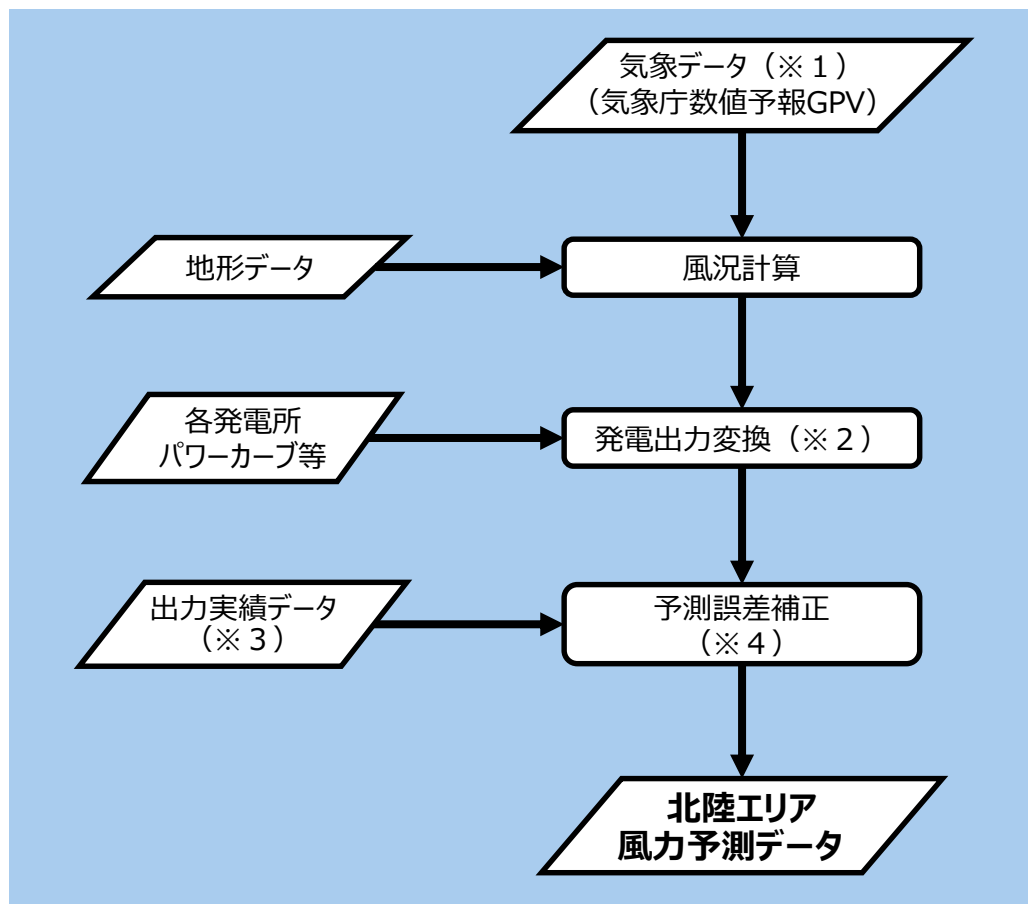
（凡例）①：特高

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。

電源 I・II 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 L F C（※ 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。

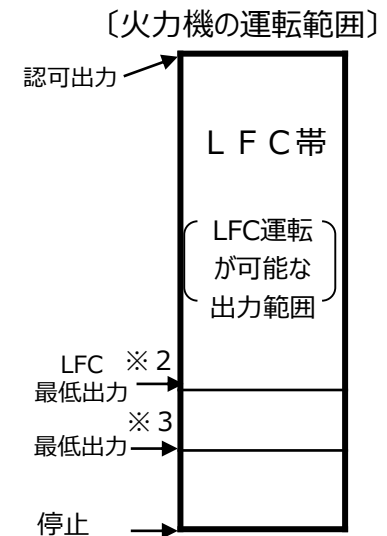
○ 下げ調整力不足時における電源 I・II 火力の対応

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) 電源Ⅰ・Ⅱ 揚水発電機の揚水運転

(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、電源Ⅰ、Ⅱ 相当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。

電源Ⅲ（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電源Ⅲ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。

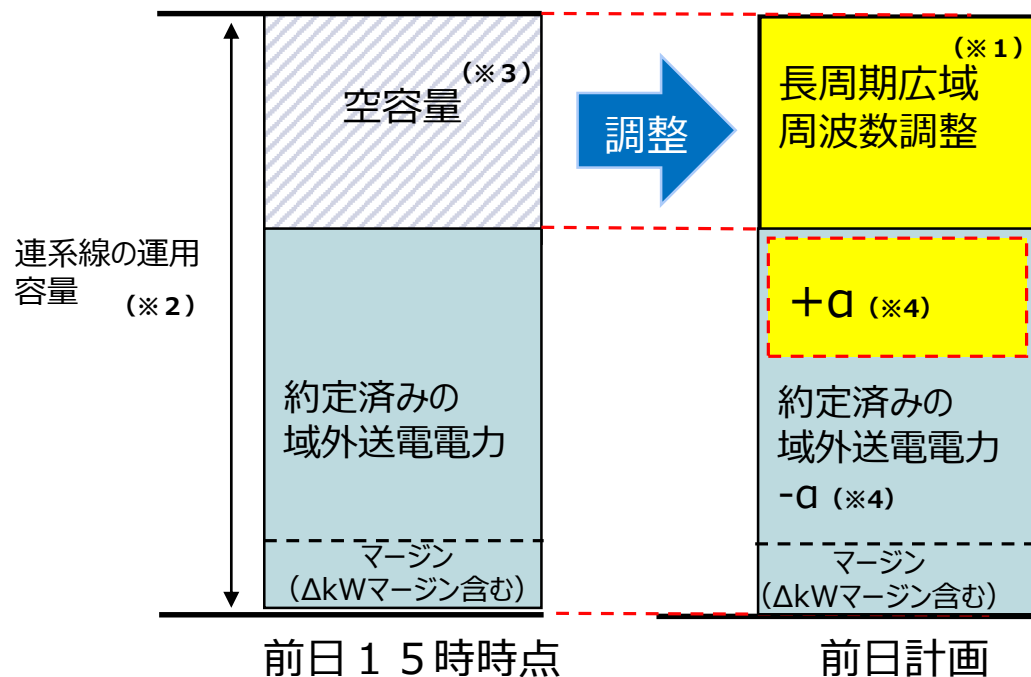
電源Ⅲ揚水発電機の揚水運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収する計画としたか確認する。

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

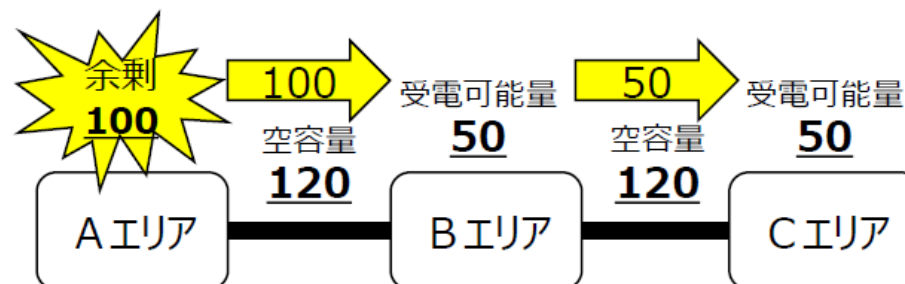
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※ 4）約定済みの域外送電電力は、前日 15 時時点で決定済みのため、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。
 $(= \alpha)$

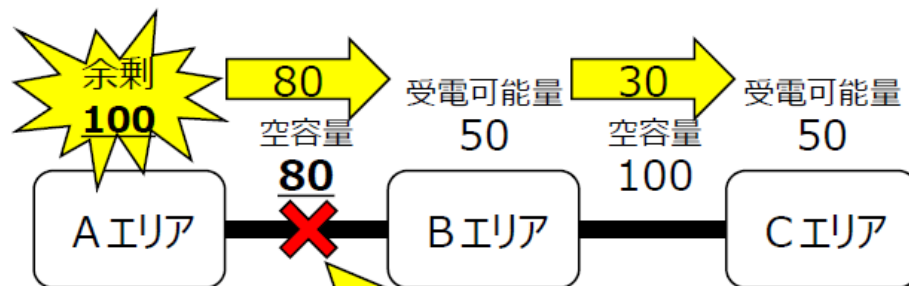
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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。

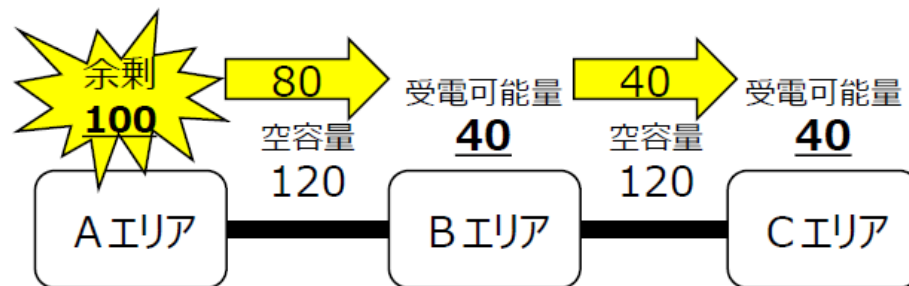
○再エネ出力抑制を回避



○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

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。

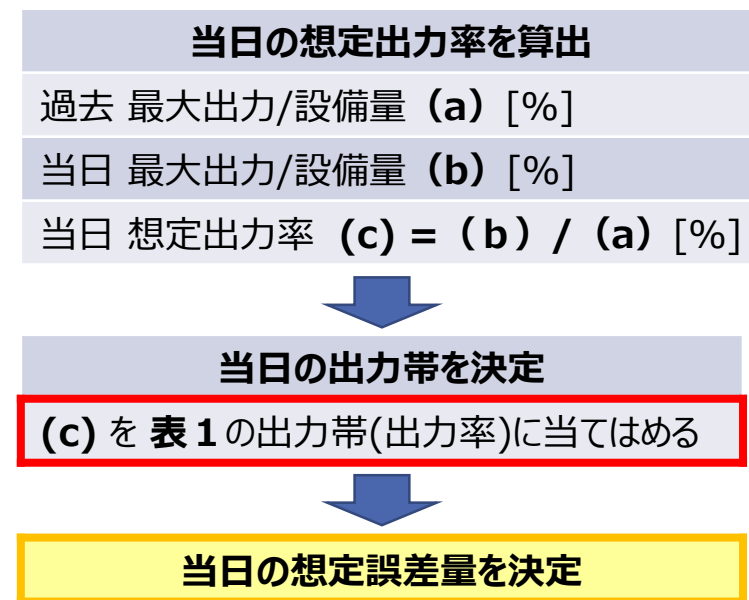
表1 各出力帯における最大誤差量

[万 kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		最大誤差量			
		4月(4/1~4/30)			
			太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	(90%~)	平日	5.3	9.1	14.4
		休日		9.5	14.8
中出力帯 1	(60%~90%)	平日	14.6	21.0	35.6
		休日		8.8	23.4
中出力帯 2	(30%~60%)	平日	22.6	23.5	46.1
		休日		12.1	34.7
低出力帯	(～30%)	平日	15.4	20.9	36.3
		休日		7.0	22.4

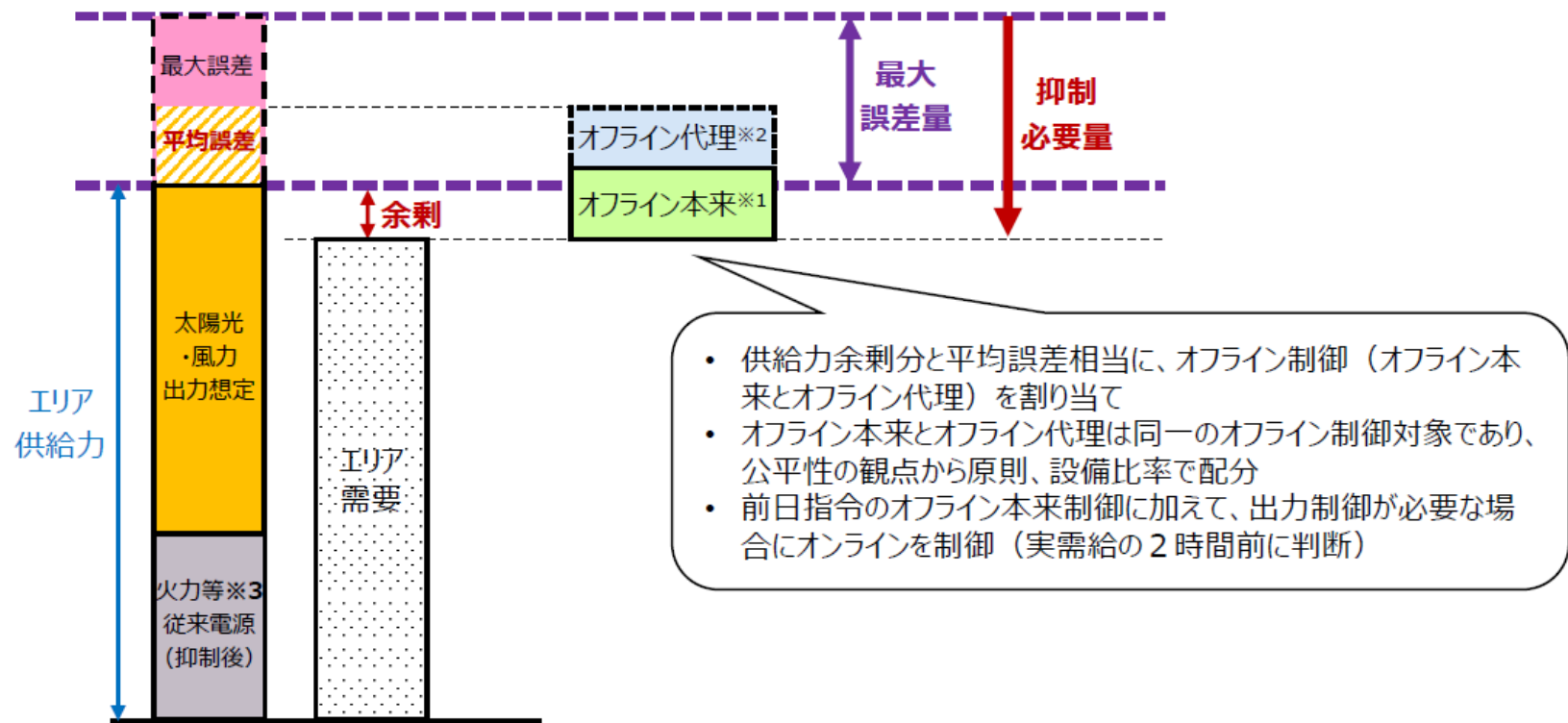
- データ収集期間：2018/4 ～ 2023/3
- 太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

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。

。



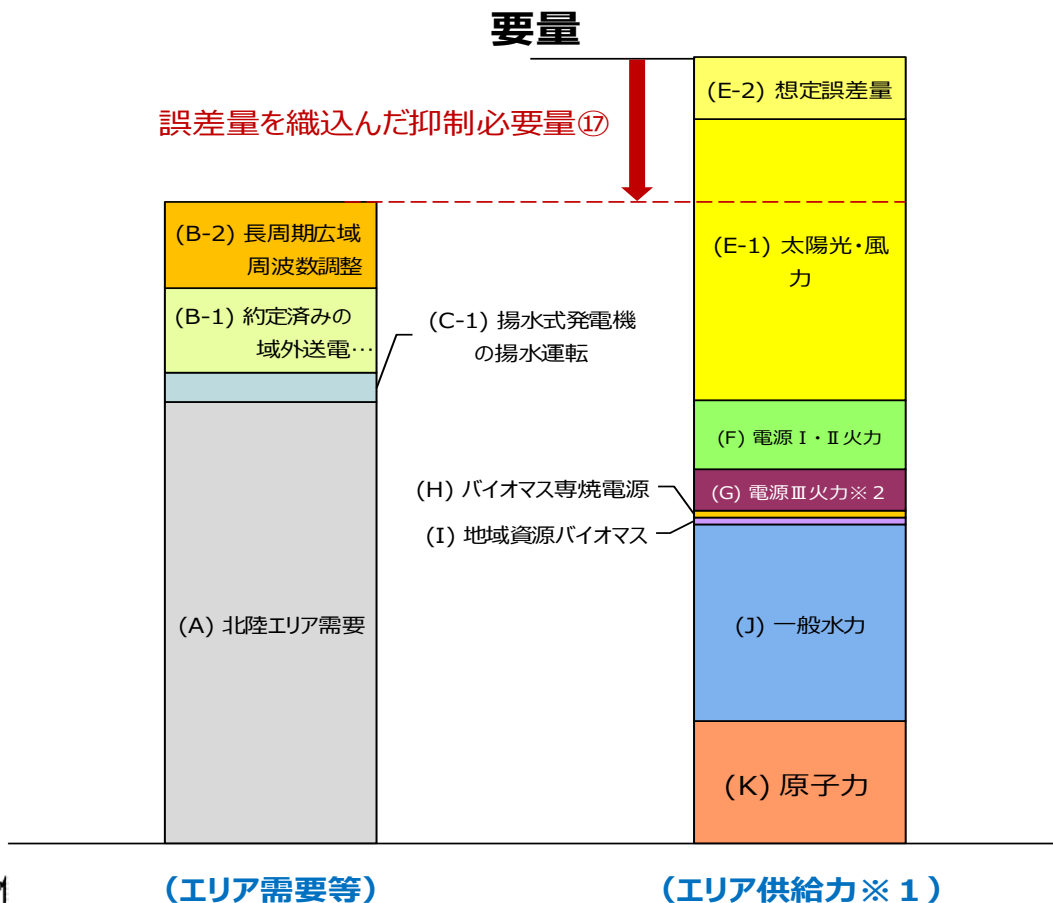
※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか

※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。

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) バイオマス混焼電源を含む。

北陸電力送配電は、優先給電ルールに基づく、北陸エリア内の電源Ⅲ、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(※1) [万kW]	最低出力(※2) [万kW]	出力率 [%]
事業用	①定格出力の 50%以下	電源Ⅲ	1	50.0	12.0	24%
		専焼バイオマス	2	8.9	4.4	50%
		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※	電源Ⅲ	4	－	4.8	－
		専焼バイオマス	1	－	0	－
出力制御対象 合計（※4）			9	59.4	21.7	28%

(※1) 自家発事業者の定格出力は、受電地点の契約出力値。

(※2) 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（自家発事業者は受電地点の値）。

(※3) 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。

(※4) 最低出力の合計値は①②から算出（出力率は①から算出）。