第４号議案

北海道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）
の出力抑制の妥当性について（２０２２年８月分）

業務規程第１８０条第１項の規定に基づき、２０２２年８月に実施した北海道エリア（離島を除く）における再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制に関する北海道電力ネットワーク株式会社からの資料の提出を受け、同条第２項の規定に基づき、一般送配電事業者の出力抑制が法令及び送配電等業務指針に照らし妥当であったか否かを確認及び検証した結果、別紙１のとおり妥当であると認め、その結果を別紙２により公表する。

１．抑制実施日とエリア

８月２１日（日）北海道エリア（※１）

（※１）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、需要の下振れおよび太陽光出力の上振れにより、当日出力抑制の指令を行ったもの。

２．検証内容（詳細は別紙１）

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

３．検証結果

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

しかしながら、今回の抑制は、前日段階における需給バランスでは出力抑制は不要と判断したが、需要の下振れおよび太陽光出力の上振れにより、当日出力抑制が必要になったものである。結果として、前日までに出力抑制指令が必要な電源Ⅲやバイオマス専焼電源が出力抑制されず、当日オンライン制御の自然変動電源の出力抑制で下げ調整力不足を解消することとなった。北海道エリアでは、最大誤差量を超える需給状況が複数回発生し当日抑制が行われていることから、北海道電力ネットワークへ需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討するよう要請を行う。

４．公表日　：　２０２２年　９月２８日（本機関ウェブサイト）

以上

【添付資料】

別紙１：北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制の検証結果
～２０２２年８月抑制分　北海道電力ネットワーク編～

別紙２：ウェブサイト公表文「北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備　（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について」

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

～２０２２年８月抑制分　北海道電力ネットワーク～

２０２２年９月２８日
電力広域的運営推進機関

目次

１．はじめに

２．検証の観点

３．北海道電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況

４．総合評価

５．検証結果

(別紙１)　日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性

(別紙２)　日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(別紙３)　（参考）当日の需給実績

(参考資料)　再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証における基本的な考え方　～北海道電力ネットワーク編～

１．はじめに

北海道電力ネットワークは、2022年８月に、北海道エリア（離島を除く）において再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という。）の出力抑制を、１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。

２．検証の観点

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制前日の指令時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証している。基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。
今回の該当日は、当日抑制の1日のみであることから、抑制前日時点では抑制が必要なかったが、当日になって必要となったことを検証する。

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

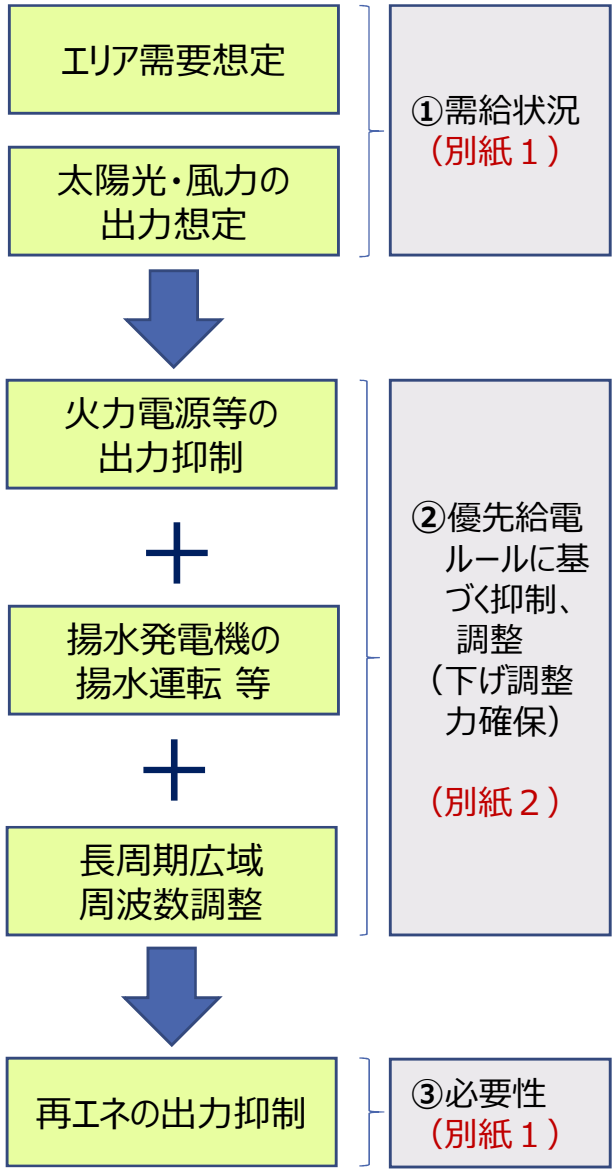
- 過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- 最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- 最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- 最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- 太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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

- 電源Ⅰ・Ⅱ火力機を、ＬＦＣ調整力２％を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- 揚水発電機の揚水運転や電力貯蔵装置の充電の最大限活用を見込んでいるか。
- 電源Ⅲ火力を、発電事業者と事前合意された出力まで抑制することを見込んでいるか。
- 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．北海道電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況

北海道電力ネットワークは、8月の以下の１日間について、前日計画段階では下げ調整力が確保できていたが、当日の需要の下振れ等により下げ調整力の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、出力抑制の当日指令を実施し、自然変動電源（太陽光）の出力抑制を実施した。

供給区域	北海道エリア（離島を除く）
指令日時	8月21日(日) 9時30頃　**当日指示**
抑制実施日	**8月21日 (日)**
最大抑制量（※1）	7.5万kW
抑制時間	9時37分～12時01分
北海道電力ネットワーク 公表サイト	北海道エリアの出力制御指示の内容を参照

(※1) 当日指令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。

3． 8月21日 オンラインの自然変動電源への当日指令について

北海道電力ネットワークは、前日計画時点において、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱの出力を抑制することで下げ調整力を確保できたため、電源Ⅲの出力抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス専焼電源（一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む）および自然変動電源の抑制は不要と判断した。
しかし当日の気象状況の変化等により、前日計画に対し、需要の下振れや太陽光の上振れが見込まれたことから、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施した。
当日指令であったことから、電源Ⅲの抑制や長周期広域周波数調整の申込、バイオマス専焼電源（一部抑制可能な地域資源バイオマスも含む）の抑制を行わずにやむをえずオンラインの自然変動電源の出力抑制を行うことになった。
なお、最大誤差量を超えた需要の下振れや太陽光の上振れがあったことが主原因であるが、至近(9/11)にも当日抑制を実施するなど複数回発生していることから、北海道電力ネットワークへ需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討するよう要請する。

(前日計画時点) ［万kW］

需要		294.5	
最低供給力		281.6	
	内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	54.4
		電源Ⅲ	29.8
		原子力	0.0
		一般水力	84.1
		地熱	1.7
		バイオマス専焼電源	6.4
		地域資源バイオマス	8.8
		太陽光	135.7
		風力	13.8
		想定誤差量	9.3
		揚水運転	▲47.0
		電力貯蔵装置の充電	▲1.5
		約定済みの域外送電	▲13.9
		長周期広域周波数調整	0.0
下げ調整力不足		▲12.9	

(当日指令時点) ［万kW］

需要		278.7	▲15.8	
最低供給力		286.2		
	内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	53.5	
		電源Ⅲ	29.8	
		原子力	0.0	
		一般水力	84.1	
		地熱	1.7	
		バイオマス専焼電源	6.8	
		地域資源バイオマス	8.8	
		太陽光	144.7	+5.5
		風力	10.3	
		想定誤差量	10.0	
		揚水運転	▲47.0	
		電力貯蔵装置の充電	▲1.5	
		約定済みの域外送電	▲15.0	
		長周期広域周波数調整	0.0	
下げ調整力不足		7.5		

４．総合評価（１／2）

本機関は、北海道電力ネットワーク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	8月 ２１
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	
（１）エリア需要等・エリア供給力	○
（２）エリア需要想定	○
（３）太陽光の出力想定	○
（４）風力の出力想定	○
２．優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容	
（１）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○
（２）揚水発電機の揚水運転	○
（３）電力貯蔵装置の充電	○
（４）電源Ⅲ火力	－
（５）長周期広域周波数調整※	－
（６）バイオマス専焼電源	－
（７）地域資源バイオマス	－
３．再エネの出力抑制を行う必要性	
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○
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。
－ 当日指令のため未実施

４．総合評価（２／2）

評価項目	理由
１．再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況	－
（１）エリア需要等・エリア供給力	エリア需要等と、再エネ余剰分を差し引いたエリア供給力とが等しく計画されていた。
（２）エリア需要想定	類似の過去実績から補正を行い適切な想定ができていた。
（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）電源Ⅰ・電源Ⅱ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）揚水発電機の揚水運転	降雨による使用不可の揚水発電機を除いて、最大限揚水することを確認した。
（３）電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、作業による容量減少分を除き、最大限活用していることを確認した。
（４）電源Ⅲ火力	前日段階では下げ調整力不足でなかったため抑制は未実施。
（５）長周期広域周波数調整	前日段階では下げ調整力不足でなかったため、長周期広域周波数調整は未実施。
（６）バイオマス専焼電源	前日段階では下げ調整力不足でなかったため抑制は未実施。
（７）地域資源バイオマス	前日段階では下げ調整力不足でなかったため抑制は未実施。
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	想定誤差量を超える需要の下振れおよび太陽光の上振れのため、エリア供給力が、エリア需要等を上回る結果となったことを確認した。

総合評価	**再エネ出力抑制を実施した １日間において、各項目が妥当であったと評価する。 ただし、需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討が必要と考えらえる。**

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。ただし、当日抑制が複数回発生していることから、北海道電力ネットワークへ需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討するよう要請を行う。

○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・風力の出力を想定していた。ただし、当日抑制が複数回発生していることから、需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討が必要と考えられる。

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、および電力貯蔵装置の充電を最大限活用し下げ調整力を最大限確保する計画としていた。電源Ⅲの最低出力運転ならびに長周期広域周波数調整、バイオマス専焼電源の抑制については、当日指示だったため緊急の活用は不可能であったことを確認した。

③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性(2)

電力広域的運営推進機関
別紙１

（単位：万kW）

				北海道エリア 前日計画		北海道エリア 当日計画	
	場所			北海道エリア		北海道エリア	
	出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻			8月21日(日)	9:30～10:00	8月21日(日)	9:30～10:00
				【需要想定】	【基準】	【需要想定】	【基準】
需要想定	年月日（曜日）			2022.8.21(日)	2021.8.22(日)	2022.8.21(日)	2021.8.22(日)
	札幌地点	気温（℃）		25.7	23.4	24.3	23.4
		湿度（%）		54.0	63.0	60.0	63.0
		30分積算日射量（kW/m2）		0.712	0.722	0.644	0.722
		30分降雪量（cm）		0	0	0	0
	相関係数	A	気温に対する相関係数	予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日の気象予測地点毎の各パラメータに対して相関係数を作成し、重回帰法にて需要を想定（参照データ数は、参照期間と説明変数の組み合わせで1000以上）		予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日の気象予測地点毎の各パラメータに対して相関係数を作成し、重回帰法にて需要を想定（参照データ数は、参照期間と説明変数の組み合わせで1000以上）	
		B	湿度に対する相関係数				
		C	30分積算日射量に対する相関係数				
		D	30分降雪量に対する相関係数				
	需要（万kW）		過去の需要実績		276.8		276.8
			需要想定値①	294.5		278.7	
				【出力想定】		【出力想定】	
太陽光の出力想定	日射量予測値（MJ / m²）			2.02 ～ 2.74		2.12 ～ 2.74	
	出力想定値(※1)（万kW）		特高②	58.5		58.1	
			高圧③	53.5		60.0	
			低圧④	23.7		26.6	
	合計⑤		②＋③＋④	135.7		144.7	
風力の出力想定	風速予測値（m / s）			0.6 ～ 9.1		0.8 ～ 8.2	
	出力想定値（万kW）		特高⑥	11.8		9.1	
			高圧⑦	1.4		0.8	
			低圧⑧	0.6		0.4	
	合計⑨		⑥＋⑦＋⑧	13.8		10.3	
				【前日計画】		【前日計画】	
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）	54.4		53.5	
		(G)	電源Ⅲ（火力）	29.8		29.8	
		(L)	原子力	0.0		0.0	
		(J)	一般水力	84.1		84.1	
		(K)	地熱	1.7		1.7	
		(H)	バイオマス専焼電源	6.4		6.8	
		(I)	地域資源バイオマス	8.8		8.8	
		(E-1)	太陽光⑤	135.7		144.7	
			風力⑨	13.8		10.3	
		(E-2)	想定誤差量	9.3		10.0	
		エリア供給力 計⑩		344.0		349.7	
	エリア需要等	(A)	エリア需要（本土）①	294.5		278.7	
		揚水運転等 (C-1)	揚水式発電機の揚水運転⑪	▲ 47.0		▲ 47.0	
		揚水運転等 (C-2)	電力貯蔵装置の充電⑫	▲ 1.5		▲ 1.5	
		域外送電 (B-1)	約定済みの域外送電電力⑬	13.9		15.0	
		域外送電 (B-2)	長周期広域周波数調整⑭	0.0		0.0	
		エリア需要等 計⑮＝①－（⑪＋⑫＋⑬＋⑭）		356.9		342.2	
				【前日計画】		【前日計画】	
必要性（万kW） イメージ図は「別紙３」	エリア供給力 計⑩			344.0		349.7	
	エリア需要等 計⑮			356.9		342.2	
	判定			×		○	
	(D),(d)	誤差量を織込んだ抑制必要量⑯＝(⑮－⑩)		▲ 12.9		7.5	

（※１） 10kW未満の発電所については想定自家消費量を差し引いた値

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) 作業制約による停止不可
(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) 高見・新冠４台目揚水運転不可（同期安定度）
(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) 東北東京間連系線の空容量不足
(o) 作業制約に伴う容量減
(p) 降雨による出水増加のため
(q) 当日指示では対応できないため
(r) 下げ調整力確保済により対応不要

（単位：万kW）

優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）			8月21日(日) 前日計画				8月21日(日) 当日計画			
	燃種	発電所	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	最低出力①	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
電源Ⅰ・Ⅱ火力	石炭	苫東厚真	25.4	25.4	0.0		25.4	25.4	0.0	
		砂川	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	重油	知内	8.5	8.5	0.0		8.5	8.5	0.0	
		伊達	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		苫小牧	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		共発	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
※最低出力は周波数調整力2%を含む 周波数調整力２％確保の発電所	LNG	石狩	19.6	20.5	0.9	(r)	19.6	19.6	0.0	
	合計		53.5	54.4	0.9	—	53.5	53.5	0.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（２）			8月21日(日)				8月21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(※)
揚水発電機の揚水運転	京極	1	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0		▲ 23.5	▲ 23.5	0.0	
		2	▲ 23.5	▲ 23.5	0.0		▲ 23.5	▲ 23.5	0.0	
	高見	1	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)
		2	▲ 14.0	0.0	14.0	(p)	▲ 14.0	0.0	14.0	(p)
	新冠	1	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)
		2	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)	▲ 10.0	0.0	10.0	(p)
	合計		▲ 91.0	▲ 47.0	44.0	—	▲ 91.0	▲ 47.0	44.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）		8月21日(日)				8月21日(日)			
電力貯蔵装置の充電	南早来変電所蓄電池	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(※)
		▲ 1.5	▲ 1.5	0.0		▲ 1.5	▲ 1.5	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）	8月21日(日)				8月21日(日)			
電源Ⅲ火力	発電所 ※発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	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(混焼バイオマス含む)	15.2 [36%]	27.4	12.2	(r)	15.2 [36%]	27.4	12.2	(q)
	自家発余剰	0.0 [0%]	2.4	2.4	(r)	0.0 [0%]	2.4	2.4	(q)
	合計	15.2	29.8	14.6	—	15.2	29.8	14.6	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）		8月21日(日)				8月21日(日)			
長周期広域周波数調整（連系線活用） ※1 空容量＝（運用容量）－約定済みの域外送電電力－マージン（ΔkWマージン含む） ・空容量は電力実績マージン減少後の値	地域間連系線	前日１５時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	前日１５時時点の空容量① ※1（運用容量）	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
	北海道本州間連系設備	46.1 (90.0)	0.0	▲ 46.1	(r)	30.0 (90.0)	0.0	▲ 30.0	(q)

優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）		8月21日(日)				8月21日(日)			
バイオマス専焼電源	電源合計 ※発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異（②－①）	差異理由(※)
		4.8 [63%]	6.4	1.6	(r)	4.8 [63%]	6.8	2.0	(q)
	自家発余剰	0.0 [0%]	0.0	0.0		0.0 [0%]	0.0	0.0	
	合計	4.8	6.4	1.6	—	4.8	6.8	2.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）		8月21日(日)				8月21日(日)			
地域資源バイオマス ※発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力	電源合計	合意した最低出力① [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	2.2 [50%]	4.4	2.2	(r)	2.2 [50%]	4.4	—	(q)
	出力抑制不可	—[100%]	4.4	—	A(105),B(5),C(0)	—[100%]	4.4	—	A(105),B(5),C(0)
	合計	2.2	8.8	0.0	—	2.2	8.8	0.0	—

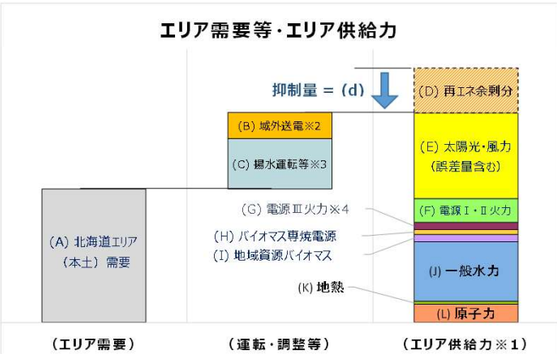
想定誤差量			8月21日(日)	8月21日(日)
想定誤差量	出力帯		高出力帯	-
	出力帯算定	(A)当日 想定最大出力	161.4	-
		(B)当日 想定出力	151.0	-
		(C)出力率 (B)／(A)	93.6%	-
	誤差量	太陽光誤差	6.6	6.0
		エリア需要誤差	2.7	4.0
		合計	9.3	10.0

（参考）当日の需給実績(1)

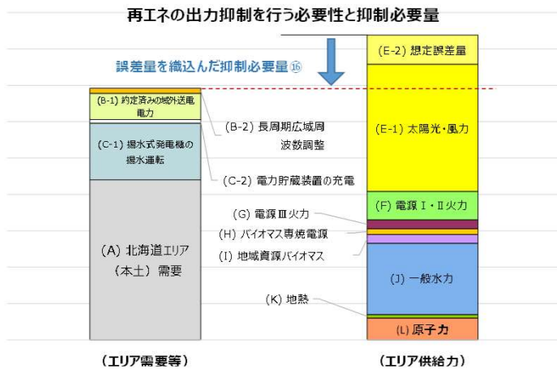
（単位：万kW）

		場所		北海道エリア
		下げ調整力最小時刻		8月21日(日) ９時３０分～１０時
天候・気温	天候			晴
	気温（℃）			25.7
（参考）当日の需給実績		(A)	エリア需要（本土）	284.8
	エリア供給力	(F)	電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	67.8
		(G)	電源Ⅲ（火力）	31.2
		(L)	原子力	0.0
		(J)	一般水力	81.2
		(K)	地熱	1.2
		(H)	バイオマス専焼電源	3.4
		(I)	地域資源バイオマス	11.5
		(E)	太陽光（抑制量含む）	149.7
			風力（抑制量含む）	13.2
		エリア供給力計		359.2
	揚水運転等	(C)	揚水式発電機の揚水運転・電力貯蔵装置の充電	▲ 40.6
	域外送電	(B)	約定済みの域外送電電力・長周期広域周波数調整	▲ 21.2
	抑制	(D)	太陽光・風力抑制	▲ 12.6
	供給力計			284.8

○需給状況（別紙１）・当日の需給実績（別紙３）のイメージ図



○必要性（別紙１）のイメージ図



※１：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。
※２：北海道本州間連系設備の運用容量相当。
※３：電力貯蔵装置の充電を含む。 ※４：バイオマス混焼電源を含む。

再生可能エネルギー発電設備（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

～北海道電力ネットワーク編～

２０２２年９月２８日
電力広域的運営推進機関

目次

１．検証方法
２．下げ調整力不足時の対応順序
３．需給状況
　（１）エリア需要等・エリア供給力
　（２）エリア需要想定
　（３）太陽光の出力想定
　（４）風力の出力想定
４．優先給電ルールに基づく抑制、調整
　（１）電源Ⅰ・Ⅱ火力
　（２）揚水発電機の揚水運転
　（３）電力貯蔵装置の充電
　（４）電源Ⅲ火力
　（５）長周期広域周波数調整
　（６）バイオマス専焼電源
　（７）地域資源バイオマス
５．想定誤差量
６．再エネの出力抑制を行う必要性

(参考１）風力発電の導入拡大に向けた実証試験について
(参考２）電源Ⅲおよび専焼バイオマス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

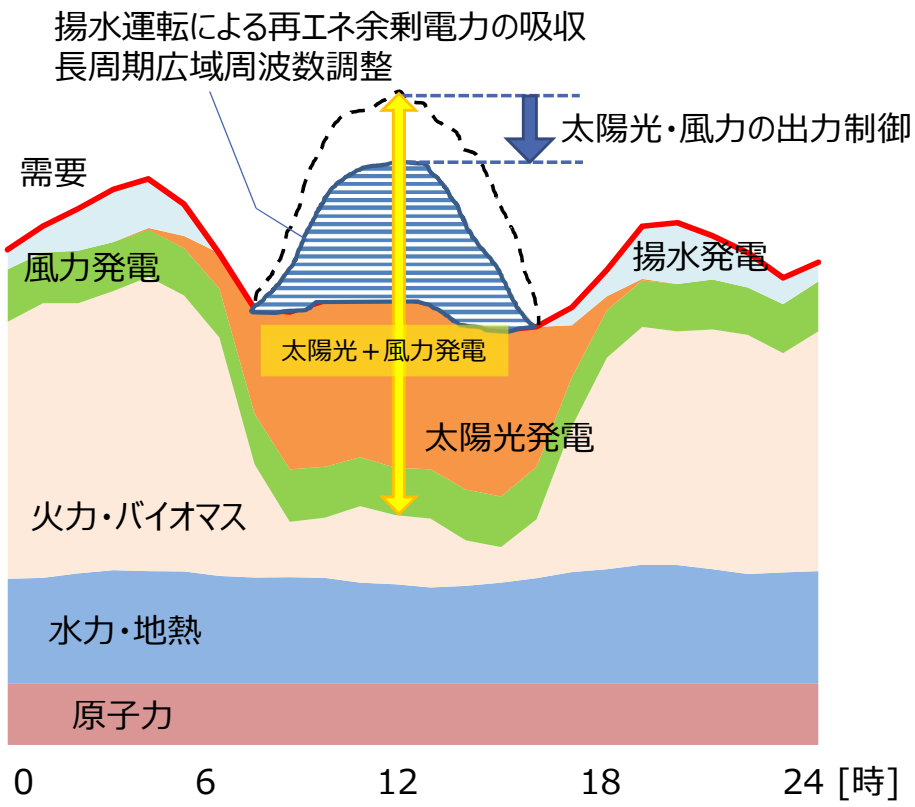
（※１）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。
（※２）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げることができる余地をいう。
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 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。

1．検証方法（2）

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電力貯蔵装置の充電

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

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

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

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

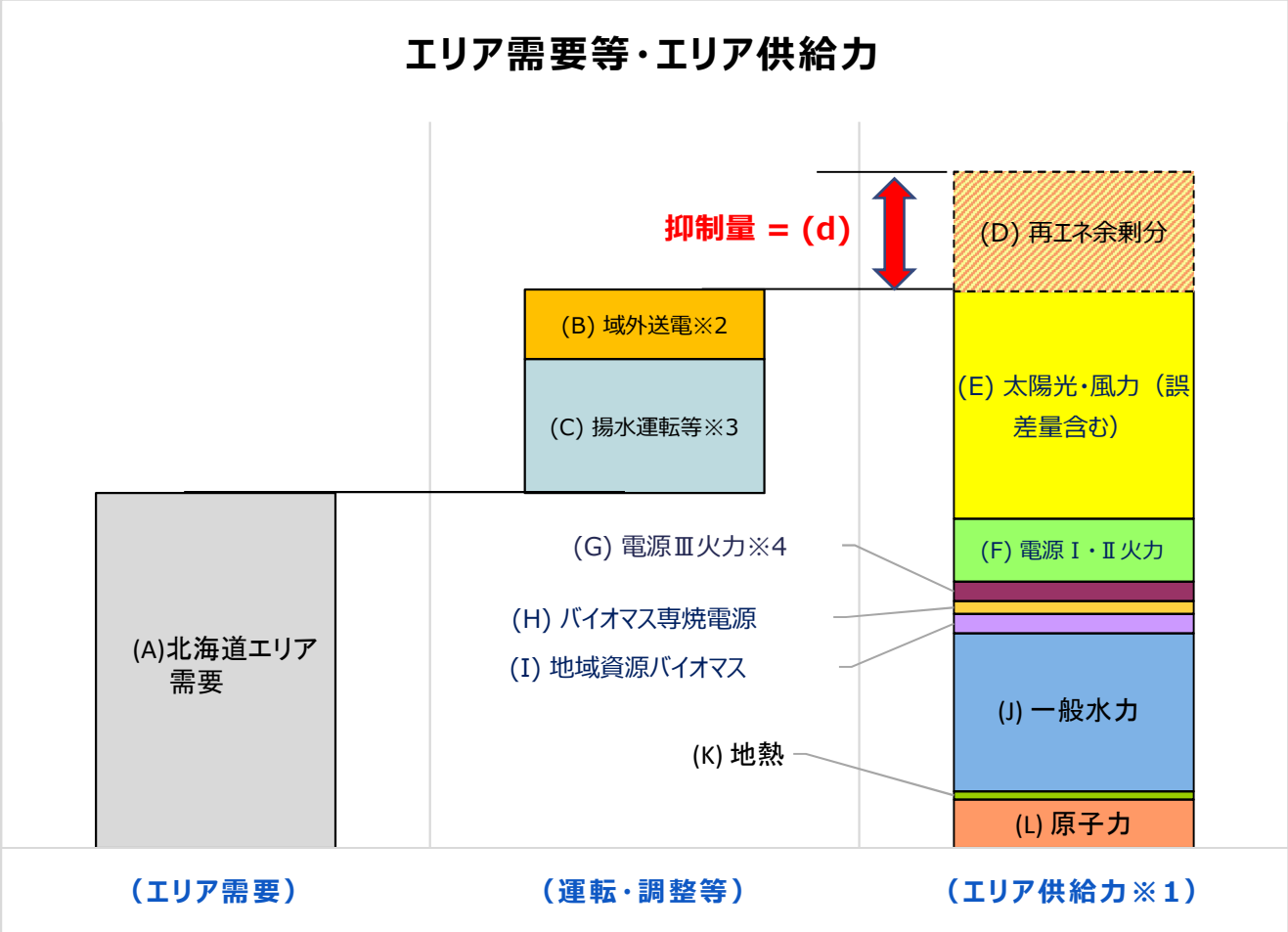
⑤ 自然変動電源の出力抑制

⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

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：北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備 ）の運用容量相当。
※３：電力貯蔵装置の充電を含む。 ※４：バイオマス混焼電源を含む。

3．需給状況（２）エリア需要想定

エリア需要は、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 需要予測モデル作成
（過去の気象実績・需要実績に基づき、気象予測値と需要予測値に適用する相関係数の作成）

予測対象日の直近数十日と、過年度同時期の数十日における実績を用いて相関係数を作成

相関係数作成に使用する要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

② 需要予測
（需要予測モデル作成で算出された相関係数と気象予測値を用いて需要予測値を算出）

需要予測に使用する気象要素(例)

・気温[℃]・湿度[%]・日射量[W/m²]・降雪量[cm]等

予測対象地点：旭川, 札幌, 帯広, 室蘭, 函館

予測粒度：30分

需要想定計算イメージ

需要予測値={気温瞬時値×A ＋ 湿度瞬時値×B ＋ 30分積算日射量×C ＋ 30分降雪量×D} ×補正率

A,B,C,D:需要予測モデル作成で過去実績から算出した各気象予報値と需要の相関係数

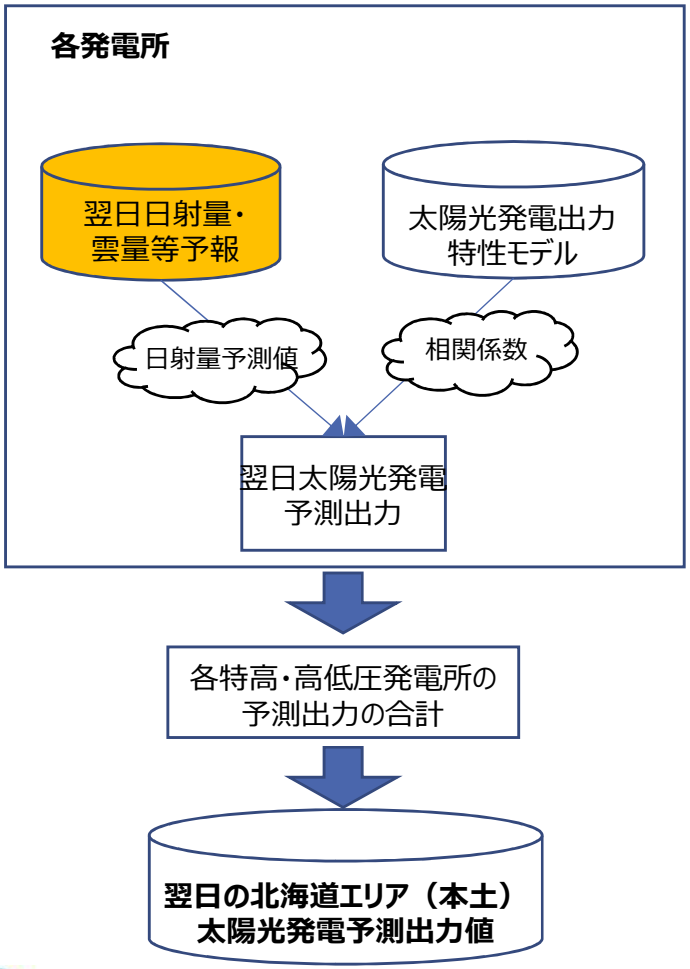
③ 需要補正
（平日以外（土日祝、GW、年末年始）の場合、過去実績から算出した補正率を適用）

④ 24時間の需要想定値を決定し、下げ調整力最小時刻の需要想定を作成

3．需給状況（３）太陽光の出力想定

太陽光発電は、日射量予測値を基に出力を想定したか確認する。日別の状況は「別紙１」参照。

各発電所の予測出力は、「翌日日射量・雲量等予報」で作成した日射量予測値と「太陽光発電出力特性モデル」で作成した日射量予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。



〔各発電所予測出力〕（※1,2）
＝ 日射量予測値（※3） × 相関係数（※4）

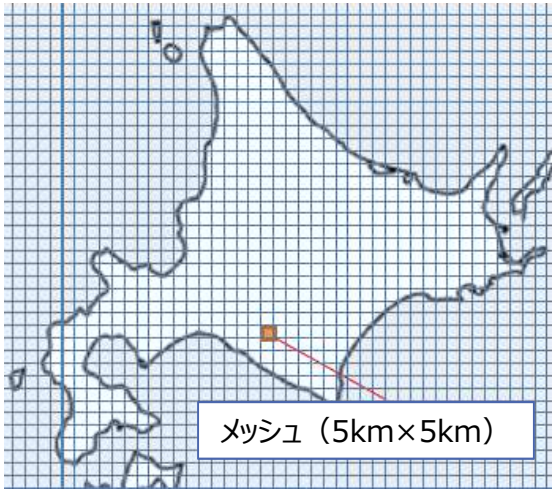
（※1）特高出力（39箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする

（※2）10kW未満の発電所については想定自家消費量を反映した値とする

（※3）気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量予測値（30分値）

（※4）下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の日射量と出力の相関係数
- ・定格出力
- ・日射量実績
- ・太陽光発電出力実績

（初期モデルで使用する項目）
- ・定格出力
- ・方位角、仰角
- ・変換効率

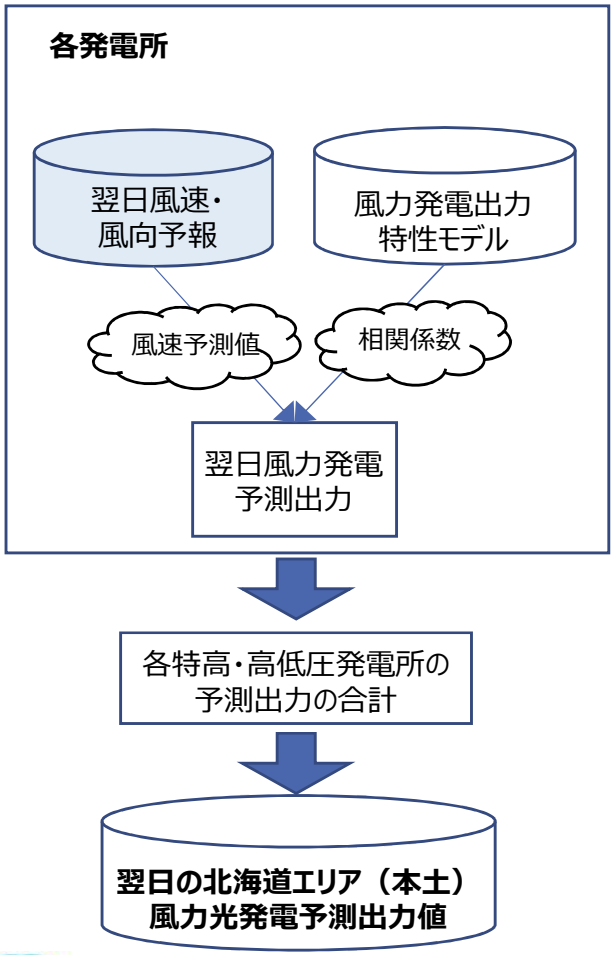


3．需給状況（４）風力の出力想定

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

各発電所の予測出力は、「翌日風速・風向予報」で作成した風速予測値と「風力発電出力特性モデル」で作成した風速予測値と発電予測出力の相関係数との積で算出する。

※風力実証サイトについてはスポット約定量を出力予測値とする（参考１）



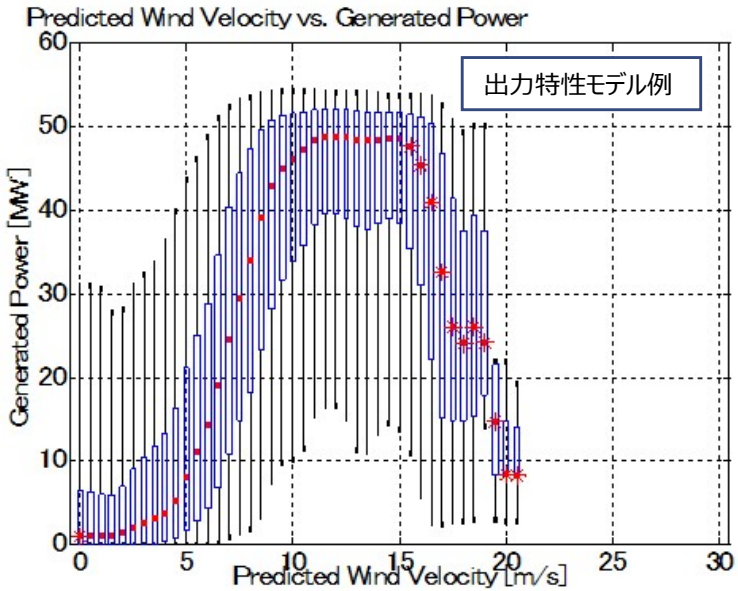
〔各発電所予測出力〕（※1）
＝ 風速予測値（※2） × 相関係数（※3）

（※1）特高出力（30箇所）は各発電所単位で想定し、高低圧出力はメッシュ単位（5km×5km）で予測値を算出した後、設備量比率で按分した値を想定値とする

（※2）気象会社から前日に提供された、抑制当日の発電所単位（高低圧　ではメッシュ単位）の風速・風向予測値（30分値）

（※3）下記項目から算出した発電所単位（高低圧ではメッシュ単位）の風速と出力の相関係数

・定格出力
・風速
・風向実績
・風力発電出力実績
（初期モデルで使用する項目）
・定格出力
・定格風速
・カットイン
・カットアウト風速



４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（１）電源Ⅰ・Ⅱ火力

電源Ⅰ・Ⅱの火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、北海道電力ネットワークが公表している「周波数調整マニュアル」の規定に基づき、常時の系統容量に対するＬＦＣ（※１）調整力２％を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

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

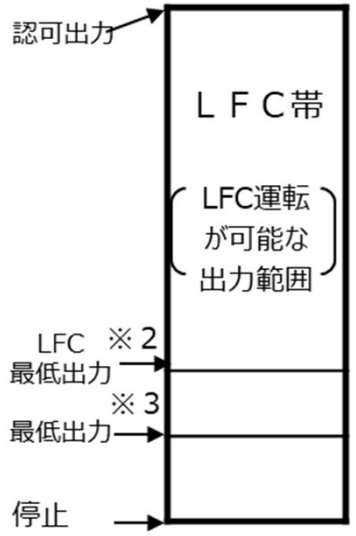
○下げ調整力不足時における電源Ⅰ・Ⅱ火力の対応

石油火力・石炭火力・LNG火力

- 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、マストラン電源として系統の最低限の維持に必要な３台の運転を確保し、その他の発電所は停止する。
- 当日必要な予備力を確保する（北海道本州間連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）

※系統容量2%分の調整力を加算するユニットは、オンライン制御の可否や負荷変化率を考慮し決定する

〔火力機の運転範囲〕



※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）揚水発電機の揚水運転

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		揚水動力（万ｋW）
発電所名	号機	
京極	1	▲23.5
	2	▲23.5
高見	1	▲10.0
	2	▲14.0
新冠	1	▲10.0
	2	▲10.0
合計：　6台		▲91.0

○下げ調整力不足時における揚水発電機の揚水運転の対応

①京極発電所　　２台揚水

②高見・新冠発電所　最大３台揚水

４台目揚水は同期安定度上の制約から不可※
下げ調整力確保のため、揚水動力の大きい高見２Gを含む３台揚水とする。
※高見・新冠発電所は立地が近く近傍の送電線事故を考慮

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（３）電力貯蔵装置の充電

北海道電力ネットワークが保有する需給バランス改善用の電力貯蔵装置は、南早来変電所に設置している大容量蓄電池が該当する。大容量蓄電池は、当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙２」参照。

北海道電力ネットワークの大容量蓄電池	充電最大電力（万ｋW）
南早来変電所蓄電池	▲1.5

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（４）電源Ⅲ火力

電源Ⅲの火力発電所（バイオマス混焼電源を含む）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電源Ⅲ火力の対応

①電源Ⅲ火力（混焼バイオマスを含む）（※２）

設備保安上等問題のない範囲で最低出力とする。

ただし、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自家発余剰分（※２）

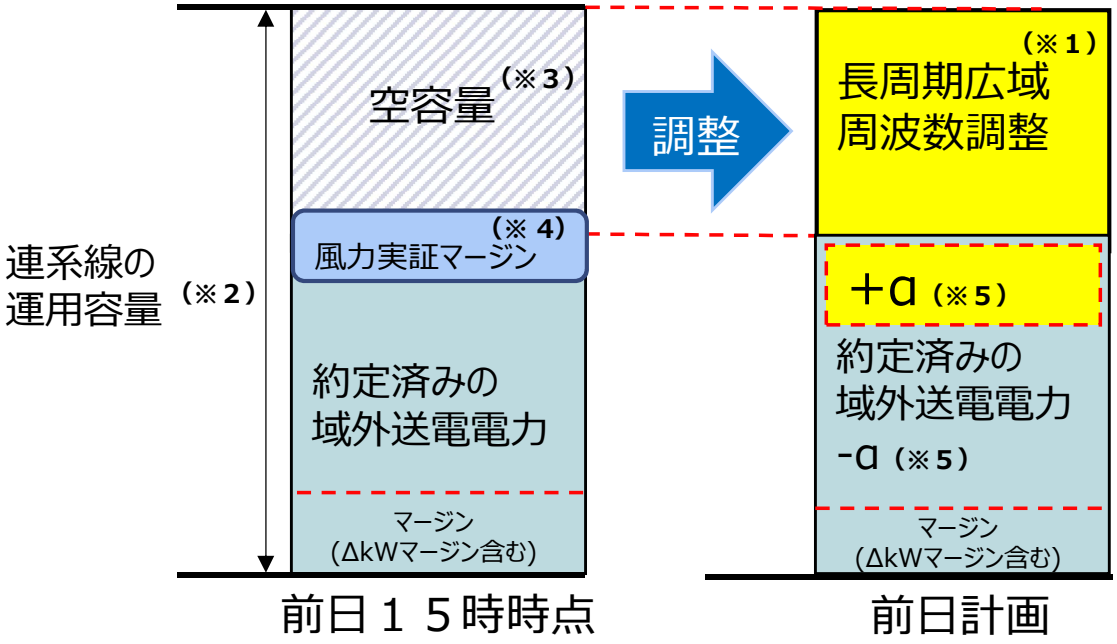
発電機の運用上、多少の逆潮流は避けられないものの、可能な限り逆潮流なしの運用を要請。

（※1）北海道電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。
（※2）　最低出力は、発電設備の補修停止等を考慮する。なお、発電事業者に対する調整状況は「参考２」参照。

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（５）長周期広域周波数調整

北海道本州間連系設備（北海道・本州間電力連系設備，新北海道本州間連系設備）　（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）北海道風力実証試験にかかるマージン（順方向）を減少し、長周期広域周波数調整に活用することで、連系線活用量を拡大して、系統全体における再エネ出力抑制量を低減する。

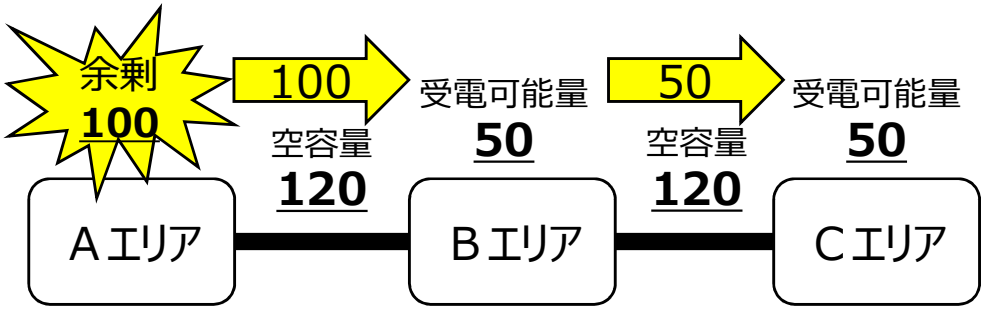
（※５）約定済みの域外送電電力は、前日12時時点で決定済みのため、電源Ⅲの抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部の原資が、電源Ⅲから再エネに差し替わる（＝α）

（参考）長周期広域周波数調整のイメージ

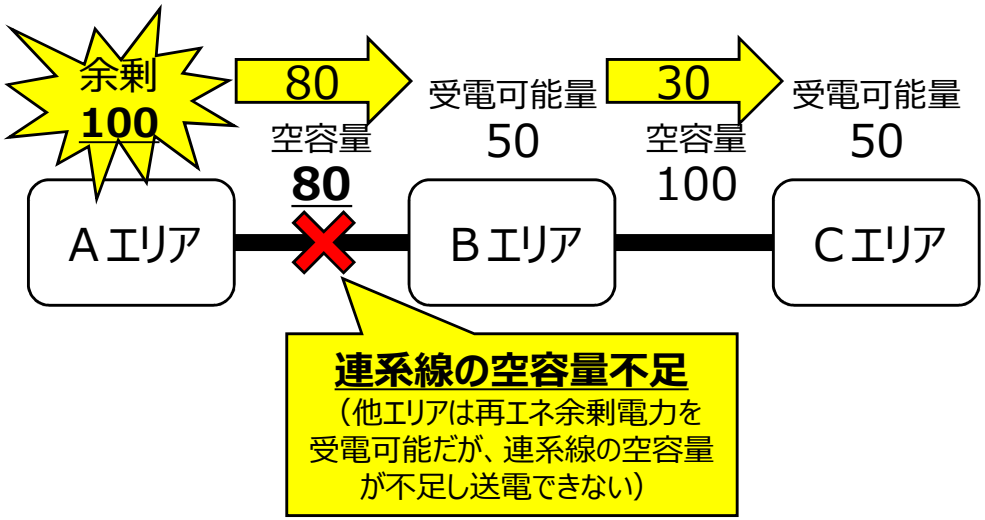
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネ電力を最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

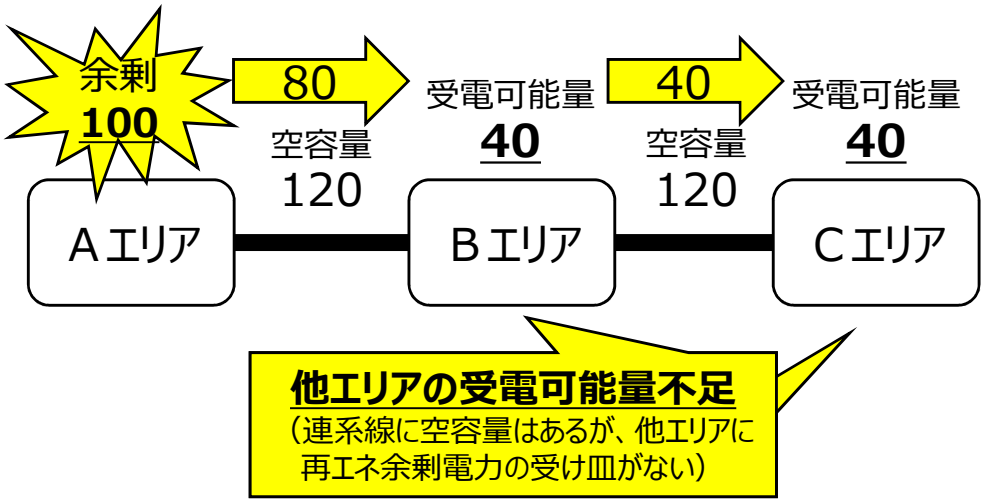
（※1）一般送配電事業者からオンラインで調整できる範囲で、火力電源の出力抑制や揚水式発電所の揚水運転等の措置を実施することで、他エリアの再エネ余剰電力の受電に協力可能な電力量。

○再エネ出力抑制を回避



○再エネ出力抑制に至る例





４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（６）バイオマス専焼電源

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

①バイオマス専焼電源

設備保安上等問題のない範囲で最低出力とする。

ただし、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。

②自家発余剰分

発電機の運用上、多少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。

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

４．優先給電ルールに基づく抑制、調整（７）地域資源バイオマス

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

○下げ調整力不足時における地域資源バイオマス電源の対応

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

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

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

【理由】	【発電所数】
Ａ　発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	１０５
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	５
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！再生可能エネルギー－新制度に関するよくある質問－ＦＡＱ　５－９、５－１０
https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#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、当日想定の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11時の予測と当日実績との差）を基に決定する。
② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

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、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）		8月 12:00～12:30コマの最大誤差量		
		太陽光	エリア需要	合計
高出力帯	（90%～）	6.2	16.3	22.5
中出力帯②	（67.5%～90%）	39.2	25.9	65.1
中出力帯①	（45%～67.5%）	69.3	45.7	115.0
低出力帯②	（22.5%～45%）	94.5	61.1	155.6
低出力帯①	（～22.5%）	34.0	26.6	60.6

・ データ収集期間：2019／4 ～ 2022／3
・ 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

表２　想定誤差量の決定フロー

当日の想定出力率を算出

当日 該当コマ想定最大出力（**a**）［MW］
当日 該当コマ想定出力（**b**）［MW］
当日 想定出力率（**c**）＝（**b**）／（**a**）［%］

↓

当日の出力帯を決定

（**c**）を **表１**の出力帯(出力率)に当てはめる

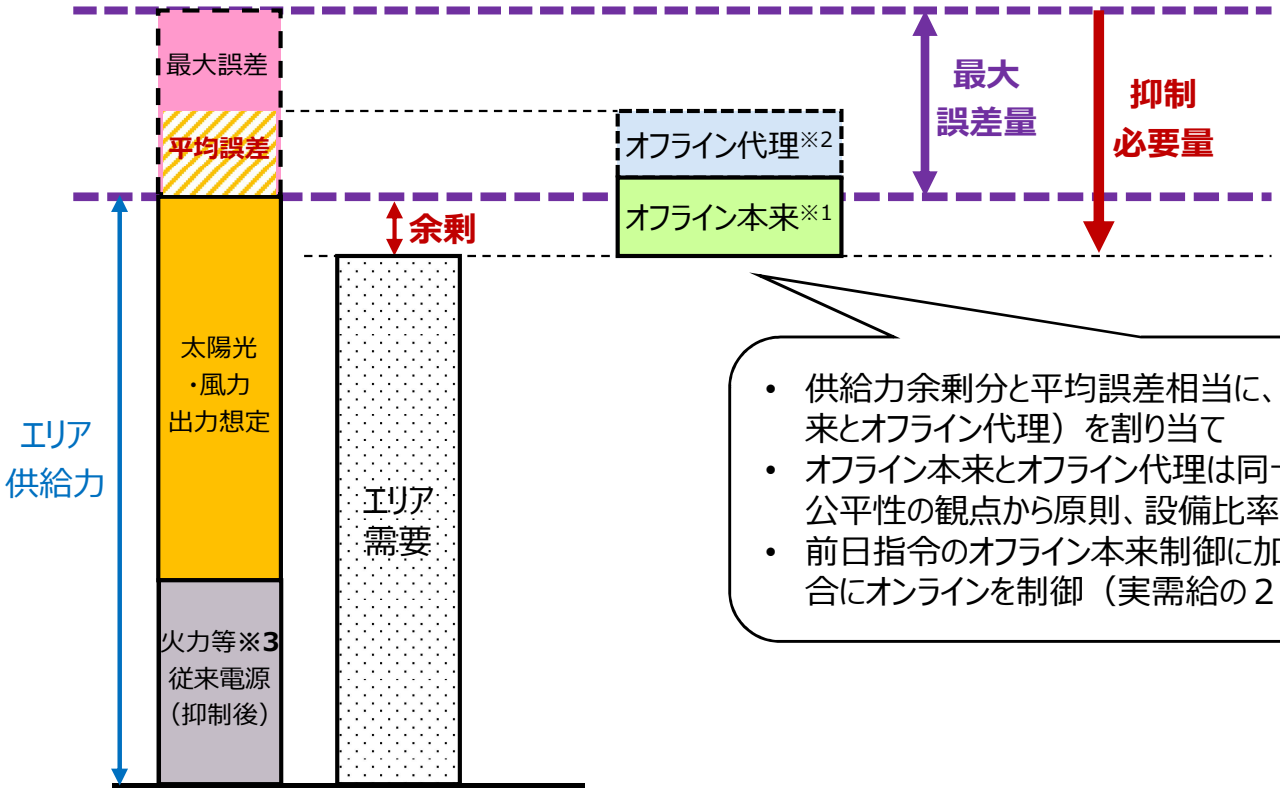
↓

当日の想定誤差量を決定

（参考）再エネ出力制御の運用方法

前頁のとおり、前日指令時点の想定誤差量は「最大誤差量」で評価する。

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



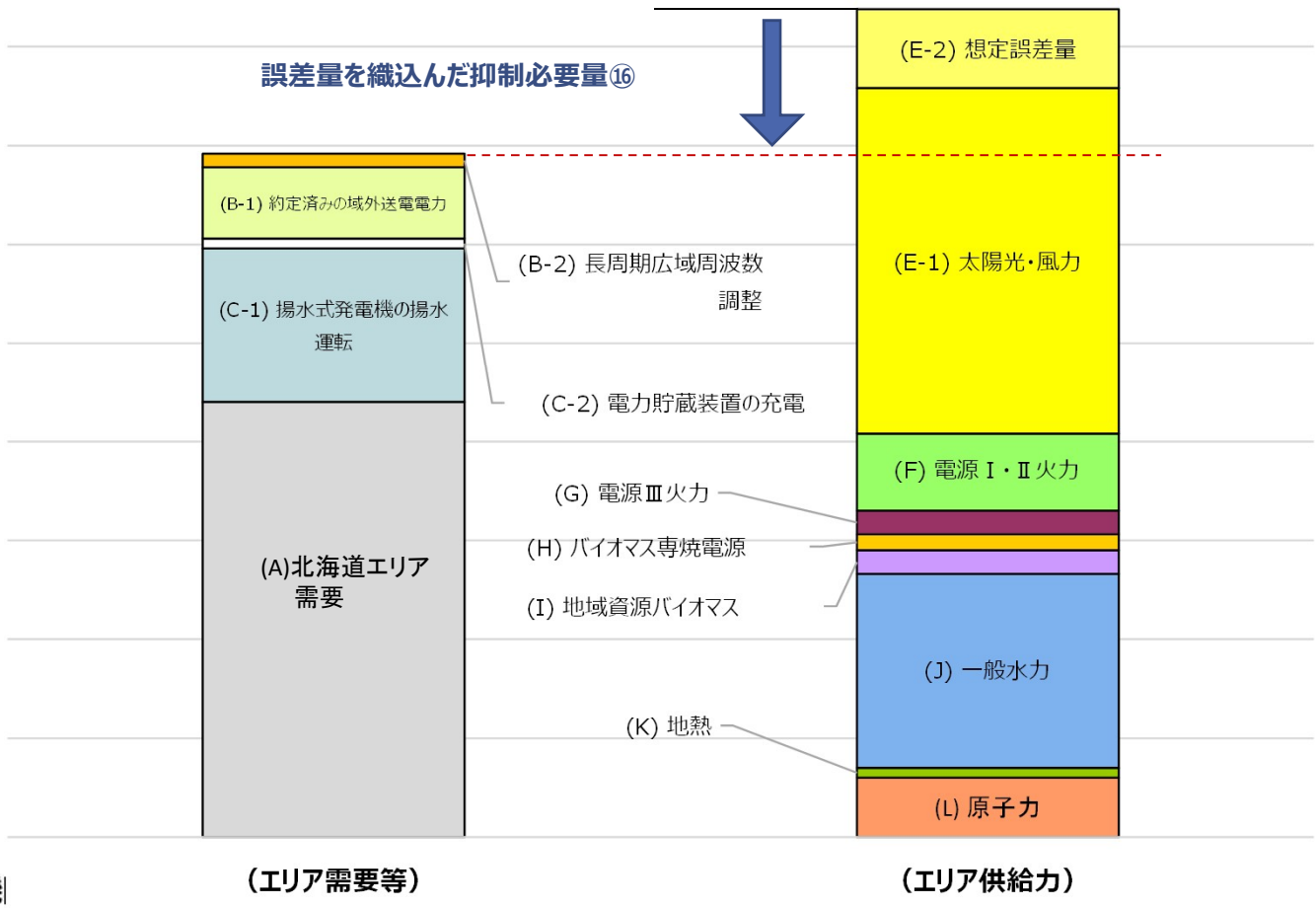
- 供給力余剰分と平均誤差相当に、オフライン制御（オフライン本来とオフライン代理）を割り当て
- オフライン本来とオフライン代理は同一のオフライン制御対象であり、公平性の観点から原則、設備比率で配分
- 前日指令のオフライン本来制御に加えて、出力制御が必要な場合にオンラインを制御（実需給の２時間前に判断）

※1：旧ルール500kW以上の太陽光ほか
※2：オンライン制御事業者に代理で出力制御を実施してもらう、本来出力制御すべきオフライン制御事業者（旧ルール10～500kW未満の太陽光ほか）
※3：前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

6． 再エネの出力抑制を行う必要性

電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要等を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙１」参照。

再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量

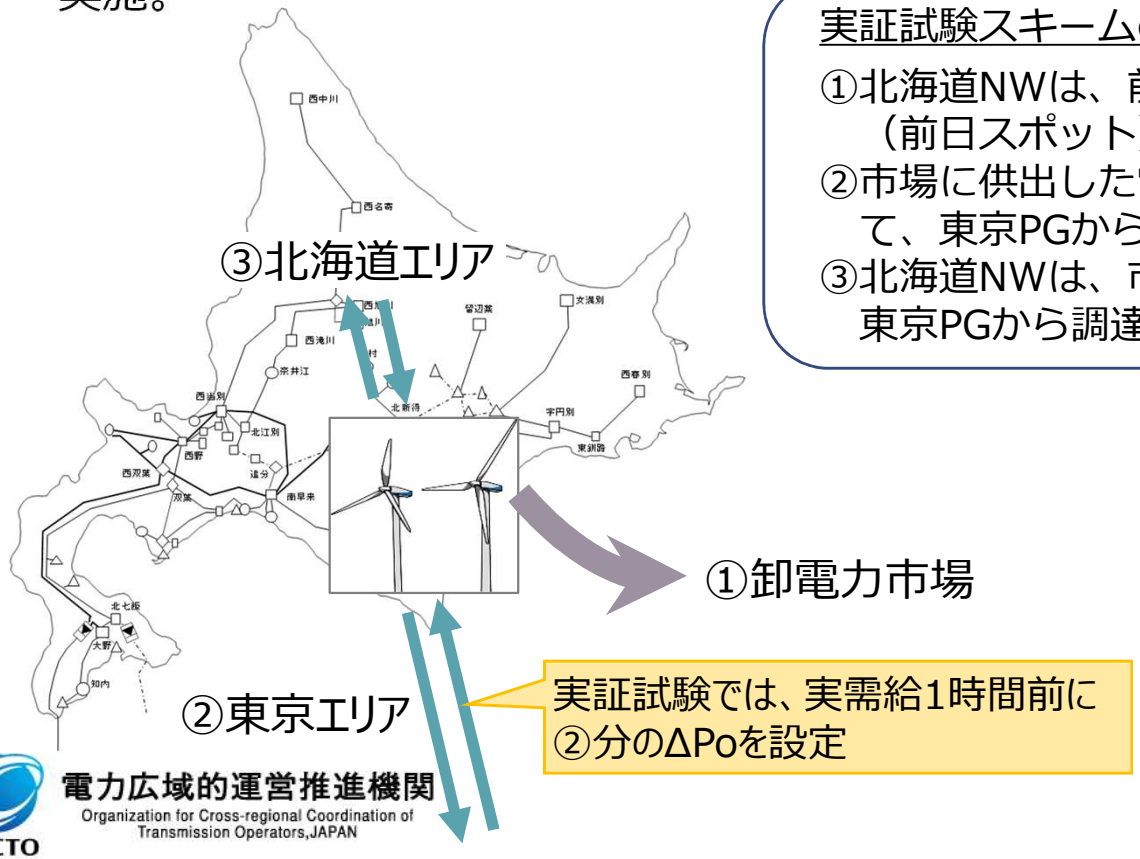


（参考１）風力発電の導入拡大に向けた実証試験について

北海道エリアでは、風力発電の連系拡大により、地内の調整力による対応が限界に達することから、北海道電力ネットワーク（以下、北海道NW）と東京電力パワーグリッド（以下、東京PG）では、地域間連系線を介して東京エリアの調整力を活用することにより風力発電の連系を拡大する実証試験を実施している。

〇実証試験のための調整力を東京PGから調達するにあたり、北海道本州間連系設備および東北・東京間連系線に実証試験用のマージンを設定し、確保したマージンの中で必要な調整力を受給している。

〇調整力の受給は、現状の地域間連系線通告変更の仕組みに従い、実需給1時間前にΔPo を設定することにより実施。

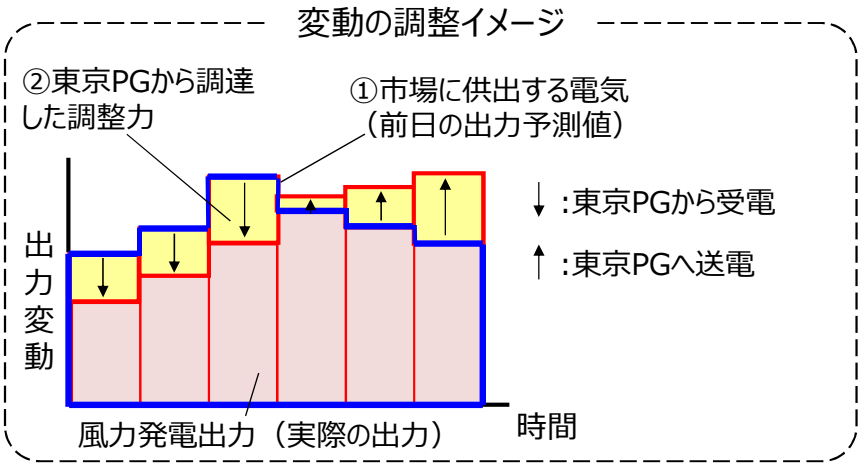


実証試験スキームの概要

①北海道NWは、前日予測値に基づいて、実証風力の電力を卸電力市場（前日スポット）に供出

②市場に供出した電気と実需給1時間前時点の出力予測値との差分について、東京PGから調整力を調達

③北海道NWは、市場に供出した電気と実際の風力発電出力との差分を、東京PGから調達した調整力と北海道エリア内の調整力により調整



（参考２）電源Ⅲおよび専焼バイオマスの出力抑制に関する調整状況

北海道電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、北海道エリア内の電源Ⅲ等の出力抑制について、１６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。

- 最低出力比率が50%超過の事業者に対しては、要件を満たしている事業者との公平性の観点から、引き続き最低出力引き下げの協議を行っていく。

［万ｋW］

種別	最低出力比率（%）		事業者数	定格出力	最低出力（出力率（%））	
事業用	①定格出力の50%以下	電源Ⅲ	5者	36.2	9.1	（25%）
		専焼バイオマス	0者	0	0	
	②定格出力の50%超過	電源Ⅲ	1者	10.4	8.3	（80%）
		専焼バイオマス	2者	7.6	4.8	（63%）
自家発※	③自家消費相当分まで抑制	電源Ⅲ	7者	11.8	0	（0%）
		専焼バイオマス	1者	0.1	0	（0%）
出力抑制対象　合計			16者	66.1	22.2	（34%）

※　自家発事業者は、発電機の運用上、多少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。

別紙2

ウェブサイト公表文

更新日：2022 年 9 月 28 日

北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制に関する検証結果の公表について（2022 年8月分）

北海道電力ネットワーク株式会社が 2022 年 8 月に実施した、北海道エリア（離島を除く）における再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）（以下、「再エネ」という）の出力抑制について、当機関は、業務規程第 180 条第 2 項の規定に基づき、出力抑制に関する指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

1.抑制実施日とエリア

- 8 月 21 日（日）北海道エリア（※1）

（※1）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、需要の下振れおよび太陽光出力の上振れにより、当日出力抑制の指令を行ったもの。

2.検証内容

（1）再エネの出力抑制に関する指令をおこなった時点で予想した需給状況

（2）優先給電ルールに基づく抑制・調整（下げ調整力確保）の具体的内容

（3）再エネの出力抑制をおこなう必要性

3.検証結果

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

しかしながら、今回の抑制は、前日段階における需給バランスでは出力抑制は不要と判断したが、需要の下振れおよび太陽光出力の上振れにより、当日出力抑制が必要になったものである。結果として、前日までに出力抑制指令が必要な電源Ⅲやバイオマス専焼電源が出力抑制されず、当日オンライン制御の自然変動電源の出力抑制で下げ調整力不足を解消することとなった。北海道エリアでは、最大誤差量を超える需給状況が複数回発生し当日抑制が行われていることから、北海道電力ネットワークへ需要予測および再エネ出力予測の精度向上について再検討するよう要請を行う。

4.添付資料

- （添付資料）北海道エリアにおける再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)の出力抑制の検証結果（2022年８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　～北海道電力ネットワーク編～(XXXXKB)

お問い合わせ

お問い合わせフォーム