

第11号議案

東北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5月分) (案)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、2022年5月に実施した東北エリア(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東北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

- 5月 2日(月) 東北エリア
- 5月 3日(火) 東北エリア
- 5月 4日(水) 東北エリア
- 5月 5日(木) 東北エリア
- 5月 6日(金) 東北エリア
- 5月 8日(日) 東北エリア
- 5月10日(火) 東北エリア
- 5月15日(日) 東北エリア
- 5月29日(日) 東北エリア(※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、気象状況の急変により、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。

5月29日(日)の再エネ出力抑制は、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、気象の急変等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再エネ出力抑制で下げ調整力不足を解消することとなったが、これは、想定を超えた風力出力の増加と下池濁度制約による揚水運転の不可に対応したやむを得ぬ処置であり、検証結果としては適切であると総合的に判断する。

4. 公表日 : 2022年 6月29日 (本機関ウェブサイト)

以上

【添付資料】

別紙1 : 東北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5月抑制分 東北電力ネットワーク編～

別紙2 : ウェブサイト公表文「東北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」

東北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5月抑制分 東北電力ネットワーク～

2022年6月29日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 東北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 ～東北電力ネットワーク編～

1. はじめに

東北電力ネットワークは、2022年5月に、東北エリア（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、9日間実施した。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、東北電力ネットワークから送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）第183条および第185条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、抑制前日の指令時点において、東北電力ネットワークの出力抑制が法令および業務指針に照らして妥当であったか否かを確認および検証したので、その結果を公表する。

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)

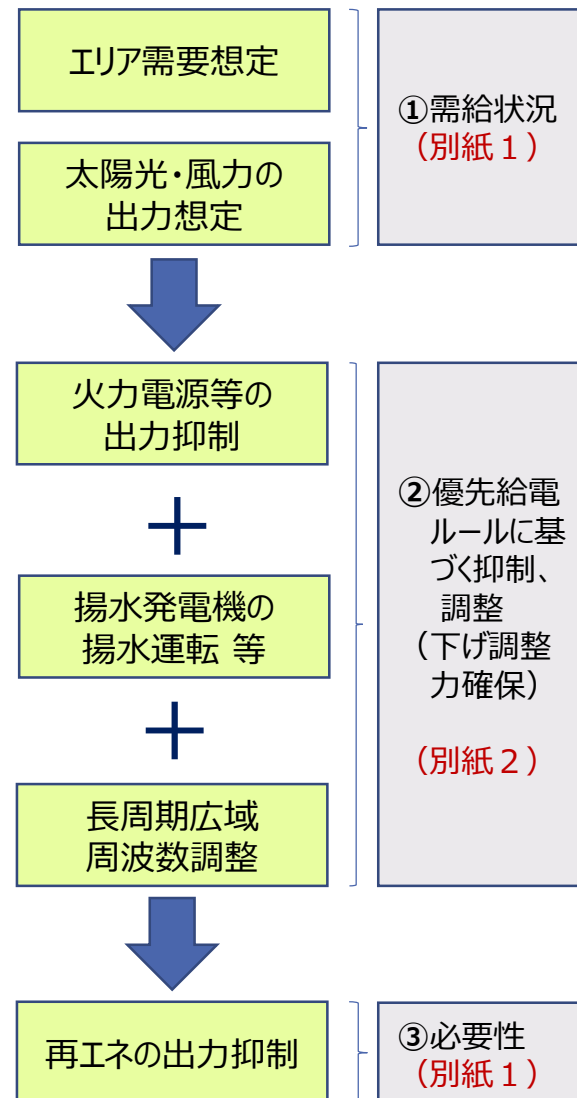
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光・風力および需要の想定誤差量は妥当か。

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. 東北電力ネットワークが公表した出力抑制の実施状況

東北電力ネットワークは、5月の以下の9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。 ※5月29日は当日指令実施

供給区域	東北エリア（離島を除く）						
指令日時	5月1日(日) 16時	5月2日(月) 16時	5月3日(火) 16時	5月4日(水) 16時	5月5日(木) 16時	5月7日(土) 16時	5月9日(月) 16時
抑制実施日	5月2日 (月)	5月3日 (火)	5月4日 (水)	5月5日 (木)	5月6日 (金)	5月8日 (日)	5月10日 (火)
最大抑制量（※1）	104.2万kW	107.2万kW	130.2万kW	27.6万kW	28.2万kW	103.8万kW	69.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照						

供給区域	東北エリア（離島を除く）						
指令日時	5月14日(土) 16時	5月29日(日) 11時頃	当日指令				
抑制実施日	5月15日 (日)	5月29日 (日)					
最大抑制量（※1）	100.2万kW	33.2万kW					
抑制時間	8～16時	11時30分 ～15時					
東北電力ネットワーク 公表サイト	東北エリアの出力制御指示の内容を参照						

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

本機関は、東北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	5月								
	2	3	4	5	6	8	10	15	29
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。

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補正を行い適切な想定ができていた(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。当日指示を行った5/29は最大誤差量の想定を超える出力となっていた。
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、タービン燃焼不安定他による最低出力制限、系統電圧維持や点灯帯の供給力確保等に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) 揚水発電機の揚水運転	下池濁度制約および作業停止を除き、最大限揚水することを確認した。当日指示を行った5/29は前日計画以降の降雨に伴う下池濁度制約により揚水が行えなかった。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、最大限活用していることを確認した(全抑制日)。
(4) 電源Ⅲ火力	自家発電設備の工場の生産調整に基づく計画増を除き、事前合意された最低出力以下に抑制していることを確認した。
(5) 長周期広域周波数調整	抑制指令時点において、連系線の空容量の範囲内で、他エリアが受電可能な量を、最大限域外送電する計画としていることを確認した。5/29は前日段階では下げ代不足でなかったため長周期広域周波数調整は未実施。なお、東北東京間連系線は、3/16の地震の影響で運用容量が低下しており、下げ調整力最小時刻において、十分な空容量がなかった。
(6) バイオマス専焼電源	トラブル等で最低出力制約があったものを除き、事前合意された最低出力以下に抑制していることを確認した。5/29は前日段階では下げ代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	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。5/29は前日段階では下げ代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和抑制必要量	至近までの太陽光設備量・風力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)。5/29は当日の風力発電の上振れおよび下池濁度制約による揚水発電の不可が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。

4. 5月29日のオンライン自然変動電源の当日指令について

東北電力ネットワークは、29日の前日計画において、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲの出力を抑制することで、下げ調整力を確保できたため、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、降雨の影響による揚水式発電機の下池濁度上昇による運転停止(+23.0万kW)や当日の気象状況が大きく変化したことにより、前日計画に対し、風力の大幅な上振れ(+30.8kW)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、長周期広域周波数調整の申込や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得ずオンライン自然変動電源の抑制を行うことになった。

(前日計画時点)

需要	810.4	
最低供給力	808.6	
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	180.8
	電源Ⅲ	119.3
	原子力	0.0
	一般水力	186.8
	地熱	5.1
	バイオマス専焼電源	37.7
	地域資源バイオマス	12.8
	太陽光	607.8
	風力	49.0
	想定誤差量	42.9
	揚水運転	▲23.0
	電力貯蔵装置の充電	▲4.0
	約定済みの域外送電	▲406.6
長周期周波数調整	0	
下げ代不足	▲1.8	

(当日指令時点)

需要	805.4	
最低供給力	838.6	
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	180.7
	電源Ⅲ	119.3
	原子力	0.0
	一般水力	186.8
	地熱	5.1
	バイオマス専焼電源	37.7
	地域資源バイオマス	12.8
	太陽光	641.7
	風力	79.8
	想定誤差量	-
	揚水運転	0.0
	電力貯蔵装置の充電	▲4.0
	約定済みの域外送電	▲421.3
長周期周波数調整	0	
下げ代不足	+33.2	

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

○検証を行った3項目

① 再エネの出力抑制に関する指令を行った時点で予想した需給状況

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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）の具体的内容

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、揚水発電機の揚水運転、および電力貯蔵装置の充電を最大限活用するとともに、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。なお、前日指令なしで当日抑制を行った5/29は風力発電の上振れおよび下池濁度制約による揚水運転の不可が原因となり当日抑制を実施したことを確認した。

場所		東北エリア			東北エリア			東北エリア			東北エリア			東北エリア			東北エリア												
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		5月2日(月) 12時30分～13時00分			5月3日(火) 11時00分～11時30分			5月4日(水) 11時30分～12時00分			5月5日(木) 12時00分～12時30分			5月6日(金) 12時00分～12時30分			5月8日(日) 10時30分～11時00分			5月10日(火) 12時00分～12時30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】	【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】	【需要想定】	【需要想定】	【需要想定】											
需要想定	年月日 (曜日)	2022.5.2(月)	2017.5.2(火)	2022.4.18(月)	2022.5.3(火)	2021.5.3(月)	2021.5.3(月)	2022.5.4(水)	2021.5.4(火)	2022.4.28(木)	2022.5.5(木)	2021.5.4(火)	2021.5.4(火)	2022.5.6(金)	2021.5.6(木)	2021.5.14(金)	2022.5.8(日)	2017.5.7(日)	2022.4.24(日)	2022.5.10(火)	2021.5.12(水)	2022.4.22(金)							
	天気	晴	晴	曇	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴							
	気温 (°C)	16.9	19.1	19.0	15.9	14.7	14.7	21.5	21.1	18.5	24.7	21.1	21.1	25.7	22.7	24.0	17.3	20.2	20.7	20.2	20.7	19.9							
気温感応度	需要に影響しない気温帯 (22°C～24°C) はゼロ		9.0万kW/°C (平日)			9.0万kW/°C (平日)			9.0万kW/°C (平日)			9.0万kW/°C (平日)			9.0万kW/°C (平日)			12.0万kW/°C			9.0万kW/°C (平日)								
需要 (万kW)	過去の需要実績①	—		797.4	893.0	—		767.1	767.1	—		693.3	913.7	—		717.5	717.5	—		797.3	904.7	—		709.4	721.4	—		867.2	873.8
	需要想定値 (※の時刻の需要) ③ = ① + ②	—		791.9	756.3	—		716.7	716.7	—		735.7	735.7	—		810.0	810.0	—		772.2	772.2	—		871.1	871.1	—		871.1	871.1
太陽光の出力想定	日射量予測値 (kW / m)	0.59～0.95		0.61～0.95		0.65～0.95		0.84～0.96		0.54～0.98		0.58～0.94		0.67～0.98		0.58～0.94		0.67～0.98		0.58～0.94		0.67～0.98		0.58～0.94		0.67～0.98			
	出力想定値 (万kW)	特高④ (発電出力特性モデルによる算出)		259.2	293.4	302.4		279.6		283.3		278.8		331.8		302.6		302.6		302.6		302.6		302.6		302.6			
	高圧以下⑤ (発電出力特性モデルによる算出) (低圧10kW未満は自家消費を考慮)	309.8		339.2		349.5		340.3		339.8		331.8		325.3		325.3		325.3		325.3		325.3		325.3		325.3			
合計⑥	④ + ⑤		569.0	632.6	651.9		619.9		623.1		610.6		610.6		610.6		610.6		610.6		610.6		610.6		610.6				
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑦		177.4	177.4	177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4		177.4			
	高圧以下⑧	12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5		12.5			
	合計⑦+⑧	189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9		189.9			
出力想定値 (万kW)	特高⑨		56.6	73.6	91.6		28.7		18.6		63.6		27.7		27.7		27.7		27.7		27.7		27.7		27.7				
高圧以下⑩ = ⑨ × (⑧ / ⑦)	4.0		5.2		6.4		2.0		1.3		4.5		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9		1.9				
合計⑨+⑩	60.6		78.8		98.0		30.7		19.9		68.1		29.7		29.7		29.7		29.7		29.7		29.7		29.7				
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)	208.7	136.3	129.9	126.9	176.4	188.4	216.8																			
			(G) 電源 III (火力)	64.8	57.6	55.7	58.4	78.5	58.7	76.0																			
			(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																			
			(J) 一般水力	215.6	215.5	199.8	199.4	195.9	196.0	206.2																			
			(K) 地熱	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	10.7																			
			(H) バイオマス専焼電源	20.9	20.9	20.9	17.7	21.0	20.9	26.0																			
			(I) 地域資源バイオマス	12.7	13.3	13.5	13.3	13.4	13.5	13.0																			
			(E-1) 太陽光⑨	569.0	632.6	651.9	619.9	623.1	610.6	627.9																			
			風力⑩	60.6	78.8	98.0	30.7	19.9	68.1	29.7																			
			(E-2) 想定誤差量	51.9	45.5	43.4	66.0	43.1	53.6	66.0																			
			エリア供給力計⑮	1,216.7	1,213.0	1,225.6	1,144.8	1,183.8	1,222.3	1,272.3																			
			エリア需要等	(A) エリア需要 (本土) ③	791.9	756.3	716.7	735.7	810.0	772.2	871.1																		
				揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	0.0	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 46.0	▲ 23.0	▲ 23.0	▲ 23.0																		
				運転等 (C-2) 電力貯蔵装置の充電⑯	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0	▲ 4.0																		
				域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲ 313.6	▲ 328.7	▲ 329.0	▲ 315.6	▲ 316.3	▲ 316.3	▲ 301.4																		
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑱	▲ 3.0	0.0		0.0	▲ 2.5	▲ 3.0	▲ 3.0	▲ 3.0																					
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑮ + ⑯ + ⑰ + ⑱)	1,112.5	1,105.8	1,095.4	1,117.2	1,155.6	1,118.5	1,202.5																						
必要性 (万kW)	判定	○	○	○	○	○	○																						
イメージ図は「別紙 (D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ⑳)	104.2	107.2	130.2	27.6	28.2	103.8	69.8																						

場所		東北エリア			東北エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻(※)		5月15日(日)	12時30分~13時00分	5月29日(日)	12時00分~12時30分	当日計画	
		【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】	【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】
需要想定	年月日(曜日)	2022.5.15(日)	2022.4.24(日)	2022.4.24(日)	2022.5.29(日)	2021.6.6(日)	2022.5.22(日)
	天気	晴	晴	晴	晴	晴	曇
	気温(℃)	20.0	20.7	20.7	26.4	27.6	19.7
	気温感応度	需要に影響しない気温帯(22℃~24℃)はゼロ			8.0万kW/℃		
需要(万kW)	過去の需要実績①	—	719.3	719.3	—	779.4	771.8
	気温補正量②(補正量の計算根拠を右に記載)	—	*気温補正基準 (20.7℃-20.0℃)×8万kW/℃=5.6万kW ⇒719.3+5.6=724.9万kW		—	*気温補正基準(前日想定から再精査) (26.4-27.1℃)×6万kW/℃=▲4.2万kW 午前中の需要下振れを考慮し、計5.0万kW減算 ⇒810.4-5.0=805.4万kW	
	需要想定値(※の時刻の需要)③=①+②	724.9			805.4		
太陽光の出力想定	日射量予測値(kW/m)	0.57~0.94			0.77~0.98		
	出力想定値(万kW)	特高④(発電出力特性モデルによる算出)	268.4		278.8		
		高圧以下⑤(発電出力特性モデルによる算出) (低圧10kW未満は自家消費を考慮)	316.2		362.9		
	合計⑥	④+⑤	584.6		641.7		
風力の出力想定	設備量(万kW)	特高⑦	167.1		167.1		
		高圧以下⑧	12.1		12.1		
	合計(⑦+⑧)	179.2		179.2			
	出力想定値(万kW)	特高⑨	65.5		74.4		
	高圧以下⑩ = ⑨×(⑧/⑦)	4.7		5.4			
合計⑭	⑨+⑩	70.2		79.8			
需給状況(万kW)	エリア供給力	(F) 電源Ⅰ・Ⅱ(火力)	168.4		180.7		
		(G) 電源Ⅲ(火力)	98.1		119.3		
		(L) 原子力	0.0		0.0		
		(J) 一般水力	203.8		186.8		
		(K) 地熱	12.6		5.1		
		(H) バイオマス専焼電源	25.9		37.7		
		(I) 地域資源バイオマス	12.8		12.8		
		(E-1) 太陽光⑨	584.6		641.7		
		(E-1) 風力⑭	70.2		79.8		
		(E-2) 想定誤差量	51.9		0.0		
	エリア供給力計⑮	1,228.3		1,263.9			
	エリア需要等	(A) エリア需要(本土)③	724.9		805.4		
		揚水(C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑮	▲23.0		0.0		
		運転等(C-2) 電力貯蔵装置の充電⑯	▲4.0		▲4.0		
		域外送電(B-1) 約定済みの域外送電電力⑰	▲373.8		▲421.3		
送電(B-2) 長周期広域周波数調整⑱		▲2.4		0.0			
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑮ + ⑯ + ⑰ + ⑱)	1,128.1		1,230.7				
必要性(万kW)	エリア供給力計⑮	1,228.3		1,263.9			
	エリア需要等計⑳	1,128.1		1,230.7			
	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㉑ = (⑮ - ⑳)	100.2		33.2			

場所		東北エリア		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		5月29日(日)	12時00分~12時30分	前日計画
		【需要想定】	【需要カーブ基準】	【気温補正基準】
需要想定	年月日 (曜日)	2022.5.29(日)	2021.6.6(日)	2022.5.22(日)
	天候	晴	晴	曇
	気温 (°C)	27.1	27.6	19.7
	気温感応度	需要に影響しない気温帯 (22°C~24°C) はゼロ	6.0万kW/°C	
	需要 (万kW)	過去の需要実績① 気温補正量② (補正量の計算根拠を右に記載) 需要想定値 (※の時刻の需要) ③ = ① + ②	— 810.4	779.4 771.8
		【出力想定】		
太陽光の出力想定	日射量予測値 (kW / m)	0.30~0.98		
	出力想定値 (万kW)	特高④ (発電出力特性モデルによる算出) 高圧以下⑤ (発電出力特性モデルによる算出) (低圧10kW未満は自家消費を考慮)	273.9 333.9	
	合計⑥	④ + ⑤	607.8	
風力の出力想定	設備量 (万kW)	特高⑦ 高圧以下⑧	167.1 12.1	
	出力想定値 (万kW)	合計 (⑦ + ⑧) 特高⑨ 高圧以下⑩ = ⑨ × (⑧ / ⑦)	179.2 45.7 3.3	
	合計⑭	⑨ + ⑩	49.0	
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)	180.8	
		(G) 電源 III (火力)	119.3	
		(L) 原子力	0.0	
		(J) 一般水力	186.8	
		(K) 地熱	5.1	
		(H) バイオマス専焼電源	37.7	
		(I) 地域資源バイオマス	12.8	
		(E-1) 太陽光⑨	607.8	
		(E-2) 風力⑭	49.0	
		(E-2) 想定誤差量	42.9	
	エリア供給力計⑮	1,242.2		
	エリア需要等	(A) エリア需要 (本土) ③	810.4	
		揚水 (C-1) 揚水式発電機の揚水運転⑯	▲ 23.0	
		運転等 (C-2) 電力貯蔵装置の充電⑰	▲ 4.0	
		域外 (B-1) 約定済みの域外送電電力⑱	▲ 406.6	
送電 (B-2) 長周期広域周波数調整⑲		0.0		
エリア需要等計⑳ = ③ - (⑯ + ⑰ + ⑱)	1,244.0			
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑮	1,242.2		
	エリア需要等計⑳	1,244.0		
イメージ図は「別紙3」	判定	x		
	(D),(d) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ⑳)	▲ 1.8		

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) LFC確保のための出力増加 (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約 (l) 作業(ばい塵測定等)による抑制量減少 (m) 設備点検で停止 (n) 池田湖度制約により揚水運転不可 (o) ボイラー燃焼不安定による最低出力制限 (p) タービン振動による最低出力制約 (q) ガスタービン安定燃焼のための最低出力制約 (r) 細密点検 (5/6~2023/1/13) (s) 前日指示未実施により対応不可 (t) 下げ調整力確保により対応不可

[万kW]

Table with columns for dates (May 2-10) and rows for power sources (Fuel, Coal, LNG, etc.) and their respective output and adjustment details.

Table showing water pump operation details for May 2-10, including pump numbers and water flow rates.

Table showing charging details for power storage devices (Nagano Horse Power Station) for May 2-10.

Table showing power source III details (output rates) for May 2-10.

Table showing long-term regional frequency adjustment details for May 2-10.

Table showing biomass power source details for May 2-10.

Table showing regional resource biomass details for May 2-10.

Table showing target deviation details (solar, wind, error) for May 2-10.

日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況②

(※)差異理由

- (a) LFC確保のための出力増加
- (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) 下池濁度制約により揚水運転不可
- (o) ボイラー燃焼不安定による最低出力制限

- (p) タービン振動による最低出力制約
- (q) ガスタービン安定燃焼のための最低出力制約
- (r) 細密点検(5/6~2023/1/13)

- (s) 前日指示未実施により対応不可
- (t) 下げ調整力確保により対応不要

[万kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整(1)		5月15日(日)				5月29日(日)				当日計画
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	最低出力①	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	石油	秋田※1	7.5	7.5	0.0		7.5	7.5	0.0	
		能代※1	35.3	63.5	28.2	(p)	35.3	63.5	28.2	(p)
		酒田※1	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
	石炭	原町	0.9	0.9	0.0		0.0	0.0	0.0	
		新地	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
		勿来※2	0.0	0.0	0.0		18.2	18.2	0.0	
LNG	八戸(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
	仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0		
	新仙台(コンバインド)	23.0	34.1	11.1 (LFC確保量+2.5倍)	(a),(q)	23.0	30.1	7.1 (LFC確保量)	(a)	
	東新潟	16.1	16.1	0.0		16.1	16.1	0.0		
確保の発電所 (参考) LFC用 蓄電池	東新潟(コンバインド)	42.3	46.3	4.0 (LFC確保量)	(a)	38.3	45.3	7.0 (LFC確保量)	(a)	
	西仙台変電所	2.0	2.0	0.0		2.0	2.0	0.0		
合計		125.1	168.4	43.3	—	138.4	180.7	42.3	—	

優先給電ルールに基づく抑制、調整(2)		5月15日(日)				5月29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	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
揚水発電機の 揚水運転	第二沼沢	▲ 23.0	0.0	23.0	(r)	▲ 23.0	0.0	23.0	(r)
	2	▲ 23.0	▲ 23.0	0.0		▲ 23.0	0.0	23.0	(n)
	合計	▲ 46.0	▲ 23.0	23.0	—	▲ 46.0	0.0	46.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(3)		5月15日(日)				5月29日(日)			
電力貯蔵装置の充電	南相馬変電所	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	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
		▲ 4.0	▲ 4.0	0.0		▲ 4.0	▲ 4.0	0.0	

優先給電ルールに基づく抑制、調整(4)		5月15日(日)				5月29日(日)			
発電所	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 ※2 [出力率%]	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅲ火力	火力他	116.7 [44%] (305.9) [40%]	96.4 [37%]	▲ 20.3	(h)	143.3 [44%] (305.9) [40%]	116.3 [33%]	▲ 27.0	(s)
	自家発電余剰	1.3 (9.7)	1.7	0.4	(f)	4.0 (9.7)	3.0	▲ 1.0	(s)
	合計	118.0	98.1	▲ 19.9	—	147.3	119.3	▲ 28.0	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(5)		5月15日(日)				5月29日(日)			
地域間連系線	前日15時時点 の空容量① ※3 (運用容量-トランプ)	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-トランプ)	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
長周期広域周波数調整 (連系線活用) ※3 空容量=(運用容量) -約定済み域外送電電力 -マージン(ΔkWマージン含む)	北海道本州間連系設備	0.0 (42.4)	▲ 0.2	▲ 0.2	(i)	6.8 (42.1)	0.0	▲ 6.8	(s)
	東北東京間連系線	2.6 (334.0)	2.6	0.0		3.0 (389.0)	0.0	▲ 3.0	(s)
	合計	2.6 (376.4)	2.4	▲ 0.2	—	9.8 (431.1)	0.0	▲ 9.8	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(6)		5月15日(日)				5月29日(日)			
電源合計	合意した最低 出力① ※4 [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 ※4 [出力率%]	当日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
バイオマス専焼電源	16.6 [56%]	22.6	6.0	(o)	17.8 [58%]	31.2	13.4	(s)	
	自家発電余剰	3.5	3.3	▲ 0.2	(h)	3.5	6.5	3.0	(s)
	合計	20.1	25.9	5.8	—	21.3	37.7	16.4	—

優先給電ルールに基づく抑制、調整(7)		5月15日(日)				5月29日(日)			
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%]	当日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	
地域資源バイオマス	0.6 [93%]	0.6	0.0		0.6 [93%]	0.6	0.0		
	出力抑制不可	—[100%]	12.2	—	A(72),B(1),C(4)	—[100%]	12.2	—	A(72),B(1),C(4)
	合計	0.6	12.8	0.0	—	0.6	12.8	0.0	—

想定誤差量		5月15日(日)		5月29日(日)	
出力帯 算定	太陽光 出力帯	高出力帯		—	
	(A)過去 最大出力/設備量	83.3%		—	
	(B)当日 最大出力/設備量	78.5%		—	
出力帯 算定	(C)出力率(B)/(A)	94.3%		—	
	風力 出力帯	中出力帯1		—	
	(A)過去 最大出力/設備量	42.1%		—	
出力帯 算定	(B)当日 最大出力/設備量	37.0%		—	
	(C)出力率(B)/(A)	87.8%		—	
	誤差量	太陽光誤差	3.4		—
風力誤差		38.4		—	
エリア需要誤差		10.1		—	
合計		51.9		0.0	

(参考) 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況③

- (※)差異理由 (a) LFC確保のための出力増加 (d) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少 (g) オーバーホールで停止中(*/*~*/*) (j) 系統作業による停止(*/*~*/*) (m) 設備点検で停止 (p) タービン振動による最低出力制約 (s) 前日指示未実施により対応不可
 (b) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少 (e) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加 (h) 翌日発電計画に基づいた発電出力を採用 (k) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約 (n) 下池濁度制約により揚水運転不可 (Q) ガスタービン安定燃焼のための最低出力制約 (t) 下げ調整力確保により対応不可
 (c) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加 (f) 自家発電設備など工場の生産調整に基づく計画 (i) 他の供給区域の受電可能量不足 (l) 作業(ばい煙測定等)による抑制量減少 (o) ボイラー燃焼不安定による最低出力制限 (r) 細密点検(5/6~2023/1/13)

[万kW]

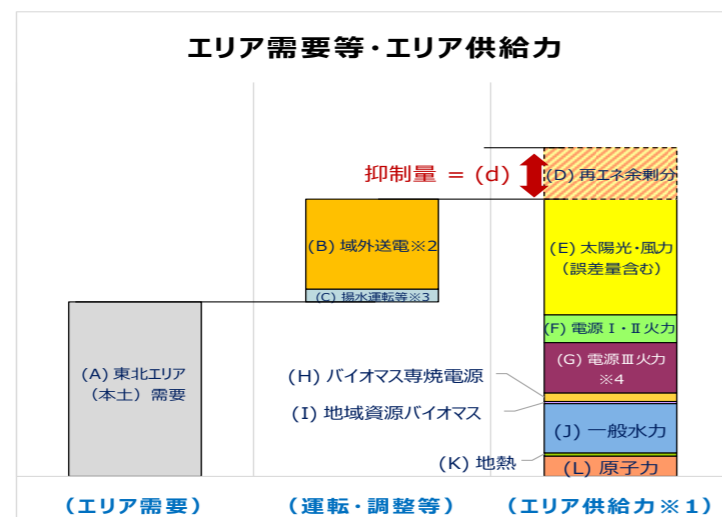
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		5月29日(日)				前日計画
電源Ⅰ・Ⅱ 火力	燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	石油	秋田※1	7.5	7.5	0.0	
		能代※1	35.3	63.5	28.2	(p)
		酒田※1	0.0	0.0	0.0	
	石炭	原町	0.0	0.0	0.0	
		新地	0.0	0.0	0.0	
		勿来※2	18.2	18.2	0.0	
	LNG	八戸(コンバインド)	0.0	0.0	0.0	
		仙台(コンバインド)	0.0	0.0	0.0	
		新仙台(コンバインド)	23.0	30.2	7.2 <small>(LFC調整量)</small>	(a)
東新潟		16.1	16.1	0.0		
LFC調整力 2% 確保の発電所	(参考) LFC用 蓄電池	西仙台変電所	2.0	2.0	0.0	
	合計		138.4	180.8	42.4	—
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		5月29日(日)				
揚水発電機の 揚水運転	発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)
	第二沼沢	1	▲ 23.0	0.0	23.0	(r)
		2	▲ 23.0	▲ 23.0	0.0	
合計		▲ 46.0	▲ 23.0	23.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		5月29日(日)				
電力貯蔵装置の充電	南相馬変電所	充電最大電力①	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
		▲ 4.0	▲ 4.0	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		5月29日(日)				
電源Ⅲ火力	発電所	最低出力① ※2 発電設備の補修停止等 を考慮した抑制日の最低出力 () 内は、全設備運転時	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	火力他	143.3 [44%] (305.9 [40%])	116.3 [33%]	▲ 27.0	(h)	
		自家発電余剰	4.0 (9.7)	3.0	▲ 1.0	(h)
	合計	147.3	119.3	▲ 28.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		5月29日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	地域間連系線	前日15時時点 の空容量① ※3 (運用容量-トランプ)	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
	北海道本州間連系設備	21.5 (42.1)	0.0	▲ 21.5	(t)	
	東北東京間連系線	3.0 (389.0)	0.0	▲ 3.0	(t)	
合計	24.5 (431.1)	0.0	▲ 24.5	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (6)		5月29日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低 出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	差異理由(※)	
		17.8 [58%]	31.2	13.4	(t)	
	自家発電余剰	3.5	6.5	3.0	(t)	
合計	21.3	37.7	16.4	—		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (7)		5月29日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した 最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異(②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	
	出力抑制可	0.6 [93%]	0.6	0.0		
	出力抑制不可	—[100%]	12.2	—	A(72),B(1),C(4)	
合計	0.6	12.8	0.0	—		
想定誤差量		5月29日(日)				
想定誤差量	太陽光 出力帯	高出力帯				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	83.6%			
		(B)当日 最大出力/設備量	82.0%			
		(C)出力率(B)/(A)	98.0%			
	風力 出力帯	中出力帯1				
	出力帯 算定	(A)過去 最大出力/設備量	44.6%			
(B)当日 最大出力/設備量		27.3%				
(C)出力率(B)/(A)		61.3%				
誤差量	太陽光誤差	41.8				
	風力誤差	▲ 2.9				
	エリア需要誤差	4.0				
合計	42.9					

[万 kW]

場所		東北エリア	東北エリア	東北エリア	東北エリア	東北エリア	東北エリア	東北エリア	
下げ調整力最小時刻		5月2日(月) 9時30分~10時00分	5月3日(火) 14時30分~15時00分	5月4日(水) 11時30分~12時00分	5月5日(木) 11時30分~12時00分	5月6日(金) 12時00分~12時30分	5月8日(日) 11時30分~12時00分	5月10日(火) 11時30分~12時00分	
天候・気温	天候	曇・晴	晴	晴	晴	晴	晴	晴	
	気温 (°C)	15.8	15.7	22.9	25.1	26.9	17.7	22.2	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	812.0	672.0	718.6	762.1	887.6	741.7	960.6	
	(F) 電源 I・II (火力)	283.6	219.3	160.2	179.7	227.7	198.5	290.6	
	(G) 電源 III (火力)	75.2	73.8	50.4	50.1	78.9	51.0	81.5	
	(L) 原子力	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	(J) 一般水力	210.2	206.3	179.8	185.0	202.1	198.6	206.5	
	(K) 地熱	12.9	12.9	12.4	12.5	12.3	12.8	11.3	
	(H) バイオマス専焼電源	21.4	18.3	21.2	21.5	21.0	21.6	27.2	
	(I) 地域資源バイオマス	14.4	18.4	14.4	15.0	12.0	15.8	18.5	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	563.8	415.7	624.3	667.4	687.6	627.3	635.8	
	(E) 風力 (抑制量含む)	53.6	103.9	121.7	25.6	12.4	83.4	21.0	
		エリア供給力計	1,235.1	1,068.6	1,184.4	1,156.8	1,254.0	1,209.0	1,292.4
	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	▲ 21.4	▲ 45.9	▲ 32.8	▲ 44.4	▲ 22.6	▲ 26.3	▲ 0.6
	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	▲ 333.2	▲ 277.2	▲ 314.4	▲ 324.2	▲ 315.0	▲ 317.4	▲ 300.0
抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 68.5	▲ 73.5	▲ 118.6	▲ 26.1	▲ 28.8	▲ 123.6	▲ 31.2	
	供給力計	812.0	672.0	718.6	762.1	887.6	741.7	960.6	

場所		東北エリア	東北エリア	
下げ調整力最小時刻		5月15日(日) 11時00分~11時30分	5月29日(日) 12時00分~12時30分	
天候・気温	天候	晴	晴	
	気温 (°C)	19.1	26.4	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要 (本土)	768.5	825.4	
	(F) 電源 I・II (火力)	244.6	178.9	
	(G) 電源 III (火力)	73.3	120.5	
	(L) 原子力	0.0	0.0	
	(J) 一般水力	216.5	196.6	
	(K) 地熱	12.4	5.9	
	(H) バイオマス専焼電源	25.6	38.1	
	(I) 地域資源バイオマス	12.8	14.1	
	(E) 太陽光 (抑制量含む)	504.7	652.9	
	(E) 風力 (抑制量含む)	85.9	77.4	
		エリア供給力計	1,175.8	1,284.4
	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	▲ 0.3	▲ 2.5
	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	▲ 357.6	▲ 423.8
抑制	(D) 太陽光・風力抑制	▲ 49.4	▲ 32.7	
	供給力計	768.5	825.4	

○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 (北海道・本州間電力連系設備, 新北海道本州間連系設備), 東北東京間連系線 (相馬双葉幹線, いわき幹線) 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

～東北電力ネットワーク編～

2022年6月29日
電力広域的運営推進機関

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

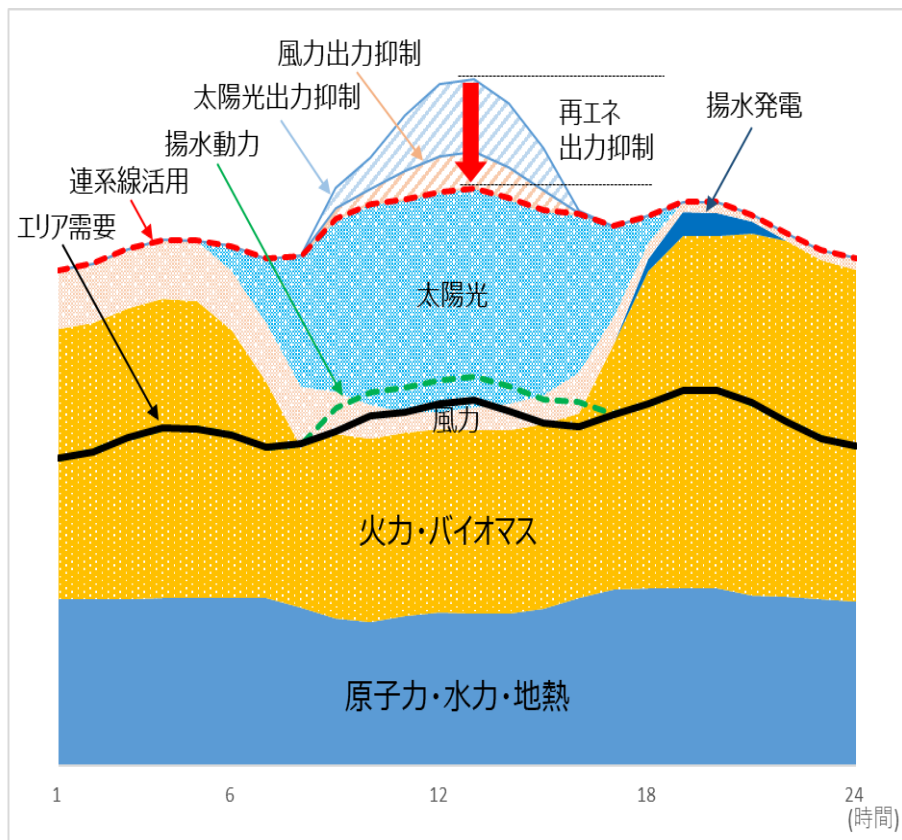
（※2）下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。

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

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

再エネの出力抑制

①需給状況
(別紙1)

②優先給電
ルールに基づく
抑制、調整
(下げ調整力
確保)

(別紙2)

③必要性
(別紙1)

2. 下げ調整力不足時の対応順序

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

○下げ調整力不足時の対応順序

(1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ抑制等の措置を講じる。

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

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

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

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

② 長周期広域周波数調整

③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

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

⑤ 自然変動電源の出力抑制

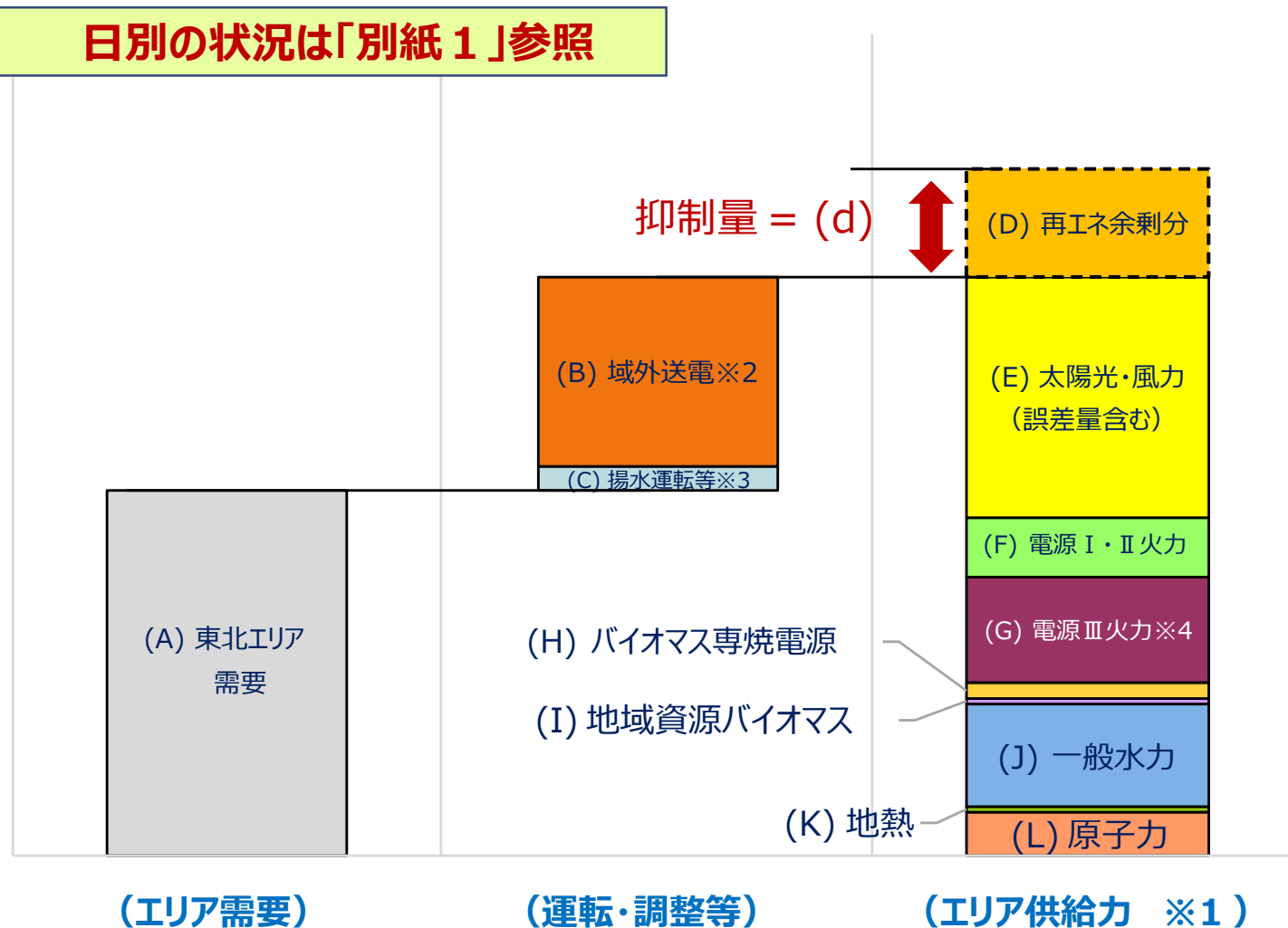
⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

⑦ 長期固定電源の出力抑制

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），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）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①

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

① 過去の類似日検索

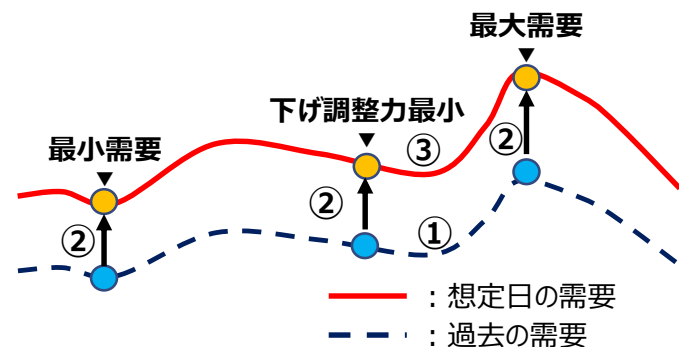
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正 （最大需要，最小需要，下げ調整力最小）

青森市，盛岡市，秋田市，仙台市，山形市，福島市，新潟市の翌日気温予想の平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 24時間の需要想定

需要想定イメージ図

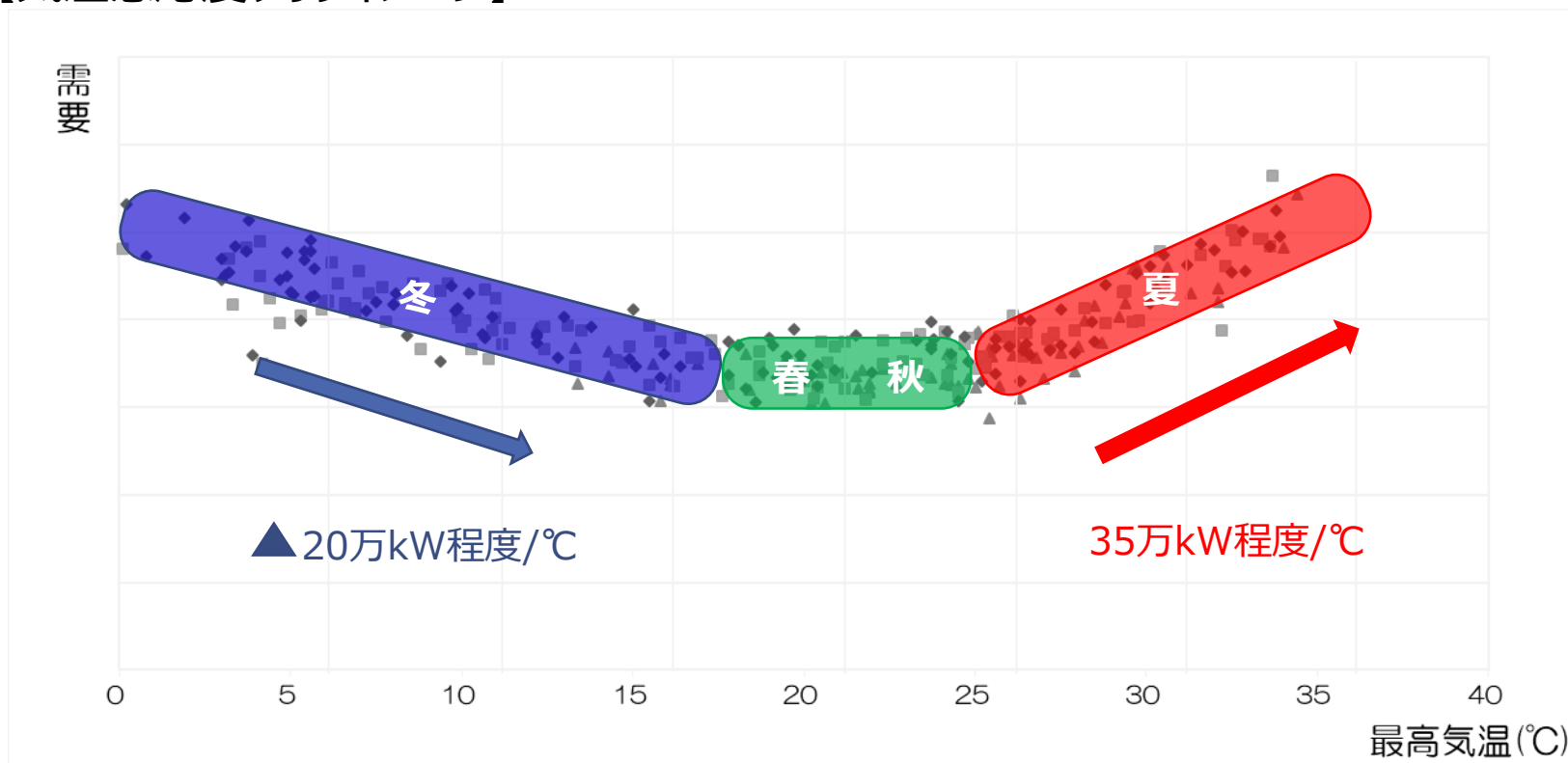


3. 需給状況（2）エリア需要想定②

（気温感応度グラフの説明）

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

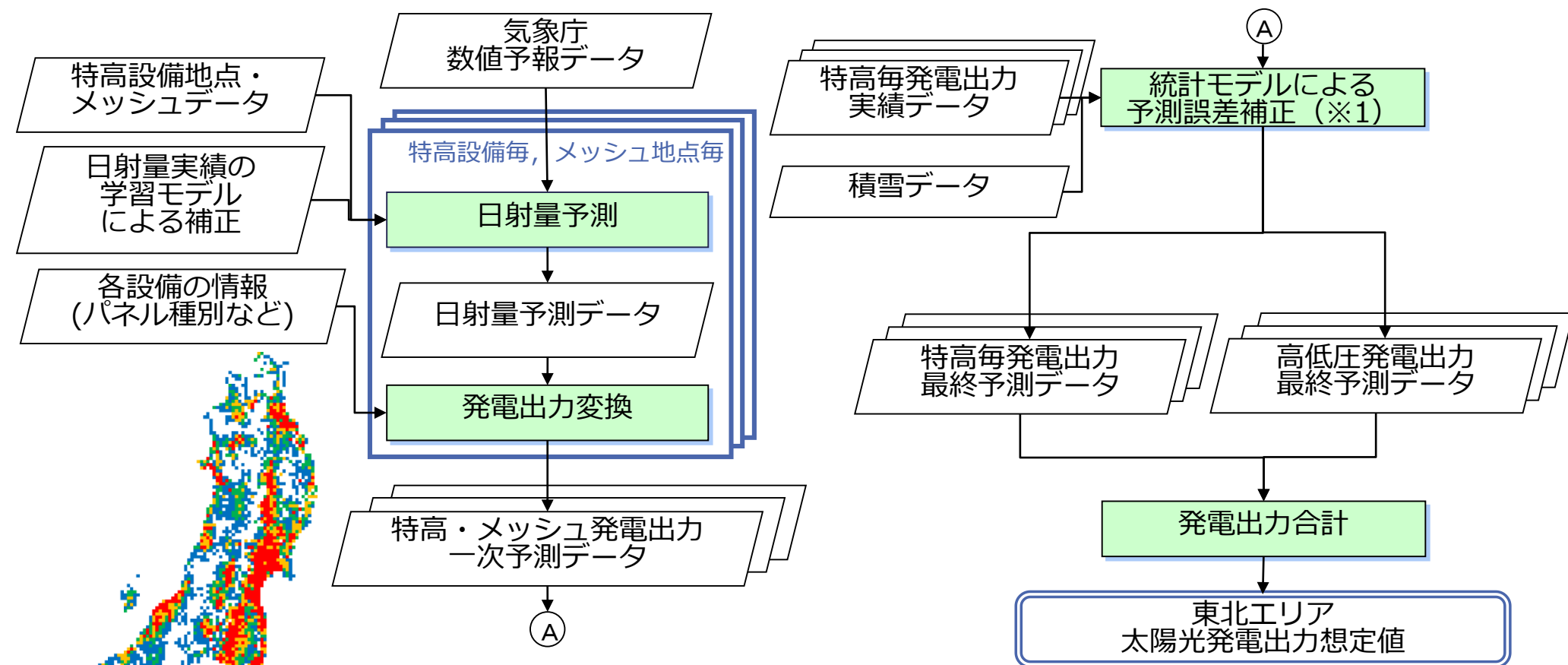
【気温感応度グラフイメージ】



3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

太陽光発電は、最新の日射量想定値をもとに想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

特高出力は発電所の日射量予測データと設備情報（パネル種別など）をもとに各発電所単位で想定する。高低圧出力はメッシュ単位で日射量・出力を計算する。

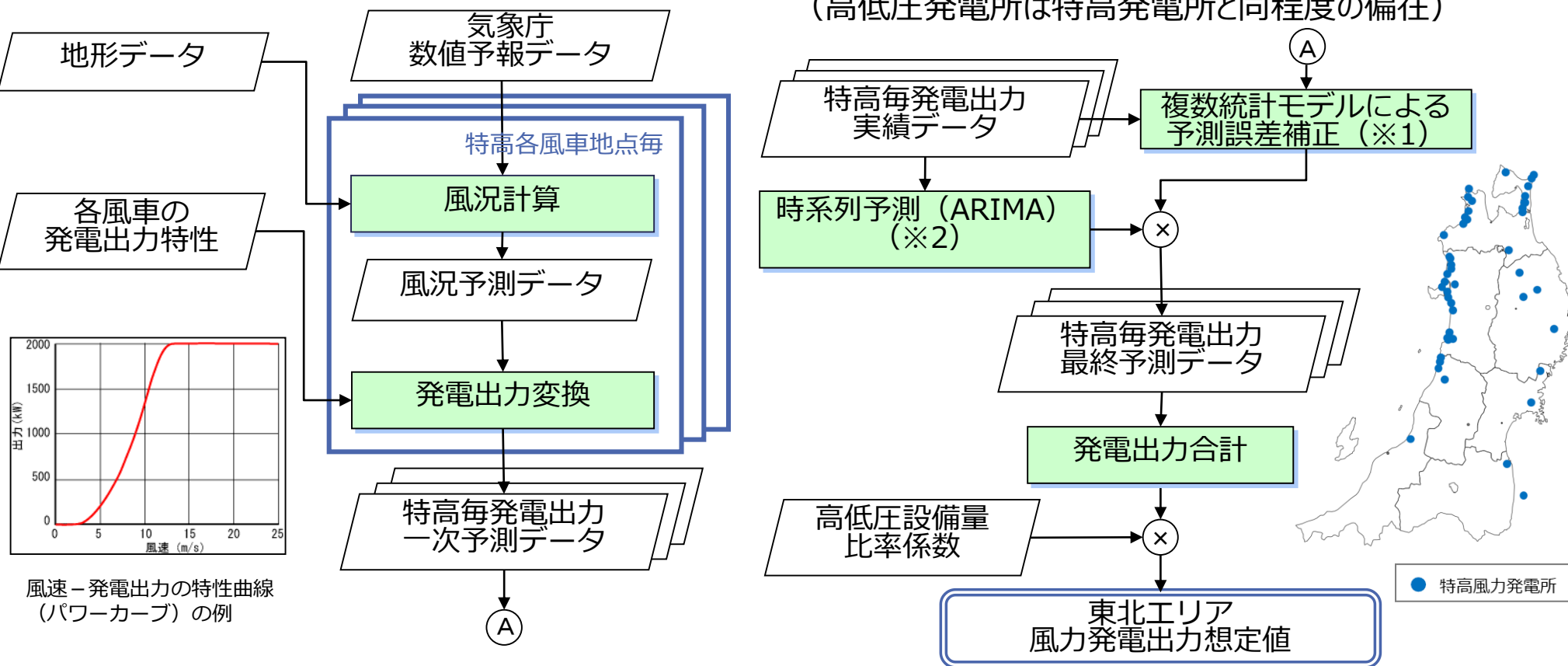


(※1) 過去の予測値と実績値をもとに学習した統計モデルと、積雪データをもとに積雪による発電ロスを予測するモデルによる予測を実施。

風力発電は、最新の風速想定値をもとに出力を想定（前日10時時点の出力想定値）したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

特高出力は発電所の各風車地点の風速予測データと各風車のパワーカーブをもとに、各発電所単位で想定する。また、高低圧出力は特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出する。

(高低圧発電所は特高発電所と同程度の偏在)



風速-発電出力の特性曲線 (パワーカーブ) の例

(※1) 過去の予測値と実績値をもとに学習した複数統計モデルの組み合わせにより予測誤差を補正。

(※2) 直近の発電実績による補正のため短時間予測のみに採用。

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、東北電力ネットワークが公表している「需給運用基準－第4章 周波数・需給調整」の規定に基づき、常時の系統容量に対する L F C（※1）調整力 2% を確保したうえで、最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**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

① 石油火力

系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
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。

② 石炭火力

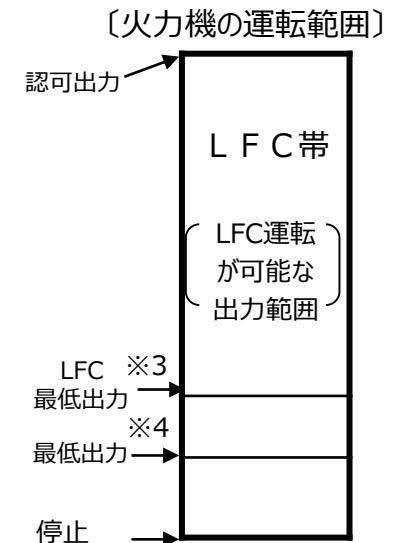
系統電圧維持対策として必要な発電所(※2)を除いて、全台停止とする。
L F C 調整力は、L N G で確保することから、最低出力とする。

③ L N G 火力

負荷追従性に優れているため、L F C 調整力(2%)を確保したうえで、BOG(Boil Off Gas)消費に最低限必要な発電機のみを最低出力運転とし残りは停止する。

(夜間に向けて供給力確保が必要となる場合)

可能な限り LNG 火力の毎日起動停止（D S S : Daily Start Stop）で対応するが、更なる供給力確保が必要となる場合、石油火力や石炭火力を起動することがある。



※3 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

※4 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

※2 東北エリアの北部系統電圧維持対策として、当該系統の石油火力や石炭火力の最大2台を運転する。
東北エリアの福島系統電圧維持対策として、当該系統の石炭火力の1台を必要に応じ、運転する。

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	
第二沼沢	1	▲ 23.0
	2	▲ 23.0
合計： 2台		▲ 46.0

東北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、南相馬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。

東北電力ネットワークの 大容量蓄電池	充電最大電力 (万kW)
南相馬変電所	▲4.0

電源Ⅲ（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、最低出力（※1）まで抑制する計画としたか確認する。日別の状況は「別紙2」参照。

○下げ調整力不足時における電源Ⅲ火力の対応

①火力電源（※2）

最低出力（※1） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

②自家発電余剰分（※2）

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

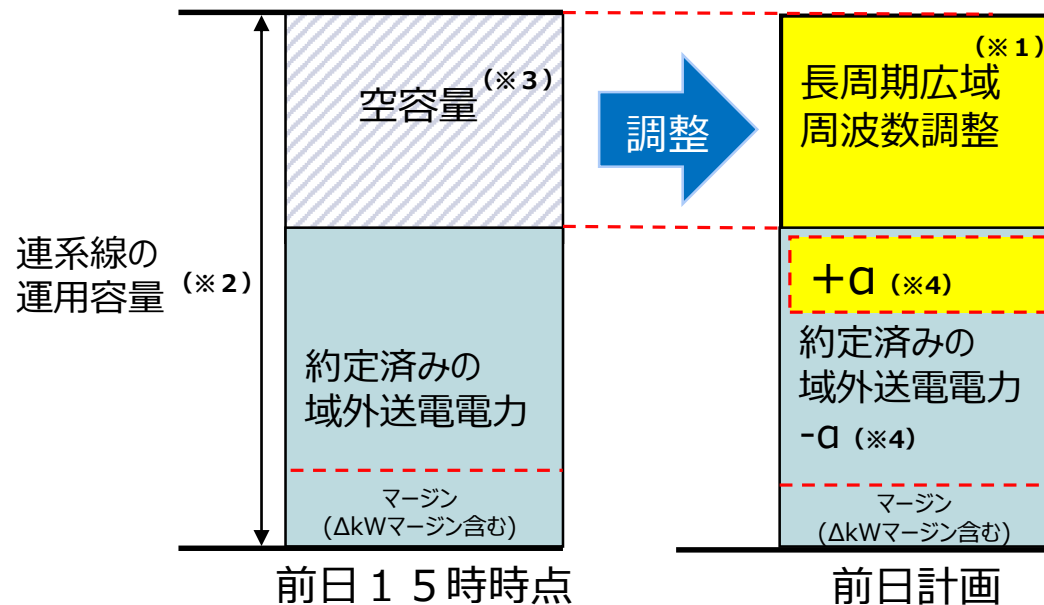
（※1） 東北電力ネットワークと各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

（※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。

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），東北東京間連系線（相馬双葉幹線，いわき幹線）（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

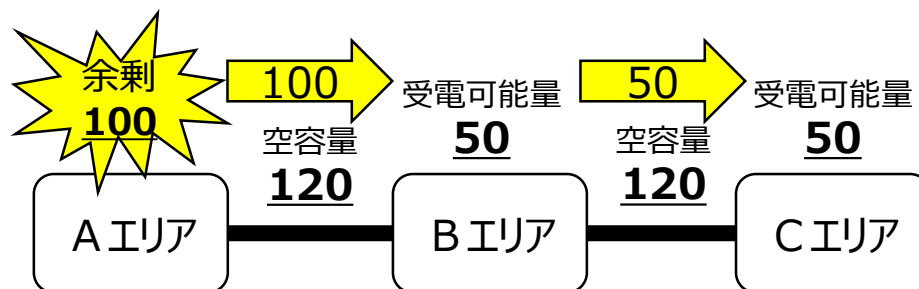
$$= \text{運用容量} - \text{約定済みの域外送電電力} - \text{マージン（需給調整市場による連系線確保量} \Delta \text{kWマージン含む）}$$

（※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。
 $(= \alpha)$

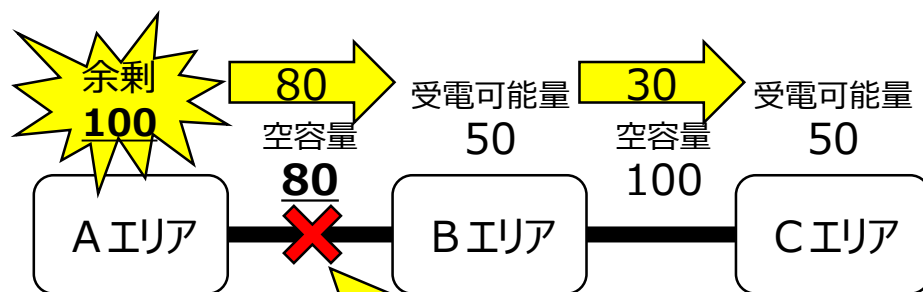
再エネ余剰電力が他エリアで全量受電可能であれば、出力抑制を回避し再エネを最大限活用することができるが、余剰電力に対して連系線の空容量が不足する場合や、他エリアの受電可能量（※1）が不足する場合は再エネ出力抑制に至ることがある。

（※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

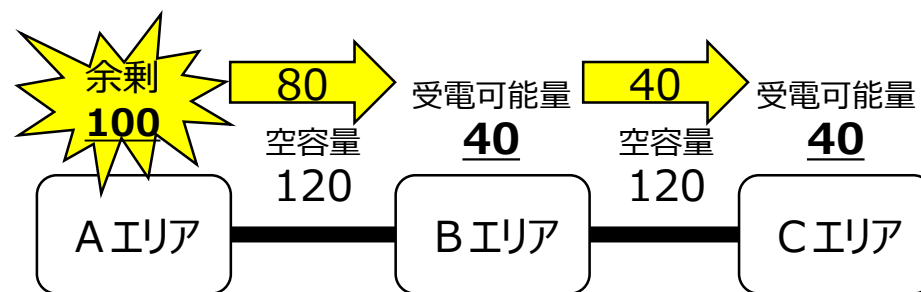


○再エネ出力抑制に至る例



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

①バイオマス専焼電源

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。

②自家発電余剰分

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

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

地域資源バイオマス電源を最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。
出力抑制不可な電源については、東北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

①地域資源バイオマス電源

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。

（※）東北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、東北エリアの発電所数

【理由】

【発電所数】

A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	72
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	1
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	4

太陽光・風力の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光・風力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、対象コマの各出力帯における最大誤差量（スライドP20 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（スライドP20 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10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。

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。なお、オフライン制御の一部は代理制御分としてオンライン制御に割り当てるため、出力制御当日は最大誤差量と平均誤差量(代理制御分除く)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。

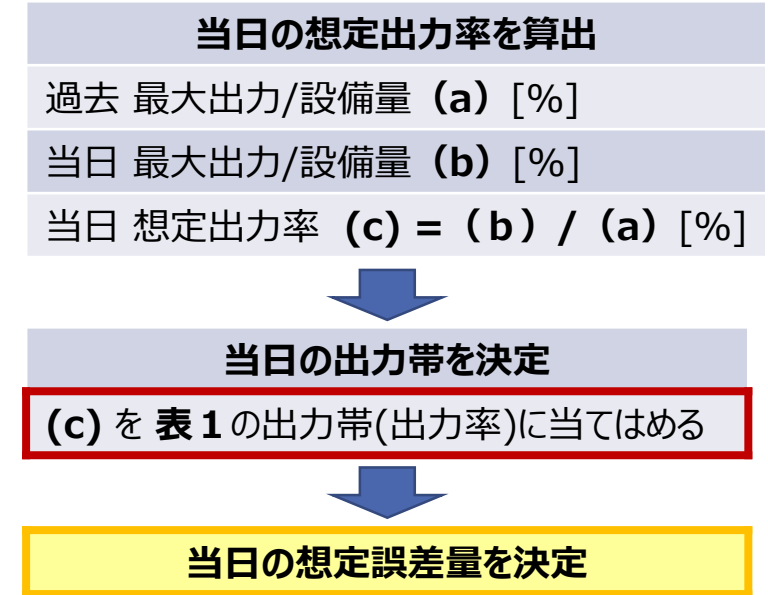
5. 想定誤差量 (2/2)

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)		5月の最大誤差量			
		太陽光	風力	エリア 需要	合計
太陽光	風力				
高出力帯 (80%~)	高(90%~)	38.9	0	4.0	42.9
	中1(60%~90%)	38.9	0	4.0	42.9
	中2(30%~60%)	28.2	38.1	-0.3	66.0
	低(~30%)	0	1.8	41.3	43.1
中出力帯1 (60%~80%)	高(90%~)	32.6	0	1.2	33.8
	中1(60%~90%)	124.1	0	-56.2	67.9
	中2(30%~60%)	124.1	0	-56.2	67.9
	低(~30%)	137.6	0	9.3	146.9
中出力帯2 (40%~60%)	高(90%~)	4.5	0	42.0	46.5
	中1(60%~90%)	4.5	0	42.0	46.5
	中2(30%~60%)	7.0	0	88.5	95.5
	低(~30%)	122.7	0	36.3	159.0
低出力帯1 (20%~40%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	28.6	0	6.0	34.6
	中2(30%~60%)	63.8	10.4	-2.3	71.9
	低(~30%)	110.6	3.7	28.2	142.5
低出力帯2 (~20%)	高(90%~)	—	—	—	—
	中1(60%~90%)	—	—	—	—
	中2(30%~60%)	—	—	—	—
	低(~30%)	—	—	—	—

表2 想定誤差量の決定フロー

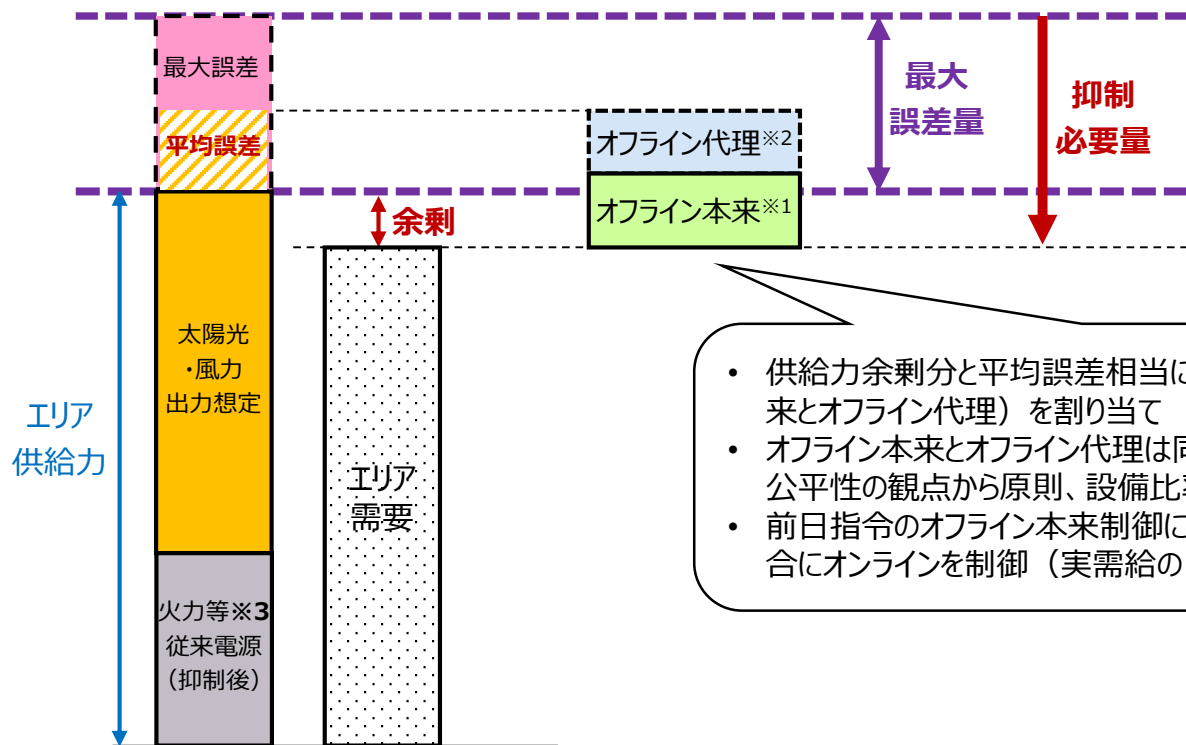


・ データ収集期間：2019/5 ~ 2022/4

・ 太陽光・風力・需要の想定誤差で太陽光・風力誤差は至近の設備量に応じて換算

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。



※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、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



東北電力ネットワークは、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特別高圧)を追加抑制することで電制量を追加確保している。その結果、東北東京間連系線(相馬双葉幹線、いわき幹線)の運用容量低下は緩和され、域外送電量が増加することから再エネ出力抑制量を低減できる。

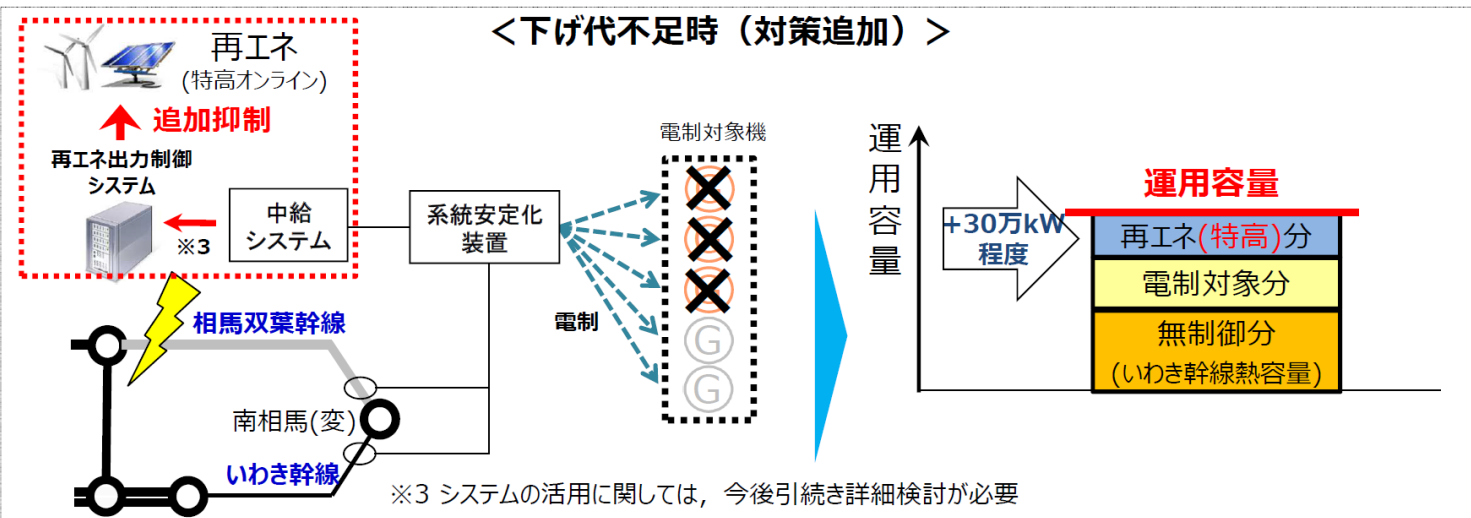
6. 再エネ追加抑制を考慮した運用容量低下緩和策の検討について

第27回 系統WG (資源エネルギー庁)
資料2 抜粋

- 当社では、東北エリアで近い将来想定される再エネ出力制御実施時の出力制御回避または制御量低減のために、下げ代不足時における運用容量低下の緩和策を検討している。
- 具体的には、再エネ出力制御システムを活用し、相馬双葉幹線2回線事故時にオンライン制御可能な再エネ(特高太陽光・風力)※1を追加抑制することにより、約30万kW程度※2を電制量として追加確保する。
- 本対策により、下げ代不足時における運用容量低下を一定程度緩和することが可能な見込みである。

※1 今年度末時点において100万kW以上の設備量を確保できる見込み。

※2 再エネ抑制開始から完了まで10分程度を要するため、再エネ追加抑制量は、相馬双葉幹線2回線事故後のいわき幹線潮流が30分熱容量以下となるように設定。



東北電力ネットワークは、優先給電ルールに基づく、東北エリア内の電源Ⅲ火力発電所の出力抑制について、27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。

[万kW]

	事業者数	定格出力	最低出力（出力率（%））
① 定格出力の0%で抑制	1者（火力）	8.1	0.0（0%）
② 定格出力の50%以下で抑制	13者（火力）※1	693.1	262.6（38%）
	1者（バイオマス混焼）	23.8	10.8（45%）
③ 定格出力の50%超過で抑制	1者（火力）	4.9	3.5（71%）※2
	3者（バイオマス混焼）	37.8	29.0（77%）※2
④ 自家消費相当分まで抑制	8者（自家発余剰電源）	—	9.7 ※3
計	27者	767.7	315.6（40%）※4

(※1) 1電源に調整電源と電源Ⅲが混在する事業者は、それぞれの合計値を定格出力として記載。

(※2) 設備の老朽化、機器の特性上または運転実績から安定運転維持が可能になる出力を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%以下への引き下げについて、継続協議を行っている。

(※3) 自家発事業者は、発電機の運用上、多少の逆潮は避けられないものの、可能な限り逆潮なしの運用で合意。

(※4) 出力の合計値は①～④の合計（出力率は①②③から算出）。

東北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5月分)

東北電力ネットワーク株式会社が2022年5月に実施した、東北エリア(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

- 5月2日(月)東北エリア
- 5月3日(火)東北エリア
- 5月4日(水)東北エリア
- 5月5日(木)東北エリア
- 5月6日(金)東北エリア
- 5月8日(日)東北エリア
- 5月10日(火)東北エリア
- 5月15日(日)東北エリア
- 5月29日(日)東北エリア(※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、気象状況の急変により、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。

5月29日(日)の再エネ出力抑制は、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、気象の急変等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再エネ出力抑制で下げ調整力不足を解消することとなったが、これは、想定を超えた風力出力の増加と下池濁度制約による揚水運転の不可に対応したやむを得ぬ処置であり、検証結果としては適切であると総合的に判断する。

4. 添付資料

- [\(添付資料\)東北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\(2022年5月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙 1～3\)日別のデータ](#)  (XXXXKB)
 - (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 ～東北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](#)