

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9月抑制分 北海道電力ネットワーク～

2022年10月26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

～

北海道電力ネットワークは、2022年9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、2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ている。**基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。**
 また、当日指令となった9/11については、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)

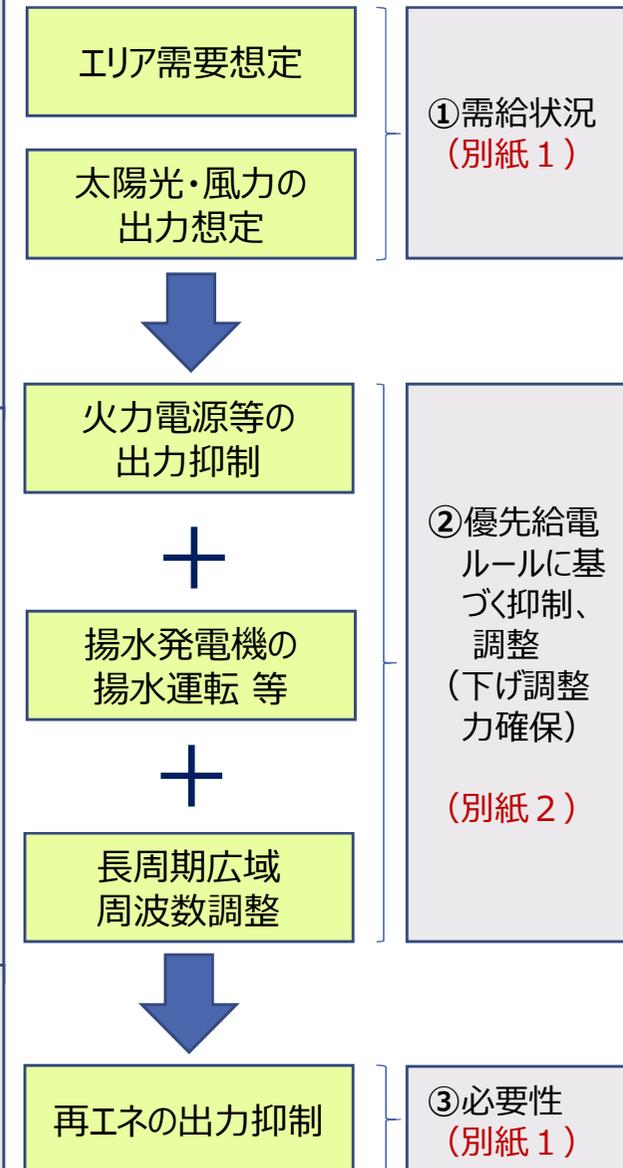
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。



北海道電力ネットワークは、9月の以下の2日間※について、下げ調整力不足が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、出力抑制の前日指令を実施し、当日自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制を実施した。 ※9月11日は当日指令実施

供給区域	北海道エリア（離島を除く）	
指令日時	9月11日(日) 8時頃	9月24日(土) 16時頃
抑制実施日	9月11日 (日)	9月25日 (日)
最大抑制量（※1）	9.5万kW	37.3万kW
抑制時間	8時30分～11時25分	8時～16時
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）前日計画時点(9/11は当日指令時点)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。

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	9月	
	11	25
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

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。 9/11は苫東厚真について夜間からの高出力帯での運転が必要な状況が直前まで続いたことから、低出力帯への切替が間に合わず最低出力まで下げることが出来なかったことを確認した。
(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、最大限活用していることを確認した。
(4) 電源Ⅲ火力	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。 9/11は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	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。9/25は受電可能量不足により域外送電できなかった。 9/11は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	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。 9/11は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	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。9/11は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。 9/11は、時間前市場による北海道向けの連系線潮流の増加および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。

4. 9月11日のオンライン自然変動電源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、時間前市場による北海道向けの連系線潮流の増加および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自然変動電源の出力抑制を行うことになった。

なお、北海道電力ネットワークでは、当日抑制の回避のため、需要予測および再エネ予測精度の向上および想定誤差の算定方法見直しについて検討を進めており、引き続き結果を確認していく。

(前日計画時点) [万kW]

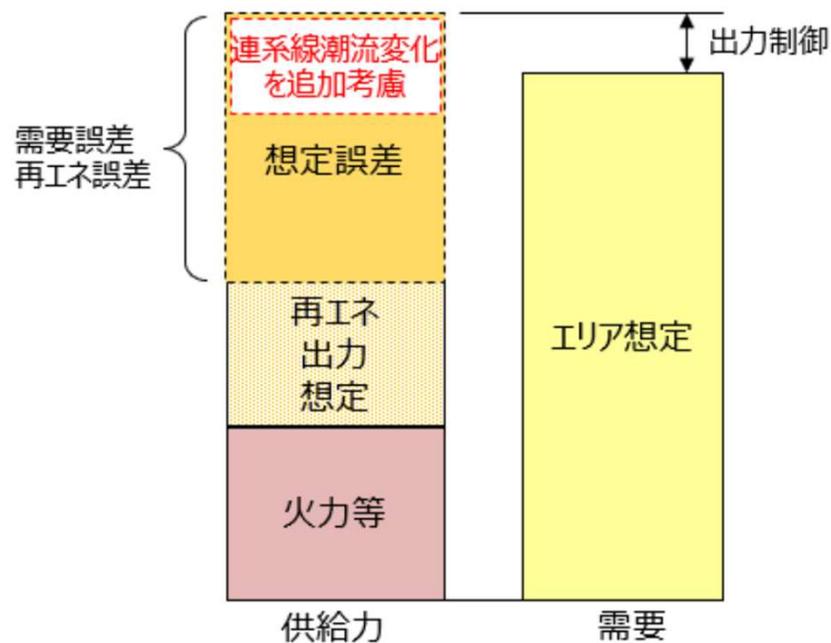
需要	277.0	
最低供給力	269.6	
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	39.2
	電源Ⅲ	28.6
	原子力	0.0
	一般水力	36.8
	地熱	1.8
	バイオマス専焼電源	6.8
	地域資源バイオマス	9.5
	太陽光	131.1
	風力	11.2
	想定誤差量	27.6
	揚水運転	▲47.0
	電力貯蔵装置の充電	▲1.5
	約定済みの域外送電	25.5
	長周期広域周波数調整	0.0
下げ調整力不足	▲7.4	

(当日指令時点) [万kW]

需要	270.7 ▲6.3	
最低供給力	280.2	
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	50.2
	電源Ⅲ	29.0
	原子力	0.0
	一般水力	35.2
	地熱	1.8
	バイオマス専焼電源	6.8
	地域資源バイオマス	9.9
	太陽光	143.4
	風力	10.6
	想定誤差量	11.7
	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	30.1 +4.6
	長周期広域周波数調整	0.0
下げ調整力不足	9.5	

需要および再エネ予測、想定誤差について

- 出力制御量の算定においては、再エネ出力が想定値を上回った場合、出力制御量が不足する可能性があるため、需要と再エネ出力の「想定誤差」を考慮したうえで算定している。
- 8月21日および9月11日は、前日段階における需給バランスでは出力制御不要と判断したが、当日の見直しにおいて出力制御が必要となった。
- 両日は需要の下振れ、再エネ出力の上振れに加え、時間前市場取引による連系線受電潮流の増加があったが、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は考慮していなかったため、今後は当該取引による連系線潮流の変化も考慮するよう想定誤差の見直しを検討する。
- また、需要予測および再エネ出力予測については、精度向上に向けた取り組みを継続して進める。



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・風力の出力を想定していた。

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。当日指示となった9/11は、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、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。当日指示となった9/11は、時間前市場による北海道向け連系線潮流の増加および需要の下振れや太陽光出力の上振れが原因となり、当日抑制を実施したことを確認した。