

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

～ 2023年10月抑制分 北海道電力ネットワーク～

2023年11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. 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、2023年10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。**
 今回の該当日は、当日抑制の2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)

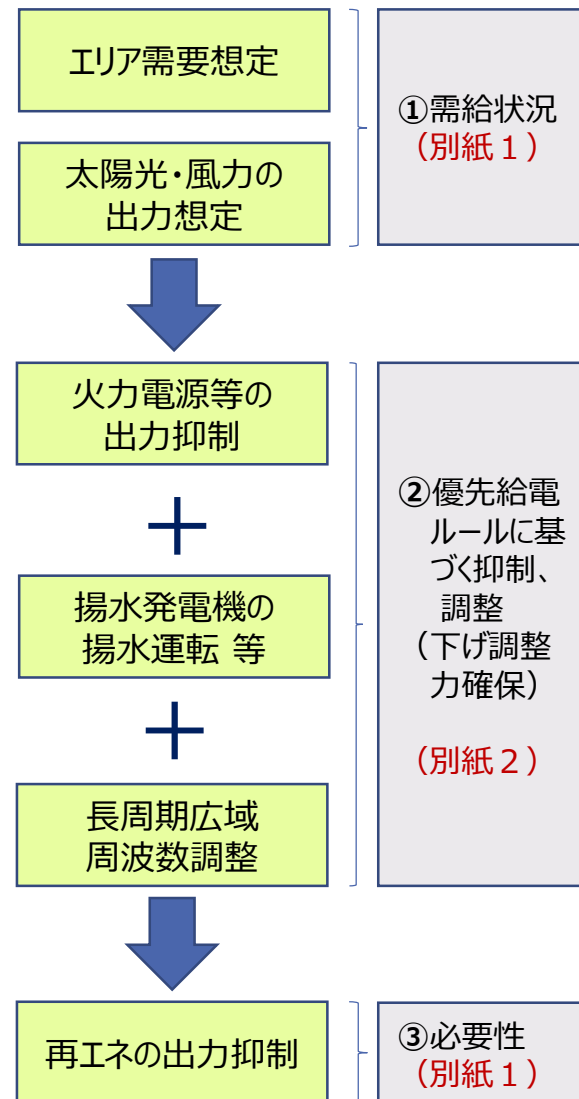
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ(気象予測)に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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。



北海道電力ネットワークは、10月の以下の2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、太陽光・風力の出力上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	10月8日(日) 9時54分頃 当日指示	10月13日(金) 9時27分頃 当日指示
抑制実施日	10月8日 (日)	10月13日 (金)
最大抑制量（※1）	13.3万kW	14.4万kW
抑制時間	9時54分～11時57分	9時27分～13時42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。

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	10月	
	8	13
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とが等しく計画されていた。時間前取引での変化も過去実績から想定し加味していたが、変化量が超過していた。
(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。ただし、10/13は最大誤差想定を超える出力となっていた。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた。ただし、10/13は最大誤差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、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	作業停止等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和抑制必要量	想定誤差量を超える需要の下振れおよび太陽光・風力の上振れのため、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 **2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(時間前取引での変化量想定含む) 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。

- 前日計画時点では、優先給電ルールに則った電源Ⅰ・Ⅱの出力抑制で、下げ調整力を確保できたいたため、電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整の申込、バイオマス電源抑制、自然変動電源の抑制は不要と判断。
- 当日段階で、太陽光出力・風力出力の上振れ、時間前取引による連系線の送電量の減少等から、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。
- 当日指令のため、前日指示の必要な電源Ⅲ抑制、長周期広域周波数調整、バイオマス抑制を行えず、やむを得ずオンライン自然変動電源の抑制を実施。
- 北海道エリアにおいては2022年度に当日指令が2回あったことから、**時間前取引による連系線潮流の変化についても想定誤差に織り込むこととしていたが、今回の変化量は想定を超えていた。**



※引き続き、太陽光・風力出力予測および時間前潮流の想定について精度向上検討を要請

4. 10月8日(日)の需給状況

		前日計画時点	当日指令時点
需要		275.6	273.6 (▲2.0)
最低供給力		274.1	286.9 (+12.8)
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	51.0	51.0
	電源Ⅲ(抑制指令なし)	21.8	23.5(+1.7)
	原子力	0.0	0.0
	一般水力	32.0	30.6(▲1.4)
	地熱	1.8	1.8
	バイオマス専焼電源(抑制指令なし)	13.3	13.3
	地域資源バイオマス(抑制指令なし)	7.3	7.3
	太陽光	159.4	163.9(+4.5)
	風力	6.3	11.5(+5.2)
	想定誤差量	17.2	12.2
	揚水運転	▲34.0	▲34.0
	電力貯蔵装置の充電	▲1.6	▲1.6
	約定済みの域外送電(マイナスが送電)	▲0.4	7.4(+7.8)
	長周期周波数調整(申込なし)	0	0
下げ代不足(再エネ出力抑制量)	▲1.5	13.3	

太陽光風力:10.6
 需要: 5.4
 時間前:1.2

太陽光風力:7.6
 需要: 4.6

		前日計画時点	当日指令時点
需要		336.4	331.4(▲5.0)
最低供給力		317.9	345.8(+27.9)
内訳	電源Ⅰ・Ⅱ	72.7	72.8(+0.1)
	電源Ⅲ(抑制指令なし)	27.7	34.0(+6.3)
	原子力	0.0	0.0
	一般水力	30.1	31.9(+1.8)
	地熱	1.8	1.6(▲0.2)
	バイオマス専焼電源(抑制指令なし)	20.0	16.9(▲3.1)
	地域資源バイオマス(抑制指令なし)	7.5	7.5
	太陽光	152.7	162.8(+10.1)
	風力	21.1	32.2(+11.1)
	想定誤差量	17.4	12.8
	揚水運転	▲20.0	▲20.0
	電力貯蔵装置の充電	▲1.6	▲1.6
	約定済みの域外送電(マイナスが送電)	▲11.5	▲5.2(+6.3)
	長周期周波数調整(申込なし)	0	0
下げ代不足(再エネ出力抑制量)	▲18.5	14.4(+32.9)	

太陽光風力:15.4
需要:0.8
時間前:1.2

太陽光風力:12.0
需要:0.8

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、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等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、引き続き需要予測および再エネ出力予測等の精度向上について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。当日指示であったため、電源Ⅲ抑制、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、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。