

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

～ 2024年7月抑制分 北陸電力送配電～

2024年8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、2024年7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1日実施した。

本機関は、業務規程第180条第1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)

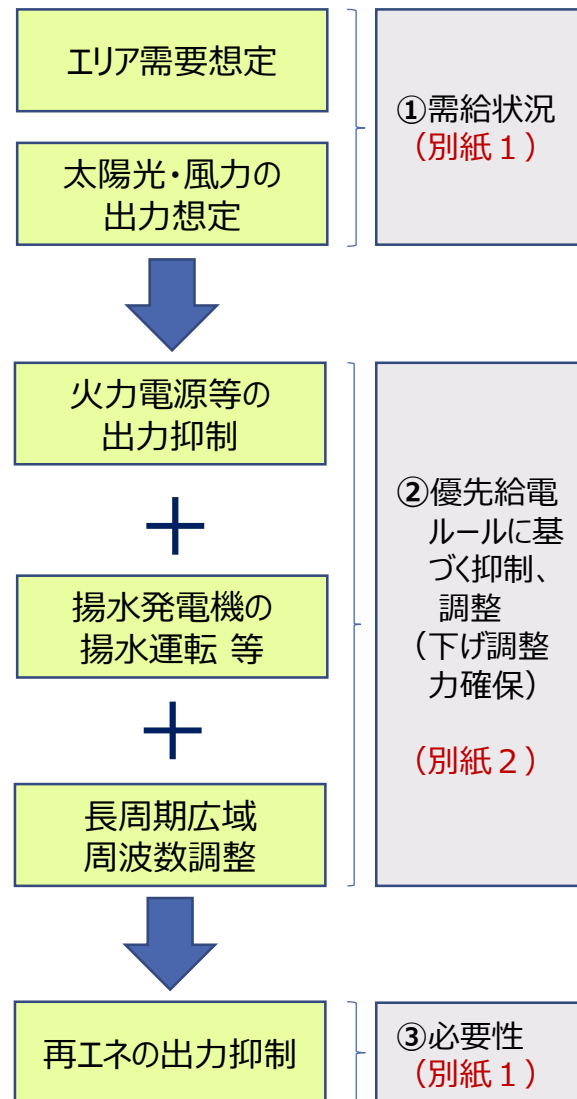
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は妥当か。

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）

- ・調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）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。
- ・調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（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。



北陸電力送配電は、7月の以下の1日について、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	7月6日(土) 17時
抑制実施日	7月7日 (日)
最大抑制量（※1）	38.1万kW
抑制時間	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	7月
	7
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) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）	○
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水） （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) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）	○
(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（揚水）	○
(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。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた。
(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) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(火力)	LFC調整力2%を確保したうえで、試運転による抑制量の減少を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。
(2) 調整力としてあらかじめ確保する発電設備等(揚水)	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) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(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。
(5) 調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等(揚水)	最大限揚水することを確認した。
(6) 長周期広域周波数調整	長周期周波数調整は実施されなかった。これは当該調整の申込の締切り後に試運転発電設備の増出力(一定運転)を考慮する必要が生じたため。当該調整は、複数の送配電事業者との調整が必要であることから、今回のケースは北陸電力送配電の対応としては妥当であった。なお、前日計画においては出力抑制可能な内容となっていたことから、北陸電力送配電から事業者に対して適切に連絡を行うように改善要請を行っている。
(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。
(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。
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。

総合評価

再エネ出力抑制を実施した**1日**において、(6)の長周期周波数調整は実施されなかった。しかしながら、評価項目の欄で記載したように、長周期周波数調整が実施されなかったことは送配電事業者の対応としては妥当であった。総合的に、当該月の再エネ出力抑制については妥当であったと評価する。

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。

○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

調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（火力）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を最大限活用するとともに、調整力としてあらかじめ確保していない発電設備等（火力）の最低出力運転していた。なお、長周期周波数調整は実施されなかったが、これは当該調整の申込の締切り後に試運転発電設備の増出力（一定運転）を考慮する必要が生じたため。当該調整は、複数の送配電事業者との調整が必要であることから、今回のケースは北陸電力送配電の対応として妥当であった。

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。