

九州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10月～12月抑制分 九州電力送配電～

2025年2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
- 3．九州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 ～九州電力送配電編～

九州電力送配電は、2024年10月～12月に、九州エリア（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34日間（10月：9日、11月：15日、12月：10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。

※第42回系統WG(2022年10月20日)において、再エネの導入拡大に伴い、出力制御回数やエリアも拡大し、検証日数も増加していることを踏まえ、需給制約による出力制御に関する情報公開・検証の在り方に関して、これまでの検証結果から実制御に影響を与えるような問題が発生していない九州エリアについては、四半期毎に、全日数を対象とするのではなく、本機関が検証すべき条件を設定のうえ、検証対象日を選定し検証することが整理された。
本整理に基づき、2024年10月～12月の検証を実施した。

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)

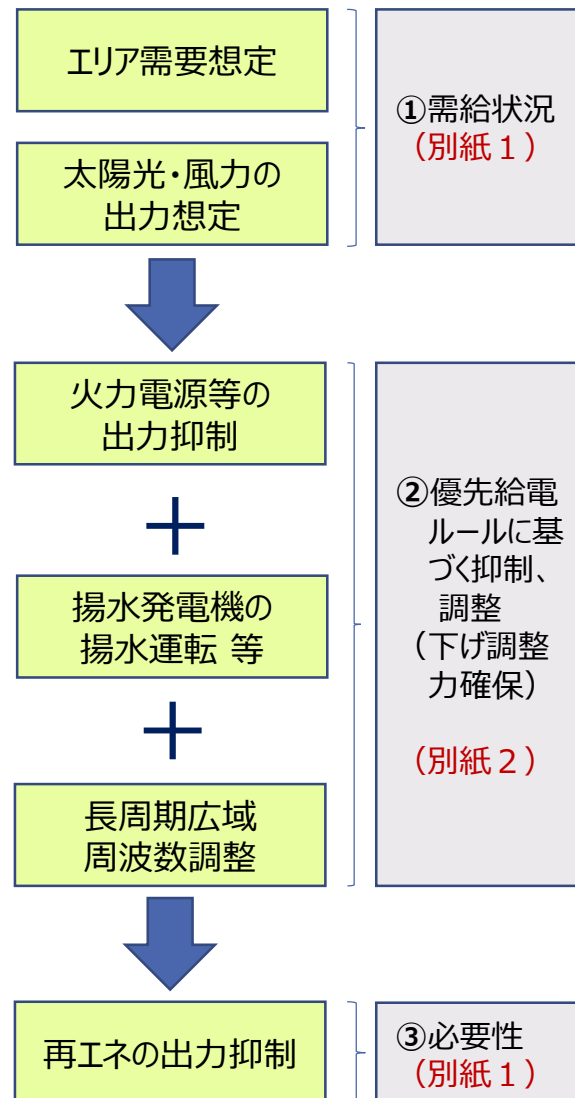
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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 L F C 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。



九州電力送配電は、10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。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	10月5日(土) 16時	10月8日(火) 16時	10月9日(水) 16時	10月10日(木) 16時	10月11日(金) 16時
抑制実施日	10月6日(日)	10月9日(水)	10月10日(木)	10月11日(金)	10月12日(土)
最大抑制量※1)	258.4万kW	281.3万kW	329.7万kW	278.4万kW	290.7万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				


供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	10月12日(土) 16時	10月19日(土) 16時	10月26日(土) 16時	10月29日(火) 16時	
抑制実施日	10月13日(日)	10月20日(日)	10月27日(日)	10月30日(水)	
最大抑制量※1)	402.6万kW	399.1万kW	300.7万kW	94.5万kW	
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州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。

九州電力送配電は、11月の以下の15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。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	11月2日(土) 16時	11月3日(日) 16時	11月4日() 16時	11月5日(火) 16時	11月6日(水) 16時
抑制実施日	11月3日(日)	11月4日(月)	11月5日(火)	11月6日(水)	11月7日(木)
最大抑制量※1)	394.1万kW	328.2万kW	157.1万kW	194.4万kW	248.8万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象	○				
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	11月7日(木) 16時	11月10日(日) 16時	11月11日(月) 16時	11月12日(火) 16時	11月13日(水) 16時
抑制実施日	11月8日(金)	11月11日(月)	11月12日(火)	11月13日(水)	11月14日(木)
最大抑制量※1)	153.0万kW	252.0万kW	334.7万kW	304.1万kW	139.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象			○		
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

OCCTO

(※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。


供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	11月19日(火) 16時	11月21日(木) 16時	11月22日(金) 16時	11月23日(土) 16時	11月24日(日) 16時
抑制実施日	11月20日(水)	11月22日(金)	11月23日(土)	11月24日(日)	11月25日(月)
最大抑制量※1)	68.8万kW	79.8万kW	94.9万kW	182.0万kW	85.9万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					
九州電力送配電 公表サイト	九州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。

九州電力送配電は、12月の以下の10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。

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	11月30日(土) 16時	12月1日(日) 16時	12月2日(月) 16時	12月3日(火) 16時	12月6日(金) 16時
抑制実施日	12月1日(日)	12月2日(月)	12月3日(火)	12月4日(水)	12月7日(土)
最大抑制量※1)	303.9万kW	233.9万kW	218.6万kW	275.8万kW	266.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象			○		
九州電力送配電 公表サイト	九州エリアの出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア離島を除く				
指令日時	11月7日(土) 16時	12月11日(水) 16時	12月13日(金) 16時	12月21日(土) 16時	12月30日(月) 16時
抑制実施日	12月8日(日)	12月12日(木)	12月14日(土)	12月22日(日)	12月31日(火)
最大抑制量※1)	354.7万kW	188.4万kW	283.2万kW	270.4万kW	484.0万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
検証対象					○
九州電力送配電 公表サイト	九州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。

3. 総合評価(代表日の選定)

○10月～12月に行われた出力抑制日（10月：9日、11月：15日、12月：10日）から、下記のとおり検証対象とする代表日を選定した。

- ・各月の抑制量最大日…………… 10/13(日)、11/3(日)、12/31(火)
- ・無作為に選定した日…………… 11/12(火)、12/3(火)

※全ての出力抑制日のデータはこちら

本機関は、下記の代表日について九州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	10月	11月		12月	
	13	3	12	3	31
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）	○	○	○	○	○
（３）需給バランス改善用蓄電設備の充電	○	○	○	○	○
（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）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和抑制必要量	○	○	○	○	○
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（全代表日）。
（2）エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた（全代表日）。
（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（全代表日）。
（4）風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた（全代表日）。
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、試運転試験パターンに基づく抑制量減少がある発電機を除き、最低限必要なユニットのみ運転することを確認した（全代表日）。
（2）調整力としてあらかじめ確保する発電設備等（揚水）	1号入口弁修繕に伴う波及停止、共通自動制御盤点検、オーバーホールに伴う停止等を除き、最大限揚水することを確認した（全代表日）。
（3）需給バランス改善用の蓄電設備の充電	設備トラブルに伴う停止を除き、最大限充電していることを確認した（全代表日）。
（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）	電制電源は、設備不具合による抑制量の減少がある発電所を除き、運用容量に影響を与えない範囲で最低出力以下まで抑制していることを確認した（全代表日）。その他の発電所は、設備不具合に伴う下限制約、燃料貯蔵の関係による抑制量の減少がある発電所を除き、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（全代表日）。
（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（全代表日）。
（6）バイオマス専焼電源	燃料貯蔵の関係、試運転試験パターンに基づく抑制量の減少がある発電所を除き、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（全代表日）。
（7）地域資源バイオマス	事前合意された最低出力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（全代表日）。
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（全代表日）。

本機関が2024年10月～12月の代表日について検証した結果、出力抑制指令は必要な対応を実施したうえで、下げ調整力不足が見込まれたために行われたものであり、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、蓄電池の充電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、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。