

流通設備混雑による 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

～ 2025年11月分 北海道電力ネットワーク～

2026年1月7日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」
3. 検証の観点
4. 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
5. 総合評価
6. 検証結果

(別紙 1) 出力制御ルールに基づく制御(※1)の具体的内容

(別紙 2) 自然変動電源の出力抑制を行う必要性

(別紙 3) カレンダー

(参考資料) 流通設備混雑による再生可能エネルギー発電設備(自然変動電源)(※2)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) 本検証資料でいう「出力制御ルールに基づく制御」とは、基幹系統の混雑における再給電方式(一定の順序)に基づく出力制御順および出力制御方法、および混雑管理システム運開後のローカル系統混雑管理とは異なる「暫定措置」の出力制御順および出力制御方法による出力抑制、調整をいう

(※2) 本検証資料でいう「再生可能エネルギー(再エネ)」とは、自然変動電源(太陽光発電・風力発電)をいう

北海道電力ネットワークは、2025年11月に、66kV岩松線の混雑による再生可能エネルギー発電設備（自然変動電源）の出力抑制を実施した。

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。

なお、北海道エリアにおいて混雑管理システム（2026年度末運開予定）運開までの期間は、ローカル系統混雑管理の「暫定措置」により対応することとしている。また、検証対象である66kV岩松線はローカル系統であることから、混雑管理システム運開後の出力制御ルールとは異なる部分があることに留意の上検証する。

北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

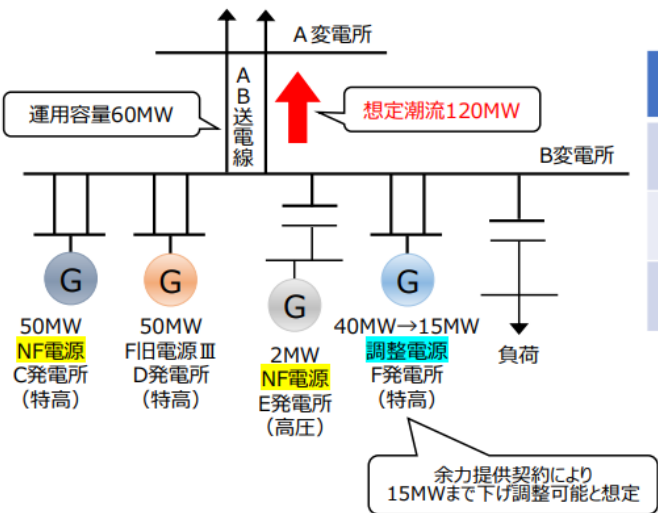
2. ローカル系統混雑管理（暫定措置）の概要			3
▶ 暫定措置期間中とC&Mシステム運開後のローカル系統混雑管理の主な対応の違いについては下表のとおり。			
項目		C&Mシステム運用開始前 ローカル系統	C&Mシステム運用開始後 ローカル系統
混雑管理方法		人間系による処理	C&Mシステムによる処理
混雑予想		前月20日頃（月間停電作業計画策定時に計算）	前日17時頃、当日GC※1まで補正
混雑計算方法		需要実績およびNF電源の最大受電電力による想定潮流から算出	前日計画および当日GCまでの最新計画により演算
制御量配分方法（NF電源）		最大受電電力に対し一律配分	発電計画値に対し一律配分
出力制御方法		発電契約者等が通知された出力上限値以下で発電計画を作成し運転	算出した「出力上限値」を前日～GC後のタイミングで発電者へ送信し、一定の順序※2で出力制御
出力制御対象		調整電源および高圧以上のNF電源のうちローカルノンファームの受付開始以降に契約申込を受付した電源	調整電源および低圧10kW以上の一定の順序対象の非調整電源
出力制御 指令方法	NF太陽光・風力※3	算出した「出力上限値」を前月20日頃に発電者へメールで通知	GC後に出力制御情報等を現地の出力制御装置等へ送信
	NF非変動電源※4		
	F非変動電源※5	制御対象外	前日17時頃にメールで通告
※1 GC：ゲートクローズ（実需給1時間前の発電および需要計画の提出締切）			
※2 一定の順序：再給電方式（一定の順序）およびそれに基づく制御			
※3 NF太陽光・風力：ノンファーム型接続の太陽光発電および風力発電			
※4 NF非変動電源：ノンファーム型接続の旧電源Ⅲ（火力、混焼バイオマス、揚水発電機、蓄電設備）、バイオマス、長期固定電源			
※5 F非変動電源：ファーム型接続の旧電源Ⅲ（火力、非FIT混焼バイオマス、揚水発電機、蓄電設備）			

北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

3. 暫定措置による当面のローカル系統混雑管理 <2/3>

5

- ▶ 暫定措置では、NF電源の増加に伴い混雑箇所が増加した場合にも人間系による対応が可能となるよう、調整電源の出力制御を考慮のうえで混雑想定に基づく一律制御を行うこととし、具体的には当該系統における必要な発電制約量を最大受電電力比率按分で配分することで暫定措置適用電源の出力上限値を算出する（流通設備停止時の発電抑制に準じた対応※¹）
 - ▶ 出力上限値の算出例は下図のとおり。
 - ① 送電線の運用容量60MWに対し、想定潮流が120MWのため、60MWの混雑処理が必要。
 - ② 調整電源を25MW出力制御（下げ調整）。
 - ③ 35MWを各暫定措置適用電源の最大受電電力比率で按分し、下表のとおり各電源の出力上限値を算出。
- ※ 1 C&Mシステム運開後もトラブル等でシステムによる混雑管理が不可能となった場合には、運用段階で同様の対応を実施する想定。



	電源種別	最大受電電力	出力制限量算出	出力上限値
C発電所 (特高)	NF電源 (暫定措置適用電源)	50MW	$35/(50+2) \times 50$	16.3MW
D発電所 (特高)	F旧電源Ⅲ	50MW	-	50MW
E発電所 (高圧)	NF電源 (暫定措置適用電源)	2MW	$35/(50+2) \times 2$	0.7MW

【補足】 F旧電源Ⅲ：ファーム火力・蓄電池等
出力上限値は潮流監視機能にあわせて100kW単位で管理

北海道エリアの混雑管理システム運開前のローカル系統混雑管理には、以下の「暫定措置」が適用される。

3. 暫定措置による当面のローカル系統混雑管理 <3/3>

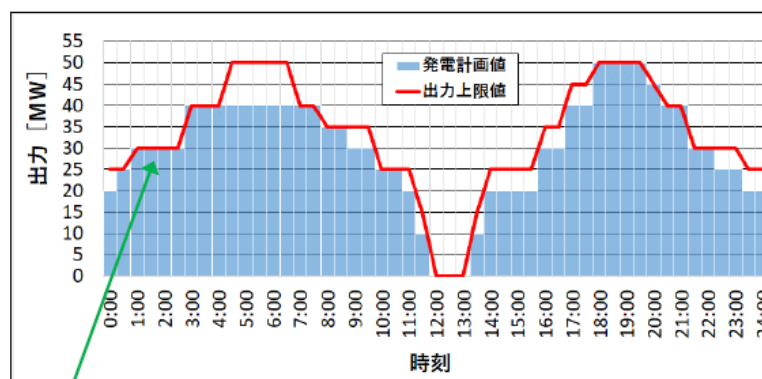
6

- 暫定措置は、流通設備停止時の発電抑制に準じて人間系で対応するため、確実な出力上限値の伝達を重視し、前月に暫定措置適用電源の発電者へ通知する出力上限値は「MW値」とする（C&Mシステム運開後は最大受電電力比の「%値」で発電者へ通知）。
- 出力上限値は月単位の平日・土曜日・日祝日別30分毎の値（48点、MW値）を算出する。
- 発電契約者等の予見性の確保を考慮し、**暫定措置適用電源の発電者へ前月20日頃を目途にメールで通知**する。

<通知内容のイメージ>

時刻	出力上限値	時刻	出力上限値
0:00 ~	25 MW	12:30 ~	0 MW
0:30 ~	25 MW	13:00 ~	0 MW
1:00 ~	30 MW	13:30 ~	10 MW
1:30 ~	30 MW	14:00 ~	25 MW
2:00 ~	30 MW	14:30 ~	25 MW
2:30 ~	30 MW	15:00 ~	25 MW
3:00 ~	40 MW	15:30 ~	25 MW
3:30 ~	40 MW	16:00 ~	35 MW
4:00 ~	40 MW	16:30 ~	35 MW
4:30 ~	50 MW	17:00 ~	45 MW
5:00 ~	50 MW	17:30 ~	45 MW
5:30 ~	50 MW	18:00 ~	50 MW
6:00 ~	50 MW	18:30 ~	50 MW
6:30 ~	50 MW	19:00 ~	50 MW
7:00 ~	40 MW	19:30 ~	50 MW
7:30 ~	40 MW	20:00 ~	45 MW
8:00 ~	35 MW	20:30 ~	40 MW
8:30 ~	35 MW	21:00 ~	40 MW
9:00 ~	35 MW	21:30 ~	30 MW
9:30 ~	35 MW	22:00 ~	30 MW
10:00 ~	25 MW	22:30 ~	30 MW
10:30 ~	25 MW	23:00 ~	30 MW
11:00 ~	25 MW	23:30 ~	25 MW
11:30 ~	10 MW	24:00 ~	25 MW
12:00 ~	0 MW		

<スケジュール運転のイメージ>



暫定措置適用電源は、通知された「出力上限値」以下の発電計画により運転

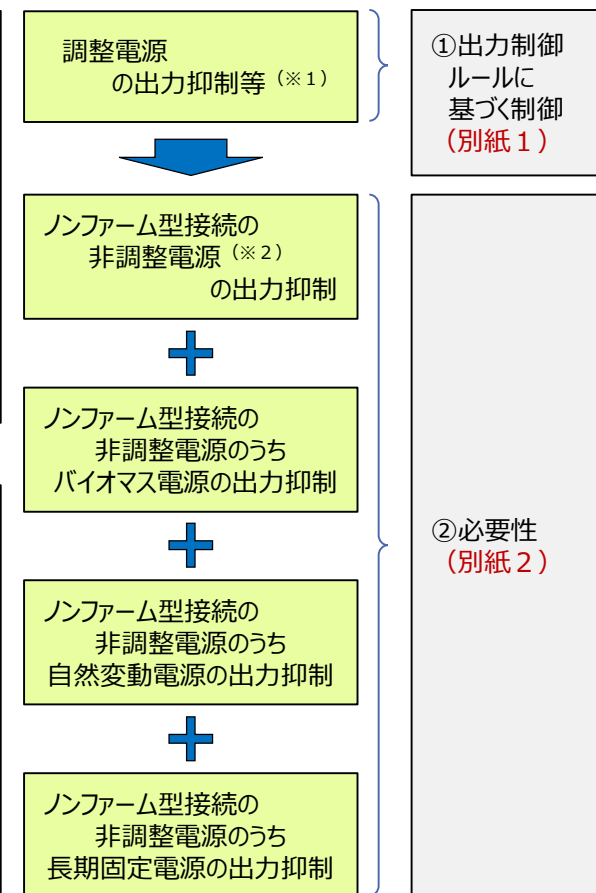
本機関は、送配電等業務指針に照らして、自然変動電源の出力抑制の指令を行った時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。 **基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。**

① 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容（データは、「別紙1」参照）

- 調整電源について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、当該混雑系統内で最大限抑制することを見込んでいるか。特に揚水式発電機の揚水運転や需給バランス改善用の蓄電設備の充電について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、活用することを見込んでいるか。

② 自然変動電源の出力抑制を行う必要性（データは、「別紙2」参照）

- ノンファーム電源の出力抑制の前段まで、調整電源を抑制、調整しても予想潮流が運用容量を上回る想定となっているか。



（※1） 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む

（※2） 火力電源等（混焼バイオマス電源、揚水式発電機を含む）、電力貯蔵システム

北海道電力ネットワークにおける「暫定措置」による出力抑制につき、他エリアにおける検証方法とは異なる部分がある。

出力抑制の対象電源の違い

暫定措置では
「高圧以上のNF電源のうち
ローカルノンファームの受付
開始以降に契約申込を
受付した電源」を対象

⇒以下の電源についても
同じ基準で対象/対象外
を判定する

- ・ノンファーム型接続の
非調整電源
- ・ファーム型の非調整電源
- ・ノンファーム型接続の
非調整電源のうち
バイオマス電源

2. 検証の観点

4

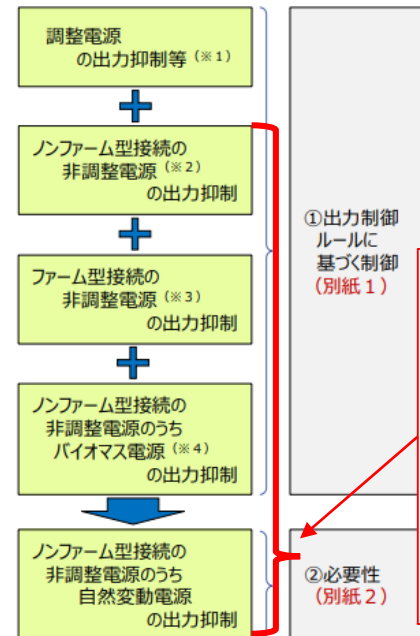
本機関は、送配電等業務指針に照らして、自然変動電源の出力抑制の指令を行った時点において抑制が不可避であったか否かを、以下の観点で検証した。 基本的な検証の考え方は、「参考資料」参照。

① 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容（データは、「別紙1」参照）

- ・調整電源について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、当該混雑系統内で最大限抑制することを見込んでいるか。特に揚水式発電機の揚水運転や需給バランス改善用の蓄電設備の充電について、エリアで必要な調整力を確保しつつ、活用することを見込んでいるか。
- ・~~ノンファーム型接続の非調整電源（※2）について、抑制することを見込んでいるか。~~
- ・~~ファーム型接続の非調整電源（※3）について、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。~~
- ・~~ノンファーム型接続の非調整電源のうちバイオマス電源（※4）について、抑制することを見込んでいるか。~~

② 自然変動電源の出力抑制を行う必要性（データは、「別紙2」参照）

- ・自然変動電源の出力抑制の前段まで、調整電源等を抑制、調整しても予想潮流が運用容量を上回る想定となっているか。



**出力抑制量の
設定方法の違い**
出力抑制の対象
電源全てに対し、
一律で最大受電
電力に応じて
出力抑制

⇒別紙2で出力
抑制量を確認

- (※1) 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の蓄電設備の充電、余力活用に関する契約を締結する電力貯蔵システムの放電抑制を含む
- (※2) 火力電源等（混焼バイオマス電源、揚水式発電機を含む）、電力貯蔵システム
- (※3) 火力電源等（混焼バイオマス電源（FITを除く）、揚水式発電機を含む）、電力貯蔵システム
- (※4) 専焼バイオマス電源、地域資源バイオマス電源（出力制御が困難なものを除く）

北海道電力ネットワークは、11月の平日、日祝日について、流通設備混雑が発生することを想定したため、再エネ事業者に対し、自然変動電源の出力抑制を実施した。

なお、暫定措置では月単位で平日・土曜日・日祝日の3パターンに分類して抑制量を算出していることから、11月の平日に該当する計18日、日祝日に該当する計7日が全て同じ時間帯・同じ抑制量で出力抑制を行っている。

また、北海道電力ネットワークHPでは、月間想定最大である平日の出力制御の情報のみが公表されている。

流通設備	66kV岩松線	66kV岩松線
抑制実施日	(平日) 11月4～7, 10～14, 17～21, 25～28日	(日祝日) 11月2, 3, 9, 16, 23, 24, 30日
最大抑制量	0.04万kW	0.02万kW
抑制時間	12時00分～13時00分	10時00分～11時00分
公表サイト	再生可能エネルギー出力制御見通し	—

本機関は、検証対象である66kV岩松線について北海道電力ネットワークが行った指令時点における自然変動電源出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	11月	
	平日	日祝日
1. 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容		
調整電源の出力抑制等（※1）	－	－
2. 自然変動電源の出力抑制を行う必要性		
自然変動電源の出力抑制を行う必要性と抑制必要量	○	○
総合評価	○	○

凡例〕 ○ 妥当である × 妥当とは認められない － 対象なし

評価項目	理由
1. 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容	
調整電源の出力抑制等（※1）	当該系統に対象設備がないことを確認した。
2. 自然変動電源の出力抑制を行う必要性	
自然変動電源の出力抑制を行う必要性和抑制必要量	各日の最大出力抑制量発生時刻において、予想潮流が運用容量を上回る想定となっていた。

総合評価 自然変動電源出力抑制を検証した平日、日祝日において、各項目が妥当であったと評価する。

本機関が検証した結果、流通設備混雑が見込まれたために行われた今回の出力抑制の指令は、妥当であったと判断する。

○検証を行った2項目

① 出力制御ルールに基づく制御の具体的内容

検証対象である66kV岩松線において、自然変動電源の出力抑制の前段までに出力制御ルールに基づいて制御される発電設備等がないことを確認した。

② 自然変動電源の出力抑制を行う必要性

各日の最大出力抑制量発生時刻において、予想潮流が運用容量を上回る想定となっていた。