

# 沖縄本島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3月抑制分 沖縄電力～

2024年4月24日  
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 沖縄電力が公表した出力抑制の実施状況
4. 総合評価
5. 電源Ⅰ・Ⅱの状況(沖縄本島)
6. 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 ～沖縄電力編～

沖縄電力は、2024年3月に、沖縄本島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。

## 2. 検証の観点

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。

エリア需要想定

太陽光・風力の  
出力想定

①需給状況  
(別紙1)

### 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可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力5.4万kWを確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。また、再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保しているか。
- ・バイオマス専焼電源を、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。
- ・地域資源バイオマスの運転状況を確認。

火力電源等の  
出力抑制

②優先給電  
ルールに基づ  
く抑制、  
調整  
(下げ調整  
力確保)  
  
(別紙2)

### 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。

再エネの出力抑制

③必要性  
(別紙1)

沖縄電力は、3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。

供給区域	沖縄本島	
指令日時	3月16日(土) 17時	3月19日(火) 17時
抑制実施日	<b>3月17日 (日)</b>	<b>3月20日 (水)</b>
最大抑制量 (※1)	7.0万kW	5.4万kW
抑制時間	9～17時	9～17時
沖縄電力公表サイト	<a href="#">沖縄本島の出力制御指示内容を参照</a>	

(※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。

本機関は、沖縄電力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	3月	
	17	20
<b>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</b>		
(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	○	○
<b>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</b>		
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○
(2) 揚水発電機の揚水運転(対象設備無し)	—	—
(3) 電力貯蔵装置の充電(対象設備無し)	—	—
(4) 電源Ⅲ火力(対象設備無し)	—	—
(5) 長周期広域周波数調整(対象設備無し)	—	—
(6) バイオマス専焼電源	○	○
(7) 地域資源バイオマス(対象設備無し)	—	—
<b>3. 再エネの出力抑制を行う必要性</b>		
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○
<b>総合評価</b>	○	○

## 4. 総合評価 (2 / 2)

評価項目	理由
<b>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</b>	—
(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。
<b>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</b>	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	点灯需要帯(太陽光出力なし)・需要増加時等の供給力を確保しつつ、LFC可能ユニットを1台選定し、下げ調整力5.4万kWを確保した上で、最低限必要なユニットのみ運転するよう計画されていた。
(2) 揚水発電機の揚水運転	沖縄本島は対象設備無し。
(3) 電力貯蔵装置の充電	沖縄本島は対象設備無し。
(4) 電源Ⅲ火力	沖縄本島は対象設備無し。
(5) 長周期広域周波数調整	沖縄本島は対象設備無し。
(6) バイオマス専焼電源	作業やトラブル等による運転制約がある場合を除き、事前合意された最低出力に抑制することを確認した(全抑制日)。
(7) 地域資源バイオマス	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。
<b>3. 再エネの出力抑制を行う必要性</b>	—
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 **2日間**において、各項目が妥当であったと評価する。

沖縄本島では、資料「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における基本的な考え方～沖縄電力編～」に記載のとおり、再エネ出力制御が必要な断面において、火力発電機の運転台数は4台を基本としている。

下表の制御日において、供給力確保のため具志川(石炭)を追加並列し、負荷変動への制御性の確保および再エネ出力制御量低減の観点から、牧港(石油)と牧港GTの入替を実施した。

電源 I・II 火力 発電所		並列状況 (括弧は運用下限の出力)		
		基本構成	3月17日	3月20日
石炭	具志川	停止	1台 (5.5)	1台 (5.5)
	金武	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)
	石川	1台 (10.3)	1台 (10.3)	1台 (10.3)
LNG	吉の浦	1台 (14.7)	1台 (14.7)	1台 (14.7)
	YMGT	停止	停止	停止
	MGE	停止	停止	停止
石油	牧港	1台 (5.6)	停止	停止
	牧港GT1号	停止	1台 (1.0)	1台 (1.0)
	牧港GT2号	停止	停止	停止
	石川	停止	停止	停止
合計		4台 (40.9)	5台 (41.8)	5台 (41.8)



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。

## ○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

電源Ⅰ・Ⅱ火力機を最低限運転に必要な台数に厳選、専焼バイオマスおよび地域バイオマスの最低出力運転など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。