

再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証結果

～平成28年12月 九州電力～

平成29年1月31日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証内容
3. 抑制実績
4. 想定
 - (1) 需要想定
 - (2) 太陽光の最大出力想定
 - (3) 風力の最大出力想定
 - (4) 太陽光、風力の出力低下想定
5. 下げ代不足時の対応順序
6. 種子島の発電設備
7. 新種子島発電所
8. 日別の状況
9. 検証結果
- (参考) 追加の検証
- (参考) 当日の需給実績

九州電力は、平成28年12月に、種子島において再生可能エネルギー発電設備（以下、「再エネ」という）の出力抑制を実施した。

本機関は、業務規程第180条に基づき、九州電力から送配電等業務指針第183条に定める事項の説明を受け、これを裏付ける資料を受領したうえで、九州電力の出力抑制が法令および指針に照らして適切であったか否かを確認及び検証したので、その結果を公表する。

本機関は、法令および指針から、以下の項目について確認し、九州電力の給電指令が適切であったかの検証を行った。

- ① 抑制指令を行った時点で想定した需給状況
- ② 下げ代(※)確保(発電機出力抑制、揚水発電の揚水運転)の具体的内容
- ③ 再エネの出力抑制を行う必要性

(※)下げ代とは、火力電源などにおいて、出力を下げるこができる余地をいう。
再エネは、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ代」という。

- ・ 検証の対象は、業務指針第184条2項1号より、「再エネ発電設備の出力抑制の指令を行った時点」。
- ・ 出力抑制は再エネ特別措置法施行規則第6条1項3号イより、原則として、抑制を行う前日までに指示を行うこととなっている。

九州電力は、12月の以下の日について、下げ代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、出力抑制を指令した。

	種子島	種子島	種子島
指令日時	12月5日(月) 16時	12月9日(金) 16時	12月10日(土) 16時
抑制実施日	12月6日(火)	12月10日(土)	12月11日(日)
抑制事業者数	2	2	2
抑制必要量	930kW	1,160kW	960kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙1	別紙2	別紙3

九州電力は、以下の方法で当日の下げ代が最小になる時刻と、その時の需要を想定した。

○需要想定

①基準日の選定

- ・至近の実績(※)から想定日の気象条件に類似する日を、曜日や休日等を考慮して選定する。(※)想定日前2~3週間程度で、類似するものがない場合は前年同時期。

②最大電力、最小電力の気温補正

- ・過去の気温(気象庁データ)と需要実績から、気温帯ごとに需要の増減度合を示す「気温感応度」を予め求めておき、気温予報(気象庁データ)に応じて最大電力と最小電力を補正する。
- ・気温感応度は離島ごとに算出している。

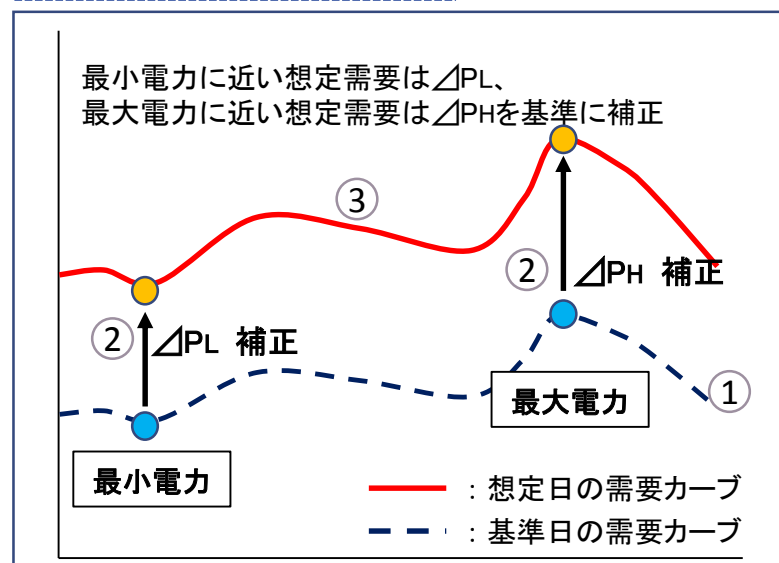
③需要カーブの作成

- ・補正後の最大電力、最小電力により基準日の需要カーブを補正して想定日の需要カーブを作成する。

④下げ代最小時刻とその時の需要

- ・需要想定後に供給力(再エネ+内燃力)を策定して算出する。

需要カーブ作成のイメージ図



九州電力は、太陽光発電の最大出力を、最新の日射量予測値から想定した。

○太陽光最大出力

$$= \text{日射量予測値}(\text{※1}) \times \text{出力換算係数}(\text{※2}) \times \text{発電設備容量}(\text{※3})$$

- (※1) 気象会社から前日(もしくは抑制当日)に提供された、抑制当日の該当エリアの日射量予測値(1時間値)。
- (※2) 該当エリアもしくは九州本土の太陽光発電設備の発電出力と日射量との関係から算定。電圧、契約別の4区分に細分化した月別の出力換算係数を使用。
- (※3) 該当エリアにおける平成28年10月末現在の太陽光発電設備容量。

九州電力は、風力発電の最大出力を、最新の風速予測値から想定した。

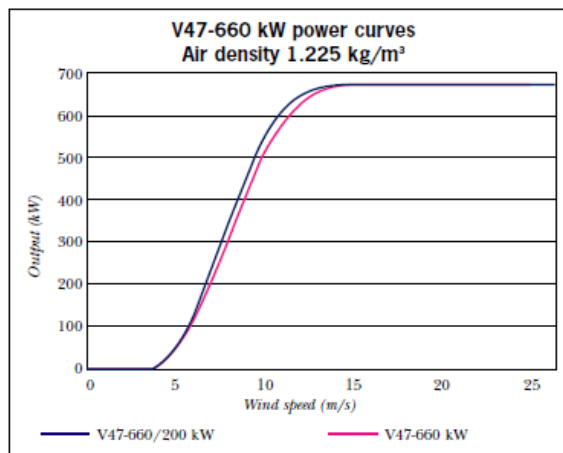
○風力出力(1基あたり)

$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値(m/s)(※4)

A、B、C、D : 出力換算係数(※5)

- (※4) 気象会社から前日(もしくは抑制当日)に提供された、抑制当日の該当エリアの風速予測値(1時間値)。
- (※5) 風車固有のパワーカーブより、風速と出力の関係を示す計算式を導いて算定。



- (例) 種子島の風車のパワーカーブ
- ・カットアウト
(風車が受けることができる最大風速)
25m/s
 - ・カットイン
(風車が発電を開始する風速)
4.2m/s
 - ・定格風速
(風車が定格で発電する最低風速)
12.5m/s

九州電力は、天候急変時等の出力低下を過去の実績から想定した。

○天気急変時の出力低下

過去の実績(※6)より、天気急変時には、それまでの出力が以下の割合にまで低下する可能性があるとして想定している。

種子島 : 17.2%

(※6) 再エネ合計出力が、天気急変に伴い、1時間単位で見るとそれまでの出力から低下した実績。

平成26年12月5日 4,798kW⇒825kW(17.2%)

九州電力は、送配電等業務指針に則って出力抑制を実施した。

○下げ代不足時の対応順序

業務指針174条による下げ代不足時の対応順序は以下の通りだが、当該地域にオンラインで調整できない火力電源等がないこと、他地域と連系されていないことおよび、バイオマス関連発電設備がないことから、⑤自然変動電源の出力抑制を実施した。

- ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない火力電源等の出力抑制および揚水式発電機の揚水運転
- ② 長周期広域周波数調整
- ③ バイオマス専焼電源の出力抑制
- ④ バイオマス電源(廃棄物等の未利用資源有効活用型)の出力抑制
- ⑤ **自然変動電源の出力抑制**
- ⑥、⑦ 略

新種子島発電所の1号機(6,000kW)は、10月に発生した過給機不具合による仮復旧のために、最大出力が4,000kWに制約されていた。

・種子島の発電設備内訳

		平成28年10月末	
再生可能エネルギー 発電設備		太陽光(高圧)	6,193kW
		太陽光(低圧)	4,959kW
		風力	660kW
		合計	11,812kW
内燃力発電設備	新種子島発電所	6,000kW機	4台※
	種子島第一 発電所	4,500kW機	2台
		3,000kW機	2台
		1,500kW機	1台
		合計	40,500kW

※ 新種子島1号機の出力

	平常時	仮復旧中
出力範囲	3,000～6,000kW	3,000～4,000kW

新種子島発電所は、C重油の加熱(※)等に必要な蒸気を確保するため、1～3号機のうち最低2台運転する必要がある。

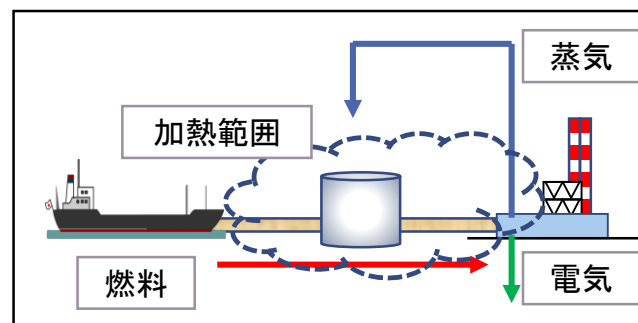
- ・発電所全体で必要な蒸気量 : 1.8 t/h
- ・6,000kW機1台あたりの蒸気発生量 : 定格1.0t/h(50%負荷時0.8t/h)
- ・蒸気発生装置を備える発電機 : 1～3号機 (4号機は蒸気発生装置なし)

(※)C重油は常温では固体であるため、100℃程度まで加熱して流動性を確保する必要がある。
加熱範囲は保管用タンク、輸送用配管など広範囲におよぶ。

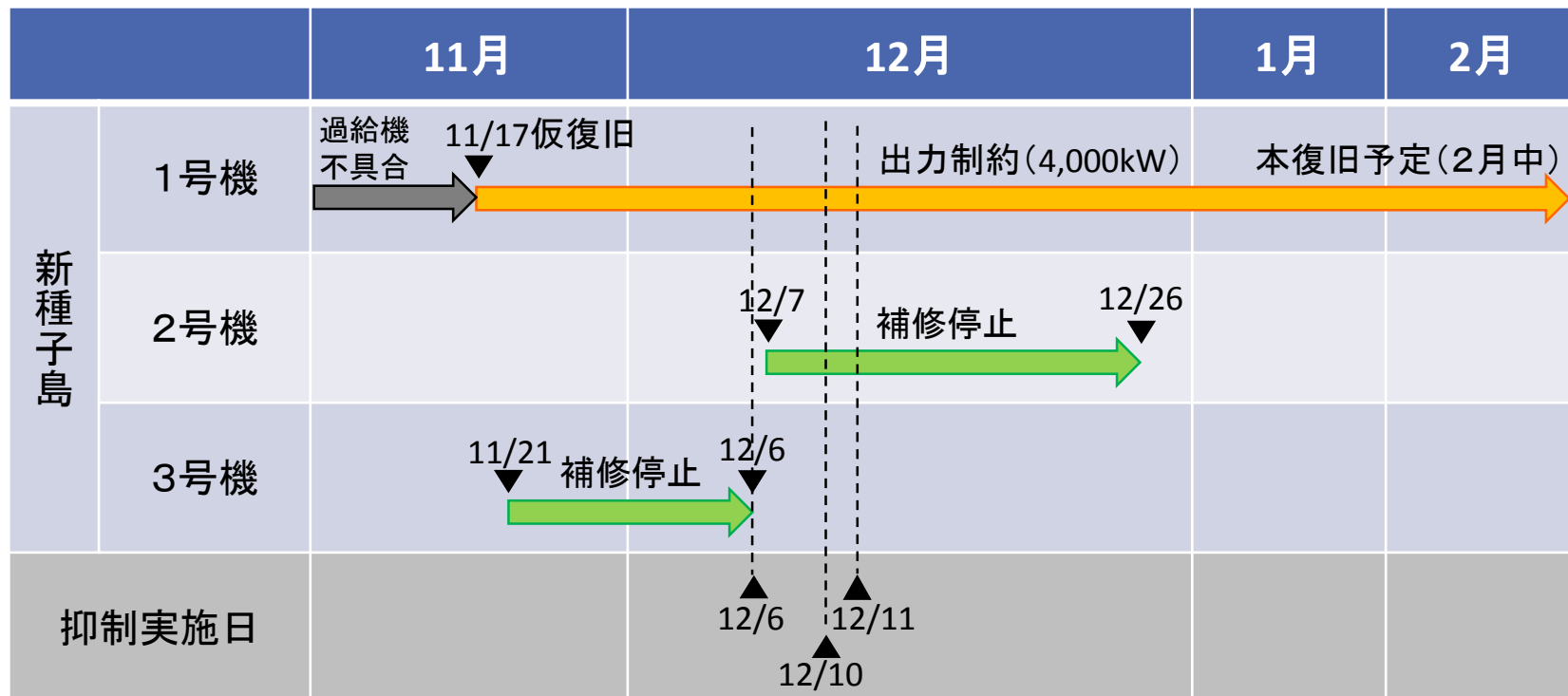
(参考)新種子島発電所の主要設備

発電機 : 6,000kW × 4台

C重油タンク : 2,100kL × 2基



- ・新種子島発電所は、11～12月に2号機と3号機の補修停止があった。
- ・このため、九州電力は、1～3号機の2台運転を確保するため、互換性のある他発電所の過給機を流用し、1号機を仮復旧させた。



抑制日別の状況は別紙。

別紙1 平成28年12月6日(火) 種子島 検証

別紙2 平成28年12月10日(土) 種子島 検証

別紙3 平成28年12月11日(日) 種子島 検証

本機関が検証した結果、下げ代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、適切であると判断する。

○検証を行った3項目

① 抑制指令を行った時点で想定した離島の需給状況

- ・需要、再エネの最大出力および出力低下について、現状まで蓄積したデータを可能な限り活用して想定していた。

② 下げ代確保の具体的内容

- ・内燃力機を最低負荷率50%まで出力抑制し、下げ代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があったか

- ・再エネの出力変動に対しても必要な供給力を確保し、かつ内燃力機の最低負荷率50%を確保するため、出力抑制を行う必要性があった。

○補修時期の後ろ倒しの検証

本機関は、2号機と3号機の補修時期を、1号機が本復旧し出力範囲の制約がなくなる3月に後ろ倒した場合の、再エネ抑制量の減少効果と内燃力機の安定稼働への影響について追加の検証を行った。

1. 再エネ抑制量の減少

補修時期を後ろ倒しできたと仮定すると、出力範囲の小さい1号機を出力範囲が大きい号機に入れ替え、必要供給力を確保しつつ再エネ抑制量を減少させることが可能となる。

12月6日の例		【入れ替え前】	【入れ替え後】	
		・1号機:4,000kW※(蒸発装置あり) ・2号機:6,000kW(蒸発装置あり) ・4号機:6,000kW ・7号機:1,500kW ※仮復旧中のため出力6,000kWが4,000kWに制約	・2号機:6,000kW(蒸発装置あり) ・3号機:6,000kW(蒸発装置あり) ・4号機:6,000kW	再エネ抑制後
内燃力	最大	17,500kW	18,000kW	18,000kW
	最小	9,750kW	9,000kW	9,000kW
再エネ	最大	7,980kW	7,980kW	7,800kW
	最小	1,373kW	1,373kW	1,341kW
再エネ最小+内燃力最大		18,873kW	19,373kW	19,341kW
対 必要供給力(18,480kW)		満たす	満たす	満たす
再エネ最大+内燃力最小		17,730kW	16,980kW	16,800kW
対 需要(16,800kW)		930kW抑制	180kW抑制	—

抑制量減少(▲750)

必要供給力確保

○補修時期の後ろ倒しの検証(続き)

2. 内燃力機の安定稼働への影響

・九州電力の説明

定期点検の周期については、機関の性能型式ごとに設定(新種子島1~4号機3,500HR毎)されており、今回の新種子島1号機の復旧までの期間が長期に及ぶようなケースについては、延伸した場合、機関内部に付着堆積した未燃カーボンにより、吸気・排気弁やピストンなどの損傷事故に進展するリスクがあるため調整は不可であった。

・発電機の運転実績



(※) メーカー推奨点検周期は3,000時間だが実績を踏まえて3,500時間に延伸して点検を実施している。

補修時期を3月に後ろ倒しできたとした場合、再エネ抑制量は減少するが、運転時間が3,500時間を大きく超え、内燃力機の安定稼働に影響を与えるため、今回の出力抑制は妥当と考える。

九州電力から報告を受けた当日の需給実績を、参考として公表する。

日付		12月6日	12月10日	12月11日
		火	土	日
エリア		種子島	種子島	種子島
気象 予報	天候	曇のち晴	晴	晴
	最高気温	19.0℃	17.5℃	17.5℃
需給 バ ラ ン ス	下げ代最小時刻	14時	13時	13時
	需要	17,620kW	16,230kW	15,600kW
	発電出力合計	17,620kW	16,230kW	15,600kW
	内 訳	火力	11,670kW	10,110kW
再エネ (太陽光・風力)		5,950kW	6,120kW	5,910kW

火力の最大出力	19,000kW [※]	17,500kW	17,500kW
火力の最小出力	10,500kW [※]	9,750kW	9,750kW

※当日は需要の上振れが見込まれたため、1,500kW機を3,000kW機に入れ替えて運転した。