

## 第6号議案

### 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の妥当性について

(案)

九州電力株式会社から、別紙1のとおり、同社が平成29年3月に実施した種子島における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する資料の提出を受けたので、業務規程第180条第2項に基づき、一般送配電事業者の出力抑制が法令及び送配電等業務指針に照らし適切であったか否かを確認及び検証し、別紙2のとおり、妥当であると認めることとし、その結果を別紙3により、公表する。

#### 1. 出力抑制実施日

- 3月11日(土) 種子島
- 15日(水) 種子島
- 17日(金) 種子島
- 19日(日) 壱岐
- 28日(火) 種子島

#### 2. 検証内容(詳細別紙)

- ①抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況
- ②下げ代確保の具体的内容
- ③再エネの出力抑制を行う必要性

#### 3. 検証結果

- ①～③それぞれの項目について検証した結果、下げ代不足が見込まれたため行われた、今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

#### 4. 公表日 : 平成29年4月26日(本機関ウェブサイト)

以上

別紙1 : 出力抑制に関する資料(九州電力株式会社)

別紙2 : 出力抑制の検証結果

別紙3 : 公表文「再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について」

# 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29年3月 九州電力～

平成29年4月26日  
電力広域的運営推進機関



## 目次

2

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. 下げ調整力不足時の対応順序
  6. 種子島および壱岐の発電設備
  7. 日別の状況
  8. 検証結果
- (参考) 当日の需給実績



九州電力は、平成29年3月に、種子島および壱岐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および検証したので、その結果を公表する。

## 2. 検証内容

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 下げ調整力(※)確保(発電機の出力抑制、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

(※)下げ調整力とは、火力電源などにおいて、出力を下げる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「下げ調整力」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、3月の以下の日について、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、出力抑制を指令した。

	種子島	種子島	種子島	杵岐	種子島
指令日時	3月10日(金) 16時	3月14日(火) 16時	3月16日(木) 16時	3月18日(土) 16時	3月27日(月) 16時
抑制実施日	3月11日(土)	3月15日(水)	3月17日(金)	3月19日(日)	3月28日(火)
抑制事業者数	2	1	1	3	3
抑制必要量	1,330kW	590kW	670kW	1,090kW	1,660kW
抑制時間	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時	9～16時
備考	別紙2-1	別紙2-2	別紙2-3	別紙2-4	別紙2-5

### 4. 想定(1)需要想定

九州電力は、以下の方法で当日の下げ調整力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、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。

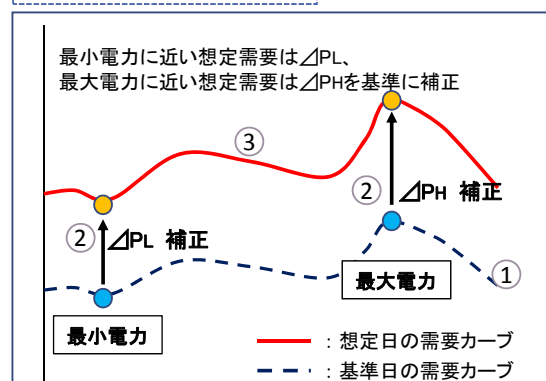
##### ③需要カーブの作成

- ・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下げ調整力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

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

- (※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29年1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。

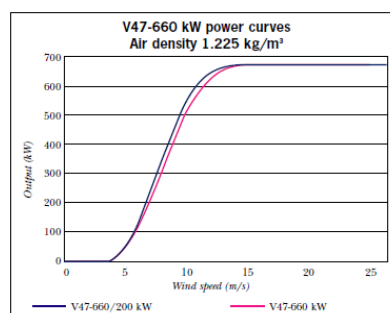
#### ○風力出力(1基あたり)

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

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%  
 壱岐 : 10.0%

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

それぞれのエリアの実績

種子島	平成26年12月5日	4,798kW⇒825kW(17.2%)
対馬(※7)	平成26年12月22日	1,266kW⇒138kW(10.9%)

(※7) 壱岐では、再エネ出力実績の観測地点(高圧連系)が少ないため、平滑化効果があまり期待できない。  
 観測地点数が比較的多い島のうち、壱岐の状況に近い対馬の実績値を代用。

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。

#### ○下げ調整力不足時の対応順序

業務指針174条による下げ調整力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、他の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

種子島および壱岐の発電設備は以下の通り。

		種子島	壱岐
		平成29年1月末	平成29年1月末
再生可能エネルギー 発電設備	太陽光(高圧)	6,193kW	4,690kW
	太陽光(低圧)	4,980kW	4,098kW
	風力	660kW	1,500kW
	合計	11,833kW	10,288kW
内燃力発電設備	6,000kW機	4台	4台
	4,500kW機	2台	2台
	3,000kW機	2台	2台
	1,500kW機	1台	—
	合計	40,500kW	39,000kW

抑制日別の状況は別紙。

- 別紙2-1 平成29年3月11日(土) 種子島 検証
- 別紙2-2 平成29年3月15日(水) 種子島 検証
- 別紙2-3 平成29年3月17日(金) 種子島 検証
- 別紙2-4 平成29年3月19日(日) 壱岐 検証
- 別紙2-5 平成29年3月28日(火) 種子島 検証

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、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 下げ調整力確保の具体的内容

・内燃力機を定格出力の50%まで出力抑制し、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、かつ内燃力機の定格出力の50%を確保するため、出力抑制を行う必要性があった。



(参考) 当日の需給実績(1)

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。

		3月11日(土) 種子島		3月15日(水) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	晴	晴	
	最高気温	17.2℃	17.2℃	14.4℃	14.7℃	
需給 バ ラ ン ス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	13時	13時	
	需要 (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	16,000kW	16,050kW (50kW)	17,300kW	17,880kW (580kW)	
	発電出力合計	16,000kW	16,050kW	17,300kW	17,880kW	
	内 訳	火力 (最大出力に対する割合)	8,285kW (50%)	8,130kW (45%)	9,026kW (50%)	9,000kW (50%)
		再エネ(太陽光・風力) (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	7,715kW	7,920kW (205kW)	8,274kW	8,880kW (606kW)
火力の最大出力		16,500kW	18,000kW <sup>(※1)</sup>	18,000kW	18,000kW	
火力の最小出力		8,250kW	9,000kW	9,000kW	9,000kW	

(※) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

(※1) 11時頃に再エネが下振れしていたことから、予定していた1,500kW機の並列を3,000kW機に変更して、供給力を確保した。( +1,500kW)





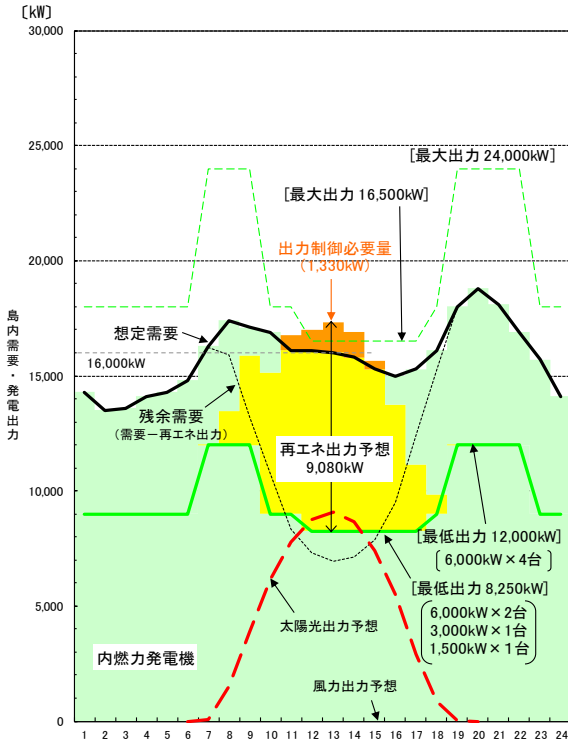
		3月17日(金) 種子島		3月19日(日) 巻岐		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴一時雨	晴	晴	晴	
	最高気温	16.9℃	16.5℃	15.8℃	15.8℃	
需給 バランス	下げ調整力最小時刻	13時	13時	14時	14時	
	需要 (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	16,900kW	16,800kW (-100kW)	12,800kW	13,260kW (460kW)	
	発電出力合計	16,900kW	16,800kW	12,800kW	13,260kW	
	内 訳	火力 (最大出力に対する割合)	9,056kW (50%)	8,280kW (46%)	7,945kW (53%)	8,330kW (56%)
		再エネ(太陽光・風力) (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	7,844kW	8,520kW (676kW)	4,855kW	4,930kW (75kW)
火力の最大出力		18,000kW	18,000kW	15,000kW	15,000kW	
火力の最小出力		9,000kW	9,000kW	7,500kW	7,500kW	

(※) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

		3月28日(火) 種子島		
		前日計画 [出力抑制後]	実績	
気象 予報	天候	晴	晴	
	最高気温	15.2℃	15.7℃	
需給 バランス	下げ調整力最小時刻	13時	12時	
	需要 (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	17,100kW	17,270kW (170kW)	
	発電出力合計	17,100kW	17,270kW	
	内 訳	火力 (最大出力に対する割合)	9,223kW (51%)	9,580kW (53%)
		再エネ(太陽光・風力) (前日計画との差 <sup>(※)</sup> )	7,877kW	7,690kW (-187kW)
火力の最大出力		18,000kW	18,000kW	
火力の最小出力		9,000kW	9,000kW	

(※) 需要と再エネ出力は当日の天候等の影響を受けるため、計画と実績に差異が生じる。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	17.2 °C		
需給バランス	下げ調整力 最小時	時刻	13時	
		需要	16,000 kW	
	発電出力合計	17,330 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	8,250 kW	
太陽光		9,080 kW		
風力		0 kW		
抑制必要量	1,330 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	想定日	
	平成29年3月4日 (土)	平成29年3月11日 (土)	
天気	晴れ	晴れ	
気温	最高	15.8	17.2 °C
	最低	8.4	8.9 °C
需要	最大	19,310 (20時)	18,750 kW
	最小	13,610 (2時)	13,510 kW
	下げ調整力 最小時	- (13時)	16,000 kW

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
	契約区分	余剰	全量	余剰	
日射量予測値	3.073	3.073	3.073	3.073	MJ/m <sup>2</sup>
出力換算係数	0.236	0.254	0.261	0.280	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,743	2,012	55	5,270	kW
想定出力合計					9,080 kW

※kWh/MJ/m<sup>2</sup>/kW

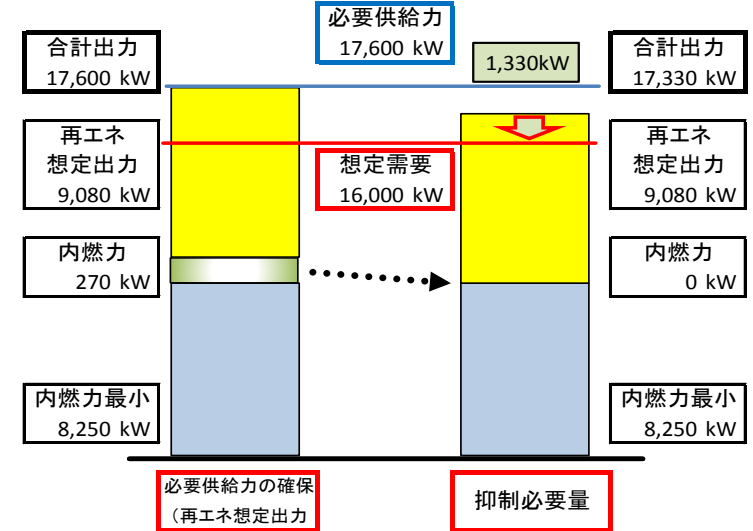
② 風力

風速予測値	x	2.25 m/s		
出力換算係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1基			
想定出力	0 kW			

3. 内燃力機の設定

需要	(下げ調整力最小時)	16,000 kW			
必要供給力	(想定需要+予備力10%)	17,600 kW			
再エネ	想定出力	9,080 kW			
	最小出力	1,562 kW			
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	1,500kW
	基数	2	0	1	1
	出力計	12,000	0	3,000	1,500
	最大出力	16,500 kW			
	最小出力	(50%) 8,250 kW			

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	18,062 kW	>	必要供給力	17,600 kW
再エネ最小	1,562 kW			↓
内燃力最大	16,500 kW		必要供給力を確保している	

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

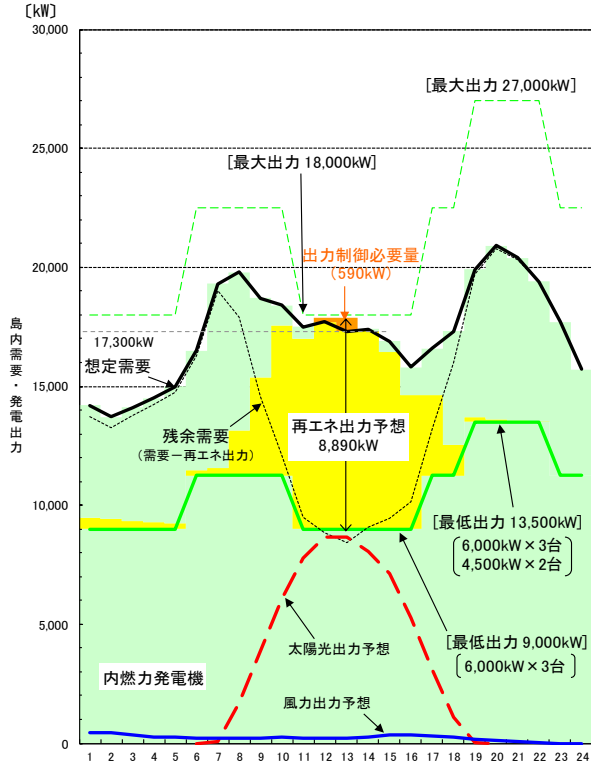
(2) 抑制必要量

合計	17,330 kW	>	需要	16,000 kW
再エネ想定出力	9,080 kW			↓
内燃力最小	8,250 kW		抑制必要量	1,330 kW

今回の組み合わせ(3. 参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)  
更なる小容量機の組合せはなし。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	14.4 °C		
需給 バランス	下げ調整力 最小時	時刻	13 時	
		需要	17,300 kW	
	発電出力合計	17,890 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内火力機)	9,000 kW	
		太陽光	8,670 kW	
	風力	220 kW		
抑制必要量	590 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

		基準日	想定日	
		平成29年3月3日 (金)	平成29年3月15日 (水)	
天気		晴れ		
気温	最高	13.6		
	最低	7.8		
需要	最大	21,260 (20時)	20,940 kW	
	最小	14,040 (2時)	13,660 kW	
	下げ調整力 最小時	- (13時)	17,300 kW	

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	2.934	2.934	2.934	2.934	MJ/m <sup>2</sup>
出力換算係数	0.236	0.254	0.261	0.280	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,664	1,920	53	5,031	kW
想定出力合計					8,670 kW

※kWh/MJ/m<sup>2</sup>/kW

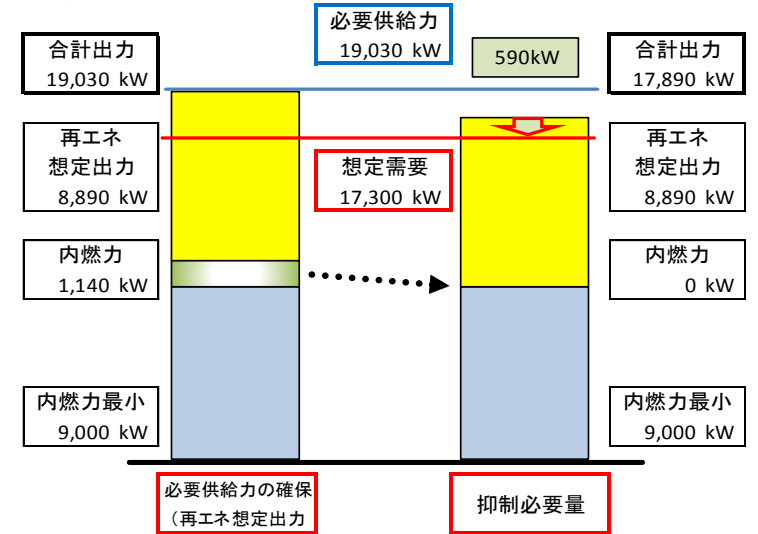
② 風力

風速予測値	x	6.8 m/s		
出力換算 係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1 基			
想定出力	220 kW			

3. 内火力機の設定

需要	(下げ調整力最小時)	17,300 kW			
必要 供給力	(想定需要+予備力10%)	19,030 kW			
再エネ	想定出力	8,890 kW			
	最小出力	1,529 kW			
内火力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	1,500kW
	基数	3	0	0	0
	出力計	18,000	0	0	0
	最大出力	18,000 kW			
	最小出力	(50%) 9,000 kW			

4. 電源構成



5. 内火力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	19,529 kW	>	必要供給力	19,030 kW
再エネ最小	1,529 kW			
内火力最大	18,000 kW			

↓

必要供給力を確保している			
--------------	--	--	--

再エネが最小出力となっても内火力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	17,890 kW	>	需要	17,300 kW
再エネ想定出力	8,890 kW			
内火力最小	9,000 kW			

↓

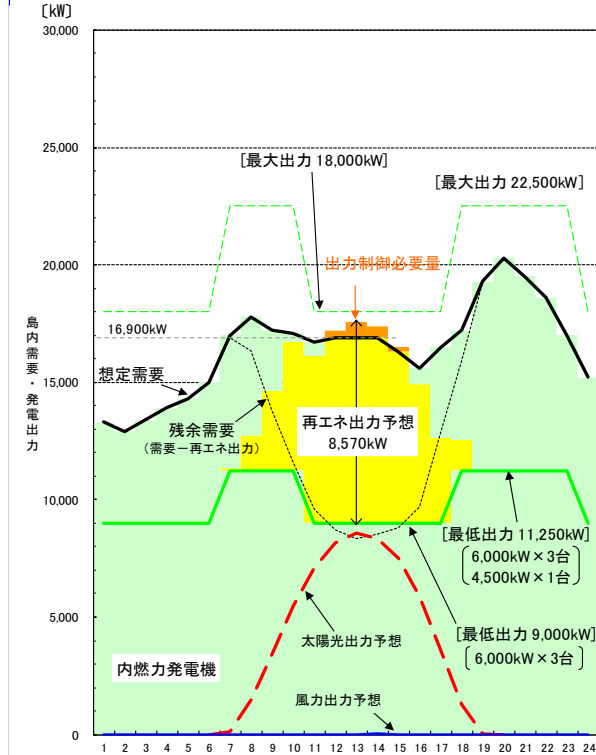
抑制必要量	590 kW
-------	--------

今回の組み合わせ(3. 参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内火力機分割)

例えば6,000kW機1基を、4,500kW機と1,500kW機に置き換えて、再エネ最大時は1,500kW機を停止することで下げ調整力の確保は可能だが、需要や再エネ出力の増減によって、1,500kW機の起動・停止を繰り返す必要があるため、安定的な運用は困難となる。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候		晴一時雨
	最高気温		16.9℃
需給 バランス	下げ調整力 最小時	時刻	13時
		需要	16,900 kW
	発電出力合計		17,570 kW
	内訳	水力	- kW
		火力(内燃力機)	9,000 kW
		太陽光	8,570 kW
	風力	0 kW	
抑制必要量		670 kW	

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

	基準日	想定日	
	平成29年3月15日 (水)	平成29年3月17日 (金)	
天気		晴れ	
気温	最高	14.7	16.9℃
	最低	8.1	8.8℃
需要	最大	21,130	20,250 kW (20時)
	最小	13,020	12,880 kW (2時)
	下げ調整力 最小時	-	16,900 kW (13時)

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	2.902	2.902	2.902	2.902	MJ/m <sup>2</sup>
出力換算係数	0.236	0.254	0.261	0.280	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,646	1,899	52	4,975	kW
想定出力合計					8,570 kW

※kWh/MJ/m<sup>2</sup>/kW

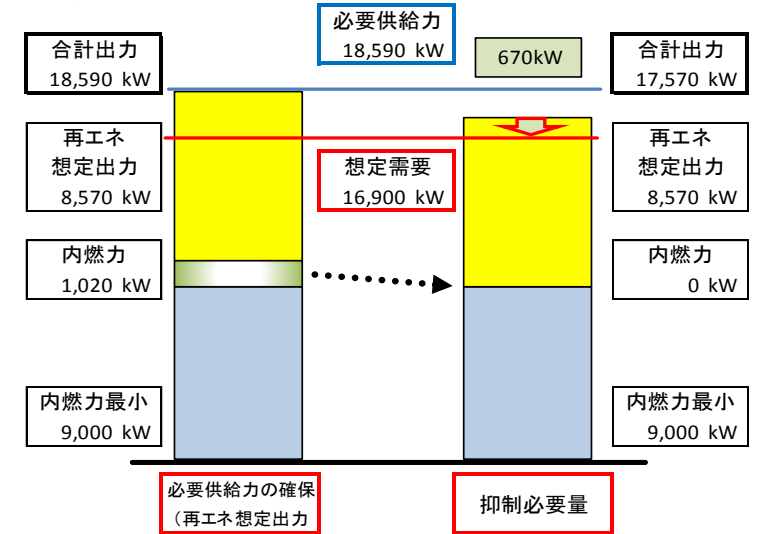
② 風力

風速予測値	x	4.1 m/s		
出力換算 係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1 基			
想定出力	0 kW			

3. 内燃力機の設定

需要	(下げ調整力最小時)	16,900 kW			
必要供給力	(想定需要+予備力10%)	18,590 kW			
再エネ	想定出力	8,570 kW			
	最小出力	1,474 kW			
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW	1,500kW
	基数	3	0	0	0
	出力計	18,000	0	0	0
	最大出力	18,000 kW			
	最小出力	(50%) 9,000 kW			

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	19,474 kW	>	必要供給力	18,590 kW
再エネ最小	1,474 kW			
内燃力最大	18,000 kW			

↓

必要供給力を確保している

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	17,570 kW	>	需要	16,900 kW
再エネ想定出力	8,570 kW			
内燃力最小	9,000 kW			

↓

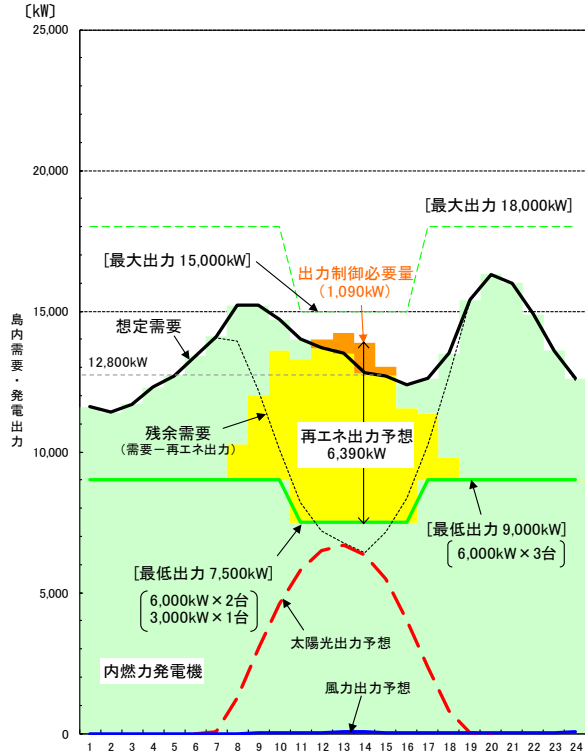
抑制必要量 670 kW

今回の組み合わせ(3.参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)

例えば6,000kW機1基を、4,500kW機と1,500kW機に置き換えて、再エネ最大時は1,500kW機を停止することで下げ調整力の確保は可能だが、需要や再エネ出力の増減によって、1,500kW機の起動・停止を繰り返す必要があるため、安定的な運用は困難となる。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候		晴れ
	最高気温		15.8 °C
需給 バランス	下げ調整力 最小時	時刻	14 時
		需要	12,800 kW
	発電出力合計		13,890 kW
	内訳	水力	- kW
		火力(内燃力機)	7,500 kW
		太陽光	6,340 kW
	風力	50 kW	
抑制必要量		1,090 kW	

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

		基準日	想定日
		平成29年3月12日 (日)	平成29年3月19日 (日)
天気		晴れ	晴れ
気温	最高	14.3	15.8 °C
	最低	5.6	6.8 °C
需要	最大	16,880 (20時)	16,280 kW
	最小	11,790 (2時)	11,400 kW
	下げ調整力 最小時	- (14時)	12,800 kW

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	2.806	2.806	2.806	2.806	MJ/m <sup>2</sup>
出力換算係数	0.236	0.254	0.261	0.266	※
発電設備容量	1,400	2,698	740	3,950	kW
想定出力	927	1,923	542	2,948	kW
想定出力合計					6,340 kW

※kWh/MJ/m<sup>2</sup>/kW

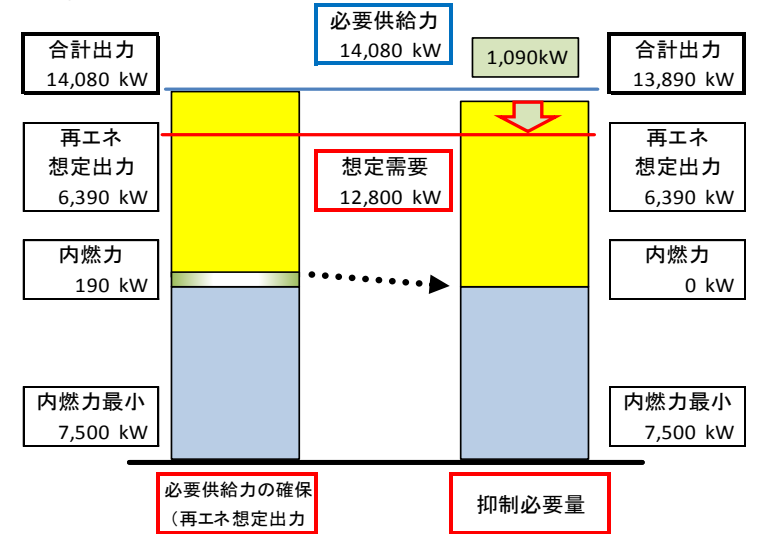
② 風力

風速予測値	x	3.85 m/s		
出力換算 係数	A	B	C	D
	-0.493	17.4	-82.6	111
基数	2 基			
想定出力	50 kW			

3. 内燃力機の設定

需要	(下げ調整力最小時)	12,800 kW		
必要供給力	(想定需要 + 予備力10%)	14,080 kW		
再エネ	想定出力	6,390 kW		
	最小出力	639 kW		
内燃力	出力	6,000kW	4,500kW	3,000kW
	基数	2	0	1
	出力計	12,000	0	3,000
	最大出力	15,000 kW		
	最小出力	(50%) 7,500 kW		

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	15,639 kW	>	必要供給力	14,080 kW
再エネ最小	639 kW			
内燃力最大	15,000 kW			

↓

必要供給力を確保している

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	13,890 kW	>	需要	12,800 kW
再エネ 想定出力	6,390 kW			
内燃力 最小	7,500 kW			

↓

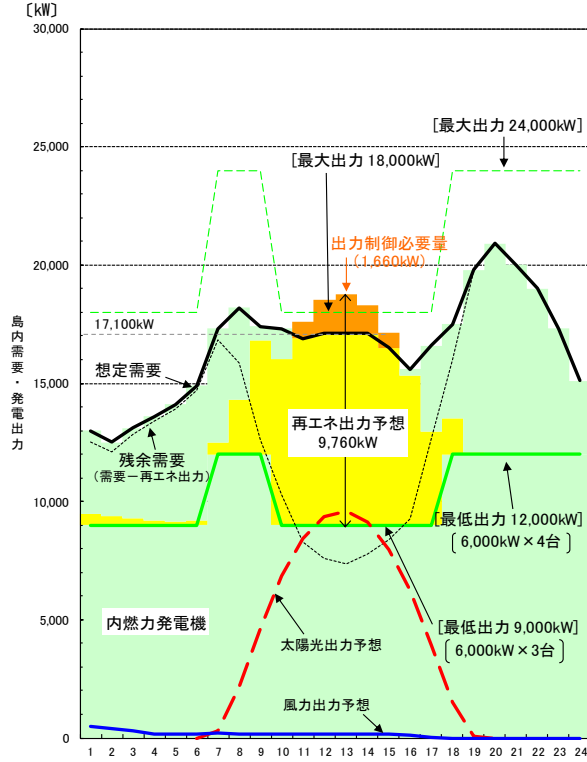
抑制必要量 1,090 kW

今回の組み合わせ(3. 参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)

運用制約(燃料加熱のための蒸気確保に6,000kW機を最低2台確保する必要)により、更なる小容量機の組合せはなし。

1. 需給バランス(抑制指令を行った時点の想定)



気象予報	天候	晴れ		
	最高気温	15.2 °C		
需給バランス	下げ調整力 最小時	時刻	13時	
		需要	17,100 kW	
	発電出力合計	18,760 kW		
	内訳	水力	- kW	
		火力(内燃力機)	9,000 kW	
		太陽光	9,600 kW	
風力		160 kW		
抑制必要量	1,660 kW			

2. 需要および再エネ出力想定

(1) 需要想定

		基準日	想定日	
		平成29年3月15日 (水)	平成29年3月28日 (火)	
天気		晴れ	晴れ	
気温	最高	14.7	15.2 °C	
	最低	8.0	10.6 °C	
需要	最大	21,130 (20時)	20,930 kW	
	最小	13,020 (2時)	12,500 kW	
	下げ調整力 最小時	- (13時)	17,100 kW	

(2) 再エネ出力想定

① 太陽光

電圧区分	低圧		高圧		
契約区分	余剰	全量	余剰	全量	
日射量予測値	3.250	3.250	3.250	3.250	MJ/m <sup>2</sup>
出力換算係数	0.236	0.254	0.261	0.280	※
発電設備容量	2,403	2,577	69	6,124	kW
想定出力	1,843	2,127	59	5,572	kW
想定出力合計					9,600 kW

※kWh/MJ/m<sup>2</sup>/kW

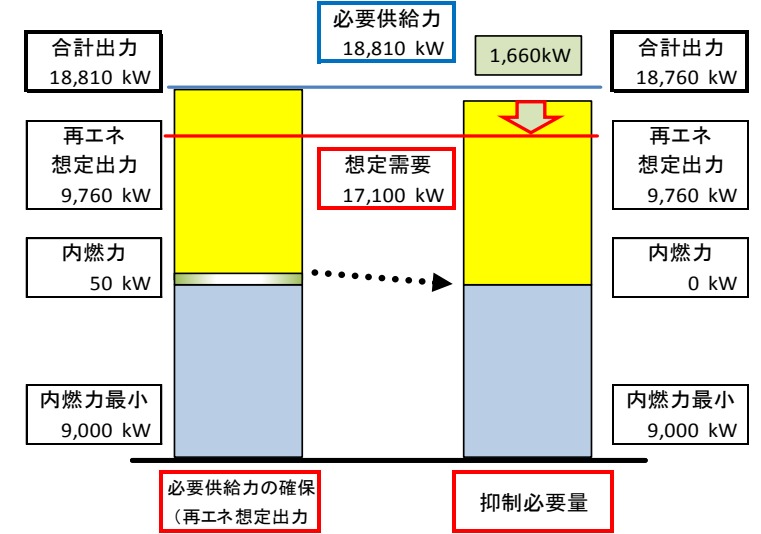
② 風力

風速予測値	x	6.25 m/s		
出力換算係数	A	B	C	D
	-1.74	40.3	-201	266
基数	1基			
想定出力	160 kW			

3. 内燃力機の選定

需要	(下げ調整力最小時)	17,100 kW		
必要供給力	(想定需要+予備力10%)	18,810 kW		
再エネ	想定出力	9,760 kW		
	最小出力	1,679 kW		
内燃力	出力	6,000kW   4,500kW   3,000kW   1,500kW		
	基数	3   0   0   0		
	出力計	18,000   0   0   0		
	最大出力	18,000 kW		
	最小出力	(50%) 9,000 kW		

4. 電源構成



5. 内燃力機の組み合わせ検証

(1) 必要供給力の確保(再エネ最小出力)

合計	19,679 kW	>	必要供給力	18,810 kW
再エネ最小	1,679 kW			
内燃力最大	18,000 kW			

必要供給力を確保している

再エネが最小出力となっても内燃力機の最大出力までの範囲で必要供給力が確保できる。

(2) 抑制必要量

合計	18,760 kW	>	需要	17,100 kW
再エネ 想定出力	9,760 kW			
内燃力 最小	9,000 kW			

抑制必要量 1,660 kW

今回の組み合わせ(3.参照)では、合計出力が需要を上回り抑制が必要となる。

(内燃力機分割)

例えば6,000kW機1基を、4,500kW機と1,500kW機に置き換えて、再エネ最大時は1,500kW機を停止することで抑制必要量の減少は可能だが、需要や再エネ出力の増減によって、1,500kW機の起動・停止を繰り返す必要があるため、安定的な運用は困難となる。

平成29年3月26日

電力広域的運営推進機関

## 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制に関する検証結果の公表について

九州電力株式会社が平成29年3月に実施した、種子島における再生可能エネルギー発電設備の出力抑制について、当機関は、業務規程第180条第2項に基づき、出力抑制に関する給電指令の妥当性を検証したので、下記のとおり、その結果を公表いたします。

### 記

#### 1. 抑制実施日とエリア

- 3月11日（土）種子島
- 15日（水）種子島
- 17日（金）種子島
- 19日（日）壱岐
- 28日（火）種子島

#### 2. 検証内容

- ①抑制指令を行った時点で予測した離島の需給状況
- ②下げ代確保の具体的内容
- ③再エネの出力抑制を行う必要性

#### 3. 検証結果

検証内容の①～③それぞれの項目について検証した結果、下げ代不足が見込まれたため行われた、今回の出力抑制の指令は、適切であると判断する。

#### 4. 添付資料

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3月 九州電力～ ※添付略

以上