

## 第12号議案

### 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) の出力抑制の妥当性について(2023年1月分)

業務規程第180条第1項の規定に基づき、2023年1月に実施した沖縄本島(離島を除く)における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。)の出力抑制に関する沖縄電力株式会社からの資料の提出を受け、同条第2項の規定に基づき、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妥当であったか否かを確認及び検証した結果、別紙1のとおり妥当であると認め、その結果を別紙2により公表する。

#### 1. 抑制実施日とエリア

1月1日(日) 沖縄本島

#### 2. 検証内容(詳細は別紙1)

- 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
- 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
- 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、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

#### 4. 公表日 : 2023年2月22日(本機関ウェブサイト)

以上

#### 【添付資料】

別紙1 : 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  
～2023年1月抑制分 沖縄電力編～

別紙2 : ウェブサイト公表文「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)の出力抑制に関する検証結果の公表に  
ついて」

# 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

～ 2023年1月抑制分 沖縄電力～

2023年2月22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. 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、2023年1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1日間実施した。

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。

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6万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、1月の以下の1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	12月31日(土) 17時
抑制実施日	<b>1月1日 (日)</b>
最大抑制量（※1）	6.9万kW
抑制時間	8～16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	1月
	1
<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	○
<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6万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	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。
(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 **1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。

しかし、2023年1月1日は牧港（石油）のトラブルにより並列できなかつたため、石川（石油）を並列させたものの、安定供給を行う上で最低限必要なGF量を確保できないことから、牧港GT（ガスタービン）を追加並列し5台運転とした。

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	2023年1月1日
石炭	金武	○ (11.4)	○ (11.4)
	石川	○ (11.6)	○ (11.6)
LNG	吉の浦	○ (15.2)	○ (15.2)
石油	牧港	○ (6.0)	×
	牧港GT	—	○ (1.0)
	石川	—	○ (6.0)
合計		4台 (44.2)	5台 (45.2)

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。

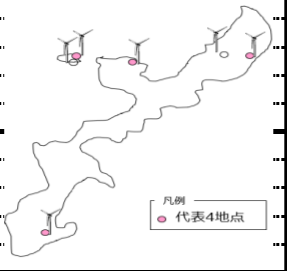
### ③ 再エネの出力抑制を行う必要性

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。

日別の需要想定・需給状況・再エネ出力抑制の必要性①

[万 kW]

場所		沖縄本島		
出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻 (※)		1月1日(日) 12時~12時30分		
		[需要想定]	[過去需要]	
需要想定	年月日 (曜日)	2023.1.1(日)	2020.1.1(水)	
	天候	晴	曇り	
	気温 (°C)	最高気温/最低気温	20.2/15.1	18.4/15.8
	需要 (万kW)	最小	61.1	61.1
		最大	78.5	78.5
	下げ調整力最小①	66.9	66.9	
	需要想定値 (※の時刻の需要) = ①	66.9	—	
		[出力想定]		
太陽光の出力想定	日射量予測値② (kW / m <sup>2</sup> )	エリア1	0.466	
		エリア2	0.456	
		エリア3	0.482	
		エリア4	0.462	
	出力換算係数③ (エリア1~4同値) (m <sup>2</sup> / kW)	0.943		
	発電設備容量④ (万kW)	エリア1	12.4	
		エリア2	2.8	
		エリア3	12.2	
		エリア4	9.7	
	出力想定値⑤ (万kW)	エリア1	5.5	
エリア2		1.2		
⑤ = ② × ③ × ④	エリア3	5.5		
	エリア4	4.2		
想定自家消費量⑥ (万kW)	エリア1	▲ 0.4		
	エリア2	▲ 0.1		
	エリア3	▲ 0.3		
	エリア4	▲ 0.1		
合計⑦	(⑤のエリア1~4の合計) + (⑥のエリア1~4の合計)		15.5	
風力の出力想定	設備量 (万kW) (各地点周辺の発電設備量を含む)	地点A	0.27	
		地点B	0.76	
		地点C	0.20	
		地点D	0.00	
		地点E	0.20	
	出力想定値⑧ (万kW)	地点A	0.10	
		地点B	0.07	
		地点C	0.04	
		地点D	0.00	
		地点E	0.13	
合計⑨	⑧の地点A~Eの合計		0.3	
		[前日計画]	[当日見直し]	
需給状況 (万kW)	エリア供給力	(D),(D-1) 電源I・II (火力)	45.2	当日見直しがあれば記載
		(G) 水力	0.0	
		(E) バイオマス専焼電源	2.2	
		(F) 地域資源バイオマス	0.0	
		(C-1) 太陽光⑦	15.5	
		風力⑧	0.3	
		(C-2) 想定誤差量	10.6	
		エリア供給力計⑮	73.8	
エリア需要①		66.9		
		[前日計画]	[当日見直し]	
供給力確保状況	(D-2)電源I・II火力の最大出力 + (D-3)ガスタービン機⑯ (万kW)	95.4	〇	
	再エネの出力低下に対する供給力確保の判定	〇		
	太陽光・風力無し時のエリア予備率⑳ = 100 × (⑮ + (E) + (F) + (G) - ①) / ① (%)	45.9%		
必要性 (万kW)	エリア供給力計⑮	73.8	〇	
	エリア需要①	66.9		
	必要性の判定	〇		
	(B),(b) 誤差量を織込んだ抑制必要量㉑ = (⑮ - ①)	6.9		



# 日別の優先給電ルールに基づく抑制、調整状況

(※1)差異理由 (a) 燃料貯蔵の関係から抑制量減少  
(b) 燃料貯蔵の関係から抑制量増加  
(c) 試運転試験パターンに基づく抑制量減少

(d) 試運転試験パターンに基づく抑制量増加  
(e) 基本構成ユニットの通常運転不可に伴う代替運転  
(f) 発電設備等の不具合による抑制量減少

(g) 系統作業による停止  
(h) 燃料受入に伴うBOG消費のための発電機出力制約  
(i) 発電所作業（定検等）による抑制量減少

[万 kW]

優先給電ルールに基づく抑制、調整 (1)		1月1日(日)				
燃料	発電所	最低出力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
(※2)系統事故時の下げ調整力6万kW確保の発電所 電源Ⅰ・Ⅱ 火力 (※3)LFC調整力1万kW確保の発電所	石炭 (※2)	具志川	0.0	0.0	0.0	
		金武	11.4	11.4	0.0	
		石川	11.6	11.6	0.0	
	LNG	吉の浦 (※3)	15.2	15.2	0.0	
	石油	牧港	6.0	0.0	▲ 6.0	(f)
		牧港GT	0.0	1.0	1.0	(e)
		石川	0.0	6.0	6.0	(e)
合計		44.2	45.2	1.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(日)				
発電所	号機	揚水動力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
揚水発電機の揚水運転	—	対象設備なし	—	—	—	—
合計		0.0	0.0	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(日)				
電力貯蔵装置の充電	対象設備なし	充電最大電力①	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
—		—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (4)		1月1日(日)				
種別	発電所	最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
電源Ⅲ火力	—	対象設備なし	—	—	—	
合計		0.0	0.0	0.0	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (5)		1月1日(日)				
長周期広域周波数調整 (連系線活用)	—	前日12時時点の空容量① (運用容量)	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※)	
対象設備なし		—	—	—	—	
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (2)		1月1日(日)				
バイオマス専焼電源	電源合計	合意した最低出力① ※4 [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	差異理由(※1)	
※4 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力		2.2 [50%]	2.2	0.0		
優先給電ルールに基づく抑制、調整 (3)		1月1日(日)				
地域資源バイオマス	電源合計	合意した最低出力① [出力率%]	前日計画②	差異 (②-①)	理由A~C毎 (発電所数)	
	出力抑制可	—	—	—	—	
	出力抑制不可	—[100%]	0.0	—	A(7),B(0),C(0)	
想定誤差量		1月1日(日)				
想定誤差量	出力帯		中出力帯1			
	出力帯算定	(A)過去 最大出力/設備量	68.1%			
		(B)当日 最大出力/設備量	41.5%			
		(C)出力率 (B)/(A)	60.9%			
誤差量		10.6				

[万 kW]

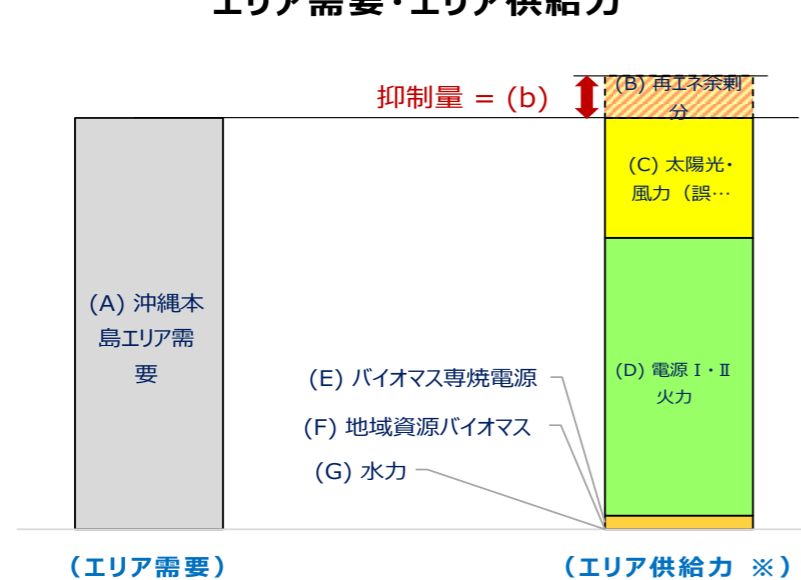
場所		沖縄本島	
下げ調整力最小時刻		1月1日(日) 12時~12時30分	
天候・気温	天候	曇り	
	気温 (°C)	19.7/15.5	
(参考) 当日の需給実績	(A) エリア需要	70.7	
	エリア供給力	(D) 電源 I・II (火力)	51.9
		(G) 水力	0.0
		(E) バイオマス専焼電源	2.2
		(F) 地域資源バイオマス	0.3
		(C) 太陽光 (抑制量含む)	18.4
		(C) 風力 (抑制量含む)	0.4
	エリア供給力計		73.2
	抑制	(B) 太陽光・風力抑制	▲ 2.5
	供給力計		70.7

○需給状況 (別紙 1) ・当日の需給実績 (別紙 3) のイメージ図

○供給力確保状況 (別紙 1) のイメージ図

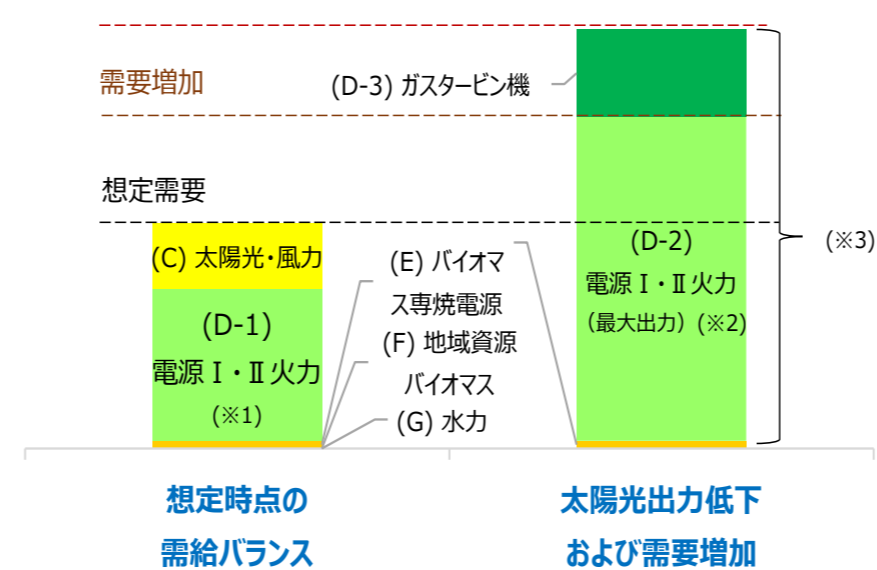
○必要性 (別紙 1) のイメージ図

エリア需要・エリア供給力

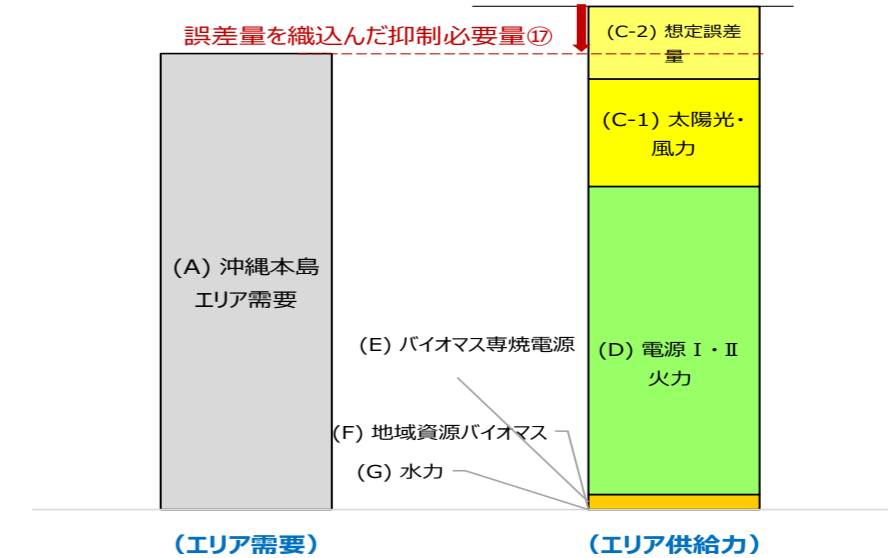


※ : 優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

さらなる需要増加



再生エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量



# 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～

2023年2月22日  
電力広域的運営推進機関

1. 検証方法
2. 下げ調整力不足時の対応順序
3. 需給状況
  - (1) エリア需要・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
4. 優先給電ルールに基づく抑制、調整
  - (1) 電源Ⅰ・Ⅱ火力
  - (2) バイオマス専焼電源
  - (3) 地域資源バイオマス
5. 想定誤差量
6. 再エネの出力抑制を行う必要性

本機関は、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下、「再エネ特措法施行規則」という。）、出力制御の公平性の確保に係る指針、および送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）に照らして、抑制前日の指令時点における以下の①～③の項目を確認し、抑制が不可避であったか否かを検証する。

① 再エネ（※1）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

② 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力（※2）確保）の具体的内容

③ 再エネ（※1）の出力抑制を行う必要性

（※1）本検証資料でいう「再エネ」とは、自然変動電源（太陽光・風力）をいう。

（※2）下げ調整力とは、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。

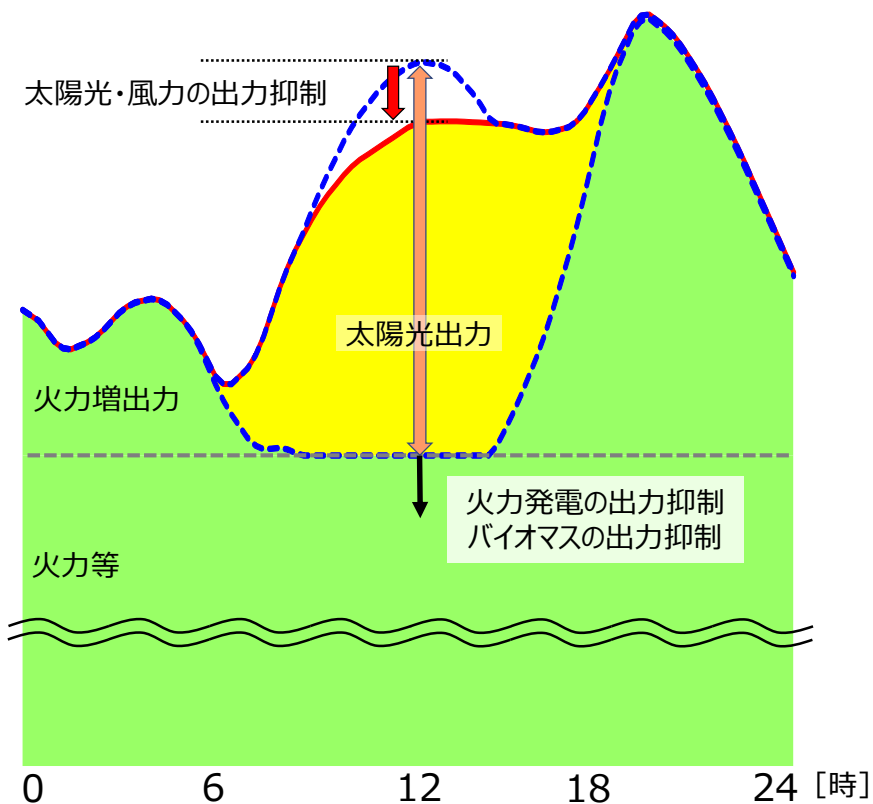
自然変動電源は、短時間に出力が上下するため、対応して火力電源等の出力調整を行うことが必要となる。このような調整のうち、電源の出力を下げる調整を行うことのできる範囲を、一般的に「下げ調整力」という。

- 検証の対象は、業務指針第183条第1号より、「自然変動電源の出力抑制に関する指令を行った時点で予想した供給区域の需給状況」。
- 出力抑制は、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イから二より、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。



本機関は、以下の流れで再エネ出力抑制の適切性の検証を行う。

需要バランスのイメージ図



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)



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)



再エネの出力抑制

③必要性  
(別紙1)

## 2. 下げ調整力不足時の対応順序

本機関は、業務指針に基づいて必要な出力抑制が計画されているかを確認および検証する。

### ○下げ調整力不足時の対応順序

#### (1) 業務指針第173条による

- ・ 一般送配電事業者が調整力としてあらかじめ確保した下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅰ抑制等の措置を講じる。
- ・ 一般送配電事業者からオンラインで調整ができる下記 (ア) から (ウ) に掲げる電源Ⅱ抑制等の措置を講じる。

(ア) 発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転(※)、(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電(※)

#### (2) 上記(1)を講じても下げ調整力が不足または不足するおそれがあると判断した場合に、同指針第174条により、以下①から⑦の順で、電源Ⅲ抑制等の措置を講じる。

##### ① 一般送配電事業者からオンラインで調整できない下記 (ア) から (ウ) に掲げる措置(※) (以下の③、④、⑤、および⑦に掲げる方法を除く)

(ア) 火力電源等の発電機出力抑制、(イ) 揚水式発電機の揚水運転、

(ウ) 需給バランス改善用の電力貯蔵装置の充電

##### ② 長周期広域周波数調整(※)

##### ③ バイオマスの専焼電源の出力抑制

##### ④ 地域資源バイオマス電源（地域に賦存する資源を活用する発電設備）の出力抑制

##### ⑤ 自然変動電源の出力抑制

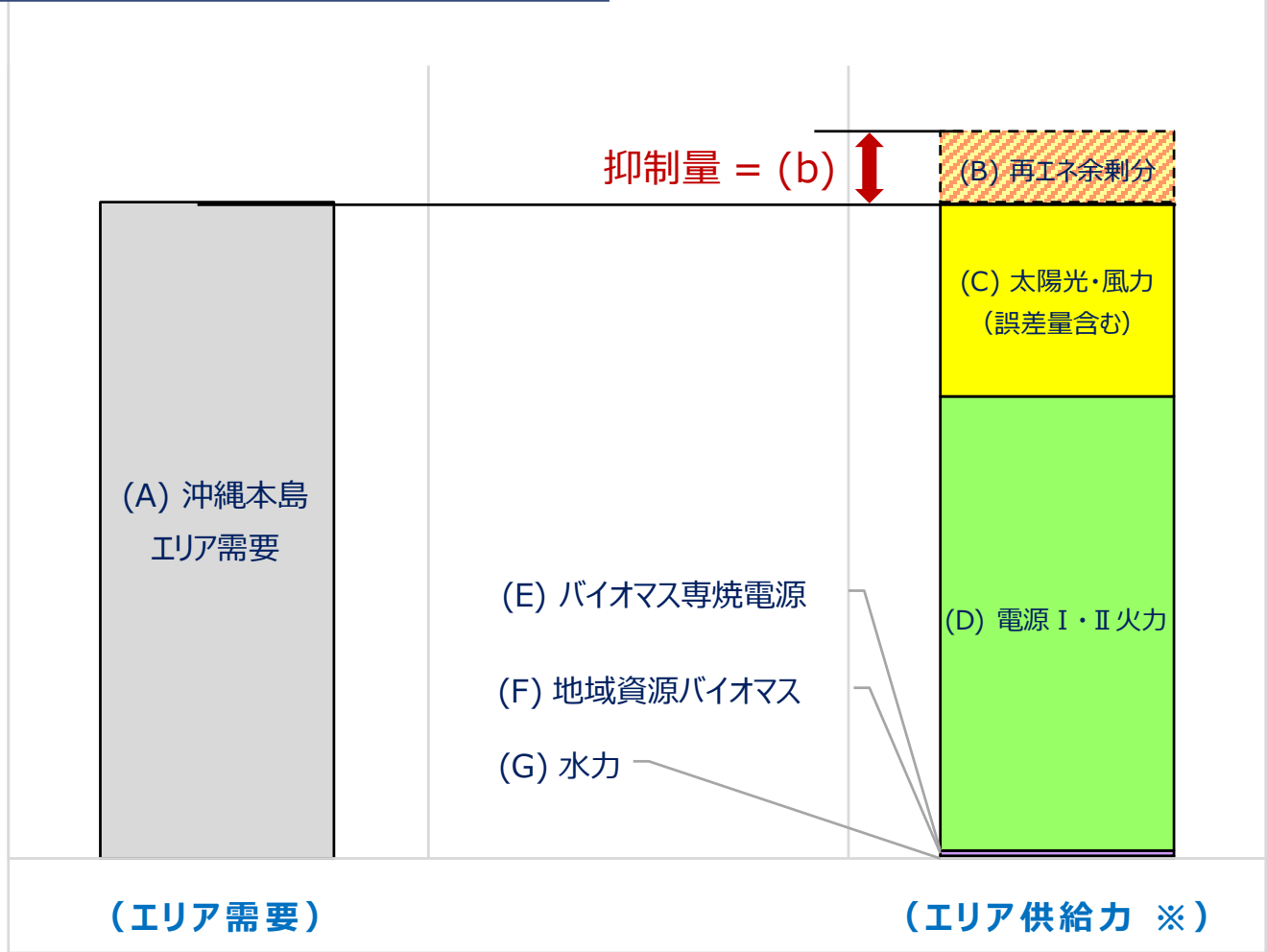
##### ⑥ 業務規程第111条に定める本機関の指示に基づく措置

##### ⑦ 長期固定電源の出力抑制

(※) 沖縄本島においては、(1)の(イ)および(ウ)、ならびに(2)の①および②は無し。

出力抑制指令計画時の下げ調整力最小時刻におけるエリア需要・エリア供給力のイメージ図

日別の状況は「別紙 1」参照



※：優先給電ルールに基づく出力抑制後のエリア供給力。

エリア需要は、最新の気象予測値の基づき、過去の類似する需要実績を複数日抽出し、過去の気象実績および曜日等を考慮した類似日を選定したか確認する。日別の状況は「別紙1」参照。

① 類似日の需要カーブを複数抽出

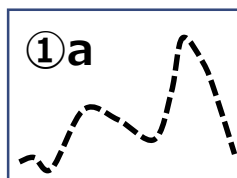
翌日の気象データ（天候・最高気温・最低気温）を基に過去の類似日を検索。



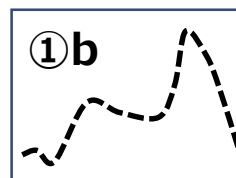
② 至近の需要実績や曜日等および最大・最小需要電力を考慮したうえで①の需要カーブから選定し、翌日の需要カーブを作成

抽出した類似日から、曜日等を考慮し最も近いと想定される需要カーブの選定。

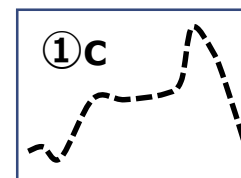
需要想定イメージ図



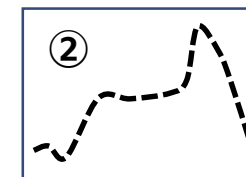
過去の需要a



過去の需要b



過去の需要c

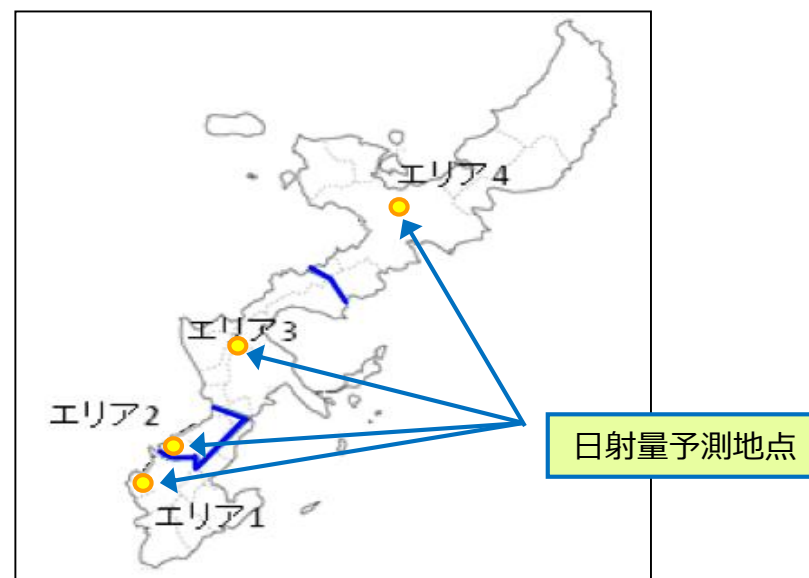
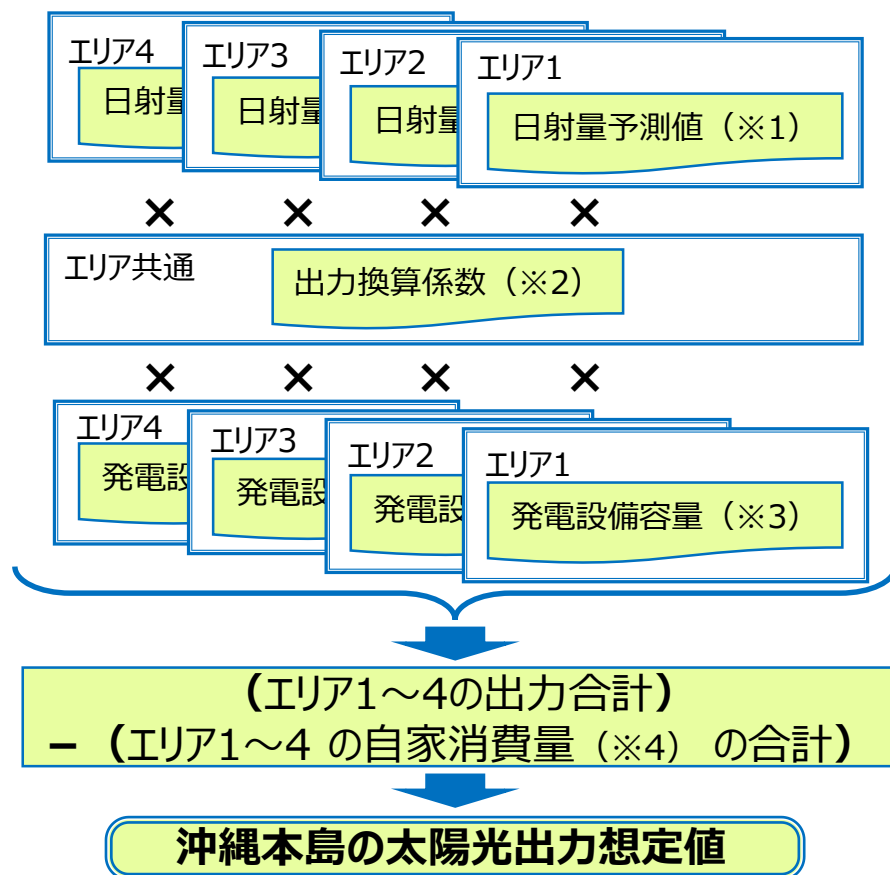


想定日の需要

### 3. 需給状況（3）太陽光の出力想定

最新の日射量予測（前日 8 時半の日射量予測値）、過去の実績を基にした月別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、支店管轄エリア毎（エリア 1～4）に算出した値を合計し、沖縄本島の出力として想定したか確認する。

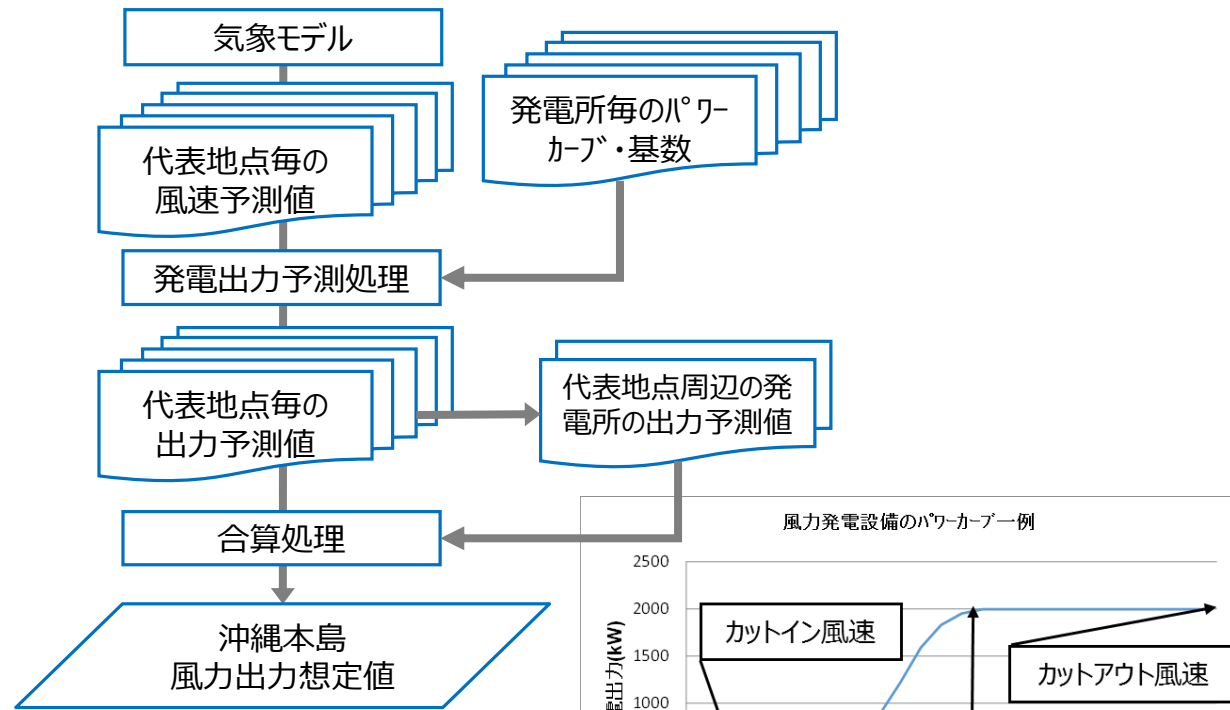
日別の状況は「別紙 1」参照。



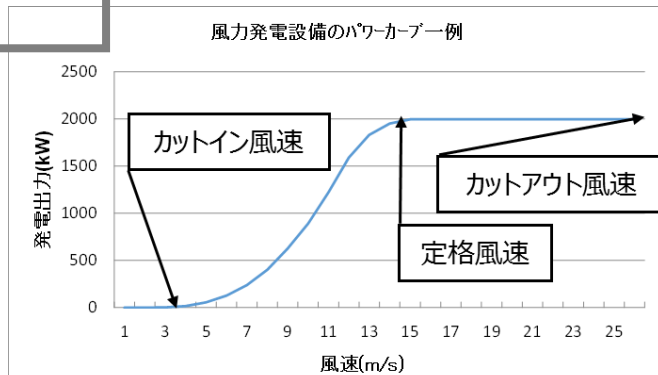
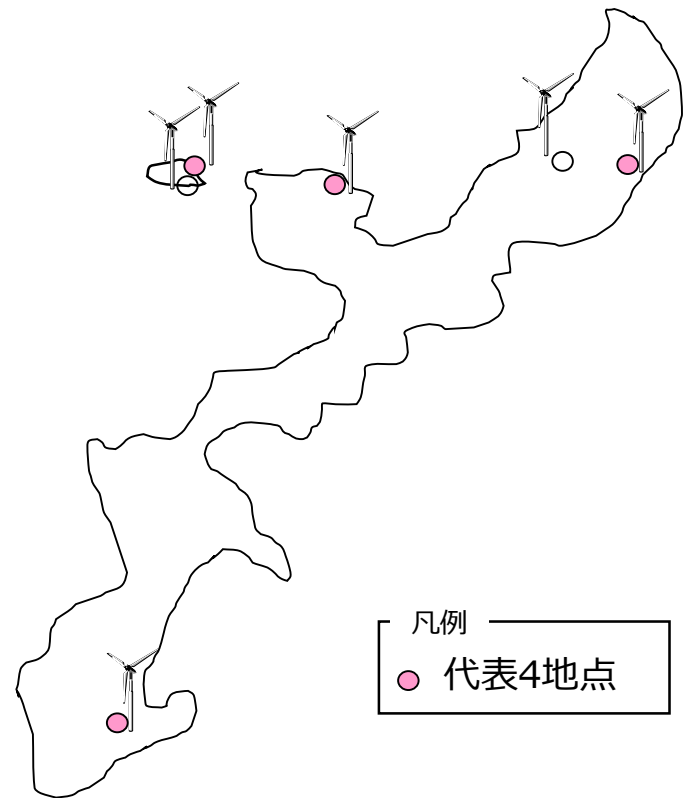
- (※1) 気象会社から前日 8 時半に提供された、抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の日射量予測値（30分）。
- (※2) 太陽光発電設備の過去の発電出力と日射量との関係から、月別の出力換算係数を算出。沖縄本島は、各エリアにおける差が小さいことから、全エリアで同一の値を使用。
- (※3) 抑制当日の支店管轄エリア毎（エリア1～4）の太陽光発電設備容量。
- (※4) 余剰契約分の発電量と余剰契約分の設備容量×自家消費比率を比較し小さい方を自家消費分として算出。

最新の気象会社の気象モデルにより計算された風速予測値と各発電所毎に設定されたパワーカーブをもとに、代表4地点における発電出力を予測し、代表地点周辺の発電設備については設備量比率で按分して出力を算出し、代表地点の出力と合計することで沖縄本島の出力として想定したか確認する。**日別の状況は「別紙1」参照。**

○発電出力予測値は、風速予測値とパワーカーブの関係から30分値（kW）として算定。



[参考：沖縄本島の風力発電所]

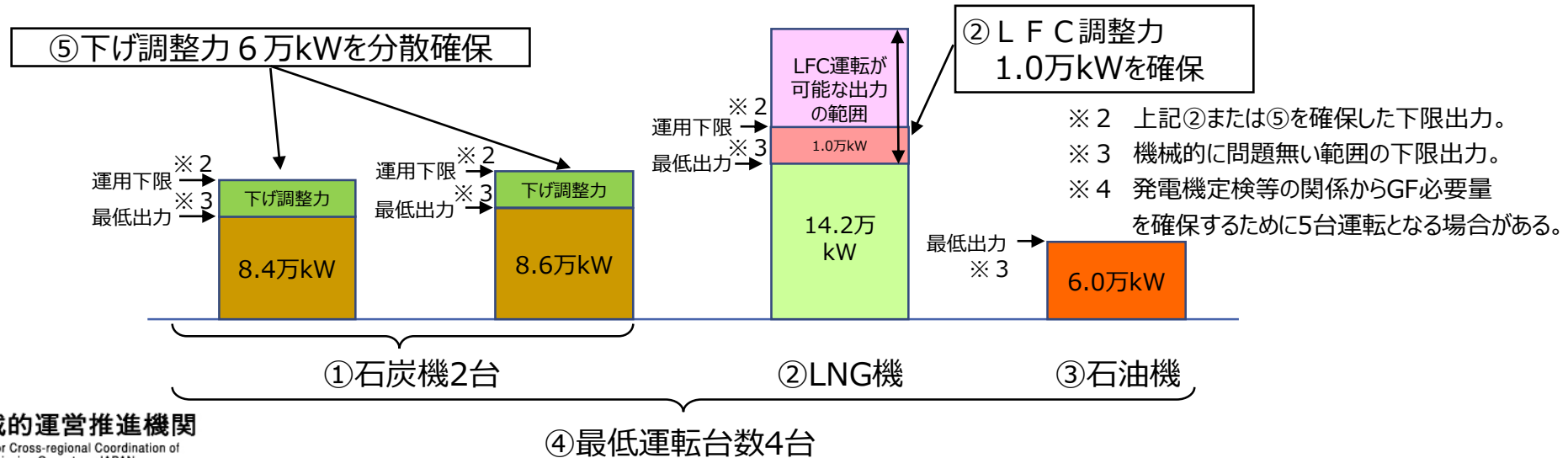


電源 I・II の火力発電所は、点灯需要帯（太陽光出力なし）の供給力を確保しつつ、沖縄電力が公表している「給電運用ルール 3. 調整力の確保」の規定に基づき、LFC（※1）可能ユニットを最低1台選定し、且つ、下げ調整力6万kWを確保した上で、その他の発電所は最低出力運転又は停止する計画としたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

※1 負荷周波数制御（Load Frequency Control）のこと。電力系統の周波数維持を目的として、数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御をいう。

○沖縄本島では、独立系統および火力発電の運転制約などから、以下の発電機運用を実施

- ① 事故時の周波数低下・上昇を抑制し系統を安定化するため、慣性が高い大容量火力機を2台
- ② LFC調整力（±1万kW）確保およびBOG(Boil Off Gas) 消費のため LNG機を1台
- ③ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台
- ④ 発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避し、系統を安定に保つために、原則、運転台数4台（※4）で出力を分担
- ⑤ 系統事故等による停電に備えた下げ調整力（6万kW）を並列発電機で分散して確保



沖縄本島は独立系統のため、再エネ出力抑制時に天候が急変し、太陽光出力が低下およびエリア需要が増加した場合においては、並列中の発電機 4 台の出力増加で供給力を確保する (※2) 計画としたか確認する。

さらに、エリア需要が増加した場合においても、機動性の良いガスタービン機を追加並列することで、さらなる供給力を確保する (※3) 計画としたか確認する。日別の状況は「別紙 2」参照。

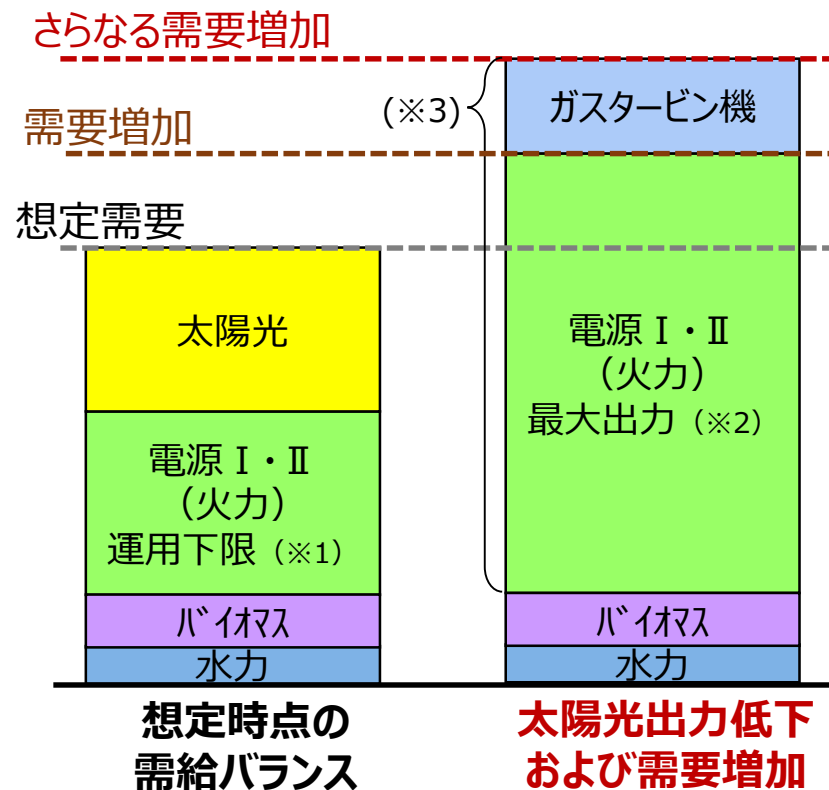
[万 kW]

電源 I・II 火力 発電所		運用下限 (※1)	最大出力	
			(※2)	(※3)
石炭	金武	11.4	20.6	20.6
	石川	11.6	14.8	14.8
LNG	吉の浦	15.2	22.1	22.1
	吉の浦 MGT	—	—	3.2
石油	牧港	6.0	11.8	11.8
	牧港GT1 牧港GT2	—	—	6.0 10.3
	石川GT1	—	—	10.3
合計		44.2	69.3	99.1

(※1) P10の「② L F C 調整力」、および「⑤ 下げ調整力」を確保した下限出力。

(※4) 具志川(石炭)、石川(石油)は再エネ出力制御時は停止としているが、供給力確保の観点から必要な断面では並列する。

供給力確保状況のイメージ図





バイオマス専焼電源を、最低出力（※）まで抑制する計画としたか確認する。  
日別の状況は「別紙2」参照。

### ○下げ調整力不足時におけるバイオマス専焼電源の対応

最低出力（※） > 翌日発電計画 の場合は、翌日発電計画の発電出力を採用する。  
試運転に伴う運転パターンを考慮する。

（※） 沖縄電力と各発電事業者との間で運用に関する覚書または申合書を締結した最低出力。

沖縄電力が各事業者に対し、設備実態を把握する資料を提出又は聞き取りを行ったうえで、抑制困難と認定する通知書を提示していることを確認する。  
 これらの地域資源バイオマスは、下記 A～C の理由に該当する場合には、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号二に照らして、出力抑制の対象外とする。  
 日別の状況は「別紙2」参照。

○地域資源バイオマスの出力抑制を困難と判断する理由（異臭、有害物質などの発生）と、  
 沖縄本島の発電所数

【理由】	【発電所数】
A 発電形態の特質により、燃料貯蔵が困難（ゴミ焼却発電等）	7
B 出力制御に応じることにより、燃料調達体制に支障を来たす	0
C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす	0

なっとく！再生エネルギー－新制度に関するよくある質問－FAQ 5-9、5-10

[https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/fit\\_faq.html#seigyo](https://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_faq.html#seigyo)

## 5. 想定誤差量

太陽光の出力抑制指令は、原則、前日に行うことから、当日需給断面において、太陽光出力が増加した場合や、エリア需要が減少した場合は、下げ調整力が不足する。このため、前日計画時点において、適切な想定誤差量（※1）を織り込んでいたか確認する。**日別の状況は「別紙2」参照。**

（※1） 想定誤差量は、各出力帯における最大誤差量（表1）を、当日想定最大の出力を超過しない範囲で織り込む。適用する出力帯は、当日の想定出力率を算出して決定（表2）する。

- ① 最大誤差量は、5段階の出力帯毎に、統計データ（30分コマ毎の前日予測と当日実績との差）を基に決定する。
- ② 前日計画時点における当日の出力率を算定し、①の出力帯に当てはめて当日の想定誤差量を決定する。

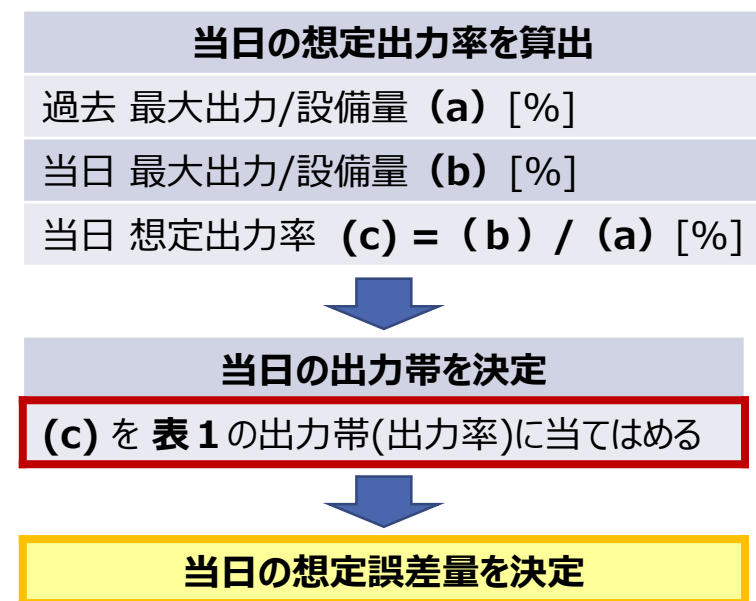
一方、実際の再エネ発電所への出力抑制量は、上記の想定誤差量の範囲内でオンライン発電所に優先して割り当てるとともに、オンライン発電所の制御可能量では不足する分をオフライン発電所に割り当てることとなる。

表1 各出力帯における最大誤差量

[万kW]

出力帯 (最大出力に対する出力率)		1月の最大 誤差量
高出力帯	(80%~)	6.4
中出力帯 1	(60%~80%)	17.1
中出力帯 2	(40%~60%)	8.3
低出力帯 1	(20%~40%)	2.0
低出力帯 2	(~20%)	2.0

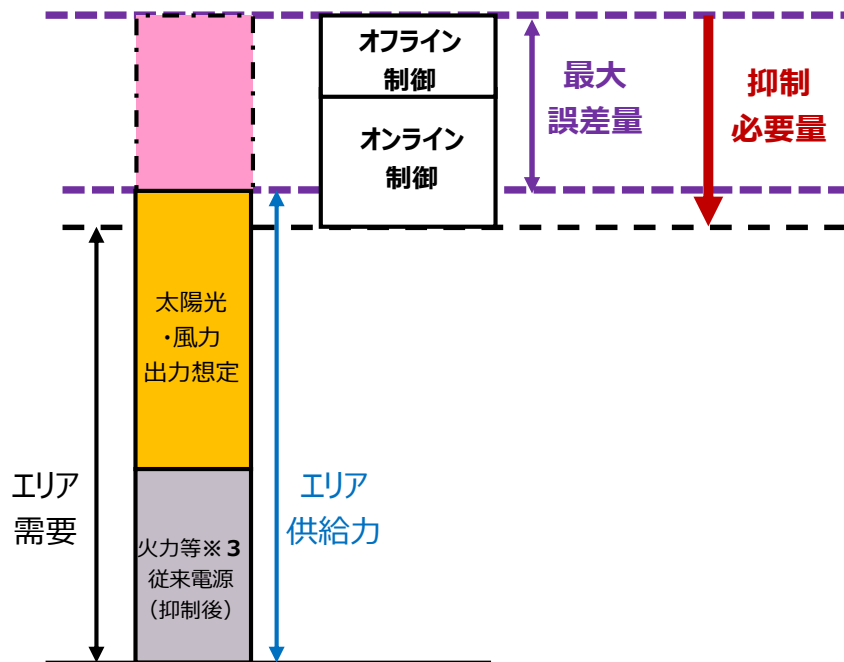
表2 想定誤差量の決定フロー



- ・ データ収集期間：2019/4 ~ 2022/3
- ・ 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算
- ・ 誤差を含む太陽光出力が過去最大出力率を超過する場合、過去最大出力率に設備量を乗じた出力とする。

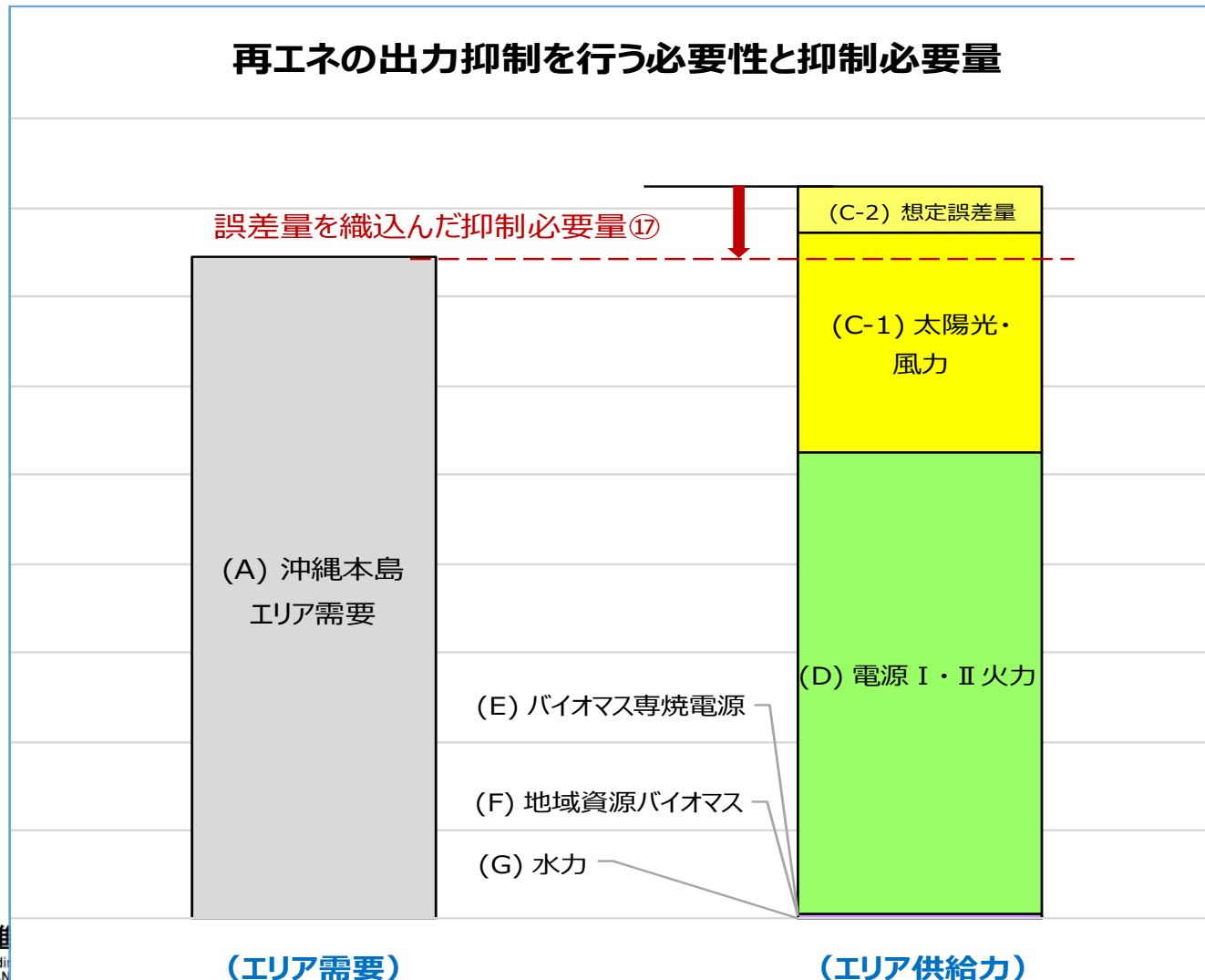
本機関は、沖縄電力が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第35回系統WGにおいて沖縄電力が示した、原則オンライン制御を優先して配分し※1、2、出力制御の機会が均等となるように出力制御実績の配分を行う方法の導入を確認した。

## [2022年4月以降の運用] (最大誤差量をオンライン制御優先で割り当てる運用)



- ※1 前日指令時点において、「最大誤差量」で算出した必要制御量に対して、オンライン制御を優先して配分。オンライン制御のみでは、制御量が不足する場合にオフライン制御へ配分。
- ※2 出力制御の機会が均等となるように、出力制御配分の優先対象を変更する場合がある。
- ※3 前日指令によるバイオマス専焼電源の抑制を含む。

電源 I・II 火力やバイオマス専焼電源の抑制を行った後もなお、想定誤差量を考慮したエリア供給力がエリア需要を上回る結果となっていたか確認する。日別の状況は「別紙 1」参照。



## 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)の出力抑制に関する検証結果の公表について(2023年1月分)

沖縄電力株式会社が2023年1月に実施した、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)(以下、「再エネ」という)の出力抑制について、当機関は、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、下記のとおり、その結果を公表いたします。

### 1.抑制実施日とエリア

- 1月1日(日) 沖縄本島



### 2.検証内容

- 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
- 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
- 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、今回の出力抑制の指令は下げ調整力不足が見込まれたため行われたものであり、適切であると判断する。

### 4.添付資料

- [\(添付資料\)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\(2023年1月抑制分\)](#)  (XXXKB)
- [\(別紙1~3\)日別のデータ](#)  (XXXKB)
  - (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～!\[\]\(fd4127b9e2af37bd6ea0fa06afa8e6d8\_img.jpg\) \(XXXXKB\)](#)

## お問い合わせ

[お問い合わせフォーム](#)