

九州本土における再生可能エネルギー発電設備の 出力抑制の検証結果

～ 2020年2月抑制分 九州電力～

2020年 3月26日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 九州電力が公表した出力抑制の実施状況
4. 評価
5. 2月14日の再エネ出力抑制の当日指令について
6. 総合評価
7. 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の出力抑制の検証における
基本的な考え方 ～九州電力編～

1. はじめに

九州電力は、2020年2月に、九州エリア（本土）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。）の出力抑制の前日指令を、延べ14日（※1）実施した。また、同発電設備の出力抑制の当日指令（※2）を1日実施した。

（※1） 当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制に至ったのは、10日間であった。

（※2） 以降の検証資料において、2月14日については、前日指令を当日指令に読み替えるものとする。

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、九州電力から送配電等業務指針（以下、「業務指針」という。）第183条および第185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、抑制前日の指令時点において、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. 検証の観点 (1 / 2)

本機関は、法令および指針に照らして、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)

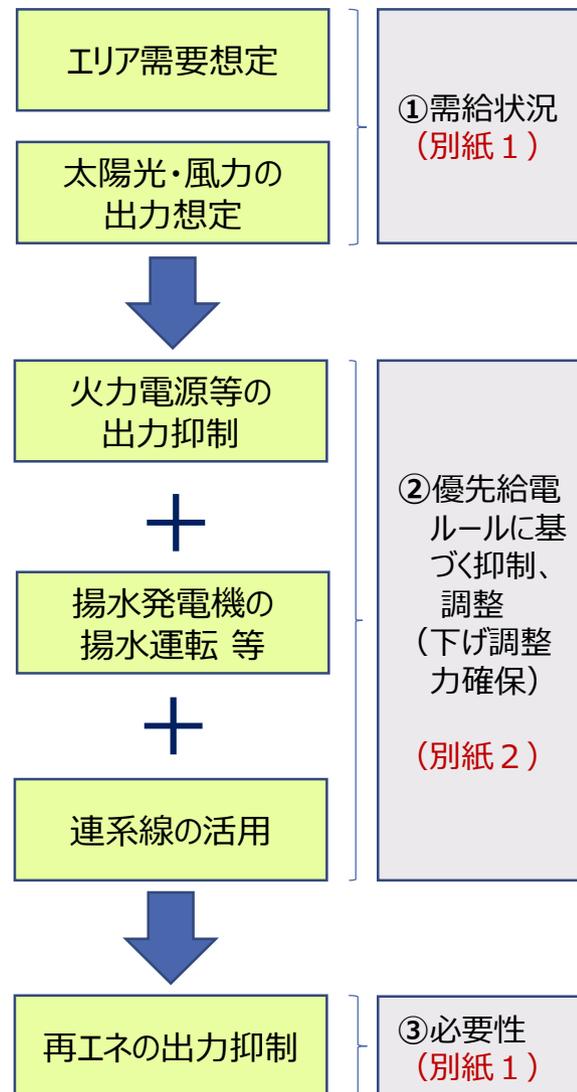
- ・過去の蓄積された実績から、類似の需要実績を抽出しているか。
- ・最新の気象データ（気象予測）に基づき、補正されているか。
- ・最新の日射量予測データに基づき、太陽光の出力想定をしているか。
- ・最新の風力予測データに基づき、風力の出力を想定しているか。
- ・太陽光および需要の想定誤差量は適切か。

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調整力2%を確保しつつ最低限必要な台数に厳選しているか。
- ・揚水発電機の揚水運転や電力貯蔵装置の充電の最大限活用を見込んでいるか。
- ・電源Ⅲ火力を、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。
- ・連系線空容量を最大限活用した域外送電となっているか。
- ・バイオマス専焼電源の抑制、地域資源バイオマスの運転状況を確認。

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。



第23回系統WGにおいて九州電力が示した「再エネ出力制御の運用方法見直し」は、抑制必要量のオフライン制御とオンライン制御（※1）への配分を平均誤差量を使用して決定する方法であり、前日計画時点の抑制必要量は、これまでどおり「**最大誤差量**」で評価する。

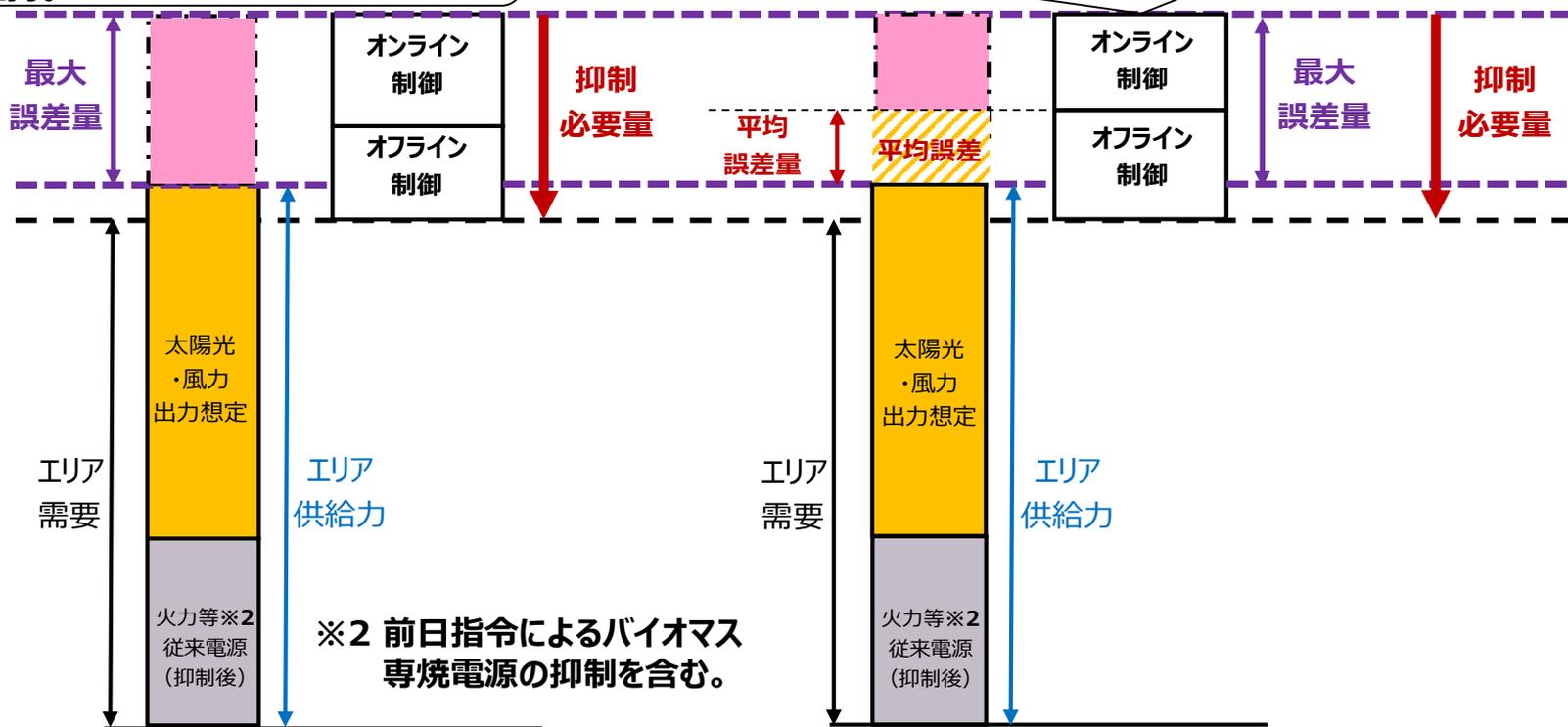
(※1) オフライン制御：現地操作が必要な発電所（オフライン発電所）への指令
 オンライン制御：遠隔制御が可能な発電所（オンライン発電所）への制御

[これまでの運用]

オフライン制御とオンライン制御の配分量を適宜調整し、制御日数を同等に維持。

[2019年10月以降の運用（平均誤差量をオフライン制御に割り当てる運用）]

前日指令時点は、出力抑制の確度が高い**平均誤差量**をオフライン制御に配分。
最大誤差量と**平均誤差量**との差分をオンライン制御に配分。



九州電力は、2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（※1）した。

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制に至ったのは、11日間であった。

供給区域	九州エリア（本土） <small>青字：当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日</small>				
指令日時	1月31日(金) 16時	2月1日(土) 16時	2月4日(火) 16時	2月7日(金) 16時	2月10日(月) 16時
抑制実施日	2月1日 (土)	2月2日 (日)	2月5日 (水)	2月8日 (土)	2月11日 (火)
最大抑制量（※2）	51.2万kW	204.8万kW	106.6万kW	46.1万kW	186.7万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照				

供給区域	九州エリア（本土）				
指令日時	2月12日(水) 16時	2月14日(金) 11時	2月18日(火) 16時	2月19日(水) 16時	2月20日(木) 16時
抑制実施日	2月13日 (木)	2月14日 (金)	2月19日 (水)	2月20日 (木)	2月21日 (金)
最大抑制量（※2）	104.3万kW	41.9万kW	129.5万kW	146.3万kW	183.5万kW
抑制時間	8～16時	12～15時30分	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照				

（※2）前日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。

九州電力は、2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（※1）した。

（※1）当日、自然変動電源（太陽光・風力）の出力抑制に至ったのは、11日間であった。

供給区域	九州エリア（本土） <small>青字：当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日</small>				
指令日時	2月21日(金) 16時	2月22日(土) 16時	2月23日(日) 16時	2月25日(火) 16時	2月26日(水) 16時
抑制実施日	2月22日 (土)	2月23日 (日)	2月24日 (月)	2月26日 (水)	2月27日 (木)
最大抑制量（※2）	175.1万kW	262.7万kW	224.0万kW	87.9万kW	53.3万kW
抑制時間	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時	8～16時
九州電力公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照				

本機関は、九州電力が行った前日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	2月														
	1	2	5	8	11	13	14	19	20	21	22	23	24	26	27
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	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
(1) エリア需要等・エリア供給力	○	○	○	○	○	○	前日指令ではなかったため別途記載	○	○	○	○	○	○	○	○
(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	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
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	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
(2) 揚水発電機の揚水運転	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
(3) 電力貯蔵装置の充電	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
(4) 電源Ⅲ火力	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
(5) 長周期広域周波数調整	-※	-※	-※	-※	-※	-※		-※	-※	-※	-※	-※	-※	-※	-※
(6) バイオマス専焼電源	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
(7) 地域資源バイオマス	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○
総合評価	○	○	○	○	○	○		○	○	○	○	○	○	○	○

※ 前日計画時点の下げ調整力最小時刻において、中国九州間連系線（関門連系線）の未利用領域（空容量）が無かった日。

九州電力は、2月14日の前日計画において、電源Ⅰ・Ⅱ及び電源Ⅲの一部の出力を抑制することで、下げ調整力は確保できると見込み、再エネ出力抑制は不要と判断した。

(その結果、全ての電源Ⅲの出力抑制指令、長周期広域周波数調整の申込み、バイオマス専燃電源等の出力抑制指令は実施しなかった。)

しかし、当日早朝以降の気象情報が大きく変化したことにより、前日計画に対し、太陽光の大幅な上振れが見込まれたため、優先給電ルールの順位に従って措置は講じたものの、一部抑制が間に合わない措置があり、十分な下げ調整力を確保できなかったため、業務指針第176条※の規定に基づき、自然変動電源の出力抑制の当日指令に至った。

※業務指針第176条 (緊急の出力抑制)

一般送配電事業者は、需要の急激な減少、急激な出水等が生じたことにより、緊急時の必要が認められる場合には、第174条第1項の順位にかかわらず、給電指令による出力抑制を行うことができる。

広域機関では、九州電力の2月14日の再エネ出力抑制に関して、前日計画時点（2月13日 16時）と、当日計画時点（2月14日 11時）の対応が、下記の観点から適切なものであったか検証した。

検証内容

検証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に関して

- 前日計画時点と当日計画時点において、九州電力が行った太陽光の出力想定の方法は適切であったか

検証②. 優先給電ルールに基づく抑制、調整（下げ調整力確保）に関して

- 当日の電源Ⅲ出力抑制の状況、長周期広域周波数調整の取扱い、バイオマス専焼電源の出力抑制の状況、についてそれぞれ確認した。

検証③. 再エネの出力抑制を行う必要性

- 自然変動電源の抑制について、当日指令を実施した対象、抑制必要量が適切であったか

検証① 前日夕方時点から当日午前にかけての九州エリアの天候と太陽光出力想定値の変化について確認する。
2月14日12時の天気予報が、前日夕方には雨天だったが、当日8時には曇天に変わり、当日11時には晴天と天候が急変した。それに伴い、日射量及び太陽光出力が増加した。

●九州エリア全体の太陽光出力想定値は、前日夕方断面を基準にすると、**当日朝時点で約2.8倍、当日午前時点では約5.7倍に増加**した。

この変化により、前日夕方時点の太陽光誤差を含む想定量を凌駕する太陽光出力想定値となった。

2月14日12時00分～12時30分断面のデータ(計画策定断面時の下げ調整力最小時刻)

計画策定断面	前日夕方時点 (2月13日 16時)	当日朝時点 (2月14日 8時)	当日午前時点 (2月14日 11時)
天気予報 (福岡市)	雨	曇	晴
日射量予測値 (MJ/m ²)	0.20～0.83	—	1.12～2.61
太陽光出力想定値 (万kW) [] 内は、太陽光誤差量を含む値	97.9 [281.9]	275.7	556.2
太陽光出力想定値の変化率	1	2.8	5.7

九州電力は、当日朝から電源Ⅰ・Ⅱ火力の出力抑制指示等、当日断面でとり得る下げ調整力の確保を行っていた。

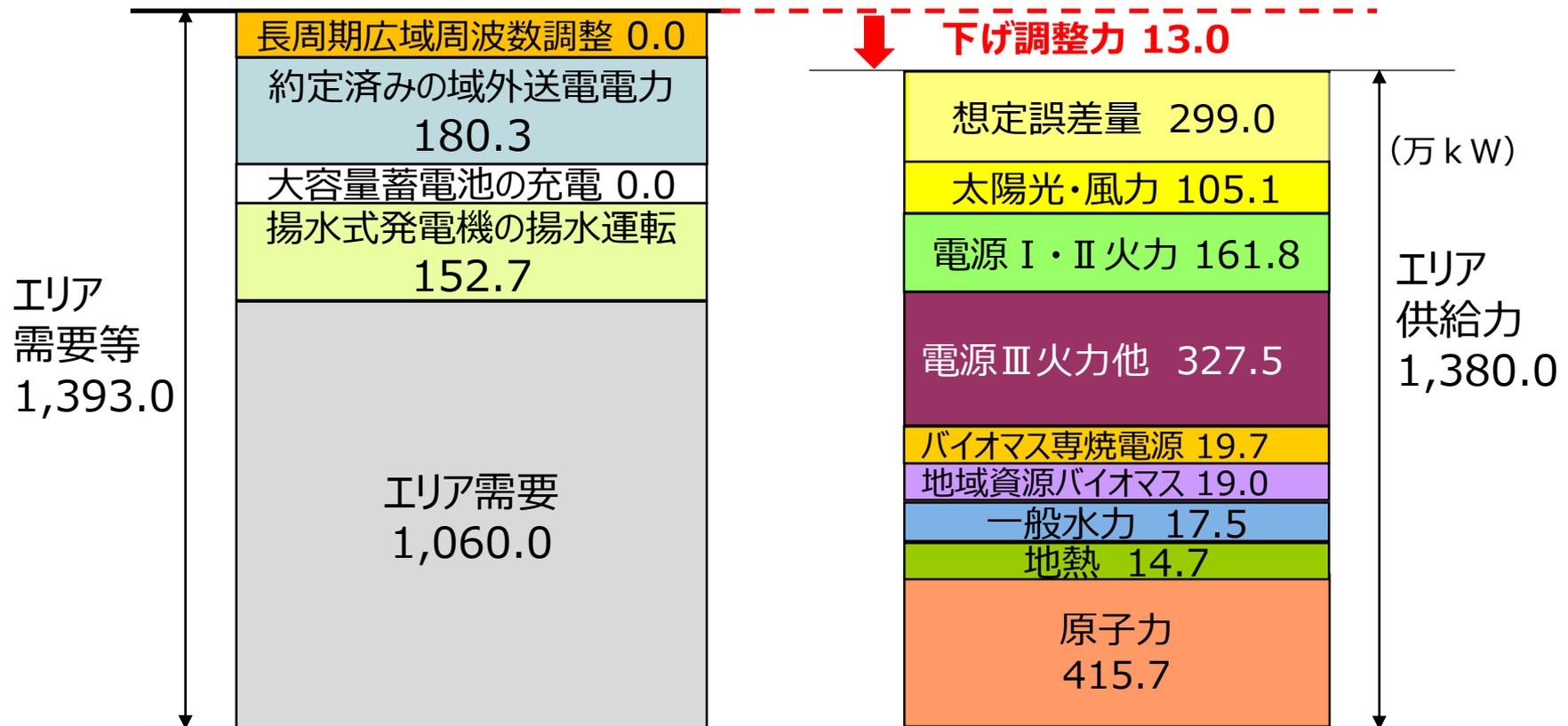
計画策定断面	前日夕方時点 (2月13日 16時)	当日朝時点 (2月14日 8時)	当日午前時点 (2月14日 11時)
下げ調整力の確保	—	電源Ⅲ抑制指示 (▲73万kW) 電源Ⅲトラブル (▲30万kW)	電源Ⅱ・Ⅲの作業中止 (▲130万kW) 自然変動電源の出力抑制指令 (▲42万kW)
再エネ抑制判断の要否	不要※	不要	要

※九州電力が前日夕方時点に再エネ抑制を不要と判断した背景については、スライド12を参考

参考. 前日計画時点において再エネ抑制を不要と判断した背景

前日計画時点（2月13日 16時）における2月14日の下げ調整力最小時刻断面の需給バランスを下図に示す。九州電力は、前日計画時点で、想定誤差量（※1）を加味しても、揚水運転と電源Ⅰ・Ⅱ火力の出力抑制をもって下げ調整力は確保でき、長周期広域周波数調整の申込み、電源Ⅲ火力、バイオマス電源の抑制、並びに自然変動電源の出力抑制指令は不要と判断した。

2月14日12時00分～12時30分(前日指令計画時の下げ調整力最小時刻)



検証① 前日計画時点と当日計画時点において、九州電力の太陽光の出力想定の方法について確認する。
 気象会社から入手している日射量予測値が増加したため、前日計画時の太陽光誤差を加味しても、太陽光の出力想定が前日計画に対し約270万kW程度増加した。
 九州電力は、参考資料に示す予め定めた太陽光の出力想定方法並びに想定誤差量にて計画しており、前日・当日断面は同様の手法で想定していることを確認した。

太陽光の出力想定		前日計画時点 2月13日 16時 ①	当日計画時点 2月14日 11時 ②	差異 (② - ①)
日射量予測値 (MJ/m ²)		0.20~0.83	1.12~2.61	—
出力換算係数 (kWh/MJ /m ² /kW)	特高	0.329	0.329	—
	高圧	0.306	0.306	—
	低圧10kW以上	0.287	0.287	—
	低圧10kW未満	0.242	0.242	—
出力想定値 (万kW)	特高③	18.3	99.6	81.3
	高圧④	41.8	222.6	180.8
	低圧10kW以上⑤	28.8	160.2	131.4
	低圧10kW未満⑥	16.4	91.7	75.3
想定自家消費量 (万kW) ⑦ (低圧10kW未満のみ考慮)		▲ 7.4	▲ 17.9	▲ 10.5
太陽光誤差⑧ (万kW)		184	0	▲ 184
合計 (③+④+⑤+⑥+⑦+⑧) (万kW)		281.9	556.2	274.3

検証① 前日計画時点と当日計画時点における太陽光の出力想定の方法は適切であった。

検証② 2月14日の電源Ⅲの出力抑制が、優先給電ルールに従って実施されなかったことについて検証する。

下表の通り、九州電力は、前日断面では全ての電源Ⅲの出力抑制の実施は不要と判断していた。

電制電源については、事業者との契約により、当日指示で出力抑制を実施した。

電制電源を除く火力他については、事業者との契約により、出力抑制指示は原則前日指令となっており、当日時点では出力抑制指令を実施できなかった。（前日計画から当日計画にかけて30万kW減少したのは発電機トラブルによるもの）

以上から、当日指令時点において、電源Ⅲの抑制手続き及び対応は、妥当であったと評価する。

(万kW)

電源Ⅲ火力 発電所		最低出力 ①[出力率%]	前日計画	当日計画 ②	差異 (②－①)	理由 (差異がゼロでない場合)
電制電源	A	45.6 [48%]	55.8	45.6	0.0	
	B	68.8 [36%]	165.2	68.8	0.0	
電制電源 を除く	火力他 ()内は 全設備 運転時	45.8[30%] (45.8[30%])	94.8[61%]	64.8[42%]	19.0	出力抑制指令が 原則前日指令のため (当日の出力減は発電機トラ ブルによるもの。)
	自家発 余剰	13.0	11.7	11.7	▲1.3	自家発設備など工場の 生産調整に基づく計画
電源Ⅲ合計		173.2	327.5	190.9	17.7	

検証② 2月14日の長周期広域周波数調整を実施しなかった経緯について確認する。

当日時点での長周期広域周波数調整は、時間前市場の一時的な停止を伴うことから、申出量の減少方向の変更のみ実施する運用と整理されているため、増加方向の変更はできなかった。需給状況の悪化時に限り、下げ代不足による広域機関の業務規程第111条の規定に基づく指示となるが、2月14日は自然変動電源のうち、オンラインで制御できる太陽光発電所に対する出力抑制により、需給状況は改善されたため、下げ代不足※にまではいかなかった。

以上から、当日抑制指令時点における長周期広域周波数調整に係る対応は適切であったと判断する。

※「下げ代不足」とは、供給区域において下げ調整力が不足し、一般送配電事業者たる会員がオンラインで調整できない発電機の出力抑制によっても電気の余剰が解消できない場合をいう。(業務規程第2条第2項第十一号)

(万kW)

長周期広域 周波数調整 (連系線活用)	当日11時時点の 空容量①	当日計画 ②	差異 (② - ①)	理由 (差異がゼロでない場合)
中国九州間連系線	101.7	0.0	▲101.7	当日時点での長周期広域周波数調整は、増加方向はできないため

11月10日（土）における長周期広域周波数調整について

14

- 2018年11月10日（土）の九州本土再エネ出力制御必要量について、九州電力は**前日計画において63万kW**と見込んでいたものの、当日早朝に受電会社（中国電力）から電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）に対して長周期広域周波数調整（※1）による受入量の変更要請があったため（※2）、**送電会社（九州電力）は再エネ制御計画の見直しを実施（63→81万kW）**（※3）。
- 広域機関は、自らが行う長周期広域周波数調整について、時間前市場が開場する前日17時以降は、取引影響のない減少変更のみを行う運用としている（※4）。**時間前市場の停止を伴う連系線からの追加受入**は、取引の約定キャンセルが発生する可能性を伴うものであるため、長周期広域周波数調整として受電会社に斡旋を行うというのではなく、需給状況の悪化時に限り、広域機関が**自然変動電源の出力制御の後に行う業務規程第111条第1項（需給状況の悪化時の指示又は要請）及び第114条（下げ代不足又は下げ代不足のおそれが認められる場合の指示の手順）に基づく措置で行うこととしている。**
- 国や広域機関では、実運用を踏まえて**自然変動電源の出力制御量を最小化することも考慮し**、関係各所と連携しつつ、**前日スポット取引時点の連系線の空容量の妥当性確認や広域機関の業務規程・送配電等業務指針における受電会社の受電可能量減少時の対応の明文化等を検討していくこととしてはどうか。**

※1 長周期広域周波数調整とは、供給区域の下げ調整力が不足、または下げ調整力が不足するおそれのある場合に、連系線の空き容量を活用して他の供給区域の一般送配電事業者の調整力を活用して行う周波数調整であり、広域機関は送配電等業務指針及び業務規程に基づき、その要請を行うこととされている。

※2 新小野田発電所1号機（出力50万kW/石炭火力）の制御系のトラブルにより下げ調整が困難となり、他の火力発電所も最低出力で運転する計画であった結果、中国電力より広域機関に対し、前日に通知された長周期広域周波数調整に基づき算出された中国電力が協力可能な九州エリアからの受電電力の減少の依頼が発生。

※3 数値は速報値であり、後日一般送配電事業者及び電力広域的運営推進機関による確認が必要。なお、実際の最大制御量は25万kW（12:00-12:30）。

※4 長周期広域周波数調整の増加変更は、連系線の空容量を減少させる方向の処理のため、処理途中に変更後の空容量を上回る取引が入ると取引が成立しなくなるため、時間前市場取引を停止して処理する必要がある。

検証② 2月14日のバイオマス専燃電源の出力抑制が、優先給電ルールに従って実施されなかったことについて検証する。

下表の通り、九州電力は、前日断面ではバイオマス専燃電源の出力抑制の実施は不要と判断していた。再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号八の規定、並びに事業者との契約に基づき、バイオマス専燃電源については、出力抑制は原則前日指令となっており、当日時点では出力抑制指令を実施できなかった。以上から、当日指令時点において、バイオマス専燃電源の抑制手続き及び対応は、妥当であったと評価する。

(万kW)

バイオマス 専燃電源	各事業者と合意 した最低出力 ①[出力率%]	前日計画	当日計画 ②	差異 (②－①)	理由 (差異がゼロでない場合)
バイオマス 専燃電源合計	12.8 ^(※1) [57%]	19.7	19.7	6.9	出力抑制指令が 原則前日指令のため

(※1) 発電設備の補修停止等を考慮した抑制日の最低出力

検証② 優先給電ルールに基づく抑制、調整について状況確認し、手続きとして妥当であったと判断する。

検証③ 自然変動電源の出力抑制について、当日指令を実施した対象が、適切であったか検証する。

下表の通り、当日九州電力は旧ルールで特高のオンラインの事業者と、指定ルールで特高のオンラインの事業者に当日指令を実施した。

・旧ルールの事業者への出力抑制については、再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イ（附則（平成29年3月14日経済産業省令第13号）第4条第3項の規定に基づき読み替え）の規定に基づき、原則前日指令だが、九州電力では事前に合意を得た旧ルールで特高のオンラインの事業者には、前日指令に加え、当日指令でも制御できるように運用申合書を締結している。今回、当日指令を行った発電所は、全て事前に合意を得た旧ルールで特高のオンラインの事業者であることを確認した。

・指定ルールの事業者への出力抑制については、再エネ特措法施行規則第14条第1項第11号イの規定に基づき、指定ルールについては、前日指令の原則はないので、当日指令で抑制できる。

以上から、自然変動電源の出力抑制について、当日指令を実施した対象は適切であった、と評価する。

九州電力HP「出力制御等の考え方及び制御回数実績について」

ルール/電圧階級/制御方式			2月14日に出力抑制 指令された発電所数
旧ルール	特高	オンライン	23
指定ルール	特高	オンライン	12

(参考 1) オンライン制御に関する取決め

12

(1) 旧ルール(遠隔制御機能あり)特高事業者との運用申合せ

・旧ルール(遠隔制御機能あり)特高事業者とは、通常の制御方法(前日指示)に加え、事前予告なしでの制御についても、九州電力では事業者と合意のうえ、以下のとおり申合せを締結。

『九州電力は発電事業者への前日の出力制御指令なしに遠隔で出力制御を行う場合があります、九州電力は、出力制御実行後、遅滞なく発電事業者にメールにて連絡を行う。』

・前日の出力制御指令がなく実需給運用において出力制御を実行した場合、1回(日)として管理する。』

(2) 指定ルール事業者への事前予告なしでの制御に関する施行規則への記載内容

・指定ルール事業者への出力制御に関しては、『電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法施行規則』において、以下のとおり定められている。

『当該指定電気事業者が回避措置を講じたとしてもなお、当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合において、当該特定契約申込者※は、当該指定電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと。』

※ 当該特定契約申込者: 指定ルール事業者

バイオマス専燃電源についての記載 (再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号ハ)

特定契約電気事業者が回避措置 (バイオマス発電設備に係る措置を除く。) を講じ、及び口に掲げる出力の抑制を行ったとしてもなお特定契約電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合において、特定契約申込者 (バイオマス専焼発電設備 (バイオマスのみを電気に変換する設備 (二に規定する地域資源バイオマス発電設備を除く。)) をいう。) を用いる者に限る。) は、特定契約電気事業者の指示に従い、出力の抑制を行うこと (原則として当該指示が出力の抑制を行う前日までに行われている場合に限る。)

自然変動電源の旧ルールに関する記載 (再エネ特措法施行規則第14条第1項第8号イを、附則 (平成29年3月14日経済産業省令第13号) 第4条第3項の規定に基づき読み替え)

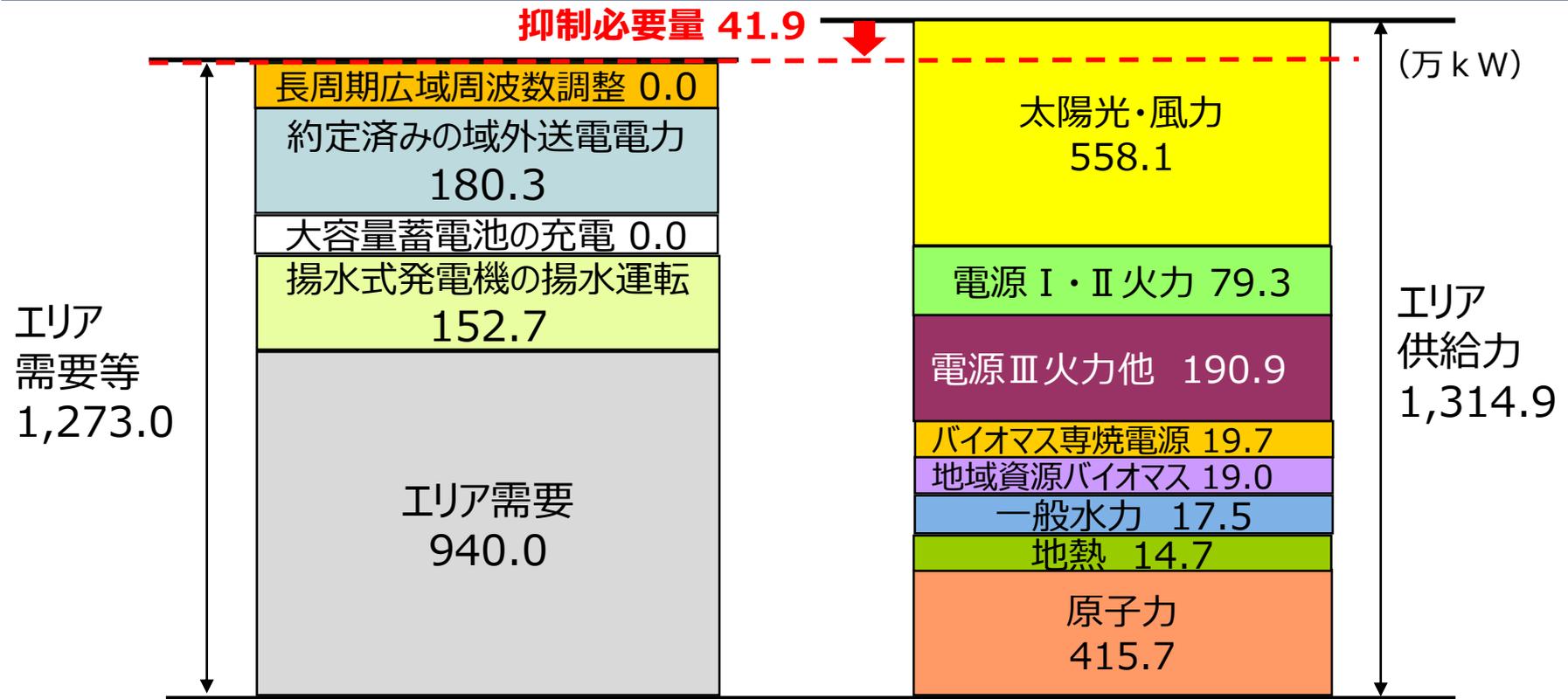
特定契約電気事業者が、回避措置を講じたとしてもなお特定契約電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合において、特定契約申込者 (太陽光発電設備又は風力発電設備であってその出力が五百キロワット以上のものを用いる者に限る。) は、特定契約電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと (原則として当該指示が出力の抑制を行う前日までに行われている場合に限る。)

自然変動電源の指定ルールに関する記載 (再エネ特措法施行規則第14条第1項第11号イ)

当該指定電気事業者が回避措置を講じたとしてもなお当該指定電気事業者の一般送配電事業又は特定送配電事業のための電気の供給量がその需要量を上回ることが見込まれる場合において、当該特定契約申込者は、当該指定電気事業者の指示に従い当該認定発電設備の出力の抑制を行うこと。

検証③ 自然変動電源の出力抑制について、当日指令を実施した抑制必要量が、適切であったか検証する。
 当日計画時点における2月14日の下げ調整力最小時刻断面の需給バランスを下図に示す。
 2月14日11時時点の天気予報が晴れに変わり、太陽光出力が大幅に増加したこと、および電源Ⅲの出力抑制、長周期広域周波数調整、バイオマス専焼電源の出力抑制が当日指令では実施できなかったことから、エリア供給力がエリア需要を上回ったため、抑制必要量分の自然変動電源の出力抑制をおこなう必要があった、という判断は妥当であったと評価する。

2月14日12時00分～12時30分 当日指令計画時の下げ調整力最小時刻)



検証③ 2月14日における自然変動電源の出力抑制指示は不可避であり、適切な対象に、最小限の抑制必要量を、法令に基づく範囲内で実施していたと判断する。

本機関は、九州電力が行った2月14日における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。

評価項目	2月14日	
	評価	理由
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	—	—
（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。
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	—	—
（1）電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	○	最低限必要なユニットのみ運転することを確認した。電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制できていた。
（2）揚水発電機の揚水運転	○	オーバーホールや系統作業に伴う停止中機器を除き、最大限揚水することを確認した。
（3）電力貯蔵装置の充電	○	大容量蓄電池は、設備保全のための冷温停止期間のため、活用できなかった。
（4）電源Ⅲ火力	○	電制電源は、最低出力まで抑制することを確認した。電制電源を除く火力他の電源については原則前日指令のため、当日指令では出力抑制指令を実施できなかった。
（5）長周期広域周波数調整	○	当日計画時点の下げ調整力最小時刻において、中国九州間連系線（関門連系線）の未利用領域（空容量）はあったものの、当日時点での長周期広域周波数調整は、増加方向はできないため、実施しなかった。
（6）バイオマス専焼電源	○	原則前日指令のため、当日時点では出力抑制指令を実施できなかった。
（7）地域資源バイオマス	○	出力抑制の対象外としていることを確認した。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—	—
再エネの出力抑制を行う必要性和抑制必要量	○	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。 また、事業者への自然変動電源の抑制の当日指令は、適切であった。
総合評価	○	各項目が妥当であったと評価する

本機関は、九州電力が行った前日指令時点における再エネ出力抑制の妥当性を評価した。
(2月14日を除く抑制日)

評価項目	理由
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	—
(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(全抑制日)。
(2) エリア需要想定	類似の過去実績から想定できていた(全抑制日)。
(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(全抑制日)。
(4) 風力の出力想定	最新の風力予測値で想定できていた(全抑制日)。
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	—
(1) 電源Ⅰ・電源Ⅱ火力	最低限必要なユニットのみ運転することを確認した(全抑制日)。松浦発電所は、2号機の作業制約を考慮した出力まで抑制することを確認した(5, 8日)。電制電源は、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制できていた。(27日)
(2) 揚水発電機の揚水運転	オーバーホールや点検作業等に伴う停止中機器を除き、最大限揚水することを確認した(全抑制日)。
(3) 電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、設備保全のための冷温停止期間のため、活用できなかった(全抑制日)。
(4) 電源Ⅲ火力	電制電源は、作業制約を考慮した最低出力まで抑制(21を除く抑制日)、連系線の運用容量に影響しない出力まで抑制(21日)することを確認した。その他の発電所は、燃料貯蔵等に影響を与えない出力まで抑制、あるいは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(全抑制日)。
(5) 長周期広域周波数調整	前日計画時点の下げ調整力最小時刻において連系線空容量が無い日は14日あった(全抑制日)。
(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(全抑制日)。
(7) 地域資源バイオマス	出力抑制の対象外としていることを確認した(全抑制日)。
3. 再エネの出力抑制を行う必要性	—
再エネの出力抑制を行う必要性と抑制必要量	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(全抑制日)。

総合評価

再エネ出力抑制を計画した14日間すべてにおいて、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、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 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、揚水発電機の揚水運転を最大限活用するとともに、2月14日を除く抑制日は、電源Ⅲの最低出力運転、ならびに連系線空容量を最大限活用して、下げ調整力を最大限確保する計画としていた。2月14日については当日指令が間に合う発電設備に対しては、優先給電ルールに基づき抑制を実施する計画としていた。

なお、2月14日を除く抑制日は、抑制計画時点で連系線空容量は無かった。

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。