

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

～ 2 0 2 1 年 7 月抑制分 九州電力送配電～

2 0 2 1 年 8 月 2 5 日
電力広域的運営推進機関

1. はじめに
2. 検証の観点
3. 九州電力送配電が公表した出力抑制の実施状況
4. 当日指令に伴うバイオマス専焼電源の非抑制と自然変動電源の抑制について
5. 総合評価
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

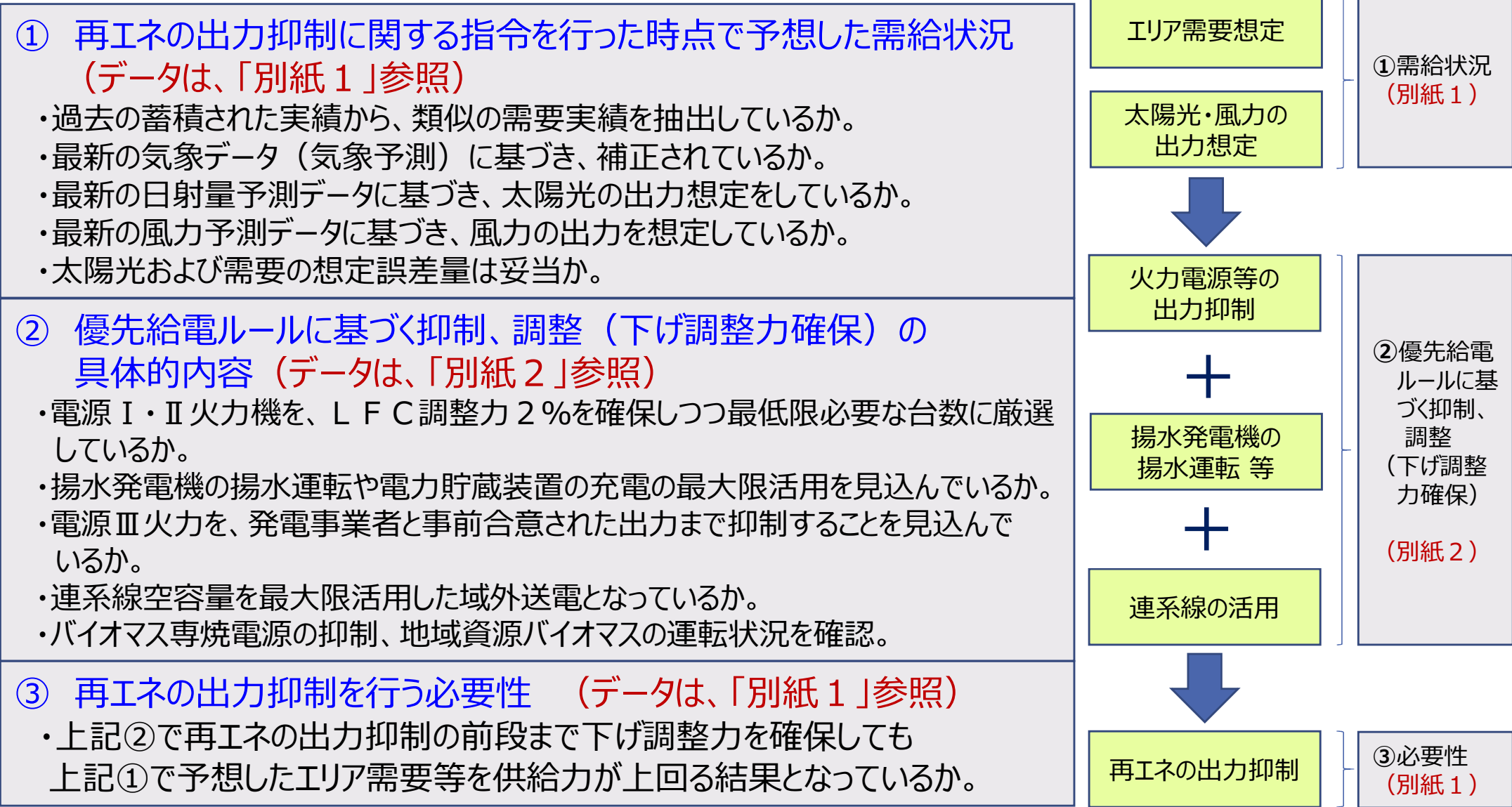
(参考資料) 再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の検証における
基本的な考え方 ～九州電力送配電編～

九州電力送配電は、2021年7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。）の出力抑制の指令を、1日間（※）実施した。

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

本機関は、業務規程第180条の規定に基づき、九州電力送配電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、九州電力送配電の出力抑制が法令および業務指針に照らして妥当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。

本機関は、法令および業務指針に照らして、抑制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。



2. 検証の観点（2 / 2）

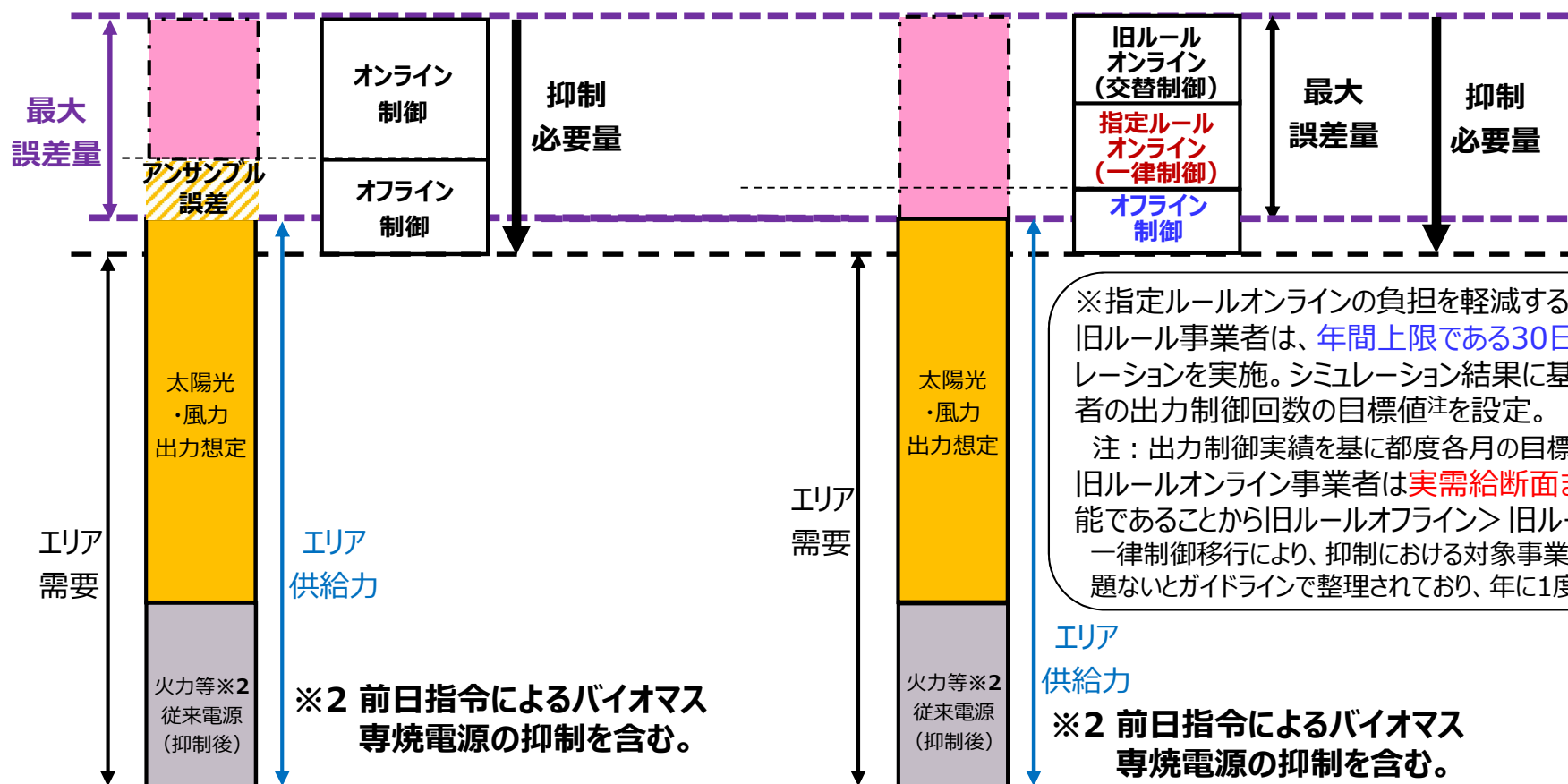
本機関は、九州電力送配電が前日計画時点の抑制必要量を下図の通り「最大誤差量」で算出し、必要な再エネの出力抑制を行ったかを確認した。第28回系統WGにおいて九州電力送配電が示した、オフライン制御を年間30日上限となるよう調整し、指定ルールを旧来の輪番制御から一律制御とする方法※の導入を確認した。

〔2020年秋期以降の運用〕

（アンサンブル誤差量をオフライン制御に割り当てる運用）

〔2021年4月以降の運用〕

（指定ルールオンライン一律制御での運用）



※指定ルールオンラインの負担を軽減するため、旧ルール事業者は、年間上限である30日となるよう調整するシミュレーションを実施。シミュレーション結果に基づき各月の旧ルール事業者の出力制御回数の目標値^注を設定。

注：出力制御実績を基に都度各月の目標値は見直す

旧ルールオンライン事業者は実需給断面まで出力制御の見極めが可能であることから旧ルールオフライン>旧ルールオンラインとなる見込み。一律制御移行により、抑制における対象事業者は増加するが、公平性は問題ないとガイドラインで整理されており、年に1度検証を行い別途公表している。

九州電力送配電は、7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）の出力抑制には至ったのは、1日間であった。

供給区域	九州エリア（本土） 青字：当日、自然変動電源の出力抑制に至らなかった日						
指令日時	7月11日(日) 当日						
抑制実施日	7月11日 (日)						
最大抑制量（※2）	38.6万kW						
抑制時間	9:00～12：00						
九州電力送配電公表サイト	九州本土の出力制御指示内容を参照						

（※2） 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。

九州電力送配電は、11日において、前日段階で優先給電ルールにのっとり抑制により長周期周波数調整までを活用して必要な下げ調整力を確保できたため、バイオマス専焼電源や自然変動電源の抑制までは不要と判断し抑制を行っていなかった。しかし、当日の気象条件の変化により需要が下がり太陽光の出力が増加したため、下げ調整力が不足し、当日指令にて自然変動電源の出力抑制を実施した。当日の抑制指令であったことから、バイオマス専焼電源の抑制を行わずに自然変動電源の抑制を行うこととなった。

ここでは、前日と当日の想定変化を見ることにより、

- ・前日抑制指示を発出する段階では、バイオマス専焼電源および自然変動電源の抑制は必要であったか
- ・当日段階で想定していた誤差を上回る再エネ出力や需要の変動があったか

を検証することにより、バイオマス専焼電源の非抑制が妥当であったか、当日の自然変動電源の抑制が必要であったかを評価する。

＜前日断面で再エネ抑制が不要であったことの確認＞
前日段階での優先給電ルールにのっとりた需給対策後のバランスを確認すると、最大誤差を見込んだ状態でバイオマス発電抑制以降の対策を行わずとも下げ調整力が確保できているため、前日段階でバイオマス発電および自然変動電源の抑制指令を行わなかったことは妥当といえる。

需要 (12時30分～13時)		1130.0	
最低供給力		1130.0	
		(内訳)	
		電源Ⅰ・Ⅱ	117.6
		電源Ⅲ	101.5
		原子力	408.5
		一般水力	39.3
		地熱	15.1
		バイオマス専焼電源（抑制指令無し）	28.3
		地域資源バイオマス	25.2
		太陽光・風力（抑制指令無し）	481.9
		想定誤差量	257.0
		揚水式発電機の揚水運転	▲227.1
		電力貯蔵装置の充電	▲5.0
		約定済みの域外送電	▲40.1
		長周期周波数調整	▲72.2
下げ調整力 不足		0.0	

＜当日断面で再エネ抑制が必要であったことの確認＞

11日は、当日において、再エネ抑制が必要と判断し、抑制指令を発出している。これは、

- ・前日夕方時点で太陽光出力の上振れ誤差量を161万kW見込み再エネ抑制指示は不要と判断
- ・当日朝方の気温が想定より低下したことにより、需要が対象コマにおいて想定誤差35万kWを上回る45万kW減少
- ・当日朝8時公表の日射量予測値が増加（次頁参照）し出力が15.6万kW増加、想定誤差量近傍の上振れとなった

という状況下で下げ調整余力22万kWを活用したものの下げ調整力が不足し、その判断を行った当日朝時点で追加活用できる下げ調整力はオンライン自然変動電源発電所だけであったことからオンラインの自然変動電源発電所に抑制指令を発出したものであり、送配電等業務指針176条の規定に基づき、手続きとしてはやむを得ないものであったと判断する。

	計画策定断面	前日検討時点	当日指令時点（差分）
11日 ^(注1) 9時30分～10時 (指令時点当日9時)	天気予報/想定最高気温（福岡市）	曇／28.1℃	晴／28.6℃
	6時気温（℃） 福岡市／熊本市／鹿児島市	26.6／25.3／26.6	25.1／22.1／23.7 (▲1.5／▲3.2／▲2.9)
	需要想定（万kW）	975	930（▲45）
	日射量予測値（MJ/m ² ）	0.71～1.99 [次頁参照]	1.32～2.83 [次頁参照]
	出力帯	中出力帯 2	—
	太陽光出力想定値（万kW） [] 内は、太陽光誤差量を含む値	336.3 [497.3]	582.9 [512.9] ^(注2) (15.6)
	誤差（万kW） [] 内は、内訳	196 [太陽光 161/需要 35]	—
	下げ調整余力（万kW）	22	—
	再エネ必要抑制量（万kW） ^(注1)	0.0	38.6 ^(注3)

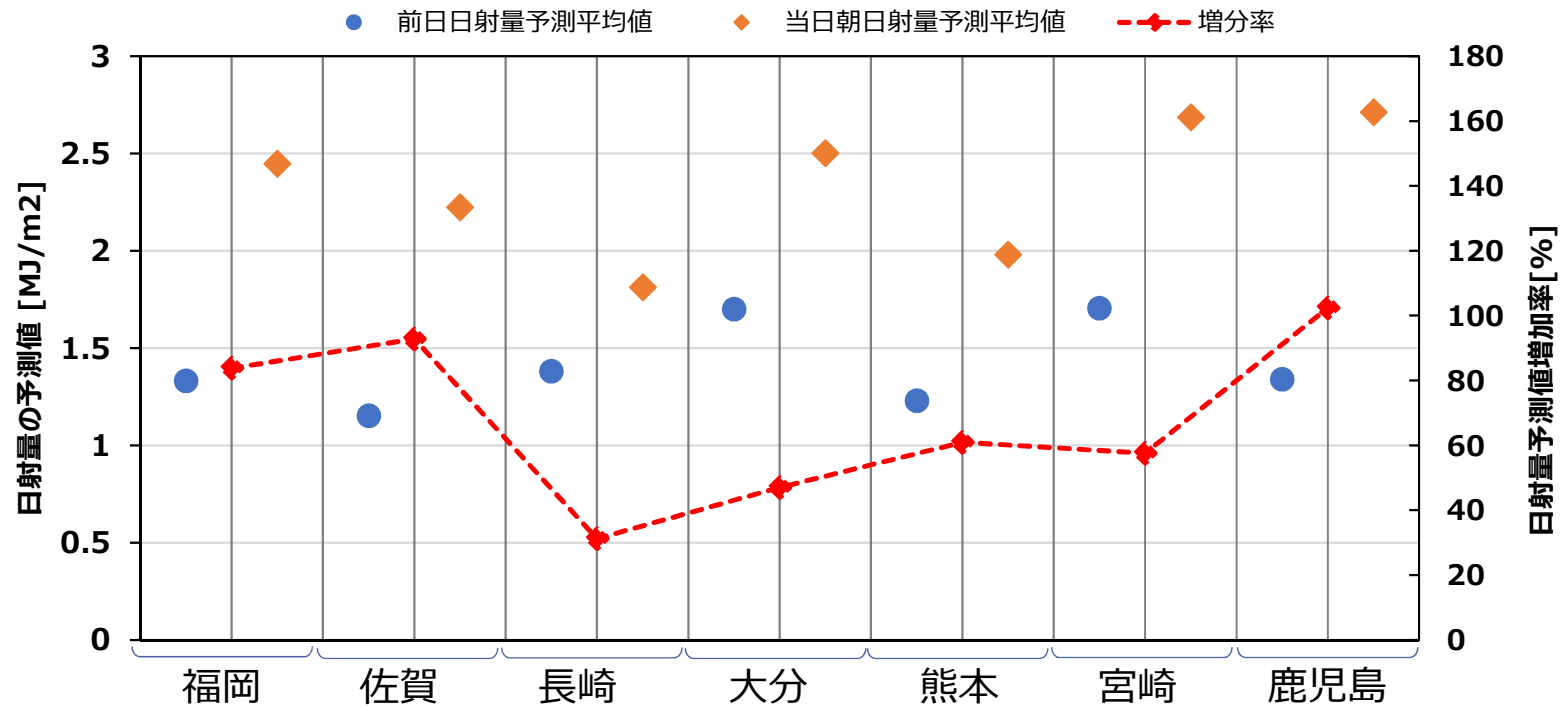
（注1） 下げ調整力不足時刻（11日は、9:30コマ～）

（注2） 8時時点での最新の日射量予測では582.9万kWであったが、直前の下振れ実績を考慮し、▲70万kWを補正して512.9万kWと想定。

（注3） 必要量を確実にカバーするため、実際の指令は必要量を上回る

下図に11日における九州電力送配電が太陽光出力想定に用いている、気象会社データの各県別^{（注1）} 日射量予測平均値の推移を示す。日射量予測値の平均値が前日夕から当日朝にかけ、30～100%強増加していることが分かる。

このように想定を超えた変動が発生すると実運用に与える影響が大きいとため、太陽光出力想定の実精度向上が重要である。



7月11日（日）

九州地方各県の太陽光発電所設備量割合と各地点の日射量予測データ平均値の推移

（注 1） 日射量予測地点数は、福岡県16、佐賀県5、長崎県7、大分県9、熊本県11、宮崎県8、鹿児島県11である。

前日指令断面で太陽光出力の想定誤差量を過去3か年実績をもとに設定していたが、当日の気象変化により需要が想定を下回り、過去実績を上回る太陽光出力の上振れ誤差が生じたため、当日指令により自然変動電源の抑制を実施した。

このことから、7/11においては

バイオマス専焼電源を抑制しなかったことは前日指令が不要であったことから妥当
気象条件の急変に伴い、他に緊急的に抑制する手段がなかったことから、オンライン自然変動電源に
対する当日指令はやむを得なかった
と判断する。

■ 送配電等業務指針
(緊急時の出力抑制)

第176条 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。

※ 優先給電ルール of 順位 (バイオマス電源の後に自然変動電源を抑制)

本機関は、九州電力送配電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	7月
	11
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	○
（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）連系線の活用（長周期広域周波数調整）	— ※1
（6）バイオマス専焼電源	— ※2
（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	○

※1 当日指令による再エネ抑制であったことから当日の活用なし。（前日段階では前日段階での必要量を充足するまで活用済み）

※2 当日指令による再エネ抑制であったことからバイオマス専焼電源の抑制なし。

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。
（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していることを確認した
（2）揚水発電機の揚水運転	設備点検などの理由で稼働できない機器を除き、最大限揚水していることを確認した。
（3）電力貯蔵装置の充電	大容量蓄電池は、最大限充電していることを確認した。
（4）電源Ⅲ火力	電制電源は、制約を考慮した最低出力まで抑制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。
（5）連系線の活用 （長周期広域周波数調整）	前日時点で連系線空容量のうち、必要な容量を活用する計画としていた。 抑制指令が当日であったため、追加の活用は不可能であったことを確認した。
（6）バイオマス専焼電源	当日指示に基づく再エネ抑制であったため、出力制御は未実施であることを確認した。
（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	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。

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当日出力抑制の指令はやむを得ないものであり、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、揚水発電機の揚水運転、および電力貯蔵装置の充電を最大限活用するとともに、電源Ⅲの最低出力運転など下げ調整力を最大限確保する計画としていた。バイオマス専焼電源の抑制と連系線活用については、当日指示だったため緊急の活用は不可能であったことを確認した。当日予測から足元の下振れを補正する等、抑制量の抑制を行っていた。

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。