

今秋の再エネ出力制御の実施状況について

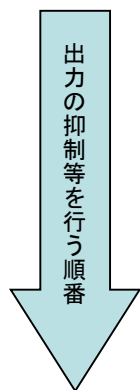
2018年11月12日

九州電力株式会社

1. 概要
2. 優先給電ルールに基づく対応
3. 再エネ出力制御指示内容
4. 再エネ出力制御を伴う運用実績
5. 再エネ出力制御における公平性確保
6. 旧ルール事業者の出力制御実行状況
7. 再エネ出力制御システムの不具合について

- 九州本土においては、2018年10月13日(土)に初めて再エネ出力制御を実施し、11月5日現在、6回実施。(10/13, 10/14, 10/20, 10/21, 11/3, 11/4)
- 具体的には、電源Ⅲの出力抑制や長周期広域周波数調整などの優先給電ルールに基づいた対応を行い、必要な出力制御量に応じた再エネ事業者に対し、前日16時頃に出力制御の指示を実施。(指定ルール事業者にはホームページで制御予告)
- 前日指示については事前の情報連絡訓練どおり混乱なく実施。遠隔制御事業者へのスケジュール配信システムに一部不具合があったものの改修済み。

【優先給電ルールに基づく再生可能エネルギーの出力制御】



- ①揚水運転による再生可能エネルギーの余剰電力の吸収、火力発電の出力制御
- ②連系線を活用した他地域への送電〔関門連系線の活用〕
- ③バイオマスの出力制御
- ④**太陽光・風力の出力制御**
- ⑤長期固定電源（水力、原子力、地熱）の出力制御

- エリア需要は、過去の需要実績や気温実績、最新の気象データ（気象予測）に基づき想定。

【需要想定】

項目	エリア需要 [万 kW]	備考
過去の需要実績①	750.0	・ 翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を選定
気温補正量②	0.0	・ 気温が需要に影響しにくい気温帯（19～24℃）のため、補正量なし
需要想定値 （③＝①＋②）	750.0	
需要想定値 （誤差織込値）	728.0	・ 需要が低下するリスク（需要想定誤差量 ▲22万kW）を反映

※ 広域機関検証対象の10月において出力制御量が最大の10/21について報告

- 最新の気象予測モデルを使用した日射量想定(前日10時の日射量想定値)、過去の実績を基にした電圧別の出力換算係数、および最新の発電設備容量を基に、地点毎に算出した合計値を、九州エリア(本土)の出力として想定。

電圧・出力	特高	高压	低压		単位
			10kW以上	10kW未満	
日射量予測値①	地点毎・区分毎の予測値　：　2.36　～　2.61				MJ/m ²
出力換算係数②	0.309	0.284	0.266	0.231	kWh/MJ　/m ² /kW
想定出力※ ¹ ①×②×設備量	82.9	218.5	165.4	94.2	万kW
想定自家消費量※ ^{1・2}	—	—	—	▲12.3	万kW
想定出力合計	548.7				万kW
想定出力合計 誤差(+40万kW)織込値	588.7				万kW

※1 : 地点1～47の合計

※2 : サンプル(PV出力、自家消費量、余剰電力)と低圧余剰の月間電力量(kWh)から月間の自家消費電力量(kWh)を求め、昼間帯における平均出力(kW)を算出

- 再エネ出力制御は前日指示であることから、実需給で発生する想定誤差を予め必要制御量に反映するよう、過去の需要・太陽光合成誤差最大量を織り込み。
- 10/21の想定日射量に基づく太陽光出力は548万kWであり、過去最大出力発生日の日射量の約91%であり、10/21は気象条件が比較的安定する「高出力帯」と判定し、62万kWの誤差量を反映。（誤差織込後の太陽光想定出力 $\leq$ 過去最大出力）

〔過去10月の出力帯毎の需要・太陽光合成誤差最大量〕

出力帯 (最大出力に対する出力率)		最大誤差量 (10月)	合成誤差	
			太陽光誤差	需要誤差
高出力帯	(90%～)	62万kW	40万kW	22万kW
中出力帯 1	(67.5%～90%)	140万kW	96万kW	44万kW
中出力帯 2	(45%～67.5%)	260万kW	235万kW	25万kW
低出力帯 1	(22.5%～45%)	128万kW	107万kW	21万kW
低出力帯 2	(～22.5%)	113万kW	103万kW	10万kW

(注1) 前日12時と実績との差（データ収集期間：2015.4～2018.6）

(注2) 太陽光・需要の想定誤差のうち太陽光誤差は至近の設備量に応じて換算

- 特高出力は、発電所地点周辺の風速予測データと発電所毎のパワーカーブを基に、各発電所単位で想定。

高圧出力は、特高の想定出力合計を設備量比率で按分して算出。

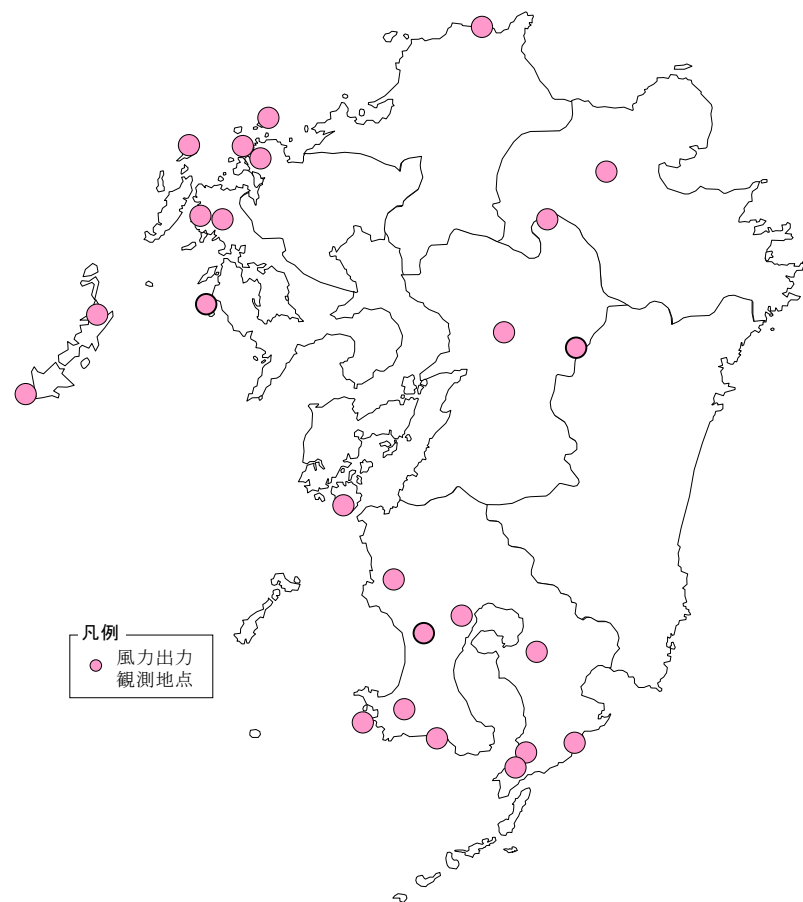
[万kW]			
	特高	高圧	合計
設備量	41.2	6.2	47.4
想定出力合計※	1.3	0.2	1.5

※ 特高: 各発電所の想定出力の合計 = 1.3 … (a)

高圧: $(a) \times (\text{高圧の設備量} / \text{特高の設備量})$

$$= 1.3 \times (6.2 / 41.2) = 0.2$$

[参考: 九州の風力発電所]



- 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、LFC※¹調整力2%を確保した上で、最低出力又は停止。

※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。

[万kW]

発電種別		最低出力 ①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
石炭※ ²		8.9	8.9	0.0	・ 1台運転
LNG※ ³	新小倉	0.0	0.0	0.0	
	新大分 (コンバインド)	52.0	52.0	0.0	・ Ⅰ～Ⅲ系列毎に1軸運転 ・ LFC調整力2%を確保
石油		0.0	0.0	0.0	
電源Ⅰ・Ⅱ合計		60.9	60.9	0.0	

※2 石炭火力: 1台運転(夜間に向けて供給力確保のため)し、残りは可能な限り(DSS: Daily Start Stop)で対応。LFC調整力は、LNGで確保することから、最低出力とする。

※3 LNG火力: 負荷追従性に優れているため、LFC調整力(2%)を確保した上で最低出力または停止する。
新大分psは軸調整運転(各系列において補助蒸気確保に必要な最低軸のみ確保し、それ以外は停止)。

- 揚水発電機の運転は、当日の出力抑制時間帯において揚水動力により上池にくみ上げることで、余剰電力を最大限吸収。

[万kW]

揚水発電所		揚水動力 ①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
大平	1	▲26.1	▲26.1	0.0	
	2	▲26.1	▲26.1	0.0	
天山	1	▲32.5	▲32.5	0.0	
	2	▲32.5	0.0	32.5	・天山発電所2号機分解点検で停止中 (2018.10.10～2019.4.18：191日間)
小丸川	1	▲34.0	▲34.0	0.0	
	2	▲34.0	▲34.0	0.0	
	3	▲34.0	▲34.0	0.0	
	4	▲34.0	▲34.0	0.0	
合 計		▲253.2	▲220.7	32.5	

- 当日の出力抑制時間帯において、余剰電力を最大限充電。

[万kW]

大容量蓄電池	充電最大電力 ①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
豊前蓄電池変電所	▲5.0	▲5.0	0.0	

- 電源Ⅲ（バイオマス混焼電源を含む）の火力発電所を、各発電事業者との間で事前に合意した申合書等に基づき最低出力まで抑制。

[万kW]

火力発電所		各事業者と合意した最低出力 ①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
電源Ⅲのうち 電制電源※ ¹		114.3	91.4	▲22.9	・電発松島2号機 定期点検で停止
電源Ⅲのうち 電制電源を除く※ ²	火力他	28.6	29.7	1.1	・試運転試験パターンに 基づく計画
	自家発 余剰	12.8	8.6	▲4.2	・自家発設備など工場の生 産調整による減
	計	41.4	38.3	▲3.1	
電源Ⅲ合計		155.7	129.7	▲26.0	

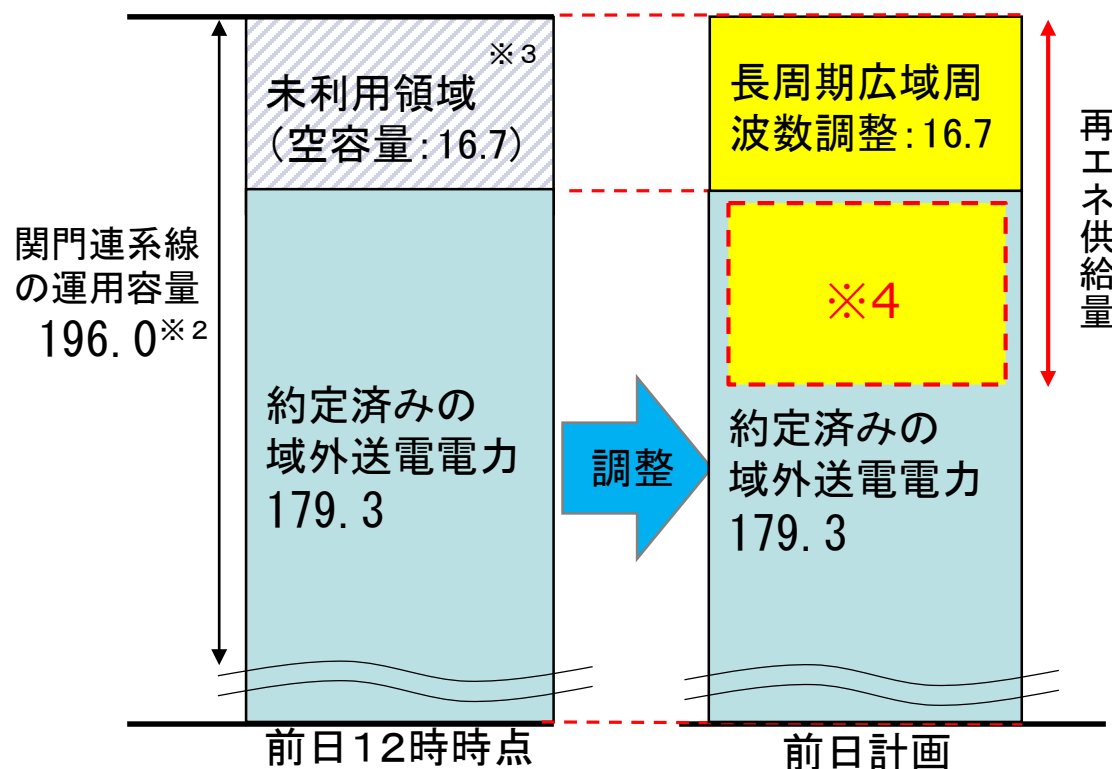
※1：異常時において、電力系統の崩壊防止または電力設備の保安のため、制御装置などにより一部の発電機を緊急に遮断することのできる電源をいう。

※2：自家発設備など工場の生産調整等により前日の発電計画値が予め合意した最低出力より小さい場合は、発電計画を最低出力とし、発電計画値を出力抑制指令値として指令を行う。

- 関門連系線の未利用領域(空容量)を最大限活用して、再エネ電力を中国以東のエリアへ送電※¹。

[万kW]

長周期広域 周波数調整	前日12時時点の 空容量①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
関門連系線	16.7	16.7	0.0	



(※¹) 連系線を介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を「長周期広域周波数調整」という。

(※²) 流通設備を損なうことなく、供給信頼度を確保した上で、流通設備に流すことのできる電力の最大値をいう。

(※³) 未利用領域(空容量)
＝運用容量－約定済みの域外送電電力

(※⁴) 約定済みの域外送電電力は、前日12時点で決定済みのため、電源Ⅲの抑制によって、約定済みの域外送電電力の一部が再エネに振り替わる。

- バイオマス専焼電源を、各発電契約者との間で事前に合意した申合書等に基づき最低出力まで抑制。

[万kW]

	各事業者と 合意した最 低出力 ①	前日計画 ②	差異 (②－①)	備考
バイオマス専焼電源計	11.1	10.9	▲0.2	・試運転試験パターンに基づく計画

- 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、地域資源型バイオマスの認定を行い、さらに、下記A～Cの理由に該当する場合には、再エネ特別措置法施行規則に照らした結果、全て出力抑制の対象外。

[万kW]

地域資源バイオマス合計	発電計画①	前日計画②	差異 (②－①)	備考
出力抑制可	0.0	0.0	0.0	
出力抑制不可	16.2	16.2	0.0	A(47) B(20) C(2)

() は抑制困難理由毎の発電所数を示す

■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）

- 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）
- 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
- C 出力制御を行うことで、周辺環境に悪影響を及ぼす

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 5－10、5－11

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/fit_2017/faq.pdf

(参考) 電源Ⅲ及び専焼バイオマスの抑制に関する合意内容

○ 電源Ⅲ及び専焼バイオマス発電所については、発電事業者との事前合意に基づき最大限抑制。今後、諸試験を行い、段階的に最低出力の引き下げを継続協議。 [万kW]

	発電所	定格出力	最低出力	前日計画	備考
電源Ⅲ (電発除き)	A	30.0	9.0 (30%)	補修中	・ 設計上の限界値
	B	15.8	8.7 (55%)	8.7	・ 今春、事業者にて60%→55%へ最低出力見直し実施。 最低50%に向けた試験、検討を継続(3年間毎年協議)
	C	13.7	3.9 (30%)	3.9	・ 設計上の限界値
	D	11.2	8.9 (80%)	10.1	・ 営業運転開始に向けて試運転中
	E	11.2	8.9 (80%)	停止中	・ 試運転実績等を踏まえ、最低50%に向けた試験、検討を継続(3年間毎年協議)
	F	0.75	0 (0%)	0	・ 原則、停止運用
	G	0.1	0 (0%)	0	
	自家発 余剰	—	12.8	8.6	・ 工場の操業調整などにより、系統へ逆潮流をゼロに近づけるよう対応
	共火	—	7.0	7.0	
	計	—	59.2	38.3	
専焼 バイオマス	A	5.0	3.6 (72%)	3.6	・ 当初の合意内容(最低80%)を直近の運用実績を踏まえ72%へ見直し
	B	5.0	3.6 (72%)	3.6	・ 最低50%に向けた試験、検討を継続(3年間毎年協議)
	C	4.9	3.9 (80%)	3.7	・ 営業運転開始に向けて試運転中 ・ 最低50%に向けた試験、検討を継続(3年間毎年協議)
	計	14.9	11.1 (74%)	10.9	

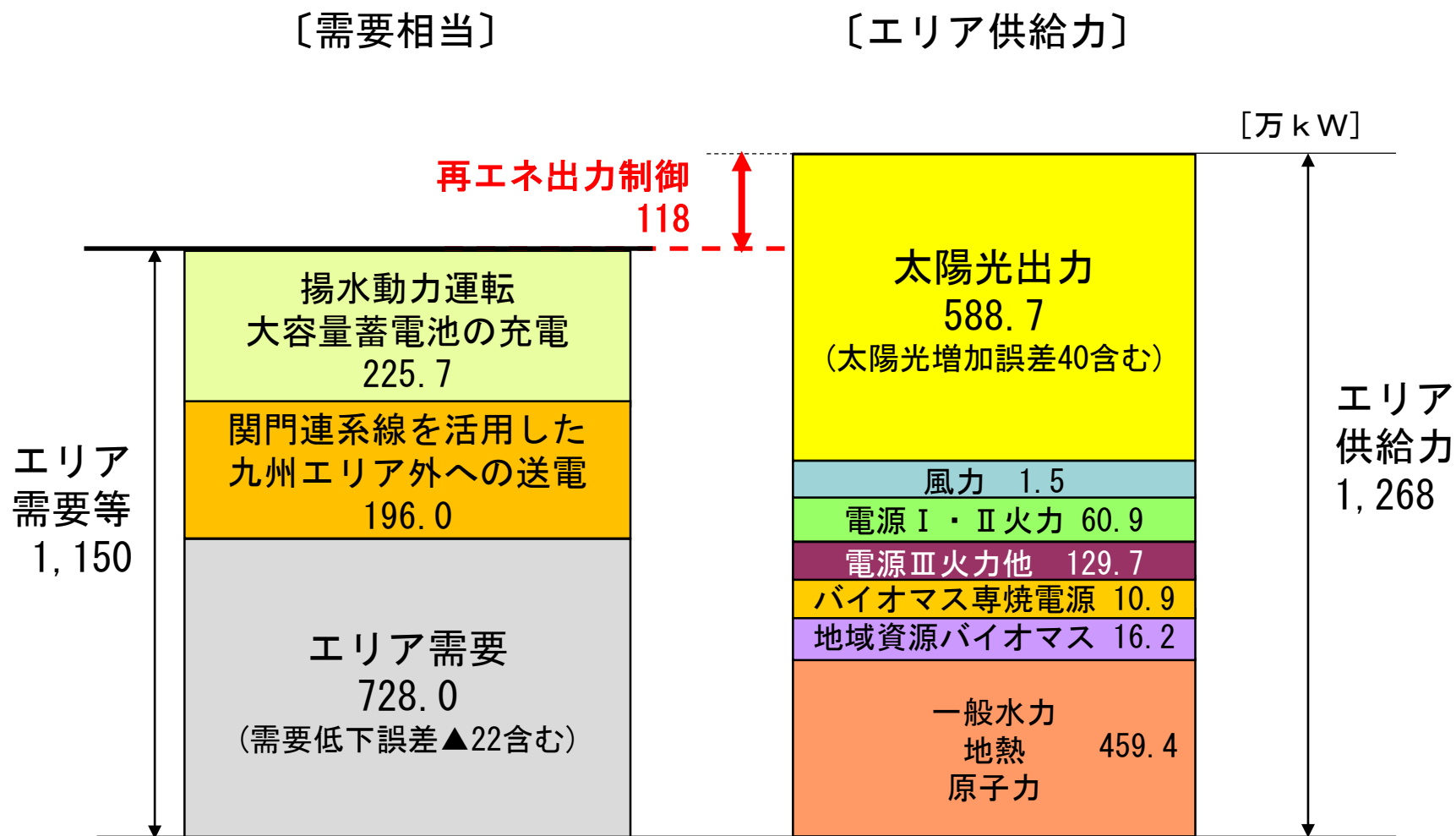
- 電源Ⅰ・Ⅱおよび電源Ⅲ火力の抑制、揚水式発電機の揚水運転、および長周期広域周波数調整などの対策を行った後もなお、エリア供給力がエリア需要等を上回るため、再エネ出力制御（制御量：118万kW）を実施。

[万kW]

出力制御内容	発信日		10/20(土) 16時
	再エネ出力制御期間		10/21(日) 9時～16時
	最大余剰電力 発生時刻		12時00分～12時30分
	再エネ出力制御量 (再エネ接続量：857万kWに対する比率)		118 (19%)
予想需給状況	需要相当	九州エリア内の需要 (需要想定誤差含む) ①	728
		揚水動力運転 大容量蓄電池の充電 ②	226
		関門連系線を活用した九州エリア外への送電 ③	196
		小計(①+②+③) ④	1,150
	供給力合計(注1) ⑤		1,268
	再エネ想定出力 (太陽光出力想定誤差含む)		590
	再エネ出力制御必要量 (⑥=⑤-④) ⑥		118

(注1) 優先給電ルールに基づき火力発電等を最大限抑制

【下げ調整力最小時刻：10月21日 12:00～12:30】



- 必要な出力制御量に対して、全事業者の制御機会(制御回数)が公平となるよう設備量按分量を基に指示。

【再エネ出力制御指示値】

項目				制御量	備 考
必要制御量				118万kW 〔162万kW〕	
出力制御配分量	太陽光	旧ルール	事業者による現地操作	87万kW 〔119万kW〕	・ 前日16時に発電所毎に指示 ・ 指示内容(9時～16時、発電停止)
			当社からの遠隔制御	7万kW 〔9万kW〕	・ 前日16時に発電所毎に指示 ・ 指令内容(9時～16時、発電停止) ・ 制御実行は当社から遠隔制御
		指定ルール (計画時配分量)		24万kW 〔34万kW〕	・ 前日17時、HPに制御予告掲載 ・ 実需給 1 ～ 2 時間前に制御スケジュール配信による遠隔制御
	風力		—	・ 今回(10/21)は制御対象外	
	計		118万kW 〔162万kW〕	・ 全制御対象の34%を制御	

(注)〔 〕は、制御量(発電量)を設備量に換算した値

(余 白)

- 前日計画に基づき、前日16時頃に旧ルール事業者に対し出力制御を指示。
- 指定ルール事業者については、当日9時計画を基に当日の気象状況等を監視、北西からの雲による太陽光出力の低下傾向を確認したことから、出力制御を解除。
(なお、解除後に太陽光出力が急増した場合は、遠隔による緊急出力制御を実施)

【10/21(日)の需給状況】

〔万kW〕

項 目	前日16時計画※1・3 (12時～12時30分)	当日9時計画※1・2・3 (12時～12時30分)	実績※3 (11時30分～12時)	当日9時差
エリア需要	728	728	732	+4
蓄電池・揚水	226	226	184	▲42
域外送電	196	196	194	▲2
小 計①	1,150	1,150	1,110	▲40
供給力 (太陽光制御前)②	1,268	1,268	1,203	▲65
太陽光 (制御前)	588	588	551	▲37
制御量②－①	118	118	93	▲25

(出力制御量内訳)

旧ルール	遠制不可	87	87	93	▲1※4
	遠制可能	7	7		
指定ルール		24	24	出力制御解除	▲24

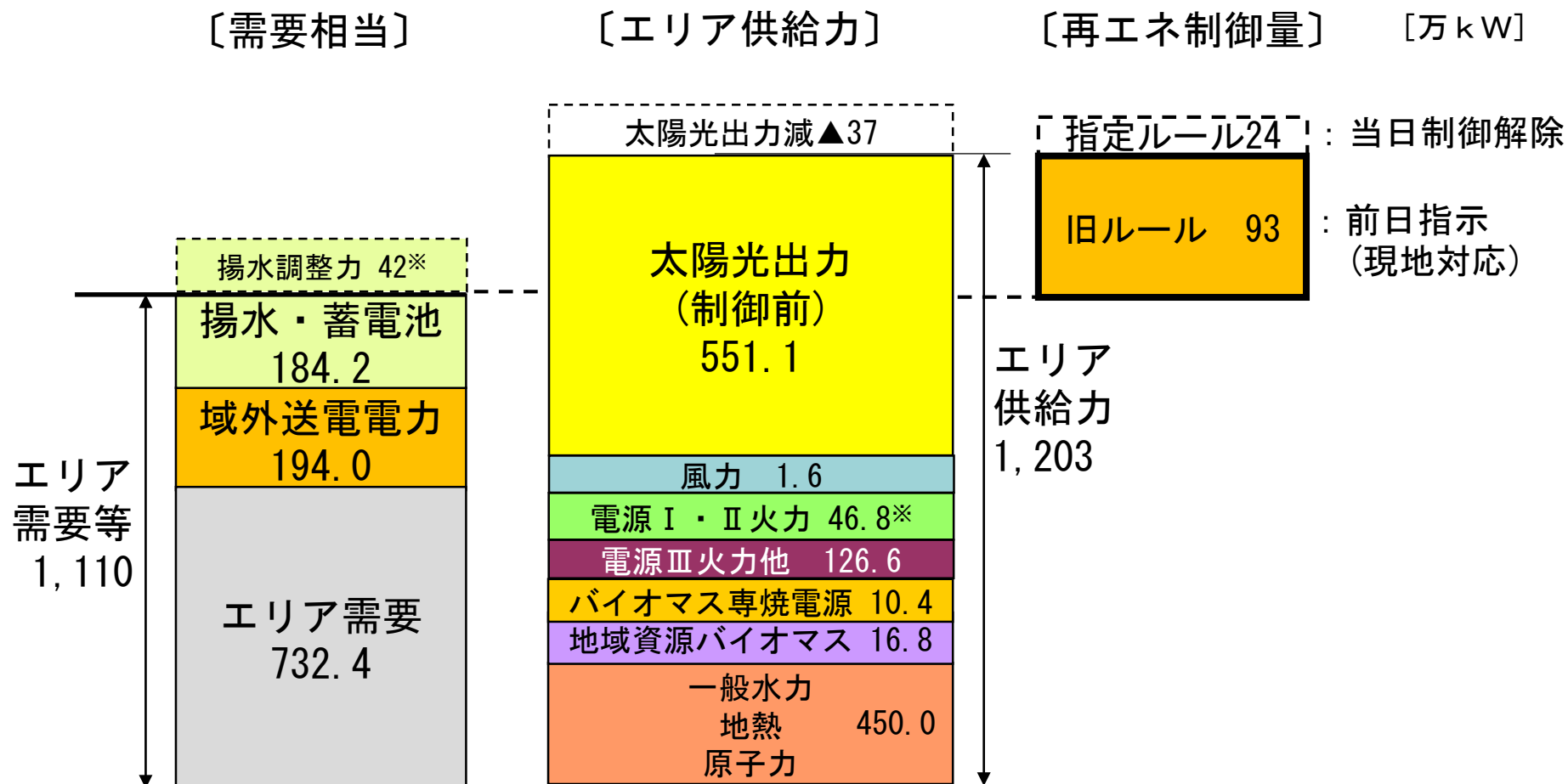
※1 計画には需要・太陽光の想定誤差量含む

※3 計画は再エネ出力制御量最大見込みの時間帯、
実績は再エネ出力制御量が最大の時間帯を記載

※2 当日9時計画を10時にホームページ更新

※4 当日9時計画値との差は日射量の影響によるもの

- 計画における再エネ出力制御量は118万kWであったが、実需給では太陽光出力が低めに推移(▲37万kW)したことなどから、指定ルール事業者24万kW程度 of 出力制御を解除。旧ルール事業者は前日指示に基づき93万kW程度の制御を実行。



※太陽光出力の上振れ対応とLFC調整力を火力・揚水で調整力を確保

【10月、11月における再エネ出力制御日の運用実績】

〔万kW〕

出力制御実施日	10/13(土) (12時～ 12時30分)	10/14(日) (10時30分 ～11時)	10/20(土) (12時～ 12時30分)	10/21(日) (11時30分 ～12時)	11/3(土) (12時～ 12時30分)	11/4(日) (12時～ 12時30分)
エリア需要	851	733	800	732	780	747
蓄電池・揚水	179	170	181	184	181	162
域外送電	195	192	196	194	200	202
小 計①	1,225	1,095	1,177	1,110	1,161	1,111
供給力 (太陽光制御前)②	1,263	1,149	1,229	1,203	1,199	1,204
太陽光 (制御前)	593	469	542	551	532	546
制御量②－①	38	54	52	93	38	93

(注) 再エネ出力制御量が最大の時間帯を記載。

- 今秋(11月5日現在)において、計6回の出力制御を行っているが、発電所あたりの制御回数が同程度であり公平性を確保。

〔1 発電所あたりの累計制御回数＝制御数／全制御対象発電所数〕

- 今後、遠隔制御を活用した誤差織込量の低減を行いつつ、年度末に向けた制御機会(制御回数)の公平性確保を実施。

- 風力についても太陽光と同様に交代制御を実施。（全風力について1回制御実施）

ルール区分		1 発電所あたりの 累計制御回数	(参考) H P 公表データ
旧ルール	現地操作	1. 1 回	1 ～ 2 回
	遠隔操作	1. 2 回	1 ～ 2 回
新ルール		1. 0 回	1 ～ 2 回
指定ルール		1. 1 回	1 ～ 2 回

(注) 上記データは11月5日時点

② 出力制御が必要な量を設備量の比率で分配します

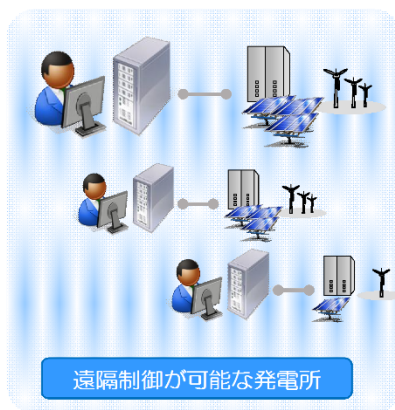


設備量の比率で分配

特別高圧発電所

高圧(500kW以上)発電所

設備量の比率で分配
現地操作が必要な発電所と
遠隔制御が可能な発電所の
数(設備量)の比率で分配
します

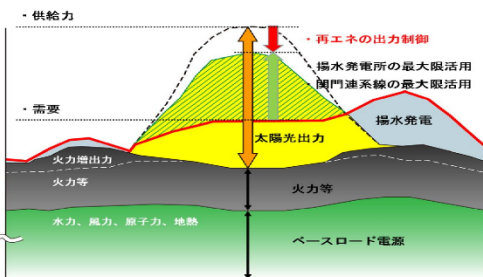


設備量の比率で分配

高圧発電所

低圧発電所

① 再エネの出力制御が必要な量を算定します



③ 出力制御が必要な量を充当するよう発電所を選びます

出力制御が必要な量

A 発電所
B 発電所
C 発電所
D 発電所
...

A~Bを実施
次回はC以降が対象

④ 出力制御が必要な量を8エリアに設備量の比率で分配し、エリア毎に発電所を選びます

出力制御が必要な量

北九州エリア
福岡エリア
佐賀エリア
...

A 発電所
B 発電所
C 発電所

A~Bを実施
次回はC以降が対象

出力制御が必要な量

a 発電所
b 発電所
C 発電所

a~bを実施
次回はC以降が対象

⑤ 出力制御が必要な量を充当するよう発電所を選びます

出力制御が必要な量

A 発電所
B 発電所
C 発電所
D 発電所
...

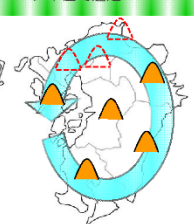
A~Bを実施
次回はC以降が対象

⑥ 出力制御が必要な量を充当するようエリア(8エリア)を選びます

出力制御が必要な量

北九州エリア
福岡エリア
佐賀エリア
...

※遠隔制御可能な発電所が少ないため、当面はエリア単位で選定



出力制御が必要な量

北九州エリア
福岡エリア
佐賀エリア
...

※年度単位で、発電所間の制御日数が同等となるよう調整いたします

※出力制御に応じていただけなかった場合は、次回の出力制御時に優先して選定させていただきます

- 前日指示に対する出力制御の実行率は、11月5日現在、特高は100%、高圧500kW以上は約90%であり、確実な対応を促すための注意喚起を継続的に実施。
(制御未実行が複数回となる事業者はほとんどなし)
なお、制御未実行事業者については、制御回数がカウントされず、次回、優先的に制御対象として選択。
- 今後、対応状況を見極め、再エネ出力制御量に未実行相当量を予め出力制御量に織り込むことを検討するとともに、制御未実行事業者に対しては契約解除を視野に厳正に対処する予定。

【事象①】 高圧以下指定ルール事業者への出力制御解除遅れ

1 概要

- 10月14日(日)の出力制御において、需給状況を見ながら制御指令の解除を実施している際、出力制御を指令するシステムに不具合が発生したため、一部事業者※に対し制御指令の解除ができない状況となった。
- 上記事象を発見後、速やかに“解除指令データ(制御なし)”を手作業にて作成し送信したことにより、10時30分～11時の30分間の出力制御の解除遅れが発生したが、11時以降については解除することができた。
- なお、今回、実際に制御実行したことから制御回数は1カウント。

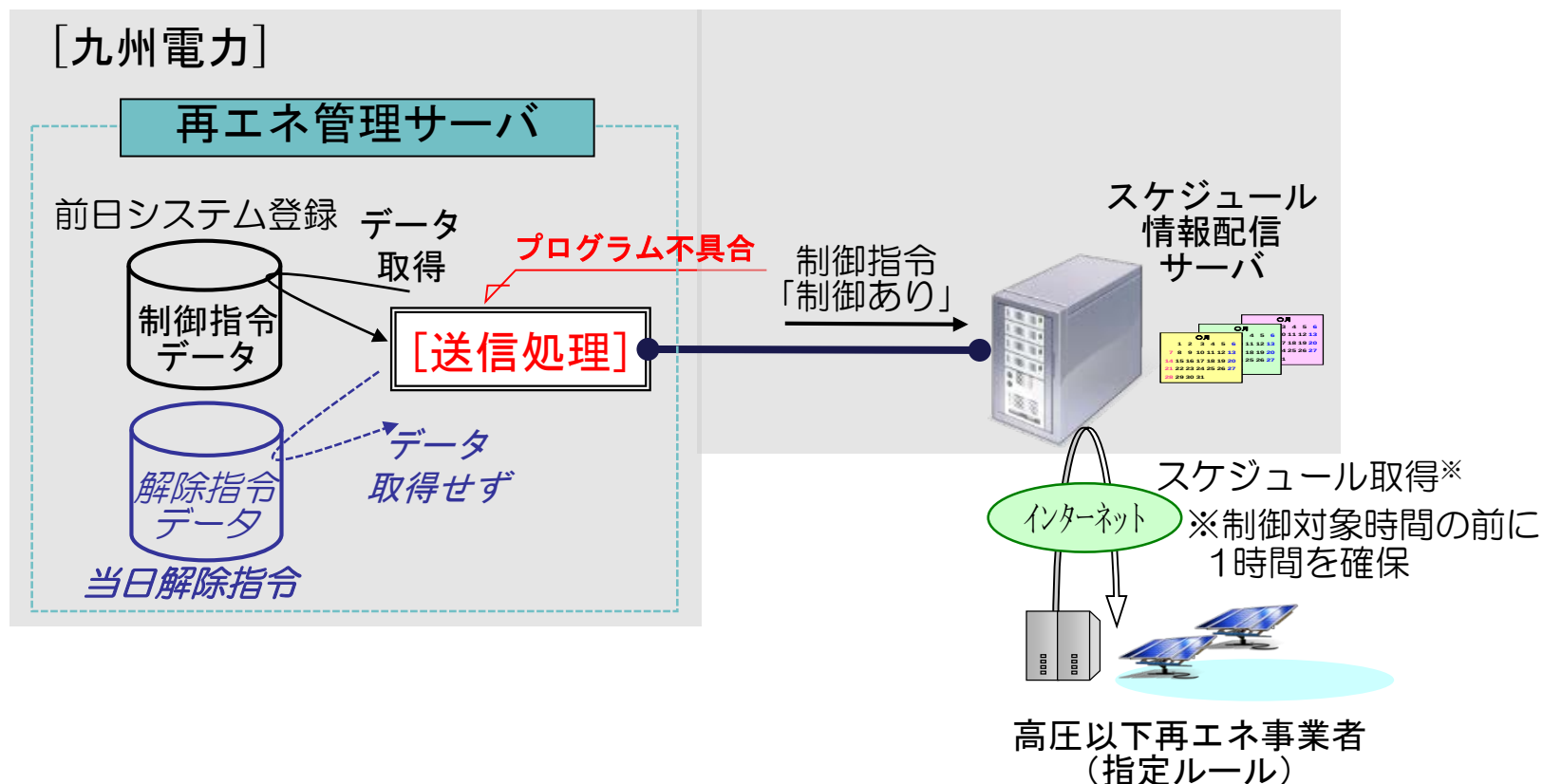
※対象事業者（指定ルール）

	県 別	件 数	設 備 量
高圧事業者	大分県	36	2.8万kW
	熊本県	83	4.6万kW
低圧事業者	熊本県	3,144	10.1万kW
合 計		3,263	17.5万kW（注）

（注）発電量に換算すると11.3万kW

2 原因

- 送信プログラムの不具合により、“解除指令データ（制御なし）”ではなく、前日からシステムに登録していた“制御指令データ（制御あり）”を送信したため、出力制御の解除ができなくなったもの。



【事象②】 高圧旧ルール事業者向け出力制御指令（電話・メール）誤発信

1 概要

- 10月21日（日）の出力制御において、高圧旧ルール事業者に対し前日16時に出力制御を指令したが、制御当日9時頃、出力制御の必要がない11件※の事業者に出力制御指令の電話とメールを誤って発信。
- 当該事業者には、当社から直ちに訂正連絡し、実際に出力制御を行った事業者はなし。

※対象事業者（高圧旧ルール事業者）

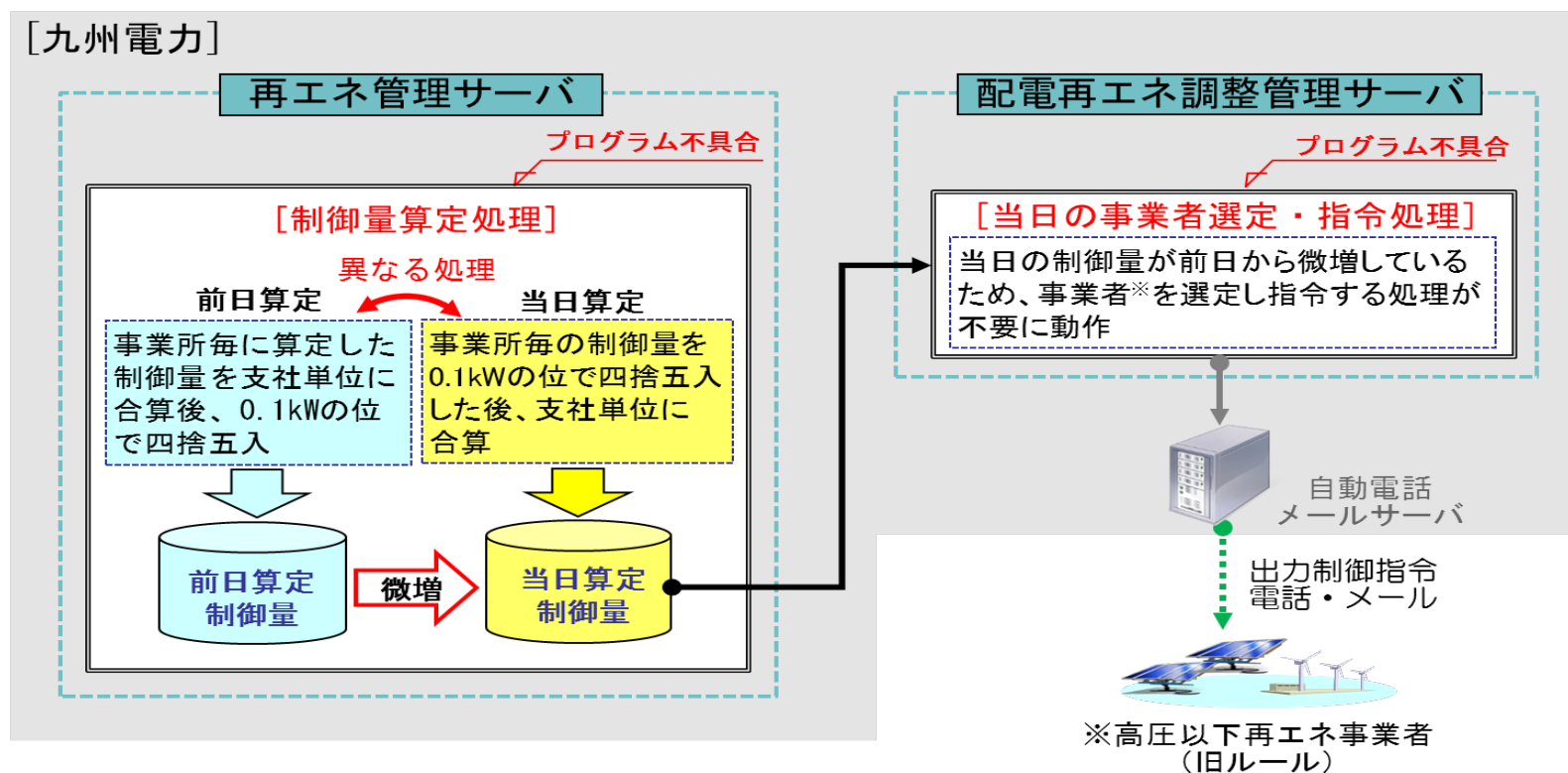
県 別	件 数	設 備 量
福 岡 県	6	0.8万kW
鹿児島県	5	0.3万kW
計	11	1.1万kW

2 原因

- 制御量算定プログラムの不具合^(注1)により当日の制御量が前日指令値より微増したことから、事業者選定・指令処理が不要動作^(注2)し、出力制御の必要がない事業者が選定され、出力制御指令（電話・メール）が発信されたもの。

（注1） 前日と当日の制御量算定において、有効桁数の四捨五入丸め処理に相違

（注2） 高圧旧ルール事業者は、前日指令が原則であり、当日の事業者選定・変更は本来不要な処理



〔再発防止に向けた取り組み〕

- 再エネ出力制御システムの不具合の再発を防止するため、直接原因の改修及び類似問題を排除する取り組みを実施。
 - ① 原因となったプログラムの改修及び動作確認テスト
 - ② 同様な問題がないかプログラムの再点検
 - ③ 出力制御の運用ケースをもとにしたシステム全体を通した確認試験
- また、システムの安定稼働が十分確認されるまでの間、万一のシステム不具合発生に備え、社員とメーカ技術員によるシステム動作監視、不具合発生時の対応要員の配置など対応体制の強化を行う。