

再エネ出力制御の低減に向けた取組について

2021年9月30日

九州電力送配電(株)

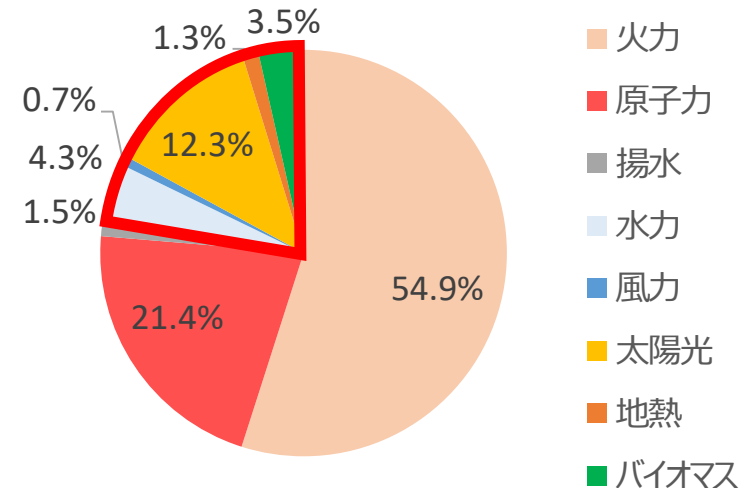
(1) 再エネの導入状況

エリアの電力需要・需要量 (kW、kWh)

- 最大需要 : 1,637.4万kW (2020/8/21 PM2:00)
- 最低需要 : 622.6万kW (2020/5/4 AM1:00)
- 平均需要 : 956万kW
- 年間電力需要量 : 約837億kWh

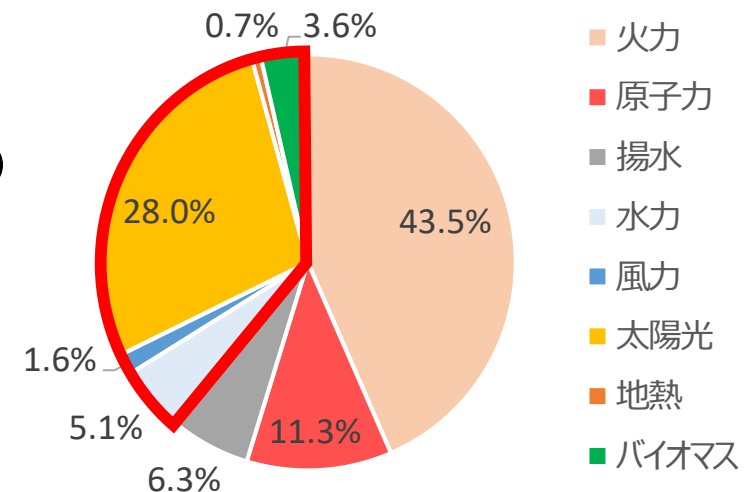
エリアの発電電力量 (kWh) と電源別シェア

- 総発電電力量 : 約1,016億kWh
- うち、再エネ発電量 : 約225億kWh (シェア: 約22%)
 - 水力 (揚水除く) : 43.9億kWh (約4.3%)
 - 風力 : 7.6億kWh (約0.7%)
 - 太陽光 : 124.8億kWh (約12.3%)
 - 地熱 : 12.7億kWh (約1.3%)
 - バイオマス : 35.8億kWh (約3.5%)

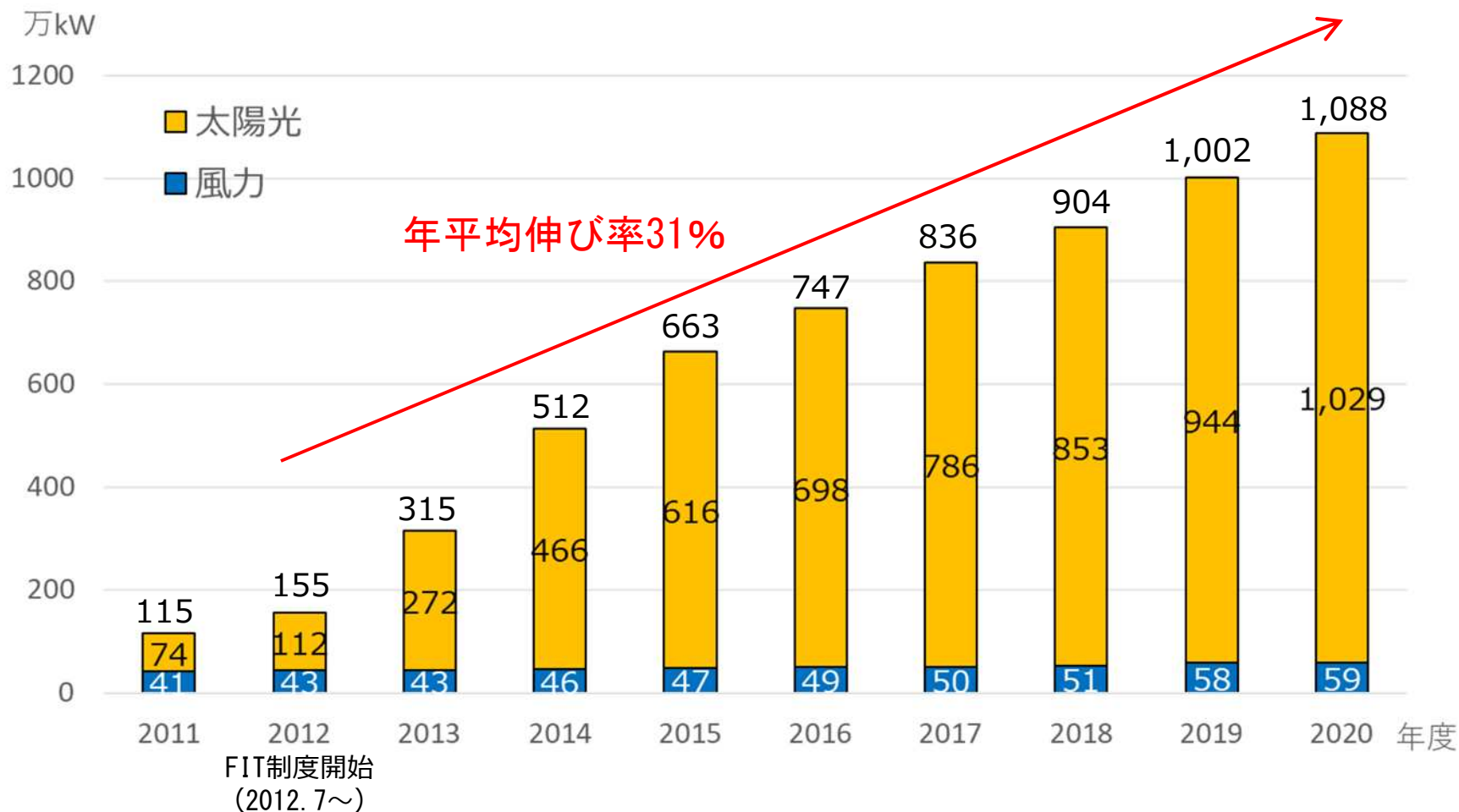


エリアの設備容量 (kW) と電源別シェア

- 総設備容量 : 約3,669万kW
- うち、再エネ容量 : 約1,431万kW (シェア: 約39%)
 - 水力 (揚水除く) : 187万kW (約5.1%)
 - 風力 : 59万kW (約1.6%)
 - 太陽光 : 1,029万kW (約28.0%)
 - 地熱 : 25万kW (約0.7%)
 - バイオマス : 131万kW (約3.6%)



- 2011～2020年の九州エリアの再エネ導入量（太陽光・風力）の推移は以下のとおり。
- 2012年の固定価格買取制度（FIT制度）開始以降、再エネ導入量は急増し、2020年度末時点で1,088万kWとなっている。



(2) 優先給電ルールを踏まえた取組
(供給対策、系統対策、需要対策)

- 2021年7月末時点における2021年度の出力制御量最大日（5月3日）の下げ調整力最小時刻及び需要最大時刻における需給バランスは以下のとおり。

[2021年5月3日（月）の需給バランス]

(送電端、単位:万kW)

		下げ調整力最小時刻 (12時)	需要最大時刻 (5時)
電力需要		707	816
発電出力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	151
		電源Ⅲ	98
		計	249
	再エネ	一般水力	58
		太陽光	0
		風力	3
		地熱	17
		バイオマス	32
		計	110
	原子力	413	414
	揚水・蓄電池	▲210	131
	地域間連系線	▲146	▲87
	再エネ出力制御	▲345	-
計	707	816	

(四捨五入の関係上、合計が合わない場合がある。)

※太陽光、風力は出力制御前の数値

※バイオマスは、地域資源バイオマスと専焼バイオマスを指す ※火力には混焼バイオマスを含む

※下げ調整力最小時刻データは11時30分～12時断面のデータ、需要最大時刻データは4時30分～5時断面のデータを掲載

①供給対策：火力の最低出力（電源Ⅲ）

2021. 7. 31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
①電源Ⅲ 火力 (石油)	自家消費相当分まで抑制	7 (29.25万kW)	—
	0～30%以下	4 (53.20万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	11 (82.45万kW)	
②電源Ⅲ 火力 (石炭)	自家消費相当分まで抑制	0	—
	0～30%以下	1 (30.00万kW)	
	31～50%以下	3 (298.60万kW)	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	4 (328.60万kW)	
③電源Ⅲ 火力 (LNG)	自家消費相当分まで抑制	0	—
	0～30%以下	1 (40.60万kW)	
	31～50%以下	0	
	51%以上	0	
	その他	0	
	合計	1 (40.60万kW)	

①供給対策：バイオマスの最低出力

2021. 7. 31時点

	事業者と契約する出力 制御時の最低出力率	事業者数 (設備容量)	備考
④混焼 バイオ マス	自家消費相当分まで抑制	4 (25.00万kW)	<p>【50%を超える理由】</p> <ul style="list-style-type: none"> 低出力運転により燃焼不安定や蒸気温度の低下が発生し、不完全燃焼等のトラブルが発生する可能性がある 50%を超える事業者については、最低出力低減に向け諸試験を実施中であり、1社は2021年度、1社は2022年度に50%以下となる予定
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	0	
	51%以上	2 (22.40万kW)	
	その他	0	
	合計	6 (47.40万kW)	
⑤専焼 バイオ マス	自家消費相当分まで抑制	0	<p>【50%を超える理由】</p> <ul style="list-style-type: none"> 低出力運転により燃焼不安定や蒸気温度の低下が発生し、不完全燃焼等のトラブルが発生する可能性がある 50%を超える事業者については、最低出力低減に向け諸試験を実施中であり、1社は2021年度、2社は2024年度に50%以下となる予定
	0～30%以下	0	
	31～50%以下	3 (16.90万kW)	
	51%以上	3 (14.00万kW)	
	その他	0	
	合計	6 (30.90万kW)	
⑥地域 資源バ イオマ ス	—	175 (48.96万kW)	

②系統対策：連系線の運用容量の拡大等

- 九州においては、関門連系線ルート事故時に九州エリアの周波数が上昇することから、OFリレー活用（2017年12月）、転送遮断システム構築（2019年4月）による電源制御量を確保し、連系線運用容量を拡大。（最大で80万kW程度拡大）

[転送遮断システムの活用]（最大で30万kW程度拡大）

第17回系統WG 参考資料1より抜粋

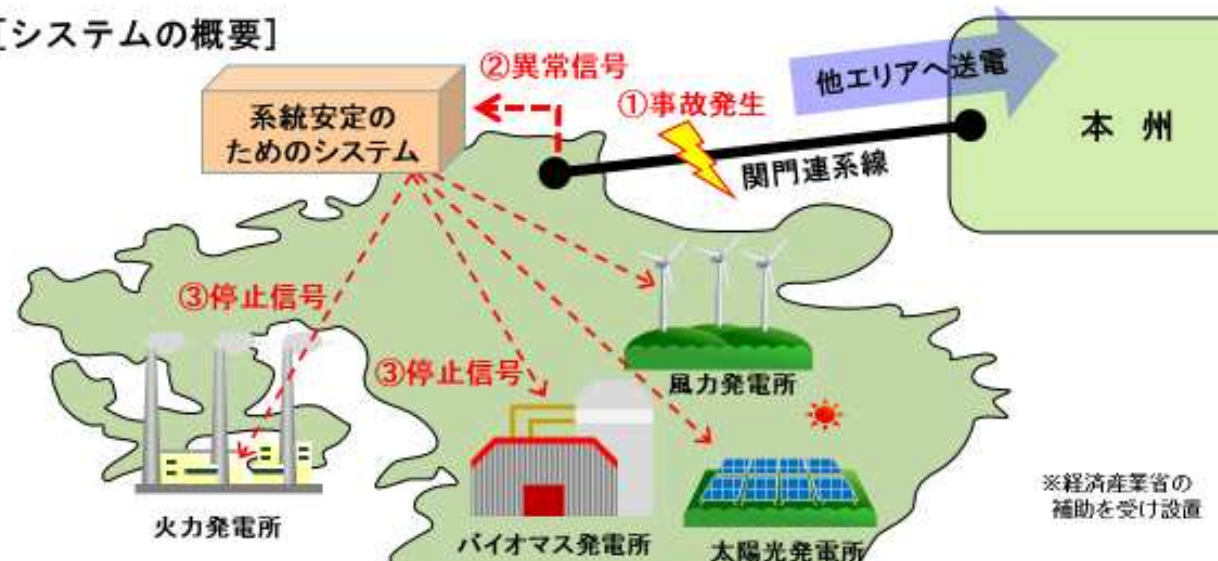
(参考3) 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組み(つつぎ)

9

(2) 関門連系線の送電容量拡大

- 太陽光発電等を最大限活用するため、九州と本州をつなぐ送電線(関門連系線)を經由して、他エリアへも送電します。
- 他エリアへ送る電気の量を拡大するためには、関門連系線の事故などが発生した際でも、電気のバランスを保てるように、瞬時に発電機を停止させるシステムを構築し、再生可能エネルギーを最大限受入れるよう取組んでおります。

[システムの概要]



- 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組として、2016年3月より豊前蓄電池変電所（出力5万kW、容量30万kWh）の運用を開始。

第17回系統WG 参考資料1より抜粋

(参考3) 再生可能エネルギーの導入拡大に向けた取組み 8

(1) 大容量蓄電池の導入

- 太陽光発電等で発電した電気を充電するため、世界最大級の大容量蓄電池（出力5万kW、容量30万kWh）を、豊前発電所に設置しました。
- 大容量蓄電池は、太陽光発電の出力に応じて充放電を行い、再生可能エネルギーの出力制御低減や需給バランス改善に活用しています。

[大容量蓄電池の運用事例]

電力の貯蔵(充電)
需要を上回った電気を蓄電池に充電

貯蔵した電力の活用
太陽光が発電しない夜間に蓄電池から放電

〔豊前蓄電池変電所〕

※経済産業省の補助を受け設置

(3) 出力制御の効率化

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

① 過去の類似日検索
(下げ調整力最小時刻の実績抽出)

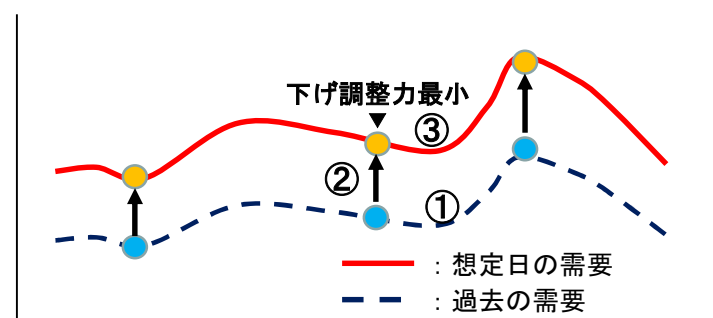
翌日の気象データ（天候・天気図・気温）を基に過去の類似日を検索。

② 気温補正

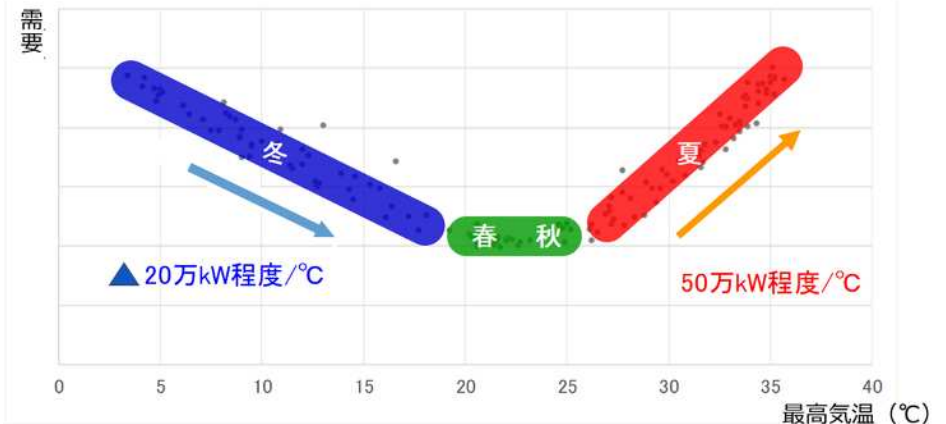
福岡、熊本、鹿児島の翌日気温予想の加重平均と、①の気温実績との気温差を算出し、気温感応度から①の需要実績を補正する。

③ 下げ調整力最小時刻の需要想定
(24時間の需要想定)

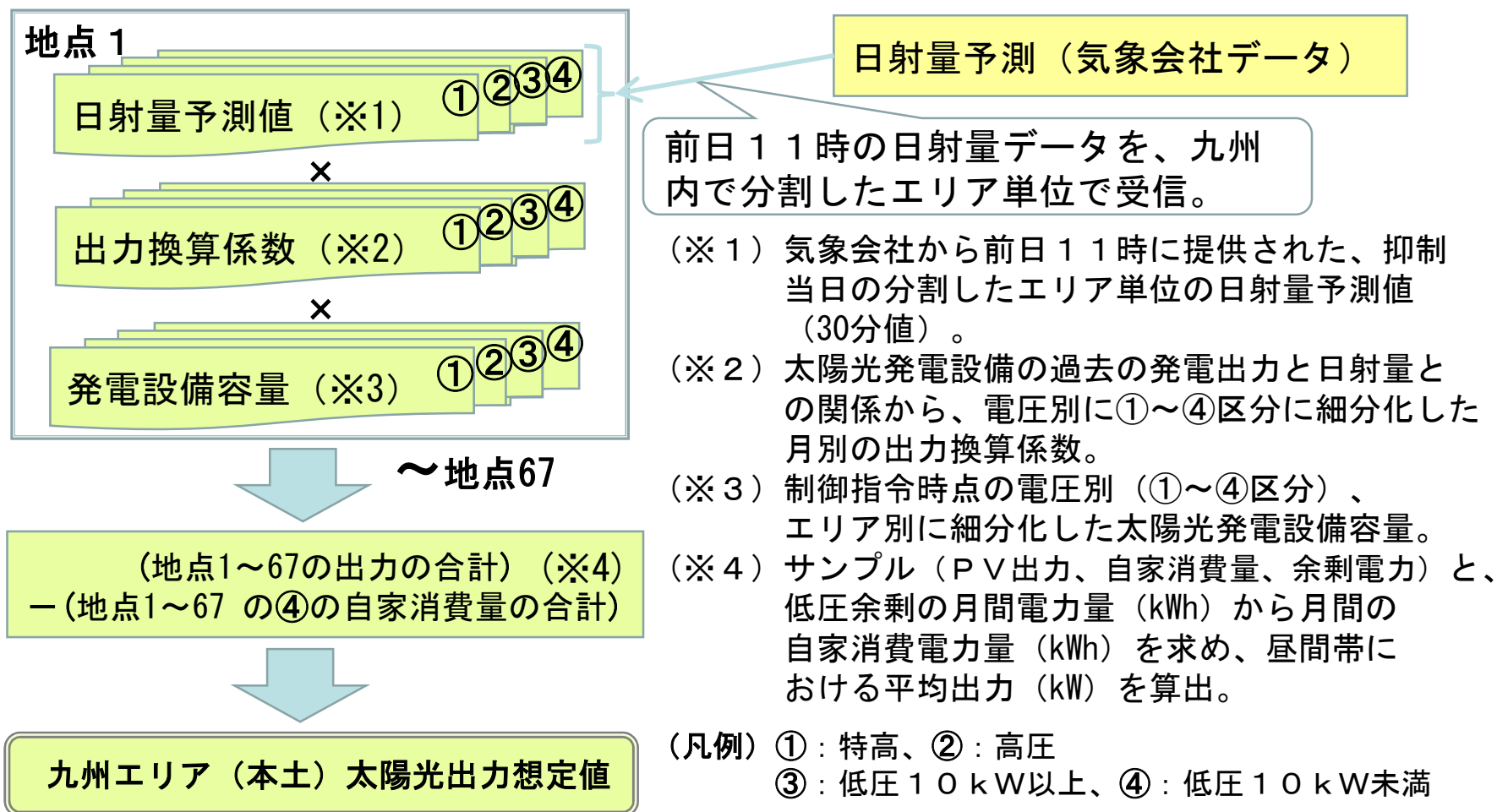
需要想定イメージ図



気温感応度グラフィイメージ



- 太陽光の出力予測は、最新の気象予測モデルを使用した日射量想定（前日11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。



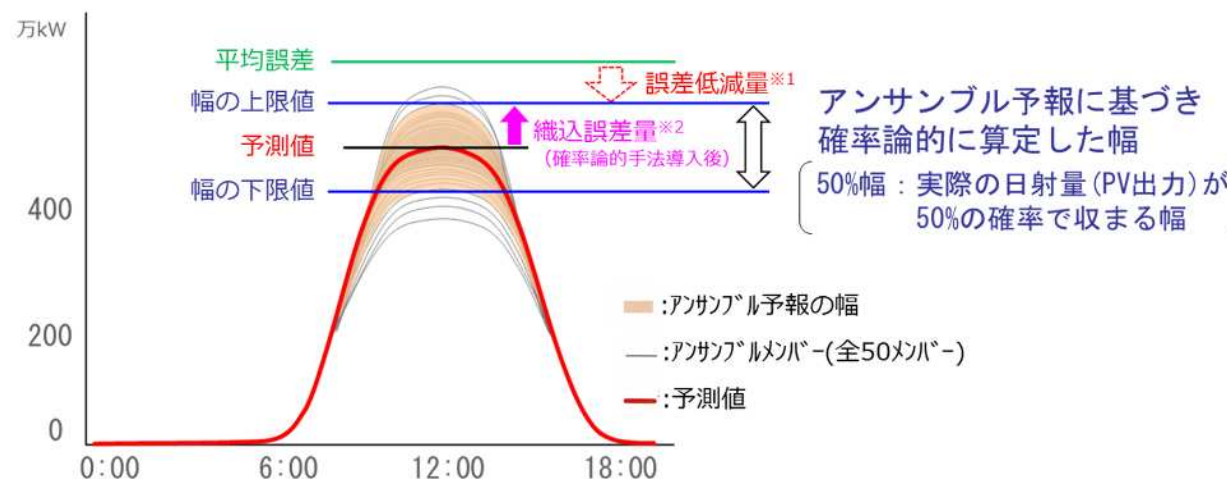
- 太陽光の予測精度向上に向けた取組として、これまで日射量予測地点の追加（2019年7月から67地点）や複合モデルの活用を実施。
- また、太陽光の出力制御量低減に向けた取組として、確率論的手法（アンサンブル予測手法）を前日のオフライン出力制御量算定に用いる上振れの織込誤差量の算出方法として、2020年9月より活用開始。

[アンサンブル予測手法の概要]

第26回系統WG 資料2より抜粋

- 日本気象協会より受領する、需給日の気象条件に雲の配置、厚さ、風向きなどに僅かなバラつきを考慮した50ケースの日射量予測結果（アンサンブル予報）をもとに、確率論的に算定した幅を設定し、誤差量を算定する。
- なお、平均誤差量を超える日も発生し得るが、これを超える誤差については当日オンライン制御等に対応することで、制御量が足りなくなるという事態には発展しない。

[確率論的手法の活用イメージ]



※1 現状では、気象条件等により、アンサンブル予報に基づくデータのばらつきが実際の誤差量に収まらないケースも存在するため、確率論的手法導入後の誤差量が平均誤差量を超える日も発生し得る。

※2 織込誤差量は、発生頻度の高い誤差量であり、オンライン制御量も含めた誤差量は従前通り最大誤差量を適用する。（スライド10参照）

- 風力の出力予測は、風力発電所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出力を想定。

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する。また、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する。

[特高風力出力（1基あたり）]

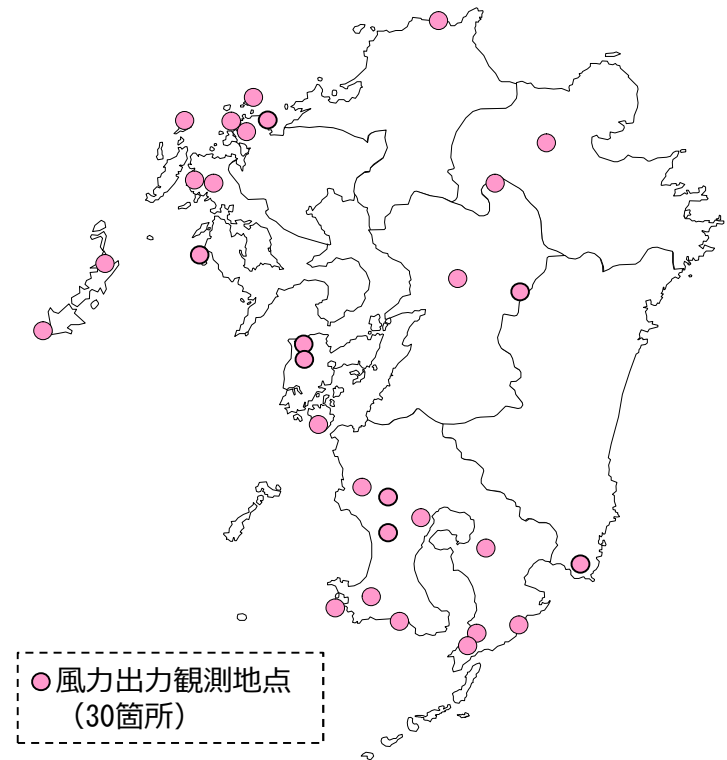
$$= Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$$

x : 風速予測値 (m/s) (※1)

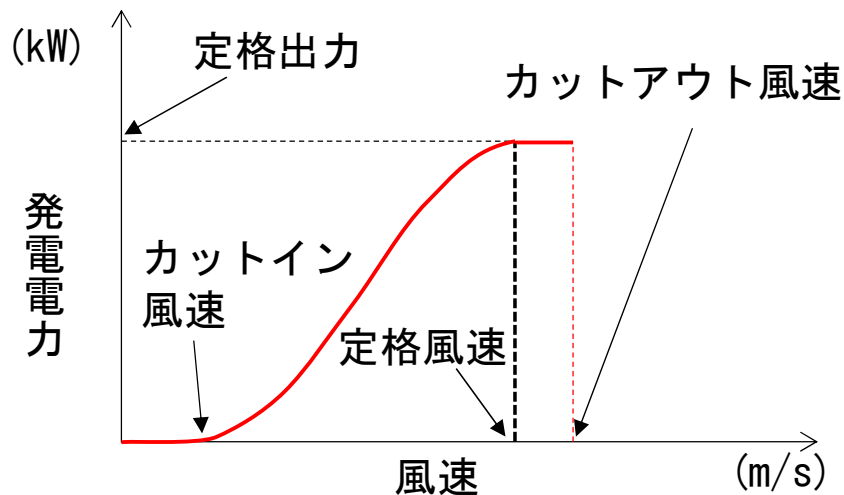
A、B、C、D : 出力換算係数 (※2)

- (※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風速予測値（30分値）。
- (※2) 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。

[参考：九州の風力発電所]



[参考：パワーカーブのイメージ]



● 需要想定の予測誤差

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年平均
前日 想定 誤差	1.8	2.7	2.8	3.7	2.8	3.8	1.5	1.9	1.8	2.3	2.6	1.6	2.4

(算定式)

前日想定最大の電力需要見通し(kW)…A、当日の最大電力需要実績(kW)…B

前日想定誤差：(| B - A |) / B × 100の月平均および年平均

● 太陽光・風力の予測誤差

太陽光誤差	年平均
前日想定誤差 [万kW]	101.8
設備量比 [%]	9.9

風力誤差	年平均
前日想定誤差 [万kW]	9.2
設備量比 [%]	15.6

(算定式)

前日想定誤差：当日実績－前日想定の日々の最大誤差（絶対値）の年平均(kW)…A

年度末時点の設備容量(kW)…B

設備量比：A / B × 100

- 電源のオンライン化状況（2021年7月末時点）は以下のとおり。
- 旧ルール事業者のオンライン化を促進するため、メール発信や個別訪問等によりオンライン化のメリットをお伝えする取組を継続的に実施。
- 現時点で、旧ルール太陽光事業者390万kWのうち約51%（198万kW）がオンラインへ切替。

[九州エリアにおけるオンライン化の状況]

(万kW)

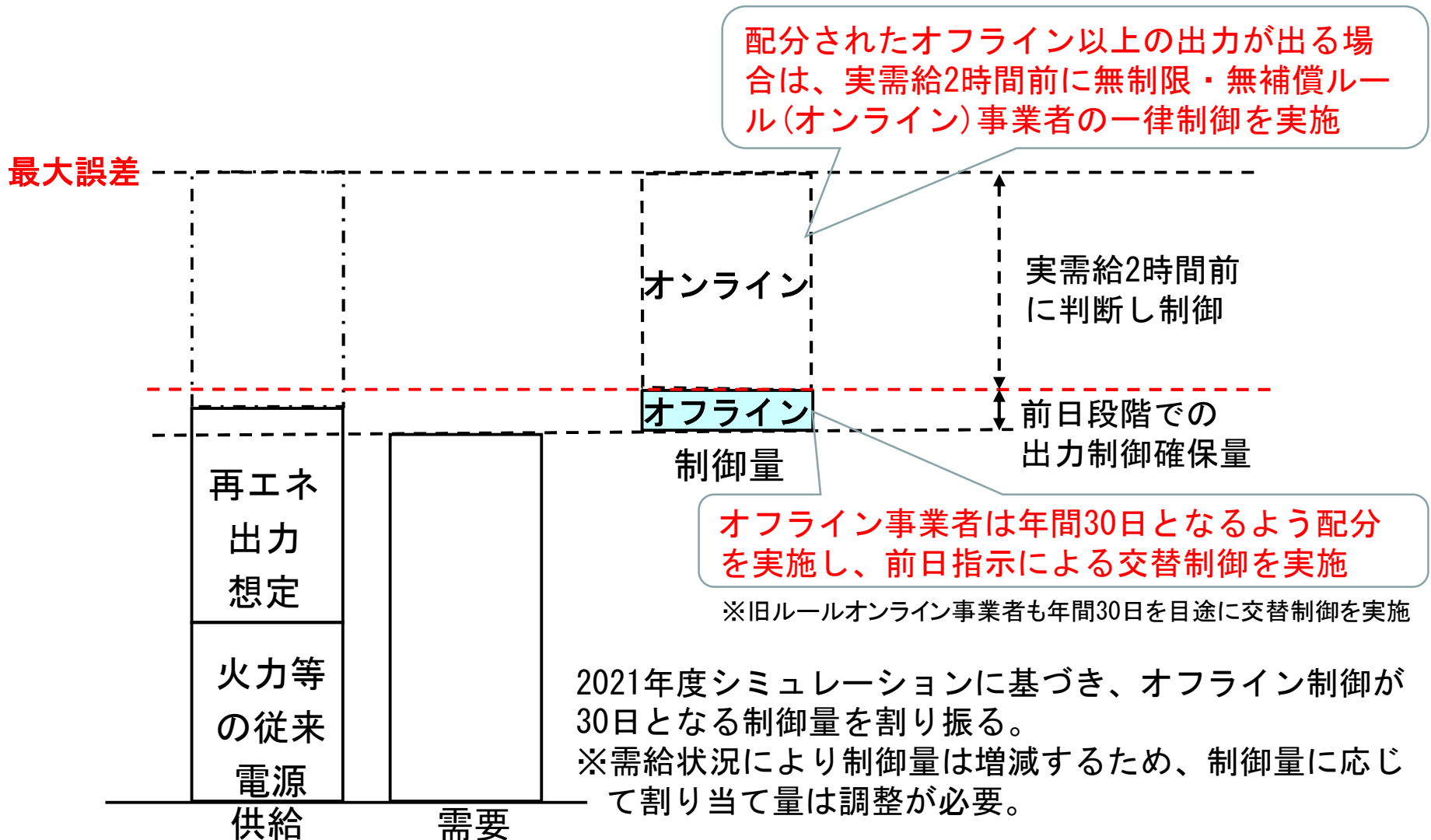
		2021年7月末	(参考)2020年9月末
太陽光	①オンライン比率 ((②+④) / (②+③+④))	70.1%	52.6%
	②新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	252	212
	③旧ルール、オフライン事業者	192	282
	④オンライン制御可能な旧ルール事業者	198	101
	⑤旧ルール事業者のオンライン切替率 (④ / (③+④))	50.8%	26.4%
風力	⑥オンライン比率 ((⑦+⑨) / (⑦+⑧+⑨))	18.5%	4.9%
	⑦新ルール・無制限無補償ルール、オンライン事業者	4.8	2.9
	⑧旧ルール、オフライン事業者	51.1	55.7
	⑨オンライン制御可能な旧ルール事業者	6.8	-

※当面の出力制御対象者（旧ルール高圧500kW以上・特別高圧の事業者。新ルール・無制限無補償ルール事業者（太陽光は、10kW以上））について算定

※新ルール・無制限無補償ルールの風力オフライン事業者のオンライン化については、コロナ禍で遅れているものの、今年度中に完了予定

(余白)

- 再エネ接続量の増加に伴い、旧ルール事業者の年間出力制御が30日に到達する見込みとなったため、2021年度から、オフライン事業者が30日を最大限活用するように割り当てを行い、残りはオンライン事業者で制御する運用を実施中。



- 8月までの出力制御実績および最新の電源補修計画等を考慮した上で、2021年度の九州本土における出力制御見通しについてシミュレーションを実施。
- その結果、重負荷期の供給力確保に伴う揚水の補修計画変更等の増分要素はあったものの、オンライン化の進展等により概ね第28回系統WGにおける見通し(4.6%)と同程度となる見込み。

<2021年度太陽光出力制御見通し（各制御区分別）> (%, [億kWh])

	出力制御率 ^{※1} [制御電力量]				
	制御対象設備のみ				全設備
	旧ルール オフライン	旧ルール オンライン	無制限・無補償 ルール	制御対象 設備計	
前回 ^{※2} (2020年12月時点)	12.1 [4.2]	5.4 [0.7]	3.3 [1.1]	7.3 [6.1]	4.6
今回	12.3 [2.7]	6.4 [1.6]	4.9 [1.5]	7.5 [5.8]	4.6

※1 各区分の太陽光出力制御量/各区分の太陽光総発電量(出力制御量含み)にて算出。全設備は出力制御対象外設備を含む太陽光総発電量(出力制御量含み)に対する太陽光出力制御量の割合を示す。

※2 第28回系統WG(2020.12.11)での掲載値。

<2021年度太陽光出力制御見通し（全設備）の月別内訳> (%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月～3月	年度累計
前回 ^{※3} (2020年12月時点)	16.4	10.7	2.4	0.1	0.0	2.8	4.6
今回 ^{※4}	14.4	13.6	1.1	0.1	0.0	3.4	4.6

※3 第28回系統WG(2020.12.11)における2021年度見通しの各月想定値。

※4 2021年8月までは実績値を記載。

● 電源補修計画

2020年度冬季の需給ひっ迫及び2021年度夏季の火力発電所トラブルに伴う供給力確保策として、揚水発電所の補修計画の変更が発生

〔 軽負荷期での補修作業実施 → 出力制御量の増要因 〕

<2021年度揚水発電所補修計画（主な変更点）>

2020年度	2021年度			
4 / 4 期	1 / 4 期	2 / 4 期	3 / 4 期	4 / 4 期
<p>昨年冬季需給ひっ迫により春季へ繰り延べ</p>		<p>火力発電所トラブルに伴う供給力確保策として、秋季へ繰り延べ</p>		

● 太陽光設備量

旧ルールオフライン事業者のオンライン化が前回想定より進展

〔 オンライン設備の有効活用による出力制御量の低減 → 出力制御量の減要因 〕

<2021年度末太陽光設備量（想定値）>

（単位：万kW）

	旧ルールオフライン	旧ルールオンライン	無制限・無補償ルール
前回	330	90	270
今回 (前回比)	150 (▲180)	250 (+160)	280 (+10)