



中部電力パワーグリッド

参考資料1-4



再生可能エネルギーの出力制御見通し (2023年度算定値) の算定結果について

2023年12月6日

中部電力パワーグリッド株式会社

基本的な考え方

- 再生可能エネルギーの出力制御の見通しとして、無制限無補償ルール事業者の出力制御率および制御時間を算定する。
- 算定における前提は以下のとおり。
 - ✓ 優先給電ルールに基づき、安定供給に必要なものを除き、火力（電源Ⅰ～Ⅲ）、バイオマスを停止または抑制する。また、揚水動力ならびに地域間連系線を最大限活用する。
 - ✓ 旧ルール事業者の制御日数が上限30日に達するまでは、「旧ルール・新ルール・無制限無補償ルール」間、および「太陽光・風力」間に対して、出力制御の機会が均等になるよう制御する。
 - ✓ 太陽光・風力は、2023年3月末時点の導入量（太陽光：1,120万kW、風力：36万kW）を基に、追加的に接続される導入量を算定する。
- 上記に加え、以下の出力制御低減策を講じた条件で見通しを算定する。
 - ✓ 需要対策：蓄電池の導入
 - ✓ 供給力対策：火力・バイオマスの最低出力引下げ

出力制御見通しの算定条件の概要

項目		今回（2023年度算定値）	前回（2022年度算定値）
算定年度		2020～2022年度	2019～2021年度
電力需要		各年度のエリア実績	各年度のエリア実績
発電出力	一般水力	設備容量×設備利用率（震災前過去30年平均）	
	原子力	設備容量×設備利用率（震災前過去30年平均）	
	地熱	設備容量×設備利用率（既設地熱発電の実績利用率）	
	バイオマス	設備容量×設備利用率（既設バイオマス発電の実績利用率 等）	
	太陽光・風力	2020～2022年度実績に基づき想定	2019～2021年度実績に基づき想定
回避措置	火力の抑制	<ul style="list-style-type: none"> 安定供給上、支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制または停止 電源Ⅲは事業者と合意した設備の保全維持に問題が生じない出力まで抑制 	
	揚水運転	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光で発電した電気を吸収するため、昼間帯に優先的に使用 点検、補修または設備トラブル等による停止を考慮（1台） 	
	地域間連系線	足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定	

出力制御見通し（2023年度算定値）の算定フロー

Step 1 : 出力制御見通し算定の検討断面の設定



Step 2 : 検討断面における需要の設定



Step 3 : 検討断面における出力の想定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



Step 4 : 再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光、風力）



Step 5 : 優先給電ルールに基づく需給解析（火力の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



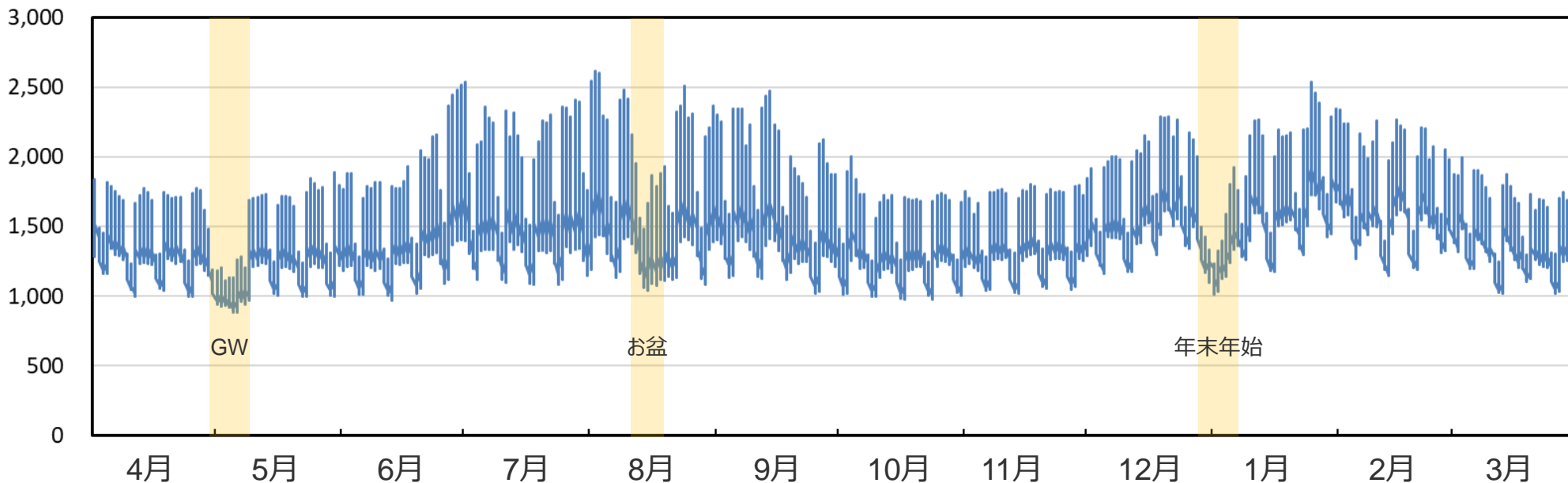
出力制御見通し（2023年度算定値）の算定

Step1、2 検討断面の設定および需要設定

- 検討断面は、2020～2022年度の各年度の各時間とする。
- また、需要には、太陽光発電の自家消費分を含む。

2022年度の中部エリア需要（太陽光の自家消費分加算後）

(発電端:万kW)



【2022年度の昼間最小需要】2022年4月10日12時 1,153万kW
(4、5月 (GW除く晴れの休日) で太陽光出力最大時間帯 (11～12時) の最小需要実績)

(参考) 太陽光発電の自家消費電力の想定

- 日射量から想定する太陽光発電の合計出力では余剰買取である住宅用太陽光（低圧10kW未満）の自家消費分が考慮されていない。
- このため、余剰買取分の太陽光発電出力を日射量データから推定し、実際に受電した余剰太陽光発電量との差分を自家消費電力量とし、太陽光発電が発電する時間帯の需要実績に加算。

◆ 2022年度の自家消費率および自家消費電力の想定値

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
自家消費率	6.3%	4.6%	4.2%	6.9%	6.9%	5.9%	6.1%	8.4%	9.1%	10.4%	10.2%	8.8%
自家消費電力 [※] (万kW)	14.4	10.5	9.6	15.8	15.8	13.6	14.2	19.7	21.5	24.7	24.4	21.1

※各月の自家消費電力の最大値を記載

Step3 検討断面における出力の設定（一般水力）

- 一般水力の出力は、平水（震災前過去30年平均）を基に算出する。
- 流れ込み式は河川流量に応じたほぼ一定の出力での運転であるが、調整池式や貯水池式水力は河川流量を一時貯留し出力を多少調整できることから、事業者計画において、太陽光発電の活用が可能な昼間帯の発電を回避する運用が可能。
- 至近年の実績を基に平休日ごとの運転パターンを作成するとともに、平水を補正し8,760時間分の供給力を算出した。

	設備容量※1 (万kW)	出力※2 (万kW)
流れ込み式	82.6	56.7
調整池式	136.1	79.1
貯水池式	64.8	23.6
合計	283.5	159.4

※1 将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込分を加算

※2 4、5月（GW除く晴れの休日）の太陽光出力最大時間帯（11～12時）において最小需要となる断面の発電出力想定

◆各月休日12時の供給力

(万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
流れ込み式	56.7	61.1	53.2	55.9	50.2	53.4	51.7	40.1	34.9	30.0	31.9	46.6
調整池式	79.1	80.1	54.5	74.1	72.7	73.0	63.5	41.2	32.3	28.6	44.3	56.0
貯水池式	23.6	22.8	12.9	28.0	22.7	24.9	17.1	13.7	11.1	9.3	14.0	14.6
合計	159.4	164.0	120.6	158.0	145.6	151.3	132.3	95.0	78.3	67.9	90.2	117.2

Step3 検討断面における出力の設定（原子力）

- 原子力の出力は、震災前過去30カ年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均に設備容量を乗じた値とし、8,760時間一定運転を前提とする。

	設備容量(万kW)	利用率	出力(万kW)
原子力合計	398.3	74.7%	297.5

Step3 検討断面における出力の設定（地熱）

- 地熱の出力は、至近の実績利用率に設備容量を乗じた値とし、8,760時間一定運転を前提とする。

	設備容量(万kW)	利用率	出力(万kW)
地熱合計	3.9※	40.3%	1.6

※ 将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込分を加算

Step3 検討断面における出力の設定（バイオマス）

- バイオマスの出力は、再エネ特措法施行規則の通り、設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力までの抑制とする。

	設備容量(万kW)	利用率	出力(万kW)
専焼バイオマス	88.3※ ¹	40.2%※ ²	35.5
地域資源バイオマス	33.5※ ¹	26.5%※ ³	8.9
合計	121.9		44.4

※¹ 将来連系分として、2023年3月末時点の接続契約申込分を加算

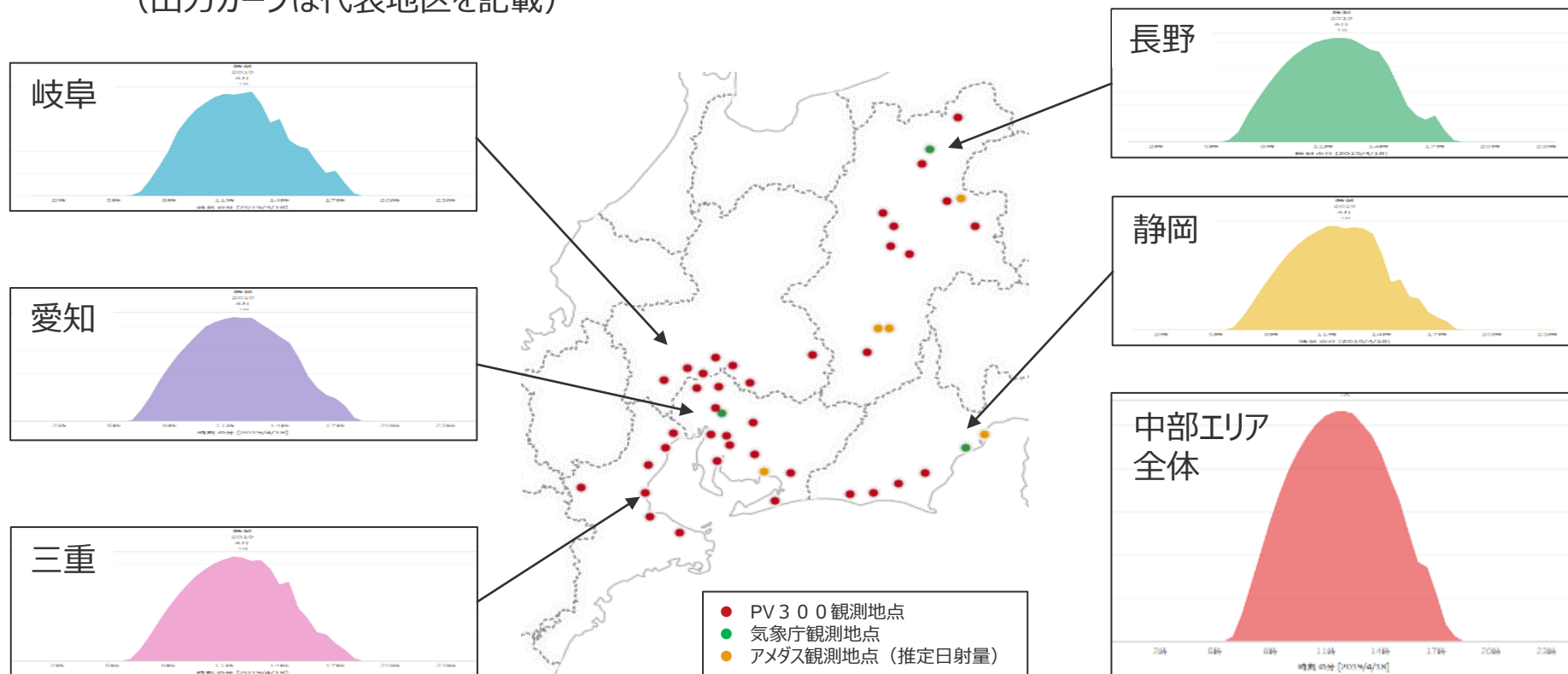
※² 既設は事業者確認した最低出力、導入見込み分は利用率30%とする

※³ 至近の購入実績等を用いた設備利用率平均

Step4 再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光）

- 太陽光の出力は、気象庁と当社の日射量観測地点の実績データを用いて各地区（14地区）別の出力を想定する。
- 想定した各地区別の出力を合成し、中部エリア全体の太陽光出力を8,760時間分算出する。

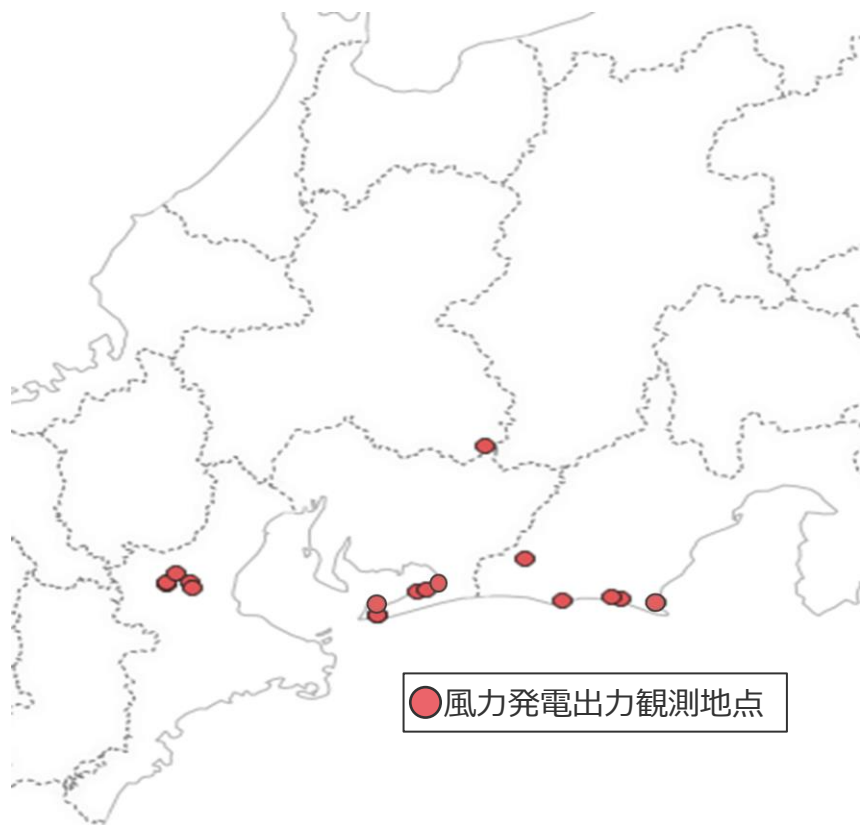
◆ 日射量観測地点の分布と太陽光出力カーブ (出力カーブは代表地区を記載)



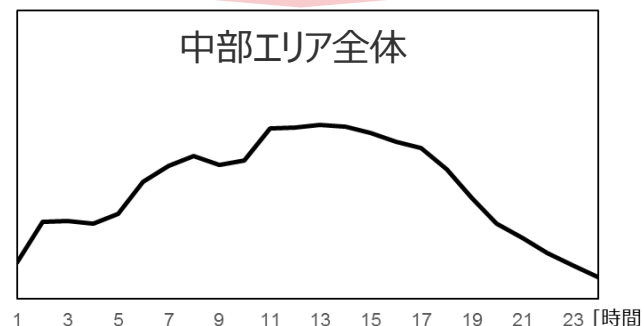
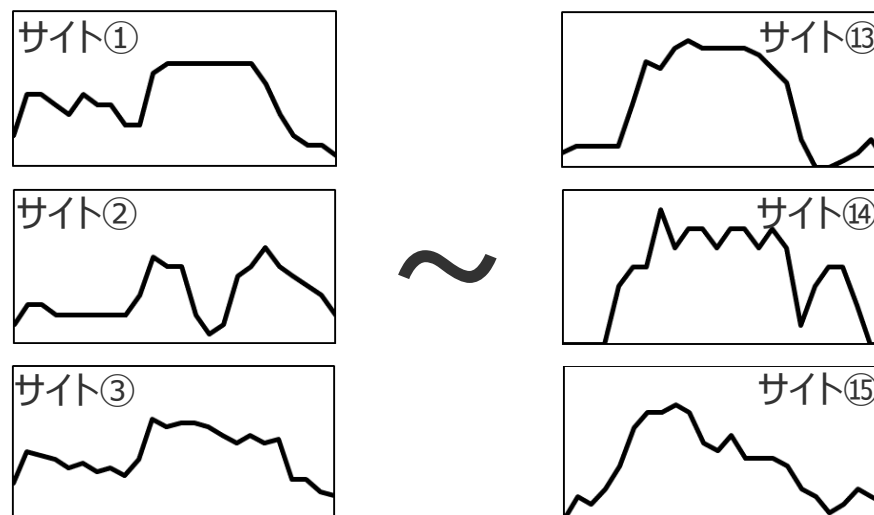
Step4 再エネ導入量に応じた出力の算出（風力）

- 風力の出力は、オンラインで取得している風力発電所の出力実績データと風力発電設備容量を基に、発電出力を8,760時間分算出する。

◆風力発電所分布



◆風力出力カーブ



- 火力発電（電源Ⅰ・Ⅱ）は再エネを含めた需給変動を調整する観点から、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制する。
 - ✓ 予備率8%確保
 - ✓ 安定供給に必要な周波数調整能力として、LFC容量を需要の2%確保
 - ✓ LNG火力は、BOG（Boil off Gas）消費のために最低限必要な台数とする
- 火力発電（電源Ⅲ）は、太陽光出力の減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は連続運転とする。出力は、設備の保全維持や保安の観点から支障のない範囲で最低出力まで抑制する。

	燃種	設備容量（万kW）	出力（万kW）
火力発電（電源Ⅰ・Ⅱ）※1	LNG	1,347.0	236.6※2
	石炭	517.0	51.0※2
火力発電（電源Ⅲ）	石油	81.5	19.3※3
	LNG	20.4	3.0※3
	石炭	122.1	24.7※3

※1 2023年3月末時点の電源Ⅰ・Ⅱ火力

※2 4、5月（GW除く晴れの休日）の太陽光出力最大時間帯（11～12時）において最小需要となる断面の発電出力想定最低限の出力とした場合の想定出力であり、別途LFC調整力を需要の2%分確保

※3 既設は事業者確認した最低出力、導入見込み分は2023年5月29日の系統WGの整理を踏まえて利用率30%とする
自家発火力については、自家消費相当まで抑制。

- 揚水式水力は、太陽光等で発電した電気を吸収するため、昼間帯に揚水運転を行い、太陽光が発電しない点灯帯や早朝、深夜に発電する運用を行う。
- 発電機の点検・補修または設備トラブル等を考慮し、最大ユニット1台停止（40万kW）とする。
- ブラックスタート用に、上池下限に裕度（298万kWh）を設定する。

	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
揚水式水力合計	345.3	369.7	3,400

(参考) 最小需要日の需給バランス

【2022年4月10日※の12時・19時（ピーク需要断面）の需要実績において、太陽光の連系量を1,310万kW、風力の連系量を60万kWとした場合の需給バランス想定（次頁のケース①）】

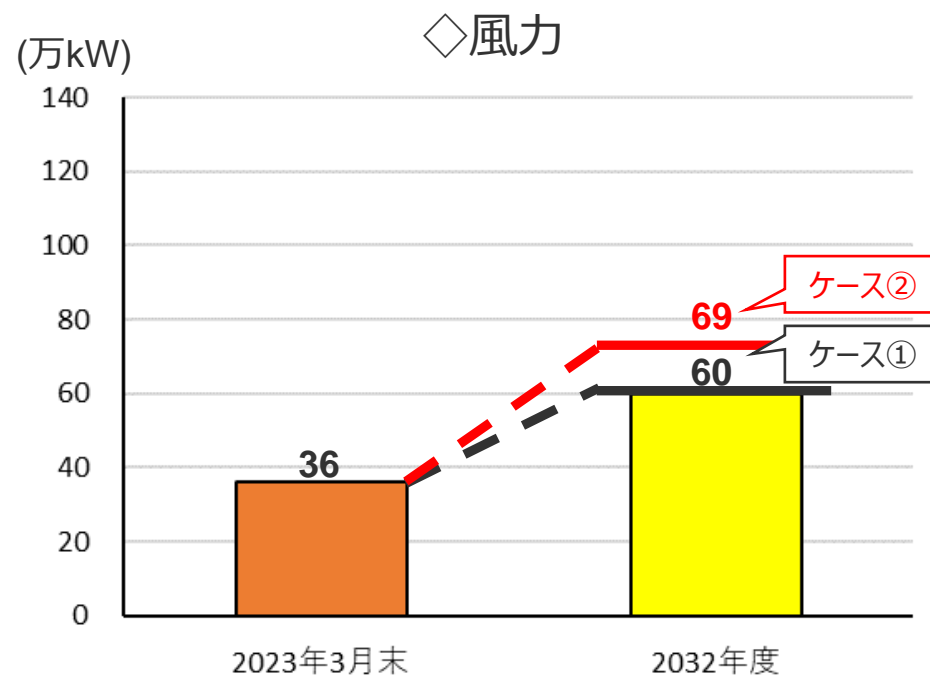
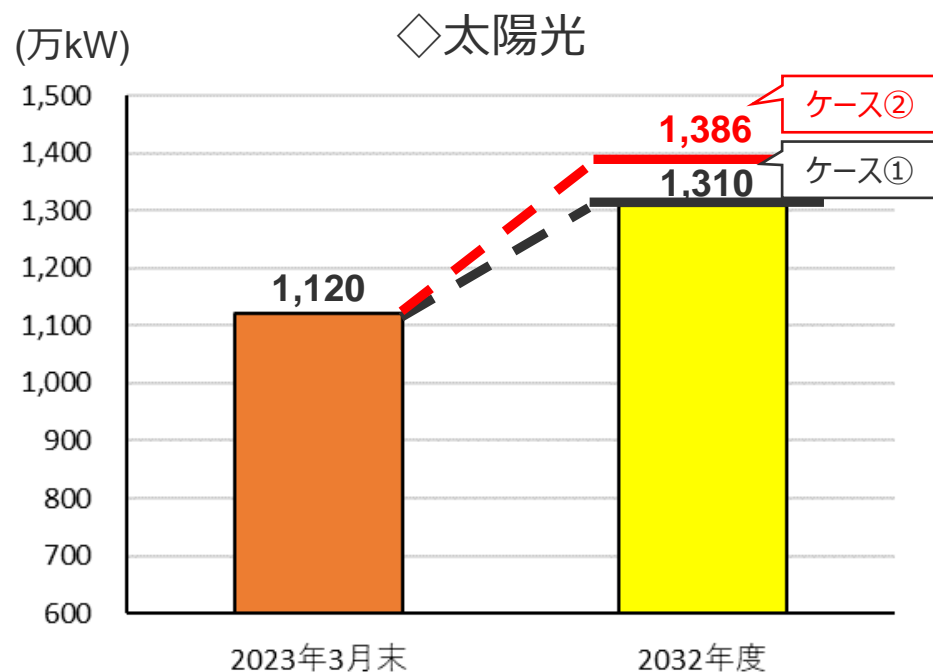
※ 4、5月（GW除く晴れの休日）の太陽光出力最大時間帯（11～12時）において、最も需要が小さい日（万kW）

			12時	19時
需要			1,153	1,234
供給力	火力	電源ⅠⅡ	313	540
		電源Ⅲ	47	47
		計	360	587
	再エネ	太陽光	1,056	0
		風力	0	4
		一般水力	159	201
		地熱	2	2
		バイオマス	44	44
		計	1,262	251
	原子力		298	298
	揚水式水力		▲370	99
	連系線活用		0	0
	再エネ出力制御		▲397	0
供給力計		1,153	1,234	

(注) 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

太陽光および風力発電設備の導入量想定

- 2023年3月末時点の導入量は、太陽光1,120万kW、風力36万kW。
- 2032年度の導入量は、2023年度供給計画の想定量とし、足元の導入量（2023年3月末）から以下2ケースの導入量（増加量）に対する出力制御見通しを算定。
 - ✓ ケース① 2032年度の導入量（増加量）の1.0倍程度
 - ✓ ケース② 2032年度の導入量（増加量）の1.4倍程度



出力制御見通し（算定結果）

【無制限無補償ルール出力制御見通し：2020～2022年度実績を基に算定した3カ年平均値※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量※3	ケース① 太陽光+190万kW 風力+24万kW	ケース② 太陽光+265万kW 風力+34万kW
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,153万kW	0万kW	3.3% (61時間) 〔太陽光：3.7%〕 〔風力：1.0%〕	3.9% (73時間) 〔太陽光：4.4%〕 〔風力：1.2%〕

【(参考)無制限無補償ルール出力制御見通し：2022年度実績を基に算定※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量	ケース① 太陽光+190万kW 風力+24万kW
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,153万kW	受電会社の 受電可能量考慮	4.9% (116時間) 〔太陽光：5.4%〕 〔風力：1.6%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載

「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

※2 最小需要は、4、5月（GW除く晴れの休日）における太陽光出力最大時間帯（11～12時）の最小需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算

※3 足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定

（注）出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

出力制御見通し（2022年度実績ベース）

【無制限無補償ルール出力制御見通し：2022年度実績を基に算定※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量※3	ケース① 太陽光 + 190万kW 風力 + 24万kW	ケース② 太陽光 + 265万kW 風力 + 34万kW
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,153万kW	0万kW	3.3% (59時間) 〔太陽光：3.7%〕 〔風力：0.9%〕	3.9% (71時間) 〔太陽光：4.4%〕 〔風力：1.1%〕

※1 数値は上から「太陽光 + 風力(太字)」 「太陽光」 「風力」の制御率を記載

「太陽光 + 風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

※2 最小需要は、4、5月（GW除く晴れの休日）における太陽光出力最大時間帯（11～12時）の最小需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算

※3 足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定

（注）出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

出力制御見通し（2021年度実績ベース）

【無制限無補償ルール出力制御見通し：2021年度実績を基に算定※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量※3	ケース① 太陽光 + 190万kW 風力 + 24万kW	ケース② 太陽光 + 265万kW 風力 + 34万kW
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,202万kW	0万kW	2.5% (44時間) 〔太陽光：2.7%〕 〔風力：0.7%〕	2.9% (53時間) 〔太陽光：3.3%〕 〔風力：0.9%〕

※1 数値は上から「太陽光 + 風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載

「太陽光 + 風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

※2 最小需要は、4、5月（GW除く晴れの休日）における太陽光出力最大時間帯（11～12時）の最小需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算

※3 足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定

（注）出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

出力制御見通し（2020年度実績ベース）

【無制限無補償ルール出力制御見通し：2020年度実績を基に算定※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量※3	ケース① 太陽光 + 190万kW 風力 + 24万kW	ケース② 太陽光 + 265万kW 風力 + 34万kW
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,050万kW	0万kW	4.3% (81時間) 〔太陽光：4.6%〕 〔風力：1.3%〕	4.9% (96時間) 〔太陽光：5.4%〕 〔風力：1.7%〕

※1 数値は上から「太陽光 + 風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載

「太陽光 + 風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

※2 最小需要は、4、5月（GW除く晴れの休日）における太陽光出力最大時間帯（11～12時）の最小需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算

※3 足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定

（注）出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない

- 2022年度実績における算定ケース②の算定条件（2023年度供給計画 2032年までの導入量増分の1.4倍 程度）を基準とし、以下の出力制御の低減に向けた対策を実施した場合の出力制御見通しを算定。

ケース	対策の内容	
ケース②a	需要対策 (蓄電池導入)	115万kW（2022年度エリア最小需要（GWを除く晴れた日）の10%）、6時間容量の蓄電池を導入した場合
ケース②b	供給対策	火力・バイオマス（地域資源除く）の新設・既設含めて最低出力を定格出力の30%へ引き下げた場合（最小需要断面での低減効果33万kW） なお、既設の最低出力が30%未満の場合は、申合書の値を採用）

【低減対策考慮時の無制限無補償ルールでの出力制御見通し：2022年度実績を基に算定※1】

2023年3月末 時点導入量	最小需要※2	連系線 活用量※3	ケース② 太陽光+265万kW 風力+34万kW		
			(再掲) ②基本ケース	②a 蓄電池導入 (115万kW、6時間容量)	②b 最低出力引下げ (低減効果33万kW)
太陽光1,120万kW 風力36万kW	1,153万kW	0万kW	3.9% (71時間) 〔太陽光：4.4%〕 〔風力：1.1%〕	2.6% (48時間) 〔太陽光：3.0%〕 〔風力：0.7%〕	3.2% (56時間) 〔太陽光：3.6%〕 〔風力：0.9%〕

※1 数値は上から「太陽光+風力(太字)」「太陽光」「風力」の制御率を記載

「太陽光+風力(太字)」の制御時間は、太陽光と風力の重複制御時間を考慮した合計値を記載

※2 最小需要は、4、5月（GW除く晴れの休日）における太陽光出力最大時間帯（11～12時）の最小需要実績に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算

※3 足下でも連系線で受電傾向であり、今後再エネ導入が進む長期断面においては、その傾向がさらに強くなるものと考えられるため、連系線活用量（域外送電量）はゼロとして算定

（注）出力制御見通しは、当日の時間毎の天気・日射量が前日の天気予報・日射量予測のとおりとなった場合の理論上の指標としての値であり、実運用においては、電力需要や電源の稼働状況などによっても変動するものであり、実際の制御率等を保証するものではない



中部電力パワーグリッド