



中部電力パワーグリッド

参考資料 2



再生可能エネルギーの 接続可能量算定結果について

2020年7月16日

中部電力パワーグリッド株式会社

1 接続可能量の算定フロー

Step 1 : 接続可能量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算出（太陽光、風力）



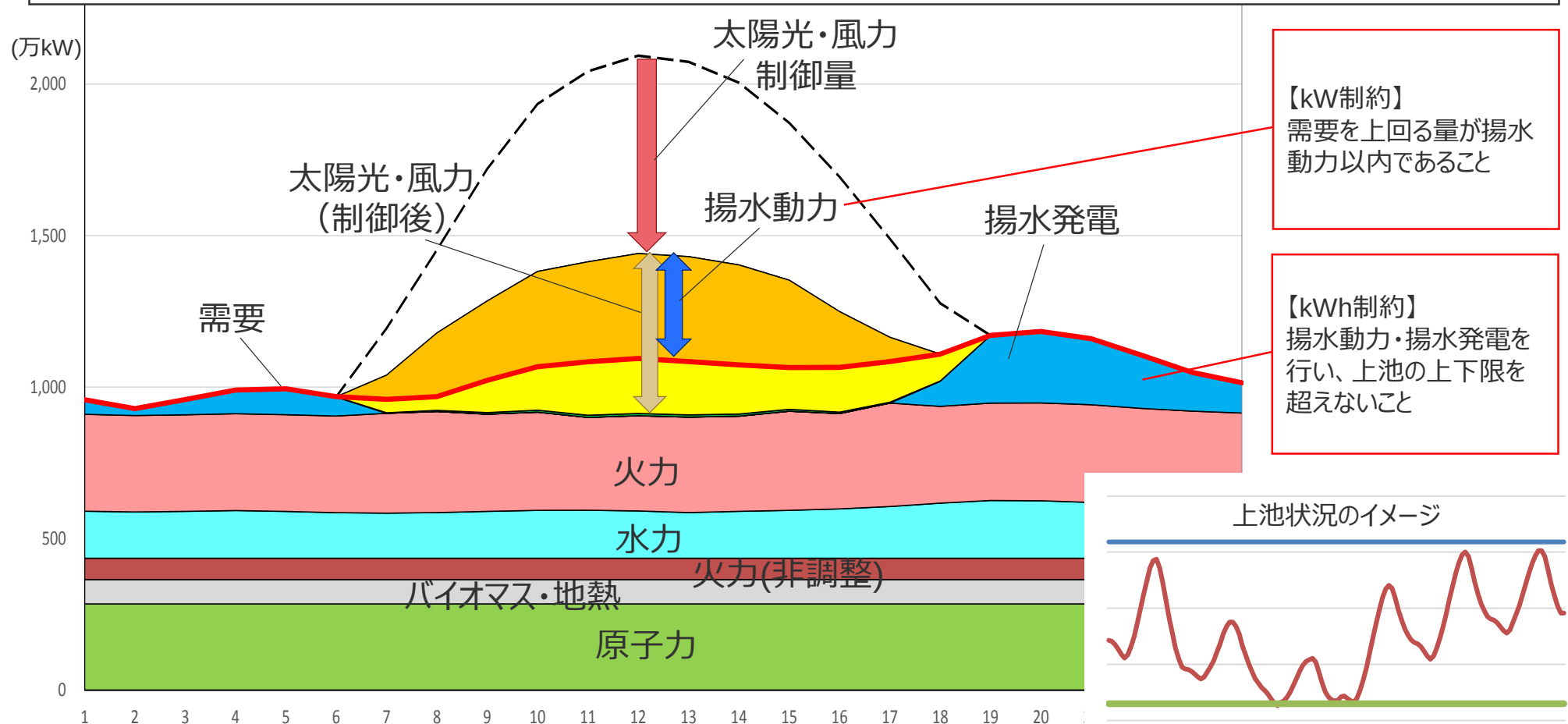
Step 5 : 優先給電ルールに基づく需給解析（火力の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



接続可能量

2 接続可能量の算定イメージ

- 1年間の需給バランスを作成し、「kW制約」および「kWh制約」を確認。
 - kW制約：下げ代が確保できること
 - kWh制約：揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること



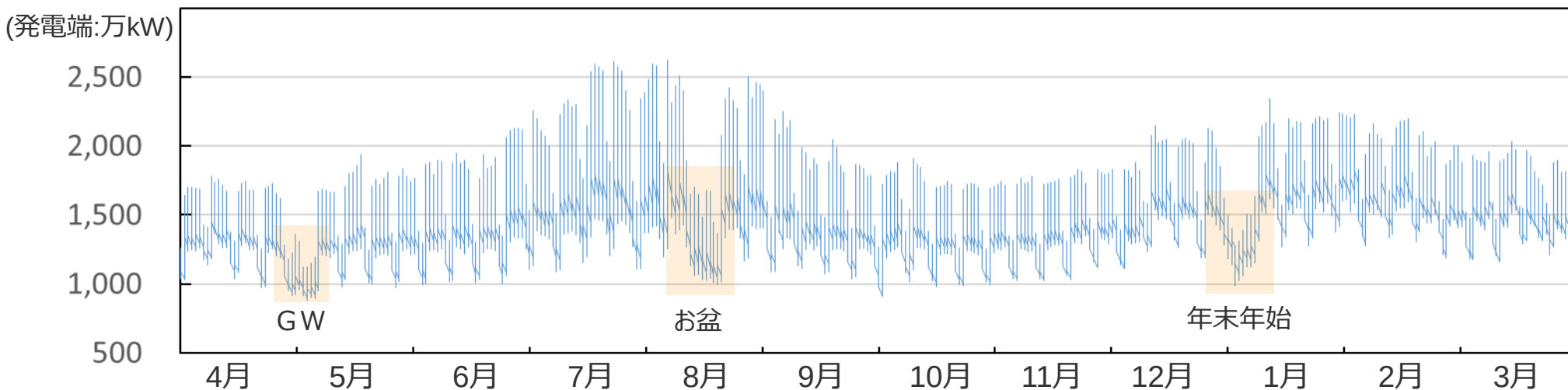
3 接続可能量の算定条件

Step	項目	小項目	算定条件
Step1	検討断面	—	・8760時間（24時間×365日）
Step2	需要設定	—	・2018年度のエリア需要実績（太陽光余剰契約の自家消費分を加算）
Step3	出力の設定	一般水力	・震災前過去30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）
		原子力	・震災前過去30年の利用率平均に設備容量を乗じて算出
		地熱	・利用率50%
		バイオマス	・既連系分 事業者確認した最低出力、未確認箇所は定格出力の50% ・将来連系分 専焼：利用率50% 地域資源：利用率80%
Step4	出力の想定	太陽光	・2018年度実績(日射量や風力発電量)に基づき太陽光・風力合成出力を採用 晴天時：各月・各時間帯の2σ値相当 曇天時：各月・各時間帯の平均値
		風力	
Step5	需給解析 (回避措置)	火力の抑制 (電源Ⅰ・Ⅱ)	・安定供給上支障のない範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制
		火力の抑制 (電源Ⅲ)	・設備の保全維持や保安の観点から支障のない出力まで抑制
		揚水式水力の 活用	・点検、補修または設備トラブル等による1台停止を考慮 ・電源脱落時の緊急対応のために、貯水池下限に裕度を設定
		連系線の活用	・エリア外への送電は織り込まない
		再エネ出力制御	・2015年1月25日以前の申込みには旧ルールを適用 ・それ以降の申込みには新ルールを適用

Step 1、2 検討断面の設定よび需要設定

- 検討断面は、8,760時間（24時間×365日）とし、各時間において試算を行う。
- 需要については、2018年度のエリア需要実績に太陽光発電の自家消費分を加算する。

2018年度の中部エリアの電力需要（太陽光の自家消費分加算後）



【最小需要日※】 2018年4月1日13時 1,142.1万kW

※GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12時～13時の1時間平均）が最も小さい日

(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。
- 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平均的に加算。

◆ 2018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	5.8%	4.8%	3.9%	5.2%	6.4%	5.4%	5.6%	6.2%	7.6%	9.7%	9.8%	7.9%
自家消費電力 (万kW)	11.0	9.1	7.5	11.2	11.2	10.4	10.8	12.1	14.9	19.0	19.4	15.8

Step 3 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年間の月別平均水量）とする。
- 流れ込み式は流量に応じたほぼ一定の出力運転であるが、調整池式や貯水池式水力は河川水を一時貯留し発電時間を多少調整できることから、太陽光が発電する昼間帯の発電を回避する運用を前提とする。
- 至近5か年実績より作成した平休日ごとの運転パターンより、平水を補正し8760時間分の供給力を算出した。

◆各月休日12時の供給力（自社・他社合計）

（万kW）

	設備容量	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	86.7	55.3	55.2	51.0	55.3	48.6	51.8	48.6	38.0	31.8	25.7	26.6	38.7
調整池式	135.5	81.3	78.5	77.3	86.2	76.3	79.6	66.0	51.7	43.2	37.0	39.6	59.5
貯水池式	60.2	30.5	25.3	25.1	30.2	20.8	24.2	17.0	13.7	11.5	9.4	10.8	13.3
合計	282.3	167.1	159.0	153.4	171.7	145.7	155.6	131.6	103.4	86.5	72.1	77.0	111.5

※将来連系分として、2019年12月末時点の接続契約申込み分を加算

Step 3 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ヵ年（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	425.0	73.9%	314.0

Step 3 検討断面における出力の設定（地熱）

- 地熱の出力は、設備利用率50%として算出した。

	設備容量(万kW)	利用率	出力(万kW)
地熱合計	0.4※1	50%	0.2

※1 将来連系分として、2019年12月末時点の接続契約申込み分を加算

Step 3 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)
既連系設備		24.8	63%※ ¹	15.7
導入見込み※ ²	専焼	42.2	50%※ ³	21.1
	地域資源	42.2	80%※ ⁴	33.8
合計		109.2		70.5

※¹ 事業者確認した最低出力、未確認箇所は定格出力の50%

※² 導入見込みは2019年12月末時点の接続契約申込みとし、専焼バイオマスと地域資源バイオマスが半量ずつ導入されると想定

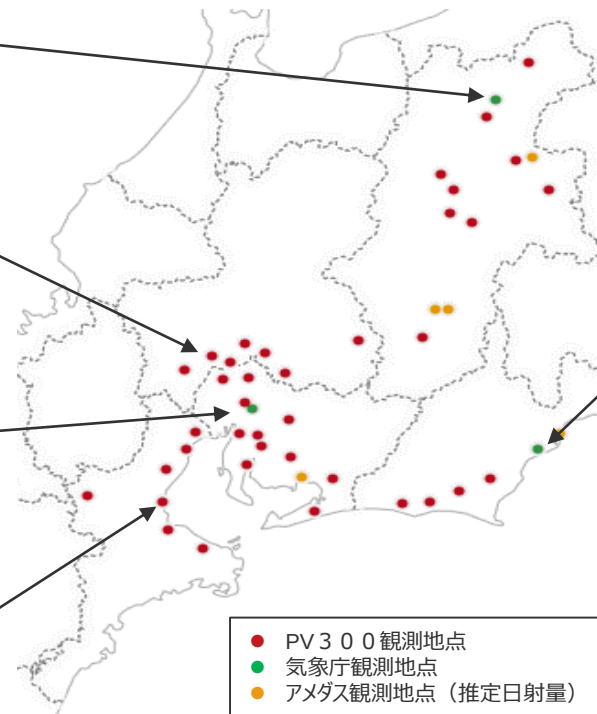
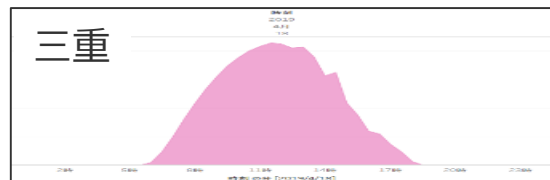
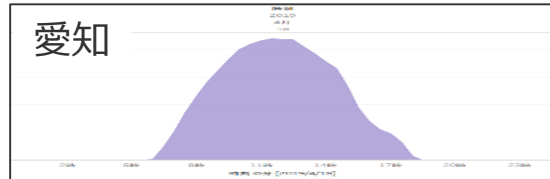
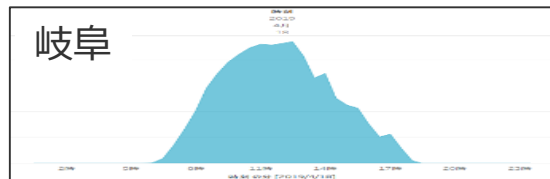
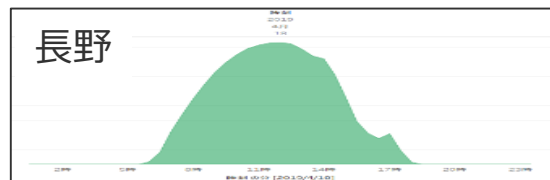
※³ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインを参考に利用率50%とした

※⁴ コスト等検証委員会の諸元を参考に利用率80%とした

Step 4 再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光）

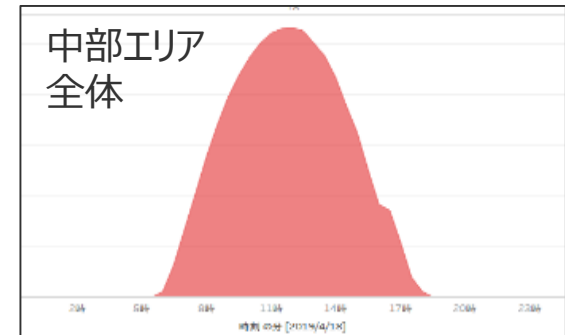
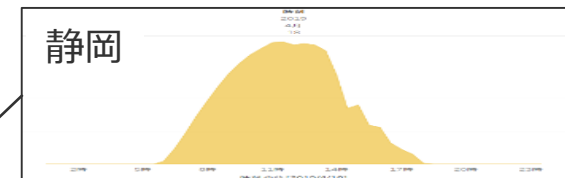
- 太陽光の出力は、分散型新エネルギー大量導入促進系統安定化対策事業（PV300）、および気象庁の観測点の日射量データなどから各地区（14地区）別の出力を想定する。
- 想定した各地区別の出力を合成し、中部エリア全体の太陽光出力を8,760時間分算出する。

◆ 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）



◆ 県別観測箇所数

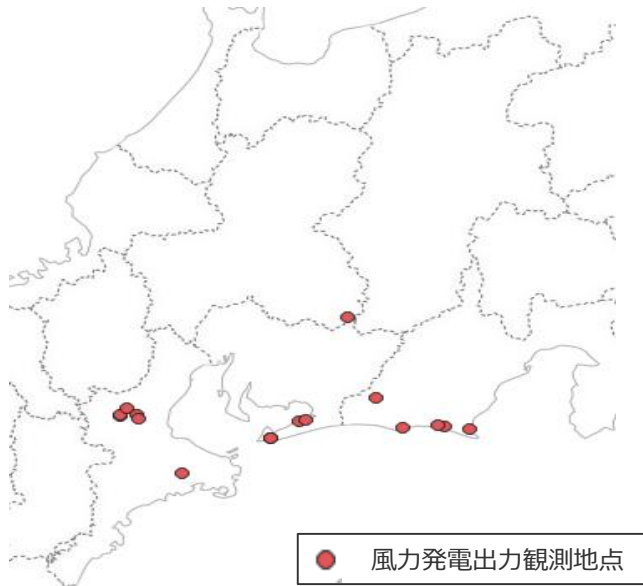
	愛知	静岡	三重	岐阜	長野
PV300	11	4	7	7	9
気象庁	1	1	0	0	1



Step 4 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2018年度の出力実績データと風力発電設備容量をもとに、発電出力を8,760時間分算出する。

◆出力実績収集対象の風力発電所分布

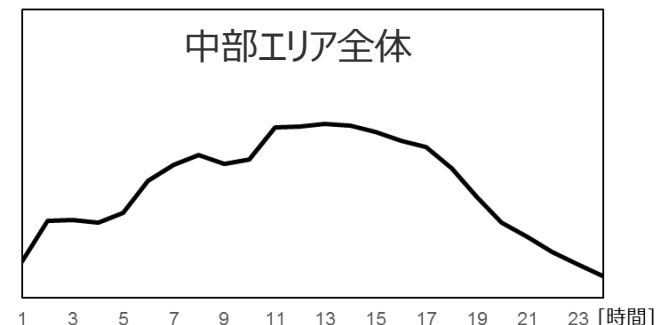
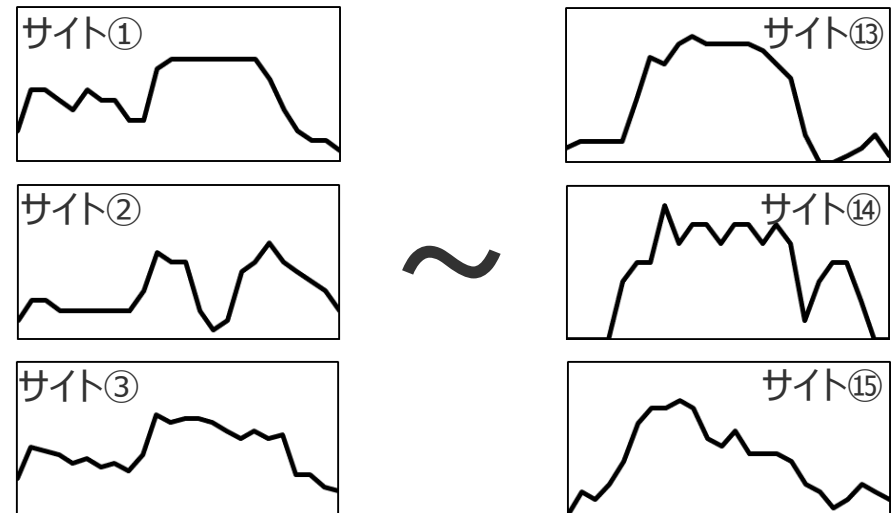


◆出力実績データの評価対象箇所

サイト数	設備容量
15	27.4万kW

※エリアの風力発電設備容量の73%

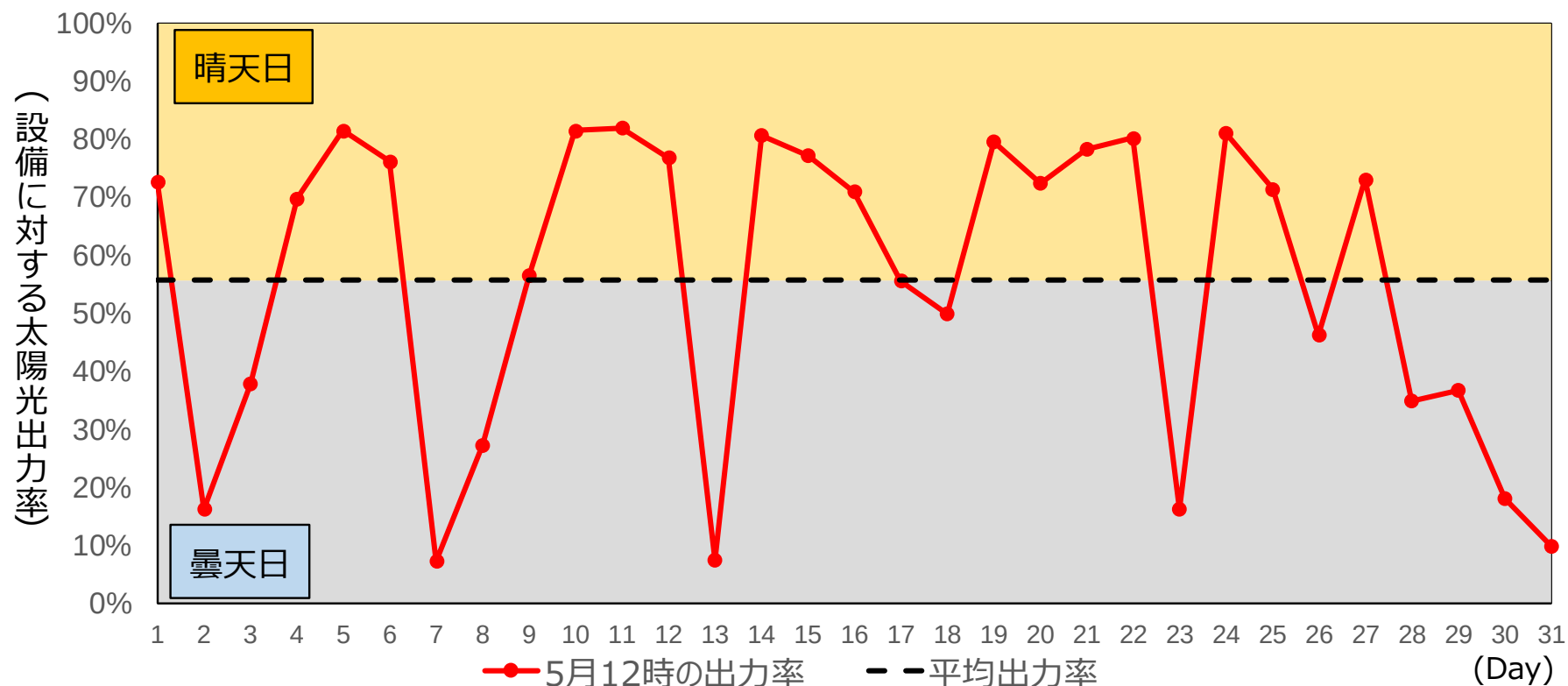
◆風力出力カーブ



Step 4 再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力）

- 太陽光発電出力を用いて、日別に「晴天日」と「曇天日」を判別する。
- 各日12時の太陽光出力が、各月における12時の太陽光平均出力を上回っている場合は「晴天日」、下回っている場合は「曇天日」と判別する。

◆5月における天候判別の例 【2018年度実績】



Step 4 再エネ導入量に応じた出力の算出（太陽光・風力）

- 2018年度の太陽光・風力の発電実績をもとに、月別時間別に合成2 σ 値※1相当および合成平均値を算出する。
晴天日：合成2 σ 値※1相当を再エネ出力とする。
曇天日：合成平均値を再エネ出力とする。

◆ 各月12時における太陽光・風力の設備量に対する出力率（2018年度実績より算出） (%)

		4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
太陽光	最大値	82.0	82.1	79.4	72.7	75.1	74.3	71.4	67.4	59.3	63.8	72.2	81.0
	2 σ 値※1	81.7	81.6	78.5	72.7	72.3	73.7	71.0	66.6	59.0	63.4	71.5	80.0
	平均値	60.2	55.8	53.2	58.5	59.1	37.9	49.9	48.2	41.3	47.5	48.7	55.4
風力	最大	72.0	64.0	50.9	46.0	47.1	71.3	54.7	51.9	76.3	79.9	71.2	77.0
	2 σ 値※1	66.8	63.0	41.5	42.6	37.7	46.0	54.3	39.8	75.2	64.6	70.4	69.0
	平均値	22.4	18.9	14.8	10.1	15.0	13.8	17.9	12.7	35.2	34.6	29.9	25.1
太陽光 風力合成	最大値	80.9	80.5	76.8	70.6	74.1	71.6	68.9	65.2	58.6	62.3	71.2	78.4
	2 σ 値※1	79.5	79.9	75.8	70.3	70.2	71.1	68.8	64.5	57.3	62.3	70.9	77.4
	平均値	58.8	54.3	51.7	56.7	57.5	37.0	48.7	46.9	41.1	47.1	48.1	54.4

※1 各月の実績のうち2番目に大きな値

Step 5 優先給電ルールに基づく需給解析(火力発電の抑制)

- 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。
 - ✓ 予備力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については、BOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機の運転
- 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。

	設備容量（万kW）	出力（万kW）
火力発電（電源Ⅰ・Ⅱ）	2,071.7	293.6 ^{※1}
火力発電（電源Ⅲ）	139.7	35.8 ^{※2}

※1 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

※2 事業者確認した最低出力、未確認箇所は給電停止

Step 5 優先給電ルールに基づく需給解析(揚水式水力の活用)



中部電力パワーグリッド

- 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。
- 電源脱落等の緊急時のため、上池下限に裕度(火力最大ユニット2時間分程度)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	366.6	398.8	3,297

Step 5 優先給電ルールに基づく需給解析（連系線の活用）



中部電力パワーグリッド

- 将来断面における連系線活用量について織り込むことは不確実性が大きいいため、連系線を用いたエリア外への送電は織り込まない。

Step 5 優先給電ルールに基づく需給解析(再エネ出力制御)

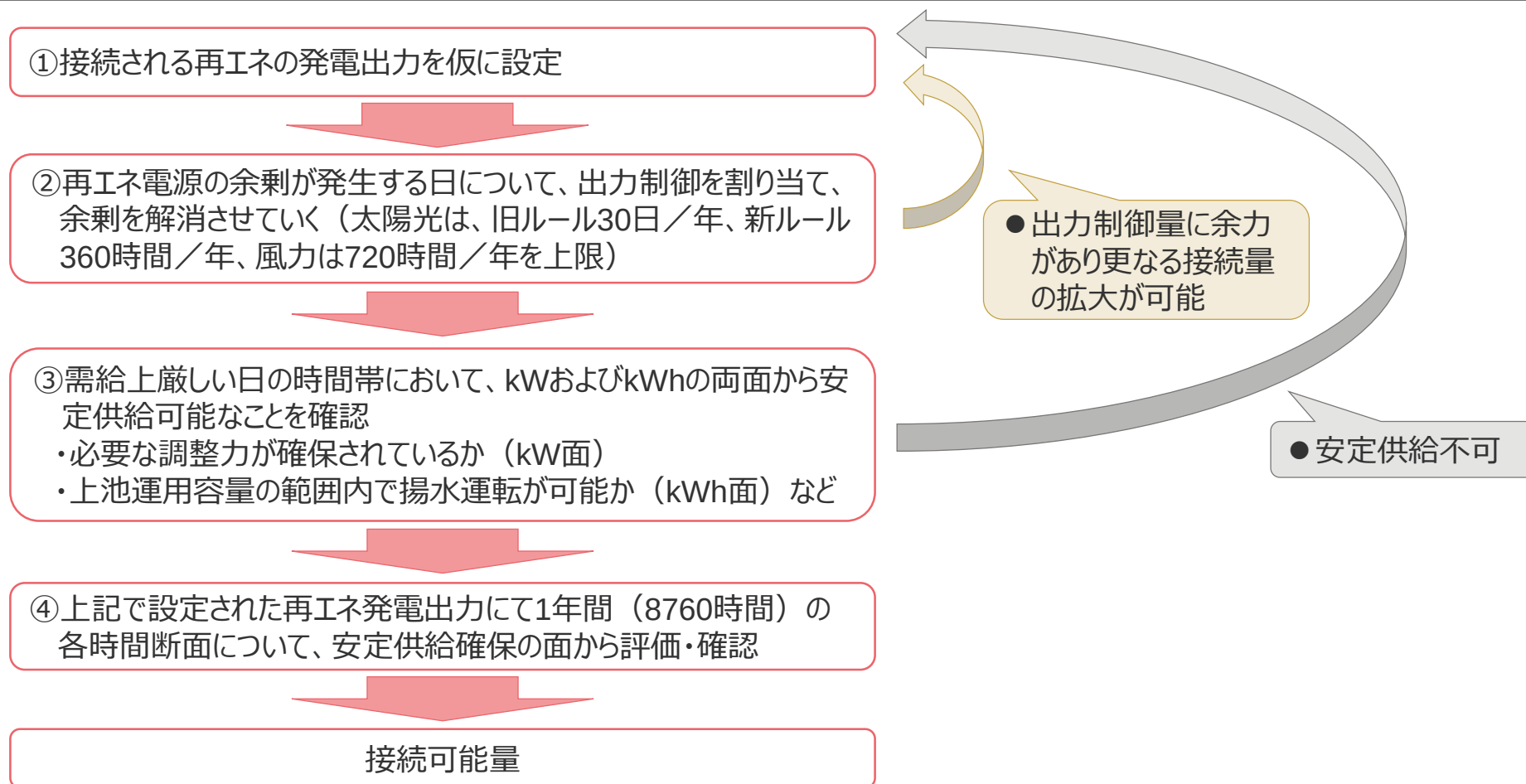


中部電力パワーグリッド

- 火力の抑制、揚水式水力の活用等の回避措置を講じても余剰電力が発生する場合、太陽光および風力の出力制御を行う。
- 太陽光の出力制御は、旧ルール30日／年、新ルール360時間／年を上限に、余剰電力の発生時刻、量に応じてグループ毎に出力制御することにより、無補償での出力制御の上限を最大限に活用する。
- 風力の出力制御は、日本風力発電協会より示された「風力発電の出力制御の実施における対応方針」に基づき、全発電所を一律制御する。制御時間は等価時間管理により算出し、720時間/年を上限とする。

Step 5 接続可能量の算定方法

- Step1～Step5の考え方および条件等に基づき、一般水力・原子力等のベース供給力を設定し、回避措置（火力の抑制、揚水運転）を考慮したうえで、太陽光、風力の出力制御を反映し、接続可能量を算定する。



4 接続可能量の算定結果（太陽光・風力）

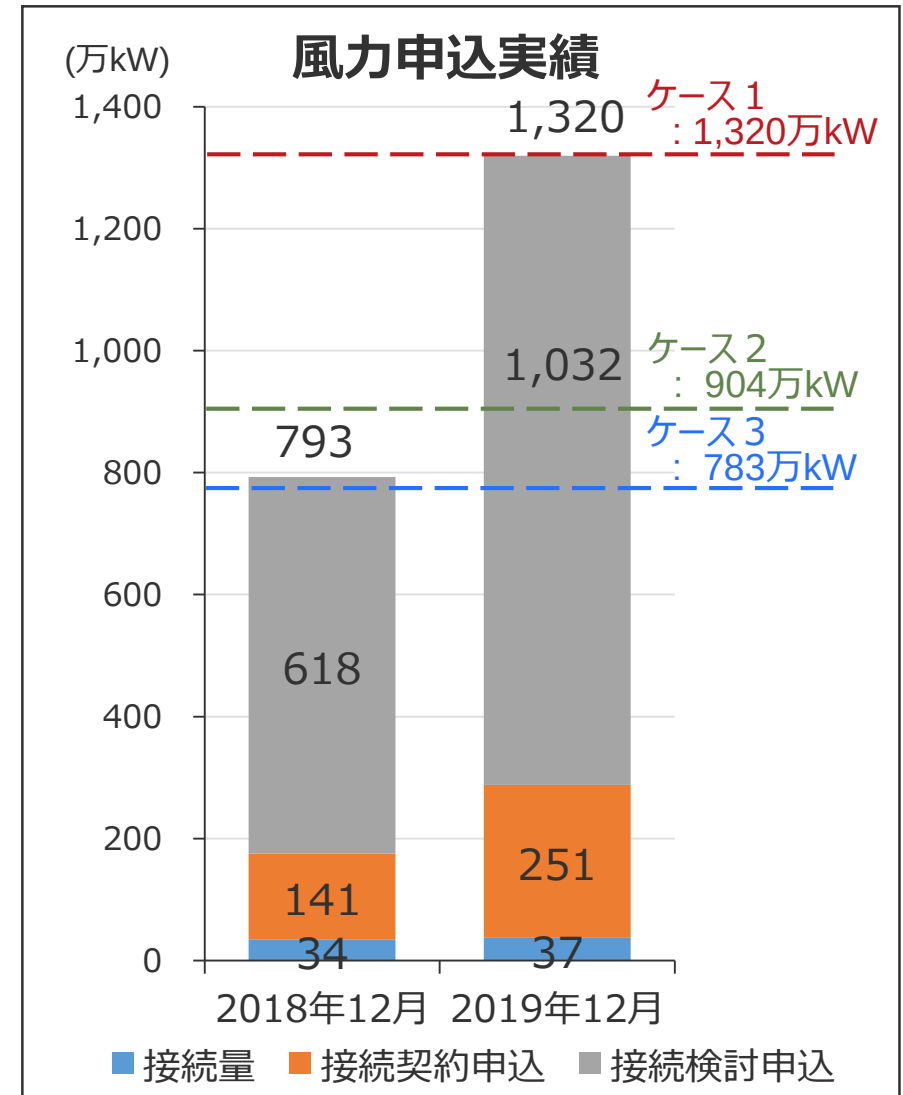
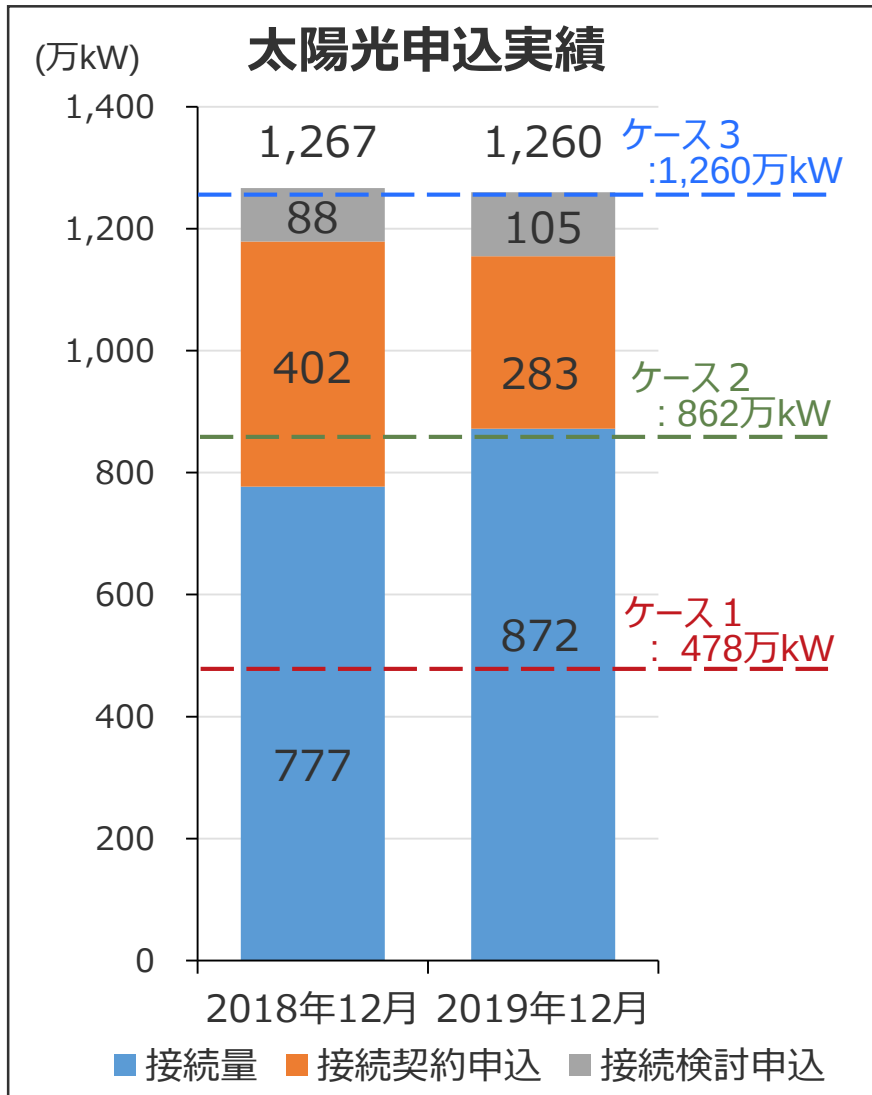
- 以下の3パターンにおいて、太陽光・風力の接続可能量を算定した。

ケース1 風力の導入見込量を固定し、太陽光の接続可能量を算定	
太陽光	風力
478万kW	1,320万kW

ケース2 太陽光・風力の接続量および申込量の比率を基に、太陽光・風力の接続可能量を算定	
太陽光	風力
862万kW	904万kW

ケース3 太陽光の導入見込量を固定し、風力の接続可能量を算定	
太陽光	風力
1,260万kW	783万kW

5 太陽光および風力の申込実績と接続可能量



(参考) 最小需要日の需給バランス

【2018年度最小需要※日（4月1日）の13時・19時における需給バランス】

※GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12時～13時の1時間平均）が最も小さい日

太陽光発電設備量1,260万kW、風力発電設備量783万kWを前提

【万kW】

			13時	19時
需要			1,142.1	1,299.1
供給力	火力	電源ⅠⅡ	316.4	321.0
		電源Ⅲ	35.8	35.8
		計	352.2	356.8
	再エネ	太陽光	1,011.9	0.0
		風力	140.9	495.8
		一般水力	160.5	194.0
		地熱	0.2	0.2
		バイオマス	70.5	70.5
		計	1,384.0	760.5
	原子力		314.0	314.0
	揚水式水力		▲398.8	▲132.2
	連系線活用		0.0	0.0
	再エネ出力制御		▲509.3	0.0
	供給力計		1,142.1	1,299.1