

再生可能エネルギーの 出力制御見通しの算定結果について

関西電力送配電株式会社

2022年 3月 14日

- 再生可能エネルギーの出力制御見通しは、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）、バイオマスを停止又は抑制、揚水動力を最大限活用することを前提に算定する。
- 算定にあたっては、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となるように制御することを前提とする。
- 具体的には、2021年9月末の再生可能エネルギー導入量（太陽光635万kW、風力17万kW）を基準として、無制限・無補償ルール事業者が追加的に接続された場合の、出力制御見通しを算定する。

2018年度～2020年度の需要実績等に基づき、下記それぞれの導入量に対する、「無制限・無補償」対象者の太陽光・風力の出力制御見通しを算定。

<導入量>

- 足下の導入量（2021年9月末）から
 - ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
 - ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
 - ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

<低減対策>

2020年度の需要実績等に基づき、

- 供給対策：すべての火力20%、バイオマス40%（地域資源除く）へ引下げ※。
 - ケース③b ケース③の導入量を前提として低減対策を考慮。

※現行の最低出力契約からの引下げ。

（参考：関西エリアは該当なし）

- 需要対策：蓄電池導入：エリア最小需要の10%、6時間容量分を導入。
 - ケース③a ケース③の導入量を前提として低減対策を考慮。
- 連系線増強：今後X年以内における広域系統整備計画での増強を見込む。
 - ケース③c ケース③の導入量を前提として低減対策を考慮。

Step1

出力制御見通し算定の検討断面の設定



Step2

検討断面における需要想定の設定



Step3

検討断面における出力の設定（一般水力、原子力、地熱、バイオマス）



Step4

再エネ導入量に応じた出力の設定（太陽光、風力）



Step5

優先給電ルールに基づく需給解析
（回避措置：火力発電の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



出力制御見通しの算定

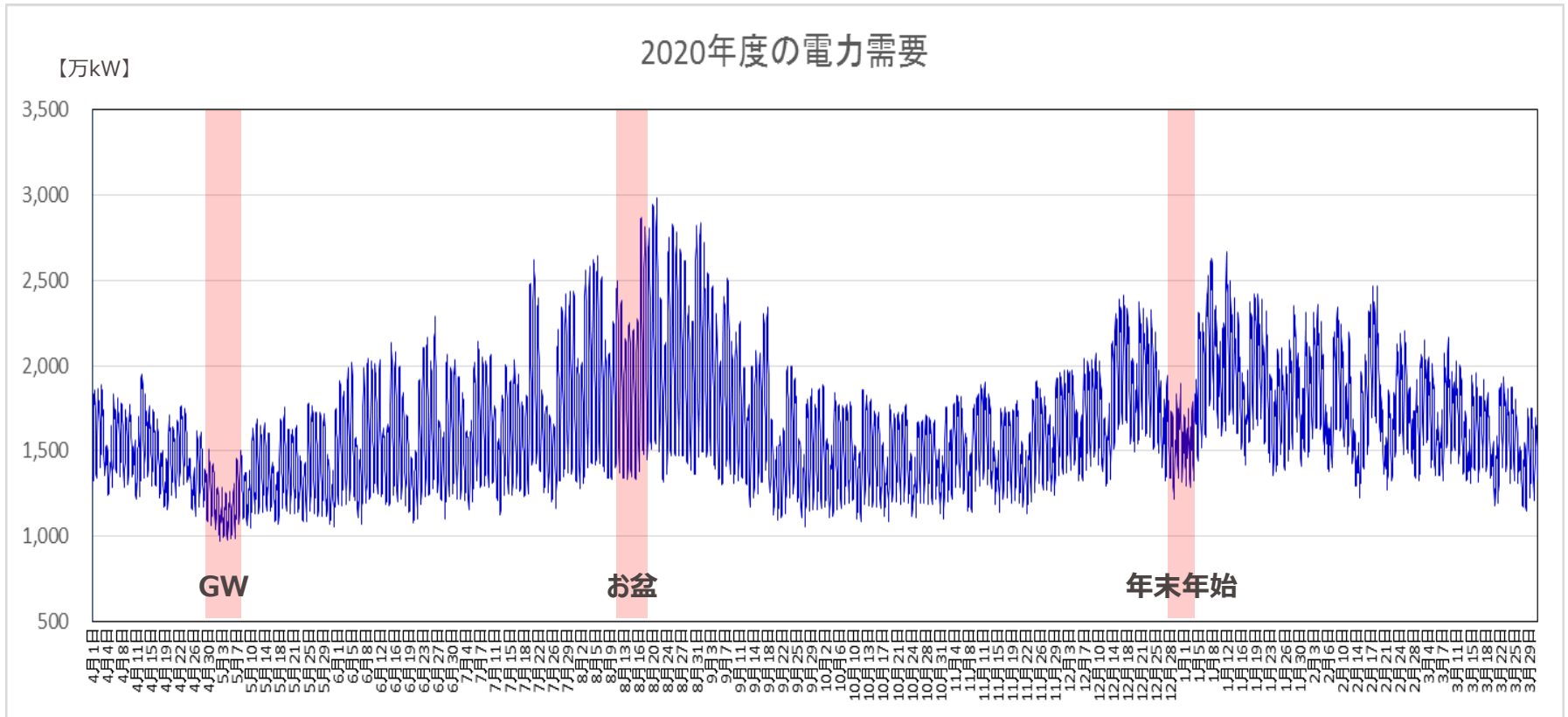
3. 算定条件の一覧表

Step	項目	小項目	算定条件
1	検討断面	—	<ul style="list-style-type: none"> 8760時間（24時間×365日）
2	需要設定	—	<ul style="list-style-type: none"> 2018~2020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、淡路島南部需要を控除）
3	出力の設定	一般水力	<ul style="list-style-type: none"> 震災前過去30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）
		原子力	<ul style="list-style-type: none"> 震災前過去30年の平均利用率平均に設備容量を乗じて算定
		地熱	<ul style="list-style-type: none"> 該当なし
		バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> 【既連系設備】専焼：最低出力まで抑制 地域資源：実績利用率 【導入見込み設備】専焼：利用率50% 地域資源：利用率80%
4	出力の設定	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> 2018~2020年度実績より利用率を算出し、前提とする設備容量に掛け合わせて出力を算定※
		風力	<ul style="list-style-type: none"> 2018~2020年度実績より利用率を算出し、前提とする設備容量に掛け合わせて出力を算定※
5	需給解析 (回避措置)	火力の抑制 (電源Ⅰ・Ⅱ)	<ul style="list-style-type: none"> 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)	<ul style="list-style-type: none"> 電源Ⅲは事業者と合意した最低出力値まで抑制
		揚水式水力の活用	<ul style="list-style-type: none"> 点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮 電源脱落等の緊急時のために、貯水池下限に裕度を設定
		連系線の活用	<ul style="list-style-type: none"> エリア外への送電、エリア外からの受電は織り込まない
		再エネ出力制御	<ul style="list-style-type: none"> 2015年1月25日以前の申込には旧ルールを適用 2021年3月31日までの申込には新ルールを適用 2021年4月1日以降の申込には無制限・無補償を適用

※淡路島南部の設備量は控除。

3. 【Step1,2】検討断面の設定と検討断面における需要設定

- 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～2020年度のエリア需要実績に、太陽光余剰契約の自家消費分を加算し、淡路島南部需要を控除したものの。



【最小需要日※】 2020年5月17日 1,298万kW

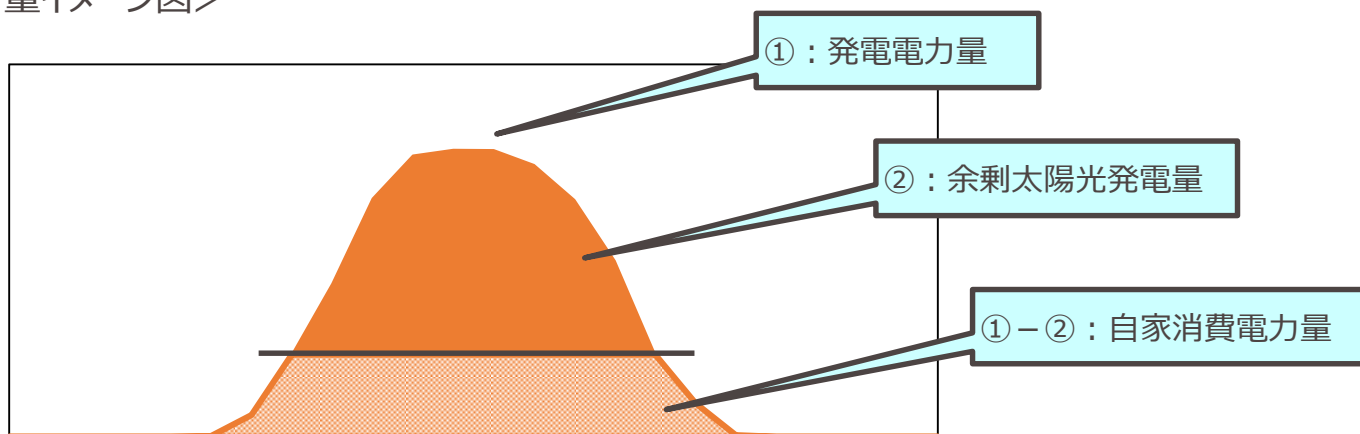
※GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12～13時の1時間平均）が最も小さい日

- 余剰買取である住宅用太陽光（低圧10kW未満）の自家消費電力については、日射量データを基に想定した太陽光発電電力量(①)と余剰買取電力量(②)の差分を自家消費電力量(③)とし、太陽光が発電する時間帯で平均的に消費していると仮定して自家消費率を算定。

<月別の自家消費率および自家消費電力の想定値（2020年度）>

	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【%】	9.8	6.9	6.0	10.1	10.1	7.6	8.3	9.5	9.9	11.2	11.2	10.5
自家消費電力【万kW】	14.9	10.6	9.2	15.5	15.6	11.8	12.9	14.8	15.6	17.7	17.7	16.7

<自家消費電力量イメージ図>



3. 【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年の平均水量）にて算定する。
- 調整池式および貯水池式は、太陽光が発電する昼間帯は可能な限り出力を抑制することを想定。

<5月の水力の最低供給力>

【万kW】

	設備容量	供給力
流れ込み式	58.9	42.9
調整池式	259.0	79.0
貯水池式	111.5	0.0
合計	438.4	121.9

<月別の水力の最低供給力>

【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	43.8	42.9	39.5	42.5	42.5	35.6	31.2	28.5	29.2	28.0	29.5	36.9
調整池式	66.7	79.0	77.2	79.5	62.3	57.0	46.0	39.6	39.7	37.7	40.8	51.5
貯水池式	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
合計	110.5	121.9	116.7	122.0	104.8	92.6	77.2	68.1	68.9	65.7	70.3	88.4

※ 将来連系分として、2021年9月時点の接続契約申込分までを加算

- 原子力の出力は、震災前過去30年の利用率の平均を設備容量に乗じた値とし、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】
合計	696.1	79.0	549.9

- 地熱の導入実績および申込実績なし。

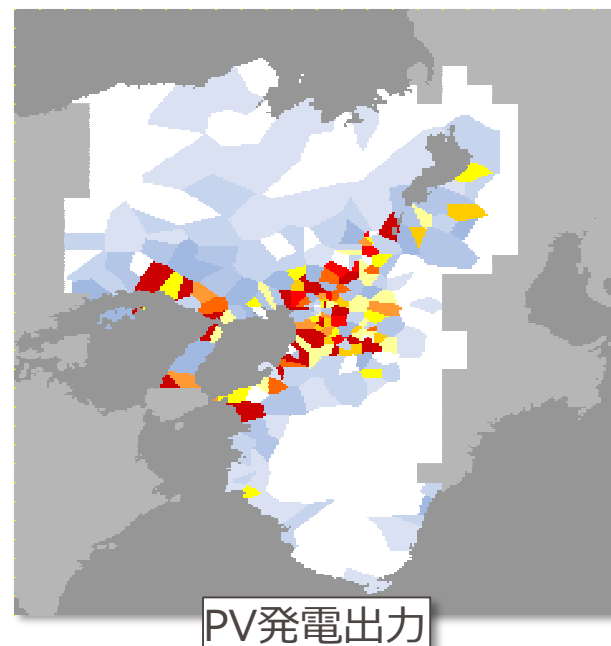
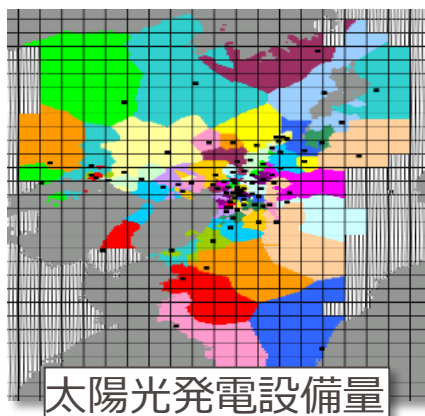
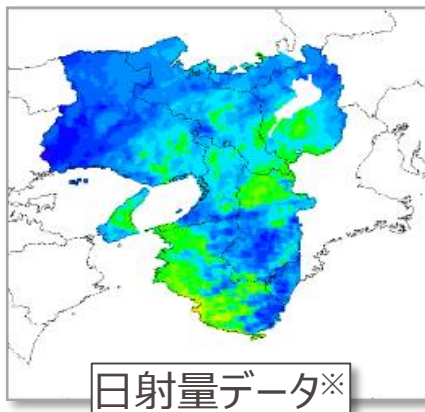
- 将来連系分として、2021年度9月末時点の導入見込み設備（接続契約申込まで）を織り込み※1。

		設備容量 【万kW】	利用率 【%】	出力 【万kW】
既連系設備	専焼	7.7	78※2	6.0
	地域資源	25.6	43※3	11.0
導入見込み設備※1	専焼	36.0	50※4	18.0
	地域資源	36.0	80※5	28.8
合計		105.3	—	63.8

- ※1 バイオマスは混焼バイオマスを含まず、将来分は専焼バイオマスと地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定
 ※2 事業者を確認した最低出力を平均して算定
 ※3 至近3年間（2018～2020年度）における実績利用率平均
 ※4 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの値を参考に50%で算定
 ※5 コスト等検証委員会報告書の値を参考に80%で算定

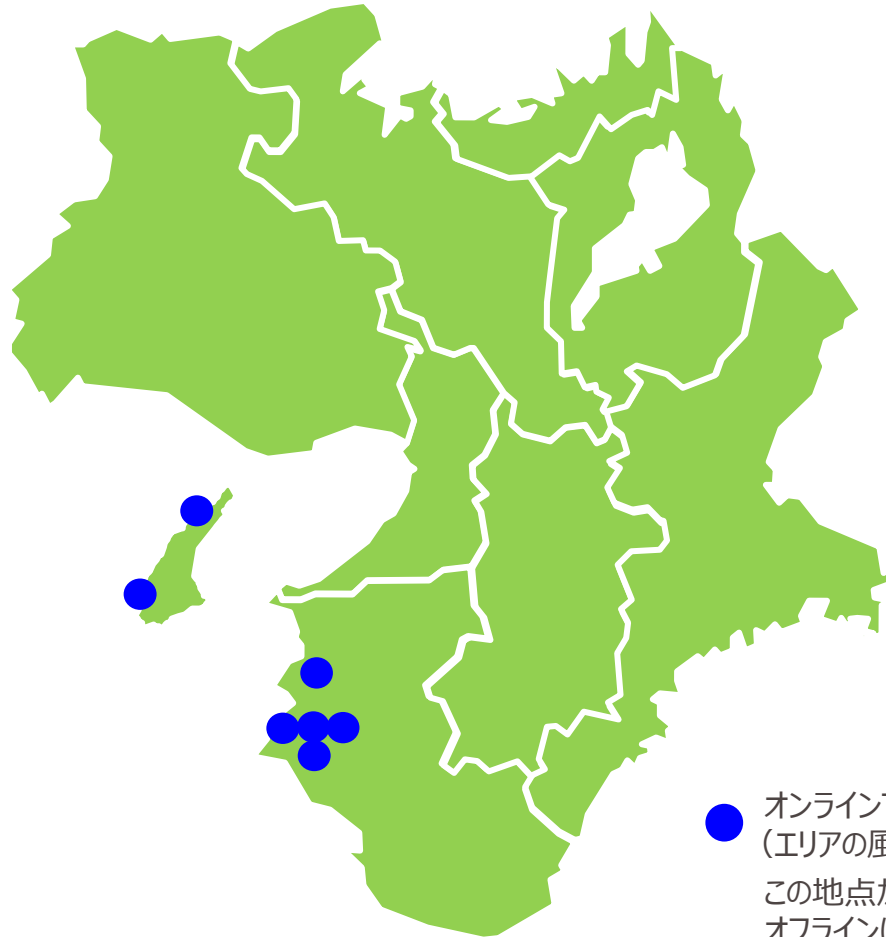
- 2018~2020年度実績より利用率を算出し、前提とする設備容量に掛け合わせて出力を算定。

※ 日射量データは、
「太陽光発電出力予測システム アポロン（株式会社 気象工学研究所）」 による推定日射量



関西エリア1kmメッシュ毎の
日射量データと設備容量を掛け合わせ出力を算出

- 2018~2020年度実績より利用率を算出し、前提とする設備容量に掛け合わせて出力を算定。



- オンラインTMを受信している発電所（7カ所:合計12万kW）
（エリアの風力発電設備容量の75%）
この地点から出力実績を収集
オフラインについては過去実績に基づき算出

- 電源Ⅰ・Ⅱ火力については、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する。
 - LFC調整力として、需要の2%を確保
 - LNGについては、BOG（Boil off Gas）消費のために必要な発電機を運転
- 電源Ⅲ火力は事業者を確認した最低出力値まで抑制するものとする。

【万kW】

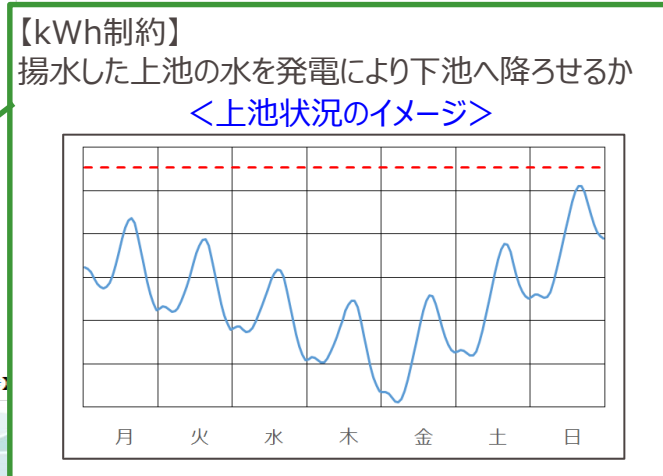
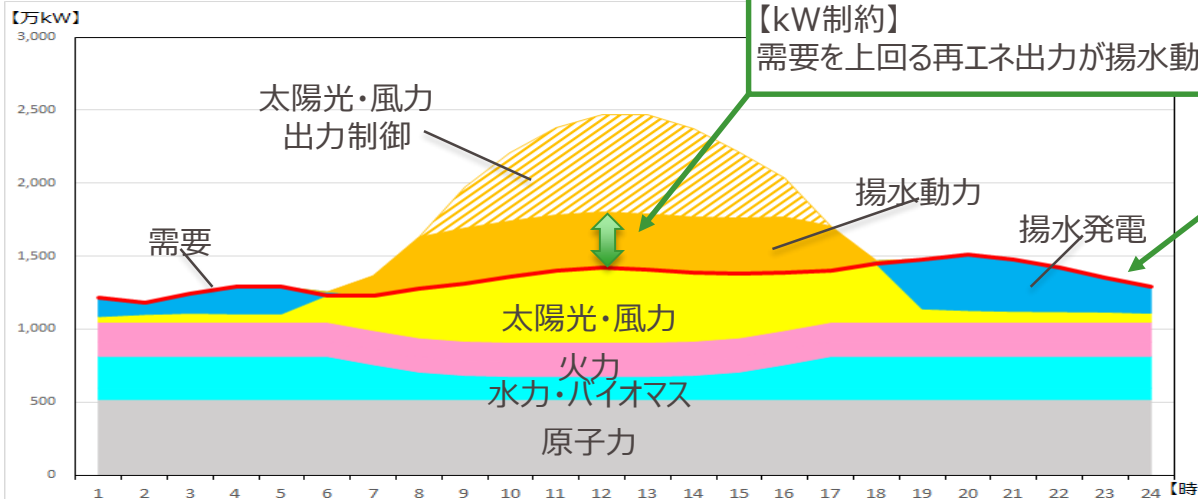
	燃料種別	設備容量	出力
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	317.2	0
	LNG	816.1	71.0 [※]
	石炭	180	0
電源Ⅲ	石油	12.4	6.0
	LNG	247.7	124.3
	石炭	230.3	93.9

※ GWを除く4月～5月の晴れた休日のうち13時需要（12～13時の1時間平均）が最小となる日の昼間供給力

- 電源 I・II 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限活用する。
- 電源 I・II 揚水式水力での調整には、「kW制約」と「kWh制約」を考慮している。
 - kW制約：再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か
 - kWh制約：再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、出力面では調整可能でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮する。
- 電源脱落等の緊急時のために、貯水池下限に裕度を設定した運用とする。

	発電出力 【万kW】	揚水動力 【万kW】	揚水可能量 【万kWh】
合計	426.1	437.5	5,537.8

＜1日の需給バランスのイメージ＞



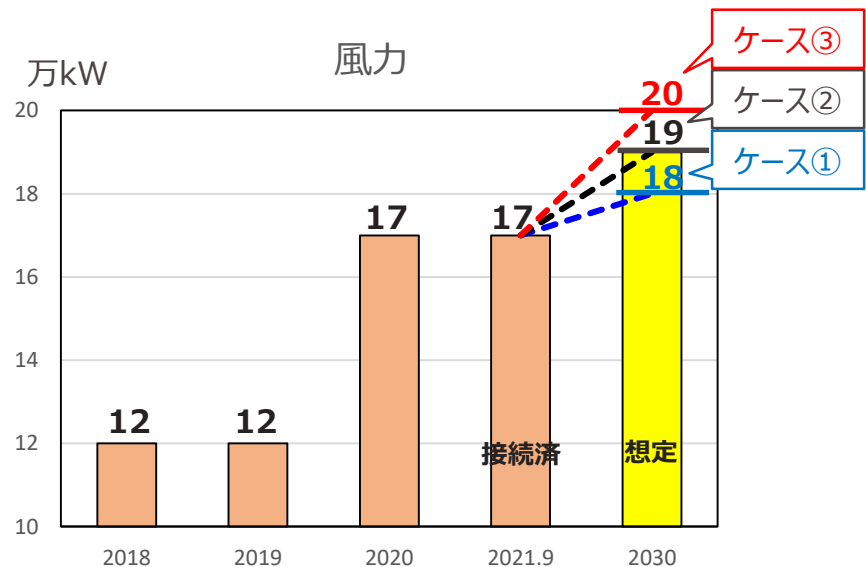
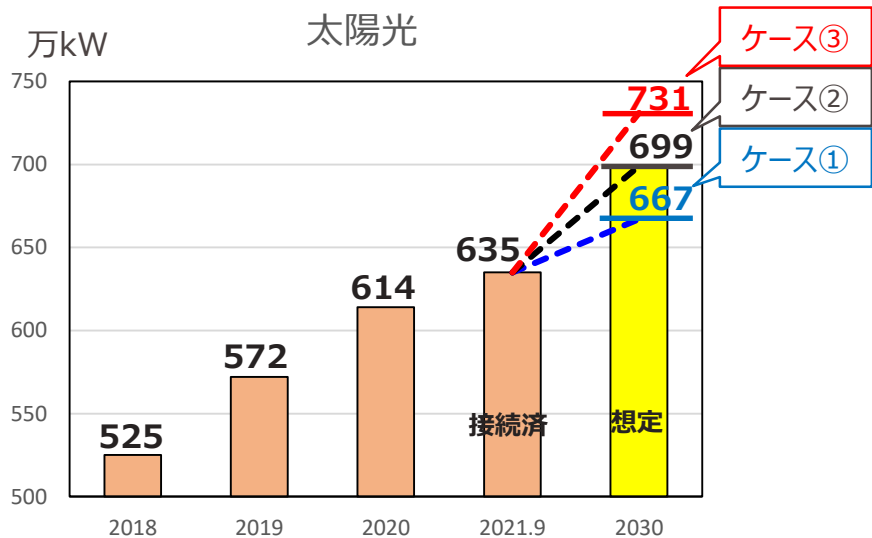
- 将来断面における連系線活用については、関西エリアでの再エネ出力制御時には他エリアも既に再エネ出力制御を実施していることが想定されるため、地域間連系線を用いたエリア外への送電は織り込まないこととする。

- 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。
- 太陽光および風力の出力制御は、旧ルール、新ルール、無制限・無補償ルールに分類され、無補償での出力制御は、旧ルールは30日/年、新ルールは360時間/年（太陽光）または720時間/年（風力）に制限されている。
- 再エネの出力制御にあたっては、制御が必要となる時間帯に対象事業者すべてを一括制御するのではなく、余剰電力の発生時刻や発生見込み量に応じて各ルール間や太陽光および風力間の制御順位を切り替えることで、無補償での出力制御の制限を最大限活用する。
- 旧ルールの制御日数、新ルールの制御時間がそれぞれ上限に達しない見込みの時は、各ルール間や太陽光および風力間の公平性を踏まえて、出力制御を実施する。

- 2020年度の最小需要日（2020年5月17日）におけるkWバランスは下表のとおり。
- 太陽光・風力の導入量は、2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
※ 太陽光設備容量：699万kW 風力設備容量：19万kW

			13時	20時	【万kW】
需要			1,297.9	1,380.8	
供給力	火力	電源Ⅰ・Ⅱ	71.0	72.6	
		電源Ⅲ	224.2	224.2	
		計	295.2	296.8	
	再エネ	太陽光	431.1	0.0	
		風力	2.5	1.3	
		一般水力	121.9	258.7	
		地熱	0.0	0.0	
		バイオマス	63.8	63.8	
		計	619.3	323.8	
	原子力		549.9	549.9	
	揚水式水力		▲166.5	210.3	
	連系線活用		0.0	0.0	
	再エネ出力制御		0.0	0.0	
供給力計		1,297.9	1,380.8		

- 2021年9月末時点で接続済は、太陽光約635万kW、風力約17万kW
- 2030年度の導入量の想定は、足下の導入量（2021年9月末）から
 - ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
 - ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
 - ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度



<導入量>

● 足下の導入量 (2021年9月末) から

- ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度 (0.5倍)
- ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度 (1.0倍)
- ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光：+32万kW 風力：+1万kW (※3)	ケース② 太陽光：+64万kW 風力：+2万kW (※3)	ケース③ 太陽光：+96万kW 風力：+3万kW (※3)
太陽光 635万kW 風力 17万kW	1,357万kW	0万kW <0%>	1.4% (15時間) 1.5% 0.6%	2.3% (16時間) 2.4% 0.7%	4.2% (24時間) 4.4% 1.1%

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算しており、2018～2020年度の平均値である。

※2 中三社については、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0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、を算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。数値は上から、「合成」、「太陽光」、「風力」の制御率を記載。「合成」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

(注) 出力制御の見通しは、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際の出力制御時間や制御率を保証するものではありません。

<導入量>

● 足下の導入量（2021年9月末）から

- ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
- ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
- ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光：+32万kW 風力：+1万kW (※3)	ケース② 太陽光：+64万kW 風力：+2万kW (※3)	ケース③ 太陽光：+96万kW 風力：+3万kW (※3)
太陽光 635万kW 風力 17万kW	1,360万kW	0万kW <0%>	0% (0時間) 0% 0%	0% (0時間) 0% 0%	0% (0時間) 0% 0%

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算したもの。（2018年4月1日13時）

※2 中三社については、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0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、を算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。数値は上から、「合成」、「太陽光」、「風力」の制御率を記載。「合成」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

(注) 出力制御の見通しは、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際の出力制御時間や制御率を保証するものではありません。

<導入量>

● 足下の導入量（2021年9月末）から

- ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
- ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
- ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光：+32万kW 風力：+1万kW (※3)	ケース② 太陽光：+64万kW 風力：+2万kW (※3)	ケース③ 太陽光：+96万kW 風力：+3万kW (※3)
太陽光 635万kW 風力 17万kW	1,411万kW	0万kW <0%>	0.4%（3時間） 0.5% 0.2%	1.1%（6時間） 1.2% 0.3%	3.8%（14時間） 4.1% 0.9%

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算したもの。（2019年4月7日13時）

※2 中三社については、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0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、を算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。数値は上から、「合成」、「太陽光」、「風力」の制御率を記載。「合成」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

（注）出力制御の見通しは、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際の出力制御時間や制御率を保証するものではありません。

<導入量>

● 足下の導入量（2021年9月末）から

- ケース① 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の半分程度（0.5倍）
- ケース② 2021年度供給計画 2030年時点の導入量 程度（1.0倍）
- ケース③ 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース① 太陽光：+32万kW 風力：+1万kW (※3)	ケース② 太陽光：+64万kW 風力：+2万kW (※3)	ケース③ 太陽光：+96万kW 風力：+3万kW (※3)
太陽光 635万kW 風力 17万kW	1,298万kW	0万kW <0%>	3.9% (42時間) 4.1% 2.1%	5.9% (43時間) 6.1% 2.2%	8.8% (58時間) 9.1% 3.0%

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算したもの。（2020年5月17日13時）

※2 中三社については、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0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 至近の導入状況等を踏まえ、追加接続量ごとに、を算定。出力制御量低減策については、2020年度の需要、日照等を基礎にして試算。数値は上から、「合成」、「太陽光」、「風力」の制御率を記載。「合成」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

(注) 出力制御の見通しは、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際の出力制御時間や制御率を保証するものではありません。

<低減対策>

2020年度の需要実績等に基づき、「無制限・無補償」対象者の太陽光・風力の出力制御見通しを算定。

- 供給対策：すべての火力20%、バイオマス40%（地域資源除く）へ引下げ※1。
 - ケース③b ケース③の導入量※2を前提として低減対策を考慮。

※1 現行の最低出力契約からの引下げ。

※2 2021年度供給計画 2030年までの導入量増分の1.5倍 程度

	基本ケース出力	低減対策後出力	引下げ量	【万kW】
電源Ⅲ火力	224.2	98.1	126.1	
専焼バイオマス	24.0	17.5	6.5	
合計	248.2	115.6	132.6	

2021年9月 時点導入量	最小需要 (※1)	連系線 活用量 (※2)	ケース③ 太陽光：+96万kW 風力：+3万kW (※3)	最低出力引下げ 低減効果 132.6万kW (※3)
太陽光 635万kW 風力 17万kW	1,298万kW	0万kW <0%>	8.8% (58時間) 9.1% 3.0%	0% (0時間) 0% 0%

※1 最小需要については、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の需要に、余剰買取による太陽光発電の自家消費分を加算したもの。(2020年5月17日13時)

※2 中三社については、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0%の場合の出力制御の見通しを算定。

※3 数値は上から、「合成」、「太陽光」、「風力」の制御率を記載。「合成」の制御時間は、太陽光・風力それぞれの制御時間のうち大きい値を記載。

(注) 出力制御の見通しは、あくまでも試算値であり、前提と同様の条件が揃った場合に発生するため、実際の出力制御時間や制御率を保証するものではありません。