



再生可能エネルギーの出力制御見通しについて

2023年12月6日

中国電力ネットワーク株式会社



1. 出力制御見通しの考え方

■ 出力制御見通しの考え方

- ✓ 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）、バイオマスを停止または抑制、揚水運転、最大限の地域間連系線活用等を前提に算定する。
- ✓ 「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、制御日数が30日相当の上限に達するまでは出力制御の機会が均等となるように制御。
- ✓ 2020～2022年度の需要、日射量、風力出力の実績を基に算定。
- ✓ 2023年3月末時点の連系実績（太陽光664万kW、風力35万kW）を算定の基準として、太陽光、風力が追加された場合の無制限・無補償ルールの出力制御時間、制御率を算定。



2. 出力制御見通し算定のフロー

ステップ1

2023年度算定の検討断面の設定



ステップ2

検討断面における需要の設定



ステップ3

検討断面における出力の設定（一般水力、原子力）



ステップ4

再エネ導入量に応じた出力の想定（太陽光、風力、バイオマス）



ステップ5

現状制度における需給解析（火力の抑制、揚水運転、再エネ出力制御の反映等）



出力制御見通しの算定



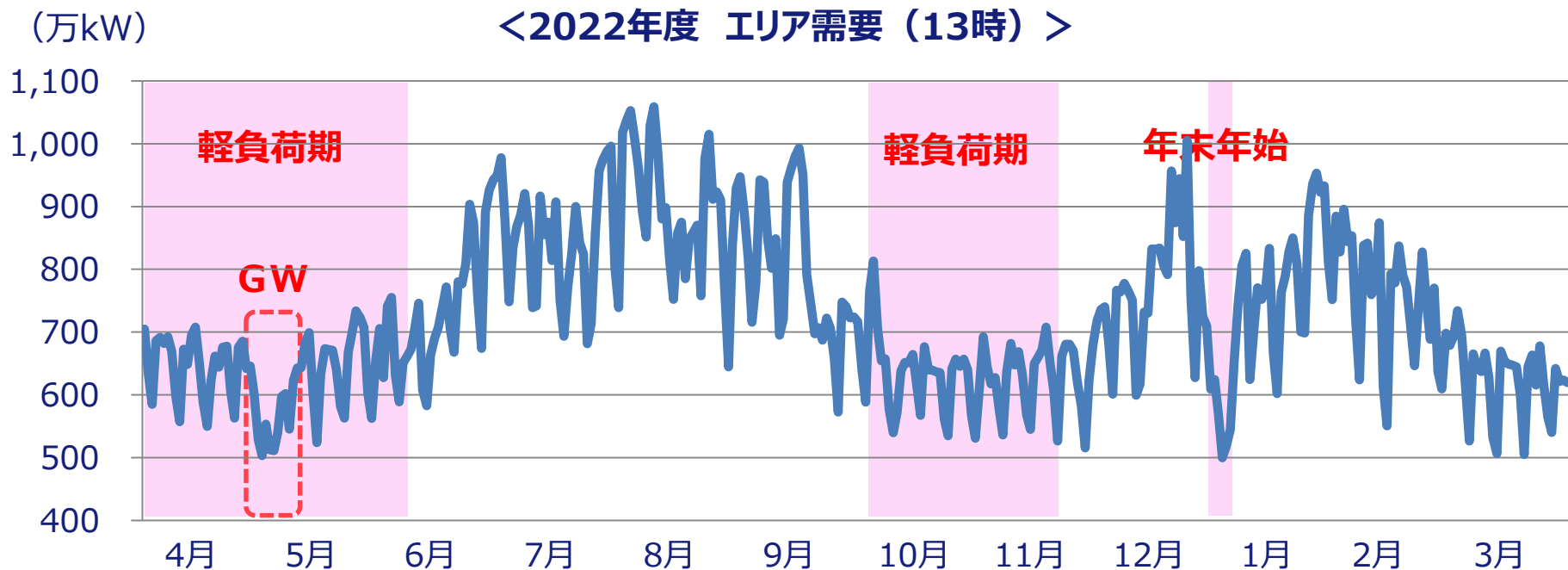
3. 出力制御見通しの算定条件（前回との比較）

項目			今回（2023年度算定値）	前回（2022年度算定値）
検討断面			2022年度:24時間×365日＝8,760時間 2021年度:24時間×365日＝8,760時間 2020年度:24時間×365日＝8,760時間	2021年度:24時間×365日＝8,760時間 2020年度:24時間×365日＝8,760時間 2019年度:24時間×366日＝8,784時間
需要			2020～2022年度エリア需要実績 （太陽光余剰契約の自家消費分を加算）	2019～2021年度エリア需要実績 （ 同左 ）
発 電 出 力	一般水力		震災前30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）	
	原子力		震災前30年平均利用率に設備容量を乗じて算出	
	地熱		該当なし	
	太陽光		2020～2022年度実績（日射量や風力発電量）に基づく太陽光・風力の実績利用率を採用	2019～2021年度実績（日射量や風力発電量）に基づく太陽光・風力の実績利用率を採用
	風力			
	バイオマス	専焼	既設設備：事業者と合意した最低出力 導入見込設備：最低出力30%	既設設備：事業者と合意した最低出力 導入見込設備：最低出力50%
		地域資源	2022年度実績利用率に設備容量を乗じて算出	2021年度実績利用率に設備容量を乗じて算出
回 避 措 置	火力 （電源Ⅰ・Ⅱ）		安定供給に支障の無い範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制	
	火力 （電源Ⅲ）		事業者と合意した最低出力	
	揚水等		補修作業・計画外停止による1台停止を考慮 ブラックスタートに必要な上池容量を確保	補修作業・計画外停止による1台停止を考慮 最大電源脱落時に対応できる上池容量を確保
	連系線		運用容量から他エリアの中継振替分等を控除した量の0％、100％の2パターン	



【ステップ1、2】検討断面の設定と需要想定

- 1年間(24時間×365日=8,760時間)の全時間断面について評価・確認。
- 需要は、エリアの需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算。



【最小需要日】2022年4月17日(日) 550万kW
(GWを除く4月または5月の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)



(参考) 太陽光の自家消費電力想定

- 余剰買取である住宅用太陽光発電（低圧10kW未満）を対象。
- 日射量データから想定した太陽光発電の月間電力量から、余剰買取の月間電力量を差引き、月毎に自家消費分を想定。（発電する時間帯の自家消費率は一定で算定。）

<2022年度 月別の自家消費量と自家消費率>

	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 (%)	15.7	15.3	15.4	14.9	19.3	13.3	12.7	11.3	8.4	10.7	10.7	13.3
自家消費電力 (万kW)	18.4	18.0	18.1	17.5	22.8	15.8	15.2	13.6	10.2	13.0	13.2	16.3



【ステップ3】 検討断面における出力設定（一般水力）

- 一般水力の出力は、平水（震災前過去30年間の平均水量）で算定。
- 調整池式は、太陽光が発電する昼間帯において可能な限り出力を抑制。

	設備容量※ ¹ （万kW）	出力※ ² （万kW）
流れ込み式	28.5	16.2
調整池式	73.6	26.5
貯水池式	1.5	0.0
合 計	103.6	42.7

各月の最低出力

（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	16.2	13.0	12.2	15.7	11.2	11.7	9.2	7.7	9.4	10.9	13.2	17.6
調整池式※ ³	26.5	18.9	18.0	25.6	12.3	20.9	10.5	10.0	17.0	13.6	19.4	32.0
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	42.7	31.9	30.2	41.3	23.5	32.6	19.7	17.7	26.4	24.5	32.6	49.6

※1 導入見込み設備量（接続契約申込済）を織込。

※2 最小需要時（2022年4月17日13時：GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯）の出力

※3 調整池式は灌漑・工業用水等の責任放流に必要な最低限の出力値。



【ステップ3】 検討断面における出力設定（原子力・地熱）

- 原子力の出力は、震災前過去30年（運開後30年経過していない場合は運開後の期間）の利用率の平均を設備容量に乗じた値。

	設備容量（万kW）	利用率（%）	出力（万kW）
合計	219.3	79.6	174.6

- 地熱の導入見込なし。

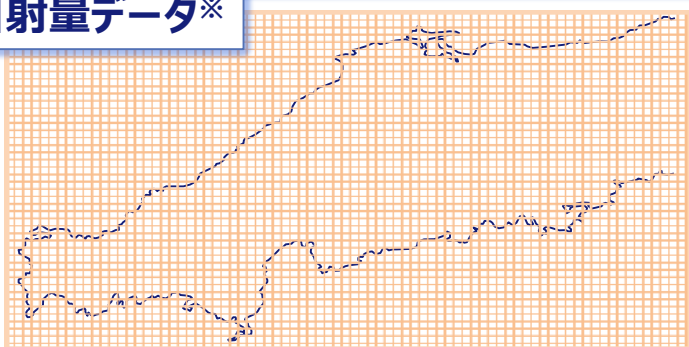


【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定（太陽光）

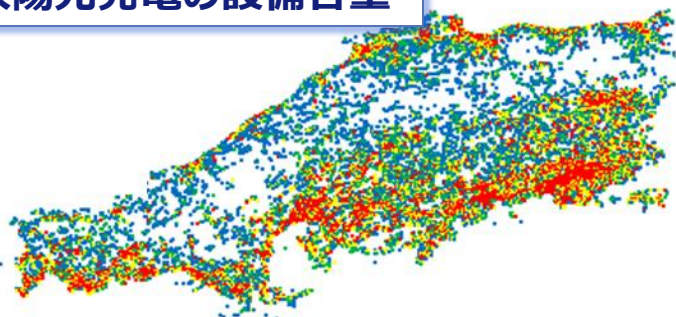
■ 太陽光出力の想定

- ✓ 日射量等の気象データをもとに、設備容量に対する出力比率を算定。
- ✓ 導入想定量に出力比率を乗じて、中国エリア全体の太陽光の出力を想定。

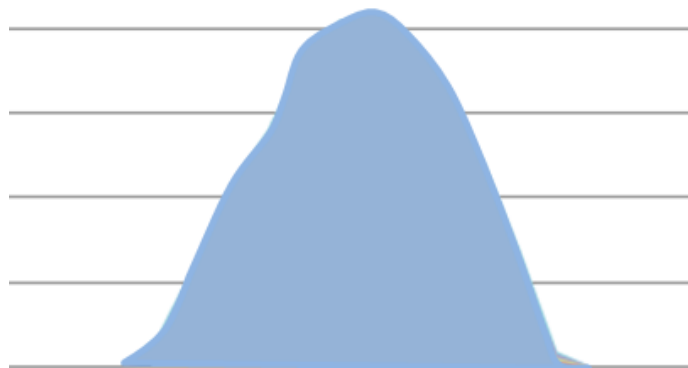
日射量データ※



太陽光発電の設備容量



中国エリアの太陽光発電の出力



※ 日射量データは0.5kmメッシュごとの推定日射量



【ステップ４】 検討断面における再エネ出力想定（風力）

■ 風力の出力想定

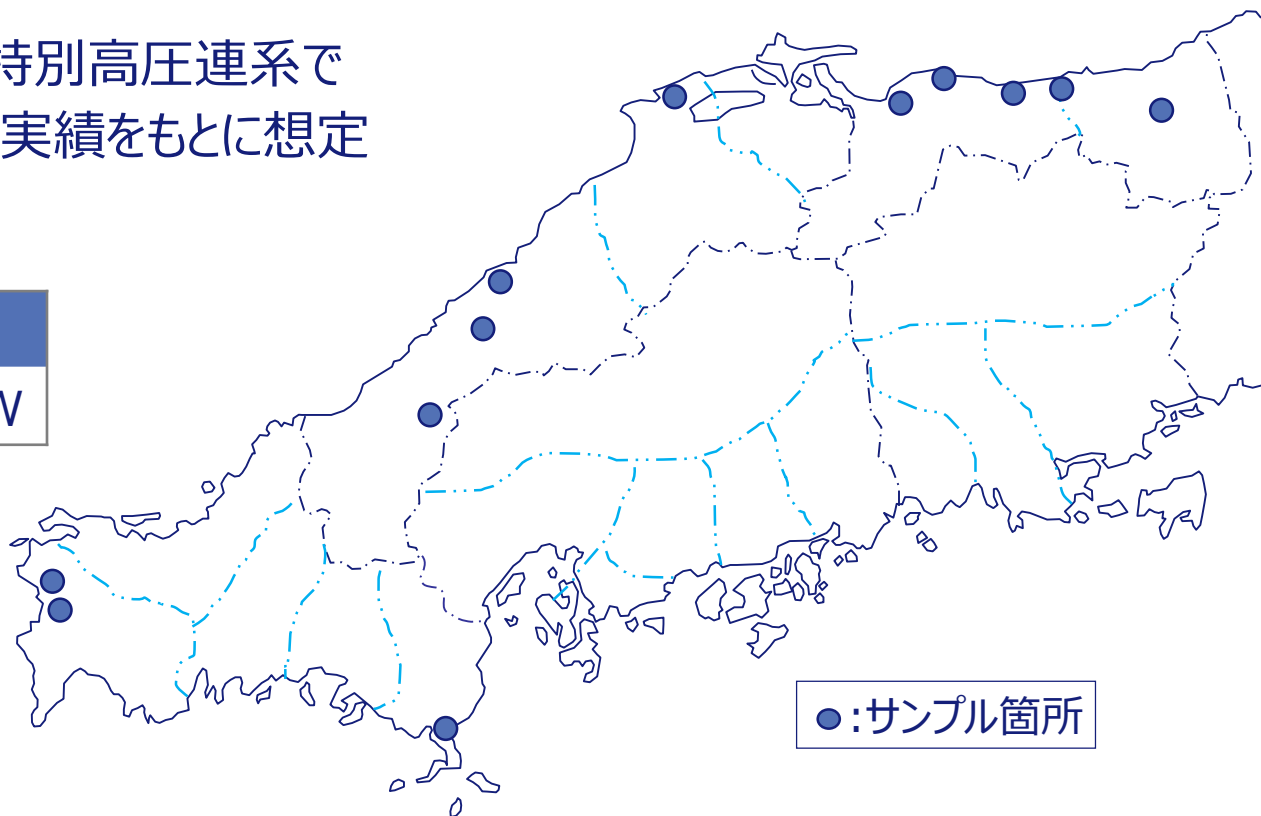
- ✓ 既設風力（特高）の出力実績をもとに、設備容量に対する出力比率を算定。
- ✓ 導入想定量に出力比率を乗じて風力の出力を想定。

○ 出力比率の想定

発電出力を計測している特別高圧連系で
2,000kW以上の発電所実績をもとに想定

○ 対象箇所

サンプル数	設備容量
12箇所	32.9万 kW





【ステップ４】 検討断面における再エネ出力想定（バイオマス）

- 専焼バイオマスの既設設備の出力は事業者と合意した最低出力とし、導入見込設備の出力は最低出力を30%として算定。
- 地域資源バイオマスの出力比率は2022年度の実績利用率を採用。

	設備容量(万kW)※	出力比率(%)	出力 (万kW)
専焼	4 2 . 8	4 4 . 9	1 9 . 2
地域資源	2 1 . 9	5 2 . 9	1 1 . 6
合計	6 4 . 7	4 7 . 6	3 0 . 8

※ 導入見込み接続量（接続契約申込済）を織込。

導入見込みのバイオマスは専焼バイオマスと地域資源バイオマスが既設の設備量按分で導入されると想定。



【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制）

- 火力発電については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から以下を考慮し、安定供給に支障の無い範囲で、停止または最低限必要な出力まで抑制。
 - ✓ LFC調整力を確保。
 - ✓ 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。
 - ✓ 再エネの出力が想定を下回る場合でも、ピーク需要に対応可能な供給力を確保。
- 電源Ⅲ火力は事業者と合意した最低出力まで抑制。
- 最小需要時※¹の火力発電出力は下表のとおり。

	燃料種別※ ²	設備容量(万kW)	出力(万kW)
電源Ⅰ・Ⅱ	石油	85.0	0.0
	LNG	251.4	49.0
	石炭	300.0	30.0
電源Ⅲ	石油	93.7	7.1
	LNG	1.0	0.0
	石炭	276.4	115.6

※¹ GWを除く4月または5月の晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯（2022年4月17日13時）

※² 混焼バイオマスおよび副生ガスについては、混焼する主な燃料の種別に整理



【ステップ5】 回避措置（揚水運転）

- 発電機の補修作業・計画外停止を考慮し、揚水1台の停止を前提に、揚水動力を最大171万kW織込み。
- 揚水の活用にあたっては、以下の制約を考慮。
 - 【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。
（ブラックスタートに必要な上池容量は確保）

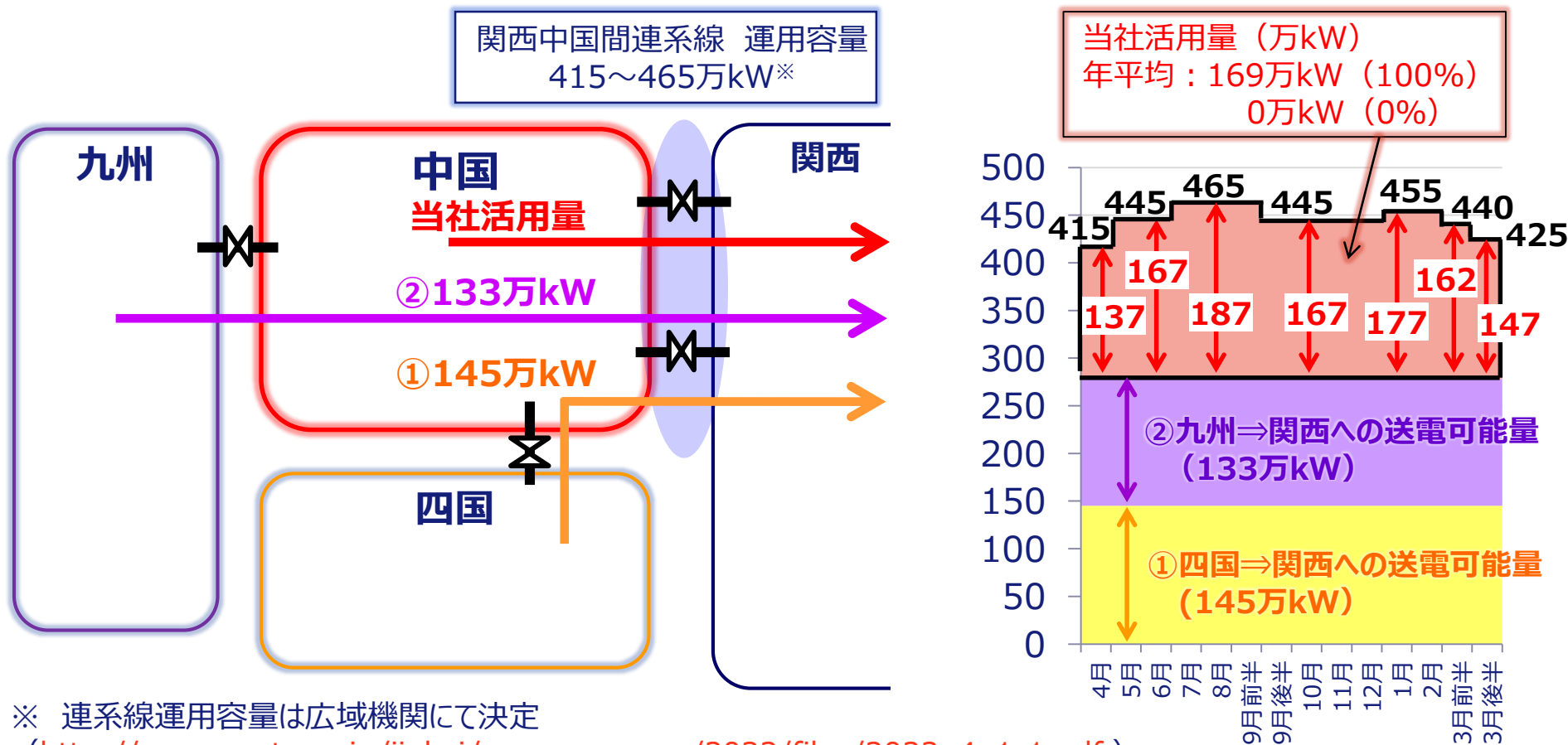
	発電出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水動力換算容量※ (万kWh)
合計	1 8 2 . 5	1 7 1 . 0	1 , 5 9 4 ～ 1 , 6 1 3

※ 混合揚水（自流分を含む揚水）については、上池に比べて下池の容量が極端に小さいうえ、灌漑・工業用水等の確保のため、月毎の河川への放流分を控除。



【ステップ5】 回避措置（連系線の活用）

- 当社は立地的に中継会社のため、関西中国間連系線の運用容量から、九州、四国エリアからの送電可能量を控除した値に対して、0%および100%を当社活用量として算定。





(参考) 軽負荷期の昼間最低需要日のkWバランス (GW除く)

- 2022年4月17日の13時、20時（ピーク需要断面）の需要実績において、太陽光発電設備容量935万kW、風力発電設備容量149万kWとした場合での需給バランス想定と比較

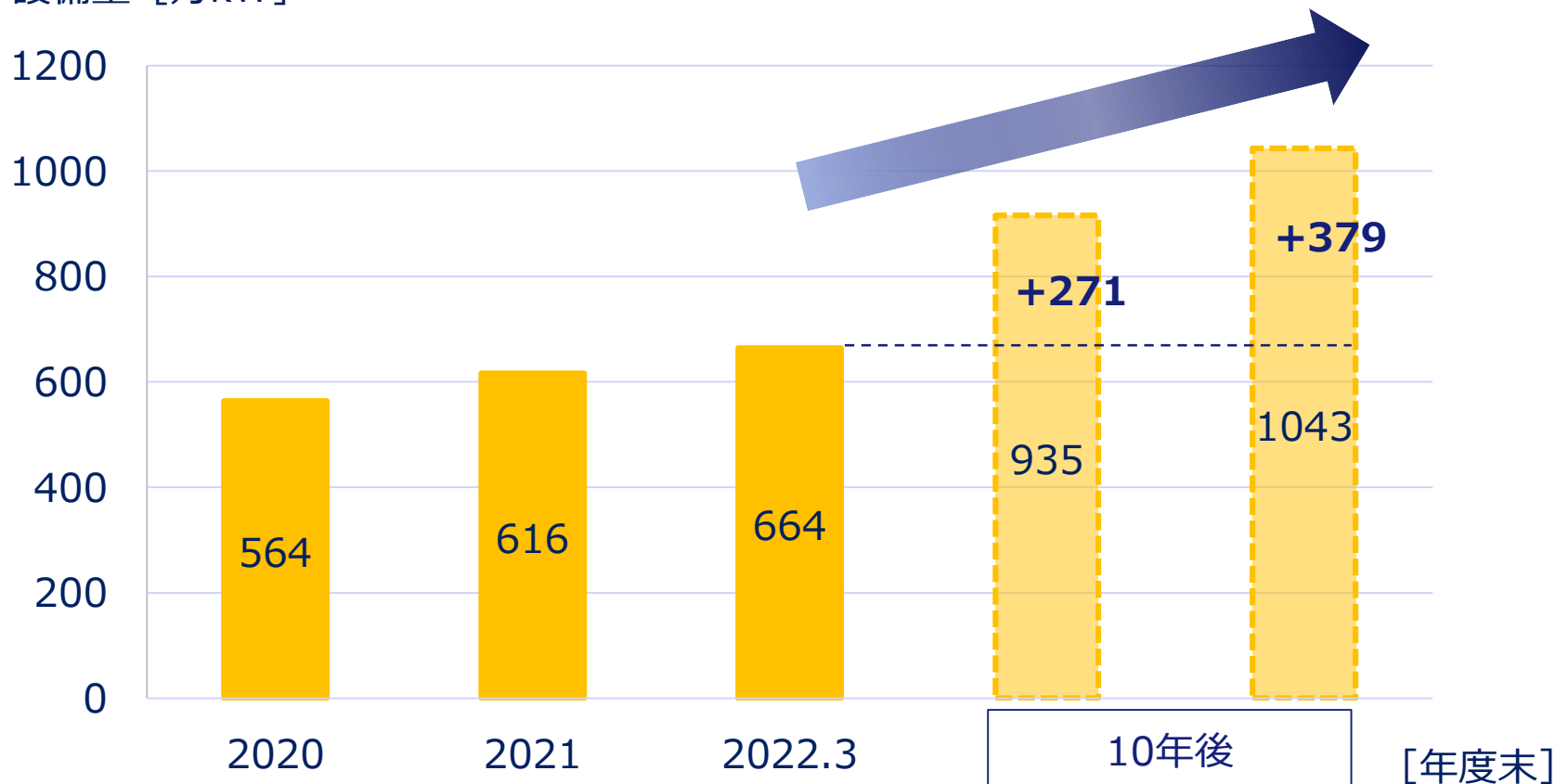
			(万kW)			
			連系線活用0%		連系線活用100%	
			13時	20時	13時	20時
需要			549.9	593.7	549.9	593.7
発電出力	火力	電源ⅠⅡ	79.0	79.9	79.0	79.9
		電源Ⅲ	122.7	122.7	122.7	122.7
		計	201.7	202.6	201.7	202.6
	再エネ	太陽光	774.3	0.0	774.3	0.0
		風力	4.6	2.4	4.6	2.4
		一般水力	42.7	80.6	42.7	80.6
		地熱	0.0	0.0	0.0	0.0
		バイオマス	30.8	30.8	30.8	30.8
		計	852.4	113.8	852.4	113.8
	原子力		174.6	174.6	174.6	174.6
	揚水		▲ 171.0	102.7	▲ 171.0	102.7
	連系線活用		0.0	0.0	▲ 137.0	0.0
	再エネ出力制御		▲ 507.8	0.0	▲ 370.8	0.0
	発電出力計		549.9	593.7	549.9	593.7



4-1. 太陽光発電設備の導入量想定

- 2023年3月末時点で664万kWが接続。
- 至近の導入実績や申し込み状況などを考慮し、10年後の想定導入量935万kW(+271万kW)を基準とし、増分量の1.4倍(+379万kW)のケースで算定。

設備量 [万kW]

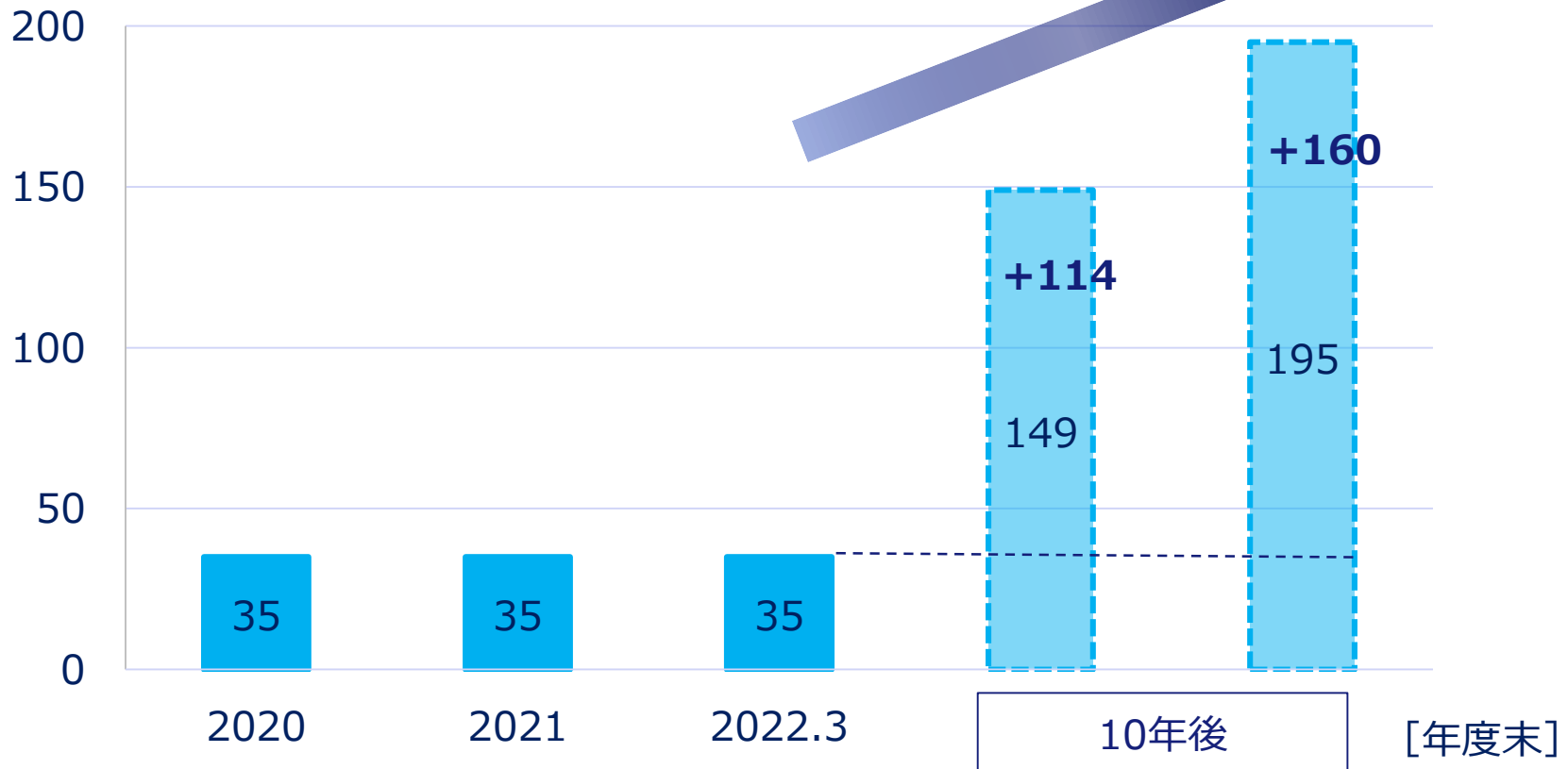




4-2. 風力発電設備の導入量想定

- 2023年3月末時点で35万kWが接続。
- 至近の申し込み状況などを考慮し、10年後の想定導入量149万kW(+114万kW)を基準とし、増分量の1.4倍(+160万kW)のケースで算定。

設備量 [万kW]





5-1. 出力制御見通し 算定結果（太陽光、風力）

■無制限・無補償ルール of 出力制御見通し [2020～2022年度算定結果平均]

2023年3月末 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース① 太陽光+271万kW 風力 +114万kW	ケース② 太陽光+379万kW 風力 +160万kW
太陽光664万kW 風力35万kW	549万kW	0万kW (0%)	39.0%(1,189時間) 〔 太陽光：47.6% 風力：10.8% 〕	43.2%(1,415時間) 〔 太陽光：54.0% 風力：13.0% 〕
		169万kW (100%)	8.3%(213時間) 〔 太陽光：10.2% 風力：1.8% 〕	12.8%(349時間) 〔 太陽光：16.1% 風力：3.5% 〕

(参考) 受電会社の受電可能量考慮(2022年度分)

2023年3月末 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース① 太陽光+271万kW 風力 +114万kW
太陽光664万kW 風力35万kW	550万kW	受電会社の 受電可能量考慮	19.6%(571時間) 〔 太陽光：23.8% 風力：3.9% 〕

【凡例】

上段：「太陽光+風力」の制御率
(制御時間※2)

中段：「太陽光」の制御率

下段：「風力」の制御率

※1 最小需要については、GWを除く4月または5月の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。

※2 「太陽光+風力」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。

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・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。



【参考】出力制御見通し 算定結果（太陽光、風力）

[2020年度実績に基づく算定結果]

2023年3月末 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース① 太陽光+271万kW 風力 +114万kW	ケース② 太陽光+379万kW 風力 +160万kW
太陽光664万kW 風力35万kW	549万kW	0万kW (0%)	41.5%(1,325時間) 〔 太陽光：50.7% 風力：12.7% 〕	44.9%(1,538時間) 〔 太陽光：56.3% 風力：14.5% 〕
		169万kW (100%)	9.3%(247時間) 〔 太陽光：11.6% 風力：2.0% 〕	14.6%(408時間) 〔 太陽光：18.5% 風力：3.9% 〕

【凡例】

上段：「太陽光+風力」の制御率（制御時間※2）

中段：「太陽光」の制御率

下段：「風力」の制御率

※1 最小需要については、GWを除く4月または5月の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。

※2 「太陽光+風力」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。

（注）・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。

・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。



【参考】出力制御見通し 算定結果（太陽光、風力）

[2021年度実績に基づく算定結果]

2023年3月末 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース① 太陽光+271万kW 風力 +114万kW	ケース② 太陽光+379万kW 風力 +160万kW
太陽光664万kW 風力35万kW	549万kW	0万kW (0%)	35.1%(1,050時間) 〔 太陽光：43.5% 風力：10.2% 〕	40.4%(1,310時間) 〔 太陽光：51.1% 風力：13.2% 〕
		169万kW (100%)	6.4%(162時間) 〔 太陽光：8.0% 風力：1.7% 〕	9.7%(262時間) 〔 太陽光：12.2% 風力：3.3% 〕

【凡例】

上段：「太陽光+風力」の制御率（制御時間※2）

中段：「太陽光」の制御率

下段：「風力」の制御率

※1 最小需要については、GWを除く4月または5月の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。

※2 「太陽光+風力」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。

（注）・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・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。



【参考】出力制御見通し 算定結果（太陽光、風力）

[2022年度実績に基づく算定結果]

2023年3月末 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース① 太陽光+271万kW 風力 +114万kW	ケース② 太陽光+379万kW 風力 +160万kW
太陽光664万kW 風力35万kW	550万kW	0万kW (0%)	40.4%(1,191時間) 〔 太陽光：48.8% 風力：9.3% 〕	44.3%(1,396時間) 〔 太陽光：54.6% 風力：11.3% 〕
		169万kW (100%)	9.2%(230時間) 〔 太陽光：11.1% 風力：1.7% 〕	14.2%(378時間) 〔 太陽光：17.6% 風力：3.3% 〕

【凡例】

上段：「太陽光+風力」の制御率（制御時間※2）

中段：「太陽光」の制御率

下段：「風力」の制御率

※1 最小需要については、GWを除く4月または5月の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。

※2 「太陽光+風力」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。

（注）・無制限無補償ルール of 太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。
・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。



5-2. 出力制御見通し 算定結果（出力制御量低減策）

■無制限・無補償ルール of 出力制御見通し

[2022年度実績を基に出力制御低減策を適用した場合の算定結果]

2023年3月 時点導入量	最小需要※1	連系線 活用量	ケース② 太陽光+379万kW 風力+160万kW		
			(再掲) ケース②	ケース②a 蓄電池を導入した場合 ・導入量55.0万kW （最小需要の10%） ・6時間容量	ケース②b 火力電源の最低出力を 引き下げた場合※2 （最小需要断面での 低減効果48.7万kW）
太陽光664万kW 風力35万kW	550万kW	169万kW (100%)	14.2%(378時間) 〔 太陽光：17.6% 風力：3.3% 〕	10.9%(288時間) 〔 太陽光：13.6% 風力：2.4% 〕	9.7%(248時間) 〔 太陽光：12.0% 風力：2.1% 〕

【凡例】

上段：「太陽光+風力」の制御率（制御時間※3）
中段：「太陽光」の制御率
下段：「風力」の制御率

※1 最小需要については、GWを除く4月または5月の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。

※2 火力は最低出力を30%まで引き下げた場合、バイオマス(地域資源除く)は最低出力を30%まで引き下げた場合について試算。

※3 「太陽光+風力」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。

(注) ・無制限無補償ルールの太陽光・風力は電源種別を区別せず、同一時間に一律の制御指令値で制御を実施。

・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。