

再生可能エネルギーの接続可能量の 算定結果について

平成27年11月10日
中国電力株式会社

<今回の系統WGにおける算定内容(1)>

■ 太陽光の接続可能量

【算定内容1】

- ✓ 昨年と同様に、風力100万kWを前提とし、2015年度算定値を算定

■ 風力の接続可能量

【風力の制御方法】

- ✓ 風力の接続可能量の算定にあたり、以下の制御方法を想定
 - ・ケース①：現行制度に基づく出力制御(旧ルールの風力は輪番停止)
 - ・ケース②：第6回系統WGで風力発電協会殿からご提案頂いた出力制御方法※を採用

※既設も含めた全ての風力に新ルールを適用し、年間の出力制御時間を部分制御考慮時間(制御時間に制御率を乗じた管理値)で管理

【算定内容2】

- ✓ 今回の算定条件で、2015年度算定値を算定(太陽光2014年度算定値を前提)

【算定内容3】

- ✓ 今回の算定条件で、2015年度算定値を算定(太陽光2015年度算定値を前提)

【算定内容4】

- ✓ 昨年の算定条件で、2014年度算定値を算定(太陽光2014年度算定値を前提)

<今回の系統WGにおける算定内容(2)>

- 太陽光の接続可能量に関する具体的な算定内容は、下表のとおり

【算定内容1】 2015年度算定値の算定

	今回（2015年度算定値）	昨年（2014年度算定値）
風力 （前提）	旧ルール：47万kW 新ルール：53万kW	100万kW （全て旧ルール）
太陽光 （算定結果）	旧ルール：470万kW 新ルール： <u>算定の対象</u>	558万KW （全て旧ルール）

<今回の系統WGにおける算定内容(3)>

- 風力の接続可能量に関する具体的な算定内容は、下表のとおり

【算定内容2】 2015年度算定値の算定(太陽光は2014年度算定値を前提)

	今回 (2015年度算定値)	昨年 (2014年度算定値)
風力 (前提)	旧ルール：47万kW 新ルール： <u>算定の対象</u>	<u>算定の対象外</u>
太陽光 (算定結果)	旧ルール：470万kW 新ルール：88万kW	

【算定内容3】 2015年度算定値の算定(太陽光は2015年度算定値を前提)

	今回 (2015年度算定値)	昨年 (2014年度算定値)
風力 (算定結果)	旧ルール：47万kW 新ルール： <u>算定の対象</u>	<u>算定の対象外</u>
太陽光 (前提)	旧ルール：470万kW 新ルール：190万kW	

【算定内容4】 2014年度算定値の算定(太陽光は2014年度算定値を前提)

	今回 (2014年度算定値)	昨年 (2014年度算定値)
風力 (算定結果)	旧ルール：47万kW 新ルール： <u>算定の対象</u>	<u>算定の対象外</u>
太陽光 (前提)	558万kW (全て旧ルール)	

1-1. 接続可能量算定のフロー

ステップ1

接続可能量算定の検討断面の設定(評価対象とする時点の決定)



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

再エネの導入量に応じた出力の想定



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)



接続可能量

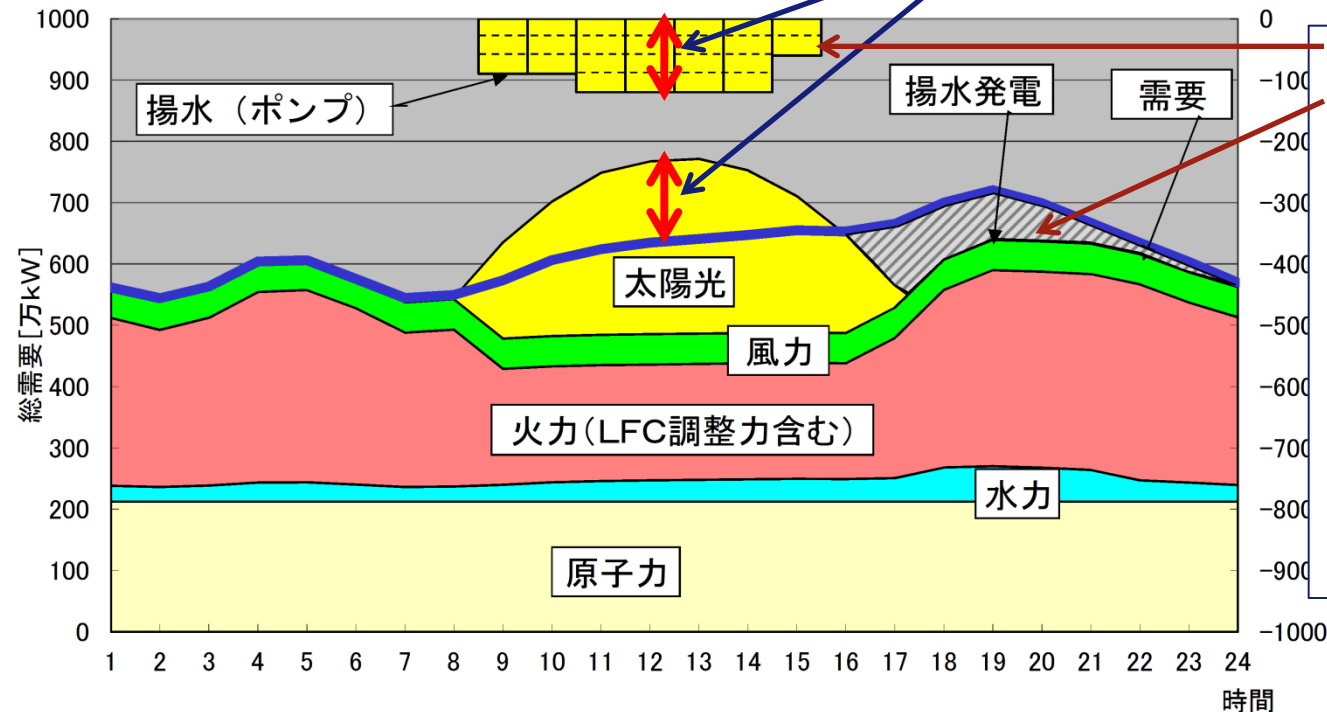
1-2. 接続可能量の算定イメージ

- 1年間の需給バランスを作成し、再エネを導入した場合のkW制約およびkWh制約を確認(揚水動力は最大限活用)

【kW制約】 下げ代が確保できること

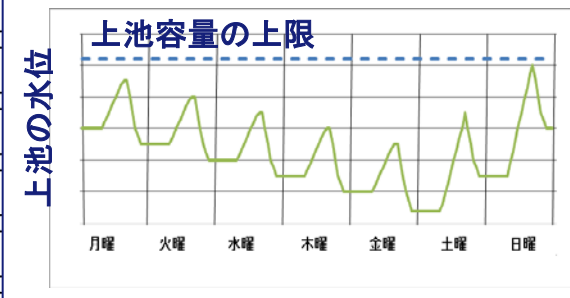
【kWh制約】揚水発電所の上池容量の範囲内で運転可能であること
(休日の揚水分を平日に発電する週間運用を考慮)

<1日の需給バランスのイメージ>



【kWh制約】
揚水した上池の水を発電により下池へ降ろせるか

週間揚水イメージ



1-3. 今回と昨年の算定条件の比較(1)

■ 今回のWGと昨年のWGの算定条件の比較は、下表のとおり

	項目	小項目	今回（2015年度算定値）	昨年（2014年度算定値）
ステップ1	検討断面		1年間（24時間×365日＝8,760時間）	
ステップ2	需要		2014年度発受電端需要実績 （太陽光余剰契約の自家消費分を加算）	2013年度発受電端需要実績 （太陽光余剰契約の自家消費分を加算）
ステップ3	供給 （ベース）	原子力	既設設備（島根2, 3号） （利用率は震災前30年平均を採用）	既設設備（島根1, 2, 3号） （利用率は震災前30年平均を採用）
		一般水力	震災前30年平均（調整可能な水力は抑制・停止）	
		地熱	該当なし	
ステップ4	再エネ出力	風力	2014年度実績（風力発電量や日射量） に基づく風力・太陽光の合成利用率を採用 ・各月・各時間帯の2σ値（晴天時）	2013年度実績（風力発電量や日射量） に基づく風力・太陽光の合成利用率を採用 ・各月・各時間帯の2σ値（晴天時）
		太陽光	・各月・各時間帯の平均値（曇天：雨天時） ただしkWh制約検討時には日利用率を採用	・各月・各時間帯の平均値（曇天：雨天時） ただしkWh制約検討時には日利用率を採用
		バイオマス 小水力	今後見込まれる量も含む（2015年1月の省令 改正に伴う出力制御ルールの見直しを反映）	今後見込まれる量も含む
ステップ5	回避措置	火力	・LFC2%確保 ・高需要期において潮流調整のために運転が必要な発電機やBOG消費を考慮 ・供給力として必要のない域外の電発火力は受電ゼロ	
		揚水	・俣野川・南原は5台／6台（長期作業・計画外停止を考慮），新成羽川は全台考慮 ・最大電源脱落時に対応できる上池容量を確保	
		再エネ 出力制御	・2015年1月の省令施行日以前の申込には旧ルールを適用（50kW未満は猶予期間あり） ・それ以降の申込には新ルールを適用	・風力・太陽光ともに旧ルールを適用

1-3. 今回と昨年の算定条件の比較(2)

- 需要や設備容量・利用率に関する具体的な算定条件の比較は、下表のとおり
- 発受電端需要は、昨年の算定条件に比べ2%程度減少(年間の平均電力▲15万kW)

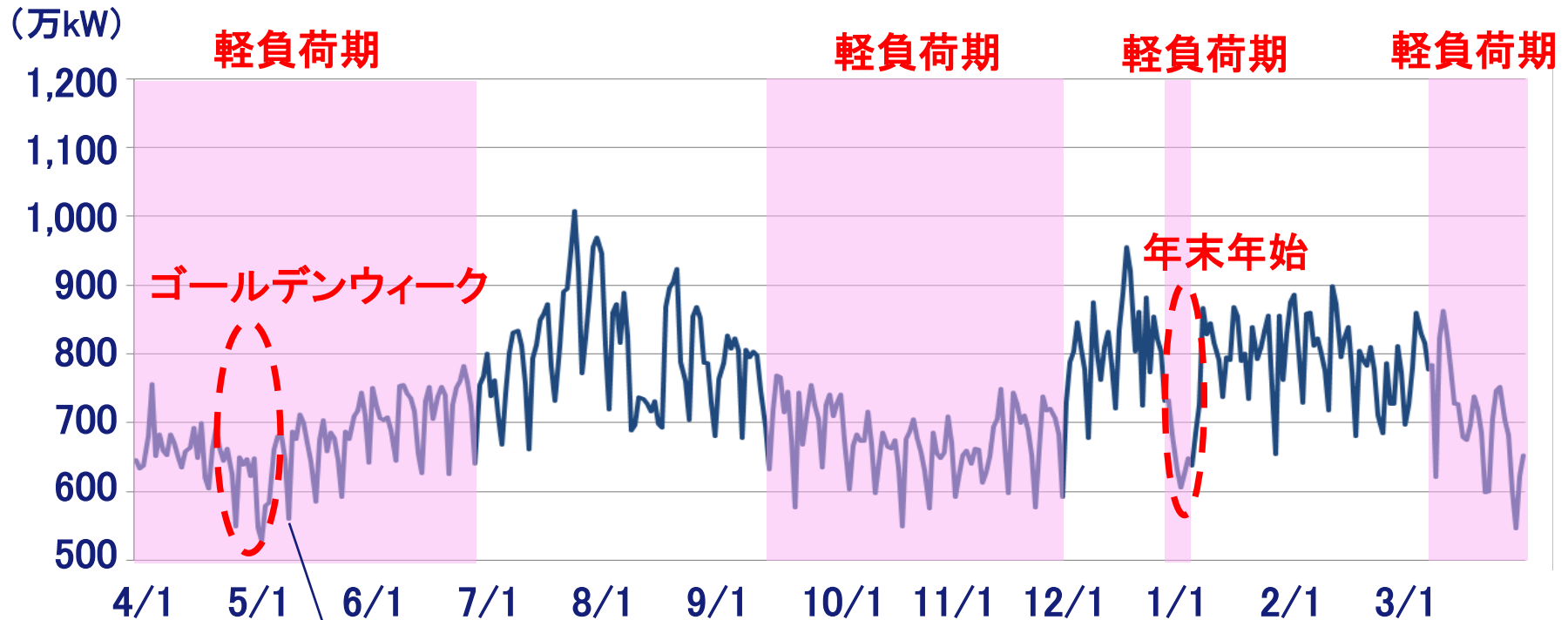
		今回 (2015年度算定値)	昨年 (2014年度算定値)
発受電端需要 (年間)		631億kWh (年間の平均電力720万kW)	644億kWh (年間の平均電力735万kW)
原子力	設備量	219.3万kW	265.3万kW
	利用率	79.6%	76.1%
	供給力	174.6万kW	201.9万kW
一般水力※	設備量	100.8万kW	101.0万kW
バイオマス	設備量	193.8万kW	97.1万kW
	利用率	27.3%	52.5%
	供給力	53.0万kW	51.0万kW
小水力	設備量	6.2万kW	2.9万kW
	利用率	58.1%	55.2%
	供給力	3.6万kW	1.6万kW
火力	設備量	1082.3万kW	

※ 一般水力の供給力はp:8に記載

【ステップ1, 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、昨年度(2014年度)の8760時間(24時間×365日)
- 需要は、自社の発受電端需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算

＜2014年度 13時の発受電端需要(太陽光余剰契約の自家消費分を加算)＞



【最小需要日※】
5月11日(日)559万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1時間平均)が最も小さい日

【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）
- 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

		一般水力 (万kW)	備考
最小需要日※1 13時の供給力 (2014年5月11日)	流れ込み式	11.4	震災前過去30年間の平均水量 出水率:43.7%
	調整池式	19.7	灌漑・工業用水等の責任放流に 必要な最低限の出力値
	貯水池式	0	
合 計		31.1	
設備容量※2	流れ込み式	26.1	
	調整池式	73.2	昨年のWGから▲0.2
	貯水池式	1.5	
合 計		100.8	

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

※2 2015年8月末時点の導入量に見直し

【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年経過していない島根2号は運開後の期間)の利用率の平均を設備容量に乗じた値

	原子力 (万kW, %)	備考
供給力(万kW)	174. 6	設備容量 × 利用率
設備容量(万kW)	219. 3	島根2号(82. 0) 島根3号(137. 3)
利用率(%)	79. 6	島根2号:運開年度の1988年度～2010年度 島根3号:島根2号の利用率を採用

- 地熱の導入実績および申込実績なし

【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

- 既設の風力(特別高圧連系)の出力実績をもとに、設備容量に対する出力比率を算出
- 太陽光接続可能量の算定時は、風力の導入想定量を100万kW(接続可能量)
- 導入想定量に出力比率を乗じて風力の出力を想定

○出力データ評価

発電出力を計測している特別高圧連系で
2,000kW以上の実績値をもとに評価

○対象箇所(サンプル箇所: ●)

サンプル数	設備容量	採用期間
11箇所	28.2万kW	2014年度



- 分散型新エネルギー大量導入促進システム安定対策事業(PV300)の中国地方測定地点(20地点)と気象庁(3地点)の日射量実測データから地区ごとの太陽光出力を想定
- 各地区の太陽光出力を合成し、中国エリアの太陽光出力を想定
- 今後の接続量は、2015年8月末実績の各県の設備量に比例すると仮定

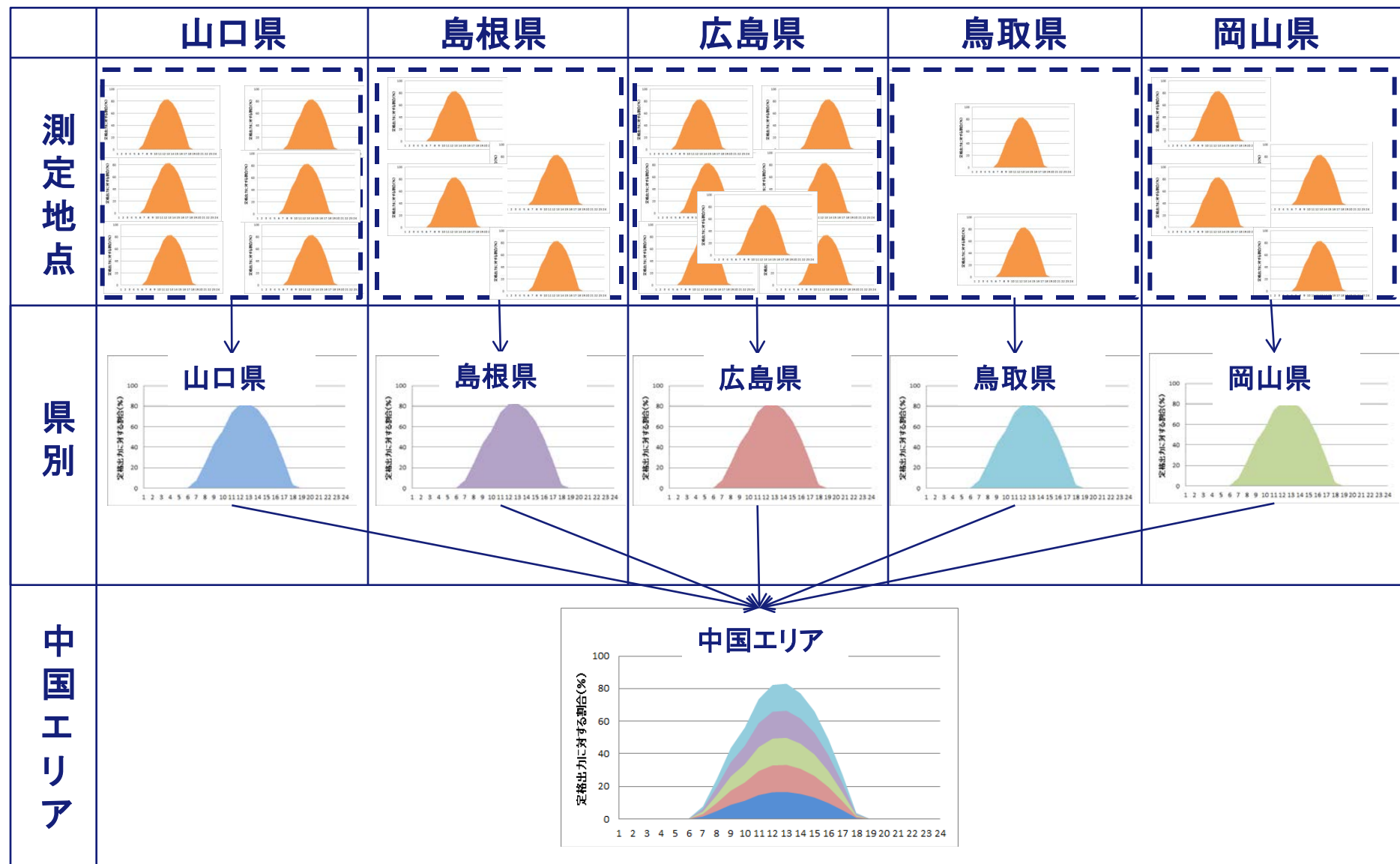
山口	島根	広島	鳥取	岡山
5	3	6	2	4

山口	島根	広島	鳥取	岡山
1	1	1	0	0



【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(太陽光)イメージ

■測定地点データおよび市町村別の導入実績から各県別と中国エリア全体の出力を想定



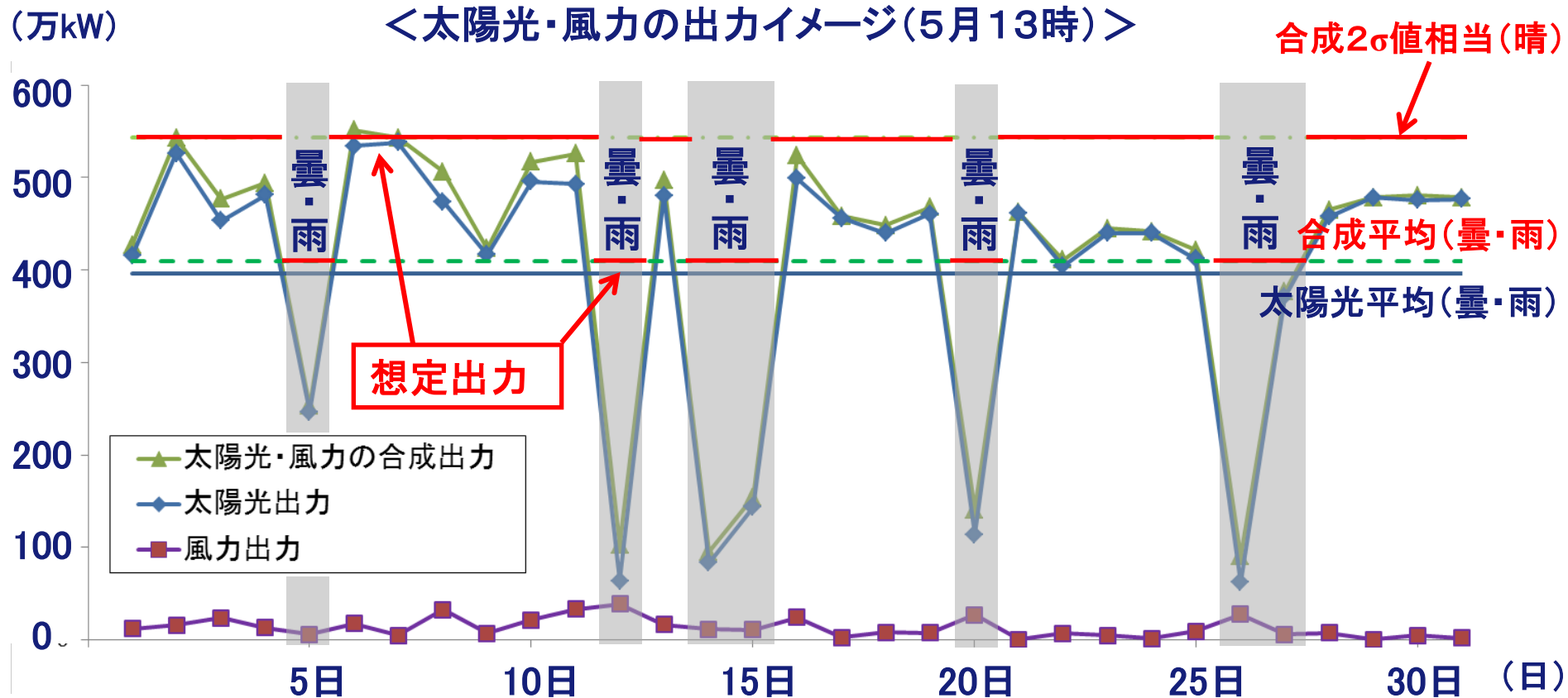
【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定(天候考慮)

■①晴と②曇・雨の分け方

- 太陽光発電出力が, ①月平均を上回っている場合を晴
- ② " 下回っている場合を曇・雨 とする

■再エネの出力想定

- ・晴 : 太陽光・風力の合成出力の 2σ 値相当
- ・曇・雨 : 太陽光・風力の合成出力の月平均値



【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・小水力)

- バイオマス発電の織込みの考え方は昨年のWGと同様であり、接続検討・事前相談等の実績や2015年1月の省令改正に伴う出力制御ルールの見直し※¹を反映
- 中国地方は他地方に比べて民有林が広範囲に分布しており、木材の利用が比較的容易であることから、FIT制度施行以降、バイオマス発電の申込みが増加しているため、接続見込量を小水力と合わせて200万kWと想定
- 利用率については、地域型を除くバイオマスを停止と想定し、27.3%と想定

	接続見込量※ ² (万kW)	利用率(%)	供給力(万kW)
バイオマス	193.8	27.3※ ³	53.0
小水力	6.2	58.1	3.6
合計	200.0	—	56.6

※1 2015年1月の省令改正により定められたバイオマスの出力制御順位

- ①化石燃料混焼(地域型バイオマスは除く)
- ②バイオマス専焼(地域型バイオマスは除く)
- ③地域型バイオマス(燃料貯蔵の困難性、技術的制約等により出力制御が困難な場合は出力制御の対象外)

※2 2015年8月末時点の導入見込量に見直し

※3 今後、※1の①～③のバイオマスがそれぞれ1／3ずつ導入され、①、②は余剰発生時に停止、③は利用率80%と想定

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(1)

- 火力発電(自社・他社)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、下記の内容を考慮し、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
- その結果、再エネの出力制御を行う日は、域外の電発火力およびIPP火力は停止

【考慮事項】

- 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
 - 潮流調整が必要な場合、当該系統に接続する発電機を運転
 - 再エネの供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保
(並列火力は経済的なユニットを選定)
 - 生産に伴う副生ガスによる発電分は受電(共同火力)
- 最小需要日※(2014年5月11日)13時の火力発電の出力は次ページのとおり

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

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(2)

■ 自社火力発電の設備仕様と最小需要日(2014年5月11日)13時の出力

【単位:万kW】

		自社火力				2014年5月11日13時の出力	
発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	出力	備考
玉島	2	石油	35	10.5	12	0	—
	3		50	12.5	15	0	—
岩国	2		35	7	9	0	—
	3		50	9	12.5	0	—
下松	3		70	21	21	0	—
下関	2		40	8	10	0	—
水島	1※1	LNG (コンバインド)	28.5	16	16	20.2	LFC調整力(4.2)
柳井	1		12.5×6機※2	5.5×6機	8×6機	0	—
	2※1		19.8×4機※2	8×4機	12×4機	15.5×2機	LFC調整力 (3.5×2機)
水島	3	LNG (コンベンショナル)	34	10.5	14	0	—
玉島	1		35	10.5	12	0	—
三隅	1	石炭	100	30	30	30	最低
水島	2		15.6	6.3	6.3	0	—
新小野田	1		50	15	15	0	—
	2		50	15	15	15	最低
下関	1		17.5	9	9	0	—

※1 BOG消費のため運転が必要な発電機

※2 認可出力は、1号系列・2号系列の合計で140万kW

【ステップ5】 回避措置(火力発電の抑制)(3)

■ 他社火力発電の設備仕様と最小需要日(2014年5月11日)13時の出力

【電源開発の火力発電所】

【単位:万kW】

		電源開発の火力発電所				2014年5月11日13時の出力	
発電所		燃料種別	認可出力	当社受電分	当社受電分(最低)	出力	備考
竹原	1	石炭	25	22.8	11.4	0	—
	3		70	65.3	31.1	31.1	最低
松島	1		50	23.4	11.3	0	—
	2		50	23.4	11.3	0	—
松浦	1		100	37.8	14.7	0	—
	2		100	37.7	12.6	0	—
橘湾	1		105	14.2	4.7	0	—
	2		105	14.2	4.7	0	—

【IPPの火力発電所】

【単位:万kW】

	IPP火力			2014年5月11日13時の出力	
発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	出力	備考
宇部興産	石炭	19. 5	4	0	－
三菱レイヨン		4	1. 2	0	－

【共同火力】

【単位:万kW】

	共同火力			2014年5月11日13時の出力	
発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	出力	備考
福山	副生ガス／石油	40. 2	11. 8	11. 8	副生ガス
倉敷		29. 2	0	0	副生ガス

【ステップ5】 回避措置（揚水式水力の活用）

- 補修作業・計画外停止を考慮し、揚水1台(30万kW)の停止を前提に、揚水動力を最大171万kW織込み(201万kW－30万kW)
- 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】 上池容量の範囲内で運転可能であること
(休日の揚水分を平日に発電する週間運用を考慮)

	設備仕様	備考
発電出力合計(万kW)	212	
揚水動力合計(万kW)	201	
揚水動力換算容量(万kWh)	1,687	俣野川 : 1, 170万kWh ÷ 30万kW = 39時間 南原 : 450万kWh ÷ 30万kW = 15時間 新成羽川: 67万kWh ÷ 7万kW = 9時間
設備仕様の内訳(万kW) (発電出力／揚水動力)	俣野川1G～4G (30 / 30) 南原1G～2G (31 / 30) 新成羽川1G (7.7 / 発電専用), 2G～4G(7.6 / 7)	

	揚水稼働台数
稼働台数／全台数	俣野川・南原: 5台／6台, 新成羽川: 3台／3台

1-4. 太陽光接続可能量の算定結果と昼間最小需要日の需給バランス

【算定内容1】

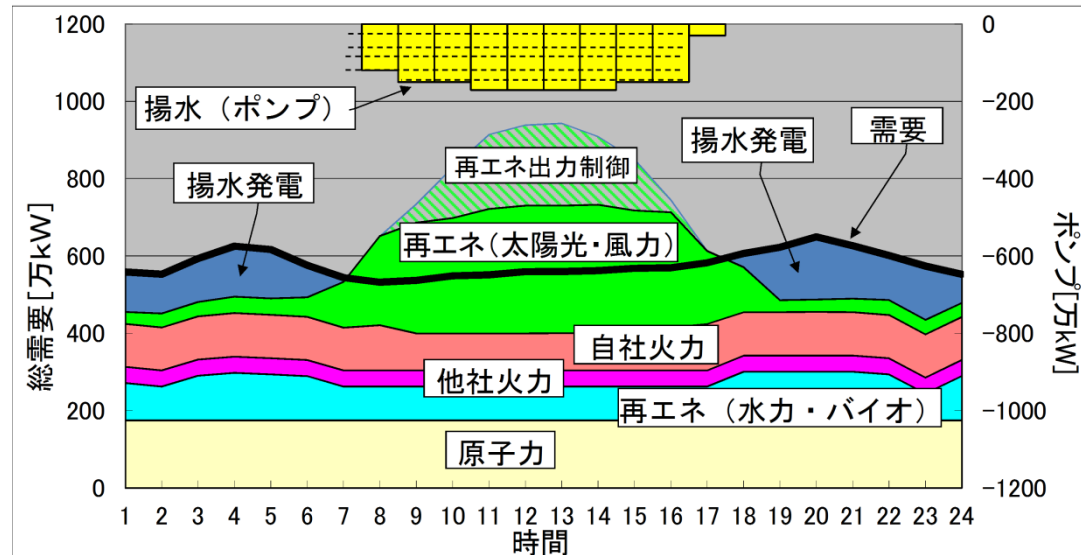
■太陽光の接続可能量(2015年度算定値)を660万kWと算定(昨年から102万kW増加)

【最小需要日(2014年5月11日)13時の需給バランス】

		出力(万kW)	
		13時	20時
自社火力	石油	0	0
	LNG	51	53
	石炭	45	60
	計	96	113
他社火力	地内電発	31	31
	域外電発	0	0
	共同火力	11	11
	IPP	0	0
	計	42	42
再エネ	合成2σ値相当	543	32
	(太陽光)	(538)	(0)
	(風力)	(5)	(32)
	一般水力	31	70
	地熱	0	0
	バイオマス	53	53
	小水力	4	4
	計	631	159

		出力(万kW)	
		13時	20時
自家発		0	0
原子力		175	175
揚水		▲171	160
再エネ出力制御		▲214	0
合計		559	649

＜需給バランスのイメージ＞



2-1. 風力の接続可能量の算定方法

【風力の制御方法】

- 風力の接続可能量の算定にあたり、以下の制御方法を想定

ケース①: 現行制度に基づく出力制御

ケース②: 日本風力発電協会(JWPA)殿からご提案頂いた出力制御方法

【算定内容2】

- 今回の算定条件で、2015年度算定値を算定(太陽光558万kWを前提)

【算定内容3】

- 今回の算定条件で、2015年度算定値を算定(太陽光660万kWを前提)

【算定内容4】

- 昨年の算定条件で、2014年度算定値を算定(太陽光558万kWを前提)

【風力の制御方法】

	風力(旧ルール)	風力(新ルール)
ケース① (現行制度)	日単位の輪番停止	全発電所を一律に時間単位の部分制御
ケース② (JWPA殿提案)	・全発電所を一律に時間単位の部分制御 ・年間の出力制御時間を部分制御を考慮した管理値※で管理	

※部分制御を考慮した管理値：制御時間(h)に制御率(%)を乗じた管理値

2-2. 風力の接続可能量(2015年度算定値)の算定結果 ～太陽光558万kW(2014年度算定値)を前提～

22

【算定内容2】

■ 今回の算定条件で, 2015年度算定値を算定(太陽光558万kWを前提)

ケース①(現行制度): 245万kW ケース②(JWPA殿提案): 305万kW

【風力の接続可能量】

	接続可能量 (万kW)	制御日数 (日)	制御時間 (時間)	部分制御 考慮時間 (時間)	制御電力量 (万kWh)	発電 可能量 (万kWh)	制御率 (%)
ケース①(現行制度)	245						
旧: 30日(1日全停止)	47	30			10, 390	108, 662	9. 6
新: 720時間	198	124	720		26, 485	457, 766	5. 8
ケース②(JWPA殿提案)	305						
旧: 720時間 (部分制御考慮時間)	47	144	936	720	9, 968	115, 124	8. 7
新: 720時間 (部分制御考慮時間)	258				54, 718	631, 956	

2-3. 風力の接続可能量(2015年度算定値)の算定結果 ～太陽光660万kW(2015年度算定値)を前提～

23

【算定内容3】

■ 今回の算定条件で, 2015年度算定値を算定(太陽光660万kWを前提)

ケース①(現行制度): 102万kW

ケース②(JWPA殿提案): 109万kW

【風力の接続可能量】

	接続可能量 (万kW)	制御日数 (日)	制御時間 (時間)	部分制御 考慮時間 (時間)	制御電力量 (万kWh)	発電 可能量 (万kWh)	制御率 (%)
ケース①(現行制度)	102						
旧: 30日(1日全停止)	47	30	—	—	8, 893	98, 164	9. 1
新: 720時間	55	149	720	—	5, 883	114, 873	5. 1
ケース②(JWPA殿提案)	109						
旧: 720時間 (部分制御考慮時間)	47	161	827	720	5, 776	100, 522	5. 7
新: 720時間 (部分制御考慮時間)	62				7, 619	132, 603	

2-4. 風力の接続可能量(2014年度算定値)の算定結果

【算定内容4】

■ 昨年の算定条件で, 2014年度算定値を算定(太陽光558万kWを前提)

ケース①(現行制度): 208万kW ケース②(JWPA殿提案): 248万kW

【風力の接続可能量】

	接続可能量 (万kW)	制御日数 (日)	制御時間 (時間)	部分制御 考慮時間 (時間)	制御電力量 (万kWh)	発電 可能量 (万kWh)	制御率 (%)
ケース①(現行制度)	208						
旧: 30日(1日全停止)	47	30	—	—	12, 368	114, 439	10. 8
新: 720時間	161	136	720	—	25, 224	392, 015	6. 4
ケース②(JWPA殿提案)	248						
旧: 720時間 (部分制御考慮時間)	47	151	895	720	9, 389	116, 035	8. 1
新: 720時間 (部分制御考慮時間)	201				40, 154	496, 235	

参考. 30日等出力制御枠の扱い(2015年度算定値の比較)

- 接続可能量の太陽光・風力が導入された場合、風力の30日等出力制御枠を拡大する方が再エネの発電電力量は多いが、再エネの申込状況を踏まえると、風力は接続可能量に対して余裕がある状況

【2015年度算定値の比較】

	(算定内容2) 太陽光558万kW		(算定内容3) 太陽光660万kW		再エネの申込状況※2		
	接続可能量 (万kW)	発電電力量※1 (億kWh)	接続可能量 (万kW)	発電電力量※1 (億kWh)	接続済＋ 接続契約済 (万kW)	接続検討 (万kW)	合計
太陽光	558	78. 1	660	94. 3	518	692	1, 210
風力	305	68. 2	109	22. 0	47	21	68
合計	863	146. 3	769	116. 3	565	713	1, 278

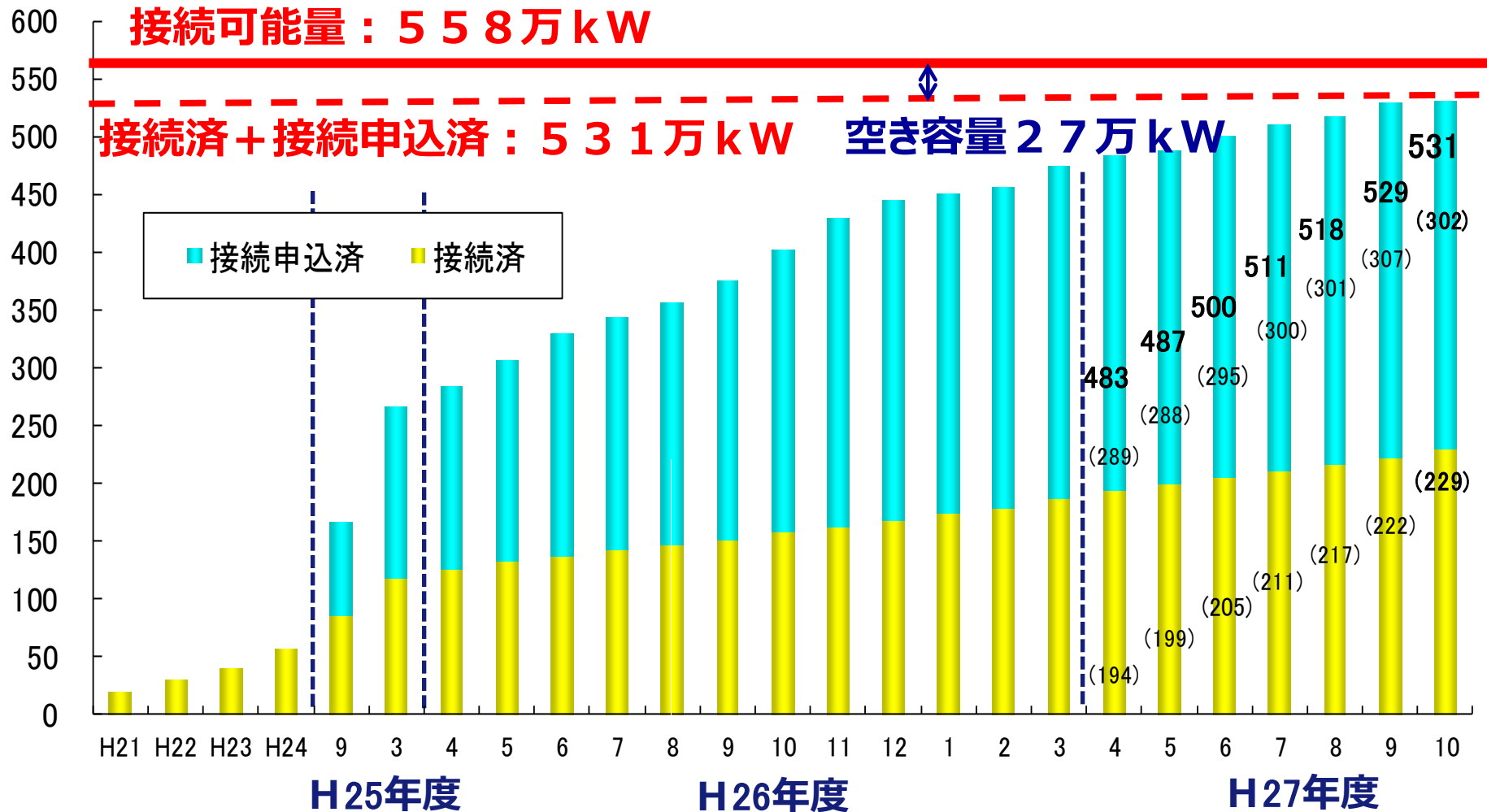
※1 出力制御を考慮した年間の発電電力量

※2 平成27年8月末時点の値

参考. 太陽光の接続量・接続申込量

■ 平成27年10月末の接続済・接続申込済の太陽光は531万kW

(万 kW)



参考. 風力の接続量・接続申込量

■ 平成27年10月末の接続済・接続申込済の風力は47万kW

