



再生可能エネルギーの接続可能量 (2017年度算定値)等の算定結果について

平成29年10月17日

中国電力株式会社

今回の系統WGにおける算定内容

1. 太陽光および風力の接続可能量（2017年度算定値）

- ✓ 2016年度のエリア需要実績等に基づき算定
- ✓ 太陽光の2017年度算定値
風 力：109万kW(30日等出力制御枠)を前提として算定
- ✓ 風力の2017年度算定値
太陽光：660万kW(30日等出力制御枠)を前提として算定

2. 指定ルール出力制御見直し

- ✓ 太陽光および風力の30日等出力制御枠を超過した場合の指定ルール事業者に係る出力制御見直しを算定

1. 太陽光および風力の接続可能量 (2017年度算定値)

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）

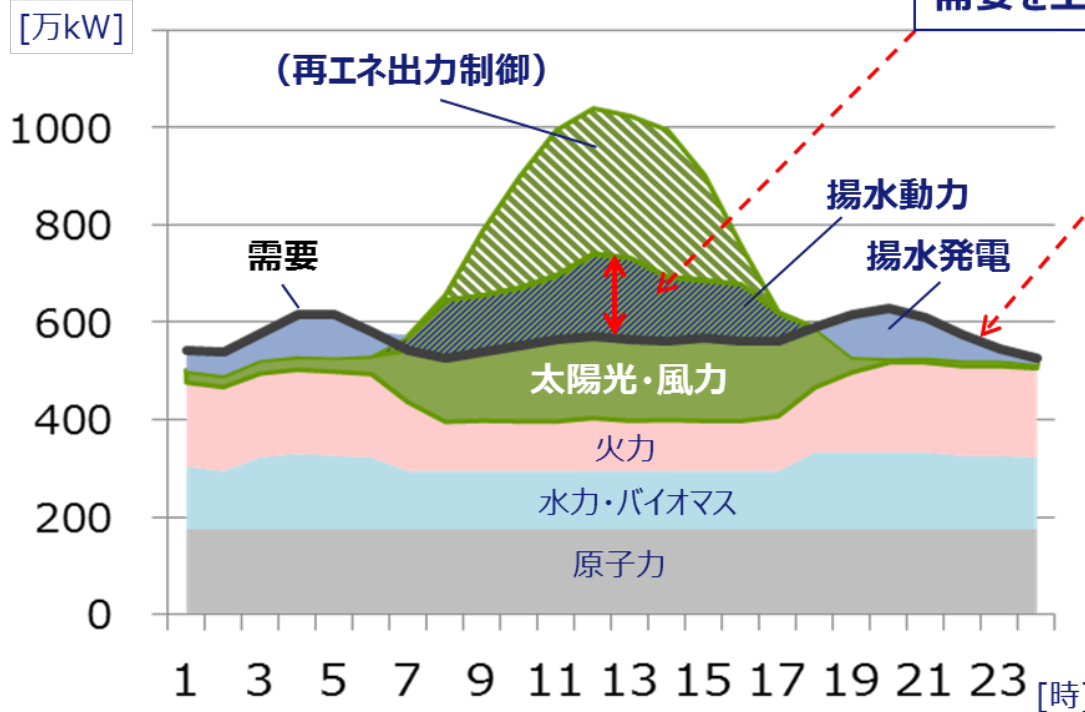


接続可能量

1 - 2. 接続可能量の算定イメージ

- 1年間（365日×24時間＝8,760時間）を対象に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
 - ✓ 【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
（週間運用を考慮（休日の揚水分を平日に発電））

< 1日の需給バランスのイメージ >



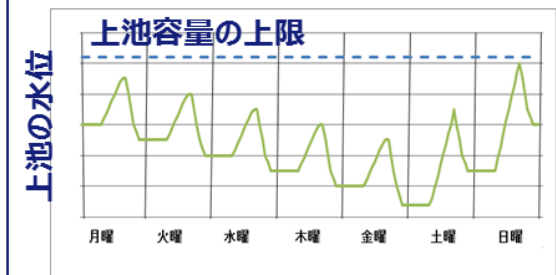
【kW制約】

需要を上回る再エネ出力が揚水動力以下か

【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. 今回と前回の算定条件の比較 (1)

■ 今回と前回の算定条件の比較は下表のとおり

		今回 (2017年度算定値)	前回 (2016年度算定値)
検討断面		1年間 (24時間×365日 = 8,760時間)	1年間 (24時間×366日 = 8,784時間)
需要		2016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)	2015年度エリア需要実績 (同左)
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)	
	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	
再エネ 出力	風力	2016年度実績 (風力発電量や日射量)	2015年度実績 (風力発電量や日射量)
	太陽光	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) ・各月, 各時間帯の平均値 (曇, 雨) ※kWh制約検討時は日利用率を採用	に基づく風力・太陽光の合成利用率を採用 (同左)
	バイオマス 小水力	・今後見込まれる量も含む	
回避 措置	火力	・LFC調整力を確保 ・再エネ供給力がL5相当でもピーク需要に対応可能な供給力を確保 ・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	
	電源Ⅲ 火力等	・原則, 停止	

1 - 3. 今回と前回の算定条件の比較 (2)

■ 需要や設備量，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

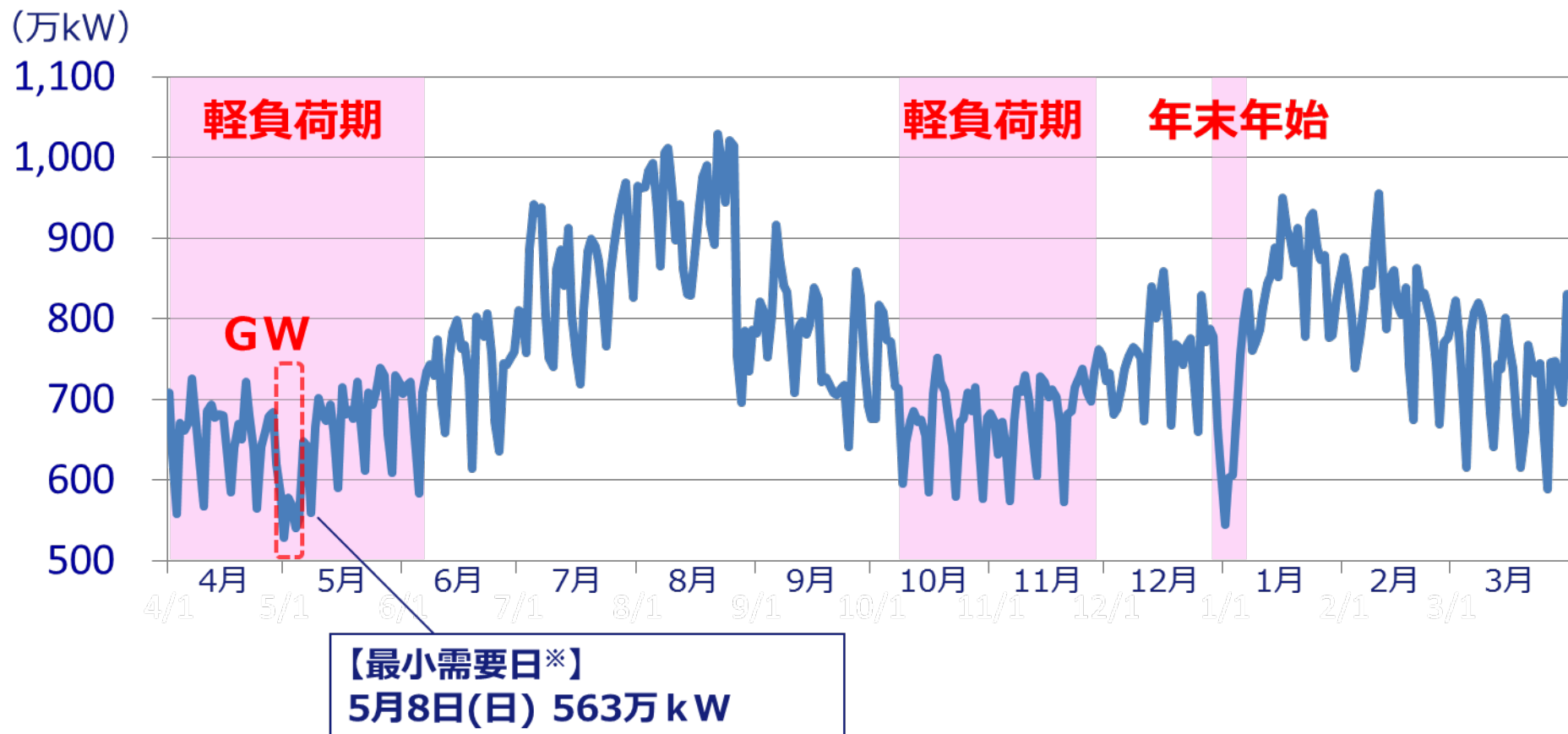
		今回 (2017年度算定値)	前回 (2016年度算定値)
需要 (年間)		2016年度エリア実績 6 4 0 億kWh [+2.4%] (平均電力：7 3 1 万 k W)	2015年度エリア実績 6 2 5 億kWh (平均電力：7 1 2 万 k W)
原子力	設備量	2 1 9 . 3 万 k W	
	利用率	7 9 . 6 %	
	供給力	1 7 4 . 6 万 k W	
一般水力※1	設備量	1 0 0 . 8 万 k W	
バイオマス※2	設備量	1 7 5 . 9 万 k W	1 6 4 . 4 万 k W
	利用率	3 7 . 7 %	3 9 . 2 %
	供給力	6 6 . 3 万 k W	6 4 . 4 万 k W
小水力	設備量	7 . 1 万 k W	6 . 8 万 k W
	利用率	5 6 . 3 %	5 7 . 4 %
	供給力	4 . 0 万 k W	3 . 9 万 k W
火 力※3	設備量	1 0 8 0 . 1 万 k W	1 0 8 0 . 5 万 k W

※1 一般水力の供給力はP8に記載 ※2 混焼バイオマスを除く ※3 他社は当社受電分を計上

【ステップ 1, 2】検討断面の設定と需要想定

- 検討断面は昨年度（2016年度）の8,760時間（24時間×365日）
- 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

＜2016年度 13時のエリア需要＞（太陽光余剰契約の自家消費加算）



※ 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

【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※ 13時の供給力 (2016年5月8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	流れ込み式	26.1	
	調整池式	73.2	
	貯水池式	1.5	
合 計		100.8	

※ 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

【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	備考
供給力 (万kW)	1 7 4 . 6	設備容量×利用率
設備容量 (万kW)	2 1 9 . 3	島根2号 (82.0) 島根3号 (137.3)
利用率 (%)	7 9 . 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
- ✓ 太陽光の接続可能量算定時の風力の導入想定量は109万kW
- ✓ 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以上の発電所実績をもとに評価

○対象箇所

サンプル数	設備容量	採用期間
12箇所	33.0万kW	2016年度



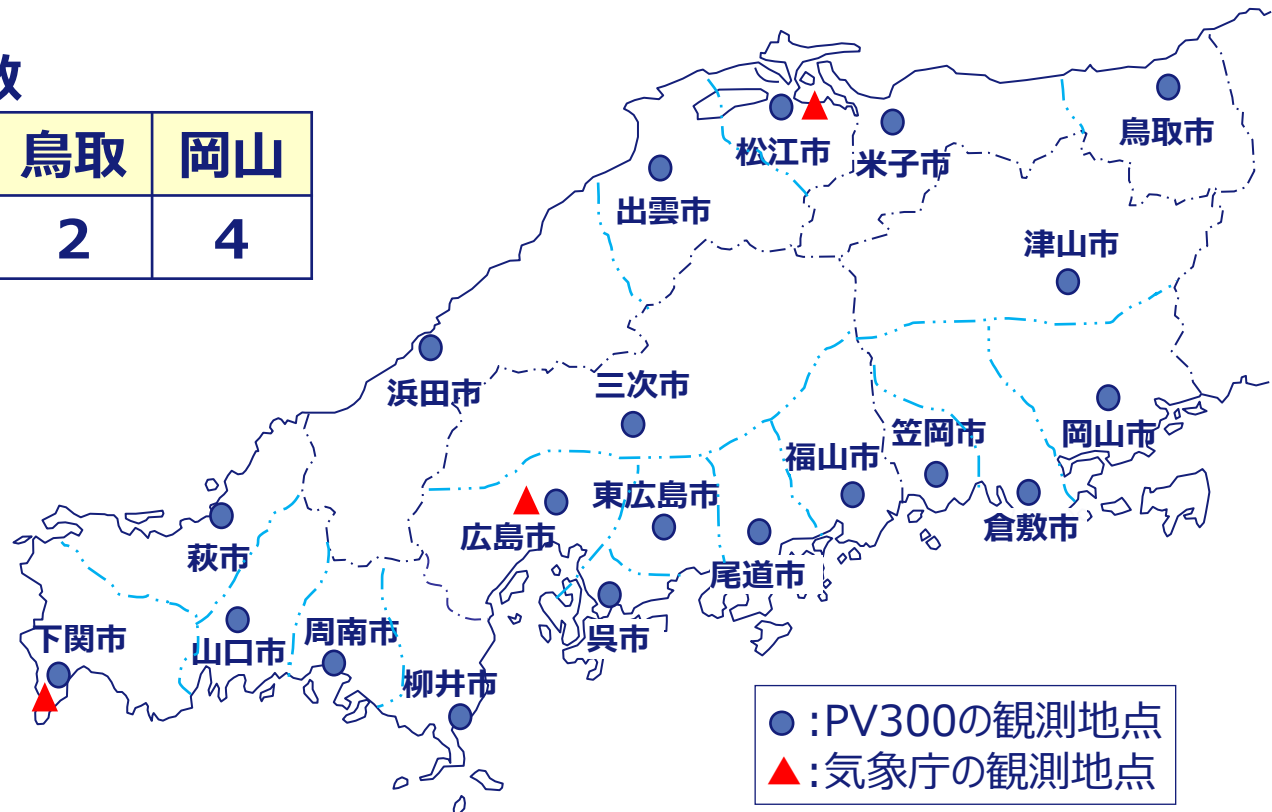
【ステップ4】 検討断面における再エネ出力想定（太陽光）

■太陽光出力の想定

- ✓分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（PV300）の中国地方測定地点（20地点），および，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，中国エリア分を想定

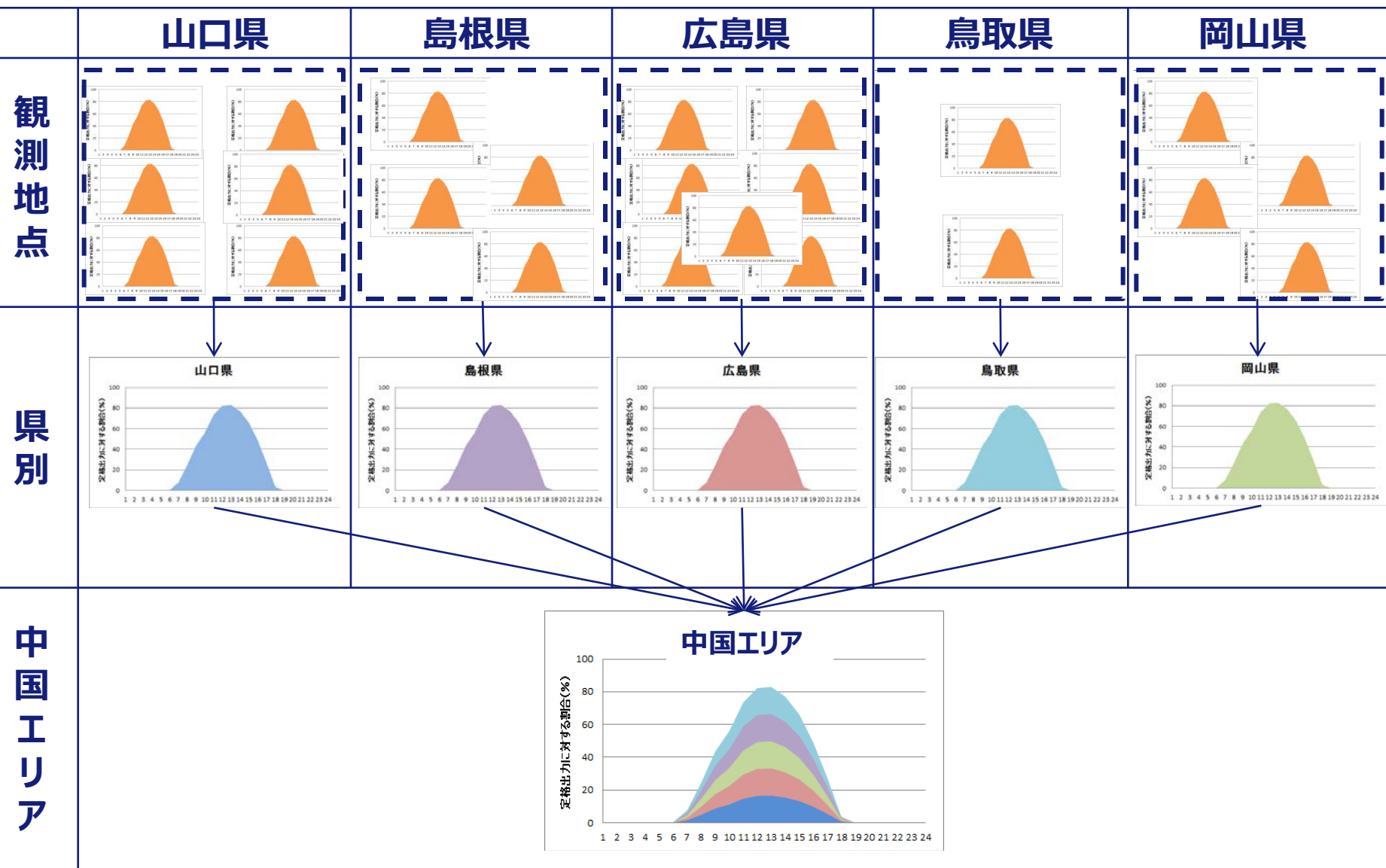
PV300の観測地点数

山口	島根	広島	鳥取	岡山
5	3	6	2	4



【ステップ4】 検討断面における太陽光の出力想定イメージ

■測定地点データおよび市町村別導入実績から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）

■天候の判定方法

太陽光出力が「月平均を上回っている場合」⇒ 晴

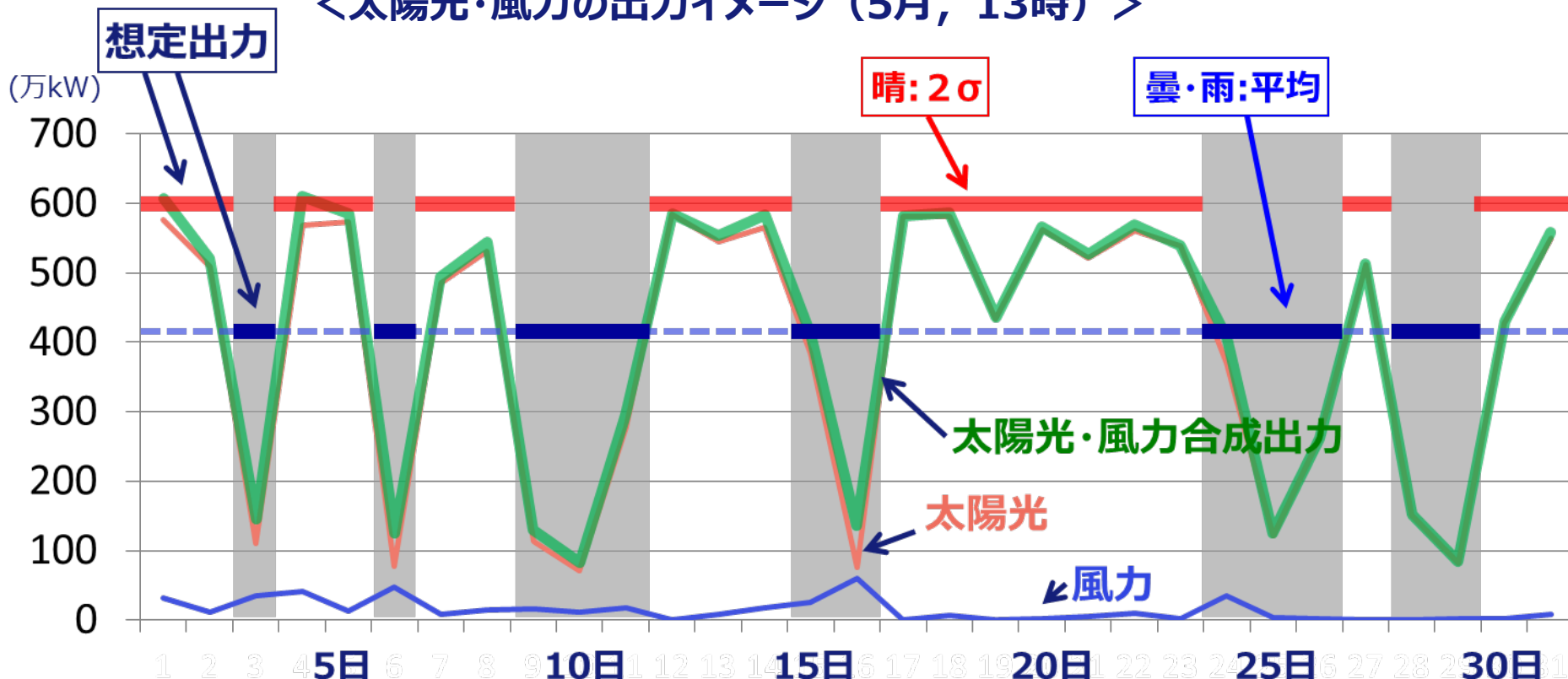
「月平均を下回っている場合」⇒ 曇・雨

■再エネの出力想定（月毎に想定）

✓ 晴 : 太陽光および風力の合成出力の 2σ 値相当（月で2番目に大きい値）

✓ 曇・雨 : 太陽光および風力の合成出力の平均値

<太陽光・風力の出力イメージ（5月，13時）>



【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)

14

- バイオマス織込みの考え方は昨年と同様であり，接続検討実績や2015年1月の省令改正に伴う出力制御ルールの見直しを反映
- 中国地方は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，バイオマスの申込みが増加している。小水力と合わせて183万kWを想定

	接続見込量(万kW) ※1	利用率(%)	供給力(万kW)
バイオマス	175.9	37.7 ※2	66.3
小水力	7.1	56.3 ※3	4.0
合計	183.0	—	70.3

※1 2017年7月末時点の導入見込量（バイオマスは混焼バイオマスを含まない）

※2 既設分は2016年度実績利用率を採用

将来分は①専焼バイオマスと②地域型バイオマスが1/2ずつ導入されると想定し，再エネ出力制御が生じる断面では，①は停止，②は利用率80%(コスト等検証委)で算定

※3 既設分は2016年度実績利用率を採用

将来分は利用率60%(コスト等検証委)で算定

【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下記を考慮し、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、IPPおよび新電力などの電源Ⅲ火力は停止
(考慮事項)
 - ✓ 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
 - ✓ 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※（2016年5月8日）13時の火力発電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時の1時間平均）が最小となる日

【ステップ5】 回避措置（火力発電の抑制）[電源Ⅰ・Ⅱ]

■ 設備仕様と最小需要日（2016年5月8日）13時の想定出力 (万kW)

発電所		燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	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	14	14	18.0	LFC調整力
柳 井※1 ※2	1		12.5×6機	4.0×6機	8.5×6機	0	—
	2		19.8×4機	8.0×4機	12.0×4機	15.8×2機	LFC調整力
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	15	最低
	2		50	15	15	15	最低

※ 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）[電源Ⅲ]

■ 設備仕様と最小需要日（2016年5月8日）13時の想定出力

(万kW)

【自社】

発電所	燃料種別	認可出力	最低出力	(参考)LFC最低	想定出力	備考
下関 1	石炭	17.5	9	—	0	—

【電源開発】

発電所		燃料種別	認可出力	当社受電分	当社受電分(最低)	想定出力	備考
竹原	1	石炭	25	21.0	9.8	0	－
	3		70	65.1	31.1	0	－
松島	1		50	23.4	11.3	0	－
	2		50	23.4	11.3	0	－
松浦	1		100	37.7	14.7	0	－
	2		100	37.7	12.7	0	－
橘湾	1		105	14.1	4.8	0	－
	2		105	14.2	4.8	0	－

【IPPの火力発電所】

発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	想定出力
宇部興産	石炭	19.5	4	0
三菱レイヨン		4	1.2	0

【新電力】

	最大受電	最低出力	想定出力
計	90.4	—	0

【共同火力】

発電所	燃料種別	最大受電	当社受電分(最低)	想定出力	備考
福山	副生ガス/ 石油/石炭	40.2	8.9	8.9	副生ガス
倉敷		29.2	0	0	—

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

	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 : $1,170\text{万kWh} \div 30\text{万kW} = 39\text{時間}$ 南原 : $450\text{万kWh} \div 30\text{万kW} = 15\text{時間}$ 新成羽川 : $67\text{万kWh} \div 7\text{万kW} = 9\text{時間}$
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 2G～4G（7.6 / 7）（1G：発電専用（7.7 / ー））	

	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．接続可能量（2017年度算定値）：算定結果

■太陽光の接続可能量は，風力109万kWを前提とした場合，以下のとおり

	今回 (2017年度算定値)	昨年 (2016年度算定値)
接続可能量	645万kW (+29万kW)	616万kW

■風力の接続可能量は，太陽光660万kWを前提とした場合，以下のとおり

	今回 (2017年度算定値)	昨年 (2016年度算定値)
接続可能量	0万kW	0万kW

【参考】 昼間最小需要日の需給バランス

【最小需要日（2016年5月8日）13時の需給バランス】

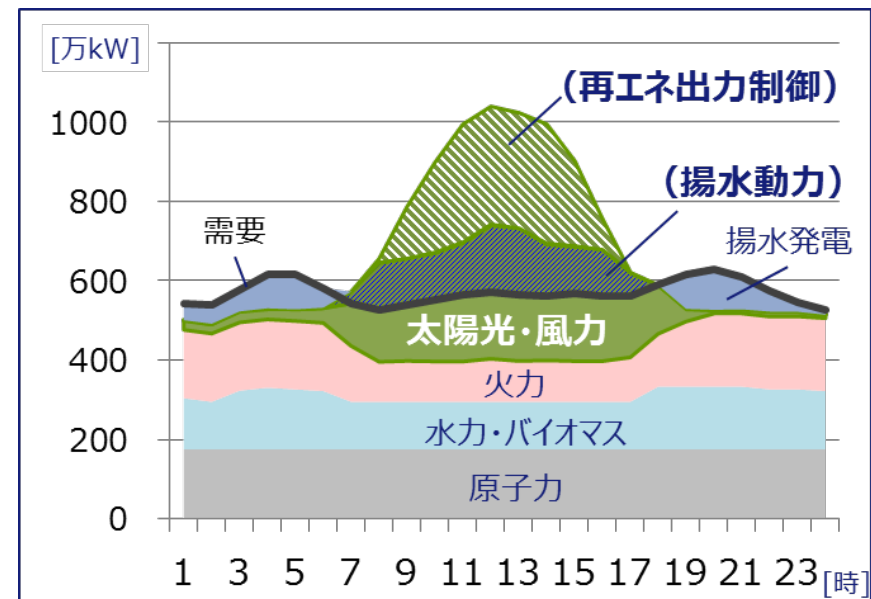
(万kW)

		想定出力	
		13時	20時
電源 I・II	石 油	0	0
	L N G	50	51
	石 炭	60	144
	計	110	195
電源 III	地内電発	0	0
	域外電発	0	0
	共同火力	9	9
	I P P	0	0
	計	9	9
再エネ	合成 2σ値相当	614	9
	(再掲) (太陽光)	(583)	(0)
	(風 力)	(31)	(9)
	一般水力	31	70
	地 熱	0	0
	バイオマス	66	66
	小 水 力	4	4
	計	715	149

		想定出力	
		13時	20時
原子力		175	175
揚 水		▲171	101
再エネ出力制御		▲274	0
その他		0	0
合計		563	629

(四捨五入の関係で合計が合わない場合がある)

<需給バランスのイメージ>



【参考】 風力接続可能量の算定結果について（1/3）

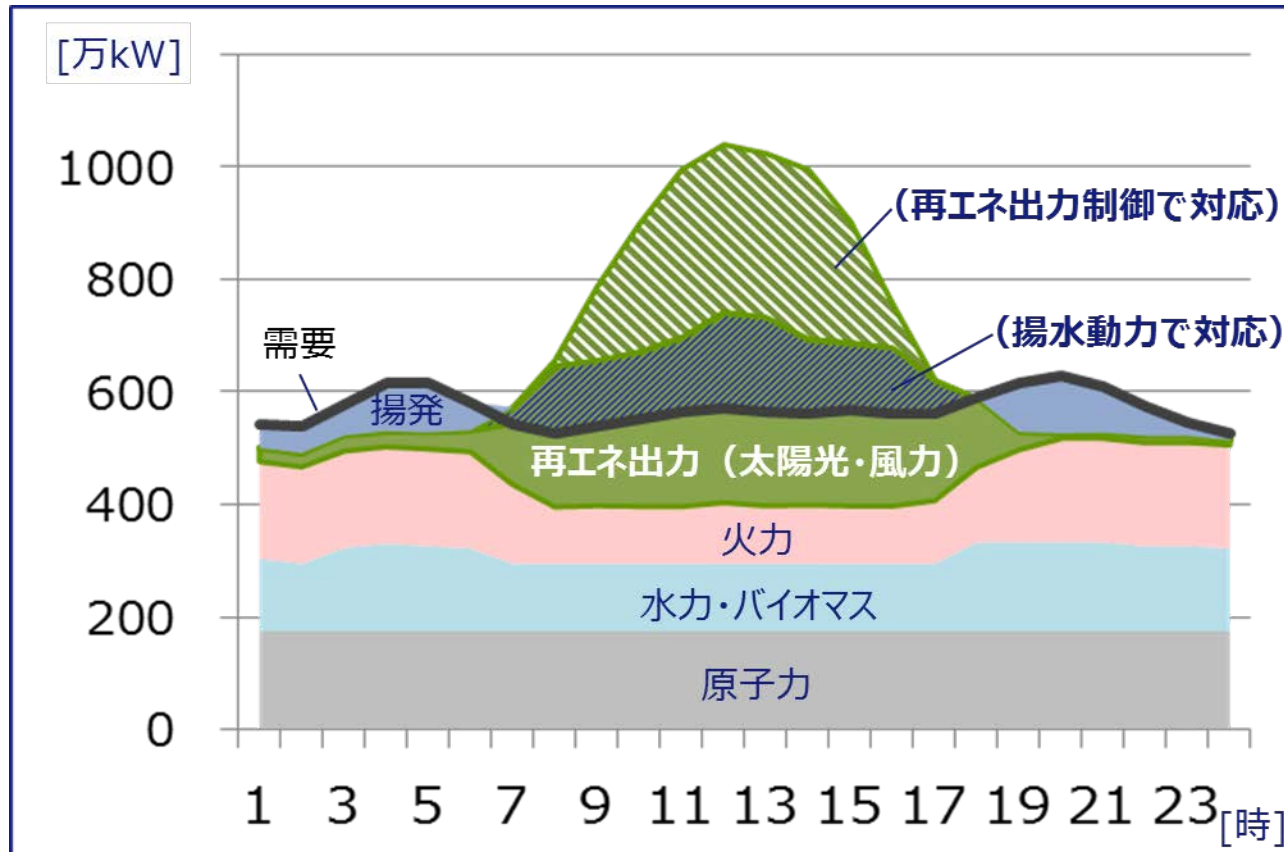
- 太陽光660万kWを前提とすると、風力接続可能量（2017年度算定値）はゼロ
（太陽光が660万kW導入されると、風力ゼロでも太陽光の出力制御日数・時間が30日または360時間を超過）

	前提条件		出力制御日数・時間		
	太陽光	風力	太陽光		風力
			旧ルール (30日)	新ルール (360時間)	部分制御 考慮時間 (720時間)
今回 (2017年度算定値)	660万kW	0万kW	32日	389時間	—

【参考】 風力接続可能量の算定結果について（2/3）

- 一般的に、「昼間帯の太陽光・風力の余剰」または「深夜帯の風力の余剰」により、火力の下げ代不足が発生
- 当社は、太陽光の30日等出力制御枠が風力よりも大きいため、太陽光出力の大きくなる昼間帯における下げ代不足が制約となる

<2016.5.8 需給バランスイメージ>

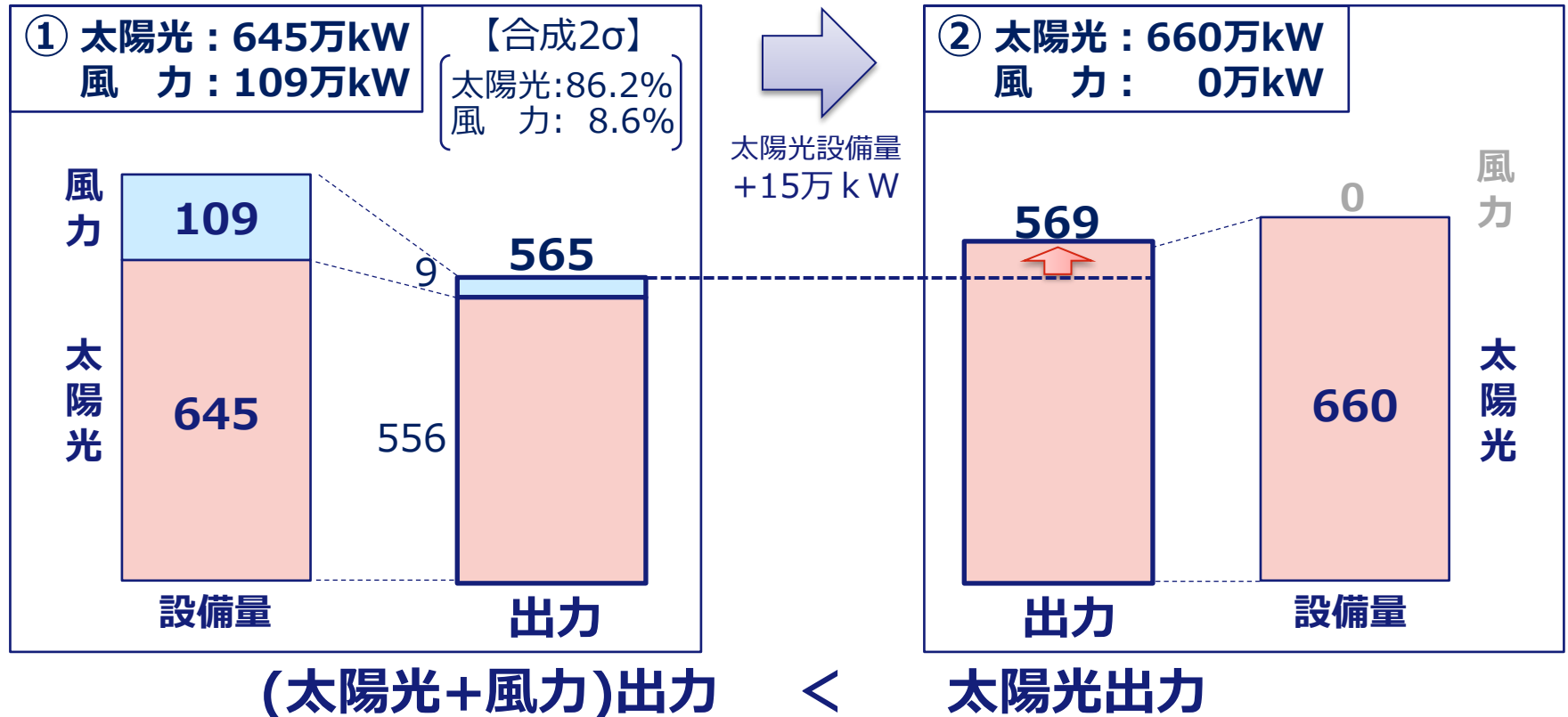


【参考】 風力接続可能量の算定結果について (3/3)

- 風力109万kWのとき太陽光接続可能量(2017年度算定値)は645万kW(①)
- 下げ代不足となる昼間帯の出力は太陽光が大きく、風力は小さい
- 太陽光を660万kWとした場合(②), ①の風力出力以上に太陽光出力が増加する
⇒ 太陽光の出力制御量が増加し, 出力制御日数・時間が30日または360時間を超過するため, 風力可能量はゼロ

【太陽光660万kWとした場合のイメージ】 (軽負荷期の13時平均)

【万kW】



2. 指定ルール出力制御見通し

2-1. 出力制御見通しの考え方

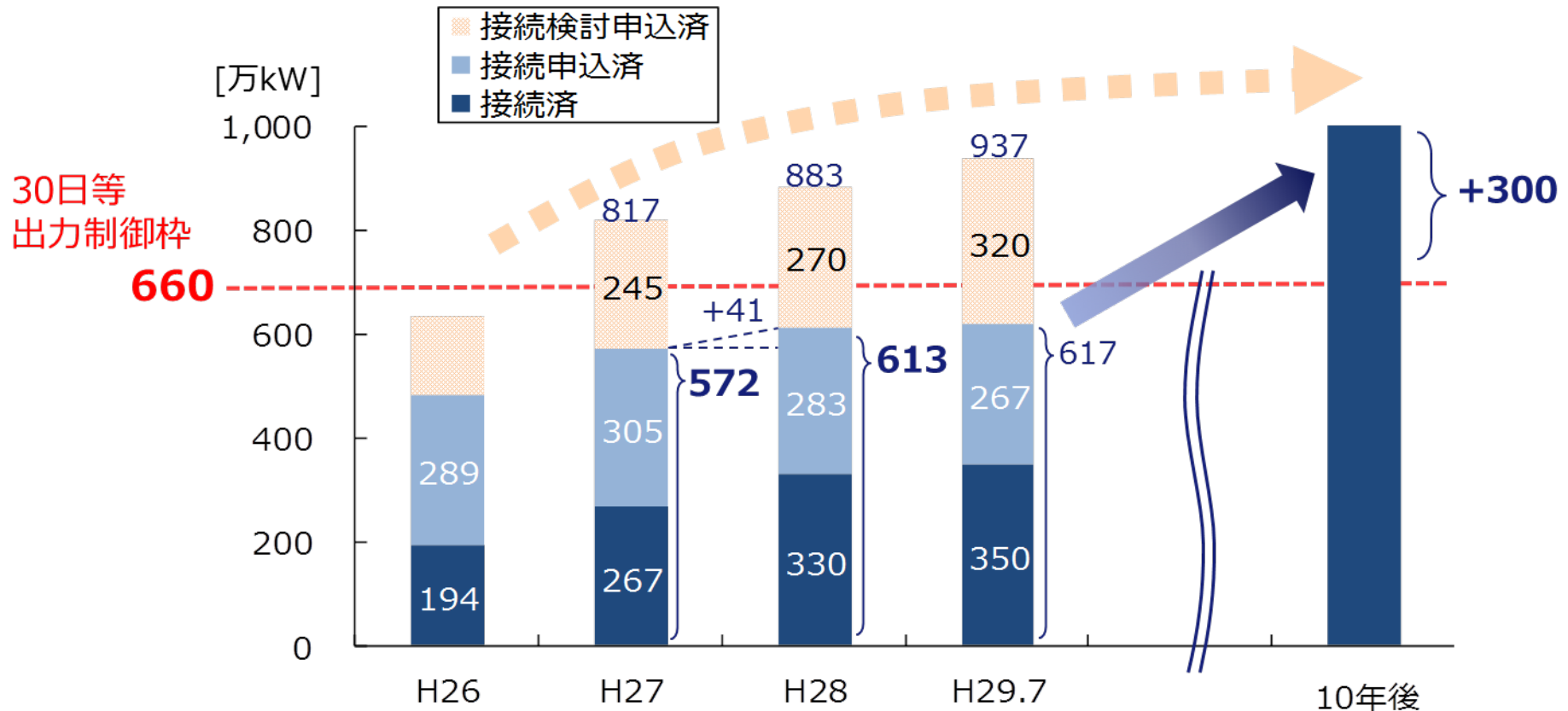
■ 出力制御見通しの考え方

- ✓ 制御日数が30日相当の上限に達するまでは「旧ルール/新ルール/指定ルール」間、および、「風力/太陽光」間に対して、出力制御の機会が均等となるように制御
- ✓ 需要、日射量、および、風力出力の実績を基に算定
- ✓ 太陽光660万kW（新旧ルール）および風力109万kW（部分制御考慮）の連系を前提として、指定ルール設備が追加となった場合の出力制御時間、制御電力量、制御率を算定

前提条件	
算定年度	2014～2016年度（年度ごとに算定し、3ヵ年平均値を採用）
需要	エリア需要実績
太陽光、風力の供給力	時間帯別の発電実績
供給力（ベース）	震災前過去30年間の稼働率平均に、設備容量を乗じて算定
火力発電の供給力	安定供給が維持可能な最低出力
揚水式水力の活用	余剰電力対策のため最大限活用

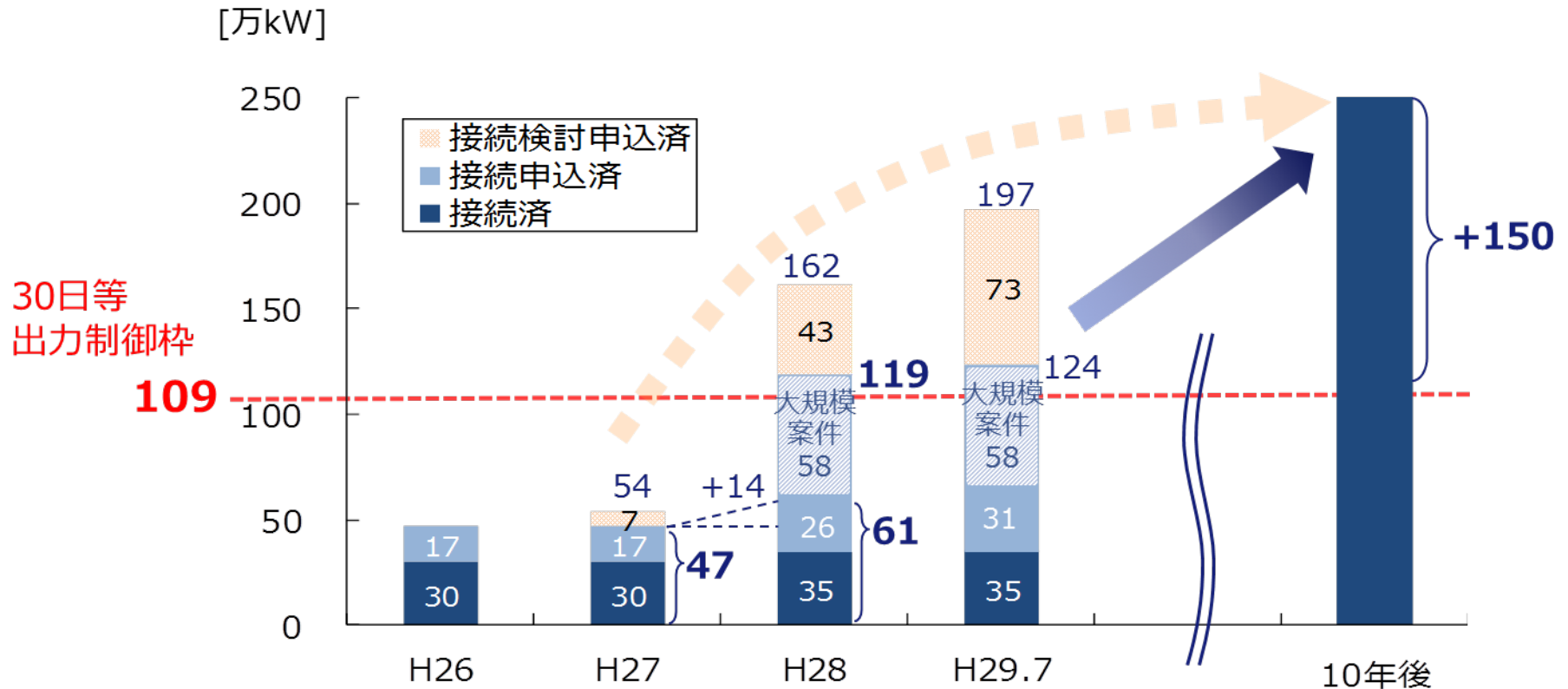
2-2. 太陽光発電設備の導入量想定

- H28年度末時点で接続済および接続申込済は約613万kW
- H28年度における伸び率は、41万kW/年程度であるためことから、10年後の指定ルール導入量を+300万kWとして算定



2-2. 風力発電設備の導入量想定

- H28年度末時点で接続済および接続申込済は約119万kW
- H28年度における伸び率は、一部の大規模な申込みを除くと14万kW/年程度であることから、10年後の指定ルール導入量を+150万kWとして算定



2-3. 出力制御見通し 算定結果

■ 指定ルール of 出力制御見通し

[実績ベース方式 2014～2016年度平均（至近3カ年実績を基に算定）]

太 陽 光

指定ルールの設備量 (万kW)	制御時間 (時間)	A.制御電力量 (万 kWh)	B.制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B) 制御率 (%)
+ 1 0 0	3 2 8	2 0 , 1 1 2	1 3 4 , 1 6 9	1 5 . 0
+ 2 0 0	5 5 9	6 6 , 4 1 0	2 6 8 , 3 3 8	2 4 . 8
+ 3 0 0	7 7 2	1 3 3 , 7 9 6	4 0 2 , 5 0 8	3 3 . 3

風 力

指定ルールの設備量 (万kW)	制御時間 (時間)	A.制御電力量 (万 kWh)	B.制御前発電電力量 (万 kWh)	(A/B) 制御率 (%)
+ 5 0	4 6 4	2 , 3 0 9	6 2 , 7 7 2	3 . 7
+ 1 0 0	4 8 2	4 , 8 9 8	1 2 5 , 5 4 4	3 . 9
+ 1 5 0	5 1 0	7 , 7 4 8	1 8 8 , 3 1 7	4 . 1

※出力制御見通しは、一定の条件に基づいた試算結果であり、実際に発生する出力制御の時間数等については、需要や電源の稼働状況等によって変動することや、あくまでも試算値であり上限値として保証するものではない。

【参考】 太陽光発電の指定ルール分 出力制御見通し（各年度データ）

29

太陽光

	指定ルール の設備量 (万kW)	制御時間 (時間)	A 制御電力量 (万 kWh)	B 制御前発電電力量 (万 kWh)	A/B 制御率 (%)
2016年度 〔昼間最低負荷〕※ 563万kW	+100	311	19,241	136,902	14.1
	+200	505	60,599	273,805	22.1
	+300	721	125,944	410,707	30.7
2015年度 〔昼間最低負荷〕※ 562万kW	+100	363	22,153	133,411	16.6
	+200	654	77,298	266,822	29.0
	+300	855	147,639	400,233	36.9
2014年度 〔昼間最低負荷〕※ 566万kW	+100	311	18,943	132,194	14.3
	+200	517	61,334	264,388	23.2
	+300	740	127,804	396,583	32.2

※ 昼間帯最低負荷については、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

【参考】 風力発電の指定ルール分 出力制御見通し（各年度データ）

風 力

	指定ルール の設備量 (万kW)	制御時間 (時間)	A 制御電力量 (万 kWh)	B 制御前発電電力量 (万 kWh)	A/B 制御率 (%)
2016年度 〔昼間最低負荷〕※ 563万kW	+ 50	454	2,440	65,220	3.7
	+ 100	478	5,274	130,440	4.0
	+ 150	528	8,647	195,661	4.4
2015年度 〔昼間最低負荷〕※ 562万kW	+ 50	491	2,293	59,860	3.8
	+ 100	510	4,844	119,719	4.0
	+ 150	527	7,400	179,578	4.1
2014年度 〔昼間最低負荷〕※ 566万kW	+ 50	446	2,195	63,237	3.5
	+ 100	457	4,575	126,474	3.6
	+ 150	474	7,197	189,711	3.8

※ 昼間帯最低負荷については、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