

再生可能エネルギーの2015年度算定値 の算定結果について

平成27年11月10日

四国電力株式会社

今回の系統WGにおける算定内容

1. 太陽光の2015年度算定値の算定

- ・風力の設備量は、現在公表している30日等出力制御枠（60万kW）を前提とし、太陽光の2015年度算定値を算定する。

2. 風力の2014年度算定値および2015年度算定値の算定

- ・太陽光の設備量は、2014年度算定値（257万kW）を前提とし、風力の2014年度算定値および2015年度算定値を算定する。
なお、算定にあたっての風力の出力制御方法については、
 - 現行制度（旧ルール：30日、新ルール：720時間）
 - 日本風力発電協会（JWPA）提案
（旧・新ルールとも一律部分制御：720時間[等価時間]）の2パターンにて算定する。

風力の制御方法	現行制度	JWPA提案
2014年度算定値	ケース1	ケース2
2015年度算定値	ケース3	ケース4

3. 指定電気事業者制度下における太陽光の出力制御見通しの算定

- ・上記のケース4において、指定電気事業者制度下の追加設備として太陽光を30万kW刻みで+90万kWまで増加させて算定する。（2σ方式、実績ベース方式）

1. 太陽光の2015年度算定値の算定

2015年度算定のフロー

ステップ1

2015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想定の設定



ステップ3

検討断面における想定出力等の設定
(一般水力、原子力、地熱)



ステップ4

再エネ導入量に応じた想定出力の設定



ステップ5

現制度における需給解析（火力発電の抑制、
揚水運転、再エネ出力抑制の反映等）



2015年度算定値

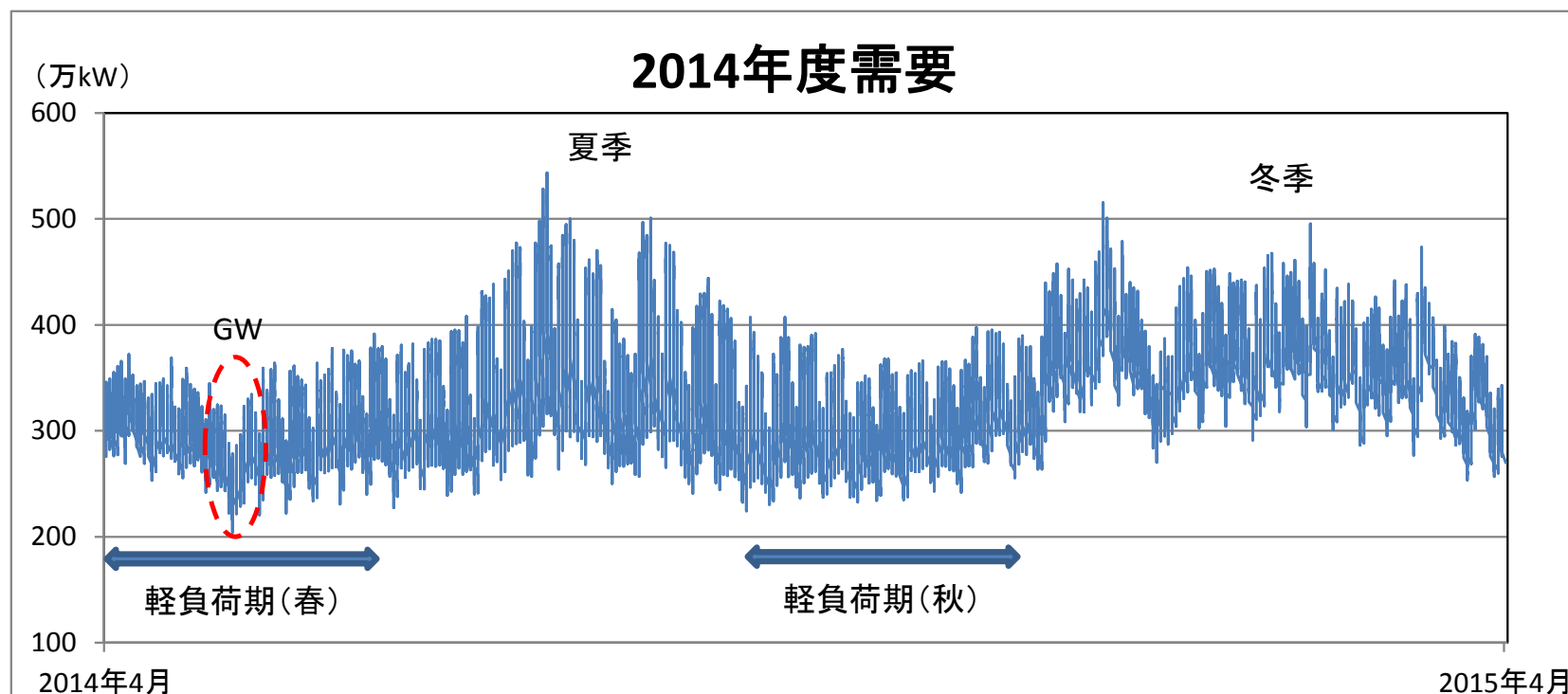
ステップ1,2：検討断面の設定と需要想定

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。

検討に用いる需要については、2014年度の自社需要実績に太陽光の自家消費電力分、淡路島南部需要等を加算したものとする。

なお、昼間最低需要※は5月18日13時の247.4万kW
(同時刻の自社需要は243.0万kW)

※ 快晴日のうちGWを除く4,5月の日曜日13時需要（12～13時の1時間平均）の中で最も小さいもの



ステップ3：検討断面における一般水力出力

一般水力の出力は、平水（震災前過去30年の平均水量）とする。

※ 調整池・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

○昼間最低需要時（2014年5月18日13時）の水力出力

		出 力 (万kW)	備 考
再エネ出力のピーク時 の最低供給力	流れ込み式	8.0	利用率49% 小水力（0.2万kW）含む
	調整池式	11.7	利用率29%※ ¹
	貯水池式	2.3	利用率10%※ ²
合 計		22.0	（利用率＝出力／設備容量）
設備容量	流れ込み式	16.2	小水力（0.4万kW）含む
	調整池式	40.7	
	貯水池式	22.2	
合 計		79.1	

※ 1：河川への責任放流や農業・工業用水への供給のため

※ 2：一部の貯水池水力ではダムからの給水だけでなく支流からの流れ込みによる発電を実施している

ステップ3：検討断面における原子力出力

原子力の出力は、震災前過去30年（30年経過していない場合は運転開始後の全期間）〔昭和56年度～平成22年度〕の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとする。

	設備容量 (万kW)	利用率 (%)	供給力 (万kW)
原子力	202.2	83.1	168.0
設備一覧	伊方1号 56.6 伊方2号 56.6 伊方3号 89.0		

ステップ4：検討断面における風力出力

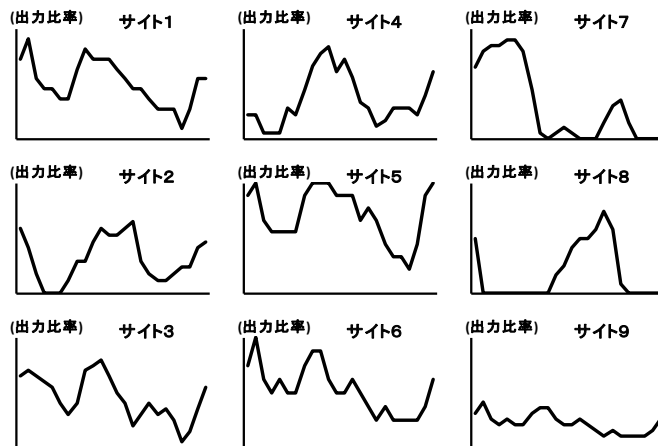
風力発電の出力は、既設風力発電設備の出力データ実績（2014年度）をもとに設備容量に対する出力比率を算定したうえで、当社導入想定量60万kWにその出力比率を乗じたものとする。

○出力データ実績の評価対象箇所

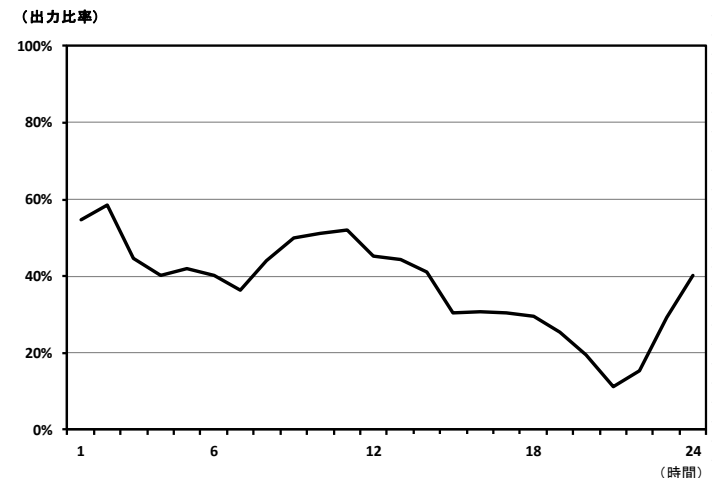
データ	サイト数	設備容量 (万kW)	期 間
既連系の風力	10※	14.1※	2014年4月 ～2015年3月

※ 2014年9月までは、9サイト、11.9万kW

○ある日のサイト毎の出力比率実績



○一日の出力比率(全サイト合計)



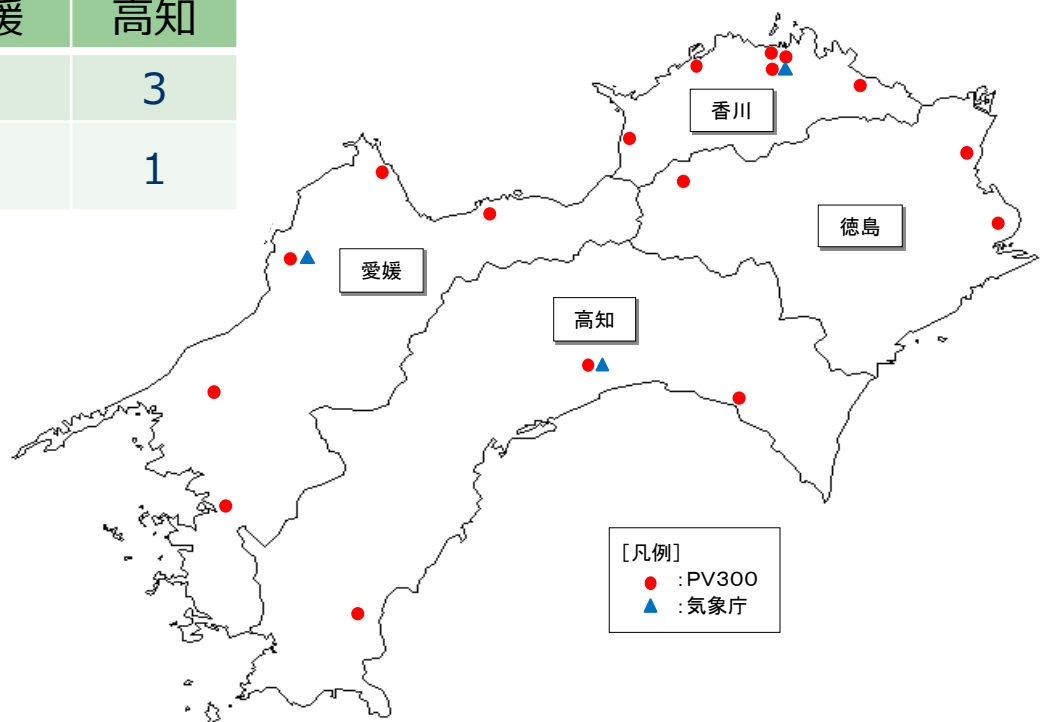
ステップ4：検討断面における太陽光出力①

太陽光発電の出力は、国の補助事業「分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業」（PV300）における当社管内の観測点17箇所および気象庁HP掲載の当社管内3箇所の観測点のデータから想定する。

○PV300，気象庁の県別観測箇所数

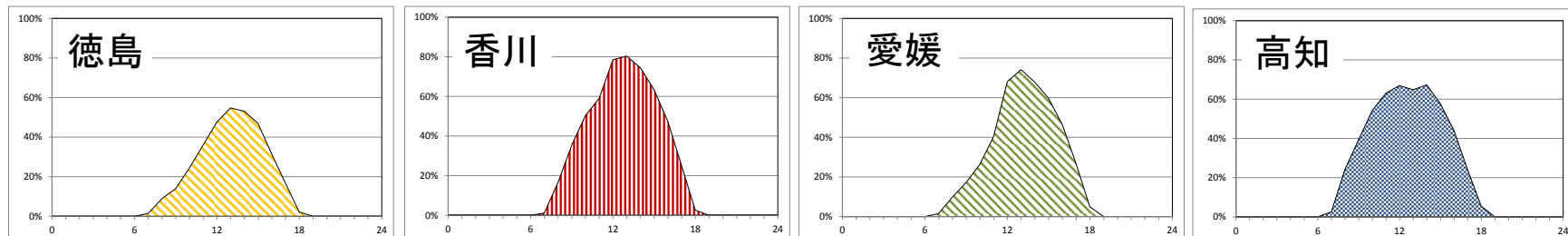
	徳島	香川	愛媛	高知
PV300	3	6	5	3
気象庁	0	1	1	1

気象庁データに徳島の日射データはない

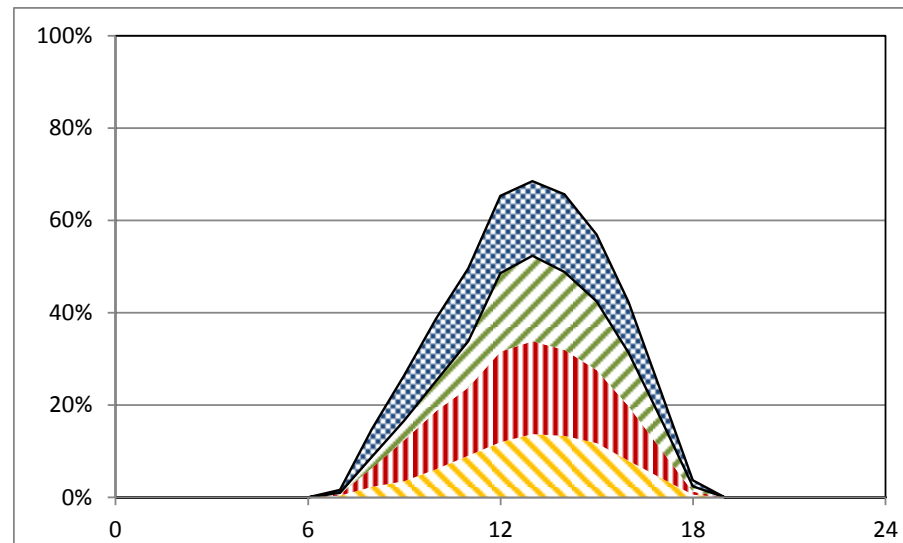


ステップ4：検討断面における太陽光出力②

日射量実績の県別平均値からエリア全体のPV出力を想定（ある1日の出力想定例）



各県別導入比率（既連系＋既承諾分）
により重み付をして合算



ステップ4：検討断面における風力・太陽光の合成出力①

風力と太陽光の合成出力については、2014年度の実績に応じて

- ・晴天日：各月各時間毎の合成出力の2 σ 相当値（月間第2位）
- ・曇天日：各月各時間毎の合成出力の平均値

とする。

なお、日々の天候は、各日13時※の太陽光出力が、各月における13時の平均出力より高い日を晴天日、低い日を曇天日とする。

※ 四国では晴れた場合、日射量が1日で最も大きくなるのは12～13時の間

○太陽光・風力合成出力比率

	1時	2時	3時	4時	5時	6時	・・・	24時
5月1日	2.5%	2.3%	4.9%	4.0%	3.4%	3.4%	・・・	9.7%
5月2日	11.4%	12.8%	14.3%	14.1%	11.4%	9.8%	・・・	0.0%
5月3日	0.0%	0.4%	0.2%	0.0%	0.5%	1.0%	・・・	0.4%
5月4日	0.7%	0.7%	0.9%	1.8%	2.3%	1.5%	・・・	3.1%
5月5日	3.2%	2.9%	2.0%	2.3%	3.6%	3.6%	・・・	0.0%
5月6日	0.2%	0.2%	0.0%	0.2%	1.1%	1.4%	・・・	11.5%
5月7日	12.1%	12.8%	10.8%	10.3%	11.0%	11.2%	・・・	10.6%
5月8日	7.8%	7.2%	9.2%	11.9%	12.3%	10.3%	・・・	1.4%
5月9日	1.6%	3.1%	4.5%	5.1%	3.8%	3.4%	・・・	6.7%
5月10日	6.7%	5.6%	4.7%	3.1%	4.0%	5.1%	・・・	5.6%
・	・	・	・	・	・	・	・	・
・	・	・	・	・	・	・	・	・
・	・	・	・	・	・	・	・	・
5月31日	3.1%	3.4%	3.1%	2.7%	2.7%	4.2%	・・・	4.3%
2 σ	11.4%	12.8%	10.8%	11.9%	11.4%	10.3%	・・・	10.6%
平均	4.5%	4.7%	5.0%	5.0%	5.1%	5.0%	・・・	4.9%

○天候区分（太陽光出力比率）

	13時	天候
5月1日	50.7%	曇天
5月2日	57.5%	晴天
5月3日	56.7%	晴天
5月4日	52.9%	晴天
5月5日	69.2%	晴天
5月6日	66.8%	晴天
5月7日	69.6%	晴天
5月8日	66.7%	晴天
5月9日	56.3%	晴天
5月10日	7.6%	曇天
・	・	・
・	・	・
・	・	・
5月31日	37.5%	曇天
—	—	—
平均	51.0%	—

ステップ4：検討断面における風力・太陽光の合成出力②

○風力60万kW・太陽光257万kW時の定格出力に対する割合（%）

項目	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
風力 2 σ	75.5	68.8	62.9	68.0	64.6	54.7	69.6	73.9	78.1	81.7	81.7	80.3
太陽光 2 σ	72.4	70.3	61.4	60.4	57.2	66.2	67.7	64.2	57.9	63.3	71.8	75.0
合成 2 σ	65.9	63.2	48.8	47.2	50.4	54.0	60.8	55.2	55.0	57.7	65.5	65.6
合成 平均	42.6	46.4	34.0	36.1	31.2	40.2	38.5	36.2	36.4	39.7	44.2	42.8
(参考) 合成 最大	69.2	64.3	50.2	49.6	57.9	58.3	64.3	64.0	56.2	57.8	71.6	68.0

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）①

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、下記の点を考慮し、安定供給に支障のない範囲で最低限必要な出力まで抑制（または停止）する。

- 予備率8%、LFC調整力2%※¹を確保するために必要な火力ユニットを並列
- LNG・コークス炉ガス(COG)※²の最低消費制約を考慮
- 設備仕様による運転制約を考慮

※1：再エネ電源などによる短周期変動はLFC調整力により対応する

※2：隣接事業者のコークス生産により発生する副生ガス（コークス炉ガス）を年間、ほぼ一定量を連続して消費する必要がある

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）②

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況 自社分（万kW）

	個 所	燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	備 考
自 社	阿南2号	石 油	22	5	0	停止
	阿南3号	石 油	45	11	0	停止
	阿南4号	石 油	45	13	0	停止
	坂出1号	L N G	29.6	9	0	停止
	坂出2号	L N G	28.9	14	0	停止(H28年度に石油⇒LNG転換)
	坂出3号	COG 石 油	45	11	15	COG消費のため運転 最低出力(11)+LFC下限まで(1)+LFC容量(3)
	坂出4号	COG L N G	35	9	12	LNG消費のため運転 最低出力(9)+LFC下限まで(1)+LFC容量(2)
	西条1号	石 炭	15.6	6	0	停止
	西条2号	石 炭	25	5	0	停止
	橘 湾	石 炭	70	18	0	停止
	小 計	—	361.1	101	27	—

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）③

○火力発電を最低限まで調整した場合の運転状況 他社分（万kW）

	個 所			燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	備 考	
他社	域内	電発 橘湾	1号（105）	石 炭	14.2	4.7	0	停止	
			2号（105）	石 炭	14.2	4.7	0	停止	
		壬生川火力（25）		石 炭	14.9	4.2	0	停止	
		土佐発電（15）		石 炭	15	6	0	停止	
		住友大阪 セメント（6.5）		石 炭	6.5	2	0	停止	
	域外	電発 松島	1号（50）	石 炭	4.7	2.3	0	停止	
			2号（50）	石 炭	4.7	2.3	0	停止	
		電発 松浦	1号（100）	石 炭	18.9	6.9	0	停止	
			2号（100）	石 炭	18.8	6.9	0	停止	
	その他	ゴミ発・バイオマス			－	28.0	－	9.3	接続検討申込み済みの設備容量 （28.0万kW）に実績設備利用 率（33.1％）を乗じて算出
	小計	－			－	139.9	－	9.3	－
自他社合計				－	501.0	－	36.3	－	

（ ）内は設備定格出力、他社分の定格出力は当社受電最大出力、最低出力は当社受電最低出力

ステップ5：回避措置（火力発電の抑制）④

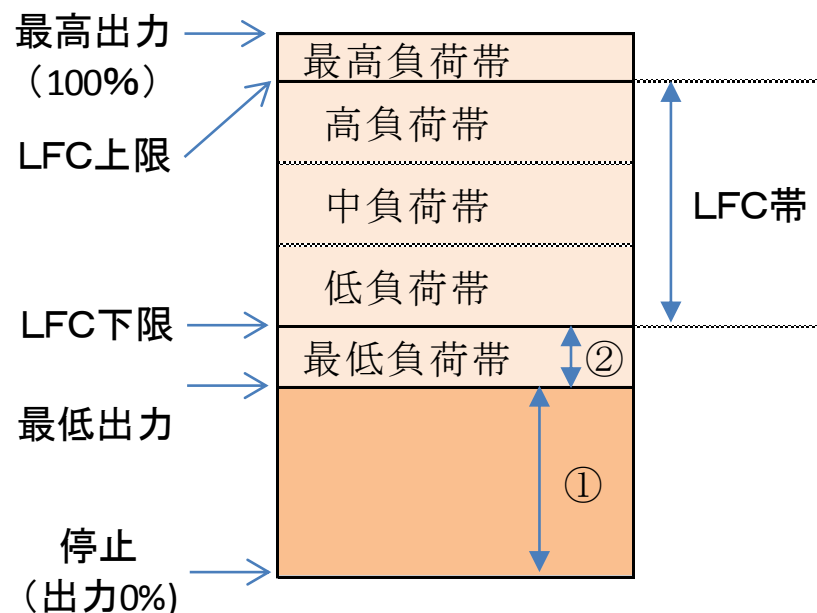
電源バランスの評価にあたっては、以下のような火力発電機の運転制約の考慮が必要

- ✓ 需要の軽い深夜には、DSS機以外の発電機は、機械的に問題ない範囲の最低出力までしか出力を低下できない(①)

DSS機：1日の中で起動停止が可能なよう特別な対策を行った火力発電機

- ✓ さらに、最低負荷帯では、出力変動させるとボイラーなどの安定運用に支障が生じるため、出力を小刻みに動かすLFC運転はできない

⇒ LFC運転の火力機はLFC帯(① + ②)まで出力を上昇させる必要がある。



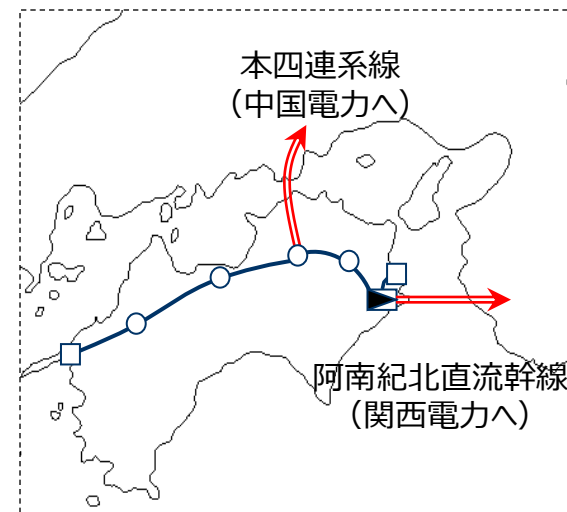
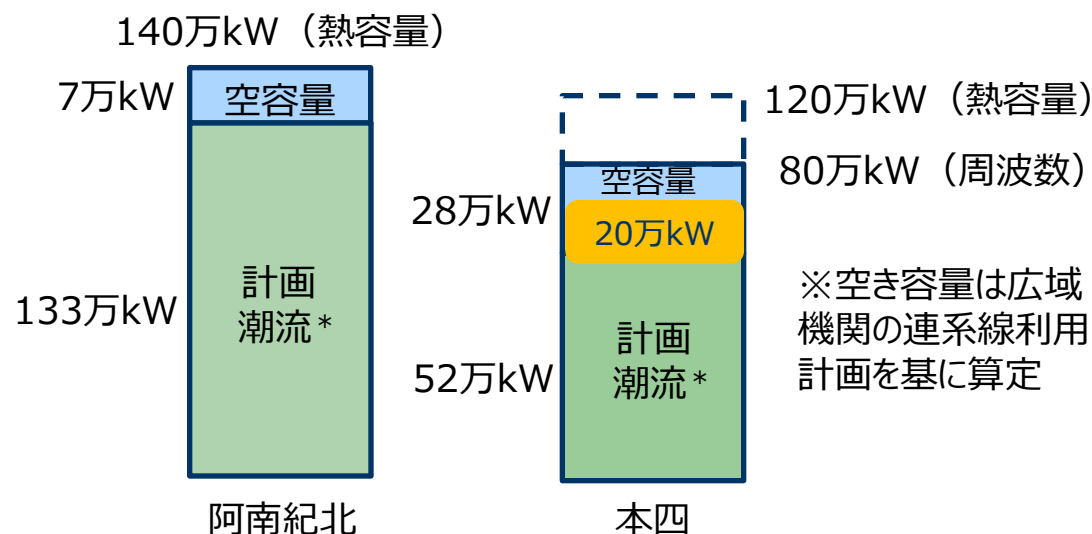
ステップ5：回避措置（連系線の活用）

将来断面における連系線活用については、現時点で、多くを見込むことには不確実性があるものの、再エネの最大限接続の観点から、今回の算定に当たっては、一定量の連系線活用を織り込むこととし、具体的には、

風力の接続可能量拡大における織り込み相当の20万kW

をベースとして活用することで算出した。

【今回の試算における連系線活用のイメージ】



ステップ5：回避措置（揚水式水力の活用）

通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に供給力として活用するが、昼間に揚水運転を行うことで、ロスを伴うものの太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能となるため、下記の点を考慮し、揚水式水力を活用する。

- ✓ 本川揚水の長期間作業やトラブル停止に加え、今回試算では火力運転台数の最小化や連系線活用を織り込んでいることを踏まえN－1台運転を前提
- ✓ 上池水位は電源脱落等の緊急時のため下限に裕度（1台最大発電2時間分程度）を設定し、日々の需給状況を見ながら水位調整するように運用

○大型揚水式水力設備仕様

発電所		発電認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	上池保有量 (万kWh)
本川	1号	31.5	30.0	745万kWh (1台最大25h)
	2号	30.0	30.0	

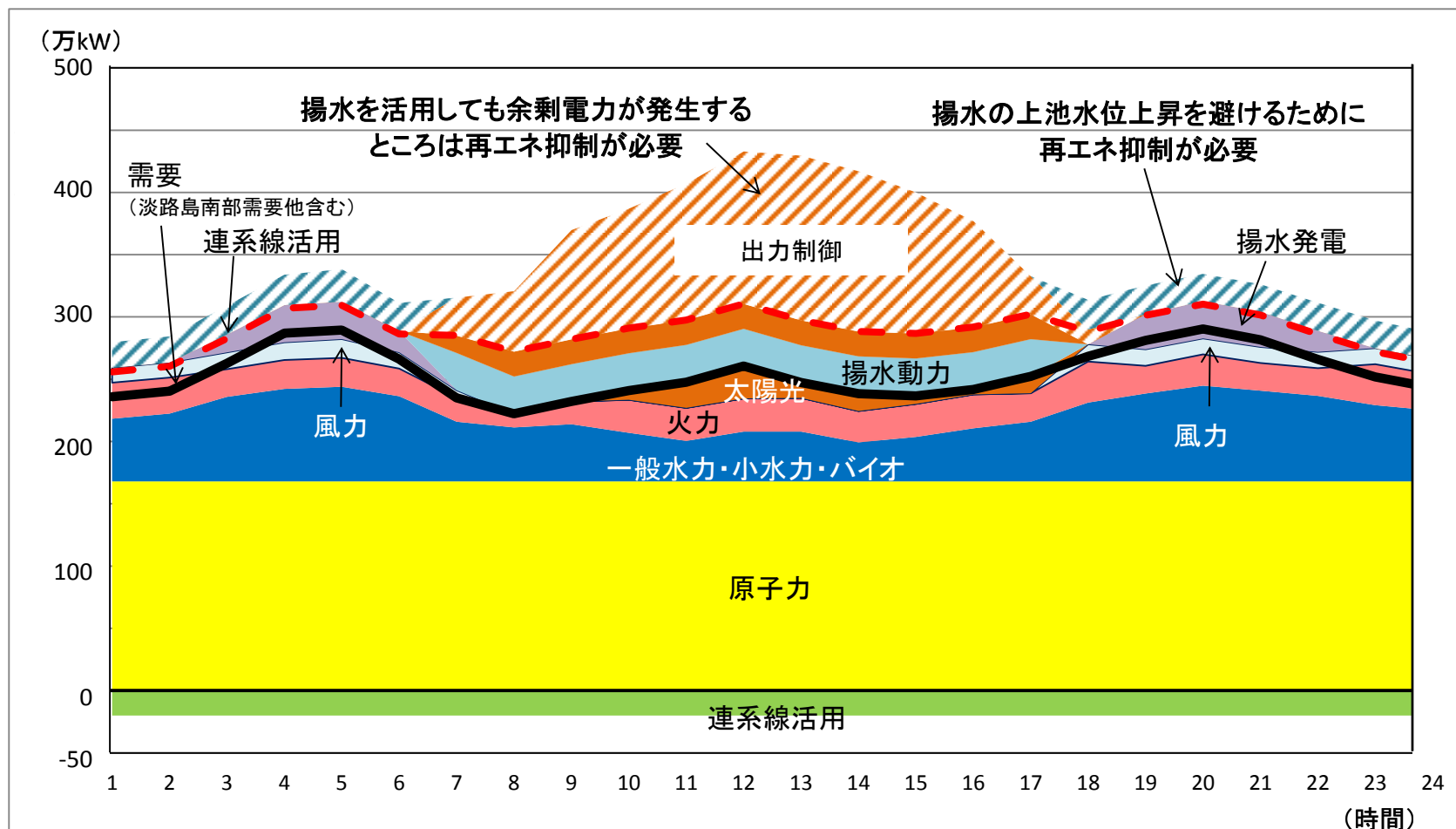
※ 小規模混合揚水発電所の大森川(1万kW)、穴内川(1万kW)、蔭平(4万kW)については、河川の制約などを踏まえて織り込み。

ステップ5：回避措置（再エネの出力制御）

- 火力発電の抑制、揚水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、指定ルールに分類され、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。

需給バランスのイメージ

- ステップ1～5に基づき、需給バランス（24時間×365日）を作成
- 2014年5月18日（昼間需要最低日）における需給バランスは以下のとおり



昼間最低需要日（5月18日）のkWバランス

項 目		昼間最低需要 13時 (万kW)	点灯ピーク需要 20時 (万kW)	備 考
供給力	原子力	168.0	168.0	
	火 力	26.5	27.3	
	再 エ ネ	水 力	22.0	小水力含む
		風 力	43.5	導入量60万kW
		太陽光	147.8	導入量257万kW
		バイオ他	9.3	
		小 計	222.6	109.4
	揚 水	▲30.0	27.5	
	再エネ出力抑制	▲119.7	▲21.8	現行FITに基づく抑制
	連系線活用	▲20.0	▲20.0	
	合 計	247.4	290.4	
需 要		247.4	290.4	淡路島南部需要他含む 12時4.4万kW、20時7.0万kW

昼間最低需要日（5月18日）の火力運転状況①

○自社分（万kW）

	個 所	燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	
					昼間最低需要 1 3 時	点灯ピーク需要 2 0 時
自 社	阿南2号	石 油	22	5	0.0	0.0
	阿南3号	石 油	45	11	0.0	0.0
	阿南4号	石 油	45	13	0.0	0.0
	坂出1号	L N G	29.6	9	0.0	0.0
	坂出2号	L N G	28.9	14	0.0	0.0
	坂出3号	COG 石 油	45	11	14.7	15.3
	坂出4号	COG L N G	35	9	11.8	12.0
	西条1号	石 炭	15.6	6	0.0	0.0
	西条2号	石 炭	25	5	0.0	0.0
	橘 湾	石 炭	70	18	0.0	0.0
	小 計	—	361.1	101	26.5	27.3

昼間最低需要日（5月18日）の火力運転状況②

○他社分（万kW）

	個 所			燃 料	定格出力	最低出力	運転状況	
							昼間最低需要 1 3 時	点灯ピーク需要 2 0 時
他社	域 内	電発 橋湾	1号（105）	石 炭	14.2	4.7	0.0	0.0
			2号（105）	石 炭	14.2	4.7	0.0	0.0
		壬生川火力（25）		石 炭	14.9	4.2	0.0	0.0
		土佐発電（15）		石 炭	15	6	0.0	0.0
		住友大阪 セメント（6.5）		石 炭	6.5	2	0.0	0.0
	域 外	電発 松島	1号（50）	石 炭	4.7	2.3	0.0	0.0
			2号（50）	石 炭	4.7	2.3	0.0	0.0
		電発 松浦	1号（100）	石 炭	18.9	6.9	0.0	0.0
			2号（100）	石 炭	18.8	6.9	0.0	0.0
	その他	－		－	28.0	－	9.3	9.3
	小 計	－		－	139.9	－	9.3	9.3
自他社合計				－	501.0	－	35.8	36.6

算定諸元（前回の系統WGとの比較）

項 目	今 回	前 回
需要断面	2014年度の需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算	2013年度の需要実績に太陽光余剰契約の自家消費分を加算
一般水力	流れ込み式：8.0万kW(利用率49%) 調整池式：11.7万kW(利用率29%) 貯水池式：2.3万kW(利用率10%)	流れ込み式：8.0万kW(利用率49%) 調整池式：11.7万kW(利用率29%) 貯水池式：2.3万kW(利用率11%)
太陽光	PV300および気象庁観測データによる 2014年度の出力推定値を基に想定	PV300および気象庁観測データによる 2013年度の出力推定値を基に想定
風 力	2014年度の風力発電実績を基に想定	2013年度の風力発電実績を基に想定
バイオマス・小水力	接続検討申込済み設備まで織込み	契約申込済み設備まで織込み
地 熱	該当なし	
原子力	伊方3台（利用率83.1%：震災前30年平均）	
火 力	必要な調整力を確保したうえで可能な限り停止	
揚 水	大型揚水は長期作業・トラブル等を考慮しN－1台	
連系線活用	20万kW（24時間ベース送電）	

算定諸元における前回との主な差分

○需要実績※

(万kW, 億kWh)

年 度	最低需要	最大需要	年間電力量
2013年度	229.8	570.1	309.0
2014年度	204.4 (▲11.1%)	543.4 (▲4.7%)	297.0 (▲3.9%)

※淡路島南部需要他含む

○再エネ発電実績（太陽光257万kW、風力60万kW断面）

(万kW, 億kWh)

年 度	5月2σ出力	5月平均出力	年間電力量
2013年度	197.6	144.4	56.1
2014年度	191.3	147.2	54.9

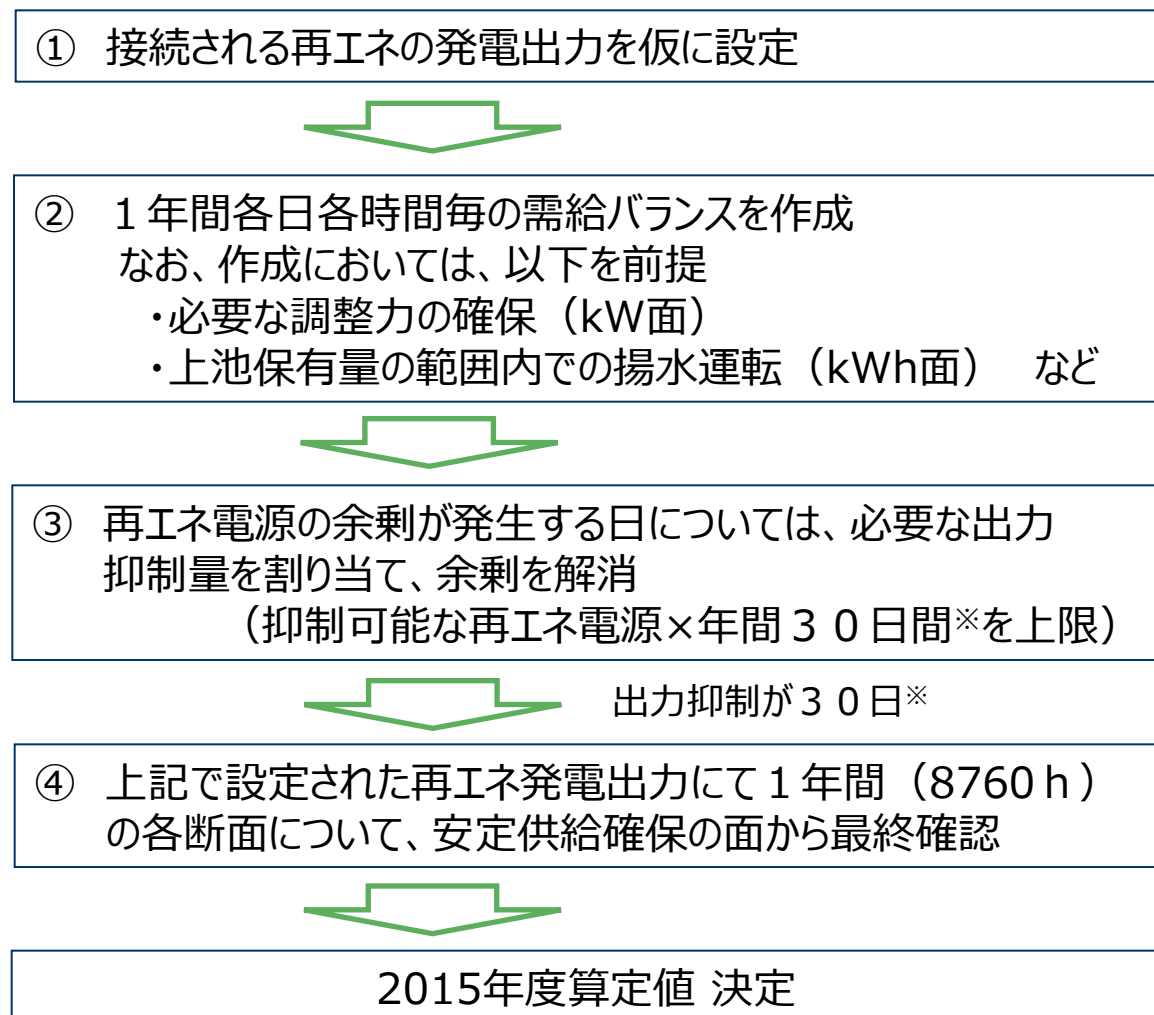
○バイオマス

(万kW)

年 度	設備量	利用率	出 力
2013年度	3.7	16.2%	0.6
2014年度	28.0	33.1%	9.3

2015年度算定値の算定

- 1 年間（24時間×365日＝8,760時間）を通じ、各日各時間毎に需給解析を実施
- 具体的な算定方法は以下のフローのとおり



・ 出力抑制日数に余裕あり
↓ 接続量の拡大が可能
・ 出力抑制日数に余裕なし
↓ 接続量の削減が必要

※ 出力抑制が30日の場合
出力抑制が360時間,720時間の場合は
30日を360時間,720時間と読み替える

太陽光の2015年度算定値の算定結果

算定年度	算定結果
2015年度算定値	230万kW
[参考] 2014年度算定値	257万kW

(注) 2 σ 方式、風力60万kW

2. 風力の2014年度算定値および 2015年度算定値の算定

風力の2014年度算定値の算定結果

ケース1：2σ方式、太陽光257万kW、風力制御は現行制度（旧ルール30日/新ルール720時間）

項 目	設備量 (万kW)	抑制時間	抑制 電力量※2 A (GWh)	発電可能 電力量※2 B (GWh)	抑制率 A/B (%)
旧ルール	38	30日	156	1,441	10.8
新ルール	50	711時間	168	1,896	8.9
2014年度算定値	88				

ケース2：2σ方式、太陽光257万kW、風力制御はJWPA提案（旧・新ルール一律720時間）

項 目	設備量 (万kW)	抑制時間※1	抑制 電力量※2 A (GWh)	発電可能 電力量※2 B (GWh)	抑制率 A/B (%)
旧ルール	38	714時間 [914時間]	235	3,374	7.0
新ルール	51				
2014年度算定値	89				

※1 抑制時間の上段は部分制御を考慮した場合の時間、下段の[]内は部分制御を考慮しない場合の時間を記載

※2 抑制対象設備の抑制電力量・発電可能電力量を記載

風力の2015年度算定値の算定結果

ケース3：2σ方式、太陽光257万kW、風力制御は現行制度（旧ルール30日/新ルール720時間）

項 目	設備量 (万kW)	抑制時間	抑制 電力量※2 A (GWh)	発電可能 電力量※2 B (GWh)	抑制率 A/B (%)
旧ルール	38	30日	162	1,489	10.9
新ルール	24	711時間	87	941	9.2
2015年度算定値	62				

ケース4：2σ方式、太陽光257万kW、風力制御はJWPA提案（旧・新ルール一律720時間）

項 目	設備量 (万kW)	抑制時間※1	抑制 電力量※2 A (GWh)	発電可能 電力量※2 B (GWh)	抑制率 A/B (%)
旧ルール	38	709時間 [899時間]	183	2,508	7.3
新ルール	26				
2015年度算定値	64				

※1 抑制時間の上段は部分制御を考慮した場合の時間、下段の[]内は部分制御を考慮しない場合の時間を記載

※2 抑制対象設備の抑制電力量・発電可能電力量を記載

3. 指定電気事業者制度下における 太陽光の出力制御見通しの算定

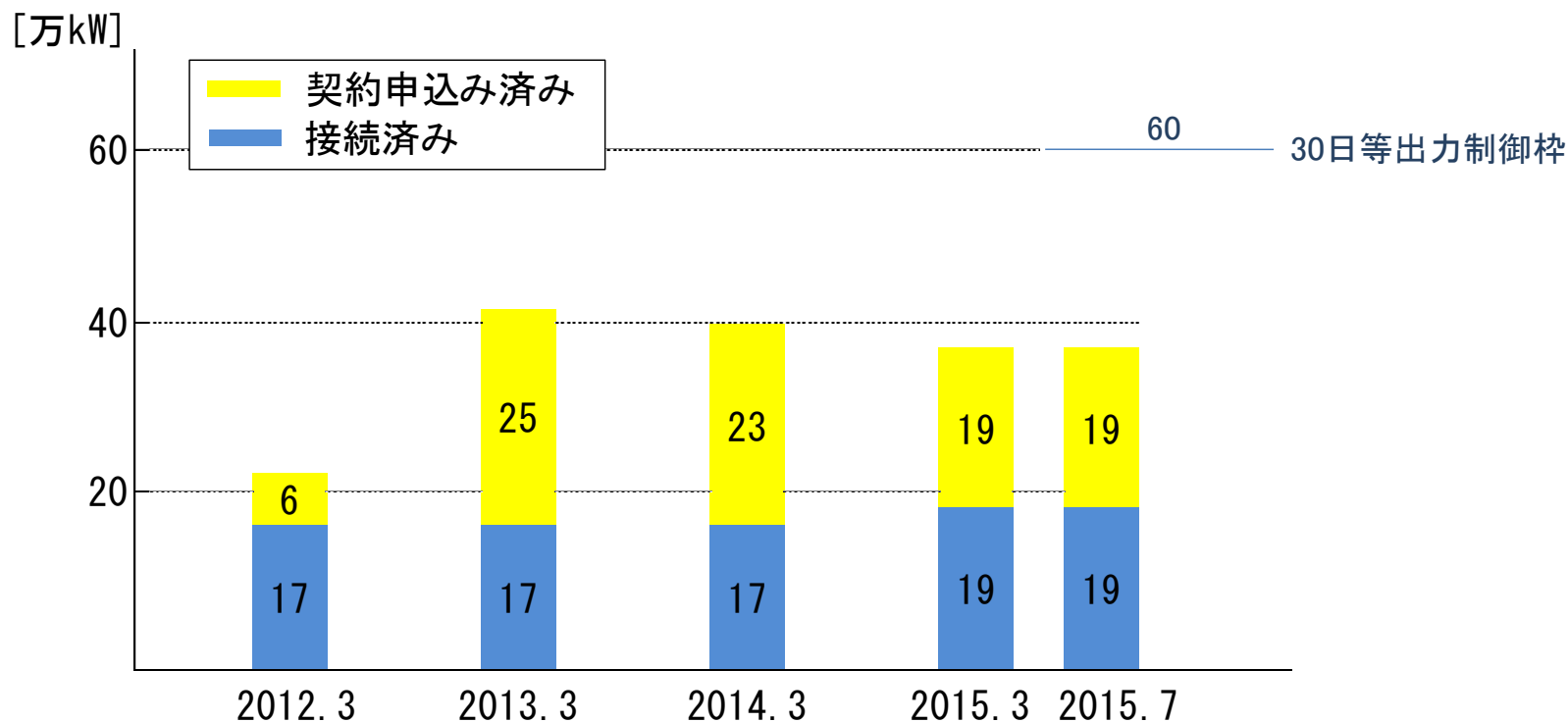
※ 算定は、前項「2. 風力の2014年度算定値および2015年度算定値の算定」のケース4において、指定電気事業者制度下の追加設備として太陽光を30万kW刻みで+90万kWまで増加させて実施。

<前提条件>

- ・太陽光257万kW（2014年度算定値）
- ・風力64万kW（2015年度算定値）
- ・風力の出力制御はJWPA提案方式

風力発電設備の導入状況①

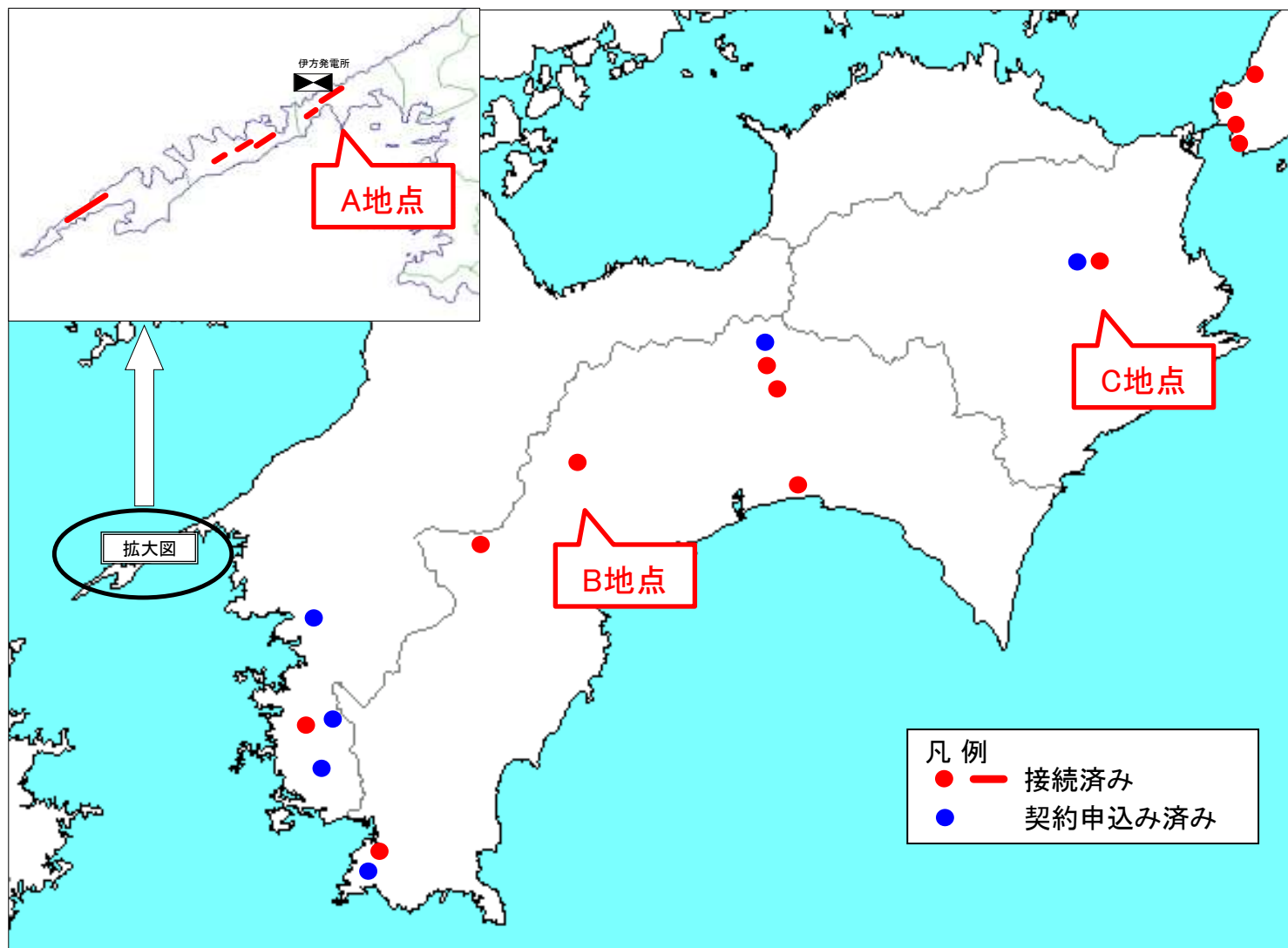
○2015年7月末時点の接続済みと契約申込み済みの設備量（注）の合計は38万kW
となっている。



（注）当社管内および淡路島南部

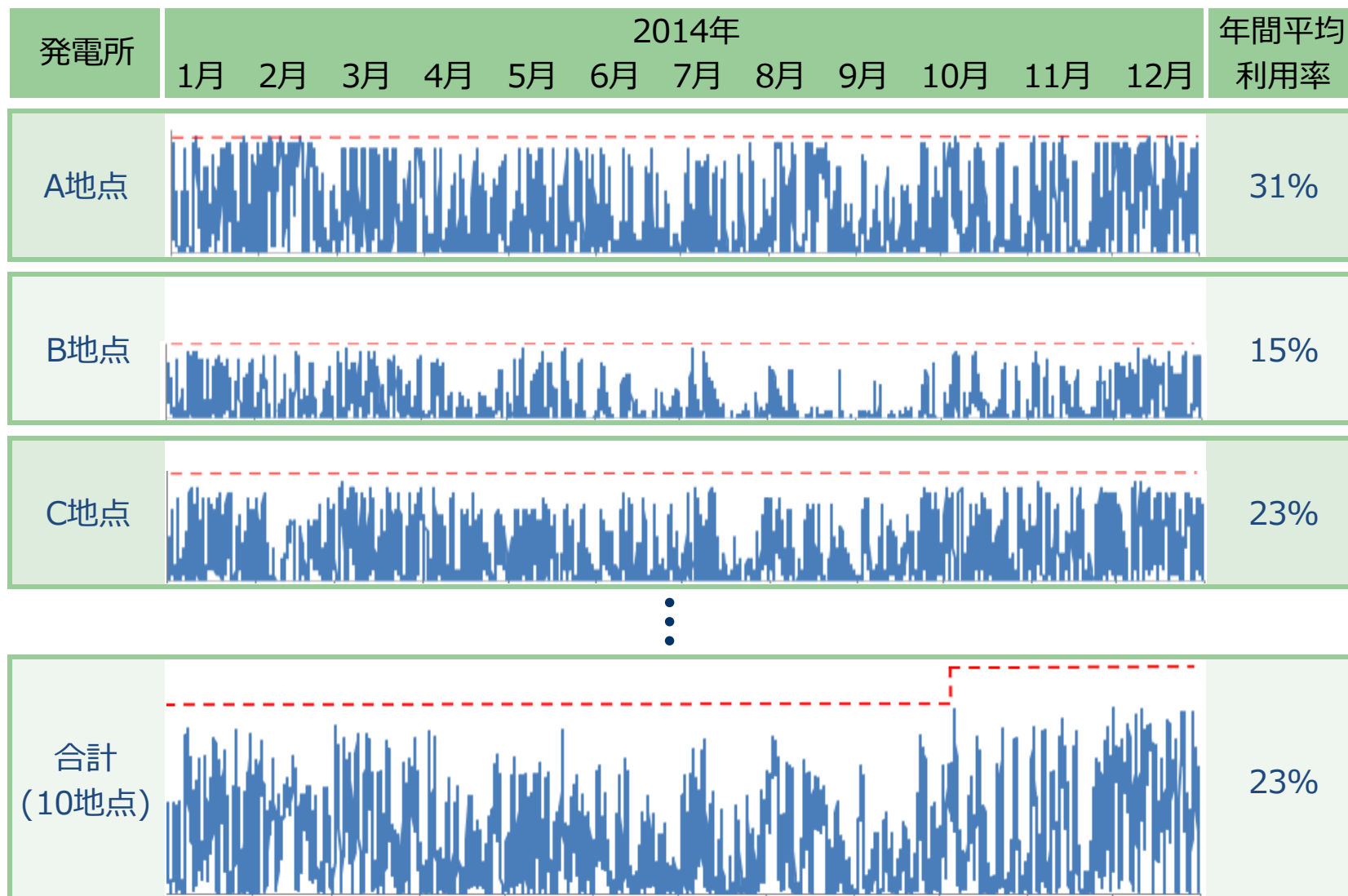
風力発電設備の導入状況②

○風力発電設備の分布としては、四国の東部、西部および中央部に偏在している。



風力発電の出力状況

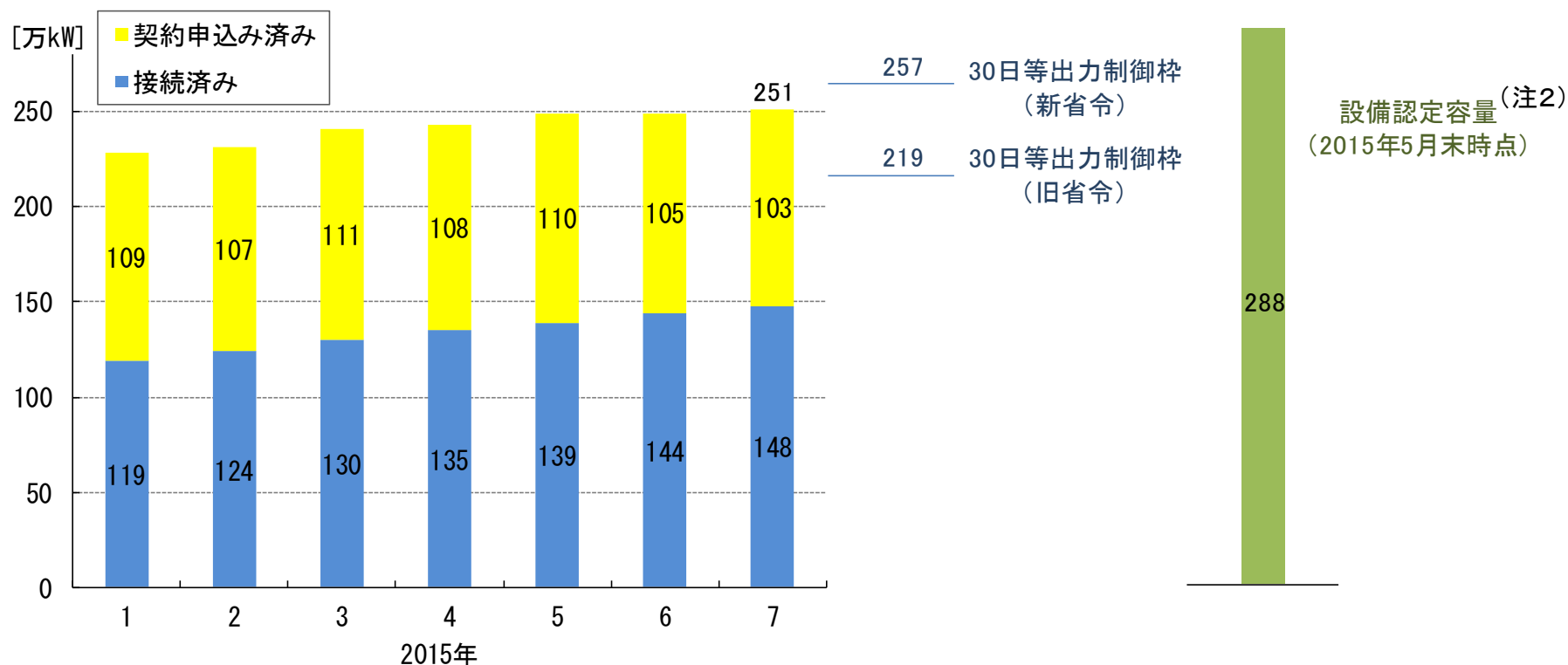
○管内の風力発電の利用率は冬季が高く、夏季が低く、年間平均は23%程度。



※ 赤点線は設備容量を示す。

太陽光発電設備の導入状況①

○2015年7月末時点の接続済みと契約申込み済みの設備量（注1）の合計は251万kW
となっている。

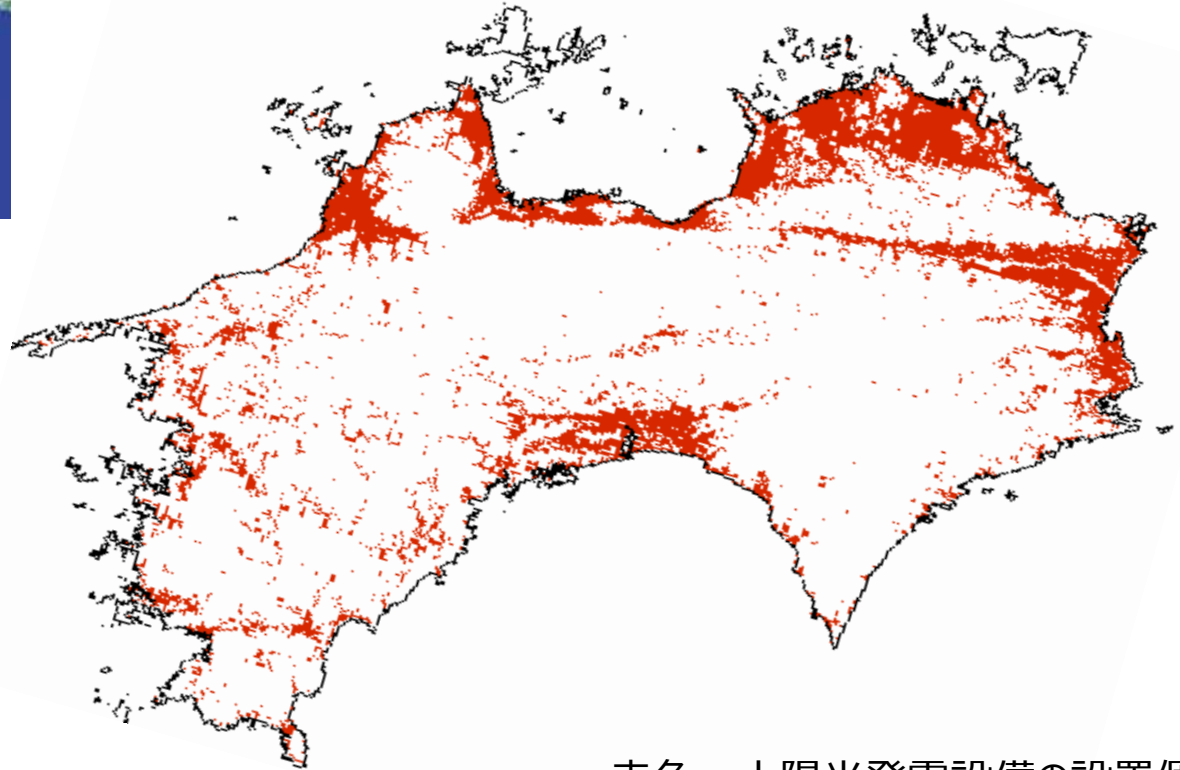


（注1） 当社管内および淡路島南部

（注2） 四国4県の合計（FIT制度開始後の新規認定分であり、移行認定分（約23万kW）を含んでいない）

太陽光発電設備の導入状況②

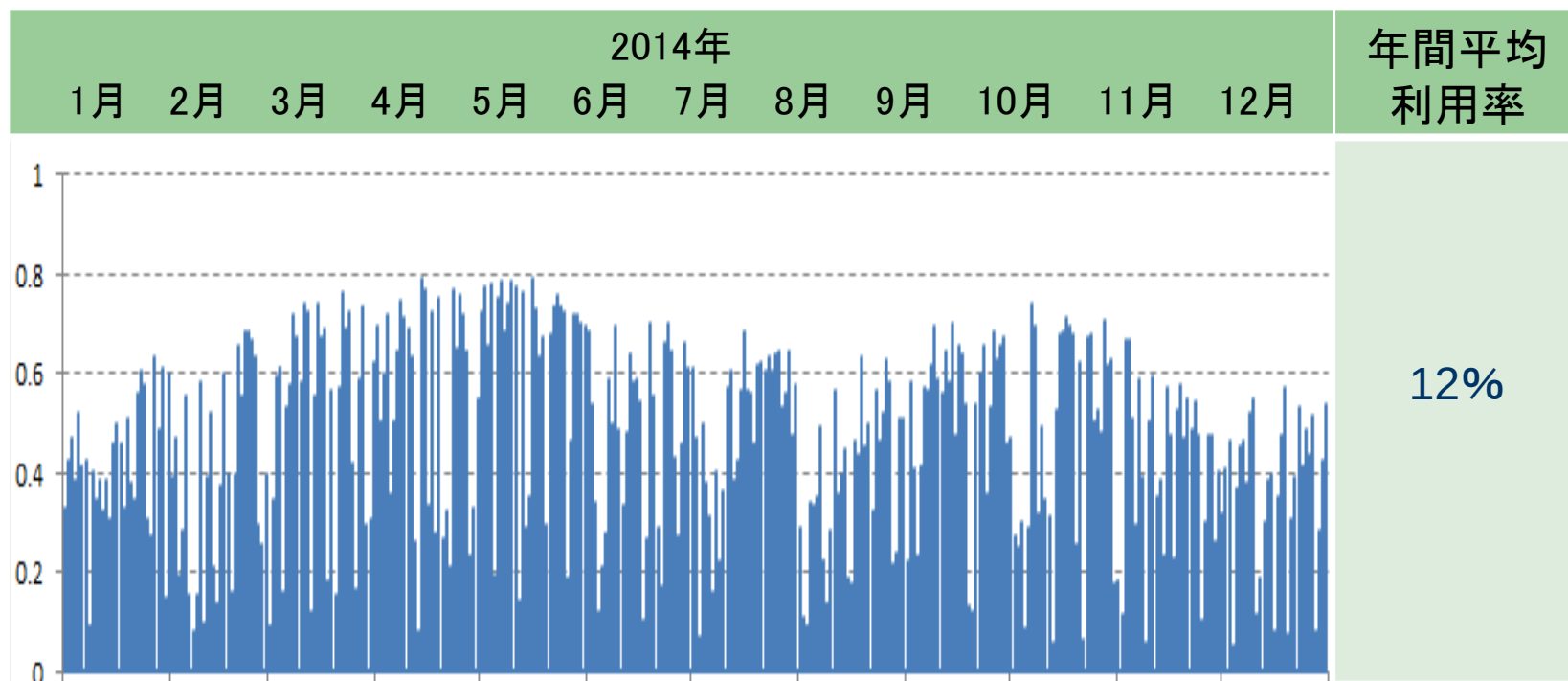
○太陽光発電設備の分布としては、平地部に集中している。



赤色：太陽光発電設備の設置個所

太陽光発電の出力状況

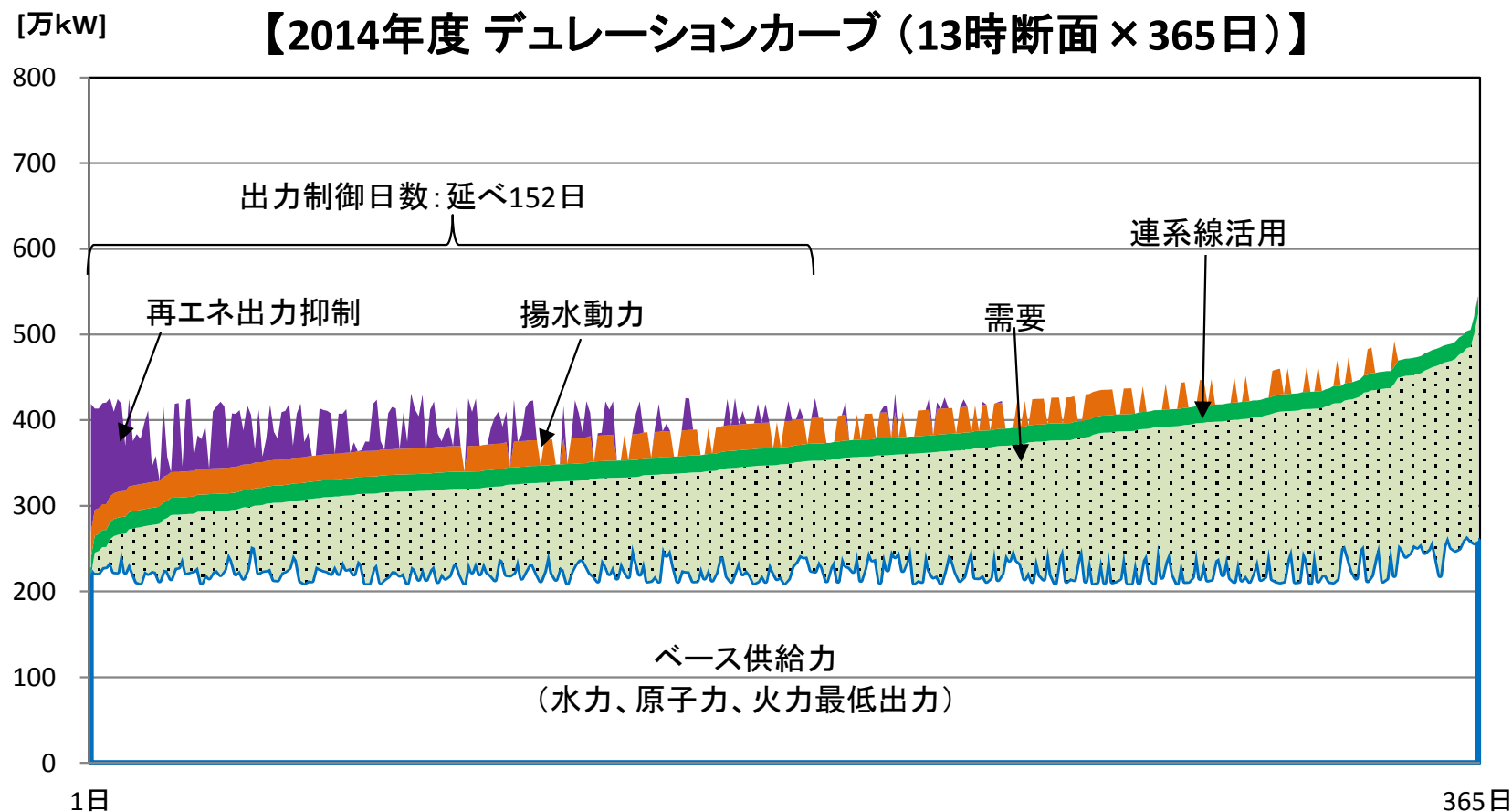
○管内の太陽光発電の利用率は春季、秋季が高く、夏季、冬季が低く、年間平均は12%程度



※ 管内の全ての太陽光発電設備量を1としたときの出力比率

出力制御の発生状況

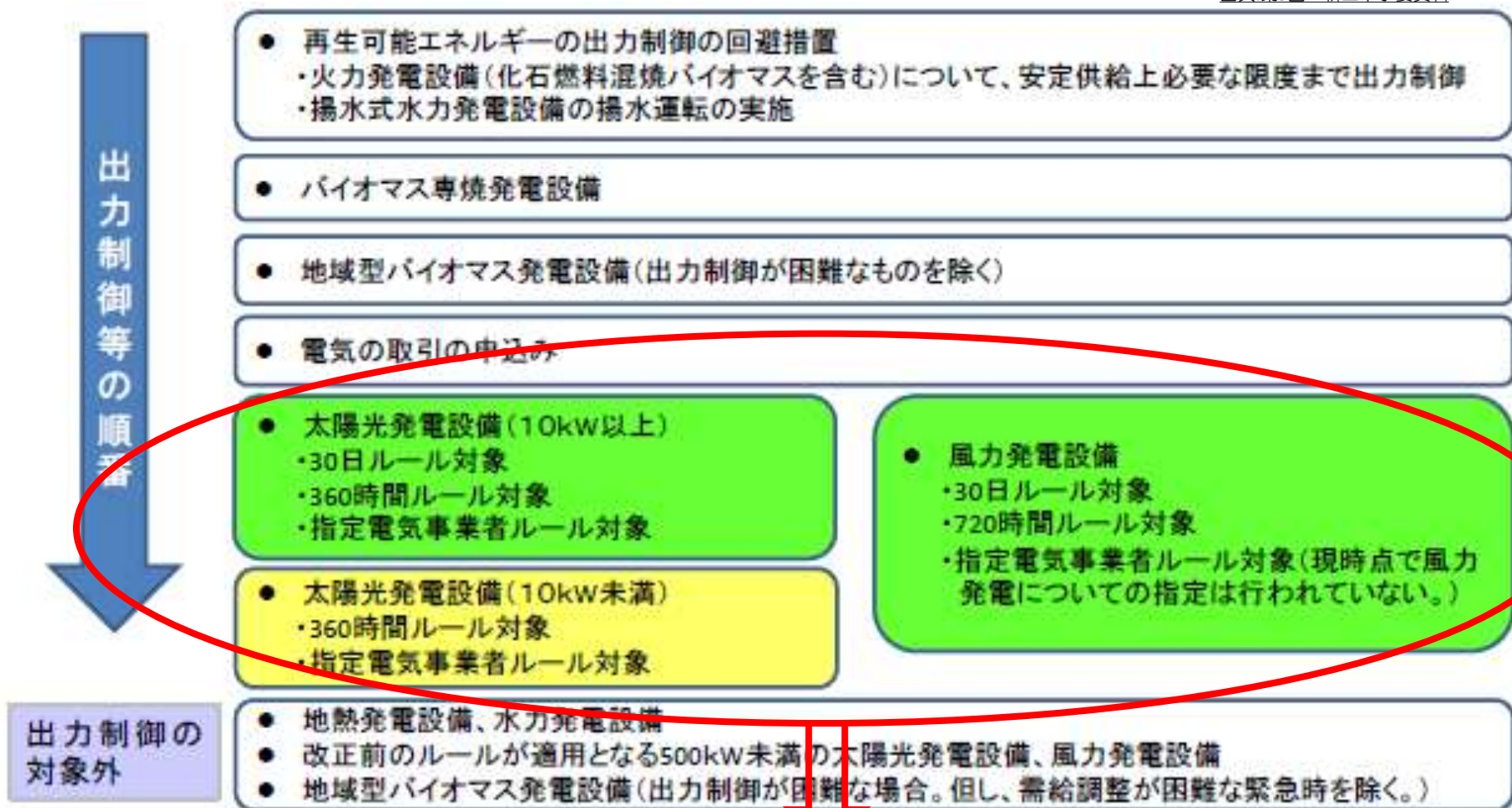
- 風力および太陽光が30日等出力制御枠まで接続された場合は、以下のような余剰が発生するため、連系線および揚水動力を活用したうえで再エネ出力を抑制することにより対応する。



出力制御について

- 出力制御ルールが異なる事業者が混在することから指令が複雑となる一方で、制御が不公平にならないよう適切な実績管理も必要。

出典:第9回 新エネ小委資料



出力制御ルールが異なる事業者が混在

出力制御方法について（風力制御：現行制度の場合）

○具体的な出力制御の方法（グループ制御）

- ・公平な出力制御を行うべく、各ルールの事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- ・旧ルール（A～D）において、太陽光と風力は同じグループとして制御する。

（例）太陽光：旧・新ルール257万kW、指定ルール30万kW、風力：60万kWの場合

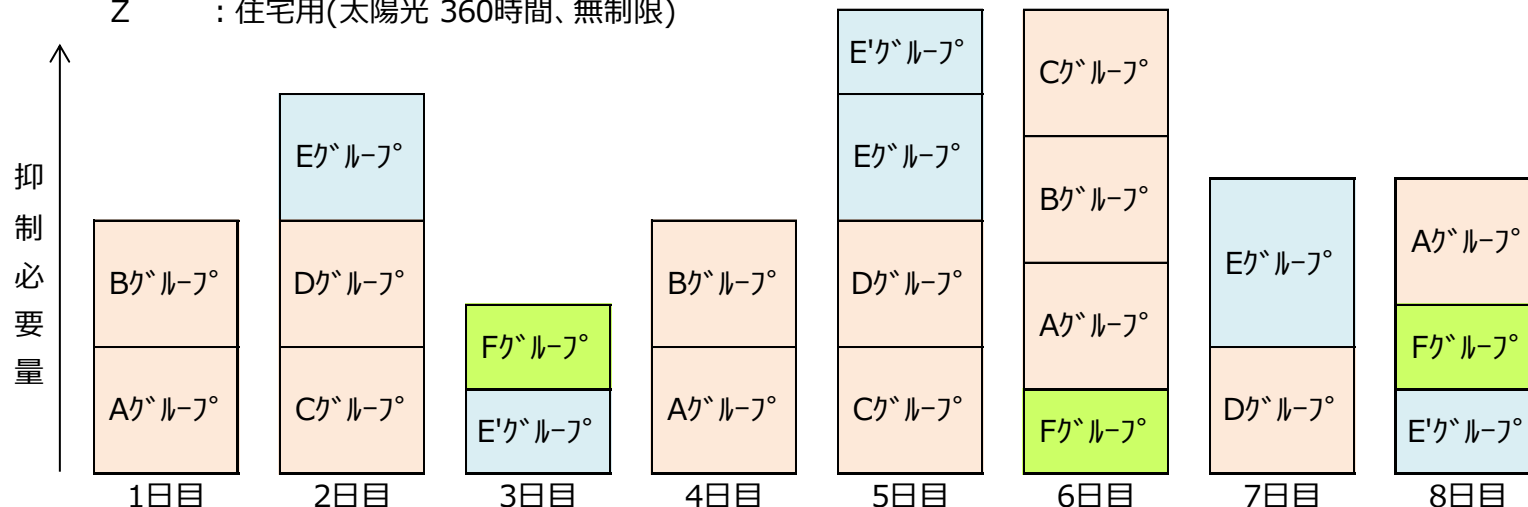
分類		全設備量		内、出力制御対象設備量		グループ分け				
太陽光	旧ルール	219万kW	旧ルールの30日等出力制御枠 219万kW	500kW以上	103万kW	⇒	A	B	C	D
	新ルール	38万kW	新ルールの30日等出力制御枠 257万kW	10kW以上	32万kW	⇒	E			
	指定ルール	30万kW	追加設備を30万kW とした場合	10kW以上	26万kW	⇒	F			
	住宅用	6万kW	新ルールの住宅用	10kW未満	10万kW	⇒	Z			
4万kW		指定ルールの住宅用								
風 力	旧ルール	38万kW	30日等出力制御枠（60万kW※） 旧：H27.1.25以前の申込み 新：H27.1.26以降の申込み	500kW以上	38万kW	⇒	A	B	C	D
	新ルール	22万kW		20kW以上	22万kW	⇒	E'			

出力制御のイメージ①

○旧・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間(720時間)を超過しない見通しの場合

- ・各ルール間の公平性の観点から、各事業者を区別せず、順番に制御する。
- ・住宅用（Z）は基本的には制御しない。

A～D : 旧ルール(太陽光+風力 30日)
E : 新ルール(太陽光 360時間)
E' : 新ルール(風力 720時間)
F : 指定ルール(太陽光 無制限)
Z : 住宅用(太陽光 360時間、無制限)

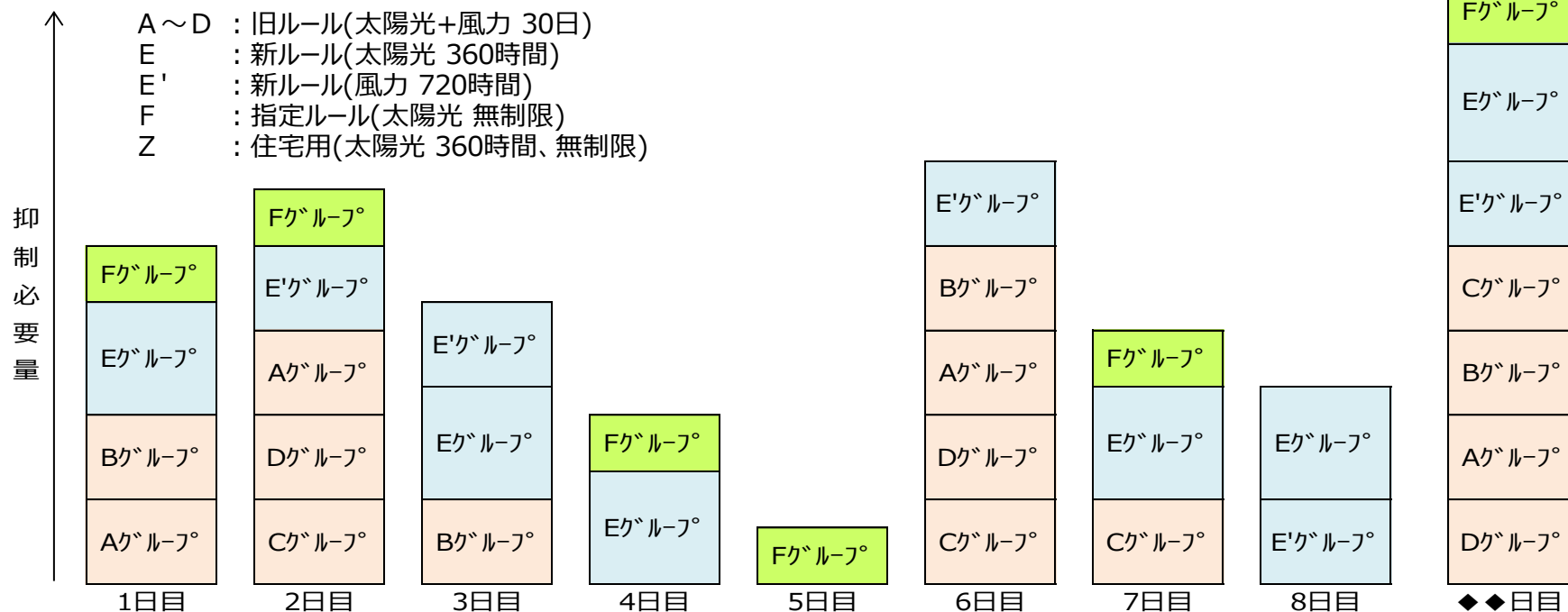


- (注) ・実運用においては、天候や需給状況により、必ずしも公平な抑制にならない場合がある。
・旧ルールの風力（A～D）については、昼間の余剰対策として太陽光と一緒に抑制する場合は、夜間も含めて終日抑制する。

出力制御のイメージ②

○旧・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間(720時間)を超過する見通しの場合

- ・ 指定ルール事業者の出力制御が過剰とならないよう、年間計画段階において旧ルールと新ルール事業者の出力制御を30日および360時間(720時間)まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して指定ルール事業者を割り当てる。
- ・ 運用段階においては、実績を見ながら、年度途中において、指定ルール（F）の制御が360時間よりも少なくなるようであれば、旧ルール（A～D）および新ルール（E,E'）の制御を減らし、指定ルール（F）の制御を増やすなどの調整により、公平を図る。
- ・ 計画的に制御を実施していく中で、制御量が不足する場合は、住宅用（Z）も制御する。



(注) 実運用においては、天候や需給状況により、必ずしも公平な抑制にならない場合がある。

出力制御方法について（風力制御：JWPA提案の場合）

○具体的な出力制御の方法（グループ制御）

- ・公平な出力制御を行うべく、各ルール事業者を以下のようにグループ分けし、出力制御を行う。
- ・風力発電については、エリア全域の発電所に対して、一律部分制御を適用し、部分制御を考慮した時間管理を行う。（例えば上限出力を70%とした場合、0.3時間抑制としてカウント）

（例）太陽光：旧・新ルール257万kW、指定ルール30万kW、風力：60万kWの場合

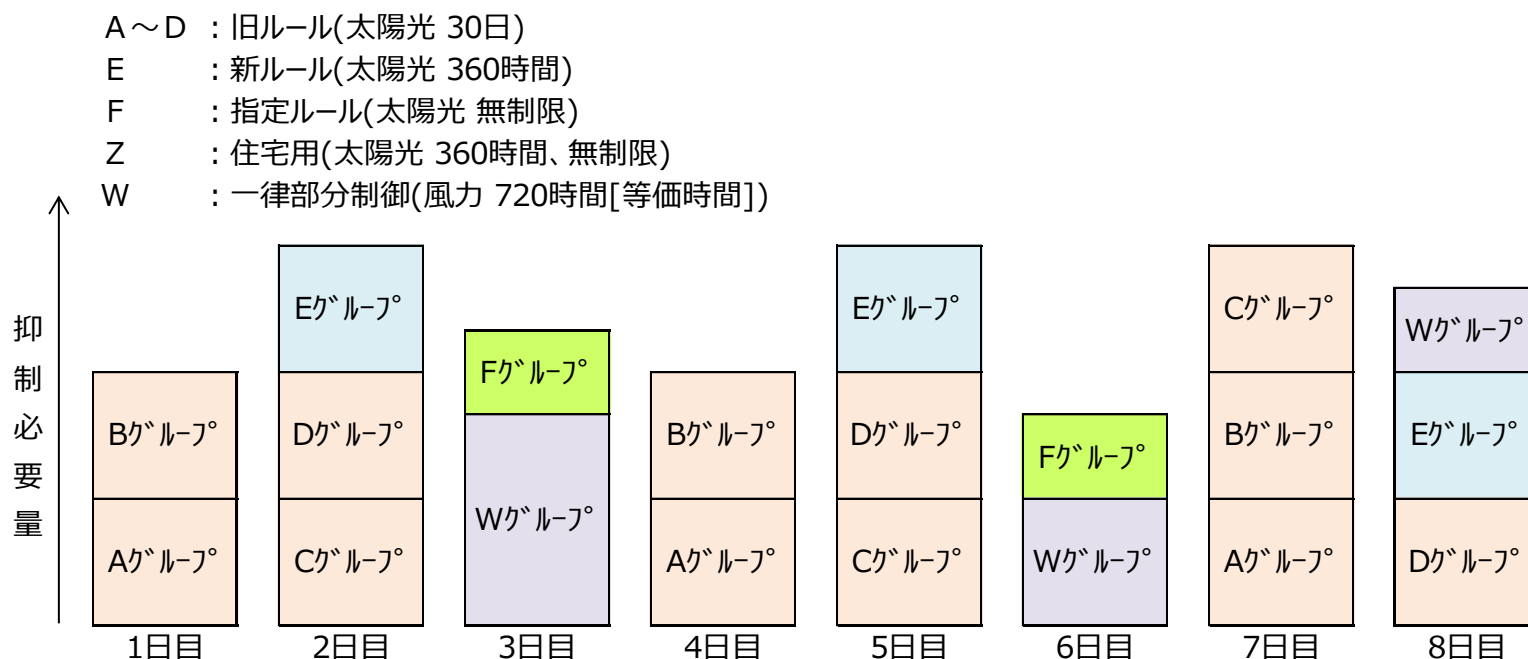
分類		全設備量		内、出力制御対象設備量		グループ分け				
太陽光	旧ルール	219万kW	旧ルールの30日等出力制御枠 219万kW	500kW以上	103万kW	⇒	A	B	C	D
	新ルール	38万kW	新ルールの30日等出力制御枠 257万kW	10kW以上	32万kW	⇒	E			
	指定ルール	30万kW	追加設備を30万kW とした場合	10kW以上	26万kW	⇒	F			
	住宅用	6万kW	新ルールの住宅用	10kW未満	10万kW	⇒	Z			
4万kW		指定ルールの住宅用								
風 力	新ルール※	60万kW	30日等出力制御枠（60万kW）	既設も含めた 全ての設備	60万kW	⇒	W			

※ 部分制御考慮時間管理

出力制御のイメージ①

○旧・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間(720時間)を超過しない見通しの場合

- ・各ルール間の公平性の観点から、各事業者を区別せず、順番に制御する。
- ・風力のWグループに対しては、一律部分制御を適用し、部分制御を考慮した時間管理を行う。
- ・住宅用（Z）は基本的には制御しない。

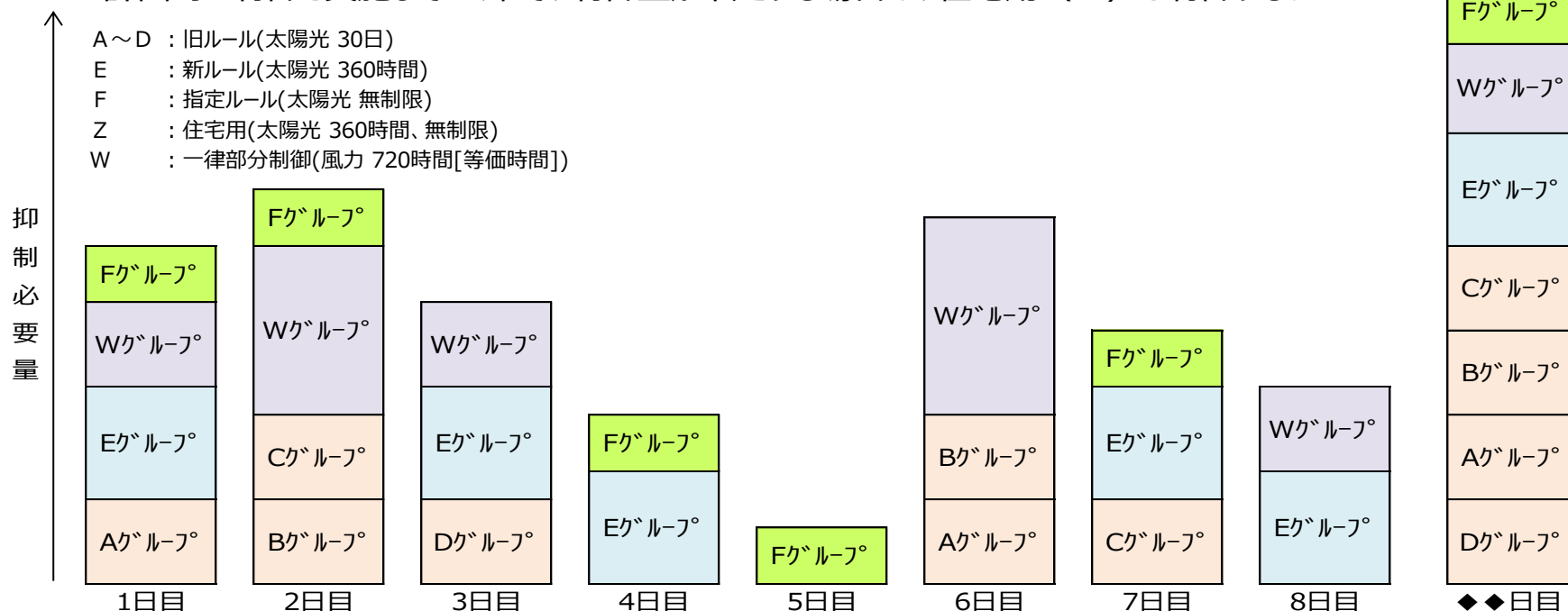


- (注) ・実運用においては、天候や需給状況により、必ずしも公平な抑制にならない場合がある。
・風力（W）は、昼間に加えて夜間の余剰対策として活用する必要があることを考慮し、年間の抑制時間（部分制御考慮時間）の管理を行う。

出力制御のイメージ②

○旧・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間(720時間)を超過する見通しの場合

- ・ 指定ルール事業者の出力制御が過剰とならないよう、年間計画段階において旧ルールと新ルール事業者の出力制御を30日および360時間(720時間)まで先に割り当てた上で、更なる余剰に対して指定ルール事業者を割り当てる。
- ・ 運用段階においては、実績を見ながら、年度途中において、指定ルール（F）の制御が360時間よりも少なくなるようであれば、旧ルール（A～D）、新ルール（E）および風力（W）の制御を減らし、指定ルール（F）の制御を増やすなどの調整により、公平を図る。
- ・ 風力のWグループに対しては、一律部分制御を適用し、部分制御を考慮した時間管理を行う。
- ・ 計画的に制御を実施していく中で、制御量が不足する場合は、住宅用（Z）も制御する。

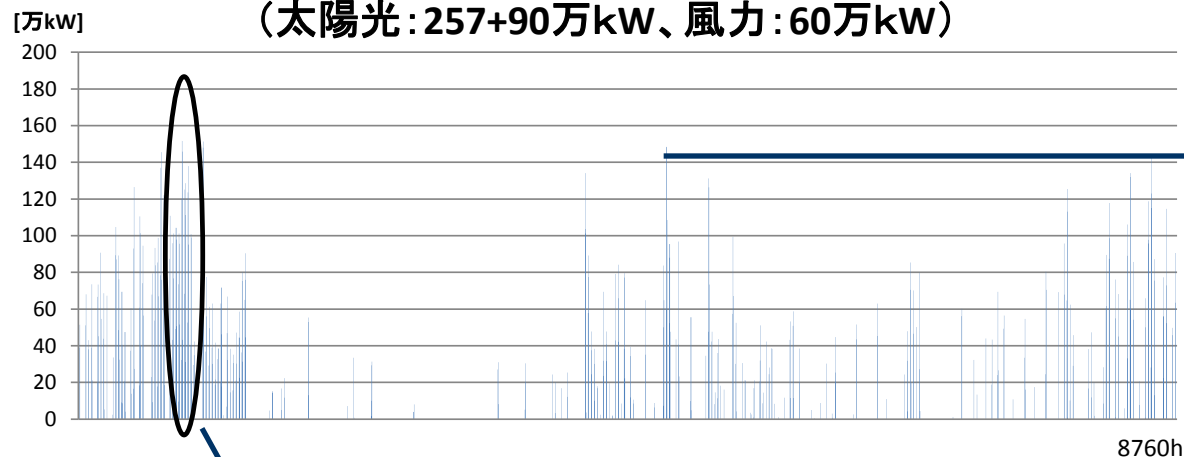


(注) 実運用においては、天候や需給状況により、必ずしも公平な抑制にならない場合がある。

出力制御見通しの算定の方法

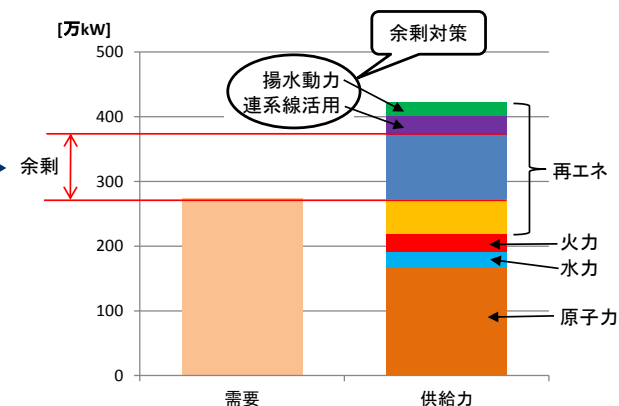
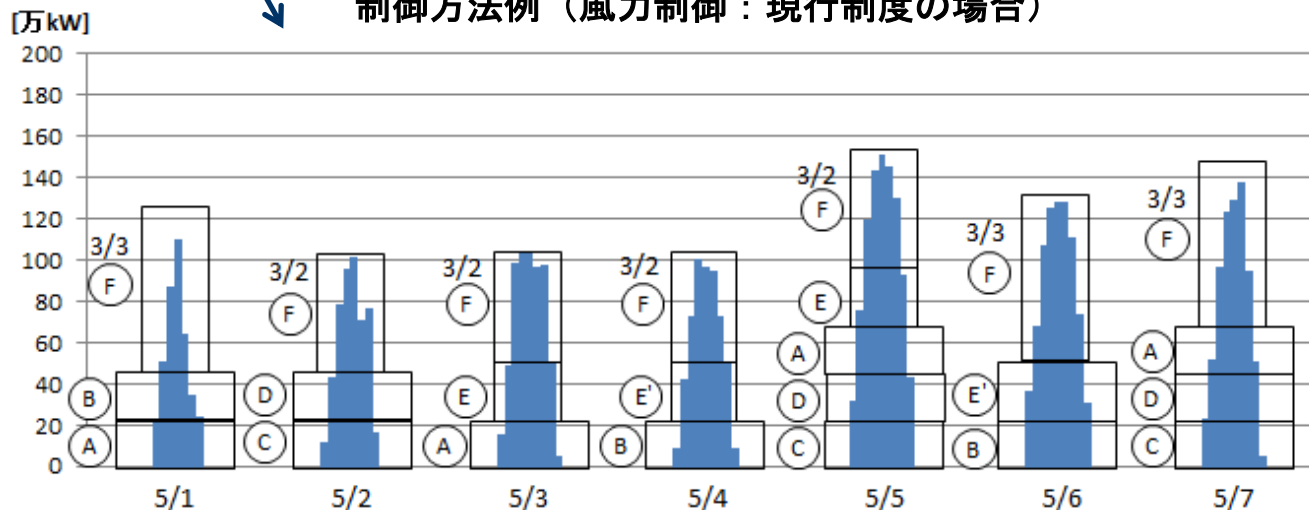
- 年間8,760hに対して需要と供給力の関係から余剰発生量を計算し、前項までで示した制御方法を適用した場合の抑制量（日または時間）を算定する。

年間余剰発生状況(2013年度実績ベース)
(太陽光:257+90万kW、風力:60万kW)



拡大(5/1~5/7)

制御方法例（風力制御：現行制度の場合）



旧ルール:A~D(日単位制御)

新ルール:E,E'(時間単位制御)

指定ルール:F※(時間単位制御)

※ 一括して1つのグループとして全体を一律に制御する。

太陽光の出力制御見通しの算定結果

太陽光257万kW、風力64万kW、風力制御はJWPA提案（旧・新ルール一律720時間）

項 目		追加量 (万 kW)	抑制時間 (時間)	抑制 電力量※2 A (GWh)	発電可能 電力量※2 B (GWh)	抑制率 A/B (%)	[参考] 抑制時間	
							旧ルール(日)	新ルール(時間)
実績ベース方式	2012年 ※1 (昼間最低需要 301.9万kW)	+30	240	30	320	9.5	25	204
		+60	357	97	640	15.1	30	324
		+90	518	211	960	22.0	30	360
	2013年 (昼間最低需要 264.5万kW)	+30	408	64	334	19.2	30	360
		+60	642	189	668	28.3	30	360
		+90	780	332	1,003	33.1	30	360
	2014年 (昼間最低需要 247.4万kW)	+30	780	117	317	36.8	34	402
		+60	861	251	634	39.6	34	402
		+90	958	406	950	42.7	34	402
2σ方式	2014年度 ベース	+30	1,164	171	393	43.6	45	470
		+60	1,391	392	786	49.9	45	470
		+90	1,552	638	1,179	54.1	45	470

※1 昼間最低需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の需要実績

※2 抑制対象設備の抑制電力量・発電可能電力量を記載

8. おわりに

- 今回の算定は、一定の前提条件のもとでのシミュレーションであるが、実運用では需要や再エネ出力等に予測誤差があるため、抑制率や抑制時間等については、シミュレーションどおりの結果とならない可能性があることについて、ご理解いただきたい。
- 今後、予測誤差の改善について、国レベルでの取り組みに期待するとともに、当社においても、予測技術の向上を図りつつ、実運用での知見や経験等を蓄積し、より最適な出力制御を目指していきたい。
- また、風力開発が進み、接続可能量を超過し、風力発電設備に対しても指定電気事業者の指定を受けた場合、出力制御ルールが異なる事業者が増加し、管理がさらに複雑になることも予想されるが、実運用で課題が生じた場合などにおいては、適宜、運用方法を見直しつつ、各事業者間で出力制御が不公平とならないよう、適切に対応していきたい。