

再生可能エネルギーの接続可能量(年度算定値)等の
算定結果について

平成27年11月10日

九州電力株式会社

- 0 接続可能量の算定にあたり、電源の運用や出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とする。
- 0 運用や制度の見直しを伴う接続可能量拡大方策については、追加オプションとして分けて検討する。

[算定に織込む方策]

- ・ 貯水池式・調整池式水力の昼間帯における発電回避
- ・ 火力発電の抑制
- ・ 揚水運転による再エネ余剰電力の吸収
- ・ 地域間連系線の活用(卸電力取引所における取引による電力の販売)
- ・ 再エネの出力制御

[接続可能量拡大方策としての追加オプション]

- ・ 風力の出力制御における部分制御を考慮した時間管理
(出力制御時間を制御量の大きさに応じた制御時間に換算して管理)
- 0 算定諸元については、昨年(H26)の算定時と考え方は同じとし、至近の状況変化を織り込む。

0 今回の接続可能量（年度算定値）に関する算定を以下のとおり実施する。

2014年度実績に基づく接続可能量（2015年度算定値）の算定

- ・太陽光の接続可能量（2015年度算定値）
- ・風力の接続可能量（2015年度算定値）

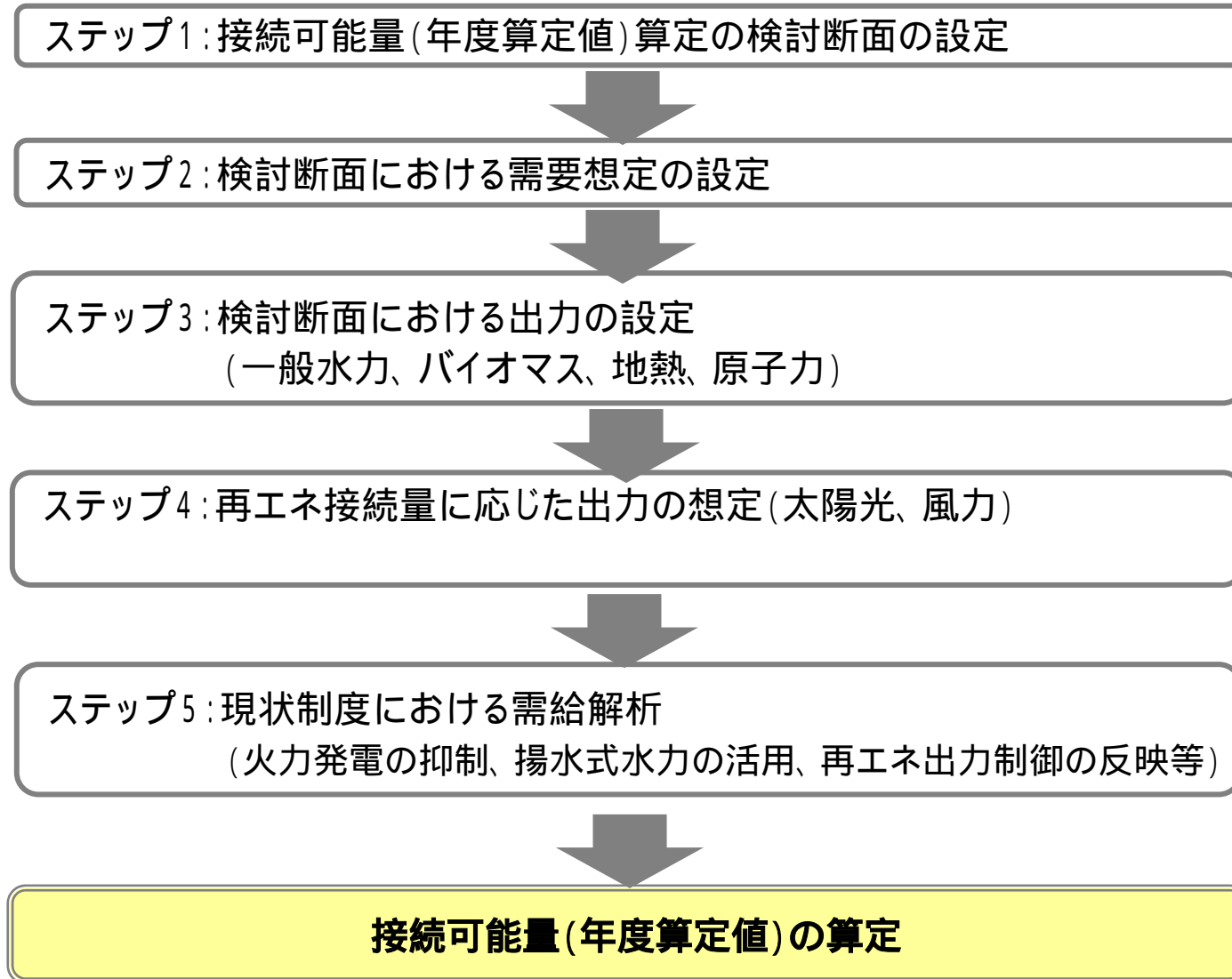
2013年度実績に基づく接続可能量（2014年度算定値）の算定

- ・風力の接続可能量（2014年度算定値）

太陽光の接続可能量（30日等出力制御枠：817万kW）に基づく出力制御見通しの算定

- ・風力の接続可能量（2015年度算定値）における太陽光の出力制御見通し
（実績ベース方式、2 方式にて3か年分について算定）

0 接続可能量（年度算定値）は、以下のフローで算定する。



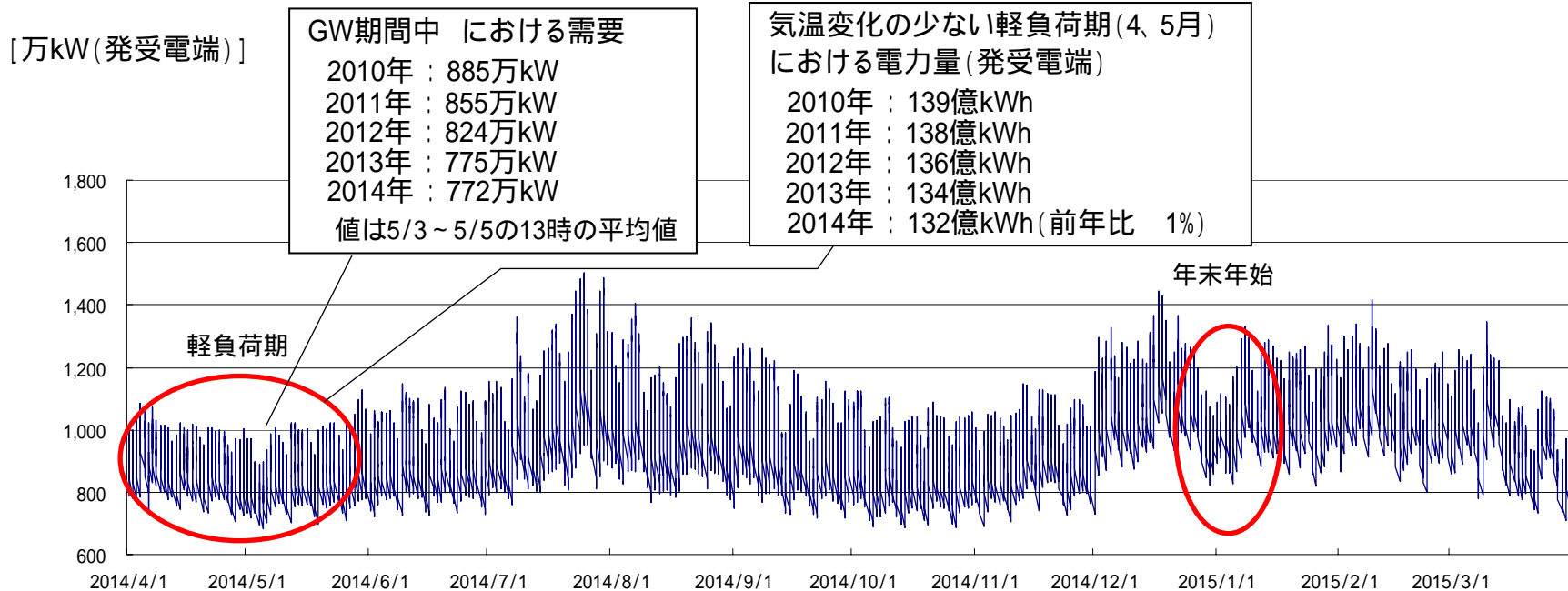
- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×365日=8,760時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量を算定する。

[主な確認項目]

- ・ 必要な調整力の確保状況 (kW面)
(ピーク需要に応じた火力の運転台数の確認など)
- ・ 揚水運転時の上池保有量が運用範囲内に収まるかの確認 (kWh面)
- ・ 予備力確保状況 (kW面)

- 0 需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的であるが、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用する。
- 0 また、固定買取制度開始後で震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいため、昨年度(2014年度)の自社需要実績を使用することとし、具体的な接続可能量の分析は、この自社需要実績に余剰買取契約の太陽光の自家消費電力分を加算したものにより行う。

2014年度の九州電力の電力需要



【一般水力】

- 0 検討に用いる出力については、流れ込み式は、流量に応じたほぼ一定の出力運転であるが、調整池式や貯水池式水力は、河川水を一時貯留し発電時間を多少調整することができることから、可能な限り昼間帯（太陽光出力の高い時間帯）の発電を回避する運用を前提とする。
- 0 河川流量の前提は平水（震災前過去30年間の平均水量）とする。

分類	流れ込み式	調整池式	貯水池式	
概要	河川流量をそのまま利用する発電方式	河川流量を調整池で調整して発電する方式	河川流量を貯水池で調整して発電する方式 (貯水容量が大きく豊水期に貯水した水を渇水期に使用できる)	
運用	流れ込む流量に応じ、ほぼ一定の出力で運転	調整池容量見合いで、多少の需要変動に対応し出力を調整	原則、需要のピーク時間帯に発電	合計
出力 ¹ (万kW)	30.6 (自社:17.2、他社:13.4 ²)	25.8 (自社:14.4、他社:11.4)	0	56.4
設備容量 (万kW)	59.8 (自社:30.2、他社:29.6 ²)	99.6 (自社:70.4、他社:29.2)	39.3 (自社:27.3、他社:12.0)	198.7

1 再エネの出力が最大となる5月13時の供給力

2 他社購入契約分(小水力)含む

【バイオマス】

- 0 現在受領している申込等(約170万kW)のうち、最新の地域型専焼発電所の規模等から、3万kW以下を地域型バイオマス発電所と見なすなどにより、出力制御が困難なバイオマス発電所の導入見込みを算定し、設備容量に反映。
- 0 設備利用率については、既設(余剰購入のみ)は至近5か年の購入実績を用いた設備利用率平均(16%)、新規は売電主体と想定したバイオマス発電所の平均利用率(70%) を設備容量に乗じたものとし、8,760時間一定出力を前提とする。

	既設	新規	合計
設備容量(万kW) []	26.7	34.9	61.6
設備利用率(%) []	16.0	70.0	46.6
出力(万kW) [×]	4.3	24.4	28.7

「新エネニッポン(九州編)」(資源エネルギー庁発行)に記載されているバイオマス発電所(9ヶ所合計出力4万kW)の平均利用率70%を適用

ステップ3 検討断面における出力の設定（地熱・原子力）

8

- 0 検討に用いる出力については、震災前過去30年（30年を経過していない場合は運転開始後の全期間）の設備利用率平均を設備容量に乗じたものとし、8,760時間一定運転を前提とする。

【地熱】

発電機名	八丁原 1号	八丁原 2号	八丁原 バイナリー	滝上	大岳	山川	大霧	他社購入 契約分	合計
設備容量(万kW) []	5.5	5.5	0.2	2.8	1.3	3.0	3.0	19.3	40.5
設備利用率(%) []	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82.4	83.5
出力(万kW) [×]	4.5	4.9	0.1	2.6	1.1	1.9	2.8	15.9	33.8

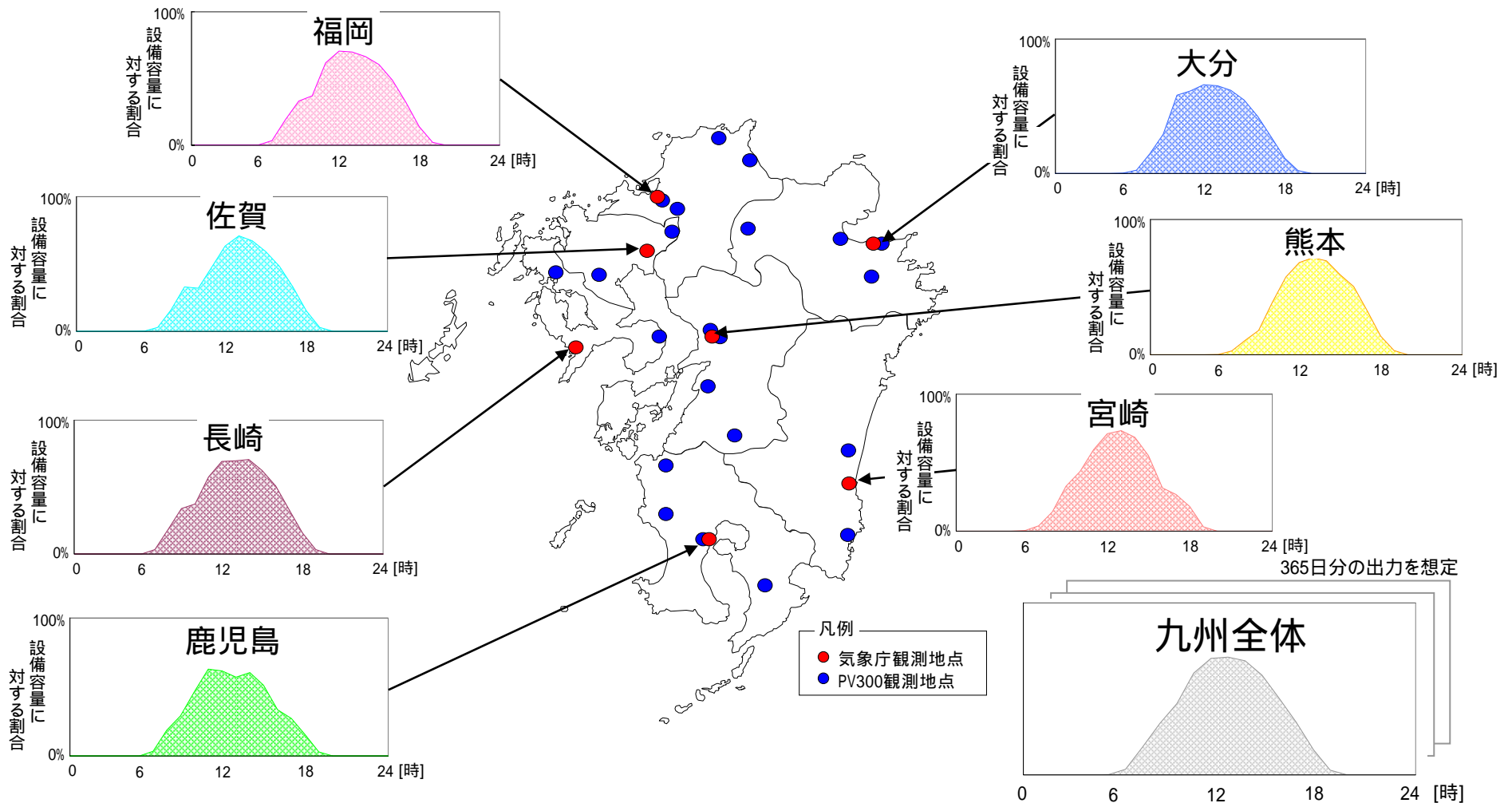
【原子力】

原子力	
設備容量(万kW) []	469.9
設備利用率(%) []	83.7
出力(万kW) [×]	393.3

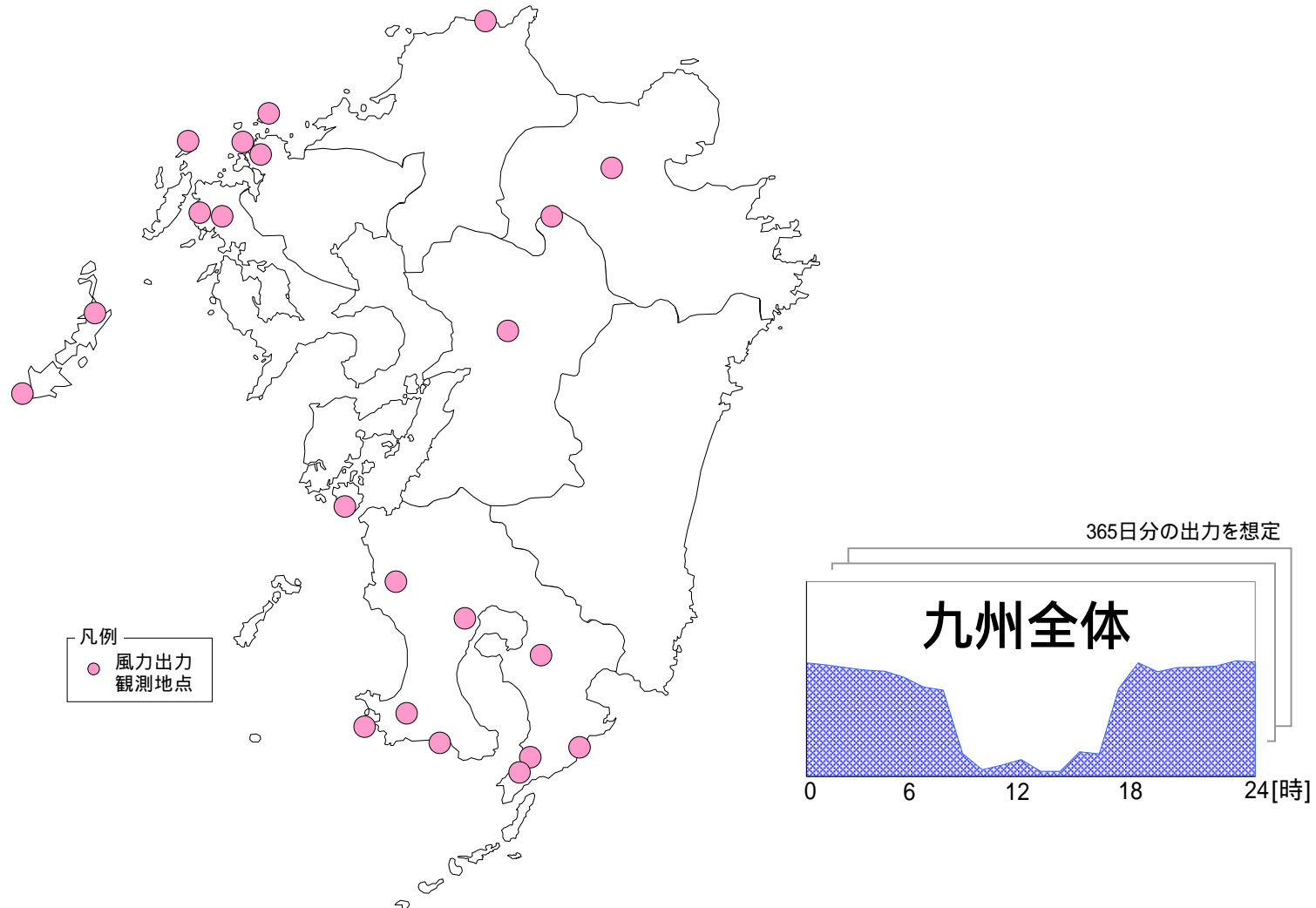
発電機名	玄海			川内	
	2号	3号	4号	1号	2号
設備容量(万kW)	55.9	118.0	118.0	89.0	89.0

0 太陽光については、ご家庭の屋根などに設置される太陽光の出力データは、オンラインで受領していないことから、2014年度の各県の日射計データ¹をもとに、各県単位の太陽光出力を想定し、これらを県毎の接続済の設備容量比率等により重み付けをして合成することにより、太陽光の総出力を8,760時間分想定する。

1 日射計データは、県庁所在地にある気象庁の日射計データと、県内にあるPV300の日射計データの平均をとり、平滑化効果を考慮



- 0 風力については、そのほとんどが大規模であり、出力データをオンラインで受領しているため、2014年度の各風力発電所の出力実績データや風力設備容量をもとに、風力発電の総出力を8,760時間分想定する。



- 0 2014年度実績(日射計・風力出力データ等)をもとに大量導入時の総出力を想定する。
 - ・ 「晴」の日は太陽光・風力の月間合成2 相当の出力、「曇天または雨」の日は太陽光・風力の月間合成平均出力を適用。
 - ・ 天気の想定は、太陽光出力(13時)が月間太陽光平均出力(13時)を上回る場合を「晴」、それ以外を「曇天または雨」とする。

太陽高度が高く太陽光発電が高出力となる時間を選定

[月単位の太陽光・風力の出力算定方法]

(1) 5月の13時の太陽光と風力の発電出力を合成

(太陽光) [万kW]		(風力) [万kW]		[万kW]	
	出力		出力		合計出力
1日	460	1日	25	1日	485
2日		2日		2日	
3日		3日		3日	
⋮		⋮		⋮	
31日		31日		31日	

(2) 5月13時の合成2 相当の出力と合成出力平均値を算定

[万kW]	
	合計出力
14日	629
12日	622
6日	620
⋮	
19日	122

値が大きい順に並べ替え

→ 最大値

→ 2 相当(上位から2番目の値)

31日間の平均値 466万kW

(3) (2)を毎時分(24点)算定し、当該月の太陽光・風力の合成出力カーブを作成

ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定（太陽光・風力）（つづき）

【太陽光・風力発電の各月における昼間13時の出力（最大値、合成2値、平均値）】2014年度実績

(%:設備容量比)

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
太陽光	最大値	57	72	78	77	77	68	69	60	69	69	60	50
	合成2値	55	70	77	77	77	67	67	60	66	67	60	50
	平均値	36	39	51	49	58	37	44	37	44	45	34	32
風力	最大値	55	68	50	48	36	41	42	45	38	44	44	59
	合成2値	1	5	20	4	5	3	1	0	7	9	1	17
	平均値	23	18	18	13	11	9	12	16	8	15	12	25
太陽光+風力	最大値	56	67	71	71	71	63	63	54	62	64	58	47
	合成2値	51	64	71	71	70	61	61	54	61	61	55	47
	平均値	35	37	48	45	54	35	41	35	41	43	32	31

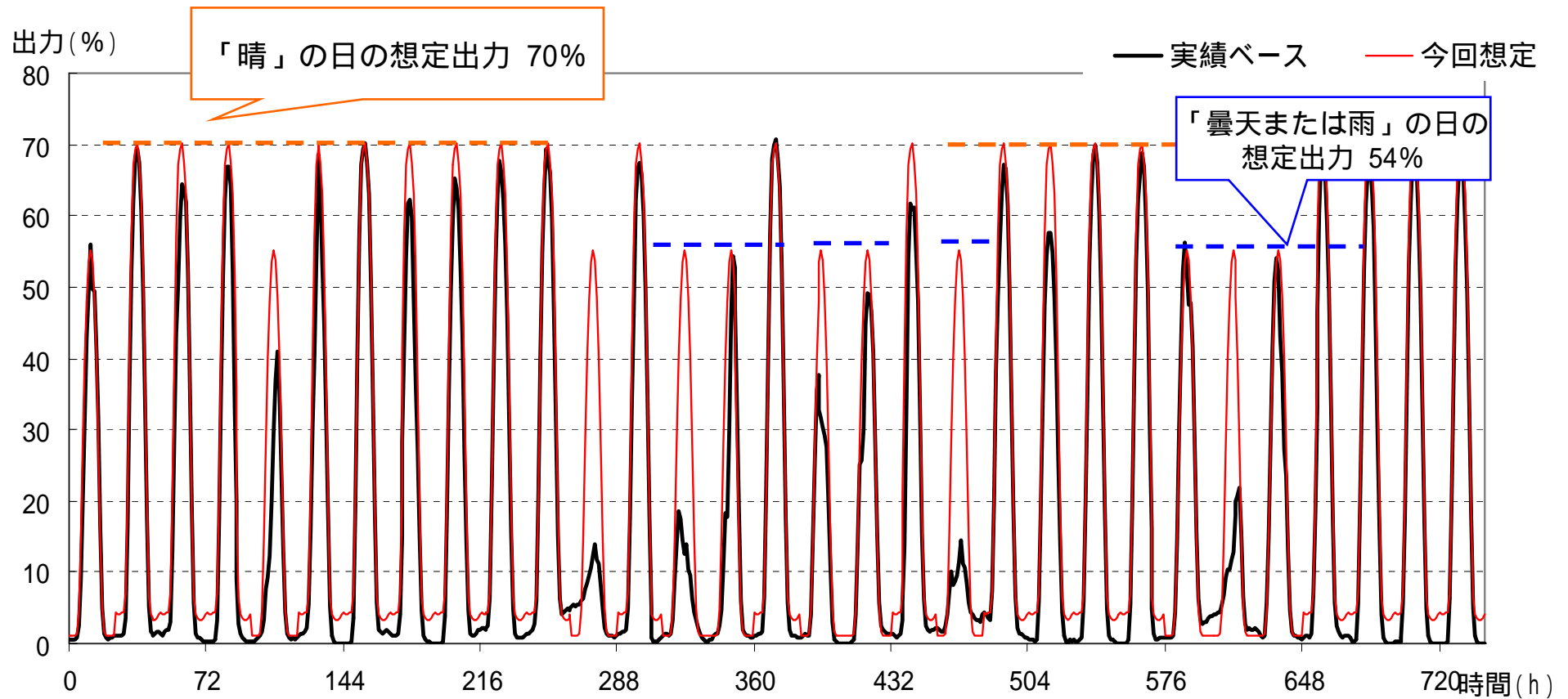
【風力発電の各月における夜間1時の出力（最大値、2値、平均値）】2014年度実績

(%:設備容量比)

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
風力	最大値	52	53	65	57	59	44	38	45	32	46	57	55
	2値	49	48	48	50	47	43	35	43	30	39	45	52
	平均値	23	21	20	14	13	10	10	15	9	16	14	25

【参考】5月における太陽光 + 風力の出力想定

- ・ 「晴」の日は太陽光・風力の月間合成2 相当の出力
- ・ 「曇天または雨」の日は太陽光・風力の月間合成平均出力



ステップ5 回避措置（火力発電の抑制）

0 自社火力については、安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

設備仕様（最低出力等）

安定供給に必要なLFC調整力¹として下げ代、上げ代ともに需要の2%を確保

ピーク需要に対応できる供給力の確保など

¹ 数分～20分程度の短周期の周波数変動に対する調整力

【自社火力設備仕様】

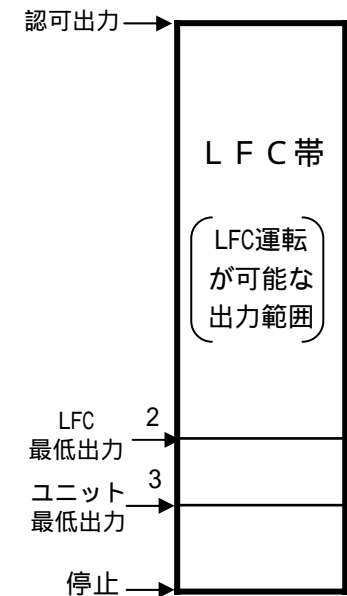
(万kW)

発電所		認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力	
石炭	松浦 1	70.0	28.0	10.5	
	苓北	1	70.0	21.0	
		2	70.0	21.0	
	苅田 新1	36.0	14.4	10.8	
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	
		4	60.0	22.0	
		5	60.0	15.0	
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)
		2	87.0 (21.75×4軸)	10.8 (1軸分)	5.4 (1軸分)
		3	73.5 (24.5×3軸)	14.7 (1軸分)	6.1 (1軸分)
	48.0 (48.0×1軸)		19.2 (1軸分)	12.0 (1軸分)	

(万kW)

発電所		認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力
石油	川内	1	50.0	25.0
		2	50.0	12.5
	豊前	1	50.0	17.0
		2	50.0	17.0
	相浦	1	37.5	22.0
		2	50.0	18.0
	苅田 新2	37.5	21.0	7.5

〔火力機の運転範囲〕



2 負荷変動に対して、ボイラーやタービンが安定して追従（動的運転）できる出力範囲の下限

3 出力一定運転を前提として、ボイラーやタービンが安定的に運転を維持（静的運転）できる出力範囲の下限

- 0 他社火力についても、安定供給の観点から、設備仕様（最低出力等）やピーク需要に対応できる供給力の確保を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは最低受電、それ以外は停止とする。

【電発火力受電電力】

(万kW)

発電所			最大		最低	
			認可出力	九州受電分	最低出力	九州受電分
石炭	松島	1	50.0	18.7	25.0	9.1
		2	50.0	18.7	25.0	9.1
	松浦	1	100.0	37.8	40.0	14.7
		2	100.0	37.7	35.0	12.6
	橘湾	1	105.0	4.7	36.8	1.6
		2	105.0	4.7	36.8	1.6

橘湾は域外電源（関門連系線を通じて九州域外から受電）

【IPP火力受電電力】

(万kW)

発電所		最大受電	最低受電
石炭	新日鐵住金大分	30.0	9.0

【共同火力受電電力】

(万kW)

発電所		最大受電	最低受電
副生ガス/石炭/LNG	戸畑	40.6	0
副生ガス/石油	大分	31.0	0~数万kW

大分共同火力の最低受電はガス余剰相当

ステップ5 回避措置（揚水式水力の活用）

- 0 揚水式水力は、通常、需要の多い昼間に発電を行い、需要の少ない夜間に揚水運転を行う。この揚水運転を昼間に行い、夜間に発電することで、昼間に発電する太陽光等による余剰電力を吸収することが可能(右下図参照)。
- 0 点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮し、全8台中7台運転を前提とした揚水動力219万kW(最大ユニットである小丸川1台停止)を織込む。

【定期点検状況】

	年間の点検台数[/年]	停止期間[/台]
オーバーホール	1台程度	240日程度

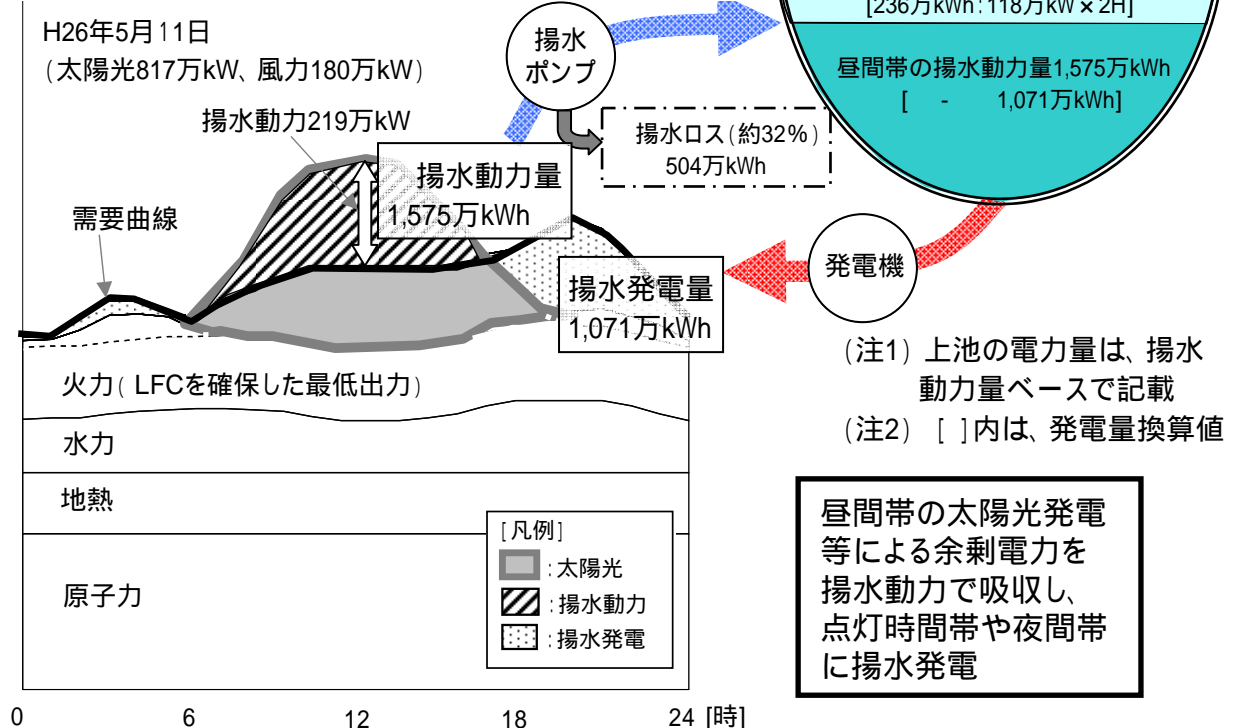
【揚水式水力設備仕様】

発電所	発電認可出力(万kW)	揚水動力(万kW)	上池 ¹ 保有量(万kWh)
大平	1	25	530
	2	25	[10H] ²
天山	1	30	470
	2	30	[7H]
小丸川	1	30	1,103 [8H]
	2	30	
	3	30	
	4	30	
合計	230	253.2	2,103

1 上池保有量は揚水動力量ベースで記載

2 []内は、揚水の運転可能時間
(上池保有量 ÷ 揚水動力)

【揚水を最大限活用する断面のイメージ】



0 6 12 18 24 [時]

- 0 将来断面における地域間連系線の活用については、
 - ・ 将来の再エネ余剰電力の発生時期・量を確定出来ず、他社においても長期的な受入れ量の算定が難しいことから、現時点において、融通契約締結が困難
 - ・ 将来活用可能な空容量を現時点で確定できないなどの課題がある。
- 0 しかしながら、電力取引市場の約定実績、過去の空容量実績等を踏まえ、当面は、電力取引市場を通じた一定の余剰電力販売を見込むことは可能と評価できる量について、予め織込み算定する。

[関門連系線の空容量]

- 0 運用容量から計画潮流¹を差引いたものが空容量となる。
 運用容量は、季節・時間帯、運用状況によって、以下のうち、小さい値となる。
 - 1 連系線利用計画に計上されたもの

(1)熱容量面 278万kW(1回線)

(2)周波数面

九州域外60Hzエリアの周波数維持面

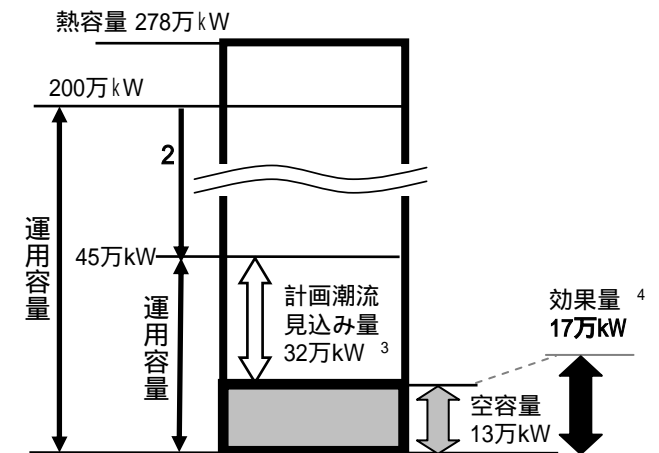
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、200万kW。

九州エリアの周波数維持面

九州エリアの周波数維持面から、連系線潮流45万kWを超える場合は、関門連系線のルート断時に、九州エリア内の電源制限を実施(右図 2)。

再エネ大量接続時、九州エリアの電源制限の対象となる広域電源や当社電源が予め停止している断面では、連系線ルート断時の、九州エリアの周波数維持のため、関門連系線の運用容量(東向き)は45万kW。

【関門連系線活用のイメージ(5月)】



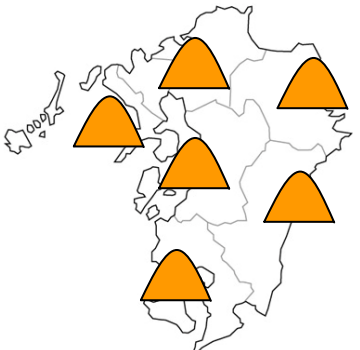
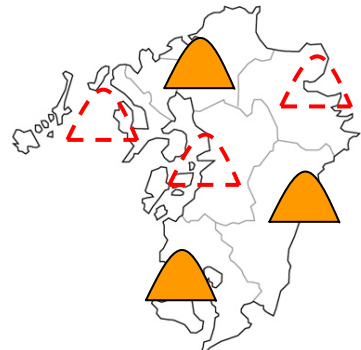
3 震災前実績(H20～H22)を踏まえ算定

4 太陽光の設備容量比率で割戻し

【太陽光】

- 0 旧ルール事業者の出力制御にあたっては、対象事業者すべてを一括停止するのではなく、最低限必要な出力制御量に相当する事業者だけを交替で停止する。(交替制御)
- 0 これにより、出力制御の延べ日数が増加(旧ルール:30日 → 30日 + n日)し、接続可能量の拡大が見込める。

【再エネ出力抑制方法の比較】

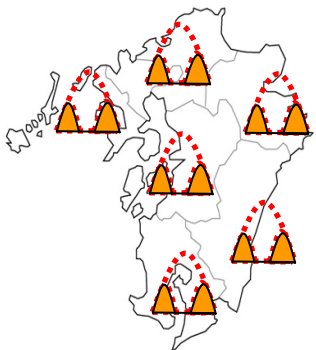
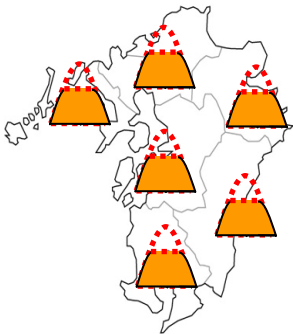
一律抑制	必要量に応じ抑制（算定に使用）
 <p>・九州管内の発電所を全て一律に抑制 ・抑制の日数は、30日に限定される</p>	 <p>・必要量に応じて抑制量を調整することで、抑制の延べ日数を拡大</p>

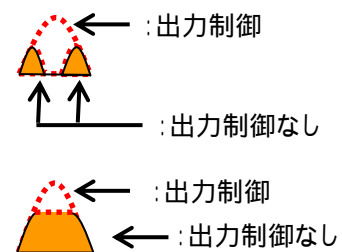
【風力】

- 0 現行制度を基に算定するケースでは、旧ルール事業者78万kWは、想定出力が太陽光の1制御ブロックと同等程度であることから、余剰電力の多い30日間について全事業者を一括して出力制御(全停止)する。

また、新ルール事業者については、一律制御により出力制御を行う。

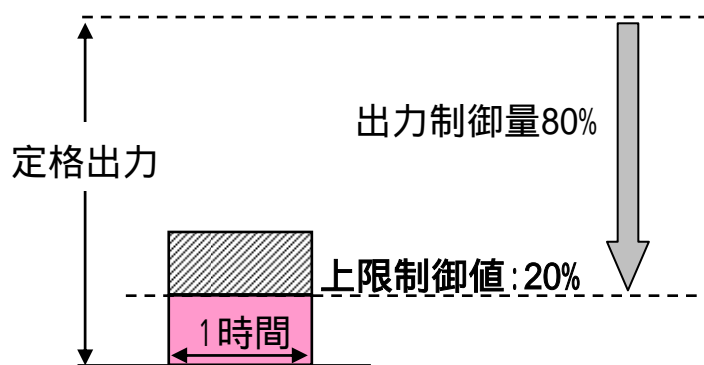
【一律制御のイメージ】

出力制御が必要な日に、必要な時間に限定して、全制御対象に対して、同じ制御パターンにより部分制御を実施	
出力制御量が多い日	出力制御量が少ない日
	



- 0 追加オプションとして、日本風力発電協会提案による「部分制御を考慮した時間管理」の考え方に基づいた出力制御を検討する。(旧ルール事業者も含め、部分制御を考慮した時間管理を適用)

〔部分制御を考慮した時間管理の考え方〕



(考え方)

- ・定格出力から上限制御値までを出力制御量とし、その大きさに応じ制御時間に換算

(左図の例 制御時間: $80\% \times 1\text{時間} = 0.8\text{時間}$)

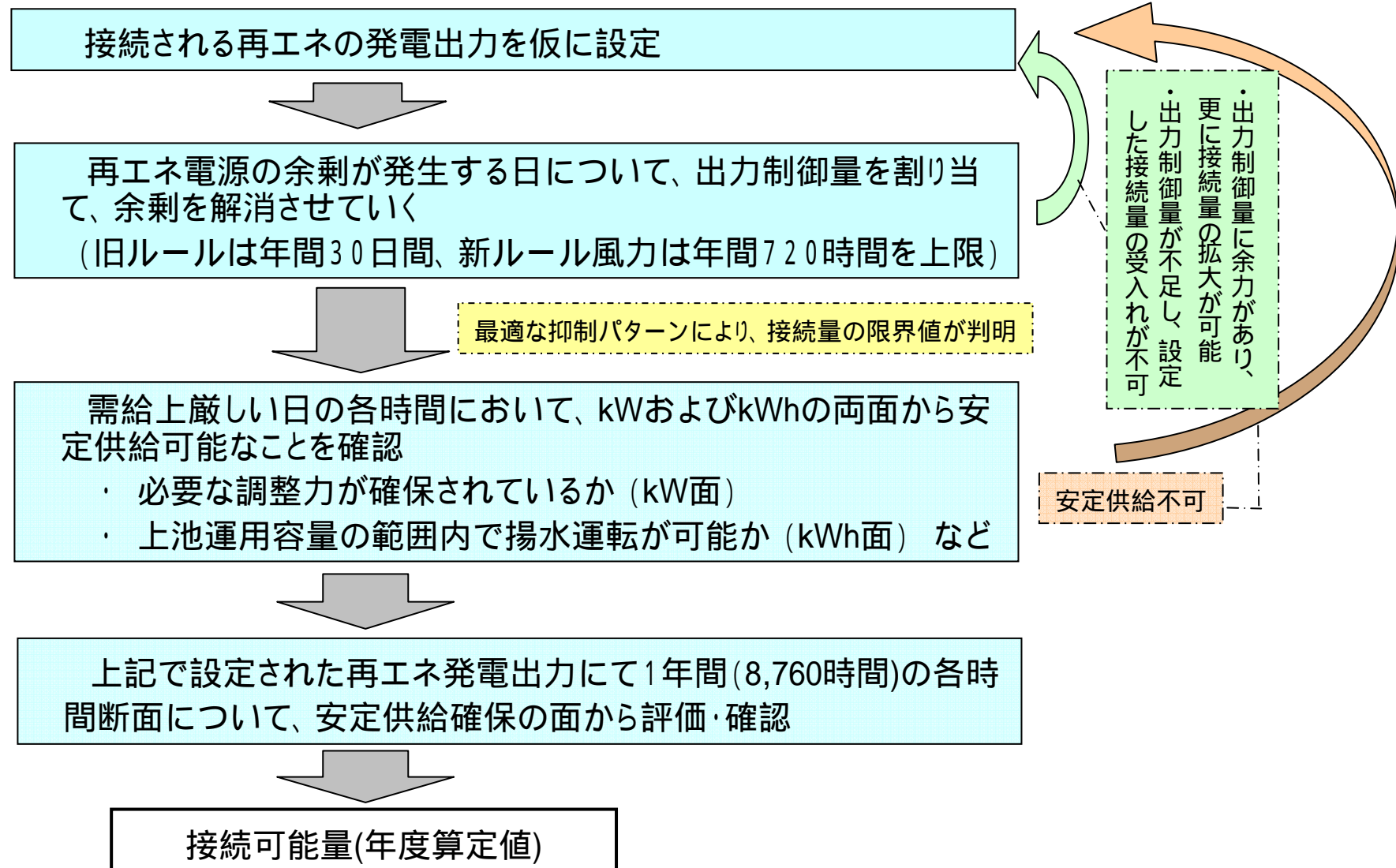
〔出力制御管理方法と制御方式〕

管理方法		制御方式	制御量	出力制御 (日数、時間)	制御時間カウント方法
現行制度	旧ルール 日数管理	余剰電力の多い30日間を一括して制御	100% (全停止)	30日間	1回の制御で終日停止するため1日カウント
	新ルール 時間管理	全制御対象に対して、同じ制御パターンにより部分制御	数%~100%	720時間	制御量に係わらず、制御対象時間をカウント
オプション	新旧ルール 部分制御を考慮した時間管理	同上	同上	同上	出力制御量の大きさ ¹ に応じた制御時間に換算 (20%上限指令の場合) $12\text{時間} \times (1-0.2)=9.6\text{時間}$ <small>1 定格出力から上限指令値までを出力制御量とする</small>

- 0 なお、洋上風力については、風況が陸上型に比べ良いことが想定されることから、今回の接続可能量(30日等出力制御枠)に対して、今後、実績データ等の分析を行ったうえで、洋上風力を接続する場合の接続量換算について整理していく必要がある。

ステップ5 接続可能量(年度算定値)の算定方法

0 既述の考え方・条件等に基づき、一般水力・地熱・原子力等のベース供給力を設定し、回避措置(火力機出力抑制、揚水運転、連系線の活用)、ならびに再エネ出力制御を考慮したうえで、接続可能量(年度算定値)を算定した。



(参考) 昨年WGの算定条件との比較

		2014年度算定値(昨年の系統WGでの検討条件)	2015年度算定値(今回の系統WGでの検討条件)
需要断面		・H25年度実績(24時間×365日=8,760時間)	・H26年度実績(24時間×365日=8,760時間)
出力想定	一般水力	・調整池式、貯水式は可能な限り昼間帯の発電を回避 ・流込式は平水出力(5月:26.5万kW) (設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)) ・合計 52.3万kW(5月)	・調整池式、貯水式は可能な限り昼間帯の発電を回避 ・流込式は平水出力(5月:30.6万kW) (設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)) ・合計 56.4万kW(5月)
	地熱	・設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)=19.2万kW (自社:21.2万kW×84.4%=17.9万kW 他社既設:0.2万kW×1.1%=0 他社新規:1.5万kW×84.4%=1.3万kW)	・設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)=33.8万kW (自社:21.2万kW×84.4%=17.9万kW 他社既設:0.5万kW×1.6%=0 他社新規:18.8万kW×84.4%=15.9万kW)
	バイオマス	・設備容量×設備利用率(至近5ヵ年購入実績平均)=5.2万kW (33.5万kW×15.5%=5.2万kW)	・設備容量(他社設備)×設備利用率=28.7万kW 既設:26.7万kW×16.0%(過去5ヵ年実績平均)=4.3万kW 新規:34.9万kW ¹ ×70.0% ² =24.4万kW 1:承諾済～事前相談の3万kW以下(最新の地域型専焼発電所相当) 2:売電主体の既設バイオマス発電所の平均利用率
	太陽光	・H25年度実績を元に想定	・H26年度実績を元に想定
	風力	{各月・各時間の合成出力の2 値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)}	{各月・各時間の合成出力の2 値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)}
	原子力	・設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)=438.7万kW (原子力6台:525.8万kW×83.4%=438.7万kW)	・設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)=393.3万kW (原子力5台:469.9万kW×83.7%=393.3万kW)
回避措置	火力発電の抑制	・安定供給の観点から、下記の点を考慮し、並列が必要なユニットは必要なLFC調整力を確保した最低出力、それ以外は給電停止とする 設備仕様(最低出力等) 安定供給に必要なLFC調整力として、上げ代、上げ代ともに需要の2%を確保 ピーク需要に対応できる供給力を確保など	
	揚水運転	・点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮 ・昼間帯の太陽光に優先使用	
	連系線活用	・想定される空き容量13万kWを活用	

条件変更箇所

0 今回の接続可能量（年度算定値）の具体的算定内容は以下のとおり。

	太陽光		風力	
	前提条件	算定	前提条件	算定
2015年度算定値	風力：100万kW	<u>今回算定</u> (ケース - 1)	太陽光：817万kW	<u>今回算定</u> (ケース - 2)
2014年度算定値	風力：100万kW	算定済み 817万kW	太陽光：817万kW	<u>今回算定</u> (ケース)

[2015年度算定値]

0 前提条件

- ・ 需要及び太陽光・風力の発電出力を2014年度実績値により算定
(その他の条件は前述のステップのとおり)

ケース - 1 太陽光の接続可能量（年度算定値）

	(前提)風力接続可能量：100万kW
太陽光接続可能量(万kW)	849 (昨年算定値との差：+32)

〔2015年度算定値〕

0 前提条件

- ・ 需要及び太陽光・風力の発電出力を2014年度実績値により算定
（その他の条件は前述のステップのとおり）

ケース - 2 風力の接続可能量（年度算定値）

ケース （風力の出力制御方法）	接続可能量 （万kW）	制御日数	制御時間	制御電力量 A（百万kWh）	発電可能電力量 B（百万kWh）	制御率 A / B（%）
0 現行制度（ベース） ¹	171					
旧ルール：終日・交替制御、30日管理	78	30日		138	1,547	8.9
新ルール：一律制御、720時間管理	93	121日	720時間	51	1,845	2.8
0 追加オプション ² 新・旧ルール全てを一律制御、部分制御 考慮時間管理	180	142日	798時間 〔720時間〕	125	3,571	3.5

（注）〔 〕は部分制御を考慮した場合の時間数

- 1 H26年1月25日までの受付済み量を旧ルールで出力制御。以降を新ルールで出力制御
- 2 日本風力発電協会の提案ケース

〔2014年度算定値〕

0 前提条件

- ・ 太陽光接続可能量817万kWを算定した条件(昨年系統WG)に基づき算定

ケース 風力の接続可能量(年度算定値)

ケース (風力の出力制御方法)	接続可能量 (万kW)	制御日数	制御時間	制御電力量 A(百万kWh)	発電可能電力量 B(百万kWh)	制御率 A/B (%)
0 現行制度(ベース) ¹	166					
旧ルール:終日・交替制御、30日管理	78	30日		183	1,913	9.6
新ルール:一律制御、720時間管理	88	114日	720時間	80	2,158	3.7
0 追加オプション ² 新・旧ルール全てを一律制御、部分制御 考慮時間管理	175	125日	779時間 〔720時間〕	212	4,291	4.9

(注) []は部分制御を考慮した場合の時間数

1 H26年1月25日までの受付済み量を旧ルールで出力制御。以降を新ルールで出力制御

2 日本風力発電協会の提案ケース

(参考) 5月昼間最低需要日(GW除く)のkWバランス

項目		昼間最低需要 ¹ 5/11 12時 (万kW)	点灯ピーク需要 5/11 20時 (万kW)	
需要		794	893	
供給力	原子力	393	393	
	火力	95	193	
	再エネ	一般水力	56	110
		地熱	34	34
		太陽光	635	0
		風力	5	70
		バイオマス	29	29
		小計	759	243
		揚水式水力	219	77
	再エネ出力制御量	221	0	
	連系線活用	13	13	
	合計	794	893	

(注1) 2015年度算定値(風力:180万kWケース)

(注2) 風力は、旧ルールを含め全て部分制御を考慮した時間管理を適用

1 昼間最低需要は、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

- 0 出力制御見通しの算定にあたっては、理論上の指標として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(実績ベース方式)と、実運用時の裕度のある程度考慮して太陽光・風力の出力想定を行った場合(合成2方式)の2ケースを実施した。
- 0 算定にあたっては、旧ルール・新ルールと指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、旧ルール・新ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、旧ルール事業者の制御日数上限30日(新ルール事業者:720時間)を最大限活用することを前提に検討した。

【算定条件】

太陽光・風力の日射計実績等に基づく出力実績を元に算定 (実績ベース方式)

接続可能量算定時の太陽光・風力の出力想定 を元に算定 (合成2方式)

- ・「晴」の日は、太陽光・風力の月間合成2相当の出力
- ・「曇天または雨」の日は、合成平均出力

- 0 算定条件については、太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)を817万kWとし、今回の接続可能量(2015年度算定値)に用いた前提条件の下で、指定ルール事業者が追加的に接続された場合の出力制御日数(時間)、出力制御量、出力制御率を以下のケースについて算定した。
 - ・風力の接続可能量(2015年度算定値:180万kW)に基づく太陽光の出力制御見通し
- 0 なお、出力制御見通しは、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、実際の制御日数等を保証するものではない。

一律制御による太陽光の出力制御見通し【実績ベース方式】

- 0 当日の時間毎の天気・日射量が、前日の天気予報・日射量予測通りになった場合を前提とした、事後的な評価による理論値としての出力制御見通しは下表のとおり。

(風力の接続可能量(2015年度算定値): 180万kW のケース)

太陽光接続可能量: 817万kW		太陽光の追加接続量 (指定ルール事業者)				
		+ 100万kW	+ 200万kW	+ 300万kW	+ 400万kW	+ 500万kW
2014年度 最小需要 ¹ 794万kW	出力制御時間(h)	189	406	632	875	1,046
	出力制御率(%) ²	4	10	16	22	27
	出力制御量(百万kWh)	43	225	547	980	1,498
2013年度 最小需要 ¹ 788万kW	出力制御時間(h)	128	356	561	758	968
	出力制御率(%) ²	3	8	14	19	24
	出力制御量(百万kWh)	32	180	480	877	1,358
2012年度 最小需要 ¹ 827万kW	出力制御時間(h)	44	135	250	353	463
	出力制御率(%) ²	2	4	10	15	19
	出力制御量(百万kWh)	19	97	334	637	1,041

1 最小需要は、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最小需要

2 出力制御率は、発電可能量電力量(出力制御前)に対する出力制御量の比率

一律制御による太陽光の出力制御見通し【合成2 方式】

- 0 太陽光・風力想定(合成2 方式)に基づいて、指定ルール事業者を一律制御した場合の出力制御の見通しは下表のとおり。

〔風力の接続可能量(2015年度算定値):180万kW のケース〕

太陽光接続可能量:817万kW		太陽光の追加接続量(指定ルール事業者)				
		+100万kW	+200万kW	+300万kW	+400万kW	+500万kW
2014年度 最小需要 ¹ 794万kW	出力制御時間(h)	384	703	1,012	1,439	1,779
	出力制御率(%) ²	11	21	30	39	46
	出力制御量(百万kWh)	164	633	1,342	2,311	3,470

1 最小需要は、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最小需要

2 出力制御率は、発電可能量電力(出力制御前)に対する出力制御量の比率

(1) 太陽光と風力との公平な出力制御

九州では、昼間より夜間の風況が良く、また昼間太陽光出力が大きい場合には、風力は低出力となる特徴がある。このため、夜間は風力発電事業者、昼間は主に太陽光発電事業者の出力制御を行う。

なお、年度末に向けて、風力の出力制御時間に余裕がある場合には、公平性確保の観点から、昼間に風力の出力制御を行う。

(2) 出力制御対象全ての事業者の年間出力制御日数が30日に到達するまでのケース

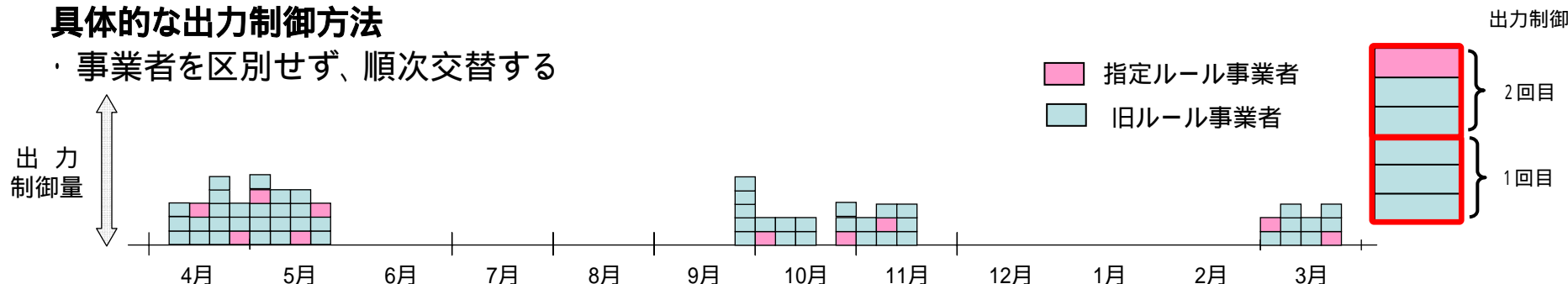
【太陽光の出力制御】

基本的考え方

- ・旧ルールと指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、両事業者を区別せず、制御が必要な日毎に出力制御対象事業者を順次交替する制御方法により、年度単位で、両事業者の制御日数が同等となるよう調整を行う。
- ・10kW未満太陽光(住宅用)の出力制御は、省令改正の趣旨を踏まえ、10kW以上太陽光の出力制御を行った上で実施する。

具体的な出力制御方法

- ・事業者を区別せず、順次交替する



指定ルール事業者については、今後、出力制御システムが整備され、きめ細かな出力制御が可能となった段階で、時間単位での制御方式に移行。

(移行までは、旧ルール・指定ルール事業者ともに日単位で出力制御を実施)

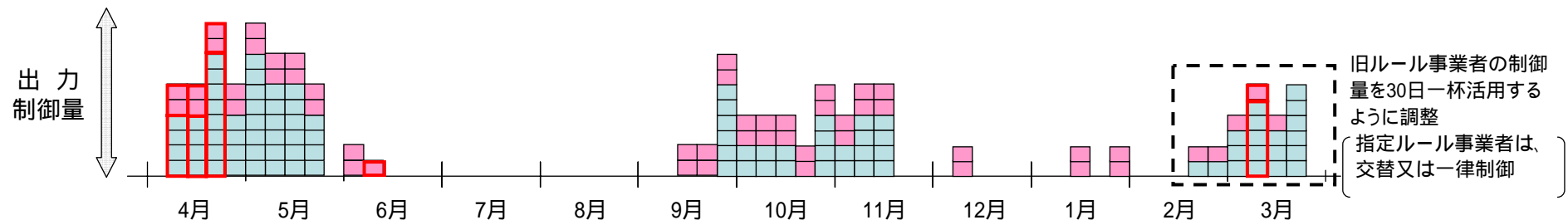
(3) 出力制御対象全ての事業者の年間出力制御日数が30日に到達した以降のケース

【太陽光の出力制御】

- 旧ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、出力制御は、年度単位で、旧ルール事業者の制御日数上限30日を最大限活用することを基本とする。

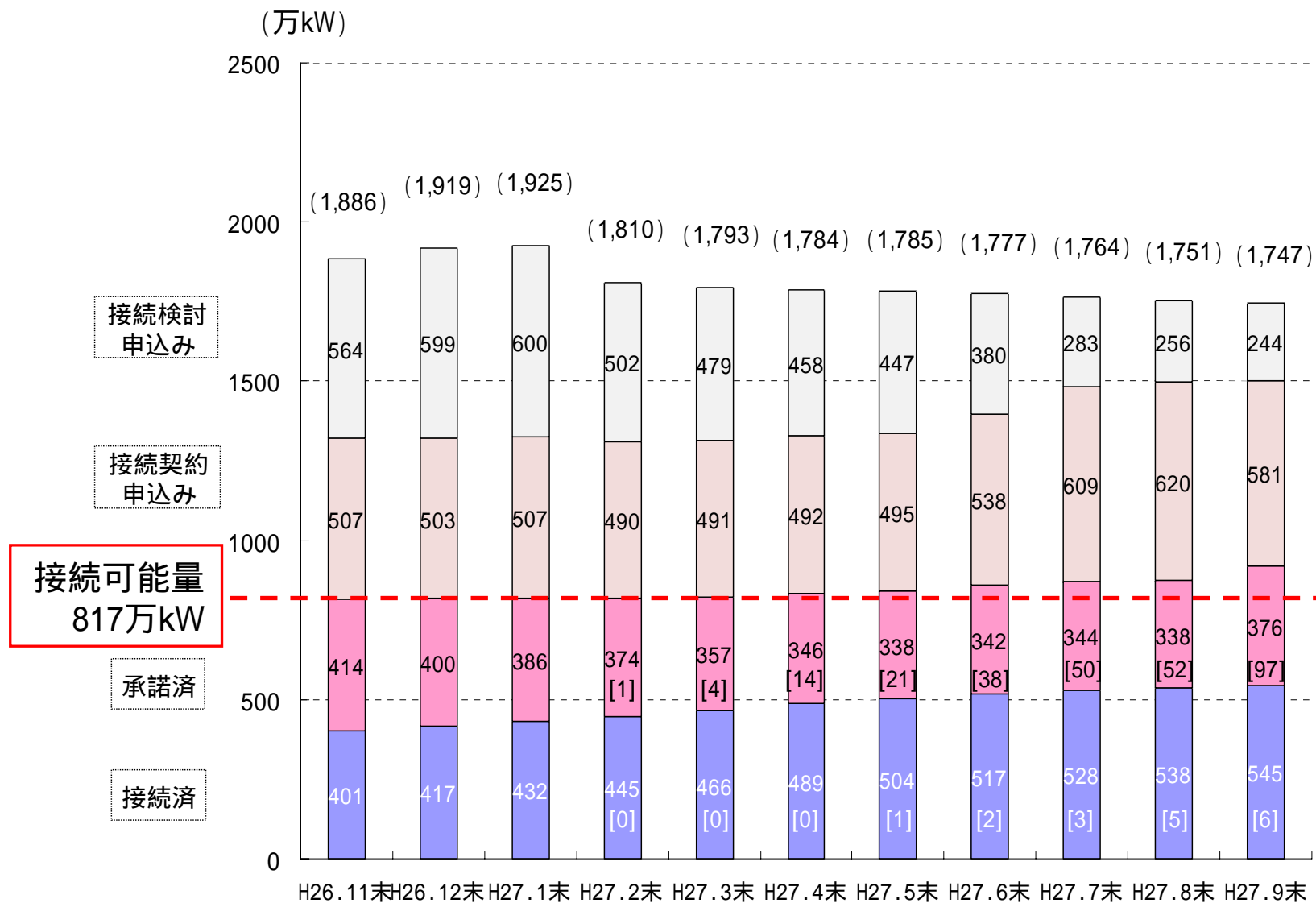
〔出力制御機会差(日数・時間)が極力小さくなるよう努める〕

- その実施にあたっては、年度当初は、接続可能量算定における出力制御の考え方に基づく必要制御量(kW)の配分により、旧ルール事業者と指定ルール事業者の出力制御を進め、年度末に向けて、旧ルール事業者の出力制御量を30日一杯となるよう調整を行う。



- 10kW未満太陽光(住宅用)の出力制御は、省令改正(H27.1.26施行)の趣旨を踏まえ、10kW以上太陽光の出力制御を行った上で実施する。

〔太陽光の申込み状況〕



[]は、指定ルールにおける出力制御対象分(内数)

〔風力の申込み状況〕

