

再生可能エネルギーの接続可能量(2017年度算定値) 算定結果について

Ｈ ２ ９ 年 １ ０ 月 １ ７ 日

九 州 電 力 株 式 会 社

- 再生可能エネルギーの接続可能量は、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)、バイオマスを停止又は抑制することを前提に算定する。
また、揚水動力並びに閘門連系線の空容量を最大限活用することを前提とする。

[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〔電源Ⅰ～Ⅲ(混焼バイオマス含む)の抑制〕
 - ・揚水、蓄電池運転による再エネ余剰電力の吸収
 - ・長周期広域周波数調整〔連系線を活用した広域的な系統運用〕
 - ・バイオマス(専焼・地域資源型)の抑制
 - ・自然変動電源(太陽光・風力)の出力制御
- 算定諸元については、昨年(2016年度)の算定時と基本的な考え方は同じとし、至近の状況変化を織り込む。

○ 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。

① 2016年度エリア需要実績に基づく接続可能量(2017年度算定値)の算定

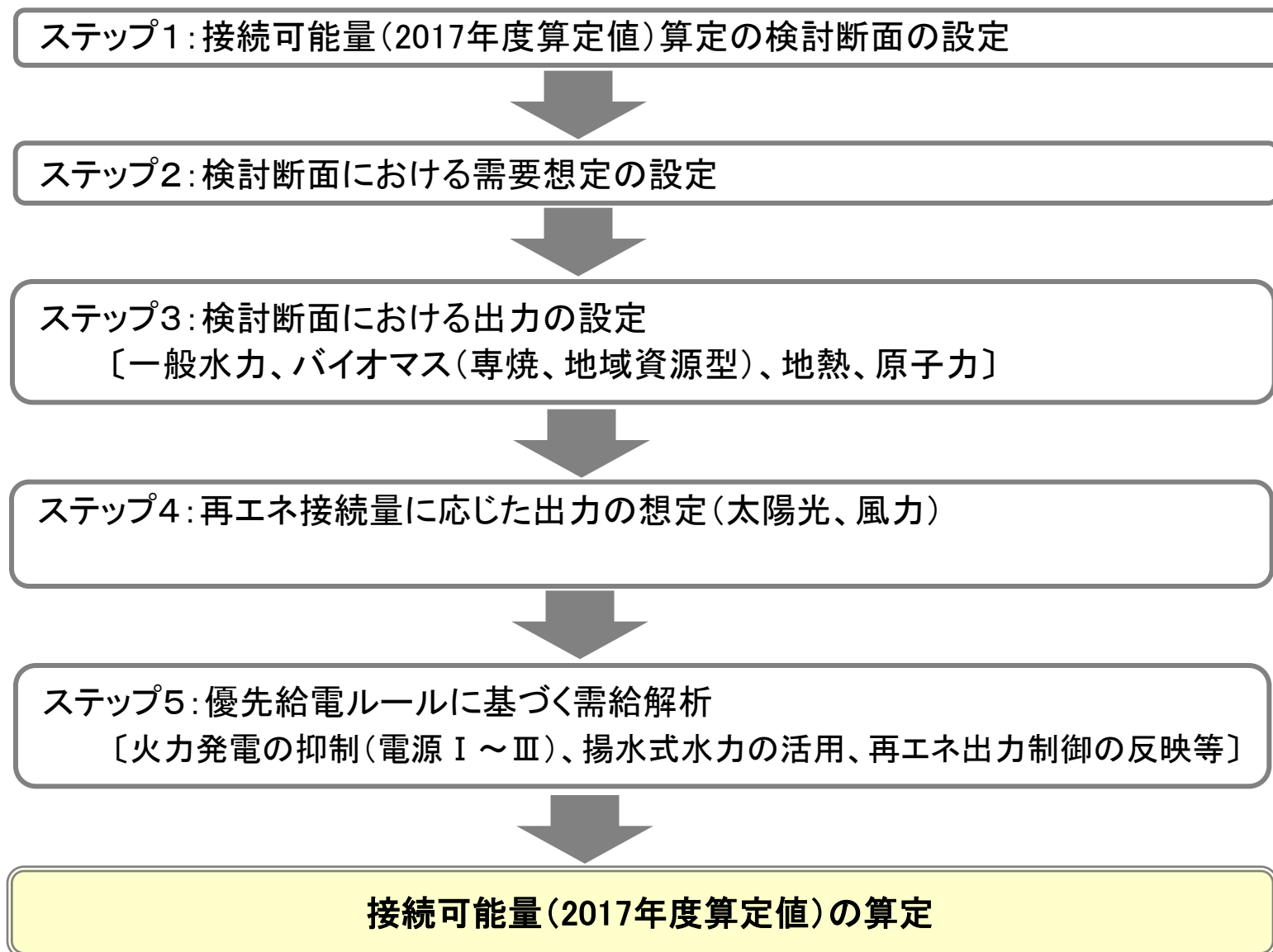
- ・太陽光の接続可能量(2017年度算定値)
- ・風力の接続可能量(2017年度算定値)

② 指定ルール出力制御見通しの算定

- ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠)を前提とした「太陽光の出力制御見通し」
- ・太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)を前提とした「風力の出力制御見通し」

3 接続可能量(2017年度算定値)の算定のフロー

- 接続可能量(年度算定値)は、以下のフローで算定する。

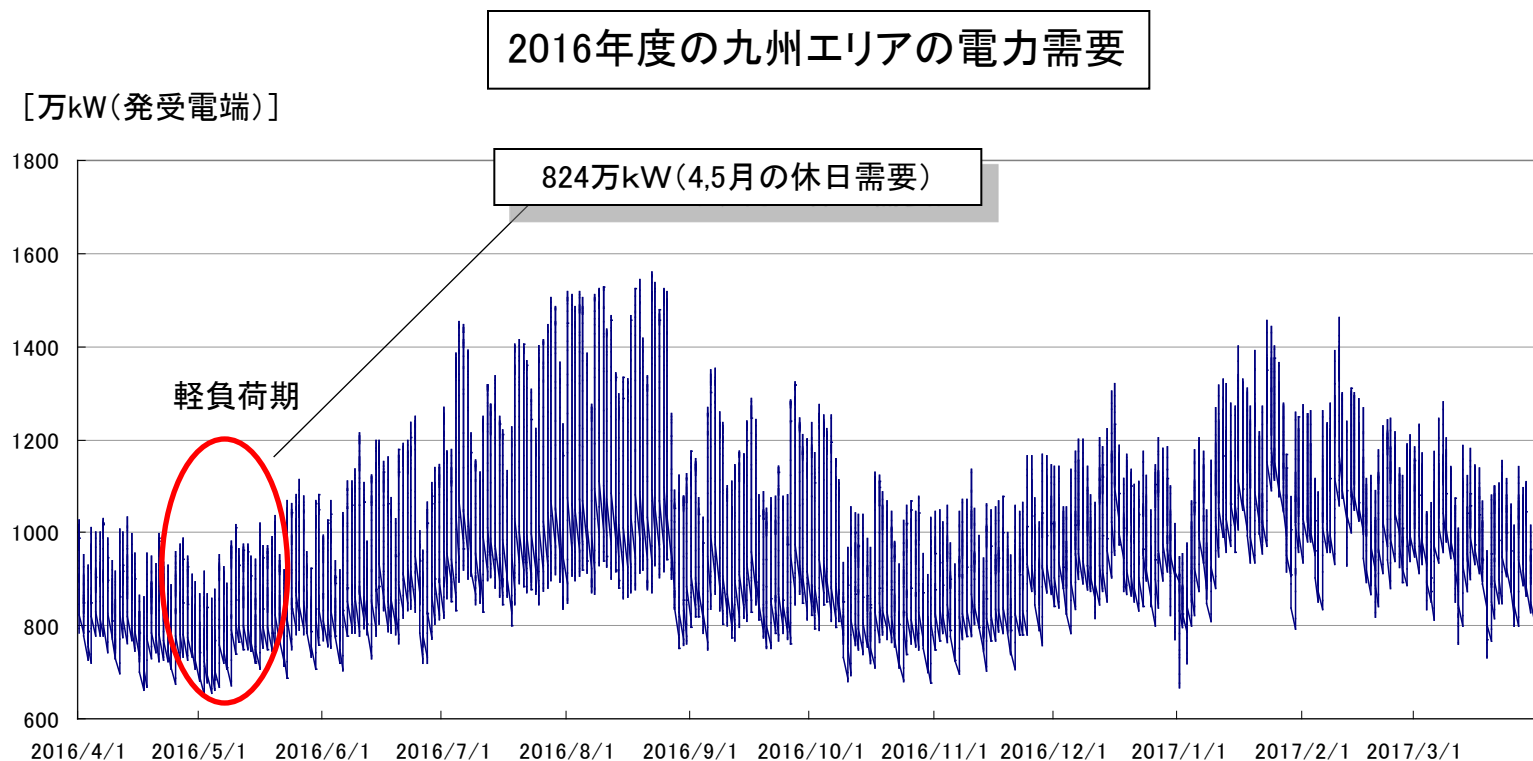


- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×365日＝8,760時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量(2017年度算定値)を算定する。

[主な確認項目]

- ・ 必要な供給力の確保状況(kW面)
- ・ 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)

- 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。
- 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(2016年度)の九州エリアの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、この九州エリア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。



【一般水力】

- 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。(平水で算定)

分 類	流れ込み式	調整池式	貯水池式	合計	
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	—	(参考) 24～25頁 バランス計上
出力※1 (万kW)	31.9	25.8	0	57.7	57.7
設備容量 (万kW)	64.6	99.6	39.3	203.5	

※1 4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間で最低需要となる5月12時の供給力

【地域資源型バイオマス】

- 現在受領している全ての申込等(約345万kW)から規模等を考慮して、燃料貯蔵の困難性など出力抑制が困難な地域資源型バイオマスを推定し、新規の設備容量に反映。
- 設備利用率については、既設は至近5か年の購入実績等を用いた設備利用率平均(40%)、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
①容量(万kW)	47.7	38.1	85.8
②利用率(%)	39.5	70.0※	53.1
③出力(万kW)=①×②	18.8	26.7	45.5

※売電主体と考え、「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箇所合計出力4万kW)の平均利用率70%を適用

【専焼バイオマス】

- 最低出力については、設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力までの抑制とする。

	既設	新規	合計
①設備容量(万kW)	10	12.4	22.4
②最低出力比率(%)	50	50※	50
③最低出力(万kW)=①×②	5	6.2	11.2

※新規分についても、燃焼方式(流動床)が同一であるため 50%を適用

【バイオマス計】

	既設	新規	合計
①設備容量(万kW)	57.7	50.5	108.2
②最低出力(万kW)	23.3	32.9	56.7
(参考)最低出力比率(%) =②/①×100	40.4	65.1	52.4

(参考) 24～25頁 バランス計上
56.7

- 検討に用いる出力については、震災前過去30年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	左記以外 の設備	合計	
設備容量(万kW) 〔①〕	5.5	5.5	0.2	2.75	1.25	3.0	3.0	25.8	47.0	
設備利用率(%) 〔②〕	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82.4	83.3	(参考) 24～25頁 バランス計上
出力(万kW) 〔①×②〕	4.5	4.9	0.1	2.6	1.0	1.9	2.8	21.3	39.2	39.2

【原子力】

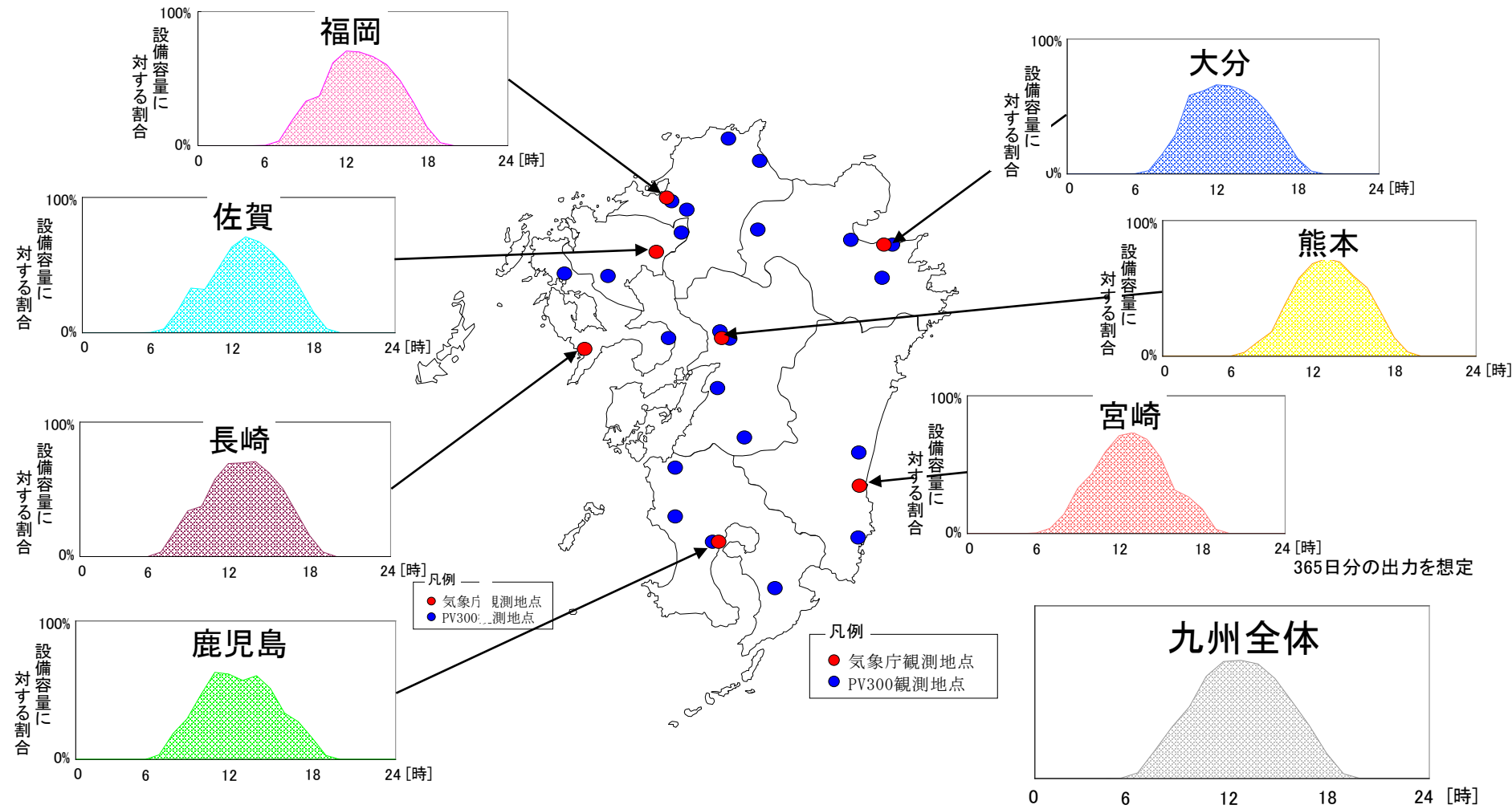
	原子力	
設備容量(万kW) ①	469.9	(参考) 24～25頁 バランス計上
設備利用率(%) ②	83.7	
出力(万kW) ①×②	393.3	

(内訳)

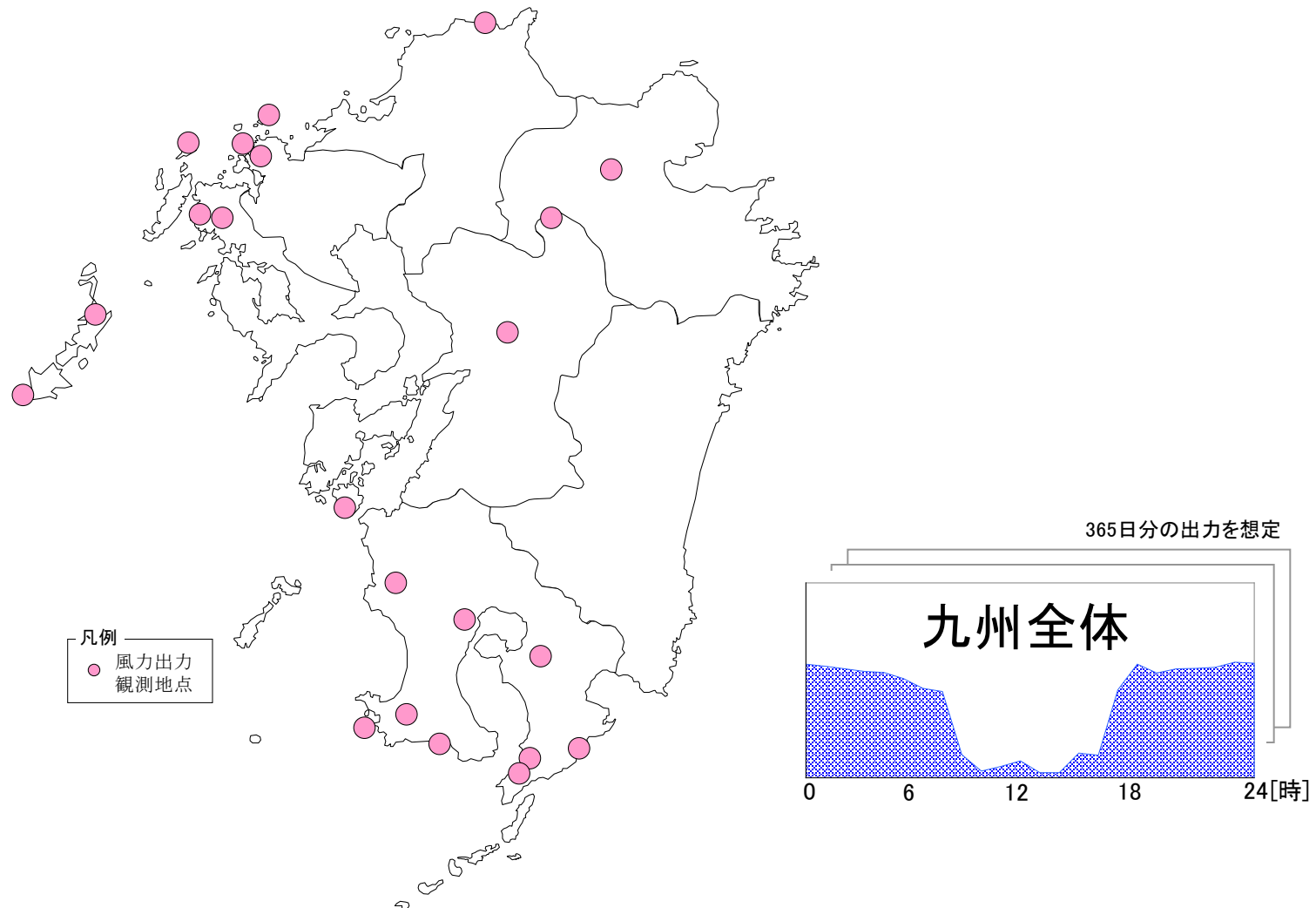
ユニット	玄海			川内		合計
	2号	3号	4号	1号	2号	
設備容量(万kW)	55.9	118.0	118.0	89.0	89.0	469.9

○ 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、2016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



- 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、2016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。



- 2016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 2σ 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

(2) 5月13時の合成 2σ 相当の出力と合成出力平均値を算定

(太陽光) [万kW]		(風力) [万kW]		[万kW]		[万kW]	
	出力		出力		合計出力		合計出力
1日	664	+	1日 10	=	1日 674	→	4日 739
2日			2日		2日		23日 704
3日			3日		3日		17日 704
⋮			⋮		⋮		⋮
31日			31日		31日		29日 118

値が大きい順に並べ替え

23日 704 ← 2 σ 相当(上位から2番目の値)
 4日 739 ← 最大値

31日間の平均値	468万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

【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 σ 値、平均値)】2016年度実績

○ 太陽光については、最近の過積載の影響から設備容量比は、前年から5～10ポイント程度増

(%: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	69	80	82	84	84	81	75	73	73	67	65	61
	合成2 σ 値	67	80	79	81	79	75	73	73	63	65	63	61
	平均値	44	50	51	48	54	40	57	63	43	40	42	38
風力	最大値	71	71	64	51	42	54	43	52	48	43	53	68
	合成2 σ 値	6	2	4	21	32	1	3	1	32	4	12	1
	平均値	28	29	22	18	14	13	11	7	11	12	16	21
太陽光+風力	最大値	57	68	69	70	74	68	62	62	60	56	58	51
	合成2 σ 値	56	66	65	70	71	61	60	60	58	54	54	50
	平均値	41	46	45	42	47	35	48	53	37	35	37	35

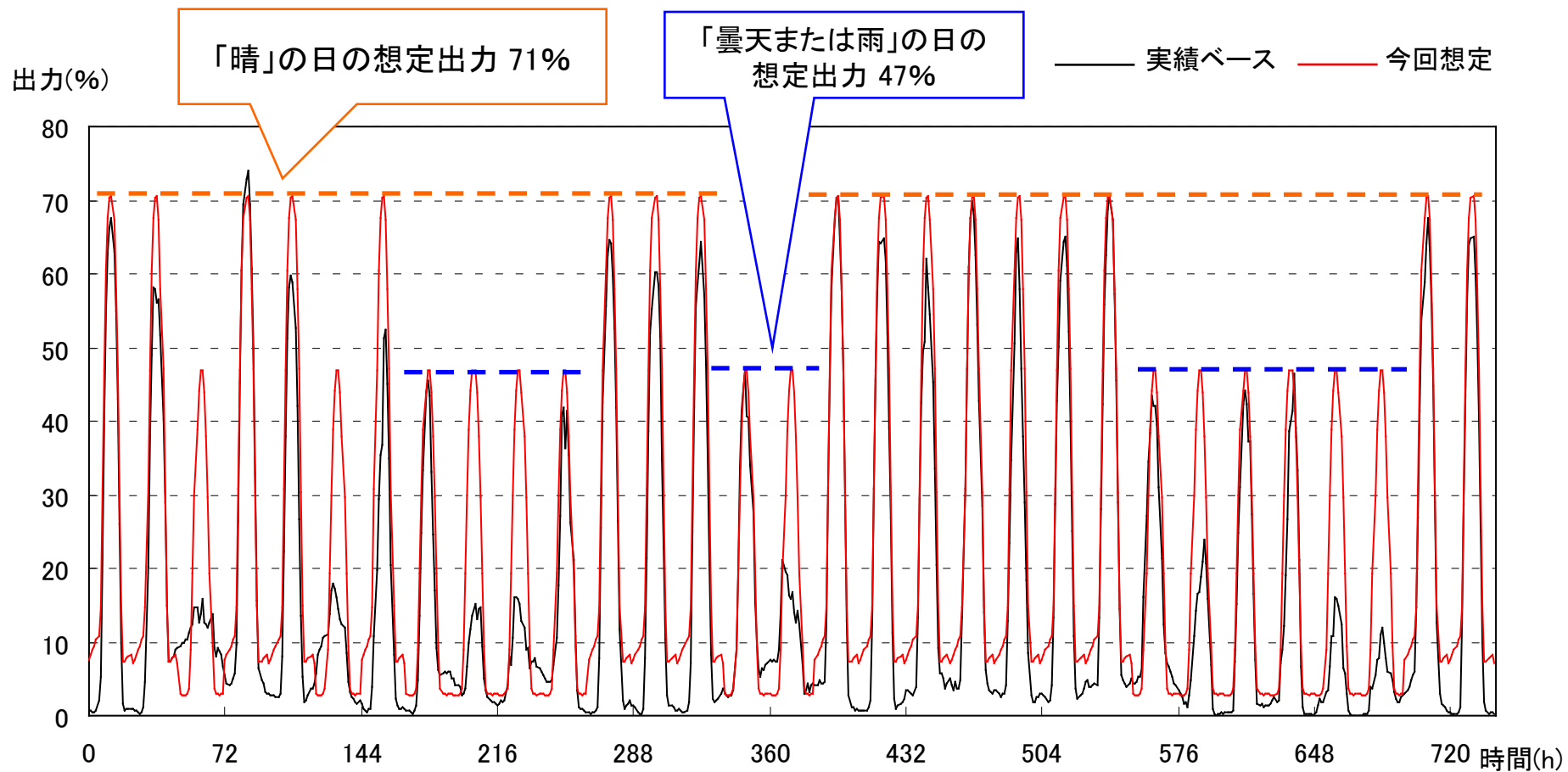
【風力発電の各月における夜間1時の出力(最大値、2 σ 値、平均値)】2016年度実績

(%: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	66	67	57	53	52	47	48	58	43	53	65	68
	2 σ 値	58	63	51	46	41	45	38	39	35	49	48	62
	平均値	23	28	17	17	16	15	14	8	12	14	18	25

【参考1】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 2σ 相当値の出力
- ・「曇天または雨」の日は太陽光・風力の月間合成平均値の出力



○ 電源Ⅰ・Ⅱ※¹は、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するための供給力(供給予備力必要量8%を含む)を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは、LFC調整力2%を確保した最低出力、それ以外は停止とする。

※¹ 電源Ⅰ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、一般送配電事業者が調整力として常時確保する電源
電源Ⅱ：一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなるオンライン電源

(万kW)

発電所			認可出力	LFC 最低出力	ユニット 最低出力	(参考) 24～25頁 バランス計上
石炭	松浦	1	70.0	28.0	10.5	停止
		1	70.0	21.0	10.5	停止
	荅北	2	70.0	21.0	10.5	10.5
		荅田	新1	36.0	18.0	18.0
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	12.0	停止
		4	60.0	22.0	12.0	停止
		5	60.0	15.0	12.0	15.0
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)	10.5
		2	92.0 (23.0×4軸)	10.8 (1軸分)	5.4 (1軸分)	30.5
		3	73.5 (24.5×3軸)	14.7 (1軸分)	6.1 (1軸分)	22.0
			45.9 (45.9×1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	(参考) 24～25頁 バランス計上
石油	川内	1	50.0	25.0	13.0	停止
		2	50.0	12.5	7.5	停止
	豊前	1	50.0	17.0	13.0	停止
		2	50.0	17.0	13.0	停止

〔火力機の運転範囲〕

認可出力

LFC帯

LFC運転
が可能な
出力範囲

LFC ※2
最低出力

ユニット ※3
最低出力

停止

※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

- 電源Ⅲ※¹については、太陽光出力の減少する点灯帯の供給力確保を考慮し、昼間帯は最低出力(連続運転)とする。

※1 電源Ⅲは一般送配電事業者からオンラインで制御できない電源

- 最低出力については、設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力までの抑制とする。

自家発火力については、自家消費相当(逆潮流なし)までの抑制とする。

【電発火力当社受電電力】

発電所			最大		最低		(参考) 24～25頁 バランス計上
			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	0
		2	50.0	18.7	25.0	9.1	0
	松浦	1	100.0	37.8	40.0	14.7	0
		2	100.0	37.8	35.0	12.7	0
	※ 橘湾	1	105.0	4.7	36.8	1.6	0
		2	105.0	4.7	36.8	1.6	0

※ 橘湾は域外電源(関門連系線を通じて九州域外から受電)

【共同火力当社受電電力】

発電所		最大受電	最低受電	(参考) 24～25頁 バランス計上
副生ガス/石炭/LNG	戸畑	40.6	0	0
副生ガス/石油	大分	31.0	9万kW程度※	9.0

※ 大分共同火力の最低受電はガス余剰相当
(万kW)

【電源Ⅲ】

設備容量	設備容量	最低受電	(参考) 24～25頁 バランス計上
火力	74.0※ ¹	26.4	26.4
自家発	6.5※ ²	逆潮なし	0

※¹ 混焼バイオマス含む

※² 軽負荷期休日の逆潮流相当

ステップ5 回避措置(揚水式水力の活用)

- 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)。
- 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

【設備仕様】

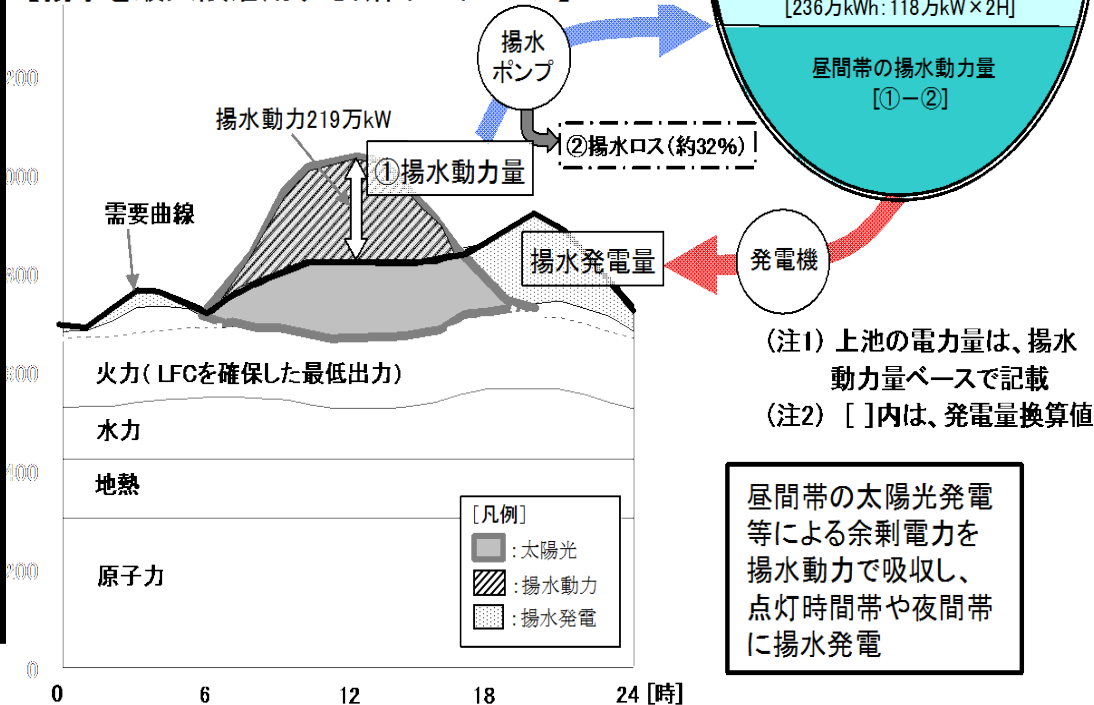
発電所	発電出力(万kW)	揚水動力(万kW)	保有量※1(万kWh)	(参考) 24~25頁 バランス計上
大平	1 25.0	▲26.1	530 [10H]※2	▲26.1
	2 25.0	▲26.1		▲26.1
天山	1 30.0	▲32.5	470 [7H]	▲32.5
	2 30.0	▲32.5		▲32.5
小丸川	1 30.0	▲34.0	1,103 [8H]	▲34.0
	2 30.0	▲34.0		▲34.0
	3 30.0	▲34.0		▲34.0
	4 30.0	▲34.0		点検・補修
豊前	5.0	▲5.0	30 [6H]	▲5.0
合計	235.0	▲258.2	2,133	▲224.2

※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】



- 関門連系線の活用については、受電会社の長期的な受入れ量を想定することが難しいという課題があるものの、接続可能量の算定にあたっては、過去の空容量実績相当は受電可能と見込み算定する。

[関門連系線の空容量]

- 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

①九州域外60Hzエリアの周波数維持面

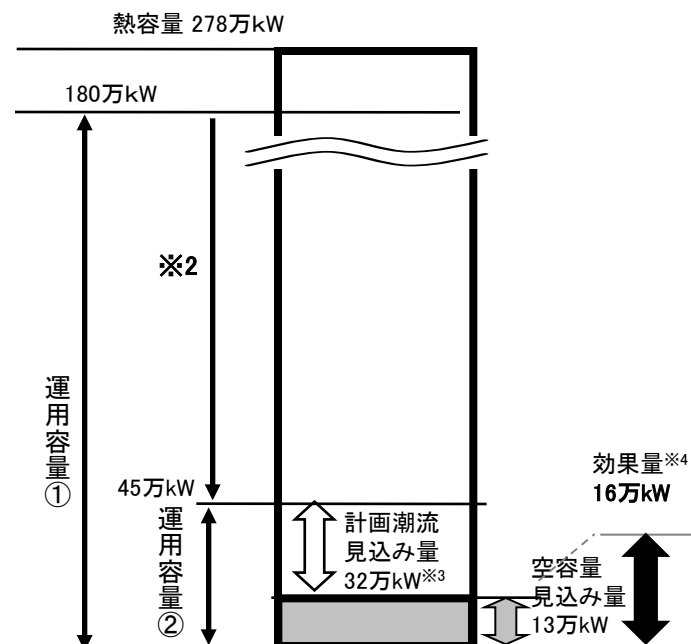
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、180万kW。

②九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 実運用段階で火力等の供給力を再エネ出力に最大限振替え

※⁴ 太陽光の5月設備容量比率で割戻し

ステップ5 回避措置(関門連系線の活用)(つづき)

- 連系線について、各社の自主的取組を超えるような更なる活用は拡大策のオプションとして検討することとされていることから、関門連系線の活用については、周波数上昇リレーによる新たな電源制限量の確保に伴う運用容量拡大を最大限活用した場合についても算定する。

[関門連系線の空容量]

- 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

①九州域外60Hzエリアの周波数維持面

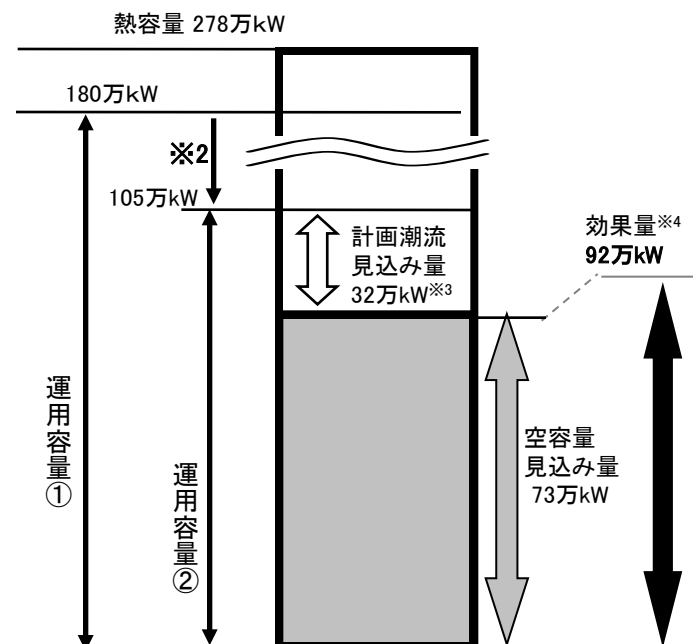
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、180万kW。

②九州エリアの周波数維持面

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、周波数上昇リレーによる新たな電源制限量の確保分を考慮し、関門連系線の運用容量(東向き)は 105万kW。

※九州エリアの周波数維持面から、連系線潮流105万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)

【関門連系線活用のイメージ(5月)】



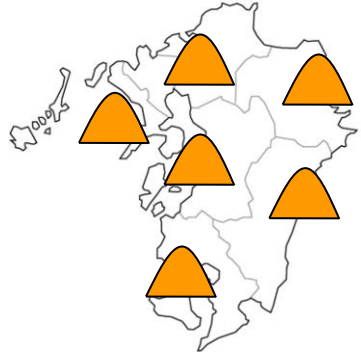
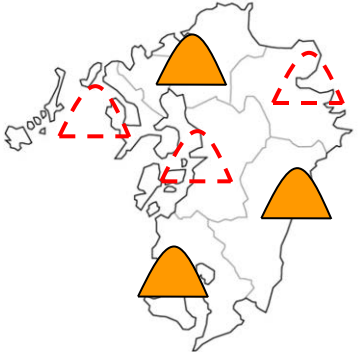
※³ 実運用段階で火力等の供給力を再エネ出力に最大限振替え

※⁴ 太陽光の5月設備容量比率で割戻し

【太陽光】

- 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)
- 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。

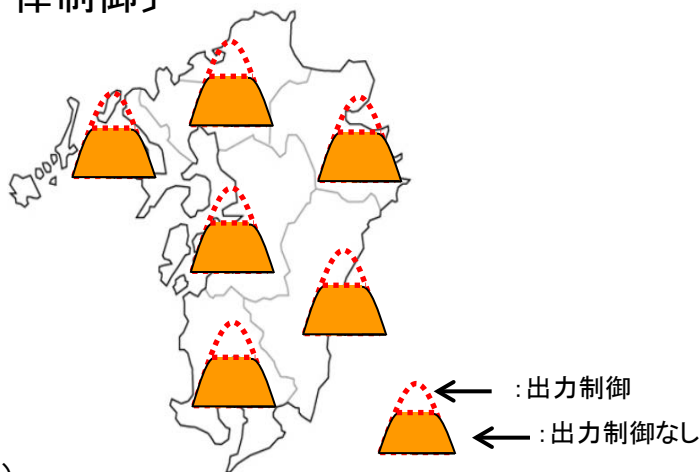
【再エネ出力抑制方法の比較】

一律抑制	必要量に応じ抑制(算定に使用)
 - 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	 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

【風力】

- 全ての風力発電事業者を対象とし、出力制御が必要な量(定格からの上限値)を一律に時間単位で制御指示を行う。(等価時間管理による720時間の一律制御)

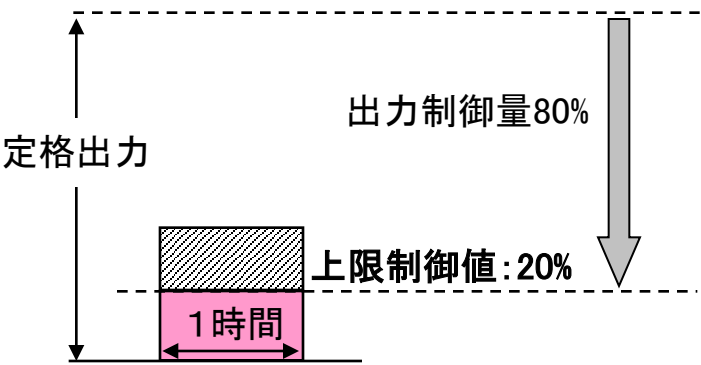
〔一律制御〕



(考え方)

- ・出力制御が必要となる量を必要な時間に一律で出力制御を実施

〔等価時間管理の考え方〕



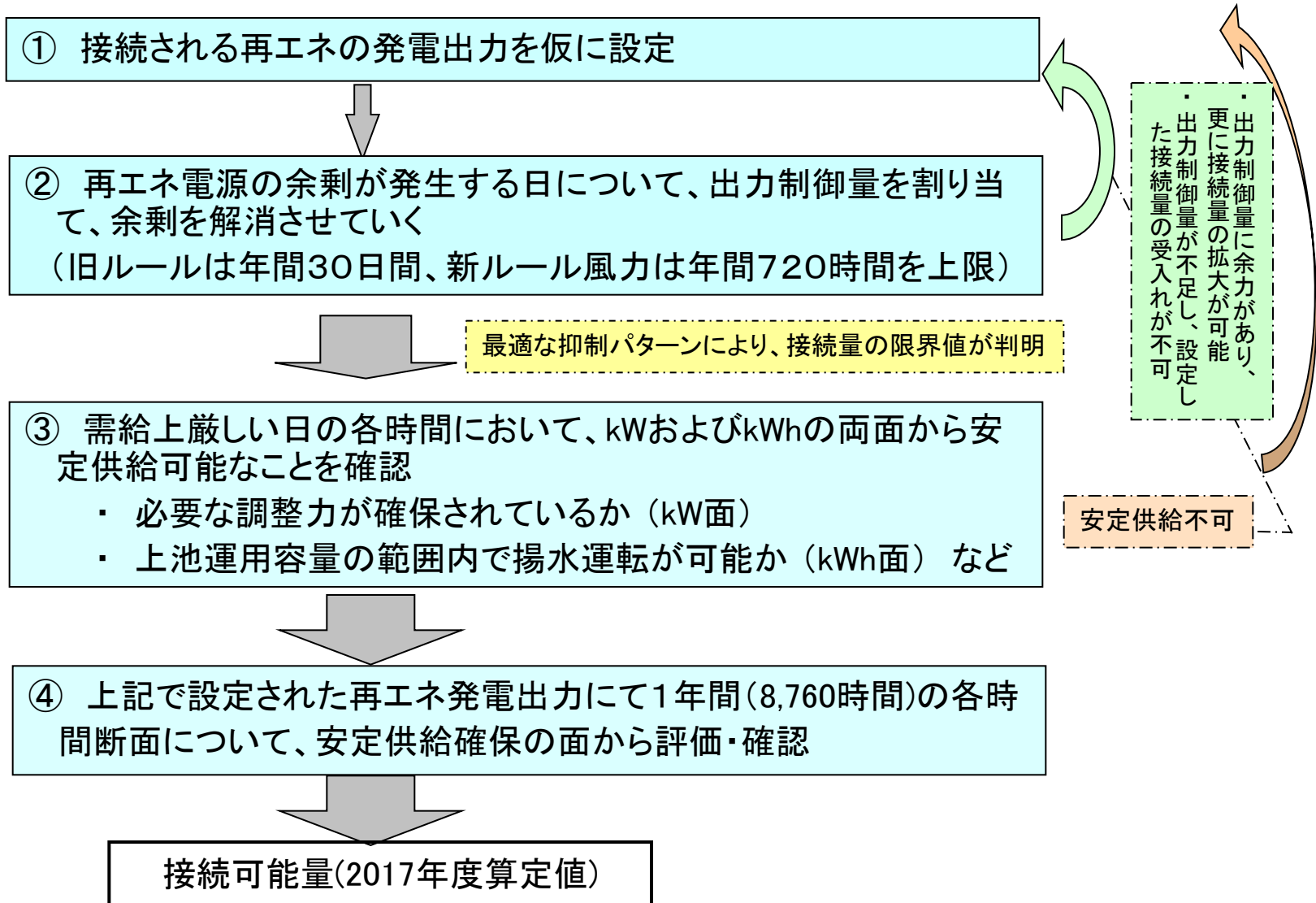
(考え方)

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

- 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(2017年度算定値)の算定方法

- 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。



		今回の系統WG	昨年の系統WG
需要断面		・2016年度実績(エリア需要) (24時間×365日=8,760時間)	・2015年度実績(エリア需要) (24時間×366日=8,784時間)
供給力	太陽光	・2016年度実績を元に想定	・2015年度実績を元に想定
	風力	[各月・各時間の合成出力の2σ値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)]	[各月・各時間の合成出力の2σ値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)]
	原子力	・設備容量×設備利用率※1=393.3万kW [原子力5台:469.9万kW×83.7%=393.3万kW] ※1:震災前過去30ヵ年平均	・設備容量×設備利用率※1=393.3万kW [原子力5台:469.9万kW×83.7%=393.3万kW] ※1:震災前過去30ヵ年平均
	地熱	・設備容量×設備利用率※1= <u>39.2万kW</u> 設備容量:47.0万kW 設備利用率:83.3% ※1:震災前過去30ヵ年平均	・設備容量×設備利用率※1=34.5万kW 設備容量:41.2万kW 設備利用率:83.7% ※1:震災前過去30ヵ年平均
	バイオマス (地域資源・専焼)	・設備容量×設備利用率= <u>56.7万kW</u> 既設:47.7万kW×39.5%(過去5ヵ年平均)= <u>18.8万kW</u> 新規:38.1万kW※1×70%※2= <u>26.7万kW</u> 専焼:22.4万kW×50%= <u>11.2万kW</u> ※1:連系が見込まれる発電所 ※2:売電主体の既設バイオマス発電の平均利用率 ・専焼バイオマスは、設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力までの抑制(50%以下まで抑制)	・設備容量×設備利用率=42.5万kW 既設:48.6万kW×35.4%(過去5ヵ年平均)=17.2万kW 新規:36.1万kW※1×70%※2=25.3万kW ※1:連系が見込まれる発電所 ※2:売電主体の既設バイオマス発電の平均利用率
	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 [設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)]	・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 [設備容量×設備利用率(震災前過去30年平均)]
回避措置	火力発電の抑制	・安定供給の観点から、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、それ以外は停止 ・電源Ⅲは設備の保全維持や保安などの観点から支障のない出力までの抑制(50%以下まで抑制)	・安定供給の観点から、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、それ以外は停止
	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 ・豊前蓄電池考慮	・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	・想定される空容量(13万kW)を活用 ・さらに、周波数上昇リレーによる新たな電源制限量の確保に伴う運用容量拡大を織り込むケースも算定	・想定される空容量(13万kW)を活用

〔太陽光〕

	2017年度算定値	(参考) 2016年度算定値	30日等出力制御枠
接続可能量	730万kW (803万kW)	795万kW	817万kW

(注1) ()内の値は、関門連系線運用容量拡大策を最大限考慮した場合の接続可能量

(注2) 風力は、接続可能量(30日等出力制御枠): 180万kWで算定

〔風力〕

	2017年度算定値	(参考) 2016年度算定値	30日等出力制御枠
接続可能量	70万kW (212万kW)	168万kW	180万kW

(注1) ()内の値は、関門連系線運用容量拡大策を最大限考慮した場合の接続可能量

(注2) 太陽光は、接続可能量(30日等出力制御枠): 817万kWで算定

(注3) 風力は等価時間管理(出力制御量に応じて時間換算し720時間まで制御)を用いて算定

(参考3)軽負荷期(春季)の昼間最低需要日のkWバランス(GW除く)

【関門連系線の活用を過去の空容量実績相当とした場合】

需要

823.8万kW

バランス

需 要 (本土)		823.8	(万kW)			
			LFC容量			
			下げ	上げ		
電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	石 油	0.0	0.0	0.0		
	L N G	新小倉 5	15.0	0.0	9.0	
		新大分 1	(1軸/6軸)	10.5	2.2	0.3
		新大分 2	(2軸/4軸)	30.5	8.9	11.5
		新大分 3	(1軸/4軸)	22.0	5.3	2.7
	石炭		10.5	0.0	0.0	
計		86.5	16.4	23.5		
電源Ⅲ	戸畑共火	0.0	2.0%	2.9%		
	大分共火	9.0				
	電発火力	0.0				
	小火力・バ 付混焼	26.4				
原子力		393.3				
再エネ	一般水力	57.7				
	太陽光	681.3				
	風 力	18.1				
	地 熱	39.2				
	地域資源型・専焼	56.7				
	小計	853.0				
	太陽光抑制量	▲ 307.1				
	風力抑制量	0.0				
計		545.9				
揚水式水力		▲ 224.2				
連系線の活用		▲ 13.0				
供給力計		823.8				

(注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

点灯ピーク需要 5月日曜 20時

921.0万kW

需 要 (本土)		921.0	(万kW)		[供給力]		
			LFC容量				
			下げ	上げ			
電源Ⅰ・Ⅱ (火力)	石 油	0.0	0	0	0		
	L N G	新小倉 5	15.0	0.0	9.0	60.0	
		新大分 1	(1軸/6軸)	10.6	2.3	0.2	10.8
		新大分 2	(2軸/4軸)	27.0	5.4	15.0	42.0
		新大分 3	(2軸/4軸)	40.0	10.6	5.4	45.4
	石炭		10.5	0.0	0.0	70.0	
計		103.1	18.3	29.6	228.2		
電源Ⅲ	戸畑共火	16.3	2.0%	3.2%	25.4		
	大分共火	15.0			24.0		
	電発火力	0.0			0.0		
	小火力・バ 付混焼	80.5			80.5		
原子力		393.3			393.3		
再エネ	一般水力	111.5			111.5		
	太陽光	0.0			0.0		
	風 力	72.8			2.0		
	地 熱	39.2			39.2		
	地域資源型・専焼	56.7			56.7		
	小計	280.2			209.4		
	太陽光抑制量	0.0			—		
	風力抑制量	0.0			—		
計		280.2			209.4		
揚水式水力		45.7			47.2		
連系線の活用		▲ 13.0			▲ 13.0		
供給力計		921.0			995.0		

(注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

供給力計	995.0
予備力	74.0
予備率	8.0%

(注)四捨五入により合計が合わない場合がある

(注)四捨五入により合計が合わない場合がある

- ※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
- ※² 風力の供給力は5月20時の至近L5値(1.1%)に基づき算定
- ※³ 揚水式水力の供給力は、晴れ予測が曇天又は雨となり、揚水できなかった場合の供給力として、電源脱着時対応用として確保している容量(118万kW×2時間分:236万kWh)をピーク時間帯5時間において活用した場合

(参考4)軽負荷期(春季)の昼間最低需要日のkWバランス(GW除く) (つづき)

【(オプション)関門連系線の活用に運用容量拡大策を最大限考慮した場合】

需要

823.8万kW

（万kW）

需 要（本土）		823.8	LFC容量			
			下げ	上げ		
電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	石 油	0.0	0.0	0.0		
	L N G	新小倉 5	15.0	0.0	9.0	
		新大分 1	(1軸/6軸)	10.5	2.2	0.3
		新大分 2	(2軸/4軸)	30.5	8.9	11.5
		新大分 3	(1軸/4軸)	22.0	5.3	2.7
	石炭	10.5	0.0	0.0		
計		86.5	16.4	23.5		
電源Ⅲ	戸畑共火	0.0	2.0%	2.9%		
	大分共火	9.0				
	電発火力	0.0				
	小火力・バ 付混焼	26.4				
原子力		393.3				
再エネ	一般水力	57.7				
	太陽光	681.3				
	風 力	18.1				
	地 熱	39.2				
	地域資源型・専焼	56.7				
	小計	853.0				
	太陽光抑制量	▲ 247.1				
	風力抑制量	0.0				
計		605.9				
揚水式水力		▲ 224.2				
連系線の活用		▲ 73.0				
供給力計		823.8				

(注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

点灯ピーク需要 5月日曜 20時

921.0万kW

（万kW）

需 要（本土）		921.0	LFC容量		[供給力]		
			下げ	上げ			
電源Ⅰ・Ⅱ（火力）	石 油	0.0	0.0	0.0	0		
	L N G	新小倉 5	15.0	0.0	9.0	60.0	
		新大分 1	(1軸/6軸)	9.0	0.7	1.8	10.8
		新大分 2	(2軸/4軸)	23.0	1.4	19.0	42.0
		新大分 3	(4軸/4軸)	61.0	2.2	29.8	110.8
	石炭	35.0	14.0	35.0	70.0		
計		143.0	18.3	94.6	293.6		
電源Ⅲ	戸畑共火	16.3	2.0%	10.3%	25.4		
	大分共火	15.0			24.0		
	電発火力	0.0			0.0		
	小火力・バ 付混焼	80.5			80.5		
原子力		393.3			393.3		
再エネ	一般水力	111.5			111.5		
	太陽光	0.0			0.0		
	風 力	72.8			2.0		
	地 熱	39.2			39.2		
	地域資源型・専焼	56.7			56.7		
	小計	280.2			209.4		
	太陽光抑制量	0.0			—		
	風力抑制量	0.0			—		
計		280.2			209.4		
揚水式水力		65.7			47.2		
連系線の活用		▲ 73.0			▲ 73.0		
供給力計		921.0			1000.3		

(注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

供給力計	1000.3
予備力	79.3
予備率	8.6%

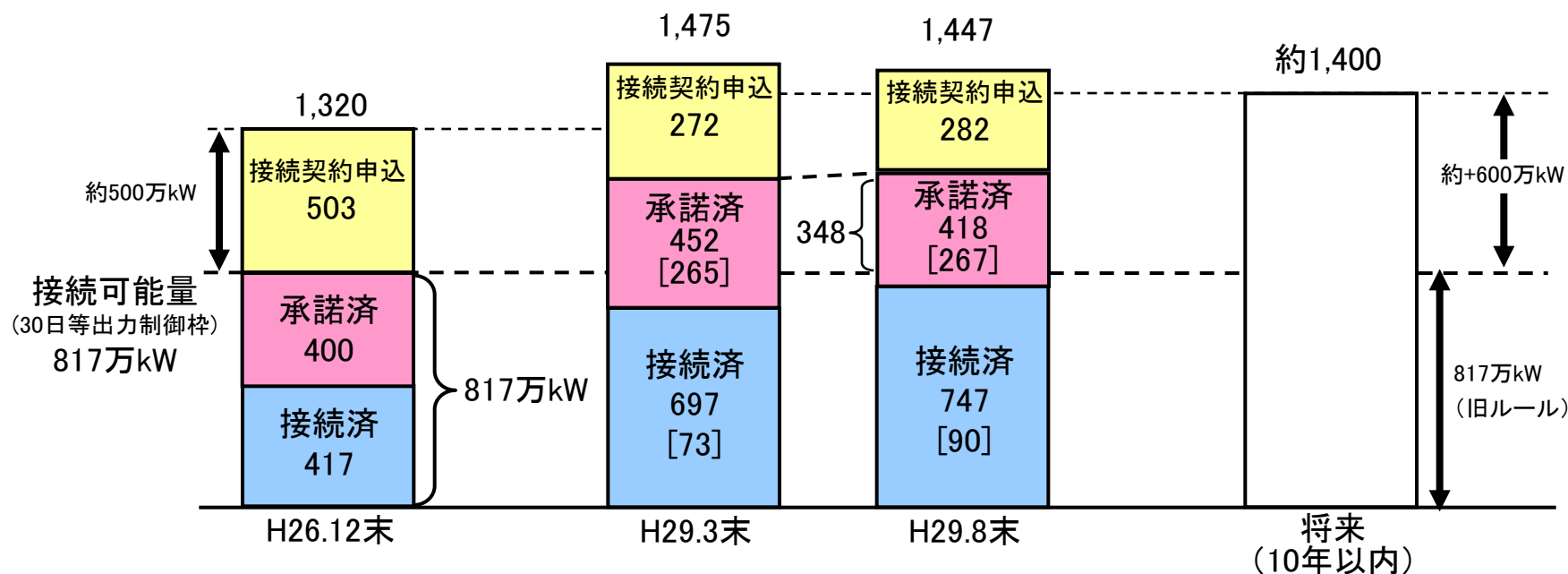
- 算定にあたっては、旧ルール・新ルール事業者と指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、旧ルール・新ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、旧ルール事業者の制御日数上限30日を最大限活用することを前提とする。

【算定条件】

- ・ 至近3ヵ年(2014～2016年度)の電力需要実績及び太陽光・風力の日射計実績等を元に算定した値の平均
- 具体的には、太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)を817万kW、風力の接続可能量(30日等出力制御枠)を180万kWと今回の接続可能量(2017年度算定値)の算定条件の下で、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時間、出力制御率、出力制御量を算定した。
- 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、実際の制御日数等を保証するものではない。

【出力制御見通しの追加接続量】

- 接続申込（接続契約申込～接続済）は、約1,400万kW程度で推移する傾向が続いており、将来的に+600万kWの指定ルール事業者の接続が考えられるため、+600万kWまでの算定とする。
- なお、接続済みと承諾済みが既に350万kW程度であることから、+300万kW～+600万kWで算定する。



[]は指定ルールの設備量を示す

〔太陽光の出力制御見通し（3カ年平均値）〕

- 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算定した、指定ルール事業者の出力制御見通しは下表のとおり。
- 今回の接続可能量の算定値については、受電会社の長期的な受入れ量を想定することが難しいことから、従来の過去の空容量実績相当とした場合をベースとするが、実運用においては運用容量拡大策を最大限織込み、指定ルール事業者の出力制御を低減することを考慮し、2ケースを算定。
- なお、算定にあたり、指定ルール事業者の制御は、全指定ルール事業者を対象に一律の制御割合、時間帯で出力制御する方式で算定。

【関門連系線の活用を過去の空容量実績相当とした場合】

太陽光接続可能量(30日等出力制御枠):817万kW 風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		太陽光の追加接続量(指定ルール事業者)			
		+300万kW	+400万kW	+500万kW	+600万kW
至近3カ年 最小需要※1平均 829万kW	出力制御時間(h)	948	1153	1345	1513
	出力制御率(%) ※2	30	35	39	42
	出力制御量(百万kWh)	1,057	1,610	2,243	2,932

【(オプション)関門連系線の活用に運用容量拡大策を最大限考慮した場合】

太陽光接続可能量(30日等出力制御枠):817万kW 風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		太陽光の追加接続量(指定ルール事業者)			
		+300万kW	+400万kW	+500万kW	+600万kW
至近3カ年 最小需要※1平均 829万kW	出力制御時間(h)	581	768	959	1,125
	出力制御率(%) ※2	14	19	23	28
	出力制御量(百万kWh)	477	871	1,350	1,913

※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

（参考5）2014～2016年度別の出力制御見通し

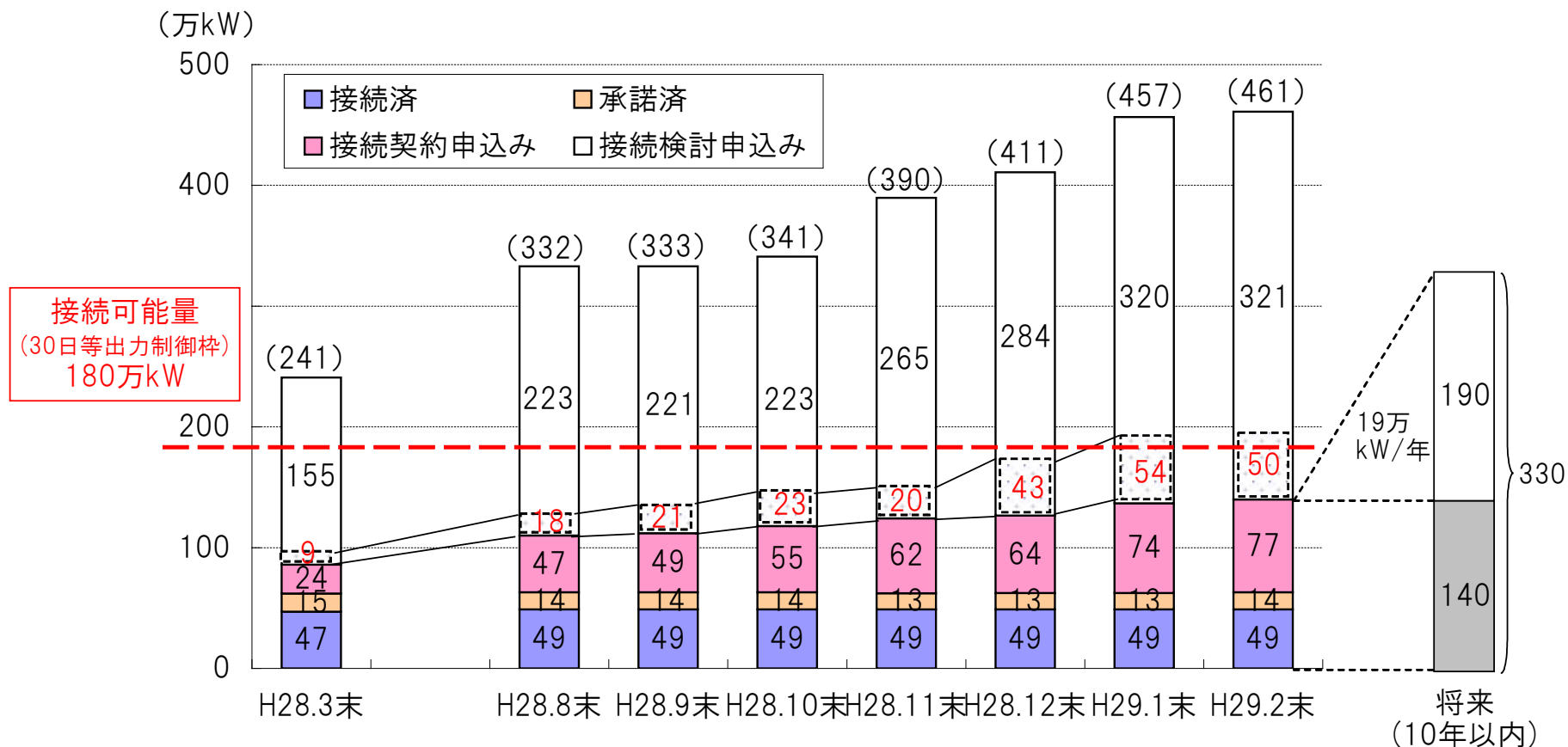
【関門連系線の活用を過去の空容量実績相当とした場合】

太陽光接続可能量(30日等出力制御枠) :817万kW 風力接続可能量(30日等出力制御枠) :180万kW		太陽光の追加接続量(指定ルール事業者)			
		+300万kW	+400万kW	+500万kW	+600万kW
2016年度 最小需要 824万kW	出力制御時間(h)	994	1,218	1,438	1,643
	出力制御率(%)	34	38	42	45
	出力制御量(百万kWh)	1,253	1,845	2,530	3,308
2015年度 最小需要 825万kW	出力制御時間(h)	970	1,174	1,337	1,508
	出力制御率(%)	32	36	40	43
	出力制御量(百万kWh)	1,066	1,617	2,224	2,906
2014年度 最小需要 837万kW	出力制御時間(h)	881	1,068	1,259	1,389
	出力制御率(%)	25	30	35	38
	出力制御量(百万kWh)	851	1,369	1,973	2,583

【(オプション)関門連系線の活用に運用容量拡大策を最大限考慮した場合】

太陽光接続可能量(30日等出力制御枠) :817万kW 風力接続可能量(30日等出力制御枠) :180万kW		太陽光の追加接続量(指定ルール事業者)			
		+300万kW	+400万kW	+500万kW	+600万kW
2016年度 最小需要 824万kW	出力制御時間(h)	628	828	1,023	1,223
	出力制御率(%)	16	21	25	29
	出力制御量(百万kWh)	596	1,014	1,528	2,141
2015年度 最小需要 825万kW	出力制御時間(h)	611	771	943	1,109
	出力制御率(%)	14	20	24	29
	出力制御量(百万kWh)	481	885	1,364	1,914
2014年度 最小需要 837万kW	出力制御時間(h)	503	704	910	1,044
	出力制御率(%)	10	16	21	25
	出力制御量(百万kWh)	354	713	1,158	1,685

- 接続契約申込量は19万kW／年程度（10万kWを超える大規模案件除き）であり、10年程度で330万kW程度となる見込みであることから、出力制御見通しは、接続可能量（30日等出力制御枠）180万kW＋150万kWの330万kWまで、50万kW刻みで算定する。
- なお、10万kWを越えるような大規模案件の契約申込みなどの状況を踏まえ、必要に応じて追加量の見直しを行う。



7 風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

- 当日の時間毎の風向風速が、前日の風向風速予測通りになった場合を前提に理論値として算定した、指定ルール事業者の出力制御見通しは下表のとおり。
- 今回の接続可能量の算定値については、受電会社の長期的な受入れ量を想定することが難しいことから、従来の過去の空容量実績相当とした場合をベースとするが、実運用においては運用容量拡大策を最大限織込み、指定ルール事業者の出力制御を低減することを考慮し、2ケースを算定。

【関門連系線の活用を過去の空容量実績相当とした場合】

風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		風力の追加接続量(指定ルール事業者)		
		+50万kW	+100万kW	+150万kW
至近3カ年 最小需要※1 平均 679万kW	出力制御時間(h)	604	750	909
	出力制御率(%) ※2	3.0	5.0	7.0
	出力制御量(百万kWh)	22	74	156

【(オプション)関門連系線の活用は運用容量拡大策を最大限考慮した場合】

風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		風力の追加接続量(指定ルール事業者)		
		+50万kW	+100万kW	+150万kW
至近3カ年 最小需要※1 平均 679万kW	出力制御時間(h)	226	296	376
	出力制御率(%) ※2	1.0	1.7	2.6
	出力制御量(百万kWh)	7	26	59

※1 最小需要は、10月1時断面の最小需要

※2 出力制御率は、発電可能電力量(出力制御前)に対する出力制御量の比率

7 風力の出力制御見通しの算定結果(つづき)

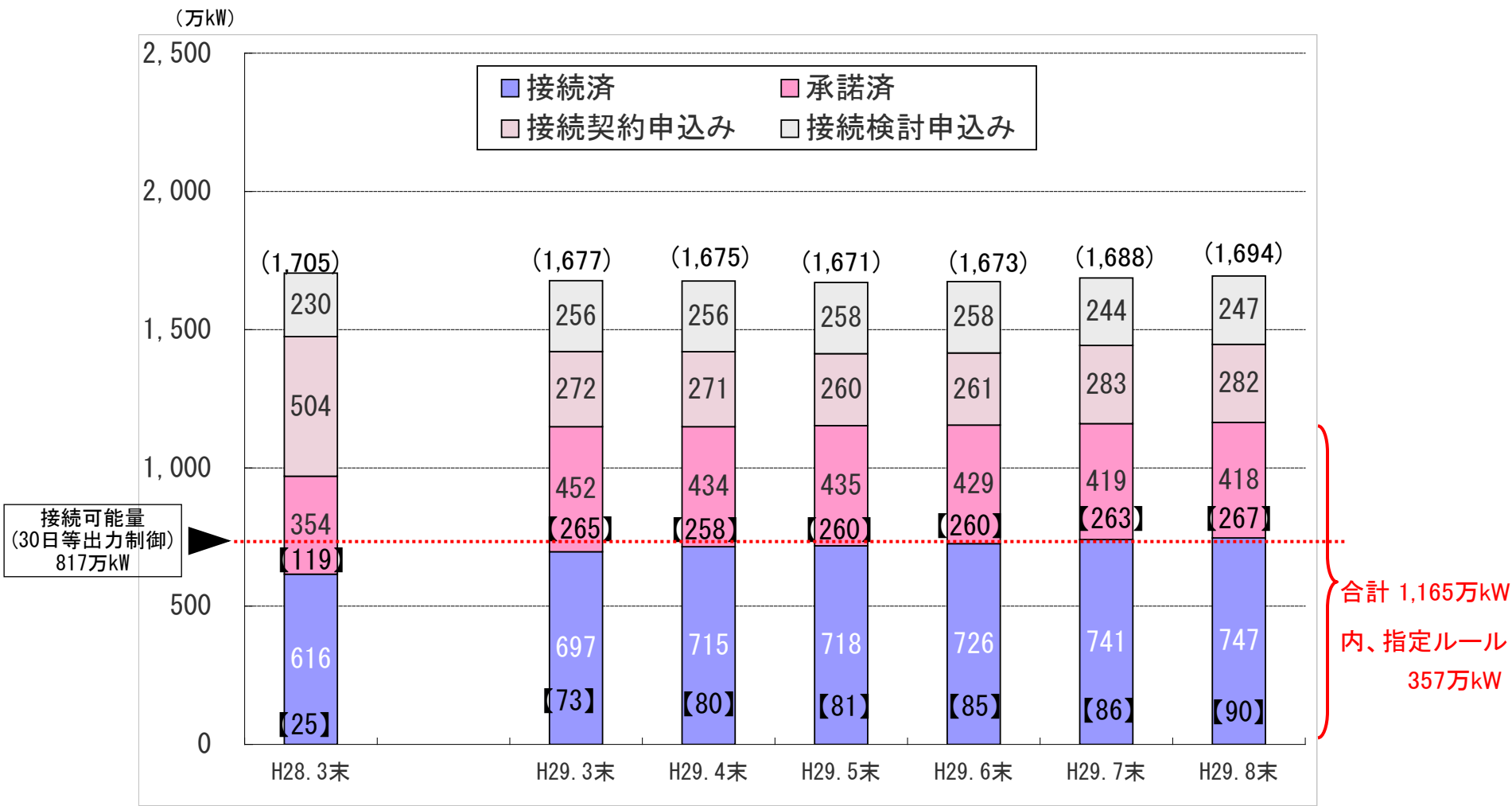
(参考6)2014～2016年度別の出力制御見通し

【関門連系線の活用を過去の空容量実績相当とした場合】

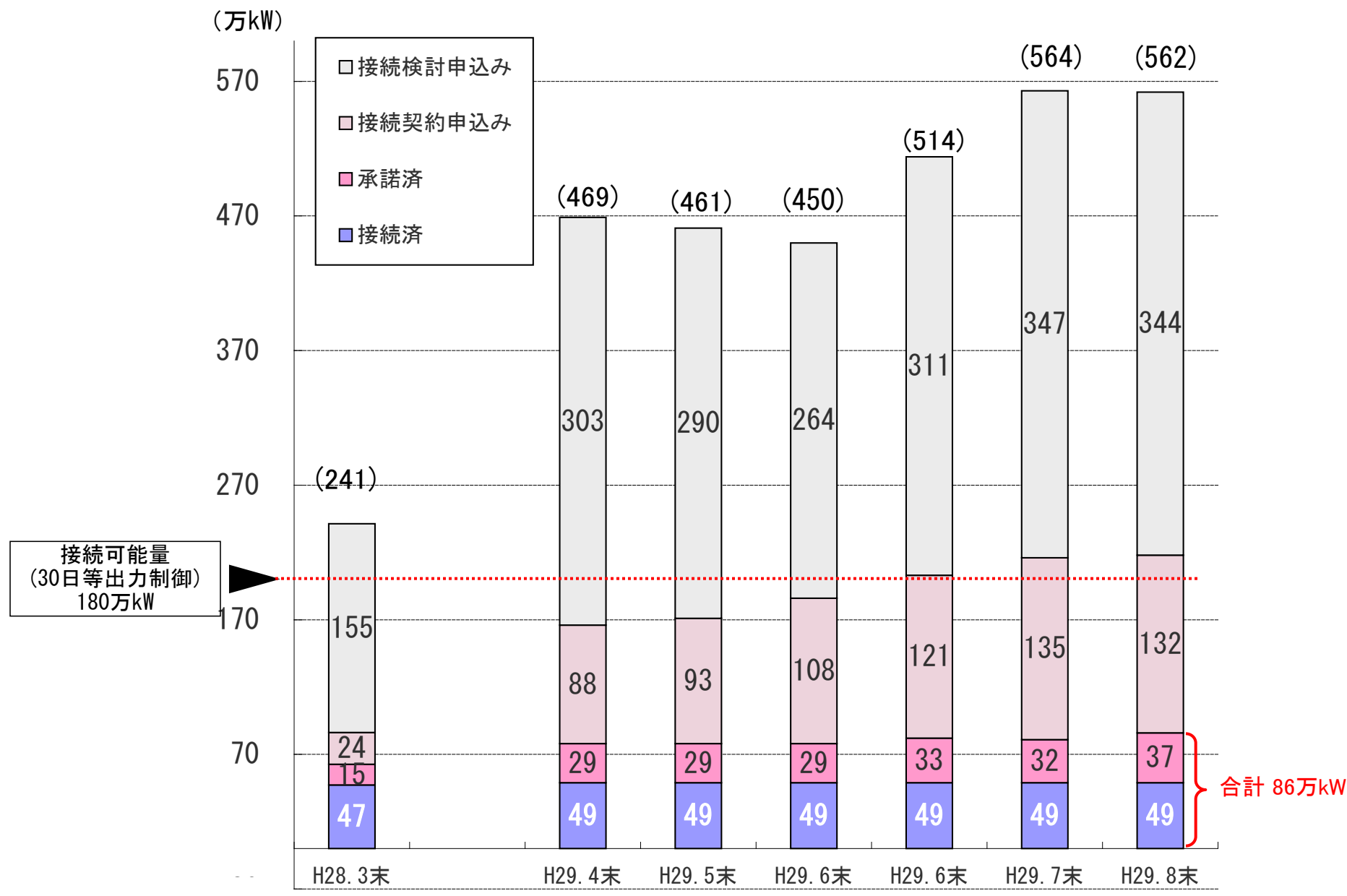
風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		風力の追加接続量(指定ルール事業者)		
		+50万kW	+100万kW	+150万kW
2016年度 最小需要 676万kW	出力制御時間(h)	615	776	937
	出力制御率(%)	3.1	5.4	7.8
	出力制御量(百万kWh)	24	83	180
2015年度 最小需要 672万kW	出力制御時間(h)	714	877	1,065
	出力制御率(%)	3.4	5.5	7.7
	出力制御量(百万kWh)	26	84	177
2014年度 最小需要 690万kW	出力制御時間(h)	484	597	725
	出力制御率(%)	2.5	4.0	5.5
	出力制御量(百万kWh)	17	54	112

【(オプション)関門連系線の活用により運用容量拡大策を最大限考慮した場合】

風力接続可能量(30日等出力制御枠):180万kW		風力の追加接続量(指定ルール事業者)		
		+50万kW	+100万kW	+150万kW
2016年度 最小需要 676万kW	出力制御時間(h)	199	283	370
	出力制御率(%)	1.0	1.9	2.9
	出力制御量(百万kWh)	8	29	67
2015年度 最小需要 672万kW	出力制御時間(h)	258	334	428
	出力制御率(%)	1.0	1.8	2.8
	出力制御量(百万kWh)	8	28	64
2014年度 最小需要 690万kW	出力制御時間(h)	220	270	331
	出力制御率(%)	0.9	1.5	2.2
	出力制御量(百万kWh)	6	20	45



【 】は、指定ルールにおける出力制御対象分



- 発電事業者に対する連絡訓練を3回実施し、制御対象の97%が受信確認操作を実施。

	受信確認率	未受信件数
計	97%	42件/1,225件

〔未受信の分析結果〕

未受信理由	原因		対策
操作ミス 操作未実施	- 電話器の操作ミス - 受信確認操作をせずに切電	10件	- 操作方法を説明後、再度自動電話テストを実施 - メッセージ構成見直し〔対応時間の短縮〕
電話未受信	不在で受信できず	10件	登録先電話番号変更のお願い(固定→携帯)
	会議中で受信できず	9件	- 確実に受信できる体制構築を依頼 - リトライ時間の見直し(5分→30分間隔)
	不審な番号と思い受信せず	3件	当社の発信電話番号登録を依頼
電話機・回線 非対応	電話機・回線がプッシュ音 発信に対応できず	6件	登録先電話番号変更のお願い
不通	当社の登録誤り	4件	登録先電話番号の修正

〔未受信の分析結果を踏まえた今後の対応〕

- 今回の未受信者に対して、受信率を向上するために個別に対応。
 - ・受信確認時の操作ミスが判明した事業者に対して、操作方法説明を実施
 - ・不在の可能性が高い固定電話を登録している事業者に対して、携帯電話への登録の変更を要請 など
- 今回は平日の訓練であったが、出力制御が実際に発動されるのは日曜日(指令は前土曜日)の可能性が高いため、改めて土曜日の連絡体制確認を実施予定。
 - ・当社と九州エリアの発電事業者間でタイアップして実施予定
- 出力制御に協力いただけない事業者へは、公平性の観点等を考慮しつつ厳正に対処。