

再生可能エネルギーの接続可能量(2016年度算定値)
算定結果について

平成28年11月25日
九州電力株式会社

0 H28年4月のライセンス制導入に伴い、一般送配電事業者が供給エリア大で再生可能エネルギーの出力変動に対する対応を含め、最終的な需給調整を行うことになり、今回、接続可能量算定にあたり、エリア需給バランスで算定するとともに、優先給電ルールの変更内容を反映する。

具体的には、エリア内の全ての供給力を対象とし、自然変動電源の出力制御の前に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 ~)、バイオマス(専焼・地域資源型)を停止又は抑制する。この場合、揚水動力並びに閉門連系線の空容量を最大限活用する。

[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 ~ (混焼バイオマス含む)の抑制)
- ・揚水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

0 算定諸元については、エリア大となる他は、昨年(2015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。

- 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。

2015年度エリア需要実績に基づく接続可能量(2016年度算定値)の算定

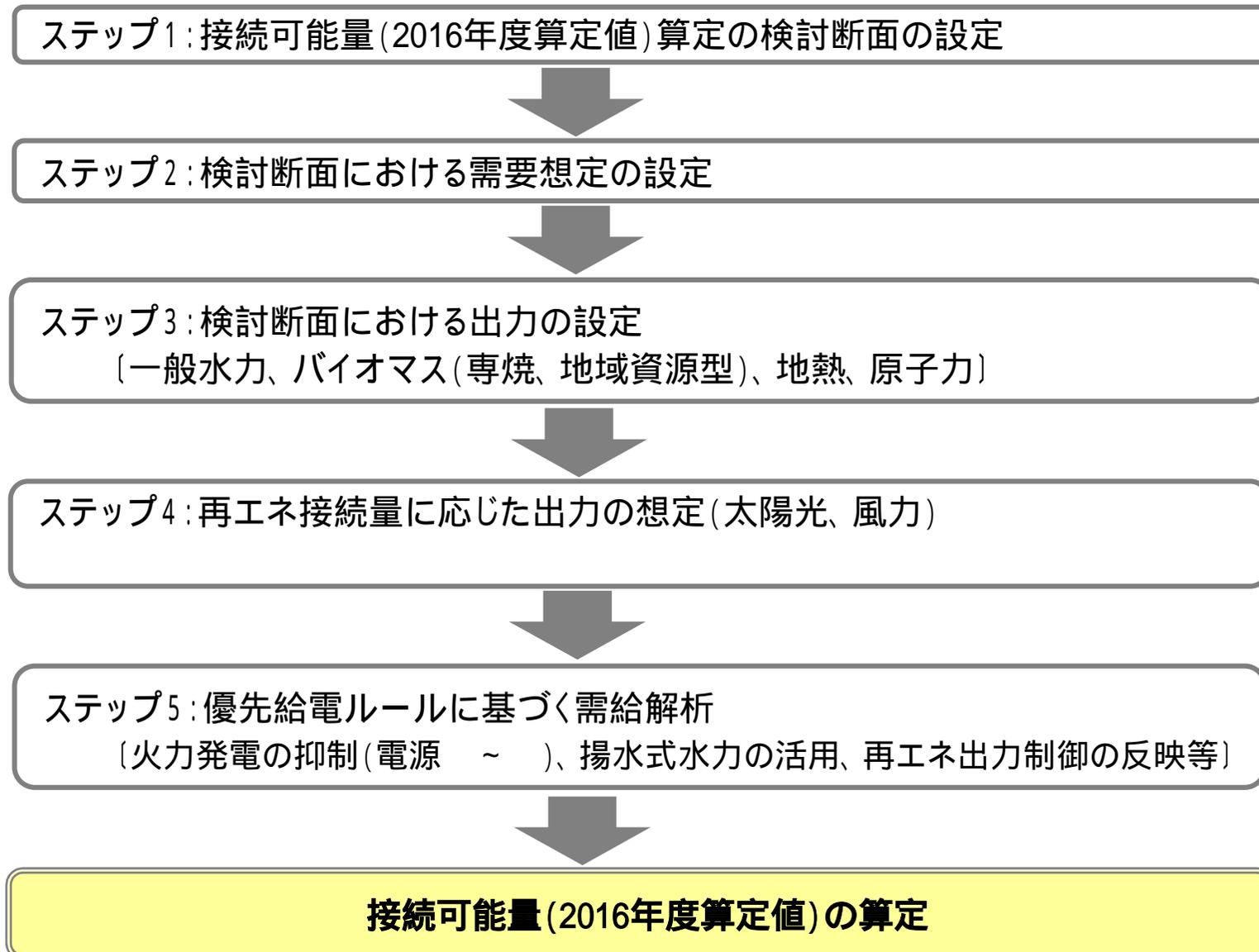
- ・太陽光の接続可能量(2016年度算定値)
- ・風力の接続可能量(2016年度算定値)

指定ルール出力制御見通しの算定

[太陽光の接続可能量(30日等出力制御枠)に基づく算定]

- ・風力の接続可能量(30日等出力制御枠)における太陽光の出力制御見通し

0 接続可能量（年度算定値）は、以下のフローで算定する。



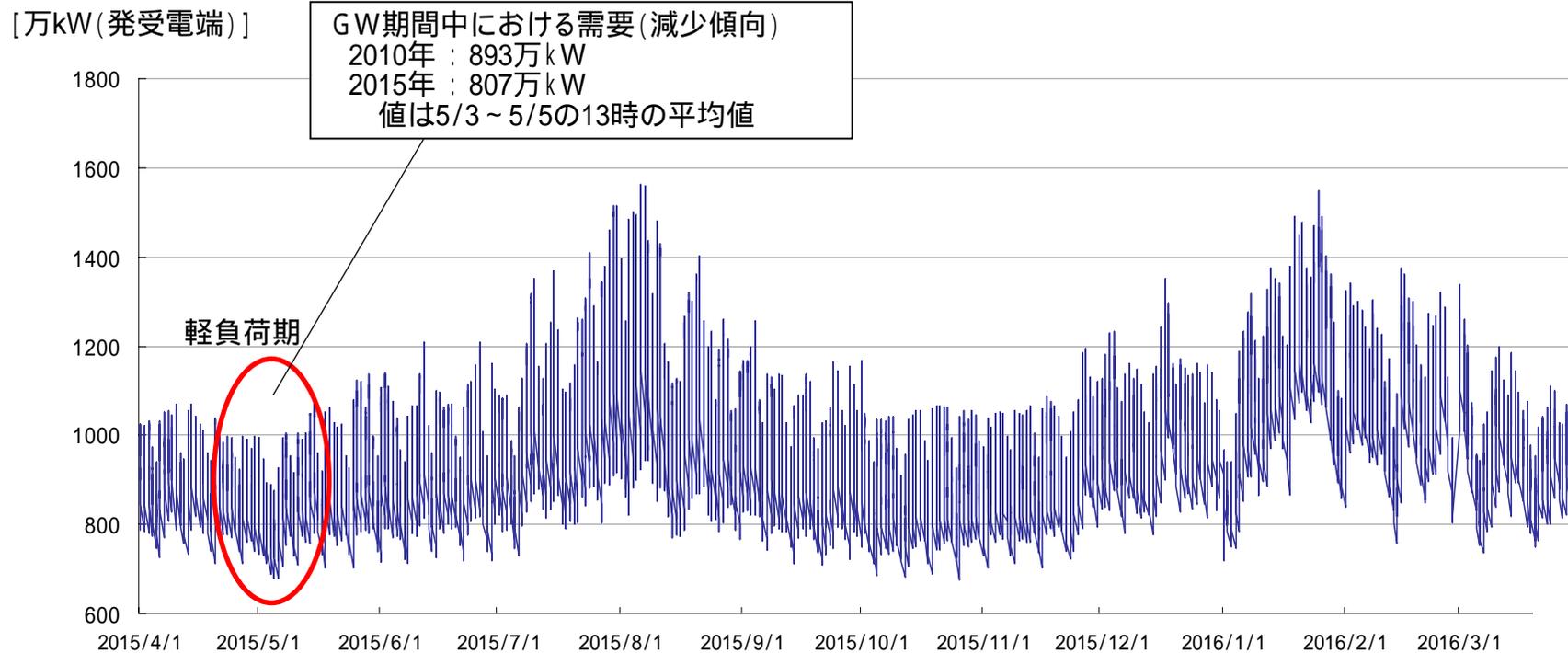
- 需給解析には、震災後の電力需要カーブの形の変化を考慮し、1年間(24時間×366日=8,784時間)を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の面から評価・確認を行い、接続可能量(2016年度算定値)を算定する。

[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)

- 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(2015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。

2015年度の九州エリアの電力需要



【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)	31.0	24.4	0	55.4
設備容量 (万kW)	62.5	99.6	39.3	201.4

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4月12時の供給力

【地域資源型バイオマス】

- 0 現在受領している全ての申込等(約238万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。
- 0 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(35%)、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、8,784時間一定出力を前提とする。

	既設	新規	合計
設備容量(万kW)	48.6	36.1	84.7
設備利用率(%)	35.4	70.0	50.1
出力(万kW)= ×	17.2	25.3	42.5

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】

- 0 専焼バイオマスは出力抑制対象であり、最低出力や停止での運用が想定されるが、算定にあたっては、停止で算定する。

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、8,784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) []	5.5	5.5	0.2	2.75	1.25	3.0	3.0	20.0	41.2
設備利用率(%) []	82.0	88.9	62.3	95.3	82.8	63.4	94.1	82.9	83.7
出力(万kW) [×]	4.5	4.9	0.1	2.6	1.1	1.9	2.8	16.6	34.5

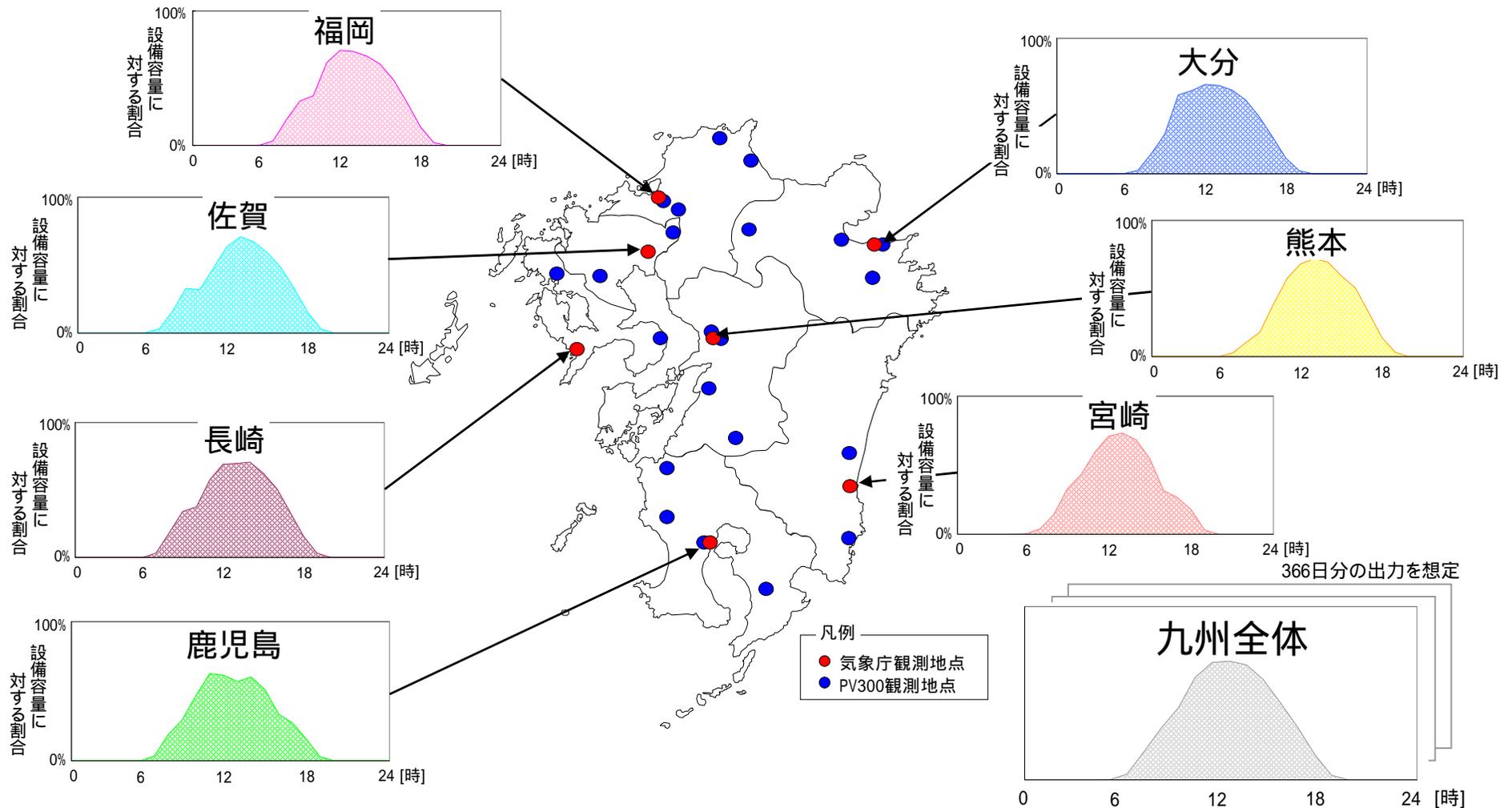
【原子力】

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、2015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8,784時間分想定する。

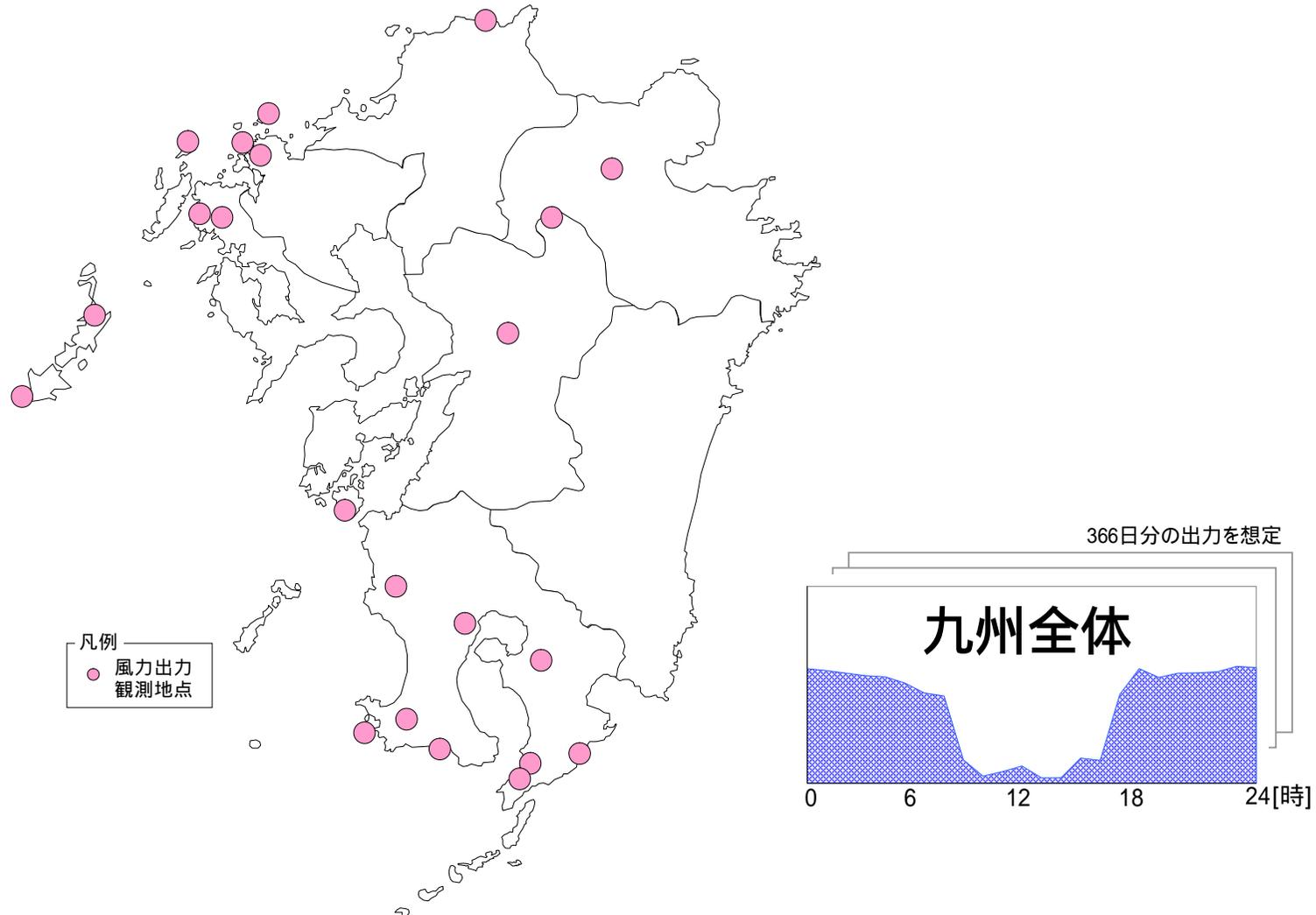
1 日射計データは、県庁所在地にある気象庁の日射計データと、県内にあるPV300の日射計データの平均をとり、平滑化効果を考慮



ステップ4 再エネの接続量に応じた出力の想定（風力）

10

- 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、2015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8,784時間分想定する。



- 0 2015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	600	1日	3	1日	603
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
21日	648
5日	637
19日	623
⋮	
18日	144

値が大きい順に並べ替え

→ 最大値 (21日)

→ 2 相当(上位から2番目の値) (5日)

→ 31日間の平均値 (441万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）

12

【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）】2015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	60	76	84	83	78	77	72	72	69	74	65	56
	合成2値	54	72	81	83	78	75	72	71	69	74	53	56
	平均値	27	46	55	49	51	33	42	50	47	56	33	34
風力	最大値	61	63	77	50	52	56	50	52	35	52	45	60
	合成2値	1	43	22	1	2	2	7	1	1	3	45	1
	平均値	20	24	18	17	13	14	17	8	11	10	12	20
太陽光+風力	最大値	49	70	71	70	65	64	63	59	58	61	54	50
	合成2値	45	67	70	68	64	61	60	59	57	61	52	46
	平均値	26	42	48	43	44	29	37	43	40	47	29	32

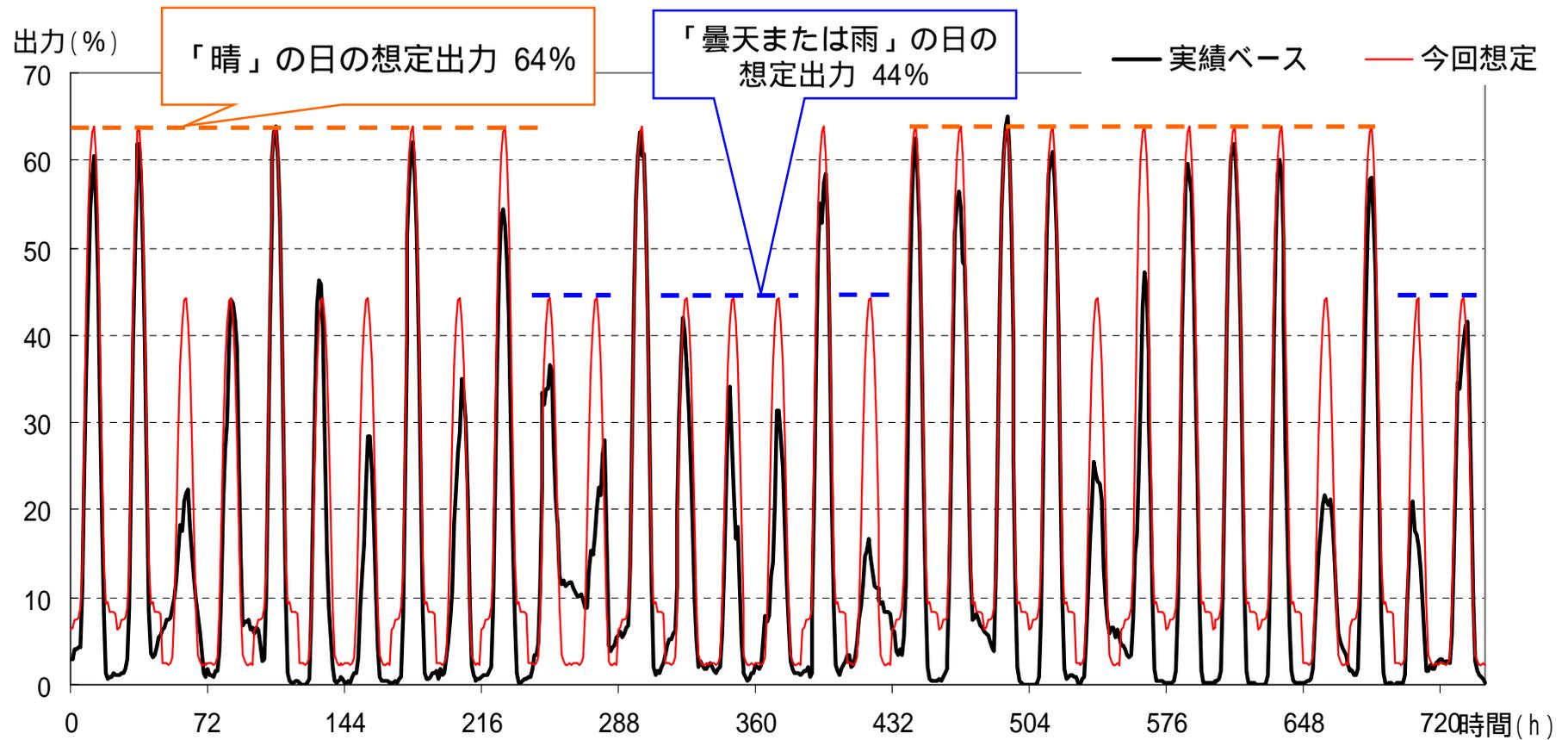
【風力発電の各月における夜間1時の出力（最大値、2値、平均値）】2015年度実績

(%: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	63	58	52	54	66	62	61	41	58	58	69	67
	2値	52	56	48	49	38	53	59	28	46	57	66	60
	平均値	20	26	18	22	15	15	24	8	15	18	18	23

【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



ステップ5 回避措置〔火力発電の抑制（電源・ ）〕

0 電源・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。

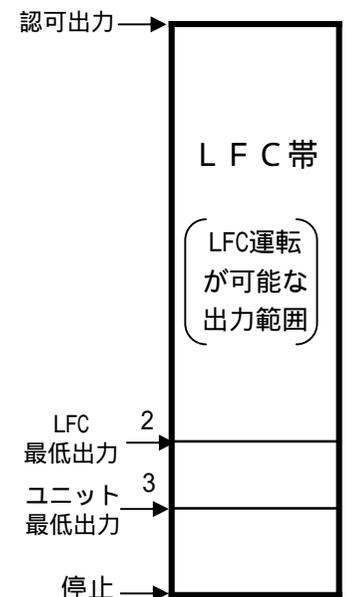
- 1 電源 : 一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、一般送配電事業者が調整力として常時確保する電源
- 電源 : 一般送配電事業者からオンライン調整できる電源のうち、小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源

【電源・設備仕様】

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
		1	70.0	21.0	10.5
	苅北	2	70.0	21.0	10.5
		新1	36.0	14.4	10.8
LNG	新小倉	3	60.0	22.0	12.0
		4	60.0	22.0	12.0
		5	60.0	15.0	12.0
	新大分	1	69.0 (11.5×6軸)	8.3 (1軸分)	3.5 (1軸分)
		2	92.0 (23.0×4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)
45.9 (45.9×1軸)	19.2 (1軸分)		12.0 (1軸分)		

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	13.0
		2	50.0	12.5	7.5
	豊前	1	50.0	17.0	13.0
		2	50.0	17.0	13.0
	相浦	1	37.5	22.0	7.5
		2	50.0	18.0	10.0
	苅田	新2	37.5 ⁴	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
- 4 H29年度廃止予定(バランス上の最後発並入ユニット)

- 0 電源¹は、設備仕様(最低出力等)や計画値同時同量となるようピーク需要に対応できる供給力の確保を考慮し、小売電気事業者において並列が必要と判断される発電所のユニットは最低出力、それ以外は停止とする。

- 0 具体的には、旧一般電気事業者以外の小売電気事業者については、設備仕様や供給力確保の考え方の確認ができておらず、今回の接続可能量の算定にあたっては、停止で算定する。

〔 今後、料金等の整理、設備仕様や実態に関する事業者との協議を踏まえ、最低出力などを算定に反映することを検討する 〕

1 電源¹ 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

(つづき)ステップ5 回避措置〔火力発電の抑制(電源)〕

【電発火力当社受電電力】

(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	37.8	35.0	12.7
	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火力当社受電電力】

(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

【共同火力当社受電電力】

(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	9万kW程度

大分共同火力の最低受電はガス余剰相当

【今回織込み電源】

(万kW)

設備容量	最低出力
134.7	-

混焼バイオマス相当含む

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】

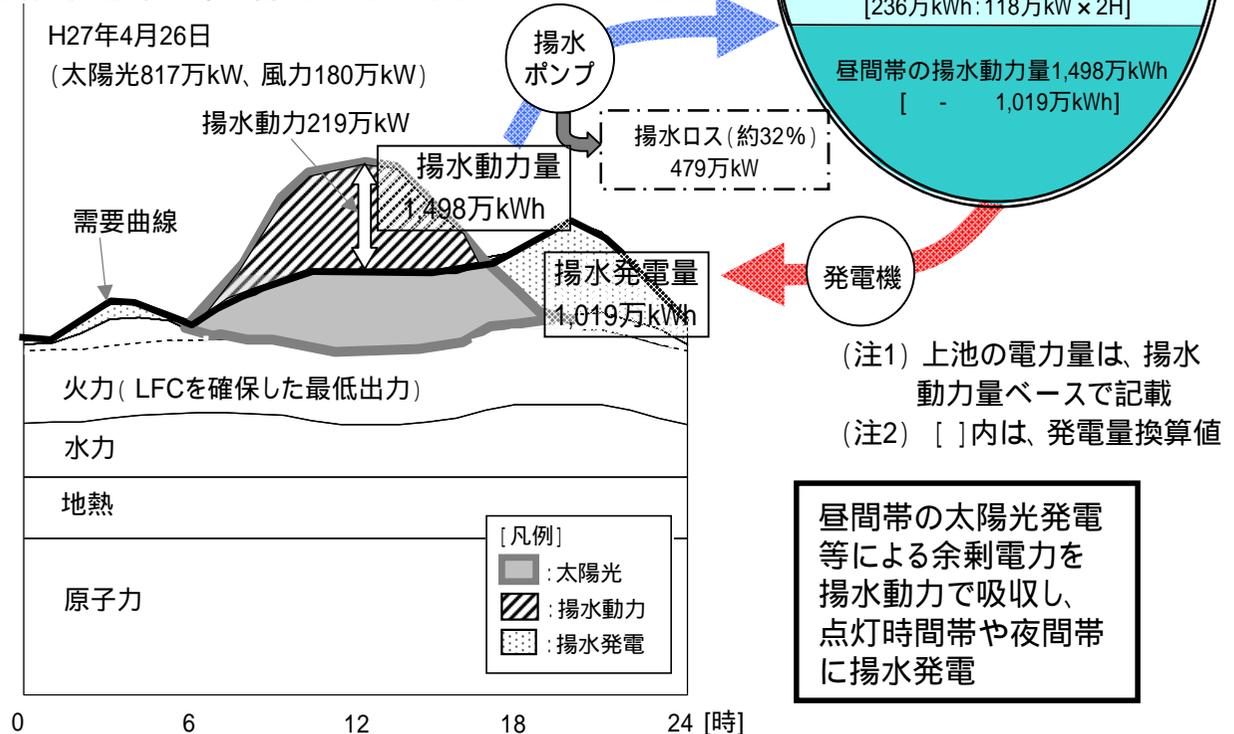
	年間の点検台数[/年]	停止期間[/台]
オーバーホール	1台程度	240日程度

【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 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、過去実績の空容量相当は受電可能と見込み算定する。

[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

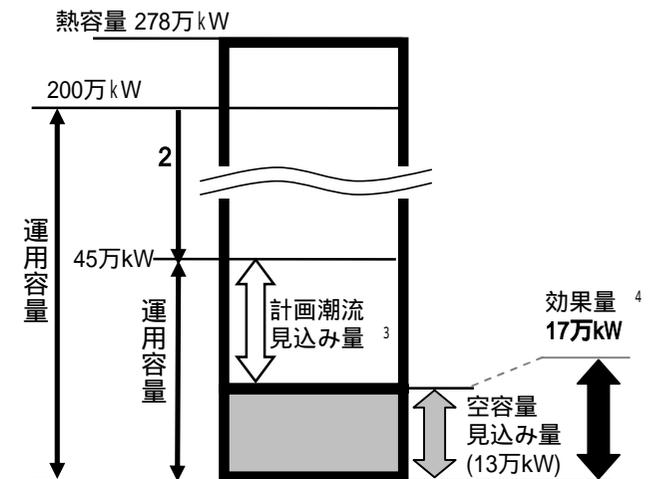
九州域外60Hzエリアの周波数維持面から、関門連系線の運用容量(東向き)は、200万kW。

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)】

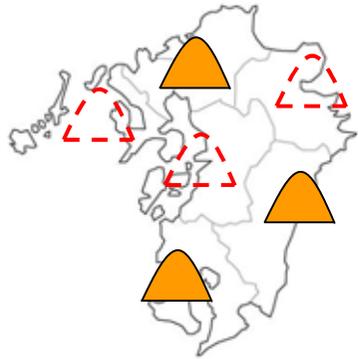
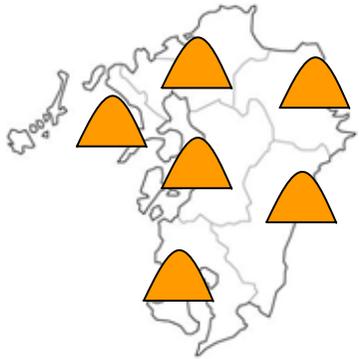


- 3 実運用段階で火力等の供給力を再エネ出力に最大限振替え
- 4 太陽光の設備容量比率で割戻し

【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。

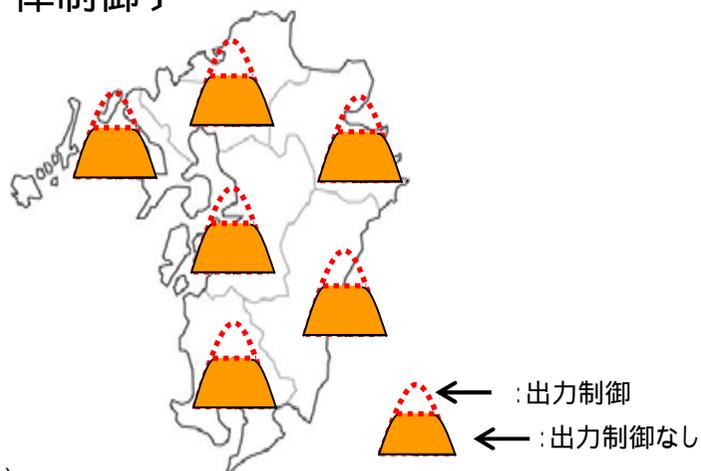
【再エネ出力抑制方法の比較】

交替制御	(参考)一括停止
 <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>	 <p>・九州管内の発電所を全て一括停止 ・抑制の日数は、30日に限定される</p>

【風力】

- 0 全ての風力発電事業者を対象とし、出力制御が必要な量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)

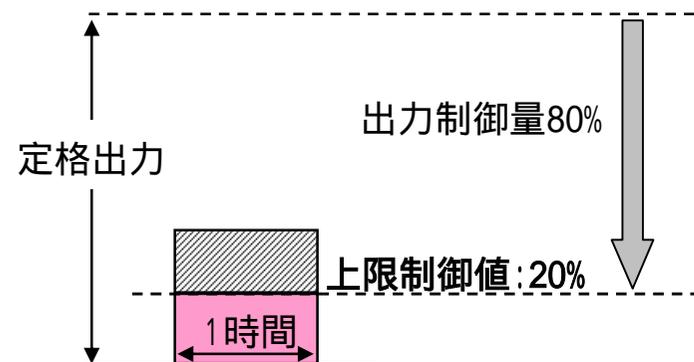
〔一律制御〕



(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〕



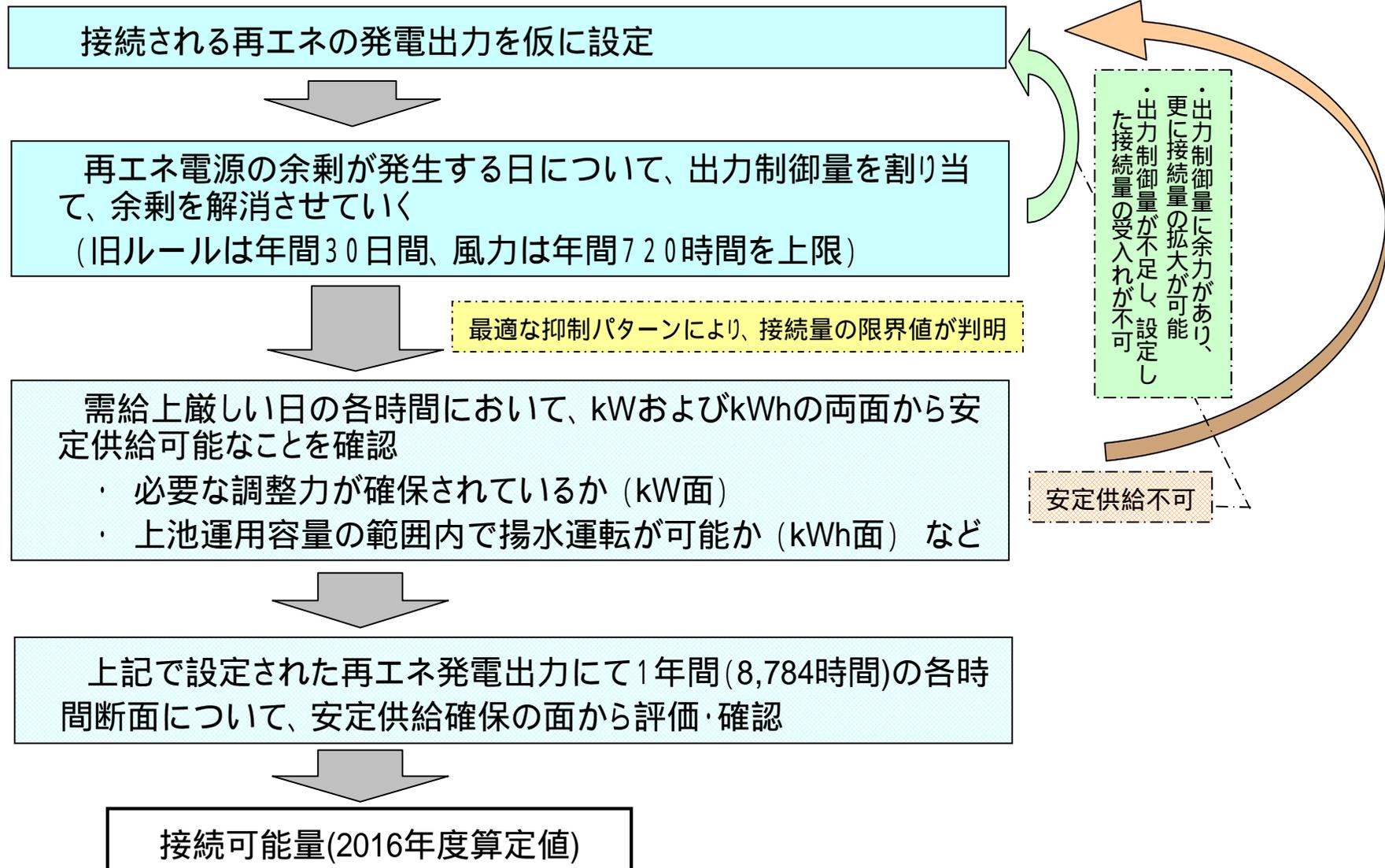
(考え方)

- ・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: $80\% \times 1\text{時間} = 0.8\text{時間}$)

- 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(2016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。



(参考) 昨年WGの算定条件との比較

		昨年の系統WG	今回の系統WG
需要断面		・2014年度実績(自社需要) (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	・2014年度実績を元に想定 〔各月・各時間の合成出力の ² 値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)〕	・2015年度実績を元に想定 〔各月・各時間の合成出力の ² 値(晴天日)、平均値(雨天・曇天日)〕
	風力		
	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	・同左
	地熱	・設備容量×設備利用率 ¹ =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 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 〔 自社既設:21.2万kW×84.4%=17.9万kW 他社既設:1.2万kW×58.5%=0.7万kW 他社新規:18.8万kW×84.4%=15.9万kW 1:震災前過去30ヵ年平均 〕
	バイオマス (混焼除き)	・設備容量(他社設備)×設備利用率=28.7万kW 既設:26.7万kW×16%(過去5ヵ年平均)=4.3万kW 新設:34.9万kW ¹ ×70.0% ² =24.4万kW 1:承諾済～事前相談3万kW以下(地域型専焼相当) 2:売電主体の既設バイオマス発電の平均利用率	・設備容量×設備利用率=42.5万kW 既設 当社購入:25.8万kW×16%(過去5ヵ年平均)=4.1万kW 他社小売:22.8万kW×57.4%(過去5ヵ年平均)=13.1万kW 新規:36.1万kW ¹ ×70% ² =25.3万kW(地域型相当) 1:承諾済～事前相談3万kW以下(地域型専焼相当) 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)〕	・同左
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 ・ は昨年度と同じ(同左) ・電源 (混焼バイオマス含む)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	・同左
	連系線活用	・想定される空容量(13万kW)を活用	・同左

〔太陽光〕

	2016年度算定値	(参考)2015年度算定値	(参考)接続可能量 (30日等出力制御枠)
接続可能量	795万kW	849万kW	817万kW

(注1)風力は、接続可能量(30日等出力制御枠):180万kWで算定。

〔風力〕

	2016年度算定値	(参考)2015年度算定値	(参考)接続可能量 (30日等出力制御枠)
接続可能量	168万kW	180万kW	180万kW

(注1)太陽光は、接続可能量(30日等出力制御枠):817万kWで算定。

(注2)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) 4月又は5月昼間最低需要日 (GW除く) のkWバランス

需要	昼間最低需要 ¹ 4月26日 12時				点灯ピーク需要 4月26日 20時							
	825万kW				922万kW							
バ ラ ン ス	(万kW)				(万kW)							
	需要(本土)		825	LFC容量		需要(本土)		922	LFC容量		[供給力]	
				下げ	上げ				下げ	上げ		
	電 源 (火 力)	石油	0	0	0	石油	0	0	0	0	0	
		L N G	新小倉5	15	0	9	新小倉5	17	2	7		60
			新大分1 (1軸/6軸)	9	2	2	新大分1 (3軸/6軸)	24	2	8		32
			新大分2 (2軸/4軸)	32	11	11	新大分2 (3軸/4軸)	43	11	21		65
			新大分3 (1軸/4軸)	19	4	4	新大分3 (4軸/4軸)	68	4	46		113
		小計	75			小計	152			270		
	石炭	11			石炭	17			70			
	計	86	17	26	計	169	18	83	340			
	電 源	戸畑共火	0	2.0%	3.2%	戸畑共火	16	2.0%	9.0%	25		
		大分共火	9			大分共火	9			24		
		電発火力	0			電発火力	0			0		
		I P P	0			I P P	0			0		
その他		0			その他	0			0			
原子力		393			原子力	393			393			
再 エ ネ	一般水力	55			一般水力	106			106	2		
	太陽光	681			太陽光	0			0			
	風力	1			風力	79			5			
	地熱	35			地熱	35			35			
	バイオマス	43			バイオマス	43			43			
	小計	814			小計	262			188			
	太陽光抑制量	244			太陽光抑制量	0			-			
風力抑制量	1			風力抑制量	0			-				
計	569			計	262			188				
揚水式水力	219			揚水式水力	86			47	3			
連系線の活用	13			連系線の活用	13			13				
供給力計	825			供給力計	922			1,005				
(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				予備力	83			
								予備率	9.0%			

- 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4月20時の至近L5値(2.6%)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、電源脱落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

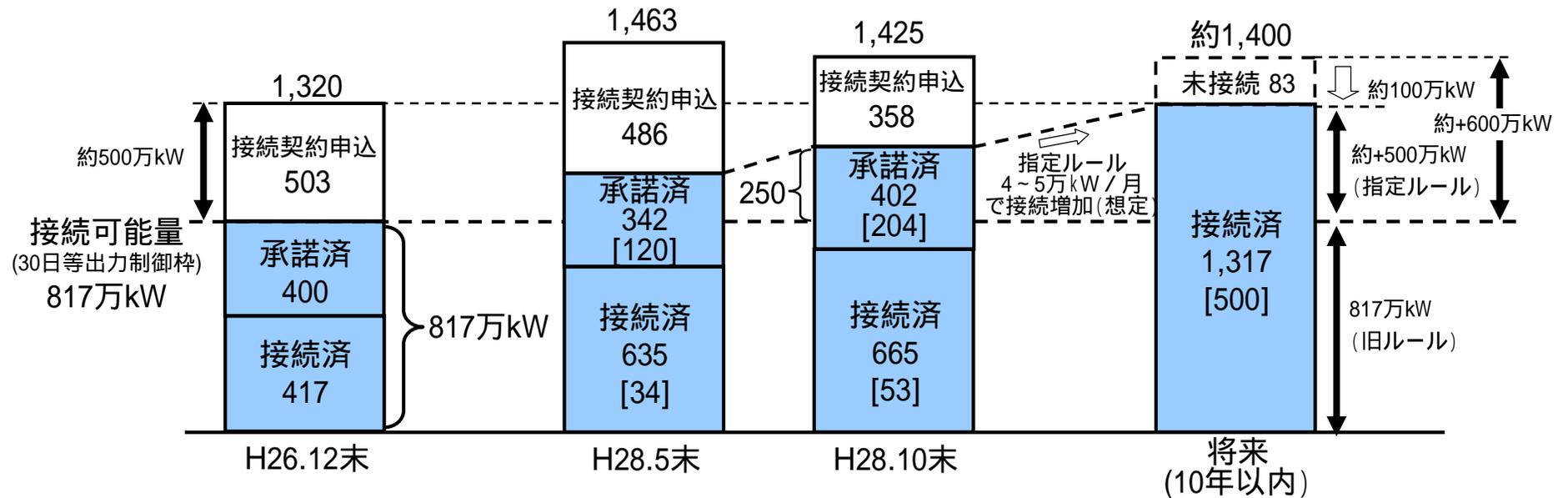
- 0 算定にあたっては、旧ルール・新ルール事業者と指定ルール事業者間の公平性確保の観点から、旧ルール・新ルール事業者に対して、指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないよう、旧ルール事業者の制御日数上限30日を最大限活用することを前提とする。

【算定条件】

- ・ 至近3ヵ年(2013～2015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
- 0 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とし、今回の接続可能量(2016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。
- 0 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の範囲】

- 0 接続申込(接続済～接続契約申込)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が、現状の系統接続に関する事業者との調整状況から一定量は接続には至らない(約100万kW)と想定し、現行どおりの+500万kWまでの算定とする。
- 0 なお、接続済と承諾済が既に250万kW程度であることから、+200万kW～+500万kWで算定する。



[]は指定ルールの設備量を示す

6 太陽光の出力制御見通しの算定結果（つづき）

〔太陽光の出力制御見通し（3ヵ年平均値）〕

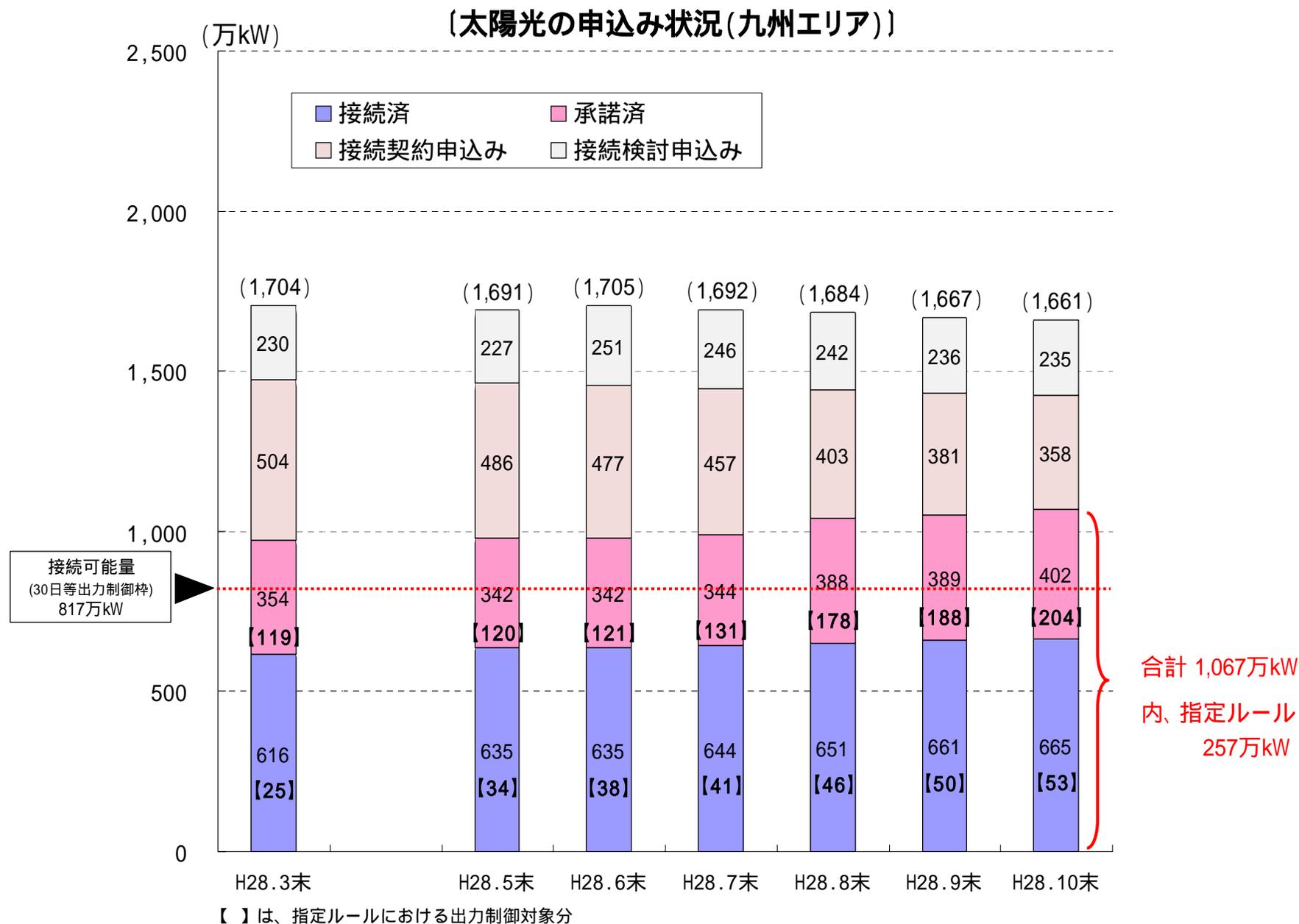
- 当日の時間毎の天気・日射量が、前日の天気予報・日射量予測通りになった場合を前提とした、事後的な評価による理論値として算定した、指定ルール事業者の出力制御見通しは下表のとおり。
- なお、算定にあたり、指定ルール事業者の制御は、全指定ルール事業者を対象に一律の制御割合、時間帯で出力制御する方式で算定した。

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）			
		+ 200万kW	+ 300万kW	+ 400万kW	+ 500万kW
至近3ヵ年 最小需要 ¹ 平均 823万kW	出力制御時間(h)	423	647	843	1,027
	出力制御率(%) ²	10	16	21	26
	出力制御量(百万kWh)	224	544	965	1,469

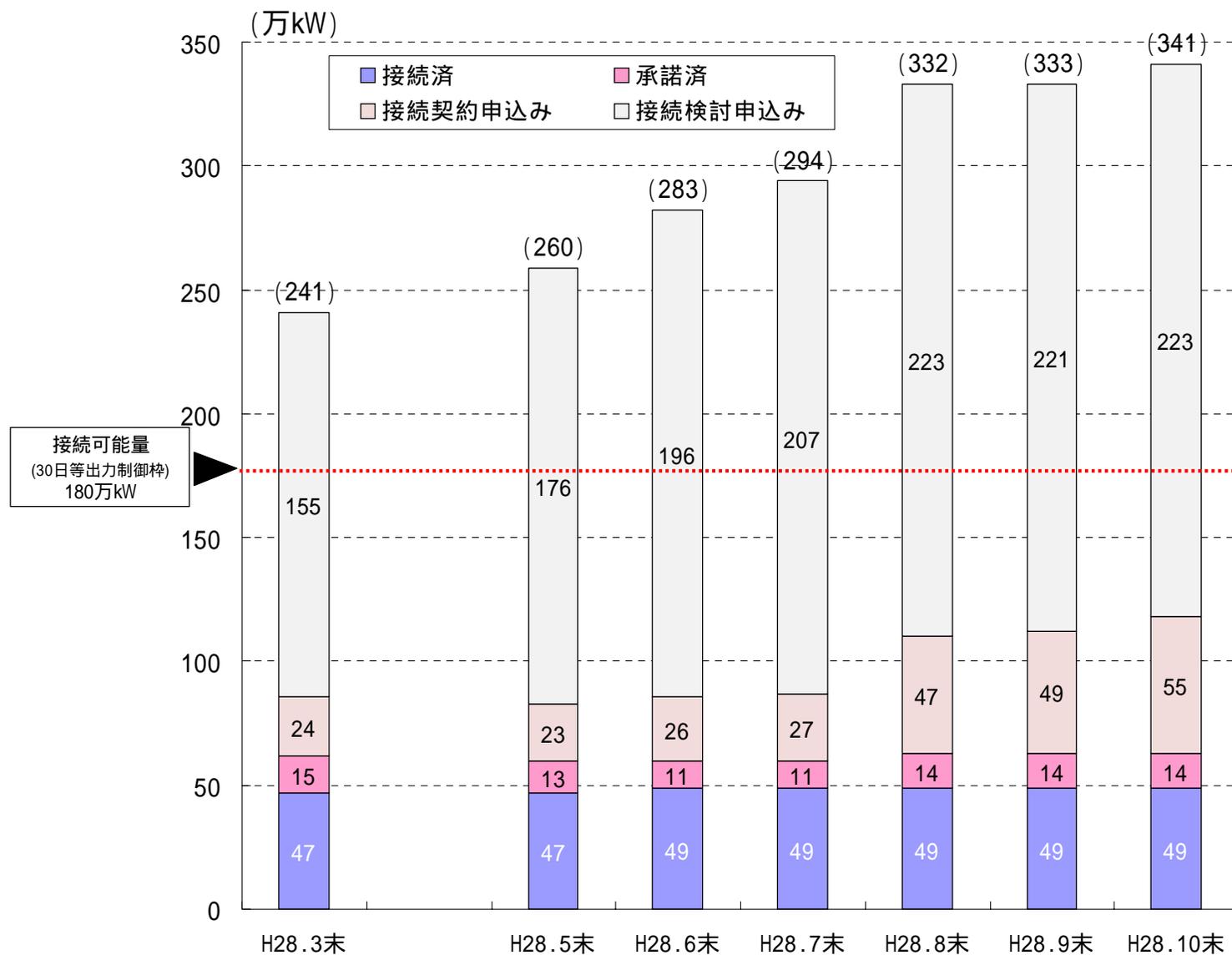
- 1 最小需要は、4月又は5月のGWを除く晴れた休日昼間の太陽光発電の出力が大きい時間帯の最小需要
- 2 出力制御率は、発電可能量電力量（出力制御前）に対する出力制御量の比率

（参考）2013～2015年度別の出力制御見通し

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）			
		+ 200万kW	+ 300万kW	+ 400万kW	+ 500万kW
2015年度 最小需要 825万kW	出力制御時間(h)	479	695	867	1,058
	出力制御率(%)	12	19	24	29
	出力制御量(百万kWh)	273	628	1,076	1,599
2014年度 最小需要 837万kW	出力制御時間(h)	367	606	816	986
	出力制御率(%)	8	14	20	25
	出力制御量(百万kWh)	188	483	892	1,387
2013年度 最小需要 807万kW	出力制御時間(h)	422	640	845	1,037
	出力制御率(%)	9	15	20	25
	出力制御量(百万kWh)	210	521	927	1,422



〔風力の申込み状況(九州エリア)〕



再エネ出力制御に関する具体運用方法の基本的な考え方

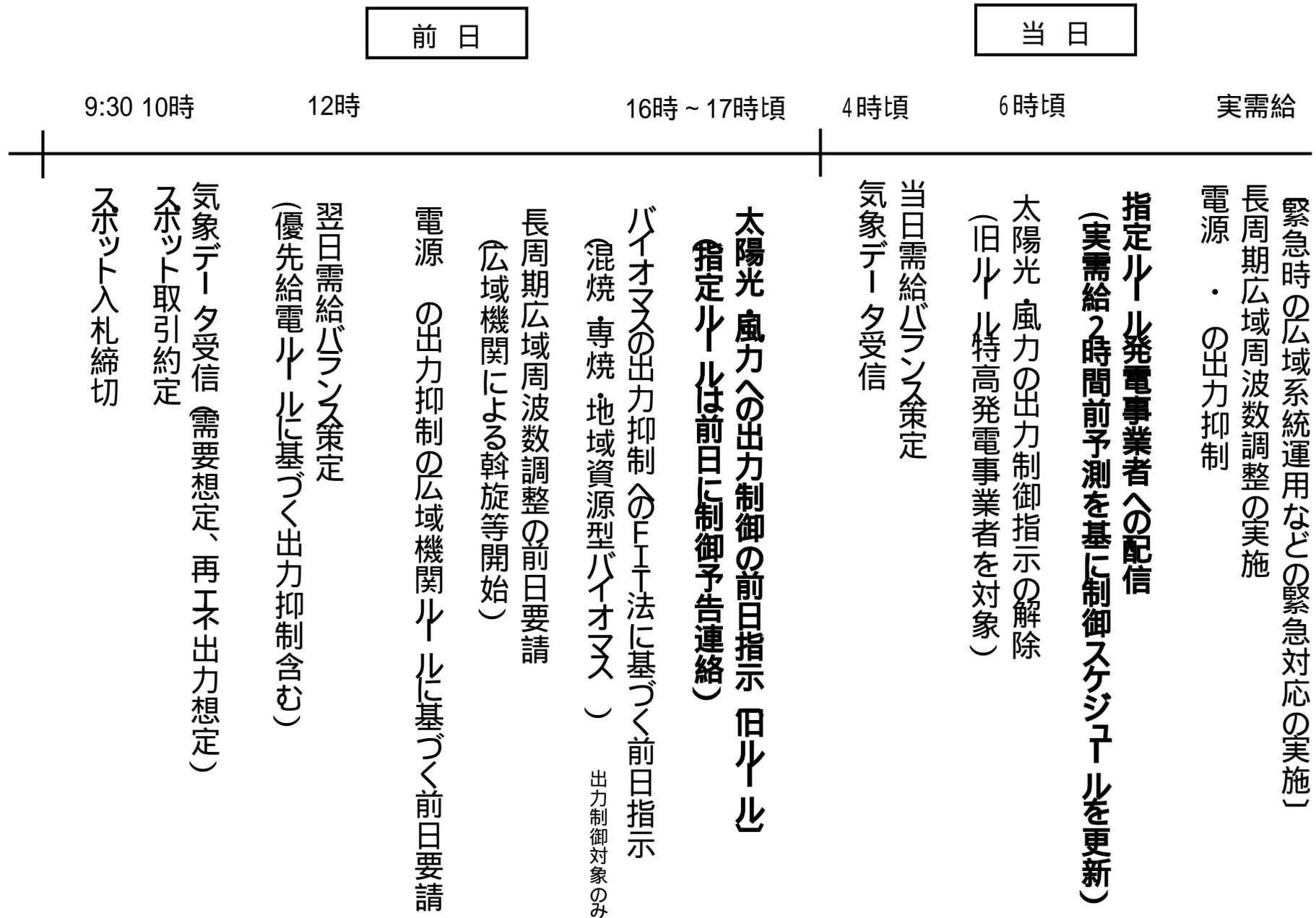
平成28年11月25日

九州電力株式会社

- 1 . 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール
- 2 . 想定誤差を考慮した運用方策
- 3 . 関門連系線の活用方策

1. 優先給電ルールに基づく出力制御スケジュール

2



(1) 想定誤差を考慮した運用の必要性

- 0 再エネの出力制御指示は、FIT法に基づき、前日に実施する必要があり、誤差量の大きい前日時点において再エネの出力値を想定し、優先給電ルールに基づき火力等の出力抑制を最大限考慮したうえで、出力制御量を策定する必要がある。

(現地での手動操作を基本とする旧ルール太陽光の当日指示による操作は困難)

- 0 一方で太陽光出力想定及び需要想定の前日計画と実績には最大で300万kW程度の誤差が発生しており、当日再エネ出力が想定を上回った場合、下げ調整力が不足する。

(太陽光出力が想定を上回る方向(下げ調整)の前日想定との誤差実績)

太陽光出力・需要の合成誤差		太陽光出力のみの誤差	
春期(3～6月)	通期平均	春期(3～6月)	通期平均
160～300万kW (20～37%)	210万kW	150～220万kW (18～28%)	160万kW

(注1)至近2ヵ年(H26/11～H28/10)における11時～14時の各時間平均値の前日想定(10時時点)と実績値と差を分析

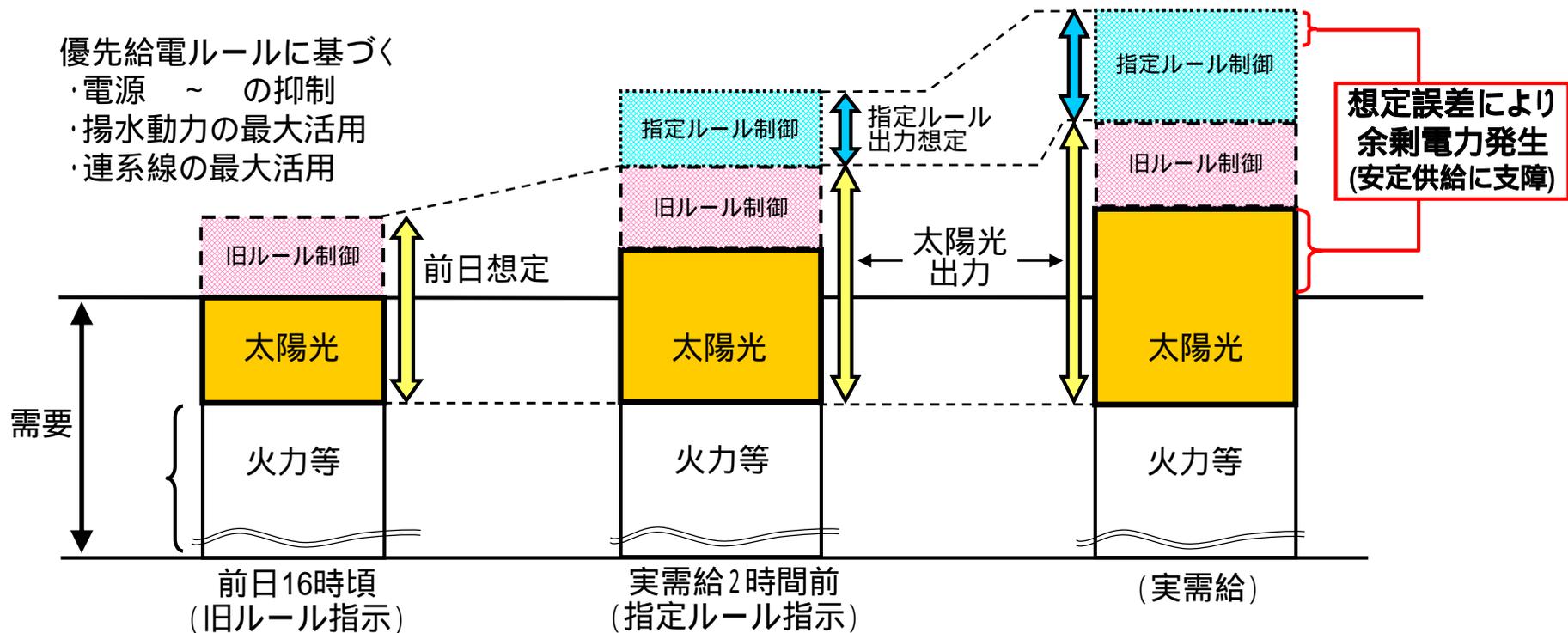
(注2)太陽光817万kW接続時に換算

(注3)()は軽負荷期昼間最低需要相当値800万kWで割った値を示す(太陽光出力想定誤差(月別最大値) / 800万kW)

(2) 想定誤差を考慮した運用

〔想定誤差を考慮しない場合の課題〕

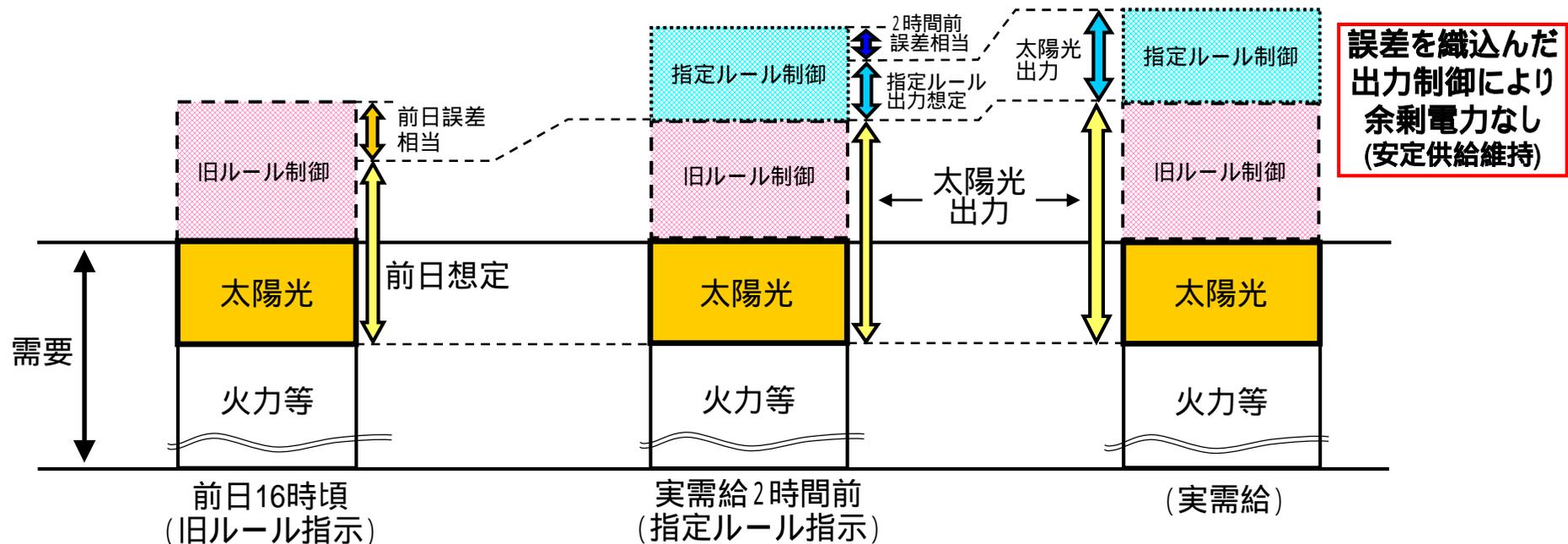
- 再エネの出力想定値を算定し、優先給電ルールに基づき回避措置(火力等の抑制)を行ったうえで、なお発生する余剰電力を出力制御量として設定した場合、実需給時点において再エネ出力が想定を上回ると下げ調整力が不足する。
- なお、再エネ出力が想定を下回る場合は、ピーク需要(点灯時)に備えて確保している供給力により対応。(火力増出力、揚水動力の停止及び揚水発電)



(想定誤差を考慮した運用方策)

- 再エネの出力想定値に出力想定誤差実績相当量を加え算定される余剰電力を出力制御量とすることにより、実需給時点の下げ調整力を確保。
- なお、出力想定誤差実績相当量は、
 - ・旧ルールは前日指示であることから、前日出力想定からの誤差実績相当量。
 - ・指定ルールは、実需給1時間前に出力制御送信(遠隔制御)を行うが、需給バランス策定に要する時間などを考慮し、実需給2時間前の誤差実績相当量。

(前日出力想定時に織り込んだ誤差量相当の上振れが発生した場合)



(3) 想定誤差量の考え方

- 0 下げ調整力確保のために出力制御量算定時に織り込む想定誤差量については、データ数が十分確保できないことから、今回、最大値を使用するものの、データ蓄積に伴い統計的手法への見直しを検討する。
- 0 また、前日想定と実需給2時間前想定、各々の誤差量について、季節毎の気候の違いや曇天時に想定誤差が大きくなる実態を踏まえ、月毎、想定出力帯毎にきめ細かく分析し、設定する。
(中出力が想定される曇天時の出力想定は織り込む誤差量が大きいのなど)
- 0 なお、太陽光出力の想定誤差を小さくする、予測精度の向上に引き続き取り組む。

(参考) 前日及び実需給2時間前想定と実績差

(前日(12時)想定との誤差実績: 予測と実績の差)

上段:最大誤差、下段:データ数 (万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90% ~ >	27 (4)	46 (11)	95 (3)	61 (7)	61 (5)	68 (2)	64 (5)	76 (5)	35 (1)	34 (4)	93 (5)	55 (8)
中出力帯 <67.5 ~ 90%>	108 (8)	157 (10)	154 (9)	113 (9)	130 (8)	85 (16)	109 (15)	103 (13)	139 (11)	111 (13)	83 (5)	143 (15)
中出力帯 <45 ~ 67.5%>	126 (7)	161 (7)	179 (8)	103 (7)	227 (3)	166 (12)	103 (7)	115 (8)	192 (15)	110 (10)	239 (16)	298 (15)
低出力帯 <22.5 ~ 45%>	192 (8)	50 (1)	91 (5)	225 (5)	156 (0)	86 (5)	164 (5)	216 (10)	170 (16)	253 (4)	197 (4)	131 (2)
低出力帯 < ~ 22.5%>	197 (7)	142 (2)	155 (6)	136 (2)	79 (0)	22 (1)	82 (1)	79 (1)	62 (2)	178 (3)	104 (6)	142 (7)

<>は月間最大出力に対する出力率を示す

(注1) データ収集期間: H26 / 11 ~ H28 / 10

(注2) データ数が0の場合は、各出力帯毎の前後月の平均値を使用

(注3) 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は接続量817万kWで換算

(実需給2時間前との想定誤差実績: 予測と実績の差)

上段:最大誤差、下段:データ数 (万kW)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
高出力帯 <90% ~ >	21 (3)	32 (4)	86 (1)	26 (2)	55 (3)	31 (2)	64 (5)	2 (1)	32 (1)	0 (1)	78 (4)	55 (6)
中出力帯 <67.5 ~ 90%>	61 (3)	33 (2)	89 (3)	35 (3)	76 (4)	69 (7)	85 (10)	89 (5)	139 (7)	53 (1)	83 (3)	54 (3)
中出力帯 <45 ~ 67.5%>	126 (3)	84 (1)	102 (5)	50 (2)	141 (2)	58 (10)	72 (5)	100 (4)	136 (6)	65 (5)	175 (6)	150 (4)
低出力帯 <22.5 ~ 45%>	88 (1)	50 (0)	91 (0)	225 (0)	156 (0)	2 (2)	86 (5)	182 (6)	158 (3)	253 (0)	79 (1)	123 (2)
低出力帯 < ~ 22.5%>	174 (2)	142 (0)	148 (2)	136 (0)	79 (0)	22 (0)	48 (1)	79 (0)	62 (0)	137 (1)	104 (3)	124 (1)

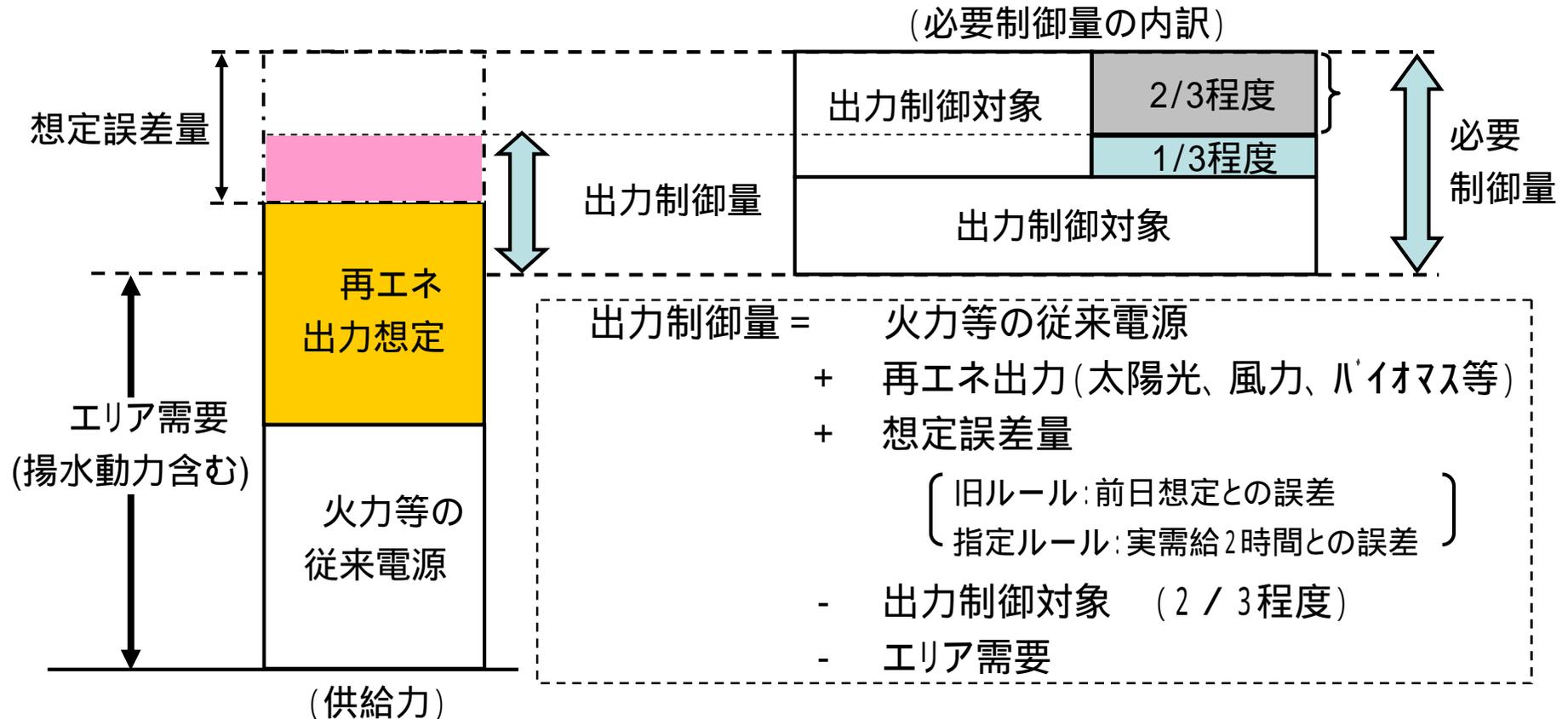
<>は月間最大出力に対する出力率を示す

(注1) データ収集期間: H27 / 8 ~ H28 / 10

(注2) データ数が0の場合は、短期間予測の同月、同出力帯の誤差値を使用

(注3) 太陽光・需要の想定誤差で太陽光誤差は接続量817万kWで換算

(4) 想定誤差を考慮した出力制御量の算定



- ・出力制御対象 : 旧ルール高圧事業者及び特高事業者のうち当日操作に対応できない発電事業者
- ・出力制御対象 : 主任技術者が専任されているなど、短時間で制御可能な旧ルール特高事業者のうち、実需給2時間前から一般送配電事業者の指示に基づき制御することに予め了解を得られた発電事業者(今後、事業者との調整が必要であるが、旧ルール特高事業者の約半分の100万kW程度を想定)

○出力制御対象 については、実運用時点の追加制御量(2 / 3程度)を確保しつつ、年度内において制御上限を最大限活用するよう、1 / 3程度 を制御が必要な日毎に交替制御する。

交替制御による延べ制御日数が90日程度であり、毎回1 / 3づつの交替制御で1事業者あたり年間30日制御

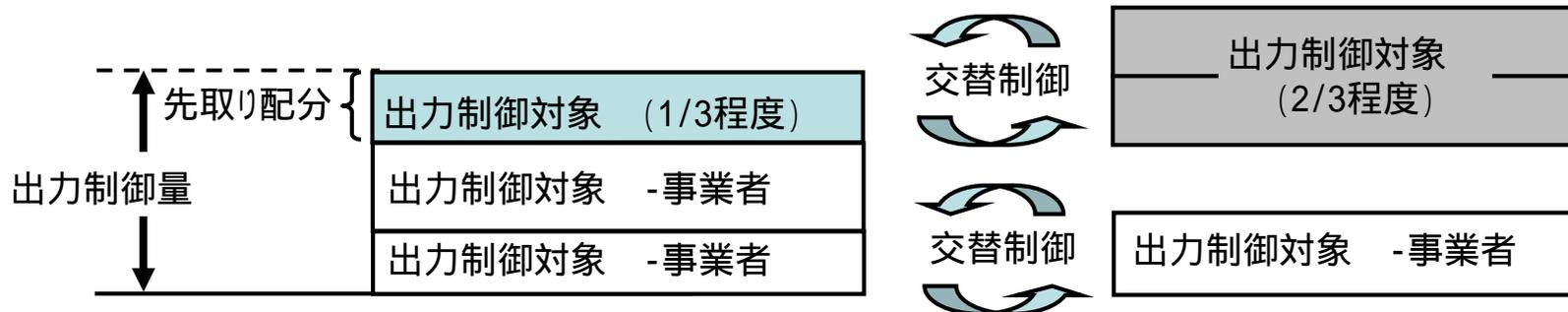
○前日計画時点で誤差を織り込んだ必要制御量に対し、出力制御対象 (1 / 3程度)を先取りして配分、残りの必要制御量を出力制御対象 に配分。

当日運用においては、

- ・当日4時の気象予測等に基づき、出力制御対象 (1 / 3程度)の制御指示を解除。
- ・実需給時点で前日織込誤差を上回る場合は、出力制御対象 (2 / 3程度)を遠隔で出力制御。

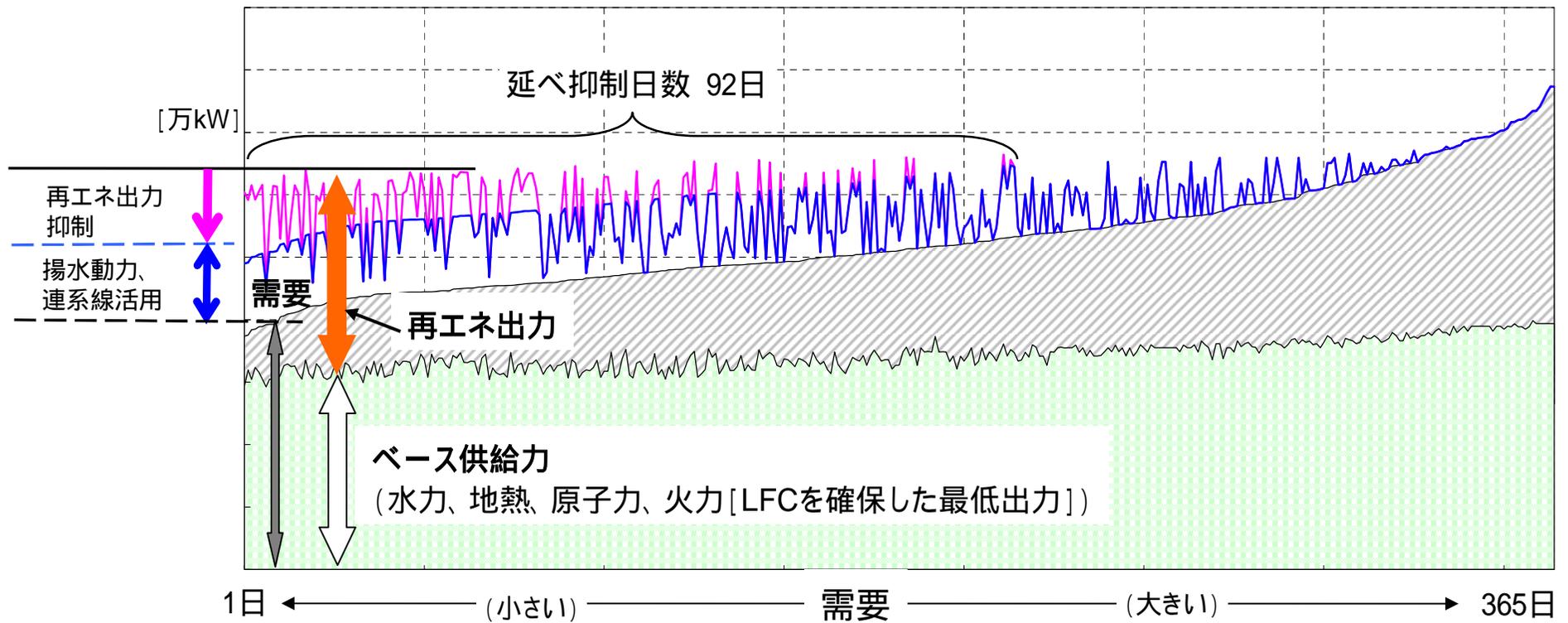
○出力制御対象 の事業者は、前日制御に加え、当日解除や追加制御による制御日数の増減があるが、必要制御量の配分を調整することにより、年度単位で旧ルール事業者間の公平性を確保する。

〔出力制御対象 を先取りした交替制御イメージ〕



{第3回系統WG資料}

【2013年度 デュレーションカーブ (13時断面 × 365日)】



(4) 公平性を考慮した出力制御方法

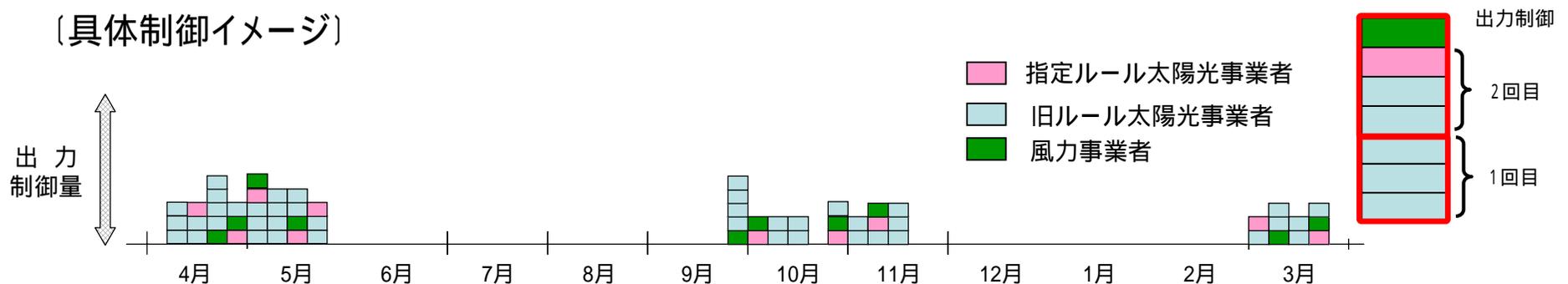
〔基本的な考え方〕

- 出力制御対象事業者の年間出力制御日数が30日に到達するまで(ケース)は、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代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に努める。
- 出力制御対象全ての事業者の年間制御日数が30日に到達した以降(ケース)は、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。
- 上記ケース からケース への切替判断は当該年度の供給計画に基づく出力制御想定に従い、年度当初に判断する。
なお、年度途中の需給状況の変化に伴い、ケース からケース へ切替える必要が発生した場合は、公表のうえ対応する。

〔出力制御対象事業者の年間制御日数が30日上限に到達するまで(ケース)〕

- 太陽光の旧ルールと指定ルール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代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。
- 指定ルール太陽光事業者の制御は、基本として遠隔制御システム導入後は必要時間、必要制御量に応じた一律制御^(注1)とするが、旧ルール太陽光事業者との公平性等を考慮し、必要な時間、停止とする。
- 旧ルール太陽光事業者の制御対象と指定ルール太陽光事業者の低圧10kW以上により、必要制御量を確保し、指定ルール太陽光低圧10kW未満の制御を回避するよう努める。
- 風力事業者についても、太陽光と同様に交替制御を実施する。具体的には必要時間、必要制御量に応じた一律制御^(注1)を基本とするが、全ての発電事業者が等価時間管理による一律制御に移行するまでは、太陽光指定ルール事業者と同様に必要な時間、停止とする。

〔具体制御イメージ〕

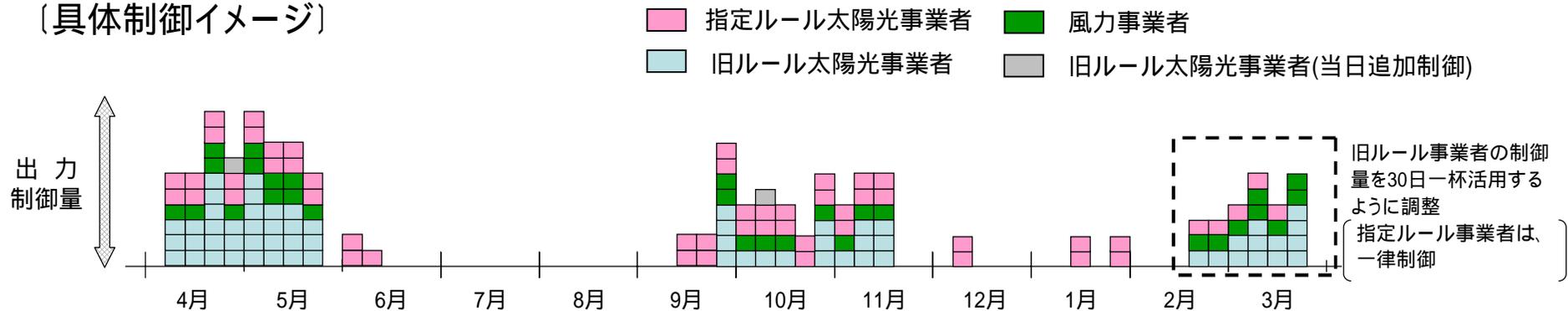


(注1) 全制御対象者に対して、同じ制御パターンにより必要時間、必要制御量の制御を実施

〔出力制御対象事業者の年間制御日数が30日上限に到達した後(ケース)〕

- 0 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、太陽光の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、旧ルール太陽光事業者の出力制御量を30日一杯となるよう調整に努める。
- 0 具体的には、太陽光の旧ルール、指定ルールの各々の接続量に応じ必要制御量を算定し、旧ルール太陽光事業者は交替制御^(注1)、指定ルール太陽光事業者は一律制御^(注2)を実施する。
なお、指定ルール太陽光事業者のうち低圧10kW未満は省令改正(H27.1.26施行)の趣旨を踏まえ、10kW以上太陽光の出力制御が上限一杯となる、昼間帯の制御量不足時や旧ルール太陽光事業者の制御日数が30日上限を超過する場合において制御を実施する。
- 0 風力事業者は、接続量の増加に伴い、夜間の出力制御が主体となるが、出力制御時間に余裕がある場合には、昼間帯を含め出力制御を行う。

〔具体制御イメージ〕

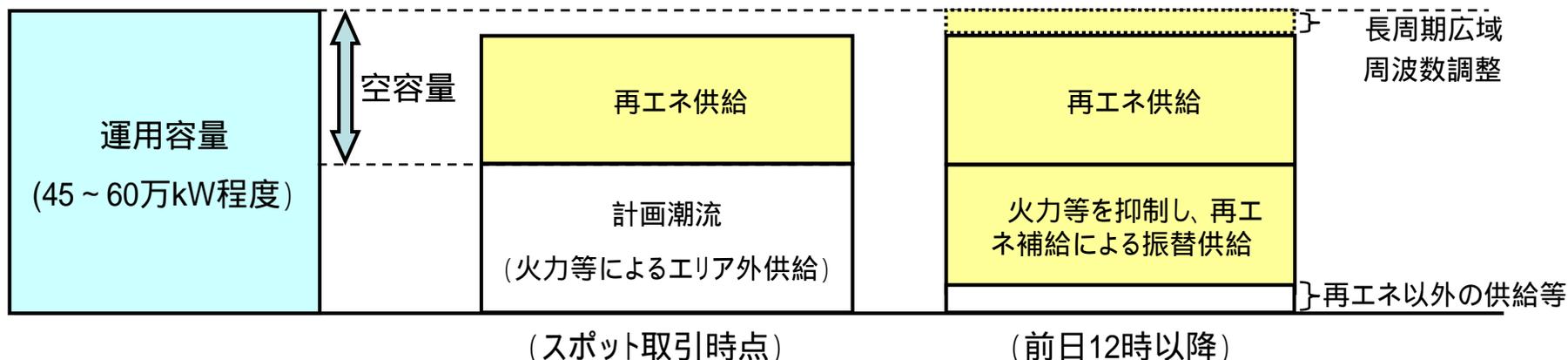


(注1) 必要制御量に対して最低限必要な事業者だけを交替で停止

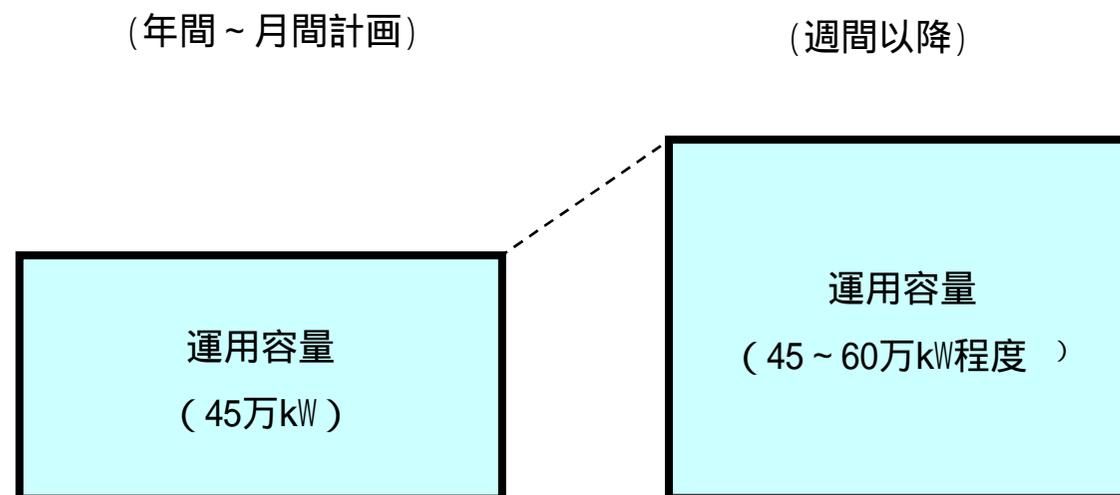
(注2) 全制御対象者に対して、同じ制御パターンにより必要時間、必要制御量の制御を実施

- 関門連系線の運用容量を最大限活用して、再エネ出力を九州エリア外に供給。具体的には、
 - スポット取引で空容量を活用して、再エネ出力を九州エリア外に供給
 - 計画潮流の電源元である火力等を発電契約者等との合意に基づき、一般送配電事業者からの指令で抑制した後、再エネを補給
 - 前日12時時点で空容量がある場合、広域機関の斡旋により、他エリアの火力等を差損のない範囲で抑制し、再エネを供給(長周期広域周波数調整)

〔関門連系線の最大限の活用〕



- ・現在、実運用において、年間・月間計画では、当該期間の最も厳しい断面で運用容量を設定し、週間計画以降は、時間毎の運用容量への見直しを行っている。



:軽負荷期休日の13時平均(H27年度実績)