

●8760hの実績に基づいた 場合の出力制御		追加接続量ケース (対接続可能量257万kW)		
		30万kW	60万kW	90万kW
2013 (最小需要) 264.5万kW	制御日数又は時間	330h	558h	736h
	制御量(百万kWh)	52	172	323
	制御率	15.7%	25.8%	32.2%
2012 (最小需要) 301.9万kW	制御日数又は時間	180h	312h	478h
	制御量(百万kWh)	29	95	216
	制御率	9.0%	14.8%	22.5%
2011 (最小需要) 301.7万kW	制御日数又は時間	204h	315h	478h
	制御量(百万kWh)	38	102	221
	制御率	12.0%	16.4%	23.7%

●2σ方式に基づいた場合の 出力制御		追加接続量ケース (対接続可能量257万kW)			【参考】接続可能量 (257万kW)の枠内	
		30万kW	60万kW	90万kW	旧ルール	新ルール
2013 (最小需要) 264.5万kW	制御日数又は時間	567h	785h	934h	30日	360h
	制御量(百万kWh)	99	263	454	143	83
	制御率	23.7%	31.5%	36.3%	10.0%	15.7%

「平成27年3月4日 第5回系統ワーキンググループ提出資料」

指定電気事業者制度下における 出力制御見通しについて

平成27年3月4日

四国電力株式会社

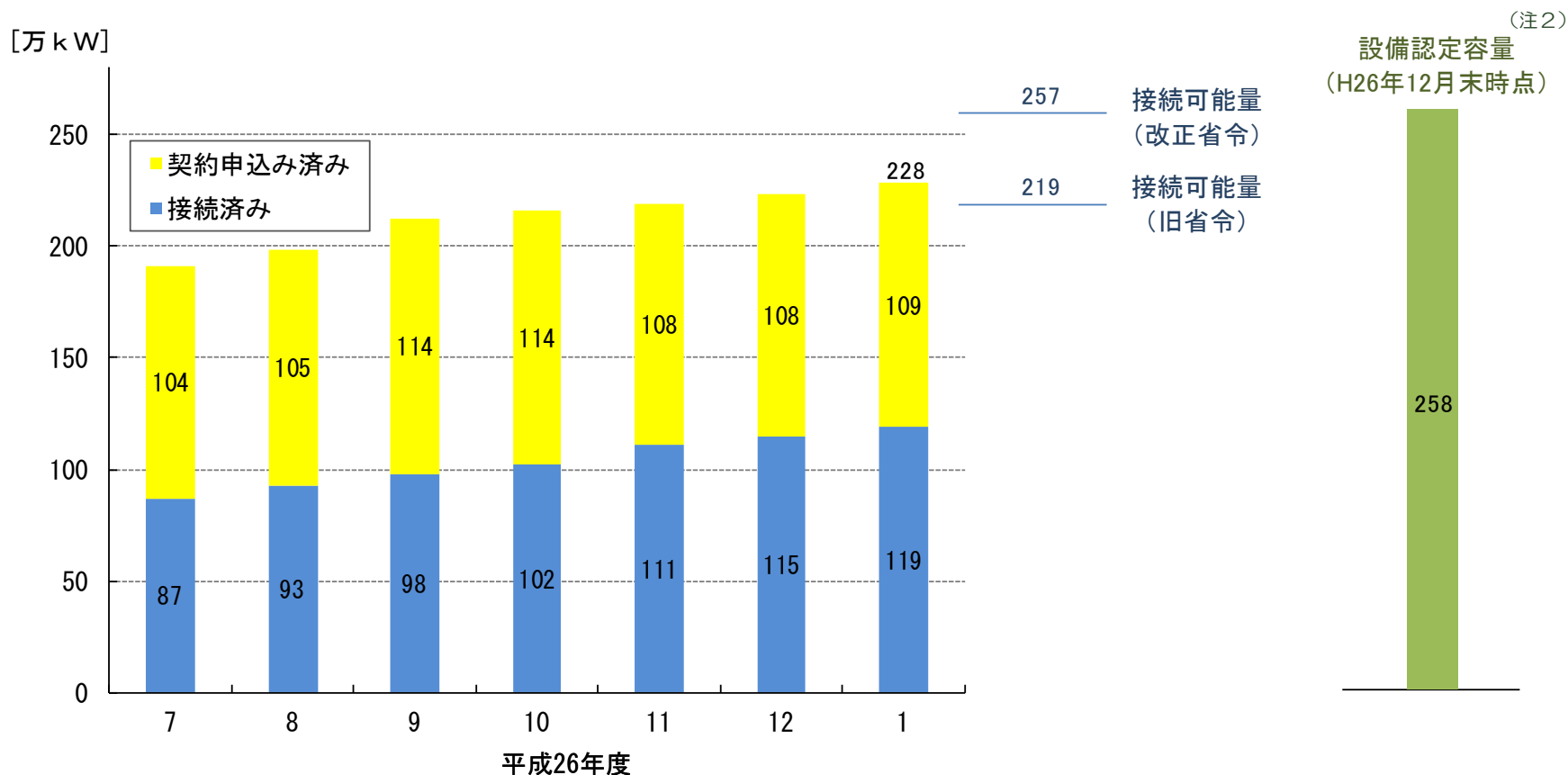
本資料は暫定版であり、今後のWGでの議論を踏まえて変更の可能性があります。

1. はじめに

- 当社は、省令に基づく出力制御ルール(無補償期間30日)における当社および淡路島南部の太陽光発電設備の接続可能量について、219万kWと算定いたしました。
(H26.12.16 第3回 系統WGへ報告)
- H27.1.26施行の改正省令では、再エネの更なる導入拡大策として、
 - ①太陽光・風力の出力制御の対象を500kW未満の設備にも拡大
 - ②無補償での出力制御を日単位の積算(旧ルール:30日)から時間単位の積算に移行(新ルール:太陽光360時間、風力720時間)が導入されたことから、これを反映して算定した結果、接続可能量は38万kW増加し、257万kWとなりました。
- 改正省令に基づく接続可能量257万kWを超過した場合は、指定電気事業者制度の下での受付(指定ルール:無補償の出力制御の制限なし)が可能となる一方で、指定電気事業者に対しては、出力制御の見通しについて公表することが義務付けられていることから、前回(第4回)の系統WG(H27.2.17)でご議論された考え方を踏まえ、出力制御の見通しを算定いたしました。

2. 太陽光発電設備の申込み状況

○平成27年1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228万kWとなっている。

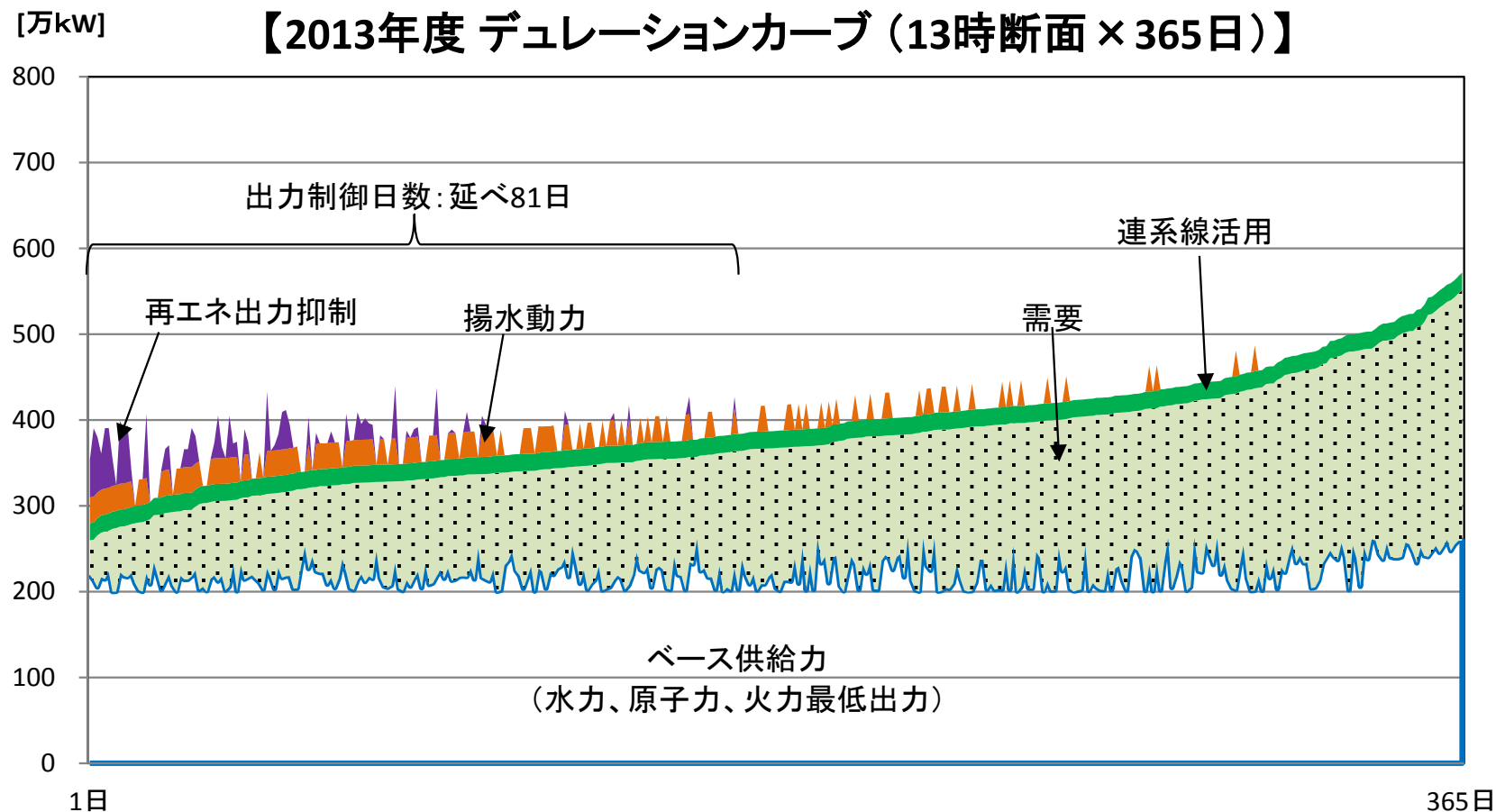


(注1) 当社管内および淡路島南部

(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)

3. 出力制御の発生状況

- 太陽光発電設備が接続可能量257万kW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。



4-1. 公平な出力制御の方法について

○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。

[グループ分け(太陽光発電設備)]

分類	全設備量		内、出力制御対象設備量		グループ分け	
旧ルール	219万kW	旧ルールの接続可能量 219万kW	500kW以上	103万kW	A B C D	(4グループ)
新ルール	38万kW	新ルールの接続可能量 257万kW	10kW以上	32万kW	E	(1グループ)
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	(1グループ)
住宅用	6万kW	新ルールの住宅用	10kW未満	10万kW	Z	(1グループ)
	4万kW	指定ルールの住宅用				

※ 風力についても、太陽光と同じく、旧ルール・新ルール毎にグループ分けし、太陽光と合わせてグループ制御を実施する。

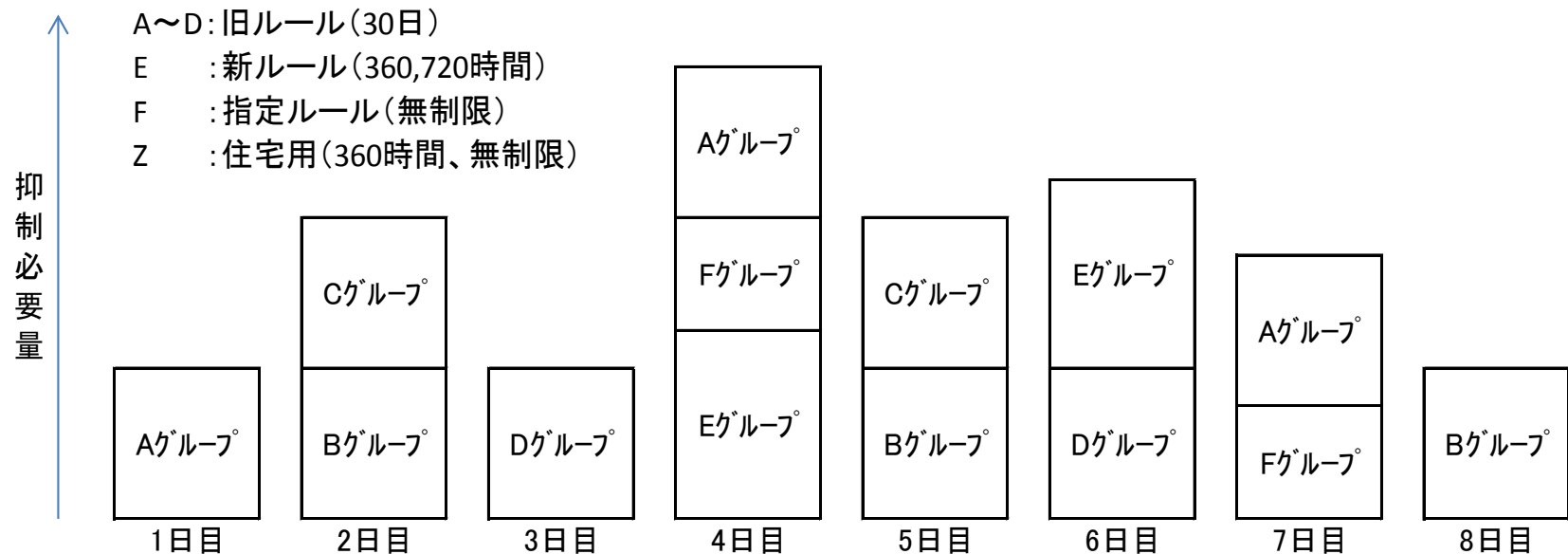
4-2. グループ制御の考え方（ケース1）

<旧ルール・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間に到達するまで>（ケース1）

○旧ルール事業者（A～D）、新ルール事業者（E）、指定ルール事業者（F）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。

[グループ制御のイメージ（ケース1）]



（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。

4-3. みなし日数について (1)

○旧ルールと新ルールの公平性に配慮した制御の考え方

- 旧ルール(日数管理30日)と新ルール(時間管理360時間)において、それぞれの上限に達する日数(時間)の比率が同等となるような制御を行った場合、昼間の太陽光発電がピークとなる時間帯に制御する機会が多い新ルールは、抑制エネルギーが旧ルールより多くなる可能性があるため、「みなし日数」を用いる。

	抑制パターン	全体に対する抑制部分の面積比率	制御量のカウント
旧ルール	<p>全日抑制</p> <p>6時 18時</p>	100%	1日
新ルール	<p>12時間抑制</p> <p>6時 18時</p>	100%	12時間 ↓みなし 1日
	<p>6時間抑制</p> <p>9時 15時</p>	80%※	6時間 ↓みなし 0.8日

は抑制部分

※晴天時の平均カーブより算出

4-4. みなし日数について (2)

○新ルールでの10日の抑制は、「みなし日数」を考慮すると、

- ・12時間抑制を10日行う場合は、(実抑制)120時間 ⇒ (みなし抑制)10日間
- ・6時間抑制を10日行う場合は、(実抑制)60時間 ⇒ (みなし抑制)8日間

となる。※

$$0.8日 \times 10 = 8日$$

抑制時間	みなし日数
12h	1
6h	0.8



・「みなし日数」により可能な範囲で各ルール間の抑制エネルギーの公平性に配慮する。

※ 当面は、予測誤差などを考慮し、「12時間抑制」と「6時間抑制」の2パターンとするが、予測精度や制御技術の向上に関する動向などを見ながら、より合理的な運用について今後検討する。

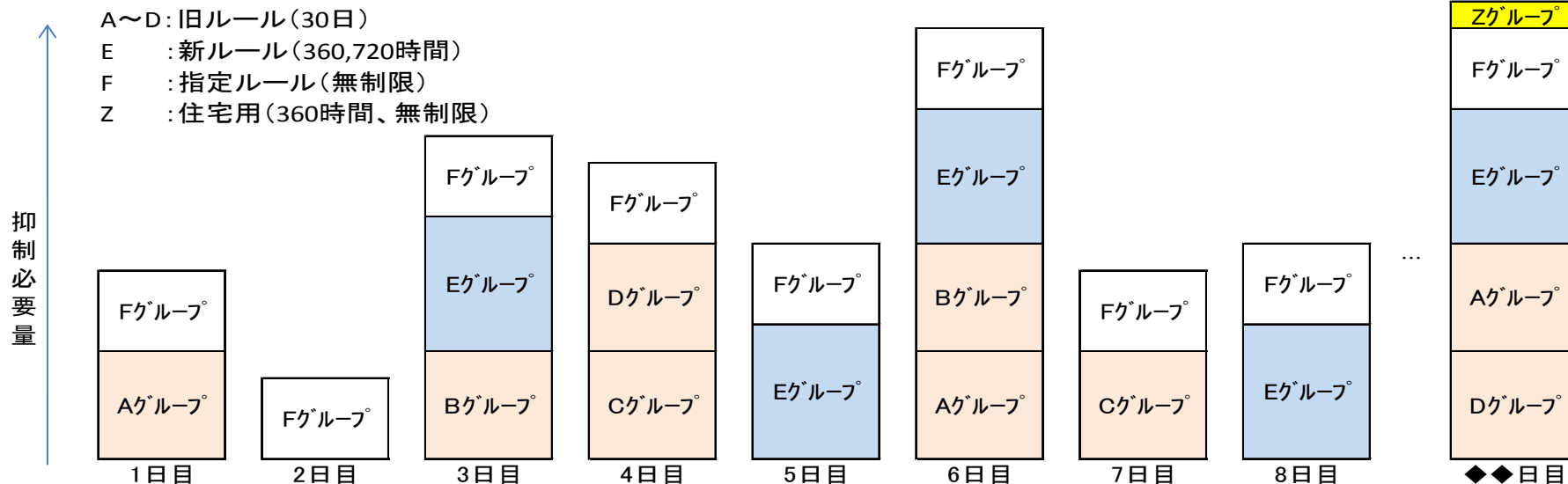
4-6. グループ制御の考え方 (ケース2)

<旧ルール・新ルール事業者の出力制御が30日および360時間に到達した以降> (ケース2)

○旧ルール・新ルール事業者の出力制御については、指定ルール事業者の制御が過剰と
ならないよう、旧ルール事業者は30日、新ルール事業者は360時間を最大限活用する。

- ・年間計画段階では、需要や出水傾向等を踏まえ、旧ルール・新ルール事業者の出力制御
日数・時間が不足しないよう、効果的に配置する。
- ・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)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。

[グループ制御のイメージ(ケース2)]



(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。

5-1. 出力制御見通しの算定における前提条件

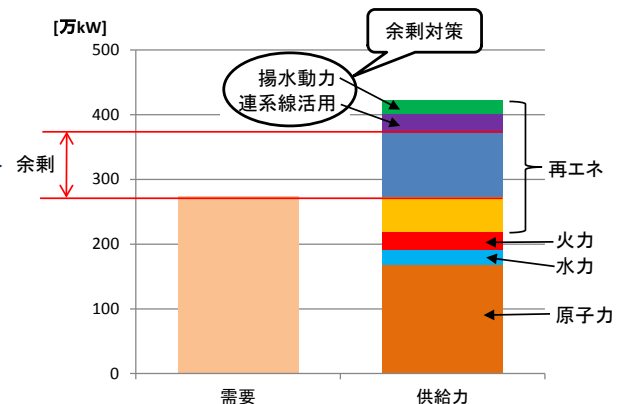
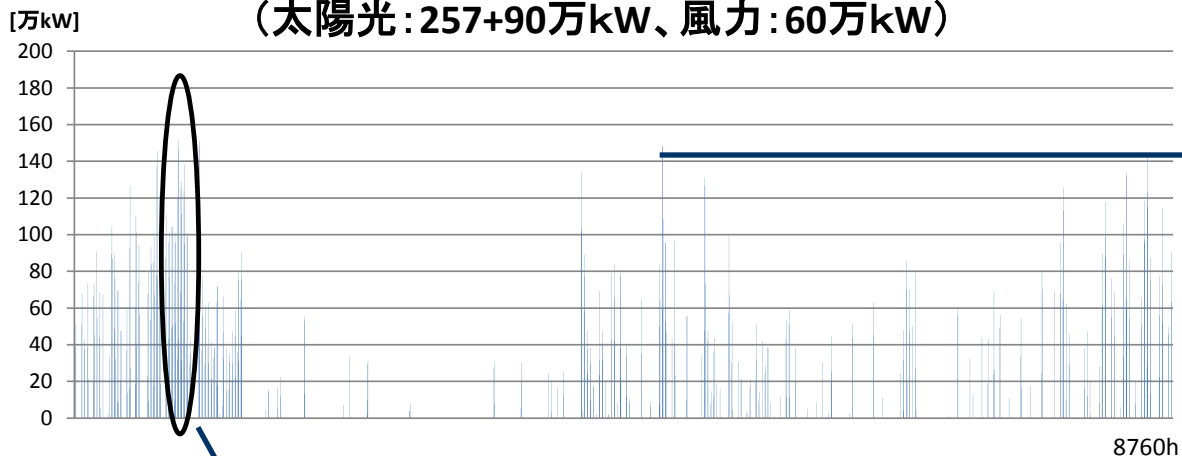
○算定にあたっての前提条件は、昨年12月の接続可能量を算定した際と同じ。

種別	前提条件
一般水力	調整池・貯水池式は需要に応じて調整 利用率:震災前30年平均
原子力	既設設備(伊方1,2,3号)、利用率:震災前30年平均
地熱	該当なし
太陽光	(実績ベース方式) 2011~2013年度における日々の出力実績
風力	(合成2σ方式) 太陽光と風力の合成出力が 晴れの日には各月の2σ相当と想定 曇天・雨天の日には各月の合成平均相当と想定
バイオマス	利用率:2013年度実績
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	連系線空き容量の活用を一定程度織り込み

5-2. 出力制御見通しの算定の方法

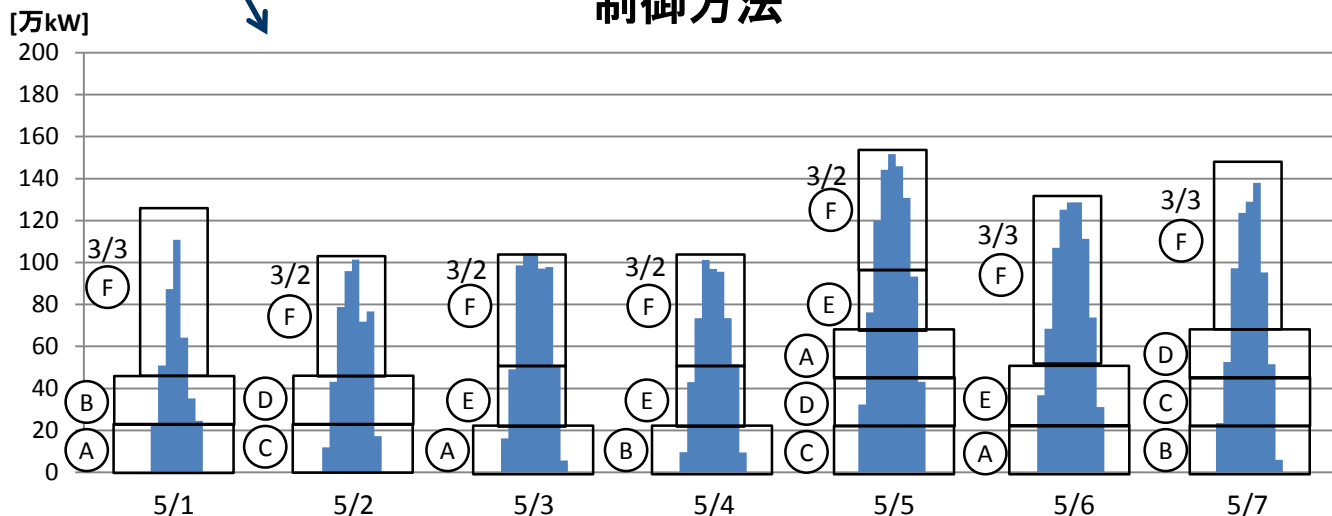
○ 年間8760hに対して需要と供給力の関係から余剰発生量を計算し、前項までで示した制御方法を適用した場合の抑制量(日または時間)を算定する。

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



旧ルール:A~D(日単位制御)
新ルール: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。

6-1. 出力制御見通しの算定結果（実績ベース方式）

○指定電気事業者制度下の追加設備として、新省令における接続可能量257万kWに対し、30万kW刻みで+90万kWまで増加させて算定した結果は以下のとおり。年度毎に、需要や天候によって抑制時間は大きく変動する。

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] 抑制量		
						旧ルール(日)	新ルール(時間)	
実績ベース方式	2011年 ※1 (昼間最低需要 301.7万kW)	+30	204	38	312	12.0	24	222
		+60	315	102	624	16.4	30	312
		+90	478	221	935	23.7	30	360
	2012年 (昼間最低需要 301.9万kW)	+30	180	29	320	9.0	24	192
		+60	312	95	640	14.8	30	318
		+90	478	216	960	22.5	30	360
	2013年 (昼間最低需要 264.5万kW)	+30	330	52	334	15.7	30	330
		+60	558	172	668	25.8	30	360
		+90	736	323	1,003	32.2	30	360

※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(12時)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

6-2. 出力制御見通しの算定結果（合成2σ方式）

○将来的には実績ベース方式での出力制御を目指すが、出力制御方法、出力制御システムが確立するまでの間に出力制御が必要となった場合には、前日指令に従った制御を行う必要がある。この場合の予測誤差を考慮した運用に基づく出力制御の見通しについては以下のとおり。

項目		追加量 (万kW)	抑制時間 (時間)	抑制電力量※ A (GWh)	発電可能電力量※ B (GWh)	抑制率 A/B (%)
合成 2σ 方式	旧省令ルール	(接続量:219)	30日	143	1,428	10.0
	新省令ルール	(接続量:257) +38	360	83	527	15.7
	指定ルール	+30	567	99	416	23.7
		+60	785	263	833	31.5
		+90	934	454	1,249	36.3

※ 抑制対象設備の抑制電力量・発電可能電力量を記載

7. おわりに

- 今回の出力制御見通しの算定は、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、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も期待するとともに、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、出力制御システムなどの技術面やバンキング・ボローイングなどの制度面等の情勢変化、さらには実運用で課題が生じた場合などにおいては、適宜、運用方法の見直しについても検討していきたい。