

再生可能エネルギーの接続可能量算定結果と出力制御見通し

平成27年11月10日
北海道電力株式会社

【 I . 接続可能量の算定】

1. 算定条件の比較 ①

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（供給力算定根拠）】

	2015年度算定値	2014年度算定値
需要	・ 2014年度 実績	・ 2013年度実績
一般水力	・ 1981～2010年度（震災前30年）の設備利用率実績	
原子力	・ 1989～2010年度（震災前21年）の設備利用率実績	
地熱	・ 2013～ 2014年度 の設備利用率実績	・ 2013年度の設備利用率実績
太陽光	・ 2014年度 実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値（晴天日）および平均値（雨天・曇天日）	・ 2013年度実績に基づく、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値（晴天日）および平均値（雨天・曇天日）
風力		
バイオマス	・ 2010～ 2014年度 （至近5カ年）の設備利用率実績等	・ 2009～2013年度（至近5カ年）の設備利用率実績等
火力	<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数調整能力として、系統容量の2%を確保 ・ 需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保 ・ 当日の最大需要に対する必要な予備力を確保 	
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	
地域間連系線の活用	・ 長期的に活用が可能と見込まれる量（5万kW）	

(⇒ 次ページへつづく)

1. 算定条件の比較 ②

○今年度の系統WGにおける算定条件の昨年度との比較は下表のとおり。

【主な算定条件の比較（設備容量、設備利用率）】

	2015年度算定値	2014年度算定値
一般水力	124.7万kW (設備利用率 46.1%)	123.2万kW (設備利用率 46.1%)
原子力	207.0万kW (設備利用率 84.8%)	
地熱	4.8万kW (設備利用率 69.5%)	3.0万kW (設備利用率 65.5%)
太陽光	117万kW※1	
風力	36万kW※2	
バイオマス	12.3万kW (設備利用率 45.6%)	11.9万kW (設備利用率 43.7%)
火力	464.2万kW	
揚水運転	△90.0万kW	

※1 昨年度の系統WGにおいて算出した太陽光発電の接続可能量

※2 地域間連系線の活用を前提としている東京電力との実証試験案件20万kWを除く接続可能量

2. 接続可能量算定のフロー

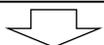
ステップ1

接続可能量算定の検討断面の決定（評価対象とする時点の決定）



ステップ2

検討断面における需要の想定



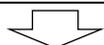
ステップ3

検討断面における出力等の想定（一般水力、原子力、地熱）



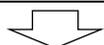
ステップ4

再エネの導入量に応じた出力等の想定



ステップ5

現状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）



接続可能量

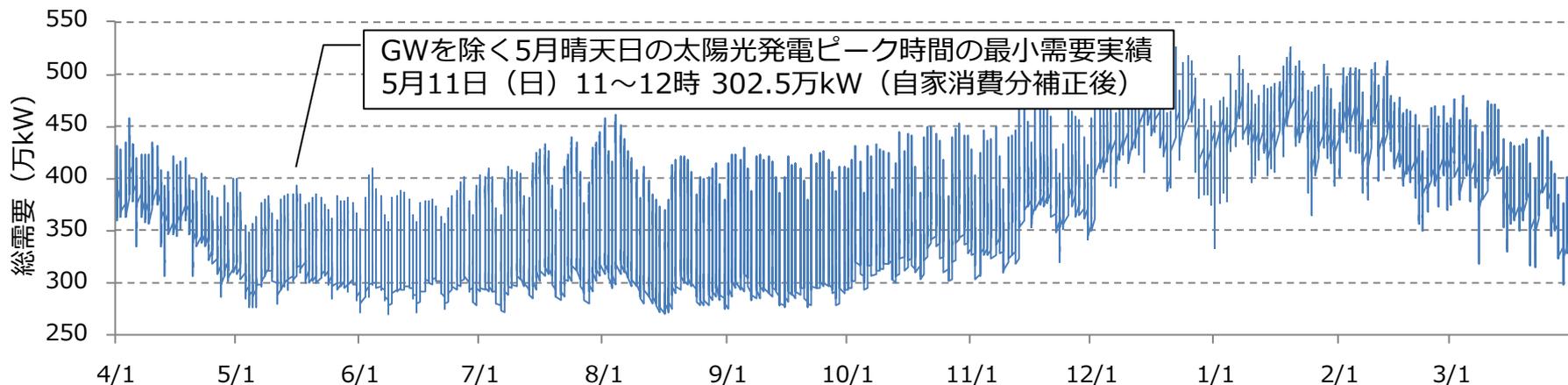
<ステップ1> 検討断面の決定

- 再エネ特措法に基づく調整（回避措置と年間30日等を上限とした太陽光・風力の出力抑制）を考慮するため、8,760時間の各時間において試算を行う。

<ステップ2> 需要の想定

- 需要想定は、2014年度の自社需要実績を用いる。
- 接続可能量の算定作業にあたっては、太陽光発電の自家消費分を補正する。

【2014年度の自社需要実績（発受電端、離島を除く）】



<ステップ3> 一般水力・原子力・地熱出力の想定①

- 一般水力、原子力、地熱は、国産又は準国産エネルギーであり、また、柔軟な出力調整には技術的制約があることから、可能な限り運転することとする。
- 当社管内の各電源の特性や長期的な傾向を反映することとし、当社における震災前30年（30年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用い、設備容量を乗じる（設備利用率×設備容量）こととする。
- ただし、一般水力のうち、貯水池式・調整池式水力については、多少の出力調整が可能であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用をする前提により算定を行う。
- 一般水力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【一般水力の設備利用率と出力の想定（離島を除く）】

	分類		設備利用率	実績算定期間	設備容量※1	出力想定※2
一般水力	自社	流れ込み式	44.8%	1981～2010年度 (震災前30年)	11.4万kW	10.5万kW
		調整池式			66.8万kW	44.4万kW
		貯水池式			7.7万kW	0万kW
	他社※3		49.6%		38.8万kW	24.8万kW
	計		46.1%		124.7万kW	79.7万kW

※1 接続検討申込済みおよび平成27年度供給計画に個別計上済みに相当する分を含む。

※2 GWを除く5月晴天日の11～12時における最小需要実績発生時（5月11日11～12時）の想定値であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用（出力調整）を考慮。

※3 震災前30カ年の発電所別実績が一部確認できず、分類毎に設備利用率を算定できないことから、一括で出力を想定。

<ステップ3> 一般水力・原子力・地熱出力の想定②

○原子力の過去の設備利用率実績と出力の想定は下表のとおり。

【原子力の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率	実績算定期間	出力想定
原子力	泊	1	57.9万kW	84.8%	1989～2010年度※ (震災前21年)	175.5万kW
		2	57.9万kW			
		3	91.2万kW			

※1989年6月に泊発電所が営業運転を開始。

○地熱については、道内の主要設備である森発電所において、認可出力の変更を伴う改修工事（2012年9月、5万kW→2.5万kW）を実施していることから、これを運転開始に準じて扱い、2013～2014年度の設備利用率実績を用いる。

【地熱の設備利用率実績と出力の想定】

	発電所	号機	設備容量	設備利用率※2	実績算定期間	出力想定
地熱	森	—	2.5万kW	69.5%	2013～2014年度	3.4万kW
	他社 (6箇所)	—	2.3万kW※1			

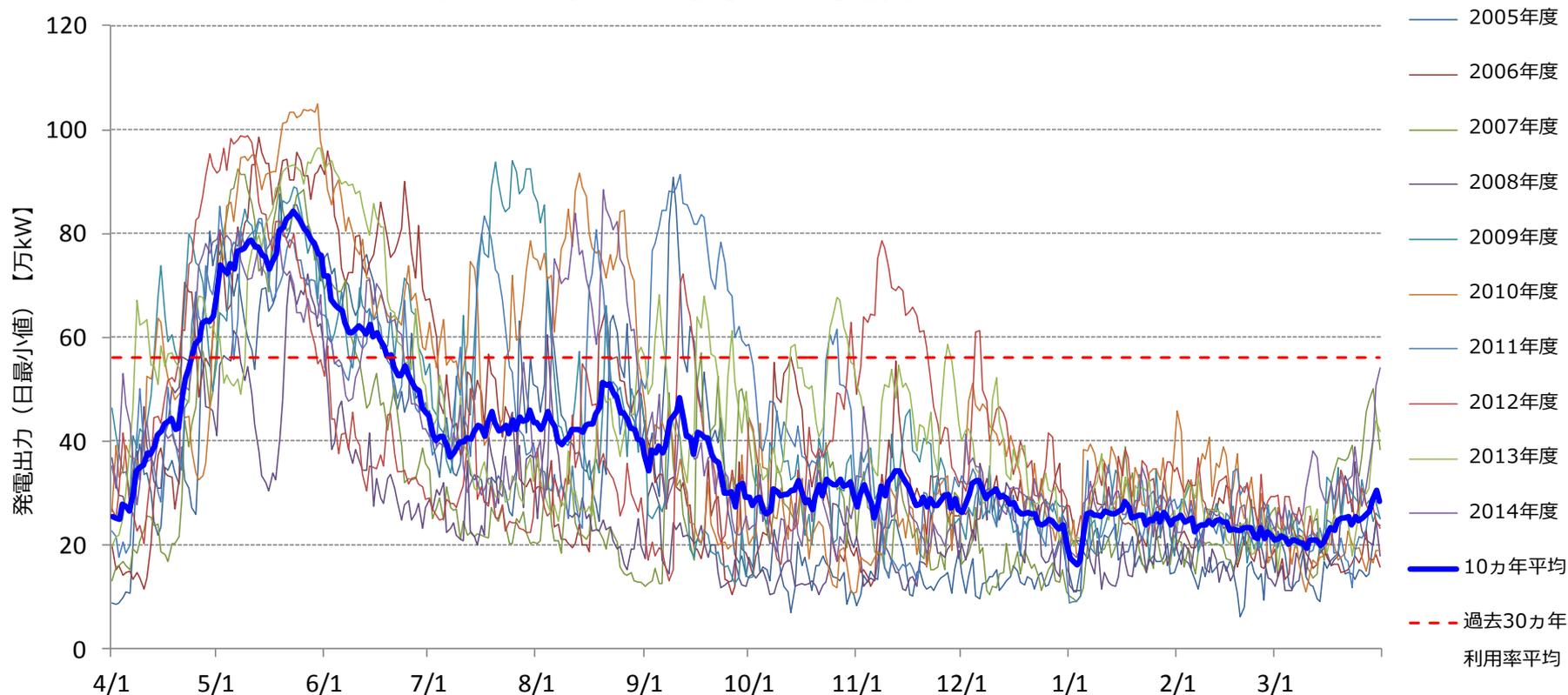
※1 接続検討申込済みに相当する分を含む。

※2 設備利用率は、森発電所の実績（他社設備は全て2014年度以降の運転開始）。

(参考) 一般水力出力の想定①

- 一般水力のうち、貯水池式水力と調整池式水力は調整用電源としての活用が可能であり、今回の検討では、太陽光発電のピーク時間となる昼間帯の出力調整を考慮（従来は需要が減少する早朝に最小値となるように調整）。
- 一方、北海道では4月から6月にかけて、融雪出水により一般水力の出力が大きく増加するため、出力調整を行っても、毎日の出力の最小値は過去30カ年の設備利用率平均を大きく上回る状況。

【過去10カ年の一般水力の発電実績（日最小値）】



(参考) 一般水力出力の想定②

○晴天日の太陽光発電ピーク時間（11～12時）において、各月の最小需要実績発生時の一般水力の出力想定は下表のとおり。

【一般水力の各月の出力想定（単位：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
自社	流れ込み式	8.0	10.5	10.0	8.9	8.5	7.9	7.7	7.4	6.5	5.6	5.2	5.0
	調整池式	19.6	44.4	38.7	19.1	19.8	15.0	14.4	12.1	9.4	8.5	8.4	8.4
	貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社		17.3	24.8	21.4	16.5	16.7	12.7	13.4	14.8	13.6	12.2	11.6	11.7
合計		44.9	79.7	70.1	44.5	45.0	35.6	35.5	34.3	29.5	26.2	25.2	25.0

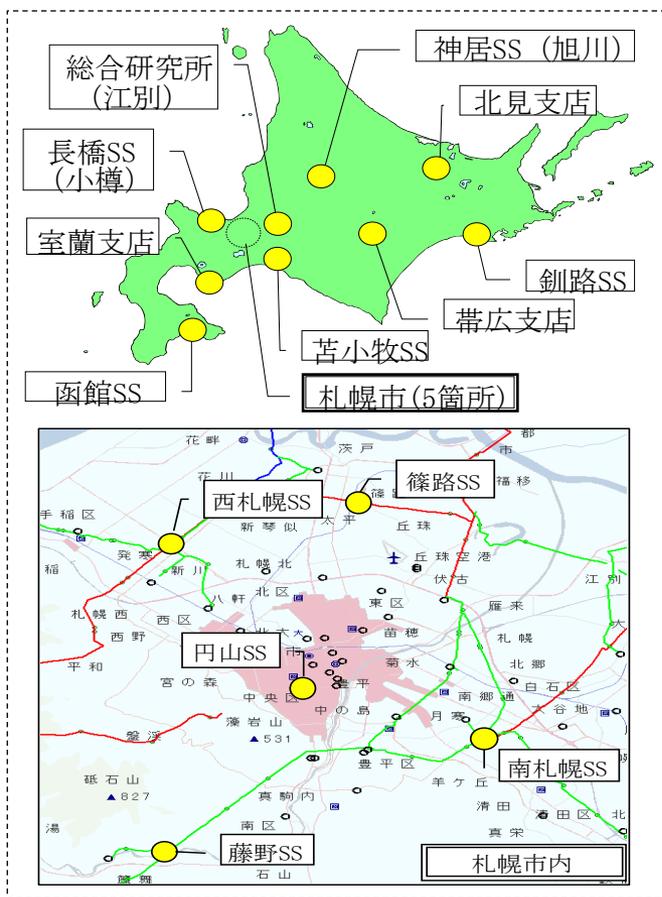
※1 特殊日（GW、お盆期間、年末年始）を除く晴天日の11～12時における最小需要実績発生時の想定値であり、再生可能エネルギーの発電状況に応じた運用（出力調整）を考慮。

※2 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<ステップ4> 再エネ出力の想定

《太陽光》

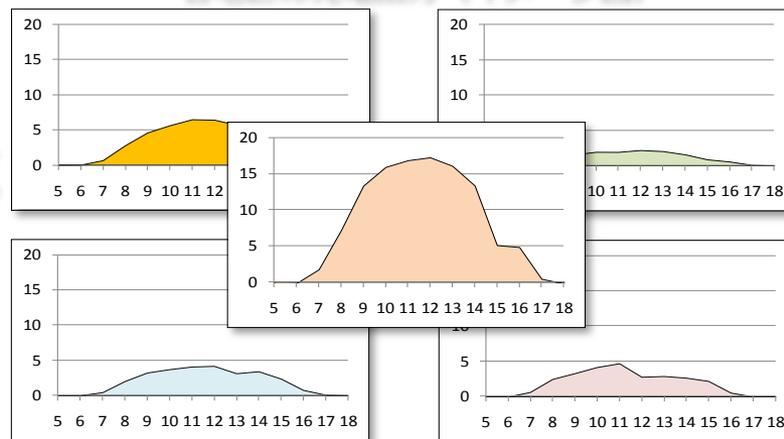
- 分散型新エネルギー大量導入促進系統安定対策事業（PV300実証事業）で設置した北海道内各地区の日射量計の日射計データから、月別に各地区（14地区）の太陽光発電の出力を推定。
- 系統連系申込み等の状況から、太陽光発電の導入量を地区別に想定し、各地区の出力を加重平均することによって、北海道エリア全体の太陽光発電の出力を想定。



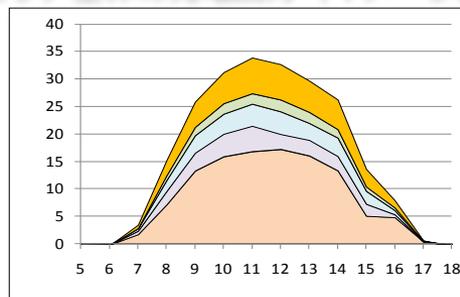
日射計
データ



各地区の発電出力（イメージ図）



エリア全体の発電出力（イメージ図）



<ステップ4> 再エネ出力の想定

《風力》

- リアルタイムで実績を収集している北海道内の特別高圧連系発電所（発電所数20箇所、設備容量28.4万kW）の発電実績合計から、北海道エリア全体の風力発電の出力を想定。
- 導入想定量は、当社が公表している接続可能量36万kW（地域間連系線の活用を前提としている東京電力との実証試験案件20万kWを除く）を超える接続検討申込があることから、風力発電の導入量を36万kWと想定。

【北海道エリア全体の太陽光発電出力実績（1時間平均値）※1】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	93%	90%	88%	83%	86%	87%	84%	74%	67%	78%	87%	92%
2σ値※2	92%	89%	87%	82%	84%	85%	84%	68%	67%	72%	86%	87%
平均値	73%	60%	53%	58%	53%	57%	50%	45%	46%	50%	56%	55%

※1 2014年度の日射量実績による推計値であり、各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※2 各月の2σ値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日の実績のうち2番目に大きな値）。

【北海道エリア全体の風力発電出力実績（1時間平均値）※3】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	73%	71%	53%	55%	63%	56%	60%	64%	75%	74%	74%	78%
2σ値※4	60%	56%	46%	43%	52%	38%	52%	58%	67%	65%	68%	61%
平均値	28%	27%	22%	18%	17%	15%	23%	24%	36%	30%	28%	28%

※3 2014年度の特別高圧連系発電所の発電実績の合計。

※4 各月の2σ値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日×24時間の実績のうち33番目に大きな値）。

<ステップ4> 再エネ出力の想定

《太陽光と風力の合成》

- 太陽光発電と風力発電が同時に最大出力となる可能性は極めて低く、それぞれの最大出力を2 σ 評価し合計する方法では、再エネ電源の出力を過大に評価している可能性があるため、太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、月毎に各時間帯（24時間）の最大出力を抽出し、太陽光発電と風力発電の合成最大出力モデルとする。なお、最大出力については、過大評価とならないよう2 σ 評価を行う。
- また、少なくとも雨天や曇天の日は、太陽光発電が出力抑制が必要となるような高出力を発生する頻度は少ないと予測されるため、「天気による区別」を行う。
- 太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値（晴天日）および平均値（雨天・曇天日）を計算した結果は、下表のとおり。

【北海道エリア全体の太陽光発電と風力発電の合成出力想定（1時間平均値）※1,2,3】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
最大値	75%	69%	67%	65%	69%	63%	65%	61%	62%	61%	69%	72%
2 σ 値※4	72%	66%	66%	65%	59%	54%	59%	60%	59%	55%	65%	64%
平均値	64%	53%	45%	48%	45%	48%	44%	40%	44%	45%	49%	50%

※1 2014年度実績による合成出力であり、kWh制約を評価するため、日電力量が最大値または2 σ 値となるように合成した値。太陽光発電は日射量計による推計値、風力発電は特別高圧連系発電所の発電実績を用いて試算。

※2 太陽光発電と風力発電の設備容量は、以下のとおり仮定。

・太陽光発電：117万kW（昨年度の系統WGにおける接続可能量）

・風力発電：36万kW（東京電力との実証試験案件20万kWを除く接続可能量）

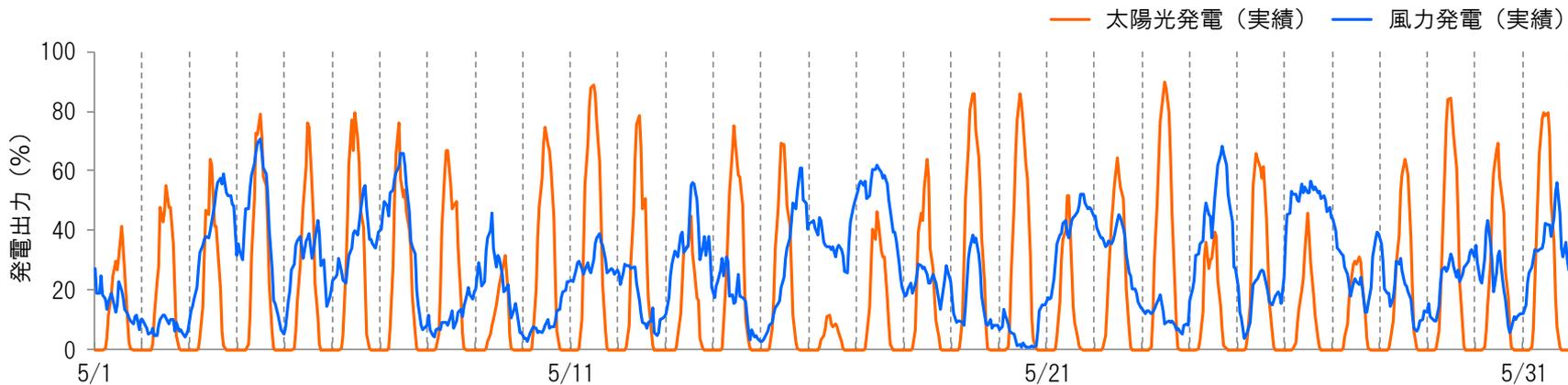
※3 各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※4 各月の2 σ 値に相当する値（月の日数が30日の場合、30日の実績のうち2番目に大きな値）。

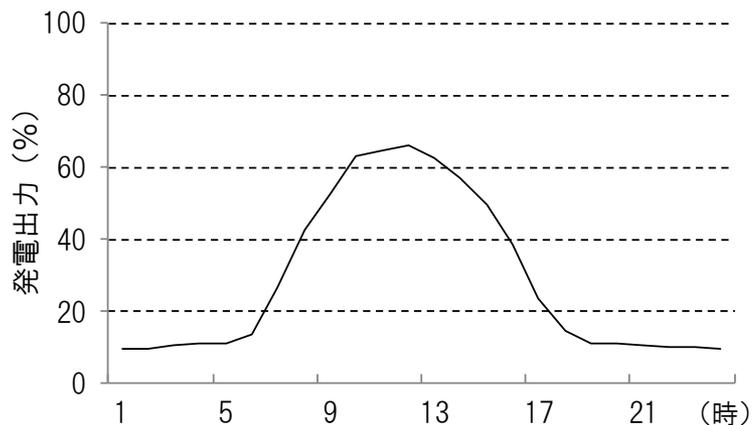
(参考) 太陽光と風力の合成出力の想定 ①

○太陽光発電と風力発電の8760時間の合成出力を算定し、各月の各時間帯の合成出力の2 σ 値および平均値を計算。

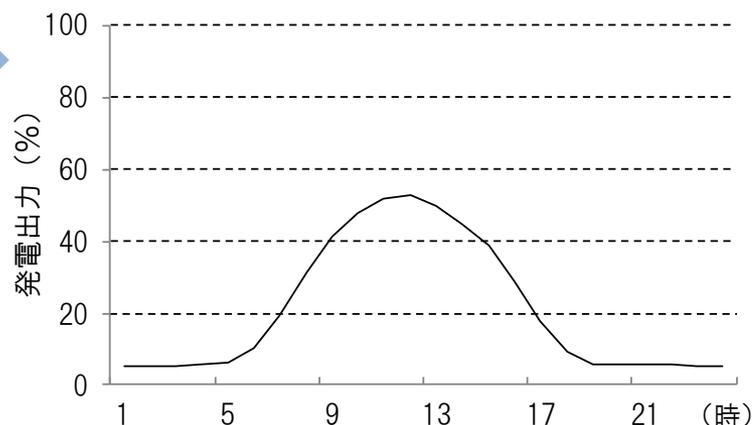
【太陽光発電と風力発電の出力実績 (2014年5月)】



【合成出力の2 σ 値 (晴天日)】



【合成出力の平均値 (曇天・雨天日)】

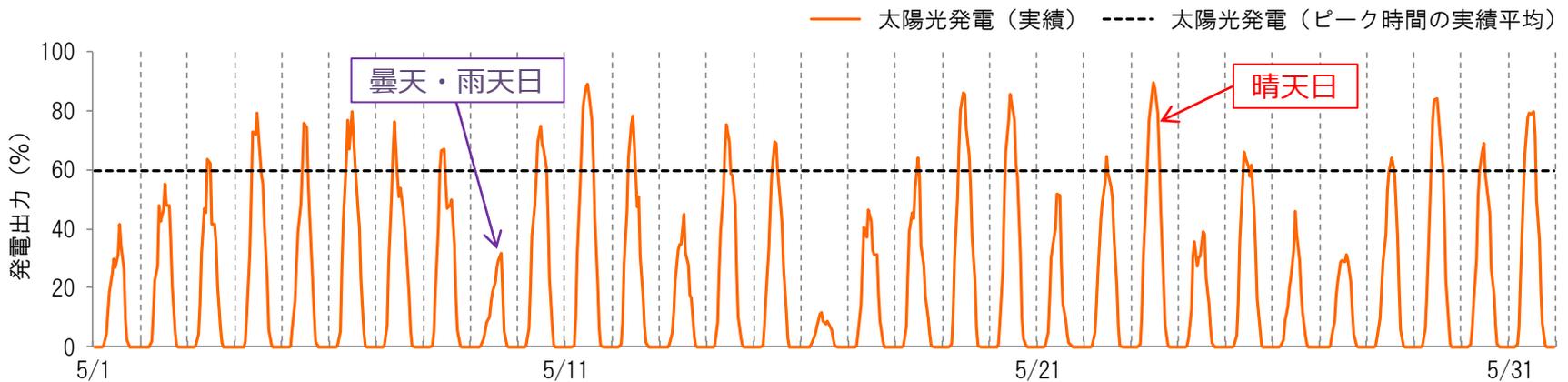


(⇒ 次ページへつづく)

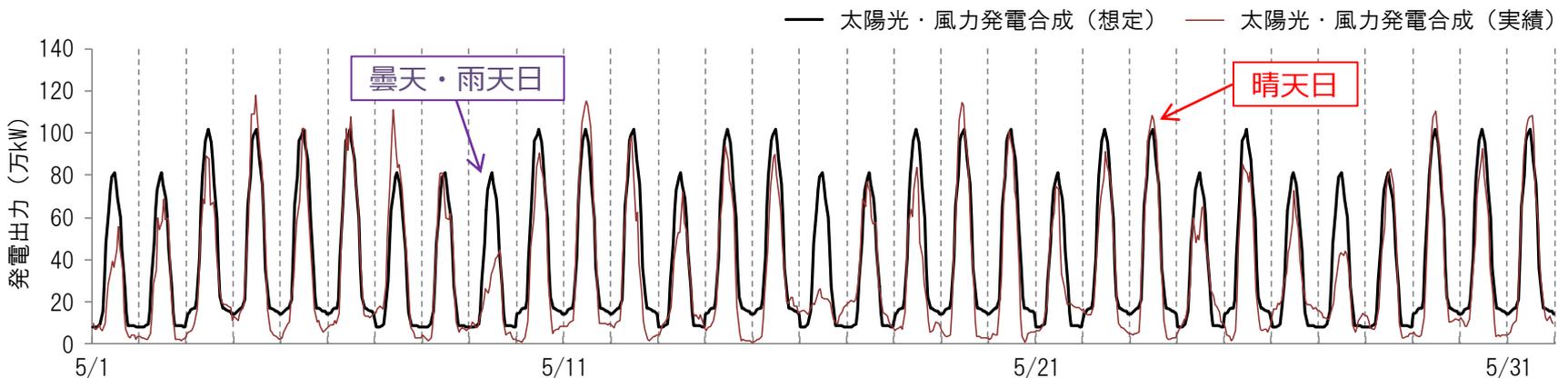
(参考) 太陽光と風力の合成出力の想定 ②

○太陽光発電のピーク時間（11～12時）において、太陽光発電出力が月平均値を下回る日を「曇天・雨天」の日として区分し、「晴天」の日は 2σ 値、「曇天・雨天」の日は平均値と想定。

【太陽光発電の出力実績（2014年5月）】



【太陽光と風力の合成出力想定】



<ステップ5> 回避措置（火力出力の想定）

○火力出力の想定にあたっては、以下の点を考慮。

- ・周波数調整能力として、系統容量の2%を確保する。
- ・需給調整（負荷追従）や系統運用（電圧調整）を考慮して、少なくとも、苫東厚真発電所2台、知内発電所1台の運転を確保する（運転中の設備トラブル等による1台停止を考慮）。
- ・当日の最大需要に対する必要な予備力を確保する（北本連系設備からの受電を最大限考慮の上、最大機相当の予備力を確保）。

○他社火力については、給電停止とする。

【当社火力発電設備の仕様（内燃力・ガスタービンを除く）】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	
石炭火力	奈井江	1	17.5	6.0	5.5
		2	17.5	6.0	5.5
	砂川	3	12.5	5.5	5.5
		4	12.5	4.5	4.5
	苫東厚真	1	35.0	10.5	10.5
		2	60.0	18.0	9.0
		4	70.0	10.5	10.5

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	
石油火力	苫小牧	1	25.0	5.0	5.0
	伊達	1	35.0	7.5	7.5
		2	35.0	7.5	7.5
	知内	1	35.0	9.0	4.0
		2	35.0	10.5	5.3

※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※2 苫東厚真2号機および4号機、知内2号機を最低限運転が必要なユニットと想定（最低出力の合計39万kW）。

【他社火力発電設備の仕様】

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)	
共同火力	苫小牧共同	3	25.0	12.5	5.0

※1 最低出力は連続的に出力調整が可能な範囲の最低値。

※2 入札電源は中央給電指令所から出力調整を実施していない（前日通告に基づく運転）。

発電所	受給電力 (万kW)	下限出力 (万kW)	
入札電源	新日鐵住金室蘭製鉄所	10.0	受給停止可能
	日本製紙釧路工場	8.0	
	出光興産北海道製油所	1.5	

<ステップ5> 回避措置（バイオマス出力の想定）

- バイオマスについては、以下のとおり出力を想定。
 - ・木質バイオマスは実績データが乏しいため、運転開始前案件は事業者想定値を用いる。
 - ・メタン発酵ガスは、固定価格買取制度開始以降に接続した案件（以下、FIT開始後案件）の設備利用率実績が他と比較して高いことから、固定価格買取制度開始以降の案件は、FIT開始後案件の利用率実績平均を用いる。
 - ・上記以外は、至近年の設備利用率実績平均を用いる。
- また、バイオマスは安定的に発電可能でkWhでの最大導入にも資すること、酪農等が盛んな北海道では地域活性化に果たす役割も大きいことから、事前検討の一部に相当する分を設備容量に織り込み想定。
- 地域資源バイオマスに該当しないと想定される案件は、給電停止とする。

【バイオマス発電の出力想定】

	設備容量※2	設備利用率	実績算定期間等	出力想定
バイオマス全般※1	6.5万kW	19.6%	2010～2014年度（至近5カ年）	1.3万kW
木質バイオマスのうち運転開始前案件	2.4万kW	79.3%	事業者想定値（平均値）	1.9万kW
メタン発酵ガスのうちFIT開始以降の接続案件	3.3万kW	70.9%	2012～2014年度（至近3カ年）	2.4万kW
計	12.3万kW			5.6万kW

※1 木質バイオマスのうち運転開始前案件、メタン発酵ガスのうちFIT開始以降の接続案件を除く。

※2 接続検討申込済みおよび事前検討の一部に相当する分を含む。

<ステップ5> 回避措置（揚水式水力の揚水運転）

- 揚水式水力は、出力抑制ルールに従い、昼間の揚水動力として最大限運転する。
- 揚水式水力での調整にはkWとkWhの制約がある。従って、再エネ電源の出力が下げ代を超過する場合、①超過分出力を揚水運転の出力で調整可能か（kWの制約）、②出力面では調整可能な場合でも、その発電量を受け入れる貯水池に余裕があるか（kWhの制約）の二つを考慮し、接続可能量を算定する。
- 運転可能台数は、点検・補修または設備トラブル等による1台停止を考慮して、6台のうち5台（最大機の京極1台を除く揚水動力67万kW）を織り込む。

【当社揚水式水力発電設備の仕様】

発電所	認可出力 (万kW)	揚水動力 (万kW)	揚水可能量 (万kWh)	揚水可能時間 (時間)
新冠 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	20.0 (10.0+10.0)	76※1	3.8
高見 1・2号機	20.0 (10.0+10.0)	24.0 (10.0+14.0)	87※1	3.6
京極 1・2号機	40.0 (20.0+20.0)	46.0 (23.0+23.0)	400※2	8.7

※1 混合揚水（新冠・高見）の揚水可能量は、下流の発電状況により変化することから、2009～2010年度（泊3号機試運転開始～震災前）の日量実績の2σ値から算出。

※2 電源脱落時の供給力対策として最低限必要な発電量を確保。

<ステップ5> 地域間連系線の活用

- 地域間連系線を活用し、より広域的な運用を行うことで、再エネの接続可能量を増加させることが可能。
- 現時点で長期的に活用が可能と見込まれる量として、5万kWの地域間連系線の活用を想定し、接続可能量の算定条件として織り込む。

地域間連系線の活用量（5万kW）＝ 北本連系設備の運用容量（60万kW）

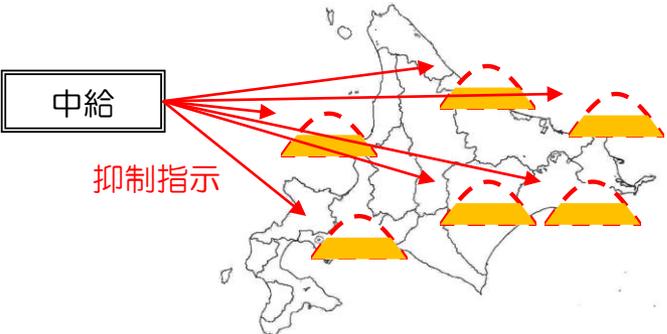
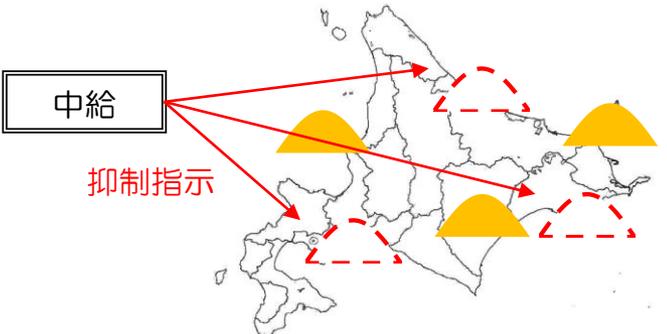
－ マージン（50万kW）

－ 他の事業者による利用（2013～2014年度最大実績：5万kW）

<ステップ5> 30日の出力抑制

- 旧ルールの太陽光、風力については、30日までの出力抑制を無補償で行うことが可能。出力抑制は、原則、前日までの通告により、日数単位で行われる。
- 接続可能量の算定にあたっては、この30日までの出力抑制を織り込む。
- 全ての発電所の出力を一律に抑制するのではなく、日ごとに順番を入れ替えて、必要量に応じて抑制することにより、発電所あたりの出力抑制日数を低減する方式を織り込む。

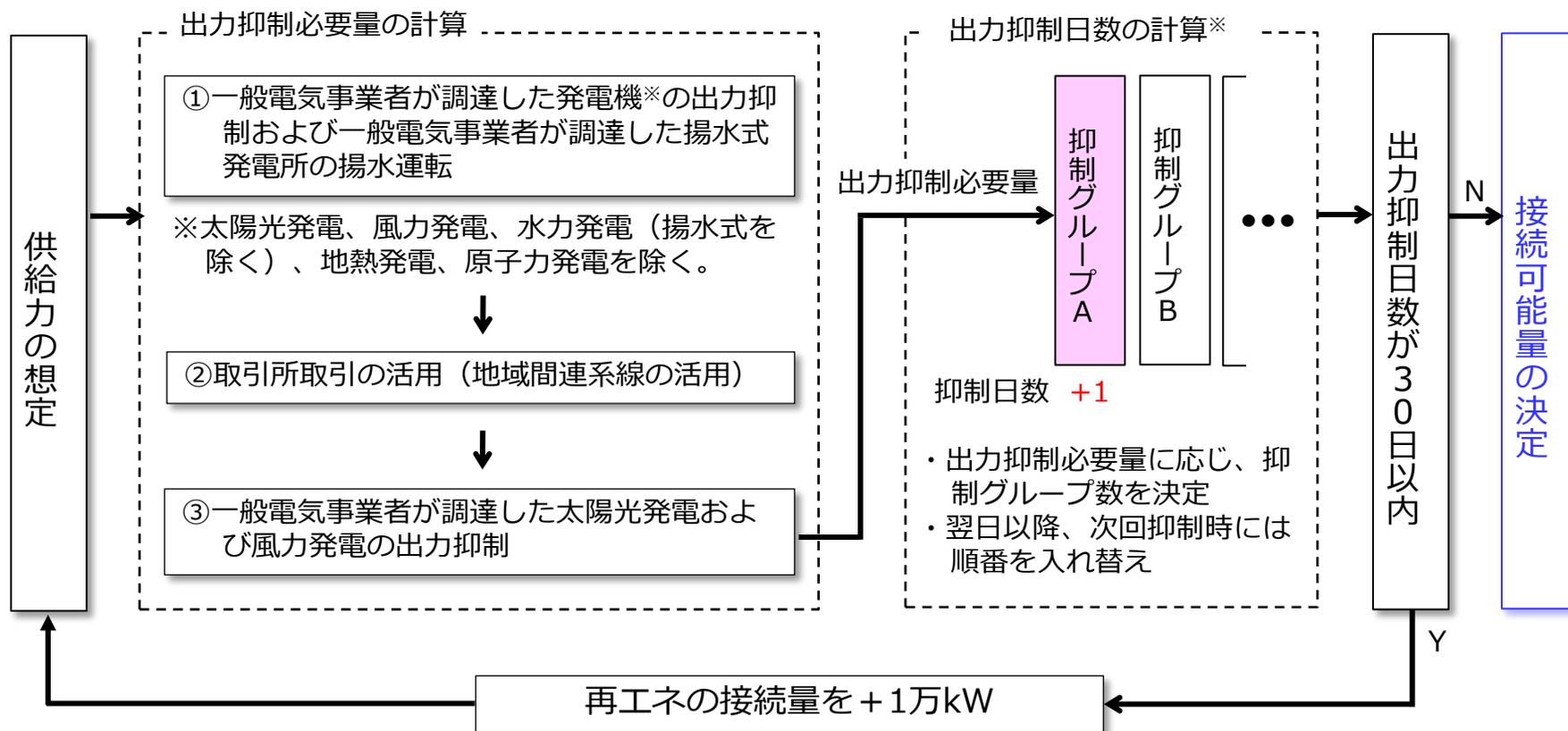
【太陽光・風力の出力抑制方法の比較】

一律抑制	必要量に応じて抑制
<p data-bbox="127 819 513 851">全発電所を一律に部分抑制</p>  <p data-bbox="272 1025 401 1056">抑制指示</p> <p data-bbox="150 1210 880 1315">・全事業者に一律で抑制を指示するため、運用は比較的容易であるが、発電所あたりの出力抑制日数は増加</p>	<p data-bbox="1006 819 1744 851">日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量抑制</p>  <p data-bbox="1145 1025 1275 1056">抑制指示</p> <p data-bbox="1010 1210 1740 1315">・グループ毎に抑制を指示するため、運用はやや複雑（専用システムを構築して対応）となるが、発電所あたりの出力抑制日数は減少</p>

接続可能量の算定

- ステップ1～5の内容に基づき、各時間の太陽光発電及び風力発電の出力抑制必要量を算出し、抑制グループ毎の抑制日数を計算。
- 再エネの接続量を変数とし、抑制グループ毎の年間出力抑制日数が30日（新ルール of 風力発電は720時間）以内となる接続量の最大値を探索し、接続可能量を算定。

【接続可能量算定の流れ】



※ 2015年度の算定においては、風力発電の制御グループが夜間に出力制御する場合には、昼間も優先的に出力制御するように制御方法を見直した。

3. 算定結果（出力制御日数）

- 昨年度の系統WGにおいて算定した接続可能量（太陽光発電 117万kW、風力発電 36万kW[地域間連系線の活用を前提としている東京電力との実証試験案件20万kWを除く]）を前提に、今年度の試算条件で出力制御日数を算出した結果は下表のとおり。

【再エネの出力制御日数】

	2015年度算定値	昨年度（2014年12月）算出時
30日ルール案件の出力制御日数	64日	30日

- 月別の出力制御日数は下表のとおり。4月～6月（融雪出水期）に出力制御の日数が増加。

【月別の出力制御日数】

月	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	年間
2015年度算定値	9	30	21	0	4	0	0	0	0	0	0	0	64
昨年度（2014年12月）算出時	1	16	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30

3. 算定結果（太陽光発電の接続可能量）

- 2015年度算定値では、出力制御日数を年間30日以内を前提とする場合、太陽光発電の接続可能量はゼロに減少（風力発電は36万kW[東京電力との実証試験案件20万kWを除く]を前提）
- 2015年度算定値では、太陽光発電の接続可能量はゼロに減少するが、30日等出力制御枠は、昨年度の系統WGにおいて算定した接続可能量である117万kWとしたい。

【太陽光発電の接続可能量】

	需要等のデータ諸元	風力の接続量	太陽光発電の接続可能量
2015年度算定値	2014年度ベース	36万kW	0
2014年度算定値	2013年度ベース	36万kW	117万kW

3. 算定結果（風力発電の接続可能量）

- 風力発電の接続可能量算定にあたっては、現行制度に基づく風力出力制御に加え、日本風力発電協会（JWPA）が提案する風力発電の出力制御※1によるケースについても算定。
- 2015年度算定値では、出力制御日数を年間30日以内を前提とする場合、風力発電の接続可能量はゼロに減少（太陽光発電は117万kWを前提）
- 2015年度算定値では、風力発電の接続可能量はゼロとなるが、30日等出力制御枠は、昨年度の系統WGにおいて太陽光発電の接続可能量117万kWを算定した際的前提条件である36万kWとしたい。

※1 旧ルール（30日ルール）の既存設備についても新ルール（720時間ルール）を遡及適用したうえで、エリア内の全風力発電を一律に同じ抑制率で制御し、部分制御考慮時間（例：定格容量に対して70%までの部分制御とする場合、出力制御時間を0.3時間とみなす）を適用

【風力発電の接続可能量】

	データ 諸元	太陽光の 接続量 [万kW]	風力制御 方法	風力発電の接続 可能量※2 [万kW]		制御日数 [日]※3	制御時 間[h]※3	部分制御 考慮時 間[h]※3	制御電力 量[百万 kWh]※3	発電可能 量[百万 kWh]※3	制御率 [%]※3
2015年 度算定値	2014 年度 ベース	117	現行制度	0		64	—	—	136	1095	12.4
			JWPA 提案	0		88	1337	1249	129	1095	11.8
2014年 度算定値	2013 年度 ベース	117	現行制度	56		30	—	—	38	1144	3.3
				旧:36 新:20	58	710	—	27	638	4.2	
			JWPA 提案	59		52	819	718	77	1877	4.1

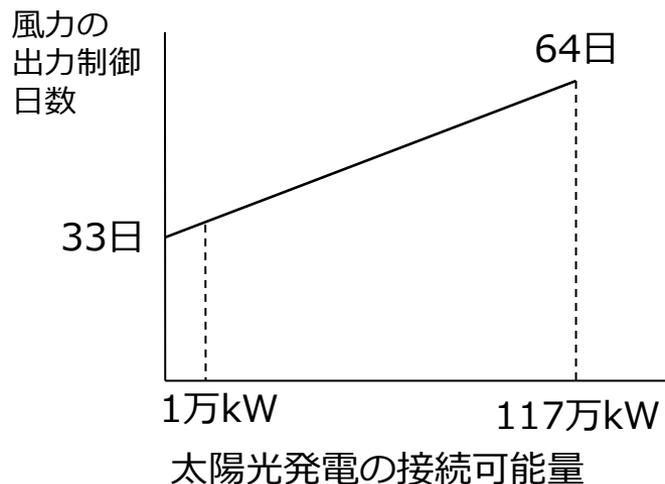
※2 東京電力との実証試験案件20万kWを除く接続可能量

※3 2015年度算定値においては、風力発電の接続可能量が0となるため、制御日数、制御時間等は
風力発電36万kWを前提として算定

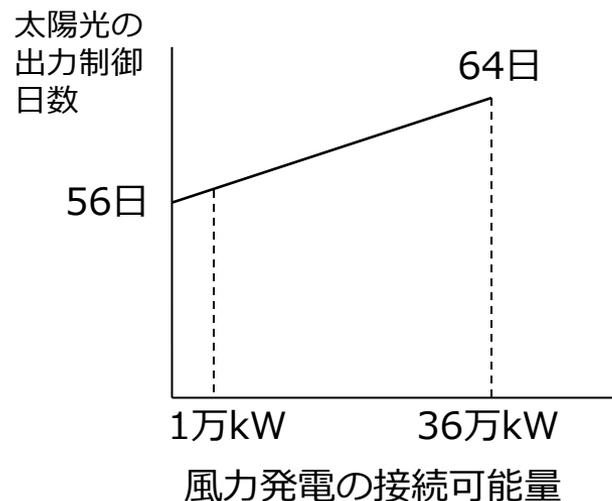
(参考) 太陽光発電、風力発電の接続可能量と出力制御日数の関係

- 2015年度算定値では、需要の減少等に伴い、左図のように、風力発電36万kWを前提として太陽光発電の接続可能量を増加させると、太陽光発電がゼロの時点でも風力発電の出力制御日数は33日となる。太陽光発電の接続可能量を117万kWまで増加させると出力制御日数は64日に増加する。(太陽光発電が1万kWでも出力制御日数は33日以上となる。)
- 同様に、右図のように、太陽光発電117万kWを前提として風力発電の接続可能量を増加させると、風力発電がゼロの時点でも太陽光発電の出力制御日数は56日となる。風力発電の接続可能量を36万kWまで増加させると出力制御日数は64日に増加する。(風力発電が1万kWでも出力制御日数は56日以上となる。)
- 太陽光、風力を公平に出力制御する観点から、太陽光発電の接続可能量117万kW、風力発電の接続可能量36万kWの場合には、それぞれ64日の出力制御日数となる。

【風力の出力制御日数】
(風力発電36万kWを前提)



【太陽光の出力制御日数】
(太陽光発電117万kWを前提)

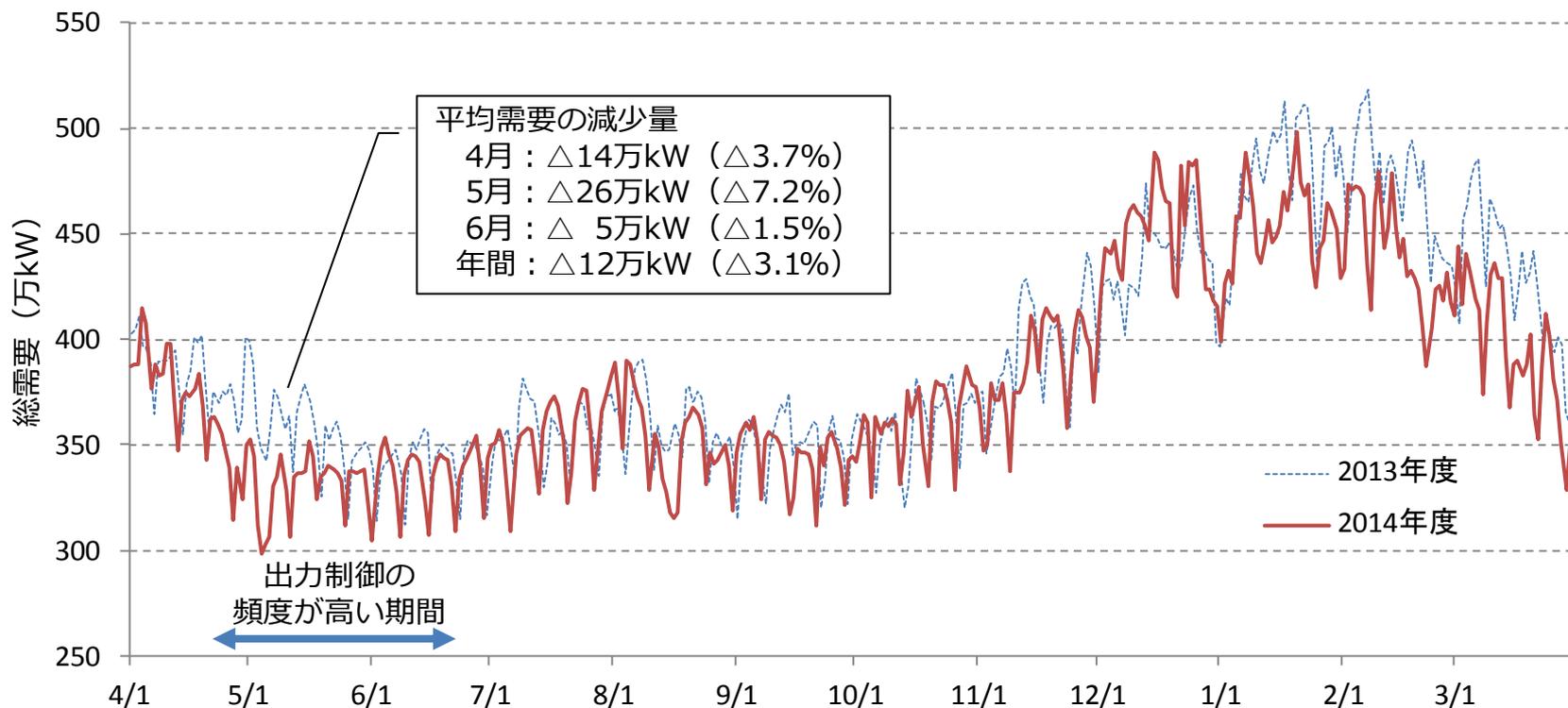


4. 出力制御日数が増加する理由①

<需要の減少>

- 2014年度は、2013年度と比較して出力制御の頻度が高い4月～6月の需要が大幅に減少。この影響により出力制御日数が大幅に増加した。

【日平均需要の比較】

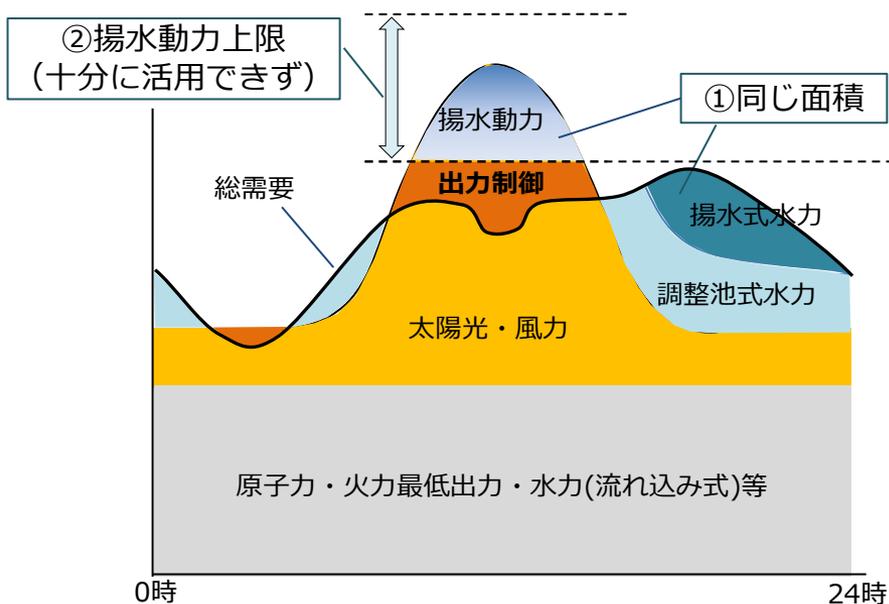


4. 出力制御日数が増加する理由②

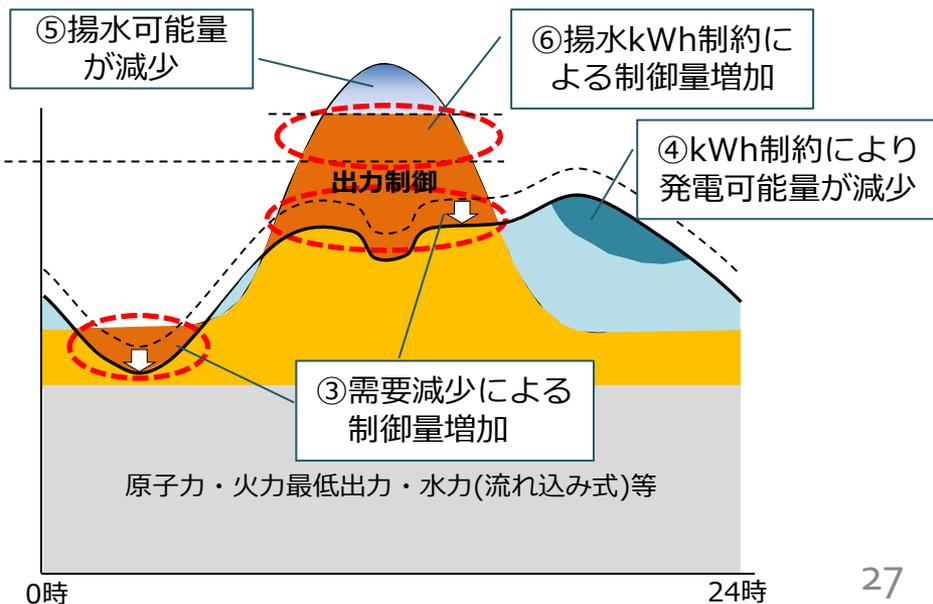
<揚水式水力のkWh制約>

- ①揚水式水力は池容量（揚水で汲み上げた水を発電で使い切る）を考慮のうえ最大限活用を図る
- ②需給バランス上、夜間も火力が最低出力となり発電可能量（kWh）が限られるため、揚水動力（kW）を十分に活用できない状況（kWh制約）
- ③需要が減少すると、減少分に応じて出力制御量が増加
- ④需要が減少すると、kWh制約により揚水式水力の発電可能量が減少
- ⑤発電可能量の減少に伴い揚水可能量が減少
- ⑥さらに出力制御量が増加

【軽負荷日のロードカーブイメージ】



【左図の需要が減少した場合のイメージ】



5. 出力制御日数の増加への対応

- 今回の試算結果では、2014年度の需要が昨年度の試算の前提となった2013年度の需要と比較して大幅に減少した影響等により、30日ルール of 太陽光発電、風力発電の出力制御日数が大幅に増加する見通し（30日⇒64日）となり、30日を超える出力制御による補償費用の発生が懸念される状況。
- 今年度の需要は、昨年度に比べさらに減少していることや、今後の地熱やバイオマスの導入量の増加を考慮すると、出力制御日数が2015年度算定値以上に増加する可能性がある。
- 実運用段階においては、再生可能エネルギーの優先給電ルールに基づき、太陽光発電、風力発電の出力制御に先立ち、卸電力取引所における取引を活用することにより、出力制御日数の低減を図っていく。
- 出力制御に伴う補償費用の負担について、再生可能エネルギーの導入が進む地域の事業者のみがリスクを負うことがないよう、補償費用の全国サーチャージ化など制度面での対応について議論をお願いしたい。

6. 周波数調整面の評価

- 昨年度までに、風力発電の連系量56万kW（実証試験案件20万kWを含む）を前提として、太陽光発電の接続可能量について評価した結果、周波数調整面から37万kW（対象は出力2,000kW以上）までの接続が可能であることを確認（昨年度の系統WGにて報告）。
- 今回、太陽光発電の連系量を117万kWとして、2014年度の実績に基づく、周波数シミュレーションを実施。
- 最新のデータに基づき、風力発電の接続可能量を再算定した結果、域内の調整力による評価では従来の36万kW（実証試験案件を除く）から変わらない結果。

【風力発電の周波数調整面の接続可能量】

	今回評価結果	従来の評価結果
域内の調整力による評価（実証試験案件を除く）	36万kW	36万kW

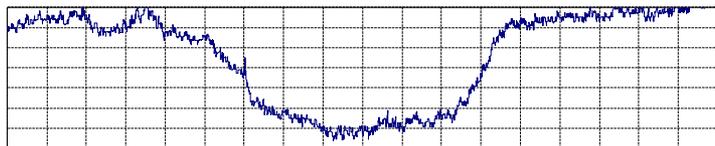
- また、東京電力との実証試験案件20万kWを考慮した検討（実証試験案件の長周期変動を連系線で送電する条件）を実施し、周波数調整面の問題がないことを確認。
- 更なる連系拡大には広域調整や系統蓄電池の活用を期待する必要がある。

(参考) シミュレーションによる評価

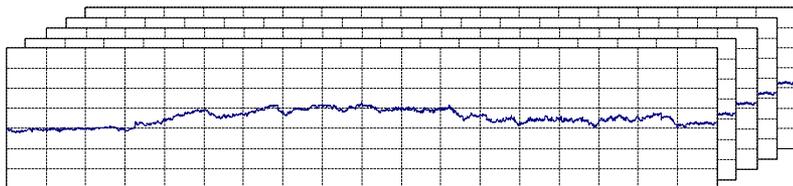
- 太陽光発電および風力発電の出力変動が系統周波数に与える影響を確認するため、周波数制御シミュレーションを用いた検討を実施。
- 系統周波数が平常時の調整目標 ($50\pm 0.3\text{Hz}$) を超えない接続量を評価。

【周波数制御シミュレーションによる検討方法の概要】

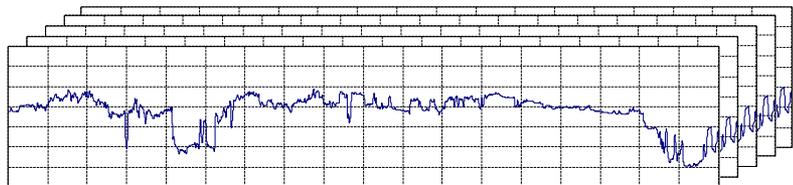
需要 (代表日)



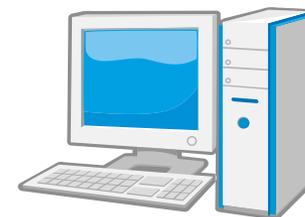
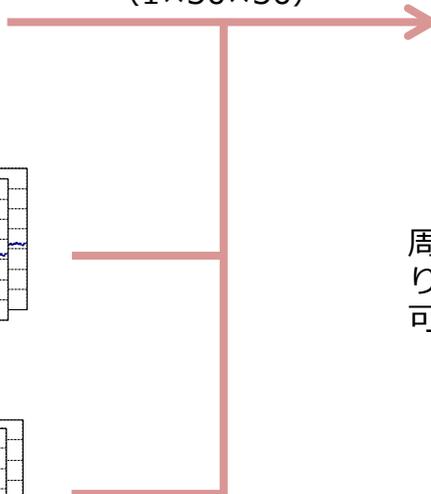
風力発電出力実績30日分 (30日分)



太陽光発電出力実績30日分 (30日分)



各月の組み合わせ900ケース
($1\times 30\times 30$)

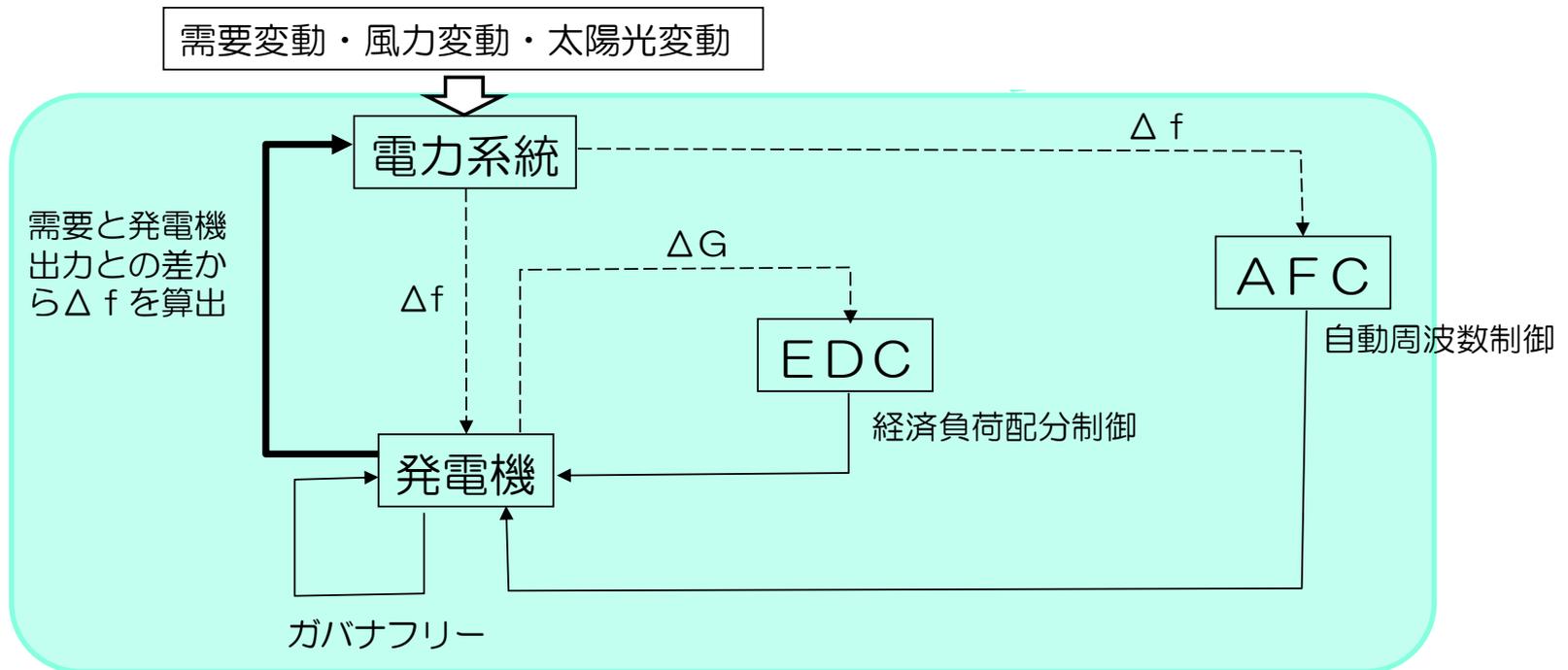


周波数制御シミュレーションにより周波数調整目標を満足する接続可能量を確率的評価により算定

(参考) シミュレーションモデル

- 検討にあたっては、シミュレーションモデルを電力中央研究所と共同開発。
- 各変動要素（需要、太陽光発電、風力発電）を入力データとし、発電機のガバナフリー、AFC（自動周波数制御）、EDC（経済負荷配分制御）を模擬することによって、系統周波数の変動量を計算。

【周波数制御シミュレーションの概要】



【凡例】

- 発電機出力を電力系統へ反映
- 発電機出力に対する制御信号
- > 電力系統、発電機からの入力

Δf : 周波数偏差
 ΔG : 指令値からの偏差

(余白)

【Ⅱ．出力制御見直し】

1. 太陽光・風力発電の導入状況

○2015年9月末時点の太陽光と風力発電の接続済と接続申込済の設備量は以下のとおり。

【太陽光・風力発電の導入状況（2015年9月末時点）】

出力制御対象

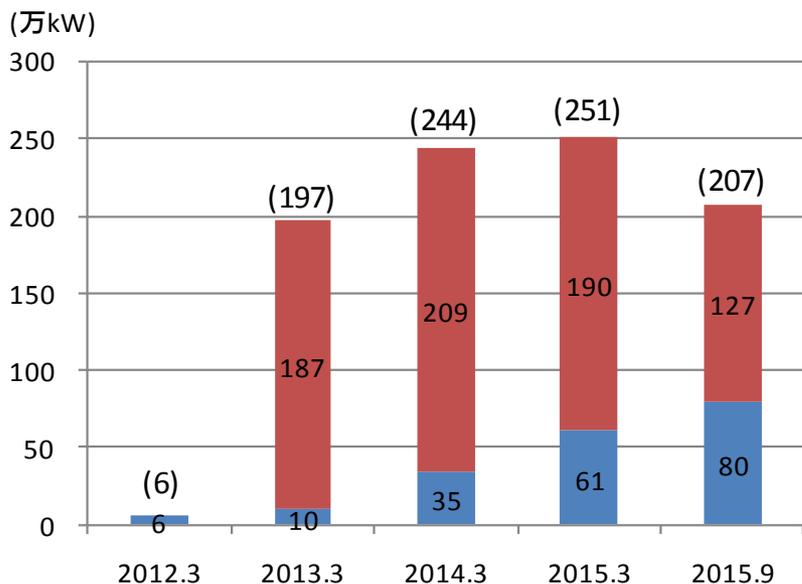
		接続申込済(万kW)		接続済(万kW)
		旧ルール案件	指定ルール案件	
太陽光	特別高圧連系(2,000kW以上)	49	40	27
	高圧連系(500kW以上)	21	46	27
	高圧連系(500kW未満)	11	2	6
	低圧連系(10kW以上)	23	2	8
	低圧連系(10kW未満)	13	1	13
	合 計	117	90	80
風力	特別高圧連系(2,000kW以上)	36	—	28
	高圧連系(500kW以上)	3	—	3
	高圧・低圧連系(500kW未満)	0.1	—	0.1
	合 計	39※	—	32

※ 東京電力との実証試験案件20万kWを除く。

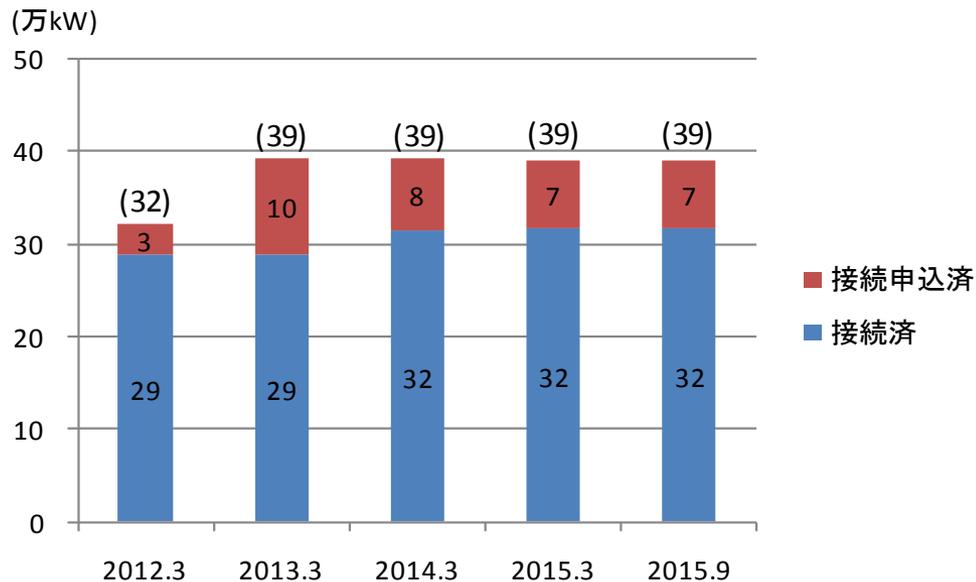
1. 太陽光・風力発電の導入状況

○太陽光・風力発電の接続済と接続申込済設備量の推移は以下のとおり。

【太陽光発電】



【風力発電】



※ 2014.3以前は低圧連系の接続申込量データが無いため参考値

※東京電力との実証試験案件20万kWを除く

2. 出力制御の運用方針

<公平な出力制御の定義>

- 出力制御の運用にあたっては、これまでの議論を踏まえて、出力制御ルールが混在する状況の中、指定ルール案件に出力制御が偏らないように配慮。
- 今回の算定対象においては、出力制御日数を指標とし、以下の方針を満足するものを公平な出力制御として、具体的な運用方法を検討。
 - ① 旧ルール案件の出力制御日数が30日※¹を超過しないことを条件として、旧ルール案件の出力制御による指定ルール案件の出力制御日数の削減を図ること
 - ② 旧ルール案件の出力制御日数が指定ルール案件の出力制御日数を超えないこと
 - ③ 10kW未満の太陽光発電を極力出力制御しないよう優先的に取り扱うこと
 - ④ 出力制御ルールが同じ場合、太陽光発電と風力発電の出力制御日数が等しくなること

※1 JWPA提案の場合は当該案件の部分制御考慮時間が720時間

<必要量に応じた出力制御の実施>

- 全ての発電所の出力を一律に部分抑制するのではなく※²、日ごとに順番を入れ替えて、必要量に応じて抑制することにより、発電設備あたりの出力制御日数を低減する方式を基本とする。

※2 JWPA提案の場合は当該案件を一律に部分制御

<運用にあたっての課題>

- 一方で、太陽光発電や風力発電による供給量の増減に加え、需要や出水の増減等、不確実性を常に伴っている実際の運用においては、机上での検討とは異なり、出力制御日数を正確に見通しながら運用することは難しいことから、完全に公平な出力制御を実現することは技術的にも困難。
- このため、公平な出力制御の運用にあたっては、関係者の方々に上記の旨をご理解いただくことが必要。

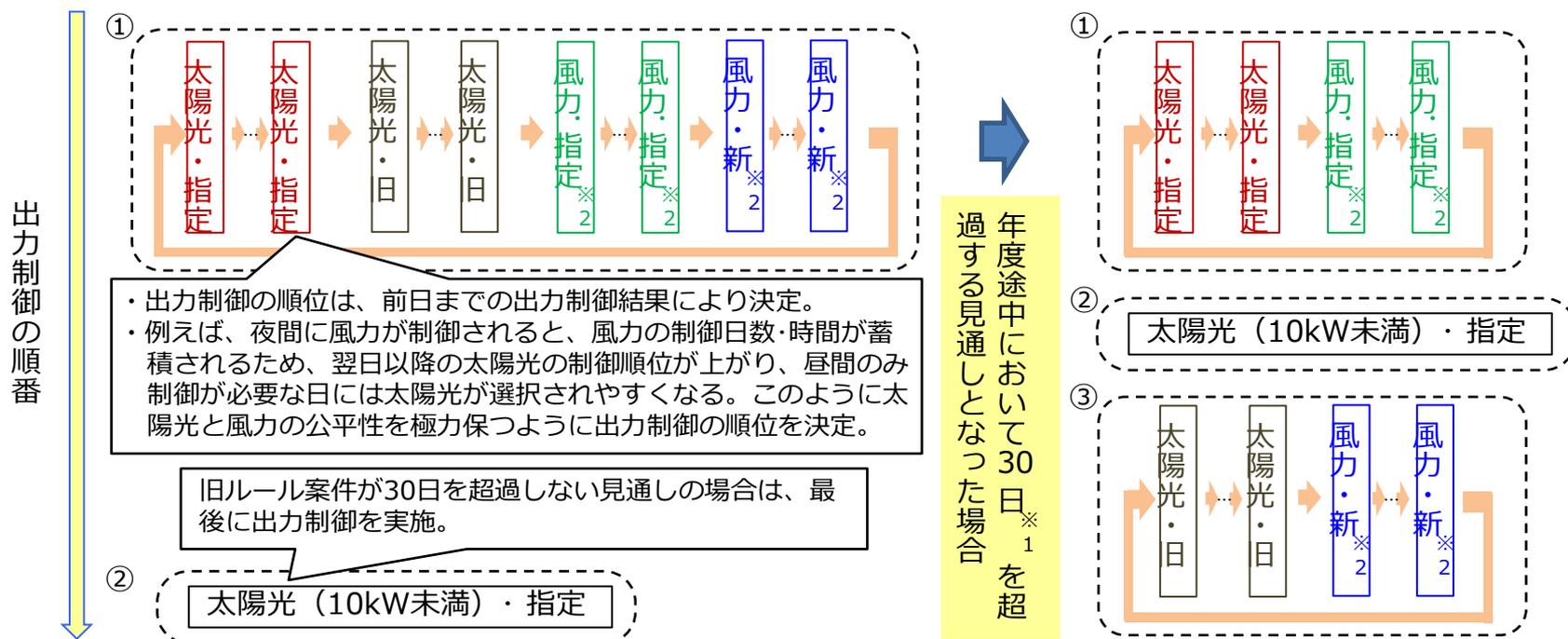
3. 出力制御の具体的な運用方法 ①

<出力制御日数が30日を超過しない見通しの場合の運用方法>

- 年度当初の見通しにおいて、旧ルール案件の出力制御日数が30日※1を超過しないものと想定される場合、出力制御日数が同じとなるよう順番に出力制御を実施する。
- ただし、年度途中において、当初の想定から外れて30日※1を超過する見通しとなった場合には、指定ルール案件の出力制御を先行して実施する運用に切り替え。

※1 JWPA提案の場合は当該案件の部分制御考慮時間が720時間

【出力制御日数が30日を超過しない見通しの場合の運用方法（昼間帯）】



※2 今回の試算ではJWPA提案により、旧ルール案件を新ルール案件として扱い、全ての風力を一律部分制御するよう試算

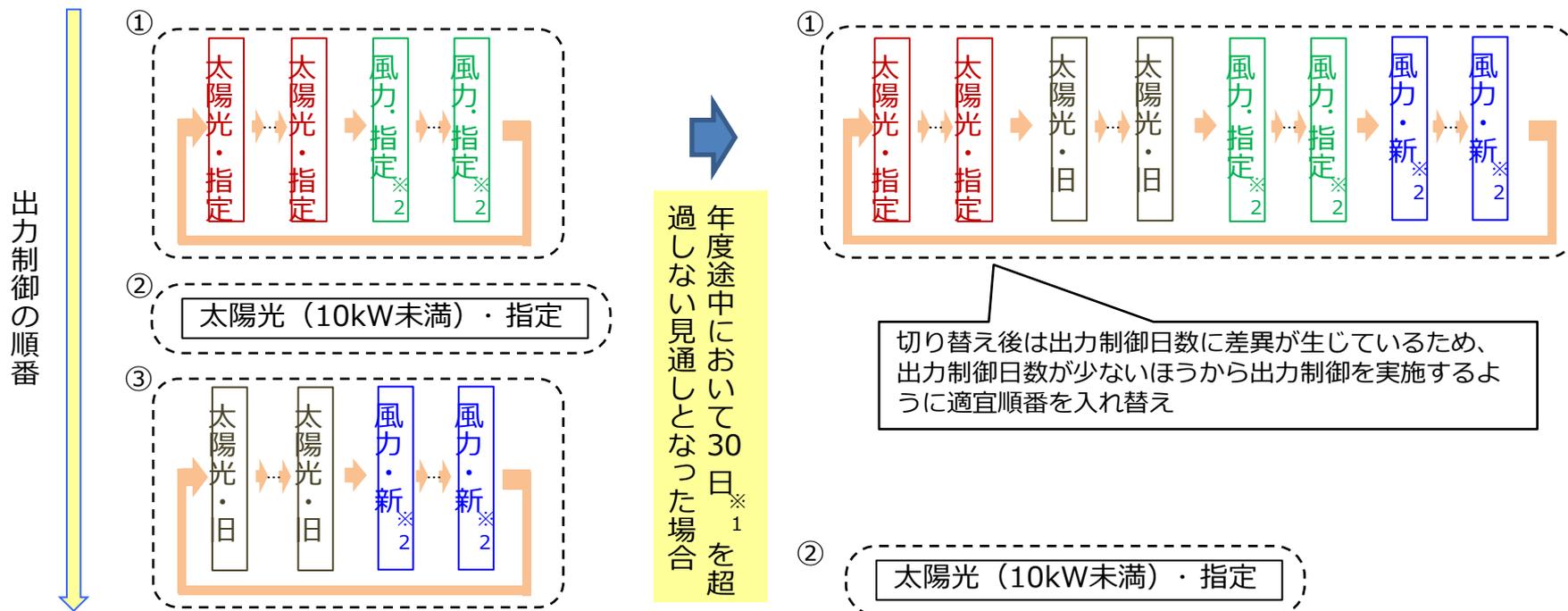
3. 出力制御の具体的な運用方法 ②

<出力制御日数が30日を超過する見通しの場合の運用方法>

- 年度当初の見通しにおいて、旧ルール案件の出力制御日数が30日※1を超過するものと想定される場合、指定ルール案件の出力制御を先行して実施。
- ただし、年度途中において、当初の想定から外れて30日※1を超過しない見通しとなった場合には、出力制御日数が少ないほうから出力制御を実施する運用に切り替え。

※1 JWPA提案の場合は当該案件の部分制御考慮時間が720時間

【出力制御日数が30日を超過する場合の運用方法（昼間帯）】



※2 今回の試算ではJWPA提案により、旧ルール案件を新ルール案件として扱い、全ての風力を一律部分制御するよう試算

4. 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）①

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、風力制御はJWPA提案】

		出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]旧ルール案件 出力制御日数
2014年度 (最小需要 302.5万kW)	+ 20万kW	880	272	74	27.1	48日
	+ 40万kW	999	545	170	31.2	48日
	+ 60万kW	1093	817	283	34.7	48日
	+ 80万kW	1184	1090	417	38.2	48日
	+ 100万kW	1278	1362	570	41.9	48日
2013年度 (最小需要 308.4万kW)	+ 20万kW	342	259	29	11.3	30日
	+ 40万kW	472	519	87	16.8	30日
	+ 60万kW	572	778	161	20.7	30日
	+ 80万kW	659	1038	248	23.9	30日
	+ 100万kW	742	1297	356	27.5	30日
2012年度 (最小需要 336.5万kW)	+ 20万kW	53	265	5	2.0	12日
	+ 40万kW	94	530	18	3.5	21日
	+ 60万kW	176	796	53	6.7	30日
	+ 80万kW	307	1061	126	11.9	30日
	+ 100万kW	424	1326	213	16.1	30日

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW（実証試験案件20万kWを除く）で試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

4. 太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）②

【太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通し：合成2σ方式（2014年度）、風力制御はJWPA提案】

	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]旧ルール案件 出力制御日数
+ 20万kW	1044	322	91	28.1	57日
+ 40万kW	1161	644	203	31.6	57日
+ 60万kW	1277	966	340	35.2	57日
+ 80万kW	1384	1287	498	38.7	57日
+ 100万kW	1506	1609	686	42.6	57日

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW（実証試験案件20万kWを除く）で試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 2014年度のGWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）は、302.5万kW（太陽光発電の自家消費分補正後の値であり、離島を除く）。

※4 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

5. 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）①

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、風力制御はJWPA提案】

		出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]新ルール案件 出力制御時間
2014年度 〔最小需要 302.5万kW〕	+ 20万kW	1236	432	62	14.3	1056
	+ 40万kW	1439	864	130	15.0	1056
	+ 60万kW	1720	1296	214	16.5	1056
2013年度 〔最小需要 308.4万kW〕	+ 20万kW	603	435	16	3.7	532
	+ 40万kW	797	870	42	4.8	691
	+ 60万kW	973	1305	85	6.5	720
2012年度 〔最小需要 336.5万kW〕	+ 20万kW	396	427	6	1.3	333
	+ 40万kW	483	853	20	2.3	417
	+ 60万kW	717	1280	45	3.5	593

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW（実証試験案件20万kWを除く）で試算。

※2 新ルール案件の欄は、旧ルール案件に新ルールを遡及適用した案件の部分考慮制御時間。

※3 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※4 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※5 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し (試算結果)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：実績ベース方式、風力制御は現行制度】

		出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]旧ルール案件 出力制御日数
2014年度 (最小需要 302.5万kW)	+ 20万kW	1107	432	63	14.6	57日
	+ 40万kW	1199	864	134	15.5	57日
	+ 60万kW	1347	1296	222	17.1	57日
2013年度 (最小需要 308.4万kW)	+ 20万kW	521	435	24	5.6	31日
	+ 40万kW	626	870	60	6.9	31日
	+ 60万kW	725	1305	111	8.5	31日
2012年度 (最小需要 336.5万kW)	+ 20万kW	133	427	6	1.3	18日
	+ 40万kW	215	853	19	2.2	25日
	+ 60万kW	273	1280	52	4.0	30日

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW (実証試験案件20万kWを除く) で試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量 [制御前] に対する出力制御量の比率。

※3 最小需要は、GWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績 (11~12時の1時間平均値) であり、太陽光発電の自家消費分補正後の値。離島を除く。

※4 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

5. 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し（試算結果）②

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：合成2σ方式（2014年度）、風力制御はJWPA提案】

	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]新ルール案件 出力制御時間
+20万kW	1581	611	93	15.2	1249
+40万kW	1881	1221	203	16.7	1249
+60万kW	2331	1832	340	18.6	1249

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW（実証試験案件20万kWを除く）で試算。

※2 新ルール案件の欄は、旧ルール案件に新ルールを遡及適用した案件の部分制御考慮時間。

※3 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※4 2014年度のGWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）は、302.5万kW（太陽光発電の自家消費分補正後の値であり、離島を除く）。

※5 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。

(参考) 風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し (試算結果)

【風力発電の指定ルール案件の出力制御見通し：合成2σ方式（2014年度）、風力制御は現行制度】

	出力制御時間数 [時間]	発電電力量(制御前) [百万kWh]	出力制御量 [百万kWh]	出力制御率 [%]	[参考]旧ルール案件 出力制御日数
+20万kW	1468	611	98	16.0	64日
+40万kW	1614	1221	213	17.4	64日
+60万kW	1818	1832	356	19.4	64日

※1 太陽光発電の接続可能量は117万kW、風力発電の接続可能量は36万kW（実証試験案件20万kWを除く）で試算。

※2 出力制御時間数は発電設備あたりの見通し。出力制御率は発電電力量〔制御前〕に対する出力制御量の比率。

※3 2014年度のGWを除く5月晴天日における太陽光発電ピーク時間の最小需要実績（11～12時の1時間平均値）は、302.5万kW（太陽光発電の自家消費分補正後の値であり、離島を除く）。

※4 実運用では需要や再エネの予測誤差等の影響により数値が変わる可能性がある。