

太陽光発電の接続可能量算定結果について

平成26年12月16日
北海道電力株式会社

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、30日間の再エネ出力抑制の反映等）



接続可能量



拡大方策のオプションの適用と対策量を検討



オプションを採用した場合の接続可能量の拡大

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

<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。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

<ステップ2> 需要の想定

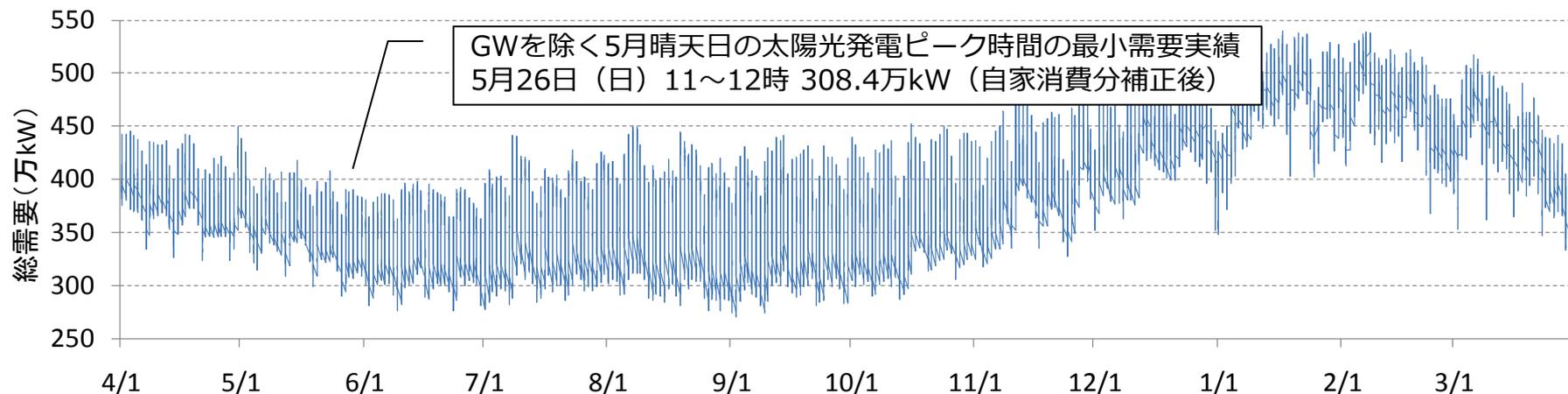
◇需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的。しかし、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用する。

◇固定価格買取制度開始後の震災後の省エネ等を反映した需要実績が望ましいため、2013年度の自社需要実績を用いる。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

○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。

【2013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。

（第1回および第2回系統ワーキンググループ資料に基づく）

○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実績と出力の想定（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)	11.1万kW	10.2万kW
		調整池式			66.0万kW	43.4万kW
		貯水池式			7.6万kW	0万kW
	他社※3		49.6%		38.5万kW	24.6万kW
	計		46.1%		123.2万kW	78.2万kW

※1 接続検討申込済みおよび平成26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26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。

（⇒ 次ページへつづく）

<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	65.5%	2013年度	1.9万kW
	他社 (3箇所)	—	0.5万kW※1			

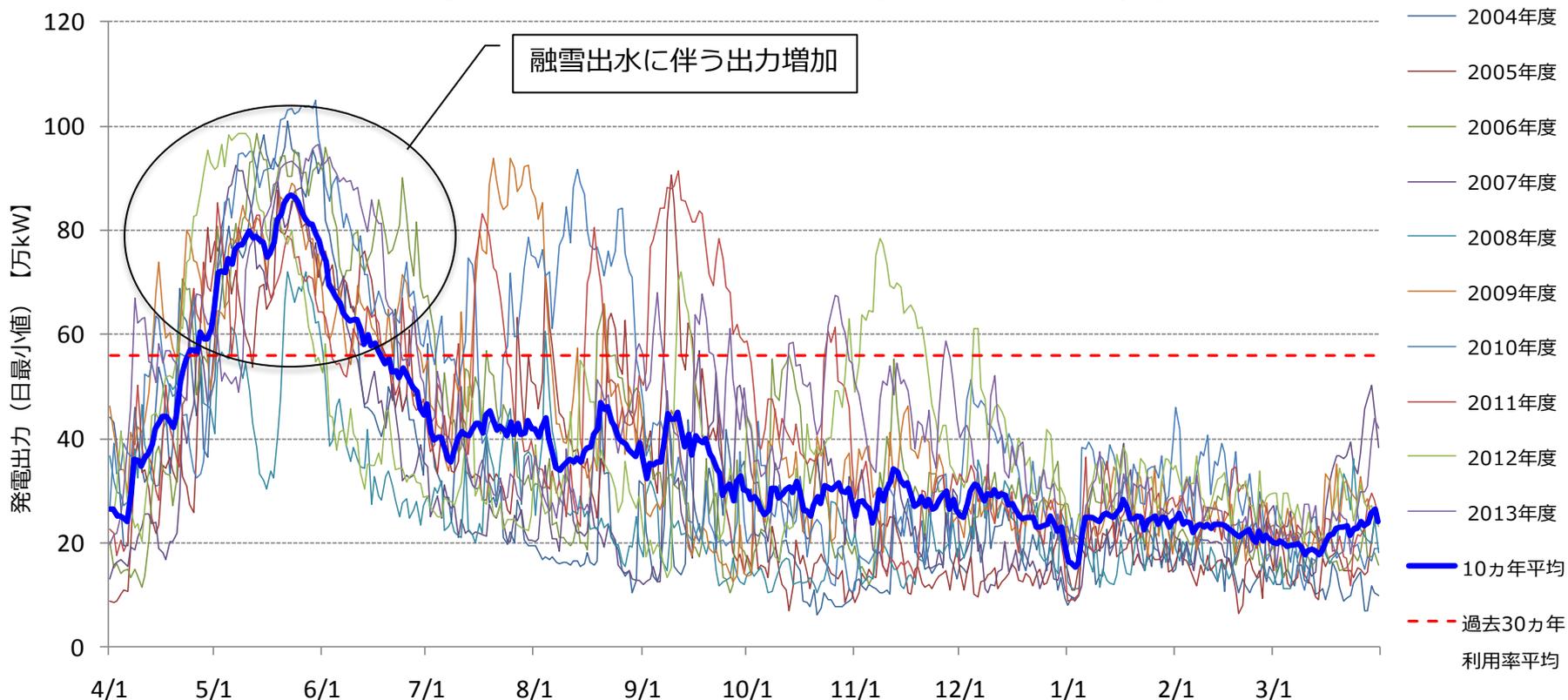
※1 接続検討申込済みに相当する分を含む。

※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）】



(⇒ 次ページへつづく)

(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	7.8	10.2	9.7	8.6	8.3	7.7	7.5	7.2	6.3	5.4	5.0	4.9
	調整池式	28.3	43.4	35.9	18.4	18.9	14.5	14.7	11.9	9.5	7.3	7.5	8.2
	貯水池式	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
他社		20.5	24.6	20.7	16.5	16.4	12.7	13.5	14.6	13.8	11.5	11.2	11.5
合計		56.6	78.2	66.3	43.5	43.6	34.8	35.7	33.7	29.6	24.1	23.6	24.6

※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）

- ◇太陽光発電も風力発電同様に各社の地理的・気象的な特性や導入場所を含めた長期的な傾向を反映することから、将来の稼働率の想定は過去の実績を用いる。
- ◇しかし、現在の連系の大部分を占める低圧及び高圧の太陽光発電設備は、実際の発電出力の把握が困難なため、気象庁の日射データやPV300実証事業等から、日射量を計算し、各地の太陽光発電の出力を算定する。
- ◇また、その際には導入地点を踏まえた平滑化効果を考慮する。具体的な算定方法は以下のとおり。
 - ・各地の日射データから日射量を算定し、各地区の太陽光の導入実績から時間毎の太陽光出力を算定。
 - ・各地区の時間ごとの太陽光の出力を合成し、供給区域内の時間毎の合成出力を算定。
 - ・月毎に時間毎の最大出力を抽出し、時間毎の最大出力値を合成し、太陽光の最大発電モデルとする。
 - ・さらに、追加的な太陽光の接続は比例的に行われると想定し、導入量に応じた出力を算定する。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

- 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。

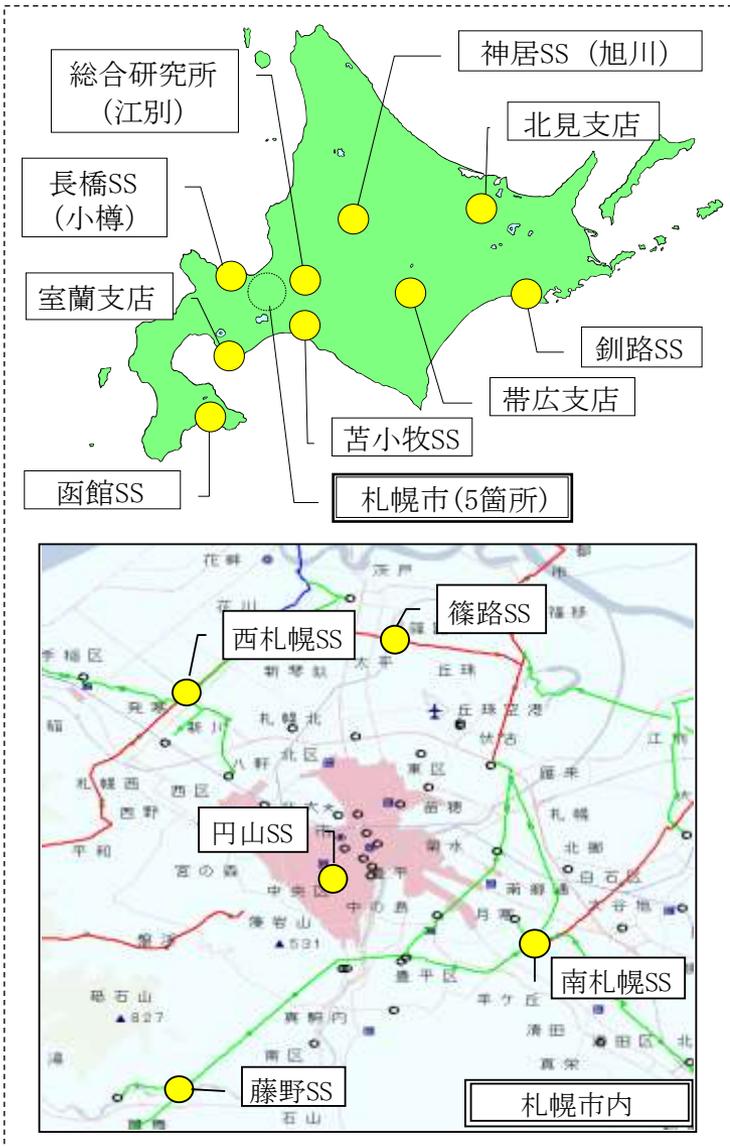
【北海道エリア全体の太陽光発電出力実績（1時間平均値）※1】

	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	87%	89%	89%	85%	79%	84%	83%	72%	71%	75%	86%	91%
2σ値※2	82%	88%	88%	82%	75%	83%	81%	70%	67%	74%	86%	91%
平均値	54%	53%	57%	49%	46%	48%	45%	43%	47%	55%	66%	65%

※1 2013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）。

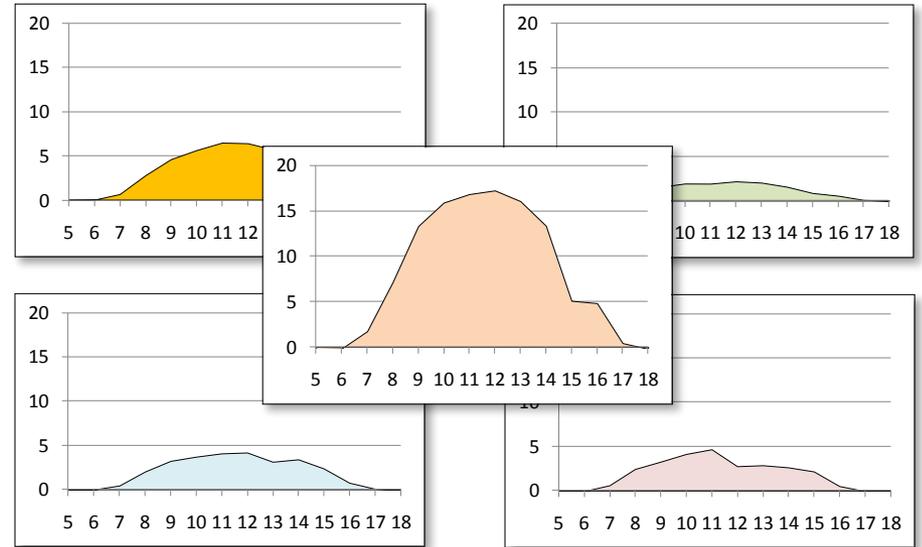
(参考) 日射量計の設置箇所とエリア全体の出力想定



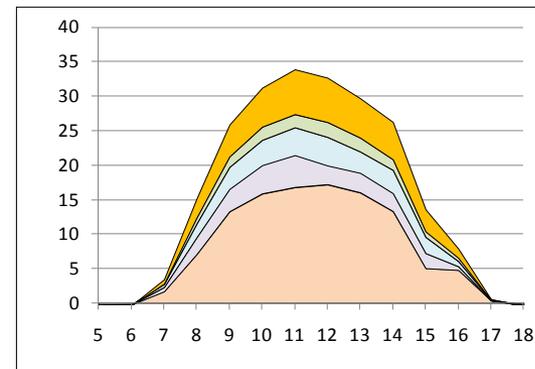
日射計
データ



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）

- ◇風力発電は当社管内の地理的・気象的な特性や導入場所を含めた長期的な傾向を反映することから、将来の発電特性の想定は当社が保有する実績データを用いる。
- ◇個別の風車・ウインドファームごとではなく、エリア全体の風力発電の合成出力を過去の実績から算定することで、平滑化効果を反映する。
- ◇出力は最大想定とするが、最大出力は季節によって異なる。他方、最も需給調整の制約が厳しい断面と風力発電が最大出力となる断面が一致しない場合も想定される。そのため、年間の最大出力を用いるのではなく、季節を考慮して、月別の最大出力とする。
- ◇風力発電の導入想定量は、①公表済みの接続可能量と、②導入見込み量（①を超えない場合に限る）の2パターンとする。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

- 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19箇所、設備容量28.0万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56万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を含む）を超える接続検討申込等があることから、風力発電の導入量を56万kWと想定。

【北海道エリア全体の風力発電出力実績（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	74%	65%	57%	45%	61%	62%	68%	69%	73%	75%	74%	77%
2σ値※2	66%	50%	35%	36%	44%	49%	60%	61%	67%	68%	68%	71%
平均値	33%	22%	13%	18%	17%	17%	25%	28%	33%	31%	32%	29%

※1 2013年度の特別高圧連系発電所の発電実績の合計。

※2 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。
- ◇そこで、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（24h）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」を行い、太陽光発電と風力発電の合成出力の評価に気象条件を考慮した場合の算定結果を示す。

（第2回系統ワーキンググループ資料に基づく）

- 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	69%	70%	69%	64%	55%	76%	66%	53%	62%	61%	74%	72%
2 σ 値※4	69%	69%	65%	61%	50%	62%	65%	51%	61%	61%	68%	69%
平均値	50%	46%	47%	42%	39%	40%	40%	40%	44%	49%	58%	57%

※1 2013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：116万kW（500kW以上：接続可能量70万kW + 500kW未満：2014年9月末申込量46万kW）
- ・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）

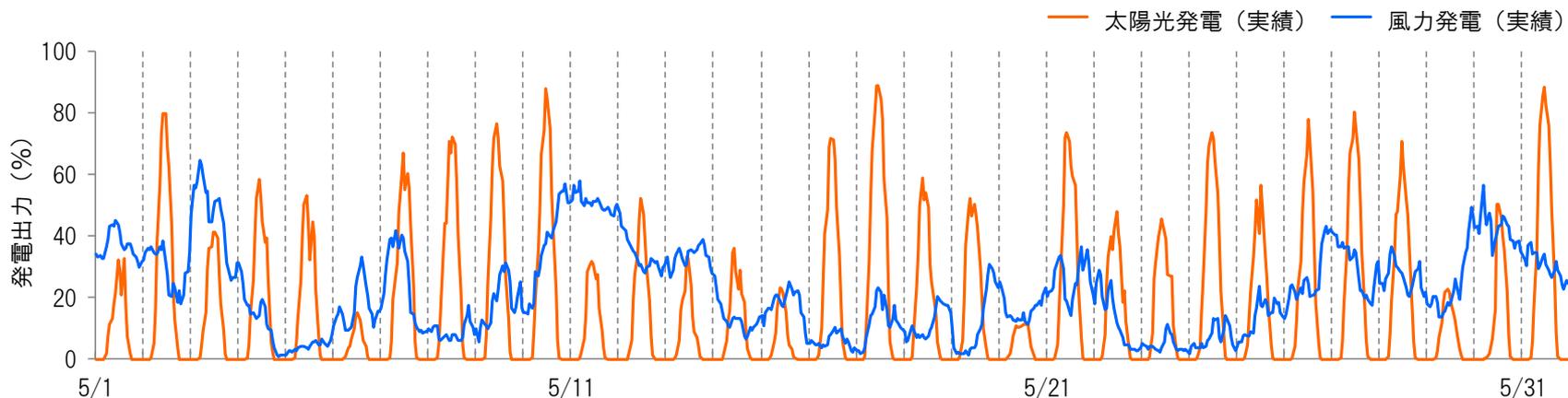
※3 各月の代表的な太陽光発電ピーク時間（11～12時）の値。

※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）。

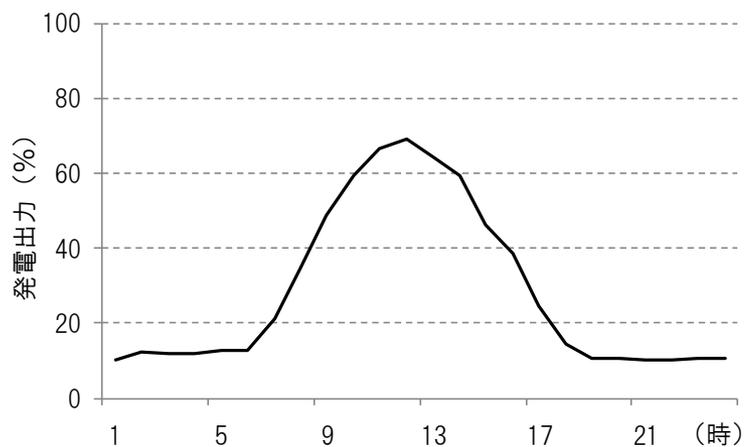
(参考) 太陽光と風力の合成出力の想定①

○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 2σ 値および平均値を計算。

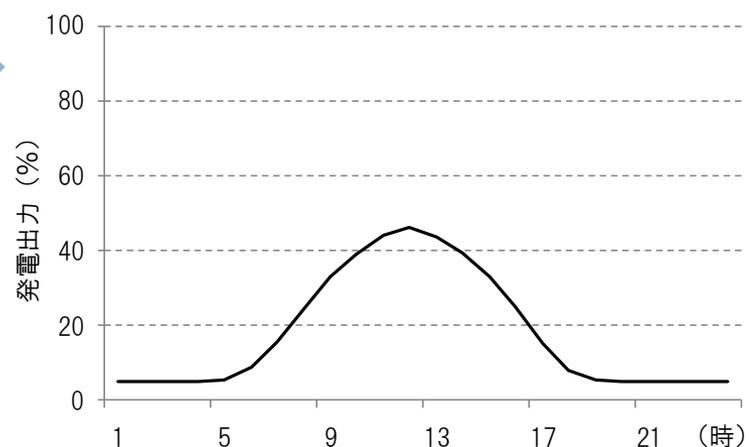
【太陽光発電と風力発電の出力実績（2013年5月）】



【合成出力の 2σ 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)

<ステップ5> 回避措置（火力出力の想定）

◇火力については、再エネを含めた需給変動を調整する観点から、現状の出力抑制ルールに基づき、最低出力まで最大限抑制する。ただし、当該最低出力については、以下の点を考慮し、安定供給に最低限必要な出力とする。

- ① 設備のスペック
- ② 安定供給に必要な調整力（LFC等）の確保
- ③ 安定供給に必要な火力発電の運転台数

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

○火力出力の想定にあたっては、以下の点を考慮する。

- ・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。

(参考) 主要火力発電設備のスペック

【当社火力発電設備の仕様（内燃力・ガスタービンを除く）】

石炭火力

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
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

石油火力

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
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】

共同火力

発電所	号機	認可出力 (万kW)	最低出力 (万kW)	下限出力 (万kW)
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）。

入札電源

発電所	受給電力 (万kW)	下限出力 (万kW)
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、発電実績や計画を反映する。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

- 木質バイオマス（混焼）については、実質的に火力と同様の特徴を有し、調整電源として活用が可能であることから、給電停止とする。その他のバイオマスについては、以下を除いて、至近年の設備利用率実績平均を用いて出力を想定。
 - ・木質バイオマス（専焼）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て出力を想定する。
- 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。

【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	18.6%	2009～2013年度（至近5カ年）	1.2万kW
木質バイオマス（専焼）のうち運転開始前案件	2.3万kW	79.4%	事業者想定値（平均値）	1.8万kW
メタン発酵ガスのうちFIT開始以降の接続案件	3.1万kW	72.1%	2012～2013年度（至近2カ年）	2.2万kW
計	11.9万kW			5.2万kW

※1 木質バイオマス（混焼）、木質バイオマス（専焼）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。
- ◇再エネ特措法上は、500kW以上の太陽光、風力について、30日まで出力抑制を無補償で行うことが可能。
- ◇ただし、当該出力抑制を必要最低限に抑える観点から、出力抑制の実施にあたっては揚水式水力の揚水運転により、余剰電力を吸収することが前提。このため、再エネ電気の出力が当社の下げ代を超過する量についても、揚水運転によって吸収可能な部分については接続可能。
- ◇他方、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。

（第1回系統ワーキンググループ資料に基づく）

- 揚水式水力のスペックは下表のとおり。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 ^{※2} 1・2号機	40.0 (20.0+20.0)	46.0 (23.0+23.0)	400 ^{※3}	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 京極発電所2号機は、2015年12月運転開始予定。

※3 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

- ◇再エネの接続可能量は、余剰電力の発生等のために一定の制約を受けるが、同時に全ての地域で再エネが最大出力を発生し、同時に全ての地域で余剰電力が発生するという事は、極めて稀な事象であり、少なくとも頻繁に発生する事象ではない。
- ◇このため、各電力会社の調整力等を最大限活用した上で、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。

(第2回系統ワーキンググループ資料に基づく)

- 再生可能エネルギーの拡大方策として、新たな設備構築が不要である既設の地域間連系線の活用について検討。
- 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年度最大実績 : 5万kW)

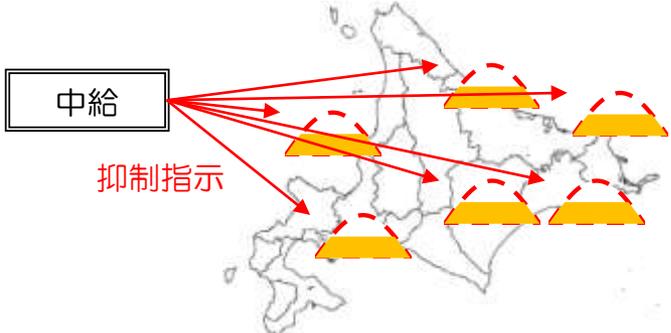
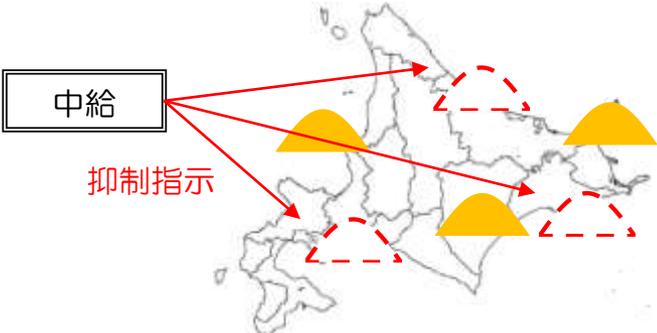
<ステップ5> 30日の出力抑制

- ◇再エネ特措法上は、500kW以上の太陽光、風力について、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。
- ◇織り込みにあたっては、太陽光の出力を500kW以上と500kW未満のキロワット比で按分し、500kW以上に対して出力抑制の効果を適用する。

(第1回系統ワーキンググループ資料に基づく)

- 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。

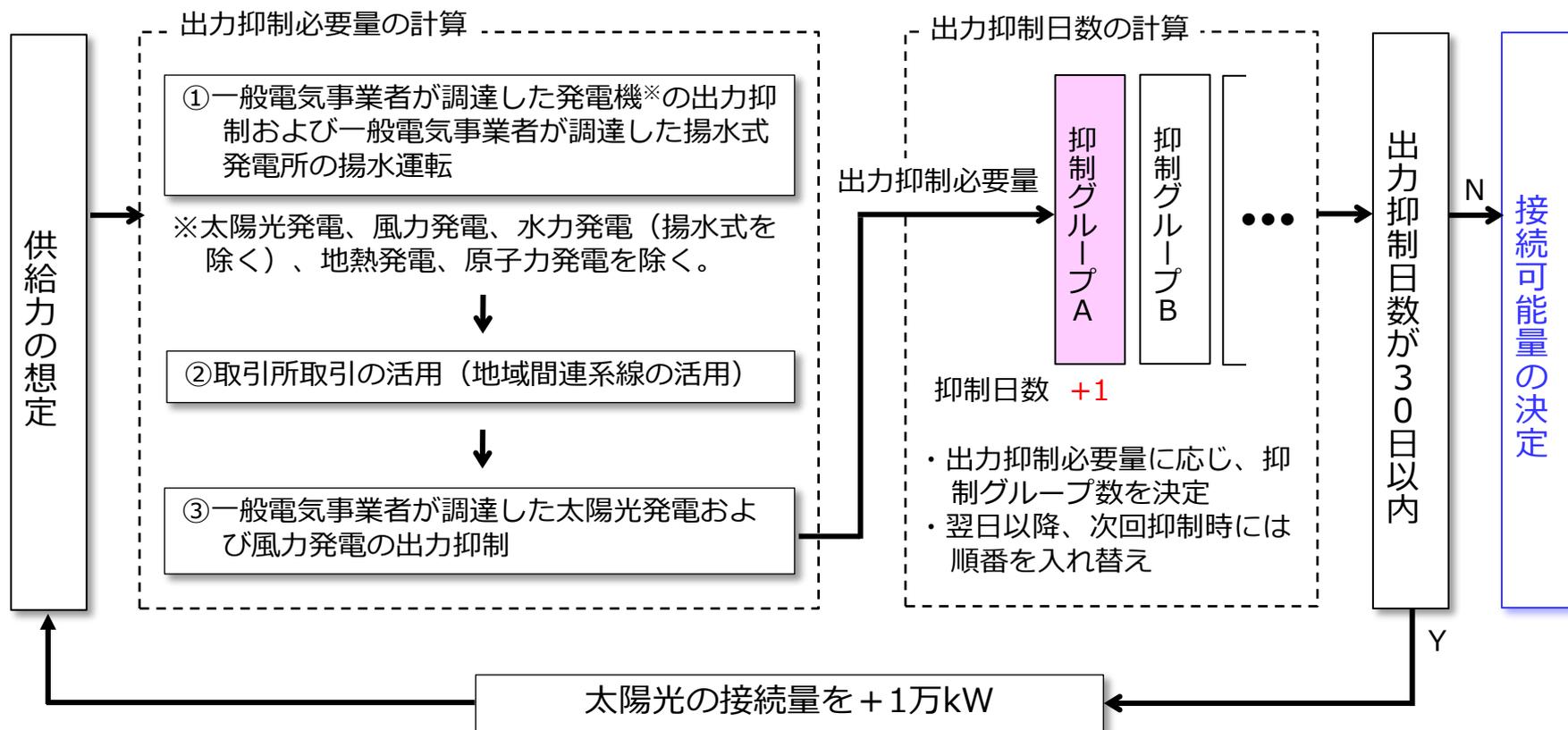
【太陽光・風力の出力抑制方法の比較】

一律抑制	必要量に応じて抑制
全メガソーラーを一律に部分抑制	日ごとに順番を入れ替えて、対象発電所を全量抑制
	
・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	・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

接続可能量の決定

- 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。
- 太陽光発電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日以内となる接続量の最大値を探索した結果、接続可能量を117万kWと算定（このうち、5万kWの地域間連系線の活用による接続可能量の増加は18万kW）。

【接続可能量の決定の流れ】



(参考) 最小需要実績に対する接続可能量の比率

- 太陽光発電を接続可能量の117万kWまで導入する場合、太陽光発電の接続可能量の最小需要実績に対する割合は、4割程度の水準となる。

【最小需要実績に対する風力・太陽光発電の合成出力の比率】

接続可能量	風力発電 (a)	56万kW
	太陽光発電 (b)	117万kW
	合計	173万kW
風力・太陽光発電の5月合成出力※1	2σ値※2	105.6万kW
	最大値	106.7万kW
GWを除く5月晴天日の太陽光発電ピーク時間の最小需要実績 (c)		308.4万kW
最小需要実績に対する接続可能量の比率	風力発電 (= a/c)	18.2%
	太陽光発電 (= b/c)	37.9%

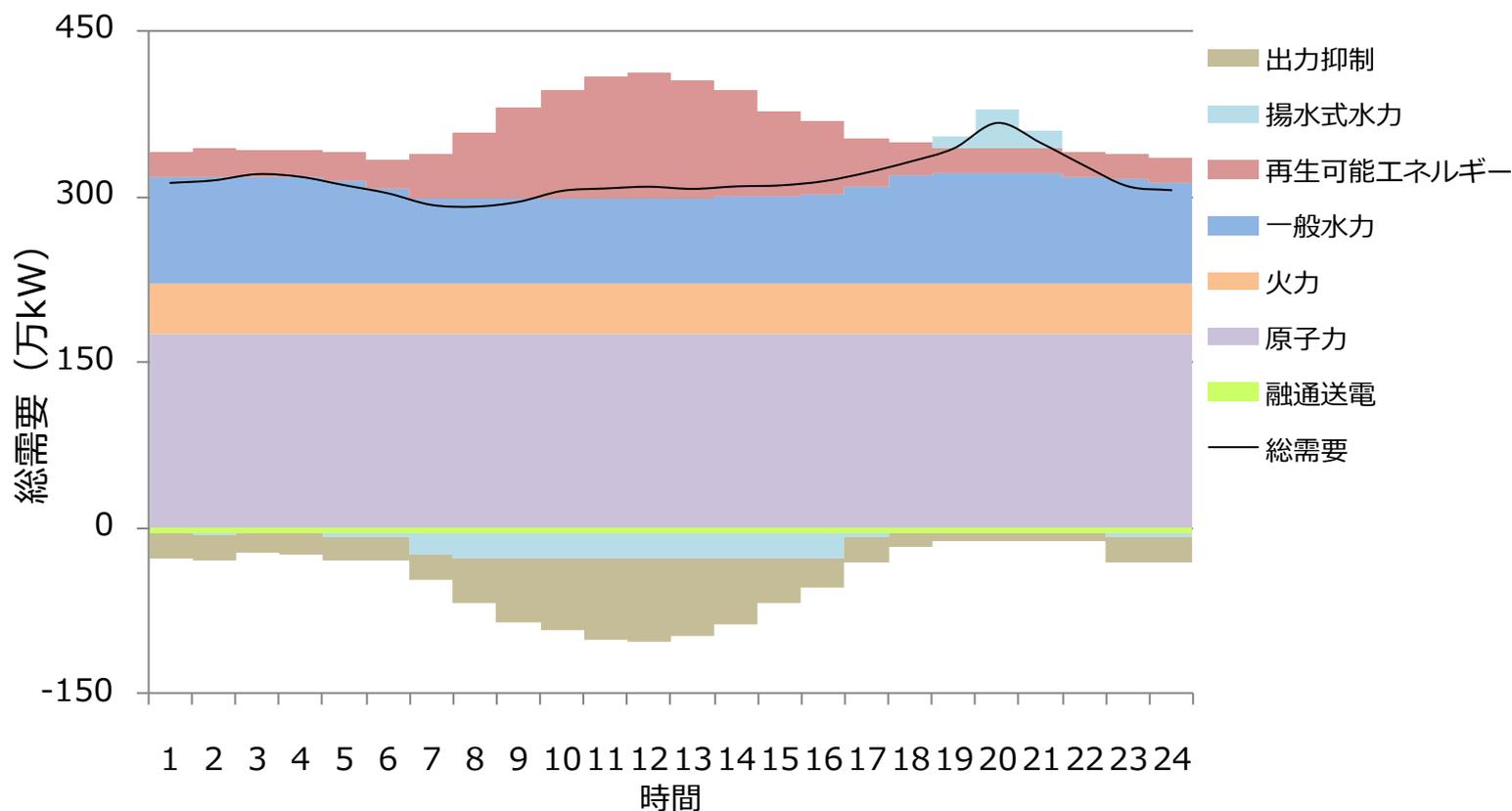
※1 風力発電の接続可能量56万kWのうち、東京電力との実証試験案件20万kWについては連系線の活用を前提としていることから、合成出力には含めていない。

※2 2σ値に相当する値 (31日の実績のうち2番目に大きな値)。

(参考) 最小需要発生日のロードカーブ

- GWを除く5月の晴天日の太陽光発電ピーク時間において、最小需要発生日（5月26日 日曜日）の電源別ロードカーブは、下図のとおり。
- 需給バランス上、揚水式水力の発電が可能な量（kWh）が限られており、揚水動力（kW）を十分に活用できない状況となっている（kWh制約）。

【最小需要発生日（5月26日 日曜日）のロードカーブ】



(参考) 最小需要発生日の需給バランス

○GWを除く5月の晴天日の太陽光発電ピーク時間において、最小需要発生日（5月26日 日曜日）の需給バランスは、下表のとおり。

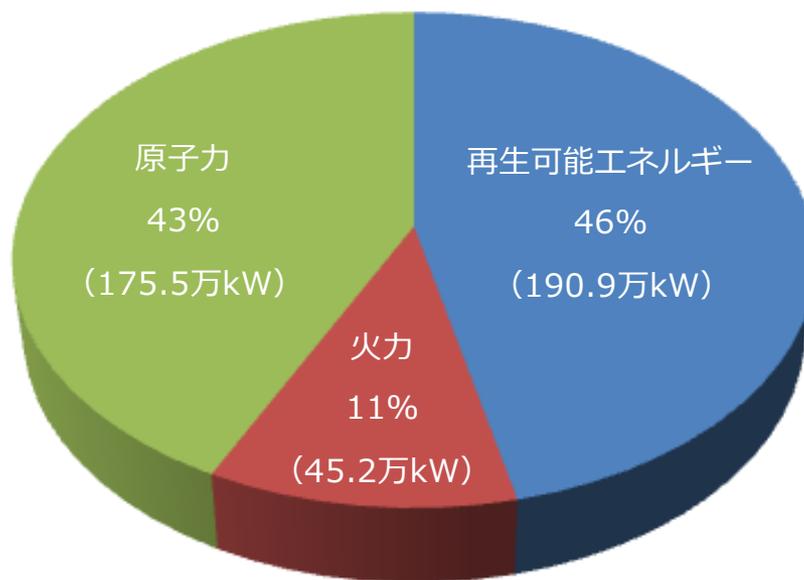
【最小需要発生日（5月26日 日曜日）の需給バランス】

種 別		供給力 (万kW) (11~12時)	供給力 (万kW) (19~20時)	備 考
再生可能エネルギー	一般水力	78.2	99.3	
	太陽光	94.0	0	
	風力	11.6	16.0	
	地熱	1.9	1.9	
	バイオマス	5.2	5.2	
火力	45.2 〔苦東厚真2 : 18.0+2.3 苦東厚真4 : 10.5+2.6 知内2 : 10.5+1.3〕	46.3 〔苦東厚真2 : 18.0+2.7 苦東厚真4 : 10.5+3.1 知内2 : 10.5+1.5〕	最低出力+周波数調整能力	
原子力	175.5	175.5		
融通送電	△ 5.0	△ 5.0		
揚水式水力	△ 23.0	34.4		
太陽光・風力出力抑制	△ 75.2	△ 6.9		
供給力計 (総需要)	308.4	366.7	離島を除く	

(参考) 最小需要発生時の電源構成

○GWを除く5月の晴天日の太陽光発電ピーク時間において、最小需要発生時（5月26日 日曜日 11～12時）の電源構成比は下図のとおりであり、再生可能エネルギーの割合が5割近くを占める。

【最小需要発生時（5月26日 日曜日11～12時）の電源構成】



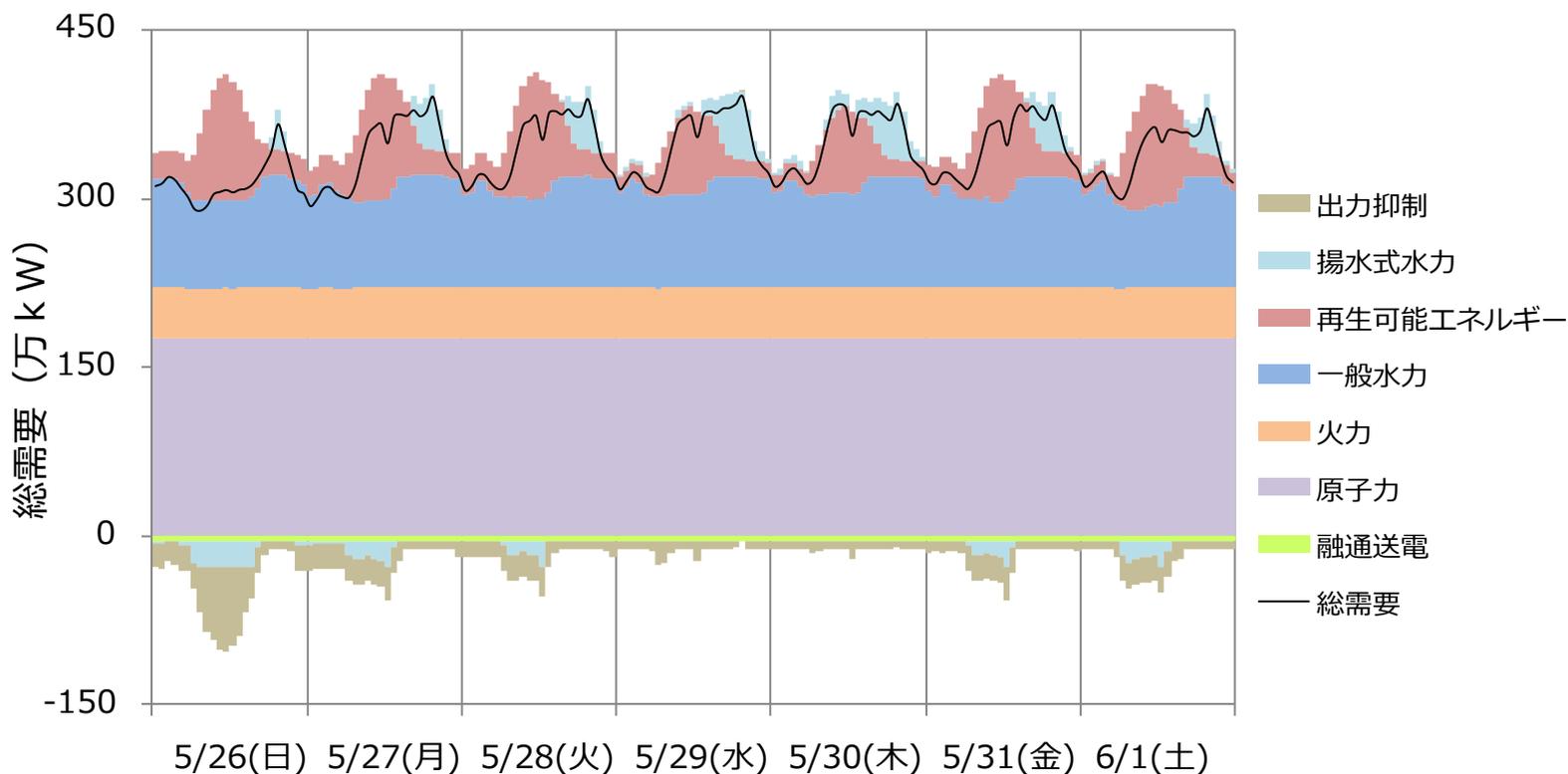
※1 太陽光発電および風力発電の出力抑制前の電源構成。

※2 融通送電および揚水動力を含まない。

【参考】最小需要発生日を含む1週間のロードカーブ

- GWを除く5月の晴天日の最小需要発生日（5月26日 日曜日）を含む1週間の電源別ロードカーブは、下図のとおり。
- 揚水運転について、日曜日に揚水した水を平日の発電に使用する週間運用を考慮した最大限の活用を実施しても、揚水動力（kW）を十分に活用できない状況となっている。

【最小需要発生日を含む1週間のロードカーブ（5月26日 日曜日～6月1日 土曜日）】



(参考) 8760時間の実績を使用した場合の出力抑制日数

◇再エネの導入量に応じた出力抑制について適切な評価を行うためには、風力発電と太陽光発電の出力想定を需要と連動した8760時間の実績ベースの出力を使用して需給解析を行う必要がある。

(第2回系統ワーキンググループ資料に基づく)

- 太陽光発電と風力発電の出力想定について、需要と連動した8760時間の実績ベースの出力を使用し、過去3カ年（2011～2013年度）の需給解析を行った結果は下表のとおり。
- 2013年度については、月別合成最大出力モデルを使用した場合と比較して、年間の出力抑制日数が4日減少（30日→26日）している。
- 2011年度および2012年度については、需要実績が2013年度の水準と比較して大きいことが要因となり、大幅に出力抑制日数が減少しているものと考えられる。

【8760時間の実績を使用した場合の出力抑制日数】

対象年度	出力抑制日数	出力抑制量※1	最小需要※2
2013年度	26日	49百万kWh（1,693百万kWh、2.9%）	308.4万kW（5月26日）
2012年度	7日	11百万kWh（1,699百万kWh、0.6%）	336.5万kW（5月20日）
2011年度	1日	2百万kWh（1,719百万kWh、0.1%）	348.3万kW（5月15日）

※1 カッコ内は、500kW以上の発電設備の発電電力量（抑制前）とこれに対する出力抑制量の比率。

※2 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。

＜拡大方策試算①＞ 出力抑制ルールの見直し

◇現在は出力抑制を日数で管理しているが、これを時間単位で管理し、きめ細やかな出力抑制が可能となった場合、接続可能量を増加させることが可能。

◇出力抑制について年間30日を上限としたルールを見直し、上限日数を拡大することや、500kW未満の太陽光発電や風力発電についても出力抑制の対象とすることで、接続可能量を増加させることが可能。

(第2回系統ワーキンググループ資料に基づく)

- 出力抑制の見直しを行った場合について、複数の見直しケースを想定し、接続可能量の試算を行った結果は下表のとおり。
- 116万kWが既に申込済みであり、接続可能量に対する新規設備の導入割合が少ないことから、新規設備のみ出力抑制ルールを見直した場合、接続可能量は増加しない。
- なお、実際の運用における課題として、日数管理と時間管理のグループが混在する場合、各グループの抑制日数（または時間数）を適切に配分する方法の検討が必要と考えられる。

【出力抑制ルールを見直した場合の接続可能量（試算）】

出力抑制ルール		接続可能量
現行制度	500kW以上設備の30日出力抑制	117万kW
見直しケース	500kW以上新規設備の60日出力抑制	117万kW（増加なし）
	500kW以上新規設備の時間単位での出力抑制※1	
	新規設備の30日出力抑制	
	既設を含む全設備の30日出力抑制	131万kW（+14万kW）

※1 新規の太陽光発電の出力抑制時間を30日×12時間＝360時間と仮定した場合。

※2 既設を含む全設備の出力抑制を全く実施しない場合の接続可能量は47万kW。

＜拡大方策試算②＞ 蓄電池の設置・運用システムの開発

◇蓄電池の設置により、再エネ電気の余剰時に蓄電し、再エネの発電量が減少した時間帯や需要の増加した時間帯に放電することで、接続可能量を増加させることができる可能性がある。

(第2回系統ワーキンググループ資料に基づく)

- 太陽光発電の新規設備量に応じて蓄電池を設置した場合について、複数の設置ケースを仮定し、接続可能量を試算を行った結果は下表のとおり。
- 当社需給バランスの状況から、蓄電池に充電した電気を放電するための受け入れ余地が乏しく、北海道においては余剰電力対策として十分な効果が得られないものと考えられる（需給バランスの状況を踏まえた検討が引き続き必要）。

【蓄電池を設置した場合の接続可能量】

蓄電池の設置ケース	制御方法	接続可能量	蓄電池設置量
新規太陽光発電1kW当たり、1kWh分の蓄電池を事業者側に設置する場合	オフライン制御※1	117万kW (増加なし)	1万kW※3
新規太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を事業者側に設置する場合	オフライン制御※2		
新規太陽光発電1kW当たり、5kWh分の蓄電池を系統側に設置する場合	リアルタイム制御		

※1 太陽光発電ピーク時間帯の発電出力を平滑化（充電）し、点灯ピーク時間帯に放電。

※2 太陽光発電の発電出力を一定値以下（30%と仮定）に制御（充電）し、充電した電気が無くなるまで放電を実施（発電時間を延長）。

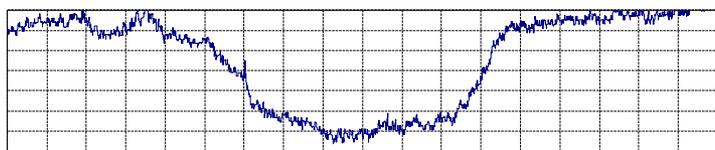
※3 接続可能量の117万kWから申込済み案件の116万kWを差し引いた量に相当。

周波数調整面の検討（平成25年4月）

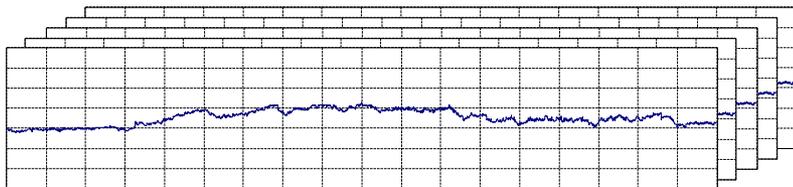
- 太陽光発電の出力変動に対する周波数調整を考慮した接続可能量を確認するため、周波数制御シミュレーションを用いた検討を実施。
- 太陽光発電（2,000kW以上※）について、系統周波数が平常時の調整目標（ $50\pm 0.3\text{Hz}$ ）を満足する接続量を評価した結果、40万kW程度までの接続が可能であることを確認。

【周波数制御シミュレーションによる検討方法の概要】

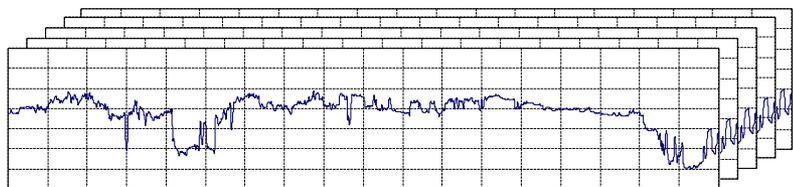
需要想定



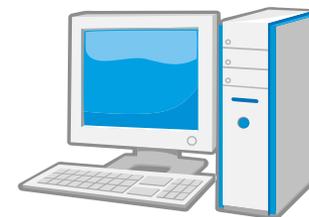
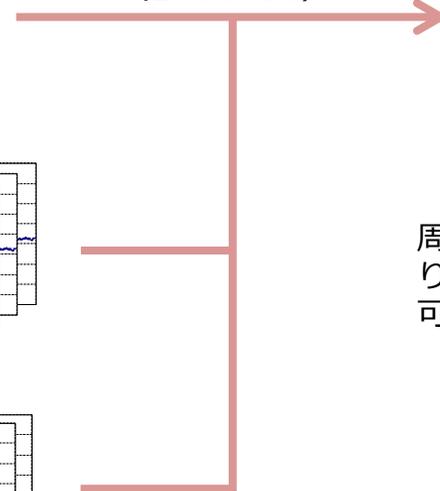
風力発電出力実績90日分（30日分×3カ年）



太陽光発電出力実績30日分（30日分×1カ年）



各月の組み合わせ2700ケース
($1\times 90\times 30$)



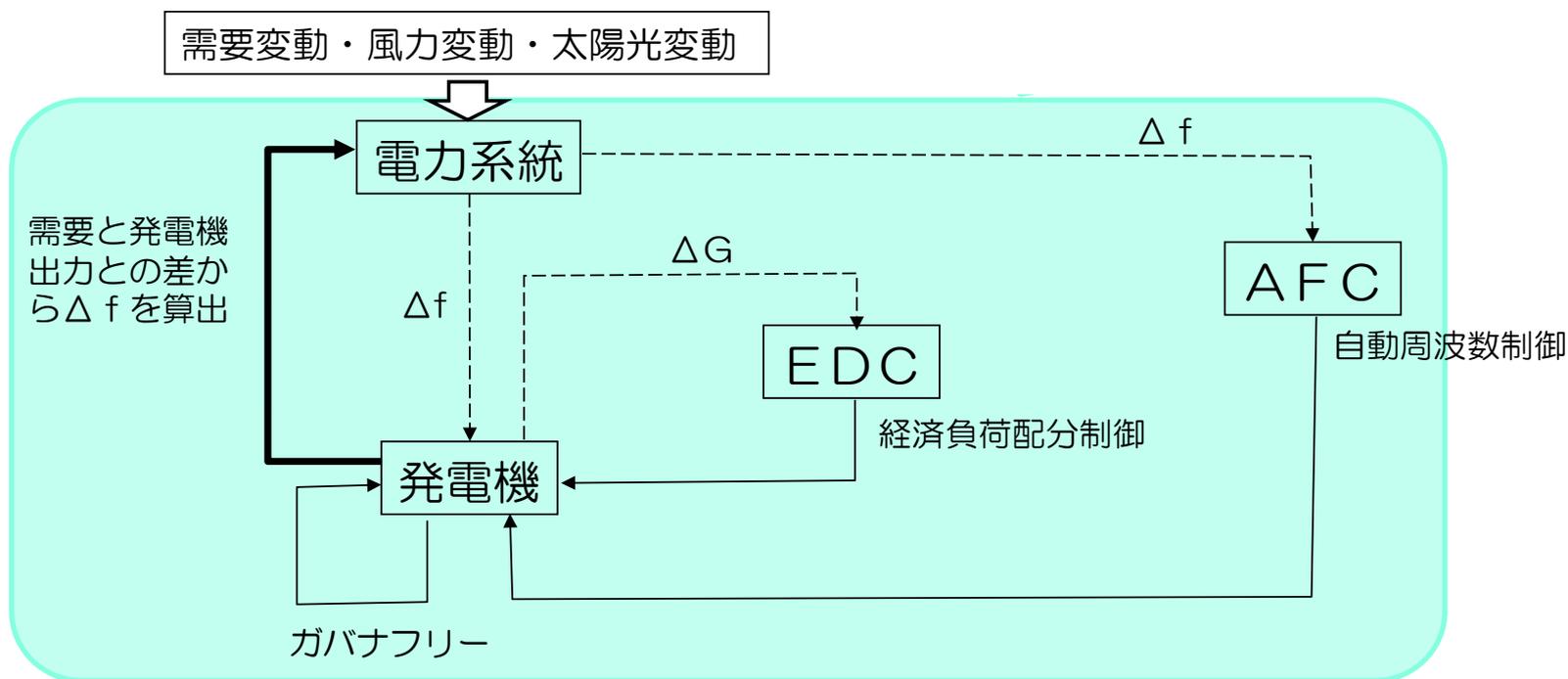
周波数制御シミュレーションにより周波数調整目標を満足する接続可能量を確率的評価により算定

※2,000kW未満（低圧・高圧連系）の太陽光発電については、分散配置により、変動の平滑化効果が十分期待できるものと判断し、検討対象から除外。

(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】

- 発電機出力による電力系統への反映
- 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