

再生可能エネルギーの接続可能量の算定方法
に関する基本的考え方について(案)
(前回の議論を踏まえた見直しと接続可能量の拡大方策)

平成26年10月30日
資源エネルギー庁

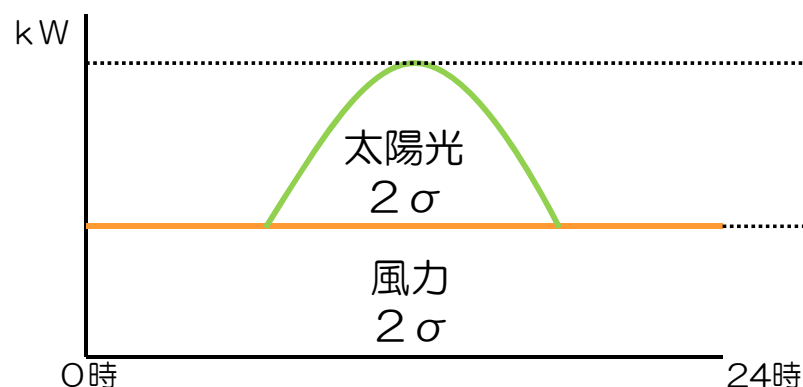
※本資料は、本ワーキンググループでの議論用に作成されたものであり、
本ワーキンググループとしての結論を示すものではありません。

- 第1回系統ワーキンググループ(WG)において、再エネの接続可能量の算定方法の前提及び算定のための各ステップにおける考え方について、概ねご了承を頂いたが、各委員より以下の論点が提起された。
 - 太陽光発電と風力発電でそれぞれ2σ評価を行うことは、再エネ電源の出力を過大に評価している可能性がある。【論点1】
 - 再エネの最大出力と出力抑制日数を評価するに当たっては、「予測」の考え方を用いてはどうか。【論点2】
 - 一般水力の範囲について、考えるべき。【論点3】
 - 太陽光発電と風力発電及び需要が連動した実績ベースのデータを使用して需給解析を行う必要があるのではないか。【論点4】
 - 短期的に接続可能量に反映することは困難であるが、出力抑制を行うことの前提として、価格メカニズムによる需要拡大策が行われていることをチェックすることが必要ではないか。【拡大策】
- 今回は、これらの論点を踏まえた見直し案と接続可能量の拡大方策のオプション案について議論して頂く。

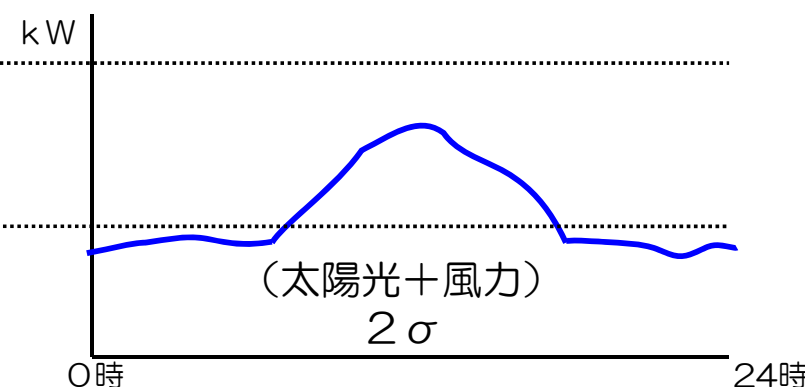
【論点1】 太陽光発電、風力発電の2 σ 評価について

- 前回のWGでは、太陽光発電、風力発電をそれぞれの最大出力を2 σ 評価し、合計する方法を事務局から示した。
- しかし、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、上記の方法では、再エネ電源の出力を過大に評価している可能性があるという論点が提起された。そこで、以下のように合成の最大出力を算定することとしてはどうか。
 - ① 前回のWGで示した方法により、太陽光発電について地域内の各地区の日射量実績から8760時間の合成出力を算定(月毎に30日×24hデータ)
 - ② 風力発電については、地域内の発電実績と想定導入量から、8760時間の合成出力を算定(月毎に30日×24hデータ)
 - ③ ①の太陽光発電と②の風力発電の合成出力を合計(月毎に30日×24hデータ)
 - ④ ③で算定されたデータから、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、過大評価にならないよう2 σ 評価を行う。

○前回の方法 太陽光と風力の最大モデルを合計するため、それぞれの相関を無視。

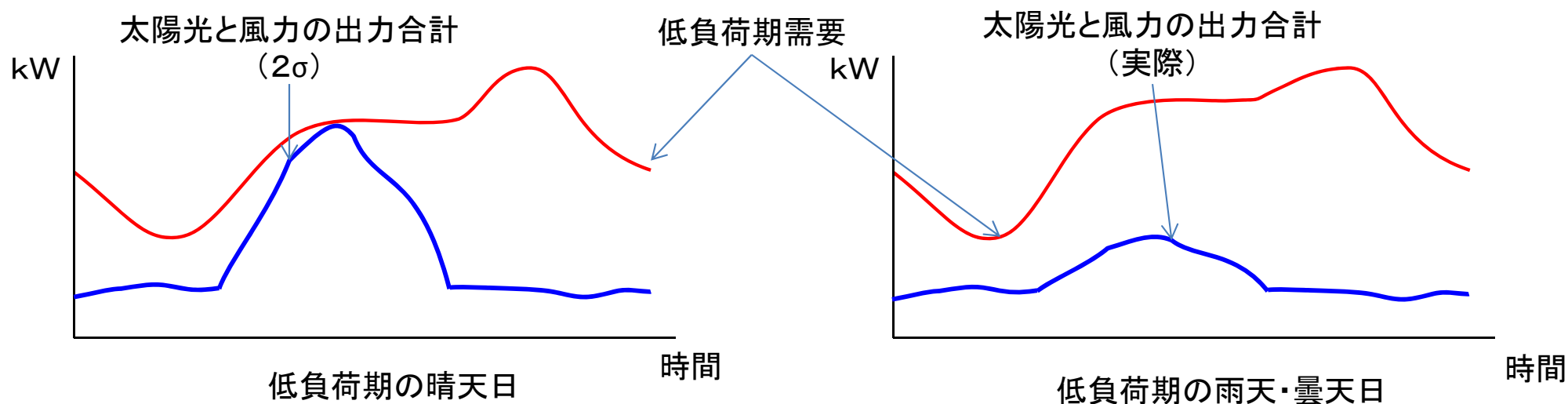


○今回の方法 太陽光と風力を合成したうえで、最大モデルを抽出するため、一定程度の相関を考慮。



- 前回のWGで、再エネの最大出力と出力抑制日数を評価するに当たっては、「予測」の考え方をを用いてはどうかという論点が提起された。
- 指摘のとおり、需要の低い日と太陽光発電と風力発電の合成出力が高い日が一致するとは限らないため、出力抑制日数が過大に評価され、接続可能量が過小となる可能性がある。
- 需要と太陽光発電、風力発電の合成出力を正確に予測することは困難であるが、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できる。このため、「天気による区別」を行い、太陽光発電の出力が低いと見込まれる雨天や曇天の日については出力抑制の対象日から除外する等、太陽光発電、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こととしてはどうか。

＜低負荷期の晴天日と雨天・曇天日の太陽光発電、風力発電の出力の比較＞



太陽光発電の出力が低く、抑制が必要となる可能性は低い。

- 前回のWGで、一般水力については、震災前過去30年間の設備利用率の平均を用いて出力を算定する方法を提示した。
- しかし、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、再エネの発電状況に応じた運用をすることがある程度可能である。
- そこで、貯水池式・調整池式水力については再エネの発電状況に応じた運用をする前提による算定を行うこととしてはどうか。

貯水池式

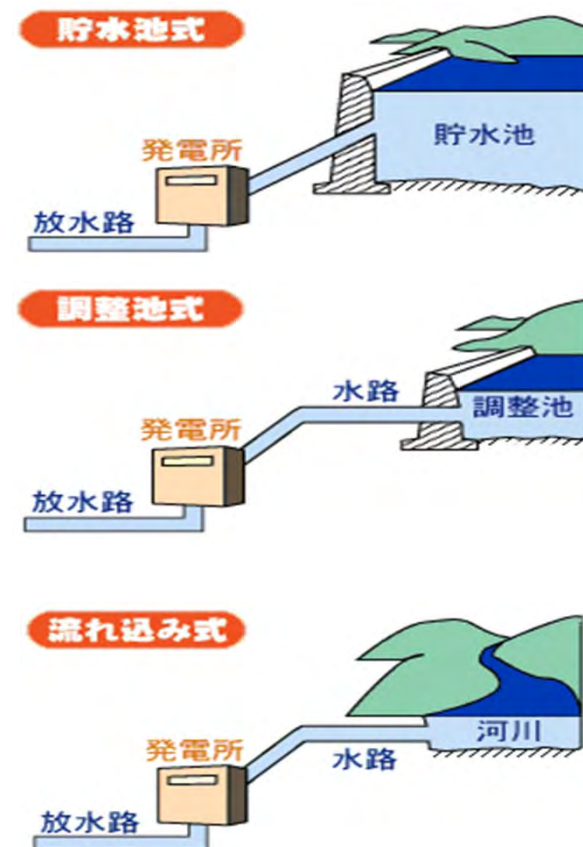
水量が豊富で電力の消費量が比較的少ない春先や秋口などに河川水を貯水池に貯め込み、電力が多く消費される夏季や冬季にこれを使用する年間運用の発電方式。

調整池式

夜間や週末の電力消費の少ない時には発電を控えて河川水を調整池に貯め込み、消費量の増加に合わせて水量を調整しながら発電する方式。

流れ込み式

河川を流れる水を貯めることなく、そのまま発電に使用する方式。



- 前回のWGでは、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一定期間の実績による2 σ 値とするのではなく、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のではないかという論点が提示された。
- 上記の評価方法は、再エネ大量連系の下での、より実際の状況に即した電力需給の解析であり、今後の再生可能エネ大量連系による課題を分析しkWhで評価することができる可能性がある。
- 他方、上記の方法による8760時間の需給解析は、実績をそのまま適用した場合、論点1、2を実施した2 σ 評価に対して、限られた期間の実績に基づくこと、誤差が全くない予測を前提とすることになるなどの課題があるため、解析結果の評価にあたっては一定の考慮が必要となる。

各項目ごとの基本的考え方の整理（修正案）

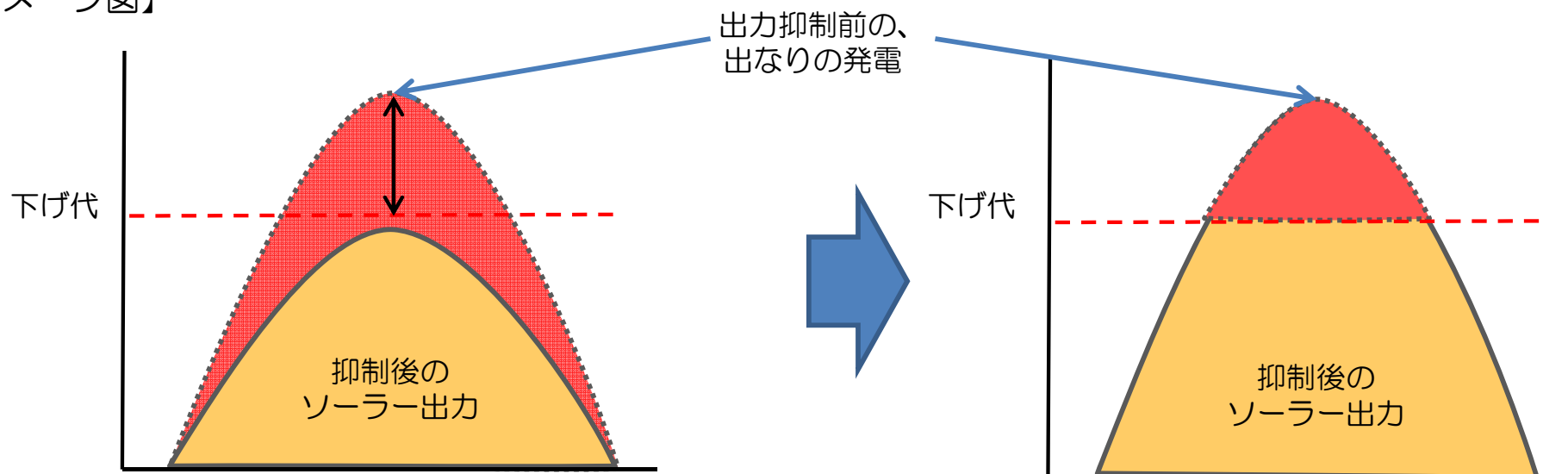
項目		基本的考え方(前回提示案)	修正案
評価期間	算定断面	1年(8760時間)	—
需要	需要想定・需要カーブ	2013年度実績	—
供給 (自然変動)	風力	・2013年度発電実績 ・月単位の最大出力(2σ評価等)	・2013年度発電実績 ・太陽光発電と風力発電の合成出力を月別、時間別の最大出力で(2σ評価)で評価
	太陽光	・2013年度発電実績 ・日射データ等から月別の1時間単位の最大出力(2σ評価等)	
	合成最大出力(2 σ)の発生日	予測不可	一部予測可 (雨天、曇天の日は発生しないと予測)
供給 (ベース)	一般水力・原子力・地熱	震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量	・震災前過去30年間の設備利用率平均×設備容量 (調整池式水力については、短時間の発電抑制) - 貯水池式水力については、発電停止)
供給 (調整)	火力	最低出力まで調整	—
	揚水式水力	最大限の活用(※発電余力として最大発電機相当を確保)	—
その他	再エネ出力抑制	30日	—
	連系線を利用した取引の活用	現時点で約定できる保証がないため接続可能量に算定することは困難(将来の販売可能量としてコミットできる分は、拡大策のオプションとして検討)	—

- 再エネの接続可能量の拡大方策としては以下のものが考えられる。これらの方策について、可能な限り定量的な評価を行う。なお、評価にあたっては、kWベースでの導入量のみならず、再エネの最大導入との観点からは、kWhベースでの導入量の評価を行うことが適当ではないか。
 - ① 出力抑制ルールの見直し(時間単位の出力抑制)
 - ② 出力抑制ルールの見直し(出力抑制日数の拡大、対象範囲の拡大等)
 - ③ 蓄電池の設置・運用システムの開発
 - ④ 地域間連系線の活用・増設
- 上記以外の方法としては以下のような方策もあり、今後とも検討を行っていく必要がある。
 - ① 出力抑制の代わりに、再エネ電力の価格を下げることや、売電価格に一定のプレミアムを付与して、再エネ事業者に市場で直接売電させることによる売り先の確保。
 - ② 料金メニューや需要機器(EVやヒートポンプ、給湯器等)の普及による需要創出。また、再エネ電源の出力が高い時間帯に電力需要をシフトする自動化されたシステムの開発、導入。
 - ③ 火力発電などの、運用改善や設備対応による、最低運転電力、負荷変化速度、起動時間などの運転特性の向上。

■ 出力抑制ルールの見直し（時間単位の出力行抑制）

- 現在は、出力抑制は日数管理となっており、抑制可能日数は年間で最大30日となっている。
- これを、時間単位で管理し、きめ細かな出力抑制（一部出力の抑制）が可能となった場合、接続可能な再エネの容量(kW)を増加させることが可能。
- また、接続しているkW容量が変わらない場合でも、kWhを増加させることが可能。（下図）
- なお、時間単位での出力抑制を行うには、現在の前日までの電話連絡に代えて、出力抑制を時間単位で行うための、ルール変更や、通信機器・管理システムの導入等が必要となる。（通信機器・管理システムの開発期間や費用についても合わせて検討。）

【イメージ図】



日単位の抑制を行うため、本来抑制しなくてもよい、下げ代より下の部分が抑制されてしまう。

抑制が必要な時間帯のみ、抑制を行うため、現在と比較して抑制量を減らすことができ、kWhが増加する。

【参考1】接続可能量の拡大方策（時間単位の出力行抑制）

（新エネルギー小委員会 第2回 資料3 日本風力発電協会説明資料 P19より）

- CECOEL/CECORE: スペインの電力系統全体を監視・制御
- CECRE: 再生可能エネルギー発電を監視・制御(気象予測による発電出力予測を活用)



＜ドイツ等における出力抑制の手法＞

- ◆200kW以上については、DSO(配電会社)のコントロールセンターと専用の双方向通信システムを通じて(IEC 60870など遠隔制御装置)、出力抑制を実施。
- ◆200kW未満については、一方向通信になるが、比較的安く、簡単に設置できる長波ラジオレシーバーによって出力抑制を実施。また、現在、スマートメーターを用いた手法も研究中。
- ◆イタリアでは、再生可能エネルギーの出力抑制にスマートメーターを使用中。

＜ドイツにおけるリアルタイムの出力モニタリング方法＞

- ◆100kW以上については、DSOとの専用回線を通じた遠隔制御システムによりモニタリングを実施。
- ◆100kW未満については、SMA社がエリア内の代表プラントの測定値を使ってエリア全体を推定し、DSO及びTSO(送電会社)にこれらのデータを提供。
- ◆提供データはホームページにて公開。

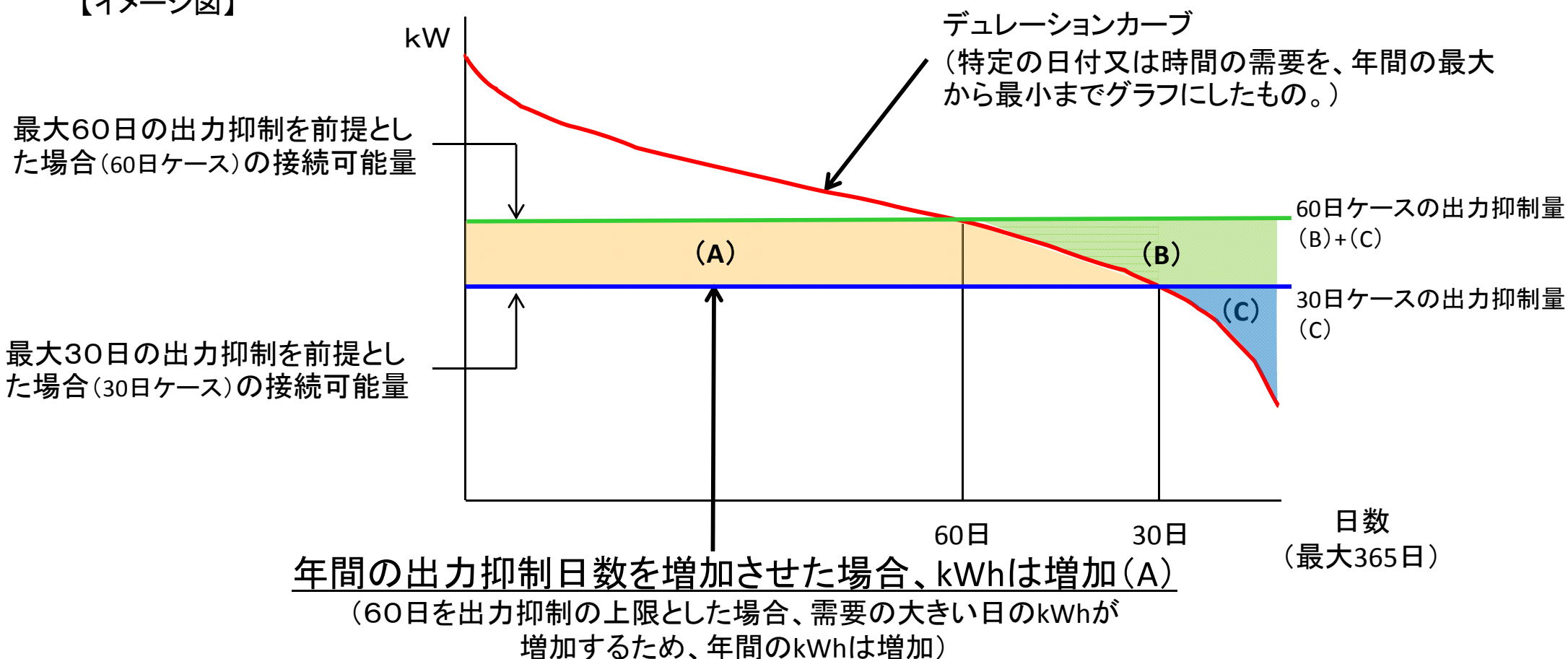
＜ドイツにおける出力抑制ルールに関する制度整備の経緯＞

- ◆2009年の再エネ法改正により、系統に供給される電力を管理するために、設備容量が100kWを超える設備に対しては、系統に過剰な負荷がかかった場合に、遠隔操作により供給量をいつでも制限することが可能となる技術的な設備を備えることを義務付けた(一定の猶予期間後に既存設備も含め全ての設備に適用)。
- ◆2012年の再エネ法改正により、設備容量が100kW以下の太陽光発電施設にも当該義務が課された。設備容量が30kW以下の太陽光発電施設においては、このような技術的な設備に代えて、施設と系統との連系点における最大有効電力供給量を設備容量の70%に制限する措置でもよいとされた(100kW以下の一部について一定の猶予期間を与えた上で、既存設備も含め全ての設備に適用)。

■ 出力抑制ルールの見直し（出力抑制日数の拡大等）

- 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等についても出力抑制の対象とすることで、接続可能量(kW)が増加させることが可能。
- また、一定の年数における出力抑制日数の平均を、上限日数以下とする場合には、接続可能量(kW)を増加させることが可能。(例: 20年間の平均の出力抑制日数が30日以下)
- 接続できる太陽光発電、風力発電の増加により、再エネ全体のkWhも増加する。

【イメージ図】



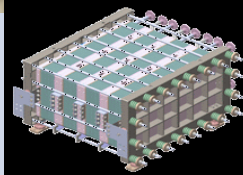
■ 蓄電池の設置・運用システムの開発

- 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。
- 同様の機能を有する揚水式水力と比較して、蓄電池は短期間で設置できることや、必要に応じた増設が容易であること、蓄電池の種類によっては充放電ロスが少ないこと、設置場所の制約が少ないといったメリットがある。
- 他方、現状では設置コストや耐久性の課題があり、製造技術・コストの改善が望まれる。また、分散した蓄電池の充放電制御といった課題があり、より効果的に運用をするための遠隔制御や自動制御等のシステム開発が必要となる。

【参考3】出力抑制の拡大及び蓄電池の設置による接続可能量の
拡大方策のオプション（イメージ）

	出力抑制期間	出力抑制対象	蓄電池
現行	最大30日	500kW以上の太陽光・風力	なし
①	<u>最大720時間</u>	500kW以上の太陽光・風力	なし
②	<u>最大60日</u>	500kW以上の太陽光・風力	なし
③	最大30日	<u>すべての太陽光・風力</u>	なし
④	最大30日	500kW以上の太陽光・風力	設置

【参考3】 接続可能量の拡大方策（蓄電池）

蓄電池種類	リチウムイオン電池	ナトリウム硫黄電池 (NAS電池)	レドックスフロー電池 (実証中)
蓄電池外観	 リチウムイオン電池システム  リチウムイオン電池セル	 NAS電池システム  単電池(左)とβアルミナ管	 レドックスフロー電池システム  セルスタック (単電池の集合体)
主要メーカー	日立、GSユアサ、NEC 東芝、三菱重工	日本ガイシ	住友電工
システムコスト (円/kWh)	10～15万円	5万円	9万円(試算)
システム 充放電効率	90%	79%	72%
寿命 (サイクル数)	10～15年 (3500回)	15年 (約4500回)	20年(電解液は再使用可) (制限なし)
エネルギー密度	200Wh/L	160Wh/L	10Wh/L

【参考3】 接続可能量の拡大方策（蓄電池）

■ 蓄電池による出力変動抑制①（六カ所村二又風力発電所の例）

次世代エネルギー・社会システム実証事業

（平成17年度 事業費220億円（蓄電池及び制御装置：約100億円））

六カ所村二又風力発電所

○風力発電：51MW

（1.5MW x 34基）

○NAS電池：34MW

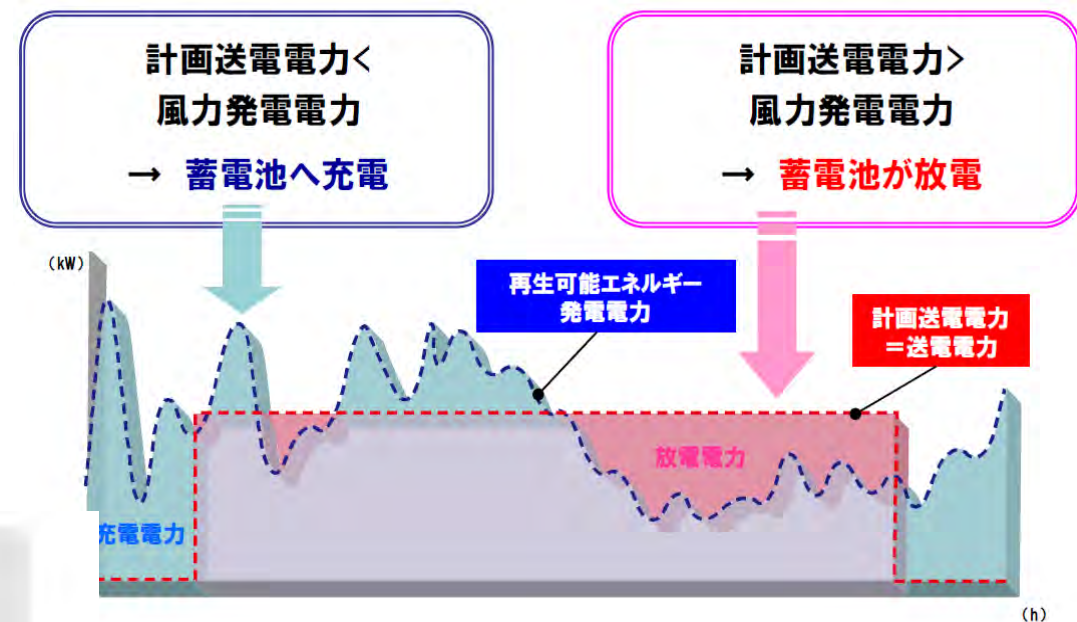
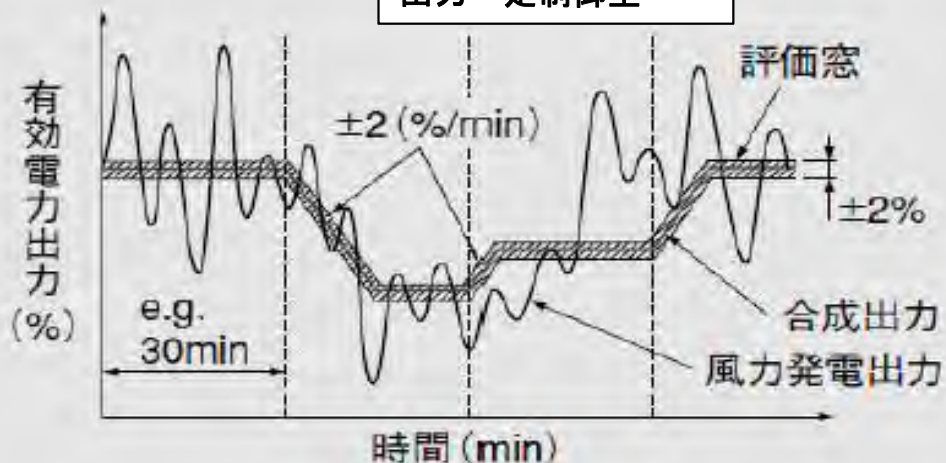
（2MW x 17基）

○連系電圧：154kV

○連系容量：51MW

蓄電池の充放電の制御により、出力を平滑化

出力一定制御型

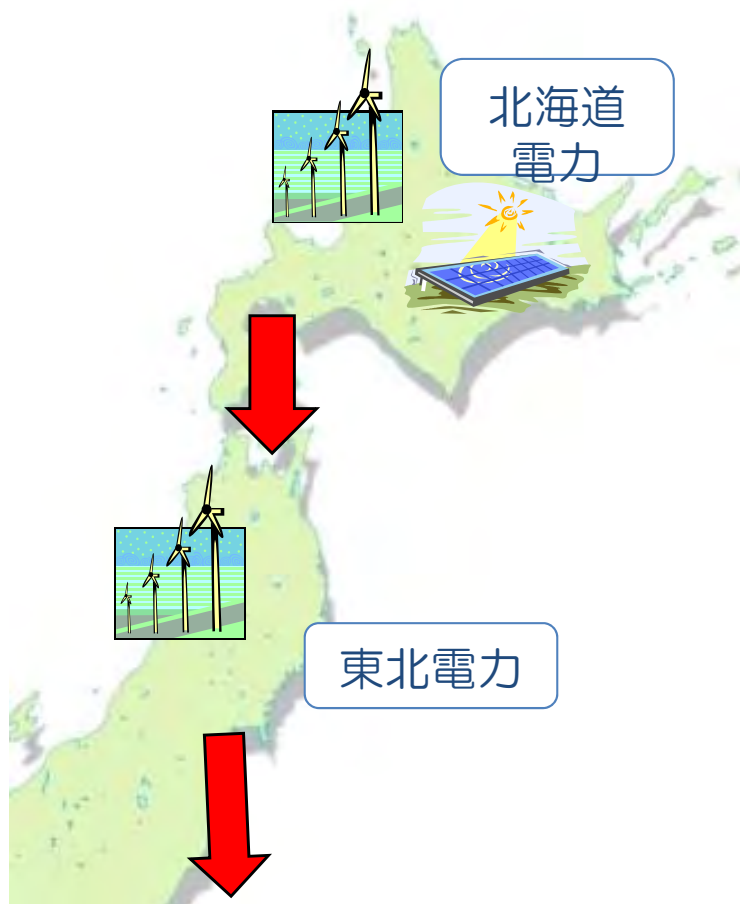


○地域間連系線の活用・増設

- 再エネの接続可能量は、余剰電力の発生など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ことは、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となる。
- 地域間連系線を活用した場合の効果については、連系設備の容量のみならず、想定する再エネの種類や設置場所、その他の電源の利用状況など様々な要因に影響を受けるが、各電力会社が広域で調達する電源の調整などによって、いかなる効果を持つか、検討することが必要。
- なお、現在、各電力会社が北本連系線や東西の周波数変換設備等の増設に取り組んでいるところ。また、過去に開催された総合資源エネルギー調査会の研究会においては、再エネ導入のための系統増強費用についても試算を行っている。
- また、従来の取組を超えた地域間連系線の活用や増強によって、再エネの接続可能量を増加させるためには、連系線建設コストの大きさや設備利用率の低さといった課題に留意しつつ、新エネルギー小委員会においては、別途行われている電力システム改革の制度設計ワーキンググループでの連系線利用ルール等に関する議論も踏まえつつ、FIT制度の在り方を含めた再エネ導入拡大を検討していくことが必要。

○総合資源エネルギー調査会総合部会 電力システム改革専門委員会「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 - 中間報告書」(平成24年4月)より

【北海道電力・東北電力からの送電イメージ】



【北海道・東北地域に風力発電など約590万kWを追加導入するための系統増強概算費用】

追加連系量	北海道(風力+太陽光)	東北(風力)	北海道+東北 計
	270 万 kW	320 万 kW	590 万 kW
地内送電網増強	2,000 億円程度	700 億円程度	2,700 億円程度
地域間連系線増強等	5,000 億円程度	3,300 億円+700 億円程度	9,000 億円程度
概算工事費計	7,000 億円程度	4,700 億円程度	<u>1兆1,700 億円程度</u> <u>[10 円/kWh 程度]</u> ※

※ kWh単価は、設備利用率を風力発電20%、太陽光発電12%、送変電設備年経費率8%として、以下のとおり試算。

①年間発電電力量: $(500\text{万kW} \times 20\% + 90\text{万kW} \times 12\%) \times 8760\text{時間} = 97\text{億kWh}$

②年経費: $1\text{兆}1700\text{億円} \times 8\% = 936\text{億円}$

③kWh単価: $936\text{億円} \div 97\text{億kWh} \div 10\text{円/kWh程度}$ 。なお、我が国の平成21年度の総発電量は約9070億kWhであり、全体で負担する場合は0.1円/kWh程度となる。