

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)

平成26年10月16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。

- 接続可能量の算定方法に関する「基本的考え方」を整理する。(第1回ワーキンググループ)

↓

- この「基本的考え方」に基づき、各電力会社において採用する「算定方法」を説明し、これを検証する。(第2回ワーキンググループ)

↓

- 検証された「算定方法」に基づき、各電力会社において「接続可能量」を算定し、これを検証する。(第3回ワーキンググループ)

- なお、並行して、接続可能量の拡大方策のオプションを整理。(第2回、第3回ワーキンググループ)

- 接続可能量の算定に当たり、電源の運用や出力抑制等のルールについては、現在の制度を前提とする。(運用の見直しについては、社会全体が負担するコストを最小化しつつ接続可能量を拡大する方策のオプションとして分けて検討することとする。)
- 算定に用いた需要や発電設備のスペック等については、データや技術的な根拠を示す。
- 電力会社ごとの特性(需要や設備形成、地域性等)は考慮し、必要に応じてエリア毎に異なる想定も許容する。ただし、その場合は、電力各社が合理的な根拠を説明する。
- 各社が自主的に見込む追加的な取組があれば、追加的な接続可能量に反映する。
- 現在各社が直面している課題は余剰電力対策であり、短周期の周波数制約については、対応方針として広域的運営推進機関による広域周波数調整が示されていることから、今回の検証の対象外とする。

再生可能エネルギー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想定決定

ステップ3

検討断面における想定出力等の決定（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想定出力等の決定

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）

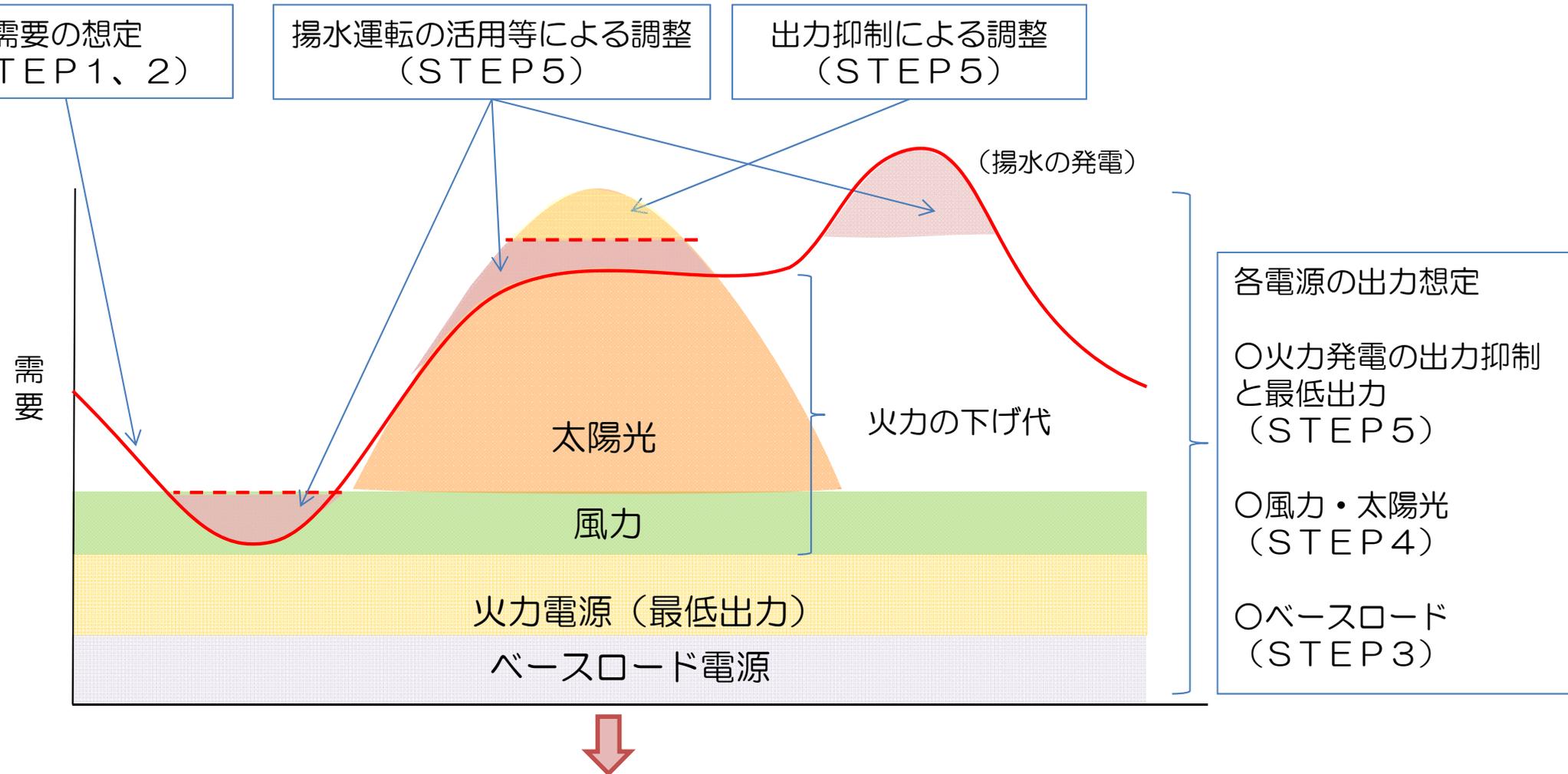
接続可能量

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

再生可能エネルギー接続可能量算定（イメージ図）

- 各STEPの内容と関係を図式化すると、下記ようになる。



STEP1～5の考え方を整理し、当該考え方に従って電力会社が適切に接続可能量を算定しているかについて検証を行う。

- 需給解析には震災後の電力需要の形の変化を含めることとし、具体的な方法としては以下の2通り
 - 1年間(24h×365日=8,760h)を通じた各時間を検討の対象とする
 - 特定の1日(低負荷期など)(24h)の各時間を検討の対象とする
- 今回算定する接続可能量は、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、8,760hの各時間における試算を原則とする。

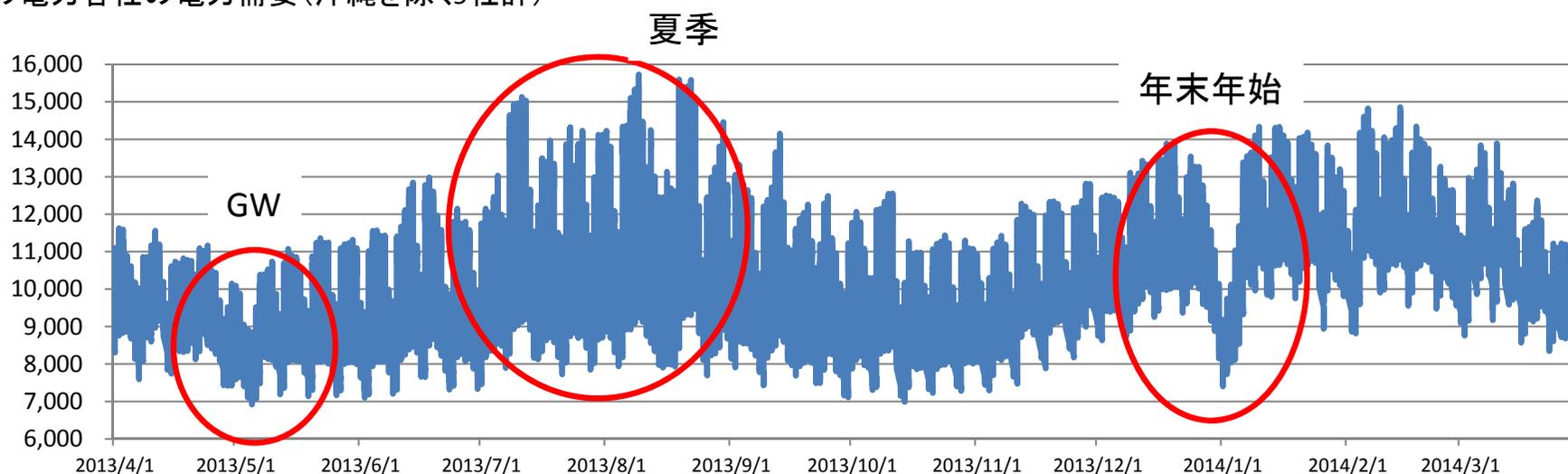
※再エネ特措法に基づく回避措置と出力抑制(再エネ特措法施行規則第6条1項3号イ)

- 電気の供給量はその需要量を上回る場合、500kW以上の太陽光発電設備、風力発電設備については30日を上限とする無補償での出力抑制が可能。
- ただし、出力抑制を行う前提として、以下の回避措置を実施する必要。
 - ✓ 火力発電設備の出力抑制と揚水式水力発電設備の揚水運転
 - ✓ 需要を上回ることが見込まれる量の連系線等を用いた「電気の取引の申込み」

STEP 2 検討断面における需要想定の設定

- 需要想定のお考え方は下記の3通りが存在。
 - 需要想定(将来のある年度)
 - 需要実績(単年度)
 - 需要実績(複数年度平均)
- 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。その上で、将来年度において需要実績が変化し、接続可能量の算定に反映する必要がある場合には、その都度、接続可能量を見直すこととしてはどうか。
- また、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、昨年度(2013年度)の自社需要実績を用いることとし、各電力会社は、検討に用いた需要実績を示す。

2013年度の電力各社の電力需要(沖縄を除く9社計)



- 太陽光発電や風力発電は、時間や天候により出力が変動する特性があり、コストが安く昼夜問わず安定的に発電できる、いわゆる「ベースロード電源」とは役割が異なる。安定供給のためには、こうしたベースロード電源を一定量確保することが必要。我が国では、一般水力、原子力、地熱、石炭火力がベースロード電源に該当。
- このうち、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。
 - ※現行の出力抑制ルールでもこれらの電源を抑制することとはしていない。
 - ※火力発電は、現行の出力抑制ルールにおいて、再生可能エネルギーよりも先に出力を抑制する調整電源として扱っており、石炭火力についても同様。
- これら一般水力、原子力、地熱の出力については、各電力会社の特性や長期的な傾向を反映することとし、電力会社別の震災前過去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）こととしてはどうか。

STEP 4 検討断面における再エネ出力の想定（風力）

- 風力発電は各社の地理的・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、将来の発電特性の想定は各電力会社が保有する実績データを用いることが適切ではないか。
- 個別の風車・ウィ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。
- 出力は最大を想定するが、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、月別の最大出力としてはどうか。
- さらに、風力発電は出力と時間帯の相関が低いと考えられることから、時間最大値を各月ごとの最大出力とする。その際、過大評価にならないよう2σ評価を行ってはどうか。
- 風力発電の導入想定量は以下の2パターンとする。
 - ① 各社が公表している接続可能量
 - ② 各社の導入見込み量（①を超えない場合に限る）

東北エリアにおける風力発電の月別最大出力とその発生日時（平成25年度：25サイト、48万kW）

月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
日	28日	3日	12日	18日	30日	16日	12日	26日	29日	10日	1日	8日
時間	2時	15時	20時	11時	10時	21時	18時	20時	6時	19時	1時	4時
最大出力	79%	81%	34%	48%	58%	72%	81%	81%	84%	83%	79%	83%

※特別高圧連系設備を対象に1時間値で分析

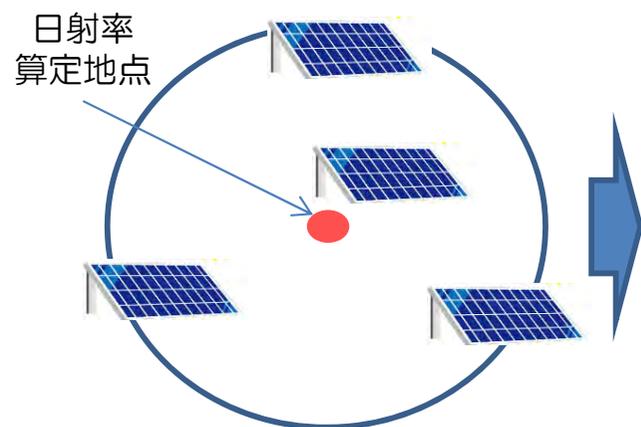
- 太陽光発電も風力発電同様に各社の地理的・気象的な特性や導入場所を含めた長期的な傾向を反映することから、将来の稼働率の想定は過去の実績を用いることが望ましい。
- しかし、現在の連系の大部分を占める低圧及び高圧の太陽光発電は、実際の発電出力の把握が困難なため、気象庁の日射データやPV300実証事業等から、日射量を計算し、各地の太陽光発電の出力を算定する。
- また、その際には、導入地点を踏まえた平滑化効果を考慮する。

○具体的な算定方法

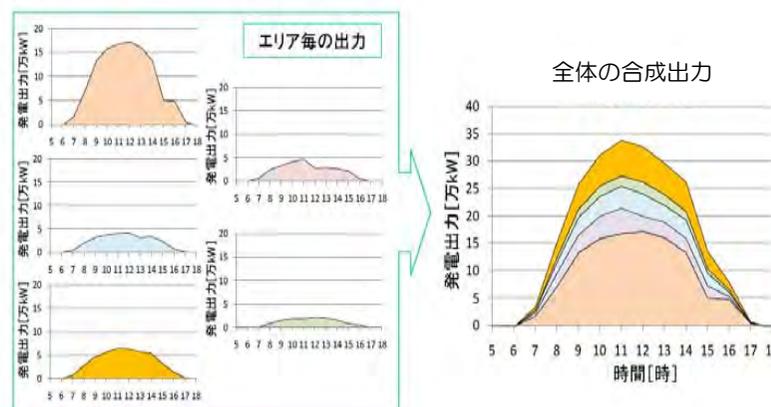
- 各地の日射データから、日射量を算定し、各地区の太陽光の導入実績から時間毎の太陽光の出力を算定。
- 各地区の時間ごとの太陽光の出力を合成し、供給区域内の時間毎の合成出力を算定。
- 月ごとに時間毎の最大出力を抽出し、時間毎の最大出力値を合成し、太陽光の最大発電モデルとする。なお、最大出力については、過大評価にならないよう2σの評価を行ってはどうか。
- さらに、追加的な太陽光の接続は比例的に行われると想定し、導入量に応じた出力を算定する。

<算定方法イメージ図>

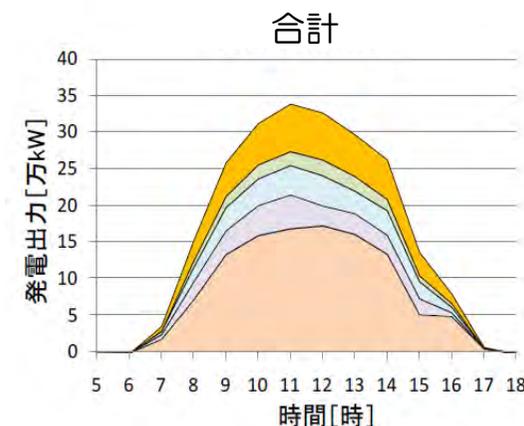
○各地区の出力を算定



○各地区の出力を合成



○30日間の合成出力から、時間ごとの最大値を合成



○火力、揚水式水力

- 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
- 火力発電の最低出力の算定に当たっては、上記の①～③に基づき火力電源を選定する。また、保有又は調達する全ての火力発電設備及び①～③の根拠を示すものとする。
- バイオマスは発電実績や計画を反映することとしてはどうか。
- 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。
(ただし、緊急時対応として最大発電機相当の発電余力は残すこととしてはどうか。)

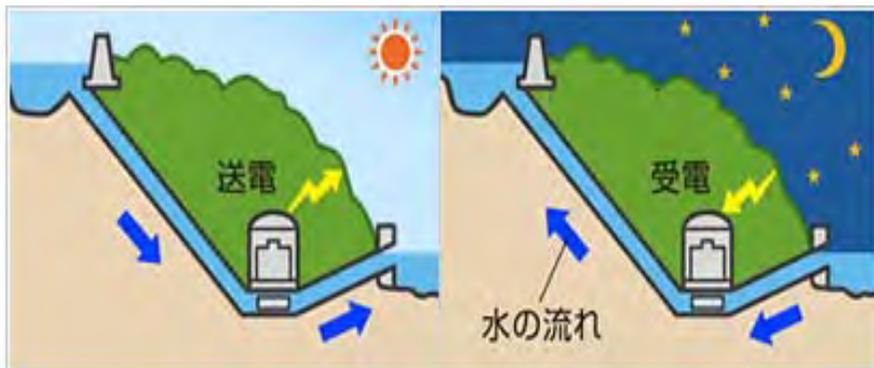
○取引の活用

- 再エネ特措法上は、太陽光・風力の出力抑制に先立ち、余剰電力について「電気の取引の申込み」を行うこととされており、主に域外の電気事業者に対し、経済的に成立する範囲で、連系線を用いて余剰の電気を販売することとなっている。
- ただし、現時点で、将来の余剰電力販売について他の電気事業者と約定できる保証はないため、取引される電気の量を接続可能量の算定に見込むことはできない可能性がある。
(電力会社が、将来の販売可能量として追加的にコミットできるものについては、接続可能量の拡大策のオプションとして検討。)

STEP 5 回避措置（揚水式水力の揚水運転）

- 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各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、接続可能量を算定してはどうか。
- 算定にあたり、電力会社は、再エネ電気の余剰が見込まれる時間帯の揚水式水力の運転状況を示すこととしてはどうか。

揚水発電所の仕組み



（関西電力HPより）

※通常は、需要の少ない夜間の電力で揚水運転を行い、需要の多い昼間に放水して発電。

この揚水運転を、昼間に行うことで、太陽光発電の余剰電力を吸収する。

この際に、瞬間的に調整可能な出力（ポンプの最大電力）がkWの制約であり、調整可能な電気の量（貯水池の量）がkWhの制約となる。

（揚水式水力は、貯水池が一杯となった場合、揚水した水を放水し発電しなければ、追加の揚水運転が行えないため、吸収可能な電気の量に上限が発生する。）

- 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。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当たっては、この範囲の出力抑制を織り込むことが必要。
- 織り込みに当たっては、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こととしてはどうか。
- また、出力抑制を効率的に行い、接続可能量を拡大するために①出力抑制を時間単位で行うことや、②出力抑制を無補償とする日数の増加、③出力抑制の対象範囲を拡大することなどの対応については、拡大方策のオプションの検討で、議論することとしてはどうか。ただし、そのためのルールの整備、機器の普及が必要となる。

<再エネの導入量に応じた出力抑制の適切な評価>

- 太陽光発電の出力は需要との相関がある。また、出力抑制は需要の少ない時間帯に再エネの出力が大きくなる場合に行うものである。
- このため、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 2σ 最大値とするのではなく、需要と連動した実績ベースの出力を使用して需給解析を行うことについても検討する必要があるのではないかと。

- 以上をまとめると、各社の接続可能量の算定にあたっての基本的考え方について、以下のとおり整理できる。
- ただし、電力会社は、合理的な根拠を示せば、必要に応じてエリア毎に異なる想定も許容。
- 以上を踏まえ、各社が採用する考え方については、次回のワーキンググループにおいて説明を求め、検証を行う。

項目		基本的考え方
評価方法	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)
	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)
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
供給(調整)	火力	最低出力まで調整
	揚水式水力	最大活用(※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)