

系統接続制約問題に対する考察と提言

平成26年10月30日
一般社団法人太陽光発電協会

～実際の系統への影響発生(時期)と条件を踏まえ～

1. 本当に運転開始まで至る容量は？
2. 時間軸視点での年次導入ペースは？
3. 年間8,760時間中、どの月日のどの時間帯に何が起こる(可能性がある)か？
4. 余剰電力発生時の出力調整手段について
5. その他

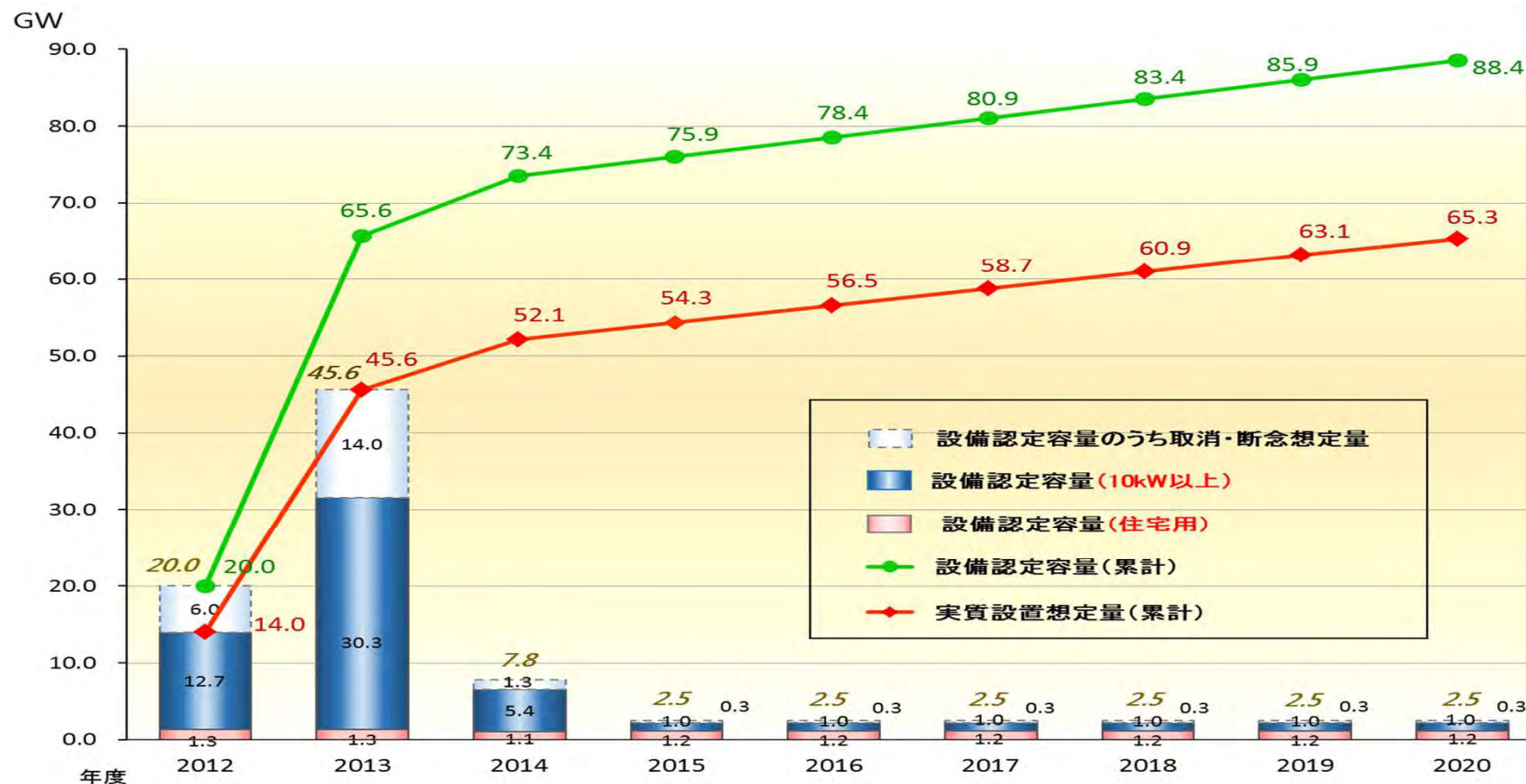
1. 本当に運転開始まで至る容量は？

- ①設備認定量のうち、実際に導入される容量の推計
→全認定量の約30%以上は導入まで至らない？
- ②設備認定されたものの仕分け・精査
 - ・24年度40円案件にて設備認定取り消し済みの案件において、電力会社との接続契約が残存したままのものへの対策。
→契約解除が本来。又はデータ仕分け及び、実務的な接続順位の繰り下げ等により対策可能？
- ③接続契約条項に新たに盛り込むべき内容の検討
 - ・例えば、土地と設備を一定期限内に確保可能と誓約した案件を順次優先承諾・契約締結し、実現できなければ契約解除可能としてはどうか？
→設備認定要件と接続契約要件の連動

設備認定容量と実質設置想定量の推移(単年度・累計)



- 2012年度、2013年度は設備認定量のうち、「取消・断念」量を想定して「実質の設置想定量」を試算
- 2014年度以降は、一定の取り下げ率を適用して「実質の設置想定量」を試算



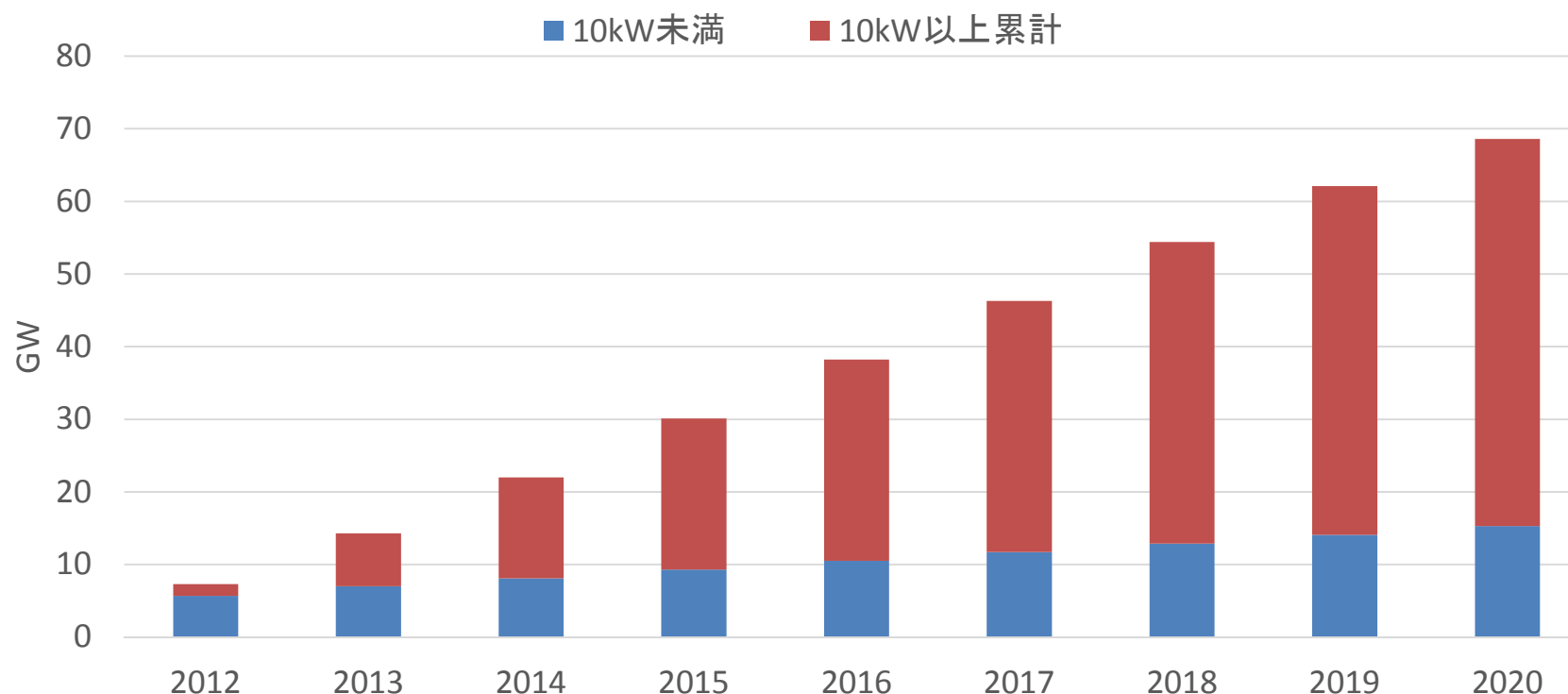
<取消・断念想定量の前提条件>

- ・10kW未満は取消・断念はないものとして試算
- ・2012年度の認定設備に対して実施された報告徴収の「設置断念設備」及び「徴収後廃止・取下設備」合計の構成比を試算し、その数値を2012年度、2013年度の設備認定量に乗じて、取消・断念の量とし、設置想定量を試算
- ・2014年度以降は、10kW以上の設備認定量を協会内で試算し、その中で一定の取消・断念率(過去の補助金キャンセル率)とし、設置想定量を試算

2. 時間軸視点での年次導入ペースは？

- ①当然ながら、すべての認定量・導入予定量が一挙に運転開始できるわけではない。
→主に、施工能力・機器供給能力等により、順次運転開始・導入に至る。
- ②但し、時間差があっても、いずれは導入に至る為、それによって現時点での接続受入れ可能容量が増えたり余裕があるということではないことに留意。
- ③重要なポイントとして、「この時間を使って何をするか？」ということ。
→接続可能容量拡大対策オプションには、実現に時間を要するものも多いと推定される。技術的・物理的・ルール確認を含めた対策に必要な時間として、このタイムラグを有効活用すべき。

2020年までの全国への導入量試算



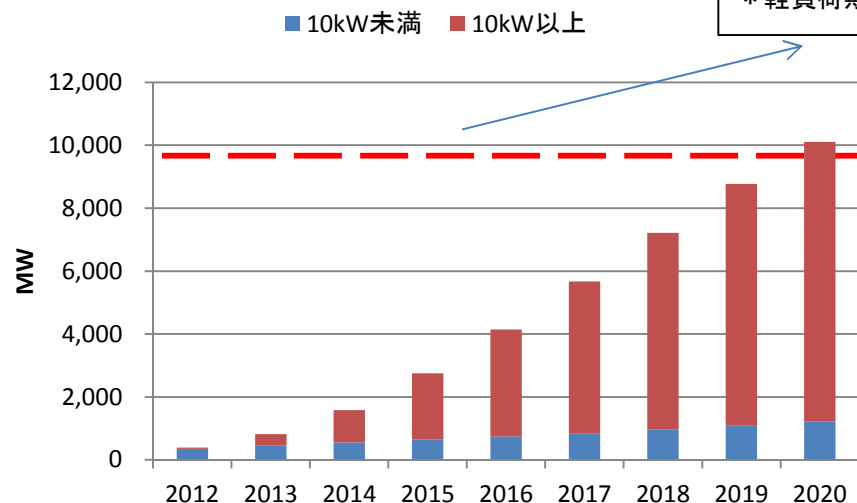
<年度ごとの設置量試算の前提条件>

- ・系統連系課題による設置断念等は反映しないで試算
- ・2012年度、2013年度の設備認定量の内、取消・断念を除いた設置想定量に基づき、年度ごとの設置想定量を試算
- ・2014年度以降は、設置の最大ネックとなる施工能力の上限値を年度の設置上限値として試算
太陽光発電協会内の主な発電事業者に対して実施したヒアリング結果により、施工経験値等を踏まえて翌年度以降を試算。2013年度実績(7GW)に対して2014年度は前年比110%、2015年度以降は2014年比105%を施工能力の上限として試算

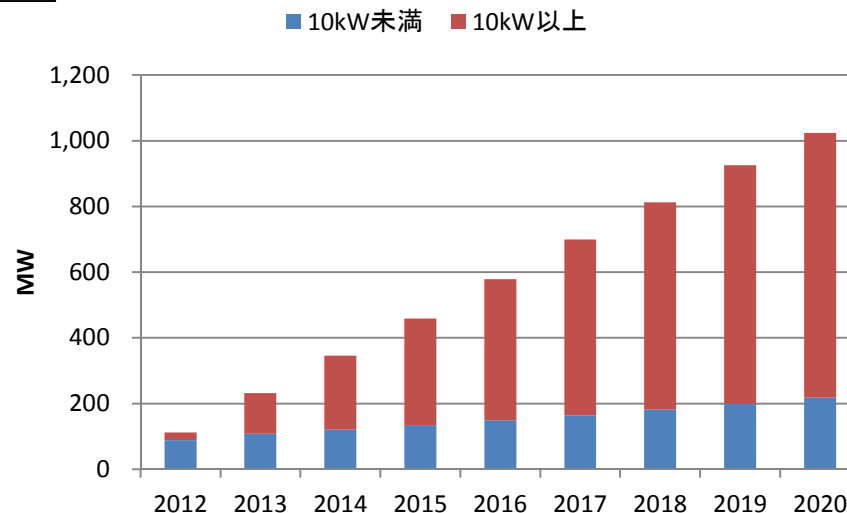
<参考> JPEAによる2020年までの電力会社別導入量試算



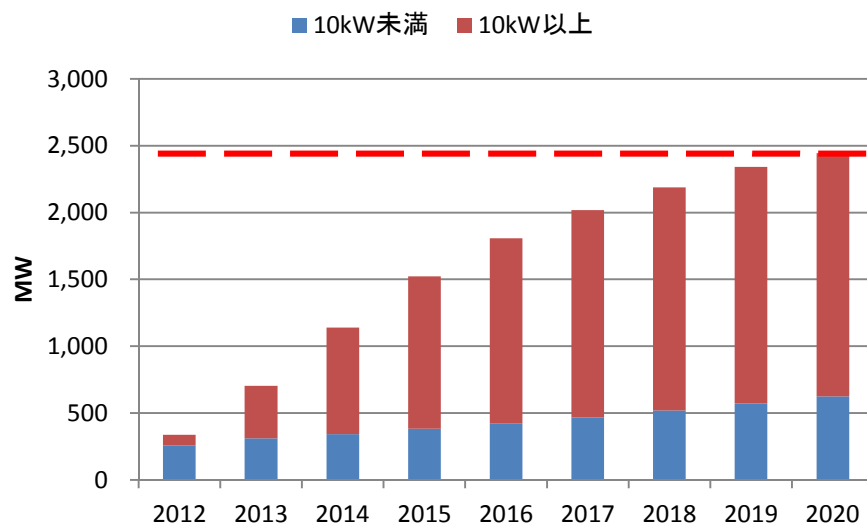
東北電力導入量試算



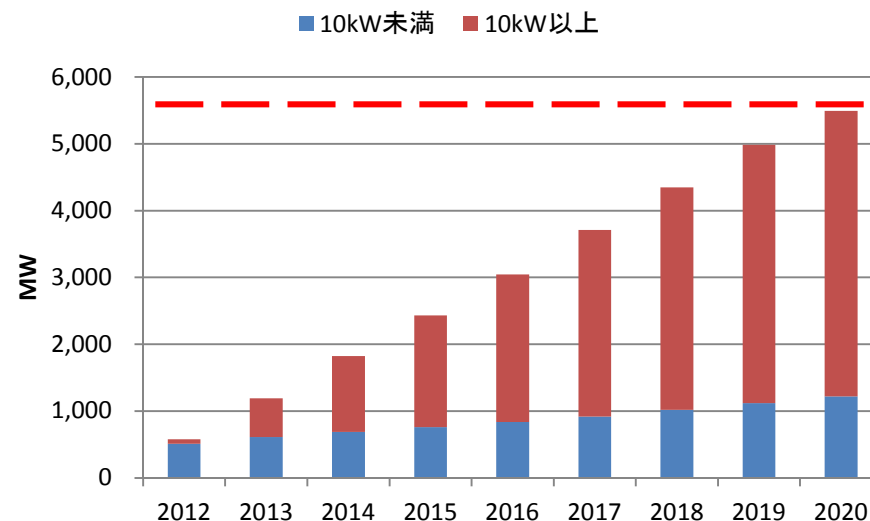
北陸電力導入量試算



四国電力導入量試算



中国電力導入量試算



* 軽負荷期需要量と導入量の間の実質的相関には課題があるが便宜上、同一表上で表現
* 太陽光発電のみの数値を試算。その他再生可能エネルギーは試算せず

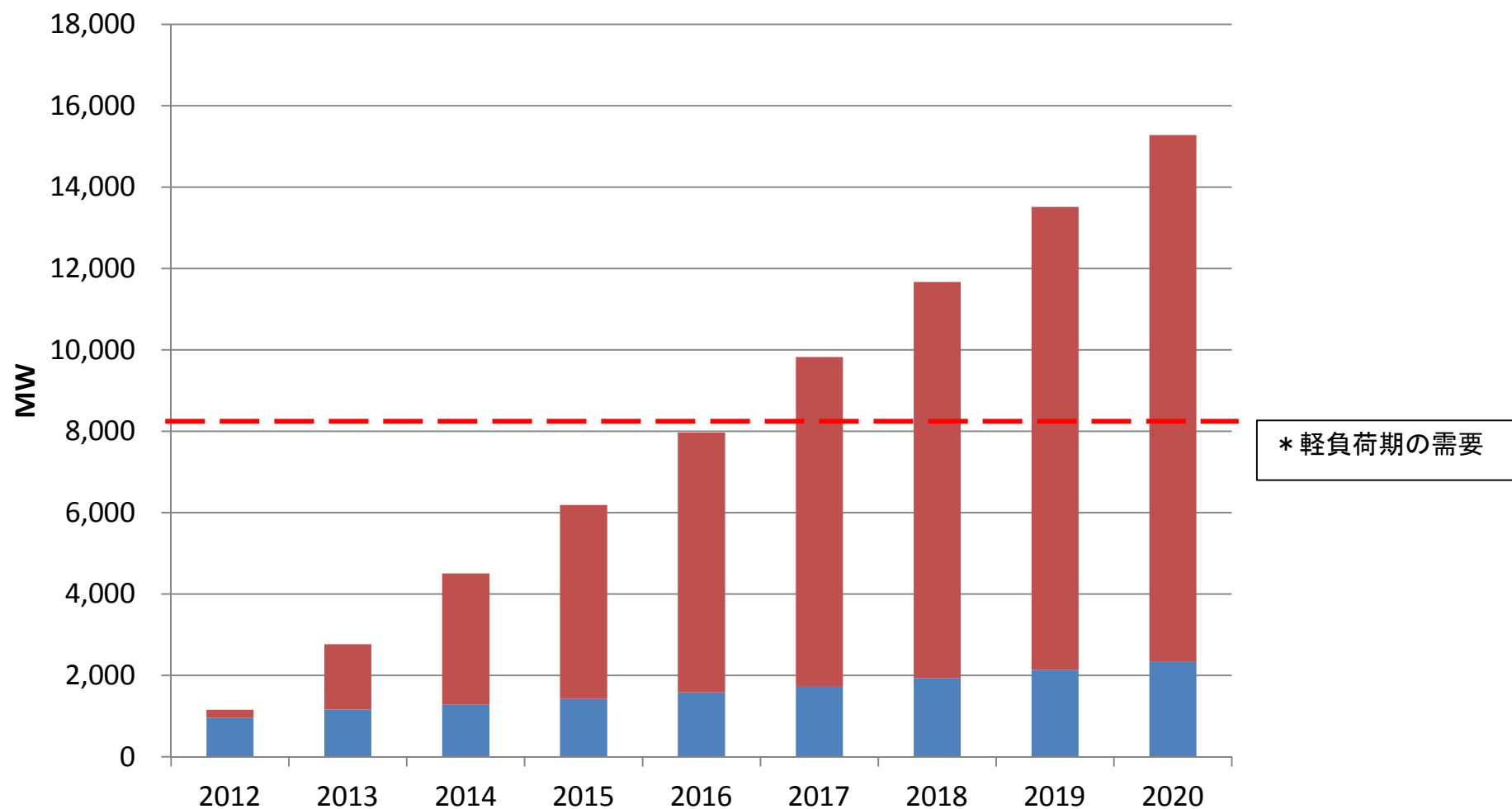
<参考> JPEAによる2020年までの電力会社別導入量試算



九州電力導入量試算

■ 10kW未満 ■ 10kW以上

* 軽負荷期需要量と導入量の間の実質的相関には課題があるが便宜上、同一表上で表現



* 太陽光発電のみの数値を試算。その他再生可能エネルギーは試算せず

2. 時間軸視点での年次導入ペースは？



- ④これらの時間軸を活用し、併行して種々の対策を講じてゆくことが必要。対策については、短期・中期・長期に分けてタイムラインを示しつつスケジュール化・明確化する必要あり。
- ⑤今後の対応策やルール変更等の方向によっては、普及モチベーションが急落したり上記以上に実導入量が減衰することもあり得る。その場合、九州以外は系統対策等も殆ど不要のまま、今後検討される2030年までの再エネ(PV)導入目標に届かず、折角のFITによる導入成果が終息し結果的に未成就となってしまう恐れもあることに留意が必要。

3. 年間8,760時間中、どの月日のどの時間帯に何が起こる(可能性がある)か？

- ①接続絶対容量との相関もあるが、実際に影響が発生するのは軽負荷時期(月日)の限られた時間帯のみであり、相当量のPVを接続しても、影響を及ぼすのは「発電量(kWh)」「時間数(h)」では年間(8,760時間中)数%程度との説もあり。
- ②これに関しては、太陽光発電の出力変動予測と平滑化効果の検証も重要。
- ③上記から、「カレンダーベース(日数)ではなくタイムベース(時間数)で実際に年間『何時間』『何kWh』影響を及ぼすのか」という影響シミュレーション・精査が最重要と思料。

4. 余剰電力発生時の出力調整手段について



- ①火力発電、揚水式・ダム式水力発電等の調整電源能力が重要であることは勿論であるが、これらについては有識者によるご判断に委ねたい。
- ②出力調整手段としての太陽光発電
 - ・今後、大量導入される再エネを含めた日本の電力構造を勘案すれば、需給予測の精度を高め、優先給電の原則を堅持して頂きつつ、太陽光発電を余剰電力発生時の出力調整手段として活用、それを効率的に可能とする系統システムを整備することは必須であり可能と思料。
 - ・但し、上記については再エネ発電事業者における事業性・事業予見性をできる限り確保することも、中長期的な再エネ普及発展の観点から必須。

4. 余剰電力発生時の出力調整手段について



③太陽光発電の調整(抑制)方式について

- ・調整方式については、「事前通告によるマニュアル調整」「カレンダーによる調整日の設定」といった方式では、「発電量予測のみに依存しない必要最小限の調整の実現」という観点からも、「発電事業者側に依存しない確実な調整の実行」という観点からも、精度・公平性を担保できない。
- ・上記に加え、他の事業者との公平性が確保されているか等の疑心暗鬼発生も考えられ、再エネ発電事業者側としては、透明性・公平性を維持しつつ系統側からの指令により自動的に必要最小限の調整(抑制)が行われるようなしくみが必要。

4. 余剰電力発生時の出力調整手段について



- 即ち、出力調整(抑制)を常態として検討する場合、既にヨーロッパや北海道電力等で行われている系統側(中央監視指令所等)からの通信指令によるリアルタイムの再エネ遠隔制御や再エネ電力も含めた高度な需給監視・自動制御システムによるコントロールの実現・インフラの構築が、今後の日本の系統インフラ及びPVシステム側の要件、電力システム改革の実現項目として必須と考える。
- 開発及び整備費用の負担(区分)等にあたっては更なる検討が必要だが、いずれにせよ、他の対策オプションに比してもかなりのローコスト及び短期間にて実現可能な対策ではないかと推定。

①地域間連系線の活用

- ・導入量予測に基づき、その間に打たれるべき対策との関係を勘案すれば、地域間連系線はあくまで非常時または一時的・過渡的な対策とすることを前提に十分活用検討可能ではないかと思料。

(例：九州-中国間連系線239万kW<最大熱容量556万kW>)

②系統に頼らない「自家消費」等の促進策(政策的インセンティブ案含め)検討

→(例)「独立型再生可能エネルギー発電システム対策補助金」の拡充、等

③デマンド側の対策案検討

- ・再エネの消費・需要量拡大、エコキュート等オール電化機器の活用、蓄電池の普及拡大。