

JPEA PV OUTLOOK 2030

2030年に向けた確かな歩み



～ スマートカントリー日本を目指して ～

2015 年 3 月
一般社団法人 太陽光発電協会

一般社団法人 太陽光発電協会
太陽光発電産業ビジョン 作成履歴

- 2002 年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン
「エネルギー・環境へ貢献する新しい産業創生」
- 2006 年 太陽光発電産業自立に向けたビジョン 2006 年改訂版
「めざせ ソーラー・につぽん」
- 2010 年 JPEA PV OUTLOOK 2030
「日本ブランド 10 兆円産業を目指す」
- 2012 年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2012 年改訂版
「10 兆円産業 より豊かな 2030 年の実現へ」
- 2013 年 JPEA PV OUTLOOK 2030 2013 年改訂版
「FIT が開く太陽光発電、普及の新しい扉」
- 2015 年 JPEA PV OUTLOOK 2030
「2030 年に向けた確かな歩み ～スマートカントリー日本を目指して～」

目 次

1. はじめに	1 頁
2. 急拡大した国内市場	2 頁
2.1 国内の状況	
2.2 世界の中の日本	
2.3 国内住宅用見通し	
2.4 国内非住宅用見通し	
3. 設備認定量が示すもの	17 頁
3.1 都道府県別規模	
3.2 電力供給に占める規模	
4. 顕在化してきた系統接続制約問題	20 頁
4.1 背景と当面の系統接続ルールの見直し	
4.2 系統接続制約問題の今後の進展	
4.3 時間軸視点での年次導入ペース	
4.4 普及度合いで変化する系統接続制約問題と対策	
5. 太陽光発電にとっての「電源価値の最大化」	34 頁
5.1 日本のエネルギー政策における太陽光発電の位置付けと評価	
5.2 エネルギー政策から見た太陽光発電の課題	
5.3 太陽光発電の価値向上に必要となる蓄電技術	
6. 2030 年への確かな歩み	49 頁
6.1 見えてきた時代区分	
6.2 脱化石燃料社会	
6.3 100GW を通過点として 100 年先へ	
6.4 適正処理問題	
6.5 設備償却後の太陽光発電所	
6.6 蓄エネ社会を経て最強のスマートカンントリーへ	
7. おわりに	61 頁

1. はじめに

前回の“JPEA PV OUTLOOK 2030”改訂（2013 年 12 月）より僅か 1 年余りで、今回姉妹編として「2030 年に向けた確かな歩み ～スマートカンントリー日本を目指して～」を発行することとなった。再生可能エネルギーの固定価格買取制度（FIT）による劇的な導入促進効果が明らかになるにつれ、普及の急上昇が一転して急降下することによるハードランディングの事態が危惧されるようになったことがその背景である。太陽光発電産業がこの衝撃に耐え、スムーズなテークオフにより 2030 年に向けて健全な発展を遂げて行くために越えなければならないハードルをより具体的に記述することで、JPEA ビジョンの一貫したテーマである「太陽光発電産業の持続的発展のための可能性」をさらに補強する資料となることを目指した。又、2030 年までは残すところ僅か 15 年であり、「長期的な未来」と言う意味で、さらにその先の社会を展望する端緒となることも意図した。

本稿は、“JPEA PV OUTLOOK 2030”のストーリーを踏襲しているため改訂版ではなく姉妹編とし、「2030 年での国内累積導入量目標 100GW」は変えることなく、国内状況に限定して補強を行った。「FIT の設備認定量が 70GW を超えたこと」「九州電力管内では大量の設備認定量により電力需要の小さい軽負荷期に太陽光発電の供給電力量が需要電力量を上回ること」「エネルギー基本計画（平成 26 年 4 月策定）で示される 2030 年のエネルギー需給においての太陽光発電が 572 億 kWh（設備容量 53GW）以上であること」等々からは、1974 年に始まった国家計画であるサンシャイン計画以来の官民挙げての開発や普及の努力が結実し、既に太陽光発電の普及は所期の目標を達成したと性急に結論づけられる懸念もある。この点からは、「やるべきこと、やれることはもう無い」という声も聞こえてきそうではあるが、むしろそうではなく、産業を含む日本全体で為すべきことがより具体的、現実的なものになったと認識すべきである。

又、本稿では、純粋な国産エネルギーであると共に、産業振興や地域活性化、環境対策に貢献する等の点から太陽光発電はまだまだ伸ばさなければならないという考えに立ち、あえて導入の限界量にも言及し、100GW を超えてもなお必要なものであり、かつ導入が可能であることを示した。

太陽光発電産業の発展が日本のエネルギー問題・環境問題の解決の一助となることは疑いようもないが、太陽光発電の価値が生活者のレベルにおいて如何に消費者に受け入れられるかという点については、正念場を迎えつつある。

2. 急拡大した国内市場

2.1 国内の状況

2.1.1 国内導入見通し

図 2-1 は、今回見直しの中心となる 2030 年までの国内累積導入量見通しである。図中赤枠、赤線で重ねたグラフは、FIT 制度が始まった直後の 2012 年 8 月に作成したビジョンである。FIT 制度による導入促進効果が見えていない段階では、現在の設備認定量である約 70GW に到達するのは 2025 年を過ぎてからと予測していた。その意味で、現在の系統接続制約問題は、10 年前倒しで現実のものとなったと言える。

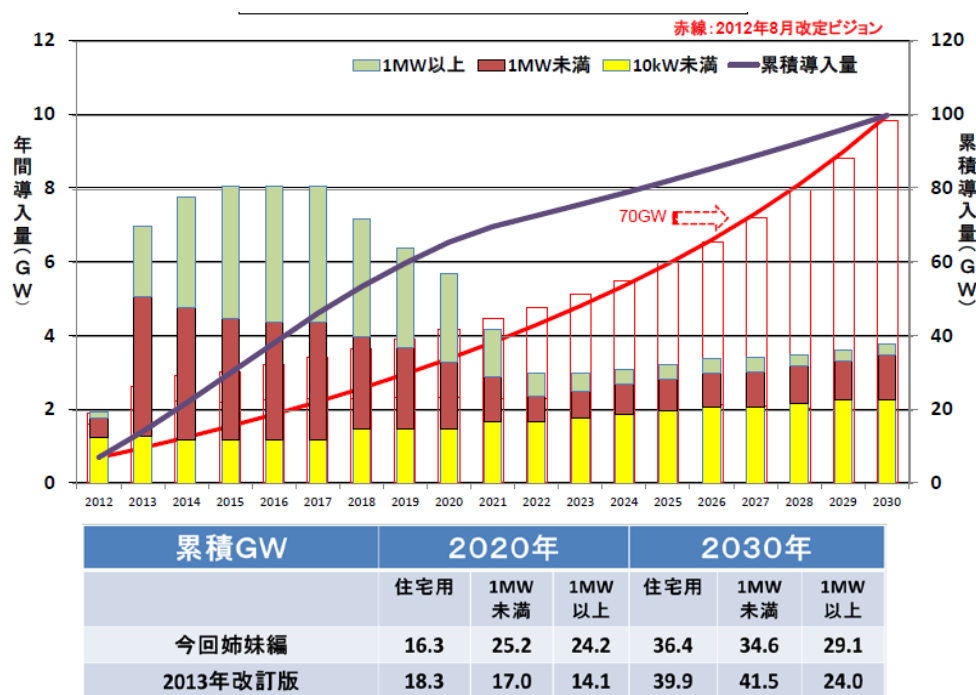


図 2-1 国内累積導入量見通し

国内累積導入量見通しは、下記の内容を考慮して試算した。

- ・ 2012 年 7 月より実施された FIT 制度における設備認定量約 70GW の導入を考慮する。
- ・ 第 8 回新エネルギー小委員会（2014 年 12 月 18 日開催）で示された電力会社毎の再生可能エネルギー接続可能量も考慮する。
- ・ 東北地方の震災復興事業や東京オリンピック開催準備との期間重複による絶対的な施工人員不足を見込み、経験による習熟度向上も前提とした上で毎年の導入量に一定の上限値を設定する。
- ・ 施工能力の限界などの理由により、設備認定分で早期に設置できなかったものも数年間は安定した導入量とする。

- ・ FIT 制度のプレミアム期間終了後 2020 年までは、10kW 以上の市場での適地の減少や買取単価下落による事業性の低下により、設備認定量及び導入量は一旦減少するものとする。
- ・ 2022 年以降は、電力システム改革の進展や発電コストの低下により、安定した導入を見込んだ。
- ・ FIT 制度以前から普及を支えてきた 10kW 未満の住宅用システムは、市場のベースとして FIT 制度下でも余剰電力へのインセンティブにより安定的に伸長するものとする。
- ・ 10kW 以上の市場が一段落する 2020 年以降は、新築住宅における搭載率が毎年上昇すると共に、既築住宅においても搭載が進み、住宅用への期待の高まりから、毎年安定的に成長するものとする。

図 2-2 に、2006 年度から 2013 年度までの太陽電池出荷量推移を示す。過去の実績からも FIT 制度の効果が 2012 年以降、非住宅分野の激増に顕著に表れていることが分かる。海外市場においては、FIT 単価引き下げにより発電事業としての経済的の魅力が失われると共に、過当競争もあり輸出比率は激減した。この窮地から産業を救ったのは、FIT 制度により活性化した国内市場と言える。一方で、海外製品の調達も増えてきた。FIT 制度を先行して導入してきた EU 市場で起こったことを見れば、産業振興、エネルギー政策にどのような影響を及ぼすかを考える上で大いに教訓となる。

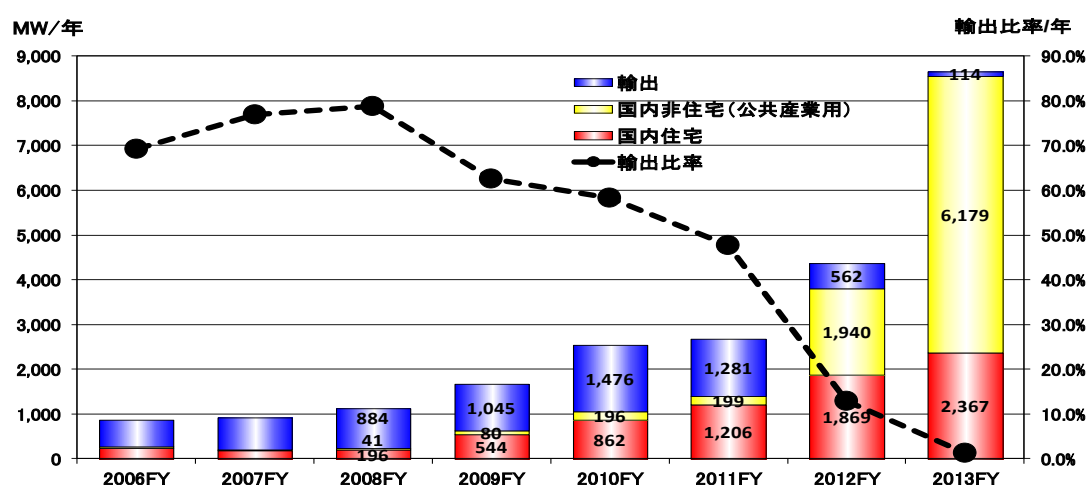


図 2-2 太陽電池出荷量推移

出典：JPEA

2.1.2 便益

FIT 制度の問題点のみがクローズアップされる中、効果や便益の検証も重要である。図 2-3～図 2-6 は、2014 年 8 月 8 日の第 2 回新エネルギー小委員会場で JPEA が発表した資料である。特筆すべきは、僅か 3 年で白物家電市場と同等の約 2.5 兆円の市場が創出されたこと、設備・インフラ産業として 10 万人超の直接雇用を生み出したことである。特に販売・施工の会社が全国で 5,000 社を超えたことは、地域の活性化に貢献した。

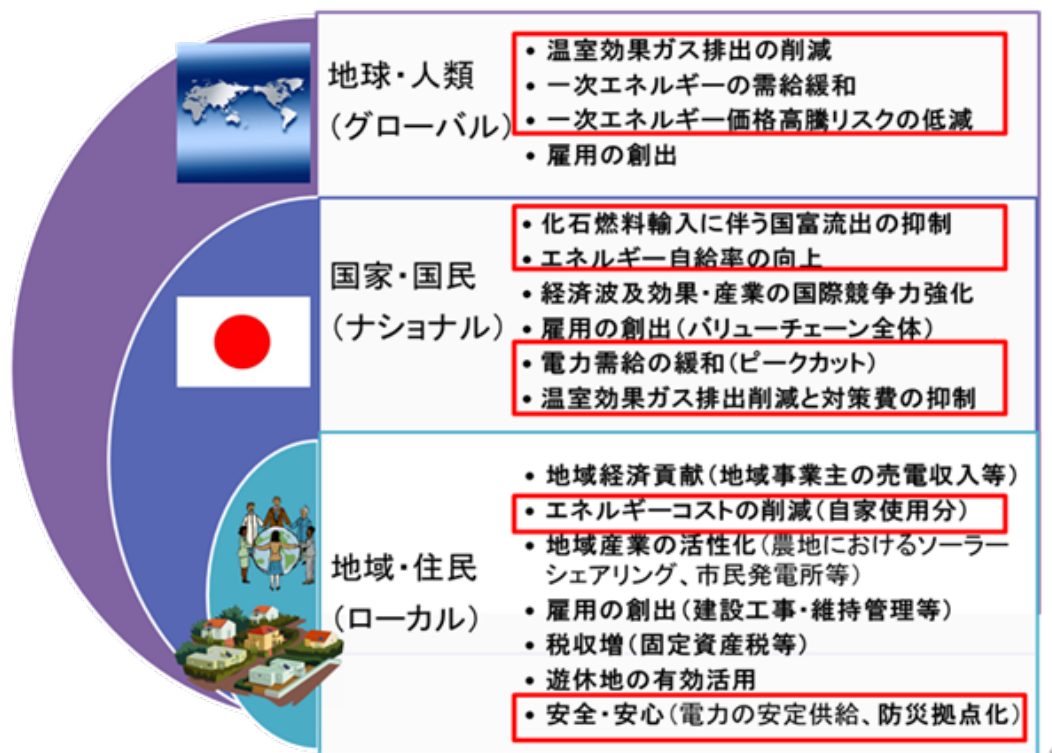


図 2-3 太陽光発電の大量導入がもたらす便益

		2020年	2030年
太陽光発電の規模			
太陽光発電 累計設置容量 *1	単位 GW	69	100
太陽光発電 総発電量	単位 GWh	77,424	112,412
エネルギー自給率の向上			
国内総発電電力量に占める割合	%	8.4%	12.2%
化石燃料輸入コスト削減効果			
石油火力(熱効率39%)代替ケース *2	億円/年	12,574	18,255
LNG火力(熱効率45%)代替ケース *2	億円/年	9,689	14,067
地球温暖化ガス削減効果 LNG火力代替ケース(ライフサイクルで評価)			
CO2削減総量 LNG火力代替ケース	トン/年	38,580,571	56,014,812
発電に伴うCO2排出量に対する削減率	%	8.1%	11.7%
日本全体の温室効果ガス排出量に対する削減率	%	2.9%	4.2%

*1: 6ページの試算で想定した累計設置量

*2: 2013年度の輸入実績価格(財務省貿易統計)を用いて試算した結果であり割引率は適用していない。

図 2-4 太陽光発電 便益の試算結果

太陽光発電は、地域市民や地元企業を巻きこんだ普及として拡大している
また、ライフスポットや、防災拠点としても 社会インフラを支える役割が拡大

- 地域資源である分散型再生可能エネルギーは地域が主体となって、地域の持続的な発展へ地域市民を巻き込んだ広がりになりつつある。
- 市民参加の方法については、太陽光発電の様な出資モデルが、先行的な役割。(市民発電)
- 固定価格買取制度導入以降、メガソーラーに市民参加のケースも新たに生まれる

- 一般住宅での自立運転
(個人住宅での緊急時自立運転機能)
- ライフスポット防災拠点
(給油所施設で緊急車両へ燃料供給)
- 学校防災拠点
(エコスクール(全国3000校以上))
- グリーンニューディール防災拠点
(全国区自治体による防災拠点)

埼玉県の支援する市民発電



小田原市と地域企業協力



多摩電力合同会社 市民からの信託方式による 屋根借り、市民共同太陽光発電事業



家庭用自立運転
コンセント



ライフスポット給油所

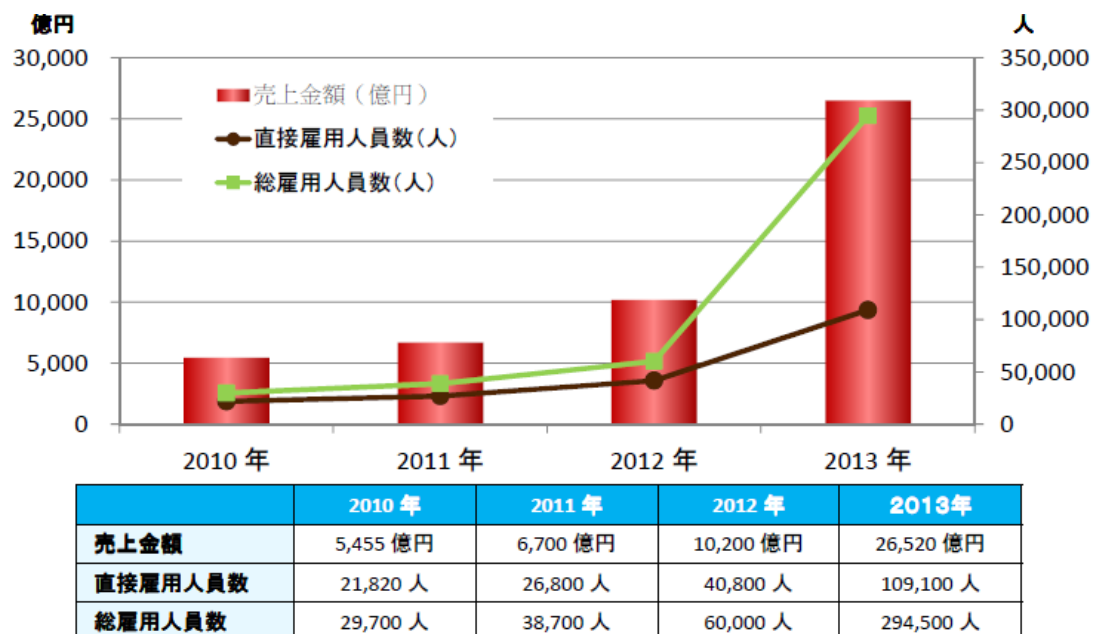


学校が地域防災拠点



地域防災拠点

図 2-5 地域に貢献する太陽光発電



※1: 2013 年度の直接雇用人員対象は、モジュール、パワーコンディショナ、架台、工事関連、土地関連、系統関連、運転維持関連

※2: 2013 年度の総雇用人員対象は、上記直接雇用+間接 1 次(原材料等の中間需要によって起こる生産波及効果)+間接 2 次(誘発された雇用者所得のうち消費支出分の生産)雇用を含む

図 2-6 太陽光発電国内市場と雇用創出

さらに表 2-1 に、2014 年の夏季最大需要日における供給電源としての太陽光発電の貢献を示す。もし太陽光発電が設置されていなかったら供給電源の予備率がどうなったかを下段に示す。最大需要日のピーク需要時間は各電力で 13～17 時までの間でばらついており、太陽光発電の出力がピークとなる 12 時頃との時間のずれがあることから、貢献度はこの点にも留意し全体としてメリット、デメリットを評価しなければならない。

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
供給力(万kW)	510	1,586	5,444	2,647	2,843	572	1,160	572	1,714
最大需要(万kW)	459	1,360	4,980	2,452	2,667	518	1,061	526	1,522
予備率(%)	11.1	16.7	9.3	8.0	6.6	10.4	9.3	8.8	12.7
(PVが無い場合)	(7.3)	(13.9)	(4.8)	(2.7)	(2.8)	(7.5)	(4.8)	(0.7)	(5.4)

出典：電力需給検証小委員会第 7 回会合資料／「PV が無い場合」は同資料より JPEA 再計算

表 2-1 2014 年夏季最大需要日需給状況実績

2.2 世界の中の日本

国際的にも太陽光発電は、電力供給の面からだけでなく GDP（国内総生産）への貢献の面からも評価されるようになり、産業として一定の評価を得るところまできた。国際エネルギー機関（IEA）の“TRENDS 2014”の冒頭、S.Nowak 議長は「太陽光発電は従来のニッチマーケットを脱し、電力供給の主流になりつつある。イタリアでは太陽光発電由来電気が電力供給の 8%に迫り、ドイツでは 6%を超え、ギリシャも 6%に近い供給を果たすまでになった。その中で太陽光発電のピーク出力を電力システムにどう組み込むか、新しいビジネスモデルや市場設計において、この新たな課題に取り組む必要がある」と述べた。このことは正に現在日本が直面している問題であり、先進導入国共通の認識でもある。

図 2-7、図 2-8 は 2013 年末時点の太陽光発電由来電気の比率であり、対消費電力量比では、6%を超えるイタリアとドイツが突出している。系統が隣国と連系されていること、調整のための揚水発電や火力発電の構成が異なることなど、一概に EU と比較することはできないが、対消費電力量比で 1.4%の日本が今後の工夫次第で世界 No.1 になることも可能である。系統対策、自由電力市場形成、電力制御方法などの点で EU の経験には参考になるものが多い。電力多消費国であり、かつ独立した島国、資源小国の日本がどのような方向を目指すべきかについては、これらの経験を元にすれば自ずと明らかになる。対 GDP 比ではいずれの国も 1%に満たないが、日本の太陽光発電産業としては、ビジョン当初目標である 10 兆円（対 GDP 比約 2%）を超えて行かなければならない。

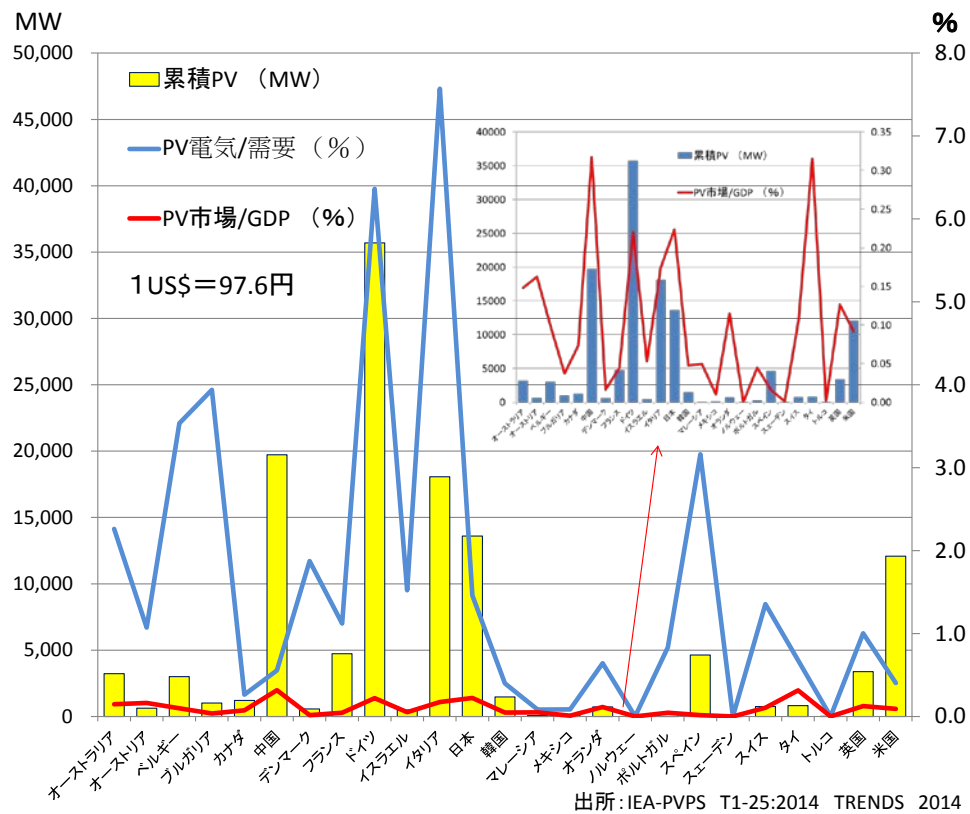


図 2-7 太陽光発電由来電氣と対 GDP 市場規模

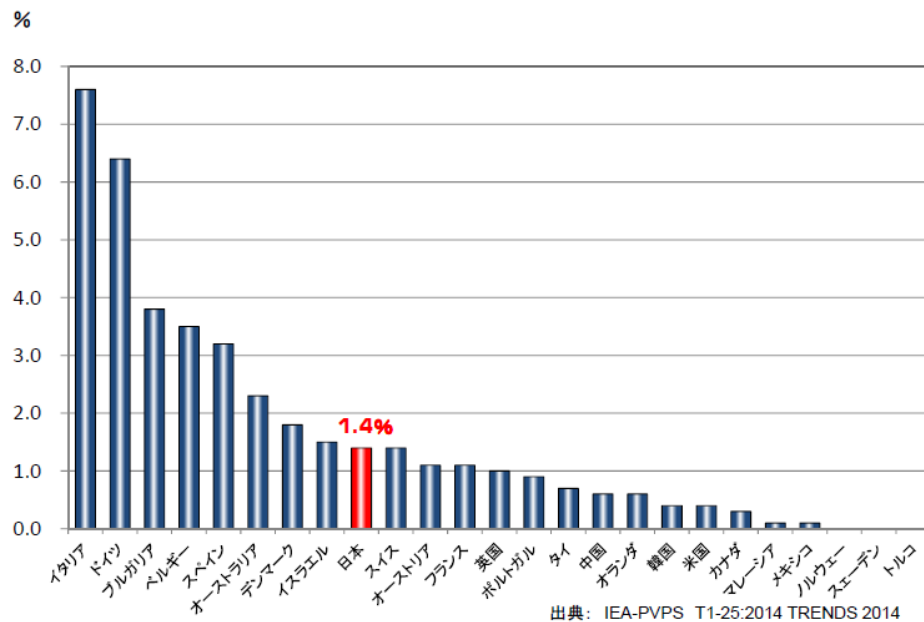


図 2-8 消費電力量に占める太陽光発電由来電氣順位 (2013 年末計算値)

図 2-9 は 2006 年から 2013 年までの主要国と世界の年間導入量であるが、時々の政策や制度の変更により大きく波打っており、必ずしも右肩上がりではない。これは太陽光発電の市場規模推移が、単に生産と消費の関係だけで決まっている訳ではないことを示している。言い換えればその普及は、市場原理、経済原理による力を未だ有していないということである。

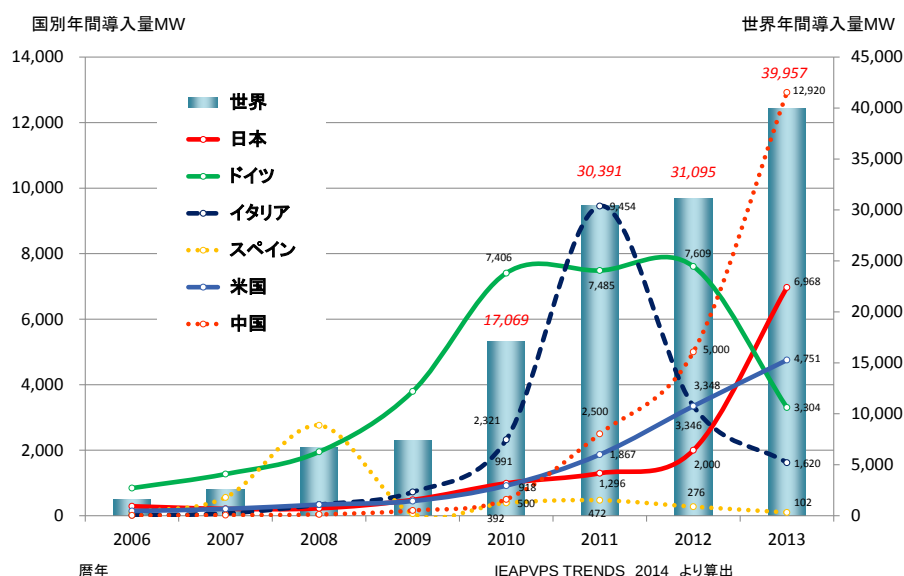


図 2-9 主要国と世界の年間導入量

図 2-10 は、2013 年末の主要国における累積導入量と 2013 年に導入された量を示す。2013 年単年の比率が高い中国や日本は、近年市場が活性化されていることを表している。

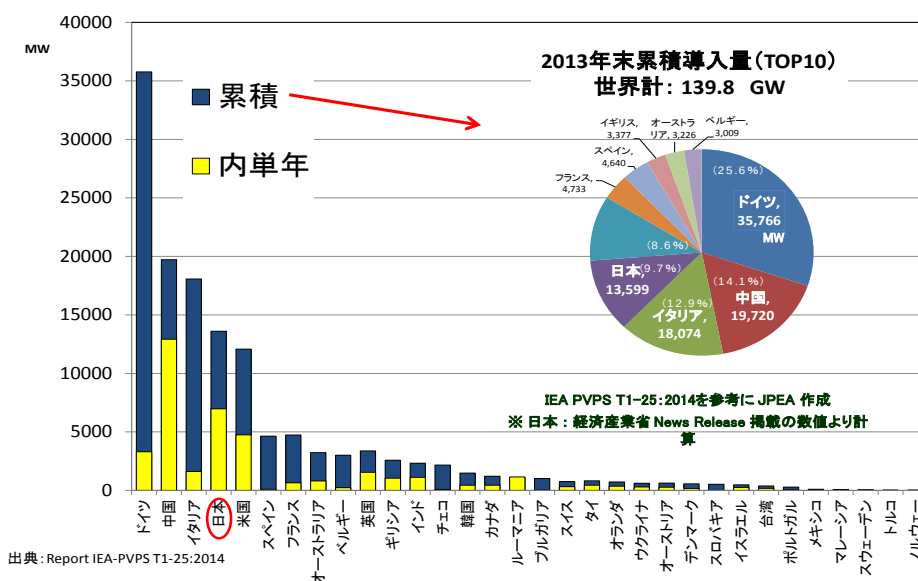


図 2-10 国別累積及び 2013 年単年導入

2.3.1 住宅用太陽光発電の状況

1) 余剰電力買取制度と補助金

2) 固定価格買取制度 (FIT) への移行

件数

住宅用太陽光発電搭載率
(PV導入件数/戸建住宅総数)

新築/既築比率

ポテンシャル

住宅総数 27,450,000

住宅総数:「住宅-土地統計調査」より、
2008年の戸建住宅総数

対象期間:2013年4月～2014年3月

我が国の一戸建て戸数:約2700万戸

H22年度新エネルギー等導入促進調査
事業よりエネ庁作成

539 1,604 3,590 9,244 15,596 31,475 52,352 77,503 115,765 162,525 217,000 289,825 352,369 401,794 456,894 559,438 747,102 982,919 1,258,970 1,547,087 1,609,371

1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013 2014

2008年度～現在：太陽光発電普及拡大セクター（J-PEC）での補助金交付決定件数より JPEA集計

図 2-11 住宅用太陽光発電累積導入件数

2.3.2 直近の市場の変化

1) 戸建住宅

容量 10kW 以上のシステムを搭載できるように屋根形状を工夫した住宅モデルの導入が活性化している。又、屋根上設置で容量 10kW を確保できない場合は、カーポートの屋根等を活用した事例も見られる（写真 2-1、写真 2-2）。



写真 2-1 10kW 以上システム搭載モデル



写真 2-2 屋根以外設置事例

2) 集合住宅（長屋）

賃貸集合住宅では、10kW 以上のシステムを搭載し全量売電にてオーナーの賃貸住宅経営を改善するモデルが普及し始めた（写真 2-3）。



写真 2-3 集合住宅用太陽光発電設置事例

前述のような容量 10kW 以上の市場の急速な活性化を反映し、市場見通しの見直しを行った。直近では 20 年全量買い取りを前提とした容量 10kW 以上のシステムが件数の約 2 割を占めることで、導入容量が大きく拡大すると想定しているが、数年後には本来の住宅用太陽光発電の容量である 10kW 未満の市場に収斂し、その後は安定的な市場を形成すると想定している。

2014 年 9 月に発生した電力会社の系統接続申し込みへの回答一時保留によって 10kW 以上の大容量システム導入のリスクが顕在化した為、よりリスクの少ない 10kW 未満の住宅用への回帰の動きもある。さらに FIT 買い取り単価のプレミア期間が終了する 2015 年以降は、10kW 以上／未満の設置容量傾向は変動する可能性もある。但しその場合でも、容量 10kW 超は 9～10kW へのシフトとなり、全体の件数・容量への影響は限定的であろう。図 2-12 は、住宅用太陽光発電システムの容量及び件数表示での導入見通しである。

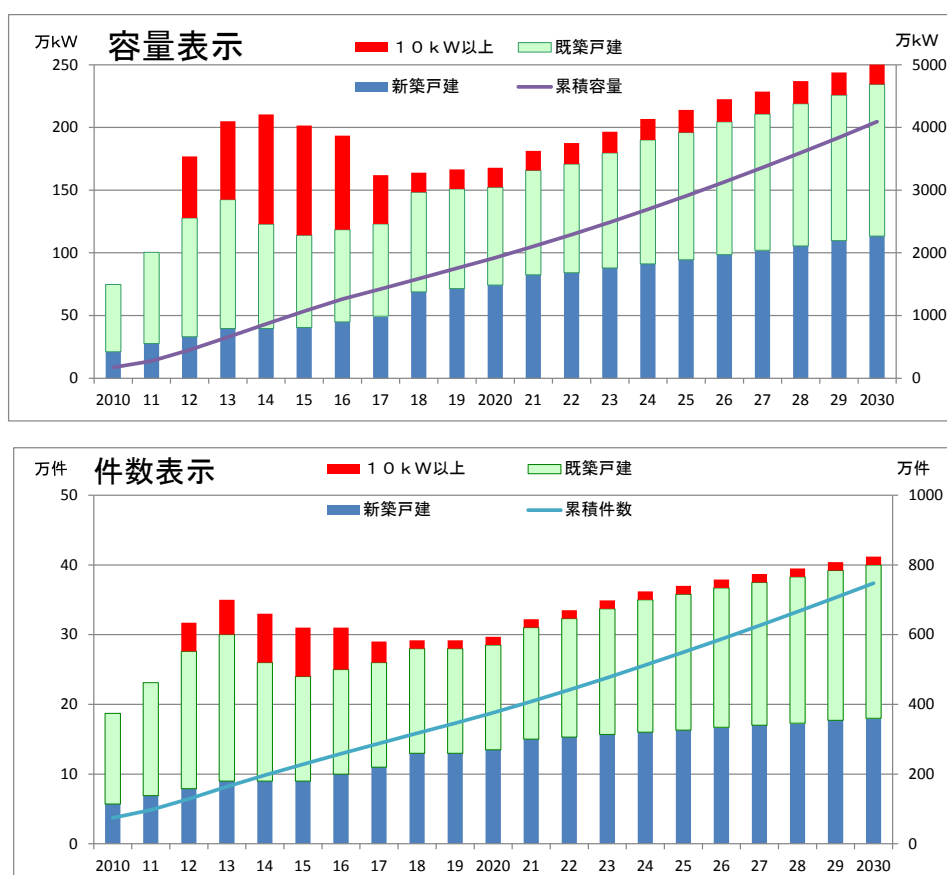


図 2-12 住宅用太陽光発電システム導入見通し

2.3.3 今後想定される系統連系問題に対する住宅用太陽光発電の変化

2009 年 11 月に開始された住宅用太陽光発電の余剰電力買取制度は、買い取り期間 10 年間で終了するため、2019 年以降は余剰電力の売電が自由市場での取引になるものが年々増加していくことになる。この自由取引想定量を、累積導入容量見通しと合わせてグラフ化すると図 2-13 となる（10kW 以上は除外）。2020 年までは FIT が適用される累積容量が毎年増加傾向にあるが、2020 年以降は FIT 適用分の増加は緩やかなものになるため、電力消費者の負担（サーチャージ）も限定的なものになることが想定される。

次に、これを系統に流入する余剰電力量で評価したものが図 2-14 である。導入後 11 年目以降は余剰電力の売電が自由取引に移行することになるが、自由市場においては安価な売電単価が予想されるため、エコキュート（自然冷媒 CO₂ヒートポンプ式給湯機）の昼間運転、蓄電池の活用等で自家消費した方が経済的なメリットが大きくなると考えられる。そこで自家消費電力量の増加により売電量（系統への流入量）が 11 年目以降は 10 年目までの 50%になる場合（CASE-1）、全量を自家消費電力量に回した場合（CASE-2）の試算結果もグラフ中に併記した。

ユーザーは当初 10 年間の FIT 制度活用により太陽光発電設備への投資はほぼ回収されているため、11 年目以降は自家消費での活用を促すことで系統への流入量を抑制し、系統への負担が軽減できる可能性がある。系統連系システムを持続可能なシステムとして運用するためには、余剰電力の売電制度を有効に活用すべきである。

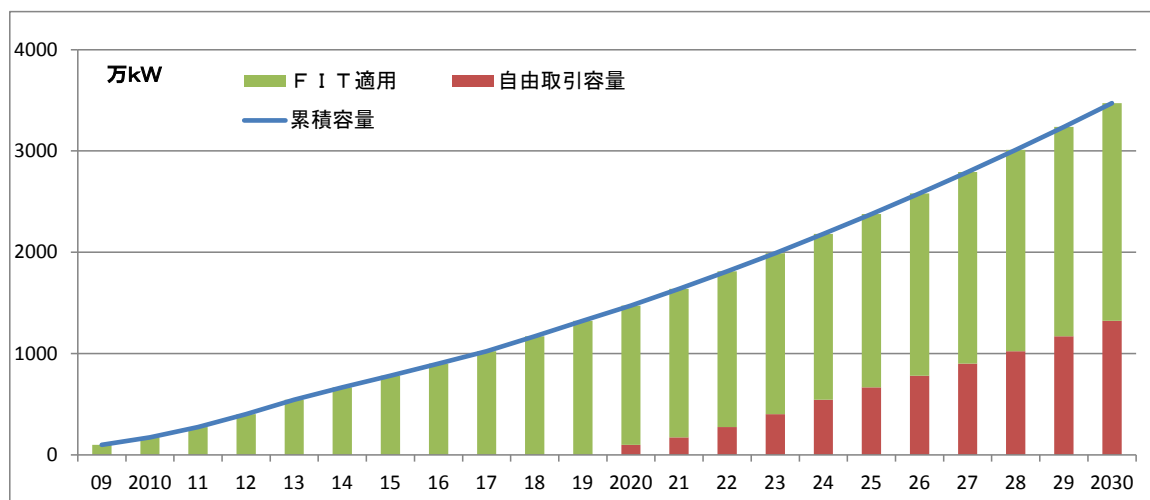
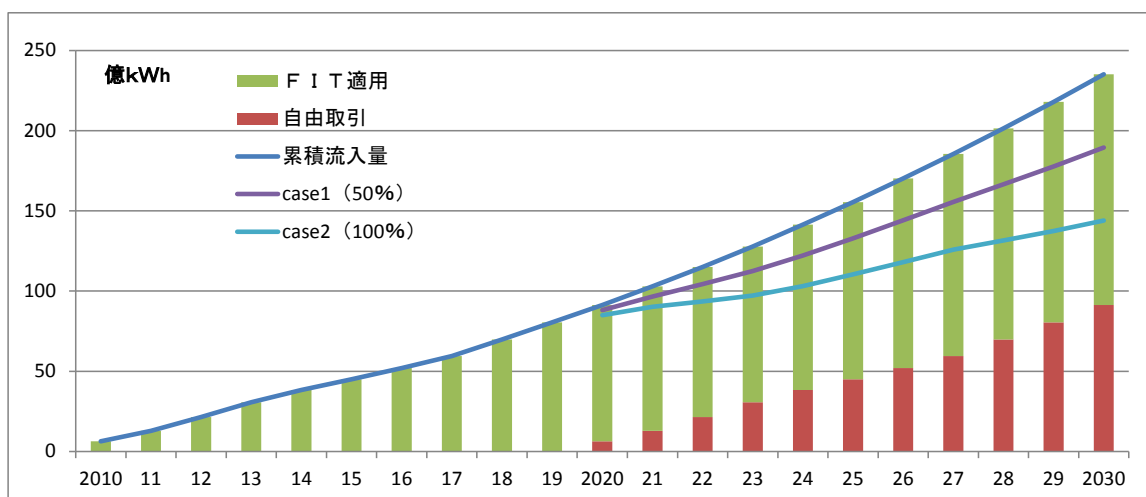


図 2-13 FIT 後の住宅市場容量



<試算条件>

1kW 当たり年間 1000kWh/年の発電電力量で 1 邸当たりの自家消費電力量は 1500kWh/年とし、余剰分が系統に流入する

図 2-14 FIT 後の住宅市場からの電力量

2.4 国内非住宅用見通し

2.4.1 非住宅用太陽光発電の状況

2011 年までの太陽光発電市場は 70～80%を住宅用が占め、残りが非住宅用であり最も出荷の多かった 2010 年から 2011 年でも年間 200MW 程度であった。大きく公共分野と産業分野に分けられる非住宅用市場は、住宅用に比べ電気料金が 1/2 以下であることから導入における事業経済性の障壁は高く、環境貢献や省エネというボランティア精神に支えられた市場であった。そのため導入規模は、補助金予算総額の範囲に留まっていた。

2.4.2 直近の市場の変化

2012 年 7 月の FIT 制度の導入は、非住宅用の市場（公共・産業分野）を大きく変えることとなった。国内総出荷に占める非住宅用の割合は、2012 年度で（国内総出荷量 3.8GW に対し）50%、2013 年度で（同 8.4GW に対し）73%、2014 年度上半期で（上期国内総出荷量 4.3GW に対し）77%と大幅に伸張し、住宅用を大きく上回る市場拡大の牽引力となった。

FIT 制度の最大の成果は、「ボランティア導入に依存していた太陽光発電産業にとって、事業経済性が確保されさえすれば導入への障壁は低く、ポテンシャルは非常に高い」ことを証明したことである。従来は、太陽光発電導入のポテンシャルを議論する上での制約条件として、設置スペースの有無、導入者の有無、投資資金の有無、システム技術の熟度、施工を含むサプライヤーの供給能力などの懸念材料が根底にあった。しかし、FIT 制度により事業の予見性が保証されたことで幅広い層からの参入が促された。何よりも想定外で

あったのは机上での検討では想像できない程の大量の未利用遊休スペースが現れたことであり、他の再生可能エネルギーに比べ施工までのリードタイムが短いことと併せ、システム設計規模の自由度が大きいという太陽光発電ならではの特長が活かされた形となっている。

2014 年 4 月からは、設備容量をさらに細分化した結果が公開されている。制度開始の 2012 年 7 月から 2014 年 11 月末までの太陽光発電の運転開始容量と、2014 年 12 月末までの設備認定容量を図 2-15 に示す。

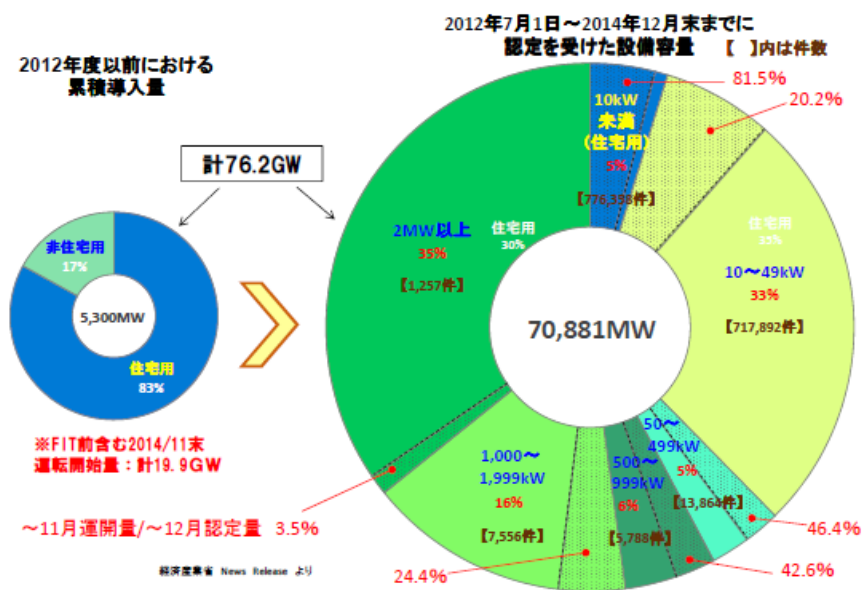


図 2-15 2014 年 12 月までに認定を受けた設備容量と運転開始

特別高圧連系の対象となる 2MW 以上のメガソーラーについては、特別高圧用送電線の敷設等電力会社との系統アクセス作業に時間がかかることなどを考慮すれば、今後 3～5 年の間に運転開始していくものと想定される。

10kW 以上の規模別の設備認定において、当該認定期間（2012 年 7 月～2014 年 11 月）の特色としては、「2014 年 3 月まで認められていた低圧分割案件が含まれること」「手続き的にも簡便な 10～50kW 規模の低圧連系案件が多く含まれること」「統計上に現れにくかった未利用有休スペースの利用が盛んに計られたこと」がある。

一方、2014 年 4 月からは、制度面での運用が見直され、低圧分割や高圧分割の分割案件は認められなくなった。又、2012 年度、2013 年度の未設置案件については、土地及び設備が一定期間中に確保できていない場合、設備認定が失効することとなった。これらの対応は、FIT 制度の構造上の欠陥によるものというより、制度の趣旨に照らし逸脱する部

分を運用で改善して行こうとするものである。

非住宅用の分野では、急激な設備認定の拡大により電力需要の小さい軽負荷期に電力の需給バランスが崩れ安定供給に支障が出るとの懸念から、2014 年 9 月に電力会社が系統接続申し込みへの回答を一時保留するという事態となった。系統接続制約問題については 4 章で詳述するが、大別して「接続点近傍での系統の熱容量の問題」と「電力会社管内での需給バランスの問題」がある。尚、これらの問題が出てきた発端が、「現実の連系量から起こる（起こった）実際のこと」を前提としてではなく、「現時点の設備認定量が全て運転開始された場合を想定してのこと」であることは留意すべき点である。これにより、既に設備認定済み案件であっても、運転開始に至るかが重要なポイントとなるため、国としてはさらに一部物件の精査を余儀なくされているが、もし連系枠だけを押さえてそれを転売するようなビジネスがあるなら、それは制度本来の趣旨ではない。冒頭 2.1.1 項の国内導入量見通しは、これらの発電事業の中止、取り止め分をある程度見込んでいる。

2.4.3 今後の非住宅用市場の見通しについて

FIT 制度施行後 3 年間は、買取価格算定に当たって利潤に特に配慮するよう定められていると同時に、電気料金に上乗せされる賦課金による国民負担が過重なものにならないことが求められている。非住宅用の税抜き買取価格については毎年見直され、平成 24 年度（導入年度）40 円/kWh、平成 25 年度 36 円/kWh、平成 26 年度 32 円/kWh と推移し、いずれも利益指標となる IRR が 6%（適正水準 4%＋プレミアム 2%）を前提としていた。

2015 年 7 月以降にはこのプレミアム分がなくなることや、システム価格の低下水準が鈍化していること、適地減少から系統アクセス費用や土地造成費用などの条件が悪化していることなどから、今後は設備認定量の伸びがスローダウンする可能性が高い。結果として 2015 年度以降の非住宅用市場については、システム設置に伴う制約や障害が少ない分野で設置が進むと想定される。又、今後電力システム改革が進められていく中で、電力自由化による業態をこえた動きや、デマンドレスポンスなどの新しいビジネスモデルと組み合わせた普及が拡大する可能性が高い。今後は「スマート化」がより加速されと考えられ、エネルギー貯蔵や地域特性に応じた多様なシステムによる付加価値の拡大も期待される。表 2-2 に短期、長期に分けての非住宅用市場の特徴を、写真 2-4～写真 2-6 に設置事例を示した。

市場セグメント	短期的な展開	長期的な展開
50kW未満の 低圧	・10kWを超える、余剰電力型設置の出現 ・低圧基準の厳格化、小規模蓄電池併用 ・長期利用に応じた、簡易遠隔診断などの拡大 ・小規模農業分野での利用拡大	・低圧託送を前提とした、地域間取引 ・低圧需要の地域最適化へのソフト面での仕組み ・ITによるスマート化の促進、蓄電池活用
500kW未満 の高圧	・産業分野での多様な設置の可能性が拡大 ・産業ユーザのデマンド管理との組合せ ・高圧一括受電と組合わせた普及拡大 ・中規模農業分野での普及拡大	・地上設置にとらわれない、遊休スペースの活用 ・自家消費においてもメリットがでてくる産業分野の拡大、スマート化の一層の促進 ・産業分野として、最も期待できる市場 ・市民参加型の地域発電
500kW以上 の高圧	・バンク逆潮流、力率調整の一般化 ・電源インフラが厳しい地区においては、複数事業者と協力した、専用線や変電設備への投資	・産業ユーザーのDSMと併せた、高圧アグリゲート事業の可能性 ・スマート化の一層の発展 ・市民参加型の地域発電
特別高圧	・送電線インフラまでの投資効率ならびに環境アセスまでを想定した開発に焦点 ・企業遊休地や、自治体の遊休地などの活用 ・系統制限により設置制約発生 ・出力調整機能の強化 ・電力自由化の再エネの広域活用	・適切立地条件が減少するため需要は限定的に ・調整電源や、発電側での変動調整に対応する様々な発電システムと連動した地域最適化の方向 ・大規模システムとしては、電力事業者間連系、ならびに調整電源事業者との密接な協力での展開

表 2-2 非住宅市場の変化と今後の展開の可能性



写真 2-4 低圧案件 地上設置



写真 2-5 高圧案件 折板屋根設



写真 2-6 特別高圧発電設備

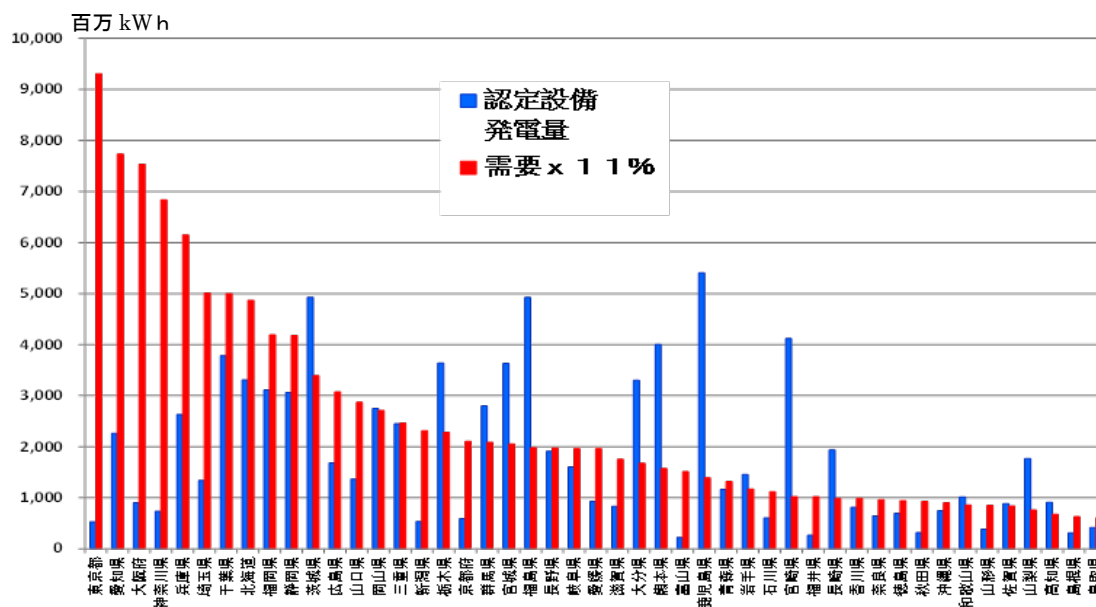
3. 設備認定量が示すもの

3.1 都道府県別規模

FIT 制度による 2012 年 7 月から 2014 年 9 月末までの設備認定量と、それ以前の余剰電力買取制度下の設置量（FIT 制度へのいわゆる“移行容量”）を合わせた 73.9GW の太陽光発電が全て稼働した場合の年間推定発電量は 875 億 kWh となり、公表されている直近(2011 年度)の総電力需要 1 兆 550 億 kWh のほぼ 8%程度となる。“JPEA PV OUTLOOK 2030” の 2030 年時点での目標である約 100GW の太陽光発電が導入された場合の年間推定発電量は、1,184 億 kWh となり、これは総需要の 11.2%となる。

仮に各都道府県の電力需要の 11.2%を太陽光発電の導入目標と置き換え、都道府県別の認定（及び移行）設備の発電量と比較したものが図 3-1 である。需要の大きい都道府県から順に示したが、認定設備の立地に地域偏在のあることがわかる。当然のことながら、人口が多く産業の集積も大きい東京・名古屋・阪神地区では電力需要は大きく、認定容量は目標の僅か 1 割程度にしかならないが、東北・九州地方では多くの県で既に目標の 2 倍を超える認定容量となっている。

この認定容量を導入ポテンシャルと見れば、設置可能な地域と需要地を結ぶ系統の強化が、認定済の設備を連系し稼働させるために必要である。また、需要地での設備導入の促進も重要であり、土地に制約があるならば、屋根への設置や未利用有休スペースへのさらなる導入促進策が必要である。



※2014 年 9 月末時点の都道府県別認定・移行設備容量は経済産業省開示データによる。

都道府県別発電量は上記容量と県庁所在地の MONSOLA-11（真南、30 度設置）日射データにより算出。

都道府県別電力需要は経済産業省開示データ 2011 年度確報による。

図 3-1 都道府県別設備認定発電量と 2030 年時点導入目標量

11.2%を目標値として電力別に括ると図 3-2 になる。都道府県別でみた認定設備の立地の偏在により、九州電力及び東北電力管内では目標値である 11.2%を既に超えている。特に九州電力管内では目標値の 2 倍近い認定量に達している。しかし、東京電力、中部電力、関西電力（いわゆる“中 3 社”）では認定設備発電量が目標値を大幅に下回っており、さらなる導入促進が必要である。これらの地域に適地が少ない等の導入制約があるならば、九州から関西へ、東北から東京へ配電する系統強化による広域運用が必須であり、加えて新たな需要の創出や能動化も検討する必要がある。

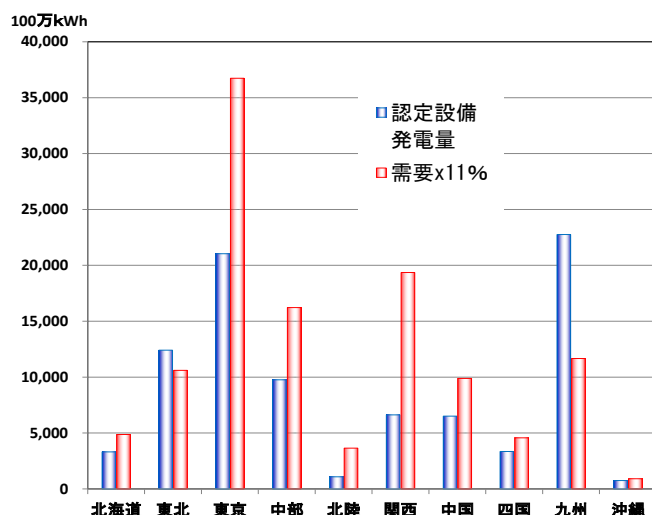


図 3-2 電力会社別設備認定発電量と 2030 年時点導入目標量

図 3-3 では、さらに低圧と高圧以上を区別して整理した。ここでは仮に今後増大するであろう低圧需要の導入目標を 15%とし、残りを高圧以上の導入目標としてそれぞれの発電量と比較した。九州では低圧も高圧も目標値を超えている。北海道では高圧以上の方が目標値に近く、規模の大きな設備の認定が進んでいることが分かる。それ以外の地域では、総じて低圧の方が目標値に近く、高圧以上の設備導入の促進が必要である。

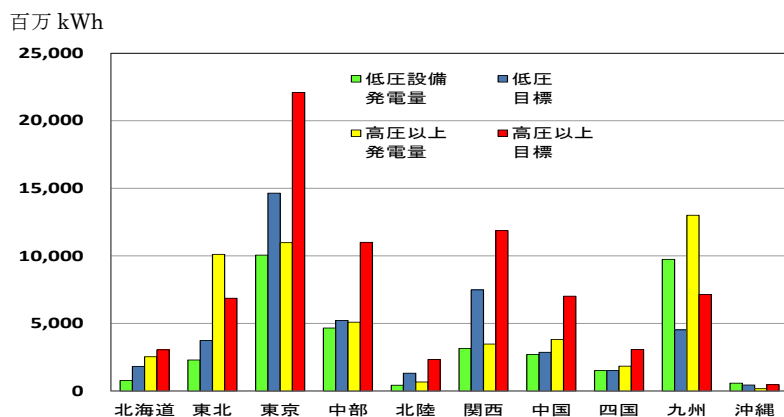


図 3-3 電力会社別低圧・高圧設備 2030 年時点目標量

3.2 電力供給に占める規模

表 3-1 に既存発電設備諸元に対する設備認定量の規模感を示す。

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10社計
総発電量*1	100万kWh	34,236	85,219	291,023	139,011	31,020	153,832	65,086	30,007	91,861	8,557	929,850
PV：移行＋認定設備発電量*2	100万kWh	3,354	12,381	21,061	9,656	1,072	6,608	6,498	3,309	22,817	782	87,540
PV発電量/総発電量	%	10%	15%	7%	7%	3%	4%	10%	11%	25%	9%	9%
発電設備容量*1	万kW	755	1,777	6,505	3,339	807	3,597	1,199	696	2,014	243	20,932
内火力発電容量*1	万kW	421	1,183	4,294	2,451	440	1,798	780	380	1,108	243	13,099
最大需要*3	万kW	516	1,553	5,669	2,737	570	2,924	1,181	583	1,693	216	17,642
PV：移行＋認定容量*4	万kW	300	1,117	1,764	785	102	566	548	265	1,877	66	7,390
PV：ピーク発電容量*5	万kW	210	782	1,235	549	71	396	384	186	1,314	46	5,173
ピーク容量/火力容量	%	50%	66%	29%	22%	16%	22%	49%	49%	119%	19%	39%
ピーク容量/最大需要	%	41%	50%	22%	20%	13%	14%	32%	32%	78%	21%	29%

※1：電事連・電力統計情報 2013 年度データより

※2：経済産業省公表値 2014 年度 9 月までの移行容量＋認定容量より都道府県別発電量を試算し、電力別を想定

※3：電力需給検証小委員会資料より

※4：経済産業省公表値 2014 年度 9 月までの都道府県別より電力別を想定

※5：全稼働容量の 70%と仮定

表 3-1 発電設備諸元

再生可能エネルギーを系統内で活用するために必要な調整電源としての火力発電の設備能力と、太陽光発電の全設備が晴天下でフル稼働したと想定したピーク設備能力（設置容量の 0.7 倍と想定）を比較すると、表 3-1 のように全体では太陽光発電は火力発電の 39% の設備容量となっている。最新の制御機器を用いたディーゼルエンジンと太陽光発電システムの組み合わせでは、ディーゼルエンジン容量の対定格出力 30%までも安定的に運転可能である。今後広域での運用において台数制御以外に調整電源の下げ代問題が想定されるが、火力発電の調整能力は制御技術とも深く関係しており、技術開発とともに再生可能エネルギー導入可能量も変わって行くものと考えられる。

しかし、ここでも設備の地域偏在が課題となる。九州電力管内では太陽光発電が 120% と火力発電の容量を超えており、仮に地域内の系統容量が十分であっても調整電源が足りないこととなる。一方、電力大需要地である東京電力・中部電力・関西電力管内で見ると、20%前後であり、未だ余裕があると言える。北と南からこの“中 3 社”管内への連系強化を行うことは、再生可能エネルギー導入における最重要課題であることが分かる。

太陽光発電の発電ピークは基本的に昼間の大きな電力需要がある時間帯に含まれるが、導入推進にはこのピーク能力をどのように活用するか、需要側での工夫も重要な課題となる。再生可能エネルギー導入の目的がCO₂削減及びエネルギーの国産化だとすれば、全エネルギー消費を化石燃料ベースのエネルギーから再生可能エネルギー起因のエネルギーへ転換して行くことが必要であり、太陽光発電のピーク能力がその時点の電力需要を上回ることがあれば、その余剰電力を新たな需要につなげることが大切になる。熱・水素等への変換等、化石燃料で作っていたエネルギーを再生可能エネルギーで作り、且つ必要に応じ備蓄することで、太陽光発電のピーク能力はフルに活用される。

4. 顕在化してきた系統接続制約問題

4.1 背景と当面の系統接続ルールの見直し

2014年3月末、全国の設定設備認定量は66GWに達した。中でも南九州地域（熊本県、宮崎県、鹿児島県）は設備認定量が3県合計で9.9GW（九州全体17GWの58%）、系統接続量でも0.8GW（九州全体1.9GWの42%）となり、この地域への偏在が発生することになった。このためこの地域の系統では、配電用変電所に大量のバンク逆潮流が発生することから、既設の上位送電線（66kV）の熱容量が不足することに対応した送電線の張り替えや、新たな送電用鉄塔の建設が必要となるほか、上位系統送電用変電所の変圧器の増強などが必要となり、数十億円から数百億円規模の費用が発生する事態となった。この問題は大きく二つの系統問題を惹起することになった。

1) 九州電力全体での需給バランスの問題

全ての認定設備容量が稼働した場合、軽負荷時（九州電力の場合約8GW）の電力需要を上回ることによって需給調整ができなくなる。

2) 南九州地域など設備偏在による上位連系統強化の問題

配電用変電所への大量のバンク逆潮流などにより、上位送電線の容量不足から新たな送電線、変電所の増強が必要となり、発電事業者の負担は事業性に大きな影響を及ぼす。図4-1は、接続点近傍での熱容量問題箇所と対策案を示したものである。

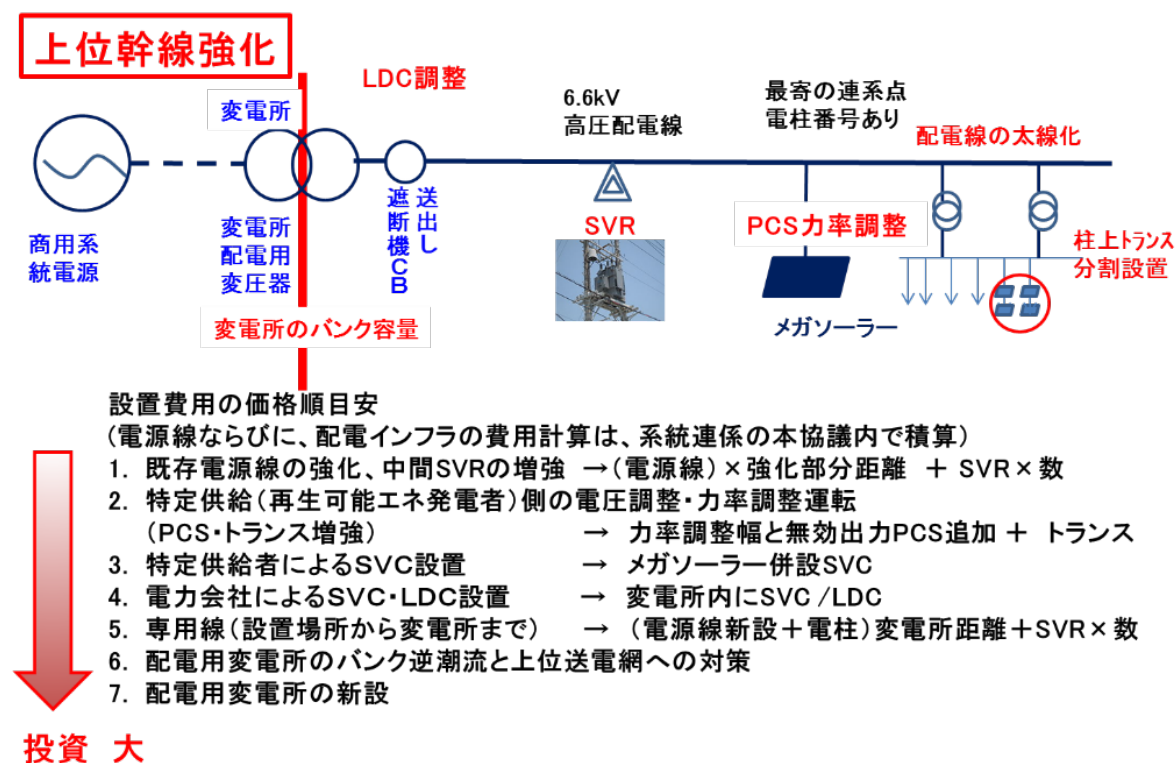


図 4-1 接続点近傍の連系問題個所と対策例

この状況下、2014 年 9 月 24 日、九州電力は系統接続申し込みへの回答を一時保留するという措置をとった。九州電力に続き北海道、東北、四国、沖縄の 4 電力会社も同様の措置をとり、9 月 30 日の第 4 回新エネルギー小委員会において各電力会社の現状と対応が報告された。国は同小委員会の下に系統ワーキンググループ (WG) を設置し、早急に各電力会社における再生可能エネルギーの導入可能量の検討に入った (第 1 回 WG 10 月 16 日開催、第 2 回 WG 10 月 30 日開催)。12 月 16 日開催の第 3 回 WG においては、中国電力、北陸電力の 2 社を含めた電力 7 社の接続可能量の算定結果と、接続容量拡大方策についての検討結果が示された。

系統 WG での議論を踏まえた各電力会社の接続可能量の算定については、「既存の設備前提」の中でどこまで変動電源である太陽光発電と風力発電が受け入れられるかの検討となった。表 4-1 は各電力会社が示した接続可能量である。既に低負荷時の接続可能量を超えている北海道電力の他、九州電力、東北電力でも接続済と接続承諾済の申込み合計量が、算定された接続可能量を上回る結果となった。

この結果を受け 12 月 18 日開催の第 8 回新エネルギー小委員会において、従来の接続ルールである「500kW 以上の太陽光発電設備については、30 日/年まで事業者への補償なしで発電抑制が可能」が「小規模太陽光発電までを対象として 360 時間/年まで事業者への補償なしで発電抑制が可能とし、新たに設置する設備については遠隔抑制設備の義務付け」に変更された (2015 年 1 月 22 日省令改正)。

又、12月22日には、北海道電力に加え、電力6社（東北、北陸、中国、四国、九州、沖縄）が指定電気事業者指定され、各電力会社の示した導入可能量を超える場合には、年間抑制量360時間/年を超えて、「無制限・無補償の出力抑制」を条件として系統接続を受け入れる方法（指定ルール）をとることで、系統接続が再開されることとなった。

2015年1月7日時点情報

系統ワーキンググループによる各電力会社の接続可能量の検証結果						(別紙)
	太陽光発電				(参考)	昼間最低負荷 (万kW)
	①現行ルールにおける 接続可能量	②承諾済・承諾必要 案件の申込量	③全接続申込量 (11月末)	④認定量 (10月末)	⑤風力発電 接続可能量	
北海道電力	117万kW	251万kW※2	251万kW	287万kW	56万kW	308.4 (5/26/12時)
東北電力	552万kW (584万kWまでの 接続を検討中)	584万kW	619万kW	1,076万kW	200万kW	791 (5/12/13時)
四国電力	219万kW	211万kW	219万kW	250万kW	60万kW	264.5 (5/12/12時)
九州電力	817万kW	815万kW	1,322万kW	1,776万kW	100万kW	788 (5/12/13時)
沖縄電力	35.6万kW	31万kW	33万kW	57万kW	2.5万kW	68.0 (4/7/14時)
北陸電力	70万kW※3	63万kW	63万kW	98万kW	45万kW	252 (5/12/13時)
中国電力	558万kW	429万kW	429万kW	532万kW	100万kW	554 (5/12/13時)
合計	2,369万kW	2,384万kW	2,936万kW	4,076万kW	564万kW	

○接続可能量を超過する分については、30日の出力制御の上限を外して（指定電気事業者制度）、更なる導入拡大を可能とする。

※1：②、③の申込量には、離島分を含んでいない。

※2：北海道の数値は、現在の指定事業者制度の対象である500kW以上の太陽光発電案件分を含む。

※3：系統WG提示の考え方に基づく現行の接続可能量70万kWに加えて、連系統活用により接続可能量を40万kW拡大。

表 4-1 系統 WG による各電力会社の接続可能量の検証結果

今回の系統接続ルールの見直しは、あくまで「既存の電力インフラや設備認定量を前提とした暫定的な対策」であるが、FIT 制度運用の難しさを露呈したとも言える。導入が速過ぎると系統問題が懸念され、逆に導入が進まなければ制度自体の効果が問題視される。買い取り単価次第でアクセルにもブレーキにもなる程よい制度運用は、年度内あるいはプレミアム期間に起こる市場の激変を捉えきれないという側面があることもわかった。今後の中長期的取り組みとしては、電力システム改革や地域間連系線を活用しての広域的な系統利用などによる接続可能量の増大を早急に検討する必要がある。電力需要予測や発電量予測の精度向上、制御技術の向上等、まだまだ取り組むべき課題が多いことを10年早く知ることとなった。

4.2 系統接続制約問題の今後の進展

2014 年 4 月に閣議決定されたエネルギー基本計画で再生可能エネルギーは、「現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源」と位置付けられ、「2013 年から 3 年程度、導入を最大限加速していき、その後も積極的に推進していく。そのため、系統強化、規制の合理化、低コスト化等の研究開発などを着実に進める」とした上で、「これまでのエネルギー基本計画を踏まえて示した水準（2030 年の発電電力量のうちの再生可能エネルギー等の割合は約 2 割）を更に上回る水準の導入を目指し、エネルギーミックスの検討に当たっては、これを踏まえることとする」と定めている。今後の進展としては、以下のようなことが考えられる。

1) “電力広域的運営推進機関”による全国的な調整

2015 年 4 月に発足する“電力広域的運営推進機関”での運営を強化することで、地域間連系線の活用による全国的な調整が可能となる。

2) 地域間連系線運用ルールの見直し

電力会社間の地域間連系線の利用については、従来各電力会社における地域最適化が優先されたことから、再生可能エネルギー導入拡大による電力余剰を想定していなかった。今後は地域間連系線運用ルールを見直すことで、広域的な電力融通や緊急回避措置などが可能となる。

3) 地域間連系線による運用容量の拡大

地域間連系線による運用容量については、安全サイドの考え方から、送電線の熱容量、系統安定性、電圧安定性、周波数維持などの面からの各限度値の設定において、厳しい値によって算定されている。これらの要素は、発電機の運転状況、送電線の構成、エリア内電力需要の大小、電力系統の状態等によって変化する。現在設定されている各限度値におけるマージン設定を運用面から見直すことで、運用容量拡大の可能性があると考えられる。

ローカル系統での接続制約問題への対応としては、下記のようなことが求められる。

1) 系統情報の積極的な公開

電力系統情報については、発電事業者が事前に事業判断をできるように、6.6kV 配電線への接続状況、系統接続申し込み状況、系統接続可能量等に関し、より一層の公開が求められる。又、今後の送配電網の増強・更新計画も積極的に公開していくことも必要である。

これらの情報を定期的に更新し公開することは非常に重要であり、普及の全体像を掴むという点からは国にとっても必要な情報である。

2) 複数事業者や自治体による共同負担方式による導入

複数事業者や自治体による共同負担方式による導入を可能とするため、公平な負担となるような仕組み作りや、促進のための支援制度が必要である。

3) 上位送電線整備への財政的支援

上位送電線の敷設や上位送電用変電所の変圧器増設など、今後の再生可能エネルギー導入拡大を可能とする上位送電線整備への財政的支援が必要である。

4.3 時間軸視点での年次導入ペース

FIT 制度運用開始からの 3 年間で急激に変化した市場の状況については、次の点に留意して見なければならない。

- 1) 全ての設備認定量が一挙に運転開始できるわけではなく、機器供給能力、施工能力の範囲で、順次導入から運転開始に至る。
- 2) しかしながら、一定の時間的余裕があったとしてもいずれは導入に至るため、現時点での接続可能量に余裕があるということではないことにも留意する必要がある。
- 3) 従って、この一定の時間的余裕をどう活用するかが重要なポイントとなる。接続可能量拡大に向けての対策オプションには実現に時間を要するものも多く、この時間的余裕の中で技術的・物理的・ルールの検討を進めるべきである。又、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する必要がある。
- 4) 今後の対応策やルール変更等の方向によっては、太陽光発電普及へのモチベーションが低下したり、設備認定量に対して実際の導入量が大幅に減少したりすることも考えられる。そういった事態に陥った場合、九州地域以外は系統への対策等もほとんど行われなまま FIT 制度による導入促進が終息し、結果として今後のエネルギーミックスの検討で設定される 2030 年までの再生可能エネルギー導入目標値が達成できなくなる恐れがあることも留意しておく必要がある。

図 4-2 は、2012 年度以降の新たな設置量累積をビジョン数字の元で推計したものである。

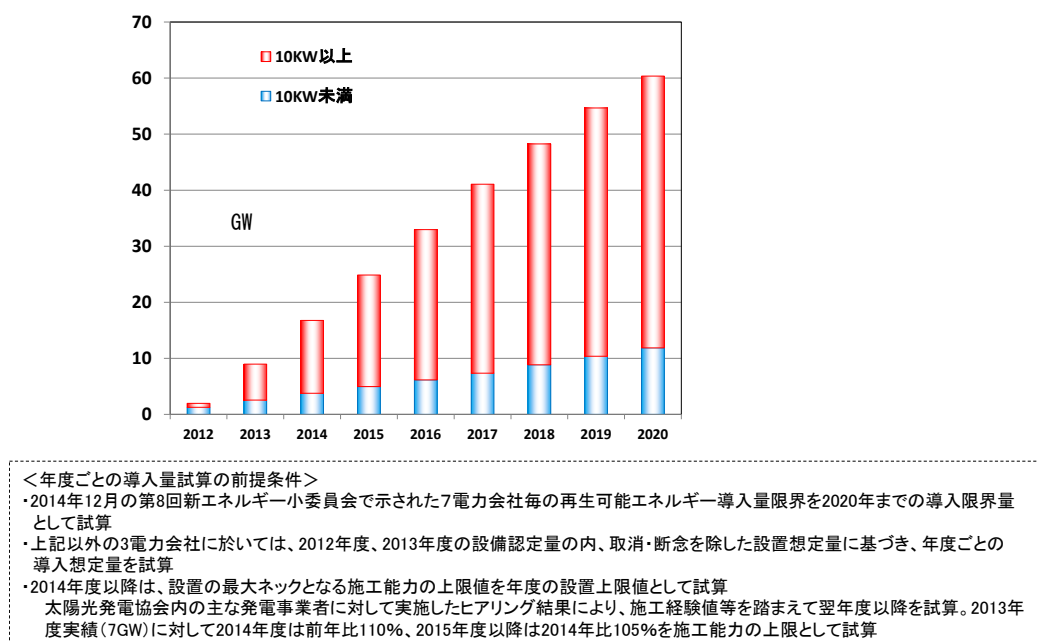


図 4-2 JPEA 推計による 2020 年までの導入量試算

4.4 普及度合いで変化する系統接続制約問題と対策

4.4.1 普及度合いと系統接続制約問題への対策

図 4-3 に今後太陽光発電の普及拡大が続く中で考えられる技術的、制度的な面からの系統接続制約問題への対策の例を示す。普及が進むにつれて、技術的な対策からライフスタイルやその前提となる社会制度、さらには電力市場そのものの有り様まで、様々なことが検討される。

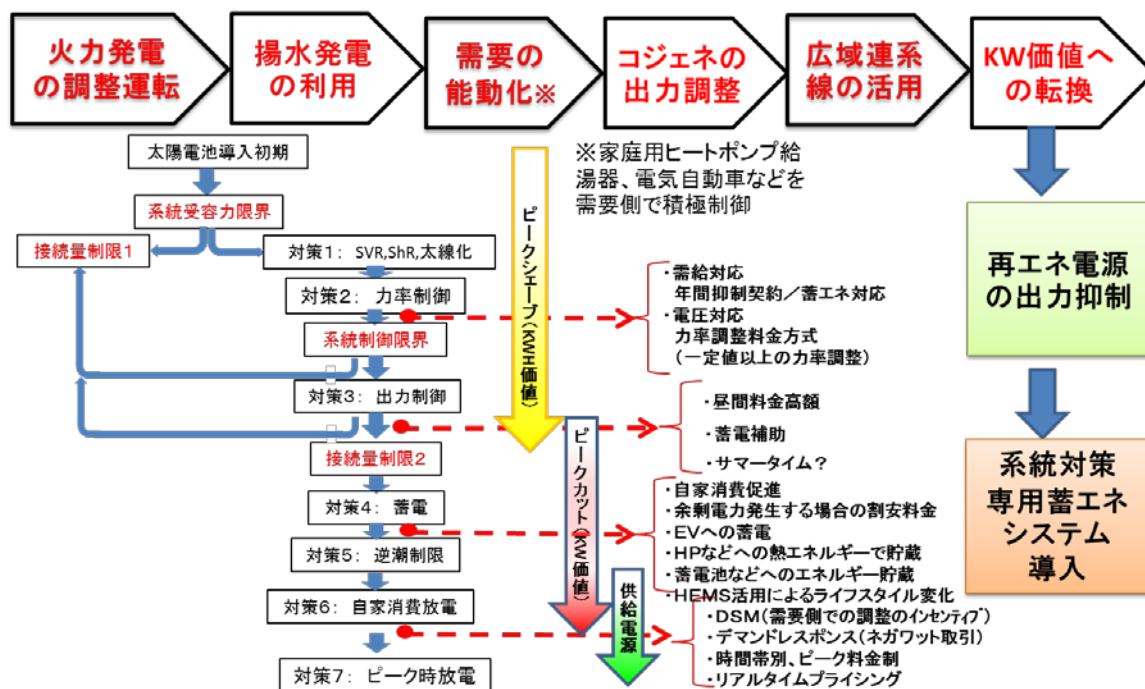


図 4-3 普及に伴う技術的・制度的系統対策

技術的対策については日本が世界で初めて直面するものではない。導入先進地域である欧州では既にこの面での取り組みが行われており、図 4-4 はこれら欧州での対策手法の中で日本でも適用できそうなものを普及度合いに重ねて示したものである。

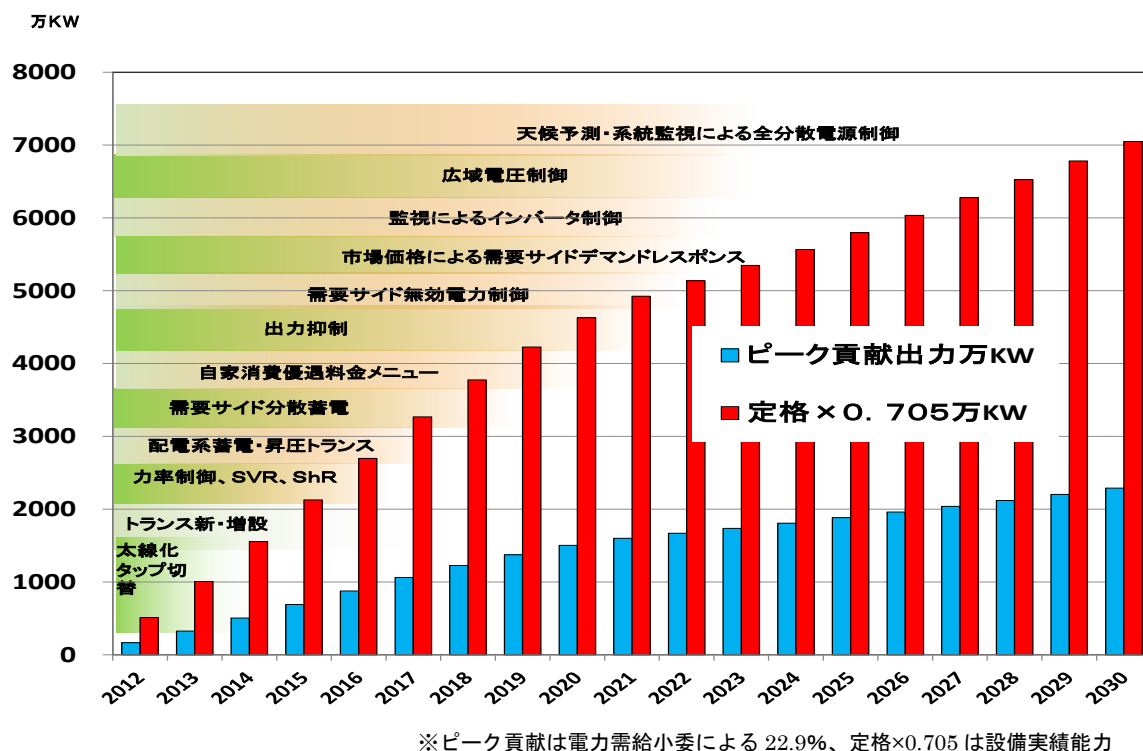


図 4-4 普及拡大に伴い日本でも適用可能な欧州の系統対策

4.4.2 余剰電力発生時の出力制御について

1) 出力制御の必要性和その手段

大量の設備認定量により、それらが全て稼働した場合、電力需要の小さい軽負荷期に太陽光発電の供給電力量が需要電力量を上回る懸念が出てきたことにより、指定電気事業者において「無制限・無補償の出力抑制」を条件として系統接続を行うこととなった。これは、特定の電力管内で太陽光発電が制御無しに運転されると、需要が少ない時期（例えばゴールデンウィークや年末年始等）では電力供給過剰により電圧・周波数が上昇し、安全のため次々と発電所が停止したり、逆に一斉に太陽光発電が解列されると電圧・周波数が急激に低下し、電力管内全体で安定供給が損なわれたりする可能性があるということである。このような事態に至らないためにとり得る余剰電力発生時の出力制御の手段としては、火力発電や揚水式／ダム式水力発電等の調整電源を活用することや、太陽光発電自体を出力制御手段とすることが考えられる。

2) 出力制御手段としての太陽光発電

今後、小規模分散型電源としての再生可能エネルギー、中でも太陽光発電が大量導入されるにおいては、優先給電の原則を堅持しつつ、それらを余剰電力発生時の出力制御手段として活用することも必要である。そのためには既存の電源保有者を含めた事業者間の公平性を確保することが重要であり、規模等によって異なる電源種別毎の系統接続条件を踏まえた上で全体としての調和を図るための一定ルールを設ける場合、国民的な理解は欠かせない。

以下は、出力制御手段としての太陽光発電を考える場合に留意すべき点である。

- ・「事前通告によるマニュアル制御」「カレンダー機能による制御日の設定」といった方式は技術的には容易ではある。しかし、真に制御が必要な時間帯以外にも余分な制御を行うことともなり、経済合理性が問われる。
- ・常態としての出力制御を検討する場合、既に欧州や北海道電力等で行われている系統側（中央給電指令所等）からの通信指令によるリアルタイムの遠隔制御や、再生可能エネルギー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が望まれる。
- ・一方、現実問題としての「制御の困難さ」と「ネットワーク化の必要性」は認識しなければならない。現在は中央給電指令所での需給調整によって系統の電圧・周波数を制御しているが、通常この時の制御対象は系統の最上流にある大規模かつ少数の発電所である。余剰電力発生に対する出力制御を行う場合、これらの発電所の出力を、系統の下流にある給電制御所・系統制御所等の監視する電力需要及びその予測値に追従させることが必要になってくる。
- ・表 4-2 に太陽光発電設備の稼働件数を容量帯別・電力会社別に示す。従来から制御の対象であった 500kW 以上の設備は、稼働済の分だけでも 3,823 件となっている。2MW 以上の特別高圧連系設備に限れば 1,705 件であり、中央給電指令所からの直接指示で制御できる可能性はある。しかし、50kW 以上の高圧連系設備は既に 1 万 1 千件を超えており、中央給電指令所からの直接制御の実現は非常に困難である。アグリゲーター等を介した制御も考えられるものの、対象全設備を網羅した実効性のある制御の実現を考えると、サービスプロバイダー経由ではなく、中央給電指令所の下に中位区分指令所・下位区分指令所などを設ける等、統制のとれた一体運用の制御システムの整備が必要と考えられる。

	10kW未満	50kW未満	500kW未満	1M未満	2M未満	2M以上	合計
北海道	24,128	2,590	104	77	80	5	26,984
東北	119,949	8,582	365	116	155	5	129,172
東京	548,442	46,261	1,921	548	398	16	597,585
中部	309,989	37,599	1,420	262	170	6	349,445
北陸	26,865	2,798	206	52	32	0	29,953
関西	259,786	22,726	1,059	250	158	16	283,995
中国	150,034	17,753	511	174	136	7	168,615
四国	73,426	11,372	491	140	98	3	85,530
九州	275,225	41,132	1,059	498	397	17	318,328
沖縄	16,904	6,749	56	1	7	0	23,717
合計	1,804,747	197,562	7,191	2,118	1,630	75	2,013,323

※経済産業省公表数値を JPEA にて電力別に分類

表 4-2 2014 年 9 月末時点の稼働設備件数

・さらに制御範囲を 50kW 未満の低圧連系設備まで広げることを想定すると、表 4-2 記載の稼働分を除き、対象を今後の接続契約分からとしても、その数は年間数十万件のレベルで増加する。これらの設備を 100%把握して制御するという考え方では、システム構築コストが膨大となり現実的ではない。制御の仕組みとしては、もう少し緩やかで、ある一定期間を区切った上での協力要請とその対応へのインセンティブ付与といったような形のものが望ましいと思われる。又、ここではアグリゲーター等経由での制御も推進すべきである。

以上より、太陽光発電所のみならず分散型電源全体を制御するインフラ整備は、今後の日本の系統計画及び電力システム改革の実現に大きな影響を与えるものと考えられる。

4.4.3 緊急対策としての出力制御

2014 年 12 月 22 日の経済産業省告示で示された指定電気事業者（北海道電力、東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力、沖縄電力）では既に、接続申込量が接続可能量を超過、又は超過しようとしている。実際の系統接続量が接続可能量に達し余剰電力が発生した場合には出力制御が行なわれることとなる。その時期は少し先であってもいずれ訪れることであり、その時に向けて予め行っておくべき運用ルールの整備は待ったなしである。この対処は、前項で述べた分散型電源全体を制御するという目的とは別に、普及が先行している太陽光発電に限って緊急対策として行わなければならない。

太陽光発電システムにおけるパワーコンディショナ（PCS）は、日射強度に応じて自動的に最大出力点を追尾する制御機能（MPPT 機能）を持っている。従って、原理的には制御機能を拡張して出力上限値を 0～100%の間で 1%刻みの値で強制的に最大出力点から外すことで、制御が必要な時間・量に対してのみリアルタイムで出力制御を行うことも可能である。

今後、太陽光発電の系統接続量の増加に伴い、電力需給調整としての出力制御実施は現実のものとなる。制御対象設備の範囲も 500kW 未満まで拡大され、これを遠隔制御によって実施するための PCS 側及び通信インフラ側双方の技術仕様が関係者の間でほぼ固められた状況となっている。

一方、緊急対策とはいえ、出力制御は事業性に直結する問題であり、技術仕様の内容によっては流通在庫の処理、生産ラインの改変等課題も多い。出力制御の必要性を理解しつつも、新しいルールの適用にはあらゆる面からの配慮が必要である。

4.4.4 出力制御で起こること

出力制御は事業者の利益に直結しており、制御量を予測することは事業の予見性に大きく影響する。しかし、太陽光発電の事業者は必ずしも事業家としてのプロばかりでなく、一般消費者も含めてさまざまな層に亘っている。そうした一般の設置者（発電事業者）にとって「無制限・無補償の出力制御」という表現は、見込まれる発電事業収益に対して非常に大きく且つ予見性の無いリスクを想起させるものであり、導入を躊躇することは間違

いない。本項では「制御」の持つ意味を解説する。

尚、「無制限・無補償の出力制御」を条件とすれば、接続可能量はほぼ「無制限」に増える。

「接続可能量」と（実際の）「系統接続量」は、明確に区別して理解しなければならない。

図 4-5 に系統接続量が接続可能量に達した電力会社で、制御対象が新設された場合の太陽光発電全体の出力の変化を幾つかのパターンに分けて示す。

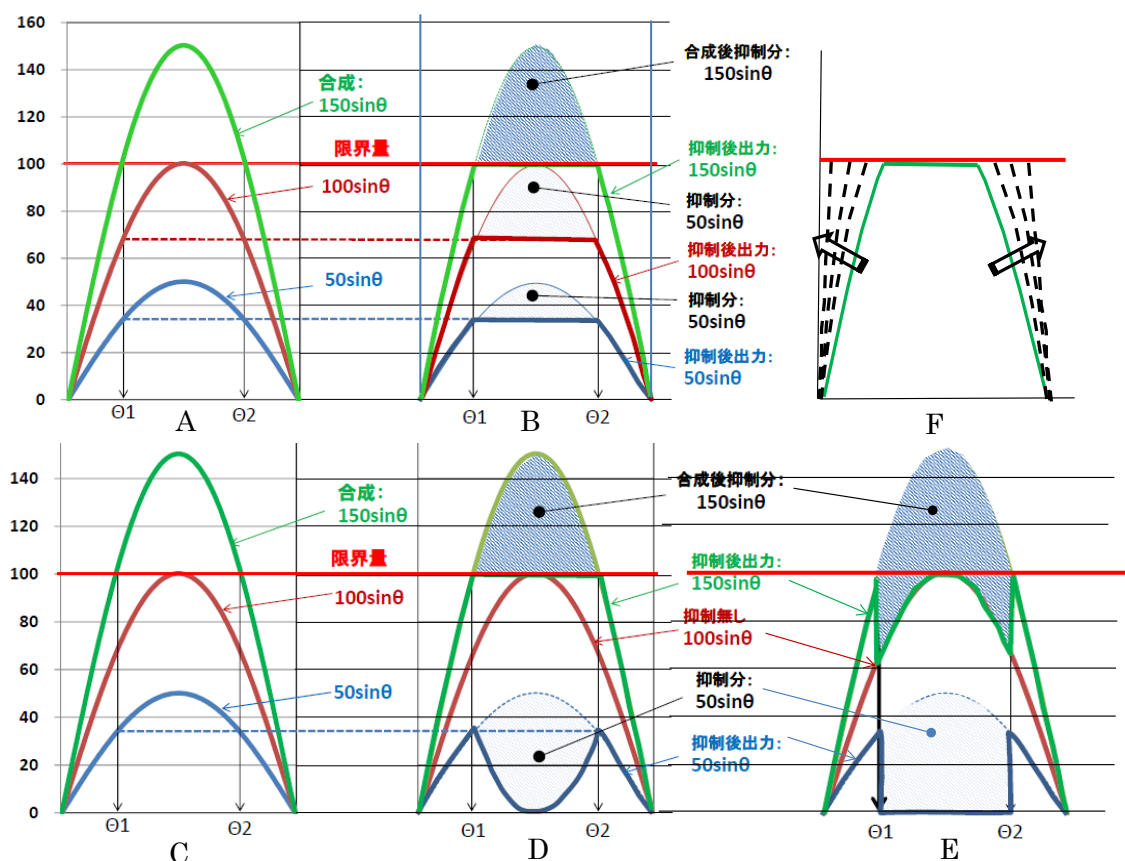


図 4-5 接続可能量に達した後の新設分制御

A：接続されている太陽電池出力 $100\sin\theta$ が丁度接続限界量 100 に達したところに新たに $50\sin\theta$ の新設があった場合

B：制御が掛からなければ合成出力は $150\sin\theta$ となるが、限界量より飛び出した斜線部分（余剰）はカットされる。全ての設備が抑制対象の場合、同じ比率で時刻 $\theta_1 \sim \theta_2$ まで $100\sin\theta$ も $50\sin\theta$ も正弦波の上部がカットされる。

C：既設 $100\sin\theta$ の構成事業が非抑制対象もしくは 30 日（又は 360 時間）抑制対象者であるところに無制限抑制対象者 $50\sin\theta$ が新設された場合、余剰分の抑制は全てこの $50\sin\theta$ が負う。

D: $50\sin\theta$ がリアルタイムで制御された場合、制御時間帯 $\theta_1 \sim \theta_2$ に出力された分は $100\sin\theta$ の肩の部分の出力増に寄与する。

E: D のリアルタイム制御ではなく $\theta_1 \sim \theta_2$ の時刻に $50\sin\theta$ の出力がゼロ (on/off 制御) に制御された場合を示す。

以上の $\sin$ 曲線で斜線の部分は抑制で本来発電すべき量が減じられることを示す。

F: 次々と抑制対象の太陽光発電が増設されると、合成出力曲線は図のように肩幅が張り台形から長方形の出力に変化して行く。つまり、低日射で急激に立ち上がり、極端な場合には日の出とともに接続可能量に達する。

事業予見性の面からは、本来は個々の発電事業に対してどの程度の制御量になるかを予測できることが望ましいが、上記から分かることは以下の通りである。

- 1) 電力会社が示す接続可能量に系統接続量が達するまでは、如何なる種別の対象者に対しても、出力制御は行なわれない（出力制御する理由が無い）。
- 2) 接続可能量に対して実際に連系できる接続量は、各発電事業がどのような制御種別（非制御、30 日ルール、360 時間ルール、無制限）の割合で構成されるかで変わってくる。
- 3) 系統接続量が接続可能量に達した後は、全ての新設分が「無制限・無補償の出力制御」対象となるが、個別事業の抑制率は予測できない。例えば D 図において $50\sin\theta$ ではなく $10,000\sin\theta$ が参入する場合、ほとんどの時間帯で接続可能量 100 を超えるため、本来期待できる発電量に占める制御量（抑制率）は明らかに $50\sin\theta$ より大きい。
- 4) 既設のものは制御種別が決まっており、全体における種別構成の割合が把握できれば（制御される順序は不明であるが）抑制される量は推定が可能である。
- 5) 合計出力の形状（上図 F の台形の形、すなわち制御種別構成）が分かった上で、新設分の量（無制限対象者の総出力）を仮定すれば抑制される量は推定が可能である。

現実的には、「今後新たに接続される量が●●MW に達するまでは、最悪〇〇%の出力制御が掛かる」という推定になると考えられる。但し、事業期間 20 年を通してこの新たな接続量が増えるため制御量も増え、事業性の正確な予測は難しいが、接続可能量に達したところでは自ずと新設されるものは減って行くと予想され、ある一定のレベルに収束した上でリプレイス市場へと移行するであろう。

本項では出力制御について詳述したが、そのマイナス面だけを捉えることから新しい展開は見出せない。時期は別にして「需要 $\leq$ 供給」はいずれの電力会社でも起こり得る状況である。「無制限・無補償の出力制御」は反面、ほぼ「無制限接続」を可能にする。限界を超えた余剰電力は、捨てるより有効利用することが設置者にとっても国にとっても有益であり、その方策が試されることとなる。後述するように余剰電力を有効利用して他の用途や形・価値に転換する事業が萌芽し、大きなビジネスチャンスとなるであろう。直近で考えられる有効利用の方法は自家消費へ回すことであり、その先は太陽光発電と相性の良い負荷との組み合わせ、さらにはピークカット電源としての双方向制御へと繋がる。

4.4.5 出力制御シミュレーション

設備認定量の急増に対し電力会社が系統接続申し込みへの回答を一時保留するという事態となったことから、この事態を打開するための施策の一環として、東京電力、中部電力、関西電力を除く電力7社を“指定電気事業者”とし、従来の上限枠（30日）を超える「無制限・無補償の出力制御」を条件として系統接続を受け入れる方法（指定ルール）をとることで、系統接続が再開されることとなった。しかし「無制限・無補償の出力制御」という表現は、見込まれる発電事業収益に対して非常に大きく且つ予見性の無いリスクを想起させるものであり、今後新たに設置を考える事業者やそれを資金面で後押しする金融機関等の関係者の事業マインドを過度に冷え込ませる状況ともなっている。

この状況に対処するため、太陽光発電協会（JPEA）では、今後新たに設置を検討される事業者等が、リスクを踏まえた事業性を自ら判断するための情報提供を目的として「出力制御シミュレーション」を公表した（2015年3月5日）。このシミュレーションは、以下の要素情報をもとに試算されている。

1) 電力需要実績

各電力会社より公表されている2013年の時間毎（24時間×365日＝8,760時間）の電力需要実績値を使用した。

2) ベースロード等電源容量

経済産業省 総合資源エネルギー調査会 新エネルギー小委員会の第3回系統ワーキンググループ（2014年12月16日開催）配布資料に記載されている各電力会社におけるベース電源（一定量の電力を安定的に供給する電源＝流れ込み式水力、地熱、バイオマス、原子力）容量値合計から地域間連系統線活用による容量値を差し引いた数値とした。将来的により広域的な地域間連系統線による電力の融通が実現した場合は、その分この数値が減少することとなる。

3) 系統接続量（太陽光発電導入量）と発電電力量

系統接続量は今後の太陽光発電導入量増加に伴う系統接続量の累積値であり、その値に対する発電電力量は、NEDO（国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構）が公開している年間特別日射量データベース（過去20年間の平均）を用いて算出した。

シミュレーショングラフは、電力会社別／想定ベースロード等電源容量別に、系統接続量の増加に対して想定される年間発電電力量の抑制率推移を表したものであり、出力制御が無い場合の年間発電電力量に対し出力制御により抑制される年間電力量の割合を示した。又、適用される出力制御のルールが異なる（30日ルール、360時間ルール、指定ルール）対象設備別にグラフを作成した。

図4-6に九州電力の場合のシミュレーションを例示する。その他の電力会社のシミュレーション結果については、JPEA ホームページ（<http://www.jpea.gr.jp/>）を参照願いたい。

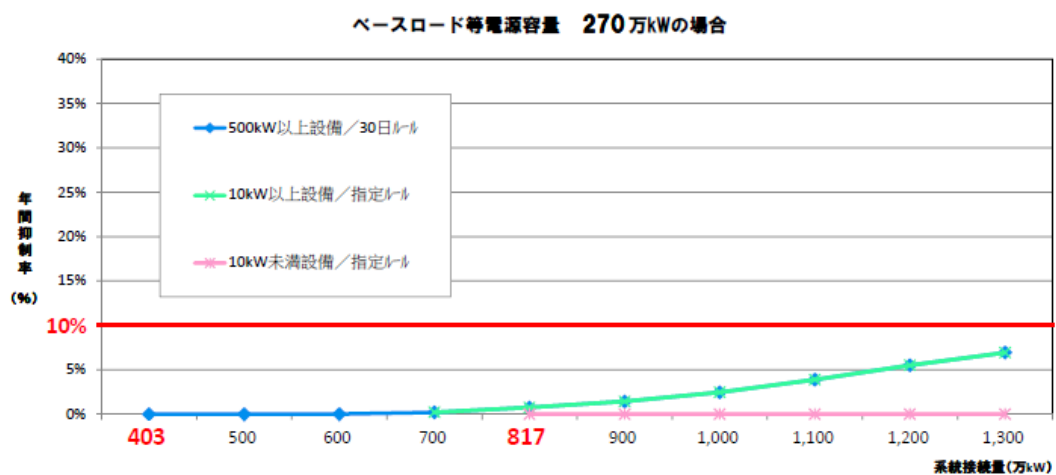
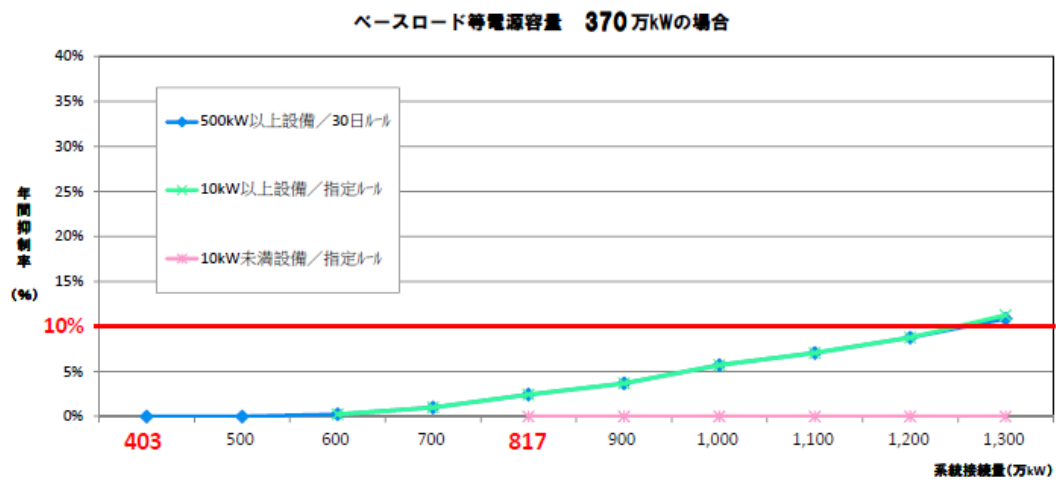
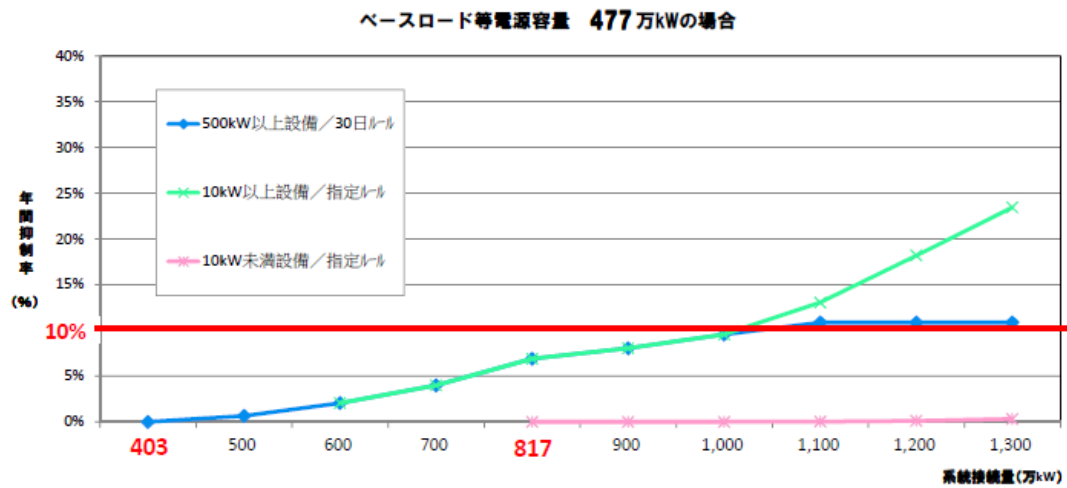


図 4-6 出力制御シミュレーション例/九州電力の場合

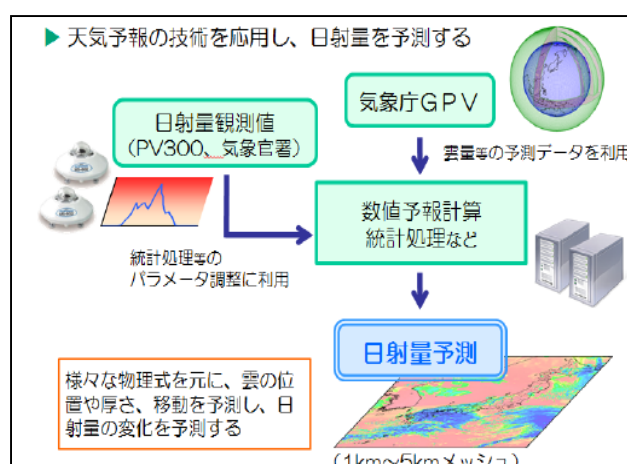
尚、シミュレーション結果については、以下の点に留意してご覧頂きたい。

- ・示されている年間抑制率は、太陽光発電の系統全体における発電電力量に対する出力制御の想定割合であり、個別の発電事業者に対して実際に行なわれる出力制御の割合を示すものではない。
- ・「500kW 以上設備／30 日ルール」「10KW 以上設備／360 時間ルール」と「10kW 以上設備／指定ルール」の出力制御割合については、「500kW 以上設備／30 日ルール」「10KW 以上設備／360 時間ルール」の出力制御日数及び時間が上限に達するまでは、極力同等の出力抑制率となるよう制御が行なわれるものとしている。
- ・360 時間ルール及び指定ルール適用による出力制御は、時間単位の一律制御を前提とした。又、「10kW 未満設備／指定ルール」については、他のすべての太陽光発電の発電を制御した上で、最後に出力制御を行なうこととしている。
- ・グラフ横軸左端の始まりの数値（九州電力の例では 403 万 kW）は、2014 年 11 月現在での太陽光発電系統接続量を示し、又、グラフ横軸中央の数字（九州電力の例では 817 万 kW）は第 3 回系統ワーキンググループ配布資料にて各電力会社から報告された接続可能量を示している。
- ・時間軸を考慮した情報として、現時点での設備認定量と導入量推移実績をもとに、推定された系統接続量が接続可能量に到達する時期、およびグラフ横軸右端の系統接続量に到達する時期も試算した。九州電力の場合、接続可能量 817 万 kW に到達するのは 2017 年頃、又、グラフ横軸右端の 1,300 万 kW に到達するのは 2021 年頃と推定した。

今後、電力会社によるタイムリーな接続申し込み量や系統接続量の情報公開が望まれるが、そこに「出力制御シミュレーション」により示された想定年間抑制率の推移を重ね合わせれば、新規参入における事業性判断の一助とすることができ、発電事業者や金融機関等の関係者に有用なものとなる。

4.4.6 発電量予測

「つなぐこと（ネットワーク化）」と共に、太陽光発電の大量導入に伴う出力制御や、後述する蓄電池の充放電やヒートポンプによる貯湯・給湯などによる出力制御量の最小化と太陽光発電電力の有効利用を行うために必要且つ重要な技術が、「予測すること」である。太陽光や風力に関しての発電量予測は早くからその重要性が着目され、ドイツやスペインでは既に系統運用に使用されている。我が国でも平成 23～25 年度に経済産業省の「太陽光発電出力予測技術実証事業」において検討された。その概要を図 4-8 に示す。



日本気象協会の例

予測種別	予測値提示時期	予測範囲	予測値出力間隔
週間予測	当日11時	7日先まで	1日ごと
翌日予測	前日11時	翌日1日間	30分間隔
当日予測	当日5時	当日1日間	30分間隔
数時間先	任意の正時、30分	6時間先まで	30分間隔
数十分先	任意の#0分	60分先まで	10分間隔

図 4-8 「太陽光発電出力予測技術実証事業」での検討内容

出典：次世代電力供給システム分野に係る技術 評価報告書(案)

産業構造審議会産業技術環境分科会

週間予測や翌日予測等の長期間の予測には数値気象モデルを用いる一方、数時間先の予測には衛星からの画像情報を用いた予測手法が確立され、精度の向上が報告されている。天候の急変により予測精度が低い場合に課題があるが、精度を補完する情報として予測が当たる確率の算出が有用とされている。2014 年 10 月に打ち上げられた気象衛星「ひまわり 8 号」によって、衛星からの画像情報の解像度の向上や取得間隔の短縮化が実現されることから、今後予測精度はさらに向上していくことが期待される。

5. 太陽光発電にとっての「電源価値の最大化」

5.1 日本のエネルギー政策における太陽光発電の位置付けと評価

5.1.1 エネルギー政策の基本的視点「3E+S」と再生可能エネルギーの位置付け

我が国のエネルギー政策の基本的視点は「3E+S」と呼ばれ、「安全性 (Safety)」を前提とした上で、「エネルギーの安定供給 (Energy Security)」を第一とし、「経済効率性の向上 (Economic Efficiency)」による低コストでのエネルギー供給を実現し、同時に「環境への適合 (Environment)」を図ることである。

2014 年 4 月に閣議決定された現行のエネルギー基本計画において、太陽光発電を含む再生可能エネルギーは、「現時点では安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源」と位置付けられ、FIT 制度等の政策支援の下に普及拡大が進められている。表 5-1 に、エネルギー政策の基本的視点である「3E+S」における太陽光発電の評価を纏めた。

エネルギー政策の基本的視点「3E+S」	太陽光発電の位置付け・評価
安全性／ S afety	リスク（事故発生時の損害、廃棄物問題等）が小さいが将来の廃棄に備え適正処理は考慮
安定供給／ E nergy Security	国産エネルギーとして国の安全保障に寄与、 又、災害時には非常用電源としての利用が可能、 但し、出力変動に対する電力系統の安定化対策が課題
経済効率性の向上／ E conomic Efficiency	現時点ではコスト面に課題があり、技術革新等による 電源としての競争力の向上が求められる
環境への適合／ E nvironment	発電時に温室効果ガスを排出しない低炭素の エネルギー源

表 5-1 「3E+S」における太陽光発電の位置付け・評価
(エネルギー基本計画をもとに JPEA が作成)

5.1.2 エネルギー政策から見た太陽光発電の便益

2.1.2 項では、「3E+S」の視点から、太陽光発電が大量導入された時の便益を、グローバル（地球・人類）、ナショナル（国家・国民）、ローカル（地域・住民）の三つのレベルで示した。本ビジョンで示す 2030 年時点で 100GW の太陽光発電が導入された場合の便益として、国内総発電量に占める太陽光発電の割合が約 12%に達し、その分がエネルギー自給率の向上に資することが挙げられる。又、化石燃料の輸入コスト削減効果としては、LNG を代替するケースで年間 1 兆 4 千億円程度（2013 年度の輸入価格で試算）の貢献が期待できる。温室効果ガスの削減効果としては、発電に伴う排出量の 12%近くを削減できると試算されている。100GW 規模の太陽光発電が導入されれば、定量的な評価においても「3E+S」の面から十分意義のある貢献が期待できる。

5.1.3 太陽光発電の特質がもたらす電源としての価値と可能性

エネルギー政策における太陽光発電の評価と便益は、定性的には太陽光発電以外の再生可能エネルギーとは共通点が多いが、ここでは太陽光発電に特有の性質に基づいた電源としての価値と可能性を提示する。エネルギー基本計画でも評価されている通り、他の再生可能エネルギーに無い太陽光発電の特質として、「需要サイドとの近接性と連携の容易さ」がある。具体的には以下の通りである。

- ・住宅や公共インフラ、オフィス・商業・工業・農林漁業施設等の需要地及び需要近接地での発電が可能であること
- ・電気の需要家（家庭から大規模工場まで）が自ら設置し発電事業者となることが可能であり、さらに、情報通信技術（ICT）の活用により需要サイドとの連携が容易であること

又、これらの太陽光発電の特質を活かすことで生まれる「電源としての価値と可能性」としては以下の4つが考えられる（5.3項にて詳述）。

- ①自家消費の活用等により需要と一体化することで電力系統への負担を軽減できること
- ②非常用電源としての活用が可能であり地域の安心・安全に貢献できること
- ③消費者参加型のエネルギーマネジメント(需要の能動化)の実現に貢献できること
- ④需要サイドのエネルギー転換(電化)と一体化することでエネルギー消費効率の向上と低炭素化が同時に達成可能であること

太陽光発電に備わるその他の特質としては、以下が挙げられる。

- ・電力需要の多い昼の時間帯に発電すること
 - ・PCSを制御することで、比較的容易に出力の調整(下方への調整、抑制)ができること
- これらの特質が生み出す「電源としての価値と可能性」として以下の2つが挙げられる。
- ⑤晴れた日であれば昼の時間帯のピーク電力需要を補うことができ、夏季の需給緩和に貢献できること
 - ⑥出力調整機能を活用すれば電力系統の安定化に寄与できること

以上をヒントに、「便益の最大化と系統対策」を同時に実現する効果的な方策を考えた場合、以下の「需要のエネルギー転換（電化）」「需要の能動化（需給統合）」「太陽光発電の能動化」を一体的に推進することが一つの可能性として挙げられる。図5-1にそのイメージを示した。

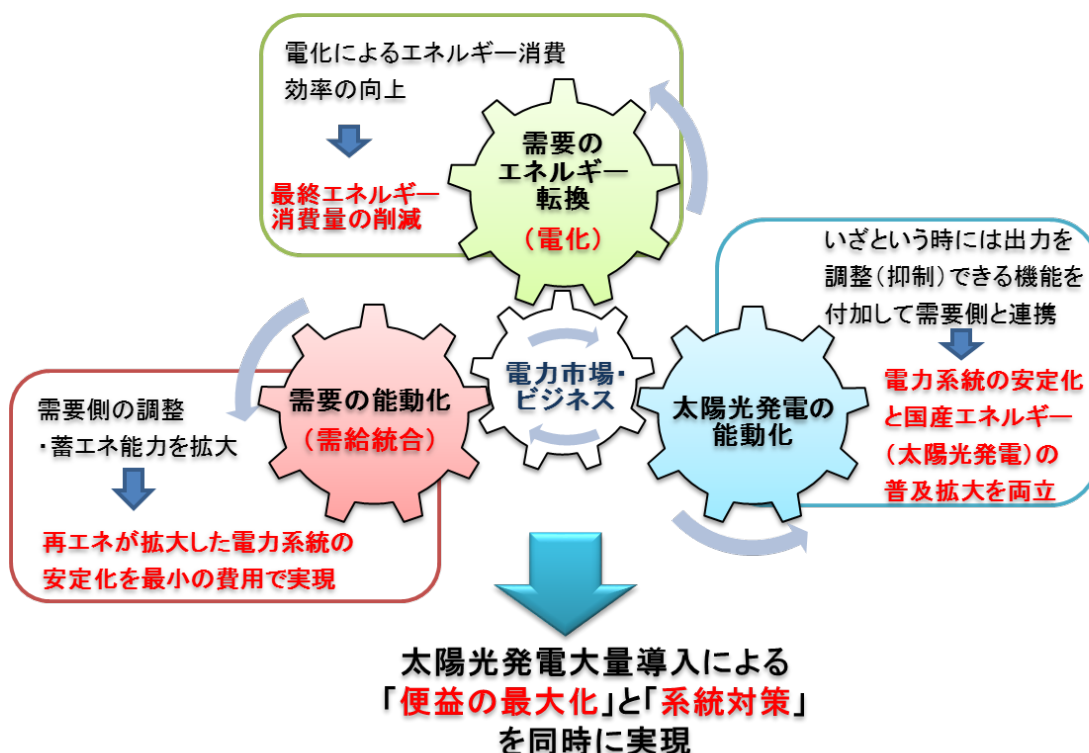


図 5-1 「便益の最大化と系統対策」推進の方策 イメージ図

尚、エネルギー基本計画において太陽光発電については、「個人を含めた需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能である。一方、発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要である。中長期的には、コスト低減が達成されることで、分散型エネルギーシステムにおける昼間のピーク需要を補い、消費者参加型のエネルギーマネジメントの実現等に貢献するエネルギー源としての位置付けも踏まえた導入が進むことが期待される」と記述されている。

5.1.4 需要ピーク時の供給力としての価値と低需要時の安定化対策

図 5-2 は、2014 年 4 月末までに設備認定を受けたもの及び、それ以前に稼働しているものを加えた約 70GW（7,000 万 kW）の太陽光発電の出力特性を需要曲線に重ね合わせたものである。又、この図では約 15,900 万 kW のピーク供給に対する 7,000 万 kW の太陽電池の晴天時ピーク出力を緑破線で示しているが、実線は実際の供給力として評価され、国の委員会で示されたピーク時（15 時）の供給実績を定格の 22.9%とした時の電力量を示している。需要のピーク時間帯の供給信頼度が高くなるほど太陽光発電の出力が最大となる 12 時頃の出力を如何に制御するかが問題となる。出力制御問題は太陽光発電のピーク出力で論じられる。太陽光発電が相当量連系され接続量の上限で抑制された場合、前述のようにイメージ的には太陽光発電の正弦波形の出力が台形化し、さらに徐々に長方形に近づき安定電源化していく。抑制された電気が切り捨てられることなく、他に有効利用できれば「抑制分の有効利用＋太陽光発電の準安定化」という新しい価値創造の可能性もある。

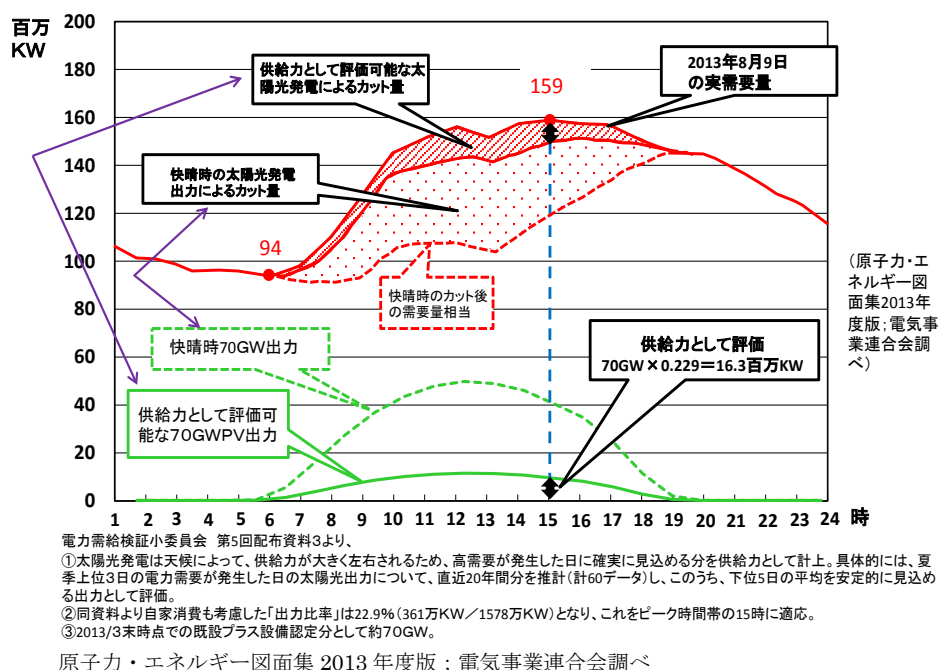


図 5-2 最大電力発生日における 70GW 太陽光発電によるピークカットイメージ

5.2 エネルギー政策から見た太陽光発電の課題

前述の通り、エネルギー基本計画で太陽光発電は、「発電コストが高く、出力不安定性などの安定供給上の問題があることから、更なる技術革新が必要である」と評価されている。すなわち、電源としてのコスト競争力、並びに大量導入時の電力系統対策が課題であり、この課題を克服することで国民負担の増大を回避することが求められている。

5.2.1 電源としてのコストの課題

発電コストに関しては、NEDO の報告書「太陽光発電開発戦略(NEDO PV Challenges)」(2014 年 9 月発表)において、2030 年には革新的技術により基幹電源並みの 7 円/kWh が可能であるとされている。

一方、RITE (公益財団法人地球環境産業技術研究機構) から発表された「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」(2014 年 10 月発表)では、2013 年時点での原子力、石炭、LNG での発電コストが 8.0~12.5 円/kWh であるのに対し、太陽光発電のコストは 30.6~33.8 円/kWh であるとされている。又、2030 年時点の推定コストは、原子力、石炭、LNG での発電コストが 8.0~11.9 円/kWh であるのに対し、太陽光発電のコストは、系統対策費用を除くと 13.3~14.8 円/kWh と、将来のグリッドパリティに向けた技術の進展の可能性を示唆しており、今後も国、地域、業界による継続的なチャレンジが求められている。

5.2.2 需要のエネルギー転換 (電化・Electrification)

図 5-3 に示すように、我が国の最終エネルギー消費に占める電力の割合(電化率)は 1973 年度の 13.4%から上昇を続け、電化は着実に進んでいる。しかしながら 2012 年度においても電化率は 23%であり、残りの 77%は電力以外のエネルギーとして石油、ガス、石炭等の化石燃料を主として消費していることになる。これら残りの 77%に関しても今後は電化が進むと考えられるが、利便性の向上に加え経済的メリットとエネルギー消費効率の向上に繋がるのが重要かつ不可欠である。

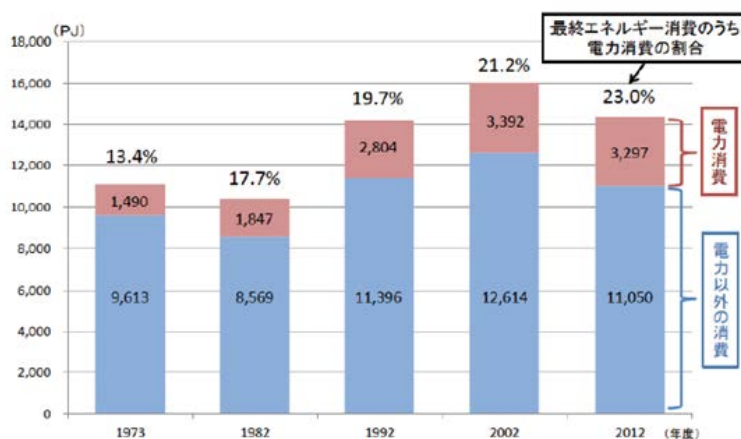


図 5-3 最終エネルギー消費に占める電化率 (出典:資源エネルギー庁「エネルギー白書 2014」)

表 5-2 に 2012 年度の部門別の最終エネルギー消費を示す。電化率は家庭部門 50.5%、業務部門 45.0%、産業部門 14.8%、運輸部門 2.1%である。太陽光発電との相性から家庭部門と運輸部門に焦点を当てることとした。

(×10 ¹⁵ J)										1次エネルギーに対する構成比
	家庭部門		業務部門		産業部門		運輸部門		計	
		構成比		構成比		構成比		構成比		
電力	1,034	50.5%	1,292	45.0%	905	14.8%	70	2.1%	3,301	23.0%
ガス	426	20.8%	796	27.7%	336	5.5%			1,558	10.9%
石油製品、その他	586	28.6%	782	27.2%	3,204	52.4%	3,247	97.9%	7,820	54.5%
石炭製品					1,667	27.3%			1,667	11.6%
計	2,047	100.0%	2,870	100.0%	6,113	100.0%	3,317	100.0%	14,347	100.0%
部門別構成比	14.3%		20.0%		42.6%		23.1%		100.0%	
1次エネルギーからの転換損失									6,472	31.1%
1次エネルギー									20,819	100.0%

表 5-2 部門別最終エネルギー消費の内訳（「エネルギー白書 2014」を元に JPEA 作成）

5.2.3 家庭部門における電化（Electrification）と

太陽光発電、需要の能動化（Active Demand-side Management）

家庭部門における電化によるエネルギー利用効率の改善では、従来型のガス・石油給湯器を高効率ヒートポンプ（エコキュート）に変えることだけでも、一次エネルギーを約 30% 削減できる可能性がある（図 5-4）。

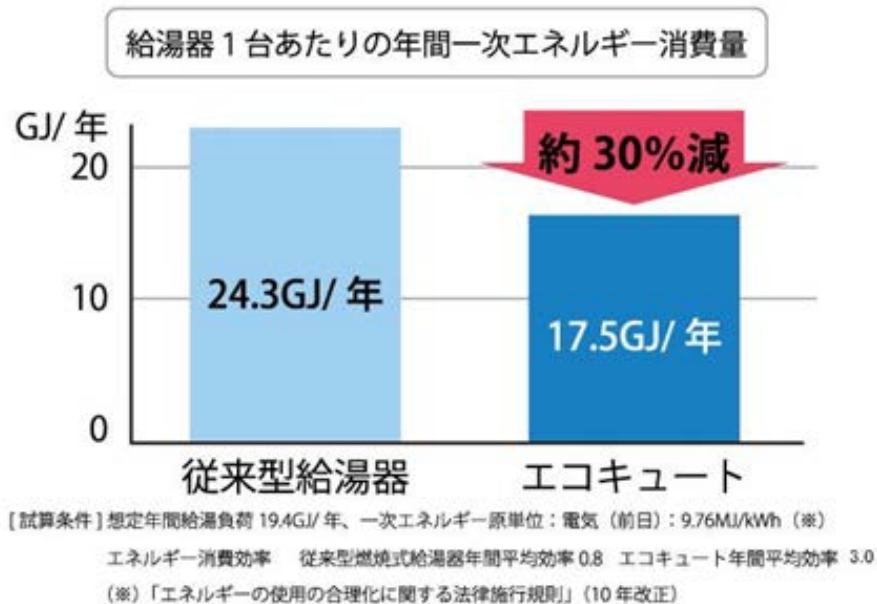


図 5-4 高効率ヒートポンプ給湯器のメリット（出展：一般財団法人ヒートポンプ・蓄熱センターホームページ）

さらに高効率ヒートポンプ給湯器と太陽光発電を組み合わせれば、以下の通りより一層の削減の可能性が出てくる。

- 1) 深夜・早朝の運転から、太陽光が発電している日中（＝気温が高い）の運転に変えることで、最大 15%程度エネルギー消費効率の改善が期待できる（電中研報告書：Q10037等に基づき JPEA が試算）。
- 2) 自宅設置の太陽光発電の電力を利用することで送電ロスを 4%～8%程度削減できる（JPEA 試算）。
- 3) 火力発電の電気を太陽光発電の電気に切り替えることで、一次エネルギーを最大 6 割程度削減可能であり、温室効果ガスについては 95%以上の削減が可能となる。

高効率ヒートポンプ給湯器を太陽光発電と組み合わせることのもう一つの大きなメリットは、その蓄エネ機能にある。高効率ヒートポンプ給湯器は従来型の給湯器と異なり、通常は電気代が安い深夜から早朝に動かして貯湯槽にお湯（150～300 リットル程度）を貯めておくが、動かす時間を調整すれば、太陽光発電の余剰電力を吸収することが可能であり、電力系統の安定化効果が十分期待できる。又、太陽光発電の出力制御も回避できることから優先度の高い対策となる。

家庭用の高効率ヒートポンプ給湯器の導入台数は、2014 年末現在で累計約 450 万台に達しており、今後も年間 50 万台程度のペースで導入が進めば、2030 年には 1,300 万台近くまで普及すると推定される（図 5-5）。



図 5-5 高効率ヒートポンプ給湯器の国内導入台数

この導入台数における余剰電力の吸収能力を示したものが図 5-6 である。高効率ヒートポンプ給湯器の消費電力が 1.5kW のケースでは、2030 年に 19GW(1,900 万 kW)程度のポテンシャルがあることになる。この 19GW は、JPEA ビジョンで示した 2030 年の太陽光発電の累計導入量 100GW 見通しの約 20%に相当し、余剰電力吸収能力の規模としては大いに期待できる。

尚、この蓄エネ機能（＝余剰電力吸収能力）を十分に発揮させるためには、情報通信技術（ICT）による負荷機器のネットワーク化、HEMS や電力系統との連携による「需要の能動化」が前提となる。

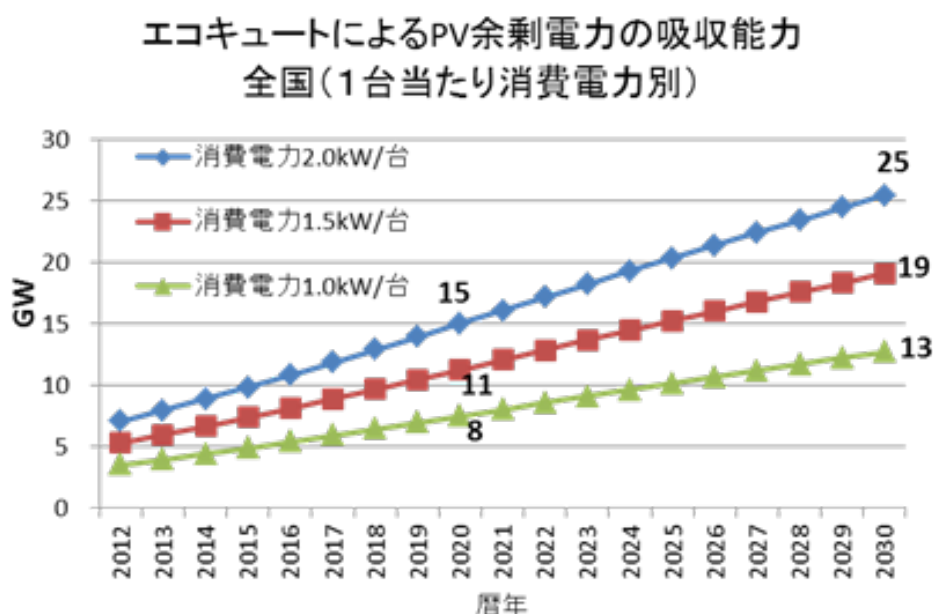


図 5-6 高効率ヒートポンプ給湯器による余剰電力吸収能力

5.2.4 運輸部門における電化と太陽光発電、需要の能動化

図 5-3 で示したエネルギーの最終消費において、運輸部門における石油製品（ガソリン、軽油、重油）の占める割合は 97.8%と圧倒的である。この一部でも太陽光発電で賄うことができれば、エネルギー消費効率の改善に加え、化石燃料消費と温室効果ガス排出の削減に大きな効果が期待できる。

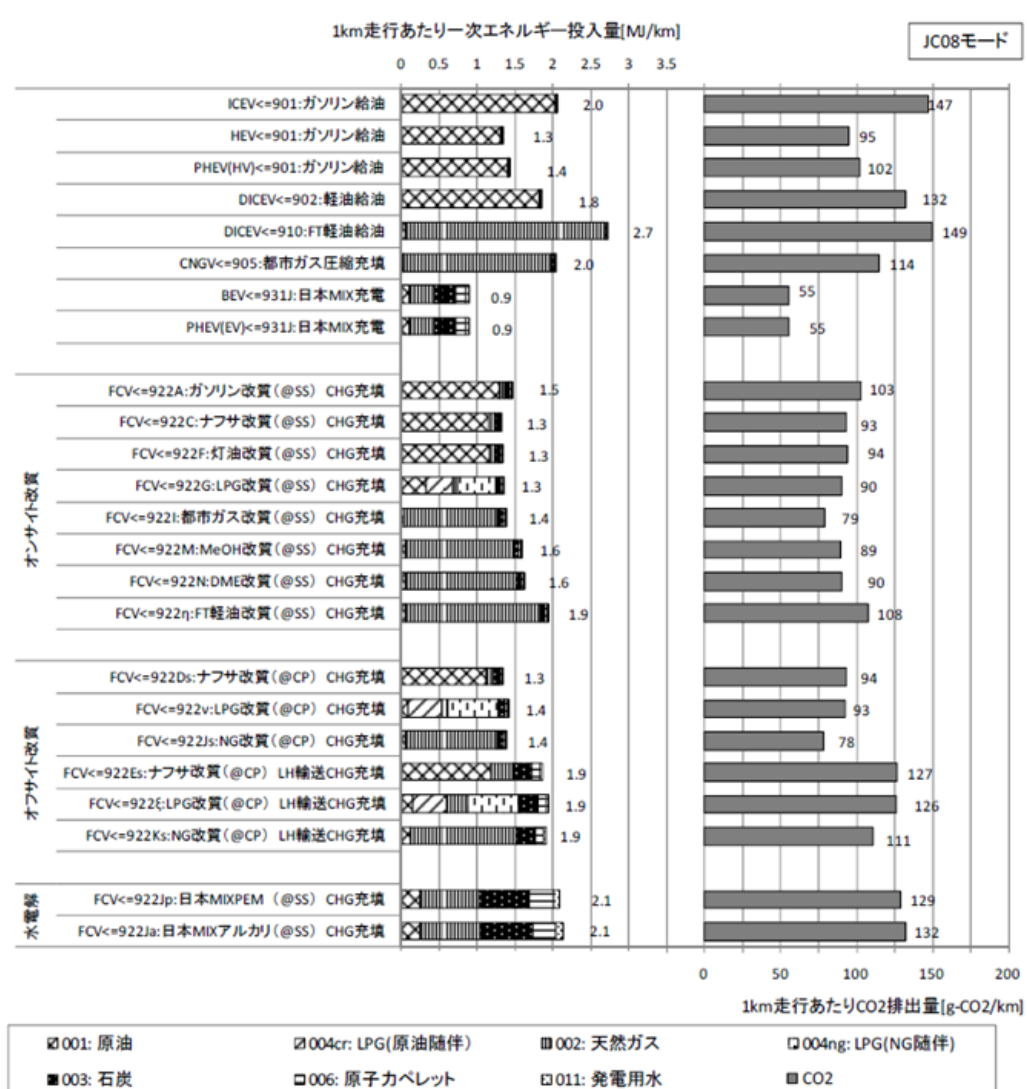
表 5-3 に示した一般財団法人日本自動車研究所の報告書では、WtoW（Well to Wheel）効率として J08 モード走行時の一次エネルギー消費量を算出している。ガソリン車 2.0 MJ/km、ディーゼル車 1.8 MJ/km、ハイブリッド（HV）車 1.3 MJ/km、電気自動車（EV）0.9 MJ/km となっている（電力の構成比が 2009 年の場合）。これはガソリン車やハイブリッド車を電化するだけで、エネルギー効率が 30～55%改善することを意味する。

又、通常の系統電源から太陽光発電の電気に切り替えれば、一次エネルギー消費量は 0.4 MJ/km に下がり、エネルギー消費効率がさらに 55%程度改善することになる。電気自動

車と太陽光発電を組み合わせることのメリットとしては、さらに以下のことが挙げられる。

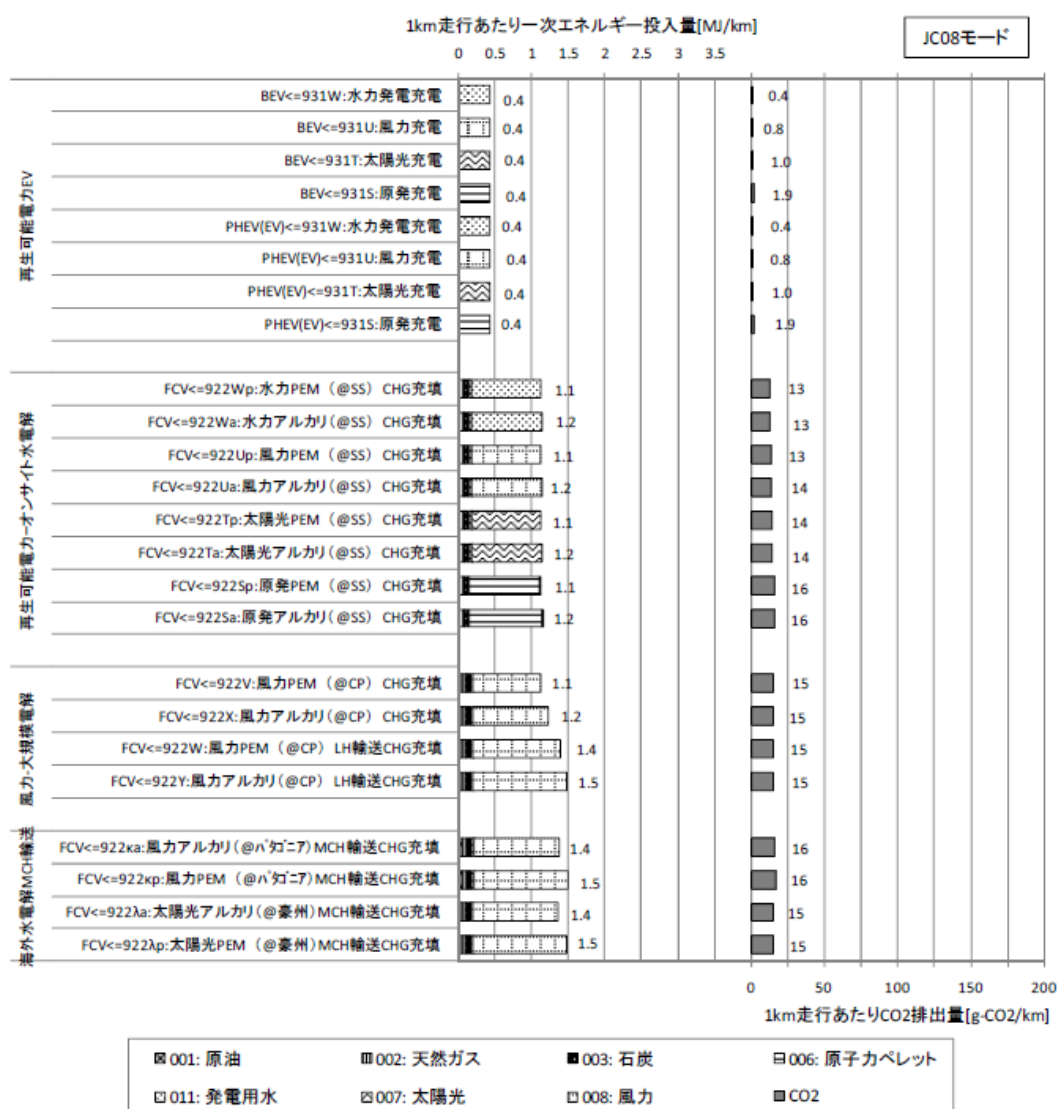
- 1) 自宅や事業所設置の太陽光発電の電力を利用することで、送電ロスを 4～8%程度削減できる（JPEA 試算）。
- 2) 蓄電池が非常用電源として活用できる。

一方、燃料電池自動車では、ナフサ改質や天然ガス改質による水素供給の場合で 1.3～1.4 MJ/km とハイブリッド車並みとなっているが、太陽光発電による水の電気分解による水素供給の場合は、1.2 MJ/km に改善する。このことから、太陽光発電で水を電気分解して水素を作り自動車用燃料とすることで、ガソリン車やハイブリッド車に比較して約 5～40%程度エネルギー効率が改善できることがわかる。現在、水素はナフサや天然ガスを改質して取り出す方法が一般的であるが、将来的には国産エネルギーの観点から太陽光発電の電力の利用も考えるべきである。



出典：(財) 日本自動車研究所 総合効率検討作業部会「総合効率と GHG 排出の分析」報告書（H23 年 3 月）

表 5-3 WtoW でのエネルギー消費量・CO2 排出(JC08 モード・日本の電源 MIX)



出典：(財) 日本自動車研究所 総合効率検討作業部会「総合効率と GHG 排出の分析」報告書 (H23 年 3 月)

表 5-4 WtoW でのエネルギー消費量・CO2 排出 (JC08 モード・再生可能電源)

電気自動車及びプラグインハイブリッド電気自動車 (EV/PHEV) の蓄電機能を活用した場合の需給調整能力ポテンシャルの JPEA 試算結果を図 5-7 に示す。2030 年におけるデマンド調整能力は 24GW (2,400 万 kW) 程度のポテンシャルと推定される (3kW/台での試算)。これは家庭用高効率ヒートポンプ給湯器による余剰電力吸収能力の 19GW を上回る規模であり、太陽光発電が大量導入された時の系統安定化対策としては最も期待される方策と言える。

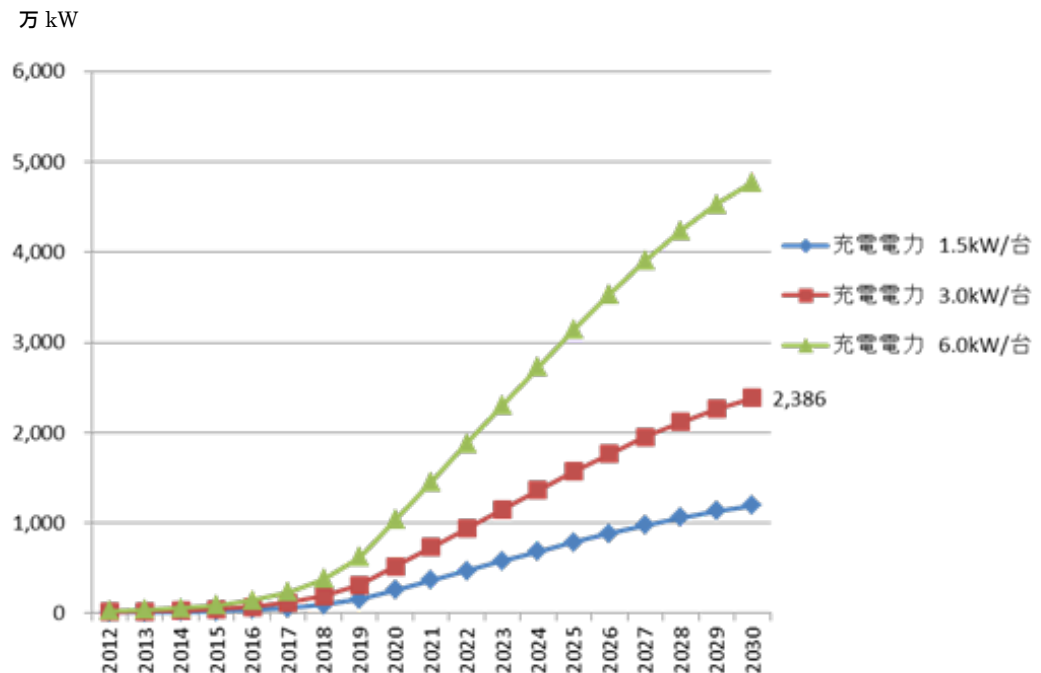


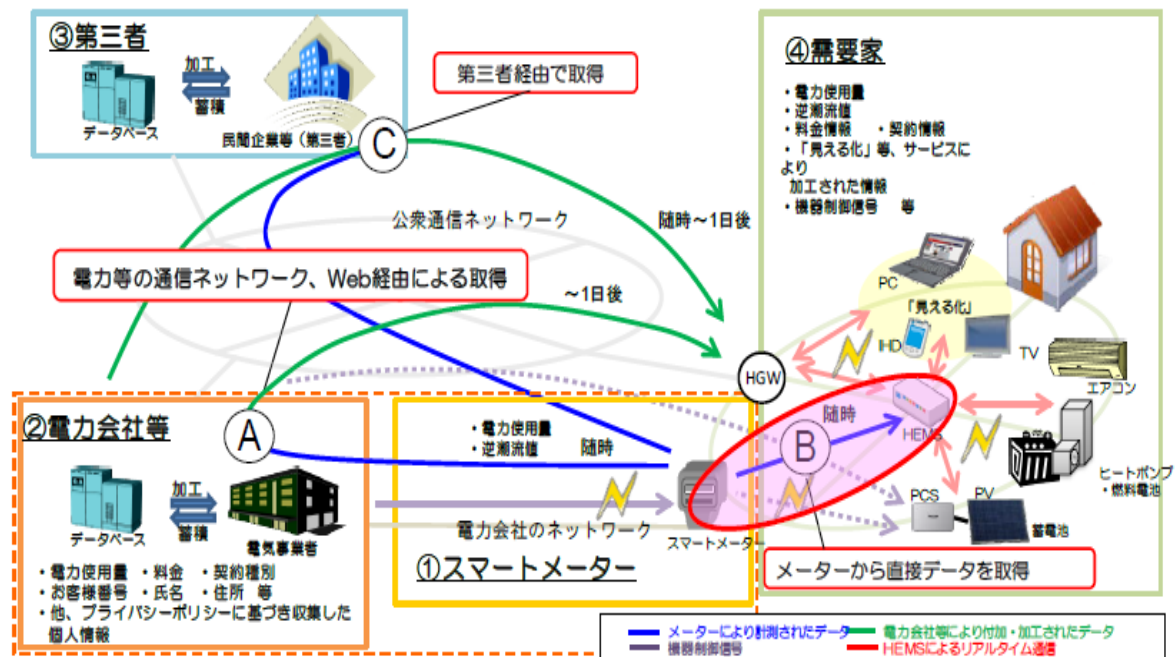
図 5-7 「2030 年における EV/PHEV 導入台数 795 万台」
とした場合の調整能力のポテンシャル

5.2.5 太陽光発電の能動化 (Active PV Power Control)

前述の通り、需給調整や周波数調整は系統運用管理者との電力需給に関する情報伝達が必要であり、そのための通信ネットワークが重要になる。既に各電力会社によるスマートメーター導入が、電力使用量「見える化」を主目的として開始されており、2024 年までに導入を完了する計画が公表されている。

スマートメーターでは接続するさまざまな機器や通信プロトコルの標準化が必要である。経済産業省は、スマートメーター及びそれと相互接続される太陽光発電、蓄電池、燃料電池、電気自動車／プラグインハイブリッド自動車、エアコン、照明機器、給湯器を重点 8 機器とし、その間（いわゆる“B ルート”）の通信方式を定めようとしている（図 5-8）。又、スマートメーター経由ではない“C ルート”を通じては、いずれアグリゲーター等の第三者が HEMS を通じて PCS を制御することで、前述の出力制御を行なうことも可能となる。

電力需給情報に基づき、太陽光発電がヒートポンプ等の負荷機器や蓄電機器と連携することで、デマンドレスポンスによる一次エネルギーの低減と需給調整や周波数調整機能向上に貢献することが期待される。



出典：第3回 スマートハウス・ビル標準・事業促進検討会
HEMS-スマートメーター（Bルート）運用ガイドライン第1.0版

図 5-8 電力需給に関する情報伝達ルート

5.3 太陽光発電の価値向上に必要となる蓄電技術への期待

太陽光発電は、その発電量自体が時間や天候に依存するという本来的な性質のために、大きな需給調整力や周波数調整力が必要であり、多額の系統対策費用が必要になるとされている。その解決に向けては、時間や天候への依存の度合いを最小化すると観点から「貯める」「換える」「抑える」の三つの手段が有効であり、蓄電技術が重要な要素となる。

太陽光発電との連携においては、蓄電池には二つの用途が求められる。一つは比較的短周期の出力変動や周波数変動を電力系統が許容可能な範囲に調整する「変動抑制用途」、もう一つは太陽光発電出力が電力需要を超過した場合の余剰電力を貯蔵する「余剰蓄電用途」である。

「変動抑制用途」では、大電力での充電と放電が頻繁に発生するため、蓄電池には大電力仕様の「W 価値」の高い性能が要求される。「余剰蓄電用途」では、大量の電力を長時間貯蔵する必要があるため、蓄電池には大容量仕様の「Wh 価値」の高い性能が要求される。又、蓄電池は充放電効率も重要な性能であり、充放電に伴う電力ロス of 少なさも要求性能の一つである。

一部の電力会社からは蓄電池付きでの太陽光発電の連系要件が示されている。北海道電力では特別高圧電力系統に連系される太陽光発電所に対して、「変動抑制用途」の蓄電池の

設置を求めており、その連系要件は「任意の 1 分間で太陽光発電定格値の 1%以内に変動を抑制すること」とされている。又、九州電力では電力需要が少ない特定日において、指定する時間帯に太陽光発電の余剰電力を貯蔵する「余剰蓄電用途」の蓄電池の設置を求めている。こうした発電事業用に使用される大規模蓄電池とは別に、住宅用途ではゼロエミッションを目的に使用される蓄電池もある。住宅用途では日照が不足する時間帯や夜間の給電に備えて長時間の貯蔵が必要となるため「Wh 価値」の高い性能の蓄電池が要求されるが、事業用と比較すると小規模の蓄電池となる。

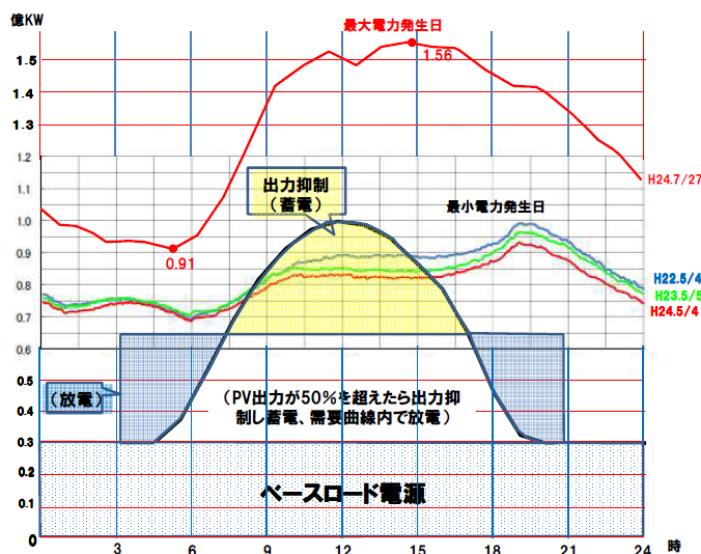
実用化されている蓄電池には様々な種類があるが、先に述べた「W 価値」と「Wh 価値」とに分類するとおおよそ表 5-5 の通りとなる。尚、一部の蓄電池はその稼働の為に電熱器や液送ポンプを必要とするものがあり、そうした蓄電池は一般的には事業専用となり、住宅用途には適さない。

蓄電池種類	蓄電池特性		反応物質			住宅用	補機
	W	Wh	正極	負極	電解液	適応性	
リチウムイオン電池	○		リチウム化合物	炭素など	有機溶媒	○	
ニッケル水素電池	○		水酸化ニッケル	水素吸蔵合金	苛性カリ溶液	○	
電力貯蔵用鉛電池		○	二酸化鉛	鉛	希硫酸	○	
Nas電池		○	硫黄	ナトリウム	ペータアルミナ	×	加熱器
RedoxFlow電池		○	5価バナジウム	2価バナジウム	希硫酸	×	ポンプ

表 5-5 蓄電池の種類別特性分類

太陽光発電が化石燃料や原子力を使用する従来型電源に比べ割高である現在、太陽光発電由来電気を貯蔵する蓄電池には高いコストパフォーマンスが要求される。蓄電池のイニシャルコストは当然のことながら、施工費、保守管理費、廃棄費などの関連費用、さらには充放電効率やサイクル寿命を含めたトータルコストの一層の低減が求められる。蓄電池は一部を除いては量産効果による価格低減が可能であり、特にリチウムイオン電池は電気自動車用途での需要拡大に伴っての価格低減が期待される。将来的には空気亜鉛電池など研究開発中のより高性能な蓄電池の実用化が待たれるところであり、そうした蓄電池は太陽光発電との連携用途にも使用されて行くものと推測される。

前述のように太陽光発電出力が需要曲線を上回る場合、出力制御を行う必要があるが、単に「電気を捨てる」のではなく、「余剰分を蓄電して有効に使う」ことを模式的に表したものが図 5-9 である。



電気事業連合会、原子力・エネルギー図面集 2012」
ESCJ 年報平成 24 年度版」を元に JPEA にて作成

図 5-9 余剰電力の蓄電

図 5-9 は、ビジョンで示した 2030 年の国内累積導入見通し 100GW の太陽光発電が導入された場合の例である。最大電力需要発生日には太陽光発電の 100%出力が系統の中で使い切れるが、最小電力需要発生日には出力が 50%近くで最小需要に迫る。ここで 50%以上（図中黄色）を切り捨てるのではなく、蓄電し他の時間帯で放電すれば、同日でも使い切れることを示している。さらに季節運用を考えれば、この電力を需要余力のある時間帯に放電するのではなく、ピークカットのために放電することもありえる。図 5-10 は太陽光発電の導入量が 50GW を超えて以降の、蓄電を活用してのピークカット量の可能性を試算したものである。

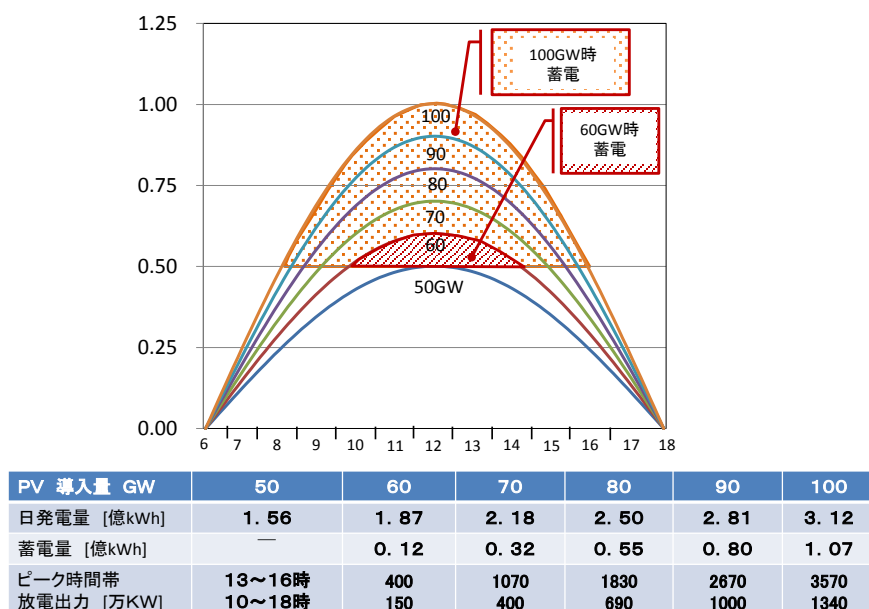


図 5-10 電力余剰分蓄電によるピークカット

どの時点、どの場所で実際に系統受容が限界に至るかは、送配電線容量、太陽光発電導入密度、その時の天候などに左右され、限界点の特定は困難である。ここでは50GW までは蓄電依存は小さいと仮定し、これを超える分を蓄電するものと想定した。設備利用率を13%とし、ピーク時間帯（13～16 の3 時間）及び昼間時間帯に全蓄電量を放電した場合に出力可能なピークカット量（万 kW）をグラフ下に示した。例えば100GW の太陽光発電が導入され、ピーク時間帯の3 時間放電した場合3,570 万 kW の出力となる。このときの蓄電量は1.07 億 kWh であり、前回の「JPEA PV OUTLOOK 2030」2013 年改訂版で示した利用可能蓄電池の2030 年時点のストックポテンシャル2.08 億 kWh の半分で済む。

未だ蓄電池のコストは高いが、「捨ててしまう電気」や後述する設備償却後の「発電原価ほぼゼロ円電気」を貯める場合は、トータルとしてどのような使い方が経済性を持ってくるかで判断する必要がある、太陽光発電の価値向上のために大きな可能性を持った分野である。図 5-11 に系統安定化のためのコンテナ型蓄電池の例、図 5-12 に NEDO による実証実験の概要を示す。

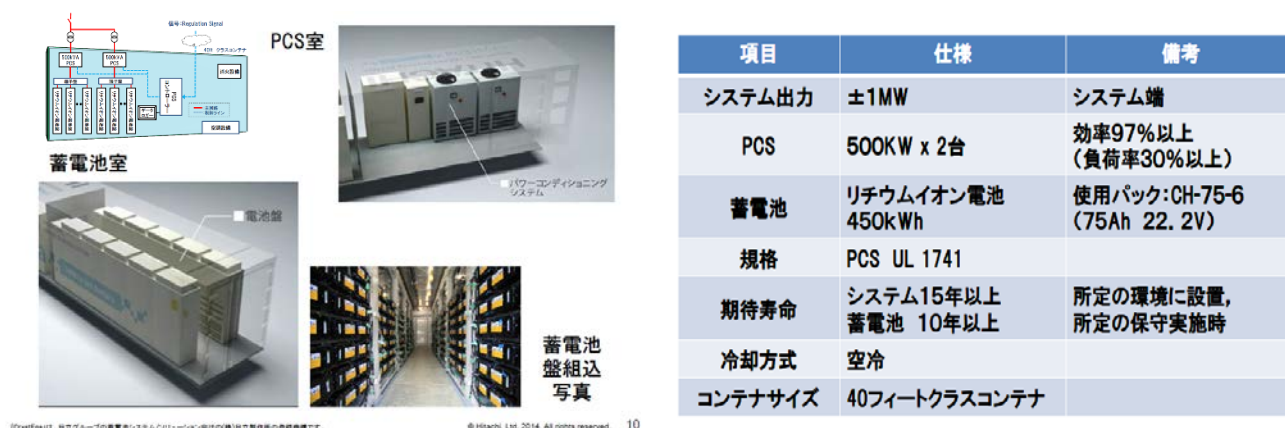


図 5-11 コンテナ型 1MW リチウムイオン電池

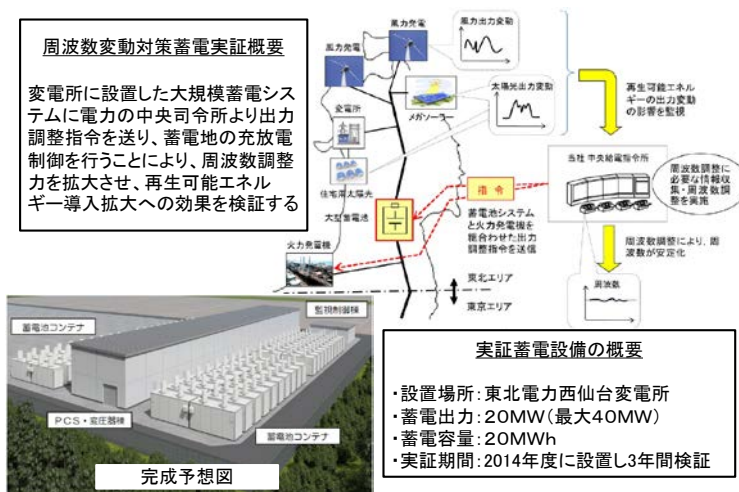


図 5-12 蓄電池による系統安定化実証実験

6. 2030 年への確かな歩み

6.1 見えてきた時代区分

太陽光発電は、FIT 制度が実効的である間にコストダウンを図り、「ポスト FIT」では自立したエネルギー産業を目指さなければならない。図 6-1 は先のビジョンでも示した 2030 年までの時代区分を示したものである。第 3 段階では供給電源としての価値を問うているが、着目すべきは FIT 制度下でほぼ償却が終わったシステムが相当量系統に接続され電力を供給しているであろうということである。極端に言えば「発電原価ほぼゼロ円電気」が市場にあるということである。現在のサーチャージ負担や系統増強への負担によって実現するこの低コスト電気は、我々の世代から次の世代への贈り物とも言えよう。図 6-2 には、今後の発電量の推移と時代区分を示した。

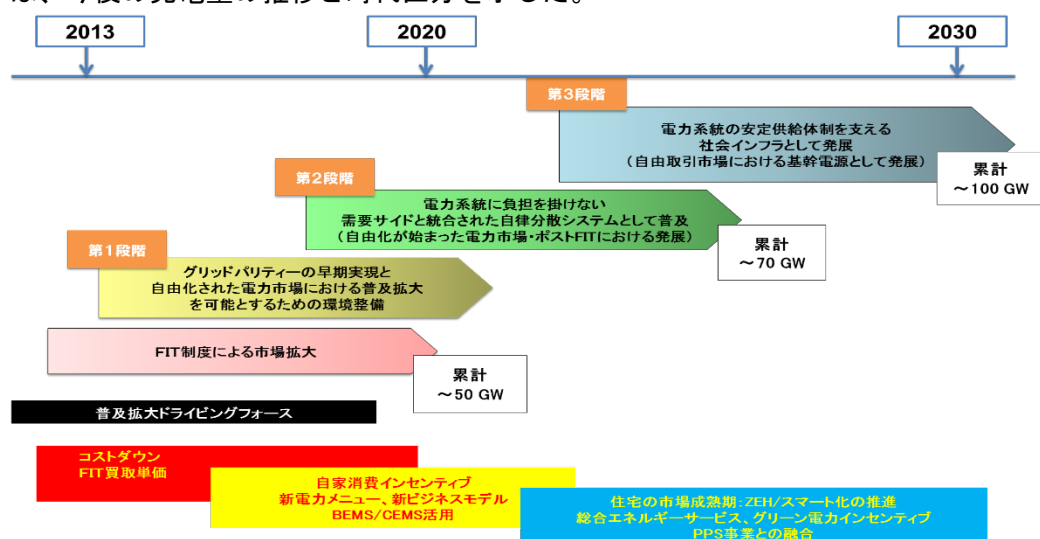


図 6-1 2030 年まで時代区分

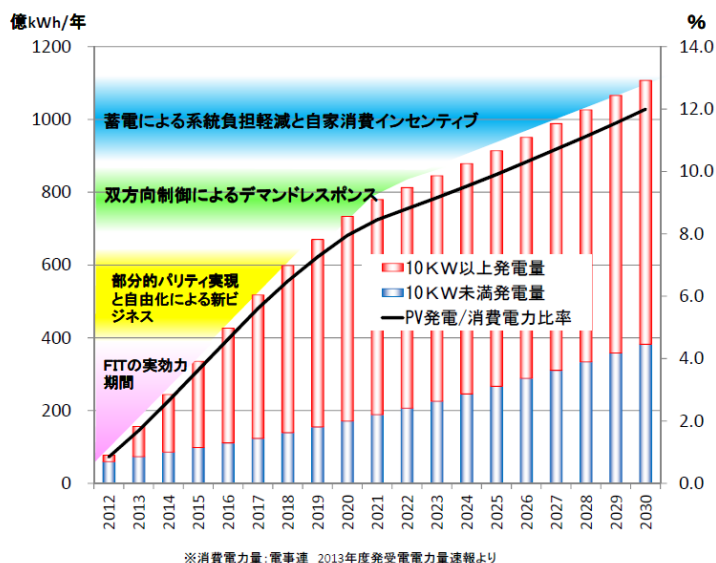


図 6-2 国内導入 JPEA ビジョンと時代区分

6.2 脱化石燃料社会

6.2.1 最終エネルギー消費における化石燃料への依存

“エネルギー白書 2014”において報告された 2012 年度における国内のエネルギーバランス・フローによれば、一次エネルギーは原子力、再生可能エネルギー、天然ガス、石油、石炭に大別されている。最終エネルギー消費では、電力、都市ガス、石油製品（ガソリン、灯油、重油、ナフサ等）、石炭製品（コークス等）に分類されており、それぞれ下記のようなエネルギー転換が示されている。

- ・原子力、再生可能エネルギー：その多くを電力へ転換
- ・天然ガス：電力へ転換、熱量を調整した上で都市ガスへ転換
- ・石油：ガソリン、軽油等の輸送用燃料、灯油や重油等の石油製品、石油化学原料のナフサ等で消費
- ・石炭：電力への転換、製鉄に必要なコークス用原料炭への使用

又、以下の値が重要な指標として報告されている。

- ・国内 1 次エネルギーに占める海外からの化石エネルギー依存率
：92.2%（震災直前である 2010 年度の 81.8%から増加）
- ・消費エネルギーと 1 次エネルギーの比率：69%
- ・火力発電の熱効率：42%
- ・電力化率（最終エネルギー消費に占める電力の割合）：23%

上記の数値は、国内のエネルギーが海外からの化石燃料に大きく依存していることを示しており、エネルギーの安定供給や環境負荷低減の観点からは、化石燃料への依存率を低減することが重要であると言える。そのためには、火力発電の効率を上げて化石燃料の消費を削減したり、再生可能エネルギー電気の利用を進めたりする一方で、電力化されていない分野での化石燃料の消費を減らすために電化率の向上を図ることも必要である。

将来の電力需要増加により国際的な資源争奪リスクの懸念もあり、図 6-3 に示す化石燃料への依存からの脱却は喫緊の課題である。2012 年度の海外から輸入している化石燃料への依存度は約 92%であり、1973 年の第一次石油ショック時の 89.7%よりも悪化している。将来世代のためにも長期的には依存度ゼロを目指すべきであり、太陽光発電大量導入の優先すべき目的・便益はこの依存度を下げることにある。

化石燃料の確認可採埋蔵量、可採年数（全世界）

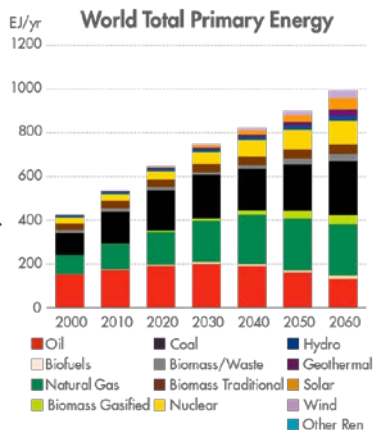
	確認可採埋蔵量	可採年数
石油	1,7兆バレル	53年
天然ガス	187兆立方メートル	56年
石炭	8,609億トン	109年

（注）確認可採埋蔵量：存在が確認され、経済的にも生産され得ると推定されるもの。

可採年数：確認可採埋蔵量をその年の生産量で除したもの。

（出典）エネルギー白書2014（BP統計を基に資源エネルギー庁が作成）

ShellのNew Lens シナリオ：
Mountainsでは世界のエネルギー消費は年々増大し
2060年には2010年比で2倍
程度に



国内一次エネルギー供給の推移：輸入化石燃料への高い依存度

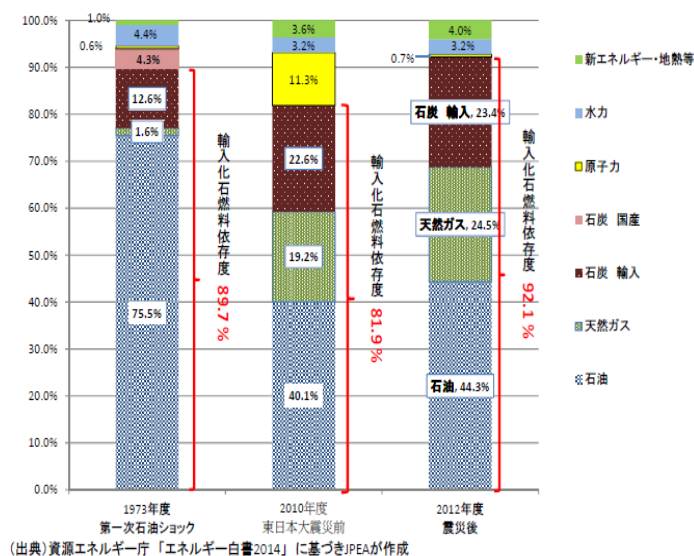


図 6-3 化石燃料埋蔵量と日本の輸入依存度

太陽光発電によって化石燃料依存度を下げるために優先度が高い分野は家庭部門である。図 6-4 に示すように、家庭部門のエネルギー消費の約 50%は電気である。電力消費全体に占める割合も 287TWh（電力需要の約 31.4%／“エネルギー白書 2014”による）と約 1/3 を占める。家庭部門の電力消費量相当の電力を全て太陽光発電で賄うためには、設備容量としては約 260GW が必要である。毎年 6GW 程度の導入ペースは実現不可能なレベルの数字ではなく、その場合 40 年先の 2055 年頃には達成できる見通しである。

世帯当たりのエネルギー消費原単位と用途別エネルギー消費の推移
(エネルギー白書2014より)

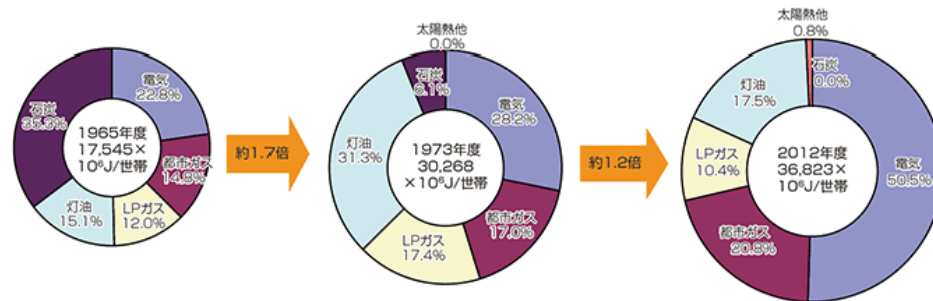


図 6-4 家庭部門のエネルギー消費

6.3 100GW を通過点として 100 年先へ

ビジョンでは、2030 年に国内累積導入量約 100GW を目標としたが、これは日本の電力需要の 10%を賄うというところから来ている。この目標に対しても物理的、経済的な面からの系統接続制約問題や、サーチャージ等の費用負担問題が顕在化しており、限界値に近いと思われるかも知れない。しかしながら、経済的な面を一旦脇において目標の置き方を変えて見ると、表 6-1 のようなメルクマールが見える。

太陽電池容量	カバー対象	必要面積	出所	限界量レベル
100 GW (1億kW)	日本の電力需要の約10%		電力需要 1兆kWh/年	“JPEA PV OUTLOOK 2030”目標
1 TW (10億kW) (1TW=10 ³ GW)	日本の全電力需要	国土の1.8%		日本の 全電力需要
2.3 TW (23億kW)	日本の全一次エネルギー量	国土の4.1%	電力化率43% 同下	日本の全一次 エネルギー 需要
22.1 TW (221億kW)	世界(2011)の発電電力量 22.1兆kWh	地球陸地 面積の0.1%	原子力・エネ ルギー図面集 2013	世界の 全電力需要
143.2 TW (1432億kW)	世界(2011)の一次エネ ルギー量122.7億toe	地球陸地 面積の0.6%	BP Statistical Review of world energy 2012	世界の全一次 エネルギー 需要

表 6-1 目標値と対応する太陽電池容量

又、これらをタイムテーブルに落とし込んだものが表 6-2 である。化石燃料への依存率低減に関しては、国内最終エネルギー消費の 3 割程度を太陽光発電で賄うことを最終目標にすれば、太陽光発電の導入量は 700GW に相当する。ここでの前提は以下とした。

- ・達成年を約 100 年後の 2115 年とする
- ・2115 年頃の国内最終エネルギー消費量は 9,300PJ とする
(エネルギー利用効率の大幅改善により 2012 年度の 14,347PJ の約 2/3 と想定)
- ・この内 3 割を太陽光発電で賄う (9,300PJ の 3 割は 2,790PJ /775TWh)

	これまで	黎明期 2015～2030年頃迄	発展期 2030～2055年頃迄	基幹エネルギー定着期 2055～2115年頃迄
システムの コスト 競争力	住宅用は グリッド・ パリティに 近づきつつ ある。	FIT制度の後押しで 太陽光発電が再生可能 エネルギーの普及をリードし、 住宅用／非住宅共に グリッド・パリティに到達。	技術革新の進展、既存発電 所の初期投資回収完了等で 太陽光発電の発電コストが 火力発電を下回る。自由協 競争下でも主要電源として 普及。	さらなる技術革新・コスト 削減により蓄電システム や国際連系統線の費用を 含めてもコスト競争力の ある電源となる。
導入量・ 便益の規模	累計導入量 10GW 程度、 国内電源構 成の 1% 程度	累計導入量 100GW 程度 国内電源構成の 12% 程度。	累計導入量 260GW 程度 2012年度の家庭部門の電 力消費を賄うレベル	累計導入量 700GW 程度 国内最終エネルギー消費 の 3割 程度を賄う
出力の 安定性・ 電力系統 との連携	特に対策 なし。	①既存の電力システムの運 用改善、②需要側の能動化、 ③地域内系統強化等を最大 限進め、コストミナムで 100GW導入を可能に。	①地域間連系統線増強、② EV・住宅用蓄電池等の蓄エ ネルギー能力増強とスマー ト化を最大限進め電力系統 の安定化を実現。250GWの 導入を可能とする。	①専用の蓄エネルギーシ ステム導入で電力系統の 安定化をさらに進め700GW の導入を可能とする。③国 際連系統線による大陸との電 力融通も選択肢の一つ。
輸入化石 燃料依存度	90%超	75%程度	55%を目指す	0%を目指す

表 6-2 種々目標値と達成時期

近未来の状況の揺らぎに関わりなく定めるのが長期予測であり、代表的なものとして、2013 年にロイヤル・ダッチ・シェルから発表された“NEW LENS SCENARIOS”がある(図 6-5)。このシナリオは「新しいレンズを透して変わりゆく世界、新しい時代を見る」という謳いで、「MOUNTAINS シナリオ」と「OCEANS シナリオ」の二つのケースにまとめている。太陽光発電の立場からは「MOUNTAINS シナリオ」は保守的、「OCEANS シナリオ」は活動的であるが、二者択一では納まらないのがこのシナリオである。これは将来起こり得るいくつかの可能性の一つと見なければならない。予測とは将来起こりうる多くの可能性の一つであり、いずれかの途を選び、そこに帰納してゆく産業としてのシナリオを作ってこそ初めて意味を持つ。FIT 制度の予後を考察する場合、変動要因は政策・経済・

資源・市場・技術・国際関係等々広範である。本来、長期にわたる予測はその時期までに達成したい上位の目標があり、その達成のための事物を整えていくロードマップというべきものである。太陽光発電の場合は、上位目標として地球環境保全・エネルギー安全保障といった全地球的なものはあるが、地域や国に落とし込む場合、経済発展・資源開発、災害や事故、時には指導性への野心によって全地球的目標への回帰の道筋は様々に変化する。

しかし、100年後の人々の生活を描けと言われた時、絵のどこかに太陽光発電が描かれることは、恐らく専門家が膨大なデータを駆使したものであろうが、子供が夢として描いたものであろうが大差はないのではと思われる。JPEA としては揺ぎ無い未来の目標を見据えていく。

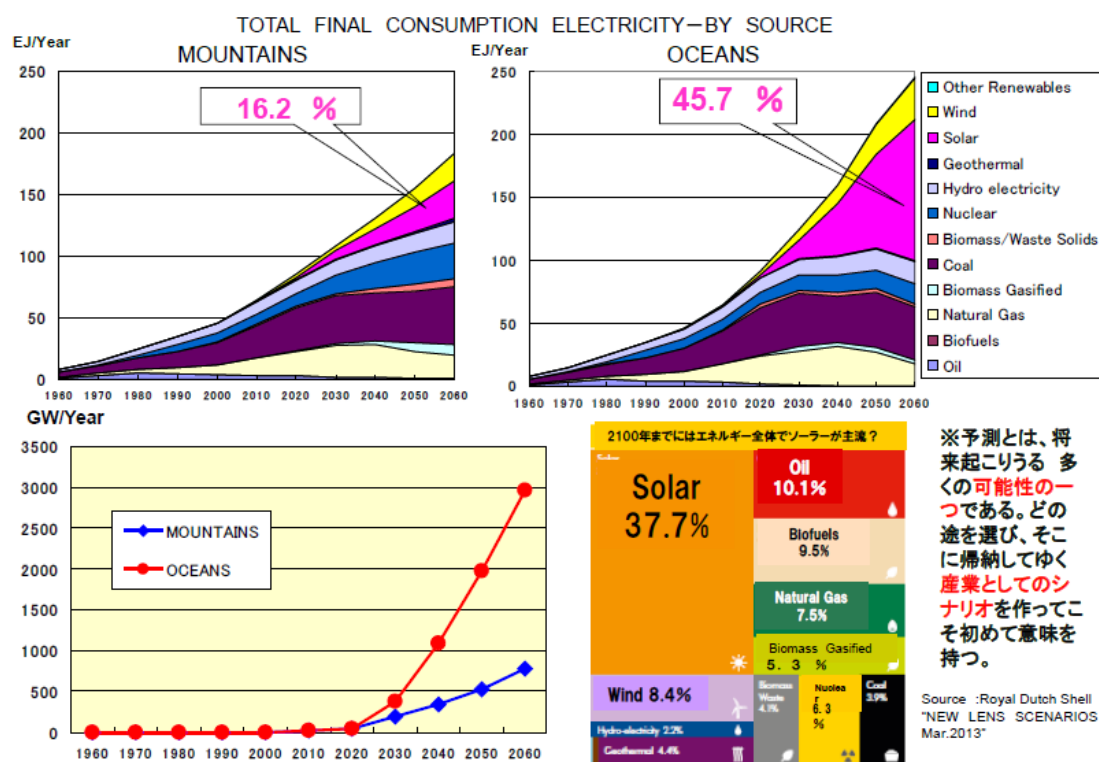


図 6-5 NEW LENS SCENARIOS

6.4 適正処理問題

1992年に公共産業分野へ、1994年には住宅用への国による導入支援策が始まった。同時期に電力会社が系統連系システムによる余剰電力の買い取りを開始したことから、これらの相乗効果により太陽光発電は本格的な普及の緒に就いた。1998年に導入量累計で10万kWに達した後は、2009年に始まった太陽光発電の余剰電力買取制度、2012年に始まった再生可能エネルギーの固定価格買取制度により、導入量は飛躍的に増加した。

太陽電池パネルの使用期間を30年前後と想定すると、使用済みの太陽電池パネルの廃棄量が1万トンに達するのが2030年、10万トンを超えるのは2040年代になると推定さ

れ（JPEA 調べ）、FIT 制度により近年大量に設置された太陽電池パネルが本格的に廃棄されるのは、2040 年代半ば以降と考えられる。このように、パネルの廃棄量が多くなるのはまだまだ先のことと考えられる一方、パネルの重量の大部分を占めるガラスのより効率的な分離方法や再利用方法等、将来の大量廃棄・処理に向けての技術開発が、各所でなされているところである。又、この状況を受けて環境省、経済産業省は、両省合同の検討会を設置し、将来における「使用済再生可能エネルギー設備のリユース・リサイクル・適正処分に関する調査」を実施している。この調査には JPEA も積極的に協力しており、平成 25 年度における同調査による現状把握は以下の通りである。

1) 太陽電池パネルの特徴

- ・構成材料の内、比較的価値の高い有価物として銀が含まれる。
- ・有害物質の含有量は少ないが、一部のパネルでは懸念物質が存在する。

2) 現在のパネルの処理状況

- ・現在廃棄されているパネルのほとんどは、メーカーからの生産不良品である。
- ・すなわち、現状で使用済みとなって廃棄された太陽電池パネルはほとんどない。
- ・中間処理事業者、金属スクラップ事業者が、産業廃棄物として回収されている。
- ・銀などの有用資源は非鉄精錬業者で有価物として回収されている。
- ・太陽電池パネルを設置した住宅において建替え等で廃棄処理される場合、現状は従来の産業廃棄物処理の流れで処理されている。

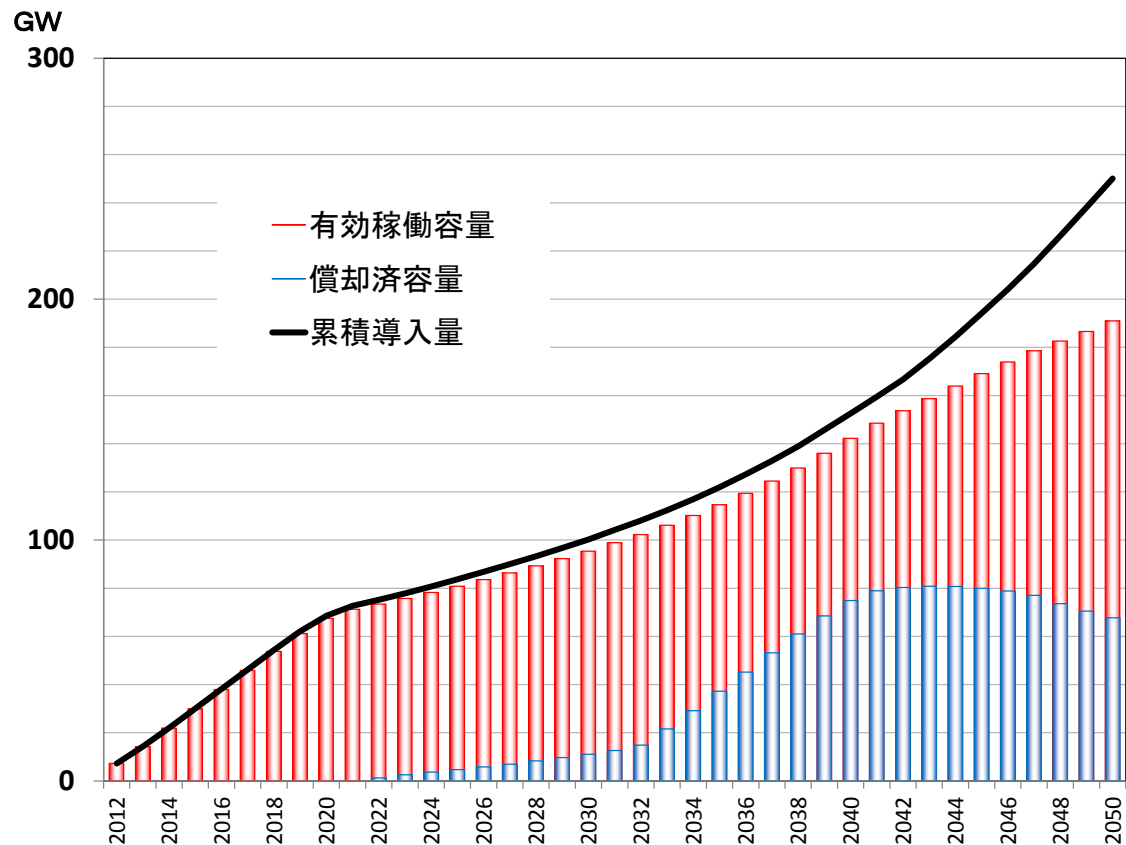
CO₂を排出しないクリーンな発電である太陽光発電であるが、将来の大量廃棄に備えて、その適正処理・リサイクル等につき、官民をあげて調査検討・技術開発が進められている。大量廃棄までにはまだ相当の時間的余裕があるので、これらの調査検討・技術開発が着実に実施されれば、大量廃棄時代においても適正処理・リサイクル等は円滑に実施されるものとする。

6.5 設備償却後の太陽光発電所

6.5.1 FIT 制度終了後の設備稼働容量

エネルギー基本計画においては、我が国の総発電量に対する再生可能エネルギーによる発電量の割合を 20%以上とする目標が設定されているが、稼働容量は FIT 制度により年間 8GW 前後で増加するという好スタートを切っている。FIT 制度の功罪が問われる中、これらの設備が将来どうなるかを考える時期にも来ている。10kW 未満の住宅用で 10 年、10kW 以上の非住宅用で 20 年の買取期間終了後、これらが即日稼働停止しリプレイスもなく撤去されるとは、通常期待される製品寿命からは考え難い。又、制度の趣旨からも好ましくない。

これらの買取期間終了（設備償却済）設備が 30 年間発電し続けると、どの程度の設備稼働容量があるかの試算を図 6-6 に示す。



<試算条件>

※2030年以降2050年までに250GWの累積導入量があると仮定

※全ての設備で導入後年率0.5%の出力劣化織り込み

※住宅用は31年目に撤去、非住宅用は31年目より20%づつ順次撤去

図 6-6 FIT 制度終了後の設備稼働容量

住宅用では2019年より、非住宅用では2030年頃より償却済の設備容量が順次増加し、2038年以降2044年までは、有効稼働容量中の50%以上が償却済設備となっている。発電事業者は、償却済の設備での低コストの発電により、順次低価格の電気を作れることになる。これらの設備は再投資無しで運用されつつ、その時の電力市場での販売利益を生み、又、それを原資としてその時点におけるより高効率、高信頼性の最新モジュールに順次リプレイスされる。

FIT 制度での導入時点では8GW/年という大きなピーク導入時期が存在したが、リプレイスは一時期に実施する必要は無い。可能な限り継続運用しつつ、部分的に順次リプレイスして行くと考えられるので、ある意味安定的なりプレイス市場の存在も予想される。逆に考えると、買取期間終了設備の容量の増加に併せては、その発電量を維持して行くために、「継続運用+リプレイス」を促進するための施策が大変重要となる。

図 6-6 の有効稼働容量の内、その利用率を住宅用 12%、非住宅用 14%とした場合の発電量を試算し、それが 2011 年の全電力需要 10,554 億 kWh に対しどの程度を占めるか、また償却済設備からの発電量がどの程度見込めるかを図 6-7 に示す。太陽光発電由来の電気が「電気そのもの」として使える範囲は全電力需要の 10% (太陽電池容量としては 100GW 程度) 程度までであり、それを超えると前述した蓄電、蓄熱、負荷の能動化との組み合わせ等を積極的に活用することが必要である。

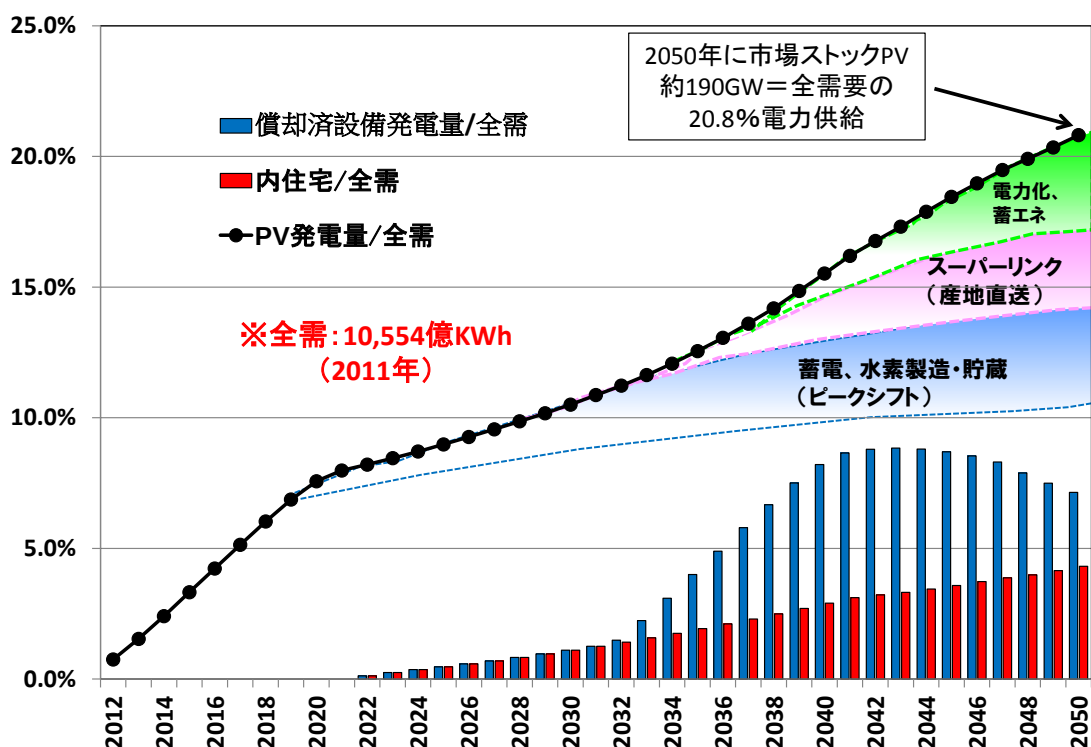


図 6-7 償却済み設備を含む市場ストック設備による発電量

全電力需要に対し、2030 年時点で太陽光発電由来の電力で賄える量は約 11%であり、償却済設備 (全て住宅用設備) からの電力は 1%強を占める。これが 2042 年には 9%弱 (内住宅用では 3%強) 約 930 億 kWh の電力が償却済の設備から供給される。燃料が不要であり「発電原価ほぼゼロ円電気」(市場取引においては託送料等のコストは発生する) が存在することは、水素製造などの新たな二次製品価値を生み出したり、サーチャージでの国民負担への還元などの可能性もある。

6.6 蓄エネ社会を経て最強のスマートカントリーへ

6.6.1 スーパーリンク

「つなぐこと（ネットワーク化）」には、制御情報を伝達する「通信ネットワーク」と共に、電力自体の「流通ネットワーク」という意味もある。

太陽光発電は地域にかかわらず日本全国でほぼ同程度の年間発電量が期待できるが、電力需要はいわゆる太平洋ベルト地帯、特に三大都市圏に集中している。従って、電力の「流通ネットワーク」の強化、中でも地域間連系線の活用と強化は、太陽光発電のみならずあらゆる電源にとっても、電力安定化の観点から重要である。

電力市場の自由化に伴い、太陽光発電などの分散型電源は全国各地に普及が進むことが予想される。エネルギーの地産地消によって全てのローカルで電力需給がバランスすれば、国全体でも調和のとれたものとなる。しかし、分散型電源は、太陽光、風力、地熱、水力などの再生可能エネルギー、燃料電池やガスコージェネレーション、さらには中小火力発電でもそれぞれに立地上の適地があり、そこでの発電に見合った消費が必ずあるとは限らない。これは大型水力発電や原子力発電でも同じ事情である。ローカルでの需給のアンバランスは、電源選択の自由度、普及拡大、経済性をも損ねる可能性がある。又、発電事業者の機会損失にもつながる。これらを解決するためには、各地域に分散した発電場所から三大都市圏などの大消費地にスムーズに電気を運ぶことが必要であり、現在の電力会社間の地域間連系線の強化とともに、同一電力エリア内のミッシングリンクのような箇所解消も必要である。超電導ケーブルを使った国際間のスーパーグリッド構想はあるが、まずは日本列島に大容量の系統を動脈のように張り巡らすスーパーリンクから始めるべきである。図 6-8 は、日本列島全体に高速道路のように送電網を巡らすイメージ図である。

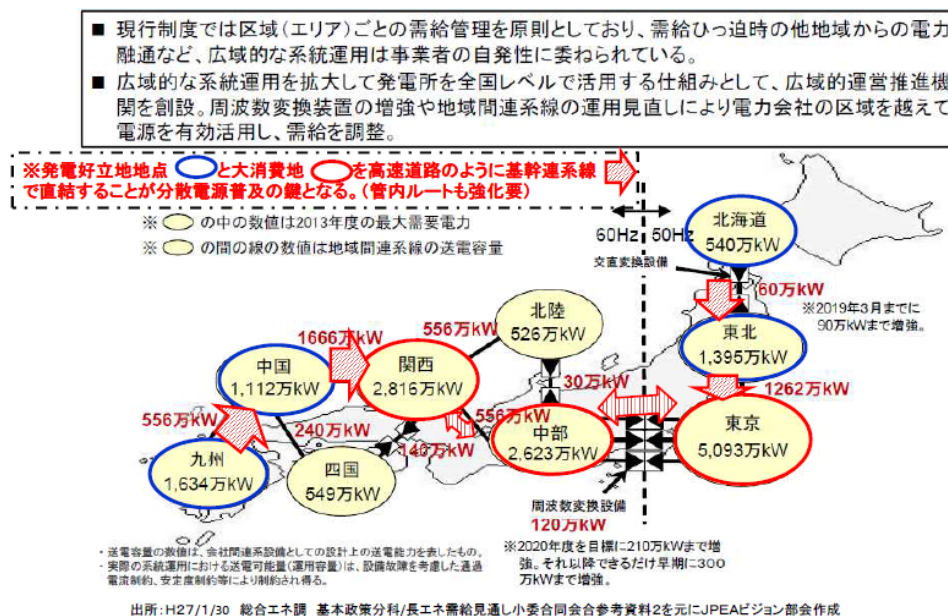


図 6-8 日本列島スーパーリンク イメージ図

6.6.2 ドイツに見る蓄エネ社会

EU では、より多くの太陽光発電を導入するための系統対策は、最終的には時間軸に沿った余剰電力の処理であり、「出力制御（抑制）」「蓄電（蓄エネルギー）」「連系された国への輸出」しかないと言われている。閉じられた島国である日本では隣国との送電連系は容易ではなく、電気を何か他のものに変換しない限り「輸出」は難しそうである。

図 6-9 はドイツで示された蓄エネルギーの可能性図である。蓄エネルギー技術は、負荷との組み合わせ（能動化）はもとより、余剰電力を圧縮空気や小型揚水として貯えたり、水素を製造したりするなど幅広い可能性を持っている。日本は特に「エネルギーを蓄える国」作りを目指すべきである。

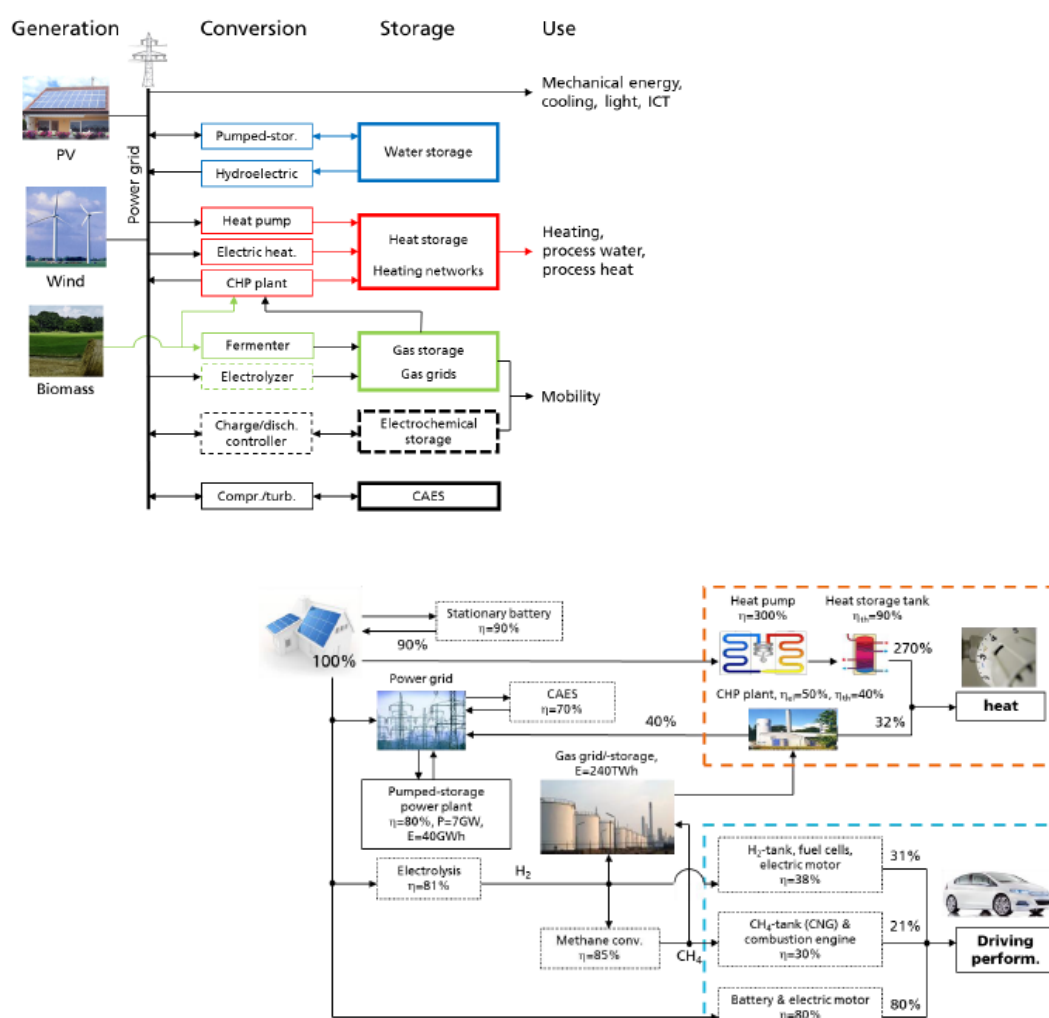


Figure 65: Possible ways of converting and storing PV power with indicative data on efficiency values.

出典：Fraunhofer ISE Recent Facts about Photovoltaics in Germany Last update: May 28,

図 6-9 蓄エネルギー社会に向けた太陽光発電由来電気の変換

6.6.3 スマートカントリーへ

再生可能エネルギーの利用形態として、マイクログリッド、スマートグリッド、スマートコミュニティ等多くのコンセプトが提案されてきた。しかしながら、その必要性については当事者により目的が異なり、「何故それが必要なのか」「誰がそれを推進するのか」という最も重要な点でコンセンサスが得られて来たとは言い難い。スマートカントリー実現の目的は以下の通りである。

- ・エネルギーセキュリティの観点からのエネルギー自給率（2012 年度 6.0%）の向上
- ・国内需要喚起による多種多様な産業の創出、地方活性化や新技術による輸出産業の育成
- ・人口減少しつつも成熟国家に相応しい省エネ、高効率サービスの実現
- ・電力の化石燃料依存度（2013 年度 88%）の低減

又、スマートカントリー実現のための要件を表 6-3 に纏めた。

主たる要件	目的	手段	導入時期
系統増強	発電点と需要地の一体化	系統のスーパーリンク化	初期
需要の能動化	発電パターンと整合した 負荷創出	ヒートポンプ、EV	初期
需要の平準化	電力多消費産業再配置、 サマータイム	税制優遇、 ライフスタイルの変更	中期
蓄電	供給電源としての安定化	需要曲線に整合した制御	中期
蓄エネルギー	エネルギー転換による 大規模ストレージ	H2化、圧縮空気、 小規模揚水	後期
補助要件	目的	手段	導入時期
供給量の把握	PV発電量の予測	設置量データベース化、 双方向制御インフラ	中期
電力取引市場	電力単価低減	一元管理取引所	後期
中古市場	設備有効活用	適正処理、リサイクル	後期
料金メニュー	計画的供給、需要制御	昼夜、季節、時間、地域別	中期

表 6-3 スマートカントリー実現のための要件

蓄エネルギーをキーテクノロジーとするスマートカントリーとは、国内的には産地直送の電力による需給の平準化での国全体としての地産地消の実現、対外的にはエネルギー自給率の向上であり、エネルギー自立国家としての日本の姿を示すものである。図 6-10 はモノやサービスが地域の特性を活かしながら全国で融通される姿を表している。

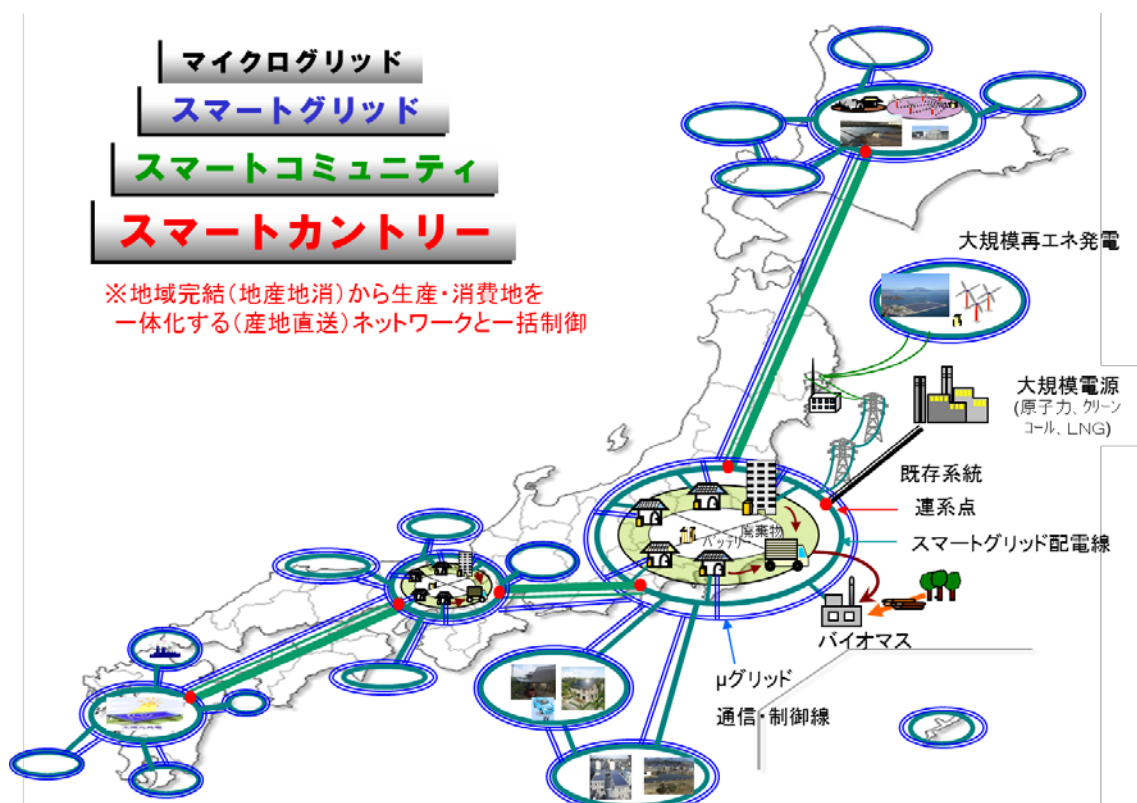


図 6-10 スマートグリッドからスマートカントリーへ

7. おわりに

現在、太陽光発電の普及が進む中で起こっている問題の多くは時間軸のずれ（前倒し）から生じており、「接続ポイント近辺の容量不足」「電力エリア全体の調整力不足」「余剰電力の処理、利活用の能力不足」といった問題は、時間とともにその状況が変化する。又、電力会社から示されたいわゆる「接続可能量」は、太陽光発電のピーク時出力が低需要期の最小電力需要を上回らない（余剰電力が発生しない）ことが目安となっている。しかし、この「接続可能量」自体も変化すると考えなければならない。導入の限界量を何処に置くかは、「経済性やエネルギーセキュリティを踏まえた最適な電源構成（ベストミックス）」「物理的制御可能量」「国内電力需要量」「輸出を含むエネルギー資源転換」などの要素によって左右される。

本ビジョン姉妹編は、太陽光発電を取り巻く足下の問題が激しく変化する状況下、ともすれば将来の姿を見失い、産業が委縮することを危惧し、急遽策定に至った。視点の先に不動の定点として「スマートカントリー実現」を定め、「JPEA ビジョンの 2030 年累積導入目標 100GW は超えるべき途中段階の値である。これは電力需要の僅か 10%強を賄うものであり、日本型蓄エネルギー社会を実現すれば目標値はさらに上げられる。その実現可能性を現在の経済性や技術レベルのみで判断し、未来を閉じてはならない」ということを

メッセージとした。

要はいつ、何を実現するかである。時代が進むにつれ全ての環境条件が改善されて行くとは限らない。過度に自由化が進んだ社会ではステークホルダー間の利益が相反することもあり得る。良い例が FIT 制度である。サーチャージの負担のみを行っている消費者と太陽光発電を設置している消費者では、必ずしも買取単価に対する評価は同じではないが、その違いを認識した上で調整し、全体調和を図ることが重要である。太陽光発電の普及は、地域での販売や施工における新たな雇用創出、系統配電インフラ整備等の公共事業のみならず、ICT を駆使した新たなサービス産業や蓄電・蓄エネルギーといった周辺産業創出の可能性を持っており、まさに我が国の成長戦略につながる事となる。太陽光発電産業には未来の可能性に向けてやるべき事がまだ数多く残されており、今ある問題は必ず乗り越えられる。

掲載中の文章・図表・数表等の無断転載を禁じます。
掲載内容の利用希望者は、一般社団法人太陽光発電協会
事務局にご相談下さい。

