

今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる 系統安定化対策及びコスト負担の在り方について

平成 21 年 1 月 9 日
低炭素電力供給システムに関する研究会
新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会

目次

I	はじめに・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・	1
II	新エネルギー大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列 シナリオ・・・・・・・・・・・・・・・・	2
III	新エネルギー大量導入に伴って必要となるコスト及びその負担の在 り方・・・・・・・・・・・・・・・・	9
IV	検討結果の整理・評価と今後の課題・・・・・・・・	19
V	おわりに・・・・・・・・・・・・・・・・	21

(参考)

- 低炭素電力供給システムに関する研究会新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会委員名簿
- 低炭素電力供給システムに関する研究会新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会審議経過

I はじめに

低炭素電力供給システムを実現する具体的な方策について検討を行うことを目的として、平成20年7月に「低炭素電力供給システムに関する研究会」（座長：山地 憲治 東京大学大学院工学系研究科教授）が設置された。その中で、今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方については、電力系統への影響やその影響に対する対策、さらにはそれらの対策を組み合わせた具体的シナリオの策定や考え方の整理に専門的議論が相当程度必要とされた。このため、当該研究会の下に小委員会を設置し、集中的に議論することが適当であると判断され、本小委員会の設置が決定された。

これを受け、本小委員会では、平成20年9月以降、系統安定化対策に精通する実務者、系統利用者、電気料金に精通する実務者、有識者等をメンバーとして、新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ、新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコスト負担の在り方について、具体的検討を重ねてきた。

本報告書は、本小委員会における検討の結果を取りまとめたものであり、低炭素電力供給システムに関する研究会に報告するものである。

Ⅱ 新エネルギー大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオ

オ

1. 時系列シナリオの前提

新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオを検討するに当たり、その前提となる新エネルギーの大量導入時における課題とその対策（オプション）について検討した。

その際、新エネルギーの導入量としては、「福田ビジョン」及び低炭素社会づくり行動計画（平成20年7月閣議決定）においても謳われている、本年5月に策定された「長期エネルギー需給見通し」の最大導入ケースにおける太陽光発電の導入量、すなわち、2020年度には1,432万kW（2005年度実績の約10倍）、2030年度には5,321万kW（2005年度実績の約40倍）が導入されることを前提とした。また、電力需要については、平成20年度の一般電気事業者による供給計画を勘案して、これとの継続性も考慮し、長期エネルギー需給見通しにおける努力継続ケースを用いることとした。

1-1. 新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題

新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題として、第一に、配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化が挙げられる。具体的には、太陽光発電の出力が設置箇所の消費電力を上回り、電力系統側に電力を逆潮流する場合、配電系統の電圧が上昇する。連系点における電圧が電気事業法に基づく適正值（ 101 ± 6 V）¹を逸脱しそうな場合には、電圧を適正に維持するため、太陽光発電の出力を抑制し、逆潮流を抑える必要が生じることとなる。

また、第二の課題としては、新エネルギーの大量導入時においては、周波数調整力が不足する可能性がある。現在の電力系統においては、一般電気事業者が需給運用において適正な調整力（LFC²容量）を確保することにより周波数を維持しているが、太陽光発電については天候などの影響により出力が大幅に変動する可能性があることから、太陽光発電の導入量の大幅な拡大に伴い、LFC容量の不足等への対応が課題となる³。

さらに、余剰電力の発生（需給バランス）が第三の課題として挙げられる。

¹ 将来的に、家電製品等への影響を十分に考慮することが必要ではあるが、仮に適正電圧の範囲が拡大されたとすれば、太陽光発電の出力抑制の裕度が大きくなる可能性もある。

² Load Frequency Control。電力需要の小刻みな変動（20分程度以内）に対しては中央給電指令所から火力・水力などの発電電力を自動的に微調整して、周波数を維持する機能。

³ 発電事業者等の電源を活用することが可能となれば課題が緩和され系統安定化コストを低減できるのではないかと意見があった一方、周波数調整については一般電気事業者がその任を担うことが電気事業制度の根幹であり調整電源に関する議論は別の場ですべきものであるとの意見もあった。

太陽光発電が大量に導入された場合、需要の少ない時期（軽負荷期）において、ベースの供給力（原子力、流れ込み式水力、火力最低出力の合計）と太陽光発電による発電量の合計が需要を上回る可能性があり、この場合、余剰電力が発生することとなる。なお、この課題については、需要の少ない軽負荷期において太陽光発電の出力を抑制することにより、軽減することが可能である。

その他の課題としては、電力系統において事故や緊急停止等が発生した場合、本来送電を停止すべき電力系統に、太陽光発電等の分散電源の運転（単独運転）により通電が継続されることによって、公衆感電、機器損傷の発生、消防活動への影響、作業員の感電のおそれがあること⁴や、逆に電力系統のじょう乱時に、単独運転防止装置が不要動作、あるいは瞬時電圧低下の影響を受けて太陽光発電が一斉解列をすることによって、電力系統の需給バランス等が崩れるおそれがある。

なお、太陽光発電の出力抑制、単独運転防止対策や不要解列防止対策については、例えば、（財）電気安全環境研究所（JET）の認証化等の具体的な基準づくりを含め、今後とも検討が必要である。

1－2．新エネルギーの大量導入時における対策（オプション）

一方、上述の課題に対する対策（オプション）として、配電対策としては「①配電対策は何も講じず、家庭における新規需要の創出⁵」と「②配電系統の強化（変圧器の分割設置等）」が、余剰電力対策（周波数対策を含む。）としては「③蓄電池（需要家側において逆潮流が発生しない容量の蓄電池）の設置」、「④蓄電池（電力系統側）の設置」及び「⑤揚水発電の活用」が、その他としては「⑥地域間連系線の活用」が考えられる。

それぞれの対策（オプション）における特長及び課題を整理すると以下のとおりとなる。

⁴ 現在、太陽光発電等の分散電源の設置者に単独運転を検知して解列する保護リレーの設置は義務づけられている。

⁵ 電気自動車やヒートポンプ等の新規需要の創出は余剰電力対策にも有効である。

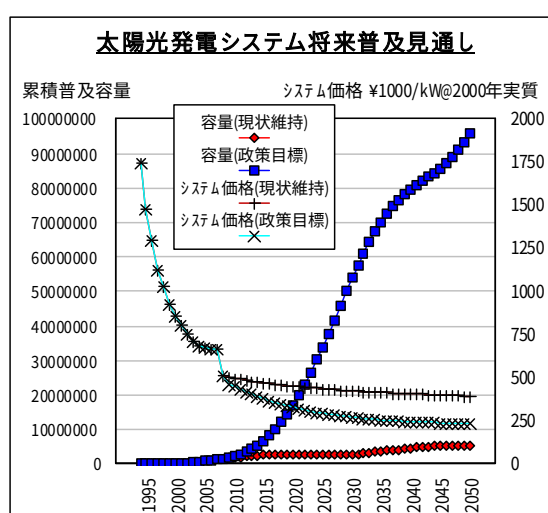
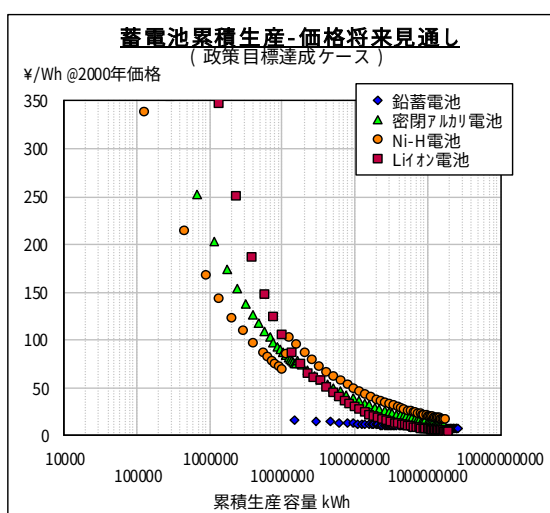
各オプションの特長と課題

	オプション	特長	課題
配電対策	①配電対策は何か 無い+家庭 での新規需要創 出	・配電対策費用は不要。 ・配電網が弱いことによる出力抑制により系統への流入が抑制(約10%)されるため、必要となる余剰電力対策量が減少する可能性がある。	・太陽光パネルにより発電可能な電気の一部が無駄になる(発電電力量の約10%。2030年度で約52.5億kWh)。 ・配電系統の強弱により逆潮流に差が出るため、太陽光パネル設置者間の不公平が生じる。
"	②配電系統の強化 (変圧器の分割 設置等)	・配電対策を需要家側に設置する蓄電池で行うよりも費用が安くなる可能性が高い。 ・太陽光発電による逆潮流可能量が増加するため、電圧上昇問題による太陽光発電設備の出力抑制が生じにくくなる。	・系統側への不安定な電力の逆潮流が増加するため、系統側でより多くの余剰電力対策が必要となる。
余剰電力対策	③蓄電池(需要家側が逆潮流を発生しない分の蓄電池)の設置	・余剰電力対策と、配電強化相当の機能を有する。	・本来家庭における蓄電池の必要量は家庭ごとに異なるため、一律に蓄電池の量を決めると非効率。 ・蓄電池を複数の需要家で共同で利用する場合と比べて非効率。 ・系統における余剰電力の発生状況にあわせた蓄電池のコントロールができない可能性。 ・蓄電池の保守・交換の実施等の劣化時の更新等がなされない可能性。 ・途中から蓄電池の設置を義務化する場合には、既設分との関係が問題となる。
"	④蓄電池(系統側)の設置	・需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 ・太陽光パネルの普及に従って、系統側で蓄電池の設置量を増やすことが可能。	・蓄電池を設置するための十分なスペースの確保が必要(特に都市部)。 ・系統側で運用するために必要なコントロール設備等の投資が必要。
"	⑤揚水発電の活用	・需要家側に設置される蓄電池と異なり、系統の需給状況に応じて、電力会社による運用が可能。 ・開発可能地点がある場合、現状では土地代や耐用年数を考慮すれば、蓄電池より経済性が高い可能性。(蓄電池の設置コストより経済性が高い地点での揚水発電所の立地が進むものと仮定) ・蓄電池等に比べ耐用年数が長い(60年)。	・揚水発電所の立地地点の確保が難しく、建設のリードタイムが長い(約15～20年) ・動力運転時の動力負荷を調整(負荷調整運転)できるようにするため、可変速化が必要。
その他	⑥地域間連系線の活用	・他地域の系統安定化能力を活用。	・地域間連系線活用のための設備投資(連系線・地内系統)には膨大なコストと時間が必要。 ・融通送電をする相手の需給状況が影響。

1-3. コスト試算に用いた太陽光パネル・蓄電池の価格

新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題に対する対策（オプション）のうち、蓄電池については、NaS電池、ニッケル水素電池、リチウムイオン電池、鉛蓄電池などの種類がある。これらの蓄電池について、現時点においては普及量や価格に差があるところではあるが、将来的には量産効果等による価格低減も想定されるところである。そこで、国内の累積生産量と価格推移を基に、それぞれの蓄電池の価格について推計を実施⁶した結果、いずれの蓄電池においても量産によって価格が低減することが見込まれたことから、本小委員会におけるコスト試算においては、一律の蓄電池価格を用いることとした。

また、太陽光パネル価格についても同様の推計を実施⁶し、本小委員会では、技術開発に基づく太陽光発電ロードマップ（PV2030）⁷における価格と今回の推計価格の2種類の価格を用いることとした。



(戒能委員提供資料)

⁶ 具体的な推計は戒能委員が実施した。

⁷ 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）（2004年6月、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）新エネルギー技術開発部、2030年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会）

太陽光パネルの設置及び系統安定化対策に係るコスト⁸

(単位: 万円)

	2009～2010	2011～2020	2021～2030
太陽光パネル(PV2030) (/kW)	66	27	15
太陽光パネル(戒能委員推計) (/kW)	<45.7>	<37.8>	<29.5>
蓄電池 (/kWh)	<4.7>	<3.5>	<2.5>
柱上変圧器 (/1カ所)	20	(20)	(20)
電圧調整装置(SVC) (/1カ所)	1,500	(1,500)	(1,500)
揚水発電 (/kW)	20	—	—
バックアップ用火力発電の維持 (/kW)	15～30	—	—

注1 () 書きは推計値なし
注2 <> 書きは再推計における期間平均値

2. 時系列シナリオ

以上の新エネルギーの大量導入時の電力系統における課題に対する対策（オプション）の組み合わせにより、時系列シナリオを設定することとしたが、時系列シナリオの設定に際しては、系統安定化対策量を算出する観点から、以下の三つの視点を考慮することとした。

まず、一つ目の視点としては、太陽光発電の大量導入により、系統安定への影響が大きくなるのは、電力需要が少なく、かつ、電源構成に占める太陽光発電の割合が高くなり、流量の増加等により流れ込み式水力発電等のベース供給力が拡大する時であることから、冷暖房需要が少なく、太陽の南中高度が高いことによって太陽光発電の出力が大きくなる5月に必要な系統安定化対策を考慮することとした。

二つ目の視点としては、太陽光発電によって発生する全ての余剰電力を蓄電によってカバーする場合には、不合理に極端に大きな設備容量が必要となることから、季節別の需要パターン等を踏まえ、休日が連続し需要が低い年末年始やGW期間においては、出力抑制が行われるという前提⁹で検討することとした。

なお、出力抑制を行わない場合の系統安定化対策コストについては、出力抑制を行った場合の試算との対比等の一定の仮定の下で約1.4兆円（長期割引率

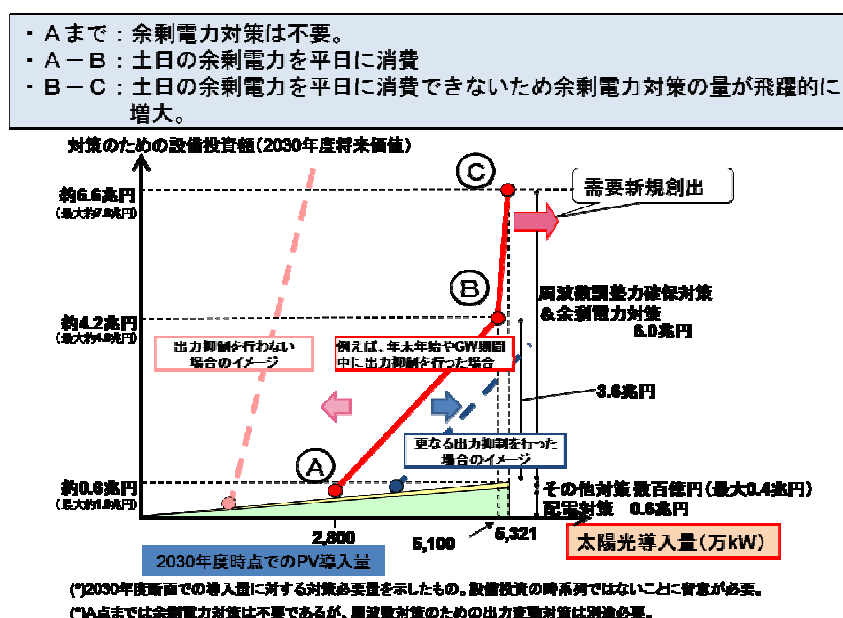
⁸ 太陽光発電が大量導入された場合の蓄電池容量を内生化して蓄電池価格を試算した場合には、2009～2010の蓄電池 (/kWh) が<4.7>、2011～2020の蓄電池 (/kWh) が<3.1>、<3.2>又は<3.4>、2021～2030の蓄電池 (/kWh) が<1.5>、<1.6>又は<1.7>となる。

⁹ 蓄電池の価格が十分に低い場合には、需要家側で蓄電池を設置することにより、電力系統への逆流を発生させないことも考えられることから、余剰電力の発生（需給バランス）の観点からは出力抑制が必ずしも必要ではなくなるとの意見もあった。

3%で2008年現在価値に換算。以下、特に断りのない場合は同じ。）と推定される。他方、太陽光パネルに出力抑制機能を追加し、電力需要の少ないGWや年末年始など一定期間について出力抑制を行うことによって、相当程度の系統安定化対策コストの低減が期待できる一方、その機能追加に係るコストについては、1,200～2,300億円程度と見込まれる¹⁰。

三つ目の視点としては、太陽光発電の大量導入に伴う系統安定化のために必要となる設備投資面での対策は、出力変動対策よりも余剰電力対策として導入される揚水発電や蓄電池等が支配的であることから、余剰電力対策に着目して検討することとした。¹¹

(参考) 2030年度における断面¹²



以上の新エネルギーの大量導入時における課題に対する対策（オプション）、及び三つの視点を踏まえ、本小委員会では、

〔シナリオⅠ〕 需要家側に蓄電池を設置する場合（オプション③）

〔シナリオⅡ〕 配電対策を行いつつ電力系統側に蓄電池を設置する場合（オプション②及び④）

〔シナリオⅢ〕 配電対策を行いつつ電力系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合（オプション②、④及び⑤）

¹⁰ 有限責任中間法人太陽光発電協会による試算を基に算定した。

¹¹ 太陽光発電の出力変動に対する負荷追従が可能かどうか、今後、太陽光発電の出力データを蓄積し検証していく必要がある。

¹² 2030年度断面で太陽光発電の導入量が5,100万kWを超過すると、土日に発生した余剰電力を平日に使い切れず、余剰電力の一部を翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策コストが大幅に増加する。

を時系列シナリオとして設定¹³し、コスト試算を行った。

なお、日照量の違いによる太陽光発電普及の地域偏在については、一定の前提の下で検討した結果、一定の偏在が生じる可能性はある。しかしながら、2030年度に太陽光発電が大量普及した場合においても、太陽光発電普及の地域偏在は連系線の強化が必要なほどには大きくないものの結果となった。

¹³ 今回は需要家側又は電力系統側で余剰電力対策を行うとのシナリオで検討を行ったが、現実的には需要家側と電力系統側での余剰電力対策が組み合わせられることも十分想定されるとの意見もあった。

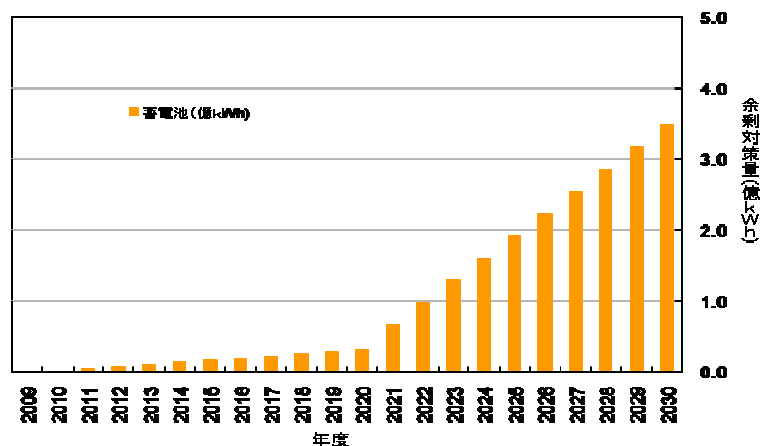
Ⅲ 新エネルギー大量導入に伴って必要となるコスト及びその負担の在り方

1. 各シナリオにおけるコスト¹⁴

1. 1 シナリオⅠ（需要家側に蓄電池を設置する場合）

本シナリオは、太陽光発電を設置する需要家側に蓄電池を設置して¹⁵、余剰電力対策を行うこととするものである。なお、需要家側の蓄電池の設置によって逆潮流は生じないことを試算の前提としているため、本シナリオにおける余剰電力対策は、配電対策を兼ねている。余剰電力対策量としては、電力系統側で余剰電力対策を行う際に2030年度に必要となる2.3億kWh¹⁶を基に、約2.8億～3.5億kWhと仮定¹⁷した。2011年度から対策が実施されるとしてコストを試算したところ、4.81～6.01兆円となった。

蓄電池対策量(累積)<3.5億kWhのケース>



¹⁴ コスト試算において、各対策（オプション）の耐用年数は、蓄電池 10 年、柱上変圧器 18 年、バンク逆潮流対策・SVC（Static Var Compensator（半導体素子を用いた制御により、無効電力出力を変化させ電圧を調整））22 年、揚水発電 60 年とした。なお、2030 年度以降のリプレイスは考慮していない。

¹⁵ 需要家側に蓄電池を設置する場合、夜間に蓄電して昼間に売電する運用に対する対応・対策が必要との意見、買取価格だけの問題をもって昼間に売電することを技術的に否定することは行き過ぎではないかとの意見、夜間に蓄電をして昼間に太陽光発電の電気と一緒にして放電するのはルール違反との意見、将来においても現在の買取価格で買い取る可能性は低いのではないかと意見があった。

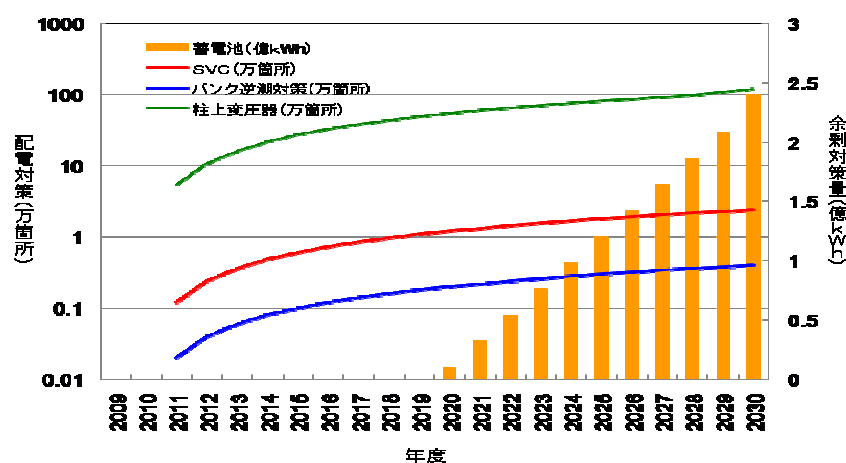
¹⁶ 電気事業連合会による試算。

¹⁷ 需要家側蓄電池は、需要家自らの判断により運用されるため、系統運用者が電力系統側に蓄電池を設置し効率的に運用する場合に比べて必要となる設備容量が大きくなる可能性が高いと考えられるが、現時点ではその実証データがないことから、今回の検討においては、電力系統側で必要と試算された蓄電池容量 2.3 億 kWh の 1.2～1.5 倍の対策量が必要であり、配電対策を行わない 2020 年度以前も徐々に蓄電池が設置されるとの単純仮定を置いた（実際には配電対策が必要となる可能性がある）。なお、NEDO が太田市で実施した「系統連系技術開発及び関連事業」の結果から、電力系統への逆潮流を発生させないためには 3kW のパネルで約 4 時間分、4kW（オール電化住宅）で約 4.5 時間分、4kW（電気＋ガス住宅）で約 14 時間分の蓄電池が必要であり、それを基に蓄電池対策量を試算するとそれぞれ 2.1 億 kWh、2.4 億 kWh、7.6 億 kWh となる。

1.2 シナリオII（配電対策を行いつつ電力系統側に蓄電池を設置する場合）

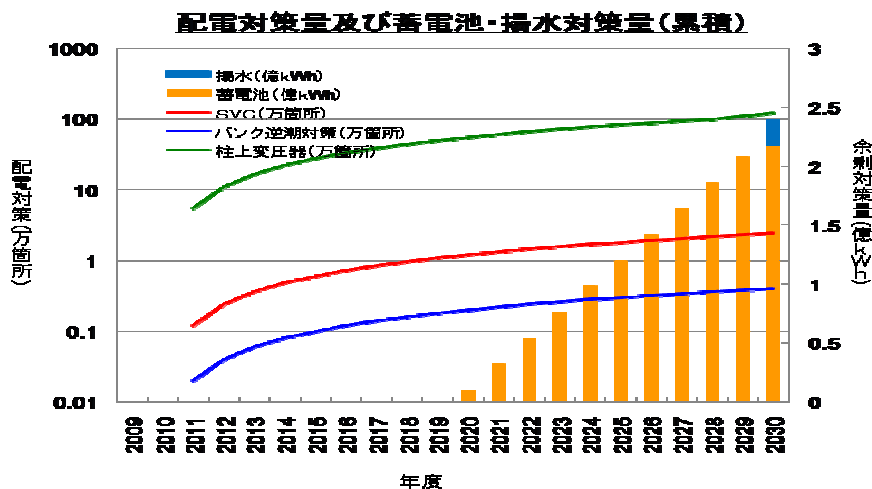
本シナリオは、太陽光発電からの逆潮流による電圧上昇に対して、2011年から柱上変圧器の分割設置等による配電対策を行いつつ、太陽光発電の導入量が1,300万kWを超えると見込まれる2020年度以降、電力系統側に蓄電池を設置して余剰電力対策を行うこととするものである。2030年度における必要余剰電力対策量2.3億kWhを基にコストを試算したところ、配電対策に係るコストは0.44兆円となり、余剰電力対策に係るコストは3.59兆円となった。

配電対策量及び蓄電池対策量（累積）



1.3 シナリオIII（配電対策を行いつつ電力系統側で揚水発電及び蓄電池を設置する場合）

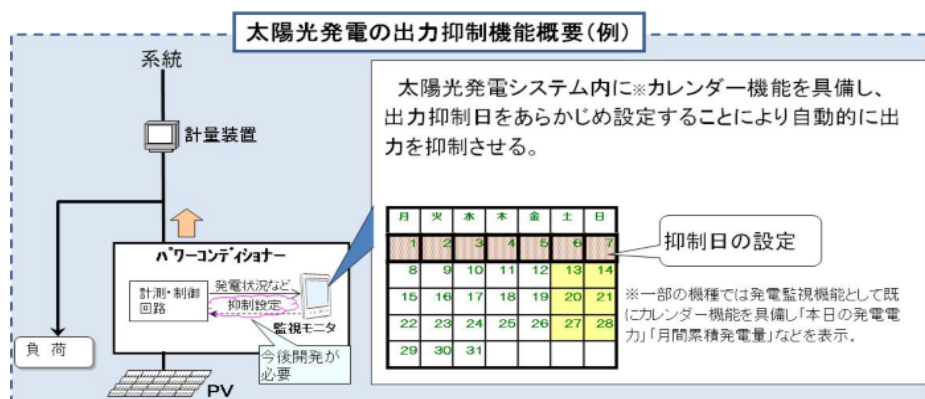
本シナリオは、シナリオIIと同様、太陽光発電からの逆潮流による電圧上昇に対して、2011年から柱上変圧器の分割設置等による配電対策を行いつつ、太陽光発電の導入量が1,300万kWを超えると見込まれる2020年度以降、電力系統側に蓄電池及び揚水発電を設置して余剰電力対策を行うこととするものである。揚水発電については、供給計画に位置付けられた4箇所、622万kW以上には、現時点で特定の地点が想定されないことから、揚水発電と蓄電池との耐用年数の違いを考慮せず、2030年度における必要余剰電力対策量の10%が揚水発電によってなされると仮定した。電気事業連合会の試算による2030年度における必要余剰電力対策量2.3億kWhを基にコストを試算したところ、配電対策に係るコストは0.44兆円となり、余剰電力対策に係るコストは3.60兆円となった。



1. 4 その他の系統安定化対策に伴うコスト

それぞれのシナリオにおいて共通的に発生する事項として、太陽光パネルの出力抑制（年末年始とGW期間）、火力発電による調整運転、蓄電池の充放電ロス・揚水発電のロス及び太陽光出力の把握に係るコストについて、一定の仮定の下、コストを試算した。

太陽光パネルの出力抑制方法については、現時点において、予め出力抑制日を設定しておく方法やFM多重放送、WEB等による通信手段を活用する方法などが想定されるところ、これらの手法に係る開発費用、標準化（製品化）費用及び設定変更等のその他費用として、予め出力抑制日を設定しておく方法については約0.04兆円、通信手段を活用する方法については約0.14兆円と試算した。^{18、19}



¹⁸ 有限責任中間法人太陽光発電協会による試算（一般電気事業者側の発生コストを除く。）を基に算定した。

¹⁹ 通信手段を活用した方が出力抑制量を少なく出来るとの意見があった一方で、その制御については高い信頼度が求められることからコストが相当高くなるのではないかと意見や電力会社の顧客データベースシステムを相当改築しないと管理できないのではないかと意見もあった。

火力発電による調整運転については、太陽光発電の大量導入に伴い、太陽光発電の天候などの影響による出力変化に対応するためのバックアップとして部分負荷運転が行われる火力発電所の発電効率が低下することによって追加的に発生するコストであり、2030年度に必要な対策量約70億kWh¹⁶に基づきコストを試算したところ、0.23兆円となった。

また、蓄電池の充放電ロス・揚水ロスについては、ロス率を30%と仮定し、2030年度における対策量約20億kWh¹⁶に基づきコストを試算したところ、0.06兆円となった。

さらに、太陽光発電の出力把握については、5,300万kW導入時の対策費用4,000億円¹⁶を基に0.26兆円と試算した。

以上の試算結果を、シナリオ毎に整理すると下表のとおりとなる。²⁰

シナリオ	出力抑制 (年未年始 とGW) ^{※1}	配電対策	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池・揚 水発電	火力発電 による調 整運転 ^{※2}	蓄電池の充 放電ロス・揚 水ロス ^{※3}	太陽光出力 の把握 ^{※2}	総額 ^{※3}
I. 需要家側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	— ^{※4}	4.81 ～6.01 兆円	— ^{※4}	～0.23 兆円	0.06～ 兆円	～0.26 兆円	5.39 ～6.70 兆円
II. 配電対策＋系 統側蓄電池	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.59 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.61 ～4.72 兆円
III. 配電対策＋系 統側蓄電池＋ 揚水発電	0.04 ～0.14 兆円	0.44 兆円	—	3.60 兆円	0.23 兆円	0.06 兆円	～0.26 兆円	4.62 ～4.73 兆円

(長期割引率3%で2008年現在価値換算した。四捨五入により総額が一致しない場合がある。)

※1 年未年始及びGW期間中における出力抑制による発電電力量の減少分を2%と仮定すると、総抑制量は約59.5億kWh(太陽光発電協会試算)となり、当該抑制量を基に機会損失コストを試算すると約842億円となる。

※2 火力発電による調整運転及び蓄電池の充放電ロス・揚水ロスに係るコストは、2030年度における削減量約70億kWh及び約20億kWh(ともに電事連試算)を基に試算した。また、太陽光出力の把握に係るコストについては、5,300万kW導入時の対策費用4,000億円(電事連試算)を基に試算した。

※3 各シナリオにおいては、出力抑制、需要家側蓄電池など編入している項目もあるが、以後のコスト負担の試算においては各シナリオにおける最大値(0.70兆円、4.72兆円、4.73兆円)を用いる。

※4 シナリオIでは、実際には配電対策、系統側蓄電池・揚水発電が必要となる可能性もある。

なお、追加発生コストではないが、太陽光発電の導入に伴う自家消費の増加により、既存設備に係るkWh当たりの固定費負担額が導入しない場合に比べて相対的に増加する。

なお、今回の検討において電力需要の前提とした長期エネルギー需給見通しにおける努力継続ケースとの比較を目的として、長期エネルギー需給見通しにおける最大導入ケースを前提とした場合についても簡便的にシナリオIIと同様に余剰対策量及び費用を試算²¹したところ、2030年度に5,321万kWの太陽光発電が導入された場合、6.4億kWhの蓄電容量が必要となり、この蓄

²⁰ 太陽光発電が大量導入された場合の蓄電池容量を内生化して蓄電池価格を試算した場合には、シナリオIにおける需要家側蓄電池が3.36～3.96兆円、シナリオIIにおける系統側蓄電池・揚水発電が2.58兆円、シナリオIIIにおける系統側蓄電池・揚水発電が2.70兆円となる。

²¹ 努力継続ケースを前提とした試算で用いた予備率を不変(すなわち需要が減のと同じ割合で各電源種別の供給力を減らす。)とした。なお、現在価値換算は行っていない。

電容量を蓄電池（2.5万円／kWhと仮定）で確保する場合には16.8兆円の費用が必要との結果となった。

2. 一般電気事業者にとっての新エネルギーコスト等

新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策の時系列シナリオの評価に当たっては、追加的に発生する社会的費用という観点から、1.の各シナリオにおけるオプションにおいて試算されたコストをもって比較・評価すれば、その目的を達成できるものである。

他方、本小委員会においては、一般電気事業者が一次的に負担する追加コストの各種料金による回収の在り方等も含め検討することも目的の一つとしたことから、一般電気事業者の新エネルギー電源からの買い取り費用等についても試算を行った。

2.1 家庭用太陽光発電等からの余剰電力の買い取りに係るコスト

現在、一般家庭に設置されている太陽光発電からの余剰電力については、各一般電気事業者において、概ね売電価格での買い取りが実施されているところであり、その買取価格は全社加重平均で約24円／kWhとなっている。他方、太陽光発電の大量導入に伴い、発電コストも低下していくことが想定されることから、本検討においては、現在の余剰買取価格が単純に継続する場合を推計上の出発点としつつ、太陽光発電の発電コストが現状の余剰買取価格約24円／kWhを下回った際にはその価格を買い取り価格とする場合、さらに、その場合においても既設分については現在の買取価格を維持することとした場合について、家庭からの余剰買取に係るコスト（新エネルギー発電に係る増分コスト）を試算した。

太陽光発電の普及量、稼働率12%などを基に試算したところ、2009年度から2030年度の期間合計で1,480億kWhの余剰電力の買い取りが見込まれ、当該買い取りに係るコストについては、下表のとおりとなる。²²

	余剰買取量 (億kWh)	現行買取価格 (ケースゼロ)	現行買取価格＋ PV2030太陽光パ ネル推計価格	現行買取価格＋ PV2030太陽光パ ネル推計価格(既設分 は現行価格維持)	現行買取価格＋ 戒能 委員による太陽光パ ネル推計価格	現行買取価格＋ 戒能委 員による太陽光パ ネル推計価格(既設分は現 行価格維持)
シナリオ Ⅱ／Ⅲ (うち家庭用)	1,480 億kWh (1,050 億kWh)	1,300 兆円 (1,161 兆円)	0.509 兆円 (0.428 兆円)	0.542 兆円 (0.461 兆円)	1.060 兆円 (0.921 兆円)	1.062 兆円 (0.924 兆円)

※シナリオⅠは余剰が発生しないと仮定しているため、いずれのケースもゼロとなる。

(太陽光パネルの稼働率12%、一般電気事業者による平均発電単価7円/kWh、高圧業務用電力余剰購入平均単価約12円/kWh、一般電気事業者の導入量14万MWなどの仮定を基に試算し、長期割引率3%で2009年現在価値に換算した。)

²² 今回の試算では RPS 価値分を分離して推計していない。

なお、家庭からの余剰電力量については、今後家庭における電気自動車やヒートポンプ等の追加的新規需要の創出により減少することが想定されるとともに、R P S 制度の在り方等によっても影響を受けることに留意が必要である。

2. 2 風力発電に係る余剰買取電力量及びその買取コスト

長期エネルギー需給見通しにおいては、風力発電等についても2030年度までに一定程度の導入を見込んでいることから、本小委員会においては、風力発電からの余剰買取コストについても、追加的に試算を行った。

2030年度までの風力発電からの余剰買取電力量は約1,834億kWhとなり、過去5年間ににおける実績買取価格（平均11.1円/kWh）を基に試算²³したところ、その買取コスト（新エネルギー発電に係る増分コスト）については約0.6兆円となる。

2. 3 一般電気事業者の新エネルギー発電への投資コスト

一般電気事業者10社は、2020年度までに、約30地点、合計14万kWの太陽光発電（メガソーラー）を導入する計画である。当該計画を基に、一般電気事業者の新エネルギー発電への投資コスト（新エネルギー発電に係る増分コスト）を試算²⁴したところ、約757億円となる。

また、風力発電についても、東京電力（株）による東伊豆風力発電所の開発などが計画されていることから、主な風力発電の導入計画（3地点、合計6万kW）を基に、新エネルギー発電への投資コスト（新エネルギー発電に係る増分コスト）を試算²⁵したところ、約1億円となる。

²³ 一般電気事業者による平均発電単価を約7円/kWhとした。

²⁴ 太陽光パネル単価66万円/kW、稼働率12%、耐用年数17年、一般電気事業者における平均発電単価約7円/kWhとの仮定により試算（投資時期が未定であり現在価値に換算していない。）した。但し、用地代は含めていない。

²⁵ 風力発電単価20万円/kW、稼働率20%、耐用年数17年、一般電気事業者における平均発電単価約7円/kWhとの仮定により試算（投資時期が未定であり現在価値に換算していない。）した。但し、用地代は含めていない。

3. コストの全体像

シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト等²⁶をまとめると以下のとおりとなる。

	系統安定化 対策コスト (兆円)	新エネ電源コスト (兆円)		一般電気事業者が 一次的に負担する 追加コスト等(兆円)
		余剰買取 コスト(兆円)	新エネ発電投資 コスト(兆円)	
シナリオⅠ (需要家側蓄電池)	0.55 (6.15)	0.56	0.08	1.19 (6.15)
シナリオⅡ (配電対策＋系統側 蓄電池)	4.58 (0.14)	1.07～1.86	0.08	5.72～6.52 (0.14)
シナリオⅢ(配電対 策＋揚水発電＋系 統側蓄電池)	4.59 (0.14)	1.07～1.86	0.08	5.74～6.53 (0.14)

※ 四捨五入により総額が一致しない場合がある。参考までに() 書きで需要家側で負担する系統安定化対策コストを記載した。

4. 太陽光発電の導入に係るコスト負担の考え方と想定負担

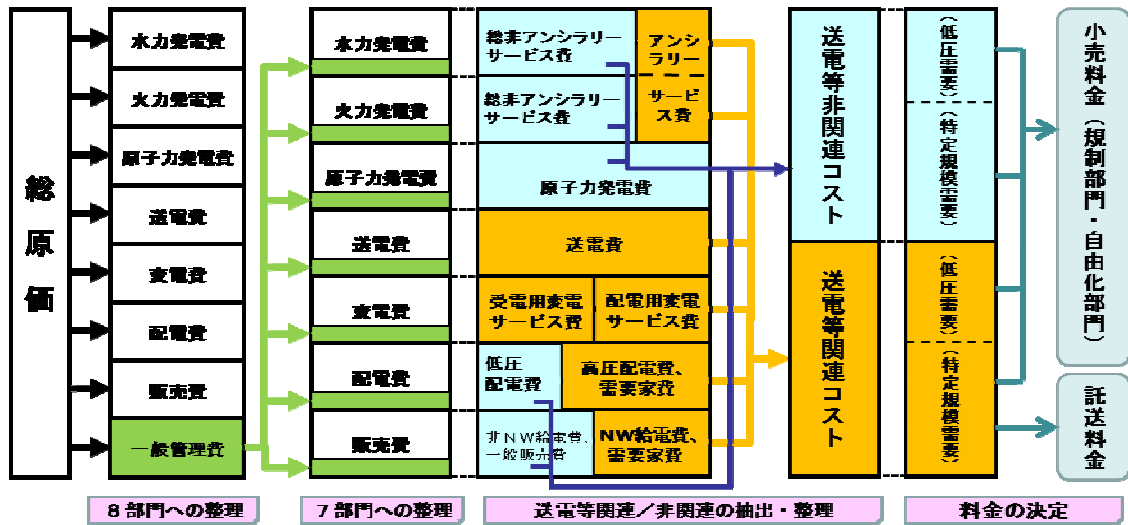
本小委員会においては、新エネルギーの大量導入に伴って発生するコストについて、各々どのような負担とすることが適当か、各種料金による回収の在り方等も含めて検討することも目的の一つとしたことから、現行の算定ルールを出発点に、幾つかの整理の考え方にに基づき、料金等による場合の負担水準について試算を行った。

現行の電気料金の算定ルール²⁷においては、将来の一定期間における費用等として算定される総原価を7部門に配分した後、送電等非関連コストと送電等関連コストに整理する。整理された送電等関連コストと送電等非関連コストについては、それぞれ特定規模需要と低圧需要に配分され、販売電力量等に応じ、最終的に小売料金（規制部門・自由化部門）及び託送料金が算定されることとなる。

²⁶ シナリオⅠ（需要家側蓄電池）では、家庭用太陽光発電等からの買取量をゼロとしており、風力発電に係る買取コストのみを記載している。また、太陽光発電を大量導入した場合の蓄電池容量を内生化して蓄電池価格を試算した場合には、一般電気事業者が一次的に負担する追加コスト等は、シナリオⅠでは1.19兆円（4.10兆円）、シナリオⅡでは4.72～5.51兆円（0.14兆円）、シナリオⅢでは4.84～5.63兆円（0.14兆円）となる。

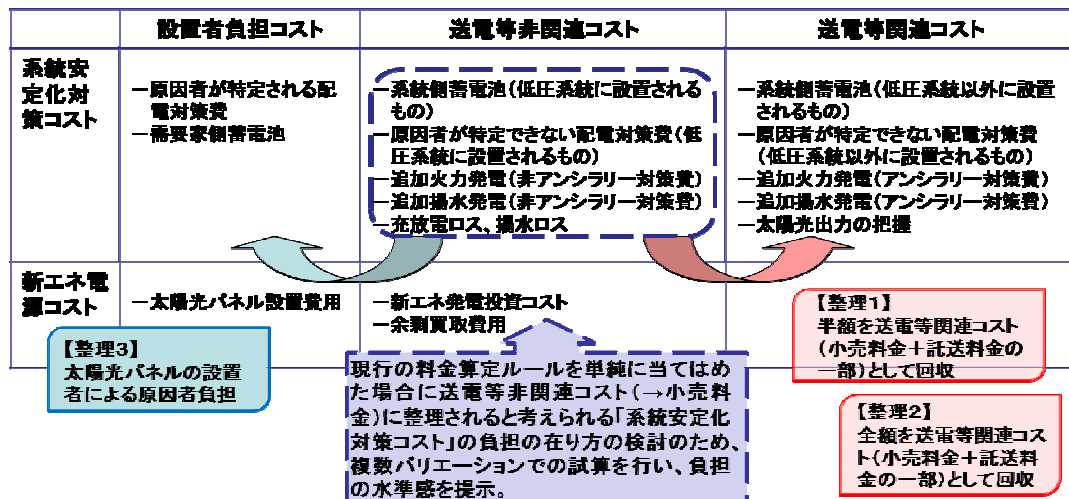
²⁷ 一般電気事業供給約款料金算定規則、一般電気事業託送供給約款料金算定規則がある。

< 現行の料金配分（総原価から小売料金・託送料金まで） >



新エネルギーの大量導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合には「系統安定化対策コスト」の一部は「送電等非関連コスト」と整理されるところ、当該整理を出発点に、当該コストを「送電等関連コスト」（系統利用者負担として、①半額【整理 1】、②全額【整理 2】）と整理する考え方、及び、太陽光発電の設置者による原因者負担と整理【整理 3】する場合の考え方を想定した。その考え方の概念図を以下に示す。

< 現行制度上の整理及び新たな整理に基づく負担の考え方 >



以上の三つの整理の考え方により、今回の検討において試算した太陽光の大量導入に係るコストのうち、現行の電気料金の算定ルールを単純に当てはめた場合に送電等非関連コストに整理される、系統側蓄電池（低圧系統に設置される

もの)、原因者が特定できない配電対策費（低圧系統に設置されるもの）、追加火力発電及び追加揚水発電（非アンシラリー対策費）及び充放電ロス、揚水ロスについて再整理した上で、シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連コスト、送電等関連コスト及び太陽光発電設置者の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

＜シナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける送電等非関連、送電等関連及び設置者毎の負担額²⁸⁾＞

(単位)兆円、()内は円/kWh

	現行制度の整理			整理1 (半額を送電等関連コストで回収)			整理2 (全額を送電等関連コストで回収)			整理3 (設置者負担)		
	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者	送電等 非関連 コスト	送電等 関連 コスト	設置者
シナリオ Ⅰ (需要 家側蓄電 池)	0.93	0.26 (0.01)	6.15	0.78	0.40 (0.02)	6.15	0.64	0.55 (0.03)	6.15	0.64	0.26 (0.01)	6.44
	うち規制小売 0.42 (0.05)			うち規制小売 0.42 (0.05)			うち規制小売 0.42 (0.05)			うち規制小売 0.32 (0.04)		
シナリオ Ⅱ (配電 対策+系 統側蓄電 池)	3.40~4.19	2.33 (0.11)	0.14	2.27~3.06	3.45 (0.16)	0.14	1.15~1.94	4.58 (0.22)	0.14	1.15~1.94	2.33 (0.11)	2.39
	うち規制小売 2.04~2.32 (0.26~0.29)			うち規制小売 2.04~2.32 (0.26~0.29)			うち規制小売 2.04~2.32 (0.26~0.29)			うち規制小売 1.24~1.52 (0.15~0.19)		
シナリオ Ⅲ (配電 対策+揚 水発電+ 系統側蓄 電池)	3.53~4.32	2.21 (0.10)	0.14	2.34~3.13	3.40 (0.16)	0.14	1.15~1.94	4.59 (0.22)	0.14	1.15~1.94	2.21 (0.10)	2.52
	うち規制小売 2.05~2.33 (0.26~0.29)			うち規制小売 2.05~2.33 (0.26~0.29)			うち規制小売 2.05~2.33 (0.26~0.29)			うち規制小売 1.20~1.48 (0.15~0.19)		

送電等非関連コストに整理
される半額(0.14~1.19兆
円)を送電等関連コストへ

送電等非関連コストに整理さ
れる全額(0.29~2.38兆円)を
送電等関連コストへ

設置者へ
(0.29~2.38兆円)

※電力の料金改定にお
ける販売電力量を基準
と試算

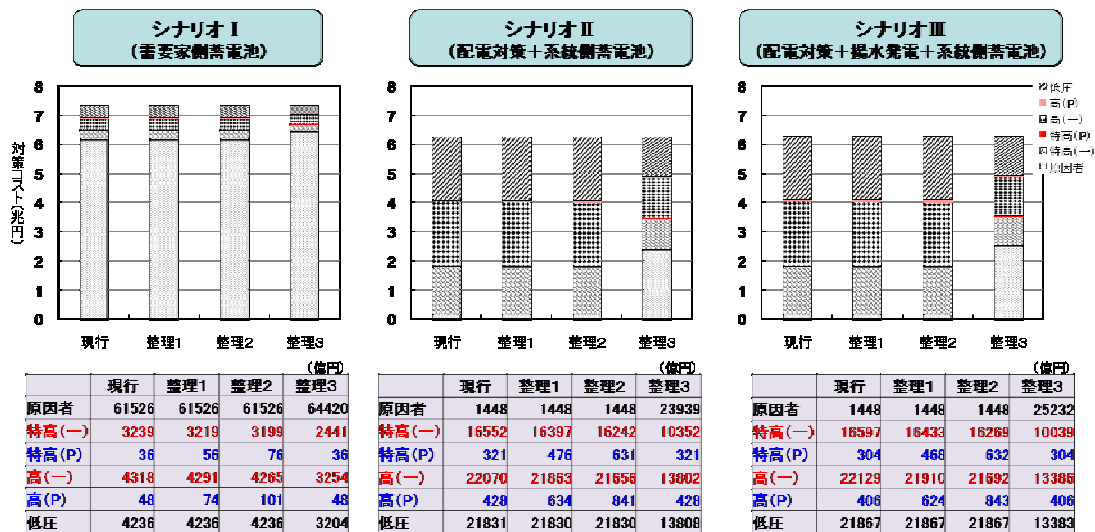
また、上記整理を基にシナリオⅠ、Ⅱ、Ⅲそれぞれにおける需要種別の負担額を整理すると以下のとおりとなる。

現行料金算定ルールを当てはめた整理から、導入に係るコストのうち送電等関連コストに整理される半額若しくは全額を系統利用者の負担とした場合、いずれのシナリオにおいても特定規模電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担の割合が増加し、一般電気事業者の一次負担やその需要家の最終負担（自由化部門）の割合が減少する²⁹⁾結果となった。

²⁸⁾ ()内の数字は2030年度までの期間における平均負担額として示したものであり、仮に料金負担とした場合、料金単価が大幅に上昇するのは蓄電池が導入される2020年度以降になる。

²⁹⁾ 送電等関連コストとしては、一般電気事業者も、その小売料金の中で、特定規模電気事業者と同額を負担することとなる。

＜各シナリオにおける需要種別毎の負担額＞



※1 直近の料金改定における販売電力量を基に試算。
 ※2 (一)は一般電気事業者、(P)は特定規模電気事業者。

Ⅳ 検討結果の整理・評価と今後の課題

新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコストとして、一定の仮定の下、三つのシナリオを設定し、系統安定化対策コストを試算したところ、配電対策を行いつつ、電力系統側で蓄電池を設置して余剰電力対策を行う場合が、最も経済的なシナリオ（４．６１～４．７２兆円）となった。

他方、今後の蓄電池の価格水準や蓄電池の寿命、実際に必要となる余剰電力対策量等によっては、需要家側蓄電池による対策又は系統側蓄電池及び揚水発電による対策の方が経済的となる可能性も否定できないことから、今後、太陽光発電の普及状況、各地域の状況等も踏まえて、新たな技術・アイデア³⁰の活用による系統安定化対策コストの更なる低減の可能性も含め、今後も分析・検討を行うことが必要である。

加えて、今回の試算においては、系統安定化対策コスト（余剰電力対策コスト）の大幅な低減が見込まれることから、特定の期間等において太陽光パネルの出力抑制が行われることを前提としているが、こうした太陽光パネルへの出力抑制機能の追加についても、今回の検討結果を踏まえ、行政を含めた関係者間で検討を進めることが望ましい。

また、本小委員会においては、各種料金による回収の在り方等も含め検討することも一つの目的であることから、家庭用太陽光発電からの余剰電力買い取りコスト、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストなどについても、一定の仮定の下で試算したところ、余剰電力買い取りコストについては０．５６～１．８６兆円、一般電気事業者による新エネルギー発電への投資コストについては０．０８兆円となった。

なお、余剰買取コストについては、現時点における買取価格や太陽光発電の発電コスト等を基に試算しているが、今後、家庭における電気自動車やヒートポンプ等の追加的新規需要の創出により余剰電力量が減少することが想定されるとともに、ＲＰＳ制度の在り方等によっても影響を受けることに留意が必要である。

以上の検討結果については、一定の仮定の下で試算したものであり、太陽光発

³⁰ スマートメーターの活用が有効との意見があった。

電の普及状況や蓄電池の価格変動、電力需要・需要パターンと電源構成、今後の知見の蓄積、各種制度の変更などによって大きく変わり得るものであることから、これらの点について今後とも注視することが必要である。

導入に係るコストの料金等による負担については、原因者が特定される場合には原因者の負担となるが、現行の料金算定ルールを単純に当てはめた場合には「送電等非関連コスト」（小売料金に整理されるコスト）に整理されと考えられる「系統安定化対策コスト」について、負担の水準感を示すべく、その半額又は全額を「送電等関連コスト」（系統利用者負担となるコスト）とする考え方、及び、全額を太陽光発電の設置者による原因者負担とする考え方を採った場合の需要種別毎のコスト負担額を試算した。

試算の結果、系統利用者負担分として整理する場合には、P P Sの一次負担やその需要家の最終負担が増えること、原因者負担分として整理する場合には、太陽光発電設置者の費用負担が増えることにより、普及が遅延・抑制される可能性があること等が明らかになった。

これらの考え方には、充放電・揚水ロス等の電源に係る費用まで系統利用者が負担することや主に家庭用太陽光発電の導入に伴う対策費用が自由化部門を含む全需要家の負担となることの是非、原因者を厳密に特定することの可否等の課題が存するところ、太陽光発電の大量導入による低炭素社会の実現に向け、こうした料金負担論のみならず、エネルギー間の競争環境に与える影響、公的支援の在り方・多寡も含め、今後あるべき負担論について検討を深めていくことが必要である。

V おわりに

本小委員会では、新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方について、具体的シナリオの策定や仮に料金による負担とした場合のその水準感等について、議論してきた。

議論に当たっては、可能な限り最新の知見を取り入れた検討を行うよう努めたが、一定の仮定を置いたところも多く、今後の技術開発や実用化、知見の蓄積、各種制度の変更などによっては、比較優位となる対策やそのコスト等が大きく変わり得るものである点については十分に留意が必要である。

本報告書が、今後の新エネルギーに係る系統安定化対策及びコスト負担に係る本格的な議論の出発点として有効に活用され、低炭素社会システムを実現するための礎となることを期待する。

低炭素電力供給システムに関する研究会
新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会委員名簿

委員長	横山 明彦	東京大学大学院新領域創成科学研究科教授
委員	伊藤 敏憲	U B S 証券株式会社シニアアナリスト
	小笠原 潤一	財団法人日本エネルギー経済研究所 グリーンエネルギー認証センター グリーンエネルギー認証グループ マネージャー 兼 グリーンエネルギー研究グループ マネージャー 兼 戦略・産業ユニット 電力・ガス事業グループグループ・リーダー
	戒能 一成	独立行政法人経済産業研究所研究員／大阪大学 R I S S 特任教授
	佐賀 達男	有限責任中間法人太陽光発電協会特別部会部会長
	辰巳 国昭	独立行政法人産業技術総合研究所ユキビタスエネルギー研究部門蓄電デバイス研究グループグループ長
	中村 公雄	株式会社エネット 取締役営業本部長
	廣江 譲	電気事業連合会事務局長
	藤井 裕三	電気事業連合会電力技術部長
	松村 敏弘	東京大学社会科学部教授

(第2回オブザーバー)

	伊勢 公人	社団法人海外電力調査会調査部主任研究員
	諸住 哲	独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構新エネルギー技術開発部系統連系技術グループ主任研究員

(五十音順、敬称略)

低炭素電力供給システムに関する研究会
新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会審議経過

第1回 平成20年9月20日（月）

（テーマ）

- 小委員会における今後の検討の進め方について

（配布資料）

- 資料3 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委の設置について
- 資料4 新エネルギーの大量導入に伴う影響とその対応策について
- 資料5 今後の検討課題・スケジュール（案）

第2回 平成20年10月30日（木）

（テーマ）

- 新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策と費用について

（配布資料）

- 資料3 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委の設置について
- 資料4 新エネルギーの大量導入に伴う影響とその対応策について
- 資料5 今後の検討課題・スケジュール（案）

第3回 平成20年11月28日（金）

（テーマ）

- 新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコスト負担の在り方について

（配布資料）

- 資料3 太陽光発電・蓄電池の容量当費用の将来推計について【戒能委員プレゼン資料】
- 資料4 太陽光発電の出力抑制機能について【佐賀委員プレゼン資料】
- 資料5 新エネルギーの大量導入に伴って必要となるコスト負担の在り方
- 資料6 今後の検討スケジュール（案）

第4回 平成21年1月9日（金）

（テーマ）

- 報告書（案）について

（配布資料）

- 資料3 今後の新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方について（案）