

## 6. 日本の電力システムの将来像

電力システムとは、電力の発生から消費までの一連のシステム、すなわち発電から始まり、送電、変電、配電を経て、最終的に電力を消費する需要家に至るすべての要素が組み合わさって構成されるシステムである。既存の電力システムは、供給側から需要側への一方向の電力供給を前提として構成されているが、再生可能電力が大量に普及すれば、この流れを抜本的に変化させる対応が必要となる。このため、電力供給の低炭素化、再生可能電力の大量普及の実現に向けては、既存の電力システムと再生可能電力とが調和した導入形態の検討を含め、将来の電力システムの再構成を進めることが必要である。

そこで本章では、再生可能電力の大量普及の実現を含めた電力システムの将来像を示した上で、その実現過程で顕在化するであろう課題と、課題の克服に向けた系統対策の在り方、そして必要となる対策費用を取りまとめた。

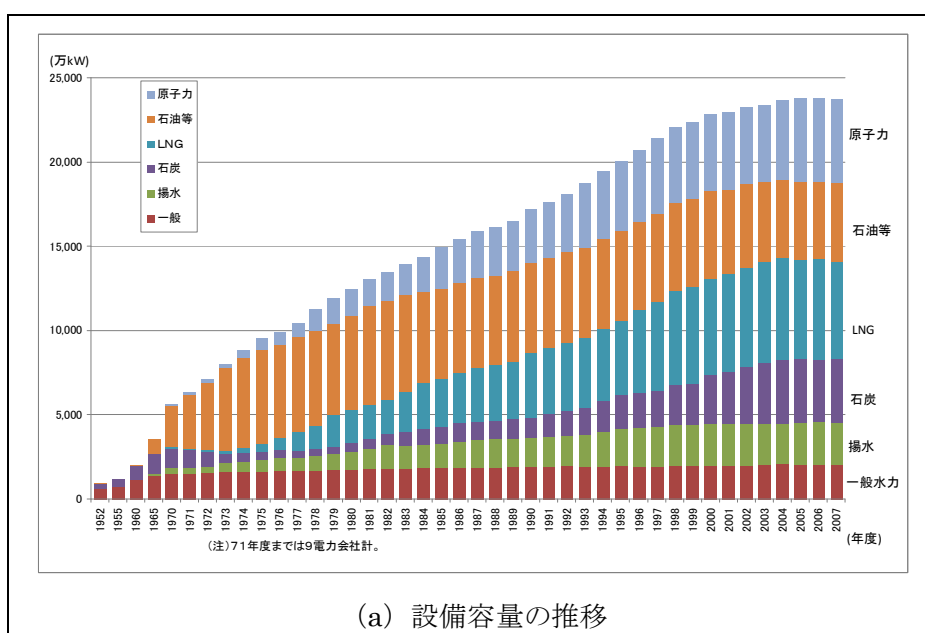
### 6.1 再生可能エネルギーの大量普及のための系統対策

#### (1) 電力システムの将来像

##### ①現状の電力システム

##### a) 電源構成（電力供給）の現状

我が国では、1960年代後半に石油火力の建設が進み、その後1973年の石油危機を契機に、石炭、天然ガス、原子力等の石油代替電源の建設が進み、電源の多様化が進められてきたところである。その結果、2007年度末の電源構成は、設備容量で見るとLNG火力24%、原子力21%、石油等火力20%、水力19%、石炭火力16%となっている。また、発電電力量で見ると、LNG火力27%、原子力26%、石炭火力25%、石油等火力13%、水力8%となっている。



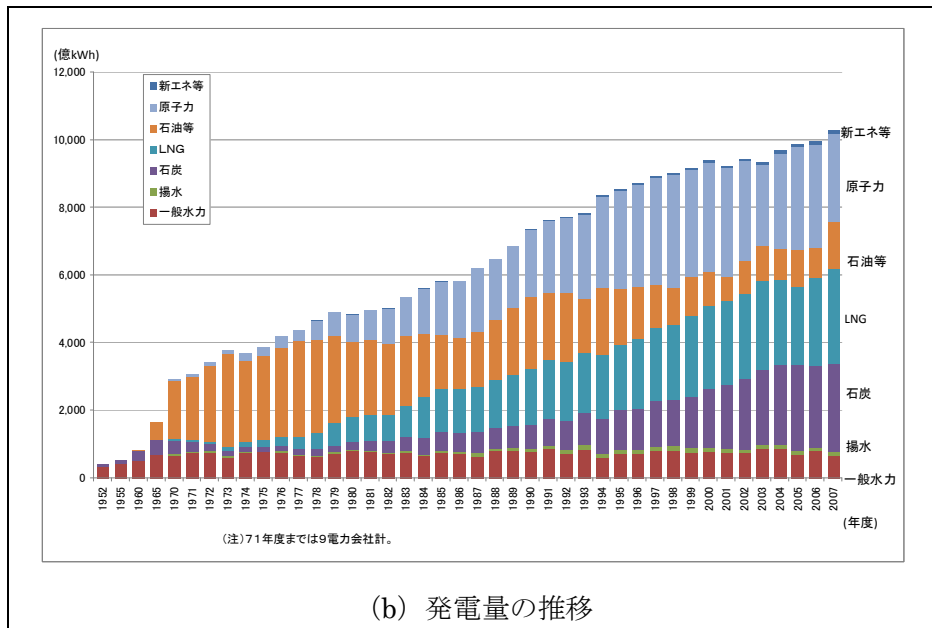


図 6-1 電源構成の推移（一般電気事業用）

出典) 資源エネルギー庁「電源開発の概要」等をもとに作成

#### b) 電力システムの現状

電力システムを健全に運用していく上では、経済性、供給安定性、環境性の調和を達成することが重要であり、各電源の持つ特徴を踏まえて、電源の構成及び運用のベストミックスを図る必要がある。昼夜間、季節間の格差が大きな電力需要に対して、現在は、流込式水力、原子力、石炭火力をベース電源、LNG等ガス火力をミドル電源、石油火力、揚水式水力、調整池式水力等をピーク電源として運用し、需給バランスを確保している。

電力システムの合理的運用のためには、負荷平準化が重要であり、電源側での揚水発電等の活用策に加えて、需要家側での対策として、時間帯別・季節別料金制度の導入や、蓄熱式ヒートポンプシステムの導入等も行われている。ただし、これらの需要家側の対策は、機器や料金制度を通じて負荷を間接的に制御するものであり、必ずしも電気事業者側と需要家側が柔軟に協調するようなシステムとはなっていない。

このように、現状の電力システムは、制御の困難な需要に対して、電気事業者側で需給制御機能を一手に担うことによって運用されている状況にある。

表 6-1 電源の特徴

電源		経済性		安定性		CO <sub>2</sub> 排出
		初期費	運用費	エネルギー調達	需給調整	
火力	石油	○	△	△ (資源が偏在)	◎	×
	LNG 等	○	○	○	◎	△
	石炭	△	◎	◎	○	×
原子力		△	◎	◎	△ (出力一定運転のため調整力持たず)	◎ (発電時排出ゼロ)
再生可能エネルギー	大規模水力	△	◎	◎	○/△ (揚水・貯水池式は即応性優位、流込式は調整力劣位)	◎ (発電時排出ゼロ)
	新エネルギー	△	◎	◎	○/△ (太陽光・風力発電は出力が変動)	◎ (発電時排出ゼロ)

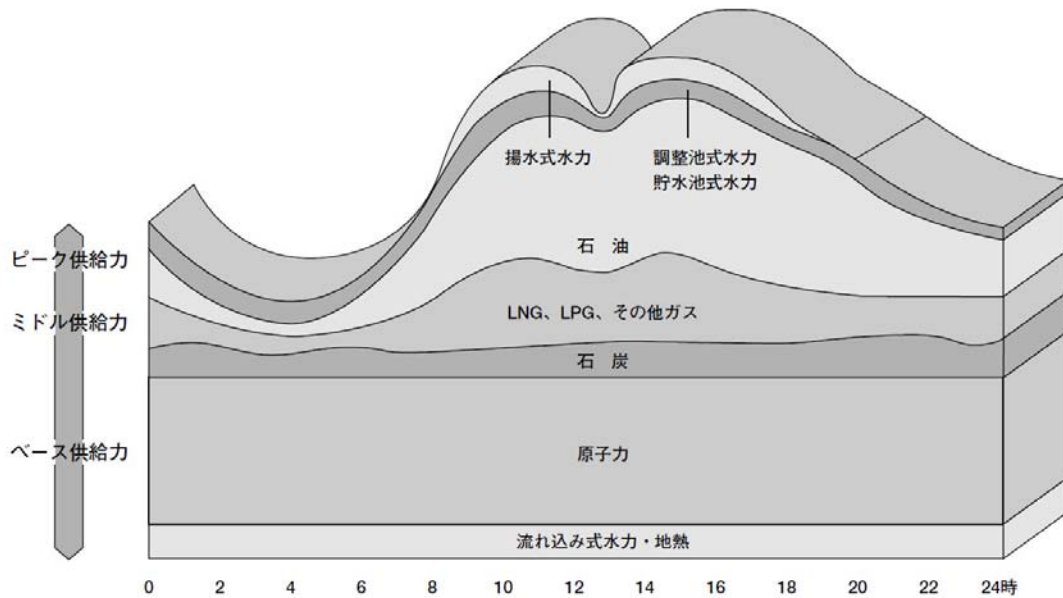


図 6-2 現状の電源運用

出典) 電気事業連合会「図表で語るエネルギーの基礎 2008-2009」

## ②電力システムの将来像

### a) 電源構成（電力供給）の将来像

全体検討会で提示された AIM 日本技術モデルが想定している中期（2020 年）及び「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」に準拠した長期（2050 年）の電力需給構造の見通しを図 6-3 に示す（再生可能エネルギーについては本検討結果を引用）。

中期においては、需要側は 2005 年と同様の構造が維持されるが、供給側では、再生可能エネルギーの普及、原子力の適切な導入等により火力代替が進展することが想定されている。

長期では、想定される社会経済像（シナリオ A：活力社会・集中型エネルギー利用／シナリオ B：ゆとり社会・分散型エネルギー利用）に応じて電力需要のトレンドは異なる。供給側においては、いずれのシナリオにおいても、再生可能エネルギーが電力供給の主役となり、電源の低炭素化が進展すると想定されている。

ただし、これらの電源構成としての実現性については、再生可能エネルギーを含めた技術的な可能性、運用性、経済性等に基づき、今後検証が必要である。

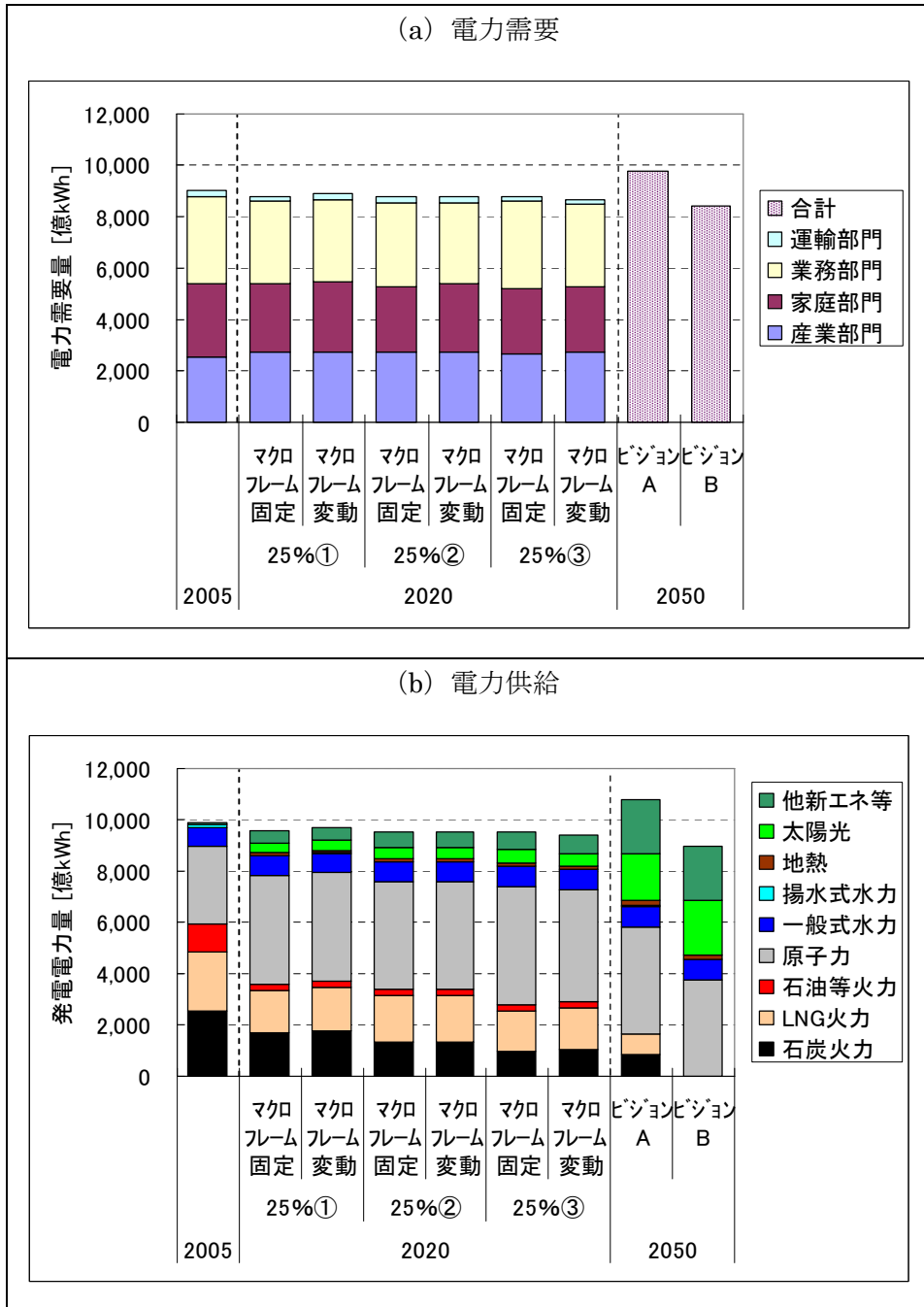


図 6-3 電力需給構造の中長期的見通し

注) 2020 年は、25%①：国際貢献、吸収源を 10%程度含むとしたケース、25%②：国際貢献、吸収源を 5%程度含むとしたケース、25%③：国際貢献、吸収源を含まないケース。

2050 年は、温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョンに準拠した想定。ビジョン A：高い経済成長率、電化へのシフトが大きいことが特徴。ビジョン B：ゆとり社会、地産池消。

出典) 「日本温室効果ガス排出量 2020 年 25%削減目標達成に向けた AIM モデルによる分析結果」(2009 年 11 月)、「温室効果ガス 2050 年 80%削減のためのビジョン」(2009 年 8 月) を基に MRI 作成

## b) 電力システムの将来像

a)に示した再生可能エネルギーが電力供給の主角となるためには、電力システムをどのような電力システムとすればよいであろうか。ここでは、再生可能電力を中心とした CO<sub>2</sub> 排出を伴わないゼロカーボン電源のみによって電力供給を行うという究極的な将来像に対応する需給システムを検討する。

この場合の電力需給バランスのイメージを図 6-4 に示す。左上の図①が将来の電力需要である。これに対し、右上の図②のように原子力、水力、地熱のベース電源に加え、風力発電や昼間の太陽光発電により電力の供給がなされるが（図は晴天時を想定）、これらをそのまま重ね合わせると、図②にあるとおり、需要と供給との間に、量的・時間的なギャップが生じることとなる。

そこで、左下の図③のように電気自動車やヒートポンプ給湯器等の蓄エネルギー機器の活用により需要を調整すること、さらには右下の図④のように蓄電システムにより充放電を行うことによって、需給ギャップを解消することが可能になると考えられる。（更には、水素あるいはその他の化学物質に転換して貯蔵することも長期的には選択肢となる。）

この場合、既存のシステムに加えて、スマートグリッドなどとして近年関心の高まっている分野のうち、電力需給両面におけるより柔軟な需給調整に対応できるシステムの構築、蓄電池等の充放電システムの活用、電気自動車への充電などによる電力需要の制御などの技術を確認し導入することが必要である。

このように、供給側と需要側が協調して気象等の自然と上手く調和を図り、需給バランスを確保することができる電力システムの構築が望まれる。

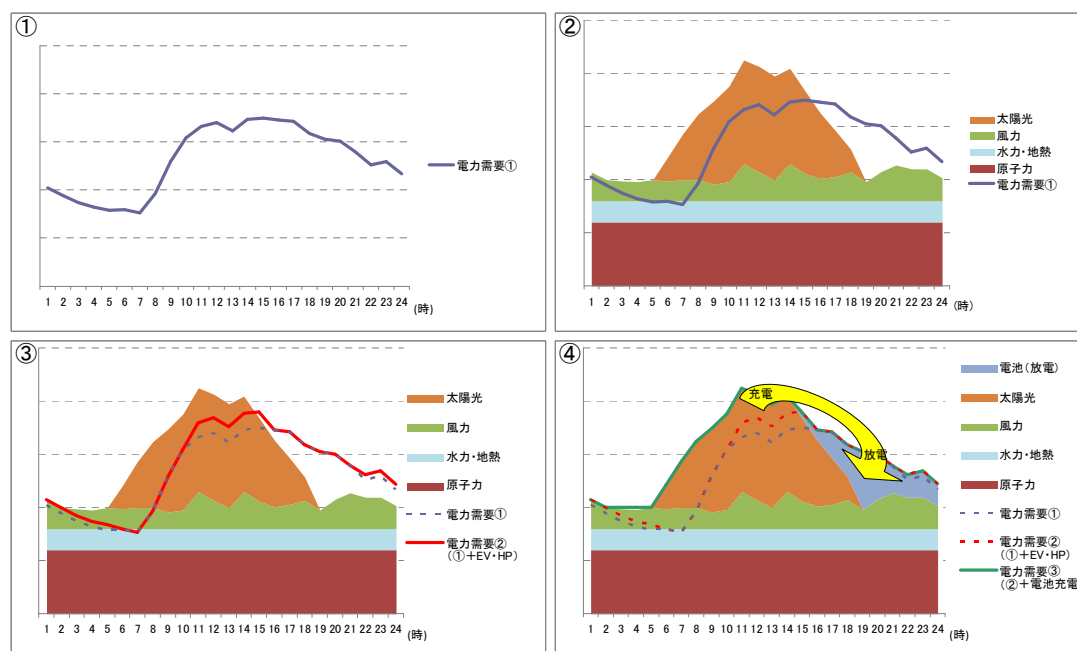


図 6-4 ゼロカーボン電源による需給の概念図

以下では、このような将来像の実現に向け、再生可能エネルギーの系統連系に関する課題を提示するとともに、その解決に向けた方向性を示す。

## (2) 再生可能エネルギーの大量導入時における系統連系に関する課題

再生可能エネルギーのうち、特に太陽光発電や風力発電は、出力が気象等の自然条件に依存しており、これらの電源が既存の電力系統に大規模に導入された場合、電力の安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。

具体的な課題を次項に示す。

なお、再生可能エネルギーのポテンシャルは、例えば風力発電のポテンシャルが北海道・東北地方に集中するなど、地域によって偏りがあるものもあり、再生可能エネルギーの大量導入による影響を特に受けやすい地域がある。

### ①系統の技術的課題

#### a) 局所的な系統影響に関する課題

##### <電圧上昇>

太陽光発電は、住宅・建築物等の需要家側への導入が見込まれているが、太陽光発電の出力が当該施設のその時点の電力需要を上回り、配電系統へ逆潮する場合、連系先の配電系統の電圧が上昇する。配電系統の能力が不足し連系点電圧が適正值(101±6V、202±20V)を逸脱しそうな場合には、電圧を維持するために、逆潮する電力量を抑制する(太陽光発電の出力を抑制するか蓄電する)ことが必要となる場合がある。

この課題は、太陽光発電の普及の初期段階に、街づくり等によって太陽光発電が集中的に導入される地区において発生する局所的な課題であり、今後の太陽光発電の普及拡大に伴い、課題の顕在化する地区が拡大していくものと考えられる。

##### <単独運転>

単独運転とは、作業停電や故障等の要因によって主系統が停電した際に、本来停止すべき分散型電源が単独で運転を継続し、主系統から切り離された局所的な系統が通電を継続している状態をいう。単独運転下においては、保守作業者の感電、機器損傷等の危険が生じる。

太陽光発電や風力発電に限らず、分散型電源システムには、単独運転を防止するための機能が備えられている。しかし、分散型電源が集中的に導入された場合、現行の方式では、複数の単独運転検出用信号が相互干渉することによって、単独運転検出機能の動作遅れや未動作が発生する恐れがある。

## b) 大局的な系統影響に関する課題

### <系統擾乱時の影響拡大>

系統事故による瞬間的な電圧変動や周波数変動等の擾乱を、分散型電源の単独運転検出機能が不要に検出することによって、分散型電源が一斉に解列し、系統擾乱が拡大する恐れがある。

### <周波数調整力の不足>

電力の安定供給のためには、系統全体の需要と供給を常にバランスさせるよう周波数調整、負荷配分、発電機の起動停止操作を行っており、各一般電気事業者は、需要の変動に備えて適切な周波数調整力を確保している。しかし、太陽光発電や風力発電は出力が気象等の自然条件に依存して変動するため、大規模に導入された場合には、大きな発電の変動が生じ調整力が不足する可能性があり、バックアップ電源の確保も必要となる。

### <余剰電力の発生>

太陽光発電や風力発電が大規模に導入されると、年末年始やゴールデンウィークといった電力需要の少ない時期において、ベース電源と太陽光発電や風力発電の出力の総量が系統全体の需要を上回り、余剰電力が発生する可能性がある。

これらの課題は、太陽光発電や風力発電の導入量が一定の水準に達した段階から顕在化し、その影響が当該地域の系統全体に及ぶ大局的な課題である。



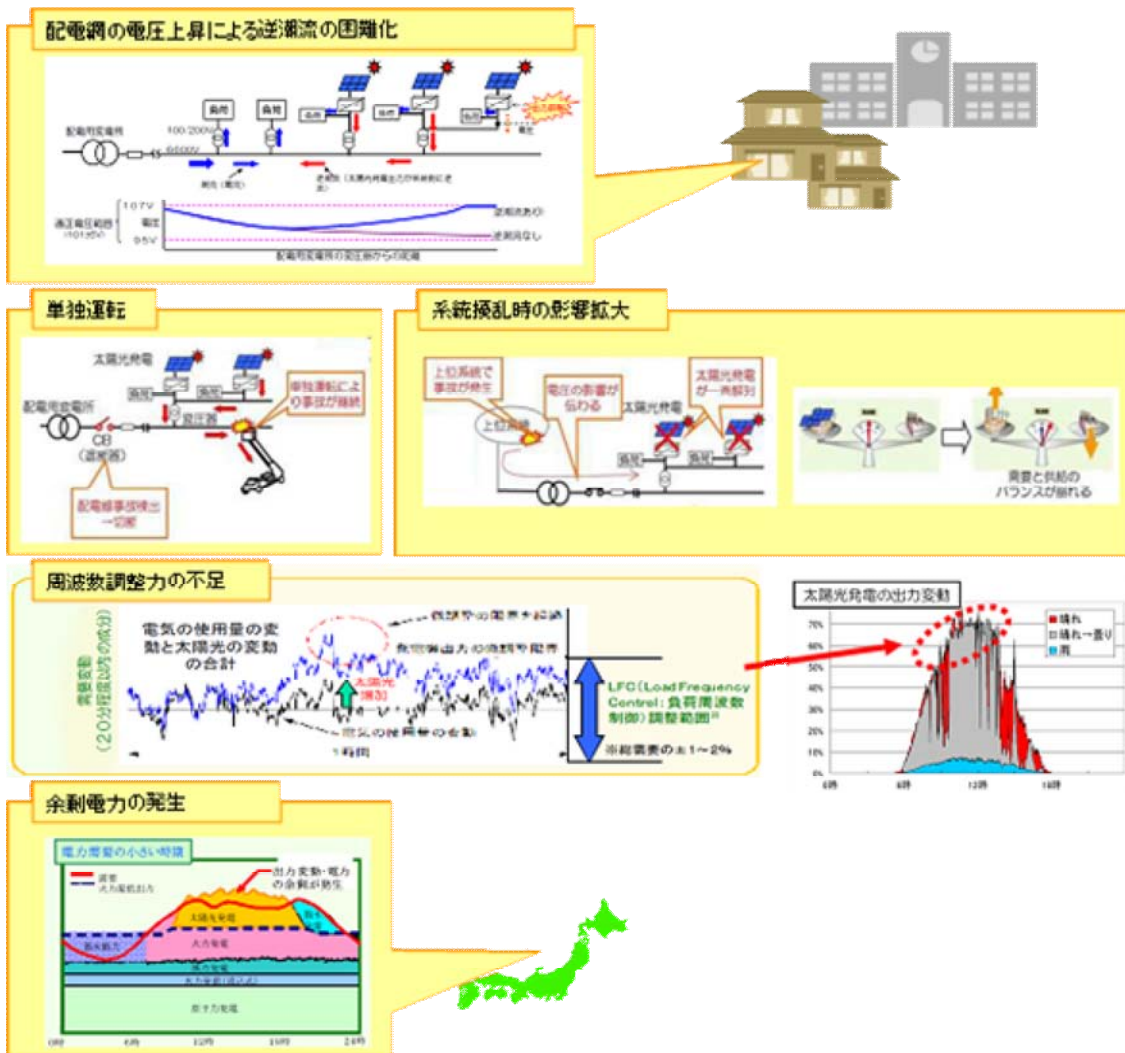


図 6-5 系統の技術的課題

出典) 低炭素電力供給システムに関する研究会「低炭素電力供給システムの構築に向けて」等より MRI 作成

## ②系統の設備形成に関わる課題

風力発電や地熱発電は、導入適地が需要地から離れた場所に存在することもあり、系統までの距離が長く、アクセスが困難な場合や、連系先の送電線空容量が不足する場合など、連系に当たって制約が生じる場合もある。

再生可能電力の大量普及を実現する上では、これらの系統連系に関する課題を克服していく必要がある。

表 6-2 系統連系に関する課題

	系統の技術的課題		系統の設備形成 に関わる課題
	局所的な課題	大局的な課題	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 逆潮流による配電網の電圧上昇、適正值の逸脱</li> <li>✓ 単独運転</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 出力変動の拡大による周波数調整力不足</li> <li>✓ 余剰電力の発生による電力需給のインバランス</li> <li>✓ 系統擾乱時の影響拡大</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 系統までの距離</li> <li>✓ 系統脆弱地域における送電線空容量不足</li> </ul>
太陽光発電	○	○	△
風力発電	△	○	○
地熱発電	-	△	○
小規模水力発電	△	△	△
バイオマス発電	-	-	△

○：顕在化が見込まれる課題 △：顕在化のおそれがある課題

### (3) 課題の克服に向けたアプローチ

このような課題を克服し、持続可能な低炭素社会を構築するために不可欠な再生可能エネルギーの大量普及を可能とするためには、第(1)②b)節で示したような再生可能エネルギーと既存の電力系統が調和したシステムを構築する必要がある。その際、電力系統の安定化と社会的なインフラとしての電力系統整備の費用最小化の両立を図るためには、太陽光発電や風力発電の出力を個別に抑制する又は個別の他の電源や蓄エネルギー機器によって補完するという考え方ではなく、大規模電源や分散型電源、個別需要、蓄電池等がネットワークを介して協調し、システム全体で柔軟に対応するという考え方にに基づき、より高度に賢く運用される経済的で質の高い次世代の電力系統へと段階的に移行していくことが重要である。そのような電力系統の進化は、インフラの整備、運用面の対策、制度面の対策を適時・適切に組み合わせることで実現可能と考えられる。

なお、系統の技術的課題は、再生可能エネルギーの出力変動やこれによる需給のアンバランスが主たる原因であり、それらの抑制に資する対策は、局所的な課題と大局的な課題の両者に対応することとなる。このため、以下では、課題の種類別ではなく、時間軸及び対策の種類別に、必要となるアプローチを整理する。

#### ①短期的対策（～2012年）

次世代の電力系統のグランドデザインを検討し、合意形成を図ると共に、その実現に向けた基盤整備を行う。

##### <インフラ整備>

- ・ 系統の技術的課題に対する検討を進める上での第一歩として、気象情報・再生可能エネルギーの出力の多地点計測体制を構築し、再生可能エネルギーの大量普及時に、個々の再生可能エネルギーの出力変動が打ち消され穏やかな変動となる“平滑化効果”がどの程度存在するかを評価する。これに基づいて系統への影響を評価することによって、真に必要な対策量を特定する。
- ・ 気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、需要家設置機器への協調制御機能、再生可能電力の電源への出力抑制機能等の仕様を確立し、これらの導入を開始する。
- ・ 電圧変動の課題を克服するため、必要に応じて配電トランス、電圧調整装置等を設置する。
- ・ 単独運転の課題を克服するため、分散型電源の集中導入時においても単独運転状態を確実に検出する機能を確立する。また、系統擾乱時の不要解列の課題を克服するため、不要解列防止機能の開発を進める。これらの機能を搭載したパワーコンディショナを開発し、導入を開始する。

このように、課題の顕在化に備えて次世代の電力系統の基盤整備を推進する。

また、系統の設備形成に関わる課題を克服するため、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて長距離アクセス線や変電所を建設する。

#### <運用改善>

- ・ 電力系統における大局的課題を克服するため、火力発電の調整力の活用、揚水発電を昼間に揚水運転することによる蓄電効果の活用、地域間連系線の利用枠の拡大等、既存の系統インフラを最大限活用することによって、需給バランスを確保する。
- ・ 太陽光発電等の導入量の増加に応じて需給計画全般を改善していくことで電力系統を段階的に進化させる将来イメージを検討する。

#### <制度見直し>

電圧変動の課題への対応として、配電電圧の適正範囲（上限電圧）に関する規制の見直しを行うことも有効と考えられる。低圧需要家屋の電圧範囲は、標準電圧 100V に対しては  $101\pm 6V$ 、200V に対しては  $202\pm 20V$  と定められている。これに対して、電圧範囲を適切に広げることができれば、太陽光発電の逆潮流に伴う上限電圧の逸脱機会を抑制し、太陽光発電の出力抑制を回避することが可能となる。

また、系統擾乱時の不要解列防止機能の開発を進めるに当たって、分散型電源の不要解列防止機能の仕様を標準化すると共に、系統連系要件の一つとして、パワーコンディショナへの不要解列防止機能の搭載を規定する。本機能は解列防止に必須の機能であるが、設備費の押し上げ要因となるため、市場の自由意志のもとでは導入が進みにくい。このため、規制的手法によって導入を促進する。

さらに、発電設備を系統へ連系する場合、一般電気事業者との間で事前に系統連系協議を行い、系統アクセス・系統容量に関わる課題や各種の電力品質確保に関わる課題を検証し、連系方法を決定する。現在、系統連系協議手続きは電力事業者によって異なり、標準化されていないため、連系希望者の手続きコスト負担が過大なものとなりがちであり、情報の非対称性により公平な取引条件が阻害されている可能性が指摘されている。そこで、再生可能エネルギーの円滑な導入を実現するためには、系統連系協議手続きを標準化する。

## ②中期的対策（～2020年）

既存インフラを最大限活用するとともに、スマートグリッドの整備を進めることによって、再生可能電力の大量普及に対応する。

#### <インフラ整備>

周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、気象情報と連動した分散エネルギーマネジメント装置、スマートメーター、再生可能電源への出力抑制機能を導

入する。また、蓄熱式ヒートポンプ、電気自動車等の普及により新規需要を創出するとともに、これらをはじめとした需要家設置機器に対して系統との協調制御機能を付加する。具体的には、次世代型電力系統の実現に向けた通過点として、2020年までにスマートメーターの導入率が80%以上となるよう、これらの機器・機能の導入を進める。

また、系統の設備形成に関わる課題に対しては、系統脆弱地域において風力発電等を導入する際には、必要に応じて送配電設備を増強する。

#### <運用改善>

周波数変動等の大局的な課題に対しては、エネルギーマネジメント装置等を活用した柔軟な需給調整を実施し、電気事業者と需要側とが協調した運用を実現する。需給バランスの確保が困難な大型連休等においては、出力抑制も考慮に入れた上で経済合理性を追求しつつ、再生可能エネルギーの最大限の活用を図る。出力抑制の手段としては、電力会社からの制御指令によって実施する方法や、機器出荷時にカレンダーや時計機能を付加させておき、予め設定された対象日に実施する方法等が想定されている。

#### <制度見直し>

- ・ 再生可能電力の円滑な導入を実現するために、需給調整や周波数変更への対応のためのインバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場の基盤整備を図る。
- ・ 需要側での再生可能電力の導入に伴う電力販売量の減少が想定されることから、電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするようなビジネスモデル<sup>37</sup>等、電気事業の構造改革の可能性について検討する。

### ③長期的対策（～2050年）

日本版スマートグリッドを確立し、再生可能電力の更なる大量普及を可能とすることによって、2050年までにゼロカーボン電源による電力供給を実現する。

#### <インフラ整備>

- ・ 電圧変動の課題への対応として、配電電圧の昇圧（6kV/100-200V から 20kV 級/400V への移行）を実施する。太陽光発電等の導入による電圧上昇が抑制されるとともに、配電ロスの減少によって CO<sub>2</sub> 排出削減が可能となる。
- ・ 周波数変動等の電力系統における大局的な課題に対しては、引き続き、エネルギーマネジメント装置、スマートメーター等の導入を促進すると共に、電気自動車等の普及

---

<sup>37</sup> 米国ではオバマ大統領が大統領選挙時の公約として、省エネルギー推進に向けたインセンティブをエネルギー事業者に付与するためのビジネスモデル変革（Flip Incentives）を掲げており、その具体的規制手法として、デカップリングが注目されている。

によって価格低減の見込まれる蓄電池の導入等を実施する。具体的には、2030年までにスマートグリッドの普及率100%を達成するように、これらの設備の導入を進め、頑健な電力システムを構築する。また、地域間連系線を増強し調整力の増加を図る。ただし、連系線の新設にはリードタイムを要することから、導入検討は早い段階から継続的に行っていく。

#### <運用改善>

- ・ エネルギーマネジメント装置を介して、再生可能電力の電源、需要家保有機器、蓄電池等の各種の設備を積極的に活用することによって、供給側と需要側が柔軟に協調した高度な運用システムを実現する。
- ・ 再生可能電力の電源の運用については、給電指令を見直し、経済合理性のもとでの余剰分の抑制を前提として優先稼働とすることが望ましい。

#### <制度見直し>

- ・ インバランス費用負担等について透明性が確保されたオープンな電力市場を確立する。
- ・ 翌日の電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づいた電気料金設定等、電力料金の柔軟な変更による電力需要の間接的制御の導入を行う。

表 6-3 系統連系強化のための段階的アプローチ

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
インフラ整備（インフラ整備に向けた計測・検討等を含む）	<p>≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 電力系統の将来イメージ（スマートグリッド）の検討</li> <li>▶ 再生可能電力の大規模導入時における合成出力の計測</li> <li>▶ 自然変動電源の出力予測システムの開発、必要となる対策量の評価</li> <li>▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメント装置、スマートメーターの仕様の検討</li> <li>▶ 再生可能電力の系統連系のためのパワーコンディショナ（PCS）の出力調整・通信機能の仕様の検討</li> <li>▶ 単独運転検出機能の確立</li> <li>▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の開発</li> <li>▶ 出力変動抑制用蓄電池等の技術検証、併設導入</li> <li>▶ 系統脆弱地域における、必要に応じたアクセス線・変電所建設</li> </ul> <p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配電電圧の昇圧（電圧上昇幅の抑制かつ配電損失の低減が可能となる）の検討</li> <li>▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要）</li> </ul>	<p>≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の開発・導入</li> <li>▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの開発・導入</li> <li>▶ 蓄電池の集中制御・周波数抑制制御方式の検討</li> <li>▶ 蓄電池の部分導入</li> <li>▶ 蓄熱式ヒートポンプやプラグインハイブリッド・EV 車載用電池の導入・活用（充電のみ）</li> <li>▶ 非常電源ストックの活用</li> </ul> <p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配電電圧の昇圧の実施</li> <li>▶ 高圧系統への電圧調整装置（SVC）の設置（※ただし、配電昇圧を実施すれば不要）</li> <li>▶ スマートグリッド（スマートメーター、需要反応、分散型電源・蓄電システムとの協調制御を駆使した系統の柔軟な運用）の実現</li> <li>▶ 系統脆弱地域における、必要に応じた送変電設備増強</li> </ul>	<p>≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 出力調整・通信機能の付加された改良型パワーコンディショナ（PCS）の普及</li> <li>▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及</li> <li>▶ 蓄電池の導入</li> <li>▶ プラグインハイブリッド・EV 車載用電池の活用（充放電）</li> </ul> <p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配電電圧の昇圧の実施</li> <li>▶ スマートグリッドの一層の拡大・進化</li> <li>▶ 地域間連系線の増強</li> </ul>

	短期（～2012年）	中期（～2020年）	長期（～2050年）
運用改善（企画・仕様の統一等を含む）	<p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 電源運用の見直しによる調整力の拡大</li> <li>▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[試用段階]</li> <li>▶ 地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）（※特に風力発電の地域偏在性による連系可能量制約を一時的に緩和することが可能）</li> </ul>	<p>≪主に再生可能電源（・需要側）での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 調整力不足時における自然変動電源の出力抑制・解列</li> </ul> <p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階]</li> <li>▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働）</li> <li>▶ 気象予報等に基づく再生可能電力の発電特性を考慮した系統運用</li> </ul>	<p>≪主に系統側での対策≫</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）[実用段階]</li> <li>▶ 給電指令の見直し（再生可能電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働）</li> </ul>
制度見直し（制度見直しの検討等を含む）	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 系統電圧範囲に関する規制見直し（低圧需要家の適正電圧上限を107Vから110Vにする等）</li> <li>▶ 系統擾乱時の不要解列防止機能の仕様の標準化、連系要件への規定</li> <li>▶ 系統連系協議手続きの標準化</li> <li>▶ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制見直し</li> <li>▶ 地域間連系線の運用状況に関して透明性を高め効率的な運用を実現</li> <li>▶ 連系可能量の算定根拠の公表</li> <li>▶ 蓄電池等設置に関する費用分担・支援策</li> <li>▶ 自然変動電源の出力抑制・解列ルール</li> <li>▶ 保安関連規定の見直し（電気主任技術者兼任要件の見直し、NAS電池併設発電所における危険物取扱者選任の免除等）</li> <li>▶ 系統脆弱地域における、送変電設備増強、アクセス線・変電所建設に関する費用分担・支援策</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の基盤整備</li> <li>▶ 電力販売量と電気事業者の収益とがデカップリングするような仕組み等、電気事業の構造改革の可能性についての検討、実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場の確立。</li> <li>▶ 電力需要と再生可能電力の発電量の予測値に基づき電力料金の柔軟な変更等ができる電気料金制度の導入</li> </ul>

出典) 低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策検討会「低炭素社会構築に向けた再生可能エネルギー普及方策について(提言)」2009年、総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会風力発電系統連系対策小委員会「風力発電系統連系対策小委員会 中間報告書」2005年、新エネルギー財団 新エネルギー産業会議「風力発電システムの導入促進に関する提言」2006年



(参考) 再生可能エネルギーの大量導入のためのエネルギーマネジメントシステムを核とした新たな電力系統

課題の克服に向けたアプローチを実行していくためには、今後構築されていくエネルギーシステムの全体像を具体的なイメージとして捉えておくことも重要である。そこで、課題とその克服に向けたアプローチの結果実現される新たな電力システムのイメージを、改めて以下のとおり整理した。

出力が変動するという特性を抱える太陽光発電や風力発電等の再生可能電力の大規模導入に伴い、電力系統の安定度に影響が生じる可能性が指摘されている。この課題を解決し、再生可能電力の円滑な導入を実現するためには、従来の電力系統の在り方を抜本的に見直し、効率的かつ柔軟なシステムを構築していくことが求められている。特に、住宅・建築物といった需要側において太陽光発電等の電源の大規模導入が見込まれる中では、供給側が従来行ってきた需給調整機能の一部を需要側が分担し、両者が適切かつ柔軟に協調することによって、より効率的、安定的な電力系統を構築することが期待される。

具体的なシステムのイメージ図を以下に示す(図 6-6)。これは、個々の住宅・建築物に設置したエネルギーマネジメント装置を核として、各種通信・制御技術を活用することによって自律・協調的なエネルギーマネジメントを行うシステムであり、需要側が享受するアメニティ(利便性や快適性等)の水準は維持・向上させつつ、再生可能エネルギーの大規模導入を実現することを想定している。

供給側においては、気象予測データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測システムを構築し、これを系統運用計画へ取り込むことによって、発電所の運転パターンや翌日の需要側の機器制御量、エネルギー価格等を計画する。また需要側においては、気象データに基づく再生可能エネルギーの出力・需要予測、系統から提示されるエネルギー価格、制御量を考慮した上で、翌日の機器の運転計画を行う。このように供給側と需要側が協調し、予測・計画・運用を行うことによって、系統安定度を効率的に維持、向上させることが可能となる。

なお、システムの監視・制御の範囲を、エアコンやヒートポンプ給湯器といった電力使用機器に限らず、燃料電池等の他熱源機器も含めることによって、電力系統のより一層の最適化を図ることが可能となる。

また、気象データや再生可能エネルギーの出力データを活用することによって、新たな付加価値を社会に提供することも可能となる。例えば、再生可能エネルギーの出力実績値を、気象条件から見込まれる出力想定値や、近隣に設置された再生可能エネルギーの出力

実績値と比較、検証することによって、当該設備の故障診断に応用することができる。

再生可能エネルギーの大量普及を図るためには、このようなシステムの構築について、早急に検討を開始し、遅くとも 2020 年までにはシステムの実用化・普及が開始され、2030 年には日本全体で新たな社会インフラとして、その活用が図られている必要がある。

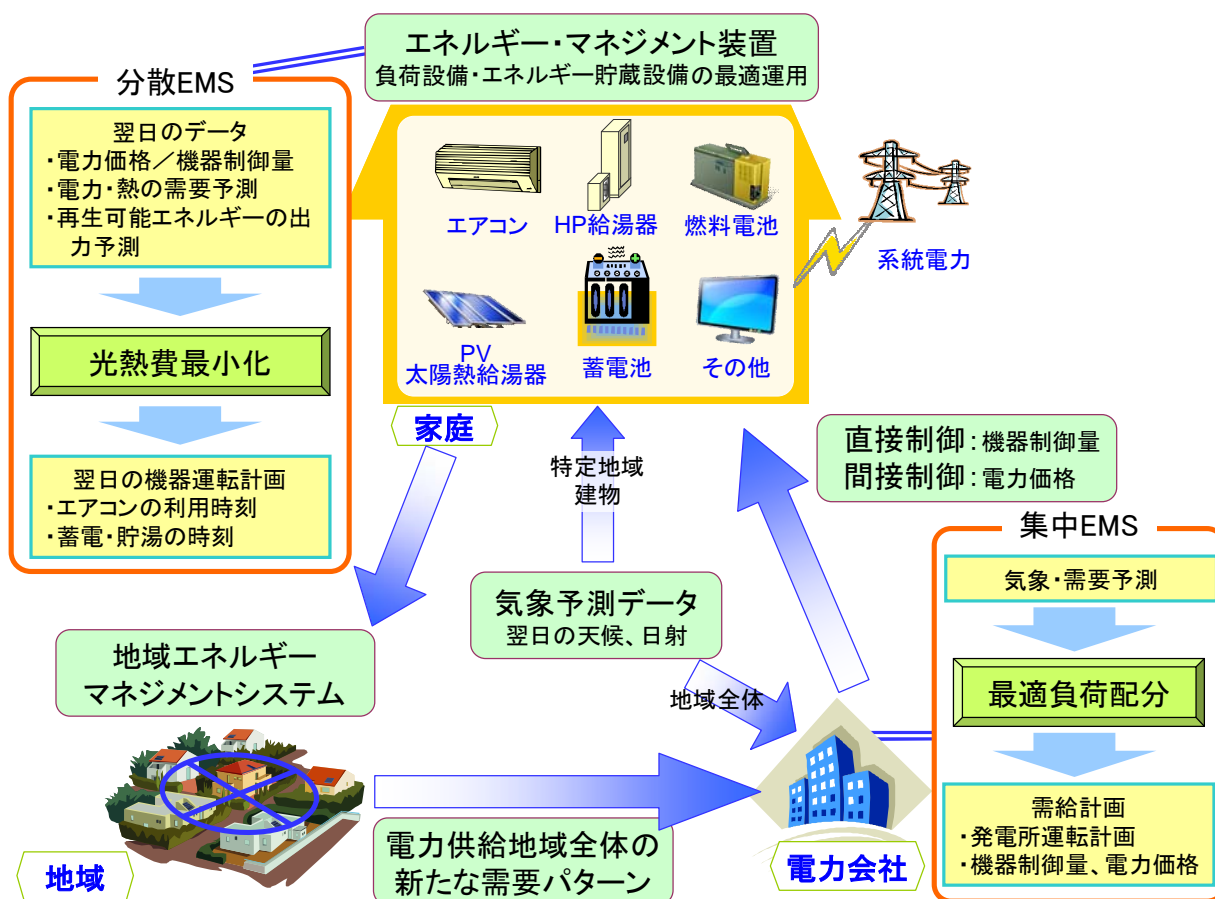


図 6-6 エネルギー・マネジメントシステムを核とした新たな電力系統

出典) Smart Energy Network 研究会 (東京大学生産技術研究所) 資料より MRI 作成

## 6.2 日本国内での系統電力の低炭素化に当たっての費用評価

### (1) 再生可能エネルギー導入に伴う対策費用の定義

6. 1で整理したアプローチを実行するために、太陽光発電及び風力発電を対象として、大量普及の実現に当たって必要となる系統対策費用を試算した。具体的には、対策オプションの違い（主に蓄電池活用・出力抑制の多寡）に応じて、複数のシナリオを設定して試算した。想定した費用項目及び試算ケース（各試算ケースの詳細は、(2)及び(3)に記載）は下記のとおり。

表 6-4 系統対策費用の試算条件

	太陽光発電	風力発電
費用項目	配電対策、蓄電池、太陽光発電・需要制御用装置、火力調整運転、蓄電損失等に係る費用	蓄電池、風車制御機能、調整電源、地域間連系線、気象予測システム活用系統運用システムに係る費用
試算シナリオ	次世代型配電ネットワーク研究会（次世代研）による「出力抑制＋需要創出・活用＋系統側蓄電池シナリオ」の投資額試算に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> <li>次世代研試算の継続延長シナリオ</li> <li>需要家側・系統側での蓄電池の分担設置シナリオ</li> <li>蓄電池非設置シナリオ</li> </ul>	日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会による投資額試算（JWPA・WPDA 試算）に基づき、以下3つのシナリオを設定。 <ul style="list-style-type: none"> <li>JWPA・WPDA 試算の既設連系線利用シナリオ</li> <li>蓄電池容量抑制シナリオ</li> <li>蓄電池非設置シナリオ</li> </ul>

### (2) 太陽光発電の導入に対する系統連系強化対策

#### ① 既往試算事例

##### a) 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

資源エネルギー庁の「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」（以下「コスト負担小委」という。）（2008年度）においては、「長期エネルギー需給見通し」（2008年5月）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 1,432 万 kW、2030 年度 5,321 万 kW を前提として、必要となる系統安定化対策の時系列シナリオについて検討が行われた。同小委員会では、系統安定化対策オプションとして、3つのシナリオを提示している。それぞれのシナリオについて、対策のための設備投資額あるいは総コストを提示し、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である（2030 年度累積費用（2008 年現在価値）4.61～4.72 兆円）と結論付けている。

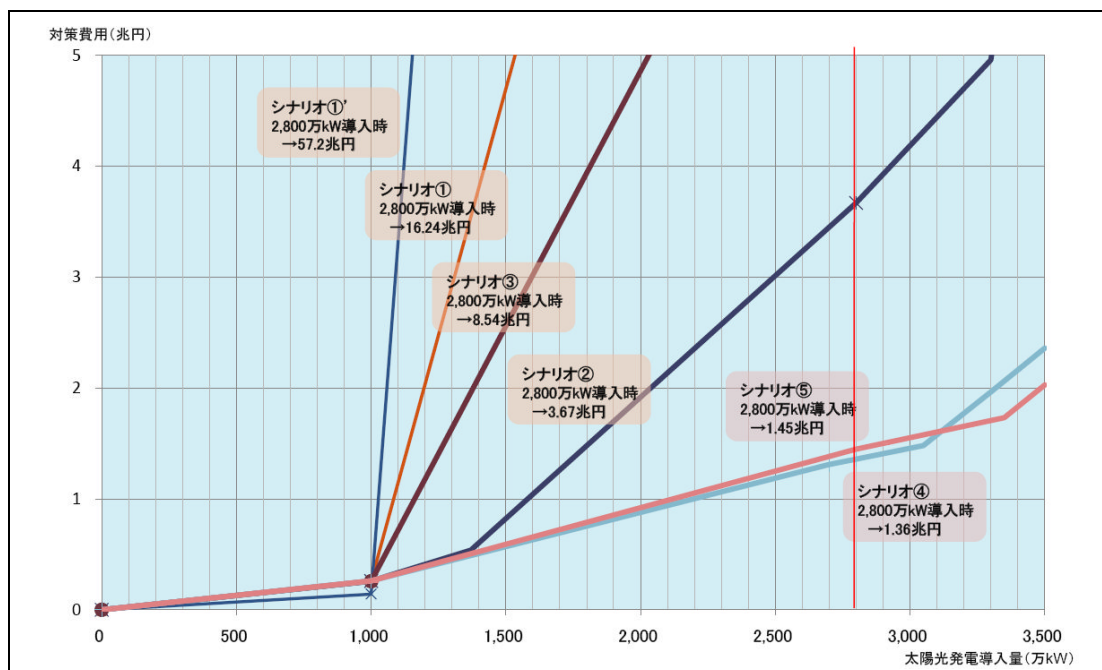
## b) 次世代送配電ネットワーク研究会

また、コスト負担小委に続き、資源エネルギー庁の「次世代送配電ネットワーク研究会」（以下「次世代研」という。）（2009年度）においては、2020年度に2,800万kWの導入を前提として、必要となる系統安定化対策の検討が行われている。コスト負担小委と比較すると、出力抑制対象を端境期まで拡大したシナリオ、太陽光とヒートポンプ・電気自動車等の自律制御を考慮したシナリオが追加され、需要家側との協調システムに関する検討が新たに行われている。「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」（2010年3月）では、それぞれのシナリオについて、2,800万kW導入時及び3,500万kW導入時における総投資額が提示されており、3,500万kW導入時点では、系統側で蓄電池を設置するとともに、需要側で必要に応じた出力抑制及び需要の自律制御を行う場合（シナリオ⑤）が最も経済的な結果となっている。

表 6-5 次世代送配電ネットワーク研究会における検討シナリオ

シナリオ	メリット	デメリット
①特異日 <sup>※1</sup> を含め系統側蓄電池で対応（出力抑制なし）	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●NaS電池の保温電力量が膨大 <sup>※3</sup> 。
①'特異日を含め需要家側蓄電池で対応（出力抑制なし）	○太陽光発電の出力抑制なし。	●余剰電力対策量が膨大。 ●需要家側蓄電池は、系統用蓄電池に比べ蓄電池コストが高い。 ●系統側にも蓄電池の設置が必要。
②特異日における太陽光発電の全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
③特異日における太陽光発電の半量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量が減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が発生。 ●②に比べ余剰電力対策量が増加。 ●蓄電池の利用率は相対的に低くなる可能性。
④特異日＋電力需要の少ない季節（春・秋季）の週末（土曜又は日曜） <sup>※2</sup> における全量出力抑制＋系統側蓄電池による対応	○太陽光発電の出力抑制を行うことで、余剰電力対策量の大幅に減少。	●太陽光発電の出力抑制に伴い機会損失が増加。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。
⑤特異日＋電力需要の少ない季節（春・秋季）の週末（土曜又は日曜）における出力抑制＋電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器への蓄エネルギー＋系統側蓄電池による対応	○電気自動車やヒートポンプ等の蓄エネルギー機器の利用により、蓄電池対策量が大幅に減少。	●電気自動車やヒートポンプ等に蓄エネルギーするための自律制御装置の技術開発が必要。 ●蓄電池量が減少すると周波数調整力の確保が必要。

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」第3回会合資料2



(太陽光発電2,800万kW導入ケース)

(将来価値で試算、単位:兆円)

シナリオ	配電対策※1	蓄電池設置※2	制御システム構築	出力抑制機能PCS※3	需要創出・活用	蓄電池・揚水ロス等※4	火力調整運転	合計	備考
①(出力抑制なし) (系統側蓄電池)	0.32	15.1	0.30	-	-	0.35	0.15	16.2	
①'(出力抑制なし) (需要家側蓄電池)	-	45.4~ 56.7※5	0.30	-	-	0.05	0.15	45.9~ 57.2	
②(特異日出力抑制)	0.32	2.80※6	0.30	0.02	-	0.08	0.15	3.67	・太陽光発電の出力抑制量は7.3億kWh/年
③(特異日半量抑制)	0.32	7.56	0.30	0.02	-	0.19	0.15	8.54	・太陽光発電の出力抑制量は3.6億kWh/年
④(特異日+端境期出力抑制)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	-	0.02	0.15	1.36	・太陽光発電の出力抑制量は15.6億kWh/年
⑤(特異日+端境期出力抑制+需要創出)	0.32	0.55※6	0.30	0.02	0.09※7	0.02	0.15	1.45	・太陽光発電の出力抑制量は9.6億kWh/年

※1: 電圧調整装置(SVC等)が1バンク当たり1台(単価:1500万円)、住宅用太陽光発電の5~8軒で柱上変圧器(単価:20万円)が1台設置されるものとして試算。

※2: 蓄電池システム価格のみの試算であり、別途蓄電池を設置するための用地代が必要。

蓄電池コストはそれぞれ、NaS電池システム価格:4万円/kWh、LiB電池システム価格:10万円/kWhとして試算。

※3: 太陽光発電の導入量が1,000万kWを超えるもの(=1,800万kW)について、出力抑制機能付きPCSが設置されるものとして試算(PCSのコスト上昇分を0.5万円として試算)。

※4: NaS電池の保温のための電力消費分を含む。

※5: 需要家側蓄電池の運用が的確に行われなかった場合への対応として、系統側蓄電池も必要となる可能性あり。

※6: 太陽光発電の導入量が一定量を超過すると、週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ち越すこととなり、余剰電力対策量が飛躍的に増大し、蓄電池設置対策の限界費用が大幅に増加すると見込まれる。LFC容量確保のための蓄電池対策コストも含む。

※7: 太陽光発電とHP/EVの自律制御を行うスマートインターフェースが約300万戸(太陽光導入住宅の約6割)設置されるものとして試算(スマートインターフェースは3万円/台として試算)

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。

8

図 6-7 次世代送配電ネットワーク研究会における各シナリオの費用試算結果

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第3回会合」資料2

## ②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

表 6-6 に示すとおり、出力抑制、需要創出・活用、蓄電池等の系統連系強化対策オプションを組み合わせた対策シナリオは複数想定することが可能である。また、太陽光発電の大量導入時における系統への影響度は特定されておらず、必要となる対策量が不確定であること、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を含む。このため、対策シナリオの社会的費用最小化と実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、上記①b) の次世代研におけるシナリオ⑤の継続延長ケースに加えて、需給調整機能の一部を需要家側で積極的に受け持つケースとして、下表のシナリオ I（出力制御＋新規需要創出・活用＋需要家側蓄電池＋系統側蓄電池分担）及びシナリオ II（出力抑制＋新規需要創出・活用）という 2 つのシナリオを想定し、系統連系強化策費用の試算を行った（表 6-6）。

表 6-6 連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

シナリオ		出力抑制	新規需要 創出・活用 (HP・EV等)	需要家側 蓄電池	系統側 蓄電池
次世代送 配電ネット ワーク研究 会	シナリオ①: 出力抑制なし (系統側蓄電池)				○
	シナリオ①: 出力抑制なし (需要家側蓄電池)			○	
	シナリオ②: 特異日出力 抑制	○ (特異日)			○
	シナリオ③: 特異日半量 出力抑制	○ (特異日半量)			○
	シナリオ④: 特異日・端境期 出力抑制	○ (特異日＋端境期)			○
その他	シナリオ⑤: 特異日・端境期 出力抑制＋EV等	○ (特異日＋端境期)	○		○
	シナリオ I: 需要家側 蓄電池・系統側蓄電池	○ (特異日＋端境期)		○	○
	シナリオ II: 蓄電池非設置	○ (通年)	○		

その結果、25%①ケースにおける太陽光発電の目標量（3,700 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 2.65 兆円、シナリオ I では 2.33 兆円、シナリオ II では 1.33 兆円と試算された。25%②ケースにおける太陽光発電の目標量（4,200 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 3.67 兆円、シナリオ I では 2.99 兆円、シナリオ II では 1.56 兆円と試算された。25%③ケースにおける太陽光発電の目標量（5,000 万 kW）達成のために必要となる系統連系強化策の累積コストは、シナリオ⑤の継続延長ケースでは 5.37 兆円、シナリオ I では 4.12 兆円、シナリオ II では 1.95 兆円と試算された。



表 6-7 システム連系強化策費用の試算条件：太陽光発電

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> <li>2020年2,800万kW、2020年3,500万kWの2ケース</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>以下の3ケースを設定。</li> <li>25%①：2020年3,700万kW</li> <li>25%②：2020年4,200万kW</li> <li>25%③：2020年5,000万kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
配電対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>柱上変圧器を住宅用太陽光発電5～8軒ごとに設置。単価は20万円/台。</li> <li>電圧調整装置（SVC等）をバンクあたり1台設置。</li> <li>0.55兆円（PV2,800万kW導入時）→1.1万円/kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。</li> <li>→2011～2020年度累積費用（将来価値）</li> <li>25%①：0.39兆円</li> <li>25%②：0.45兆円</li> <li>25%③：0.54兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統側へNaS電池を設置。</li> <li>PV1,000万kW導入時点からLFC容量確保用として導入開始と読み取れる。</li> <li>PV2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として導入。</li> <li>PV約3,350万kW導入時点から余剰対策量が飛躍的に増大（週末に発生した余剰電力を平日に消費しきれず翌週に持ちこすこととなる）。</li> <li>NaS電池の単価は4万円/kWh。ただし用地代を除く。</li> <li>PV追加容量あたり電池追加量は以下のとおり推計される</li> <li>1,000～2,900万kW ：0.8kWh(NaS)/kW(PV)</li> <li>2,900～3,350万kW ：0.4kWh(NaS)/kW(PV)</li> <li>3,350万kW～ ：4kWh(NaS)/kW(PV)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>PV2,900万kW導入時点までは、左記と同様に、LFC容量確保用としてNaS電池の設置を想定。</li> <li>それ以降の余剰電力対策用としては、大規模発電所要量は系統側NaS電池、住宅・建築物等用は需要家側Li電池の設置を想定。</li> <li>3.0時間分の蓄電池を等加速度で導入するものと想定。</li> <li>蓄電池の単価は、NaS電池は左記と同じく4万円/kWh。Li電池は2011～2019年度：4.24～2.96万円/kWh、2021～2030年度：2.5万円/kWhと想定。</li> <li>→2011～2020年度累積費用（将来価値）</li> <li>25%①：0.98兆円</li> <li>25%②：1.41兆円</li> <li>25%③：2.14兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>左記のシナリオでは大量導入時における対策費用の蓄電池負担が支配的。</li> <li>費用抑制の観点から、電池を除外し、出力抑制。</li> <li>→累積費用は以下のとおり。</li> <li>25%①：0兆円</li> <li>25%②：0兆円</li> <li>25%③：0兆円</li> </ul>
出力抑制機能付パワコン	<ul style="list-style-type: none"> <li>PV1,000万kW導入時点から出力抑制機能付PVパワーコンディショナを設置。コスト上昇分は0.5万円/台。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。</li> <li>→2011～2020年度累積費用（将来価値）</li> <li>25%①：0.03兆円</li> <li>25%②：0.04兆円</li> <li>25%③：0.05兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
出力抑制による機会損失	<ul style="list-style-type: none"> <li>PV2,800万kW導入時（出力抑制対象1,900万kW）に9.6億kWh/年、3,500万kW導入時（出力抑制対象2,500万kW）に14.1億kWh/年。</li> <li>→出力抑制対象の出力抑制率：5.2%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>出力抑制による発電機会の損失費用を計上。</li> <li>出力抑制率は左記の5.2%を想定。</li> <li>→2011～2020年度累積費用（将来価値）</li> <li>25%①：0.21兆円</li> <li>25%②：0.28兆円</li> <li>25%③：0.40兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>

	シナリオ⑤ 特異日・端境期出力抑制+EV等	シナリオⅠ 需要家側・系統側蓄電池分担設置	シナリオⅡ 蓄電池非設置
需要創出・活用	<ul style="list-style-type: none"> <li>電気自動車やヒートポンプ等の電力貯蔵機器へのエネルギー貯蔵。</li> <li>自律制御用スマートインターフェースをPV導入住宅の約6割に設置。費用は3万円/台。</li> <li>0.09兆円 (PV2,800万kW導入時) →0.32万円/kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価、導入開始点を用いて算出。</li> <li>→2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：0.15兆円</li> <li>25%②：0.17兆円</li> <li>25%③：0.20兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
蓄電池・揚水ロス	<ul style="list-style-type: none"> <li>NaS電池の保温用消費電力を含む。</li> <li>0.02兆円 (PV2,800万kW導入時)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> <li>→2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：0.02兆円</li> <li>25%②：0.03兆円</li> <li>25%③：0.03兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池の導入を想定していないため、ロスは想定しない。(揚水ロスは無視)</li> <li>→累積費用は以下のとおり。</li> <li>25%①：0兆円</li> <li>25%②：0兆円</li> <li>25%③：0兆円</li> </ul>
制御システム構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>0.30兆円 (PV2,800万kW導入時) →1.1万円/kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。</li> <li>→2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：0.37兆円</li> <li>25%②：0.42兆円</li> <li>25%③：0.51兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
火力発電による調整運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>0.15兆円 (PV2,800万kW導入時) →0.53万円/kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>各年の対策量はPV導入量に比例するとして、左記より推計した単価を用いて算出。</li> <li>→2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：0.18兆円</li> <li>25%②：0.21兆円</li> <li>25%③：0.25兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
総額	<ul style="list-style-type: none"> <li>1.45兆円 (PV2,800万kW導入時) →対策の継続延長を前提とした場合の2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：2.65兆円 (2020年3,700万kW)</li> <li>25%②：3.67兆円 (2020年4,200万kW)</li> <li>25%③：5.37兆円 (2020年5,000万kW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：2.33兆円 (2020年3,700万kW)</li> <li>25%②：2.99兆円 (2020年4,200万kW)</li> <li>25%③：4.12兆円 (2020年5,000万kW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2011～2020年度累積費用(将来価値)</li> <li>25%①：1.33兆円 (2020年3,700万kW)</li> <li>25%②：1.56兆円 (2020年4,200万kW)</li> <li>25%③：1.95兆円 (2020年5,000万kW)</li> </ul>

※25%①：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース、25%②：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース、25%③：国際貢献、吸収源を含まないケース

出典)「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム第3回会合」資料2を基にMRI作成



また、対策費用の年次推移を図 6-8 に示す。

<2020 年度 25%①ケース>

シナリオ⑤及びシナリオ I の場合、2013 年度（累積導入量 1,000 万 kW 超過時点）から蓄電池の導入が開始される。さらに 2018 年度（同 2,900 万 kW 超過）から余剰電力対策用の蓄電池導入が開始され、2019 年度（同 3,350 万 kW 超過）以降は余剰対策量が飛躍的に増加する結果、対策費用が増大する。ただし、シナリオ I ではリチウムイオン電池の習熟効果によって、2019 年度以降の上乗せ費用は経年的に鈍化していく。

<2020 年度 25%②ケース>

25%①ケースと比較すると太陽光発電の導入が進展する結果、蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2017 年度、余剰対策量の増加開始年は 2018 年度へと、それぞれ 1 年ずつ早まる結果となる。

<2020 年度 25%③ケース>

蓄電池の導入開始は 2012 年度、余剰電力対策用の導入開始は 2016 年度、余剰対策量の増加開始年は 2017 年度となる。

このうち、シナリオ II では、積極的に出力抑制を行うことで系統連系強化を図るものであり、2020 年度 5,000 万 kW の場合でも系統側にも需要家側にも蓄電池は一切設置していない。対策としては、蓄電池を設置するよりも安い対策のみを想定しており、太陽光発電の導入量の多寡に応じての出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であるとした。よって、費用は 25%③ケースであっても、低い水準に抑えられることとなる。ただし、出力抑制に当たっては、技術的な課題もさることながら、抑制された発電に関する機会損失をいかに保障するかについての仕組みの検討が必要となる。

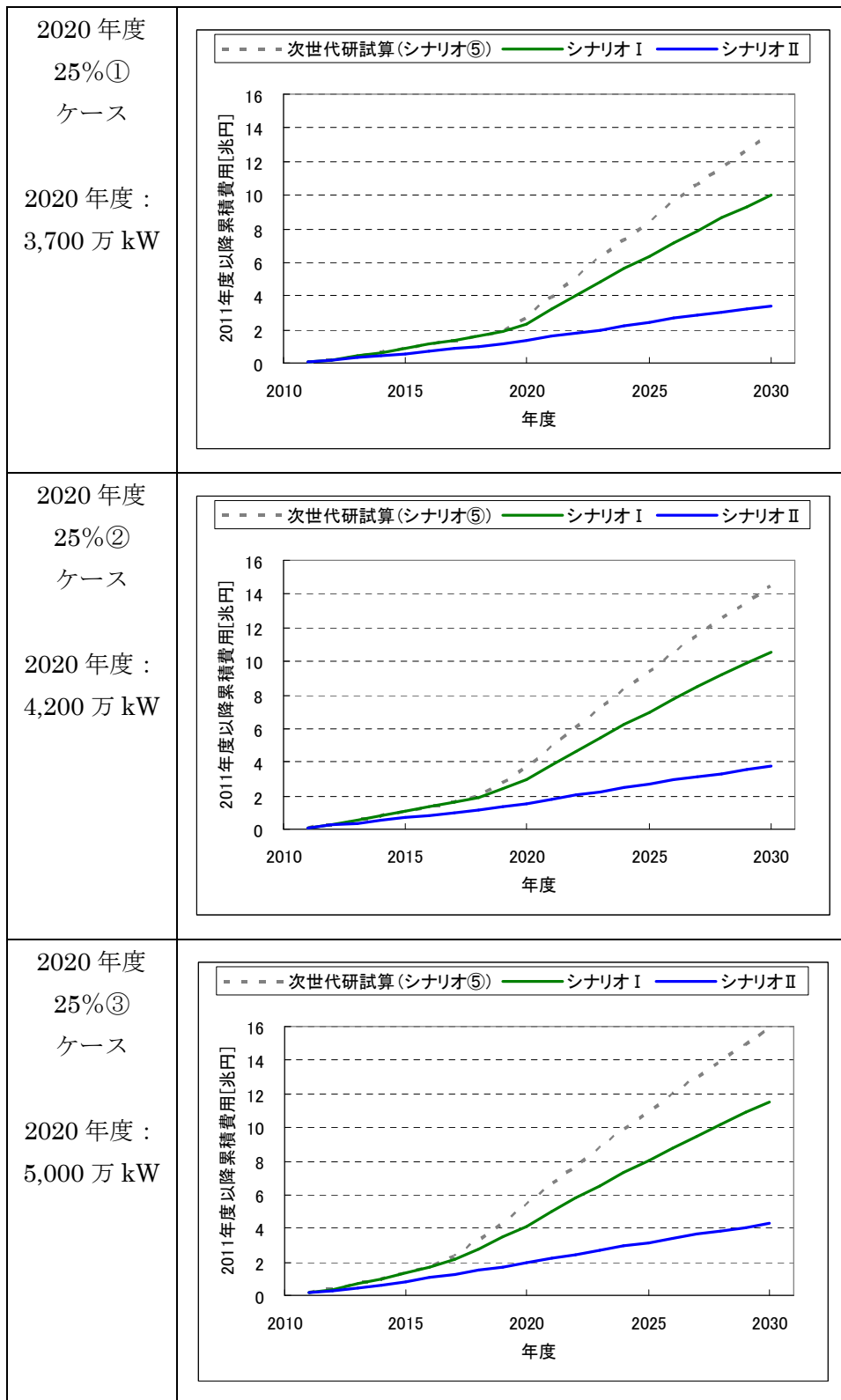


図 6-8 系統連系強化策費用の試算結果：太陽光発電

### (3) 風力発電の導入に対する系統連系強化策

#### ① 既往試算事例

##### a) 新エネルギー部会

資源エネルギー庁の新エネルギー部会では、第7回新エネルギー部会（2001年6月）において、2010年度の風力発電の累積導入量300万kWの実現に向けて必要となる系統連系費用の総額を2,200～5,500億円（ウィンドファームと既存の送電線をつなぐアクセス線の費用440億円を含む）と試算している。

表 6-8 系統連系強化策費用の試算例：新エネルギー部会

導入量目標		2010年度：300万kW
系統関係費用（10年間）		2,230～5,480億円
系統アクセス費用		440億円
安定化	調整電源（25～150万kW）	500～3,000億円
対策費用	電圧調整：SVC（静止型無効電力補償装置）	135億円
系統強化費用		1,155～1,875億円

出典）総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会「新エネルギー部会報告書」参考資料3（2001年6月）よりMRI作成

##### b) 日本風力発電協会・風力発電事業者懇話会

関連業界団体では、日本風力発電協会（JWPA）及び風力発電事業者懇話会（WPDA）が、風力発電の累積導入量500～5,000万kWまでの範囲を対象として、風力発電の地域別ポテンシャルに基づき地域別導入量を設定した上で、必要となる系統対策費用を500万kWごとに試算している（以下「JWPA・WPDA試算」という）。

短周期変動対策（LFC<sup>38</sup>容量不足への対策）としては、ウィンドファーム間の平滑効果を考慮して小規模蓄電池システムの併設を、長周期変動対策（下げ代<sup>39</sup>不足への対策）としては、気象情報に基づく発電電力予測システムを活用した上で、特定日の深夜帯における最大出力制限運転（定格の50%）、大規模蓄電設備（揚水発電所など）と地域間連系線の活用による広域運営を基本としている。

同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設の地域間連系線は使用できず、必要となる地域間連系線熱容量のすべてを新增設で賄う場合と、既設の地域間連系線熱容量の20%を使用可能とし、残りの必要量を新增設で賄う場合との2通りのシナリオを設定し、例えば2,500万kW導入時の総費用は3.83（既設連系線熱容量の20%使用可の場合）～5.44兆円（既設連系線使用不可の場合）と試算している。ただし、本試算値は、系統連系費用

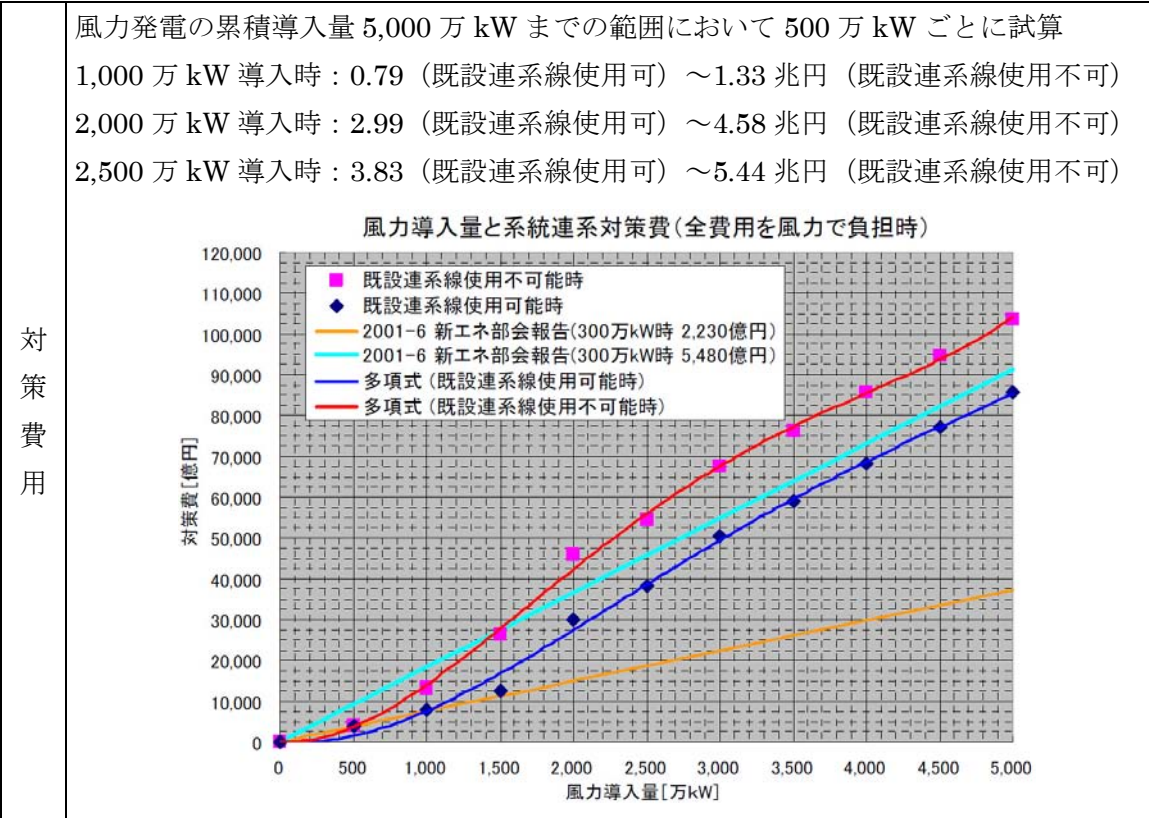
<sup>38</sup> 負荷周波数制御（LFC: Load Frequency Control）：電力系統の周波数変動を感知し、発電機出力を自動制御する制御方式。数分～20分程度の周期の変動を抑制する。

<sup>39</sup> 下げ代：夜間等の軽負荷時に、火力発電等の出力低減によって制御可能なマイナス方向の調整余力。

(アクセス線費用)を含めた費用であることから、系統安定化対策費用に限定すると、必要費用は同試算値より小さな値となる。また、同試算では蓄電池システムの習熟効果が考慮されておらず、今後は習熟効果により費用の低減が見込まれる。

表 6-9 系統連系強化策費用の試算例：JWPA・WPDA 試算

<p>導入目標</p>	<p>2020年：1,000万kW以上 2030年：2,000万kW以上 2050年：2,500万kWを最低限とし5,000万kWを目指す</p>
<p>対策オプション</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>アクセス線：風車専用アクセス線の新設</li> <li>風車制御：長周期変動対策としての深夜帯最大出力制限（50%）機能の活用、電圧変動対策としての無効電力制御機能の活用</li> <li>蓄電池：短周期変動対策としての出力変動緩和制御用蓄電池の併設（20%kW・1h）</li> <li>調整電源：長周期・短周期変動対策としての揚水発電の新増設</li> <li>広域系統運用：長周期変動対策としての地域間連系線の新增設+既設連系線の活用、気象予測システムによる広域系統運用</li> <li>2030年までに全風力発電所更新、ほとんどの他発電設備更新</li> </ul> <div data-bbox="395 1055 1150 1093" style="background-color: #008080; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> <b>風力発電設備容量と系統連系対策方式例（25,000MW導入時）</b> </div> <p><b>風力発電設備 = 25,000MW</b> 深夜帯最大出力制限 = 12,500MW</p> <p><b>蓄電池システム = 5,000MW</b> <b>新設会社間連系線 = 1,000MW</b> <b>新設揚水発電所 = 3,400MW</b></p> <p>最終段階の発電設備容量 = 61,834MW 風力導入目標 = 3,200MW 深夜対策 = 1,600MW + 1,600MW</p>



なお現在は、電力会社間で既設の地域間連系線を活用した取組が行われている。北海道電力と東京電力では、北海道地域内における風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。同試験は、地域間連系線を通じて、東京電力が北海道電力から一定規模の電力を受電することによって、北海道電力の調整力を拡大し、風力発電の新規連系容量の拡大を実現するものであり、2014年度を目途に合計10～20万kW程度を目標に風力発電を新規導入する。また、東北電力と東京電力の2社についても、風力発電導入拡大に関する実証試験の検討を進めている。

②系統連系強化策シナリオの設定・費用試算

短周期変動対策、長周期変動対策、電圧変動対策等の系統連系強化策オプション及び各オプションを組み合わせたシナリオは複数想定することが可能であり、風力発電の導入時期や導入量レベルに応じて講ずべき対策シナリオの内容は変化していく。さらに、風力発電の大規模導入時におけるウィンドファーム間での合成出力の平滑化効果等の特性は特定されておらず、必要な対策量には不確実性を伴うこと、また、対策オプションの中には、蓄電池など習熟効果により価格低減が見込まれる技術が含まれていることから、一般に、各種の対策費用の試算値は不確実性を伴う。このため、対策シナリオの社会的費用最小化及び実現可能性について、透明性の高い検討が必要と考えられる。

そこで本検討では、ウィンドファーム側において必要に応じて出力抑制を実施すると共に、系統側において既存インフラの有効活用した上で広域運用を実施することによって、系統対策費用の抑制を図るという考え方にに基づき、シナリオを設定した。具体的には、JWPA・WPDA 試算の既設連系線活用シナリオを参照した上で、以下の2つのシナリオ（シナリオⅠ及びシナリオⅡ）を設定した（表 6-10 参照）。

なお、前節で示した既存事例のうち、新エネルギー部会の試算は、累積導入量 300 万 kW を前提とした試算であり、本検討会の目標よりも小さいため、これに基づいて試算を行うには不確実性が高いと判断した。一方、JWPA・WPDA 試算は、累積導入量 5,000 万 kW までの範囲で費用試算が行われており、本検討会の目標は同試算の範囲に含まれる。同試算では、地域間連系線の活用に関して、既設連系線の利用可否別に 2 通りのシナリオが設定されているが、近年、既設連系線の活用に向けた検討が進めていることから、本調査では、既設連系線活用シナリオを参照した。

表 6-10 系統連系強化策オプションの組合せによるシナリオ候補

		風車制御				SVC	蓄電池	揚水発電	地域間連系線	系統運用制御設備
		出力上昇率制限	最大出力抑制	無効電力制御	解列					
対策領域	短周期変動対策	○	△		○		◎	◎	△	△
	長周期変動対策		○		○		※	◎	○	○
	電圧変動対策			○	○	○	○	△		
シナリオ	JWPA・WPDA 試算	既設地域間連系線利用なし	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設	○
		既設地域間連系線利用あり	○	○ 深夜のみ	○		○ 個別制御	○	○ 新設+既設利用	○
	シナリオⅠ :蓄電池削減	○	○ 任意時間帯	○		○ グループ制御	○	○ 新設+既設利用	○	
	シナリオⅡ :蓄電池非設置	○	○ 任意時間帯		○	○	○	○ 新設+既設利用	○	

※本検討で想定した蓄電池は短周期変動対策用の小容量システムであるが、大容量化により長周期対応も可能となる。

#### <風力連系対策シナリオⅠ：蓄電池削減シナリオ>

蓄電池の制御方式の見直しにより、個々のウィンドファーム単位ではなく系統全体の最適化の視点から出力変動緩和を図ることを想定したシナリオである。

風力発電の連系に当たり、系統安定化対策として蓄電池の導入が必要とされる場合、現状では、蓄電池を個々のウィンドファームに併設し、その出力変動を個別制御することとなっている。しかしながら、周波数調整力の不足や余剰電力の発生といった課題は、局地的な要因ではなく、系統全体の需給アンバランスによって生じる課題であるため、風力発電の出力変動対策は必ずしも個々のウィンドファーム単位で行う必要はない。また、風力発電の大規模導入時においては、広範囲の多くの風力発電の出力を合成すると、短い周期の変動が打ち消しあい、変動が緩和される“平滑化効果”が働くことが見込まれる。このため、本シナリオでは、複数のウィンドファームを群制御することによって、特に短周期

変動対策量が緩和されることを想定した。

また、風力発電と太陽光発電とでは、大規模導入時における LFC 容量不足の発生時間帯が必ずしも一致しないと考えられることから、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池を利用することを想定した。

これらの想定に基づき、蓄電池の必要量を JWPA・WPDA 試算の半分と設定した。

そのうえで、蓄電池の単価についても、習熟効果を考慮して、太陽光発電に関する系統対策費用試算で用いたリチウムイオン電池の単価見通しを採用した。

また、深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には、最大出力抑制運転を実施することを想定した。

#### <風力連系対策シナリオⅡ：蓄電池非設置シナリオ>

ウィンドファームの増加によって得られる出力の平滑化効果をさらに大きく想定し、また必要に応じて積極的に出力抑制を行うことで系統安定化を図ることを想定したシナリオである。

具体的には、蓄電池は設置せず、短周期変動対策として、風車の出力上昇率制限運転、最大出力抑制運転、解列といった各種の出力抑制対策を実施することとし、ウィンドファームの増加に応じて、出力抑制を行う日や時間を段階的に増やしていくことで対応可能であると想定した。

また、電圧変動対策として SVC（静止型無効電力補償装置）を設置することとした。

各シナリオについて、風力発電の累積導入量 500 万 kW ごとに系統対策費用を試算し、間を線形補完することによって、累積導入量と対策費用との関係を試算した。その結果、2020 年度の導入目標値である 1,131 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 0.48 兆円、シナリオⅠでは 0.20 兆円、シナリオⅡでは 0.10 兆円と試算された。また、2030 年度の導入目標値である 2,690 万 kW の実現に必要な系統連系強化対策の累積費用は、JWPA・WPDA 試算（風車専用アクセス線費用を除く）では 3.53 兆円、シナリオⅠでは 2.66 兆円、シナリオⅡでは 2.44 兆円と試算された。各シナリオとも、2023 年度（累積導入量 1,500 万 kW 超過時点）から地域間連系線の新設が本格化し、対策費用は飛躍的に増加する結果となる。



表 6-11 系統連系強化対策費用の試算条件：風力発電

	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
導入量	<ul style="list-style-type: none"> <li>500 万 kW から 5,000 万 kW まで 500 万 kW 単位。地域別に陸上風力及び洋上風力の容量を推定（ウィンドファームあたり容量は、陸上 20MW/ヶ所、洋上 50MW/ヶ所）。年次展開はされておらず。</li> <li>→右記のケースを採用し年次展開</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>以下の 1 ケースを設定 (25% ①、25%②、25%③で共通)</li> <li>2020 年度 1,131 万 kW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>長周期変動対策として、深夜帯の最大出力制限運転を実施（最大出力を定格の 50%へと抑制）。</li> <li>費用計上せず。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>深夜時間帯に限らず LFC 容量不足時には最大出力抑制運転を実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>最大出力制限運転、出力上昇率制限運転、解列を実施。</li> </ul>
電圧変動対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>電圧変動対策として、風車の無効電力制御機能を活用（別置 SVC は考慮せず）。</li> <li>費用計上せず。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>SVC を設置。</li> <li>単価は新エネ部会資料（風力 300 万 kW 導入時の SVC 費用 135 億円）に基づき設定：4.5 百万円/MW →2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円</li> </ul>
蓄電池システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>短周期変動対策として、ウィンドファーム単位での出力変動緩和制御蓄電池（20%kW、1 時間容量）を併設。</li> <li>単価：50 百万円/MW（風車容量）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>複数のウィンドファーム群の制御の実施、太陽光発電の対策用として系統側に設置される蓄電池の利用を想定。</li> <li>蓄電池の必要量は左記の半分と設定。</li> <li>単価は 2011～2030 年度 4.3～2.2 万円/kWh と想定。</li> <li>→2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.14 兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>蓄電池は設置せず。</li> </ul>
調整電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>長周期及び短周期変動対策に最も適した、揚水発電を新設。</li> <li>単価：200 百万円/MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> <li>→2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.04 兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
地域間連系線	<ul style="list-style-type: none"> <li>長周期変動対策として、地域間連系線を活用した広域運用を実施。対策量は下記のとおり推計。</li> <li>まず、現状の風力受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量を推計。 受入れ可能量 = (最大電力 × 40% - 原子力容量 + 揚水容量) × 20% 深夜帯地域間送電可能量 = 地域間連系線容量 × 20%</li> <li>次に、深夜帯最大出力から、受入れ可能量、深夜帯地域間送電可能量、揚水新設量を減ずることにより、地域間連系線の新設量を推計。</li> <li>単価：直流 300 百万円/MW、交流 400 百万円/MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> <li>→2020 年度累積費用（将来価値）：0 兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>



	JWPA・WPDA 試算/ 既設地域間連系統線利用シナリオ	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
系 統 運 用 制 御 設 備	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 気象予測システム、需給計画システム等の系統運用制御設備の新增設及び改修。</li> <li>・ 単価：100 万円/√MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 同左</li> <li>→2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.02 兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 同左</li> </ul>
総 額	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ JWPA・WPDA による累積費用試算結果（将来価値）：1,000 万 kW 導入時 0.79 兆円、1,500 万 kW 導入時 1.25 兆円（風車専用アクセス線費用含む）</li> <li>→同等の対策を前提とした場合の 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.48 兆円（風車専用アクセス線費用を除く）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.20 兆円</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2011～2020 年度累積費用（将来価値）：0.10 兆円</li> </ul>

※系統連系対策として、主要変電所までの風車専用アクセス線（66kV）を新設する場合、必要費用は2011～2020年度累積（将来価値）で0.20兆円と推計される。（単価は50百万円/km、敷設距離は陸上10km/ヶ所、洋上20km/ヶ所と想定）

出典) 日本風力発電協会「風力発電導入目標値と系統連系対策費」（2008年7月）及び有識者ヒアリングよりMRI作成

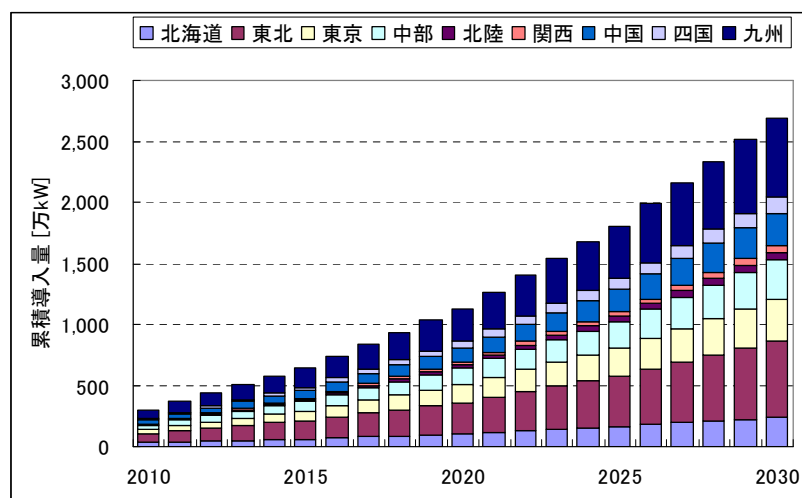
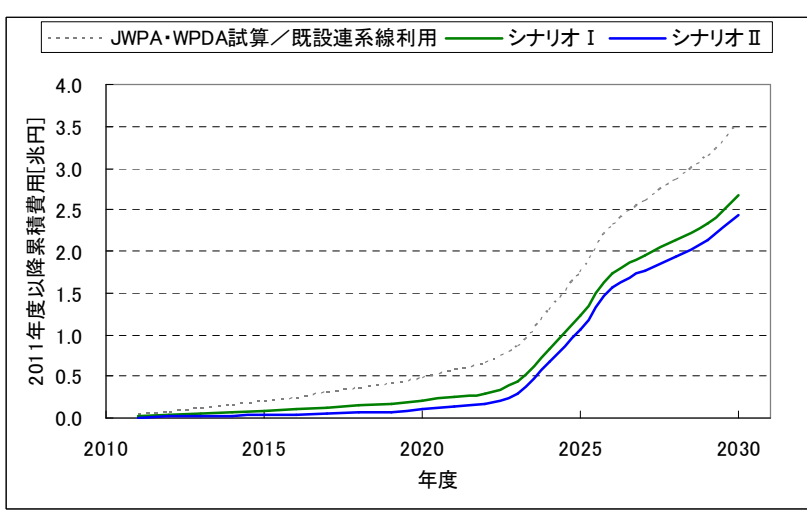


図 6-9 風力発電の地域別導入量の想定



年度	累積導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円(将来価値)]		
		JWPA・WPDA試算／既設連系線利用	シナリオ I 蓄電池削減	シナリオ II 蓄電池非設置
2011	368	0.04	0.02	0.01
2012	436	0.07	0.03	0.01
2013	504	0.11	0.05	0.02
2014	572	0.15	0.06	0.02
2015	640	0.19	0.08	0.03
2016	738	0.24	0.10	0.04
2017	836	0.29	0.12	0.05
2018	934	0.35	0.14	0.06
2019	1,032	0.41	0.17	0.08
2020	1,130	0.48	0.20	0.10
2021	1,266	0.57	0.24	0.13
2022	1,402	0.66	0.29	0.16
2023	1,538	0.85	0.43	0.29
2024	1,674	1.30	0.83	0.67
2025	1,810	1.75	1.22	1.06
2026	1,986	2.32	1.73	1.56
2027	2,162	2.61	1.95	1.76
2028	2,338	2.87	2.14	1.94
2029	2,514	3.13	2.34	2.13
2030	2,690	3.53	2.66	2.44

図 6-10 系統連系強化対策費用の試算結果：風力発電

※JWPA・WPDA 試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統連系強化対策費用

#### (4) まとめ

2020年度の太陽光発電及び風力発電の導入目標の達成に必要な系統連系強化対策費用は、それぞれ下表のとおり試算された(表 6-12)。

なお、系統連系強化対策は、個々の発電設備単位での対策、連系点及び近傍系統を中心としたローカルな対策、系統全体・需要家も含めたネットワーク全体での対策の組合せによって構築されており、特にネットワーク全体での対策については、太陽光発電と風力発電に共通するものである。このため、最適な系統連系強化対策を立案するためには、個々の再生可能エネルギーについて独立に検討を行うのではなく、対策の必要性のあるエネルギー種について、対策の相乗効果等を考慮し、共通的な視点から検討されることが望ましい。

表 6-12 系統連系強化対策費用の試算結果(2011~2020年度の累積費用)

		25%①ケース	25%②ケース	25%③ケース
太陽光 発電	費用	1.33~2.65 兆円 (1.06~2.04 兆円)	1.56~3.67 兆円 (1.24~2.79 兆円)	1.95~5.37 兆円 (1.55~4.07 兆円)
	導入量	3,700 万 kW	4,200 万 kW	5,000 万 kW
風力 発電	費用	0.10~0.48 兆円 (0.08~0.38 兆円)		
	導入量	1,130 万 kW		
合計	費用	1.43~3.12 兆円 (1.14~2.41 兆円)	1.66~4.14 兆円 (1.32~3.16 兆円)	2.05~5.84 兆円 (1.63~4.45 兆円)

※費用：上段は将来価値(発生時点の費用の累積値)、下段括弧付きは2010年価値(発生時点の費用を4%の割引率で割戻した累積費用)。

※25%①：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース

25%②：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース

25%③：国際貢献、吸収源を含まないケース

表 6-13 系統連系強化対策費用の試算結果（ケース別・年度別）

年度	太陽光発電												風力発電			
	25%①ケース				25%②ケース				25%③ケース				3ケース共通			
	累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]			累積 導入量 [万kW]	累積費用(2011年～) [兆円]		
次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	次世代 研試算 シナリオ⑤		シナリ オI 蓄電池 分担 設置	シナリ オII 蓄電池 非設置	JWPA・ WPDA 試算 既設 連系線 利用 (注)		シナリ オI 蓄電池 削減	シナリ オII 蓄電池 非設置	
2011	639	0.11 0.10	0.11 0.10	0.10 0.10	687	0.12 0.12	0.12 0.12	0.12 0.11	767	0.15 0.14	0.15 0.14	0.14 0.14	368	0.04 0.03	0.02 0.05	0.01 0.01
2012	966	0.21 0.20	0.21 0.20	0.21 0.20	1,063	0.26 0.25	0.26 0.25	0.24 0.23	1,224	0.37 0.35	0.37 0.35	0.30 0.28	436	0.07 0.07	0.03 0.10	0.01 0.01
2013	1,297	0.42 0.38	0.42 0.38	0.32 0.30	1,442	0.52 0.47	0.52 0.47	0.38 0.35	1,683	0.68 0.63	0.68 0.63	0.47 0.43	504	0.11 0.10	0.05 0.15	0.02 0.02
2014	1,632	0.65 0.58	0.65 0.58	0.45 0.40	1,826	0.78 0.70	0.78 0.70	0.52 0.47	2,147	1.01 0.91	1.01 0.91	0.65 0.59	572	0.15 0.13	0.06 0.19	0.02 0.02
2015	1,969	0.88 0.77	0.88 0.77	0.57 0.51	2,211	1.05 0.92	1.05 0.92	0.67 0.59	2,613	1.35 1.18	1.35 1.18	0.84 0.74	640	0.19 0.16	0.08 0.24	0.03 0.03
2016	2,314	1.13 0.96	1.13 0.96	0.71 0.62	2,605	1.34 1.15	1.34 1.15	0.83 0.72	3,086	1.67 1.44	1.66 1.43	1.04 0.90	738	0.24 0.21	0.10 0.30	0.04 0.04
2017	2,668	1.38 1.16	1.38 1.16	0.86 0.73	3,008	1.62 1.36	1.62 1.36	1.00 0.85	3,570	2.29 1.91	2.13 1.78	1.25 1.06	836	0.29 0.25	0.12 0.36	0.05 0.04
2018	3,024	1.63 1.34	1.62 1.34	1.01 0.84	3,412	1.96 1.61	1.90 1.56	1.18 0.98	4,054	3.30 2.65	2.79 2.27	1.48 1.23	934	0.35 0.29	0.14 0.42	0.06 0.05
2019	3,379	1.89 1.52	1.85 1.49	1.17 0.95	3,815	2.80 2.20	2.44 1.94	1.36 1.11	4,538	4.32 3.36	3.45 2.74	1.71 1.39	1,032	0.41 0.33	0.17 0.48	0.08 0.06
2020	3,744	2.65 2.04	2.33 1.82	1.33 1.06	4,229	3.67 2.79	2.99 2.32	1.56 1.24	5,032	5.37 4.07	4.12 3.19	1.95 1.55	1,130	0.48 0.38	0.20 0.54	0.10 0.08
2021	4,383	3.93 2.87	3.23 2.40	1.57 1.22	4,853	4.93 3.61	3.88 2.89	1.81 1.40	5,629	6.61 4.87	4.99 3.75	2.21 1.72	1,266	0.57 0.44	0.24 0.62	0.13 0.10
2022	4,953	5.08 3.59	4.04 2.91	1.79 1.35	5,408	6.06 4.32	4.68 3.39	2.03 1.54	6,157	7.71 5.56	5.78 4.24	2.45 1.87	1,402	0.66 0.50	0.29 0.69	0.16 0.12
2023	5,517	6.22 4.27	4.84 3.39	2.01 1.48	5,956	7.18 4.99	5.47 3.87	2.26 1.68	6,678	8.80 6.22	6.55 4.70	2.69 2.02	1,538	0.85 0.61	0.43 0.83	0.29 0.19
2024	6,072	7.34 4.92	5.62 3.84	2.22 1.61	6,497	8.28 5.62	6.24 4.31	2.48 1.81	7,192	9.87 6.84	7.30 5.14	2.93 2.15	1,674	1.30 0.87	0.83 1.10	0.67 0.42
2025	6,615	8.43 5.52	6.39 4.27	2.43 1.72	7,024	9.36 6.22	7.00 4.73	2.69 1.93	7,692	10.92 7.42	8.04 5.55	3.16 2.28	1,810	1.75 1.12	1.22 1.37	1.06 0.63
2026	7,159	9.53 6.11	7.15 4.68	2.64 1.84	7,553	10.44 6.80	7.75 5.14	2.91 2.04	8,194	11.97 7.98	8.78 5.94	3.39 2.41	1,986	2.32 1.42	1.73 1.69	1.56 0.89
2027	7,696	10.61 6.67	7.91 5.06	2.85 1.94	8,075	11.51 7.35	8.49 5.52	3.13 2.15	8,689	13.00 8.51	9.50 6.32	3.62 2.52	2,162	2.61 1.57	1.95 1.86	1.76 1.00
2028	8,204	11.64 7.17	8.63 5.42	3.05 2.04	8,568	12.52 7.84	9.20 5.87	3.33 2.25	9,155	13.98 8.99	10.19 6.66	3.84 2.63	2,338	2.87 1.70	2.14 2.00	1.94 1.09
2029	8,704	12.65 7.65	9.34 5.76	3.24 2.13	9,053	13.51 8.32	9.90 6.20	3.54 2.35	9,613	14.95 9.45	10.87 6.98	4.06 2.74	2,514	3.13 1.82	2.34 2.15	2.13 1.18
2030	9,193	13.64 8.10	10.03 6.07	3.43 2.22	9,527	14.48 8.76	10.59 6.51	3.74 2.44	10,060	15.89 9.88	11.54 7.28	4.27 2.83	2,690	3.53 2.00	2.66 2.34	2.44 1.32

※各ケースの削減目標は以下の通り

25%①ケース：国際貢献、吸収源を10%程度含むとしたケース

25%②ケース：国際貢献、吸収源を5%程度含むとしたケース

25%③：国際貢献、吸収源を含まないケース

(注) JWPA・WPDA試算／既設連系線利用：専用アクセス線費用を除いた系統安定化対策費用

※費用：上段は将来価値、下段は現在価値(2010年度)