

再生可能エネルギーの大量導入に向けた系統対策の概要

今後の再生可能エネルギー電源の大量導入の実現に向けては、既存の電力システムと調和した適切な導入形態を検討していく必要がある。本資料では、始めに、大量導入が実現した電力システムシステムの将来像を示し、次に、その実現過程で顕在化するであろう課題を抽出し、課題の克服に向けたアプローチについて示す。

1. 電力システムシステムの将来像

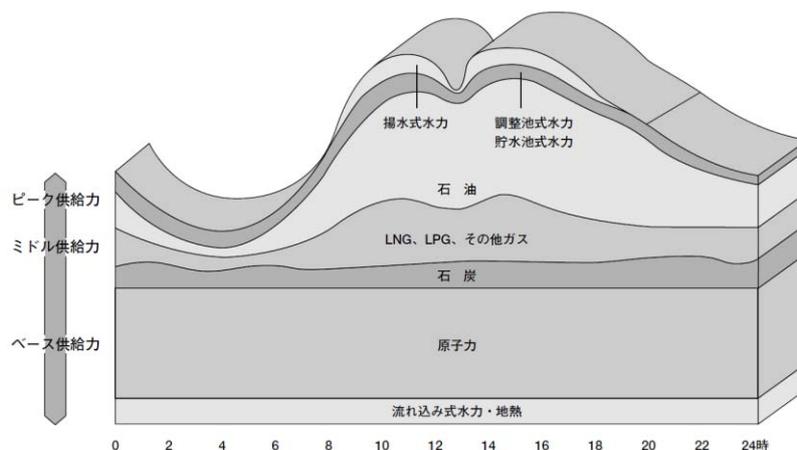
1.1 現状の電力システムシステム

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、電源のベストミックスを図る必要がある。我が国は、これまでに、水主火従から火主水従へ、火力燃料は石炭から石油、天然ガスへと推移することにより電源のベストミックスを図ってきたところであり、現在は、流込式水力、原子力、石炭をベース電源、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ている。

図表 1 電源の特徴

電源		経済性		安定性		CO2 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)
流込式水力		△	◎	◎	△ (調整力劣位)	◎ (発電時排出ゼロ)
再生可能エネルギー		△	◎	◎	△ (太陽光・風力発電は出力不安定)	◎ (発電時排出ゼロ)

図表 2 現状の電源構成



出典：「図表で語るエネルギーの基礎 2008-2009」（電気事業連合会）

1.2 系統電力システムの将来像

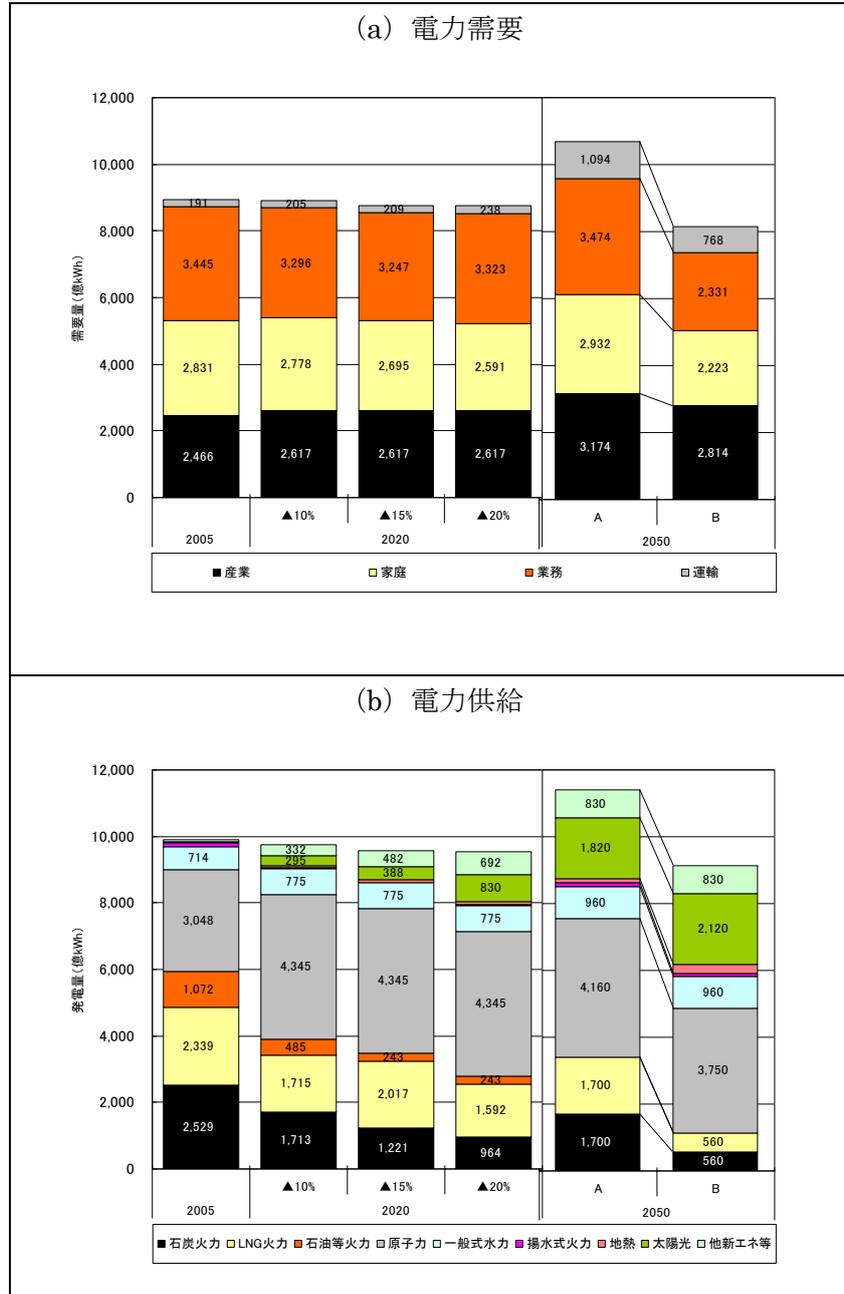
1.2.1 中長期的将来像

AIM モデルにおける中期（2020 年）および長期（2050 年）における電力需給構造の見通しを図表 3 に示す。

中期においては、需要量は 2005 年と似通った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る火力代替が進展する。

長期においては、想定される社会経済像（シナリオ A：活力社会／シナリオ B：ゆとり社会）に応じて需要量のトレンドは異なる。しかしながら、どちらのシナリオにおいても供給側においては、再生可能エネルギーの普及、原子力、炭素隔離貯留の適切な導入等の電源の低炭素化が進展する。

図表 3 電力需給構造の中長期的見通し



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

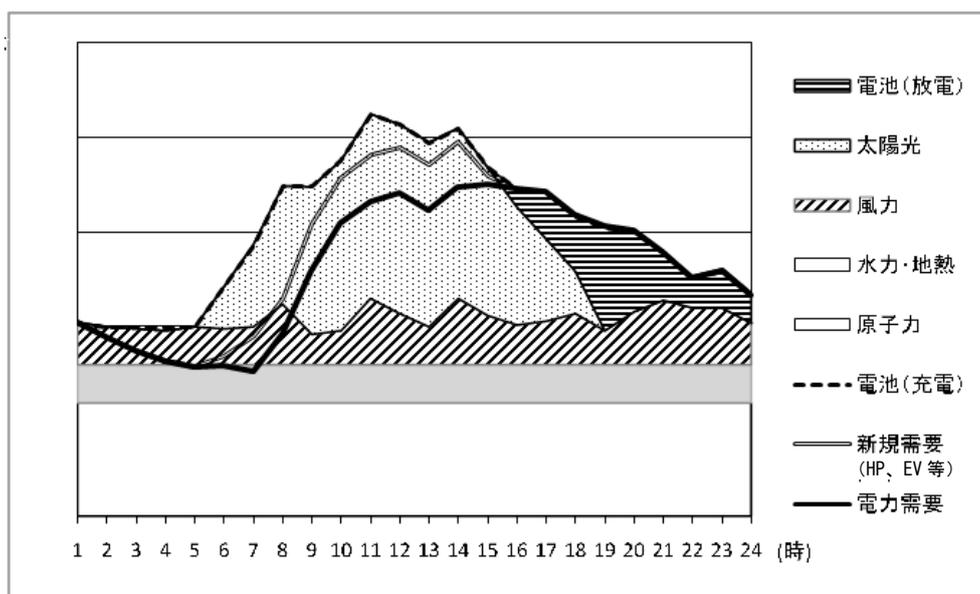
(中間報告)」、「低炭素社会に向けた 12 の方策」より作成

1.2.2 超長期的将来像（ゼロ・エミッション電源の実現）

電源構成の将来像としては、経済性、供給安定性、環境性のいずれの観点も重要であるが、ここでは、CO₂ 削減を目指した究極的な将来像として、ゼロ・エミッション電源によるエネルギー供給システムを目指すことを検討する。これは、再生可能エネルギー等、発電時に CO₂ 排出を伴わない電源のみによって電力供給を行うものである。

この再生可能エネルギー電源を中心としたゼロ・エミッション電源による需給イメージを図表 4 に示す。この場合、既存のシステムに加え、スマートグリッド等、電力需給両面における変化に対応できるシステムの構築、蓄電池等の活用、昼間のヒートポンプ運転等による新規の昼間の電力需要の創出及び制御など、供給側と需要側が協調して需給バランスを確保することが必要である。

図表 4 ゼロ・エミッショ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は、太陽光発電や風力発電など、出力が気象等の自然条件に依存しており、制御が困難という特徴を有するものがある。このため、大規模導入時には、電圧上昇、余剰電力の発生、周波数調整力の不足等の課題が発生する可能性がある。

また、再生可能エネルギーの中には、導入適地が需要地の遠隔地にあり、系統へのアクセスや系統容量に関する制約が生じるものもある。

さらに、再生可能エネルギーのポテンシャルは、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、特に再生可能エネルギーの大量導入により影響を受けやすい地域もある。

再生可能電力の大規模な導入を実現する上では、これらの系統連系に関する課題を克服する必要がある。

再生可能エネルギー電力種別に、系統連系に関する課題との対応関係を下表に示す。

図表 5 系統連系に関する課題

	系統の安定度に関わる課題		系統アクセス・系統容量に関わる課題
	配電系統での課題	送電系統での課題	
	✓ 逆潮流による配電網の電圧上昇、適正値の逸脱	✓ 出力変動の拡大による周波数調整力不足 ✓ 余剰電力の発生による電力需給のインバランス	✓ 系統脆弱地域における送電線空容量不足
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	—	—	△

○：顕在化が確実視される課題 △：顕在化の可能性のある課題

3. 課題の克服に向けたアプローチ

このような課題については、以下のような供給側、需要側が適切かつ柔軟に協調する対策により、効率的に供給安定性の向上を図っていくことが重要である。特に、費用と対策効果とのバランスを確保するためには、情報通信技術を活用することによって、太陽光発電や風力発電の必要に応じた出力抑制・解列、需要家の行動変化や機器制御による負荷平準化を適切に実施していく必要がある。

図表 6 系統安定化のためのアプローチ

	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）	≪再生可能電源側・需要側を含めた対策≫ ▶ <u>調整力不足時における自然変動電源の出力抑制・解列</u> ▶ 再生可能エネルギー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 ▶ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメント装置の仕様の検討 ▶ 自然変動電源の出力予測システムの開発、変動の適切な評価 ≪主に電気事業者側での対策≫ ▶ 電力系統システムの将来イメージ（スマートグリッド）の検討 ▶ 電源運用の見直しによる調整力の拡大 ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）〔試用段階〕 ▶ <u>地域間連系線の利用枠の拡大（柔軟な運用）</u> （※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）	≪主に電気事業者側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）〔実用段階〕 ▶ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働） ▶ 気象予報等に基づく再生可能エネルギー電力の発電特性を考慮した系統運用	≪主に電気事業者側での対策≫ ▶ 揚水発電の柔軟な運用（昼間に揚水）〔実用段階〕 ▶ 給電指令の見直し（再生可能エネルギー電力について、経済合理的な余剰抑制の下での優先稼働）

	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>《再生可能電源側・需要側を含めた対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 再生可能エネルギー電力の大規模導入時における合成出力の計測 ➢ 出力変動抑制用蓄電池等の技術検証、併設導入 ➢ 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 <p>《主に電気事業者側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の検討 ➢ 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） 	<p>《再生可能電源側・需要側を含めた対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 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 ➢ <u>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</u> ➢ <u>蓄電池の集中制御・周波数抑制制御方式の検討</u> ➢ 蓄電池の部分導入 ➢ <u>蓄熱式ヒートポンプの活用、プラグインハイブリッド・EV車載用電池の活用（充電のみ）</u> ➢ 非常電源ストックの活用 <p>《主に電気事業者側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ <u>配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施</u> ➢ 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） ➢ <u>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システムの柔軟な運用）の実現</u> ➢ 系統脆弱地域における、必要に応じた送変電設備増強 	<p>《再生可能電源側・需要側を含めた対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 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 ➢ 住宅・建物／地域エネルギーマネジメントシステムの普及 ➢ 蓄電池の導入 ➢ <u>プラグインハイブリッド・EV車載用電池の活用（充放電）</u> <p>《主に電気事業者側での対策》</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 配電電圧昇圧（電圧上昇幅の抑制且つ配電損失の低減が可能となる）の実施 ➢ スマートグリッドの一層の拡大・進化 ➢ 地域間連系線の増強
制度見直し（制度見直しの検討等を含む）	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 系統連系協議手続きの標準化 ➢ 系統連系ガイドライン、いわゆる“同時同量”に関する規制緩和 ➢ 系統電圧範囲に関する規制緩和（上限電圧緩和） ➢ 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 ➢ 連系可能量の算定根拠の公表 ➢ 蓄電池等設置に関する費用分担・支援策 ➢ 自然変動電源の出力抑制・解列ルール ➢ 保管関連規定の緩和（電気主任技術者兼任要件の緩和、NAS電池併設発電所における危険物取扱者選任の免除） ➢ 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 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性の確保、オープンな市場の整備 ➢ “Flip Incentive”による電気事業の構造改革の可能性について検討 ➢ 日毎時間帯毎・リアルタイム電気料金制度の導入 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ インバランスコスト等の透明性、オープンな市場が前提条件として求められる。

出典：以下の文献等より作成

- ・「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）」（平成 21 年、環境省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）
- ・「風力発電系統連系対策小委員会 中間報告書」（平成 17 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）
- ・「風力発電システムの導入促進に関する提言」（平成 18 年、新エネルギー財団 新エネルギー産業会議）

4. 系統安定化対策費用に関する検討状況

4.1 太陽光発電の導入に対する安定化対策

4.1.1 資源エネルギー庁「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」における推計

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）においては、「長期エネルギー需給見通し」（平成 20 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（機会損失コストを含む）を提示しており、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（4.61～4.72 兆円）と結論付けている。

図表 7 太陽光大量導入時の課題と系統安定化対策

系統安定化対策		配電網の電圧上昇による逆潮流の困難化	周波数調整力の不足	余剰電力の発生（需給バランス）
配電対策	配電対策は何も講じない+家庭での新規需要創出	-又は×	-	-
	配電系統の強化（柱上変圧器の設置等）	○	× （逆潮流が増加）	× （逆潮流が増加）
余剰電力対策	蓄電池の設置（需要家側）	△	○	○
	蓄電池の設置（系統側）	-	○	○
	揚水発電の活用	-	○ （可変速）	○
	地域間連携線の活用	-	○	○
出力変動対策	火力等によるバックアップと調整	-	△	△

出典：経済産業省 「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」第 2 回配布資料を基に作成

図表 8 コスト負担小委の各シナリオにおけるオプション対策費及び総コスト

シナリオ	出力抑制 (年末年始 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 年末年始及びGW期間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88.5億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年度における対置費が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、5,000万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幅をもって試算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(6.70兆円、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増加しない場合に比べて相対的に増加する。

出典：経済産業省「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」第4回配布資料

4.2 環境省「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）」における推計

環境省の「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）」では、「（一部）需要家側蓄電池＋（一部）配電対策＋既存の系統電源の柔軟な運用」というシナリオを想定し、系統安定化対策費の試算が行われた。

その結果、2020年の3,700万kW導入時までの系統安定化対策累積コストは0.92兆円（2010年現在価値）、2030年の7,900万kW導入時までの系統安定化対策累積コストは3.56兆円（2010年現在価値）と試算された。

表 4-1 系統安定化対策のオプション別累積費用の見直し

	2020年度まで	2030年度まで
導入見込量	3,700万kW	7,900万kW
出力抑制（年末年始とGW）	右に同じく計上しない。 →0円	本推計ではFITを投資回収期間が10年となるように想定しているため、機会損失としては計上しないとする（計算上機会損失を補償するような買取価格として調整されるため）。 →0円
配電対策	SVC等について、2011年度以降等速度で導入されると想定して、 →累積0.17兆円（2010年現在価値）	<ul style="list-style-type: none"> 系統電圧の適正範囲に関する規制緩和により、低圧配電線の電圧上昇問題の解消が可能。 この規制緩和により、上記のうち柱上変圧器の分割設置が不要になるのでこれを除外。 その上で、SVC等の対策量については、必ずしもPV導入量に比例すべきものではないとし、上記対策量と同様とする。 →累積0.29兆円（2010年現在価値）
需要家側蓄電池	導入初年である2018年度には、公共事業による設置量に対して3.0時間分導入するとして →0.43兆円（2010年現在価値）	<ul style="list-style-type: none"> 年末年始やGW期間中には出力抑制を行えば、余剰電力対策なしで2,800万kW導入可能とのこと。 しかるに、2.8億～3.5億kWh分の蓄電池は、5,321～2,800万kWの11.1～13.9時間分と過大。 更なる出力抑制を行うことにより、相当蓄電池容量を絞り込むことが可能となる。 本推計では、2,800万kW以降の7,959万kWまでの3.0時間分、0.85億kWhの蓄電池を設置すると想定。 本推計では、2018年度に2,800万kW水準に到達するため、2018年度に蓄電池の導入を開始し、等加速度で導入するとして（蓄電池の単価は上記と同様と想定） →累積2.49兆円（2010年現在価値）
系統側蓄電池・揚水発電	右に同じく計上しない。	<ul style="list-style-type: none"> 本推計では、系統側蓄電池の設置は想定しない。 ※ コスト負担小委第2回資料でも系統側蓄電池の設置には「用地費」が計上されているが、都市部の変電施設用地内・周辺で蓄電池設置のスペース確保には困難が伴うと考えられ、地下利用等により費用が増大する可能性がある。
火力発電による調整運転	右に同じく、本推計上太陽光発電導入量に応じて →累積0.13兆円（2010年現在価値）	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用（2008年実質価格）を総対策費用（2008年現在価値）と整合するように算出。 この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 →累積0.42兆円（2010年現在価値）

	2020 年度まで	2030 年度まで
蓄電池の充放電ロス・揚水ロス	右に同じく、本推計上の太陽光発電導入量に応じて → <u>累積 0.03 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> 各年の対策量は太陽光発電導入量に比例するとして、対策量あたりの費用 (2008 年実質価格) を総対策費用 (2008 年現在価値) と整合するように算出。 この対策量あたりの費用を基に、本推計上の太陽光発電導入量に応じて対策費用を計上 → <u>累積 0.11 兆円 (2010 年現在価値)</u>
太陽光出力の把握	右に同じく、毎年均等に発生するものと想定して → <u>累積 0.16 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<ul style="list-style-type: none"> 研究開発費用と想定し、毎年均等に発生するものと想定して → <u>累積 0.26 兆円 (2010 年現在価値)</u>
総額	<u>0.92 兆円 (2010 年現在価値)</u>	<u>3.56 兆円 (2010 年現在価値)</u>

出典) 経済産業省「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」第 2、3 回配布資料を基に作成

※) 経済産業省「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」における「需要家側蓄電池シナリオ」の総額を記載。

注 1) コスト負担小委第 3 回資料にて提示された対策費用は割引率 3% で 2008 年現在価値換算されている。これに対し、本検討では同じく割引率 3% で 2010 年現在価値換算して計上した。系統安定化対策以外の費用も同様に割引率 3% で 2010 年現在価値換算で計上した。

注 2) 蓄電池の設置形態として需要家側への設置を想定したため、系統側への設置及び揚水発電は本提言の想定ケースには含まれない (このため表中では薄字での表示としている)。また、コスト負担小委では需要家側に蓄電池を設置した場合に配電対策費用を計上していないが、本検討では、需要家側に蓄電池を設置した場合にも一定程度の配電対策が必要となると想定し、対策費用を計上している。

4.3 風力発電の導入に対する安定化対策

風力発電は、風況に応じて出力が変動するため、大規模導入の際には周波数変動を引き起こす。また、風況のよい導入適地が需要地の遠隔地にあり、連系先の送電線容量が不足したり、系統へのアクセスが困難であったりする場合がある。

これらの課題を踏まえ、資源エネルギー庁の「風力発電系統連系対策小委員会」（2005年6月 中間報告書）においては、第7回新エネルギー部会（2001年6月）において示された風力発電の導入量、すなわち2010年度300万kWの実現を図るための系統連系の課題について検討が行われた。同小委員会では、周波数変動対策（風力発電の出力変動が系統全体に及ぼす影響に関する対策）、送電容量等対策（風力発電の連系先の送電容量不足等に関する対策）の視点から、今後講じるべき対策が整理された。

図表 9 周波数変動対策

	系統側の対策	風力発電側の対策
平成 17 年度からの実施が期待される対策	<ul style="list-style-type: none"> ✓周波数変動の観点から見た風力発電連系可能量の正確な把握 	<ul style="list-style-type: none"> ✓調整力不足時における風力発電の解列・出力抑制（導入制約のある地域） ✓周波数変動による制約のない地域での風力発電立地（導入制約のない地域）
継続検討事項	<ul style="list-style-type: none"> ✓蓄電池等の導入（導入制約のある地域） ✓気象予測に基づく風力発電予測システムの研究 	
	<ul style="list-style-type: none"> ✓調整力の拡大に向けた電源運用 ✓地域間連系線の活用 	

出典：「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書」（2005年6月）を基に一部改変

図表 10 周波数変動対策

風況条件のよい風力適地における送電能力向上対策	送電容量に係わる情報の充実対策
<ul style="list-style-type: none"> ✓連系可能量算定方法の工夫（各種オプションの加味） ✓連系容量を超える発電容量の連系（出力変動抑制用蓄電池の併設が条件） ✓風力発電事業者保有のアクセス線・変電所の活用 ✓電力会社保有送変電設備の増強 ✓事業計画の変更の許容（連系要件に影響を与えない程度の変更である場合） 	<ul style="list-style-type: none"> ✓送電線熱容量・変電所バンク容量等に関わる情報の随時提供 ✓周波数変動制約のない地域での風力発電系統接続の受付随時化 ✓連系可能性についての回答における理由の開示 ✓連系不可能時における代替案の提示

出典：「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書」（2005年6月）に基づき事務局作成

小委員会での検討結果を受け、周波数変動対策としては、連系可能量の公表、蓄電池枠や解列枠の募集等の取り組みが行われている。また、送電容量等対策としては、出力一定制御蓄電池の併設発電所に対して連系容量を超える発電容量の連系の許容等の取り組みが行われている。

なお、電気事業連合会は、定例会見（2008年5月23日）において、電力システムの安定性を損なうことなく500万kWまで受け入れ可能であることを表明している。

環境省内で別途進めている「平成21年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査委託業務」において、風力発電の地域別ポテンシャルの分析が行われており、同分析では、陸上風力のポテンシャルは全国で123百万kW（北海道38百万kW、東北27百万kW、九州14百万kW他）と推計されている。

また、AIMモデルにおいては、2020年の風力発電の導入見通しは2,000万kWと掲げられている。これは現状の電気事業連合会による受け入れ可能量を大幅に上回る水準であり、目標達成のためには、上述の各種対策を推進していく必要がある。

現在では、電力会社間で既設の地域間連系線を活用した取り組みも進められている。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、平成26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。

このように、地域内での対策のみならず、地域を跨いだ対策も含めて、より一層の系統安定化対策を推進していく必要がある。

図表 11 風力発電系統連系対策小委員会における各対策の費用対効果

風力発電系統連系対策の費用対効果について（概算） （参考）

- 現時点において技術的、制度的に導入可能な対策について、それぞれの対策を講じた場合の費用及び追加風力発電導入可能量について整理した。
- なお、蓄電池及び解列枠については、以下の対策を今後最初に且つ単独で行った場合を示しており、組み合わせ方によりそれぞれの導入量は異なり、単純な足し算には必ずしもならない。

対策	追加風力発電導入kWあたりの系統連系対策コスト	追加風力発電導入kWあたりの系統連系対策コスト		追加風力発電導入可能量(試算値)	算定にあたっての前提	留意点		
		kWhコスト	kWhあたりのコスト/分					
解列枠	10% (北海道については16%)	11.1円/kWh (北海道については、11.9円/kWh)	1.1円/kWh (北海道については、1.9円/kWh)	計：23万kW 北海道：5万kW 東北：10万kW 四国：3万kW 九州：5万kW	いずれかの解列時間で1回のみ受付を行う場合の導入可能量を試算。 (例えば、20%解列の導入可能量は10%解列を行っていない前提で試算)			
	20%	12.5円/kWh	2.5円/kWh	計：31.5万kW 北海道：5万kW 東北：15万kW 四国：4万kW 九州：7.5万kW				
	30%	14.3円/kWh	4.3円/kWh	計：40万kW 北海道：5万kW 東北20万kW 四国：5万kW 九州：10万kW				
	60%	25円/kWh	15円/kWh	北海道：10万kW				
会社間連系線			東北・東京：相馬双葉幹線5-10円/kWh程度	5万kW程度 (ベース潮流25万kWあたり)	ベース潮流を流すための増分コスト (ベース潮流kWh) × ベース潮流送電時間率 (8760時間に対する割合) / 活用効果 0.2 × 風力設備利用率	ベース潮流を流すための増分コストは需給状況や電源運用状況等により変化しうる。		
蓄電池	短周期対策①：縮小率40%	3万円/kWh	11.1円/kWh	1.1円/kWh	九州：3.3万kW	九州電力の通常枠5万kWを短周期蓄電池枠に置き換えた場合	追加風力発電導入可能量は、通常枠5万kWからの追加量	
	短周期対策②：縮小率40%	3万円/kWh	12.3円/kWh	2.3円/kWh	九州：8.3万kW	九州電力の10%解列枠+短周期蓄電池枠を実施した場合		
	長・短周期対策：夜間充電・昼間縮小率70%	基本ケース*1	21万円/kWh	17.5円/kWh 風力発電設備利用率25%	7.5円/kWh 風力発電設備利用率25%	合計：63万kW 東北：33万kW 四国：5万kW*4 九州：25万kW	東北、四国は10%解列を、九州は20%解列を蓄電池に置き換えた場合	
		容量節約ケース*2	17万円/kWh	16.1円/kWh 風力発電設備利用率25%	6.1円/kWh 風力発電設備利用率25%			
	長・短周期対策：夜間充電・昼間フラット運転	基本ケース*1	27万円/kWh	19.6円/kWh 風力発電設備利用率25%	9.6円/kWh 風力発電設備利用率25%	東北：一定量まで制限なし 四国：5万kW*4 九州：周波数変動に影響を与えない電源として随時連系協議が可能	蓄電池容量については風力発電所容量の130% (7~8時間) で試算 (夜間完全充電、当日数時間前通告を前提としたものであり、前日通告の場合の蓄電池容量については別途検討が必要である。)	フラットで前日通告での運転を行うことができれば、卸電力取引市場に電気を販売することも可能。その場合の電気価格はスポット取引価格実績より7-10円/kWhと想定。電力会社の電気のみ買取価格は平均3円/kWhであることから4-7円/kWh買取価格が上昇する。この買い取り価格上昇分を考慮すれば、蓄電池設置によるコストアップ分を吸収できる可能性がある。
		容量節約ケース*3	15万円/kWh	15.3円/kWh 風力発電設備利用率25%	5.3円/kWh 風力発電設備利用率25%			
周波数変動制約のない地域への風力発電立地		(陸上) 10-13円/kWh (洋上) 15円/kWh		陸上 50万kW程度 洋上 ?万kW	追加風力発電導入可能量は、H16経済産業省委託調査による風力事業者アンケート調査より(風況調査、電力会社との事前協議等を行っている事業計画のうち半数以上が実現すると見込んだ数値)			

(備考) ●費用算定にあたっての前提は、風力発電設備利用率 25%、金利 4%、投資回収年数17年、系統制約のある地域における風力発電の発電コストは、試算にあたり、これまでの実績を踏まえ10円/kWh(利用率30%の場合は、8.3円/kWh)と仮定した。なおkWhコストはそれぞれの対策の相対的な比較を行うために整理したもので、この値自体は実際の立地状況により変わらうものであることに留意。

●周波数変動制約のない地域への風力発電立地については、設備利用率は計画地毎の想定設備利用率(20~25%)で試算。

●試算にあたっては、風力発電設備・蓄電池とも設置補助金を考慮せずに計算を行った。

●蓄電池関係：コストは、蓄電池がある程度普及した際の蓄電池設備費、設置コスト、充放電ロスを考慮したもので、

*1 軽負荷期の夜間に風力発電から最大定格出力が出ること想定し、全て充電することを想定。

*2 経済産業省委託調査において、過去の風力発電量のデータを踏まえると蓄電池容量(kWh)を60%に削減できる可能性があることが示されたことから、基本ケースから60%に容量を削減。

*3 風力発電事業者によって実際の風力発電量のデータから蓄電池容量(kWh)を70%に削減できる可能性が検討されたことから、基本ケースから70%に容量を削減。このケースにおいては風力発電所定格の70%以上の出力がなされた時は解列することを想定。

*4 下げ代制約により決定される値であるため、将来の需給状況によっては試算結果よりも追加連系可能量が少なくなる場合がある。

出典：「風力発電系統連系対策小委員会中間報告書」(2005年6月)

<以上>