

### 3. 電力需給調整システムについての検討

#### 3.1 再生可能電源の大量導入に伴う課題

再生可能電源のうち、特に太陽光発電や風力発電は出力が自然条件に依存しており、これらが既存の電力系統に大規模に導入された場合、平常時・事故時、局所・系統全体といった各場面で、電力安定供給に影響が生じる可能性が指摘されている。表 3-1 に示すとおり、地区レベルでの課題としては、電圧上昇や潮流変動、単独運転が挙げられる。また電力会社単位での課題として、周波数調整力の不足や余剰電力の発生、系統擾乱の影響拡大や系統安定度の低下が挙げられる。

主に風力を中心とした再生可能電源の大規模導入が進む欧州（ドイツ、スペイン等）においても、需給バランスを調整するための対応が徐々に必要となってきた。例えばドイツでは風力余剰出力の地域間融通や出力抑制等、スペインでは再生可能エネルギーの出力常時把握や出力抑制等による対応が行われている。

表 3-1 再生可能電源の大量導入に伴う課題

事象		概要	
局所的課題	平常時	電圧上昇	太陽光発電から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電電圧の管理(低圧101±6Vの調整)が困難となる。
		潮流変動	自然変動電源の出力変動により、潮流変動や潮流過負荷が生じる。
	事故時	単独運転	現行の単独運転検出方式では、複数の単独運転検出信号が相互干渉することにより、系統停電時の検出機能の動作遅れや不動作が発生する恐れがある。
大局的課題	平常時	周波数調整力の不足	自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴うLFC容量不足(数分～20分程度の短周期変動に対する調整力の不足)が発生し、周波数変動量が拡大する。
		余剰電力の発生	火力発電の最低出力制約等により、下げ代不足(軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大する。
	事故時	系統擾乱の影響拡大	系統事故による瞬低発生時に分散型電源が一斉解列し、周波数低下幅が拡大する。
		系統安定度の低下	火力発電の稼働容量の低下に伴い、同期化力(他の発電機と同じ速度で回転し、状態を維持しようとする力)が低下する。

<平常時の大局的課題について>

電力系統では、需要と供給のバランスが崩れると周波数が変化する。このため、常に需要と供給のバランスを維持するように系統は運用されている。

これに対して、再生可能エネルギー電源が大量導入されると、自然変動電源の出力変動幅の拡大に伴い、数分～20分程度の短周期変動に対する調整力の不足(LFC容量不足)が発生し、周波数変動量が拡大する恐れがある。また、軽負荷時に計画的に供給力を絞る際の下げ方向の調整力の不足(下げ代不足)が発生し、発電量が需要を上回り、周波数変動量が拡大するおそれがある。

このため、再生可能エネルギー電源の大量導入を実現するためには、1時間レベルでの需給バランスおよび短周期変動に対する調整力の両者を確保する必要がある。

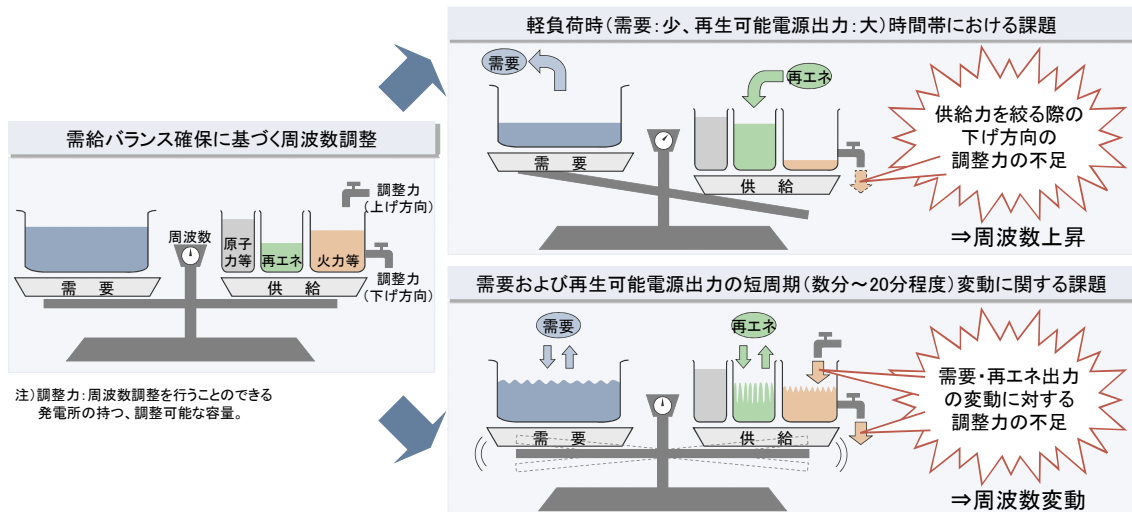


図 3-1 周波数調整力不足、余剰電力発生イメージ

## 3.2 分析方針

### 3.2.1 分析の全体像

上記の課題を踏まえ、再生可能エネルギーの導入に応じた電力システムの将来見通しを検討した。具体的には、「系統対策なしで太陽光と風力がどこまで入るか」、「系統対策が必要となった場合、いかに安価な対策費用で導入を進められるか」といった視点から、再生可能エネルギーの導入制約を検討し、再生可能エネルギーの導入に応じた系統対策シナリオを定量的に評価した。分析の主な特徴は以下のとおりである。

- 太陽光発電と風力発電のいずれか一方ではなく、両者が大規模に導入された状況を想定。
- 再生可能エネルギー導入や電源構成等の地域差を考慮するため、全国大ではなく地域ブロック別に分析（図 3-2 参照）。
- 1 時間レベルでの需給バランスおよび時々刻々の変動に対する調整力の観点から、系統制約を分析（図 3-3 参照）。なお、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の系統制約は検討の対象外。
- 系統運用が困難な局面では、PHV 車、電気自動車等の充放電機能の活用やヒートポンプ給湯機等のマネジメントによる需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に対策を実施することを想定し、必要となる対策量を試算。

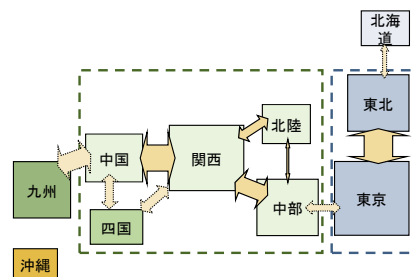
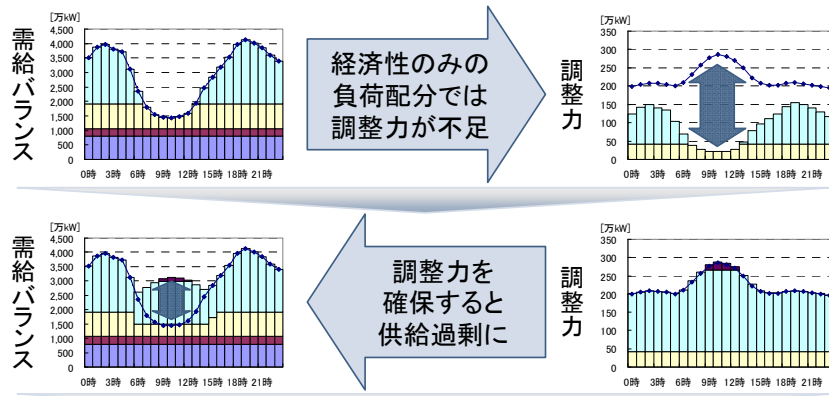


図 3-2 地域ブロック

※同一ブロック内では、連系線を活用した一体的運用を想定（ただし地域間連系線の容量制約は考慮せず）



**需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制**

出典) 荻本和彦, 池田裕一, 片岡和人, 池上貴志, 野中俊介, 東仁「長期の電力需給計画における再生可能エネルギー大量導入の課題解決の可能性検討」エネルギー・資源学会エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス (2012年) の手法に基づき系統運用を模擬

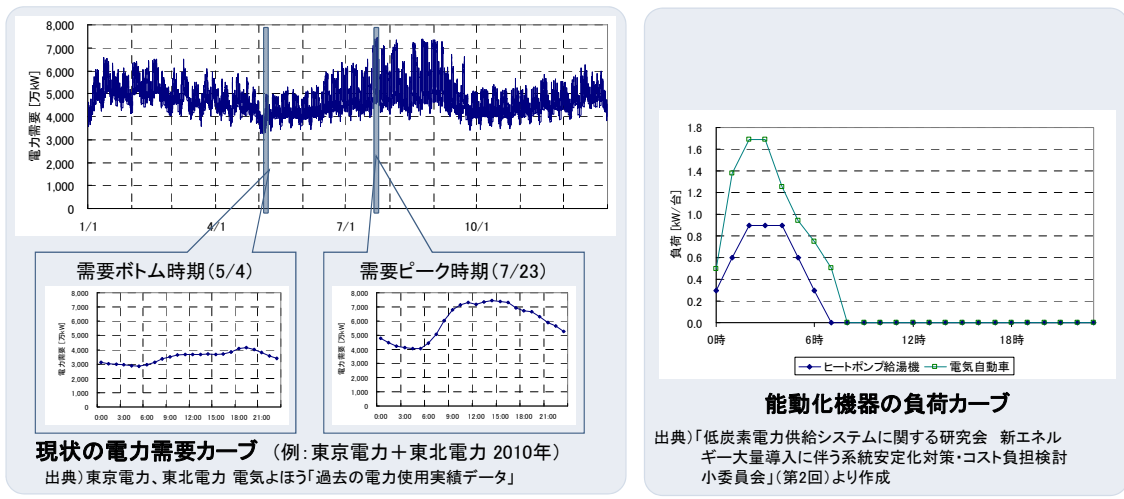
図 3-3 系統運用計画の考え方 (イメージ)

### 3.2.2 分析モデルの考え方

#### (1) 電力需要、再生可能電源の出力の設定

##### 1) 電力需要の設定

直近の電力需要に対して、需要能動化設備の需要見通しを加算することにより、将来の電力需要を想定した。直近の電力需要として、各電力会社の 24 時間 365 日の実績データを設定した。また電気自動車やヒートポンプ給湯機を能動化対象設備とし、これらの通常時使用パターンおよび導入見通しを設定することにより、能動化設備の需要見通しを推計した。

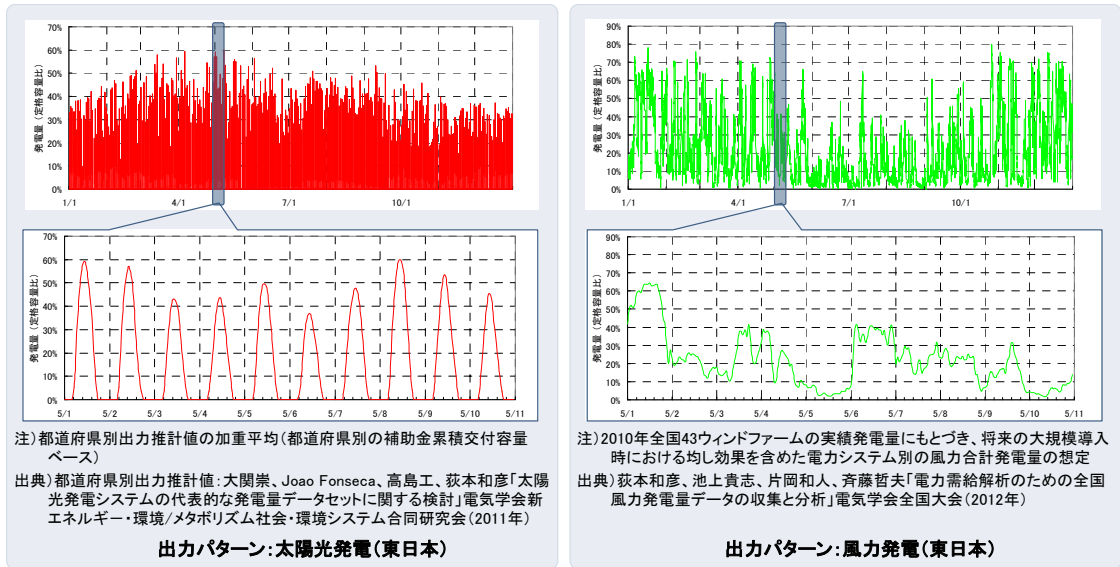


**将来の時刻別電力需要カーブを推計**

図 3-4 電力需要の設定

## 2) 再生可能電源の出力の設定

太陽光発電、風力発電のそれぞれについて、多地点分散設置による出力の均し効果を考慮し、1時間単位で年間(8,760時間)の出力パターンを設定した。太陽光発電の出力データは、2010年における全国約1,000地点の気象データ実績値から推計されたものである。また風力発電の出力データは、2010年における全国43ウィンドファームの実績発電量に基づき作成されたものである。



➡ 導入量見通しを設定し、将来の時刻別出力カーブを推計

図 3-5 再生可能電源の出力の設定

## 3) 系統から見た負荷の見通し

電力需要から自然変動電源出力を控除することにより、系統側から見た負荷の時刻別パターンを推計した。

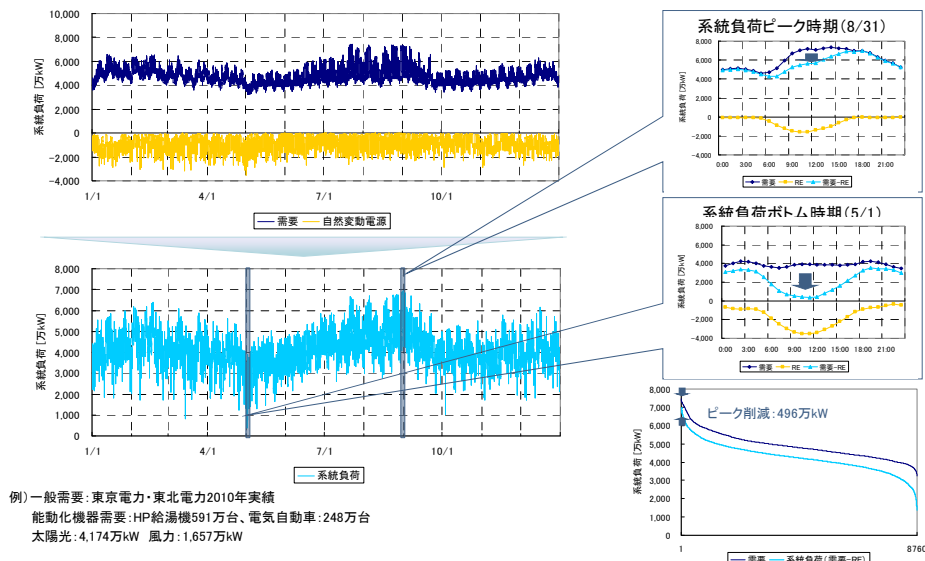


図 3-6 系統負荷の時刻別パターン

## (2) 需給バランス・調整力バランスの検証の考え方

需給バランス・調整力バランスの検証の全体フローを下図に示す。再生可能電源出力控除後の系統負荷に対して、原子力、一般水力、火力による負荷配分を実施し、1時間レベルでの需給バランス、短周期変動に対する調整力の確保状況を検証する。火力の運用改善のみでは需給バランス・調整力が確保できない場合には、需要能動化、揚水発電の利用、再生可能電源出力抑制の順に対策を実施する。

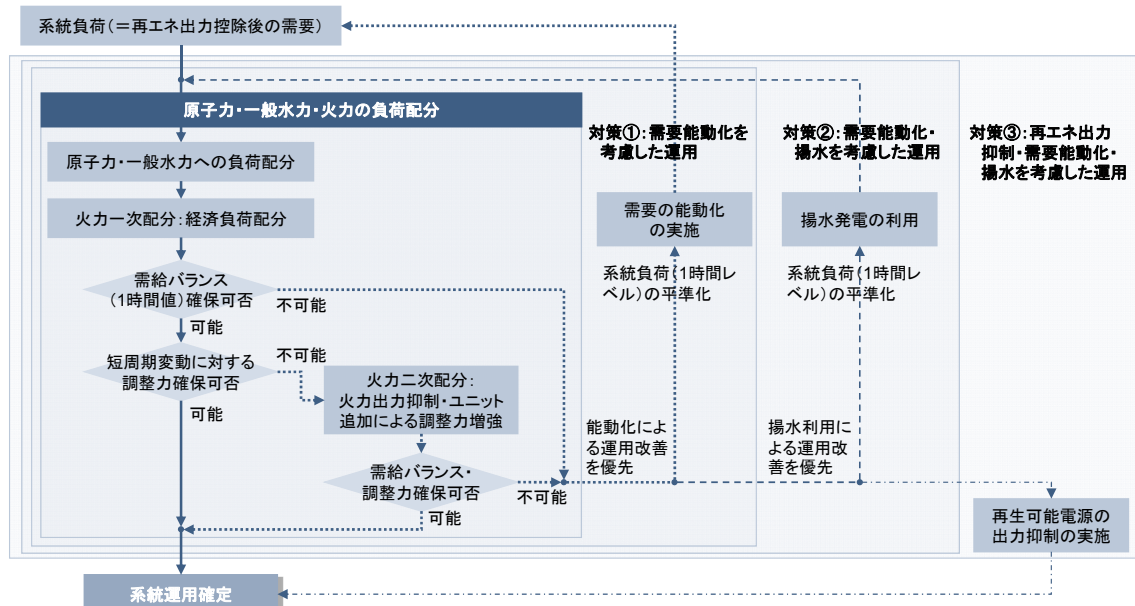


図 3-7 需給バランス・調整力バランスの検証フロー

原子力、一般水力、火力による負荷配分の具体的な手順は図 3-8 のとおりである。

- 各時刻について、原子力、一般水力に負荷配分を行う (① - 1)。原発への依存度低減が見込まれる中で、下げ代不足の課題が顕在化するか否かを検証する。
- 次に、発電単価の安い順に火力を稼働させ (火力一次配分)、1時間レベルで需給バランスが確保できるか否かを確認する (① - 2)。同時に、各時刻における系統電源の保有調整力、必要調整力を推計する。
- 調整力不足時には、新たに火力ユニットを稼働することにより調整力確保を目指す (③ - 1)。その際、経済性が最下位のユニットから順に出力を絞り、供給力過剰の回避を図る (③ - 2)。(火力二次配分)
- 調整力不足、供給力過剰が回避できない場合には、需要の能動化、揚水発電の利用、再生可能電源の出力抑制の順に実施し、需給バランス・調整力が確保できるか否かを確認する (④ - 1、④ - 2)。

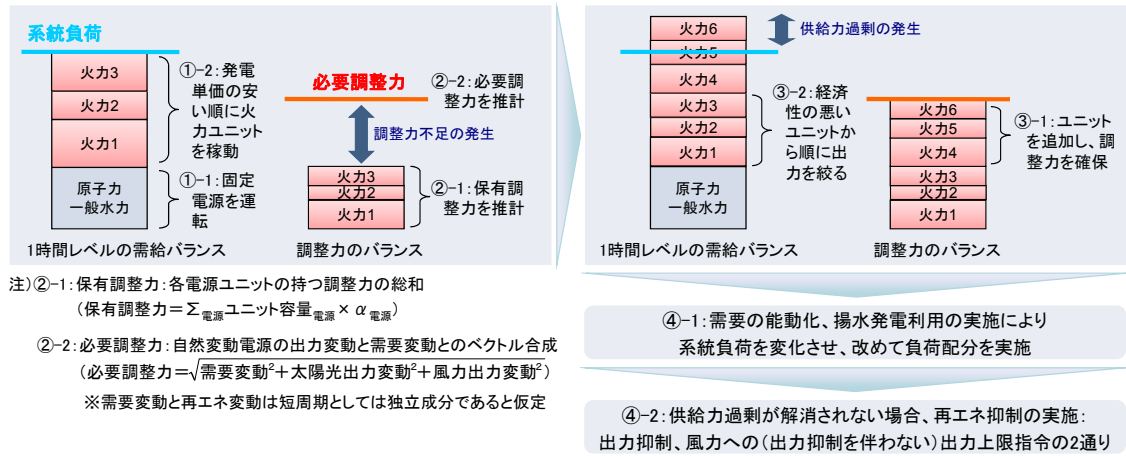


図 3-8 原子力・一般水力・火力の負荷配分の考え方

### 3.2.3 分析の前提条件

2030年を想定し、北海道、東日本（東京＋東北）、中日本（中部＋北陸＋関西＋中国＋四国）、九州、沖縄の5地域ごとに需給状況の検証を行った。東日本及び中日本では、地域内での広域融通による一体運用を想定した。

需要、再生可能電源に関する主な設定条件は下表のとおりである。再生可能電源の導入量は高位ケースを想定した。なお、太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合については、現時点では不確実性を伴う。

表 3-2 需要、再生可能電源に関する設定

項目		設定値
需要	1時間別カーブ	北海道、中日本、九州、沖縄:2010年4月～2011年3月実績データ（出典:経済産業省） 東日本:2010年1月～2010年12月実績データ（出典:東京電力、東北電力）
	能動化機器	ヒートポンプ給湯機、電気自動車を想定。普及台数は下表参照。
	制御対象	全機器のうち3割を能動化対象と想定。
	短周期変動	当該時刻需要比3%
太陽光	容量	下表参照
	1時間別カーブ	2010年の都道府県別×1時間別の利用率推計値の加重平均(都道府県別の補助金累積交付容量に基づき加重平均) 出典)都道府県別出力推計値:大関他「太陽光発電システムの代表的な発電量データセットに関する検討」電気学会新エネルギー・環境/メタボリズム社会・環境システム合同研究会(2011年)
	短周期変動	当該時刻出力比10%
	容量	下表参照
風力	1時間別カーブ	将来の大規模導入時を想定した地域別×1時間別の利用率推計値 出典)荻本他「電力需給解析のための全国風力発電量データの収集と分析」電気学会全国大会(2012年)
	短周期変動	設備容量比15%
	容量	下表参照

表 3-3 能動化機器、再生可能電源の2030年普及見通しに関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
能動化機器 [万台]	HP給湯機	1,430	53	591	637	138	12	「長期エネルギー需給見通し」における家庭用ヒートポンプ給湯機の2030年全国値を、2010年度の地域別電力需要量で按分。
	電気自動車	600	22	248	267	58	5	「次世代自動車普及戦略」における2030年全国値(590万台)を参考に全国値を設定し、2010年度の地域別電力需要量で按分。
再生可能電源 [万kW]	太陽光発電	10,060	359	4,174	4,473	971	83	高位ケースの2030年全国値を、地域別の電力需要量(2010年度)で按分。
	風力発電*	3,252	204	1,657	857	493	41	高位ケースの2030年全国値を、JWPA資料に基づき事務局にて地域按分。

\*需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定される。

また、系統電源に関する主な設定条件は下表のとおりである。火力発電、揚水発電は、それぞれ運転中ユニットの容量比5%、20%の調整力を持つものと想定した。

表 3-4 系統電源に関する設定

項目		設定値
一般水力	出力	月別平均出力×(1-所内率) ただし、月別平均出力:2010年度の月別発電量実績データの単純平均、所内率:0.5%
	発電機容量	下表参照
揚水	蓄電容量	最大発電量:発電機容量×10時間分、最大揚水負荷量:発電機容量×14時間分
	調整力	出力比20% (可変速機は揚水時も調整力考慮)
	容量	ユニット別の許可出力 一定の設備増強を考慮(供給予備率5%を確保)
火力	所内率	石炭:6.2%、LNG:2.0%、石油:4.5%
	最低部分負荷率	石炭:50%、LNG:33%、石油:33%
	調整力	石炭:定格容量比5%、LNG:定格容量比5%、石油:定格容量比5%

表 3-5 揚水発電の容量に関する設定

		全国	北海道	東日本	中日本	九州	沖縄	備考
揚水発電		2,999	100	1,440	1,230	230	0	現状設備+建設中発電所
[万kW]	可変速	265	30	148	64	120	0	

### 3.3 分析結果

#### 3.3.1 東日本を対象とした分析

##### (1) 東日本 基本ケース

###### 1) 東日本 基本ケース ボトム日の例

負荷が最小となる5月1日を例に、需給分析の結果を示す。

<対策前>

対策実施前における系統の需給状況を図 3-9 に示す。中の左側のグラフは、1 時間レベルでの需給バランスを示す。また、各時間帯に発生する(数分~20 分程度の)短周期の変動と、それに対する系統電源の調整力の保有状況とのバランスを右側のグラフに示す。

上段のグラフは、需要と風力・太陽光の出力である。左側のグラフで、需要は休日のためフラットであるが、日中に太陽光が発電するため、需要から自然変動電源の出力を控除した「系統から見た負荷」は日中に凹む形となる。右側のグラフを見ると、需要・太陽光・風力のそれぞれの変動の合成和である「必要調整力」は、昼間にピークをとることとなる。

このような負荷に対する系統電源の運用パターンを、中段と下段に示す。

まず火力運用の一次配分として、中段左側のグラフのとおり、発電単価の安い順に火力ユニットを運転することにより、1 時間レベルでの需給バランスを確保する。しかし、調整力のバランスを検証すると、右側のグラフのとおり、全時間帯において調整力不足が発生する。

そこで、先ほど設定した火力の運用パターンを見直し、新たに火力ユニットを稼動することで調整力の確保を目指す。下段右側のグラフのとおり、火力ユニットを追加稼動する結果、調整力は増えるが、全ての火力ユニットを稼動しても、日中を中心に調整力不足が残ること

となる。またその際、下段左側のグラフのとおり、火力ユニットの追加稼動に伴い、需給ギャップが発生することとなる。

このように、火力の運用改善のみでは需給バランス、調整力の確保ができないため、対策①「需要の能動化」を行うこととなる。

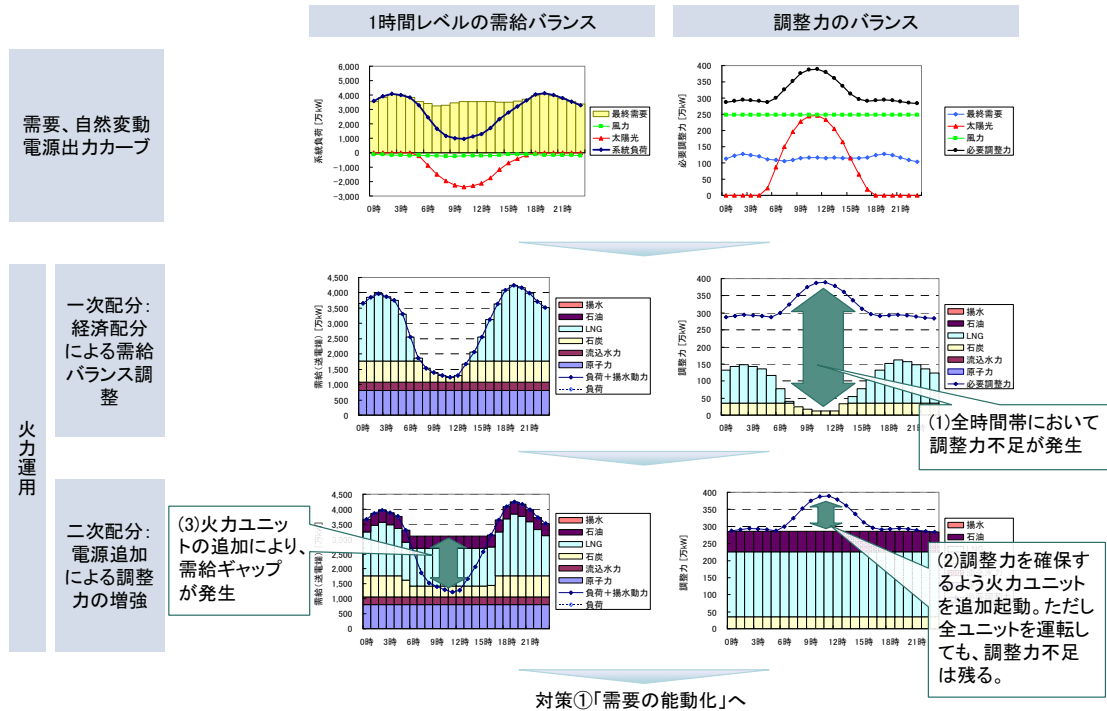


図 3-9 東日本 ボトム日 (5月1日) : 対策前

<対策①需要能動化>

需要能動化の実施時における系統の需給状況を図 3-10 に示す。

上段左側のグラフのとおり、ヒートポンプ給湯器や電気自動車の運転を夜間から日中へシフトし、日中に凹んだ系統負荷を緩和する。

変化した新たな負荷カーブに対して、中段左側のグラフのとおり火力の一次配分を行うが、右側のグラフのとおり調整力不足はいずれの時間帯においても残る。

そこで、新たに火力ユニットを稼動することにより調整力の確保を目指す。下段右側のグラフのとおり、昼間の調整力不足は残ることとなる。また下段左側のグラフのとおり、需給ギャップは対策①実施前と比べて改善はされるものの依然として残る。

このため、さらに対策②「揚水の活用」を行うこととなる。



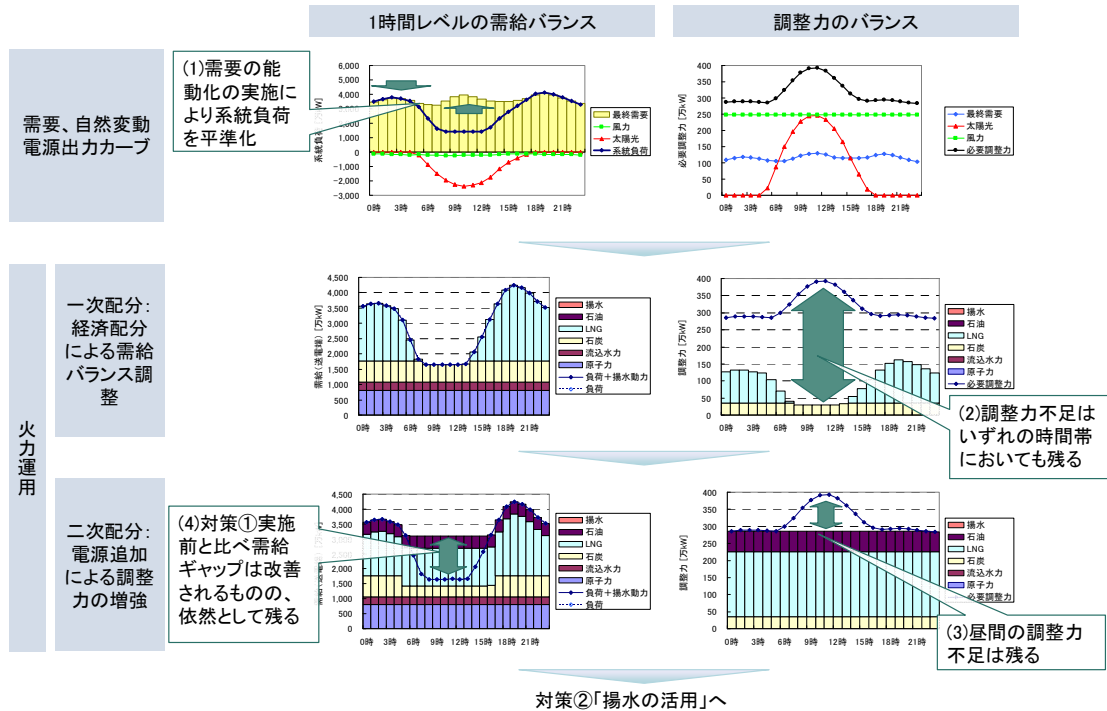


図 3-10 東日本 ボトム日 (5月1日) : 対策①需要能動化

< 対策②揚水、対策③再エネ出力抑制 >

揚水活用時における系統の需給状況を図 3-10 に示す。

上段左側のグラフのとおり、揚水発電を活用することによって、系統負荷はほぼフラットとなる。

揚水を利用することで、中段右側のグラフのとおり、火力に求められる調整力は減少するが、依然として調整力不足は残る。

火力の二次配分を行うと、下段右側のグラフのとおり、対策③実施前と比べて調整力不足は改善されるものの、依然として残る。また下段左側のグラフのとおり、需給ギャップも改善されるものの、依然として残ることとなる。

このため、さらに対策③として、需給ギャップを解消するように再生可能電源の出力を抑制を行い、電源の運用パターンを確定する。

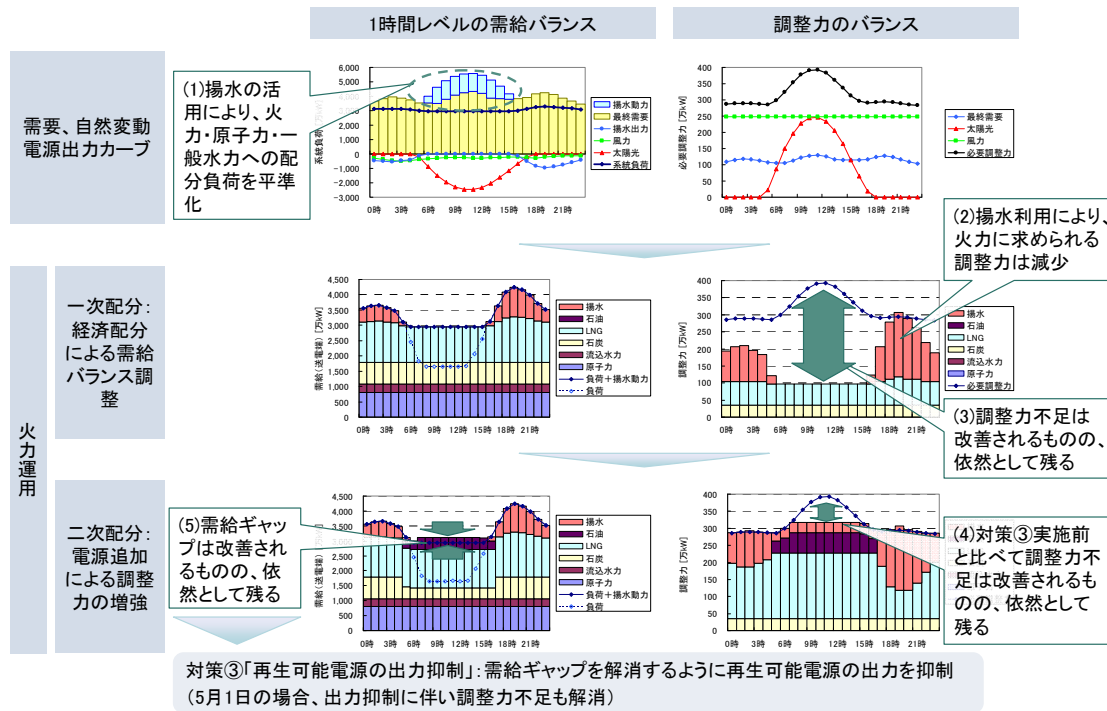


図 3-11 東日本 ボトム日（5月1日）：対策②揚水、対策③再エネ出力抑制

## 2) 東日本 基本ケース 年間分析結果

本試算条件においては、系統運用が困難な局面が発生する。特段の対策を講じない場合、再生可能電源の出力抑制が必要となるのは年間に 900 時間弱。出力抑制の必要量は、再生可能電源の年間発電量の約 6%に相当する。

これに対して、需要の能動化、揚水発電の積極活用を行うことにより、再生可能電源の出力抑制率は約 0.2%へと低減する。すなわち、需要の能動化、揚水発電の積極活用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。

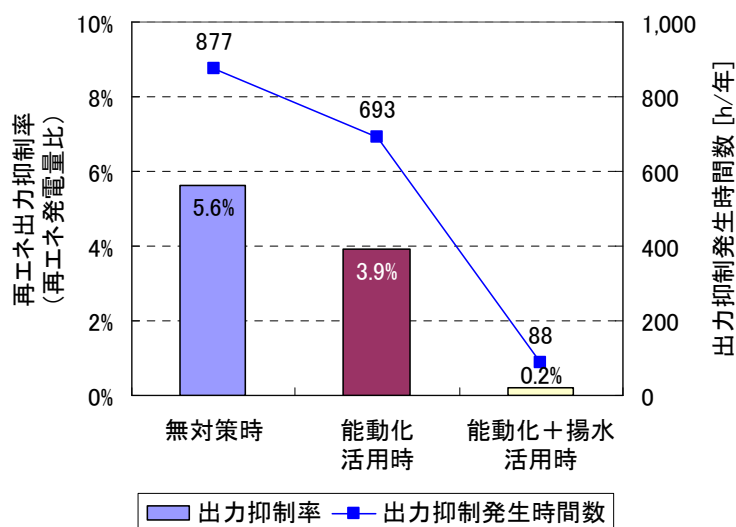


図 3-12 出力抑制の発生状況：東日本・年間計（再生可能電源導入量：高位ケース）

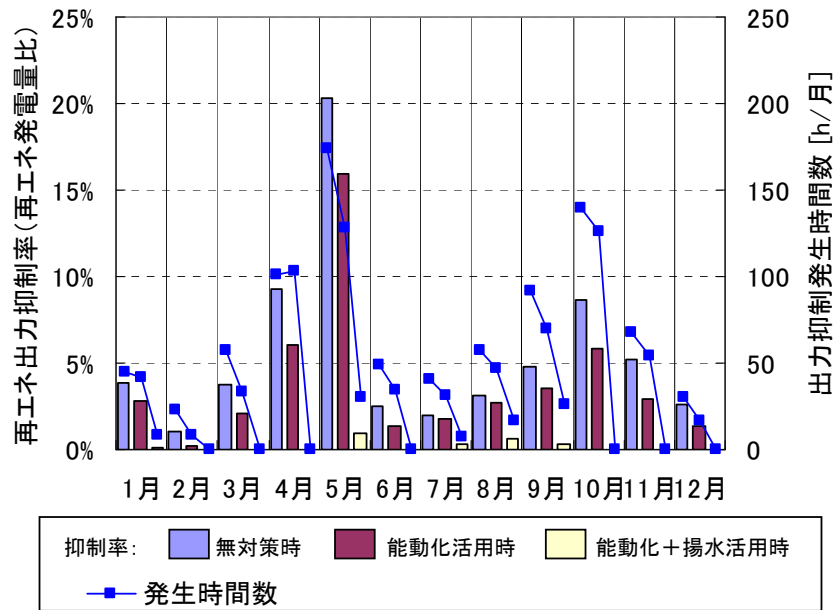


図 3-13 出力抑制の発生状況：東日本・月別（再生可能電源導入量：高位ケース）

## (2) 東日本 各種感度分析

前提条件のうち、特に太陽光・風力の短周期変動率、能動化機器の制御対象割合等の将来特性は、現時点では不確実性を伴う。そこで、これらの設定値を変化させた感度分析を実施した。

- 能動化対象が全機器の 10%へと減少した場合（基本設定比 1/3 倍）
  - ✓ これを補う形で揚水が積極活用される。最終的な再生可能電源の出力抑制率は微増となる。
- 太陽光発電の変動率が出力比 15%の場合（基本設定比 1.5 倍）
  - ✓ 能動化、揚水活用だけでは十分に対応しきれず、最終的な再生可能電源の出力抑制率は 3.8%へと拡大する。
- 風力発電の変動率が容量比 10%の場合（基本設定比 2/3 倍）
  - ✓ 最終的な再生可能電源の出力抑制率は 0.1%へと減少する。

また、その他の不確定要因のうち、火力調整力、電力需要の影響は以下のとおり。

- 火力調整力が定格比 10%へと拡大した場合（基本設定比 2 倍）
  - ✓ 調整力不足の発生局面が減少し、無対策時においても出力抑制の必要量はごく僅かとなる。能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制は不要となる。
- 需要が現状比 10%減少した場合（基本設定比 0.9 倍）
  - ✓ 再生可能電源の相対量の増加に伴い、系統運用において能動化、揚水活用を積極的に活用する局面が増加する。

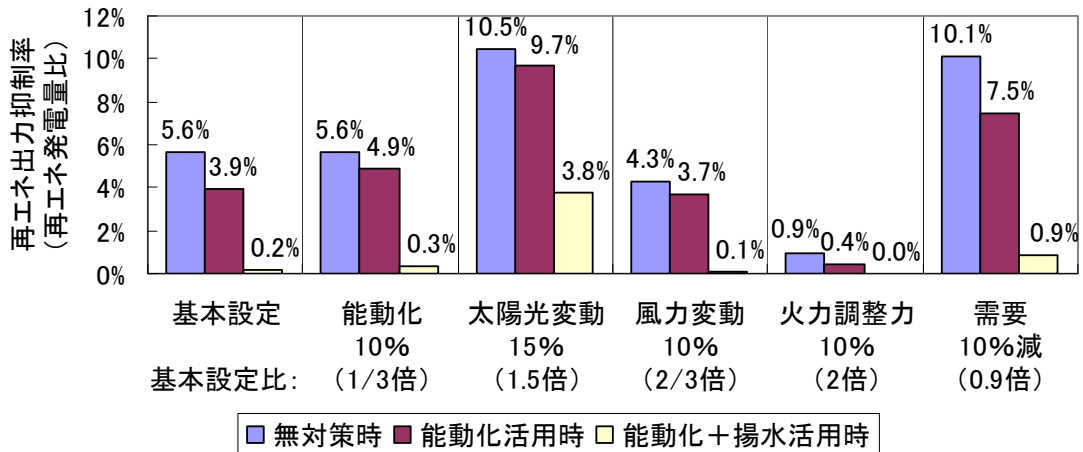


図 3-14 前提条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本  
(再生可能電源導入量：高位ケース)

基本設定では、東北・東京の一体運用を前提としたが、現状では各社がそれぞれに需給運用を行っている。そこで一体運用の効果を検証するため、東北、東京がそれぞれ運用を行う場合を想定した分析を実施した。

- 東北地域単独では、系統運用は困難。特段の対策を講じない場合、必要となる再生可能電源の出力抑制率は年間発電量の約 45%。需要の能動化、揚水発電の積極活用を行った場合においても、必要となる出力抑制率は約 41%となる。
- 一方、東京地域では、無対策時においても出力抑制の必要量は僅かであり、能動化、揚水活用により、再生可能電源の出力抑制はほぼ不要化できる。
- 東北、東京の分離系統ケースの場合、両地域における再生可能電源の出力抑制の総量は、再生可能電源の年間発電量の 20%程度の水準となる。

このように、広域融通による一体的運用は、需給バランスおよび調整力の確保対策として大きなポテンシャルを有する。

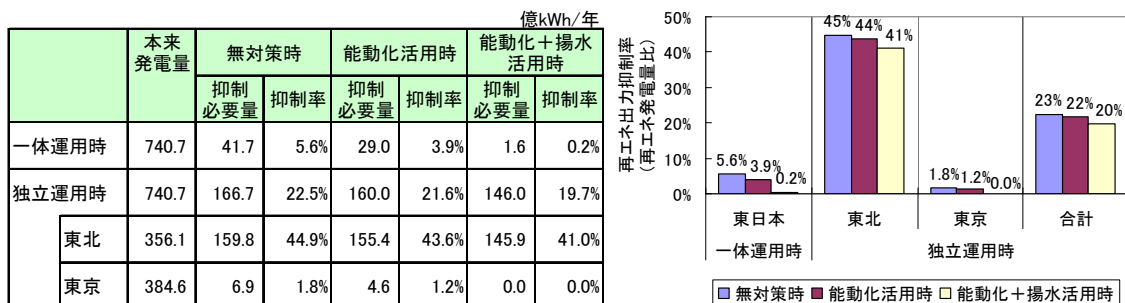


図 3-15 系統運用条件の違いに応じた出力抑制必要量：東日本  
(再生可能電源導入量：高位ケース)

### 3.3.2 地域別の分析

#### (1) 地域別 基本ケース

全5地域（北海道、東日本、中日本、九州、沖縄）について分析を行い、全国大での系統影響を把握した。

全国平均では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力を約7%抑制する必要があるが、需要の能動化、揚水発電の積極活用により、出力抑制量を5%以下に軽減できる見込みである。

北海道、九州では、特段の対策を講じない場合には再生可能電源の出力をそれぞれ約30%、13%抑制する必要がある。対策実施により、九州では抑制量は約2%へと軽減されるが、北海道では出力抑制必要量は約10%となる見込みであり、域内での需要拡大、系統の増強または他地域での風力発電の優先的な整備等が必要と見込まれた。

一方、東日本、中日本では、対策実施後の出力抑制必要量は1%未満にとどまる見込みである。

なお、需給調整の検証のための風力発電の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものであり、実際には地域の導入ポテンシャル及び系統設備容量を考慮して、より導入に有利な地点から導入が進むことが想定されることに留意が必要である。

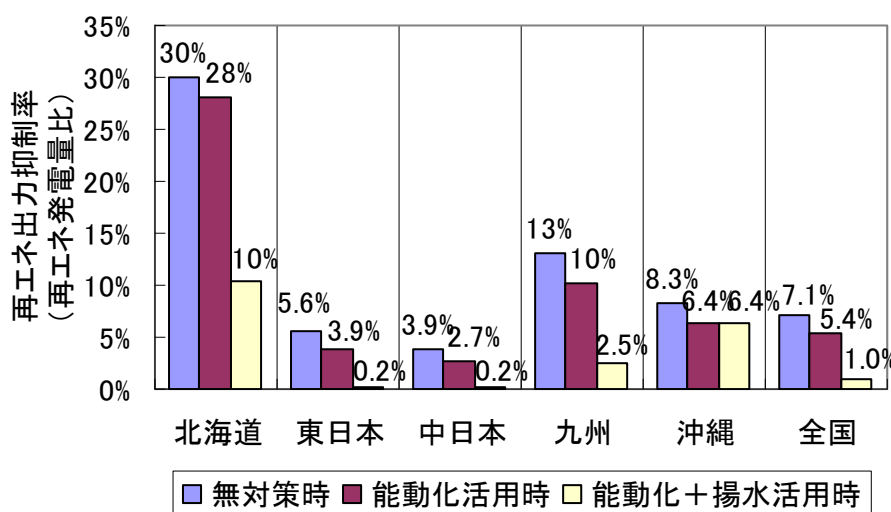


図 3-16 再生可能電源の出力抑制必要量（再生可能電源導入量：高位ケース）

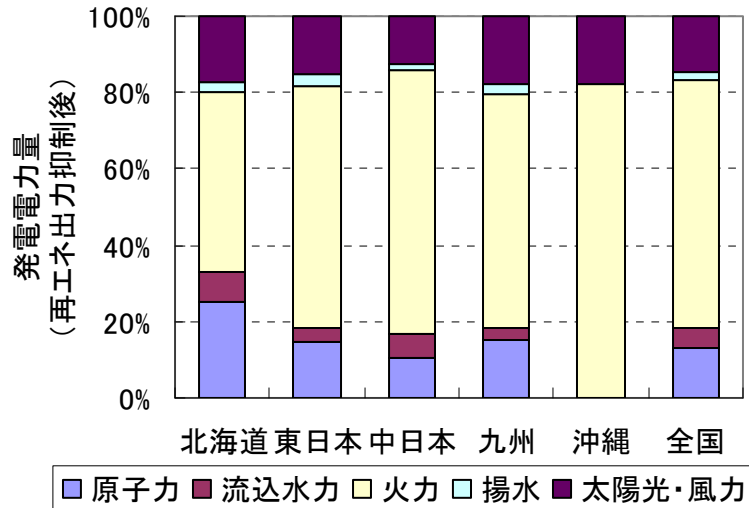


図 3-17 各種対策実施後における発電電力量構成 (再生可能電源導入量：高位ケース)

(2) 地域別分析 風力導入地域に関する感度分析

需給調整の検証のための風力の地域別想定導入量は、導入ポテンシャル等を基に機械的な計算で設定したものである。そこで、風力の導入地域の違いによる影響を検証するため、風力導入量の全国計は一定として、北海道と東日本との地域按分を変化させた分析を実施した。

北海道の導入量が約 100 万 kW (東北約 1,800 万 kW) の場合、北海道の出力抑制率は約 2.6%へと低減するのに対して、東日本の出力抑制率は約 0.3%と微増に留まる。その結果、全国平均の出力抑制率は約 0.7%へと低減する見込みである。

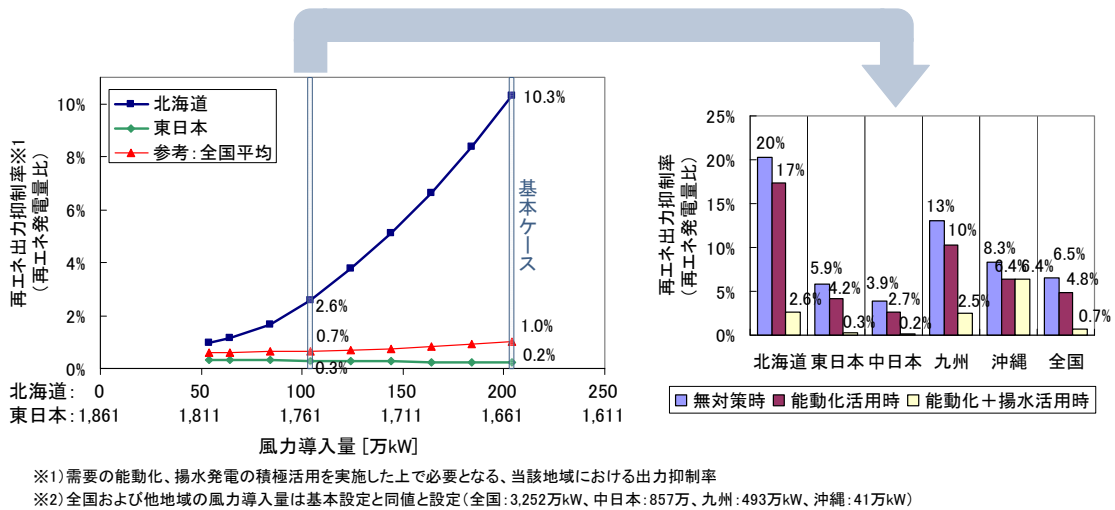


図 3-18 風力発電の導入地域の違いに応じた出力抑制必要量 (再生可能電源導入量：高位ケース)

### 3.3.3 系統対策費用の試算

太陽光発電および風力発電の大量導入の実現に必要な系統対策費用を簡易試算した。

#### (1) 試算条件

試算条件を表 3-6、表 3-7 に示す。対策オプションの違いによる負担影響を把握するため、本需給調整分析の想定に基づくケースと、既往検討に基づくケースを設定し比較した。本分析に基づくケースは、同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせるシナリオである。既往検討に基づくケースに対して、2030年時点においては蓄電池、揚水発電の新設を不要化する一方、電圧変動対策として SVC の増強を想定した。

表 3-6 系統対策費用の試算条件：概要

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
コンセプト		<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光、風力のそれぞれ一方のみの大規模導入を想定した2つの独立したシナリオ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光、風力の両者の大規模導入を想定し、対策の相乗効果等を考慮したシナリオ</li> </ul>
シナリオ	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>次世代送配電ネットワーク研究会(資源エネルギー庁、2009年度)による「出力抑制+需要創出・活用+系統側蓄電池シナリオ」に対して、シナリオの継続延長、年次展開を想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池の導入時期を後ろ倒し(自動車市場の先行等による蓄電池価格の低減により、定置用蓄電池の導入に要する社会費用の抑制が期待される)</li> <li>系統シナリオ定量分析結果に基づき、2030年時点においては、左記ケースに対して蓄電池、揚水新設を不要化する一方、電圧変動対策としてSVCを増強。</li> </ul>
	風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>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(2009年)の既設連系統利用シナリオに対して、同シナリオの年次展開を想定</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、蓄電池、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転</li> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、送電系統用SVC、地域間連系統、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>
費用項目	太陽光	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、蓄電池、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)、太陽光発電・需要制御装置、火力調整運転、送電系統用SVC、地域間連系統、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>
	風力	<ul style="list-style-type: none"> <li>風力関連：蓄電池、地域間連系統、揚水発電新規建設、気象予測等活用系統運用システム</li> </ul>	

表 3-7 系統対策費用の試算条件：詳細

		既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
太陽光	配電対策(柱上変圧器、配電系統用SVC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>柱上変圧器(20万円/台)を住宅用太陽光発電5~8軒ごとに設置。</li> <li>SVC(1,500万円/台)をバンクあたり1台設置。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
	太陽光発電・需要制御装置	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光1,000万kW導入時点から出力抑制機能付パワーコンディショナ(コスト増分0.5万円/台)を設置。</li> <li>自律制御用インターフェース(3万円/台)を太陽光導入住宅の約6割に設置。</li> <li>制御システムを構築。必要対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。単価(1.1万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.30兆円)。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>
風力	送電系統用SVC	—	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策量は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費(4.5百万円/MW)は新エネ部会資料より簡易推計(風力300万kW導入時135億円)。</li> </ul>
共通	蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> <li>太陽光1,000万kW導入時点からLFC容量対策用としての蓄電池を導入開始(必要対策量:0.8kWh/kW)。2,900万kW導入時点から余剰電力対策用として蓄電池の追加導入を開始(必要対策量:3,350万kW以前は0.4kWh/kW、3,350万kW以降は4kWh/kW)。PV追加容量あたり電池必要追加量は既往検討より簡易推計。蓄電池単価は4万円/kWhで一定。</li> <li>風力に蓄電池(出力容量:風力容量の20%、蓄電容量:1時間分)を併設。風車容量あたり対策費は50百万円/MW。</li> </ul>	—
	火力調整運転	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策量は太陽光の導入量に比例すると仮定。太陽光容量あたり対策費(0.53万円/kW)は既往検討より簡易推計(太陽光2,800万kW導入時0.15兆円)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左(対策量は、系統シナリオ定量分析の結果から得られたものではない)</li> </ul>
	揚水発電新設	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水(200百万円/MW)を風力の導入量に応じて新設。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。</li> </ul>	—
	地域間連系統増強	<ul style="list-style-type: none"> <li>地域間連系統(直流300百万円/MW、交流400百万円/MW)を風力の導入量に応じて増強。対策量は既往検討(系統設備容量に対する比率等による推計)を踏襲。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左(対策量は、系統シナリオ定量分析から得られたものではない)</li> </ul>
	気象予測等活用系統運用システム	<ul style="list-style-type: none"> <li>対策費用は風力の導入量に比例すると仮定。風力容量あたり対策費は既往検討(100百万円/MW)を踏襲。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>同左</li> </ul>

## (2) 試算結果

系統対策費用の簡易試算結果を表 3-8、表 3-9 に示す。同一ブロック内での系統一体運用の実施、需要能動化、出力抑制の必要に応じた実施を通じ、定置用蓄電池等の導入時期を更に導入が進んだ段階まで遅らせることにより、系統対策費用を大幅に抑制することが可能となる。太陽光発電と風力発電を合わせた導入量に応じて、2012 年から 2030 年までに 3～5 兆円の系統対策費用が見込まれる。

表 3-8 系統対策費用の試算結果（2012～2030 年）：概要

	既往検討に基づくケース	本分析に基づくケース
低位	9.1兆円(4,800億円/年) うち蓄電池5.7兆円(3,010億円/年)	3.0兆円(1,600億円/年)
中位	17.2兆円(9,050億円/年) うち蓄電池11.9兆円(6,270億円/年)	4.5兆円(2,350億円/年)
高位	19.3兆円(10,170億円/年) うち蓄電池13.0兆円(6,850億円/年)	5.1兆円(2,690億円/年)

表 3-9 系統対策費用の試算結果（2012～2030 年）：詳細

		既往検討に基づくケース			本分析に基づくケース		
		低位	中位	高位	低位	中位	高位
太陽光	配電対策 (柱上変圧器、 配電系統用SVC)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)	0.6兆円 (320億円/年)	1.0兆円 (540億円/年)	1.1兆円 (560億円/年)
	太陽光発電・ 需要制御装置	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)	0.8兆円 (450億円/年)	1.4兆円 (750億円/年)	1.5兆円 (760億円/年)
風力	送電系統用SVC	—	—	—	0.1兆円 (44億円/年)	0.1兆円 (61億円/年)	0.1兆円 (69億円/年)
共通	蓄電池	5.7兆円 (3,010億円/年)	11.9兆円 (6,270億円/年)	13.0兆円 (6,850億円/年)	—	—	—
	火力調整運転	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)	0.3兆円 (150億円/年)	0.5兆円 (250億円/年)	0.5兆円 (260億円/年)
	揚水発電 新設	0.4兆円 (230億円/年)	0.9兆円 (490億円/年)	1.3兆円 (710億円/年)	—	—	—
	地域間連系線 増強	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)	1.2兆円 (620億円/年)	1.4兆円 (740億円/年)	1.9兆円 (1,020億円/年)
	気象予測等活用 系統運用システム	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)	0.03兆円 (16億円/年)	0.04兆円 (19億円/年)	0.04兆円 (21億円/年)
	合計	9.1兆円 (4,800億円/年)	17.2兆円 (9,050億円/年)	19.3兆円 (10,170億円/年)	3.0兆円 (1,600億円/年)	4.5兆円 (2,350億円/年)	5.1兆円 (2,690億円/年)

注) 四捨五入の関係で必ずしも合計値と一致しない

### 3.3.4 まとめ

本試算では一定の仮定に基づき、再生可能電源の大量導入が系統の需給運用に与える影響を分析するとともに、対策として需要の能動化、揚水発電の積極活用、再生可能電源の出力抑制を想定し、これらの必要量を試算した。

モデルの考え方、パラメータ設定等、引き続きの検証が必要であるが、現時点で得られる示唆は以下のとおり。

- 太陽光、風力の大量導入時の出力特性は、現時点では不確実性を伴う。系統影響評価および対策検討の精緻化のためには、太陽光、風力の出力データ計測・解析の進展が求められる。
- 需給バランスおよび調整力の確保対策として、連系線の活用による一体運用は大きな



ポテンシャルを有する。ただしこれを実現するためには、地域間連系線の容量制約、事故時の影響波及等の各種課題への対応が必要となる。

- 需要の能動化、揚水発電の積極活用により、再生可能電源の出力抑制の必要量を低減することが可能である。能動化、出力抑制を実運用に活かすためには、需要家等の受容性を高めるとともに対策の実効性を高めることが重要であり、能動化や出力抑制のための必要技術、需給制御に留まらない新サービスを付加した製品の開発・普及、関連制度の整備を進めることが求められる。(表 3-10 参照)
- 系統側の対策として、火力の調整力増強に向けた技術開発やより安価な系統連系線の技術開発を実施することが必要である。また、系統安定化対策の必要のある地域に工場、データセンター等の立地を促すような誘導施策の検討も必要である。

表 3-10 再生可能電源の出力抑制、需要能動化の実現策

	対策メニュー	必要技術	関連制度
再生可能電源の出力抑制	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 太陽光発電の出力抑制</li> <li>■ 風力発電の出力抑制</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 出力抑制機能付パワーコンディショナ</li> <li>■ 風力発電ピッチ制御</li> <li>■ 出力予測技術</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 電力の送り手と受け手の間での出力抑制に関するルール作成</li> <li>■ 卸電力取引市場の活用・拡充</li> </ul>
需要の能動化	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 蓄電システムの活用</li> <li>■ ヒートポンプ給湯機の活用</li> </ul> ※制御方法としては、間接制御、直接制御の両者が想定される	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ 蓄電池(PHV車、電気自動車等を含む)および制御システム</li> <li>■ ヒートポンプ給湯機の運転制御システム</li> <li>■ スマートメータ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ ダイナミックプライシング等、需要調整を導く料金制度の創設</li> </ul>

なお、本分析の留意点は以下のとおり。

- 調整力確保のために低出力で運転する火力発電機が増加すると、発電効率が低下し、燃料費やCO2排出は増加することとなる。これらの影響評価については今後の検討課題である。
- 揚水発電の積極活用を想定したが、実際には定期点検や貯水池容量、週間運用等を考慮する必要がある。これらを考慮すると、揚水活用による需要創出量は下振れするため、再エネ出力抑制量は大きくなる可能性がある。
- 系統制約として需給バランスおよび調整力に注目したが、実運用においては、電圧上昇、潮流変動、系統安定度等の制約も存在する。これらを考慮すると、再生可能電源の出力抑制の必要量は大きくなる可能性があり、制約を解消するためには系統対策が必要となる可能性がある。