



RIETI Discussion Paper Series 16-J-012

## 電力システム改革政策評価モデルの開発

戒能 一成  
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

## 電力システム改革政策評価モデルの開発\*

戒能一成（経済産業研究所）

## 要 旨

我が国においては、2011年の東日本大震災・福島第一原子力発電所事故を契機に、本年4月からの電力小売の全面自由化などを内容とする「電力システム改革」が進められている。

当該「電力システム改革」においては、電力の広域的連系の推進、限界費用順位による短期的競争や発電新規参入投資を介した長期的競争の促進、経過措置料金による消費者保護などの政策課題が提示されているが、こうした政策課題について包括的・定量的な予測・評価を可能とし関連部局における適正な政策判断を支援していくことは非常に重要である。

本研究においては当該視点に基づいて、全国を10地域区分し地域間連系送電の数量制約を考慮した月別、平日・土休日別、時間帯別の電力需要と可変費用順序に基づく連系均衡価格を算定可能で、さらに回収固定費・投入可変費や燃料種別発電参入可否判定、発電用エネルギー投入量・炭素排出量などの政策関連指標を算定可能な新たな電力需給に関するシミュレーション・モデルを開発し、化石燃料価格・電力需要に関する感度分析を実施し精度確認を行った。

更に、当該モデルを用いて経過措置料金制度、高経年原子炉安全規制制度、太陽光発電固定価格買取制度を事例とした電力需給や各種関連政策指標への影響についての定量的政策評価を試行した。

キーワード：電気事業、自由化政策、政策評価

JEL classification:L94,K23,C54

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

\*本資料中の分析・資産結果等は筆者個人の見解を示すものあって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所、国立大学法人東京大学公共政策大学院、UNFCCC-CDM 理事会など組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

# 電力システム改革政策評価モデルの開発

## - 目 次 -

### 要 旨

### 目 次

### 本 論

#### 1. 現状と問題意識

- 1-1. 我が国の電力システム改革政策の概要 p 01
- 1-2. 問題意識と本研究の目的 p 03

#### 2. 電力システム改革政策評価モデルの策定と評価手法

- 2-1. モデルの基本的構造・推計手順 p 04
- 2-2. モデルの前提条件と使用する基礎統計 p 08
- 2-3. モデルを用いた政策評価の手法 p 13

#### 3. モデルによる将来予測と政策評価

- 3-1. モデルによる基準状態の予測結果 p 19
- 3-2. 化石燃料価格と電力需要の変動に関する感度分析結果 p 23
- 3-3. 政策評価事例 -経過措置料金・高経年原子炉安全規制・太陽光発電買取制度- p 30

#### 4. 結果整理と課題

- 4-1. 結果整理と提言 p 39
- 4-2. 今後の課題 p 42

別掲図表 p 44

### 補 論

- 補論1. 地域間連系均衡の数値計算手順詳細 p149
- 補論2. 新設石炭及び LNG複合火力発電所の実発電効率の推計 p150
- 補論3. 新設石炭及び LNG複合火力発電所の設備投資額の推計と参入可否判定 p152
- 補論4. 時間帯別電力需要量実績値日報公表値の補完処理 p154
- 補論5. 現状の地域別電気料金と経過措置料金水準の推計 p155
- 補論6. 現状の太陽光発電の地域別既導入設備容量の推計 p158

### 参考文献・統計資料

※ 本研究は、原子力損害賠償・廃炉等支援機構から小生宛の一連の依頼研究による成果の一環である。

2016年 2月  
戒能一成 (C)

## 1. 現状と問題意識

### 1-1. 我が国における電力システム改革政策の概要

#### 1-1-1. 東日本大震災後の電力システム改革政策を巡る議論の経緯

我が国における電力システム改革政策は 1995年度から開始され、従前の一般電気事業者による完全垂直独占体制による供給から、段階的に発電参入自由化や大口電力小売自由化などの部分自由化措置が採られ、不完全ながら競争原理の導入が指向されてきたところである。

2011年3月に発生した東日本大震災は、同時に発生した津波によって東北電力・東京電力管内の太平洋岸の発電所に深刻な被害をもたらし、また東京電力福島第一原子力発電所事故により全国の原子力発電所が停止状態となったため、広域的な電力需給の逼迫が生じ、首都圏では「輪番停電」が実施され全国的にも政府による事業所や家庭への大幅な節電要請が行われるなど、今後の電力需給のあり方を見直す重大な契機となった。

また、東京電力福島第一原子力発電所事故は、避難者約 17万人という未曾有の原子力災害をもたらし、その損害賠償額は東京電力の負担能力を超えるものであったため、2012年6月に東京電力が原子力損害賠償・廃炉等支援機構の出資により公的管理下に置かれることとなり、電気事業の事業形態のあり方についても見直しが余儀なくされることとなった。

こうした情勢を背景に、2012年2月から経済産業省総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会において今後の電気事業のあり方に関する総合的検討が実施され、当該委員会の報告は 2013年4月に「電力システムに関する改革方針」として閣議決定された。さらに、当該方針に基づいた改革内容は 2013～2015年通常国会において電気事業法が3段階で改正され確定し、以降各種の技術的・組織的な作業が進められているところである。

#### 1-1-2. 「電力システムに関する改革方針」の概要

2013年4月の「電力システムに関する改革方針（閣議決定）」においては、以下の 3点を今後の主要な改革内容としており、その決定内容は前述のとおり電気事業法改正などを通じ逐次実施に移されている。

さらに、当該方針の実施に必要な技術的・組織的事項については、経済産業省総合資源エネルギー調査会での議論を踏まえ随時これに追加され実施されている。

1. 広域系統運用の拡大
  - ・ 「広域系統運用機関<sup>\*1</sup>」を設立し、全国大での需給運用機能を強化する
  - ・ 周波数変換設備・地域間連系送電線等の増強に取り組む
2. 小売及び発電の全面自由化
  - ・ 家庭部門を含む全需要家が電力会社を選べるようにする（小売の全面自由化）
  - ・ 適正料金の確保（経過措置としての料金規制の継続）
  - ・ 発電の全面自由化等を措置する（卸規制の撤廃，卸電力取引所の取引活性化）
3. 法的分離による送配電部門の中立性の一層の確保
  - ・ 「法的分離」を実施する前提での改革の推進
  - ・ 中立性確保のための人事/予算等の規制実施
  - ・ 事業者間で協調して需給調整・周波数調整等を行えるよう必要なルールの策定実施
  - ・ 送配電に関する投資回収は補償し、需給バランス維持を義務化
  - ・ 新たに供給力確保策を講じる（小売事業者への確保義務化，広域機関の公募入札）

\*1 2015年4月設立の「電力広域的運用推進機関(OCCTO)」がこれに相当する。

### 1-1-3. 「電力システムに関する改革方針」の工程表と今後の予定

上記の「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」の内容については、1-1-1. で述べたように 3段階の改正を経て電気事業法に反映され、既に「1. 広域系統運用の拡大」などが実施に移されているところである。

更に、今後以下の予定で小売・発電の全面自由化や発送電の「法的分離」などが実施されていく見通しである。

#### 0. 法的制度整備

2013年11月(実施済) 電気事業法の改正 (「第1段」改正, 以降2015年迄改正実施)

#### 1. 広域系統運用の拡大

2015年 4月(実施済) 広域系統運用機関設立

#### 2. 小売及び発電の全面自由化

2015年 9月(実施済) 電力取引監視等委員会設立 (経済産業省傘下の「8条」委員会)

2016年 4月 小売全面自由化

2020年頃迄

経過措置料金規制による適正料金の確保  
(「法的分離」と同時期かそれ以降に廃止)

#### 3. 送配電「法的分離」

2020年 4月 送配電部門の「法的分離」実施

### 1-1-4. 「電力システムに関する改革方針」の実施上の課題

1-1-3. で見たように「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」の内容については制度面・組織面での整備が進められているが、当該方針に基づく電力自由化政策の要点は「安定供給の確保」と「電気料金の最大限抑制」の両立であり、広域的な融通の促進、供給区域内外での競争の促進や発電投資の適正化などの政策課題を如何に着実に進めていくかという点に集約されると考えられる。

一方、電気事業においては、電力需要の季節・曜日・時間帯による変動が著しいこと、異なる特性を有した多様な発電技術が存在すること、電気の貯蔵困難性に起因する様々な技術的課題が存在することなど、こうした政策課題に対する措置の有効性の予測・評価が一般的な財サービスの需給と比較して相対的に非常に煩瑣で困難であるという問題が存在する。

当該問題に対応するためには、以下のような項目を一定の前提条件と推計精度の下で定量的に予測・評価可能なシミュレーション・モデルを開発・運用し、政策判断を支援することが必要である。

- 地域間連系送電線を用いた電力の広域的連系が正しく実施されているか
- 限界費用順位(メリットオーダー)に従った短期的競争が正しく機能しているか
- 発電設備の新規投資・参入を介した中長期的競争が正しく機能しているか

## 1-2. 問題意識と本研究の目的

### 1-2-1. 国内の地域別電力取引に関する定量的政策評価についての先行研究と問題点

国内での地域別電力取引に関するシミュレーション・モデルを用いた定量的政策評価についての先行研究として、戒能(2007)、Akiyama, Hosoe(2011)などが挙げられる。

戒能(2007)においては、国内主要発電設備の実績限界費用による供給曲線と推定による需要曲線を用いて卸電力取引市場の約定価格や回収固定費の妥当性評価を試みている。しかし、実際の需要曲線を用いていない、東西 2地域別の均衡価格についての評価しか行っていないなどの問題点がある。

Akiyama, Hosoe(2011)においては、国内主要発電設備の推計に基づく限界費用による供給曲線と、推計に基づく価格弾力性及び 8月最大 3日電力を用いた需要曲線を用い、9地域別・月別・時間帯別の均衡価格と連系送電線の送電量を算定した評価を試みている。しかし、発電限界費用・需要曲線とも実績値との関係が明らかでない、平日・休日を識別しておらず評価断面が実質的に単一である、固定費回収や新規発電参入について分析していない、発電・送電設備諸元が最新でないなどの問題点がある。

また、いずれの先行研究においても経過措置料金規制やエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量、太陽光発電他再生可能エネルギー電力関連制度の影響などに関する評価は行われていない。

従って、これらの先行研究は本研究に重要な示唆を与えてはくれるものの、今後の小売自由化など「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」とこれに影響を与える各種の政策措置の影響を予測・評価するためにはなお工夫を要するものと考えられる。

### 1-2-2. 「電力システムに関する改革方針」に基づいた政策の影響予測・評価の要件

1-1. で述べた「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」に基づいた政策の影響を予測・評価し、今後の政策判断を支援していくためには、以下のような要件を満たした新たなシミュレーション・モデルを開発することが必要であると考えられる。

- 発電所新設や将来燃料費想定などに基づいた複数断面・条件での将来予測・評価が可能であること
- 地域間連系送電線容量制約を考慮した上で国内 10地域別での電力需給や均衡価格の算定が可能であること
- 地域別発電限界費用や地域別電力需要について過去の実績値を反映した算定が可能であること
- 既存主要発電所についての個別回収固定費や新設発電所についての参入可否など、発電に関する中長期的な競争環境についての評価が可能であること
- 経過措置料金規制、原子力発電所再稼働規制、太陽光発電固定価格買取制度など今後想定される電力関連政策の多面的な影響評価が可能であること

### 1-2-3. 本研究の目的

本研究においては、各種公的統計などに基づく実績値を用い地域間連系送電を考慮した国内地域別電力取引に関するシミュレーション・モデルを新たに開発し、2013年 4月の閣議決定である「電力システムに関する改革方針」に基づいた政策などの影響を一定の前提条件・精度の下で多面的に予測・評価することを可能とし、以て今後の電力システム改革に関連する政策判断を支援していくことを目的とする。

## 2. 電力システム改革政策評価モデルの策定と評価手法

### 2-1. モデルの基本的構造・推計手順

#### 2-1-1. 発電限界費用曲線と季節・曜日・時間帯別需要を用いた地域内均衡の推計

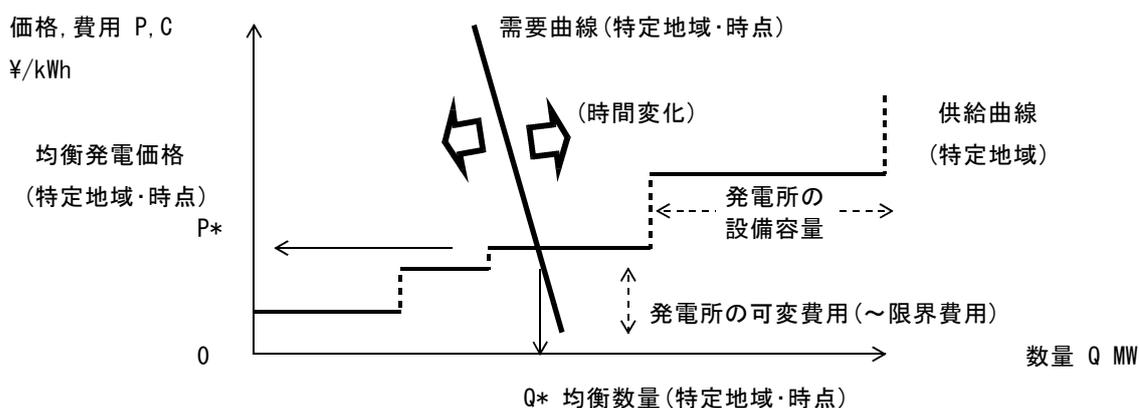
地域間連系送電を考慮せず、電力需給における系統維持運転(“Ancillary Service”)を考慮しない場合、地域・時点(季節・曜日・時間帯)が特定されれば、当該地域・時点での域内電力需給の均衡は、価格・数量に関する規制などが存在せずかつ十分に競争的な環境の下では、供給側である域内で系統連系している発電所の限界費用曲線と、需要側である当該時点での電力需要曲線との交点によって定まり\*<sup>2</sup>、価格及び数量が決定されることとなる。

供給側である発電所の限界費用曲線は、域内の発電所の使用燃料構成や発電効率などに基づき算定された単位発電量当可変費用を限界費用と見なして廉価な順に並べることで近似が可能であり、需給線図上では各発電所の単位発電量当可変費用と設備容量に基づいた不連続な右肩上りの線として表現される。燃料費の変化など可変費用が変化した場合や発電所が新設・廃止された場合など中長期的には当該限界費用曲線は変化するが、基本的に時点毎には変化せず一定の期間(数ヶ月～1年間)は安定していると考えられることができる。

需要側である域内の当該時点での電力需要曲線は、需給線図上では当該時点での電力需要を基本に、価格弾力性に応じた負の傾きを持った曲線として表現される。供給側と異なり、我が国においては電力需要曲線は季節・曜日・時点毎に大きく変化することが知られており、地域差はあるものの夏期平日の昼間や厳冬の夕方などが最大需要となり、春秋期の休日の未明～早朝が最低需要となることが多い。

当該地域・時点毎での均衡解として得られた価格・数量を、1年間(365日・24時間)集計し加重平均することにより、十分に競争的な環境下における年間需要に対応した理論的な電力費用及び平均電力価格が推計できる。

[図2-1-1-1. 電力需給の地域内均衡の推計 (地域間連系送電を考慮しない場合)]



#### 2-1-2. 地域間連系送電線の容量制約を考慮した短期での連系均衡の推計

次に地域間連系送電線を考慮した短期での複数地域の均衡(連系均衡)を考える。

隣接する地域がある送電容量の連系送電線で結ばれているとした場合、両地域の各時点で

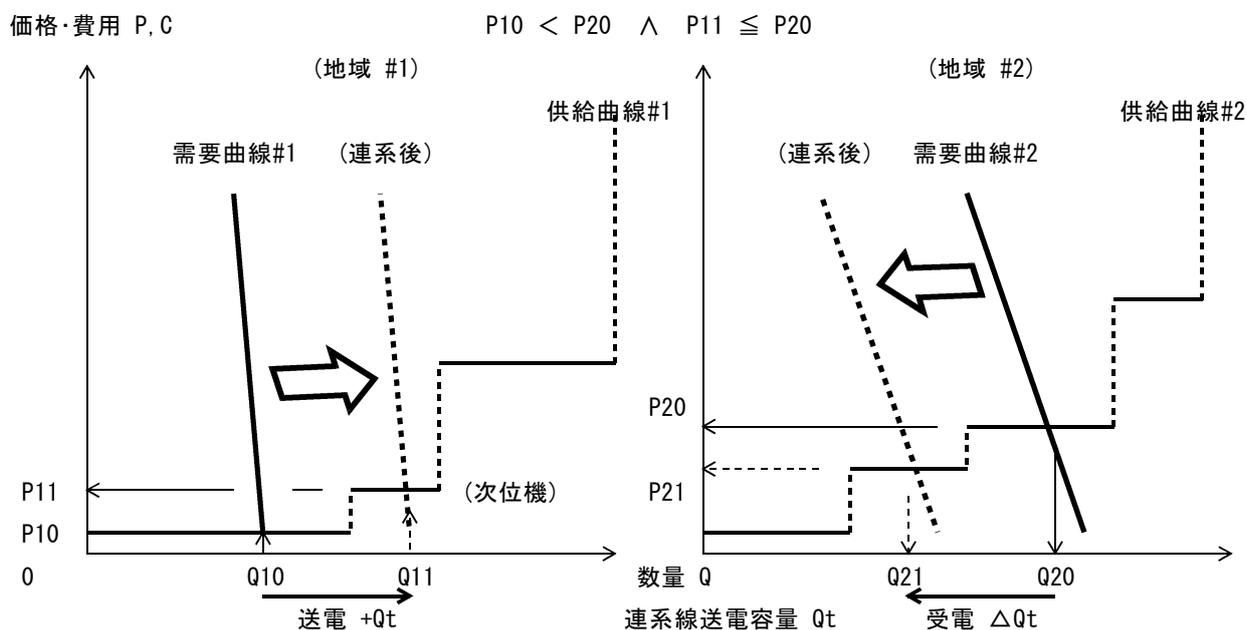
\*2 現実の電力需給においては、地域内での負荷変化速度への電源別の追従可能性や局所的な電圧安定性上の問題から、限界費用順の序列を外れた発電所の運用が行われることがあるが、短時間かつ局所的な問題であるため、簡略化のため本研究ではこうした問題は捨象する。

の地域内均衡価格に差があれば、十分に競争的な環境下では、相対的に地域内均衡価格が廉価な方の地域から、その逆の地域に向かって連系送電線の送電容量又は発電所の設備容量を上限として送電が行われ、送(受)電量に応じて両地域の均衡価格・数量がそれぞれ変化するものと考えられる。

また、ある地域から連系送電できる発電所が複数ある場合や、複数地域からの連系送電ができる場合には、それぞれ送電容量の範囲内かつ相手地域の地域内均衡価格を上回らない範囲内で可変費用の廉価な発電所から順に当該地域へ送電が行われることとなる。

ここで、各地域の発電所の費用構造についての情報が不十分な短期の状態では、仮に両地域の各時点での地域内均衡価格に差があり送電容量に余裕がある状態でも、廉価な方の地域から隣接地域に送電を行うはずの次位発電所の可変費用が相手地域の地域内均衡価格を上回っている場合には、十分な送電が行われず両地域の連系均衡価格が異なることが生じる。

[図2-1-2-1. 電力需給の短期連系均衡の推計 (地域間連系送電が行われる場合)]



(別掲図表) 図2-1-2-2. 電力需給の短期連系均衡の推計 (地域間連系送電が行われない場合)

### 2-1-3. 地域間連系送電線の容量制約を考慮した長期での連系均衡の推計

次に 2-1-2. の状態が長期的に継続し、経験的知見の蓄積により各地域の発電所の費用構造についての情報がほぼ推定できる状態になった際の複数地域の均衡(連系均衡)を考える。

地域間連系送電線の送電容量が制約を生じない程度に十分大きい状況下では、各地域の需要側・供給側ともそれぞれの地域での需給に関する価格・費用の状況をほぼ完全に把握していると仮定できるため、供給曲線・需要曲線とも両地域の供給曲線・需要曲線を合成した曲線となり、その均衡点が当該時点での両地域の共通価格と両地域の合計数量を与えることとなる。

一方、地域間連系送電線の送電容量が不十分である状況下では、連系送電により他地域での売電の可否は不確定であり 2-1-1. の状態が継続すると考えられ、上で述べたとおり両地域の地域内均衡価格差及び連系均衡価格差から、送電容量の範囲内で送電量が決定され、条件に応じて送電容量が十分使われず価格差が生じる状況が生じ得るものと考えられる。

従って、シミュレーション・モデルの構造としては、各地域の供給曲線・需要曲線と各地域間連系送電線の設備容量を所与として、以下の手順でまず地域間連系送電線の容量制約によ

り分断が生じる地域と分断が生じない地域を特定した上で、順次各地域の連系均衡を求めていくこととなる。

1. 送電容量制約を考慮せずに東日本(50Hz)・西日本(60Hz)地域<sup>\*3</sup>全体で合成された仮想的な各地域内均衡を算定する
2. 1. の状態での需給差から仮想的な各地域間連系送電量を推計し、当該仮想的な各地域間連系送電量が、地域間連携送電線の送電容量を超えているか否かを判定する
3. 2. での結果から、地域間連系送電線の送電容量を仮想的な地域間送電量が超えている地域を特定し、当該地域を分断した状態で残りの地域の需要・供給を合成して再度各地域内均衡を算定する
4. 3. で合成した地域をそれぞれ1つの地域と見なして試算地域構成を確定し、地域間連系送電線で接続された他の分断地域との間での連系均衡を算定する

#### 2-1-4. 連系均衡の数値計算手順概要

具体的に、2-1-3. での手順に従った各地域での連系均衡の計算手順の概要<sup>\*4</sup>を説明する。

各地域での供給曲線は個別発電所の可変費用と設備容量に応じて不連続・非線形な右肩上りの折線となっているため解析的解法を直接的には適用できない。

このため、まず需要を仮に固定した上で当該仮需要量に対応した供給曲線上の仮均衡価格と次位発電所の可変費用を数値解法により算定し、当該仮均衡価格・可変費用を周辺地域について同様に算定した仮均衡価格と比較して、連系送電の可否と送(受)電量、対応する価格変化を算定する。

次に当該価格変化の影響と送(受)電量に応じて最初に設定した仮需要量を補正し、再度仮均衡価格と次位発電所の可変費用を算定し、これに対応する連系送電の可否と送(受)電量、対応する価格変化を算定するという手順を順次地域毎に繰返していく。

最終的に全ての地域について連系送電線の容量が一杯となるか、あるいは計算を繰返してもそれ以上の連系送電量の変化がない状態になる迄当該反復計算を行うことにより多地域での連系均衡の解を求めることができる。

当該数値解法は算定の自由度が高く不連続・非線形な供給曲線に適用できる利点があるが、連系線がループ状に接続された地域間では計算上「循環流」が発生してしまい現実的な解を得られない場合が生じる欠点がある。このため、ループ状の接続を回避するため一部の地域間連系送電線について一定の前提条件を設けて計算から除外する措置<sup>\*5</sup>が必要である。

#### 2-1-5. 連系均衡発電価格に基づく回収固定費・投入可変費の推計と発電新規参入可能性

2-1-3. での手順に従って算定された各地域での連系均衡発電価格・数量から、各地域での個別の発電所に関して回収固定費・投入可変費<sup>\*6</sup>を以下のとおり算定することができる。

ある発電所の特定時間帯での回収固定費は、当該地域の連系均衡発電価格と当該発電所の可変費用の差に当該時間帯での発電出力を乗じたものであり、投入可変費は当該可変費用と当該時間帯での発電出力を乗じたものである。

当該発電所毎の回収固定費・投入可変費を、発電所を保有する事業者毎に集計することに

\*3 東日本(50Hz)地域と西日本(60Hz)地域間の地域間連系送電設備は、周波数変換設備という特殊な設備を必要とするため現状1,200MWの送電容量しかなく、両地域は事実上常時分断の状態にある。詳細は2.2を参照ありたい。

\*4 連系均衡の計算手順の詳細については、補論1.を参照ありたい。

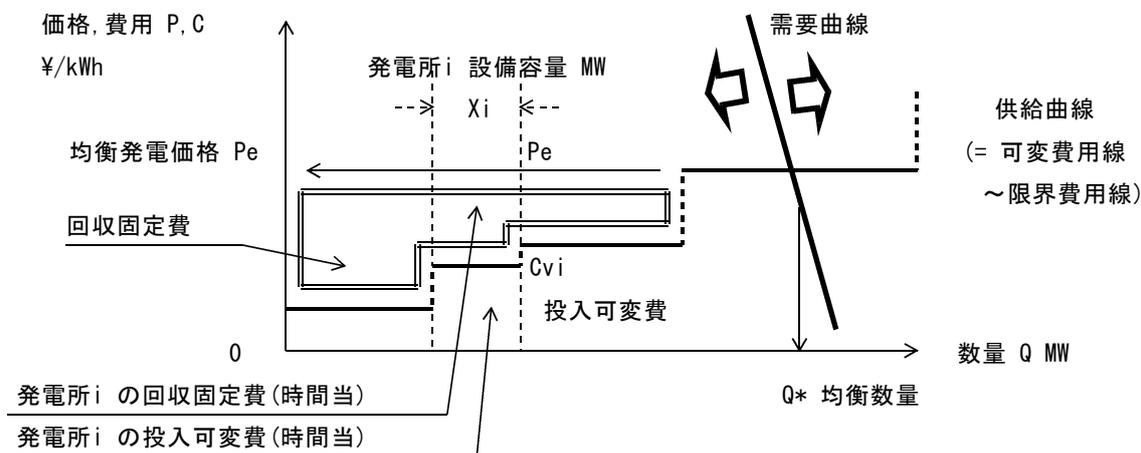
\*5 具体的には、関西-四国間、中部-北陸間の地域間連系送電線を除外する措置を採っている。詳細は2.2を参照ありたい。

\*6 個別発電機に関する単位発電量当可変費の導出過程については、2.3の該当項目を参照ありたい。

より、事業者毎での回収固定費・投入可変費を算定することができる。

更に当該算定結果を用いて、ある地域の石炭火力や LNG複合火力などの新鋭設備での回収固定費を法定耐用年数分現在価値換算して累計した総回収固定費が、当該種別の発電設備の初期投資額と比べて十分大きいかな否かを比較することにより、当該地域での特定種別の発電設備についての新規参入可能性<sup>\*7</sup>を判定することができる。

[図2-1-5-1. 個別発電所に関する回収固定費・投入可変費の計算(時間当)]



[式2-1-5-1. 個別発電所に関する回収固定費・投入可変費の計算]

$$F_{ri}(T) = \sum_t [ (P_e(t) - C_{vi}) * X_i(t) ] ; \quad C_{vi} > P_e(t) \Rightarrow X_i(t) = 0$$

$$F_{vi}(T) = \sum_t [ C_{vi} * X_i(t) ]$$

$F_{ri}(t)$		発電所iの年度Tでの回収固定費(¥, 2000年度実質)	T: 年度, t: 時間帯
$F_{vi}(t)$		発電所iの年度Tでの投入可変費(¥, 2000年度実質)	
$P_e(t)$		発電所i所在地域の時間帯tにおける連系均衡発電価格(¥/kWh, 2000年度実質)	
$C_{vi}(t)$		発電所iの単位発電量当可変費用(¥/kWh, 2000年度実質)	
$X_i(t)$		発電所iの時間帯tでの発電出力(MW, $0 \leq X_i(t) < X_{imax}$ (最大出力))	

## 2-1-6. 連系均衡の計算結果に基づく地域別エネルギー投入量・エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量推計

上記の手順及び手法に従った地域別連系均衡の計算結果は、個別発電所の時間帯別発電出力と直接対応しているため、各発電所・各時間帯毎の発電出力、発電効率、燃料消費構成及びエネルギー源別標準炭素排出係数<sup>\*8</sup>などから、発電所別・時間帯別のエネルギー投入量・エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量が算定できる。

さらに、各地域内の発電所についてのエネルギー投入量・エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量を集計することにより、地域別の年間エネルギー投入量・年間エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量や、年平均エネルギー効率、年平均CO<sub>2</sub>排出原単位などを計算することができる。

(別掲図表) 式2-1-6-1. 個別発電所に関するエネルギー投入量・エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量の計算

\*7 当該参入可能性の判定は、実際に参入が可能かな否かを問題とするものではなく、競争環境を判断する一助として投資回収の可能性を吟味し参入が可能かな否かを理論上判定するものである。

\*8 最新のエネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数については、参考文献5. 戒能(2014)を参照ありたい。

## 2-2. モデルの前提条件と使用する基礎統計

### 2-2-1. 供給側(1) 火力発電設備諸元(設備容量・使用燃料種・発電効率・新設投資額)

本研究で構築するモデルの供給曲線における火力発電所の設備諸元(設備容量・使用燃料構成・発電効率)については、10地域合計 126発電所につき原則として実績値を用い下記のとおり算定する。新設投資額については一般・卸電気事業者の有価証券報告書から算定する。

なお、本研究においては火力発電設備についての定期検査の実施は考慮しない<sup>\*9</sup>。

#### (1) 2004年度迄に運転開始した既存火力発電所

2004年度迄に運転開始した既存火力発電所であって、2015年現在廃止されていない発電所については、経済産業省電力ガス事業部編「電力需給の概要」(1995～2004年度版<sup>\*10</sup>)に基づく実績値に基づき 最大 10年間の平均値を採ることにより発電設備諸元(設備容量・使用燃料構成・発電効率)を算定する。

当該発電設備諸元については、2015年度各社供給計画時点迄の変更を反映するが、それ以降は発電所毎に一定とし将来に亘り変化しないものと仮定する。

#### (2) 2005年度以降運転開始した火力発電所 及び 将来運転開始予定の新設火力発電所

2005年度以降に運転開始した火力発電所 及び 将来運転開始予定の新設火力発電所であって運転開始期日が 2015年度各社電力供給計画に明記されたものについては、石炭火力・LNG複合火力発電の 2種別につき以下のとおり算定する。

- 設備容量: 各一般・卸電気事業者の公表値 又は 公表済計画値を用いる。
- 使用燃料: 近年の動向にかんがみ、石炭 又は LNG専燃とし補助燃料を用いないものと仮定する。
- 実発電効率: (1)の「電力需給の概要」での実発電効率の実績値から、年技術進歩率を回帰推計しこれを外挿した実発電効率を用いて推計<sup>\*11</sup>する。
- 新設投資額: 各一般・卸電気事業者有価証券報告書から過去 10年に運転開始した石炭及びLNG複合火力発電の固定資産額の平均値を算定<sup>\*12</sup>し推計する。

(別掲図表) 表2-2-1-1. 地域別算定対象発電所の設備容量・主燃料種別・発電効率・運転開始後経過年数  
表2-2-1-2. 地域別算定対象発電所主燃料種別設備容量

### 2-2-2. 供給側(2) 火力発電可変費用

本研究で構築するモデルの供給曲線における火力発電所の可変費用については、実績補正燃料費及び他可変費の合計とし、それぞれ実績値に基づき下記のとおり算定する。

#### (1) 実績補正燃料費

##### (実績補正燃料費の算定手法)

実績補正燃料費は、補正前燃料費に燃料費補正係数を乗じたエネルギー源別燃料費を各発電所の使用燃料構成で加重平均し発電効率で除した発電量当燃料費を用いる。

##### (補正前燃料費)

過去分の補正前燃料費については、日本貿易統計によるエネルギー源別実績輸入価

\*9 火力発電設備については、電気事業法施行規則により原則としてボイラ 2年・タービン 4年毎の検査が義務づけられているが、毎年度実施するものではなく、また軽負荷時に計画的に実施することが可能であるため、特定の単一年度の予測・評価を行う上では定期検査の実施を仮定する必然性がないと考えられる。

\*10 2005年度以降については「電力需給の概要」において発電所別の設備諸元が公開されなくなっており情報が得られない。詳細は補論2. を参照ありたい。

\*11 新設の石炭及び LNG火力発電の実発電効率の推計については、補論2. を参照ありたい。

\*12 新設の石炭及び LNG火力発電の設備投資額の推計と参入可否判定については、補論3. を参照ありたい。

格を内閣府経済社会総合研究所国民経済計算による GDPデフレーターにより 2000年度実質価格に換算したエネルギー量当実績実質燃料価格を用いる。

算定対象燃料種類は、LNG、国産天然ガス(DNG)、LPG、原油、C重油、軽油、NGL・コンデンセート、石炭(一般炭)の 8種類<sup>\*13</sup>とする。

将来分の補正前燃料費については、上記実績価格の過去10年の実績平均増加率を外挿した将来想定値を用い、必要に応じ補正前燃料費将来想定値に関し感度分析を行う。

補正前燃料費の過去 10年間(2005~2014年度)での変動係数の実績値は LNGで 0.295、石炭で 0.196 であることから、今後 10年間での燃料費の基準想定に対する変動幅を一律に ±30%であると仮定し、高位・低位想定値を算定し感度分析に使用する。

(燃料費補正係数)

燃料費補正係数については、各一般電気事業者の 2005~2014年度有価証券報告書/明細書/汽力発電費から燃料消費量当の燃料費用を算定し、(1)での日本貿易統計による補正前のエネルギー源別実績輸入価格でこれを除した値を使用する。

当該燃料費補正係数は、国全体の平均値である上記燃料種別輸入価格からの各事業者の実際の燃料費用の偏差を示し、調達・国内輸送・保管などに要する費用の地域別での実績値の差を示すものである。

(2) 他可変費

他可変費については消耗品費・廃棄物処理費の 2項目とし、各一般電気事業者の 2005~2014年度有価証券報告書/明細書/汽力発電費の数値を内閣府経済社会総合研究所国民経済計算による GDPデフレーターにより 2000年度実質価格に換算した実績費用を用いる。消耗品費については全火力発電の発電電力量で除した平均値とし、廃棄物処理費についてはその大部分が石炭灰処理費であることから石炭火力発電量で除した平均値を用いる。

他可変費については、将来に亘り変化しないものと仮定する。

(別掲図表) 図2-2-2-1. 補正前燃料費実績及び将来推計(基準想定)(LNG, 原油 及び 石炭)

表2-2-2-1. 補正前燃料費実績及び将来推計(基準・高位・低位想定)(LNG, 原油 及び 石炭)

### 2-2-3. 供給側(3) 原子力発電・水力発電・地熱発電

本研究で構築するモデルの供給曲線における個別発電所のうち、原子力発電・水力発電及び地熱発電<sup>\*14</sup>については、定期検査や降水量などの影響で季節毎に稼働率が異なることなど特殊な扱いを必要とすることから、設備容量及び可変費用について実績値を用いて下記のとおり仮定を置いて算定する。

これら原子力発電・水力発電・地熱発電に関する費用は、いずれも将来に亘り変化しないものと仮定する。

(1) 原子力発電

(実効発電設備容量)

原子力発電については、毎年度低需要期を中心に定期検査が行われ季節毎の稼働率が一定しないため、単に総発電設備容量を用いて需給均衡を計算した場合実態を反映しない懸念がある。このため、地域別に「電力調査統計」に基づく過去 10年間の月別

\*13 製鉄所に併設された共同火力発電所において使用されている鉄鋼ガスについては、燃料費を 0 として算定する。

\*14 再生可能エネルギー発電については、太陽光発電を例とした政策評価の対象とする。 2-3-5. 及び 補論6. 参照。

平均稼働率から毎月の実効発電設備容量<sup>\*15</sup>を推計し、需給均衡の算定に使用する。

原子力発電所の休廃止・新增設については、各社 2015年度供給計画の内容に従う<sup>\*16</sup>。

(核燃料費用)

原子力発電の核燃料費用については、これを可変費用として扱い、各一般電気事業者及び日本原子力発電の過去 10年分の有価証券報告書/明細書/原子力発電費から原子力発電電力量当の核燃料費・再処理費・再処理準備費及び特定廃棄物処理費の平均値を算定し 2000年度実質費用に換算した値を用いる。

(他可変費用)

原子力発電の他可変費用については、各一般電気事業者及び日本原子力発電の過去 10年分の有価証券報告書/明細書/原子力発電費から原子力発電電力量当の廃棄物処理費・消耗品費の平均値を算定し 2000年度実質費用に換算した値を用いる。

## (2) 流下式水力発電<sup>\*17</sup>・地熱発電

(実効設備容量)

流下式水力発電・地熱発電については、毎季の降水量の変化や定期検査の有無に応じ季節毎の稼働率が一定しないため、原子力発電同様地域別に「電力調査統計」に基づく過去 10年間の月別平均稼働率から毎月の実効発電設備容量を推計し、これを需給均衡の算定に使用する。

(可変費用)

流下式水力発電の可変費用については、各一般電気事業者の過去 10年分の有価証券報告書/明細書/水力発電費から水力発電電力量当の水利使用料・廃棄物処理費・消耗品費の平均値を算定し 2000年度実質費用に換算した値を用いる。

地熱発電については可変費用を計上しない。

## (3) 貯水式・揚水式水力発電

(実効設備容量及び発電時間帯)

貯水式・揚水式水力発電についても、毎季の降水量の変化や定期検査の有無に応じ季節毎の稼働率が一定しないため、原子力発電同様地域別に「電力調査統計」に基づく過去 10年間の月別平均稼働率から毎月の実効発電設備容量を推計し、これを需給均衡の算定に使用する。

貯水式・揚水式水力発電については、9:00-17:00 の昼間に発電し、他の時間帯に「電力調査統計」に基づく過去 10年間の月別平均揚水動力消費相当分を用いて揚水するものと仮定する。

(可変費用)

貯水式・揚水式水力発電の可変費は、(2)流下式水力発電・地熱発電と同じとする。

- (別掲図表) 図2-2-3-1. 地域別・月別 実効原子力発電設備容量  
図2-2-3-2. 地域別・月別 実効水力・地熱発電設備容量

\*15 日本原子力発電東海第2及び敦賀発電所については、従前の一般電気事業者の引取り比率に応じ引続き各地域に分配されて送電されているものと仮定する。

\*16 原子力発電所の廃止については、東日本大震災後 2015年度迄の各社供給計画において期日が明記された各号機(東京電力福島第1 1-6号機(4,696MW)、関西電力美浜1,2号機、中国電力島根1号機、九州電力玄海1号機、日本原子力発電敦賀1号機(合計2,216MW))については、全て予定どおり廃止されるものとして扱う。  
東京電力福島第2原子力発電所(4,400MW)については長期休止として取扱い、本モデルにおける算定から除外する。  
新增設については、2015年度各社供給計画において今後の運転開始期日が明記された発電所が存在せず、電源開発大間・東京電力東通原子力発電所については、現状で工事進捗率が50%に満たないため、現状でほぼ完成している中国電力島根3号機(1,373MW)のみ新增設とし、それ以外については当面の間新增設がないものと仮定する。

\*17 水力発電所(流下式・貯水式及び揚水式発電所)の設備廃止・新增設については、一般に対象となる設備容量が小さく毎年度の電力需給に与える影響が非常に小さいことから、本研究におけるモデルではこれを捨象するものとする。

2-2-4. 供給側(4) 地域間連系線送電容量及び送変電費用(域外託送費用)

(1) 地域間連系線送電容量

本研究で構築するモデルにおいて地域間連系送電線の送電容量は任意に設定できるが、現状での送電容量及び電力広域的運用推進機関(OCCTO)による今後の増設計画を考慮し、主要地域間連系送電線について現状値及び2020年度以降値の2通りを設定して算定に使用する。

なお、本研究で構築するモデルでは解法に関する技術的制約がありループ状の接続関係がある地域間の連系均衡を解くことが困難であるため、当該問題を避けるため関西-四国間、中部-北陸間の地域間連系送電線については常時100%で関西方向・中部方向に送電が行われているものと仮定し、連系均衡の計算から除外する。

また、同様の理由から周波数変換設備を除く275kV以下の電圧階級による地域間連系送電線についても、連系均衡の計算から除外する。

本研究においては、地域間連系送電線の定期検査・補修による容量減は考慮せず、検査・補修などは軽負荷時に計画的に実施されているものと仮定する。

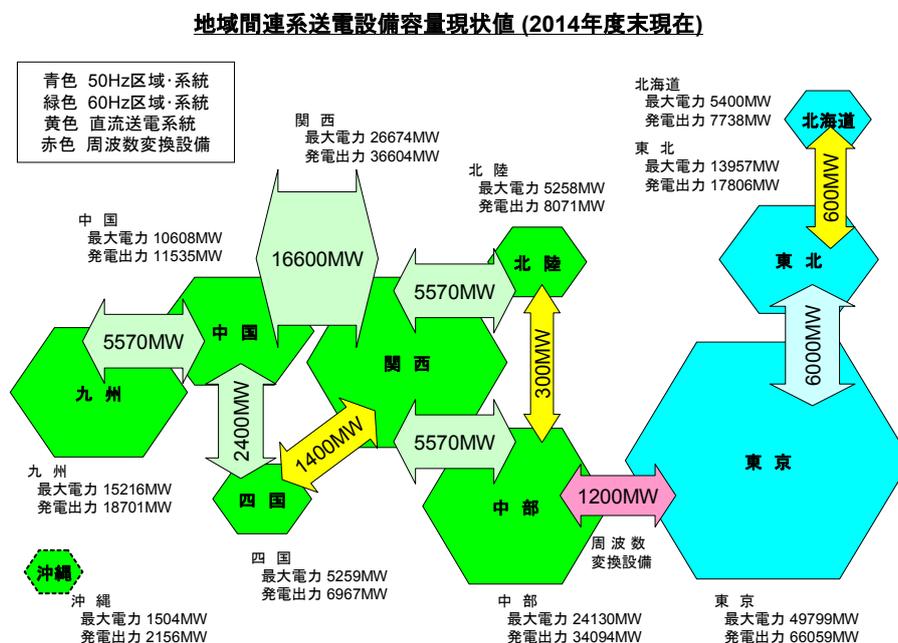
(2) 送変電費用(域外託送費用)

本研究で構築するモデルにおいては、地域間連系送電に関する追加的な送変電費用(域外託送費用)は0(「郵便切手」方式)又は送電先地域の送変電費用<sup>\*18</sup>(「パンケーキ」方式)を任意に選択できるが、現状での託送制度にかんがみ基本的に地域間連系送電の費用は将来に亘り0(「郵便切手」方式)と仮定する。

また、本研究においては地域間連系送電についての送変電損失を考慮しない<sup>\*19</sup>。

(別掲図表) 表2-2-4-1. 主要地域間連系線送電容量現状値及び2020年度以降値一覧

[図2-2-4-1. 地域間連系線送電容量現状値(2014年度末現在)]



\*18 本研究においては使用しないが、送電先地域の送変電費用については、該当する一般電気事業者の2005~2014年度公開財務諸表明細書から販売電力量当送電費・変電費の実績値を算定し、これを10年平均した値を用いることが考えられる。

\*19 地域間連系送電線はその大部分が500kV送電によるものであり、これに伴う送変電損失は、それ以下の電圧階級による送変電が大半を占める地域内送変電損失と比べて無視できる程度に小さく、敢えて考慮する必然性に乏しいと考えられる。

## 2-2-5. 需要側(1) 地域・季節・曜日・時間帯別需要電力(負荷曲線)

本研究で構築するモデルの供給曲線における地域・季節・曜日・時間帯別の需要電力については、一般電気事業者各社の「でんき予報」などによる時間帯別電力需要実績値日報公表値を用い、月別、平日-土休日別、24時間別の576種別に集計・平均した実績値を使用する。

但し、一般電気事業者により「でんき予報」などによる時間帯別電力需要実績値日報公表値の公表範囲が異なっており、北陸電力・中国電力・沖縄電力などでは欠測値が生じるため、近隣の事業者の同月・同曜日・同時間帯の値を用いて補完<sup>\*20</sup>した値を用いる。

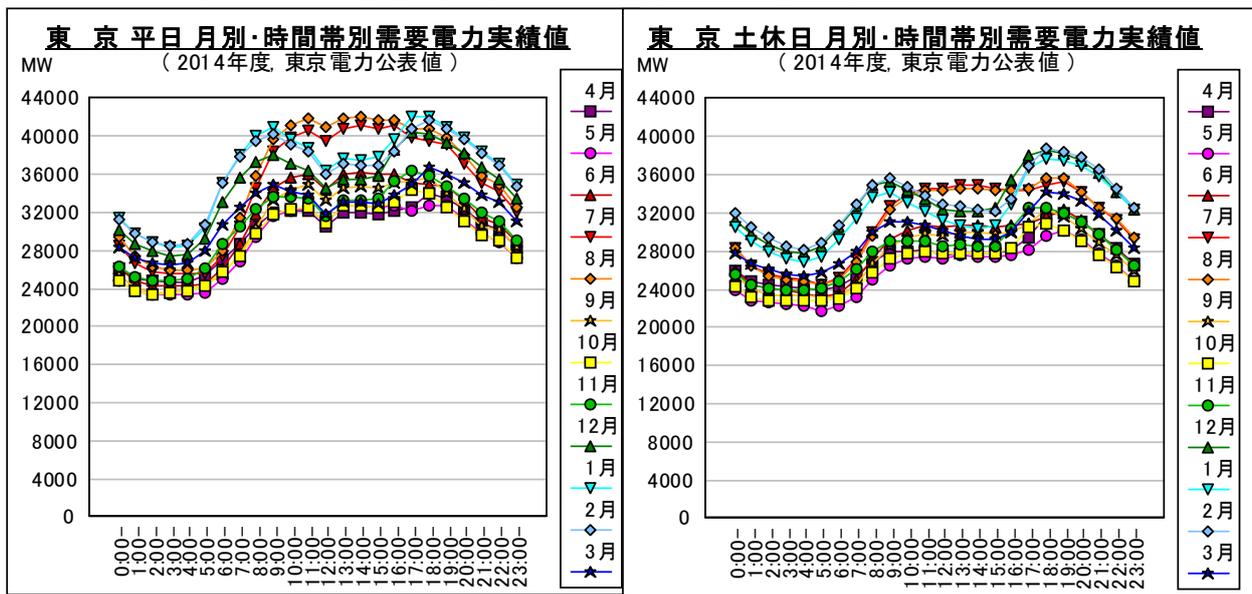
東日本大震災以降の各地域での一般電気事業者による販売電力量は、事業所・家庭での節電や独立系発電事業者への「離脱」などの影響により2008年度を頂点として近年減少傾向にあり、今後の需要動向を正確に見通すことは困難であるため、原則として2014年度の月別、平日・土休日別、24時間別需要実績値を用い、必要に応じ感度分析を行うものとする。

月別販売電力量の過去10年間(2005~2014年度)での変動係数の実績値は0.083であることから、今後10年間での需要の基準想定に対する変動幅を一律に±10%であると仮定し、高位・低位想定値を算定し感度分析に使用する。

本研究で構築したモデルにおいて、電力に関する地域・季節・曜日・時間帯別の価格弾力性を設定することは可能であるが、上記実績値の試料数が限定され価格弾力性の実測が困難であったことから、本研究においては暫定的に価格弾力性は全て0と仮定する。

(別掲図表) 図2-2-5-1..2 直近年の国内販売電力量実績値推移(月別・年度別)  
図2-2-5-3. ~22. 地域・季節・曜日・時間帯別需要電力(負荷曲線) 2014年度実績値・推計値

[図2-2-5-7,8 東京 平日/土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



## 2-2-6. 需要側(2) 他事業者需要電力

本研究においては、一般電気事業者以外の事業者の供給による電力需給について、その実績値が販売電力量以外一切不明であることから、これを考慮しない<sup>\*21</sup>。

\*20 具体的な時間帯別電力需要量実績値日報公表値の補完処理内容については、補論4. を参照ありたい。

\*21 一般電気事業者が公表する時間帯別電力需要量実績値日報公表値については、他事業者が供給する電力についての情報は含まれておらず、また本研究でのモデルにおける発電所にも他事業者の運用する発電所は含まれていないため、残念ながら現状では当該捨象が需給均衡に与える影響を評価する方法がない。今後の課題としたい。

## 2-3. モデルを用いた政策評価の手法

### 2-3-1. 電力需給に直接的影響を与える政策措置と評価可能性

現在国内で実施されている様々な政策措置のうち、直接的に電力需給に影響を与える主要な政策措置は下記のとおりである。

ここで、それぞれの政策措置は、燃料課税に対する国際エネルギー価格や節電に対する電気機器効率変化など、該当する政策の効果に大きな影響を与える外部因子が存在する「外部因子が大きな影響を与える政策措置」と、外部因子は存在するがその影響が無視できる程度に小さい「外部因子の影響が限定的な政策措置」に分けることができる。

このうち、「外部因子が大きな影響を与える政策措置」については、政策効果を単独で評価することは困難であるため、例えば燃料課税については燃料費の変化、節電・省エネルギー規制については需要電力の変化の感度分析によりその影響を評価するものとする。

一方、「外部因子の影響が限定的な政策措置」については、政策措置の実施内容を仮定することにより、可能な限り政策効果の影響を直接的に評価するものとする。

#### (1) 外部因子が大きな影響を与える政策措置（単独での評価が困難なもの）

（供給側政策措置）

- 燃料課税

（消費税制，エネルギー環境税制<sup>\*22</sup>）

← 国際エネルギー価格，為替水準などの外部因子が存在

→ 燃料価格の感度分析の結果を用いて評価を実施

（需要側政策措置）

- 節電・省エネルギー規制（電気機器効率向上規制，高効率機器導入促進税制）

← 所得変化，電気機器自然買替などの外部因子が存在

→ 需要電力の感度分析の結果を用いて評価を実施

#### (2) 外部因子の影響が限定的な政策措置（単独での評価がある程度可能なもの）

（供給側政策措置）

- 電気料金規制

（経過措置料金規制，電源開発促進税等電力税制）

- 原子力発電安全規制

（高経年炉安全規制，再稼働安全規制）

（需要側政策措置）

- 再生可能電力買取制度（太陽光発電固定価格買取制度他）

### 2-3-2. 感度分析を用いた政策評価（「外部因子が大きな影響を与える政策措置」）

本研究での試算結果は、各地域・各時点での供給側での発電所の限界費用曲線と需要側での電力需要曲線の形状に応じ決定されるものである。それぞれの曲線の算定においては、多数の前提条件を設けているため、感度分析により当該前提条件が変化した際の試算結果への影響を分析しておくことが必要である。

供給側の発電所の限界費用曲線については、発電所の設備構成が確定した状態では可変費用の大部分を占める燃料費の変化が最大の影響因子であり、2-2-2. で述べたとおり過去10年間での実績から±30%の変動を仮定した感度分析を行うものとする。

他方、需要側の電力需要曲線については、2-2-5. で述べたとおり±10%の変動を仮定した感度分析を行うものとする。

\*22 エネルギー環境税制のうち、炭素課税など燃料別の炭素含有率に応じた課税措置などの不均一な課税措置については、燃料毎の課税額が異なり価格変化の幅が異なることとなるため、本稿での感度分析とは異なる試算が必要である。本研究でのモデルを用いた当該政策措置の評価は可能であるが、非常に特殊な前提条件の設定を必要とするため捨象する。

2-3-1. で述べたとおり、燃料課税や節電・省エネルギー規制など「外部因子が大きな影響を与える政策措置」については、当該感度分析の結果から政策評価を行うことができる。

政策措置の影響を評価するための項目としては、以下の項目が挙げられる。

- 地域別年平均均衡発電価格
- 地域別発電電力量、地域間連系送電量 及び 発電所・連系送電線稼働率
- 地域別年間回収固定費・投入可変費 及び 燃料種別別参入可否判定結果
- 地域別発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量

### 2-3-3. 電気料金規制(経過措置料金上限規制)に関する政策評価

1-1-3. で述べたとおり、2016年4月からの小売及び発電の全面自由化に際しては、電気料金の急激な高騰を防止する観点から、家庭など小口部門の需要家に対して経過措置料金上限規制による「適正料金の確保」が当面の間実施されることとなっている。

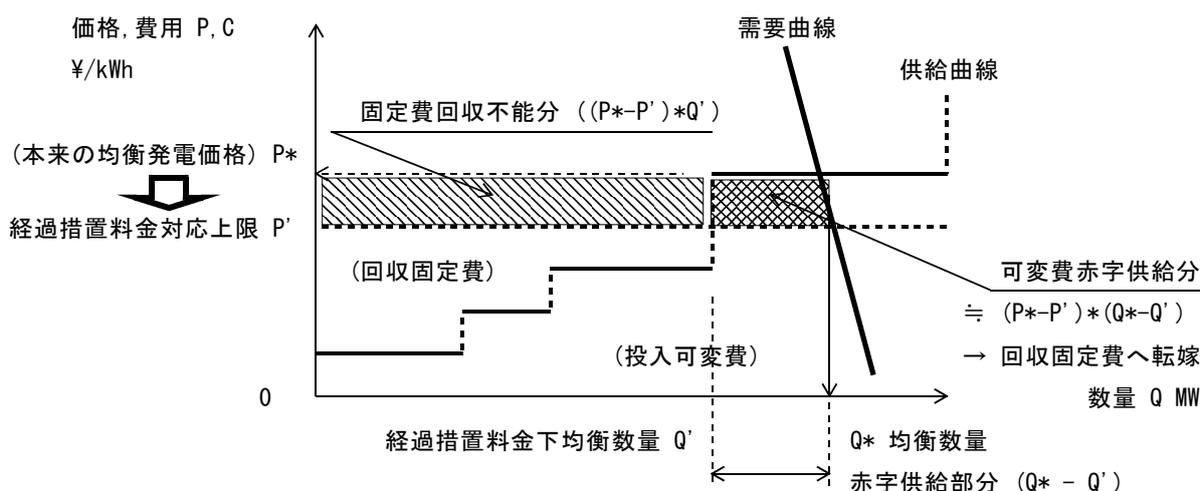
経過措置料金上限規制の詳細はなお不詳であるものの、当該規制の目的は電気料金の高騰の防止であることから、経過措置料金が電気料金の「上限」として設定され、需要期には本来の需給に対応した連系均衡発電価格以下に価格が抑制される場合が生じることとなる。

この場合、供給側においては回収固定費の一部が失われるだけでなく、経過措置料金下での均衡数量を超える部分については投入可変費の一部を賄えない赤字供給となるため、何らかの方法で当該可変費赤字分を補填しなければ、当該地域・当該時間帯については長期的には供給を行う者がいなくなり停電が発生することとなる。

一つの考えられる方策は、一般電気事業者など赤字供給となる発電所以外に黒字供給となる発電所を多数保有している「余裕のある」事業者等に当該可変費赤字分を負担させて補填することであるが、経過措置料金上限が過度に低く設定され負担額が大きくなると一般電気事業者の経営が成立せず制度破綻してしまう懸念がある。

従って、現状での電気料金を参考に具体的に経過措置料金を何通りか定め、各地域での回収固定費、固定費回収不能分 及び 可変費赤字供給分がどの程度の金額となるかを試算することにより、当該経過措置料金上限規制の影響と実施可能な料金の範囲を評価・推定<sup>\*23\*24</sup>する。

[図2-3-3-1. 電気料金規制(経過措置料金規制)の影響評価(概念図)]



\*23 他に電気料金に関連する制度としては、消費税、電源開発促進税・電気事業税など電力に関する課税措置の増減が挙げられるが、本研究では電力に関する価格弾力性を暫定的に0と見なしていること、2-3-2. で電力需要の変化に関する感度分析を実施していることから、ここでは経過措置料金規制を主眼に据えた評価を行うものとする。

\*24 現状の地域別電気料金と経過措置料金水準の推計については補論5. を参照。  
簡略化のため本研究では小口部門に限らず全部門が同一の経過措置料金規制による上限規制の適用を受けると仮定する。

## 2-3-4. 原子力発電安全規制(高経年炉安全規制)に関する政策評価

### (1) 新安全規制の施行

2011年3月の福島第一原子力発電所事故以降、原子力発電安全規制については原子力規制委員会・原子力規制庁への組織改編・一元化、当該事故の経験・反省を基礎とした新安全基準の制定などの制度改革による規制強化が実施されたところである。

当該新安全基準<sup>\*25</sup>は2014年に施行され、炉心損傷などの重大事故を考慮した設備対応・多重化、テロ・航空機衝突などへの対応強化、既設原子炉に対する最新基準への適合義務化、高経年炉への特別点検・運転期間延長認可の取得義務化などが強化された内容となっている。

### (2) 新安全規制への対応状況と政策評価

国内においては2011年3月以降一部の例外<sup>\*26</sup>を除きほぼ全ての原子力発電所が停止状態にあったが、2015年8月に九州電力川内原子力発電所1,2号機が当該新安全基準に基づいた審査に初めて合格し再稼働を開始するなど、上記新安全基準への各原子力発電事業者の対応が進められているところである。

一方、日本原子力発電敦賀1号機など運転開始後40年以上を超過した高経年炉を中心に5基2,216MWの原子炉について当該新安全基準への適合が断念され廃炉措置が開始されており、更に中長期的には高経年炉から順次廃炉が進められていくものと推察される。

従って、今後の原子力安全規制による電力需給への影響度の大きさという観点からは、高経年炉安全規制に焦点を当てた政策評価を進めていくことが適当であると考えられる。

### (3) 高経年炉安全規制の影響

当該情勢を前提に、本研究においては2015年度現在で運転開始から40年以上を経過した高経年炉が今後順調に特別点検・運転期間延長を実現し60年迄寿命を延長していった場合(「60年運転制限制」と、当該特別点検・運転期間延長が実施されず40年経過した炉から順次廃炉されていく場合(「40年運転制限制」)を仮定し、高経年炉安全規制による電力需給への影響を評価する。

ここで、既に関西電力高浜原子力発電所など特別点検・運転期間延長を行っている原子力発電所が存在することから、「60年運転制限制」を基準とした比較分析を行う。

仮に現在計画されている以外の原子力発電所の新增設がないと考えれば、「60年運転制限制」と「40年運転制限制」では、早期に廃炉される原子力発電所が後者で多くなるため、原子力発電設備容量が相対的に小さくなるものと考えられる。

原子力発電は火力発電と比べて限界費用が低いため、「40年運転制限制」の下では供給曲線は全体に左(高価側)に移行し、均衡発電価格は相対的に上昇すると考えられる。

さらに、電源構成が変化し火力発電が多くなるため投入可変費やエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量は増加側に変化するものと考えられる。一方、回収固定費については均衡発電価格が上昇することによる増加効果と供給の可変費用が上昇することによる減少効果の両方が存在するため、両者の関係により増加する場合と減少する場合が起こり得ると考えられる。

### (4) 高経年炉安全規制に関する政策評価

今後の高経年炉安全規制については、他の条件を一定として「60年運転制限制」での

\*25 新安全基準の概要については参考文献6.を参照ありたい。

\*26 2012年7月に関西電力大飯3,4号機が国が示した「暫定基準」に適合し再稼働を行い、約1年間運転を行っている。



マス・地熱・水力による発電電力をエネルギー源別・規模別に政府が定める一定の買取価格で買取することを義務づけるものであり、当該買取に要する費用は電気事業者間で調整され再生可能電力賦課金として電力消費者全般に転嫁される制度となっている。

電気事業者は電力の安定供給に問題がある場合など正当な事由がある場合以外には原則として申込があった分の買取を拒否できないとされている。

発足当初の当該制度においては、例えば風力発電が ¥ 22.0/kWh+税 で買取られたのに対し太陽光発電は ¥ 40.0/kWh+税 で買取られるなど非常に優遇されていた。このため太陽光発電設備の増加には一定の貢献があったものの、一般電気事業者側では買取申込が殺到し安定供給上の懸念から新規申込の一時停止が生じ、太陽光発電事業者側では設備費用の低減を見越した「空申込み」の多発などの問題が顕在化したことなどから、制度の見直しと買取価格の適正化(引下げ)が実施されたところである。

ここで、今後の再生可能電力全般の政策評価を行うことは煩瑣であるため、最も大きな導入量が見込まれている太陽光発電<sup>\*29</sup>の問題に絞って以下議論を行う。

### (3) 固定価格買取制度下での太陽光発電の実質的導入制約と最大導入可能量

発電費用の問題を除いた太陽光発電の導入制約については、接続地域近辺の系統容量不足や電圧安定性の問題など局所的な問題と、曇天・雨天時などの出力急変対応や特異的需要減少時の発電抑制など広域的な問題が指摘されている。

仮に太陽光発電の導入が適度に地理的に分散するなど局所的な問題が深刻な制約条件ではなく、また大部分の太陽光発電設備が出力抑制装置を装備している<sup>\*30\*31</sup>状態を考えれば、各地域内での曇天・雨天時などの出力急変対応が電力の安定供給上から見た実質的な導入制約である<sup>\*32</sup>と考えられる。

当該曇天・雨天時などの出力急変対応については、天候変化による予期しない太陽光発電の短時間での出力変化に追従できるよう、起動状態にある LNG複合火力・石油火力発電など予備・補完電源を常時確保することが必要である。

また、原子力発電は出力調整が困難であり、水力・地熱発電(揚水・貯水式発電を除く)を太陽光発電で代替する意味はないため、これらの電源だけが運転している状態では、太陽光発電をそれ以上導入できない又は導入する意味がないこととなる。

従って、地域別・月別・平日土休日別の太陽光発電の実質的導入可能量は、以下の2つの数値の小さい方で近似できる<sup>\*33\*34</sup>ものと考えられる。

#### a. 火力発電代替可能容量

\*29 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」では、2030年度に太陽光発電約 6400万kWと推計し現状から約 4300万kWの増としているが、風力発電は約 729万kW増、バイオマス発電最大約 476万kW増、水力・地熱最大約 374万kW増としている。

\*30 太陽光発電・風力発電については、2015年1月以降の固定価格買取制度における接続条件として一定出力以上の設備(太陽光50kW以上・風力20kW以上)について出力抑制装置の装備を義務づけている。参考文献 8. を参照。

\*31 太陽光発電設備の出力抑制が無制限に可能であると仮定した場合には導入量が確定しないため、本研究においては、太陽光発電設備の出力抑制限度を年間稼働率換算で5%以内として一連の試算を行う。

\*32 例えば東京の日照時間は30年平均で年1881時間(国立天文台)であり、年間の昼間時間数4380時間の半分に満たず、残りの約2500時間は曇天・雨天であることを想起されたい。

\*33 原理的には、太陽光発電設備に加えて大容量蓄電池など電力貯蔵設備を組合せて装備すれば更なる導入は不可能ではない。しかし、現状では相対的に廉価な通常の太陽光発電により火力発電を代替する余地がなお残されている状況にあることから、ここでは電力貯蔵設備を併設しない通常の太陽光発電設備の導入について議論することとする。

\*34 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」では、系統安定化対策費用と称し予備・補完電源が別途賦課金によって固定費・燃料費を賄われ常時待機状態で確保されることを前提として2030年度に約6400万kWの太陽光発電と約1,000万kWの風力発電が導入可能と仮定している。当該前提ではLNG・石油火力の一部が予備・補完電源として待機し曇天・雨天時以外は実際の供給に参加しないため本研究のモデルの大前提である「限界費用廉価順の供給」とは相容れない特殊な前提を置くこととなり、また現行固定価格買取制度における「電気事業者は電力の安定供給に問題がある場合接続を拒否できる」旨の規定と整合しない仮定を置くこととなるため、本研究のモデルによって当該状態を再現・試算することは行わない。見方を変えれば、本研究においては当該賦課金による予備・補完電源の待機を行わない範囲での最大導入量を試算しているものと考えられる。

当該地域での各日正午での当該地域での電力需要から、原子力発電及び水力・地熱発電(揚水式・貯水式を除く)の実効発電設備容量を除いた値

b. 予備・補完電源対応可能容量

当該地域で該当日に運転している LNG複合・石油火力発電の設備容量の最大値

(4) 太陽光発電固定価格買取制度の政策評価

既に多くの一般電気事業者において新規太陽光発電設備の買取受付が系統安定対策上の理由から一時停止されていることから、現状の既導入量<sup>\*35</sup>のみが導入され特段の系統安定対策が必要でない状態を「基準状態」とし (3)での実質的導入可能量が導入され系統安定対策のための系統運用が行われている状態との比較分析を行う。

太陽光発電については、晴天時と雨天・曇天時の2つの状態が年日照時間比率に応じて確率的に生じているものと考えることができる。各地域の既導入分を含む太陽光発電の実質的導入可能量を推計し、以下2つの状態の試算結果を各地域での年日照時間比率を用いて加重平均した期待値を算定し「基準状態」と比較することにより、太陽光発電が最大限導入された場合の影響を評価することができる。

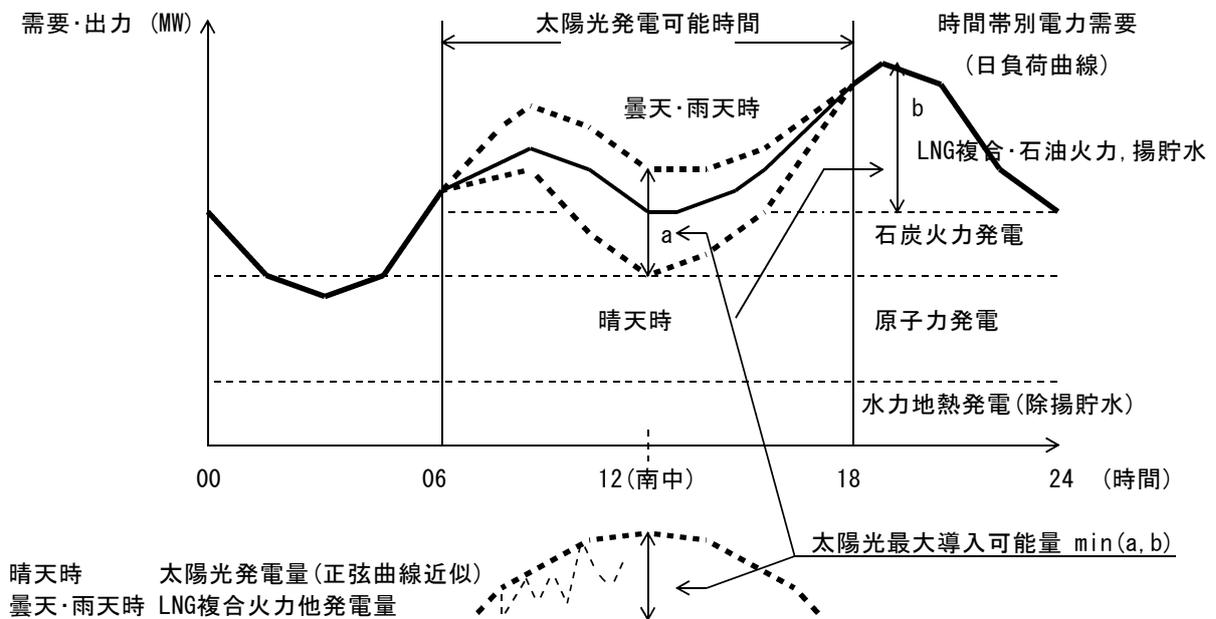
(晴天時; 発生確率 = 年日照時間比率)

- ・晴天時においては、太陽光発電が各時間帯で最大導入可能量と日射角度に応じて発電を行い、時間帯別電力需要から当該太陽光発電の発電分を除いた需要に対し火力発電・原子力発電などの在来電源が限界費用順序に従い供給を行うと仮定
- ・当該太陽光発電部分については、固定買取価格(¥ 35.0/kWh)を発電費用と見なして発電費用などを算定

(曇天・雨天時; 発生確率 = (1 - 年日照時間比率))

- ・曇天・雨天時においては、時間帯別電力需要の全部を火力発電・原子力発電などの在来電源が限界費用順序に従い供給を行うと仮定

[図2-3-5-1. 時間帯別需要電力(負荷曲線)と太陽光発電の実質的導入可能量(概念図)]



(別掲図表) 表2-3-5-1. 主要都市 30年平均日照時間, 年日照時間比率及び理論固定式太陽光発電稼働率

\*35 現状での太陽光発電の地域別既導入設備容量の推計については、補論6. を参照。

### 3. モデルによる将来予測と政策評価

#### 3-1. モデルによる基準状態の予測結果

##### 3-1-1. 基準状態での地域間連系送電分断状態と試算地域構成

最初に 2-1-3. での試算手順に従い、2025年度における「基準状態」での東日本(50Hz)・西日本(60Hz)の仮想的な地域別均衡と地域間連系送電量を試算し、連系送電量が送電線容量を超過して分断が生じる地域を確認したところ、北海道-東北間、関西-中部間、中国-四国間の3ヶ所で頻繁に分断が生じる<sup>\*36</sup>ことが判明した。

従って、2025年度における「基準状態」での試算地域構成は以下の6地域となる。

- ・北海道
- ・東京・東北
- ・中部
- ・北陸・関西・中国・九州
- ・四国
- ・沖縄

見方を変えれば、当該結果は2025年度迄にこれら3つの地域間連系送電線について送電設備の増設を検討する必要があることを示唆しているものと考えられる。

当該東西地域での仮想的な連系均衡発電価格は、2000年度実質価格で全国平均が ¥13.03/kWh、東日本地域において ¥14.14/kWh、西日本地域において ¥12.20/kWh と試算される。

(別掲図表) 表3-1-1-1. 2025年度・基準状態での東西仮想地域別均衡下地域間連系送電量・分断判定結果  
図3-1-1-1. 2025年度・基準状態での地域間連系送電設備容量と「分断」状況

##### 3-1-2. 基準状態に関する予測結果 (1) 電力需給指標

2. で設定した前提条件を基礎に、3-1-1. での試算地域構成を与件として、2025年度における「基準状態」での地域別・月別・平日土休日別・時間帯別の電力需給を試算した。

###### (1) 基準状態での地域別連系均衡発電価格

2025年度における「基準状態」での地域別年間平均連系均衡発電価格<sup>\*37</sup>を見た場合、全国平均が2000年度実質価格で ¥12.59/kWh<sup>\*38</sup>となっているのに対し、東北・東京地域では ¥14.48/kWh、中部地域では ¥13.46/kWhとなり、中部以外の西日本地域の大部分では ¥10.69/kWh となるなど、地域間で非常に大きな差異<sup>\*39</sup>が観察される。

当該価格差は、北海道-東北間、東京-中部間などが分断となっているため、連系送電による価格の平準化が十分機能せず、電源構成の相違から東北・東京地域や中部地域では相対的に可変費用の高い LNG火力発電所が通年で高頻度で稼働するためと考えられる。

一方、中国-四国間が分断となっているにもかかわらず、北陸・関西・中国・九州地域は ¥10.69/kWh前後で、四国地域は ¥9.80/kWhと価格差は相対的に小さくなっているが、これは両地域の電源構成が相似的で分断の影響が限定的であるためと考えられる。

一般的な理解と異なり、東北・東京地域と沖縄地域以外では月別では冬期の1月が

\*36 東西仮想地域別均衡下で地域間連系送電線に低頻度で分断が生じている場合であっても、高頻度で分断が生じている地域間連系送電線を分断した地域構成で再度試算すると分断が解消する可能性があることに注意。表3-1-1-1. 注参照。

\*37 当該均衡発電価格は、送変配電費・販売管理費などを含まない発電費用に対応した価格であることに注意。

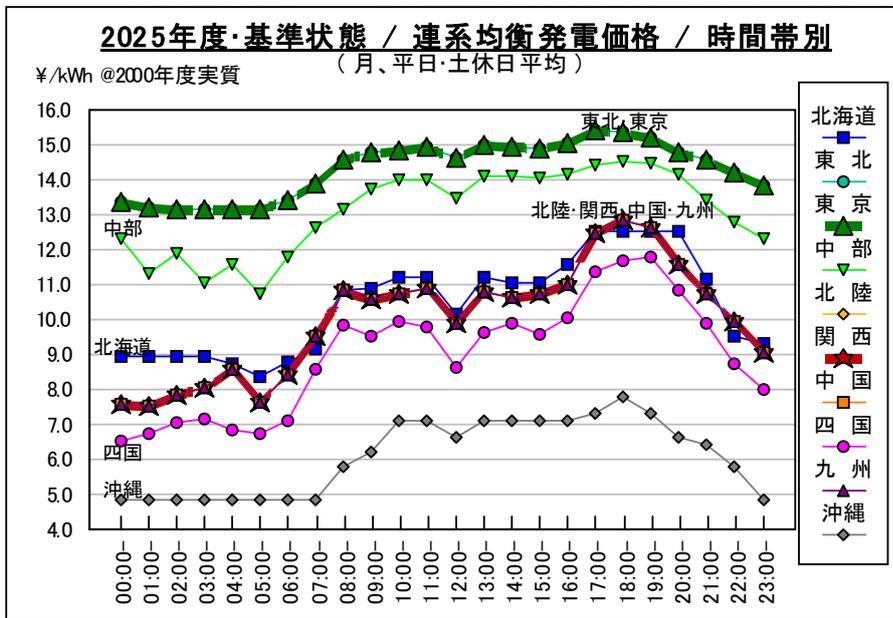
\*38 3-1-1. での送電制約を考慮しない東西地域間均衡での平均価格よりも、地域間連系線の分断による送電制約を考慮した平均価格の方が廉価となっている理由は、原子力発電・石炭火力発電など可変費用が廉価な電源が送電制約を受ける地方部に分布しており、送電制約がある条件下ではこれらの地域の均衡発電価格は相対的に非常に廉価となるが、送電制約がない条件下では都市部の水準迄均衡発電価格が上昇してしまうためである。

\*39 沖縄地域については ¥6.51/kWh となっているが、本研究では火力発電の“Ancillary Service”, 定期検査や離島供給の特殊性を考慮しておらず、均衡価格が現実よりも低く推計されることに注意ありたい。

最大電力であり、時間帯別では 18:00前後の日没直後が最大電力となるため、最高価格は多くの場合夏期の昼間ではなく冬期の夕方に見られることに注意ありたい。

- (別掲図表) 表3-1-2-1. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡電力価格  
 図3-1-2-1. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡電力価格  
 図3-1-2-2. , 3 2025年度・基準状態での地域別連系均衡電力価格 (月別, 時間帯別)

[図3-1-2-3. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡発電価格 (時間帯別平均値)]



(2) 基準状態での地域別発電電力量 及び 発電所稼働率

2025年度における「基準状態」での地域別・燃料種別発電電力量及び地域別・燃料種別発電所稼働率を見た場合、地域間で非常に大きな差異が観察される。

(1) での地域別連系均衡発電価格と併せて考えた場合、巨視的に見れば電源構成・発電所稼働率と連系均衡発電価格との間には以下のような関係がある。

- LNG火力発電の稼働率が高い地域は連系均衡発電価格が高い
- 原子力発電所の実績稼働率が低い地域は連系均衡発電価格が高い
- 石炭火力発電の稼働率が相対的に高い地域は連系均衡発電価格が高いが、LNG火力発電程の高い相関はない

但し、中国地域のように上記条件がほぼ当てはまる場合であっても周辺地域との間で十分な地域間連系送電が可能であれば連系均衡発電価格は必ずしも高くなっていないこと、逆に東北地域のように原子力発電所の実績稼働率が高い場合であっても東京地域との間で十分な連系送電が行われるため連系均衡発電価格が高くなっていることが理解される。

さらに、地域別の電力需給均衡を見た場合、東京・中部・関西地域など大都市地域では地域内の発電所だけでは最低需要においても可変費用が高い LNG火力発電を稼働する必要があるが、周辺地域との間で十分な地域間連系送電が可能な関西地域ではこれが回避されていることが理解される。

- (別掲図表) 表3-1-2-2. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電所年間平均稼働率  
 図3-1-2-4. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電所稼働率と連系均衡発電価格  
 図3-1-2-5. ~14. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡  
 図3-1-2-15. ~20. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電(夏期・冬期, 東京・中部・関西)

### (3) 基準状態での地域間連系送電量 及び 連系送電線稼働率

2025年度における「基準状態」での地域間連系送電量と連系送電線稼働率を見た場合、3-1-1. での分断判定のとおり連系送電量が送電線容量を超過し分断が生じるが、特に北海道-東北間で 85.8%、東京-中部間で 36.2%の高い分断率<sup>\*40</sup>が見られ、東北・東京地域への送電が大幅に制約されていることが観察される。

月別・時間帯別にこれらの地域間連系送電線の稼働率を見た場合、北海道-東北間では厳冬期を除くほぼ全ての季節、17:00-19:00 を除くほぼ全ての時間帯において稼働率が 80%を超え頻繁に分断が生じているのに対し、東京-中部間ではその逆で厳冬期のみ、19:00-20:00の時間帯において稼働率が 80%を超えて分断が生じている状況にある。

一方、中部-関西間などの西日本の地域間連系送電線では連系線の稼働率は相対的に高くなっているものの分断率は非常に低くなっている。当該結果から、中部地域と関西他の地域との間での比較的大きな連系均衡発電価格の差異は、連系送電線の分断に直接起因したものではなく、2-1-2. 後段で述べたように更に 1単位送電すると地域間での価格の逆転が生じてしまう場合など経済的理由に起因して生じた価格差であると推察される。

(別掲図表) 表3-1-2-3. 2025年度・基準状態での地域間連系送電量及び連系送電線稼働率  
図3-1-2-21.、22 2025年度・基準状態での地域間連系送電線平均稼働率(月別・時間帯別)

### 3-1-3. 基準状態に関する予測結果 (2) 政策関連指標

更に、2025年度における「基準状態」での地域別・月別・平日土休日別・時間帯別の電力需給に関連して算定される、回収固定費や火力発電所の参入可否、主要発電用化石燃料エネルギー投入量やCO<sub>2</sub>排出量などの政策関連指標を試算した。

#### (1) 基準状態での地域別年間回収固定費・投入可変費

2025年度における「基準状態」での地域別年間回収固定費を見た場合、発電事業者合計では 2000年度実質価格で 6.47兆円、うち一般電気事業者合計では 4.87兆円が回収されると試算される。

当該一般電気事業者分の年間回収固定費を、2014年度各社有価証券報告書上の発電関連固定費と比較した場合、平均 125%が回収できる計算となり、最低の関西電力でも 105%が回収可能となることから、2025年度における「基準状態」ではいわゆる「回収不能原価(“Stranded Cost”)」は辛うじて発生しない<sup>\*41</sup>ものと推定される。

一方、東北電力・北陸電力など石炭火力発電比率が相対的に高く他地域に連系送電を行っている地域では、有価証券報告書上の発電関連固定費に対し 180%程度もの固定費が回収できる計算となり、固定費の回収度合いにおいて非常に大きな地域差が存在することが観察される。

地域別年間投入可変費を見た場合、発電事業者合計では 2000年度実質価格で 6.04兆円、うち一般電気事業者では 4.90兆円が投入されると試算される。

月別・時間帯別の推移を見た場合、回収固定費・投入可変費とも夏期昼間・冬期夕方など、連系均衡発電価格が高騰する高需要期・高需要時間帯に著しく大きくなって

\*40 分断率は、年 8760時間帯のうち連系送電量が送電容量に達し「分断」が生じている時間帯の比率を算定した指標である。

\*41 沖縄電力において固定費回収率が 13%程度と著しく低くなっているが、先述のとおり本研究では火力発電の“Ancillary Service”，定期検査，離島供給の特殊性などを考慮しておらず，均衡発電価格が現実より低く推計されることに注意ありたい。

いることが観察される。

- (別掲図表) 表3-1-3-1. 2025年度・基準状態での地域別・事業者別年間回収固定費・年間投入可変費  
図3-1-3-1~3 2025年度・基準状態での地域別年間回収固定費(事業者別・月別・時間帯別)  
図3-1-3-4~6 2025年度・基準状態での地域別年間投入可変費(事業者別・月別・時間帯別)

(2) 基準状態での地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果

2025年度における「基準状態」での発電所別回収固定費の試算結果から、地域別での石炭火力・LNG複合火力発電の参入可否を判定した結果は以下のとおり。

石炭火力発電を既存発電所内で新規設置する「増新設」の場合に限り、東北・東京・中部地域では参入が可能であるが、それ以外の場合では参入は困難であると判定される。

- 石炭火力発電については、連系均衡発電価格が相対的に高価である東北・東京・中部の各地域では、既存発電所内で新規設置する「増新設」であれば固定費が回収できるが、全く新たに発電所を建設する「純新設」では固定費が回収できず参入が不可能であると判定される。

それ以外の地域では、純新設・増新設とも参入は不可能であると判定される。

- LNG複合火力発電については、全国全ての地域で十分な固定費が回収できない状況であり、純新設・増新設ともに参入が不可能であると判定される。

- (別掲図表) 表3-1-3-2. 2025年度・基準状態での地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果

(3) 基準状態での地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量

2025年度における「基準状態」での地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量を見た場合石炭が約 68%、LNGが約 28%を占める結果となり、発電に伴う炭素排出量は 116.44 Mt-C であり電力の炭素排出原単位は 118 gC/kWh<sup>\*42</sup> となると試算される。

2025年度における「基準状態」では石油火力発電所は全く稼働しておらず、発電用原油・C重油の利用は鉄鋼ガスを使用する発電所などで補助燃料として利用されるに止まっている。

「基準状態」においては原子力発電所の設備容量が現状とほぼ同等であると仮定した試算を行っているため、発電用化石燃料エネルギー投入に占める石炭の割合は炭素排出原単位と高い正の相関がある一方で連系均衡発電価格と高い負の相関にあり、LNGはその逆となることが観察される。

- (別掲図表) 表3-1-3-3. 2025年度・基準状態での地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量  
図3-1-3-7. 2025年度・基準状態での地域別発電用化石燃料エネルギー投入構成  
図3-1-3-8. 2025年度・基準状態の地域別主要化石燃料投入構成・炭素排出原単位と発電価格

\*42 二酸化炭素排出量 及び 二酸化炭素排出原単位で表記すると 426.67 Mt-CO<sub>2</sub>, 431.15 gCO<sub>2</sub>/kWh に相当する。

## 3-2. 化石燃料価格と電力需要の変動に関する感度分析結果

### 3-2-1. 化石燃料価格変動に関する感度分析 (1) 電力需給指標

3-1. での 2025年度・「基準状態」における化石燃料価格については、過去10年の実績平均増加率を外挿した将来想定値を用いて試算を行っているが、化石燃料価格の変動は当該試算結果に大きな影響を与える因子の一つであることから、過去の化石燃料価格の変動係数を参考に今後 10年間の価格の変動幅を  $\pm 30\%$ と仮定し、高位・低位想定値を算定して電力需給に関する感度分析<sup>\*43</sup>を行った。

#### (1) 地域別連系均衡発電価格への影響

2025年度における地域別年間平均連系均衡発電価格への化石燃料価格の変動の影響を見た場合、地域別連系均衡発電価格はほぼ化石燃料価格の変動と同率で比例的に変動しており、「基準状態」と比較して高位では概ね 30%増、低位では概ね 30%減となっていることが観察される。

このような比例的な影響が観察される理由は以下のとおりと考えられる。

- 高位・低位想定値による  $\pm 30\%$ 程度の化石燃料価格の変動では、殆どの場合石炭火力発電と LNG複合火力発電の可変費用の順序は変化せず、供給曲線の構造に大きな変更がなく化石燃料価格の変化に対する比例的な変化に止まっていること
- 多くの地域・時間帯において LNG複合火力発電の可変費用が連系均衡発電価格を決定しているが、LNG複合火力発電では燃料費以外の可変費の比率が非常に低く燃料費が直接的に可変費用に影響していること

当該結果から、化石燃料価格が 0~30%の範囲内で変動している場合、地域別年間平均連系均衡価格もほぼ同率で比例的に変動するものと推定することができる。

- (別掲図表) 表3-2-1-1. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡価格への影響  
図3-2-1-1. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡価格への影響  
図3-2-1-2. , 3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 月別・時間帯別(東京・関西他)

#### (2) 地域別発電電力量 及び 発電所稼働率 への影響

2025年度における地域別・燃料種別発電電力量及び地域別・燃料種別発電所稼働率への化石燃料価格の変動の影響を見た場合、化石燃料価格の変動の影響は 5%以下の水準であり、非常に小さな影響に止まっていることが観察される。

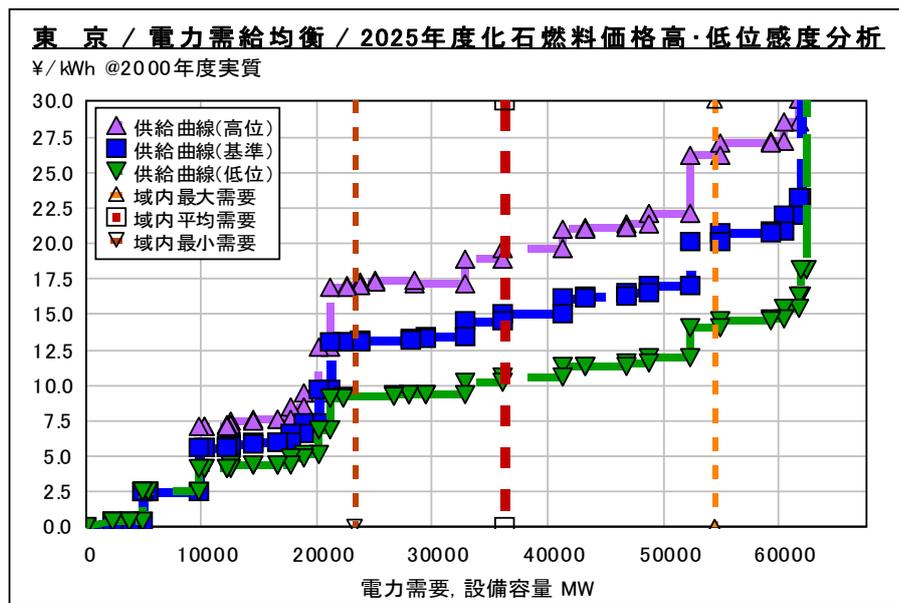
当該結果は、 $\pm 30\%$ 程度の化石燃料価格の変動では各地域での供給曲線の構造に大きな変更がなく、殆どの場合石炭火力発電と LNG複合火力発電の可変費用の順序は変化しないため、各地域・時間帯で稼働する発電所の構成も殆ど変化しないことが原因であると考えられる。

但し全く影響がない訳ではなく、例えば東北・東京地域の LNG火力発電・石炭火力発電の稼働率についての化石燃料価格高位・低位での差異を詳細に見た場合、高位では LNGと石炭の燃料価格差が大きくなるため相対的に石炭火力発電の稼働率が基準状態と比べて 0.1%程度の水準でわずかに高くなり LNG火力発電の稼働率がわずかに低くなるが、低位ではその逆となっていることが観察される。

- (別掲図表) 表3-2-1-2. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別発電所平均稼働率影響  
図3-2-1-4. ~13. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別電力需給均衡への影響

\*43 当該化石燃料価格の感度分析では、分断となる連系送電線は全て「基準状態」と同じであったため関連する説明を省略する。

[図3-2-1-6. 2025年度 化石燃料価格高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 /東京]



(3) 地域間連系送電量 及び 連系送電線稼働率 への影響

2025年度における地域間連系送電量及び連系送電線稼働率への化石燃料価格の変動の影響を見た場合、発電所稼働率への影響同様に化石燃料価格変動の影響はどの連系送電線についても5%以下の水準であり、非常に小さな影響に止まっていることが観察される。

当該結果についても、(2)の結果同様に各地域での供給曲線の構造に大きな変更がなく、各地域・時間帯で稼働する発電所の構成が殆ど変化しないためと考えられる。

(別掲図表) 表3-2-1-3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域間連系送電量などへの影響

3-2-2. 化石燃料価格変動に関する感度分析 (2) 政策関連指標

3-2-1. 同様に、過去の化石燃料価格の変動係数を参考に今後10年間の価格の変動幅を±30%と仮定し、高位・低位想定値を算定して、回収固定費やCO<sub>2</sub>排出量など政策関連指標について感度分析を行った。

(1) 地域別年間回収固定費・投入可変費への影響

2025年度における地域別年間回収固定費・投入可変費への化石燃料価格の変動の影響を見た場合、回収固定費は化石燃料価格の変動により大きな影響を受け、全国平均で見た場合化石燃料価格の±30%の変動に対し「基準状態」と比較して高位では34%増、低位では34%減となり、化石燃料価格が1%変動した場合に回収固定費においては同等かそれをわずかに上回る変動が生じることが観察される。

投入可変費についても同様に化石燃料価格の変動に非常に大きな影響を受けるが、「基準状態」と比較して高位では26%増、低位では25%減となることが観察される。

回収固定費と投入可変費への影響に差異が生じる理由については、LNG火力発電では化石燃料価格の変化により可変費用も比例的に変化するため連系均衡発電価格の変化分は大部分が可変費用に配分され回収固定費に殆ど配分されないが、石炭火力発電では可変費用の比率が相対的に低く連系均衡発電価格の変化分の一部が回収固定費に配分され、さらに原子力発電や水力・地熱発電では可変費用が化石燃料価格の変化の影響を受けず連系均衡発電価格の変化分が全部回収固定費に配分されることから、特

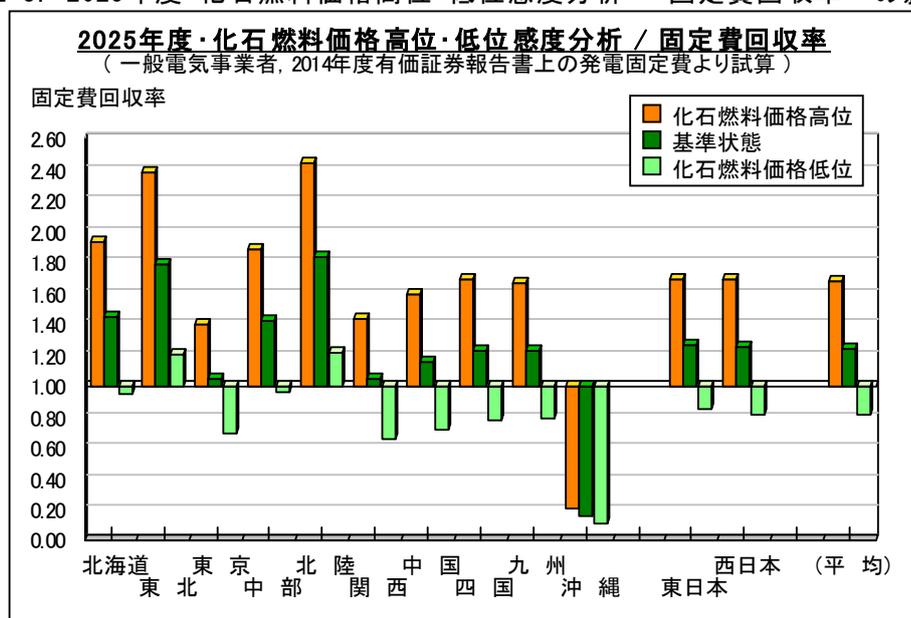
に原子力発電や水力・地熱発電の存在分だけ化石燃料価格の変動の投入可変費への影響が緩和され、逆に回収固定費への影響が増幅されるためと考えられる。

地域別の一般電気事業者の固定費回収率を見た場合、化石燃料価格が低位となった場合において、東北電力・北陸電力はなお 120%以上が回収可能であるのに対し、東京・関西・中国・四国・九州電力など大部分の一般電気事業者では 70%前後しか回収できないものと推定され、経営の存続に影響を及ぼし兼ねない「回収不能原価（“Stranded Cost”）」が発生することが観察される。一方、化石燃料価格が高位となった場合には、ほぼ全ての電力会社において 140%以上が回収可能となるものと推定される。

当該結果から、発電事業者の回収固定費及び投入可変費は化石燃料価格、特に LNG 価格の変動に大きく影響されて推移し、更に東京・関西地域など多くの一般電気事業者においては LNG 価格の変動に左右される不安定な経営が続くものと推察される。

- (別掲図表) 表3-2-2-1. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響  
 表3-2-2-2. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響  
 図3-2-2-1~5. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響  
 月別・時間帯別(東京・関西他)

[図3-2-2-3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 固定費回収率への影響]



(2) 地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果への影響

2025年度における発電所別回収固定費に対する化石燃料価格の変動の影響の試算結果から、地域別での石炭火力・LNG複合火力発電の参入可否への化石燃料価格の変動の影響を推定した結果は以下のとおり。

化石燃料価格が「基準状態」から 30%高いとする高位の場合であっても、石炭火力発電を新設する固定費が回収でき参入が可能である地域は「基準状態」同様に東北・東京・中部地域のみであり、LNG複合火力発電では固定費が回収できる地域がなく参入が不可能であることが理解される。

見方を変えれば、LNG複合火力発電や上記 3地域以外での石炭火力発電への新設投資は、化石燃料価格が「基準状態」に比べ 30%を超えて「暴騰」することを想定しているか、何らかの要因により発電設備を廉価に建設し長期に亘り燃料を廉価に調達できる見通しがあるか、あるいは系統維持運転(“Ancillary Service”)や局所的電圧維持運転など特殊な必要性がある場合に限定されるものと考えられる。

- 石炭火力発電について化石燃料価格が高位の場合、東北・東京・中部の各地域でのみ純新設・増新設とも固定費が回収できる。化石燃料価格が低位の場合、全国全ての地域で十分な固定費が回収できず参入は不可能と判定される。
- LNG複合火力発電については、化石燃料価格の高位・低位にかかわらず全国全ての地域で十分な固定費が回収できない状況であり、純新設・増新設ともに参入が不可能であると判定される。

(別掲図表) 表3-2-2-3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 火力発電参入可否への影響

### (3) 地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量への影響

2025年度における地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量及び発電に伴う炭素排出量への化石燃料価格の変動の影響を見た場合、主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量などの指標への影響は非常に小さく、全国平均で1%以下であることが観察される。

既に3-2-1. で見たとおり、当該化石燃料価格の変動範囲では各地域での供給曲線の構造に大きな変更がなく、各地域・時間帯で稼働する発電所の構成や化石燃料消費量とその構成も殆ど変化しないため、化石燃料価格変動の影響もまた非常に小さな範囲に止まっているものと考えられる。

(別掲図表) 表3-2-2-4. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 発電用炭素排出量などへの影響

## 3-2-3. 電力需要変動に関する感度分析 (1) 電力需給指標

3-1. での2025年度・「基準状態」における電力需要については、2014年度実績値を用いた将来想定値に基づいて試算を行ったが、電力需要の変動は当該試算結果に影響を与える因子の一つであることから、過去の電力需要の変動係数を参考に今後10年間の電力需要の変動幅を各地域一律に±10%と仮定し、高位・低位想定値を算定して感度分析を行った。

### (1) 地域別連系均衡発電価格への影響

2025年度における地域別年間平均連系均衡発電価格への電力需要の変動の影響を見た場合、地域別連系均衡発電価格は全国平均ではほぼ電力需要に比例的に増減しているが、東北・東京・中部及びそれ以外の地域で非常に大きな相違が観察される。

東北・東京・中部地域では、域内の電源構成の関係上電力需要の変化にかかわらず各時点で最も可変費用が高い供給を行う電源の大部分がLNG火力発電であり、電力需要±10%の変動に対し連系均衡発電価格は±5~8%程度の変動に止まっている。

一方、それ以外の地域では電力需要の変化に伴い最も可変費用が高い供給を行う電源が石炭火力発電・LNG火力発電及び石油火力発電の間で入替わるため、電力需要±10%の変動に対し連系均衡発電価格は±11~19%程度と相対的に大きな変動を生じる結果となっている。

(別掲図表) 表3-2-3-1. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡価格への影響

図3-2-3-1. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡価格への影響

図3-2-3-2. 3. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 月別・時間帯別(東京・関西他)

### (2) 地域別発電電力量及び発電所稼働率への影響

2025年度における地域別・燃料種別発電電力量及び地域別・燃料種別発電所稼働率への電力需要の変動の影響を見た場合、電力需要の変動の影響は主にLNG火力発電の稼働率に大きく影響していることが観察される。

当該LNG火力発電の稼働率への影響は、東北・東京・中部地域では±30~40%程度

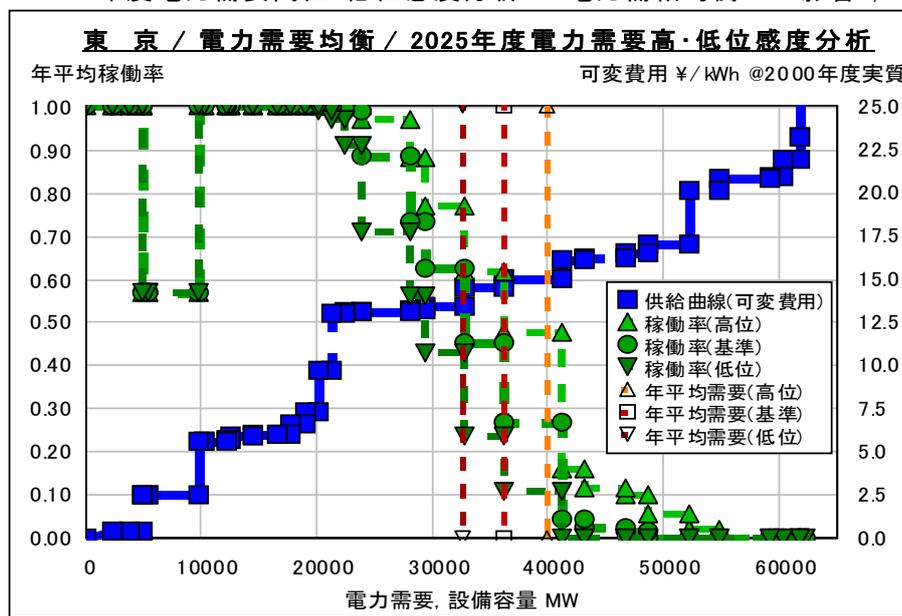
であるが、それ以外の地域では 60%を超える非常に大きなものとなっている。

地域別の発電所稼働率全体への影響を見た場合、東京・中部・関西など他地域から連系送電を受けている地域で稼働率への影響が±10%を超えて大きくなっており、北海道・北陸・九州など他地域へ連系送電を行っている地域では影響が±10%より小さくなっていることが観察される。

当該結果は、±10%程度で電力需要変化では、相対的に可変費用の廉価な石炭火力発電はなおほぼ 100%近い稼働率で発電を行うため、電力需要変化への対応は主に LNG火力発電の稼働率の調節で行われ、従って相対的に LNG火力発電比率が高く通常は周囲の地域から石炭火力発電の連系送電を受けている都市部において相対的に大きな影響が出るためと考えられる。

(別掲図表) 表3-2-3-2. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別発電所平均稼働率影響  
 図3-2-3-4. ~13. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別電力需給均衡への影響

[図3-2-3-6. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 東京]



(3) 地域間連系送電量 及び 連系送電線稼働率 への影響

2025年度における地域間連系送電量及び連系送電線稼働率への電力需要の変動の影響を見た場合、多くの連系送電線では年平均連系送電量や平均稼働率が電力需要の増減に伴って概ね正の相関を以て増減しているが、北海道-東北、中部-関西間などではこれが当てはまらない不規則な変化が観察される。

また、全体として電力需要の増減と正の相関を以て増減している連系送電線であっても、月別・時間帯別に変動を見た場合には不規則に変動していることが観察される。

このような不規則な影響が見られる理由については、地域間連系送電量は、両地域での時間帯別の需要と対応可能な発電設備の容量、さらにこれらの可変費用の関係によって時間帯毎に決まるため、必ずしも単純に電力需要の増減と正の相関を持って変化するとは限らないためと考えられる。

(別掲図表) 表3-2-3-3. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域間連系送電量などへの影響  
 図3-2-3-14. , 15. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域間連系送電量への影響  
 (月別・時間帯別, 東京-中部, 中国-四国間)

### 3-2-4. 電力需要変動に関する感度分析 (2) 政策関連指標

3-2-3. 同様に、過去の電力需要の変動係数を参考に今後 10年間の需要の変動幅を ±10%と仮定し、高位・低位想定値を算定して、回収固定費やCO<sub>2</sub>排出量など政策関連指標について感度分析を行った。

#### (1) 地域別年間回収固定費・投入可変費への影響

2025年度における地域別年間回収固定費・投入可変費への電力需要の変動の影響を見た場合、回収固定費・投入可変費とも電力需要の変動による非常に大きな影響を受け、全国平均で見た場合電力需要の±10%の変動に対し「基準状態」と比較して高位では 20%増、低位では 17%減となり、電力需要が 1%変動した場合に回収固定費において 2%近い非常に大きな変動が生じることが観察される。

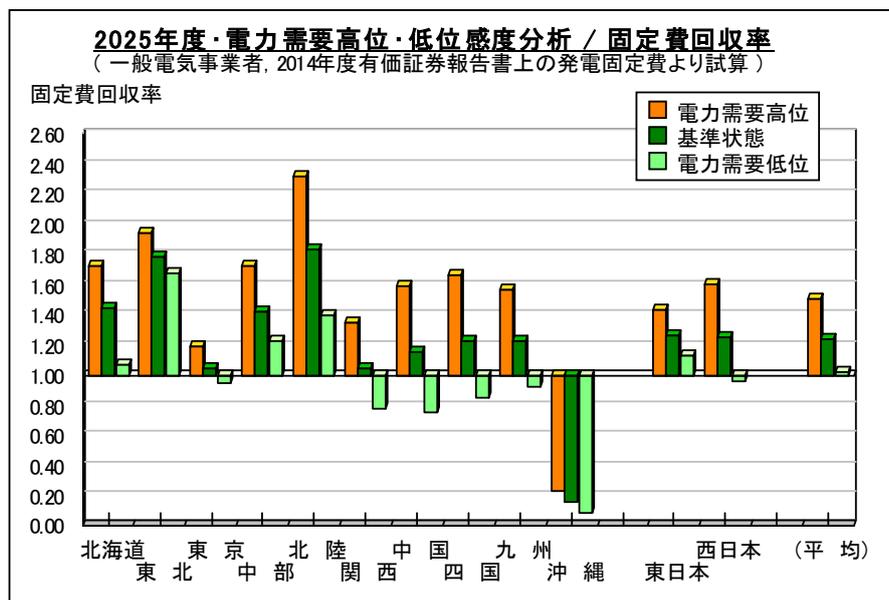
投入可変費についても同様であり、「基準状態」と比較して高位では 22%増、低位では 20%減となることが観察される。

地域別に見た場合回収固定費・投入可変費ともに非常に大きな地域間での差異が観察され、特に回収固定費については、東北・東京地域では電力需要の±10%の変動に対し回収固定費は同程度の±10%前後の変動となっているが、それ以外の地域では回収固定費は±20~25%程度の非常に大きな変動となっている。

このような地域間での差異が生じる原因は、3-2-3. で見たとおり電力需要の変動が地域毎の連系均衡発電価格へ与える影響が 2倍以上異なっていることに加えて、各地域での電源構成により回収固定費への影響が異なり、特に LNG火力発電比率が高い地域では回収固定費への影響が限定されるのに対し、逆に石炭火力発電や原子力発電比率が高い地域では回収固定費への影響が増幅されるためと考えられる。

地域別の一般電気事業者の固定費回収率を見た場合、電力需要が低位となった場合、東北電力・北陸電力ではそれぞれ 168%、140%が回収可能であるのに対し、東京・関西・中国・四国・九州電力など大部分の一般電気事業者では 75~95%程度しか回収できないものと推定され「回収不能原価」が発生することが観察される。当該結果から、発電事業者の回収固定費及び投入可変費は電力需要の変化に非常に大きく影響されて推移し、経済動向や気象状況などに起因した電力需要の変動は 2倍程度に増幅されて発電事業者の回収固定費に非常に大きな影響を与えるものと推察される。

[図3-2-4-3. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 / 固定費回収率への影響]



- (別掲図表) 表3-2-4-1. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響  
表3-2-4-2. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響  
図3-2-4-1~5. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響  
月別・時間帯別(東京・関西他)

(2) 地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果への影響

2025年度における発電所別回収固定費に対する電力需要の変動の影響の試算結果から、地域別での石炭火力・LNG複合火力発電の参入可否に対する電力需要の変動の影響を推定した結果は以下のとおり。

電力需要の変動の場合においては、化石燃料価格自体は変化せず LNG火力発電と石炭火力発電の相対的な可変費用の順位が変動しないため、東北・東京地域では電力需要が低位の場合であっても石炭火力発電ではなお確実に固定費回収が可能であり参入が可能であることが観察される。

- 石炭火力発電について電力需要が高位の場合、東北・東京・中部及び九州地域で増新設の場合のみ固定費が回収できるが、純新設の場合やそれ以外の地域での増新設の場合では固定費の回収は困難である。電力需要が低位の場合、東北・東京地域では増新設の場合のみ固定費が回収できるが、純新設の場合やそれ以外の地域では回収困難である。
- LNG複合火力発電については、電力需要が高位の場合であっても全国全ての地域で十分な固定費が回収できない状況であり、純新設・増新設ともに参入が不可能であると判定される。

- (別掲図表) 表3-2-4-3. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 火力発電参入可否への影響

(3) 地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量への影響

2025年度における地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量及び発電に伴う炭素排出量への電力需要の変動の影響を見た場合、結果は以下のとおり。

- 主要発電用化石燃料エネルギー投入量への影響は、3-2-3. で見たとおり多くの地域において電力需要の変動に対応する発電量の変化の大部分が LNG火力発電の発電量の変化となるため、エネルギー投入量が高位で 15%増、低位で 15%減となるのに対し、石炭のエネルギー投入量はそれぞれ 3%増、5%減と殆ど影響を受けず、LNGのエネルギー投入量が大きく変化する結果となっている。
- 炭素排出量への影響は、全国平均で見ると電力需要が高位の場合 11%増、低位の場合 12%減となっているが、地域別に見ると北陸・九州地域では殆ど影響を受けないが、中部・関西・四国地域では大きな影響を受けるなど地域別の影響に大きな差異があることが観察される。同様に、炭素排出原単位への影響を見た場合、全国平均では 1%程度の増減であるが、地域別に見た場合各地域の電源構成や連系送電量との関係で 15%程度の大きな影響を受ける地域があることが観察される。

- (別掲図表) 表3-2-4-4. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 発電用炭素排出量などへの影響

### 3-3. 政策評価事例 - 経過措置料金・高経年原子炉安全規制・太陽光発電買取制度 -

#### 3-3-1. 経過措置料金制度の影響評価

##### (1) 経過措置料金制度の影響評価概要

2016年4月からの電力小売全面自由化に際し、当面の間家庭など小規模需要家に対する経過措置料金制度の実施が予定されているが、政策評価の便宜上2011年の東日本大震災前の実績値に基づく経過措置電気料金上限値が2025年度においてなお全面的に継続実施されていると仮定した場合の影響評価を試みる。

具体的に、震災前の2005～2010年度における各一般電気事業者総平均電気料金の実績値における95%信頼区間上限値を基準とした場合と、当該期間での最大電気料金を基準とした場合の2通りの上限価格が設定された場合<sup>\*44</sup>につき影響評価を行う。

経過措置料金制度は、連系均衡発電価格など電力需給や発電用エネルギー投入・炭素排出量には直接的には影響しないため、以下本項においては、電力価格への影響と、固定費回収不能分及び可変費赤字供給分による回収固定費への影響を評価する。

##### (2) 2025年度・「基準状態」での影響

2025年度での「基準状態」において、震災前の総平均電気料金の95%信頼区間上限値を上限価格基準とする経過措置料金制度を実施した場合、当該制度を実施しなかった場合に比べて全国平均で電気料金が11%程度抑制され、発電事業者の側では回収固定費が31%程度減少することが観察される。

同様に、震災前最大電気料金を上限価格基準とする経過措置料金制度を実施した場合、全国平均で電気料金が6%程度抑制され、回収固定費が17%程度減少することが観察される。

いずれの場合においても、当該制度の回収固定費への影響については地域間での差異が非常に大きく、北海道・四国地域などでは影響は10%程度に止まるが、中部地域では最大で50%程度に及ぶ非常に大きな影響が生じることが観察される。

##### (3) 化石燃料価格変動及び電力需要変動に対する感度分析

上記「基準状態」での結果について、化石燃料価格が±30%変動した場合の感度分析を行ったところ、化石燃料価格が高位の場合には全国平均で電気料金が23～29%程度抑制され、回収固定費が52～63%程度減少することが観察される。一方、化石燃料価格が低位の場合には電気料金が上限料金を超過することが殆どなくなるため、電気料金及び回収固定費への影響がほぼ0であることが観察される。

同様に、電力需要が±10%変動した場合の感度分析を行ったところ、電力需要が高位の場合には全国平均で電気料金が9～15%程度抑制され、回収固定費が26～40%程度減少することが観察される。化石燃料価格の変動と異なり、電力需要については低位の場合であっても経過措置料金制度による電気料金及び回収固定費への影響があり、電気料金が3～7%抑制され、回収固定費が10～24%程度減少することが観察される。

##### (4) 経過措置料金制度の回収固定費への影響と一般電気事業者の固定費回収率の比較

当該結果を3-1-3.における2025年度・「基準状態」での一般電気事業者の固定費回収率と比較した場合、当該制度が実施された状況では全国平均で見た場合にはなお十分な固定費が回収されている計算となるが、地域別に見た場合には東京・中部・関西・

\*44 具体的な経過措置料金水準の推計については、2-3-3. 及び 補論 5. 参照。

中国電力において差引した固定費回収率が 100%を下回っていることが観察される。

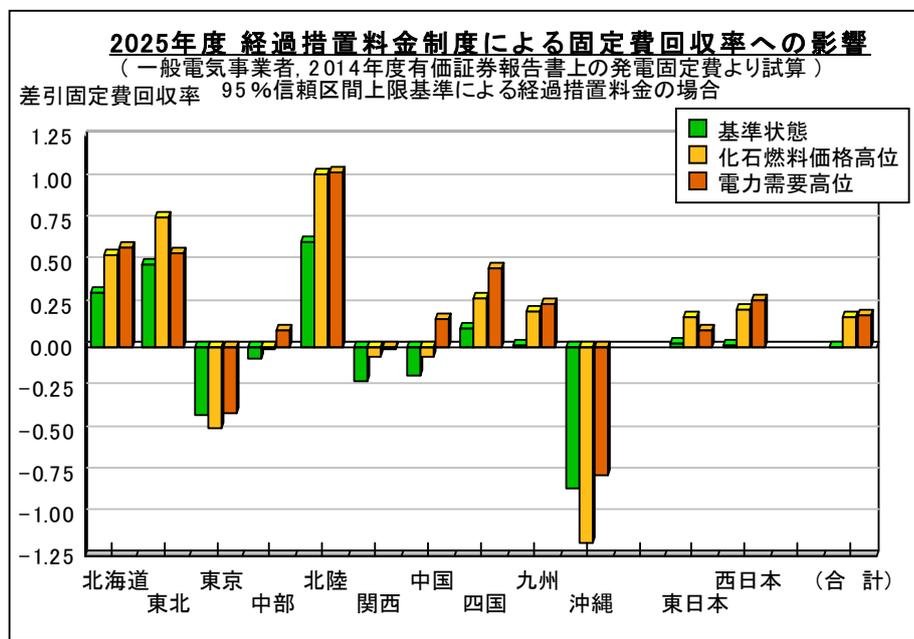
更に、一般電気事業者の固定費回収への影響について化石燃料価格や電力需要の変動に対する感度分析を行った場合、化石燃料価格高位や電力需要高位の場合において、東京電力・関西電力については差引した固定費回収率が 100%を下回り、化石燃料価格低位及び電力需要低位の場合ではそもそも固定費回収率が 100%に満たないため、経過措置料金制度の実施下では東京電力・関西電力については確実に「回収不能原価」が発生してしまうものと推察される。

特に東京電力についての経過措置料金制度の影響は深刻であり、震災前 95%信頼区間上限基準で制度が実施された場合、「基準状態」において 2014年度有価証券報告書上の発電固定費の 60%が回収できるに過ぎず、当該制度がなければ十分な固定費が回収できるはずの化石燃料価格高位・電力需要高位の場合にも 50~60%程度しか回収できないこととなるため、非常に大きな経営上の影響が出るものと推察される。

一方、北海道・四国地域のように経過措置料金制度の影響が小さい場合や、東北・北陸地域のように年間固定費回収率が大きい場合には、経過措置料金制度の実施下で化石燃料価格や電力需要が変動した場合でも「回収不能原価」は発生せず経営上の影響も限定的であると推察される。

- (別掲図表) 表3-3-1-1. 経過措置料金制度による電力価格, 回収固定費への影響/2025年度・基準状態
- 表3-3-1-2. 同 / 化石燃料価格変化による感度分析, 全事業者
- 表3-3-1-3. 同 / 電力需要変化による感度分析, 全事業者
- 表3-3-1-4. 同 / 一般電気事業者, 固定費回収率との比較
- 図3-3-1-1. 経過措置料金制度による固定費回収率への影響/2025年度, 一般電気事業者

[図3-3-1-1. 経過措置料金制度による固定費回収率への影響 / 2025年度, 一般電気事業者  
95%信頼区間上限基準による経過措置料金の場合]



### 3-3-2. 高経年原子炉安全規制制度の影響評価

#### (1) 高経年原子炉安全規制制度の影響評価概要

3-2. においては、2014年に施行された原子力発電所の新安全基準に基づき 2015年度現在で運転開始から 40年以上を経過した高経年炉が今後順調に特別点検・運転期間延長を実現し 60年迄寿命を延長していった場合(「60年運転制限制」)を「基準状態」とした試算を行った。

本項では、当該特別点検・運転期間延長が実施されず 40年経過した炉から順次廃炉されていく場合(「40年運転制限制」)を仮定<sup>\*45</sup>し、高経年炉安全規制による電力需給への影響を評価<sup>\*46</sup>する。

当該安全規制の変更は、2025年度時点における原子力発電所の設備容量を変化させ各地域の供給曲線の形状を変化させるため、地域別連系均衡発電価格や発電電力量・発電所稼働率など電力需給指標及び政策関連指標のほぼ全ての項目が影響を受けることとなる。以下項目に沿って当該安全規制の変更の影響を評価する。

#### (2) 2025年度・「40年運転制限制」の影響 - 電力需給指標

##### (連系均衡発電価格への影響)

2025年度での「基準状態」に対して「40年運転制限制」が実施された場合、各地域の連系均衡発電価格は全国平均では ¥ 1.3/kWh, 約 10%の上昇となることが観察される。

東日本地域及び中部地域では連系均衡発電価格への影響は数%程度であるが、西日本地域の北陸・関西・中国・四国及び九州地域においては ¥ 2.8~2.9/kWh, 27~30%の上昇に相当する非常に大きな影響が生じることが観察される。

2-3-4. で見たとおり「40年運転制限制」の影響を受ける原子力発電所は主として関西・四国・九州など西日本に分布しており、東西地域間の地域間連系送電容量などが十分でないため、関西・四国・九州地域に分断せずに連系している地域を中心に非常に大きな影響が生じたものと考えられる。

##### (地域別発電所平均稼働率への影響)

「40年運転制限制」が実施された場合、廃炉された原子力発電所の設備容量に相当する分を火力発電の稼働率が上昇して賄うこととなるが、各地域とも「基準状態」において既に石炭火力発電の稼働率が 100%近くに達しているため、主として LNG火力発電の稼働率が向上することにより需給が均衡することが観察される。

さらに、連系均衡発電価格への影響同様、「40年運転制限制」の影響を受ける原子力発電所は主として関西・四国・九州など西日本に分布しているため、東日本地域及び中部地域では LNG火力発電の稼働率向上は 10~14%程度と限定的であるが、北陸・関西・中国・四国及び九州地域では、LNG火力発電の稼働率が 79~199%と大幅に上昇することが観察される。また、これらの西日本地域では夏期昼間・冬期夕方などの高需要期において、「基準状態」では全く稼働していない石油火力発電が一部で稼働していることが観察される。

##### (地域間連系送電量などへの影響)

「40年運転制限制」が実施された場合、西日本地域での連系均衡発電価格が 30%近く上昇し、東西地域間での連系均衡発電価格差が相対的に約 ¥ 2.8/kWhから ¥ 0.

\*45 「40年運転制限制」に関する仮定の詳細については、2-3-4. 参照。

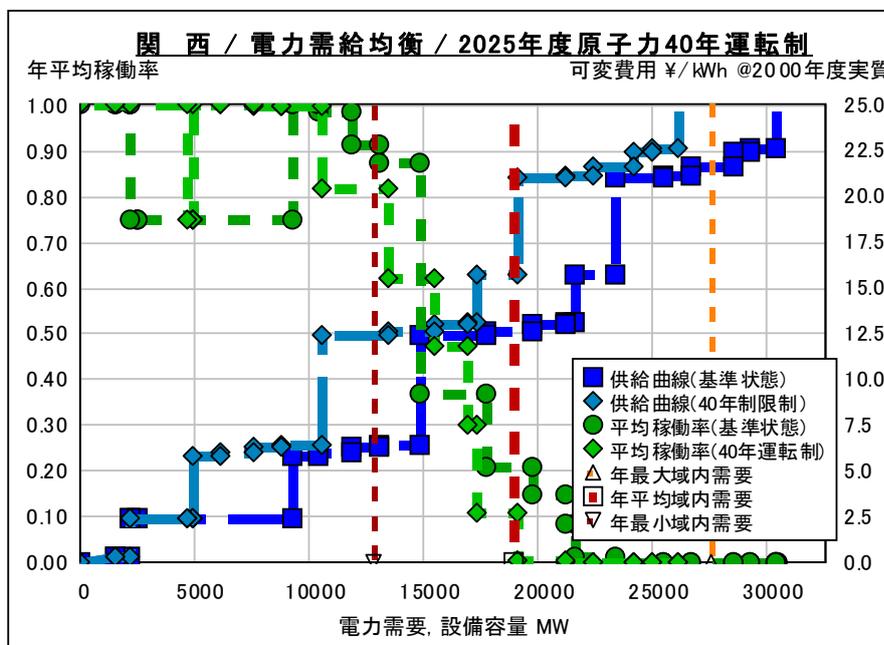
\*46 当該原子力発電「40年雲底制限制」の試算においては、分断と為る連系送電線は「基準状態」と同じであったため関連する説明を省略する。なお中国-四国間については、東西地域で試算するとわずかに分断となり、当該連系送電線を分断として試算した場合には辛うじて分断しない結果となっている。

8/kWhに大幅に小さくなるため、東日本地域及び中部地域では、東京-中部間、中部-関西間の連系送電線の年平均稼働率が20~34%程度低下することが観察される。

一方、中部地域を除く西日本地域では、「40年運転制限制」の影響を大きく受ける関西・四国・九州地域と、これらの地域に連系しているが直接の影響を受けない北陸・中国地域の間で各地域の需給均衡の関係が大きく変化するため、北陸-関西間、中国-関西間では年平均稼働率が大きく上昇する一方、九州-中国間では年平均稼働率が低下するなど、地域毎の「40年運転制限制」の影響の度合いに応じこれらの地域を結ぶ連系送電線においても異なった影響が生じていることが観察される。

- (別掲図表) 表3-3-2-1. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別連系均衡価格への影響  
 図3-3-2-1. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別連系均衡価格への影響  
 図3-3-2-2, 3. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 月別・時間帯別(東京・関西他)  
 表3-3-2-2. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別発電所平均稼働率への影響  
 図3-3-2- 4. ~12. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響(地域別)  
 表3-3-2-3. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域間連系送電量などへの影響  
 図3-3-2-13, 14. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 連系送電への影響(月・時間帯別)

[図3-3-2-9. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 関西]



### (3) 2025年度・「40年運転制限制」の影響 - 政策関連指標

(回収固定費・投入可変費への影響)

「40年運転制限制」が実施された場合、全事業者平均では全国で回収固定費が11%程度の増加となり、東北・東京地域においてごくわずかに回収固定費が減少するが、西日本のほぼ全地域において平均で22%程度回収固定費が増加していることが観察される。

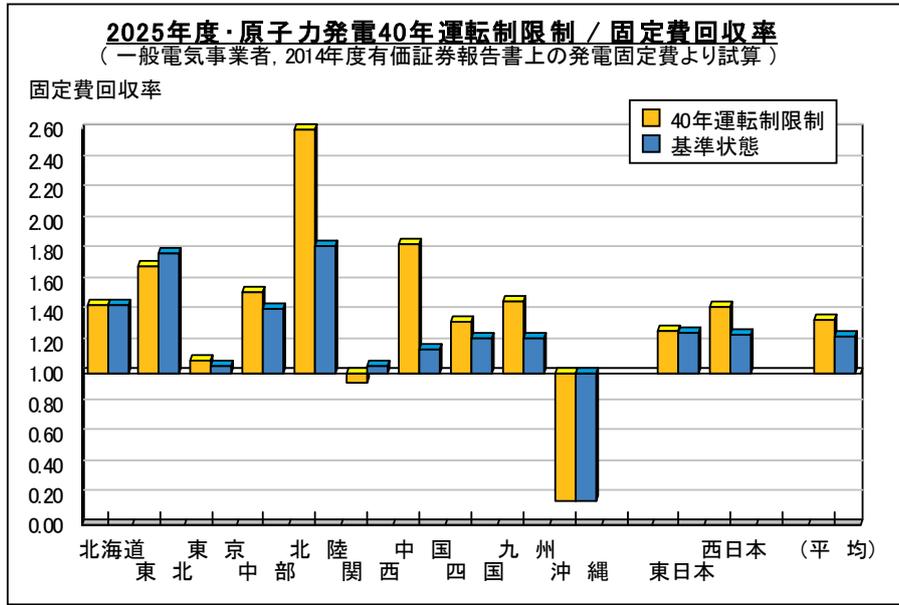
地域別の一般電気事業者の固定費回収率への影響を見た場合、関西電力では回収固定費が減少し2014年度有価証券報告書上の発電固定費の94%程度しか回収できない結果となるが、他の電力会社においては回収固定費は増加し109~264%が回収できる結果となっている。

当該結果から、「40年運転制限制」により5,698MW、61%もの原子力発電設備を廃止することとなる関西電力では供給可変費用の増加による固定費回収の減少効果が

卓越し経営に深刻な影響が生じる<sup>\*47</sup>が、それ以外の西日本地域では「40年運転制限制」による均衡発電価格の上昇による固定費回収の増加効果が卓越する結果となることが理解される。

投入可変費への影響については、全事業者平均では全国で投入可変費が13%程度増加するが、「40年運転制限制」の影響を大きく受ける中部地域以外の西日本地域で投入可変費が大きく増加していることが観察される。

[図3-3-2-17. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 / 固定費回収率への影響]



(地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果への影響)

当該「40年運転制限制」が実施された状態での、石炭火力発電及びLNG複合火力発電の参入可否に対する影響を見た場合、石炭火力発電については「基準状態」での東京・東北・中部地域に加え、北陸・関西・中国・九州地域などの地域で増新設の場合の固定費が回収でき参入が可能である結果となることが観察される。

一方、LNG複合火力発電では回収できる固定費は大幅に増加するものの、完全に固定費が回収できる地域がなく、当該制度の下においても参入が不可能であることが理解される。

(発電用エネルギー投入量・炭素排出量への影響)

「40年運転制限制」が実施された場合の発電用エネルギー投入量及び発電に伴う炭素排出量への影響を見た結果は以下のとおりであり、(2)で見たとおり主としてLNG火力発電の稼働率が増加しLNGの消費量が増加していることが観察される。

但し、当該LNG火力発電による供給増加という結果はあくまで発電設備投資を考慮しない短期的な状態での影響に関するものであり、上の地域別火力発電参入可否判定結果において西日本地域で石炭火力発電の参入が広範囲に可能となっていることと併せて考えれば、中長期的には石炭火力発電への新規設備投資により「40年運転制限制」の発電用エネルギー投入量及び炭素排出量への影響は、徐々に石炭火力発電による影響に徐々に代替されていくものと推察される。

\*47 2-3-4. で既に述べたとおり、関西電力においては高浜原子力発電所につき特別検査などを実施し「60年運転許可」を取得するなど当該問題に対する経営対応が開始されていることに留意。

- 主要発電用化石燃料エネルギー投入量への短期的な影響は、(2) で見たとおり多くの地域において LNG火力発電の稼働率の増加で廃炉分の電力供給が賄われるため、エネルギー投入量は全国平均で 11%増加するが、石炭は 3%程度の増加に止まっている。
- 炭素排出量への短期的な影響は、全国平均で見ると 9%程度の増加であるが、東日本地域では平均で 3%程度の影響に止まり、相対的に「40年運転制限」による影響が大きい西日本地域では平均で 13%程度増加していることが観察される。

(別掲図表)	表3-3-2-4.	2025年度・原子力発電40年運転制限	- 地域別回収固定費などへの影響
	表3-3-2-5.	2025年度・原子力発電40年運転制限	- 地域別投入可変費への影響
	表3-3-2-6.	2025年度・原子力発電40年運転制限	- 火力発電参入可否への影響
	図3-3-2-15. ~19.	2025年度・原子力発電40年運転制限	- 地域別回収固定費などへの影響 月別・時間帯別(東京・関西他)
	表3-3-2-7.	2025年度・原子力発電40年運転制限	- 発電用炭素排出量などへの影響

### 3-3-3. 太陽光発電固定価格買取制度の影響評価

#### (1) 太陽光発電固定価格買取制度の影響評価概要

3-2. においては、2014年度末現在での太陽光発電設備導入状況がそのまま継続した状態を「基準状態」とした試算を行ったが、本項では、太陽光発電固定価格買取制度の継続により、2-3-5. で論じた地域別での実質的最大導入可能量が導入され系統安定対策が実施されている状態についての試算・評価を行う。

太陽光固定価格買取制度により太陽光発電の導入量が拡大した場合、2025年度時点における晴天時及び曇天・雨天時の火力発電設備の運用を変化させるため、地域別連系均衡発電価格や発電電力量・発電所稼働率など電力需給指標及び政策関連指標のほぼ全ての項目が影響を受けることとなる。

以下項目に沿って当該固定価格買取制度の影響を評価する。

#### (2) 太陽光発電の地域別実質的最大導入可能量と対応する賦課金額の推計

具体的に、2-3-5. での考え方に基づく太陽光発電の地域別実質的最大導入可能量及び地域別の既導入量を控除した追加導入可能量を試算した結果、全国での実質最大導入可能量は 26,518MW程度と見込まれる。中部以外の西日本各地域など既に地域別の実質最大導入可能量を上回り余裕がない地域<sup>\*48</sup>と、東日本各地域や中部地域などなお余裕がある地域が混在するため、既導入済量 14,499MWに対して追加導入可能量は 13,890MW程度と見込まれる。

当該追加導入可能量が平均的な太陽光発電の稼働率 13.6%で稼働し現行制度における ¥ 25.0/kWh で買電されたと仮定した場合、追加的な太陽光固定価格買取制度賦課金<sup>\*49</sup>の額は 4,130億円増加し電気料金に ¥ 0.42/kWh 相当加算されることとなる。

(別掲図表)	表3-3-3-1.	2025年度・地域別太陽光発電実質的最大導入可能量
--------	-----------	---------------------------

#### (3) 2025年度・太陽光固定価格買取制度の影響 - 電力需給指標

\*48 既に実質的最大導入可能量を上回ってしまっている地域での今後の追加的導入可能量は 0 と仮定し、既導入済分に対する系統安定対策の有無のみが異なっているものとしている。  
当該状況は、西日本各地域で太陽光発電固定価格買取制度の受付が一時停止されている現状と整合的である。

\*49 現状での太陽光固定価格買取制度賦課金の額は大部分の発電量が ¥ 40.0/kWh で買取られており、総額 6,900億円、¥ 0.70/kWh となっている。

#### (連系均衡発電価格への影響)

2025年度での「基準状態」に対して太陽光固定価格買取制度の影響により(2)で試算した地域別実質的最大導入可能量迄太陽光発電が導入され関連する系統安定化対策が実施されている場合、各地域の連系均衡発電価格は全国平均で ¥ 0.07/kWh、約 0.5%下落する<sup>\*50</sup>ことが観察される。

地域別に見た場合、今後の太陽光発電の追加的導入量が一定程度見込まれる東北・東京・中部地域では連系均衡発電価格は2~3%の下落となっているが、追加的導入量が相対的に小さく系統安定化対策の影響が大きくなる他の地域では連系均衡発電価格は1~4%の上昇となっている。

このような差異を生じる原因については、東北・東京・中部地域では「基準状態」におけるLNG火力発電の比率が高いため、太陽光発電が最大限に導入された状態であっても単に晴天時に太陽光発電分LNG火力の稼働率が低下し燃料費用が節減される影響に止まり、石炭火力発電の稼働率は殆ど影響を受けない結果となるためと考えられる。

一方、他の地域では「基準状態」における石炭火力発電の比率が高いため、低需要期の昼間に系統安定対策上の必要性から太陽光発電の補完・予備運用ができない石炭火力発電を抑制し、代わりに可変費用は高価だが補完・予備運用が可能なLNG火力発電を動かさざるを得ないためと考えられる。

#### (地域別発電所平均稼働率への影響)

太陽光発電が地域別実質的最大導入可能量迄導入され関連する系統安定化対策が実施されている場合、「基準状態」と比較して東北・東京・中部地域ではLNG火力発電の稼働率が10~15%低下し石炭火力発電の稼働率は殆ど変化しない結果となるが、他の大部分の地域ではLNG火力発電の稼働率が5~25%増加し石炭火力発電の稼働率が2~6%減少するという、対照的な結果となっていることが観察される。

当該結果は、上記の連系均衡発電価格への影響が東北・東京・中部地域とそれ以外の地域で大きく異なっていることを裏付けるものであり、総合的な試算結果が得られたものと考えられる。

#### (地域間連系送電量などへの影響)

太陽光発電が地域別実質的最大導入可能量迄導入され関連する系統安定化対策が実施されている場合、「基準状態」と比較して東京-中部間において8%程度年平均稼働率が上昇しているのみであり、他の地域間連系送電線の稼働率は2~7%の低下となっている。

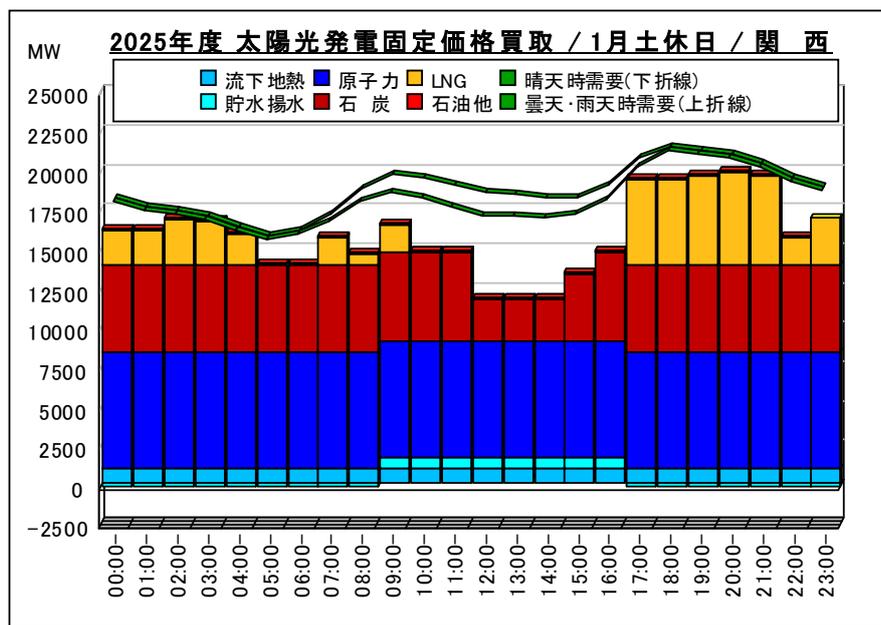
このように地域間連系送電量が多く連系送電線で減少傾向となる理由は、太陽光発電の導入量の増加は在来の汽力発電や地域間連系送電線の視点から見た場合には域内の電力需要が減少したことと等価な影響を持つこと、西日本において相対的に可変費用が廉価な石炭火力発電が抑制されることにより昼間の地域間での価格差が緩和されることなどが指摘できる。

- (別掲図表) 表3-3-3-2. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別連系均衡価格への影響  
図3-3-3-1. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別連系均衡価格への影響  
図3-3-3-2. 3. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 月別・時間帯別(東京・関西他)  
表3-3-3-3. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別発電所平均稼働率への影響  
図3-3-2-4~6. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 電力需給均衡への影響(東京他)

\*50 当該評価は連系均衡発電価格のみによる比較であって、実際には太陽光固定価格買取制度賦課金が全国一律に ¥ 0.42/kWh増加しており電気料金は差引して平均 ¥ 0.35/kWhの増加、つまり全ての地域において増加となることに留意。

表3-3-3-4. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域間連系送電量などへの影響  
 図3-3-2-7. 8. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 連系送電への影響(月・時間帯別)

[図3-3-3-5. 2025年度・太陽光発電固定価格買取・燃料種別発電 / 冬期 1月土休日 / 関西]



(4) 2025年度・太陽光固定価格買取制度の影響 - 政策関連指標  
 (回収固定費・投入可変費への影響)

2025年度での「基準状態」に対して太陽光固定価格買取制度の影響により (2)で試算した地域別実質的最大導入可能量迄太陽光発電が導入され関連する系統安定化対策が実施されている場合、全事業者平均では全国で回収固定費が1%未満のわずかな減少となっているが、東北・東京・中部地域においては3~5%の減少、他の地域では1~7%の増加となっている。

東北・東京・中部地域では、太陽光発電の導入拡大によりLNG火力発電の稼働率が低下し連系均衡発電価格も下落しているため、回収固定費も価格の下落分だけ減少すると考えられる。一方、他の地域では系統安定化対策のために石炭火力発電が抑制されLNG火力発電への代替が生じるため、連系均衡発電価格が上昇し回収固定費もこれに応じて増加するものと考えられる。

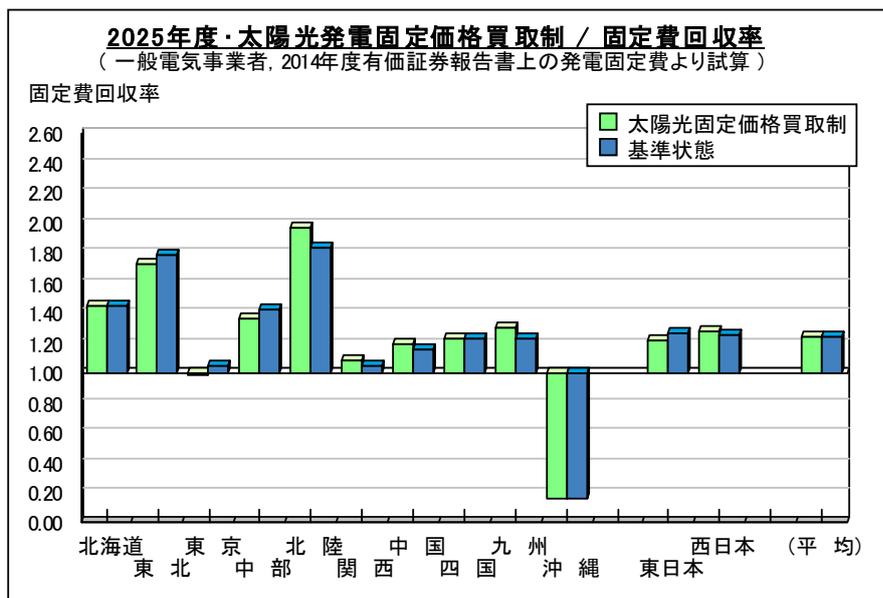
地域別の一般電気事業者の固定費回収率への影響を見た場合、一般電気事業者の平均では2014年度有価証券報告書上の発電関連固定費の124%が回収できるという結果となるが、唯一東京電力においては99%程度しか回収できない計算となり、太陽光発電固定価格買取制度の継続により特異的に「回収不能原価 ("Stranded Cost")」が発生する可能性が存在することが理解される。

そもそも東京電力においては、東日本大震災後の電源構成におけるLNG火力発電比率が相対的に他社よりも高く、太陽光発電の導入が進んだ場合には実質的な昼間の需要減による連系均衡発電価格の低下と自社LNG火力発電の稼働率の低下に直面することとなるため、他の一般電気事業者よりも極端に大きな影響が出る結果となったものと推察される。

投入可変費への影響については、太陽光発電による昼間の需要減を反映して全国平均では6~7%程度の減少となっているが、地域別に見た場合北陸・関西地域など系統安定化対策上の理由から石炭火力発電をLNG火力発電に代替している地域にお

いてわずかに投入可変費が増加している例があることが観察される。

[図3-3-3-11. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 / 固定費回収率への影響]



(地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果への影響)

当該太陽光発電が地域別実質的最大導入可能量迄導入され関連する系統安定化対策が実施されている状態での、石炭火力発電及び LNG複合火力発電の参入可否に対する影響を見た場合、石炭火力発電については「基準状態」と同じ東京・東北・中部地域における増新設の場合にのみ固定費が回収でき参入が可能である結果となり、他の地域・条件では参入が困難であることが観察される。

一方、LNG複合火力発電では回収できる固定費は多くの地域において「基準状態」よりも更に減少し完全に固定費が回収できる地域が存在しないため、当該制度の下においても参入が不可能であることが理解される。

(発電用エネルギー投入量・炭素排出量への影響)

太陽光発電が地域別実質的最大導入可能量迄導入され関連する系統安定化対策が実施されている場合の発電用エネルギー投入量及び発電に伴う炭素排出量への影響を見た結果は以下のとおり。

- 主要発電用化石燃料エネルギー投入量への影響は、エネルギー投入量は全国平均で 5%減少するが、(3)で見たとおり東北・東京・中部地域では LNGが減少し、それ以外の地域では石炭が減少しており LNGは増加している地域も存在する。
- 炭素排出量への影響は、全国平均で見ると 4%程度 4.3Mt-C の減少である。(2) で見たとおり太陽光賦課金増分は ¥ 0.42/kWh、連系均衡発電価格の減少分は ¥ 0.07/kWhであり、当該排出削減の費用対効果は約 79千円/t-C とかなり割高な削減方策であることが理解される。

- (別掲図表) 表3-3-3-5. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別回収固定費などへの影響  
 表3-3-3-6. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別投入可変費への影響  
 表3-3-3-7. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 火力発電参入可否への影響  
 図3-3-3-9. ~ 13. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別回収固定費などへの影響  
 月別・時間帯別(東京・関西他)  
 表3-3-3-8. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 発電用炭素排出量などへの影響

## 4. 結果整理と課題

### 4-1. 結果整理と提言

#### 4-1-1. 電力需給・政策関連指標と感度分析結果

3-2. で試みた各種電力需給・政策関連指標の化石燃料価格・電力需要変動に対する感度分析結果を横断的に再整理した結果以下のとおり。

化石燃料価格変動・電力需要変動によって最も大きな影響を受けるのは固定費回収率であり 1を超える正の影響度が見られ、次いで連系均衡発電価格が大きな影響を受けほぼ 1の正の影響度があるが、他の多くの指標では影響が限定的・部分的であることが観察される。

(連系均衡発電価格)

連系均衡発電価格は、化石燃料価格変動及び電力需要変動に対し全国平均で見た場合影響度がほぼ 1の正の影響を受け変動するが、化石燃料価格変動が地域横断的・同質的に影響を及ぼすのに対し、電力需要変動は地域間で異質な影響を及ぼす。

(発電所平均稼働率)

発電所平均稼働率は、化石燃料価格変動に対しては LNG・石炭とも大きな影響を受けないが、電力需要変動に対しては LNGの稼働率が大きな正の影響を受ける。

(連系送電線平均稼働率)

連系送電線平均稼働率は、化石燃料価格変動に対しては大きな影響を受けないが、電力需要変動により一定程度の正の影響を受ける。

(一般電気事業者固定費回収率)

一般電気事業者固定費回収率は、化石燃料価格変動及び電力需要変動に対し 1を超える影響度で非常に大きな正の影響を受ける。

(火力発電所参入可否)

火力発電所参入可否は、東北・東京・中部地域など連携均衡発電価格が相対的に高い地域で基準状態や化石燃料価格高位・電力需要高位など条件の良い場合に限って石炭火力発電所の増新設による参入のみが可能となっている。

(発電炭素排出量)

発電炭素排出量は、化石燃料価格変動に対しては大きな影響を受けないが、電力需要変動により影響度がほぼ 1の正の影響を受ける。

[表4-1-1-1. 主要電力需給・政策関連指標と化石燃料価格・電力需要感度分析結果整理(抄)]

	基準状態	化石燃料価格感度分析		電力需要感度分析		
		高位(+30%)	低位(▲30%)	高位(+30%)	低位(▲30%)	
連系均衡発電価格 (¥/kWh @2000年度実質)						
全国平均	12.59	16.35 (1.299)	8.84 (0.702)	13.81 (1.097)	11.45 (0.910)	
発電所平均稼働率						
LNG 東京	0.376	0.383 (1.018)	0.387 (1.029)	0.497 (1.320)	0.262 (0.697)	
石炭 東京	0.999	0.999 (1.000)	0.971 (0.972)	1.000 (1.001)	0.989 (0.990)	
連系送電線平均稼働率						
東京-東北間	0.328	0.327 (0.998)	0.332 (1.013)	0.387 (1.181)	0.278 (0.847)	
一般電気事業者固定費回収率						
全国平均	1.250	1.678 (1.343)	0.822 (0.657)	1.513 (1.211)	1.033 (0.826)	
発電所参入可						
東京 石炭増設		石炭全般	--	石炭増設	--	
発電炭素排出量 (Mt-C)						
全国合計	116.44	116.76 (1.003)	115.83 (0.995)	128.91 (1.107)	102.94 (0.884)	

#### 4-1-2. 電力需給・政策関連指標と政策評価結果

3-3. で試みた経過措置料金制度、原子力発電 40年運転制限、太陽光発電固定価格買取制度についての政策評価結果を横断的に再整理した結果以下のとおり。

##### (1) 経過措置料金制度の影響

経過措置料金制度により震災前 5年間の最大電気料金を基準とした電気料金の上限設定規制が 2025年度迄継続されたと仮定した場合、電力需給などの多くの項目は影響を受けないが、電気料金(連系均衡発電価格)及び固定費回収不能分と可変費赤字供給分の影響による一般電気事業者の回収固定費の減少などの影響が発生する。

具体的には、一般電気事業者において平均 14%、最大 36%に達する回収固定費の減少が発生し、東京・関西電力などにおいては当該制度による大規模な「回収不能原価」の発生が懸念される。

また、特に東京電力においては化石燃料価格上昇や電力需要増加などの影響により当該回収固定費の減少が深刻化するものと推察される。

##### (2) 原子力発電 40年運転制限の影響

高経年原子炉に関する安全規制により原子力発電所の運転が「40年運転制限」に制限されたと仮定した場合、「60年運転制限」と比較して原子力発電の設備容量が 9,903MW、25%相当が減少し西日本を中心に各地域の電源構成が大幅に変わるため、電力需給などほぼ全ての項目において影響が発生する。当該影響は、当初短期的には電源構成が変化しない状態で発現し、中長期的に発電の新規参入により電源構成変化の影響を受けて変化する性質がある。

具体的には、短期的には原子力発電設備容量が減少した分を LNG火力発電が中心となって稼働率を上げて賄うため、連系均衡発電価格は 10%程度上昇し、LNG消費量や発電炭素排出量は 9%程度増加する。さらに連系均衡発電価格の上昇に伴い、原子力発電設備容量が大きな影響を受ける関西電力では固定費回収率は減少するが、それ以外の地域・電力会社では、固定費回収率は増加する結果となる。当該影響により、廃止対象となる設備容量が大きい関西電力においては何の対策も講じなければ「回収不能原価」の発生が懸念される。

一方、当該状況下での発電設備新規投資・参入可否について見た場合、多くの地域で石炭火力発電の固定費回収・新規参入が可能である結果となるため、中長期的には原子力発電設備容量が減少した分は徐々に石炭火力発電により代替され、連系均衡発電価格は下落し発電炭素排出量は増加していくものと考えられる。

##### (3) 太陽光発電固定価格買取制度(実質的最大容量導入・系統安定化対策)の影響

太陽光発電固定価格買取制度により、各地域の実質的導入上限量迄太陽光発電設備が導入され必要な系統安定化対策が実施されていると仮定した場合、2014年度現在deの実績導入量 14,490MWのみが導入されている場合と比較して太陽光発電の設備容量が 13,890MW増加すると見込まれる。

当該実質的導入上限量迄の導入拡大により太陽光発電固定価格買取制度賦課金は 4,130億円、¥ 0.42/kWh程度増加するが、実質的な電力需要の減少により連系均衡発電価格は全国平均で ¥0.07/kWh程度減少し差引き ¥ 0.35/kWh程度の増加となる。

地域別の影響を見た場合、東北・東京・中部地域などそもそも LNG火力発電の比率が高く連系均衡発電価格が高い地域では連系均衡発電価格が減少し LNG火力発電の稼働率が下落、さらに固定費回収率も下落する結果となる。当該影響により、東京電力においては太陽光発電固定価格買取制度による設備導入拡大と系統安定化対策によって

「回収不能原価」が発生することが懸念される。

一方その他の地域では低需要期を中心に太陽光発電の補完・予備運用ができない石炭火力発電が抑制され LNG火力発電が運用されるため、連系均衡発電価格は上昇、石炭火力発電の稼働率が低下して LNG火力発電の稼働率が増加、固定費回収率は増加する結果となる。

[表4-1-1-2. 主要電力需給・政策指標と経過措置料金制度他政策評価結果整理(抄)]

	基準状態	経過措置料金制度 (震災前最大基準)	原子力40年制限制	太陽光固定買取制
連系均衡発電価格 (¥/kWh @2000年度実質)				
全国平均	12.59	11.50 (0.913)	13.87 (1.102)	12.94 (1.028) *
発電所平均稼働率				
LNG 東京	0.376	0.376 (1.000)	0.411 (1.092)	0.321 (0.853)
石炭 東京	0.999	0.999 (1.000)	1.000 (1.001)	0.985 (0.986)
連系送電線平均稼働率				
東京-東北間	0.328	0.328 (1.000)	0.317 (0.966)	0.303 (0.924)
一般電気事業者固定費回収率				
全国平均	1.250	1.114 (0.891)	1.349 (1.080)	1.241 (0.993)
発電所参入可				
東京 石炭増設		--	石炭増設	石炭増設
発電炭素排出量 (Mt-C)				
全国合計	116.44	116.44 (1.000)	126.50 (1.086)	112.17 (0.963)

表注) \* 太陽光固定価格買取制度賦課金増加分( ¥0.42/kWh )含む

#### 4-1-3. 政策評価結果を踏まえた政策提言

4-1-2. の結果から、本研究において政策評価対象として取上げた 3つの政策に関する提言については以下のとおりの項目に集約される。

今後の各政策措置の改廃・運用においてこれらの内容が反映されることが期待される。

##### (1) 経過措置料金制度

経過措置料金制度については、消費者保護の観点から抑制する電気料金への影響と比べて、電気事業者の固定費回収へ与える影響が相対的に大きいことから、下記のような政策運営を行い、可能な限り早期に経過措置を廃止すべきである。

###### (料金上限水準)

経過措置料金制度の実施においては、震災前 5年間の最大電気料金を基準とした電気料金の上限設定規制とすること。

###### (燃料費調整制度の設置)

経過措置料金制度の実施においては、旧規制料金体系における「燃料費調整制度」に相当する制度を存置するなど、外的要因による変動の影響を可能な限り相殺できる制度とすること。

###### (制度の平均的・平準的視点での運用)

経過措置料金制度の実施においては、一時的な価格高騰に着目するのではなく、月刊・年間での実質的な消費者の支払料金額に着目した運用を指向すること。

###### (制度の早期廃止)

経過措置料金制度については、特段の問題がない限り当初予定どおり 2020年度頃を目途として可能な限り早期に廃止すべきこと。

## (2) 原子力発電 40年運転制限

原子力発電 40年運転制限については、東日本大震災・福島第一原子力発電所事故後の特殊な状況と、今後の電力需給における原子力発電の重要性にかんがみ、技術的に適応可能な原子力発電所が 60年運転を行うことが可能となるよう、規制の運用において中長期的視点に立った最大限の配慮を行うこと。

(「60年運転制」への円滑な移行)

建設から 40年近くが経過した原子力発電所のうち、「60年運転制」に技術的に適応可能な原子力発電所については、適応に向けた審査時期の弾力化・分散化など「60年運転制」への円滑な移行について最大限の配慮が行われるべきこと。

(原子力発電新增設への支援)

原子力発電について「60年運転制」を行うのみでは将来時点における十分な原子力発電設備容量を確保できないため、今後の原子力発電所の新增設や更新について引き続き政策的支援を行うこと。

## (3) 太陽光発電固定価格買取制度

太陽光発電固定価格買取制度については、再生可能エネルギーの普及開発の重要性と電力需給に与える問題点の比較衡量を行いながら推進すべき問題であり、今後の更なる普及拡大に向けて以下のような新たな制度整備が早急に着手されるべきである。

(補完・予備運転への賦課金負担の早期検討)

太陽光発電の大量普及時においては、LNG複合火力発電など補完・予備運転が可能な電源の待機設備容量不足が制約事項となるおそれが大であり、早急に適切な太陽光発電固定価格買取制度賦課金による補完・予備電源の確保方策について検討を開始し必要な制度整備を行うこと。

(「回収不能原価」発生時の賦課金による補償)

太陽光発電の普及拡大に伴い一部地域の LNG火力発電において「回収不能原価」が発生することが懸念されるため、太陽光発電固定価格買取制度賦課金による「回収不能原価」の適正な補償措置について検討を開始し必要な制度整備を行うこと。

## 4-2. 今後の課題

### 4-2-1. 本研究における政策評価モデル上の課題

#### (1) 地域別・時間帯別の系統維持運転(“Ancillary Service”)の評価

2-1. で述べたとおり本研究では系統維持運転(“Ancillary Service”)の存在を直接的には考慮しておらず、これと類似する太陽光発電固定価格買取制度における LNG複合火力発電などによる確率論的な補完・予備運転のみを考慮した試算となっている。

しかし、仮に地域別・月別・平日土休日別・時間帯別での需要の変動水準が明確に計測されているのならば、同様の確率論的な方法による系統維持運転を考慮した評価は可能であり、今後の系統維持運転(“Ancillary Service”)を巡る政策判断を支援できる可能性がある。

また、当該問題は 3. での一連の評価において LNG複合火力発電が参入可能な地域・条件が観察されなかった原因の一つであると考えられる。

従って、地域別での電力需給の分散の計測など系統維持運転(“Ancillary Service”)の存在を考慮した形態にモデルを改良していくことが必要である。

(2) 地域別・月別・時間帯別の価格弾力性の実測・再評価

2-2. で述べたとおり本研究では電力需要における価格弾力性を反映できる構造を保持してはいるものの、当座全ての弾力性を 0 と仮定した試算を行っている。

しかし、仮に地域別・月別・平日土休日別・時間帯別の需要の価格弾力性が明確に計測されているのならば、供給側の市場支配力の行使の有無や程度など経済厚生上の情報についての分析を付加することが可能となり、今後の電力市場における適正取引の監視を支援できる可能性がある。

従って、地域別での電力の価格弾力性の計測など市場の経済厚生を評価可能な形態にモデルを改良していくことが必要である。

(3) PPSなど一般電気事業者以外の電力需給の加算・再評価

2-2. で述べたとおり本研究では PPSなど一般電気事業者以外の事業者に関する電力需給については、現状何の公的情報も得られないため、試算から除外している。

しかし、このような取扱いは電力需給を巡るシミュレーションの精度上問題であり、今後早期に関係当局による PPSに関する需給実態の調査及び公的情報の提供が実施されることを期待するものである。

4-2-2. 本研究を踏まえた今後の政策評価における課題

(1) 地域内での電力託送料金制度の評価・分析への応用

本研究においては、地域別の電力需給・政策関連指標と地域間の連系送電を考慮したシミュレーション・モデルを開発したが、今後の託送料金制度を巡る議論を支援していくためには、地域内での電力託送に関して更に詳細な情報を用いたモデルを開発していくことが必要である。

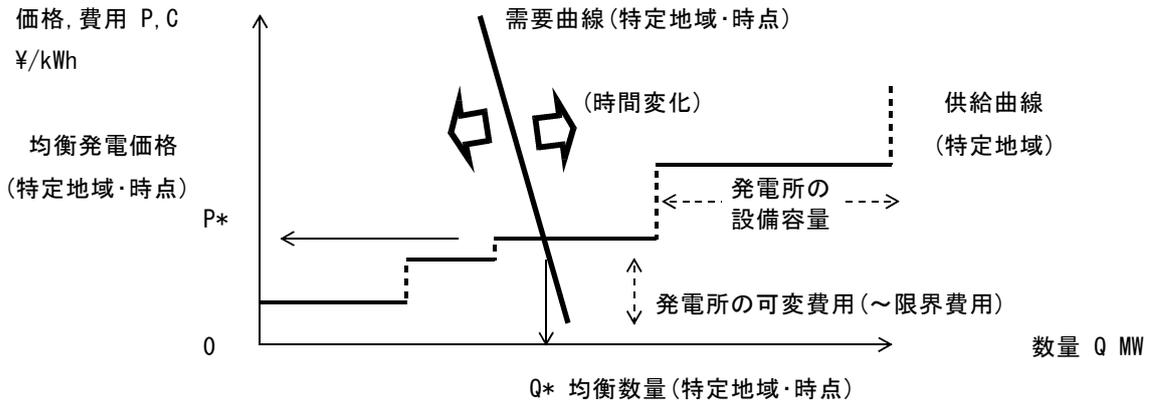
具体的には、本研究で単位地域と見なして取扱っている各一般電気事業者供給区域を、更に変電所単位や行政区分単位で分割し、細分化された地域間での電力の流通についての需給と設備容量に関する情報が入手可能であれば、このようなモデルの開発が可能であるものと考えられる。

(2) 都市ガス分野への応用

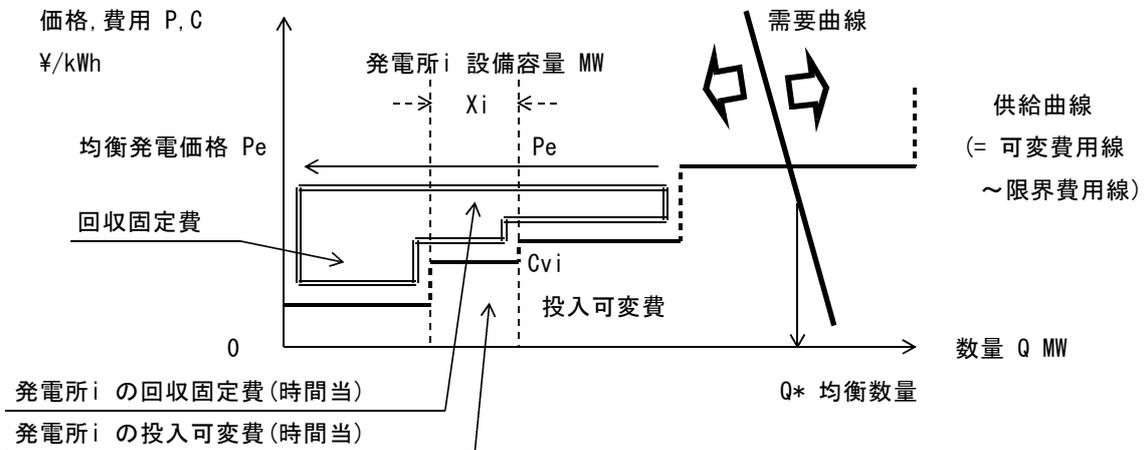
本研究においては地域別の電力需給・政策関連指標と地域間の連系送電を考慮したシミュレーション・モデルを開発したが、2017年 4月からの都市ガス全面小売自由化に向けて、地域別の都市ガス需給・政策関連指標と地域間の連系送ガスを考慮したシミュレーション・モデルを開発し、関連する政策を支援していくことが必要であると考えられる。

別掲図表

[図2-1-1-1. 電力需給の地域内均衡の推計 (地域間連系送電を考慮しない場合)]



[図2-1-5-1. 個別発電所に関する回収固定費・投入可変費の計算(時間当)]



[式2-1-5-1. 個別発電所に関する回収固定費・投入可変費の計算]

$$F_{fi}(T) = \sum_t [ ( P_e(t) - C_{vi} ) * X_i(t) ] ; \quad C_{vi} > P_e(t) \Rightarrow X_i(t) = 0$$

$$F_{vi}(T) = \sum_t [ C_{vi} * X_i(t) ]$$

- $F_{fi}(t)$  発電所iの年度Tでの回収固定費 ( ¥, 2000年度実質 ) T; 年度, t; 時間帯
- $F_{vi}(t)$  発電所iの年度Tでの投入可変費 ( ¥, 2000年度実質 )
- $P_e(t)$  発電所i所在地域の時間帯tにおける連系均衡発電価格 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )
- $C_{vi}(t)$  発電所iの単位発電量当可変費用 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )
- $X_i(t)$  発電所iの時間帯tでの発電出力 ( MW,  $0 \leq X_i(t) < X_{imax}$  (最大出力))

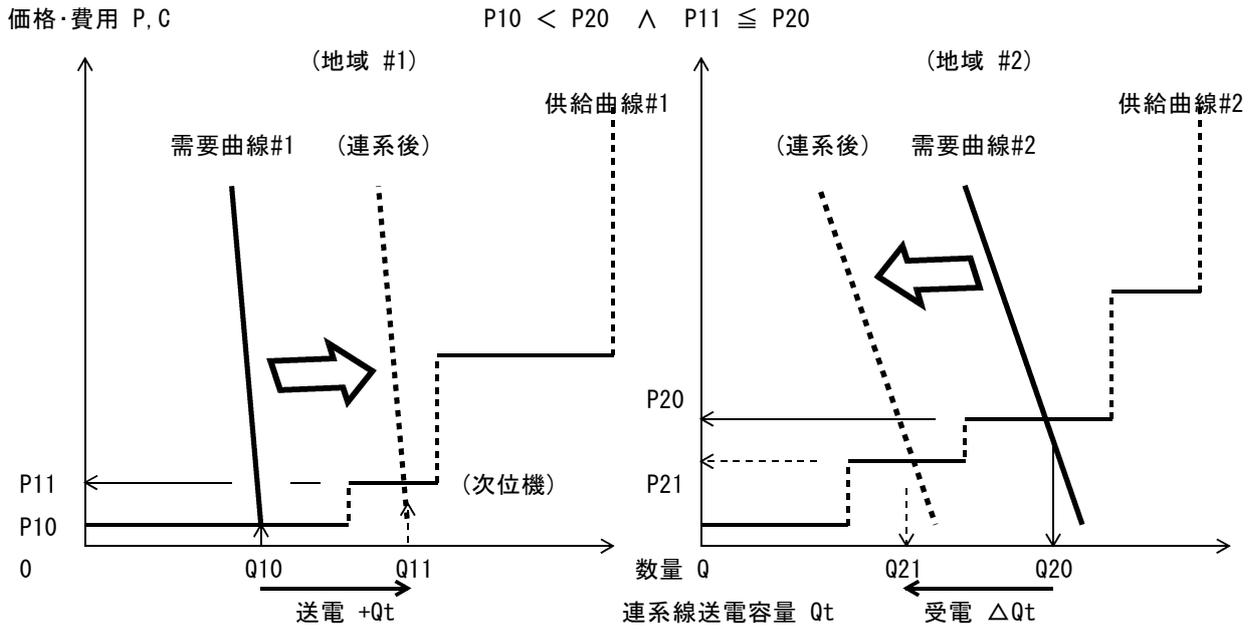
[式2-1-6-1. 個別発電所のエネルギー投入量・エネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量の計算]

$$E_{ei}(T) = \sum_t \sum_k [ X_i(t) / \mu_i * A_{ik} ]$$

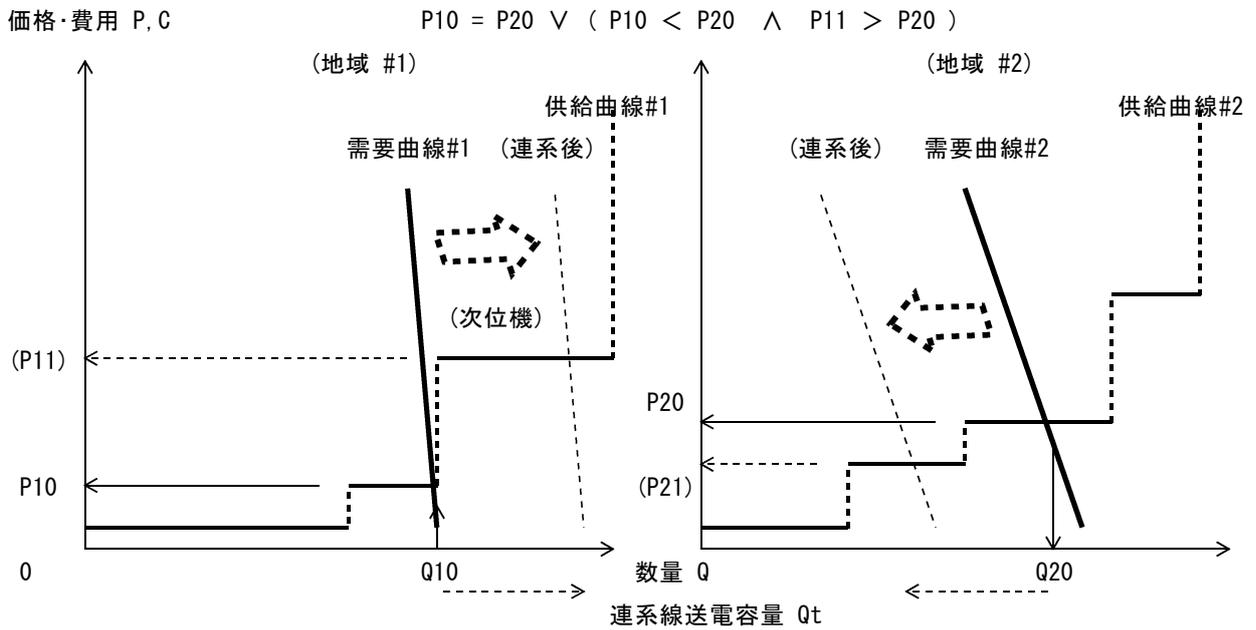
$$E_{gi}(T) = \sum_t \sum_k [ X_i(t) / \mu_i * A_{ik} * CEF_k ] * (15.999*2+12.011)/12.011$$

- $E_{ei}(t)$  発電所iの年度Tでのエネルギー投入量 ( GJ ) T; 年度, t; 時間帯
- $E_{gi}(t)$  発電所iの年度Tでのエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量 ( gCO<sub>2</sub> )
- $X_i(t)$  発電所iの時間帯tでの発電出力 ( MW,  $0 \leq X_i(t) < X_{imax}$  (最大出力))
- $\mu_i$  発電所iの発電効率 (総(高位)発熱量基準) ( GJ / kWh,  $0 < \mu_i < 1$  )
- $A_{ik}$  発電所i燃料種別kの消費構成比
- $CEF_k$  燃料種別kの標準炭素排出係数 (政府標準値) ( gC / MJ )

[図2-1-2-1. 電力需給の短期連系均衡の推計 (地域間連系送電が行われる場合)]



[図2-1-2-2. 電力需給の短期連系均衡の推計 (地域間連系送電が行われない場合)]



[表2-2-1-1. 地域別算定対象発電所の設備容量・主燃料種別・発電効率・運転開始後経過年数]

地域	所有者	名称	設備容量(MW)	主燃料種別	発電効率	経過年数(年)	#-1
北海道 50Hz							
	北海道電力	苫小牧	250.0	原重油	0.3807	41.4	
	北海道電力	伊達1-2	700.0	原重油	0.3707	36.4	
	北海道電力	知内1-2	700.0	原重油	0.3834	31.3	
	北海道パワ	苫小牧共火3	250.0	原重油	0.3846	41.0	
	北海道電力	石狩湾1-3	1708.2	LNG	0.5005	(-4.0)	
	北海道電力	砂川3-4	250.0	石炭	0.3788	37.8	
	北海道電力	奈井江1-2	350.0	石炭	0.3818	46.9	
	北海道電力	苫東厚真1-4	1650.0	石炭	0.3962	34.5	
	北海道電力	(貯水・揚水発電)	546.8	水力	--	--	
	北海道電力	(流下・地熱発電)	58.0	水力・地熱	--	--	
	北海道他	(流下・地熱発電)	79.0	水力・地熱	--	--	
	北海道電力	泊1-3	2070.0	原子力	--	26.4	
東北 50Hz							
	東北電力	八戸3	250.0	原重油	0.3571	46.7	
	東北電力	秋田2-4	1300.0	原重油	0.3628	44.7	
	東北電力	新潟4	250.0	LNG	0.3593	49.2	
	東北電力	東新潟1-4	4810.0	LNG	0.4106	38.0	
	東北電力	仙台4	446.0	LNG	0.4801	4.7	
	東北電力	新潟5	109.0	LNG	0.4824	3.7	
	東北電力	八戸5	416.0	LNG	0.4891	0.7	
	東北電力	新仙台3	980.0	LNG	0.4937	(-1.3)	
	東北電力	上越1	572.0	LNG	0.5095	(-8.2)	
	酒田共同火力	酒田共同	700.0	石炭	0.3786	37.5	
	東北電力	能代1-2	1200.0	石炭	0.3863	21.9	
	東北電力	原町1-2	2000.0	石炭	0.4189	17.7	
	東北電力	能代3	600.0	石炭	0.4272	(-5.0)	
	東北電力	(貯水・揚水発電)	1121.5	水力	--	--	
	東北電力	(流下・地熱発電)	362.4	水力・地熱	--	--	
	東北他	(流下・地熱発電)	515.5	水力・地熱	--	--	
	東北電力	女川1-3	2174.0	原子力	--	31.5	
	東北電力	東通1	1100.0	原子力	--	9.7	
東京 50Hz							
	東京電力	鹿島1-6	4400.0	原重油	0.3893	44.1	
	東京電力	広野2-4	2600.0	原重油	0.3915	34.7	
	東京電力	袖ヶ浦1-4	3600.0	LNG	0.3789	40.7	
	東京電力	五井1-6	1886.0	LNG	0.3900	51.8	
	東京電力	東扇島1-2	2000.0	LNG	0.3973	27.6	
	東京電力	姉崎1-6	3600.0	LNG	0.4021	47.3	
	東京電力	富津1-4	5053.0	LNG	0.4262	28.4	
	東京電力	横浜4-8	3346.6	LNG	0.4466	18.8	
	東京電力	川崎新1-3	3420.0	LNG	0.4801	7.8	
	東京電力	鹿島7	1260.0	LNG	0.4846	2.8	
	東京電力	千葉1-3	4320.0	LNG	0.4886	16.3	
	東京電力	品川1-3	1140.0	LNG(都市ガス)	0.4917	13.7	
	東京電力	広野5-6	1200.0	石炭	0.3713	11.1	
	東京電力	常陸那珂1-2	2000.0	石炭	0.4147	11.3	
	東京電力	常陸那珂3-4	2000.0	石炭	0.4272	(-5.0)	
	常磐共同火力	常磐勿来	1450.0	石炭	0.3778	44.5	
	相馬共同火力	相馬新地	2000.0	石炭	0.4074	20.8	*3
	電源開発	電発磯子新1-2	1200.0	石炭	0.4196	13.0	
	常磐共同火力	常磐勿来IGCC	250.0	石炭	0.4197	2.0	
	常磐共同電力	常磐復興IGCC	540.0	石炭	0.4272	(-5.0)	
	君津共同火力	君津共同	1277.9	鉄鋼ガス	0.3755	46.2	
	鹿島共同火力	鹿島共同	1000.0	鉄鋼ガス	0.3793	41.8	

↓

地域	所有者	名称	設備容量(MW)	主燃料種別	発電効率	経過年数(年)	#-2
			↓				
	東京電力	(貯水・揚水発電)	7201.9	水力	--	--	
	東京電力	(流下・地熱発電)	143.6	水力・地熱	--	--	
	東京他	(流下・地熱発電)	2373.7	水力・地熱	--	--	
	東京電力	福島第2 1-4	(4400.0)	原子力	--	33.0	(長期休止扱)
	東京電力	柏崎刈羽1-7	8250.0	原子力	--	29.6	
	日本原子力発電	東海第2	1100.0	原子力	--	36.4	
中 部 60Hz							
	中部電力	尾鷲三田1-3	875.0	原重油	0.3696	50.7	
	中部電力	武豊2-4	1125.0	原重油	0.3717	42.8	
	中部電力	西名古屋1-5	1190.0	原重油	0.3758	44.8	
	中部電力	渥美1-4	1900.0	原重油	0.3824	43.8	
	中部電力	知多第2 1-2	1708.0	LNG	0.3917	31.6	
	中部電力	知多1-6	3966.0	LNG	0.3848	49.2	
	中部電力	四日市1-4	1245.0	LNG	0.3978	53.8	
	中部電力	川越1-4	3400.0	LNG	0.4452	25.8	
	中部電力	新名古屋7-8	3058.0	LNG	0.4802	16.3	
	中部電力	上越1-2	2302.7	LNG	0.4846	2.7	
	中部電力	西名古屋7	2326.0	LNG	0.4959	(-2.0)	
	中部電力	碧南1-5	4100.0	石炭	0.4013	23.5	
	中部電力	武豊5	1070.0	石炭	0.4282	(-6.0)	
	中部電力	(貯水・揚水発電)	3976.5	水力	--	--	
	中部電力	(流下・地熱発電)	165.7	水力・地熱	--	--	
	中部他	(流下・地熱発電)	197.0	水力・地熱	--	--	
	中部電力	浜岡3-5	3617.0	原子力	--	27.7	
北 陸 60Hz							
	北陸電力	富山1-4	250.0	原重油	0.3584	50.7	
	福井共同	福井共同	250.0	原重油	0.3615	36.6	
	北陸電力	富山新港1-2	1000.0	原重油	0.3652	40.5	
	北陸電力	新富山新港1	424.7	LNG	0.5005	(-3.6)	
	富山共同火力	富山共同	500.0	石炭	0.3708	43.6	
	北陸電力	七尾大田1-2	1200.0	石炭	0.4002	20.1	
	北陸電力	敦賀1-2	1200.0	石炭	0.4010	23.5	
	北陸電力	(貯水・揚水発電)	1053.6	水力	--	--	
	北陸電力	(流下・地熱発電)	226.9	水力・地熱	--	--	
	北陸他	(流下・地熱発電)	313.0	水力・地熱	--	--	
	北陸電力	志賀1-2	1897.0	原子力	--	21.7	
関 西 60Hz							
	関西電力	相生1-3	1125.0	原重油	0.3615	32.6	
	関西電力	宮津1-2	750.0	原重油	0.3822	25.7	
	関西電力	御坊1-3	1800.0	原重油	0.3861	30.6	
	関西電力	多奈川第2 1-2	1200.0	原重油	0.3892	37.8	
	関西電力	海南1-4	2100.0	原重油	0.3935	44.9	
	関西電力	姫路第2 5-6	1200.0	LNG	0.3771	51.5	
	関西電力	南港1-3	1800.0	LNG	0.3854	24.4	
	関西電力	姫路第1 5-6	1432.0	LNG	0.4660	20.0	
	関西電力	堺港新1-5	2000.0	LNG	0.4801	5.3	
	関西電力	姫路第2新1-6	2919.0	LNG	0.4869	2.0	
	関西電力	舞鶴1-2	1800.0	石炭	0.3811	10.7	
	関西電力	赤穂1-2改	1200.0	石炭	0.3837	27.6	
	電源開発	電発橋湾	1400.0	石炭	0.4146	14.8	*3
	電源開発	電発高砂新	1200.0	石炭	0.4272	(-5.0)	
	和歌山共同火力	和歌山共同	378.3	鉄鋼ガス	0.3637	52.0	
	関西電力	(貯水・揚水発電)	6285.9	水力	--	--	
	関西電力	(流下・地熱発電)	328.3	水力・地熱	--	--	
			↓				

地域	所有者	名称	設備容量(MW)	主燃料種別	発電効率	経過年数(年)	#-3
			↓				
	関西他	(流下・地熱発電)	46.0	水力・地熱	--	--	
	関西電力	美浜3	826.0	原子力	--	38.3	
	関西電力	高浜1-4	3392.0	原子力	--	40.4	
	関西電力	大飯1-4	4710.0	原子力	--	36.1	
	日本原子力発電	敦賀2	1160.0	原子力	--	28.2	
中国 60Hz							
	中国電力	下松2-3	700.0	原重油	0.3602	41.8	
	中国電力	岩国2-3	850.0	原重油	0.3662	43.0	
	中国電力	下関2	400.0	原重油	0.3729	37.6	
	中国電力	玉島1-3	1200.0	原重油	0.3773	44.1	
	中国電力	水島3改	340.0	LNG	0.3488	42.2	
	中国電力	柳井1-2	1400.0	LNG	0.4435	24.4	
	中国電力	水島新1	285.0	LNG	0.4801	6.0	
	中国電力	大崎1	250.0	石炭	0.3732	14.3	
	中国電力	水島1-2	156.0	石炭	0.3774	53.4	
	中国電力	下関1	175.0	石炭	0.3827	48.1	
	中国電力	新小野田1-2	1000.0	石炭	0.3945	29.0	
	中国電力	三隅1	1000.0	石炭	0.4223	16.8	
	中国電力	三隅2	1000.0	石炭	0.4293	(-7.0)	
	電源開発	電発竹原	700.0	石炭	0.3874	34.2	
	電源開発	電発竹原新	600.0	石炭	0.4272	(-5.4)	
	瀬戸内共同火力	水島共同	613.0	鉄鋼ガス	0.4042	45.0	
	瀬戸内共同火力	福山共同	848.0	鉄鋼ガス	0.3950	47.6	
	中国電力	(貯水・揚水発電)	2416.1	水力	--	--	
	中国電力	(流下・地熱発電)	88.9	水力・地熱	--	--	
	中国他	(流下・地熱発電)	168.0	水力・地熱	--	--	
	中国電力	島根2-3	2193.0	原子力	--	26.2	
四国 60Hz							
	四国電力	阿南1-4	1245.0	原重油	0.3806	51.8	
	四国電力	坂出2-3	800.0	重油・石炭ガス	0.3738	43.8	
	四国電力	坂出4改	350.0	LNG	0.3738	5.0	
	四国電力	坂出新	585.0	LNG	0.4801	4.7	
	四国電力	西条	250.0	石炭	0.3758	49.4	
	四国電力	橘湾	700.0	石炭	0.4022	14.8	
	四国電力	西条新	500.0	石炭	0.4293	(-7.0)	
	住友共同火力	住友共同	423.0	石炭	0.3394	55.7	
	四国電力	電発橘湾	700.0	石炭	0.4146	14.8	*3
	四国電力	(貯水・揚水発電)	917.8	水力	--	--	
	四国電力	(流下・地熱発電)	59.5	水力・地熱	--	--	
	四国他	(流下・地熱発電)	272.0	水力・地熱	--	--	
	四国電力	伊方1-3	2022.0	原子力	--	37.6	
九州 60Hz							
	九州電力	苅田新2	375.0	原重油	0.3134	43.0	
	九州電力	相浦	875.0	原重油	0.3458	42.0	
	九州電力	川内	1000.0	原重油	0.3441	40.8	
	九州電力	豊前	1000.0	原重油	0.3548	37.3	
	九州電力	新小倉3-5	1800.0	LNG	0.3748	54.5	
	九州電力	新大分1-3-1	2295.0	LNG	0.4470	23.8	
	九州電力	新大分3-2	480.0	LNG	0.4937	(-1.3)	
	九州電力	苅田新1	360.0	石炭	0.3871	13.7	
	九州電力	松浦1	700.0	石炭	0.3969	25.8	
	九州電力	荅北1-2	1400.0	石炭	0.3974	19.3	
	九州電力	松浦2	1000.0	石炭	0.4272	(-5.2)	
	電源開発	電発松島	1000.0	石炭	0.3797	34.2	
	電源開発	電発松浦1-2	2000.0	石炭	0.4044	24.8	
			↓				

地 域	所有者	名 称	設備容量(MW)	主燃料種別	発電効率	経過年数(年)	#-4
			↓				
	戸畑共同火力	戸畑共L	735.0	LNG	0.3665	37.2	
	戸畑共同火力	戸畑共炭	156.0	石炭・鉄鋼ガス	0.3774	11.2	
	大分共同火力	大分共同	655.0	鉄鋼ガス	0.3616	43.0	
	九州電力	(貯水・揚水発電)	1830.4	水力	--	--	
	九州電力	(流下・地熱発電)	301.4	水力・地熱	--	--	
	九州他	(流下・地熱発電)	312.0	水力・地熱	--	--	
	九州電力	玄海2-4	2919.0	原子力	--	34.1	
	九州電力	川内1-2	1780.0	原子力	--	30.7	
沖 縄 60Hz							
	沖縄電力	牧港	125.0	原重油	0.3626	45.0	
	沖縄電力	石川	250.0	原重油	0.3611	40.8	
	沖縄電力	吉の浦	537.0	LNG	0.4869	2.4	
	沖縄電力	具志川	312.0	石炭	0.3930	21.1	
	沖縄電力	金武	440.0	石炭	0.3940	13.2	
	電源開発	電発石川	312.0	石炭	0.4024	28.4	
		(原子力発電・水力発電 該当なし)					

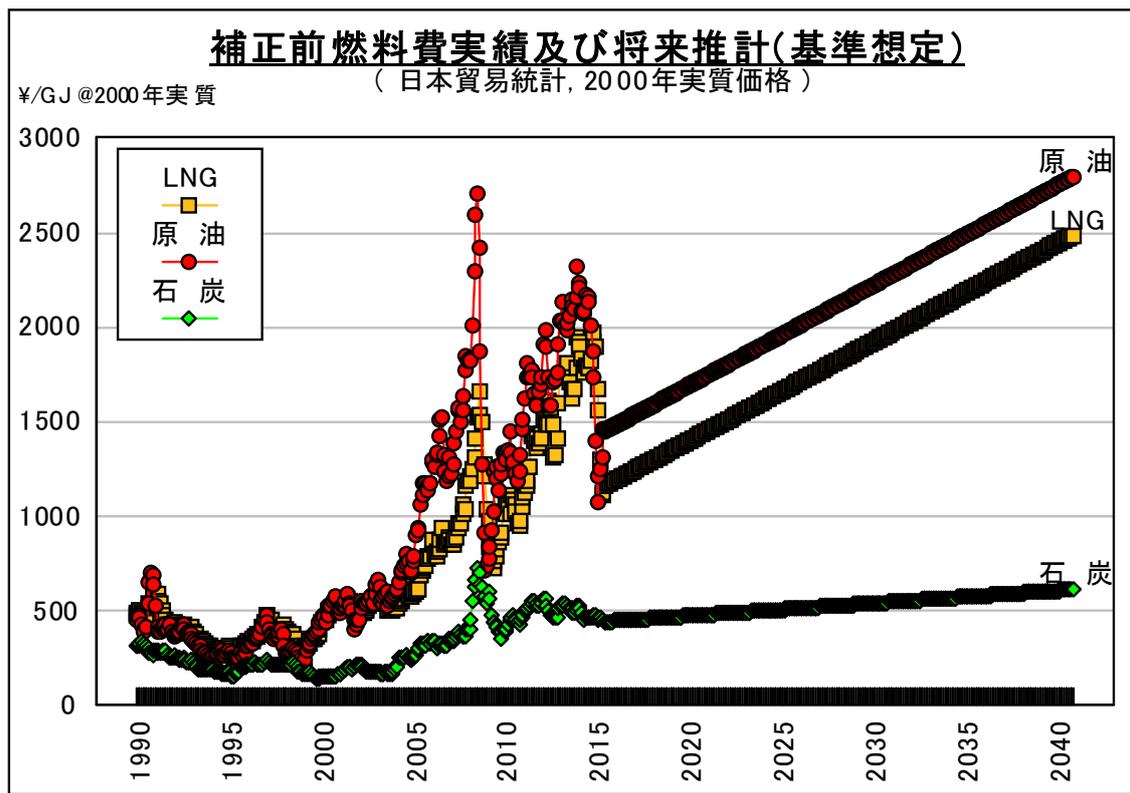
表注)

- \*1. 発電効率は 1995～2004年度の最大 10ヶ年平均値 又は 補論2. による推計値、総(高位)発熱量基準原子力発電・水力発電の設備容量は物理的発電容量であり実効発電容量を別途計算している点に注意
- \*2. 経過年数は運転開始から 2015年 4月1日迄の経過年数、各発電所で存続する最古の発電機の年数負の値は今後運転開始予定の発電所であることを示す
- \*3. 相馬共同火力、電源開発橋湾(一部)については、それぞれ常時東京電力・関西電力管内に送電されているため便宜上東京電力・関西電力管内電源とし相当量の地域間連系送電が常時実施されていると仮定
- \*4. 本研究においては独立系発電事業者(PPS)及び自家発電による発電設備、風力発電・バイオマス発電などの再生可能エネルギー発電設備を考慮していない点に注意

[表2-2-1-2. 地域別算定対象発電所主燃料種別設備容量]

(MW)	石油他	LNG	石 炭	原子力	貯水揚水	流下地熱	合 計
全国合計	35347.5	73372.3	50702.2	39211.0	25350.5	6010.8	229994.3
東日本	14748.5	38470.8	19667.9	14694.0	8870.2	3532.2	99983.7
北海道	2065.0	1708.2	2250.0	2070.0	546.8	137.0	8777.0
東 北	2666.0	7137.0	4500.0	3274.0	1121.5	877.9	19576.4
東 京	10017.5	29625.6	12917.9	9350.0	7201.9	2517.3	71630.3
西日本	20599.0	34901.4	31034.3	24517.0	16480.3	2478.6	130010.6
中 部	3965.0	18055.7	5170.0	4023.0	3976.5	362.7	35552.9
北 陸	1500.0	424.7	2900.0	2246.0	1053.6	539.9	8664.2
関 西	7055.0	8151.0	5978.3	9334.0	6285.9	374.3	37178.5
中 国	3186.0	2025.0	6342.0	2193.0	2416.1	256.9	16419.0
四 国	1245.0	935.0	3373.0	2022.0	917.8	331.5	8824.3
九 州	3648.0	5310.0	7271.0	4699.0	1830.4	613.4	23371.8
沖 縄	535.0	537.0	1064.0	0.0	0.0	0.0	2136.0

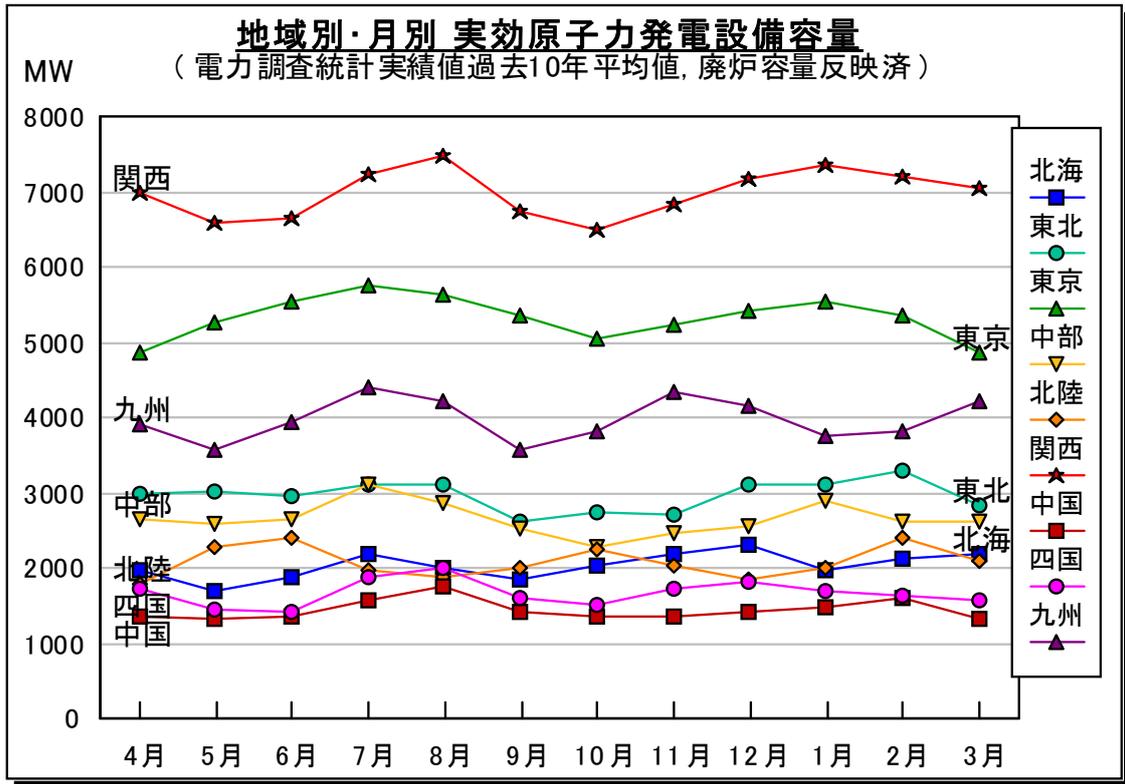
[図2-2-2-1. 補正前燃料費実績及び将来推計(基準想定)]



[表2-2-2-1. 補正前燃料費実績及び将来推計(基準・高位・低位想定)]

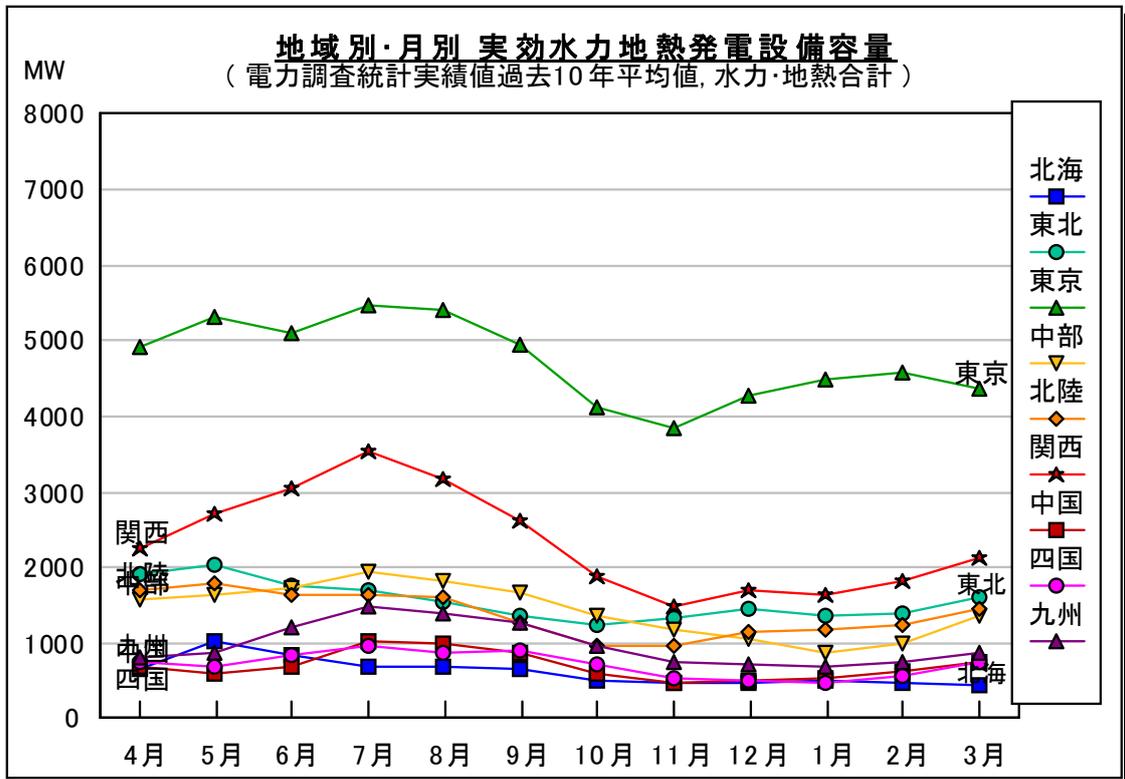
¥/GJ @2000年度実質	LNG	原油	石炭
(実績値)			
1990	529.35	533.35	303.27
1995	311.17	284.65	194.53
2000	515.20	521.64	159.24
2005	750.05	1140.74	328.36
2010	1067.77	1384.13	471.96
2014	1782.36	1801.34	463.70
(1990-2014)			
平均値	757.48	889.15	310.74
標準偏差	463.47	627.60	137.71
変動係数	0.612	0.706	0.443
(2005-2014)			
平均値	1249.83	1588.05	460.88
標準偏差	368.21	406.31	90.33
変動係数	0.295	0.256	0.196
(将来推計-基準想定)			
2020	1433.80	1727.55	479.70
2025	1694.84	1991.72	513.13
2030	1955.89	2095.53	546.55
2035	2216.93	2359.44	579.97
(将来推計-高位想定 基準想定に対し +30%)			
2025	2203.30	2589.23	667.06
(将来推計-低位想定 基準想定に対し ▲30%)			
2025	1186.39	1394.20	359.19
(参考) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」想定値			
2030	1437.58	2210.62	573.98

[図2-2-3-1. 地域別・月別 実効原子力発電設備容量]



図注) 東京電力福島第2原子力発電所(4400MW)は長期休止扱とし算定から除外している

[図2-2-3-2. 地域別・月別 実効水力・地熱発電設備容量]

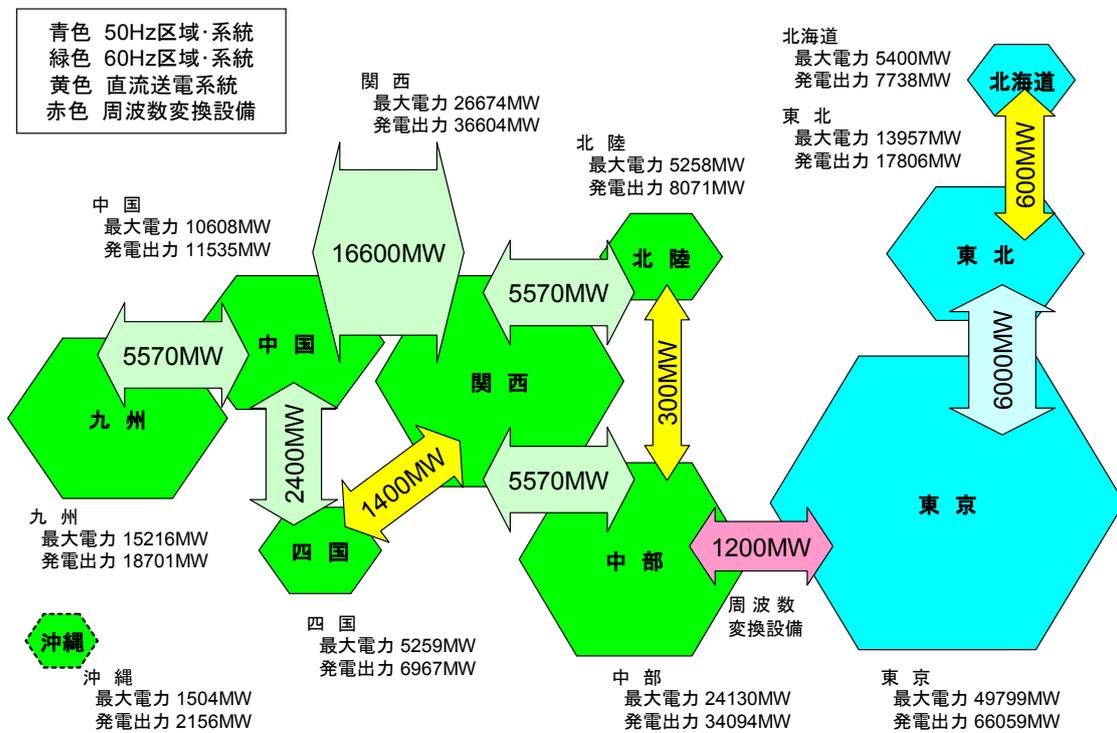


[表2-2-4-1. 主要地域間連系送電線送電容量現状値及び 2020年度以降値一覽]

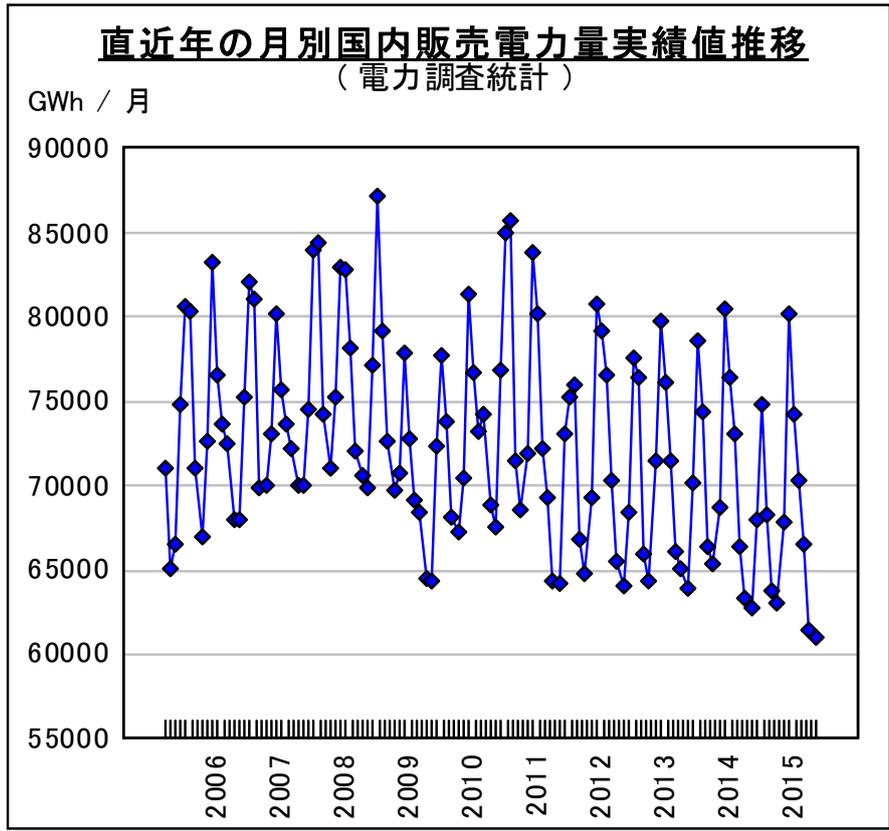
(単位 MW)	現状値	2020年度以降	備考
50Hz地域			
北海道- 東北	600	900	直流送電設備(海底)
東北 - 東京	6000	12000	
50-60Hz 周波数変換設備			
東京 - 中部	1200	3000	含 直流送電設備
60Hz地域			
中部 - 関西	5570	5570	増設計画有(着工時期未定)
中部 - 北陸	300	300	直流送電設備(BtoB)
北陸 - 関西	5570	5570	
関西 - 中国	16600	16600	
関西 - 四国	1400	1400	直流送電設備(海底)
中国 - 四国	2400	2400	
中国 - 九州	5570	5570	

[図2-2-4-1. 地域間連系線送電容量現状値(2014年度末現在)]

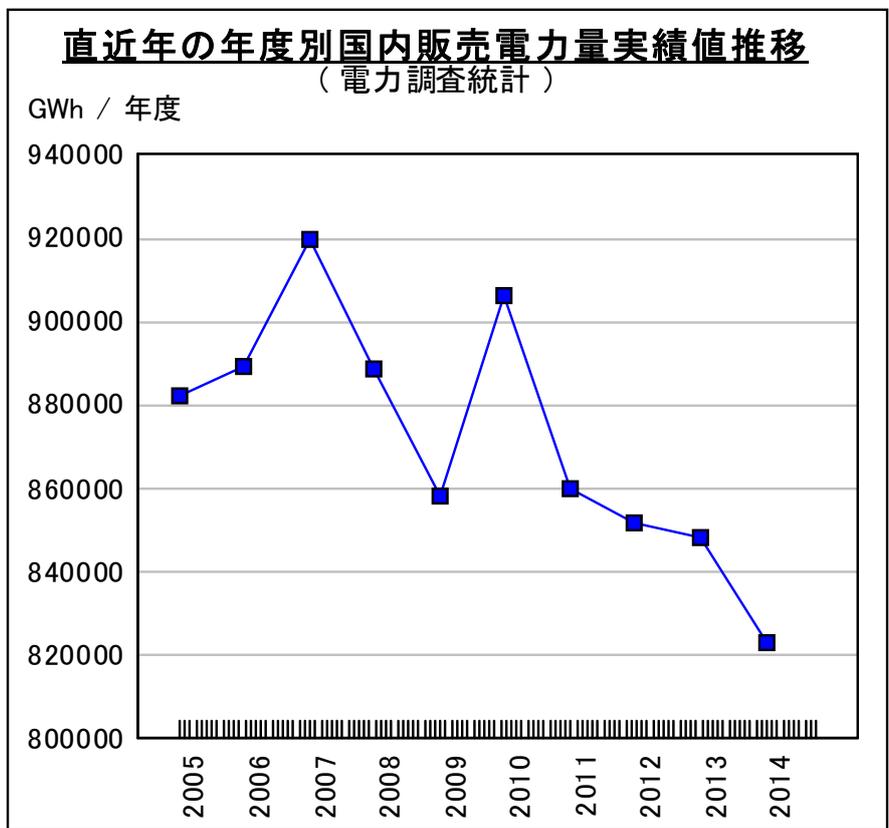
**地域間連系線送電設備容量現状値(2014年度末現在)**



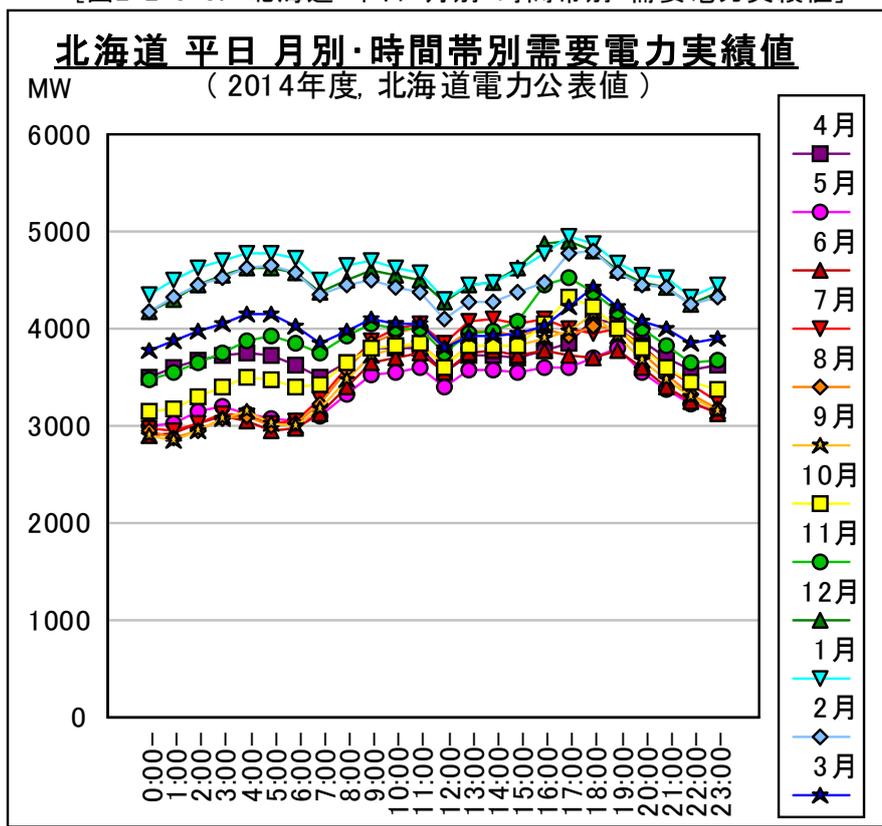
[図2-2-5-1. 直近年の月別国内販売電力量実績値推移]



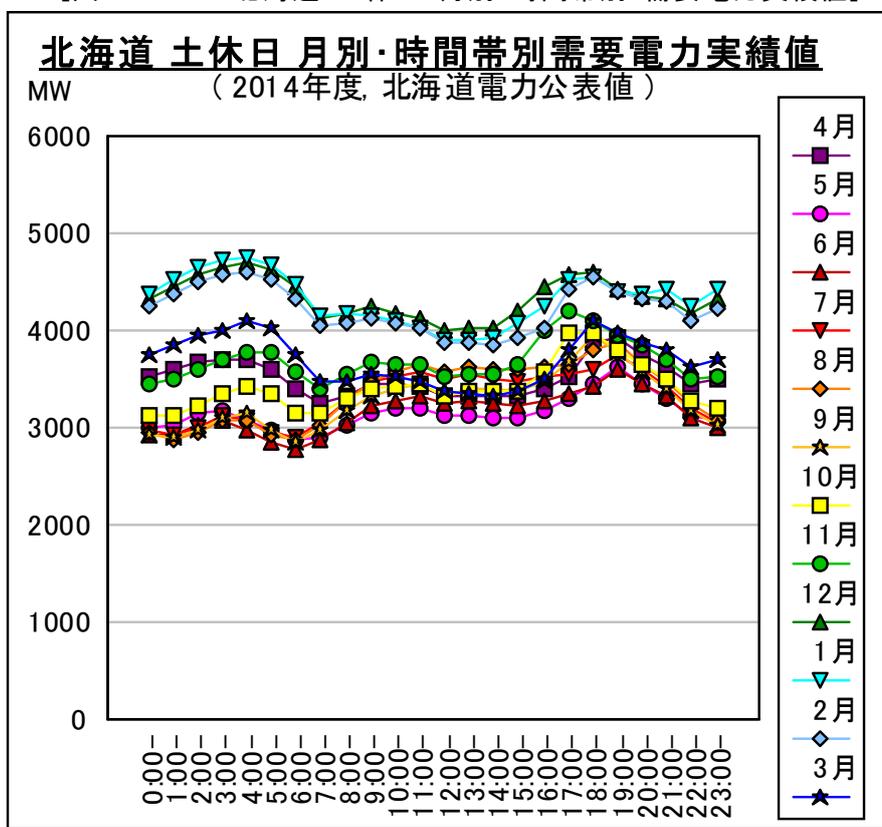
[図2-2-5-2. 直近年の年度別国内盤倍電力量実績値推移]



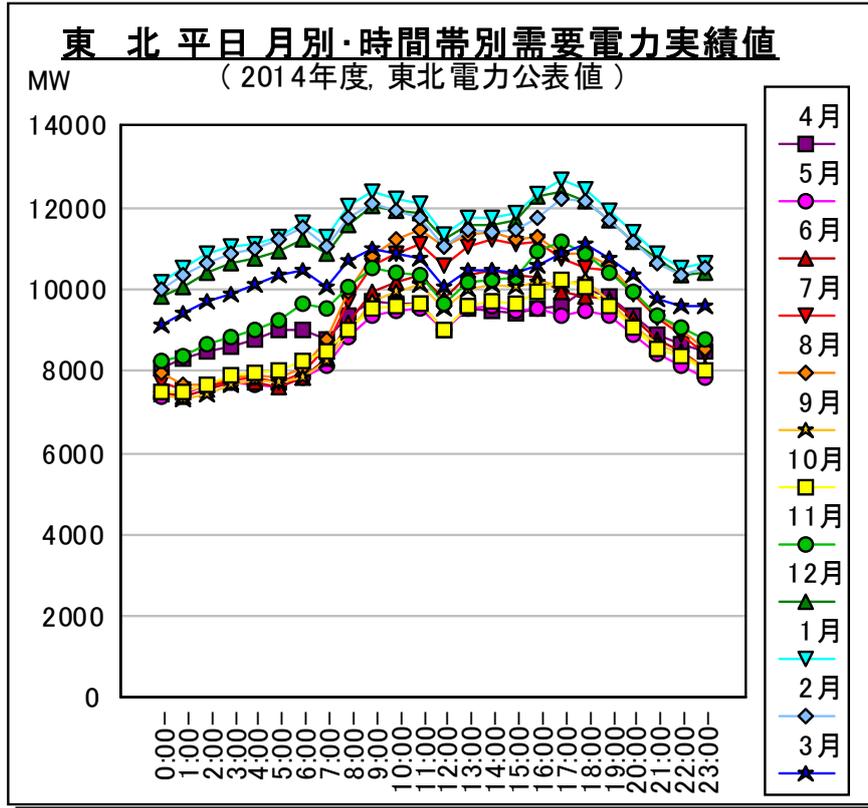
[図2-2-5-3. 北海道 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



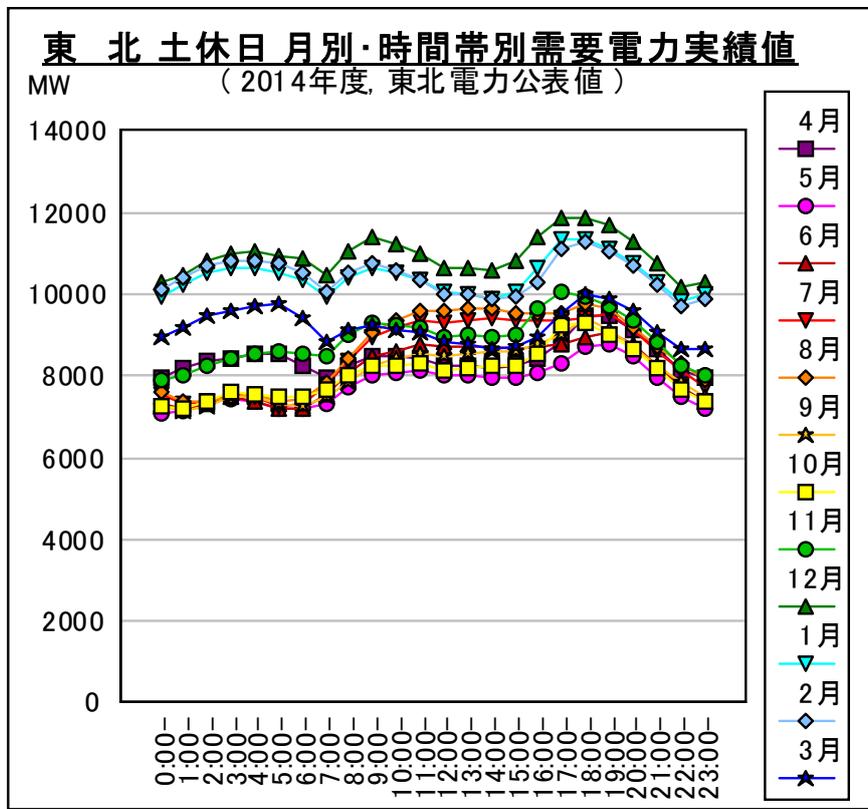
[図2-2-5-4. 北海道 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



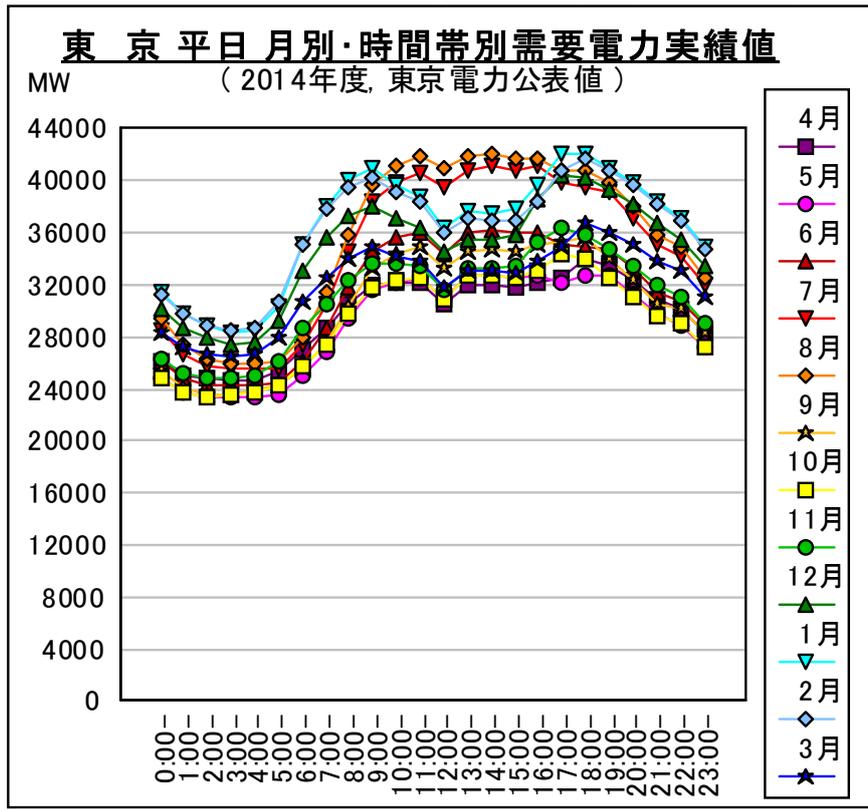
[図2-2-5-5. 東北 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



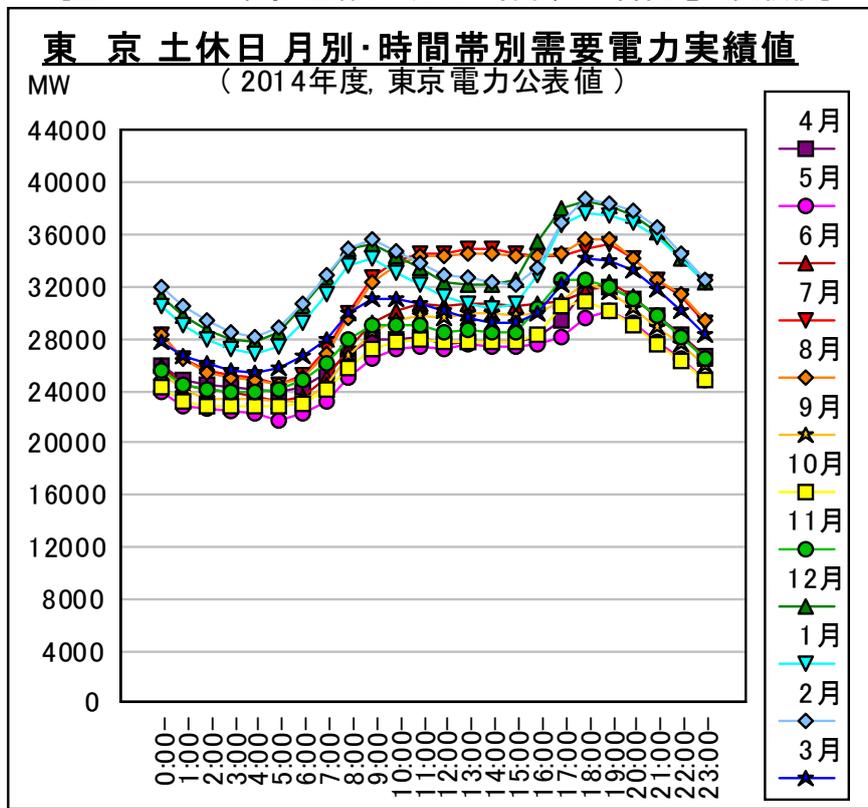
[図2-2-5-6. 東北 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



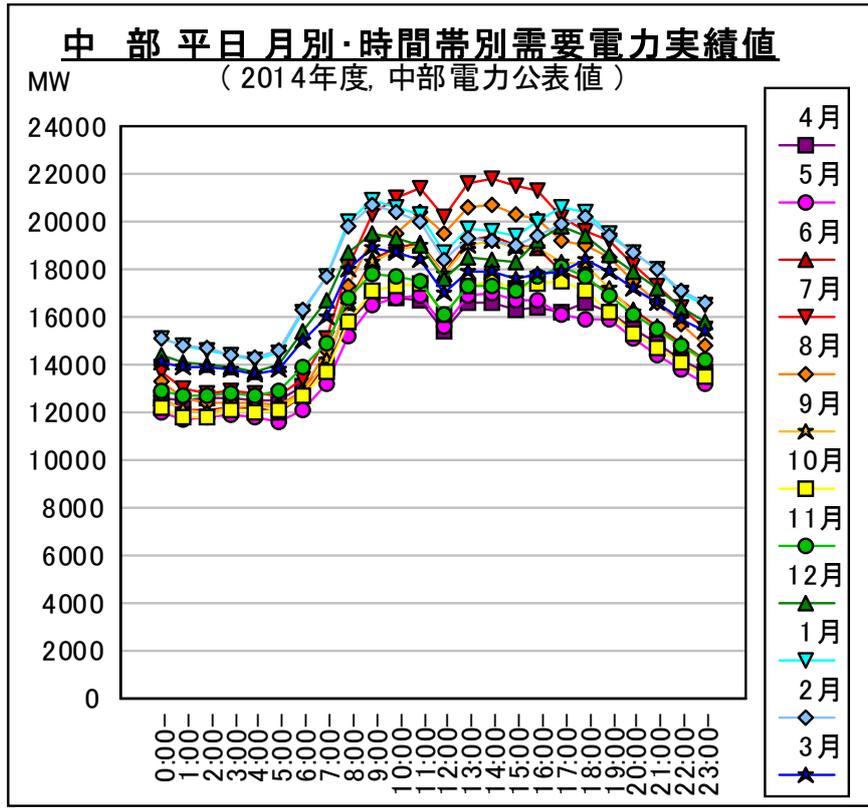
[図2-2-5-7. 東京 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



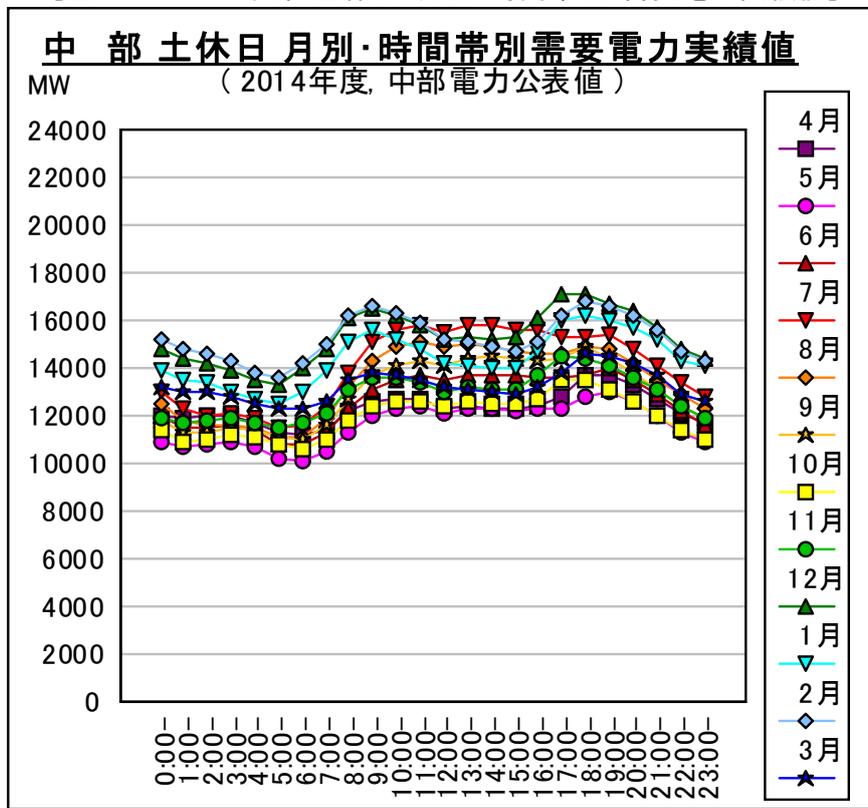
[図2-2-5-8. 東京 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



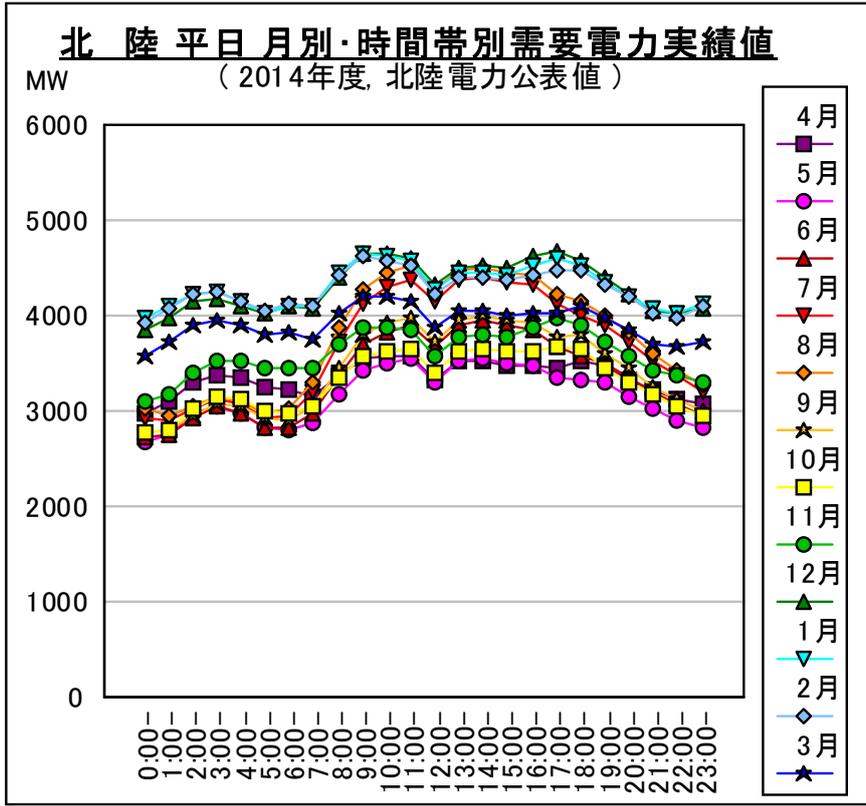
[図2-2-5-9. 中部 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



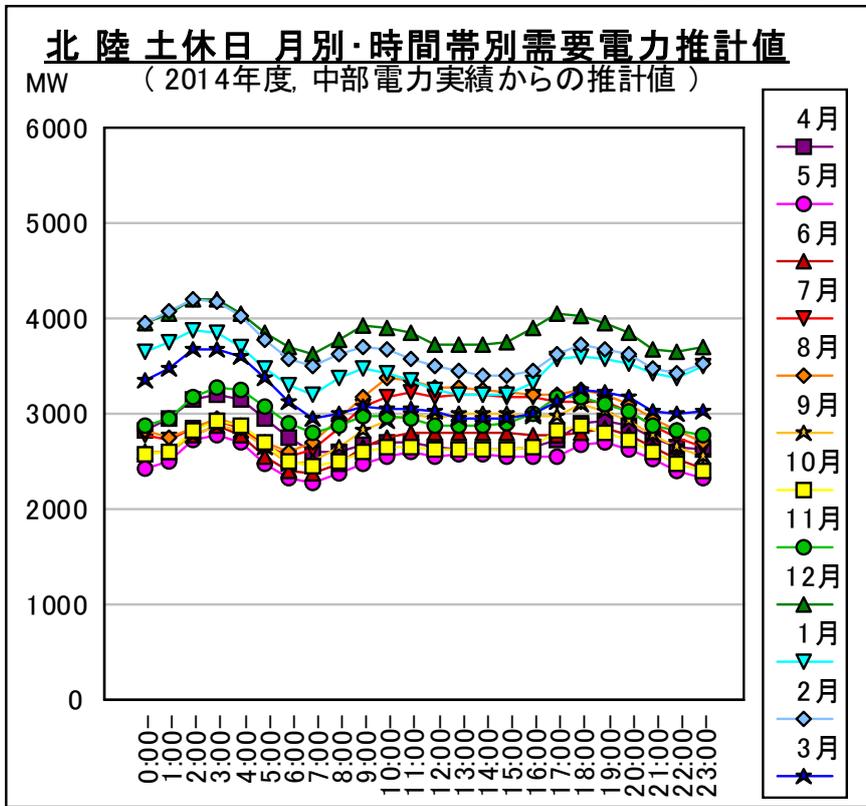
[図2-2-5-10. 中部 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



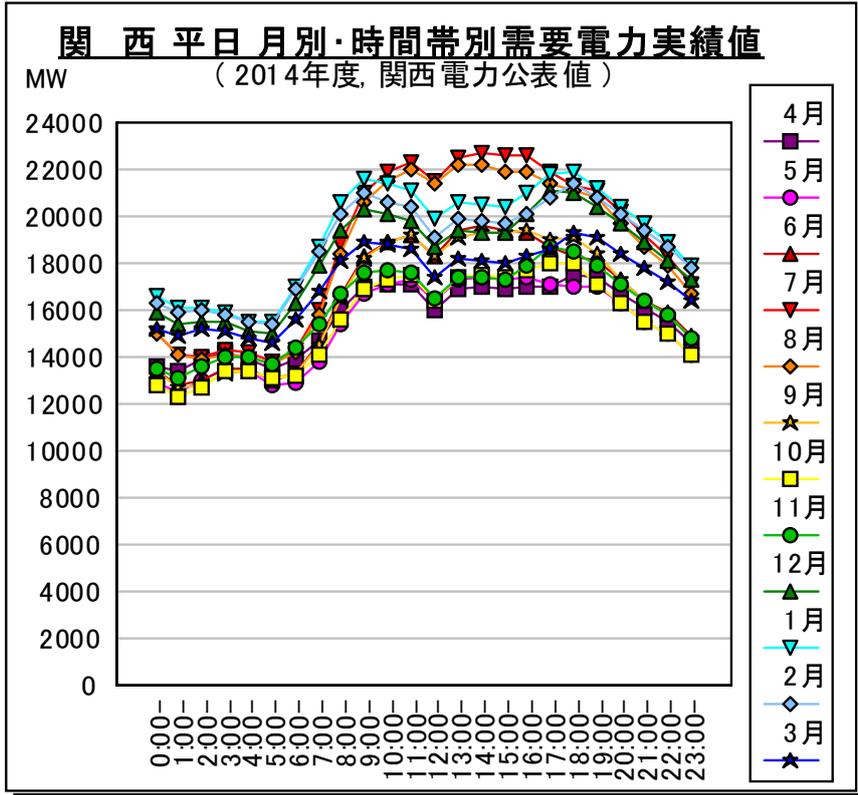
[図2-2-5-11. 北陸 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



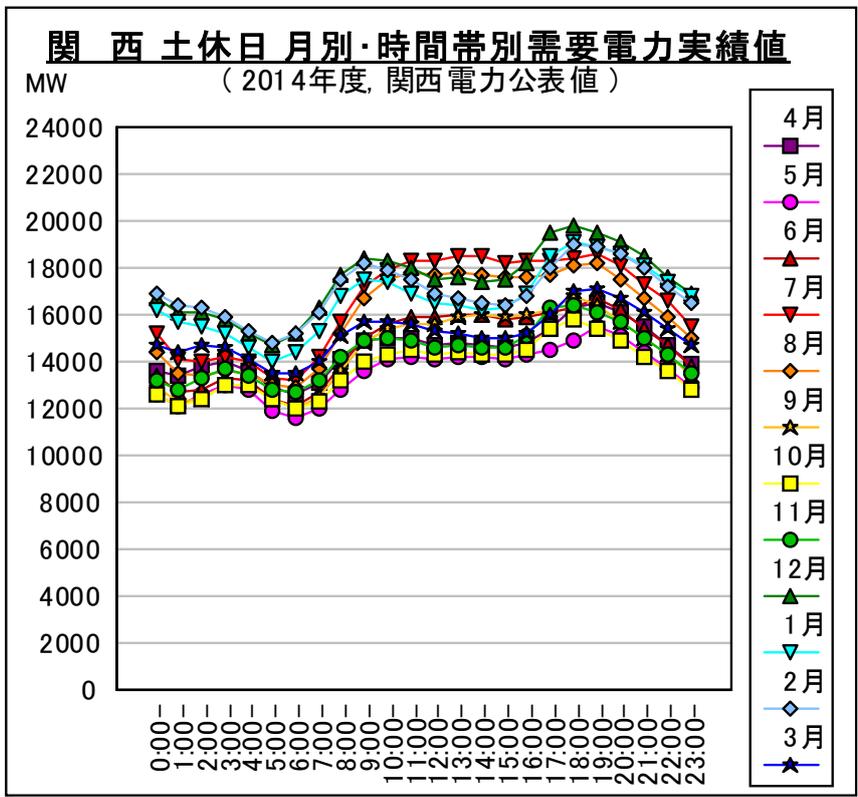
[図2-2-5-12. 北陸 土休日 月別・時間帯別 需要電力推計値]



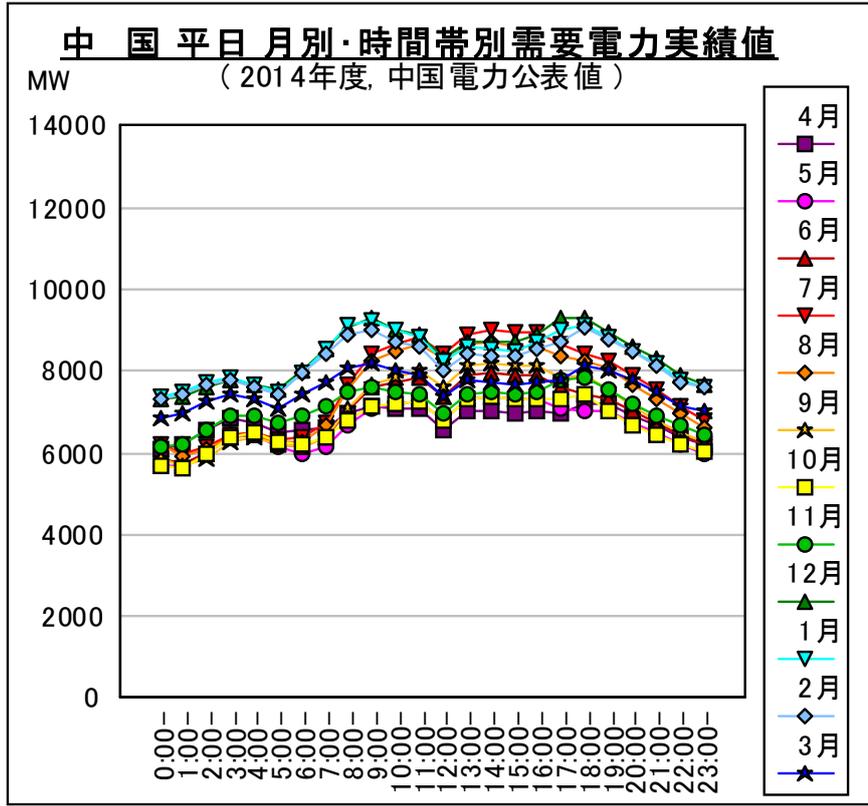
[図2-2-5-13. 関西 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



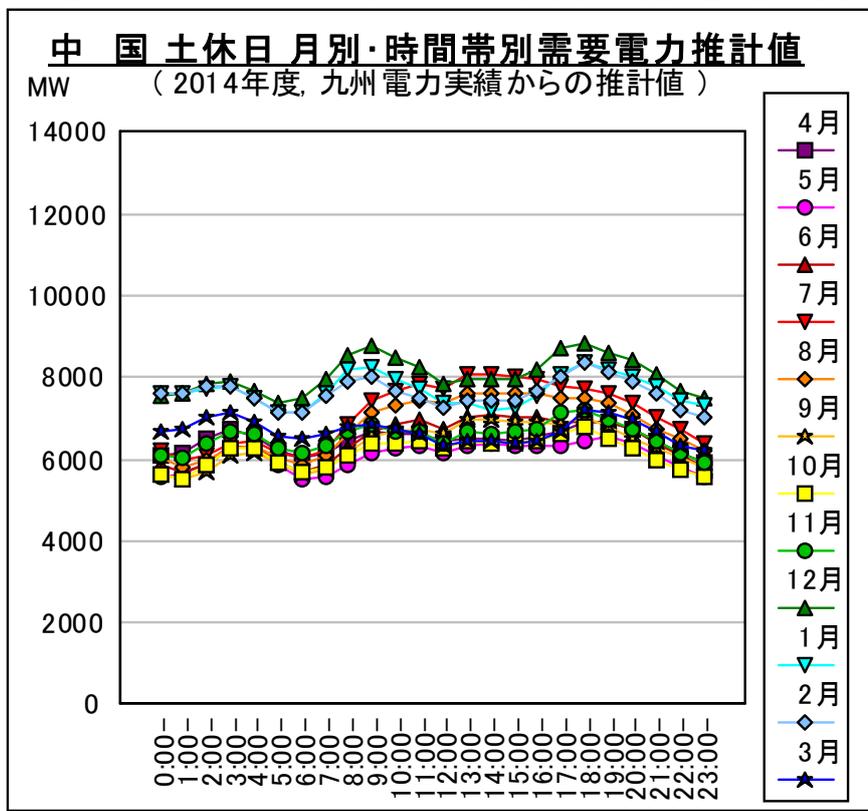
[図2-2-5-14. 関西 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



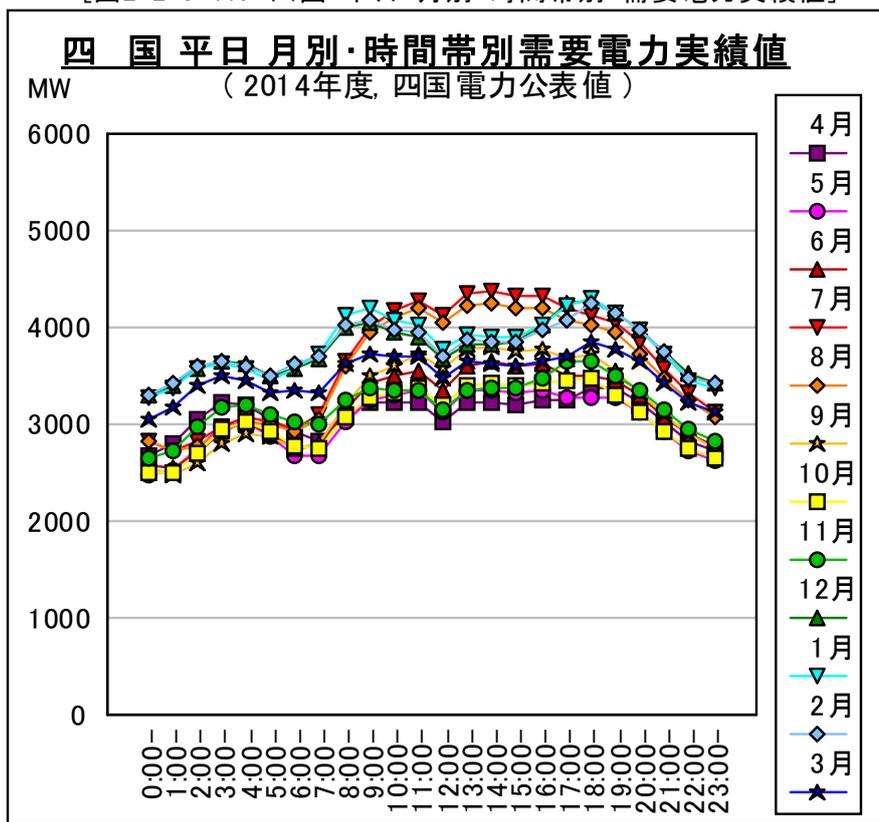
[図2-2-5-15. 中国 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



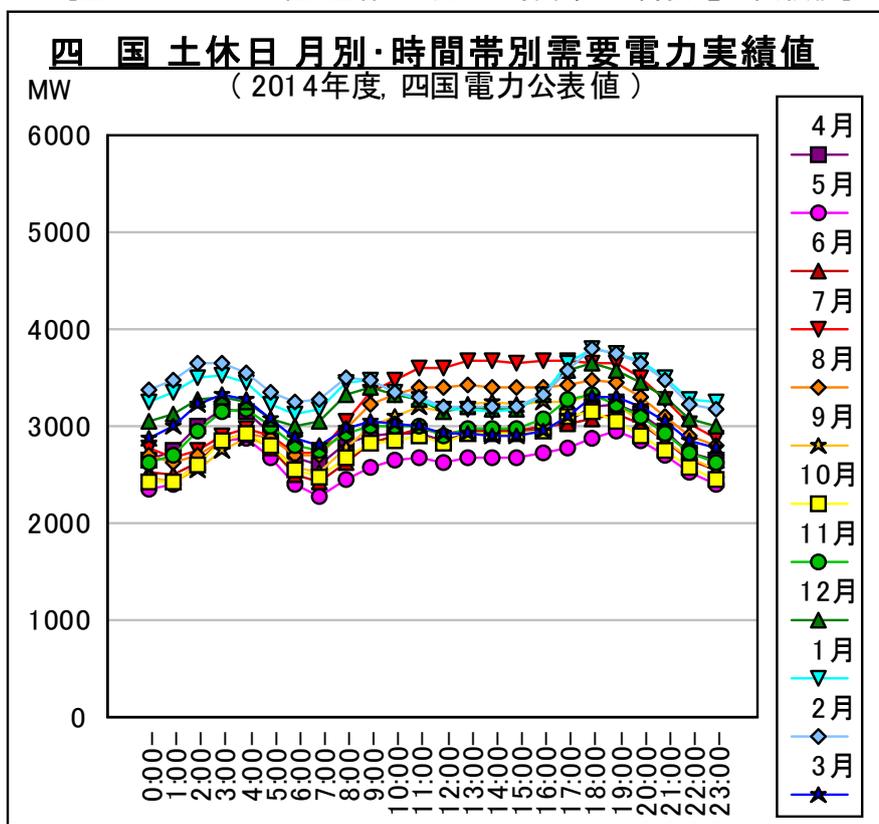
[図2-2-5-16. 中国 土休日 月別・時間帯別 需要電力推計値]



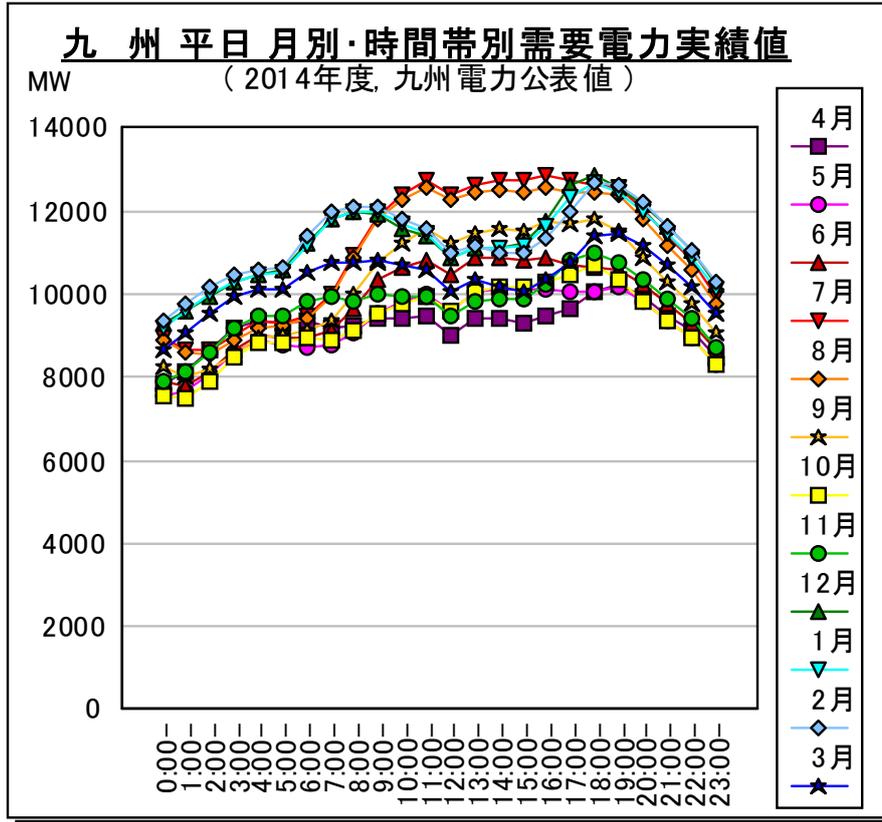
[図2-2-5-17. 四国 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



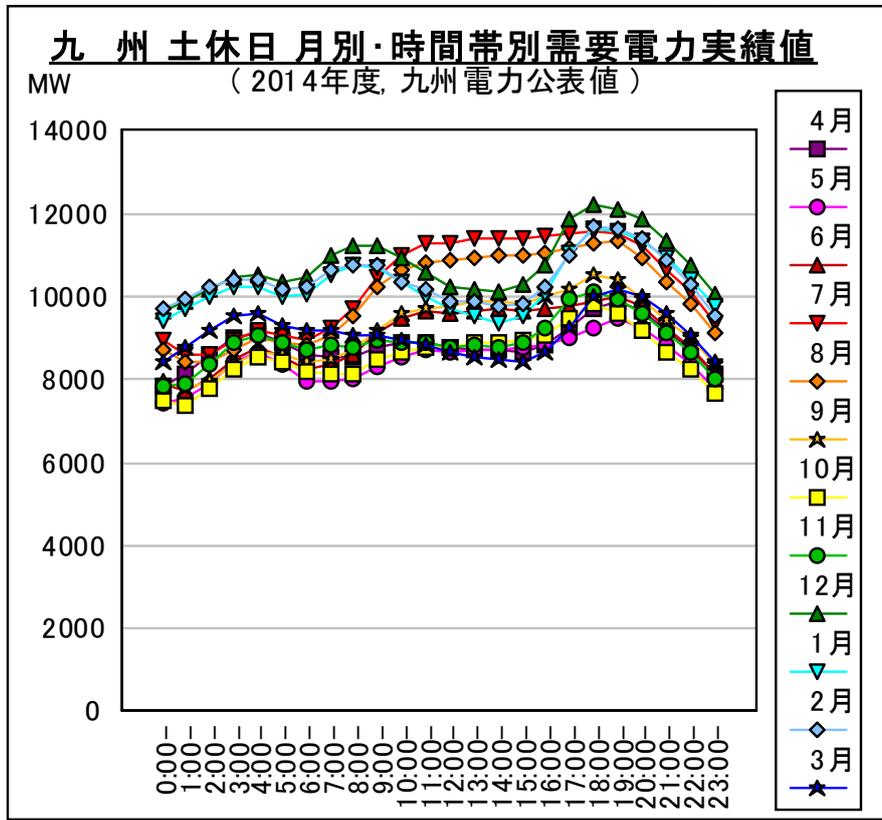
[図2-2-5-18. 四国 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



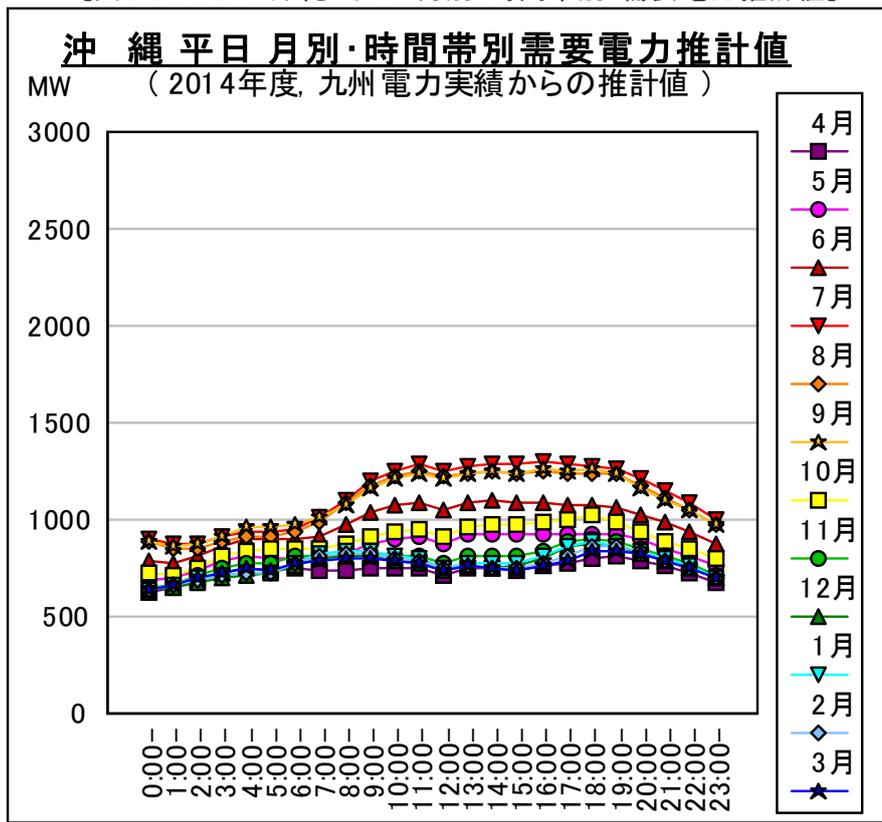
[図2-2-5-19. 九州 平日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



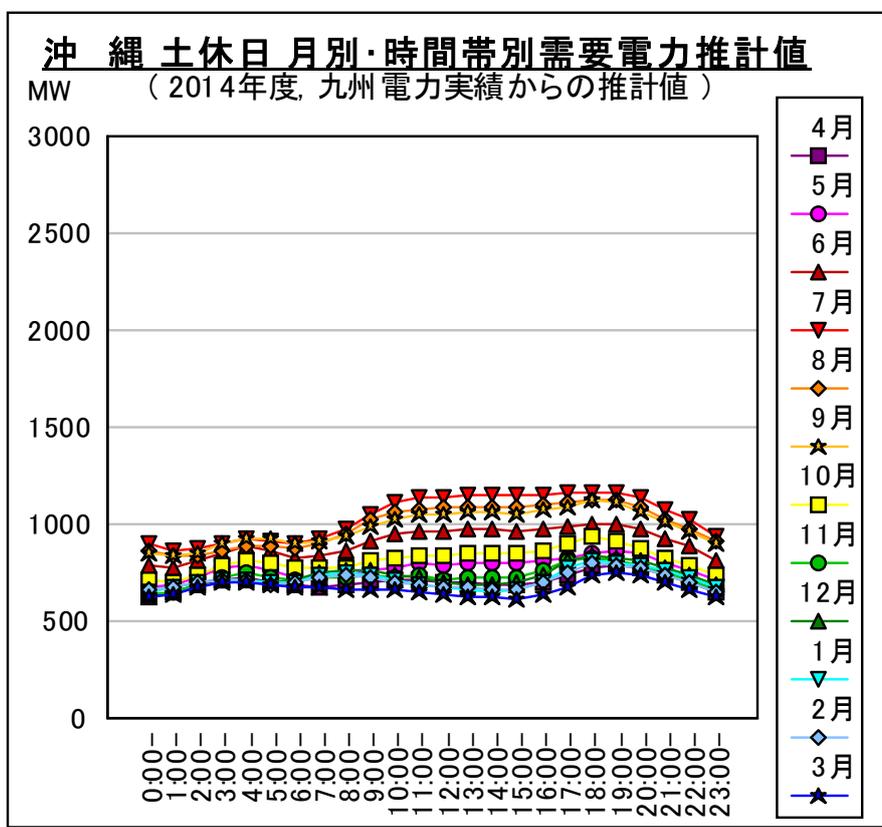
[図2-2-5-20. 九州 土休日 月別・時間帯別 需要電力実績値]



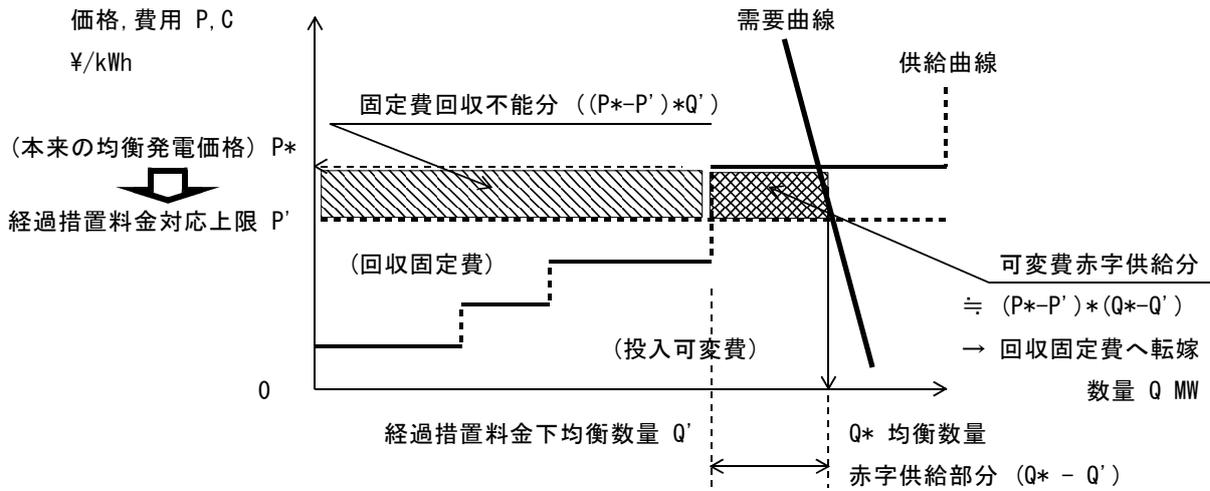
[図2-2-5-21. 沖縄 平日 月別・時間帯別 需要電力推計値]



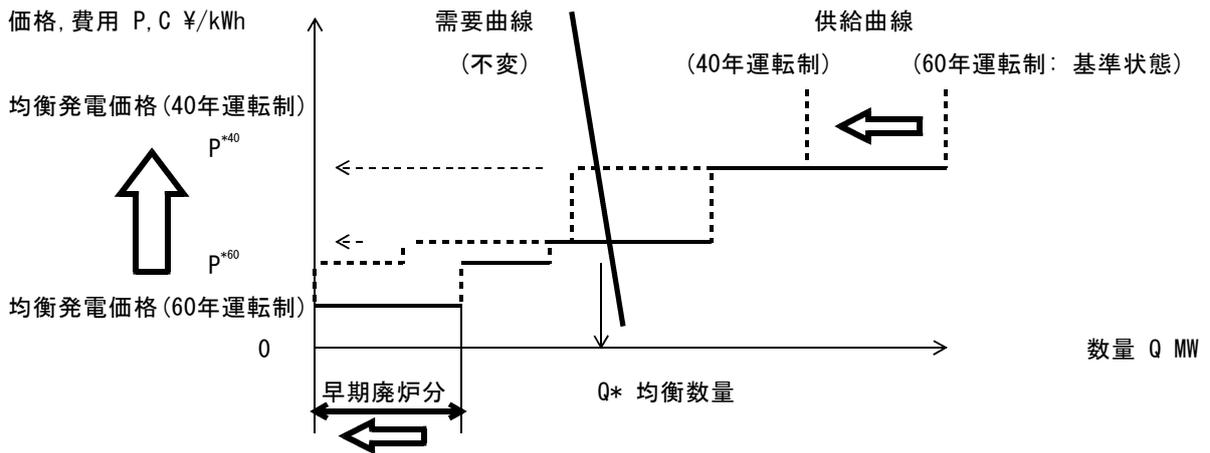
[図2-2-5-22. 沖縄 土休日 月別・時間帯別 需要電力推計値]



[図2-3-3-1. 電気料金規制(経過措置料金規制)の影響評価(概念図)]



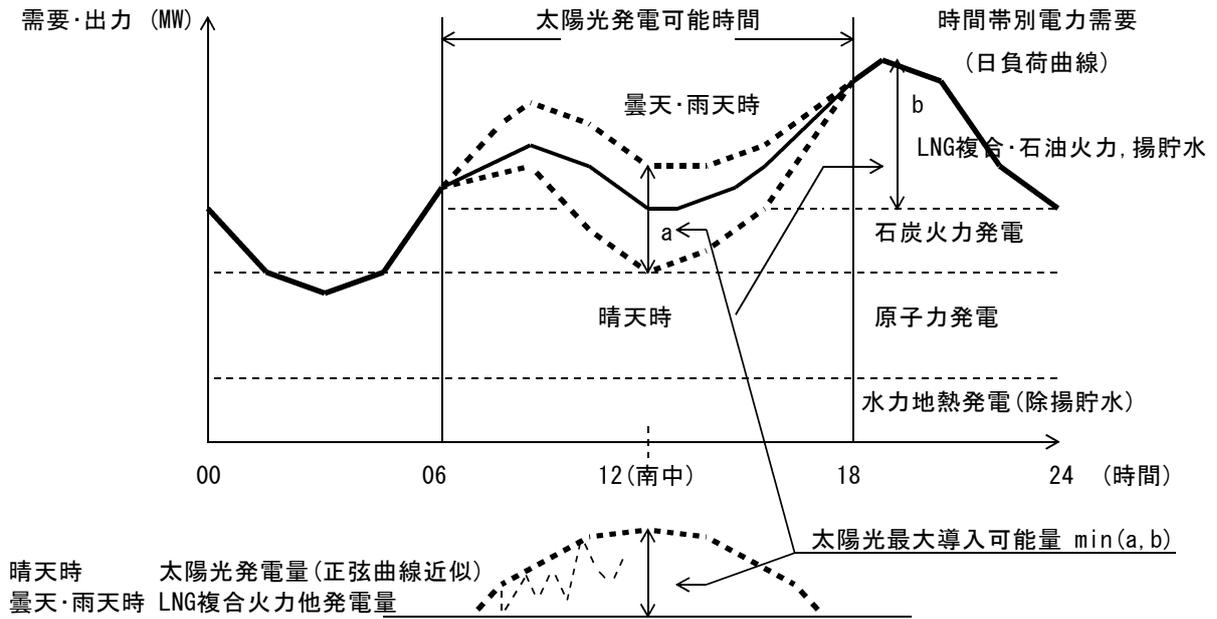
[図2-3-4-1. 原子力発電安全規制(高経年炉安全規制)の影響評価(概念図)]



[表2-3-4-1. 原子力発電「60年運転制限制」と「40年運転制限制」での 2025年度設備容量比較]

地域/事業者 (単位: MW)	60年運転制限制	40年運転制限制	備考
(合計)	39211	29308	▲25.3%
[東日本(50Hz)]	14694	13070	▲11.1%
北海道	2070	2070	0.0%
東北	3274	2750	▲16.0%
東京	8250	8250	0.0% (福島第2休止扱, 外数)
日本原子力発電	1100	0	▲100%
[西日本(60Hz)]	24517	16238	▲33.8%
中部	3617	3617	0.0%
北陸	1898	1898	0.0%
関西	8928	3230	▲61.0%
中国	2193	2193	0.0%
四国	2022	890	▲56.0%
九州	4699	3250	▲30.8%
日本原子力発電	1160	1160	0.0%

[図2-3-5-1. 時間帯別需要電力(負荷曲線)と太陽光発電の実質的最大導入可能量(概念図)]



[表2-3-5-1. 主要都市 30年平均日照時間, 年日照時間比率及び理論固定式太陽光発電稼働率]

都 市	30年平均日照時間	年日照時間比率	理論固定式太陽光発電稼働率
札幌	1740.4	0.397	0.126
仙台	1796.1	0.410	0.130
東京	1881.3	0.430	0.136
名古屋	2091.6	0.478	0.151
金沢	1680.8	0.384	0.121
大阪	1996.4	0.456	0.144
広島	2042.3	0.466	0.147
高松	2053.9	0.469	0.148
福岡	1867.0	0.426	0.135
那覇	1774.0	0.405	0.128

表注) 30年平均日照時間は 理科年表(2015年度版)による

[表3-1-1-1. 2025年度・基準状態での東西仮想地域別均衡下地域間連系送電量・分断判定結果]

(単位 MW)	設備容量	仮想連系送電量 年最大 年平均	平均稼働率	分断率	分断判定	備考
50Hz地域						
北海道- 東北	900	3656 2310	2.566	1.000	分断	
東北 - 東京	12000	11659 7055	0.518	0.000	--	
50-60Hz 周波数変換設備						
東京 - 中部	3000	3000 2688	0.896	--	--	(常時分断と仮定し試算)
60Hz地域						
中部 - 関西	5570	6320 1899	0.757	0.164	分断	
北陸 - 関西	5570	4356 2609	0.468	0.000	--	
関西 - 中国	16600	9649 6013	0.362	0.000	--	
中国 - 四国	2400	2990 2048	0.853	0.343	分断	
中国 - 九州	5570	4084 2298	0.413	0.000	--	
中部 - 北陸	300	( 300 300 )	1.000	--	--	(常時分断・最大稼働と仮定)
関西 - 四国	1400	( 1400 1400 )	1.000	--	--	(常時分断・最大稼働と仮定)

表注) 連系送電量が設備容量上限に達し送電制約が生じていると推定される状態を「分断」としている。

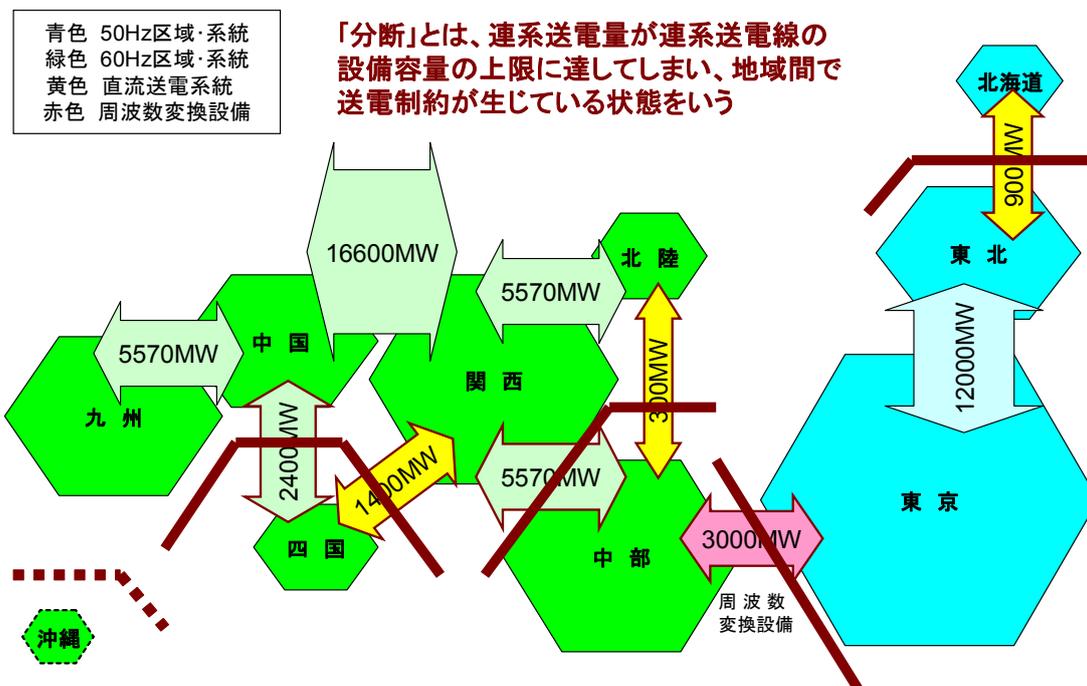
分断率は年間暦時間数に対する「分断」が発生した時間数の比率である。

当該分断率自体を絶対的な分断判定の判定指標としている訳ではないことに注意ありたい。

分断率が 10%未満の場合、他の地域間連系線を分断した状態で再度試算すると分断が解消することがあるため、ここでの分断率が高い方から順番に 1経路ずつ分断した状態を逐次試算し、他の経路の分断が全て解消した状態を基準として最終的な分断判定を行っている。

[図3-1-1-1. 2025年度・基準状態での地域間連系送電設備容量と「分断」状況]

**2025年度・基準状態での地域間連系送電設備容量と「分断」状況**



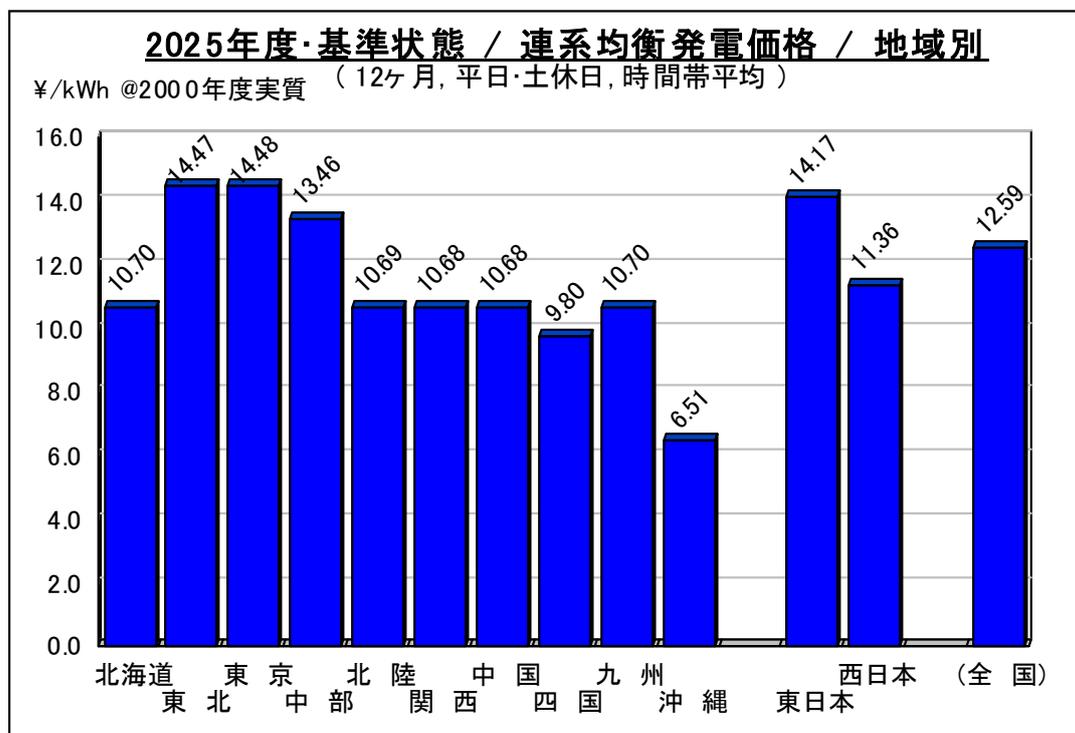
[表3-1-2-1. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡発電価格]

(¥/kWh@2000年度実質)	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	平均
全国平均	11.24	10.75	12.20	13.14	13.87	13.12	11.47	11.74	12.75	13.93	13.45	12.46	12.59
東日本	13.75	13.14	13.90	14.67	14.99	14.50	13.62	13.65	14.18	14.74	14.66	13.77	14.17
北海道	11.36	7.95	8.73	8.88	10.46	10.44	9.39	9.68	12.53	12.53	12.53	12.40	10.70
東北	13.96	13.61	14.33	15.11	15.33	14.82	14.00	14.03	14.35	14.95	14.86	13.91	14.47
東京	13.96	13.61	14.33	15.11	15.33	14.82	14.00	14.03	14.35	14.95	14.86	13.91	14.48
西日本	9.14	8.83	10.86	11.91	13.01	12.09	9.77	10.23	11.66	13.37	12.52	11.58	11.36
中部	13.07	11.80	12.85	13.80	14.72	14.11	12.06	12.75	13.51	14.16	14.10	13.82	13.46
北陸	7.81	7.86	10.24	11.30	12.55	11.40	8.98	9.39	11.04	13.16	11.99	10.83	10.69
関西	7.81	7.86	10.24	11.30	12.55	11.40	8.98	9.39	11.04	13.16	11.99	10.83	10.68
中国	7.81	7.86	10.24	11.30	12.55	11.40	8.98	9.39	11.04	13.16	11.99	10.83	10.68
四国	6.62	6.61	8.86	10.38	11.10	10.66	8.24	8.62	10.59	12.38	11.46	10.34	9.80
九州	7.81	7.86	10.24	11.30	12.55	11.40	8.98	9.39	11.04	13.16	11.99	10.83	10.70
沖縄	4.85	4.85	7.18	10.05	9.89	8.44	5.12	4.85	4.85	4.85	4.85	4.85	6.51

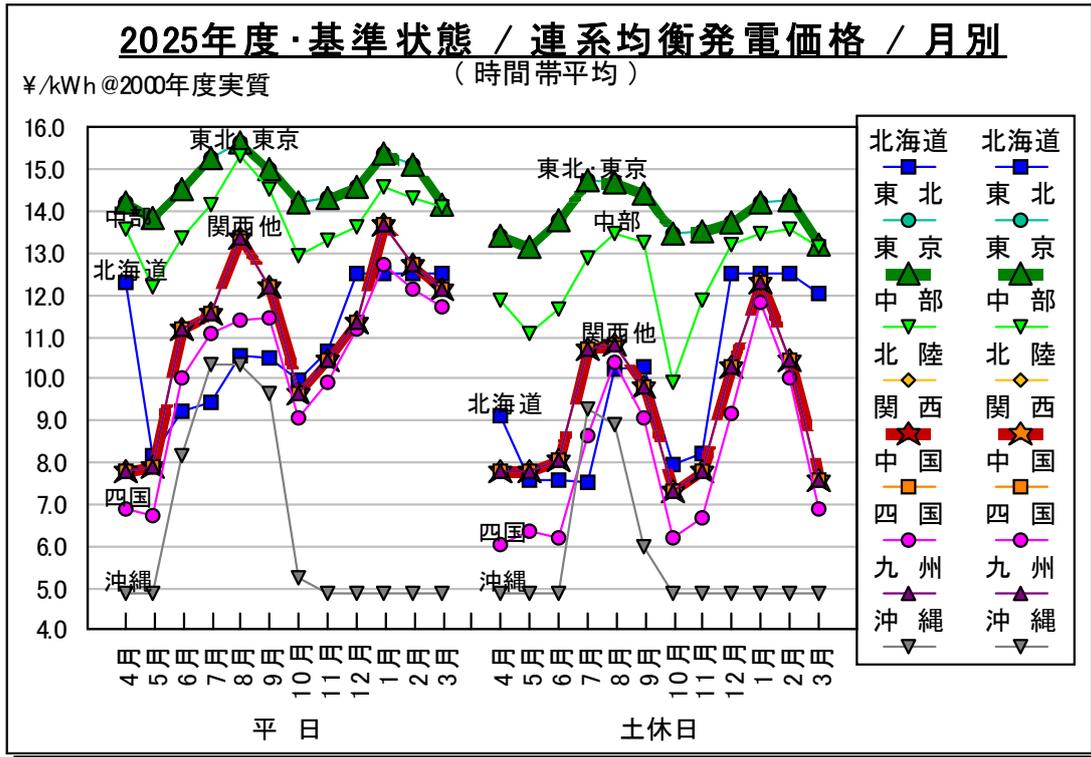
表注) 送変配電費用・販売管理費用などを含まない発電分のみでの価格であることに注意。

東北・東京、北陸・関西・中国・九州 については、各時間帯別の連系均衡電力価格は全て同一であるが、地域毎の時間帯別電力需要量が異なるため、平均発電価格はわずかに異なっている。

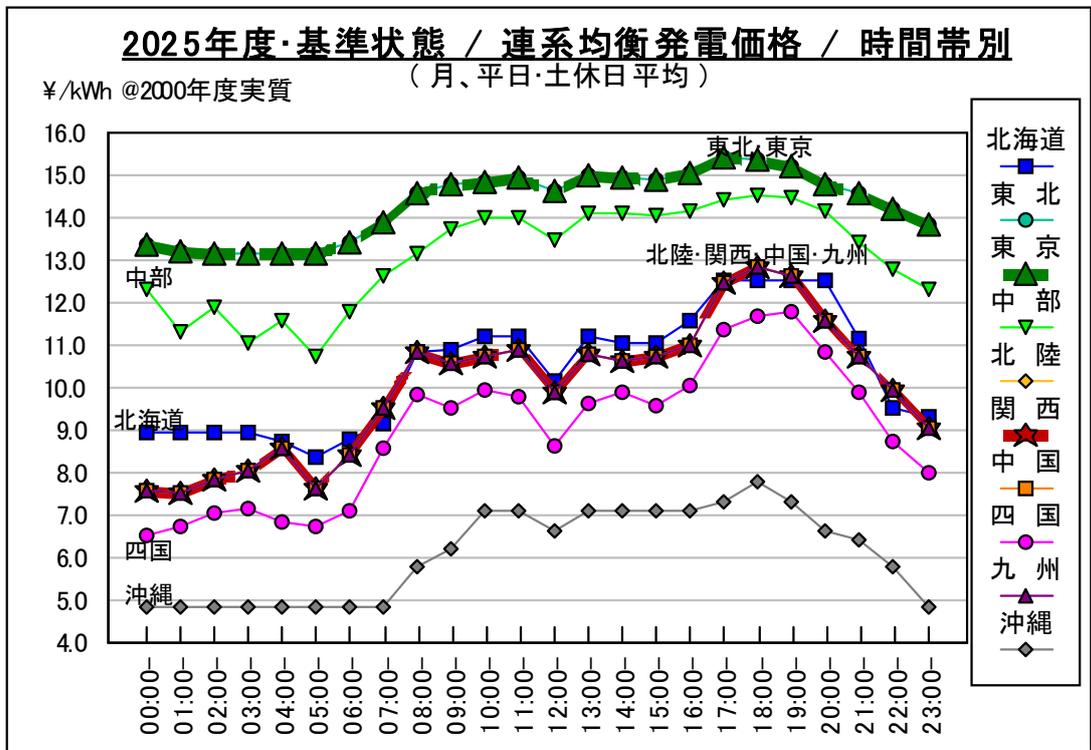
[図3-1-2-1. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡発電価格]



[図3-1-2-2. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡発電価格（月別平均値）]



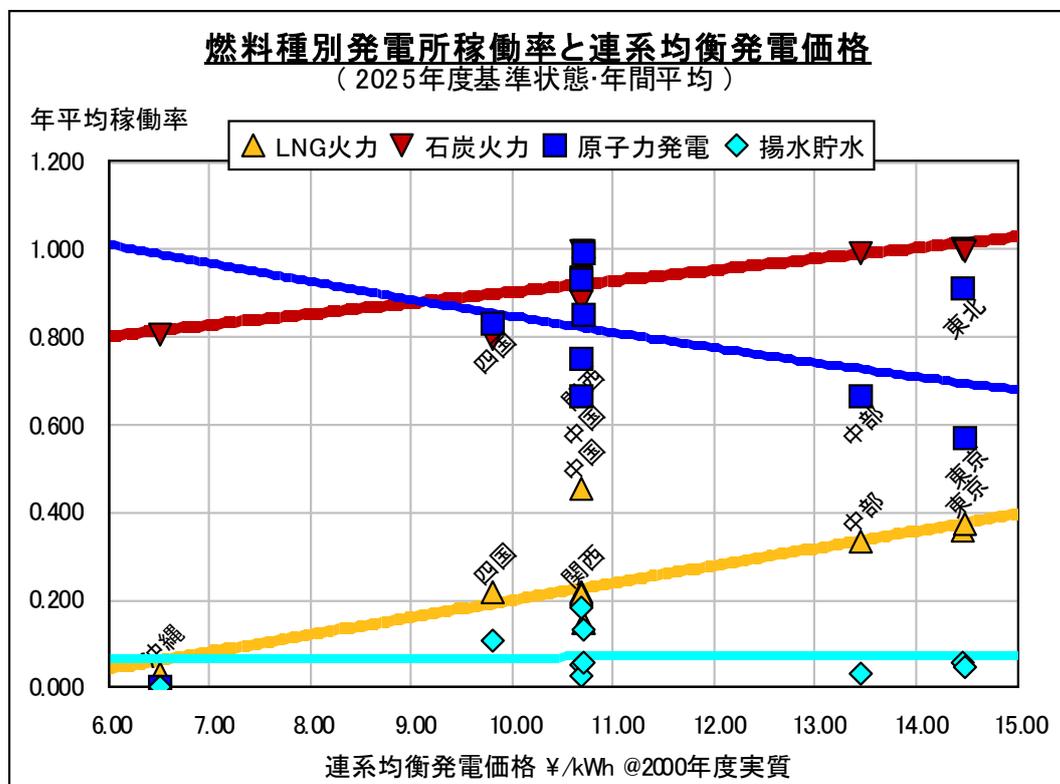
[図3-1-2-3. 2025年度・基準状態での地域別連系均衡発電価格（時間帯別平均値）]



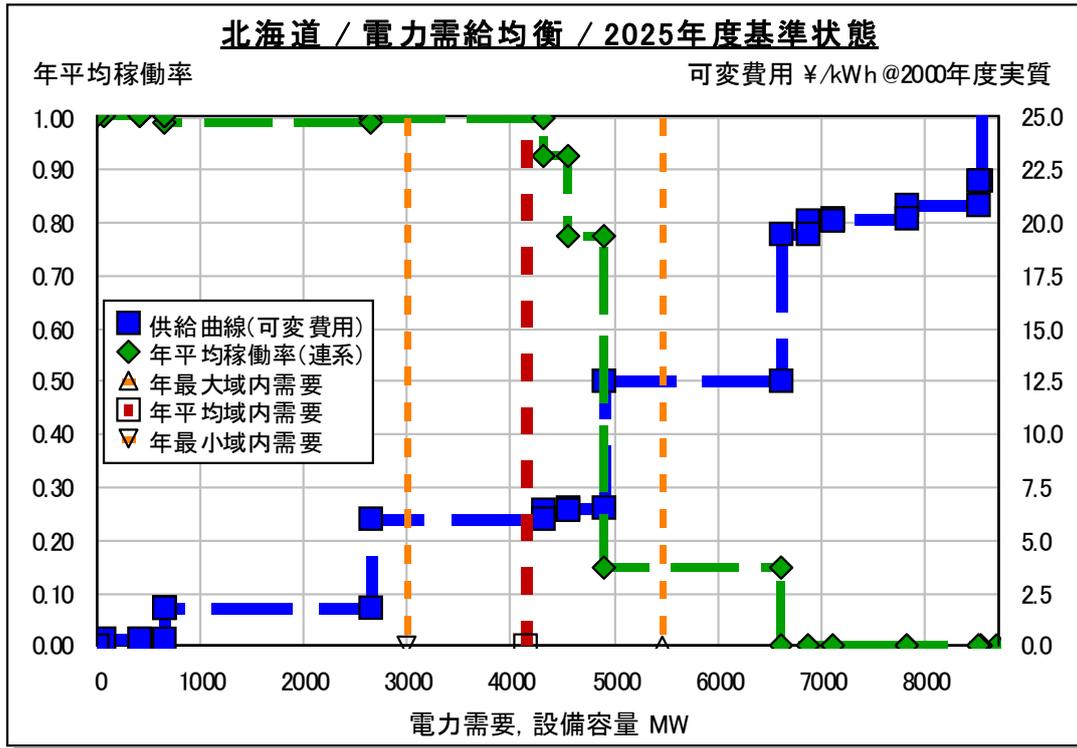
[表3-1-2-2. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電所年間平均稼働率]

	石油他	LNG	石炭	原子力	貯水揚水	流下地熱	総平均
東日本 (50Hz)							
北海道	0.000	0.150	0.955	0.991	0.135	1.000	0.562
東北・東京	0.000	0.372	0.999	0.659	0.051	1.000	0.492
東北	0.000	0.357	1.000	0.909	0.057	1.000	0.585
東京	0.000	0.376	0.999	0.571	0.050	1.000	0.466
西日本 (60Hz)							
中部	0.000	0.333	0.994	0.664	0.034	1.000	0.422
北陸～九州	0.000	0.224	0.949	0.787	0.061	1.000	0.507
北陸	0.000	0.218	0.996	0.929	0.181	1.000	0.700
関西	0.000	0.214	0.883	0.750	0.054	1.000	0.422
中国	0.000	0.456	0.935	0.664	0.030	1.000	0.540
九州	0.000	0.150	0.997	0.849	0.056	1.000	0.548
四国	0.000	0.220	0.796	0.833	0.110	1.000	0.577
沖縄	0.000	0.033	0.808	---	---	---	0.411

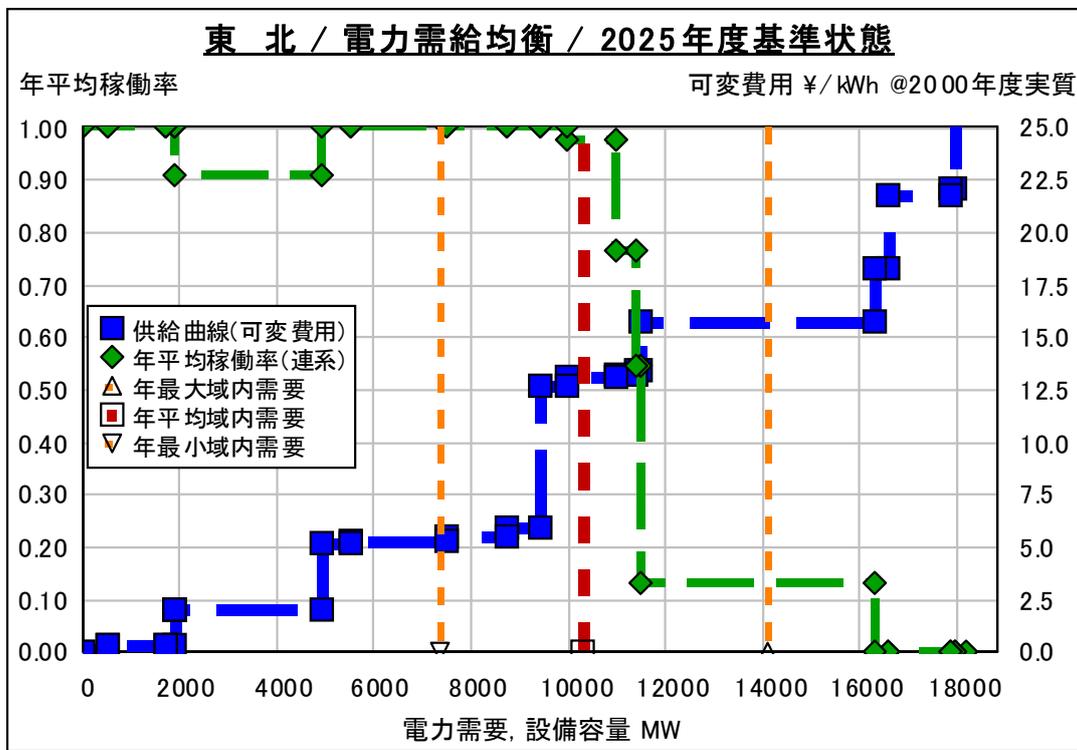
[図3-1-2-4. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電所稼働率と連系均衡発電価格]



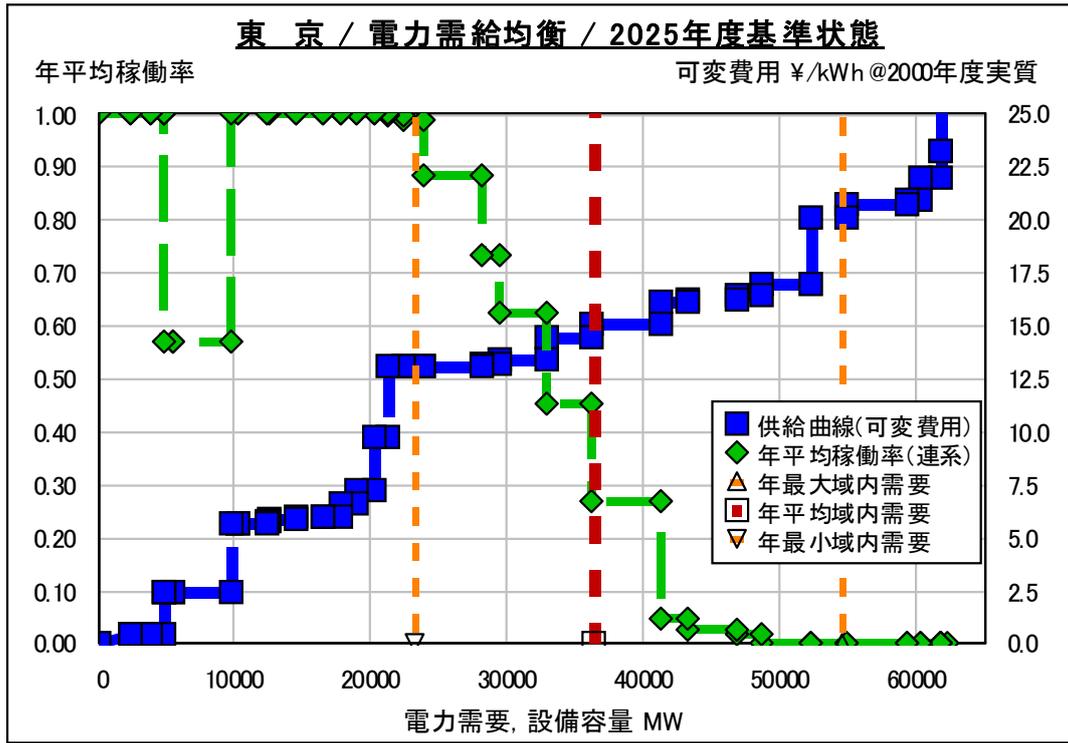
[図3-1-2-5. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 北海道]



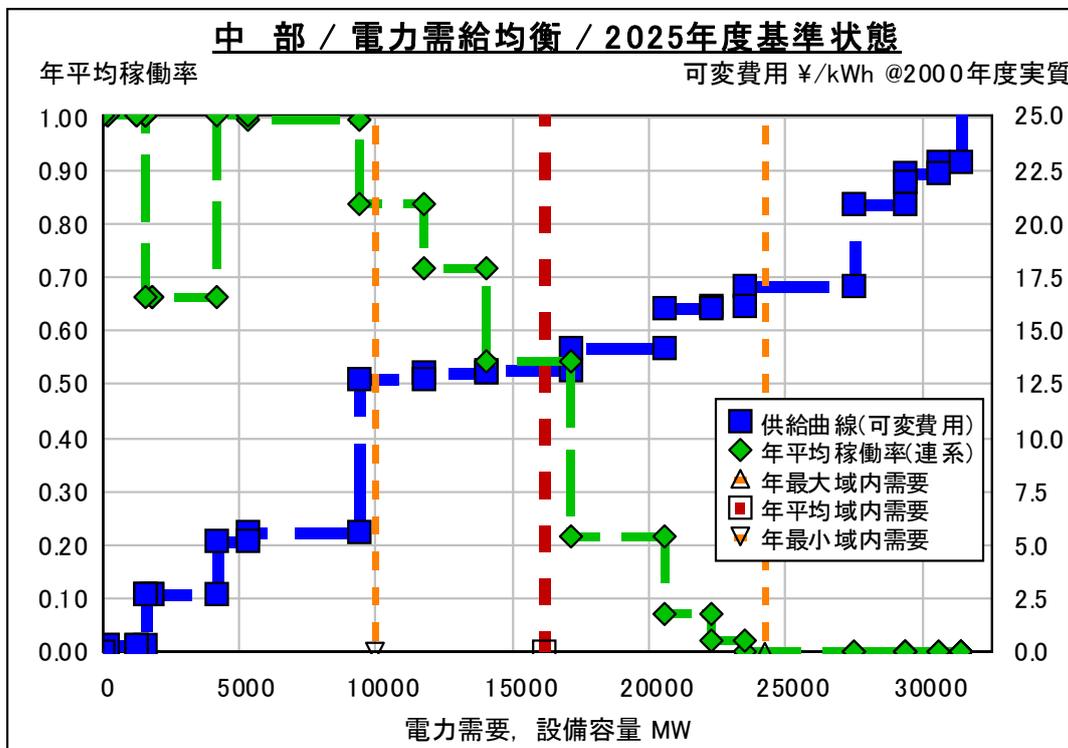
[図3-1-2-6. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 東北]



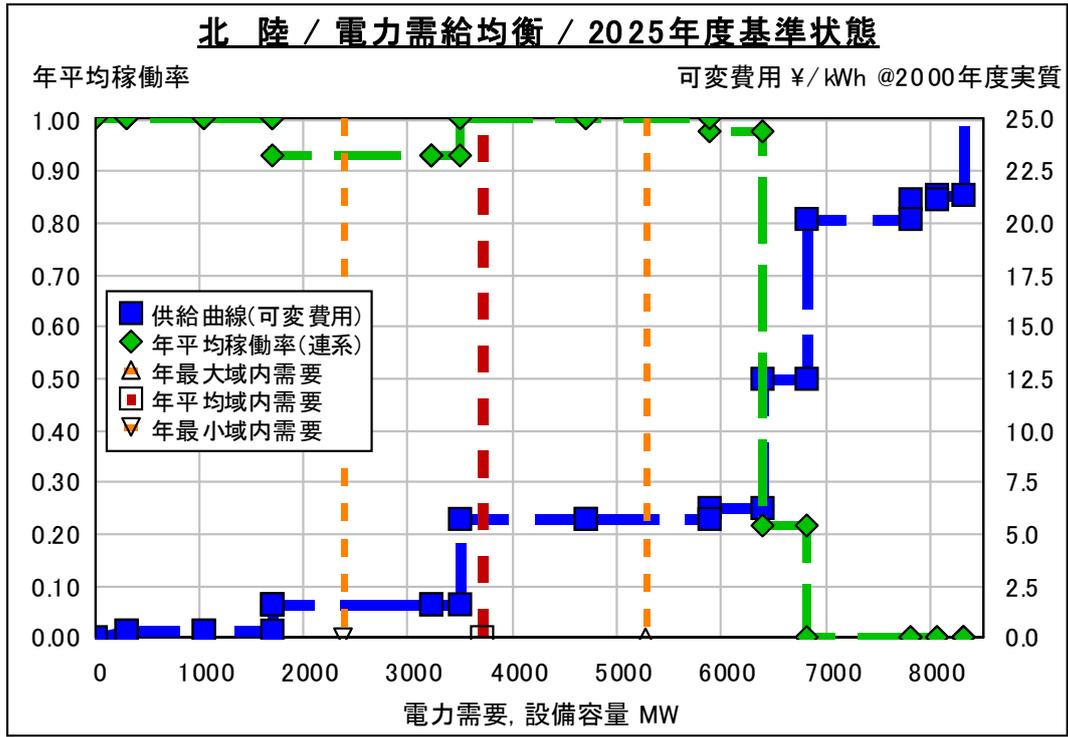
[図3-1-2-7. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 東京]



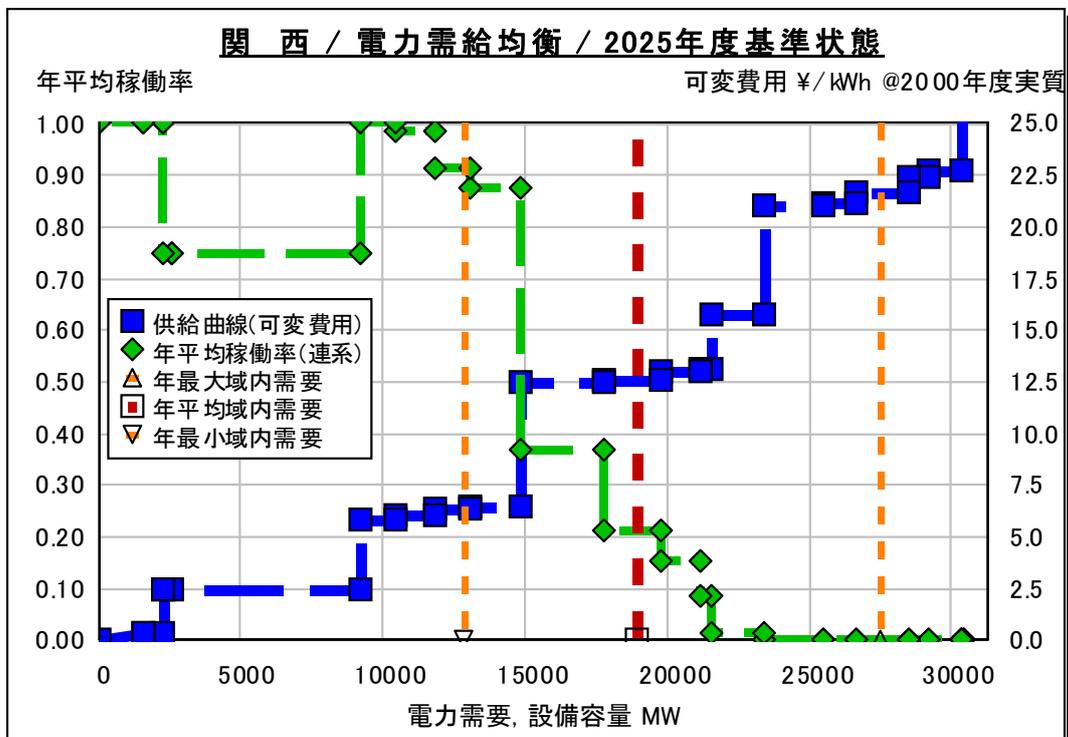
[図3-1-2-8. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 中部]



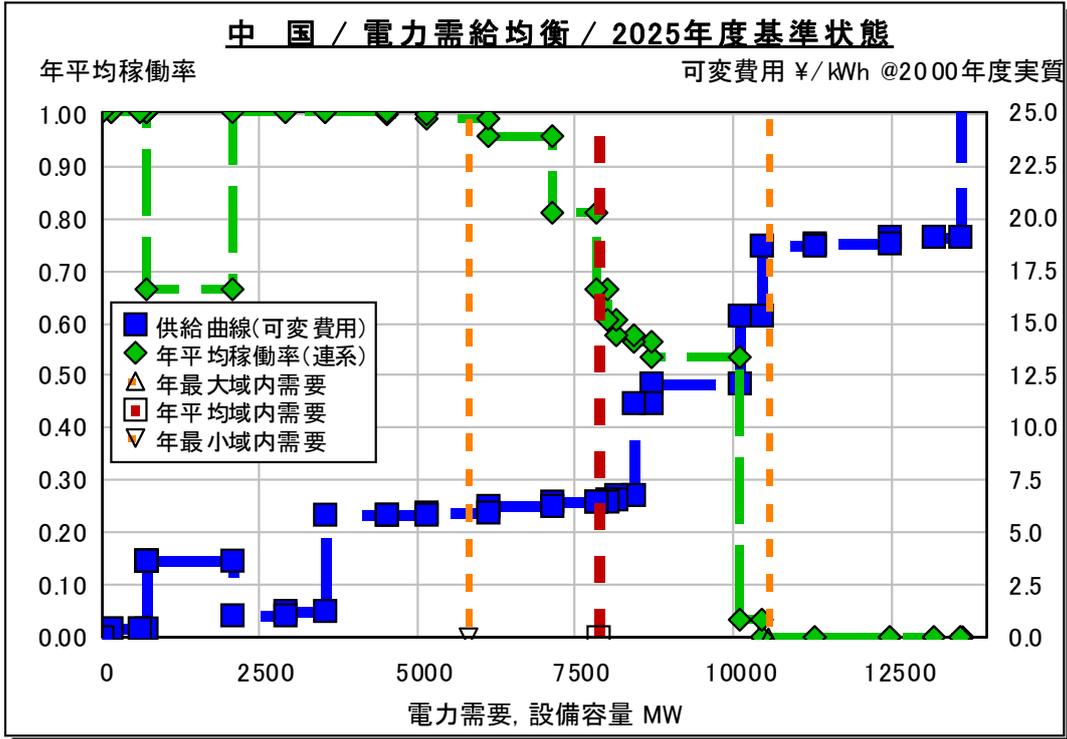
[図3-1-2-9. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 北 陸]



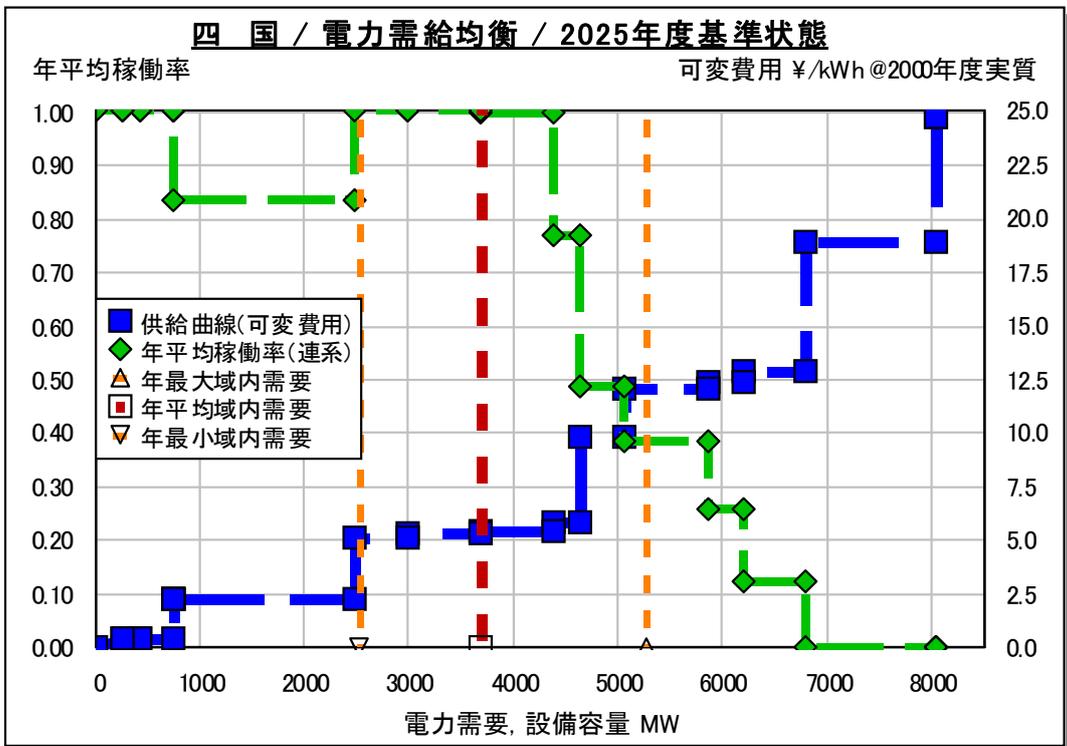
[図3-1-2-10. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 関 西]



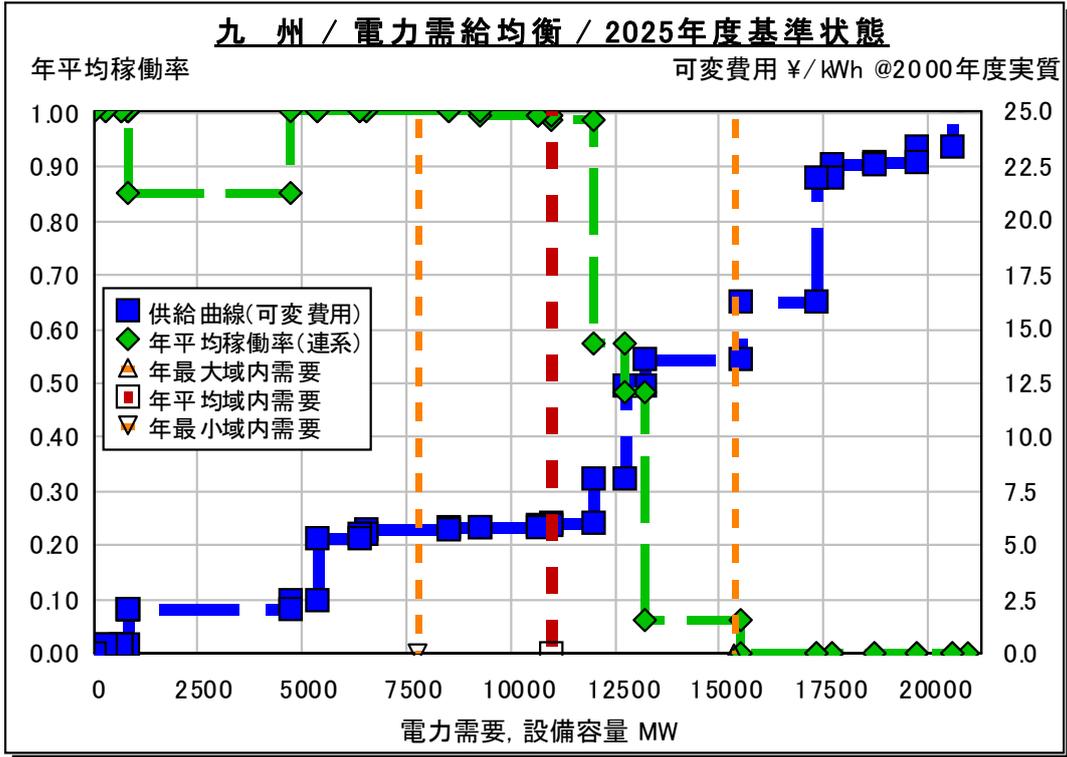
[図3-1-2-11. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 中国]



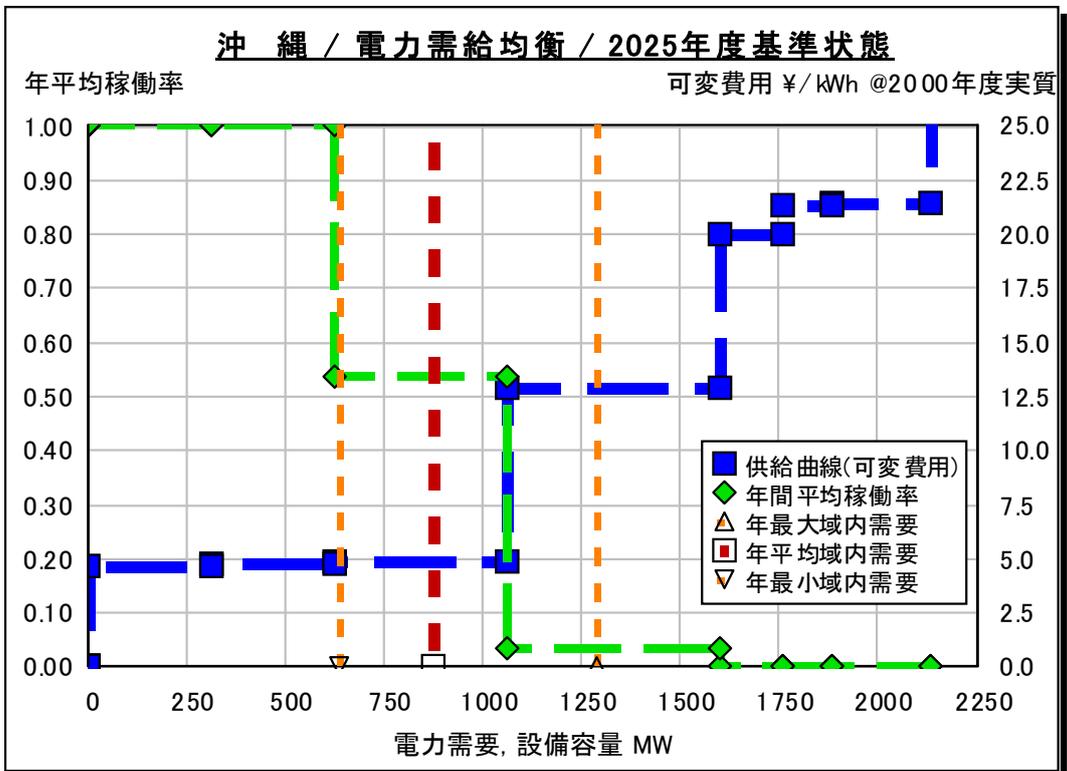
[図3-1-2-12. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 四国]



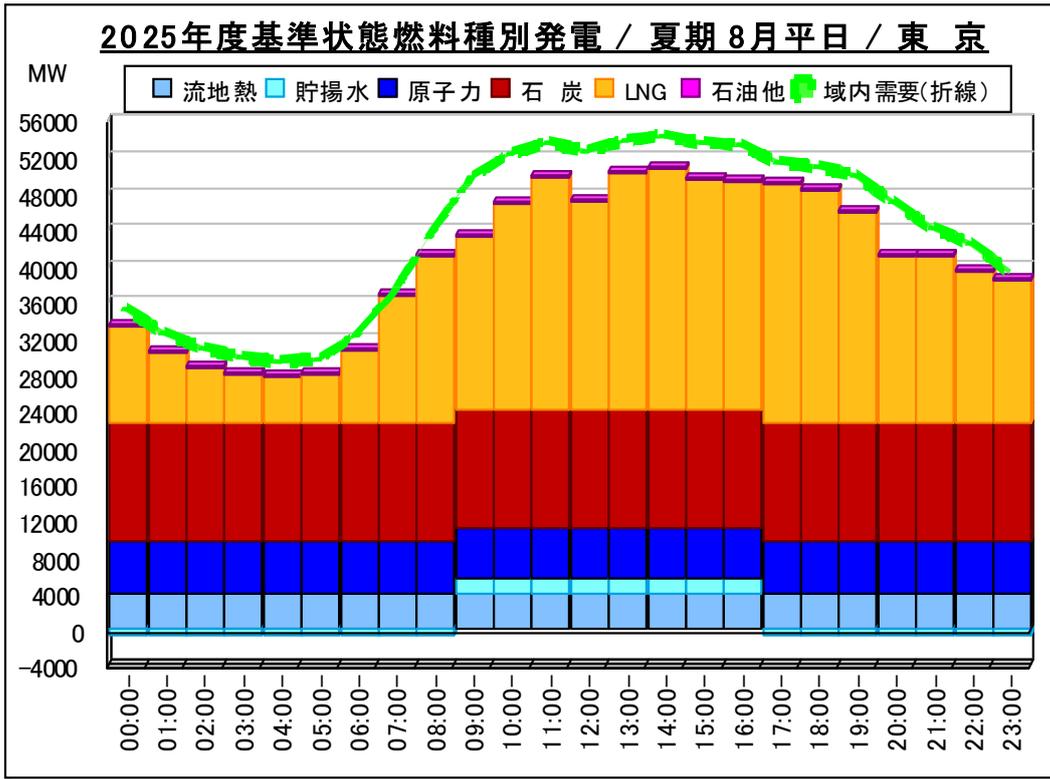
[図3-1-2-13. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 九州]



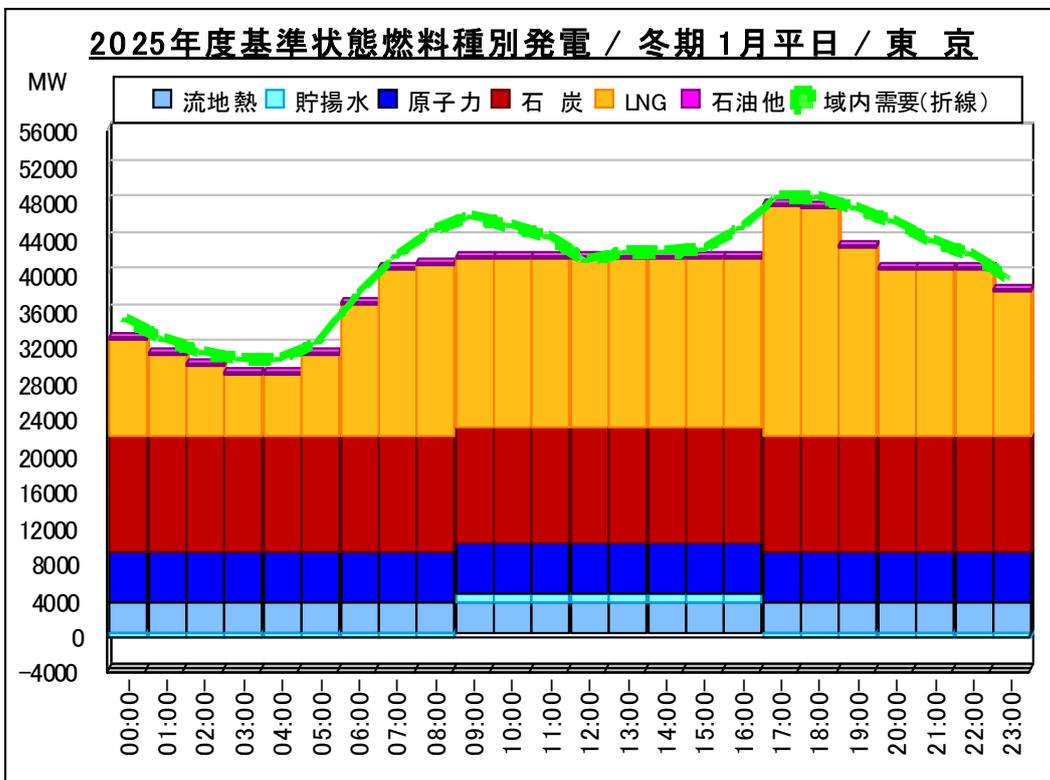
[図3-1-2-14. 2025年度・基準状態での地域別電力需給均衡 / 沖縄]



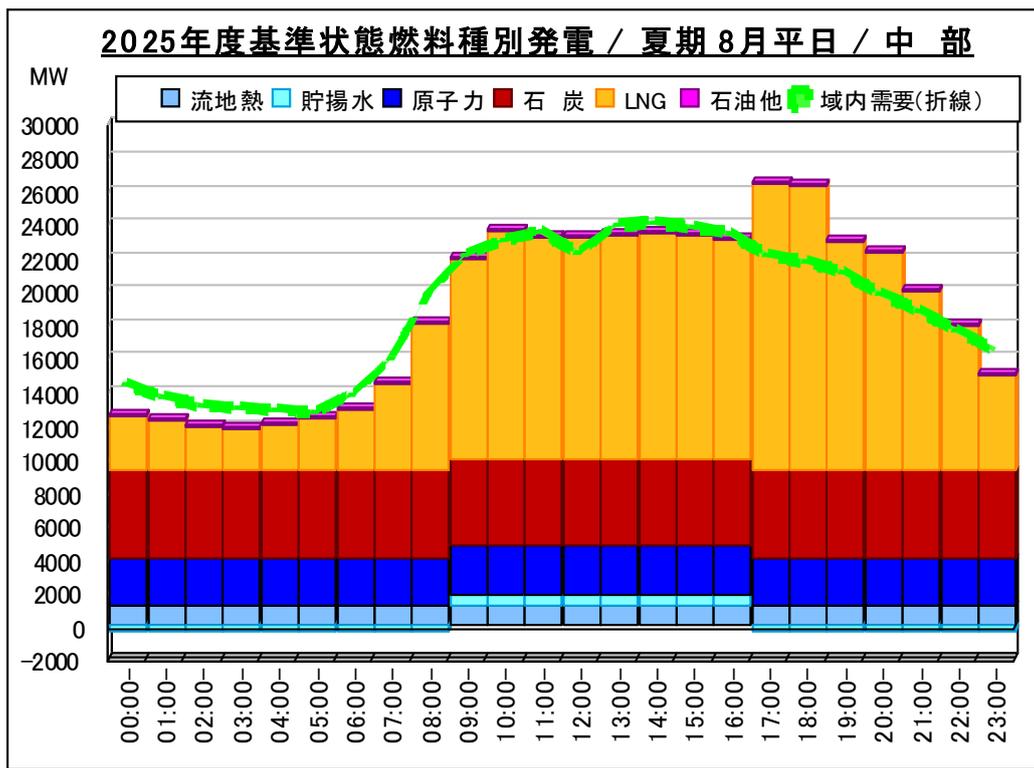
[図3-1-2-15. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 夏期 8月平日 / 東京]



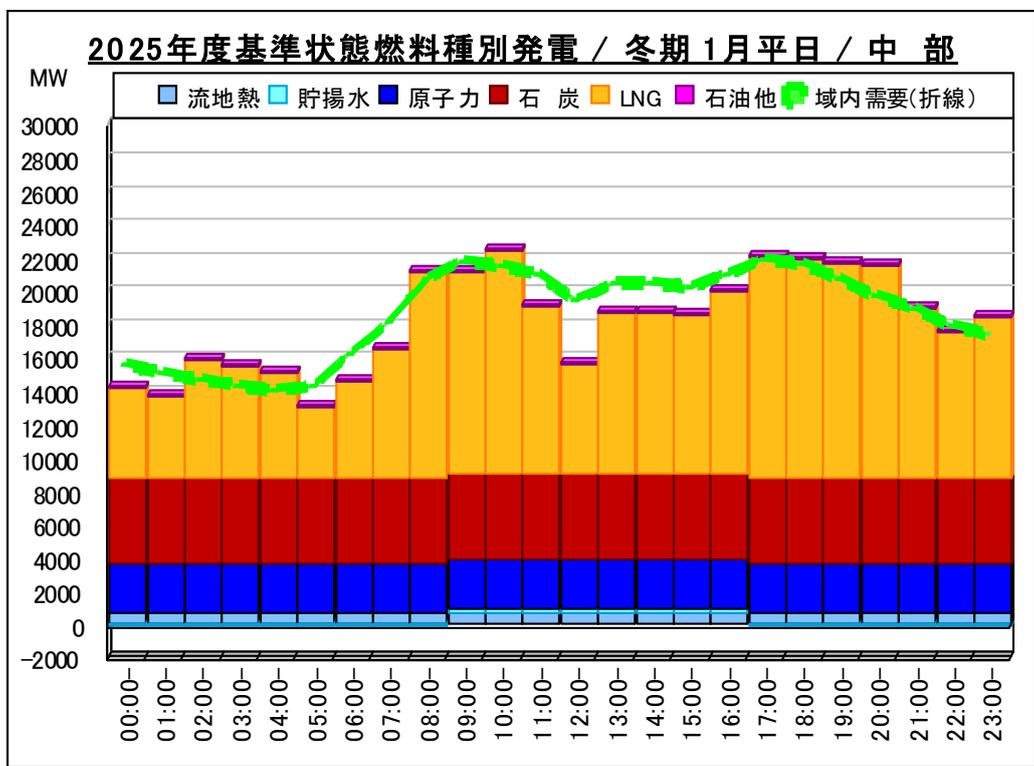
[図3-1-2-16. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 冬期 1月平日 / 東京]



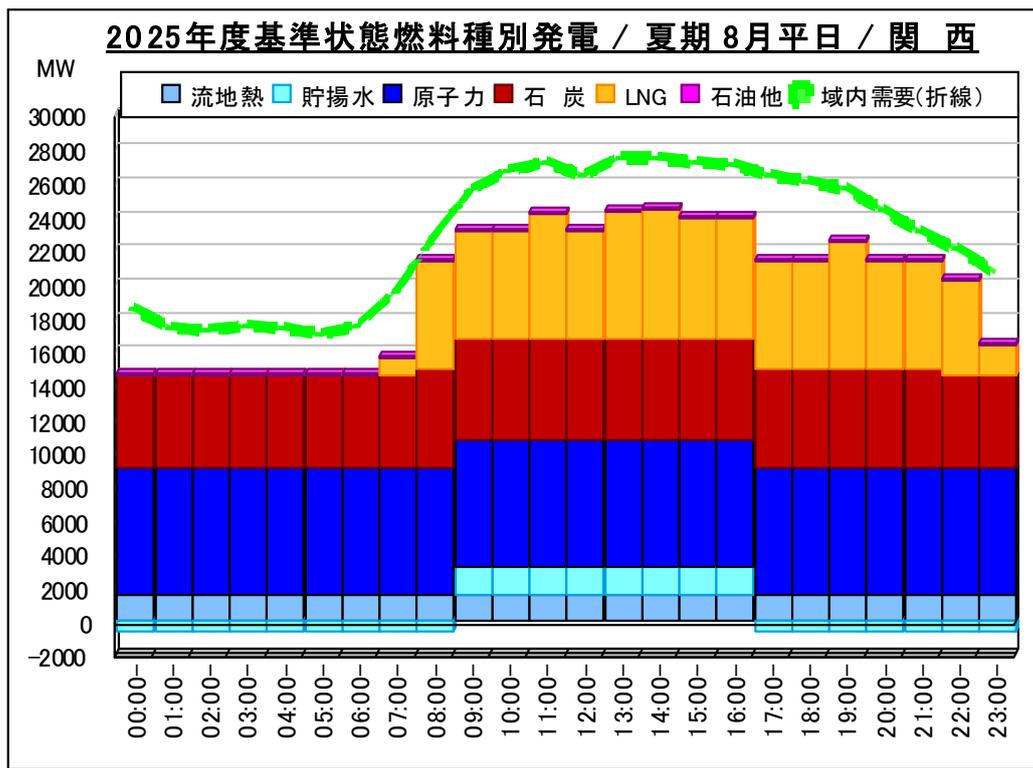
[図3-1-2-17. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 夏期 8月平日 / 中 部]



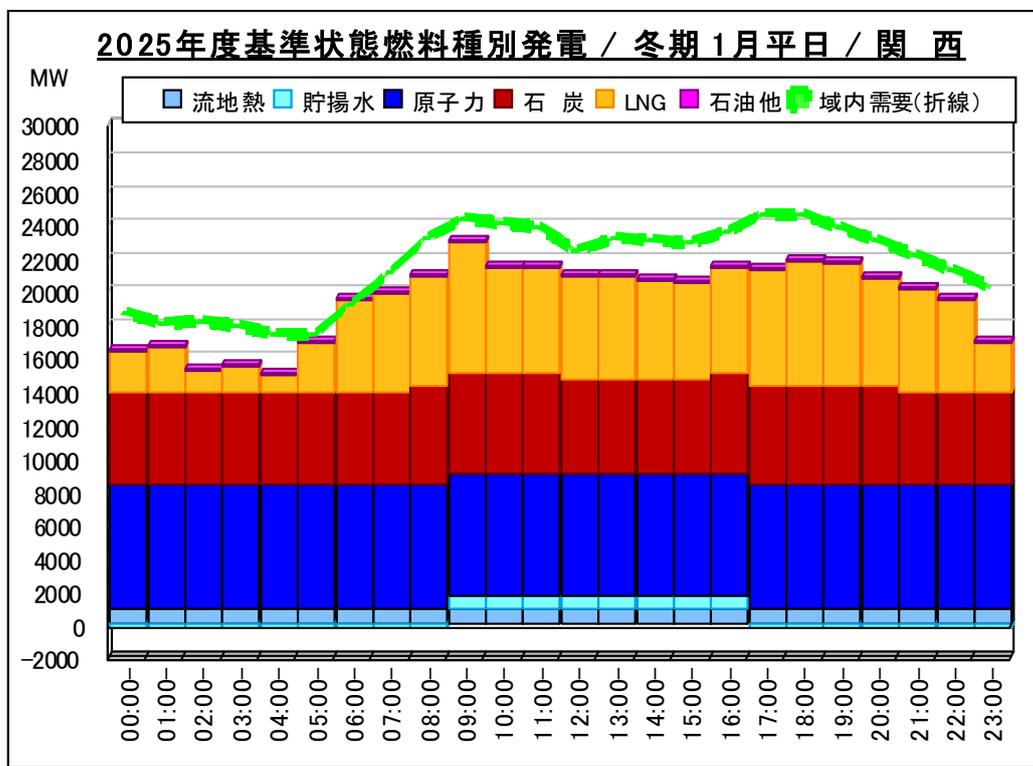
[図3-1-2-18. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 冬期 1月平日 / 中 部]



[図3-1-2-19. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 夏期 8月平日 / 関西]



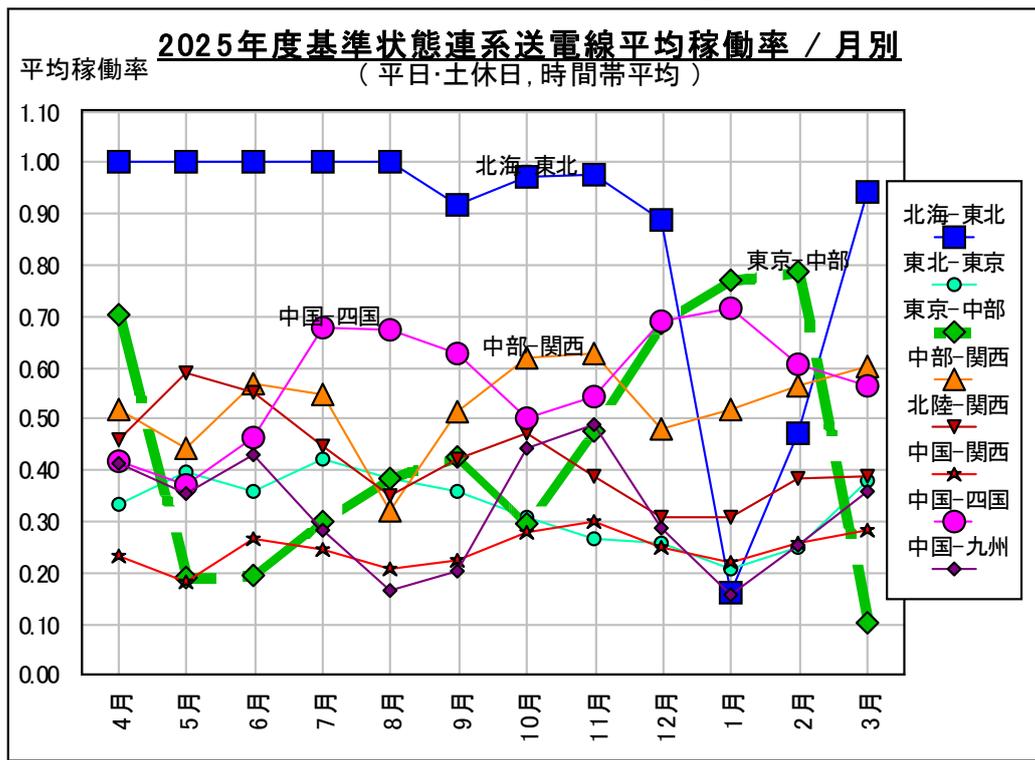
[図3-1-2-20. 2025年度・基準状態での地域別・燃料種別発電 / 冬期 1月平日 / 関西]



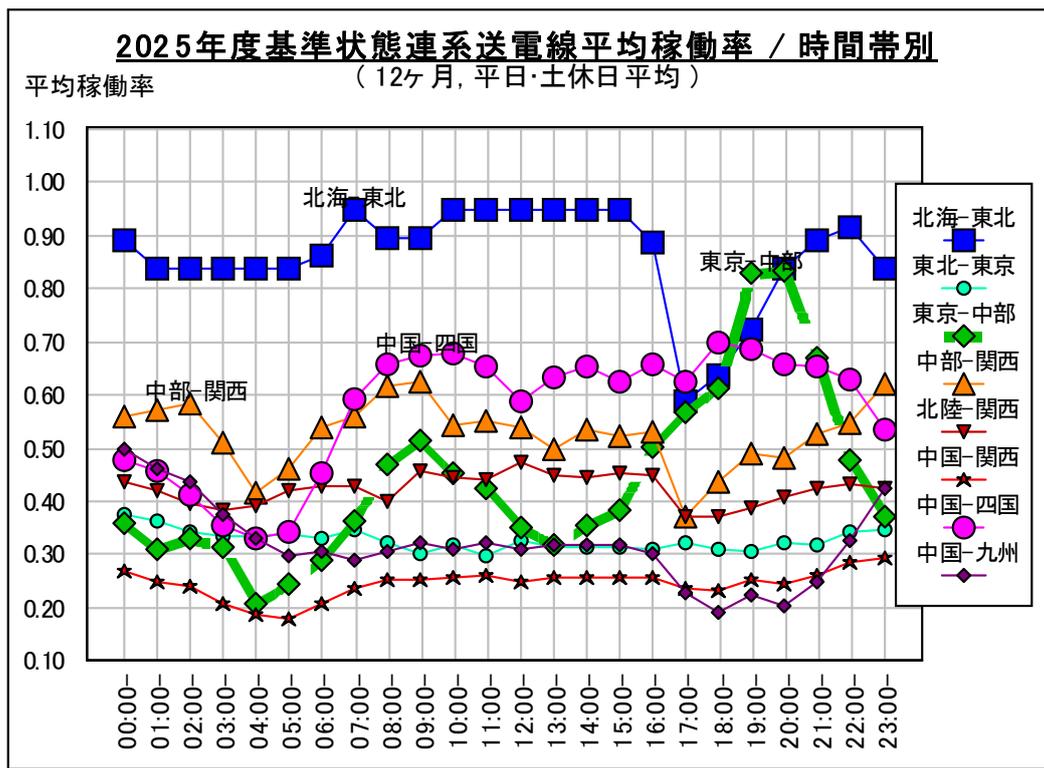
[表3-1-2-3. 2025年度・基準状態での地域間連系送電量及び連系送電線稼働率]

(単位 MW)	設備容量	連系送電量		平均稼働率	分断率	備考
		年最大	年平均			
50Hz地域						
北海道-東北	900	900	776	0.862	0.858	(分断と仮定)
東北-東京	12000	6714	3935	0.328	0.000	
50-60Hz 周波数変換設備						
東京-中部	3000	3000	1319	0.440	0.362	(分断と仮定)
60Hz地域						
中部-関西	5570	5570	2931	0.526	0.043	(分断と仮定)
北陸-関西	5570	4292	2352	0.422	0.000	
関西-中国	16600	7081	4071	0.245	0.000	
中国-四国	2400	2400	1372	0.572	0.032	(分断と仮定)
中国-九州	5570	3839	1781	0.320	0.000	
中部-北陸	300	( 300	300 )	1.000	--	(常時分断・最大稼働と仮定)
関西-四国	1400	( 1400	1400 )	1.000	--	(常時分断・最大稼働と仮定)

[図3-1-2-21. 2025年度・基準状態での地域間連系送電線平均稼働率 / 月別]



[図3-1-2-22. 2025年度・基準状態での地域間連系送電線稼働率 / 時間帯別]



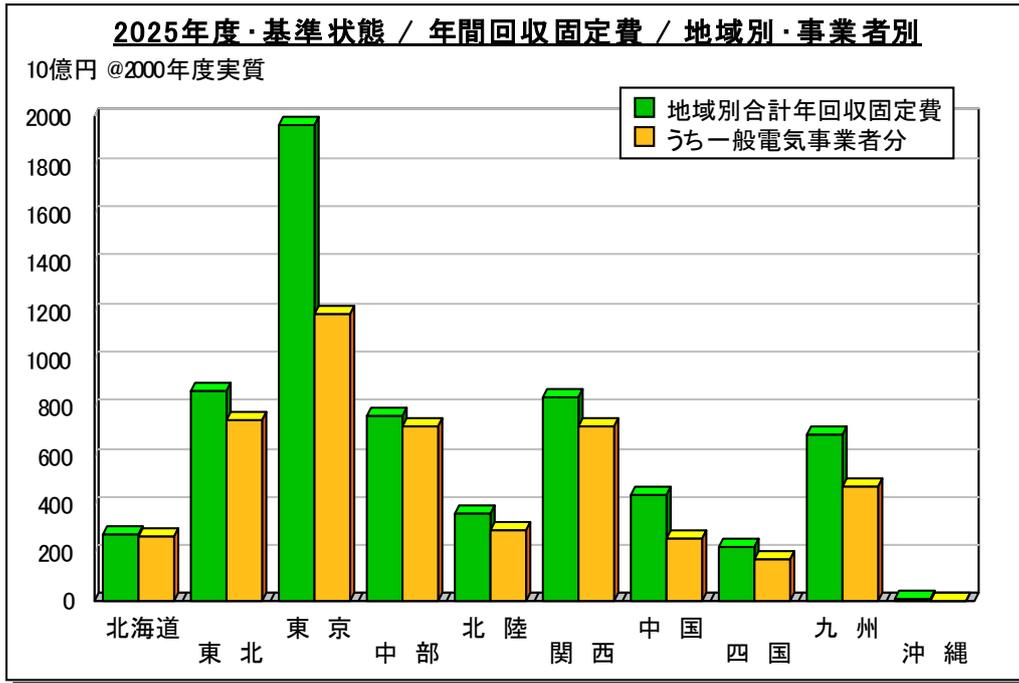
[表3-1-3-1. 2025年度・基準状態での地域別・事業者別年間回収固定費・年間投入可変費]

(10億円 @2000年度実質)	年間回収固定費			年間投入可変費	
	発電事業者計	うち一般事業者	同回収率	発電事業者計	うち一般事業者
全国平均	6467.1	4873.1	1.250	6035.5	4899.6
東日本	3116.5	2214.3	1.275	3040.4	2439.8
北海道	281.3	274.3	1.448	178.6	178.3
東北	869.6	755.4	1.797	579.3	541.0
東京	1965.7	1184.6	1.052	2282.6	1720.5
西日本	3338.3	2650.3	1.256	2957.2	2434.8
中部	767.8	721.4	1.426	1012.3	1005.2
北陸	363.7	293.4	1.840	191.4	159.0
関西	849.6	723.1	1.047	638.4	493.6
中国	438.7	259.9	1.158	402.0	323.2
四国	225.6	175.5	1.231	216.5	163.1
九州	692.9	477.1	1.232	496.5	290.7
沖縄	12.3	8.4	0.160	37.9	25.1

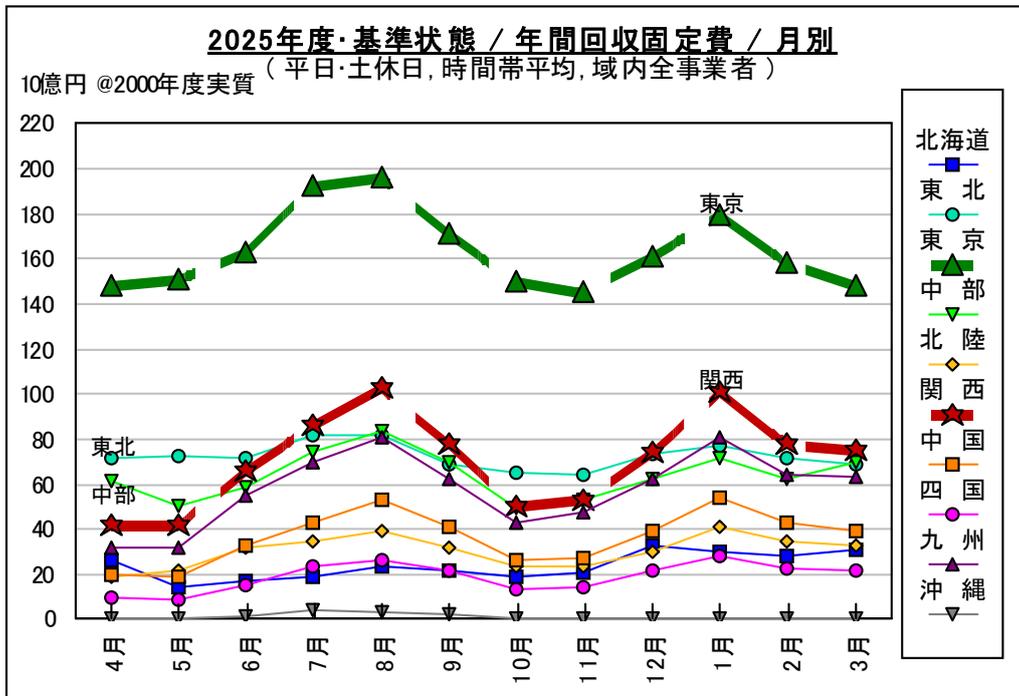
表注) (固定費)回収率は各一般電気事業者 2014年度有価証券報告書の発電関連固定費に対する年間回収固定費の比率。

沖縄の回収率が著しく低い理由については本文 3-1-3. 脚注を参照。

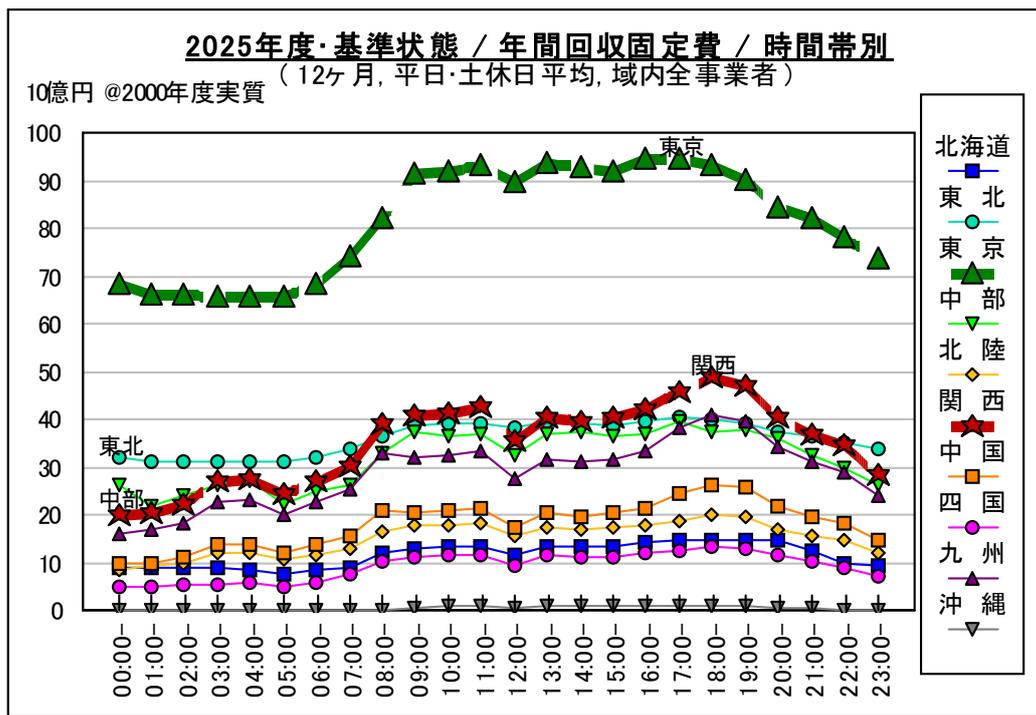
[図3-1-3-1. 2025年度・基準状態での地域別年間回収固定費 / 事業者別]



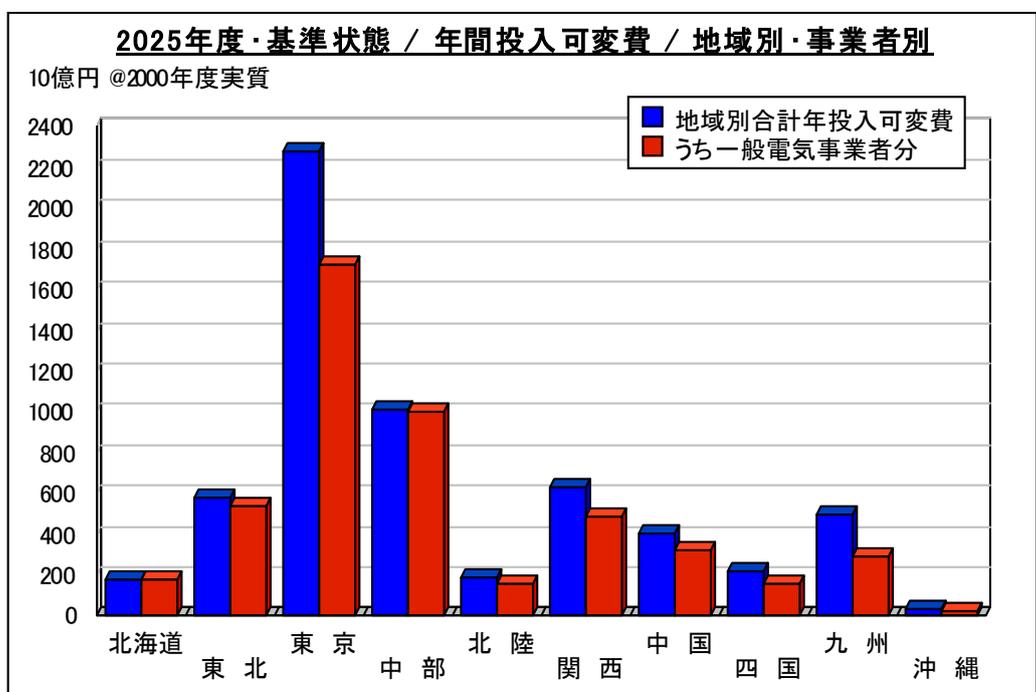
[図3-1-3-2. 2025年度・基準状態での地域別年間回収固定費 / 月別]



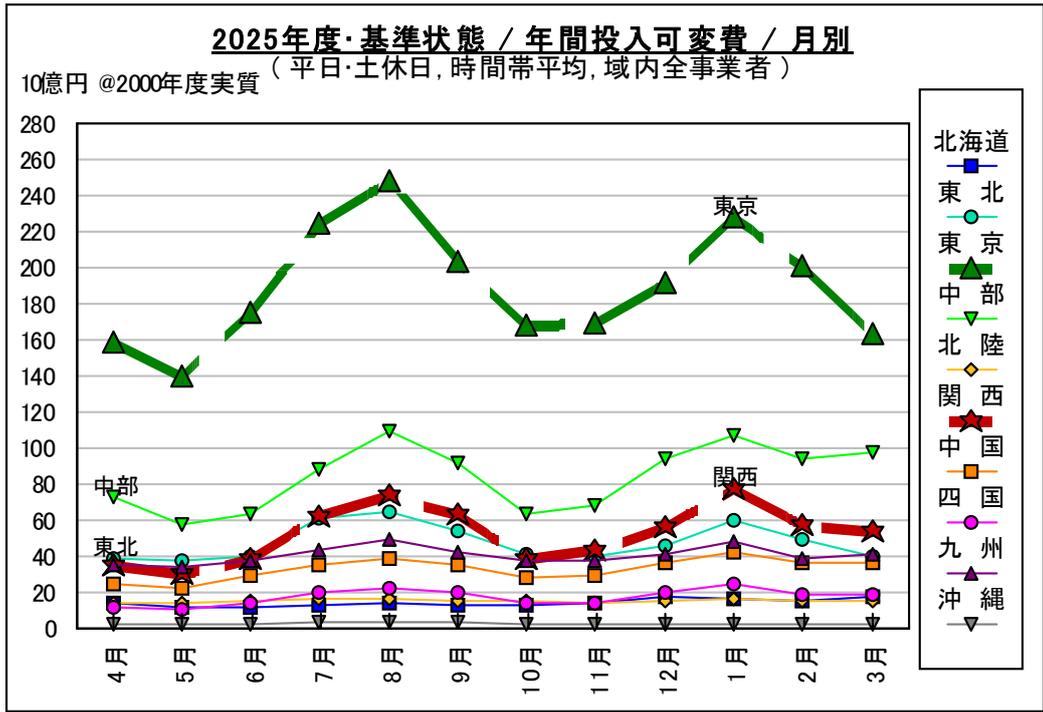
[図3-1-3-3. 2025年度・基準状態での地域別年間回収固定費 / 時間帯別]



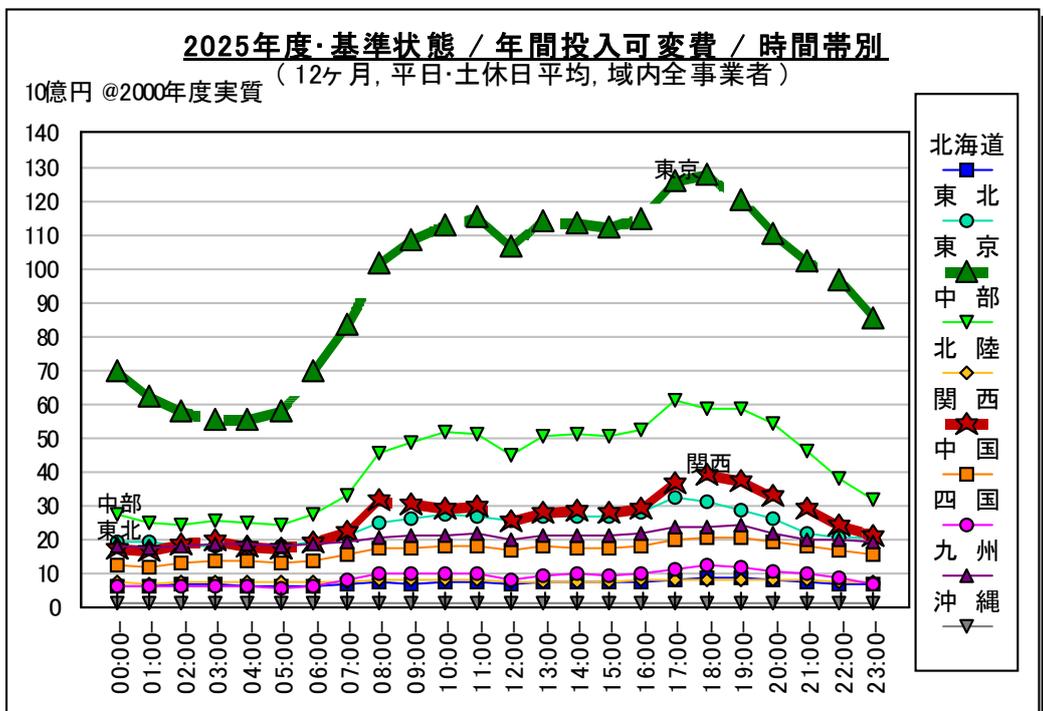
[図3-1-3-4. 2025年度・基準状態での地域別年間投入可変費 / 事業者別]



[図3-1-3-5. 2025年度・基準状態での地域別年間投入可変費 / 月別]



[図3-1-3-6. 2025年度・基準状態での地域別年間投入可変費 / 時間帯別]



[表3-1-3-2. 2025年度・基準状態での地域別石炭火力・LNG複合火力発電参入可否判定結果]

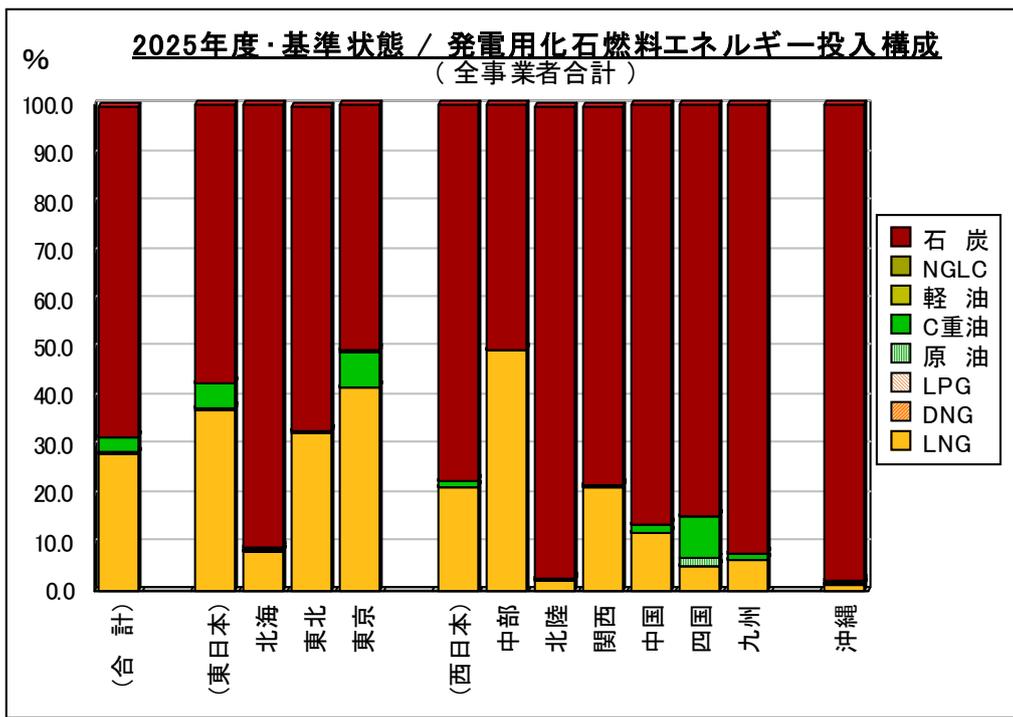
	石炭火力発電			LNG複合火力発電		
	回収固定費 (¥/W @2000年度実質)	要回収額 純新設/増新設	参入可否判定 純新設/増新設	回収固定費	要回収額 純施設/増新設	参入可否判定 純新設/増新設
東日本						
北海道	4.41	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.00	6.83 / 3.75	不可/ 不可
東北	9.12	10.03 / 7.58	不可/ 可	1.61	6.83 / 3.75	不可/ 不可
東京	8.65	10.03 / 7.58	不可/ 可	1.07	6.83 / 3.75	不可/ 不可
西日本						
中部	7.84	10.03 / 7.58	不可/ 可	0.87	6.83 / 3.75	不可/ 不可
北陸	5.10	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.25	6.83 / 3.75	不可/ 不可
関西	5.06	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.26	6.83 / 3.75	不可/ 不可
中国	5.01	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.47	6.83 / 3.75	不可/ 不可
四国	4.20	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.10	6.83 / 3.75	不可/ 不可
九州	5.55	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.32	6.83 / 3.75	不可/ 不可
沖縄	1.40	10.03 / 7.58	不可/ 不可	0.00	6.83 / 3.75	不可/ 不可

表注) 石炭火力発電・LNG複合火力発電の年間要回収額については 補論3. を参照。

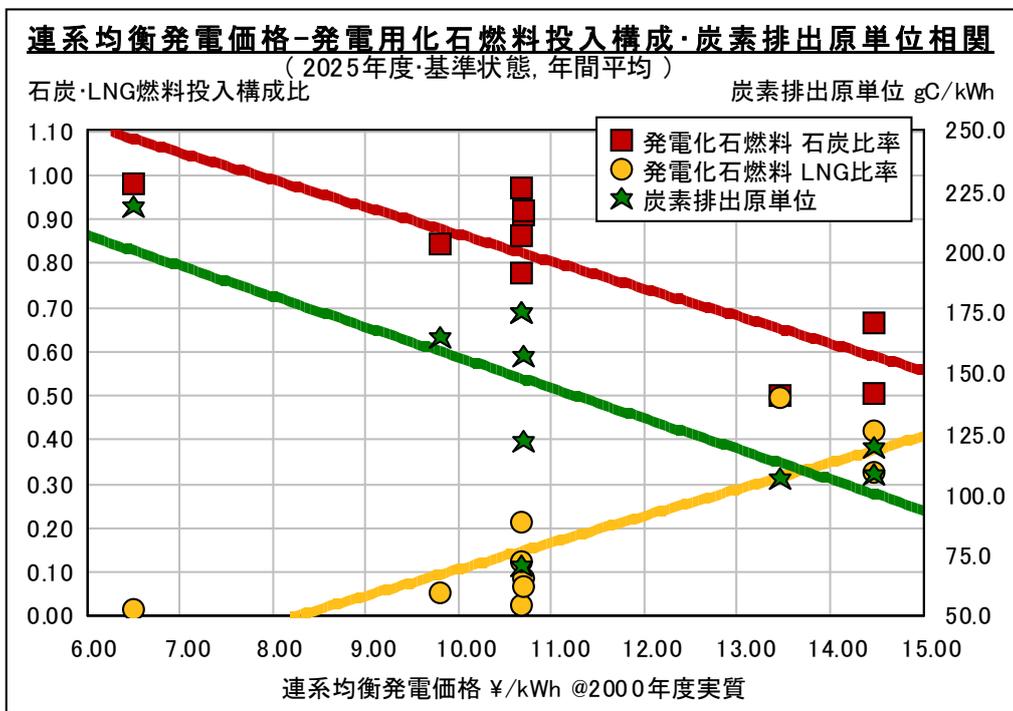
[表3-1-3-3. 2025年度・基準状態での地域別主要発電用化石燃料エネルギー投入量・炭素排出量]

	年間発電用化石燃料エネルギー投入量			発電エネルギー起源炭素排出量		
	(PJ, Mt-C, gC/kWh)	発電事業者計	うち LNG	うち 石炭	炭素排出量計	炭素排出原単位
全国	5490.0	1562.1	3743.1	116.44	117.66	
東日本						
北海道	188.9	16.1	171.7	4.43	122.03	
東北	516.3	168.0	344.6	10.78	119.62	
東京	1762.3	742.2	886.6	34.46	108.35	
西日本						
中部	794.1	394.9	397.9	15.15	106.79	
北陸	236.4	5.8	229.8	5.71	175.42	
関西	527.2	114.6	414.0	11.73	70.80	
中国	533.5	64.9	451.2	12.07	175.26	
四国	228.6	11.9	192.5	5.34	164.85	
九州	631.1	42.5	586.8	15.09	156.98	
沖縄	69.5	1.2	68.0	1.68	218.96	

[図3-1-3-7. 2025年度・基準状態での地域別発電用主要化石燃料エネルギー投入構成]



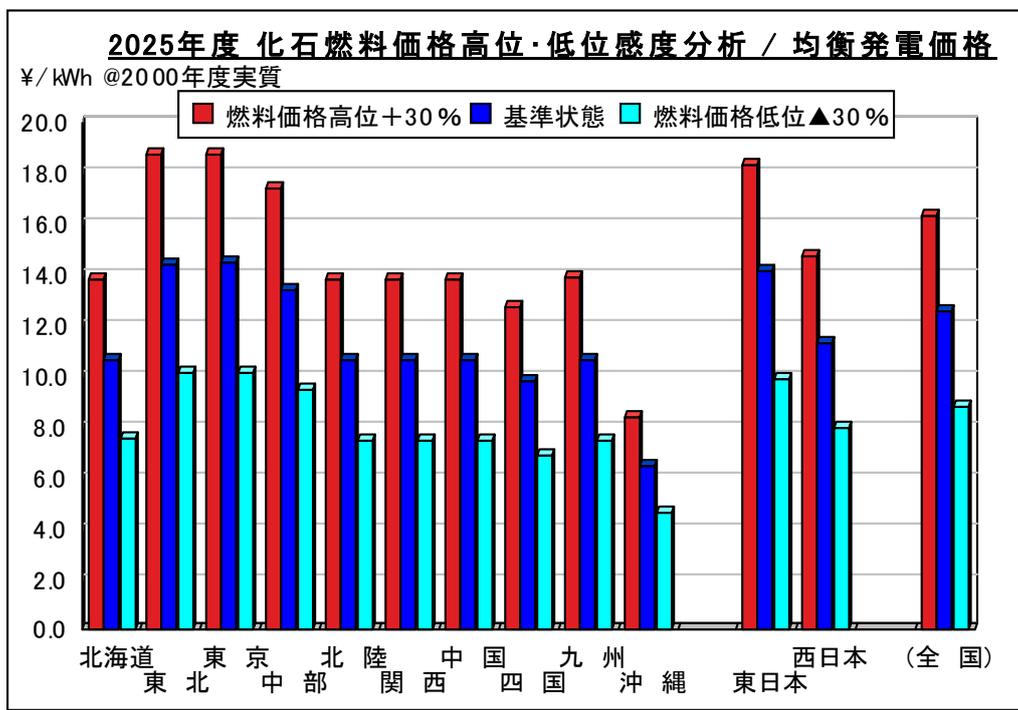
[図3-1-3-8. 2025年度・基準状態の地域別主要化石燃料投入構成・炭素原単位と均衡発電価格]



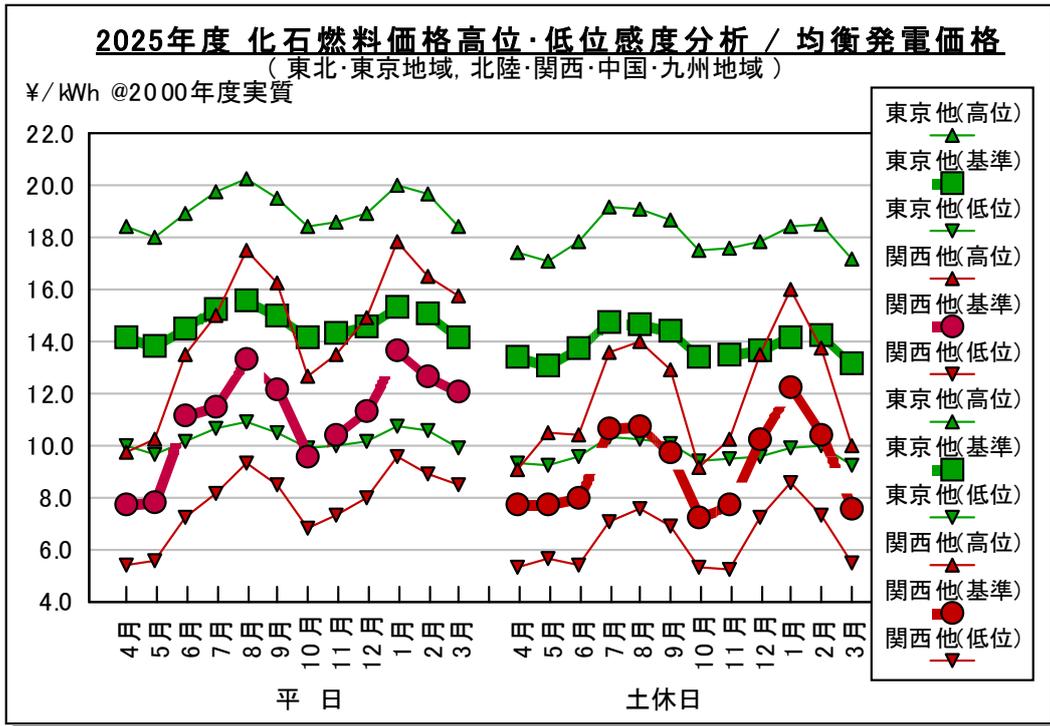
[表3-2-1-1. 2025年度化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡発電価格への影響]

(2000年度実質)	2014年度実績	2025年度基準状態	高位(対基準比)	低位(対基準比)
化石燃料価格 (¥/GJ)				
LNG価格	1782.36	1694.84	2203.30 ( 1.300 )	1394.20 ( 0.700 )
石炭価格	463.70	513.13	667.06 ( 1.300 )	359.19 ( 0.700 )
連系均衡発電価格 (¥/kWh)				
全国平均	---	12.59	16.35 ( 1.299 )	8.84 ( 0.702 )
東日本	---	14.17	18.41 ( 1.299 )	9.94 ( 0.701 )
北海道	---	10.70	13.86 ( 1.295 )	7.55 ( 0.705 )
東北	---	14.47	18.81 ( 1.299 )	10.15 ( 0.701 )
東京	---	14.48	18.82 ( 1.299 )	10.16 ( 0.701 )
西日本	---	11.36	14.75 ( 1.298 )	7.99 ( 0.703 )
中部	---	13.46	17.44 ( 1.296 )	9.50 ( 0.706 )
北陸	---	10.69	13.88 ( 1.298 )	7.49 ( 0.701 )
関西	---	10.68	13.86 ( 1.298 )	7.49 ( 0.701 )
中国	---	10.68	13.87 ( 1.298 )	7.49 ( 0.701 )
四国	---	9.80	12.79 ( 1.305 )	6.93 ( 0.708 )
九州	---	10.70	13.90 ( 1.299 )	7.50 ( 0.701 )
沖縄	---	6.51	8.37 ( 1.286 )	4.64 ( 0.714 )

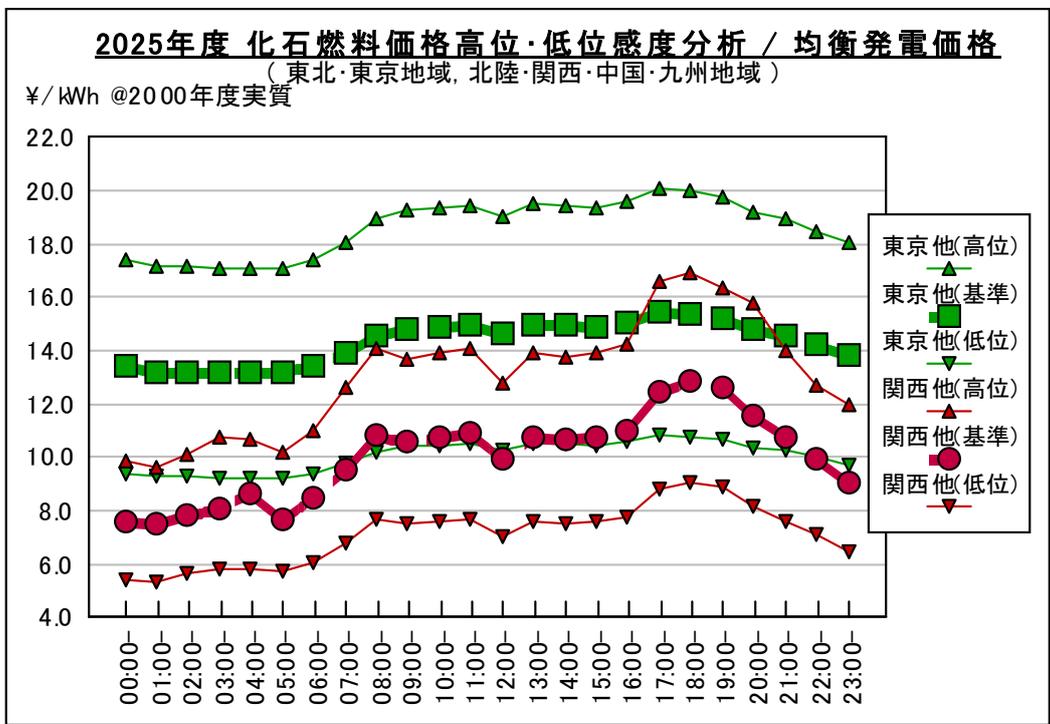
[図3-2-1-1. 2025年度化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡発電価格への影響]



[図3-2-1-2. 2025年度化石燃料価格高位・低位感度分析 / 連系均衡発電価格・月別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )



[図3-2-1-3. 2025年度化石燃料価格高位・低位感度分析 / 連系均衡発電価格・時間帯別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )

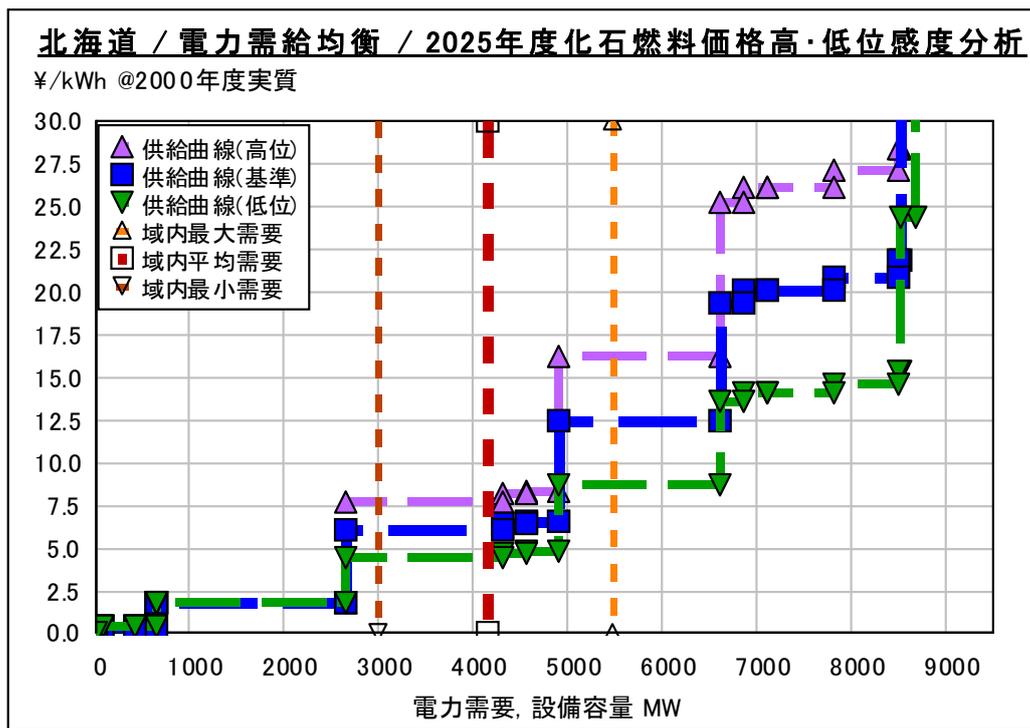


[表3-2-1-2. 2025年度化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別発電所平均稼働率への影響]

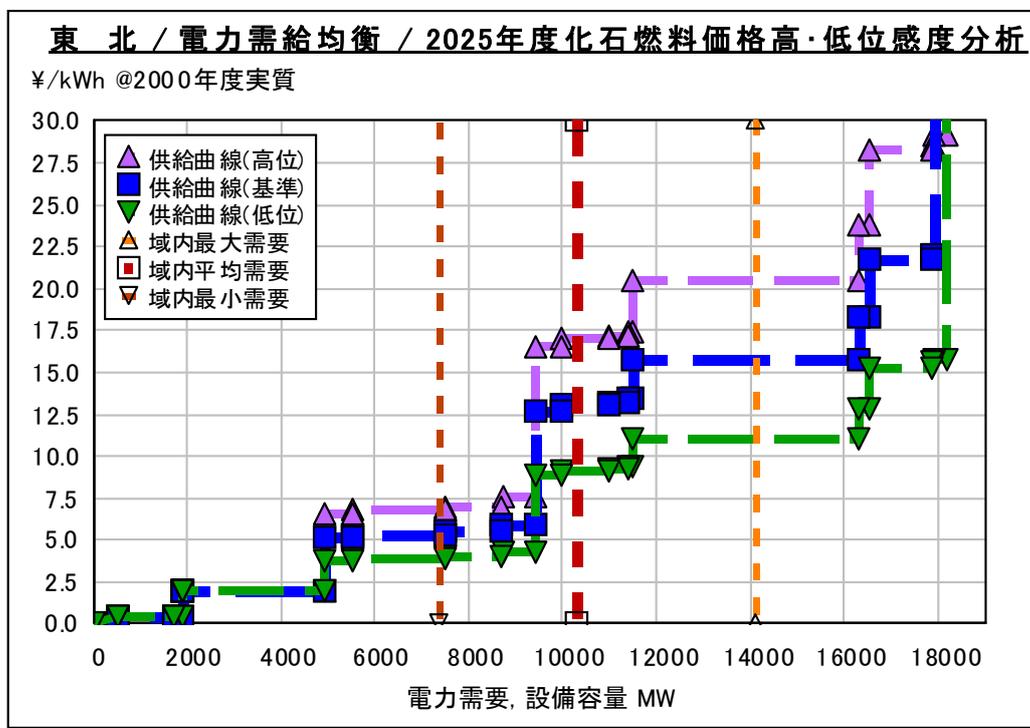
	石油他(対基準比)	LNG(対基準比)	石炭(対基準比)	総平均(対基準比)
(化石燃料価格 高位(+30%))				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.150 ( 1.000 )	0.955 ( 1.000 )	0.562 ( 1.000 )
東北・東京	0.000 ( --- )	0.372 ( 0.999 )	1.000 ( 1.001 )	0.492 ( 1.000 )
東北	0.000 ( --- )	0.356 ( 0.997 )	1.000 ( 1.000 )	0.585 ( 0.999 )
東京	0.000 ( --- )	0.383 ( 1.018 )	0.999 ( 1.000 )	0.466 ( 1.000 )
西日本(60Hz)				
中部	0.000 ( --- )	0.331 ( 0.995 )	0.992 ( 0.998 )	0.421 ( 0.997 )
北陸~九州	0.000 ( --- )	0.232 ( 1.037 )	0.953 ( 1.004 )	0.510 ( 1.005 )
北陸	0.000 ( --- )	0.224 ( 1.029 )	0.996 ( 1.000 )	0.701 ( 1.000 )
関西	0.000 ( --- )	0.221 ( 1.032 )	0.901 ( 1.020 )	0.426 ( 1.010 )
中国	0.000 ( --- )	0.468 ( 1.028 )	0.933 ( 0.997 )	0.541 ( 1.001 )
九州	0.000 ( --- )	0.159 ( 1.059 )	0.997 ( 1.000 )	0.550 ( 1.004 )
四国	0.000 ( --- )	0.227 ( 1.027 )	0.803 ( 1.008 )	0.580 ( 1.005 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.033 ( 1.000 )	0.808 ( 1.000 )	0.411 ( 1.000 )
(化石燃料価格 低位(▲30%))				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.150 ( 1.000 )	0.955 ( 1.000 )	0.562 ( 1.000 )
東北・東京	0.000 ( --- )	0.383 ( 1.029 )	0.979 ( 0.979 )	0.492 ( 1.001 )
東北	0.000 ( --- )	0.364 ( 1.020 )	1.000 ( 1.000 )	0.588 ( 1.004 )
東京	0.000 ( --- )	0.387 ( 1.029 )	0.971 ( 0.972 )	0.466 ( 0.999 )
西日本(60Hz)				
中部	0.000 ( --- )	0.342 ( 1.026 )	0.994 ( 1.000 )	0.426 ( 1.010 )
北陸~九州	0.000 ( --- )	0.224 ( 1.000 )	0.940 ( 0.990 )	0.505 ( 0.995 )
北陸	0.000 ( --- )	0.218 ( 1.000 )	0.998 ( 1.002 )	0.701 ( 1.001 )
関西	0.000 ( --- )	0.214 ( 1.000 )	0.834 ( 0.945 )	0.414 ( 0.981 )
中国	0.000 ( --- )	0.456 ( 1.000 )	0.945 ( 1.011 )	0.544 ( 1.007 )
九州	0.000 ( --- )	0.150 ( 1.000 )	0.999 ( 1.002 )	0.549 ( 1.001 )
四国	0.000 ( --- )	0.220 ( 1.000 )	0.796 ( 0.999 )	0.577 ( 1.000 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.033 ( 1.000 )	0.808 ( 1.000 )	0.411 ( 1.000 )

表注) 原子力発電、水力・地熱発電の稼働率については基準状態と同じである。

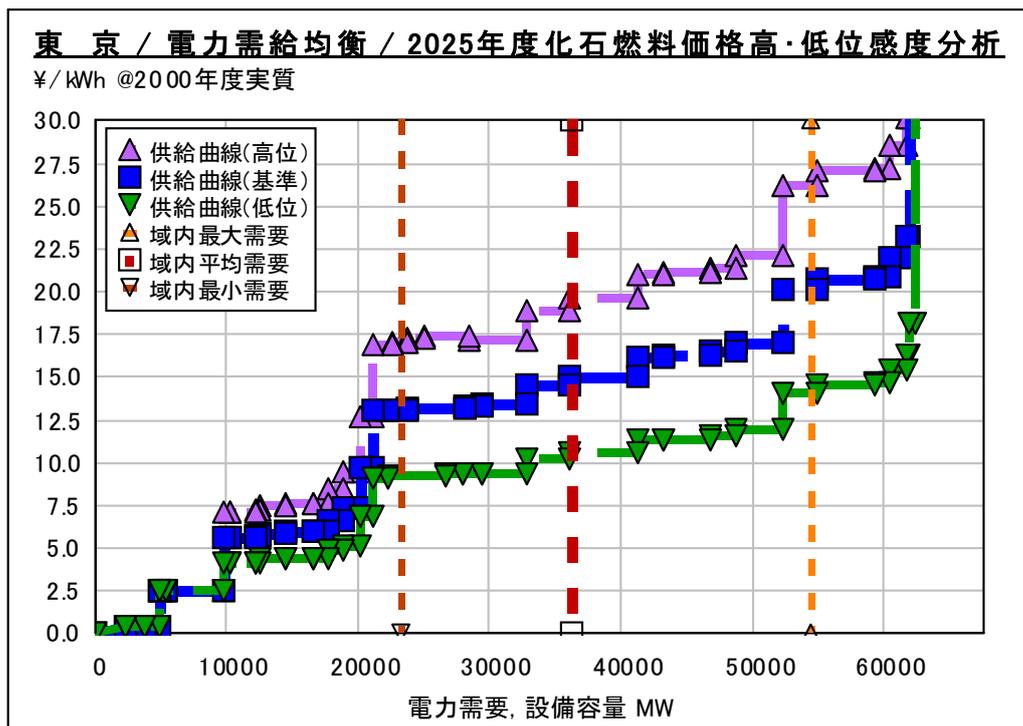
[図3-2-1-4. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 北海道]



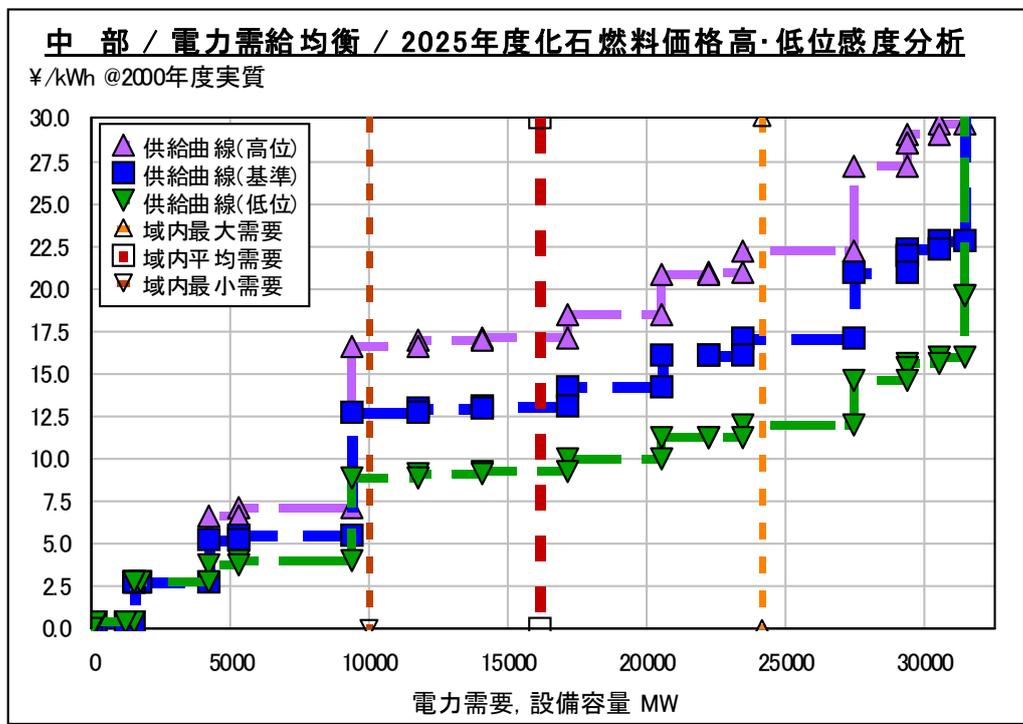
[図3-2-1-5. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 東北]



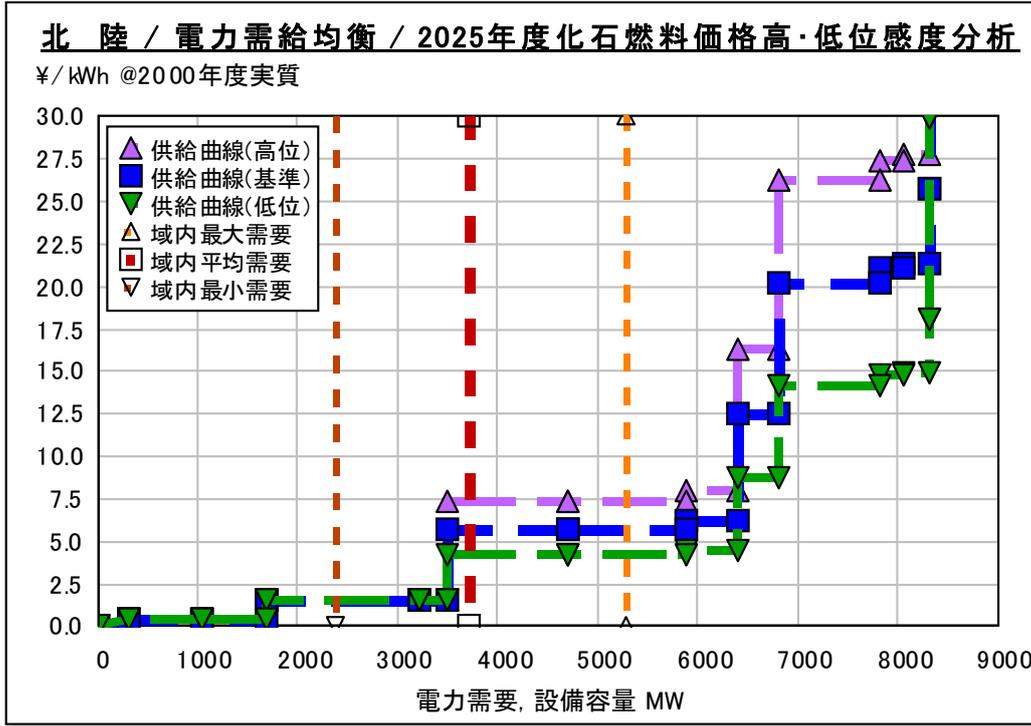
[図3-2-1-6. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 東京]



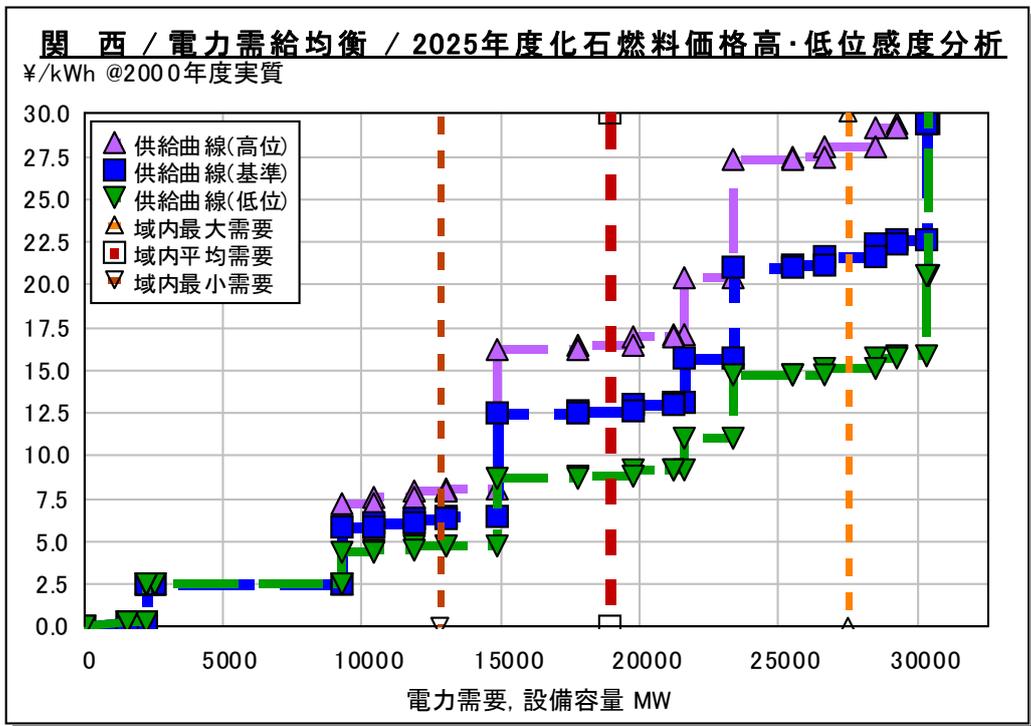
[図3-2-1-7. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 中部]



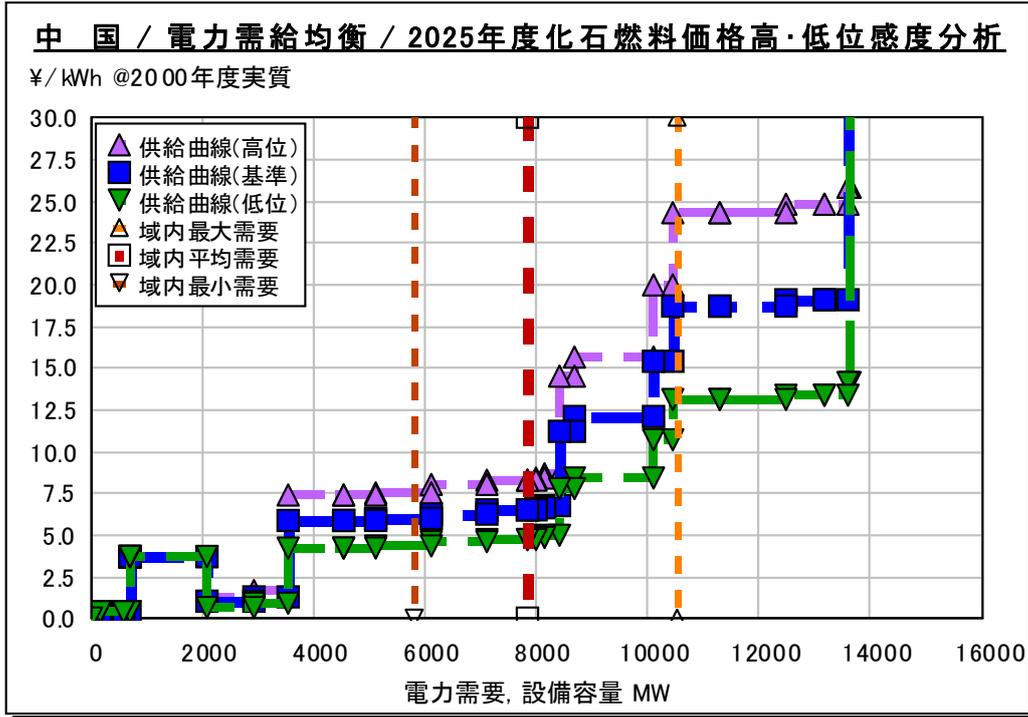
[図3-2-1-8. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 北 陸]



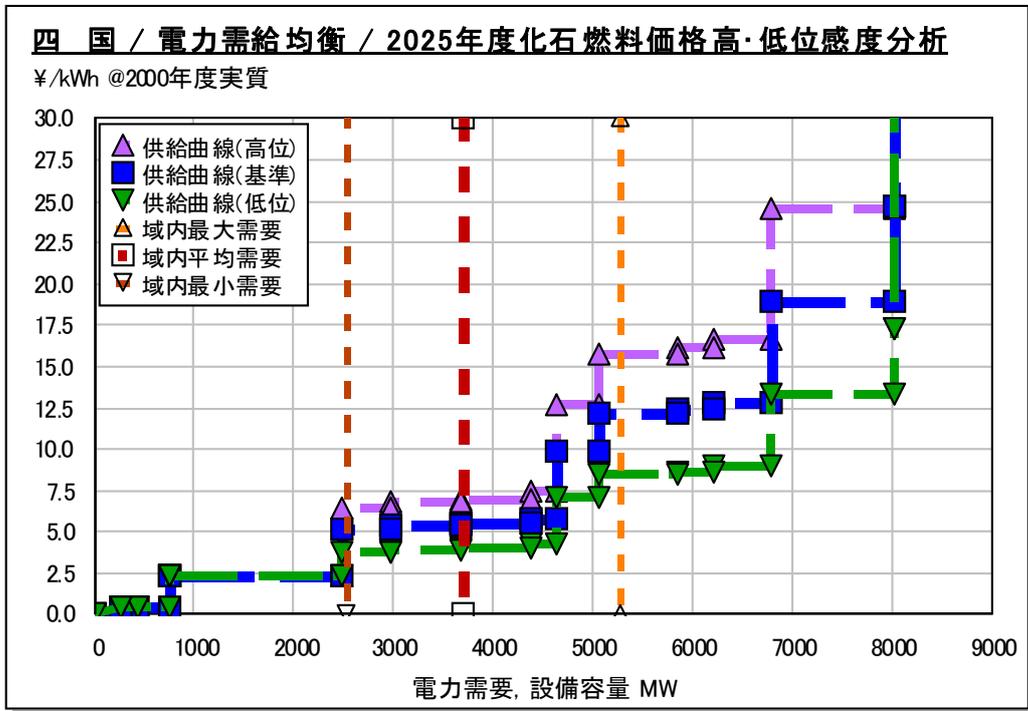
[図3-2-1-8. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 関 西]



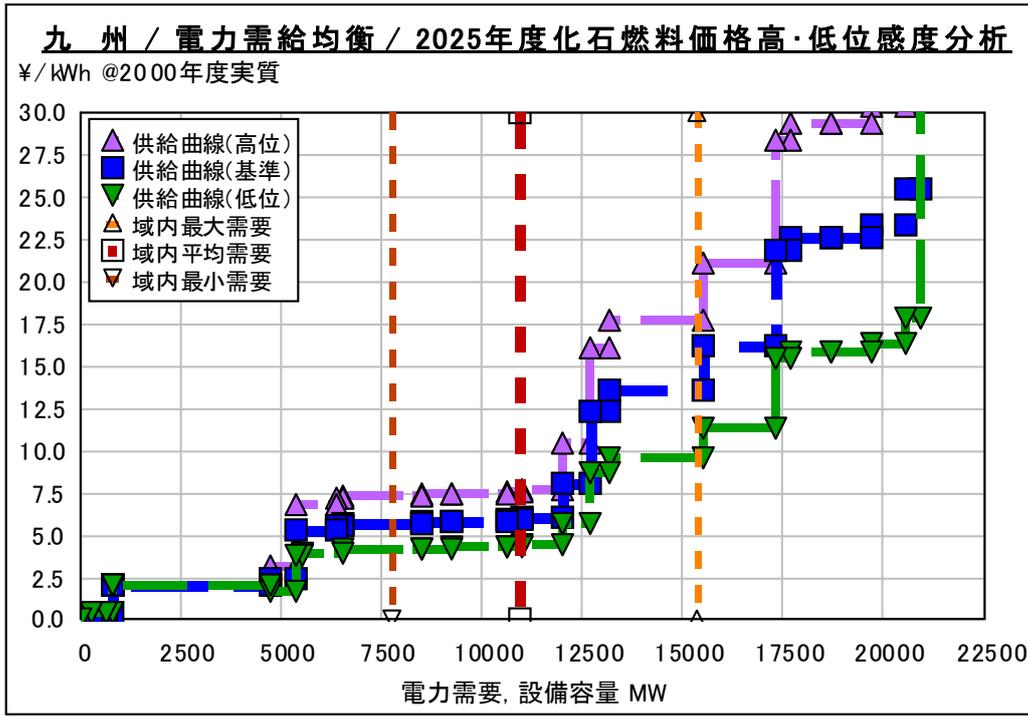
[図3-2-1-9. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 中国]



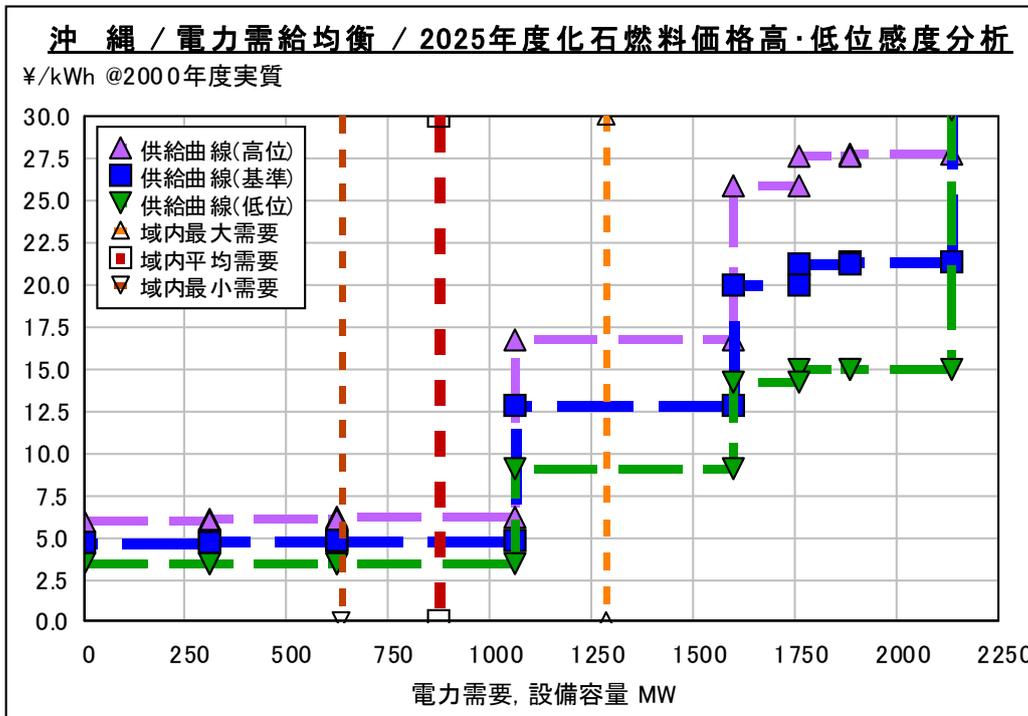
[図3-2-1-10. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 四国]



[図3-2-1-11. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 九州]



[図3-2-1-11. 2025年度・化石燃料高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 沖縄]



[表3-2-1-3. 2025年度・燃料価格高位・低位感度分析 - 地域間連系送電量などへの影響]

(単位 MW)	設備容量	2025年度基準状態	高位(対基準比)	低位(対基準比)	備考
(連系送電量 - 年最大)					
北海道- 東北	900	900	900 ( 1.000 )	900 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	6714	6714 ( 1.000 )	6714 ( 1.000 )	
東京 - 中部	3000	3000	3000 ( 1.000 )	3000 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	5570	5570 ( 1.000 )	5570 ( 1.000 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	4292	4292 ( 1.000 )	4292 ( 1.000 )	
関西 - 中国	16600	7081	7081 ( 1.000 )	7081 ( 1.000 )	
中国 - 四国	2400	2400	2400 ( 1.000 )	2400 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	3839	3839 ( 1.000 )	3839 ( 1.000 )	
(連系送電量 - 年平均)					
北海道- 東北	900	776	776 ( 1.000 )	776 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	3935	3927 ( 0.998 )	3985 ( 1.013 )	
東京 - 中部	3000	1319	1322 ( 1.002 )	1287 ( 0.975 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	2931	2964 ( 1.012 )	2720 ( 0.928 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	2352	2354 ( 1.001 )	2357 ( 1.002 )	
関西 - 中国	16600	4071	4157 ( 1.021 )	4148 ( 1.019 )	
中国 - 四国	2400	1372	1399 ( 1.019 )	1370 ( 0.999 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	1781	1829 ( 1.027 )	1794 ( 1.007 )	
(平均稼働率)					
北海道- 東北	--	0.862	0.862 ( 1.000 )	0.862 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.328	0.327 ( 0.998 )	0.332 ( 1.013 )	
東京 - 中部	--	0.440	0.441 ( 1.012 )	0.429 ( 0.975 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.526	0.532 ( 1.021 )	0.488 ( 0.928 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.422	0.423 ( 1.001 )	0.423 ( 1.002 )	
関西 - 中国	--	0.245	0.250 ( 1.021 )	0.250 ( 1.019 )	
中国 - 四国	--	0.572	0.583 ( 1.019 )	0.571 ( 0.999 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.320	0.328 ( 1.027 )	0.322 ( 1.007 )	
(分断率)					
北海道- 東北	--	0.858	0.858 ( 1.000 )	0.858 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
東京 - 中部	--	0.362	0.364 ( 1.006 )	0.353 ( 0.977 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.043	0.026 ( 0.620 )	0.037 ( 0.869 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
関西 - 中国	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
中国 - 四国	--	0.032	0.036 ( 1.149 )	0.032 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	

表注) 中部-北陸、関西-四国間は常時分断・最大稼働と仮定しているため省略している。

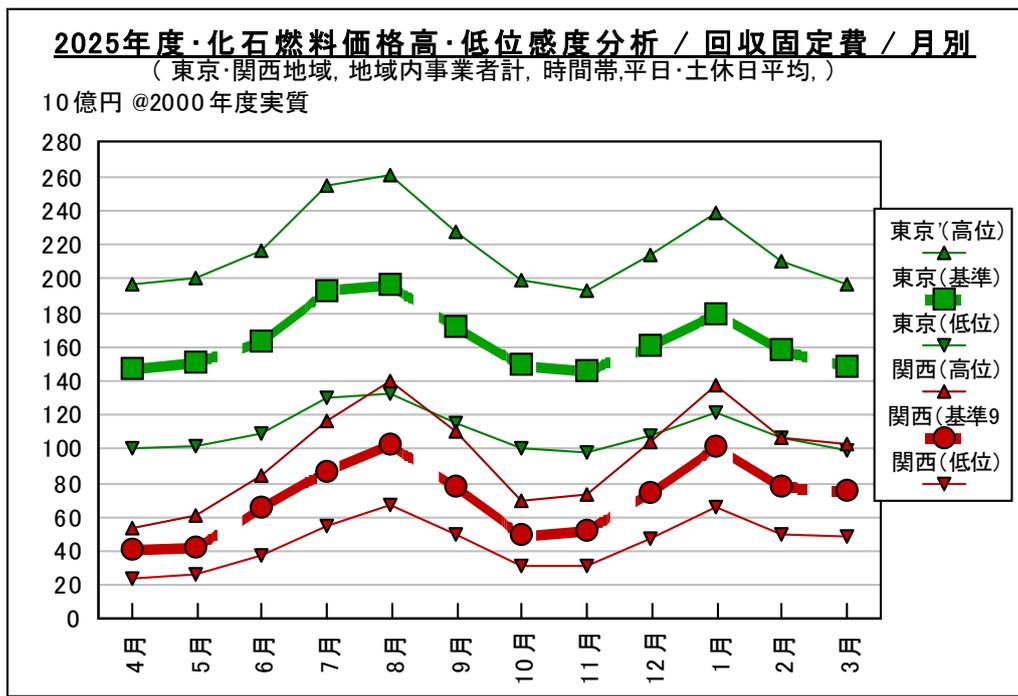
[表3-2-2-1. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響]

(10億円 @2000年度実質)	2025年度基準状態	高位 (対基準比)	低位 (対基準比)
化石燃料価格 (¥/GJ)			
LNG価格	1694.84	2203.30 ( 1.300 )	1394.20 ( 0.700 )
石炭価格	513.13	667.06 ( 1.300 )	359.19 ( 0.700 )
年間回収固定費			
全国合計・平均	6467.1	8651.8 ( 1.338 )	4286.4 ( 0.663 )
東日本	3116.5	4139.6 ( 1.328 )	2097.6 ( 0.673 )
北海道	281.3	376.6 ( 1.339 )	186.0 ( 0.661 )
東北	869.6	1152.5 ( 1.325 )	587.7 ( 0.676 )
東京	1965.7	2610.5 ( 1.328 )	1323.9 ( 0.674 )
西日本	3338.3	4496.2 ( 1.347 )	2180.4 ( 0.653 )
中部	767.8	1017.8 ( 1.326 )	519.6 ( 0.677 )
北陸	363.7	484.3 ( 1.332 )	240.8 ( 0.662 )
関西	849.6	1162.6 ( 1.368 )	534.8 ( 0.629 )
中国	438.7	592.7 ( 1.351 )	384.4 ( 0.648 )
四国	225.6	309.5 ( 1.372 )	146.7 ( 0.650 )
九州	692.9	929.3 ( 1.341 )	454.0 ( 0.655 )
沖縄	12.3	16.1 ( 1.311 )	8.4 ( 0.689 )
うち一般電気事業者			
全国合計・平均	4873.1	6543.5 ( 1.343 )	3204.8 ( 0.658 )
東日本	2214.3	2950.5 ( 1.332 )	1480.8 ( 0.669 )
北海道	274.3	367.5 ( 1.340 )	181.1 ( 0.660 )
東北	755.4	1002.7 ( 1.327 )	508.9 ( 0.674 )
東京	1184.6	1580.3 ( 1.334 )	790.7 ( 0.667 )
西日本	2650.3	3582.0 ( 1.352 )	1718.3 ( 0.648 )
中部	721.4	955.8 ( 1.325 )	488.9 ( 0.678 )
北陸	293.4	391.0 ( 1.333 )	194.0 ( 0.661 )
関西	723.1	990.3 ( 1.370 )	454.7 ( 0.629 )
中国	259.9	358.0 ( 1.377 )	161.1 ( 0.620 )
四国	175.5	242.1 ( 1.380 )	112.6 ( 0.641 )
九州	477.1	644.9 ( 1.352 )	307.1 ( 0.644 )
沖縄	8.4	11.1 ( 1.311 )	5.8 ( 0.689 )
同 固定費回収率			
全国合計・平均	1.250	1.678 ( 1.343 )	0.822 ( 0.657 )
東日本	1.275	1.699 ( 1.332 )	0.853 ( 0.669 )
北海道	1.448	1.939 ( 1.340 )	0.956 ( 0.660 )
東北	1.797	2.385 ( 1.327 )	1.210 ( 0.674 )
東京	1.052	1.403 ( 1.334 )	0.702 ( 0.667 )
西日本	1.256	1.698 ( 1.352 )	0.814 ( 0.646 )
中部	1.426	1.889 ( 1.325 )	0.968 ( 0.677 )
北陸	1.840	2.452 ( 1.333 )	1.216 ( 0.661 )
関西	1.047	1.434 ( 1.370 )	0.659 ( 0.629 )
中国	1.158	1.594 ( 1.377 )	0.718 ( 0.620 )
四国	1.231	1.698 ( 1.380 )	0.790 ( 0.641 )
九州	1.232	1.665 ( 1.352 )	0.793 ( 0.644 )
沖縄	0.130	0.210 ( 1.311 )	0.110 ( 0.689 )

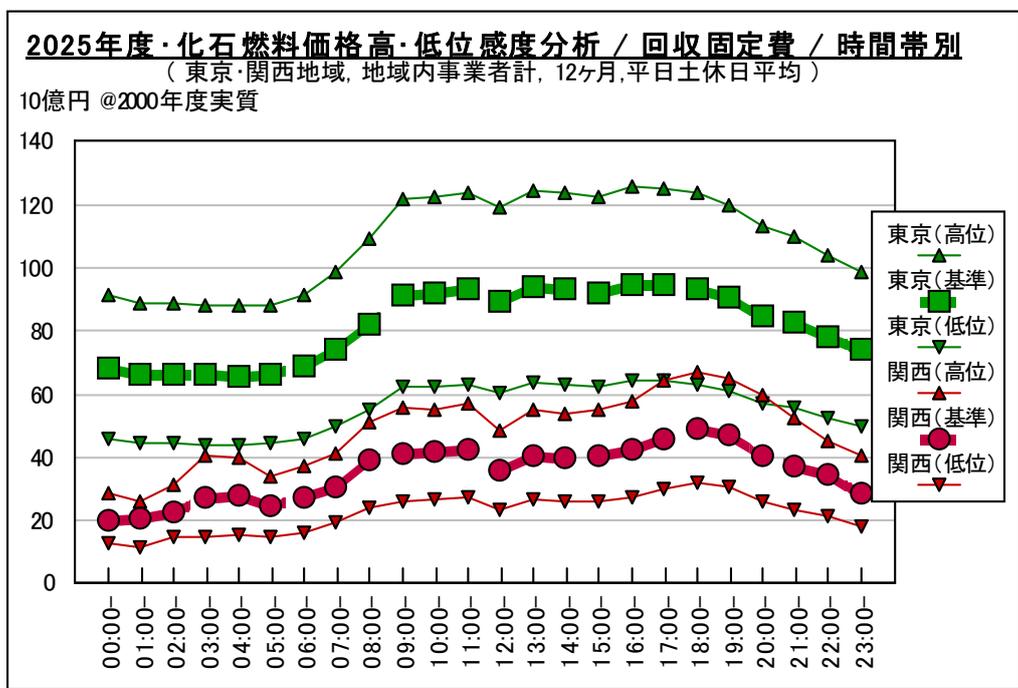
[表3-2-2-2. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響]

(10億円 @2000年度実質)	2025年度基準状態	高位 (対基準比)	低位 (対基準比)
化石燃料価格 (¥/GJ)			
LNG価格	1694.84	2203.30 ( 1.300 )	1394.20 ( 0.700 )
石炭価格	513.13	667.06 ( 1.300 )	359.19 ( 0.700 )
年間投入可変費			
全国合計・平均	6035.5	7603.6 ( 1.260 )	4495.4 ( 0.745 )
東日本	3040.4	3858.4 ( 1.269 )	2224.4 ( 0.732 )
北海道	178.6	218.6 ( 1.224 )	138.5 ( 0.776 )
東北	579.3	728.8 ( 1.258 )	432.4 ( 0.746 )
東京	2282.6	2911.0 ( 1.275 )	1653.5 ( 0.724 )
西日本	2957.2	3696.8 ( 1.250 )	2243.6 ( 0.759 )
中部	1012.3	1282.5 ( 1.267 )	748.9 ( 0.740 )
北陸	191.4	235.4 ( 1.230 )	147.9 ( 0.773 )
関西	638.4	785.5 ( 1.230 )	494.7 ( 0.775 )
中国	402.0	502.6 ( 1.250 )	306.8 ( 0.763 )
四国	216.5	270.4 ( 1.249 )	165.8 ( 0.766 )
九州	496.5	620.3 ( 1.249 )	379.4 ( 0.764 )
沖縄	37.9	48.5 ( 1.279 )	27.4 ( 0.721 )
うち一般電気事業者			
全国合計・平均	4899.6	6160.2 ( 1.257 )	3689.6 ( 0.753 )
東日本	2439.8	3093.3 ( 1.268 )	1816.4 ( 0.744 )
北海道	178.3	218.4 ( 1.225 )	138.2 ( 0.775 )
東北	541.0	680.4 ( 1.258 )	404.2 ( 0.747 )
東京	1720.5	2194.5 ( 1.276 )	1274.0 ( 0.740 )
西日本	2434.8	3034.8 ( 1.246 )	1855.1 ( 0.762 )
中部	1005.2	1275.4 ( 1.269 )	741.7 ( 0.738 )
北陸	159.0	195.7 ( 1.231 )	122.7 ( 0.772 )
関西	493.6	604.9 ( 1.225 )	386.0 ( 0.782 )
中国	323.2	401.4 ( 1.242 )	247.0 ( 0.764 )
四国	163.1	202.0 ( 1.238 )	126.9 ( 0.778 )
九州	290.7	355.5 ( 1.223 )	230.7 ( 0.794 )
沖縄	25.1	32.1 ( 1.279 )	18.1 ( 0.721 )

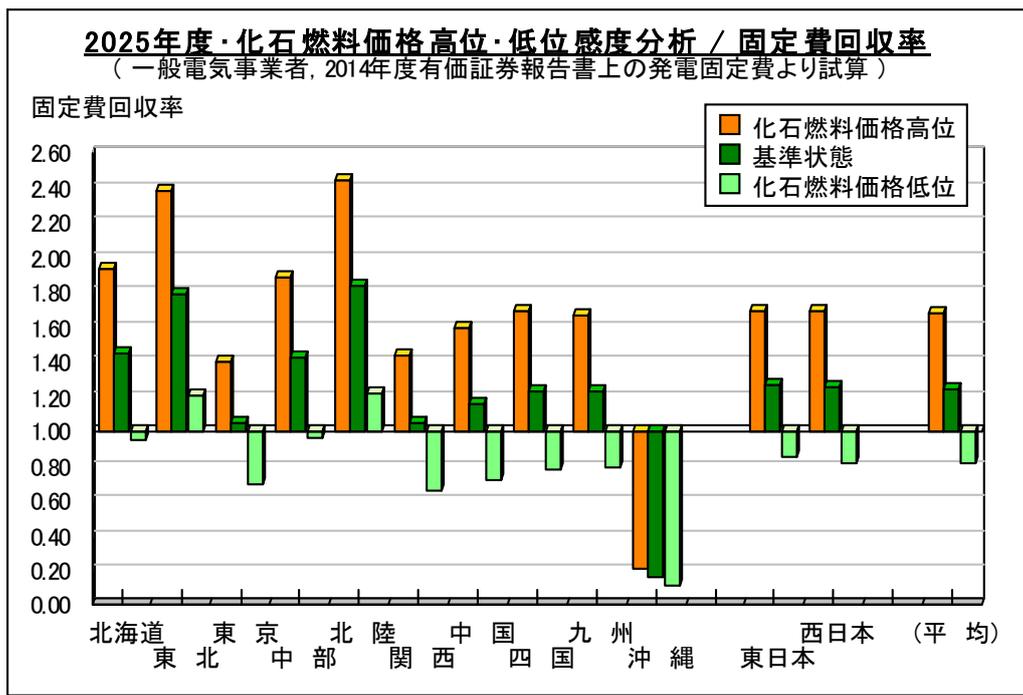
[図3-2-2-1. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析/地域別回収固定費への影響/月別]  
( 東京地域, 関西地域 )



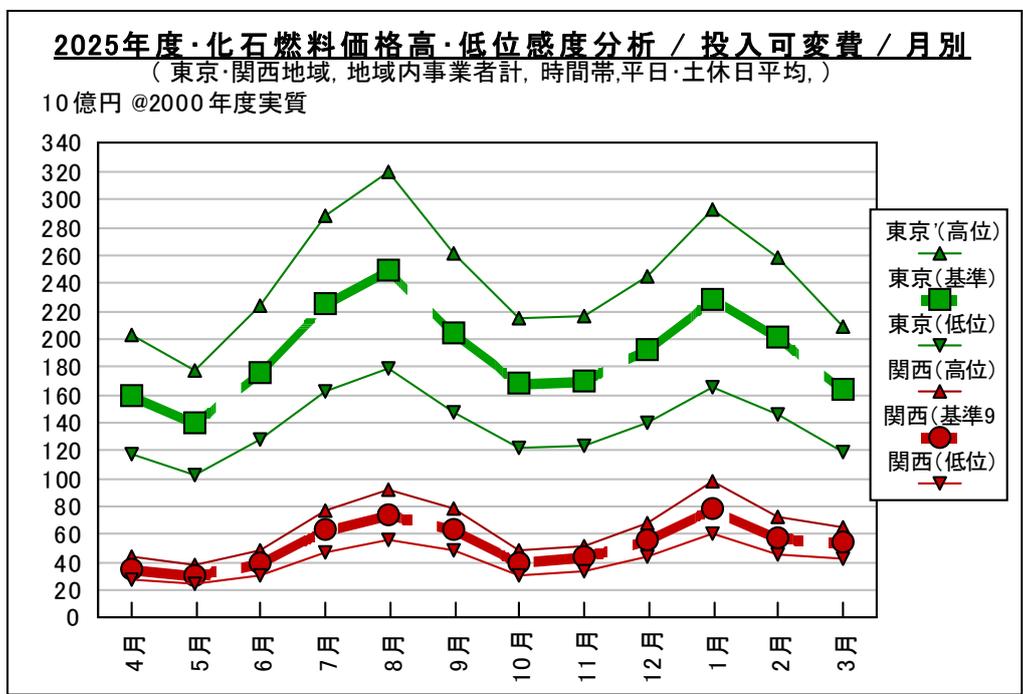
[図3-2-2-2. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析/地域別回収固定費への影響/時間帯別]  
( 東京地域, 関西地域 )



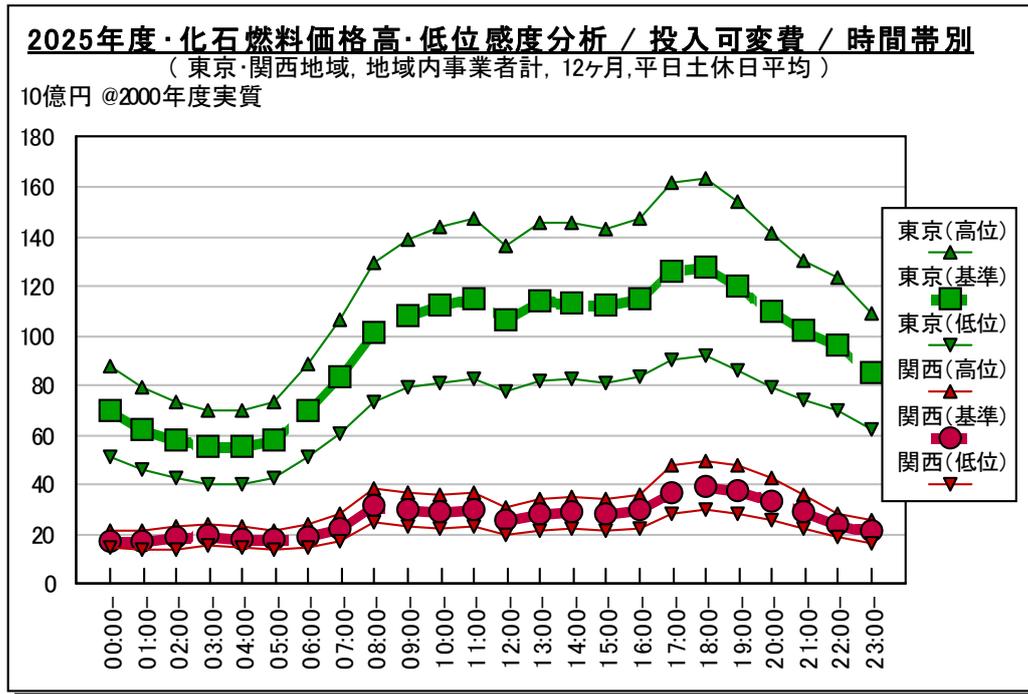
[図3-2-2-3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 / 固定費回収率への影響]



[図3-2-2-4. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析/地域別投入可変費への影響/月別]  
 (東京地域, 関西地域)



[図3-2-2-5. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析/地域別投入可変費への影響/時間帯別]  
(東京地域, 関西地域)



[表3-2-2-3. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 / 火力発電参入可否への影響]

石炭火力発電 回収固定費(対基準比) (¥/W @2000年度実質)	参入可否判定 純新設/増新設	LNG複合火力発電	
		回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設

化石燃料価格 高位(+30%)

東日本				
北海道	5.828 ( 1.323 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可
東北	11.988 ( 1.314 )	可 / 可	2.089 ( 1.299 )	不可 / 不可
東京	11.424 ( 1.320 )	可 / 可	1.390 ( 1.297 )	不可 / 不可
西日本				
中部	10.423 ( 1.306 )	可 / 可	1.132 ( 1.302 )	不可 / 不可
北陸	6.734 ( 1.319 )	不可 / 不可	0.342 ( 1.354 )	不可 / 不可
関西	6.848 ( 1.353 )	不可 / 不可	0.359 ( 1.359 )	不可 / 不可
中国	6.687 ( 1.334 )	不可 / 不可	1.387 ( 1.348 )	不可 / 不可
四国	5.670 ( 1.351 )	不可 / 不可	0.131 ( 1.341 )	不可 / 不可
九州	7.339 ( 1.323 )	不可 / 不可	0.432 ( 1.346 )	不可 / 不可
沖縄	1.835 ( 1.310 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可

化石燃料価格 低位(▲30%)

東日本				
北海道	2.982 ( 0.677 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可
東北	6.271 ( 0.687 )	不可 / 不可	1.138 ( 0.707 )	不可 / 不可
東京	5.891 ( 0.681 )	不可 / 不可	0.757 ( 0.707 )	不可 / 不可
西日本				
中部	5.451 ( 0.695 )	不可 / 不可	0.624 ( 0.718 )	不可 / 不可
北陸	3.412 ( 0.669 )	不可 / 不可	0.178 ( 0.702 )	不可 / 不可
関西	3.282 ( 0.649 )	不可 / 不可	0.185 ( 0.699 )	不可 / 不可
中国	3.306 ( 0.660 )	不可 / 不可	0.725 ( 0.704 )	不可 / 不可
四国	2.850 ( 0.679 )	不可 / 不可	0.068 ( 0.700 )	不可 / 不可
九州	3.729 ( 0.672 )	不可 / 不可	0.227 ( 0.708 )	不可 / 不可
沖縄	0.965 ( 0.690 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可

[表3-2-2-4. 2025年度・化石燃料価格高位・低位感度分析 - 発電用炭素排出量などへの影響]

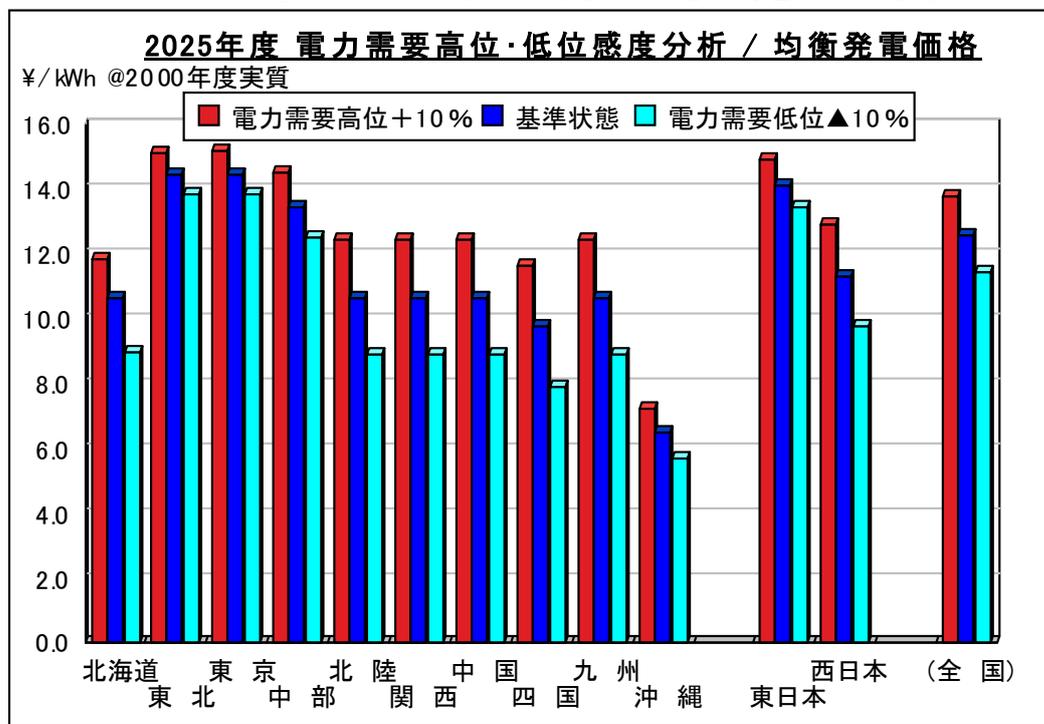
(PJ, Mt-C, gC/kWh)	年間発電用化石燃料エネルギー投入量		発電エネルギー起源炭素排出量	
	発電事業者計	うち 石炭	炭素排出量計	炭素排出原単位
化石燃料価格 高位(+30%)				
全 国	5508.8 ( 1.003 )	3751.8 ( 1.002 )	116.76 ( 1.003 )	117.98 ( 1.003 )
東日本	2467.5 ( 1.000 )	1403.3 ( 1.000 )	49.67 ( 1.000 )	111.75 ( 1.000 )
北海道	188.9 ( 1.000 )	171.7 ( 1.000 )	4.43 ( 1.000 )	122.03 ( 1.000 )
東 北	515.7 ( 0.999 )	344.6 ( 1.000 )	10.77 ( 0.999 )	119.62 ( 0.999 )
東 京	1762.9 ( 1.000 )	887.1 ( 1.000 )	34.47 ( 1.000 )	108.35 ( 1.000 )
西日本	2968.9 ( 1.005 )	2280.5 ( 1.004 )	65.40 ( 1.005 )	121.10 ( 1.005 )
中 部	790.9 ( 0.996 )	396.9 ( 0.997 )	15.10 ( 0.996 )	106.79 ( 0.996 )
北 陸	236.5 ( 1.001 )	229.8 ( 1.000 )	5.71 ( 1.000 )	175.42 ( 1.000 )
関 西	543.5 ( 1.023 )	422.5 ( 1.021 )	11.99 ( 1.022 )	70.80 ( 1.022 )
中 国	525.1 ( 1.001 )	450.0 ( 0.997 )	12.07 ( 1.000 )	175.26 ( 1.000 )
四 国	230.8 ( 1.010 )	193.6 ( 1.006 )	5.39 ( 1.009 )	164.85 ( 1.009 )
九 州	642.0 ( 1.006 )	587.6 ( 1.001 )	15.15 ( 1.004 )	156.98 ( 1.004 )
沖 縄	69.5 ( 1.000 )	68.0 ( 1.000 )	1.68 ( 1.000 )	218.96 ( 1.000 )
化石燃料価格 低位(▲30%)				
全 国	5478.3 ( 0.998 )	3708.5 ( 0.991 )	115.83 ( 0.995 )	117.05 ( 0.995 )
東日本	2463.0 ( 0.998 )	1385.6 ( 0.988 )	49.34 ( 0.993 )	111.02 ( 0.953 )
北海道	188.9 ( 1.000 )	171.7 ( 1.000 )	4.43 ( 1.000 )	122.03 ( 1.000 )
東 北	519.5 ( 1.006 )	344.6 ( 1.000 )	10.82 ( 1.004 )	120.11 ( 1.004 )
東 京	1754.6 ( 0.996 )	869.3 ( 0.981 )	34.09 ( 0.989 )	107.19 ( 0.989 )
西日本	2945.8 ( 0.998 )	2254.9 ( 0.992 )	64.80 ( 0.996 )	120.57 ( 0.996 )
中 部	804.2 ( 1.013 )	398.0 ( 1.000 )	15.29 ( 1.009 )	107.77 ( 1.009 )
北 陸	236.8 ( 1.002 )	230.2 ( 1.002 )	5.72 ( 1.002 )	175.74 ( 1.002 )
関 西	507.1 ( 0.955 )	390.0 ( 0.942 )	11.14 ( 0.950 )	67.25 ( 0.950 )
中 国	529.8 ( 1.010 )	456.6 ( 1.012 )	12.20 ( 1.011 )	177.17 ( 1.011 )
四 国	228.4 ( 0.999 )	192.4 ( 0.999 )	5.34 ( 0.999 )	164.73 ( 0.999 )
九 州	639.4 ( 1.002 )	587.8 ( 1.002 )	15.12 ( 1.002 )	157.24 ( 1.002 )
沖 縄	69.5 ( 1.000 )	68.0 ( 1.000 )	1.68 ( 1.000 )	218.96 ( 1.000 )

表注) ( )内は基準状態に対する比率を示す。

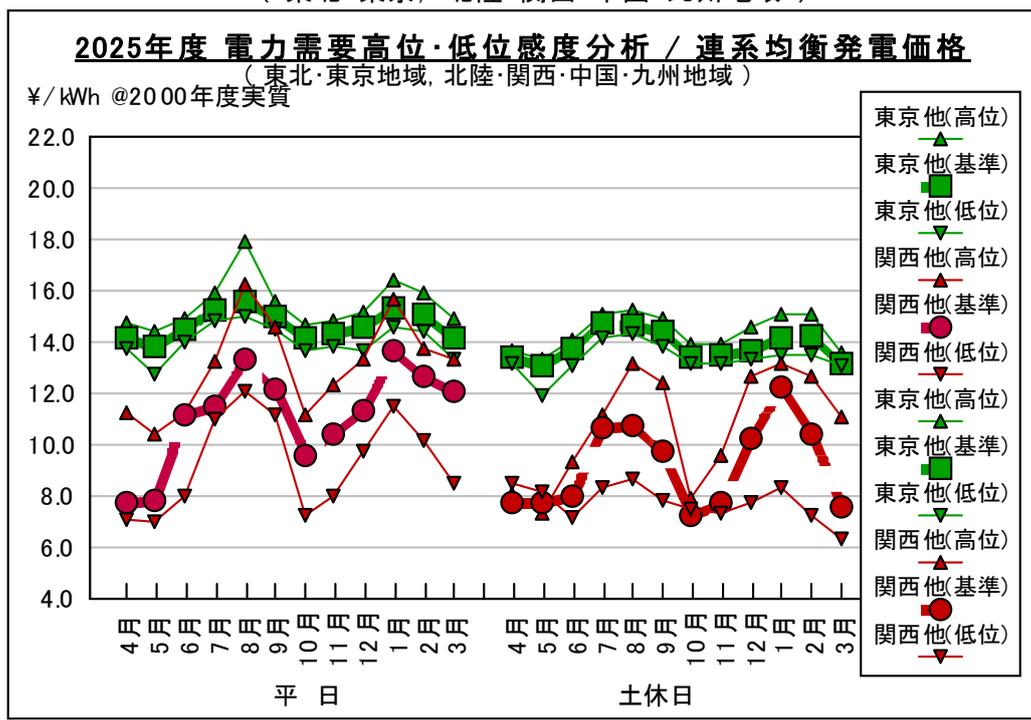
[表3-2-3-1. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡発電価格への影響]

(2000年度実質)	2014年度実績	2025年度基準状態	高位(対基準比)	低位(対基準比)
電力需要 (TWh)				
電力需要全国計	989.6	989.6	1088.6 ( 1.100 )	890.6 ( 0.900 )
連系均衡発電価格 (¥/kWh)				
全国平均	---	12.59	13.81 ( 1.097 )	11.45 ( 0.910 )
東日本	---	14.17	14.93 ( 1.054 )	13.49 ( 0.952 )
北海道	---	10.70	11.91 ( 1.113 )	9.02 ( 0.843 )
東北	---	14.47	15.19 ( 1.049 )	13.88 ( 0.959 )
東京	---	14.48	15.20 ( 1.050 )	13.90 ( 0.959 )
西日本	---	11.36	12.98 ( 1.143 )	9.84 ( 0.866 )
中部	---	13.46	14.56 ( 1.082 )	12.58 ( 0.935 )
北陸	---	10.69	12.49 ( 1.168 )	8.93 ( 0.835 )
関西	---	10.68	12.47 ( 1.168 )	8.94 ( 0.837 )
中国	---	10.68	12.48 ( 1.168 )	8.93 ( 0.836 )
四国	---	9.80	11.70 ( 1.194 )	7.92 ( 0.809 )
九州	---	10.70	12.50 ( 1.168 )	8.96 ( 0.837 )
沖縄	---	6.51	7.26 ( 1.116 )	5.75 ( 0.883 )

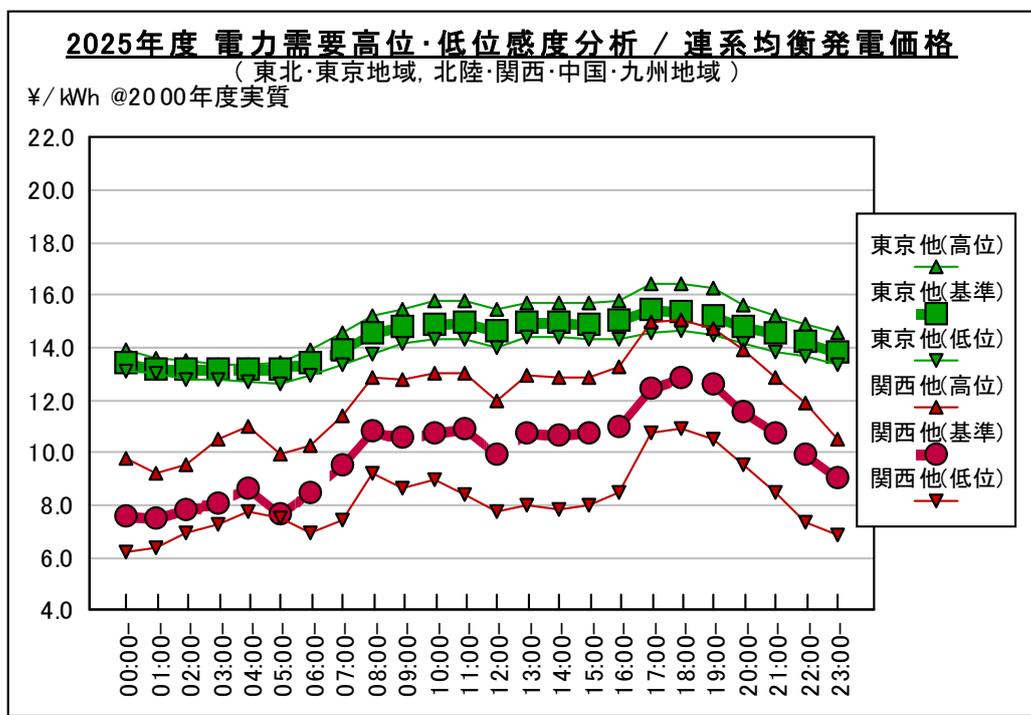
[図3-2-3-1. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 地域別連系均衡発電価格への影響]



[図3-2-3-2. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 / 連系均衡発電価格・月別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )



[図3-2-3-3. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 / 連系均衡発電価格・時間帯別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )

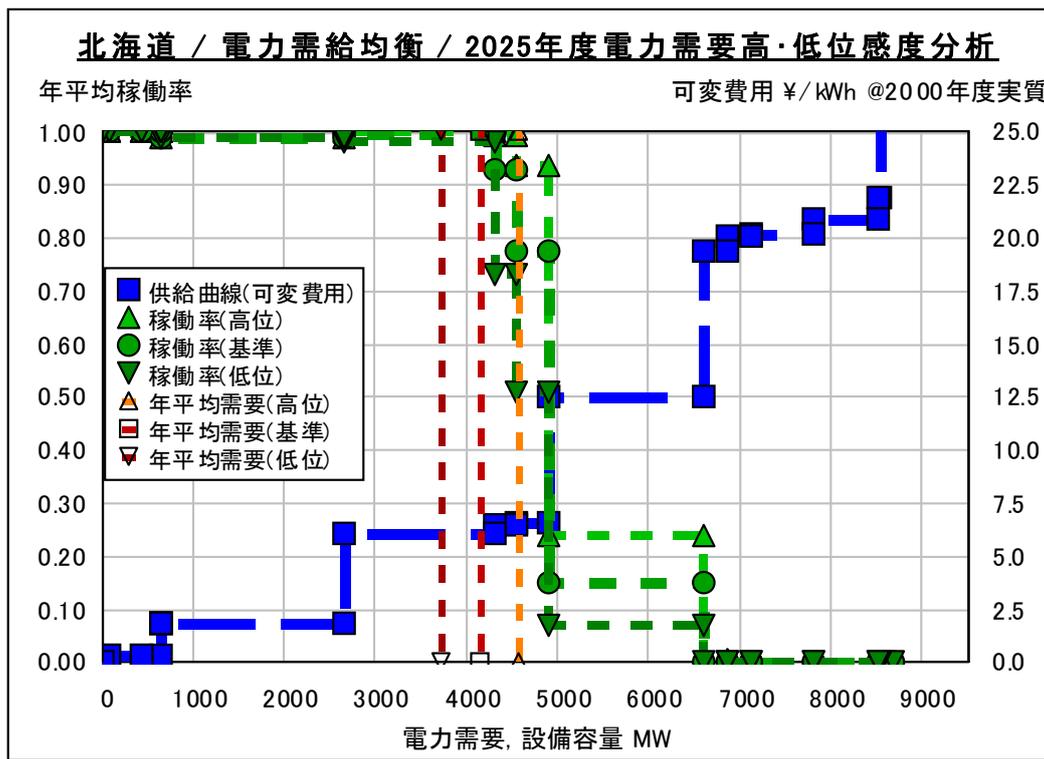


[表3-2-3-2. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 地域別発電所平均稼働率への影響]

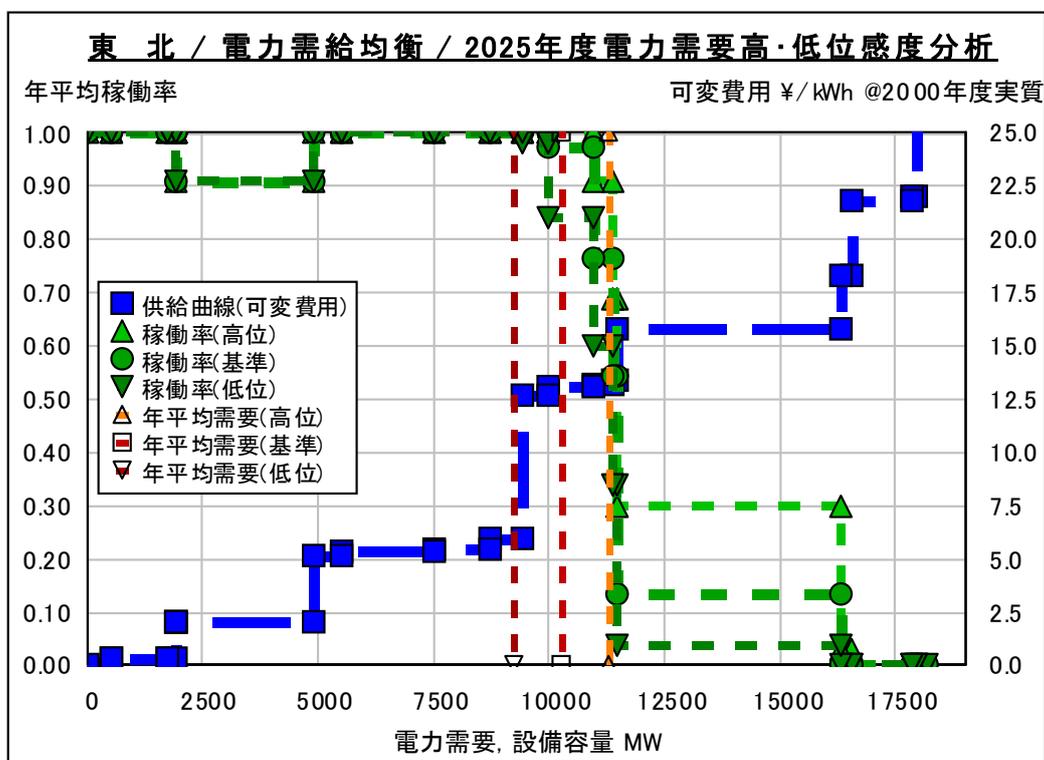
	石油他(対基準比)	LNG(対基準比)	石炭(対基準比)	総平均(対基準比)
(電力需要 高位(+10%))				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.239 ( 1.596 )	0.989 ( 1.036 )	0.588 ( 1.047 )
東北・東京	0.006 ( --- )	0.494 ( 1.326 )	1.000 ( 1.001 )	0.542 ( 1.101 )
東北	0.000 ( --- )	0.482 ( 1.351 )	1.000 ( 1.000 )	0.631 ( 1.078 )
東京	0.007 ( --- )	0.497 ( 1.320 )	1.000 ( 1.001 )	0.517 ( 1.109 )
西日本(60Hz)				
中部	0.002 ( --- )	0.463 ( 1.391 )	1.000 ( 1.005 )	0.489 ( 1.159 )
北陸~九州	0.001 ( --- )	0.397 ( 1.774 )	0.981 ( 1.033 )	0.548 ( 1.080 )
北陸	0.000 ( --- )	0.448 ( 2.054 )	1.000 ( 1.004 )	0.713 ( 1.018 )
関西	0.000 ( --- )	0.411 ( 1.920 )	0.948 ( 1.073 )	0.475 ( 1.127 )
中国	0.004 ( --- )	0.672 ( 1.476 )	0.982 ( 1.050 )	0.585 ( 1.084 )
九州	0.000 ( --- )	0.265 ( 1.767 )	1.000 ( 1.003 )	0.575 ( 1.049 )
四国	0.030 ( --- )	0.419 ( 1.899 )	0.899 ( 1.128 )	0.641 ( 1.111 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.075 ( 2.247 )	0.869 ( 1.076 )	0.452 ( 1.100 )
(電力需要 低位(▲10%))				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.070 ( 0.471 )	0.877 ( 0.918 )	0.526 ( 0.937 )
東北・東京	0.000 ( --- )	0.261 ( 0.702 )	0.992 ( 0.992 )	0.446 ( 0.906 )
東北	0.000 ( --- )	0.258 ( 0.723 )	1.000 ( 1.000 )	0.549 ( 1.004 )
東京	0.000 ( --- )	0.262 ( 0.697 )	0.989 ( 0.990 )	0.417 ( 0.895 )
西日本(60Hz)				
中部	0.000 ( --- )	0.216 ( 0.649 )	0.991 ( 0.997 )	0.362 ( 0.858 )
北陸~九州	0.000 ( --- )	0.086 ( 0.383 )	0.866 ( 0.912 )	0.460 ( 0.906 )
北陸	0.000 ( --- )	0.060 ( 0.276 )	0.967 ( 0.970 )	0.683 ( 0.975 )
関西	0.000 ( --- )	0.073 ( 0.341 )	0.739 ( 0.837 )	0.368 ( 0.872 )
中国	0.000 ( --- )	0.210 ( 0.462 )	0.826 ( 0.884 )	0.468 ( 0.866 )
九州	0.000 ( --- )	0.059 ( 0.394 )	0.964 ( 0.967 )	0.517 ( 0.944 )
四国	0.000 ( --- )	0.072 ( 0.325 )	0.695 ( 0.873 )	0.522 ( 0.905 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.008 ( 0.256 )	0.738 ( 0.913 )	0.370 ( 0.900 )

表注) 原子力発電、水力・地熱発電の稼働率については基準状態と同じである。

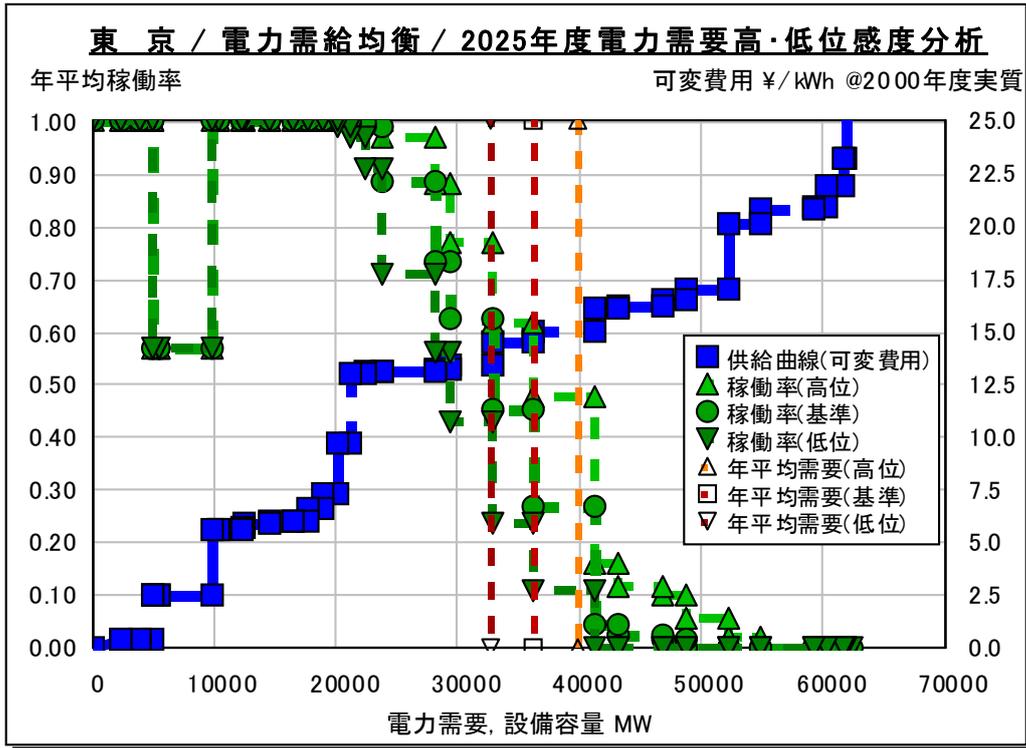
[図3-2-3-4. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 北海道]



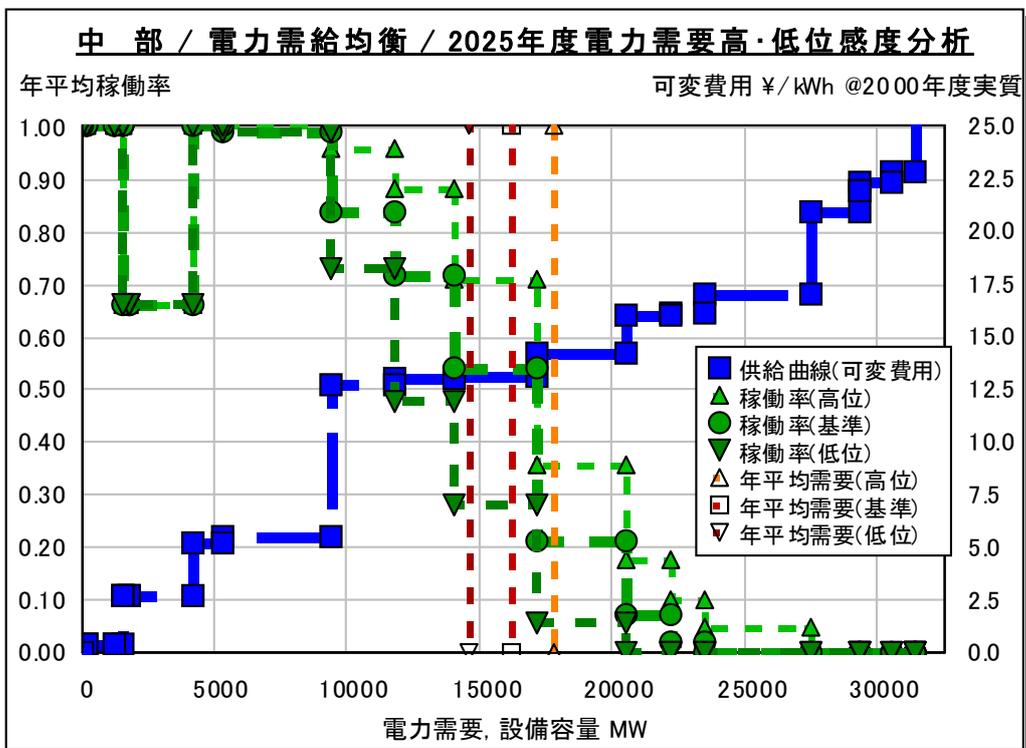
[図3-2-3-5. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 東北]



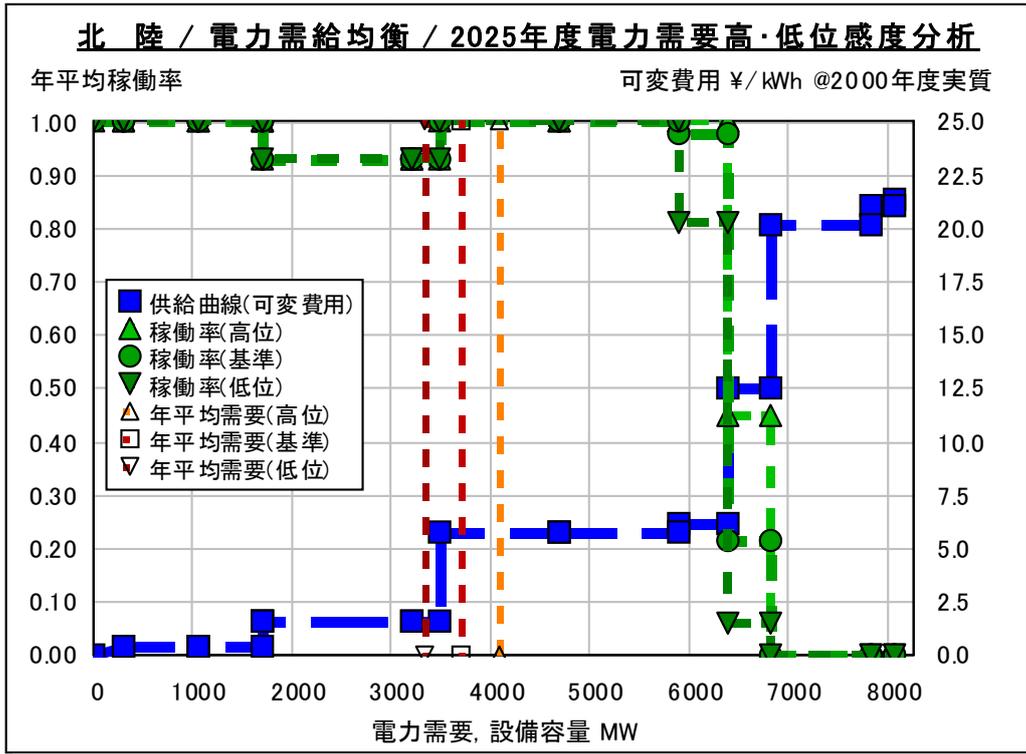
[図3-2-3-6. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 東京]



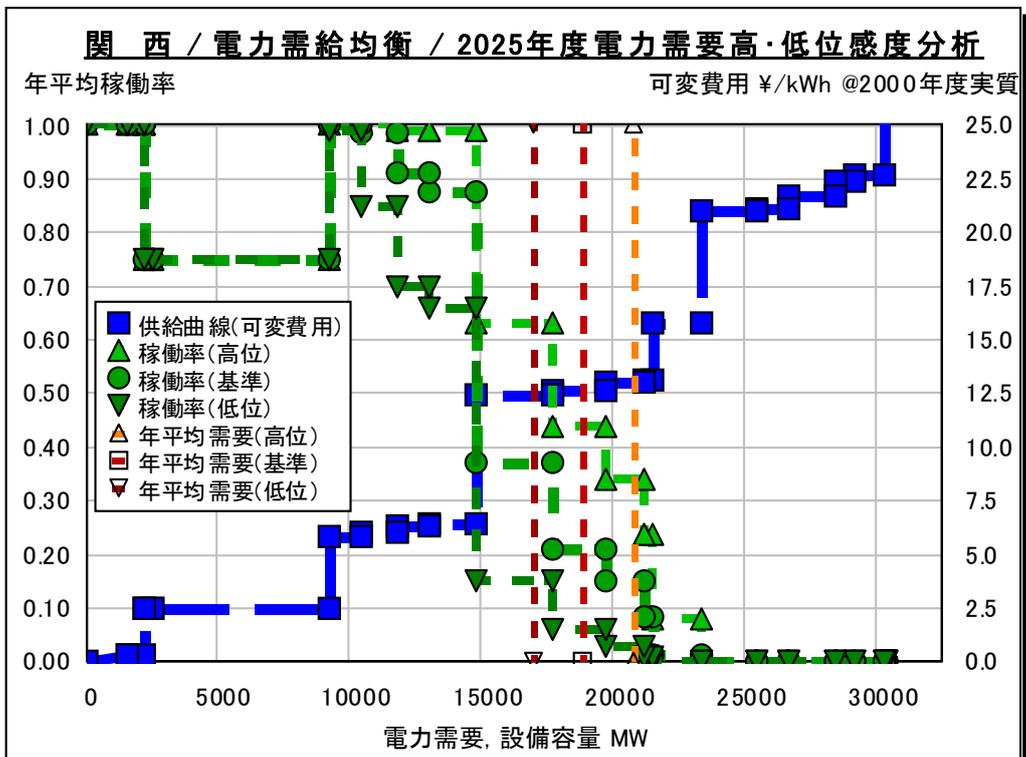
[図3-2-3-7. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 中部]



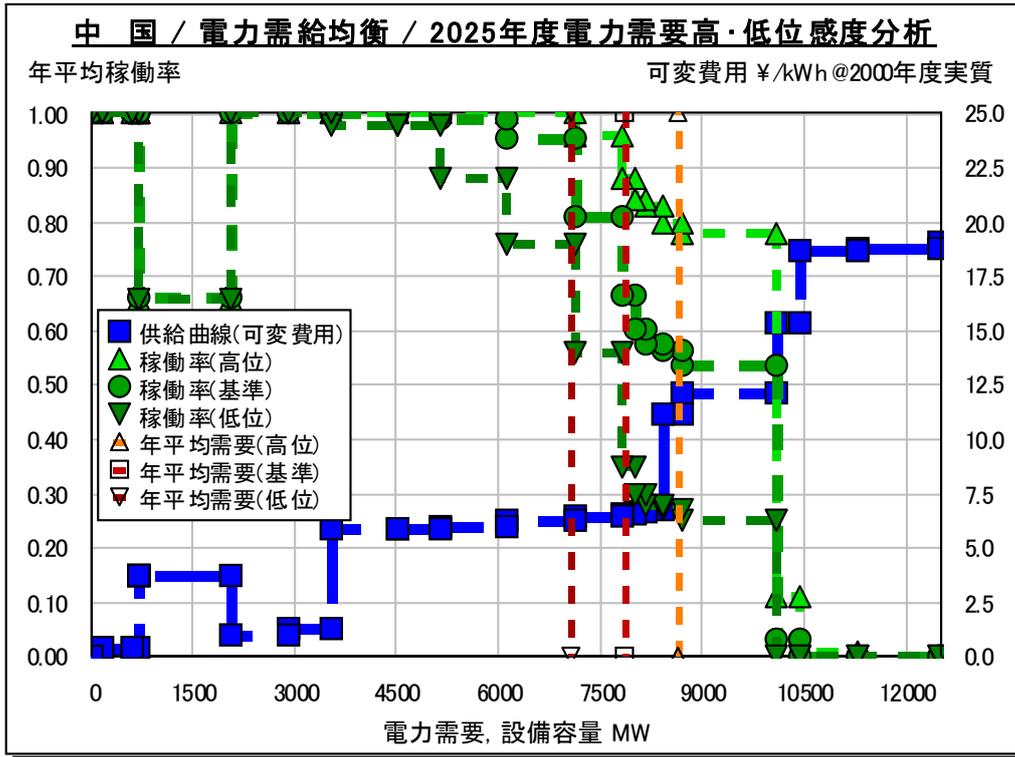
[図3-2-3-8. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 北 陸]



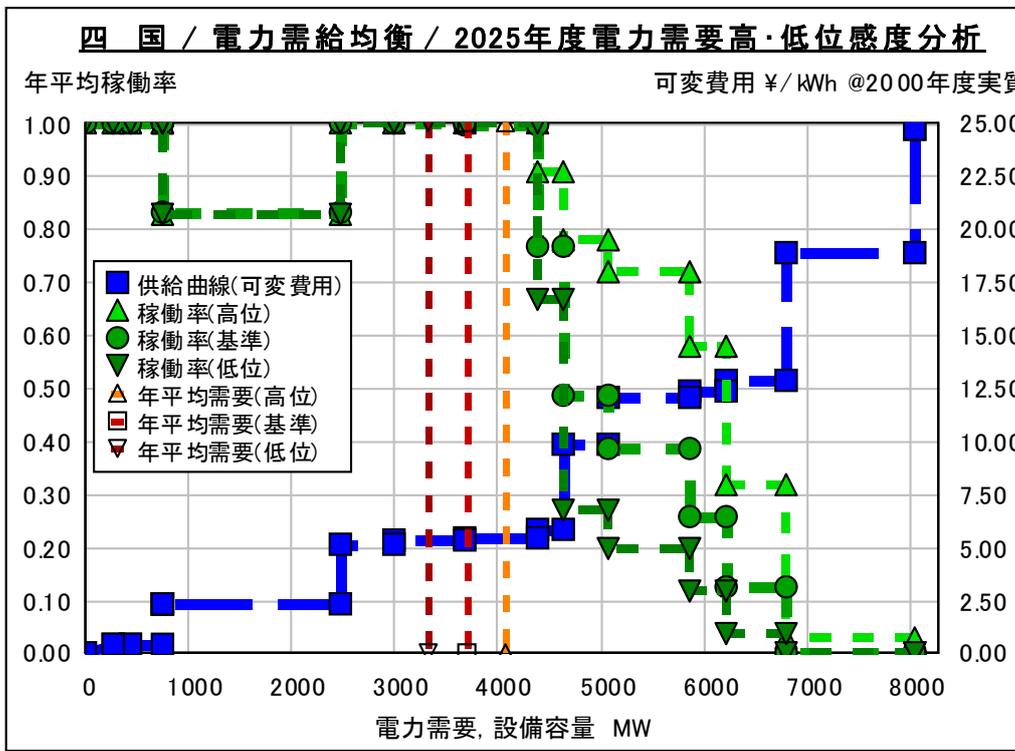
[図3-2-3-9. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 関 西]



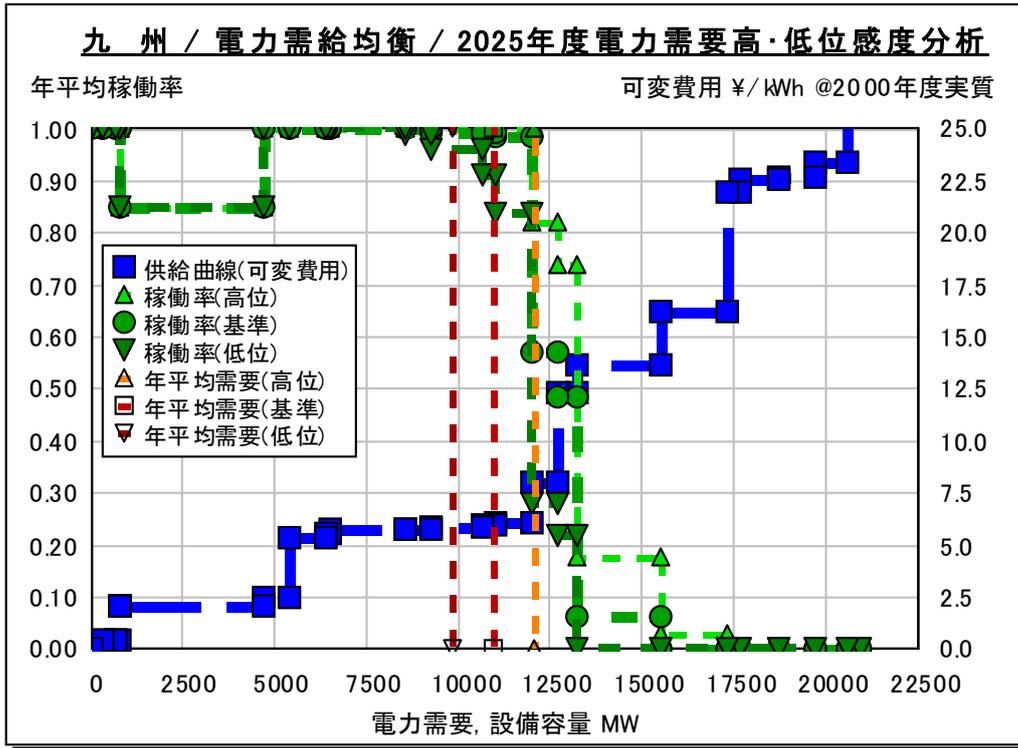
[図3-2-3-10. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 中国]



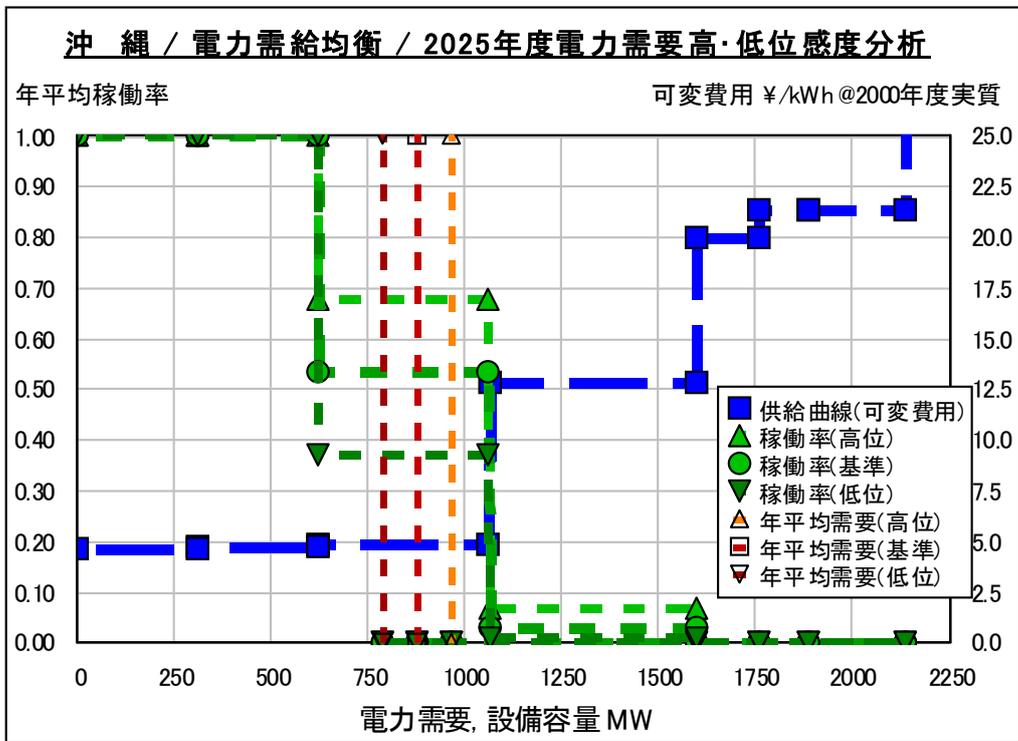
[図3-2-3-11. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 四国]



[図3-2-3-12. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 九州]



[図3-2-3-13. 2025年度電力需要高位・低位感度分析 - 電力需給均衡への影響 / 沖縄]

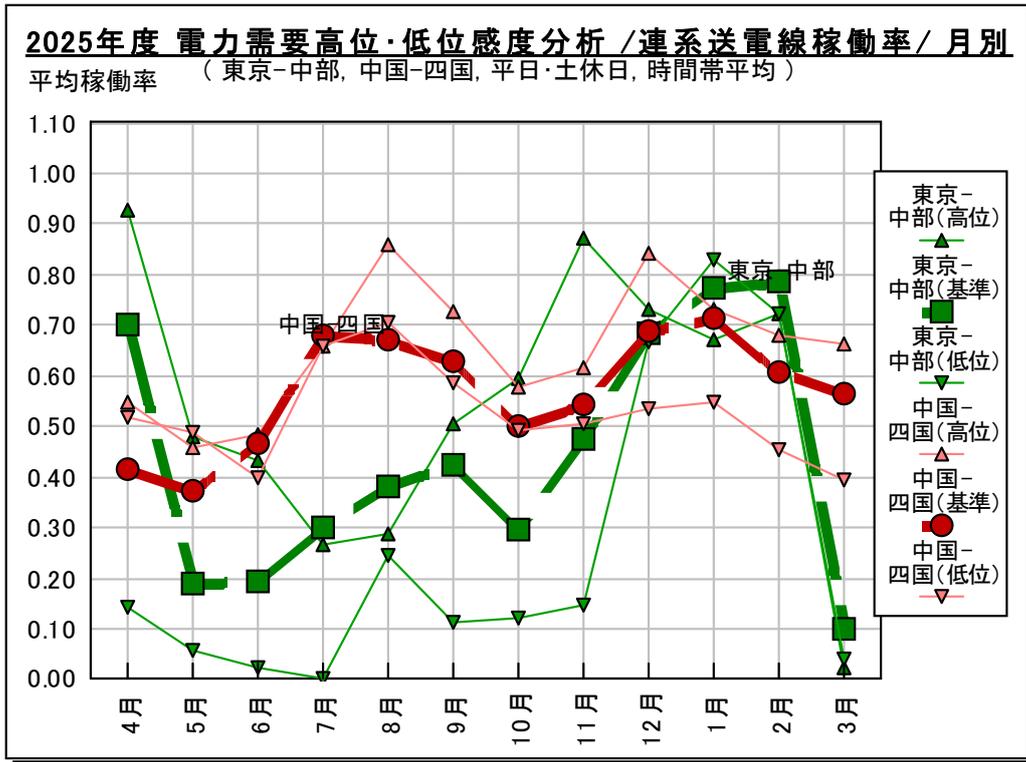


[表3-2-3-3. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域間連系送電量などへの影響]

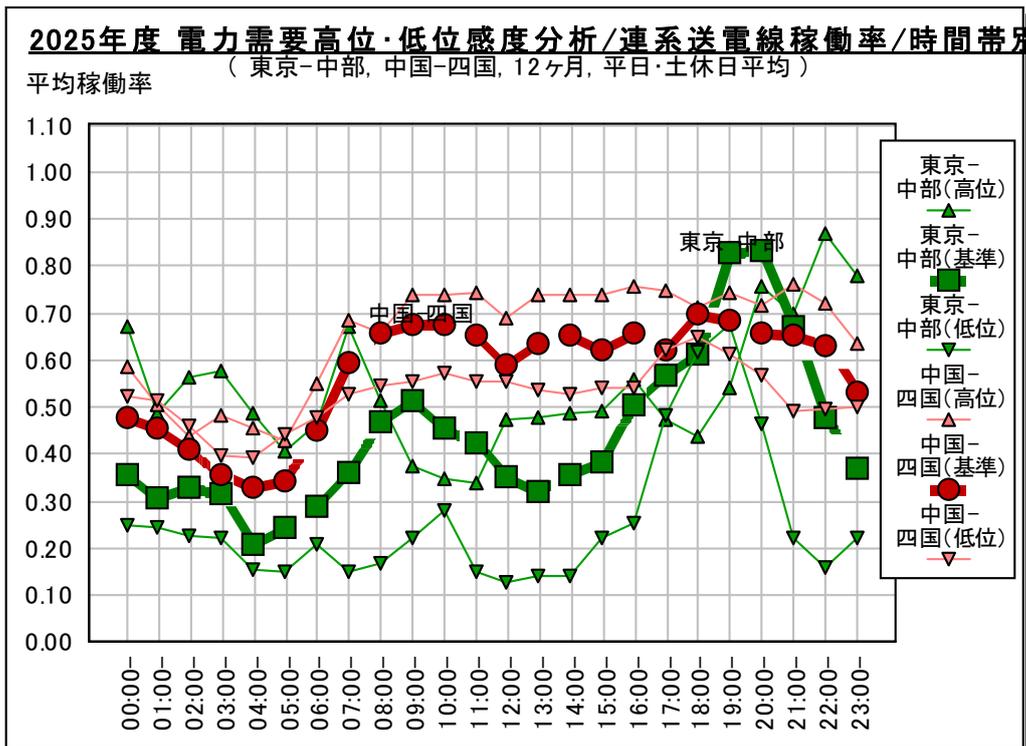
(単位 MW)	設備容量	2025年度基準状態	高位(対基準比)	低位(対基準比)	備考
(連系送電量 - 年最大)					
北海道- 東北	900	900	900 ( 1.000 )	900 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	6714	8041 ( 1.198 )	5790 ( 0.862 )	
東京 - 中部	3000	3000	3000 ( 1.000 )	3000 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	5570	5570 ( 1.000 )	5570 ( 1.000 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	4292	4356 ( 1.015 )	3976 ( 0.927 )	
関西 - 中国	16600	7081	8414 ( 1.188 )	5259 ( 0.743 )	
中国 - 四国	2400	2400	2400 ( 1.000 )	2400 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	3839	3987 ( 1.039 )	3406 ( 0.887 )	
(連系送電量 - 年平均)					
北海道- 東北	900	776	592 ( 0.762 )	880 ( 1.134 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	3935	4645 ( 1.181 )	3334 ( 0.847 )	
東京 - 中部	3000	1319	1619 ( 1.227 )	770 ( 0.584 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	2931	2461 ( 0.840 )	2891 ( 0.986 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	2352	2459 ( 1.046 )	2199 ( 0.935 )	
関西 - 中国	16600	4071	5649 ( 1.388 )	2051 ( 0.504 )	
中国 - 四国	2400	1372	1569 ( 1.144 )	1260 ( 0.919 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	1781	2415 ( 1.356 )	1058 ( 0.594 )	
(平均稼働率)					
北海道- 東北	--	0.862	0.657 ( 0.762 )	0.978 ( 1.134 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.328	0.387 ( 1.181 )	0.278 ( 0.847 )	
東京 - 中部	--	0.440	0.540 ( 1.227 )	0.257 ( 0.584 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.526	0.442 ( 0.840 )	0.519 ( 0.986 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.422	0.442 ( 1.046 )	0.395 ( 0.935 )	
関西 - 中国	--	0.245	0.340 ( 1.388 )	0.124 ( 0.504 )	
中国 - 四国	--	0.572	0.654 ( 1.144 )	0.525 ( 0.919 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.320	0.434 ( 1.356 )	0.190 ( 0.594 )	
(分断率)					
北海道- 東北	--	0.858	0.654 ( 0.762 )	0.977 ( 1.138 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
東京 - 中部	--	0.362	0.463 ( 1.282 )	0.224 ( 0.619 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.043	0.024 ( 0.572 )	0.033 ( 0.761 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
関西 - 中国	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	
中国 - 四国	--	0.032	0.081 ( 2.581 )	0.019 ( 0.598 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.000	0.000 ( --- )	0.000 ( --- )	

表注) 中部-北陸、関西-四国間は常時分断・最大稼働と仮定しているため省略している。

[図3-2-3-14. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域間連系送電への影響 / 月別]  
 ( 東京-中部間、中国-四国間 )



[図3-2-3-15. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域間連系送電への影響 / 時間帯別]  
 ( 東京-中部間、中国-四国間 )



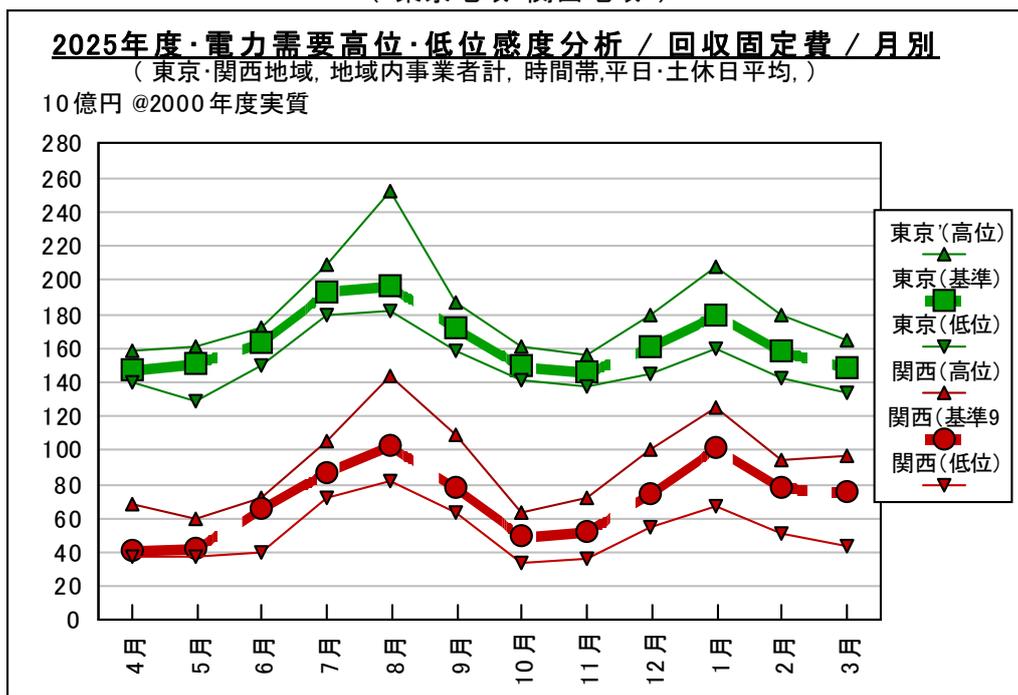
[表3-2-4-1. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費などへの影響]

(10億円 @2000年度実質)	2025年度基準状態	高位 (対基準比)	低位 (対基準比)
電力需要 (TWh)			
電力需要全国計	989.6	1088.6 ( 1.100 )	890.6 ( 0.900 )
年間回収固定費			
全国合計・平均	6467.1	7776.7 ( 1.203 )	5356.7 ( 0.828 )
東日本	3116.5	3468.8 ( 1.113 )	2823.7 ( 0.906 )
北海道	281.3	336.6 ( 1.197 )	209.6 ( 0.745 )
東北	869.6	941.4 ( 1.083 )	814.0 ( 0.936 )
東京	1965.7	2190.8 ( 1.115 )	1800.0 ( 0.916 )
西日本	3338.3	4289.7 ( 1.285 )	2526.4 ( 0.757 )
中部	767.8	925.8 ( 1.206 )	668.0 ( 0.870 )
北陸	363.7	458.7 ( 1.261 )	275.7 ( 0.758 )
関西	849.6	1110.4 ( 1.307 )	619.7 ( 0.729 )
中国	438.7	583.3 ( 1.329 )	304.9 ( 0.695 )
四国	225.6	309.0 ( 1.370 )	153.9 ( 0.682 )
九州	692.9	902.5 ( 1.303 )	504.2 ( 0.728 )
沖縄	12.3	18.3 ( 1.493 )	6.7 ( 0.546 )
うち一般電気事業者			
全国合計・平均	4873.1	5698.9 ( 1.211 )	4026.6 ( 0.826 )
東日本	2214.3	2497.7 ( 1.128 )	1981.5 ( 0.895 )
北海道	274.3	328.7 ( 1.198 )	203.9 ( 0.743 )
東北	755.4	820.3 ( 1.086 )	705.9 ( 0.935 )
東京	1184.6	1348.7 ( 1.139 )	1071.7 ( 0.905 )
西日本	2650.3	3388.4 ( 1.278 )	2040.6 ( 0.770 )
中部	721.4	874.5 ( 1.212 )	625.0 ( 0.866 )
北陸	293.4	370.6 ( 1.263 )	223.4 ( 0.762 )
関西	723.1	935.7 ( 1.294 )	540.5 ( 0.748 )
中国	259.9	357.4 ( 1.375 )	170.0 ( 0.654 )
四国	175.5	238.6 ( 1.360 )	121.6 ( 0.693 )
九州	477.1	611.5 ( 1.282 )	360.2 ( 0.755 )
沖縄	8.4	12.7 ( 1.506 )	4.5 ( 0.534 )
同 固定費回収率			
全国合計・平均	1.250	1.513 ( 1.211 )	1.033 ( 0.826 )
東日本	1.275	1.439 ( 1.128 )	1.141 ( 0.895 )
北海道	1.448	1.735 ( 1.198 )	1.076 ( 0.743 )
東北	1.797	1.951 ( 1.086 )	1.679 ( 0.935 )
東京	1.052	1.198 ( 1.139 )	0.952 ( 0.905 )
西日本	1.256	1.606 ( 1.278 )	0.967 ( 0.770 )
中部	1.426	1.729 ( 1.212 )	1.235 ( 0.866 )
北陸	1.840	2.324 ( 1.263 )	1.401 ( 0.762 )
関西	1.047	1.355 ( 1.294 )	0.782 ( 0.748 )
中国	1.158	1.592 ( 1.375 )	0.757 ( 0.654 )
四国	1.231	1.674 ( 1.360 )	0.853 ( 0.693 )
九州	1.232	1.579 ( 1.282 )	0.930 ( 0.755 )
沖縄	0.160	0.241 ( 1.506 )	0.085 ( 0.534 )

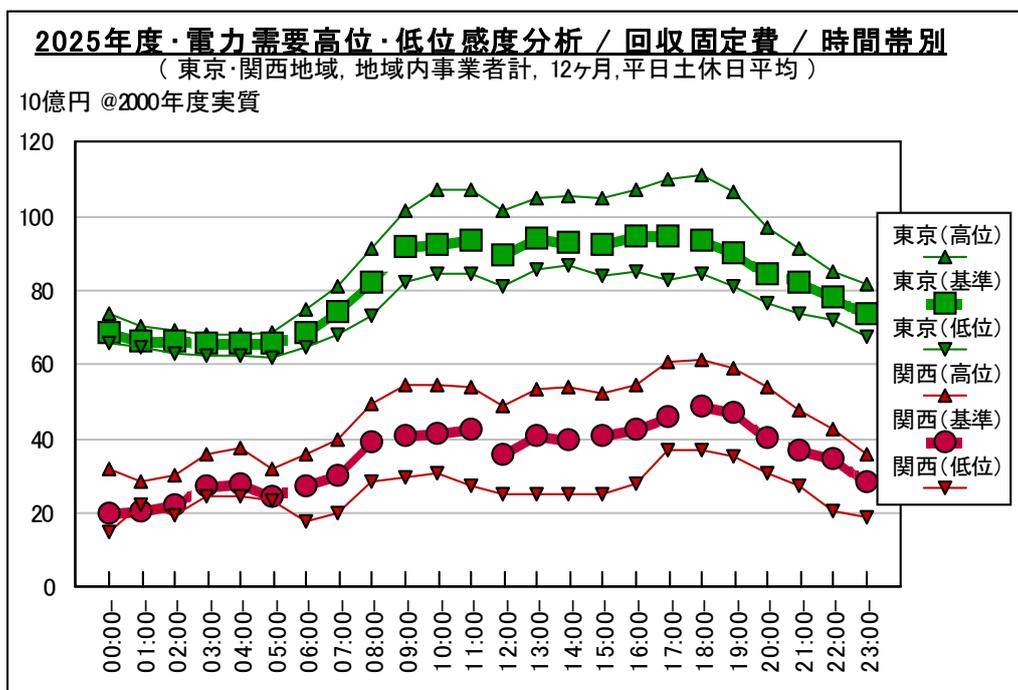
[表3-2-4-2. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響]

(10億円 @2000年度実質)	2025年度基準状態	高位 (対基準比)	低位 (対基準比)
電力需要 (TWh)			
電力需要全国計	989.6	1088.6 ( 1.100 )	890.6 ( 0.900 )
年間投入可変費			
全国合計・平均	6035.5	7361.1 ( 1.220 )	4842.4 ( 0.802 )
東日本	3040.4	3660.9 ( 1.204 )	2490.2 ( 0.819 )
北海道	178.6	199.9 ( 1.120 )	153.8 ( 0.861 )
東北	579.3	701.0 ( 1.210 )	487.3 ( 0.841 )
東京	2282.6	2760.0 ( 1.209 )	1849.1 ( 0.810 )
西日本	2957.2	3657.0 ( 1.237 )	2319.0 ( 0.784 )
中部	1012.3	1304.0 ( 1.288 )	761.0 ( 0.752 )
北陸	191.4	202.6 ( 1.059 )	179.4 ( 0.937 )
関西	638.4	844.6 ( 1.323 )	460.9 ( 0.722 )
中国	402.0	467.8 ( 1.164 )	311.1 ( 0.774 )
四国	216.5	276.1 ( 1.275 )	168.6 ( 0.779 )
九州	496.5	561.9 ( 1.132 )	438.1 ( 0.882 )
沖縄	37.9	43.2 ( 1.139 )	33.3 ( 0.877 )
うち一般電気事業者			
全国合計・平均	4646.8	5841.6 ( 1.257 )	3592.7 ( 0.773 )
東日本	2439.8	3058.9 ( 1.254 )	1904.0 ( 0.780 )
北海道	178.3	199.6 ( 1.119 )	153.5 ( 0.861 )
東北	541.0	662.7 ( 1.225 )	449.0 ( 0.830 )
東京	1720.5	2196.6 ( 1.277 )	1301.4 ( 0.756 )
西日本	2189.1	2760.9 ( 1.261 )	1668.2 ( 0.765 )
中部	759.5	960.1 ( 1.264 )	569.9 ( 0.750 )
北陸	159.0	169.7 ( 1.067 )	151.5 ( 0.953 )
関西	493.6	692.2 ( 1.402 )	330.0 ( 0.668 )
中国	323.2	382.8 ( 1.185 )	242.9 ( 0.752 )
四国	163.1	213.7 ( 1.310 )	124.8 ( 0.765 )
九州	290.7	342.5 ( 1.178 )	255.2 ( 0.878 )
沖縄	25.1	30.4 ( 1.211 )	20.4 ( 0.814 )

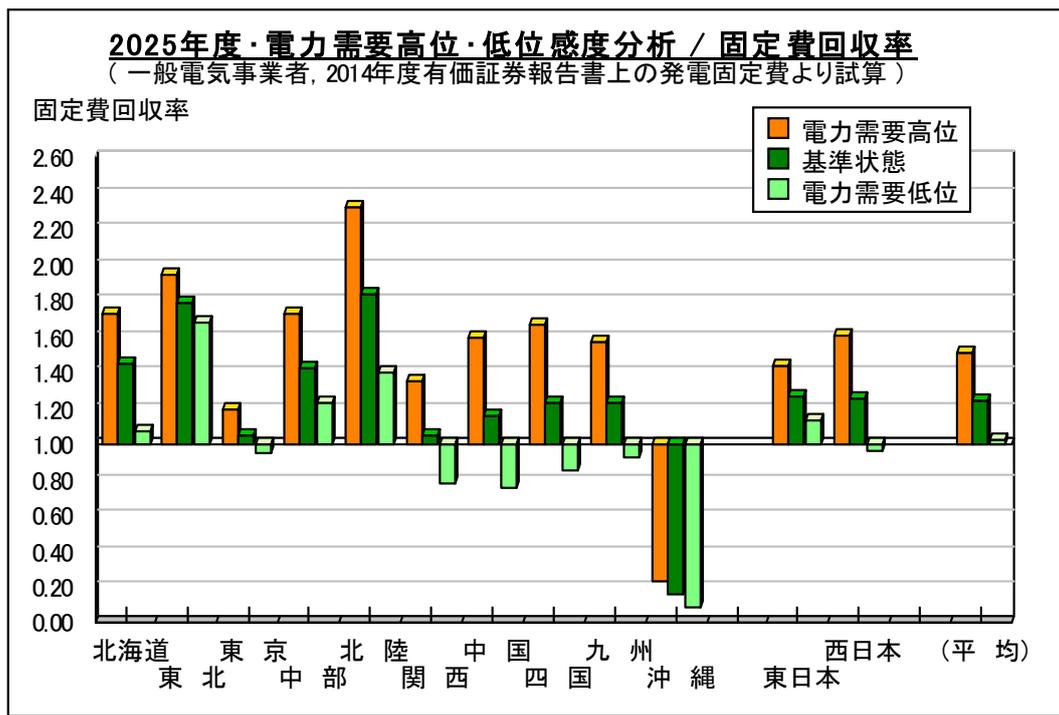
[図3-2-4-1. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費への影響 / 月別]  
(東京地域・関西地域)



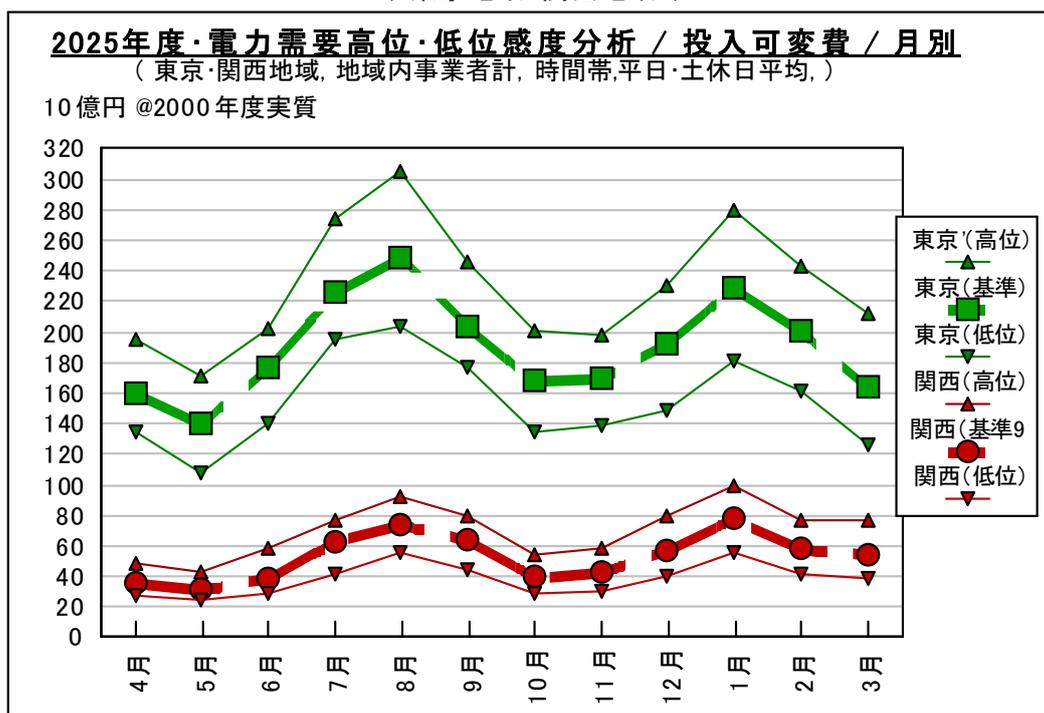
[図3-2-4-2. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域別回収固定費への影響 / 時間帯別]  
(東京地域・関西地域)



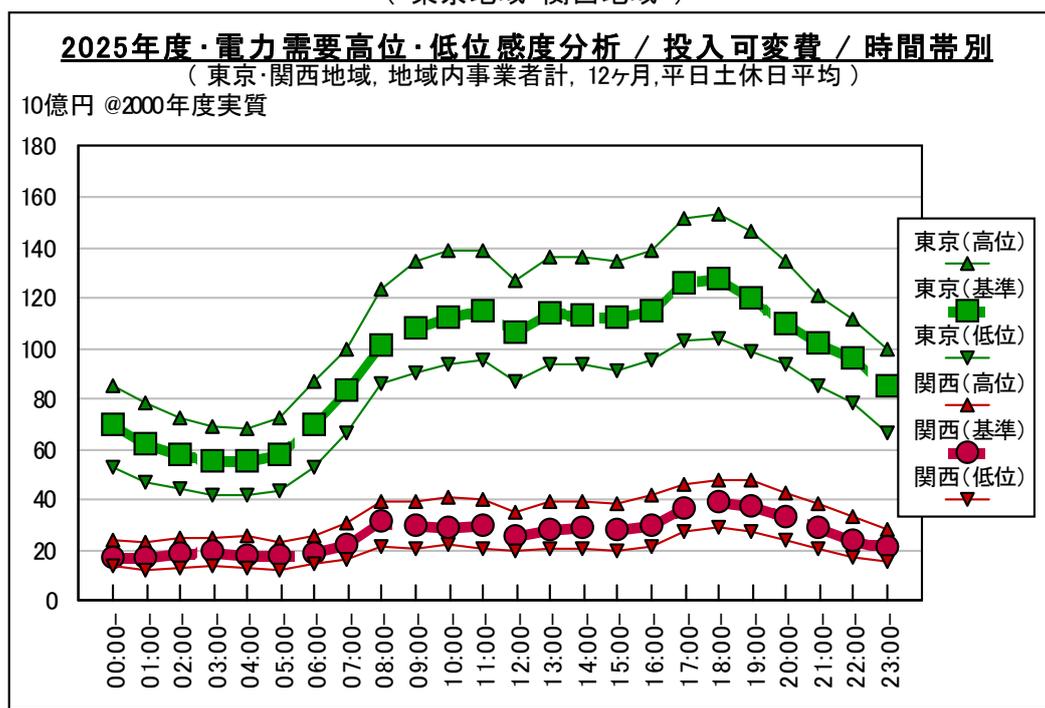
[図3-2-4-3. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 / 固定費回収率への影響]



[図3-2-4-4. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響 / 月別]  
 (東京地域・関西地域)



[図3-2-4-5. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 - 地域別投入可変費への影響 / 時間帯別]  
(東京地域・関西地域)



[表3-2-4-3. 2025年度 電力需要高位・低位感度分析 / 火力発電参入可否への影響]

	石炭火力発電		LNG複合火力発電	
	回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設	回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設
電力需要 高位(+10%)				
東日本				
北海道	5.719 ( 1.298 )	不可 / 不可	0.033 ( --- )	不可 / 不可
東北	9.773 ( 1.071 )	不可 / 可	2.257 ( 1.403 )	不可 / 不可
東京	9.301 ( 1.075 )	不可 / 可	1.704 ( 1.590 )	不可 / 不可
西日本				
中部	9.040 ( 1.153 )	不可 / 可	1.557 ( 1.791 )	不可 / 不可
北陸	7.135 ( 1.398 )	不可 / 不可	0.872 ( 3.450 )	不可 / 不可
関西	7.092 ( 1.401 )	不可 / 不可	0.897 ( 3.392 )	不可 / 不可
中国	7.043 ( 1.405 )	不可 / 不可	2.026 ( 1.969 )	不可 / 不可
四国	6.145 ( 1.464 )	不可 / 不可	0.430 ( 4.418 )	不可 / 不可
九州	7.580 ( 1.366 )	不可 / 可	0.983 ( 3.066 )	不可 / 不可
沖縄	2.048 ( 1.463 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可
電力需要 低位(▲10%)				
東日本				
北海道	2.701 ( 0.613 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可
東北	8.551 ( 0.937 )	不可 / 可	1.103 ( 0.686 )	不可 / 不可
東京	8.079 ( 0.934 )	不可 / 可	0.602 ( 0.562 )	不可 / 不可
西日本				
中部	7.012 ( 0.894 )	不可 / 不可	0.402 ( 0.462 )	不可 / 不可
北陸	3.315 ( 0.649 )	不可 / 不可	0.034 ( 0.136 )	不可 / 不可
関西	3.267 ( 0.645 )	不可 / 不可	0.037 ( 0.141 )	不可 / 不可
中国	3.158 ( 0.630 )	不可 / 不可	0.379 ( 0.369 )	不可 / 不可
四国	2.419 ( 0.576 )	不可 / 不可	0.026 ( 0.265 )	不可 / 不可
九州	3.760 ( 0.678 )	不可 / 不可	0.062 ( 0.192 )	不可 / 不可
沖縄	0.801 ( 0.572 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可

[表3-2-4-4. 2025年度・電力需要高位・低位感度分析 - 発電用炭素排出量などへの影響]

(PJ, Mt-C, gC/kWh)	年間発電用化石燃料エネルギー投入量		発電エネルギー起源炭素排出量	
	発電事業者計	うち 石炭	炭素排出量計	炭素排出原単位
<b>電力需要 高位(+10%)</b>				
全 国	6309.3 ( 1.149 )	3840.6 ( 1.026 )	128.91 ( 1.107 )	118.42 ( 1.006 )
東日本	2816.4 ( 1.141 )	1409.6 ( 1.005 )	54.58 ( 1.099 )	111.64 ( 0.999 )
北海道	204.9 ( 1.085 )	177.9 ( 1.036 )	4.72 ( 1.065 )	118.13 ( 0.968 )
東 北	584.0 ( 1.131 )	344.6 ( 1.000 )	11.71 ( 1.086 )	118.11 ( 0.987 )
東 京	2027.5 ( 1.150 )	887.2 ( 1.001 )	38.15 ( 1.107 )	109.16 ( 1.007 )
西日本	3416.7 ( 1.157 )	2357.8 ( 1.038 )	72.50 ( 1.114 )	122.63 ( 1.013 )
中 部	960.5 ( 0.996 )	400.1 ( 1.005 )	17.47 ( 1.153 )	111.96 ( 1.048 )
北 陸	243.4 ( 1.030 )	230.6 ( 1.004 )	5.81 ( 1.018 )	162.42 ( 0.926 )
関 西	670.4 ( 1.262 )	443.0 ( 1.070 )	13.97 ( 1.191 )	76.63 ( 1.082 )
中 国	581.1 ( 1.108 )	475.2 ( 1.053 )	13.11 ( 1.086 )	173.06 ( 0.987 )
四 国	275.4 ( 1.205 )	212.2 ( 1.102 )	6.29 ( 1.178 )	176.48 ( 1.071 )
九 州	686.0 ( 1.075 )	596.6 ( 1.017 )	15.85 ( 1.050 )	149.88 ( 0.955 )
沖 縄	76.2 ( 1.096 )	73.2 ( 1.077 )	1.83 ( 1.088 )	216.51 ( 0.989 )
<b>電力需要 低位(▲10%)</b>				
全 国	4676.4 ( 0.852 )	3536.3 ( 0.945 )	102.94 ( 0.884 )	115.58 ( 0.982 )
東日本	2148.5 ( 0.871 )	1382.4 ( 0.985 )	45.04 ( 0.907 )	112.59 ( 1.007 )
北海道	165.9 ( 0.878 )	157.5 ( 0.917 )	3.97 ( 0.894 )	121.27 ( 0.994 )
東 北	465.2 ( 0.901 )	344.6 ( 1.000 )	10.08 ( 0.935 )	124.26 ( 1.039 )
東 京	1517.4 ( 0.861 )	880.3 ( 0.993 )	30.99 ( 0.899 )	108.29 ( 0.999 )
西日本	2465.3 ( 0.835 )	2091.9 ( 0.921 )	56.38 ( 0.866 )	116.56 ( 0.962 )
中 部	650.3 ( 0.819 )	396.6 ( 0.997 )	13.16 ( 0.869 )	103.10 ( 0.965 )
北 陸	224.9 ( 0.952 )	222.6 ( 0.969 )	5.47 ( 0.959 )	186.90 ( 1.065 )
関 西	385.4 ( 0.726 )	345.6 ( 0.835 )	8.99 ( 0.766 )	60.30 ( 0.852 )
中 国	434.2 ( 0.828 )	396.3 ( 0.878 )	10.25 ( 0.849 )	165.27 ( 0.943 )
四 国	188.3 ( 0.824 )	173.1 ( 0.899 )	4.50 ( 0.843 )	154.48 ( 0.937 )
九 州	582.1 ( 0.912 )	557.7 ( 0.950 )	14.01 ( 0.928 )	161.90 ( 1.031 )
沖 縄	62.7 ( 0.902 )	62.1 ( 0.913 )	1.53 ( 0.907 )	220.57 ( 1.007 )

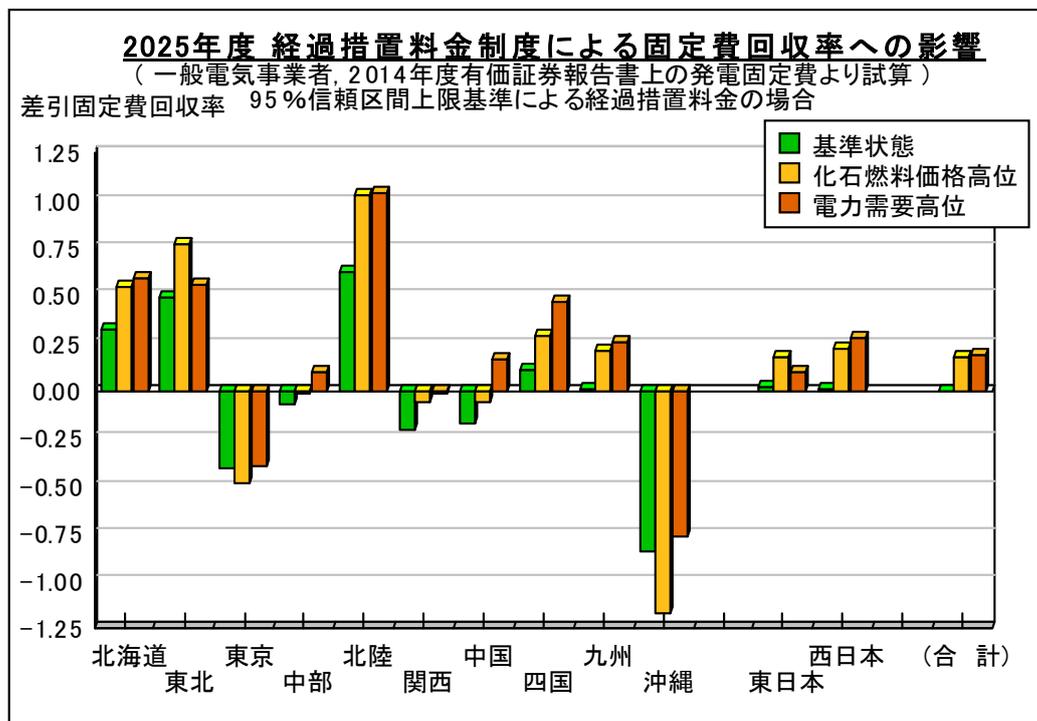
表注) ( )内は基準状態に対する比率を示す。

[表3-3-1-1. 経過措置料金制度による電力価格、回収固定費への影響 / 2025年度・基準状態, 全事業者]  
(単位 ¥/kWh, 10億円 @2000年度実質)

	震災前95%信頼区間上限基準での影響			震災前最大電気料金基準影響での影響		
	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)
2025年度・基準状態						
全 国	-2.04 (0.107)	-1610.6 (0.249)	-403.6 (0.062)	-1.09 (0.055)	-916.8 (0.142)	-158.1 (0.024)
東日本	-2.35 (0.118)	-814.7 (0.261)	-230.1 (0.074)	-1.08 (0.052)	-420.0 (0.135)	-58.8 (0.019)
北海道	-0.92 (0.049)	-31.0 (0.110)	-2.5 (0.009)	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)
東北	-2.80 (0.132)	-212.0 (0.244)	-40.0 (0.046)	-1.29 (0.059)	-102.5 (0.118)	-13.9 (0.016)
東京	-2.39 (0.122)	-571.7 (0.291)	-187.5 (0.095)	-1.14 (0.055)	-317.5 (0.162)	-44.9 (0.023)
西日本	-1.80 (0.099)	-795.9 (0.238)	-173.5 (0.052)	-1.11 (0.059)	-496.7 (0.149)	-99.3 (0.030)
中部	-2.59 (0.141)	-250.3 (0.326)	-116.6 (0.152)	-1.87 (0.098)	-191.6 (0.250)	-73.9 (0.096)
北陸	-2.29 (0.122)	-72.8 (0.200)	-1.6 (0.004)	-1.26 (0.064)	-40.4 (0.111)	-0.7 (0.002)
関西	-1.31 (0.073)	-184.8 (0.218)	-32.3 (0.038)	-0.75 (0.040)	-107.5 (0.127)	-16.3 (0.019)
中国	-1.74 (0.096)	-108.2 (0.247)	-11.4 (0.026)	-0.96 (0.051)	-62.5 (0.143)	-3.7 (0.008)
四国	-0.83 (0.040)	-22.9 (0.102)	-4.1 (0.018)	-0.24 (0.011)	-7.1 (0.031)	-0.6 (0.002)
九州	-1.71 (0.099)	-156.9 (0.226)	-7.5 (0.011)	-0.95 (0.054)	-87.6 (0.126)	-4.1 (0.006)
沖 縄	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)

表注) 価格は単位 ¥/kWh 2000年度実質, 価格への影響比は各経過措置料金上限価格に対する比率を示す。  
固定費回収不能分・可変費赤字供給分は 10億円 2000年度実質, 影響比はいずれも制度不実施の場合の回収固定費に対する比率を示す。

[図3-3-1-1. 経過措置料金制度による固定費回収率への影響 / 2025年度, 一般電気事業者]



[表3-3-1-2. 経過措置料金制度による電力価格、回収固定費への影響 /  
化石燃料価格変化による感度分析, 全事業者]

(単位 ¥/kWh, 10億円 @2000年度実質)

	震災前95%信頼区間上限基準での影響			震災前最大電気料金基準影響での影響		
	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)
2025年度・化石燃料価格 高位 +30%						
全 国	-5.50 (0.290)	-4146.7 (0.479)	-1295.6 (0.150)	-4.51 (0.228)	-3437.6 (0.397)	-1023.8 (0.118)
東日本	-6.44 (0.324)	-2077.8 (0.502)	-784.1 (0.189)	-5.10 (0.244)	-1677.0 (0.405)	-590.3 (0.143)
北海道	-3.98 (0.211)	-133.7 (0.355)	-10.9 (0.029)	-2.59 (0.133)	-87.1 (0.231)	-7.1 (0.019)
東 北	-7.61 (0.358)	-554.2 (0.481)	-131.0 (0.114)	-6.06 (0.275)	-446.1 (0.387)	-100.2 (0.087)
東 京	-6.39 (0.326)	-1389.8 (0.532)	-642.1 (0.246)	-5.12 (0.246)	-1143.8 (0.438)	-482.9 (0.185)
西日本	-4.79 (0.264)	-2063.9 (0.459)	-511.0 (0.114)	-4.07 (0.217)	-1757.0 (0.391)	-433.1 (0.096)
中 部	-6.23 (0.339)	-560.9 (0.551)	-322.8 (0.317)	-5.52 (0.288)	-502.7 (0.494)	-280.4 (0.275)
北 陸	-6.24 (0.332)	-198.2 (0.409)	-4.8 (0.010)	-5.19 (0.264)	-164.8 (0.340)	-3.9 (0.008)
関 西	-3.52 (0.197)	-489.0 (0.421)	-94.3 (0.081)	-2.94 (0.159)	-409.3 (0.352)	-77.8 (0.067)
中 国	-4.76 (0.262)	-286.3 (0.483)	-41.5 (0.070)	-3.96 (0.209)	-239.7 (0.404)	-33.0 (0.056)
四 国	-3.97 (0.193)	-102.9 (0.332)	-25.6 (0.083)	-3.25 (0.151)	-85.3 (0.276)	-19.8 (0.064)
九 州	-4.67 (0.270)	-426.6 (0.459)	-22.0 (0.024)	-3.88 (0.220)	-355.1 (0.382)	-18.3 (0.020)
沖 縄	-0.73 (0.032)	-5.1 (0.314)	-0.5 (0.034)	-0.53 (0.023)	-3.7 (0.228)	-0.4 (0.025)
2025年度・化石燃料価格 低位 ▲30%						
全 国	-0.02 (0.001)	-14.8 (0.003)	-0.6 (0.000)	-0.00 (0.000)	-1.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
東日本	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
北海道	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
東 北	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.03 (0.002)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
東 京	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
西日本	-0.03 (0.002)	-14.7 (0.007)	-0.6 (0.000)	-0.00 (0.000)	-1.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
中 部	-0.05 (0.002)	-5.9 (0.011)	-0.5 (0.001)	-0.00 (0.000)	-0.6 (0.001)	-0.0 (0.000)
北 陸	-0.03 (0.002)	-1.0 (0.004)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)
関 西	-0.02 (0.001)	-3.5 (0.007)	-0.1 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.2 (0.000)	-0.0 (0.000)
中 国	-0.02 (0.001)	-1.7 (0.006)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.143)	-0.0 (0.000)
四 国	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.031)	-0.0 (0.000)
九 州	-0.03 (0.002)	-2.6 (0.006)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.1 (0.126)	-0.0 (0.000)
沖 縄	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	-0.0 (0.000)	-0.0 (0.000)

表注) 価格は単位 ¥/kWh 2000年度実質, 価格への影響比は各経過措置料金上限価格に対する比率を示す。  
固定費回収不能分・可変費赤字供給分は 10億円 2000年度実質, 影響比はいずれも制度不実施の場合の  
回収固定費に対する比率を示す。

[表3-3-1-3. 経過措置料金制度による電力価格、回収固定費への影響 /  
電力需要変化による感度分析, 全事業者]

(単位 ¥/kWh, 10億円 @2000年度実質)

	震災前95%信頼区間上限基準での影響			震災前最大電気料金基準影響での影響		
	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)	価格(同影響比)	回収不能(同比)	赤字供給(同比)
2025年度・電力需要 高位 +10%						
全 国	-2.88 (0.152)	-2486.4 (0.320)	-652.4 (0.084)	-1.83 (0.092)	-1683.6 (0.216)	-307.8 (0.040)
東日本	-3.03 (0.152)	-1123.4 (0.324)	-356.2 (0.103)	-1.72 (0.082)	-711.3 (0.205)	-128.8 (0.037)
北海道	-1.17 (0.062)	-42.7 (0.127)	-4.2 (0.012)	-0.04 (0.002)	-1.7 (0.005)	-0.1 (0.000)
東北	-3.55 (0.167)	-283.9 (0.302)	-68.2 (0.072)	-2.05 (0.093)	-172.3 (0.183)	-31.3 (0.033)
東京	-3.09 (0.157)	-796.8 (0.364)	-283.8 (0.130)	-1.81 (0.087)	-537.3 (0.245)	-97.4 (0.044)
西日本	-2.81 (0.154)	-1363.0 (0.318)	-296.2 (0.069)	-1.95 (0.104)	-972.4 (0.227)	-179.0 (0.042)
中部	-3.58 (0.195)	-378.7 (0.409)	-180.0 (0.194)	-2.79 (0.146)	-315.1 (0.340)	-120.7 (0.130)
北陸	-3.58 (0.190)	-124.8 (0.272)	-3.2 (0.007)	-2.32 (0.118)	-81.4 (0.177)	-1.5 (0.003)
関西	-2.23 (0.125)	-340.3 (0.307)	-66.0 (0.059)	-1.49 (0.081)	-236.3 (0.213)	-34.9 (0.031)
中国	-2.76 (0.152)	-191.0 (0.327)	-18.4 (0.032)	-1.80 (0.095)	-129.2 (0.222)	-6.9 (0.012)
四国	-1.74 (0.084)	-52.4 (0.169)	-9.6 (0.000)	-0.86 (0.041)	-27.4 (0.089)	-3.3 (0.011)
九州	-2.79 (0.161)	-275.9 (0.306)	-18.9 (0.021)	-1.84 (0.104)	-182.9 (0.203)	-11.7 (0.013)
沖縄	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)
2025年度・電力需要 低位 ▲10%						
全 国	-1.42 (0.075)	-1031.9 (0.193)	-231.4 (0.043)	-0.61 (0.031)	-475.0 (0.089)	-71.6 (0.013)
東日本	-1.84 (0.093)	-594.7 (0.211)	-143.1 (0.051)	-0.63 (0.030)	-229.8 (0.081)	-22.5 (0.008)
北海道	-0.59 (0.031)	-18.0 (0.086)	-1.2 (0.006)	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)
東北	-2.25 (0.106)	-160.9 (0.198)	-21.6 (0.027)	-0.74 (0.034)	-56.4 (0.069)	-3.7 (0.005)
東京	-1.87 (0.095)	-415.8 (0.231)	-120.3 (0.067)	-0.67 (0.032)	-173.4 (0.096)	-18.7 (0.010)
西日本	-1.09 (0.060)	-437.2 (0.173)	-88.4 (0.035)	-0.61 (0.032)	-245.2 (0.097)	-49.1 (0.019)
中部	-1.89 (0.103)	-171.6 (0.257)	-69.2 (0.104)	-1.24 (0.065)	-116.2 (0.174)	-41.5 (0.062)
北陸	-1.29 (0.069)	-37.4 (0.136)	-0.4 (0.002)	-0.63 (0.032)	-18.3 (0.066)	-0.2 (0.001)
関西	-0.65 (0.037)	-87.3 (0.141)	-10.4 (0.017)	-0.32 (0.018)	-43.3 (0.070)	-5.0 (0.008)
中国	-0.92 (0.051)	-52.2 (0.171)	-5.1 (0.017)	-0.45 (0.024)	-26.3 (0.086)	-1.5 (0.005)
四国	-0.37 (0.018)	-9.4 (0.061)	-1.6 (0.010)	-0.08 (0.004)	-2.2 (0.014)	-0.2 (0.005)
九州	-0.94 (0.270)	-79.4 (0.157)	-1.7 (0.004)	-0.46 (0.026)	-38.9 (0.077)	-0.8 (0.002)
沖縄	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)	-0.00 (0.000)	0.0 (0.000)	0.0 (0.000)

表注) 価格は単位 ¥/kWh 2000年度実質, 価格への影響比は各経過措置料金上限価格に対する比率を示す。  
固定費回収不能分・可変費赤字供給分は 10億円 2000年度実質, 影響比はいずれも制度不実施の場合の  
回収固定費に対する比率を示す。

[表3-3-1-4. 経過措置料金制度による電力価格、回収固定費への影響 /  
一般電気事業者、固定費回収率との比較]

	震災前95%信頼区間上限基準での影響			震災前最大電気料金基準影響での影響		
	合計固定費影響率	固定費回収率	差引	合計固定費影響率	固定費回収率	差引
2025年度・基準状態						
全 国	-0.248	1.250	1.002	-0.136	1.250	1.114
東日本	-0.255	1.275	1.021	-0.119	1.275	1.157
北海道	-0.120	1.448	1.327	-0.000	1.448	1.448
東北	-0.300	1.797	1.497	-0.139	1.797	1.657
東京	-0.451	1.052	0.601	-0.223	1.052	0.829
西日本	-0.243	1.256	1.013	-0.152	1.256	1.104
中部	-0.494	1.426	0.932	-0.358	1.426	1.068
北陸	-0.207	1.840	1.633	-0.115	1.840	1.725
関西	-0.250	1.047	0.798	-0.143	1.047	0.904
中国	-0.327	1.158	0.831	-0.181	1.158	0.976
四国	-0.119	1.231	1.112	-0.034	1.231	1.197
九州	-0.223	1.232	1.009	-0.126	1.232	1.106
沖 縄	-0.000	0.160	0.160	-0.000	0.160	0.160
2025年度・化石燃料価格高位+30% 感度分析						
全 国	-0.496	1.678	1.182	-0.408	1.678	1.270
東日本	-0.522	1.699	1.177	-0.414	1.699	1.286
北海道	-0.387	1.939	1.552	-0.252	1.939	1.687
東北	-0.612	2.385	1.773	-0.489	2.385	1.896
東京	-0.889	1.403	0.514	-0.715	1.403	0.688
西日本	-0.473	1.698	1.224	-0.404	1.698	1.293
中部	-0.898	1.889	0.991	-0.796	1.889	1.093
北陸	-0.424	2.452	2.029	-0.352	2.452	2.100
関西	-0.488	1.434	0.946	-0.408	1.434	1.026
中国	-0.648	1.594	0.946	-0.539	1.594	1.055
四国	-0.408	1.698	1.290	-0.334	1.698	1.364
九州	-0.449	1.665	1.217	-0.374	1.665	1.291
沖 縄	-0.372	0.210	-0.162	-0.270	0.210	-0.060
2025年度・電力需要高位+10% 感度分析						
全 国	-0.327	1.513	1.185	-0.211	1.513	1.302
東日本	-0.335	1.439	1.104	-0.192	1.439	1.247
北海道	-0.140	1.735	1.594	-0.005	1.735	1.730
東北	-0.390	1.951	1.561	-0.227	1.951	1.725
東京	-0.589	1.197	0.608	-0.354	1.197	0.843
西日本	-0.323	1.606	1.283	-0.227	1.606	1.378
中部	-0.623	1.729	1.105	-0.641	1.729	1.088
北陸	-0.283	2.324	2.041	-0.346	2.324	1.978
関西	-0.366	1.355	0.990	-0.367	1.355	0.988
中国	-0.419	1.592	1.173	-0.467	1.592	1.125
四国	-0.205	1.674	1.469	-0.269	1.674	1.405
九州	-0.320	1.579	1.259	-0.365	1.579	1.215
沖 縄	-0.000	0.241	0.241	-0.234	0.241	0.007

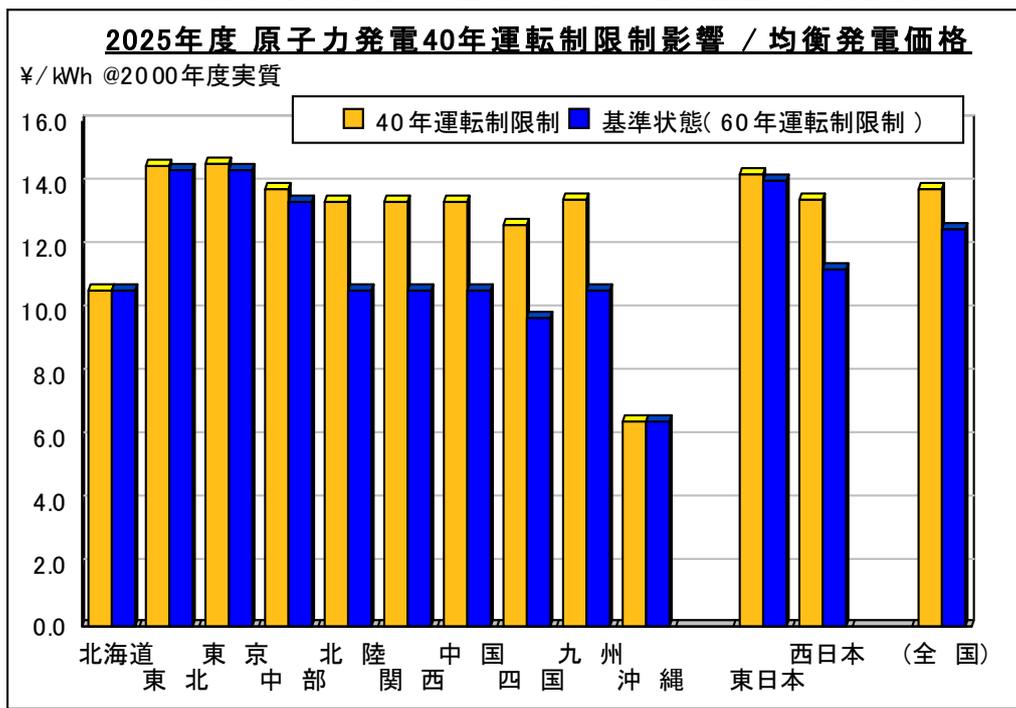
表注) 合計固定費影響率は、一般電気事業者の固定費回収不能分及び可変費赤字供給分の合計  
一般電気事業者の固定費回収率については本文 3-1, 3-2 他関連部分参照

[表3-3-2-1. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別連系均衡発電価格への影響]

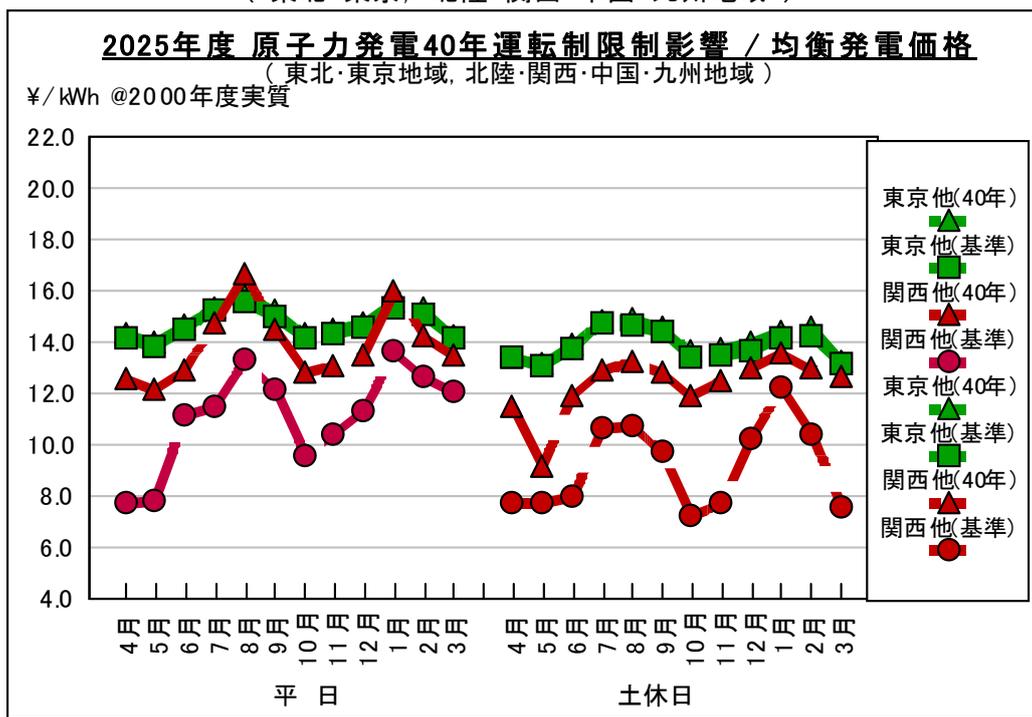
(2000年度実質)	2025年度基準状態(60年運転制)	40年運転制	差分(影響率)
連系均衡発電価格 (¥/kWh)			
全国平均	12.59	13.87	+ 1.28 ( + 0.102 )
東日本	14.17	14.35	+ 0.17 ( + 0.012 )
北海道	10.70	10.70	+ 0.00 ( + 0.000 )
東北	14.47	14.66	+ 0.19 ( + 0.013 )
東京	14.48	14.67	+ 0.19 ( + 0.013 )
西日本	11.36	13.58	+ 2.22 ( + 0.195 )
中部	13.46	13.92	+ 0.47 ( + 0.035 )
北陸	10.69	13.52	+ 2.83 ( + 0.265 )
関西	10.68	13.52	+ 2.84 ( + 0.266 )
中国	10.68	13.52	+ 2.84 ( + 0.266 )
四国	9.80	12.75	+ 2.96 ( + 0.302 )
九州	10.70	13.54	+ 2.84 ( + 0.265 )
沖縄	6.51	6.51	0.00 ( 0.000 )
東日本 - 西日本価格差	+ 2.81	+ 0.77	▲ 2.05

表注) 沖縄地域には原子力発電所が存在しないため制度変更の影響がないことに注意

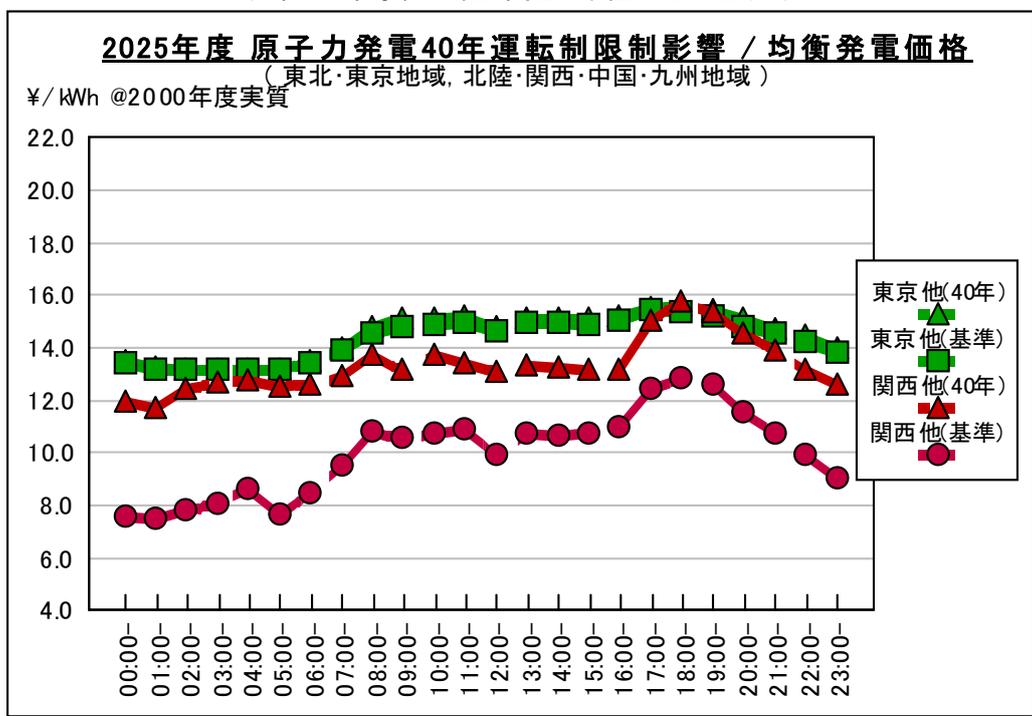
[図3-3-2-1. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別連系均衡発電価格への影響]



[図3-3-2-2. 2025年度・原子力発電40年運転制限 / 連系均衡発電価格・月別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )



[図3-3-2-3. 2025年度・原子力発電40年運転制限 / 連系均衡発電価格・時間帯別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )

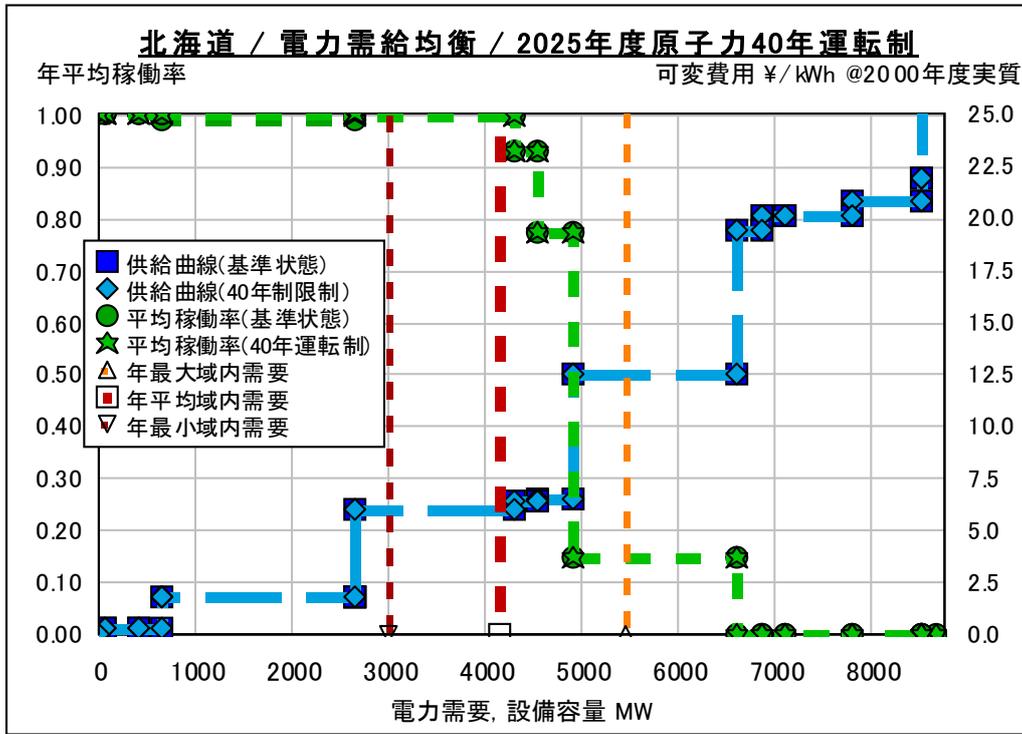


[表3-3-2-2. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別発電所平均稼働率への影響]

	石油他(対基準比)	LNG(対基準比)	石炭(対基準比)	総平均(対基準比)
(原子力発電40年運転制限制)				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.150 ( 1.000 )	0.955 ( 1.000 )	0.562 ( 1.000 )
東北・東京	0.000 ( --- )	0.409 ( 1.100 )	1.000 ( 1.001 )	0.504 ( 1.024 )
東北	0.000 ( --- )	0.405 ( 1.135 )	1.000 ( 1.000 )	0.594 ( 1.016 )
東京	0.000 ( --- )	0.411 ( 1.092 )	1.000 ( 1.001 )	0.479 ( 1.028 )
西日本(60Hz)				
中部	0.000 ( --- )	0.367 ( 1.101 )	0.995 ( 1.001 )	0.439 ( 1.041 )
北陸～九州	0.008 ( --- )	0.517 ( 2.312 )	0.987 ( 1.040 )	0.542 ( 1.068 )
北陸	0.007 ( --- )	0.652 ( 2.990 )	1.000 ( 1.004 )	0.724 ( 1.034 )
関西	0.002 ( --- )	0.553 ( 2.578 )	0.954 ( 1.080 )	0.437 ( 1.036 )
中国	0.037 ( --- )	0.817 ( 1.793 )	0.997 ( 1.067 )	0.616 ( 1.140 )
九州	0.000 ( --- )	0.338 ( 2.252 )	1.000 ( 1.003 )	0.575 ( 1.049 )
四国	0.021 ( --- )	0.578 ( 2.619 )	0.972 ( 1.221 )	0.663 ( 1.149 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.033 ( 1.000 )	0.808 ( 1.000 )	0.411 ( 1.000 )

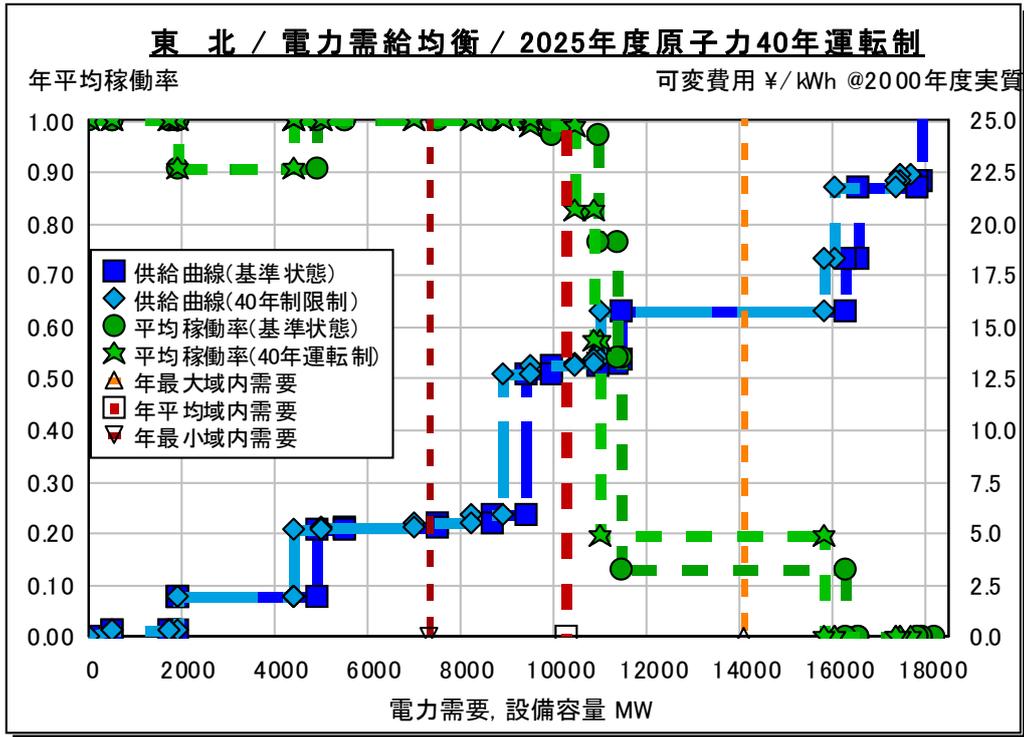
表注) 原子力発電所・水力地熱発電所の年平均稼働率は制度変更の有無と無関係に実績値としている

[図3-3-2-4. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 北海道]

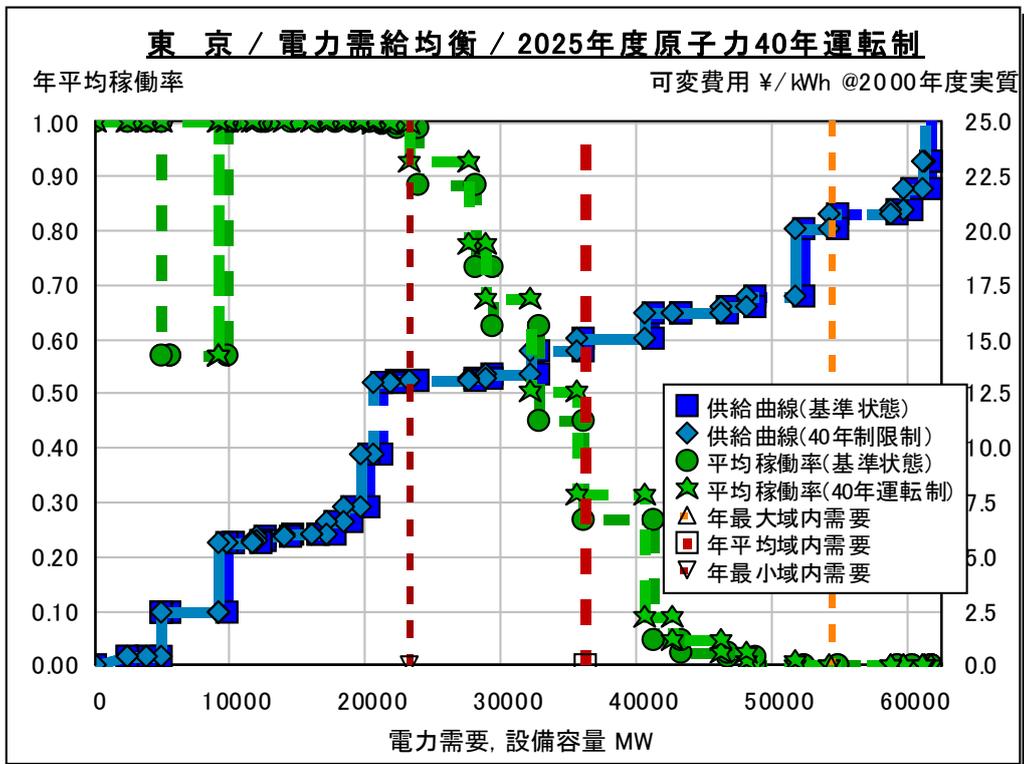


図注) 北海道地域には 40年運転制限制の直接の影響を受ける原子力発電所は存在しない

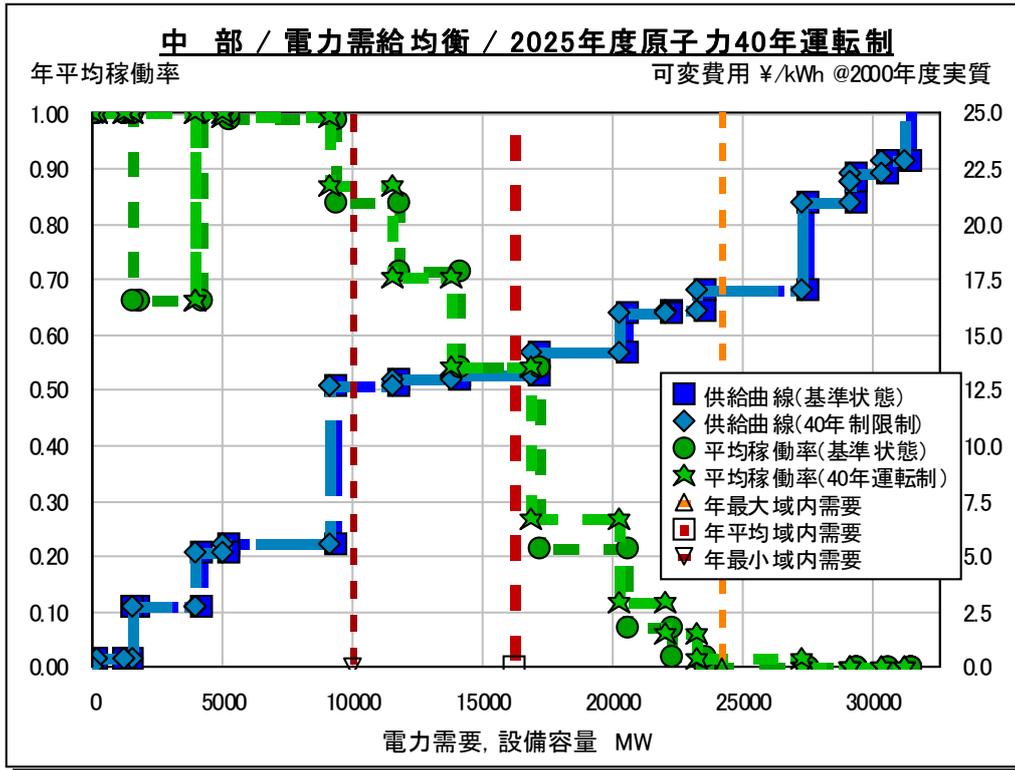
[図3-3-2-5. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 東北]



[図3-3-2-6. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 東京]

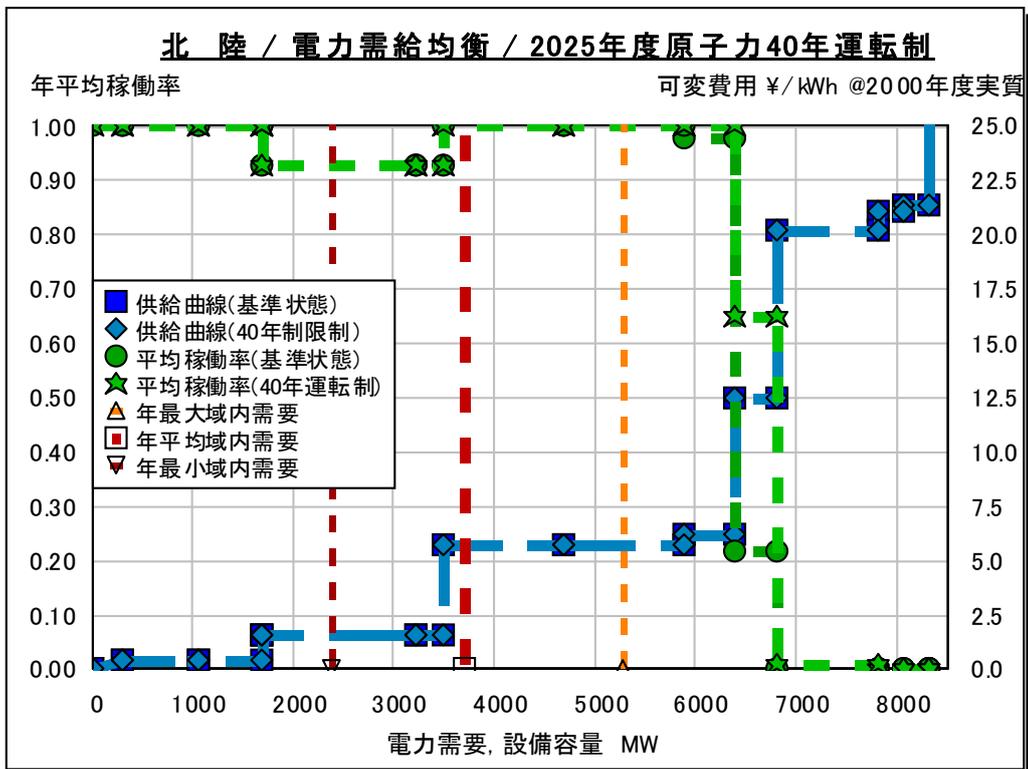


[図3-3-2-7. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 中部]



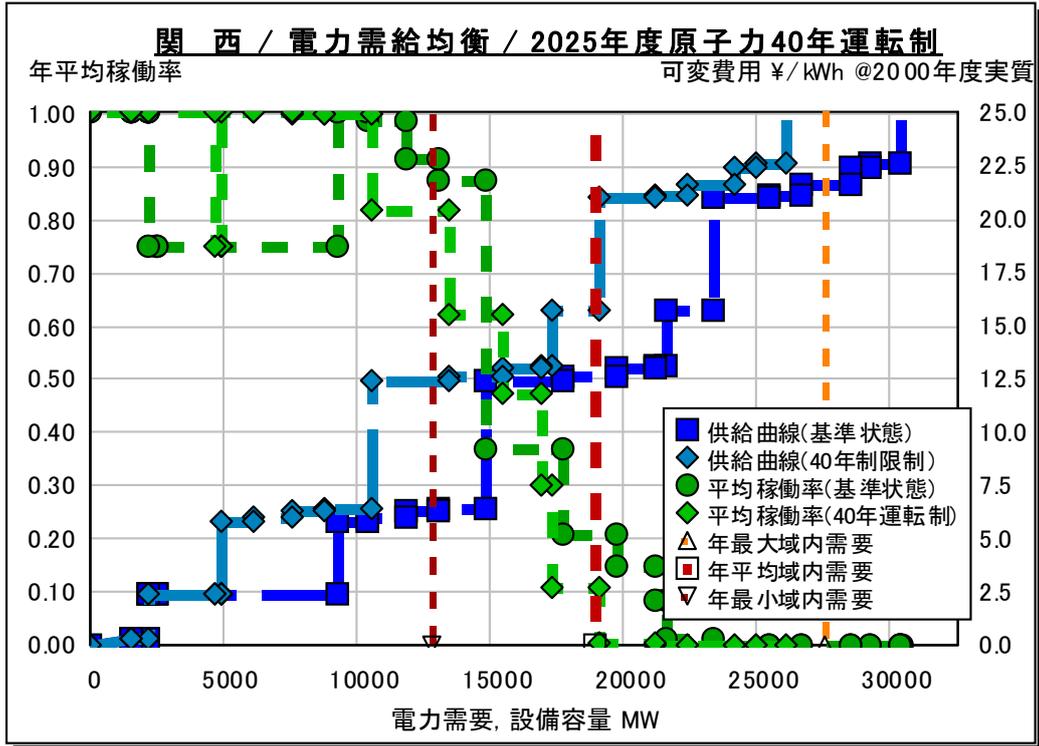
図注) 中部地域には 40年運転制限制の直接の影響を受ける原子力発電所は存在しない

[図3-3-2-8. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 電力需給均衡への影響 / 北陸]

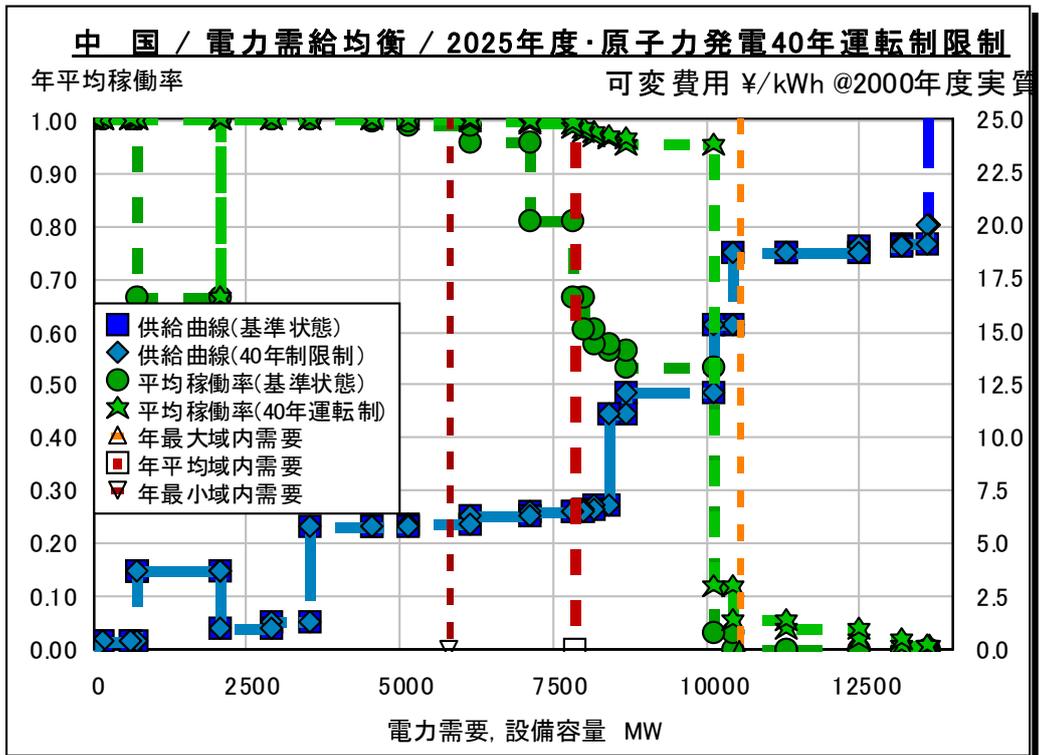


図注) 北陸地域には 40年運転制限制の直接の影響を受ける原子力発電所は存在しない

[図3-3-2-9. 2025年度・原子力発電40年運転制限 - 電力需給均衡への影響 / 関西]

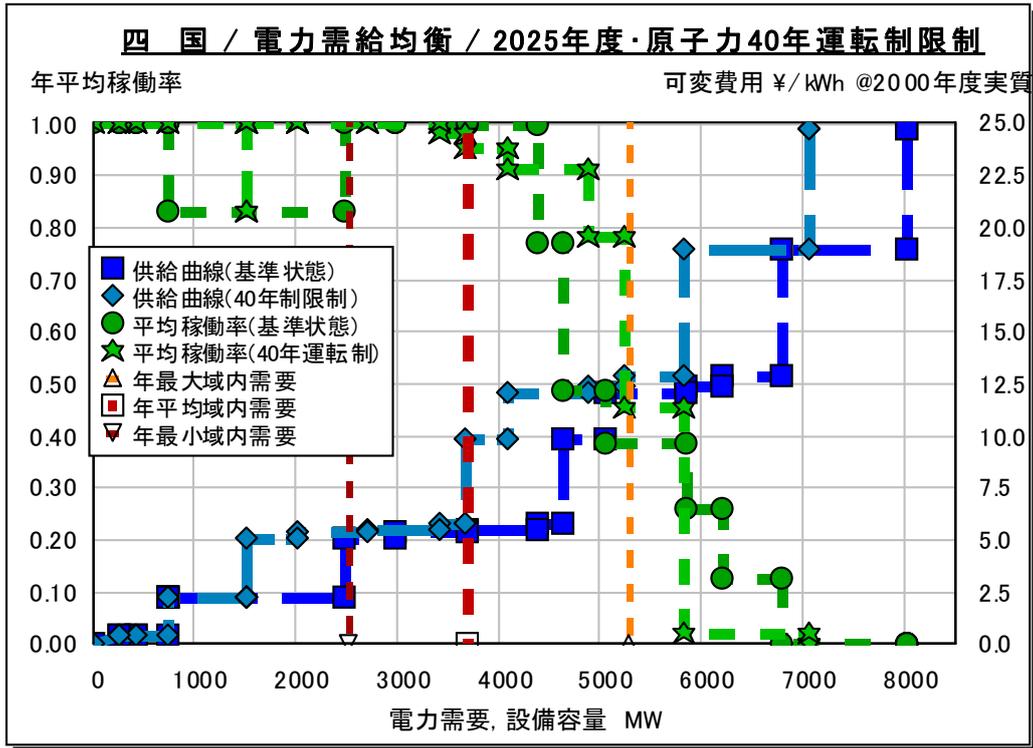


[図3-3-2-10. 2025年度・原子力発電40年運転制限 - 電力需給均衡への影響 / 中国]

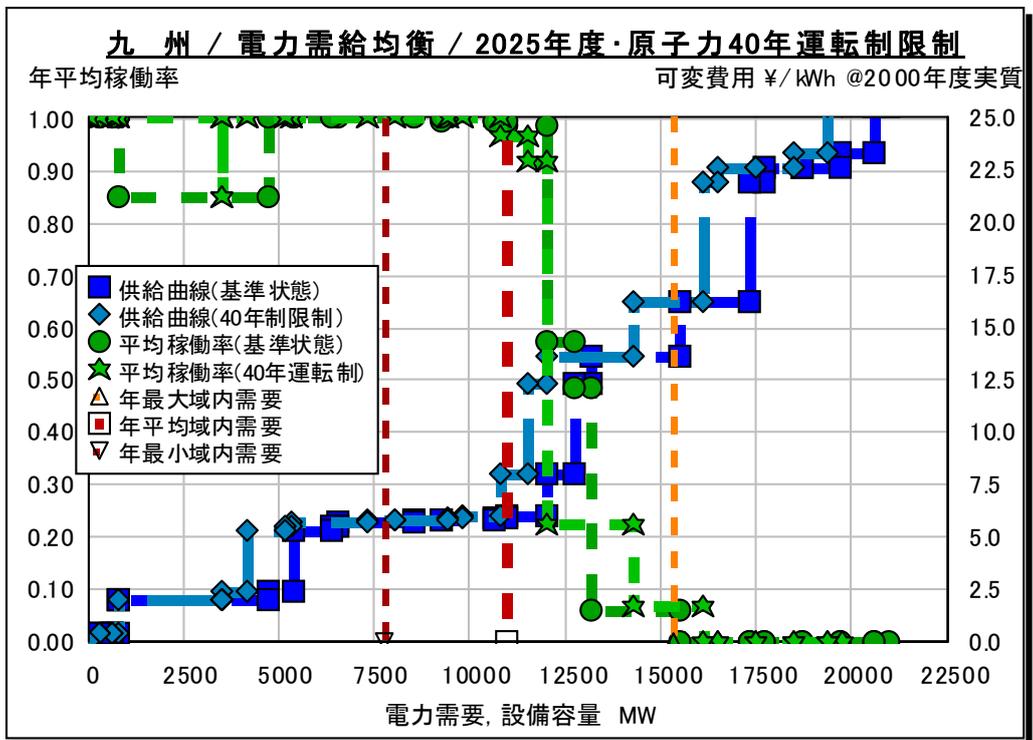


図注) 中国地域には 40年運転制限の直接の影響を受ける原子力発電所は存在しない

[図3-3-2-11. 2025年度・原子力発電40年運転制限 - 電力需給均衡への影響 / 四 国]



[図3-3-2-12. 2025年度・原子力発電40年運転制限 - 電力需給均衡への影響 / 九 州]



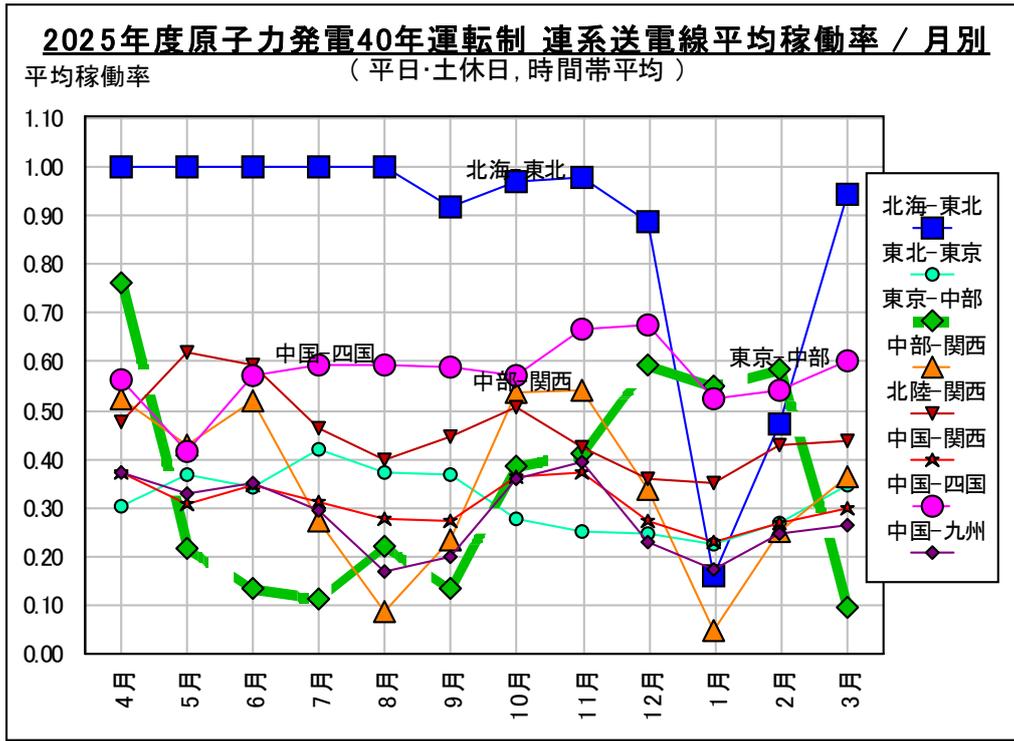
図注) 沖縄地域には原子力発電所が存在しないため制度変更の影響がないことから図を省略する

[表3-3-2-3. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域間連系送電量などへの影響]

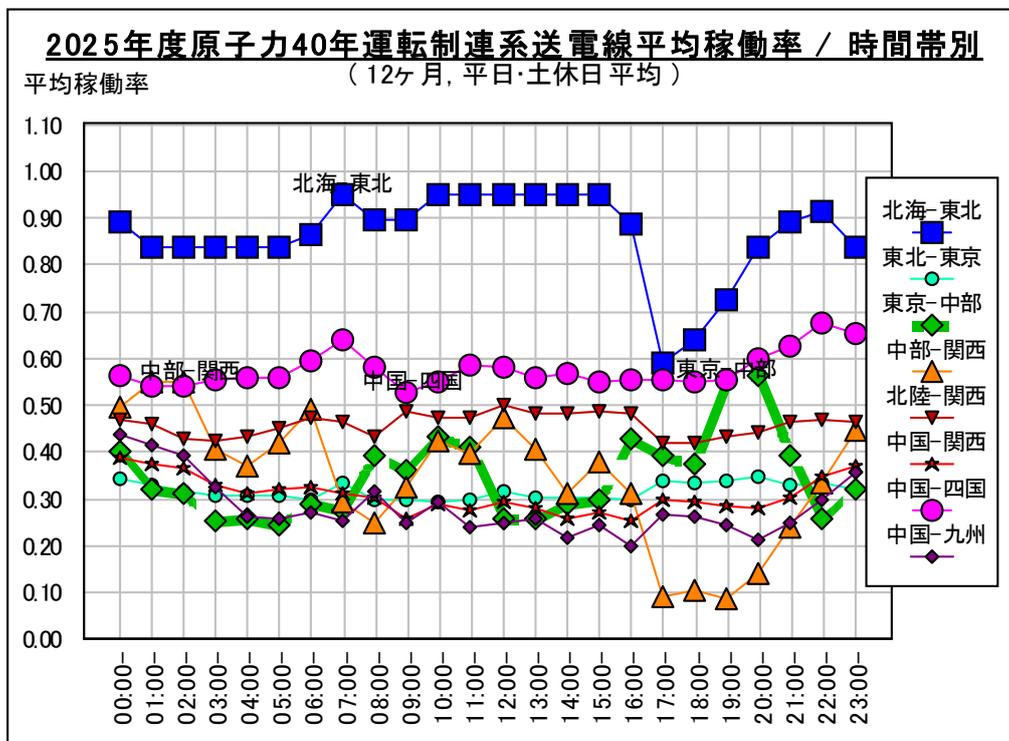
(単位 MW)	設備容量	基準状態(60年制)	40年運転制限制(対基準比)	備考
(連系送電量 - 年最大)				
北海道- 東北	900	900	900 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	6714	7093 ( 1.056 )	
東京 - 中部	3000	3000	3000 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	5570	5570 ( 1.000 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	4292	4356 ( 1.015 )	
関西 - 中国	16600	7081	8682 ( 1.226 )	
中国 - 四国	2400	2400	2158 ( 0.899 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	3839	3707 ( 0.882 )	
(連系送電量 - 年平均)				
北海道- 東北	900	776	776 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	3935	3801 ( 0.966 )	
東京 - 中部	3000	1319	1044 ( 0.792 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	2931	1929 ( 0.658 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	2352	2558 ( 1.088 )	
関西 - 中国	16600	4071	5115 ( 1.256 )	
中国 - 四国	2400	1372	1382 ( 1.007 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	1781	1572 ( 0.882 )	
(平均稼働率)				
北海道- 東北	--	0.862	0.862 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.328	0.317 ( 0.966 )	
東京 - 中部	--	0.440	0.348 ( 0.792 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.526	0.346 ( 0.658 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.422	0.459 ( 1.088 )	
関西 - 中国	--	0.245	0.308 ( 1.256 )	
中国 - 四国	--	0.572	0.576 ( 1.007 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.320	0.282 ( 0.882 )	
(分断率)				
北海道- 東北	--	0.858	0.858 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.000	0.000 ( --- )	
東京 - 中部	--	0.362	0.310 ( 0.859 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.043	0.006 ( 0.134 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.000	0.000 ( --- )	
関西 - 中国	--	0.000	0.000 ( --- )	
中国 - 四国	--	0.032	0.000 ( 0.000 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.000	0.000 ( --- )	

表注) 中部-北陸、関西-四国間は常時分断・最大稼働と仮定しているため省略している。

[図3-3-2-13. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 / 地域間連系送電・月別への影響]



[図3-3-2-14. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 / 地域間連系送電・時間帯別への影響]



[表3-3-2-4. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別回収固定費などへの影響]

(10億円 @2000年度実質) 2025年度基準状態(60年制) 40年運転制限制(対基準比)

年間回収固定費

全国合計・平均	6467.1	7150.5 ( 1.106 )
東日本	3116.5	3071.6 ( 0.986 )
北海道	281.3	281.3 ( 1.000 )
東北	869.6	835.3 ( 0.961 )
東京	1965.7	1955.0 ( 0.995 )
西日本	3338.3	4066.6 ( 1.218 )
中部	767.8	828.9 ( 1.080 )
北陸	363.7	520.1 ( 1.430 )
関西	849.6	856.2 ( 1.008 )
中国	438.7	672.8 ( 1.534 )
四国	225.6	275.8 ( 1.222 )
九州	692.9	912.8 ( 1.317 )
沖縄	12.3	12.3 ( 1.000 )

うち一般電気事業者

全国合計・平均	4873.1	5261.3 ( 1.080 )
東日本	2214.3	2217.7 ( 1.002 )
北海道	274.3	274.3 ( 1.000 )
東北	755.4	719.3 ( 0.952 )
東京	1184.6	1224.1 ( 1.033 )
西日本	2650.3	3035.2 ( 1.145 )
中部	721.4	780.3 ( 1.082 )
北陸	293.4	420.4 ( 1.433 )
関西	723.1	651.3 ( 0.901 )
中国	259.9	417.2 ( 1.605 )
四国	175.5	192.2 ( 1.095 )
九州	477.1	573.9 ( 1.203 )
沖縄	8.4	8.4 ( 1.000 )

同 固定費回収率

全国合計・平均	1.250	1.349 ( 1.080 )
東日本	1.275	1.277 ( 1.002 )
北海道	1.448	1.448 ( 1.000 )
東北	1.797	1.711 ( 0.952 )
東京	1.052	1.087 ( 1.033 )
西日本	1.256	1.438 ( 1.145 )
中部	1.426	1.542 ( 1.082 )
北陸	1.840	2.637 ( 1.433 )
関西	1.047	0.943 ( 0.901 )
中国	1.158	1.858 ( 1.605 )
四国	1.231	1.348 ( 1.095 )
九州	1.232	1.482 ( 1.203 )
沖縄	0.160	0.160 ( 1.000 )

[表3-3-2-5. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別投入可変費への影響]

(10億円 @2000年度実質) 2025年度基準状態(60年制) 40年運転制限制(対基準比)

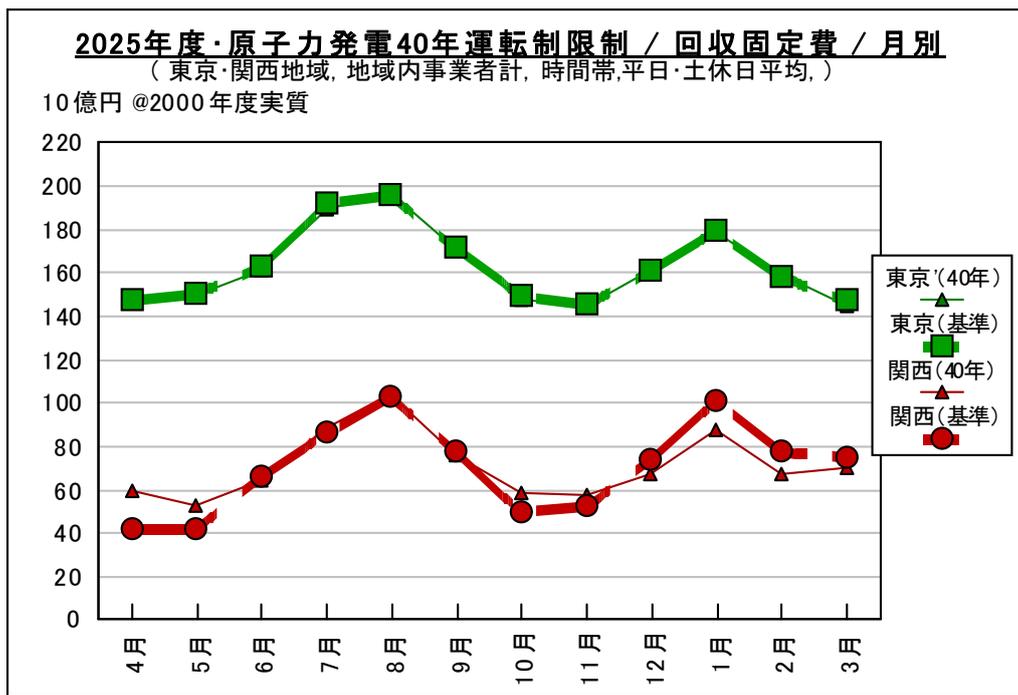
年間投入可変費

全国合計・平均	6035.5	6823.4 ( 1.131 )
東日本	3040.4	3196.3 ( 1.051 )
北海道	178.6	178.6 ( 1.000 )
東北	579.3	617.2 ( 1.065 )
東京	2282.6	2400.5 ( 1.052 )
西日本	2957.2	3589.2 ( 1.214 )
中部	1012.3	1089.8 ( 1.077 )
北陸	191.4	214.2 ( 1.119 )
関西	638.4	887.1 ( 1.389 )
中国	402.0	521.5 ( 1.297 )
四国	216.5	295.4 ( 1.365 )
九州	496.5	581.2 ( 1.171 )
沖縄	37.9	37.9 ( 1.000 )

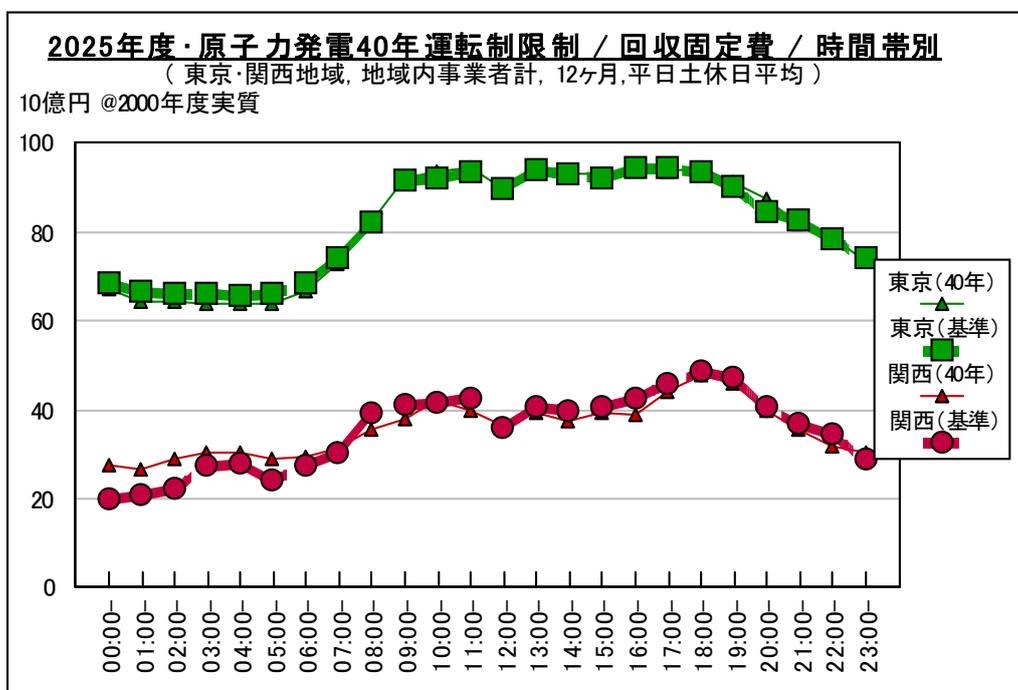
うち一般電気事業者

全国合計・平均	4646.8	5645.1 ( 1.152 )
東日本	2439.8	2608.4 ( 1.069 )
北海道	178.3	178.3 ( 1.000 )
東北	541.0	579.0 ( 1.070 )
東京	1720.5	1851.2 ( 1.076 )
西日本	2189.1	3011.5 ( 1.237 )
中部	759.5	1082.7 ( 1.077 )
北陸	159.0	181.2 ( 1.140 )
関西	493.6	731.8 ( 1.482 )
中国	323.2	435.3 ( 1.347 )
四国	163.1	226.6 ( 1.389 )
九州	290.7	354.1 ( 1.218 )
沖縄	25.1	25.1 ( 1.000 )

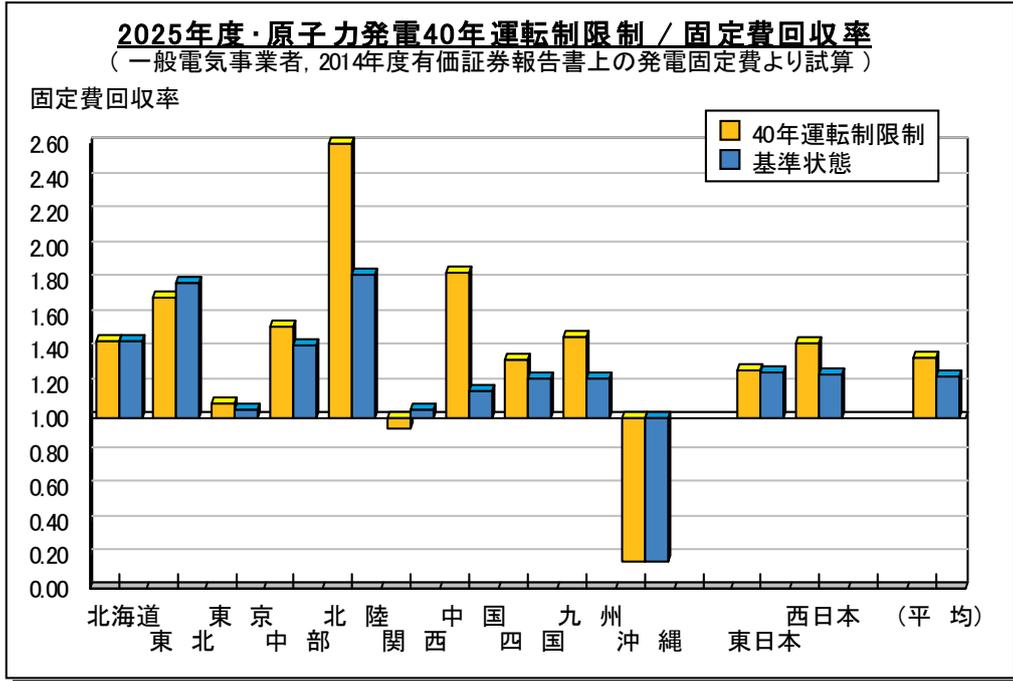
[図3-3-2-15. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別回収固定費への影響 / 月別]



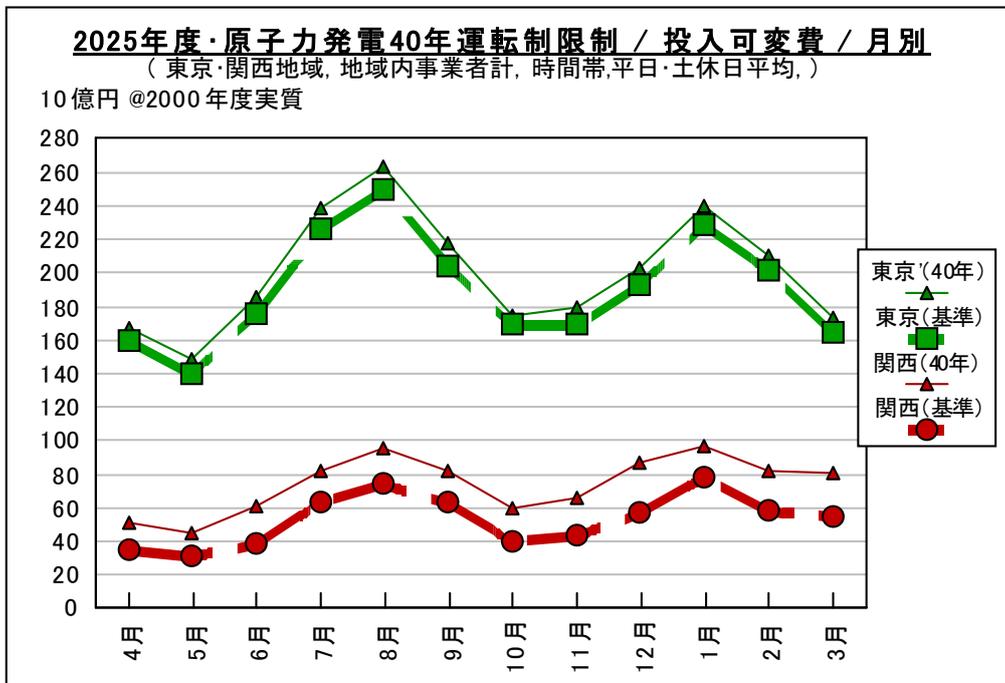
[図3-3-2-16. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別回収固定費への影響 / 時間帯別]



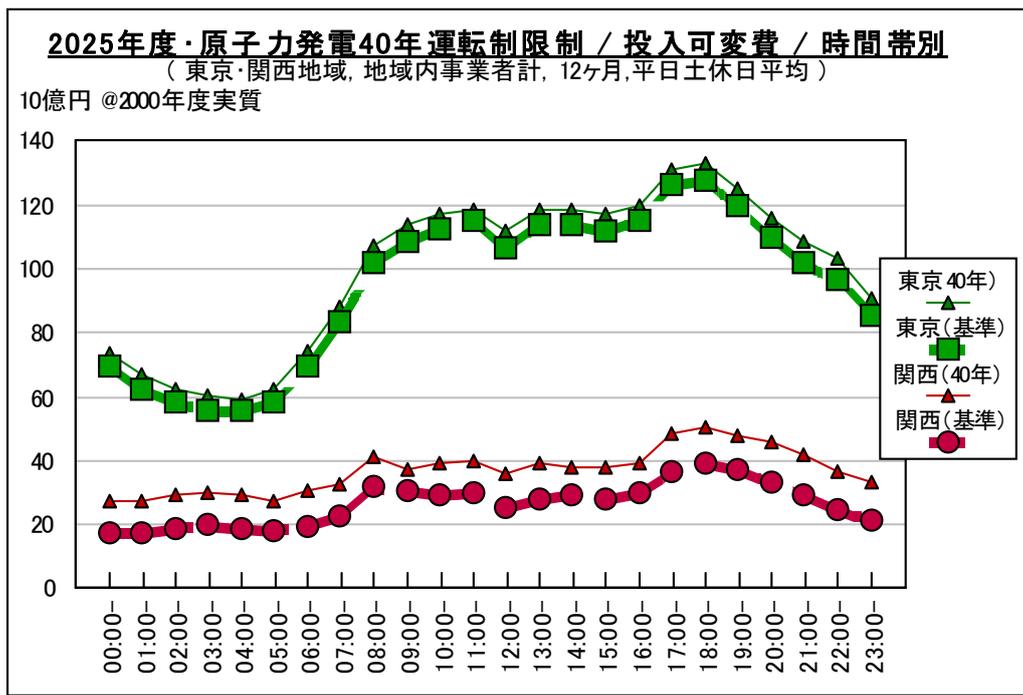
[図3-3-2-17. 2025年度・原子力発電40年運転制限 / 固定費回収率への影響]



[図3-3-2-18. 2025年度・原子力発電40年運転制限 - 地域別投入可変費への影響 / 月別]



[図3-3-2-19. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 地域別投入可変費への影響 / 時間帯別]



[表3-3-2-6. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 火力発電参入可否への影響]

	石炭火力発電		LNG複合火力発電	
	回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設	回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設
原子力発電40年運転制限制				
東日本				
北海道	4.405 ( 1.000 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可
東北	9.293 ( 1.019 )	不可 / 可	1.777 ( 1.105 )	不可 / 不可
東京	8.821 ( 1.020 )	不可 / 可	1.232 ( 1.150 )	不可 / 不可
西日本				
中部	8.392 ( 1.070 )	不可 / 可	1.074 ( 1.236 )	不可 / 不可
北陸	8.307 ( 1.628 )	不可 / 可	1.088 ( 4.303 )	不可 / 不可
関西	8.264 ( 1.633 )	不可 / 可	1.129 ( 4.267 )	不可 / 不可
中国	8.214 ( 1.639 )	不可 / 可	2.488 ( 2.418 )	不可 / 不可
四国	7.435 ( 1.771 )	不可 / 不可	0.552 ( 5.670 )	不可 / 不可
九州	8.752 ( 1.577 )	不可 / 可	1.238 ( 3.861 )	不可 / 不可
沖縄	1.400 ( 1.000 )	不可 / 不可	0.000 ( --- )	不可 / 不可

[表3-3-2-7. 2025年度・原子力発電40年運転制限制 - 発電用炭素排出量などへの影響]

(PJ, Mt-C, gC/kWh)	年間発電用化石燃料エネルギー投入量		発電エネルギー起源炭素排出量	
	発電事業者計	うち 石炭	炭素排出量計	炭素排出原単位
原子力発電40年運転制限制				
全 国	6117.0 ( 1.114 )	3856.8 ( 1.030 )	126.50 ( 1.086 )	127.83 ( 1.086 )
東日本	2567.0 ( 1.040 )	1403.3 ( 1.000 )	51.04 ( 1.028 )	114.85 ( 1.028 )
北海道	188.9 ( 1.000 )	171.7 ( 1.000 )	4.43 ( 1.000 )	122.03 ( 1.000 )
東 北	542.1 ( 1.050 )	344.6 ( 1.000 )	11.13 ( 1.033 )	123.55 ( 1.033 )
東 京	1836.0 ( 1.042 )	887.1 ( 1.000 )	35.48 ( 1.030 )	111.56 ( 1.030 )
西日本	3480.5 ( 1.179 )	2385.5 ( 1.050 )	73.78 ( 1.133 )	137.27 ( 1.133 )
中 部	838.1 ( 1.055 )	398.2 ( 1.001 )	15.76 ( 1.040 )	111.10 ( 1.040 )
北 陸	249.9 ( 1.057 )	230.7 ( 1.004 )	5.91 ( 1.035 )	181.58 ( 1.035 )
関 西	751.1 ( 1.414 )	445.2 ( 1.076 )	15.11 ( 1.288 )	91.20 ( 1.288 )
中 国	618.9 ( 1.180 )	483.5 ( 1.072 )	13.77 ( 1.141 )	199.90 ( 1.141 )
四 国	307.0 ( 1.343 )	226.3 ( 1.176 )	6.93 ( 1.297 )	213.81 ( 1.297 )
九 州	715.5 ( 1.121 )	601.5 ( 1.025 )	16.31 ( 1.081 )	169.62 ( 1.081 )
沖 縄	69.5 ( 1.000 )	68.0 ( 1.000 )	1.68 ( 1.000 )	218.96 ( 1.000 )

表注) ( )内は基準状態に対する比率を示す。

[表3-3-3-1. 2025年度・地域別太陽光発電実質的最大導入可能量]

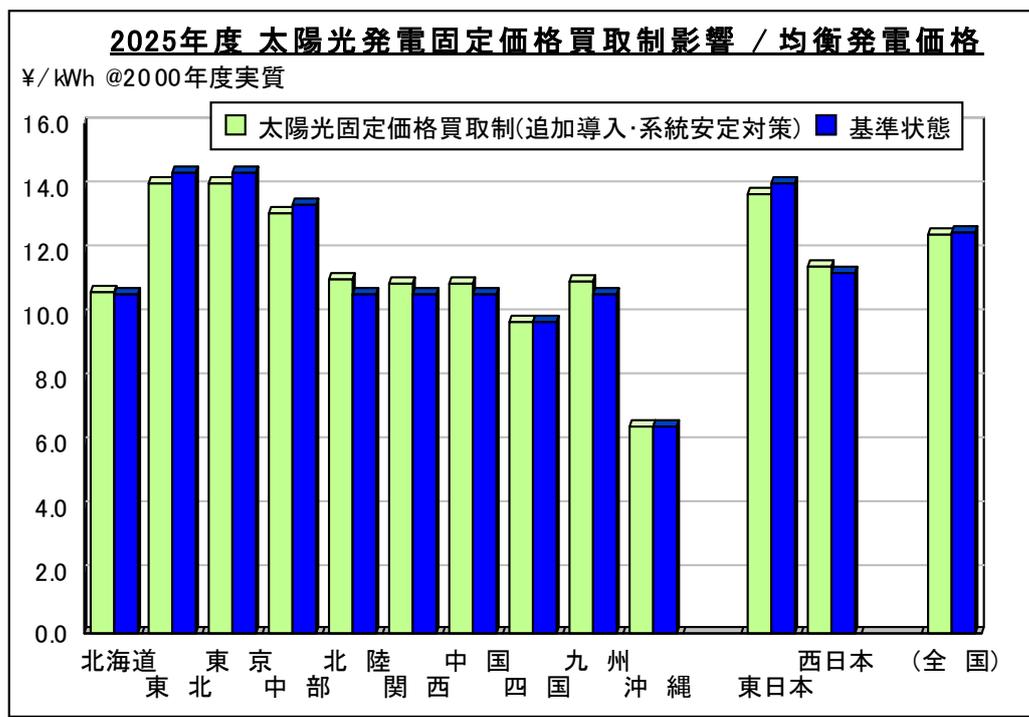
(単位: MW)	潜在導入可能量		実質的最大導入 可能量	既導入済量	追加導入可能量
	代替可能火力量	補完予備火力量			
全 国			26518	14499	13890
東日本	---	---	16072	4999	11072
北海道	2161	284	505	371	134
東 北	23551	8512	15567	4629	10938
東 京					
西日本	---	---	10445	9322	2818
中 部	5124	5245	7328	2306	2818
北 陸	18495	1575	2665	6280	( 0 )
関 西					
中 国					
九 州					
四 国	2190	290	452	737	( 0 )
沖 縄	655	0	0	177	( 0 )

表注) 実質的最大導入可能量の計算において、年間 5%迄の出力抑制を考慮している

[表3-3-3-1. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別連系均衡発電価格への影響]

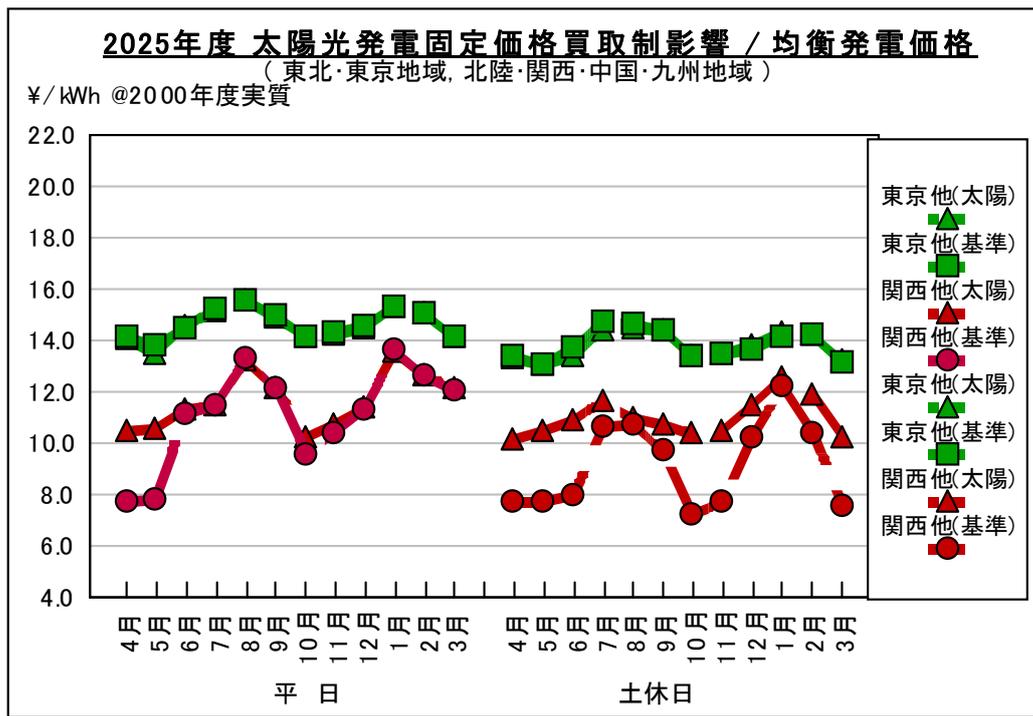
(2000年度実質)	2025年度基準状態	実質的最大導入時	差分 (影響率)
域内発電量 (除太陽光発電, GWh)			
	989608	959028	- 30580 (- 0.031)
連系均衡発電価格 (¥/kWh)			
全国平均	12.59	12.52	- 0.07 (- 0.005)
東日本	14.17	13.84	- 0.33 (- 0.023)
北海道	10.70	10.75	+ 0.05 (+ 0.004)
東北	14.47	14.13	- 0.34 (- 0.024)
東京	14.48	14.13	- 0.36 (- 0.025)
西日本	11.36	11.53	+ 0.17 (+ 0.015)
中部	13.46	13.25	- 0.21 (- 0.016)
北陸	10.69	11.13	+ 0.44 (+ 0.041)
関西	10.68	11.04	+ 0.36 (+ 0.033)
中国	10.68	11.03	+ 0.35 (+ 0.032)
四国	9.80	9.81	+ 0.02 (+ 0.002)
九州	10.70	11.09	+ 0.38 (+ 0.036)
沖縄	6.51	6.51	0.00 (0.000)
(参考) 太陽光固定価格買取賦課金増分 ( ¥ 0.42/kWh ) を加算した場合			
全国平均	12.59	12.94	+ 0.35 (+ 0.028)

[図3-3-3-1. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別連系均衡発電価格への影響]

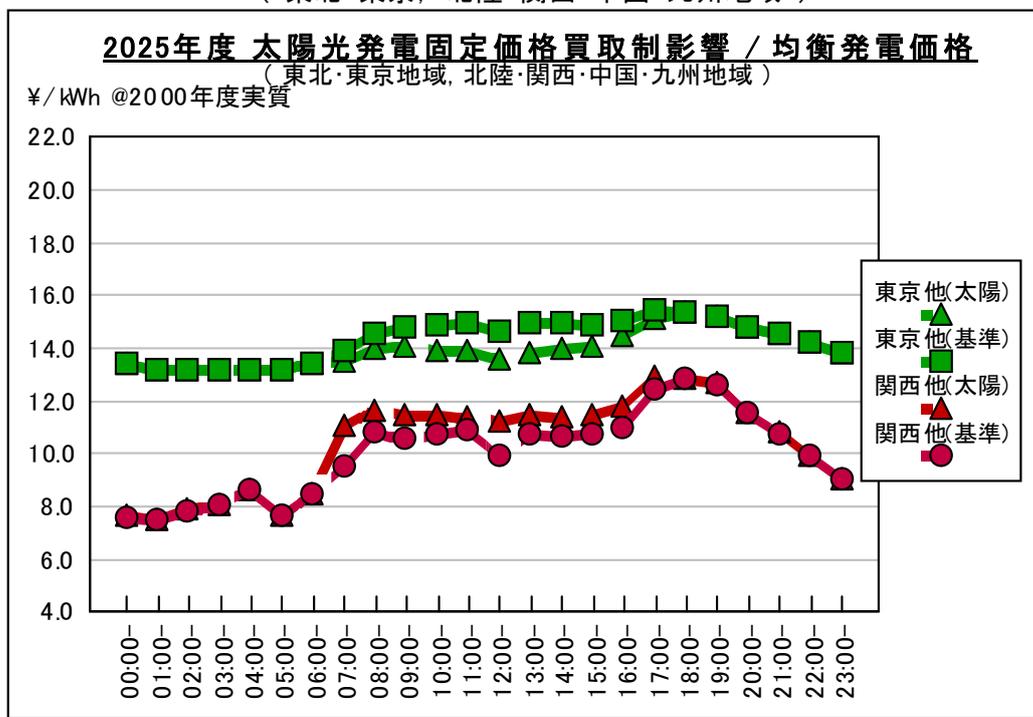


(図注) 数値は太陽光固定価格買取制度賦課金を含まない連系均衡発電価格のみの値である

[図3-3-3-2. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 / 連系均衡発電価格・月別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )



[図3-3-3-3. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 / 連系均衡発電価格・時間帯別への影響]  
 ( 東北・東京, 北陸・関西・中国・九州地域 )

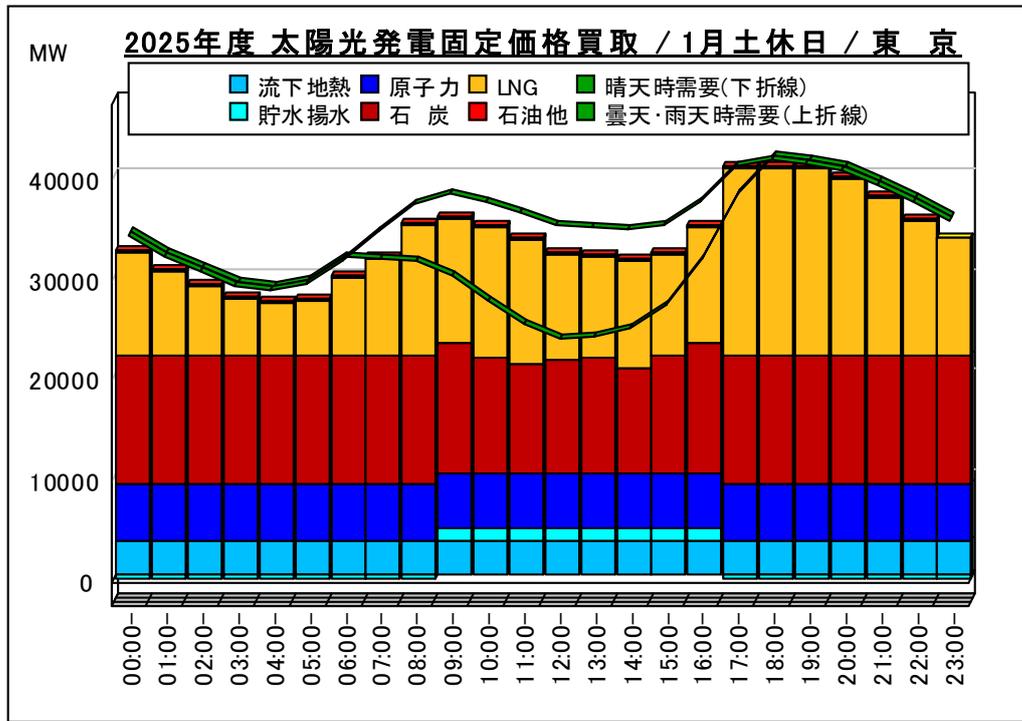


[表3-3-3-3. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域別発電所平均稼働率への影響]

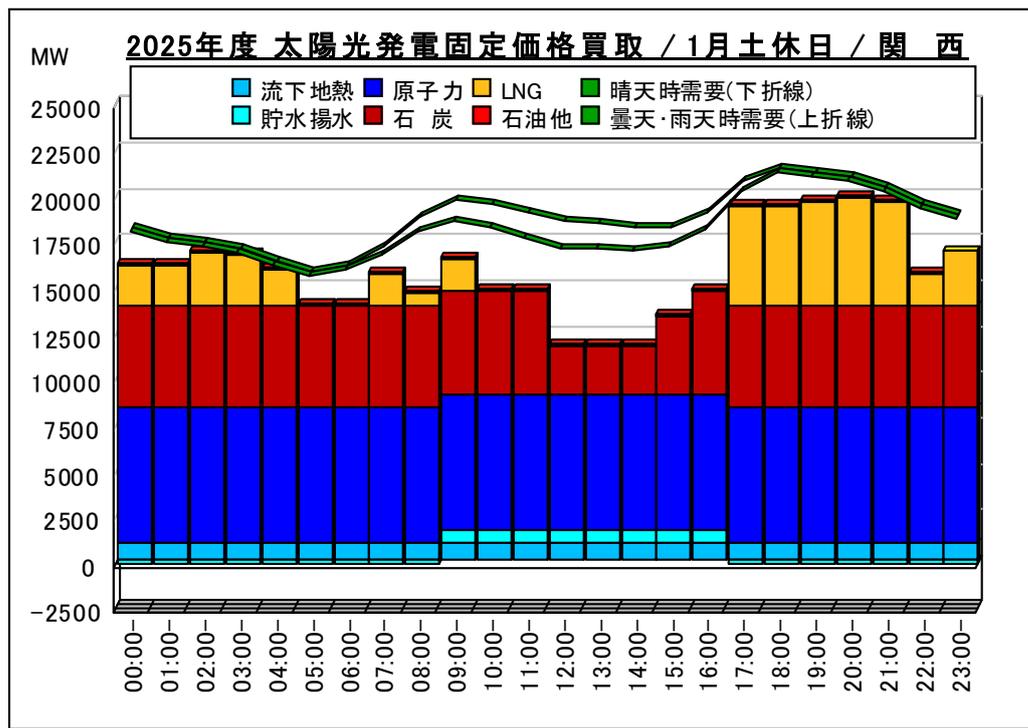
	石油他(対基準比)	LNG(対基準比)	石炭(対基準比)	総平均(対基準比)
(太陽光発電 実質的最大導入時)				
東日本(50Hz)				
北海道	0.000 ( --- )	0.147 ( 0.983 )	0.924 ( 0.967 )	0.553 ( 0.985 )
東北・東京	0.000 ( --- )	0.320 ( 0.859 )	0.989 ( 0.990 )	0.469 ( 0.953 )
東北	0.000 ( --- )	0.318 ( 0.890 )	1.000 ( 1.000 )	0.571 ( 0.976 )
東京	0.000 ( --- )	0.321 ( 0.853 )	0.985 ( 0.986 )	0.441 ( 0.946 )
西日本(60Hz)				
中部	0.000 ( --- )	0.287 ( 0.863 )	0.992 ( 0.998 )	0.398 ( 0.944 )
北陸~九州	0.000 ( --- )	0.247 ( 1.104 )	0.919 ( 0.968 )	0.504 ( 0.993 )
北陸	0.000 ( --- )	0.273 ( 1.250 )	0.984 ( 0.988 )	0.699 ( 0.998 )
関西	0.000 ( --- )	0.237 ( 1.104 )	0.831 ( 0.941 )	0.418 ( 0.992 )
中国	0.030 ( --- )	0.496 ( 1.088 )	0.899 ( 0.962 )	0.531 ( 0.984 )
九州	0.000 ( --- )	0.158 ( 1.052 )	0.982 ( 0.985 )	0.545 ( 0.995 )
四国	0.000 ( --- )	0.178 ( 0.806 )	0.780 ( 0.980 )	0.566 ( 0.981 )
沖縄	0.000 ( --- )	0.033 ( 1.000 )	0.808 ( 1.000 )	0.411 ( 1.000 )

表注) 原子力発電所・水力地熱発電所の年平均稼働率は制度変更の有無と無関係に実績値としている

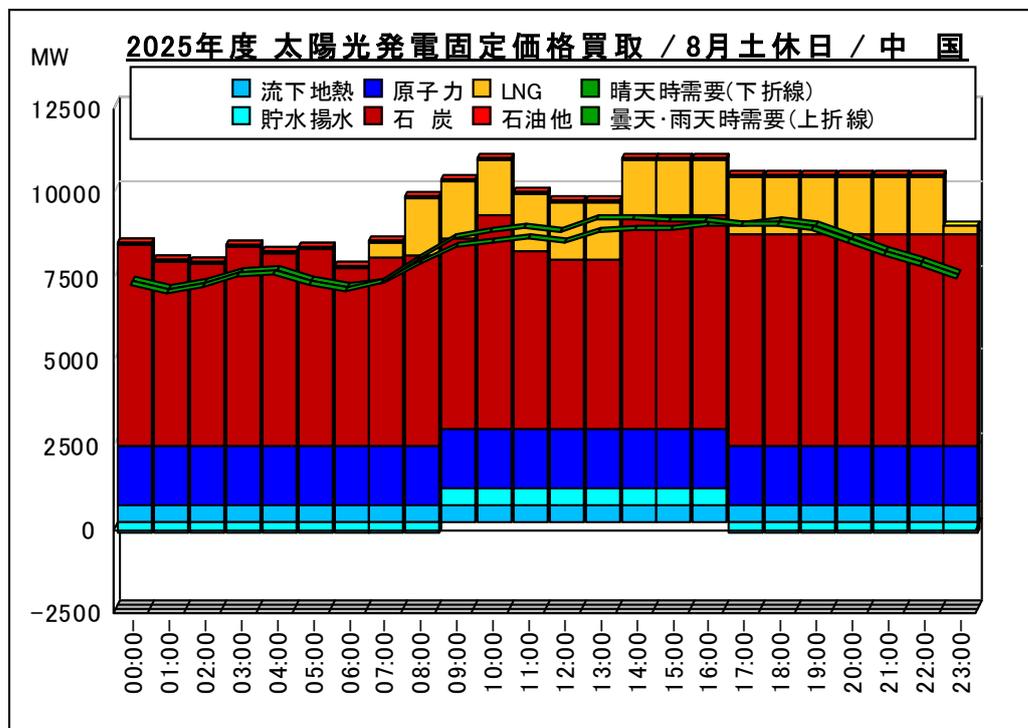
[図3-3-3-4. 2025年度・太陽光発電固定価格買取・燃料種別発電 / 冬期 1月土休日 / 東京]



[図3-3-3-5. 2025年度・太陽光発電固定価格買取・燃料種別発電 / 冬期 1月土休日 / 関西]



[図3-3-3-5. 2025年度・太陽光発電固定価格買取・燃料種別発電 / 冬期 1月土休日 / 中国]

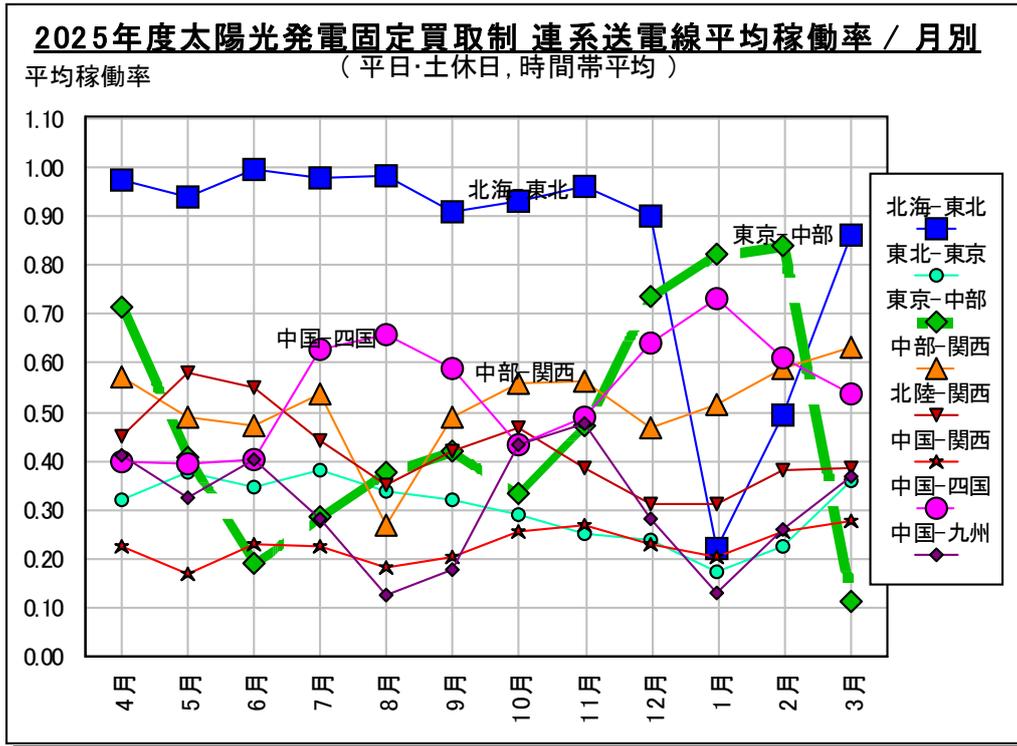


[表3-3-3-4. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制 - 地域間連系送電量などへの影響]

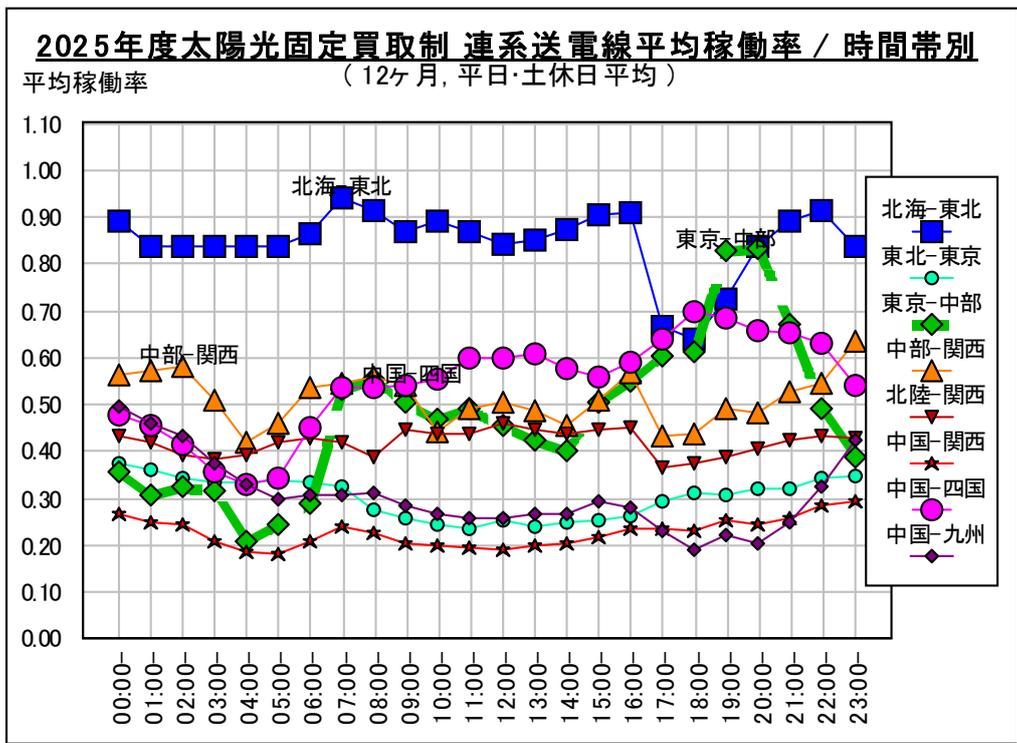
(単位 MW)	設備容量	基準状態(60年制)	実質的最大導入時(対基準比)	備 考
(連系送電量 - 年最大)				
北海道- 東北	900	900	900 ( 1.000 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	6714	6714 ( 1.000 )	
東京 - 中部	3000	3000	3000 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	5570	5570 ( 1.000 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	4292	4216 ( 0.983 )	
関西 - 中国	16600	7081	6976 ( 0.985 )	
中国 - 四国	2400	2400	2400 ( 1.000 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	3839	4302 ( 1.120 )	
(連系送電量 - 年平均)				
北海道- 東北	900	776	762 ( 0.982 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	12000	3935	3635 ( 0.924 )	
東京 - 中部	3000	1319	1422 ( 1.078 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	5570	2931	2854 ( 0.974 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	5570	2352	2338 ( 0.994 )	
関西 - 中国	16600	4071	3781 ( 0.929 )	
中国 - 四国	2400	1372	1304 ( 0.950 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	5570	1781	1709 ( 0.959 )	
(平均稼働率)				
北海道- 東北	--	0.862	0.847 ( 0.982 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.328	0.303 ( 0.924 )	
東京 - 中部	--	0.440	0.474 ( 1.078 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.526	0.512 ( 0.974 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.422	0.420 ( 0.994 )	
関西 - 中国	--	0.245	0.228 ( 0.929 )	
中国 - 四国	--	0.572	0.543 ( 0.950 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.320	0.307 ( 0.959 )	
(分断率)				
北海道- 東北	--	0.858	0.787 ( 0.918 )	(分断と仮定)
東北 - 東京	--	0.000	0.000 ( --- )	
東京 - 中部	--	0.362	0.402 ( 1.111 )	(分断と仮定)
中部 - 関西	--	0.043	0.067 ( 1.569 )	(分断と仮定)
北陸 - 関西	--	0.000	0.000 ( --- )	
関西 - 中国	--	0.000	0.000 ( --- )	
中国 - 四国	--	0.032	0.028 ( 0.881 )	(分断と仮定)
中国 - 九州	--	0.000	0.000 ( --- )	

表注) 中部-北陸、関西-四国間は常時分断・最大稼働と仮定しているため省略している。

[図3-3-3-7. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 / 地域間連系送電・月別への影響]



[図3-3-3-8. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 / 地域間連系送電・時間帯別への影響]



[表3-3-3-5. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別回収固定費などへの影響]

(10億円 @2000年度実質) 2025年度基準状態 実質的最大導入時(対基準比)

年間回収固定費

全国合計・平均	6467.1	6424.9 ( 0.994 )
東日本	3116.5	2984.5 ( 0.958 )
北海道	281.3	282.9 ( 1.006 )
東北	869.6	836.6 ( 0.962 )
東京	1965.7	1865.0 ( 0.949 )
西日本	3338.3	3428.2 ( 1.027 )
中部	767.8	740.2 ( 0.964 )
北陸	363.7	389.1 ( 1.070 )
関西	849.6	883.7 ( 1.040 )
中国	438.7	454.3 ( 1.035 )
四国	225.6	226.7 ( 1.005 )
九州	692.9	734.2 ( 1.060 )
沖縄	12.3	12.3 ( 1.000 )

うち一般電気事業者

全国合計・平均	4873.1	4837.8 ( 0.993 )
東日本	2214.3	2119.9 ( 0.957 )
北海道	274.3	275.8 ( 1.006 )
東北	755.4	726.2 ( 0.961 )
東京	1184.6	1117.9 ( 0.944 )
西日本	2650.3	2709.5 ( 1.022 )
中部	721.4	694.6 ( 0.963 )
北陸	293.4	315.3 ( 1.075 )
関西	723.1	750.5 ( 1.038 )
中国	259.9	268.8 ( 1.034 )
四国	175.5	176.6 ( 1.007 )
九州	477.1	503.6 ( 1.056 )
沖縄	8.4	8.4 ( 1.000 )

同 固定費回収率

全国合計・平均	1.250	1.241 ( 0.993 )
東日本	1.275	1.221 ( 0.957 )
北海道	1.448	1.456 ( 1.006 )
東北	1.797	1.727 ( 0.961 )
東京	1.052	0.993 ( 0.944 )
西日本	1.256	1.284 ( 1.022 )
中部	1.426	1.373 ( 0.963 )
北陸	1.840	1.978 ( 1.075 )
関西	1.047	1.088 ( 1.038 )
中国	1.158	1.198 ( 1.034 )
四国	1.231	1.239 ( 1.007 )
九州	1.232	1.301 ( 1.056 )
沖縄	0.160	0.160 ( 1.000 )

[表3-3-3-6. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別投入可変費への影響]

(10億円 @2000年度実質) 2025年度基準状態 実質的最大導入時(対基準比)

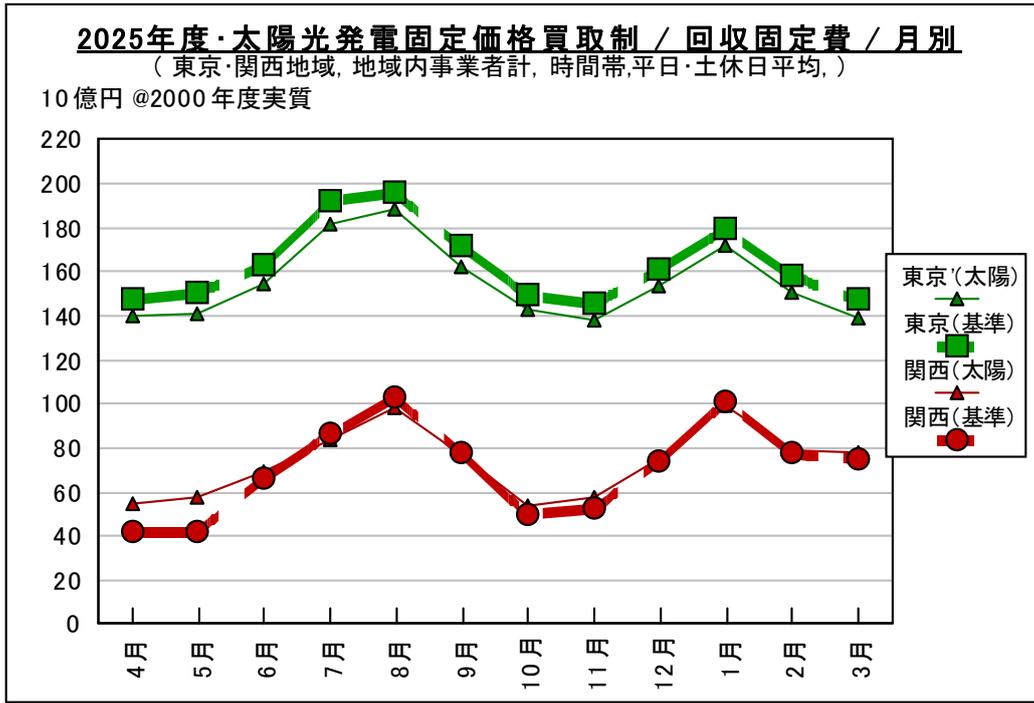
年間投入可変費

全国合計・平均	6035.5	5663.3 ( 0.938 )
東日本	3040.4	2780.4 ( 0.915 )
北海道	178.6	174.1 ( 0.975 )
東北	579.3	543.0 ( 0.937 )
東京	2282.6	2063.4 ( 0.904 )
西日本	2957.2	2845.0 ( 0.962 )
中部	1012.3	913.9 ( 0.903 )
北陸	191.4	192.0 ( 1.004 )
関西	638.4	640.9 ( 1.004 )
中国	402.0	397.8 ( 0.990 )
四国	216.5	207.0 ( 0.956 )
九州	496.5	493.3 ( 0.994 )
沖縄	37.9	37.9 ( 1.000 )

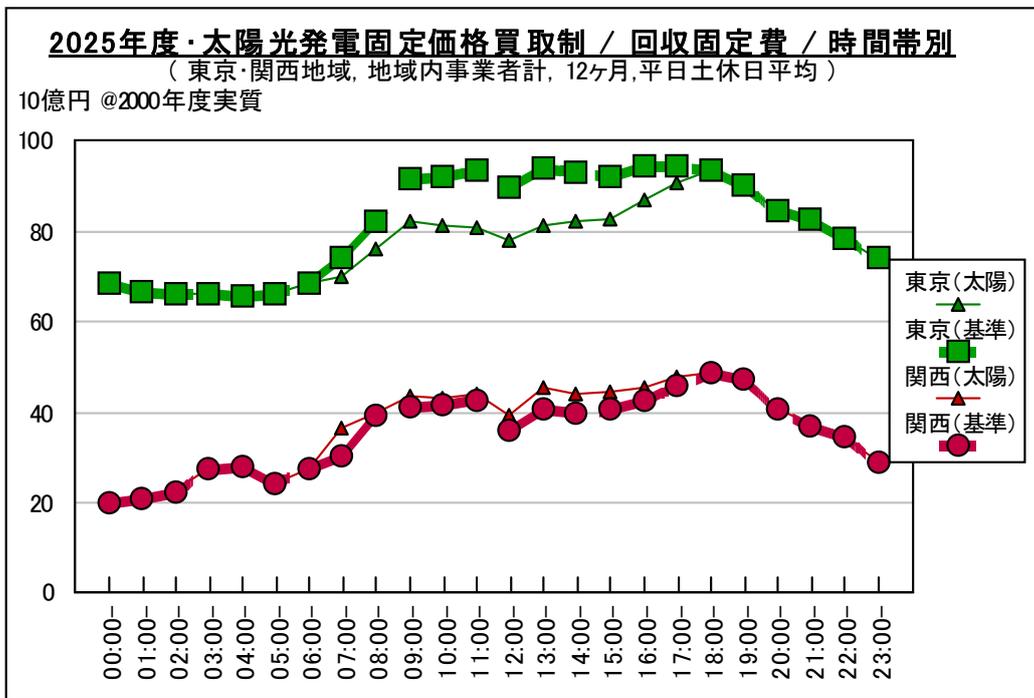
うち一般電気事業者

全国合計・平均	4646.8	4556.1 ( 0.930 )
東日本	2439.8	2197.1 ( 0.901 )
北海道	178.3	173.8 ( 0.975 )
東北	541.0	504.7 ( 0.933 )
東京	1720.5	1518.6 ( 0.883 )
西日本	2189.1	2333.9 ( 0.959 )
中部	759.5	906.7 ( 0.902 )
北陸	159.0	161.3 ( 1.015 )
関西	493.6	500.6 ( 1.014 )
中国	323.2	322.6 ( 0.998 )
四国	163.1	155.5 ( 0.953 )
九州	290.7	287.2 ( 0.988 )
沖縄	25.1	25.1 ( 1.000 )

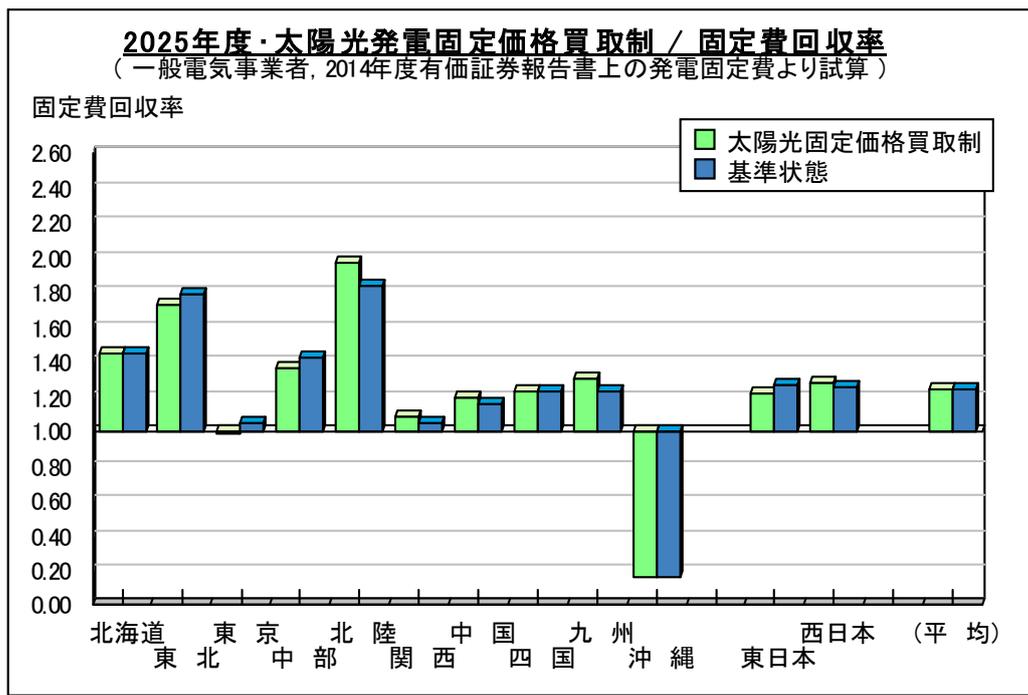
[図3-3-3-9. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別回収固定費への影響 / 月別]



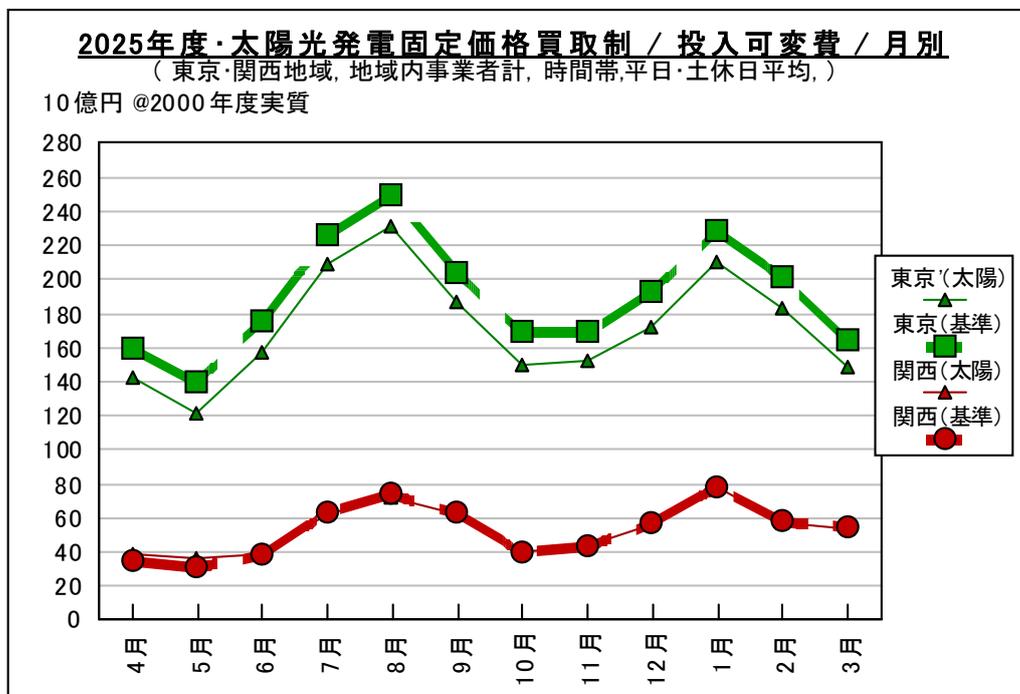
[図3-3-3-10. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別回収固定費への影響 / 時間帯別]



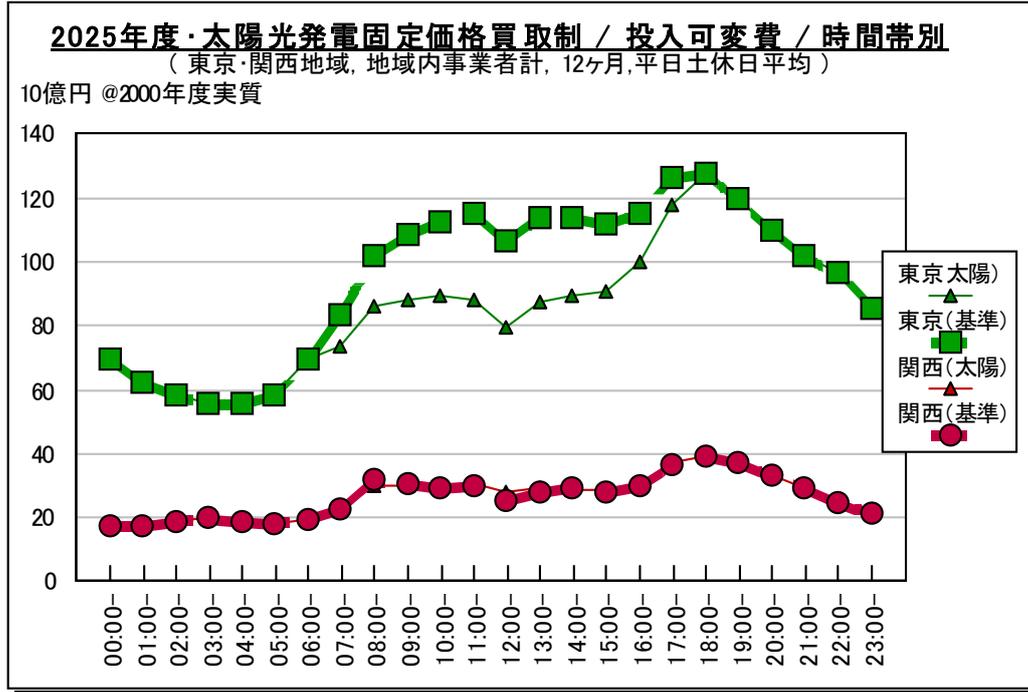
[図3-3-3-11. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 固定費回収率への影響]



[図3-3-3-12. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別投入可変費への影響 / 月別]



[図3-3-3-13. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 地域別投入可変費への影響/ 時間帯別]



[表3-3-3-7. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 火力発電参入可否への影響]

石炭火力発電 回収固定費(対基準比) (¥/W @2000年度実質)	参入可否判定 純新設/増新設	LNG複合火力発電	
		回収固定費(対基準比)	参入可否判定 純新設/増新設

原子力発電40年運転制限

東日本			
北海道	4.471 ( 1.015 )	不可 / 不可	0.000 ( --- ) 不可 / 不可
東北	8.773 ( 0.962 )	不可 / 可	1.343 ( 0.835 ) 不可 / 不可
東京	8.286 ( 0.958 )	不可 / 可	0.820 ( 0.765 ) 不可 / 不可
西日本			
中部	7.671 ( 0.978 )	不可 / 可	0.683 ( 0.785 ) 不可 / 不可
北陸	5.576 ( 1.093 )	不可 / 不可	0.243 ( 0.961 ) 不可 / 不可
関西	5.385 ( 1.064 )	不可 / 不可	0.247 ( 0.935 ) 不可 / 不可
中国	5.311 ( 1.060 )	不可 / 不可	1.063 ( 1.033 ) 不可 / 不可
四国	4.260 ( 1.015 )	不可 / 不可	0.081 ( 0.828 ) 不可 / 不可
九州	5.968 ( 1.076 )	不可 / 不可	0.313 ( 0.975 ) 不可 / 不可
沖縄	1.400 ( 1.000 )	不可 / 不可	0.000 ( --- ) 不可 / 不可

[表3-3-3-8. 2025年度・太陽光発電固定価格買取制度 - 発電用炭素排出量などへの影響]

(PJ, Mt-C, gC/kWh)	年間発電用化石燃料エネルギー投入量		発電エネルギー起源炭素排出量	
	発電事業者計	うち 石炭	炭素排出量計	炭素排出原単位
原子力発電40年運転制限				
全 国	5239.8 ( 0.954 )	3671.8 ( 0.981 )	112.17 ( 0.963 )	116.96 ( 0.994 )
東日本	2314.0 ( 0.968 )	1388.3 ( 0.990 )	47.34 ( 0.953 )	111.00 ( 0.993 )
北海道	182.8 ( 0.968 )	166.0 ( 0.967 )	4.28 ( 0.967 )	119.79 ( 0.982 )
東 北	496.1 ( 0.961 )	344.6 ( 1.000 )	10.48 ( 0.972 )	121.23 ( 1.013 )
東 京	1635.0 ( 0.928 )	877.7 ( 0.990 )	32.58 ( 0.945 )	107.06 ( 0.988 )
西日本	2856.3 ( 0.967 )	2215.6 ( 0.975 )	63.14 ( 0.970 )	120.31 ( 0.994 )
中 部	737.6 ( 0.929 )	397.2 ( 0.998 )	14.37 ( 0.948 )	108.12 ( 1.012 )
北 陸	234.9 ( 0.994 )	226.9 ( 0.987 )	5.66 ( 0.991 )	175.12 ( 0.998 )
関 西	517.9 ( 0.975 )	389.1 ( 0.940 )	11.28 ( 0.961 )	68.70 ( 0.970 )
中 国	512.0 ( 0.976 )	433.3 ( 0.960 )	11.71 ( 0.970 )	171.54 ( 0.979 )
四 国	220.8 ( 0.966 )	188.9 ( 0.982 )	5.18 ( 0.971 )	162.86 ( 0.988 )
九 州	633.1 ( 0.992 )	580.2 ( 0.989 )	14.95 ( 0.991 )	156.76 ( 0.999 )
沖 縄	69.5 ( 1.000 )	68.0 ( 1.000 )	1.68 ( 1.000 )	218.96 ( 1.000 )

表注) ( )内は基準状態に対する比率を示す。

[表4-1-1-1. 主要電力需給・政策関連指標と化石燃料価格・電力需要感度分析結果整理]

	基準状態	化石燃料価格感度分析		電力需要感度分析		
		高位(+30%)	低位(▲30%)	高位(+30%)	低位(▲30%)	
連系均衡発電価格 (¥/kWh @2000年度実質)						
全国平均	12.59	16.35 (1.299)	8.84 (0.702)	13.81 (1.097)	11.45 (0.910)	
東京	14.48	18.82 (1.289)	10.16 (0.701)	15.20 (1.050)	13.90 (0.959)	
関西	10.68	13.86 (1.298)	7.49 (0.701)	12.47 (1.168)	8.94 (0.837)	
発電所平均稼働率						
LNG						
東京	0.376	0.383 (1.018)	0.387 (1.029)	0.497 (1.320)	0.262 (0.697)	
関西	0.214	0.221 (1.032)	0.214 (1.000)	0.411 (1.920)	0.073 (0.341)	
石炭						
東京	0.999	0.999 (1.000)	0.971 (0.972)	1.000 (1.001)	0.989 (0.990)	
関西	0.883	0.901 (1.020)	0.834 (0.945)	0.948 (1.073)	0.739 (0.837)	
連系送電線平均稼働率						
東京-東北間	0.328	0.327 (0.998)	0.332 (1.013)	0.387 (1.181)	0.278 (0.847)	
関西-中国間	0.245	0.250 (1.021)	0.250 (1.019)	0.340 (1.388)	0.124 (0.504)	
一般電気事業者固定費回収率						
全国平均	1.250	1.678 (1.343)	0.822 (0.657)	1.513 (1.211)	1.033 (0.826)	
東京	1.052	1.403 (1.334)	0.702 (0.667)	1.198 (1.139)	0.952 (0.905)	
関西	1.047	1.434 (1.370)	0.659 (0.629)	1.355 (1.294)	0.782 (0.748)	
発電所参入可						
東京	石炭増設	石炭全般	--	石炭増設	--	
関西	--	--	--	--	--	
発電炭素排出量 (Mt-C)						
全国合計	116.44	116.76 (1.003)	115.83 (0.995)	128.91 (1.107)	102.94 (0.884)	
東京	34.46	34.47 (1.000)	34.09 (0.989)	38.15 (1.107)	30.99 (0.899)	
関西	11.73	11.99 (1.022)	11.14 (0.950)	13.97 (1.191)	8.99 (0.766)	

[表4-1-1-2. 主要電力需給・政策指標と経過措置料金制度他政策評価結果整理]

	基準状態	経過措置料金制度 (震災前最大基準)	原子力40年制限制	太陽光固定買取制	
連系均衡発電価格 (¥/kWh @2000年度実質)					
全国平均	12.59	11.50 (0.913)	13.87 (1.102)	12.94 (1.028)	*
東京	14.48	13.34 (0.921)	14.67 (1.013)	14.55 (1.005)	*
関西	10.68	9.93 (0.930)	13.52 (1.266)	12.46 (1.167)	*
発電所平均稼働率					
LNG  東京	0.376	0.376 (1.000)	0.411 (1.092)	0.321 (0.853)	
関西	0.214	0.214 (1.000)	0.553 (2.578)	0.237 (1.104)	
石炭  東京	0.999	0.999 (1.000)	1.000 (1.001)	0.985 (0.986)	
関西	0.883	0.883 (1.000)	0.954 (1.080)	0.831 (0.941)	
連系送電線平均稼働率					
東京-東北間	0.328	0.328 (1.000)	0.317 (0.966)	0.303 (0.924)	
関西-中国間	0.245	0.245 (1.000)	0.308 (1.256)	0.228 (0.929)	
一般電気事業者固定費回収率					
全国平均	1.250	1.114 (0.891)	1.349 (1.080)	1.241 (0.993)	
東京	1.052	0.829 (0.788)	1.087 (1.033)	0.993 (0.944)	
関西	1.047	0.904 (0.863)	0.943 (0.901)	1.088 (1.038)	
発電所参入可					
東京	石炭増設	--	石炭増設	石炭増設	
関西	--	--	石炭増設	--	
発電炭素排出量 (Mt-C)					
全国合計	116.44	116.44 (1.000)	126.50 (1.086)	112.17 (0.963)	
東京	34.46	34.46 (1.000)	35.48 (1.030)	32.58 (0.945)	
関西	11.73	11.73 (1.000)	15.11 (1.2880)	11.28 (0.961)	

表注) \* 太陽光固定価格買取制度賦課金増加分 ( ¥0.42/kWh ) 含む

## 補 論

### 補論1. 地域間連系均衡の数値計算手順詳細

#### 1. 変数一覧

$i, j$	地 域 (北海道, 東北, 東京, 中部, 北陸, 関西, 中国, 四国, 九州, 沖縄 別)
$t$	時間帯 (12ヶ月, 平日-土休日, 24時間 別)
$m$	均衡試行回数 ( $m$ ; 整数 )
$P_{im}(t)$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 均衡発電価格 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )
$P_{imn}(t)$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 次位機供給価格 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )
$Q_{im}(t)$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 均衡電力需要 ( MW )
$Q_{i0}(t)$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 域内電力需要 ( MW )
$Q_{imn}(t)$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 次位機設備容量 ( MW )
$Q_{smij}(t)$	地域 $i-j$ 間 連系送電量(1試行分) ( MW, $Q_{smij}(t) < Q_{sijmax}$ )
$Q_{sijmax}$	地域 $i-j$ 間 連系送電線設備容量 ( MW )
$S_{mij}(t)$	地域 $i-j$ 間 連系送電可否判定子 ( $i \rightarrow j: 1, i \leftarrow j: -1, 送電なし: 0$ )
$F_p(Q_i(t), f_{ik}, v_{ik})$	地域 $i$ 時間帯 $t$ 可変費用曲線 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )
$f_{ik}$	地域 $i$ 燃料種類 $k$ 燃料費 ( ¥/GJ, 2000年度実質 )
$v_{ik}$	地域 $i$ 燃料種類 $k$ 他可変費 ( ¥/kWh, 2000年度実質 )

#### 2. 数値計算手順

##### “0”. 初期域内均衡 ( $m = 0$ )

- 全ての地域  $i$  について域内均衡を計算, 域内均衡価格, 次位機供給価格を算定する。

$$m = 0$$

$$Q_{im}(t) = Q_{i0}(t)$$

$$P_{im}(t) = F_p(Q_{im}(t), f_{ik}, v_{ik})$$

$$P_{imn}(t) = F_p(Q_{im}(t)+Q_{imn}(t), f_{ik}, v_{ik})$$

##### “1”. 地域間連系送電可否判断 ( $m > 0$ )

- 地域  $i$  と連系線が接続している全ての隣接地域  $j$  と均衡電力価格・次位機供給価格を比較, 送電可否を判定し送電量を決定する。
- 送電可能な隣接地域  $j$  が複数ある場合, 当該試行回数の時点で均衡価格の差が最も大きくなる隣接地域を選択する。

$$m = m + 1$$

$$j = x \mid \text{ABS}(P_{im}(t) - P_{xm}(t)) \geq \forall \text{ABS}(P_{im}(t) - P_{ym}(t)), x, y \in j$$

$$\text{if } (P_{im}(t) < P_{jm}(t)) \wedge (P_{imn}(t) < P_{jmn}(t)), \text{ then } S_{mij}(t) = 1, \text{ else}$$

$$\text{if } (P_{im}(t) > P_{jm}(t)) \wedge (P_{jmn}(t) < P_{imn}(t)), \text{ then } S_{mij}(t) = -1, \text{ else } S_{mij}(t) = 0$$

$$\text{if } S_{mij}(t) = 1, \text{ then } Q_{smij}(t) = \min(Q_{sijmax}, \sum_m(Q_{imn}(t))), \text{ else}$$

$$\text{if } S_{mij}(t) = -1, \text{ then } Q_{smij}(t) = \max(-Q_{sijmax}, \sum_m(-Q_{jmn}(t))), \text{ else } Q_{smij} = 0$$

##### “2”. 連系送電可否判断結果反映均衡 ( $m > 0$ )

- 全ての地域  $i$  について “1” で決定された送電量(1試行分)を需要量に加(減)算し, 再度均衡を計算する。

$$Q_{im}(t) = Q_{i0}(t) + \sum_j \sum_m(Q_{smij}(t)) \quad (\text{※ 価格弾力性の設定がある場合ここで反映})$$

$$P_{im}(t) = F_p(Q_{im}(t), f_{ik}, v_{ik})$$

$$P_{imn}(t) = F_p(Q_{im}(t)+Q_{imn}(t), f_{ik}, v_{ik})$$

##### “3”. 連系均衡成立判定 ( $m > 0$ )

- 全ての地域  $i$  に関する全ての送電量が飽和した状態で連系均衡が成立と判定し終了。それ以外の場合は全て “1” へ戻り再度計算する。

$$\text{if } (Q_{im}(t) \doteq Q_{im-1}(t)) \vee (\forall j \mid \text{ABS}(\sum_m(Q_{smij}(t))) = Q_{sijmax}), \text{ then end, else goto "1"}$$

## 補論2. 新設石炭及び LNG複合火力発電所の実発電効率の推計

### 1. 推計の基本的考え方

石炭火力発電・LNG複合火力発電など火力発電所の実発電効率については、2004年度迄は経済産業省資源エネルギー庁電力ガス事業部編「電力需給の概要」において、一般電気事業者・卸電気事業者が保有する全ての発電所約 200ヶ所につき、毎年度の発電所別・燃料種別の燃料消費量と発電電力量が情報公開されており、容易に実発電効率が算定可能であった。

しかし、2005年度からは当該情報の公開は停止されており、発電所の効率については各社により設計効率やカタログ効率などの断片的な情報しか公表されていないため、この間に運転開始した発電所については実際に発電運用に供された際の実発電効率が解らない状況となっている。また、今後建設され運転開始する発電所についても同様である。

このため、1995～2004年度の「電力需給の概要」における火力発電所の実発電効率に関する実績値から、石炭火力発電・LNG火力発電について実発電効率の年技術進歩率を回帰分析により測定し当該結果を外挿することによって、2005年度以降に運転開始した乃至今後運転開始する新設発電所の実発電効率を推計する。

実発電効率は全て高位発熱量基準とし、燃料種別発熱量は経済産業省資源エネルギー庁「標準発熱量表」に基づいて算定する。

LNG火力発電については、複合式か汽力式かを外形的に識別できないため、LNG火力発電全体について推計した結果を LNG複合火力発電についての推計結果と見なして適用する。

石油火力発電・鉄鋼ガス火力発電など、石炭火力発電・LNG複合火力発電以外の発電所については、今後の新設がほぼ見込まれないため推計から除外する。

### 2. 推計試料・推計式

試料数 石炭火力発電 29 LNG(複合)火力発電 23

推計式

$$\mu_i = \beta_0 + \beta_1 * VTGi + \beta_2 * PLFi + \beta_3 * CPAi + e_i$$

$\mu_i$  発電所 i の平均実発電効率 (1995～2004年度平均)

VTGi 発電所 i の運転開始年度から 2015年初迄の経過年数

PLFi 発電所 i の平均暦時間稼働率 (1995～2004年度平均)

CPAi 発電所 i の発電設備容量 ( MW )

$\beta_0, \beta_1 \sim \beta_3$  定数項, 係数  $e_i$  誤差項

### 3. 推計結果：石炭火力発電

推計結果 ( )内は p値

$$\mu_i = 0.3912 + -0.0011*VTGi + 0.0459*PLFi + 0.000*CPAi$$

(0.000)	(0.000)	(0.000)	(0.164)	Adj-R <sup>2</sup> 0.753
***	***	***	--	AIC -189.36

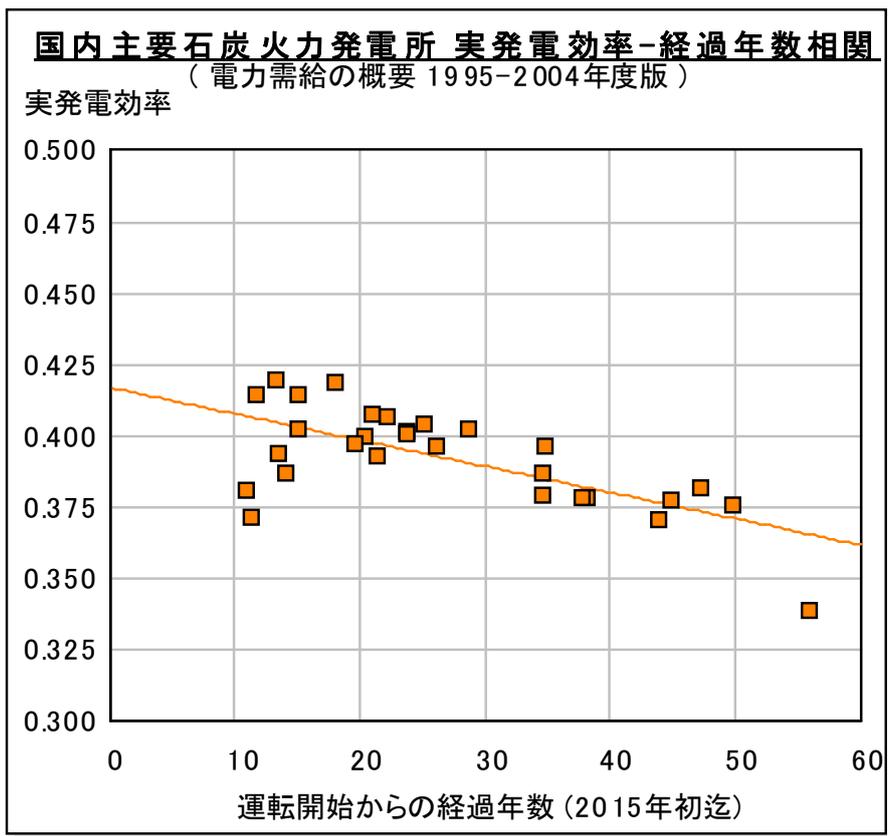
### 4. 推計結果：LNG(複合)火力発電

推計結果 ( )内は p値

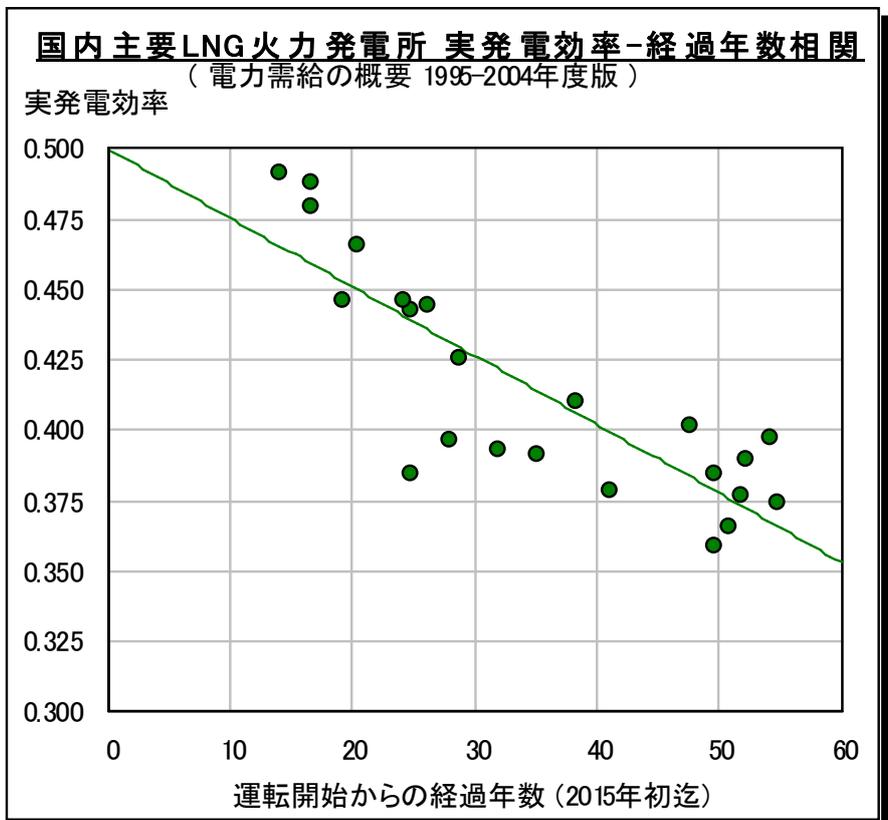
$$\mu_i = 0.4733 + -0.0023*VTGi + 0.0344*PLFi + 0.000*CPAi$$

(0.000)	(0.000)	(0.554)	(0.837)	Adj-R <sup>2</sup> 0.676
***	***	--	--	AIC -104.54

[図補2-3-1. 国内主要石炭火力発電の実発電効率と運転開始からの経過年数相関(2015年初迄)]



[図補2-4-1. 国内主要LNG火力発電の実発電効率と運転開始からの経過年数相関(2015年初迄)]



### 補論3. 新設石炭及び LNG複合火力発電所の設備投資額の推計と参入可否判定

#### 1. 新設設備投資額の推計方法

石炭火力発電・LNG複合火力発電など火力発電所の新設に要する設備投資額については、各一般電気事業者・卸電気事業者の有価証券報告書において毎年度の内訳別固定資産額が公開されていることから、発電所が新設された際の汽力発電固定資産額の増加分を該当する発電設備の設備容量で除することにより、燃料種別・発電方式別での平均設備容量当新設費用を推計することができる。

ここで、既設発電所の敷地内に同一燃料種別・発電方式の設備が新設された場合の投資額と、新設発電所で初号機が運転開始する場合や既設発電所に異なる燃料種別・発電方式の設備が新設される場合の投資額は、用地取得費や基礎工事費、燃料貯蔵・受払や冷却水・送変電など関連設備費が大きく異なることから、これらを「増新設」「純新設」と呼称し識別して扱う。

具体的には、2005～2014年度の一般電気事業者・卸電気事業者の有価証券報告書における汽力発電費の増加額のうち、石炭火力・LNG複合火力発電の新設が行われた際の増加額と該当する発電設備の設備容量を用いて、「増新設」「純新設」別での名目平均設備容量当新設設備投資額を算定し、これらを GDPデフレーターを用いて 2000年度実質価格に換算して推計する。

但し、石炭火力発電の「純新設」分については 2005～2014年度に該当する例がないため、汽力発電設備の大部分が石炭火力発電である電源開発株式会社の同期間での平均設備容量当汽力発電固定資産額より推計する。

#### 2. 新設設備投資額推計結果

[表補3-2-1. 石炭火力発電及びLNG複合火力発電の平均設備容量当実質設備投資額]

種別	発電所名	年度	発電出力(MW)	固定資産額(百万円・名目)	推定設備投資額(¥/W・実質)
LNG複合火力発電					
純新設	(加重平均値)		921.1		150.41
	東京・富津4-1	2007	507	58816	127.42
	東京・川崎1-1～1-3	2008	1500	155587	114.87
	中国・水島新1	2009	285	40406	158.98
	中部・上越1-1, -2, 2-1	2012	1785	249093	163.85
	東京・川崎2-1	2012	500	65533	153.89
	沖縄・吉の浦1, 2	2013	537	93573	205.05
	東京・鹿島7	2014	1260	165143*	150.59
	東京・千葉3-1	2014	1500	196599*	150.59
	東北・八戸5	2014	416	60512	167.13
増新設	(加重平均値)		977.4		82.57
	東北・東新潟4-2	2006	840	45420	58.73
	中部・新名古屋8	2008	1600	104035	72.01
	東京・富津4-2	2009	507	38966	86.18
	東京・富津4-3	2010	507	39057	88.13
	東北・仙台4, 新潟5	2010	555	合計 39588	合計 81.61
	四国・坂出新1	2010	296	20710	80.05
	中部・上越2-2	2014	595	38388	74.13
	関西・姫路第2 1-5	2013	2919	237633	95.80
石炭火力発電					
純新設	電源開発平均値	2005-2014	8112	1790800	220.84
増新設	(加重平均値)		775.0		166.86
	電源開発・磯子2	2009	600	91225	170.49
	関西・敦賀2	2009	900	83273	105.86
	東京 広野6・常陸那珂2	2013	1600	合計 271683	合計* 199.81

表注) 東京電力2013-2014年度の新設分については 石炭・LNG火力発電分が混在するため 2012年度の川崎2系の実績値からLNG火力分を推計し両者を識別している

### 3. 新設設備投資額からの年平均要回収固定費の推計

石炭火力発電・LNG複合火力発電などの火力発電設備については、法定耐用年数が15年、実勢耐用年数が約40年であることから、割引率を $r_d$ 、資本報酬率を $r_c$ と仮定すると上記設備投資額から毎年度の要回収固定費を算定することができる。

[式補3-3-1. 設備投資額からの年平均要回収固定費の計算]

$$INV_i * (1 + r_c) = \sum_t (RECI(t) * (1 + r_d)^{-t})$$

$INV_i$  発電種別 $i$ の設備投資額  
 $RECI(t)$  発電種別 $i$ の $t$ 年度目の年平均要回収固定費  
 $t$  耐用年数（法定：1～15又は実勢：1～40）  
 $r_c$  資本報酬率  
 $r_d$  割引率

具体的に、割引率 $r_d = 0.03$ 、資本報酬率 $r_c = 0.05$ とした場合、下表のとおり設備容量当での年平均要回収固定費が推計できる。

現実の投資判断においては実勢耐用年数が多く用いられることから、本研究における新規参入の可否判定においても実勢耐用年数40年で計算した年平均要回収固定費を用いることとする。

[表補3-3-1. 新設設備投資額から推計される年平均要回収固定費額]

(資本報酬率 0.05, 割引率 0.03)

年平均要回収固定費 ¥/W	設備投資額 ¥/W	法定耐用年数 15年	実勢耐用年数 40年
LNG複合火力発電			
純新設	150.41	13.23	<b>6.83</b>
増新設	82.57	7.26	<b>3.75</b>
石炭火力発電			
純新設	220.84	19.42	<b>10.03</b>
増新設	166.86	14.68	<b>7.58</b>

### 4. 地域別・燃料種別別参入可否判定

更に、当該年要回収固定費を用いて、地域別の最新鋭の石炭火力発電やLNG複合火力発電が当該年要回収固定費を回収できているか否かを確認することにより、地域別・燃料種別別の参入可否判定を行うことができる。

具体的には、表2-2-1-1.における地域別の最も新しい石炭火力発電所・LNG複合火力発電所について算定した年回収固定費が、上記3.での年要回収固定費を上回っている場合には参入が概ね可能であると判定し、下回っている場合にはその逆であると判定する。

複数の地域が十分な連系送電線容量で接続され同一の連系均衡発電価格を形成している場合には、各地域内で最も新しい石炭火力発電所・LNG複合火力発電所について上記判定を行い、その結果を当該地域での判定とする。

なお、当該結果は各地域の供給曲線が大きく変化しない範囲での限界的規模の石炭火力発電所・LNG複合火力発電所が新設される場合についてのものであり、供給曲線が変化するような大規模な発電所の新設についての判定には適用できないことに注意を要する。

## 補論4. 時間帯別電力需要実績値日報公表値の補完処理

### 1. 時間帯別電力需要実績値日報公表値と欠測値

2011年3月の東日本大震災に伴う火力発電所の被害及び原子力発電所の全基停止を契機とし、国内では広域的な電力需給の逼迫が続いたことから、爾後政府により事業所・家庭での節電に関する普及啓発措置が進められている。

当該施策に協力する形で、各一般電気事業者では「でんき予報」と称し供給区域内の毎日の時間帯別電力需要と最大供給力を各社のWEBサイト上で情報公開し、電力需給の逼迫度を訴求することによって事業者・消費者への節電への注意喚起を行うことが実施されている。

当該「でんき予報」による時間帯別電力需要実績値日報公表値については、東日本大震災の被害により特に電力需給が逼迫した東日本(50Hz)地域の一般電気事業者から順次開始され、西日本(60Hz)地域の電力会社がこれに追従する形で進められたため、各社の情報公開内容には差異が存在している。

本研究におけるモデルにおいては、主として2014年度の実績値を用いて推計を行っているが、一部の一般電気事業者では土休日分を公開していないなどの問題があるため、そのままではモデル上の需要曲線の整合的適用が困難である。

このため、欠測となっている情報を経済産業省資源エネルギー庁電力ガス事業部「電力調査統計/地域別月次電力消費量」及び近隣の一般電気事業者の時間帯別電力需要実績値日報公表値の曲線形状を用いて補完することとする。

[表補4-1-1. 一般電気事業者別時間帯別電力需要量実績値日報公表状況]

#### 東日本(50Hz)地域

北海道電力	2010年 1月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)
東北電力	2008年 4月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)
東京電力	2008年 1月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)

#### 西日本(50Hz)地域

中部電力	2010年 4月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)
北陸電力	2012年 7月 1日 0時 ~ 直近,	平日のみ・全時間帯対象	
関西電力	2011年 7月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象,	2011年度一部欠(影響なし)
中国電力	2012年 4月 1日 0時 ~ 直近,	平日のみ・全時間帯対象	
四国電力	2012年 7月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)
九州電力	2012年 7月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	(影響なし)
沖縄電力	2015年 4月 1日 0時 ~ 直近,	全日・全時間帯対象	

### 2. 補完処理の具体的内容

#### (1) 北陸電力・中国電力の土休日分

北陸電力・中国電力の2014年度土休日分の時間帯別電力需要については、それぞれ中部電力・九州電力の時間帯別電力需要実績値日報公表値の各時間帯別需要を用いて、平日の地域別時間帯別需要比率が土休日についても同じと仮定し、中部電力・九州電力の土休日の時間帯別需要に平日の時間帯別需要比率を乗じて推計する。

#### (2) 沖縄電力

沖縄電力の2014年度分の時間帯別電力需要については、九州電力の同月・同日・同時間帯の時間帯別電力需要実績値日報公表値の各時間帯別構成比を用いて、同月の累計値が「電力調査統計/地域別月次電力消費量」の沖縄電力分と一致するよう推計する。

## 補論5. 現状の地域別電気料金と経過措置料金水準の推計

### 1. 近年の地域別電気料金と発電費用推移

各一般電気事業者の有価証券報告書及び内閣府国民経済計算の GDPデフレーターから算定した 2000年度実質価格による 2005～2014年度の地域別電気料金と発電費用推移を示す。

2011年 3月の東日本大震災以降原子力発電所がほぼ全基停止した状態となり、各社ともこれを代替する火力発電所の燃料費が嵩み発電費用の増加を理由とした電気料金の値上げを行ったため、東日本大震災の前後で多くの地域で電気料金が 20%前後上昇している。

特に東京・東北での電気料金の上昇が顕著であることが確認される。

[表補5-1-1. 2005-2014年度の地域別電気料金及び発電費用推移]

	震災前平均					震災後平均					前後比		
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014			
電気料金													
北海道	18.29	17.48	18.01	17.94	19.47	18.16	18.66	21.96	21.56	20.21	22.02	24.03	1.201
東北	20.58	19.72	20.30	20.24	22.07	20.61	20.55	24.68	21.70	22.92	26.52	27.56	1.199
東京	18.79	17.80	18.31	18.60	20.76	18.28	19.02	24.96	20.94	23.96	27.06	27.87	1.328
中部	17.57	16.41	16.69	17.08	19.15	18.10	18.00	22.23	19.80	21.83	22.79	24.51	1.265
北陸	18.06	17.50	17.82	17.01	19.68	18.33	18.00	19.59	18.80	19.43	19.99	20.14	1.085
関西	17.43	16.85	16.90	17.21	18.46	17.51	17.64	21.38	18.65	19.55	23.27	24.06	1.227
中国	17.59	17.05	17.02	17.13	18.92	17.78	17.66	21.10	20.20	21.05	21.51	21.65	1.200
四国	19.93	19.34	19.67	20.17	21.50	19.24	19.66	21.65	20.98	20.11	22.47	23.06	1.087
九州	16.94	16.64	16.52	16.64	17.66	17.10	17.10	20.11	18.10	19.00	21.37	21.98	1.187
沖縄	21.80	20.53	21.25	21.41	23.36	22.07	22.19	25.01	23.95	24.80	25.77	25.52	1.147
うち 発電費用 (含 他社購入電力費)													
北海道	9.93	8.03	8.16	9.75	13.10	10.20	10.30	16.77	14.28	17.26	18.10	17.43	1.689
東北	11.05	10.20	10.64	11.43	13.20	10.49	10.36	15.98	14.70	15.55	16.89	16.80	1.446
東京	10.54	8.70	9.01	11.50	13.34	9.98	10.68	18.23	15.64	18.31	19.66	19.30	1.730
中部	10.04	8.26	9.61	10.73	11.80	9.65	10.18	16.33	14.10	16.03	17.45	17.76	1.627
北陸	10.90	9.98	10.13	11.12	13.07	10.88	10.20	12.96	12.84	12.84	13.48	12.66	1.189
関西	9.45	7.74	8.62	9.85	11.63	9.35	9.50	16.13	13.42	14.95	17.49	18.67	1.708
中国	10.30	9.04	9.60	10.03	12.45	9.94	10.77	14.62	13.04	14.88	15.50	15.08	1.419
四国	10.76	10.32	10.86	11.12	12.29	10.37	9.61	15.57	13.81	15.43	16.66	16.39	1.447
九州	9.05	7.71	8.35	9.22	10.48	8.94	9.58	16.43	13.65	16.16	17.88	18.04	1.816
沖縄	12.45	11.13	12.13	12.22	14.21	12.23	12.75	16.39	14.42	15.79	17.71	17.63	1.317

### 2. 経過措置料金水準の推計

#### (1) 基準時点・条件

本文 2-2. で述べたとおり、本研究では「基準状態」として 2025年度の電力需給において原子力発電所の再稼働が一定程度進展し、また石炭・LNGなど国際エネルギー価格が 2014年度実績程度迄回復した状態を考へることとしている。

従って、当該状態について適用されるべき経過措置料金水準としては、東日本大震災前の 2005～2010年度平均での電気料金を基準に考へることが適当であると考えられる。

#### (2) 上限経過措置電気料金

(1) での基準時点・要件に基づいて設定される経過措置電気料金の上限については、以下の 2通りの設定方法が考へられる。

- 2005～2010年度の平均電気料金・同標準偏差から算定される 95%信頼区間上限値
- 2005～2010年度の地域別最大電気料金

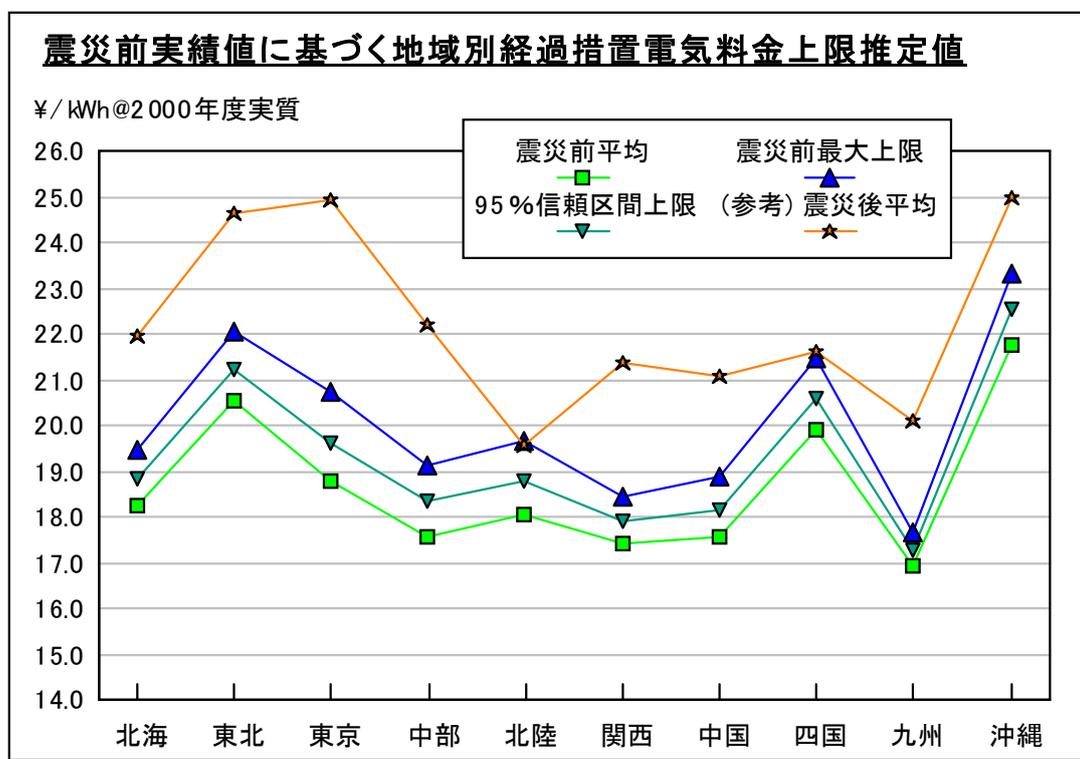
具体的にこれらの上限値を地域別に算定した結果は以下のとおり。

[表補5-2-1. 震災前実績値に基づく経過措置電気料金上限推定値]

震災前平均電気料金 95%信頼区間上限 最大電気料金上限 (参考)震災後平均電気料金  
 ¥/kWh@2000年実質

電気料金	震災前平均	95%信頼区間上限	最大電気料金上限	(参考)震災後平均
北海道	18.29	18.84	19.47	21.96
東北	20.58	21.22	22.07	24.68
東京	18.79	19.63	20.76	24.96
中部	17.57	18.39	19.15	22.23
北陸	18.06	18.79	19.68	19.59
関西	17.43	17.91	18.46	21.38
中国	17.59	18.17	18.92	21.10
四国	19.93	20.60	21.50	21.65
九州	16.94	17.29	17.66	20.11
沖縄	21.80	22.58	23.36	25.01

[図補5-2-1. 震災前実績値に基づく経過措置電気料金上限推定値]



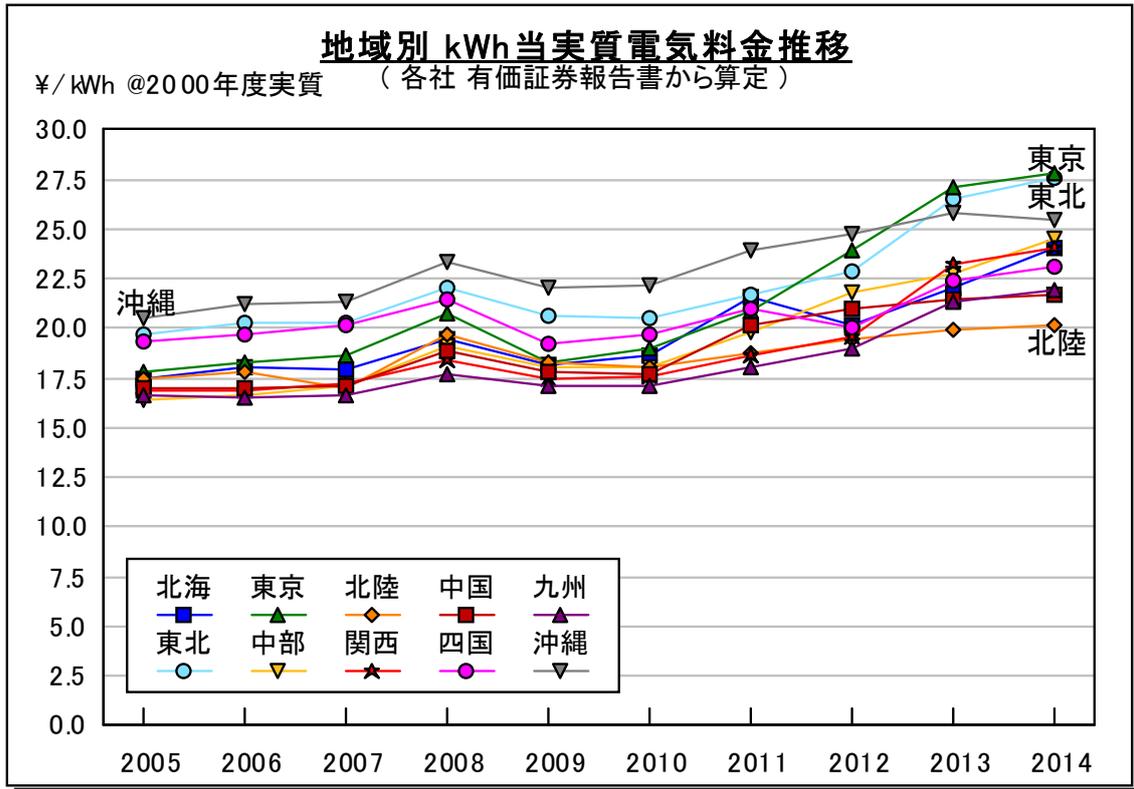
### 3. 経過措置料金水準の適用

本文 2-1. で算定される地域別連系均衡発電価格は、現状の各社有価証券報告書における発電費用に対応することから、送変配電費用など発電費用以外の費用が 2005~2010年度実績と同じであると仮定し地域別連系均衡発電価格にこれらの費用を加算した電気料金を算定し、これが上記 2. (2) での上限経過措置電気料金に抑制された場合を試算するものとする。

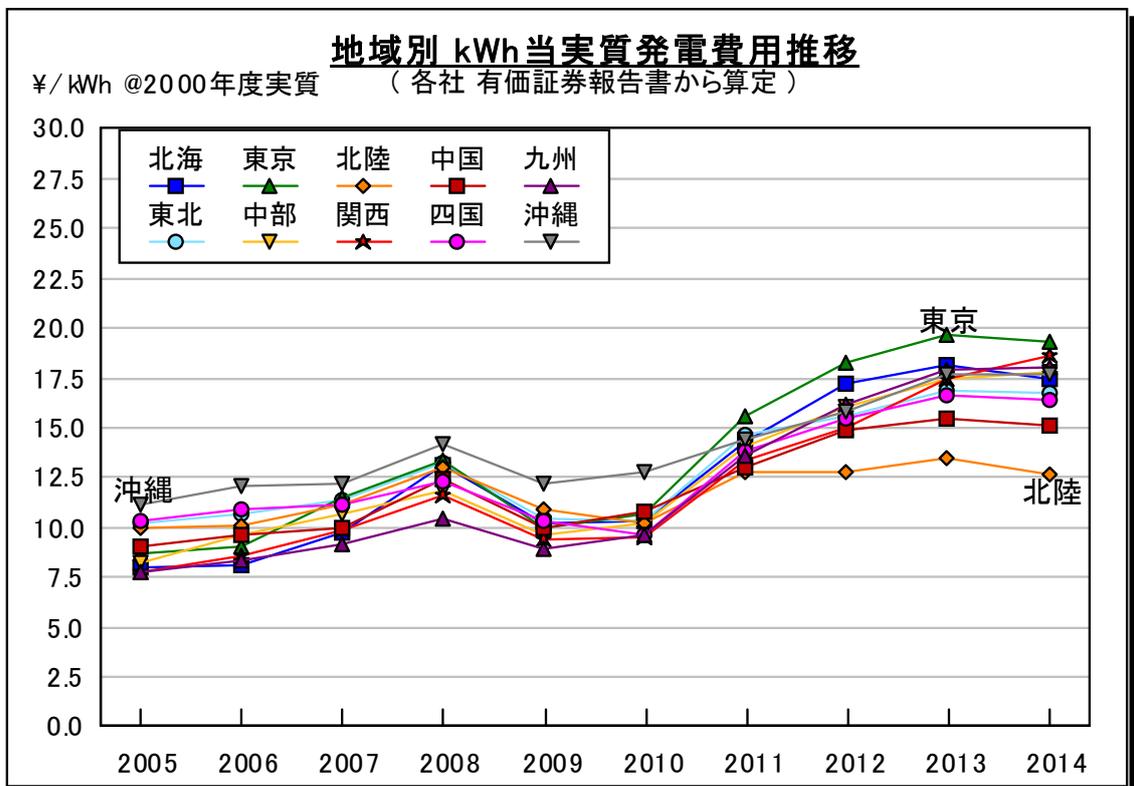
連系均衡の算定時に分断しなかった地域については、2. (2) での上限経過措置電気料金を各構成地域の電力需要により加重平均した値をそれぞれ適用する。

なお需要家別・時間帯別の電力需要が不明である関係上、本研究においては簡略化のため全需要家が当該上限経過措置電気料金の適用を受けると仮定して試算を行うものとする。

[図補5-1-1. 地域別 kWh当実質電気料金推移]



[図補5-1-2. 地域別 kWh当実質発電費用推移]



## 補論6. 現状の太陽光発電の地域別既導入設備容量の推計

### 1. 太陽光発電地域別既導入設備容量

本文 2-3-5. で議論した太陽光発電最大導入可能量は、既存分・新設分を合計したものであり、今後の太陽光発電導入可能量を推計するためには太陽光発電の既導入設備容量を地域別に推計しておくことが必要である。

太陽光発電の既導入設備容量に関連する統計調査としては、経済産業省資源エネルギー庁公表資料「再生可能エネルギー発電設備の導入状況」において都道府県別・エネルギー源別（一部規模別）・運転開始の有無別に再生可能エネルギー固定価格買取設備認定件数・認定設備容量が公開されている。

当該資料の数値から 2014年度時点での都道府県別導入量を推計し、これを地域別に集計することにより太陽光発電地域別既導入設備容量を推計する。

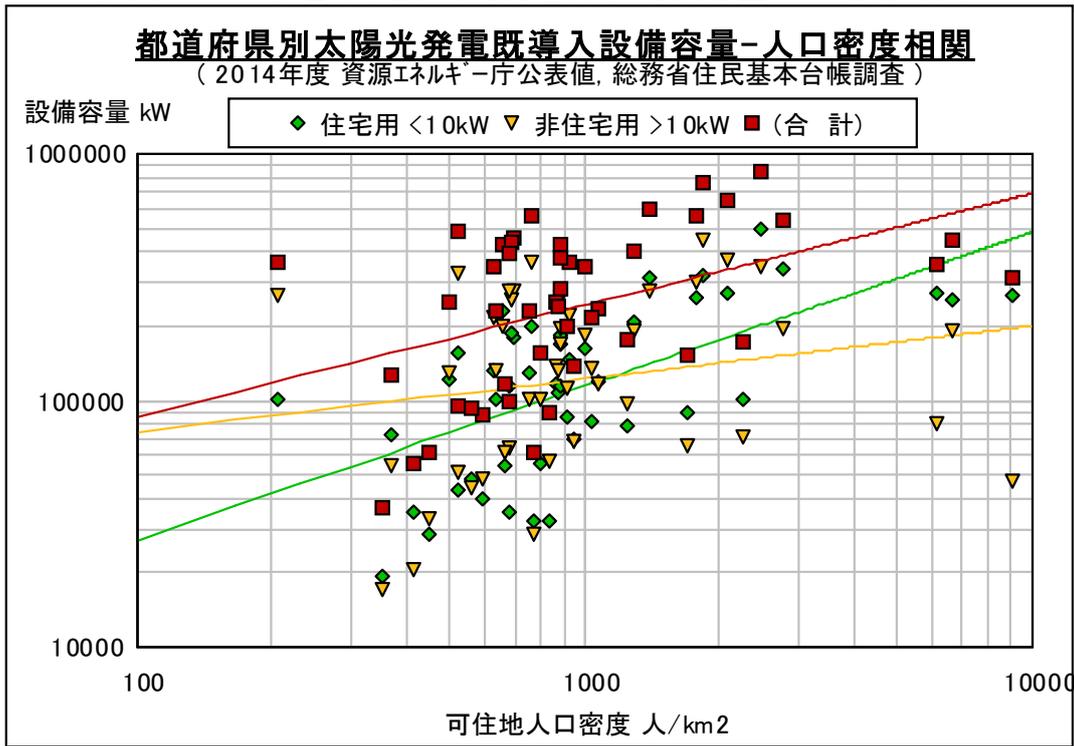
### 2. 地域別既導入設備容量の推計結果

2014年度末時点での地域別太陽光発電既導入設備容量は以下のとおり推計される。

[表補2-1-1. 地域別太陽光発電既導入設備容量 (2014年度末時点)]

MW	合計既導入量	住宅用 (<10kW)	非住宅用 (>10kW)	住宅用比率
北海道	370.8	102.7	268.1	0.277
東北	864.9	454.8	410.1	0.526
東京	3763.8	1968.7	1795.1	0.523
中部	2306.3	1208.1	1098.2	0.524
北陸	240.0	106.3	133.7	0.443
関西	1816.8	921.9	894.9	0.507
中国	1243.5	600.8	642.7	0.483
四国	736.6	302.7	433.9	0.411
九州	2949.3	1137.9	1841.4	0.382
沖縄	177.2	80.0	97.2	0.451
全国計	14499.1	6883.8	7615.3	0.475

[図補2-1-1. 都道府県別太陽光発電既導入設備容量-人口密度相関]



## 参考文献

- 1) 経済産業省総合資源エネルギー調査会総合部会電力システム改革専門委員会報告「電力システム改革専門委員会報告書」(2013年2月) 経済産業省
- 2) 日本国政府「電力システムに関する改革方針(閣議決定)」(2013年4月) 総理官邸
- 3) 戒能一成「最適電源構成モデルを用いた卸電力取引市場の経済厚生の評価分析」(2007年10月) RIETI Discussion Paper Series 07-J-044
- 4) Akiyama,Hosoe "A Spatical Equilibrium Analysis of Japan's Electric Power Network" (2011 Mar.) Review of Urban and Regional Developments Studies 23(2-3), 114-136
- 5) 戒能一成「エネルギー源別標準発熱量・炭素排出係数の改訂案について -2013年度改訂標準発熱量・炭素排出係数表-」(2014年10月) RIETI Discussion Paper Series 14-J-047
- 6) 原子力規制委員会「実用発電用原子炉及び核燃料施設等に係る新規制基準について」(2015年10月) 原子力規制委員会・規制庁HP
- 7) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」「同付属資料」(2015年 7月) 経済産業省資源エネルギー庁HP
- 8) 経済産業省「再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック」(2015年度版) 経済産業省資源エネルギー庁HP

## 統計資料

- 1) 経済産業省・資源エネルギー庁電力ガス事業部「電力需給の概要」(1995～2004年度版)
- 2) 経済産業省・資源エネルギー庁電力ガス事業部「電力調査統計」(2005～2014年度版)
- 3) 財務省「日本貿易統計/第27類 鉱物質燃料」(1990～2015年度)
- 4) 内閣府・経済社会総合研究所「国民経済計算/GDPデフレーター」(1990年度～, 四半期報)
- 5) 各電気事業者「有価証券報告書/電気事業者提出資料」金融庁HP(2005～2014年度分)
- 6) 各一般電気事業者「時間帯別電力需要量実績値日報公表値(“でんき予報”)」(各日分)
- 7) 国立天文台「理科年表/気象部/平均日照時間」(2015年度版)
- 8) 経済産業省資源エネルギー庁「再生可能エネルギー発電設備の導入状況」(2014年4月末)

※ 各省庁組織名称及び統計調査名称については、2015年12月時点での名称を表記している