電力市場の影響を考慮した統合評価モデルの構築と
低炭素エネルギー導入分析

２０２０年　３月

永富　悠

電力市場の影響を考慮した統合評価モデルの構築と低炭素エネルギー導入分析

永富　悠

システム情報工学研究科

筑波大学

２０２０年　３月

概　要

エネルギー自給率の向上，地球温暖化対策の観点から低炭素エネルギーの普及が期待されている。特に再生可能エネルギーについては，2018 年 7 月 3 日に閣議決定された第 5 次エネルギー基本計画において将来的な主力電源化を目指すとされている。低炭素エネルギーは現在主力である化石燃料とは異なる特性を有しているため，大規模な普及拡大のためには，化石燃料を中心とした現在のエネルギーシステムからの技術的なシステムの変革と市場設計などの制度面での変革が求められている。

低炭素エネルギーの普及拡大に関する評価は，電力システムへの導入に関する分析を中心に数多く報告されている。しかし，これらの研究では低炭素エネルギーの特性について多面的に評価されているとはいい難い。例えば，現在多く用いられている評価手法として，技術的な視点からある 1 年を対象として毎時の需給バランスを考慮した分析がある。これに対して，現実のエネルギーシステムについて精緻に検討していくためには，時間的な変化等を考慮した動的な評価・分析を行う必要がある。本論文では，技術的な評価と市場への影響に関する評価を含めた多面的な視点で，低炭素エネルギーに関する動的な特性を含めて，低炭素エネルギーの普及拡大にあたっての課題とそれらの影響を明らかにすることを目的とする。

本論文では，低炭素エネルギーの導入に関して技術，経済，制度等の視点から，低炭素エネルギーの動的な評価が求められる論点について，それぞれ評価モデルを構築する。そして，これらを含めて電力市場への影響を考慮した統合評価モデルを提案，構築する。統合評価モデルを用いて，将来の低炭素エネルギー導入についてより精緻な分析を行う。提案手法により，低炭素エネルギーの動的な変化に対する総合的評価の面で既往研究に貢献するとともに，将来的な低炭素エネルギーの普及拡大に貢献することが期待される。

第 1 章では，序論として低炭素エネルギーの普及拡大に関する社会的な期待と将来的にもたらしうる課題について整理する。

第 2 章では，低炭素エネルギー導入のための課題について技術，経済，制度等の多様な視点から，既往研究よりエネルギー技術に関する評価手法を整理する。特に電力市場への影響評価，低炭素エネルギーの動的な特性を総合的に評価することの必要性を示し，

そのための評価手法の考え方を提示する。

第 3 章では，低炭素エネルギーの中でも資源制約や経年変化等に着目し，長期的に出力が変動する可能性を評価するために，線形計画法，回帰分析等の定量的な手法を用いた「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案する。

第 4 章では，低炭素エネルギーの地理的な分布の偏りや短期的な出力変動に対して，電力の安定供給のために必要となる調整力を詳細な電源構成評価モデルにおいて明示的に考慮した「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案する。

第 5 章では，化石燃料発電を前提とした既存の電力システムにおける市場設計に関して，低炭素エネルギーの普及と市場への影響を評価する「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案する。

第 6 章では，各章で示した個別論点に対して構築したモデルを踏まえて，低炭素エネルギーの動的な特性と電力市場への影響を考慮した統合評価モデルを構築する。また，提案評価モデルの有効性を示し，将来の低炭素エネルギー導入分析の精緻化の面で既往研究に貢献する。

最後に，第 7 章で本研究の結論と今後の課題，展望について述べる。

- 本研究の主な成果
  - ✧ 電力システムにおける低炭素エネルギー普及に伴う課題について，技術，経済，制度等，多様な視点から検討すべき論点を提示した。
  - ✧ 「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案し，長期的な出力変動についての検討事例の少ない廃棄物のエネルギー利用，および水力発電の長期的な利用について経年変化の影響を明らかにした。
  - ✧ 「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案し，日本の電力システムにおける低炭素エネルギーの短期的な出力変動とその影響を明らかにした。
  - ✧ 「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案し，低炭素エネルギーの普及拡大に関する電力市場への影響について，特に日本の電力市場での影響を明らかにした。
  - ✧ 低炭素エネルギーの動的な変化と電力市場への影響について，これらを総合的に考慮した「電力市場の影響を考慮した統合評価モデル」を構築し，政策検討における統合評価モデルの優位性，有効性を示した。

目　次

第 1 章　序論 1

1.1　研究背景 2

1.2　研究のスコープ 14

1.3　研究目的 15

1.4　論文構成 16

第 2 章　低炭素エネルギー導入分析のための統合評価モデルの提案 19

2.1　低炭素エネルギーの特性 20

2.2　低炭素エネルギーの電力部門への導入に関する評価 24

2.3　低炭素エネルギーの導入に関する統合評価モデルの提案 30

2.4　まとめ 32

第 3 章　低炭素エネルギーの経年変化を考慮した評価モデルの構築 33

3.1　低炭素エネルギーの利用と経年変化 35

3.2　廃棄物資源の長期的なエネルギー利用に関する評価 36

3.3　水力発電設備利用の経年変化評価 53

3.4　まとめ 78

第 4 章　電力システムの調整力を考慮した評価モデルの構築 79

4.1　低炭素エネルギーの導入と電力システム 80

4.2　低炭素エネルギーの普及拡大に関する分析例と課題 80

4.3　調整力考慮低炭素エネルギー評価モデルによる分析 81

4.4　まとめ 112

第 5 章　電力市場への影響を考慮した評価モデルの構築 113

5.1　低炭素エネルギーに関する政策 115

5.2　低炭素エネルギーの収益性と市場への影響評価の事例 119

5.3　低炭素エネルギーの普及と発電投資への影響に関する評価 121

5.4　低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響評価 127

5.5　低炭素エネルギー発電の収益性の地域差に関する評価 137

5.6 まとめ.....147
第 6 章 統合評価モデルによる低炭素エネルギー導入分析.....149
6.1 低炭素エネルギー導入分析のための統合評価モデルの構築.....150
6.2 統合評価モデルを用いた低炭素エネルギー導入分析.....154
6.3 提案手法の展望と課題.....178
6.4 まとめ.....180
第 7 章 結論.....181
謝辞.....183
参考文献.....185
業績リスト.....195

第1章 序論

エネルギーに求められる条件として安定供給，経済性，環境性，そして安全性が挙げられる。近年は 2015 年に COP21 で採択されたパリ協定に代表される地球温暖化対策の取り組みの重要性が高まっている。その中で，原子力や再生可能エネルギーなどの炭素を排出しないエネルギーの利用が期待されており，世界でも地域によっては技術革新により既存の発電技術と同等のコストとなっている。これにより，低炭素エネルギーの経済性の問題がクリアされつつある。また，コストとの低下とともに世界的に低炭素エネルギーの導入を後押しすべく様々な取り組みが進められることで，導入量が大きく拡大している。他方で諸外国の事例より，低炭素エネルギーの拡大に伴う課題が指摘されている。具体的には出力変動に伴う供給安定性の課題や，設備の調達から廃棄までのライフサイクルの課題，また，エネルギー市場に与える影響等が指摘されている。これらの課題は化石燃料などの従来型のエネルギーと共通するものもあるが，低炭素エネルギー独自の課題もある。世界経済の成長とともにエネルギー需要が増加する中で，地球温暖化問題の影響が顕在化し，エネルギーの低炭素化の重要性がますます高まっていくと考えられる。その中で，現在明らかになっている課題を含めて，長期的視点で低炭素エネルギーの導入による影響を評価し，その対策を検討していく必要がある。本論文ではそのための評価手法の高度化，精緻化に貢献することを目的とする。

本章では，序論として低炭素エネルギーの普及拡大に関する社会的な期待と将来的にもたらしうる課題について，諸外国の事例を踏まえて整理する。その上で本研究のスコープと目的および本論文の構成を示す。

第 1 章　序論

1.1　研究背景

エネルギーは日々の生活を支える財であり，安全で環境に優しく，かつ経済的で安定定期に供給できることが求められる。特に 1990 年代後半からは気候変動の課題に対して，エネルギー利用に伴う影響の検討が進んでおり，IPCC（Intergovernmental Panel on Climate Change：国連気候変動に関する政府間パネル）の報告書[1]では，エネルギー利用に伴う人為的起源の温室効果ガスの排出が地球温暖化の原因である可能性が極めて高いことが指摘されている。1997 年の京都議定書の議論を経て，2015 年の COP21（Conference of the Parties：締約国会議）でパリ協定が採択されるなど，国際的に気候変動対策の取り組みの重要性がますます高まっている。原子力や再生可能エネルギー等の炭素を排出しないエネルギーは，コストが高いことが課題であった。しかし，技術革新に伴って特に再生可能エネルギー（再エネ）の発電コストの低下が大きく進んできている。また，世界的に低炭素エネルギーの導入を後押しすべく様々な取り組みが進められ，導入量が大きく拡大している。他方で，電力系統の安定化の課題など，低炭素エネルギーの拡大に伴う課題についても指摘されている。

日本では，2015 年 7 月に東日本大震災以降初めての「エネルギー基本計画」が策定され，将来の電源構成を含むエネルギー構成を示した「長期エネルギー需給見通し」[2]が発表された。同見通しでは東日本大震災および福島第一原子力発電所の事故を踏まえて 3E＋S[1]を実現するための方策と将来見通しが示されている。更に，同年 12 月に採択されたパリ協定の下で日本も国際的な枠組みの下で長期的な温室効果ガスの削減を進めていくこととなった。パリ協定の採択に先立って日本では 2030 年までの温室効果ガス削減目標を発表し，更に 2050 年に向けた長期ビジョンとその実現のための長期戦略を発表している。同ビジョンでは，これらの達成のためには技術，経済，制度を含むあらゆる取り組みが必要であり，野心的な目標であるとしている[3]。また，2018 年 7 月に改訂されたエネルギー基本計画[4]では，原子力への依存度を可能な限り低減し再生可能エネルギーの出力電源化を目指すことが示されている。2030 年の目標を達成し，2050 年，それ以降を見据えては大幅な低炭素エネルギーの導入が不可欠である。これより，本研究では日本での将来的な低炭素エネルギーの普及拡大に貢献することを目指す。

[1] エネルギーの安定供給(Energy Security)，経済効率性(Economic Efficiency)，環境への適合(Environment)，安全性(Safety)のエネルギー政策の基本とする項目。

1.1.1　低炭素エネルギーへの期待と課題

1990 年後半頃から COP 等の議論を通じて国際的に気候変動問題が注目を集めることとなり，人為起源の温室効果ガスを削減する手段の一つとして，低炭素エネルギーへの期待が高まっている。また，低炭素エネルギーは多くが国産エネルギーであり，エネルギー自給率向上への貢献も期待されている。また，低炭素エネルギーの導入における課題であったエネルギー利用にかかるコストの低減が進んでおり，低炭素エネルギーも経済的に供給可能なエネルギーの一つとして検討されてきている。この意味で低炭素エネルギーは日本が掲げる 3E＋S の目標に貢献することが期待される。他方で低炭素エネルギーの普及は，化石燃料を主体として構築されたエネルギーシステムについて技術面，経済面，また制度面での変革を迫ることになる。低炭素エネルギーの普及については，特に電力部門での普及拡大のあり方や課題の検討が進んでいる。本研究では，低炭素エネルギーの普及について，特に日本の電力部門での普及に焦点をあてる。

(1)　低炭素エネルギーの導入と電源構成

一般的に低炭素エネルギーは，貯蔵が容易な化石燃料に比べて柔軟な利用が難しい。例えば，太陽光や風力，水力，地熱といったエネルギーは自然状況によって出力が変動する。また，原子力は核分裂反応を制御することで熱出力，発電出力の制御が可能であるが，化石燃料発電が実現しているような停止した状態からの迅速な再起動や，大幅な出力調整を行うような柔軟性を確保するには技術的な課題がある。このため，低炭素エネルギーの大規模な普及に当たっては，化石燃料発電が担ってきた役割を適切に代替する技術が必要になる。

日本では，2009 年に導入された余剰電力買取制度および 2012 年に導入された固定価格買取制度によって再生可能エネルギーの導入は大幅に増加した。この結果として，エネルギー源別の発電量構成を示す電源構成は大きく変化しており，現時点で，一日の中でも時間帯によっては，太陽光発電など柔軟性に乏しい低炭素エネルギーが発電量のうち大きな割合を占めるようになっている（図 1-1）。

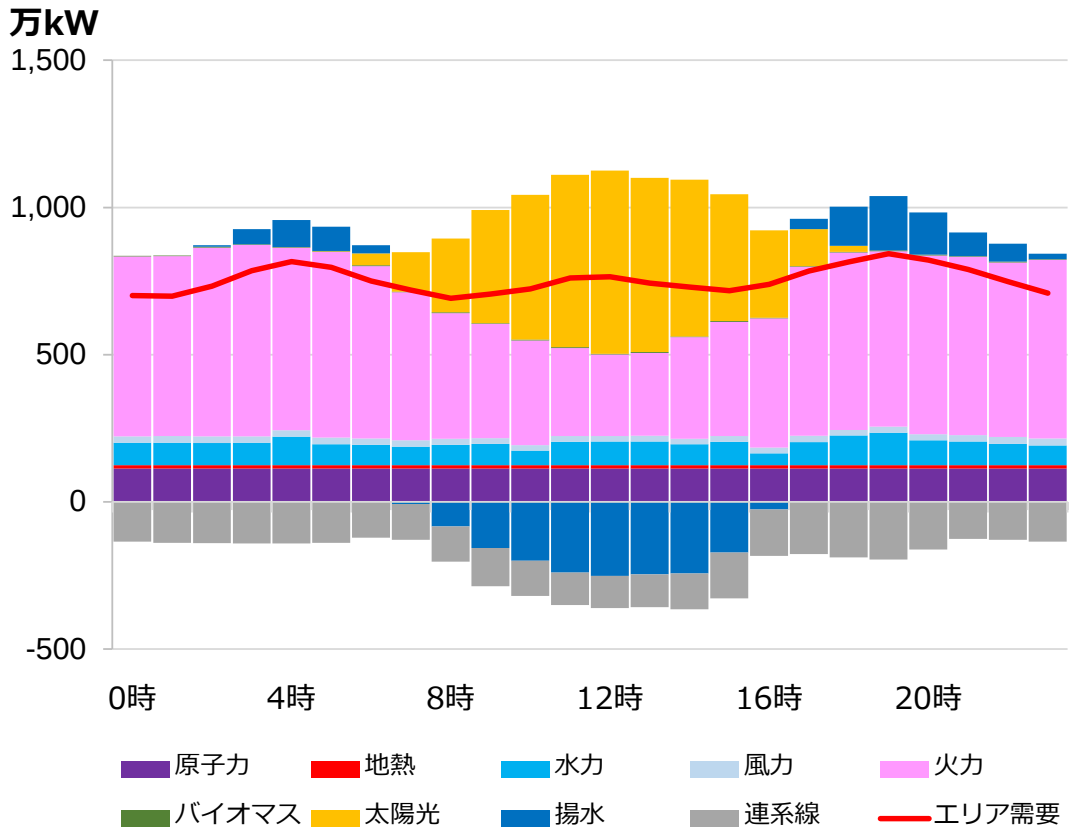


図 1-1　一日の電源別発電電力の推移（九州電力管内の例）([5]より作成)

(2)　　低炭素エネルギーの導入と供給曲線

また，低炭素エネルギーの普及には経済的な課題がある。特に電力市場に影響を与える点が指摘されている。一般的に化石燃料を利用する場合には燃料費がかかるが，太陽光，風力，水力，原子力などの低炭素エネルギーの多くは，運転時に燃料費がかからないか極めて燃料費が小さく，固定費が大きいエネルギー資源である。運転時の費用で価格が決定される電力の卸市場では，これらのエネルギーが普及することで市場価格の低下が引き起こされること（メリットオーダー効果）が指摘されている（図 1-2)。

以上より，低炭素エネルギーの普及には，大きく分けて 2 つの課題があり，化石燃料を主体として構築されたエネルギーシステムについて，技術，経済，市場，そして制度に関して変革を迫ることになる。

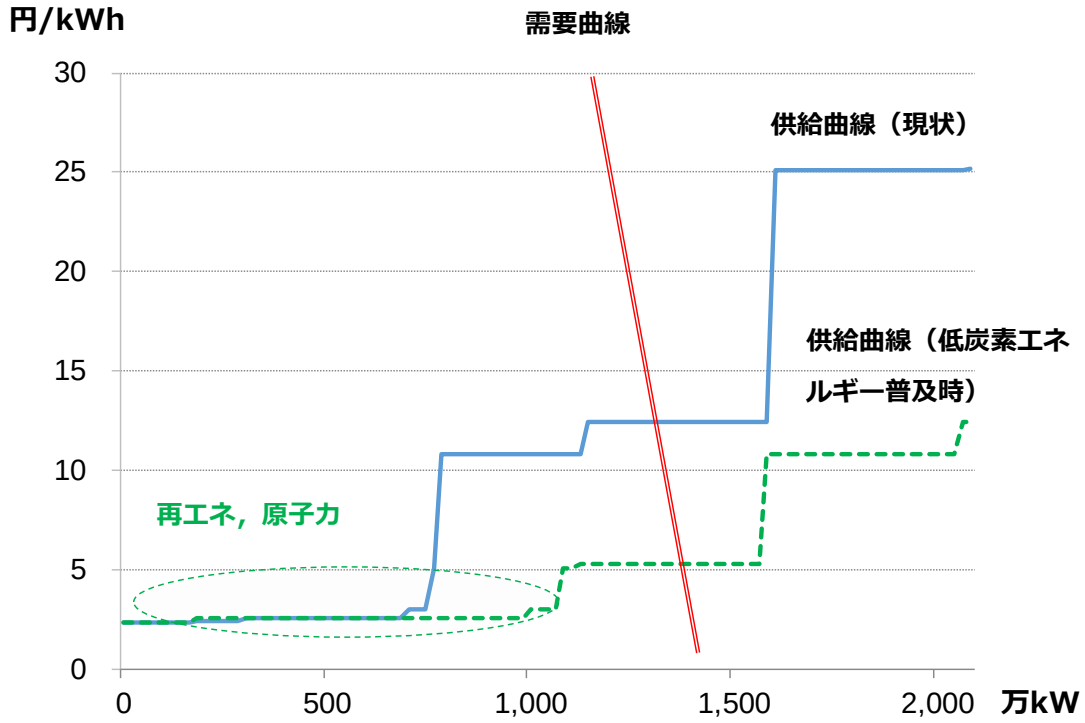


図 1-2　供給曲線とメリットオーダー効果の例

低炭素エネルギーの普及に伴う技術的な課題について，国際エネルギー機関（International Energy Agency（IEA））が研究グループを立ち上げている。また，低炭素エネルギーの拡大を含むメリットオーダー効果によって，発電設備の収益悪化を引き起こす点について，投資費用の回収を困難にするミッシングマネーと呼ばれる課題が指摘されている[6][7]。この点についても，同じく IEA は化石燃料発電などの従来型電源が主力であった市場から，低炭素エネルギーが主力となって行くにあたり検討すべき市場，制度の課題について整理している[8]。この他にも，日本よりも早く低炭素エネルギーの大規模な普及が進んだ欧米では，市場への影響に関して多数の学術的な研究成果が報告されている。

1.1.2　低炭素エネルギーと電力システム

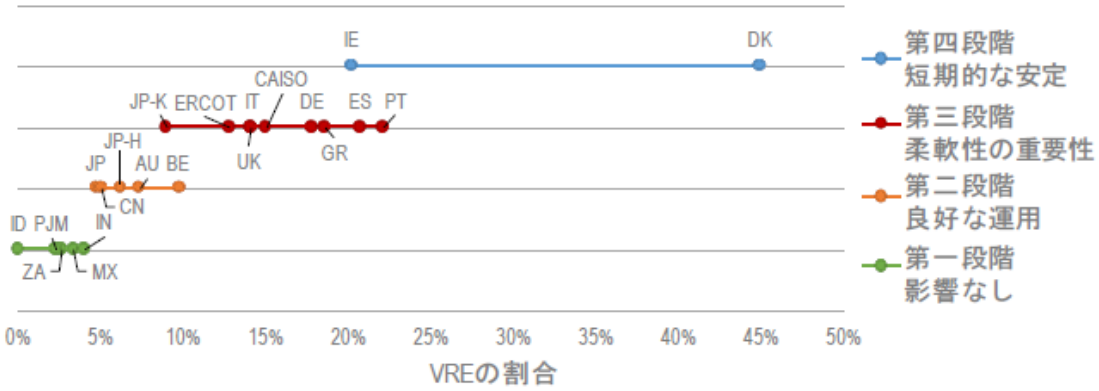
(1)　IEA による低炭素エネルギーの電力システムへの影響についての評価

低炭素エネルギーの導入拡大と電力システムへの影響について，IEA は太陽発電や風力発電など，天候によって出力が変動する変動性再生可能エネルギー（Variable

Renewable Energy（VRE））が電源構成に占める割合によって，電力システムに求められる対応が異なってくる可能性を指摘している。IEA は，VRE のシェアに応じて電力システムへの統合について段階分けをしており，各段階の影響と該当する国，地域を以下のように整理している（表 1-1，図 1-3）。つまり，変動性再生可能エネルギーの普及が進むにつれて，既存のシステムの運用改善から新たな設備の導入へと進み，各段階で求められる蓄電池等の個別技術やシステムのあり方を明らかにしている[9]。

表 1-1　VRE のシェアと電力システムへの影響（[9]より作成）

段階	電力システムへの影響	代表的な国・地域
第一段階 VRE シェア 5%以下	VRE は電力システムに顕著な影響を与えない水準。電力需要の変動と比較し，影響が認識されるほどではない	インドネシア，南アフリカ，メキシコ
第二段階 VRE シェア 5%-10%以下	VRE の出力変動のインパクトは電力システム側から認識されるが，システムの運用方法を一部改善することで容易に管理できる。	日本，北海道（日本），チリ，中国，カナダ，ブラジル，インド，ニュージーランド，オーストラリア，オランダ，スウェーデン，オーストリア，ベルギー
第三段階 VRE シェア 10%-25%程度	全体的なシステム運用および他の発電所が VRE の変動性のインパクトを受けるため，電力システムの柔軟性が重要となる。	九州（日本），ERCOT（米国），CAISO（米国），イタリア，イギリス，ギリシャ，スペイン，ポルトガル，ドイツ
第四段階 VRE シェア 25%-50%	電力システムの安定性に関する課題が顕在化する。数秒およびそれ以下の非常に短い時間スケールで，通常の運用を妨げる可能性のある事象に直面した場合の復元力が課題となる。	アイルランド，デンマーク



注: AT = Austria; AU = Australia; BR = Brazil; CL = Chile; CN = China; DE = Germany; DK = Denmark; ES = Spain; GR = Greece; ID = Indonesia; IE = Ireland; IN = India; IT = Italy; JP = Japan; JP-H = Hokkaido (Japan); JP-K = Kyushu (Japan); MX = Mexico; NZ = New Zealand; PT = Portugal; SE = Sweden; UK = the United Kingdom; ZA = South Africa. PJM, CAISO and ERCOT are US energy markets.

図 1-3　各国の年間 VRE 発電電力量シェアと統合段階との対応[9]

日本の長期見通しにおける 2030 年の目標では，VRE のシェアは 9%程度である[2]。これは IEA の整理による VRE の統合の段階では第二段階の水準となる。日本が長期目標として掲げる 2030 年を越えた 2050 年，その先の将来を見据えた更なる低炭素化に向けては，IEA の整理において第三段階，第四段階と進んでいくことになる。このため，長期戦略のためには，既に第四段階に到達しているデンマーク等の例を参照しながら，対策を検討することが必要になる。また，日本国内でもエリアによって影響が異なっている。例えば，九州電力は既に第三段階に分類されている点には留意が必要である。現実の課題として，2018 年には九州本土で初めて太陽光発電と風力発電の出力抑制が実施されており，電力システムの運用における VRE 拡大の影響を見込んだ対策が急務となっている[5]。

(2)　　日本の電力システムと低炭素エネルギー

2011 年 3 月の東日本大震災およびそれに伴う福島第一原子力発電所の事故によって，電力の供給は短期的，長期的にも大きな影響を被ることとなった。短期的には 2011 年 3 月に東京電力管内で計画停電が実施され，同年の夏には強制力を伴う大規模な節電要請が行われるなど，あらゆる手段で需給バランスの維持に努めることが求められた。その後，原子力発電所の安全基準の強化に伴って，原子力の稼働停止と新基準対応のための作業の長期化によって原子力の供給力が低下し，多くの原子力発電所が停止している状況にある。その結果，化石燃料発電に大きく依存することになり，エネルギーセキュ

リティ，経済性，環境性の 3E＋S の観点から課題を抱えている。

東日本大震災後の議論を経て，2018 年 7 月 3 日に第 5 次エネルギー基本計画が閣議決定された。同計画において日本のエネルギー需給並びにエネルギー政策方針について，2030 年に向けた対応と 2050 年に向けた対応が整理された。第 5 次エネルギー基本計画のポイントは再生可能エネルギーを主力電源と位置付けたこと，原子力依存度の低減，非効率な石炭火力のフェードアウト，プルトニウム保有量の削減や 2050 年に向けた方針が示されたこと等が挙げられる。2030 年については具体的なエネルギーミックスおよび電源構成が示されているが，2050 年については第 5 次エネルギー基本計画で方向性が示されているのみであり，可能性と不確実性，あらゆる選択肢の追求の観点から「野心的な複線シナリオ」を持ち，科学的レビューによる重点項目の決定を行うこととしている。2030 年の具体的なエネルギーミックスとして電源構成の目標があり，石炭火力が 26%，LNG(Liquified Natural Gas：液化天然ガス)火力が 27%，原子力が 20-22%，再生可能エネルギーが 22-24%としている[2][4]。この 2030 年の電源構成を踏まえて，第 5 次エネルギー基本計画では電源別の課題と見通しについて整理している。特に将来の低炭素化において重要な役割を果たすと期待される再生可能エネルギーについては，2030 年のエネルギーミックスにおける電源構成比率の実現を目指し，確実な主力電源化への布石としての取組を早期に進めるとしている。

日本の電力の基幹系統はくし形の形状であり，地域間連系線の運用容量が需要に対して小さい地域もある（図 1-4）。現在は，地域毎に一般送配電事業者と呼ばれる事業者が当該地域での需給バランスを確保する責任を負っている。今後の拡大が期待される再生可能エネルギーは，風況や日射量，水量等の自然状況が地域によって異なるため，エネルギー資源量が異なる。また，原子力発電についても立地の制約がある。このため再生可能エネルギーの主力電源化，低炭素エネルギーの導入拡大のためには，日本の電力の基幹系統の特性を踏まえた上で，従来の系統運用での制約の課題や出力変動に対する調整力の確保の課題に対処する必要がある。これら技術的な課題点も含めて，低炭素エネルギーを系統へ受け入れるコストの増大が将来のエネルギーミックスの実現に向けた課題となっている[4]。

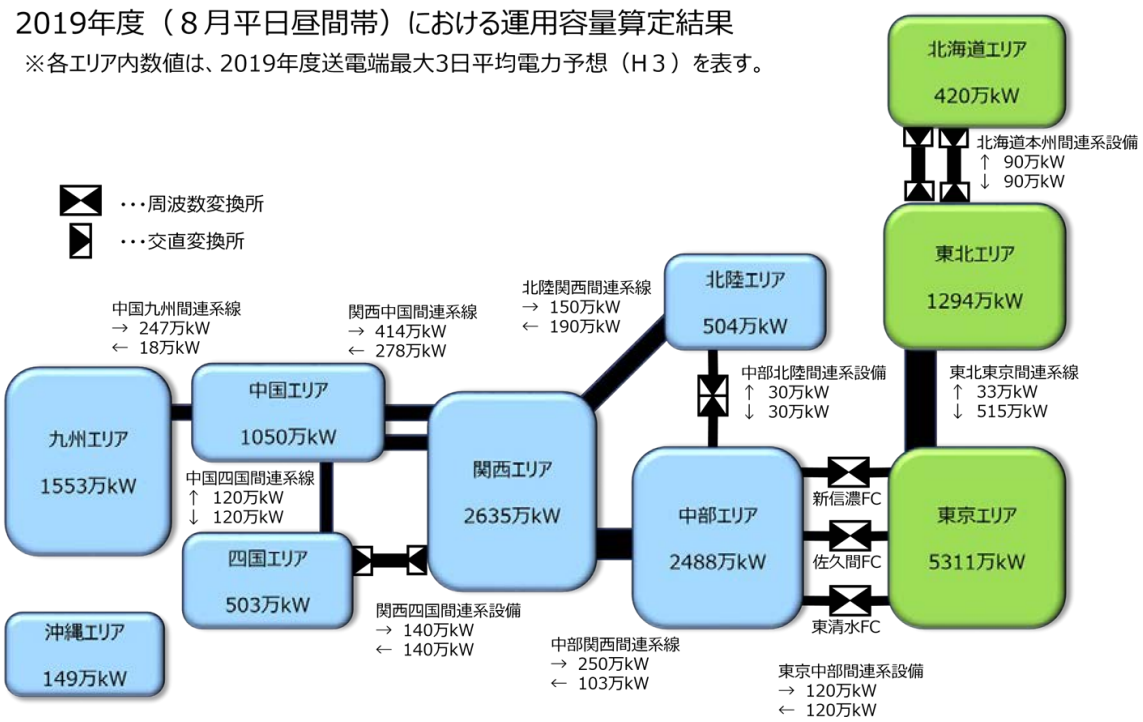


図 1-4　日本の系統図の概要と運用容量[10]

(3)　　英国の電力システムと低炭素エネルギー

英国では，National Grid が電力システムの運用者として一括して系統運用を行っている。英国では 2050 年までに温室効果ガスを 1990 年比で 80%削減することを掲げており，これを踏まえて National Grid は 2050 年までの将来の電源構成についてシナリオ毎の分析を行っている。2019 年 7 月に発表された「Future Energy Scenarios（FES）」ではエネルギーを取り巻く状況が変化し続けていくとともに，イノベーションと代替エネルギー源，分散電源の普及拡大に対して，これをサポートするためにシステムを構築していく必要があると指摘している[11]。FES では 2050 年の将来の電源構成に至る道筋について整理しており，その結果として消費者，エネルギー産業に対するインプリケーションについて明らかにしている。また，将来の道筋について，脱炭素化の進展と分散化の進展の二軸において，4 つのシナリオを想定している[11]。FES では，現状から 2050 年に向かって，電化の進展によりピーク需要が増加するとともに，風力発電や太陽光発電の導入によってピーク需要を大きく上回る設備容量が導入されると見通している。

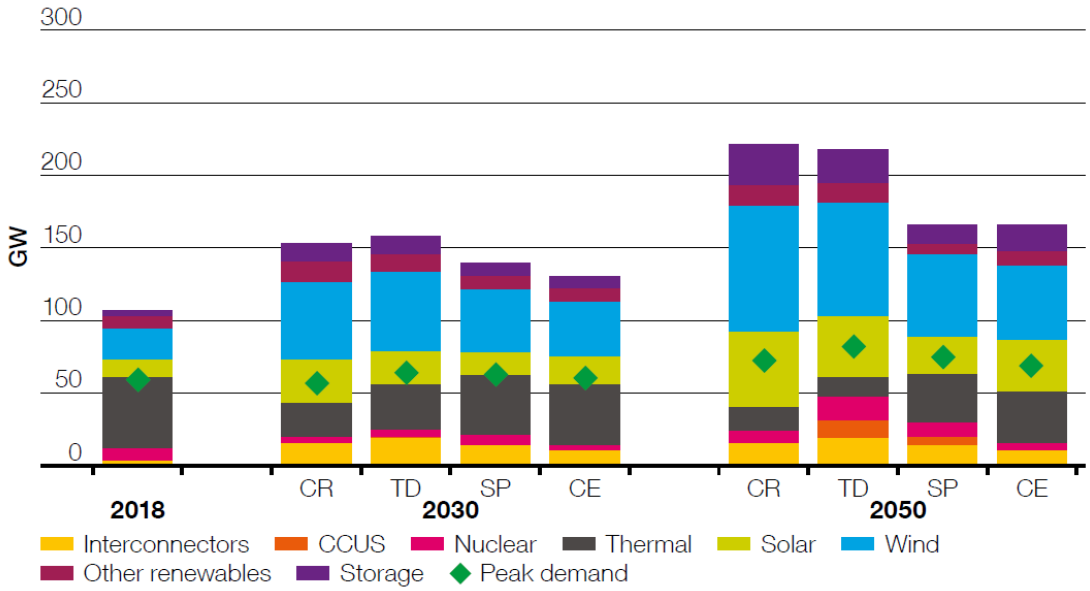


図 1-5　発電設備容量とピーク需要[11]

FES は National Grid が取り組んでいる広範囲に渡る事業展開のための基礎資料と位置づけられ，これを基に電力，ガスの 10 年計画からシステム運用，設備容量の見通しといった各分析に落とし込まれていくことになる。一例を挙げると，National Grid は

2016 年に発表された FES の CP シナリオに基づいて，周波数変化速度の発生確率の見通しを整理しており，将来的に系統の安定化のために追加的な同期発電機が必要となる可能性を指摘している[12]。英国では，長期を見据えたシナリオ分析を踏まえて将来的に電源構成が変化していくことによる影響について，例えば，系統安定化のための柔軟性の確保量が減少し，柔軟性を確保するためのコストが上昇していく可能性を指摘しており，必要な柔軟性等を調達するための市場の必要性について系統運用者である National Grid が発表している。

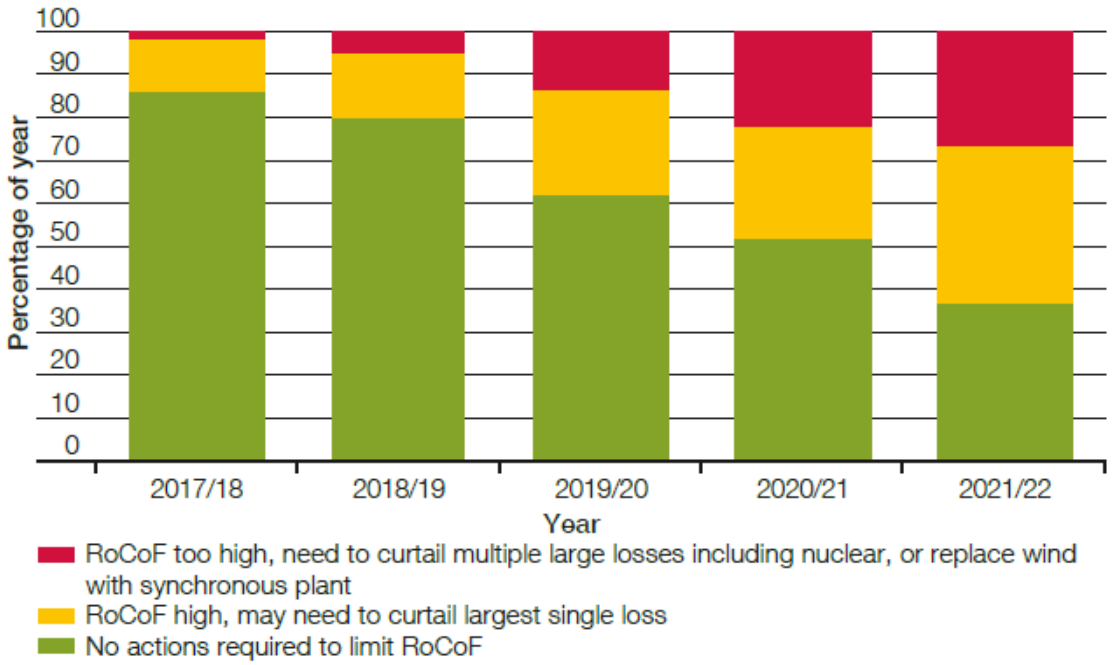


図 1-6　CP シナリオにおける周波数変化速度の見通し[12]

(4)　　米国の電力システムと低炭素エネルギー

米国の電力システムは, 大きく分けて東側, 西側, テキサス州の三つに分かれている。その中で地域系統運用者（Regional Transmission Organization（RTO））や州によっては, 垂直一貫の電気事業者がシステムの運用を行っている。

この中でも米国最大の地域系統運用者である PJM は，エネルギー産業の変革につれて，2015 年から系統運用者に求められる運用能力，計画，市場の運用についての調査を行っている。2017 年には一連の調査報告の中で環境規制や天然ガス価格の低下，再生可能エネルギーの普及拡大およびデマンドレスポンスの増加も含めた将来の電源構成の変化についてレポートを発表している[13]（図 1-7)。同レポートでは，各エネルギーがシステムの安定にどの程度寄与するかを明らかにした上で, 従来の評価指標を超えた運用，計画について評価する必要があることを指摘している。また，PJM が管理する米国北東部地域のエリア内における短期の見通しとして，2021 年時点での電源構成を示しており，各シナリオにおけるシステム安定への寄与度を明らかにしている（

表 1-2)。これらの分析によれば, 原子力および石炭火力発電が減少することで, 燃料供給の安定性およびシステムの柔軟性が減少していくことを指摘している。また，PJM はこれらの分析を基に電源構成の変化が系統の信頼度に与える影響について分析し, 信頼度にかかるリスクを総合的に評価できる指標を作成した上で, 考えられる電源構成の組み合わせにおいてその評価指標の変化を明らかにしている。

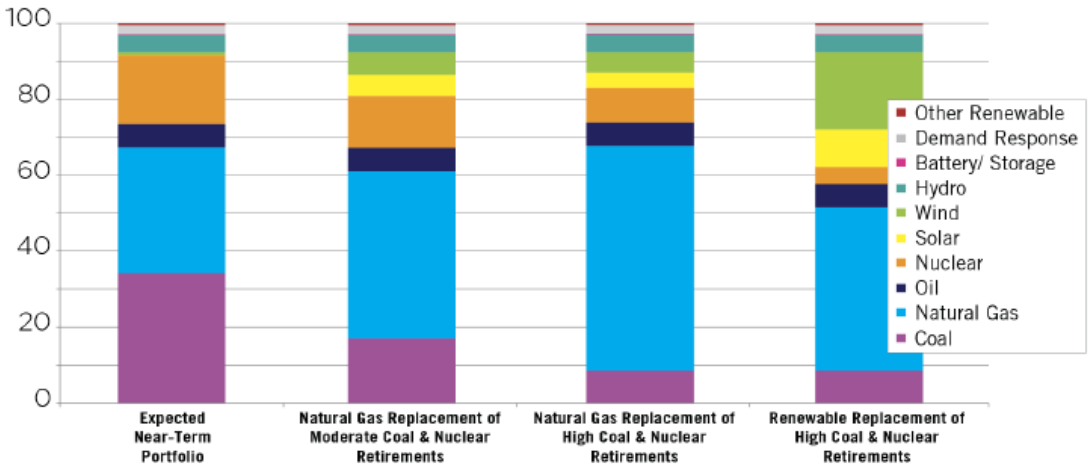


図 1-7　シナリオ別電源構成[13]

表 1-2　発電技術と信頼度特性の変化[13]

	Unforced Capacity	Frequency Response Capability	Reactive Capability	Ramp Capability	Fuel Assurance Capability	Flexibility Capability	Unforced Capacity	Frequency Response Capability	Reactive Capability	Ramp Capability	Fuel Assurance Capability	Flexibility Capability
	Expected Near-Term Portfolio						Natural Gas Replacement of Moderate Coal & Nuclear Retirements					
Coal	34.2%	19.7%	35.5%	27.9%	32.9%	5.8%	17.1%	12.8%	18.9%	15.3%	25.1%	2.2%
Natural Gas	33.1%	31.2%	39.0%	47.9%	7.6%	50.4%	44.0%	38.1%	55.0%	61.2%	13.5%	51.5%
Oil	6.2%	15.5%	6.8%	5.6%	21.4%	15.9%	6.2%	14.7%	7.3%	5.5%	22.5%	12.3%
Nuclear	18.1%	9.7%	13.3%	0.0%	22.7%	0.0%	13.6%	7.7%	10.6%	0.0%	22.9%	0.0%
Solar	0.1%	1.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	5.5%	2.8%	0.6%	0.0%	0.0%	3.9%
Wind	0.6%	3.0%	0.2%	0.1%	0.0%	1.3%	6.1%	5.6%	2.2%	0.6%	0.0%	9.4%
	Renewable Replacement of High Coal & Nuclear Retirements						Natural Gas Replacement of High Coal & Nuclear Retirements					
Coal	8.6%	10.0%	10.7%	7.6%	21.4%	0.9%	8.6%	9.0%	8.8%	6.4%	18.6%	1.0%
Natural Gas	43.0%	43.5%	61.1%	65.3%	20.3%	40.9%	59.2%	45.2%	69.3%	72.8%	21.6%	58.7%
Oil	6.2%	15.5%	8.3%	6.1%	24.8%	10.0%	6.2%	14.5%	6.8%	4.9%	23.3%	10.4%
Nuclear	4.5%	3.2%	4.1%	0.0%	16.1%	0.0%	9.0%	4.8%	6.7%	0.0%	20.0%	0.0%
Solar	9.9%	2.8%	1.2%	0.1%	0.0%	5.7%	0.1%	2.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Wind	20.3%	5.6%	8.4%	2.3%	0.0%	25.5%	9.3%	5.6%	3.2%	0.9%	0.0%	12.4%

1.2　研究のスコープ

本研究で対象とする低炭素エネルギーの普及と電力システムへの影響については，IEA が概要を示しており，欧米の代表的な系統運用者は将来の電源構成に関する見通しについて，シナリオに基づいて技術的な視点を中心に安定供給のために必要な検討事項を分析している。これらの分析では，電力システムの評価にあたり電力量としての kWh の需給バランスにとどまらず，電力系統の周波数の影響なども含めて，多面的な指標を用いて定量的に評価している。いずれの分析でも将来的な再生可能エネルギーの普及に伴って，電力系統の安定化に資する設備の必要性を指摘するとともに，特定電源への依存度が高まっていくことのリスク等を指摘している。

日本では，2030 年のエネルギーミックスにおいて低炭素エネルギーとして原子力発電と再生可能エネルギーの導入目標が掲げられ，それに伴う費用の見通しが示されている[2]。2030 年の目標を越えた温室効果ガスの更なる削減のためには，低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギーの拡大が期待される。低炭素エネルギーの拡大とエネルギーシステムへの統合が進むにつれて，検討すべき論点や課題解決の困難さは大きく変わっていくと考えられる。今後のエネルギー基本計画の改訂に至る議論においては，結果として実現されるエネルギーのシェアだけでなく，欧米の検討事例のように各エネルギーの特性を踏まえた多面的な指標で，定性的かつ定量的にエネルギーミックスの実現可能性と，全体としてのエネルギーシステムの安定性を俯瞰していくことが求められる。

そこで，本研究では低炭素エネルギーの中でも，再生可能エネルギーの普及に伴う課題に焦点を当てる。特に日本の電力システムを対象として，低炭素エネルギー発電の導入が進むことによる技術的，経済的影響と課題，そして，その解決策を提示するための評価モデルを提案する。提案手法の活用を通じて，日本の電力システムにおける低炭素エネルギーの普及拡大に資することを目指す。特に，IEA の評価や欧米の事例を踏まえて技術的要素だけでなく，広く技術・経済・制度に関する論点を本研究のスコープとする。他方で，熱利用など，電力部門以外の部門での低炭素エネルギーの普及に関する評価や，日本以外の国の状況を詳細に考慮に入れた検討は本研究のスコープに含まない。

1.3　研究目的

エネルギーの安定的な供給は国民生活の基盤であり，その中でエネルギー自給率の向上，地球温暖化対策の観点から，低炭素エネルギーの普及が期待されている。再生可能エネルギーについて日本では，第 5 次エネルギー基本計画において将来的な主力電源化を目指すとされている。低炭素エネルギーは，現在主力である化石燃料とは異なる特性を有しているため，大規模な普及拡大のためには化石燃料を中心とした現在のエネルギーシステムからの技術的なシステムの変革と，市場設計などの制度面の変革が求められている。日本の低炭素エネルギーの普及拡大に関する評価については，電力システムへの導入に関する分析を中心に数多く報告されている。しかし，特に日本についてのこれらの研究では低炭素エネルギーの特性について多面的に評価されている例は少ない。

例えば，現在多く用いられている評価手法としては，ある 1 年を対象とした分析や，毎時の需給バランスのみを考慮した分析がある。これらについて，より精緻な分析のためには，設備の利用状況変化等によって出力が変化していく長期的な変動の可能性や，太陽光発電や風力発電などの短期的な出力変動の可能性，更に柔軟な出力調整が難しい電源の特性とそれによる市場への影響等，それぞれの論点に関して時間的な変化を考慮した動的な評価・分析を行う必要がある。また，これらの個別論点については，評価事例もあるが，各論点を含めて総合的に評価した事例は多くない。出力変動が技術的な面で影響するとともに，経済的な面で市場にも影響することを鑑みれば，これを踏まえた多面的，総合的な評価が求められる。本研究では各論点について，それぞれに評価モデルを提案し，これらを総合的に考慮した分析手法を提案，評価モデルを構築することで，既往研究への貢献とする。

以上より，本研究は低炭素エネルギーの動的な変化について，既往研究を踏まえた上で検討課題を明らかにし，各論点を検討するための評価モデルを構築する。そして，これらを含めて電力市場への影響を考慮した統合評価モデルを提案，構築することを目的とする。構築した統合評価モデルの有効性を示し，日本における将来の低炭素エネルギー導入についての分析の精緻化に貢献する。

1.4　論文構成

本論文は第 1 章から第 7 章で構成され，第 1 章は序論，第 2 章から第 6 章が本論，第 7 章が結論となる。本論文の構成を図 1-8 に示す。

第 1 章では，序論として本研究の背景，目的についてまとめた。

第 2 章では，低炭素エネルギー導入のための課題に関して技術，経済，制度の各視点から既往研究，評価手法を整理し，特に動的な視点を踏まえて低炭素エネルギーの特性を総合的に評価する必要性とその手法の考え方を提示する。

第 3 章では，低炭素エネルギーの中でも資源制約や経年変化等に着目し，長期的に出力が変動する可能性を評価するために，線形計画法，回帰分析等の定量的な手法を用いた「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を構築する。

第 4 章では，低炭素エネルギーの地理的な分布の偏りや短期的な出力変動に対して，電力の安定供給のために必要となる調整力を詳細な電源構成評価モデルにおいて明示的に考慮した「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を構築する。

第 5 章では，化石燃料発電を前提とした既存の電力システムにおける市場を踏まえて，低炭素エネルギーの普及と電力市場への影響を評価する「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を構築する。

第 6 章では，各章で示した個別論点に関して構築した評価モデルを踏まえて，低炭素エネルギーの動的な変化と電力市場への影響を考慮した統合評価モデルを構築する。また，低炭素エネルギーの導入分析における統合評価モデルの有効性を示すことで既往研究に貢献する。

最後に，第 7 章で本研究の結論と今後の課題，展望について述べる。

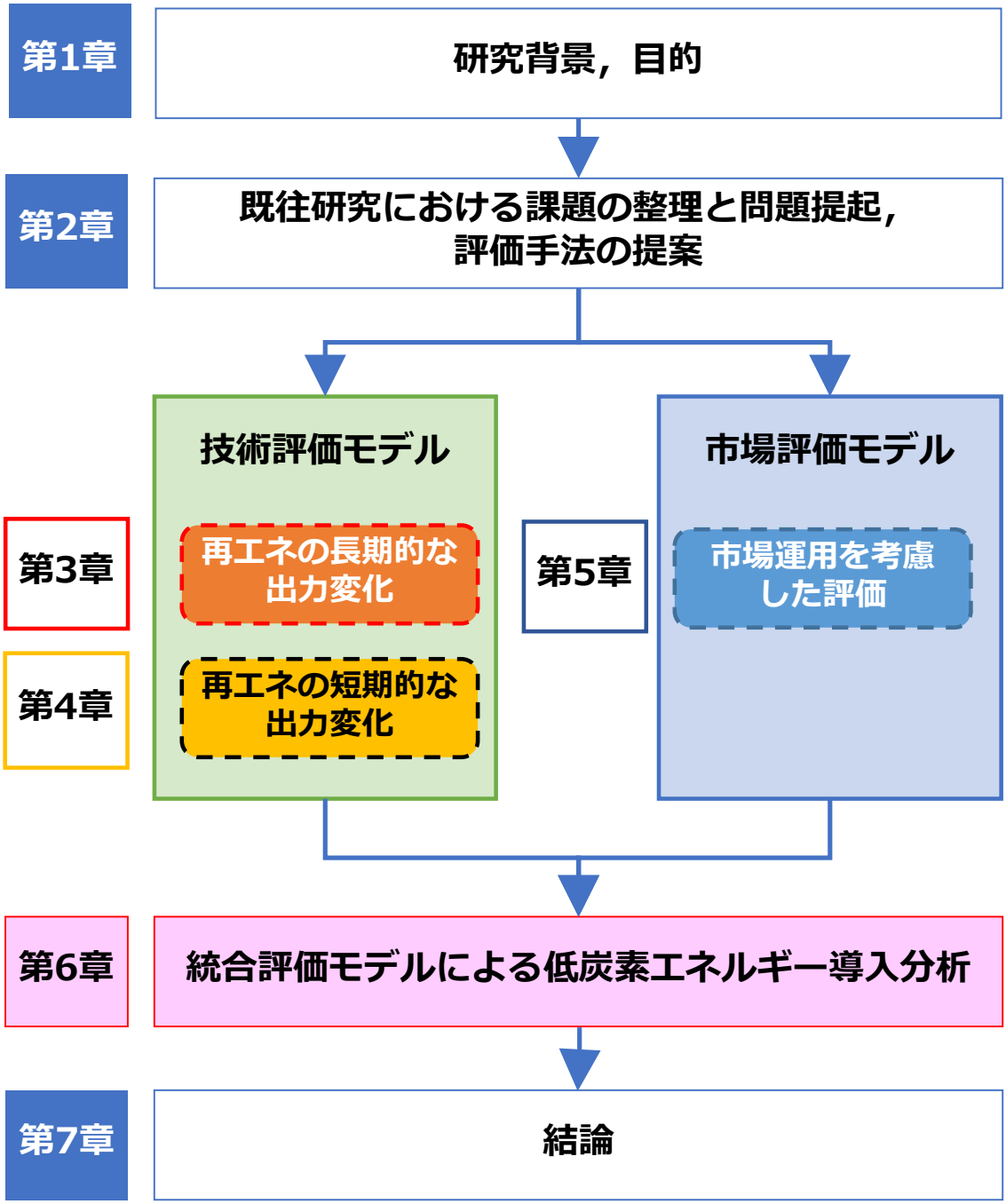

第1章
研究背景，目的
第2章
既往研究における課題の整理と問題提起，
評価手法の提案
技術評価モデル
第3章
再エネの長期的な
出力変化
第4章
再エネの短期的な
出力変化
第5章
市場評価モデル
市場運用を考慮
した評価
第6章
統合評価モデルによる低炭素エネルギー導入分析
第7章
結論

図 1-8　本論文の構成

第2章 低炭素エネルギー導入分析のための統合評価モデルの提案

低炭素エネルギー導入のための課題に関して技術，経済，制度の各視点について，既往研究において検討が進められている。他方で，既往研究の多くは，ある 1 年のみを対象とした分析や，将来の低炭素エネルギーの出力の変化の可能性を考慮せず一定で，かつ所与とするような評価が中心である。低炭素エネルギーの特性として，短期的，長期的な出力の変化は重要な論点であり，安定供給上の重要な課題の一つとなっている。このため，精緻な分析のためには，出力の変化を考慮した動的な評価・分析を行う必要がある。具体的には，設備の利用状況の変化等の年単位で長期的に出力が変化する可能性を考慮した評価や，天候の影響による分単位以下での短期的な出力変動を考慮したエネルギーシステム運用の評価，更に柔軟な出力調整が難しいことによる電力市場への影響に関する評価が既往研究における課題として挙げられる。これらの点について，近年では欧米を中心に検討が深まっており，日本についても研究例が報告されてきている。また，個別論点に加えて，低炭素エネルギーのこれらの特性が及ぼす技術的な影響や経済的な影響は相互に関係しているため，精緻な分析のためにはこれらの影響を総合的に評価することが求められるが，現時点ではこれらを総合的に評価した事例は多くない。

本研究では先に上げた個別論点を中心に，動的な視点で低炭素エネルギーの特性を評価するための手法を提案する。その上で個別論点に加えて，それらの相互の影響を含めて総合的に考慮した評価手法を提示する。

2.1　低炭素エネルギーの特性

2.1.1　低炭素エネルギーの資源量

低炭素エネルギーの利用にあたり，利用可能な資源量の調査が行われている。本研究で対象とする日本の低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギーについては環境省を中心に再生可能エネルギーの資源量調査として，設備の設置面積等の要件を考慮したポテンシャルの調査結果が報告されている。また，低炭素エネルギーの一つである原子力発電についても既存設備のリプレースの可能性を含めて，改めて発電設備の設置可能量や技術的要件を踏まえた利用可能性の検討が必要になる。いずれも地理的な条件や地域の事情を加味する必要があり，環境省の調査を参照すると，特に再生可能エネルギーのポテンシャルは地域，発電種別によって大きく異なっている（図 2-1）。

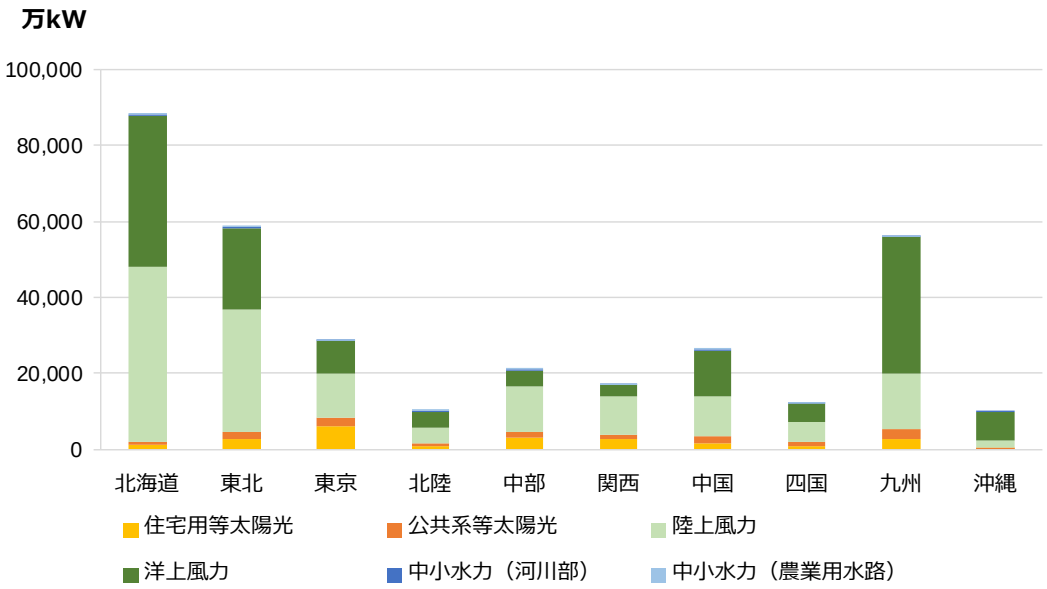


図 2-1　日本における代表的な再生可能エネルギーの導入ポテンシャル
（[14]より作成）

また，環境省のポテンシャル調査等の既往研究を踏まえて，より現実的なポテンシャルに関する検討も行われている。一例として，尾羽ら[15]は自然環境に悪影響を与えないという制約を踏まえた上で，陸上風力に適さない地域での地上型太陽光発電のポテンシャルを 6,400 万 kW，地上型太陽光発電と陸上風力がともに設置可能な地域でのポテンシャルはそれぞれ 16,600 万 kW，2,500 万 kW と推計している。

以上より，日本での低炭素エネルギーの利用可能量のポテンシャルを考えると，低炭素エネルギーの資源量は豊富であり，ポテンシャルベースでは十分な供給量が期待される。このため，導入評価にあたっては技術的，経済的に資源量をどの程度活用できるかが課題になる。

2.1.2　低炭素エネルギーの利用可能性

エネルギーを利用するためには，資源の開発，資源の開発地から需要地へエネルギーを送るインフラとエネルギーを安定的に利用するための設備・システムが必要になる。つまり，これらインフラの制約があるため，物理的に供給可能なエネルギー量をすべて需要地において利用できるわけではない。たとえば化石燃料には，資源国で掘り出された資源を需要地に届けるための輸送手段が必要であり，電力の例であれば発電所から需要地へ届けるための送配電インフラが必要になる。低炭素エネルギーについても，その資源量の多くは需要地から離れた場所にあるため，そこから需要地へエネルギーを安定的に届けるシステムの確立が必要になる。

よって，低炭素エネルギーを含む，エネルギーの現実的な利用可能量を検討するためには，エネルギーの開発，輸送するインフラの形成，エネルギーシステムを安定的に運用するための設備，およびこれらの開発と運用を持続的に行うための経済性の確保がそれぞれ求められ，これらを総合的に考慮した評価が求められる（図 2-2）。



図 2-2　エネルギーの資源量と供給量

特に，電気エネルギーは他のエネルギーに比べて貯蔵が容易ではないため，エネルギーシステムの制約として，瞬時でのエネルギーの需給バランスの確保が最大の課題になる（図 2-3）。このため，本研究で対象とする低炭素エネルギーの電力部門での利用の検討にあたっては，長期変動に加えて，より短い時間での短期的な変動を含めたエネルギーの動的な特性について考慮することが重要である。

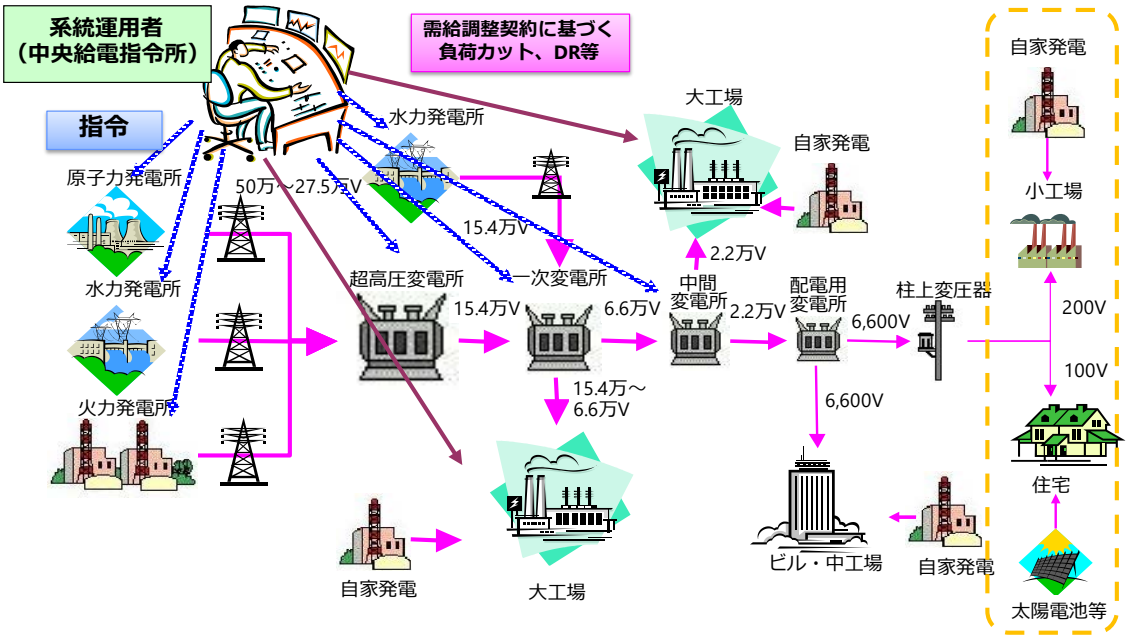


図 2-3　電力システムの図（日本の例）

また，より現実的な利用可能量の評価に当たっては，エネルギーの物理的な供給可能量，エネルギーシステムとしての供給可能量に加えて，エネルギー供給を事業として持続的に行っていくための事業の経済性の検討も重要である。電力部門については，日本の電力市場は自由化されており，民間事業者が主体となっている。このため，持続可能なエネルギー供給体制の構築のためには，民間事業として安定的な収益を上げ，持続的に投資が行われていくことが求められる。低炭素エネルギーの普及のためには，追加的なインフラ投資が必要となるが，政策的に過度に低炭素エネルギーの普及を後押しする場合には，インフラを含めて事業全体の経済性をゆがめる可能性がある。この意味でも，低炭素エネルギーの普及の検討にあたっては，技術的な実現可能性はもとより経済的な実現可能性についても注意を払う必要がある。

本章では，日本における低炭素エネルギーの電力部門での利用について，供給インフラやエネルギーシステムに関する課題，および低炭素エネルギーの普及に伴う市場への影響と事業の経済性に焦点を当てて代表的な既往研究を整理する。

2.2　低炭素エネルギーの電力部門への導入に関する評価

2.2.1　日本の電力システムに関する技術的評価

本研究では低炭素エネルギーの普及に関して, 特に日本の電力部門への導入についての評価手法を提案し，評価を行う。電力部門への低炭素エネルギーの評価については, 1 章で示した系統運用者による評価をはじめ，図 2-2 で示される供給インフラや需給バランスの確保, 安定供給に関する評価を中心とした技術的な視点での評価が多数報告されている。

芦名ら[16]は全国を 60 の地域に分割し 2030 年の CO_2 削減目標達成に向けたシナリオを分析している。山本ら[17]，矢部ら[18]は発電設備の運転モードを考慮した電源構成モデルに数分単位で需要変動に対応する能力である LFC（Load Frequency Control）調整力を加味した上で 2030 年を対象に全国を 2 地域，6 地域程度の区分で分析し，太陽光・風力発電がその他の発電設備を代替する効果が小さいことや蓄電池の導入効果を明らかにしている。藤井・小宮山[19][20]は地理的，時間的に詳細な電源構成モデルを用いたコスト最小化の下で，太陽光発電は東京，中部電力管内等の都市部で増加することを明らかにしている。小林ら[21]は再生可能エネルギーの普及による 2030 年の CO_2 削減と国内の連系線拡張・蓄電池導入について分析している。査読つき論文ではないが自然エネルギー財団[22]は，系統の安定性を損なわずに 2030 年の長期見通しの目標以上に自然エネルギーを導入可能であるとしている。また，川上ら[23]は，技術評価モデルについて特に電源部門を詳細化することでエネルギー技術選択における低炭素エネルギーの重要性について評価している。

2030 年以降の長期の視点での分析として，Otsuki[24]は，日本と隣国との国際連系線の導入とそれによる温室効果ガスの削減やコストへの影響について評価している。また, 将来の大幅な温室効果ガス削減における個別の技術に関する特徴的な評価として, 松尾ら[25][26]は過去の気象条件から風力や太陽光の出力の変動幅を考慮した場合に発電しない状況を加味した蓄エネルギー設備の導入が必要であると指摘している。荻本ら[27]は 2050 年における火力の必要量，再生可能エネルギーの抑制量，蓄電池，水素製造量について分析しており，同様に松尾ら[28]は，電源でのゼロ・エミッションの達成に向けた低炭素エネルギーとして CO_2 フリー水素の導入の影響を評価している。浜潟ら[29]は，日本について現実的な再生可能エネルギーのポテンシャルを考慮した上で，長期的

に見て原子力の必要性を評価している。これらの分析を含めて Sugiyama et al.[30]は日本に関して複数モデルを用いた比較分析を行っている。海外の分析で日本について評価したものについては, 一例として Jacobson et al.[31]が世界 139 国について評価しており, 日本についても蓄熱を利用することで再生可能エネルギー100%を実現できるとしている。これらの分析では，電力システムへの大規模な低炭素エネルギーのためにはシステムの運用改善にとどまらず，先述の IEA の分析[9]における第三段階以降に関連する対策として，設備構成も踏まえた対策が必要であることを指摘している。つまり，将来の設備の構成や技術開発のためには長期的視点に立って検討する必要がある。他方で，電源の大幅な低炭素化に向けての対策としては, 再生可能エネルギーと蓄電池の組み合わせから水素や CCS（Carbon dioxide Capture and　Storage：二酸化炭素回収・貯留）まで検討されている選択肢は多様である。

このように低炭素エネルギーの普及を加味した日本の電力部門の将来の見通しについては多くの分析事例がある。既往研究によれば 2030 年の目標については現実的に達成可能であると評価されており, 長期見通し目標を超える水準においても個別技術による対策の可能性が評価されている。2050 年やその先の長期的なゼロ・エミッションに向けた炭素エネルギーの普及については技術の選択肢が広く, それぞれの可能性が検討されている。

上で示した通り日本についての既往研究の多くは，電力システムの特徴を模擬し，一定の想定の下で主に需給バランスに着目した評価を行っている。しかし，これらの既往研究では，再生可能エネルギーについて，ポテンシャル以外の資源の利用にかかる制約や，将来的な設備の利用状況の変化といった長期的な変化，短期的な出力変動等の動的な変化について十分に考慮できていない。特に, 電力システムの技術的評価についても, 低炭素エネルギーの想定について, 将来に渡って長期的に発電効率や設備利用率が変わらないことを前提としている例や, 導入量や発電パターンを所与として評価している例が多い。例えば，藤井・小宮山[19][20]は分析の地理的解像度は細かいが，再生可能エネルギーの出力変動については所与としており, 短期変動に関する調整力も考慮されていない。また，小林ら[21]や川上ら[23]はエネルギー技術について蓄電池やその他の部門を考慮しているが，低炭素エネルギーの長期的な出力変化は考慮しておらず，また，地理的に大きなくくりで分析している。山本ら[17]，矢部ら[18]は発電設備の運転や調整力について詳細に検討しているが, 東京電力や関西電力など旧一般電気事業者毎の区分

で分析しており，地理的な解像度は細かくない。既往研究を踏まえると，日本の電力システムに関するより精緻な技術的評価のためには，低炭素エネルギーの出力の変化を考慮した地理的に詳細な分析が必要であるといえる。

2.2.2　電力市場への影響評価

低炭素エネルギーの大幅な導入拡大は，電力市場にも影響することが指摘されている。この例として 1 章で示したとおり，再生可能エネルギーの拡大によって電力供給曲線がシフトするメリットオーダー効果が知られている。これらについては，欧米での研究が先行しており，例えばメリットオーダー効果について，Sensfuß et al.[32]は市場価格が低下することによる消費者便益の拡大が再生可能エネルギー補助にかかる政策コストを上回ると指摘している。その他にも再生可能エネルギーの普及に伴う市場価格の低下について，海外の事例を中心に多数の研究が報告されている。メリットオーダー効果は消費者便益をもたらす反面，卸市場価格の低下が発電設備投資の阻害要因にもなり，長期的なアデカシー確保のための十分な発電設備投資が行われない可能性を指摘した研究事例も多数報告されている（日本についての代表的な分析例として[33]がある）。また，その中で日本でも再生可能エネルギーの大量導入が，自らの価値を毀損する研究事例が報告されている[34]。

これらの分析の多くは，低炭素エネルギーの普及が需給バランスに影響を与え，それが市場に影響を及ぼすことを指摘している。しかし，逆に市場価格の低迷が低炭素エネルギーを含む発電設備の投資にどの程度影響し，その結果として需給バランスにどの程度影響を及ぼすかといった分析のように，低炭素エネルギーの設備投資と市場・制度が相互に影響を及ぼす点に着目した評価事例は多くない。

(1)　欧米の評価例

ドイツを対象としたメリットオーダー効果について，Sensfuß et al.[32]は 2006 年には市場価格が平均で 7.83€/MWh 押し下げられたと推計しており，ドイツに関する別の分析では 2006 年～2008 年の間におよそ 10€/MWh 程度の価格押し下げ効果があったとしている[35]，スペインでは 2005 年～2009 年で再生可能エネルギー1GWh の導入につき，約 2€/MWh の価格押し下げがあったと推計しており[36]，スペインについての別の分析では価格低減によるベネフィットから補助金額を差し引いた正味のベネフィットが 21

億€（16.7€/MWh に相当）であったとの推計している[37]。米国の例としてテキサス[38]とカリフォルニア[39]について, テキサスでは風力発電設備が 10%増加により価格が 2%～9%低減し，カリフォルニアではガス価格と原発の停止による価格上昇の影響を省エネプログラムと再生可能エネルギー普及がオフセットしたと報告している。これらも含めて Würzburg et al.[40]は再生可能エネルギーの普及に伴う市場価格の引き下げについて欧州諸国の関する文献をレビューしており，1GWh の再生可能エネルギー増加により北欧の Nordpool で 1.7，ドイツで 0.24～2.83，スペインで 1.1～3.99，オランダで 6.17，デンマークで 1.33～9.87，アイルランドで 9.9（いずれも€/MWh）の価格低下効果があると整理している。このように欧州で固定価格買取制度（Feed-in Tariff（FIT））等の再生可能エネルギー優遇政策により，再生可能エネルギーの導入が大きく広がり始めた 2005 年頃から 2010 年代初頭までにおいて，低炭素エネルギーの拡大に伴う市場価格の低下が定量的に明らかにされている。また，価格押し下げ効果について，最終的に消費者の負担軽減につながるというメリットに焦点が当てられていた分析も報告されている。

低炭素エネルギーの導入に依るメリットオーダー効果は, 市場価格の引き下げを促す。しかし，これにはネガティブな面もあり，市場価格の低下により従来型発電設備のコスト回収が阻害されるミッシングマネー問題と呼ばれる。ミッシングマネーの問題について Hogan[41]は，卸市場で上限価格が設定されているために固定費回収が難しくなることで新規設備投資のインセンティブを損なわれることを指摘している。近年ではこの点に加えて, 低炭素エネルギー等による市場価格の低下によって固定費回収が難しくなることが指摘されており，これもミッシングマネー問題の一つとして検討されている。この点に関して，IEA は”Re-powering Markets”[8]においてミッシングマネー問題の対象となるのは火力等の従来型発電にとどまらないことを指摘している。つまり，太陽光発電や風力発電等の変動性再生可能エネルギーは, 発電出力が自然状況に影響を受けるため, 出力の自己相関（多くの発電機が同時刻に発電してしまう）により，ある時刻に一気に需給が緩和し市場価値が下がることがある，これを”cannibalisation effect”と呼び, IEA はこれにより風力・太陽光の発電シェアが 43%の場合，年間 8,760 時間のうち 1,000 時間程度で卸売価格は 0，3,000 時間程度で 0～20$/MWh 程度の低い水準になると指摘している[8]。この点に関して，Hirth[42]は低炭素エネルギー普及による市場価格の低下とその価格の裏返しである再生可能エネルギー「価値」として分析している。Hirth によれ

ば風力・太陽光の大量導入に伴い市場価格が低下し，30%の風力導入によって，風力自身の市場価値は元の 0.5 倍～0.8 倍程度まで低下すると指摘している。また，Green and Léautier[43]は独自の定式化により，英国で風力発電が 6,000 万 kW まで拡大すると，その価値および価格が低下することを解析的に明らかにしている。そして，風力の普及によって更に風力の価値の低下が進むため将来のコスト低減を見込んでも，再生可能エネルギーへの補助金は続く可能性を指摘している。Figureiredo et al.[44]は 2008 年～2016 年でのイベリア半島を対象として累計のメリットオーダー効果が補助金額を上回るものの，一方で既存電源のみならず再生可能エネルギー電源についても投資への適切なシグナルが失われると指摘している。Benhmad et al.[45]はドイツの 2012～2015 年のデータを分析し，風力・太陽光のメリットオーダー効果により価格が平均して 15€/MWh 低下したと分析し，容量市場等による容量の確保が必要なこと，FIT が市場をゆがませていること，ガス火力が市場から退出して価格の安い石炭で需給を賄うために CO_2 が増加しかねないこと，太陽光発電や風力発電の出力抑制が必要なこと，蓄電システムの重要性等を議論している。また，Hirth[46]はドイツとスウェーデン市場での卸価格の変化についてエネルギー価格や低炭素エネルギーを含む要素に分解し，2008－2015 年における価格変化の最大の要因は低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギーであると結論づけている。米国の例では，Tsai et al.[47]はテキサス州での価格を回帰分析し，100 万 kW の風力発電の導入で価格が 1.45～4.45$/MWh 低下すると推計し，市場価格の低下の負の側面に着目し，ガス火力の稼働率低下と容量市場の検討を示唆している。

このように 2010 年代半ば頃からはメリットオーダー効果の利点に対して，ミッシングマネー問題が従来型発電だけでなく，再生可能エネルギー含む低炭素エネルギーそのものの価値の毀損について指摘した研究が増えてきている。これらを受けて，欧州での事例を総括して Newbery et al.[48]は再生可能エネルギーが大量に普及した時の市場設計，市場統合や蓄電池，連系線の効果について整理している。

(2)　　日本の評価例

欧米の研究事例を踏まえて，日本でも低炭素エネルギー普及に関する技術的な評価とあわせて市場への影響に関する評価も行われてきている。2019 年現在で日本の原子力の稼働数は限定的であり，また，再生可能エネルギーの普及水準が欧米よりも低い状態にある。しかし，地域によっては，低炭素エネルギーが大幅に導入されているエリアも

あり，メリットオーダー効果による価格の引き下げが徐々に顕在化している。永井ら[33]は 2030 年 1 月の 1 週間の平均卸電力市場価格を 6.75 円/kWh 程度と試算し，長期的なアデカシー確保のための十分な発電設備投資が行われない可能性について指摘している。藤井・小宮山研究室[20]は 2030 年の地点毎の価格を 5.6～6.7 円/kWh 程度と推計している。これらの価格水準は政府が発表している 2030 年の再生可能エネルギーの目標コスト（太陽光 7 円/kWh，風力 8~9 円/kWh）を下回る水準である。朝野ら[34]は欧州の再生可能エネルギー普及政策について整理した上で，日本での再生可能エネルギーの大量導入は再生可能エネルギー自らの kWh の価値を 2～6 円/kWh 押し下げると推計している。Yoshihara et al.[49]は市場均衡を模擬したモデルを用いて JEPX（Japan Electric Power Exchange：日本卸電力取引所）の価格低下幅を推計し，火力の固定費回収漏れが発生するミッシングマネーの規模を推計している。Maekawa et al.[50]は日本のスポット価格（JEPX：2016-2017，沖縄を除く 9 地域）を回帰分析し，太陽光の多い日本では日射が 1 時間増えると価格が 3～7%程度下がると評価している。この点について，特に朝野は既往研究も踏まえて“共食い効果（カニバリズム効果)”として言及している。

日本の既往研究について，永井ら[33]，朝野ら[34]や Yoshihara et al.[49]の分析は 9 電力単位での分析を行っており，再生可能エネルギーについて 9 電力会社管内のより詳細な地理的な偏りなどについて分析の解像度が十分ではない。また，藤井・小宮山研[20]は地理的解像度が細かいものの，価格として示している値は線形計画法によるコスト最小化でのシャドープライスであり，価格推計としては理論的な値と考えられる。しかし，市場が理想的に設計，運用されない限り，シャドープライスで示される値と現実の市場価格にはかい離がある。また，これらの分析では再生可能エネルギーの普及に伴う市場価格の低下とそれに伴う発電設備の収益性の低下の可能性を示唆しているが，逆に市場価格の変化によって導入される設備に影響を及ぼす可能性について分析した例は多くない。既往研究を踏まえて，電力市場への影響を考慮した詳細な低炭素エネルギー導入評価のためには，現実の市場運用を考慮し，かつ低炭素エネルギーの地理的な偏りを表現できるような詳細な解像度を持つ分析が求められる。そして，電力市場への影響と技術導入への影響の相互影響を検討することも必要である。

2.3　低炭素エネルギーの導入に関する統合評価モデルの提案

2.1 節で示した通り，低炭素エネルギーの普及拡大を検討する場合には，まず，技術的に実現可能なエネルギー供給量を評価することが必要であり，その上で経済的に供給可能なエネルギー量の評価が求められる。前節のとおり，低炭素エネルギーの評価や将来の見通しについては，技術的な導入可能性を評価した事例が多い。また，低炭素エネルギー普及に伴う市場への影響評価については，回帰分析等より過去の実績を基に低炭素エネルギーの普及がどの程度の影響を与えたかについて評価した事例が多い。また，市場への影響については，将来の価格への影響に関する評価も進められている。

既往研究では，技術評価モデルを用いて需給バランスやインフラ制約を加味し，最適な制度，市場設計が実現している条件下でのコストが最小になる電源構成を評価している。これらの分析では，長期的な出力変化や短期的な出力変化等，低炭素エネルギーの出力変化等の動的な特性についての評価が必ずしも十分でない。また，多くの分析で想定するようなコスト最小化が実現するような最適な制度や市場設計が将来的に実現しているとは限らない。電力市場への影響については，既往研究では電源構成に基づく市場価格を推計し，将来の投資に対する懸念を示しているが，市場価格の変化に伴う電源構成への影響や市場設計，制度に関する評価が十分とは言えない。

本研究では技術評価，市場評価に関して，既往研究を踏まえてさらなる検討が必要な点について，それぞれについて評価モデルを構築する。そして，これらをつなぎ，技術，市場について統合的に評価可能なモデルを本研究における統合評価モデルと定義する（図 2-4）。技術的な評価については，耐用年数の長い低炭素エネルギー設備の出力の経年変化の影響を考慮するとともに，短期的な出力変動の影響を考慮した技術評価モデルを用いて電源構成を分析する。市場に関する評価については，現実の市場運用を加味した電力市場への影響をモデル化し市場価格を推計する。そして，この結果を技術評価モデルに取り込む形で，両モデルをつなぐ統合評価モデルを構築し，これを用いて低炭素エネルギーの動的な特性と，電力市場への影響による電源の収益性の変化を加味した電源構成および低炭素エネルギーの導入を分析する。

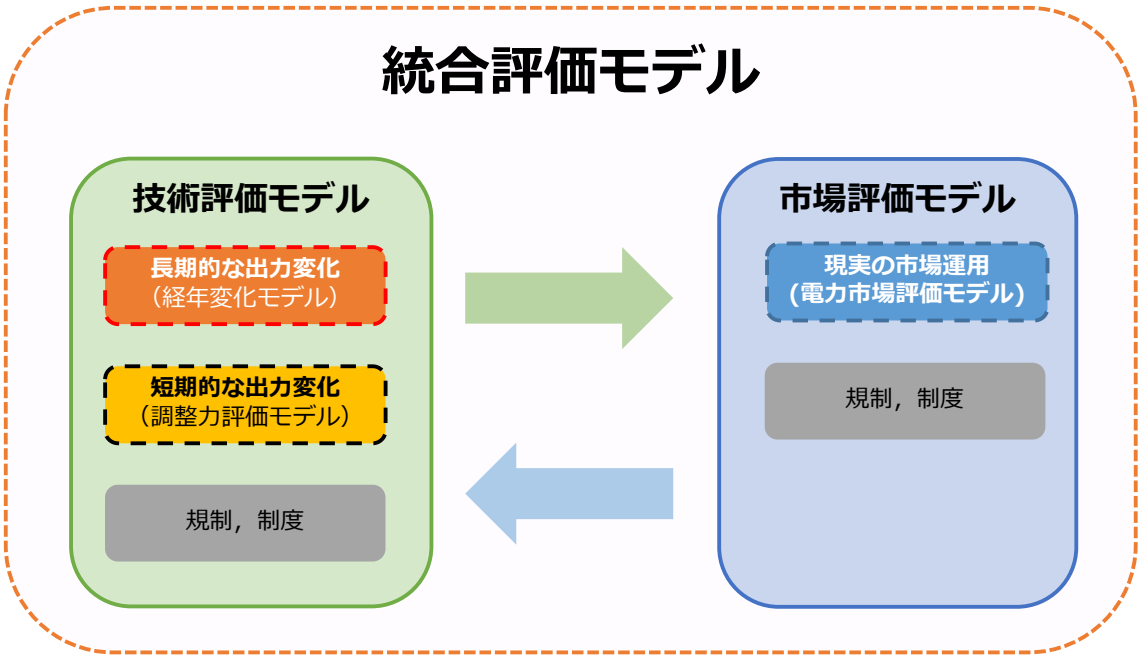


図 2-4　電力市場の影響を考慮した統合評価モデルの構造

本研究では低炭素エネルギーの導入分析にあたり，特に既往研究では十分な検討がなされていない低炭素エネルギーの動的な特性，現実の市場運用を考慮した電力市場への影響，そして電力市場と技術導入の相互影響に焦点を当て，分析手法を提案，構築する。

具体的には，個別論点に関する評価モデルとして，3 章で低炭素エネルギーの利用における長期的な出力変化について，特に設備の長期的な利用と設備の利用状況の変化に着目した評価モデルを構築し，評価を行う。続いて 4 章で短期的な出力変化について，低炭素エネルギーの普及の地域的な広がりを含めて，この点をより詳細に評価するモデルを構築する。そして，5 章で電力市場への影響について評価モデルを構築し，コスト最小化での最適電源構成における市場価格を推計する。この推計価格に基づいて低炭素エネルギー発電を含む発電事業の収益を評価することで，電力市場の設計に関して低炭素エネルギーの普及に伴う論点とその評価手法を検討する。6 章では，これらの個別論点に関する評価モデルの検討を踏まえた上で，電力市場の影響を考慮した統合評価モデルを構築し，その有効性を評価する。

以上の通り，本研究では低炭素エネルギーの動的な特性と電力市場への影響についての評価モデルを構築し，これらを総合的に検討する統合評価モデル提案，構築する。また，統合評価モデルを用いて，低炭素エネルギー導入についてより精緻な分析を行うことで既往研究に貢献する。

2.4　まとめ

本章では，低炭素エネルギーの導入に関して，特に電力システムに及ぼす影響について日本についての研究事例を中心に整理した。それぞれの研究で低炭素エネルギーの普及拡大にあたっての技術, 経済, 制度についての知見が報告されている。特に近年では，ある時間断面だけの静的な評価だけでなく，各種要素が時間的に変化する動的な評価や市場への影響に関する検討も進んでいる。

既往研究より，低炭素エネルギーの普及とその影響について，技術的視点と市場への影響という視点で評価の深堀りが必要である。その上で，日本の電力システムにおいて低炭素エネルギーの導入拡大の可能性，課題，対策を検討するためには，低炭素エネルギーの動的な特性に関する評価と，電力市場への影響を加味した総合的評価を行うことが必要である。本研究ではこのための評価手法の提案，統合評価モデルの構築と評価をもって既往研究に貢献する。

第3章 低炭素エネルギーの経年変化を考慮した評価モデルの構築

本章では，低炭素エネルギーの利用にあたっての長期的な視点として，設備の長期的な利用，資源量やエネルギー以外の制約の変化に着目した「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を構築する。太陽光発電や風力発電等の今後の大幅な導入量の伸びが期待されるエネルギーは，資源量評価に加えて気候条件等を踏まえた出力変化の可能性について長期的な課題についても研究が進められている。他方でこれら以外の低炭素エネルギーについて長期的な出力変化の可能性に関する研究例は多くない。本章では低炭素エネルギーの中でも，将来においても重要な低炭素エネルギー資源であるバイオマスと水力に関して，構築したモデルを用いて長期的な出力変化を分析する。

低炭素エネルギーの中でも特に廃棄物系バイオマスのエネルギー利用については，資源量の評価に加えて長期的な視点での処分地の確保等の課題も検討する必要がある。しかし，これに関する研究例は多くない。そこで 3.2 節では，資源量の変化と環境制約の経年変化に着目した「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（１）」を提案，構築した。提案手法を用いて廃棄物系バイオマス資源について資源量の変化と環境制約の経年変化を踏まえた分析を行った。分析結果より，最終処分場面積の制約の厳しい東京 23 区では，エネルギー利用よりも廃棄物の減量化が重視され，他方で処分場の制約の厳しくない中国の地方都市では処分場制約を考慮しながらエネルギー利用とあわせて温室効果ガスの削減を進めるが，将来的には減量化が求められることを明らかにした。これより，低炭素エネルギーの中でも廃棄物資源を長期に渡って活用していくためには，単純な資源量以外の要素についても考慮する必要がある。

3.3 節では，低炭素エネルギーの長期的な利用における設備の利用状況の変化について，設備の耐用年数が長い水力発電について分析した。水力発電の出力変化については，いくつかの個別サイトについて経年変化の影響が評価されている事例はあるが，長期かつマクロ的にその影響を捉えた例は少ない。そこで，発電設備の利用状況の経年変化に着目した「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２）」を提案し，特に旧一般電気事業者が所有する水力発電の発電量の時系列の変化を分析した。また，同モデルを用いて水力発電の運転に伴う出力の経年変化等の影響を踏まえて将来の発電量を推計し，改修費用とブレークイーブンとなる発電単価を分析した。分析結果より，水力発電は過去 20 年間で 5%ポイント程度設備利用率が低下していると推計され，特段の対策を取

らなければ今後さらに発電量が減少していく可能性があることを明らかにした。

本章では低炭素エネルギーの利用について，ある時点での資源量についてのみ評価するのではなく，環境制約の経年変化等，広くライフサイクルを含めた長期的視点でのエネルギーの利用可能性や利用可能量の変化の評価の必要性を指摘した。そして，これらを評価するための手法として，資源量と環境制約の経年変化，および設備の利用状況の経年変化を考慮した 2 種類の「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案，構築した。構築した評価モデルを用いることで低炭素エネルギー，特に廃棄物系バイオマスと水力について長期的な利用可能性をより正確に評価できることを示した。

第 3 章　低炭素エネルギーの経年変化を考慮した評価モデルの構築

3.1　　低炭素エネルギーの利用と経年変化

2 章で示したとおり，低炭素エネルギーの資源量は膨大であり，日本における低炭素エネルギーの資源量に関する評価も多数報告されている。従来型のエネルギー資源については，資源の生産見通しやエネルギー変換設備の経年変化，および利用状況の変化に対するメンテナンスの効果等について膨大なデータがあり，定量的な分析も進められている。また，低炭素エネルギーの中でも，太陽光発電，風力発電のような今後の主力と期待されるエネルギーについては，出力の長期的な経年変化の分析，技術開発や調査等の分析例も多い[51][52][53]。例えば，鶴崎ら[53]は住宅用を中心とする約 4,200 件の PV（Photovoltaics：太陽光発電）システムの発電実績データより，2004 年度以前に設置された PV システムのシステム出力係数は，2013 年度までの平均 9.7 年間において年率で約 0.6%低下していることを明らかにし，得られた低下率が既往研究の値と概ね整合していることを確認している。

他方で，低炭素エネルギーの中でもバイオマスや水力など太陽光，風力以外のエネルギーについては，長期の出力変化に関する報告例も少ない。「長期エネルギー需給見通し」[2]では，バイオマスと水力を合わせて 2030 年の電源構成の 12.5 %~13.8%を占めると見通しており，これらは再生可能エネルギーの過半数を占める重要なエネルギー源である。これらのエネルギーの利用にあたっては，太陽光発電や風力発電よりも長期的な設備利用が想定されるため，長期的な出力変化が重要な課題である。長期的なエネルギー利用については資源量の変化の検討が必要である。これは，バイオマスであれば植生の変化や資源の過剰な利用による利用可能量の変化が考えられ，水力であればダムの状況の変化や水資源の変化も考えられる。また，資源量の変化の他にも太陽光パネルやバイオマス資源のエネルギー利用後の廃棄物の処理など，エネルギー利用に伴う環境制約が長期的に変化していく可能性も考えられる。

低炭素エネルギーの長期的な利用については，これら資源量，環境制約を広く考慮する必要がある。しかし，既往研究ではこれらを加味した評価は多くない。そこで本章では，特にエネルギー資源の資源量および環境制約の変化等に着目し，これらを制約条件として考慮した分析手法として「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（1）」を構築する。また，長期的な利用にあたって，エネルギー供給設備の利用状況も経年で変化していくことが考えられる。これに関して，設備の利用状況の経年変化に関する既往

研究を参照した上で,「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２）」として，回帰分析よりこれらの経年変化の要素を定量的に評価するモデルを構築する。特に，同モデルを用いて, 資源の利用可能量の時間変化と対策の費用対効果を推計する手法を提案し, 既往研究に貢献する。

以上より，本章では，低炭素エネルギーについて，利用可能なエネルギー量が長期的に変化していく可能性に着目し，特に資源量の変化と環境制約に着目したモデルを「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（１）」として，長期的な設備利用の中で環境制約の影響が考えられる廃棄物のエネルギー利用を対象に評価する。また，設備の利用状況の変化について評価する「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２）」を用いて，特に設備利用が長期にわたり，設備の利用状況が変化していくと考えられる水力発電について評価する。構築したモデルより, これらのエネルギーの動的な特性として, 長期的な利用に伴う出力変化に関する評価を行う。

3.2　廃棄物資源の長期的なエネルギー利用に関する評価

経済発展と都市化の進展により, 特に都市廃棄物の処理が多くの地域で問題となっている。国の発展段階および国土の大小や廃棄物の排出量，種類といった地域特性は廃棄物の処理方法に大きな影響を及ぼす。特に土地面積の限られている日本では，最終処分場の確保が大きな問題となっている。廃棄物は残渣系バイオマスとして温室効果ガスを排出しないエネルギー源としての活用が期待されている。廃棄物処理を兼ねたエネルギー利用の方法の例として RDF（Refuse Derived Fuel：廃棄物固形燃料），スーパーごみ発電に代表されるような廃棄物燃焼発電の形で都市廃棄物のエネルギー利用が検討されている。他方で，途上国では，廃棄物の収集にかかるコストや技術的な問題等から，廃棄物がエネルギー的に有効利用されているとは言い難い。加えて，特に廃棄物の直接埋立処分が行われている地域では埋立場から排出される LFG（Landfill Gas : ランドフィルガス）の処理が課題となっている。LFG は主成分がメタンであり，CO_2 よりも大きな温室効果を持つ。そのため，LFG の回収発電を CDM（Clean Development Mechanism：クリーン開発メカニズム）事業の一つとして CO_2 削減の影響を評価する調査を中心に多数の地域で行われている[54]。

本節では，資源量と環境制約の変化を考慮した「経年変化考慮低炭素エネルギー評価

モデル（1）」を提案し，これを用いて一人あたり最終処分場面積の小さい東京 23 区と一人あたり最終処分場面積の大きい中国呉忠市の 2 地域を対象とし，廃棄物処理システムとそのエネルギー利用についての評価を行う。提案評価モデルを用いた評価について，本分析では資源量が廃棄物の種類，量および副産物としての LFG 発生量に該当し，環境制約としては最終処分場面積が該当する。

モデルの構築にあたり，代表的な廃棄物処理方法である埋立，直接燃焼，灰溶融の 3 つのシステムを想定し，その優位性の評価と廃棄物のエネルギー利用可能性に関して経済性，環境性の両面から分析を行う。特に，埋立処理の場合は，埋立地においてバイオマス由来の廃棄物の有機物の発酵によって LFG が発生するため，この LFG の処理方法について，本節では回収発電とフレア処理を想定した。また，燃焼処理および灰溶融処理には，低炭素エネルギーとしてのエネルギー利用の観点から廃棄物燃焼発電設備の付加を想定することを考慮した（図 3-1，図 3-2）。

本研究で作成したモデルの概要と分析に用いたデータおよびケース分析を以下に示す。低炭素エネルギーの一つである廃棄物エネルギーの活用は，エネルギー利用，温室効果ガスの削減の両面で有効である。他方で，本分析で分析対象として想定するような処分場の課題や LFG 排出の課題等があり，長期的なエネルギー利用にあたっては検討すべき点があり，この点についてモデルを構築し，評価を行う。

3.2.1　評価モデルの概要

本節では線形計画法を用いてエネルギーの資源量と環境制約を考慮した「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（1）」を開発した。本モデルを用いて廃棄物処理システムとエネルギー利用について分析する。

分析では計算期間を 50 年とし，対象地域(中国呉忠市，東京 23 区)における廃棄物処理システムの建設と運用を対象として，総システムコスト最小化によって廃棄物処理システムの評価を行う。その中で廃棄物の排出量と種類，最終処分場の面積等の各地域特性を考慮する。また，残渣系バイオマスとしての廃棄物のエネルギー活用の観点から LFG 回収発電，廃棄物燃焼発電を想定し，それらのエネルギーポテンシャルおよび温室効果ガス削減効果に関する分析を行う。特に中国呉忠市を対象に CDM を想定した場合の計算も実施する。

3.2.2　対象システムの概要

(1)　廃棄物処理システム

廃棄物を処理する際のシステムとして，以下の 3 つのシステムを対象とする。1 つ目が廃棄物を直接最終処分場に埋設する直接埋立処分であり，2 つ目が廃棄物を燃焼することによって減量化を行い, その焼却灰を最終処分場に埋め立てる直接燃焼処分である。そして，3 つ目が直接燃焼処分によって排出される焼却灰を溶融，スラグ化し，そのスラグを活用することで減量化を更に高めることが可能となる灰溶融処分である（図 3-1, 図 3-2）。

なお, 本節では一般廃棄物を対象としているが, その中には不燃物等も含まれている。これらの資源化等の処理もそれぞれの処理システムに内包することとした。

(2)　LFG 処理システム

本節で想定する廃棄物処理システムとエネルギー利用の検討にあたり, 温室効果ガス削減対策として LFG の回収処理設備が重要である。LFG 回収設備は垂直抽出井戸と水平配管，ブロアー設備，気密シートから構成される。LFG 回収後の発電設備として，ガスエンジン発電によって LFG に含まれる温室効果ガスであるメタンガスを燃焼させ，CO_2 にまで破壊するとともに発電する[54][55]。また，フレア設備によってガスエンジン発電機利用時に余剰となる LFG を破壊する。また，ガスエンジン発電機が点検や緊急停止で使用できない場合に, 発生する LFG の全量をフレア設備で破壊する役割を担う。なお，LFG の排出量は埋め立ててから時間が経過することで徐々に減少していくために LFG 回収設備および発電設備の利用率が低下していくことになる。

(3)　システムフロー図

本節で対象とする廃棄物処理システムおよびエネルギー利用システムのフローを図 3-1, 図 3-2 に示す。

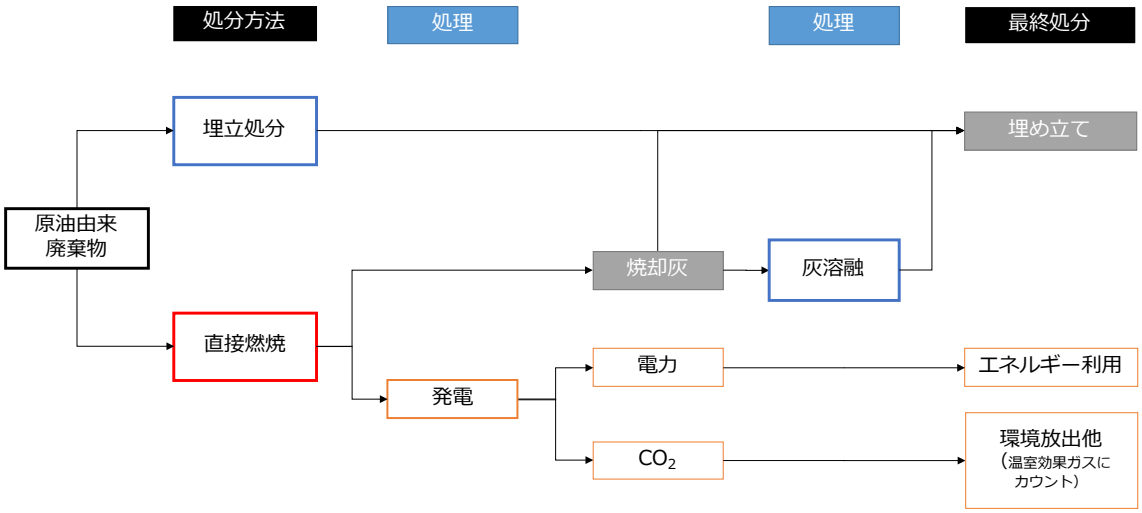


図 3-1　原油由来廃棄物フロー図

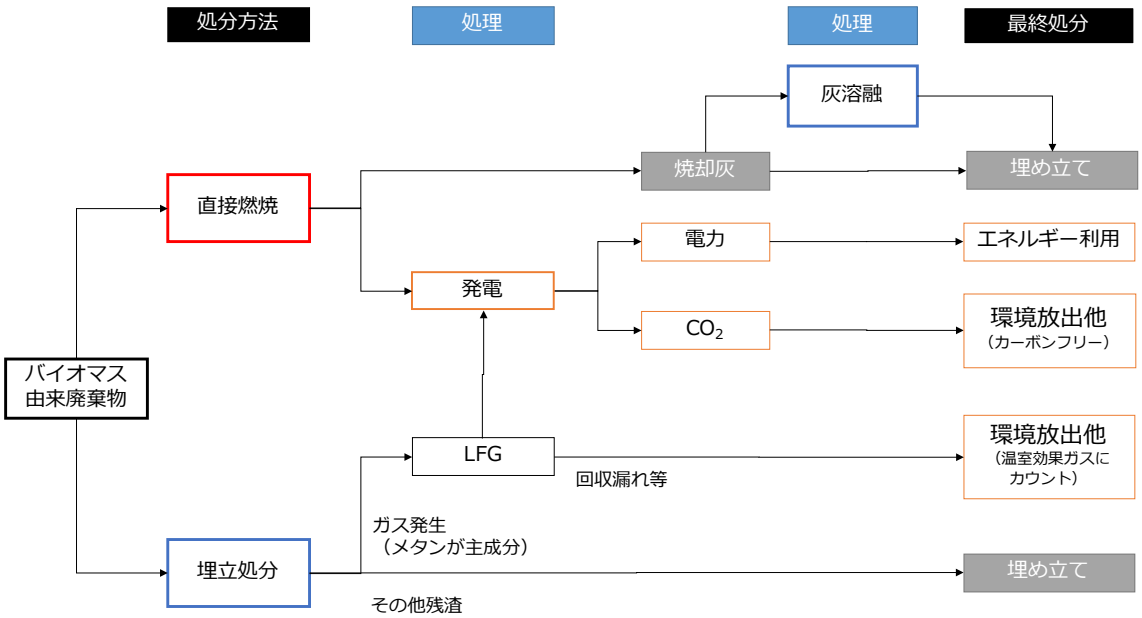


図 3-2　バイオマス由来廃棄物フロー図

3.2.3　対象システムの定式化

本節では，システム総コストの最小化によって最適化計算を行うモデルを構築した。システム総コストは，「システム総コスト=廃棄物処理費用+LFG 処理費用-売電収入-GHG（Greenhouse Gas：温室効果ガス）クレジット収入」として定式化する。また，計算期間を 50 年とし，将来の費用は割引率によって現在価値に割戻す。

目的関数

$$J = \sum_t (1+\delta)^{-t} \times (\sum_n (pcost_{n,t} + rcost_{n,t}) + \sum_m (pecost_{m,t} + recost_{m,t}) - inc_t - co2_t) \quad (3\text{-}1)$$

また，直接処分によって埋め立てられた廃棄物の埋立場からの LFG 排出量の推算にあたり，IPCC のガイドライン[56][57]より，First Order Decay 方式を用いて推定した(図 3-3)。埋立に対するメタン発生量の式は以下のとおり。

メタン発生量の推計

$$Q = L_0 \times R \times (e^{-Kc} - e^{-Kd}) \quad (3\text{-}2)$$

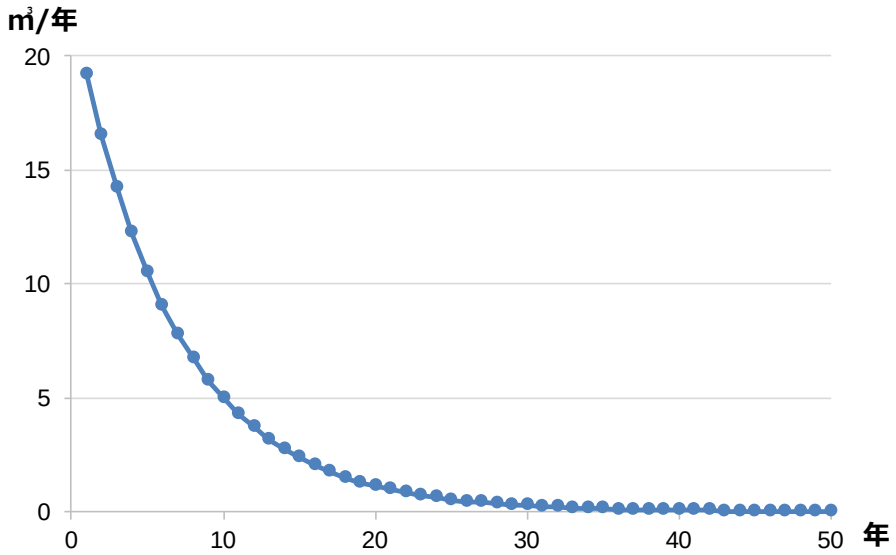


図 3-3　First Order Decay を用いた LFG 排出量の推計

（Lo　：　160(m^3/Mg of refuse), K　：0.15, R　：1）

本モデルで考慮した制約条件は以下のとおり。

・処分設備費　$$pcost_{n,t} = RPCOST \times p_{n,t}$$ (3-3)

・LFG 発電設備費　$$pecost_{m,t} = RPECOST \times p_{m,t}$$ (3-4)

・処分設備運転費　$$rcost_{n,t} = RRCOST_n \times v_{n,t}$$ (3-5)

・LFG 発電設備運転費　$$recost_{m,t} = RRECOST_m \times lb_{m,t}$$ (3-6)

・売電収入　$$inc_t = RGE \times ge_t$$ (3-7)

・CO_2 クレジット収入　$$co2cre_t = RCER \times cer_t$$ (3-8)

・処分設備更新　$$p_{n,t} = p_{n,t-1} + pn_{n,t} - pn_{n,t-Y_n}$$ (3-9)

・LFG 発電設備およびフレア処理設備更新　$$p_{\mathrm{m},5s} = p_{m,5(s-1)} + pn_{m,5s} - pn_{m,5s-Y_m}$$ (3-10)

・処分運転制約　$$v_{n,t} \le p_{n,t}$$ (3-11)

・LFG 処理制約　$$lb_{m,t} \le p_{m,t}$$ (3-12)

・埋立地制約　$$\sum_t \sum_n (v_{n,t} \times LR_n \times LA_n) \le A \times H$$ (3-13)

・廃棄物処理量制約　$$\sum_n v_{n,t} = E_t$$ (3-14)

・総 LFG 排出量　$$q = \sum_t q_t = \sum_t (L_0 \times vlf_t \times (e^{-k(t-1)} - e^{-kt}))$$ (3-15)

・LFG 処理量制約　$$lb_t = \sum_m lb_{m,t} \le q_t \times COLLECT$$ (3-16)

・送電端総発電量　$$ge_t = \sum_\omega ((1 - COM_\omega) \times GE_\omega \times v_{\omega,t}) + (1 - COM_{lfg}) \times GLF \times lb_{lfg,t}$$ (3-17)

・CO_2 クレジット　$$cer_t = RCO2 \times ge_t + RLFGCO2 \times lb_t$$ (3-18)

・実質 CO_2 排出量　$$co2_t = \sum_t (\sum_\omega (ECO2 \times v_{\omega,t} + RLFGCO2 \times (q_t - lb_t)) - RCO2 \times ge_t)$$ (3-19)

表 3-1　モデルの定式化での添字，変数，定数

	添字
m	LFG 回収発電，フレア処理
n	直接埋立処分，燃焼処分，灰溶融処分
s	時点(50 年)
t	時点(50 年)
ω	燃焼処分，灰溶融処分
	変数
c	処分場が閉鎖されてからの時間
cer_t	CO_2 クレジット量
$co2_t$	CO_2 排出量
$co2cre_t$	CO_2 クレジット収入
d	処分場が廃棄物受入を開始してからの時間(年)
ge_t	総発電量
inc_t	売電収入
$lb_{m,t}$	LFG 処理量
$p_{m,t}$	LFG 処理設備量
$p_{n,t}$	廃棄物処理設備量
$pcost_{n,t}$	処分設備費
$pecost_{m,t}$	発電設備費
$pn_{m,t}$	新設 LFG 処理設備量
$pn_{n,t}$	新設廃棄物処理設備量
q_t	当該年に発生するメタン量(m^3/年)
$rcost_{n,t}$	処理設備費
$reost_{m,\mathrm{t}}$	発電設備費
vlf_t	直接埋立処分量
$v_{n,t}$	廃棄物処理量
	定数
δ	割引率
A	埋立地面積
$COLLECT$	LFG 回収率
COM_{lfg}	LFG 発電所内率
COM_{ω}	燃焼発電所内率
$ECO2$	単位原油由来廃棄物処理量あたりの CO_2 排出量
E_t	廃棄物排出量
GE_{ω}	単位廃棄物処理量あたりの発電量
$GLFG$	単位 LFG 処理量あたりの発電量
H	埋立深さ
K	メタン発生割合定数(1/年)
L_0	メタン発生ポテンシャル(m^3/Mg 廃棄物)

LA_n	廃棄物密度
LR_n	最終処分率
R	運用期間中の平均年間廃棄物受入割合(Mg/年)
$RCER$	CO_2 クレジット買取価格
$RCO2$	単位電力量あたりの代替 CO_2 量
RGE	単位電力量あたりの電力買取価格
$RLFGCO2$	LFG の温室効果を CO_2 質量あたりに換算する係数
$RPCOST_n$	単位処理設備量あたりのコスト
$RPECOST_m$	単位 LFG 発電設備量あたりのコスト
$RRCOST_n$	単位処理量あたりのコスト
$RRECOSTm$	単位 LFG 発電量あたりのコスト
$Y_{m,}$	耐用年数
Y_n	耐用年数

3.2.4　分析データ

廃棄物処理および関連するデータを示す（表 3-2，表 3-3，表 3-4，表 3-5）。埋立処分および LFG 処理に関しては文献[58]，燃焼処分および灰溶融処分に関しては文献[59]を参照した。また，CO_2 関連データは文献[60]を参照した。なお，全てのシステム共通で設備に関して償却期間，耐用年数を 20 年，残存価値率 10%，固定資産税率 1.4%，運転費率 5.0%，割引率は中国 8%，東京 5%として年経費率を用いて計算を行った。特に LFG 回収発電設備およびフレア設備に関しては，回収の漏れなどを考慮して LFG の実質回収限界率として発生する LFG の 60%とした。更に，これらの LFG 処理関連設備は廃棄物を埋め立てた後の処分場の覆土，LFG 回収のためのパイプの敷設などの設備設置のタイムラグを考慮し，設備更新は 5 年毎に行うものとした。これに対して廃棄物処理設備の設備更新は毎年可能であると想定した。処理関連データに続き，東京 23 区と中国呉忠市それぞれの地域特性に関する諸データを示す（表 3-2）。基準 GHG クレジット価格は 550 円/t-CO_2，ドル換算で 5$/t-$CO_2$ と想定した。また処分場面積は将来世代への影響を考慮して，50 年間で現存する処分場の半分を利用し，半分を残すと仮定した。地域別には東京 23 区に関しては現在建設されている埋立処分場，特に新海面処分場の面積の半分とした[61][62]。また，中国呉忠市に関しては，同じ内陸部にある京都市を参考に，その面積比より建設可能処分場面積を推定し，その面積の半分とした[63]。廃棄物排出量は東京の値は平成 16 年度現在の一般廃棄物排出量とし[61][62]，中国の値は文献[54]に拠った。なお，排出量の時間変化は考慮せず計算期間内で一定と仮定した。

表 3-2　各地域特性に関するデータ

	中国 呉忠市	東京 23 区	文献
売電価格 [円/kWh]	5	8	[55],[58],[59]
GHG クレジット [円/t- CO_2]	550	-	[55]
最終処分地面積 [1,000 ㎡]	1,700	1,500	[55],[61],[62]
最終処分地深さ [m]	25	15	[55],[62]
廃棄物処理量 [wet-t/day]	900	10,214	[55],[62]
廃棄物熱量（LHV） [kcal/kg]	1,675	2,972	[55],[58],[59]

表 3-3　廃棄物処理システムのデータ（中国）

	埋め立て	直接燃焼	灰溶融	文献
初期投資コスト [万円/(t/日)]	19	5,556	6,111	[55],[58],[59]
運転費用 [万円/(t/日)]	0.272	261.9	523.8	[55],[58],[59]
最終処分比率 [%]	100	20	9	[59]
最終処分密度 [㎥/t]	0.25	1.30	1.60	[59]
廃棄物あたり発電量 [kWh/t]	-	365	365	[55],[58],[59]
系統電力の CO_2 原単位 [kg-C/kWh]	-	0.15	0.15	[60]
廃棄物燃焼あたりの CO_2 排出量[kg-C/t]	-	118.7	118.7	[59]
LFG 排出量 [㎥/ｔ]	125.5	-	-	[55]
所内率 [%]	-	22	44	[55],[58],[59]
設備利用率の上限 [%]	-	93.8	93.8	[55],[58],[59]

表 3-4　廃棄物処理システムのデータ（東京）

	埋め立て	直接燃焼	灰溶融	文献
初期投資コスト [万円/(t/日)]	19	5,556	6,111	[55],[58],[59]
運転費用 [万円/(t/日)]	4.2	320.1	640.3	[55],[58],[59]
最終処分比率 [%]	100	20	9	[59]
最終処分密度 [㎥/t]	0.25	1.30	1.60	[59]
廃棄物あたり発電量 [kWh/t]	-	637	637	[55],[58],[59]
系統電力の CO_2 原単位 [kg-C/kWh]	-	0.1	0.1	[60]
廃棄物燃焼あたりの CO_2 排出量[kg-C/t]	-	96.6	96.6	[59]
LFG 排出量 [㎥/ｔ]	167.5	-	-	[55]
所内率 [%]	-	22	44	[55],[58],[59]
設備利用率の上限 [%]	-	93.8	93.8	[55],[58],[59]

表 3-5　LFG 処理システムのデータ

	LFG 発電（中国）	フレア（中国）	LFG 発電（東京）	フレア（東京）	文献
初期投資コスト※ [万円/kW]	30.6	9.1	30.6	9.1	[55]
運転費用 [万円/kW] ※	0.5	0.2	5.6	2.85	[55],[58]
LFG あたり発電量 [kWh/㎥]	1.79	-	1.79	-	[55]
所内率 [%]	6.5	6.5	6.5	6.5	[55]
設備利用率の上限 [%]	91.8	91.8	91.8	91.8	[55]

注：フレア設備の設備容量は，LFG を用いた時の発電設備容量[kW]で定義する。

3.2.5　ケース設定

廃棄物処理に伴う温室効果ガスの排出量の削減を CDM 事業として想定した分析について，中国呉忠市を対象にケース分析を行った。分析ケースとして基準ケースと，特に基準ケースに対して売電価格が低下した場合に温室効果ガス削減に対して GHG クレジットを認める CDM ケースを設定した。

基準ケースの売電価格を 5 円/kWh，CDM ケースの売電価格を 3 円/kWh，基準 GHG クレジット価格を 5$/t-$CO_2$ とする。

3.2.6　結果と考察

構築評価モデルを用いて，中国呉忠市と東京 23 区という地域特性が異なる地域を比較し，地域特性が処理システムの選択に与える影響を分析する。続いて，中国呉忠市を対象に GHG クレジットや売電価格を変化させてケース分析を行う。

(1)　地域比較

中国呉忠市および東京 23 区の最終処分場の面積および各発電施設の設備容量推移をそれぞれ示す（図 3-4，図 3-5）。分析結果より，廃棄物処理については中国，東京ともに処理単価の安い埋立，燃焼，灰溶融の順に選択される。ただし，処分場の面積制約により選択される処理システムは地域によって異なる。

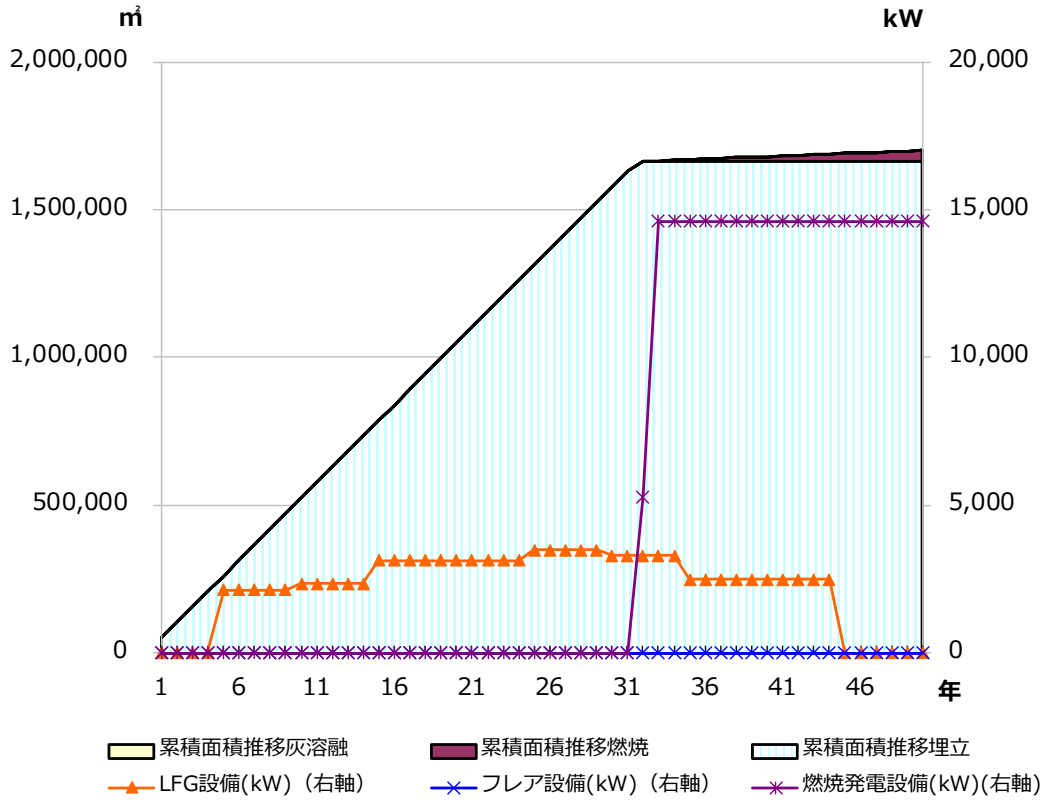


図 3-4　中国の呉中市における最終処分場の累積使用量と発電設備量の推移（基準ケース）

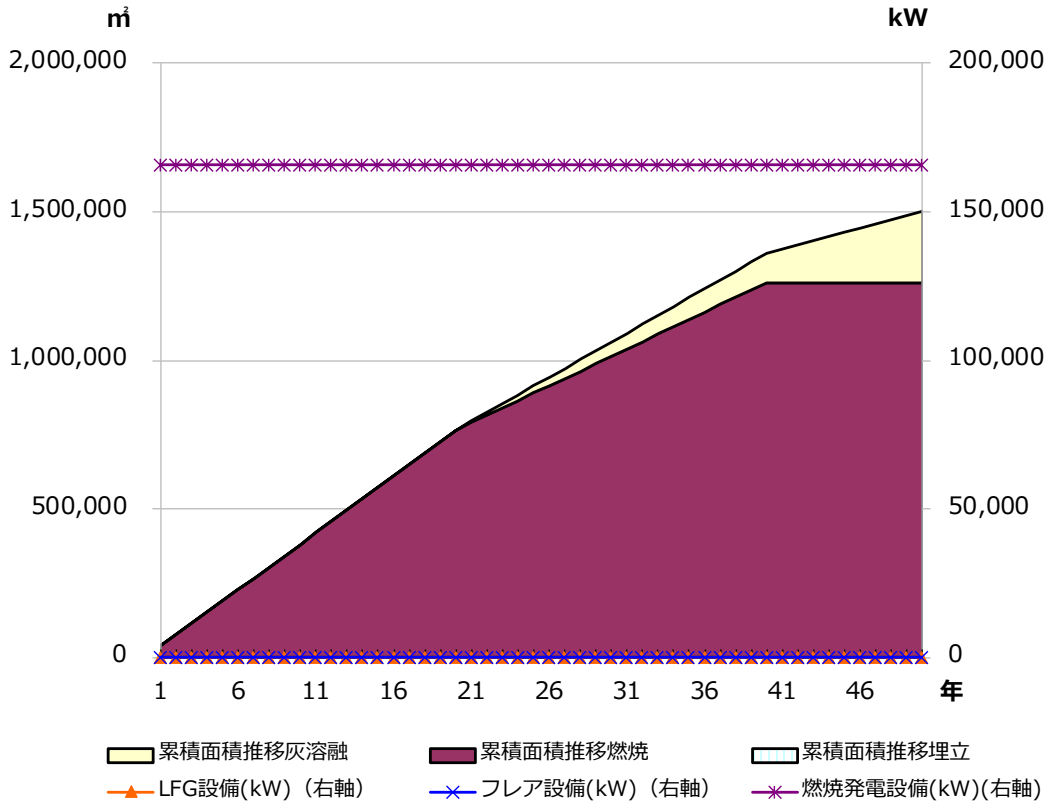


図 3-5　東京の最終処分場の累積使用量と発電設備量の推移
（基準ケース）

結果より，比較的に埋立処分場面積に余裕のある呉忠市では 30 年後まで廃棄物は直接埋め立てられる。また，埋立場から発生するガスを利用する LFG 発電が経済性を持つため，これが最大で約 4,000kW 導入される（図 3-4）。しかし，30 年を過ぎると処分場の面積制約により，直接燃焼処分されるようになり，同時に廃棄物燃焼発電設備が約 1.5 万 kW 導入される。これより，処分場の面積制約によっては，現段階で余裕がある地域においても将来的には直接燃焼によって廃棄物を減量することが求められることになる。

廃棄物量に対して最終処分場の面積が小さい東京 23 区においては，廃棄物の減量化のため初期から直接燃焼が導入され同時に約 17 万 kW 規模の燃焼発電が行われる（図 3-5）。直接燃焼処分に続いて 21 年後に更に減量化が可能な灰溶融システムが導入され始める。この時 41 年後までは直接燃焼と灰溶融が共存する形になる。これより，より処分場の制約が厳しい東京では将来的には廃棄物の更なる減量化が求められる。

以上より廃棄物処理システムは埋立処分場の面積条件に大きく影響を受けると考えられ，それに応じて廃棄物エネルギーの利用のあり方も長期的に変化していく。

(2)　　中国についてのケース分析

中国呉忠市を対象に CDM 等を想定し，GHG 削減量に対して経済的なインセンティブが得られる CDM ケースを検討する。CDM ケースの処分場面積推移および各発電設備量の推移と，その際に排出される LFG の処理方法と実質的利用可能量を示す(図 3-6)

分析結果より，廃棄物燃焼発電設備容量および LFG 発電設備容量は基準ケースの結果とほぼ変わらないが, GHG 削減に対してクレジットが認められるため LFG を燃焼し，CO_2 に変えることで温室効果ガスの削減を行うフレア処理設備が導入される。実際には周囲環境への影響を考慮した上で，プロジェクトの自主的な環境配慮として LFG をフレア処理することも考えられるが，GHG クレジットを認めることで経済的にフレア処理の導入を推し進めることが可能である。LFG 発電設備と合わせてフレア処理設備が導入されることによって実質的利用可能量の大半の LFG が回収され処理される（図 3-7)。結果より，比較的低価格な GHG クレジット価格でも，一定の温室効果ガス削減効果を上げうることが考えられる。クレジット価格，もしくは売電価格によって単純にフレアで処理するだけでなく LFG 回収発電の利用量が拡大することにもつながる。

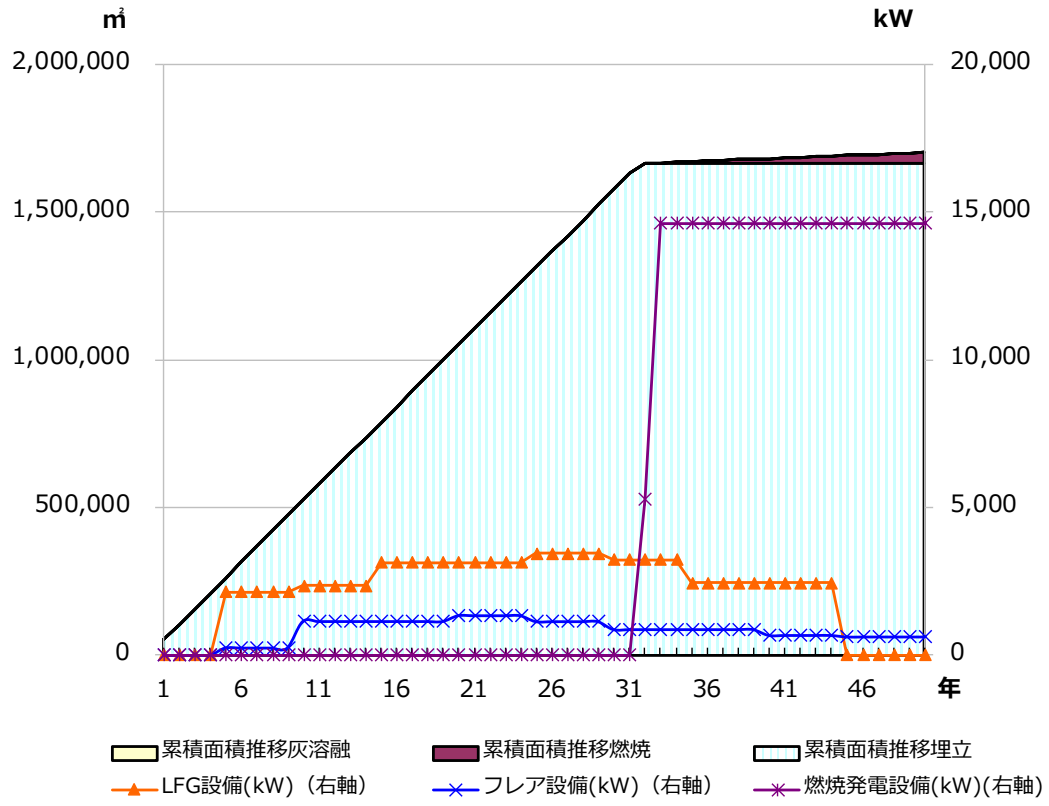


図 3-6　中国の呉中市における最終処分場の累積使用量と発電設備量の推移（CDM ケース）

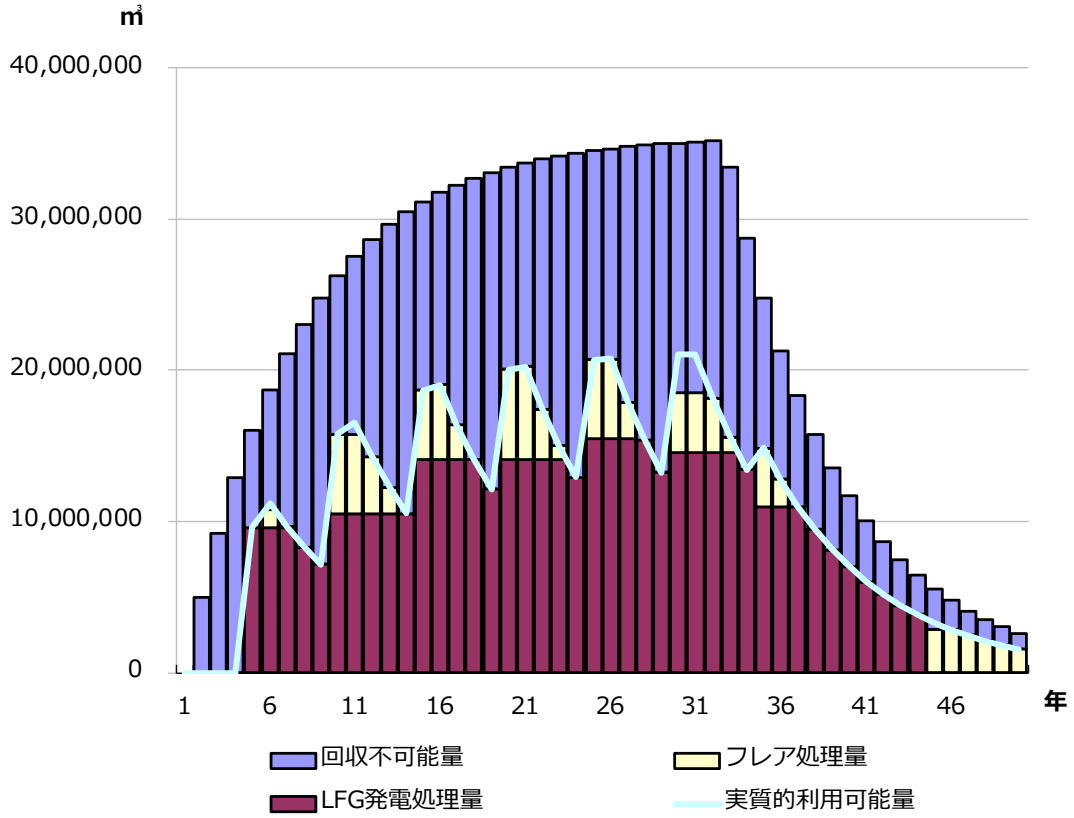


図 3-7　LFG 発生量と処理方法（CDM ケース）

3.2.7　結言

本節では「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（1）」を提案し，廃棄物のエネルギー利用について，廃棄物の排出量，最終処分の埋立可能面積などの地域特性と動的なランドフィルガス発生量を考慮した廃棄物処理システム評価モデルを作成し，シミュレーション分析を実施した。主な分析結果は以下のとおりである。

(1) 廃棄物の処理方法は処理単価の低い埋立，焼却，溶融の順に導入することが経済合理的である。ただし，最終処分場面積の制約の厳しい東京 23 区では，現在の焼却から将来は灰溶融へと遷移する。処分場の制約の厳しくない中国呉忠市においても，現在の埋立から将来は燃焼へと遷移する。よって処分場の面積の制約によるが，長期的に見て廃棄物を処理する際には減量が求められる。

(2) 廃棄物処理方法は埋立処分場の面積条件に大きく影響を受け，選択される方法が変化していくために，それに応じて廃棄物エネルギーの利用のあり方も長期的に

変化していく。

(3) 温室効果ガス削減分に GHG クレジットを認めることは埋立地からの LFG の漏れを削減し，発電量を増加することで温室効果ガス削減効果を持つ。

本節の分析の今後の課題としては，対象地域の選定，経済成長や人口の増減等に伴う排出量の時間的変化の取り扱い，および廃棄物処理システムデータの更なる精緻化がある。

本節では，提案手法を用いて廃棄物の処理方法について評価モデルを構築し，同モデルを用いることで，廃棄物の処理方法は処分場の条件等に影響を受けることを明らかにした。また，処理方法が時間とともに変化していくため，低炭素エネルギーとしての廃棄物エネルギー利用方法や利用量が時間によって変化していくことを明らかにした。特に日本全体での廃棄物エネルギーの利用にあたっては，国内のいずれの地域でも中国の例と比較して処分場制約の影響が大きいと考えられるため，焼却処理とそれに伴う燃焼発電を優先させる可能性が高い。

廃棄物エネルギーを含めて低炭素エネルギーは多様である。エネルギー利用にあたっては，それぞれの特性を考慮し，資源量以外の要素も加味することで長期的なエネルギー利用の可能性について，より正確に把握することが可能になる。

3.3　水力発電設備利用の経年変化評価

水力発電は 2018 年現在の日本の電源構成において，最大の再生可能エネルギー電源である。季節や降雨量によって発電量が影響を受けるものの，太陽光発電や風力発電と比較して一般的に発電パターンは安定的であり，低炭素のベースロード電源として活用されている[64]。再生可能エネルギーの主力電源化の実現には，太陽光発電，風力発電の導入だけでなく，日本において現在最大の再生可能エネルギー電源である水力発電の着実な運用による発電量の確保が必要である。また，水力発電は旧一般電気事業者 [2]だけでなく，地方自治体等を含めて多様な事業者が貴重な再生可能エネルギー電源として活用を進めている。

本節ではベースロード電源として期待される一般水力発電の発電量に関して，旧一般電気事業者が所有する電源について，現状を分析するとともに，将来見通しについて検討を行う。特に設備の利用状況の変化と，それに伴う発電量の時系列での変化に着目し，「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２）」を構築し，これを用いて水力発電の経年変化に関する分析を行う。

3.3.1　一般水力発電の発電量と設備容量の推移

水力発電は一般水力発電と蓄電池としての役割を果たす揚水式水力発電に大別される。また，一般水力発電の中でも流れ込み式（自流式）発電，調整池式発電，貯水池式発電がある。出水状況の制約はあるが，流れ込み式以外は電力需要の変化に対応した運転が可能である。

戦後，日本の発電設備の開発は水力発電を中心に再開された。1963 年度に初めて火力発電設備容量が水力発電設備容量を上回り，いわゆる「火主水従」の発電形態に移行した後も開発のペースは低下しているが，水力発電所の建設は進められてきた。特に，二度の石油危機以降は，電力需要の変化に伴い柔軟に対応可能な揚水式水力発電の開発が進められた。他方で一般水力発電の設備容量と発電量の推移の実績を見ると，1970 年以降に設備容量が約 500 万 kW 増えたものの，発電量は設備容量ほどは増加しておらず，発電量が伸び悩んでいる可能性が指摘される[65][66]。

[2] 北海道電力，東北電力，東京電力，中部電力，北陸電力，関西電力，中国電力，四国電力，九州電力，沖縄電力の 10 社。電気事業法の改正前は一般電気事業者と呼ばれていた。

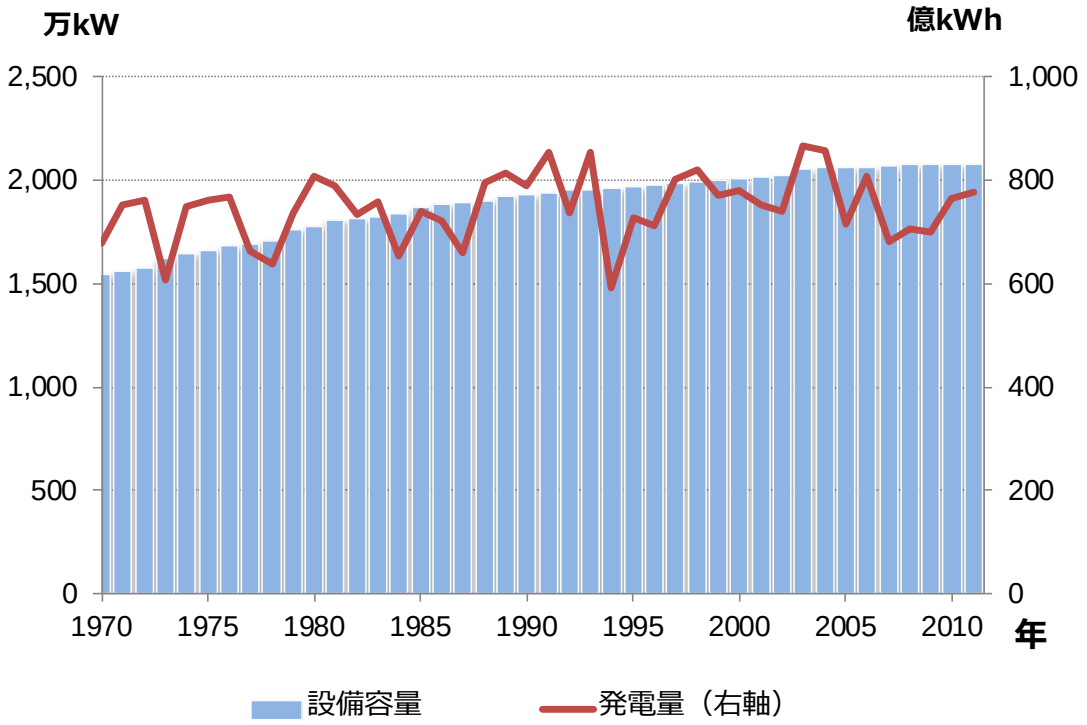


図 3-8　一般水力発電所の設備容量と発電量の推移（一般電気事業用 [3]）

この要因について，いくつかの仮説が考えられる。一つは一般水力発電の中でも需給バランスの調整用に用いられる調整池式発電，貯水池式発電が増えたために設備容量程は発電量が伸びなかった可能性である [4]。他には，設備の経年劣化，設備利用率の低い地点の開発の増加，渇水・洪水の増加や自然環境の変化等の時系列な事象の変化に伴って設備容量あたりの発電量が減少している可能性がある。前者については電力土木技術協会データより[67]，設備容量ベースで旧一般電気事業者の自流式発電が一般水力発電全体に占める割合を見ると，1970 年で約 19%，2011 年で約 23%となっており，調整用発電設備の容量ベースでのシェア増は見られない。むしろ，自流式の設備容量シェアが増加しているにもかかわらず，一般水力発電全体での発電量は横ばいの傾向にある。

水力発電の将来見通しについて，経産省[68]は水力発電の状況の変化に関して既設水力の維持放流に着目し，これによって既に使用可能な水量が減少していることを指摘し，

[3] 一般電気事業用には旧一般電気事業者の他に電源開発，公営，特定電気事業者，その他卸が含まれる。

[4] 平成 24 年度の旧一般電気事業者の一般水力全体の設備利用率は 40%。これに対して自流式（調整池式含む）は 43%，貯水池式は 27%。（経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計」[66])等より推計）

今後これまで以上に維持放流が増加すると見込まれ，発電量が減少していくと指摘している。同じく経産省[68]は最新機器の導入による効率改善によって発電量を押し上げる可能性も明らかにしている。本節では上記を踏まえて時系列的な要因の中でも，設備の老朽化や浚渫が必要になる等，設備の利用状況の経年変化が一般水力発電に及ぼす影響に着目し，この影響を定量的に評価するとともに発電量維持･向上策として老朽化対策，改修対策の影響について検討する。

一般水力発電所の発電量は降水量が多く，十分な水資源の利用ができる豊水の年には発電量が増加するが，渇水時は期待されるほどの発電ができない。このため発電量は年，季節により変動する。この変動を表したものが出水率[69][5]である。発電量を時系列で分析するためには季節，天候要因である出水率を加味する必要がある。1980 年代までは出水率と設備利用率の動きが似ているが，1990 年代半ば頃から出水率の動きと設備利用率の動きに乖離が見られる。これより，出水率とは無関係に設備利用率が右肩下がりになり，発電量が徐々に低下していることが窺える（図 3-9）。

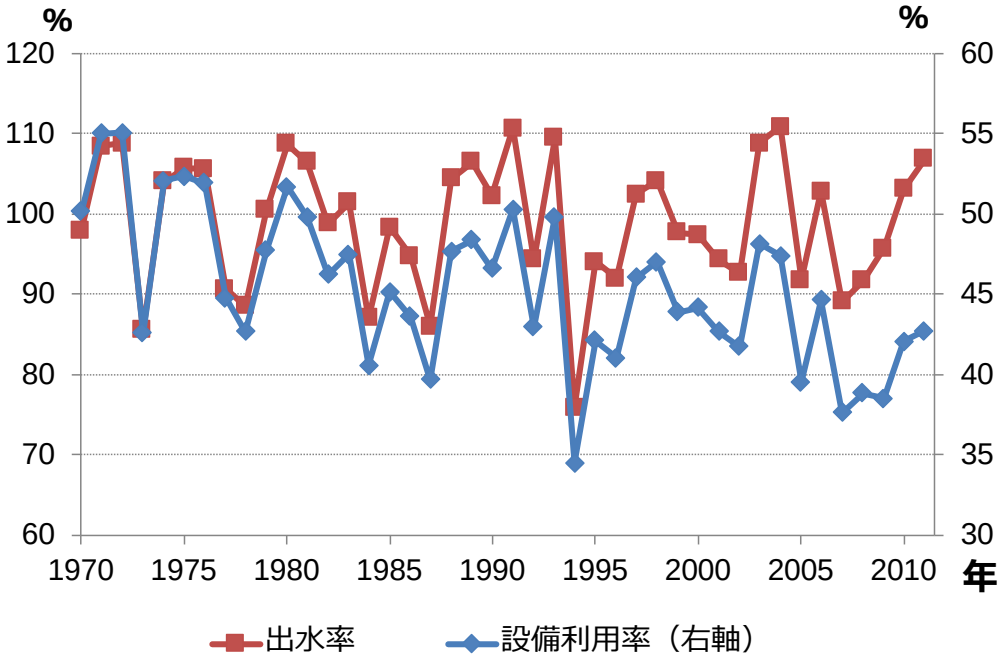


図 3-9　一般水力発電所の設備利用率と出水率の推移

（一般電気事業用）[66][69][70]

[5] 出水率とはある時点，または，ある期間における実績発電力の平均可能発電力に対する割合をいう。出水率＝自流式可能電力量／平均可能電力量で定義される。平均可能電力量は平成 13 年度以前は昭和 17 年度からの平均で最長で平成 11 年度までの 58 ヵ年平均。平成 14 年度以降は至近の 30 ヵ年平均としている。

また，旧一般電気事業者毎の一般水力発電所の設備利用率の推移より全体として設備利用率が減少傾向にある（図 3-10)。本節では，日本全体でのトレンドを踏まえて，「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２)」を用いて，旧一般電気事業者毎に長期的な発電量の変化を分析し電気事業者毎の特徴について分析を行う。また，分析結果より，水力発電の発電量に関しての動的な変化について，その要因と影響の大きさを明らかにする。特に「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（２)」における発電量の経年変化に関する時間的な要素として，発電設備の運転年数に着目し，回帰分析を行う。

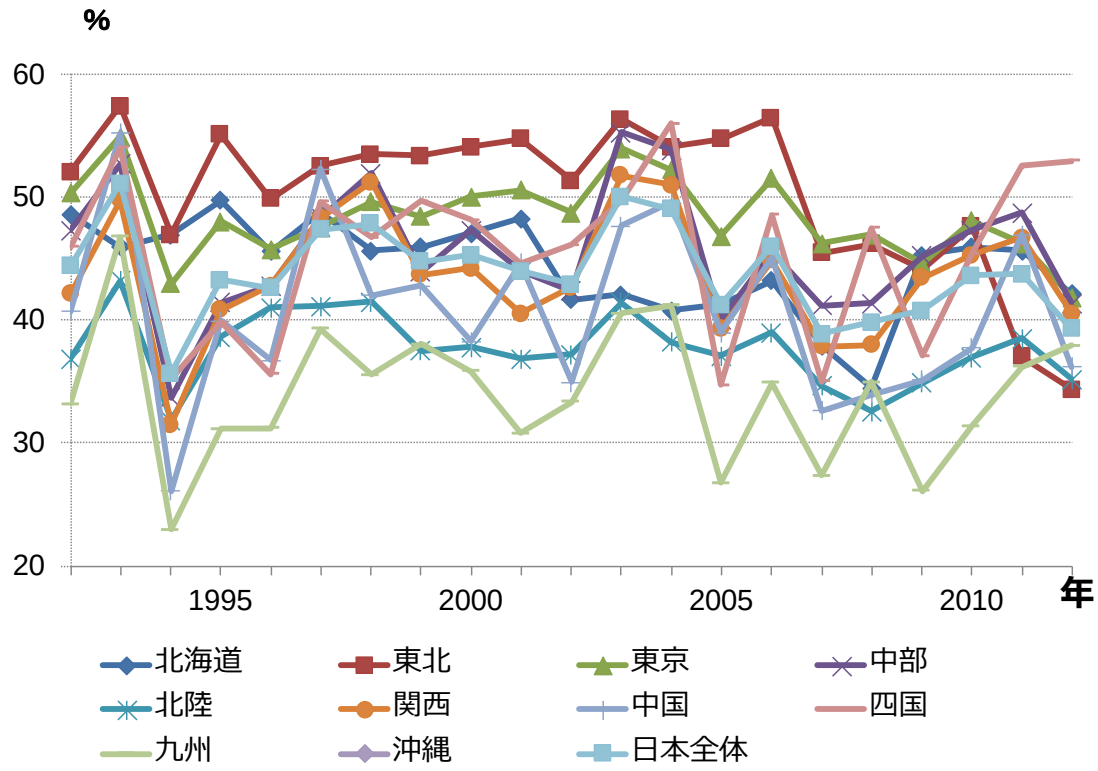


図 3-10　一般水力発電所の設備利用率の推移（旧一般電気事業者別）([66]より作成)

3.3.2　地域別の設備利用率の変化に関する分析

(1)　回帰式

旧一般電気事業者の一般水力発電所の設備利用率に関する影響について，出水率と時間的な要素を分けて分析する。「出水率」と時間的な変化を表す要素であるタイムトレンドの 2 つの変数を用いて分析する。これら 2 つの独立変数を元にシンプルな重回帰分析により設備利用率に対する「出水率」および「時間」による影響について分析を行う。

回帰分析式は下式のとおり。

$$y_{i,t} = a + bx_{i,t} + cTIME + u_{i,t} \quad (3\text{-}20)$$

y_t:設備利用率、x_t:出水率、TIME:タイムトレンド、$u_{t.}$:誤差、i:電力会社、
t:年、a:定数項、b:出水率にかかる係数、c:タイムトレンドにかかる係数

(2)　　分析結果

分析対象とするデータ期間は 1992 年から 2012 年までの 20 年とする。ただし，東北電力については 2011 年の新潟・福島豪雨のために新潟県，福島県で多数の水力発電所が停止し，その影響が 2012 年も続いたため[66]，この期間は除外する。また，日本全体の値については，エネルギー白書のデータ[65]を元に 1970 年から 2010 年までの期間についても参考として分析を行った。分析結果は以下の表 3-6 のとおりである。

表 3-6　重回帰分析による各係数の結果 [6]

会社名	出水率係数：$\hat{b}$	タイムトレンド係数	定数項	F 値	自由度調整済み R^2	備考
日本全体	0.455	-0.225***	2.29	252.7***	0.965	注 1
	(21.97)	(-7.30)	(1.06)			
北海道	0.382***	-0.277***	14.85***	86.6***	0.895	
	(10.52)	(-6.18)	(3.55)			
東北	0.529***	-0.304***	8.27	69.7***	0.884	注 1
	(10.72)	(-5.27)	(1.57)			
東京	0.435***	-0.243***	13.58***	61.8***	0.859	
	(10.41)	(-5.36)	(3.25)			
中部	0.453***	-0.239***	9.66***	185.3***	0.949	
	(19.25)	(-5.39)	(4.05)			
北陸	0.345***	-0.179***	9.98***	87.6***	0.897	
	(12.22)	(-5.28)	(3.36)			
関西	0.454***	-0.187***	5.29**	195.7***	0.951	
	(19.78)	(-4.52)	(2.22)			
中国	0.473***	-0.395***	10.70***	433.3***	0.977	
	(29.00)	(-10.16)	(5.95)			
四国	0.439***	-0.136**	8.784***	164.2***	0.942	
	(17.98)	(-2.27)	(3.31)			
九州	0.382***	-0.272***	7.34**	230.9***	0.958	
	(21.39)	(-6.37)	(3.72)			
日本全体（参考）	0.461***	-0.207***	4.30***	622.5***	0.969	注 2
	(27.81)	(-18.2)	(2.55)			

6 注１．データ期間は 1992-2010，注２．旧一般電気事業者以外も含む，データ期間は 1970-2010。注３．沖縄電力は一般水力発電所を所有していない。注４．下段括弧内は t 値，**は 5%水準，***は 1%水準で有意。単位根検定済み。

表 3-6 より事業者毎にばらつきが見られるが，出水率にかかる係数は概ね 0.4 程度であり，出水率が 1%ポイント増加すると設備利用率が 0.4%ポイント増加する計算である。また，時間に影響する係数であるタイムトレンド係数は-0.39 から-0.14 とばらつきがあるものの，いずれも負であるため，時間の経過に伴って設備利用率が単調に減少していく可能性を示唆している。つまり，設備利用率が毎年 0.14～0.39%程度下押しされることになる。現行の設備利用率が 40%前後であるが，毎年 0.14～0.39%程度，今後 10 年，20 年では数%程度の水準で低下していく計算になり，設備利用率の低下幅は大きい。経年での設備利用率低下の要因としては，水力発電所内のタービン等の設備の経年劣化による効率の低下や土砂の堆積による発電可能量の低下，さらに開発適地の減少に伴う効率性の低減等の要因が考えられる。一般水力発電所の中には戦前から段階的に開発・建設が進められたものもあり，技術の進歩，継続的なメンテナンスが行われる中でも時間的な影響は一定程度顕在化してきていると考えられる。

また，タイムトレンド係数は電気事業者毎でばらつきがある。これは，事業者毎の所有する水力発電の運転年数の違いによるためと考えられる。各電力会社が所有する一般水力発電所の運転開始年からの経過年数について，発電所出力を元に加重平均した値と，先の分析で得られたタイムトレンド係数の関係をプロットし，単純に線形近似すると加重平均経過年数とタイムトレンド係数の相関係数は-0.629 となる（図 3-11）。これより，運転後の経過年数とタイムトレンド係数にも負の相関が見られる。つまり，古い発電所を持つ事業者程，設備利用率の悪化の速度が速い可能性を示唆している。現実的には大規模な改修を行わずとも，日々の修繕のあり方によっては設備利用の変化度合いも変わってくると考えられる。このため，発電所の経過年数とタイムトレンド係数の相関関係について，有意な影響を持つとは言えない部分もある。しかし，将来の設備利用率の低下を考える際には，運転年数を一つの指標として検討する余地はあるといえる。以上より，提案評価モデルを用いることで一般水力発電の設備利用率は時間とともに低下していることを明らかにした。

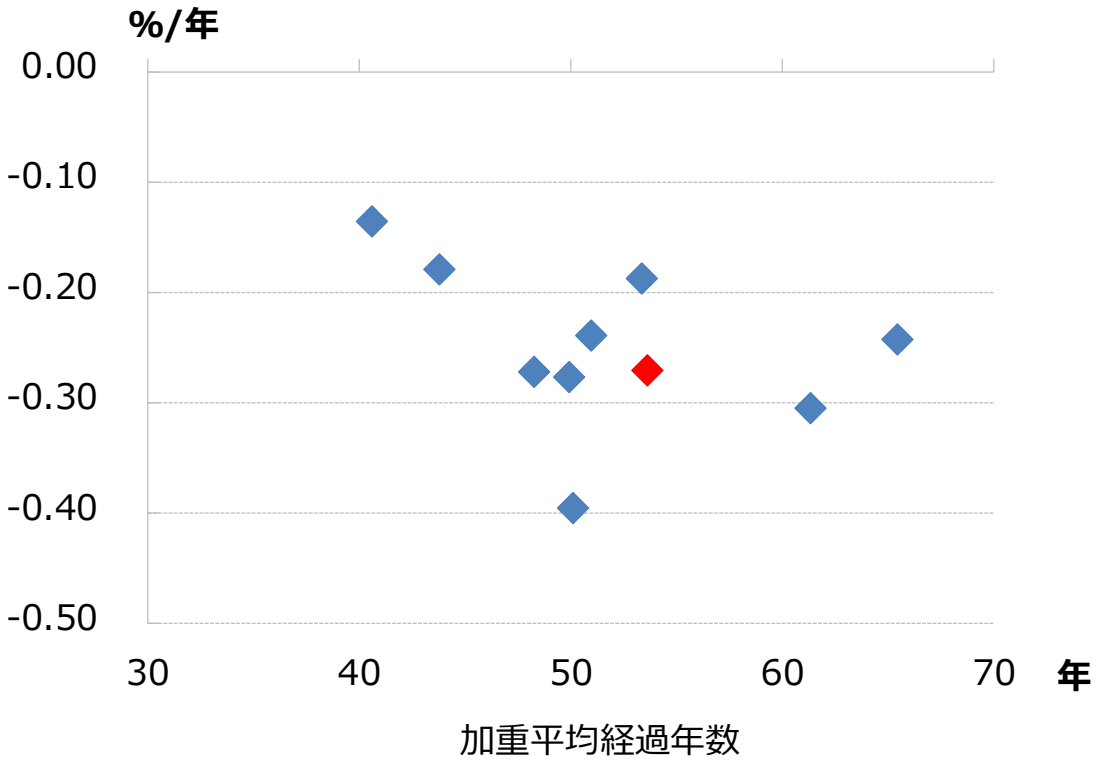


図 3-11　タイムトレンド係数と加重平均経過年数 [7]

[7] 改修した設備は運転年数がリセットとされると定義。図中の赤で示されたプロットは日本全体の値。

3.3.3　設備利用率の経年変化と将来の発電量に関する分析

地域別の分析を踏まえて，以下では，特に旧一般電気事業者が所有する発電設備の設備利用率に関して経年変化の影響および将来の発電量について推計する。特に前項で指摘したとおり，設備利用率に影響を与える要素として，発電所の経過年数が一つの指標になりうると考えられる。これより，発電所の稼働年数に着目し，設備利用率への影響について回帰分析を行い，水力発電の評価モデルを構築する。また，構築したモデルを用いて水力発電の発電量の将来推計を行う。あわせて設備改修の影響や費用等についても考察する[8]。

(1)　　回帰式

発電設備の年間発電量は設備容量と運転時間の積によって求められる。よって，一般水力発電の発電量は，以下のように定義される。

$$GEN_t = CAP_t \times Hours_t \tag{3-21}$$

GEN_t: *発電量，* CAP_t: *発電設備容量，* $Hours_t$: *等価年間運転時間*

一方，一般水力発電は他の発電設備と異なり，運転時間に代えて平年からの発電量の変化を示す指標である出水率が用いられることがある。出水率の定義および(3-21)式より出水率を等価年間運転時間を用いて示すと(3-22)式のとおりとなる。

$$W_t = \frac{GEN_t}{AverageGEN_t} = \frac{CAP_t \times Hours_t}{CAP_t \times AverageHours_t} \tag{3-22}$$

W_t: *出水率，* GEN_t: *発電電力量，* $AvergeGEN_t$: *平均可能発電電力量，*

$AverageHours_t$: *等価年間平均運転時間*

(3-21)式，(3-22)式より等価年間平均運転時間は以下のとおりである。

[8] 旧一般電気事業者以外の電源開発，公営，特定電気事業者，その他卸と旧一般電気事業者との傾向の違いに関しては，設備規模や開発地点の資源の状況，メンテナンスの状況の違い等が考えられるが，旧一般電気事業者以外のデータの入手が困難であることも含めて今後の課題。

$$AverageHours_t = \frac{GEN_t}{CAP_t \times W_t} \tag{3-23}$$

前項で示したとおり，水力発電の発電量は設備容量の増加程は伸びておらず，設備利用率も右肩下がりとなっている。本項では特に一般水力発電のパフォーマンスを表す指標として(3-23)式で示される各年の等価年間平均運転時間に着目し，この時系列変化について分析を行う。前項の分析より，本節の評価モデルでは運転時間に影響を及ぼす時系列な変化の要素として発電所の稼働年数に着目する。具体的には設備の稼働年数を説明変数として等価年間平均運転時間を回帰分析することで，これらの関係を明らかにすることを試みる。また，稼働年数については設備新設あるいは設備改修からの経過年と定義する。特に推計式の説明変数である稼働年数は，各発電設備の運転経過年数を水力発電所の設備容量に基づいて加重平均したものを用いることとする。図 3-12 は旧一般電気事業者全体の加重平均稼働年数の推移である。

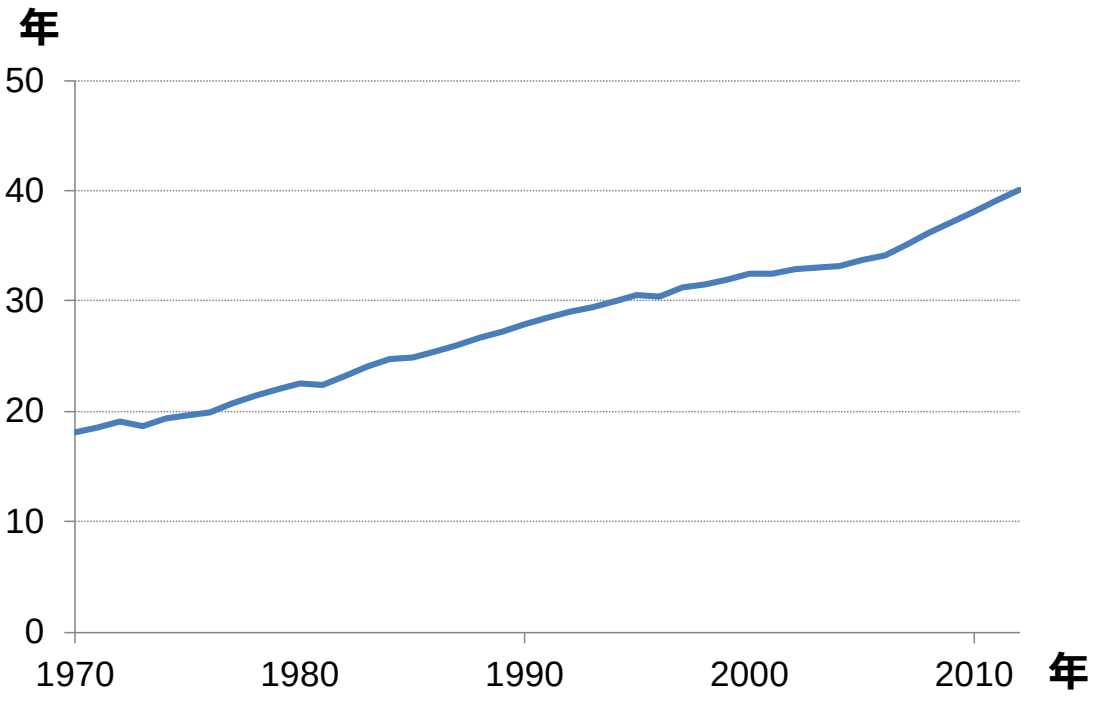


図 3-12　加重平均稼働年数の推移 [9]（旧一般電気事業者）

[9] 電力土木技術協会，「水力発電所データベース」[67]より作成。

加重平均稼働年数に関する分析に加えて，稼働年数が一定年数を超過した設備のシェアによる影響に関する分析も試みる。これは発電量に及ぼす影響に関して，単純な年数の経過が及ぼす影響が大きいのか，あるいはある程度の年数を経過した後に発電量への影響が大きくなるのかについて分析することを目的としている。稼働年数の閾値としては，水力発電所の法定耐用年数が平均的には 40 年から 45 年であること[71]を踏まえて，50 年を想定 [10]する。図 3-13 に旧一般電気事業者全体の稼働年数 50 年以上のシェアの推移を示す。

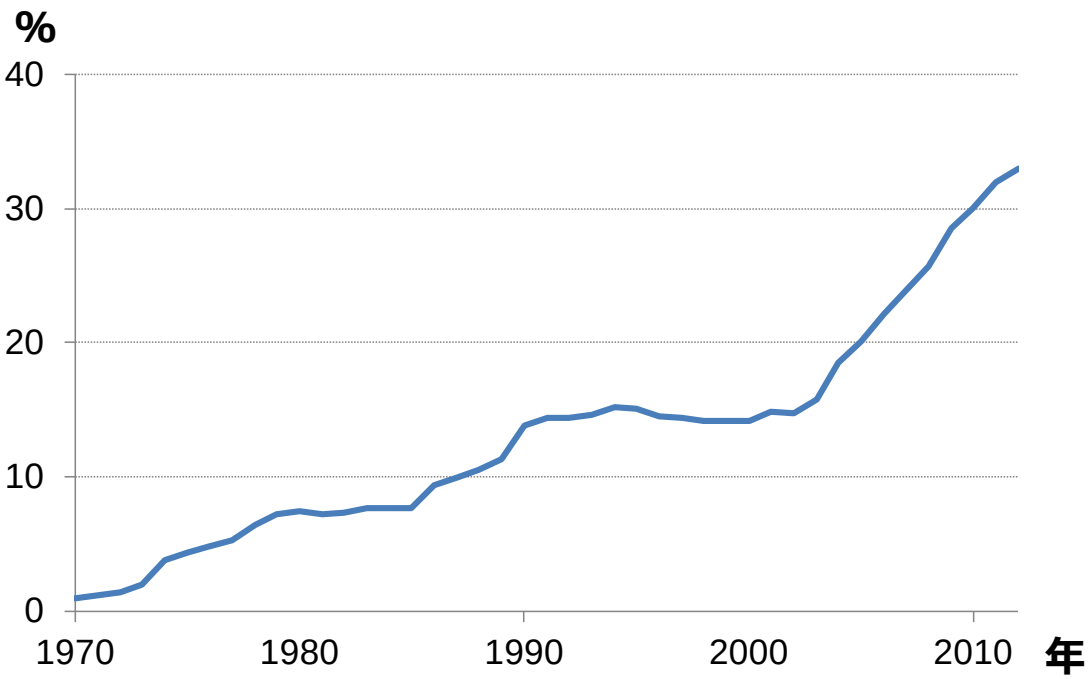


図 3-13　稼働年数 50 年以上シェアの推移 [11]

（旧一般電気事業者）

等価年間平均運転時間を稼働年数で推計する推計式を以下のとおり定式化する。加重平均稼働年数を説明変数，(3-23)式に基づく等価年間平均運転時間を被説明変数として指数関数で定式化し，(3-24)式とする [12]。また，年数 50 年以上の設備シェアを説明変数に用いて(3-25)式のとおりとする。よって，(3-24)式および(3-25)式の係数 b を推計する

[10] (3-25)式に基づいて 40 年を閾値とした分析も行ったが，推計式の決定係数について 50 年の推計よりも大きく劣る結果であったため，本節では 50 年を閾値とした分析について示す。

[11] 電力土木技術協会，「水力発電所データベース」[67]より作成。

[12] 本節では，指数関数の定式化を説明変数と非説明変数の間の弾力性一定を仮定する代表的な推計方法として採用した。その他の関数形との比較，妥当性の検討は今後の課題。

ことで等価年間平均運転時間に及ぼす稼働年数の影響を分析する。

$$ln(GEN_t/(CAP_t \times W_t)) = a + b \times ln(AVERAGE_t) + u_t \qquad (3\text{-}24)$$

GEN_t: *発電量*，CAP_t: *発電設備容量*，W_t: *出水率*,

$AVERAGE_t$: *加重平均稼働年数*，u_t: *誤差*

$$ln(GEN_t/(CAP_t \times W_t)) = a + b \times ln(SHARE50_t) + u_t \qquad (3\text{-}25)$$

GEN_t: *発電量*．CAP_t: *発電設備容量*，W_t: *出水率*,

$SHARE50_t$: *稼働年数* 50 年以上シェア，u_t: *誤差*

(2)　　分析結果

発電設備容量のデータの制約から, 対象とする分析期間は 1992 年度から 2012 年度までの 20 年とする [13]。回帰分析の推計結果は表 3-7 のとおりである [14]。係数 b の推計値はいずれも負となった。(3-24)式より平均稼働年数の増加とともに等価年間平均運転時間が減少している可能性が示され，(3-25)式より一定の稼働年数を経過した設備比率とともに等価年間平均運転時間が減少する可能性が示された。2 つの式の比較では，いずれも統計的に有意な推計結果が得られた。自由度調整済み決定係数については(3-25)式の方が高い。

[13] 一般水力発電の設備利用率に関して日本全体を対象に，別途 1970-2010 年度のデータを用いた分析と，旧一般電気事業者を対象に 1992-2012 年度のデータを用いた分析を比較しており，共に近い傾向が得られている。これを踏まえて，本節ではより詳細なデータの活用が可能な旧一般電気事業者別の 1990 年代以降のデータを用いて評価を行うこととした。

[14] 出水率の定義における平均可能電力量は，平成 13 年度以前は昭和 17 年度からの平均で最長で平成 11 年度までの 58 ヵ年平均であるが，平成 14 年度以降は至近の 30 ヵ年平均に変更された。本分析では出水率の定義変更も含めて統計上整理されている情報をそのまま用いた。定義変更に伴う影響の分析は今後の課題。

表 3-7　水力発電の運転年数と等価年間平均運転時間についての分析結果

推計式	推計変数：$\hat{b}$	定数項	F 値	自由度調整済み R^2
(3-24)式	-0.4398***	9.82***	165.6***	0.892
t 値	-12.87	81.94		
(3-25)式	-0.1338***	8.05***	277.2***	0.933
t 値	-16.65	585.6		

注：***は 1%水準で有意。単位根検定済み

(3)　　発電量の将来推計

上記分析より時間の経過とともに運転時間が減少し，結果として発電量が減少している可能性が示された。一般水力発電の設備寿命は他の発電設備よりも長く，多くの発電設備が今後も継続的に運転することが期待されるが，他方で，稼働年数の増加に伴って発電量の減少が懸念される。本節では，先の推計式を元に既存の一般水力発電所の発電量について将来推計を試みる。(3-24)式，(3-25)式を展開し，(3-26)式，(3-27)式の式形とすることで将来の発電量を直接推計することが可能となる。

$$ln(GEN_t) = a + b * ln(AVERAGE_t) + ln(CAP_t \times W_t) + u_t \qquad (3\text{-}26)$$

$$ln(GEN_t) = a + b * ln(SHARE50_t) + ln(CAP_t \times W_t) + u_t \qquad (3\text{-}27)$$

また，一般水力発電所の発電量の将来推計にあたり，既存設備の経年変化の影響および改修による影響を分析する。増設や改修による出力増強，豊水や渇水による出水率の大幅な変動による影響等は含まないものとする。このため，(3-26)式，(3-27)式の説明変数である設備容量は将来も一定，出水率は平均的な水量である 100 で一定とした上で，推計式の各係数は先の推計結果（表 3-7）を用いて将来の発電量の推計を行う。2015 年から 2030 年までの間で改修を想定しないケースを参照ケースとして示す。以下では，特に決定係数が高い(3-25)式の展開形である(3-27)式を用いた推計結果を示す。図 3-14 は，(3-27)式を用いて旧一般電気事業者の一般水力発電の発電量の将来推計を行ったも

のである。実績の発電量，出水率を 100 とした時の実績推計，および出水率 100 とした時の将来推計値を示す。

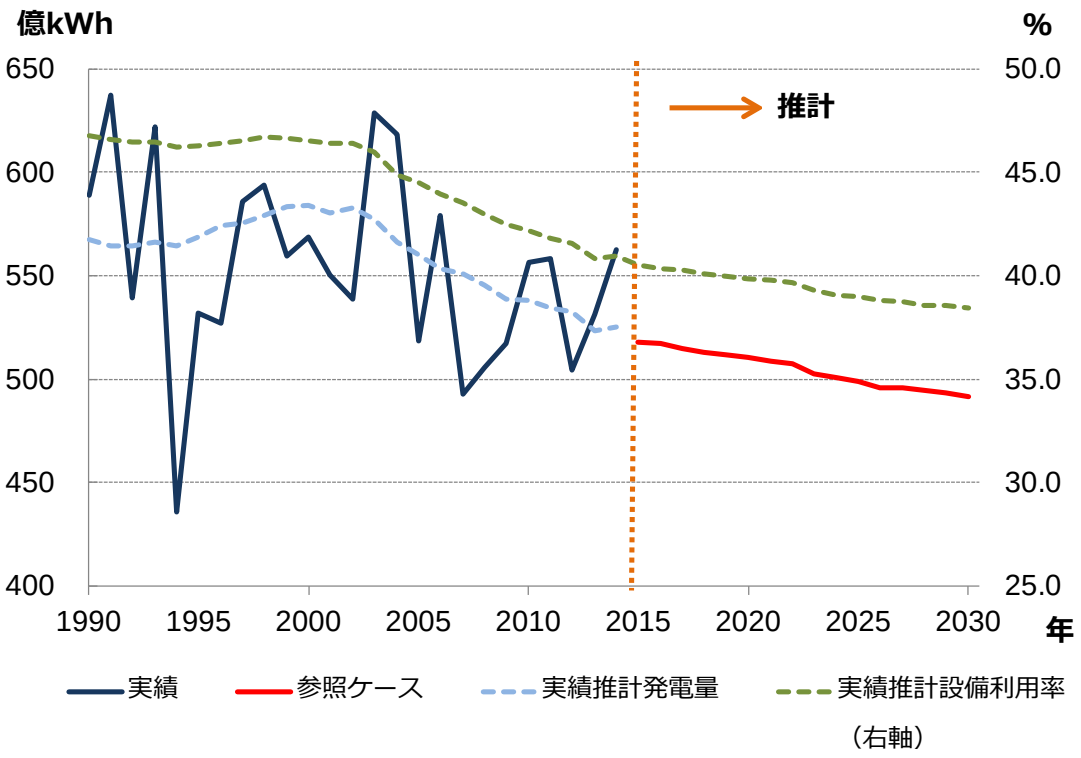


図 3-14　既存一般水力発電の年間発電量実績と将来推計
（旧一般電気事業者計）

図 3-14 より，実績について出水率が 100 で一定であったと仮定すれば，2000 年頃から設備利用率が低下傾向にあり，発電量がゆるやかに減少している可能性が示唆される。また，将来については 2030 年度断面での発電量は 492 億 kWh となり，直近 5 年の実績推計発電量（出水率補正後）と比較すると 2010-2014 年度平均の約 531 億 kWh から約 39 億 kWh（約 7.4%減少）となる。また，2000-2010 年度平均の 562 億 kWh からは約 70 億 kWh 近い減少幅になる。

本節の評価モデルでは，旧一般電気事業者を対象としたが，旧一般電気事業者以外の公営等の一般水力発電も同様に減少していくことになれば，発電量の減少幅は更に拡大する。発電量の減少を抑えるためには，新規発電設備の拡大とともに既存発電所の発電量の維持のための改修を進めることが重要になる。

3.3.4　改修効果の推計

発電量の維持にあたり, 新規設備の建設とともに最新技術を用いた既存設備の改修が重要になる。本項では発電所の改修による影響について分析する。水力発電所の法定耐用年数は平均的には 40 年から 45 年であるが, 構築物全体としての耐用年数が 57 年[71]であることもあり, 多くの発電所が運転開始からおよそ 60 から 70 年程度の運転期間を経て改修されている。これらを踏まえて改修が将来の発電量に与える影響を分析する。

「改修ケース」として，2015 年以降において，稼働年数が 60 年を経過した発電所を一律に改修することを想定する。また,「均等改修ケース」として，2015 年から 2030 年の通算の改修容量は「改修ケース」と同一であるが，改修のペースを均して改修することを想定する [15]。60 年以上の発電設備が改修されることで(3-27)式における稼働年数 50 年以上の発電所のシェアが減少するため，結果として発電量を押し上げる。図 3-15 は稼働年数 50 年以上を経過した発電所の kW ベースでのシェアの実績と 2 つのケースにおけるシェアの想定を示す [16]。

[15] 参考のため，2031 年以降について,「改修ケース」では稼働年数が 60 年を経過した発電所の改修を継続し,「均等改修ケース」では「改修ケース」と同一の改修容量を想定する。

[16] 電力土木技術協会,「水力発電所データベース」より，2015 年度時点で 60 年を経過した発電所は全体の 2 割（約 280 万 kW）を占める。本項の「改修ケース」では改修による影響の大きさの分析を主目的とし，2015 年以降において稼働年数が 60 年を経過した発電所を一律に改修することを想定したため，2015 年度の改修容量の想定が大きい。なお，同データベースより 2000 年代に改修された発電所の設備容量は年平均で 18 万 kW 程度と推計される。均等改修ケースにおいて，後述の 2030 年までの累積改修設備容量（641.3 万 kW）を改修するには，年間改修容量を倍増させる必要がある。

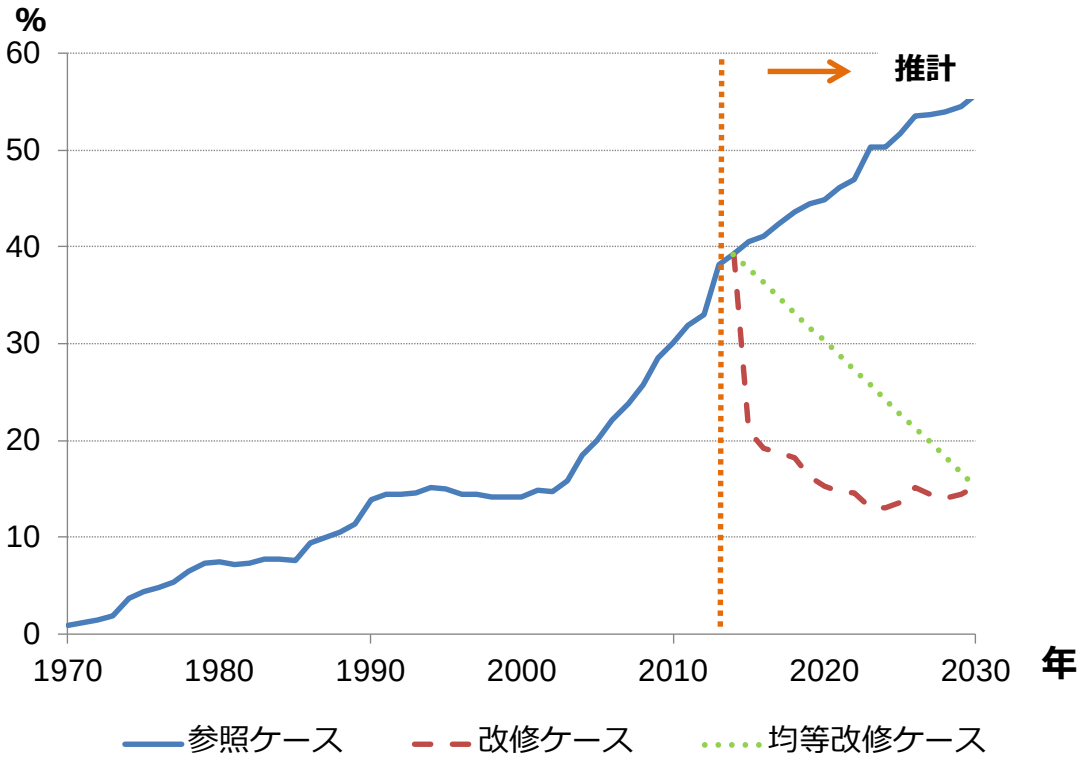


図 3-15　稼働年数 50 年以上シェアの推移と想定
（旧一般電気事業者計）

改修ケースでは，2020 年以降において稼働年数 50 年以上の発電所のシェアが 20%以下の水準で推移することになる。図 3-15 と(3-27)式より改修を想定した時の一般水力発電の将来推計結果および図 3-14 で示した参照ケースとの比較を図 3-16 に示す。

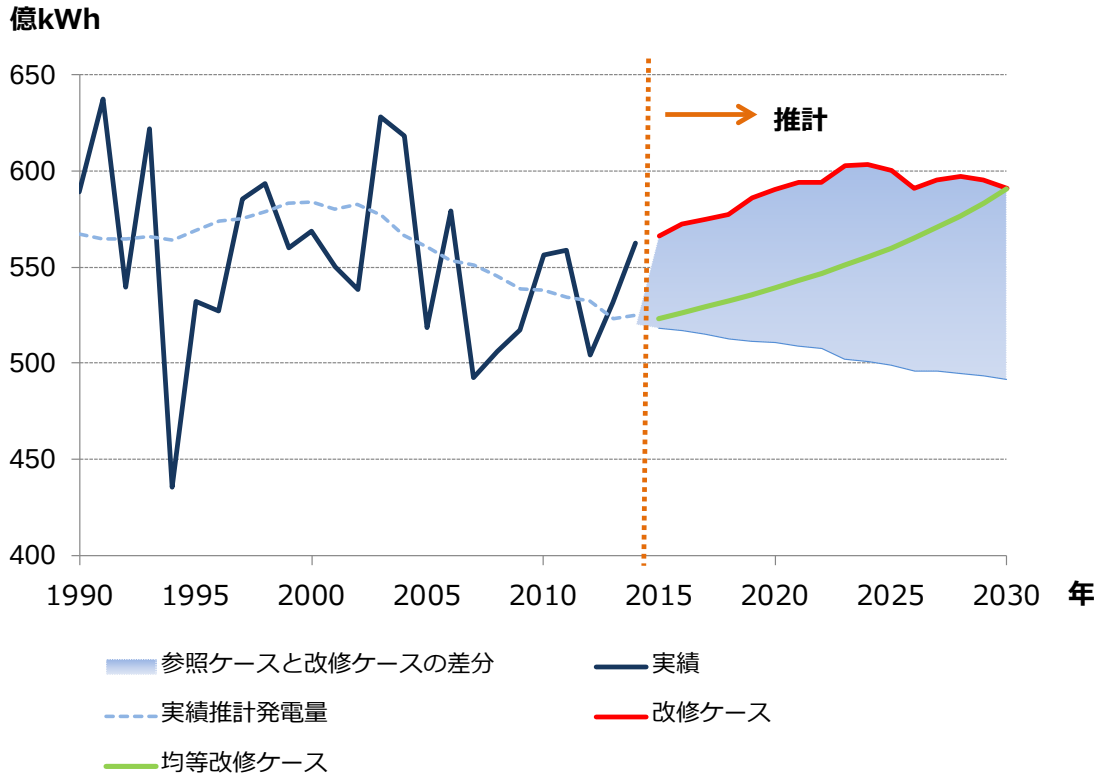


図 3-16　既存一般水力発電所の発電量実績と将来推計の
ケース比較（旧一般電気事業者計）

図 3-16 より，改修によって老朽化した発電所の割合が大きく減少することで発電量が回復していく。出水率を 100 で一定として 2030 年度断面での発電量を推計すると 591 億 kWh となり，2015 年から 2030 年に改修がないと想定した参照ケースとの 2030 年度断面の差分は 99 億 kWh 程度となる。つまり，改修によって約 100 億 kWh の発電量の減少が回避されることになる。

また，参照ケースと最大限の改修を想定した改修ケースの発電量の差を 2015 年から 2030 年までの累計で見ると 1,358 億 kWh となる。仮に卸電力価格を 10 円/kWh として金銭価値に換算すると，1.3 兆円相当となる。2030 年に向かって徐々に改修を進めることを想定した均等改修ケースと参照ケースとの発電量の差分は，2015 年から 2030 年までの累計で 754 億 kWh となる。両ケースともに，2030 年までに改修対象となる水力発電の合計発電設備容量は 641.3 万 kW となる。

改修によって発電量の減少が抑えられることは金銭価値面でも大きなメリットがある。しかし，改修を継続的に行うためには改修費用の水準が重要になる。一つの目安と

して改修費用が発電コスト検証ワーキンググループ[72][73]で示されている新設の一般水力発電の建設費用は 64 万円/kW であり，これを上回るか否かということで，同じ kW を確保するにあたって新設か改修のいずれが経済的かといった判断することもできる。また，当該期間において減少する可能性のある 754～1,358 億 kWh に上る電力量が生み出す金銭的価値次第では，それによって 641.3 万 kW 分の改修費用をどの程度まかなうことができるかと言った費用対効果の視点も重要になる。改修にかかる費用の実績および改修費用と発電単価に関して以下で考察する。

3.3.5　改修費用と発電コストにかかる分析

コスト分析の観点から改修にかかる投資費用とブレークイーブンとなる発電原価を分析することで改修の費用対効果について分析する。

2015 年 4 月時点で，調達価格算定委員会において再生可能エネルギーポテンシャルの活用を促す観点から，水力発電所の改修についてインセンティブを付けることが検討されており，同委員会が一般的な水力発電所の改修費用に関する費用の構成を明らかにしている[74]。中小水力の費用構成として電気設備（水車・発電機）が全体の 4 割，土木設備が全体の 6 割を占めるとしており，特に 30 年を越える設備の改修については全体の費用の 4 割を占める電気設備に加えて，水圧鉄管等を含めて全体の 5 割程度の費用が必要になるとしている。仮に，発電コスト検証ワーキンググループ[73]で示されている新設の一般水力発電の建設費用の 64 万円/kW の 5 割の 32 万円/kW の費用が，改修に必要であると想定すると，改修ケースで必要となる合計 641.3 万 kW の発電設備の改修のためには，投資総額で 2.05 兆円の投資が必要になる。この投資によって改修しないケースと比較して，2030 年までの累計で 754～1,358 億 kWh の発電量の減少を緩和できる可能性がある。

また，上記投資総額とあわせてブレークイーブンとなる発電原価を分析する。発電原価に関する試算として，調達価格算定委員会で設定した調達価格[74]がある。調達価格算定委員会では既存導水路活用中小水力を固定価格買取制度の対象としており，例えば，1,000kW 以上 30,000kW 未満の水力発電設備に対して，資本費 42.5 万円/kW として税引前の IRR を含めて調達価格を 14 円/kWh と整理している[73]。この点も踏まえて，本節では，発電コストレビューシートの手法を参照し，改修費用と発電原価の関係を分析する。計算条件として割引率を年間 3%とし，固定資産税は計算シートのデフォルト値を

用いた上で，各年の改修設備容量と減少が緩和された電力量を用いる。また，改修費用の回収期間を 50 年と想定する。50 年というスパンを想定しているため，2015-2030 年の間の改修効果については，2080 年までの影響を考慮する必要がある。このため参照ケースでは，2015-2030 年の間は改修を想定せず，2031 年以降は改修ケース・均等改修ケースの両ケースと同量の発電設備の改修を想定し，参照ケースと両ケースの差を分析することで，2015-2030 年に改修される設備のブレークイーブン改修費用を試算する。本分析のみ(3-27)式を 2080 年まで適用していることもあり，ここで示すブレークイーブン改修費用はあくまでも試算値であることに留意が必要である。発電原価とブレークイーブン改修費用(試算値)の関係より，固定価格買取制度に基づいて定められている現状の回避可能費用(11.97 円/kWh)[17]および 2015 年 2 月，3 月の卸電力取引所の取引価格が 12 円/kWh 前後[75][76]であることも踏まえると，38-41 万円/kW[18]程度の改修費用であれば概ねブレークイーブンとなりうる（改修費用（試算値）と発電原価の関係）

[17] 平成 26 年 4 月 1 日以後に再生可能エネルギー特措法第 6 条第 1 項の認定を受けた設備の平成 27 年 4 月時点の値。

[18] (3-27）式の非線形性のために，ブレークイーブン費用の試算値は両ケースで一致しない。

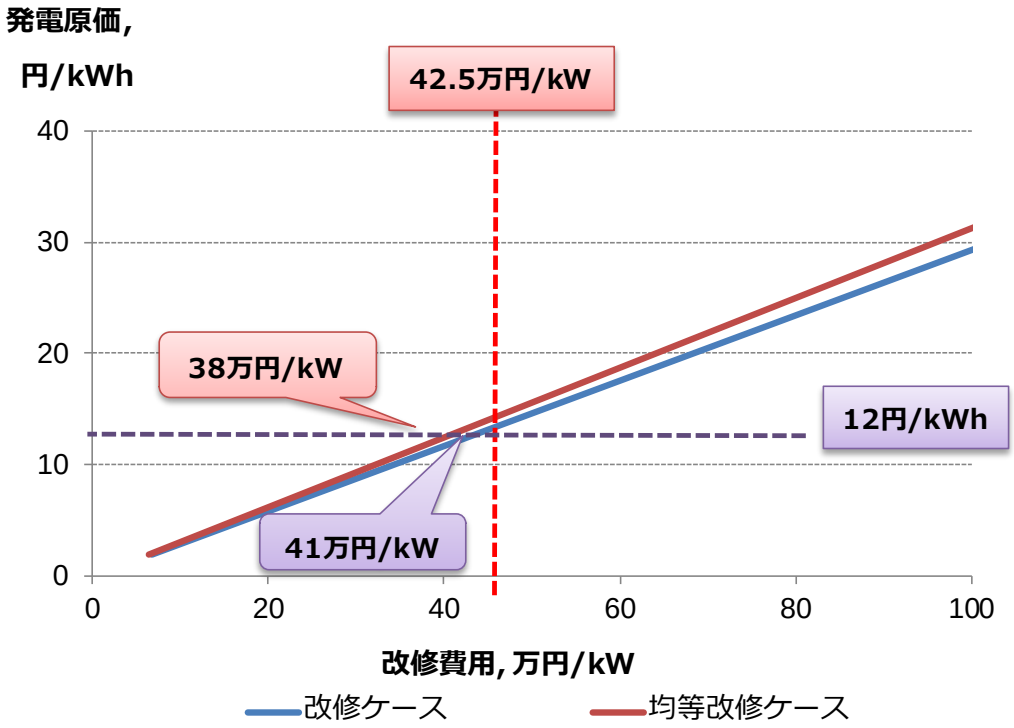


図 3-17　改修費用（試算値）と発電原価の関係

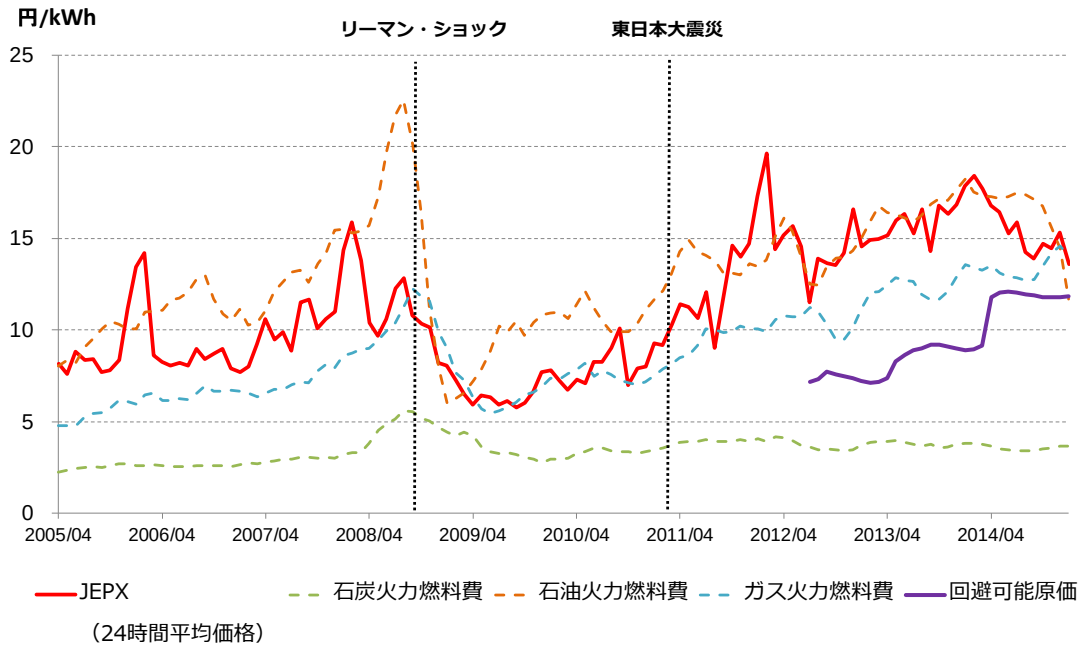


図 3-18　卸電力価格，推計火力燃料費と回避可能原価 [19]　（[75] [76] [77]より作成）

[19] 2014 年 4 月以降の回避可能原価は改定後の値。燃料費は燃料別に発電効率を石炭 40%，石油 38.5%，ガス 43.7%として試算。

改修費用のブレークイーブン分析の参考として，改修費用の実績例をまとめる。水力発電所の改修事例については多くの実績が報告されているが，その費用に関して公の資料として整理されているものは多くない。例として JNC 株式会社が発表している二箇所の大規模改修工事[78][79]と道営電気事業あり方検討会[80]で示されている改修費用を示す。JNC は白川発電所（9,000kW，流込），高千穂発電所（12,800kW，調整池）の 2 発電所，合計出力 21,800kW の改修投資額として約 60 億円を見込んでおり，また，七滝川第一発電所（1,600kW，流込），七滝川第二発電所(2,800kW，流込），川辺川第二発電所（8,200kW,調整池），合計出力 12,600kW の改修投資額が 48 億円と発表している。JNC の事業では調整池式と流込式が混在しているが，参考として kW 当たり費用で見るとそれぞれ 27.5 万円/kW，38.1 万円/kW となる。また，道営電気事業あり方検討会[80]では，滝の上発電所(2,340kW，流込）の改修費用として 24 億円，清水沢発電所(3,440kW，流込）の改修費用が 41 億円と発表しており，kW あたりでは 102.6 万円/kW，108 万円/kW となる。

水力発電所の改修費用は，設備の状況や立地状況等，発電所の個別状況に大きく影響を受けると考えられ，データの蓄積，更なる情報の精査により実績として改修にかかる費用を明らかにしていくことも今後の課題である。

旧一般電気事業者は，各発電設備の維持管理・補修のために継続的に修繕を行っており，有価証券報告書[81]において修繕費用の実績を明らかにしている。また，電気料金の改定にあわせて代表的な費目を挙げて費用と事業内容を明らかにしている。図 3-19 に水力発電を所有しない沖縄電力を除く旧一般電気事業者 9 社合計の水力発電の修繕費の実績を示す。

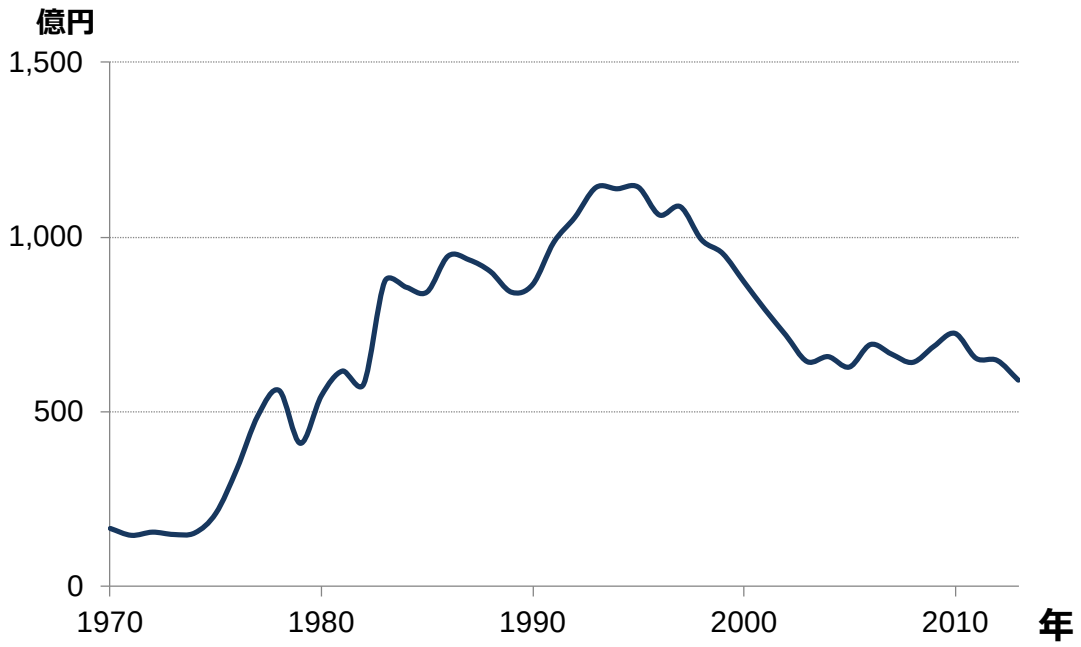


図 3-19　水力発電（揚水含む）の修繕費（名目価格）の推移
（旧一般電気事業者計）[20]

水力発電(揚水を含む)修繕費の総額は 1995 年頃には約 1,100 億円に達していたが，2003 年頃からは 700 億円からそれを下回る水準の前後で推移している。2011－2013 年は 9 社平均で 631 億円である(図 3-20)。

[20] 各社有価証券報告書より作成。

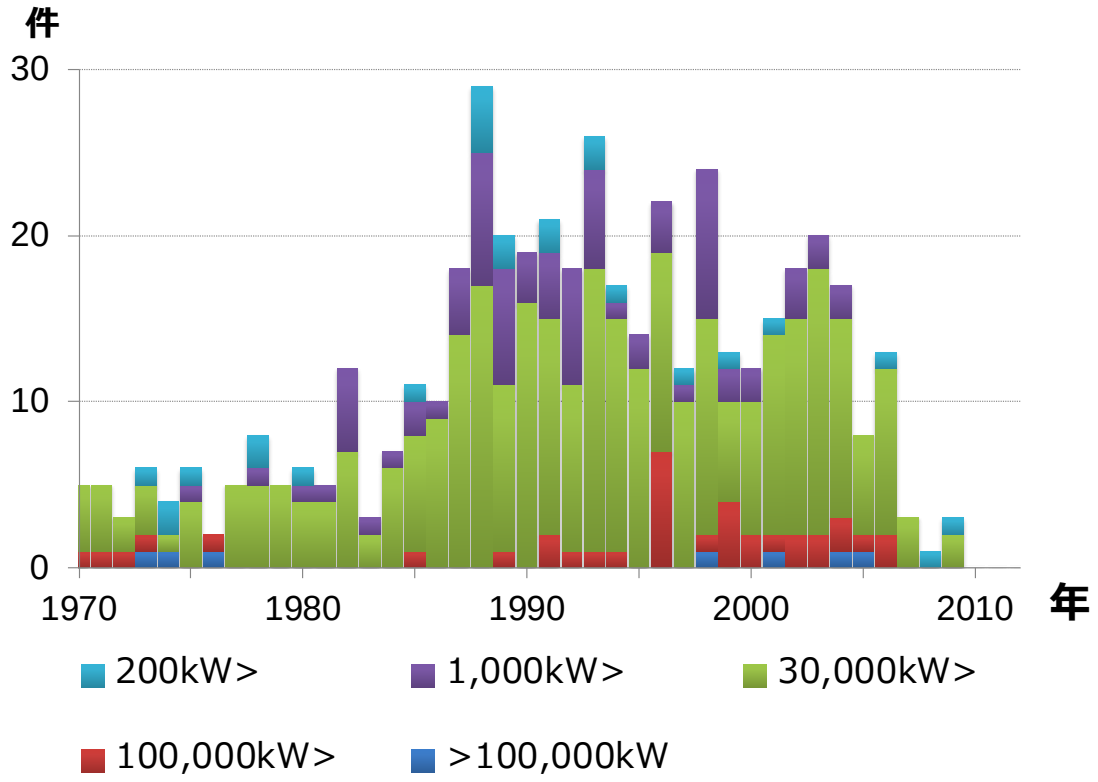


図 3-20　水力発電の改修件数の推移 [21]（旧一般電気事業者計）

改修件数(図 3-20)も概ね修繕費に近い動きをしているが，1990 年代以降において改修件数が減少傾向にある。また，2016 年時点で電気料金の値上げ申請を行った旧一般電気事業者のうち 7 社は改定対象期間中の水力発電の想定修繕費[82][83][84][85][86]を発表している。表 3-8 にその概要をまとめる。

[21] 電力土木技術協会，「水力発電所データベース」[67]より作成。

表 3-8　料金改定時の水力発電にかかる修繕費 [22]（億円）

会社	2008 年改定	2012-2014 年申請時	変動幅
北海道電力	37	57	20
東北電力	103	113	10
東京電力	100	150	50
中部電力	124	86	▲38
関西電力	118	169	51
四国電力	32	27	▲5
九州電力	83	66	▲17
7 社合計	597	668	71

注: 名目価格

電気料金の値上げ申請にあたり，経費削減に取り組む中で水力発電の修繕費に関しては 7 社合計で 2008 年の改定値から増額となっている。しかし，他 2 社の実績値を踏まえても 9 社計で 1990 年代の水準を下回る水準である。仮に 2030 年までこの水準が続くとすると累積投資額は約 1 兆円程度となり，先に試算した改修費用の 2.05 兆円には及ばない。既存の一般水力発電所の発電量を維持するために，改修事業を進めていくには，改修費用の増額を含めた事業の拡大，改修単価の削減，もしくは最新技術を用いた改修による効率の改善幅を更に拡大させることが必要になる。

3.3.6　結言

本節では，設備の利用状況の経年変化を分析する「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル（2）」を提案し，旧一般電気事業者が所有する一般水力発電所の発電量の時系列変化に関して分析を行った。低炭素エネルギーの中でも，発電量の面でも重要な水力発電に関して設備利用率の時系列の変化を確認した。また，この要因として運転年数に着目し，一般水力発電施設の運転年数の増加に伴う設備の利用状況の経年変化等の影響の可能性を指摘し，それを考慮した時の将来の発電量の見通し，改修費用とブレーク

[22] 各社申請より作成。事業内容としては，設備点検・経年劣化・機能維持修繕（オーバーホール 等），土砂流入・堆積に伴う貯水池・ダム浚渫工事等を挙げている。

イーブンとなる発電単価に関する分析を行った。具体的には以下の結果を得た。

(1) 長期的に見て一般水力発電の発電量は減少傾向にある。ただし，この傾向は事業者によって異なる。
(2) 減少傾向にある要因として，運転年数の影響が挙げられる。
(3) 既存の一般水力発電について，特に運転年数の経過に伴う設備利用の変化を踏まえて，設備の改修が行われなければ，発電量を維持するための改修を行うケースと比較して，2030 年で約 99 億 kWh の発電量が減少する可能性がある。
(4) 改修にかかる費用について，発電単価 12 円/kWh とブレークイーブンとなる改修費用単価は 38~41 万円/kW 程度である。
(5) 旧一般電気事業者の水力発電関連の修繕費用は近年減少しており，将来的に発電量を維持していくためには，修繕費用の増加が必要になる可能性がある。

一般水力発電は特段の措置を講ずることがなくても安定的に発電されると考えられることが多い。しかし，本節で示したとおり，長期的には経年変化の傾向が示されている。このため，一般水力発電についても他の低炭素エネルギーと同様に長期での発電出力の変化を考慮し，計画的な修繕計画，投資計画が必要である。また，中部電力や東北電力における大雨の影響等[87]の異常気象や将来的な気候変動を鑑みると，これらが水力発電の設備利用率や発電量に与える影響についても今後の検討課題である。最後に，低炭素エネルギー発電の中でも貴重なベースロード電源である水力発電に関して，他の電源と同様に経年的な影響について目配りし，発電量を維持していくことが重要であるといえる。

3.4　まとめ

本章では，低炭素エネルギーの利用にあたっての長期的な視点として，設備の長期的な利用にあたっての，資源量・環境制約および設備の利用状況の変化に着目して 2 種類の「経年変化等考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案，構築し，それぞれ特に廃棄物エネルギーの利用と水力発電について評価を行った。

分析結果より，低炭素エネルギーの利用にあたっては，ある時点での単純な資源量だけで評価するのではなく，環境制約など，ライフサイクルを含めた長期的視点での利用可能性，利用可能量の変化を評価する必要性を明らかにした。経年変化等によるエネルギー利用可能量の長期的な時間的な変化に関しては，設備の劣化や利用状況の変化の影響が主たる要因として考えられるが，広い意味では資源量の変化や周辺状況の制約条件によって，結果的にエネルギー利用量が減少するといったことも考えられる。このため，長期的な低炭素エネルギーの活用のためには，それぞれの特性にあったモデルの構築が必要になる。提案手法を用いることで，低炭素エネルギー利用について，長期的な利用可能量をより精緻に評価することが可能となり，長期のエネルギー設備の形成に貢献することが期待される。

今後の課題としては，本章では多様な低炭素エネルギーの中でも廃棄物系バイオマスと水力発電に着目したが，他の低炭素エネルギーの長期的な変化を評価し，汎用的なエネルギー技術評価モデルや電源構成モデルに取り込むことが課題である。このためには，広く低炭素エネルギー全般について，経年変化を考慮するための要素や提案評価モデルの改善を検討する必要がある。

第4章 電力システムの調整力を考慮した評価モデルの構築

自然条件に影響を受ける低炭素エネルギーの中には短期的に大きく出力が変動するものがあり，エネルギーシステムとしてその変動に対応する必要がある。本章では，低炭素エネルギーの普及の地域的な広がりを含めて，この点をより詳細に評価するための手法として，「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を構築する。同モデルを用いることで低炭素エネルギーの短期的な変動に伴う影響を評価し，そのための解決策を検討した。これにより低炭素エネルギーの導入可能性をより正確に評価することが期待される。

欧米と同様に日本でも低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギーの導入が大幅に進展した。将来的には，再生可能エネルギーの地理的制約等の設置にかかる制約が緩和され，発電コストが安くなることで更に普及が進むことが期待される。他方で日本での低炭素エネルギーの導入量は地理的な分布の偏りが大きく，電力の安定供給に必要な調整力が地域によって異なっている。このため，将来の低炭素エネルギーの普及拡大について正確に見通すためには，各地域で必要な調整力を考慮した上で低炭素エネルギーの普及のあり方を評価する必要がある。

本章では，調整力として特に LFC 調整力について，地理的に詳細な電源構成モデルにおいて明示的に考慮する評価手法を提案し，低炭素エネルギーの分布の偏りと調整力への影響を評価した。また，提案手法を用いて日本の将来の低炭素エネルギーの普及可能性を評価した。分析結果より，エリア毎の再生可能エネルギーの偏在，需給バランス，調整力の制約のために低炭素エネルギーの導入余地はエリアによって大きく異なること，そして，低炭素エネルギーのコスト低下と設置可能量の拡大だけでは再生可能エネルギー100%のような大幅な導入拡大の実現は難しいことを明らかにした。日本全体での設備の効率的な利用，設備の配置については長期的視点で低炭素エネルギーの受け入れ余地があるエリアを明らかにし，調整力を含めて低炭素エネルギーの導入を進めるための対策を実行していく必要がある。

第 4 章　電力システムの調整力を考慮した評価モデルの構築

4.1　低炭素エネルギーの導入と電力システム

低炭素エネルギーの利用については, 化石燃料などの従来型エネルギーに比べて柔軟性のある運用が難しい。特に太陽光発電や風力発電は自然状況によって出力が短期間に変動するため，エネルギーシステムとしてこれらの出力変動への対応が課題となる。よって，安定供給のためには，これらの拡大に伴ってエネルギーシステムの柔軟性の確保が求められる。1 章で示した通り，IEA の評価では，太陽光発電や風力発電等の変動性再生可能エネルギー（VRE）の導入拡大と電力システムへの影響を整理している。表 1-1 より，2030 年の日本の長期エネルギー需給見通しの VRE のシェアに相当する第二段階の VRE シェア 5%～10%以下での状況については，VRE の出力変動のインパクトは，電力システム側から認識されるが, システムの運用方法を一部改善することで容易に管理できると整理されている。将来的には，日本をはじめ多くの国や地域で低炭素エネルギー, 特に変動性再生可能エネルギーの拡大に伴って電力システムへの影響と求められる対応は変化していくと考えられる。この点について，本章では低炭素エネルギー，特に変動性再生可能エネルギーの短期的な出力変動と電力システムに求められる要素について検討する。

4.2　低炭素エネルギーの普及拡大に関する分析例と課題

2 章で示したとおり, 長期エネルギー需給見通しで示される 2030 年の目標を含めて，長期的な低炭素エネルギーの大規模な普及も視野に入れた日本の将来の電源構成についての分析が報告されている。特に，電力システムについては，地域の細分化，調整力や運転モードの考慮，発電所の起動停止の明示的な考慮といった形で，より現実に近いシミュレーションが実施されている[16]~[29]。また，それらのモデルを用いた低炭素エネルギー導入を含めた政策評価について多数の分析が報告されている[33][34]。2050 年を視野に入れた長期の見通しとしても火力の必要量，再生可能エネルギーの抑制量，蓄電池，水素製造量等に関する分析例が報告されている[27][28]。日本の将来の電源構成に関して多数の評価が報告されているが, 低炭素エネルギーの普及拡大のために考慮すべき視点として，3 章で示した長期的な変動に関する論点に加えて，短期的な変動に関する論点がある。特に自然条件に影響を受ける低炭素エネルギーは短期的に大きく出力が変動する場合があり，エネルギーシステムとしてその変動に対応する必要がある

[17][18]。将来的にエネルギーシステムの柔軟性の確保に貢献する火力発電が減少し，変動性の再生可能エネルギーが増加していく中では，調整力の制約が低炭素電源の導入量に影響を及ぼすことが懸念され，その影響は地域毎に異なると考えられる。

既往研究の多くは 1 国モデルや大きなエリア単位での分析であり，低炭素エネルギーの地域的な広がりを詳細に加味し，かつ調整力の制約を加味した分析例は多くない。本章では，既往研究において足りない論点として，地理的に詳細な電源構成モデルに関して，特に調整力を加味する「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案する。既往研究の手法[16]~[29]を踏まえて，短期的な出力変動と調整力のモデル化を参照する。提案手法を用いて，2040 年の電源構成を対象に低炭素電源の普及拡大の可能性と政策課題を明らかにする。

4.3　調整力考慮低炭素エネルギー評価モデルによる分析

4.3.1　モデル概要

本節では,「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」として提案する手法について，筆者の所属する日本エネルギー経済研究所と東京大学藤井・小宮山研究室との共同研究を踏まえて，時間帯別，地点別に詳細な分析が可能な藤井・小宮山研究室[20]のモデルを参考に評価モデルを開発した。本モデルでは線形計画法を用いて総発電費用を最小化する経済合理的な電力需給運用を模擬する。最適化ソフトウェアは Xpress を用いた。主たる制約条件として，需給バランス制約，設備容量制約，連系線制約等を考慮しており，本研究では，特に提案手法で考慮する調整力として短期的な変動への対応に必要となる LFC 調整力を考慮する。

分析にあたり，計算量の課題から東日本エリアおよび西日本エリア（沖縄電力を除く）に分けてそれぞれ別に分析することとし，最適化の目的関数は東日本，西日本それぞれの総コストとする。目的関数は電源の kW に比例する固定費，電源の kWh に比例する可変費および電力貯蔵設備費用，炭素排出費用から成る。年経費率は割引率 3%，固定資産税 0.14%とし各設備の寿命を踏まえて試算した。建設費にかかる O&M（Operation and Maintenance）費用も固定費に含む。炭素税率は現行の石油石炭税相当とする。可変費はエネルギー価格想定より電源別に想定した。目的関数は電源の kW に比例する固定費，電源の kWh に比例する可変費および電力貯蔵設備費，炭素排出費から成る。なお，

本研究では，調整力の考慮を主眼としているため，再生可能エネルギー発電を含む発電設備の接続費用は考慮しない。

$$\boldsymbol{tc} = \sum_{\mathbf{i=1}}^{\boldsymbol{I_{east}\ or\ I_{west}}} \left(\boldsymbol{G_i \times PF_i \times k_i} + \sum_{\boldsymbol{d=1}}^{\mathbf{366}} \sum_{\boldsymbol{t=1}}^{\mathbf{24}} (\boldsymbol{V_i \times x_{i,d,t}}) \right) + \sum_{\mathbf{j=1}}^{\boldsymbol{J_{east}\ or\ J_{west}}} (\boldsymbol{CSW_j \times ksw_j + CSWH_j \times kswh_j}) + \boldsymbol{CTAX \times co2} \tag{4-1}$$

その他の主要な制約条件式等は以下に示す。

(1)　　制約条件

・需給バランス制約

各ノードにおいて，発電，電力貯蔵設備の充放電，電力の出入，送電損失の合計が各ノードの需要とバランスする。

$$\sum_{\boldsymbol{i \in I_n}} \boldsymbol{x_{i,d,t}} + \sum_{\mathbf{j} \in \boldsymbol{J_n}} (\boldsymbol{dis_{j,d,t} - cha_{j,d,t}}) + \sum_{\boldsymbol{b=1}}^{\boldsymbol{B_{east}\ or\ B_{west}}} \boldsymbol{CC_{n,b} \times (tp_{b,d,t} - tn_{b,d,t}) - loss_{n,b,t} = LOAD_{n,d,t}} \tag{4-2}$$

I_n：ノードnに存在する電源iの添字の集合，J_n：ノードnに存在する電力貯蔵設備jの添字の集合。損失は関連するノードでやり取りされる電力量に比例し接続されるノード間で均等に配分する。

$$\boldsymbol{loss_{n,b,t}} = \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{2}} \sum_{\boldsymbol{b=1}}^{\boldsymbol{B_{east}\ or\ B_{west}}} \boldsymbol{|CC_{n,b}| \times LOSS_b \times (tp_{b,d,t} + tn_{b,d,t})} \tag{4-3}$$

・設備利用可能量制約

火力，原子力，バイオマスについて電源の定期検査を模擬するために 4 つの補修パターンを想定し，それを踏まえて電源設備の利用可能量を求める。具体的には Komiyama et al.[19]を参照し，定期検査における補修パターンとして春，夏，秋，冬の 4 つのパターンを想定し，いずれかの時期において完全停止 1 ヶ月，その前後 2 ヶ月は完全停止に至るまで段階的に出力を絞った運転を行うと想定し，定期検査による設備利用可能量の制約条件とした。

$$ap_{i,d} + \sum_{m=1}^{4} \left(UR_{m,d} \times mk_{m,i} \right) = k_i \tag{4-4}$$

$$\sum_{m=1}^{4} \left(UR_{m,d} \times mk_{m,i} \right) \geq (1 - UPP_i) \times k_i \tag{4-5}$$

$$\frac{1}{366} \sum_{m=1}^{4} \sum_{d=1}^{366} \left(UR_{m,d} \times mk_{m,i} \right) = (1 - UPA_i) \times k_i \tag{4-6}$$

・設備容量，発電量制約

電源, 電力貯蔵設備の稼働量は設備容量, 利用可能量, 電力貯蔵量の制約を考慮する。火力，原子力，バイオマスは(4-7)式，その他電源は(4-8)式の制約条件に従う。

$$x_{i,d,t} \leq ap_{i,d} \tag{4-7}$$

$$x_{i,d,t} \leq U_{i,d,t} \times k_i \tag{4-8}$$

$$cha_{j,d,t} + dis_{j,d,t} \leq USW_{j,d} \times ksw_j \tag{4-9}$$

$$ss_{j,d,t} \leq USWH_{j,d} \times kswh_j \tag{4-10}$$

・設備容量上下限制約

電源，電力貯蔵設備の設備容量は上限，下限を考慮する。火力の設備容量の上限は，LNG については計画を積み上げた将来の設備見通しに対して各発電設備に追加的に 1GW（100 万 kW），同様に石油は追加的に 4GW（400 万 kW）までとし，石炭は設備容量を固定とする。風力, 太陽光ならびに電力貯蔵設備の上限は分析ケースの想定に従う。

$$KLOW_i \leq k_i \leq KUPP_i \tag{4-11}$$

$$KSWLOW_j \leq ksw_j \leq KSWUPP_j \tag{4-12}$$

$$KSWHLOW_j \leq kswh_j \leq KSWHUPP_j \tag{4-13}$$

・予備率制約

各エリアの供給予備率（8%とする）を考慮した毎日の最大電力需要に対し，火力，原子力，バイオマス（第 1 項），非変動性再生可能エネルギー（第 2 項），電力貯蔵設備の必要量（第 3 項）に関する制約を表す。変動性再生可能エネルギーの貢献は考慮しない。

$$\sum_{\mathrm{i}\in IF_a} \boldsymbol{ap_{i,d}} + \sum_{i\in IC_a} (\boldsymbol{U_{i,d,t}} \times \boldsymbol{k_i}) + \sum_{j\in J_a} (\boldsymbol{USW_{j,d}} \times \boldsymbol{ksw_j}) \geq (\boldsymbol{1+\delta}) \times \max_{t\in T} (\sum_{n\in N_a} \boldsymbol{LOAD_{n,d,t}}) \tag{4-14}$$

IF_a：エリアaに存在する電源i（火力，原子力，バイオマス）の添字の集合，IC_a：エリアaに存在する電源i（非変動性再生可能エネルギー）の添字の集合，J_a：エリアaに存在する電力貯蔵設備jの添字の集合，N_a：エリアaに存在するノードnの添字の集合。

・負荷追従制約

各電源の単位時間当たりの発電出力調整可能量について電源種毎の特性を踏まえる。火力，原子力，バイオマスは(4-15)式，その他電源は(4-16)式の制約条件に従う。

$$\boldsymbol{x_{i,d,t} - DECR_i \times ap_{i,d} \leq x_{i,d,t+1} \leq x_{i,d,t} + INCR_i \times ap_{i,d}} \tag{4-15}$$

$$\boldsymbol{x_{i,d,t} - DECR_i \times U_{i,d,t} \times k_i \leq x_{i,d,t+1} \leq x_{i,d,t} + INCR_i \times U_{i,d,t} \times k_i} \tag{4-16}$$

・最低出力制約

日単位の稼働量は(4-4)式～(4-6)式で決定するが，それ以外に複数日にわたって連続運転する火力電源に最低出力制約が適用されると想定する。特に日間起動停止運転(Daily Start and Stop(DSS))する電源の容量を控除して最低出力値を設定する。

$$\boldsymbol{x_{i,d,t} \geq (dmax_{i,d} - DSS_i \times ap_{i,d}) \times MOL_i} \tag{4-17}$$

$$\boldsymbol{dmax_{i,d} \geq x_{i,d,t}} \tag{4-18}$$

$$\boldsymbol{dmax_{i,d} \geq x_{i,d+1,t}} \tag{4-19}$$

・LFC 調整力制約

山本ら[17]を参照し定式化する。本研究では調整力制約は供給エリア別としエリア外への融通は考慮しない。(4-20)式の右辺第 1 項は太陽光，第 2 項は風力の変動を示す。

$$lfcd_{a,d,t} = \sqrt{(0.1 \times \sum_{i \in I_a} pv_{i,d,t})^2 + (0.15 \times \sum_{i \in I_a} \frac{windmw_i}{windb_{i,d,t}} windc_{i,d,t})^2 + 2.77 \times 10^{-5} \times (\sum_{n \in N_a} LOAD_{n,d,t})^2} \quad (4\text{-}20)$$

(4-20)式は山本ら[17]の手法にならい 4 平面で線形近似した。平均 LFC 調整力必要量は 4.3.3 項で後述するケース分析の想定に応じて幅があり，例えば，東京は 140 万 kW～190 万 kW，東北は 60 万 kW～100 万 kW となる。風力発電が多い東北は東京よりも需要規模に対する調整力必要量が大きくなる。なお，LFC 調整力必要量推計における風力の設備容量は，安全サイドを見て各ケースの上限値とした。

$$lfcs_{a,d,t} \leq \sum_{i \in I_a} (LFC_i \times ap_{i,d}) + \sum_{j \in J_a} (LFC_j \times dis_{j,d,t} + LFC_j \times cha_{j,d,t}) \quad (4\text{-}21)$$

(4-21)式における LFC 調整力の割合は，火力は定格比一律 5%，揚水はすべて可変速揚水とみなし，これを含む蓄電設備は出力比で一律 20%とする（山本ら[17]）。

$$lfcs_{a,d,t} \geq lfcd_{a,d,t} \quad (4\text{-}22)$$

・送電容量制約

各地点をつなぐ連系線（ブランチ）の送電量は運用容量，マージンを考慮した上限を越えないものとする。

$$tp_{b,d,t} + tn_{b,d,t} \leq KTUPP_b \quad (4\text{-}23)$$

$$tp_{b,d,t} \leq KTUPPP_b \quad (4\text{-}24)$$

$$tn_{b,d,t} \leq KTUPPN_b \quad (4\text{-}25)$$

・電力貯蔵量制約

充放電，自己放電と貯蔵量がバランスする。蓄電池は 1 時間単位の分析のため長周期対応の電池を想定する。

$$\boldsymbol{ss_{j,d,t+1} = \left(1 - SD_j\right) \times ss_{j,d,t} + \sqrt{EFF_j} \times cha_{j,d,t} - \frac{1}{\sqrt{EFF_j}} \times dis_{j,d,t}} \tag{4-26}$$

$$\boldsymbol{kswh_j \leq PRATE_j \times ksw_j} \tag{4-27}$$

$$\boldsymbol{ksw_j \leq CRATE_j \times kswh_j} \tag{4-28}$$

・CO_2 排出量

火力電源からの CO_2 排出量を合計する。

$$\boldsymbol{co2 = \sum_{i=1}^{I_{east}\ or\ I_{west}} \sum_{\mathrm{d}=1}^{366} \sum_{t=1}^{24} (ECO2_i \times x_{i,d,t})} \tag{4-29}$$

(2)　　添字，変数，定数

制約式の添字について，特段の範囲指定をしていない場合は，それぞれ東日本全体および西日本全体を対象とする。

表 4-1　変数，定数一覧

添字	
a	供給エリア，$\{a = 1,2,\dots,A_{east}\ or\ A_{west}\}$ (東日本：$A_{east} = 3$，西日本：$A_{west} = 6$)
b	ブランチ，$\{b = 1,2,\dots,B_{east}\ or\ B_{west}\}$ (東日本：$B_{east} = 82$，西日本：$B_{west} = 84$)
d	日，$\{d = 1,2,\dots,366\}$ (2040 年は閏年)
i	電源(石炭，石油，LNGGCC，LNGST，原子力，水力，地熱，バイオマス，太陽光，風力)，$\{i = 1,2,\dots,I_{east}\ or\ I_{west}\}$ (東日本：$I_{east} = 289$，西日本：$I_{west} = 286$)
j	電力貯蔵設備(揚水発電，定置用蓄電池)，$\{j = 1,2,\dots,J_{east}\ or\ J_{west}\}$ (東日本：$J_{east} = 67$，西日本：$J_{west} = 72$)
m	季節別補修パターン，$\{m = 1,2,3,4\}$
n	ノード，$\{n = 1,2,\dots,N_{east}\ or\ N_{west}\}$ (東日本：$N_{east} = 64$，西日本：$N_{west} = 71$)
t	時間区分(1 時間)，$\{\mathrm{t} = 1,2,\dots,T\}$（$\mathrm{T} = 24$(時間区分／日))

変数	
$ap_{i,d}$	第 i 電源の d 日の稼働容量
$cha_{j,d,t}$	第 j 電力貯蔵設備の d 日，t 時点の充電量
$co2$	CO_2 排出量
$dis_{j,d,t}$	第 j 電力貯蔵設備の d 日，t 時点の放電量
$dmax_{i,d}$	第 i 電源の d 日と翌日の最大出力
k_i	第 i 電源の設備容量(便宜上風力については$windmw_i$とも表記する)
ksw_j	第 j 電力貯蔵設備 kW 容量
$kswh_j$	第 j 電力貯蔵設備 kWh 容量
$lfcd_{a,d,t}$	エリア a，d 日，t 時点の LFC 調整力必要量
$lfcs_{a,d,t}$	エリア a，d 日，t 時点の LFC 調整力供給量
$loss_{n,d,t}$	ノード n，d 日，t 時点の送電損失
$mk_{\mathrm{m},i}$	第 m 補修パターンに従う第 i 電源の停止設備容量
$ss_{j,d,t}$	第 j 電力貯蔵設備の d 日，t 時点の電力貯蔵量
tc	総コスト
$tn_{b,d,t}$	ブランチ b の d 日，t 時点の潮流(逆方向)
$tp_{b,d,t}$	ブランチ b の d 日，t 時点の潮流(順方向)
$x_{i,d,t}$	第 i 電源の d 日，t 時点の稼働量(便宜上 PV については$pv_{i,d,t}$，出力抑制前の風力発電量は$windb_{i,d,t}$，出力抑制後の風力発電量は$windc_{i,d,t}$とも表記する)

定数	
$CC_{n,d}$	ノード n とブランチ b の接続行列
$CRATE_j$	第 j 電力貯蔵設備(蓄電池)の C レート
CSW_j	第 j 電力貯蔵設備単価(kW 比例)
$CSWH_j$	第 j 電力貯蔵設備単価(kWh 比例)
$CTAX$	炭素税
$DECR_i$	第 i 電源の最大出力減少率
DSS_i	第 i 電源の DSS 運転設備容量の割合
$ECO2_i$	第 i 電源の CO_2 排出係数
EFF_j	第 j 電力貯蔵設備のサイクル効率
G_i	第 i 電源の年経費率
$INCR_i$	第 i 電源の最大出力増加率
$KLOW_i$	第 i 電源の設備容量の下限
$KSWHLOW_j$	第 j 電力貯蔵設備の kWh 下限
$KSWHUPP_j$	第 j 電力貯蔵設備の kWh 上限
$KSWLOW_j$	第 j 電力貯蔵設備の kW 下限
$KSWUPP_j$	第 j 電力貯蔵設備の kW 上限
$KTUPP_b$	ブランチ b の送電容量の上限
$KTUPPN_b$	ブランチ b の送電量の上限(逆方向)
$KTUPPP_b$	ブランチ b の送電量の上限(順方向)

$KUPP_i$	第 i 電源の設備容量の上限
LFC_i	第 i 電源の稼働容量に対する LFC 調整力の割合
FC_j	第 j 電力貯蔵設備の充電量，放電量に対する LFC 調整力の割合
$LOAD_{n,d,t}$	ノード n の d 日，t 時点の電力負荷
$LOSS_b$	ブランチ b の損失率
MOL_i	第 i 電源の最低出力比率
PF_i	第 i 電源の建設単価
$PRATE_j$	第 j 電力貯蔵設備(揚水)の設備出力に対する蓄電容量比
SD_j	第 j 電力貯蔵設備の自己放電率
$U_{i,d,t}$	第 i 電源の d 日，t 時点の設備利用率
UPA_i	第 i 電源の年平均設備利用率
UPP_i	第 i 電源の日別最大設備利用率
$UR_{m,d}$	第 m 補修パターンで d 日に補修のため設備が停止する割合
$USW_{i,d}$	第 j 電力貯蔵設備の d 日の kW 設備利用率
$USWH_{j,d}$	第 j 電力貯蔵設備の d 日の kWh 設備利用率
V_i	第 i 電源の燃料単価

4.3.2　前提条件

(1)　分析対象

日本の電力需給について東日本エリア（64 地点）および西日本エリア（71 地点）（沖縄電力を除く）に分けて分析する。分析対象年次は 2040 年の 1 年間で時間単位は 1 時間単位とする。最適化の対象は各発電設備，蓄電池の設備容量および運転パターンとする。ただし，太陽光発電，風力発電以外の再生可能エネルギー発電，原子力発電および揚水発電の設備容量は固定とする。

(2)　電力需要

電力需要は広域系統整備委員会[88]の 2030 年の需要想定である 8,812 億 kWh（需要端）を参照し，これが 2040 年まで横ばいと想定する。その上で配電でのロスを 3%として日本全体での系統需要を 9,076 億 kWh と想定した。電力需要は 1 時間ごとの負荷変動を考慮した上で，地点別の需要の割り振りを行った。なお，毎時の負荷変動のパターンは藤井・小宮山研究室[20]を参照した。

(3)　　火力発電，揚水発電

新設計画は 2018 年 5 月時点での情報として，広域機関の供給計画[89]，各社プレスリリース，経済産業省および環境省の環境アセス情報，気候ネットワーク資料等[90]を参照した。既存設備については供給計画[89]，日本卸電力取引所（JEPX）資料[91]にもとづいて整理し，運開から 45 年で閉鎖すると想定し，2040 年の設備量を想定した。

(4)　　原子力発電

2030 年長期見通しのシェアを達成する設備容量を想定し 2040 年まで継続的に運転するとして東日本合計で約 1,000 万 kW，西日本合計で約 1,600 万 kW，年平均設備利用率の上限を 80%と想定した。

(5)　　再生可能エネルギー

広域系統整備委員会想定（シナリオ①）[88]の 2030 年の値を基に，足元から 2030 年までの増加ペースで，2040 年まで線形で増加すると想定した。環境省のポテンシャル調査[92]を踏まえて地点別に按分し，太陽光，風力の地点別の発電パターンは藤井・小宮山研究室[20]を参照し外生値とした。特に太陽光発電，風力発電を変動性再生可能エネルギーと定義し，設置可能量として導入上限をケース毎に設定した。2040 年の電源別設備容量を示す。分析にあたりこれを設備容量の下限値とした（表 4-2）。

表 4-2　2040 年の発電設備容量の想定[23]（単位：万 kW）

	石炭	石油	LNGST	LNGGCC	原子力	水力	太陽光	風力	地熱	バイオマス	揚水
北海道	148	35	0	171	207	159	253	360	10	45	101
東北	382	33	0	528	303	400	1,567	697	122	133	46
東京	1,218	198	0	2,686	491	425	2,120	52	1	247	1,409
中部	390	48	0	1,125	362	369	985	50	1	158	213
北陸	190	0	0	42	136	282	117	20	0	12	0
関西	467	53	36	1,297	487	399	686	41	0	105	458
中国	514	108	0	137	219	124	665	75	0	88	213
四国	382	0	0	59	89	101	270	58	0	80	70
九州	428	102	0	234	414	216	1,793	109	90	168	230

[23] 2019 年現在実証事業として進められている蓄電池の設備規模は以下のとおり。北海道電力の南早来 1.5 万 kW，東北電力の西仙台 2 万 kW，南相馬 4 万 kW，九州電力の豊前 5 万 kW。

(6)　エネルギー価格

IEA World Energy Outlook 2016[93]の New Policies Scenario を参照し，2040 年で原油は 124$/bbl，天然ガスは 12.4$/MMBTU，一般炭は 80 $/t で為替レートは 120 円/$とした。

(7)　蓄電池

後述のケース毎に地点別の導入上限を設定し，将来のコストは NEDO 見通し[94]等を参照し想定した。

(8)　地点間連系線，地域間連系線の構成

各地点を結ぶ連系線（ブランチ）は各電力会社管内における 187kV から 500kV までの特別高圧系統および地域間連系線に相当し，各社発表の系統図，電気学会 EAST30 機系統モデル[95]，電気学会 WEST30 機系統モデル[96]および藤井・小宮山研究室[20]を参照し，想定した。既に開発が進んでいる道北の風力発電向けの連系線についても想定した。連系線の容量，損失率は電気学会の各モデルおよび藤井・小宮山研究室[20]より想定した。特に地域間の連系線の運用容量は広域機関資料[97]ならびに藤井・小宮山研究室[20]を参照し，地域間連系線の増強は 2018 年 5 月現在で計画が進んでいる北本連系の増強と東北東京間連系線の増強を考慮した。マージンは実需給断面を想定し，北本と東北東京間について想定した[98]。詳細は表 4-3 に示す。

(9)　その他設備データ

Komiyama et al.[19]，藤井・小宮山研究室[20]，発電コスト検証ワーキンググループ[73]より想定した。変動性再生可能エネルギーは大幅なコスト低減を想定した。詳細は発電設備データ（1）に示す。なお，部分負荷運転による発電効率の低下は考慮しない。特に原子力の時間あたりの増減出力比率について，日本の原子力の運用実態を踏まえ起動中の出力調整は行わないと想定した。また，起動から最低出力以上の出力に達してから並列するとし，原子力の起動中の出力は一定であるとして増減出力比率についてはゼロと想定した。

表 4-3　発電設備データ（1）

	石炭	LNG GCC	LNG ST	石油	原子力	バイオマス
建設単価 [万円/kW]	27	10	17	15	30	27
建設費に対する年間 O&M 費比率[-]	0.048	0.036	0.036	0.039	0.04	0.048
熱効率(HHV)[-]	0.39-0.42	0.45-0.55	0.39	0.38	-	0.30
可変費[円/kWh]	3.75-4.05	8.05-9.84	11.60	20.00	2.10	2.40
CO_2排出原単位[kg-C/kWh]	0.22-0.24	0.090-0.11	0.13	0.19	0.00	0.00
最大増出力比率 [1/時間]	0.31	0.82	0.82	1.00	0.00	0.31
最大減出力比率[1/時間]	0.58	0.75	0.75	1.00	0.00	0.58
平均設備利用率(上限)[-]	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
最大設備利用率(上限)[-]	0.90	0.95	0.95	0.95	0.90	1.00
DSS比率[-]	0.00	0.50	0.30	0.70	0.00	0.00
最低出力比率[-]	0.30	0.30	0.30	0.30	0.80	0.50

特に太陽光発電および風力の建設単価については，諸外国の状況等を踏まえて 2030 年の政府目標である太陽光 7 円/kWh，風力 8-9 円/kWh[4]から更にコストダウンが進むと想定した。

表 4-4　発電設備データ（2）

	水力	地熱	太陽光	風力
建設単価 [万円/kW]	60	66	5	10
建設費に対する年間 O&M 費比率[-]	0.01	0.04	0.04	0.03
最大増出力比率 [1/時間]	0.05	0.05	-	-
最大減出力比率 [1/時間]	0.05	0.05	-	-

揚水発電の設備出力に対する蓄電容量比は，系統ワーキンググループ[73]を参照し，それぞれの発電所毎に想定した。

表 4-5　蓄電設備データ

	揚水	蓄電池
建設単価 [万円/kW]	19	-
建設単価 [万円/kWh]	-	2
建設費に対する年間 O&M 費比率[-]	0.01	0.01
サイクル効率 [-]	0.70	0.85
自己放電率[1/時間]	0.0001	0.001
Cレート [-]	-	0.14
kWあたり費用 [円/kW]	10,491	
kWhあたり費用 [円/kWh]	-	1,730

(10)　　地域間連系線の運用容量

連系線の運用容量は広域機関資料[97]ならびに藤井・小宮山研究室[20]を参照した。マージンは実需給断面を想定し, 北海道東北間（順方向 14.9 万 kW, 逆方向 49.9 万 kW）と東北東京間（順方向 2.8 万 kW，逆方向 2.9 万 kW）について想定し[98]，運用容量から控除したものを送電容量の上限とした。

表 4-6　地域間連系線の運用容量（単位：万 kW）

	順方向	逆方向
北海道→東北	90	90
東北→東京	1,028	65
東京→中部	考慮せず	考慮せず
中部→北陸	30	30
中部→関西	120	250
北陸→関西	160	130
関西→中国	270	400
関西→四国	140	140
中国→四国	120	120
中国→九州	53	278

(11)　　調整力の想定

本研究での分析対象時間単位である 1 時間以下での再生可能エネルギーの予測誤差, 負荷変動に焦点を当てた上で提案手法に基づき，特に数分から 10 数分程度の変動に対する周波数制御にかかる LFC 調整力のみを調整力として明示的に扱う。実際の系統運用においては，火力や揚水等の出力に対して一定の LFC 制御範囲を考慮し，短期の変動に対する LFC 調整力を確保した運用を行っている。この点を踏まえて，LFC 調整力の想定にあたり本分析と同様に 1 時間単位の分析モデルにおいて LFC 調整力を考慮した山本ら[17], 矢部ら[18], 小林ら[21]も参考に, 火力および蓄電設備の出力に対して LFC 制御範囲を考慮した制約(4-21)式を追加し，毎時の需給バランスに加えて 1 時間以下の時間単位での需給変動に備える LFC 調整力を考慮している。また，調整力の域外融通については融通のあり方や最適な融通量等について議論されているところであり, 本研究では想定しない。よって，域内での電源および蓄電設備の充放電によって LFC 調整力が賄われることとする。

需給バランスの調整およびその他系統安定化に必要な調整力は明示的に扱わないが, 運転中の最大設備利用率を LNG95%，石炭 90%として一定の上げ代相当を確保するとみなした。下げ代については考慮していないが，不足時の対応として再生可能エネルギーの出力抑制，蓄電池・揚水等による対応を想定する。

4.3.3　ケースの設定

前項で示した前提条件に対し, 感度分析として変動性再生可能エネルギーの導入上限と蓄電池の導入上限を設定して分析を行う。ケース名と設定概要は表 4-7 のとおりである。

表 4-7　ケース名と設定概要 [24]

（東日本エリア，西日本エリア共通）

ケース名	変動性再生可能エネルギー設備容量の上限	地点毎の蓄電池設備容量の上限
①：1 倍＆0.2GW（基準ケース）	2030 年から線形で増加。表 4-2 のとおり [25]	0.2GW（20 万 kW）
②：1.5 倍＆0.3GW	①の 1.5 倍	0.3GW（30 万 kW）
③：2 倍＆0.5GW	①の 2 倍	0.5GW（50 万 kW）
④：3 倍＆1GW	①の 3 倍	1.0GW（100 万 kW）

また，低炭素電源の更なる促進の観点から FIT のような制度的措置により，変動性再生可能エネルギーの建設費用が補助され，O&M 費だけを発電費用としてモデル内で考慮する建設費補助シナリオを想定し，ベースシナリオに加えて分析を行った。

4.3.4　結果と考察（ベースシナリオ）

(1)　電源構成

東日本エリアに関して，変動性再生可能エネルギーおよび蓄電設備容量の上限の増加に伴い変動性再生可能エネルギーの発電量は増加する（図 4-1）。しかし，変動性再生可能エネルギーの導入上限を基準の 3 倍，電池上限を基準の 5 倍の 1.0GW（100 万 kW）としても変動性再生可能エネルギーの発電量は 3 倍にはならない。

[24] 2019 年現在実証事業として進められている蓄電池の設備規模は先述のとおり。北海道電力の南早来 1.5 万 kW，東北電力の西仙台 2 万 kW，南相馬 4 万 kW，九州電力の豊前 5 万 kW。

[25] ケース①（1 倍＆0.2GW）の変動性再生可能エネルギーの設備容量の上限は，表 4-7 で示した下限と同じ値として設備容量を固定した分析を行う。その上で本節では，ケース①に対して各ケースの上限を引き上げていくことでどこまで変動性再生可能エネルギーが入っていくかについて分析した。

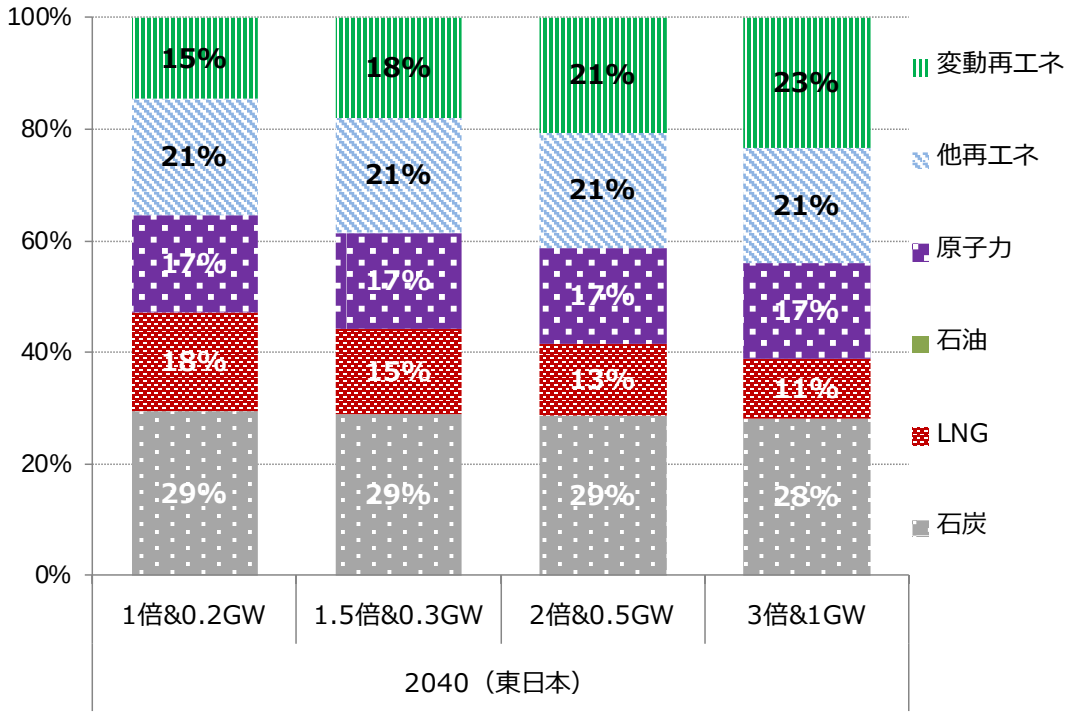


図 4-1　東日本エリアの 2040 年のケース別の発電量の構成（kWh）

西日本エリアも東日本と同様に，各種制約から変動性再生可能エネルギーの設定上限を増やしても発電量がその分増加することにはならない（図 4-2）。

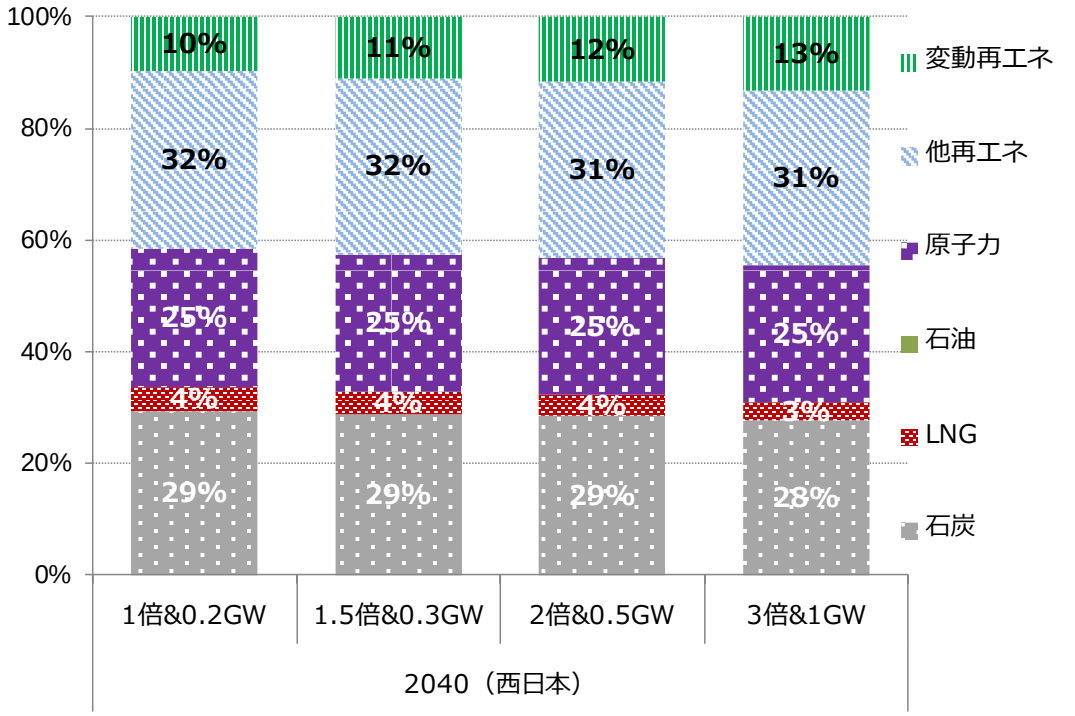


図 4-2　西日本エリアの 2040 年のケース別の発電量の構成（kWh）

再生可能エネルギーの導入適地は偏在しており，導入拡大によって連系線の送電容量のボトルネックが顕在化する。この点について本研究では，将来の状況について現在精査されているような電源の接続にかかる空き容量の試算は困難であるため，この空き容量に関する制約については考慮しない。他方で連系後の需給運用における送電容量の制約については，これを考慮した形で出力抑制等の対応を想定し分析を行った。分析結果より北本直流幹線等の地域間連系線において，長時間にわたり送電容量の上限に達しボトルネックが発生する。特に東北管内においては奥羽幹線等の地内送電線についてもボトルネックが発生する（図 4-3）。

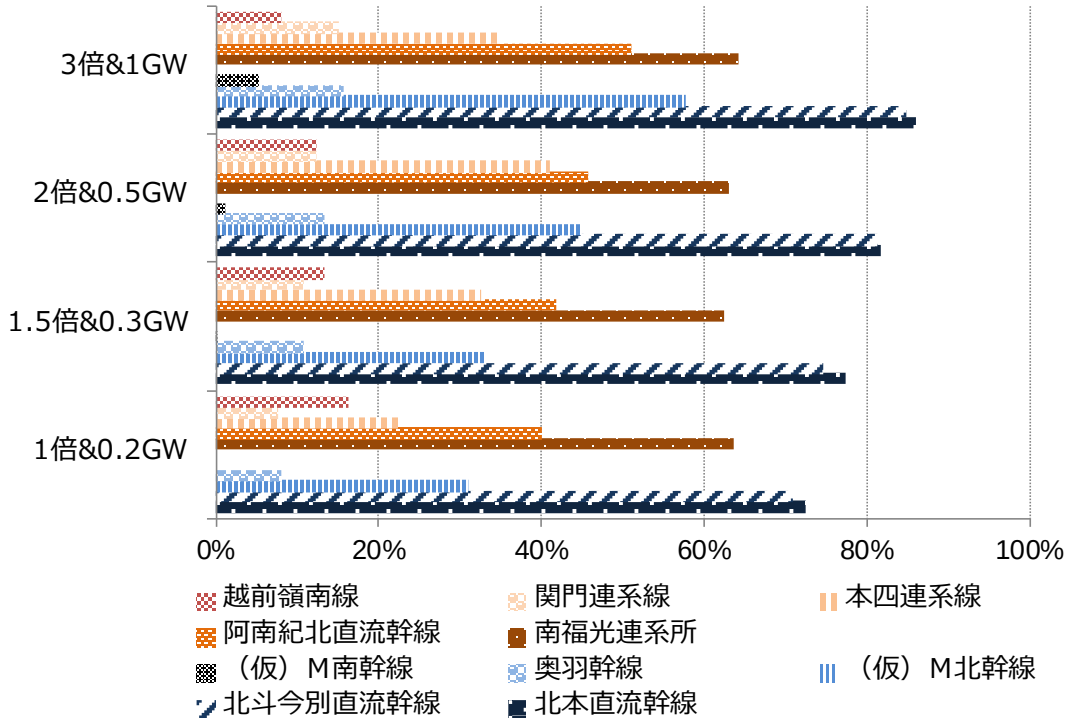


図 4-3　代表的な連系線の送電容量ボトルネックの発生率

自家発電設備を除く系統電力の 2040 年の CO_2 排出係数は東日本エリアで 0.27～0.30kg-CO_2/kWh，西日本エリアで 0.24～0.26kg-CO_2/kWh となる[26]。これは，電気事業低炭素社会協議会が示した 2030 年度の目標値を下回る水準ではあるが，2050 年の温室効果ガス 80%削減目標の達成に向けて一層の CO_2 排出量の削減が求められる。

[26] 電気事業低炭素社会協議会が発表した 2016 年度の調整後の CO_2 排出係数は 0.516kg- CO_2/kWh[99]。また，電気事業における低炭素社会実行計画では，“2030 年度に排出係数 0.37kg- CO_2/kWh 程度（使用端）を目指す”としている[100]。本試算結果は暦年値である。なお，電気事業低炭素社会協議会がカバーする事業者の範囲とは完全には一致しない。

(2)　　地域別再生可能エネルギー導入量と蓄電設備導入量

東日本では変動性再生可能エネルギーの上限の引き上げとともに東京管内で導入が進むが，北海道，東北管内では上限の引き上げによる追加的な導入量は小さい（図 4-4，図 4-5）。これは，現在適地とされている地点を中心に変動性再生可能エネルギーの設置可能量を想定していることによる導入想定の偏りや，系統の状況違い等の地域特性を反映していることが要因と考えられる。具体的には，需要に対して変動性再生可能エネルギーの導入率が高い北海道，東北ではケース①でも変動性再生可能エネルギーの出力抑制が発生しており，この中で出力抑制を受けながら追加的に kW を増加させることは，費用最小化に寄与しないためケース間での追加的な導入量が小さい結果となる。図 4-6 より蓄電池は北海道と東北管内では上限に合わせて変動性再生可能エネルギーの拡大の対策として導入が進むが，東京管内は導入が進まない。北海道，東北では風況の良い地点で風力の導入が進むため，この周辺での対策が重要になる。特に東北管内は揚水発電の設備容量が小さく，連系線による広域融通についても北海道－東北間では北本連系線の容量制約もあるため，北海道と東北では蓄電池が重要な対策になる。このため蓄電池の費用を含む系統対策費用が地域ごとで大きく異なる。

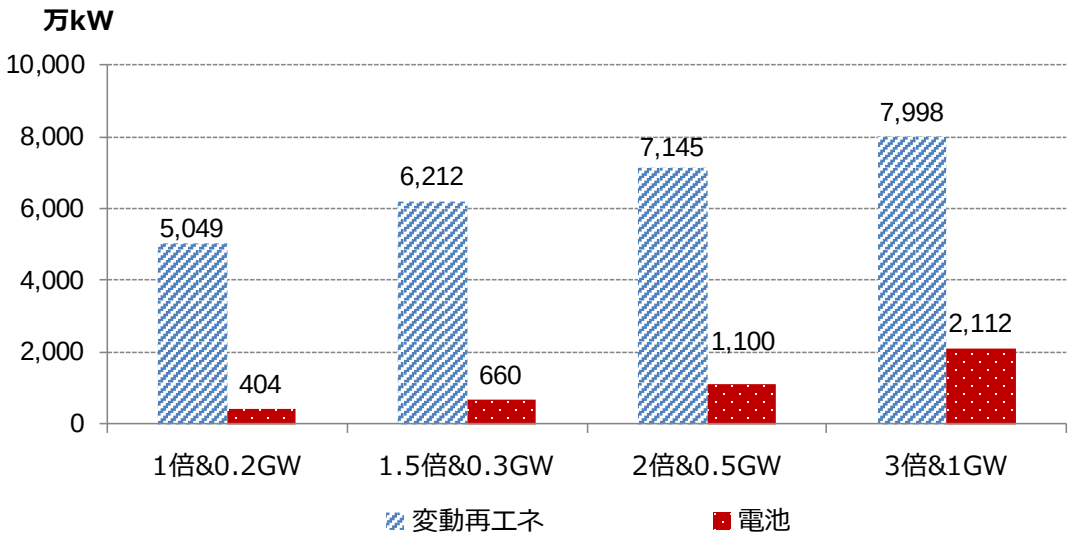


図 4-4　東日本エリアの蓄電池導入量と変動性再生可能エネルギー導入量

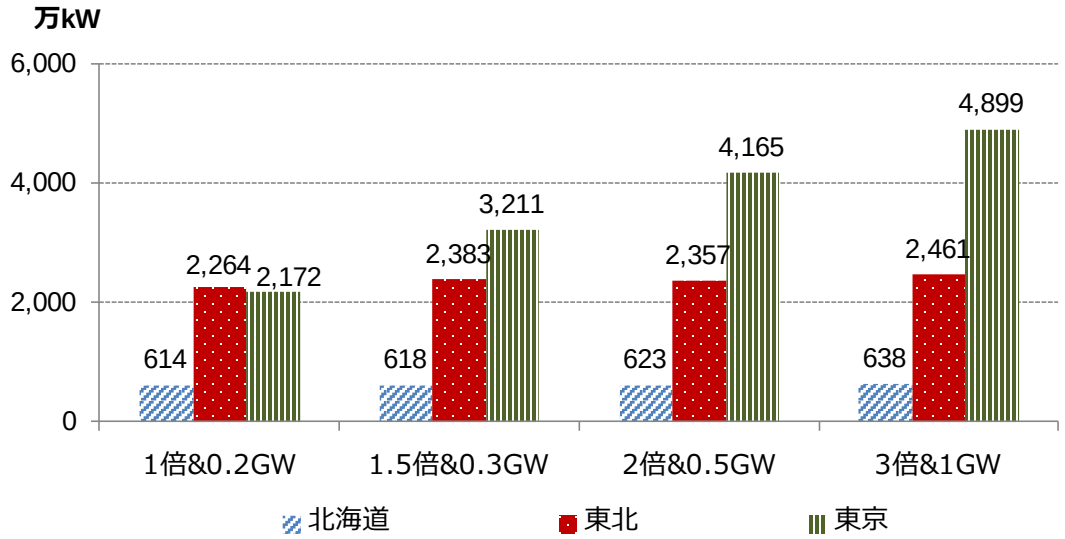


図 4-5　東日本エリアの地域別変動性再生可能エネルギー導入量

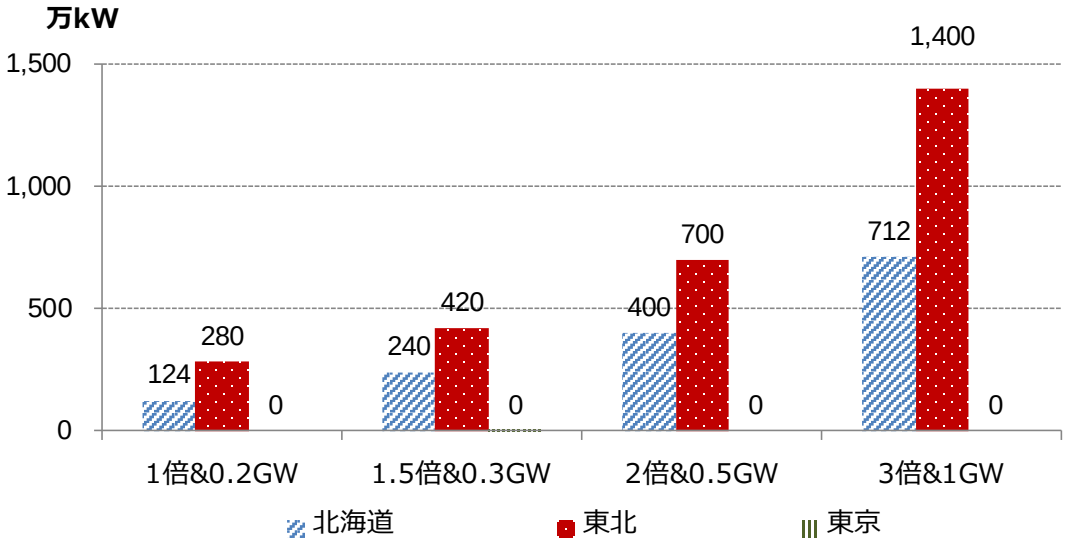


図 4-6　東日本エリアの地域別蓄電池導入量

図 4-7 より東日本では LNG 火力が LFC 調整力の主な担い手となる。また，変動性再生可能エネルギーおよび蓄電池の導入拡大により，蓄電池と揚水が LFC 調整力を担う割合が増加する。

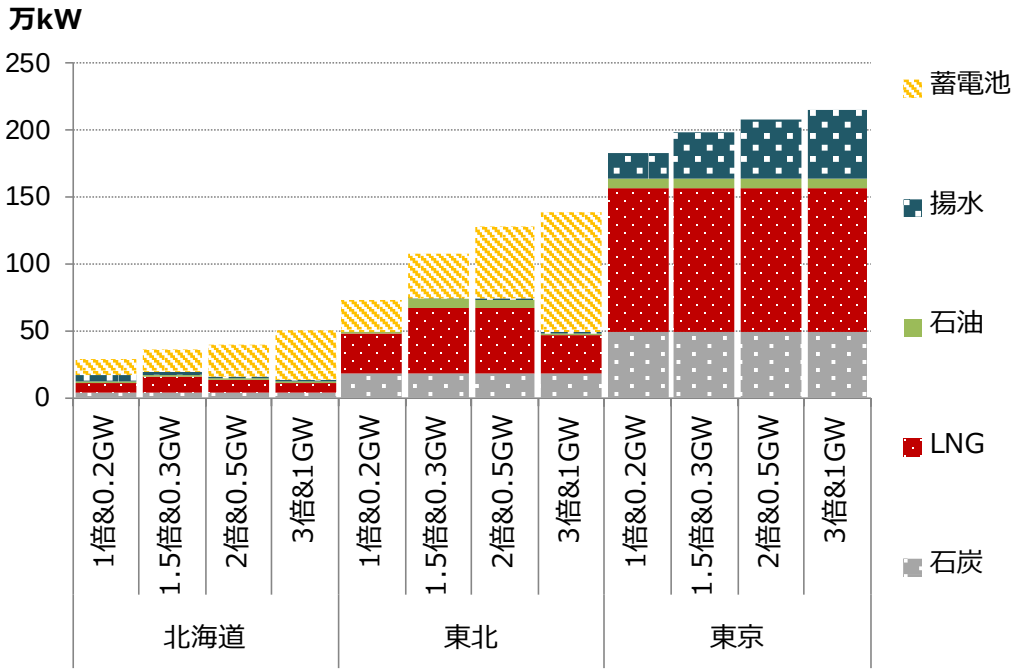


図 4-7　東日本エリアの LFC 調整力の負担量（年間平均）

図 4-8 より西日本は再生可能エネルギーの導入分布の偏りが東日本よりも小さく，系統構成も東日本とは異なるため，結果として蓄電池の導入量が少ない。具体的には，西日本では東日本よりも多くの太陽光の導入を見込んでいる。太陽光は地理的に分散して西日本全域で導入が進むと想定しているため，特定エリアに局所的に蓄電池を導入するのではなく，関門連系線等の連系線の広域利用や太陽光の出力抑制も含めて西日本全体で太陽光の変動を吸収することになる。図 4-9 より変動性再生可能エネルギーは中部や九州で導入が進むが，他の地域では上限拡大に依る追加導入量は小さい。図 4-10 より蓄電池は九州管内で導入が進む。

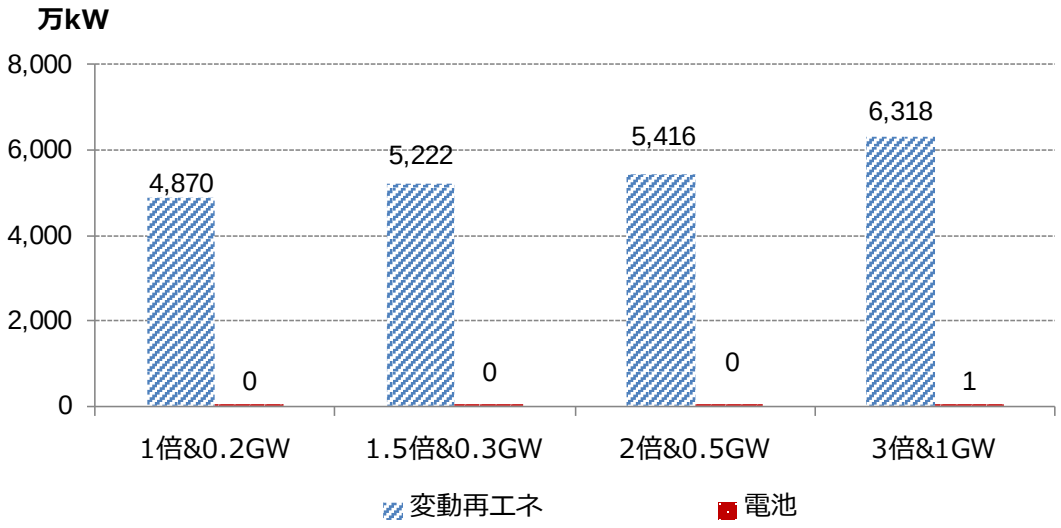


図 4-8　西日本エリアの蓄電池導入量と変動性再生可能エネルギー導入量

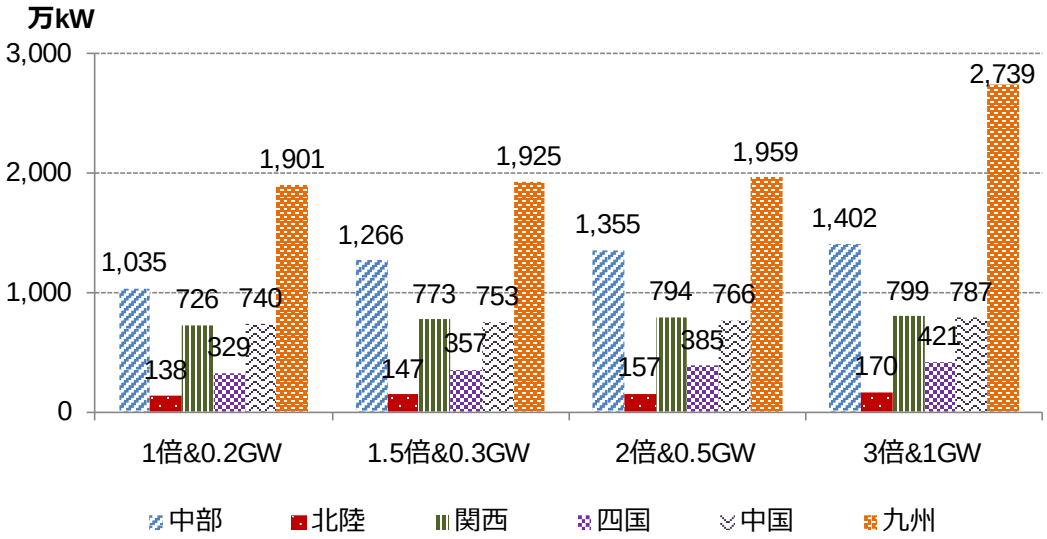


図 4-9　西日本エリアの地域別変動性再生可能エネルギー導入量

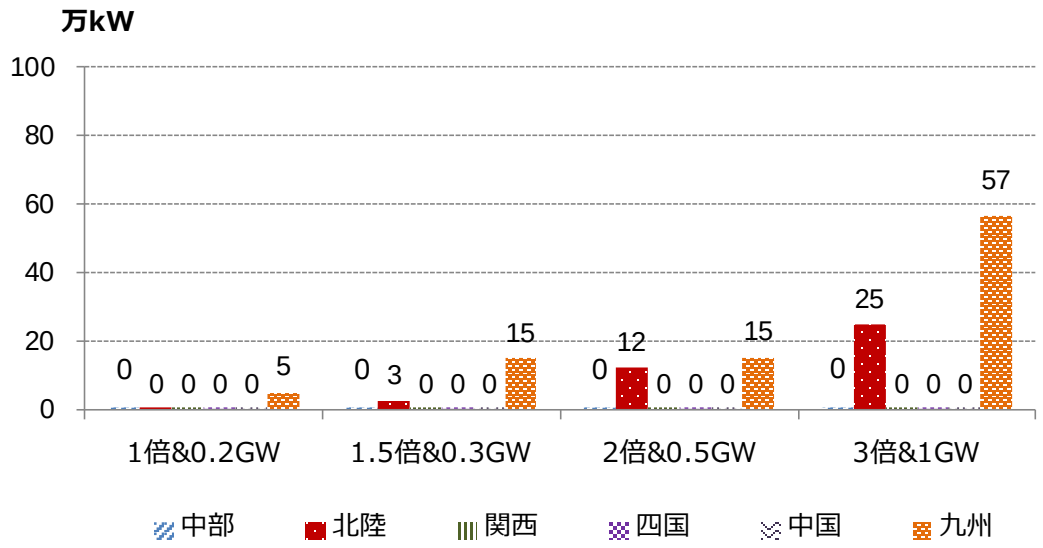


図 4-10　西日本エリアの地域別蓄電池導入量

図 4-11 より西日本では主に LNG 火力と石炭火力によって LFC 調整力が賄われる。東日本に比べて蓄電池の導入量が少なく，変動性再生可能エネルギー増加時も LNG と石炭が LFC 調整力の大半を担う。

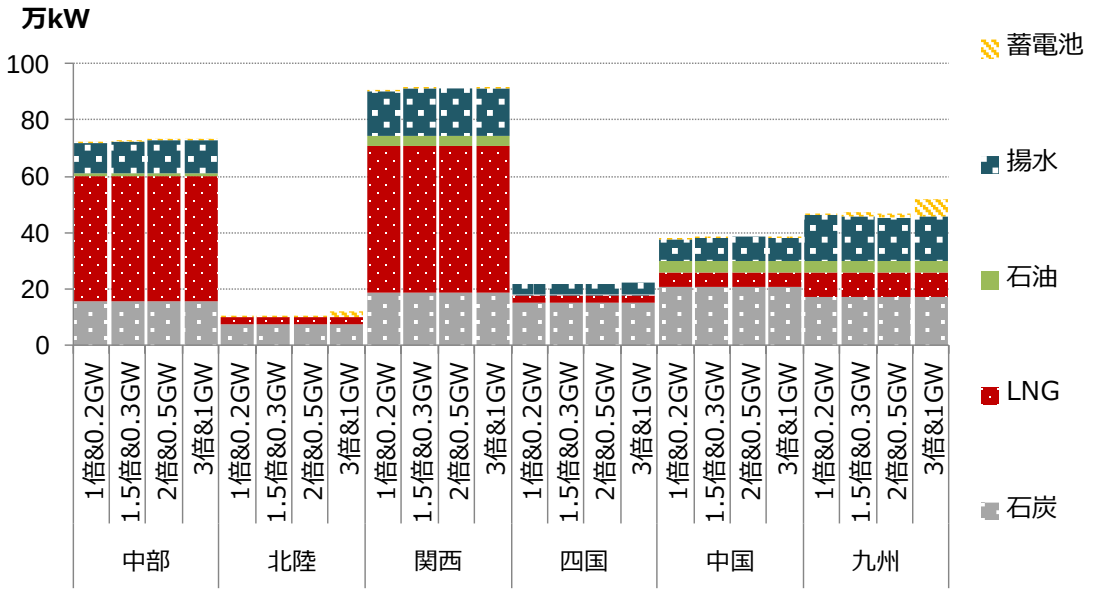


図 4-11　西日本エリアの LFC 調整力の負担量（年間平均）

以上より，日本全体では再生可能エネルギーの偏在，需給バランス，調整力等の地域差のため, 変動性再生可能エネルギーの設備容量の上限を上げても日本全体としてその分変動性再生可能エネルギーが入るわけではない。既往研究より，変動性再生可能エネルギーについては藤井・小宮山研究室[20]が電力需要や調整容量の大きい東京，中部電力管内等に追加的な導入余地が存在すると指摘し，蓄電池については矢部ら[18]や小林ら[21]が地方に集中して導入される傾向があることを指摘している。本研究は既往研究に照らしても妥当な結果が得られた。

4.3.5　結果と考察（建設費補助シナリオ）

(1)　電源構成

本シナリオでは変動性再生可能エネルギーの建設費が補助されるため, ベースシナリオよりも変動性再生可能エネルギーの導入量が増加する。しかし，結果として東日本, 西日本のいずれも導入上限には至らず, 発電量の電源構成における変動性再生可能エネルギーのシェアは最大でそれぞれ 31%，22%となる（図 4-12，図 4-13）。また，変動性再生可能エネルギーの増加によりバイオマス等の他再生可能エネルギーの発電量が減少する。これは，変動性再生可能エネルギーが拡大することで kWh の余剰調整ならびに LFC 調整力の確保の観点から，変動性再生可能エネルギーの出力抑制が増加すると共に, 出力調整が難しい原子力の代わりにバイオマス等の出力が低下することで変動性再生可能エネルギー以外の他再生可能エネルギーの発電量が減少する。これより，変動性再生可能エネルギーの増加は結果として低炭素電源間での競合を招く可能性を示唆している。

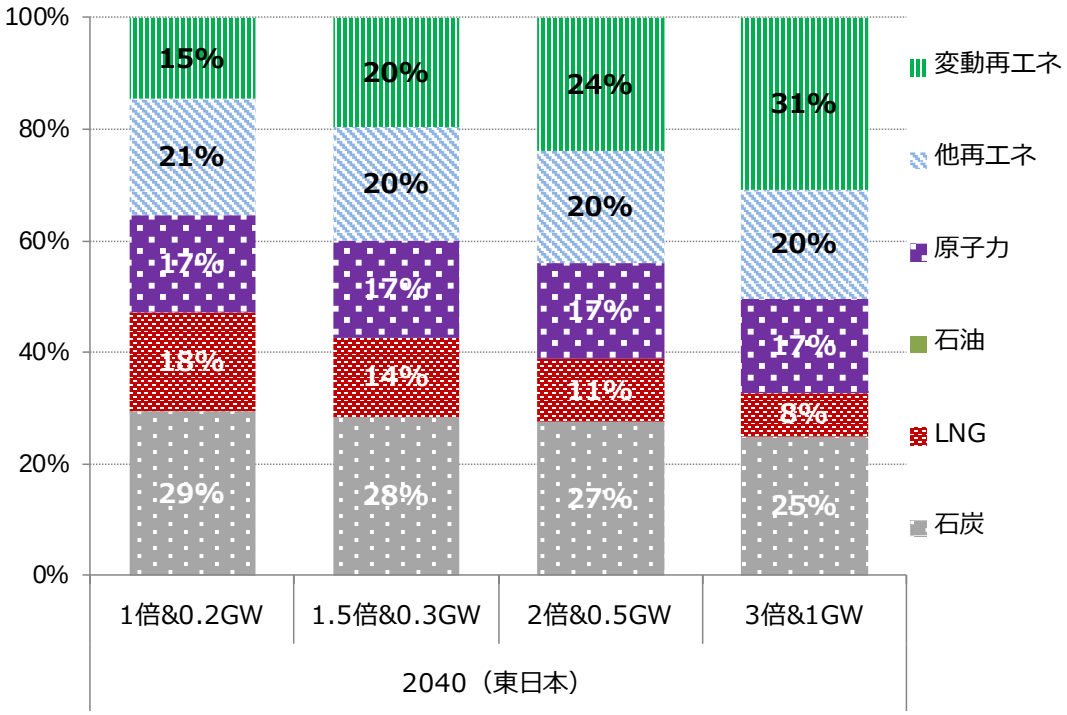


図 4-12　東日本エリアの 2040 年のケース別の発電量の構成（kWh）

（建設費補助シナリオ）

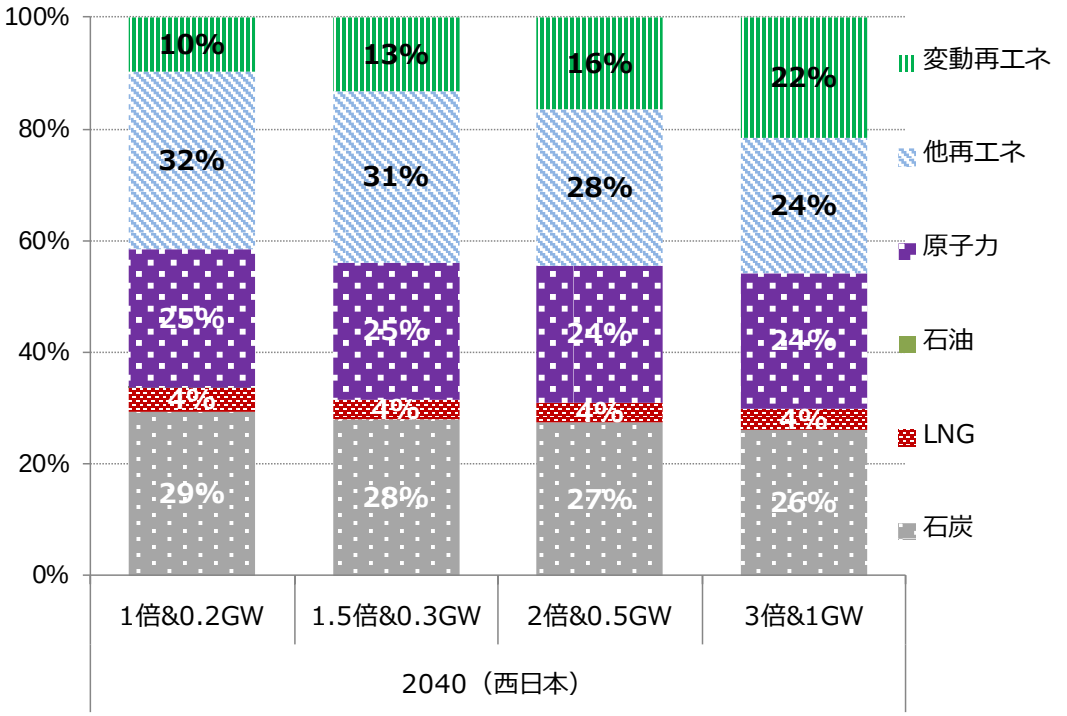


図 4-13　西日本エリアの 2040 年のケース別の発電量の構成（kWh）

（建設費補助シナリオ）

本シナリオもベースシナリオと同様に地域間連系線において長時間にわたりボトルネックが発生する（図 4-14）。

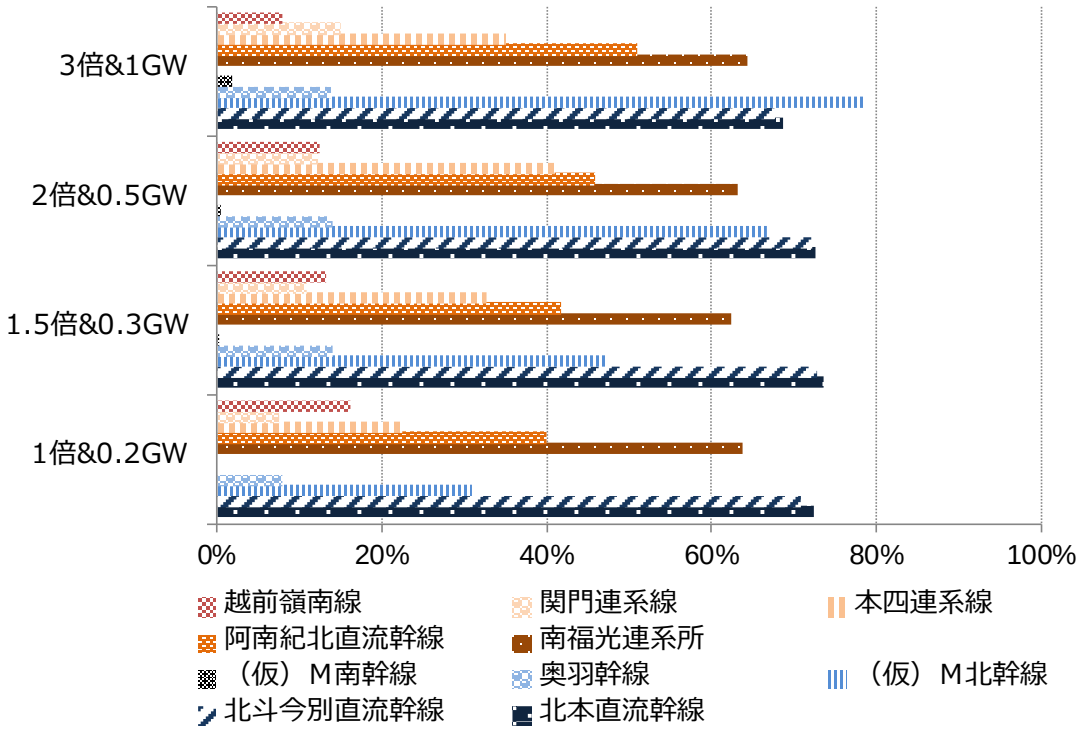


図 4-14　代表的なブランチの送電容量ボトルネックの発生率（建設費補助シナリオ）

(2)　　地域別再生可能エネルギー導入量と蓄電設備導入量

変動性再生可能エネルギーは，東日本ではベースシナリオと同様に上限の拡大とともに主に東京管内で増加するが，本シナリオでは東北管内においても大きく増加する（図 4-15）。これは，建設費補助によって kW の導入費用が低下しているため，出力抑制が発生する中でも追加的に kW を増加させることが全体の費用最小化に寄与するためである。図 4-16 より蓄電池の導入量はベースシナリオと同様であり北海道，東北管内では蓄電池が必要な地点では上限まで導入される。

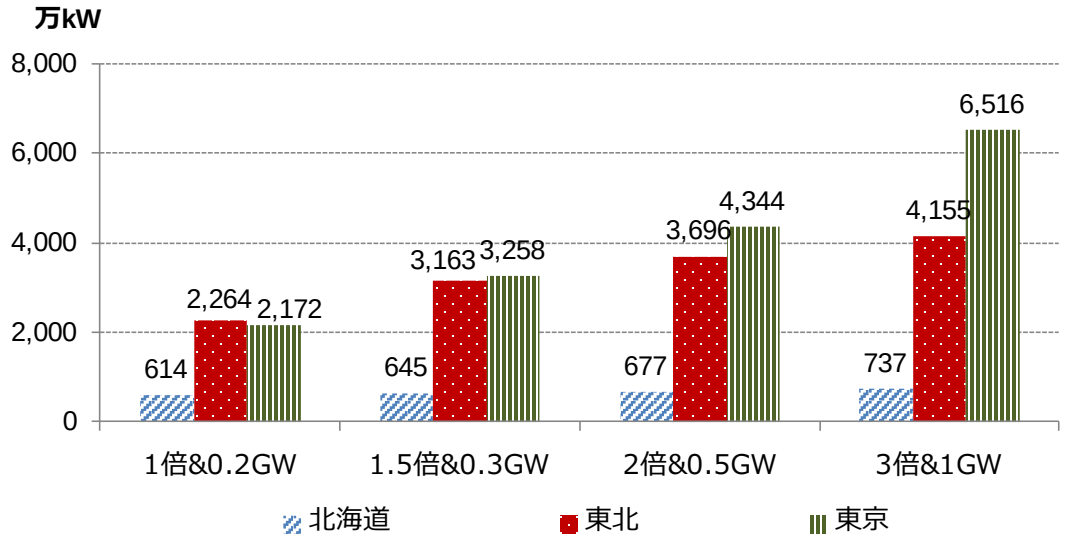


図 4-15　東日本エリアの地域別変動性再生可能エネルギー導入量
（建設費補助シナリオ）

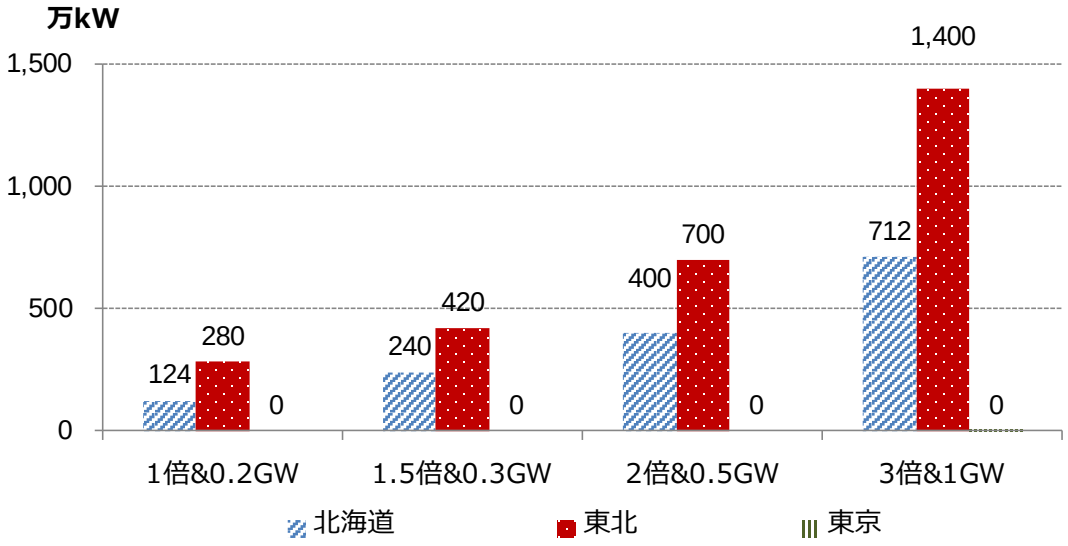


図 4-16　東日本エリアの地域別蓄電池導入量
（建設費補助シナリオ）

図 4-17 より本シナリオでは東日本では変動性再生可能エネルギーの導入拡大により，蓄電池と揚水による充放電量が増え，これらが LFC 調整力を担う割合が増加する。

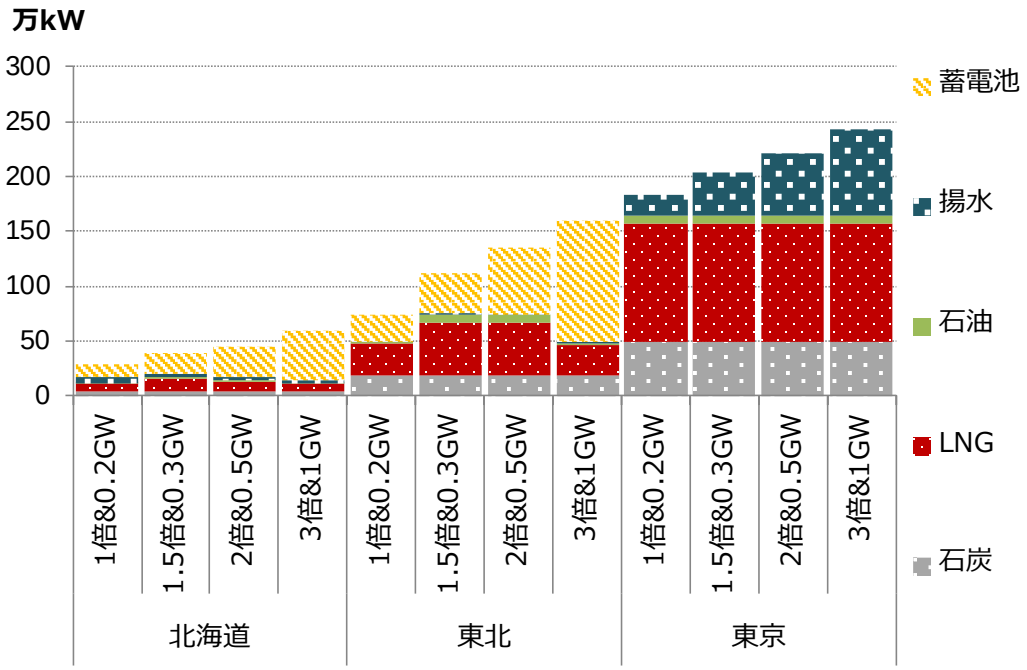


図 4-17　東日本エリアの LFC 調整力の負担量（年間平均）
（建設費補助シナリオ）

図 4-18 より変動性再生可能エネルギーは西日本ではベースシナリオと比較して九州は同程度であるが，それ以外の地域で導入が進み，特に中部，関西，中国において導入が進む。図 4-19 より蓄電池については中部，北陸で導入が進む。図 4-14 より北陸では南福光でボトルネックが発生しており，また，LNG 火力よりも調整力が低い石炭火力が多く，揚水も容量が小さく利用に制限があるため需給バランス維持の観点から蓄電池が導入される。中部は同じく南福光のボトルネックから余剰時の北陸への輸出に限界があり，発電コストの高い LNG 火力の多い中部では，特に建設費補助シナリオでは再生可能エネルギー＋蓄電池が LNG に対して一定の競争力を持つためにある程度蓄電池の導入が進む結果が得られた。

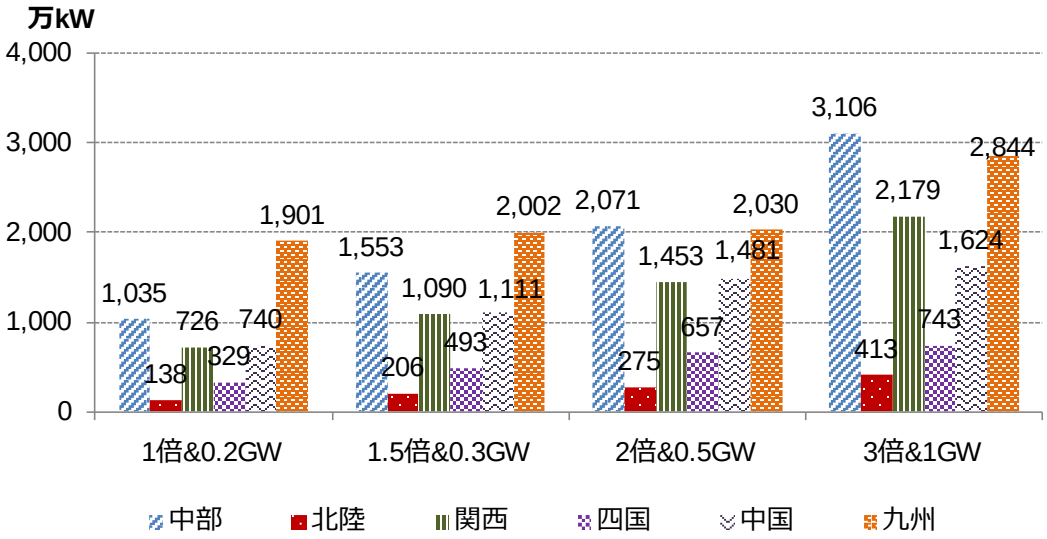


図 4-18　西日本エリアの地域別変動性再生可能エネルギー導入量
（建設費補助シナリオ）

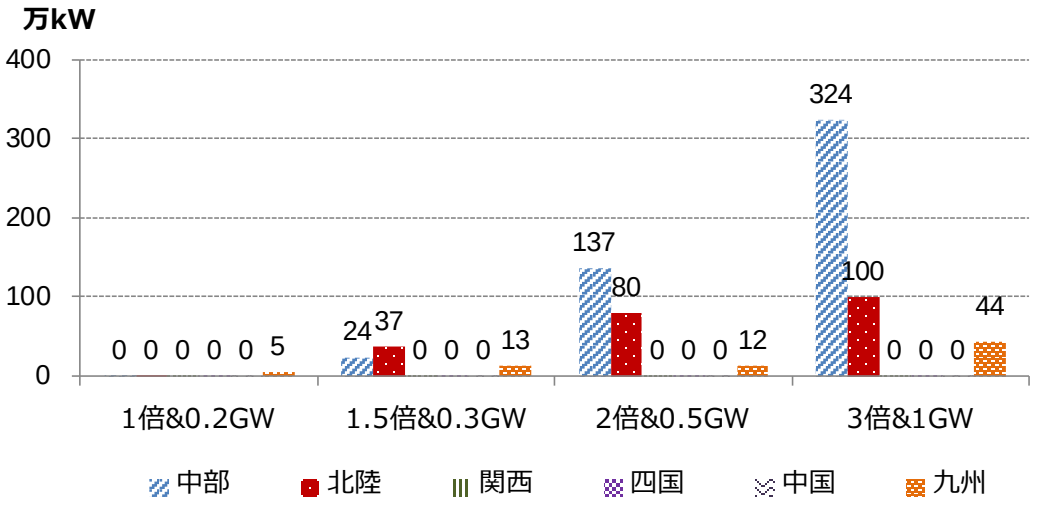


図 4-19　西日本エリアの地域別蓄電池導入量
（建設費補助シナリオ）

図 4-20 より本シナリオでは西日本でもベースシナリオに対して変動性再生可能エネルギーおよび蓄電池の導入が拡大することで，特に蓄電池が LFC 調整力を担う割合が増加する。

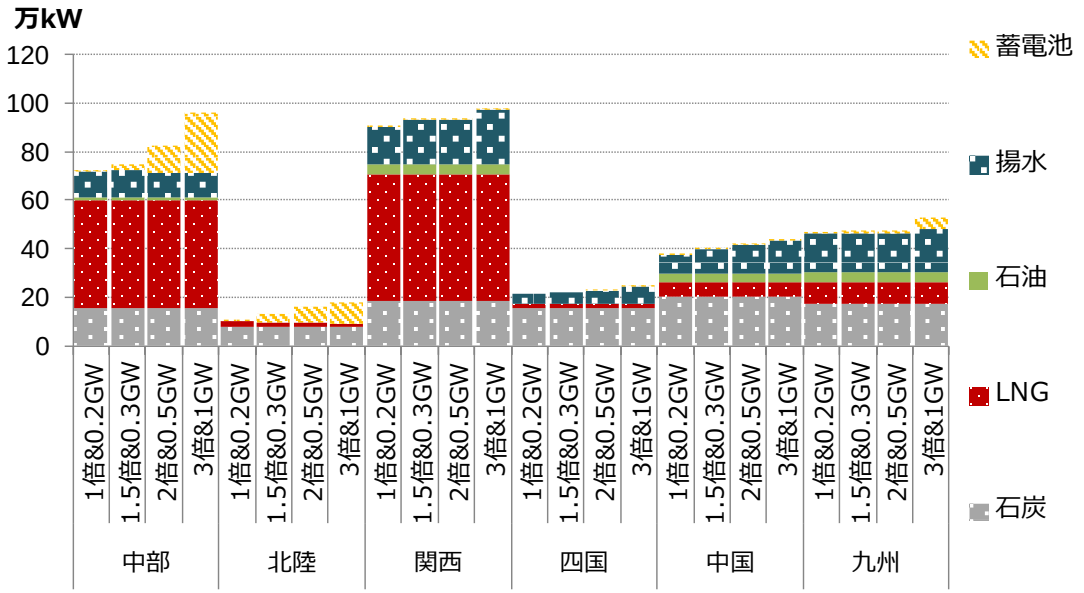


図 4-20　西日本エリアの LFC 調整力の負担量（年間平均）
（建設費補助シナリオ）

建設費補助シナリオの結果を整理すると，特に東北，東京，関西，中部，中国で変動性再生可能エネルギーが大きく増加する。蓄電池については，ベースシナリオで北海道，東北では多くの地点で上限に達しておりシナリオ間の差はない。西日本では中部，北陸で蓄電池が拡大するが九州では蓄電池の導入拡大はシナリオ間であまり差がなく，変動性再生可能エネルギーの導入量もベースシナリオと同水準であった。また，LFC 調整力については変動性再生可能エネルギーと蓄電池の導入拡大による火力の減少に伴い，蓄電池と揚水が LFC 調整力を担う割合が増加する。

以上より，変動性再生可能エネルギーの建設費を補助した場合でも需要規模や系統構成，発電設備構成の違いにより補助による変動性再生可能エネルギーの追加的な導入余地は地域によって異なる。また，仮に建設費の補助もしくは技術の進展等により変動性再生可能エネルギーの実質的な費用が低下し，導入が進んだとしても低炭素電源間で競合する可能性がある。2050 年の温室効果ガス削減目標を目指した低炭素電源の大幅な普及拡大のためには発電設備，蓄電池設備の設置可能量の上限の拡大と共に，特に電源間の競合に伴う国産の低炭素電源の機会損失，将来的な調整力の確保，足元ですでに顕在化している送電線の空き容量等の地域別の課題をクリアしていくことが求められる。

4.3.6　政策へのインプリケーション

長期の温室効果ガス削減を目指した 2030 年以降の電源構成については，2050 年も視野に入れて設備構成のあり方を検討する必要がある。モデル分析より，日本の変動性再生可能エネルギーの普及拡大については各地域で状況が異なることを指摘した。これを踏まえた再生可能エネルギー普及拡大のための政策的なインプリケーションとして以下の点を挙げる。

(1)　再生可能エネルギーの地域的偏在，種類の偏りの是正

本節では，再生可能エネルギーの導入見通しについて地域的な偏りを含めて広域機関が想定した電力管内別の割振りを参照した。分析結果より，足元の状況の延長で再生可能エネルギーの導入を進めると将来的に地理的な偏りの影響が大きくなる。現在は系統の空き容量を踏まえて再生可能エネルギーの系統接続の募集が行われているが，より長期的には火力等の設備動向も視野に入れて，再生可能エネルギーの地域的なリバランスの検討が必要になる。そのためには FIT 制度の買取価格について地域別に差をつけることや，募集枠を地域別に設定する等の制度の見直しが検討される必要がある。また，再生可能エネルギーの中でも導入ポテンシャルやコスト削減の可能性から太陽光発電や風力発電に注目が集まることが多いが，適地の偏り，発電特性の違いを踏まえて，再生可能エネルギーの種類についてもバランスを取れたものとする必要がある。

(2)　下げ代と新たな調整力の確保

分析結果より，変動性再生可能エネルギーの導入拡大にともなって原子力や変動性再生可能エネルギー以外の再生可能エネルギーの発電量が低下する結果が得られた。これは下げ代不足や調整力の制約によるものと考えられ，需要側を含めてこれらを確保する対策が必要になる。これより，地域別の火力設備の見通しを踏まえて特に火力の新設については，ユニット毎の下げ代や調整力の違い，蓄電池等の他の技術との競合も含めた上で適切な調整力の確保のための新設のあり方や必要な技術開発の検討が求められる。また，調整力だけでなく周波数，電圧の安定化等も含めたアンシラリーサービスを提供する設備として火力発電だけでなく再生可能エネルギーや揚水発電，蓄電池，需要側での対策も含めて広く検討されるべきである。

(3)　　蓄エネルギー設備の活用

分析結果より，蓄電池の導入は変動性再生可能エネルギーの普及拡大のために有効な対策と考えられる。再生可能エネルギーの主力として普及させていくためには蓄電池もしくは水素，熱を始めとした蓄エネルギー設備の活用が期待される。その際には kWh での需給バランスの確保を目的とした蓄エネ設備の利用に加えて，調整力を含む系統安定化の機能を提供しうることが期待される。本研究では蓄電池は全て系統側から制御可能であると想定しているが，需要側に設置された蓄エネ設備が系統運用者の指令に従って活用可能か否かも重要な課題になる。現在は VPP（Virtual Power Plant）の実証等によって蓄エネ設備の制御の可能性について検討されており，あらゆる蓄エネ技術の技術的な利用可能性について広く検討されるべきである。

(4)　　需要の柔軟化

本研究では需要は最適化の対象としていない。しかし，将来的に電気自動車の導入やデマンドレスポンスの活用によって下げ代の確保，調整力の提供を含め系統の状況に合わせて需要側の対応を求めることが期待される。また，需要側の分散電源を用いたマイクログリッド化の進展や小規模系統と基幹系統の協調も課題になる可能性がある。

4.3.7　今後の課題

本節では需要，再生可能エネルギーの発電パターン等を所与のものとし，線形計画法を用いて LFC 調整力の制約を考慮した経済的に最適な電源構成について分析した。モデルを用いた今後の定量的評価にあたり，以下の点が課題である。

モデルについては，電源運用の精緻化について電源の起動停止や火力の部分負荷運転による効率の低下を検討するための整数計画を利用したモデル化等の検討が課題である。需要については，人口減少等の減少要因と電気自動車等の増加要因を踏まえた将来的な需要の水準の検討および需要の柔軟化の検討が必要である。再生可能エネルギーについては，環境省，専門機関等の見通しを参照した上で地域偏在，導入上限，変動性再生可能エネルギー以外の導入の見込みを検討するとともに，予測誤差を含めた出力変動量の検討が課題である。連系線，系統の広域運用については，将来的な増強計画，調整力の広域運用のモデル化が課題であり，また，調整力の拡大として系統設備としての蓄電池の想定，需要家に置かれる蓄電池の取り扱い，および LFC 調整力以外の調整力の

検討が課題である。さらに，2040 年以降を視野に入れれば，2050 年の温室効果ガス削減目標の達成を目指したバックキャストでの分析や太陽光，風力，原子力等が調整力を提供できる場合についての分析も課題である。

4.3.8　結言

地理的に詳細な電源構成モデルに関して，特に低炭素エネルギーの短期的な出力変動に着目し，これに対する調整力を加味する「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案した。提案手法において，特に調整力として LFC 調整力に焦点を当て，2040 年の電源構成について分析した。分析結果より以下の結果を得た。

(1) エリア毎の再生可能エネルギーの偏在，需給バランス，調整力の制約等のために単純に変動性再生可能エネルギーの設置可能量の上限が緩和されれば，その分変動性再生可能エネルギーが入るわけではないことを明らかにした。
(2) 東京電力等の都市部では変動性再生可能エネルギーの導入余地が期待される一方で，北海道や九州では余地が乏しいことを明らかにした。
(3) 日本全体での設備の効率的な利用，設備の配置について長期的視点で再生可能エネルギーの受け入れ余地があるエリアを明らかにし，低炭素電源の導入を進めるための対策と政策を実行していく必要があることを明らかにした。
(4) 分析結果を踏まえて，導入拡大にあたっての発電技術，ネットワーク技術についての技術的な検討課題について整理した。

2040 年，2050 年は遠い未来ではあるが，2017 年に運転開始する FIT 認定済み発電設備は 2037 年までは運転している可能性が高い。現状の政策によって将来の設備構成が決まっていく可能性に留意しつつ，電力システムの安定化と脱炭素化を両立できるような設備形成について後付ではなく先を見越した対策と政策の検討が必要になる。

4.4　まとめ

本章では，東日本大震災後のエネルギー政策の転換において，日本の低炭素エネルギーの地理的な分布に偏りを踏まえて，特に低炭素エネルギーの短期的な変動に着目し，この対応に必要となる電力システムの調整力，特に LFC 調整力に着目した。この点を分析するために，調整力に関する制約条件を地理的に詳細な電源構成モデルにおいて明示的に考慮し，低炭素エネルギーの分布の偏りと調整力への影響を評価する「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案，構築した。提案手法を用いて，日本を対象に将来の低炭素エネルギーの普及可能性を評価し，日本の電力システムにおいてエリア毎の再生可能エネルギーの偏在，需給バランス，調整力の制約のために低炭素エネルギーのコスト低下と設置可能量の拡大だけでは再生可能エネルギー100%のような大幅な導入拡大の実現は難しいことを明らかにした。

2050 年の温室効果ガス削減目標の達成を目指していくためには，インフラ産業である電気事業の特性を踏まえつつ，普及が進む低炭素電源，分散電源を受け入れることができる設備構成を実現することが期待される。将来的に下げ代や調整力の課題の克服が必要となり，火力発電設備の進化，再生可能エネルギーによる調整力，蓄電池，需要側等の技術の進展が期待される。長期に影響を及ぼす FIT 等の現行の政策の見直しとともに，R&D の進展と新たな技術の社会的な普及，実装を視野に入れた政策の検討が求められる。そのためにも本章で示した低炭素エネルギーの短期的な変動に着目した分析手法を用いて，より精緻な分析を行うことが重要である。

第5章 電力市場への影響を考慮した評価モデルの構築

低炭素エネルギー資源の多くは, エネルギーとしての活用にあたって必要となる燃料費，運転費が小さく，固定費が大きい。卸電力市場，特にスポット市場では原則的に燃料費と運転費を中心とした限界費用に基づいて価格が決まるため, 低炭素エネルギーの大量導入は市場価格に大きな影響を及ぼす。特に短期的に発電量が大きく変化する低炭素エネルギー発電の拡大は，電力市場の価格変動に影響を及ぼし，発電設備投資に影響を与えることが指摘されている。特に，低炭素エネルギーの大量かつ急速な導入は短期的な影響として，卸電力市場価格の低下，火力発電投資収益の毀損，系統安定化のリスクの拡大といった課題をもたらすことが明らかになっている。低炭素エネルギーの持続的な普及のためには，これらの課題の影響について定量的に明らかにし，その上で必要な政策を検討することが求められる。

本章では，5.1 節で市場への影響を含めて現在検討されている低炭素エネルギー普及政策の概要を整理する。次に，5.2 節以降で，低炭素エネルギーの拡大における市場への影響とそれを考慮した政策の検討に資するために「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案，構築する。提案手法では，線形計画法を用いたコスト最小化により電源構成を分析した上で，その電源構成に基づいて，現在の市場運用を踏まえて市場価格を推計する。この推計価格に基づいて，低炭素エネルギー発電を含む発電事業の収益を地域毎に評価することで, 電力システムにかかる市場設計に関して低炭素エネルギーの普及に伴う論点とその評価手法を検討する。

分析結果より，日本においても低炭素エネルギーの大量かつ急速な導入は市場価格の低下を招き，地域によっては火力発電だけでなく，低炭素エネルギー発電自身の新規投資および設備更新に負の影響をもたらす可能性があることを明らかにした。特に北海道のような市場規模が小さいエリアでの発電投資の収益性の悪化が大きく，低炭素エネルギーの追加的な導入にかかる支援費用が大きくなる。この結果，地域によって低炭素エネルギーの導入のための政策的なコストの差が広がる可能性がある。持続的な低炭素エネルギー投資のためには，政策的に設備導入の歪みを解消し，国全体として望ましいエネルギーシステムを構築していくことが期待される。

低炭素エネルギーの持続的な普及拡大のためには, 電力市場への影響の拡大と影響の地域差について考慮する必要がある。本章では，そのための評価手法を提案，構築し，

市場への影響を踏まえた上で, 低炭素エネルギーを普及させていくための市場のあり方と制度のあり方について評価した。本モデルを用いることで低炭素エネルギーと市場, および制度のあり方について，より正確に評価することが期待される。

5.1　低炭素エネルギーに関する政策

5.1.1　日本の低炭素エネルギー政策の変遷

日本では 1973 年の第一次オイルショックを契機に石油に代わる代替エネルギーの開発が本格化した。特に石油代替エネルギーの開発，普及を目指して，1974 年に「サンシャイン計画」が始まった[101]。同計画は 2000 年まで継続され，日本の再生可能エネルギーの技術開発を大きく推し進めた。その中で，1980 年にはサンシャイン計画の推進機関として「新エネルギー総合開発機構」後の「新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）」が設立された。また，同年 10 月には「石油代替エネルギーの開発および導入の促進に関する法律」が施行された。1992 年には「太陽光発電による余剰電力の販売価格での買取制度」が電力会社の自主的な取り組みとして始まった。あわせて住宅用太陽光発電への補助金制度も開始された。1994 年には「新エネルギー導入大綱」が策定され，再生可能エネルギーを含む新エネルギーやコジェネレーションの導入についての指針が明確化された。その後，電力会社に対して一定割合以上の再生可能エネルギー発電の導入を義務付ける RPS（Renewable Portfolio Standard）制度が 2003 年に始まり，2009 年には住宅用太陽光発電の余剰電力買取が義務付けられた。2011 年の東日本大震災を契機に電力会社に対して再生可能エネルギーの固定価格での買い取りを義務付ける「固定価格買取制度（FIT）」が 2012 年からスタートし，再生可能エネルギーの導入，特に太陽光発電の導入が大きく促進された。FIT 制度に関しては，2017 年度より大規模太陽光発電とバイオマスについて，導入費用の逓減を目指して入札を導入している。

2019 年 3 月末現在で FIT 制度下で再生可能エネルギーである太陽光，風力，中小水力，地熱，バイオマスの導入量は，RPS 制度からの移行分も含めると約 5,700 万 kW に上る[102]。他方で，低炭素エネルギーの一つである原子力発電は，1966 年に事業用発電所として東海第一発電所の運転開始から，継続的な開発を目指して電源開発促進税等によって立地自治体への補助という形で環境整備に関する費用負担が進められてきた。しかし，2011 年の東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故を受けて，新たに原子力規制委員会が発足し，新しい安全基準の強化が進められた。原子力発電を保有する電気事業者は新たな基準への対応を求められている。

低炭素エネルギーの導入に関して，長期的には第 5 次エネルギー基本計画において再生可能エネルギーを主力電源と位置付けて，2030 年のエネルギーミックスにおける電

源構成目標の実現を目指し，再生可能エネルギーの主力電源化への布石としての取組を早期に進めることを掲げている。原子力発電についても安全が確認できた設備の再稼働を検討している。他方で FIT 制度による 2019 年度の買取費用総額は 3.6 兆円に達しており，原子力についても安全対策費用が拡大している。足元では低炭素エネルギー普及に伴う国民負担の抑制との普及促進を同時に進めるという課題に直面している。また，2009 年に開始された余剰電力買取の契約期間が 10 年で終了するため，新たな買い取り先の検討が必要となる問題（2019 年問題）に直面している。2030 年の目標達成およびそれ以降の持続的な普及のためには，2019 年問題の住宅用太陽光を含めて FIT の買い取り期間が終了していく中で，持続的な再生可能エネルギーの普及策の検討が必要になる。これを受けて経済産業省は低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギー政策について現行の FIT 制度の抜本的見直しを目指して政府審議会での議論を進めているところである。諸外国を見ると欧州では，FIT から FIP（Feed-in Premium）や入札への政策変更を進めており，米国では RPS を中心に投資減税等を活用することで再生可能エネルギーの普及を進めている[103]。これらの制度も含めて，日本における FIT 制度の見直しにあたっては，政策の特徴と低炭素エネルギーの特性を改めて検討する必要がある。

5.1.2　代表的な再生可能エネルギー普及政策の概要

低炭素エネルギー，特に再生可能エネルギー発電の普及政策には，直接的に補助金を出す政策から価格にプレミアムを乗せるもの，また，発電量の目標値を課すものから，温室効果ガスを排出しないことに対するプレミアムを乗せるものまで多彩である。代表的な政策について現在検討されている代表的な再生可能エネルギー投資にかかる政策について，その特徴を整理する（表 5-1）。

表 5-1　再生可能エネルギーの代表的な普及促進政策

	政策	メリット	デメリット	主にリスクを負う主体	課題等
価格の規制	FIT （固定価格買取制度）	収益性の見通しが容易	適切な価格設定が困難	需要家	・長期的なコスト水準の正確な見通し ・統一価格の場合，再エネの種類，普及地域のリバランスを促す
	カーボンプライシング （炭素税）	部門横断的にコスト効率的な対策を促す	国全体のコスト増を招く可能性	化石燃料利用事業者 需要家	・国民負担の許容水準の検討，カーボンリーケージへの配慮 ・統一価格の場合，再エネの種類，普及地域のリバランスを促す
	補助金 （投資減税）	直接的に働きかけられる	透明性，公平性の確保	補助金（減税）非対象者	・補助（減税）の水準の決定 ・技術間の公平性の確保
	FIP （プレミアム固定制度）	売電価格が卸市場と連動	長期での適切なプレミアムの設定が困難	再エネ発電事業者	・長期的な需給の正確な見通し ・統一プレミアムの場合，再エネ種のリバランスを促す
	入札	価格と量の両面で規制が可能	適切な価格設定が困難	再エネ発電事業者	・長期需給の正確な見通し ・統一価格の場合，再エネの種類，普及地域のリバランスを促す
	再エネ価値取引	再エネに対する需要を反映	取引価値の不安定性	再エネ発電事業者 小売電気事業者	・再エネ需要の長期的な動向の把握 ・統一取引の場合，再エネの種類，普及地域のリバランスを促す
	カーボンプライシング （排出量取引）	コスト効率的な技術導入を促す	電力部門と他部門の環境コストに関する不公平性	化石燃料利用事業者 需要家	・部門間の公平性の確保 ・統一市場の場合，再エネの種類，普及地域のリバランスを促す
量の規制	RPS	長期見通しなど量的な政策目標との連動が容易	価格の不安定性	再エネ発電事業者 小売電気事業者，需要家	・長期需給の正確な見通し ・量的目標の見直し（統一目標の場合，再エネの種類，普及のリバランス）

FIT は買取価格が固定され，発電した電力の買取も保証されるため発電事業者にとってキャッシュフローの見通しが立つことが大きなメリットであるが，政策費用が高くなる傾向にある。炭素税は再生可能エネルギー発電に限らず，広く低炭素政策への支援という形で効率的な政策であるが，一般的に発電部門は温室効果ガス削減の限界費用が他の部門よりも高い。特に日本では炭素税の導入が再生可能エネルギー発電の導入促進につながるかについては，慎重な議論が必要である [27]。よって，本章では特に炭素税（カーボンプライシング）に焦点をあてて分析した。また，補助金として直接的に再生可能エネルギーを支援することは政策決定者の意図を反映しやすいが，意思決定の透明性ならびに再生可能エネルギーの主力電源化という観点から長期に渡って補助し続けるこ

[27] 文献[30]では日本を対象とした代表的なモデルの試算結果を比較している。結果より，世界の限界削減費用の均等化した時の日本のエネルギー構成について，各モデルの計算結果の違いが大きい。このため，限界削減費用と炭素税（カーボンプライシング）の導入の影響について，モデル，研究者によって見方が異なっている。

とには議論の余地がある。FIP は市場価格にプレミアムを乗せて買い取る制度であり市場との連動が期待される。他方で，市場価格が低下する場合には更なるプレミアムが必要となり，再生可能エネルギーが入れば入るほど支援費用が上昇する。入札は量，価格の両面で政策的に設定可能であることが強みであるが，政策当局者が検討する水準が市場が求める水準に十分であるかは入札の結果を見ながら判断することになる。再生可能エネルギー価値取引や RPS は，目標となる導入量の設定次第で価格が変動することが再生可能エネルギー事業者にとってリスクになる。排出量取引は炭素税と同様に低炭素政策への公平性という意味では有用であるが，欧州において長く炭素価格が低迷した事例があり，FIT 等による再生可能エネルギーの拡大がこの低迷に影響を及ぼしているとも言われる[104][105]。このため，他の政策との関係性や価格の安定性は事業者にとってのリスクになる。

2 章で整理した既往研究が示すとおり，卸市場価格が低迷し，卸市場での売電だけでは収益が十分ではない場合には，発電設備の追加投資が進まず，設備の寿命とともに低炭素電源設備容量が減少していくことが懸念される。この時，設備のリプレースおよび追加投資を促すためには何らかの政策が必要になる。よって政策を評価するためには市場への影響を定量的に評価していくことが必要になる。特に日本では低炭素エネルギーと市場の関係について，直接低炭素エネルギーに働きかける政策に加えて，ベースロード電源市場や非化石価値取引市場等，低炭素エネルギーを取り扱う市場が検討されており，新たな市場の有効性や制度設計および他の市場への影響を評価することも求められる。これらについての定量的な評価のためには，低炭素エネルギー普及拡大時の市場への影響を評価するためのモデルが必要となる。

以下では，この低炭素エネルギー普及拡大に伴う市場への影響を考慮した「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案する。また，同モデルを用いることで長期的な低炭素エネルギーの普及を目指して，FIT の買い取り期間終了後の設備について適切にリプレースを進め，かつ追加的に投資を進めていくための政策についても検討する。

5.2　低炭素エネルギーの収益性と市場への影響評価の事例

低炭素エネルギーの特性として，特にバイオマス以外の再生可能エネルギーや原子力発電は，運転中の燃料費がかからないか，従来型発電に対して大幅に低い点が挙げられる。つまり，維持費を含めても運転時の費用が火力発電等と比べて圧倒的に低いため，初期投資を回収するために燃料市場の市況によらず発電することとなる。欧米では再生可能エネルギー優遇政策による再生可能エネルギーの優先給電と運転時のコストの低さを背景に電力市場に大量の再生可能エネルギー由来の電力が流れ込むことで需給が緩和し，卸市場価格が引き下げられ，結果として卸市場価格が負となる，いわゆるネガティブプライスが発生している。Sensfuß et al.[32]は供給曲線のシフトによる電力の価格低下と，それに伴う消費者便益の拡大は再生可能エネルギー発電促進の補助に係る政策コストを上回ると指摘している。再生可能エネルギーの導入拡大のメリットが期待される一方で，卸電力市場での価格低下が発電設備投資の阻害要因となっている。これらの点を含めて，低炭素エネルギー政策が市場に与える影響と，そのための政策的対応について研究が進められている。本章では，低炭素エネルギーの普及と市場への影響について検討する。

2 章で示したとおり，欧米では低炭素エネルギーの導入と市場価格への影響について多数の研究例が報告されている[42]~[46]。また，日本の分析例としても将来的に市場価格の低下が指摘されており，2030 年の市場価格の見通しや，それに伴う発電事業の収益性への影響についても指摘されている[33][34][49][50]。これらより，日本でも欧米と同様に低炭素エネルギーの大量導入によって卸市場価格が低迷し，更に低炭素エネルギー自身の価値も減じることが考えられる。その結果，低炭素エネルギー発電のコストダウンが進んでも，卸市場での売電では十分な収益が得られず，発電設備の追加投資，更新投資が進まない可能性が考えられる。低炭素エネルギーを持続的に導入拡大していくためには，低炭素エネルギーの収益性を確保していく必要がある。

既往研究では，市場価格の評価について，理論的な価格を中心に分析されている。将来的な低炭素エネルギーの収益性を評価するためには，理論的な価格とともに現実の市場設計や市場運用を加味した評価が求められる。本章では，卸電力市場価格について，将来の電源構成を基に，特に現実の市場設計，市場運用を加味した「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案する。同モデルを用いて日本での持続的な低炭素エ

ネルギー投資にかかる政策とその課題について検討する。

まず，5.3 節で発電設備についてコスト順に並べた供給曲線を用いた評価により，将来的に低炭素エネルギーが普及し，供給曲線がシフトすることによる発電投資への影響について概念的な整理も含めて分析を行う。次に，5.4 節で低炭素エネルギーの普及による影響について，「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案し，日本国内の地域毎の低炭素エネルギーの普及の違いやシステムの違い，および現実の市場運用を考慮した上で，低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響を評価する。最後に 5.5 節では，前節の分析を踏まえて現時点で低炭素エネルギーの普及拡大が進んでいる北海道，九州，東北を対象に，特に太陽光発電，風力発電の投資の収益性と代表的な政策による影響について評価する。

5.3　低炭素エネルギーの普及と発電投資への影響に関する評価

本節では，日本の電力システムにおける再生可能エネルギー発電の導入状況を加味し，現在と将来の設備構成の違いによる影響を検討する。特に，市場価格への影響について，太陽光発電の導入に伴って供給曲線がシフトするメリットオーダー効果を考慮し，将来の設備更新と新規投資に関する課題について分析する。

本節の分析では，太陽光発電の普及が進んでいる九州電力管内を対象とする。供給曲線の推計にあたり，発電コスト，需要，設備容量等の各種情報について，発電コスト検証ワーキンググループ[73]等の各種文献を参照した。その上で，2030 年時点での低炭素エネルギーの導入拡大を想定した時の供給曲線を推計した。

5.3.1　供給曲線の推計条件

需要については，九州電力 HP 資料より 2013 年の年間の需要データを用いた[106]。火力発電，原子力発電等の設備容量は，九州電力発表資料等より現状の設備容量，新設計画および運転開始年数からの耐用年数を考慮して表 5-2 の通り想定した（原子力発電については 60 年までの運転延長を想定）。なお，供給曲線の推計において揚水発電等の蓄電技術の活用は考慮しない。

表 5-2　設備容量の想定（九州電力管内）（単位：万 kW）

	2015	2020	2025	2030	2035	2040
原子力	0	470	470	470	470	470
石炭	406	506	506	466	396	286
LNG	452	458	338	278	278	209
石油	485	328	229	179	129	129
一般水力	174	175	175	175	175	175
揚水	230	230	230	230	230	230
その他	90	90	90	90	90	90
小計	1,837	2,257	2,037	1,887	1,767	1,588

供給曲線を描く際の発電コストについては, 現状と 2030 年のコストデータについて, 発電コスト検証ワーキンググループ[73]を参照した。特に原子力発電と一般水力発電以外の低炭素エネルギーの設備容量想定については，経済産業省資源エネルギー庁，固定価格買取制度情報公表用ウェブサイトより，2014 年 3 月末時点の導入量を現状の値とし，将来値の想定については認定量も含めて想定する。これらより 2013 年の供給曲線を推計するとともに，将来的な低炭素エネルギーの普及時の供給曲線を推計する。低炭素エネルギーについて, 特に太陽光発電については 1990 年から 2012 年までの気象庁の日射量の平均値から毎時の出力変化を推計した。

5.3.2　結果と考察

以上の各種データより，九州電力管内の供給曲線を描いた（図 5-1）。図 5-1 より，九州電力においても再生可能エネルギーの導入拡大によって, 供給曲線が将来的に右にシフトすると見込まれる。現状の設備容量の構成に対して将来的に設備容量が変化し，低炭素エネルギー, 特に再生可能エネルギーが増えていくことで需要曲線との交点が下がるため，市場価格が低下する。この時，変動費用が最も高い限界電源は主に石油火力から石炭火力に変わっていくため, 年間を通じた石油火力の設備利用率も低下すると見込まれる。また，図 5-1 で示すとおり，再生可能エネルギーについて単純に想定出力を積み上げた簡易な分析でも, 再生可能エネルギーだけで昼間の最低需要を賄えることに

なる。この点について，実績として 2018 年より九州本土において，特に晴天の昼間に需給が大幅に緩和し，太陽光発電および風力発電の出力抑制が発生するようになり，その時の市場価格が大幅に低下している。本試算は概算ではあるが，2018 年現在で九州電力管内で起きている状況について，その傾向を示している。

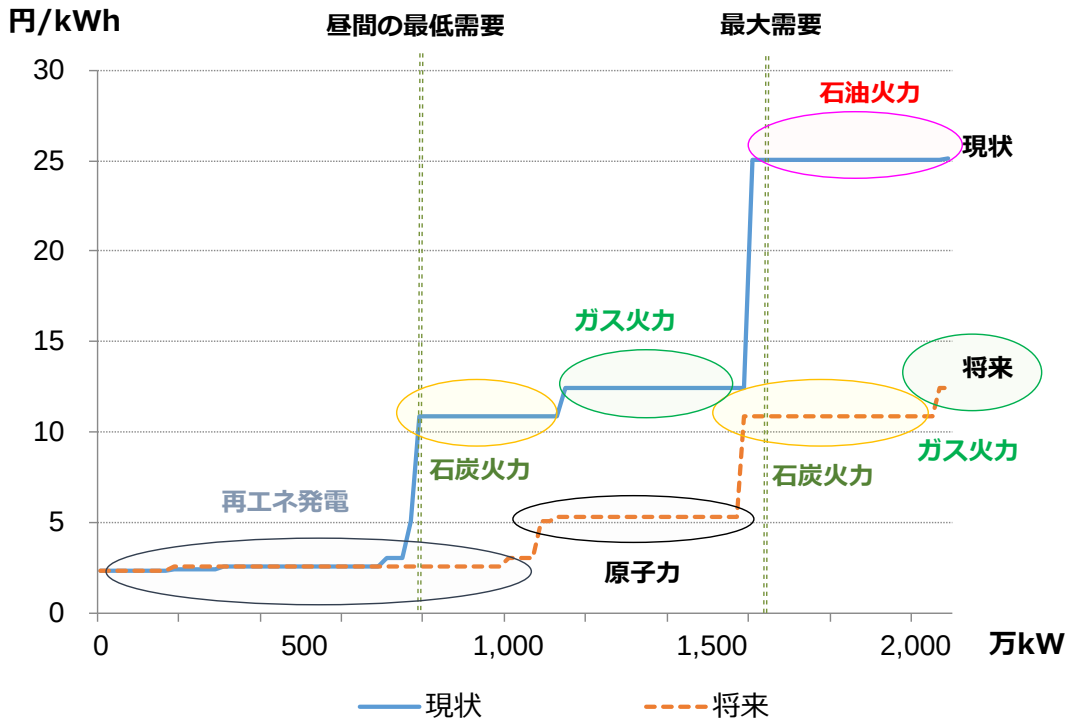


図 5-1 再生可能エネルギー発電導入拡大時の昼間の供給曲線と需要のイメージ（九州電力管内）

図 5-1 で示した供給曲線に対する毎時の需要曲線との交点をその時の市場価格として，年間の九州電力管内での市場価格を推計する。図 5-2 に九州電力管内において現在よりも再生可能エネルギーが増加した 2030 年の夏（8 月）の平均的な日負荷曲線とその時の市場の推計価格および 2019 年 8 月の日本卸電力取引所（JEPX）の平均価格[76]を示した。供給曲線を用いた市場価格の分析より，昼間は需給が緩和するために推計価格が低下し，需給がタイトになる夕方にかけて価格が上昇していく結果が得られる。昼間は運転費用が低い太陽光発電が大きなシェアを占めているが，夕方にかけて太陽光発電が発電しなくなる。この時，昼間は運転費用が最も高い限界電源がガス火力であるのに対して，夕方にかけてさらに費用が高い石油火力にシフトしていくためである。

また，2019 年 8 月の JEPX の実績を見ると，2030 年を対象に推計した推計価格と類似の形状をしており，九州電力管内では既に急速な太陽光発電の導入が市場価格に影響を及ぼしていることが窺える（図 5-2）。2030 年を想定した推計価格と 2019 年の JEPX の実績の比較において，推計価格の絶対値の違いは化石燃料価格の見込みの違いの影響によるものと考えられる。例えば，推計において参照した発電コスト検証ワーキンググループ[73]では，2030 年で原油価格を 127.5 $/bbl（為替レートは 105.24 円/$）と見込んでいるのに対して，2019 年 8 月の原油価格は 54.8 $/bbl（為替レートは 106 円/$前後で推移）である[107]。

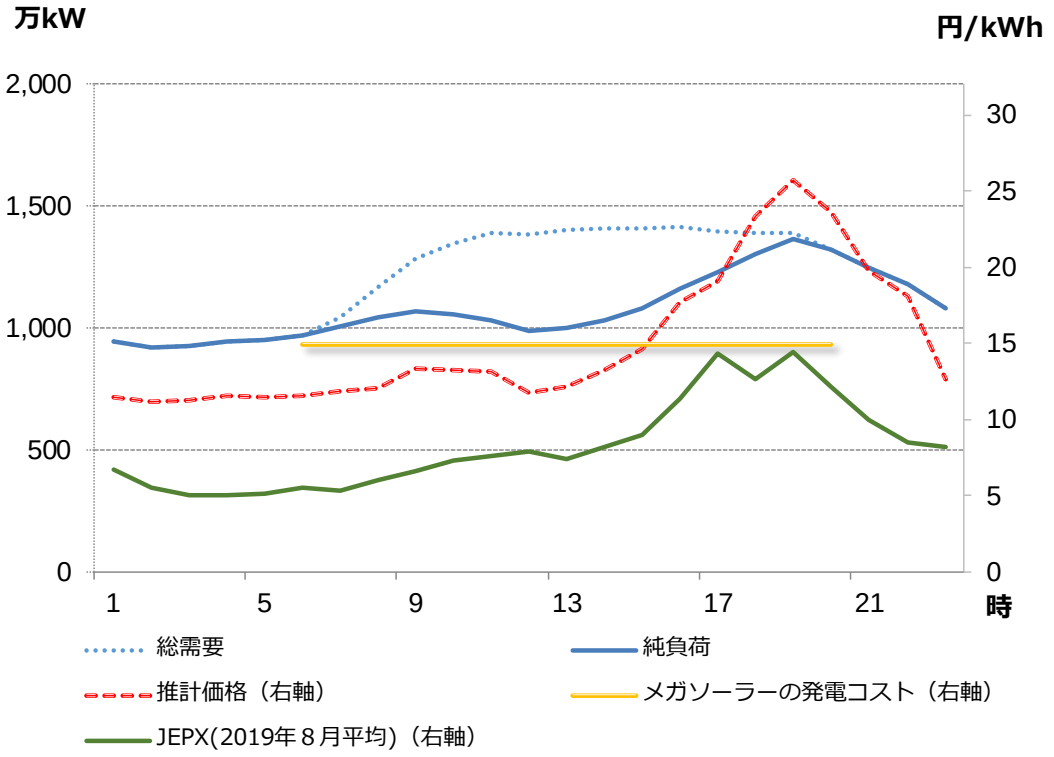


図 5-2 2030 年の 8 月の日負荷曲線（九州電力管内）と JEPX スポット価格

注：メガソーラーの発電コストは，発電コスト検証ワーキンググループ[73]を参照。純負荷は需要から太陽光発電の発電量を除いたものを純負荷と定義

上を踏まえて，供給曲線の推計とそれを踏まえて推計した市場価格より，九州電力管内での太陽光発電の設備更新および新規投資に関して検討する。FIT 制度の下で導入され投資費用の回収が終わった再生可能エネルギー発電は，運転費が低いため FIT 等の優遇措置がなくとも継続的に発電し，電力の買い手がつくと考えられる。一方で再生可能エネルギー発電設備の新規投資，もしくは導入済み設備の更新投資については，再生可能エネルギーの普及により卸電力価格が低下するため，単純な市場における売電だけでは収益性が十分でない可能性がある。つまり，特に九州電力管内の例では，太陽光発電が発電できる時間帯の売電価格が低くなり，固定費を含めた太陽光発電の発電コストを下回る価格でしか売電できないリスクが考えられる。よって，何らかの優遇策がなければ発電事業者にとって，太陽光発電を含む発電設備への新たな投資には収益リスクが有る。また，FIT 制度で認定を受けた太陽光発電には優先的に給電させる制度（優先給電）があるため，認定を受けていない新規導入設備は先に出力抑制されるため，発電できない可能性もあり，売電価格の低迷に加えて収益機会のリスクも懸念される。

図 5-3 では，図 5-1 および図 5-2 で想定した将来の需給バランスでの新規の太陽光発電設備の kW あたりの年間収益と固定費の投資回収年数に関して，その時点での導入済みの太陽光発電の設備容量との関係を示した。九州電力管内の認定済み太陽光発電設備の容量は 2016 年 2 月現在で約 1,700 万 kW に上る。更に大規模に導入が進むほど回収年数が長くなり，新規投資，更新投資のリスクが拡大する。このため，更なる普及拡大のためには発電設備のコストダウン[28]や，何らかの支援策の検討が求められる。

[28] エネルギー基本計画はコスト目標として 2030 年に太陽光 7 円/kWh，風力 8～9 円/kWh を掲げる[4]。

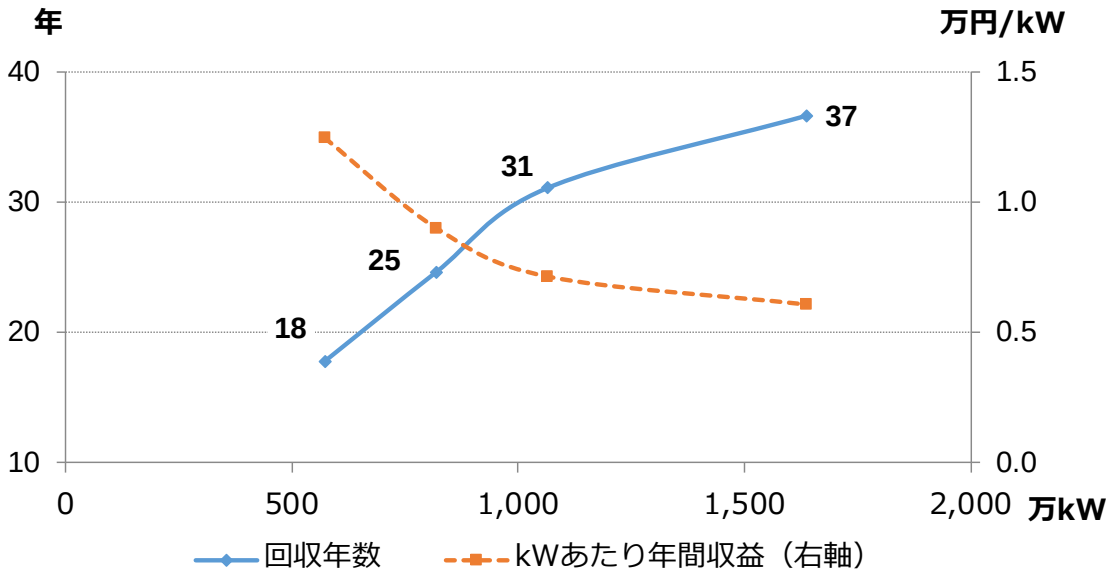


図 5-3 太陽光発電の導入済み設備容量と年間収益，固定費の回収年数（九州電力管内）

5.3.3　結言

本節では，再生可能エネルギーの大量導入が電力市場，発電設備投資に与える影響について，九州電力を例に供給曲線をベースに簡易な分析を行った。既往研究より再生可能エネルギーの大量導入は，短期的な影響として卸電力価格の低下，火力発電投資収益の毀損，系統安定化のリスクといった課題をもたらすことが明らかになっている。これに加えて本節での分析結果より，長期的な影響として継続的な再生可能エネルギー発電投資および設備更新についても負の影響をもたらす可能性がある。

次節ではこの点を踏まえて，日本全体としての影響について検討するためのモデルを提案，構築し，低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響を評価する。

5.4　低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響評価

本節では，前節での供給曲線を用いた簡易な分析を踏まえて，低炭素エネルギーの普及による市場への影響について，日本国内の地域毎の低炭素エネルギーの普及の違いやシステムの違いおよび現実の市場運用を考慮した上で，地域毎の差異を踏まえた「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案する。同モデルを用いて低炭素エネルギー普及のための政策費用を推計する。

5.4.1　提案評価モデルの概要

本分析では，低炭素エネルギー普及時の需給バランスおよび電源構成を評価するために 4 章で用いた最適電源構成モデルを基本としてモデルを構築する。なお，計算量の縮減のため 4 章モデルの制約条件において(4-20)式，(4-21)式の LFC 調整力制約は考慮せず，これ以外の需給バランス制約，設備容量制約，連系線制約等を考慮する。また，地理的解像度についても，沖縄エリアを除く 9 エリア単位に集約し，時間単位は 1 時間とすることで計算量の縮減を図った。

その上で，本節で提案する「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」は，電源構成モデルの分析によって得られる電源構成に基づいて，現実の市場運用を考慮し，電力市場への影響として市場価格を評価する。提案手法を用いることで低炭素エネルギーの普及拡大による市場価格への影響を評価する。最適電源構成の評価の前提条件は，4 章の設定を踏まえて以下のとおりとする。また，提案手法による本分析での市場価格の推計の考え方を後述する。

(1)　前提条件

- 計算量の縮減のために，対象地域は沖縄電力を除く 9 電力単位とする。
- 2030 年を分析対象年とする。
- 電力需要は 2028 年までの広域機関見通しから横ばいとする[108]。
- 再生可能エネルギーの導入量は長期エネルギー需給見通し[2], および広域系統整備委員会想定（シナリオ①）[88]の 2030 年の値を参照する。
- 需要と再生可能エネルギーの発電パターンは文献[19]を参照し想定する。
- エネルギー価格は IEA(2018）[109]の NPS（New Policies Scenario）の値を用いて

年間の価格とした。2030 年で原油は 96 $/bbl，天然ガスは 10.0 $/MMBTU，一般炭は 88 $/t で為替レートは 120 円/$とした。実際のエネルギー価格は季節の需要変化によって日ごと，月ごとに変化するが本節では年間一定とした。

- その他費用は発電コスト WG を参照する[73]。
- 発電設備は各社発表資料より想定し，原子力発電所は長期見通しの水準と同程度の日本全体で約 3,000 万 kW と想定する（表 5-3）。

表 5-3　2030 年の発電設備容量の想定（単位：万 kW）

	石炭	石油	LNGST	LNGGCC	原子力	水力	太陽光	風力	地熱	バイオマス	揚水
北海道	139	33	0	112	200	144	192	229	7	30	101
東北	612	0	0	484	293	365	1,041	456	84	81	46
東京	856	378	0	3,112	580	412	1,605	41	1	173	1,409
中部	544	45	134	1,160	349	341	802	40	1	97	460
北陸	226	0	0	42	131	270	92	18	0	8	0
関西	439	292	211	1,271	746	392	563	31	0	73	458
中国	577	103	0	253	212	117	504	57	0	72	213
四国	359	0	0	57	86	94	246	41	0	57	70
九州	590	145	0	297	400	203	1,322	84	63	107	230

- 市場価格は運転中の電源の限界費用（詳細は後述）で決まるとし，特に北海道本州間，九州本州間，東京中部間の 3 箇所の市場分断を考慮する。
- なお，各エリアで 1 万 kW 以上の再生可能エネルギーの出力抑制が発生する場合は需給バランスにおいて余剰が発生している状況とみなし，現在の日本卸電力取引所（JEPX）の市場運用を踏まえて市場価格は最低入札価格である 0.01 円/kWh[110]とする。
- 地域間連系増強の計画および連系線の空き容量は，広域機関見通し[111]を参照する。
- 低炭素エネルギーの政策費用として市場価格と発電コストの差を補てんするとした時の費用額を推計する。具体的には，推計市場価格が発電コストの見通し[29]を下回る水準となる場合には，さらなる低炭素電源の普及には一定の利益（本試

[29] 太陽光，風力は政府見通しより，それぞれ 7 円/kWh，8.5 円/kWh（厳密には 8~9 円/kWh）[4]とし，その他の低炭素エネルギーについては発電コスト検証ワーキング資料[73]を参照し，原子力は 8.8 円/kWh，他再生可能エネルギーは 10.8 円/kWh とした。

算では 1kWh あたり 1 円の利益と想定）を含めた経済的な支援が必要になると想定し，この必要な費用について以下の式より推計する。

支援費用＝（発電コスト＋利益（1 円/kWh）－推計市場価格）×発電量　　(5-1)

(2)　　市場価格の推計方法

市場価格の推計については，既往研究でいくつかの推計方法が示されている。最適電源構成から得られる電源構成における電源の限界費用を市場価格とみなす分析[33]，線形計画法における制約条件のシャドープライスを市場価格の指標とする分析[20]，均衡価格を推計する[49]等の例がある。[20][33]の分析は，市場価格について理論値やそれに準ずる値を推計しており，必ずしも現在の市場の運用を考慮した推計値ではない。本節で提案する「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」では，将来的な市場影響を評価するために，特に足元での市場運用と制度の影響を考慮する。

市場価格の推計にあたり永井ら[33]を参考に，ある時間断面で稼働している電源の中で変動費用（燃料費, O&M 費[73], CO_2 対策費の合計）が最も高いものを限界電源とし，その変動費用を当該時間の限界費用として市場価格（エリアプライス）とする。その上で，既往研究で明示的に考慮している例の少ない，現行の JEPX の運用に関して市場分断を加味した市場価格の推計を行う。具体的な推計手順は図 5-4, 図 5-5 のとおりとし，エリアの分断対象として北海道，九州，北海道を除く東日本，九州と沖縄を除く西日本の最大で 4 つのエリアに分断することを想定する [30]。

[30] 日本の市場分断に関する推計手順について，Yoshihara et al.[49]を参照し想定した。

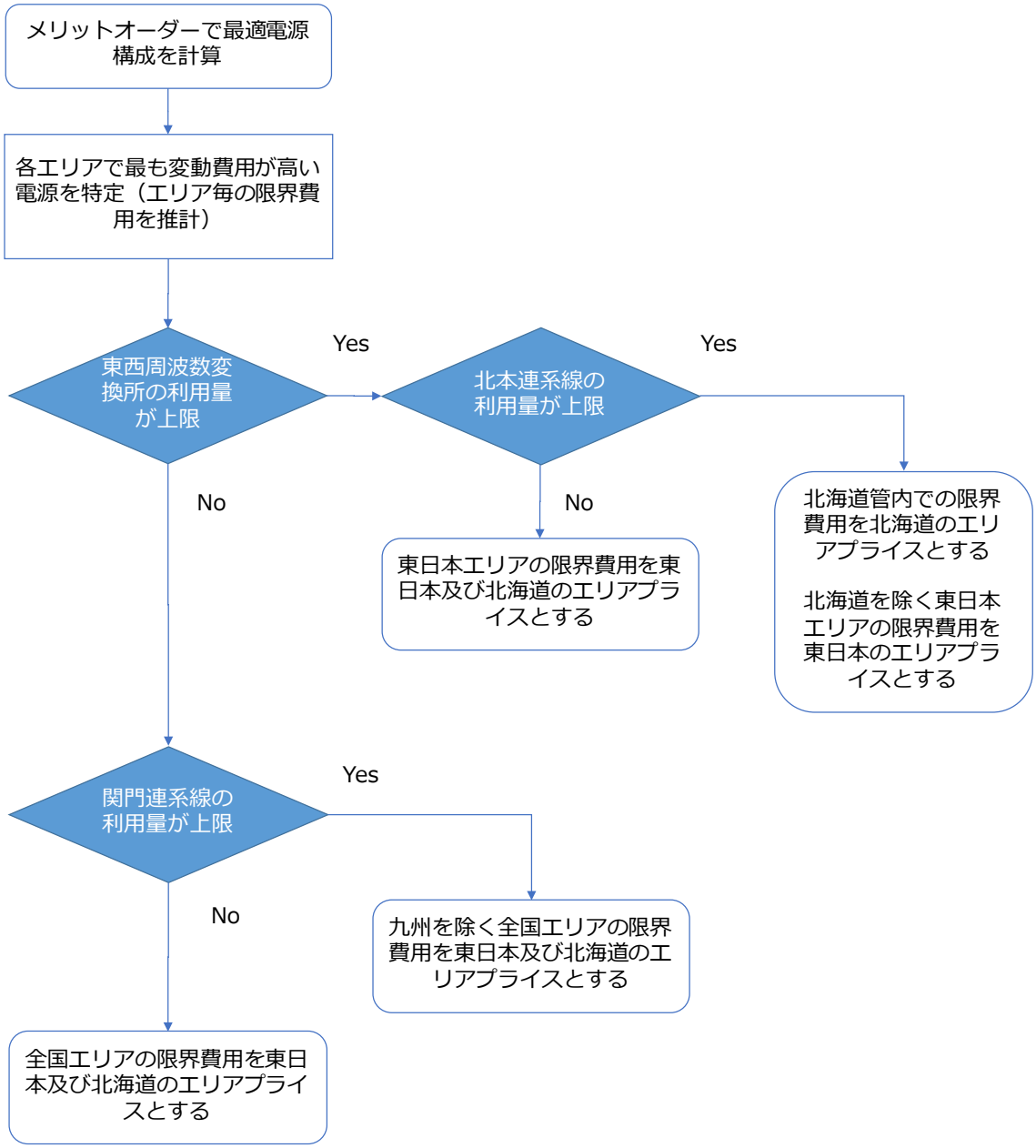


図 5-4　東日本の市場分断とエリアプライスの計算フロー

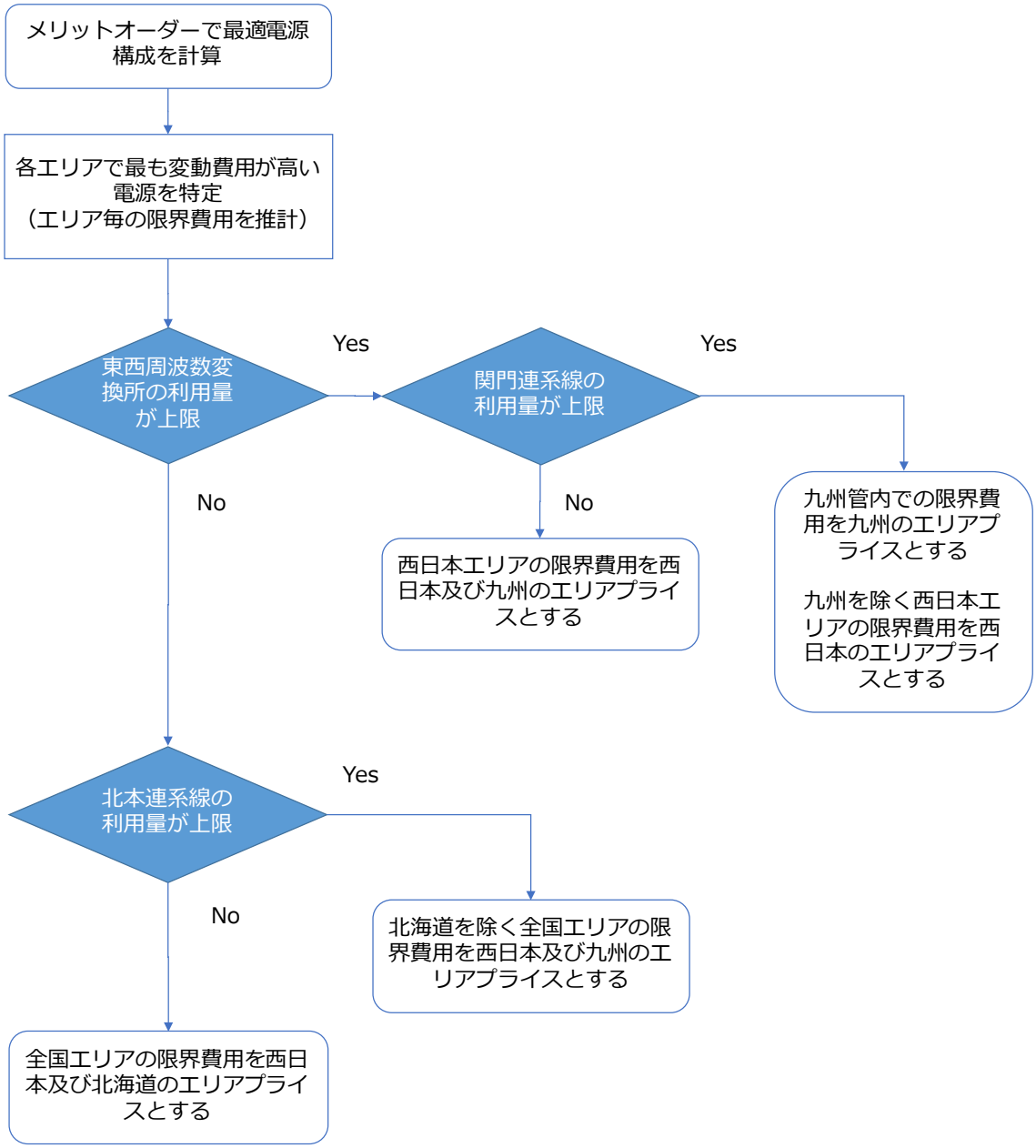


図 5-5　西日本の市場分断とエリアプライスの計算フロー

(3)　　低炭素エネルギーに関するケース想定

低炭素エネルギーの普及の想定について, 長期エネルギー需給見通しを踏まえてケース分析を行う。再生可能エネルギーについては，長期見通しの 2030 年の再生可能エネルギー導入量を想定したケースをベースケースとし, 原子力発電は長期見通しのシェアを満たす水準として再稼働と運転延長を考慮する。その上で，ケース分析として追加的に低炭素電源を増加させた時の影響を評価する。具体的には，風力，太陽光は長期見通しの想定からそれぞれの設備容量を 3 倍，5 倍としたケースを想定する。設備容量の規模としては，太陽光 3 倍では沖縄を除く 9 エリア計で 1 億 9,000 万 kW，風力 3 倍では同じく 3,000 万 kW となる。この他の低炭素エネルギーについて，原子力については各エリアに追加で 100 万 kW ずつ，その他再生可能エネルギー（水力，地熱）は各エリアでそれぞれ 100 万 kW ずつ追加した計算をそれぞれケース分析とした。

5.4.2　結果と考察

2030 年の分析に先立ち，2018 年の発電設備容量およびエネルギー価格の実績に基づいて市場価格の分析を行った。分析結果より，2018 年の日本の平均システムプライスは 10.52 円/kWh（JEPX[76]より）に対して，モデル計算での 4 地域の年間の単純平均推計価格は 10.75 円/kWh となり，本節の提案モデルは一定の精度があることを示した。

上を踏まえて 2030 年のベースケースの分析結果を示す。東京, 東北および西 5 社（北陸，中部，関西，中国，四国）の推計市場価格は，高効率ガス火力の費用（8.1 円/kWh）と同程度となる。本試算では将来的にエネルギー価格が上昇する想定ではあるが，他方で原子力の再稼働や再生可能エネルギーの普及が進むため, 需給が緩和し市場価格が低下するものと推計される。この結果より，2030 年では高効率なガス火力発電設備でも卸電力市場からの収益だけでは収益を得ることが難しい（図 5-6，図 5-7）。また，太陽光発電，風力発電の更なる大幅な普及を前提とすると，特に市場分断が発生する北海道では市場価格の低下が顕著になる。

以上より, 日本全体としては既往研究で示されるとおり, 低炭素電源（太陽光, 風力）の拡大によって推計市場価格は低下傾向になる。また，地域毎に見ると市場分断の影響および太陽光発電，風力発電の導入想定の地域的な偏りの影響によって，市場価格の低下幅は地域によって差が広がる。

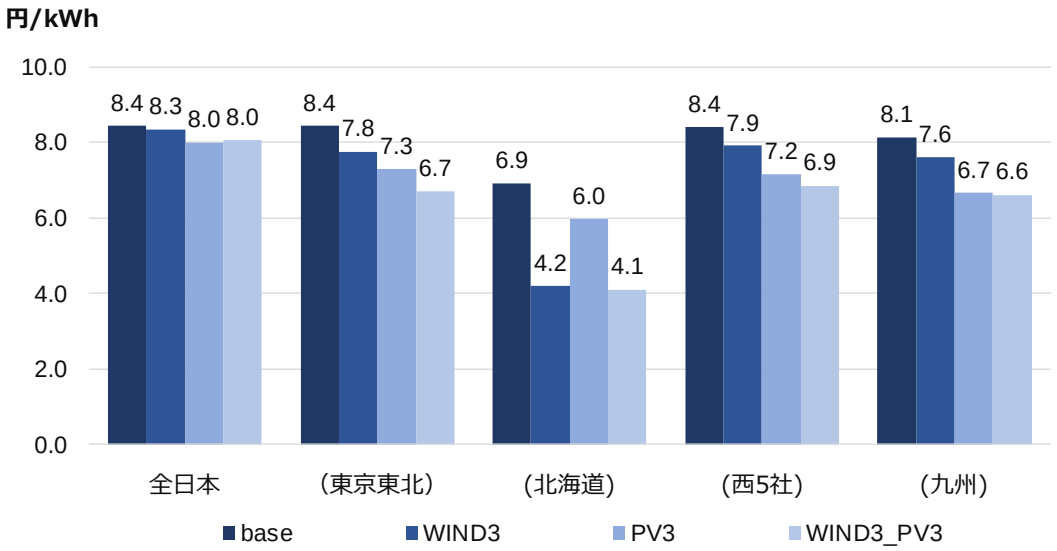


図 5-6　低炭素電源の普及と推計市場価格(変動性再生可能エネルギー3 倍ケース)

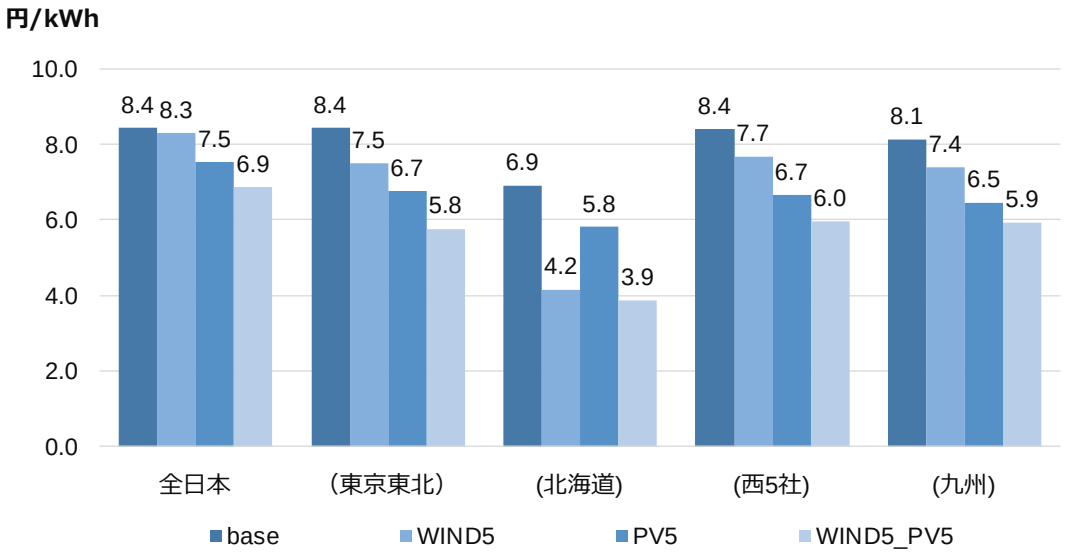


図 5-7　低炭素電源の普及と推計市場価格(変動性再生可能エネルギー5 倍ケース)

また，図 5-8 および図 5-9 より，低炭素電源の追加量の増加に対し追加支援費用が増加していく。(5-1)式に基づいて沖縄を除く 9 電力エリアの太陽光，風力をそれぞれ 3 倍にした時の支援費用を推計すると，設備容量の増加によって低炭素電源の発電量が 1,246 億 kWh 増加するのに対して，これに対する支援費用は 2,320 億円/年程度となる。太陽光, 風力が 5 倍の時は低炭素電源の発電量は 1,927 億 kWh 増加し, 支援費用は 5,525 億円/年程度となる（図 5-8，図 5-9）。これは，電源の価値の視点から見れば，再生可能エネルギーの普及によって再生可能エネルギー自身の価値が低下する（本分析では支援費用が増加する）ことを意味し，これについては日本および欧米を例にした分析においてカニバリズム効果として報告されている[34][43]。

地域別には, 市場規模が大きい東京エリアに対して市場規模が小さいエリアでは追加量に対して支援費用の増加幅が大きくなる。これは，市場規模の大きいエリアでは低炭素エネルギーの普及量に対して市場価格の低下幅が相対的に小さいためである。参考として東京エリアにおいて太陽光，風力を長期見通しの設備容量から，それぞれ 5 倍にした場合は低炭素電源の発電量が 586 億 kWh 増加するのに対して支援費用は 1,352 億円/年程度となる。また，いずれのエリアでも低炭素エネルギーの追加量に応じた支援費用は，線形に増加するのではなく，指数関数的に増加していく傾向が窺える（図 5-8，図 5-9）。

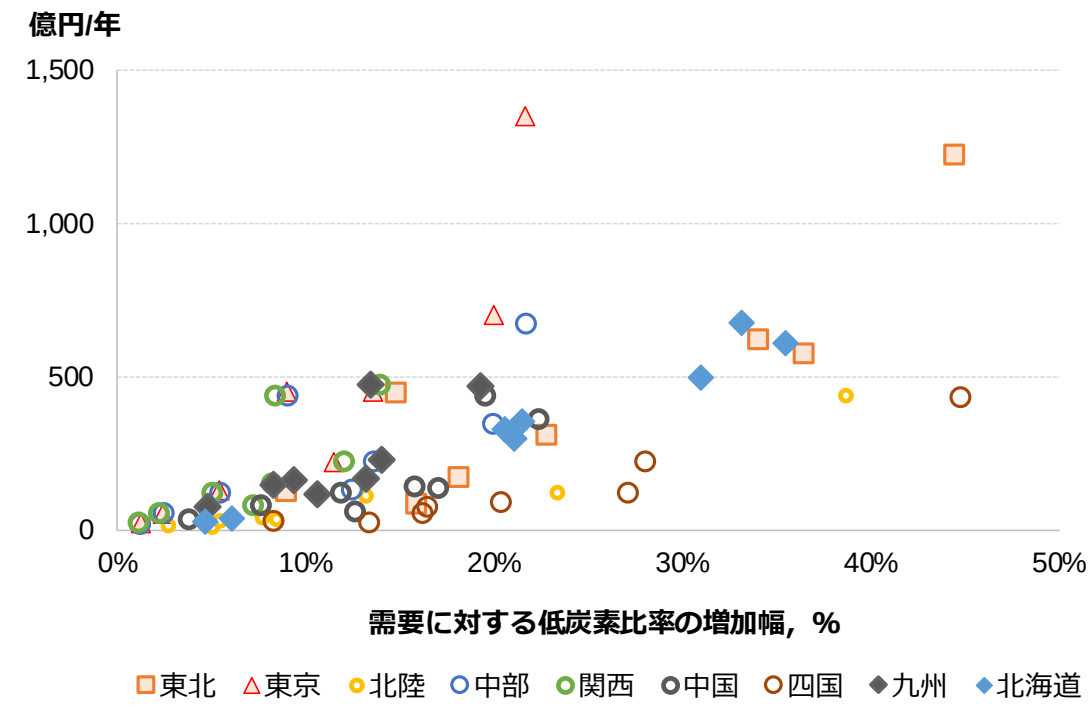


図 5-8　低炭素電源比率の増加と追加支援費用

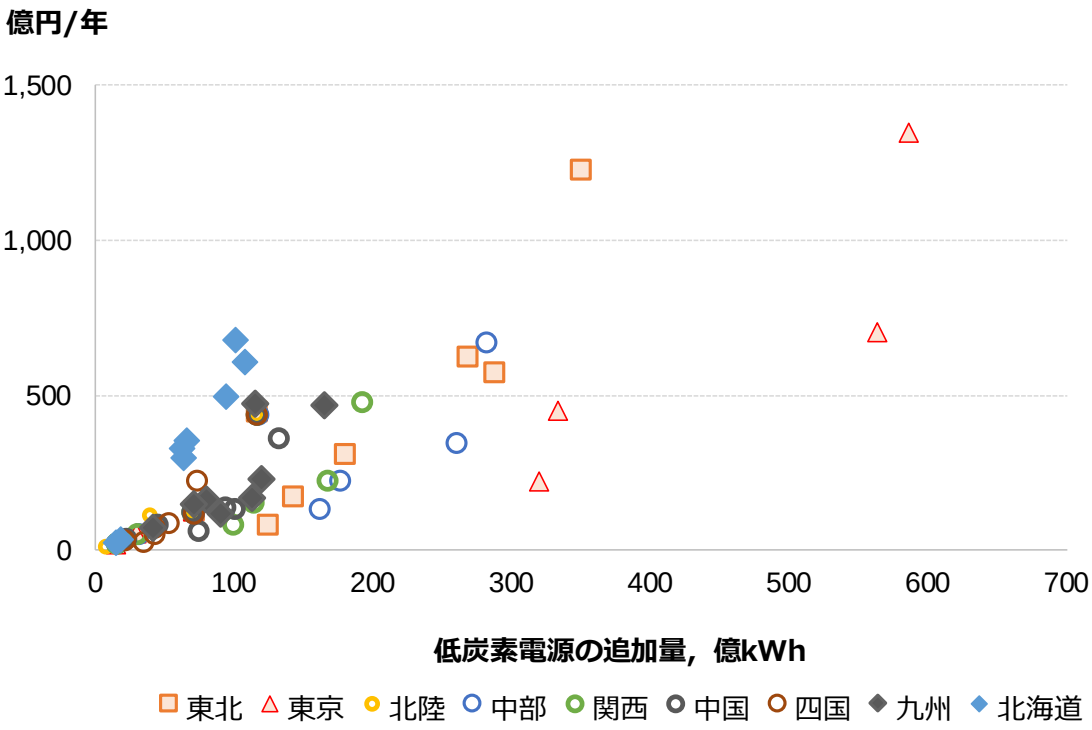


図 5-9　低炭素電源の追加量と追加支援費用

5.4.3　結言

本節では，電源構成モデルを用いて，コスト最小化で 9 電力単位に集約した電源構成を分析した上で，現行の市場運用を加味した「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案し，低炭素エネルギーの拡大に伴う将来の卸電力市場の価格を推計した。分析より得られた結果は以下のとおり。

(1) 2030 年時点の推計卸電力市場価格は，高効率ガス火力の費用と同等かそれ以下となり，特に高効率なガス火力よりも発電費用が高い石油火力，効率の低いガス火力の発電設備の収益性は厳しくなる。
(2) 低炭素エネルギーのさらなる拡大を進めるにあたり，これらの電源の追加に伴って市場価格が低下するため低炭素エネルギーの支援費用が増大していく。
(3) 安定供給のためには，低炭素電源を含めて必要な発電設備の確保が必要となる。このため，現在検討されている容量市場はもとより，電源入札，再生可能エネルギー支援政策，卸市場の改革を含めて低炭素エネルギーのカニバリズム効果を考慮して発電設備の収益性を維持する方策が検討されるべきである。

5.5　低炭素エネルギー発電の収益性の地域差に関する評価

前節では，「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を用いて，日本を対象に低炭素エネルギーの普及が市場価格の低迷を招くこと，および市場分断を加味すると市場価格が地域毎によって異なることを指摘した。結果として，地域毎に低炭素エネルギーの拡大に伴って支援費用が大きく増加していく可能性を指摘した。また，日本全体を4つに区分したエリア毎に市場価格の水準が異なるために低炭素エネルギー投資の収益性もエリア，電源種によって異なると考えられる。

本節では，この地域毎の低炭素エネルギーの投資の収益性の違いに着目し，4 章で示した物理的な需給バランスにおける低炭素エネルギーの普及の動向とは異なる視点として，低炭素エネルギーの発電事業としての収益性の地域毎の違いについて考察する。前節で示した「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」による日本全体での低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響に関する評価を踏まえて，特に現時点で低炭素エネルギーの普及拡大が進んでいる北海道，九州，東京・東北を対象に太陽光発電，風力発電の投資の収益性について，地理的解像度について詳細に評価する。また，低炭素エネルギー普及のための政策例として，カーボンプライシング（炭素税）を考慮した時の影響について評価する。

5.5.1　分析手法

本節では，「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」の手法を用いて，将来の卸電力市場価格を推計し，将来の再生可能エネルギーの想定コストと比較することで再生可能エネルギー投資の収益性について分析する。前節では分析対象地域を 9 電力管内毎に集約して分析したが，本節では特に 4 章での分析を踏襲し，各電力管内においてより詳細な地域解像度での分析を行う（ただし，計算量の軽減のために前節と同様に調整力の制約は考慮しない）。これより，特に北海道，東京・東北，九州において地域内の kWh の需給バランスを詳細に考慮した上で，地域毎，電源毎に将来の発電投資の収益性を分析する。前節の分析を踏まえて以下の条件で各地域の電源構成と卸市場価格を推計する。

- 分析対象年：2040 年を対象年とする。
- 分析対象地域 : 日本の電力需給について東日本エリア（64 地点）および西日本エリア（71 地点）（沖縄電力を除く）に分けて詳細に分析する。特に卸市場価格については，前節の図 5-4，図 5-5 の手順を踏まえて北海道エリア，東京・東北エリア，九州エリアについて検討する。
- 需要 : 2030 年の長期見通し[2]の水準から横ばいとする。需要の変動パターンは 4 章を参照する。
- 火力：2019 年 9 月現在で発表されている計画を積み上げる。
- 原子力 : 長期見通しのシェアを達成する設備容量を想定する。原子力発電は現行の計画から 60 年運転を想定する。
- 再生可能エネルギーは長期エネルギー需給見通し[2], および広域系統整備委員会想定（シナリオ①）[88]の 2030 年の値を参照し，2040 年まで線形で増加すると想定する。発電パターンは 4 章を参照する。
- 蓄電池については，4 章を参照し，モデルの分析地点毎に 0.2GW（20 万 kW）を上限とする。

表 5-4　2040 年の発電設備容量の想定（単位：万 kW）

	石炭	石油	LNGST	LNGGCC	原子力	水力	太陽光	風力	地熱	バイオマス	揚水
北海道	83	33	0	167	200	159	253	360	10	39	101
東北	405	32	0	517	293	400	1,567	697	122	115	46
東京	856	188	0	2,633	474	425	2,120	52	1	215	1,409
中部	432	24	0	1,092	349	368	994	50	1	137	460
北陸	113	0	0	42	131	282	109	20	0	11	0
関西	439	95	0	1,271	470	400	686	41	0	92	458
中国	483	95	0	134	212	124	665	75	0	83	213
四国	359	0	0	57	86	101	270	58	0	69	70
九州	402	98	0	219	400	216	1,793	109	90	139	230

- エネルギー価格 : IEA WEO2018[109]の NPS を参照し, 2040 年で原油は 112 $/bbl, 天然ガスは 10.1 $/MMBTU，一般炭は 90 $/t で為替レートは 120 円/$とした。
- 電池：蓄電池のコストを NEDO 見通し[94]を参照する。
- 再生可能エネルギーコスト：2030 年の政府目標を参考に太陽光発電 6 円/kWh, 風力発電 8 円/kWh と想定する。なお，出力抑制が発生する場合は，抑制に伴う

利用率低下をコストに反映する[31]。

- 市場価格の推計について，前節に倣い各エリアで合計 1 万 kW 以上の再生可能エネルギーの出力抑制が発生する場合は市場価格は最低入札価格である 0.01 円/kWh とし[110]，連系線の想定容量についても前節に倣う。

5.5.2　結果と考察

卸市場価格の推計結果と再生可能エネルギーの想定コストの比較結果を示す。前節の分析と同様に北海道電力管内では再生可能エネルギーの普及が進み，また，市場分断が発生する可能性が高いため，北海道での 2040 年の市場の売電価格は 7.1 円/kWh 程度と他のエリアよりも低い（図 5-10，図 5-11）。太陽光発電，風力発電のコスト想定の水準と推計市場価格を比較すると，北海道電力管内での推計市場価格と発電コストの差分より，風力発電の利幅は大きくない。このため，事業者としては北海道での風力発電に対する追加投資が困難な可能性がある。東京・東北電力管内の市場価格は，東北エリアと需要の大きい東京エリアと市場が一体となることを考慮したことにより，9.5 円/kWh 程度となり相対的に高い。このため，発電コストとの差分より，北海道電力管内より大きな売電収益が期待される。また，九州電力管内の市場価格は北海道電力管内より高いと見込まれ，再生可能エネルギーのコストダウン次第で収益を挙げられる可能性もある。ただし，九州電力管内では特に太陽光発電については出力抑制が発生する可能性が風力発電よりも高く，売電の機会損失につながる。この時，資源エネルギー庁[112]が指摘するとおり，出力抑制によって発電収益機会が減少するため，再生可能エネルギーの kWh あたりの発電コストが高まることになる。この点について，抑制考慮時のコストとして各図において示した（図 5-10，図 5-11）。

[31] 発電量が減少するため kWh あたりのコストは上昇することになる。なお，本分析では予測誤差に伴うインバランスに関するコストの影響は再生可能エネルギーのコストとしては織り込んでいない。

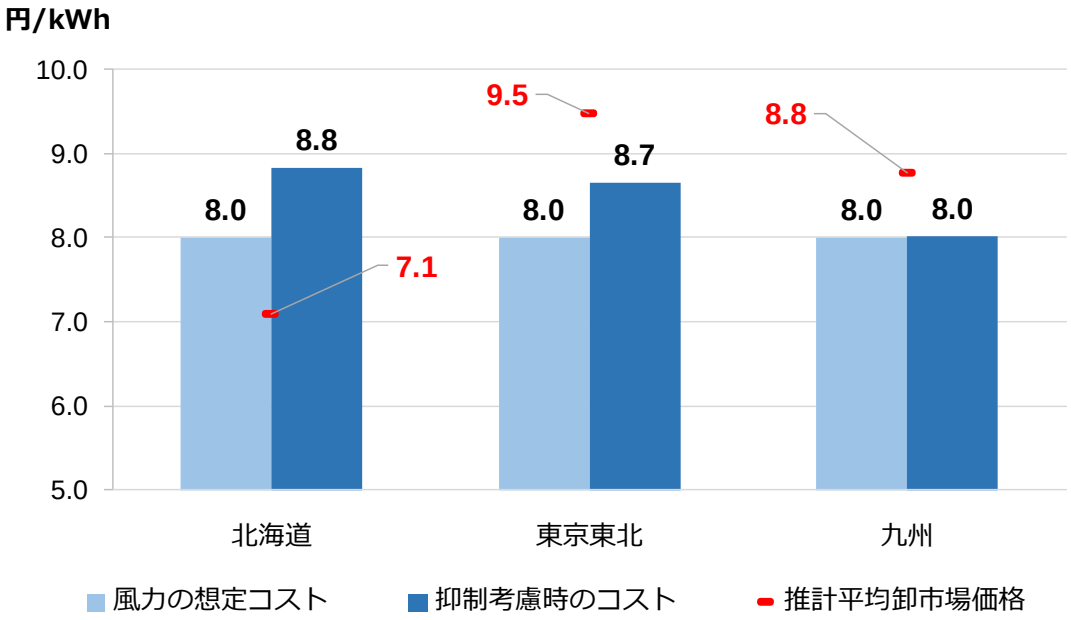


図 5-10　推計平均卸市場価格と風力のコスト比較

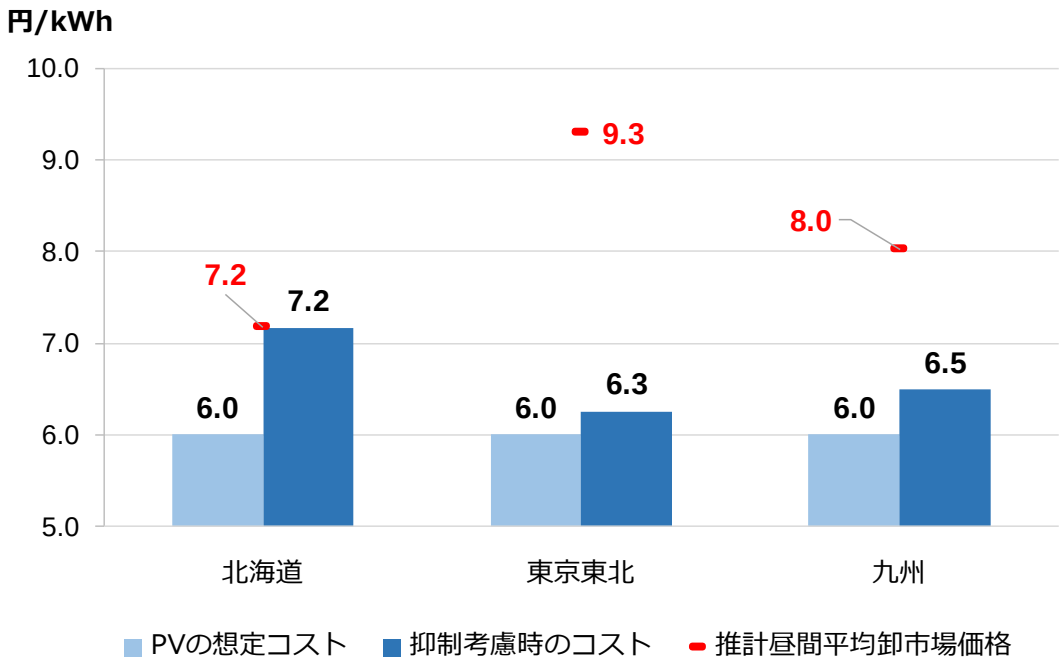


図 5-11　推計昼間平均卸市場価格と PV のコスト比較

本試算では太陽光発電および風力発電のコストについて，各地域で一律と想定したが，地域毎，地点毎で立地の状況や自然状況が異なるため，再生可能エネルギーの想定コストの違いの影響も大きいと考えられる。今回の分析条件では太陽光と風力の比較で相対的に想定コストの低い太陽光の方が収益性が高く，地域別では東京・東北電力管内の収益性が高いと推計された。他方で，既に太陽光が大量に導入されている九州電力管内では出力抑制のリスクも懸念される。結果として，卸市場価格と再生可能エネルギーのコストの単純比較において，発電事業としての収益性の観点から，2040 年断面では北海道より東京・東北もしくは九州への投資が進むと考えられる。

5.5.3　政策に関するケース分析

(1)　ケース分析の概要

5.1 節で示したとおり，再生可能エネルギー普及のための代表的な政策にはそれぞれ一長一短がある。政策として全国一律の価格や導入目標を設定する場合には，卸市場価格と出力抑制リスクを踏まえて地域別，電源別の設備投資の見直し（リバランス）につながる可能性がある。先の分析結果を踏まえると，仮に再生可能エネルギーのコストが各地域で同等であれば，前項の推計結果より卸市場価格が相対的に低くなる北海道電力から東京電力，東北電力もしくは九州電力へ投資がシフト（地域毎の再生可能エネルギーの導入量のリバランス）する可能性がある。この点について，低炭素エネルギー普及促進政策の一つであるカーボンプライシング（炭素税）を課した時の市場価格の変動と収益性の変化について分析する。

(2)　分析結果

本項ではエネルギー価格に対して，現在化石燃料に課されている石油石炭税を含めたカーボンプライシングとして 5,000 円/t-CO_2 の費用を課した時の市場価格について分析した。カーボンプライシングによって，化石燃料発電の発電コストが上昇し，卸電力市場における限界費用が上昇する。この結果，北海道電力管内の平均推計市場価格は 7.1 円/kWh から 9.5 円/kWh，東京電力・東北電力管内では 9.5 円/kWh から 11.4 円/kWh となり，九州電力管内では 8.8 円/kWh から 10.7 円/kWh となる。カーボンプライシングに伴う市場価格上昇幅の違いは，各電力管内の電源構成の違いに依る。つまり，当該エリアにおいて主に石炭火力が限界電源となる地域では，カーボンプライシングによって石

炭火力の発電コストが大きく増加するため，市場価格がより大きく上昇する。他方で CO_2 排出量の小さいガス火力が限界電源のエリアでは，カーボンプライシングによる上昇幅は想定的に小さい。

図 5-12，図 5-13 のとおり，カーボンプライシングによって再生可能エネルギーの発電コストと市場価格の差が拡大するため，再生可能エネルギーの収益性の改善に寄与する。また，地域別，電源別に見ると収益改善の度合いは異なるため，カーボンプライシングによる収益性の改善が小さい地域に対して，より収益性が高くなった地域への投資が魅力的になる。つまり，全国一律の価格でカーボンプライシングを設定することは地域毎の再生可能エネルギー導入，再生可能エネルギー投資の収益性を変化させ，リバランスを促すと考えられる。

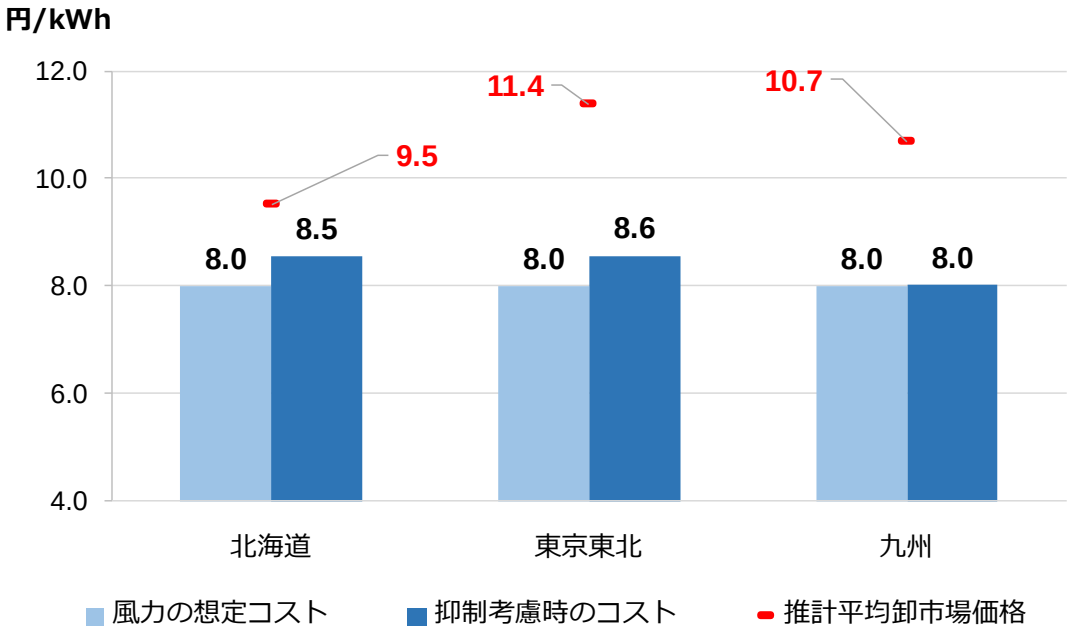


図 5-12　推計平均卸市場価格と風力のコスト比較

（炭素価格 5,000 円/t-CO_2）

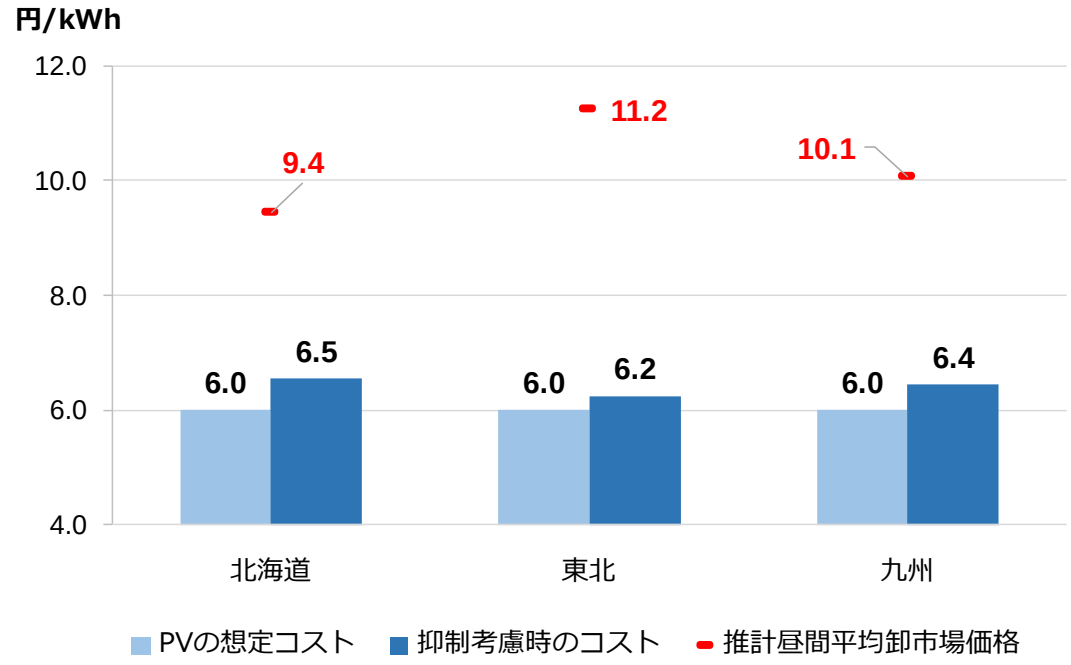


図 5-13　推計昼間平均卸市場価格と PV のコスト比較

（炭素価格 5,000 円/t-CO_2）

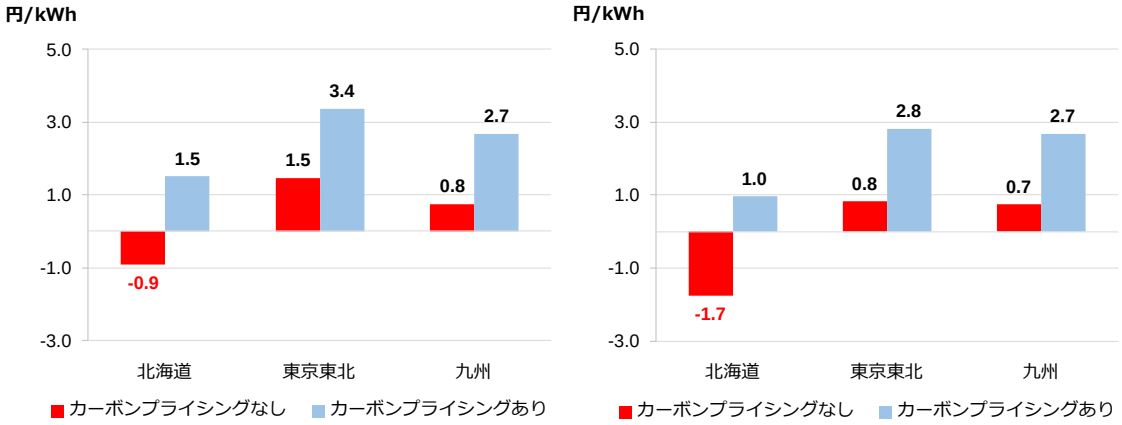


図 5-14　推計平均卸市場価格と風力コストの差

（左図：想定コスト，右図：抑制考慮時コスト）（炭素価格 5,000 円/t-CO_2）

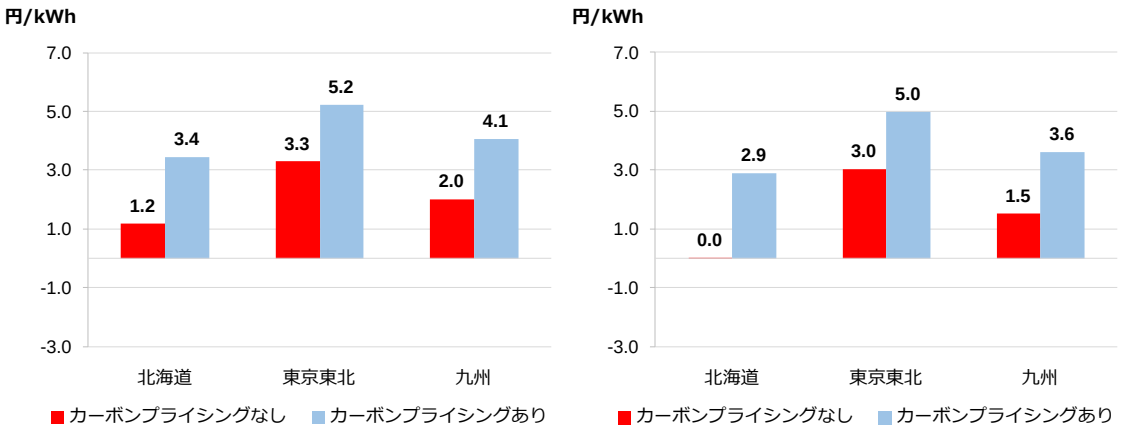


図 5-15　推計昼間平均卸市場価格と PV コストの差

（左図：想定コスト，右図：抑制考慮時コスト）（炭素価格 5,000 円/t-CO_2）

日本での長期的な低炭素エネルギーの普及のためには，FIT の買い取り期間終了後の設備について適切にリプレースを進め，その上で追加的に投資を進めていく必要がある。しかし，再生可能エネルギーの普及拡大に伴う地理的な偏り，現行市場の歪み，将来見通しの不確実性等により，地域によっては再生可能エネルギーのコスト低下が進むだけでは発電投資の収益性が十分ではなく持続的な投資が行われないリスクが有る。結果として現在運転している設備の多くがリプレース等の適切な処置がなされないまま廃棄される可能性もある。持続的な再生可能エネルギー投資のためには負担の公平性，効率性，開発済み地点の有効活用の観点からどのような政策が有効か詳細な検討が求められる。本分析の今後の課題としては，市場評価モデルとして再生可能エネルギーコストの地域差の反映や，対象外としたインバランスの影響も加味した分析を行う点が挙げられる。また，技術評価の視点からは 3 章，4 章で挙げた再生可能エネルギーの動的な変化を考慮する点が挙げられる。

5.5.4　結言

本節では低炭素エネルギーの普及拡大の影響に関して，「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を用いた地理的に詳細な分析として，北海道，九州，東京・東北を対象に太陽光発電，風力発電の投資の収益性について分析した。分析より得られた結果は以下のとおり。

(1) 低炭素エネルギーの普及に伴って将来的に卸市場価格が低迷すること，また，卸市場価格は地域によって大きく異なる可能性を明らかにした。特に，地域によっては出力抑制の影響もあるため，地域毎の違いに加えて電源別でも収益性が異なることを明らかにした。
(2) 将来的な市場価格の低下による低炭素エネルギー投資の収益性の変化は，地域別，電源別に異なるため，新規投資，更新投資の動向によっては，将来の導入量は現在の設置済みの導入量から大きく変化していく可能性を明らかにした。
(3) 更に，持続的な再生可能エネルギー投資のための政策例としてカーボンプライシングの影響を評価し，特に全国一律のカーボンプライシングは，地域毎の電源構成の違いによって影響が異なるため，低炭素エネルギーの収益性も地域毎に変わることを定量的に示した。

日本では，FIT の導入によって再生可能エネルギーの導入が大きく促進された。他方で諸外国では既に FIT から別政策への転換を進めており，日本でも一部の再生可能エネルギーについては FIT から入札へと舵を切ったところである。既往研究を踏まえて，改めて本分析で示した通り，低炭素エネルギーの普及によって市場価格が低下し，低炭素エネルギーの収益性が変化することになる。持続可能な低炭素エネルギーの普及のためには，市場の歪み，政策的な歪みを解消し，市場の力を使いながら国全体として望ましいエネルギーシステムを構築していくことが期待される。

5.6　まとめ

本章では，まず低炭素エネルギーに関する政策支援制度の概要を示した。その上で，低炭素エネルギー普及の市場への影響について，供給曲線を用いた簡素な分析によって既往研究で示された低炭素エネルギーの普及と市場価格への影響を確認し，特に九州電力管内での太陽光発電の発電投資の回収期間を評価した。次に，線形計画法を用いたコスト最小化で将来の電源構成を評価した上で，その電源構成に基づいて現実の市場運用を考慮した市場価格を推計する「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案，構築した。提案手法による推計価格に基づいて，低炭素エネルギー発電を含む発電事業の収益を評価した。分析結果より，低炭素エネルギーの大量かつ急速な導入は市場価格の低下を招き，火力発電だけでなく，長期的には低炭素エネルギー発電自身の投資および設備更新に負の影響をもたらす可能性があることを明らかにした。また，低炭素エネルギーの導入のリバランスが進む可能性についても明らかにした。持続的な低炭素エネルギー投資のためには，政策的にリバランスを促すことで設備導入の歪みを解消し，国全体として望ましいエネルギーシステムを構築していくことが期待される。低炭素エネルギーの持続的な普及拡大のためには電力市場への影響の拡大と影響の地域差についても考慮する必要がある。

本章では，主に再生可能エネルギーそのものを対象とした政策例を挙げた。電力市場との調和という意味では各電源の特性を踏まえた上で，インバランスへの対応や周波数安定など安定供給に資するためのコスト負担も必要になる。これらのコスト負担を考慮することや，3 章，4 章で分析したような技術的な視点から蓄電池等の対策を評価するために低炭素エネルギーの出力の動的な変化についても考慮することが求められる。再生可能エネルギー発電の主力電源化を目指すための政策としては，再生可能エネルギーの収益性に直接的に働きかける政策だけではなく，電力市場への統合のために容量市場や需給調整市場等も検討されている。これらの点について，本章で提案した「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」でどのように対象とする市場を拡大するか，また，技術的な要素についての詳細な評価モデルとの関係をどう考えていくかといった点が課題である。

第6章 統合評価モデルによる低炭素エネルギー導入分析

将来の低炭素エネルギーの大規模な普及には，エネルギーの安定供給の観点から，第 3 章で示した長期的な変化を前提としつつ，第 4 章で示した短期的な変動に対してエネルギーシステムのバランスを取ることが求められる。その上で経済性の観点から，第 5 章で示した市場への影響を踏まえて収益性を満たしうる設備に投資が進むことによって，持続的に低炭素エネルギーの普及が進んでいくことが期待される。

3 章，4 章，5 章において，低炭素エネルギー導入のための技術的な視点と電力市場への影響に関する評価手法について，設備利用の経年変化等の長期的な出力変動に関する論点，調整力等の短期的な出力変動に関する論点，および出力変動に伴う市場への影響に関する論点のそれぞれについて評価モデルを提案，構築し，各手法に基づいた評価を行った。これらの評価手法を含めて，第 6 章では統合評価モデルの提案，構築と同モデルの有効性と既往研究に対する優位性を示す。

本章では，提案手法を用いることで，低炭素エネルギーの普及のための技術的課題，政策，市場の検討およびそれらの影響について，より精緻な定量的評価が可能となることを示した。他方で，本章で構築した統合評価モデルは既存の技術，システム，制度および市場を前提として，その延長上での課題について検討したものであり，現在の枠組みから別の枠組みに緩やかに移っていく中で有効に働くものと考えられる。このため，既存の枠組みにとらわれない抜本的な政策変更や，システムの変化，技術の変化を柔軟に織り込む手法の検討が今後の課題である。本研究の今後の展望としては，統合評価モデルを用いて将来の日本の電力システムにおける低炭素エネルギー導入のための技術・経済・制度に関して総合的な評価を行うことで，より正確な将来の見通しを立て，市場設計や政策立案に貢献していくことが期待される。

第 6 章　統合評価モデルによる低炭素エネルギー導入分析

6.1　低炭素エネルギー導入分析のための統合評価モデルの構築

2 章において，低炭素エネルギー普及にあたっての技術，経済，制度の各視点での課題および既存手法を整理した。これを受けて 3 章，4 章，5 章において，それぞれ低炭素エネルギーの長期的な出力の変動に関する評価モデル，低炭素エネルギーの短期的な出力変動を考慮した評価モデル，低炭素エネルギーの普及による市場への影響評価モデルを提案，構築した。本章では，各章で構築した評価モデルを踏まえて，低炭素エネルギー導入分析のための統合評価モデルを構築し，その有効性を示す。

6.1.1　統合評価モデルの概要

(1)　市場への影響を考慮した総合的評価の必要性

3 章および 4 章において，低炭素エネルギーの長期的な変化と短期的な変化に関する評価モデルを提案した。これらを組み合わせたモデルにより，低炭素エネルギーの動的な変化に対する技術的な特性をより詳細に考慮した最適電源構成の分析が可能となる。技術的な評価モデルによる分析は，最適な制度，市場設計が実現している条件下で，コスト最小化となる電源構成を評価することになる。他方で，これらの分析では，5 章で評価したような市場の影響や市場設計，制度による低炭素エネルギーの導入に関する評価が十分とは言えない。例えば，理想的には，電源の費用とその裏返しである価値として需給バランスを制約条件とした線形計画問題を解くことでシャドープライスを参照することがある [32]。しかし，5 章の結果の通り，現実の市場では市場の運用において，市場分断によりエリア毎に市場価格が形成されており，これは理想的な状況を前提とした分析モデルが想定するロジックとは必ずしも一致しない。5.5 節では，地域を詳細に見た「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を用いて，2040 年の市場価格を分析し市場価格が地域によって異なるために，電源の収益性は地域によって異なる影響を受けることを指摘した。より精緻な分析のためには，現実の市場設計は一般的な電源構成モデルで想定されるようなコスト最小化での理想的な市場運用を反映していないことを踏まえて，電力市場の影響を考慮した統合的な評価手法が求められる。

[32] 電源構成モデルにおける理想的な電源の価値については，線形計画法における制約条件に対するシャドープライスとして現れる値を用いられることがある。例えば，藤井・小宮山研究室[20]では，詳細な電源構成モデルを用いて分析した上で，地点別に算出されるシャドープライスをノーダルプライスとして示している。これは単位需要に対する電力の追加供給に要するコストに相当し，各地点での電力価格の指標になるといえる。

(2)　　分析の手順

2 章で示したとおり，低炭素エネルギーの電力部門での利用においては，電力市場への影響を含めて低炭素エネルギーの動的な特性を考慮することが重要である。このため，3 章，4 章，5 章において，動的な特性に関して長期的な影響，短期的な影響，市場への影響について，それぞれ多面的に評価するモデルを提案した。本章では，各モデルで検討したポイントおよび評価結果を用いて，低炭素エネルギー導入における動的な影響を加味した統合評価モデルを提案，構築する。

本節では，2 章の図 2-4 で示した統合評価モデルについて，以下の手法を提案し，モデルを構築する。3 章より低炭素エネルギー設備の経年変化の影響を考慮する [33]。4 章より短期的な出力変動の条件を考慮したモデルを用いてコスト最小化での電源構成を評価する。その上で，5 章での電力市場への影響評価モデルの手法を用いて市場価格を推計し，これを 4 章のモデルにフィードバックすることで，低炭素エネルギーを含めた電源の収益性を加味した電源構成および低炭素エネルギーの導入を評価する（図 6-1）。

本章で提案する一連の手順によって，従来の評価手法では十分に評価されていない技術的な視点についての低炭素エネルギーの動的な変化と，市場への影響に関する視点を考慮した上で電源構成，設備形成についての総合的な評価が可能になる。具体的には以下の手順で分析を行う。

ステップ 1：将来の設備投資の判断にあたり，足元の市場価格を参照し，将来の設備量（風力発電，太陽光発電，蓄電池）を分析する（本試算では，2040 年の設備投資の検討について 2030 年の市場価格を参照する）。

ステップ 2：将来の設備投資の見込み値を踏まえて，改めてその時点での市場価格を検討する（本試算では，ステップ 1 の計算結果で求められた設備構成での 2040 年の市場価格を推計する）。

ステップ 3：上の推計市場価格に基づいて将来の設備投資の判断を修正し，最終的な設備導入量，電源構成を決定する。

[33] 本試算では，再生可能エネルギーの長期的な出力変動については，3 章のモデル評価結果を踏まえて，経年変化の影響が大きく，また将来想定される発電量が大きい水力発電を対象とした。具体的には，経年変化の影響について，3 章モデルの結果を踏まえて水力発電の出力の変化を想定した。

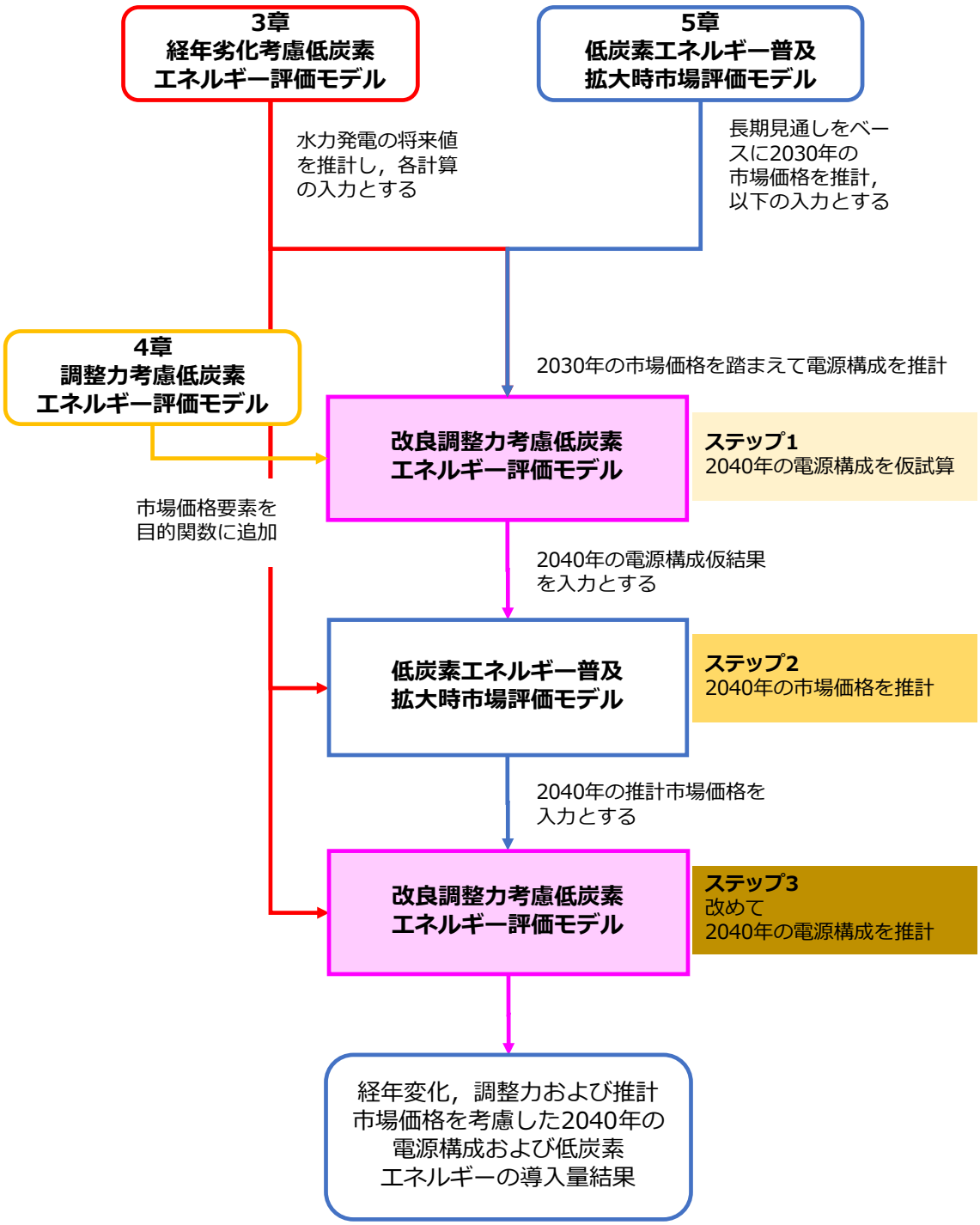


図 6-1　各評価モデルを考慮した総合的評価手法の手順

6.1.2　統合評価モデルの定式化のポイント

電力市場への影響を考慮した統合評価モデルの構築にあたり，4 章の調整力考慮モデルの目的関数に対して，市場価格に関する要素を追加する。これにより，調整力を考慮したモデルにおいて市場価格の影響および, 市場価格に関連する制度について明示的に考慮可能となる。具体的には(4-1)式に対して，最後に市場価格の項を追加する。

$$\begin{aligned} \boldsymbol{tc} = & \sum_{\mathbf{i=1}}^{\boldsymbol{I_{east}\ or\ I_{west}}} \left(\boldsymbol{G_i \times PF_i \times k_i} + \sum_{\boldsymbol{d=1}}^{\mathbf{366}} \sum_{\boldsymbol{t=1}}^{\mathbf{24}} (\boldsymbol{V_i \times x_{i,d,t}}) \right) \\ & + \sum_{\mathbf{j=1}}^{\boldsymbol{J_{east}\ or\ J_{west}}} (\boldsymbol{CSW_j \times ksw_j + CSWH_j \times kswh_j}) + \boldsymbol{CTAX \times co2} \\ & - \sum_{\mathbf{i=1}}^{\boldsymbol{I_{east}\ or\ I_{west}}} \left(\sum_{\boldsymbol{d=1}}^{\mathbf{366}} \sum_{\boldsymbol{t=1}}^{\mathbf{24}} (\boldsymbol{FP_{i,d,t} \times x_{i,d,t}}) \right) \end{aligned} \qquad (6\text{-}1)$$

なお，$FP_{i,d,t}$ ：　第 i 電源の d 日，t 時点の市場価格

一般的な電源構成モデルでは, 需給バランスに関する制約条件を踏まえたコスト最小によって, 物理的な条件を満たした上で経済的にも最適な電源構成を推計することができる。この時，市場設計や制度設計が理想的に行われていれば，一般的なコスト最小化の電源構成モデルや 4 章で示したようなモデルによって推計された理想的な電源構成の実現が期待される。他方で，市場設計や制度のあり方によっては，物理的な条件を満たした上でのコスト最小の電源構成やエネルギー技術の導入が実現できるとは限らない。このギャップを埋めるための検討が必要になる。

本章では，3 章，4 章で提案したモデルを踏まえた上で，5 章で示した低炭素エネルギーの拡大が市場に与える影響を考慮したモデルを構築し，これを用いて電源構成を推計することで，低炭素エネルギーの拡大とそれに対する市場，制度への影響を含めて総合的に評価する。

6.2　統合評価モデルを用いた低炭素エネルギー導入分析

6.2.1　長期見通しを踏まえた参照値と 4 章モデルの比較

提案手法での分析を進める前に，4 章で提案した「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル（以下，4 章モデル）」を用いて 2040 年の太陽光発電と風力発電の導入量に関する分析を行い，2030 年の長期エネルギー需給見通しの値から 2040 年まで線形で増加していくと想定した参照値と比較する。前提条件は 5.5 節にならう。比較結果より，風力については東北と北海道を除き，ほぼ上限（本項の試算では参照値）まで導入される結果となる（図 6-2，図 6-3）。また，太陽光発電については，中国，九州，東北，北海道を除き上限まで導入される。これより，4 章モデルのような技術的な評価モデルを用いた分析では，再生可能エネルギーの導入想定の偏りを考慮し，特に都市部では想定の上限まで導入される傾向にある。その中で，特に参照値に対して導入量が少ない北海道，東北，中国，九州エリアについては，需給バランスや系統制約等の技術的な制約が考えられる。このため，技術的な視点を考慮した 4 章モデルから得られるポイントとしては，2030 年を越えた時点における変動性再生可能エネルギーの更なる拡大のためには，地域によってはいくつかの技術的な制約を解決する必要がある点が挙げられる。

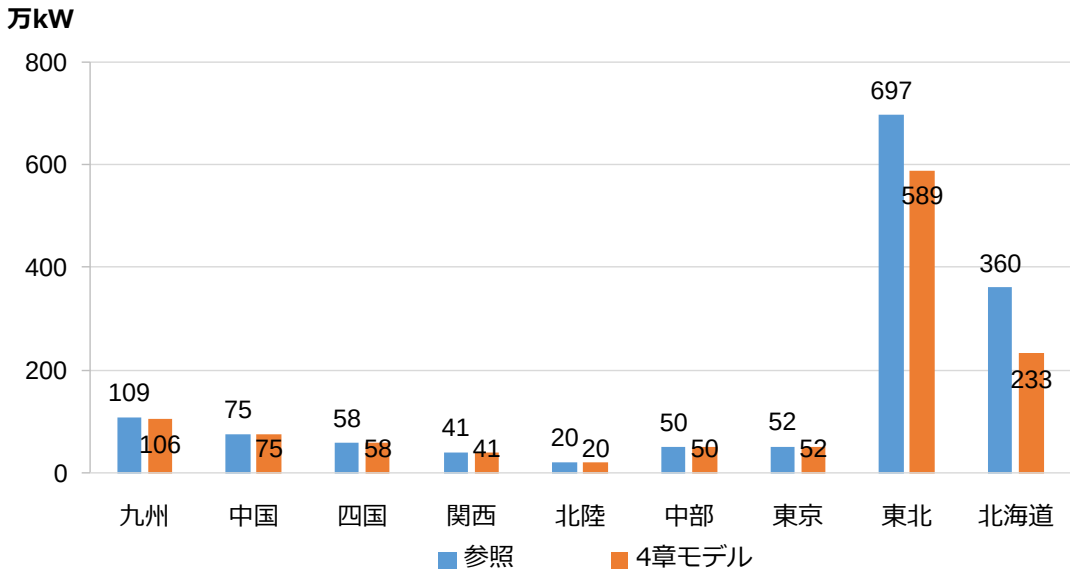


図 6-2　2040 年の風力発電の推計結果（参照と 4 章モデルの比較）

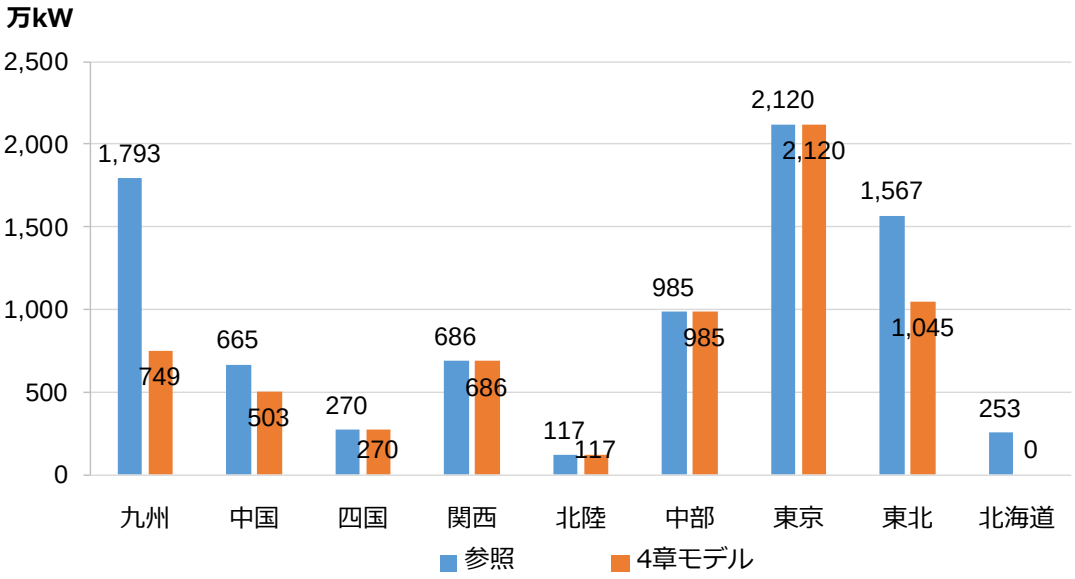


図 6-3　2040 年の太陽光発電の推計結果（参照と 4 章モデルの比較）

4 章モデルによる技術的な評価を踏まえて，本章で提案する電力市場の影響を考慮した総合的評価手法を用いることで，どのような違いが得られるか，また，それが示唆することは何かを検討し，提案評価手法の優位性を検討する。

6.2.2　統合評価モデルを用いた将来の低炭素エネルギーの導入分析

(1)　分析の前提条件

本章での統合評価モデルによる分析の前提条件は 5 章の 5.5 節と同様とする。

- 分析対象年：2040 年を対象年とする。
- 分析対象地域 : 日本の電力需給について東日本エリア（64 地点）および西日本エリア（71 地点）（沖縄電力を除く）に分けて分析する。
- 需要：2030 年の長期見通し[2]から横ばいとする。
- 火力：2019 年 9 月現在で発表されている計画を積み上げる。
- 原子力 : 長期見通しのシェアを達成する設備容量を想定する。原子力発電は現行の計画から 60 年運転を想定する。
- 再生可能エネルギーの設備容量 : 長期エネルギー需給見通し[2], および広域系統整備委員会想定（シナリオ①）[88]の 2030 年の値を参照して，2040 年まで線形で増加すると想定し，“参照”とした。
- また，再生可能エネルギーの長期的な出力変動については，3 章のモデル評価結果を踏まえて，経年変化の影響が大きく，想定される発電量が大きい水力発電について, 経年変化により単位設備容量あたりの最大発電量が足元から 10%減となると想定した [34]。
- 風力発電，太陽光発電および蓄電池の設備容量を最適化の対象とし，風力と太陽光については長期見通しを延長した参照値（下表の値）を設備容量の上限とする。蓄電池については，4 章を参照し，モデルの分析地点毎に 0.2GW（20 万 kW）を上限とする。

[34] 本章では太陽光発電と風力発電設備をゼロから導入を検討した時の単年での最適容量を分析し，既設を考慮しないため，水力発電について検討するような長期の出力変動，経年変化は考慮しない。太陽光，風力についても既設設備が長期的に残存していることを前提とした分析や，時系列での動的な分析を行う場合は，これらの設備についても長期的な出力変化の可能性について検討することで，より精緻な分析が期待される。

表 6-1　2040 年の発電設備容量の想定（単位：万 kW）

	石炭	石油	LNGST	LNGGCC	原子力	水力	太陽光	風力	地熱	バイオマス	揚水
北海道	83	33	0	167	200	159	253	360	10	39	101
東北	405	32	0	517	293	400	1,567	697	122	115	46
東京	856	188	0	2,633	474	425	2,120	52	1	215	1,409
中部	432	24	0	1,092	349	368	994	50	1	137	460
北陸	113	0	0	42	131	282	109	20	0	11	0
関西	439	95	0	1,271	470	400	686	41	0	92	458
中国	483	95	0	134	212	124	665	75	0	83	213
四国	359	0	0	57	86	101	270	58	0	69	70
九州	402	98	0	219	400	216	1,793	109	90	139	230

- また，変動性再生可能エネルギーの設備容量の上限については，別途ケース分析を行う。
- 変動性再生可能エネルギーのコストは政府が示す 2025 年，2030 年の目標値の水準以下とし，太陽光発電，風力発電のコストが 5 円/kWh 程度となるコストを想定する。なお，導入量の変化に伴う習熟効果によるコスト変化は考慮しない。

分析の手順としては, まず長期見通しで示されている 2030 年の条件を踏まえて, 2030 年の市場価格を推計し，この推計価格に基づいて 2040 年の電源構成を推計する（ステップ 1)。そして，推計された 2040 年の電源構成の仮試算結果をもとに，改めて 2040 年の市場価格を推計し（ステップ 2)，最後にこの推計市場価格に基づく電源構成を改めて推計する（ステップ 3)（図 6-1)。

(2)　　ステップ 1：2040 年の電源構成仮試算

まず，ステップ 1 の前段階として 5 章の市場影響評価モデルを用いて 5.4 節の条件で 2030 年の市場価格を分析する（図 6-4）

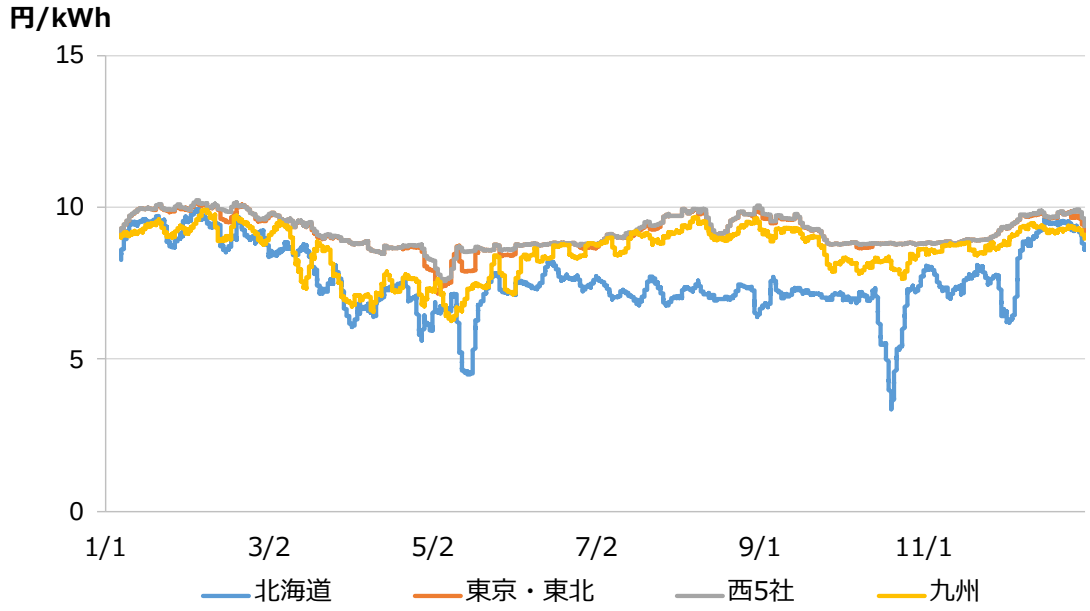


図 6-4　2030 年の推計市場価格（一週間移動平均）

その上で，提案評価手法として，(6-1)式より，2030 年の推計市場価格を考慮した時の太陽光発電，風力発電の導入量を推計する（図 6-5，図 6-6）。風力発電，太陽光発電の設備容量の推計結果より，ステップ 1 の結果では地域によって参照値を下回る。

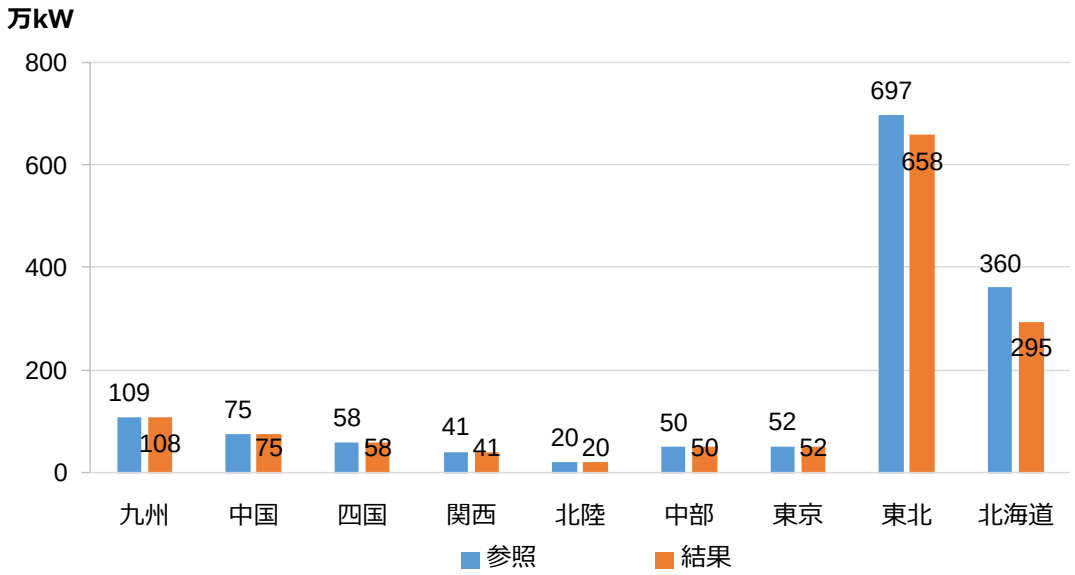


図 6-5　2040 年の風力発電の推計結果（ステップ 1）

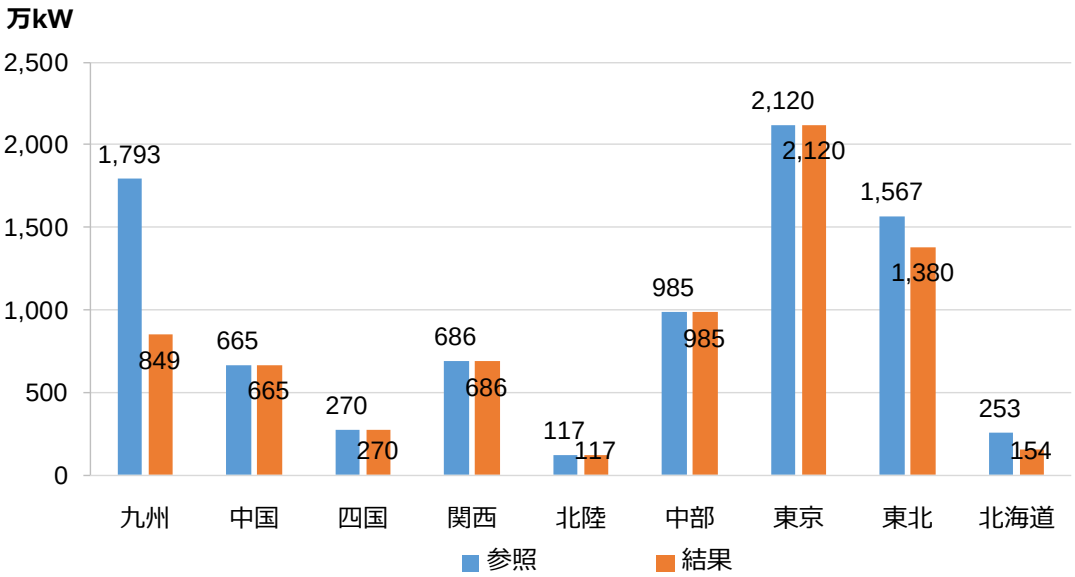


図 6-6　2040 年の太陽光発電の推計結果（ステップ 1）

(3)　　ステップ 2：2040 年の市場価格の推計

ステップ 1 の設備容量の結果を踏まえて，市場影響評価モデルを用いて 2040 年の市場価格を推計する。結果より，特に北海道エリアにおいては，市場分断と発電量に占める低炭素エネルギーのシェアの高まりによる影響が大きく，市場価格が低下する時間帯が長い。これより，北海道エリアでは発電事業の収益性の悪化が懸念される。その他のエリアについては，市場分断の割合が北海道と本州間より小さいため，市場価格はこれらの地域では連動する結果となる。また，2030 年よりも化石燃料価格が上昇する想定のため，全体として 2030 年を対象とした図 6-4 よりも市場価格は上昇する。

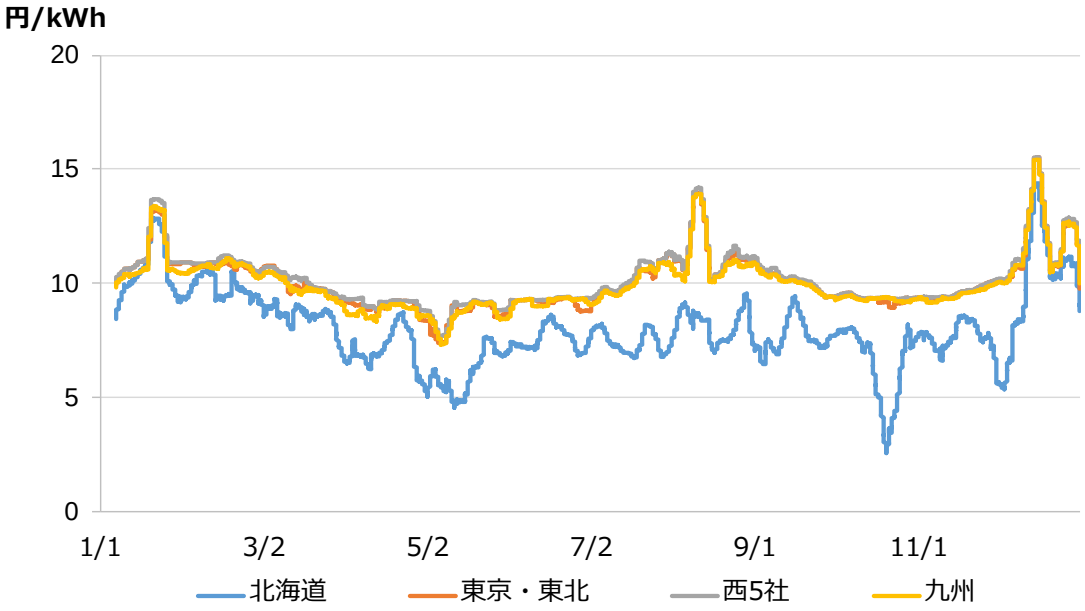


図 6-7　2040 年の推計市場価格（一週間移動平均）（ステップ 2）

(4)　　ステップ 3：2040 年の電源構成再試算

ステップ 2 で推計した 2040 年の市場価格を踏まえて, 改めて 2040 年の最適電源構成を推計する。風力発電と太陽光発電の設備容量の結果より，ステップ 2 で示した通り，北海道では市場価格が低下する時間帯が増加するため，風力発電，太陽光発電の導入量はステップ 1 に対して小さくなる。特に北海道エリアでは変動性再生可能エネルギーの導入拡大によって市場価格が低下，電源投資の収益性が低下するため，変動性再生可能エネルギーの設備投資が進まない可能性がある。地域毎に比較すると，ステップ 1 とステップ 3 の比較より，5.5 節で指摘したとおり，北海道では価格低下が大きく変動性再生可能エネルギーの収益性が厳しくなり，推計設備容量が減少する。他方で九州と東北では増加しており, 導入量の変化とそれに伴う市場価格の変化の影響は地域毎に異なる（図 6-10，図 6-11）。

なお，ステップ 3 での目的関数は負の値となり，市場価格に依る売電収益が費用を上回る結果となった。よって，今回の前提条件においては発電事業全体としては収益があるという結果になっており, 持続可能な発電事業のためには全体としての収支バランスも重要な視点となる。

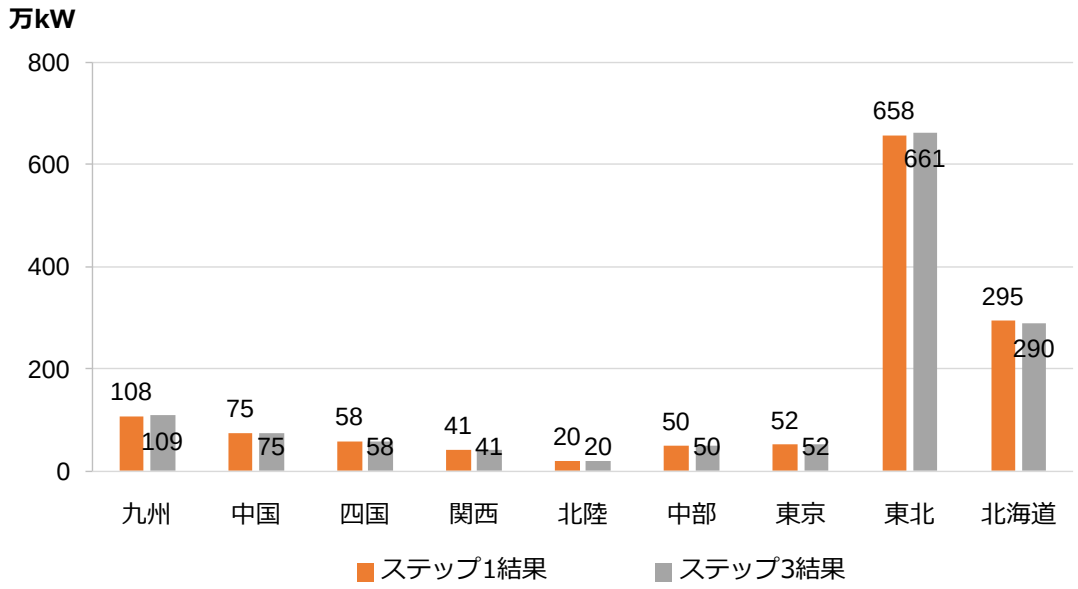


図 6-8　2040 年の風力発電の推計結果（ステップ 3）

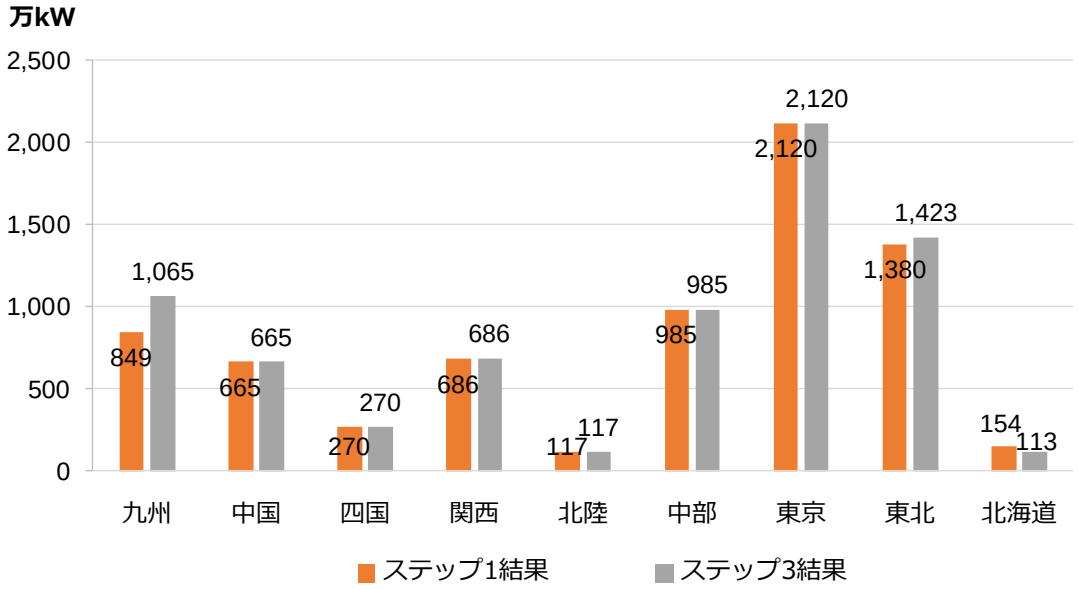


図 6-9　2040 年の太陽光発電の推計結果（ステップ 3）

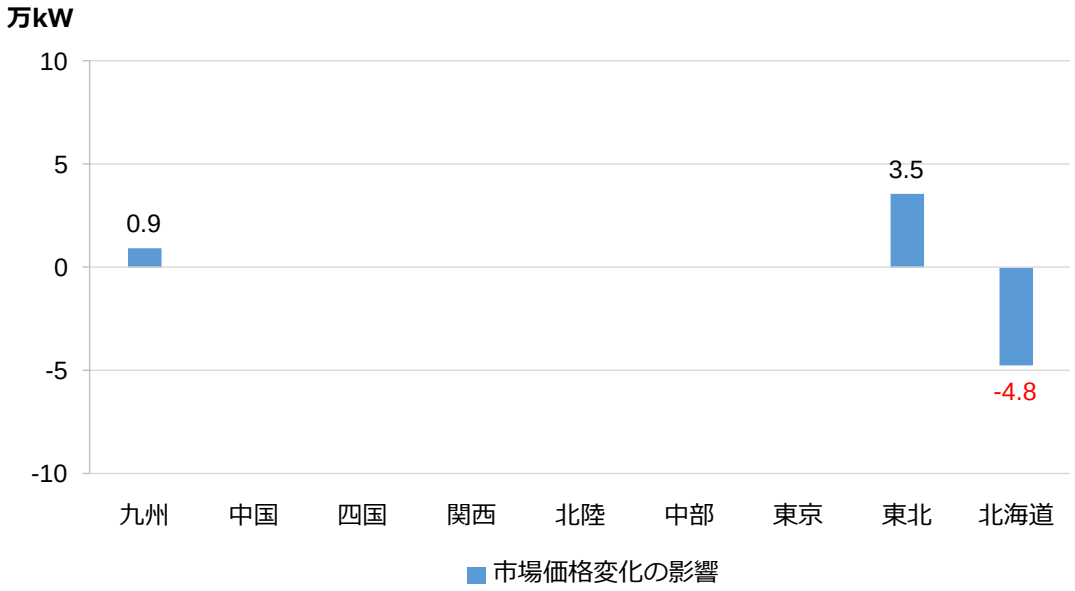


図 6-10　2040 年の風力発電の推計結果比較

（ステップ 1 からステップ 3 への変化量）

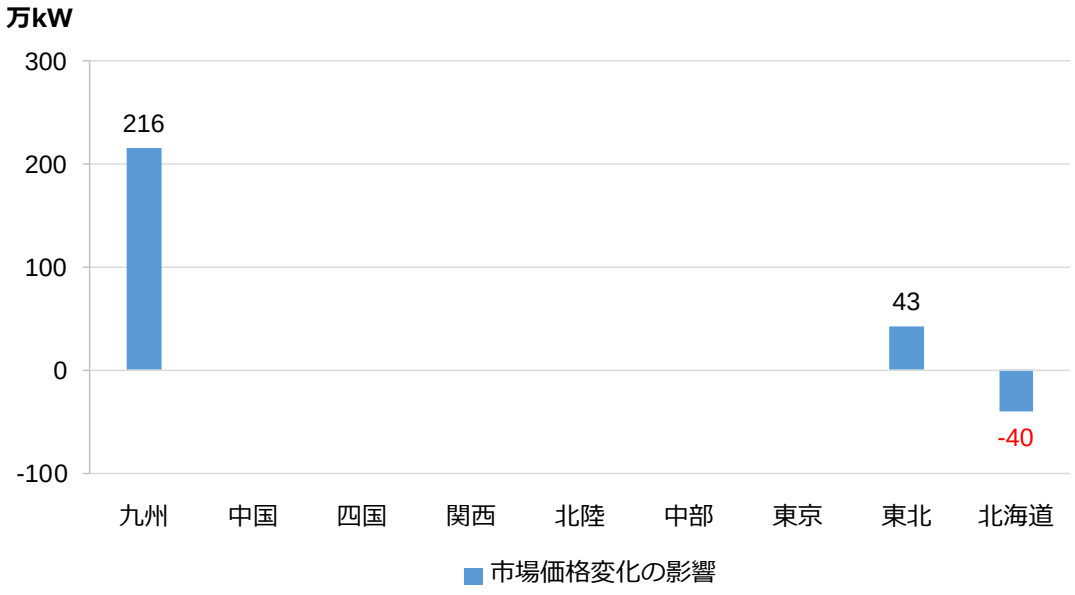


図 6-11　2040 年の太陽光発電の推計結果比較

（ステップ 1 からステップ 3 への変化量）

(5)　　ステップ 3 と 4 章モデルとの比較

（1）で試算した 4 章モデルの結果と提案評価手法のステップ 3 の結果を比較することで，本章での提案評価手法のポイントを明らかにする（図 6-12，図 6-13）。風力発電について，提案評価手法では 4 章モデルの結果に対して東北，北海道については増加，九州は微増となる。太陽光発電は，提案評価手法では九州，中国，東北，北海道で増加となる。提案評価手法として再生可能エネルギー（水力）の長期的な出力変動および市場価格の要素を考慮することで，エリアによって 4 章モデルの結果とは異なる値が得られる。つまり，北海道，東北，中国，九州の分析結果の比較より，これらの地域は水力の出力低下と現在の市場運用を考慮した市場価格を考慮することで，太陽光発電および風力発電の導入量がこれらの影響を受ける可能性が高いエリアであるといえる。

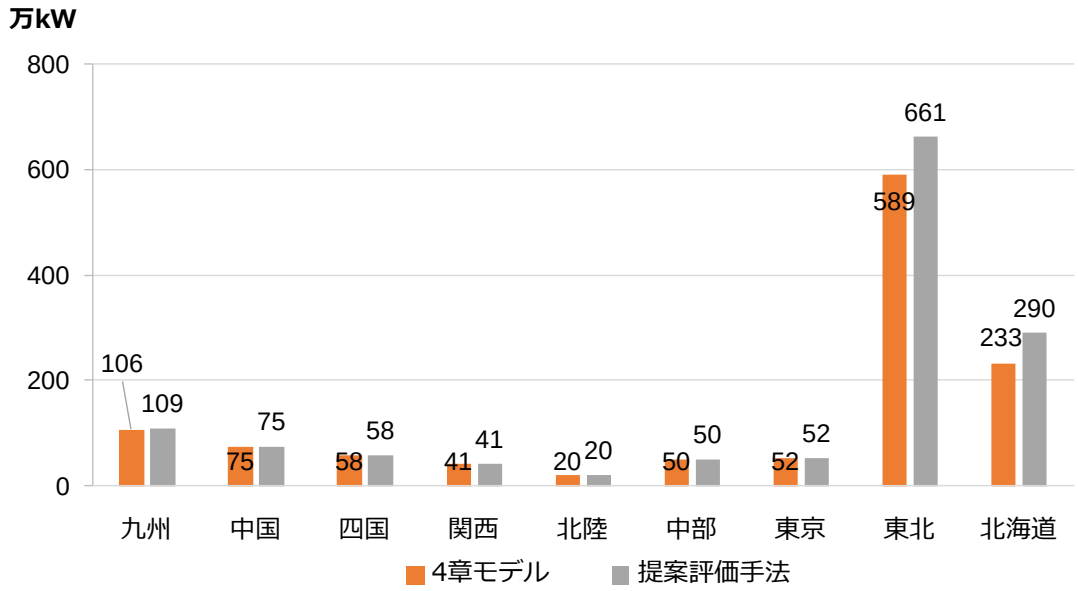


図 6-12　2040 年の風力発電の推計結果（4 章モデルとの比較）

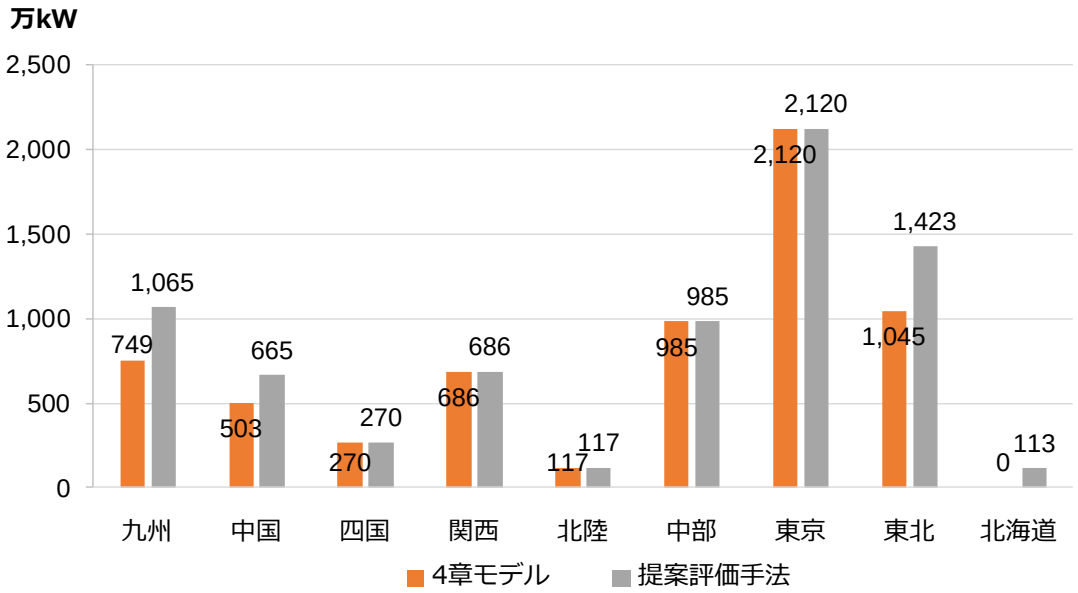


図 6-13　2040 年の太陽光発電の推計結果（4 章モデルとの比較）

提案評価手法では，技術的な要素に加えて市場の要素についても考慮し，多面的な評価を行なった。結果より，特に技術的な要素のみを考慮したモデル結果と大きく異なる結果が得られる地域は，市場設計や制度による影響を受けやすい地域であると考えられる。5 章で指摘したとおり，低炭素エネルギーは導入が拡大することによって市場価格に影響を与え，結果として低炭素エネルギー自身の収益性も変化させる。このため，低炭素エネルギー発電への投資を検討するにあたっては，市場への影響も含めて多面的，総合的に検討することが重要である。本研究では，低炭素エネルギーの導入による市場価格の影響の変化とそれによる低炭素エネルギーの導入量への影響を評価し，その変化分を示した。提案評価手法での計算手順を繰り返すことで，導入量の変化幅が縮まり，収束していくことで技術評価と市場評価を総合的に評価した結果に収斂していくことが考えられる。この分析については今後の課題である。

以上より，政策当局者および市場運営者は，市場の設計および政策の変更によって，地域によっては低炭素エネルギーの導入量が大きく変化する可能性があることに留意し，持続的な低炭素エネルギーの普及のために，これらの影響を考慮した市場設計，政策検討が重要である。

よって，本章で提案する統合評価モデルは技術的な実現可能性に加えて，市場を加味した経済的な実現可能性も含めて評価することによって，より多面的な視点で将来の低炭素エネルギーの導入を分析できる点が既往研究に対する優位性といえる。

6.2.3　ケース分析(1)：低炭素エネルギーの導入拡大による市場影響に関する分析

以上の分析では，長期エネルギー需給見通しで想定される 2030 年の設備容量からの延長線上で参照値として風力発電，太陽光発電の 2040 年の設備容量の上限を設定し，分析を行った。以下ではケース分析(1)として，風力発電，太陽光発電の容量に関する上限制約を前項の分析の 2 倍（参照 2 とする），蓄電池の設置上限を各地点で 0.5GW（50 万 kW）とし，長期エネルギー需給見通しを踏まえた普及ペースから更に低炭素エネルギーの普及を加速させる時の影響，課題等を分析する。

(1)　　ステップ 1：2040 年の電源構成仮試算

2030 年の推計市場価格（図 6-4）を基にステップ 1 の分析を行う。結果より，風力発電，太陽光発電の導入量の上限を増加させたことにより，風力発電についてはいずれの地点においても，長期エネルギー需給見通しをベースに想定した“参照”の値を上回っている。これより，風力発電の設置に関する上限の緩和は導入量の増加につながることが期待される。他方で，太陽光発電については上限の増加によって，都市部を中心に導入量が“参照”よりも大きくなるエリアがあるが，九州や北海道のように“参照”よりも導入量が小さいエリアもある。これより，4 章でも言及した通り，現在の FIT 制度における認定容量の延長で将来の太陽光発電の設備容量を想定する場合には，足元の認定量の地域的な偏りの影響が大きく，地域によっては調整力等の制約のために，導入量の上限が緩和されても想定される導入上限には至らない可能性がある。

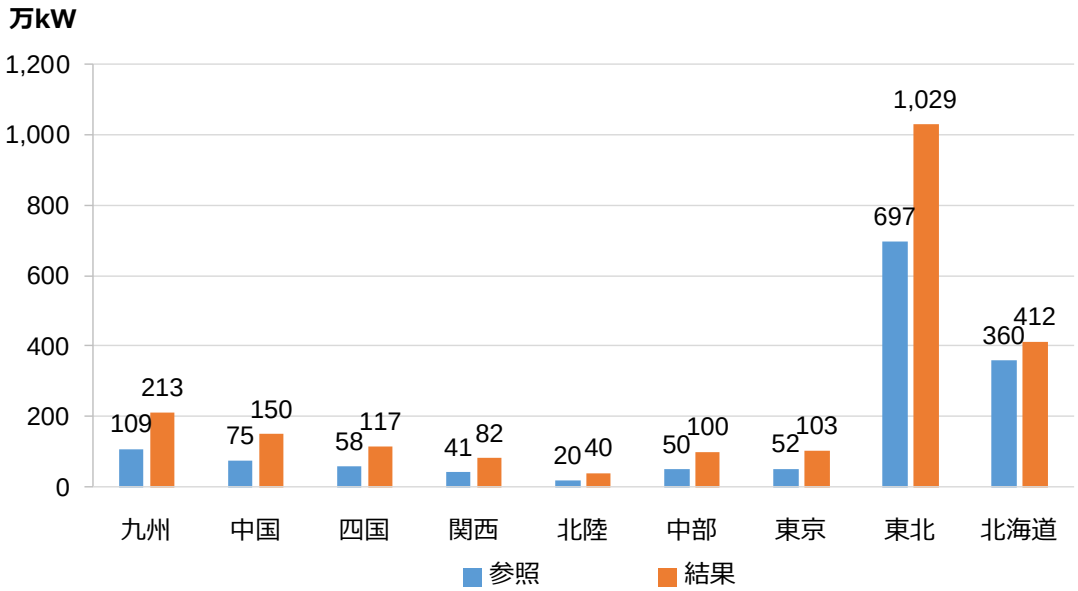


図 6-14　2040 年の風力発電の推計結果（ケース分析（1））（ステップ 1）

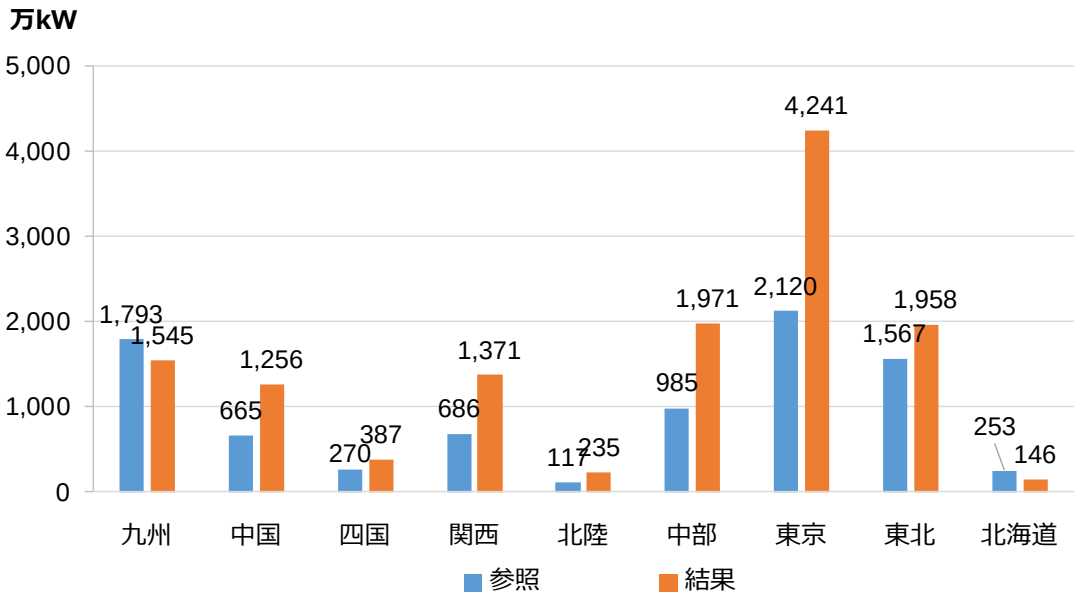


図 6-15　2040 年の太陽光発電の推計結果（ケース分析（1））（ステップ 1）

(2)　　ステップ 2：2040 年の市場価格

ステップ 1 の結果より，上限の緩和によって風力発電，太陽光発電の導入量が全体として増加した時の市場価格を推計する。結果より，前節の結果と比較して全体として 2040 年の推計市場価格は低下する（図 6-16）。特に北海道エリアの市場価格の低下が大きい。

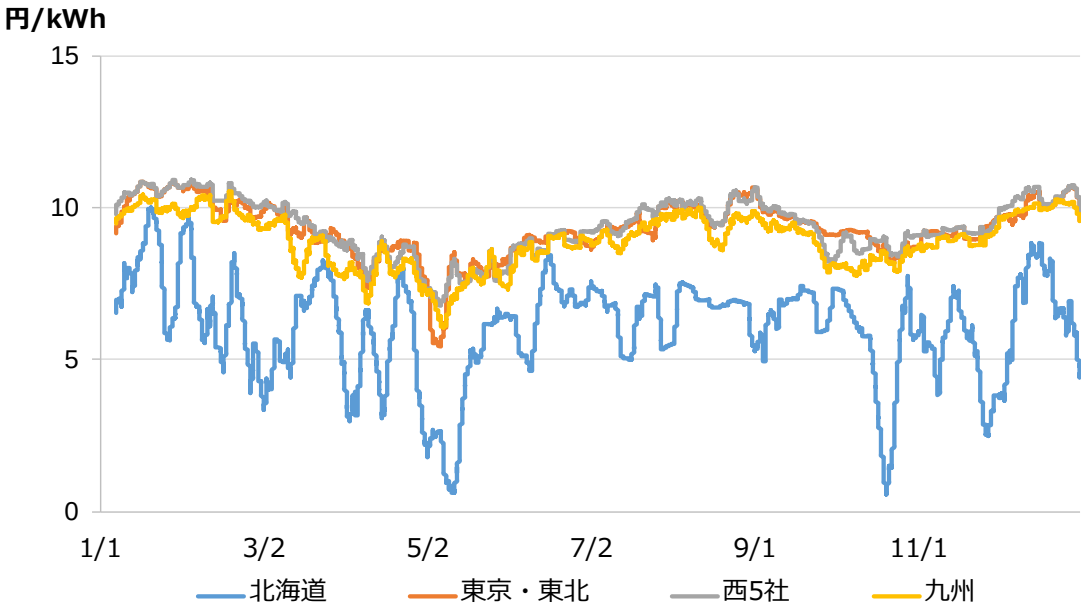


図 6-16　2040 年の推計市場価格（一週間移動平均）（ケース分析（1））（ステップ 2）

(3)　　ステップ 3：2040 年の電源構成再試算

ステップ 2 の結果より，2030 年から 2040 年までの導入量の拡大によって，市場価格がより大きく変化する。このため，ステップ 3 の結果では，市場価格の変化によって風力発電，太陽光発電の導入量がステップ 1 を下回る地域がある。

ステップ 1 とステップ 3 を比較すると風力発電は東北では増加するが，太陽光発電は日本全体として減少する傾向にある（図 6-19，図 6-20）。これは，太陽光発電は晴天の昼間など，全国的に同じ時間帯に発電する可能性が高いため，太陽光発電が発電する時間帯では大幅に需給が緩和する。特に，太陽光発電の設備量の大幅な増加を見込む場合には，発電する時間帯の市場価格を大きく押し下げることになる。このことは，5 章で示した結果や既往研究[34]でカニバリズム効果として観察されている通りである。この結果，導入拡大に伴う市場価格の変化を考慮すると，設備投資の収益性が大きく低下す

るため，導入される設備容量が減少する。

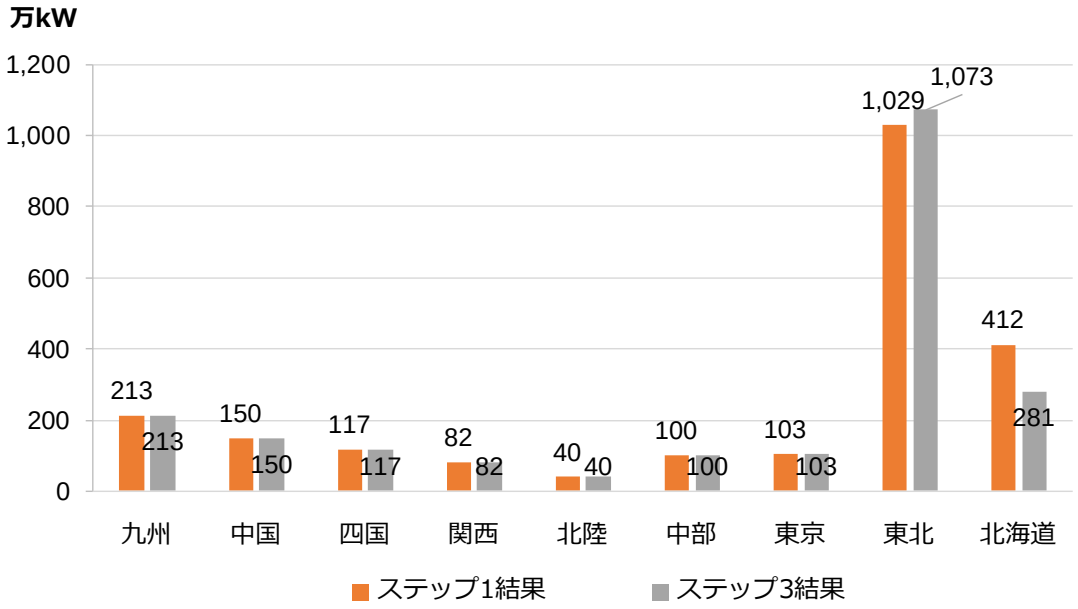


図 6-17　2040 年の風力発電の推計結果（ケース分析（1））（ステップ 3）

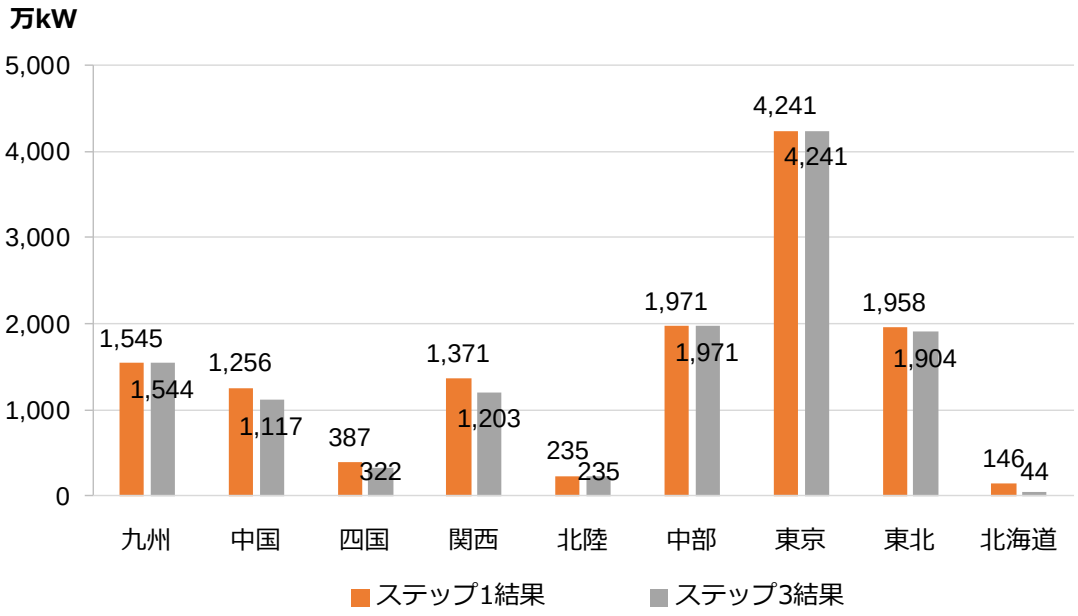


図 6-18　2040 年の太陽光発電の推計結果（ケース分析（1））（ステップ 3）

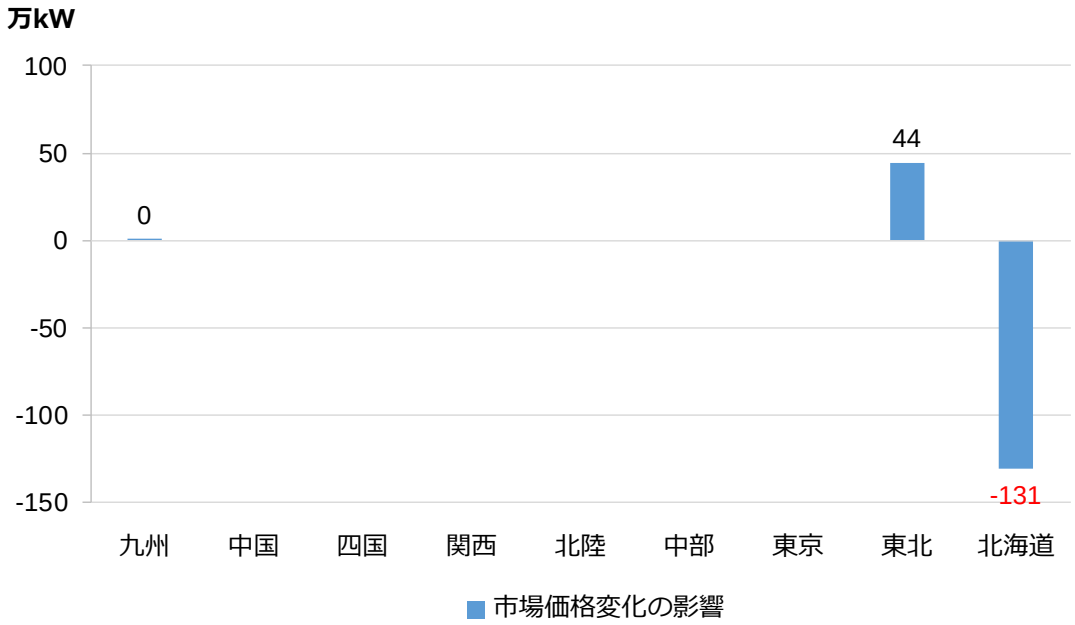


図 6-19　2040 年の風力発電の推計結果比較（ケース分析（1））

（ステップ 1 からステップ 3 への変化量）

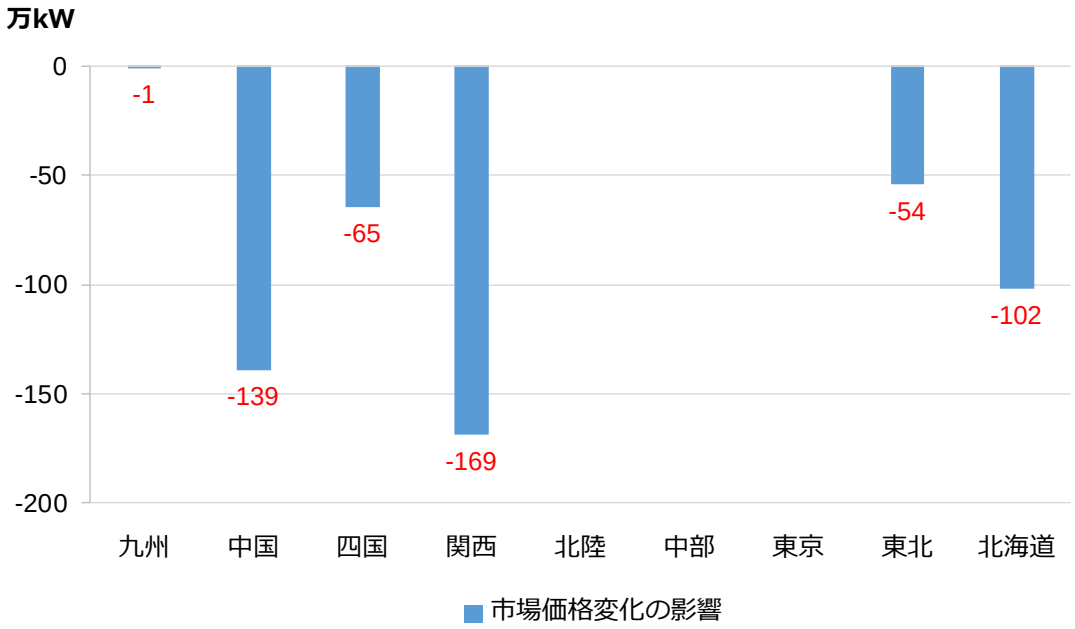


図 6-20　2040 年の太陽光発電の推計結果比較（ケース分析（1））

（ステップ 1 からステップ 3 への変化量）

ベースケースとケース分析(1)の結果比較より，設備容量の上限の増加によって太陽光発電，風力発電ともに全体的に増加する（図 6-21，図 6-22）。

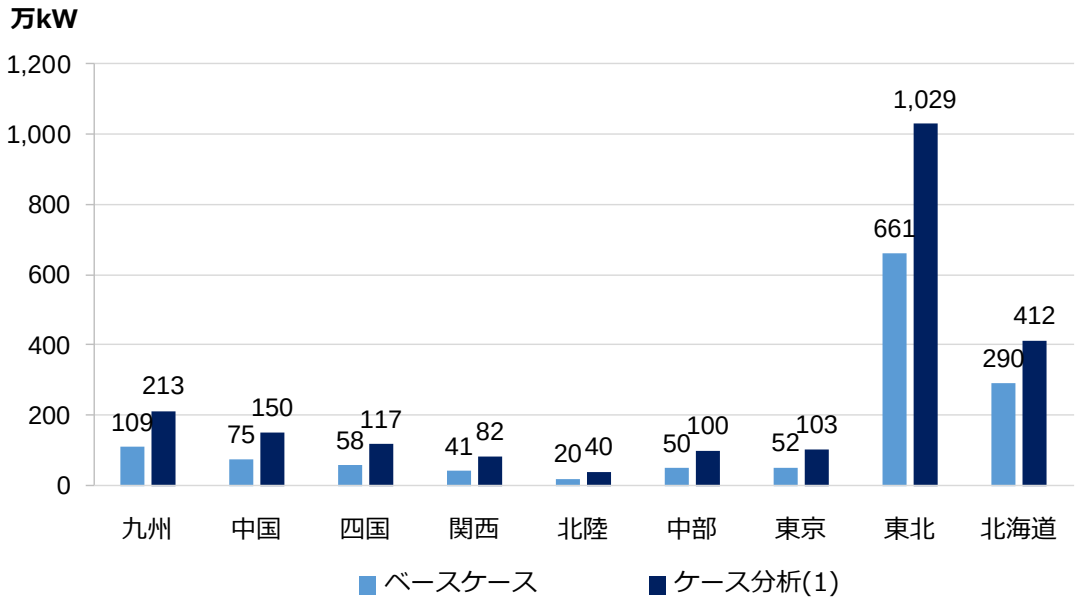


図 6-21　2040 年の風力発電の推計結果比較（ベースケースとケース分析（1））

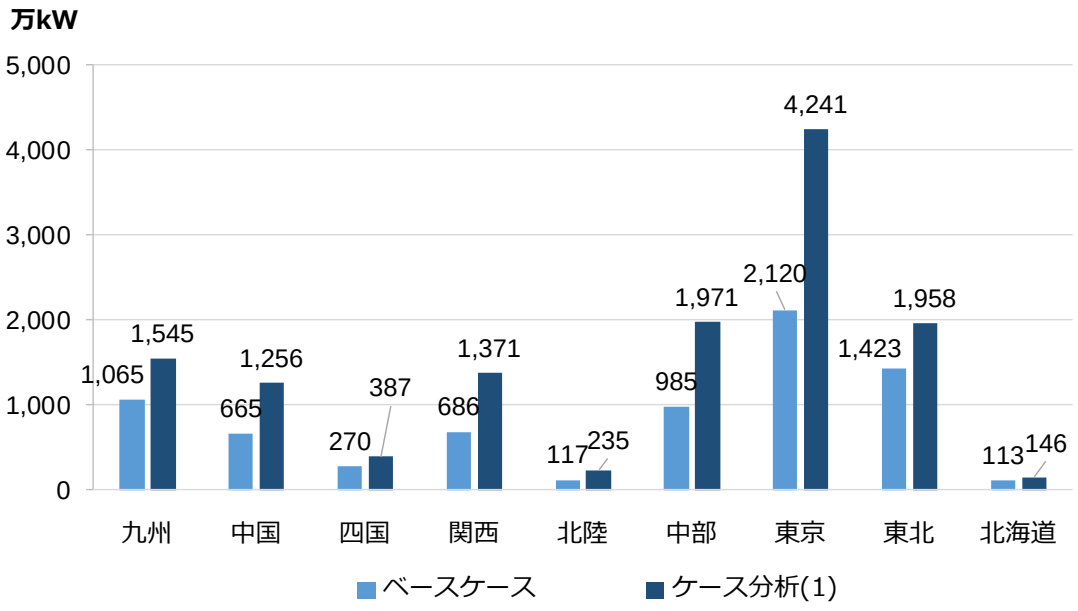


図 6-22　2040 年の太陽光発電の推計結果比較（ベースケースとケース分析（1））

他方で，ステップ 3 の結果より，導入拡大に伴う市場価格の変化を考慮すると，特に太陽光発電は多くの地域でステップ 1 の結果より設備容量が減少する（図 6-19，図 6-20）。つまり，風力発電，太陽光発電の上限拡大は導入量の増加に寄与するが，大量導入は市場価格に影響を与え，特に太陽光発電の収益性に大きな影響を及ぼすために，将来的に導入量の下押し要因となる。市場価格の変化による太陽光発電と風力発電の推計導入量の違いについては，想定した設備容量の上限値と発電特性が異なること，また，地域毎に需給バランスと市場価格の影響の大きさが違うことが要因として考えられる。

本章では，低炭素エネルギーの導入拡大による市場への影響，設備投資への影響について，技術，経済の観点を踏まえて「電力市場の影響を考慮した統合評価モデル」を構築した。統合評価モデルを用いた分析より，日本の電力システムにおける低炭素エネルギー, 特に太陽光発電と風力発電の大幅な導入拡大のためには調整力等の動的な変化を考慮する必要があり, また, これらの電源の導入拡大は市場価格に影響を及ぼすことで, 結果としてこれらの導入量にも影響を与えることを定量的に明らかにした。持続的な低炭素エネルギーの普及のためには, 技術的な視点での動的な変化への対応と低炭素エネルギーの導入による電力市場への影響を考慮した市場の設計, および政策の検討が必要になる。この点について本章で提案する統合評価モデルを用いることで，技術的な評価に加えて市場設計，市場運用の変更による影響，また，政策の効果について定量的に明らかにすることが期待される。

政策効果の定量的評価に関しては，5 章で示したとおり低炭素エネルギーの導入促進政策について日本より先行している欧州では，FIT から FIP や入札への政策変更を進めていることを踏まえて, 提案統合評価モデルを用いた低炭素エネルギーの支援策の評価として風力発電および太陽光発電の売電価格への補助（FIP）と 5 章で検討したカーボンプライシングの制度の影響について分析する。

6.2.4　ケース分析(2)：政策効果に関する分析

ケース分析(2)として，5 章で整理した主要な政策の中でも FIP とカーボンプライシングに着目して分析する。具体的にはケース分析(1)のステップ 3 の結果に対して, 風力発電，太陽光発電の売電価格を 1 円/kWh 上昇させるケースを FIP1 ケース，カーボンプライシングとして現在の石油石炭税の水準から，これらを含めて 5,000 円/t-CO_2 とした時の分析を C50 ケースとして示す。

結果より，FIP1，C50 ともに風力発電，太陽光発電の経済性を改善するため，ケース分析(1)のステップ 3 の導入量よりも増加する。風力発電は追加的な導入量，発電のタイミングの両面で市場価格の変化への影響が小さくケース分析(1)のステップ 3 の結果でも多くの地域でほぼ上限まで導入される結果であったため，想定した政策の影響が相対的に小さい（図 6-23）。他方で，太陽光発電は，制度を考慮しない場合と比べると，特に中国，四国，東北での増加が大きい。これらの地域では，太陽光発電の市場価格の底上げにつながる政策の効果が大きい（図 6-24）。

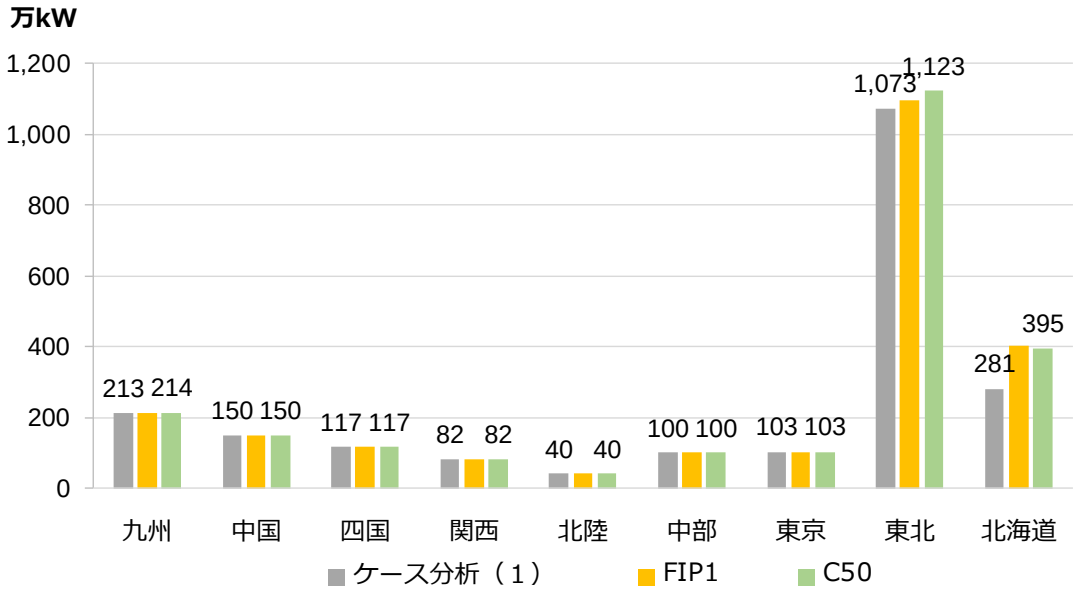


図 6-23　2040 年の風力発電の推計結果（ケース分析(2)）

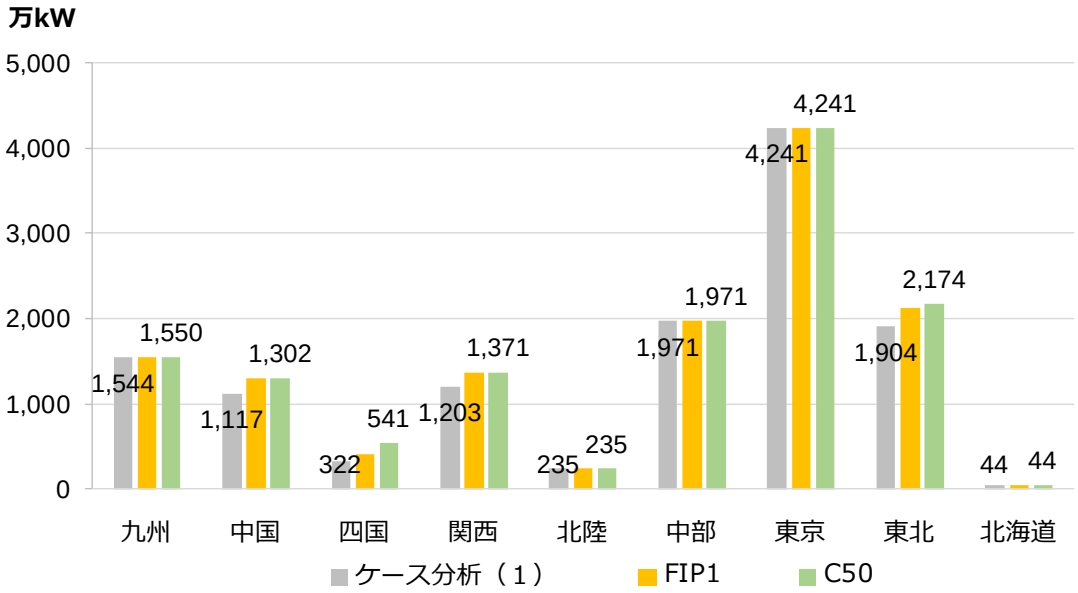


図 6-24　2040 年の太陽光発電の推計結果（ケース分析(2)）



図 6-25　2040 年の風力発電の推計結果比較（ケース分析(1)との差分）

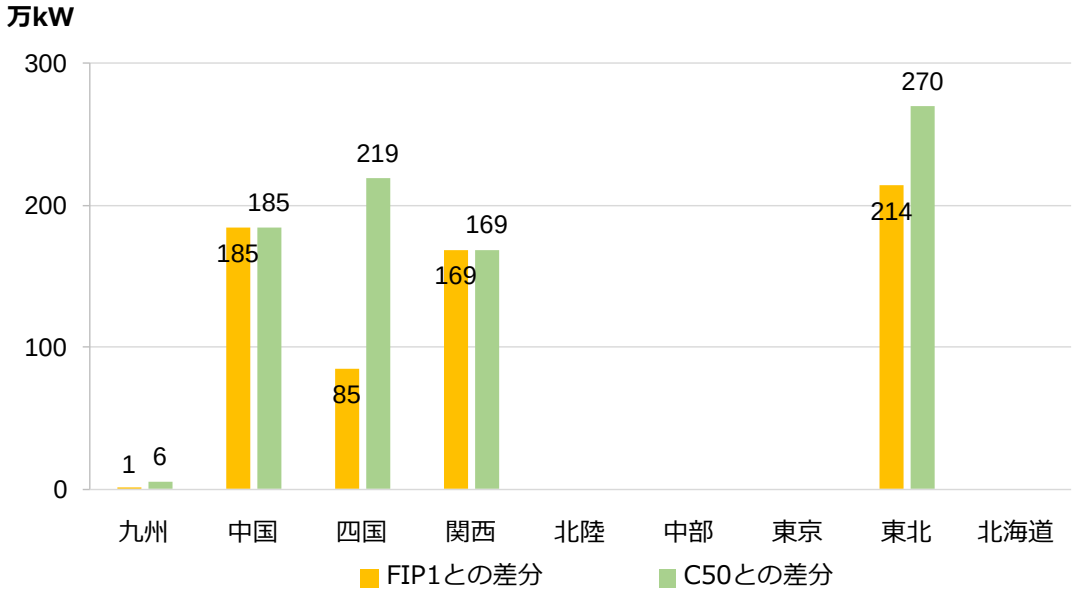


図 6-26　2040 年の太陽光発電の推計結果比較（ケース分析(1)との差分）

これらの制度の効果について，費用，CO_2 排出量の観点から整理する（表 6-2）。結果より，本分析の想定では，CO_2 削減費用の観点からは変動性再生可能エネルギーの市場での売電価格を支援する FIP の費用対効果が大きい。地域別に見ると東北，中国，関西，四国での太陽光発電の導入促進効果が大きい反面，九州，中部，北陸，東京，北海道では，その効果はあまり大きくない。風力発電については，特に設定した導入上限に達していない東北と北海道で導入量の増加に寄与する。

カーボンプライシングについては，火力発電を含めた電源全体に課税されるため，目的関数が大幅に増加する。また，化石燃料発電の中には予備率制約や調整力制約のために，コストの上昇にかかわらず発電しなければならない電源が存在するため，カーボンプライシングの価格効果の影響が小さく，化石燃料の発電量があまり減少しないことが考えられる。結果として，カーボンプライシングの価格効果によって電源部門での低炭素化を進めることは，電力部門と他部門との比較において，電力部門に対して過大な負担になる可能性がある。他方で，カーボンプライシングによる政策は，徴収した費用を技術開発や補助金として，過度な負担となっているところに還元させることも考えられるため，政策費用としての負担を緩和することも考えられる点については留意が必要である。

表 6-2　低炭素エネルギー導入政策の費用等の試算

ケース名	目的関数	CO_2 排出量	追加政策費用	CO_2 削減単価
ケース分析（1）	△7,400 億円	2.98 億トン		
FIP1	△9,098 億円	2.94 億トン	59 億円※1 (△1,698 億円)	1,365 円/t-CO_2
C50	5,730 億円	2.40 億トン	13,130 億円※2	22,548 円/t-CO_2

（注 1）FIP1 ケースでは，外生的に風力発電，太陽光発電の売電価格を 1 円/kWh 増加させたため，目的関数はケース分析(1)の結果に対して低下する。この外生分を追加政策費用として，括弧に示した目的関数の差分と合算すると，FIP1 における追加政策費用は 59 億円となる。

（注2）炭素価格は化石燃料発電を含め全電源に課されるため政策費用額は大きくなる。

本試算では，低炭素エネルギーの支援策として FIP とカーボンプライシングを対象に提案統合評価モデルを用いてケース分析(2)として分析を行った。分析結果より，FIP，カーボンプライシングの二つの政策的対応について，いずれも低炭素エネルギーの導入支援につながるが，その影響や政策効果は異なる。ケース分析(1)で示した通り，設置可能量の増加によって低炭素エネルギー，特に変動性再生可能エネルギーが単調に増えていくという見通しは技術面，経済面で課題に直面する可能性が高い。これらの課題を克服し，持続的に低炭素エネルギーを導入させるためには多面的な分析と対策が必要である。つまり，どの要素を検討していくことがシステム全体として合理的に機能するか等，多面的かつ定量的な評価に基づいて対策を検討していく必要がある。具体的には，風力発電，太陽光発電の発電コストの想定や導入量の想定を始め，蓄電池のコスト想定，連系線容量，その他電源設備の導入量から市場設計，市場運用，規制・制度等，多様な要素が影響することを考慮した評価，分析が求められる。本研究での提案手法はこの点について既往研究に対して貢献するものである。

6.2.5　結言

本章では，3 章，4 章，5 章より，各章で示した提案手法，評価モデルを踏まえて，低炭素エネルギー導入のための技術・経済・制度に関する統合評価モデルを提案した。提案モデルを用いた分析結果より，技術的な要素に加えて市場の要素を合わせて考慮することで，現状の市場運用も踏まえた，より精緻な分析を行うことができる可能性を示した。最終的な結果の大小は前提条件やパラメータにも影響を受けるが，本研究で提案する統合評価モデルを用いて各要素やパラメータの影響を評価することで，技術的な影響に加えて市場や制度の歪みの影響を明らかにし，これらに関する解決策を検討することが可能になる。

6.3　提案手法の展望と課題

提案手法では，電源構成の推計と市場価格の推計を行うことで，技術，経済，制度の総合的な視点での将来の電源構成と変動性再生可能エネルギーの設備投資に関する評価を試みた。理想的には，技術的な制約を踏まえたコスト最小化での分析で得られるような電源構成が実現することが期待される。しかし，現実の市場の設計や制度は必ずし

もこれを実現するものになっているわけではない。このため，理想と現実のギャップを埋めることが重要であり，そのためのツールとして提案手法の貢献が期待される。

電力システムにおける低炭素エネルギーの導入を見通すためには，コスト見通し，エネルギー価格見通し，電力システムに関する各種要素の見通し等，不確定な要素が多く単一のシナリオにおいて見通すことは難しい。また，これらの要素は相互に関係するところもあるため，まず，各要素を個別に評価し，その上で相互の影響を明らかにしていくことが求められる。日本では将来的に大幅な電力需要の増加が見通せない中では，発電設備含めたインフラの更新が課題になる。この点について提案手法は，技術的視点だけでなく市場や制度の点を含めた総合的視点で考えることによって，発電設備，インフラの維持，電気事業への多面的な影響評価とその重要性について，示唆を与えるものである。今後の展望としては，本手法を含めて将来見通しについて，より多面的な視点で検討が進むことが期待される。

提案手法の課題として，最適な設備導入量と市場価格の推計を同時決定できるわけではない点がある。厳密にはこれらの推計を繰り返し行うことで結果が収束していくことが期待される。この点については，各事業者が将来の設備投資，電源の運用にあたり，先の市場を予見しながら投資による影響を加味し，投資計画を修正していくというプロセスをなぞっていると解釈できるが，その確からしさ，精度については継続的な検証が必要である。また，今回の試算では主に低炭素エネルギーの中でも風力発電と太陽光発電について分析したが，技術の発展，市場の進化とともに電力システムにおいて活用される技術，市場も変化していく。このため，現在ある程度見通せる技術である蓄電池や電気自動車等の発電設備以外の技術的要素の影響や，市場での評価，また，市場の制度の変化等についても柔軟に考慮できるようにすることが課題であり，今後の技術開発や市場設計に示唆を与えるような分析が求められる。他方で，あらゆる要素を総合的に取り込んでいくことは，相互の影響を含めて本質的な影響を見えにくくしてしまう可能性がある。このため，モデルの発展のためには，個別論点に関してある程度単純化した評価手法で検討し，モデルの健全性を確認しながらモデルを構築していくことも課題である。

6.4　まとめ

本章では，将来の低炭素エネルギーの普及について，より精緻な示唆を得るために本研究において提案してきた，低炭素エネルギーの動的な変化と市場への影響を考慮した評価モデルを加味し，統合評価モデルを提案した。

具体的には，第 3 章で提案した長期的な変動に関する評価，第 4 章で提案した短期的な変動に関する評価，そして，第 5 章で提案した市場への影響評価を含めて，統合的に評価する手法を提案した。これによって多くの既存手法では考慮されていない低炭素エネルギーの動的な変化と市場への影響を明示的かつ統合的に考慮することで，より精緻な分析が可能となることを示した。本研究での提案手法を用いることで，低炭素エネルギーの普及のための政策の検討や各種技術の導入について，より精緻な定量的評価が期待される。

第7章 結論

本研究では，低炭素エネルギーの導入拡大のための課題を抽出し，多面的な視点として技術・経済・制度に関する評価手法について検討した。そして，各論点について新たな評価手法を提案し，提案評価手法を用いて低炭素エネルギーの導入見通し，課題等について評価した。

今後，更なる拡大が期待される低炭素エネルギーは化石燃料とは異なる特性を持ち，大幅な拡大にはエネルギーシステムの変革が必要である。そのための評価にあたり，特に既往研究では評価例の少ない低炭素エネルギーの動的な変化と現実の市場運用を考慮した電力市場への影響を課題として抽出した。そして，炭素エネルギーの普及のための評価として，個別論点についてより精緻な分析を可能とする評価手法を提案した。また，各論点に関する提案評価手法を踏まえて，これらを総合的に評価するための統合評価モデルを提案し，より精緻な評価手法を構築した。本研究ではこれらをもって，既往研究に対して貢献した。以下の点が本研究の主な結論，成果である。

2 章では，電力システムにおける低炭素エネルギー普及に伴う課題について，技術，経済，制度等，多様な視点から検討すべき課題を抽出した。特に，技術的視点と電力市場への影響という視点で評価の深堀りが必要であることを指摘した。そして，日本の電力システムについて低炭素エネルギーの導入拡大の可能性，課題，対策の検討には低炭素エネルギーの動的な変化に関する評価と，電力市場への影響を加味した総合的評価が必要であることを指摘し，より精緻な評価のための総合評価モデルを提案した。

3 章では，「経年変化考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案し，低炭素エネルギーの長期的な出力変動についての検討事例の少ない廃棄物のエネルギー利用および水力発電について経年変化の影響を明らかにした。特に，環境制約など，ライフサイクルを含めた利用可能量の変化に関する評価や，設備の劣化や利用状況の変化の影響に関する評価手法を提案し，長期的にエネルギー利用可能量を維持していくためには設備の経年変化と環境制約の影響を考慮した対策が重要であることを定量的に明らかにした。

4 章では，「調整力考慮低炭素エネルギー評価モデル」を提案し，日本の電力システムにおける低炭素エネルギーの短期的な出力変動とその影響を明らかにした。特に，日本の電力システムにおける低炭素エネルギーの拡大については，地域毎の資源の偏在，需

給バランス，調整力の制約のためにコスト低下と設置可能量の拡大だけでは，低炭素エネルギーの大幅な導入拡大の実現は難しいことを明らかにした。

5 章では，「低炭素エネルギー普及拡大時市場評価モデル」を提案し，低炭素エネルギーの普及拡大に関する電力市場への影響について，日本の電力市場の現実の運用を踏まえてこれを明らかにした。低炭素エネルギーの導入拡大に伴う市場価格への影響は地域毎に異なり，市場価格への影響は火力発電だけでなく，長期的には低炭素エネルギー発電自身の投資および設備更新に負の影響をもたらす可能性があることを明らかにした。

6 章では，低炭素エネルギーの動的な変化と電力市場への影響について，これらを総合的に考慮した「電力市場の影響を考慮した統合評価モデル」を構築し，市場価格の影響を考慮したより精緻な評価手法を示した。提案評価モデルより，低炭素エネルギーの大幅な導入拡大時の技術の課題と市場の課題を明らかにし，これらに対する制度の影響について定量的に明らかにした。提案評価モデルによって，将来の低炭素エネルギーの導入拡大について技術的な影響と市場や制度の影響を明らかにすることで，これらの相互影響を踏まえた課題と解決策の検討に資することが期待される。

よって，本研究の提案手法は，日本の電力システムにおける低炭素エネルギーの普及拡大の課題を明らかにし，この解決に資するものである。

今後の課題としては，将来的に分散電源の普及，マイクログリッド等の普及が期待される中で地理的かつ時間的に更に詳細な分析や，需要側の情報をより詳細に考慮した分析が求められる。特に分析のスコープについては，電力以外の部門にまたがった評価や容量市場等の新たな市場影響の評価への拡大，そして，日本以外への適応を想定した地理的な汎用性の拡大が求められる。また，本研究で課題として抽出した低炭素エネルギーの特性の動的な変化についての確率的な分析や発電設備の起動等の離散的な要素を加味した分析への拡張，展開も期待される。これらの要素を考慮していくことで，より精緻な分析が可能になると期待される。

本研究の今後の発展，展開の可能性としては，提案手法によって将来の日本の電力システムにおける低炭素エネルギー導入のための技術・経済・制度等に関し，総合的かつ精緻な評価を行うことが期待される。また，手法面での発展可能性を踏まえて，長期的な姿を描くためのより精緻な評価手法の確立に貢献することが期待される。よって，本研究の提案手法は，長期的な低炭素エネルギーの普及目標の確立とそこへ至る道筋の構築，政策検討に貢献するものとし，もって低炭素エネルギーの普及拡大に寄与する。

謝辞

本論文の作成にあたり，多くの方々に御指導，御力添えをいただき，この度学位論文としてまとめるに至りました。心より御礼申し上げます。

指導教官としてご指導を賜りました筑波大学大学院システム情報系　岡島敬一教授に深く御礼申し上げます。先生には研究者としてのあり方はもとより，人としての温かさを学びました。また，先生にお声がけ頂けなければ，このような形で研究成果を取りまとめる機会もなかったと思います。ご縁に恵まれたことに深く感謝いたします。

お世話になった岡島研究室と共同で研究室を運営されていた鈴木研悟助教，そして，本論文の審査もして頂いた内山洋司筑波大学名誉教授にも心より御礼申し上げます。折に触れて温かくも厳しいご意見を頂き，論文の作成を通じて研究者としてのあり方を見つめ直す機会を頂きました。内山先生をはじめ先生方が築き上げてこられた研究室の伝統と雰囲気からも多くを学ばせていただきました。

また，本論文の審査を担当いただきました，羽田野祐子教授，安芸裕久准教授，山本博巳客員教授（一般財団法人電力中央研究所）に深く感謝いたします。

そして，現職場であり，本論文の作成にあたり博士後期課程への進学を了承，支援いただいた一般財団法人日本エネルギー経済研究所の同僚，上司に御礼申し上げます。皆様との議論，ご指導を経て研究所での成果を論文として取りまとめられること嬉しく思っております。また，研究所との共同研究としてご指導いただいた東京大学大学院工学系研究科　藤井康正教授，小宮山涼一准教授に深く感謝いたします。博士前期課程でお世話になって以来，先生方の御指導，御力添えがなければ，学位論文としてとりまとめる程の成果を出すまでには至らなかったのではないかと思っております。

岡島研究室，鈴木研究室の皆様には，研究室に顔を出すことができない中で，いつも温かく迎えてくださり感謝しております。皆さんであればどのような場面でもご活躍されると思っております。益々のご活躍と研究室のご発展を祈念しております。

最後に，本論文の執筆にあたり支えてくれた家族，そして，妻美紀子に心より感謝します。

参考文献

[1] IPCC, “AR5 Synthesis Report: Climate Change 2014”, (2014).

[2] 資源エネルギー庁,「長期エネルギー需給見通し関連資料」, (2015).

[3] パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略策定に向けた懇談会,「提言」, (2019).

[4] 閣議決定,「エネルギー基本計画」, (2018).

[5] 九州電力,「需給実績」, http://www.kyuden.co.jp/wheeling_disclosure.html (アクセス日 2019.10.31).

[6] 山本隆三, 戸田直樹,「電力市場が電力不足を招く、missing money 問題(固定費回収不足問題)にどう取り組むか」, IEEI Discussion Paper 2013-001, (2013).

[7] 電力改革研究会,「ミッシングマネー問題にどう取り組むか　第 2 回」, (2015), http://ieei.or.jp/2015/10/special201204046/ (アクセス日 2019.10.31).

[8] IEA, “Re-powering Markets”, (2016).

[9] IEA, “SYSTEM INTEGRATION OF RENEWABLES AN UPDATE ON BEST PRACTICE(NEDO 監訳)”, (2018).

[10] 電力広域的運営推進機関,「2019～2028 年度の連系線の運用容量について（年間計画・長期計画）」, (2019).

[11] nationalgridESO, “Future Energy Scenarios“, (2019).

[12] nationalgrid, ”System Needs and Product Strategy”, (2017).

[13] PJM, “PJM’s Evolving Resource Mix and System Reliability”, (2017).

[14] 株式会社エックス都市研究所, アジア航測株式会社, パシフィックコンサルタンツ株式会社,「平成 29 年度再生可能エネルギーに関する ゾーニング基礎情報等の整備・公開等に関する 委託業務報告書」, (2018).

[15] 尾羽秀晃, 永井雄宇, 朝野賢司,「土地利用を考慮した太陽光発電および陸上風力の導入ポテンシャル評価」, 電力中央研究所研究報告 Y18003, (2019).

[16] 芦名秀一, 藤野純一,「多地域最適電源計画モデルを用いたわが国電力部門における CO_2 削減シナリオの検討」, エネルギー・資源, Vol. 29, No. 1, (2008), pp. 1-7.

[17] 山本博巳, 矢部邦明, 坂東茂, 永井雄宇,「再生可能エネルギーの大量導入が

電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価」，電力中央研究所研究報告 Y14002，(2014).

[18] 矢部邦明，山本博巳，「自然変動電源が集中導入される地域に蓄電池を導入する効果の評価，電気学会論文誌Ｂ（電力・エネルギー部門誌），Vol. 137，No. 1，(2017)，pp. 16-26.

[19] Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii,“Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model,” *Energy Policy,* Vol. 66 (2014), pp. 73-89.

[20] 東京大学 大学院工学系研究科 藤井・小宮山研究室，「産業経済研究委託事業調査(電力需給モデルを活用したシミュレーション調査)調査報告書」，(2016).

[21] 小林勇介，吉田好邦，「電力小売自由化と再生可能エネルギー普及の CO2 排出量への影響評価」，日本エネルギー学会誌, Vol. 96，No. 2，(2017)，pp. 42-51.

[22] 自然エネルギー財団，「2030 年日本における変動型自然エネルギーの大量導入と電力システムの安定性分析」, (2019).

[23] 川上恭章，小宮山涼一，藤井康正，「高時間解像度の発電部門を持つエネルギーシステム技術選択モデルによる CO2 削減シナリオの分析」，電気学会論文誌Ｂ（電力・エネルギー部門誌）， Vol 138，No.5，(2018)，pp. 382-391.

[24] Takashi Otsuki,“Costs and benefits of large-scale deployment of wind turbines and solar PV in Mongolia for international power exports,” *Renewable Energy* Vol. 108, (2017), pp. 321-335.

[25] 松尾雄司，遠藤聖也，永富悠，柴田善朗，小宮山涼一，藤井康正，「2050 年の発電部門ゼロ・エミッション化に向けた検討(2)　気象条件の変動に関する評価」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 40，No. 3, (2019)，pp. 49-58.

[26] Yuhji Matsuo, Seiya Endo, Yu Nagatomi, Yoshiaki Shibata, Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii, “Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies,” *Applied Energy*, (2019) (in press).

[27] 荻本和彦，岩船由美子，片岡和人，藤哲夫，東仁，福留潔，礒永彰，松岡綾子，山口容平，下田吉之，黒沢厚志，加藤悦史，松川洋，「2050 年に向けた日本のエネルギー需給検討；電力需給モデルによる分析(II)」，第 36 回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集，(2017)，pp. 175-180.

[28] Yuhji Matsuo, Seiya Endo, Yu Nagatomi, Yoshiaki Shibata, Ryoichi Komiyama, Yasumasa Fujii,“A quantitative analysis of Japan's optimal power generation mix in 2050 and the role of CO2-free hydrogen,” *Energy* Vol. 165, (2018), pp. 200-1219.

[29] 浜潟純大，永井雄宇，稲村知昌，朝野賢司，田頭直人，「2050 年の CO2 大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析 2050 年の CO2 大規模削減を実現するための経済およびエネルギー・電力需給の定量分析」，電力中央研究所研究報告 Y19501，(2019).

[30] Masahiro Sugiyama, Shinichiro Fujimori, Kenichi Wada, Seiya Endo, Yasumasa Fujii, Ryoichi Komiyama, Etsushi Kato, Atsushi Kurosawa, Yuhji Matsuo, Ken Oshiro, Fuminori Sano, Hiroto Shiraki, “Japan's long-term climate mitigation policy: Multi-model assessment and sectoral challenges,” *Energy*, Vol. 167, No.15, (2019), pp. 1120-1131.

[31] Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, Zack A.F. Bauer, Savannah C. Goodman, William E. Chapman, Mary A. Cameron, Cedric Bozonnat, Liat Chobadi, Hailey A. Clonts, Peter Enevoldsen, Jenny R. Erwin, Simone N. Fobi, Owen K. Goldstrom, Eleanor M. Hennessy, Jingyi Liu, Jonathan Lo, Clayton B. Meyer, Sean B. Morris, Kevin R. Moy, Patrick L. O’Neill, Ivalin Petkov, Stephanie Redfern, Robin Schucker, Michael A. Sontag, Jingfan Wang, Eric Weiner, and Alexander S. Yachanin,“100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World,” Joulem 1, (2017), pp. 108-121.

[32] Frank Sensfuß，Mario Ragwitz，Massimo Genoese，“A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany,” *Energy Policy*, Vol. 36, No. 8, (2007), pp. 3086-3094.

[33] 永井雄宇，渡邊勇，朝野賢司，岡田健司，古澤健，「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」，電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパーSERC16001，(2016).

[34] 朝野賢司，岡田健司，永井雄宇，丸山真弘，「欧州における再生可能エネルギー普及政策と電力市場統合に関する動向と課題」，電力中央研究所研究報告 Y15022，(2016)

[35] Hannes Weigt, “Germany's Wind Energy, The Potential for Fossil Capacity

Replacement and Cost Saving, Electricity Markets," Working Paper WP-EM-29 (2008).

[36] Liliana Gelabert, Xavier Labandeira. Pedro Linares, "Renewable Energy and Electricity Prices in Spain, Working Papers 01-2011, *Economics for Energy.* (2011).

[37] Hugo A. Gil, Catalina Gomez-Quiles, Jesus Riquelme , "Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: Estimation via an ex post approach," *Energy Policy*, Vol. 41, (2012), pp. 849-859.

[38] Chi-Keung Woo, Ira Horowitz, Alexia Pacheco, "The impact of wind generation on the electricity spot market price lee and variance: The Texas experience," *Energy Policy*, Vol. 39, (2011), pp. 3939-3944.

[39] Chi-Keung Woo, Jack Moore, Brendan Schneiderman, Tony Ho, Arne Olson, L. Alagappan, K. Chawla, Nate Toyama, jay Zarnikau , "Merit-order effects of renewable energy ant price divergence in California's da-ahead and real-time electricity markets," *Energy Policy*, Vol. 92, (2016), pp. 299-312.

[40] Klaas Würzburg, Xavier Labandeira, Pedro Linares, "Renewable generation and electricity prices, "Taking stock and new evidence for Germany and Austria," *Energy Economics*, Vol. 40, (2013), pp. S159-S171.

[41] William W. Hogan, "On an "Energy only" electricity market design for resource adequacy," (2005).

[42] Lion Hirth, "The market value of variable renewables: The effect of solar and wind power variability on their relative price," *Energy Economics*, (2013), pp. 218-236.

[43] Richard J. Green, Thomas-Olivier Léautier, "Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets," (2017), https://www.coriolis.polytechnique.fr/Confs/Leautier_publi.pdf (アクセス日 2019.10.31).

[44] Nuno Carvalho Figueiredo, Patrícia Pereira da Silva, "The price of wind power generation in Iberia and the merit-order effect," *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Vol. 15, (2017), pp. 87-96.

[45] François Benhmad, Jacques Percebois, "Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices: The case of Germany," *Energy Policy*, Vol. 119, (2018), pp. 317-326.

[46] Lion Hirth, "What Caused the Drop in European Electricity Prices? A Factor

Decomposition Analysis," *The Energy Journal*, Vol. 39, No. 1 (2018).

[47] Chen-Hao Tsai, Derya Eryilmaz, "Effect of wind generation on ERCOT nodal prices," *Energy Economics*, Vol. 76, (2018), pp. 21-33.

[48] David Newbery, Michael G.Pollitt, Robert A.Ritz, WadimStrielkowski, "Market design for a high-renewables European electricity system," *Renewable and Sustainable Energy Review*, Vol. 91, (2018), pp. 695-707.

[49] Keisuke Yoshihara, Hiroshi Ohashi, "Assessing the Impact of Renewable Energy Sources: Simulation analysis of the Japanese electricity market," Discussion Paper Series 17-E-063, (2017).

[50] Jun Maekawa, Bui Hien Hai, Sarana Shinkuma, Koji Shimada,"The Effect of Renewable Energy Generation on the Electric Power Spot Price of the Japan Electric Power Exchange," *Energies*, Vol. 11, 2215, (2018).

[51] 新エネルギー・産業技術開発機構（NEDO），「太陽光発電開発戦略」，(2014).

[52] デロイトトーマツコンサルティング合同会社，「平成 29 年度電気施設等の保安規制の合理化検討に係る調査 風力発電業界の構造調査」，(2018).

[53] 鶴崎敬大，湯淺和博，中上英俊，「長期発電実績に基づく住宅用太陽光発電システムの性能評価」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 37，No. 3, (2016)，pp. 1-9.

[54] 新エネルギー・産業技術開発機構（NEDO），「中国におけるランドフィルガス回収発電可能性調査」，(2005).

[55] 間宮尚，高橋俊彦，小澤一喜，阪東浩造，曽根祐太，古郡庸由，「処分場ガス有効利用による CDM 事業の課題」，第 25 回エネルギー・資源学会研究発表会講演論文集, (2006)，pp. 183-186.

[56] Revise IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,"Reference Manual: Chapter 6, WASTE," (1996).

[57] IPCC, "NGGIP Publications" http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/public.htm (アクセス日 2007.2.1).

[58] 新エネルギー・産業技術開発機構（NEDO），「廃棄物発電導入技術調査等」，(2000).

[59] 新エネルギー・産業技術開発機構（NEDO），「廃棄物発電導入マニュアル」，

(2002).

[60] 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット,「エネルギー・経済統計要覧2006」，省エネルギーセンター，(2006).

[61] 東京都環境局 HP　http://www2.kankyo.metro.tokyo.jp/tyubou/index.htm (アクセス日 2007.2.1).

[62] 東京都環境局,「東京都廃棄物処理計画」，(2002).

[63] 京都市環境局,「Bureau of the Environment of Kyoto city」, http://www.city.kyoto.jp/kankyo/ (アクセス日 2007.2.1).

[64] 総合資源エネルギー調査会,「長期エネルギー需給見通し小委員会(第５回会合)資料 1」，(2015).

[65] 経済産業省資源エネルギー庁,「平成 24 年度エネルギーに関する年次報告(エネルギー白書(2013)」, (2013).

[66] 経済産業省資源エネルギー庁,「電力調査統計」.

[67] 電力土木技術協会,「水力発電所データベース」，http://www.jepoc.or.jp/hydro/ (アクセス日 2014.11.30).

[68] 経済産業省資源エネルギー庁,「水力発電に関する研究会(中間報告，参考資料17)」，(2008).

[69] 電気事業連合会,「電気事業のデータベース」, http://www.fepc.or.jp/library/data/infobase/index.html (アクセス日 2014.11.30).

[70] 経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部,「電源開発の概要」(各年版)

[71] 公営電気事業経営者会議,「水力発電の全量買取制度に対する要望」,(2012).

[72] 発電コスト検証ワーキンググループ,「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告（参考資料 2）「各電源の諸元一覧」」,(2015).

[73] 発電コスト検証ワーキンググループ,「発電コストレビューシート」, (2015).

[74] 調達価格等算定委員会,「平成２６年度調達価格および調達期間に関する意見」，(2014).

[75] 低炭素投資促進機構,「回避可能費用」.

[76] (一社)日本卸電力取引所,「取引結果」，http://www.jepx.org/market/index.html (アクセス日 2019.9.30).

[77] (一財)日本エネルギー経済研究所, 「EDMC データバンク」, http://edmc.ieej.or.jp/ (アクセス日 2015.4.7).

[78] (株)JNC, 「水力発電所大規模改修工事に関するお知らせ」, http://www.jnc-corp.co.jp/news/2014/post-12.html (アクセス日 2015.4.7).

[79] (株)JNC, 「水力発電所大規模改修工事に関するお知らせ」, http://www.jnc-corp.co.jp/news/2014/post-3.html (アクセス日 2015.4.7).

[80] 道営事業あり方検討会, http://www.pref.hokkaido.lg.jp/kg/htd/arikata.htm (アクセス日 2015.4.7).

[81] 旧一般電気事業者各社, 「有価証券報告書各年版」

[82] 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会, 「東京電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案」, (2012).

[83] 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会, 「関西電力株式会社および九州電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案」, (2013).

[84] 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会, 「東北電力株式会社および四国電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案」, (2013).

[85] 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会, 「北海道電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案」, (2013).

[86] 総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会, 「中部電力株式会社の供給約款変更認可申請に係る査定方針案」, (2014).

[87] 東北電力, 「水力発電所の復旧状況について」, http://www.tohoku-epco.co.jp/news/normal/1183453_1049.html (アクセス日 2014.11.30).

[88] 広域系統整備委員会, 「第 18 回広域系統整備委員会資料 1」, (2016).

[89] 電力広域的運営推進期間, 「平成 30 年度供給計画の取りまとめ」, (2018).

[90] 石炭発電所ウォッチ, http://sekitan.jp/plant-map (アクセス日 2018.5.31).

[91] JEPX 発電情報公開システム, https://hjks.jepx.or.jp/hjks/ (アクセス日 2018.5.31).

[92] 環境省地球環境局, 「平成 24 年度再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」, (2013).

[93] IEA, “World Energy Outlook 2016”, (2016).

[94] 新エネルギー・産業技術開発機構（NEDO），「二次電池技術開発ロードマップ2013」，(2013).

[95] 電気学会，「電気学会 EAST30 機系統モデル」.

[96] 電気学会，「電気学会 WEST30 機系統モデル」.

[97] 電力広域的運営推進機関，「平成 29～38 年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)」，(2017).

[98] 電力広域的運営推進機関，「2020～2027 年度の予備力・調整力および潮流抑制のためのマージン(長期計画)」，(2018).

[99] 電気事業低炭素社会協議会，https://e-lcs.jp/news/detail/000040.html (アクセス日 2018.5.31).

[100] 電気事業連合会，電源開発株式会社，日本原子力発電株式会社，特定規模電気事業者有志,「電気事業における低炭素社会実行計画」の策定について」, (2015), http://www.fepc.or.jp/about_us/pr/sonota/__icsFiles/afieldfile/2015/07/17/20150717_CO2.pdf (アクセス日 2019.1.17).

[101] 資源エネルギー庁，「再生可能エネルギーの歴史と未来」 https://www.enecho.meti.go.jp/about/special/tokushu/saiene/saienerekishi.html (アクセス日 2019.8.1)

[102] 固定価格買取制度　情報公表用ウェブサイト, https://www.fit-portal.go.jp/PublicInfoSummary (アクセス日 2019.9.30).

[103] 環境省，「平成 26 年度 2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討委託業務報告書」，(2015).

[104] Kenneth Van den Bergh, Erik Delarue, William D'haeseleer, “Impact of renewables deployment on the CO2 price and the CO2 emissions in the European electricity sector,” *TME WORKING PAPER - Energy and Environment*, (2012).

[105] Nicolas Koch, Sabine Fuss, Godefroy Grosjean, Ottmar Edenhofer, “Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything?—New evidence,” *Energy Policy*, Vol.73, (2014), pp. 676-685.

[106] 九州電力，でんき予報(電力のご使用状況), http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html (アクセス日 2019.9.30).

[107] U.S. Energy Information Administration, “Cushing, OK WTI Spot Price FOB” https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RWTCD.htm (アクセス日 2019.9.30).

[108] 電力広域的運営推進機関,「2019 年度全国および供給区域ごとの需要想定について需要想定」, (2019).

[109] IEA,”World Energy Outlook 2018”, (2018).

[110] 電力・ガス取引監視等委員会,「第 35 回制度設計専門会合資料 7」, (2018).

[111] 電力広域的運営推進機関,「2019～2028 年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）」, (2019).

[112] 経済産業省資源エネルギー庁,「エネルギー情勢懇談会 提言～エネルギー転換へのイニシアティブ～関連資料」, (2018).

業績リスト

学術論文（査読付）

J1. 永富悠，松尾雄司，小笠原潤一，「LFC 調整力を考慮した電源構成モデルによる 2040 年の電源構成の分析と政策課題に関する検討」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 40，No. 2，(2019)， pp. 8-20.

J2. Yu Nagatomi, ”Liberalization and decarbonization under the electricity system reform in Japan”, *Oxford Energy Forum*, Vol. 114, (2018), pp. 40-43.

J3. 永富悠，山本博巳，「一般水力発電所の発電量の経年変化と将来見通しに関する分析」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 37，No. 2，(2016)，pp. 29-37.

J4. 永富悠，山本博巳，山地憲治，岩崎博，山田興一，「マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー利用と技術競合に関するシステム分析」，エネルギー・資源学会論文誌，Vol. 29，No. 5，(2008)，pp. 1-7.

J5. 永富悠，山本博巳，山地憲治，「廃棄物処理システムに対する地域特性と温室効果ガス対策の影響評価」，日本エネルギー学会誌，Vol. 86，No. 9，(2007)，pp. 693-699.

J6. 永富悠，山本博巳，山地憲治，岩崎博，山田興一，「タイにおけるキャッサバパルプを用いたエタノール製造に関する分析」エネルギー・資源，Vol. 28，No. 3，(2007)，pp. 180-185.

国際会議論文（査読付）

I1. Yu Nagatomi,”Future pass - Through costs and concerns about increases in electricity rates in Japan”, Proc. of 36th IAEE International Conference,” South Korea, June (2013).

I2. Yu Nagatomi, ”Estimate of the Electricity-Saving Effects Taking Account of Temperature Change Effects in the Service Areas of Tokyo Electric Power and Tohoku Electric Power,” Proc. of 3rd IAEE Asian Conference, Japan, February (2012).

I3. Yu Nagatomi, Hiromi Yamamoto, Kenji Yamaji, ”Analysis of waste disposal systems including LFG power generation considering regional characteristics and CO2 credit,” Ninth Biennial Conference of International Society for Ecological Economics on Ecological Sustainability and Human Well-Being, The International Society for

Ecological Economics (ISEE), India, December (2006).

国内会議論文（査読無）

D1. 永富悠, 岡島敬一,「低炭素電源普及時の発電設備の収益性に関する考察」, 第 28 回日本エネルギー学会大会講演要旨集，8 月，(2019)，pp. 204-205.

D2. 永富悠,「FIT 後の持続的な再生可能エネルギー投資にかかる政策の検討」, 第 35 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2019), pp. 834-837.

D3. 永富悠，小笠原潤一,「調整力を加味した電源構成モデルによる 2030 年以降の電源構成の分析と政策課題に関する検討」，第 34 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2018)，pp. 25-30.

D4. 永富悠，松尾雄司，小笠原潤一,「電源構成モデルを用いた将来の卸電力取引市場の分析と考察」，第 26 回日本エネルギー学会大会講演要旨集，8 月，(2017), pp. 234-235.

D5. 永富悠,「カーボンプライシングが発電事業の収益性に与える影響についての分析」, 第 33 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 2 月，(2017)，pp. 79-82.

D6. 永富悠,「再生可能エネルギー優遇政策下の再生可能エネルギーの大量かつ急速な導入と太陽光発電の設備更新に関する課題」，第 25 回日本エネルギー学会大会講演要旨集，8 月，(2016)，pp. 208-209.

D7. 永富悠,「一般水力発電の設備利用率の実績と将来見通しについて」，第 31 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集, 1 月, (2015), pp. 555-558.

D8. 永富悠,「2011 年夏の節電対策における電気の使用制限令の効果及び部門別時間帯別節電率に関する検討」，第 29 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2013)，pp. 359-362.

D9. 永富悠,「東京電力管内及び東北電力管内における気温影響を考慮した節電効果に関する試算と分析」，第 28 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2012)，pp. 43-46.

D10. 永富悠，松尾雄司，村上朋子,「原子力発電所の設備利用率及び原因別停止時間

の各国比較」，第 27 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2011)，pp. 461-464.

D11. 永富悠，松尾雄司，宇野宏，平井晴己，「自動車用燃料としての電気エネルギーの優位性と課題に関する考察」，第 26 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2010).

D12. 永富悠，松尾雄司，宇野宏，平井晴己，「アジア地域を中心とした石油製品需給及び貿易に関する分析」，第 25 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2009)，pp. 51-54.

D13. 永富悠，山本博巳，山地憲治，岩崎博，山田興一，「マレーシアにおけるパーム残渣を用いた燃焼発電とエタノール製造の共存に関する分析」，第 24 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2008)，pp. 107-110.

D14. 永富悠，山本博巳，山地憲治，「マレーシアにおけるパーム残渣を用いたエタノール製造に関する分析」，第 16 回日本エネルギー学会大会講演要旨集，8 月，(2007)，pp. 226-227.

D15. 永富悠，山地憲治，山本博巳，「パーム残渣を用いた発電に関する分析」，平成 19 年電気学会全国大会講演論文集，3 月，(2007).

D16. 永富悠，山本博巳，山地憲治，「マレーシアにおけるパーム残渣のエネルギー利用に関する分析」，第 23 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2007)，pp. 355-358.

D17. 永富悠，山本博巳，山地憲治，「廃棄物処理システムに対する地域特性と温室効果ガス対策の影響評価」，第 2 回バイオマス科学会議，1 月，(2007)，pp. 148-149.

D18. 永富悠，山本博巳，山地憲治，岩崎博，山田興一，「タイにおけるキャッサバパルプを用いたエタノール製造に関する分析」，第 25 回エネルギー・資源学会研究発表会，6 月，(2006).

D19. 永富悠，山本博巳，林武人，藤井康正，山地憲治，「地域特性を考慮した LFG 回収発電を含む廃棄物処理法の優位性評価」，第 22 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，1 月，(2006)，pp. 597-600.