

課題名	1ZF-1201 東日本大震災を踏まえた電源構成の転換を実現するためのシナリオと方策に関する研究
課題代表者名	吉田 好邦（東京大学大学院新領域創成科学研究科環境システム学専攻教授）
研究実施期間	平成24～25年度
累計予算額	68,612千円（うち25年度17,153千円） 予算額は、間接経費を含む。
本研究のキーワード	電源構成、再生可能エネルギー、原子力発電、電力需給モデル、最適化、外部費用、経済影響評価、制度的課題、シナリオ

研究体制

- (1)再生可能エネルギー導入を中心とした電源構成の移行プロセス及び制度的課題に関する研究（東京大学）
- (2)地理的・時間的解像度を高めた電力需給モデルの構築（東京大学）
- (3)新しい電力供給システム実現のコストならびにこれがわが国の経済に及ぼす影響の評価（東京大学）

研究概要

1. はじめに（研究背景等）

化石燃料や再生可能エネルギーに恵まれているとは言えないわが国は、狭隘な平地に一億を超える人口を有し、電気を必要とする産業が雇用の相当部分を支えているという社会・経済条件の下にある。また送電網が他国と連結されていないため、停電等の供給リスクについては、自国で全て対応しなければならないという、国際的にも極めて特異な状況にある。さらにわが国は、東日本大震災と福島事故によって、世界の如何なる国も経験したことがない電源構成の本格的な転換を如何にスムーズに行うかという大きな課題を突き付けられることとなった。具体的には、(i)量的な制約に加え出力の変動が大きな再生可能エネルギーを如何に有効に利用するか、(ii)電源構成の約30%を占め、低炭素化を図る上でも中心的な役割を担っていた原子力発電について、社会的受容性を考慮しながら今後の稼働をどのようにするのか、(iii)社会、経済へのインパクトを最小限に抑えつつ、如何に環境規制を満たしながら移行するのかという課題である。これは、わが国の今後の安定的なエネルギー需給を実現するために検討すべき重要な課題である。

2. 研究開発目的

様々なエネルギー技術の導入に関するポテンシャルやリスクとコスト、政策オプション(FIT等)について日本における電源構成を対象とした実効的な移行シナリオを提示するために、個々のエネルギーや技術が抱える技術的・制度的課題（特に風力と太陽光をはじめとする再生可能エネルギーの大量導入に伴う課題等）の明確化、地理的・時間的解像度を高めた電力構成モデルによる電力需給の把握、移行シナリオによる経済影響の評価を行うことを目的とする。

3. 研究開発の方法

(1)再生可能エネルギー導入を中心とした電源構成の移行プロセス及び制度的課題に関する研究

まず国内外へのヒアリング及び文献調査とワークショップ等によって課題の抽出をおこなう。またPotential Problem AnalysisやDecision Analysis等の手法をベースに、電源構成の移行プロセスに関するシナリオを作成する。次に戦略シナリオを検討するため、Decision Analysis手法によって、再生可能エネルギーを最大限活用する電源構成への移行という目標達成を困難にする可能性のある障害（バリア）と、これらを克服するための技術的対応策ならびに政策の選択肢を整理し、移行プロセスを左右する可能性のある主要要素を特定する。

この成果をもとに、それぞれの要素における意志決定項目を3つのレベル（ポリシー、戦略、戦術）分けし、ディシジョン・ヒエラルキーを作成し、さらにこの中から、戦略レベルの意志決定項目に係る選択肢をストラテジー・テーブルとして整理し、これら選択肢の組み合わせで成立する複数のシナリオの中から、検討の対象とするシナリオを抽出する。これらのシナリオはサブテーマ2における最適電力需給モデルへのインプットとなる。サブテーマ2

の出力結果は上述した戦略レベルの意思決定項目ごとに評価をし、環境政策に寄与する知見を導く。

(2) 地理的・時間的解像度を高めた電力需給モデルの構築

最適電力需給モデルの外生的な入力条件としては、サブテーマ1で作成した再生可能エネルギーや電力需要に関するシナリオがあるが、その他の条件として、地域内のそれぞれの地点における10分刻みでの風力発電、太陽光発電の出力曲線と電力負荷曲線、そして各種発電設備（石油火力発電、天然ガス火力発電（汽力）、LNG複合火力発電、石炭火力発電、原子力発電、一般水力・地熱発電、揚水発電）の既設容量、電力系統の運用に関する技術的な制約（発電効率、設備利用率、負荷追従制約、送電制約）、そして各種のコスト係数（建設単価、燃料単価）などがある。この入力条件に対して、最適電力需給モデルを用いて、対象地域内の年間総発電費用の合計値の最小化を通じて、電力システム全体の経済合理的で最適な電源運用を決定する。最適電力需給モデルは変数の個数、制約条件式の本数がそれぞれ1億に近い大規模な線形計画問題として定式化されている。大容量の主メモリ（1.5TB）と並列計算可能なマルチコアプロセッサ（20コア×4CPU）を搭載したサーバを用いて、市販のソフトウェア（IBM社CPLEX）を利用した内点法アルゴリズムにより最適解を探索した。

(3) 新しい電力供給システム実現のコストならびにこれがわが国の経済に及ぼす影響の評価

原子力発電の社会受容性を調査するためのアンケート調査では、原子力発電や火力発電の事故の確率とその被害の影響を仮定し、その事故の生起確率を削減するための税金の増加額に対する許容度合いを尋ねる。火力発電の増設に伴う健康影響評価では、汚染物質の大気中濃度分布推定モデルにより、移流拡散と汚染物質の二次生成を考慮する計算を行う。経済影響評価では、通常の応用一般均衡モデル（Computable General Equilibrium Model）を消費者の限定合理性を考慮したモデルに拡張し、エネルギー経済モデルとして各種政策の評価に用いることとする。このモデルではサブテーマ2の最適電力需給モデルの出力を踏まえたモデル評価を実施する。

4. 結果及び考察

(1) 再生可能エネルギー導入を中心とした電源構成の移行プロセス及び制度的課題に関する研究

移行プロセスを左右する、①太陽光発電、②風力発電、③グリッド、④事業所・家庭の電力需要を対象に、ディシジョン・アナリシスの手法を使い評価した結果、シナリオ分析を通じて評価すべき戦略レベルの重要戦略項目は、以下の3つとなった。

1) 送電容量・送電線不足

資源量の豊富な北海道・東北北部に風力発電が大規模に立地した場合、需要地である首都圏へ電力を大量に送るには、既設基幹送電線の容量が不足する可能性がある。

2) Ramping対応調整電源不足

太陽光・風力の導入量が増えると、低気圧通過のような広域の気象変化に起因する発電出力の長時間変動分（Ramping）は残され、この変動に需要変動が重なり合うと、需要変動を大きく上回る需給調整能力が必要となる。

3) 変電設備事故（落雷・着氷雪等）時及び電源脱落時の周波数安定度劣化

太陽光や風力は同期発電機のような慣性モーメントを持たないため、導入量が増えると、送変電設備落雷事故や発電設備事故時に周波数が急激に低下して系統全体が制御不能となるリスクが高まる。

次に、重要戦略項目を精査するために、2013年以前に行われた長期エネルギー需給見通しやエネルギー基本計画などを参照し、再生可能エネルギーの導入レベルと電力需要を変化させて、以下に示す3つの2030年シナリオ（ベース、中庸、最大導入）を設定した。

ベースシナリオ

電源構成は平成20年5月長期エネルギー需給見通し「努力継続シナリオ」と同程度、電力需要は2010年比5%増。

中庸シナリオ

電源構成は平成21年8月長期エネルギー需給見通し（再計算）「努力継続シナリオ」と同程度、電力需要は2010年と同等。

最大導入シナリオ

電源構成は平成22年6月のエネルギー基本計画を超え、平成24年9月革新的エネルギー・環境戦略「慎重ケース」に近い究極、電力需要は2010年比10%減。

次に、サブテーマ2の最適電力需給モデルの出力を踏まえ、以下の示唆を得た。

- a ベースシナリオの導入量では、重要戦略項目に大きな問題が生じない。(この導入量は、太陽光で2012年6月末(全国560万kW)の4倍、風力で2012年6月末(260万kW)の1.7倍に相当)
- b ベースシナリオの約2倍となる中庸シナリオの導入量になると、北本連系線がボトルネックとなるとともに、風力の出力抑制が必要になるなど、北海道において3項目すべてで問題が生じる。
- c 中庸シナリオの約2倍となる最大シナリオの導入量に達すると、問題は一層鮮明になり、北海道で風力と太陽光の双方に大量の出力抑制が必要となる。
- d 各項目の電力供給に及ぼすインパクトを整理すると、事故時周波数安定問題>ランピング対応問題>送電線建設問題の順となる。
- e 2030年に最大シナリオ程度の導入量を目指す場合、2020年頃には中庸シナリオの導入量に達し問題発生が現実のものとなる可能性が高い。対策の決定と実施に残された時間はほとんど無い。

また上述した重要戦略項目についての示唆は以下のようにまとめられる。

- 1) 送電線建設問題について
 - a 現状0.6GWである北本連系線はベースシナリオでもボトルネックとなる。最大導入シナリオになるとボトルネックとなる頻度が著しく増大。2GWに増強することでボトルネックでなくなるが、代わって道南幹線が新たなボトルネックとなる。北海道に立地を進める場合は、早めに北本連系線と道南幹線の能力増強に着手する必要がある。
 - b 北本連系線と道南幹線の増強が効果を発揮するには、周波数安定度問題が技術開発により一定程度解決され風力・太陽光の出力抑制が大幅に緩和されることと組み合わせることが必要。
 - c しかし技術開発と送電線の建設には時間を要することから、問題が顕在化するまでの時間的余裕を確保するために、風力発電の北海道への集中立地を避け、北東北の着床式の立地を促進することも有効。
- 2) Ramping対応調整電源確保問題について
 - a 低気圧が発達しながら北日本を通過する場合、数日から数時間を周期とする複雑なRamp-up & Ramp-down現象が発生する。
 - b 2009年の実データに基づく、北海道では、最大導入シナリオで、調整電源に需要の変化を超えた出力調整が求められるケースが、年間を通じて発生する。(計202回)特に、1月～4月には頻繁に発生する。(うち110回)
 - c ベースシナリオでも北海道では需要の1/2を太陽光発電と風力発電が供給する時間帯が発生。中庸シナリオでは太陽と風力の出力が北海道の需要を上回り、東北でも北海道から移入される分を加えれば、太陽と風力の供給が1/2程度を占める時間帯が出現する。しかし、その場合でも東京管内のシェアは20%以下にすぎない。
 - d ベースシナリオから最大導入シナリオに向けて太陽光発電と風力発電の導入量を約3000万kW増加しても、調整電源であるLNGなどの火力発電設備容量は約1400万kWしか減少せず、しかもその設備利用率は40%から35%に低下する。以下に示す事故時周波数安定問題がある程度解決すると、調整電源の稼働率は更に低下する可能性が高い。キャパシティ市場の検討と整備は急務の課題である。
- 3) 事故時周波数安定問題について
 - a 起因事象となる系統・電源事故は、送電線への落雷を中心に自然現象に起因するものが主体であり、日常現象である。
 - b SNSP比(System Non-Synchronous Penetration; 慣性モーメントを持たない供給設備(太陽光、風力、蓄電池、直流連系線)の出力合計と発電出力合計の比)が北海道で50%を超える時間は、ベースシナリオから中庸シナリオの間で今冬のアイルランドの状況と同程度となる。年平均SNSP比は、中庸シナリオでアイルランド今冬と同程度となる。
 - c アイルランドとの相違点を考慮すると、北海道ではベースシナリオの導入量でも本件問題が発生する可能性がある。アンシラリー・サービス市場の検討と整備は急務の課題である。
 - d 北海道では、最大シナリオになるとSNSP比が50%を超える時間帯が約5000時間(約200日)になり、年間平均のSNSP比も40%に達する。大規模な出力抑制が必要となる。
 - e この結果、ベースシナリオで約30%あった風力発電の利用率は、最大導入シナリオでは約1/2の15%程度と、導入量が増えるに伴い大幅に低下する。
 - f また、発電電力量に占める太陽光・風力比率は、ベースシナリオの3.8%から設備導入量の増加に見合っただけの伸びを示さず、最大導入シナリオでは13.5%強にとどまる。
 - g 導入効率低下防止策として、①北本連系線等を増強する、②技術開発によりSNSP比管理限界を75%に引き上げる、③風力設備の一部を東北北部にシフトする、を考え、最大シナリオを対象にその効果を計算した。これらの対策により3%弱、太陽光と風力のシェアが高まる。

(2) 地理的・時間的解像度を高めた電力需給モデルの構築

サブテーマ 1 から提供された3つの基準となるシナリオ（最大、中庸、ベース）の計算を行った。SNSPが50%、北本連系線の容量は60万kW、最大シナリオにおける風力発電設備の配置方法は北海道集中ケースを示す。シナリオ別の最適電源構成を図1に示す。左には原子力の現状値ケースの結果を、右には耐用年数40年ケースの結果を示す。炭素税が課された場合はLNG複合火力発電の設備容量が増え、電力系統全体では発電容量が過剰となっているのがわかる。今回の計算では蓄電池の導入量はそれほど大きくはならなかった。この場合は、風力発電や太陽光発電で余剰電力が発生した場合は、蓄電池に充電するよりも、各種火力発電所も含めた出力抑制が合理的と判断されるためと考えられる。

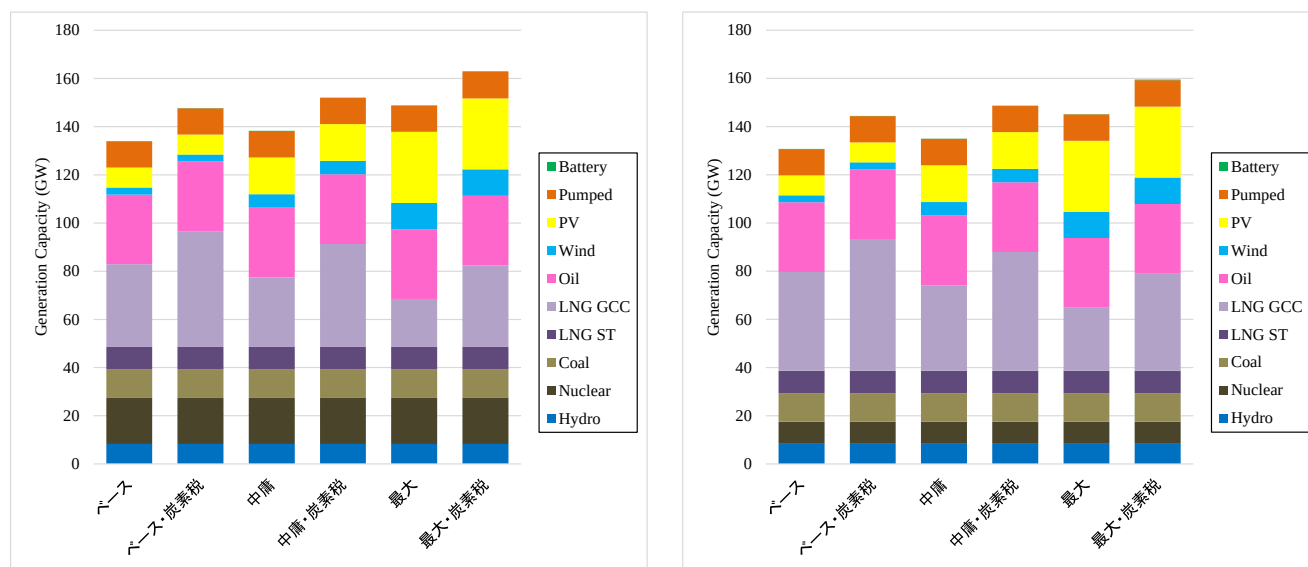


図1 最適電源構成（左：原子力現状値、右：原子力耐用年数40年）

図2には、炭素税導入時の最大導入シナリオ（原子力耐用年数40年）における地域別の電力需給の計算結果について4月分を切り取って例示する。太陽光発電（黄色）、風力発電（水色）の部分と比べて、LNG複合火力発電（薄紫色）の部分の面積が大きいことが分かる。これは関東地域において想定した風力発電や太陽光発電の設置容量が、電力需要規模と比較して相対的に小さいことが原因である。

東北地域での太陽光発電による余剰電力の多くは、連系線により関東地域へ送電され、関東地域の揚水発電所で充電（負領域：朱色）される運用を見出せる。

また、北海道地域で風力発電の出力抑制（紺色）、太陽光発電の出力抑制（黄土色）が目立ち、北海道へ風力発電や太陽光発電を集中配置すると、発電された電力が有効に活用できない恐れがあることが窺える。特に、出力がピークとなる時間帯においては揚水発電所での充電（負領域：朱色）と共に、東北地域への電力融通が連系線の最大可能融通量（0.6GW）付近で行われている。このことにより、一部の風力発電設備や太陽光発電設備を東北地域の風況が良好な地点に移動させるなどの方法はもちろんのこと、連系線の運用容量を増加させることにより運用が改善されることが考えられる。電力貯蔵設備の設置容量については最適化計算の対象となっているが、モデルの結果から判断する限り、蓄電池の大量導入という事態にはなっていないように見受けられる。

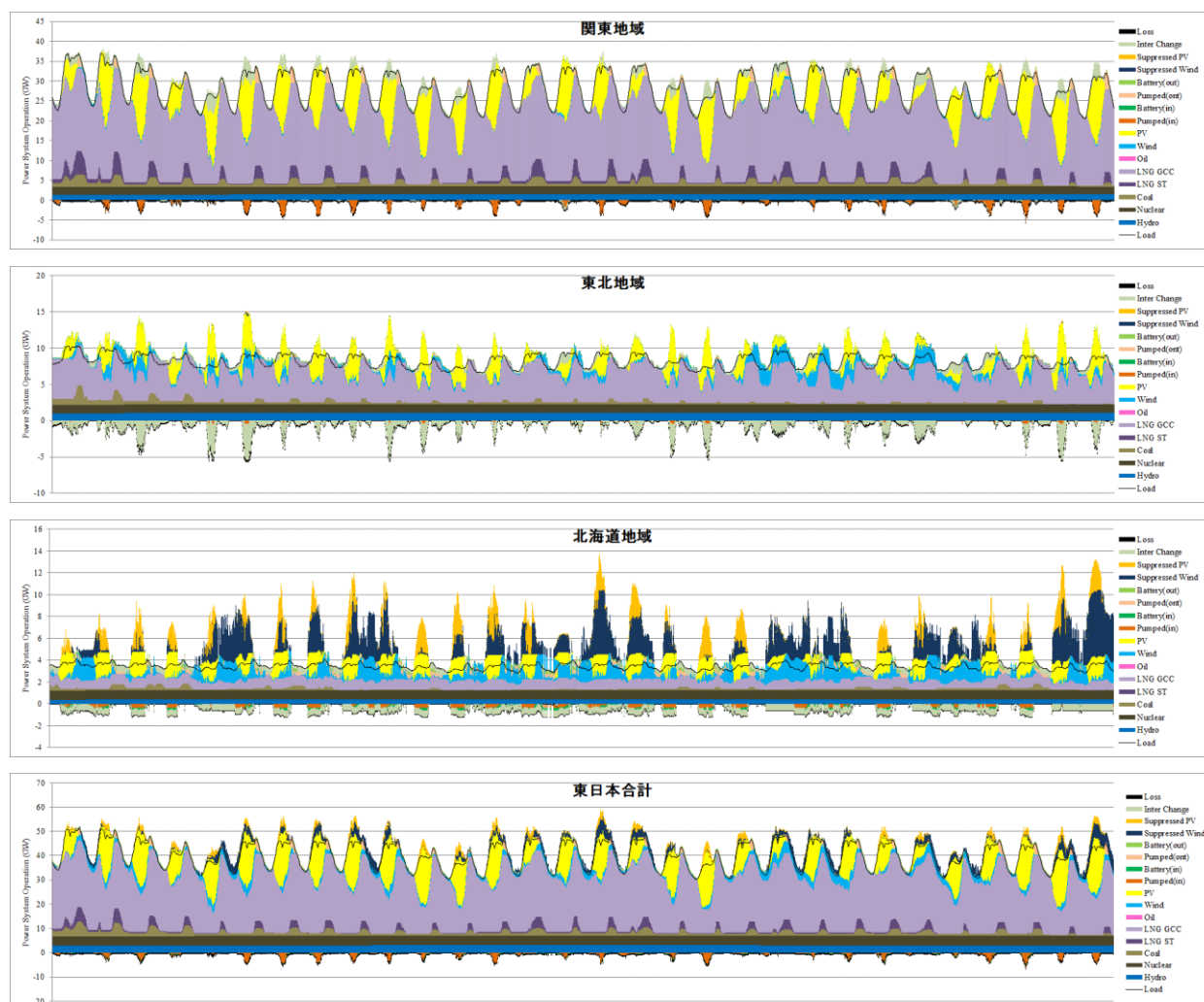


図2 炭素税導入時の最大シナリオにおける4月の電力需給（原子力耐用年数40年）

ベースシナリオから最大シナリオに移行するにつれて、北海道において風力発電や太陽光発電が集中配置され、北海道地域で風力発電や太陽光発電の出力抑制が目立つようになる。北本連系線の容量制約に関するシャドウプライス（制約が1GW緩和されることで改善されるコスト）の結果より、北本連系線の容量を増やし、東北地域への融通量を増やすことで発電された電力が有効に活用可能であると示唆される。また、炭素税が課されるケースにおいては再生可能エネルギー由来の発電電力が有効に活用されることでコスト改善が更に見込まれると考察される。

（3）新しい電力供給システム実現のコストならびにこれがわが国の経済に及ぼす影響の評価

アンケート調査に基づいて原子力発電の事故確率を減らすことに対する支払意思額を推計した。その結果、原子力発電の事故確率を $1/10^6$ （/年・基）にする支払意思額の総額は年間3900億～8400億円となった。事故確率の低下に対する便益とみなせば、これに相当する額を原子力発電所の事故防止対策や、火力発電の増加に伴う化石燃料の輸入での費用に充てることが正当化できる。

次に、火力発電の増設に伴う健康被害額の評価を行った。関東の一都六県を対象とし、火力発電所由来のNOx等によるオゾン、PM2.5の移流拡散と生成による大気濃度シミュレーションによって、GIS上でのオゾン、PM2.5の濃度推定をした。2010年の電源構成を再現したケースとの比較で、現在の火力発電所の増設計画に基づいて2020年の電源構成をシミュレートし、節電の有無のケース分けをした上で、オゾンとPM2.5の大気濃度の変化を求めた。大気濃度シミュレーションの結果から、単位濃度上昇に対する死亡率・疾患獲得率の相対比率をメッシュごとに適用して濃度上昇に伴う被害者数を推計した。図3のように特にPM2.5については、節電を行うことで排出量の主要因である石油火力発電の稼働を減らすことにつながり、急性死亡者数と肺がん被害者数を大きく削減できることが示唆された。

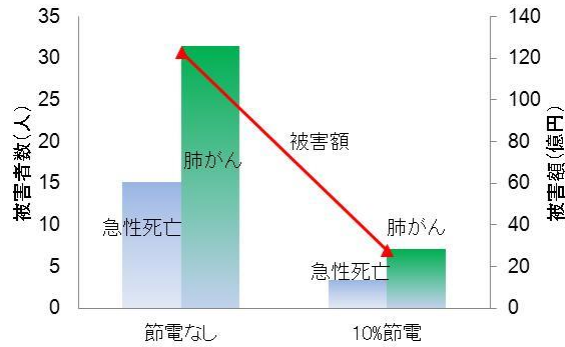


図3 節電の有無によるPM2.5の生成による被害の比較

次にエネルギー経済モデルを用いて、国内に必要なエネルギー需要を満たし、電源構成に関しては、サブテーマ2の評価結果に合わせることで、再生可能エネルギーが増加した場合の温室効果ガス削減量と国民生活への影響を評価した。電源構成以外の点で、エネルギー経済モデルモデルに盛り込まれた主な対策を図4に示す。2030年における評価の結果、家計の厚生額全体としては、2.61兆円の増加となっており、これは家庭における省エネルギーの推進が主な要因である。次に、この電源構成における家計一世帯当たりの厚生額を算定し、CO₂削減策を講じない基準ケースと比較した結果を図5に示す。この図から分かるように、電源構成を変化させると共に、家庭の省エネルギーを推進したケースでは、家計一世帯当たりの厚生額は、年収500万～550万円の中所得者層で4万円程度、全体で基準ケースより1万円から11.5万円程度増加している。一切のCO₂削減を行わない基準ケースより国民全体の厚生額が高くなるのは、本研究では電源構成の転換以外の低炭素化施策を導入しているためである。すなわち、ライフサイクルコストが削減されるような省エネ家電製品を購入すれば、年間の電気代の節約分が1年当たりの家電製品の支払額より大きくなり、年間の可処分所得に余裕ができる。この余裕分をその他の財・サービスの購入に振り向けることにより、家計の効用が上昇する。換言すると、等価変分でも家計の厚生額が増加することになる。

産業部門 の温暖化対策に効果のあるもの	① 産業部門では各業種が省エネ法の努力目標に従い、年当たり1%のエネルギー原単位の改善を実施(2030年)
	② 石油化学を除く産業部門において2005年の重油等石油製品燃料利用の80%が天然ガスに転換(2030年)
	③ 物流の効率化により、輸送部門のCO ₂ 排出量を最大44%削減(2030年)
	④ 住宅用太陽電池、メガソーラーを含め、太陽光発電の容量は藤井モデルに準拠(2030年)
	⑤ 風力発電の容量は藤井モデルに準拠(2030年)
家庭部門 の省エネに効果のあるもの	⑥ 次世代省エネ住宅(平成11年基準)は、建築研究所の推定を基にして2030年に存在する住宅の約48%まで増加
	⑦ 家電製品、自動車のトップランナー制度を継続
	⑧ 次世代自動車の普及加速(2030年において自家用乗用車の51%)
	⑨ LEDの普及による照明の効率化
	⑩ 住宅用太陽光発電を1600万世帯(2030年)に導入
	⑪ 家庭用燃料電池を720万世帯(2030年)に導入
	⑫ ヒートポンプ給湯を530万世帯(2030年)に導入

図4 2030年における低炭素化施策

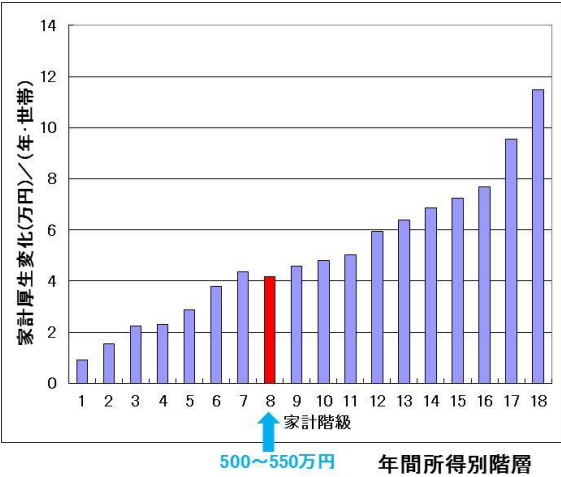


図5 所得階層別の1世帯当たりの厚生額変化

5. 本研究により得られた主な成果

(1) 科学的意義

解析モデルの精緻化等により、これまで空間的、時間的に詳細な検討が行われてこなかった再生可能エネルギーの導入促進政策について、重点的に取り組むべき政策課題の発生場所と発生時期をある程度特定して、検討することが可能となった。具体的には太陽光発電や風力発電の出力は日照や風況という気象条件の変動に応じて不規則に変化してしまう問題があるが、この問題に対応するための方策として、電力貯蔵設備の大規模導入に加え、火力発電所や水力発電所の俊敏な負荷追従運転の実施や、太陽光発電や風力発電の出力抑制、そして地域間連系線を活用した電力系統の広域的運用などが考えられる。本研究で開発した東日本を対象とした電力需給モデルは、特に北海道や東北地域の風力発電の大規模導入に関して、これらの対策の全てを包括的に評価できる初めての定量モデルであるといえる。本研究で構築したモデルにより、風力発電や太陽光発電の大規模導入が電力系統に与える影響をより正確に評価できるようになったと言える。

さらに、火力発電の増設に伴う健康影響を電源構成のモデルと大気における移流拡散・生成モデルによって評価した研究はこれまでにない。またエネルギー経済モデルについては、これまでモデル化されていなかった消費者の損失回避性向に代表される限定合理性を考慮し、消費者の選択行動をより現実に近い形で再現することに成功した。

(2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない

<行政が活用することが見込まれる成果>

まず電源構成の移行プロセスにおける重要戦略項目として

- 1) 送電容量・送電線不足
- 2) Ramping対応調整電源不足
- 3) 変電設備事故時及び電源脱落時の周波数安定度劣化

の3つが優先的に意思決定を要する項目として挙げられる。これらの項目について最適電源需給モデルによる結果を参照すると、再生可能エネルギー比率が9%のベースシナリオでも、送電線建設問題について北本連系線がボトルネックとなる。Ramping対応調整電源確保問題については、複雑なRamp-up&down現象が発生し、これに対応する調整電源の確保が必要となる。事故時周波数安定問題については北海道では再生可能エネルギー比率が20%の最大シナリオになると、再生可能エネルギーの大規模な出力抑制が必要となる。以上を考慮した行政が活用できる示唆として以下が挙げられる。

- 太陽光発電と風力発電の導入促進政策においては、複数の空間的視点からの政策検討、技術開発支援、キャパシティ市場とアンシラリー・サービス市場の早急な検討と整備、事故時周波数問題に対応するための管理値と管理目標の検討などが必要である。
- 再生可能エネルギーの導入目標として、今回の結果に中小水力発電、地熱発電などを加味すると、日本全体の再生可能エネルギーのシェアは、最大シナリオで約27%に達すると推測される。

なおこれらの成果により、経済産業省による平成26年度地球温暖化問題等対策調査(我が国の今後の地球温暖化対策の推進に向けた調査事業)において、本研究で構築した最適電力需給モデルによる計算結果が調査対象となっている。

一方、電源構成の移行に伴う外部影響の評価として、アンケート調査に基づいて原子力発電の事故確率を減らすことに対する支払意思額を推計した結果、支払意思額の総額は年間3900億～8400億円となり、火力発電の増加に伴う化石燃料の輸入での費用等に充てることが正当化される。一方、大気濃度モデルによって火力発電の増設に伴うPM2.5等による健康被害増加が示されたが、10%程度の節電を行うことで急性死亡者数と肺がん被害者数を大きく削減できることが示唆された。また2030年までの日本のエネルギー政策と低炭素化政策について検討するため、日本を対象としたエネルギー経済モデルを開発し、電源構成の変化によるエネルギー起源CO₂排出量と国民経済への影響を考慮した比較分析をおこなった。その結果、電源構成の変化と低炭素化政策が家計の効用に与える影響を評価した。電源構成の変化とともに、家計の効用を向上させる選択肢としては、省エネ型の家電製品の普及が効果的である。

6. 研究成果の主な発表状況

(1) 主な誌上発表

<査読付き論文>

特に記載すべき事項はない

＜査読付論文に準ずる成果発表＞（対象：社会・政策研究の分野）
特に記載すべき事項はない

（2）主な口頭発表（学会等）

- 1) 間部秀規、杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：第29回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム（2013）
「送電ネットワークと再生可能エネルギー発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価」
- 2) 中島穰、吉田好邦、松橋隆治、板岡健之：第29回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2013）
「発電のリスクに関する選好調査に基づいた外部費用の推計」
- 3) 間部秀規、杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：平成25年電気学会全国大会（2013）
「送電ネットワークと風力発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価」
- 4) R. Komiyama and Y. Fujii: 2013 IEEE PES APPEEC, Hong Kong, China, 2013
"Analysis for Large-scale Integration of PV system in Japan with a High Time-Resolution Optimal Power Generation Mix Model"
- 5) 平山智樹、吉田好邦、谷口武俊、東野晴行、岸本充生、井上和也：第30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（2014）
「関東圏オゾン・PM2.5発生シミュレーションによる火力発電所の外部費用推計」
- 6) 杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：平成26年電気学会全国大会（2014）
「再生可能エネルギー大量導入を考慮した東日本地域における最適電源構成の検討」
- 7) 松澤宏務、小宮山涼一、藤井康正：平成26年電気学会全国大会（2014）
「電力・天然ガス輸送を考慮した最適電源構成モデルによる分散型電源導入の検討」

7. 研究者略歴

課題代表者：吉田 好邦

東京大学工学部卒業、博士（工学）、現在、東京大学大学院新領域創成科学研究科教授

研究分担者

- 1) 城山 英明
東京大学法学部卒業、学士（法学）、現在、東京大学大学院公共政策学連携研究部教授
- 2) 本部 和彦
京都大学工学部卒業、修士（工学）、現在、東京大学大学院公共政策学連携研究部特任教授
- 3) 加治木 紳哉
立命館大学経済学部卒業、博士（学術）、現在、東京大学大学院公共政策学連携研究部特任研究員
- 4) 藤井 康正
東京大学工学部卒業、博士（工学）、現在、東京大学大学院工学系研究科教授
- 5) 小宮山 涼一
東京大学工学部卒業、博士（工学）、現在、東京大学大学院工学系研究科准教授
- 6) 松橋 隆治
東京大学工学部卒業、工学博士、現在、東京大学大学院工学系研究科教授
- 7) 谷口 武俊
東京大学工学部卒業、電力中央研究所社会経済研究所長・研究参事を経て、現在東京大学政策ビジョン研究センター教授

1ZF-1201 東日本大震災を踏まえた電源構成の転換を実現するためのシナリオと方策に関する研究

(1) 再生可能エネルギー導入を中心とした電源構成の移行プロセス及び制度的課題に関する研究

東京大学

大学院公共政策学連携研究部

城山 英明・本部 和彦・加治木 紳哉

<研究協力者> 東京大学大学院公共政策学連携研究部 立花 慶治

平成24～25年度累計予算額：21,643千円

(うち、平成25年度予算額：6,500千円)

予算額は、間接経費を含む。

[要旨]

東日本大震災後の電源構成の移行プロセスに関わることになる多くの利害関係者に対して、その懸念事項も踏まえた上で、円滑な移行を可能とする対応策を提示することを目的に、個々のエネルギーや技術が抱える技術的・制度的課題（電源構成や送配電の体制に内在する課題や個々のエネルギー技術利用に伴う制度的課題等）の明確化に重点を置いてヒアリングを実施した。その結果、移行プロセスを左右する可能性のある重要な要素として、1) 太陽光発電、2) 風力発電、3) グリッド、4) 事業所・家庭の電力需要が特定された。これらの要素について、ディシジョン・アナリシスの手法を使い評価した結果、シナリオ分析を通じて評価すべき戦略レベルの重要な意志決定項目として、1) 送電容量・送電線不足、2) Ramping対応調整電源不足、3) 変電設備事故（落雷・着氷雪等）時及び電源脱落時の周波数安定度劣化、の3項目を抽出した。

これに加え、サブテーマ2との連携によって電力系統シミュレーションモデルの結果を分析することで、再生可能エネルギーが大量に導入された場合の社会への具体的な影響と、それに伴って必要となる政策対応の評価も行った。再生可能エネルギーの導入量のシナリオ別にみると、ベースシナリオでは、大きな問題が生じないが、中庸シナリオになると、北海道で上記3項目ともに問題が生じる。最大導入シナリオに達すると、問題は一層鮮明になり、風力と太陽光の双方に大量の出力抑制が必要となる。具体的には、送電線建設問題で北本連系線はベースシナリオでもボトルネックとなる。北海道に風力の立地を進める場合は、北本連系線と道南幹線の能力増強に着手する必要がある。Ramping対応調整電源確保問題では、冬場を中心に、複雑なRamp-up & Ramp-down現象が発生するため、これに対応する調整電源の確保が必要となる。事故時周波数安定問題においては、北海道では最大シナリオになるとSNSP比が50%を超える時間帯が約5000時間（約200日）になり、年間平均のSNSP比も40%に達する。この結果、大規模な出力抑制が必要となる。

[キーワード]

再生可能エネルギー、送電線建設、Ramping対応調整電源確保、事故時周波数安定対応

1. はじめに

わが国は、国土が急峻で平地に恵まれていない島国という地理的な条件に加え、石油や天然ガス等の化石燃料資源はもとより再生可能エネルギー資源についても十分に恵まれているとは言えない。このように厳しい条件にもかかわらず、狭隘な平地に1億を超える人口を有し、電気を必要とする産業が雇用の相当部分を支えているという社会・経済条件の下にある。また、前述の地理的条件を背景に送電網が他国と連結されておらず、さらに50Hzと60Hz地域に区分され、50Hz地域である東日本は北海道と本州が直流送電線によって連携されている。このため、停電等の供給リスクについては、自国内で全て対応しなければならないという、国際的にも極めて特異な状況にある。

このような状況に置かれてきたわが国は、東日本大震災と福島第一原子力発電所の事故によって、世界の如何なる国も経験したことがない電源構成の本格的な転換を如何にスムーズに行うかという大きな課題に直面することになった。この移行プロセスを成功に導くには、個々のエネルギーや技術が抱える技術的・制度的課題を明確化するとともに、再生可能エネルギーの導入スピードを考慮した複数のシナリオを対象に、その多様な影響と克服策を提示することが重要である。

2. 研究開発目的

本研究は、東日本大震災後の電源構成の移行プロセスに関わることになる多くの利害関係者に対して、その懸念事項も踏まえた上で、円滑な移行を可能とする対応策を提示することを目的に、個々のエネルギーや技術が抱える技術的・制度的課題（電源構成や送配電の体制に内在する課題や個々のエネルギー技術利用に伴う制度的課題等）の明確化に重点を置いて実施した。これに加え、サブテーマ2との連携によって電力系統シミュレーションモデルの結果を分析することで、再生可能エネルギーが大量に導入された場合の社会への具体的な影響と、それに伴って必要となる政策対応の評価も行った。

3. 研究開発方法

（1）国内外へのヒアリング及び文献調査とワークショップ等による課題の抽出（平成24年度）

Potential Problem AnalysisやDecision Analysis等の手法をベースに、次の4つのステップで電源構成の移行プロセスに関するシナリオの作成に取り組むことにした。

- 1) 目指す未来像を共有し、これを実現する上で重要な要素を抽出する。
- 2) 望ましい未来を構成する重要な要素について、専門家の意見を踏まえて、その実現を困難にする可能性のある障害（バリア）を選定する。
- 3) それぞれの障害（バリア）について、専門家の意見を踏まえて、これを克服するための技術的対応策の進展見通しや政策の選択肢を設定する。それぞれの対応策や選択肢の実現可能性を、専門家の意見を踏まえて決定する。
- 4) それぞれの障害（バリア）と対応策や選択肢の組み合わせで成立する複数のシナリオを発生確率の大きな順に並べ、検討の対象にする「主要なシナリオ」を選定する。

目指す未来像を「経済が活性化し、雇用が確保され、日本に求められるCO₂排出等の制約を満た

す中で、再生可能エネルギーを電源として最大限利用する社会」と仮置きし、国内外における先駆的な取り組みの状況をヒアリングや文献調査等によって確認し、専門家や実務家等の参加によるワークショップを通じて、その課題や対応策を詳細に検討した。次の表(1)-1と表(1)-2は、主なヒアリング先とワークショップや研究会の内容であるが、忌憚のない意見を伺うべく双方ともチャタムハウスルール¹を適用して開催したため、参加者の具体的な所属先は明示していない。

表(1)-1 国内外のヒアリング先

	訪問先
国内	稚内市、北海道電力、横浜市、豊田市、関西電力、富山市、北九州市、宮古島市等
国外	ドイツの発電会社1社、ドイツの系統運用会社2社、ドイツの規制当局2箇所、ドイツの弁護士事務所1社、英国の風力発電事業者2社、英国の電力系統運用会社1社、英国の大学1校、英国のシンクタンク1団体、アイルランドの電力会社1社、アイルランドの系統運用会社1社

表(1)-2 ワークショップ等の開催内容と主な参加者の所属先

開催日	開催内容	主な参加者の所属
2012年9月26日 (ワークショップ)	新たなエネルギー基本計画に基づいた電源構成の転換のためのシナリオと必要な方策の検討	大学、民間シンクタンク、環境NGO
2012年12月13日 (研究会)	再生可能エネルギーの導入を中心とした電源構成の移行プロセスとこれに伴う制度的な課題	大学、民間シンクタンク、環境NGO
2013年2月18日 (研究会)	移行プロセスのマネジメント	大学、国立研究機関、広告代理店
2013年2月27日 (ワークショップ)	再生可能エネルギーの大量導入における制度的・技術的課題の確認と必要な方策の検討	大学、電力会社、国立研究機関、電子部品メーカー、ソーラーパネルメーカー、重電メーカー
2013年3月15日 (ワークショップ)	省エネルギーの推進における制度的・技術的課題の確認と必要な方策の検討	ゼネコン、ESCO企業、民間シンクタンク、環境NPO、環境NGO

(2) ディシジョン・アナリシス手法による戦略シナリオの検討（平成25年度）

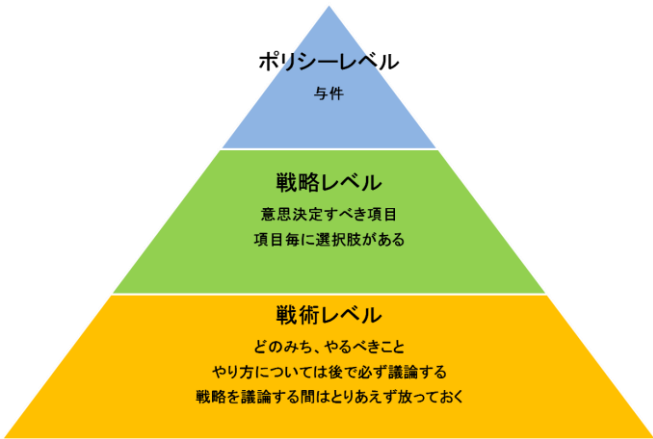
平成24年度の調査によって、再生可能エネルギーを最大限活用する電源構成への移行という目標達成を困難にする可能性のある障害（バリア）と、これらを克服するための技術的対応策ならびに政策の選択肢を整理し、移行プロセスを左右する可能性の大きな4つの要素（供給サイド：風力発電、太陽光発電、グリッド、需要サイド：事業所・家庭の需要）を特定した（「結果及び考察」部分で詳述）。

この成果をもとに、「ディシジョン・アナリシス手法」¹⁾を使って、それぞれの要素における意志決定項目を図(1)－1に示すように3つのレベル（ポリシー、戦略、戦術）分けし、ディシジョン・ヒエラルキーを作成した。さらにこの中から、戦略レベルの意志決定項目に係る選択肢を表(1)-3のようにストラテジー・テーブルとして整理し、これら選択肢の組み合わせで成立する複数のシ

¹ 当該会議で得られた情報を利用できるが、その情報の発言者やその他の参加者の身元および所属に関して秘匿する義務を負うというルール

ナリオの中から、検討の対象とするシナリオを抽出した。この平成25年度の流れを整理すると次のようになる。

- 1) ディシジョン・ヒエラルキーをつくる
- 明確化、共有化された問題意識をベースに、対象とする 4 つの要素に対応するために必要な意思決定項目を抽出し、これを更にポリシー、戦略、戦術の 3 つのレベルに分類する。
- 2) ストラテジー・テーブルをつくる
- ディシジョン・ヒエラルキーの中段にある戦略レベルの意思決定項目の中から、特に重要な意思決定項目を抽出し、当該項目に係る意志決定のオプションすなわち選択肢を案出する。
- 3) 複数の戦略シナリオを選択する
- ストラテジー・テーブルをベースに、上記選択肢を組み合わせることによって、一定の説得性を持って成立性主張できる目標達成に向けた複数のシナリオを導出する。
- 4) シナリオに沿って選択肢を検討する
- これら複数のシナリオを比較検討することで、目標達成に向けたより効果的、合理的な選択肢（技術対応、政策）などを案出する。



図(1)－1 ディシジョン・ヒエラルキーの概念図

表(1)-3 ストラテジー・テーブルの概念図

導入シナリオ (再エネ)	意思決定項目			
	項目1	項目2	項目3	項目4
Max (最大)	選択肢1-1	選択肢2-1	選択肢3-1	選択肢4-1
Mid (中位)	選択肢1-2	選択肢2-2	選択肢3-2	選択肢4-2
Low (中庸)	選択肢1-3	選択肢2-3	選択肢3-3	選択肢4-3

今回の研究に関しては、検討すべき戦略レベルでの重要な意志決定項目として次の3つが抽出された。

- 1) 送電容量・送電線不足への対応
- 2) Ramping²対応調整電源不足への対応
- 3) 送変電設備事故（落雷・着氷雪等）時及び電源脱落時の周波数安定度劣化への対応

これらの意志決定項目への対応策を検討するために、再生可能エネルギーの導入量等が異なる3つの戦略シナリオ（ベースシナリオ、中庸シナリオ、最大導入シナリオ）を作成し、サブテーマ2に提供した。その後、サブテーマ2から提供された電力系統シミュレーションモデルの結果（詳細は、サブテーマ2のページを参照）を分析・評価することにより、再生可能エネルギーが大量に導入される社会に向けて必要となる政策対応とそれに伴って生じる社会への具体的な影響を評価した。その結果については、ワークショップ（2014年1月17日開催）における専門家や実務家等との議論を通じ、妥当性も検討した。

4. 結果及び考察

（1）国内外へのヒアリング等による電源構成の移行プロセスを左右する要素の抽出（平成24年度）

1) 文献調査・ワークショップによる情報収集

再生可能エネルギーの導入に関して先駆的な取り組みを行っている国内外の状況をヒアリングや文献調査²⁾～¹³⁾、ワークショップ等によって確認した結果、供給サイドの3要素（風力発電、太陽光発電、グリッド整備）と需要サイドの1要素（事業用・家庭用の電力需要動向）の計4つの要素が、電源構成の移行プロセスを左右すると判断した。そして、専門家に対するヒアリング調査などを通じ、これらの要素については、表(1)-4と表(1)-5に示すような障害（バリア）と対応策が考えられることが分かった。

このうち供給サイドについては、国による風力発電の明確な導入戦略が乏しいことや太陽光発電の大規模設置を促進するための制度が無い点等の制度的なバリアが明らかになった。同様に技術的なバリアについては、出力変動が大きい、慣性モーメントが無いという双方に共通する特性も浮上した。さらにグリッドについては、調整電源建設に対する投資インセンティブの低さや電源立地点と電力消費地等の距離的な隔たりが指摘された。一方、需要サイドについては、省エネポテンシャルを確認するためのデータの欠如や既築住宅への断熱導入の限界、自社ビルではなくテナントビルが多いことに伴う省エネに対するインセンティブの低さ等が、わが国固有の課題として示された。

²⁾ 低気圧通過のような広域の気象変化に起因する発電出力の長時間変動分

表(1)-4 再生可能エネルギー導入における障害と対応策（供給サイド）

要素		障害（バリア）	対応や対策
供給 サイ ド	I.風力発電 (制度的バリ ア)	1. 国の明確な導入戦略が無い。特に設置が容易な太陽光発電との棲み分け戦略がない	- エネルギー基本計画やエネルギー需給見通しに、PV との適切なバランスを考慮した導入目標を立てる - 陸上・着床式・浮体式別、また地域・海域別の開発目標を設定する - 制度整備の戦略を策定する
		2. 洋上で風力発電する「開発権益」設定のルールが無い	- 洋上風力を設置する海域の諸権利関係を定め、入札、漁業組合等ステークホルダーとの調整のための法制度を整備する - 環境アセスメントの実施方法などを整備する
	I.風力発電 (技術的な バリア)	3. 慣性モーメントが無い、あるいは小さい	慣性モーメントを有する風力発電機を開発する（油圧駆動方式、パワーエレクトロニクス）
		4. 出力変動が大きい（特に Ramp Up/ Down ³ ）	風力発電出力の予測誤差を縮小する、特に Ramp Up/Down の予測精度を高める
		5. 立地点と消費地が遠隔	長距離送電線を新設する
		6. 消費地近くに設置できる浮体式は開発途上にある	技術開発を加速する
	II.太陽光発電 (制度的バリ ア)	1. 大規模立地を促進する法的制度が無い	例えば、耕作放棄地活用など農地転用の円滑化、相続制度の検討など
		2. 住宅屋上設置インセンティブ付与が手詰まり	例えば、災害対策として住宅の屋根への設置を推奨する、など
		3. 新規参入者の長期供給に関する信頼度不足	PV 発電事業者への供給義務の賦課等による、計画の明確化
	II.太陽光発電 (技術的なバ リア)	4. 慣性モーメントが無い	慣性モーメントを有するインバータの開発・実証・導入
		5. 出力変動が大きい（特に Ramp Up/ Down）	
		6. 局所的な電圧の上昇や低下、フリッカーをもたらす	インバータに電圧制御機能を付加（既存技術で対応可能）
	III.グリッド (制度的バリ ア)	7. コストダウン、変換効率向上を目指す技術開発が順調でない	Grid Parity を達成する第3世代太陽電池技術開発の現状分析と技術開発戦略の再検討
		1. 調整電源建設への投資インセンティブが無い	投資回収できる電気料金制度の導入、又は、投資を回収できる市場設計
		2. グリッド運用コストを分担するルールがない	運用コストを回収できるような電気料金制度の導入、又は、コストを回収できる市場設計

³ 大型低気圧や前線の通過に伴い、数 100 万 kW の発電出力が、1～数時間で一気に出力をゼロからフルに（Ramp up）あるいはフルからゼロに（Ramp down）する現象。Ramp up/down のような変動は、需給バランスをとるための既存の手段（周波数調整と経済運用）の間隙を突く性質を持つので対応が難しい

	ア)	3. 長距離送電線への投資インセンティブが無い 4. 域内送電線への投資インセンティブが無い	・ 投資を確実に回収できるようなメカニズムを設定
	III.グリッド (技術的バリア)	1. 系統の慣性モーメントが一定の限度を下回ると電力系統安定度（過渡安定度、周波数安定度、電圧安定度）を保てなくなる	・ 日本の限界値をシミュレーションで定める ・ 慣性モーメントを有する風力・PVの技術開発（既述） ・ フライホイールの技術開発、パワーエレクトロニクスによる全系統制御の技術開発
		2. 出力変動（特に Ramp Up/ Down）に対応する調整電源が不足する	・ 調整電源の確保 ・ 分散型周波数調整技術の開発
		3. 電源立地の適地と電力消費地とが遠く隔たる	・ 長距離送電線の建設
		4. 電源立地の適地と最寄りの変電所までが遠く隔たる	・ 域内送電線の建設

表(1)-5 再生可能エネルギー導入における障害と対応策（需要サイド）

要素		障害（バリア）	対応や対策
需要サイド	事業所・家庭	1. 省エネポテンシャルの大きな家庭を容易に識別するデータがないため、対策が効果的に打てない（意識の高い家庭は、既に省エネに取り組んでいる）	・ 家庭の省エネを促進させる経済インセンティブ制度の導入 ・ HEMS や BEMS の活用による、無駄な部分のさらなる掘り起し（特定の機器の効果のみに依存するのではなく、細かな対策を積み重ねることによる省エネ）
		2. 電力消費量の多い家電の省エネ性能向上の一巡と今後の暖房需要の増加	
		3. 新設戸建住宅の減少による家庭への断熱の導入の限界	・ 新築住宅への規制強化 ・ 家屋の断熱工事の Co-benefit を訴求し、普及させる施策の策定（遮音性向上によるプライバシーの改善等）
		4. 事業者への指導に要するコスト（自治体による診断や指導は有効であるが、行政コストが大きい）	・ 自治体事業への支援を拡大する ・ 事業用を対象に、規制強化を図る（例えば、省エネ規制対象を拡大するとか、東京都の排出権取引制度のような制度の拡大を図る）
		5. 事業用の ESCO は市場が一巡し、事業としては成立しにくい中小企業が残存しているため、案件の単位が小さく、ビジネスとしての魅力に乏しい	
		6. ビルにおける日本固有の課題（自社ビルが少なく、テナントビルが圧倒的に多い） ・ 建物の省エネ基準が義務化されていない（努力義務のみ） ・ 他のビルとの差別化が困難 ・ 省エネに影響する仕様の意思決定が不動産業者によって行われる ・ オーナー VS テナントの伝統的関係 ・ 見える化とベンチマーキングに必要なツール（データ等）の決定的な不足	・ 機器対策の強化（業務用空調機器などまで対象としたトップランナー制度の徹底、見える化とベンチマーキングのためのツールの普及） ・ きめ細かなビルのラベリング制度の導入 ・ 設計・施工の一体化による最適な設備の導入 ・ 設計思想のパラダイムシフト（イニシャルコスト優先からランニングコスト優先へ） ・ BEMS の導入と活用
		7. 機器に関する実電力消費量（実績値）と表示値（ラベルモード）の相違	・ 測定方法の統一、正確なデータの把握

2) 国内調査の結果（供給サイドと需要サイドにおける現状と課題を確認）

国内外で先駆的な取り組みを行っている地域へのヒアリングや文献調査、ワークショップ等により、再生可能エネルギーの大量導入に際して影響を与える項目を抽出すると、供給サイド（太陽光発電、風力発電等）と需要サイド（ビルや住宅、機器等）に大別されることが分かった。その主な内容を次の表(1)-6に示す。これを見ると、太陽光発電については、都市部で積極的な導入が画策されているのに対し、地方部では、経済効果の低さ等を理由に導入への懸念が存在することが分かる。また、スマートメーターやHEMSについては、全国各地の実証実験で、その効果が確認されているが、既築住宅への導入プロセスの策定や標準化の問題等が出現している。

表(1)-6 供給サイドと需要サイドにおける現状と課題

	項目	主な内容
供給サイド	太陽光発電	・ 都市部では、メガソーラーのような大規模導入と住宅の屋根への設置に積極的であり様々な計画が検討されている ・ これに対し地方では、設置に伴う経済効果があまり期待できない（固定資産税や地代等が入ってくるものの、建設時以外は基本的にメンテナンスが不要）、電源構成に対する影響への懸念（離島）等から大規模導入には慎重な姿勢 ・ 台風等による停電の多い地域では、再生可能エネルギーの大量導入ではなく、災害対策として住宅の屋根への設置を推奨する動きも存在 ・ 2012 年 7 月の FIT 導入以降、供給義務が課されていない企業が太陽光発電事業に大量に参入する動きがあり、自治体への提案も増えているが、一時的には電源構成に占める再生可能エネルギーの割合が上昇しても、FIT の終了後や設備の耐用年数が過ぎた後の動向が掴めない（再度、同じ場所で発電事業を継続するかは不透明）という点に対して強い警戒感があるため、企業からの提案を拒否する地域もある ・ 国産品の 3 分の 1 程度の価格の外国製太陽光パネル（主に中国製）が大量導入されることに対する懸念も存在（国内メーカーの存亡にかかわる） ・ FIT 以前からメガソーラーを設置している地域では、太陽光パネルの規格が統一されていなかったため、故障時に他社の製品を導入しようとすると、修理コストが増大するという課題も表面化
	風力発電	・ 現状で地元企業が果たす役割は、設置工事の下請け等に限定されている。海外メーカーの製品の場合、修理やオーバーホールは、現地工場へ船舶で輸送して行うため、一度、停止させると 5 か月ほどの期間を要することになる
	その他	・ 小水力発電（1900 年前後から開始）や風力発電（1930 年代後半から開始）については、長い歴史を有する地域もあり、生活に溶け込んでいるため住民等の理解が得やすい
需要サイド	スマートメーター	・ 導入を進めている電力会社もあるが、スマートメーターで得られる情報は限られており、導入推進者が指摘するような省エネルギーへの絶対的な効果があるものではない ・ 地域の正確な需要の把握による過剰な設備投資の排除、料金未払い時の通電停止措置が容易等のように、スマートメーターの導入は、電力会社の方へのメリットが大きいとの指摘もある
	HEMS	・ 経済産業省の次世代エネルギー社会システム実証では、新築住宅へ HEMS を導入している地域における省エネ及び CO2 削減効果が著しく、持続性の確保の点からも HEMS の有効性は確認されつつある。しかし、日本国内では、新規住宅着工件数が減少しており、既築住宅への対応が重要になる ・ 現状では、住宅メーカー・家電メーカー等の間で HEMS の規格が異なっており、企業間で囲い込み競争が起きている状況にある。広く普及させるためには、これらを統一させることも重要 ・ 次世代エネルギー・社会システム実証以外の各自治体が取り組む HEMS の導入・運用実験では、地域によって応募者の世代間格差が大きい。HEMS では、インターネットの接続環境等が求められる場合もあるため、若い世代が中心となってしまうこともあり、このような点への対策も必要

3) 海外調査の結果

国内調査に加え、海外での供給サイドを中心とした現状と課題を確認するため、洋上風力発電やメガソーラーの導入が進んでいる欧州各国へのヒアリング調査により、次のような結果が得られた。日本ではドイツ・スペイン・デンマークなど欧州大陸の再生可能エネルギー導入事情が良く引き合いに出され^{2),3),4)}、送電線混雑・電圧調整・調整電源確保・系統事故時応動（いわゆるFRT：Fault Ride Through）などの諸問題が参考にされてきたが、欧州大陸の系統は巨大であるため周波数が極めて安定であり、系統規模の小さな日本の参考とはならない側面もある。同じ島国である英国とアイルランドをもっと参考にすべきである^{8)~12)}。英国は本州の50Hz系統に、アイルランドは北海道の50Hz系統に酷似している。



図(1)-2 英国・アイルランドと日本の比較

a 再生可能エネルギー発電の中でも太陽光発電や風力発電の電力と直流連系設備を通じて流入する電力には慣性モーメント(Inertia)と呼ばれる系統全体の周波数を一定に保つ機能がない。欧州大陸では系統規模が巨大であり、その中に存在する太陽光発電や風力発電設備容量もさほど大きくないため、まだ問題が表面化していない（長期的課題として認識）。しかし、島国で直流送電によって連系され交流的には欧州大陸の系統からは切り離された英国と、英国よりさらに系統規模が小さく英国本土と直流送電で連系されているアイルランドでは、既に顕在化しており、両国でとられている対策を参考にすべきである。

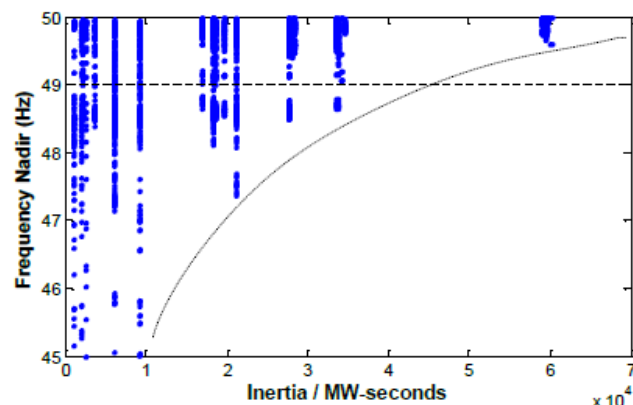


Figure 10: Frequency Nadir vs Synchronous System Inertia – FoR studies (EirGrid/SONI, 2010)

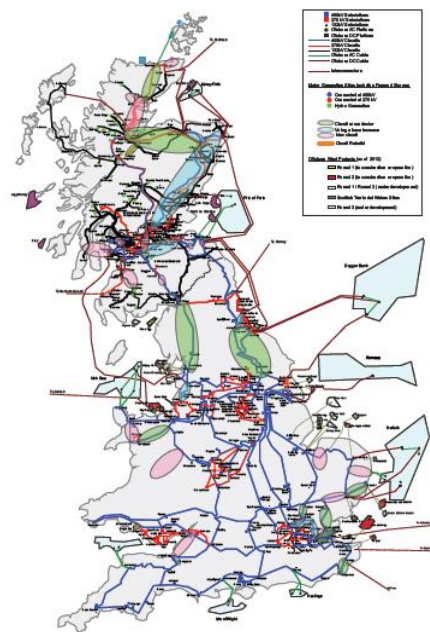
図(1)-3 アイルランドにおける慣性モーメント不足の影響分析結果⁹⁾

b 欧州共通の課題として、現行の電力市場メカニズムでは、再生可能エネルギーの導入量が増加するにつれて厳しい運転が必要となるバックアップ電源への投資インセンティブを与えることが出来ないことが問題となっている⁵⁾。インセンティブを電力市場メカニズムの手直しにより与えることができるか、あるいはなんらかの行政的強制手段が必要なのか、検討中。キャパシティ市場やアンシラリー・サービス市場の案が浮上している。

c 同じく欧州共通の課題として、大規模送電線の新設の問題がある。新設の必要性が強い一方で送電線建設に反対する地域住民の声も強い。系統運用会社は情報公開を進め、再生可能エネルギーを増やすために送電線新設が必要なのだ、と理解してもらうべく努力している。

d 洋上風力はこれまで利益を生むことがなかった海域に新たな利権を生じさせる。このため、欧州では洋上風力の「鉱区」を海上に設定し入札する法的制度が確立している。日本でも、今後洋上風力のポテンシャルを生かし大規模な開発を進めるのであれば、漁業権との調整を含め同様の法的な制度整備が不可欠である。

e ドイツでは洋上風力の電気を直流海底ケーブルで陸上まで送電する際、風力発電機のインバータとこれを束ねて陸上に直流送電するためインバータとの間の協調制御が技術課題であったが、沖合い風力「鉱区」内のグリッドコード（系統接続要件）を適切に設定することで解決の見通しであることが判明。



図(1)-4 英国における洋上風力「鉱区」設定状況¹¹⁾

4) 考察

供給サイドでは、風力発電と太陽光発電が再生可能エネルギーの大量導入の中心となること、ワークショップや研究会、ヒアリング調査を通じて明らかになった。このうち風力発電（特に洋上風力）の大規模導入を進めるためには、従来から指摘されてきた出力変動のような技術的課題に加え、制度的課題（導入目標、利害調整、コスト分担等）の解決が急がれることが判明した。これに対し、FIT法による補助制度を受けて全国各地で設置が進んでいる太陽光発電では、発電事業に取り組む上での制度的課題を指摘する声があるものの、局所的な電圧の上昇・下降や調整電源の不足等のような実際の運用における技術的課題の解決が求められている。このように風力発電と太陽光発電では、制度的課題と技術的課題への対応について、重要度や緊急度の様相が異なっている。

一方、需要サイドでは、事業所や家庭での省エネを推進するためには、HEMSやBEMSのようなシステム制御が大きな役割を果たすという点で一致しており、一部では規格の標準化に向けた動きも始まっている。しかし、住宅の新規着工件数の減少や、ビルの建設におけるわが国特有の課題（省エネ基準が義務化されていない、設計・施工の分離という業界秩序が崩れない、仕様の意思決定が不動産業者によって行われる、オーナーとテナントの伝統的關係）等もあり、標準化はもとより導入がスムーズに進展する状況にはない。省エネでは、技術的課題と制度的課題の同時解決が求められている。

（2） デシジョン・アナリシス手法による戦略シナリオの検討（平成25年度）

1) 各要素の障害（バリア）と対応策の整理、選択肢の確認

平成24年度の研究では、移行プロセスを左右する可能性のある重要な要素として、a 太陽光発電、b 風力発電、c グリッド、d 事業所・家庭の電力需要が特定された。これら4つの要素につ

いて、文献調査やヒアリングにより、次の表(1)-7 に示すような意思決定項目と対応する選択肢があることを確認した。

このうち、供給サイドの太陽光発電については、FIT法によるインセンティブをどの程度継続するのか、用地確保に向けて耕作放棄地の利用促進まで舵を切るのか、風力発電については、陸上風力の立地に際して大きな課題となっている環境影響評価をどこまで規制緩和できるか、洋上風力資源の開発にどこまで本気で取り組むか、グリッド整備については、送電線の建設促進策にどう取り組むか、バックアップ電源の確保策、送電線・変電所・発電所事故時に生じる周波数安定度問題への対応等を意志決定項目として、選択肢とともに抽出した。

次に需要サイドについては、資源エネルギー庁のデータをもとに、わが国の部門別の省エネルギーのポテンシャルを算出すると、2030年までの期間で効果が期待できるのは「業務等」「家庭」が中心であり、省エネを進めるには、「業務等」部門ではビル等の省エネ基準、設置する装置の省エネ性能が、「家庭」部門では住宅の断熱性能の向上と家電等の省エネ性能の向上が重要であることが明らかになった。これを踏まえ、対策を「建物」と「機器」の省エネの2つに分け、それぞれの意思決定項目と選択肢を抽出した。

表(1)-7 供給サイド（風力発電、太陽光発電、グリッド）と需要サイドの選択肢

重要要素		意志決定項目	選択肢
太陽光発電		投資インセンティブの付与（FIT）	・ 高額の支援を長期間維持する ・ 現状程度の支援を行う ・ 早い段階で収縮する
		耕作放棄地の利用促進	・ 法律を整備し太陽光発電所への活用を図る ・ 法的対応は行わない
		コストダウン技術開発支援	・ 支援を大幅に拡大する ・ 現状より支援を拡大する ・ 現状程度の支援を継続する
風力発電		陸上風力環境影響評価の規制緩和	・ 大幅な規制緩和を行う ・ 現状程度の規制緩和を継続
		浮体式を含む洋上風力開発促進	・ 法制度を整備する ・ 法的な対応は行わない
		浮体式洋上風力技術開発	・ 支援を大幅に拡大する ・ 現状より支援を拡大する ・ 現状程度の支援を継続する
グリッド整備	送電線建設	送電線建設	【投資インセンティブ付与】 ・ 国家資金投入 ・ 投資優遇 ・ 適切な料金制度で対応
			【地域住民合意形成に向けた行政の関与】 ・ 送電線建設に責任を持つ会社を指定 ・ 合意形成に向けた官民協力
	Ramping 対応調整電源	Ramping 対応調整電源を確保	・ 電源投資を促進することに結び付く新たな市場を創設 ・ 一定量の発電余力を保持することを発電会社に義務付け

	事故時の 周波数安定	非同期電源の増加によ って生じる系統慣性モ ーメント不足対策	【投資インセンティブ付与】
			・ 慣性モーメント維持のための投資を 促進することに結び付く新たな市場 を創設
			【非同期電源の出力抑制】
業務等・ 家庭の電 力需要	建物	省エネ法に基づく規制 (建物本体)：新築・増 改築	・ 慣性モーメント不足時に再生可能エ ネルギー発電を抑制
		省エネ法に基づく規制 (建物本体)：戸建新築	・ 慣性モーメント付与技術開発支援】
		省エネ性能の表示・情報 提供（ラベリング）	・ 支援を大幅に拡大する ・ 現状より支援を拡大する ・ 現状程度の支援を継続する
	機器	機器の省エネ（省エネ法 に基づく規制）：機器本 体	・ 現行の基準に基づいて、新築、一定規 模以上の増改築時の届け出義務の適 用規模を拡大する。
		機器の省エネ：機器の運 用	・ 対象となる住宅事業建築主の規模を 150 戸/年未満にまで拡大し、従来の大 手パワービルダーから中小規模の工 務店までが幅広く取り組む。 ・ 性能表示のラベルを統一した上で活 用方法を確立するとともに、対象とな る建物の規模を戸建住宅から集合住 宅、さらには非住宅にまで拡大する。 ・ 現行制度に基づいて対象機器の達成 水準を更新するとともに、性能表示 (ラベリング) 制度の信頼性を高め る。 ・ スマートメーターの導入によって新 築、既築の双方で節電意識の向上を図 るとともに、HEMS の導入促進によ り、さらなる省エネを進める。

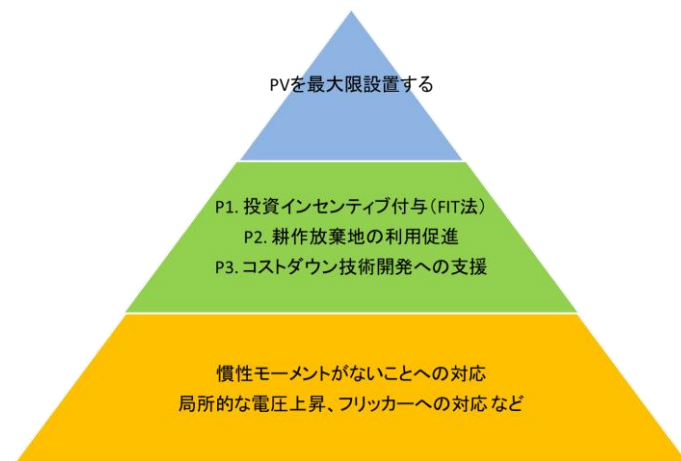
2) シナリオ分析を通じて評価すべき重要な戦略レベルの意思決定項目の抽出

これらの意志決定項目と選択肢をもとに、太陽光発電、風力発電、グリッド、建物の省エネ、機器の省エネのそれぞれについてディシジョン・ヒエラルキー（ポリシーレベル、戦略レベル、戦術レベルで構成）を作成すると、次に示す図(1)-5から図(1)-9のようになった。

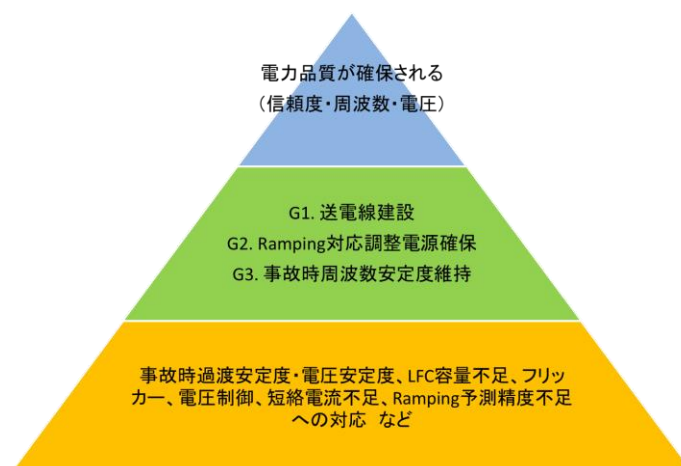
まず、太陽光発電や風力発電を大量に導入することはポリシーレベルの与件であるとした。また、需要サイドの意志決定項目と選択肢は、規制とラベリングであるが、いずれも既に政策的には一定の進展が見込まれていることから、ともに戦術レベルの段階に位置させた。以上の前提で専門家の意見を踏まえた結果、シナリオ分析を通じて評価すべき重要な戦略レベルの意思決定項目（以下、「重要戦略項目」と呼ぶ）としては、次の表(1)-8に示すように、グリッド整備に関する3項目が抽出された。



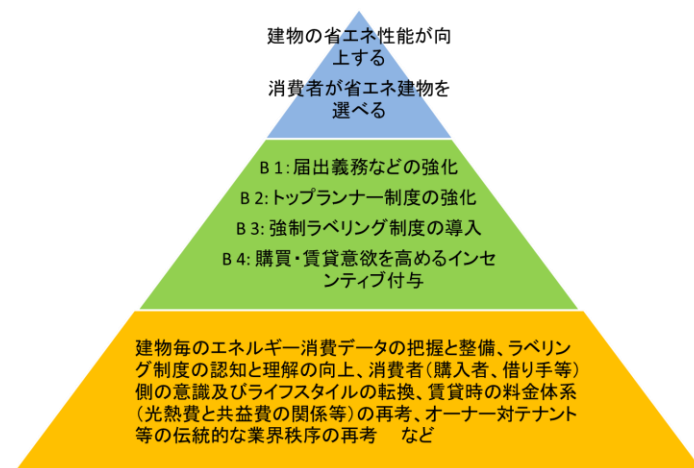
図(1)-5 ディシジョン・ヒエラルキー（風力発電）



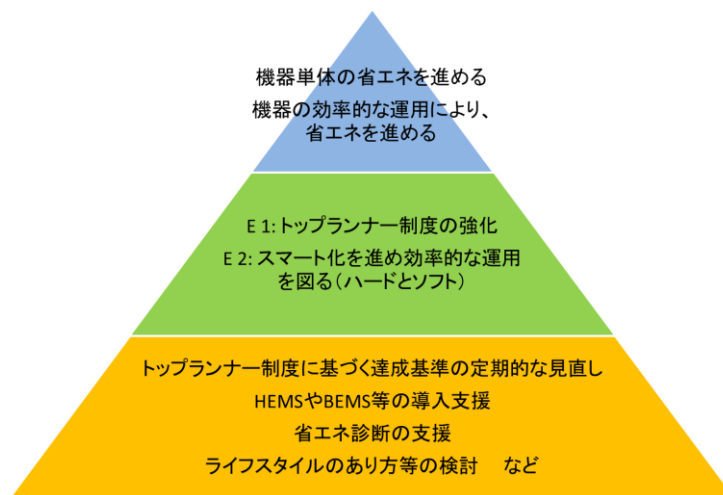
図(1)-6 ディシジョン・ヒエラルキー（太陽光発電）



図(1)-7 ディシジョン・ヒエラルキー（グリッド）



図(1)-8 ディシジョン・ヒエラルキー（建物の省エネ）



図(1)-9 ディシジョン・ヒエラルキー（機器の省エネ）

表(1)-8 3つの重要戦略項目

課題	主な内容
送電容量・送電線不足	- 資源量の豊富な北海道・東北北部に風力発電が大規模に立地した場合、需要地である首都圏へ電力を大量に送るには、既設基幹送電線の容量が不足する可能性がある。 - 今回のモデルの評価対象ではないが、風力の立地点から基幹送電線までの距離が長いことから、その建設にコストと時間を要する。
Ramping対応調整電源不足	- 太陽光・風力の導入量が増え立地点が面的に拡大すると、局所的な気象変化に起因する発電出力の短時間変動分は相殺され平滑化されるが、低気圧通過のような広域の気象変化に起因する発電出力の長時間変動分（Ramping）は残される。 - この変動に需要変動が重なり合うと、需要変動を大きく上回る需給調整能力が必要となる。一方で太陽光・風力が火力に徐々に置き換わる結果、既設火力設備の設備利用率は低下し採算性は悪化する。設置、維持、買電料金の設定などに特別の配慮が必要となる。
送変電設備事故（落雷・着氷雪等）時及び電源脱落時の周波数安定度劣化	- 系統に接続する際に DC-AC 変換を行う太陽光、AC-DC-AC 変換を行う風力は同期発電機のような慣性モーメント⁴を持たないため、導入量が増えるにつれ系統全体の慣性モーメントが低下する（慣性モーメント不足）。 - このため、送変電設備落雷事故等に起因する瞬時電圧低下で太陽光・風力の出力が揺動する時（FRT 特性⁵）、あるいは送電線事故や発電設備事故に起因する発電ユニット瞬時脱落により需給バランスが瞬時に崩れた時、周波数が急激に低下して制御不能となるリスクが高まる。

3) 重要戦略項目を検討するための3つの移行シナリオ

先に抽出された供給サイドにおける戦略レベルの課題を精査するために、各選択肢組み合わせを考慮しながら、2030年を対象に、再生可能エネルギーの導入量に応じて、ベース、中庸、最大導入の3つのシナリオを作成することにした。電源構成の将来見通しともいえるこのシナリオを一から作成することは容易ではない。そこで、政府が策定するエネルギー基本計画や経済産業省が作成する長期エネルギー需給見通しの作成過程で示される、各種の予測数値をベースにすることが適切と判断した。

当初は、遅くとも25年度中にもまとまると予想されていた最新のエネルギー基本計画及びその根拠となるエネルギー需給見通しに基づいてこれらシナリオを作成することとしていたが、原子力発電所の長期利用を巡りエネルギー基本計画の策定が遅れたために、この方策をすることはできなかった。このため、これまでに公表されてきた以下の長期エネルギー需給見通しなどをベースに作業を行った（表(1)-9、表(1)-10、図(1)-10、図(1)-11参照）。

a 平成20年5月長期エネルギー需給見通し¹⁴⁾

福田政権下で作成されたエネルギー需給見通しである。京都議定書改訂交渉が本格化していた段階で開催された洞爺湖サミット（平成20年7月開催）を念頭に策定されたもの。CO₂の削減を進めるべく、ゼロエミッション電源（再生可能エネルギー、原

⁴ 同期発電機・タービンが高速回転することで系統周波数を保持する能力。なお、風力発電にもDFIG（改良型誘導発電機）タイプなど多少の慣性モーメントを持つものがある¹³⁾

⁵ Fault Ride Through：系統事故時の応動

子など)の導入を大きく拡大している。

b 平成21年8月長期エネルギー需給見通し(再計算)¹⁵⁾

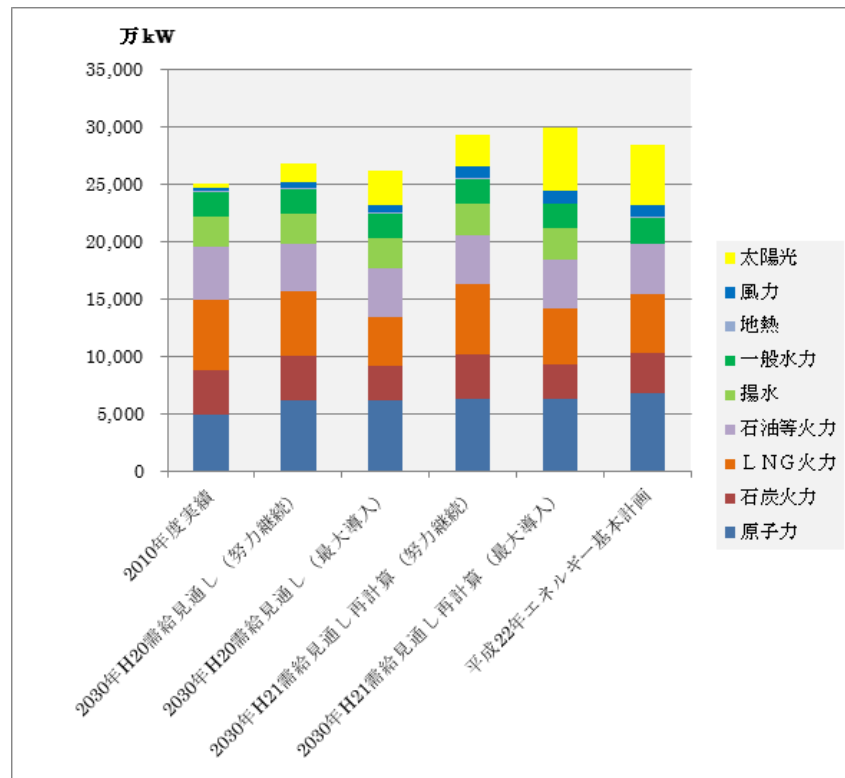
麻生政権下で作成されたエネルギー需給見通しである。CO₂削減を拡大するために、更にゼロエミッション電源(再生可能エネルギー、原子など)の導入を強化している。

c 平成24年9月革新的エネルギー・環境戦略¹⁶⁾

東日本大震災と福島第一原子力発電所事故を踏まえ、CO₂の大幅削減と原子力発電の利用縮小を目指して、野田政権下で検討されたエネルギー戦略。鳩山政権下で作成された平成22年6月エネルギー基本計画¹⁷⁾を越えて再生可能エネルギーの利用拡大を視野に入れたもの。複数の案が提示された段階で検討が中断された。

表(1)-9 長期エネルギー需給見通し、エネルギー基本計画等一覧(設備容量ベース)

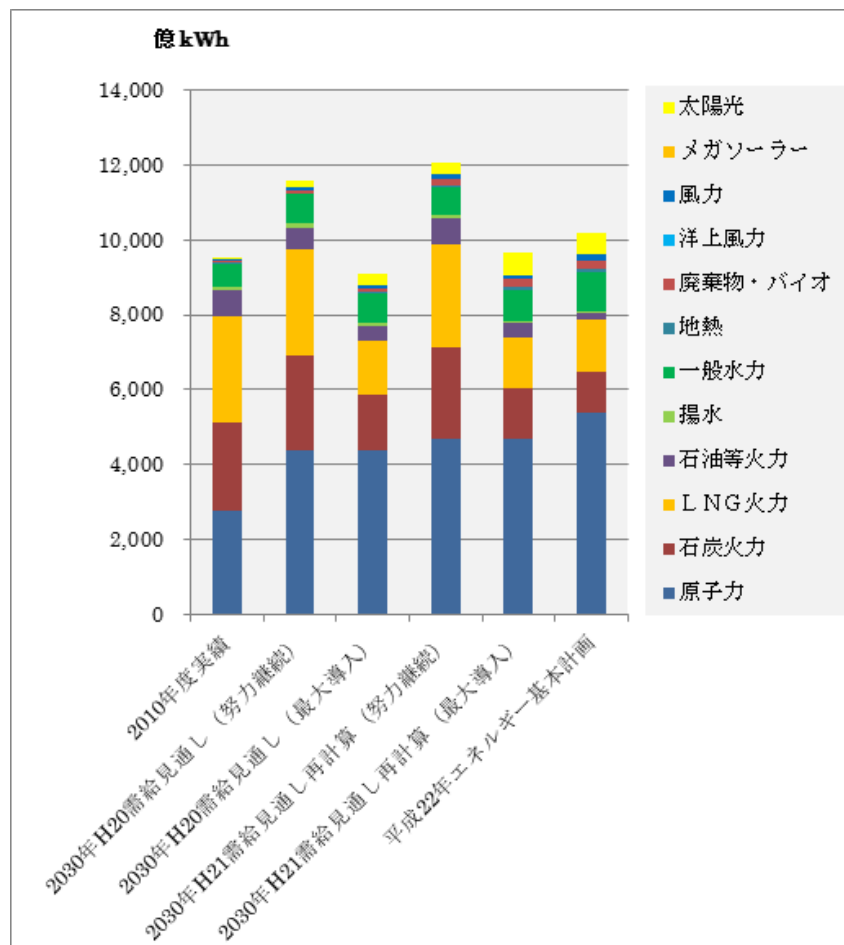
(万kW)	2010 年実績	2030 年					
		平成20年長期 エネルギー需 給見通し		平成21年長期 エネルギー需給 見通し(再計 算)		平成22年 エネル ギー基 本計 画	平成24 年革新 的エネ ルギ ー・環 境戦略
		努力 継続	最大 導入	努力 継続	最大 導入		
太陽光計	362	1,588	3,087	2,797	5,437	5,300	10,800
風力計	244	577	639	1,016	1,125	1,000	
地熱	53	52	52	55	122	165	
水力計	4,811	4,853	4,853	4,933	5,077	5,560	記載無し
一般	2,130	2,158	2,158	2,158	2,302	2,785	2,400
揚水	2,678	2,695	2,695	2,775	2,775	2,775	記載無し
火力計	14,673	13,623	11,483	14,230	12,090	12,967	記載無し
LNG	6,161	5,577	4,277	6,181	4,881	5,165	記載無し
石炭	3,895	3,905	3,065	3,843	3,003	3,502	
石油 等	4,617	4,141	4,141	4,206	4,206	4,300	
原子力	4,885	6,150	6,150	6,315	6,315	6,806	記載無し
発電設備 容量	25,028	24,678	22,538	28,821	29,577	31,798	記載無し



図(1)-10 長期エネルギー需給見通し、エネルギー基本計画等（設備容量ベース）

表(1)-10 長期エネルギー需給見通し、エネルギー基本計画等一覧（発電電力量ベース）

(億kWh)	2010 年 実績	平成 20 年長期エネ ルギー需給見通し		平成 21 年長期エネ ルギー需給見通し(再計 算)		平成 22 年エネ ルギー基本 計画	平成 24 年革新的 エネ ルギー・環境 戦略
		努力継続	最大導入	努力継続	最大導入		
太陽光計	16	167	324	294	572	572	1,900
風力計	40	61	67	107	118	176	
廃棄物・バイオ	33	84	123	191	217	217	
地熱	26	33	33	34	75	103	
水力計	700	924	856	829	888	1,073	1,100
一般	628	781	781	775	834	1019	記載無し
揚水	72	143	75	54	54	54	記載無し
火力計	5,891	5,925	3,333	5,899	3,080	2,693	記載無し
LNG	2,808	2,824	1,463	2,766	1,371	1,357	記載無し
石炭	2,356	2,543	1,481	2,426	1,346	1,131	記載無し
石油等	727	558	389	707	363	205	記載無し
原子力	2785	4,374	4,374	4,695	4,695	5,366	記載無し
発電電力量	9,642	11,569	8,908	12,049	9,646	12,000	9,900



図(1)-11 長期エネルギー需給見通し、エネルギー基本計画等（発電電力量ベース）

こうした見通しに示されている様々な電源構成の予測の中から、再生可能エネルギーの導入レベルとその実現の難易度を考慮して、表(1)-11に示すような3つの2030年シナリオ（ベース、中庸、最大導入）を設定した。表(1)-12には、これら3つのシナリオで全国大の電源構成が現状から如何に変化するかを比較して示している。この際、2030年の原子力発電については、原子炉等規制法の改正を踏まえ40年を超えない原子炉のみが運転を継続するものとした。また、東日本大震災以降高まっている省電力への意識の高まりを考慮して、平成20年5月と平成21年8月の長期エネルギー需給見通しの段階では想定されていなかった電力需要の変化を合わせて盛り込むこととした。

- a ベースシナリオ：電源構成は平成20年5月長期エネルギー需給見通し「努力継続シナリオ」と同程度、電力需要は2010年比5%増。
- b 中庸シナリオ：電源構成は平成21年8月長期エネルギー需給見通し（再計算）「努力継続シナリオ」と同程度、電力需要は2010年と同等。
- c 最大導入シナリオ：電源構成は平成24年9月革新的エネルギー・環境戦略「慎重ケース」に近い究極、電力需要は2010年比10%減。

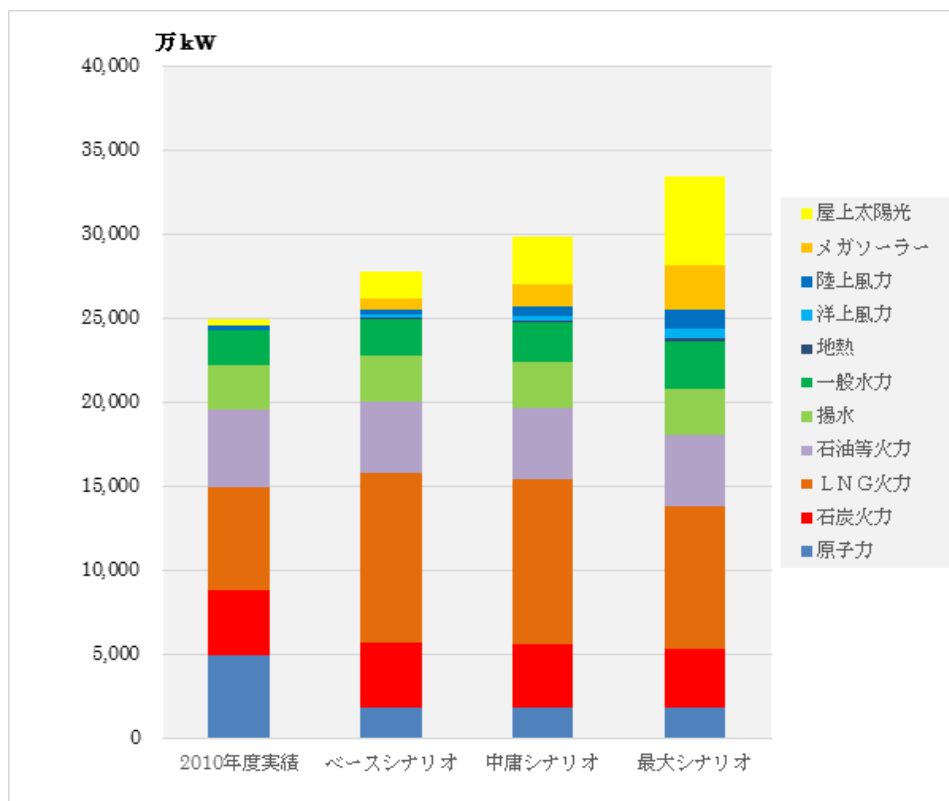
表(1)-11 3つのシナリオの概要

シナリオ	再生可能エネルギー 導入量	電力需要	内容
ベース	太陽光発電：2,250万kW 風力発電：450万kW	2010年比 5%増	太陽光が2010年の約6.2倍、風力発電が2010年の約1.8倍増加。
中庸	太陽光発電：4,120万kW 風力発電：890万kW	2010年相当	太陽光が2010年の約11.4倍、風力発電が2010年の約3.6倍増加。 ベースシナリオの約2倍の導入量
最大導入	太陽光発電：7,940万kW 風力発電：1,710万kW	2010年比 10%減	太陽光が2010年の約21.9倍、風力発電が2010年の約7倍増加。 中庸シナリオの約2倍の導入量

表(1)-12 2010年の実績と3つのシナリオの詳細

(万kW)	2010 年 実績	2030 年		
		ベース シナリオ	中庸 シナリオ	最大導入 シナリオ
太陽光計	362	2,250	4,120	7,940
屋上	362	1,590	2,800	5,300
メガ	0	660	1,320	2,640
風力計	244	450	890	1,710
陸上	244	290	580	1,100
洋上	0	160	310	610
地熱	53	60	120	170
水力計	4,811	4,940	5,080	5,570
一般	2,130	2,160	2,300	2,790
(内、中小等)		(30)	(170)	(660)
揚水	2,678	2,780	2,780	2,780
火力計	14,673	18,240	17,840	16,240
LNG	6,161	10,140	9,840	8,540
石炭	3,895	3,900	3,800	3,500
石油等	4,617	4,200	4,200	4,200
原子力	4,885	1,760	1,760	1,760
発電設備容量	25,028	27,700	29,810	33,390

図(1)-12には、現状と各シナリオの電源容量の変化を示した。老朽化している既設の石油等火力がどの程度維持される明確に見通せない中で、最大導入シナリオでは、設備容量的には再生可能エネルギーの設備容量が原子力＋石炭火力＋LNG火力の設備容量を上回る時代が到来していることが分かる。



図(1)-12 電源容量とその構成の変化

次にこのように全国大で想定した各シナリオについて、東日本地域を対象とした藤井・小宮山モデルに対応できるよう、以下の考え方で再生可能エネルギー源別の導入量を仮定し、さらにこれを東日本の各都道県に分けた。

- 太陽光ルーフトップ
 - ✧ 最大導入：設置可能な屋根の全てに設置（平成 22 年 6 月エネルギー基本計画準拠）
 - ✧ 中庸：そのおよそ半分（平成 21 年 8 月長期エネルギー需給見通し（再計算）準拠）
 - ✧ ベース：さらにおよそ半分（平成 20 年 5 月長期エネルギー需給見通し準拠）
- 太陽光メガソーラー
 - ✧ 最大導入：FIT 導入以降申請分 2013.6 の 2 倍の設備量が追加される
 - ✧ 中庸：FIT 導入以降申請分 2013.6 と同じ設備量が追加される
 - ✧ ベース：FIT 導入以降申請分 2013.6 の半分の設備量が追加される
- 陸上風力
 - ✧ 最大導入：系統制約の上限を設置（平成 21 年 8 月長期エネルギー需給見通し（再計算）準拠）
 - ✧ 中庸：上限の約半分を設置（平成 20 年 5 月長期エネルギー需給見通し準拠）
 - ✧ ベース：上限の約 1/4 を設置
- 洋上着床式風力
 - ✧ 全シナリオで陸上風力の約 1/2 が洋上に設置

- 洋上浮体式風力
 - ◇ 最大導入：福島沖に 50 万 kW
 - ◇ 中庸：福島沖に 25 万 kW
 - ◇ ベース：福島沖に 15 万 kW
 - 県別・電力会社別の案分
 - ◇ 太陽光ルーフトップ：環境省「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」¹⁸⁾の図 3-2-10 シナリオ別導入可能量の都道府県別の分布状況（シナリオ 3）で案分
 - ◇ 太陽光メガソーラー：FIT 導入以降申請分 2013.6 実績で案分
 - ◇ 陸上風力：FIT 導入以降申請分 2013.6 実績で案分
 - 洋上着床式風力：経産省「平成 22 年度 新エネルギー等導入促進機調査事業調査報告書」¹⁹⁾ポテンシャル B 表で案分
- その結果を表(1)-13に示す。

表(1)-13 各シナリオにおける太陽光と風力発電導入量の詳細

	ベースシナリオ					中庸シナリオ					最大導入シナリオ				
	太陽光		風力			太陽光		風力			太陽光		風力		
	屋上	メガ	陸上	着床	浮体	屋上	メガ	陸上	着床	浮体	屋上	メガ	陸上	着床	浮体
北海道	54	92	38	145		96	184	76	288		181	368	148	554	
青森	19	17	25			33	34	49			63	69	95	3	
岩手	26	9	1			45	18	1			86	35	3		
宮城	29	14	3			50	28	5			95	57	10		
秋田	8	2	40			14	4	79			26	9	153	3	
山形	22	1	8			38	2	15			72	5	29		
福島	32	48	6		15	57	97	11		25	107	194	22		50
東京	44	41	6			78	83	11			148	166	22		
神奈川	31	21	0			54	42	0			102	84	0		
埼玉	30	9	0			53	19	0			101	37	0		
千葉	52	4	0			91	7	0			173	14	0	4	
茨城	48	28	0			85	56	0			161	111	0		
栃木	73	0	0			129	1	0			244	2	0		
群馬	46	3	0			81	6	0			154	12	0		
山梨	15	5	8			27	10	16			52	20	31		
新潟	9	1	1			17	3	1			31	6	3		
東日本計	538	295	136	145	15	948	594	264	288	25	1796	1189	516	564	50
全国総計	1,588	659	290	145	15	2,799	1,319	577	289	25	5,300	2,637	1,125	563	50

なお、1年を10分間隔の52,560期間に区分して電力需給シミュレーションを行うに際し、電力需要は、東日本大震災前の2009年の時刻歴パターンで変動すると仮定した。また、太陽光発電と風力発電については、需要と同様、2009年の立地点近傍のアメダスデータに基づいて変化するとした。一方、中小水力発電、地熱発電、廃棄物・バイオ発電というその他の再生可能エネルギーについては、10分間隔でのシミュレーションに対応できるデータ（中小河川の水量変化や廃棄物・バイオ発電の立地場所など）が入手できないため、とりあえず今回のシミュレーションでは対象としなかった。

従って、これらのその他の再生可能エネルギー電源が再生可能エネルギー比率に及ぼす影響に

については、平成20年5月長期エネルギー需給見通し¹⁴⁾、平成21年8月長期エネルギー需給見通し(再計算)¹⁵⁾、平成24年9月革新的エネルギー・環境戦略¹⁶⁾において想定されている数値を参考にしつつ、最後の政策提言において考察する。

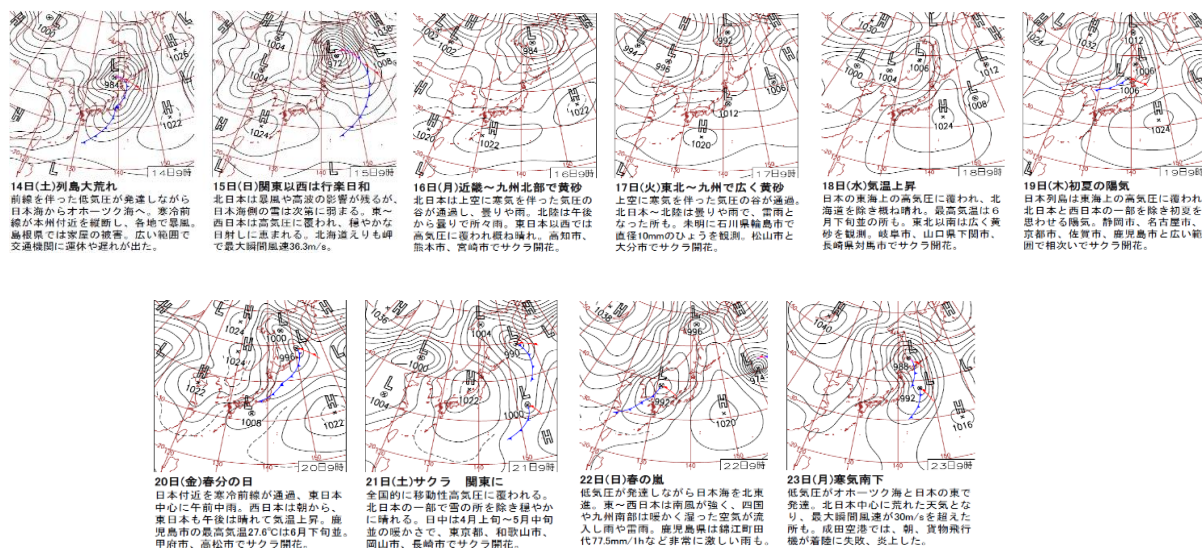
ちなみに、中小水力を含む水力発電、地熱発電、主として石炭火力に混焼されるバイオマスといった「その他再生可能エネルギー」は慣性モーメントを有する同期電源でありかつ比較的安定した出力特性を持つので、風力発電や太陽光発電が持つような系統連系上の課題は少ない。

4) サブテーマ2のシミュレーション結果から得られた重要戦略項目の状況と対応

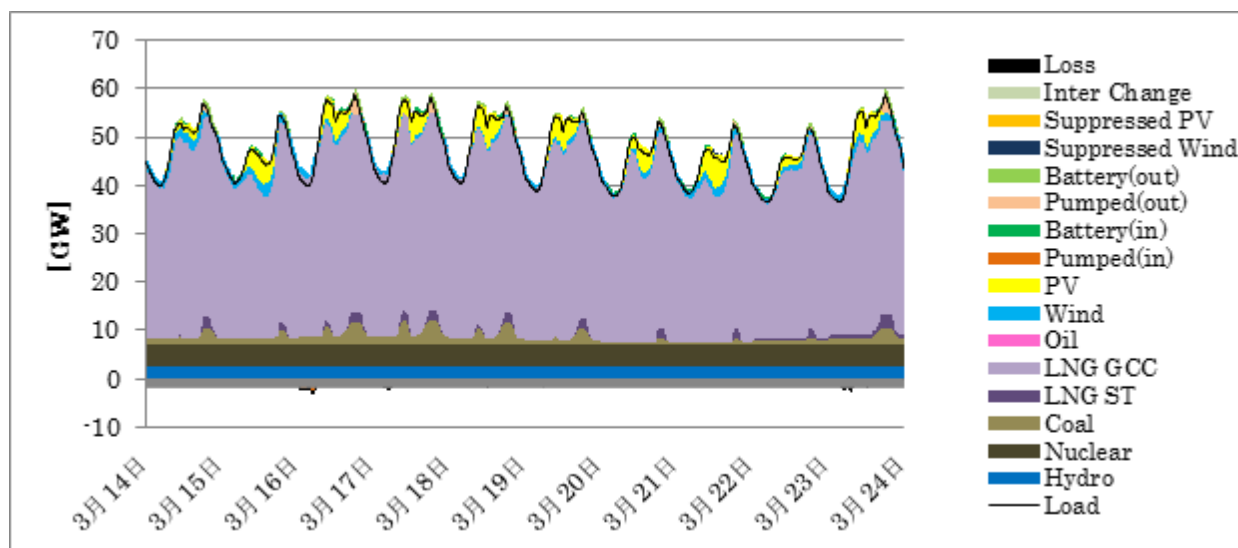
上記シナリオを、東日本地域を対象とした電力系統モデル（モデルの詳細は、サブテーマ2の成果を参照）に当て嵌めてシミュレーションを行い、2)に示した重要戦略項目の状況と対応を検討した。

- a 送電線建設問題：メガ太陽光・風力を立地点から最寄りの系統に接続する送電線は建設されるものと想定。北本連系線ならびに北海道と本州50ヘルツ系統の基幹系統について、潮流計算を行い熱容量ならびに定態安定度から見たボトルネックを検討
- b Ramping対応調整電源確保問題：アメダスデータを用いて1年間を通じた10分間隔の需給バランス計算を行い、太陽光・風力のRamping Up & Down現象の発生状況と、調整電源の規模と稼働に及ぼす影響について検討
- c 事故時周波数安定問題：同様に1年間を通じた10分間隔の需給バランス計算を行い、同期電源比率が一定値以下になる場合は、太陽光・風力発電の出力を抑制することで、本件問題の発生可能性を検討

その結果、各項目について、次のような課題の存在が明らかになった。なお、以下のシミュレーション解析の事例は、1年間を通じた解析結果の中から図(1)-13に示す3月14日0時から3月23日24時の部分を切り出したものである。この時期は北日本を低気圧が頻繁に通過する一方で、春が到来し日射量も強くなっており、風力発電、太陽光発電ともに、極めて短期間のうちに両者が有する発電ポテンシャルをフルに発揮できる期間と、発電できなくなる期間が存在する。このため、再生可能エネルギー電源を大量に導入した社会において発生する問題の所在を分かりやすく示すのに適していると判断して、示したものである。

図(1)-13 2009年3月14日(土)～23日(月)の天気図²⁰⁾

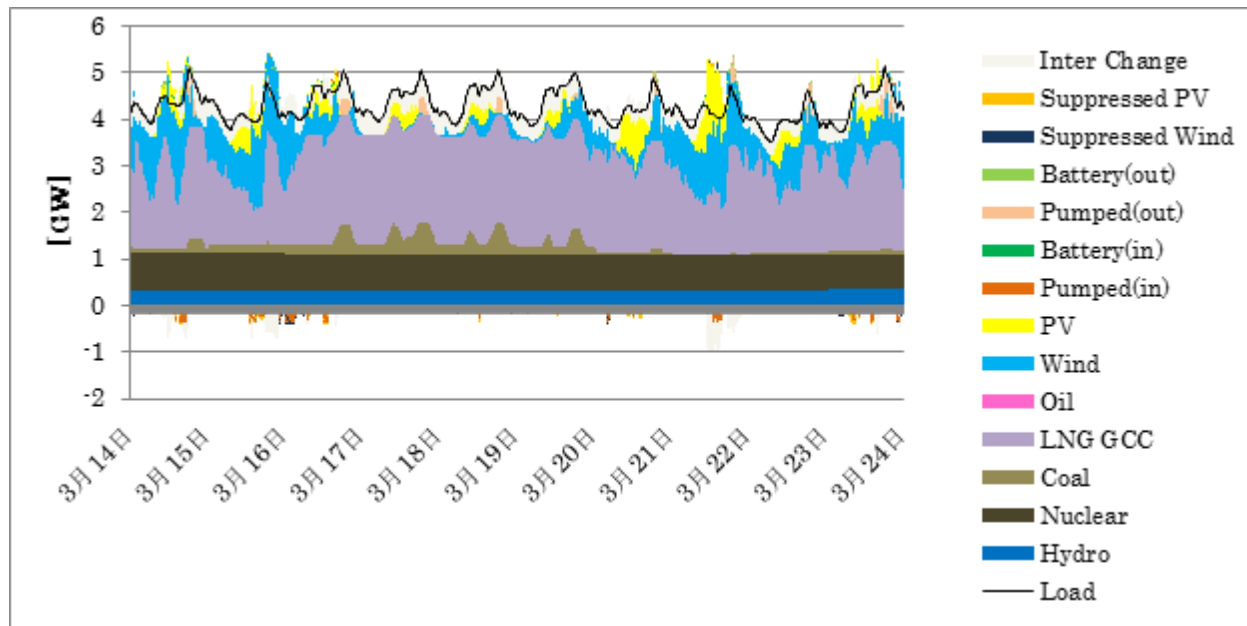
- a 供給力が広範囲に分布する太陽光発電、風力発電の大量導入による課題を把握するためには、東日本全体という視点だけではなく、北海道、東北、関東という地域と将来はより詳細なローカル(局所)という3つの空間的視点で検討する必要がある。特に東日本は、北本連系線(直流送電)によって北海道と東北+東京の2地域に分断されていることに加え、風力のポテンシャルが北海道に集中していることから、北海道の状況に留意しなければならない。
- b 東日本大で見ると、ベースシナリオの導入量では、3つの重要戦略項目には大きな問題が生じない(図(1)-14)。(この導入量は、太陽光で2012年6月末(全国560万kW)の4倍、風力で2012年6月末(260万kW)の1.7倍に相当する)



図(1)-14 シミュレーション解析の事例：ベースシナリオにおける東日本の状況

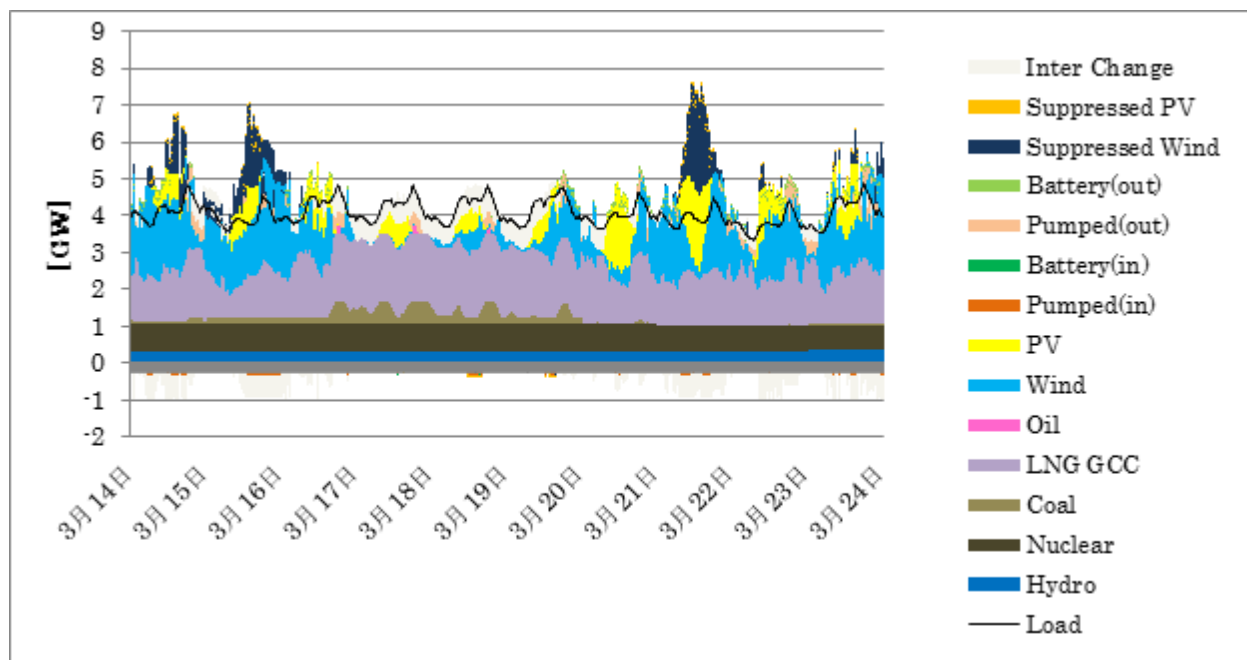
- c しかし、図(1)-15 のLNG GCCの動きに示すように、北海道においては、この段階で調整電源は複雑な運転が必要となることに留意しておく必要がある。また、炭素制約をかけると石炭火力

も調整電源としての運転が必要となる。



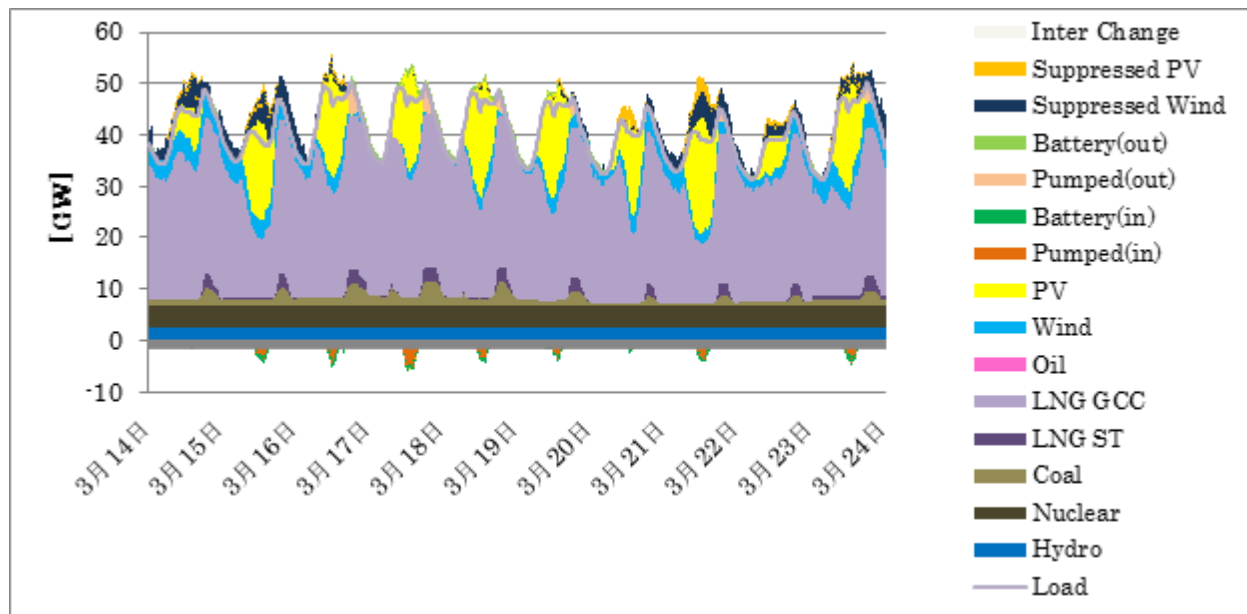
図(1)-15 シミュレーション解析の事例：ベースシナリオにおける北海道の状況

d ベースシナリオの約2倍となる中庸シナリオの導入量になると、北本連系線がボトルネックとなるとともに、風力発電について出力抑制（図(1)-16、Suppressed Windの部分参照）が必要になるなど、北海道において3つの重要戦略項目のすべてにおいて課題が発生する。

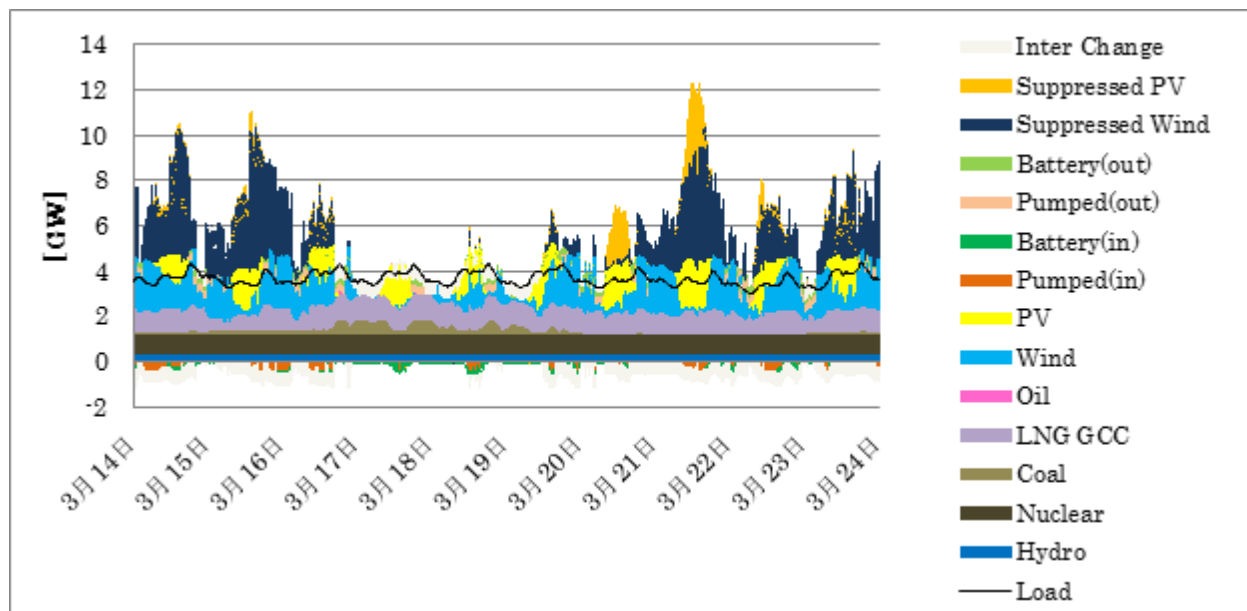


図(1)-16 シミュレーション解析の事例：中庸シナリオにおける北海道の状況

e 中庸シナリオの約2倍となる最大シナリオの導入量に達すると、北海道では風力と太陽光の双方に大量の出力抑制（図(1)-18、Suppressed PVとSuppressed Windの部分参照）が必要となるなど、課題は一層鮮明になる。



図(1)-17 シミュレーション解析の事例：最大導入シナリオにおける東日本全体の状況



図(1)-18 シミュレーション解析の事例：最大導入シナリオにおける北海道の状況

f 各意思決定項目の電力供給に及ぼすインパクトを整理すると、事故時周波数安定問題＞ランピング対応問題＞送電線建設問題の順と考えられる。

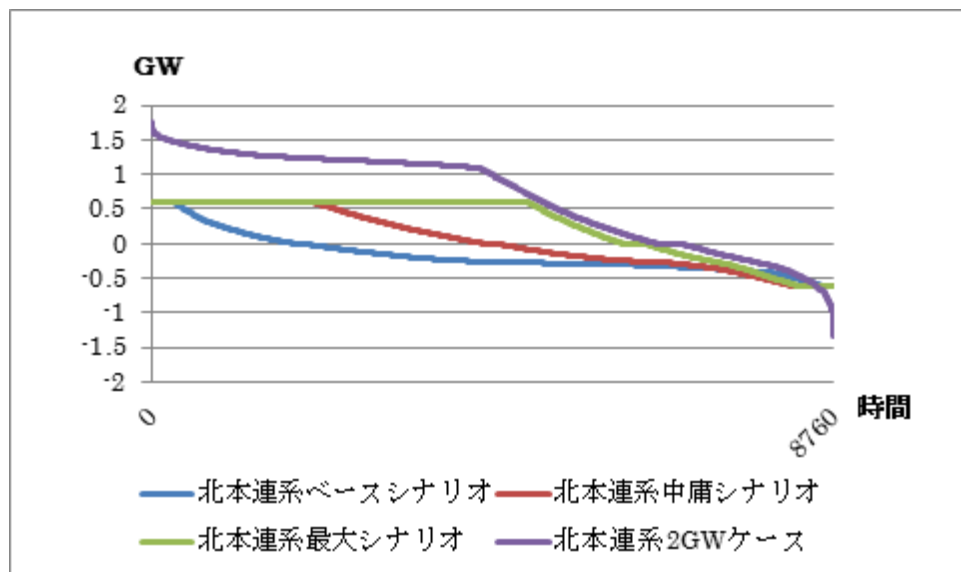
g 2030年に最大導入シナリオ程度の導入量を目指す場合、中庸シナリオの導入量から推察する

と6年後の2020年頃には課題発生が現実のものとなる可能性が高い。これは対策の決定と実施に残された時間はほとんど無いことを意味する。

さらに、各重要戦略項目に関する分析結果をまとめると、以下のようになる。

送電線建設問題

a 最大導入シナリオで、北本連系線とその周辺部に、熱容量及び定態安定度限界⁶によるボトルネックが発生する。現状 0.6GW である北本連系線はベースシナリオでもボトルネックとなる。最大導入シナリオになるとボトルネックとなる頻度が著しく増大する。2GW に増強することでボトルネックでなくなる（図(1)-19）が、代わって道南幹線が新たなボトルネックとなる。



図(1)-19 各シナリオと 2 GW に増強した場合の北本連系線の潮流

（注）北本連系線容量が 0.6GW の場合、1 年 8760 時間の中で上限値に到達する時間の合計値は、ベース→中庸→最大の順で長くなり、最大シナリオでは 4515 時間（52%）を占めるようになる。北本連系線容量を 2GW に増強すると、上限に到達する時間はゼロとなる。

b 北海道に立地を進める場合は、早めに北本連系線と道南幹線を始めとする道内の基幹送電線的能力増強（既設送電線と並行して送電線を新設、あるいは既設送電線の電圧階級を一段階昇圧する）に着手する必要がある。

c 北本連系線と道南幹線の増強が効果を発揮するには、周波数安定度問題（後述）が技術開発により一定程度解決され風力・太陽光の出力抑制が大幅に緩和されることと組み合わせることが必要。

d しかし技術開発と送電線の建設には時間を要することから、問題が顕在化するまでの時間的

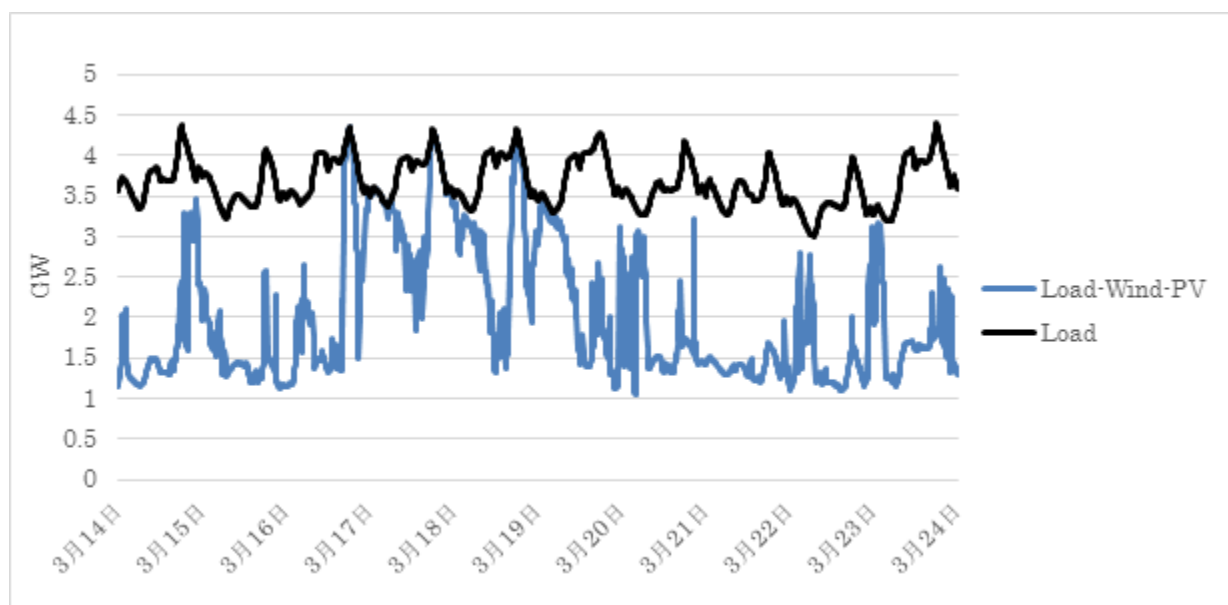
⁶ 交流送電線の両端につながる複数の発電機が協調して同じ回転数で回転しつづけることの出来る限界の電力潮流。この限界を超えると発電機の回転数がばらばらとなり、運転を継続することができなくなる。距離が短いほど、送電電圧が高いほど、定態安定度限界は大きくなる。

余裕を確保するために、風力発電の北海道への集中立地を避け、北東北の着床式の立地を促進することも有効。

e モデルでは、基幹系統線への影響についてのみ評価したが、基幹系統線までの接続も、政策的、経済的には重要な課題。

Ramping対応調整電源確保問題

a 冬場に低気圧が発達しながら北日本を通過する場合、風力と太陽の発電出力は、双方の稼働が高まる時間帯をピーク、双方が稼働しない時間帯をボトムに、数日から数時間を周期とする Ramp-up & Ramp-down 現象が発生する。この結果、これに需要変化が重畳して、調整電源には、これまで経験したことの無い複雑な運転が求められる（図(1)-20）。



図(1)-20 需要変化とRamp-up, Ramp-downの重畳効果（北海道最大シナリオ）

b 2009 年の実気象データを用いたシミュレーション結果（表(1)-14）に基づくと、北海道では、ベースシナリオで、

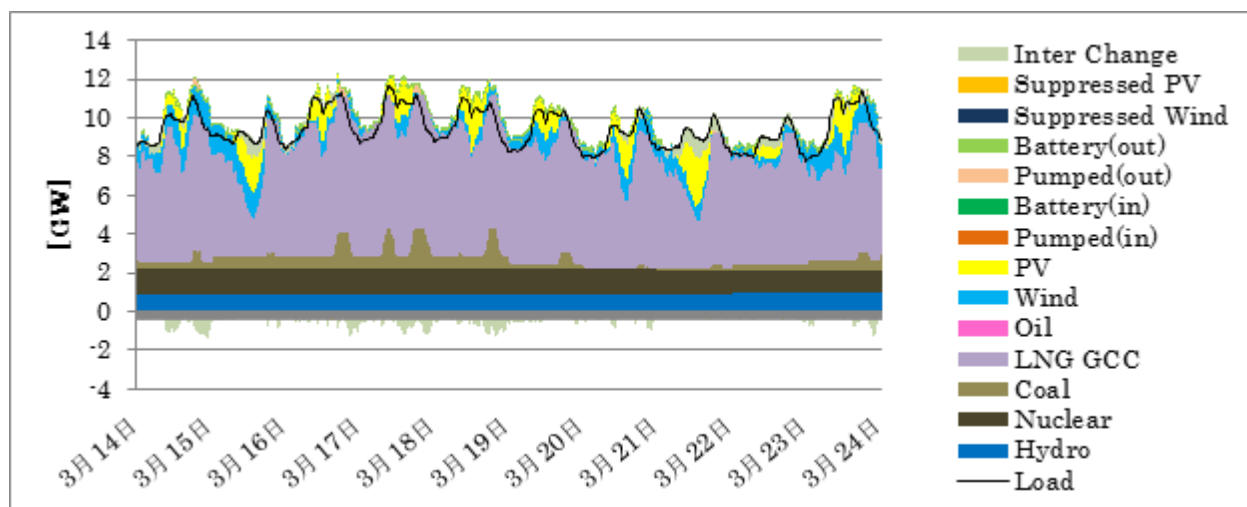
- ・ 需要低下時に Ramp-up が、あるいは需要増加時に Ramp-down が発生して、調整電源に需要の変化を超えた厳しい出力調整が求められるケースが、年間を通じて発生する。（計 97 回）
- ・ 前者と後者の発生割合はおおよそ半々である。
- ・ 低気圧が通過する 1 月～4 月には頻繁に発生する。（うち 58 回）

中庸シナリオでは、調整電源に需要の変化を超えた出力調整が求められるケースが年間 254 回に増加。しかし、最大シナリオでは、事故時周波数安定問題への対応のための風力の出力抑制によって影響がむしろ緩和されて 202 回となる。

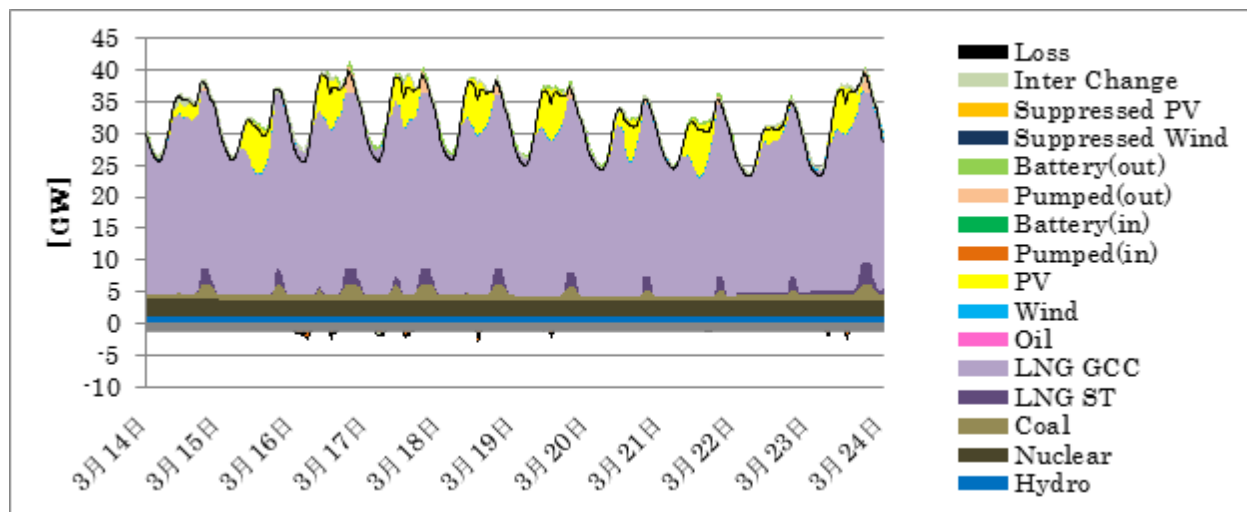
表(1)-14 調整電源に需要の変化を超えた出力調整が求められる回数（月別）

		1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	計
ベース	需要増 + Ramp down	8	6	7	8	5	2	1	0	3	0	1	1	42
	需要減 + Ramp up	10	7	7	5	5	4	3	1	3	6	2	2	55
	計	18	13	14	13	10	6	4	1	6	6	3	3	97
中庸	需要増 + Ramp down	15	15	14	16	7	5	7	5	16	15	6	13	134
	需要減 + Ramp up	16	13	9	14	8	6	10	5	15	10	5	9	120
	計	31	28	23	30	15	11	17	10	31	25	11	22	254
最大	需要増 + Ramp down	17	14	13	14	7	3	3	0	11	11	6	10	109
	需要減 + Ramp up	16	13	11	12	7	3	2	1	8	5	4	11	93
	計	33	27	24	26	14	6	5	1	19	16	10	21	202

c ベースシナリオでも北海道では需要の 1/2 を太陽光発電と風力発電が供給する時間帯が発生（前掲図(1)-15）。中庸シナリオでは太陽光発電と風力発電の出力が北海道の需要を上回り（前掲図(1)-16）、東北でも北海道から移入される電力を加えれば、太陽光発電と風力発電の供給が 1/2 程度を占める時間帯が出現する（図(1)-21）。しかし、その場合でも東京電力管内での供給シェアは 20%以下にすぎない（図(1)-22）。



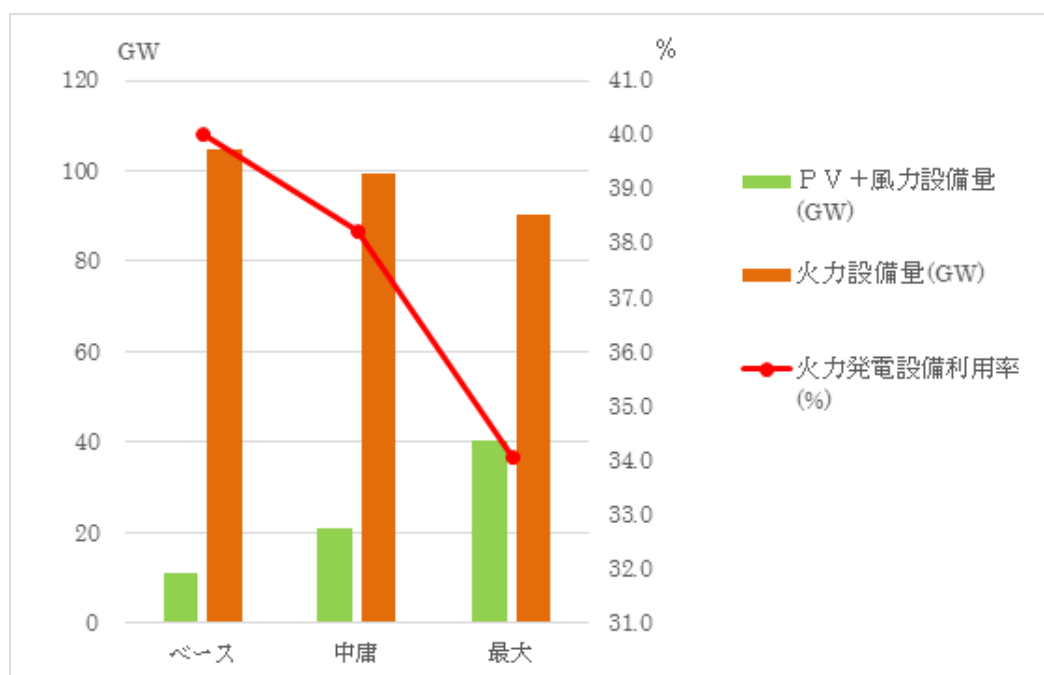
図(1)-21 シミュレーション解析の事例：中庸シナリオにおける東北の状況



図(1)-22 シミュレーション解析の事例：中庸シナリオにおける東京の状況

d 炭素制約をかけると、いずれのシナリオにおいても、現在はベースロードとして運転されている石炭火力にも出力調整が求められるなど、調整電源には厳しい運転対応が求められる(図(1)-14～18、図(1)-21～22)。

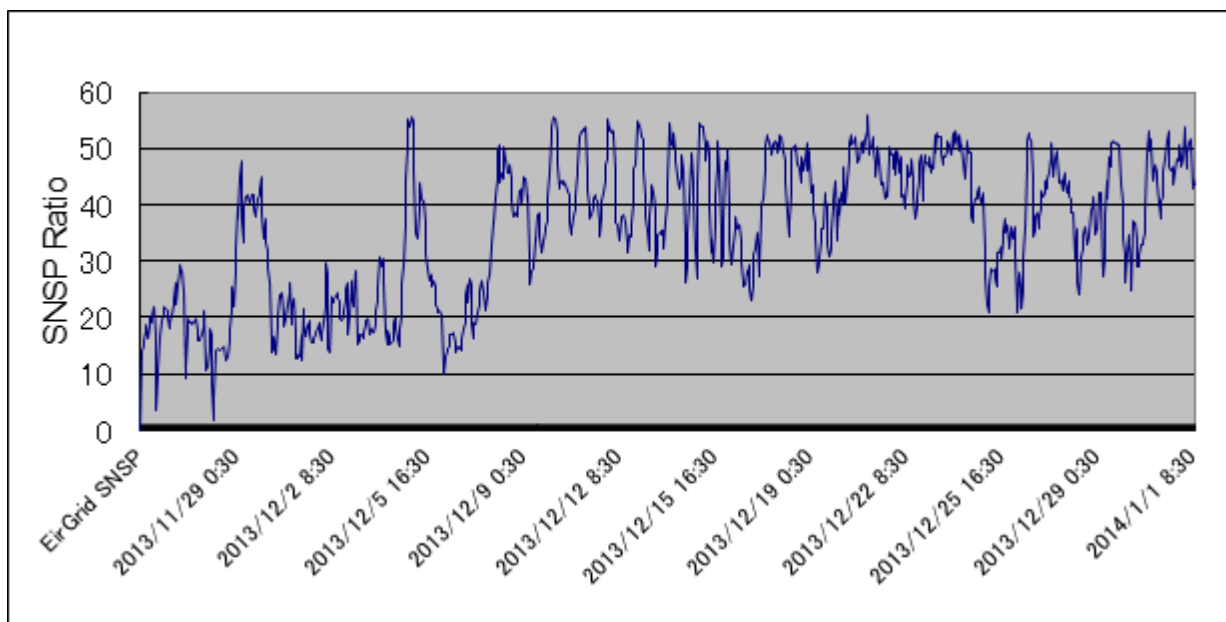
e 図(1)-23 に示すように、ベースシナリオから最大導入シナリオに向けて太陽光発電と風力発電の導入量を約 3000 万 kW 増加しても、調整電源である LNG などの火力発電設備容量は約 1400 万 kW しか減少せず、しかもその設備利用率は 40% から 35% に低下する。以下に示す事故時周波数安定問題がある程度解決すると、調整電源の稼働率は更に低下する可能性が高い。キャパシティ市場の検討と整備は急務の課題である。



図(1)-23 各シナリオで必要となる火力発電設備量とその設備利用率の変化

事故時周波数安定問題

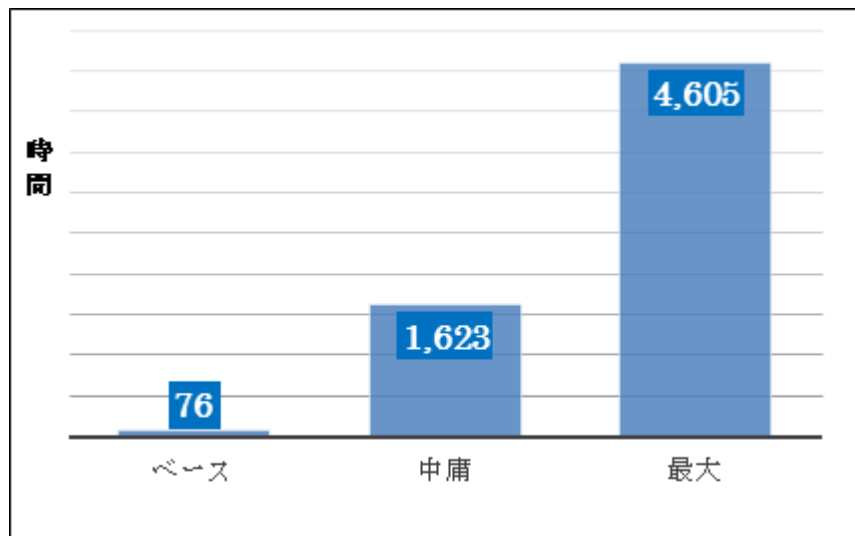
- a 系統・電源事故によって供給力が瞬時に低下した際に、太陽光や風力発電のように慣性モーメントを有しない電源のシェアが大きいと、周波数が管理値を超えて急激に低下し、系統全体の停電につながる危険性が高まる（現状の系統では慣性モーメントを有する電源がほとんどのため、周波数の低下は比較的ゆるやかで調整電源による制御が可能であり、問題が生じることはない）。
- b しかも、この系統事故は、送電線への落雷を中心に風雨・氷雪など自然現象に起因するものが主体であり、我が国のどの需要家についても瞬時電圧低下という形で年数回影響を与えている日常現象であることに留意しなければならない。
- c 世界に先駆けて風力発電を中心に再生可能エネルギーのシェアを高めているアイルランドでは、この事故時周波数安定問題を最大の問題として認識し、詳細な交流モデルによる安定解析を実施。周波数安定度の管理指標として **SNSP 比⁷**を選定し、これを **50%程度**に管理している（図(1)-24）。



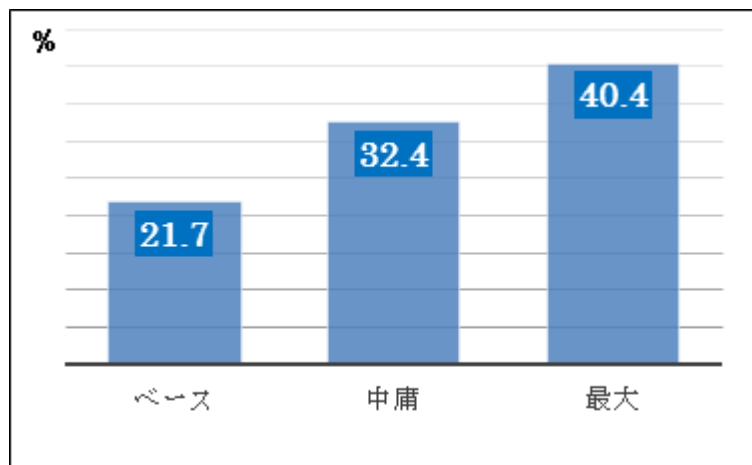
図(1)-24 アイルランドの 2013 年冬の SNSP 管理状況

- d 系統・電源事故時の周波数安定度の指標である **SNSP 比**が北海道において 50%を超える時間は、ベースシナリオから中庸シナリオの間でアイルランドの今冬の状況（860 時間相当）と同程度となる。また、年平均 **SNSP 比**は中庸シナリオでアイルランド今冬の同程度（33%）となる（図(1)-25,26）。

⁷ System Non-Synchronous Penetration の略。発電出力合計を分母に、慣性モーメントを持たない供給設備（太陽光、風力、蓄電池、直流連系線）の出力合計を分子にして計算する。



図(1)-25 北海道において 1 年の内 SNSP 値が 50%以上となる時間



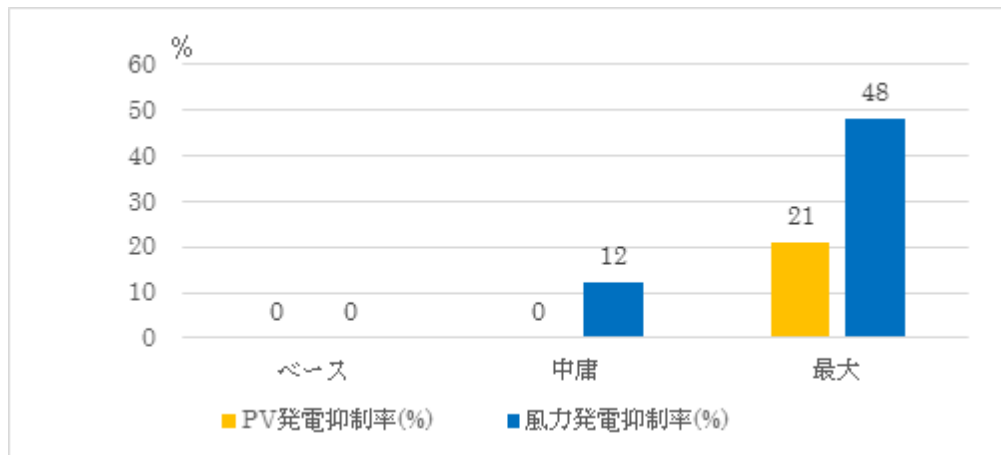
図(1)-26 北海道における年間平均 SNSP 比(%)

e 火力発電単機の容量が大きいなどアイルランドとの相違点を考慮すると、北海道ではベースシナリオの導入量でも本件問題が発生する可能性がある。また、本モデルでは、北本連系潮流は、実際の運用⁸とは大きく異なり、最適経済運用を仮定していることに留意する必要がある。つまり実態の運用に合わせると、問題発生の可能性が高まる可能性が大きいと考えておくべきであろう。いわゆるアンシラリー・サービス⁹市場の検討と整備は急務の課題である。

f 北海道では、導入量が拡大するにつれて SNSP 比が 50%を超える時間帯が拡大し、最大シナリオになると約 5000 時間（約 200 日）になり（図(1)-24）、年間平均の SNSP 比も 40%に達する（図(1)-26）。この結果、大規模な出力抑制が必要となる（図(1)-27）

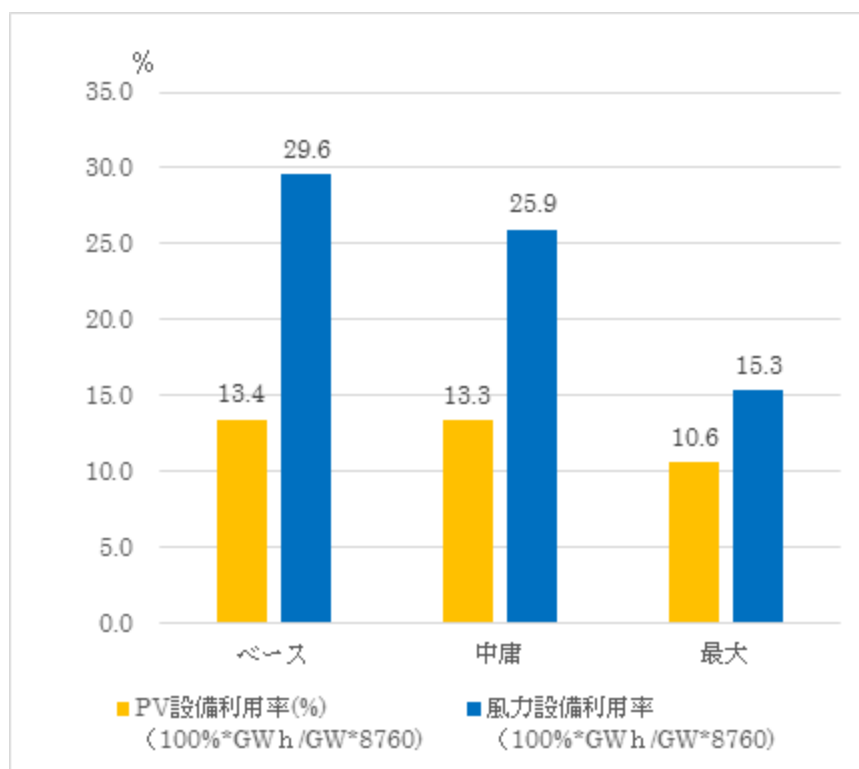
⁸ 最大容量の 10%程度しか周波数調整のために割り当てられていない。

⁹ 電気の品質を保つために不可欠でありながら現在は市場価値が与えられていない、慣性モーメントや無効電力供給などの系統維持サービスに市場価値を与えるメカニズムのこと。



図(1)-27 各シナリオにおける北海道での太陽光、風力発電出力抑制率(%)

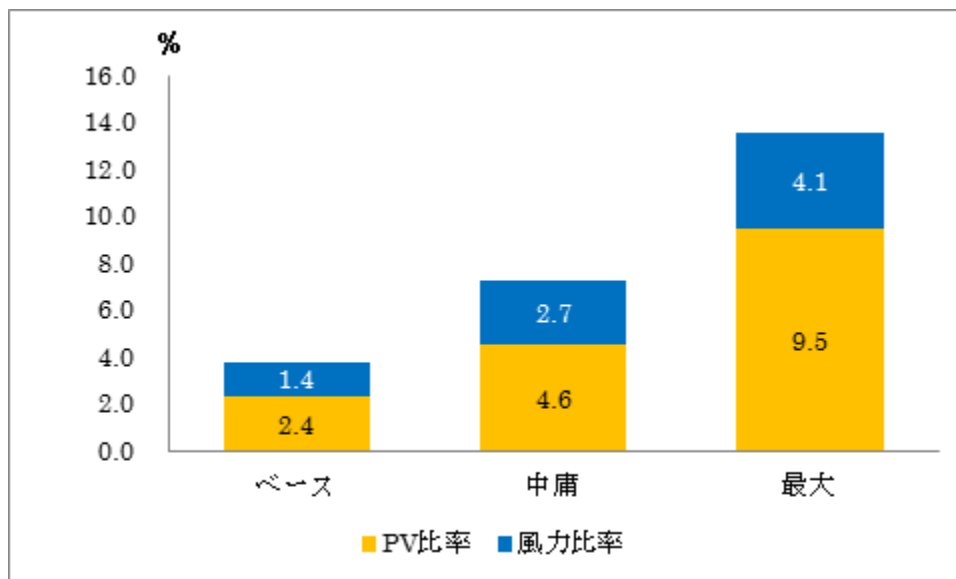
g この結果、北海道における太陽光と風力、とりわけ風力の設備利用率は、ベースから中庸、最大と導入量が増えるに伴い、大幅に低下する。ベースケースでは約30%あった風力発電の利用率は約1/2の15%程度まで大きく低下する。(図(1)-28)。



(注) 設備利用率(%) = 発電量(GWh) / 発電設備容量(GW) × 8760時間

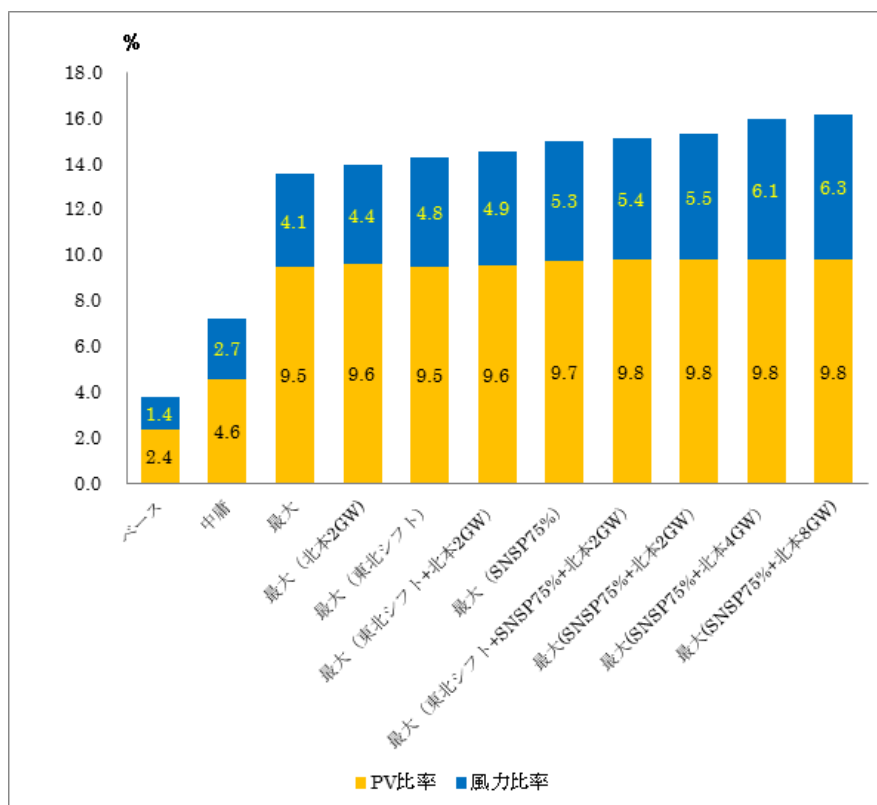
図(1)-28 北海道における太陽光、風力の設備利用率(%)

h この影響を大きく受け、東日本全体の発電電力量に占める太陽光・風力比率は、設備導入量の増加に見合っただけの伸びを示さず、頭打ちの傾向を示す(図(1)-29)。



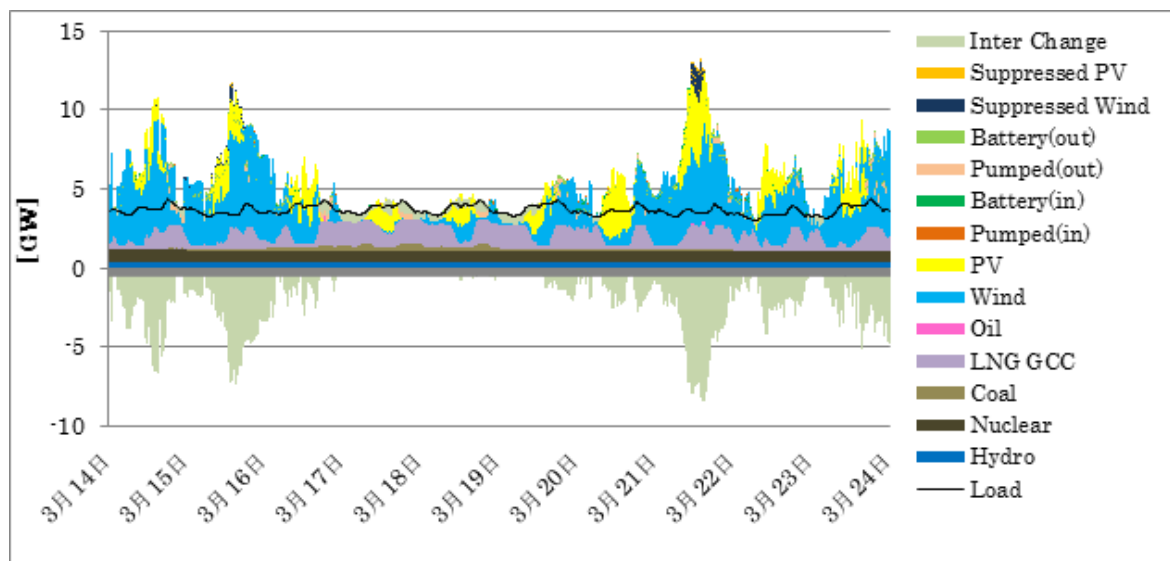
図(1)-29 各シナリオにおける東日本全体の太陽光・風力比率(%)

こうした導入効率低下を防ぐ対策として、a 北本連系線の増強（基幹送電線増強を含む）する、b 技術開発により SNSP 比管理限界を 75%に引き上げる、c 風力設備の一部を東北北部にシフトする、を考え、最大シナリオを対象にその効果を複数計算した（図(1)-30）。これらの対策により 3%弱、太陽光と風力のシェアが高まる。



図(1)-30 各種対策による東日本全体の太陽光・風力比率向上効果

- d こうした対策の効果を比較すると、
- i. 技術的に容易な北本の増強と風力発電の東北シフトを組み合わせると太陽光・風力比率を1%増やす効果がある。
 - ii. 技術開発により SNSP 管理限界を 75%に引き上げることが出来れば、単独で 1%以上の効果があり、さらに北本増強 2GW と組み合わせることにより、太陽光・風力比率を 1.7%増やす効果がある。
 - iii. これに東北シフトを組み合わせると、かえって太陽光・風力比率は下がる。東北へシフトする場合は、北海道と同等以上に風況の良い箇所を選ぶ必要がある。
 - iv. 北本 8GW 増強による効果は大きい (2.5%増)。しかし北本を 2GW 以上に増強する場合は、他の基幹送電線もあわせて増強しなければ効果が現れないことを考慮すると、その投資効果については慎重な吟味が必要である。
 - v. 北本増強を 4 GW に抑えた場合でも、その効果が 2.3%増もあることを考えると、北本増強の投資効率最適点は 2 GW～4 GW のどこかに存在すると考えられるが、これもより厳密な評価が求められる。
- e ちなみに、北本を8GWに増強した場合の北海道の需給バランスを図(1)-31に示す。これを実現するためには、北海道と東北の基幹送電線の増強が次表の通り必要となる。



図(1)-31 最大シナリオで SNSP75%+北本 8GW 対策時の北海道の需給バランス

表(1)-15 北本連系 8GW 増強に併せて増強すべき基幹送電線

送電線	変電所	距離 [km]	最大 送電容量 [GW]	同左 増強前 [GW]	最大潮流 [GW]
北上幹線	宮城～岩手	147	10.47	3.86	7.46
十和田幹線	岩手～上北	98	10.47	6.33	7.56
道南幹線	函館/大野～西双葉	176	10.47	1.48	8.17
道央南幹線	西双葉～南早来	74	5.24	3.54	4.97

図(1)-32に増強が必要となる基幹送電線を系統図上赤太線で示してある。



図(1)-32 北本を 8 GWに増強する場合に併せて増強が必要な基幹送電線

5) 政策への示唆と今後の課題

4) の成果を踏まえ、再生可能エネルギーの主力となる太陽光発電と風力発電が大量に導入される社会を目指す場合の、政策への示唆と今後の課題を下記の通りまとめた。

a. 太陽光発電と風力発電の導入促進政策について

i 複数の空間的視点からの政策検討

太陽光発電と風力発電は非同期電源であり、風力資源は北海道から東北に偏在することに加え、その発電出力は局地的な気象条件や系統状況に大きく左右される事を踏まえ、日本全体の導入促進政策を考える場合であっても、全国、地域、局所の3つの空間的視点から問題が生じることがないか、検討しておくことが必要である。特に、資源が豊富でしかも交流的に独立した北海道については、アイルランドの先行実施状況を参考にしつつ、精緻な検討を行うことが必要である。

ii 時間的、空間的に精緻なモデル整備に対する政策支援

こうした評価を行うために、日本全体を対象に、本研究で使用したような時間的、空間的に詳細な電力需給モデルはもとより、周波数安定度など極めて短時間の系統挙動を評価する交流モデル、こうしたモデル評価の基礎となる太陽光発電や風力発電の出力予測モデルなどの整備と高度化に産学官が協力して取り組むとともに、国が資金面で支援を行うことが必要である。

iii 技術開発に対する支援

これまであまり注目されて来なかった事故時周波数安定度問題については、これが顕在化すると大幅な出力抑制が必要となることから、太陽光発電と風力発電に慣性モーメントを付与するための技術開発に国も積極的に支援することが必要である。

iv 基幹送電線の強化に対する支援

送電線建設には時間を要することから、建設支援によって基幹送電線の強化に着手する必要がある。

v 風力発電の東北への立地誘導など

しかし、技術開発や送電線建設には時間を要することから、早期に問題が顕在化しそれが導入制約とならないよう、風力発電の立地促進政策については、資源賦存量は大きいが必要地からは遠い北海道だけではなく、東北北部への立地（例えば着床式洋上風力）を誘導する政策も検討する必要がある。また、③に示した技術開発の成果を待つだけでなく、慣性モーメントを有する風力発電について FIT 法上優遇することにより、その普及を促進させることも考えられる。

vi キャパシティ市場とアンシラリー・サービス市場の早急な検討と整備

大規模な導入を目指す場合は、調整電源の確保や系統慣性モーメントの不足対応にかけることのできる時間がそれだけ短くなることから、導入量が小さな段階から、我が国のエネルギーと地域需要の特性に合わせたキャパシティ市場とアンシラリー・サービス市場を検討し、その整備を進めることが必要である。

vii 事故時周波数問題に対応するための管理値と管理目標の検討

北海道と同じ系統規模と地域的広がりを持ち再生可能エネルギーのシェアを世界で最

も高めているアイルランドの検討を参考に、北海道において事故時周波数問題が顕在化する前に、SNSP 比などの管理値を選定しその管理目標を設定することが必要である。

b. 当面の再生可能エネルギー導入目標について

エネルギー基本形計画を改定する際に、我が国全体の再生可能エネルギーの導入目標をどう考えるかが大きな議論となったと伝えられるが、この点に関して今研究から示唆されることを示したい。

まずは、当面の導入主役となる太陽光発電と風力発電について、a.で示した政策への取り組み状況を踏まえてどう進展するかを判断し、それに基づいて再生可能エネルギー全体の導入目標を考える必要があることは言うまでもない。

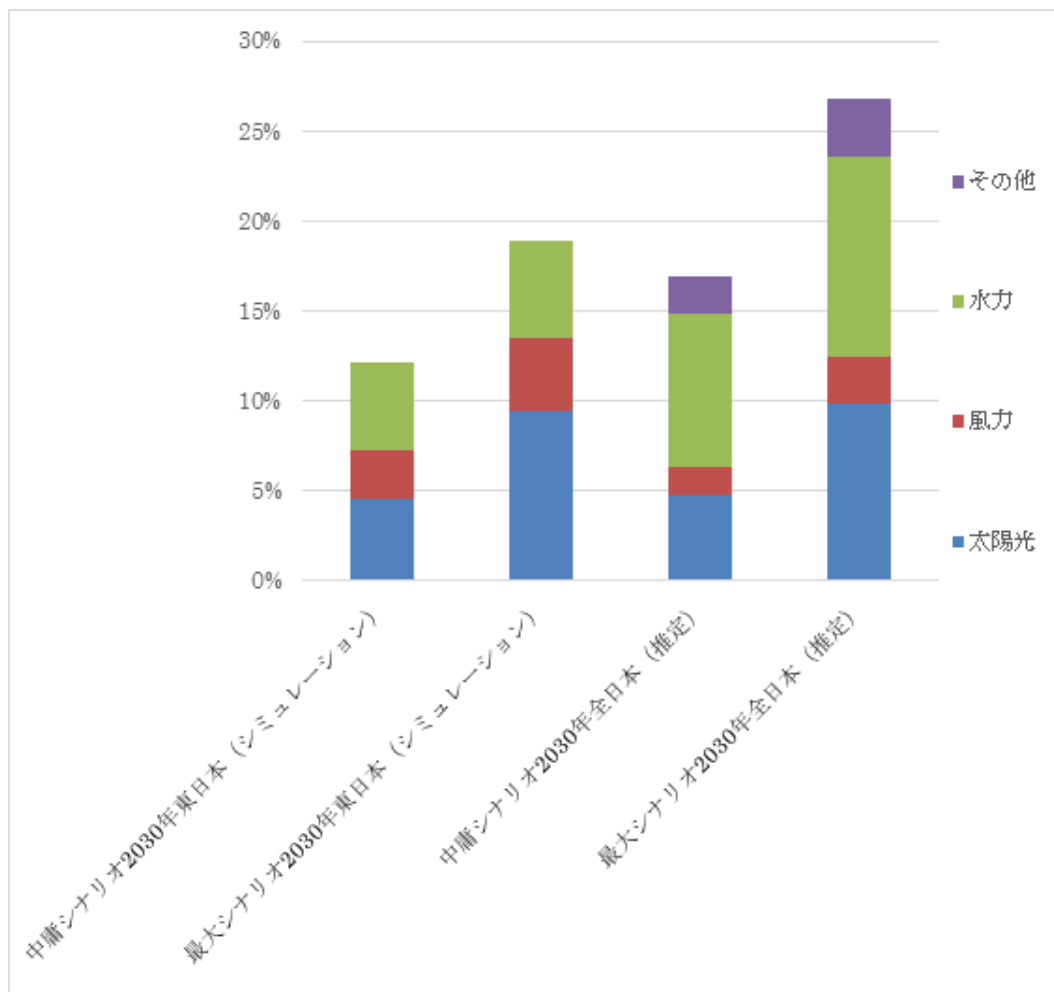
その上で、今回の研究における東日本を対象としたシミュレーションを、仮に日本全体に拡大した場合に、どのようなことが言えるか試算してみた。

東日本の需要は全国の45%であり、電力需要は東日本と西日本ではほぼ拮抗している。しかし、自然条件に大きく依存する再生可能エネルギーは、表(1)-16に示すように、東日本と西日本で分布が大きく異なっている^{21)・22)}。風力資源は東日本に偏っているのに対し、日射量に依存する太陽光発電資源は西日本に偏っている。既存水力は西日本に主として立地しているが、今後開発が期待される中小水力資源はほぼ均等に分布している。なお、地熱資源や廃棄物発電については、当面期待される開発ポテンシャルがさほど大きくない。

表(1)-16 風力、太陽光、中小水力ポテンシャル等の東日本、西日本の賦存状況

	東日本	西日本
電力需要 2010 実績 (億 kWh)	4,084	4,905
風力ポテンシャル (万 kW)	845	320
太陽光ポテンシャル (万 kW)	1,319	2,537
一般水力 2010 実績 (万 kW)	845	1,286
中小水力ポテンシャル (万 kW)	749	761

最後に、図(1)-29に示した今回の東日本を対象としたシミュレーションの基本的な結果に、こうした東日本と西日本の再生可能エネルギー・ポテンシャルの分布差、さらに中小水力発電、地熱発電などのエネルギー源を加味して、最大導入シナリオと中庸シナリオを全国に適用した場合に、発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率がどのように変化するか推測してみた。最大シナリオで4%程度になる風力のシェアは全国に拡大することで1%低下するが、10%程度になる太陽光はほとんど変わらないと考えられる（図(1)-29参照）。これに中小水力の増加分と地熱や廃棄物発電による増加分2～5%（表(1)-12、図(1)-12参照）を加え、更に東日本には少ない既存水力の出力分4%を加味すると、中庸シナリオで17%程度に、最大シナリオで27%程度に達するのではないかと推計される（図(1)-33）。



図(1)-33 東日本のシミュレーション結果から推計した日本の再生可能エネルギー比率

5. 本研究により得られた成果

(1) 科学的意義

解析モデルの精緻化などにより、これまで空間的、時間的に詳細な検討が行われてこなかった再生可能エネルギーの導入促進政策について、重点的に取り組むべき政策課題の発生場所と発生時期をある程度特定して、検討することが可能となった。

(2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない

<行政が活用することが見込まれる成果>

今後、環境省や経済産業省において検討が進められるエネルギー基本計画の具体化、気候変動対策の検討、CO₂削減目標の検討に際して、本研究のモデル評価の結果とそこから導かれる政策提言は有効に活用することができる。

6. 国際共同研究等の状況

電源構成の移行に向けたプロセスを考えるための研究会を、来日中のJulia Wittmayer 氏（エラスムス大学オランダ・トランジション研究所）を招いて2013年2月18日に東京大学にて開催。

7. 研究成果の発表状況

（1）誌上発表

<論文（査読あり）>

特に記載すべき事項はない

<査読付論文に準ずる成果発表>（対象：社会・政策研究の分野）

特に記載すべき事項はない

<その他誌上発表（査読なし）>

特に記載すべき事項はない

（2）口頭発表（学会等）

特に記載すべき事項はない

（3）出願特許

特に記載すべき事項はない

（4）シンポジウム、セミナー等の開催（主催のもの）

特に記載すべき事項はない

（5）マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない

（6）その他

特に記載すべき事項はない

8. 引用文献

- 1) 籠屋邦夫（2000年）：「選択と集中の意思決定」東洋経済新報社
- 2) 欧州風力エネルギー協会（訳：日本風力エネルギー学会）（2012年）「風力発電の系統連系～欧州の最前線～」ISBN: 978-4-906826-00-1
- 3) 経産省（2009年）「新エネルギー大量導入時の系統安定化に向けた取り組みに関する欧州現地調査概要」
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90522a03j.pdf>
- 4) 小西雅子（2012年）「再生可能エネルギーの大幅導入に成功したスペイン」日本気象学会「天気」59(10), 967-974

- 5) EURELECTRIC (2011 年) "RES Integration and Market Design: are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?"
http://www.eurelectric.org/media/26300/res_integration_lr-2011-030-0464-01-e.pdf
- 6) Edoardo Binda Zane, Robert Brückmann (eclareon), Dierk Bauknecht (Öko-Institut), et al. (2012 年) "Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market - RES-INTEGRATION Final Report" <http://www.eclareon.eu/en/res-integration-final-report>
- 7) Heymi Bahar, and Jehan Sauvage (2013 年) "Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power LESSONS FROM EUROPE" OECD
[http://search.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=COM/TA D/ENV/JWPTE\(2012\)20/FINAL&docLanguage=En](http://search.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=COM/TA D/ENV/JWPTE(2012)20/FINAL&docLanguage=En)
- 8) Governments of Ireland and Northern Ireland (2008 年) "All Island Grid Study" <http://www.dcenr.gov.ie/Energy/North-South+Co-operation+in+the+Energy+Sector/All+Island+Electricity+Grid+Study.htm>
- 9) EirGrid and SoNi (2010 年) "All Island Tso Facilitation of Renewables Studies" http://www.eirgrid.com/media/Ensuring_a_Secure_Reliable_and_Efficient_Power_System_Report.pdf
- 10) EirGrid and SoNi (2011 年) "Ensuring a Secure, Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment" http://www.eirgrid.com/media/Ensuring_a_Secure_Reliable_and_Efficient_Power_System_Report.pdf
- 11) National Grid (2012 年) "Electricity Ten Year Statement" <http://www.nationalgrid.com/uk/electricity/ten-year-statement/>
- 12) National Grid (2013 年) "Electricity Ten Year Statement" <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/Electricity-ten-year-statement/Current-statement/>
- 13) T. Knüppe, et al. (2011 年) "Power Oscillation Damping Controller for Wind Power Plant Utilizing Wind Turbine Inertia as Energy Storage" IEEE PES
<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6038908&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fiel5%2F6027502%2F6038815%2F06038908.pdf%3Farnumber%3D6038908>
- 14) 経産省 (2008 年)「長期エネルギー需給見通し」
<http://www.meti.go.jp/report/data/g80521aj.html>
- 15) 経産省 (2009 年)「長期エネルギー需給見通し (再計算)」
<http://www.meti.go.jp/report/data/g90902aj.html>
- 16) エネルギー・環境会議 (2012 年)「革新的エネルギー・環境戦略」
http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf
- 17) 経産省 (2010 年)「エネルギー基本計画」

http://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/

- 18) 環境省（2013 年）「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」

<https://www.env.go.jp/earth/zoning/index.html>

- 19) 経産省（2011 年）「平成 22 年度 新エネルギー等導入促進機調査事業調査報告書」

http://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2011fy/E001772.pdf

- 20) 気象庁 日々の天気図 2009 年 3 月

<http://www.data.jma.go.jp/fcd/yoho/data/hibiten/2009/0903.pdf>

- 21) 環境省（2011 年）「平成 22 年度再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査報告書」

<http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=13696>

- 22) 経産省（2012 年）「エネルギーミックスの選択肢の策定に向けた再生可能エネルギー関
係の基礎資料」

http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_problem_committee/theme2/

(2) 地理的・時間的解像度を高めた電力需給モデルの構築

東京大学

大学院工学系研究科

藤井 康正・小宮山 涼一

平成24～25年度累計予算額：30,220千円

(うち、平成25年度予算額：9,100千円)

予算額は、間接経費を含む。

[要旨]

太陽光発電や風力発電の利用拡大が広く社会から支持を集め、特別措置法の施行などにより、その導入量は飛躍的に増加する可能性が高まっている。しかし、太陽光発電や風力発電の出力は気象条件の変動に応じて不規則に変化する問題がある。対策としては、電力貯蔵設備の利用、火力発電所等による俊敏な負荷追従運転や、太陽光・風力発電の出力抑制、そして地域間連系線を活用した広域的運用などがあるが、これらの総合的定量的な評価は全くなされていないに等しい。

本事業の目的は、東日本の電力システムを対象とした太陽光発電や風力発電の大規模導入に向けた実効的な将来シナリオを作成するための政策立案ツールとしての電力需給モデルの構築である。北海道・東北・関東地方を70地点程度の地理的解像度と1年間を10分間隔の時間的解像度で表現した電力需給モデルを線形計画問題として定式化し、太陽光発電と風力発電を大量導入した場合の電源構成や送電網の最適構成をこれまでになく詳細さで計算するものである。この電力需給モデルで得られる最適解の解析を通して、将来シナリオ別の電力需給の推定やCO₂排出量の削減効果の評価などがより現実的に行えるものと考えられる。

本事業で構築したモデルは、試作モデルに様算な改良を加えることによって、使用メモリは1プロセス当たり200GB程度と当初推定の数分の1以下までに削減し、その1ケース当たりの計算所要時間は、40並列のマルチコアのサーバにより12から18時間程度となっている。本報告では、サブテーマ1で作成されたシナリオに基づいて、年間の発電電力量や電源構成などを中心に、モデルの動作確認を目的とした計算結果を示す。また、当初の予定よりも必要なメモリ使用量を低減できたため、西日本地域も簡易的に考慮した全国版モデルを試作し、西日本地域が考慮された際の東日本地域の計算結果へ及ぶ影響や、太陽光発電や風力発電の導入規模と周波数変換設備の容量制約の関係を予備的に調べた結果も示す。

[キーワード]

電力需給モデル、東日本、最適電源構成、太陽光発電、風力発電

1. はじめに

2011年3月の福島第一原子力発電所の事故の後、我が国における原子力発電所の利用に関する将来展望はとても不確実なものとなっている。原子力発電所を代替する手段として、太陽光や風力などを利用する再生可能エネルギー発電や、天然ガスなどを燃料とするコージェネレーションシステムなどの分散型電源の利用拡大が注目されている。特に再生可能エネルギーの利用は、エネ

ルギー安全保障問題や地球温暖化問題に対応する上で、国産エネルギーであると同時にCO₂排出量も少ないというメリットもあるため、広く社会から支持を集めている。さらに、ドイツ、スペインなどの欧州諸国にならい日本でも、太陽光や風力などの発電電力を一定期間、電力会社が固定価格で全量（あるいは余剰分）を買い取ることを定めた再生可能エネルギー特別措置法¹⁾も施行され、これらの措置を背景に、太陽光発電や風力発電の導入量は今後飛躍的に増加する可能性がある。日本の陸上風力資源のうち、30%が北海道地域に、24%が東北地域にそれぞれ地理的に偏在し²⁾、今後の東日本の電力システムの方角性を議論する際には風力発電は無視できない要素である。

その一方、太陽光発電や風力発電の出力は日照や風況という気象条件の変動に応じて不規則に変化する問題がある。この問題に対応するための方策としては、電力貯蔵設備の大規模導入に加えて、火力発電所や水力発電所の俊敏な負荷追従運転の実施や、太陽光発電や風力発電の出力抑制、そして地域間連系線を活用した電力系統の広域的運用などが考えられる。しかしながら、これらの方策を総合的に考慮することは難しく、再生可能エネルギーの割合などに関する大雑把な目標が議論されることはあっても、その詳細な検討はなされていなかったと言っても良い。

2. 研究開発目的

本研究では、東日本の電力システムを対象とした実効的な将来シナリオを作成するための政策立案ツールとしての電力需給モデルの構築を目的とする。より具体的には、この電力需給モデルは、北海道・東北・関東地方を70地点程度の地理的解像度と1年間を10分間隔の時間的解像度で表現した電力需給モデルを線形計画問題として定式化し、当該対象地域に太陽光発電と風力発電を大量導入した場合の電源構成や送電網の最適構成をこれまでにない詳細さで計算するものである。この電力需給モデルで得られる最適解の解析を通して、将来シナリオ別の電力需給の推定やCO₂排出量の削減効果の評価などがより現実的に行えるものと考えられる。

3. 研究開発方法

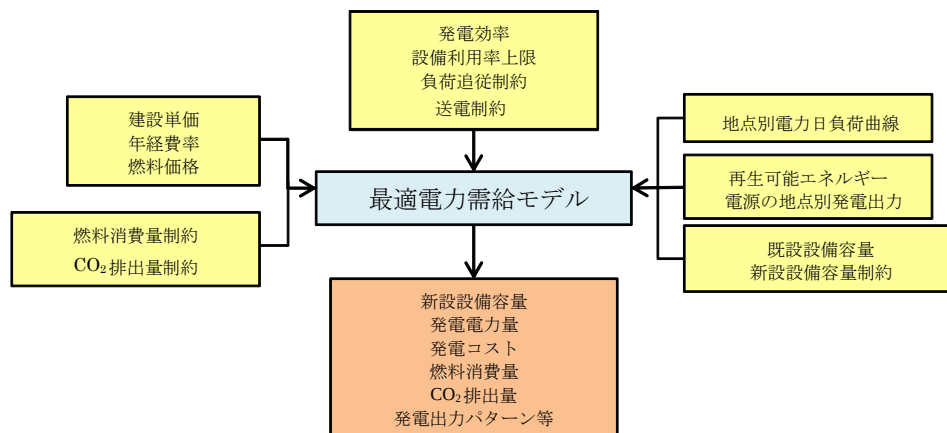
(1) 開発した最適電力供給モデルの概要

このサブテーマでは、地理的解像度と時間的解像度を高めた最適電力需給モデルの構築を行う。

図(2)-1には、最適電力需給モデルにおける計算の流れを示す。主な外生的な入力条件としては、地域内のそれぞれの地点における10分刻みでの風力発電、太陽光発電の出力曲線と電力負荷曲線、そして各種発電設備（石油火力発電、天然ガス火力発電（汽力）、LNG複合火力発電、石炭火力発電、原子力発電、一般水力・地熱発電、揚水発電）の既設容量、電力系統の運用に関する技術的な制約（発電効率、設備利用率、負荷追従制約、送電制約）、そして各種のコスト係数（建設単価、燃料単価）などがある。この入力条件に対して、最適電力需給モデルを用いて、対象地域内の年間総発電費用の合計値の最小化を通じて、電力システム全体の経済合理的で最適な電源運用を決定する。ただし今回の計算では、大規模な導入が予想される風力発電、太陽光発電の評価を主眼としたため、相対的な量が小さいと考えられる地熱発電、バイオマス発電、中小水力発電等の再生可能エネルギーによる発電は割愛している。

最適電力需給モデルは変数の個数、制約条件式の本数がそれぞれ1億に近い大規模な線形計画問題として定式化されている。大容量の主メモリ（1.5TB）と並列計算可能なマルチコアプロセッサ（20コア×4CPU）を搭載したサーバを用いて、市販のソフトウェア（IBM社CPLEX）を利用した

内点法アルゴリズムにより最適解を探索した。

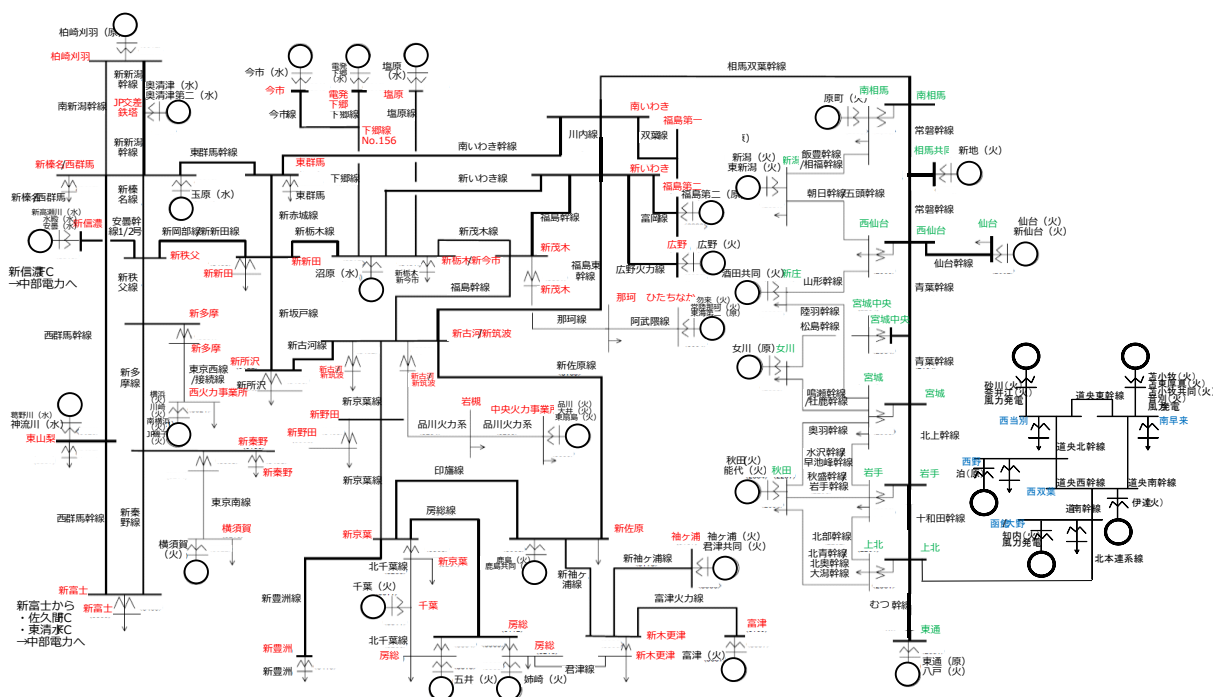


図(2)-1 最適電力需給モデルにおける計算の流れ

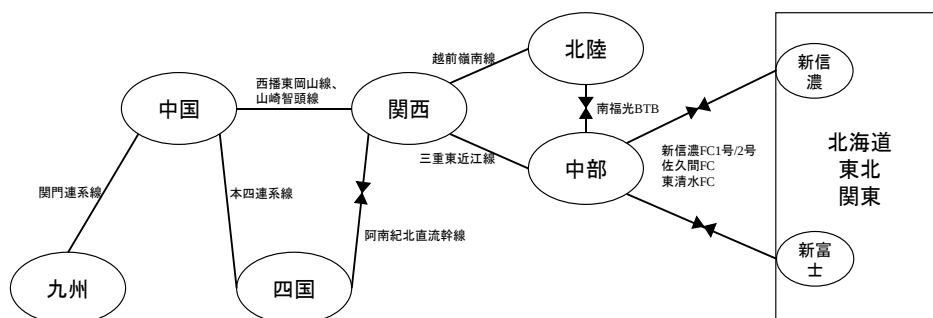
(2) 送電ネットワーク

作成した電力需給モデルは東日本を対象としたものであり、想定した送電ネットワーク等を図(2)-2に示す。図中、東北部分については折り返して表現しているため南北が逆転していることに注意されたい。このネットワークは電気学会の東日本30機系統モデル³⁾(関東と東北部分)を参考に想定したモデルであり、いくつかの需要地点を統合縮約する一方で、北海道部分を追加して63個のノード(節点)と71本のブランチ(枝)を有するネットワークとして表現した。

本サブテーマは東日本地域を対象とした検討を主目的とするが、いくつかのケース分析においては西日本も簡易的にモデル中で考慮し、北海道から九州までの全域的な電力システムの運用も試算した。西日本を考慮する際に想定した電力ネットワークを図(2)-3に示す。図中、東日本地域は簡略化して示しているが、図(2)-2と同じものである。西日本系統は、周波数変換所を介して新信濃ノードと新富士ノードにおいて東日本系統と連系されるものとした。

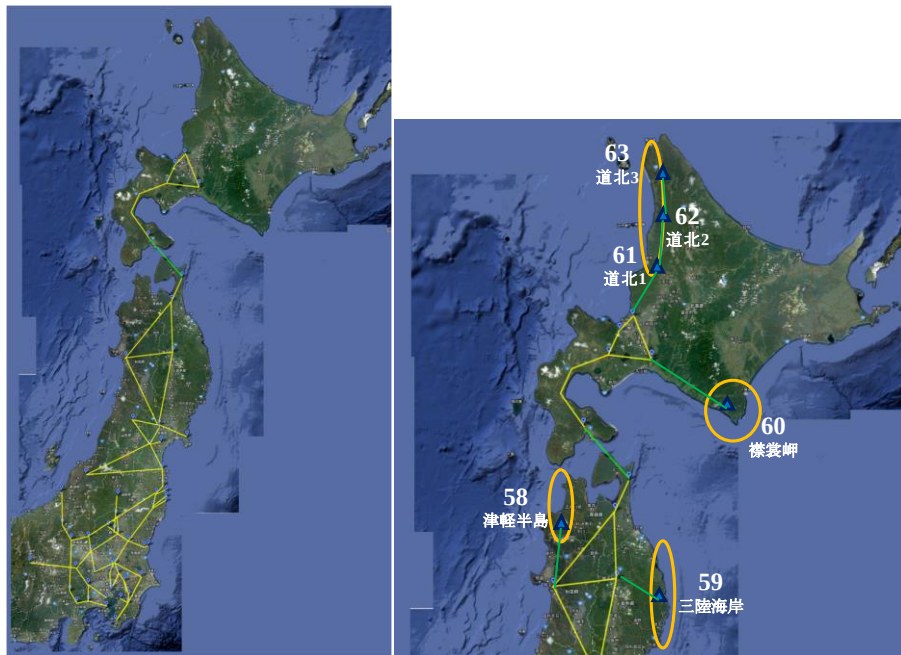


図(2)-2 想定した東日本の電力ネットワーク（電気学会モデルを拡張）



図(2)-3 想定した日本全国の電力ネットワーク（沖縄を除く）

さらに、モデル内で想定されているノードとブランチを地図上に描画したものを図(2)-4に示す。図(2)-4では図中右側に風力発電設置用ノードの分布を示した。風力資源は地理的な偏在性があり、特に北海道、風力では豊富な風力資源の利用可能性が見込まれている。大規模利用には送電設備の増強が必要であり、このことがモデル内で考慮可能なように風力設置用のノードを設けた。

図(2)-4 モデルと実地点の対応⁴⁾

最後に、上記想定に基づく全ノードを表(2)-1にリストアップし、全ブランチを表(2)-2にリストアップする。表中の母線や送電線の名称はいずれも、基本的には実在の送変電所や送電線の名称に対応するものであるが、一部についてはノードの縮約や仮想的なノードの想定、それらを結ぶ仮想的な送電線を想定したため便宜的に名称を付与したものが含まれている。また、表(2)-2には、各ブランチが接続されている始端ノードと終端ノードが示されている。ブランチは、始端ノードから終端ノードに向かう向きを正方向と定義する。

表(2)-1 各ノードの名称と想定した主な発電所および電力需要の分布

ノード番号	母線名	想定した主な発電所と電力需要の分布				ノード番号	母線名	想定した主な発電所と電力需要の分布			
1	新京葉	需要				36	新豊洲	需要	凡例:	火力	原子力
2	房総	五井	姉崎	需要		37	岩槻	需要			
3	袖ヶ浦	袖ヶ浦	君津共同			38	横須賀	需要	需要		
4	新本更津	需要				39	千葉	千葉			
5	新佐原	鹿島	鹿島共同	需要		40	南相馬	原町	需要		
6	新いわき					41	相馬共同	相馬共同			
7	新茂木					42	西仙台	需要			
8	新古河/新筑波	需要				43	仙台	仙台	新仙台	需要	
9	新所沢	需要				44	宮城中央				
10	福島第一	福島第一(計算では廃止決定を反映)				45	宮城	需要			
11	南いわき					46	岩手	需要			
12	広野	広野				47	上北	需要			
13	新栃木/新今市	沼原	需要			48	東通	八戸	東通		
14	新多摩					49	新潟	新潟	東新潟	新潟	需要
15	新秩父					50	新庄	酒田共同	需要		
16	新新田	需要				51	女川	女川	需要		
17	新栗野	需要				52	秋田	秋田	能代	需要	
18	新信濃	新信濃	本郷	安曇		53	函館/大野	知内	需要		
19	福島第二	福島第二				54	西双葉	伊達	需要		
20	柏崎刈羽	柏崎刈羽				55	西野	泊	需要		
21	JP交差鉄塔	奥津津	奥津津第二			56	西当別	砂川	奈井江	需要	
22	新篠原/西群馬	群馬				57	南早来	苫小牧	苫小牧共同	音別	需要
23	富津	富津				58	津軽半島				
24	電送下郷	電送下郷				59	三陸海岸				
25	下郷線No.156					60	襟裳岬				
26	今市	今市				61	道北1				
27	新野田	需要				62	道北2				
28	東山梨	長野	神岡	需要		63	道北3				
29	新富士	需要				※58～63: 風力発電設置用ノード					
30	塩原	塩原				西日本地域					
31	東群馬					64	中部	火力	原子力	揚水	需要
32	那珂	需要				65	北陸	火力	原子力	揚水	需要
33	ひたちなか	常盤共同	常陸那珂	東海第二		66	関西	火力	原子力	揚水	需要
34	西火力事業所	横浜	川崎	南横浜	電送磯子	67	四国	火力	原子力	揚水	需要
35	中央火力事業所	品川	大井	東扇島	需要	68	中国	火力	原子力	揚水	需要
						69	九州	火力	原子力	揚水	需要
						※西日本ノードは発電所名称割受					

表(2)-2 各ブランチにおける送電線の名称と接続ノード

ブランチ番号	送電線名	始端ノード	終端ノード	ブランチ番号	送電線名	始端ノード	終端ノード
1	房総線	新千葉	房総	45	東京南線	横須賀	新栗野
2	新袖ヶ浦線	袖ヶ浦	新木更津	46	君津線	房総	新木更津
3	新袖ヶ浦線	新木更津	新佐原	47	北千葉線	房総	千葉
4	福島幹線	新いわき	新茂木	48	北千葉線	千葉	新千葉
5	福島幹線	新茂木	新古河/新筑波	49	相馬双葉幹線	南いわき	南相馬
6	新古河線	新所沢	新古河/新筑波	50	常磐幹線	南相馬	相馬共同
7	新佐原線	新古河/新筑波	新佐原	51	常磐幹線	相馬共同	西仙台
8	福島東幹線	新いわき	新古河/新筑波	52	仙台幹線	仙台	西仙台
9	双葉線	福島第一	南いわき	53	青葉幹線	西仙台	宮城中央
10	広野火力線	広野	新いわき	54	青葉幹線	宮城中央	宮城
11	新茂木線	新橋木/新今市	新茂木	55	北上幹線	宮城	岩手
12	新秩父線	新多摩	新秩父	56	十和田幹線	岩手	上北
13	新栃木線	新新田	新栃木/新今市	57	むつ幹線	上北	東通
14	新岡部線/新新田線	新秩父	新新田	58	飯豊幹線/相模幹線	南相馬	新潟
15	新多摩線	新栗野	新多摩	59	五頭幹線/朝日幹線	西仙台	新潟
16	安曇幹線1/2号線	新信濃	新秩父	60	山形幹線	西仙台	新庄
17	富岡線	福島第二	新いわき	61	陸羽幹線	宮城	新庄
18	新新潟幹線	柏崎刈羽	JP交差鉄塔	62	松島幹線	宮城中央	女川
19	新新潟幹線	JP交差鉄塔	新橋名/西群馬	63	鳴瀬幹線/杜鹿幹線	宮城	女川
20	新橋名線	新橋名/西群馬	新秩父	64	奥羽幹線	宮城	秋田
21	富津火力線	富津	新木更津	65	秋盛幹線/岩手幹線	岩手	秋田
22	下郷線	電発下郷	下郷線No.156	66	北青幹線/北奥幹線/大潟幹線	上北	秋田
23	今市線	今市	下郷線No.156	67	道南幹線	函館/大野	西双葉
24	下郷線	下郷線No.156	新橋木/新今市	68	道央西幹線	西双葉	西野
25	新栗野線	新富士	新栗野	69	道央北幹線	西野	西当別
26	新いわき線	新いわき	新橋木/新今市	70	道央東幹線	西当別	南早来
27	新千葉線	新古河/新筑波	新野田	71	道央南幹線	西双葉	南早来
28	新千葉線	新野田	新千葉	72	北本連系線	上北	函館/大野
29	印旛線	新佐原	新千葉	73	風力接続線1	秋田	津軽半島
30	西群馬幹線	新橋名/西群馬	東山梨	74	風力接続線2	岩手	三陸海岸
31	西群馬幹線	東山梨	新富士	75	風力接続線3	南早来	襟裳岬
32	塩原線	塩原	新橋木/新今市	76	風力接続線4	西当別	道北1
33	南新潟幹線	柏崎刈羽	新橋名/西群馬	77	風力接続線5	道北1	道北2
34	新坂戸線	新所沢	新新田	78	風力接続線6	道北2	道北3
35	東群馬幹線	新橋名/西群馬	東群馬	西日本地域			
36	南いわき幹線	南いわき	東群馬	79	東清水FC/佐久間FC	新富士	中部
37	川内線	南いわき	新いわき	80	南福光BTB	中部	北陸
38	新赤城線	新新田	東群馬	81	越前嶺南線	北陸	関西
39	那珂線	那珂	新茂木	82	三重東近江線	中部	関西
40	阿武隈線	ひたちなか	那珂	83	阿南紀北直流幹線	関西	四国
41	新豊洲線	新千葉	新豊洲	84	西播東岡山線/山崎智頭線	関西	中国
42	東京西線/接続線	西火力事業所	新多摩	85	本四連系線	四国	中国
43	品川火力系	中央火力事業所	岩槻	86	関門連系線	中国	九州
44	品川火力系	岩槻	新古河/新筑波	87	新信濃FC1号/2号	新信濃	中部

(3) 時間解像度

1年間を10分間隔で52,560等分し、1年間を通した最適化計算を行う。太陽光発電出力や風力発電出力については(5)節で示す手法で各時点について推計し、外生データとして直接与える。不規則変化等に関する確率分布を想定した期待値計算は行わない。

10分間隔まで時間解像度を高めて出力変動を詳細に考慮することで、定置用蓄電池、揚水式水力発電、LNG複合火力の負荷追従運転、太陽光・風力の出力抑制、他地域への電力融通等の様々な調整機能の必要性について適正な評価が可能であると期待できる。

(4) 最適電力供給モデルの諸前提等

1) モデルパラメータ

電源の建設コスト、発電効率、燃料費等の諸変数を想定する。これらの値はノード別に設定可能である。表(2)-3には、各ノードで想定するパラメータとそれらの値について一例を示す。なお、太陽光・風力については今後更にコスト低減が進み、建設単価が表(2)-3のものよりも安くなる可能性が考えられる。後で示す計算結果では、導入容量をサブテーマ1で作成したシナリオに基づいて外生的に与えるため、この太陽光発電、風力発電の建設単価の想定は、最適化計算の結果には影響を与えない。

表(2)-3 モデルパラメータの例

Type	Nuclear	Coal	LNG GCC	LNG ST	Oil	Hydro	PV	Wind	Pumped	Battery								
Unit Construction Cost [kYen/kW]	300	270	100	170	145	600	650	189	190	40								
Life Time [year]	40	40	40	40	40	60	15	15	60	10								
Annual O&M Cost Rate	0.04	0.048	0.036	0.036	0.039	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01								
Annual Fixed Cost [Yen/kW/year]	27302	26732	8701	14791	13051	33057.30	63031.73	18327.69	10468.15	5085.77								
Efficiency	1	0.39	0.45	0.39	0.38	Unit Construction Cost [kYen/kWh]			1	10								
Own Consumption Rate	0.035	0.06	0.02	0.04	0.05	Life Time [year]			60	10								
Fuel Cost [Yen/specific unit]	2	9.91	48.07	48.07	54.54	Annual O&M Cost Rate			0.01	0.01								
Heat Content[kcal/specific unit]	860	6354	13019	13019	9842	Annual Fixed Cost [Yen/kWh/year]			55.10	1271.44								
Carbon Content[kg-C/specific unit]	0	0.62	0.75	0.75	0.79	Annual O&M Cost Rate			0.01	0.01								
Maximum Increase Rate of Output	0.02	0.26	0.44	0.44	0.44	Unit Non durable Material Cost [kYen/kWh]			0	10								
Maximum Decrease Rate of Output	0.02	0.31	0.31	0.31	0.31	Life Cycle [times]			-	100000								
Seasonal Peak Availability	0.9	0.9	0.95	0.95	0.95	Cycle Efficiency			0.7	0.85								
Annual Average Availability	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	Self Discharge Loss [1/hour]			0.001	0.005								
Share of Daily Start and Stop	0	0	0.5	0.3	0.7	Maximum kWh ratio to kW			6	-								
Minimum Output Level	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	<table><tr><td>Capacity Reserve Ratio</td><td>0.08</td></tr><tr><td>Annual Interest Rate</td><td>0.03</td></tr><tr><td>Fixed Asset TaxRate</td><td>0.014</td></tr><tr><td>Salvage Value Rate</td><td>0.1</td></tr></table>					Capacity Reserve Ratio	0.08	Annual Interest Rate	0.03	Fixed Asset TaxRate	0.014	Salvage Value Rate	0.1
Capacity Reserve Ratio	0.08																	
Annual Interest Rate	0.03																	
Fixed Asset TaxRate	0.014																	
Salvage Value Rate	0.1																	
Seasonal Peak Availability (outlet)	0.62	0.9	0.95	0.95	0.95													
Annual Average Availability (outlet)	0.55	0.8	0.8	0.8	0.8													
Unit Variable Cost [Yen/kWh]	2.07	3.66	7.20	8.48	13.20													
Carbon Intensity [kg-C/kWh]	0	0.23	0.11	0.13	0.19													
Specific Unit	kWh	kg	kg	kg	l													

2) 設備容量

各ノードの火力発電（LNG複合火力発電以外）、原子力発電、一般水力発電、揚水式水力発電の設備容量は現状値を外生値として固定する。原子力発電については、2014年12月18日に福島第一原子力発電所の5号機・6号機（合計出力1.88GW）が廃炉になることが決定したため、それを反映させている。福島第一原子力発電所以外の東日本の原子力発電所は再稼働されていると想定した。

風力発電と太陽光発電は、前述したよう、サブテーマ1で作成したシナリオに合わせて、導入容量の地理的分布を予め想定する。電力貯蔵設備に関しては、10地点分の揚水発電に加えて、電力ネットワークの各節点における蓄電池（NAS電池（ナトリウム・硫黄蓄電池）を想定したパラメータ設定）による電力貯蔵の可能性も想定した。それぞれのノードでの設置可能上限として入出力容量10GW、充電容量80GWhを仮定し、具体的な設置容量は最適化計算により求めた。

3) 日負荷曲線

1年間365日分10分間隔での電力日負荷曲線は、関東、東北、北海道の電力供給管内の2009年の1時間値データ^{5)、6)、7)}を10分間隔に線形内挿して推計した。さらに、都道府県別の用途別延べ床面積^{8)、9)、10)、11)}や工業出荷額¹²⁾などの情報、そして前述の電気学会モデルで想定された負荷データなどを元に、関東、東北、北海道の各電力供給管内のノードに、それぞれの電力供給管内の総負荷を比例配分した。変電所単位での電力負荷情報などのより精度の高い需要データをもとにした電力負荷曲線の推計が今後の課題として挙げられる。

4) 電力潮流および送電容量

基幹送電線における電力潮流は、リアクタンス成分のみを考慮した直流法で近似計算を行い、有効電力分のみを考慮する。一般に、ノード k の複素電圧が

$$\dot{V}_k = V_k e^{j\theta_k}$$

で表されるとき、このノード k から流入する有効・無効電力 P_k 、 Q_k は、以下の式のように、

$$\begin{aligned}
P_k + jQ_k &= \dot{V}_k \bar{I}_k = \dot{V}_k (\bar{Y}_{k1} \bar{V}_1 + \bar{Y}_{k2} \bar{V}_2 + \cdots + \bar{Y}_{kn} \bar{V}_n) = V_k e^{j\theta_k} \sum_{m=1}^n (g_{km} - jb_{km}) V_m e^{-j\theta_m} \\
&= V_k \sum_{m=1}^n V_m [\cos(\theta_k - \theta_m) + j\sin(\theta_k - \theta_m)] (g_{km} - jb_{km})
\end{aligned}$$

ただし、 j ：虚数単位、 $\dot{I}_k$ ：複素電流、 $\dot{Y}_{km} = g_{km} + jb_{km}$ ：アドミタンス行列の要素

ここで、

- ・各ノード電圧の大きさがほぼ定格値に等しく1p.u.とみなせる
- ・ノード電圧間の相差角が小さく、 $\sin \delta \approx \delta$ と近似可能
- ・抵抗分がリアクタンス分に比べて十分に小さく、 $r \ll \delta$

であるとき、有効電力 P_k は次式のように、リアクタンス X_{km} と位相角のみで近似される。

$$\begin{aligned}
P_k(V, \theta) &= V_k \sum_{m=1}^n V_m [g_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{ij} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\
&\approx V_k \sum_{m=1}^n V_m b_{km} (\theta_k - \theta_m) = V_k \sum_{m=1}^n V_m \operatorname{Im} \left[-\frac{1}{jX_{km}} \right] (\theta_k - \theta_m) = \sum_{m=1}^n \frac{(\theta_k - \theta_m)}{X_{km}}
\end{aligned}$$

すなわち、各ブランチのリアクタンスが与えられれば、各時点の各ノードにおける有効電力供給量あるいは消費量に対して基準ノードを除く全ノードの位相角が一意に定まることを意味している。モデル内でもこのことを用いて潮流計算を行った。

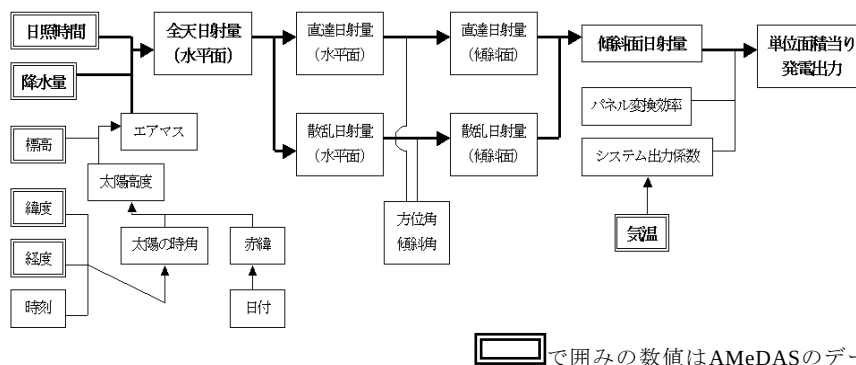
さらに定態安定性を考慮して、送電端ノードと受電端ノードの位相差が $\pi/6$ rad を上回らないように制約する。また、各ブランチで必要に応じて別途運用上の容量制約を個別に与える。

(5) 太陽光・風力発電の出力パターンの推計

太陽発電や風力発電の短周期出力変動を考慮するためには、出力の推計について時間解像度を高める必要がある。ここでは、AMeDAS観測地点の日照時間、降水量、風速などの気象データを用いた太陽光発電出力と風力発電出力の出力パターンの推計方法を示す。文献¹³⁾、¹⁴⁾を参考にしたが、水平面直達日射量と水平面散乱日射量の分離方法は、後述する簡易な方法を用いた。

1) 太陽光発電出力の算出

図(2)-5に太陽光発電の単位面積当たり発電出力を算出するまでの流れを示す。図(2)-5に示すように、推計は「水平面日射量の算出」、「傾斜面日射量の算出」、「単位面積あたり太陽光発電出力の算出」、「太陽光発電出力の算出」の主に4つの手順で行われている。



図(2)-5 太陽光発電出力算出の流れ

2) 太陽光発電出力の算出に係る諸定数の説明

太陽光発電の設備利用率を求める際に用いる変数について、その導出方法を示す。

赤緯 δ は、赤道面と太陽光線がなす角度である。以下の式で導出する。

$$\delta[\text{deg}] = (180/\pi) \cdot \{0.0068918 - 0.399912 \cos(X) + 0.070257 \sin(X) - 0.006758 \cos(2X) + 0.000908 \sin(2X)\}$$

$$X[\text{deg}] = (N-1) \cdot 360 / 36525$$

ここで、 N は元旦を1とした年間の日付の通し番号である。

時角 ω は太陽の南中時を 0° とし、南中以前は1時間を -15° の割合で、以後は $+15^\circ$ の割合で数える数値である。以下の式で導出する。

$$\omega = -15 \cdot (12.5 - T - L + 9 - E_t) \cdot \pi / 180$$

$$E_t[\text{hr}] = \{0.0172 + 0.4281 \cos(X) - 7.3515 \sin(X) - 3.3495 \cos(2X) - 9.3619 \sin(2X)\} / 60$$

ここで、 T は時刻[hr.]、 L は観測地点の経度を時間表示[hr.]、 ϕ は観測地点緯度[rad]である。

太陽高度 h は、地表から見た太陽の仰角のことであり、以下の式で導出する。

$$\sinh = \sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega$$

エアマス m は、地球大気に入射した太陽直射光が地表に到達するまでに通過する空気量のことである。太陽路程とも言われ、太陽高度、標高によって決まる数値である。太陽が天頂にある時を1として、以下の式で導出する。

$$m = \{\sinh + 0.15(h + 3.885)^{-1.253}\}^{-1} \cdot (1 - z/44309)^{5.257}$$

ここに、 z は標高[m]である。

3) 水平面日射量の算出

日照時間と降水量、AMeDAS観測地点の緯度・経度から水平面全天日射量を求める。大気外水平面全天日射量 I_0 は、地球と太陽との距離および太陽高度 h により、以下のように変化する。

$$I_0 = I_{ON} \cdot \sinh$$

$$I_{ON} = I_{SC} \cdot [1 + 0.033 \cos\{2\pi(N-2)/365\}]$$

ここで、 I_{ON} は大気外法線面日射量、 I_{SC} は太陽定数、 $I_{SC} = 1.367 \text{ kW/m}^2 = 4.92 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{hr.}$ である。

全天日射量 I_q は、以下の式によって求められる。

- ・日照時間が0より大きい場合

(エアマスが4未満の場合)

$$I_a/I_0 = 0.353 - 0.0189n + (0.441 - 0.0447n) \cdot (n - 0.1)$$

(エアマスが4以上の場合)

$$I_a/I_0 = 0.277 + 0.263(n - 0.1)$$

- ・日照時間が0の場合

(無降水時でエアマスが3.5未満の場合)

$$I_a/I_0 = 0.223 - 0.0155n$$

(無降水時でエアマスが3.5以上の場合)

$$I_a/I_0 = 0.169$$

(降水時)

$$I_a/I_0 = 0.100 - 0.006n$$

ここで、 n は日照時間（1時間積算）である。

上記の式で、 $(n - 0.1)$ が乗じられた項を水平面直達日射量 I_{HD} とし、それ以外の項を水平面散乱日射量 I_{HS} と簡易的にみなした。このようにして得られた水平面直達日射量 I_{HD} と水平面散乱日射量 I_{HS} から、以下の式を用いて傾斜面日射量 I_t (kWh/m²/h) を求めた。

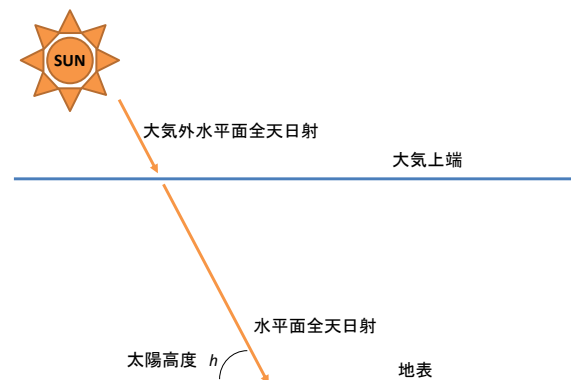
$$I_{HB} = \frac{I_{HD}}{\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega}$$

$$I_{ID} = I_{HB} \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \theta - \sin \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin \theta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \theta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \phi \cdot \sin \theta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \theta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega)$$

$$I_{IS} = I_{HS} \frac{1 + \cos \theta}{2}$$

$$I_t = I_{ID} + I_{IS}$$

ここに、 γ は方位角、 θ は太陽電池パネルの水平面に対する傾斜角、 I_{HB} は法線面直達日射量、 I_{ID} は傾斜面直達日射量、 I_{IS} は傾斜面散乱日射量である。ここで、求めた太陽電池モジュールへの傾斜面日射量 I_t に比例して太陽光発電出力が得られるものとした。



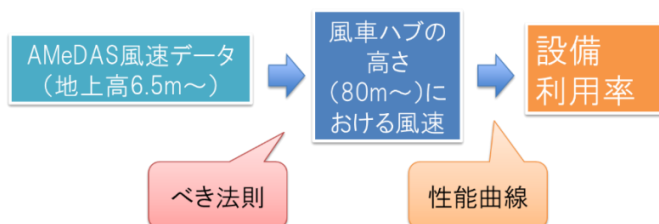
図(2)-6 太陽光発電出力算出の流れ

5) 風力発電出力の算出

AMeDAS観測風速を一般的な風車ハブ高さにおける風速に換算し、風車の性能曲線のもと利用率を算出する。風力発電の設備利用率推定手法のフローチャートを図(2)-7に示す。風速は高さ方向に分布を持ち、地上高の低いところでは地表面の凹凸によって抵抗を受けるため、風速の値は小さくなる。地上高と風速の関係は経験的にべき法則で表される。

$$V_z = V_h (z/h)^{1/n}$$

ここで、 V_z 、 V_h はそれぞれ地上高 z [m]、 h [m]における風速[m/s]を表している。 n の値は図(2)-7のように地表状態により変化するが、本研究では $n=4.7$ とする。



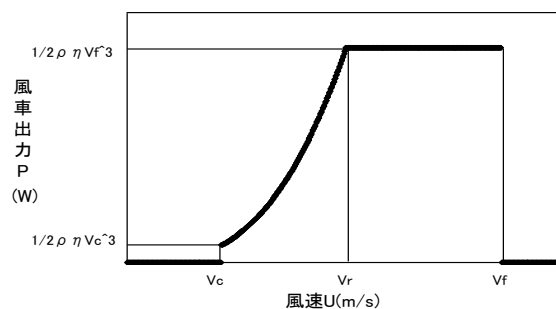
図(2)-7 風力発電の設備利用率推定手法のフローチャート

本研究で用いるアメダスの風速データは地上高6.5m～10mで測定されたものであるため、このべき法則を用いて風車ハブ高における風速に変換する。本研究においては大型風車での発電を想定しているため、 $z=80$ とし、また、 $h=6.5$ とすると、近似的に $V_z \approx 1.71V_h$ となる。

風車の捉える風力エネルギーは通過する空気の運動エネルギーに相当する。受風面積を A 、空気の密度を ρ としたとき、受風面積を単位時間当たり通過する空気の質量は ρAU であるから、風車出力 P は以下のように与えられる。

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3$$

しかし、現代技術ではすべての風速値に対応する連続可変の出力を持つ発電機は存在しない。われわれが風力を利用する以上、所要の定格出力を持つ発電機を選択せざるを得ないとき、風車は定格出力を境として、異なった運転が必要となる。風車にはそれぞれ、カットイン風速 V_c （発電を開始する風速）、定格風速 V_r （定格運転を開始する風速）、カットアウト風速 V_f （風車の運転を停止する風速）を定める必要がある。それによって、発電出力は次のようになる。 η は、変換効率を表している。これをグラフに示すと図(2)-8のようになる。



図(2)-8 想定した性能曲線

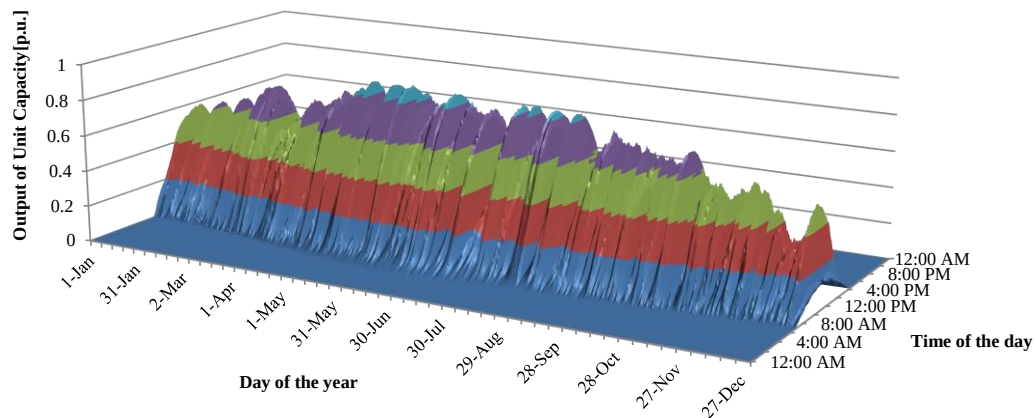
本研究では、 $V_c = 5$ 、 $V_r = 12.5$ 、 $V_f = 25$ と設定し、定格出力時の利用率を1であるとみなす。また、カットイン風速時における出力の不連続な部分は不自然であるため、 $V_c \leq U \leq V_r$ における発電出力を以下の式にのっとって計算する。

$$P(U) = \frac{1}{2} \rho A \eta U^3 - \frac{1}{2} \rho A \eta V_c^3 : V_c \leq U \leq V$$

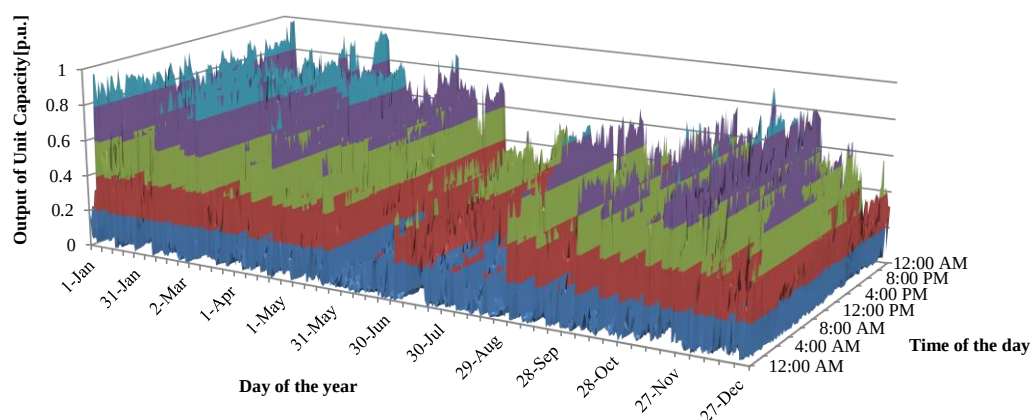
なお、AMeDAS観測値を先に述べたべき法則と性能曲線に沿って各時点の利用率を算出するが、実際に風車が建設されている地点においても、本手法によって算出される風力発電設備の年平均利用率が、採算ラインとされる20%を超えない場合が多い。そのため本研究においては、算出された年平均利用率が20%を下回る地点については、AMeDAS観測値の風速をそのまま利用するのではなく、その地点の年平均利用率の算出値が20%となるように、地点別に1よりも大きな定数を風速に乗じて水増し補正した風速を求め、それに基づき風力発電の時系列の出力パターンを作成した。

6) 推計結果

以上に方法により、AMeDAS観測地点ごとに年間365日分の出力を10分間隔で推計できる。図(2)-9や図(2)-10には東北地域における太陽光発電と風力発電の推計例を示す。



図(2)-9 太陽光発電出力の例



図(2)-10 風力発電出力の例

(6) 定式化

最適電力需給モデルは変数個数、制約条件数が1億オーダーの大規模な線形計画問題として定式化する。表(2)-4に内生変数を示す。以下に目的関数および制約条件式を示す。

表(2)-4 内生変数

TC : システム総コスト (Million yen/year)
$P_{i,d,t}$: 第 <i>i</i> 種発電プラントの日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における出力 (GW)
K_i : 第 <i>i</i> 種発電プラントの設備容量 (GW)
$Ap_{i,d}$: 第 <i>i</i> 種発電プラントの日 <i>d</i> における稼働容量 (GW)
$Mk_{m,i}$: 第 <i>m</i> 補修パターンに従う第 <i>i</i> 種発電プラントの停止容量 (GW)
$Cha_{j,d,t}$: 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備の日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における入力 (GW)
CS_j : 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備費用 (Million yen/year)
$Dis_{j,d,t}$: 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備の日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における出力 (GW)
$Dmax_{i,d}$: 第 <i>i</i> 種電源の <i>d</i> 日と <i>d</i> +1日における最大出力 (GW)
$ECO2$: CO ₂ 排出量 (Mt-C/year)
$Loss_{n,d,t}$: 第 <i>n</i> 節点に接続される送電線の日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における送電損失の半分 (GW)
$TP_{b,d,t}$: 第 <i>b</i> 送電ブランチの日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における潮流（順方向） (GW)
$Tn_{b,d,t}$: 第 <i>b</i> 送電ブランチの日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における潮流（逆方向） (GW)
$SS_{j,d,t}$: 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備の日 <i>d</i> 、時刻 <i>t</i> における電力貯蔵量 (GWh)
$KS1_j$: 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備のkW 設備容量 (GW)
$KS2_j$: 第 <i>j</i> 種電力貯蔵設備のkWh 設備容量 (GWh)
KT_b : 第 <i>b</i> 送電ブランチの設備容量 (GW)
Q_n : 第 <i>n</i> ノードの交流送電の相差角 (radian)
ただし、 $i \in \{1 \sim 20: \text{LNG複合火力発電}, 21 \sim 36: \text{石油火力}, 37 \sim 40: \text{天然ガス火力}, 41 \sim 55: \text{石炭火力}, 56 \sim 62: \text{原子力}, 63 \sim 88: \text{水力}, 89 \sim 127: \text{風力}, 128 \sim 184: \text{PV}\}$ 、 $j \in \{1 \sim 10: \text{揚水発電}, 11 \sim 67: \text{蓄電池}\}$ 、 D : 年間日数、 T : 日時点数、 B : 送電ブランチ数

1) 目的関数

本モデルでは、年間の電力系統の総コストを目的関数として、その最小化を行う。CO₂排出削減ケースの計算も想定して、排出量に炭素税率を乗じた項も考慮している。

$$TC = \sum_{i=1}^{184} (g_i \times pf_i \times K_i + \frac{1}{6} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T pv_i \times P_{i,d,t}) + \sum_{j=1}^{67} CS_j + g_{tr} \sum_{b=1}^B pft_b \times KT_b + ECO2 \times ctax \rightarrow \min$$

ただし、 g_i : 第*i* 種電源の年経費率、 pf_i : 第*i* 種電源の建設単価 (yen/kW)、 pv_i : 第*i* 種電源の燃料単価 (yen/kWh)、 g_{tr} : 送電線建設費の年経費率、 pft_b : 第*b* 送電ブランチの建設単価 (yen/kW)、 $ctax$: 炭素税 (yen/t-C)

2) 制約条件式

a. 需給バランス式 (各ノード、各時点)

以下の1本目の式が各ノードでの電力需給バランス式である。2本目の式は、送電損失を計算する式であるが、実際の送電損失は送電電力の2乗に比例するが、ここでは簡単のため線形近似する。送電線の両端の2つのノードでの追加的な電力消費として表現するため、1/2という係数がつく。3本目の式が前述した直流法による潮流計算の式である。

$$\sum_{i \in I_n} P_{i,d,t} + \sum_{j \in J_n} (Dis_{j,d,t} - Cha_{j,d,t}) + \sum_b cc_{n,b} \cdot (Tp_{b,d,t} - Tn_{b,d,t}) - Loss_{n,d,t} = load_{n,d,t}$$

$$Loss_{n,d,t} = \frac{1}{2} \sum_b |cc_{n,b}| \cdot loss_b \cdot (Tp_{b,d,t} + Tn_{b,d,t})$$

$$Tp_{b,d,t} - Tn_{b,d,t} = \sum_n \frac{cc_{n,b}}{x_b} \cdot Q_{n,d,t}$$

ただし、 I_n ：ノード n に存在する発電設備 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、 $load_{n,d,t}$ ：日 d 、時刻 t における電力負荷(GW)、 $cc_{n,b}$ ：ノード n とブランチ b の接続行列、 $loss_b$ ：送電ブランチ b の送電損失率、 x_b は、送電ブランチ b のリアクタンス

b. 設備容量・出力制約

最初の3本の制約条件式は、火力・原子力のみに適用され、これらの種類の発電所の利用可能設備容量 $Ap_{i,d}$ を求めることを目的としている。

$$\sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) \geq (1 - up_i) \cdot K_i$$

$$Ap_{i,d} + \sum_{m=1}^4 (ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i}) = K_i$$

$$\frac{1}{D} \cdot \sum_{m=1}^4 \left(\sum_{d=1}^D ur_{m,d} \cdot Mk_{m,i} \right) = (1 - up_i) \cdot K_i$$

$$P_{i,d,t} \leq Ap_{i,d} \quad \text{火力・原子力}$$

$$P_{i,d,t} \leq u_{i,d} \times K_i \quad \text{一般水力}$$

$$P_{i,d,t} \leq u_{i,d,t} \times K_i \quad \text{風力、太陽光（出力抑制不可時は等号制約）}$$

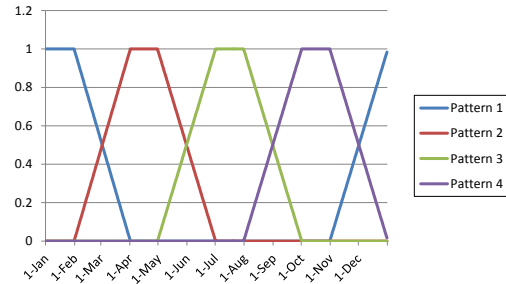
$$Cha_{j,d,t} + Dis_{j,d,t} \leq us1_{j,d} \times KS1_j \quad \text{電力貯蔵（kW容量）}$$

$$SS_{j,d,t} \leq us2_{j,d} \times KS2_j \quad \text{電力貯蔵（kWh容量）}$$

$$Tp_{b,d,t} + Tn_{b,d,t} \leq KT_b \quad \text{送電ブランチ}$$

$$Tp_{b,d,t} \leq mflow1_b \quad \text{送電ブランチ方向別}$$

$$Tn_{b,d,t} \leq mflow2_b \quad \text{送電ブランチ方向別}$$



図(2)-11 各季節らしさの割合の変化

ただし、 $ur_{m,d}$ ：図(2)-11に示す補修季節パターン m （4通り）において第 d 日にプラントが停止する割合、 upa_i ：第 i 種プラントの年平均稼働率、 upp_i ：第 i 種プラントの日別最大稼働率、 $u_{i,d,t}$ ：第 i 種電源の d 日、 t 時点における設備稼働率、 $us1_{j,d}$ ：第 j 種電力貯蔵設備の d 日におけるkW設備稼働率、 $us2_{j,d}$ ：第 j 種電力貯蔵設備の d 日におけるkWh設備稼働率、 $mflow1_b$ 、 $mflow2_b$ ：送電ブランチ b の方向別の運用上限（特に電力会社間の連系線に関する上限）（GW）

c. 設備容量上下限制約

本モデルには発電、電力貯蔵、送電などの設備が考慮されており、それぞれについて、既設設備容量と上限値制約を与えている。

$$\begin{aligned}
 K_i &\geq K_{0i}, K_i \leq K_{upper,i} && \text{発電設備} \\
 KS1_j &\geq KS1_{0j}, KS1_j \leq KS1_{upper,j} && \text{電力貯蔵設備 (kW容量)} \\
 KS2_j &\geq KS2_{0j}, KS2_j \leq KS2_{upper,j} && \text{電力貯蔵設備 (kWh容量)} \\
 KT_b &\geq KT_{0b}, KT_b \leq KT_{upper,b} && \text{送電設備}
 \end{aligned}$$

ただし、 K_{0i} , $KS1_{0j}$, $KS2_{0j}$, KT_{0b} : 既存の設備容量(GW)、 $K_{upper,i}$, $KS1_{upper,j}$, $KS2_{upper,j}$, $KT_{upper,b}$: 設備容量の上限値(GW)

交流送電線（図(2)-4右図の風力発電ノードを結ぶ追加ブランチを除く）に関しては、定態安定度制約として以下の制約を加える。このため、これらの交流送電線の容量は、線計画問題での最適化対象にはできない。

$$KT_{0b} = KT_{upper,b} = \frac{\pi}{6} \frac{1}{x_b}$$

d. 供給予備力制約（制御エリア別：関東、東北、北海道）

ここでの供給予備力には、風力発電、太陽光発電は含めていない。右辺の日最大負荷は、電力負荷データが与えられたら、最適化計算を実施する前に求めることができる。

$$\sum_{i \in IA_a} Ap_{i,d} + \sum_{i \in IH_a} u_{i,d} \times K_i + \sum_{j \in JA_a} usl_{j,d} \times KS1_j \geq (1+\delta) \times \max_{t \in T} \sum_{n \in N_a} load_{n,d,t}$$

ただし、 IA_a : 制御エリアaの供給力となる火力・原子力発電設備iの添字の集合、 IH_a : 制御エリアaの供給力となる一般水力発電設備iの添字の集合、 JA_a : 制御エリアaの供給力となる電力貯蔵設備jの添字の集合、 N_a : 制御エリアaの負荷ノードの集合、 δ : 供給予備率 (=8%)

e. 負荷追従制約（火力・原子力・一般水力発電）

各電源は単位時間の出力調整能力（出力増加、減少）が異なる。各電源のこの単位時間当たりでの発電出力調整可能量について制約を与える。

$$\begin{aligned}
 P_{i,d,t+1} &\leq P_{i,d,t} + \frac{1}{6} increase_i \cdot Ap_{i,d} && \text{火力・原子力} \\
 P_{i,d,t+1} &\geq P_{i,d,t} - \frac{1}{6} decrease_i \cdot Ap_{i,d} && \text{火力・原子力} \\
 P_{i,d,t+1} &\leq P_{i,d,t} + \frac{1}{6} increase_i \cdot u_{i,d} K_i && \text{一般水力} \\
 P_{i,d,t+1} &\geq P_{i,d,t} - \frac{1}{6} decrease_i \cdot u_{i,d} K_i && \text{一般水力}
 \end{aligned}$$

ただし、 $increase_i$: 第i種電源の1時間当たりの最大出力増加率、 $decrease_i$: 第i種電源の1時間当たりの最大出力減少率

f. 最低出力制約（火力・原子力発電）

最低出力レベルを定義するためには、最大出力レベルが必要となるが、本モデルでは当該日とその翌日の出力最大値を用いる。最低出力制約は、複数日にわたって連続運転するプラントに適用されるため、日間起動停止運転される容量は控除される。

$$\begin{aligned} P_{i,d,t} &\geq (DMax_{i,d} - dss_i \cdot Ap_{i,d}) \cdot mol_i \\ DMax_{i,d} &\geq P_{i,d,t} \\ DMax_{i,d} &\geq P_{i,d+1,t} \end{aligned}$$

ただし、 dss_i : 第*i*種電源の日間起動停止運転（DSS運転）するプラントの設備容量比率、 mol_i : 第*i*種電源の最低出力レベル

g. 電力貯蔵プラントの制約

本モデルでは、電力貯蔵設備における充電電力量の推移も明示的に考慮する。その際には、蓄電池の自己放電による損失も考慮する。

$$SS_{j,d,t+1} = (1 - \frac{1}{6} sd_j) \cdot SS_{j,d,t} + \frac{1}{6} \sqrt{eff_{storage,j}} Cha_{j,d,t} - \frac{1}{6} \frac{1}{\sqrt{eff_{storage,j}}} Dis_{j,d,t} \quad \text{充放電制約}$$

$$SS_{j,d,t} \leq m_{storage,j} \times u_{j,d} \times KS1_j \quad \text{電力貯蔵設備制約}$$

ただし、 sd_j : 第*j*種電力貯蔵設備の1時間当たりの自己放電率、 $eff_{storage,j}$: 第*j*種電力貯蔵設備の充放電効率、 $m_{storage,j}$: 第*j*種電力貯蔵設備の設備容量当たりの電力貯蔵可能量

h. 蓄電池による電力貯蔵コスト

本モデルの特徴として、電力貯蔵コストを3つの要素の和で表現していることがある。一つ目の要素はインバータなど出力の大きさに比例するコスト要素であり、二つ目の要素は電解液量など貯蔵エネルギー量に比例するコスト要素であり、最後の要素は材料の消耗劣化などによるコスト要素である。最後の要素は、頻繁な充放電は電力貯蔵装置のある部分の寿命を縮める効果があること考慮するために導入する。なお、現状ではこの3要素に分けた設備単価の推計データがないため、暫定的な比率で総コストを分配した設定を行っている。

$$\begin{aligned} CS_j &= (gs1_j \cdot pfs1_j \cdot KS1_j) + (gs2_j \cdot pfs2_j \cdot KS2_j) + (pfs3_j \cdot \frac{TCha_j}{cycle_j}) \\ TCha_j &= \frac{1}{6} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T Cha_{j,d,t} \end{aligned}$$

ただし、 $gs1_j$: 第*j*種電力貯蔵設備のkW比例分の年経費率、 $pfs1_j$: 第*j*種電力貯蔵設備単価でkW比例分(yen/kW)、 $gs2_j$: 第*j*種電力貯蔵設備のkWh比例分の年経費率、 $pfs2_j$: 第*j*種電力貯蔵設備単価でkWh比例分(yen/kWh)、 $pfs3_j$: 第*j*種電力貯蔵設備の消耗品単価(yen/kWh)、 $cycle_j$: 第*j*種電力貯蔵設備の最大充放電回数、 $TCha_j$: 第*j*種電力貯蔵設備の年間充電量(kWh/year)

i. CO₂排出量

$$\sum_{i=1}^{184} (carbon_i \times \frac{1}{6} \sum_{d=1}^D \sum_{t=1}^T P_{i,d,t}) = ECO2$$

ただし、 $carbon_i$ ：第*i*種電源のCO₂排出原単位(t-C/kWh)

(7) ケース設定

1) 基準となるシナリオ

2030年時点における節電の進展度合いと、再生可能エネルギー（屋上PV・メガソーラー・陸上風力・洋上着床式風力・洋上浮体式）の導入量を想定し、組み合わせることでケース設定を行った。サブテーマ1で設定された「最大シナリオ」「中庸シナリオ」「ベースシナリオ」の3シナリオを想定し、ケース分析の基準となるシナリオとした。

2) サブシナリオ

ケース分析にあたっては、上述の3シナリオに対して更に以下の5つのケース設定を追加的に考えるものとする。

a. SNSP (System Non-Synchronous Penetration)

以下の式で電力供給管内ごとに定義される割合SNSPを考える。

$$SNSP = \frac{\text{Intermittent Renewables} + \text{Incoming Power Flow} + \text{Storage Discharge}}{\text{Load} + \text{Outgoing Power Flow} + \text{Storage Charge} + \text{T \& D Loss}}$$

SNSPは電力供給管内で各時点の総発電量において、出力変動を生じる再生可能エネルギー（太陽光・風力）由来の発電電力が占める割合である。ここでは、北海道と東北地域を対象に、SNSPは50%と75%と想定した。（関東地域に対しては、SNSPは特に設定していない。）

b. 北本連系線の運用容量

北海道・本州間の連系線である北本連系線は、その容量が0.6GW（現状値）から2.0GWへ拡張されたケースを考慮した。

c. 炭素税

必要に応じて5万円/ton-Cの炭素税を考慮する。炭素税を課すことで、二酸化炭素排出量抑制に向けた経済的インセンティブを課す。

d. 利用可能な原子力発電所

2030年時点で利用可能な原子力発電所は、現状廃炉になっていない全ての発電所と同等の発電容量が維持される（現状値ケース）か、あるいは2030年時点で建設後40年が経過していない発電所に限定される（耐用年数40年ケース）。

e. 北海道における風力発電の設備容量

最大シナリオにおいて、北海道に現在のポテンシャル分析に沿って大量の風力発電設備が立地すると、出力抑制が頻繁に実施されるなど事業性の観点で様々な課題が生じると予想される（風力北海道集中ケース）。そこで、北海道に集中立地する着床式風力発電544万kWのうち、中庸シナリオにおける導入量の288万kWを超える分、つまり256万kWは北東北の日本海側（青森、秋田な

ど)に立地すると仮定したケースも検討する(風力東北分散ケース)。

4. 結果及び考察

(1) 電力需給モデルのプログラム構築について

過去の試作モデルに基づき、東日本を対象とした最適電力需給モデルを構築し、その動作検証を行うと共に、東北、北海道の風力発電地点等の追加や計算時間短縮とメモリ使用量削減のための改良を行い、評価ツールとしてのモデルの完成度を高めた。これらの改良作業ならびにソフトウェアのパラメータのチューニングにより、年間365日を通した最適化計算を実行できるようになった。発電所種別の立地可能性を考慮した制約条件式の合理化などにより、365日分で約0.7億本まで削減できた。1ケース当たりの計算所要時間は、想定するシナリオによるバラつきもあるが、CPU時間としてはおよそ400時間となり、40並列のマルチコアにより12時間程度で1ケースの計算が可能となっている。使用メモリは1プロセス当たり200GB程度となり、試作モデルに基づく当初推定の数分の1までに大幅削減できている。

(2) 東日本地域を対象としたケース分析

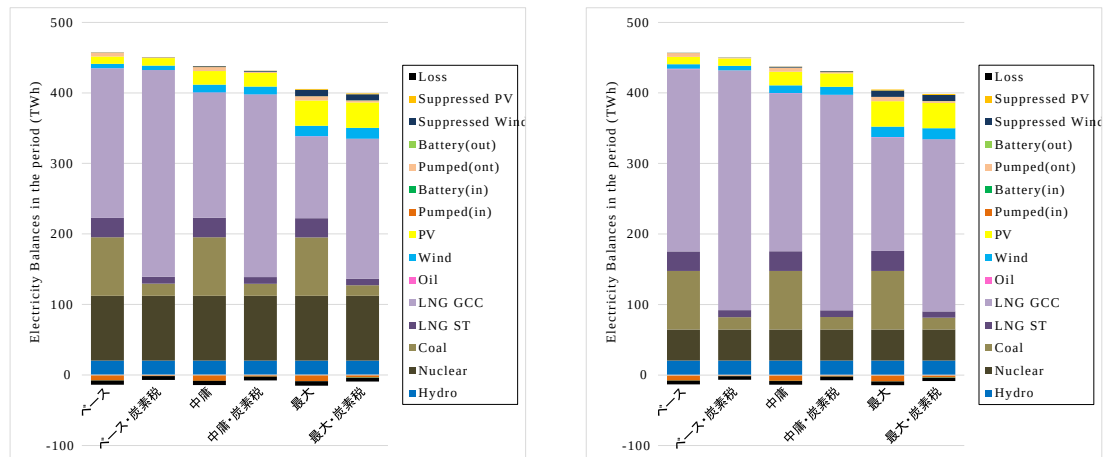
サブテーマ1から提供された3つの基準となるシナリオ(最大、中庸、ベース)と、5つのサブシナリオの計算を行った。エネルギー環境政策の含意を得るための結果解析は、サブテーマ1の報告で記載し、本サブテーマ2の報告では、年間の発電電力量や電源構成などを中心に、モデルの動作確認を目的とした計算結果の説明を行う。

1) 炭素税と原子力発電所設備容量に関するケース

ここでは、SNSPが50%、北本連系線の容量は60万kW、最大シナリオにおける風力発電設備の配置方法は北海道集中ケースを示す。

a. 発電電力量構成

シナリオ別の発電電力量の構成(東日本全域の年間累積値)を図(2)-12に示す。左には原子力の現状値ケースの結果を、右には耐用年数40年ケースの結果を示す。ベース、中庸、最大導入の3シナリオにおいて、この順に想定電力需要自体が小さくなっており、総発電量も順に小さくなる。

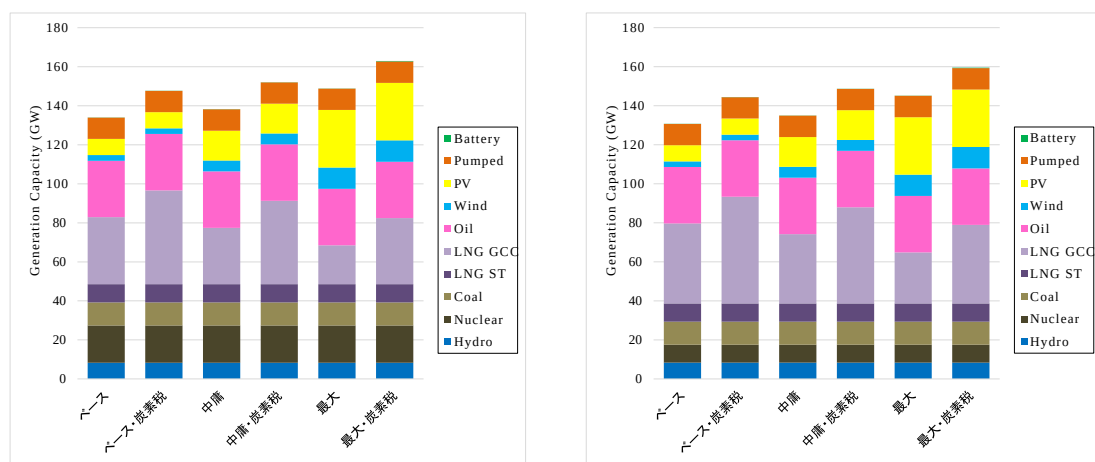


図(2)-12 発電電力量構成（左：原子力現状値、右：原子力耐用年数40年）

図(2)-12によれば、炭素税を課す場合は石炭火力発電が減り、LNG複合火力発電が代替として選ばれているのがわかる。また耐用年数40年ケースで原子力発電が減った場合についても、LNG複合火力発電が代替として選ばれていることがわかる。

b. 最適電源構成

シナリオ別の最適電源構成を図(2)-13に示す。左には原子力の現状値ケースの結果を、右には耐用年数40年ケースの結果を示す。炭素税が課された場合はLNG複合火力発電の設備容量が増え、電力系統全体では発電容量が過剰となっているのがわかる。今回の計算では蓄電池の導入量はそれほど大きくはならなかった。この場合は、風力発電や太陽光発電で余剰電力が発生した場合は、蓄電池に充電するよりも、各種火力発電所も含めた出力抑制が合理的と判断されるためと考えられる。



図(2)-13 最適電源構成（左：原子力現状値、右：原子力耐用年数40年）

c. 電力需給

図(2)-14には、炭素税導入時の最大導入シナリオ（原子力現状値）における地域別の電力需給の計算結果について4月分を切り取って例示する。また、図(2)-15には原子力耐用年数40年のケース

で4月の部分だけを切り取って例示する。

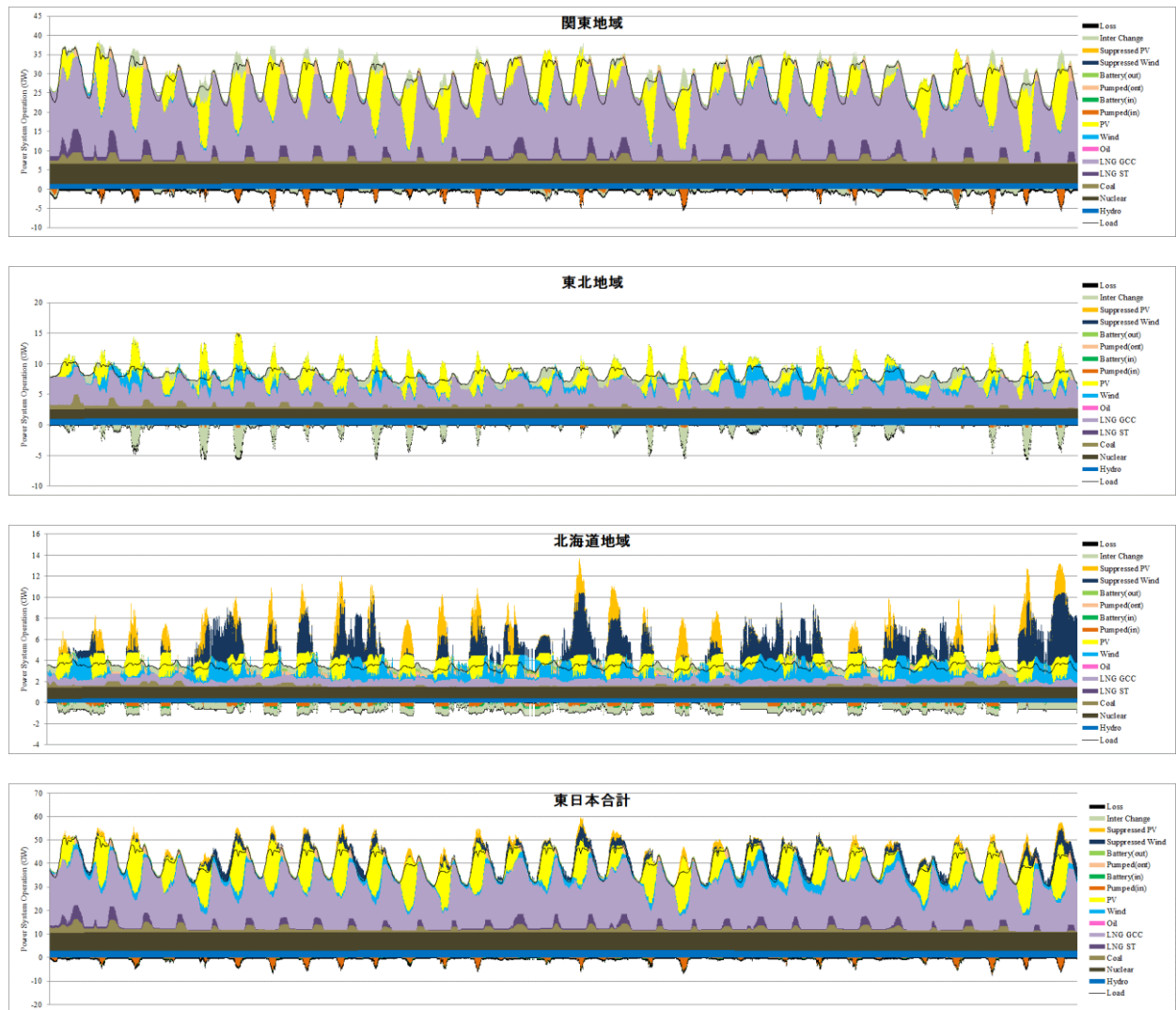
太陽光発電（黄色）、風力発電（水色）の部分と比べて、LNG複合火力発電（薄紫色）の部分の面積が大きいことが分かる。これは関東地域において想定した風力発電や太陽光発電の設置容量が、電力需要規模と比較して相対的に小さいことが原因である。

東北地域での太陽光発電による余剰電力の多くは、連系線により関東地域へ送電され、関東地域の揚水発電所で充電（負領域：朱色）される運用を見出せる。

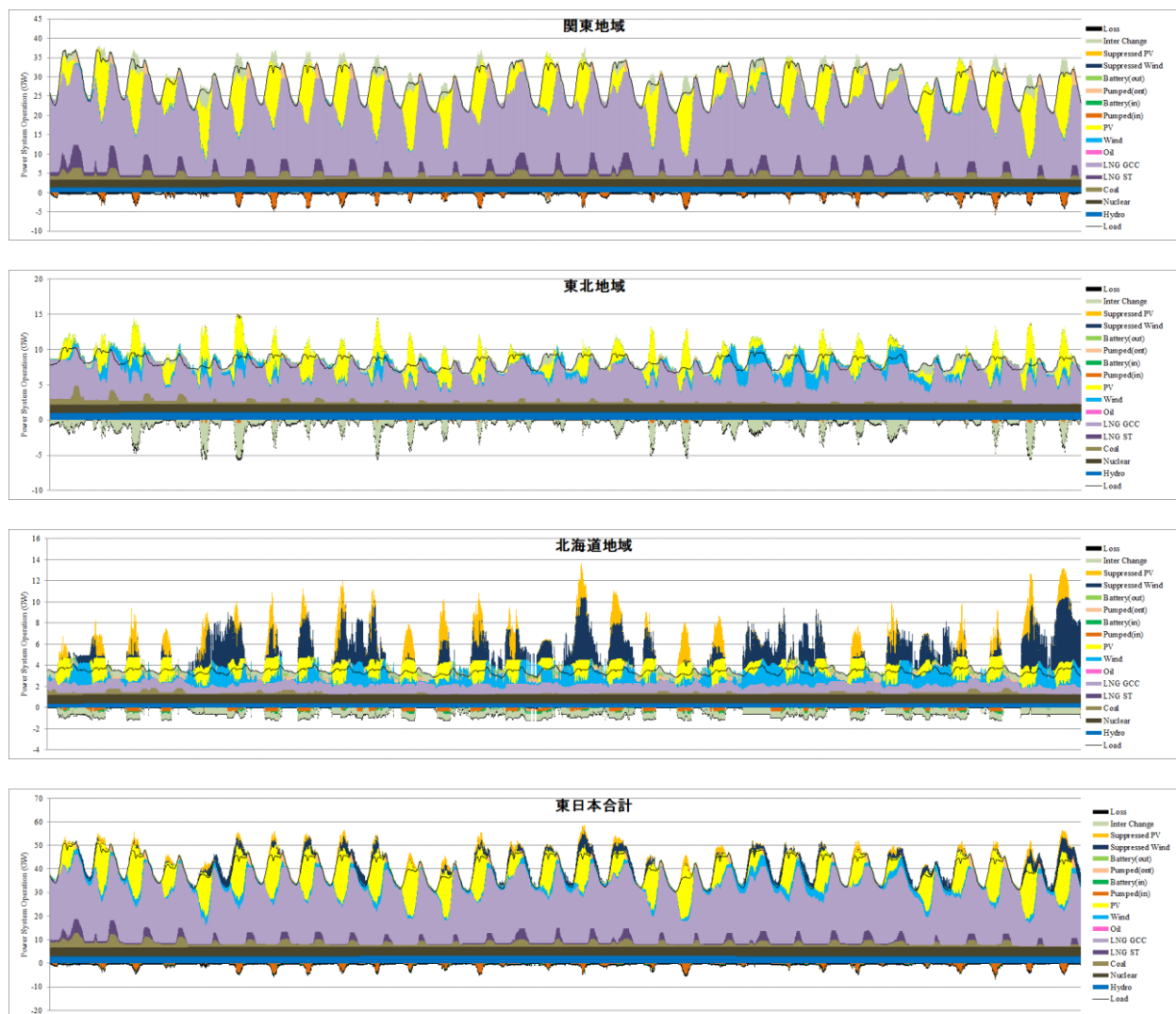
また、北海道地域で風力発電の出力抑制（紺色）、太陽光発電の出力抑制（黄土色）が目立ち、北海道へ風力発電や太陽光発電を集中配置すると、発電された電力が有効に活用できない恐れがあることが窺える。特に、出力がピークとなる時間帯においては揚水発電所での充電（負領域：朱色）と共に、東北地域への電力融通が連系線の最大可能融通量（0.6GW）付近で行われている。このことにより、一部の風力発電設備や太陽光発電設備を東北地域の風況が良好な地点に移動させるなどの方法はもちろんのこと、連系線の運用容量を増加させることにより運用が改善されることが考えられる。電力貯蔵設備の設置容量については最適化計算の対象となっているが、モデルの結果から判断する限り、蓄電池の大量導入という事態にはなっていないように見受けられる。

また、図(2)-14と図(2)-15を比較することにより、原子力が耐用年数（40年）を迎えて原子力による発電量が減少した際には、LNG複合火力発電に主に代替されることが再度確認され、LNGへの依存度が高まる様子が見られる。

北海道地域においては、原子力発電の比率の低下により、風力発電や太陽光発電の出力抑制がある程度緩和され、これらの利用率が高まるものの、絶対量としては少ないため、後述するように東日本全体の電力系統からのCO₂排出量自体は増加する結果となっている。



図(2)-14 炭素税導入時の最大シナリオにおける4月の電力需給（原子力現状値）



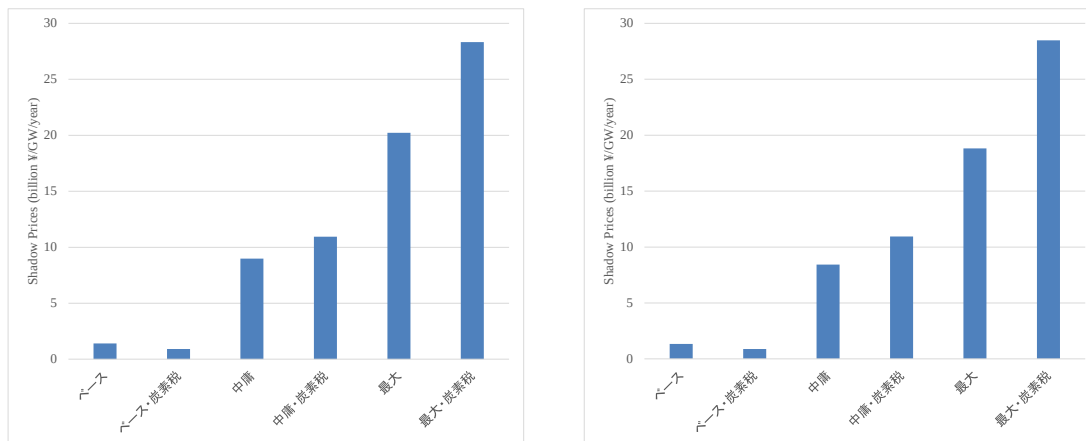
図(2)-15 炭素税導入時の最大シナリオにおける4月の電力需給（原子力耐用年数40年）

d. 送電線の運用およびシャドウプライス

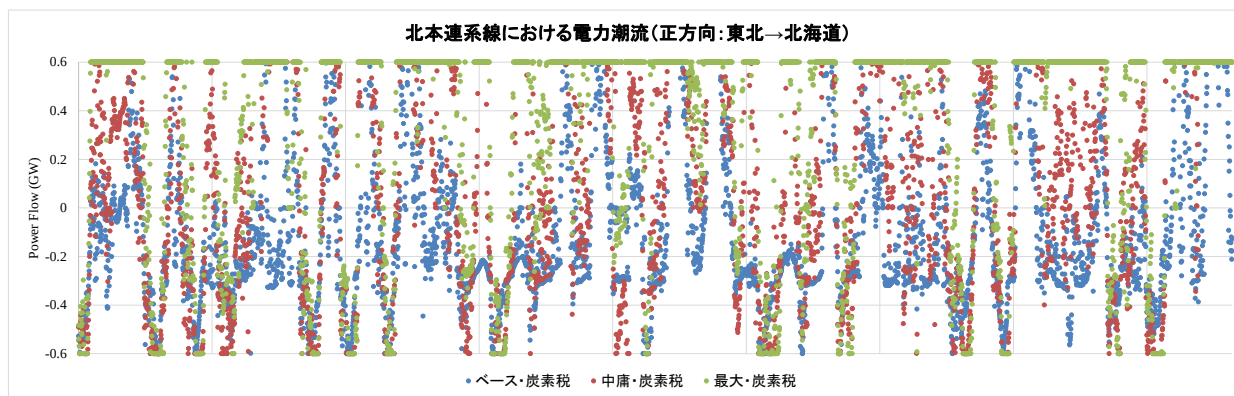
図(2)-16に北本連系線の容量制約に関するシャドウプライスをシナリオ別に示す。ここでのシャドウプライスは、制約が1単位（ここでは1GW）緩和されることで改善されるコストのことである。

図(2)-14等で見たように、ベースシナリオから最大シナリオに移行するにつれて、北海道において風力発電や太陽光発電が集中配置され、北海道地域で風力発電や太陽光発電の出力抑制が目立つようになる。北本連系線の容量を増やし、東北地域への融通量を増やすことで発電された電力が有効に活用可能であると示唆される。また、炭素税が課されるケースにおいては再生可能エネルギー由来の発電電力が有効に活用されることでコスト改善が更に見込まれると考察される。

北本連系線における電力潮流について、4月分のみ切り取ったものを図(2)-17に示す。原子力の設備容量が現状値で、炭素税が課されている場合の潮流をシナリオ別に示した。見やすくするために、各時点の値を点でマークしている。シャドウプライスが大きいケースでは送電容量0.6GW付近で運用されている時点が多く、送電容量を増やすことで運用改善が期待される。



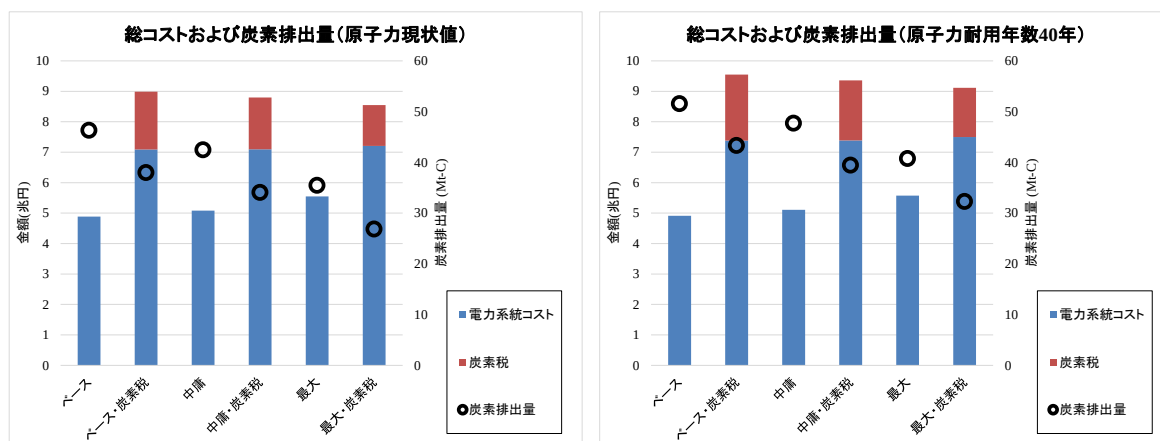
図(2)-16 北本連系線容量についてのシャドウプライス
(左：原子力現状値、右：原子力耐用年数40年)



図(2)-17 北本連系線における電力潮流

e. 電力系統コスト・炭素税・炭素排出量

各シナリオにおける東日本全体の電力系統コスト、炭素税、炭素排出量を図(2)-18に示す。炭素税の導入により、石炭からLNGへの燃料転換が促進され、コスト増大とCO₂排出削減が起きる。



図(2)-18 総コストおよび炭素排出量 (左：原子力現状値、右：原子力耐用年数40年)

炭素税を想定しない場合、ベースケースと比べ最大導入ケースでは約23%の炭素排出削減がなされている。また5万円/t-Cの炭素税がある場合では、約30%の削減となっている。ベースケースから最大ケースにかけて、電力系統コストが増加しているのは、風力や太陽光の固定費を考慮しているためである。ただし、節電による電力需要の削減コスト（あるいは利益）は、この図の電力系統コストには含まれていないことには注意が必要である。

前述したように、原子力耐用年数40年ケースでは、原子力発電設備の大部分がLNG複合火力発電に代替されているため、特に炭素税を課した場合には、原子力現状ケースと比較すると炭素排出量が増加傾向にあるのが見て取れる。

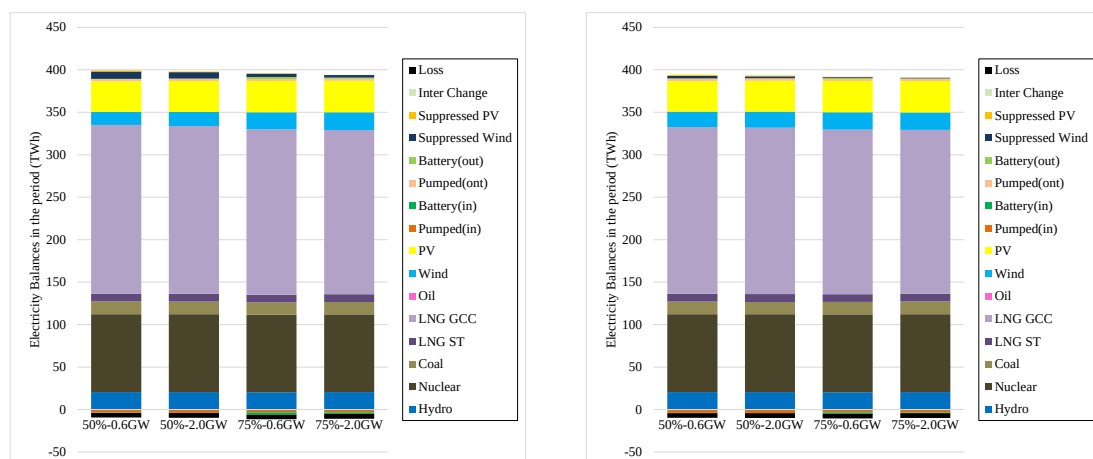
2) 北海道地域に関する説明

特に北海道地域に注目をした説明を行う。ここでは、炭素税5万円/ton-C、原子力現状ケースの最大シナリオに対して、SNSP、北本連系線の容量、北海道地域内の風力発電の設備容量を変化させた場合（東北地域にも風力発電所を分散配置させた場合）について示す。

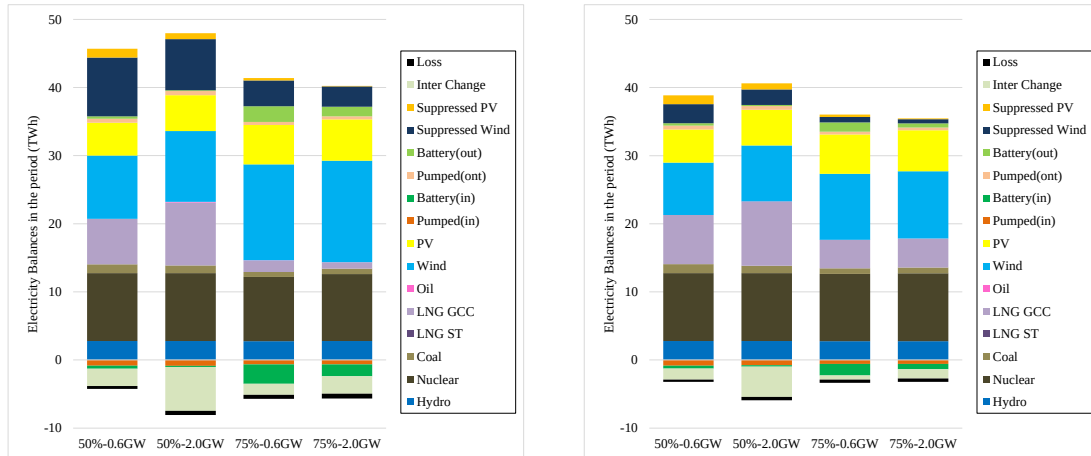
a. 発電電力量構成

図(2)-19には、東日本地域全体の年間発電電力量構成をシナリオ別に示す。風力が北海道に集中導入されている場合と、東北にも分散されている場合を比較すると、東北に分散された際には風力発電の出力抑制（紺色）が減少し緩和されていることがわかる。ただし、東日本地域全体の電力需給の中での影響は絶対量は小さく限定的なものと判断される。

図(2)-20では、北海道地域だけを取り出して発電電力量構成を示す。風力発電の設置箇所を東北にも分散させることで風力由来の発電電力が有効に利用されていることがわかる。また、北本連系線の容量を2.0GWに増やすことで東北地域への電力融通量が約2倍に増加している。また、SNSPが50%の場合では、北本連系線の拡張により、風力発電の出力抑制が緩和されると同時に、LNG複合火力発電（薄紫）の割合も増大していることがわかる。SNSPが75%の場合では、蓄電池の充放電（濃緑、薄緑）が増大する傾向があるのが見て取れる。



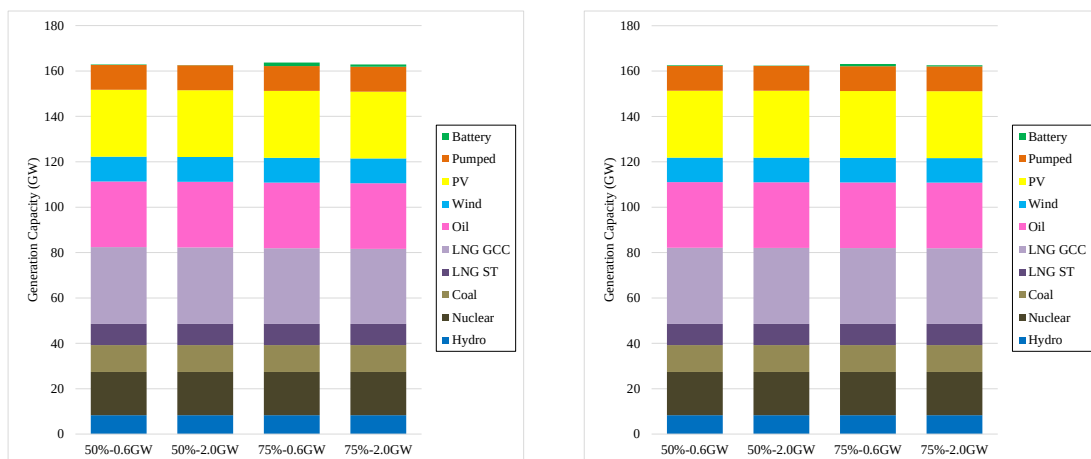
図(2)-19 発電電力量構成（左：風力北海道集中、右：風力東北分散）



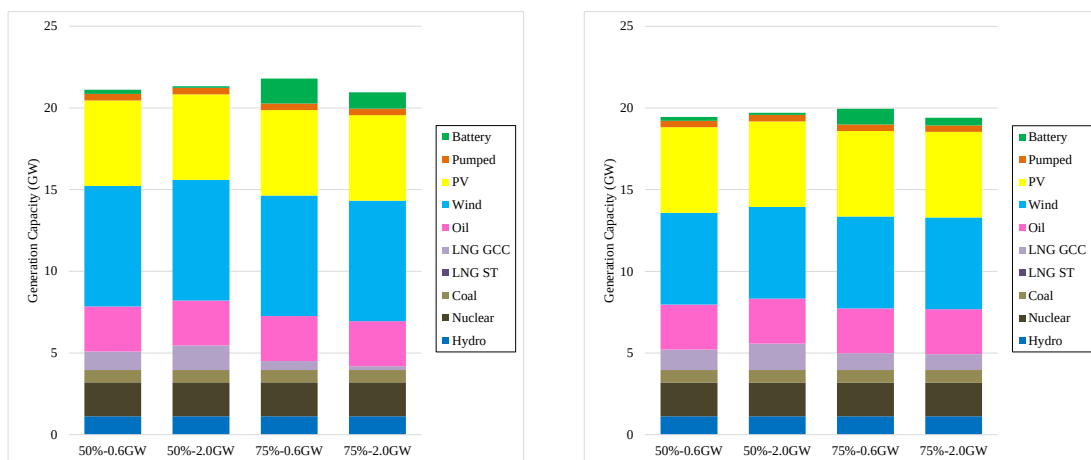
図(2)-20 北海道地域の発電電力量構成（左：風力北海道集中、右：風力東北分散）

b. 電源構成

図(2)-21に東日本全体の最適電源構成を、図(2)-22に北海道地域だけ取り出したものを示す。



図(2)-21 最適電源構成（左：風力北海道集中、右：風力東北分散）

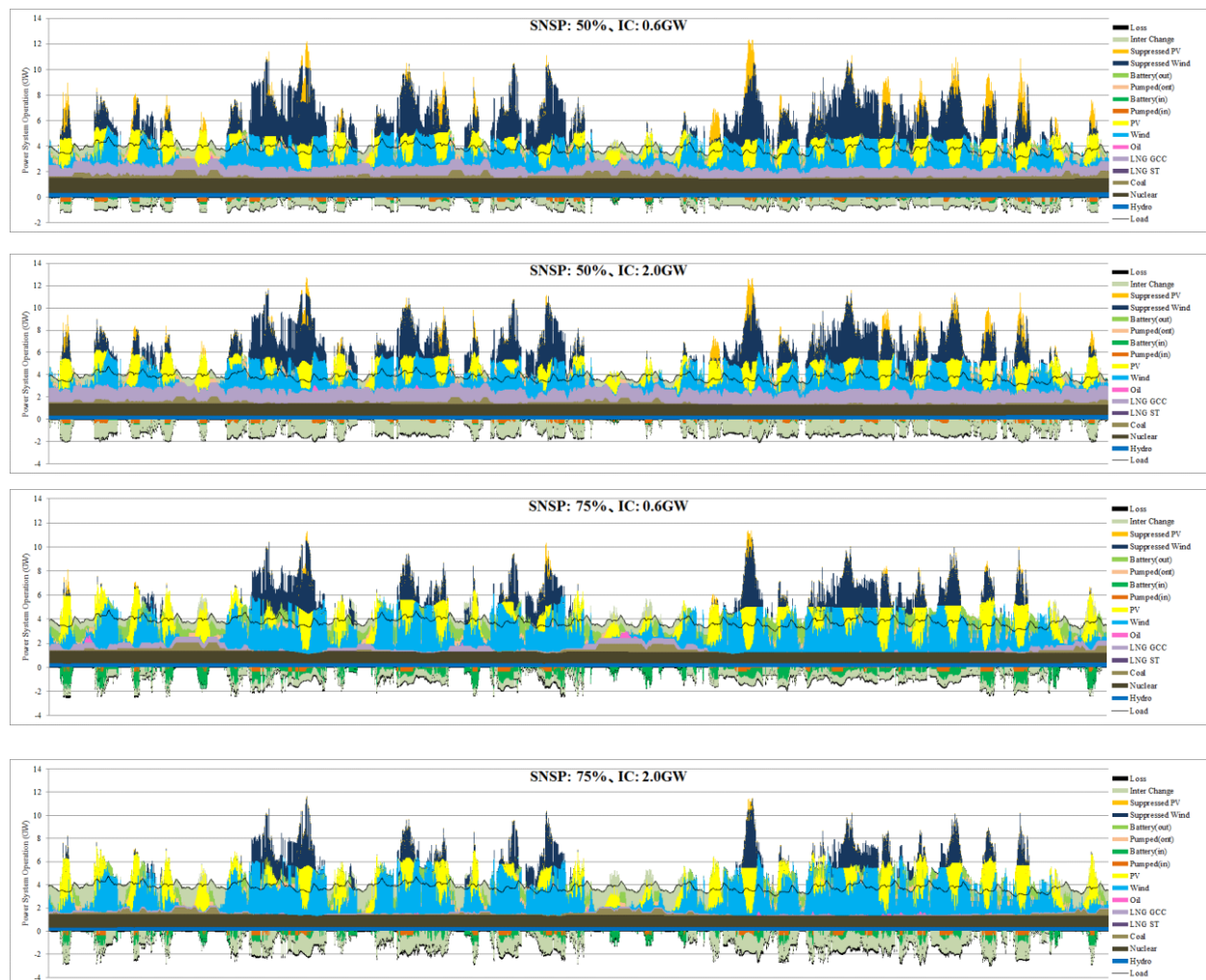


図(2)-22 北海道地域の最適電源構成（左：風力北海道集中、右：風力東北分散）

図(2)-21を見る限り、想定したケースごとの計算結果には、東日本地域全域では大差は見られない。図(2)-22において、連系線容量が0.6GWから2.0GWに増加した際には蓄電池を導入し、運用するよりも東北地域に電力融通した方が経済合理的であると判断され、蓄電池設備容量が減少していることがわかる。また、SNSPが75%に増加した際にはLNG複合火力発電を負荷追従運転するよりも蓄電池設備を導入し、運用した方が経済合理的であると判断され、蓄電池設備の容量が増加している。さらに、風力東北分散ケースにおいては、東北地域に移された分の容量が減少し、運用上必要な蓄電池設備やLNG複合火力発電の容量も減少することが結果に反映されている。

c. 電力需給

図(2)-23に、風力北海道集中ケースにおける最大導入シナリオの北海道における3月の電力需給を示す。SNSPが50%・75%、連系線（IC：Inter-connector）容量が0.6GW・2.0GWの全4ケースについて示す。SNSPと連系線容量が大きいほど、風力発電の出力抑制量が減少し、風力発電が有効利用できているのがわかる。



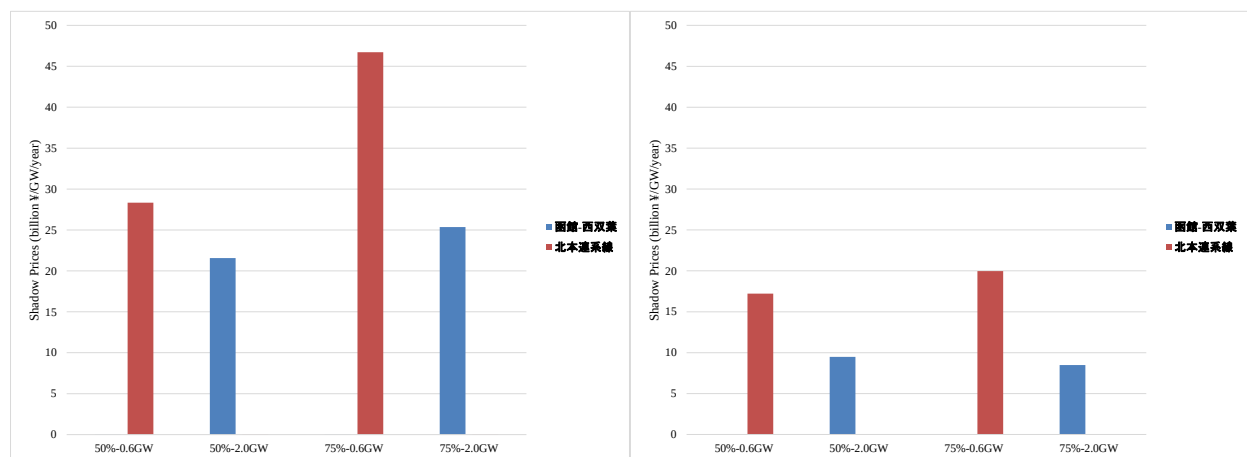
図(2)-23 最大シナリオにおける北海道地域の3月の電力需給（風力北海道集中ケース）

d. 送電線の運用およびシャドウプライス

図(2)-24に送電線容量のシャドウプライスを示す。結果は風力北海道集中ケースと風力東北分散ケースの各ケースについて、北本連系線と、函館・西双葉間の送電線を取り出して示す。風力東北分散ケースの方が、北海道から東北への送電需要が緩和され、シャドウプライスが低下している。

北本連系線の運用容量が2.0GWに増加した際には、北本連系線のシャドウプライスは0となり、その一方で函館・西双葉間の送電線のシャドウプライスが有意な値を取る。ボトルネックが北本連系線から函館・西双葉間の送電線へと移動しているのが見とれる。

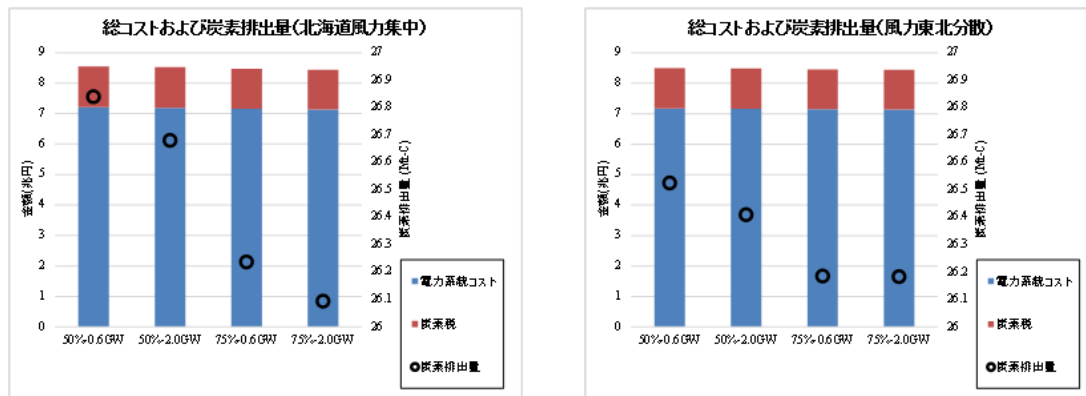
サブテーマ1では、本モデルを用いて北本連系線容量を8GWまで増設した場合の計算結果を示しているが、交流送電線が新たなボトルネックとならないように、連系線以外の送電線の容量増大が必要であることが、ここでの計算結果からも窺える。



図(2)-24 送電線容量についてのシャドウプライス（左：風力北海道集中、右：風力東北分散）

e. 電力系統コスト・炭素税・炭素排出量

図(2)-25に総コストおよび炭素排出量を示す。北本連系線の建設費はここでの総コストには含まれないので注意が必要である。SNSPが75%とすることできた場合、北海道地域でのCO₂排出が大幅に削減できるのがわかるが、実際にこのような運用が可能かどうかは、各発電所の起動停止性能や出力調整能力などの技術的な制約を詳細に考慮した検討が必要である。



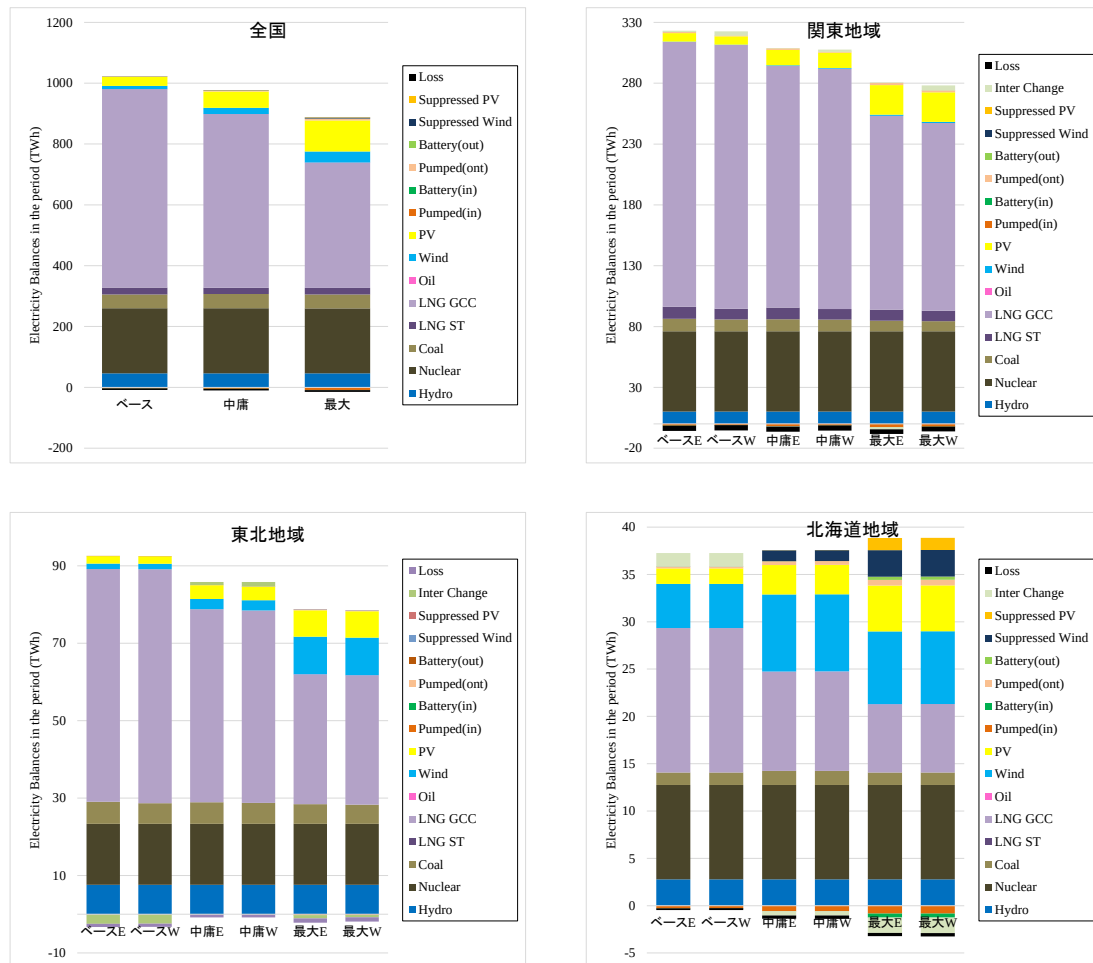
図(2)-25 総コストおよび炭素排出量

(3) 日本全国を対象としたモデルの試算結果

当初の予定よりも、計算に必要なメモリの使用量を低減できたため、西日本地域も簡易的に考慮した全国版モデル（図(2)-3参照）の試作を行った。西日本地域の電力負荷曲線、風力発電・太陽光発電出力パターンなどの入力データは、詳細は省略するが、文献¹⁵⁾で報告した研究を参考に設定した。本サブテーマは東日本地域を対象としたモデル構築を主目的としているため、西日本地域を考慮することが東日本の計算結果に与える影響を中心に予備的に評価する。ここでは特に、SNSPを50%に制約、北本連系線の容量は0.6GWと想定、炭素税5万円/ton-Cを課税、原子力発電所の容量は現状値、最大シナリオにおいて風力発電は北海道に集中立地という設定の下で3シナリオ（最大・中庸・ベース）について計算した。そして、東日本地域のみを考慮したモデルで同条件の計算を行った際の結果と比較し、西日本系統が考慮された際の影響について示す。

1) 発電電力量構成

図(2)-26に発電電力量構成を全国、関東地域、東北地域、北海道地域に分けて示す。関東地域、東北地域、北海道地域については各シナリオについて東日本地域のみを対象としたモデルによる計算結果（図中「E : East」と付記）と全国版モデル（図中「W : Whole」と付記）の両者を示した。



図(2)-26 発電電力量構成

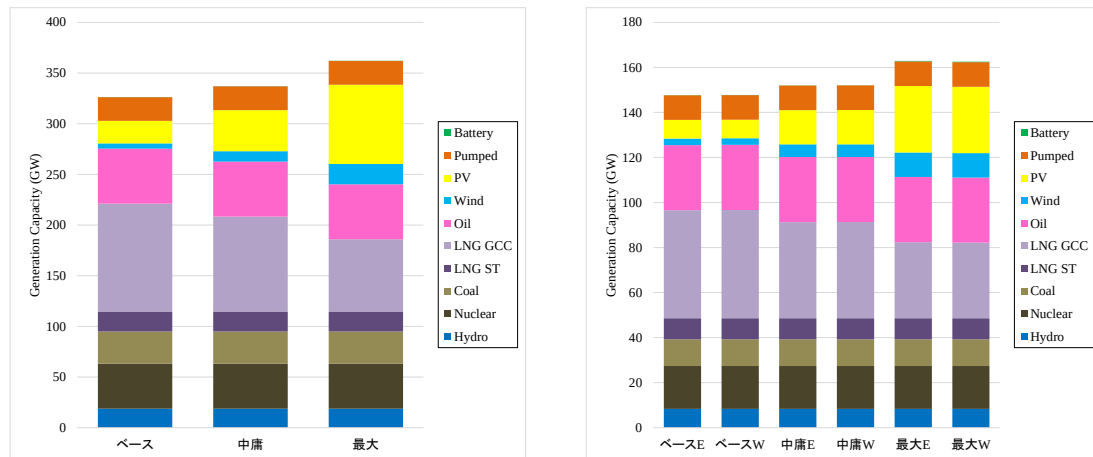
(左上：全国 右上：関東地域 左下：東北地域 右下：東北地域)

図(2)-26によれば、東北地域、北海道地域のいずれにおいても、西日本地域の考慮の有無に関わらず発電電力量構成はほぼ同一であり、西日本地域を考慮することがこれらの地域における計算結果に与える影響は軽微なものであることを示唆している。これらは即ち、東日本系統のみについてケース分析を行う際には、東日本系統のみを考慮した電力需給モデルによる計算であってもある程度計算結果の妥当性が保証されることを示唆している。

関東地域については西日本地域と周波数変換設備を介して直接接続されている地域であるため、地域間融通電力量に差異が発生していることが確認されるが、相対的には小さな差異であり、太宗には影響はないと言える。

2) 最適電源構成

最適電源構成を全国、東日本地域の対象範囲別に図(2)-27に示す。東日本地域は、単独計算した場合と、西日本と一緒に計算した場合があるが、両者の間には大きな差がないことが見て取れる。

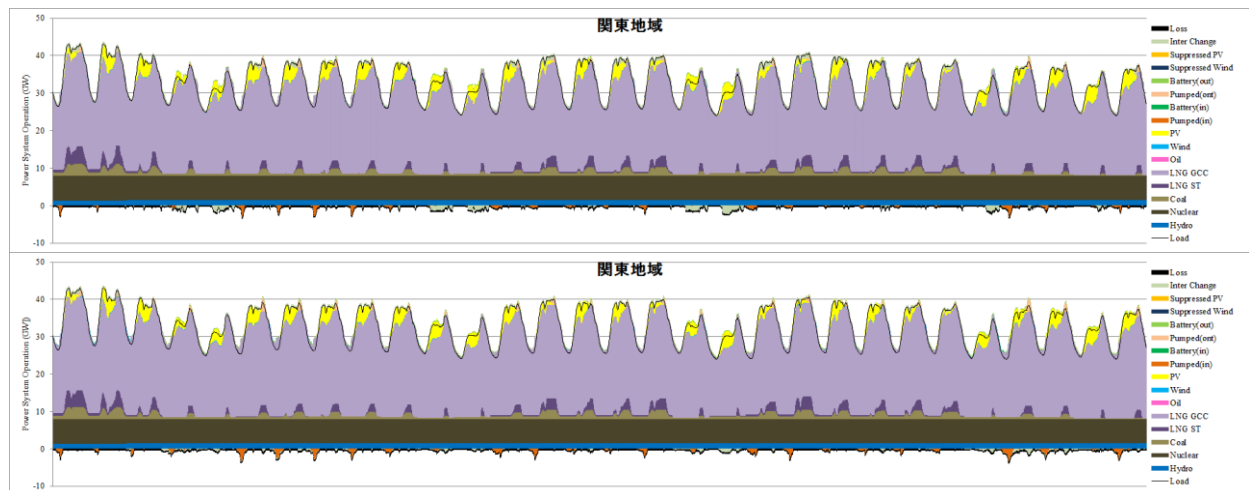


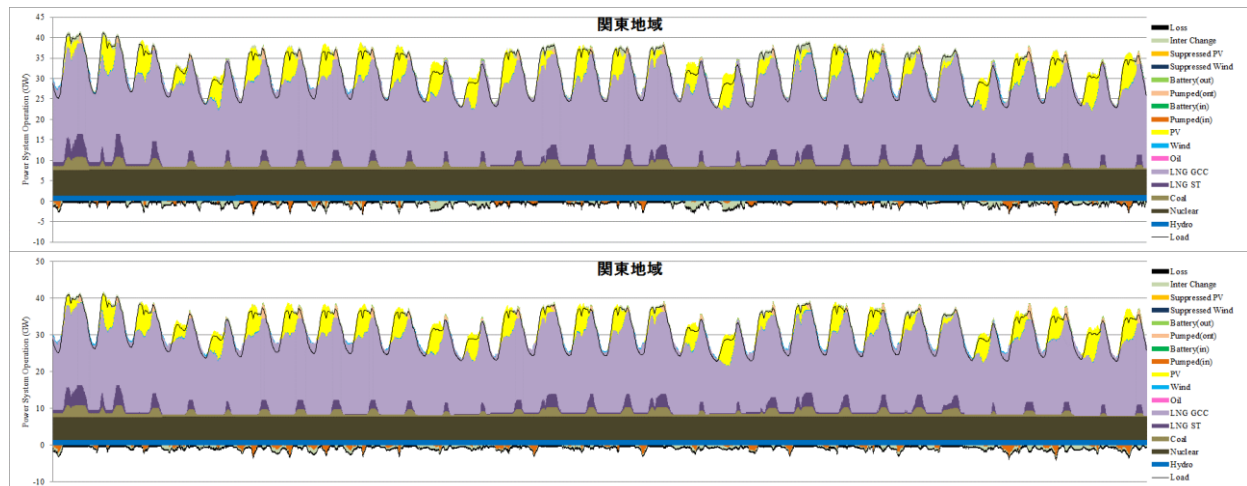
図(2)-27 最適電源構成（左：全国 右：東日本）

3) 電力需給の計算結果（地域別・ノード別）

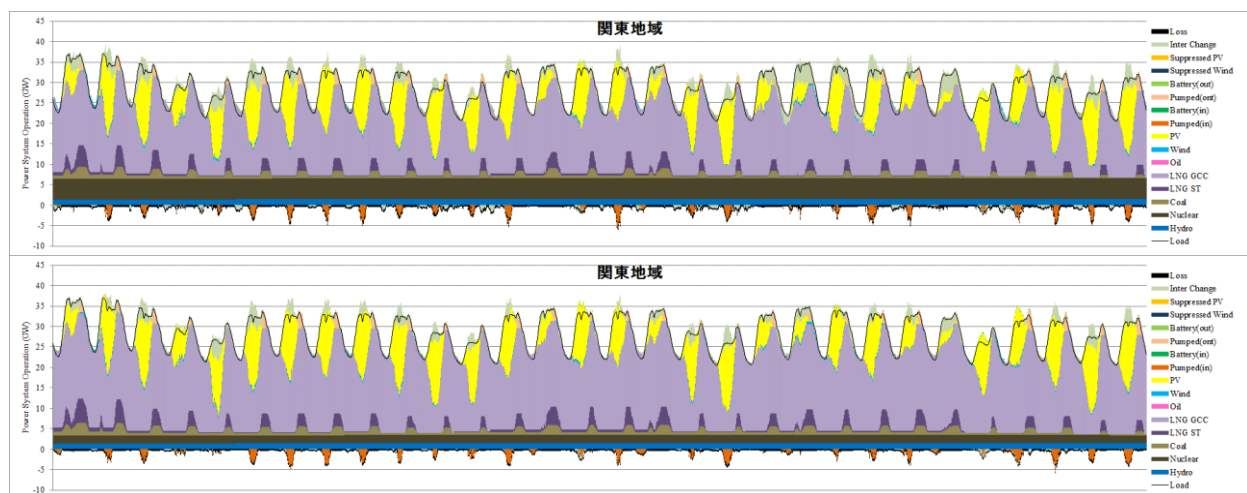
図(2)-28から図(2)-30に、各シナリオにおける関東地域4月の電力需給を示す。各図の下段には参考として東日本モデル単独による同様の計算結果を示す。

西日本地域を考慮した際には、関東地域の余剰電力が西日本地域へ融通されるようになり、また特に最大シナリオにおいては太陽光発電や浮力発電の出力が落ち込んだ際に、LNG複合火力発電による負荷追順運転を行う代わりに西日本地域から電力融通を受けるようになることが確認される。つまり、西日本地域と相互の電力融通を行う運用方法が可能になることで、部分的にはあるが東日本地域の電源運用の改善が行われていることが見て取れる。しかし、周波数変換設備の総容量が1.2GWと相対的に小さいため、影響は軽微なものに留まると言える。

図(2)-28 ベースシナリオ：関東地域4月の電力需給
(上：全国モデル 下：東日本モデル)



図(2)-29 中庸シナリオ：関東地域4月の電力需給
(上：全国モデル 下：東日本モデル)



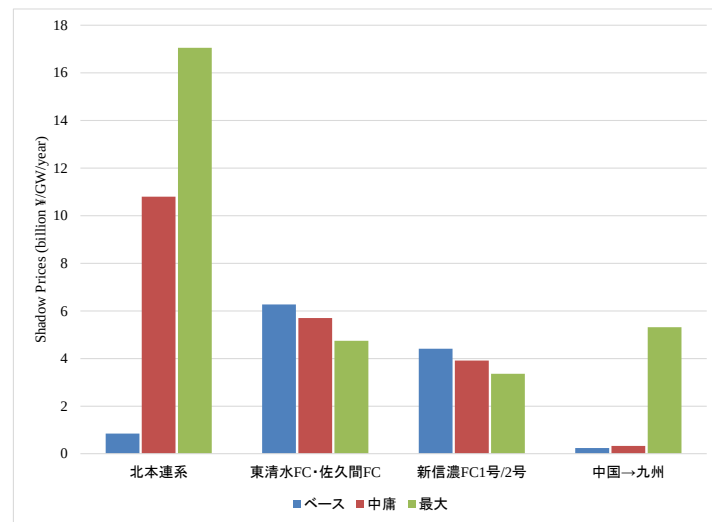
図(2)-30 最大シナリオ：関東地域4月の電力需給
(上：全国モデル 下：東日本モデル)

4) 送電線の運用およびシャドウプライス

図(2)-31に送電線容量についてのシャドウプライスをシナリオ別に示す。全国モデルにおいても考慮されている全送電線についてのシャドウプライスが得られるが、そのうち有意な値を示したものののみを取り出した。有意な値を示したものはいずれも地域間連系線であり、これらの連系線の容量を増やすことで運用の改善が期待される。

周波数変換所の容量はいずれのシナリオにおいてもシャドウプライスが有意な値を取っており、容量を増加することに経済合理性があると考えられる。その一方で、ベースシナリオから最大シナリオにかけてシャドウプライスが小さくなっていることには注意すべきである。ベースから中庸を経て最大シナリオに進むに従って風力や太陽光の導入容量が増えるため、一般的には、地域間で協調的に出力変動に対応可能となるようにシャドウプライスが大きくなると予想されたが、計算結果は逆の傾向を示している。最大シナリオに進むに従ってシャドウプライスが小さくなっていることの原因としては、最大シナリオでは大幅な節電を見込んでおり、電力需要の減少が周波数変換所の価値を下げているものと考えられる。周波数変換所の増設に経済合理性があるか否

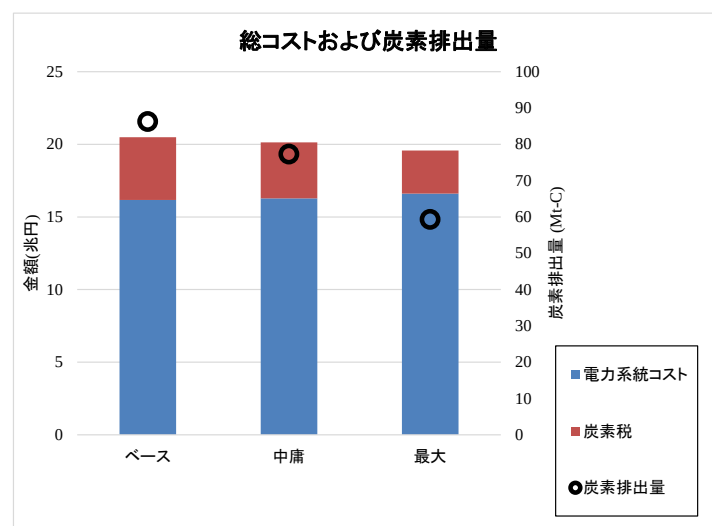
か判断は、単位増設費用とここで得られたシャドウプライスの大小関係を評価すれば良い。



図(2)-31 送電線容量についてのシャドウプライス

5) 電力系統コスト・炭素税・炭素排出量

図(2)-32には、日本全体（沖縄や離島を除く）総コストおよび炭素排出量の試算例を示す。ベースシナリオから中庸をへて最大導入シナリオに進むにつれて、炭素排出量が大幅に減少しているが、電力需要の削減も同時に考慮していること、また、需要削減のための追加的コストは図(2)-32の電力系統コストには含まれていないこと、また、原子力発電の容量も、現状が維持されるものと想定していることには注意が必要である。



図(2)-32 総コストおよび炭素排出量

5. 本研究により得られた成果

(1) 科学的意義

太陽光発電や風力発電の出力は日照や風況という気象条件の変動に応じて不規則に変化してしまう問題があるが、この問題に対応するための方策としては、電力貯蔵設備の大規模導入に加えて、火力発電所や水力発電所の俊敏な負荷追従運転の実施や、太陽光発電や風力発電の出力抑制、そして地域間連系線を活用した電力系統の広域的運用などが考えられる。本研究で開発した東日本を対象とした電力需給モデルは、特に北海道や東北地域の風力発電の大規模導入に関して、これらの対策の全てを包括的に評価できる初めての定量モデルであるといえる。本研究で構築したモデルにより、風力発電や太陽光発電の大規模導入が電力系統に与える影響をより正確に評価できるようになったと言える。今後は、西日本地域についても詳細な送電ネットワークモデルを構築し、日本全体の評価を試みることに課題である。

(2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない。

<行政が活用することが見込まれる成果>

経済産業省による平成26年度地球温暖化問題等対策調査（我が国の今後の地球温暖化対策の推進に向けた調査事業）において、本研究で構築した最適電力需給モデルによる計算結果が調査対象となっている。

6. 国際共同研究等の状況

特に記載すべき事項はない。

7. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文（査読あり）>

特に記載すべき事項はない。

<その他誌上発表（査読なし）>

特に記載すべき事項はない。

(2) 口頭発表（学会等）

- 1) 間部秀規、杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：第29回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンスプログラム（2013）

「送電ネットワークと再生可能エネルギー発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価」

- 2) 間部秀規、杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：平成25年電気学会全国大会(2013)

「送電ネットワークと風力発電の大量導入を考慮した東日本の最適電源構成の評価」

3) R. Komiyama and Y. Fujii: 2013 IEEE PES APPEEC, Hong Kong, China, 2013

”Analysis for Large-scale Integration of PV system in Japan with a High Time-Resolution Optimal Power Generation Mix Model”

4) 杉山達彦、小宮山涼一、藤井康正：平成26年電気学会全国大会(2014)

「再生可能エネルギー大量導入を考慮した東日本地域における最適電源構成の検討」

5) 松澤宏務、小宮山涼一、藤井康正：平成26年電気学会全国大会(2014)

「電力・天然ガス輸送を考慮した最適電源構成モデルによる分散型電源導入の検討」

(3) 出願特許

特に記載すべき事項はない。

(4) シンポジウム、セミナー等の開催（主催のもの）

特に記載すべき事項はない。

(5) マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

(6) その他

特に記載すべき事項はない。

8. 引用文献

1) 経済産業省、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法 (2011)

2) 風力発電協会：「風力発電長期導入目標とロードマップ V1.1」 (2010)

3) 電気学会、電力系統モデル標準化調査専門委員会：電力系統の標準モデル (1991)

4) GoogleMap©2012 TerraMetrics, 地図データ ©2012 AutoNavi, GIS Innovatsia, DATA+, Google, ZENRIN より作成

5) 北海道電力HP 過去の電力使用状況データ

(<http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html>)アクセス日2012/7/31

6) 東北電力HP 過去実績データ

(<http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html>)アクセス日2012/7/31

7) 東京電力HP 過去の電力使用実績データ

(<http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html>) アクセス日2012/7/31

8) 統計局HP 「平成20年住宅・土地統計調査」

(<http://www.stat.go.jp/data/jyutaku/2008/index.htm>)

9) e-Stat「平成22年度衛生行政報告」

(<http://www.e-stat.go.jp/SG1/estat/NewList.do?tid=000001031469>)

10) 厚生労働省HP「厚生統計要覧（平成23年度）」

(<http://www.mhlw.go.jp/toukei/youran/index-kousei.html>)

11) 「全国大型小売店総覧2013」東洋経済 (2012)

12) 経済産業省HP 「平成22年工業統計表「市区町村編」

(<http://www.meti.go.jp/statistics/tyo/kougyo/result-2/h22/kakuho/sichoson/index.html>)

13) 日本気象協会「太陽光発電システム実用化技術開発 太陽光発電利用システム・周辺技術の研究開発（最適設計のための気象データの調査研究）」平成11 年度NEDO 委託業務成果報告書 2000

14) 日本気象協会「太陽光発電システム実用化技術開発 太陽光発電利用システム・周辺技術の研究開発（最適設計の気象データの調査研究）」平成8 年度NEDO 委託業務成果報告書 1997

15) 小宮山 涼一，柴田 紗英子，藤井 康正，「太陽光，風力発電の出力変動と地域間電力融通を考慮した最適電源構成に関する分析」，電気学会論文誌. B, (電力・エネルギー部門誌)， Vol. 133 (2013) No. 3 pp.263-270

(3) 新しい電力供給システム実現のコストならびにこれがわが国の経済に及ぼす影響の評価

東京大学

大学院新領域創成科学研究科

大学院工学系研究科

政策ビジョン研究センター

吉田 好邦

松橋 隆治

谷口 武俊

平成24～25年度累計予算額：16,749千円

(うち、平成25年度予算額：1,553千円)

予算額は、間接経費を含む。

[要旨]

新しい電力供給システム実現のコストの評価においては、第一に原子力発電に着目しその社会的受容性の評価を行った。アンケート調査に基づいたコンジョイント分析により、原子力発電の外部コストを事故リスクの回避費用に対する支払意思額として推定した。アンケート調査に基づいて原子力発電の事故確率を減らすことに対する支払意思額を推計した。その結果、原子力発電の事故確率を $1/10^6$ (/年・基)にする支払意思額の総額は年間3900億～8400億円となった。事故確率の低下に対する便益とみなせば、これに相当する額を原子力発電所の事故防止対策や、火力発電の増加に伴う化石燃料の輸入での費用に充てることが正当化できる。第二に、脱原発による火力発電の増設に伴う健康被害額の評価を行った。関東の一都六県を対象とし、火力発電所由来のNOx等によるオゾン、PM2.5の移流拡散と生成による大気濃度シミュレーションによって、GIS上でのオゾン、PM2.5の濃度推定をした。2010年の電源構成を再現したケースとの比較で、現在の火力発電所の増設計画に基づいて2020年の電源構成をシミュレートし、節電の有無のケース分けをした上で、オゾンとPM2.5の大気濃度の変化を求めた。特にPM2.5については、10%の節電を行うことで排出量の主要因である石油火力発電の稼働を減らすことにつながり、急性死亡者数と肺がん被害者数を70%以上削減できることが示唆された。わが国の経済に及ぼす影響の評価では、応用一般均衡による経済への影響評価のためのエネルギー経済モデル構築を行った。モデルを用いて、国内に必要なエネルギー需要を満たし、電源構成に関しては、サブテーマ2の評価結果に合わせることで、再生可能エネルギーが増加した場合の温室効果ガス削減量と国民生活への影響を評価した。電源構成を変化させると共に、家庭の省エネルギーを推進したケースでは、家計一世帯当たりの厚生額は、年収500万～550万円の中所得者層で4万円程度、全体で基準ケースより1万円から11.5万円程度増加し、環境と経済の両立が可能である結果の例を示した。

[キーワード]

外部費用、原子力発電、火力発電、応用一般均衡モデル、経済影響評価

1. はじめに

2013年9月の大飯原子力発電所の停止により全ての原子力発電所が停止した状態となった。わが国の当面の課題の1つは、脱原発の世論の中でどのように電源構成を変化させていくべきかを考

えることである。現在運転停止中の原子力発電所を再稼働させるべきか、廃炉にするべきか、脱原発を進めていく場合には代替電源はどうするべきか、原子力発電所に関する多くの重要な意思決定が必要である。そのためには国民の原子力発電に対する社会的受容性を知ることが欠かせない。一方で、脱原発に伴う火力発電の増設はNOx等の排出によるPM2.5の生成によって大気汚染による健康被害につながる可能性があり、その影響評価も重要である。

電源構成の転換に伴う影響としては、重要な観点として経済への影響がある。サブテーマ2の成果として想定される電源構成を用いた経済影響シミュレーションが必要となる。その結果、わが国の経済への影響、特に家計の厚生変化を推定することが可能となる。

2. 研究開発目的

まず、新しい電力供給システム実現のコストの評価においては2つの研究開発目的がある。特に原子力発電に焦点を当てて外部コストの評価をおこなうが、アンケート調査に基づいたコンジョイント分析により、原子力発電の外部コストを事故リスクの回避費用に対する支払意思額として推定することを第一の目的とする。次に脱原発を想定して火力発電の稼働が増えた場合を想定し、PM2.5等の大気汚染物質の濃度シミュレーションを行うことにより、健康被害額を推計することを通して、火力発電の外部コストを評価することを目的としている。

次にわが国の経済に及ぼす影響の評価であるが、応用一般均衡モデルによる経済への影響評価のためのモデル構築を行う。その結果、電源構成の転換に伴って、日本経済、特に家計の厚生にどのような影響が生じるかを定量的に分析することを研究開発目的とする。

3. 研究開発方法

(1) 新しい電力供給システム実現のコスト

1) 原子力発電の社会受容性評価

原子力発電の社会受容性を調査するためのアンケート調査について述べる。調査は先行研究の板岡¹⁾を参考にした構成となる。すなわち、原子力発電や火力発電の事故の確率とその被害の影響を仮定し、その事故の生起確率を削減するための税金の増加額に対する許容度合いを尋ねる内容となっている。まず、原子力発電所の過酷事故発生確率の年間発生確率については過去の運転実績から推定を行う。世界の運転実績は14400年・基であり、過酷事故はチェルノブイリ、スリーマイル、福島第一の3つとして、過酷事故発生確率は $3/14400 \approx 1/5000$ (/年・基) となる。一方、国内における原子力発電所の過酷事故発生確率については、エネルギー資源庁が原子力損害賠償保障契約の補償料率において参考になっている値を参考にする。熱出力が1万kWを超える原子炉の運転を行う事業所の操業実績が692年・事業所であり、過酷事故は福島第一の1つとしてカウントしている。そのため、過酷事故発生確率は $1/692$ (/年・事業所) となる²⁾。

これらの二つの事故確率、世界の運転・事故実績から求めた1/5000と日本の運転・事故実績を参考にした1/500の両方を、回答者サンプルを分けてそれぞれにプロファイル水準のベースラインとして用いた。これら2つのベースラインについて表(3)-1に示すLegのとおり、コンジョイント分析による設問を設計した。

表(3)-1 コンジョイント分析に用いたアンケートの各Legの違い

leg	ベースライン	
	過酷事故発生確率	一年間の税金上昇額
1	5000分の1	4000～15000円
2	5000分の1	400～1500円
3	500分の1	4000～15000円
4	500分の1	400～1500円

原子力発電とともに火力発電の運転によって生じる外部費用のうち主たるものである健康影響、特に死亡影響について、それぞれどの程度の死亡者が生じるのかをまとめた表を提示することで、発電の死亡リスクについて把握をしてもらう。実際に用いた数値を記載したのが表(3)-2である。

表(3)-2 全国の原子力および火力発電所によってもたらされる影響(推定値)の合計

項目			福島原発事故以前の状況
原子力発電所 (全国合計)	大事故時の影響	(a) 年間の大事故発生確率	5000分の1
		(b) 大事故が発生したとき、あなたを含む100万人での死亡者数	4000人
火力発電所 (全国合計)	平常運転時の影響	(c) あなたを含む100万人での1年あたりの死亡者数	6人

調査は、Webアンケートを用いて、2013年1月18日から1月22日までの5日間で実施した。Webアンケートを依頼した企業の回答の登録をしている全国の20歳から69歳までの一般の人々を対象として、合計4578の回答を得た。回答結果を分析するための効用関数の形式としては以下の2つのモデルを仮定する。

モデル①：指数関数モデル

$$U = V_{\Delta P} \cdot \exp(-Power \cdot \Delta P) + V_{\Delta L} \cdot \Delta L + V_{\Delta FL} \cdot \Delta FL + V_{Cost} \cdot Cost$$

ただし V_X : 各項目（ここではXで代表）の係数

Power：累乗における係数

ΔP : 原子力発電所の重大事故発生確率の削減分

ΔL : 原子力発電所で大事故が発生した場合の死者数の削減分

ΔFL : 火力発電所の1年あたりの死亡者数(期待値)の削減分

Cost: 税金の上昇額

モデル②：効用関数に確率二乗の項が含まれるモデル

$$U = \frac{V_{\Delta P^2} \cdot \Delta P^2}{2} + V_{\Delta P} \cdot \Delta P + V_{\Delta L} \cdot \Delta L + V_{\Delta FL} \cdot \Delta FL + V_{Cost} \cdot Cost$$

ただし V_X : 各項目（ここではXで代表）の係数

ΔP : 原子力発電所の大事故発生確率の削減分

ΔP^2 : 原子力発電所の大事故発生確率の削減分の2乗値

ΔL : 原子力発電所で大事故が発生した場合の死者数の削減分

ΔFL : 火力発電所の1年あたりの死亡者数(期待値)の削減分

$Cost$: 税金の上昇額

2) 火力発電所の外部費用推計

a 最適電源計画モデル

火力発電所の稼働状況について、コスト最適化により1時間ごとに再現できる最適電源計画モデルを用いる。本研究で用いる最適電源計画モデルは電力の需給に関する様々なパラメータ及びそれらに対する制約条件から、線型計画法によって発電コストが最小となるような電源構成を求める。最適化にはGAMS (General Algebraic Modeling System) を用いる。モデルでは日本全国を電力会社の管轄区域別に10地域に分類した。すなわち、北海道、東北、東京（関東）、北陸、中部、関西、中国、四国、九州、沖縄の10地域である。電源は一般水力発電、原子力発電、石炭火力発電、石炭ガス化複合発電、LNG火力発電、LNGコンバインドサイクル、高効率LNGコンバインドサイクル (More Advanced Combined Cycle ; MACC)、石油火力発電、揚水式水力発電及び炭素隔離貯留設備 (Carbon Capture and Storage; CCS) を併設した石炭火力発電、IGCC、MACCの計12種類の電源を想定した。時間の単位としては、1時間ごとの時刻、日、年を設定した。日に関しては電力需要が季節及び平日・休日の別によって大きく異なることを考慮するため、夏季最大3日、夏季平日、冬季平日、中間期平日、夏季休日、冬季休日、中間期休日の7種類に分類した。

2009年の電力需要実績値²⁾、³⁾をもとに、将来に渡る電力需要の伸び率^{2~4)}を考慮して、2010年から2030年までの電力需要推移を地域ごとに作成した。具体的には、伸び率は2010年以前が1.1%、2010年から2020年までが1.2%、2020年以降が0.4%と設定している。2020年以降は世帯数の減少や省エネルギー型機器の普及が進むことにより、伸び率が大幅に鈍化すると想定している。

制約条件には大きく分けて2種類ある。1つは電源を運用する上で必ず満たさなければならない条件で、もう1つは電源を運用する上では必ずしも満たす必要はないものの、社会的要因等から設けることが適切であると考えられる条件である。以下に制約条件を述べる。

- (1) 初期設備容量制約（発電所の初期設備容量を固定する）
- (2) 発電量制約（各発電所が設定された設備利用率を超えて運用されない）
- (3) 地域別年間発電量制約（地域別年間発電量が各時間及び日の発電量の積算であること）
- (4) 年間発電量制約（年間発電量が各地域における発電量の積算であること）
- (5) 揚水式水力発電量制約（揚水式水力発電による発電量が需要の5割を超えないこと）
- (6) 出力変動上下限制約
- (7) 需給バランス制約（電力需要と供給が等しくなること）
- (9) 揚水式水力発電バランス制約（揚水式水力発電の発電量と動力とのバランスについての制約）
- (10) 揚水式水力発電貯蔵上限制約（揚水式水力発電で貯蔵できる電力の上限に対する制約）
- (11) 一般水力発電出力制約（一般水力発電による発電量制約）
- (12) 設備容量制約（ある年における既設設備容量と新規建設設備容量との関係）

(13)設備容量予備率制約

(14)送電量制約送電量の連系線設備容量に対する制約

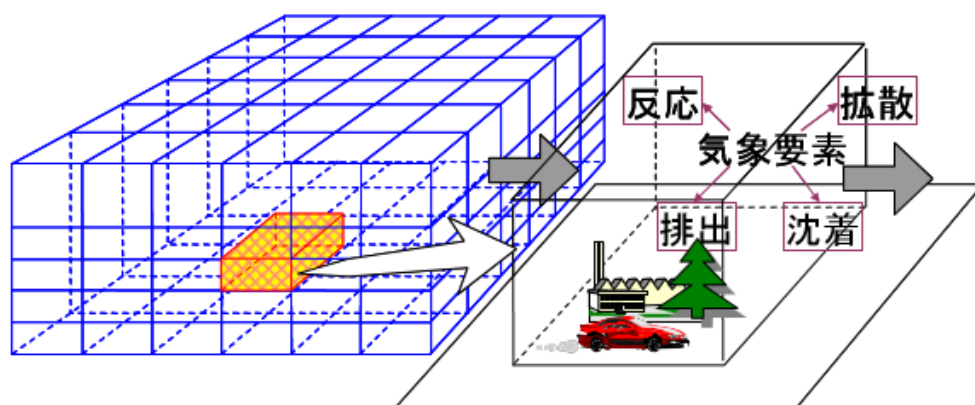
以上のような入力条件及び制約条件によってモデルを定式化し、期間中総発電コストを最小化するようにモデルを解く。この際、全ての制約式は変数に関する1次式であるので、線型計画問題として定式化される。本研究では最適化ツールGAMSを用いてこの線型計画問題を解く。

対象地域である東京電力管内の石炭火力・LNG火力・石油火力発電所について火力発電所の定格出力・発電効率を、各発電所ことの固有の値を正確に再現できるようにモデル化した。34の火力発電所のうち23は2010年時点で存在し、残りの11の発電所は、福島原発事故以降に建設が予定される緊急設置火力発電所である

b 大気中濃度分布推定モデル

火力発電所から排出されるNOx等によって生成されるオゾンやPM2.5の大気での移流拡散と生成をシミュレーションするために、産業総合技術研究所が開発した大気中濃度分布推定モデルADMER-PROを使用する。計算エンジンは、コロラド州立大学で開発された気象モデルRAMS(Regional Atmospheric modeling System)をベースとし、それに各物質の諸過程を表現するモデルを導入し、気象場と諸物質の濃度場を同時に推定可能な3次元オイラー型化学輸送モデルを用いている(図(3)-1参照)。

ADMER-PROは、光化学反応過程を再現するモデルの導入により、オゾンなど2次生成物質を含む複数物質を同時に評価できる。2次生成物質の原因となるVOC等諸物質の排出量をADMER-PROでは、種々の原因物質排出量データ(2005年度)をモデルに内蔵させるとともに、各排出カテゴリ(各種産業、移動発生源、家庭等)の各物質の排出量に削減(増減)率を設定している。本研究では東日本大震災に伴う東京電力管内の火力発電所の新設を新たな排出源としてADMER-PROに追加するためのプログラムコードを追加し、その稼働に伴うオゾンならびにPM2.5の生成をシミュレーションする。



図(3)-1 大気中濃度分布推定モデルADMER-PROの概要

(2) わが国の経済に及ぼす影響の評価

1) エネルギー経済モデル開発に関する先行研究

本研究では、応用一般均衡モデル (Computable General Equilibrium Model; 以下CGEモデルとよぶ) を元に、消費者の限定合理性を考慮したモデルに拡張し、エネルギー経済モデルとして各種政策の評価に用いることとする。CGEモデルは、経済モデルとして出発したが、広く交通や環境といった工学的問題にも適用されている。応用一般均衡モデルは、市場経済における価格メカニズムに基礎をおいたものであり、CGE日本モデルは、産業・政府・家計からなる。以後の説明は効用理論の展開の部分を除き、主として市岡⁴⁾から得たものである。

2) ワルラスの法則

市場の内部機構の解明を主要な目的とした経済理論の一つに、一般均衡理論と呼ばれるものがある。L. Walrasによって体系化されたこの理論は、全面的な完全競争市場において、家計、企業などの各主体が個別に意思決定する場合でも、価格による需給調整が行われ、すべての財および生産要素の需給が一致した一般均衡状態に導かれることを示したものである。この一般均衡理論においてWalrasの法則は重要な基礎となる。これは、市場で取引されるすべての財及び生産要素に対する超過需要額 (= 需要額 - 供給額) の和は、均衡状態であるか否かに関わらず0になるというものである。

1 産業と1 家計が市場を通じて製品と労働を取引すると仮定する。この場合、産業は家計から労働の供給を受け、製品を生産し市場に供給する。一方、家計は労働を供給して得た対価を持って、製品を購入する。産業と家計は、価格情報のみに依存して独立に各財に対する需要量と供給量を決定し、各主体内で資金の内部留保はないものとする。一般均衡理論では、各主体が各財に対する需要量・供給量を決定する際には価格をシグナルとして意思決定すると仮定している。需要量は価格に対して連続的に単調減少し、供給量は連続的に単調増加すると仮定しているので、超過需要量は連続的に単調減少することになる。したがって、財と生産要素の価格を調整することにより、全ての財と生産要素の需給が均衡する点を算出することができる。これがCGEモデルの概念の基礎である。

3) エネルギー経済モデルの概要

a 意思決定主体の行動

エネルギー経済モデルを構成する産業は、本研究で使用するモデルでは生産財39分類、消費財19分類、家計19分類である。以下産業分類と生産関数の説明を行うが、産業において家計が消費する消費財は、本モデルでは生産財の合成財として生産される。企業の経済行動であるが、生産関数は以下のようなレオンチェフ型関数を採用している。一方、生産関数の生産要素に当たる付加価値関数をコブ=ダグラス型と仮定する。企業は生産関数の下、付加価値を最大化するように行動するものと仮定する。

次に家計の経済行動であるが、本研究で開発したエネルギー・経済モデルでは、家計を18の所得階級に分けて、世帯ごとの貧富の格差も考慮した分析を行えるようにしている。家計は、近視眼的期待に基づき効用を最大化する。近視眼的期待とは、経済主体が要素価格を含めた全ての価格が現在の水準のまま将来も変化しないと考えることで、各家計は近視眼的期待の下で最適化 (効用最大化) を図る。まず、家計は第 i 財を消費する場合の効用 U_i を、効用関数の確定項 V_i とガンベ

ル分布に従う効用関数の確率項 ε_i の和で表すものとする。

$$U_i = V_i + \varepsilon_i = \log P_i^{\alpha_i} + \beta_i + \varepsilon_i$$

ここで P_i を第 i 財の価格、 α_i 、 β_i はパラメータである。このとき、ロジットモデルにおいては、第 i 財のシェア S_i は以下のように表される。

$$S_i = \frac{\exp(V_i)}{\sum_{i=1}^n \exp(V_i)} = \frac{\exp(\log P_i^{\alpha_i} + \beta_i)}{\sum_{i=1}^n \exp(\log P_i^{\alpha_i} + \beta_i)} = \frac{B_i P_i^{\alpha_i}}{\sum_{i=1}^n (B_i P_i^{\alpha_i})}$$

ただし、 $\beta_i = \log B_i$ とする。ロジットモデルの合成効用は以下のログサム関数で表される。すなわち、全ての財を消費することによる総効用の値が次式で表される。

$$U_{sum} = \log \sum_i \exp(V_i) = \log \sum_i (B_i P_i^{\alpha_i})$$

この関数形をみると $\log$ 内が実質の消費額に相当する非常に単純な形となっている。これはモデル内で基準ケースからの効用の変化分を算定する際に重要な意味を持つ。すなわち、基準ケースではニュメールとしての価格 P_i を 1 とし、 B_i を各財またはサービスの消費額の割合とすれば基準ケースにおいて $\sum_i (B_i P_i^{\alpha_i}) = 1$ が成り立ち、総効用の基準値は 0 となる。ここで、消費額を X とする

と $U = \log X$ であり $dU/dX = 1/X$ であるから、基準値の近傍での限界効用の値は $X=1$ のとき $dU/dX=1$ となり、実質の消費額の変化分と効用の変化分が等しくなる構造になっている。

また、省エネ家電の購入などにより、エネルギーの利用効率が上がった場合を考える。例えば省エネ型冷蔵庫の購入により、これまでより少ない電力量で同じ効用が得られる場合には、効率の向上分を a (効用改善度) として乗じることとする。これにより、省エネ機器の導入がライフサイクルコストの削減につながる場合には、少ないエネルギー消費量で同じ効用を得られることが示される。さらに削減されたライフサイクルコストはエネルギー以外の財・サービスの購入等に向かうと考えられるため、これに伴う総効用の向上分が定量的に表現できる。

この際、モデル内で、消費財の購入に伴う経済循環を算定する部分には上記の効用改善度を考慮することなく、名目の消費額で経済循環を表す点が重要である。そして、消費者の効用を算定する部分でのみ上記の効用改善度を用いる。このように処理することで、実体経済を正確に再現すると共に、エネルギー効率向上に伴う効用の変化を正しく表現することを可能としている。

本研究では、上記の効用概念に基づき、家計の厚生水準の変化を等価変分 (EV: equivalent variation) で測定する。すなわち、効用: $U_0 \rightarrow U_1$ 、価格: $p_0 \rightarrow p_1$ 、価格 p 、効用 U のときの所得を $EX(p, U)$ とすると、等価変分は以下のように表される。

$$EV = EX(p_0, U_1) - EX(p_0, U_0)$$

さらに、第 i 所得階層の家計厚生水準の変化 $U_i^0 \rightarrow U_i^1$ 、変化前所得を $EX(p_0, U_0) = I_{Di}^0$ とするとき、効用の変化を変化前価格の下で金銭表示すると

$$EV = EX(p_0, U_1) - I_{Di}^0 = I_{Di}^0 \times (U_i^1 - U_i^0)$$

また、家計全体の厚生の変化を表す尺度として、総厚生変化 (AWC: Aggregate Welfare Change) を、第 i 所得階級の家計数 d_i を用いてするとき以下のように評価する。

$$AWC = \sum_{i=1}^{18} d_i EV_i$$

b 省エネルギーの推進とその課題

省エネ技術を導入することがそのライフサイクル（耐用年数）で見たときに経済的であれば（購入した費用より、耐用年数全体でのエネルギーコストの節約分の方が大きければ）、省エネの推進によって、むしろ家計に余裕ができることになる。また、上述したような省エネ機器の購入が進むことは、これらを製造する電機・自動車などの製造業にとってもプラスとなる。したがって、このような省エネの推進は、「豊かな省エネ社会」の実現可能性を示しているといえる。

しかし、ライフサイクルでコスト節約となる技術でも、必ずしも導入されるとは限らない。その理由の一つは、人間の意思決定の合理性には限界があるからである。このことを行動経済学の分野では、限定合理性とよび、さまざまな角度から研究が進められている。すなわち、省エネ技術の普及に当たっては、一般消費者の「限定合理性」を考慮しなければならない。「ある省エネ製品がそのライフサイクルで、他の製品より経済的に得であっても、必ずしも普及が進まない」ことを説明する際にも、この限定合理性が鍵となるが、その中でも特に重要な概念として「双曲割引」と「損失回避」が挙げられる。

まず、双曲割引については、以下のように説明される。伝統的な経済学においては、「合理的な意思決定者は、金融機関の金利と等しい一定の比率で将来の利得を現在価値に換算する（割引く）」と考える。すなわち、 t 年後の利得 X 円を現在価値に換算すると、 $X/(1+r)^t$ （ r は年利を表す）となる。

一方で、近年の行動経済学における様々な実験の結果、将来の利得を現在価値に換算する曲線が上記のような関数では表されず、むしろ双曲線に近い場合があることが分かってきた。特に、収益性を考慮して事業を推進する企業の意思決定ではなく、一般消費者の意思決定の場合に、双曲割引曲線が妥当する場合が多い。

すなわち、 t 年後の利得 X 円を現在価値に換算すると、 $X/(1+at)^{b/a}$ のように表され、パラメータ a, b が様々な手法によって計測されている。また、上記いずれの関数でも、 $t=0$ すなわち、現時点では、現在価値が X 円である（現時点で手元にある X 円は、 X 円の価値がある）ように設定されている。また、実際の計測例によれば、双曲割引による実際の割引率は、一定金利による合理的割引率と比べ、特に近い将来において大きくなることが分かっている。すなわち、双曲割引を適用した場合、省エネ機器の購入による将来の（エネルギー費用が削減されることによる）利得の現在価値は小さくなる。

一方、損失回避については、以下のように説明される。たとえば一般消費者が X 円の省エネ家電製品を購入する場合、合理的な意思決定者であれば、 X 円の負担であるが、損失回避性を持つ消費者の場合、その負担は AX 円（ $A>1$ ）となり、より大きな負担であるととらえられる。この双曲割引も損失回避も共に、初期に省エネ機器に投資し、そのライフサイクルにわたる省エネ利得で元を取る場合に不利となる。

双曲割引と損失回避の二つの概念を織り込んだ省エネ技術の普及率をモデル化した例を紹介する（松橋⁵⁾）。まず、双曲割引関数を $(1+at)^{-b/a}$ のように表す。この結果、省エネ技術による将来利得の現在価

値の総和は次式のように表される。ただし、当該技術*i*の単純投資回収年数を T_i とする。

$$\frac{\sum_{t=1}^N (1+at)^{-b/a} \times I_i}{T_i} = \frac{N_p I_i}{T_i}$$

ここで、 T_i は当該技術*i*の単純投資回収年数、 I_i は当該技術*i*の初期投資額である。これより、省エネ技術を導入した消費者の効用を、確率項 ε_i を含めて次式のように表すことができる。この式では、双曲割引に加え、損失回避性も考慮している。

$$U_{ii} = \frac{N_p I_i}{T_i} - A_i I_i + \varepsilon_i$$

ここで A_i は第*i*階層の家計における損失回避の大きさを表すパラメータである。この式の効用確定項のみを取り出すと $V_{ii} = \frac{N_p I_i}{T_i} - A_i I_i$ のように表される。ここで、上述したロジットモデルでは、当該技術

1の普及率 S_{ii} は次式のように表される。

$$S_{ii} = \frac{\exp(V_{ii})}{1 + \exp(V_{ii})}$$

c 需給均衡点の算出

これらをもとに、エネルギー経済モデルにおいて、下記の条件が成り立つ状態を計算する。

- ①全ての財ならびに生産要素の需給均衡
- ②全ての産業の税引き後の超過利潤が0
- ③一般化された均衡財政の成立：税収＋公債収入＝公共支出総額

本モデルにおいては、規模に関して収穫一定条件の下、各財の需要に見合う供給を産業が常に行うと仮定している。したがって、①では生産要素の需給均衡のみが意味を持つ。また、②は一般均衡モデルにおいて常に成り立つ。

したがって①②③仮定は、労働と資本の2生産要素の需給均衡ならびに、税収＋公債収入＝公共支出総額という二条件に単純化できる。産出量 Q_i が決定されると付加価値1単位あたりの最適要素需要が決定される。最終的には、生産要素の供給と需要が均衡するように要素価格を決定することになる。

4. 結果及び考察

(1) 新しい電力供給システム実現のコスト

1) 原子力発電の社会受容性評価

a モデルの推定結果

事故確率を削減するWTPを求めた結果を、二つのモデルについてそれぞれ考える。結果としてモデル②よりもモデル①の適合度が大きい結果となった。以下にモデル①の結果を記す。

leg1, 2を用いた算出結果から、

$$dCost/d\angle P = 457713030 \cdot \exp(-26667.7 \cdot \angle P)$$

を得る。このとき、支払意思額はこの式の積分によって表される。積分区間であるが、支払意思額を求める場合は、積分区間は0から始まり、目標とする事故確率までの削減分まで積分すればよい。本研究では現状の「主観事故確率」を目標値まで削減する場合を考える。主観事故確率を用いる理由は、本当の事故確率を知ることにはできないという点、またWTPが回答者の主観によって大きく左右されるという点である。支払意思額は、ある状態変化によって得られる効用の増大分を貨幣評価したものであり、主観事故確率も例外ではない。例えば二村³⁾では原子力の主観的事故確率に関してアンケート調査を実施し、世界全体で過酷事故が起こる間隔の主観年数の平均値として9.4年を得ている。日本には50基の原子力発電所が存在するから、日本における事故の主観年数は $9.4 \times 433 \div 50 \div 81.4$ (年) となる。ゆえに日本における1基あたりの主観事故確率は $(1/81.4) \div 50 = 1/4070$ (年・基) となる。

また、削減目標とした事故確率 $1/10^6$ (/年・基) は、原子力規制委員会が示した安全目標である。原子力規制委員会は、放射性物質を大量放出するような重大事故が起きる確率を「1基あたり100万年に1回」という安全目標を設定した。

モデル①の式において $0 \sim (1/4070 - 1/10^6)$ の区間で積分すると、支払意思額は17138.4円となる。これは1世帯1年あたりの支払金額である。この金額を日本の全世帯に適用すると、1世帯の平均人数は2.46人、日本の人口は1億2千万人と仮定して $17138.4 \text{円} \times 1 \text{億}2 \text{千万人} \div 2.46 \div 8360$ 億円となる。このように、モデルにパラメータを代入して積分することで支払意思を求めることができる。モデル①によって得られた支払意思額を次表にまとめる。

表 (3)-3 モデル①による支払意思額算出

	leg1, 2	leg3, 4
世帯あたり支払意思額	17138円	7936円
日本全体支払意思額	8360億円	3870億円

調査においては、ベースラインの事故確率の違いにより、支払意思額に2倍以上の差が生じている。事故確率が $1/5000$ の場合の方が支払意思額は大きい。このような差が発生した理由の一つとして外挿の問題が挙げられる。本来leg3, 4は事故確率 $1/500$ と設定して行っている調査である。しかしながら、支払意思額を求める場合には回答者の主観事故確率である $1/4070$ を用いている。調査で用いた事故確率と支払意思額で用いた事故確率が大きく異なると支払意思額に影響が起こる。したがって支払意思額算出において $1/4070$ という $1/5000$ に近い数値を用いたため、leg1, 2がleg3, 4よりも信頼性が高いと考えられ、以降ではleg1, 2の結果を用いる。

b 費用便益分析

支払意思額を政策に用いる際に必要となるのが費用便益分析である。ここでは支払意思額と原子力発電所の廃炉に伴う代替燃料費を比較し、均衡点を探る。まず福島事故以前を現状として原子力発電所が50基稼働していることを仮定する。まず、廃炉に伴う費用について考える。廃炉をするにあたり必要なのが、原子力発電の代替となる火力発電の燃料費であるが、代替燃料費として3兆6千億円を用いる。

一方、支払意思額に関しては積分区間を変更することで計算する。主観事故確率1/4070を用いると、原子力発電所の削減に伴い事故確率は $(1/4070) \times (\text{原子力発電所の削減割合})$ だけ削減される。そこで積分区間を0から $(1/4070) \times (\text{原子力発電所の削減割合})$ まで積分することで一部廃炉による支払意思額を求めることができ、以上の費用と支払を比較し、支払と費用が同程度の値になるところを均衡点とする。結果として、モデル①のleg1,2の結果を基にした計算において原子力発電の稼働の13.9%削減が均衡点として得られた。

2) 火力発電所の外部費用推計

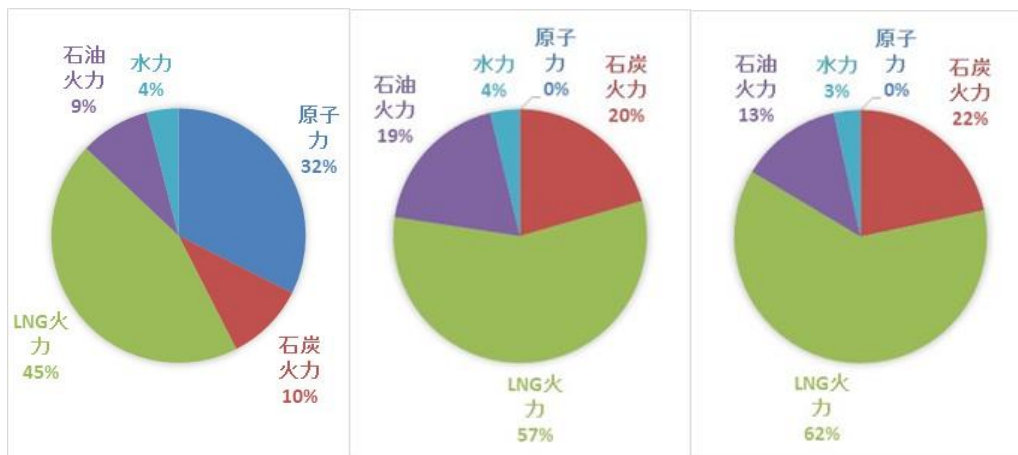
a 最適電源計画モデル

原発停止と火力増設の影響評価を行うために、表(3)-4に示す3つのモデルケースを想定し、2010年baseケースと2020年ケースの比較を行う。2010年baseケースでは東日本震災前である2010年の電力需要と、それに伴う電力供給を再現した。火力・原子力・水力が三本柱（それぞれ電力供給全体の28%, 64%, 6%）であった。石炭火力は低い稼働率でベース電源として用いられ、LNG火力と石油火力はそれぞれミドル電源・ピーク電源として活用される。2020年節電ありケースでは、原発はすべて停止している。その代替として常陸那珂新設石炭火力（300万kW級）をはじめとした増設火力発電所が一通り完成する。水力は2010年と同程度であるが、既設の火力は2010年と比べて高い稼働率で運転を行う。石炭火力はベース電源として、LNG火力はベース～ミドル電源として、石油火力はミドル～ピーク電源として運用される。一方で需要側は節電を行い、通年で2010年需要比10%の需要カットを達成する。2020年節電なしケースでは2020年ケースと同様の稼働条件下（原発停止、増設火力発電所の建設完了）で節電を行わずに2010年の需要が満たされるように発電所を稼働させる。

表(3)-4 想定したケース

	電力需要	原子力 発電	既存火力 発電	新設火力 発電
2010年 baseケース	2010年需要	○	○	×
2020年 節電ありケース	2010年需要 × 節電率90%	×	○	○
2020年 節電なしケース	2010年需要	×	○	○

図(3)-2は各ケースの年間の電源構成を示した。2010年と2020年を比較すると、原子力発電所の停止分を、主に石炭・石油火力を2倍程度にまで増やして補っていることが分かる。2020年における節電ありケースと節電なしケースを比較すると、節電分による電力需要削減は、特に石油火力による発電分をカットしている。



図(3)-2 電源構成（左から、2010年baseケース、2020年節電なしケース、同節電ありケース）

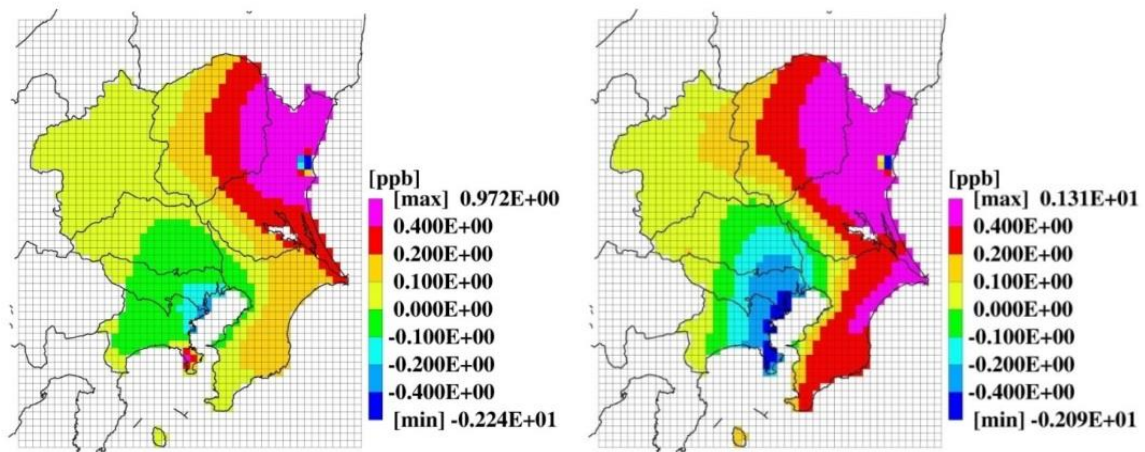
b 大気中濃度分布推定モデル

最適電源計画モデルの算出結果である電源構成より、各発電所からのNOx等の排出値が推定される。これをADMER-PROに入力し、4月から9月の半年間について1時間ごとに、関東地方一都六県での大気濃度分布シミュレーションを行う。

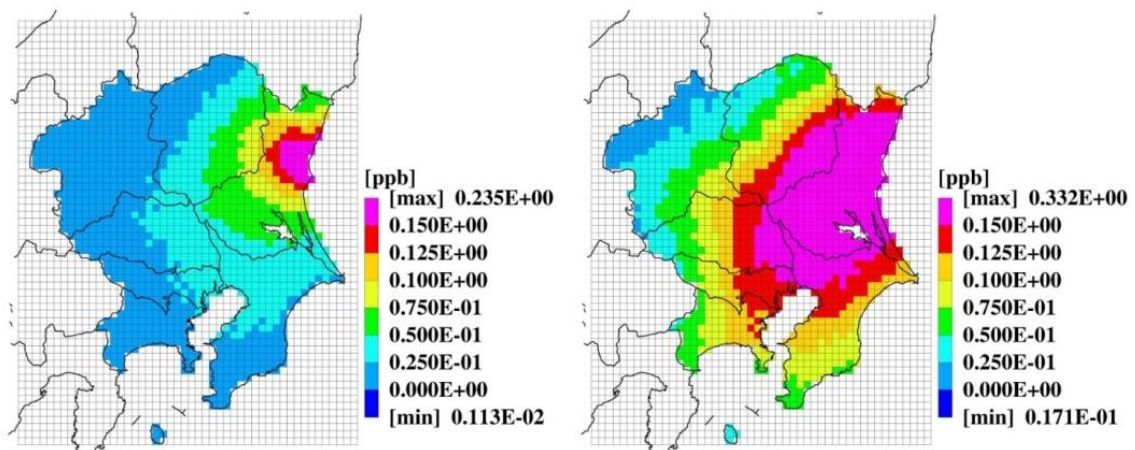
関東地方の東京都・神奈川県・千葉県・埼玉県・茨城県・栃木県・群馬県を対象とし、3次メッシュ（約1km四方）ごとにシミュレーションを行った。以下の結果では5kmメッシュごとの濃度分布を示す。

図(3)-3は原発停止前と停止後のオゾン濃度の差分をとって地図にプロットしたものである。オゾンについては節電あり、節電なしのどちらのケースでも茨城県を中心に濃度が上昇しており、この結果の原因には、前駆物質排出係数の大きな大規模石油火力発電所である広野火力（福島県）や鹿島火力（茨城県）、新設の大規模石炭火力の常陸那珂火力（茨城）の影響などが考えられる。一方で東京23区周辺の人口過密地域ではオゾン濃度が減少しており、前駆物質の増加に非線形に応答する、オゾンの二次生成の非線形性を表す結果が得られた。また濃度の上昇分減少分ともに、2020年の節電を行わない場合のほうが高くなることがわかった。

図(3)-4のようにPM2.5については節電あり、節電なしのどちらのケースでも茨城県を中心に濃度が上昇しており、オゾンのシミュレーション結果と同様にこの原因には、前駆物質排出係数の大きな大規模石油火力発電所である広野火力（福島県）や鹿島火力（茨城県）、新設の大規模石炭火力の常陸那珂火力（茨城）の影響などが考えられる。また関東地方すべてのメッシュで濃度が上昇することが分かった。

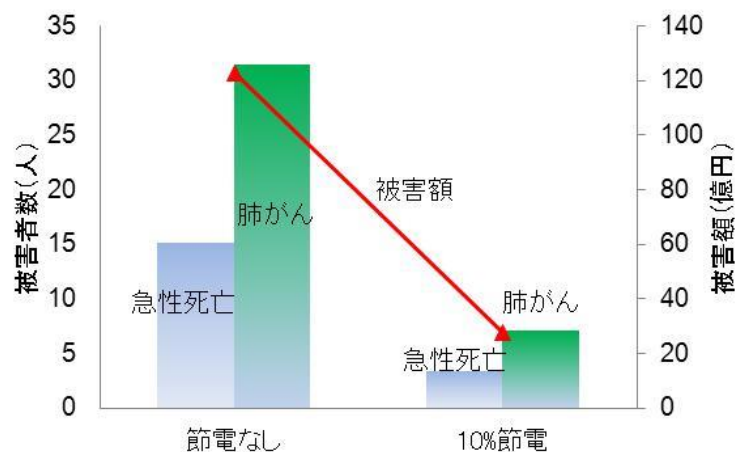


図(3)-3 オゾンの期間平均濃度差（左：2020年節電ありケースと2010年baseケースの差分、右：2020年節電なしケースと2010年baseケースの差分）



図(3)-4 PM2.5の期間平均濃度差（左：2020年節電ありケースと2010年baseケースの差分、右：2020年節電なしケースと2010年baseケースの差分）

以上の大気濃度シミュレーションの結果から、オゾンとPM2.5による健康被害者数を推定する。単位濃度上昇に対する死亡率・疾患獲得率の相対比率をメッシュごとに適用して濃度上昇に伴う被害者数を推計した。以下では被害者数が増加となるPM2.5について結果を示す。PM2.5について急性死亡相対リスクは $1.006/10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ である。また肺がん獲得の相対リスクは $1.22/10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ を使用した。全メッシュで総和をとった結果を図(3)-5に示した。節電を行うことで排出量の主要因である石油火力発電の稼働を減らすことにつながり、急性死亡者数と肺がん被害者数を大きく削減できることが示唆される。



図(3)-5 節電の有無によるPM2.5の生成による被害の比較

(2) わが国の経済に及ぼす影響の評価

1) 2030年におけるエネルギー需給、CO₂排出量と国民経済への影響評価

本節では、前述したエネルギー経済モデルを用いて、国内で必要なエネルギー需要を満たし、電源構成に関しては、サブテーマ2の最大導入シナリオの結果に合わせることで、再生可能エネルギーが増加した場合の温室効果ガス削減量と国民生活への影響を評価した。電源構成以外の点で、エネルギー経済モデルモデルに盛り込まれた主な対策を以下に示す（表(3)-5）。

表(3)-5 本検討で採用された2030年における低炭素化施策（電源構成の変化以外）

る 温 取 暖 組 化 対 策 に 効 果 の あ	① 産業部門では各業種が省エネ法の努力目標に従い、年当たり1%のエネルギー原単位の改善を実施(2030年) ② 石油化学を除く産業部門において2005年の重油等石油製品燃料利用の80%が天然ガスに転換(2030年) ③ 物流の効率化により、輸送部門のCO ₂ 排出量を最大44%削減(2030年) ④ 住宅用太陽電池、メガソーラーを含め、太陽光発電の容量は藤井モデルに準拠(2030年) ⑤ 風力発電の容量は藤井モデルに準拠(2030年)
る 家 取 庭 組 での 省 エ ネ に 効 果 の あ	⑥ 次世代省エネ住宅(平成11年基準)は、建築研究所の推定を基にして2030年に存在する住宅の約48%まで増加 ⑦ 家電製品、自動車のトップランナー制度を継続 ⑧ 次世代自動車の普及加速(2030年において自家用乗用車の51%) ⑨ LEDの普及による照明の効率化 ⑩ 住宅用太陽光発電を1600万世帯(2030年)に導入 ⑪ 家庭用燃料電池を720万世帯(2030年)に導入 ⑫ ヒートポンプ給湯を530万世帯(2030年)に導入

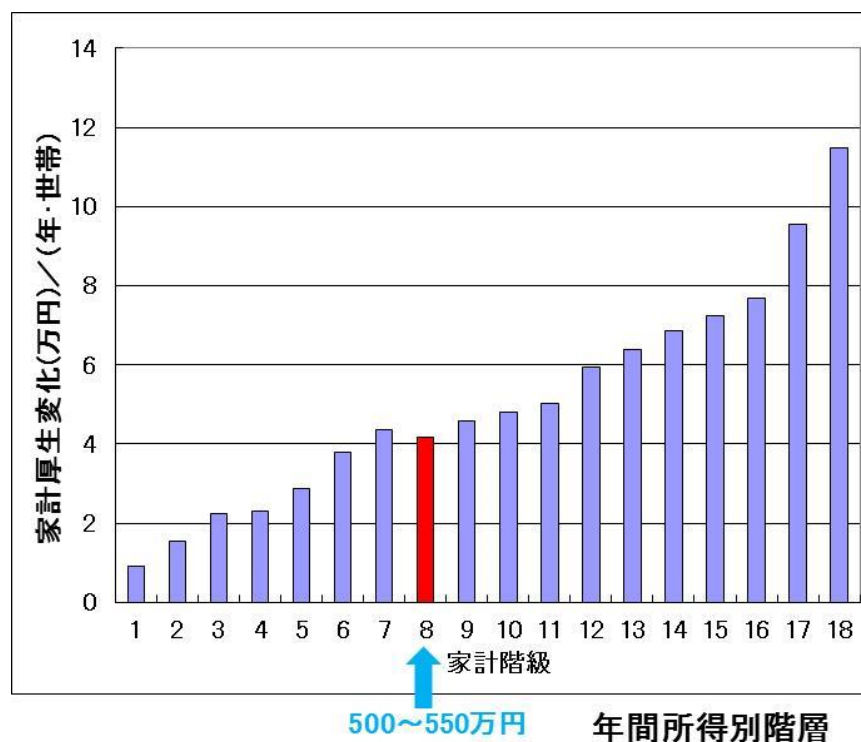
2030年におけるエネルギー起源CO₂排出量の削減率を評価した結果を表(3)-6に示す。この数値は1990年比であり、エネルギー起源のCO₂排出量の削減率で表したものである。家計の厚生額全体としては、2.61兆円の増加となっており、これは後述する家庭における省エネルギーの推進が要因

である。

表(3)-6 エネルギー経済モデルによる評価結果

エネルギー起源CO ₂ 排出量（1990年比） 基準値：10.6億トン - CO ₂	27.3%削減
実質GDP (2005年実績値：506兆円)	617兆円
家計の厚生額変化	2.61兆円増加

次に、この電源構成における家計一世帯当たりの厚生額を算定し、CO₂削減策を講じない基準ケースと比較した結果を(3)-6に示す。厚生額の増減は、等価変分の原理で効用の変化から算定したものであり、ここでの等価変分とは、効用の変化を、基準としたケースの財価格で金銭換算した指標である。等価変分を用いた理由は、各ケースによってエネルギーを含む財の金額が変化しているため、単に可処分所得を比較するだけでは、家計の実質的な効用の増減を表せないからである。



図(3)-6 年間所得階層別の家計1世帯当たりの厚生額変化

図(3)-6から分かるように、電源構成を変化させると共に、家庭の省エネルギーを推進したケースでは、家計一世帯当たりの厚生額は、年収500万～550万円の所得者層で4万円程度、全体で基準ケースより1万円から11.5万円程度増加している。一切のCO₂削減を行わない基準ケースより国民全体の厚生額が高くなるのは、本研究では電源構成の転換以外の低炭素化施策を導入しているためである。すなわち、ライフサイクルコストが削減されるような省エネ家電製品を購入すれば、

年間の電気代の節約分が1年当たりの家電製品の支払額より大きくなり、年間の可処分所得に余裕ができる。この余裕分をその他の財・サービスの購入に振り向けることにより、家計の効用が上昇する。換言すると、等価変分でも家計の厚生額が増加するわけである。

5. 本研究により得られた成果

(1) 科学的意義

電源構成の変化と汚染物質の大気での移流拡散と生成をモデル化した研究はこれまでになく、本研究ではさらに環境経済学に基づいた健康被害額の推計を行った。エネルギー経済モデルについては、これまでモデル化されていなかった消費者の損失回避性向に代表される限定合理性を考慮し、消費者の選択行動をより現実に近い形で再現することに成功した。

(2) 環境政策への貢献

<行政が既に活用した成果>

特に記載すべき事項はない。

<行政が活用することが見込まれる成果>

アンケート調査に基づいて原子力発電の事故確率を減らすことに対する支払意思額を推計した結果、支払意思額の総額は年間3900億～8400億円となり、火力発電の増加に伴う化石燃料の輸入での費用等に充てることが正当化される。一方、大気濃度モデルによって火力発電の増設に伴うPM2.5等による健康被害増加が示されたが、10%程度の節電を行うことで急性死亡者数と肺がん被害者数を大きく削減できることが示唆された。また2030年までの日本のエネルギー政策と低炭素化政策について検討するため、日本を対象としたエネルギー経済モデルを開発し、電源構成の変化によるエネルギー起源CO2排出量と国民経済への影響を考慮した比較分析をおこなった。その結果、電源構成の変化と低炭素化政策が家計の効用に与える影響を評価した。電源構成の変化とともに、家計の効用を向上させる選択肢としては、省エネ型の家電製品の普及が効果的である。

6. 国際共同研究等の状況

電源構成の移行に向けたプロセスを考えるための研究会を、来日中のJulia Wittmayer氏（エラスムス大学オランダ・トランジション研究所）を招いて2013年2月18日に東京大学にて開催。

7. 研究成果の発表状況

(1) 誌上発表

<論文（査読あり）>

特に記載すべき事項はない。

<査読付論文に準ずる成果発表>（対象：社会・政策研究の分野）

特に記載すべき事項はない。

＜その他誌上発表（査読なし）＞

特に記載すべき事項はない。

（２）口頭発表（学会等）

1) 中島穰、吉田好邦、松橋隆治、板岡健之：第29回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス（2013）

「発電のリスクに関する選好調査に基づいた外部費用の推計」

2) 平山智樹、吉田好邦、谷口武俊、東野晴行、岸本充生、井上和也：第30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（2014）

「関東圏オゾン・PM2.5発生シミュレーションによる火力発電所の外部費用推計」

（３）出願特許

特に記載すべき事項はない。

（４）シンポジウム、セミナー等の開催（主催のもの）

特に記載すべき事項はない。

（５）マスコミ等への公表・報道等

特に記載すべき事項はない。

（６）その他

特に記載すべき事項はない。

8. 引用文献

1) 板岡健之「エネルギー利用に伴う環境外部費用評価のための健康リスク削減価値の経済評価に関する研究」, 東京大学博士論文（2010）

2) 産業省資源エネルギー庁「第10回基本問題委員会 配布資料5-1, 5-2」（2012）

<http://www.enecho.meti.go.jp/info/committee/kihonmondai/10th/10-51-1.pdf>

3) 二村啓太「バイズの的アプローチによる人間の確率認知に関する研究」東京大学工学部卒業論文（2012）

4) 市岡修「応用一般均衡分析」有斐閣（1991）

5) 松橋隆治「スマート社会と省エネルギーの推進」, 電気学会誌, 133巻 12号,（2013）

Study on Scenarios and Measures for Realizing Changes in the Electricity Supply Mix after the Great East Japan Earthquake

Principal Investigator: Yoshikuni YOSHIDA

Institution: The University of Tokyo

5-1-5 Kashiwanoha, Kashiwa-City, Chiba 277-8563, JAPAN

Tel: +81-4-7136-4710 / Fax: +81-4-7136-4710

E-mail: y-yoshida@k.u-tokyo.ac.jp

[Abstract]

Key Words: Electricity mix, Renewable energy, Nuclear power, Model of electricity supply and demand, Optimization, External cost, Economic impact evaluation, Institutional problem, Scenario

After the disastrous accident involving the Fukushima-1 nuclear power plant, it became clear that a huge transition in energy sources, including a massive introduction of renewable energy, was required in Japan. To overcome the challenges of such a transition in the electricity mix, we developed a detailed model that resolves eastern Japan into 70 subregions and 10-minute intervals, and applied the model to simulating one year under multiple possible scenarios that are mainly characterized by the renewable energy ratio. The maximum-renewable-energy scenario assumes that renewable energy accounts for 20 percent of all electricity supplied. In this scenario, wind power is installed on a large scale in Hokkaido and Tohoku, which have abundant potential with respect to wind power. However, even if surplus electricity in these areas were transmitted to Kanto, the electricity frequency in the grid power would be less stable with a high ratio of renewable energy because wind strength naturally varies over the course of the day and the year, as well as changing suddenly in the short term due to weather. Moreover, thermal power generation in Hokkaido wildly fluctuates over time due to the role of electric-load leveling. To overcome these problems, research and development of wind power with inertia is effective for frequency stabilization. Also the capacity of the transmission network should be increased, as there exists a bottleneck in the transmission between Hokkaido and Honshu. The present capacity of 0.6 GW needs to be increased to 2 GW under the maximum-renewable-energy scenario.

We also evaluated the economic influence of implementing the above electricity mix simulation scenarios. In the case of the maximum-renewable-energy scenario, which involves 12 energy conservation measures in industry and households, the results show a

27 percent of CO₂ emission reduction compared to 1990 levels and a 2.6 trillion yen increase in household welfare.

Finally, we evaluated the external cost involving the transition in electricity mix. Installing additional thermal power generation induces PM2.5 and ozone emission increases. Electricity conservation of 10 percent, however, would reduce the health damage cost by 74 percent in the Kanto area. We also estimated the willingness to pay for reducing the accident probability to one one-millionth per reactor per year, which is sufficient to meet the accident reduction goal, either by spending the amount on accident-prevention measures at the nuclear plants or by increasing the import of fossil fuels to compensate for reduced utilization of nuclear power.