

エネルギー技術モデルによるわが国の低炭素エネルギー普及策に関する研究

Assessment of Low-Carbon Energy Deployment in Japan Using Energy-Technology Model

公共システムプログラム

12D43030 氏名 大城賢 指導教員 増井利彦 教授

Public Policy Design Program

Ken OSHIRO, Adviser Toshihiko MASUI

ABSTRACT

Low carbon energies such as nuclear, renewables and fossil fuel with CCS can be important to achieve the target of 80% reduction of GHG emission in 2050 as the long-term mitigation target in Japan. This study aims to identify long-term pathways and policies to promote low carbon energies in Japan. In this study, energy technology model which is based on AIM/Enduse is improved in order to consider regional differences of renewable energy supply and demand, and its intermittency. Chapter 3 and 4 summarize the feasibility of the long-term mitigation target without nuclear power and the effectiveness of reinforcing electricity interconnection and demand-side management. In Chapter 5, uncertainty of renewables and CCS is taken into consideration. The results indicate that unavailability of both CCS and low deployment of renewables are crucial and a single low carbon energy alone cannot be sufficient to meet the target. In Chapter 6, the analysis using revised mode shows that feed-in tariff (FIT) is effective to reduce the initial cost of solar PV and contributes to achieve the long-term mitigation target. This study concludes that renewable energies can play major roles to achieve the long-term mitigation target in Japan. However, that should be accompanied by nuclear power and/or fossil fuel with CCS to achieve the long-term mitigation target. Therefore, long term mitigation policies should be considered by various aspects in order to avoid risks of low carbon energies.

第1章. 序論

深刻化が懸念される気候変動の緩和に向けて、2014年に公表された気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の第5次評価報告書(IPCC 2014)では、エネルギーを生み出す際に温室効果ガスをほとんど排出しない「低炭素エネルギー」(原子力・再生可能エネルギー・CCS (炭素回収貯留) 付の火力発電)の重要性が指摘されている。低炭素エネルギーの普及拡大は、第四次環境基本計画において2050年までに温室効果ガス排出量を80%削減するという長期目標(以下、「80%目標」)を提示している日本においても、有効な気候変動緩和策の一つである。しかし、2011年以降の原子力発電の稼働率低下の影響で、日本の低炭素エネルギー比率は18%(2010年)から8%(2013年)に低下している。原子力への依存度を低減しつつ、80%目標を達成するには、未だ実証段階にあるCCSや、気象条件等による出力変動の抑制が必要となる太陽光・風力発電といったエネルギー源への移行が必要となる。

各エネルギー源の特性を踏まえつつ、長期目標の達成に向けた低炭素エネルギー普及策を検討するには、長期のエネルギー

需要・温室効果ガス排出量の推計を行う、エネルギー技術モデルを用いた分析が有効である。しかしながら、先行研究(例えばFujino et al. (2008))で従来用いられてきたエネルギー技術モデルであるAIM(アジア太平洋統合モデル)は、太陽光・風力発電の出力変動の影響を考慮することが難しく、さらには日本全体を一つの地域として扱っているため、地域別の再生可能エネルギー普及ポテンシャル、エネルギー需要特性を考慮できないという課題がある。そこで本研究では、低炭素エネルギー普及策の検討を行うため、AIMの改良を行った。さらに、改良したモデルを用いて、日本の長期温室効果ガス排出削減目標を達成するための低炭素エネルギー普及の長期的な道筋、およびその方策について検討を実施した。

第2章. エネルギー技術モデルの課題

これまで、将来の温室効果ガス排出量、低炭素エネルギー導入量の分析に用いられてきたエネルギー技術モデルでは、太陽光・風力発電等の導入量が大幅に拡大した場合の出力変動の影響を考慮することが困難であった。例えば、国立環境

研究所の AIM/Enduse(Kainuma, Matsuoka, and Morita 2003)では、エネルギー技術を詳細に扱うことが特徴である一方、一国内の地域区分や、時間帯別の出力変動の影響については考慮されていない。また、電力中央研究所の J-REM モデル(永田 2011)では、日本を7地域に分割したモデルを用いているものの、産業部門については地域分割の対象外であり、太陽光・風力発電の導入量はシナリオとして外生的に設定されている点が課題である。また海外における先行研究として、Vaillancourt et al. (2014)では、IEA-ETSAP が開発した TIMES をベースとして、カナダを13地域に区分した TIMES-Canada を用いた分析を行っている。TIMES では、発電部門に関して比較的详细なモデル化がなされている一方で、カナダは水力発電比率が高く、太陽光・風力発電など、出力変動を伴う電源のシェアが大幅に増加した場合を想定した分析は行われていないという課題がある。

以上より、日本における低炭素エネルギー普及の道筋検討にあたっては、地域性や出力変動の影響を考慮することが可能なエネルギー技術モデルの開発が必要になると考えられる。

第3章. エネルギー技術モデルの多地域化による低炭素エネルギー導入分析

3.1. エネルギー技術モデルの改良

3.1.1. モデルの多地域化

本章では、エネルギー技術モデルの多地域化、発電部門の詳細化を行い、原子力依存度を低減したケースにおける80%目標達成の可能性について分析を実施した。

まず、ボトムアップ型の逐次動学型技術選択モデルである AIM/Enduse をベースに、日本全体を一般電気事業者の供給エリアに基づき10地域に分割し、各地域における基準年(2010年)のエネルギー需給データ、再生可能エネルギーの地域別導入ポテンシャル等のデータを整備した。本モデルでは、図1に示すフローに基づき、地域ごとに外生的に設定したサービス需要、エネルギー価格、CO₂価格、エネルギー源別の供給制約、対策技術の導入・普及制約の下で、10地域合計のエネルギー需要に係る総費用(固定費用と運転費用の和)を最小化するよう、1年ごとに技術選択が行われる(式(1))。

推計対象とする温室効果ガスはエネルギー起源 CO₂、非エネルギー起源 CO₂、CH₄、N₂O、HFCs、PFCs、SF₆とし、2010~2050年までの排出量を推計した。技術選択における費用の評価方法としては回収期間法を採用し、その期間は産業、民生、非CO₂部門は3年、運輸は5年、素材産業の製造プラント、省エネ住宅・建築物、発電部門は10年に設定した。

$$TC = \sum_r \left[\sum_l (c_{i,l,r} \times R_{i,l,r}) + \sum_k (g_{i,k,r} \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r}) + \sum_m (\zeta_i^m \times Q_{i,r}^m) \right] \rightarrow \min \quad (1)$$

TC :年間総費用、 $c_{i,l,r}$:機器 l の初期費用 (年価換算) $R_{i,l,r}$:機器 l の新規導入量、 $g_{i,k,r}$:エネルギー種 k の価格、 $e_{i,k,l,r}$:機器 l によるエネルギー種 k の消費原単位、 $X_{i,l,r}$:機器 l の稼働量、 ζ_i^m :ガス m の排出価格、 $Q_{i,r}^m$:ガス m の年間排出量

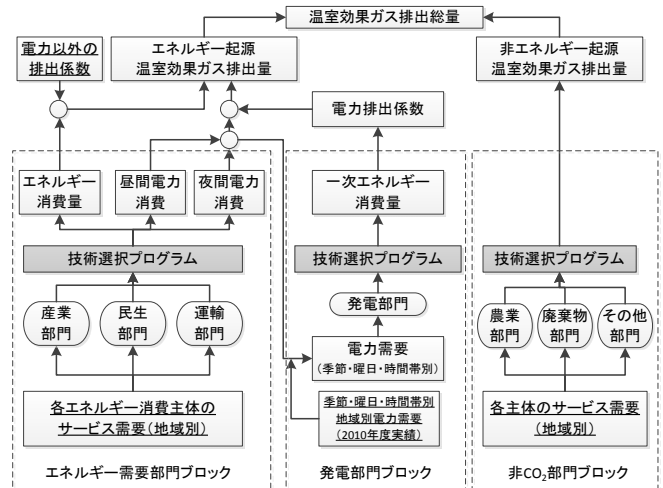


図1 温室効果ガス排出量の推計フロー

表1 第3章における主要な社会経済活動量の想定

	2010	2020	2030	2050
人口(百万人)	128	124	117	97
世帯数(千世帯)	53,363	53,901	51,973	44,294
実質GDP(05年連鎖価格兆円)	512	610	689	789
粗鋼生産量(万t)	11,079	10,918	10,986	10,106
紙板紙生産量(万t)	2,734	2,921	2,806	2,132
エチレン生産量(万t)	700	518	408	304
セメント生産量(万t)	5,605	5,013	4,555	3,886
機械IIP(CY2010=100)	99.3	121.9	135.2	150.0
業務床面積(百万m ²)	1,831	1,901	1,948	1,814
旅客輸送量(億人km)	13,681	13,421	12,749	10,609
貨物輸送量(億トンkm)	5,361	4,805	4,518	4,206

3.1.2. 発電部門の詳細化

本研究では、電源別のベース、ミドル、ピーク特性や、太陽光・風力発電の出力変動を反映するため、時間帯別の電力需給を考慮することが可能となるようモデルを改良した。

まず、エネルギー需要部門ブロックにて算出される年間電力需要を、2010年の電力需要実績値に基づき、季節別、曜日別、時間帯別に分割することで、簡易的な日負荷曲線が表現される。発電技術は、電力(kWh)に加えてピーク時の供給力(kW)を提供し、それぞれが各時間帯の電力需要・年間ピーク需要を満たしつつ、(1)式における年間総費用を最小化するように、発電技術の稼働量および新設数が内生的に決定される。なお、出力変動を伴う太陽光・風力発電は、ピーク時の供給力が担保されないことから、太陽光はピーク時の供給力を設備容量の10%、風力はゼロとした。そのため、太陽光、風力発電が大量に導入された場合でも、火力発電等がバックアップ用の電源として常に確保される。

ただし、本モデルは AIM/Enduse のモデル構造に対応させるため、発電部門を単独で扱う電源計画モデルと比較して簡易な構造であり、電源別の短時間の負荷追従性や、出力の上限・下限等の特性は考慮されていない。

表 2 原子力発電に関するケース（第 3 章）

ケース	概要
ゼロ	2014 年度以降、すべての原子力発電所の再稼働が行われず、2050 年の発電電力量はゼロ。
中位	2014 年時点において、運転開始後の期間が 30 年を上回る原子炉を除き、順次再稼働が行われる。以降は IEA (2013) の New Policies Scenario に従い、1990 年以降に運転開始したものは 50 年、それ以外は 40 年で廃炉。新設 2 基を想定。設備利用率は 70%。2050 年の発電電力量は約 500 億 kWh。
高位	福島第一・第二を除く全てが再稼働。新設 2 基を想定。発電容量は 2050 年まで維持。設備利用率は 70%。2050 年の発電電力量は約 2,600 億 kWh。

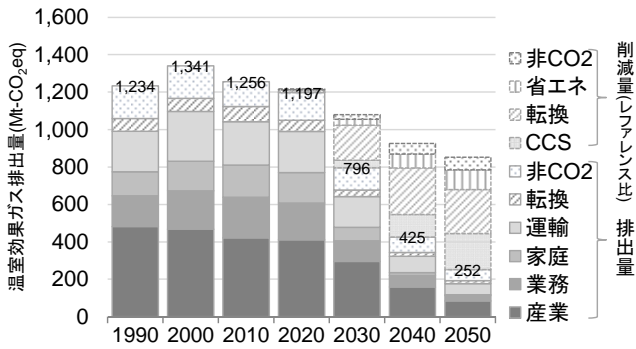


図 2 部門別温室効果ガス排出量の推計結果

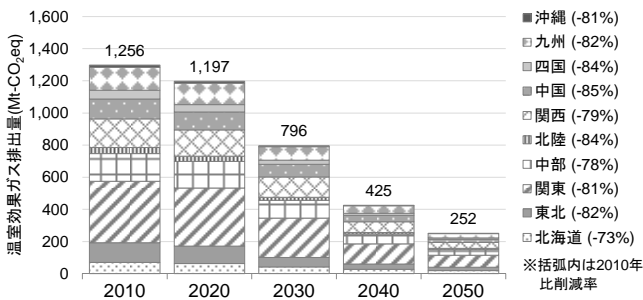


図 3 地域別温室効果ガス排出量の推計結果

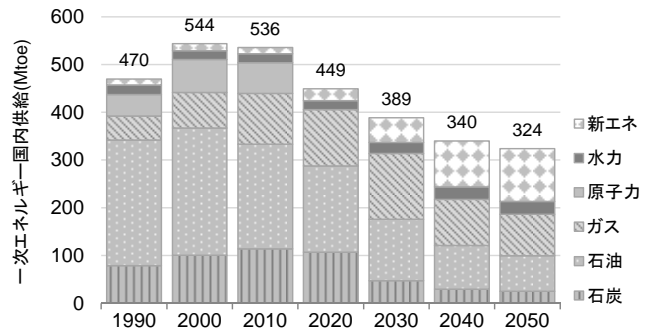


図 4 一次エネルギー国内供給の推計結果

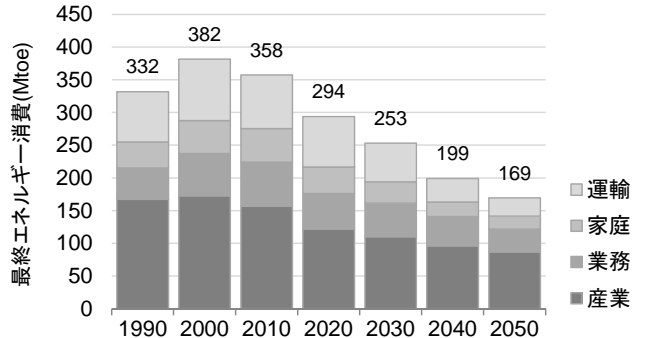


図 5 最終エネルギー消費量の推計結果

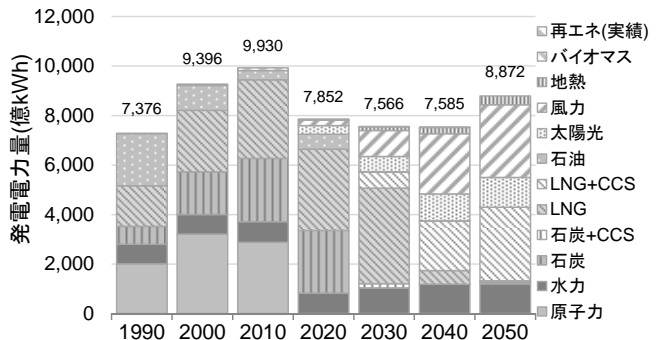


図 6 発電電力量の推計結果

3.2. 推計の前提条件

3.2.1. 社会経済活動量

将来推計の前提条件となる粗鋼生産量、輸送量、世帯数、業務床面積等の社会経済活動量は、表 1 のとおり設定した。なお、社会経済活動量は外生変数であり、温室効果ガス排出制約や、内生的な電力価格変動による影響を受けない。

3.2.2. 原子力発電・地域間連系線の増強

原子力発電は、政策の方向性に大きく影響を受けることから、導入・稼働量を外生的に設定する。ただし、2015 年 2 月末時点において、中長期的なエネルギー需給見通しは確定していないため、IEA の見通し (IEA 2013) に基づき、ゼロ・中位・高位の 3 ケースを設けた (表 2)。また、地域偏在性の高い再生可能エネルギー普及拡大策の一つとして、地域間連系線増強による影響を分析するため、連系線増強あり・なしの 2 パターンについて分析を行った。さらに、比較対象として、推計期間を通じて CO₂ 価格ゼロとしたレファレンスケース (原子力ゼロ、増強なし) についても分析を実施した。

3.3. 推計結果・考察

原子力再稼働なし・増強ありのケースにおける温室効果ガス排出量を図 2 に示す (以降は特に記載のない限り、原子力再稼働なし・増強ありの場合を示す)。原子力ゼロの前提下でも、省エネルギーに加え、再生可能エネルギー、CCS 付火力発電の導入が進み、2050 年の排出削減量は 80% に達した。地域別に見ると、2010 年比削減率には多少の地域差があるものの、全地域で 70%~80% を超える結果となり、いずれの地域でも大幅削減が必要となることが示された (図 3)。

一次エネルギー供給量は、2050 年に再生可能エネルギーが約 4 割を占める結果となった (図 4)。低炭素エネルギーの普及に加え、省エネルギーの寄与も大きく、最終エネルギー消費は 2010 年比で約半減となった (図 5)。また 2050 年の発電電力量は、約 6 割を再生可能エネルギー、残りはほぼ CCS 付の LNG 火力発電が占めており、電力の CO₂ 排出係数はほぼゼロとなる (図 6)。その結果、図 2 に示したように、電力の比率が高い家庭・業務部門の排出量はほぼゼロとなる。

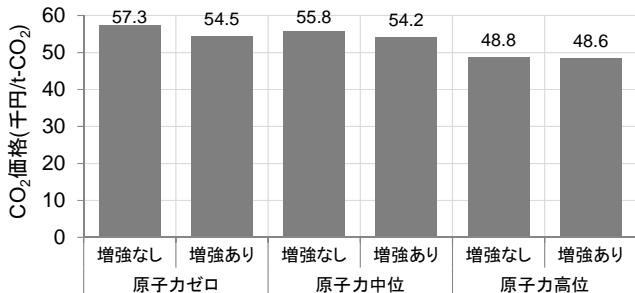


図 7 ケース別 CO₂ 価格

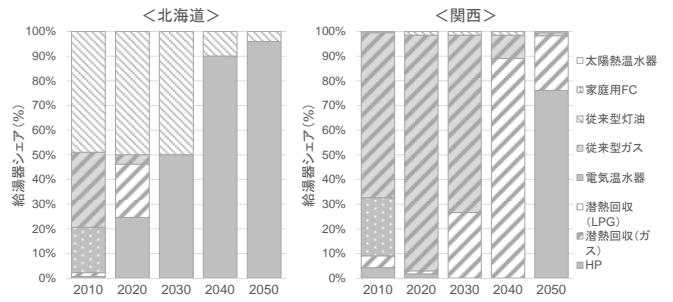


図 9 地域別家庭用給湯機器シェア (ケース②)

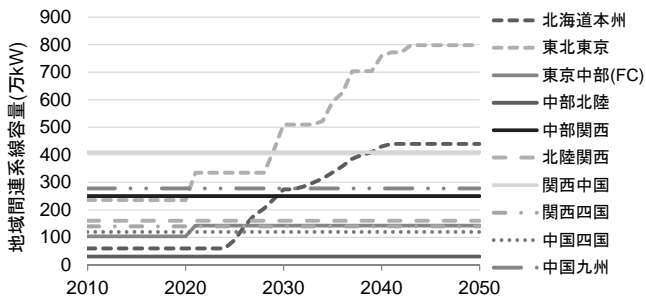


図 8 地域間連系線容量の推計結果

80%目標を達成する際の CO₂ 価格は、原子力再稼働なし・増強なしのケースでは、2050年に約 5.7 万円/t-CO₂ となった。一方、原子力発電の再稼働が行われるケースでは、CO₂ 価格は約 3%~16%低い水準となった (図 7)。これは、原子力発電の稼働に伴い、再生可能エネルギー等の限界費用が高い対策技術の導入が回避されたことに起因している。

また、地域間連系線の増強を想定したケースでは、北海道本州間、東北東京間において容量が大幅に拡大する結果となった (図 8)。これは、再生可能エネルギーのポテンシャルの大きい北海道・東北から、電力需要の多い関東への電力融通が行われることで、再生可能エネルギーをより効率的に利用することが可能となるためである。その結果、2050年の CO₂ 価格は、増強が行われないケースと比較して低下し、原子力なしのケースでは、低下幅は約 5%に達する結果となった。

モデルの多地域化により、需要側技術の選択に際しても、地域差が反映される結果となった。例えば、家庭用給湯器のシェアは、都市ガスの普及率が高い関西においては、中期的に潜熱回収型ガス給湯器の普及が進む。一方、給湯に占める灯油比率の高い北海道では、2030年まで灯油式給湯器が現状とほぼ同じシェアに維持される結果となっている (図 9)。ただし、2050年までには、すべての地域において電力へのシフトが進み、ヒートポンプ式給湯器の普及率が大幅に高まる結果となった。ヒートポンプ給湯器の初期費用の低下を見込んでいることに加え、電力の CO₂ 排出係数が大幅に低下することが、主な要因であると考えられる。

第 3 章の結論として、原子力ゼロの前提下においても、大幅な省エネルギーに加え、再生可能エネルギー・CCS の普及拡大により、80%目標の達成は技術的に可能であることが示された。加えて、従来のモデルでは評価が困難であった、地域間連系線の増強、需要側における電力需給調整策導入の効果

表 3 第 4 章にて推計を実施したケース

ケース名	概要
レファレンス	CO ₂ 価格をゼロと想定。需給調整については、需給調整なしケースと同じ。
ケース①	電気自動車・HP 給湯器は夜間に充電・稼働 (需給調整なし) 働、余剰電力の水素転換なし。
ケース②	電気自動車、ヒートポンプ給湯器の充電・稼働時間のシフト、水素転換を考慮。

を定量化した。結果として、地域間連系線の増強は、特に北海道・東北地域における風力発電の導入促進を通じて、低炭素エネルギーの普及拡大に際して有効であることが示された。

第4章. エネルギー需要部門における電力需給調整の効果分析 4.1. エネルギー技術モデルの改良

本章では、第 3 章にて扱った地域間連系線の増強に加えて、電気自動車 (EV) やヒートポンプ給湯器の稼働時間シフトといった、需要側の電力需給調整対策による、再生可能エネルギー導入促進効果を分析することが可能となるよう、エネルギー技術モデルの改良を行った。

本章では、需要側における電力需給調整対策として、EV、ヒートポンプ給湯器の充電・稼働時間のシフト、余剰電力の水素転換および燃料電池自動車 (FCV) 等による水素利用を考慮した。なお、供給側における需給調整対策としては、前章の分析に用いたモデルと同様に、バックアップ電源の確保、地域間連系線の容量拡大、揚水発電の活用を考慮した。

前章で用いたモデルでは、需要側における電力を利用する技術について、1 日の中で稼働・充電する時間帯 (3 時間おき) を固定していたため、充電・稼働時間のシフトが考慮されなかった。一方本章では、EV、ヒートポンプ給湯器について、充電・稼働時間を総費用最小化に基づき選択することが可能となるようモデルの改良を行った。具体的には、従来のモデルでは時間帯別の電力消費量を、サービスシェアの制約式を用いて固定していたのに対し、改良されたモデルでは、サービスシェアに制約を設けないことで、電力需給調整が内生的に起こるよう設定している。言い換えれば、追加的な発電コストが最も安くなる時間帯が、内生的に選択されることとなる。したがって、これらの機器の導入が進めば、日負荷曲線の形状は変化し得る。

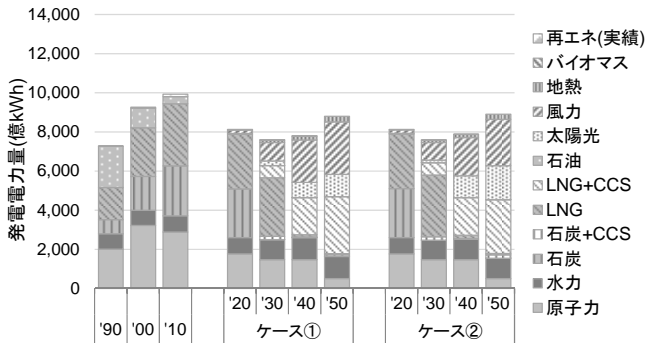


図 10 ケース別の発電電力量推計結果

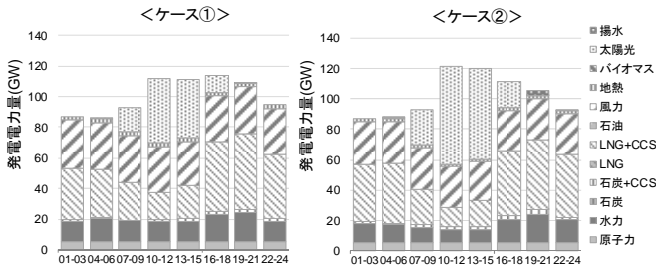


図 11 2050年の発電電力量構成（中間期平日）

4.2. 推計の前提条件

本章の分析では、需給調整あり・なしの2パターンについて、2050年の温室効果ガス排出量が80%減となるよう分析を行った。推計の前提となる社会経済活動量については、前章と同様の想定を用い、CCSの貯留量については、全ケース共通で、2050年時点の最大貯留量を200Mt-CO₂とした。

4.3. 推計結果・考察

需給調整なしのケースと比較して、需給調整ありのケースでは、2050年にかけて太陽光発電の比率が大きく上昇する結果となった（図10）。これは、電力需給調整対策の活用により、電力需要が夜間から昼間へシフトすることで、2050年時点で費用が大きく低下することを見込んでいる太陽光発電の導入が促進されたことによる（図11）。従来は、昼→夜へのシフトが有効とされていたが、2050年80%減達成には、夜→昼へのシフトにより、太陽光発電導入を促進することが有効であることが示された。また、需給調整ありのケースでは、余剰電力の水素転換が促進されることにより、燃料電池車（FCV）のシェアが、貨物自動車全体の2~3割に達する結果となった（図12）。

80%目標達成時のCO₂価格は、電力需給調整対策の導入により、約5.4万円/t-CO₂から約4.5万円/t-CO₂に低下した。また、レファレンスケースと比較した2010年以降の累積投資額（割引率3%で現在価値換算）は、需給調整ありのケースにおいて、需給調整なしのケースと比較して2050年に約6兆円低下した（図13）。風力発電から、長期的な費用低下が見込まれる太陽光発電へのシフトが促進されたことが要因と考えられる。

以上より、需要側の電力需給調整対策の活用は、太陽光発電の導入促進に寄与し、長期的な温室効果ガス排出削減に際して有効であることが示された。

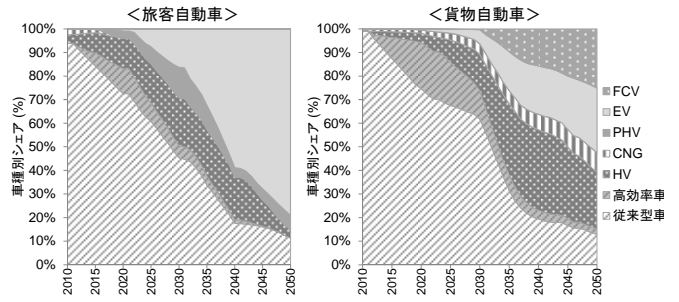


図 12 2050年の車種別シェア（ケース②）

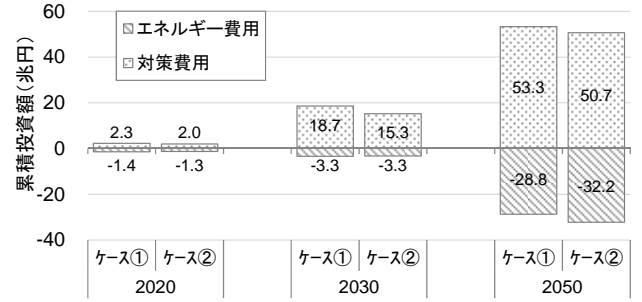


図 13 ケース別の累積投資額

第5章. 低炭素エネルギー技術の不確実性を踏まえたGHG削減シナリオの分析

5.1. 分析の概要

本章では、原子力に加えて、CCS、再生可能エネルギーにも、普及拡大には様々なリスクがあることを踏まえ、これらの技術普及が制約されたケースについて分析を実施した。

代表的な先行研究として、Kriegler et al. (2014)では、原子力、CCS、再生可能エネルギー等の技術の不確実性を考慮した上で、複数のエネルギー技術モデルを用いて、世界全体を対象とした長期的な温室効果ガス排出削減の可能性を分析している。しかしながら、日本を対象とした分析事例は十分とは言えない。低炭素エネルギーの普及ポテンシャルは国・地域によって大きく異なり、例えばCCSの貯留可能量、再生可能エネルギーの導入ポテンシャルには地域差が大きい。したがって、日本の長期的な緩和策を検討する上では、日本の低炭素エネルギーに関する特性を踏まえ、その不確実性を考慮した分析を行うことが望ましい。そこで本章では、第4章と同様のモデルを用いて、低炭素エネルギーの普及が制約された場合における、80%目標達成の可能性、追加的に必要となる費用について分析を実施した。

5.2. 推計の前提条件

5.2.1. 低炭素エネルギー技術の普及制約

原子力については、第3章と同様にゼロ・中位・高位の3ケースを設定した（表2）。CCSについては、前章までと同様の高位ケース（2050年の貯留量200Mt-CO₂）に加え、貯留量ゼロ、貯留量が半分（100Mt-CO₂）となるケースを設けた。また、再生可能エネルギーについては、前章までと同様の高位ケースに加え、環境省（2012）における低位ケースに準拠したケースを設けた（表4、表5）。

表 4 CCS のケース設定 (第 5 章)

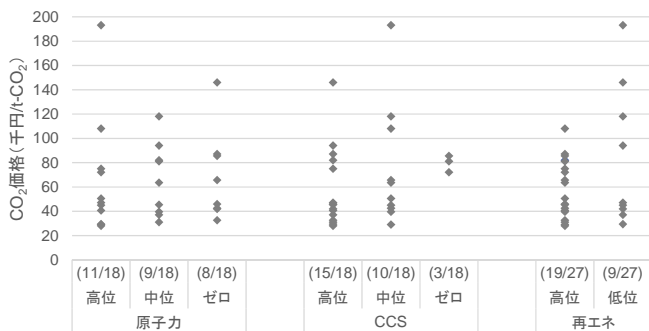
ケース	概要
ゼロ	2050 年までの推計期間中、CCS が導入されない
中位	2050 年時点の貯留量上限を、高位ケースの半分である 100Mt とする
高位	2050 年時点の貯留量上限を 200Mt とする

表 5 再生可能エネルギーのケース設定 (第 5 章)

ケース	概要
低位	環境省 (2012) の低位ケースにおける発電容量を上限とする。2050 年の発電電力量上限は、太陽光発電は約 2,100 億 kWh、風力は約 600 億 kWh となる
高位	再生可能エネルギーの地域別導入ポテンシャルに応じて、発電容量の上限を設定

表 6 活動量低位・高位ケースにおける想定 (第 5 章)

		2010	2020	2030	2050
総人口 (百万人)	低位	128	125	117	97
	高位	128	128	127	124
実質 GDP (05 年連鎖価格兆円)	低位	512	560	593	554
	高位	512	578	707	1,072



※括弧内の数字は 80% 目標を達成したケース数/総ケース数

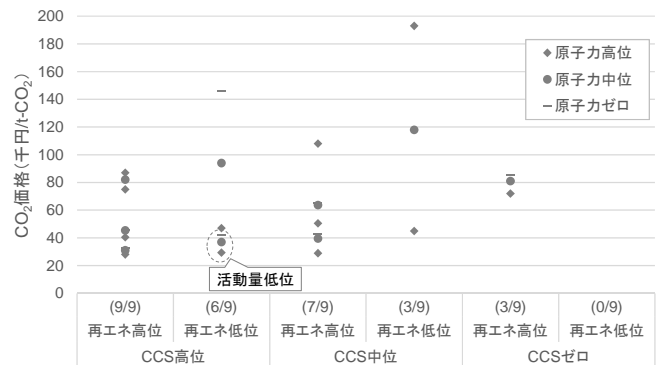
図 14 各技術の普及制約時の CO₂ 価格 (2050 年)

5.2.2. 社会経済活動量の想定

温室効果ガスの大幅削減には、低炭素エネルギーに加え、エネルギー消費削減の重要性が高いことを踏まえ、エネルギー消費への影響が大きい社会経済活動量に関して、複数のケースを想定した。具体的には、前章までに用いた基準ケース (表 1) に加え、国際モデル研究グループが開発した新たな社会経済シナリオである SSPs (Shared Socio-economic Pathways) における GDP・人口の想定 (IIASA 2012) を参考に、SSP5 に基づく高位ケース、SSP3 に基づく低位ケースを新たに設けた (表 6)。高位ケースでは、人口は 2010 年と同程度に維持され、実質 GDP は 2010 年の約 2 倍に増加する。低位ケースでは、人口は基準ケースとほぼ同水準で推移するものの、2050 年の実質 GDP は 2010 年と同程度に低下する。

5.3. 推計結果・考察

原子力 3 ケース、CCS3 ケース、再生可能エネルギー 2 ケース、社会経済活動量 3 ケースを組み合わせ、全 54 ケース



※括弧内の数字は 80% 目標を達成したケース数/総ケース数

図 15 CCS・再生可能普及制約時の CO₂ 価格 (2050 年)

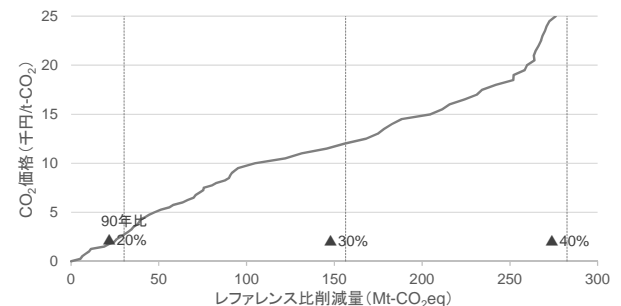


図 16 限界削減費用曲線 (2030 年)

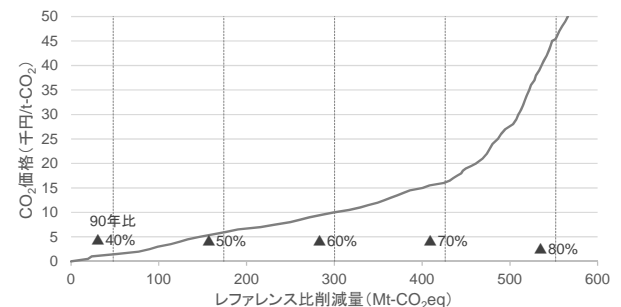


図 17 限界削減費用曲線 (2050 年)

について、2050 年までの分析を行った。結果として、うち 28 ケースにおいて、2050 年 80% 減に達する結果となった。

80% 減に達するケースにおける 2050 年時点の CO₂ 価格を図 14 に示す。原子力は、ゼロ～高位ケースの間にさほど大きな差は生じておらず、利用制約による影響は比較的小さいといえる。一方 CCS は、中位ケースでも、80% 目標を達成するケース数が高位ケースの約半分に低下し、さらに CCS ゼロの場合は、わずか 6 分の 1 に留まる結果となった。また再生可能エネルギーは、低位ケースの場合、80% 減を達成するケースの数が、高位ケースの半分以下に留まる結果となった。

次に、CCS・再生可能エネルギーの想定の組み合わせに応じたケース別の 2050 年時点の CO₂ 価格を図 15 に示す。CCS が中位以下の場合、原子力・再生可能エネルギーがともに中位以上でない限り、80% 減を達成するケースは大幅に減少した。また、CCS が高位であれば、原子力ゼロ・再生可能でも 80% 減に到達するものの、活動量が低位の場合を除き、CO₂

価格が約 15 万円/t-CO₂ まで上昇する結果となった。

2030、2050 年時点の CO₂ 価格を縦軸に、レファレンスケース比の削減量を横軸にとった限界削減費用曲線を図 16、図 17 に示す（活動量中位、原子力中位、CCS 高位、再生可能エネルギー高位の場合）。90 年比の排出量が 70% 減程度であれば、2050 年の CO₂ 価格は 1.5 万円/t-CO₂ 程度に留まる一方、80% 減の場合は約 4.5 万円/t-CO₂ 程度となる。技術普及が制約されれば、より削減費用の高い対策を追加的に導入する必要が生じるため、CO₂ 価格はさらに上昇する結果となる。

以上より、CCS が利用できない場合、および再生可能エネルギーの利用が低水準に留まる場合は、経済活動の水準が低位に抑えられない限り、80% 目標の達成は困難である可能性が示唆された。さらに、いずれか一つの低炭素エネルギーのみでは、80% 目標の達成は困難であることが明らかとなった。

第6章. 再生可能エネルギー固定価格買取制度の影響分析

6.1. エネルギー技術モデルの改良

本章では、第 5 章にて重要な低炭素エネルギー源であることが示唆された再生可能エネルギーに関して、その普及方策の一つである固定価格買取制度 (FIT: Feed-in Tariff) の効果・影響を分析するため、エネルギー技術モデルの改良を行った。

FIT とは、再生可能エネルギー源より発電された電力を、電気事業者が固定価格で一定期間調達することを義務付ける制度であり、再生可能エネルギーの普及拡大、初期費用の低減を促す効果が期待されている。なお、電気事業者が買取に要した費用は、賦課金として電気料金に上乗せされる。

モデル改良方法を図 18 に示す。まず、調達価格が投資回収に及ぼす影響を考慮するため、目的関数である総費用の算出式 ((1)式) に、再生可能エネルギー設備からの発電量に調達価格を掛けた値をマイナス計上した項を追加した ((2)式)。さらに、累積導入量の増加に伴う習熟効果による初期費用低下、賦課金による電力料金増を内生的に考慮することが可能となるよう、モデルを改良した。

6.2. 推計の前提条件

本モデルでは、各年における調達価格を外生的に設定する必要がある。まず直近年については、2013 年度の調達価格実績を反映し、将来は、再生可能エネルギー技術の初期費用の低下に比例して低下すると想定した。

また、太陽光・風力発電のみ、初期費用は累積導入量の増加に伴う習熟効果に応じて内生的に決定されるものとし、習熟率は McDonald and Schrattenholzer (2001) を参考に、太陽光 20%、風力 17% と想定した。それ以外の再生可能エネルギーは、前章と同様、将来の初期費用を外生的に設定した。

FIT の運用期間は、環境省 (2012) より、2030 年までと想定した。ただし、調達期間が残存している限り、2030 年以降も電力の調達および賦課金は発生する。なお、2014 年末時点において、既に約 7,000 万 kW の設備認定が行われているものの、すべてが稼働開始するとは限らないため、本研究では認定された設備が全て稼働する想定は置いていない。

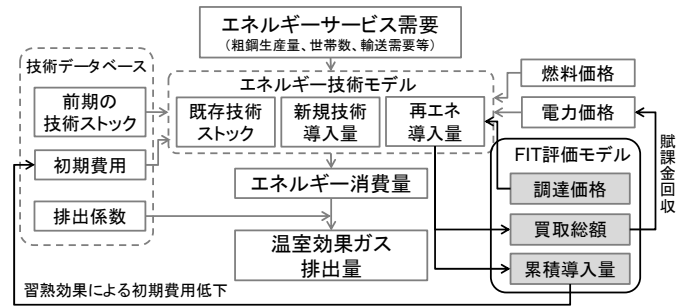


図 18 エネルギー技術モデル改良の概要

$$TC = \sum_r \left[\sum_l (c_{i,l,r} \times R_{i,l,r}) + \sum_k (g_{i,k,r} \times e_{i,k,l,r} \times X_{i,l,r}) + \sum_m (\zeta_i^m \times Q_{i,r}^m) - \sum_{k \in RE} \sum_{t \in T_k} (p_{k,t}^p \times re_{k,t}) \right] \rightarrow \min \quad (2)$$

$p_{k,t}^p$: t 年に導入された設備の調達価格、 $re_{k,t}$: t 年に導入された設備による発電電力量、 RE : 調達対象の再生可能エネルギー種、 T_k : 再生可能エネルギー種 k の調達期間

本研究では、上記の設定を反映した FIT ありのケースと、FIT なしのケース（調達価格をゼロ）について、2050 年までの分析を実施した。ただし、太陽光・風力発電は、両ケースにおいて、累積導入量に応じて費用低下が起こるよう設定した。また、第 3 章と同様、原子力は中位、CCS は 2050 年時点の貯留量を 200Mt-CO₂ に設定した。

6.3. 推計結果・考察

両ケースにおける発電電力量構成を図 19 に示す。FIT ありのケースでは、早期から太陽光発電のシェアが拡大し、2050 年時点では、風力と併せて発電電力量の約半分を占める結果となった。一方 FIT なしのケースでは、太陽光発電はほぼ導入されず、風力発電比率が高まる結果となった。

FIT ありのケースでは、習熟効果により、太陽光発電の初期費用が 2020 年頃までに大幅に低下した (図 20)。一方、風力発電は FIT なしのケースでも導入が進むため、ケース間でほとんど差は生じない。FIT ありのケースでは、太陽光発電の大幅な費用低下により、2050 年の CO₂ 価格は、FIT なしの約 6.3 万円/t-CO₂ から約 4.8 万円/t-CO₂ に低下した。

また、FIT 導入による電力料金への賦課金は、2030 年頃に最大で 4.0 円/kWh に達する結果となり (図 21)、家庭用の電力料金に換算すると、世帯当たり約 1.5 万円/年の負担増に相当する。ただし、本分析の結果として、再生可能エネルギーの普及に加えて、家庭の省エネルギーも促進されるため、家庭の電力需要は減少し、電気料金の総額は現状よりも低い水準に留まる結果となった (図 22)。

本章の結論として、FIT の導入は、中長期的な太陽光発電の導入促進、習熟効果による初期費用低下につながり、80% 目標の達成・費用低下に寄与することが明らかとなった。また、FIT 導入に伴い発生する賦課金は、最大で 2030 年頃に家庭用電気料金を 1 割程度押し上げるものの、省エネルギーが促進されれば、費用増は相殺され、世帯当たりの電気料金支払額は、2010 年より低い水準に留まることが示された。

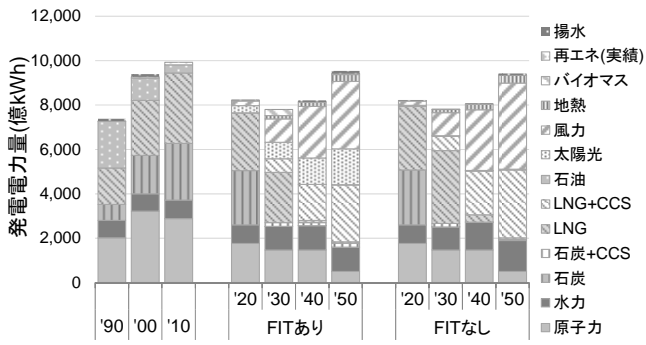


図 19 FIT の有無に応じた 2050 年までの発電電力量

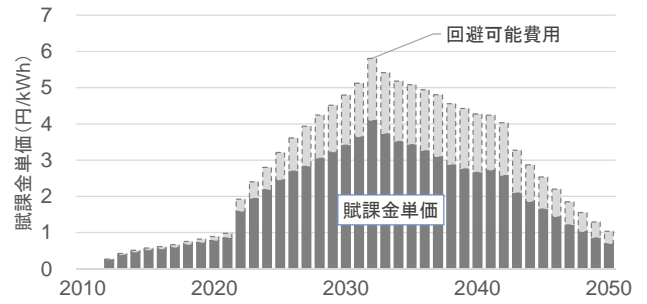


図 21 FIT による賦課金の推計結果

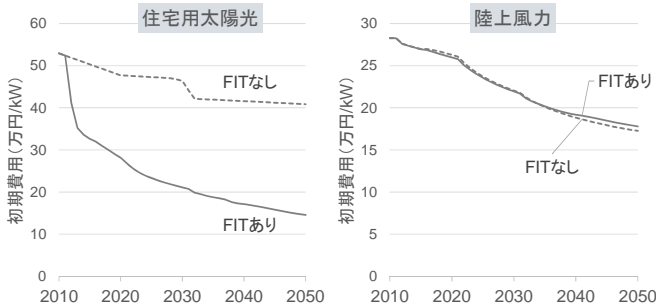


図 20 太陽光・風力発電の初期費用の推計結果

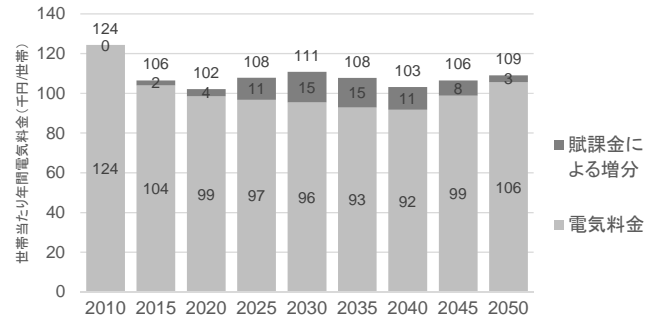


図 22 賦課金を考慮した世帯あたり電力料金の推計結果

第7章. 結論

7.1. 本研究の結論

本研究の分析を通じて、再生可能エネルギーは、太陽光・風力の出力変動による影響を電力需給調整策の活用により抑制しつつ、FIT 等の政策を適切に講じることで初期費用が低下すれば、主要な低炭素エネルギー源になり得る。ただし、再生可能エネルギーのみでは 80%目標の達成は困難であり、原子力・CCS のいずれか片方の導入が必要となる。これらの技術の普及に向けた技術開発や制度構築、安全性確保も進めることが、80%目標達成の蓋然性向上に向けて重要となる。

7.2. 今後に向けた課題

本研究を踏まえた今後の課題について、以下に述べる。

1 点目は、電力需給に関する詳細な検証の必要性である。本研究で用いたモデルは、発電部門のみを扱うモデルと比較して、大まかな地域区分・時間間隔となっている。出力変動を伴う電源の普及拡大時の需給調整の可能性については、詳細なモデルを用いた検証を行うことが望ましい。

2 点目は、2100 年頃までを視野に入れた分析の必要性である。本研究では、再生可能エネルギーが低水準でも、原子力・CCS 導入が進めば、80%目標に達すると結果となった。ただし、原子力・CCS への依存は様々なリスクを伴うため、2050 年以降に、再生可能エネルギーに移行する必要があるならば、原子力・CCS への過度な依存は避ける方が合理的と考えられる。したがって、より長期的な視点からの分析を実施することも、低炭素エネルギー普及策の検討に際し重要である。

参考文献

Fujino, Junichi, Go Hibino, Tomoki Ehara, Yuzuru Matsuoka, Toshihiko Masui, and Mikiko Kainuma. 2008.

"Back-casting analysis for 70% emission reduction in Japan by 2050." *Climate Policy* 8 (sup1):S108-S124.

IEA. 2013. *World Energy Outlook 2013*. Paris: OECD/IEA.

IIASA. 2012. SSP Database (version 0.93).

IPCC. 2014. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press.

Kainuma, Mikiko, Yuzuru Matsuoka, and Tsuneyuki Morita. 2003. *Climate policy assessment : Asia-Pacific integrated modeling*. Tokyo ; New York: Springer.

Kriegler, Elmar, John P Weyant, Geoffrey J Blanford, et al. 2014. "The role of technology for achieving climate policy objectives: overview of the EMF 27 study on global technology and climate policy strategies." *Climatic Change* 123 (3-4):353-367.

McDonald, Alan, and Leo Schrattenholzer. 2001. "Learning rates for energy technologies." *Energy Policy* 29 (4):255-261.

Vaillancourt, Kathleen, Yuri Alcocer, Olivier Bahn, et al. 2014. "A Canadian 2050 energy outlook: Analysis with the multi-regional model TIMES-Canada." *Applied Energy* 132:56-65.

環境省. 2012. 2013 年以降の対策・施策に関する報告書(平成 24 年 6 月)(地球温暖化対策の選択肢の原案について).

永田豊. 2011. "地域性を考慮した日本のエネルギー需給分析モデル(J-REM)の開発." *電力中央研究所報告 (Y10015):1-24*, 巻頭 1~3.