

2050年に向けた日本の長期エネルギーシナリオ

Japan's long-term energy scenario towards 2050

松尾雄司^{*1}・川上恭章^{*1}・有馬 純^{*2}

1. はじめに

気候変動問題への関心の高まりと近年のコスト低減を受け、再生可能エネルギー、特に変動性再生可能エネルギー（Variable Renewable Energy：VRE）と呼ばれる太陽光・風力発電への関心が近年、急速に高まっている。2018年に閣議決定された第5次エネルギー基本計画では再生可能エネルギーを日本のエネルギー供給の一翼を担う長期安定的な主力電源として位置付け、その円滑な大量導入に向けた取組を引き続き積極的に進める方針が明記された。但し、その将来に向けた導入見通しを日本のエネルギー需給全体の中で定量的に示したものは、2015年に公表された「長期エネルギー需給見通し」⁽¹⁾が最新のものである。ここでは、2030年までに徹底した省エネルギーによって電力需要をベースケース比で17%削減するとともに、電源構成に占める再生可能エネルギーのシェアを22~24%（うち、VREは8.7%程度）まで押し上げ、同年までにエネルギー起源二酸化炭素（CO₂）排出量を2013年度比で25%削減する姿が示されている。

より長期の将来においては温室効果ガス（GHG）排出量を更に削減することが目指されており、2019年に閣議決定された「パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略」⁽²⁾では2050年までにGHG排出量を80%削減するとともに、今世紀後半のできるだけ早期に最終到達点としての「脱炭素社会」を実現することが目指されている。更に2020年10月26日には、菅義偉首相が2050年までにGHG排出量実質ゼロを実現する目標を宣言した。ただし、このような野心的な目標を達成するためのエネルギーミックスの姿は明示的に描かれておらず、定量分析を元にしたGHG排出削減目標の評価を行うことは極めて重要である。

仮に2050年までに完全なゼロ・エミッションではなく、80%程度のGHG削減を目指す場合であっても、電力部門はほぼ完全に脱炭素化することが必要であるとされる⁽³⁾。これは、発電よりも脱炭素化が難しい産業部門等のCO₂排出量が最後まで残るためである。但し福島第一原子力発電所事故後の現在、原子力発電比率を現状から大幅に引き上げることは難しく、また水力・地熱等の負荷配分可能な再生可能エネルギーの導入可能量には立地上の制約がある現状で、VRE発電の大幅な導入拡大への期待は大きい。一方で、VREはその自然変動性故に、他電源とは異なる制約をもつ。即ち、発電出力が電力需要とマッチしない場合には、蓄電、出力抑制、もしくは他グリッドとの電力融通によって需給を調整することが必要となり、それぞれ特有のコスト上昇要因となり得る。このようなことから、将来における現実的なVREの導入可能性について検討することは現在、極めて重要な政策課題であると言える。

このような状況を踏まえ、本稿では、大規模データに基づいた数理モデルによるシミュレーションを実施し、2050年を想定したエネルギー需給のあり方について考察した。

2. 使用モデル及び試算条件

2.1 使用モデル：エネルギー技術選択モデル

本稿では、エネルギーシステムを対象とする最適エネルギー技術選択モデルを用いて、2050年までを対象に、CO₂削減制約下における日本のエネルギー技術構成及びエネルギー需給構造を分析した。このエネルギー技術選択モデルでは、エネルギーシ

¹ 一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
Institute of Energy Economics, Japan

² 東京大学 公共政策大学院

Graduate School of Public Policy, the University of Tokyo

システムはエネルギー供給部門、転換部門（発電部門、都市ガス製造部門等）、最終消費部門（産業部門、民生部門、運輸部門）から構成され、各部門に属する様々なエネルギー技術が、その入出力となるエネルギーキャリアを介して連結されている。本モデルは技術積み上げ型のモデルと捉えることができるが、従来の同種のモデルと比較すると、電力部門での時間解像度を1時間刻み（年間 8,760 時間）と細かくすることで、VRE の大量導入時の電力需給を精緻に評価することが可能であることが大きな特色である。本モデルが想定するエネルギーシステムの概念図を図1に示す。分析の対象期間は2050年まで（2015年から5年間隔）であり、沖縄を除く日本全国を5地域（1：北海道、2：東北、3：関東、4：西日本、5：九州）に分割して、各地域間の電力融通を考慮している。モデルの詳細については既報⁽⁴⁾を参照されたい。

2.2 主要な前提条件

(1) マクロ経済・一次エネルギー価格

将来の実質 GDP 想定としては、日本エネルギー経済研究所『IEEJ アウトルック 2020』⁽⁵⁾に従い、2050年まで年平均0.7%で成長すると想定した。この他、国立社会保障・人口問題研究所による人口推計等を基に、計量経済学的手法によるマクロ経済モデルを用いて、エネルギーサービス需要（輸送需要、各素材産業の生産量、家庭・業務部門における用途別エネルギーサービス需要など）を設定し、最適技術選択モデルの前提条件とした。

また、一次エネルギー価格としては、国際エネルギー機関（International Energy Agency：IEA）によるエネルギー需給展望⁽⁶⁾における Sustainable

Development Scenario の想定を準用した。ここでは世界各国が野心的な温室効果ガス削減目標の達成を目指すことから、化石燃料の消費量増加は比較的抑制され、原油価格は2018年の68ドル/bblから2040年には59ドル/bblとなると想定している。

(2) 発電コストの想定

本モデルでは、14の発電技術、即ち原子力、石炭火力、LNG火力（汽力及び複合発電）、石油火力、水素専焼火力、バイオマス火力、地熱、一般水力、住宅用PV、非住宅用PV、陸上風力、洋上風力（着床式及び浮体式）を想定し、更に電力貯蔵システムとして揚水式水力発電（現状の設備容量で固定）、NAS電池、Li-ion電池、及び水素貯蔵を考慮している。各技術のコスト及び技術性能（発電効率）は、原則として発電コスト検証ワーキンググループ⁽⁷⁾による評価を基に設定した。但し同資料の試算対象外である水素専焼火力発電については、LNG複合火力と同一の諸元を有すると見做した。また、蓄電池に関しては、米国NRELによる報告⁽⁸⁾を基に、2050年に150ドル/kWhまでコストが低減すると想定した。

また、VREについては今後急速なコストの低減が見込まれることから、上記資料の将来想定によらず、独自に将来へのコスト低減見通しを想定した。ここでは日本政府によるコスト低減目標を参考として、標準ケースでは割引率3%換算での発電単価が2050年に住宅用PVについて11円/kWh、非住宅用PVについて7円/kWh、陸上風力及び着床式洋上風力について8.5円/kWh、浮体式洋上風力について20円/kWhまで低下するとした。また別途、コスト低位ケースでは同じく2050年に住宅用PV

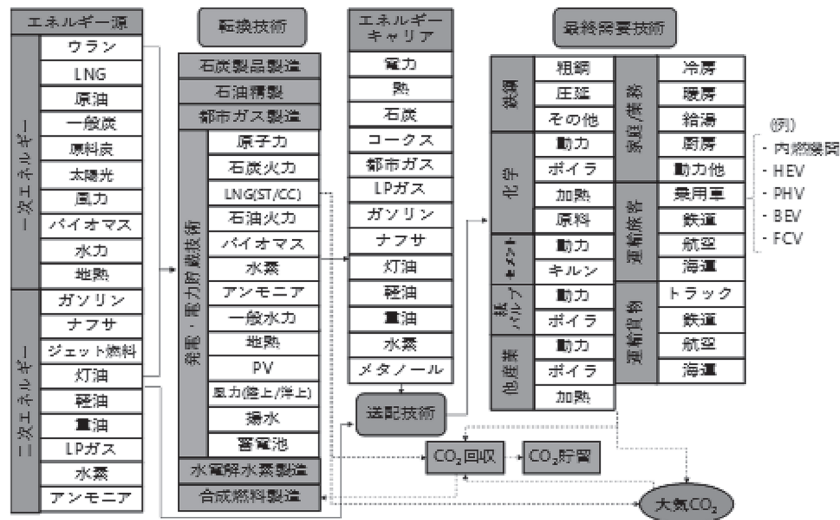


図1 最適技術選択モデルの概念図

について7円/kWh、非住宅用PVについて5円/kWh、陸上風力及び着床式洋上風力について5円/kWh、浮体式洋上風力について10円/kWhまで低下すると想定した。これらの発電単価は5地域の加重平均値であり、正確には建設単価が地域によらず一定としているため、風況等に応じた設備利用率の差によって発電単価は地域ごとに微妙に異なっている。

(3) 各技術の導入可能性

本稿では発電部門のゼロ・エミッション化を目指すため、再生可能エネルギー（VRE及び水力等）、原子力、CCS付き石炭・LNG火力、及び水素火力が利用可能であるとした。

VRE資源は地域的に偏在するため、その上限設定は最適な電源構成に大きな影響を与える。ここでは環境省による評価⁽⁹⁾をもとに、日本風力発電協会の見通しも勘案し、表1のように設定した。PVの導入ポテンシャルは関東や西日本といった電力需要規模の大きな地域で大きい一方、風力発電は北海道及び東北に偏在していることが大きな特徴である。

原子力発電設備容量については建設中の3基（島根3号、大間、東京東通）の運転開始を想定するとともに、既設炉については、既に廃炉が決まったものを除き、60年間稼働した後に廃炉となるとした。このケースでの2050年の設備量は、25.5GWとなる。

水素は余剰電力から水電解によって製造可能であるとともに、海外から輸入が可能であるとした。輸入水素については、経済産業省の将来目標⁽¹⁰⁾をもとに、2050年に基準ケースでは30円/Nm³で制約なく利用可能と想定した。本稿の前提条件下での最適解では、余剰電力からの水素製造よりも大規模に輸入水素の利用が行われる。

CCS技術のコスト及び技術特性に関しては、RITEによる報告⁽¹¹⁾に基づいて設定するとともに

2050年のCO₂貯留可能量上限は、秋元・佐野(2017)⁽¹²⁾に倣い91MtCO₂/年とした。

2.3 試算ケース

ここでは、今後2050年に向けてエネルギー起源CO₂排出量を2013年度比で80%削減することを想定し、表2に示す7つのケースについて試算を行った。ケース1は全ての技術が利用可能であるとし、かつ、実質割引率の想定を10%としている。割引率が試算結果に与える影響を評価するため、ケース2では実質割引率を5%と想定し、またケース3では割引率は10%のまま、VREについてコスト低位ケースを想定した。更に、ケース4～7では輸入水素、CCS、原子力それぞれについて、利用可能性が制約される（全く利用できない）と想定して評価を行った。

3. 試算結果

3.1 基準ケース（ケース1）

図2及び図3に基準ケース（ケース1）における最終エネルギー消費及び発電電力量を示す。

2050年にCO₂80%削減を達成するためのエネルギー技術選択の要点はだまかに2つ、即ち最終需要部門における省エネ及び電化進展と、発電部門のゼロ・エミッション化である。図2に示すように、最終エネルギー消費は2020年以降減少する一方で、最終エネルギー消費に占める電力の比率は上昇してゆく。それに伴い図3に示すように発電量も増加する。

電化の進展によりCO₂排出量を削減するためには、発電部門の脱炭素化が不可欠である。原子力発電量に制約がある中で、脱炭素化の主な方策はVREの導入と水素火力の導入であり、水素火力は2040年以降に導入量が増加する。2050年には化石燃料発電による発電量はゼロとなり、なおかつバイオマス火力+CCS(BECCS)が導入されることから、

表1 各地域の太陽光・風力の導入上限想定
単位：GW

	太陽光		陸上風力	洋上風力	
	住宅	非住宅		着床	浮体
北海道	11	9	100	35	270
東北	27	19	55	16	162
関東	67	34	6	13	90
西日本	81	56	25	16	200
九州	26	28	17	13	307
合計	211	145	204	92	1029

表2 試算ケース

ケース番号	2050年排出量	実質割引率	前提
1	▲80%	10%	全ての技術を利用可能
2	▲80%	5%	同上
3	▲80%	10%	VRE 低コスト
4	▲80%	10%	輸入水素利用不可
5	▲80%	10%	CCS 利用不可
6	▲80%	10%	輸入水素・CCS 利用不可
7	▲80%	10%	輸入水素・CCS・原子力利用不可

発電部門はネガティブ・エミッション（2050年-83 MtCO₂）となる。ここで、発電部門ではCCS付き化石燃料発電が導入されないことは注目に値する。これは、発電部門よりもCO₂の大規模な削減オプションが乏しい産業部門においてCCSが優先的に導入されるためである。

図4に一次エネルギー消費の推移を示す。最終需要部門における省エネの進展に伴い、一次エネルギー消費量は2050年に向けて減少してゆく。また水素の輸入は2040年頃から開始され、2050年にかけて一次エネルギー消費に占める水素の比率が急速に上昇する。

エネルギー起源CO₂の限界削減費用を図5に示す。ここに示すように、2030年以降CO₂排出制約が強くなるにつれて、限界削減費用は急速に上昇する。このケースでは2040年に3.2万円/tCO₂、2050年には6.0万円/tCO₂に達する。

3.2 ケース間比較

図6に各ケースにおける2050年の発電電力量構

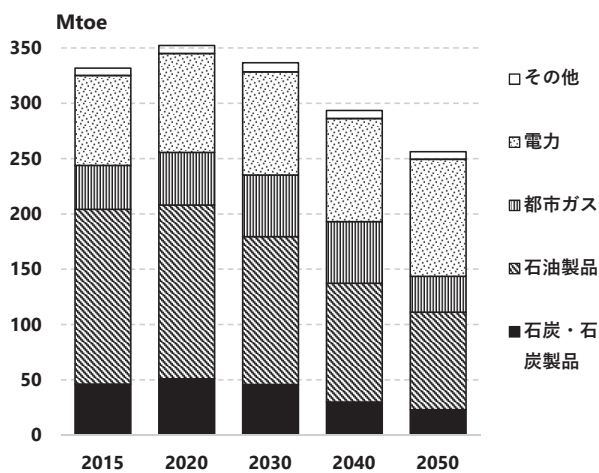


図2 最終エネルギー消費

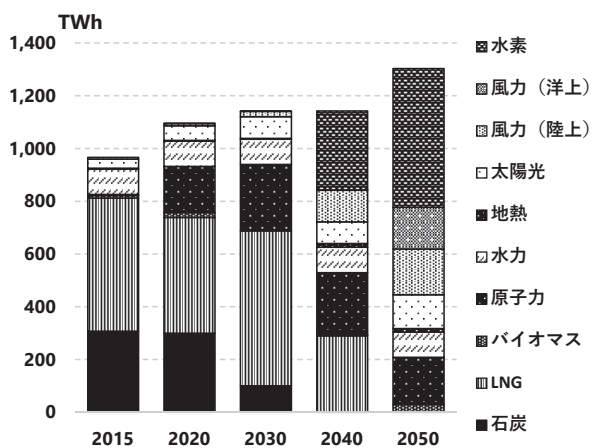


図3 発電電力量構成

成を示す。基準ケースでは水素火力が40%、VREが35%（うち太陽光10%、風力25%）となるが、割引率を5%とした場合やVREのコスト想定を低くした場合にはVRE比率は上昇し、それぞれ47%及び45%となる。輸入水素が使えない場合にVRE比率は大幅に上昇し、更にCCS・原子力が使えない場合には更に上昇するが、その際に送電ロスや蓄電システムの利用による充放電ロスが増加することに伴い、発電電力量は最大で1,600 TWh以上まで増加する。

図7に2050年の地域間連系線の容量を、また図

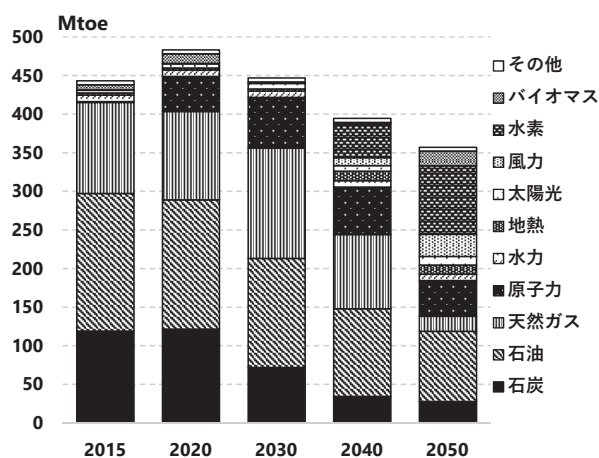


図4 1次エネルギー供給

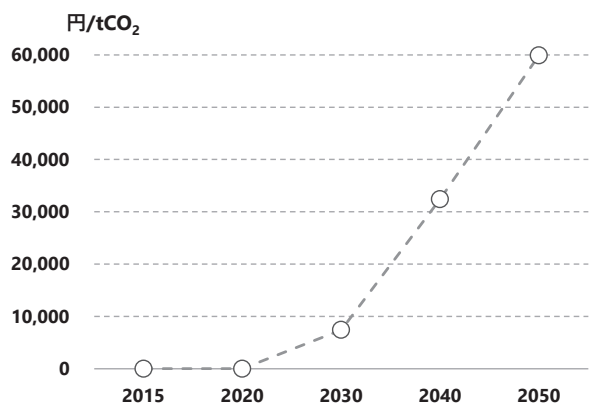


図5 限界削減費用

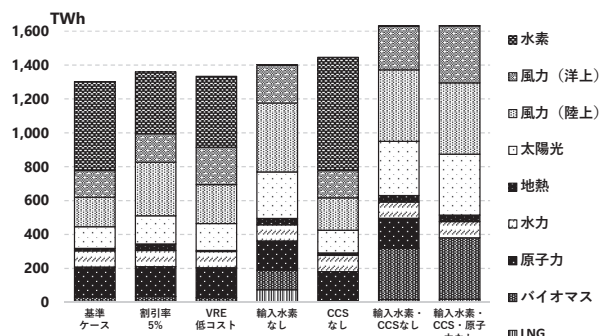


図6 2050年の電源構成

8に2050年の蓄電池容量を示す。最大の電力需要地である関東地方と風力ポテンシャルの大きい東北・北海道地方の電力需給をマッチさせるため、東京・東北間の送電線容量が大きくなる。また、特に輸入水素が使えずにVRE比率が高くなるケースでは、比較的高価な北海道・東北間連系線（北本連系線）容量も大幅に拡大する。2021年現在の北本連系線容量は0.9 GWであり、また検討されている拡大後の容量も1.2～1.5 GW程度であることを考えると、ここに示される40 GW規模までの容量拡大を実現するためのハードルは現実的には高いと言える。

蓄電設備容量（揚水発電除く）は図8に示す通りであり、VRE比率が高くなるケース＝輸入水素が利用不可能なケースで600 GWhを超える大量の蓄電設備が必要となる。これらの結果に示されるように、水素火力が使えず、VRE比率がある一定の値（ここに示す結果例では50%程度）を超えると必要となる連系線や蓄電設備の容量が顕著に増加し、これが次に示す電力単価や限界削減費用に大きく影響することとなる。

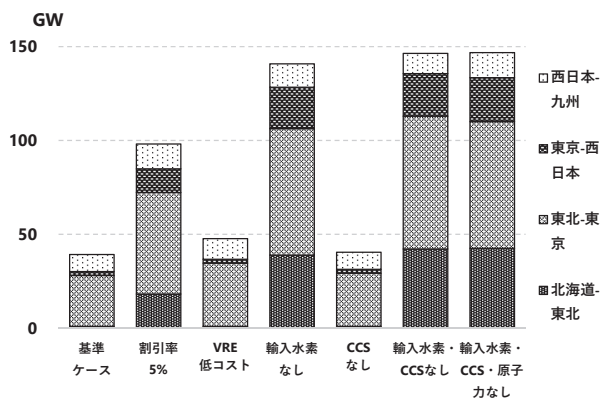


図7 2050年の地域間連系線容量

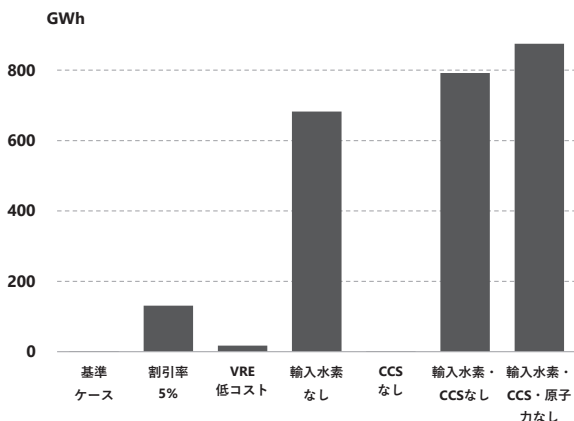


図8 2050年の蓄電池容量（全国計）

2050年の電力単価及び限界削減費用を図9に示す。ここでは電力単価についてはモデルで用いている10%もしくは5%の割引率による値の他に、国内の文献でよく用いられる⁽⁷⁾3%の値をも示している。

2050年には、基準ケースにおいても80%削減の実現のために燃料費の高い水素火力が多く導入されることなどから、電力単価は18円/kWh程度まで上昇し、現状の水準（12円/kWh前後）を上回る。両費用ともに、輸入水素が利用できない場合（ケース4、6及び7）のコスト上昇が顕著であり、なかでも最も多くの低炭素オプションが使用できないケース7（輸入水素・CCS・原子力なし）では、電力単価は28円/kWh、限界削減費用は18万円/tCO₂まで高騰する。

4. 「無風期間」と限界 System LCOE

このように、VREは将来の電源構成において重要な役割を担うことが期待される一方で、極度に高いVRE比率は無視できないコストの上昇を招く。本節ではこれについて、既往研究⁽¹³⁾⁽¹⁴⁾に基づいて概説する。

本稿で用いたような地理的解像度が比較的粗いエネルギーシステムモデルで分析を行った場合、特に蓄電システムの所要量が電力部門の経済性に顕著な影響を与える。この蓄電システムの所要量は「無風期間」、即ち数日程度持続し得るVREの発電量が極めて小さくなる期間の電力需給に依存することが知られている（図10）⁽¹³⁾。ここでは太陽光及び風力の発電量が小さいために、図中にDischargeと示す電力不足に相当する電力量を予め貯蔵しておく必要がある。この電力量が蓄電システムの所要量に相当する。過去のデータからは、無風期間はある特

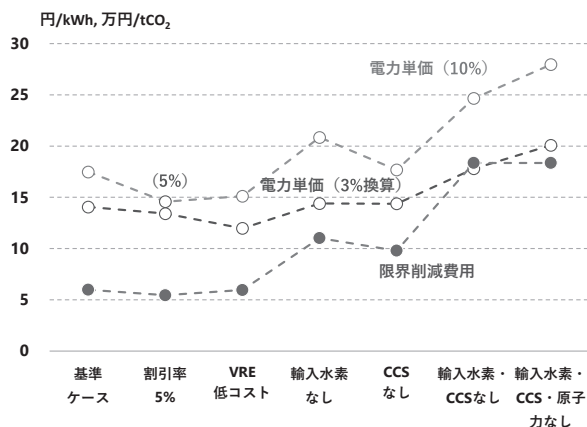


図9 電力単価及び限界削減費用

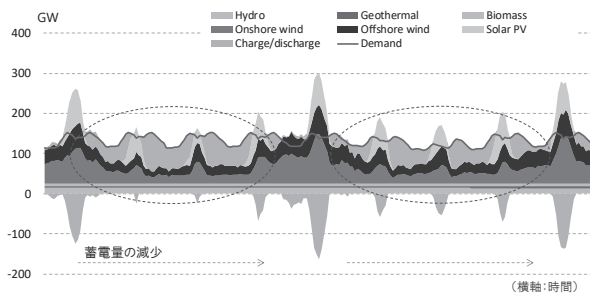


図10 「無風期間」における電力需給

定の時期（夏の終りもしくは冬の終り）に発生しやすいことが知られているが、具体的にいつ発生するか、またその規模（持続期間）はどの程度か、といったことは年によって異なる。このため、VRE大量導入の経済影響を正確に評価するためには、単年のみでなく、多数年のデータを用いて無風期間における電力供給途絶リスクを正確に評価する必要がある。

このようなことは、VRE大量導入時の各電源の限界費用に大きく影響する。即ち、太陽光発電は導入初期にあつてはその発電量が電力需要と正の相関をもつ（例えば夏期においてはどちらも晴れた日中に大きくなる）ため、それを導入する価値が高い。しかしある水準を超えて導入が進んだ場合には発電量が需要を上回るため出力抑制、もしくは蓄電池による調整が必要となり、更に導入比率が極度に高まった場合には、無風期間に対応するために数年に1度しか使わない蓄電システムや、数年に1度しか使わない送電線を備える必要が生じる。このような理由から、VRE比率が高まると、その限界費用、即ち従来電源1 kWh分の発電量をVREに代替する際の総費用の変化が非常に大きくなり得る。例として図11は日本の電力システムにおけるVRE、原子力及びゼロ・エミッション火力の限界費用を示したものであるが、火力発電量が非常に小さい、即ちVRE発電比率が非常に高い場合には、VREの限界費用は数十円/kWhにまで上昇する結果となっている。このような限界費用（相対限界 System LCOE）の評価については文献（14）を参照されたい。

5. おわりに

本稿ではエネルギー技術選択モデルを用いて日本のエネルギー起源CO₂排出量を80%削減するシナリオを定量的に描き、併せてVREが大量導入される場合の電力部門の課題について記述した。

80%のCO₂削減のためには、エネルギー利用の電力化を進め、かつ、発電をほぼ完全にゼロ・エミッ

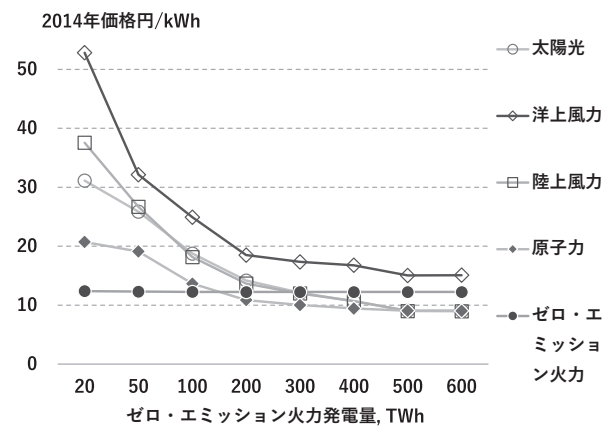


図11 相対限界 System LCOE

ジョン化する必要がある。その際、基準ケースで2040年に3万円/tCO₂超の、2050年に約6万円/tCO₂の限界削減費用が必要となる。この価格水準は、日本を対象とした既往のモデル比較研究事例の結果と概ね整合的である⁽³⁾一方で、この価格水準はIEAなどで提示されている将来の炭素価格水準よりも高い。これは、日本では産業部門におけるCO₂排出削減が比較的難しく、海外に産業を流出させる等の結果を招かずに産業部門を含む削減を実現することは難しい、ということを示している。実際に産業部門の電化には困難な部分が残る、従ってこの分野での脱炭素化が最後に残る排出源となる可能性が高い。その他の部門、例えば家庭部門において都市ガスの利用を全廃、もしくは都市ガス利用を完全に脱炭素化することの実現可能性などについても、十分に検討する必要がある。このようなことから、更に野心的な削減目標として2050年にゼロ・エミッションを達成することを目指す場合には、ある程度残る排出量をオフセットするための負の排出技術の導入が必要になると考えられる。またその際の限界削減費用は80%の場合の6万円/tCO₂よりも更に高くなると考えられ、この水準の削減目標をいかに達成するかはエネルギー政策上の大きな課題として今後議論される必要があるであろう。

いずれにせよ、上述の通り電力部門はほぼ完全に脱炭素化されることが必要であり、これは再生可能エネルギー、原子力、及びゼロ・エミッション火力によって全電源を供給しなくてはならないことを意味している。VREのコストは日本においても低下しつつあり、今後も急速に導入量が拡大することが見込まれる。但し、変動性再生可能エネルギーが大量に導入された場合には「無風期間」における電力供給途絶リスクが大きな課題となり得、これを克服

するためには蓄電システムへの大きな投資が必要となる。このようなことから、2050年のCO₂削減費用は、輸入水素やCCSによるCO₂貯留といったCO₂の大規模削減オプションが利用できない場合に高騰し、最大で約18万円/tCO₂となり、発電単価も約28円/kWhまで上昇する。ここからわかることは、日本においてCO₂排出量を大幅に削減するためには、多くの選択肢を視野に入れる必要がある、ということである。即ち、輸入水素、CCS、原子力といったオプションを狭めるごとに、エネルギーシステム全体のコストは上昇することとなる。

このことは、電源別限界費用の分析からも見ることができる。即ち、従来のLCOEと異なり、各電源の限界費用（限界System LCOE）の値はエネルギーミックスに応じて大きく変化する。一般的には導入量が少ない場合にはその限界費用は安価であり、均衡点においては全ての電源の限界費用が一致する。そして、その均衡点を越えて導入を進めようとした場合には、図11に示す通り、限界費用は急速に上昇する。この理由により、エネルギー利用の脱炭素化を目指す将来においても、脱炭素化に向けた新たなエネルギーのベストミックスを目指すことが、政策上重要になると考えられる。

参考文献

- 1) 資源エネルギー庁, 長期エネルギー需給見通し関連資料 (2021年2月11日閲覧), https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/011/pdf/011_07.pdf
- 2) 日本政府, パリ協定に基づく成長戦略としての長期戦略 (2021年2月11日閲覧), <https://www.env.go.jp/press/111781.pdf>
- 3) M. Sugiyama et al., Japan's long-term climate mitigation policy : Multi-model assessment and sectoral challenges, *Energy*, **167**, 1120-1131 (2018).
- 4) 川上恭章, 松尾雄司, エネルギーシステム技術選択モデルによるGHG80%削減分析: 気象条件が技術選択やGHG削減費用に与える影響, *エネルギー・資源学会論文誌*, **41** (3), 68-76 (2020)
- 5) 日本エネルギー経済研究所, IEEJ アウトロックス2020 (2021年2月11日閲覧), https://eneken.ieej.or.jp/whatsnew_op/191015/teireiken.html
- 6) International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2019*, (2019), IEA, Paris.
- 7) 発電コスト検証ワーキンググループ, 長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告 (2021年2月11日閲覧), https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf
- 8) W. Cole and W.A. Frazier, *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*, National Renewable Energy Laboratory Technical Report, TP-6A20-73222, (2019).
- 9) 環境省, 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報 (2021年2月11日閲覧), <http://www.renewable-energy-potential.env.go.jp/RenewableEnergy/29.html>
- 10) 経済産業省, 水素・燃料電池戦略ロードマップ (2021年2月11日閲覧), <https://www.meti.go.jp/press/2018/03/20190312001/20190312001.html>
- 11) 地球環境産業技術研究機構 (RITE), 二酸化炭素地中貯留技術研究開発成果報告書 (2021年2月11日閲覧), http://www.rite.or.jp/results/result_reports/pdf/2006-chichu-6.pdf
- 12) 秋元圭吾, 佐野史典, パリ協定2°C目標から見た我が国の2050年排出削減目標に関する分析, *エネルギー・資源学会論文誌*, **38** (1), 1-9 (2017)
- 13) Y. Matsuo et al., Investigating the economics of the power sector under high penetration of variable renewable energies, *Applied Energy*, **267**, 113956 (2020).
- 14) Y. Matsuo and R. Komiyama, System LCOE of variable renewable energies : a case study of Japan's decarbonized power sector in 2050, *Sustainability Science*, (2021). <https://doi.org/10.1007/s11625-021-00914-1>

著者略歴



松尾雄司 (マツオ ユウジ)

1997年3月東京大学大学院理学系研究科修了。(財)産業創造研究所を経て2007年(財)日本エネルギー経済研究所入所。現在(一財)日本エネルギー経済研究所研究主幹。エネルギーシステムに係るモデル分析等に従事。エネルギー・資源学会, 日本原子力学会, 日本オペレーションズ・リサーチ学会, 国際エネルギー経済学会会員, 博士(社会システム分析)。

川上恭章 (カワカミ ヤスアキ)



2013年3月東京大学大学院工学系研究科修了。同年4月(一財)日本エネルギー経済研究所入所。現在, 同研究所化石エネルギー・国際協力ユニット主任研究員。エネルギーシステムを対象とした研究に従事。電気学会, エネルギー・資源学会会員, 博士(工学)。

有馬純 (アリマ ジュン)



1982年東京大学経済学部卒, 同年通商産業省(現経済産業省)入省。経済協力開発機構(OECD)日本政府代表部参事官, 国際エネルギー機関(IEA)国別審査課長, 資源エネルギー庁国際課長, 同参事官, 大臣官房審議官地球環境問題担当, 日本貿易振興機構(JETRO)ロンドン事務所長兼地球環境問題特別調査員等を経て, 2015年8月より東京大学公共政策大学院教授。気候変動に関する政府間パネル(IPCC)第6次評価報告書執筆者。