

# 低炭素化に向けた再生可能エネルギー 余剰電力対策技術の役割

## Management of Surplus Electricity to Decarbonize Energy Systems in Japan

川上 恭章 \*・小宮 山涼一 \*\*・藤井 康正 \*\*\*

Yasuaki Kawakami

Ryoichi Komiyama

Yasumasa Fujii

This paper presents roles of technologies which manage surplus electricity derived from a massive deployment of variable renewables (VRE) for energy system decarbonization in Japan. A bottom-up energy technology model which covers a whole energy system and incorporates a high-temporal-resolution power sector is developed and utilized. The model is formulated as a large-scale linear programming model with 11 million endogenous variables and 25 million constraints. Simulation results reveals that massive decarbonization results in the occurrence of huge amount of surplus electricity and requires installation of surplus electricity management technologies. Stored batteries, charging of electric vehicles and heat conversion as well as suppression of VRE power output would play substantial roles to manage the surplus electricity. A degree of utilization of electrolyzer depends on its cost and carbon constraints although the installed capacity is limited compared with other management technologies at any case assumed in this study.

**Keywords** : Variable renewables, Surplus electricity management, Energy system decarbonization, Linear programming

### 1. はじめに

世界的に脱炭素化に向けた取組みが強化される中、日本でもエネルギーシステムの低炭素化を実現するためには、主要な二酸化炭素(CO<sub>2</sub>)排出源である電力部門の低炭素化が不可欠である。第5次エネルギー基本計画では、2050年に再生可能エネルギー発電を主力電源化する目標が示された。変動性再生可能エネルギー発電(VRE 発電)が大量導入された場合、電力需給調整の観点から余剰電力の発生が見込まれる。その対策として、出力抑制、電力貯蔵技術(揚水式水力発電、蓄電池)の利用といった電力部門での対応と、水電解水素製造、メタネーション、熱変換(蓄熱)等の非電力への変換による対応が挙げられる。後者は電力の有効利用に加え非電力部門の低炭素化への寄与が期待されている。

エネルギーシステム全体を分析対象とするボトムアップ型技術選択モデルは低炭素化に向けた技術分析に有用であるが、従来のモデルは電力部門を非常に簡潔に表現するため、余剰電力の発生といった電力部門の課題を必ずしも精緻に分析できるわけではない。他方、電力部門に特化した

モデルはこれらの課題を精緻に分析可能な一方、電力・非電力部門間の代替の考慮や余剰電力の非電力部門での活用に関する分析に課題を有している。本研究では、新たな技術選択モデルを用い、余剰電力対策技術が日本のエネルギーシステム低炭素化に果たし得る役割を、各技術の導入量や運用等の観点から分析する。

### 2. 手法

#### 2.1 多地域動的モデル

筆者らが開発したボトムアップ型のエネルギーシステム技術選択モデルを利用し、将来の低炭素化を実現するエネルギー技術の最適構成を分析する。本モデルは IEA の技術評価プログラム (ETSAP) のもとで開発された MARKAL/TIMES<sup>1)</sup> を原型とする線形計画モデルであり、エネルギーシステム全体(図 1)を分析対象としている。目的関数はシステム総コストである。最大の特徴は電力部門やエネルギー貯蔵の時間解像度が 60 分(8760 時間区分/年)と細かく、VRE 発電出力の日変動や季節変動を明示的に考慮できる点である。年間時間区分が概して 4~48<sup>2)</sup> と限定的な従来のエネルギーシステム技術評価モデルに比べ、各発電技術の負荷追従能力や最低出力制約の考慮等、電力部門を詳細に分析可能である。モデルの詳細については文献<sup>3)</sup>を参

\*一般財団法人日本エネルギー経済研究所

\*\*東京大学大学院工学系研究科原子力国際専攻准教授

\*\*\*東京大学大学院工学系研究科原子力国際専攻教授

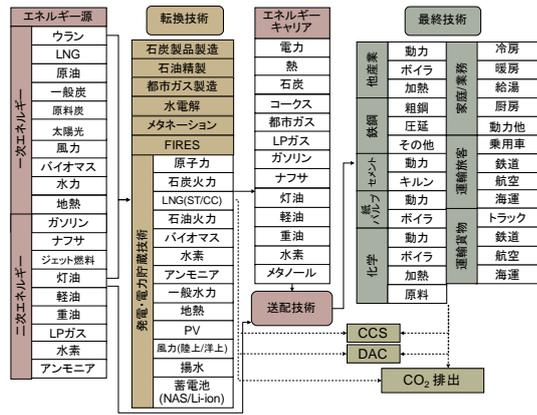


図1 想定する標準エネルギーシステム

照されたい。本研究では、同文献モデルを拡張し分析期間を2050年までとする一方、計算量節減のため地域区分数を4(北海道, 東北, 関東, 西日本)に集約したものを利用する。

2.2 余剰電力対策技術

考慮する余剰電力対策技術は、VRE 発電の出力抑制、揚水発電、大規模蓄電池(NAS 電池及び Li-ion 電池)、電気自動車(EV)充電、水電解水素製造、メタネーション及び熱変換(FIRES)である。VRE 発電はその出力を超えない範囲での出力抑制が可能とする。EV(本稿ではプラグインハイブリッド車を含む)の充電時刻は夕方から早朝までとし、時刻別充電量は内生的に決定する。充電パターンは総コスト最小化の観点から、すなわち供給側から見た最適化により決まる点に留意を要する。水素や熱の貯蔵は電力部門と同様 60 分間隔で表現し、貯蔵に要する費用も考慮する。他方、水素や熱の需要は年間を通して一定と仮定する。FIRES は余剰電力を電熱抵抗により熱に変換し、巨大な蓄熱槽で熱を蓄える技術である。本稿では、熱を再度発電に用いるか、産業部門の熱需要を充足するために用いるものと想定する。

3. 計算の前提

3.1 前提条件

発電技術及び蓄電技術の諸元は文献<sup>4)</sup>等をもとに設定する(表1, 表2)。表中で幅をもって示されている項目は、2050年にかけての習熟や技術革新等を見込んでおり、期により

表1 発電技術の想定

	原子力	石炭	LNG複合	LNG汽力	石油	水素	アンモニア
建設コスト(千円/kW)	370	272	164	120	200	164	164
固定費率(建設コスト比)[%]	5.2	4.0	3.0	3.0	3.2	3.0	3.0
発電効率(送電端, LHV)[%]	-	39-44	54-61	42	38-40	54-61	54-61
年平均稼働率上限[%]	80	80	80	80	80	80	80
出力調整率(増加)の上限[%/hour]	0	31	82	82	100	82	82
出力調整率(減少)の上限[%/hour]	0	58	75	75	100	75	75
稼働年数[年]	40	40	40	40	40	40	40
DSS運転比率[%]	0	0	50	30	70	0.5	0.5
最低出力比率[%]	30	30	30	30	30	30	30
	一般水力	バイオマス	地熱	蓄熱	PV	陸上風力	洋上風力
建設コスト(千円/kW)	640	398	790	120	294-152	284-227	591-506
固定費率(建設コスト比)[%]	1.4	6.8	4.2	3.0	1.4	2.1	3.8-3.1
発電効率(送電端, LHV)[%]	-	18	-	40	-	-	-
年平均稼働率上限[%]	53	80	70	80	-	-	-
出力調整率(増加)の上限[%/hour]	5	31	5	82	-	-	-
出力調整率(減少)の上限[%/hour]	5	58	5	75	-	-	-
最低出力比率[%]	1	-	-	50	-	-	-
稼働年数[年]	60	20	40	20	20	20	20

表2 蓄電技術の想定

	揚水	NAS電池	Li-ion電池
建設コスト(千円/kW)	190	35	40
建設コスト(千円/kWh)	10	40-20	150-15
固定費率(建設コスト比)[%]	1.0	1.0	1.0
年平均稼働率上限[%]	90	90	90
サイクル効率[%]	70	85	85
自己放電率[%/hour]	0.1	0.5	0.5
最大kWh/kWh比	6	-	-
CLレート	-	0.14C	2.0C
サイクル寿命[回]	∞	4,500	6,000
稼働年数[年]	60	15	8

設定を変えている。VRE 発電(PV, 陸上風力)の出力パターンは気象データから推計した実績値を将来にわたり用いる。洋上風力については、各地域の代表地点での出力パターンを web アプリケーション<sup>5)</sup>を用いて推計し、各地域を代表させる。VRE 発電には地域別の設備量上限を設け、日本合計での上限値は PV が 2030 年 100GW, 2050 年 332GW, 陸上風力はそれぞれ 10GW, 100GW とする。既設の原子力・火力発電設備の残存推移は、文献<sup>6)</sup>等を参考に運転開始から 40 年の稼働を想定して設定する。原子力は、運用中の発電所が 60 年運転するものと仮定する(2050 年の設備量は 21GW)。地域間連系線は、既に増強が決まっている北本連系、東北東京間連系及び東京中部間連系を除き、増強されないものとする。

蓄電技術を除く余剰電力対策技術は、文献<sup>7), 8)</sup>をもとに設定する(表3)。EV 充電器の設備コストは 31 万円/6kW<sup>9)</sup>と想定する。

表3 余剰電力対策技術の想定

電解	投資コスト	1.8-1 億円/(300Nm <sup>3</sup> /h)
	水素製造原単位(電力)	5-4.5 kWh/Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub>
	利用率上限	90%
電解+メタネーション	投資コスト	300-167 万円/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h
	メタン製造原単位(電力)	18.3 kWh/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub>
	メタン製造原単位(CO <sub>2</sub> )	1.972 kg/Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub>
	利用率上限	90%
水素貯蔵	投資コスト(kW)	7 万円/kW
	投資コスト(kWh)	1500 円/kWh
	サイクル効率	90%
	利用率上限	90%
FIRES	投資コスト(charging-kW)	1000 円/kW
	投資コスト(output-kW)	1000 円/kW
	投資コスト(storage-kWh)	1500 円/kWh
	熱電変換効率	1
	自己放熱率	1 %/h
利用率上限	90%	

2050 年までのエネルギーサービス需要は、設定する 36 部門について全国計の需要を計量経済学的手法により算出し、それを都道府県別エネルギー消費量等の指標(2015 年実績値)を用いて各地域に配分する。

カーボンフリーの水素やアンモニアの輸入可能量上限は前者がゼロ、後者が 2050 年に 1000 万トンと仮定する。水素は国内では天然ガス改質または水電解により製造可能である。CCS による CO<sub>2</sub>貯留ポテンシャルは 2030 年 10 万トン、2050 年 100 万トンと仮定する。

3.2 ケース設定

本稿ではエネルギー起源 CO<sub>2</sub>削減制約、水電解装置設備コスト及び PV コストについて複数のケースを想定し分析

を行う(表4)。CO<sub>2</sub>排出量は2050年に2013年度比50%減ないし60%削減の2ケースとする。2030年の排出量制約上限は長期エネルギー需給見通しで示された9.27億トンで共通とする。PV及び水電解のコストは、表1及び表3に示すものを基準ケース、2050年のコストがより低い場合を低位ケースとする。具体的には、2050年の水電解コストを0.5億円/(300Nm<sup>3</sup>/h)、PVコストを10万円/kWとする。

表4 ケース設定

ケース名	CO <sub>2</sub> 削減率	水電解コスト	PVコスト
C50	50%	基準	基準
C50・電解	50%	低位	基準
C50・電解・PV	50%	低位	低位
C60	60%	基準	基準
C60・電解	60%	低位	基準
C60・電解・PV	60%	低位	低位

4. 結果と考察

4.1 電力部門

2050年にかけてCO<sub>2</sub>削減制約が厳しくなると、発電燃料は化石燃料では石炭から天然ガスに転換が進む(図2)。削減率が50%の場合には、2050年のLNG複合の発電シェアが最大で50%に達するが、削減率が更に上昇し60%となると、化石燃料シェアは約30%まで減少する。一方、VRE発電の導入量が増加し(図3)、発電量シェアは約40%に達する。PVコスト低位ケースでは、PV導入量はCO<sub>2</sub>削減率によらず基準ケース比で大幅に増加する。CO<sub>2</sub>削減率60%ケースでの2050年の電力部門CO<sub>2</sub>排出原単位は約110g-CO<sub>2</sub>/kWhまで低下する。

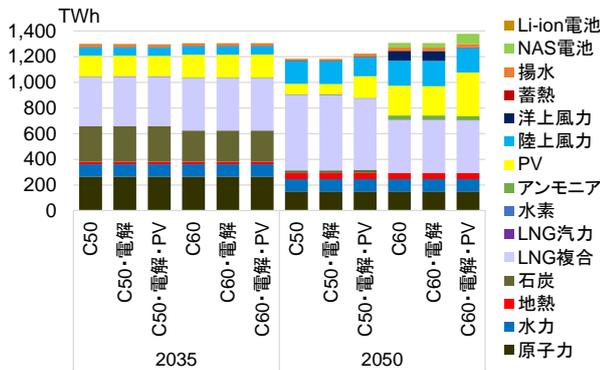


図2 発電量構成

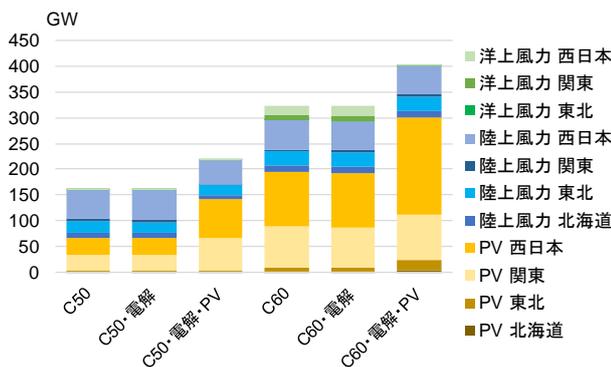


図3 VRE発電設備量(2050年)

表5 主な余剰電力対策技術の設備量(2050年)

	揚水発電	NAS電池	Li-ion電池	水電解	メタネーション	FIRES
	GW	GW	GW	千Nm <sup>3</sup> -H <sub>2</sub> /h	千Nm <sup>3</sup> -CH <sub>4</sub> /h	GW
C50	25.6	0.4	0.3	47.1	10.6	31.6
C50・電解	25.6	0.4	0.3	65.5	16.7	26.7
C50・電解・PV	26.9	0.6	0.3	69.8	18.9	51.6
C60	27.6	23.6	0.8	56.9	15.0	82.1
C60・電解	27.6	23.0	0.6	73.6	81.2	80.7
C60・電解・PV	27.6	52.5	0.7	76.8	68.9	85.9

4.2 余剰電力対策技術

主な余剰電力対応技術の設備量(2050年)は表5の通りである。2050年に50%を上回るCO<sub>2</sub>削減を実現するためには、蓄電池や水電解、メタネーション、FIRESといった余剰電力対策技術の導入が合理的である。蓄電池はVRE発電の導入量が限定的な50%削減ケースでは導入が進まないが、同発電の導入量が著しく増加する60%削減ケースでは主にNAS電池の導入が進む。水電解及びメタネーションは、C50ケースでも一定の設備量が導入されるが、その量は約3PJ/年で設備利用率も約10%と低く、各生産量が需要量(水素及び都市ガス)に占める割合は1%に満たない。これら2つの技術の導入が限定的な量に留まる理由は、電解及び貯蔵に要するコストが高いためと言えよう。それでも、概してCO<sub>2</sub>削減率が上昇するほど、また電解コストが安くなるほどこれらの導入量は増加する。ただし、メタネーションは、メタンの燃焼によりCO<sub>2</sub>が発生することから、CO<sub>2</sub>制約が厳しく、PVのようなゼロカーボン発電のコストが安価な場合には、導入量は減少する。全体の電力需給調整の中では、定置式蓄電池やEV充電、FIRESによる蓄熱及び最終需要での熱利用、他地域送電といった技術の利用による余剰電力対応が大部分を占める。もっとも、いずれのケースでもVRE発電の出力抑制が生じ、C60・電解・PVケースではPVの出力抑制量が18.2TWh(抑制率5.1%)、陸上風力では7.5TWh(同3.8%)に及ぶ。対策技術の過剰設備(利用率低下)を招くことから、余剰電力を全て吸収することは合理的でないと言える。

4.3 余剰電力対策技術の運用

VRE発電が最も導入されるC60・電解・PVケースにおける、東北地方2050年4-5月の電力需給運用を図4に示す。

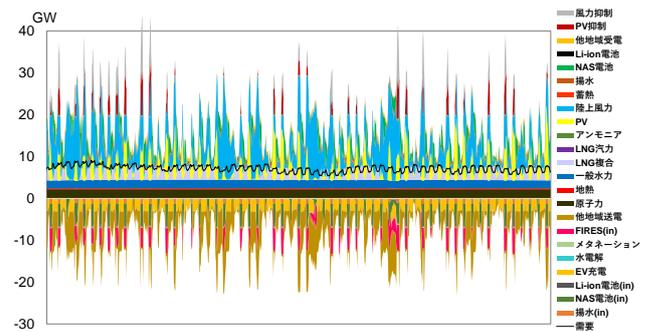


図4 4-5月の電力需給運用

(2050年東北地域、C60・電解・PVケース)

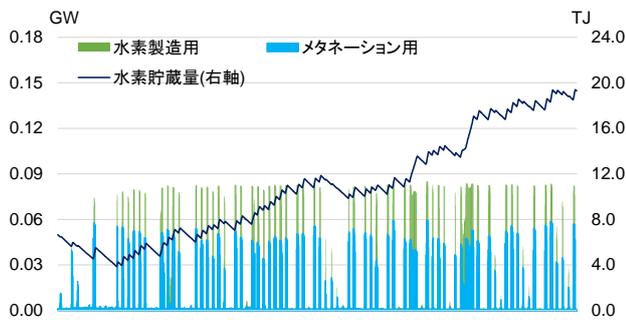


図5 4-5月の水電解装置の稼働と水素貯蔵量  
(2050年東北地域, C60・電解・PVケース)

原子力や一般水力が一定出力で稼働する中、電力需要規模を大きく上回るPV及び陸上風力の導入により、LNG複合火力の出力調整や揚水発電の利用のみでは電力需給調整が困難となり、多くの余剰電力が発生する。余剰電力の大部分は、先述のように、定置式蓄電池(NAS電池)、EV充電及び蓄熱により吸収、または他地域送電や出力抑制により対応される。同ケースでは2050年に乗用車の66%(輸送量シェア)がプラグインハイブリッド車となる。

同時期の水電解装置の稼働及び水素貯蔵量の変化を図5に示す。余剰電力の発生に応じて、最大0.1GW程度の電力が水素製造及びメタネーション用の水電解装置で消費される。5月にかけてVRE発電の出力が増加していくに従い、電解装置の稼働が増え、水素貯蔵量も増加する。

なお、本研究ではVRE発電出力の不確実性やLFC調整力制約を考慮していない点には留意を要する。

## 5. おわりに

電力部門やエネルギー貯蔵を高時間解像度で考慮可能なエネルギーシステム技術選択モデルを用い、将来の低炭素化に向けた余剰電力対策技術の役割を分析した。2050年にCO<sub>2</sub>排出量60%削減といった大幅な低炭素化を実現するためには、VRE発電の大量導入により電力部門を低炭素化する必要がある。これに伴って生じる余剰電力は、主として蓄電池、EV充電、熱変換及び出力抑制により対処される。水電解水素製造やメタネーションは一定の設備量が導入され、CO<sub>2</sub>削減制約の厳格化や水電解コストの低減により導入量は増加するものの、他の対策技術に比べその導入量は限

定的である。

謝辞：本研究は、筆者が東京大学在学中にJSPS科研費JP17H03531, JP15H01785, (独)環境再生保全機構の環境研究総合推進費(2-1704)の助成を受けて実施したものを応用したものである。

## 参考文献

- 1) Richard Loulou, Uwe Remme, Amit Kanudia, Antti Lehtila and Gary Goldstein; Documentation for the TIMES Model PART I (2005), available from [www.etsap.org](http://www.etsap.org).
- 2) Seán Collins, John P. Deane, Kris Poncelet, Evangelos Panos, Robert C. Pietzcker, Erik Delarue and Brian Pádraig Ó Gallachir; Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A Methodological review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76 (2017), pp.839-856.
- 3) 川上恭章, 小宮山涼一, 藤井康正; 高時間解像度の電力部門を有する多地域技術選択モデルによる日本のCO<sub>2</sub>削減に関する分析, *エネルギー・資源学会論文誌*, 39-4 (2018), pp.10-19.
- 4) Ryoichi Komiyama and Yasumasa Fujii; Long-term scenario analysis of nuclear energy and variable renewables in Japan's power generation mix considering flexible power resources, *Energy Policy*, 83 (2015), pp.169-184.
- 5) Renewables.ninja, <https://www.renewables.ninja/>
- 6) 東京電力; 数表で見る東京電力, <http://www.tepco.co.jp/corporateinfo/illustrated/electricity-supply/thermal-j.html>.
- 7) 柴田善朗, 木村謙仁; カーボンニュートラルメタンの将来ポテンシャル - PtG と CCU の活用: 都市ガスの低炭素化に向けて -, 日本エネルギー経済研究所 HP 論文 (2018).
- 8) Charles W. Forsberg, Daniel C. Stack, Daniel Curtis, Geoffrey Haratyk and Nestor Andres Sepulveda; Converting excess low-price electricity into high-temperature stored heat for industry and high-value electricity production, *The Electricity Journal*, 30 (2017), pp.42-52.
- 9) 株式会社JM; 戸建て用EV充電設備設置のご案内。