

調整力を加味した電源構成モデルによる 2030 年以降の

電源構成の分析と政策課題に関する検討

Analysis of Post-2030 Power Generation Mix with an Analysis Model Considering Control Reserve and Policy Implications

永 富 悠 *・小笠原 潤一*
Yu Nagatomi Junichi Ogasawara

In this analysis, we analyze power generation mix after 2030 with an analysis model considering control reserve. The current amount of renewable energy approved by FIT are unevenly distributed in Japan. If we assume that renewable energy will be expanding at the current growth rate, a total amount of renewable energy may be subjected to the system constraints including control reserve and capacities of interconnection in the future. The results illustrate regional differences of 9 Electric Companies. Local areas, which already have many renewable energy facilities, will reveal their limits to incorporate further renewable in their power system even with some amount of energy storage system. In urban areas such as Tokyo Electric Power Co., there will be room for additional introductions of intermittent renewable energy. We also describe policy implications based on the analysis results. Future energy policies should consider projections of power system reserves in detail and technological developments to encourage stakeholders to realize optimal renewable energy mix and achieve GHG emissions target in 2050.

Keywords: Power Generation Mix, FIT, Battery, Renewable

1. はじめに

2015 年 7 月に東日本大震災以降初めての「エネルギー基本計画」が策定され、あわせて将来の電源構成を含むエネルギー構成を示した「長期エネルギー需給見通し」¹⁾が発表された。長期エネルギー需給見通しでは 2030 年の電源構成が示されており、政府の各種政策もこれを一つの目標として検討されている。例えば、再生可能エネルギーの固定価格買取制度 (FIT) は 20 年に渡る長期の買取を保証する政策として進められており、現下の設備認定状況を見ると、再生可能エネルギーは 2030 年の長期エネルギー需給見通しにおける目標に近い水準まで積み上がっている。一方で 2030 年以降については原発の再稼働・新設の見通し、火力発電所の見通しについても不透明性が増し、再生可能エネルギーも FIT の改正による太陽光発電への入札の導入など政策の見直しの機運が高まっている。2050 年やそれ以降の超長期の目標達成のためには長期エネルギー需給見通しの

ターゲット年である 2030 年以降の電源構成について 3E+S の観点から各種電源の開発、再生可能エネルギーの導入について検討する必要がある、それに応じて FIT のような長期に影響を及ぼす政策も逐次検討される必要がある。

本分析では、上記に資する分析として調整力を加味した電源構成モデルを用いて 2030 年以降の我が国の電源構成を分析し、政策課題について整理した。

2. 我が国の将来の電源構成

2.1 将来の電源構成に関する分析

2015 年に策定された「長期エネルギー需給見通し」で示された 2030 年の電源構成については多数の分析が行われている。東京大学の藤井・小宮山研究室 (2016)²⁾ は詳細な電源構成モデルを用いて太陽光発電の地点別導入量の最適化計算を行い、コスト最小化に基づけば太陽光発電は電力需要や調整容量の大きい東京、中部電力管内等で導入が増加する傾向にあることを明らかにしている。山本 (2014)³⁾ は冬の夕方のピーク対応、LFC 必要量の制約のために 2030 年に向けて太陽光・風力発電の導入量を拡大してもその他

* (一財)日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1 イヌイビル・カチドキ

の系統発電設備を代替する効果が小さいことを指摘している。また、荻本 (2017) ⁴⁾ は 2030 年を中間点として 2050 年の電力需給を分析し、火力の必要量や再エネの抑制量、蓄電池、水素製造量について分析を行っている。

2.2 2030 年以降の将来の電源構成のポイント

2030 年以降の電源構成について再生可能エネルギーを例にとると足元の FIT の見直しもあり、現状のペースで導入が進んでいくか見通しが難しい。また、火力等の発電設備の動向についても足元の計画を踏まえても 2030 年以降の見通しは難しく、電力システムとして必要な LFC 等の調整力の確保についても不透明性が高い。仮に火力が減少し、変動性の再生可能エネルギーが増加する場合には、調整力の制約から導入量に影響を及ぼすことが懸念される。

本分析では 2030 年をターゲットとした「長期エネルギー需給見直し」を踏まえ、2050 年も視野に入れた 2030 年以降の電源構成について、現在見通せる発電計画、各地域の需給状態を踏まえて LFC 調整力を加味した分析を行った。

3. 電源構成モデルによる分析

3.1 電源構成モデルの概要

本分析では、日本エネルギー経済研究所と東京大学藤井・小宮山研究室との共同研究を踏まえて、時間帯別、地点別に詳細な分析が可能な電源構成モデルである藤井・小宮山研究室 (2016) ²⁾ のモデルを参考に分析モデルを開発した。本モデルは線形計画法を用いて総発電費用を最小化する経済合理的な電力需給運用を模擬する。主たる制約条件として需給バランス制約、設備容量制約、連系線制約等を考慮しており、本分析では特に LFC 調整力についても考慮することとした。以下に主要な制約条件式を示す。その他の詳細は藤井・小宮山研究室 (2016) ²⁾ を参照。

・目的関数

$$TC = \sum_{i=1} (g_i \times pf_i \times K_i + \sum_{d=1}^{365} \sum_{t=1}^{24} pv_i \times X_{i,d,t}) + \sum_{j=1} CS_j + ECO2 \times ctax \quad (1)$$

g_i : 第 i 種電源の年経費率, pf_i : 第 i 種電源の建設単価, K_i : 第 i 種電源の設備容量, pv_i : 第 i 種電源の燃料単価, $X_{i,d,t}$: 第 i 種電源の d 日 t 時点の稼働量, CS_j : 第 j 種電力貯蔵設備費用, $ECO2$: CO2 排出量, $ctax$: 炭素税

・需給バランス制約

$$\sum_i X_{i,d,t} + \sum_j (Dis_{j,d,t} - Cha_{j,d,t}) + \sum_b cc_{n,b} \times (Tp_{b,d,t} - Tn_{b,d,t}) - Loss_{n,d,t} = Load_{n,d,t} \quad (2)$$

$Dis_{j,d,t}$: 第 j 種電力貯蔵設備の d 日 t の放電量, $Cha_{j,d,t}$: 第 j 種電力貯蔵設備の d 日 t の充電量
 $cc_{n,b}$: n と b ブランチの接続行列, $Tp_{b,d,t}$: ブランチ b , d 日, t の受電量,
 $Tn_{b,d,t}$: ブランチ b , d 日, t 時点における送電量
 $Loss_{n,d,t}$: 送電損失 (ブランチの両端ノードで送電損失を半分ずつ考慮)
 $Load_{n,d,t}$: n ノード d 日, t の需要

・LFC 調整力制約

LFC 調整力制約については、山本 (2014) ³⁾ を参照し以下のとおり定式化した。調整力制約は電力エリア別とし、域外への融通は考慮しない。

$$LFCD_{area} = \sqrt{(0.1 \times \sum_n PV_{n,d,t})^2 + (0.15 \times \sum_n \frac{windmw_n}{wind_{n,d,t}} WIND_{n,d,t})^2 + 2.77 \times 10^{-5} \times (\sum_n Load_{n,d,t})^2} \quad (3)$$

$LFCD_{area}$: エリア内の LFC 必要量, $PV_{n,d,t}$: n ノード, d 日, t 時の PV 発電量
 $wind_{n,d,t}$: n ノード, d 日, t 時の出力抑制前の風力発電量
 $windmw_n$: n ノードの風力設備容量, $WIND_{n,d,t}$: n ノード, d 日, t 時の出力抑制後の風力発電量

(3) 式について山本 (2014) ³⁾ にならぬ線形近似した。

$$LFCS_{area} \leq \sum_i (lfc_i \times X_{i,d,t}) + \sum_j (lfc_j \times Dis_{j,d,t} + lfc_j \times Cha_{j,d,t}) \quad (4)$$

$LFCS_{area}$: エリア内の LFC 供給量, lfc_i : 第 i 種電源の稼働量に対する LFC 調整力の比率
 lfc_j : 第 j 種電力貯蔵設備の稼働量に対する LFC 調整力の比率

(4) 式における稼働量に対する LFC 調整力の比率は、火力は一律 5%、揚水を含む蓄電設備は一律 20% とした。

3.2 分析の前提条件

(1) 分析対象

東日本エリア (64 地点) 及び西日本エリア (71 地点) (沖縄電力を除く) に分けて分析した。対象年次は 2040 年の 1 年間単年とし、時間単位は 1 時間単位とした。最適化の対象は各発電設備の運転パターンならびに太陽光発電、風力発電の設備容量と蓄電設備の設備容量とした。

(2) 電力需要

長期見通しを踏まえた 2030 年における広域系統整備委員会想定 ⁵⁾ である 8,812 億 kWh (需要端) の値を参照し、2040 年まで横ばいと想定した。これにロスを 3% として日本全体での系統需要を 9,076 億 kWh と想定した。地点別の需要パターンは藤井・小宮山研究室 (2016) ²⁾ を参照。

(3) 火力発電、揚水発電

広域機関の供給計画、各社プレスリリース、経済産業省及び環境省の環境アセス情報、気候ネットワーク資料等を参照し、現在発表されている計画について把握できる建設計画を積み上げた。既存設備については供給計画等にもとづいて整理した上、将来に向けては運開から 45 年で閉鎖すると想定し 2040 年断面の設備量を想定している。

(4) 原子力発電

2030 年の長期見通しのシェアを達成する設備容量を想定し、それらの設備が 2040 年まで継続的に運転するものとして東日本で 10GW、西日本で 16GW、設備利用率は 80% と想定した。

(5) エネルギー価格

IEA (2016) ⁶⁾ の New Policy Scenario を参照し、2040 年で原油は \$124/bbl、天然ガスは \$12.4/MMBTU、一般炭は \$80/t

で為替レートは 120 円/\$とした。

(6) 再生可能エネルギー

長期見通しを参照した広域機関想定⁵⁾(シナリオ①)の 2030 年の値を基に、足元から 2030 年までの増加ペースで 2040 年まで線形で増加すると想定した。特に太陽光発電、風力発電については変動再エネと定義し、ケース分析として導入可能量の上限を設定した。太陽光、風力の地点別の発電パターンは藤井・小宮山研究室(2016)²⁾を参照した。

(7) 蓄電池

ケース別に地点毎の導入上限を設定し、将来のコストは NEDO 見通し⁷⁾等を参照して想定した。

(8) 地域間連系線他

連系線の運用容量は、平成 31~38 年度(2019~2026 年度)の連系線の運用容量(長期計画)⁸⁾の平成 38 年度の値を参照した。地域間連系線の増強は、2017 年 10 月現在で計画が進んでいる北本連系の増強と東北東京間連系線の増強を考慮し、これが運用容量に単純に追加されると想定している。ただし、マージンについては実需給断面での値を想定し、北本連系についてのみ増強を加味して 60 万 kW と想定した。

3.3 分析ケース

3.2 節で示した前提条件に対し、感度分析として変動再エネの導入上限と蓄電池の導入上限を設定して分析を行った。ケース名と設定概要は表 1 の通りである。

表 1 ケース名と設定概要¹⁾
(東日本エリア, 西日本エリア共通)

ケース名	変動再エネ設備容量の上限	地点あたり蓄電設備容量の上限
①: 1 倍 & 0.2GW	2030 年見通しから 2040 年まで線形で増加	0.2GW
②: 1.5 倍 & 0.3GW	①の 1.5 倍	0.3GW
③: 2 倍 & 0.5GW	①の 2 倍	0.5GW
④: 3 倍 & 1GW	①の 3 倍	1GW

3.4 エリア別電源構成

3.3 で示したケース別の分析結果を示す。東日本エリアにおいては、変動再エネ及び蓄電設備容量の上限の増加に伴って変動再エネによる発電量は増加する(図 1)。しかし、変動再エネの設定上限を 2 倍としても各エリアの需給制約、調整力制約から発電量は 2 倍とはならないため、更なる再エネの拡大のためには蓄電設備の追加を含めた制約を解消するための方策が必要になる。また、変動再エネの増加量

によっては調整運転が難しい原子力発電所を停止させる場面も生じ、またバイオマス等の固定再エネについても出力調整を行うことになる。変動再エネの導入量が拡大する一方で、他の低炭素電源が出力調整を行うことを余儀なくされ、低炭素電源間で競合が発生する可能性を示している。

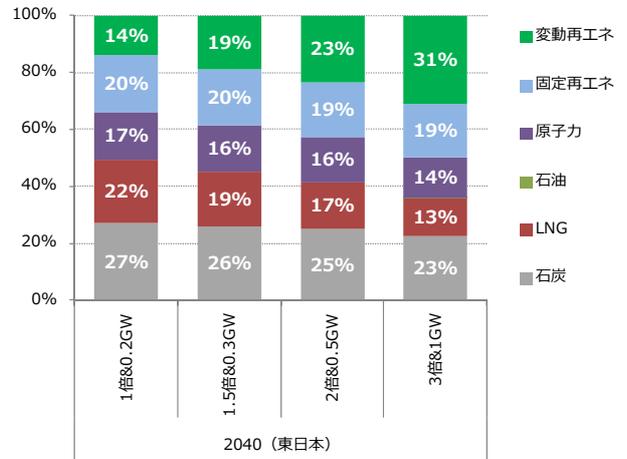


図 1 東日本エリアのケース別 2040 年の電源構成

西日本エリアについても、東日本と同様に各種制約から変動再エネの設定上限を増やしても発電量が同程度増加することにはならない結果となった(図 2)。

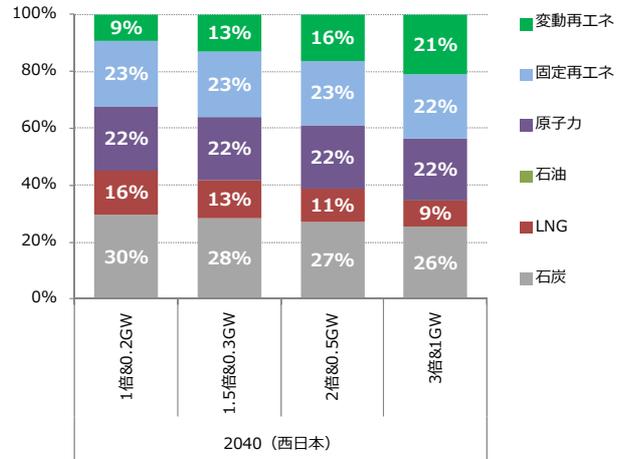


図 2 西日本エリアのケース別 2040 年の電源構成

3.5 CO2 排出係数

自家発を除く系統電力における 2040 年の CO2 排出係数は、各ケースの幅を取ると東日本エリアでは 0.24~0.31kgCO2/kWh、西日本エリアで 0.26~0.31kgCO2/kWh となる。なお、電気事業連合会が発表した 2013 年度の CO2 排出係数は 0.567kg-CO2/kWh である。本試算結果は暦年値であり、また、電気事業連合会の値と事業者の範囲が完全には一致しないが、参考として比較すれば、本試算結果は 2013 年度の電事連の CO2 排出係数に比べ 46~58%の削減となる。

2

¹⁾ 現在実証事業として進められている蓄電池の設備規模は以下のとおり。北海道電力の南早来 0.015GW、東北電力の西仙台 0.02GW、南相馬 0.04GW、九州電力の豊前 0.05GW。

²⁾ 電気事業における低炭素社会実行計画では、“2030 年度に排出係

3.6 地域別再エネ導入量と蓄電設備導入量

前節で示した通り、需給バランス、調整力の制約などから、変動再エネの導入可能量の上限を単純に増加させるだけでは、変動再エネの発電量は導入可能量の上限の増加ほどには増えない。

図3には東日本エリアの変動再エネの設備容量及び蓄電池の導入量を、図4及び図5には各電力管内別の変動再エネ導入量と蓄電設備導入量を示している。変動再エネについて、東日本エリアの東京管内では上限まで導入が進むが、北海道、東北管内ではそこまで伸びない。これは、現在適地とされている地点を中心に本試算での変動再エネの導入可能量を想定していることや、系統の状況等の地域特性を反映しているものと考えられる。蓄電池については、北海道と東北管内では上限に合わせて変動再エネの普及拡大の対策として導入が進むが、東京管内は導入が進まない。この結果として、系統対策コストの費用負担が地域ごとで大きく異なる可能性がある。

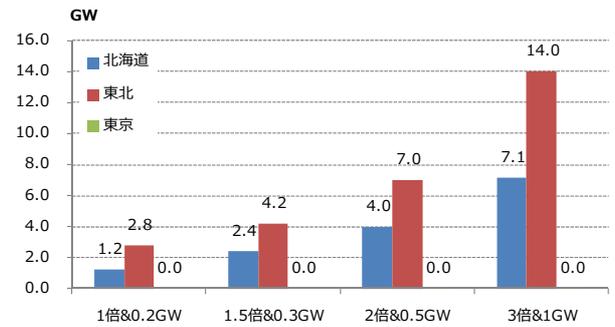


図5 東日本エリアの地域別電池の導入量

同様に図6には西日本エリアの変動再エネの設備容量及び蓄電池の導入量を、図7及び図8には各電力管内別の変動再エネ導入量と蓄電設備導入量を示している。西日本エリアにおいては、再エネの導入分布の偏りが東日本よりも少なく系統構成も異なるため、結果として蓄電池の導入量は少なくなる。エリア別に見ると、変動再エネについては、中部や関西などの都市部地域で上限まで導入が進むが、四国と九州は頭打ちとなっている。蓄電池の導入量については、九州管内で主に導入が進むが、極端に変動再エネが増える場合はその他のエリアでも増大する。

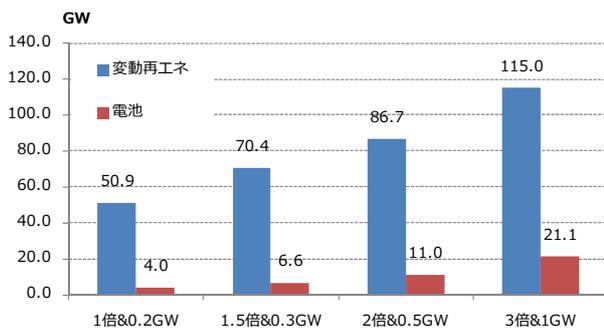


図3 東日本エリアの蓄電池の導入量と再エネの導入量

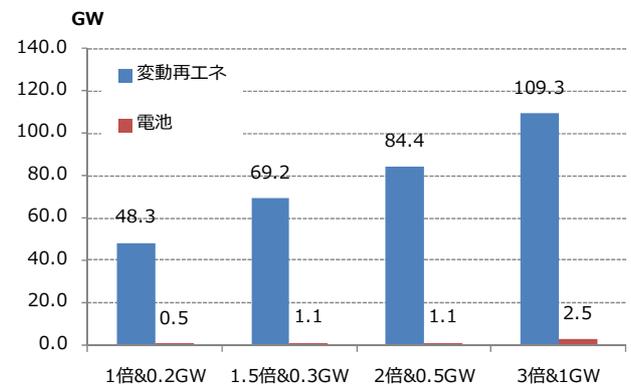


図6 西日本エリアの蓄電池の導入量と再エネの導入量

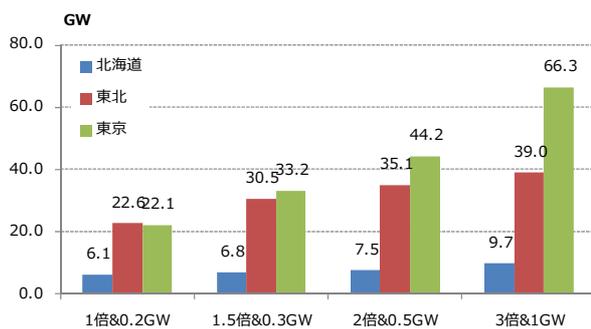


図4 東日本エリアの地域別再エネの導入量

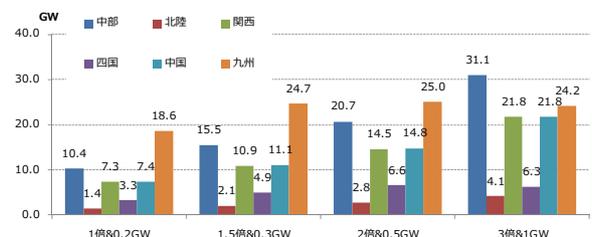


図7 西日本エリアの地域別再エネの導入量

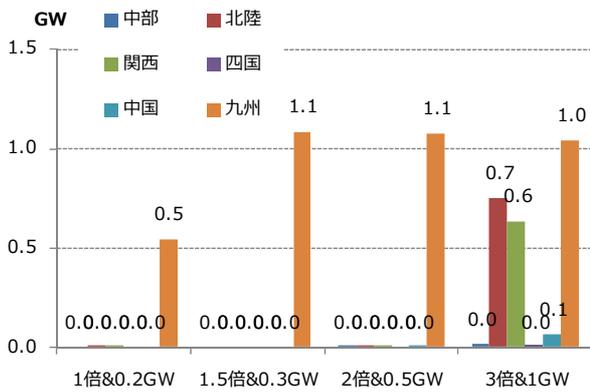


図8 西日本エリアの地域別蓄電池の導入量

以上より、変動再エネの導入余地は、本分析で行った2040年の分析においても、藤井・小宮山(2016)²⁾が指摘する通り、電力需要や調整容量の大きい東京、中部電力管内等に存在する。つまり、東京電力等の都市部では、設備容量上限の引き上げと導入量の伸びが連動する可能性があるが、日本全体としては再エネの偏在の問題、需給バランスの課題、調整力の課題等について地域差があり、変動再エネの設備容量の上限を上げて、必ずしもその分変動再エネが入るわけではない。

4. 考察

本章では、前章の分析結果を踏まえて政策に関するインプリケーションについて考察する。

4.1 政策に関するインプリケーション

2030年以降の電源構成を検討するにあたっては、2050年も視野に入れつつ、設備構成のあり方を検討する必要がある。例えば、2040年や2050年を視野に入れると、長期買取を前提としたFIT制度は、2020年までには更に改正を進めていく必要がある。本分析結果より、以下の点について政策的な対応が必要になると考えられる。

(1) 再エネの地域的偏在、種類の偏りの是正

本分析では、長期見通しに基づいて地域的な偏りを含めて広域機関が想定した電力管内別の割振りを参照した。分析結果より、足元の状況を拡大する形で再エネの導入を進めることは、将来的に地理的な偏在の影響が益々大きくなる。足元では、システムの空き容量を踏まえて再エネの系統接続の募集が行われているが、より長期的には、火力等の設備動向も視野に入れて、適宜再エネの地域的なバランスの検討が必要になる。そのためには、全国一律で買取価格が設定されているFIT制度において地域別に買取価格差をつけることや、募集枠をエリア別に設定する等の改正が検討される必要がある。また、更なる再エネの普及拡大の検討では、ポテンシャルやコスト削減の可能性から太陽光発電や風力発電に注目が集まることが多いが、適地の偏り、

発電特性の偏りから再エネの種類についてもバランスを取れたものとする必要がある。

(2) 下げ代と新たな調整力の確保

本分析結果より、変動再エネの導入拡大にともなって原子力や固定再エネの抑制が観察された。この様な下げ代不足の局面があったことから、需要サイドを含めた下げ代確保の対策が必要になる。また、調整力の制約から変動再エネの追加的な導入が難しい地域も認められた。周波数、電圧の安定化等も含めた調整力を提供する設備としては、将来的には温室効果ガス削減の制約等から、火力だけでなく再エネや揚水、蓄電池、更に需要サイドでの対策も含めて広く検討されることが必要になる。また、地域別の火力設備の見通しを踏まえた調整力の確保と、そのために必要な技術開発についても政策として促していく必要がある。

(3) 蓄エネルギー設備の活用

本分析結果より、変動再エネの普及拡大にあたり、蓄電池の導入は有効な対策と考えられる。今後、変動再エネを再エネの主力として普及させていくにあたっては、蓄電池もしくは水素、熱を始めとした蓄エネルギー設備の活用が期待される。その際には、kWhベースのバランス確保を目的とした活用とともに、調整力含む系統安定化の機能を提供しうるものであることが期待される。また、各設備が系統運用者の指令に基づいて必要な供給力、調整力を提供することも求められる。更に、本分析では蓄電池は系統側から制御可能であると想定しているが、需要側に設置された蓄エネ設備を系統運用者の指令に従って活用可能か否かも重要な課題になる。VPPの実証等が実施しているが、これらの大規模化も含めて、あらゆる蓄エネ技術の広域的な利用可能性についても検討される必要がある。

(4) 需要サイドの柔軟化

本分析では、需要は最適化の対象としていない。しかし、将来的に電気自動車の導入やデマンドレスポンスの活用によって、下げ代の確保を含めて、系統の状況に合わせて需要側の対応を求めることが期待される。また、分散電源を用いたマイクログリッド化の進展に伴う需要の離脱と、小規模系統と基幹系統との協調についても課題になる可能性がある。

4.2 今後の課題

本分析では需要、再エネの発電パターン、変動再エネを除く発電設備構成等を所与のものとし、線形計画法を用いて経済的に最適な運用を分析する伝統的な電源構成分析を行った。そして、本モデルを用いた分析より、政策的インプリケーションを整理した。モデルを用いた定量的評価には、以下の点が課題として認められる。

需要については、将来的な需要の水準の想定、また需要

の弾力化の検討が必要になる。再エネについては、地域偏在の見方、上限の水準の考え方、変動再エネ以外の再エネの導入の見込み、そして予測誤差を含めた出力変動量の検討が課題である。連系線を含めた我が国の系統構成については、将来的な増強計画をどう考えるのか、系統設備としての蓄電池の想定や需要家に置かれる蓄電池の取扱も課題になる。また、2050年以降を視野に入れば、温室効果ガス80%削減のためのバックキャスト的な分析やそのために必要な技術開発を踏まえたPV、風力、原子力等が一定の調整力を提供できる場合についての分析も課題である。

上記各要素は大学、学会、企業等で検討が進んでいるところである。2040年、2050年は遠い未来ではあるが、FITで認定されて2017年に運転開始する設備は、2037年までは運転する可能性が高い。現状の政策が将来の設備構成を規定している可能性に留意しつつ、後付ではなく、先を見越した対策と政策の検討が必要になる。

5. まとめ

本分析では、調整力を加味した電源構成モデルを用いて2030年以降、特に2040年の電源構成について分析し、将来の設備構成の検討のための課題を明らかにした。分析を通じて、再エネの偏在の問題、需給バランスの課題、調整力の制約等のために、単純に変動再エネの設備容量の上限を上げれば、その分変動再エネが入るわけではないことを明らかにした。東京電力等の都市部では変動再エネの導入余地が期待される一方で、北海道や九州では余地が乏しく地域差がある。将来の設備量を規定しうるFITのような支援策の運用にあたっては、現下の接続の問題だけでなく、将来の電力システムの特性についてもある程度加味した上で検討される必要がある。長期的視点で日本全体としての設備の効率的な利用や設備配分において再エネの受け入れ余地があるエリアを明らかにし、低炭素電源の導入を進める対策と政策を実行していく必要がある。

長期需給見通しに示されている2030年の電源構成を踏ま

えて、2050年の温室効果ガス削減目標達成を目指していくためには、火力発電設備の進化、再エネによる調整力の検討、蓄電池、需要サイド等の技術の進展が期待される。寿命の長いインフラ産業である電気事業の特性を踏まえつつ、早いスピードで普及が進む分散電源を受け入れることができるような設備構成を実現するためには、長期に影響を及ぼすFIT制度等の現行の政策の見直しとともに、R&Dの進展と新たな技術の社会的な普及、実装を視野に入れた政策の検討が求められる。

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、(2015)、63
- 2) 東京大学 大学院工学系研究科 藤井・小宮山研究室；産業経済研究委託事業調査(電力需給モデルを活用したシミュレーション調査)調査報告書、(2016)
- 3) 山本博巳他；再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量と運転モードに及ぼす影響評価、電力中央研究所研究報告Y14002、(2014)
- 4) 荻本和彦他；2050年に向けた日本のエネルギー需給検討；電力需給モデルによる分析(II)、第36回エネルギー・資源学会研究発表会 講演論文集、(2017)、175-180。
- 5) 広域系統整備委員会；第18回広域系統整備委員会資料1(2016)
- 6) IEA；World Energy Outlook 2016、(2016)
- 7) NEDO；NEDO 二次電池技術開発ロードマップ 2013、(2013)
- 8) 電力広域的運営推進機関；平成29~38年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)、(2017)
- 9) 電気事業連合会、電源開発株式会社、日本原子力発電株式会社、特定規模電気事業者有志；「電気事業における低炭素社会実行計画」の策定について、(2015)