

2. 再生可能エネルギー大量導入時の電力需給対策

太陽光発電や風力発電といった、出力変動のある再生可能エネルギーが大量に導入されたとき、電力システムに生じる課題やその対策を整理した。また、そうした状況に対し、米国の電力市場における対応状況について調査を行った。さらに、これらの対策について、評価モデルを用いて効果の定量評価を試算した。

2.1 再生可能エネルギー大量導入に伴う課題とその対策

2.1.1 再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題

(1) 再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題

現在我が国では、太陽光発電や風力発電といった再生可能エネルギーの導入拡大が進んでいる状況にあり、特に2012年7月の固定買取価格制度（FIT）の導入以降、太陽光発電を中心にその導入量は大きく伸びている。この再生可能エネルギーの導入拡大に合わせて、再生可能エネルギーの出力変動等に起因する電力システム上の諸課題が一層浮き彫りになり、早急の対応が必要となってきた。

再生可能エネルギーの導入拡大に伴って生じる電力システム上の課題を、表 2-1 に示す。いずれの課題も太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの FIT 制度による導入が拡大する以前より可能性が指摘されており、研究や実証試験が行われてきた。

表 2-1 再生可能エネルギーに起因する電力システム上の課題

区分		電力システム上の課題	概要
平常時	全系	需給の問題 (周波数変動を含む)	● 再生可能エネルギーの導入増加や急な出力変動により、電力システム全体の需要と供給のバランスが崩れる
		線路過負荷の課題	● 特定の送電線/配電線に多く電力潮流が流れてしまい、線路過負荷が生じる
	ローカル	電圧の課題	● 再生可能エネルギーの出力により、電圧変動が生じ、逆潮流などを招く
		高調波・フリッカ等の発生	● 非線形要素を含むPCSからの出力が、高調波・フリッカ等の電力品質上の悪影響をもたらす
事故時	全系	過渡安定度の問題	● PCS電源の増加に伴い、電力システム全体の同期特性(同期化力、慣性)が低下する恐れがある
		一斉解列の問題	● 再生可能エネルギーの不要解列により、波及的に解列が生じてしまう可能性がある
	ローカル	単独運転の問題	● 事故時において、意図していないにも関わらず、単独運転が発生する可能性がある
		短絡容量増加の問題	● 既設遮断器の定格遮断電流を超過するなど、短絡容量が増加する恐れがある

しかし、FIT の導入以降、特に社会的課題として浮き彫りになったのは、全系の需給の問題（特に太陽光発電の余剰電力）である。2014年9月には、九州電力を始めとする4つの電力会社が、当該課題からの制約により計算される接続可能量を上回る接続申込みを受けていることを理由に、10kW以上の再生可能エネルギーの接続申込みの回答を一時保留する

ことを公表した。その後、後述する再生可能エネルギーの出力制御に関するルールの整備により、現在では接続のための技術検討及び回答は再開されているものの、依然として需給の問題は解決されいない状況にある。

また、FIT 制度による導入拡大に伴い、上記の需給の問題の他に、線路過負荷等のローカルな問題が顕在化しつつある（図 2-1 エラー! 参照元が見つかりません。）。このような課題に対し、例えば東京電力は、群馬県北部で入札制度を試行的に実施するなどの対応を行ってきており、引き続き当該課題への対応を進めていく必要がある。

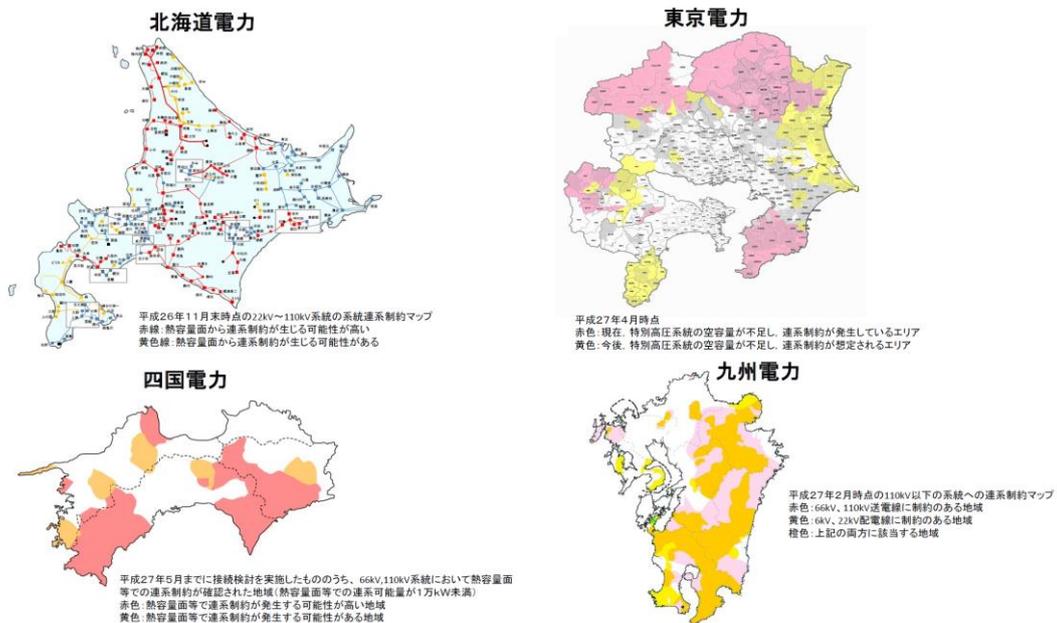


図 2-1 顕在化しているローカルな系統制約

出所) 資源エネルギー庁：「再生可能エネルギーの導入促進に向けた制度の現状と課題」
(第12回新エネルギー小委員会資料)

また、事故時の問題についても、単独運転や一斉解列については、それぞれ新型能動方式や FRT (Fault Ride Through)要件として、PCS の機能の一部として標準化されているに至っているが、新たな課題が顕在化しつつあるという点が様々な文献で指摘されている¹¹。

(2) 本調査で主に扱う電力システム上の課題

本調査では、ローカルな課題や事故時の課題が顕在化しており、再生可能エネルギーの中長期的な導入拡大の方策を検討する上ではこれらの課題を含めた包括的な検討の必要性を認識しつつも、現在もなお社会的な論点となっている需給の問題を中心に取り扱い、導入拡大に向けた方策の検討を行っている¹²。

電力の需給制御では、表 2-2 に示す 3 つの時間領域ごとに、それぞれ異なる発電機制御

¹¹ 例えば、NEDO の「再生可能エネルギー技術白書 第 2 版」などに当該課題が記載されている。

¹² 従って、本調査ではあくまで需給という一側面にスコープを置いた検討を行っているために、本報告書において示される結果が、電力システムにおける再生可能エネルギー対策の全てを十分に表現しているものではない点に留意する必要がある。

を行っており、それぞれの時間成分は「ガバナフリー領域」、「LFC 領域」、「ELD 領域」と呼ばれる。

表 2-2 電力システムの需給制御の区分

方式	対応する周期	概要
GF (ガバナフリー)	数分以内	発電機が回転数の変動を感知し、適正周波数のための回転数を維持するように自動的かつ瞬時の回転数を制御
LFC (負荷周波数制御)	数分～十数分	需給不均衡に起因する周波数変動を感知し、需給不均衡を解消するために給電システムからの自動的な発電機出力を制御
ELD (経済負荷配分制御)	十数分以上	周期の長い変動への対応は、その変動幅も大きいことから対応する発電機の経済性を考慮し負荷配分を制御

負荷変動については、一般的に、図 2-2 に示すように変動周期が大きくなるにつれて変動が大きくなるという特徴がある。再生可能エネルギーの出力変動特性については、負荷変動同様の特性ではないが、短い周期の変動量が小さく、長い周期の変動量大きいという傾向は同じである。この理由としては、短い周期の変動については、1 地点の変動が大きくても、複数地点の出力を合計すると相殺されるような「平滑化効果」より大きく働くことがあると言われている。本調査では、表 2-2 に示す時間領域のうち、LFC 領域及び ELD 領域を対象とした検討を行っている。

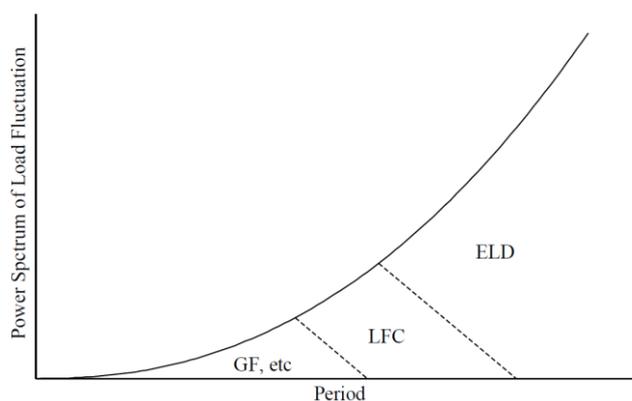


図 2-2 負荷変動の特性

また、カリフォルニアでは、将来にかけて、太陽光発電の大量普及等に伴い、電力システム内のネット需要が朝方から日中にかけて落ち込み、その後夕方から日没にかけて急増するという「ダックカーブ現象」(図 2-3 参照)の発生が懸念されている。このような急激かつ大きな変動を、「ランプ変動」と呼ぶが、急峻かつ大きな変動に対する追従性の検討も必要となってきた。

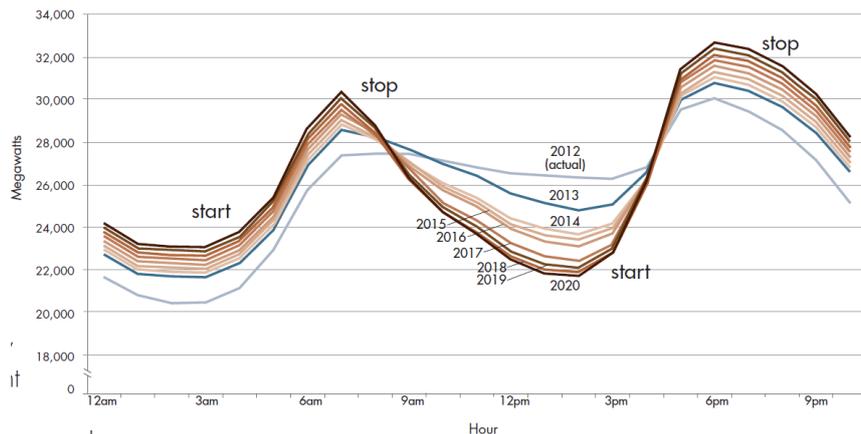


図 2-3 ランプの事例（カリフォルニアの Duck Curve）

出所) CAISO: “What the duck curve tells us about managing a green grid”

2.1.2 再生可能エネルギーの電力需給対策オプション

前項において示される、再生可能エネルギーの電力需給上の課題に対する対策としては、以下の要素技術が考えられる（図 2-4 も参照）。本項では、これらの対策オプションそれぞれについて、その内容を概観するとともに、現在の取り組みや、オプションの統合に向けた課題等の整理を行っている。

＜再生可能エネルギーの電力需給対策オプション＞

- 電力システム側の取組
 - 再生可能エネルギー出力の予測技術
 - 広域運用による出力平滑化及び調整力融通
 - 従来電源の調整力の Flexibility 向上
 - 系統側エネルギー貯蔵の導入
 - 揚水発電の最大限の活用
- 再生可能エネルギーの出力制御
 - 太陽光発電の出力制御
 - 風力発電の出力制御
- 需要側の取組
 - 価格シグナルに基づくデマンドレスポンス
 - 自動制御によるデマンドレスポンス
 - 電動車両の充・放電制御活用
 - 需要家側エネルギー貯蔵（蓄電池）の活用
 - 水素エネルギー貯蔵

なお、ここに示されるオプション以外にも、国内外では、例えばスマートグリッド/スマートコミュニティや HEMS (Home Energy Management System)/ BEMS (Building Energy Management System)、マイクログリッド、VPP (Virtual Power Plant)といった、いわゆる「システム技術」に関する検討が進められている。これらのシステム技術は、再生可能エネルギー

一への対処を始め、省エネルギー、コミュニティレベルでのエネルギー利用の高度化等、複数の目的を実現するために、様々なエネルギーソリューションを統合するシステムとなっている。しかし、本調査の検討スコープである「再生可能エネルギーの電力需給課題」という切り口で見れば、これまでに考えられてきたこれらのシステム技術は、上述の要素技術を組み合わせたソリューションとなっている。

いくつかのソリューションを組み合わせるためには、それらの技術を統合的・最適に運用していくシステム技術の検討が必要となる。そのために、このようなシステム技術の開発及び実証は依然として重要であるが、ここでは本調査の趣旨に鑑み、上述の要素技術を「再生可能エネルギーの電力需給対策オプション」として捉え、これに基づいた分類を行っており、必要に応じてこれらのシステム技術にも言及している。

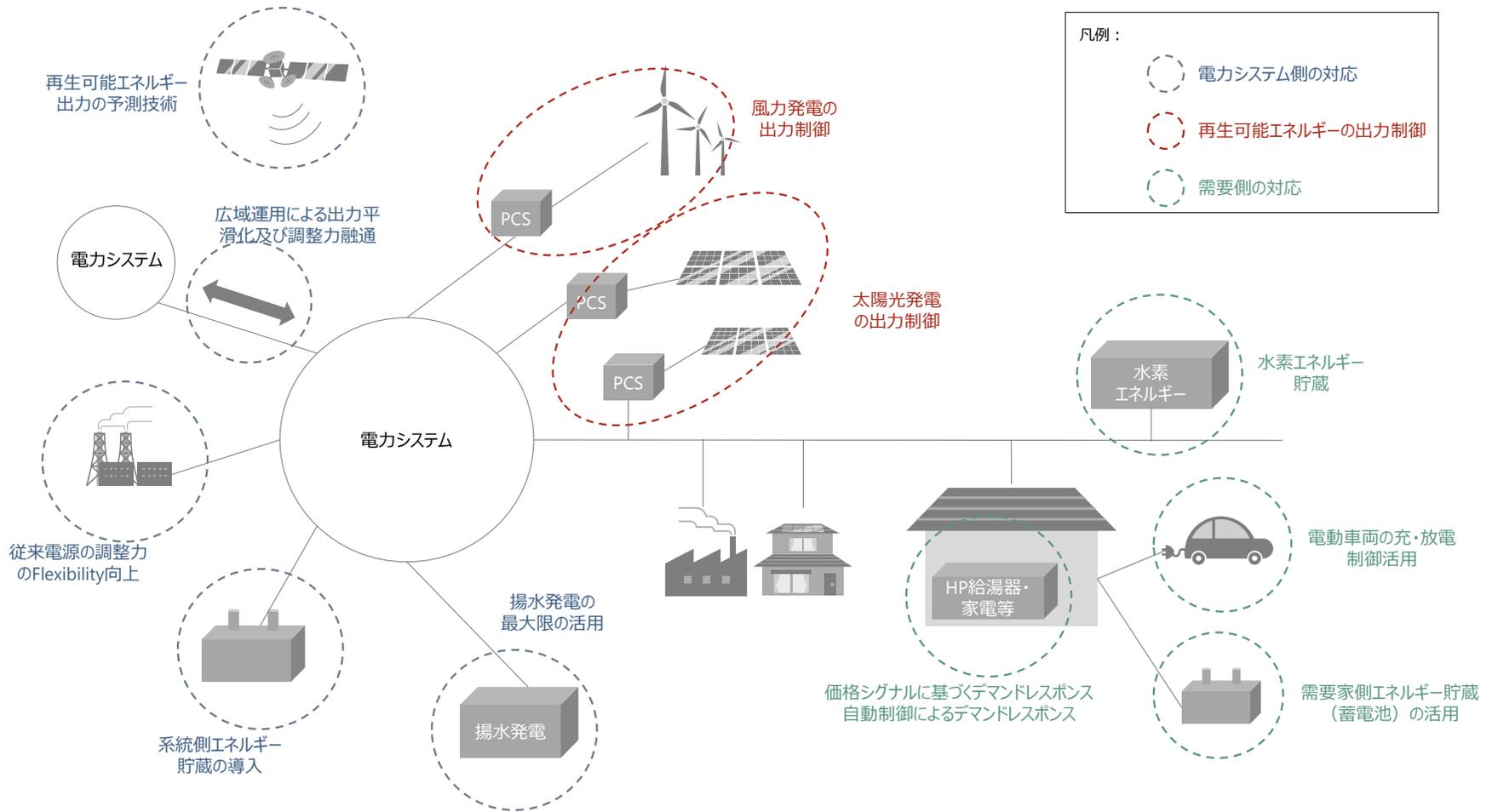


図 2-4 再生可能エネルギーの電力需給対策オプション

(1) 電力システム側の対応

1) 再生可能エネルギー出力の予測技術

a. 概要

太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーは、その出力が天候等の気象環境に大きく依存する。これらの再生可能エネルギーの出力を予め予測し、それに基づいて適切な運用を行うことで、出力変動が与える影響の緩和が見込める。そのため、再生可能エネルギーの出力予測を行うという技術は、再生可能エネルギーの電力需給対策の有効なオプションの一つである。

b. 対策活用の動向

出力予測技術の例として、東北電力の風力発電の出力予測システムを図 2-5 に示す。気象庁が発表している気象予測データをもとに、各風力発電の発電出力を予測し、過去の発電実績データ等をもとに、予測誤差を補正することで、発電出力の予測値を導出するシステムとなっている¹³。

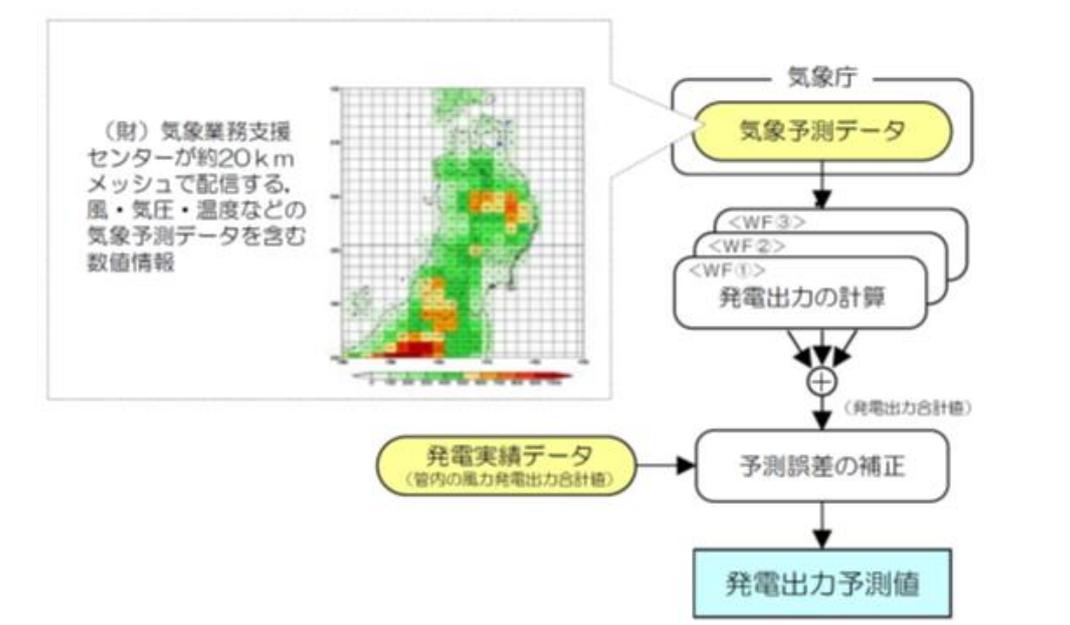


図 2-5 東北電力の風力発電出力予測システム

出所) 東北電力：「風力発電の出力予測技術の開発・導入について」

<http://www.tohoku-epco.co.jp/ICSFiles/afieldfile/2010/10/01/as1.pdf>

¹³ この他に、気象庁等の気象予測データを用いずに、過去の発電実績等から統計的に予測を行う「統計的予測モデル」などが考えられている。現在までに検討・利用されてきている出力予測技術の詳細については、以下の文献を参照のこと。

「再生可能エネルギーの出力変動特性と予測」電気学会技術報告、1316号

この他にも、我が国では出力予測に関する技術開発を多数進めてきている。太陽光発電についての国家プロジェクトとしては、2010年度から2014年度のNEDO「太陽エネルギー技術研究開発 太陽光発電システム次世代高性能技術の開発 発電量評価技術等の開発」、2011年度～2013年度の資源エネルギー庁事業「太陽光発電出力予測技術開発実証事業」などが挙げられる。前者では気象予報の向上、電力システム大とより狭いエリアを対象とした幅広い研究がなされ、後者では、太陽光発電大量導入時の安定的な電力システムの需給運用を速やかに確立するため、太陽光発電出力の現在把握と事前予測について、表 2-3 の内容の技術の高度化と実証が行われた。

表 2-3 太陽光発電出力予測技術開発実証事業で検討された太陽光発電出力予測技術

区分	テーマ	内容	実施主体
日射量の把握	気象衛星データや日射量観測データからの日射量推定	気象衛星データや日射量観測データからの日射量推定技術を用いて、全国規模の実況日射量分布推定モデルを開発	日本気象協会
	空間線形回帰法（クリギング）に基づく空間補間による日射量推定	リアルタイムの日射量マップの作成を目指し、地球統計学の空間線形回帰法（クリギング）に基づく日射の空間補間法を太陽光発電出力把握に適した手法に改良	電力中央研究所
	気象衛星データを用いた日射量推定	衛星データ等を用いて日射量分布の推定を行う手法を構築	伊藤忠テクノロジーソリューションズ
日射量の予測	時間スケールに応じた日射量予測	数値予報モデル（SYNFOS-3D）や実況日射量分布推定モデルなどを用いて週間・翌日・当日・数時間先などの時間スケールに応じた日射量予測手法を開発	日本気象協会
	気象モデルによる日射量の予測	気象予測・解析システム（NuWFAS）をベースとして、翌日・当日の気温・日射量を予測	電力中央研究所
	気象予測モデルおよび統計手法を用いた日射量の予測	数値予報（GPV）データを利用した統計学的手法により日射量を予測するモデルを構築	伊藤忠テクノロジーソリューションズ
太陽光発電出力の推定	地域の太陽光発電導入状況に対応した太陽光発電出力推定	設置条件による補正手法を検証評価し、地域ごとの太陽光発電設置状況の違いに対応可能な太陽光発電出力推定手法を開発	電力中央研究所
	統計手法を用いた太陽光発電出力推定	日射量推定・予測値をもとに、過去の実測データによる学習および補正などを適用し太陽光発電出力を推定する手法を開発	伊藤忠テクノロジーソリューションズ
	日射量推定結果からの太陽光発電出力推定	設置地点、パネルの方位・角度・温度・種類やPCSの変換効率など、様々な要因が日射量から発電出力の推定に与える影響を整理	日立製作所
	各種統計モデルと配電線潮流を用いた配電-全体系統の太陽光発電出力推定	配電線レベルの広さの太陽光発電出力の推定を行う手法を開発	三菱電機
	統計処理による太陽光発電量推定 日射量の分析	簡易的な手法により、地域の日射強度から発電電力量を推定する手法を開発	ソーラーフロンティア
日射量の分析	日射量データ分析	新たな太陽光発電出力の予測手法の開発、変動特性の分析、用途・目的に応じて必要となる日射量や太陽光発電の発電量データの空間密度、計測サンプリングの仕様の検討	東京大学

出所) 資源エネルギー庁：「太陽光発電出力予測技術開発実証事業事後評価の概要について」より作成

風力発電については、NEDOが2005年度～2010年度で実施した開発事業「風力発電電力系統安定化等技術開発－気象予測に基づく風力発電量予測システムの開発」において作成

された「風力発電出力予測技術ガイドブック¹⁴」に示される通り、これまでに様々な出力予測技術が検討、利用されてきている。直近では、2014年度よりNEDOが開始した「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」において、風力発電の出力予測技術の高度化が検討されている。本事業は、電力の需給運用に影響を与える風力発電の急激な出力変動（ランプ）に着目し、再生可能エネルギーの予測技術や出力の変動を抑制する出力制御技術を高度化させ、予測と出力制御を踏まえた需給運用の基本的な手法を確立することを目的に、ランプ予測技術の開発や予測技術系統運用シミュレーションといった研究開発を進めるという内容となっている。

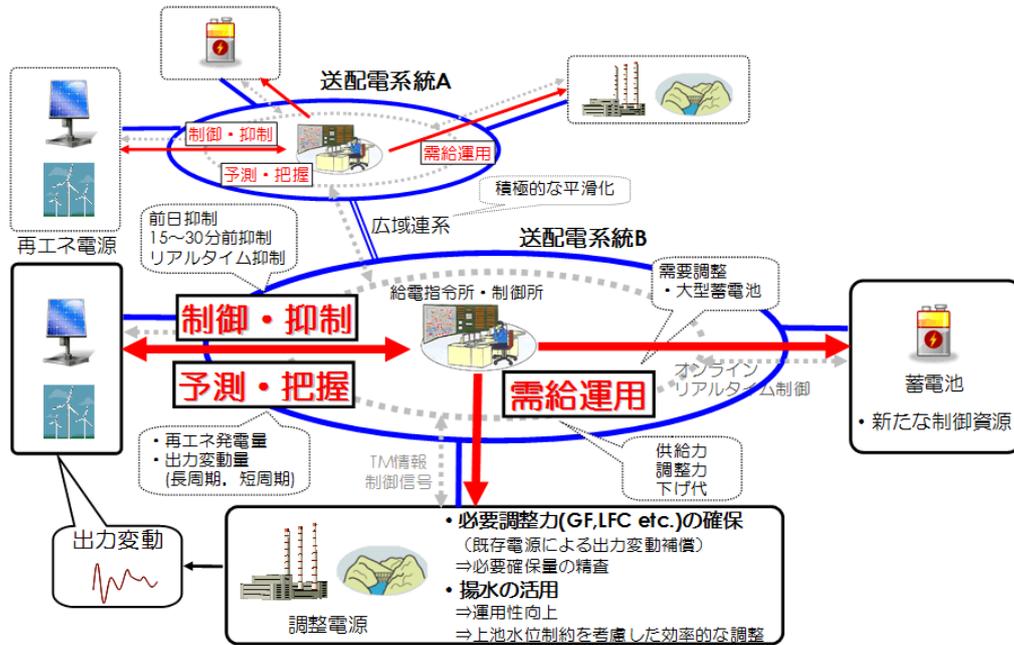


図 2-6 電力系統出力変動対応技術研究開発事業の概要

出所) NEDO 資料

c. 特徴と課題

以上のように、技術の高度化が進められてきた再生可能エネルギーの出力予測については、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力システムへの影響の拡大に伴い、今後も予測精度の向上や、実際の運用と統合するためのアプリケーションの開発といった検討を引き続き行っていく必要がある。図 2-7 はドイツのドルトムント工科大学の研究報告書¹⁵に示されている検討結果である。これによれば、再生可能エネルギーの出力変動に伴って増加する系統の必要調整力は、予測精度の向上によって抑えられることが示されている。

¹⁴ <http://www.nedo.go.jp/content/100139524.pdf>

¹⁵ Stefan Kippelt, Thorsten Schlüter, “Impact of Future Renewable Energy Generation on Control Reserve Markets”

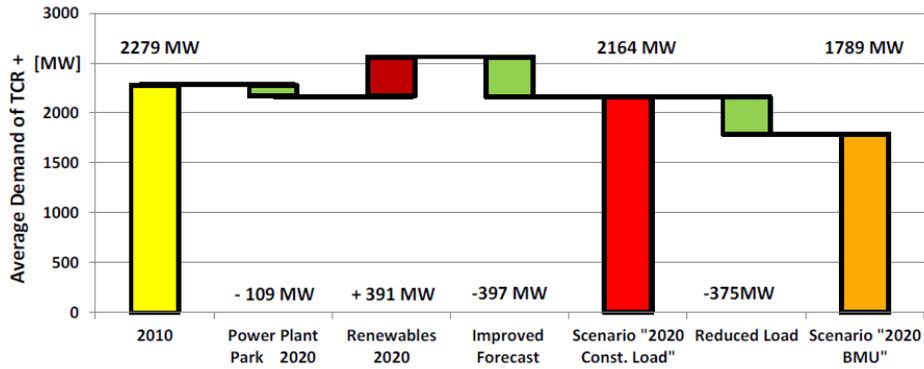


図 2-7 ドルトムント工科大学のシミュレーション結果

出所) Stefan Kippelt, Thorsten Schlüter, “Impact of Future Renewable Energy Generation on Control Reserve Markets”

このように、予測技術が将来的に更に向上していけば、再生可能エネルギー対策として電力システム側が用意しなくてはならない需給調整能力の低減につながることを期待される。出力予測技術の向上が必要であるもう一つの理由として、予測技術が、電力システム全体で必要となる需給調整能力の量を決めるということが挙げられる。電力システムの運用は、予測から得られる変動量（再生可能エネルギーの他、負荷変動なども対象である）をもとに、必要となる調整能力の量が決定される。予測技術が不完全である場合には、その不確実性に対応するために、より多くの調整能力を必要とするが、予測技術の向上により、予測誤差が小さくなればなるほど、不確実性のために必要となる調整能力は少なくなる。

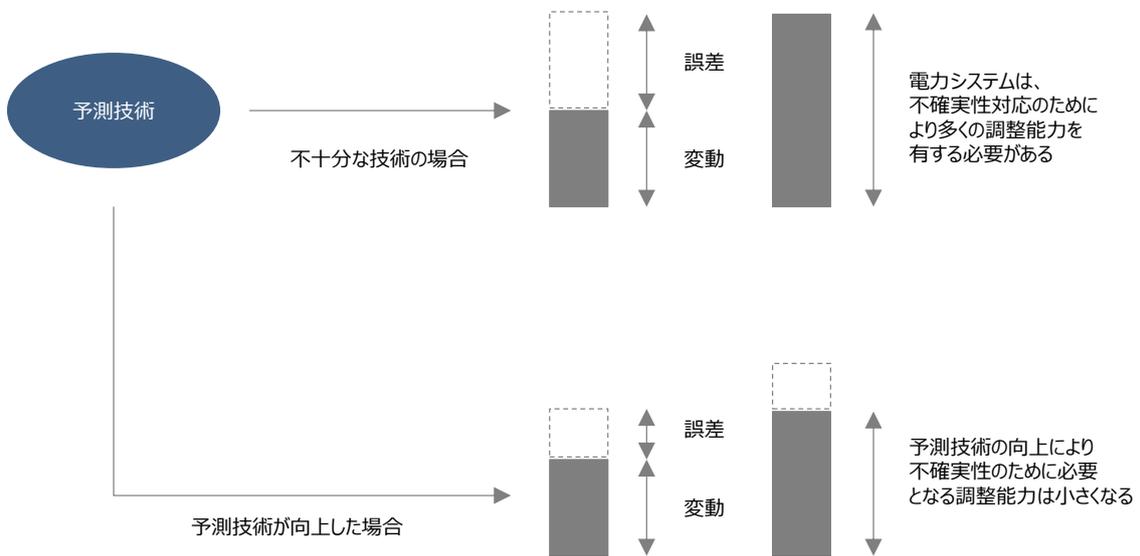


図 2-8 予測技術の重要性（技術向上がもたらす恩恵）

従って、予測精度の向上（予測誤差の低減）を始め、今後も予測技術の技術開発を継続的に行っていく必要がある。既存の予測技術は、前日予測といったソリューションが主である。予測誤差を少なくするための方策として、例えばより実時間に近い時点での予測手法の検

討、及びこれらの予測を電力システム運用に統合するアプリケーションの検討を深めていくことで、よりきめ細かい予測技術を確立することができる可能性がある。

また、予測誤差を最小化することで他の対策オプションの制御パフォーマンスを向上させるという位置づけにあり、実際に生じた変動量等に対する対策が別途必要となる点も留意が必要である。予測技術のこのような特性を十分に理解し、以降に示される他の再生可能エネルギー対策オプションと連携を図りながら、電力システム運用への応用を検討していく必要がある。

2) 広域運用による出力平滑化及び調整力融通

a. 概要

太陽光発電、風力発電等の再生可能エネルギー発電の出力変動は、個々で見ると激しく変動するが、その変動は必ずしも同一ではなく、複数の発電設備からの出力を重ねあわせると、図 2-9 に示すような平滑化効果（ならし効果）が生じてくる。この効果は特に短い周期の変動成分に対して効果が高く、かつエリアが広いほど大きい。

この平滑化効果により、電力システムとして対応しなくてはならない制御量が軽減されることが期待される。広域運用による出力平滑化は、この平滑化効果に着目し、再生可能エネルギーの出力変動を広域的に捉えることで影響を緩和するように、広域連系の拡大といった取り組みを行うものである。

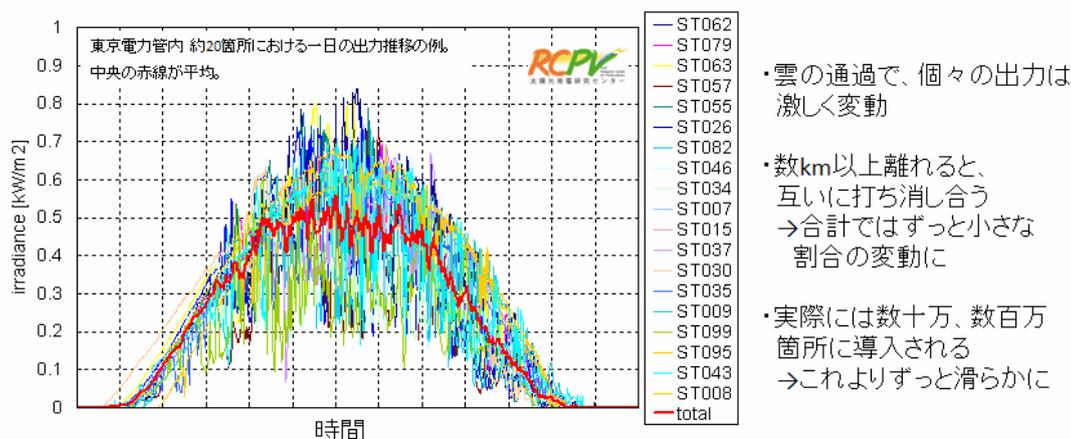


図 2-9 太陽光発電のならし効果のイメージ図

出所) 産業技術総合研究所：「出力変動と緩和策」

https://unit.aist.go.jp/rcpvt/ci/about_pv/output/fluctuation.html

また、広域運用という観点で現在検討されている再生可能エネルギーの対策オプションとして、電力システム間で調整力を融通するという方策が挙げられる。例えば図 2-10 のように、再生可能エネルギー電気の受入に余裕がない地域において再生可能エネルギーが余剰となり出力制御が必要となる場合には、地域間連系線を利用して余った電気を送電することで、再エネ電気の受入に余裕がある他地域において余剰電気を受け入れて活用することが可能となる。



図 2-10 広域運用の概念図

出所) 資源エネルギー庁：「再生可能エネルギー導入拡大に向けた広域的な系統利用システム・ルールの構築について」

b. 対策活用の動向

連系線運用の高度化の一つである調整力融通の取り組みの例として、東京電力と東北電力、東京電力と北海道電力の「連系線を活用した風力発電導入拡大実証試験」がある。北海道エリア、東北エリアは風力発電の適地が多いが、系統容量が小さく連系可能量に制約があるという特徴がある。一方で、東京エリアは、系統容量が大きいが風力発電の適地が少ないという特徴がある。当実証試験ではこの三つのエリアの特徴に応じて、3社間での協調した運用として、既設地域間連系線を活用し、以下の二つの方策を取るというものである。

- 風力発電出力予測に基づいて、風力発電の出力変動（長周期）に相当する電力（最大 20 万 kW）を北海道電力から東京電力へと送電することにより、東京電力の調整力を利用する
- 東北エリアで調整力（下げ代）に余裕がない時間帯（軽負荷の夜間）に、東北系統の火力発電出力を増加させ、下げ代に余裕がある東京電力に一定電力（最大 24 万 kW）を送電する

- 課題
- 北海道、東北：風力発電の適地が多いが、系統容量が小さく、連系可能量に制約
 - 東京電力：系統容量が大きい風力発電の適地が少ない
- 実証試験
- 地域間連系線を使用。系統規模の大きい東京の調整力を活用
- [出所]東京電力プレス(2011)

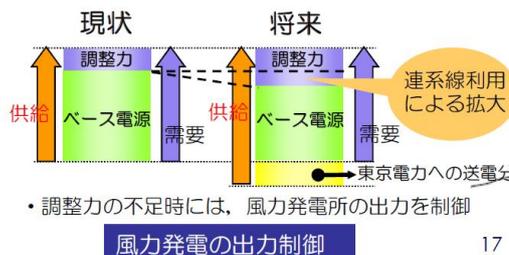
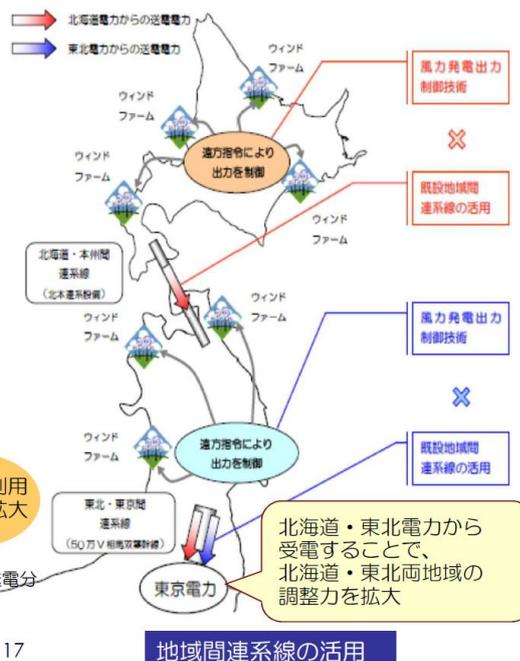


図 2-11 東日本での広域制御への取り組み

出所) 岡本：「再生可能エネルギーの統合拡大に向けた需給調整力（フレキシビリティ）確保への取り組みの方向性と課題」

https://www.energy.iis.u-tokyo.ac.jp/html_seminar/20150511/20150511_3.pdf

同様の取り組みは、中西日本でも実施されている。図 2-12 に示されるとおり、東日本同様、風力発電等が大量に連系されている北陸エリア・四国エリアから、中部エリア・関西エリアへ電力を送電することにより、北陸エリア・四国エリアの調整力を拡大し、同地域における風力発電の連系を拡大していくということが志向されている。

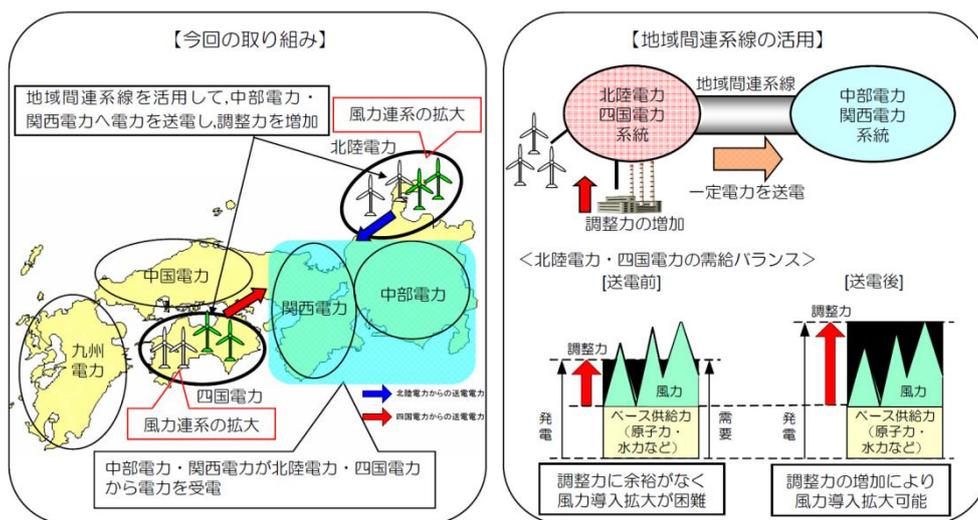


図 2-12 中西日本での広域制御への取り組み

出所) 関西電力：「中西日本における風力発電導入拡大に向けた取り組みの概要」

http://www.kepcoco.jp/corporate/pr/2012/pdf/0525_1j_01.pdf

c. 特徴と課題

以上のように、広域連系は、再生可能エネルギーの大規模導入時の電力システムへの影響を緩和する対策オプションとして有望であるが、ならし効果は短周期の変動に効果的であり、図 2-13 に示すように、太陽光発電、風力発電とも、長周期の変動においては過度には期待できないという課題が挙げられる。前項の予測と同様に、他の対策オプションと組み合わせる必要がある。

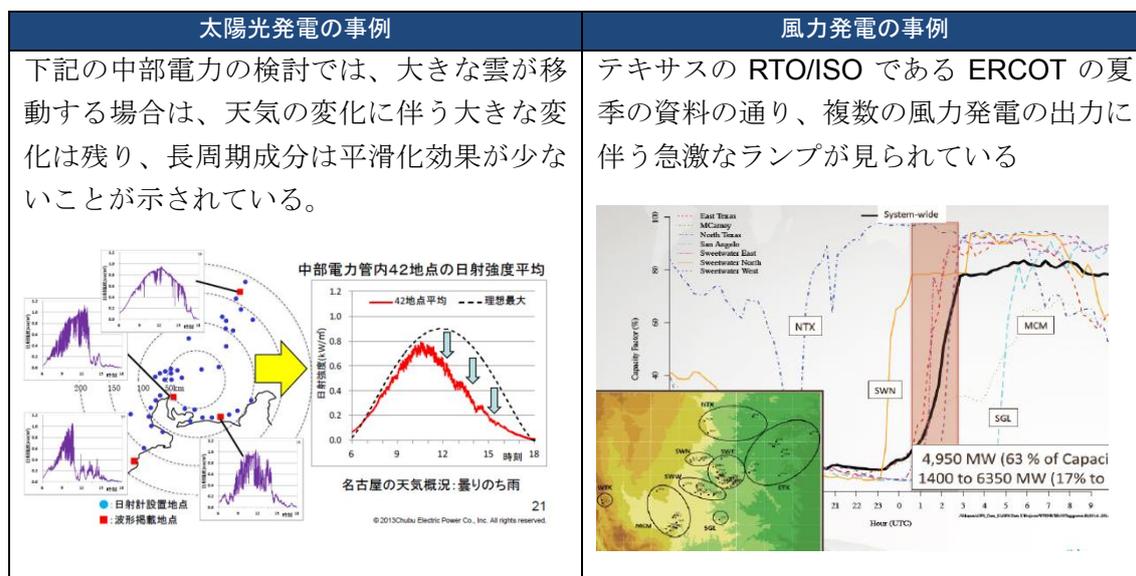


図 2-13 ならし効果の長周期上の課題

出所) 中部電力資料、及び ERCOT 資料より作成

調整力の融通についても、先に述べたような取り組みを引き続き検討する必要があるが、連系線のマージンの考え方の整理と制度化が、今後の技術開発と並行した課題として挙げられる。電力システムの連系線は、一般に、安定供給のために、運用容量を全て利用しているわけではなく、事故時のエリア間の相互救済の観点から、一定の空き容量（マージン）を確保している。このマージンを有効活用し、再生可能エネルギーの送電枠を拡大することは、電力システム全体の信頼性とトレードオフとなりうることもあるために、その利用にあたっては、今後信頼度維持の考え方も踏まえた検討が必要となる。また、連系線容量の計算として、電力システムの安定度計算等をリアルタイムで行い、利用可能な容量を拡大する可能性があるが、このような計算を含めた運用手法についても今後検討が必要となる¹⁶。このように、本対策オプションは、電力システム側の設備形成や運用と協調を取りながら進めていく必要がある。

3) 従来電源の調整力の柔軟性向上

従来電源、特に負荷追従能力の高い火力発電（ガスタービンやガスエンジンなども含まれる）や揚水発電は、多様な調整力を電力システムに提供してきた。近年、このような従来電

¹⁶ 海外では、これと似た考え方として、Dynamic Rating が採用されている例もある。

源による調整力をより柔軟なものにしていこうという考え方が生まれつつある。

この考え方については、現在 NEDO の「エネルギー・環境新技術先導プログラム」において、「再生可能エネルギー大量導入時代の系統安定化対応先進ガスタービン発電設備の研究開発」というテーマで当該領域の検討が進められている。本プロジェクトでは、始動性や負荷追従性を重視し、過渡応答性に優れ、繰返し負荷に耐えるガスタービン発電設備の実現に向けて、開発課題の明確化を行っている。以下のような課題が出されている。

<「再生可能エネルギー大量導入時代の系統安定化対応先進ガスタービン発電設備の研究開発」で抽出された検討テーマ>

- 急速負荷変動のガスタービンプラントへの影響検討・評価
- 負荷変動を吸収するもしくは負荷変動に対するマージンを拡大する技術
- 負荷変動に急速に追従する技術、急速起動を可能にする技術
- 負荷変動を予測して発電量を変化させる技術
- 過渡応答、繰返し負荷による材料劣化への対応技術

従来電源の調整力としての柔軟性が向上することにより、再生可能エネルギーへの対応の能力が上がるのが期待される。しかし、当然出力を上げ下げすれば、発電の効率は下がる。従来電源の発電を行うという本来の目的を考慮すれば、なるべく一定で運転を行うことが望ましく、当該オプションは、緊急時等の対策として位置付けることが望ましいのではないかと考えられる。

4) 系統側エネルギー貯蔵の導入

a. 概要

再生可能エネルギーの大量導入に係る対策オプションとして、次項で述べる従来の揚水発電に加え、蓄電池を始めとするエネルギー貯蔵の活用が検討されている¹⁷。本対策オプションは、太陽光発電や風力発電の出力が大きい場合にはエネルギー貯蔵に充電を行い、出力が少ない場合には放電を行うことで、需給バランスを維持するというものであるが、定常的な下げ代対策に加え、系統周波数制御、事故時周波数維持など様々な時間領域での活用が含まれることに注意が必要である。

表 2-4 に示すように、電力システム側で利用することが想定されているエネルギー貯蔵には、蓄電池、フライホイール、SMES（超電導電力貯蔵システム）、CAES（圧縮空気貯蔵ガスタービン発電）などの利用がこれまでに検討されている¹⁸。それぞれのエネルギー貯蔵

¹⁷ ここでは、電力システム側（送電系統・配電系統）に導入されるエネルギー貯蔵についての記述を行う。この他に需要側のエネルギー貯蔵を有効利用するという考え方が存在するが、それについては、別途「需要側の取組」において記述する。また、揚水発電は、再生可能エネルギーの導入される以前に電力システムにおいて利用されてきた技術であるため、この項とは別に次項において記述している。

¹⁸ この他、水素貯蔵なども検討されているが、この技術についても、「需要側の取組」において記述を行う。また、電気二重層キャパシタ（EDLC: Electrical Double Layer Capacitor / スーパーキャパシタ）などの利活用も検討されているが、ここでは割愛する。

の特性を図 2-14 に示すが、フライホイールや SMES などはコストの関係上、小エネルギー容量での設計事例が多く、無停電電源などのように極めて早い対応が求められる場合にその適用は限られる。CAES は、経済的な導入を行うためには地質など特殊な条件が成り立つ必要があり、適用性は限られる。

表 2-4 代表的なエネルギー貯蔵の種類

種別	概要
蓄電池	<ul style="list-style-type: none"> 繰り返し充放電が可能な蓄電池（二次電池）を利用し、化学反応を利用して蓄電する。蓄電池の種類としては、リチウムイオン電池、NaS 電池、レドックスフロー電池等が挙げられる。 用途に応じたシステム規模（容量）や放出エネルギー時間率（エネルギー用途／パワー用途）によって、最適な蓄電池の種類は異なる。近年、特にエネルギー密度および充放電効率が高く汎用的に適用出来るリチウムイオン二次電池が注目されている。
フライホイール	<ul style="list-style-type: none"> 電気エネルギーを回転するフライホイールの運動エネルギーに変換して貯蔵する装置。回転軸から遠い位置に適度な質量配置を持ったコマのような形状をした「はずみ車（フライホイール）」と、フライホイールを支えるための軸受や、電力を出し入れするための発電電動機などから構成される。 他のエネルギー貯蔵装置・化学電池よりも高い出力密度を供給できることが最大の利点。また構造が単純で保守が容易、温度変化による性能劣化がない、貯蔵エネルギー量の把握が容易、といった特徴もある。
SMES	<ul style="list-style-type: none"> 超電導体の電気抵抗がゼロであるという特性を利用し、電気を直接超電導コイルに磁気エネルギーとして貯蔵する。電気を直接貯蔵することで、高い貯蔵効率にて大電力を素早く供給することができる。 大電流を高速（20msec 以下）で出し入れできるとともに、繰り返し動作に強く貯蔵効率も 80～90%程度と高い。一方で、実用化に向けてはコスト面での課題が大きい。
CAES	<ul style="list-style-type: none"> ガスタービンに必要な高圧空気を夜間やオフピーク時の安価な電気で作成し、昼間等にその貯蔵した圧縮空気と燃料とでガスタービンを駆動し発電する技術。 大容量のエネルギー貯蔵が可能となるが、国内では空気を貯蔵するために適した岩塩層が少ないという事情がある。

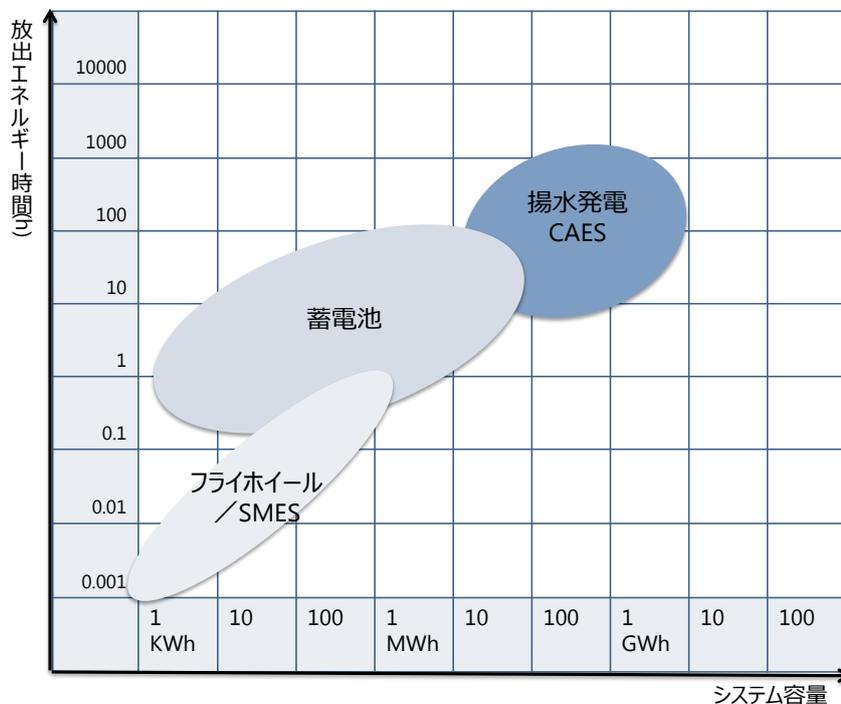


図 2-14 エネルギー貯蔵種別ごとの特徴

b. 対策活用の動向

エネルギー貯蔵の電力システム側での利用検討は、以前より様々な技術実証で進められてきた。近年の取り組みとしては、資源エネルギー庁の平成 24 年度「大型蓄電システム実証事業」が挙げられる(図 2-15)。本実証事業は、再生可能エネルギーの大量導入に対して、蓄電池を用いて系統制御能力を向上させることを目的に、北海道エリア、東北エリアにそれぞれレドックスフロー電池、リチウムイオン電池を導入するというものである。

北海道における取り組みは、北海道電力と住友電気工業が共同で 275kV 基幹系統の南早来変電所にレドックスフロー電池(15MW×4 時間容量)を設置し、再生可能エネルギーの出力変動に対する調整力としての性能実証および最適な制御技術を開発するというものである。

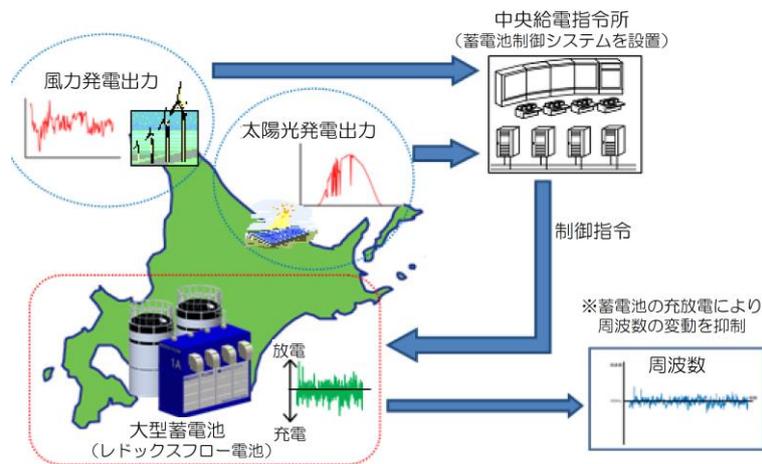


図 2-15 北海道電力の大型蓄電システム実証事業

出所) 北海道電力：「南早来変電所 大型蓄電システム実証事業について」

東北地方における取組は、風力発電や太陽光発電の導入拡大に伴い発生する周波数変動への対策として最大出力 40MW/容量 20MWh のリチウムイオン電池を導入するものであり、蓄電池システムと火力発電機を組み合わせた周波数制御ロジックの構築や実機による周波数調整力拡大の効果などが検証される(図 2-16 エラー! 参照元が見つかりません。)

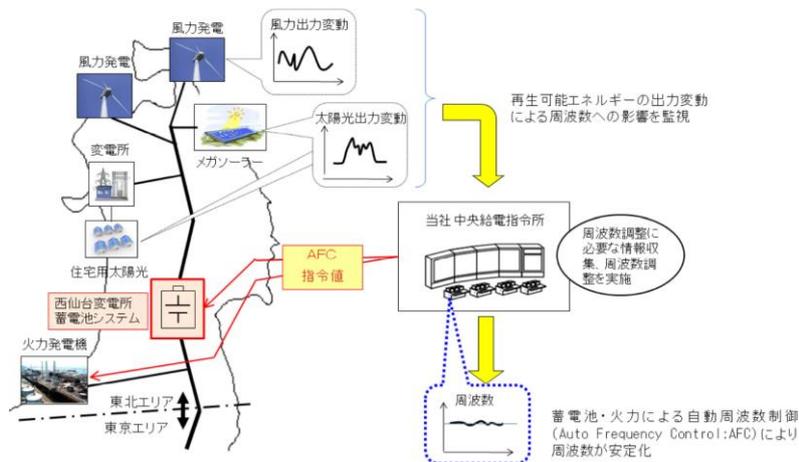


図 2-16 東北電力の大型蓄電システム実証事業

出所) 平成 24 年度大型蓄電システム緊急実証事業 進捗概要報告

また、資源エネルギー庁では、平成 26 年度の補正予算で、「大容量蓄電システム需給バランス改善実証事業」として、東北電力（南相馬変電所、出力 4 万 kW 程度、容量 4 万 kWh 程度の蓄電システム）と九州電力（豊前火力発電所、出力：5 万 kW、容量 30 万 kWh 程度）にそれぞれ実証試験設備を建設している。

我が国では、エネルギー貯蔵の中でも、蓄電池を用いた電力システム制御という事例が多いが、他のエネルギー貯蔵についても、図 2-17 に示すように、NEDO の「安全・低コスト大規模蓄電システム技術開発」において鉄道総合技術研究所等が開発したフライホイールや、先述の「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」において神戸製作所等が開発している CAES などが挙げられる。

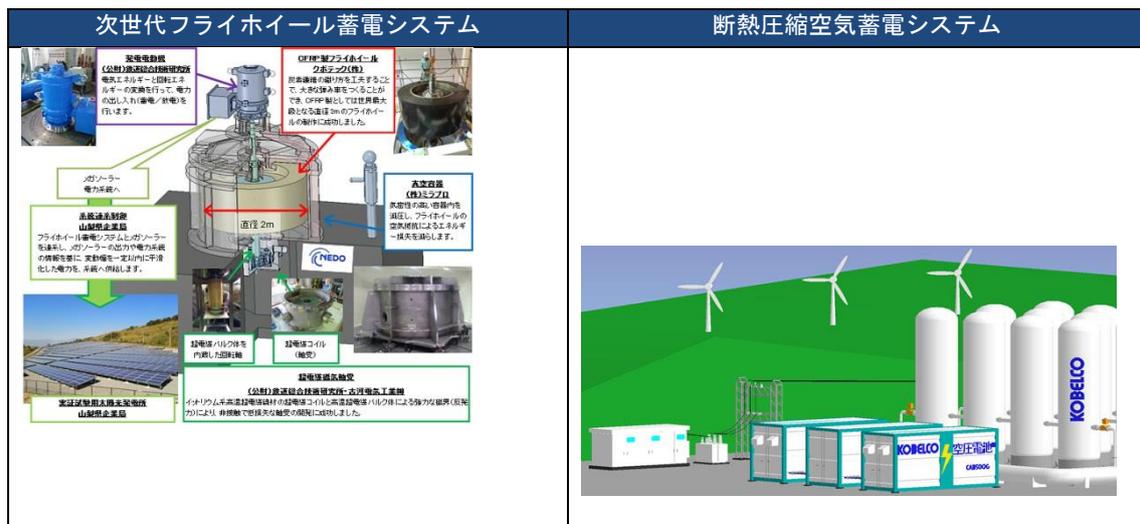


図 2-17 蓄電池以外のエネルギー貯蔵の開発事例

出所) NEDO ホームページ (http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100443.html)、及び
神戸製作所ホームページ (http://www.kobelco.co.jp/releases/2015/1191385_14507.html)

c. 特徴と課題

エネルギー貯蔵の導入については、依然としてコストの課題がある。SMES やフライホイールといった技術は従来コストの高い対策であると言われており、蓄電池についても、NAS 電池で約 4 万円/kWh、鉛蓄電池が約 5 万円/kWh、ニッケル水素電池で約 10 万円/kWh、リチウムイオン電池で約 20 万円/kWh という水準にあり、更なるコスト低減に向けた取組が必要となっている。

エネルギー貯蔵では、充放電に伴う電力損失も課題として挙げられる。先に示した西仙台変電所に設置された蓄電池システムの総合効率は、最高で 86.2%であり、これ自体はエネルギー貯蔵としては極めて高い数字であるが、充放電で 14%弱のエネルギーを逸失していることになる。

大型の蓄電池などの大規模システムを導入する適地があるかという課題も挙げられる。今後の再生可能エネルギー対策として有望視されているエネルギー貯蔵であるが、以上のような点に留意し、引き続き技術開発を行っていく必要がある。

内の周波数が低下した場合に、自動的に発電運転を開始し周波数調整を行う機能（緊急起動機能）や、需要が少ない際は電力系統の電圧調整を行う機能（調相運転機能）も付加しており、北海道系統の電力システム安定化に貢献する設計が行われている。



図 2-19 北海道電力の京極発電所

出所) 北海道電力ホームページ

http://www.hepco.co.jp/energy/water_power/kyogoku_ps/summary.html

c. 特徴と課題

再生可能エネルギーの変動対策としての揚水発電は、可変速とすることで、長周期から短周期まで幅広い需給変動に対応可能となることが期待できる。一方で、課題としては、揚水時の効率が低いため、ラウンドトリップ効率はおよそ70%であり、約30%のエネルギーロスが発生する点や、新規に建設するためには、調査から着工まで10年程度、着工から運転開始まで10年程度かかる点が課題として挙げられる。また、電力会社は現在ピークシフト対応を念頭に揚水発電を導入していることを考慮すれば、再生可能エネルギーの需給対応という新たな目的を入れた際の最適な運用方法を今後検討していくことが必要であろう。

(2) 再生可能エネルギーの発電出力制御

1) 太陽光発電の出力制御

a. 概要

再生可能エネルギーの出力制御は、本来可能な最大出力より少ない値に出力を制御することであり、発電電力が過剰となっている場合に、出力を抑制するという方策などで用いられる。一般に太陽光発電の出力制御の方法は、表 2-5 の方法に大別される。後に示すように、日本では余剰電力対策として、自律制御という点ではいわゆる「カレンダー方式」が検討されてきたが、再生可能エネルギーの導入量増加に伴い、現在は「次世代双方向通信出力制御緊急実証事業」において、通信制御を用いた手法が検討されている。

表 2-5 PCS による出力制御の方法

制御方法	概要
自律制御	<ul style="list-style-type: none">● 予め PCS に出力制御計画や方法等を内蔵しておく方法であり、スケジュールで決められた時間が来たら制御を行う。● 通信なしで行うことができるというメリットがあるが、制御のスケジュール等が固定的になってしまう。
通信制御	<ul style="list-style-type: none">● 電力会社等の再生可能エネルギー発電所の外部から制御信号等を送り、遠隔制御を行う方法。● 硬直的な自律制御の手法に比べて、予期しないイベントへの対応といったことが可能となる。● 各発電設備に個別の信号を送ることも可能であるが、制御サーバ側の処理に負荷がかかる。
インタラクティブ制御	<ul style="list-style-type: none">● 上記の二つを組み合わせた方法。例えば自律制御のファンクションを、外部からの通信により柔軟に変更していくなどの方策が考えられる。

b. 対策活用の動向

太陽光発電の出力抑制機能付き PCS の必要性は、資源エネルギー庁の 2009 年の検討「次世代送配電ネットワーク研究会」の中でも指摘され、その成果として、図 2-20 に示すカレンダー方式の出力抑制機能付き PCS の検討が行われ、その後資源エネルギー庁の「次世代型双方向通信出力制御実証事業（FY2011-2015）」に引き継がれた。

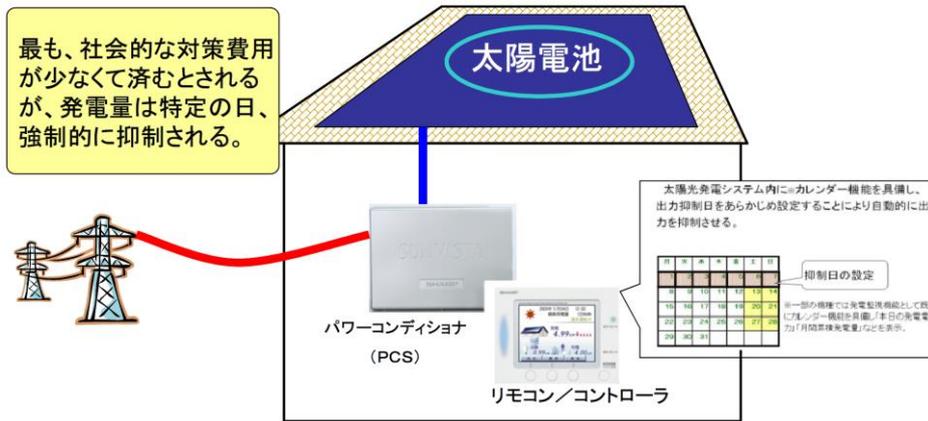


図 2-20 カレンダー方式の出力抑制の概要

出所) 「出力抑制機能の具体的な方策 (技術論の検討)」(「出力抑制合同検討会」検討結果最終報告)

再生可能エネルギー発電の固定価格買取制度 FIT の導入の効果として、太陽光発電の導入が拡大したことに伴い、太陽光発電の出力制御 (抑制) の必要性が顕在化した。この状況を踏まえて、2015 年度の資源エネルギー庁の「次世代双方向通信出力制御緊急実証事業」において、九州電力や東京電力・関西電力・北陸電力等が通信による出力抑制技術の確立に向けた取り組みが新たに開始された (図 2-21)。

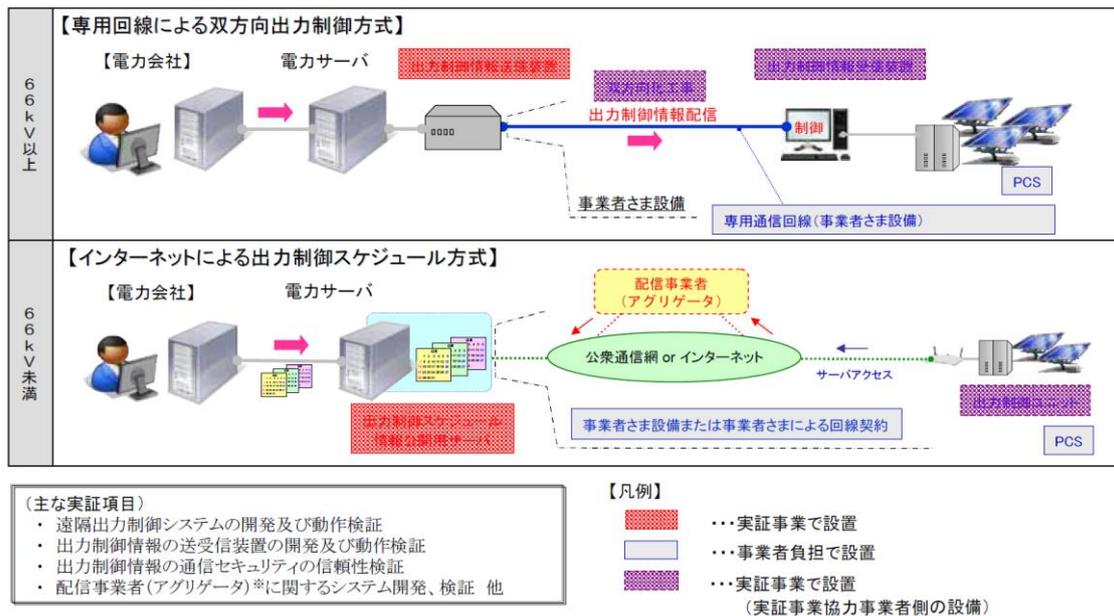


図 2-21 次世代双方向通信出力制御緊急実証事業の概要 (九州電力)

出所) 次世代双方向通信出力制御緊急実証事業 (平成 26 年度再生可能エネルギー継続保留緊急対策補助金)

c. 特徴と課題

出力制御は、太陽光発電からの出力変動自体を減らすという観点から、再生可能エネルギーの電力需給対応としては非常に有効な対策であると言える。また、表 2-5 に示したインタラクティブな制御を行うことを将来的に考えれば、電力システムの状態に応じたリアル

タイムに近い制御が可能になるという点で、短周期から長周期までの柔軟な制御が可能となるであろうと考えられる。

しかし、同時に出力制御は、太陽光発電からの発電量を減らすものであり、太陽光発電由来の電気を最大限有効利用するという観点からは、頻繁に出力抑制を発動する対策は、できるだけ避けた方がよい。従って、将来太陽光発電が大量導入された時点においても、この出力制御だけに頼ることなく、他の有効な需給対策オプションと組み合わせた方法を考えることが望ましい。

また、出力制御を実施するためには、予め出力制御に関わる個別システムの機能とインフラストラクチャを整備しておく必要がある。従来の PCS には、このような出力制御に関わる機能は具備されてこなかった経緯があり、出力制御機能を実施できない PCS がいったん広まってしまうと、後から当該機能を付与するにはコストが大きい。上記の「次世代双方向通信出力制御緊急実証事業」では、機能や通信に関する仕様が検討されているが、今後早急な対応が必要となる。

2) 風力発電の出力制御

a. 概要

太陽光発電同様、風力発電についても、出力制御を行うという方策がある。日本風力発電協会は、風力発電の出力制御方法を、下表の「ウィンドファーム側対策」として整理している。

表 2-6 風力発電の出力制御の方法

課題	ウィンドファーム側対策	電力システム側対策
短周期調整力不足	<ul style="list-style-type: none"> 出力上昇率制限運転 出力変動緩和蓄電池の活用（グループ制御） 	<ul style="list-style-type: none"> 電力システムの広域運用 持ち替え運転（機種と台数） ⇒経済負荷配分運転が犠牲となる
長周期調整力不足 ランプ変動等対応	<ul style="list-style-type: none"> 最大出力抑制運転 出力上昇率制限運転 	<ul style="list-style-type: none"> 電力システムの広域運用 気象予測システムの活用
下げ代不足	<ul style="list-style-type: none"> 最大出力抑制運転 周波数上昇時の出力抑制運転 	<ul style="list-style-type: none"> 電力貯蔵設備（揚水発電所）の活用 変電所設置蓄電池システムの活用 火力機の最低運転可能領域の低減 火力機の出力調整速度と量の増加
送電線熱容量不足	<ul style="list-style-type: none"> 最大出力抑制運転 	<ul style="list-style-type: none"> 地域内送電線の新增設 地域間送電線の新增設

出所) 日本風力発電協会「風力発電の遠隔出力制御システム」

上表で赤字で示されているもののうち、「最大出力抑制運転」とは、風力発電の出力が過剰なケースにおいて、風力発電のブレードの取り付け角度（ピッチ角）を制御することにより、風をなまらせ、風力発電の出力を落とすという方法である（図 2-22）。この最大出力抑制運転が最大の出力を上限値として設定して制御を行うのに対し、出力上昇率制限運転

は、制御幅と出力変化率に関する上限値を設定して制御を行うものである。

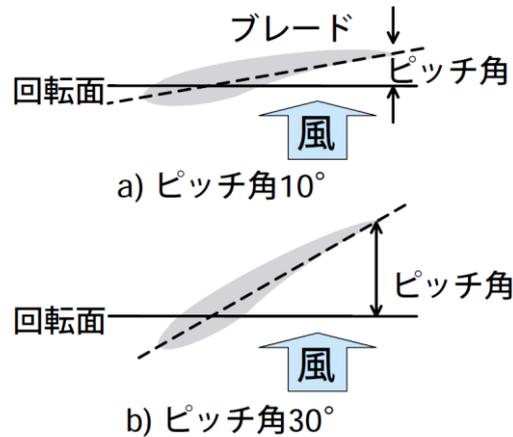


図 2-22 ピッチ角制御の概要

出所) エネルギア総合研究所「風力発電における運転制御方法 (ピッチ制御・ストール制御)」

一般に風力発電システムは、ウィンドファームとして、あるサイトにおいて複数台設置される。ウィンドファームにおける最大出力の制御では、抑制量を最小化するために、各風力発電機の出力を監視・制御し、各風力発電機の抑制量を調整することで、ウィンドファーム全体で必要となる出力抑制量を達成するという方法が考えられている (下図中の 75%抑制の場合を参照)。

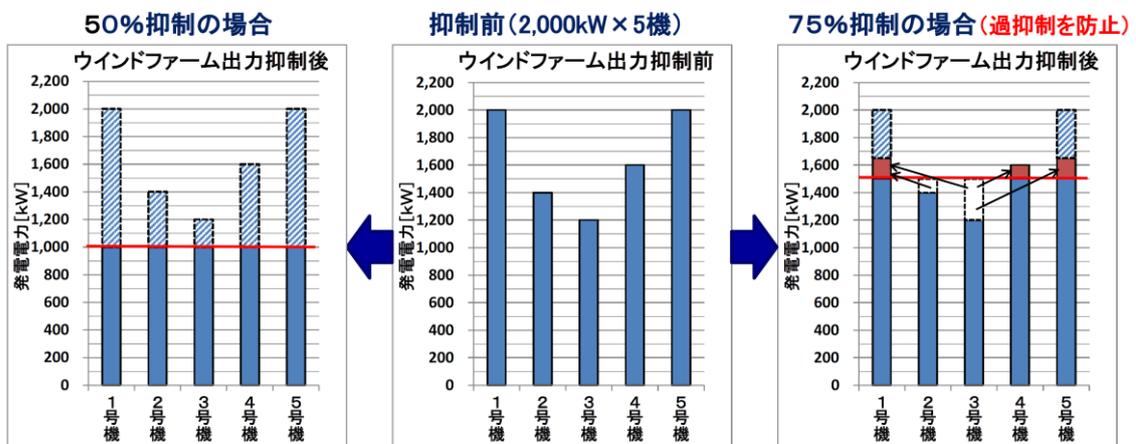


図 2-23 ウィンドファームの出力制御の考え方

出所) 日本風力発電協会「風力発電の遠隔出力制御システム」

以上の風力発電の出力制御を実装する方法として、下図に示す遠隔の出力抑制制御システムなどが考えられている。

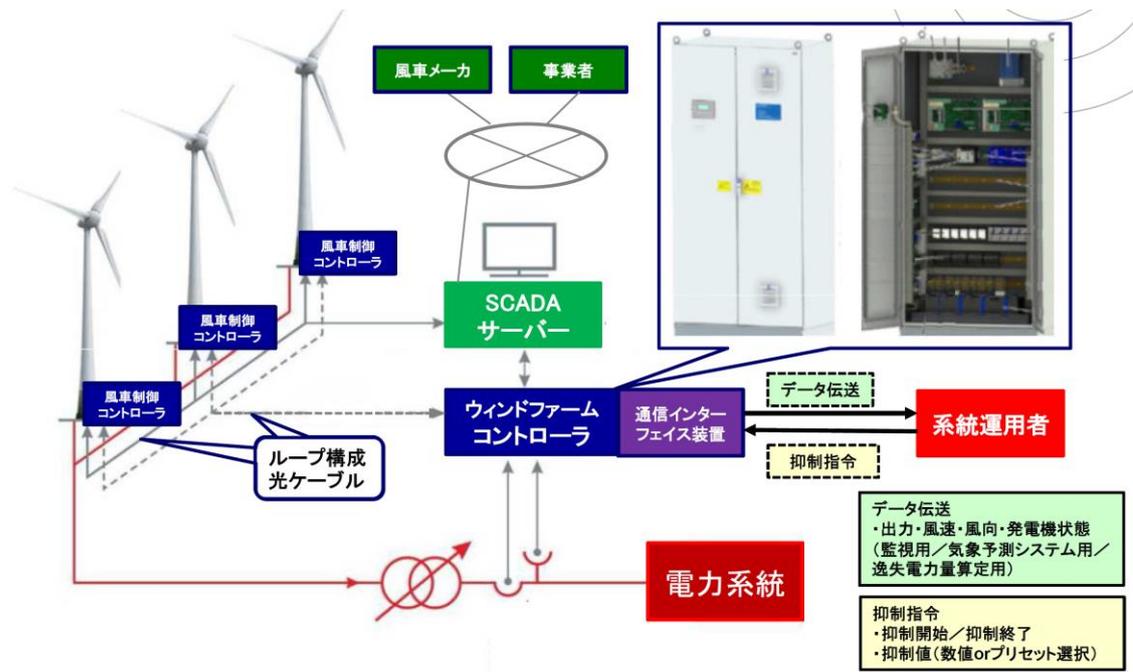


図 2-24 オンライン出力抑制制御システムのイメージ

出所) 日本風力発電協会「風力発電の遠隔出力制御システム」

b. 対策活用の動向

2015年10月に実施された資源エネルギー庁の「新エネルギー小委員会 第6回系統ワーキンググループ」では、風力発電の出力制御について、日本風力発電協会から実施方法に関する検討結果が出された²⁰が、実施方法の更なる検討を深めるために、現在我が国では当該技術に関する研究開発も進められている。先に示した NEDO の「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」の研究開発項目 (I)「風力発電予測・制御高度化」の実施項目 (2) ランプ予測着技術の開発では、多数のウィンドファームの出力制御による系統周波数安定化技術の開発を、実施項目 (3) 出力変動制御技術の開発では、計画電源化に向け実用化コストを踏まえた風車制御と蓄エネルギー制御の最適な組合せの構築に向けて、予測技術を活用した風車制御技術と蓄エネルギー制御技術を開発することとなっており、その研究開発スコープにピッチ角制御の活用が掲げられている (図 2-25)。

風力発電の場合、メーカーによりタービン制御、ウィンドファーム制御などが階層的に標準化されており、新しく標準化するに値する機能あるいは標準化された機能を活用した制御などを意識した出力制御方式の検討が重要である²¹。

²⁰ 風力発電協会, “風力発電の出力制御の実施における対応方針”, 資源エネルギー庁 新エネルギー小委員会 第6回系統ワーキンググループ資料(2015)

²¹ 齊藤哲夫, 占部千由 “風力発電の最大出力抑制制御と出力上昇率制限制御.”JWEA 会誌 No.114 号 (2015)

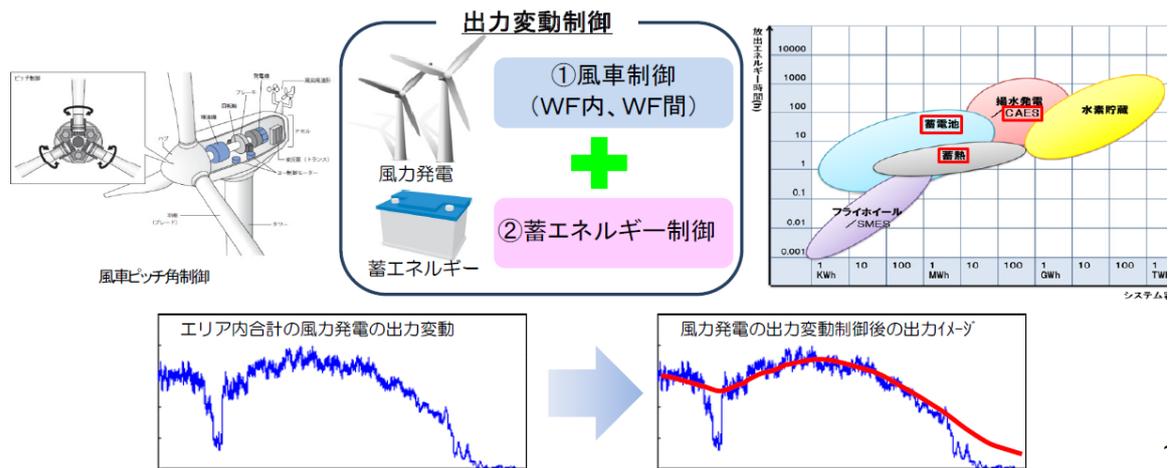


図 2-25 「電力系統出力変動対応技術研究開発事業」におけるピッチ角制御
 出所) 出力予測技術を使った変動電源の安定化対策
 ～電力系統出力変動対応技術研究開発事業について～

c. 特徴と課題

前項の太陽光発電の出力制御同様、電力需給という観点では制御性に優れるオプションであると言えるが、風力発電の発電機会逸失となる点が留意点として挙げられる。また、ピッチ角制御については、機械系の制御によって実現されるが、電力システムの状況に応じて頻繁に制御を行うと、故障に至るリスクなどが考えられ、風車の機械系へ影響が懸念される。

(3) 需要側での対応

1) 価格シグナルに基づくデマンドレスポンス

a. 概要

「デマンドレスポンス」は、米国において実用化が進められ、現在、欧州、日本などでも導入が進められている。デマンドレスポンスは、当初、火力を始めとする従来型発電の供給力の不足を回避するための仕組みとして導入が考えられ、米国においては、「卸市場価格の高騰時または系統信頼性の低下時において、電気料金価格の設定またはインセンティブの支払に応じて、需要家側が電力の使用を抑制するよう電力消費パターンを変化させること」と定義されている²²。

我が国においても、震災後の供給力不足の懸念のもと導入が模索されており、図 2-26 のように、①時間帯別料金等の電気料金ベースのものと、②需給調整契約等のインセンティブベース²³のものに大別される。

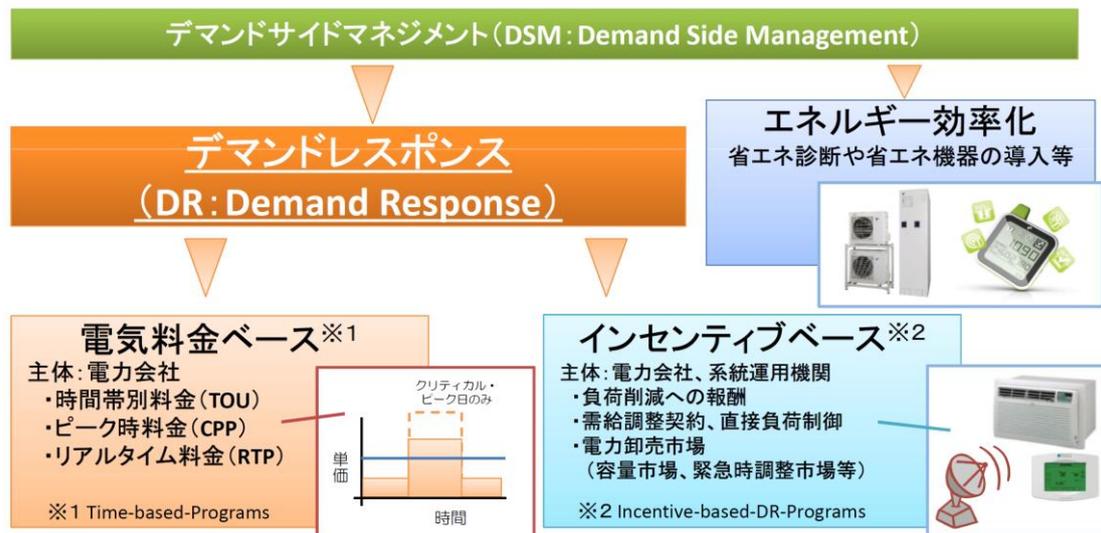


図 2-26 デマンドレスポンスの概要

出所) 資源エネルギー庁：「デマンドレスポンスについて」
(第2回電力システム改革専門委員会資料)

電気料金ベースのデマンドレスポンスは、電気事業者が時間帯（又は時間）別に料金を設定することで、需要家に自らの判断で、割高な料金が設定された高負荷時に需要抑制、割安な料金が設定された低負荷時に需要シフトを促す仕組みである。この電気料金ベースのデ

²² U.S. Department of Energy, Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them: A Report to the United States Congress Pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, February, 2006

²³ インセンティブベースのデマンドレスポンスの一つの実装方法として、直接負荷制御が含まれる。直接負荷制御については、人がマニュアルで行動をするようなデマンドレスポンスと分けるという趣旨で、本報告書では、別のオプションとして記載を行っている。詳しくは次項を参照のこと。

マンドレスポンスで設定される料金メニューには、表 2-7 のようなものが挙げられる。

表 2-7 電気料金型デマンドレスポンスの種類と内容

名称	内容
時間帯別料金 (TOU: Time-of-use Pricing)	時間帯別の平均卸費用・託送費用を反映した電気料金
リアルタイム・プライシング (RTP: Real Time Pricing)	時間別に形成される卸電力市場価格(一日前市場ないしリアルタイム市場)を反映した電気料金
ピーク帯リベート (Peak Time Rebate)	特定の高需要日の特定時間においてベースラインからの電力消費削減に対し割引を適用する電気料金
系統ピーク応答型託送料金 (System Peak Response Transmission Tariff)	インターバルメータを付けて、料金を含む特定の条件の下で高需要期に電力需要を削減して託送料金を削減する方式
重要 (critical)ピーク・プライシング (CPP: Critical Peak Pricing)	平常時は時間帯別料金であるが、特定条件(緊急時ないし卸電力価格高騰時)により高い単価が適用される電気料金
制御付き重要ピーク・プライシング (Critical Peak Pricing with Load Control)	平常時は時間帯別料金であるが、特定条件(緊急時ないし卸電力価格高騰時)に直接制御が実施されつつ、より高い単価が適用される電気料金

出所) 日本エネルギー経済研究所: 「需要反応 (デマンドレスポンス) とは何か③ 電気料金型デマンドレスポンス」

また、インセンティブベースのデマンドレスポンスとは、プログラム設置者(電気事業者、系統運用者)が需要家と契約を締結し、卸電力価格が高騰又は電力需給が逼迫した際に、負荷抑制・遮断を要請又は実施する枠組みである(図 2-27)。ネガワット取引と呼ばれる、需要家による需要削減量を供給量と見立て、市場等で取引する事業形態もあり、アメリカ等においては、複数の需要家の調整量をまとめて取引するアグリゲータが新たなサービスを提供している。

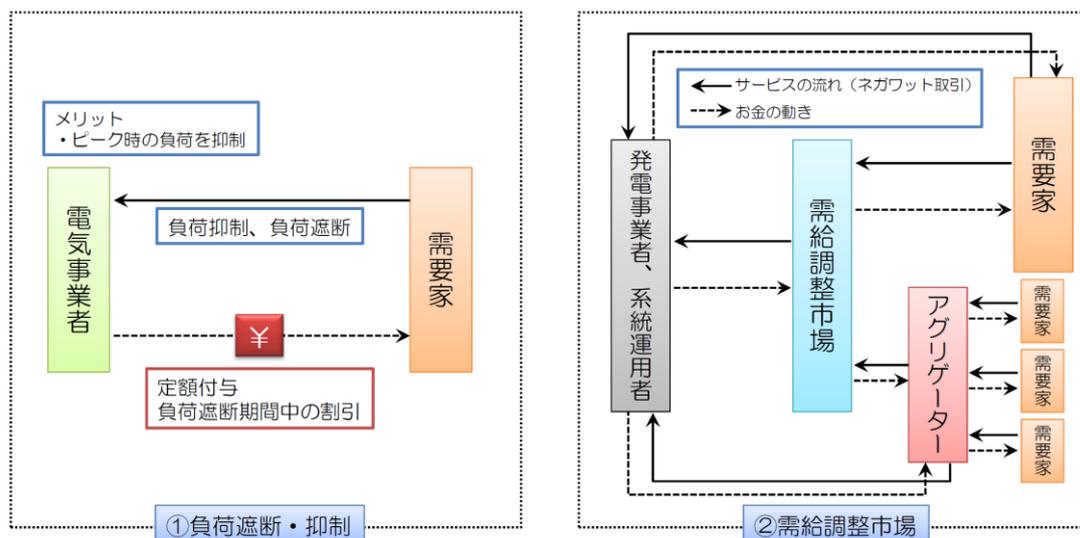


図 2-27 インセンティブベースのデマンドレスポンスの例

出所) 資源エネルギー庁: 「デマンドレスポンスについて」

(第2回電力システム改革専門委員会資料)

このインセンティブベースのデマンドレスポンスの種類は、表 2-8 に示すものが挙げられる。これらの取り組みは、基本的に電力システムのピーク時に需要を下げるということが念頭に置かれたサービスとなっているのが一般的である。

表 2-8 インセンティブ型デマンドレスポンスの種類と内容

名称	内容
① 需要入札・買戻し (Demand Bidding and Buyback)	卸市場価格ないし特定価格で卸電力市場ないし小売市場で需要削減を可能とするプログラム
② 直接負荷制御 (Direct Load Control)	短い時間の通知でプログラム運用者が(例えばエアコン、温水器のような)需要家の電気機器を遠隔で止める又はサイクル化するプログラム。直接負荷制御プログラムは主として家庭又は商業用需要家に提供される。
③ 緊急時需要応答 (Emergency Demand Response)	緊急時において達成された負荷削減に対しインセンティブ支払を提供するプログラム
④ 遮断可能負荷 (Interruptible Load)	事前の取り決めに従って緊急時に負荷削減・遮断を行う契約。系統運用者が契約の規定に従って通知を行う。
⑤ 供給力負荷 (Load as Capacity Resource)	緊急時に事前に特定化された負荷削減を約束する需要側供給力
⑥ 運転予備力 (Non-Spinning Reserves)	通知後 10 分以上かかって需給インバランス解消のための需要削減等を提供できる需要側供給力
⑦ 周波数制御サービス (Regulation Service)	系統運用者の提供する周波数維持のためのリアルタイム・シグナルに従って需要を増減することが可能な需要応答サービス。
⑧ 瞬動予備力 (Spinning Reserves)	緊急事態発生後、数分で需給インバランス解消のための需要削減等を提供できる需要側供給力

出所) 日本エネルギー経済研究所：「需要反応 (デマンドレスポンス) とは何か④ インセンティブ型デマンドレスポンス」

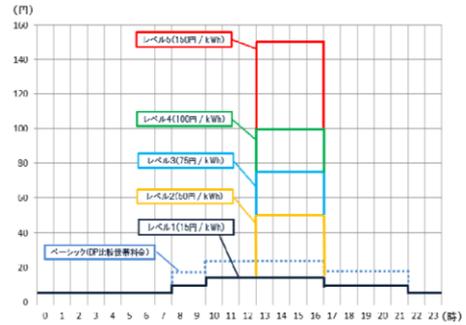
b. 対策活用の動向

我が国では、これまでにデマンドレスポンスが注目を集めた 2009 年頃以降、デマンドレスポンスに関する実証試験が多くなされてきた。大規模なデマンドレスポンスを展開した事例として、「次世代エネルギー・社会システム実証事業」が挙げられる。この事業では、デマンドレスポンス以外にも様々なエネルギーソリューションを組み合わせた「スマートコミュニティ」の検討がなされているが、北九州の実証試験 (北九州スマートコミュニティ創造事業) を例に挙げると、家庭部門、事業者部門の双方におけるデマンドレスポンスに関する実証試験が行われている。

家庭部門においては、夏季、冬季それぞれの期間について、図 2-28 のような料金設定 (ダイナミックプライシング) を設定して、温度条件が下記に示されるトリガーを超えた場合にダイナミックプライシングが発動されるという仕組みとなっている。

住民向け実証条件（夏期）

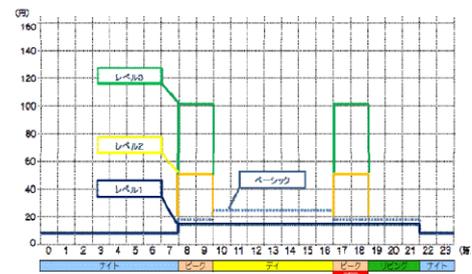
- 実施期間2013年6月～2013年9月
- 電力料金の変更は、**午後**
- 電力料金変更の通知は、**前日夕方**
- DRの発動は、**翌日最高気温予報が30℃以上の平日**
- DR発動日数は、**合計45日**



電力価格（夏季）

住民向け実証条件（冬期）

- 実施期間2013年12月～2014年2月
- 電力料金の変更は、**午前と夕方の2回**
- 電力料金変更の通知は、**前日夕方**
- **※2014年2月に当日昼通知のCPP実証実施**
- DR発動は、**翌日最低気温予報が-1℃以上9℃以下の平日**
- DR発動日数は、**合計38日（CPP発動6回）**



電力価格（冬季）

図 2-28 北九州で実施された家庭需要家を対象としたデマンドレスポンスの概要
出所「北九州スマートコミュニティ創造事業の実証成果と今後の展開」

上記のプログラムを適用した結果、得られたピークカット効果を表 2-9 に示す。実証期間を通じて、20%前後のピークカット効果が得られていることがわかる。

表 2-9 北九州実証のデマンドレスポンスのピークカット効果

レベル (単価)	2012年度 (夏季)	2012年度 (冬季)	2013年度 (夏季)	2013年度 (冬季)
2 (50円)	-18.1%	-20.1%	-20.2%	-16.2%
3 (75円)	-18.7%	-19.8%	-19.2%	-
4 (100円)	-21.7%	-18.1%	-18.8%	-16.6%
5 (150円)	-22.2%	-21.1%	-19.2%	-
当日通知	-	-	-	-13.8%
発動回数	40回	42回	45回	38回

出所「北九州スマートコミュニティ創造事業の実証成果と今後の展開」

c. 特徴と課題

デマンドレスポンスは、スマートグリッドの議論が沸き起こって以降、その有効活用が検討されてきており、様々な実証試験の展開がなされてきた。しかし、これまでの取り組みは、基本的に上記に示した北九州スマートコミュニティ実証事業のような、ピーク対応のための需要を抑制するというものであった。

これに対し、本調査で検討すべき、「再生可能エネルギーの需給対策としてデマンドレスポンスを活用する」というコンセプトに基づいた実証試験等は未だ行われていないように見受けられる。このような考え方は、近年研究がなされつつある²⁴が、そのフィージビリティに関する検証を今後行っていく必要があると考えられる。

また、需要家のマニュアル行動によるデマンドレスポンスは、人の意志に関わるために、制御パフォーマンスに関わる不確実性を伴う。再生可能エネルギー出力変動の対策オプションとして活用するためには、従来のピークカットに比べ、必要な時間、規模の予測が難しい中で確実に制御パフォーマンスを得られる必要がある。このため、再生可能エネルギーの変動対策としてデマンドレスポンスを活用するためには、次項に示す「自動制御によるデマンドレスポンス」の優位性は大きい。

2) 自動制御によるデマンドレスポンス

a. 概要

自動制御によるデマンドレスポンスとは、以上に示したデマンドレスポンスについて、機器やシステムの自動制御で対応することでデマンドレスポンスを実現するという技術を目指す。上述の通り、デマンドレスポンスを自動化することで、マニュアル行動によるデマンドレスポンスに比べて、確実性の向上が期待できる。自動制御の方法は様々な方策が考えられる。

一つはデマンドレスポンスの対象となる需要家機器に取り付けられた制御チップなどが、周波数などの電力システムの状態量を検出し、それに応じて制御を行うという方法であり、例えば下図に示す米国 PNNL の「Grid Friendly Appliances Controller™」などが挙げられる(図 2-29)。この制御チップが取り付けられた家電は、電力システムの周波数に応じて消費電力を制御することができる。

²⁴ 例えば高橋：「再生可能エネルギー電源大量連系に対応するアンシラリーサービス型デマンドレスポンスの導入可能性の検討」(電力中央研究所報告)など。



図 2-29 Grid Friendly Appliances Controller™

出所) PNNL ホームページ

自動制御のもう一つの方法は、需要家内のエネルギーマネジメントシステム(家庭:HEMS、ビル:BEMS など)が、それぞれの需要家のニーズを反映した自律的な制御を行う方策である²⁵。HEMS/BEMS のアプリケーションは様々提案されているが、CEMS などの上位システムからの指令に基づいて自動 DR を達成する方策や、電気料金に基づいて、HEMS/BEMS が家庭内/ビル内における需要機器の運転計画を作成する方策などが考えられている(図 2-30)。

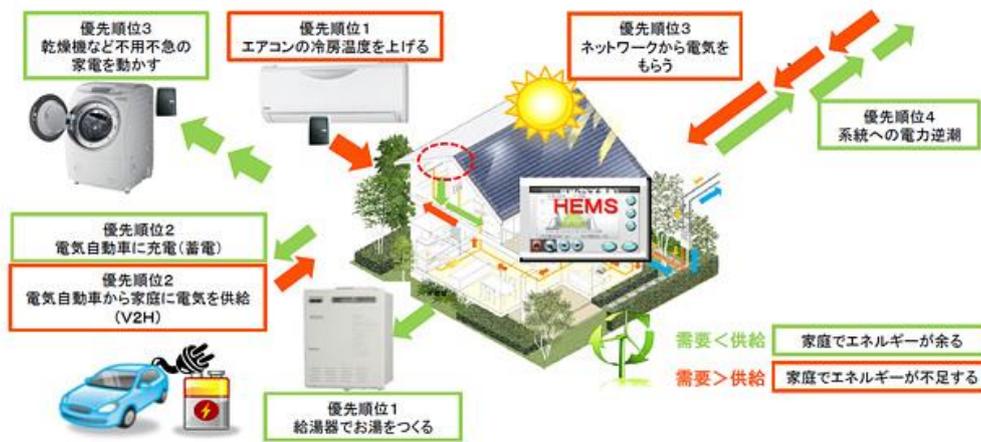


図 2-30 HEMS による自動 DR のコンセプト

出所) 経済産業省スマートハウス標準化検討会資料

自動制御によるデマンドレスポンスの対象機器としては、家庭部門ではヒートポンプ給湯機、エアコン、冷蔵庫、照明などが、産業部門では空調負荷、照明、冷蔵冷凍システム、給水ポンプ等が考えられている²⁶。これらの中でも、特に我が国ではヒートポンプ給湯機な

²⁵ 荻本和彦 ”エネルギーインテグレーション—集中・分散のエネルギーマネジメントの協調。” IEEJ, C 部門大会発表論文集, TC9-7, pp304-309 (2010)

²⁶ この他に、電気自動車 (EV) やプラグインハイブリッド車 (PHEV) といった電動車両も対象と考えられる。これらの電動車両の活用については、次項にて改めて示す。

どが有望なリソースとして、様々な研究、技術実証などが行われている。

b. 対策活用の動向

自動制御によるデマンドレスポンスの取り組み事例は、需要家のマニュアル行動によるデマンドレスポンス同様、実証試験等がなされてきており、家庭部門については、例えば「次世代エネルギー・社会システム実証事業」の横浜のプロジェクト（YSCP: Yokohama Smart City Project）における取り組みが挙げられる。本取り組みでは、CEMS からの節電要請があると、エアコンの温度設定やヒートポンプ給湯機の稼働時間を同マンション内の EMS が自動的に変更するというシステムが実装されており、検証が進められた（図 2-31）。



図 2-31 YSCP の自動 DR 対応エアコンとヒートポンプ給湯機
出所「住民の快適性を損なわない自動節電策を実証へ」（Japan Smart City Portal）

<http://jscp.nepc.or.jp/article/jscp/20121019/327428/index2.shtml>

大口需要家の事例については、読売新聞大阪本社と読売テレビ、関電グループなどが実施している、「SENRITO」という取組が例として挙げられる（図 2-32）。本取組は、関西電力から需要抑制の要請が発動された際に、商業施設における空調設備の設定温度を自動的に調整することにより、テナントの運営に影響を与えない範囲で電力需要の抑制を行うものである。自動 DR の制御機器は、米国の Converge 社の製品を採用するとしている。



図 2-32 「SENRITO よみうり」における自動 DR

出所) 関西電力資料

http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2015/_icsFiles/afiedfile/2015/06/29/0629_2j_02.pdf

c. 特徴と課題

以上のように、欧米、日本を通じて自動制御によるデマンドレスポンスの検討事例は多いが、価格シグナルに基づくもの同様、再生可能エネルギー対策というよりは、ピーク対応などを想定した検討が進められてきている。太陽光発電による余剰電力を、需要家のヒートポンプ給湯機で吸収するために、ヒートポンプ給湯機を昼間に運転させるための方法の検討を行っている論文等がある²⁷が、このようなシステムの実社会への適用が可能かなどの検討が今後必要となろう。

自動制御によるデマンドレスポンスは、マニュアル行動によるデマンドレスポンスに比べて、確実性が高く、またピーク対応といったアプリケーションについては、既に複数の実証試験を通じて展開されてきている。再生可能エネルギーの需給対策としての自動制御によるデマンドレスポンスも、研究レベルでは提案されており、技術的な成熟度は高い

一方で、再生可能エネルギーの需給対策として取り扱っていくためには、デマンドレスポンス特有の課題が見受けられる。以下に考えられる課題を列挙する。

²⁷ 例えば、以下の論文などが挙げられる。

池上貴志,岩船由美子,荻本和彦 “電力需給調整力確保に向けた家庭内機器最適運転計画モデルの開発.”

IEEJ Journal Vol.130-B, No.10_p877-887 (2010)

富田泰志, 小林朗, and 鶴貝満男. "太陽光発電の余剰電力吸収のためのヒートポンプ給湯機群制御方式の開発." 電気学会論文誌. C 133.8 (2013): 1607-1615.

＜デマンドレスポンスを再生可能エネルギーの需給対策として利用する際の主な課題＞

- 実施タイミングの任意性の課題
 - 再生可能エネルギーの需給対策を行う必要のあるタイミングで、その機器を用いる/もしくは電力を下げるということを行わなくてはならないが、常に対応できるかという点についての検討が必要となる。
- 「需要を上げる」という取り組みの難しさ
 - デマンドレスポンスは元来需要を低減するという方向の取り組みであるが、現在課題となっている太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの余剰電力に対しては、需要をシフトあるいは創生することで増加させる取り組みが必要となる。
- 持続時間等についての検討の必要性
 - 長周期の再生可能エネルギー対応ができるかという点については、ヒートポンプ給湯機以外の多様な機器の適用可能性の検討が必要となる。機器側への影響ということも考慮する必要がある。
- 本来の需要家機器の利便性逸失の課題
 - 再生可能エネルギーの需給対策として用いることで、本来の需要家機器としての機能（利便性）を損なわないか、機器の性能に対して影響を与えないかといったことを検討する必要がある。
- マネタイズの仕組みの検討の必要性
 - 自動制御を行うに当たっては、コントローラ、ないし HEMS/BEMS といったシステムが必要となる。この分、導入を行う需要家としてはコスト増となり、このインシヤルコストを踏まえたマネタイズの仕組みの検討が必要となるであろう。

3) 電動車両の充・放電制御活用

a. 概要

電気自動車（EV）等の電動車両に内蔵されている蓄電池の充電のマネジメントを行うことで、電力システムのマネジメントに有効に使うという方策が検討されている。広い意味で捉えれば、先述の「自動制御によるデマンドレスポンス」の一種であるが、電動車両については電力システムに対する放電（いわゆる V2G: Vehicle to Grid）も可能であり、本項にて別に整理を行っている。

電動車両を利用する対策オプションは、図 2-33 のように整理される。EV 内のエネルギー貯蔵を活用するために、早期より再生可能エネルギーの需給対策としての検討がなされてきた。

(EVインフラの現状)

現在では、主要各国の政府および企業は、普通充電器および急速充電器といった充電インフラ(V0G)の構築に注力。将来的には、EVをスマートグリッドの“社会的価値”を高めるために活用する案も検討

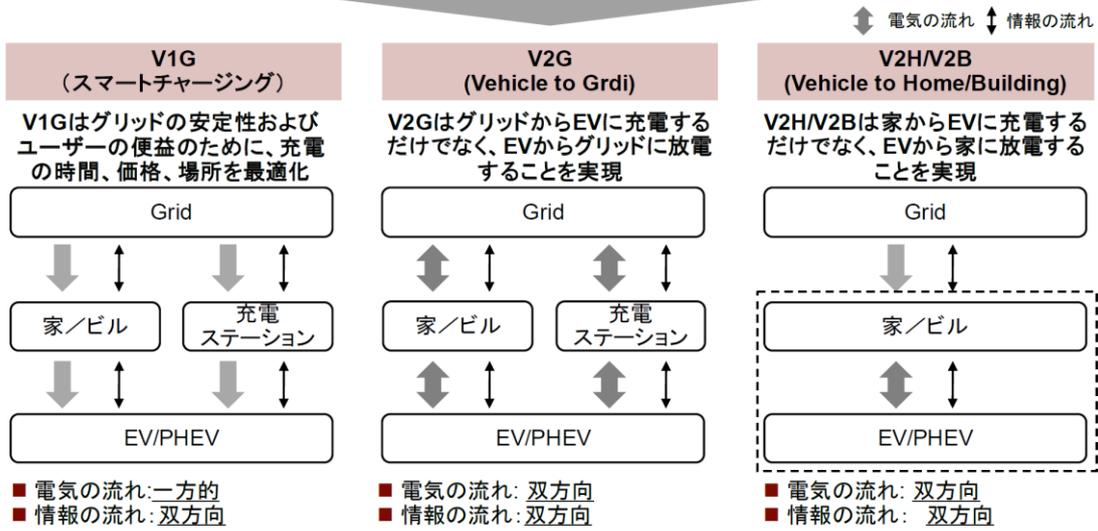


図 2-33 電動車両の活用のイメージ

出所) 平成 22 年度中小企業支援調査(電気自動車・V2G を巡る各国の動向に関する調査) 調査報告書

b. 対策活用の動向

スマートチャージングや V2G、V2H/V2B に関わる実証試験は、先述の「次世代エネルギー・社会システム実証事業」等において実施されてきたが、再生可能エネルギーへの対応というアプリケーションに応用できるような技術に関する検討としては、米国デラウェア大学の研究が有名である。デラウェア大学の研究「A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System」では、PJM の Regulation 市場(周波数調整市場)において、PJM から各発電機に対して送られる制御信号である「AGC (Automatic Generation Control)」を電気自動車が受け取り、その信号通りに制御を行うという実証試験が行われている(図 2-34)。また、同大学の他の研究では、V2G を風力発電の出力変動対策として活用するためのフィージビリティスタディを行っている²⁸。

²⁸ 例えば、以下のペーパーなどにこの研究成果がまとめられている。

<http://www.udel.edu/V2G/docs/KemptonDhanju06-V2G-Wind.pdf>

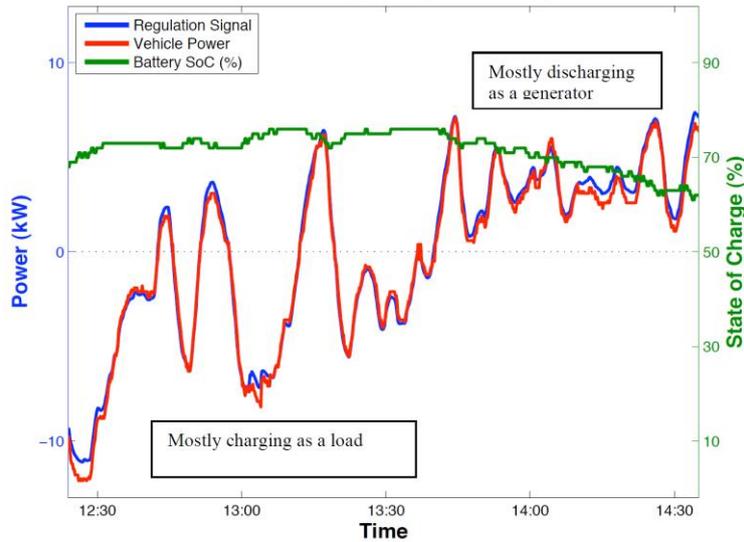


図 2-34 デラウェア大学の V2G に関する研究の成果例

出所) A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System

c. 特徴と課題

以上のような電気車両の活用については、先述の「自動制御によるデマンドレスポンス」の項に示した課題が同様に存在する。

特に電気自動車の場合、移動体であるため、常に充電器に接続されていないという点に留意が必要であり、再生可能エネルギーのイベント時に、どの程度の電気自動車を利用可能か、逆にデマンドレスポンスの適用が車両としての効用を落とさないか、さらには、充放電によるバッテリーの劣化の技術的、制度的対応という点などについて、今後更なる検討が必要となってくるであろう。

また、再生可能エネルギーに対して有効な対策オプションとして位置付けられるためには、ある程度の電気自動車の普及が行われていなければならない。今後の普及の進展具合にも注目していく必要がある。

4) 需要家側エネルギー貯蔵（蓄電池）の活用

a. 概要

電力システム側が蓄電池などのエネルギー貯蔵を導入するという再生可能エネルギー需給対策オプションについては既に「(1)4 系統側エネルギー貯蔵の導入」において述べたが、一方で需要家側にエネルギー貯蔵を導入する選択肢もある。近年、HEMS を備えたスマートハウス、もしくは BEMS を備えたビル等において、エネルギー貯蔵を搭載したソリューションが市場投入される事例が出てきており（図 2-35）、需要家が自身のエネルギーマネジメントのためにエネルギー貯蔵を導入するという考え方も広まりつつある。

米国 TESLA 社が発表した「Power Wall²⁹」は、5 万円/kWh という低価格の水準であり、このような低価格のエネルギー貯蔵装置が今後市場に浸透すれば、需要家のエネルギー貯

²⁹ <https://www.teslamotors.com/jp/powerwall>

蔵利用に対するハードルを下げるのが予想される。

これらの需要側でのエネルギー貯蔵は、需要家が、自身のエネルギーマネジメントのために導入するものであり、自身の電気料金の最適化や、停電時のエネルギー供給継続などの、需要家自身にとって利益となる利用のために導入されているものである。これらのエネルギー貯蔵を、再生可能エネルギーの電力需給対策に利用できれば、有効なソリューションとなりうるであろう。

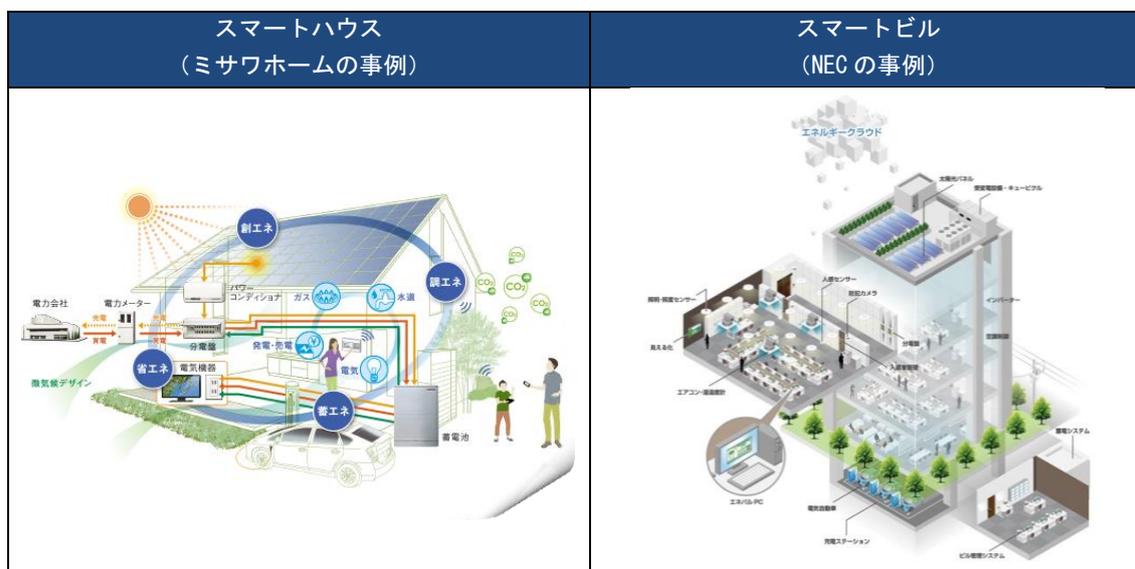


図 2-35 需要側エネルギー貯蔵導入の事例

出所) ミサワホームホームページ (<http://www.misawa.co.jp/smarthouse/tokuyou/index.html>)、及び
NEC ホームページ (<http://jpn.nec.com/energy/building.html>)

b. 特徴と課題

需要側でのエネルギー貯蔵のコンセプトは、これまでも提唱されてきた考え方³⁰であるが、先の通り、需要家がエネルギー貯蔵を導入するのは、需要家にとってメリットがある場合のみである。この点について、需要家を含めた各ステークホルダに対してメリットのある形で、再生可能エネルギー対策として需要側エネルギー貯蔵を有効に活用するために、「リソースアグリゲーション」というビジネスモデルが検討されている(図 2-36)³¹。このモデルは今後も引き続き検討されていくことが想定されるが、需要側エネルギー貯蔵の活用のためには、明確なインセンティブ付けを需要家に対して行うための市場設計や、ビジネススキームを入念に検討する必要がある。

³⁰ 例えば、資源エネルギー庁の「次世代送配電ネットワーク研究会」においても、このような方法が一つのオプションとしてありうるということが明記されている。

³¹ COCN : 「ゼロエミッションの実現を目指すリソースアグリゲーター」

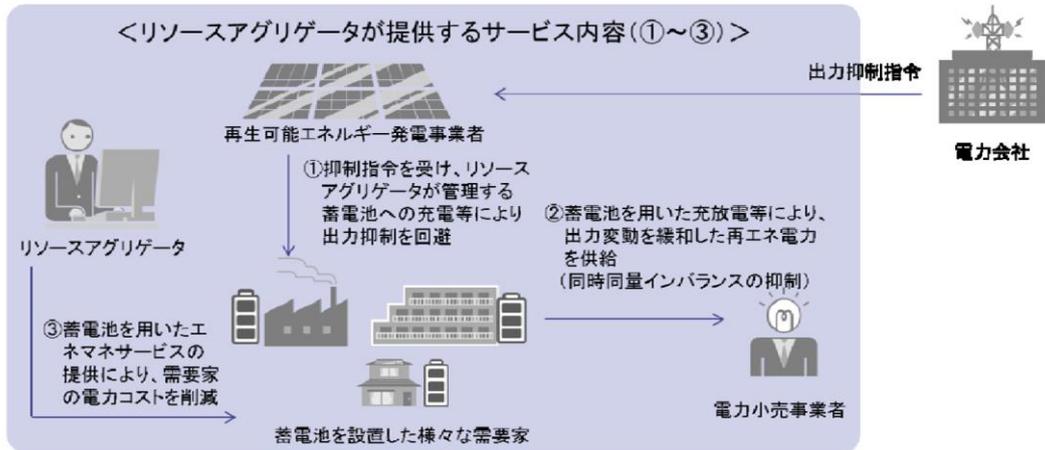


図 2-36 リソースアグリゲーションのビジネススキーム

出所) COCN: 「ゼロエミッションの実現を目指すリソースアグリゲーター」

5) 水素エネルギー貯蔵

a. 特徴

上記のエネルギー貯蔵に関連して、再生可能エネルギーの有効利用のために、一度水素として貯蔵を行うというシステムが近年注目されている。太陽光発電や風力発電で発電した電気を用い、水を電気分解することで発生させた水素をタンクに貯蔵し、水素エネルギーとして利用するというこのコンセプトは、「Power to Gas」と呼ばれており、欧州のドイツやデンマーク等においても実証試験や研究が進められているところである(図 2-37)。

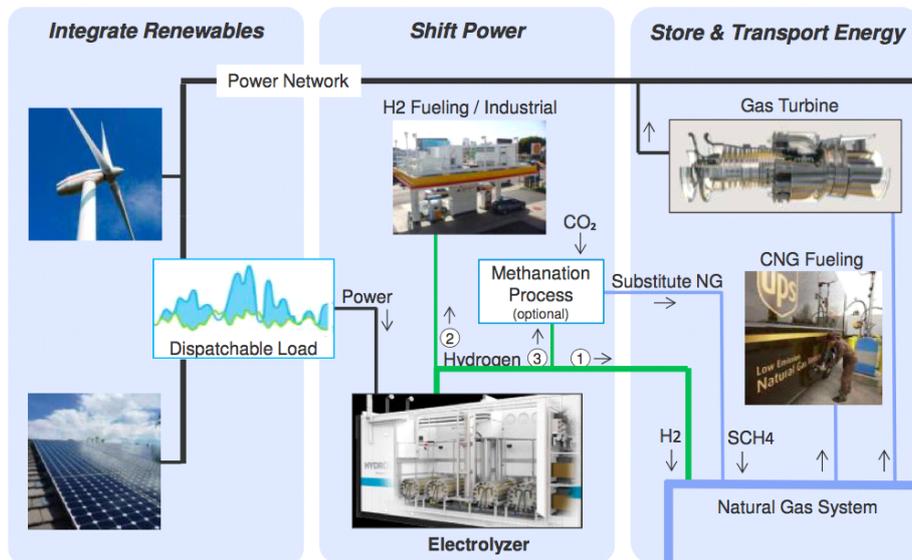


図 2-37 Power to Gas のコンセプト

出所) Smeets, Filip. "Advances in hydrogen water electrolysis for renewable energy storage applications"

b. 対策活用の動向

我が国においても、東芝が再生可能エネルギーと水素を用いた自立型エネルギー供給システム「H₂One™」を提供している（図 2-38）。当該システムは、平常時は通常の電力供給、緊急時は非常用電源という利用シーンが想定されたものであるが、今後再生可能エネルギーの出力マネジメントといったアプリケーションへの活用が期待されている。



図 2-38 東芝の H₂One™

出所) 東芝プレスリリース (http://www.toshiba.co.jp/about/press/2015_04/pr_j2002.htm)

c. 特徴と課題

水素エネルギーの利活用は、水素自動車を始めとして、様々検討がなされている状況にあるが、課題としては、まず再生可能エネルギーの発電電力を一旦水素に変換し、水素として利用するために、エネルギーの損失が大きいこと、および製造、貯蔵設備の資本費が大きく、現状では経済的にペイしないことが挙げられる。将来、(2) 1) 「太陽光発電の出力制御」に示したような再生可能エネルギーの出力制御（特に出力抑制）が大量に行われるようなケースを想定した際、本来抑制されてしまう再生可能エネルギー発電電力を水素エネルギーとして貯蔵するというシナリオが考えられるが、本報告書に示される他の再生可能エネルギー電力需給対策オプションが講じられ、必要となる抑制量が削減される間は、水素エネルギー貯蔵設備は稼働率が低く経済性が成立しないことにも留意が必要である。

その他、エネルギー貯蔵同様、ラウンドトリップの損失低減や、高コストへの対処、有効に利用するための水素エネルギーインフラの構築等、様々な課題に対し、将来にかけて、課題を整理し、解決に向けた検討が望まれる。

2.1.3 対策オプションの整理からの示唆

ここまでに、再生可能エネルギーに起因する電力需給問題の対策オプションとして考えられてきている技術について、その特徴などを整理してきた。これらはいずれも、今後の再生可能エネルギーの電力需給対策のために研究開発、実証試験や実展開が進められているところである。それぞれ今後の展開に向けた課題が存在しており、その課題解決に向けた取組を引き続き行っていくことにより、再生可能エネルギーの電力需給問題の解決に資することが期待されるが、これらの対策オプションを俯瞰することで、以下のような示唆が得られる。

(1) ベースオプションと補償オプション

今後の対応に当たっては、これまでに述べたオプションを部分的に選択するのではなく、社会の便益が最大化される形で、再生可能エネルギー導入の進展に伴う諸課題を見越してこれらのオプションを組み合わせて適用することが必要となってくる。

「再生可能エネルギー出力の予測技術」、「広域運用による出力平滑化」³²の2つは、再生可能エネルギー対応としての調整力の絶対量を低減させる技術であるという点に着目すれば、再生可能エネルギーの電力需給対策オプション上のベースとなるものであると言える。従って、これら2つのオプションを「ベースオプション」と呼ぶこととする。一方で、他のオプション（エネルギー貯蔵や需要側の取り組みなど）は、上記のベースオプションによる対策を講じてもおお生じる需給インバランスを補償する技術として、「補償オプション」と呼ぶことができる。「再生可能エネルギーの出力制御」は、インバランス発生見込み時に抑制を行うというからは補償オプションに区分されるが、同時に再生可能エネルギーの出力変動そのものを減らす効果があるという意味で、ベースオプションの性質も有する。

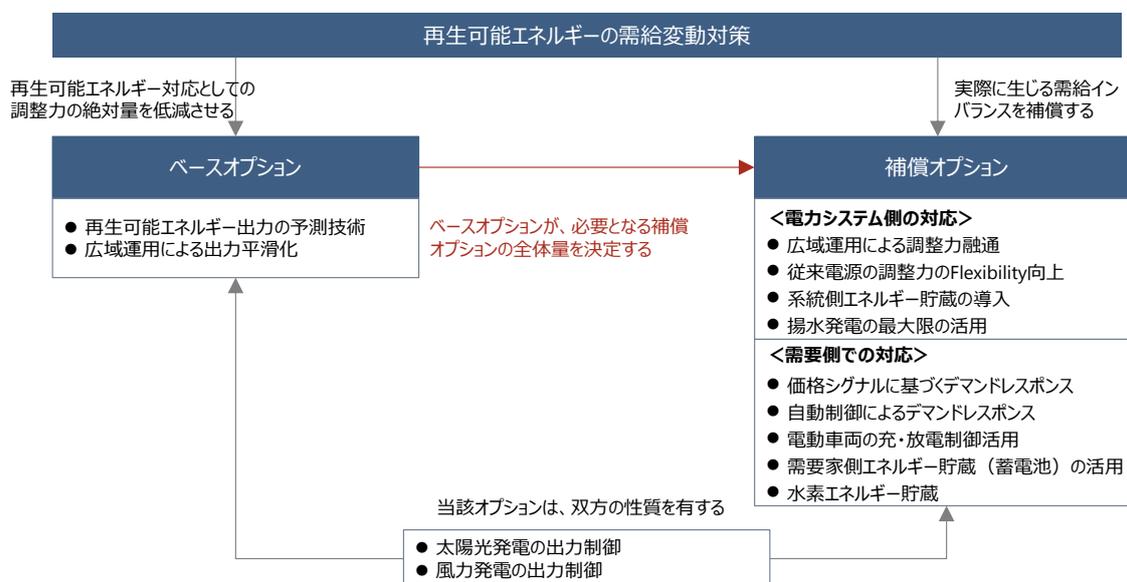


図 2-39 ベースオプションと補償オプション

³² 2.1.2(1)2) のオプションの整理では、「出力平滑化及び調整力融通」という整理を行っているが、ベースオプションに該当するのは、このうち出力平滑化であり、調整力融通は補償オプションに区分される。

ベースオプションは、再生可能エネルギー対応としての調整力の絶対量を低減させるため、社会全体としてのコスト最適化に寄与する技術である。それぞれの項目において示した通り、電力会社や研究機関、メーカー等のステークホルダが、目下これらの技術の更なるブラッシュアップに努めているが、今後も継続して技術開発を行っていくことが望まれる技術であると言える。

しかし、「再生可能エネルギーの出力予測」は、予測誤差が完全になくなることはなく、また、予測精度が向上したとしても、再生可能エネルギーの出力変動には依然として対応する必要がある。「広域運用による出力平滑化」も変動が全て平滑化されるわけではない。「再生可能エネルギーの出力制御」についても、頻繁且つ大量に出力を抑制することは、電力市場における混乱をもたらすであろう。つまり、それぞれのベースオプションについて十分に検討を行い、最大限これらを利用することを想定しても、再生可能エネルギーによる電力需給の課題は完全にはなくなる。再生可能エネルギーの導入が、将来にかけて拡大していくにつれ、その課題は拡大していき、ベースオプションに加えて、補償オプションを活用する必要性が生じると考えられる。

(2) デマンドレスポンスを始めとする需要側取組の位置づけ

図 2-39 に示される通り、電力システム全体としてどの程度の調整力を保有するべきかは、ベースオプションによる対策を講じてもなお残る需給インバランスによって決定される。この全体の調整力のうち、どのオプションがどの程度担うかという点については、表 2-10 に示すそれぞれの補償オプションの特徴に鑑み他、技術成熟度やコスト、利用可能量、社会制度やビジネススキームなどの多面的な検討を行っていくことが必要である。

表 2-10 各補償オプションの特徴

区分	補償オプション	担うことが適切だと考えられる時間領域		特徴
		短周期	長周期	
電力システム側の対応	従来電源の調整力の Flexibility 向上	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● Flexibility が増すことにより、短周期から長周期の対応が可能となる ● 効率に留意する必要がある
	系統側エネルギー貯蔵の導入	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 技術的に利用可能性が高まりつつある ● コストや、充放電ロス発生その他、大容量については設置個所の検討が必要
	揚水発電の最大限の活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 大規模なエネルギー貯蔵であり、古くから利活用されている ● 新たな発電所建設は難しく、ピークシフト対応などの協調が必要
再生可能エネルギーの出力制御 (太陽光発電・風力発電)		←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 短周期から長周期まで幅広く、柔軟に対応できることが期待される ● 頻繁且つ大量の出力抑制は好ましくなく、一定程度の利用に限定される
需要側での対応	価格シグナルに基づくデマンドレスポンス	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● インシャルコストという観点では最も優れる方法である可能性が高い ● 人のマニュアル行動に依存するために、不履行リスクが大きい
	自動制御によるデマンドレスポンス	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● マニュアルに比べて確実性が高く、ヒートポンプ等の有効な機器が存在する ● 常に発動できるか、需要家の利便性を損なわないかなどの検討が必要
	電動車両の充・放電制御活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● マニュアルのデマンドレスポンスに比べて確実性が高い ● 常に電力システムに連系しているわけではない
	需要家側エネルギー貯蔵 (蓄電池) の活用	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● インシャルコストは需要家負担のとなる可能性が高い ● 充放電ロス等の他、ビジネススキームを検討する必要がある
	水素エネルギー貯蔵	←————→		<ul style="list-style-type: none"> ● 未来のエネルギーとして期待されているところである ● 経済性に難点の他、貯蔵によるエネルギー損失、インフラが課題である

ここで、先に示したベースオプションについて、「再生可能エネルギーの出力予測技術」は、常に一定の範囲内の予測誤差に収まるというわけではなく、時には予測が大きく外れる可能性がある。このようなベースオプション上のリスクに対処するために、電力システムとしてはある程度の余裕をみた調整力の保有を行う必要がある。上記のような緊急時対応として用意しておく調整力については、電力システムの供給側で設備として常に全量を確保しておくよりは、デマンドレスポンスなどを始めとする需要側リソースを活用することで、社会全体のコストは最小化される可能性がある。これに対し、緊急時には信頼度の高い補償オプションで対応すべきという考え方もあるが、需要側の対応を再生可能エネルギーの需給対策オプションにうまく組み込むことができれば、社会全体として最適なポートフォリオを組める可能性がある。

そのため、再生可能エネルギーの電力需給対策として、デマンドレスポンスなどの需要側の取組を統合していくことについて、今後詳細な検討を行っていくことが重要であると考えられるが、一方でこのようなリソースを対策として組み込むためには、各項目において示したような課題（特に「自動制御によるデマンドレスポンス」の項目を参照）が挙げられる。この点について、デマンドレスポンスなどの市場統合がいち早く進んでいる米国におけるステークホルダの視点を収集するために、本調査では米国現地訪問調査を実施している。次節では、その結果を示している。

2.2 米国の電力市場における需給対策

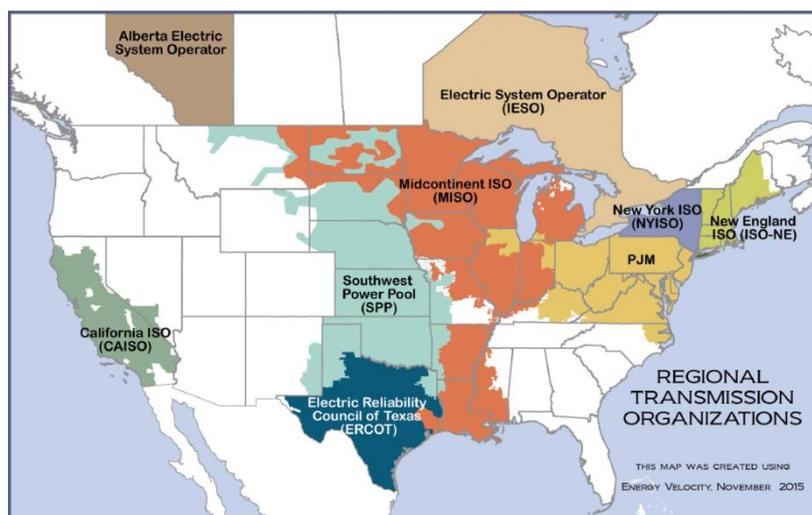
2.2.1 電力市場の概要とデマンドレスポンスプログラム

(1) 電力市場の概要

米国では、1992年のエネルギー政策法施行による卸電力市場の自由化及び米国連邦エネルギー規制委員会（FERC）のオーダー888による系統へのオープンアクセス化を背景に、独立系統運営機関（以下、ISO）が設立され、卸電力市場参加者による発電分野の競争が促進された。

こうした流れの中で、米国では系統を所有する事業者グループにより複数のISOが設立され、更にFERCオーダー2000において電力会社の広域系統運用機関（以下、RTO）への加入が推進された。

現在、米国の電力システムは、地理的にみると過半数が伝統的な市場構造（垂直統合型）で運用されている。他方、電力負荷で見ると3分の2がISO/RTO地域で提供されている³³。



出所) FERC³⁴

図 2-40 北米における ISO/RTO

米国の卸電力市場は、相対取引をベースとする市場と、ISO または RTO によって組織的な運用がされている市場に大別される。

相対取引をベースとする卸電力市場は Southeast、Southwest 及び Northeast において運営されている（図 2-40 参照）。これら地域の電力システムは電力会社が発電、系統及び発送電システムを運営する垂直統合型であり、産業分野の大口需要家が相対及び電力プール契約で取引を行う。

北米電力信頼度協議会（NERC）が管轄する北米地域（米国及びカナダ）では、9社のISO/RTOが存在する（図 2-40）。ISO/RTOは系統の運用及び系統の公平性確保とそのため先進的なサービスの開発を担う機関である。ISO/RTOが提供しているサービスと運営する

³³ <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>

³⁴ <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/elec-ovr-rto-map.pdf>

卸電力市場との関係を下表に示す（表 2-11）。

表 2-11 北米 ISO/RTO における卸電力市場の構造

サービス	市場	機能
エネルギー市場	前日エネルギー市場 (Day-Ahead Energy Market)	1 日前価格において前日時点で取引量を確定させる機能を担う。
	リアルタイムエネルギー市場 (Real-Time Energy Market)	前日市場や相対取引における計画量と、当日の実際の需要電力量との差分を調整する機能を担う。
アンシラリー・サービス市場	周波数調整市場 (Regulation)	変動調整としての数秒の応答を担う。
	瞬動予備力市場 (Spinning Reserves)	緊急時における数分間の対応を担う。
	運転予備力市場 (Non-spinning Reserves)	緊急時における約 10 分以内の応答を担う。
容量市場 (Capacity Market)		発電容量確保の機能を担う。
金融的送電権市場 (Financial Transmission Rights Market)		送電混雑料金の負担に係るリスクをヘッジする機能を担う。

出所) NREL³⁵等資料より作成

1) エネルギー市場

エネルギー市場には、需給日の前日に確定する需給計画に沿って電力の取引を行う前日市場 (Day-Ahead Energy Market) と、需給のインバランスを調整するために ISO/RTO が電力供給の 1 時間前等に出す給電指令に基づき取引を行うリアルタイム市場 (Real-Time Energy Market) がある。系統の制約を考慮した経済負荷配分に基づき地点間限界価格 (LMP : Locational Marginal Price) が算出され、kWh 単位での取引やインバランスの清算が行われる。

2) アンシラリー・サービス市場

アンシラリー・サービス市場とは、系統システムの電圧及び周波数の安定性を確保するために、供給の増加もしくは削減のための能力を ISO/RTO が調達する市場である。アンシラリー・サービス市場において提供されるプログラムの具体的な定義や内容は、一般的には NERC や、西部電力調整委員会 (Western Electricity Coordinating Council) 等の地域の Coordinating Council が定める信頼性基準に基づき決定される³⁶。

ISO/RTO がアンシラリー市場において展開するサービスはシグナルへの応答時間に応じて以下のように分類される。

- 周波数調整サービス (Frequency regulation service) : 電力システムの負荷にお

³⁵ <http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>

³⁶ Argonne National Laboratory ‘Survey of U.S. Ancillary Services Markets’ January 2016

(<http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2016/01/124217.pdf>)。米国エネルギー省 (DOE) の助成を受け Argonne National Laboratory が行った調査。

けるランダムな変動の調整を目的として、ISO/RTO のシグナルに対し即時（数秒程度）の応答が求められるサービス。

- 瞬動予備力サービス（Spinning reserve service）：大規模発電事業者や送電線のロス等の緊急時の最初の数分間において、需給のインバランス解消のために需要抑制を行うサービス。
- 運用予備力サービス（Non-Spinning reserve）：瞬動予備力電源の代替もしくは補完を目的に 10 分以内で応答するサービス。

なおエネルギー市場及びアンシラリー・サービス市場での落札は相互に独立しているものの、発電事業者はそれぞれに配分したキャパシティが重複しない限りにおいて、相互に補完することが認められている。

米国の ISO/RTO が提供するアンシラリー・サービスの種類と名称を表 2-12 に示す。

表 2-12 米国 ISO/RTO が提供するアンシラリー・サービス

ISO/RTO	周波数調整	瞬動予備力	運用予備力
CAISO	Regulation-up、Regulation-down, Regulation Mileage-up Regulation Mileage-down	Spinning	Non-Spinning
ERCOT	Regulation-up Regulation-down	Responsive	Non-Spinning
ISO-NE	Regulation	Ten-minute Synchronized	Ten-minute Non-synchronized Thirty-minute Operating
MISO	Regulation	Spinning	Supplemental
NYISO	Regulation	Ten-minute Spinning Thirty-minute Spinning	Ten-minute Non-synchronized Thirty-minute Non-synchronized
PJM	Regulation	Synchronized	Primary
SPP	Regulation-up Regulation-down	Spinning	Supplemental

出所) Argonne National Laboratory ‘Survey of U.S. Ancillary Services Markets’ January 2016

3) 容量市場

容量市場とは、ISO/RTO が、システムの信頼性を（場合によっては向こう数年間にわたって）担保するために、入札によって十分なキャパシティを確保することを目的とした市場である。

システム運営者である ISO/RTO が想定される将来のピーク需要を満たす容量の入札を行う。ピーク時間帯への対応に合意した電源等のリソースは、市場ベースの報酬を受け取り、更に決済時には入札時の価格（US ドル/MW 日、US ドル/kW 月等）で報酬を得る。

4) 金融的送電権市場

金融的送電権市場とは、卸電力市場参加者が系統混雑時に地点間限界価格（LMP）に上乗せして発生する混雑料金の負担をヘッジする送電権³⁷を売買する市場である。参加者は市場において事前にこの権利を取得しておくことで、実際に混雑料金が発生した際に、権利を行使すれば、混雑料金の支払いを回避もしくは負担を軽減することができる。

(2) デマンドレスポンスプログラムの概要

デマンドレスポンス（以下、DR）は、一時的な電力需要のシフトもしくはピーク時需要の抑制によって需要家側の柔軟性を高めることで、わずかな時間の需要を満たすためだけに発生するエネルギー調達コストや設備投資を回避する手段として開発されてきた。

米国では 1970 年代に中央空調機器の普及を一つのきっかけとして、DR の活用が検討され始めた。当初は、電力会社が提供する時間帯料金等の多様な料金体系や需要抑制への協力に対するインセンティブプログラム等が中心であったが³⁸、その後 ISO/RTO の運営する卸電力市場において DR サービスは多様化していった。

各 ISO/RTO における DR プログラムの実施状況の概要を表 2-13 に示す。なお実際に各 ISO/RTO により提供されるプログラムには、参加可能な DR 資源の規模、提供する時間帯、抑制量等の点で多少の違いはある。

³⁷ PJM の場合、市場参加者が送電権を得るために次の 4 通りの手段を用意している：①長期（1-3 年間）の送電権を取得するための入札、②1 年間の送電権を取得するための入札、③1 か月間の送電権を取得するための入札、及び④他の市場参加者との相対取引。（出所）PJM Market, Jan.2016

³⁸ Synapse Energy Economics, Inc "Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States", May 2013

表 2-13 米国の ISO/RTO における DR プログラムの実施状況 (2013 年時点)

DR プログラムの名称	サービス種類
CAISO (California Independent System Operator)	
Proxy Demand Resource Product	エネルギー
Proxy Demand Resource Product	アンシラリー (Reserve)
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	
Emergency Response Service -10 分	キャパシティ
Emergency Response Service - 30 minutes	キャパシティ
ERS-10 or ERS-30 (different type of resource)	キャパシティ
Non-Controllable Load Resources providing Responsive Reserve Service - Under Frequency Relay Type	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Responsive Reserve Service	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Non-Spinning Reserve Service	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load Resources providing Regulation Service	アンシラリー (Regulation)
Controllable Load Resources providing Energy via SCED Dispatch	エネルギー
ISO-NE (New England ISO)	
Real Time Demand Response Resource	キャパシティ
FCM: On-Peak Demand Resources	キャパシティ
FCM: Seasonal Peak Demand Resources	キャパシティ
Real Time Emergency Generation Resource	キャパシティ
Dispatchable Asset Related Demand	アンシラリー (Reserve)
Transitional Price Responsive Demand	エネルギー
MISO (Midcontinent ISO)	
Demand Response Resource Type I (Energy)	エネルギー
Demand Response Resource Type-I (Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Demand Response Resource Type II (Energy)	エネルギー
Demand Response Resource Type-II (Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Demand Response Resource Type-II (Regulation)	アンシラリー (Regulation)
Emergency Demand Response	エネルギー
Load Modifying Resource	キャパシティ
NYISO (New York ISO)	
Day-Ahead Demand Response Program	エネルギー
DSASP-10 : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Reserve)
DSASP-30 : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Reserve)
DSASP-Reg : Demand Side Ancillary Services Program	アンシラリー (Regulation)
Emergency Demand Response Program	エネルギー
Installed Capacity Special Case Resources (Capacity Component)	キャパシティ+エネルギー
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	
Economic Load Response (Energy)	エネルギー
Economic Load Response (Synchronized Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Economic Load Response (Day Ahead Scheduling Reserve)	アンシラリー (Reserve)
Economic Load Response (Regulation)	アンシラリー (Regulation)
Emergency Load Response -Energy Only	エネルギー
Full Emergency Load Response (Limited DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Extended Summer DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Annual DR - Capacity Component)	キャパシティ
Full Emergency Load Response (Energy Component)	エネルギー
SPP (South West Power Pool)	
Demand Resource Load	エネルギー
Controllable Load for Reserve	アンシラリー (Reserve)
Controllable Load for Regulation	アンシラリー (Regulation)

出所) IRC,2013 North American Demand Response Characteristics Comparison

(3) DR の需要抑制ポテンシャル

米国内の IST/RTO における 2013 年及び 2014 年の DR プログラムの需要抑制ポテンシャルとピーク需要を表 2-14 に示す。

全体での 2014 年の需要抑制ポテンシャルは前年から 0.5%程度増加し 28,934MW であり、ピーク時の需要に対する割合は 6.2%であった。2009 年以降、卸電力市場における DR の需要抑制ポテンシャルは 6%程度増加したが、ピーク時の需要の増加も同程度であったため、需要に対する抑制ポテンシャルの割合に大きな変化はなかった。

地域別にみると、DR への参加は ISO/RTO7 社の内、5 社 (CAISO、ERCOT、ISO-NE、MISO 及び PJM) で増加した。増加幅が最も大きかったのは MISO (前年比+560MW) で、次いで PJM (同+500MW) となっている。

表 2-14 米国 ISO/RTO の DR プログラムでの需要抑制ポテンシャル (2013-2014 年)

ISO/RTO	2013 年		2014 年	
	MW (注 1)	% (注 2)	MW (注 1)	% (注 2)
CAISO (California Independent System Operator)	2,180	4.8	2,316	5.1
ERCOT (Electric Reliability Council of Texas)	1,950	2.9	2,100	3.2
ISO-NE (New England ISO)	2,100	7.7	2,487	10.1
MISO (Midcontinent ISO)	9,797	10.2	10,356	9.0
NYISO (New York ISO)	1,307	3.8	1,211	4.1
PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	9,901	6.3	10,416	7.4
SPP (South West Power Pool)	1,563	3.5	48	0.1
合計	28,798	6.1	28,934	6.2

(注 1) 容量市場。PJM の場合、負荷応答プログラムの 2012-2013 年分入札への active participant の総量である。2013 年の場合、具体的には緊急時 DR³⁹に登録している容量と、経済的 DR と緊急時 DR の両方に登録している DR から経済的 DR⁴⁰を差し引いた容量が含まれている。

(注 2) ピーク時の需要に対する割合

出所) FERC, 'Demand Response & Advanced Metering Staff Report', December 2015

なお、需要抑制ポテンシャルが最も高いのは PJM であり、この状況は比較可能なデータが公表されている 2009 年以降変わっていない。

以上を踏まえ、多様な DR プログラムを有しかつ市場規模の大きな PJM に注目し、次項では具体的な DR プログラムの実施状況を整理する。

³⁹ 緊急時負荷応答プログラム (Emergency Load Response Program) : 系統の信頼性と安定性の確保を目的とした DR プログラム。需給逼迫時に緊急の負荷調整を行う。

⁴⁰ 経済的負荷応答プログラム (Economic Load Response Program) : 従来型の発電用電源と同様の使途で、系統運用への利用を目的とした DR プログラム。

2.2.2 PJMにおけるDRプログラムの展開

(1) PJMの事業概要

PJM（正式名称はPJM Interconnection）は、1927年にペンシルバニア州とニュージャージー州の電力会社間の電力広域融通を目的として設立された。1956年にメリーランド州の電力会社2社が加わり、現在の名称へと社名が変更された。

1997年にPJMは入札による価格決定の仕組みと地点別料金（LMP）を導入した市場を開設した。更に2001年にはRTOに指定され、現在では米国北東部地域13州とワシントンDCにおける送電システムの信頼性維持及び運用、並びに卸電力市場を運営するISO/RTOとなっている。

PJMの事業規模等の概要を表2-15に示す。

表 2-15 PJMの概要

加盟事業者数（Membership）	約 940 社
発電能力	183,604MW
ピーク時需要	165,492MW
送電網	62,556 マイル
Annual Energy	837,796GWh
Annual Billings	約 500.3 億 US ドル
事業地域	13 州及びワシントン D.C.
電力供給面積	243,417 m ²
電力供給人口	61 万人

出所) PJM2014 年度アニュアルレポート⁴¹

⁴¹ <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2014-annual-report.ashx>

(2) PJM の DR プログラム

1) PJM の卸電力市場と DR プログラムの概要

PJM が提供するエネルギー、キャパシティ及びアンシラリーの各サービスとその調達先及び DR の投入可能性を表 2-16 に示す。

表 2-16 PJM の卸電力市場と DR の投入可能性

サービス		調達先		DR の投入
エネルギー		前日市場（スポット市場、Day-ahead market）		○
		リアルタイム市場（Real time market）		○
キャパシティ		容量市場（Capacity market）		○
アンシラリー	一次 （Primary）	瞬動予備力 （Synchronized）	ティア 1	○
			ティア 2 市場	○
		運転予備力市場（Non-synchronized market）		×
	二次 （Secondary）	前日計画予備力 DASR（Day ahead scheduling reserve）		○
	周波数調整 （Regulation）	周波数調整市場	RegA	○
	RegD		○	

出所) PJM 資料⁴²より三菱総合研究所作成

PJM では、DR 資源は DR に特化した市場があるわけではなく、発電事業者等のリソースと同じ条件で卸電力市場（エネルギー市場、容量市場及びアンシラリー・サービス市場）に参加している。これらの市場に DR が参加する際には、DR サービスプロバイダ（Curtailement Service Provider : CSP）が DR 資源を集約し、PJM のシグナルにもとづき需要抑制を行う役割を果たしている。

エネルギー市場と容量市場に参加可能な DR プログラムとして緊急時／プレ緊急時負荷応答プログラムと経済的負荷応答プログラムの 2 種類がある（表 2-17）⁴³。

- 経済的プログラム：エネルギー市場向けのプログラムで、DR 資源はエネルギー価格変動に反応する。DR プロバイダ収入の 1.0%程度（2015 年実績）を占める。
- 緊急時プログラム：容量市場向けのプログラム⁴⁴。登録された容量に対する支払いのほか、PJM のシグナルに回答した際にエネルギー価格に応じた報酬を受け取る。DR プロバイダ収入の 98.4%（2015 年実績）を占める。また緊急時プログラムに登録されている DR 容量（MW）の 65.3%は DR プロバイダ上位 4 社が占めている。

⁴² Monitoring Analytics, LLC, 'State of the Market Report for PJM 2015', 13/10/2016

http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume2.pdf

⁴³ Monitoring Analytics, LLC（PJM 市場のモニタリング／評価を行っている機関）が PJM の委託により作成し、PJM のウェブサイト上で公表されている報告書（“State of the Market Report for PJM”）における分類。

⁴⁴ 緊急時プログラムには PJM がイベント発生前に回答可能な資源を対象としたプレ緊急時負荷応答プログラムも含まれる。

表 2-17 PJM のエネルギー市場及び容量市場向け DR プログラムの概要

項目	緊急時/プレ緊急時負荷応答プログラム			経済的負荷応答プログラム
	負荷管理			
市場	容量市場のみ	キャパシティ及びエネルギー市場	エネルギー市場のみ (Energy Only)	エネルギー市場のみ (Energy Only)
応答の要件	抑制義務あり	抑制義務あり	任意の抑制	任意の抑制
ペナルティ	RPM イベントもしくはテスト適合において発生	RPM イベントもしくはテスト適合において発生	適用なし	適用なし
料金	キャパシティ	RPM の決済価格にもとづく	RPM の決済価格にもとづく	適用なし
	エネルギー	支払なし	最低応答価格と LMP のいずれか高い方にもとづく支払。PJM による緊急時イベントの発動に対する義務的抑制に対し支払われる。	最低応答価格と LMP のいずれか高い方にもとづく支払。任意の抑制のみに対し支払われる。
図 2-41 の区分との関連性	Capacity		Energy Emergency	Energy Economic

2008 年から 2015 年までの PJM の市場ごとの DR プログラムでの収入を図 2-41 に示す⁴⁵。容量市場の新たな仕組みとして信頼度価格モデル (RPM) が導入された 2007 年以降は同市場が DR プログラムでの収入の大半を占めるようになってきている。

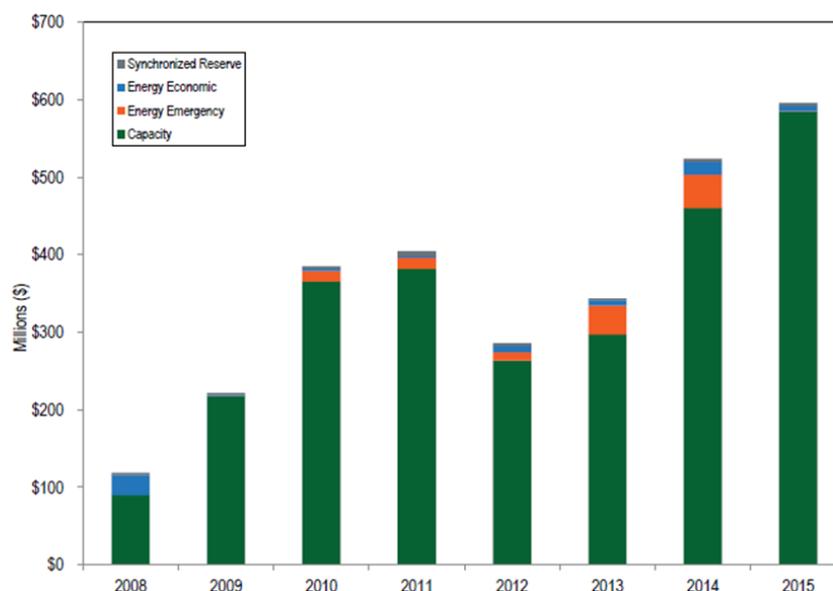


図 2-41 PJM における DR のレベニューと内訳：2008-2015 年 (1-9 月)

出所) Monitoring Analytics, LLC, State of the Market Report for PJM11.12.2015

⁴⁵ 対象となる月は 1 月から 9 月までである。

2) 各市場における DR の利用実態

a. エネルギー市場

PJM のエネルギー市場は前日市場とリアルタイムエネルギー市場の 2 つの市場で構成されている。これらの市場での取引には相対、先物、自己調達 (self-supply) をはじめ、あらゆる種類のエネルギー取引が含まれる。

前日市場及びリアルタイムエネルギー市場の価格は市場参加者にとって、PJM の他の市場の取引の参照となる重要な市場である。

PJM では、2002 年以降、DR 資源がエネルギー市場に参加している。2002 年に最初の DR プログラムが 3 年間の予定で FERC により承認され、その後、更にプログラムの有効期間が 2007 年末までの 3 年分延長された⁴⁶。これら初期の DR プログラムは電力取引価格が 75US ドル/MWh を上回った場合、DR 資源の提供者は市場価格と同額の報酬を受け取れるという仕組みであった (電力市場価格は地点別限界価格 (LMP))。他方、電力取引価格が 75US ドル/MWh を下回った場合には、含まれる発電、系統運用、送電費用相当分を割り引いた金額が適用された。

その後、PJM はエネルギー市場における報酬体系の見直しを FERC に申請し、2008 年に承認された。2008 年以降は LMP (地点別限界価格) から想定される発電費用を割り引いた金額が適用されるようになった。

この報酬体系の見直しを契機に、PJM のエネルギー市場 (前日エネルギー市場及びリアルタイムエネルギー市場) における DR 資源の参加は大幅に減少し、その後も低い水準で推移した (図 2-42 参照)。

更に 2011 年 3 月に出示された DR 資源への支払い方法を規定した FERC オーダー 745 とその後の訴訟問題もエネルギー市場への DR 資源の参加を阻む要因となっていた (表 2-19 参照)。FERC オーダー 745 は、DR 資源に対して電源同様に LMP を適用することを要請するものであるが、訴訟問題へと発展し、2014 年 5 月に高裁で無効判決が下された。その後 2016 年 1 月に、最高裁において同オーダーは FERC に付与された権限の範囲内であるとの結論が得られたところである。この最高裁判決により、エネルギー市場 (前日市場及びリアルタイム市場) に投入される DR 資源については、電源と等価に扱われていくこととなる。

⁴⁶ Synapse Energy Economics Inc., 'Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States', May 2013

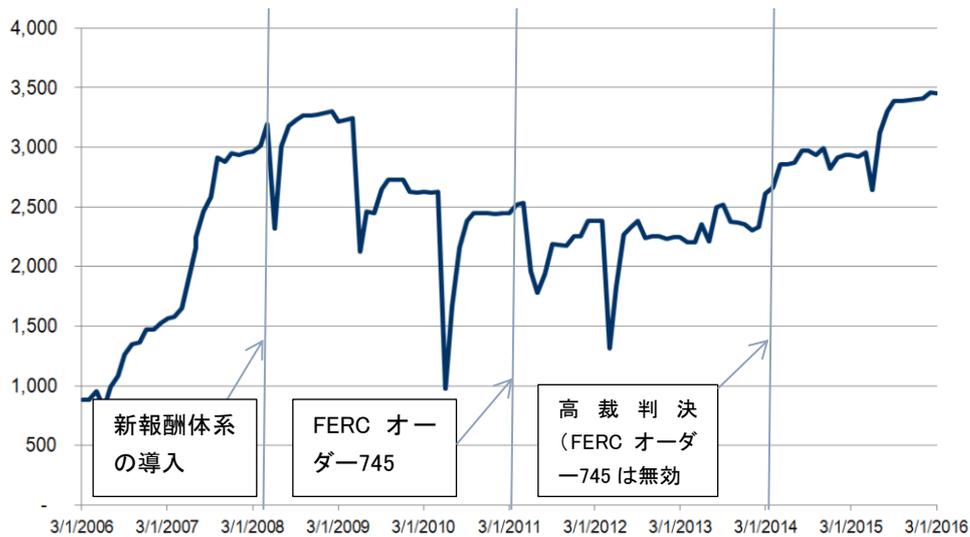


図 2-42 エネルギー市場における DR の参加状況

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

表 2-18 FERC オーダー745 を巡る動向

年月	内容
2011年3月	FERC オーダー745 を制定 (FERC は、ISO/RTO が DR 資源に対して電源同様に LMP を適用するよう要請)。
2014年5月	ワシントン DC の高等裁判所は、FERC オーダー745 は FERC に付与された権限外であるとして、同オーダーは無効と判決。
2016年1月25日	米国連邦最高裁判所はこの高裁判決の再審理を行い、FERC オーダー745 は、連邦電力法 (Federal Power Act) の下で FERC に付与された権限の範囲内であると結論。

出所) 各種資料より作成

表 2-19 PJM のエネルギー市場における Economic プログラムへの DR 登録状況（上表）とゾーンごとの参加状況（下表）

Month	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	Registrations	Registered MW										
Jan	1,841	2,623	1,609	2,432	1,993	2,385	841	2,314	1,180	2,325	1,078	2,960
Feb	1,842	2,624	1,612	2,435	1,995	2,384	843	2,327	1,174	2,330	1,076	2,956
Mar	1,845	2,623	1,612	2,519	1,996	2,356	788	2,284	1,185	2,692	1,075	2,949
Apr	1,849	2,587	1,611	2,534	189	1,318	970	2,346	1,194	2,827	1,076	2,938
May	1,875	2,819	1,687	3,166	371	1,669	1,375	2,414	745	2,511	980	2,846
Jun	813	1,608	1,143	1,912	803	2,347	1,302	2,144	928	2,943	871	2,614
Jul	1,192	2,159	1,228	2,062	942	2,323	1,315	2,443	1,036	3,006	870	2,609
Aug	1,616	2,398	1,987	2,194	1,013	2,373	1,299	2,527	1,080	3,033	869	2,609
Sep	1,609	2,447	1,962	2,183	1,052	2,421	1,280	2,475	1,077	2,919	867	2,608
Oct	1,606	2,444	1,954	2,179	828	2,269	1,210	2,335	1,060	2,943		
Nov	1,605	2,444	1,988	2,255	824	2,267	1,192	2,307	1,063	2,995		
Dec	1,598	2,439	1,992	2,259	846	2,283	1,192	2,311	1,071	2,923		
Avg. (Jan-Sep)	1,609	2,432	1,606	2,382	1,150	2,175	1,113	2,364	1,067	2,732	974	2,788

Zones	Credits			MWh Reductions			Credits per MWh Reduction		
	2014	2015	Percent Change	2014	2015	Percent Change	2014	2015	Percent Change
AECO, JCPL, PECO, Pepco, RECO	\$2,417,455	\$478,687	(80.2%)	9,336	4,417	(52.7%)	\$258.93	\$108.38	(58.1%)
AEP, AP	\$315,236	\$125,561	(60.2%)	3,403	1,767	(48.1%)	\$92.64	\$71.05	(23.3%)
ATSI, ComEd, DAY, DEOK, DLCO, EKPC	\$934,835	\$648,638	(30.6%)	7,933	15,491	95.3%	\$117.84	\$41.87	(64.5%)
BGE, DPL, Met-Ed, PENELEC	\$1,128,016	\$700,797	(37.9%)	10,310	17,277	67.6%	\$109.41	\$40.56	(62.9%)
Dominion	\$9,211,386	\$4,121,876	(55.3%)	74,154	50,717	(31.6%)	\$124.22	\$81.27	(34.6%)
PPL, PSEG	\$2,503,350	\$769,620	(69.3%)	16,130	11,679	(27.6%)	\$155.20	\$65.90	(57.5%)
Total	\$16,510,277	\$6,845,179	(58.5%)	121,266	101,348	(16.4%)	\$136.15	\$67.54	(50.4%)

出所) PJM 資料

b. アンシラリー・サービス市場

ア) 市場の仕組み

PJM において DR 資源が参加可能なアンシラリー・サービス市場は以下のとおりである。

- 前日予備力調達市場 (Day Ahead Scheduling Reserves) : PJM の指令に基づき 30 分以内に予備力を提供することのできる DR 資源が参加可能な市場 (応答時間 30 分以内)。
- 運用予備力調達市場 (Synchronized Reserves Market) : 応答時間10分以内で対応できるDR資源が参加可能な市場。
- 周波数調整 (Regulation) : リアルタイム市場であり、エリアコントロールエラー (ACE) に対して、より迅速に対応するために、2012年10月以降は既存のシグナル RegAに加え、より早いシグナルのRegDが導入された。電源とDE資源ともにどちらのシグナルにも応答することができる⁴⁷。

イ) DR の参加状況

2015 年にアンシラリー市場に参加した DR 資源は、運用予備力調達市場 (Synchronized Reserves Market) では月平均 139 件 (457MW)、周波数調整市場では月平均 294 件 (16MW) であった (表 2-20 及び表 2-21 参照)。

表 2-20 運用予備力市場の DR キャパシティ (2015 年)

Synch Reserves	Zone	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Locations	MAD	138	141	142	143	142	118	121	122	128	132	134	135
	Non-MAD	2	2	3	3	3	8	8	9	10	10	10	10
RTO		140	143	145	146	145	126	129	131	138	142	144	144
Average Number of Unique Participating Locations per Month:		139											
MWs	MAD	344	345	351	351	351	351	354	354	362	373	375	377
	Non-MAD	14	14	24	24	24	73	73	159	198	198	198	198
RTO		358	358	374	375	374	424	427	513	560	571	574	574
Average MWs per Month:		457											

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

表 2-21 周波数調整市場の DR キャパシティ (2015 年)

Regulation	Zone	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Locations	RTO	274	274	274	297	298	299	302	304	304	321	286	292
Average Number of Unique Participating Locations per Month:		294											
MWs	RTO	12	12	12	12	13	15	16	18	18	19	21	22
Average MWs per Month:		16											

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

電力利用の短期の変動を調整する周波数制御市場 (Regulation Market) では、電気温水

⁴⁷電源及び DR 資源の内訳としては、RegA シグナルに応答するものとして、燃焼タービン (CT)、DR、水力 (Hydro)、汽力発電 (Steam) が挙げられている。他方、RegD については内訳は示されていない。

(出所) State of the Market Report for PJM

器、蓄電池、空調機器等のデバイスが PJM の周波数調整シグナルに応答し、需要サイドのリソースとなっている。

他方、運用予備力市場（Synchronized Reserve Market）では、生産設備（機械）や自家発電が主なリソースとなっている（図 2-43 参照）。

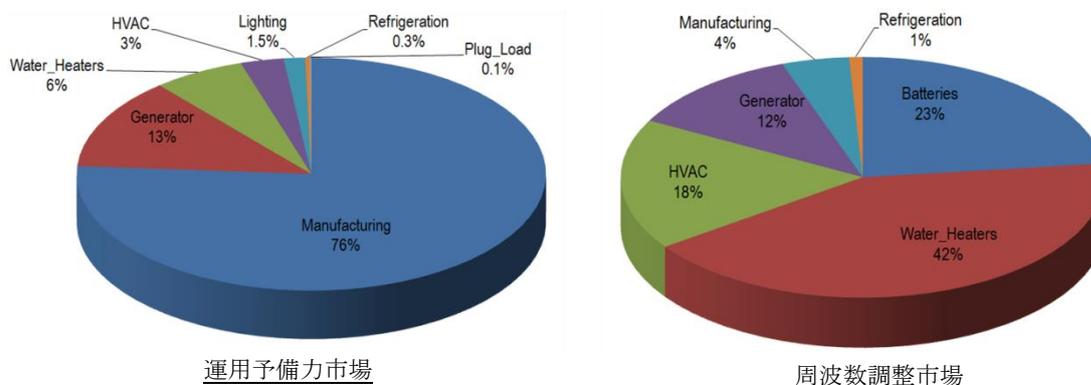


図 2-43 アンシラリー市場の DR 資源

出所) PJM,2015 Load Response Activity Report: January 2016

c. 容量市場

ア) 市場の仕組み

PJM は過去 10 年以上にわたり容量市場の運用を行っており、DR プログラムの導入にも積極的に取り組んでいる。

2007 年 6 月 1 日以降、PJM は容量市場の仕組みとして信頼度価格モデル（RPM）を採用している。RPM では、PJM が市場全体の適正予備率を決定し、すべての小売電気事業者（Load Serving Entity : LSE）に保有すべき義務量を割り当てる（需要規模×[1 + PJM が定める適正予備率]⁴⁸）。対象となるリソースには発電容量、系統の更新、負荷管理（プレ緊急時及び緊急時 DR）及び省エネの 4 種類がある。PJM は実際の運用年までに計 4 回の入札を行い、必要な容量を確保する。入札のスケジュールは、実際の運用年の 3 年前（Annual Base Auction）、20 か月前（First Incremental Auction）、10 か月前（Second Incremental Auction）及び 3 か月前（Third Incremental Auction）となっている。

RPM の入札では、最も安いものから必要量が調達され、最終的には、求められる予備力を自前の発電所や相対契約で調達できない LSE や CSP が PJM から容量を調達するため、調達コストが小売事業者に転嫁される仕組みとなっている。

<DR 資源の容量市場への参加要件>

PJM は現在、Limited DR、Extended Summer DR 及び Annual DR の 3 種類の要件（表 2-22 左 3 件）が適用されているが、2020 年以降は Base Capacity DR 及び Capacity Performance DR に変更される予定である。導入予定の要件では、ディスパッチは年間を通じて回数に上限はなく、電力供給時間は、夏季（6～10 月と 5 月）は最大 1 日 12 時間、冬

⁴⁸ LSE は割り当てられた義務量を PJM 以外から調達（自己供給もしくは相対契約）により確保することができるが、この方法を選んだ場合、最低 5 年間継続しなければならない。

期は最大 15 時間となる。

表 2-22 容量市場の DR プログラムの概要

要件	Limited DR (~2017/18)	Extended Summer DR (~2017/18)	Annual DR (~2017/18)	Base Capacity DR(2018/19・ 2019/20 のみ)	Capacity Performance DR (2020 以降)
対象期間	6~9 月までの NERC の休日 以外の平日	6~10 月、5 月	運用年であれ ばいつでも	6-9 月	運用年であれば いつでも
最大応答回数	10 回	無制限	無制限	無制限	無制限
応答時間帯	12:00~8:00pm	10am~10pm	6~10 月、5 月: 10am~10pm 11~4 月: 6am~9pm	10am~10pm	6~10 月、5 月: 10am~10pm 11~4 月: 6am~9pm
最長応答時間	6 時間	10 時間	10 時間	10 時間	6~10 月、5 月: 12 時間 11~4 月:15 時間

出所) PJM 資料

PJM では、2014 年 1 月の寒波 (“Polar Vortex”) の際に、負荷が大きく高まり、確約された容量が不足するという事態が発生した。

表 2-23 容量市場のイベントパフォーマンス

Delivery year	Event performance	Test performance
2009/10	No Events	118%
2010/11	100%	111%
2011/12	91%	107%
2012/13	104%	116%
2013/14	94%	129%
2014/15	No Events	144%
2015/16	No Events	133%

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

この事態について、PJM は次のように分析し、結論付けている⁴⁹。

- まず背景要因として、電力業界は、老朽化した多数の石炭火力発電設備を天然ガスや DR といった新たなリソースに代替するという大きな転換点に差し掛かっている。
- 電源構成が変化しているにもかかわらず、天然ガス市場及び州間のパイプライン計画と電力市場との調和はいまだ進んでいないため、PJM は利用可能な DR 資源にアクセスする緊急事態に直面することになった⁵⁰。
- 信頼性の高い電力システム運営を確保するためには、パフォーマンスへのインセンティブ強化と同時に応答しなかったことへのペナルティの強化を図り、キャパシティ商

⁴⁹ PJM, ‘Problem Statement on PJM Capacity Performance Definition’, August 1, 2014

<http://www.pjm.com/~media/documents/reports/20140801-problem-statement-on-pjm-capacity-performance-definition.ashx>

⁵⁰ この要因は発電側にあり、燃料である天然ガスの不足などから発電所の事故停止率 (outage) が 22~24%へと増加した (通常同時期の事故停止率は 7~10%)。天然ガスの不足はその際、緊急の DR を実施し、DR の規模は過去最大の 9,000MW となった。応答義務のない冬季であったにもかかわらず、1 回あたり数千 MW の DR 資源が応答した。PJM ヒアリングより。

品の定義を一層明確化する必要がある。

PJMはこの事態の分析を行ったうえで、DR資源だけでなく、発電設備も含む容量市場における市場参加者全体のパフォーマンス要件（ディスインセンティブの強化を含む）の見直しを行った。

- パフォーマンス要件：
 - キャパシティ・パフォーマンスへのコミットメントを有するすべての電源を対象に、non-emergencyとして前日エネルギー市場で提供可能なUCAP（電源の計画外停止率等を考慮した実効容量：Unforced Capacity）を少なくともキャパシティ・パフォーマンスへのコミットメントと同量提供しなければならない。
 - キャパシティ・パフォーマンスプロダクトは、電力システムの信頼性を確保するための電源を年間を通して提供できるようにしなければならない。
- ペナルティ要件：
 - シグナルに対し応答しなかった（パフォーマンスを出さなかった）際のペナルティの計算方法を明確化した（図 2-44）。

$$\text{Hourly Non-Performance Penalty} = \frac{\text{Non-Shortage Hours (Net CONE * 365 days)}}{350 \text{ hours}} + \text{Shortage Hours (\$2,700)}$$

注) Net CONE: 正味新規参入コスト

図 2-44 ペナルティの計算方法

- ペナルティの適用が除外されるのは、PJMのシステムへとつながる送配電設備に不具合が発生した場合、及びPJM側の都合による場合のみである。

イ) DRの参加状況

PJMの容量市場におけるDR資源の参加状況は増加傾向にあるものの、レベニュー全体に占めるDRの比率は6%弱に過ぎない（図 2-45 及び図 2-46）。

他方、価格の推移をみると、PJMの容量市場は価格変動が大きく、こうした流動的な市場を担保に巨額の設備投資費用を伴う投資も難しい状況にある（図 2-47）。これは設備投資の必要性が比較的低いDR資源には市場参加のインセンティブとなることから、DRの容量の着実な増加につながっていると考えられる。

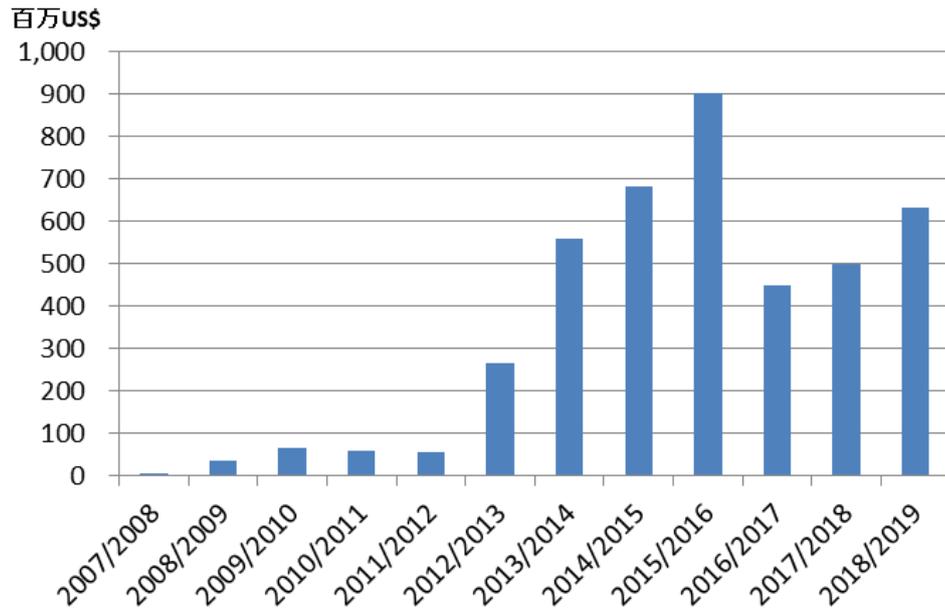


図 2-45 容量市場における DR のレベニュー

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

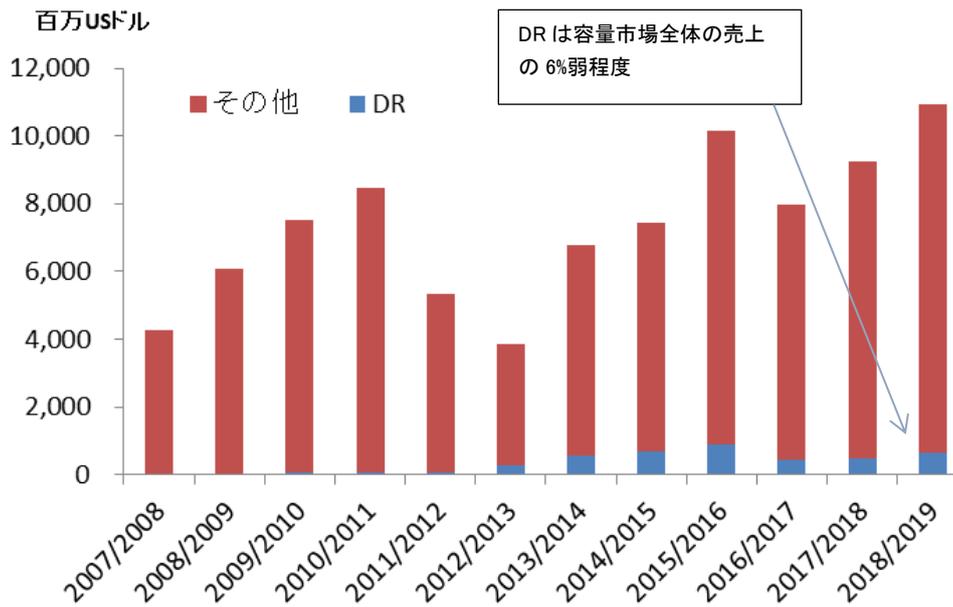


図 2-46 RPM のレベニューと DR 資源の参加状況 (金額ベース)

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

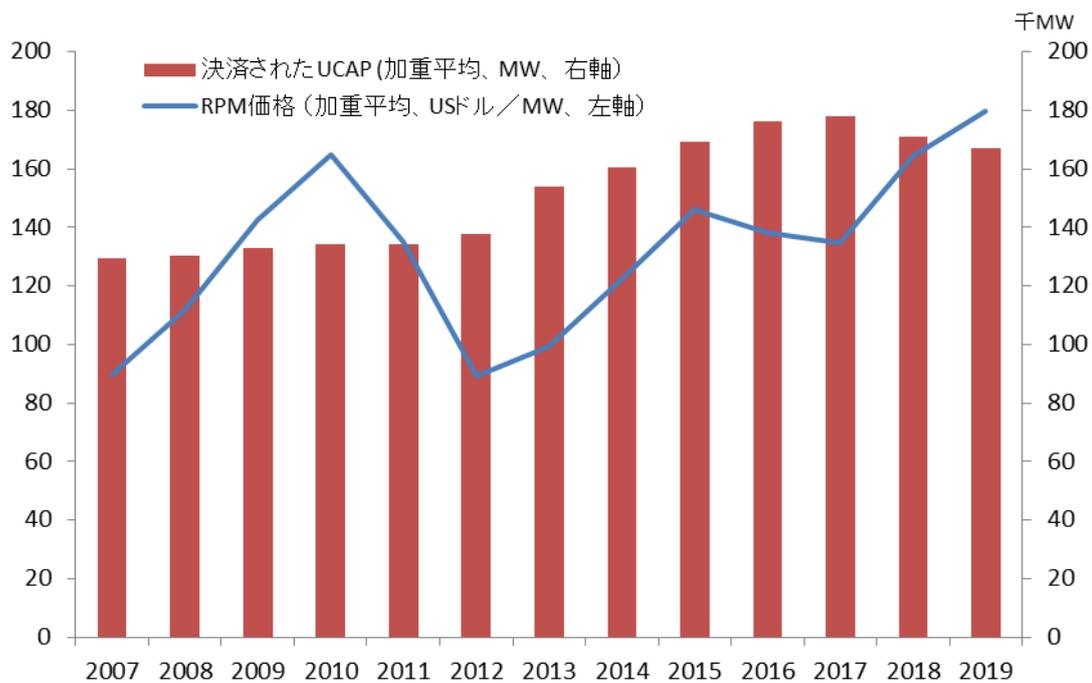


図 2-47 RPM のレベニュー推移

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

<DR プレイヤー>

2007 年以降、PJM では、小売電気事業者 (LSE) と配電会社 (Electric Distribution Company : EDC) だけではなく、従来は LSE や EDC のコントラクターとして間接的に参加していた DR サービスプロバイダ (CSP) も市場に直接参加できるようになった。各プレイヤーの PJM 市場での役割は下表のとおりである (表 2-24 参照)。

表 2-24 PJM の容量市場に参加する DR プレイヤー

プレイヤー(DR 資源提供者)	概要
CSP(Curtailment Service Provider)	PJM のメンバー。PJM の負荷応答プログラムに参加を希望する最終需要家の代理として、PJM からのシグナルへの応答及び報酬の配分を行う。
LSE(Load Serving Entity)	PJM のメンバー。負荷アグリゲータや、最終需要家に配電する小売事業者。
EDC(Electric Distribution Company)	PJM のメンバー。配電設備を所有し、PJM の管理区域で託送サービスを行う事業者。
最終需要家	PJM のメンバーとならない限り、直接的に市場に参加することはできない。CSP 等を通じて PJM に DR を提供する。

出所) PJM 資料

たとえば、PJM のキャパシティ市場では、CSP は DR の容量の 82%を占めている（図 2-48）。PJM は CSP 約 70 社と契約しているものの、取引の大半は EnerNOC や Viridity をはじめとする大手 CSP に集中している（表 2-25）⁵¹。

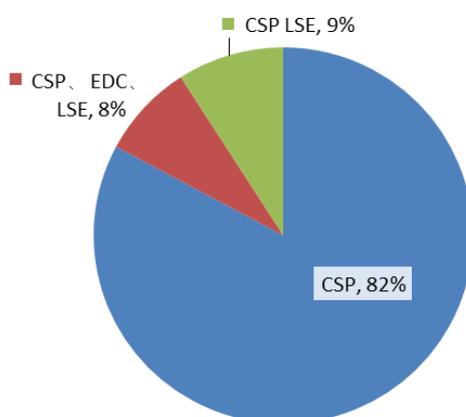


図 2-48 DR のプレイヤー

出所) PJM 資料

表 2-25 地域別/プロダクトごとの DR 登録量 (MW、運用年 2015/16)

Zone	Annual DR	Extended Summer DR	Limited DR	Total
Atlantic City Electric (AECO)		72	58	130
American Electric Power (AEP)	82	84	1571	1737
Allegheny Power (APS)	13	184	550	746
American Transmissions Systems Inc. (ATSI)	52	440	554	1046
Baltimore Gas and Electric (BGE)	5	63	694	762
Commonwealth Edison (COMED)	16	534	1053	1603
Dayton Power & Light (DAY)	15	15	145	175
Duke Energy Ohio & Kentucky (DEOK)		96	210	306
Dominion Virginia Power (DOM)	57	90	740	887
Delmarva Power & Light (DPL)		91	207	298
Duquesne Light (DUQ)	1	34	135	171
East Kentucky Power Cooperative (EKPC)			132	132
Jersey Central Power & Light (JCPL)		48	126	173
Metropolitan Edison (METED)		82	190	271
PECO (PECO)		161	316	476
Pennsylvania Electric Company (PENELEC)		59	228	287
Pepco (PEPCO)		205	330	535
Pennsylvania Power & Light (PPL)	0	240	533	774
Public Service Enterprise Group (PSEG)	24	108	252	384
Rockland Electric Company (RECO)		0	7	7
Total	266	2603	8033	10902

出所) PJM, 'Load Management Performance Report 2015/2016' January 2016

⁵¹ 2015 年 11 月 3 日 PJM ヒアリング。

<DR 資源の内訳>

DRに参加する需要家はコスト削減・利益拡大を目指す大口需要家と、州の補助金プログラムで参加する家庭用が多かったが、2007年以降は商業ビルや小売店（Home Depot）等の商業セクターを含む新たな層の参加が増え、多様化したため、現在は PJM の容量市場における DR 資源は、製造業、オフィスビル、住宅、学校等の空調、発電機、製造機械等が中心である（図 2-49）⁵²。

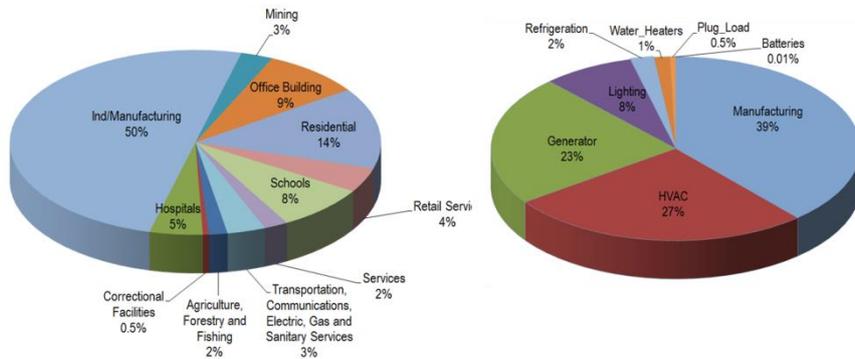


図 2-49 PJM の容量市場における DR 資源

出所) PJM, 2015 Load Response Activity Report: January 2016

⁵² なお、容量市場では、DRに参加する需要家の種類や負荷調整のリソースの内訳等のデータは、アグリゲータ等が調査して PJM に報告している。PJM はこれらのデータを直接確認することはないが、これらのデータ収集と報告は FERC の規定に基づき義務化されているため、一定の信頼性があると考えられている。

2.2.3 デマンドレスポンスに関する取組事例

PJM エリアを中心に、米国の主要事業者の DR に関する取組み事例の調査を行った（表 2-26 参照）。

表 2-26 米国における DR サービスの事例

事業者・サービス		BGE		Viridity Energy	EnerNOC
		Peak Rewards	Smart Energy Rewards		
仕 組 み	主なサービス	● キャパシティ	● キャパシティ	● アンシラリー ● エネルギー	● キャパシティ
	対象需要家、機器	● 家庭需要家 ● セントラルエアコン、電気温水器	● 家庭需要家	● 大口産業・業務需要家	● 大口産業・業務需要家
	制御方法	● 直接制御	● 間接制御	● 直接制御	● 直接制御、間接制御
	報酬	● 発動回数によらず定額 ● エアコン：50～100ドル/年 ● 電気温水器：25ドル/年	● 削減実績に応じて1.25ドル/kWh		
	その他	● 非緊急時イベントに対しては2回/年までの拒否権			● 削減目標未達の場合 EnerNOC がペナルティ支払い
利用実績		● 登録需要家 32 万件 (2015 年)	● 登録需要家 110 万件 (2015 年) ● 削減需要家 7～9 割 (2015 年) ● 削減率約 3 割 (2015 年)	● 周波数調整市場でのパフォーマンス 70～90% (SEPTA 蓄電池プロジェクト 2014 年)	

出所) 各社資料より作成

(1) Baltimore Gas & Electric (BGE)

1) BGE の概要

BGE は 1816 年にガス会社として創業したメリーランド州最大のユーティリティであり、同州内に電力とガスを供給している (図 2-50 参照)。現在は Exelon Corporation の傘下にある。顧客数は電力が約 120 万件、ガスは約 65 万件である。

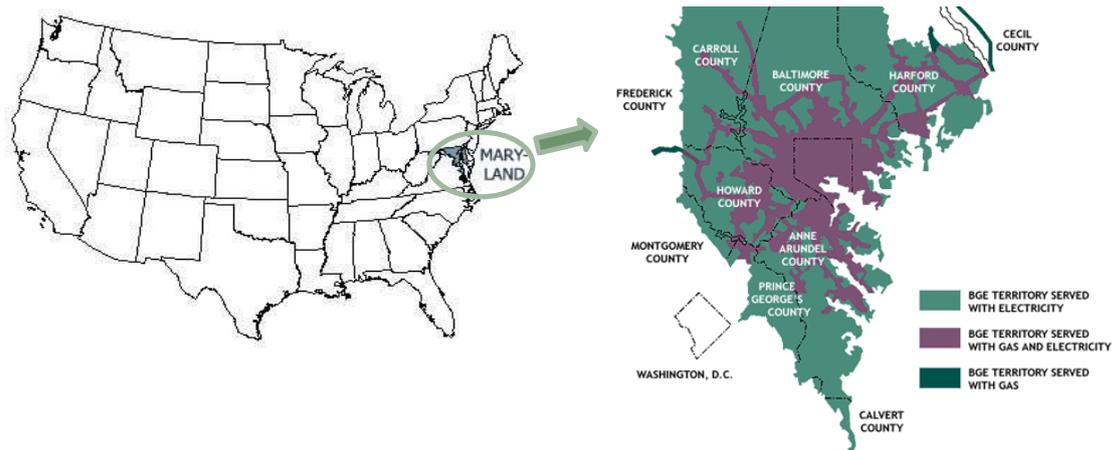


図 2-50 BGE の供給エリア

出所) BGE 資料より作成

2) 家庭用 DR の導入事例

BGE では、セントラルエアコンや電気温水器を制御する直接制御型の DR プログラム「Peak Rewards」および、情報提供に基づき需要家の行動変容を促す間接制御型の DR プログラム「BGE Smart Energy Rewards」が展開されている。また、顧客による自主的な節電への取組みを促す取組みとして、電力使用量の実績や各種省エネ情報等を記載したレポートをフィードバックする取組み「Smart Energy Manager」も実施されている (図 2-51)。

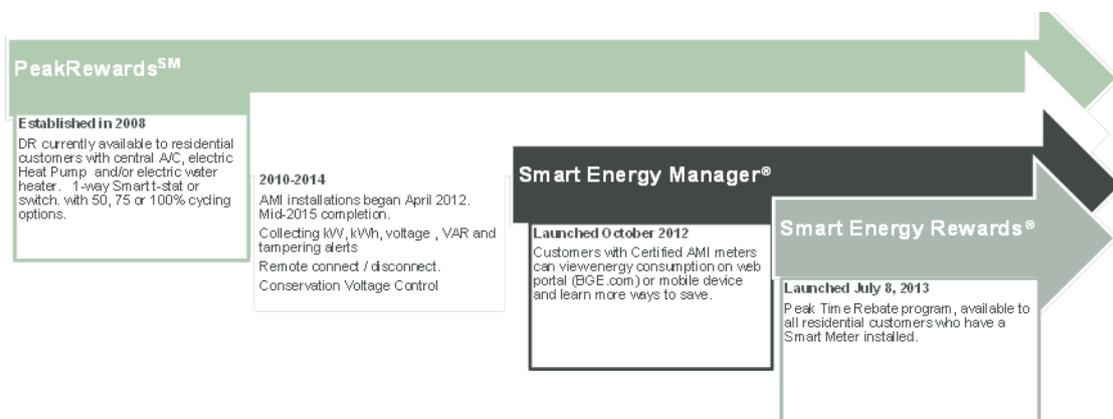


図 2-51 BGE における DR サービスの変遷

出所) BGE 資料

a. Peak Rewards 型 DR サービス（直接制御）

BGE では、サービスを提供するボルティモア地域周辺の気候条件（夏の高温多湿）から、平年で 60 時間程度（夏季）はこの時期以外のピーク時の負荷を 2000MW 以上も超えるピークが発生する。そのため、主に夏季ピーク時の需要抑制を目的に、20 年前から給湯器とエアコンのサーモスタットやスイッチの集中管理による DR を実施している。これは Peak Rewards SM という中部大西洋地区における電力需要のピーク緩和のために設計された直接負荷制御プログラムであり、省エネ、節約及び環境保護を目的とした同社の BGE Smart Energy Savers Program の一部である。

2008 年以降、住宅顧客向けにセントラルエアコンと給湯器を対象に単方向通信可能なスマートサーモスタットもしくは屋外スイッチを無償で設置している（図 2-52）。2012 年の新型サーモスタット導入により参加者は増加傾向にあり、2015 年現在の参加世帯は 31.8 万件で、BGE の住宅顧客（約 100 万件）の約 3 割となっている。

今後は、電力価格等の情報を各家庭に送信し、スマート家電が自動で反応する（冷蔵庫で氷を作らない、霜取り機能を使わないなどの反応）といったサービスの展開の可能性もあるとしている。



(a) サーモスタット



(b) スイッチ

図 2-52 BGE の Peak Rewards で用いられるデバイス

出所) BGE ウェブサイト

ア) エアコンプログラム

PeakRewards プログラムにおけるセントラルエアコンを対象とした制御内容及び報酬の体系を表 2-27 に示す。

このプログラムは、家庭のセントラルエアコンを制御対象としており、主に夏期の負荷抑制を狙ったものである。非緊急時イベント（Non-emergency cycling event）と緊急時イベント（emergency cycling event）の 2 種類のイベントで発動し、15 分間隔で対象機器の ON/OFF を制御することで負荷を調整する。

非緊急時イベントは、卸売価格の急騰時やローカル系統の信頼性維持のために発動されるイベントであり、イベント発生時には対象機器は最大 50%の稼働へと抑制される。プログラム参加者はひと夏につき 2 回まで抑制指令を無効にすることができ、不参加日・期間等はスマートフォンや PC で簡単に登録することができる。実際にこのオプションを利用する人は少ないが、消費者は参加を拒否できる選択肢が与えられていることで安心するため、

BGE はマーケティング戦略としては非常に有用と評価している。

緊急時イベントは、電力供給の逼迫による停電や輪番停電などを防ぐために PJM からの要請に従って実施されるもので、需要家が予め選択した需要抑制率（50% Cycling、75% Cycling、100% Cycling）に応じて負荷抑制が実施される。緊急時及びその後の回復期間において、参加者は抑制指令を無効にすることはできない。

同プログラムに参加する需要家は、DR 実施の有無や回数に関わらず、選択した需要抑制率のオプションに応じて定額で年間 50～100 ドルの報酬（1 年目はその 2 倍）を受け取る。

表 2-27 BGE の PeakRewards の制御内容、報酬：エアコンプログラム

項目	内容			
	50% Cycling の場合	75% Cycling の場合	100% Cycling の場合	
制御対象	家庭のセントラルエアコン			
制御方法	直接制御（サーモスタット、スイッチ）			
制御量	非緊急イベント時	上限 50%		
	緊急イベント時	上限 50%	上限 25% 停止	
拒否権	非緊急イベント時	2 回/夏まで無効化可能		
	緊急イベント時	無効化不可		
報酬	初年度	\$25.00/月（6～9 月）	\$37.50/月（6～9 月）	\$50.00/月（6～9 月）
	2 年目以降	\$12.50/月（6～9 月）	\$18.75/月（6～9 月）	\$25.00/月（6～9 月）

出所) BGE ウェブサイトより作成

イ) 電気温水器プログラム

PeakRewards プログラムにおける電気温水器を対象とした制御内容及び報酬の体系を表 2-28 に示す。

家庭の電気温水器を制御対象としており、主に夏期と冬期の負荷抑制を狙ったプログラムである。非緊急時イベント（Non-emergency cycling event）と緊急時イベント（emergency cycling event）の 2 種類のイベントで発動し、対象機器を一定時間 OFF にすることで負荷を調整する。

緊急時、非緊急時ともに、イベント発生時には対象機器は停止する。エアコンプログラムと同様に、非緊急時イベントについては年間 2 回まで抑制指令を無効にすることができるが、緊急時イベントについては抑制指令を無効化することはできない。

同プログラムに参加する需要家は、DR 実施の有無や回数に関わらず、定額で年間 25 ドルの報酬（1 年目はその 2 倍）を受け取る。

表 2-28 BGE の PeakRewards の制御内容、報酬：電気温水器プログラム

項目	内容	
制御対象	家庭の電気温水器	
制御方法	直接制御（スイッチ）	
制御量	非緊急イベント時	停止
	緊急イベント時	停止
拒否権	非緊急イベント時	2 回/夏まで無効化可能
	緊急イベント時	無効化不可
報酬	初年度	\$6.25/月（11～2 月） + \$25.00/年
	2 年目以降	\$6.25/月（11～2 月）

出所) BGE ウェブサイトより作成

b. BGE Smart Energy Rewards (間接制御)

ア) 仕組み

参加者による自主的な行動変容による夏期の需要抑制を目的とした家庭向けのプログラムであり、事前通知されたイベント発生日 (Energy Savings Day) の需要抑制実績に応じて報酬を払う仕組みとなっている (図 2-53)。本プログラムでは、Opower 社のソリューションが利用されている。

2013 年に開始され、参加者数は 2013 年の 31.5 万件から 2014 年は 85 万件、2015 年は BGE の住宅顧客の総数に相当する 110 万件へと急増している。



図 2-53 BGE Smart Energy Rewards の仕組み

出所) BGE 資料

市場状況に基づき DR が起動し、3 時間以内にすべての需要家に対して需要抑制に関する通知を行う。通常は前日午後 5 時までに通知される。通知手段は、メール、電話、SMS、ウェブから各需要家が選択する。最も多くの人を選択している手段は電子メールであるが、最も積極的な参加がみられ、媒体として効果が高いのは SMS である。

イベント当日には、需要家は、例えば洗濯乾燥機、食洗機、アイロン等の使用を控えるなどの負荷削減行動を実施する。

報酬は、イベント発生日のピーク時間帯 (午後 1 時～7 時) における需要削減実績に応じて支払われる。削減実績の算定根拠となるベースラインは、各需要家の過去 14 日間の平日の同じ時間帯に最も多く電力を使用した 3 日間の平均値としており、実施前日の夜に算定される。報酬単価は 1.25 ドル/kWh であり、これは通常時の電力料金 (0.14 ドル/kWh) の 10 倍程度の単価水準となっている。

需要削減実績は、イベント発生から 2 日以内に通知することとなっており、現在は概ね翌日に通知している。

これらのシステムには Opower 社のシステムを利用している。

イ) 利用実績

実績の推移を表 2-29 に示す。イベント発生日数は年間数回程度であり、ベースラインより需要を削減し報酬を獲得した需要家はプログラム登録需要家の 7~9 割程度、ベースラインからの削減率は 3 割程度である。低所得者層も他の所得層と同等レベルの参加状況であった。

表 2-29 BGE の Smart Energy Rewards の利用実績

	2013 年	2014 年	2015 年
イベント発生日数	4 回 (7/10、7/17、7/18、 9/11)	2 回 (7/23、9/5)	4 回 (6/23、7/21、7/29、 9/3)
登録需要家数	31.5 万件	86.7 万件	100 万件以上
削減需要家数	75~93%	76%	平均 78% (7/29 は 91%)
報酬額	\$8.00/イベント ~\$11.00/イベント	\$6.55/イベント	\$6.00/イベント ~\$7.60/イベント
削減率 (Peak Rewards 以外の需要家)	低所得者層 : 30%削減 それ以外 : 30%削減	低所得者層 : 32%削減 それ以外 : 31%削減	低所得者層 : 32%削減 それ以外 : 33%削減

出所) BGE ウェブサイトより作成

3) 実証プログラム

a. Smart Grid Initiative

BGE は、米国再生・再投資法 (ARRA) に基づく DOE プログラム「Smart Grid Grant」から 2 億ドルの助成金を獲得し、2013 年からスマートグリッド導入プロジェクト「スマートグリッドイニシアチブ」を実施している (同プロジェクトの予算は 4 億 9,900 万ドル)。

ピーク時の負荷抑制プログラムと、年間の使用電力削減を目標とするプログラムの 2 種類を実施しており、500MW のピークカット、2013 年から 2015 年にかけて累積 250 万 MW 時の電力使用量を削減した。

BEG が展開するスマートグリッド設備の概要と経緯は以下のとおりである。

- 190 万件のガス/電力用 AMI を導入 (現在 170 万件導入済み)
- 双方向の無線ネットワーク (900MHz) 整備 (Silver Spring Network 社の技術を採用)
- ベライゾンの光ファイバー通信網をバックボーンに活用
- Meter Data Management (MDM) システム導入
- BGE Smart Energy Manager (SEM) の導入 : 年間を通じた自主的な電力消費の削減を促進するためのプログラム。Opower 社のソリューションを採用。
- Data Analytics Solution の導入

なお、スマートメーターの導入は 2013 年から開始され、2015 年 9 月までにほぼ完了している。導入したスマートグリッドを活用し、以下のような多様なサービスや機能の実現が可

能となった。

- スマート街灯 (Smart Street Lights) : 点灯/消灯状況で地域の停電状況がわかるほか、無線通信の基地局として使用可能。従来より高い位置から通信できるため、カバー範囲が広がると期待されている。
- 料金前払い制度 (Pre-pay billing) : 低所得者向けの施策で、加入時の条件である2か月分の一時金の支払いが不要になり、電力サービスを受けやすくなる。
- Conservation Voltage Reduction (CVR) の拡張 : リアルタイムでの電圧モニターによる効率化 (詳細後述)。
- データ分析の拡張

b. Wi-Fi 機能付きサーモスタットを利用した Peak Rewards プログラム

現状の Peak Rewards プログラムは単方向通信のサーモスタットを利用しているが、その発展形として、新たに Wi-Fi 機能付き双方向通信のサーモスタットで Peak Rewards に参加できるようにするパイロットプログラムを2015年から実施している。利用するサーモスタットは Ecobee と Honeywell の製品であるが、Bring Your Own Thermostat (BYOT) オプションも提供している。

双方向通信付きのサーモスタットでは、対象機器の運転状況が把握できるほか、DR 実施時以外の時にも、ユーザーが用途に合わせて省エネに利用することも可能となる。

現在は、約1,000件が参加しているが、DR のコントロールを BGE が行うか需要家が自ら行うか選択できるようにしたところ、参加需要家のうち90~92%は、BGE による制御を選択しており、緊急時イベントの需要抑制率オプションは50%が選択されている。

(2) Viridity Energy

1) Viridity Energy の概要

2008年に設立されたエネルギーマネジメントシステムのソフトウェアベンダーである。同社は、デマンドレスポンス、分散電源、蓄電池など顧客の経済価値に変換が可能な柔軟性負荷の活用方法と市場投入方法を特定することで、価値の最大化を図ることを目的とし、電力市場価格や需要ピークなどの予測、電力の使用方法が与える影響の可視化を行い、消費電力の節減や経済価値の拡大につながる行動を促すためのソフトウェアの開発およびサービス提供を行っている。

事業エリアはPJMが中心であるが、米国内ではERCOT(テキサス)、NYISO(ニューヨーク)、CAISO(カリフォルニア)、ISO-NE(ニューイングランド)の市場にも参加しており、またオーストラリアなど米国外でも事業展開を行っている。

2) DR 事業の概要、顧客層

一般にデマンドレスポンスはキャパシティサービスの提供が中心となっているが、Viridity Energyは主にアンシラリー・サービスの提供に注力している(表 2-30)。デマンドレスポンスは、いつ何をどれだけ削減するかという点で高い選択の自由があり、どのような効果があるかが見えることが重要と考え、高度で複雑な制御が可能なサービスを提供している(図 2-54)。

表 2-30 Viridity Energy が対象とするデマンドレスポンスのサービス (PJM の例)

	"Traditional" DR		Viridity			
	Capacity	PLC Management	Utility Demand Management (UDM)	Economic	Synchronized Reserve	Regulation
Notification Time	2 hours	1 week	30 minute intervals or up to day/week ahead	Up to previous day	< 10 minutes	< 5 minutes
Duration	Up to 6-10 hours	1-3 hours	15-30 minutes	Typically 1-3 hours; determined by customer & market	< 30 minutes	Continuous, if available
Frequency	Up to 6-10 times/yr, potentially unlimited	5-10 times/yr	1-5 times/day	Determined by customer	~35 times/yr	As many hours as possible
Automation	Low-Medium	Low-Medium	High	Low-Medium	High	Very high
Gross Financial Benefit Potential*	*\$54,000-\$65,000/MW/yr	*\$54,000-\$65,000/MW/yr	*\$25,000-150,000/MW/yr	*\$45,000/MW/yr	*\$45,000/MW/yr	*\$300,000/MW/yr
P&L Risk	Timing of curtailment determined by outside party	Low – voluntary savings strategy	Low – attached to asset that can vary its load while still completing operational goals	Low – voluntary market	Low – voluntary market	Low – attached to asset that can vary its load while still completing operational goals

出所) Viridity Energy 資料

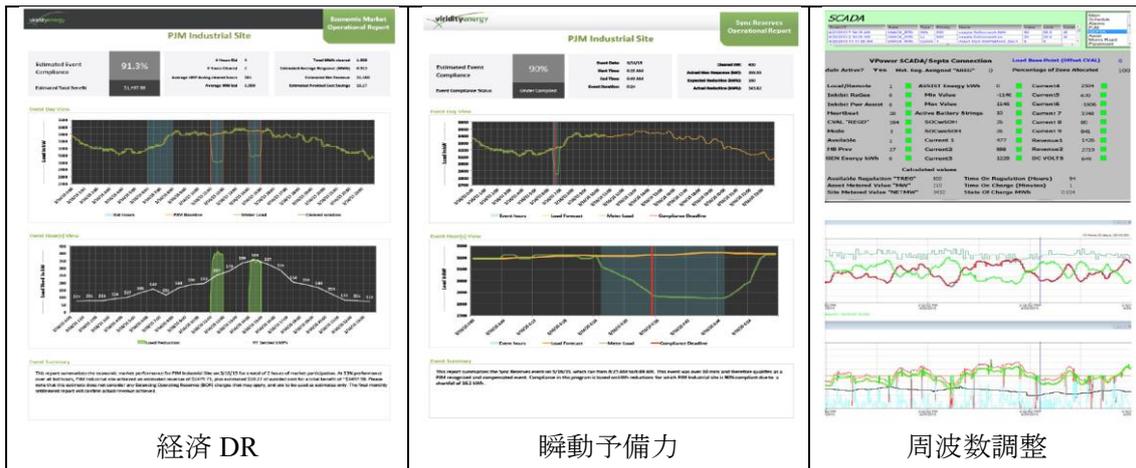


図 2-54 Viridity Energy のソフトウェアのイメージ

出所) Viridity Energy 資料より作成

主なサービスの提供方法は、エンドユーザーと直接契約して機器の制御まで行う場合と、GDF SUEZ Energy、ConEdison Solutions、CPower 等の CSP や電力会社と契約する場合に大別される。

制御対象となる主な需要家は、産業、軍隊、大規模ビル・商業施設、研究所・大学等の大口需要家である。産業部門で高い DR 効果が期待されるのは、金属精錬、リサイクル、製紙などである。

3) 製品、サービス

Viridity は大口顧客向けの需要管理ツールである VPower 「Deeper Diver Support」及び全顧客セグメントを対象とする価格アラートや需給の収斂 (Supply Demand Convergence) などを予測するツールである「Low Touch」を提供している。これらは VPower Dashboard という同社のフロントエンド・ソフトウェアで統合されている。

制御対象機器は多様で、冷却器、ファン、ポンプ、ドライヤ、冷蔵庫、自家発電機など、顧客である需要家側の優先順位に応じて設定している。製造業の場合は、製造過程に直接の影響のないファンや炉といったものを利用するが多い。

通常は、顧客との間で柔軟性負荷の利用戦略について合意し、これをもとに必要なタイミングで自動的に需要制御を実行している。主な特徴は以下のとおり。

- 負荷の自動制御が可能
- ON/OFF だけではなく、「50%」「60%」などの中間の稼働が可能
- 冷蔵庫の予備冷却による負荷シフトなどスケジューリングが可能
- 蓄電池や自家発電も含めた制御が可能
- 緊急時予備力として使用されることの多い ON/OFF のみの DR と異なり、年間を通して頻繁に DR を起動できる

4) Regulation 市場における蓄電池利用

ピーク時の負荷削減を行う容量市場では、実際の発動回数は夏季の数日間に限られるのに対して、周波数調整市場 (Regulation 市場) の場合単価は安いものの年間を通して 150～

250 時間にわたり実施される。PJM では周波数調整サービスの単価が高い水準にあるため、周波数調整市場での活用を主目的として蓄電池を導入する事例も出てきている。

フィラデルフィアの公共交通機関 SEPTA(Southeastern Pennsylvania Transportation Authority)の鉄道システムの事例では、電車の回生ブレーキによって発生する余剰電力を蓄電池に充電し、PJM の周波数調整市場に提供するシステムを 2012 年に構築し、実運用を行っている (図 2-55 及び表 2-31)。

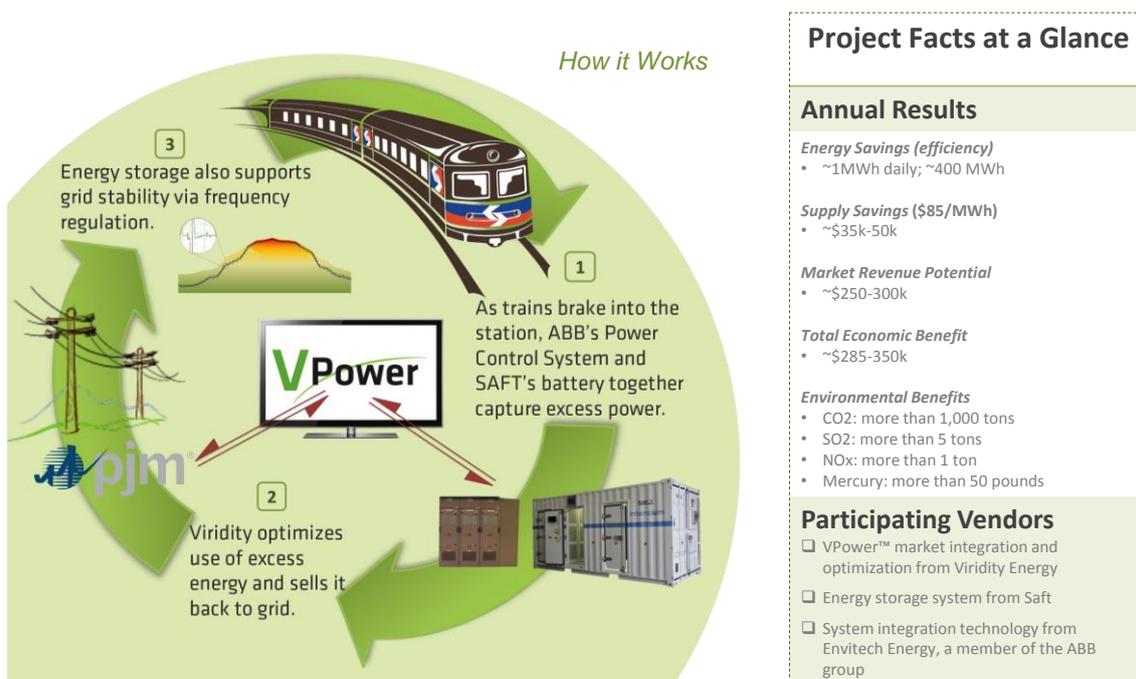


図 2-55 SEPTA 蓄電池プロジェクトの概要

出所) Viridity Energy 資料

表 2-31 SEPA 蓄電池プロジェクトのスケジュール

年	内容	サイト数	蓄電池容量
2012	Letterly 変電所への蓄電池の導入、PJM 周波数市場への提供	1 ヶ所	0.8MW
2015	Griscom 変電所への蓄電池の導入、PJM 周波数市場への提供	1 ヶ所	1.0MW
2016	新システム導入予定	7 ヶ所	8.8MW
合計		9 ヶ所	10.6MW

出所) Viridity Energy 資料より作成

同プロジェクトにおける周波数市場での利用実績の例を図 2-56 に示す。鉄道が休止している深夜時間帯では回生ブレーキによる充電が存在しないため、市場投入は 100kW 程度の水準であるが、5~23 時頃では平日は 800kW 程度、休日は 500kW 程度の水準である。パフォーマンスは概ね 70~90%程度である。

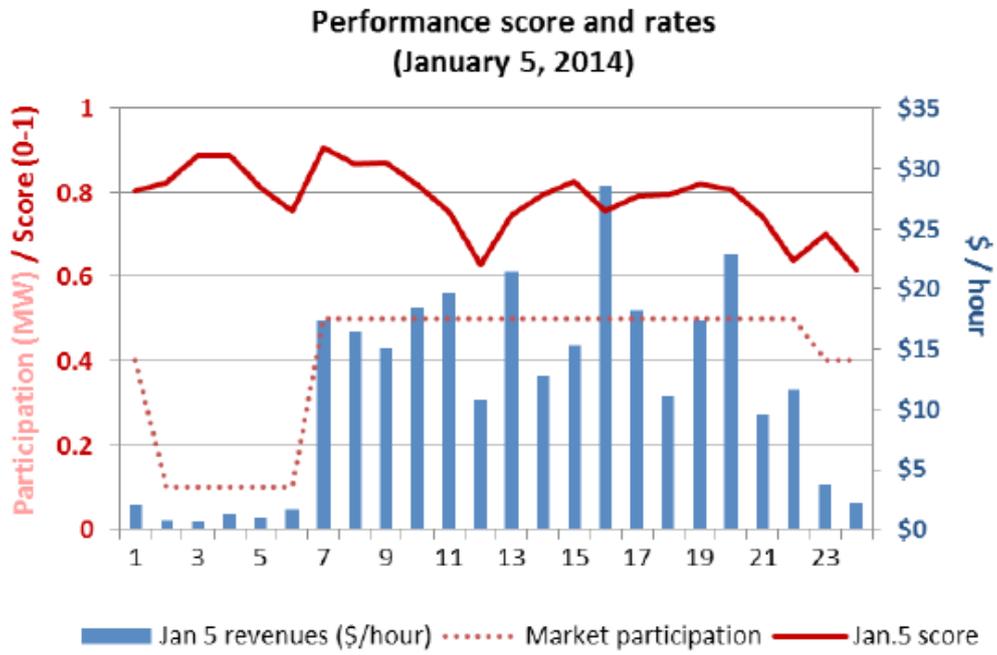


図 2-56 SEPA 蓄電池プロジェクトの周波数市場での利用実績 (2014年1月5日の例)
出所) White paper: SEPTA's (Southeastern Pennsylvania Transit Authority) Wayside Energy Storage Project

(3) EnerNOC

1) EnerNOC の概要

DR サービスプロバイダであり、2003 年の DR サービス開始の後、現在は系統運用事業者やユーティリティ向けの DR ソリューションを、北米、欧州、豪州、アジア等 12 ヶ国で展開している。

米国では、電力会社や ISO など 20 機関に対して DR を提供しており、PJM 市場が MW 規模ベースで最も取引量が多い。PJM 市場では、容量、エネルギー、アンシラリーの各市場に参加しているが、取引価格が比較的高い容量市場への参加が中心となっている。

2) DR の仕組み

多種多様な需要家を組み合わせることで DR 資源のポートフォリオを組み立て、DR サービスを提供している (図 2-57)。DR の契約需要家は、産業部門および業務部門の需要家である。

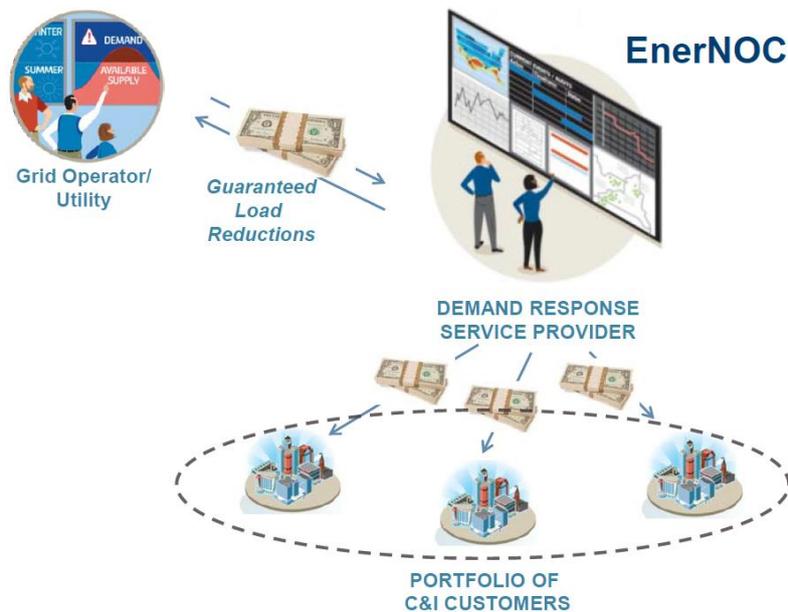


図 2-57 EnerNOC のステークホルダー

出所) EnerNOC 資料

3) 制御方法

需要家の電力消費量データのリアルタイム送信および負荷制御の機能を有する専用デバイスを需要家施設に設置している。

オペレーションセンターにてネットワーク状況や需要家施設の負荷を常時監視しており、DR が発動されると、必要とされるネガワットを提供できる需要家施設を選択して制御を行う。主には、オペレーションセンターからの直接制御と間接制御 (シグナルに基づく需要家によるマニュアルでの制御) の組合せが中心となっている (表 2-32)。

ポートフォリオが削減目標値に到達していない場合、パフォーマンスが良くない需要家に対して積極的に連絡を取り、必要に応じて既に削減している需要家から追加容量の供給を要請し、需要家間で負荷削減量を調整する。削減目標値に到達しない場合は EnerNOC がペナルティ支払リスクを負い、個々の DR 契約需要家は予め約束した需要削減を行えなくてもペナルティを支払わなくてよい仕組みとしている (図 2-58)。

表 2-32 EnerNOC の主な需要家、設備

	直接制御	間接制御
応答速度	～10分	30分～
主な需要家	事務所、宿泊施設、小売店、冷凍倉庫、福祉施設、食料品店、学校	軽工業、製造業、冷凍倉庫、化学、水道
主な DR 資源	BEMS 制御対象負荷、照明、空調、冷凍システム	プロセスライン、製造装置、モーター、ポンプ

出所) EnerNOC 資料より作成

Performance Through Portfolio Management



図 2-58 EnerNOC のポートフォリオ管理のイメージ

出所) EnerNOC 資料

(4) Sacramento Municipal Utility District (SMUD)

1) SMUD の概要

SMUD は、カリフォルニア州サクラメントに拠点を構える公営電気事業者であり、同州の PG&E、SCE、SDG&E などのカリフォルニア州公益事業委員会 (CPUC) の管轄下にある投資家所有電力会社 (IOU) とは異なり、SMUD はサービスエリアの顧客 (一般市民) が所有し、住民が選出した 7 名の理事会 (Board of Directors) によって運営されている。また、料金構造も IOU とは異なり、理事会の決定や初期投資 (capital investment) のコスト回収に基づき設定されるのではなく、市政府が予算配分に応じて決定する。

SMUD は現在、約 60 万件の顧客を有し、ピーク負荷は 3,300MW である。CAISO には属しておらず、地域内の需給調整を自ら行っている。SMUD は、周辺地域の系統を管理し、5,000MW の電源を有する北部カリフォルニア需給調整機関 (Balancing Authority of Northern California: BANC) に参加している。

SMUD は再生可能エネルギー資源の導入、炭素排出削減、省エネ促進に積極的に取り組んでいる。

● 再生可能エネルギー資源の導入

- ✓ カリフォルニア州では再生可能ポートフォリオ基準 (Renewable Portfolio Standard: RPS) が設定されており、SMUD は現時点で全発電源に占める再生可能エネルギーの割合は 27% に達している。再生可能エネルギー資源の割合 27% の内訳は、メタンガスや埋立地ガスなどのバイオガスが 14%、太陽光や風力などの出力変動する発電源である。
- ✓ 同社は、カリフォルニア州の PRS 到達目標である、2020 年までに 33%、2050 年までに 50% を達成させる取り組みをしている。
- ✓ 垂直統合型電力会社である SMUD は、水力発電 (680MW) などのクリーンエネルギー源を有しているが、カリフォルニア州の RPS では、30MW 以上の水力発電は対象外であることから、SMUD はそれ以外の再生可能エネルギー源の導入を積極的に進めている。再生可能エネルギー源のうち半数は、バイオガスなどの出力が安定した発電で整備することを目指している。
- ✓ SMUD は、顧客側へ設置するルーフトップ PV の導入促進を目的として、フィードインタリフ (FIT) 制度を導入している。しかし、同サービスエリアで顧客側に導入されている PV は 9,000 台、80MW と少ないのが状況である。新規 PV 導入申請件数は月当たりわずか 350 件程度、10MW 程度にとどまる。サクラメント地域でルーフトップ PV の導入量が少ない理由として、他の民間投資電力会社と比較して SMUD の電力料金は約 3 割低く (夏場の平均電気料金は平均 18 セント/kWh)、経済性が低いことが挙げられる。

● 炭素排出量の削減

- ✓ カリフォルニア州では、州指令 (executive order) により、2050 年までに 1990 年比 80% の炭素排出量の削減が義務付けられている。
- ✓ SMUD は、同目標値を 10% 上回る目標を立て、炭素排出削減に積極的に取り組んでいる。

- 省エネ促進
 - ✓ カリフォルニア州では、エネルギー消費量の削減として、2007年から2016年までの10年間で合計10%（1年に1%減）の負荷削減の目標が設定されている。
 - ✓ SMUDは、過去5年間で同目標値を上回る年間1.5%の負荷削減を省エネにより達成するなど、エネルギー消費量の削減に取り組んでいる。

2) 時間帯別（TOU）料金への移行

SMUDの家庭用電気料金は、従量料金制から時間帯別料金制度（Time-of-Use: TOU）へと移行する。2年間のパイロットプログラムの結果、2017年までに家庭用顧客に対してTOUを選択制で提供し、2018年までに同料金をデフォルト料金として提供することが決定された。時間帯別料金への移行に向けて、クリティカルピーク価格、ピーク価格、オフピーク価格の3種類の時間帯別料金を提供することが提示されている（図 2-59 参照）。

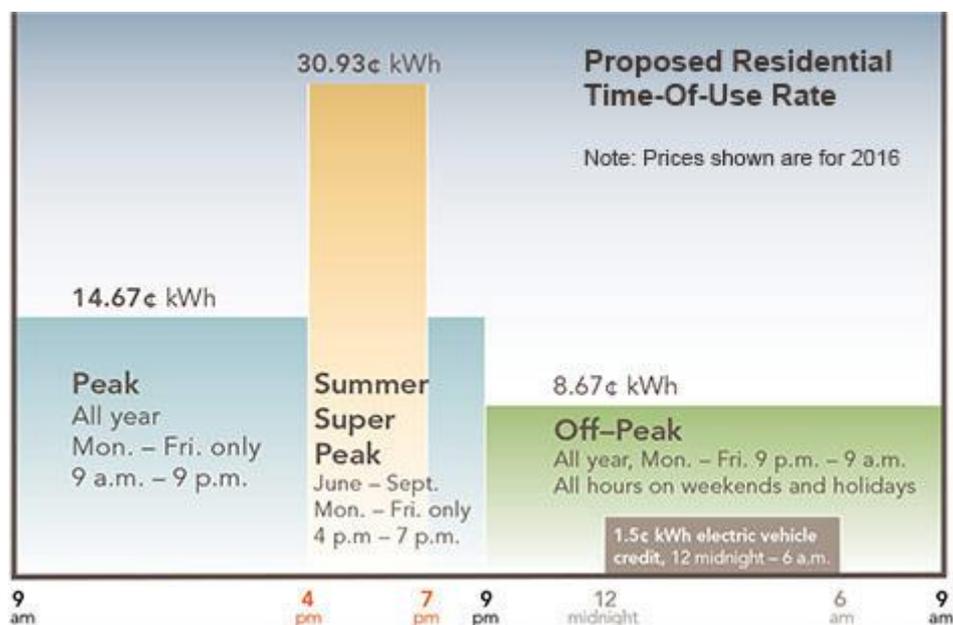


図 2-59 SMUD の時間帯別電気料金

出所) SMUD ウェブサイト

3) DR に係る動向

SMUD は家庭用顧客及び商業用顧客の双方に対し、ピークシフト及びピークカットを主な目的としてDRプログラムを提供してきた。例えば、家庭用顧客向けのDRプログラムには、エアコンの負荷制御などがあるが、従来はシグナルの送信を通じて、エアコンの電源をオン・オフにするなどの基本的な操作に留まり、プレクーリングなどの高度なDR機能は使用してこなかった。

近年の技術進展に伴い高度なDRサービス提供が可能となり、DRサービスを一つのリソース（供給源）として活用するといった、DRサービスの新たな利用方法を検討中である。

a. Energy-Smart Community Project

SMUD は Sunverge と共同で、家庭を対象としたネット・ゼロ・エネルギー・プロジェクト「Energy-Smart Community Project」を展開している。本プロジェクトでは、サクラメント市繁華街に、2.5kW の太陽光発電と蓄電システム、デマンドレスポンス対応サーモスタット等を導入したスマートホームが 34 軒建設されている。

プロジェクトの実施目的は、多様な技術を統合、デマンドレスポンスを提供し、ピークシェイピングや再生可能エネルギー源の出力調整など、様々なユースケースやテストシナリオに基づき、統合された技術の性能・能力や価値を検証することである。

その一例として、蓄電システムを活用した周波数調整の実験、検証が行われ、結果として、デバイス間の統合に成功し、4 秒毎の周波数調整に反応するなど、蓄電システムを活用した周波数調整に潜在能力があるとの結論が得られた。蓄電システムの導入コストは現時点で高額であるものの、今後コストが低減すれば、同システムを活用した周波数調整や瞬時予備力（Spinning reserve）などのアンシラリー・サービスの活用がより高まるものと SMUD は捉えている。デマンドレスポンスを再生可能エネルギー源の出力変動へ活用できれば、電力会社と顧客の双方に利益をもたらすものとして期待が寄せられている。

SMUD は、電気温水器やプールポンプを利用した周波数調整の実験も行っているが、信頼性の観点で、プールポンプは電気温水器ほどの効果はないとしている。

なお、ヒートポンプ給湯機を対象とした周波数調整の実験は実施していない。その理由として、ヒートポンプ給湯機は、エネルギー削減の観点から技術的には優れているものの、既に省エネ効果が高いことから、DR による電力消費量の大幅な削減能力は限定的とみており、周波数調整に同デバイスを活用することは効果が少ないと捉えている。

b. その他の実証プロジェクト

DR に関する最近のパイロットプロジェクトとしては、商業用顧客を対象とした Open ADR を利用した負荷制御や、数時間にわたるサーモスタットの操作による温度調整などが挙げられる。

また、時間帯別料金等のダイナミックプライシングの提供を含めた DR 実証プログラムも実施している。同プログラムでは、電力需要が最も高い日にクリティカルピークプライシングを適用し（年間最大 12 日）、75 セント/kWh（通常料金の 10 倍高額）の電気料金を設定し、クリティカルピークプライシングの実施開始 24 時間前に顧客へ通知する仕組みとし、サーモスタットによる制御も実施した。

その他に、SMUD は 2015 年夏、DR を信頼性の高いリソースとして利用することを検証するために、顧客が DR プログラムから「オプトアウト」することを妨げる実証プログラムを実施した。通常の DR プログラムでは、IPO/RTO からのシグナルに対する DR 資源の応答は任意であり、応答しない「オプトアウト」を選ぶことも可能であるが、実証プログラムでは、DR 資源リソースの信頼性・確実性の確保を目的として、顧客による「オプトアウト」を阻止すべく、「オプトアウト」した場合には電力料金を引き上げるといった電力料金で差別化を図ることの影響などの実験を行っている。

将来的な DR の活用に向けては、以下のような技術的及び経済的課題があると認識されて

いる。

- 技術的課題
 - ✓ デバイス間で同一の通信プロトコルが使用されていないなど、通信規格の互換性などの技術的課題が存在する。
 - ✓ SMUD がピークシフトを目的として提供するデマンドレスポンス管理システムは、シグナル送信後の機器の状態や顧客側の配電系統の状況が把握できない。高度かつ価値の高い DR を提供するためには、DR シグナル送付後の可視化や詳細な制御を行う機能など、更に高度なデマンドレスポンス管理システムが必要である。
- 経済的課題
 - ✓ DR の潜在的活用に関して、DR の価値が認識されていない。

4) EV の活用検討

SMUD は、電気自動車への充電を、太陽光発電の導入拡大に伴う収入源の損失を補填する手段のみならず、負荷シフトやダックカーブの解決手段の一つとして位置づけている。過去に、サービスエリアにおいて、電気自動車の普及台数に応じた、様々なシナリオを策定し、負荷シフトやダックカーブの解決における潜在的利用を検証した。その結果、夜間に発電量が増える風力発電源の出力調整に電気自動車を活用できると結論付けた。

ただし、電気自動車を系統運用に利用することによる蓄電池の劣化への懸念の声もある。SMUD は、自動車メーカーとのパートナーシップを通じて、電気自動車の蓄電池の活用を検証している。

5) 電力貯蔵システムの実証

カリフォルニア州では蓄電システムの導入を促進しており、民間投資会社（IOU）3社に対して2020年までに合計1,325MWの蓄電導入が義務付けられている。

SMUD は、送配電系統と顧客側の双方への導入を対象として電力貯蔵の実証プロジェクトを過去5年間にわたり実施している。同社では、ピーク負荷削減、電圧支援、再生可能エネルギー源の出力調整といった、様々な用途に応じたユースケースを検証している段階であり、現時点で合計50件に及ぶ電力貯蔵実証プロジェクトを有している。

例えば、3MWのPVシステムへの500kWの蓄電池併設システムや、400MWの揚水発電、枯渇ガス田を利用した圧縮エネルギー貯蔵システム（Compressed Air Energy Storage）などが挙げられる。また直近では、ルーフトップPVが設置された一般住宅への蓄電池システムの統合や大容量のPVが設置されている大規模の商業用顧客への蓄電池システムの統合など、需要家側設置蓄電池プロジェクトに係る様々な実証プロジェクトを実施している。

蓄電システムを統合する上では、通信プロトコルの標準化にかかる問題や高額なコスト等の課題が指摘されている。

2.2.4 再生可能エネルギーの導入量増加に伴う DR の活用ポテンシャル

東海岸を中心とした米国における DR は、ピークカットが主目的となっているが、再エネ対応を目的とした DR は実施されていないものの、今後の可能性として以下のような見解を得た。

(1) 再エネ対応としての DR の要件

現在の主な DR の利用先である容量市場においては、DR の稼働は年間 6~7 回程度と多くないが、再生可能エネルギー対応となればもっと頻繁に稼働する必要がある。

(2) 再エネ対応としての DR 適用の可能性

現時点では各種アンシラリー市場における DR の活用実績は少ないが、今後再生可能エネルギー対応としてはこの活用が重要であり、自動化された DR であれば対応できると思われる。

既に、多くの需要家を集めてポートフォリオ化し、常にモニタリングした上で需要家の状況に応じて最適に DR を稼働するビジネスも登場している。自動化によって、回数や時間など DR の確実性を確保することにより、頻繁な DR 稼働と管理を効率的に行うことができると思われる。

再生可能エネルギーの種類によって、DR による対応の適性が異なる。風力発電に対しては、瞬間的な制御機能が求められるため、給湯器などが利用可能である。また、蓄電池も利用可能であることが多い。一方、太陽光発電に対しては、ランプ特性への対応や余剰電力吸収としての長時間継続する抑制が数日間にわたり必要になるため、給湯器や蓄電池での対応は現実的ではない。変動性の高い再生可能エネルギーの増加によって、より早い変化に対応していく必要がある。現在蓄電池が様々なところで試されているが、まだ価格が高い。今後、価格が下がり、手ごろな価格で十分な電力を蓄える蓄電池が登場すれば、既存の技術を応用してこのような対応をするための手段になりうる。

2.2.5 我が国への示唆

米国現地調査及び文献調査の結果、DRの活用可能性に関しては以下のような示唆が得られた。

- 東海岸を中心とした米国におけるDRは、ピークカットを目的とした大口向けのDRが大半を占めるが、予備力や周波数制御を目的としたDR、家庭用の自動DRも実ビジネスとして実施されている。
 - ✓ 産業・業務では、複数の需要家を束ねて、産業プロセス機器、空調、自家発電等の直接制御を行うことで、予備力や周波数制御を実施している事業者が存在する。
 - ✓ 家庭では、空調、電気式蓄熱給湯等の直接制御により、ピークカットの実績を挙げている事業者も存在する。例えば、OnOffではない部分負荷制御の実施、需要家への対応拒否権の付与（拒否回数は限定）、経済インセンティブの付与等の工夫によって参加需要家を拡大している。
- 他方、再生可能エネルギーの普及が進むカリフォルニア州においては、ダックカーブ対策としての電気自動車の活用を見据えた取り組み等も行われつつある。
- 今後必要となる再エネ対応用DRのコンセプトは理解されており、再エネ対応用DRの実現に向けた素地がある。具体的なニーズと市場が出てくれば、再エネ対応用DRを実現できると思われる。

米国でのDRの利用実態を踏まえると、DRは、将来の再生可能エネルギー大量導入時の系統対策として機能しうると言える。

- 再生可能エネルギー大量導入時には需給調整やアンリラリーへのニーズが高まる。
- 現時点では、ピークカットや、高い信頼性が要求される周波数制御において、DRは成果を上げている。調整力市場には資本費を伴う蓄電池等が参加しているが、緊急時対応としてはDRも有効となる可能性がある。
- 下げ代不足対策としての需要創出のためのDRは、ニーズが顕在化しておらず実施されていないが、将来的には、制御対象や制御方法の工夫（例：電気自動車の充電制御等）により、下げ代不足への対応としてもDRは活用できるのではないかと。

そのためには、再エネ対応用DRのモデル検討及び受容性の検証が必要となる。

- 再生可能エネルギー大量導入時には、電力需給バランス確保やLFC調整力確保が必要とされる時間帯や継続時間が日々変化する可能性がある。
- これに対応できる柔軟性の高い再エネ対応用DRの仕組みを実現するためには、制御対象や制御方法等の工夫が必要となる。例えば、複数の需要家を束ねた負荷の自動制御が有用ではないか。
- 再エネ対応用DRのモデルを検討する上では、再エネ対応用DRに対する需要家の受容性に対する検証も必要ではないか。

また、米国ではDR資源の参加可能な複数の市場が存在するが、信頼性担保等の観点からは、試行錯誤で市場整備が進められている状況である。特にDRをマネタイズするための市場の検討が重要である。

- 柔軟性を高める市場設計

- ✓ 異なる周波数領域ごとにアンシラリーや需給調整に対応できるような市場設計が必要ではないか。その中で、DR を市場に統合していくことが重要である。また、需要削減に加えて需要創出も対象とした市場設計が必要ではないか。
- DR の経済価値に関する評価
 - ✓ DR は経済合理性の観点から、どの時間領域に活用するのが適切か。蓄電池等のオプションとの比較を踏まえ検討すべきである。
 - ✓ DR の経済価値をどのように評価すべきか。

2.3 我が国における再生可能エネルギー大量導入時の電力需給分析

2.3.1 分析の狙い

(1) 分析の目的

2.1 項において、再生可能エネルギー電力の大量導入時の電力需給対策オプションを整理したが、ここで述べたように、各対策オプションの役割は、その技術の特性、技術成熟度やコスト、利用可能量、市場を始めとする社会制度やビジネススキームなどの多面的な検討を行っていくことが必要である。

本節では、対策オプションの役割について、電力需給の物理的側面からの評価を行うことを検討した。具体的には、複数の対策オプションを含めた電力需給を模擬する計算機モデル（「電力需給評価モデル」と呼ぶ）を構築し、解析を実施した。

一般に、このような電力需給モデルを用いることで、どのような特性のある対策オプションが選択されるのか、どのような季節・時間帯にその必要性が高まるのか、対策オプションの活用により燃料費や CO₂ 排出の低減にどの程度貢献するのか、といったことを、定量的に評価できる。

(2) 既存の類似研究

再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給の課題に関する対策オプションの評価について、既往文献の調査を行った。調査対象の文献は、「日本を対象とした分析を行っていること」「電力需給を少なくとも 1 時間単位で分析していること」を条件とした。

対象となった文献を表 2-33 に示す。各文献における評価対象やモデルの特徴、扱われている対策オプション等を表 2-34 にまとめる。

表 2-33 再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給対策の評価事例の文献

番号	タイトル	著者、論文誌等
1-1	再生可能エネルギーの大量導入が電源の設備量運転モードに及ぼす影響評価-揚水式水力の精緻化と全国大での試算-	山本・矢部他, 電中研報告書, 2014.12
2-1	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	小宮山・柴田他, 2012 電気学会論文誌 B, Vol.133.No3, pp263-270
2-2	日本の電源構成の展望と電気自動車, プラグインハイブリッド自動車の省エネ, CO2 削減効果に関する分析	小宮山・藤井, 2012 電気学会論文誌 B, Vol.133 No1, pp10-18
2-3	再生可能エネルギー余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源構成の検討	小宮山・大槻他, 2014 電気学会論文誌 B, Vol.134 No10, pp885-895
3-1	長期エネルギー需給見通しに基づく我が国の 2030 年の電力需給解析	荻本・片岡・占部・斉藤, エネルギー・資源学会, 第 32 回コンファレンス講演論文集 1-2, 2016
3-2	太陽光発電の予測誤差が需給運用と発電コストに与える影響	宇田川・荻本・池上・大関・福留, 2013 電気学会新エネルギー・環境メタボリズム社会・環境システム合同研究会資料, pp85-95
4-1	電源構成モデルによる再生可能エネルギー大量導入時の電力需給運用評価	高尾, 東京大学修士論文, 2013

表 2-34 再生可能エネルギーの大量導入時の電力需給対策の評価事例

番号・年		1-1・2014	2-1・2012	2-2・2012	2-3・2014	3-1・2013	3-2・2013	4-1・2013
論文誌・所属等 著者		電中研報告書 山本・矢部 他	電気学会論文誌 小宮山・柴田他	電気学会論文誌 小宮山・藤井	電気学会論文誌 小宮山・大槻他	エネルギー資源学 会コンファレンス 荻本他	電気学会研究会 宇田川・荻本他	東京大学修論 高尾
目的		・再エネ大量導入によるコスト増分の概略把握 ・周波数調整力不足と発電余剰の発生を考慮した評価	・太陽光風力の大量導入の可能性を分析し、それに伴う地域間の需給バランスを巨視的視点で把握	・EV・PhEV の導入が、日本の省エネ・CO2 排出量に与える影響分析	・再エネ余剰電力の水素貯蔵を考慮に入れた最適電源モデルを構築し、水素貯蔵の導入可能性を検討	・再エネ大量導入下での蓄電、DR、を含めた分析 ・連系線運用が経済性と再エネ出力抑制に与える影響に着目した解析	・太陽光の予測誤差が需給運用と発電コストに与える影響の分析	・再エネ大量導入における安定した需給運用を、周波数調整力を考慮して評価 ・高効率火力発電の導入効果を検討
対象	地域	全国（沖縄除く） 東日本・西日本に分割し個別計算	全国（沖縄除く） 事業エリアで9分割	全国 一地域モデル	北海道	全国 10 地域モデル	東京	全国 一地域モデル
	期間	2020・2030	明示なし	2005・2030・2050	明示なし	2030年	2030年	2030年
	時間解像度	1時間	10分	10分	10分	1時間	30分	15分
モデル化の方法		線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化	混合整数線形計画 運用費最小化	混合整数線形計画 コスト最小化	線形計画 コスト最小化
分散型・系統電源の前提	再エネ容量	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱・バイオマス（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱（外生）	・太陽光・風力（内生） ・大規模水力・地熱・バイオマス（外生）	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生） ・地熱、バイオマス	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力（外生）	・太陽光・風力（外生） ・大規模水力・地熱・バイオマス・海洋（外生）
	火力発電の新設	新設考慮 ・設備容量の上下限値は資源エネルギー庁、電源開発の概要及び電力会社資料から作成	考慮しない ・各地域の火力発電の設備容量は現状値を外生値として固定	既報告（小宮山・柴田他（2011）電学論 C 及び小宮山・藤井（2012）電学論 B）に従い設定	考慮しない ・石炭火力、石油火力の発電設備は現状値で固定して計算	考慮しない ・火力発電は、供給計画、エネルギー長期需給見通しなどから想定	考慮しない ・火力発電は供給計画、エネルギー長期需給見通しなどから想定	新設考慮 ・2030年政府シナリオ（原発ゼロシナリオ追加対策前）から設定
	火力発電の起動停止	「運転モード」を導入して近似	—	—	—	ユニット単位の起動・停止をモデル化	ユニット単位の起動・停止をモデル化	—

番号・年		1-1・2014	2-1・2012	2-2・2012	2-3・2014	3-1・2013	3-2・2013	4-1・2013
	再エネ出力の想定	太陽光風力ともに全国794の2010年アメダスデータから8760時間の出力パターン作成	全国686の2007年アメダスデータから各地域365日10分間隔での出力パターン作成	全国686の2007年アメダスデータから各地域365日10分間隔での出力パターン作成	2007年アメダスデータから365日10分間隔での出力パターン作成	・太陽光出力の予測値は高島・萩本の1時間値 ・風力出力の予測値は萩本他の1時間値	・太陽光：エリア内気象官署データから作成	浮島太陽光発電所の曲線を東京換算設備量に適用し、2030年の全国の太陽光出力パターンを天候ごとに作成
	出力予測誤差	—	—	—	—	— 太陽光風力の出力予測誤差は間接的に考慮	考慮 太陽光の出力予測誤差を考慮	考慮 太陽光風力の出力予測誤差を考慮した短周期の周波数調整力を評価
需給対策オプション	電力システム側	従来電源による調整	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮
		揚水発電の活用	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮	考慮
		広域連系線運用	— (東・西を独立に計算)	考慮	— (一地域モデルのため)	— (一地域モデルのため)	考慮	— (一地域モデルのため)
	再生可能エネルギーの出力抑制	考慮	考慮	考慮せず	考慮 ケース設定	考慮	考慮	—
	需要側	デマンドレスポンス	—	—	考慮(電気駆動自動車)	—	考慮(HP 給湯、EV)	—
需要側エネルギー貯蔵		—	—	—	・定置用蓄電池 ・余剰電力での水素製造・貯蔵	考慮	—	—
その他	CO2	—	CO2 制約	CO2 制約	CO2 制約	—	—	CO2 制約

出所) 各文献から作成

(3) モデル構築の方針

1) モデルで扱う問題の範囲

a. 設備計画と運用計画

電力システムにおいては従来、電力会社による最小費用分析に基づいて、短期の運用計画や長期の設備計画が行われてきた。電力自由化後においては電力システムの計画を担う主体が様々になるが、社会全体としては「社会費用」（詳細後述）が最小となることが望ましいことには変わりはない。

ただし、再生可能エネルギーに係る問題を従来の長期の最小費用需給計画（設備計画）で考慮するには、計算量・解析時間等の制約があると同時に、低炭素化のオプションが当面経済性が劣ることで最小費用計画問題になじまないという問題がある。一方で、再生可能エネルギーの大量導入に対応するための火力発電の運用は、ユニット単位で火力発電の部分負荷における効率低下などを考慮しなければ、現実との乖離が大きくなる。

このため、電力システムに対する分析においては、長期の設備計画（発電設備容量、その他需給対策の設備量）についてはシナリオとしての評価が行われることが多く、その上で、火力発電所の短期の運用計画（起動停止計画：Unit Commitment）を詳細に扱うことが主流となっている。

そこで、ここで構築する電力需給モデルは、電源ユニットの起動停止計画を含む、設備の運用計画に特化したものとした。再生可能エネルギーを含む発電設備容量やその他需給対策の設備量、また電力需要については、評価の対象とせず、既存の計画や見通しを参考に設定した。

b. 再生可能エネルギー出力の変動性と不確定性

また、再生可能エネルギーを大量に電力システムに導入するためには、その出力の変動性・不確定性から、様々な時間領域における調整力の確保の制約、各種予測のタイミングと組み合わせたシステム運用プロセスの確立、さらには実運用を可能にするための市場設計・価値のマネタイズの検討が必要となる。

ここで構築するモデルでは、まず、再生可能エネルギーの出力変動に対する LFC（負荷周波数制御時間帯）調整力の確保制約に着目することとした。

すなわち、今回のモデルでは、これ以外の時間帯での調整力や緊急時対応の予備力の確保については考慮しなかった。また、再生可能エネルギーの出力は既知であるものとして取り扱った。さらに、電力システム内の全ての主体（デマンドレスポンスに参加しない需要家を除く）は系統運用者からの指示に確実に従うものとし、その運用を実現するための市場・対価等のメカニズムについては考慮しなかった。

c. モデルで扱う問題の範囲

以上より、本モデルでは、再生可能エネルギーが大量導入された電力システムにおいて、

その出力変動に対する LFC 調整力の確保を制約とし、電力需給に関する対策オプションの選択を含めた電力システムの運用計画を取り扱うこととした。

2) 社会費用について

電力システムの運用にあたっては、生産される電力の価値⁵³には差がないため、その「社会費用」が可能な限り小さいことが望ましい。ここで、「社会費用」とは、『対策を導入することによって、社会が負担することになる「機会費用」の合計』⁵⁴である。なお、「機会費用」とは、『対策を行うために社会が資源を費やしたことで、もしその対策がなかったならば別の有益な用途に使っていたものが使えなくなることによって失われる価値』⁵⁵である。

具体的には、電力システムの運用に対する資源（燃料、労働・手間等）の投下は、別の有益な生産活動への資源の投下量を減少させる。このときの機会費用の単価は、燃料費単価・人件費単価等に顕れているものと考えることが適当であり、すなわち電力システムの運用における社会費用とは、運用に係る燃料費・人件費等にほかならない。また、発電により排出される二酸化炭素への対応も電力システムの運用の範囲に含まれていると考えられるが、このときの機会費用単価は CO2 価格に顕れていると考えれば、CO2 費用も社会費用の一部と見ることができる。

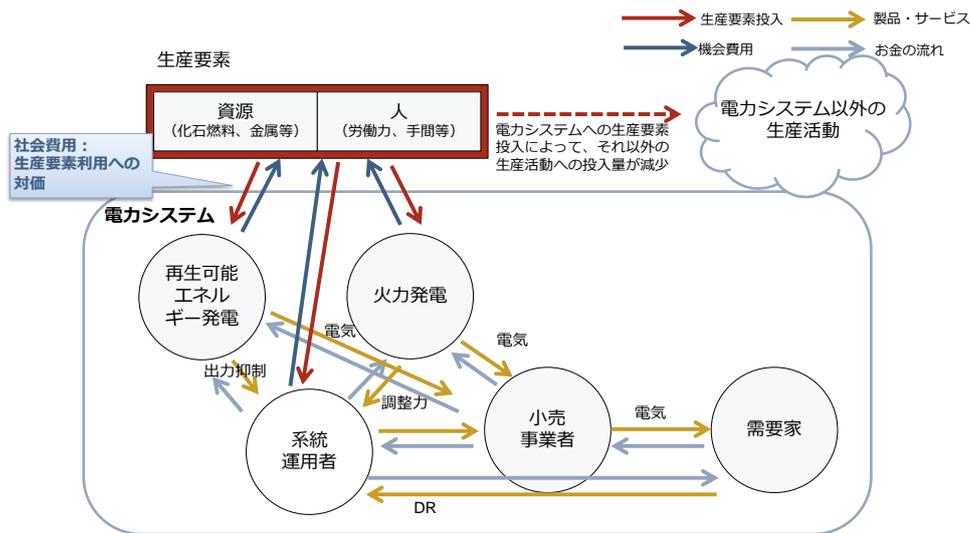
一方、社会費用には、社会内部での所得移転を含まない。例えば、再生可能エネルギーの出力抑制において、現在は一定の範囲内で系統運用者から発電事業者へ補償費が支払われるが、補償費は、資源を費やしたことに対する機会費用ではないため、社会費用に含まれない（補償費支払に関する事務人件費等は、社会費用である）。同様に、アンシラリー・サービスを提供する火力発電への対価の支払い、デマンドレスポンスを行う需要家に対する協力金の支払い等も、社会費用に含まれない（アンシラリー・サービスを提供するために必要な追加燃料費・人件費等、デマンドレスポンスに必要な通信費等は社会費用である）。

これらの費用の関係のイメージを、図 2-60 に示す。

⁵³ 電力の消費により需要家に生じる効用のことを指す。産業波及効果・地域振興効果等は含まない。

⁵⁴ 産業技術研究所 安全科学研究部門「社会経済分析ガイドライン」

⁵⁵ 脚注 54 と同じ。



イメージを示したものであり、電力システム中の活動を全て図示したものではない。

図 2-60 電力システムにおける社会費用

社会費用は、電力システム内での金銭のやり取りには何ら影響しないため、社会費用が最小化された電力システムの運用の姿を、どのようにして実現するかという市場設計・マネタイズの問題は、別途の議論が必要である。

なお、多くの労働の投下が必要であることは雇用創出効果が大きいことでもあるから、必ずしも社会費用が小さい電力システムが社会的に望ましいとは限らないとの解釈もあることには、留意が必要である。ただし、そのような労働は、電力システムによる電力生産よりも価値のある生産活動に対して投下すべきであるとも言える。

2.3.2 電力需給評価モデル構築

(1) モデルの基本構造

1) モデルの特徴

以上のように、構築した電力需給評価モデルは、電力システムの設備の運用計画を取り扱うものである。構築したモデルの特徴を、表 2-35 にまとめる。なお、表の表側は表 2-34 と整合している。

評価の目的や計算量・解析時間の制約を鑑み、日本の 10 電力エリアを同時に扱うものとし、エリア間の連系線による電力授受を考慮した。また、評価対象を特定の 1 年とし、時間解像度を 1 時間とした。1 週間毎に運用計画を行い、これを 53 週分繰り返すこととした。

社会費用が可能な限り小さい運用計画を求めるために、「最適化問題」という数学的手法を用いている。最適化問題では、電力システムに関する「制約式」（設備容量以下の出力しかできない等の物理的な条件）を満たす範囲内で、「目的関数」（運用に関する社会費用）が最も小さくなる運用を計算する。制約式や目的関数については詳細を後述する。本モデルが解く問題は、最適化問題の中の「混合整数線形計画」という種類になっており、表 2-34 の事例でも使用例が多かった「線形計画」では扱えない火力発電の起動停止・部分負荷運転な

どの要素を取り扱うことができる⁵⁶。

上述したように、再生可能エネルギーや火力発電等の設備容量は、運用計画の対象外である。なお、大規模水力発電や原子力発電については、その発電量についても運用計画の対象外とした。太陽光発電・風力発電の出力パターンはアメダスデータを用いて設定している。

火力発電の運転を含めて、各需給対策オプションを、いつどのように使用するかが、運用計画の範囲の事項である。火力発電の運転調整、揚水発電の活用、広域連系線による他エリアとの電力量融通、再生可能エネルギーの出力抑制、デマンドレスポンス等がこれに含まれる。

表 2-35 構築するモデルの特徴

観点		本モデル	
対象	地域	全国 10 エリア（各エリア内は同様であるとし、送配電系統等は考慮しない）	
	期間	1 年（1 週間単位の逐次計算）	
	時間解像度	1 時間	
モデル化の方法		混合整数線形計画 運用に関する社会費用最小化	
分散型・ 系 統 電 源 の 前 提	再エネ等容量	太陽光・風力・大規模水力（外生）	
	火力発電の新設	新設考慮（各種計画・報道等より積み上げ）	
	火力発電の起動停止	ユニット単位の起動・停止をモデル化	
	再エネ出力の想定	太陽光・風力ともに都道府県別代表地のアメダスデータから 8760 時間の出力パターン作成	
	出力予測誤差	考慮しない	
需 給 対 策 オ プ シ ョ ン	電力シ ス テ ム 側	従来電源による調整	考慮
		揚水発電の活用	考慮（可変速機は調整能力あり）
		広域連系線運用	考慮（電力量の融通のみ、調整力の融通は考慮しない）
	再生可能エネルギーの出力抑制	考慮	
	需要側	デマンドレスポンス	考慮（家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車）
		需要側エネルギー貯蔵	考慮（需要側蓄電池。ただし評価対象としない）
その他	CO2	炭素税	

2) モデルの入出力データ

モデルにおける入出力データの概要を図 2-61 に示す。

⁵⁶ 「線形計画」は、全ての変数が連続値であり、またそれらの間の関係が一次関数であることを想定している。例えば、燃料消費量は発電量に比例するといった関係である。しかし、部分負荷による効率低下は、例えば燃料消費量＝ $A \times \text{発電量} + B$ （ A 、 B は定数）と近似できたとしても（切片 B の分だけ、発電量が小さいほど燃料消費量が相対的に大きい（＝部分負荷による効率低下）が表現されている）、発電量が 0 のときの燃料消費量は 0 であることが表現できない。このような関係を近似的に表現するために、発電量が 0 のときに 0、そうでないときに 1 を取る整数変数（この場合は二値のためバイナリ変数とも呼ぶ）を導入し、燃料消費量＝ $A \times \text{発電量} + B \times \text{整数変数}$ とすれば、発電量が 0 のときも燃料消費量が 0 であることが表現できる。このように変数の中に整数変数を含むが、変数間の関係が一次関数であることを想定しているものを、「混合整数線形計画」と呼ぶ。

各発電種類別（火力発電はユニット別）の容量や効率等パラメータ、1時間毎の太陽光発電・風力発電の出力（出力抑制前）需要が、モデルへの入力データ（これを「外生」という）となる。

モデルで社会費用が最小になるよう運用計画を作成することで、毎時の、火力発電の出力や揚水発電の運用、エリア間の連系線潮流、太陽光発電・風力発電の出力抑制量やデマンドレスポンス量が得られる。

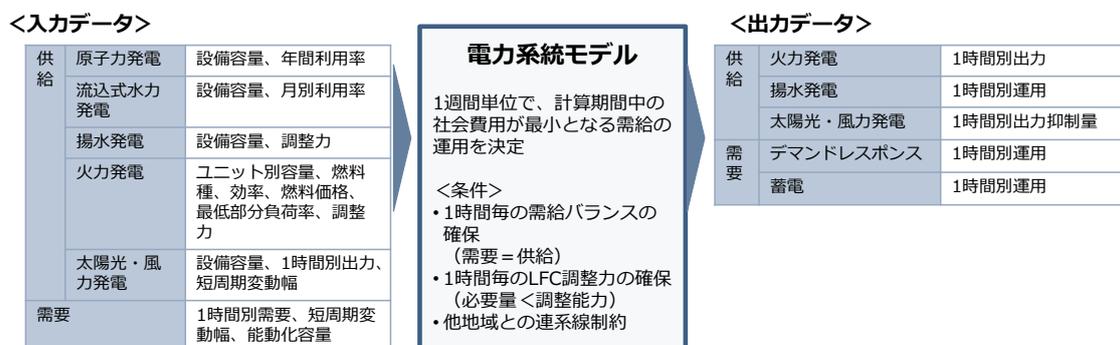


図 2-61 モデルの入出力

3) 目的関数

本モデルの目的関数は、運用に関する社会費用であり、これを最小化することとしている。社会費用は、燃料費と CO2 費用の和とした。運用に関する人件費等は、運用に依存して可変的に発生する部分は小さいと見なして含めなかった。

なお、電力需給バランスや LFC 調整力確保を前提としているが、万一これが満たされなかった時には、十分高額のパナルティが発生するものとしてこれを目的関数に加えた⁵⁷。

4) 制約式

本モデルで使用している主な制約式を表 2-36 に示す。主要な制約式に関しては、(2) 以降で詳述する。

⁵⁷ これは主に最適化問題を解く上でのテクニカルな措置である。なお、これを正しく評価するためには、電力需給バランスや LFC 調整力確保が行えなかった結果発生する停電による、経済的損失・効用損失を評価して計上すべきであるが、その評価方法自体に不確実性が高いため、この考え方は採用しなかった。

表 2-36 主な制約式の種類

制約式の種類		式のイメージ
電力需給バランス		電力供給=電力需要
LFC 確保制約		LFC 調整能力>LFC 必要量
再生可能エネルギー 出力抑制	出力抑制上限	出力抑制量<出力抑制量上限
揚水・蓄電設備	蓄電量バランス	蓄電量=前時間の蓄電量+充電量×効率-放電量
	蓄電量上限	蓄電量<kWh 容量
	充放電量上限	充電量+放電量<kW 容量
地域間連系	容量	地域間送電量<送電線容量
デマンドレスポンス	需要増加量上限	需要増加量<需要増加量上限
	需要減少量上限	需要減少量<需要減少量上限
	需要バランス	Σ 需要減少量= Σ 需要増加量
火力発電	発電用燃料消費	発電用燃料消費=発電量×係数+運転中フラグ×係数
	起動用燃料消費	起動用燃料消費=起動フラグ×係数
	最低出力	発電量>最低出力
	容量	発電量<設備容量
	稼働率上限	期間中稼働率<期間中稼働率上限

5) モデルでの考慮事項

平成 26 年度までの環境省委託事業「2050 年再生可能エネルギー等分散型エネルギー普及可能性検証検討」で検討された「電力システム影響分析モデル」は、電力システムに関する物理的状況の表現において、いくつかの課題が指摘されていた。これらの課題のうち、本モデルで考慮した事項、依然考慮していない事項について、表 2-37 にまとめた。

表 2-37 本モデルで考慮している事項

課題	課題を考慮することの重要性	考慮	備考
地域間連系線の容量制約	各エリア内のみで考慮すると再生可能エネルギー導入によるバランス確保を過度に困難に見積もることになり、容量制約を考えずに全国一体であるとする再生可能エネルギー導入によるバランス確保を過度に容易に見積もることになる	考慮	系統の安定度も考慮した使用可能な容量をどう設定するかは今後の課題
火力発電の部分負荷効率	火力発電は部分負荷運転の際に効率が低下するため、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになる	考慮	パラメータ精査は今後の課題
火力発電の最低出力	火力発電には最低出力や LFC 最低出力（LFC を供給するための最低出力）があり、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による火力発電の運用を楽観的に見積もることになる	考慮	同上
火力発電の LFC 最低出力	火力発電には最低出力や LFC 最低出力（LFC を供給するための最低出力）があり、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による火力発電の運用を楽観的に見積もることになる	考慮していない	計算時間の制約で今回は適用を見送った
火力発電の起動コスト	火力発電はいったん停止させると予熱のための燃料が必要となるため、これを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになる	考慮	パラメータ精査は今後の課題
予測誤差	需要や再生可能エネルギー発電量の予測が外れたときのために、一般に火力発電等が部分負荷運転で待機しており、これを考慮しなければ再生可能エネルギーの導入効果を過大に見積もることになる	考慮していない	近似的に考慮できる可能性がある
設備計画	運転費のみを考慮していると、運転費が安価であっても、設備投資自体が過剰になっている可能性がある	考慮していない	上記を全て考慮した上での設備計画は、計算機資源的に非常に困難であり、設備容量は外生として扱う

(2) 電力需給バランス確保と LFC 調整力確保のモデル化とパラメータ設定

1) 電力需給バランスのモデル化

本モデルでは、1 時間毎の電力需給バランスを確保することを前提としている。電力需給バランスはエリア毎に確保する必要があるが、系統連系線が使用できる範囲においてエリア間での電力授受も可能である。

電力需給の要素を表 2-35 に示す。

表 2-38 電力需給バランス

需要	供給
一般需要	原子力・大規模水力発電出力
デマンドレスポンス対象機器の需要基本パターン	火力発電出力
デマンドレスポンスによる需要の増加	太陽光・風力発電出力（出力抑制前）
揚水・蓄電設備への充電	揚水・蓄電設備からの放電
太陽光・風力発電の出力抑制	デマンドレスポンスによる需要減少

2) LFC 調整力確保のモデル化

本モデルでは、エリア毎に、再生可能エネルギーの出力変動に対する LFC（負荷周波数制御）調整力の確保を行うことを前提としている。

LFC 調整力とは、数分～十数分程度の短周期の需給不均衡に起因する周波数変動を感知し、需給不均衡を解消するために給電システムからの自動的な発電機出力を制御する機能のことであるが、本モデルの時間解像度は 1 時間であり、LFC 調整力は以下に述べるように近似的に扱っている。

なお、本モデルでは、LFC 調整力のエリア間での融通は未考慮である。

a. 調整力の必要量

短周期の需給不均衡には、太陽光発電・風力発電の出力変動に加え、電力需要の変動も影響する。短周期で生じる変動の大きさを、表 2-39 のように近似した。

これらの出力変動が独立に生じるとすれば、出力変動の合成はベクトル和（各出力変動の二乗を合計し平方根をとったもの）になる。ただし、ベクトル和を取り扱うことは、モデルとしての計算量を増加させるため、今回の設定では単純合計であるとしたが、これは、調整力の必要量を過大に見積もっていることになる。なお、計算量を大幅に増加させない方法として、ベクトル和を一次式で近似する方法も考えられる。

また、太陽光発電・風力発電の出力変動の大きさについては、まだ十分な知見が得られていない。導入量が増えるに従って、出力平滑化効果も生じてくるためである。今後の学術研究等の成果を注視する必要がある。

表 2-39 調整力の必要量

	考え方	使用した比例係数
需要	当該時刻（1 時間単位）の需要に比例 （デマンドレスポンスで需要が増減した分も考慮する。）	3%
太陽光発電	当該時刻（1 時間単位）の出力に比例	10%
風力発電	系統に連系されている容量に比例 （出力抑制は解列と考え、出力抑制量に比例して容量が減少すると見なす。）	10%

出所) K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014.

b. 調整能力

短周期の需要・再生可能エネルギー出力変動に対して、火力発電等の出力を調整することで、需給の不均衡を解消することができる。短周期での出力調整可能性を、表 2-40 のように近似した。

運転中の火力発電は、定格容量に比例する調整能力を持つとしている。このため、発電電力量が同じでも、負荷率を下げた運転中の火力発電の台数を増やすことで、調整能力を増やすことができる。ただし、火力発電の台数を増やそうとすると低効率のものも運転させることになり、また部分負荷運転を行うことはそれぞれの発電効率の低下にもつながる。このため、発電電力量が同じでも、必要な調整能力が大きくなれば、燃料使用量や CO2 排出量が増加する可能性がある（ただし、石炭火力が部分負荷運転になりガス火力の出力が増えるなどで、CO2 排出量は減少する場合もある）。

本モデルでは、需要側機器やエネルギー貯蔵設備の LFC 調整能力としての活用は未考慮である。

表 2-40 調整能力

	考え方	使用した比例係数
火力 (石炭、天然ガス、石油)	運転中に限り、定格容量に比例 (最低負荷率は考慮するが、LFC 最低負荷率の考慮は省略した。)	5%
揚水	当該時刻 (1 時間単位) の発電時出力に比例	16.5%
揚水 (可変速機)	当該時刻 (1 時間単位) の揚水時消費電力に比例	10%
流達水力、原子力	調整力なし	—

出所) K. Ogimoto etc. (2014). Impacts of variable renewable energy source integration into power system operation and implications for Japan's future power market. CIGRE2014 を参考に設定

3) 需要と再生可能エネルギー出力の設定

電力需要と再生可能エネルギー出力は、いずれも天候に依存する部分があるため、整合した数値をおく必要がある。そこで、2014 年度 (2014 年 4 月 1 日～2015 年 3 月 31 日) を対象として、電力需要と再生可能エネルギー出力のデータを統合的に設定することとした。

a. 電力需要

電力需要については、一般電気事業者各社がウェブサイトで時刻別のデータを公開している。この状況を表 2-41 に示す。一部の事業者については休日のデータが得られなかったため 2010 年のデータで代用した。

ただし、2014 年度の電力会社のデータを用いることは、東日本震災後の節電実績が反映されている反面、普及が拡大した太陽光発電の自家消費分が不明である、一般電気事業者以外から電力供給を受けている需要家の需要が含まれていないといった点で、電力需要を正確に反映しているとは言えない。前者については自家消費分を推計する研究事例もあるこ

と、後者については電力広域的運営推進機関が需要実績データを保有していること⁵⁸から、データの補正が考えられる。さらに、本来は、本モデルが対象としている将来において、生じる負荷曲線の変形についても考慮しなければならない。これらについては今後の検討事項である。

表 2-41 電力需要実績の公開状況

事業者	URL	データ開始日	備考
北海道電力	http://denkiyoho.hepco.co.jp/download.html	2012.1.1	
東北電力	http://setsuden.tohoku-epco.co.jp/download.html	2008.4.1	
東京電力	http://www.tepco.co.jp/forecast/html/download-j.html	2008.1.1	
中部電力	http://denki-yoho.chuden.jp/	2010.4.1	
北陸電力	http://www.rikuden.co.jp/denki-yoho/csv/juyo-rikuden-2012.csv	2012.7.2	休日のデータ無し
関西電力	http://www.kepco.co.jp/corporate/energy/supply/denkiyoho/download.html	2011.6.30	
中国電力	http://www.energia.co.jp/jukyuu/sys/juyo-2014.csv	2012.4.2	休日のデータ無し
四国電力	http://www.yonden.co.jp/denkiyoho/download.html	2012.7.2	
九州電力	http://www.kyuden.co.jp/power_usages/history201111.html	2011.11.30	
沖縄電力	http://www.okiden.co.jp/denki/index.html	2015.4.1	

b. 再生可能エネルギー出力

気象庁のアメダスデータを用いて、太陽光発電・風力発電 1kW 導入に対する時刻区別の出力推計を行った。

太陽光発電出力は全天日射量に比例、風力発電出力は風速の3乗に比例（ただしカットイン・カットアウト風速を考慮）するとして、都道府県庁所在地で代表させた都道府県別の日射量・風速を取得し、全国単純平均の稼働率が太陽光発電は約 13%、風力発電は約 23%となるよう、比例定数を設定した。これらをエリア別に単純平均してエリア別の出力としたデータを用いた。推計結果の例を図 2-62 に示す。このような推計方法であるため、出力のならし効果、風速の局所性等の要素は反映されていない。

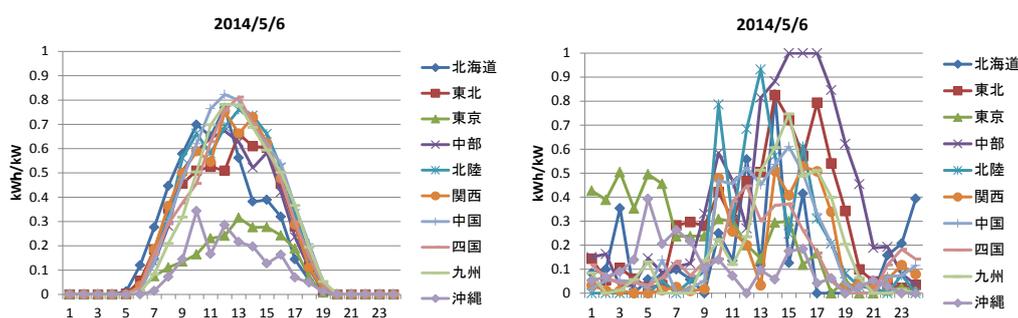


図 2-62 推計した再生可能エネルギー出力の例
(左図：太陽光発電 2014/5/6、右図：風力発電 2014/5/6)

⁵⁸ ただし、2016年3月時点での需要に関する公開情報は、9エリア合計の5分毎総需要と、エリア毎の日別の最大電力・日需要合計のみである。

4) 電源の想定

一般電気事業者、卸電気事業者における現状設備に加え、その他 IPP や PPS の電源、今後の新設計画等を、各種資料等をもとに想定した。なお、原子力発電は全国での発電電力量比が約 2 割になるよう、エリア別に想定を置いた。

大規模水力と、太陽光・風力発電以外の再生可能エネルギーについては、今回想定をおいていない。

(3) 需給対策オプションのモデル化とパラメータ設定

1) 従来電源による調整

従来電源の出力調整を表現する場合には、火力発電の部分負荷運転による効率低下や、起動コストを考慮することが重要である。火力発電は部分負荷運転の際に効率が低下し、またいったん停止させると予熱のための燃料が必要となるため、するため、これらを考慮しなければ、再生可能エネルギーの導入による化石燃料代替効果を過大に見積もることになるためである。

a. 部分負荷運転による効率低下

火力原子力発電技術協会資料による火力の部分負荷効率の値（図 2-63）をもとにパラメータを設定した。

負荷率と燃料消費量の関係に置き換えてみると、これらはほぼ一次関数の関係にあるが、負荷率がゼロのときには燃料消費量はゼロになるべきであるから、単純な一次関数では表現できないことになる。このため、1 か 0 かをとる「運転中フラグ」を導入した上で、負荷率（発電量に比例）と燃料消費量の関係を式で表した。

図 2-63 では、LNG 複合発電と、その他の発電で部分負荷による効率低下の様相が異なることが示されているが、ここでは共通のパラメータとして、負荷率と燃料消費量の関係式において、切片 0.1、傾き 0.9 を用いることとした。この設定については、今後精査が必要である。

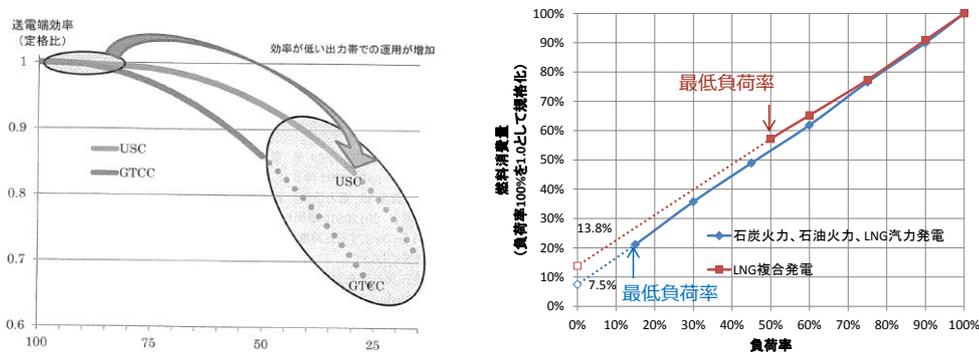


図 2-63 部分負荷効率

出所) 左図：一般社団法人火力原子力発電技術協会「再生可能エネルギー時代の火力発電」新たな役割と価値」2014年7月、右図：左図より作成

b. 起動コスト

電力中央研究所の電力システムモデルに関する研究⁵⁹で使用されていたパラメータを参照した。同研究では、火力発電の運転を図 2-64 に示すようなモード間の状態遷移として表現しており、電力を出力していない、バンキング、ホットスタートプレヒーティング、コールドスタートプレヒーティングの際にも燃料の消費が行われるとして、その燃料消費量を表 2-42 のように想定している。

本モデルでは、再生可能エネルギーの出力変動に合わせた発電所の起動停止は短時間でされるものとし、ホットスタートに相当する燃料消費量を考慮した（バンキングの燃料消費は考慮していない）。すなわち本モデルでは、いったん停止した火力発電は、起動時には定格発電量（ジュール熱換算）の 76% に相当する燃料が必要となると設定している。この設定については、今後精査が必要である。

表 2-42 火力発電の起動時等の燃料消費

モード	燃料消費率 (1時間の定格発電量（ジュール熱換算）に対する比率)
バンキング	2.4%/時間
ホットスタート	76%
コールドスタート	190%
停止	0

出所) 山本博巳（電力中央研究所）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－揚水式水力の精緻化と全国大での試算－」電中研報告 Y14002

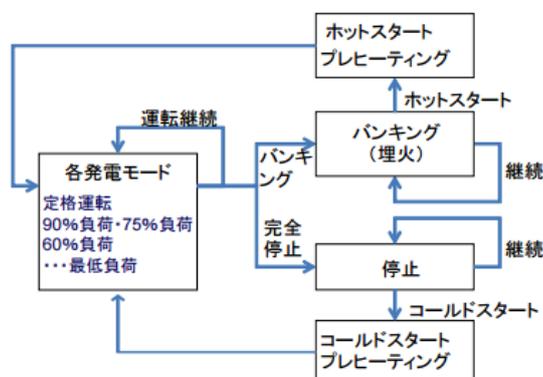


図 2-64 火力発電のモード遷移図

原注) バンキングとは、埋火（まいか）とも呼ばれ、火力ユニットを停止後、あまり時間がたたないうちに再起動するためにボイラ・タービンを加温し続ける状態である。ホットスタートプレヒーティングとは、バンキング状態からボイラ点火して並列に至るまでの状態と定義する。コールドスタートプレヒーティングとは、冷機状態からボイラ点火して並列に至るまでの状態と定義する。

出所) 山本博巳（電力中央研究所）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－揚水式水力の精緻化と全国大での試算－」電中研報告 Y14002

⁵⁹ 脚注エラー! ブックマークが定義されていません。と同じ。

2) 広域運用

広域運用の考慮においては、エリア間の連系線の容量制約を考慮する必要がある。電力需給バランスや LFC 調整力確保は、各エリア内のみで考慮すると再生可能エネルギー導入による影響を過度に困難に見積もることになり、一方で連系線容量を考えずに全国一体であるとする再生可能エネルギー導入による影響を過度に容易に見積もることになるためである。ただし本モデルでは、連系線による融通は電力量のみを考慮し、LFC 調整力については未考慮である。

系統連系線容量は、今回の分析においては、2030 年を対象としているため、既存連系線の送電容量(図 2-65)に加えて、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成 24 年 4 月)」に記載されている、以下 2 つの増強計画を追加した。その上で、これらの熱容量のうち 50%は予備とし、残り 50%までを利用可能と想定した。

- ・ FC(周波数変換)容量: 2020 年度を目標に 210 万 kW(90 万 kW 増強)、それ以降、デマンドレスポンスの普及状況等も見つつ、できるだけ早期に 300 万 kW まで増強する
- ・ 北本連系線: 現行の増強計画(既設 60 万 kW から 90 万 kW への増強)については、可能な限り早期に実現する

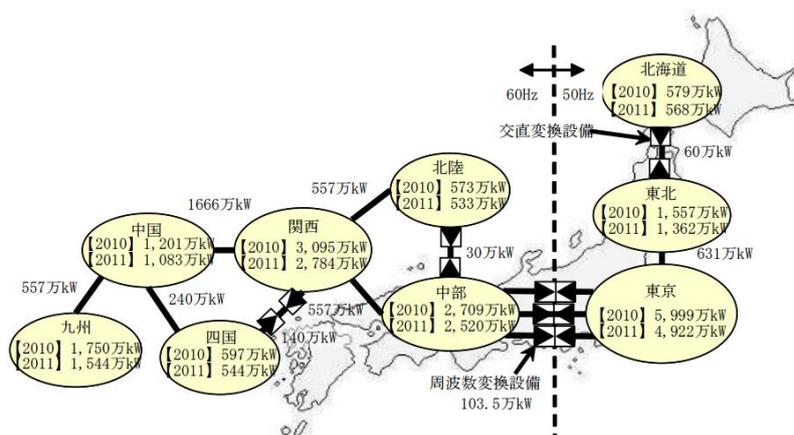


図 2-65 各エリアの需要規模と地域間連系線の送電容量

原注) 送電容量の数値は、会社間連系設備としての設計上の送電能力を表したものの、実際の系統運用における送電可能量(運用容量)は、設備故障を考慮した通過電流制約、安定度制約等により制約され得る。

出所) 地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書(平成 24 年 4 月)

この設定については、今後精査が必要である。

まず、電力広域的運営推進機関(OCCTO)「広域系統長期方針中間報告書」(平成 28 年 3 月)では、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書」には含まれない増強計画として、電気供給事業者より提起を受けて東北東京間連系線の増強が計画している。7~11 年程度の工期を目標として、550 万 kW を増強して 1120 万 kW とすることが示されている。なお、「地域間連系線等の強化に関するマスタープラン研究会 中間報告書」で示された 2 つの増強計画については、北本連系線の増強は平成 31 年(2019 年)3 月運転開始予定であること、東京中部間の周波数変換容量も、10 年程度の工期を目標として、300 万 kW まで増強することが示されている。

また、送電容量のうち、系統の安定度も考慮した上で実際に使用可能な量(運用容量)に

については、同じく電力広域的運営推進機関が平成 28 年 3 月に、平成 30～37 年（2018 年～2025 年）度分についての長期計画を公表している（表 2-43）。このような値を踏まえて設定を行う必要がある。

表 2-43 地域間連系線の送電容量と運用計画

	送電容量		運用計画（2025 年）	
	現在	増強完了後	←左のエリア向	→右のエリア向
北海道－本州	60	90	90	90
東北－東京	631	1120	66 【51】	573 【380】
東京－中部	103.5	300	210	210
中部－関西	557	557	250 【200】	192 【118】
中部－北陸	30	30	30	30
北陸－関西	557	557	130 【60】	162
関西－中国	1666	1666	405	278
関西－四国	140	140	140	140
中国－四国	240	240	120	120
中国－九州	557	557	278 【174】	54 【37】

原注) 【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

出所) 電力広域的運営推進機関「長期計画（平成 30 年度～37 年度）の連系線の運用容量の値」平成 28 年 3 月より作成

3) 再生可能エネルギーの出力抑制

再生可能エネルギーの出力抑制については様々なルールが存在するが、出力抑制を行うこと自体が運用上の大きな社会費用を発生させるものでもない。

ここでは、再生可能エネルギーは、社会費用なしで、無制限に出力抑制できるものとする⁶⁰。これによる補償費支払もしくはその他の措置による再生可能エネルギー発電事業者への配慮は基本的には社会費用ではなく、別途に適切に行われるとする。

4) デマンドレスポンス

デマンドレスポンスの対象機器として、家庭用ヒートポンプ給湯機と電気自動車（EV、PHEV）を想定した。これら 1 台あたりの消費電力と消費電力量の想定を、表 2-44 に示す。

このうち「デマンドレスポンス」に参加する機器は、電力システムからの指令に従って貯湯タイミングや蓄電タイミングを変更し、電力システムにとって望ましい適切な時間帯に電力需要を発生する。このタイミングの変更は、需要家に不便を来さないよう、各機器が待機している時間中に行われるものとする。

表 2-44 デマンドレスポンスの対象機器

	消費電力	消費電力量
家庭用ヒートポンプ式給湯機	0.9kW	4.5kWh/日
電気自動車	3kW・1.5kW（平均 1.9kW）	平均 8.7kWh/日

⁶⁰ ただし後に述べるように、感度分析として、出力抑制に関する社会的制約を、費用の形で表現して目的関数に加えた場合の結果を示す。

a. ヒートポンプ式給湯機のモデル化

図 2-66 に、家庭用ヒートポンプ式給湯機についての電力需要発生条件を示す。この図は、特定の 1 台の機器に対するものではなく、使用時刻や貯湯時刻について 3 パターンを想定した上での 1 台あたりの期待値を示したものである。

まず、デマンドレスポンスに参加しない機器の負荷の「基本パターン」として、0 時から 6 時までの間で順次貯湯が行われると想定した。一方、給湯機の待機時間は、0 時から 15 時まで続く想定した。このため、デマンドレスポンスに参加する給湯機は、0 時から 15 時の間に貯湯時刻をシフトさせることができる。同図には、デマンドレスポンスの参加率別に、シフト後の電力需要の下限と上限についても示しており、これらと基本パターンとの差が、各時刻における基本パターンからの電力需要減少・電力需要増加の上限となる。さらになお当然、一定の時間範囲では、基本パターンからの需要減少・需要増加の合計は等しくならなければならない。

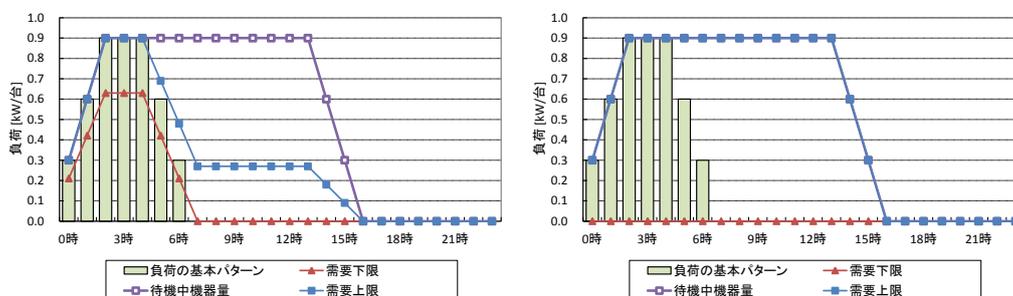


図 2-66 家庭用ヒートポンプ式給湯機の負荷の基本パターンと需要上限・下限
(左図：参加率 30%、右図：参加率 100%)

出所)「負荷の基本パターン」は「低炭素電力供給システムに関する研究会 新エネルギー大量導入に伴う系統安定化対策・コスト負担検討小委員会」第 2 回資料 4、資源エネルギー庁「電気自動車及びヒートポンプ式給湯機の導入による需要創出の効果について」(平成 20 年 10 月)より。「待機中機器量」は想定。需要上限・下限は、これらと参加率の想定から計算したもの。

b. 電気自動車のモデル化

電気自動車についても同様に、図 2-67 に、電力需要発生条件を示す。この図は、特定の 1 台の機器に対するものではなく、走行時刻や充電時刻について 9 パターンを想定した上での 1 台あたりの期待値を示したものである。負荷の「基本パターン」では、電気自動車の充電は 0 時から 7 時までの間で順次行われると想定した。また、24 時間いつでも、待機している自動車がある比率で存在すると想定した。

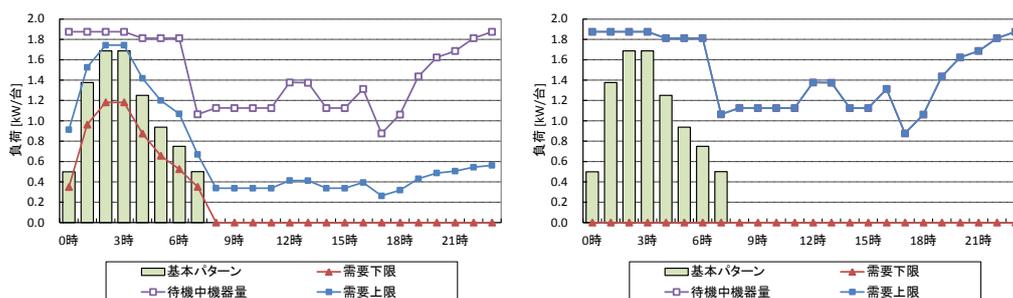


図 2-67 電気自動車の負荷の基本パターンと需要上限・下限
(左図：参加率 30%、右図：参加率 100%)

出所) 同上

c. 導入量の想定

2030 年におけるヒートポンプ式給湯機・電気自動車の台数は、長期エネルギー需給見通しを参考に、それぞれ 1400 万台、960 万台と想定した。表 2-44 で想定した 1 台あたりの消費電力、消費電力量を乗じた、全体の消費電力と消費電力量と合わせて表 2-45 に示す。

表 2-45 デマンドレスポンスの対象機器の台数想定

	台数	消費電力 [万 kW]	消費電力量 [億 kWh/年]
家庭用ヒートポンプ式給湯機	1400 万	1260	230
電気自動車	960 万	1632	305

出所) 経済産業省「長期エネルギー需給見通し」(2015)より作成

(4) モデルの挙動の確認

以下の主要前提のもと、モデルの挙動を確認した。

表 2-46 モデル挙動の確認における想定

再生可能エネルギー 導入見込量	「長期エネルギー需給見通し」より、太陽光 64GW、風力 10GW 2015 年 10 月現在の設備認定量で地域へ配分
CO2 単価	\$40/tCO2 (発電コスト等検証委員会では、WEO2014 における 2030 年見通しの約\$38/tCO2 を利用)
デマンドレスポンス	家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の 30%が参加
需要側エネルギー貯 蔵	なし

図 2-68 に、モデルの計算結果としての設備運用の例を示す。このように、1 時間別の、火力発電所の出力や揚水発電の運用、エリア間の電力量授受、出力抑制量やデマンドレスポンス量が得られる。

また、表 2-47 に、全国の発電電力量の年間構成比を、長期エネルギー需給見通しと比較する。

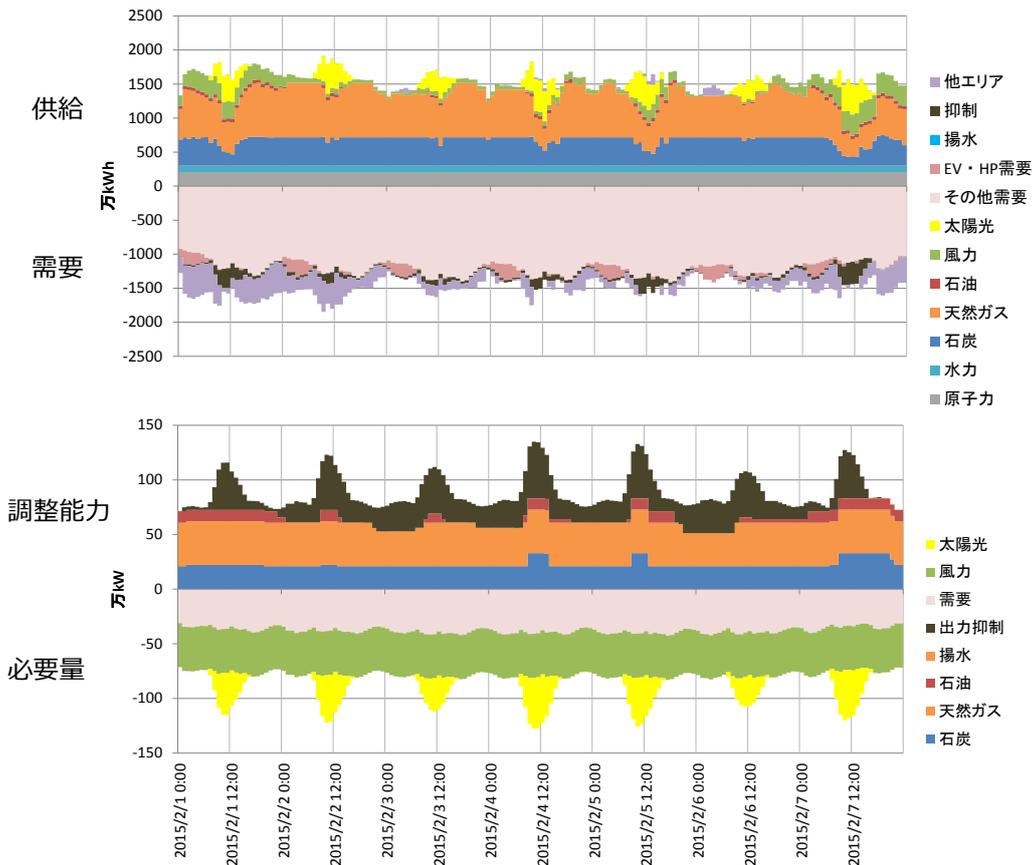


図 2-68 あるエリアの電力需給評価モデルの出力例（上図：電力量、下図：調整力）
 注) EV：電気自動車、HP：ヒートポンプ式給湯機。
 太陽光・風力は、出力抑制が行われる前の出力・調整力必要量と、抑制後の減少量を分けて示している。

表 2-47 発電電力量構成

	原子力	水力	石炭	ガス	石油	風力	太陽光	その他
計算結果	20%	5%	30%	37%	0%	1%	6%	0%
長期エネルギー 需給見通し (2015)	22～ 20%	9%	26%	27%	3%	1.7%	7.0%	5%

2.3.3 デマンドレスポンスに関する分析

(1) 主要な想定

2030 年を想定し、デマンドレスポンスを中心とした電力需給の対策オプションの役割について評価を行った。

評価における主要な想定を表 2-48 に示す。対象年や再生可能エネルギーの導入量、CO2 単価の想定は、表 2-46 に示したものと同一である。

デマンドレスポンスへの家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の参加率を、0%（デマンドレスポンスなし）、30%、100%と変化させており、これらの結果を比較することで、

デマンドレスポンスによる影響を分析した。

また再生可能エネルギーの出力抑制については、上述したとおり、基本は社会費用は生じないと置くが、出力抑制が受け入れられにくい状態を反映して、1kWh 抑制あたり仮に 30 円の費用が発生するケースについても計算を行った。

なお、系統側対策である、従来電源による調整や揚水発電の活用、広域連系線運用、いずれも考慮しており、これらや再生可能エネルギーの出力抑制、デマンドレスポンスの組み合わせの中から、最も社会費用が小さくなる対策が選択される。需要側エネルギー貯蔵については、今回はデマンドレスポンスに着目したため、導入を考慮していない。

表 2-48 デマンドレスポンスに関する分析における想定

再生可能エネルギー 導入見込量	「長期エネルギー需給見通し」より、太陽光 64GW、風力 10GW 2015 年 10 月現在の設備認定量で地域へ配分
CO2 単価	\$40/tCO2
出力抑制による費用	なし/30 円/kWh
デマンドレスポンス	家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の 0%/30%/100%が参加
需要側エネルギー貯蔵	なし

(2) 結果

1) デマンドレスポンスの導入による効果

デマンドレスポンスの対策が全くとられない場合（参加率 0%）を基準として、再生可能エネルギーの出力抑制率、CO2 排出量、燃料費の差を表 2-49 に示す。再生可能エネルギーの出力抑制率はいずれもほぼ変化がなかったが、その中でも、デマンドレスポンスへの参加率が高いほど、CO2 排出量や燃料費が小さくなる結果となった。

出力抑制が受け入れられにくい状態を反映して 1kWh 抑制あたり仮に 30 円の費用が発生するとした場合の、同様の比較を表 2-50 に示す。ここでは、デマンドレスポンスの参加率が高いほど、再生可能エネルギーの出力抑制率、CO2 排出量や燃料費が小さくなる結果となった。なお、出力抑制の社会費用を勘案しない表 2-49 と比較すると、燃料費の絶対額は大きくなる。

デマンドレスポンスへの参加率が高いほど燃料費が小さくなるのは、電力供給側から望ましい形で需要を発生させることで、火力発電の起動停止や部分負荷運転といった発電効率が低下する運転が回避できたためである。CO2 排出量は、今回の試算ではデマンドレスポンスへの参加率が高いほど小さくなるという結果になったが、条件が異なれば需要の平準化による石炭火力稼働率の増加につながる場合もあると考えられ、別途適切な CO2 排出抑制施策が必要である。

表 2-49 デマンドレスポンスに関する分析結果（出力抑制による費用なし）

デマンドレスポンス参加率	再生可能エネルギーの出力抑制率	CO2 排出量の差	燃料費の差
0%	11.5%	—	—
30%	11.5%	−39 万 tCO2	−140 億円
100%	11.5%	−51 万 tCO2	−206 億円

注) 再生可能エネルギーの出力抑制率：電力系統における制約がなければ発電していたであろう年間の電力量に対する、電力系統における制約のために抑制された年間電力量の比率。

表 2-50 デマンドレスポンスに関する分析結果（出力抑制による費用 30 円/kWh）

デマンドレスポンス参加率	再生可能エネルギーの出力抑制率	CO2 排出量の差	燃料費の差
0%	4.5%	—	—
30%	4.4%	−36 万 tCO2	−139 億円
100%	4.4%	−51 万 tCO2	−202 億円

注) 同上

2) デマンドレスポンスの活用状況

出力抑制による費用が生じず、またデマンドレスポンスの参加率を 30%としたケースについて、デマンドレスポンスの活用状況の詳細を見た。

図 2-69、図 2-70 にはそれぞれ、デマンドレスポンス対象となった家庭用ヒートポンプ式給湯機、電気自動車の負荷の発生状況（全国）を、月別に示す。

デマンドレスポンスに参加していない 70%の機器は、想定した負荷の基本パターン（図 2-66、図 2-67 参照）に従って深夜時間帯に負荷を発生させるが、デマンドレスポンスに参加する機器も、一部はこれらを補完するように、真夜中 0 時付近や早朝 5 時ごろに稼働していた。また、太陽光発電の出力を吸収するために、日中への稼働シフトも生じているが、正午付近の時刻は、需要自体の増加や再生可能エネルギーの出力抑制もあるために、これらの機器も稼働していなかった。ヒートポンプ式給湯機は、電気自動車の接続率が低い朝や昼間の時間帯に活用され、電気自動車は、ヒートポンプ式給湯機が利用中である夕方や夜間に活用されていた。季節によって再生可能エネルギー発電の出力や負荷の形状が異なるため、デマンドレスポンス対象機器の稼働にも違いが見られた。

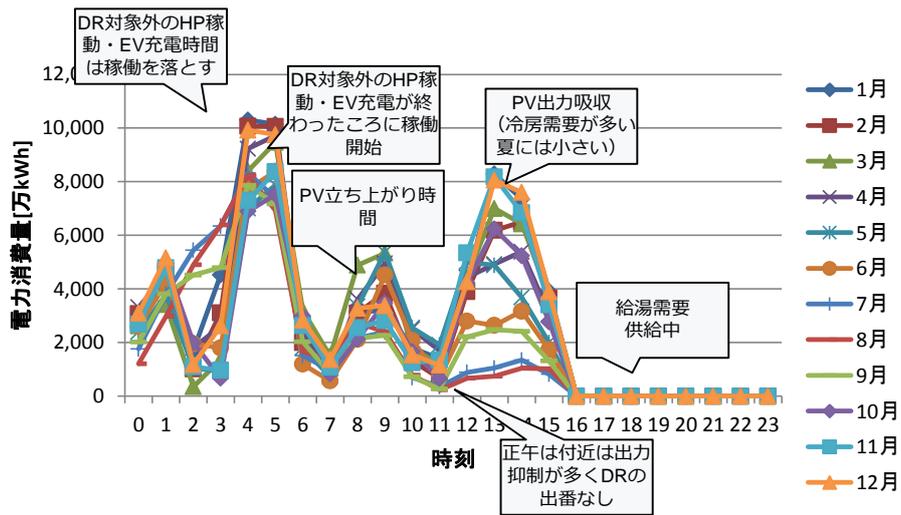


図 2-69 デマンドレスポンス参加の家庭用ヒートポンプ式給湯機の負荷

注) DR : デマンドレスポンス、EV : 電気自動車、HP : ヒートポンプ式給湯機。

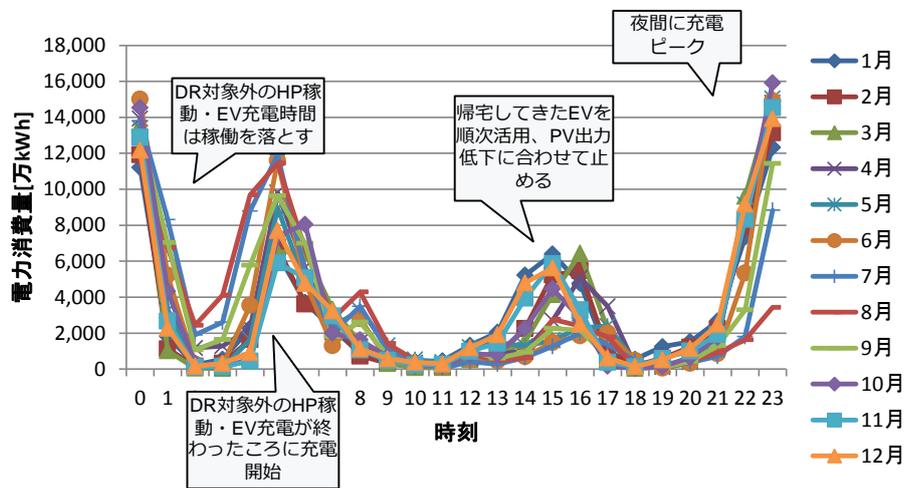


図 2-70 デマンドレスポンス参加の電気自動車の負荷

注) 同上

図 2-71 には、1 月と 5 月について、時刻別の家庭用ヒートポンプ式給湯機・電気自動車の需要と、その他の電力需要から太陽光発電・風力発電出力を差し引いた需要（ダックカーブに相当するもの）を示す。想定した家庭用ヒートポンプ式給湯機・電気自動車の導入量は、年間の電力需要約 1 兆 kWh に対して、表 2-45 に示したように 600 億 kWh 弱であるため、その 30% のデマンドレスポンスでは負荷形状に大きな影響を与えるものではない。

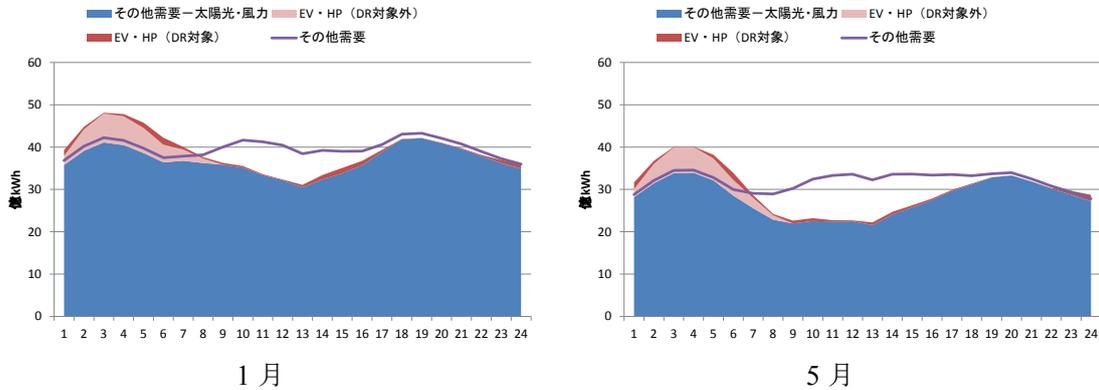


図 2-71 一般の需要とデマンドレスポンス対象機器の需要

注) 同上

2.3.4 定量評価における今後の課題

本項では、電力需給対策オプションの役割について、電力システムの物理的側面からの評価を行うための、計算機モデル（「電力需給評価モデル」）を構築した。また、将来を対象にシミュレーションを実施し、デマンドレスポンスに着目した分析を行った。

本モデルの構造については概ね挙動の確認を行ったが、用いている様々なデータについては精査の余地がある。本文中で述べたことも含め、以下に列挙する。

- ・ データの精査
 - 電力需要
 - ◇ 自家消費分、一般電気事業者供給分以外の考慮
 - ◇ 将来の需要の想定方法
 - 再生可能エネルギー
 - ◇ 実測データに基づく出力の設定
 - ◇ 出力抑制の特性の考慮
 - ◇ 太陽光発電・風力発電以外の設定
 - ◇ 太陽光発電、風力発電の変動特性に基づく必要な調整力の再検討
 - その他設備
 - ◇ 最新の新設計画、原子力発電の再稼働状況等の反映
 - ◇ 火力発電、揚水発電のユニット模擬
 - ◇ 水力発電の模擬
 - 系統側対策
 - ◇ 火力発電の部分負荷効率、起動コストの設定値の精査
 - ◇ 連系線制約の見直し

- 需要側対策
 - ◇ デマンドレスポンス対象機器の動作の精査
 - ◇ 需要側エネルギー貯蔵の考慮
- モデル挙動の確認・比較
 - 他の分析結果・研究事例等との比較
 - 結果に大きな影響を与えない要素の省略、計算時間の短縮

2.4 まとめと今後の課題

2.4.1 まとめ

再生可能エネルギー大量導入時に必要となる対策オプションを俯瞰的に整理し、ベースオプションと補償オプションに分類した。ベースオプション（出力予測、広域運用）は再エネ対応としての調整力の絶対量低減に寄与するものである。補償オプションは、ベースオプションによる対策を講じてもお生じる需給インバランスを補償する技術であるが、ベースオプションが有効に機能しないケース（予測が外れる、連系線が十分に利用できない等）では、設備投資の不要なデマンドレスポンス等の需要側リソースの活用が、社会費用の削減に資する可能性があると考えられた。ただし、需要側対策を有効なオプションとして捉えるには、様々な課題が想定されるため、デマンドレスポンスの電力市場統合が進んでいる米国の情報収集を行った。

米国ではピークカット目的のデマンドレスポンスを行っている事例が多いが、予備力や周波数制御を目的としたデマンドレスポンスが存在し、実ビジネスとして成立している。デマンドレスポンス（特に Auto DR）は、将来の再生可能エネルギー大量導入時の需給対策として機能しうる可能性が高いと考えられた。ただし、デマンドレスポンスを再生可能エネルギー対策として有効に機能させるためには、需要の柔軟性を高める市場設計、デマンドレスポンスの経済価値評価が必要であり、また、実証試験等を通じて、デマンドレスポンスの技術的信頼性及び需要家からの信用性を検証する必要がある。

デマンドレスポンスを含む補償オプションが果たしうる役割を、電力需給評価モデルにより定量評価を行った。社会的費用最小化のもとでは、需要側対策として、家庭のヒートポンプ式給湯機や電気自動車を活用される結果となった。また、同じ再生可能エネルギーの出力抑制率の中で、デマンドレスポンス対象の需要が増加すると、燃料費や CO2 排出量の低減に繋がる可能性が確認された。

2.4.2 今後の課題

(1) ベースオプションの重要性

今回ベースオプションとして整理した、出力予測の精度向上、広域運用による調整力融通について、海外を含めた動向を調査する必要がある。また、電力需給評価モデルによる評価において、これらのベースオプションの効果の反映、定量化が可能か検討する必要がある。

(2) 補償オプションにおけるデマンドレスポンスの位置づけ

デマンドレスポンスによる需要側リソースの活用により、社会費用が低減できる可能性が示唆されたが、今後、デマンドレスポンスによる需要シフトポテンシャルをより詳細に把握する必要がある。このとき、デマンドレスポンスに対する需要家の受容性・信用性、緊急時における対応の信頼性についても検討する必要がある。また、電力需給評価モデルへ反映し、評価を行う必要がある。

(3) デマンドレスポンスの有効性と必要な条件

再生可能エネルギー大量導入時のデマンドレスポンスが有効である場合には、その実現に向けて、需要家の効用を下げない範囲の特定や、機器の自動制御の有効性の確認のため、家庭を対象とした実証等を通じた検討が必要である。なお、大口の場合は需給調整契約の活用がオプションの1つとなると考えられる。

引き続き国内外の情報を調査し、デマンドレスポンスの電力市場への統合に関して、今後の我が国における展開に向けた検討を行う必要がある。