

インターテックリサーチ レポート
No.30 2014.02

米国における DR 普及施策調査報告書

1. 米国における DR 利用状況概観.....	1
1.1 米国における DR 負荷削減可能量の経年変化.....	1
1.2 米国における DR 種別ごとの DR 利用状況	2
1.3 系統運用機関別の DR 利用状況.....	6
1.4 系統運用機関別の DR 利用状況.....	8
2. DR に関連する FERC の制度設計と RTO/ISO の運用変更.....	10
2.1 DR 普及に関連する FERC の制度設計.....	10
2.2 DR 普及に関連した FERC の制度設計変更	11
2.3 DR 普及に関連する RTO/ISO の運用変更	14
3. DR 普及に関連する制度設計・運用と DR 利用実績	16
3.1 FERC Order No.745 と PJM の容量市場における DR 利用実績	16
3.2 FERC Order No.755 と PJM のアンシラリー市場における Frequency Regulation 価格...	17
参考資料	18

Ver1.0 2014.02

チーフリサーチャー:新谷 隆之
インターテックリサーチ株式会社
〒261-0001

千葉県美浜区幸町 1-1-1-1419
TEL/FAX: 043-246-0340

E-mail: takayuki.shintani@itrco.jp

URL: <http://www.itrco.jp>

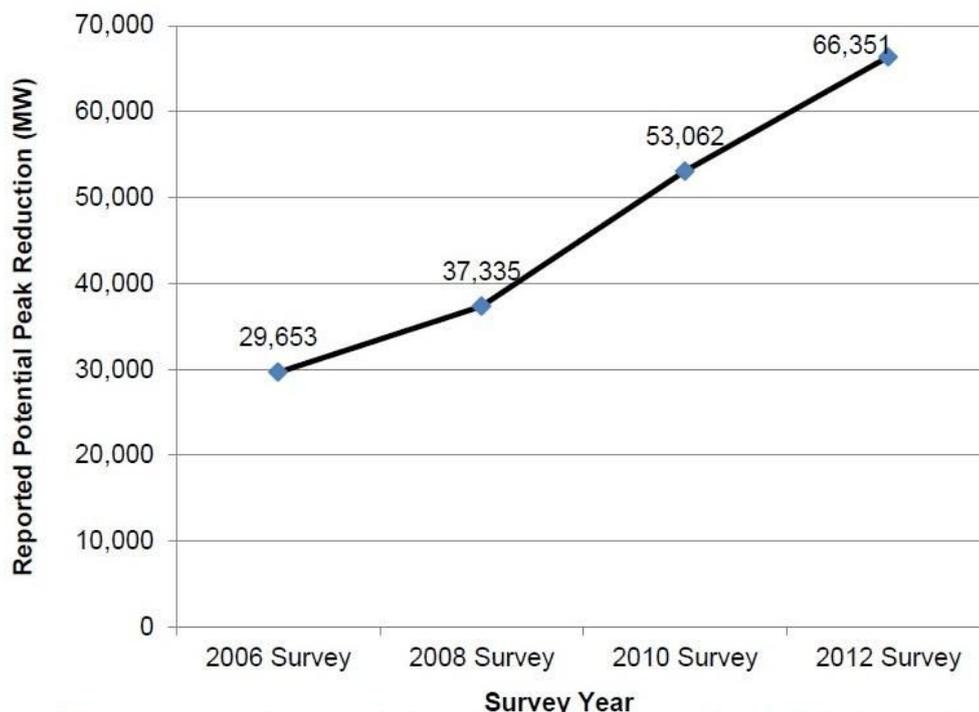
Blog: <http://www.itrco.jp/wordpress>

1. 米国における DR 利用状況概観

本報告では、米国における DR の普及とそれに関連する米国エネルギー規制委員会(FERC)による制度設計、ならびに系統運用者(RTO/ISO)の運用に関して調査した内容を報告する。

1.1 米国における DR 負荷削減可能量の経年変化

FERC では 2006 年以來、2 年ごとに大々的に DR&AM の利用状況の調査を行ってきたが、下図は、2012 年版 DR&AM 評価報告書に掲載された、米国全体で利用されている DR によるピーク負荷削減可能量の推移を示したものである。



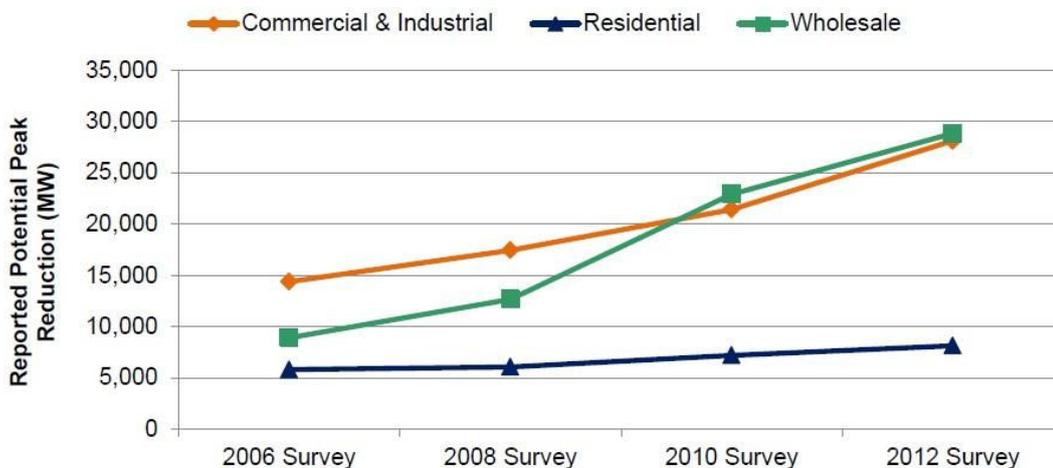
Total reported potential peak reduction in the 2006 through 2012 FERC Surveys

図.1 米国における DR 利用状況(DR によるピーク負荷削減可能量)の推移

この図より、米国大で見ると、DR による負荷削減可能量は順調に増加している(2010 年から 2012 年の 2 年間で 10000MW 以上伸びている)ことがわかる。

※地域別に DR 利用状況に温度差があるかどうかは、以下で観察する。

米国では、DR 資源提供者として、①商工業需要家(C&I)、②一般家庭(Residential)、③市場調達(Wholesale)の 3 つがあるが、図.2は、その DR 資源提供者別に DR による負荷削減可能量の推移を調査したものである。



Reported potential peak reduction by customer class in 2006, 2008, 2010 and 2012

図.2 DR 資源調達先別の DR 利用状況 (DR によるピーク負荷削減可能量) の推移

2012 年調査では Wholesale がトップ (28807MW) で、C&I (28088MW) が僅差で続いている。一方、一般家庭へのスマートメーターの普及は進んでいるはずだが、Residential からの DR 資源調達は、Wholesale や C&I と比べると低調である。

※ 2010 年 (7189MW) と 2012 年 (8134MW) で 13% の伸びを示しており、決して伸び悩んでいるという訳ではなく、C&I や Wholesale の DR が驚異的に伸びていると見た方が良い。

1.2 米国における DR 種別ごとの DR 利用状況

次に DR 種別での米国における DR 利用状況を整理する。

下図は、2012 年版 DR&AM 評価報告書に掲載された 2011 年時点での DR 利用状況 (詳しくは、DR によるピーク負荷削減可能量) を示したものである。

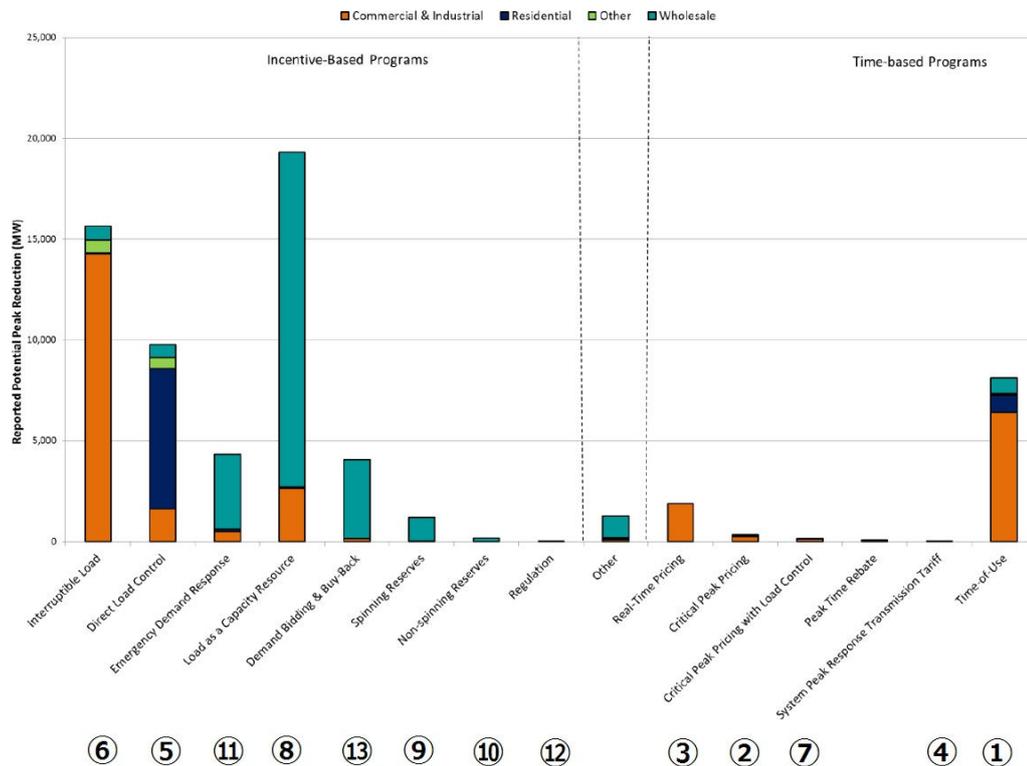


図.3 米国における DR 種別のピーク削減可能量比較

図の下部に示した①～⑫の番号は、DR 種別の解説番号で、以下にその概要を示す。

① 時間帯別料金 (Time-of-Use Rate: TOU)

TOU は、DSM としてすでに使われていた料金メニューである。時間帯ごとに従量料金が変わるため、定性的にシステムの需給逼迫が予想されるピーク時間帯に価格が高くなるような料金設定を行うことによってピーク需要の削減を促し、電力供給の効率を高めることができる。季節によってピーク料金設定が異なることもあるが、基本的には、時間帯ごとで考えると固定料金である点が、他の電気料金ベースの需給調整メカニズムと異なる。

ピーク需要時間帯の料金を高く設定してピーク削除のために用いられるだけでなく、電気自動車 (EV) の充電料金制度として、通常電力需要の低い夜間の電気料金を更に安くして、EV 充電の時間を夜間の時間帯に誘導するような使われ方もある。

② 緊急ピーク時課金 (Critical Peak Price: CPP)

TOU に対して CPP は、翌日特に需給が逼迫しそうな場合、前日のうちに「ピーク時間帯に電気を使うと通常のピーク料金よりも更に高い価格設定が適用されること」を需要家に通告し、需要抑制を促すものである。電力会社は、年間数十時間程度の緊急ピークに対応するためだけのピーク電源の確保に向けて、膨大な設備投資をしているので、確実にピーク需要を削

減することができれば、設備投資の抑制に大きな効果があると期待されている。

③ リアルタイム料金 (Real-Time Price: RTP)

電気料金の発電費用の部分を卸電力市場価格などと連動させ、1 時間ごとあるいは 30 分ごとなど時間区分別の電気料金が日々異なる料金メニューが、RTP である。現在は、当日・当該時間(本当の意味のリアルタイム)の卸電力市場価格ではなく、前日の卸電力市場価格や、リアルタイム市場(電力需給調整市場)の前日予測値が用いられている。したがって、翌日 24 時間の各時間帯の電力価格をあらかじめ把握できるが、時間区分ごとに細かく電力価格が異なり、更に日々料金変動するため、需要家が電気代を節約するにはそれなりの努力が必要である。

④ 送電混雑対応型託送料金 (System Peak Response Transmission Tariff)

系統全体を見ると電力需要の過不足がなくとも、特定の送電系統部分で冗長性がなく部分的に需給逼迫が発生しそうな場合、当該送電網に所属する需要家向けの時間帯電力料金を高く設定することで、送電混雑の解消を狙う託送料金メニューである。

⑤ 直接負荷制御 (Direct Load Control: DLC)

DLC は、電力会社が家庭用や業務用の DSM として提供してきたもので、契約に基づき、ピーク需要時に電力会社側からの遠隔操作でエアコン、給湯器やプールのポンプの運転を遮断もしくはサイクル制御して、需要を削減する代わりに、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される契約である。日本でも、瞬時調整契約という名称で同様の需給調整契約を持つ電力会社が存在する。

⑥ 遮断可能負荷 (Interruptible Load: IL)

主に業務用および産業用の DSM として電力会社が提供してきたもので、DLC ほど瞬時性は求められないが、電力会社の要請に基づいてあらかじめ契約した通りに負荷遮断を行う代わりに、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される契約である。日本でも、随時調整契約という名称で同様の需給調整契約を持つ電力会社が存在する。

⑦ 直接負荷制御を伴う CPP 料金 (Critical Peak Pricing with Control)

CPP と DLC を組み合わせた DR プログラムで、需要家は CPP として提示された価格を見て直接負荷制御を許すかどうか判断できる。

⑧ 負荷削減による容量確保 (Load as a Capacity Resource: Capacity)

業務用および産業用の契約で、系統内の事故などに対応して即座に負荷削減可能な量を入力しておく。業務用および産業用の大口顧客で、電力会社や系統運用機関からの指示があ

れば即座に負荷削減できる場合、この契約を結ぶことによって、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される。

⑨ 瞬時予備力 (Spinning Reserves: SR)

本来は、電力会社や系統運用機関が発電会社と締結する契約で、系統内の電源が停止するなどに対応して即座に出力を増加させるためのもの。業務用および産業用の大口顧客で、電力会社や系統運用機関からの指示があれば即座に負荷を削減できる場合、この契約を結ぶことによって、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される。

⑩ 待機予備力 (Non-Spinning Reserves: NSR)

これも、本来は電力会社や系統運用機関が発電会社と締結する契約である。業務用および産業用の大口顧客で、電力会社や系統運用機関からの指示があれば数分間で負荷を削減できる場合、この契約を結ぶことによって、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される。

⑪ 緊急時応答 (Emergency Demand Response: EmDR)

業務用および産業用の契約で、系統内の事故などに対応して即座に出力を増減させるためのもの。業務用および産業用の大口顧客で、緊急事態発生に伴って電力会社や系統運用機関からの指示があれば即座に負荷調整できる場合、この契約を結ぶことによって、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される。

⑫ 周波数調整力 (Frequency Regulation: Reg)

これも、本来は電力会社や系統運用機関が発電会社と締結する契約である。業務用および産業用の大口顧客で、電力会社や系統運用機関からの指示があれば周波数調整電源と同等のスピードで負荷を調整できる場合、この契約を結ぶことによって、電力会社に協力した度合いに応じたインセンティブが付与される。

⑬ 需要入札・買戻し (Demand Bidding and Buyback: DBB)

需要家側が当初使用を予定した電力量のうち、需要削減に応じても良い電力量を入札しておき、電力会社や系統運用機関側が必要に応じて買い戻すものである。

図.3 は、現在系統運用機関が実運用している個々の DR プログラムについて、彼らが把握している負荷削減可能量を、FERC が①～⑬の DR プログラム分類に当てはめ集計した結果となっている。

グラフ右側には時間帯別の電気料金制を導入して、電気を使う時間帯を料金単価の安い時間帯に誘導しようとする DR プログラム (Time-based Programs) が、左側には DR プログラムに参加

することで何らかのインセンティブが得られる DR プログラム (Incentive-based Programs) が並べられており、この図から、米国における DR 利用状況について以下のことが分かる：

- まず、DR という CPP や RTP が有名だが、負荷削減可能量で考えると、これらの DR プログラムのピーク負荷削減可能量は意外と少ない。それよりは、単純な TOU の方が何十倍も負荷削減可能量が多くなっている。
※ 具体的に数値で比較すると、TOU の合計 8141MW に対して CPP の合計は 321MW、RTP の合計は 1874MW なので、TOU は CPP の 25 倍、RTP の 4 倍以上となっている。
- また、以下の上位 4 種類の DR プログラムで全体のピーク削減可能量の 8 割以上となっていることがわかる。
 - ⑧ Capacity が全体の 29%
 - ⑥ IL が 24%
 - ⑤ DLC が 15%
 - ① TOU が 12%

1.3 系統運用機関別の DR 利用状況

米国では地域によって電力自由化の進展度合いに違いがあり、いわゆる電力会社（発電事業者、小売事業者など）と独立した系統運用機関（詳しくは、ISO: Independent System Operator と RTO: Regional Transmission Operator がある）は、下図の通り北米で 10 の機関がある。

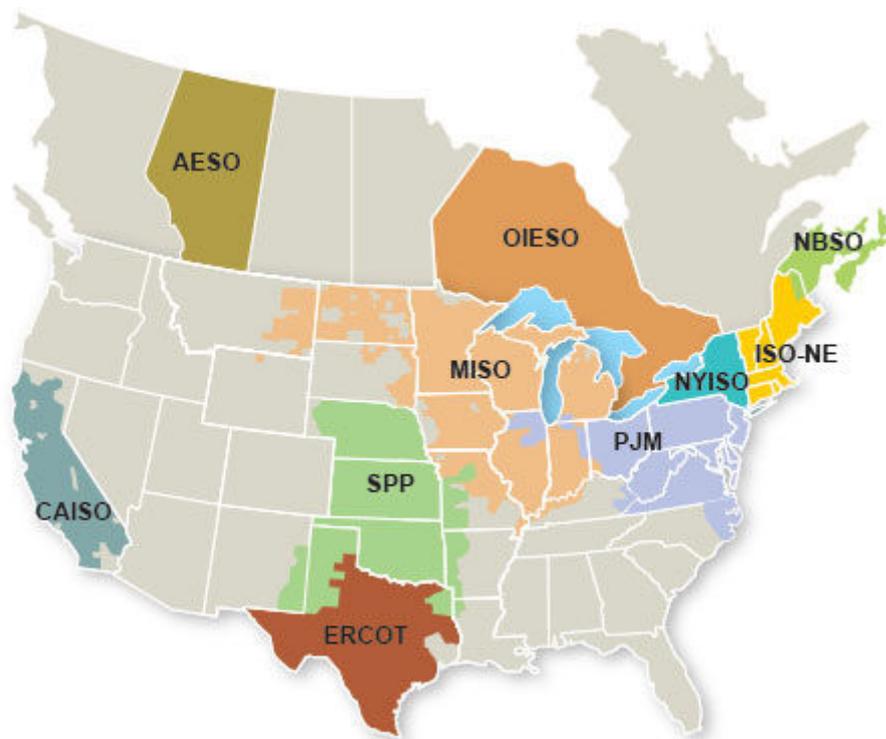
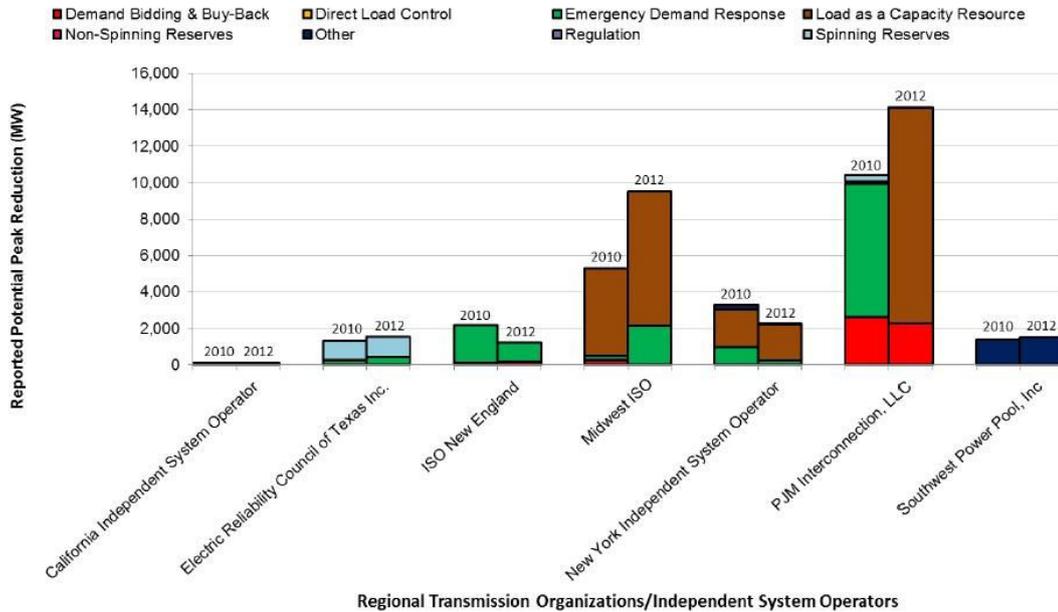


図.4 北米の系統運用機関(RTO/ISO)出所: AEP 「RTOs and ISOs」

下図は、このうち米国内の系統運用機関 7 機関の DR 利用状況を DR による負荷削減可能量で示したものである。



Note: This figure does not adjust for double-counting.

Reported potential peak reduction by Independent System Operators and Regional Transmission Operators in 2010 and 2012

図.5 系統運用機関別、DR 種別のピーク削減可能量比較

以下、図.5に見られる系統運用機関別 DR 利用状況の傾向を整理する：

- 系統運用機関ごとに色があり(採用している DR 種別が違う)、全米共通のトレンドを見出すことはできないが、複数の系統運用機関で使われている主な DR プログラムは茶色 (Capacity)と緑(緊急 DR)ということがいえる。
- 基本的には DR による負荷削減可能量は増加傾向にあるが、ニューイングランドおよびニューヨークの ISO では DR による負荷削減可能量が減少している。ここでもグラフの色に注目すると、2 年の間に緑(緊急 DR)が、ISO-NE では半分(2,092MW→1,029MW)、NYISO では約 1/4(972MW→197MW)になっている。しかし、MISO では、2012 年の緊急 DR の契約が 2010 年の 9 倍(230MW→2,149MW)に増えており、緊急 DR がなくなる方向にあるということでもなさそうである。
- PJM では、緊急 DR が消滅(7,295MW→0)し、逆に Capacity が急増(0→11,821MW)している。これは、2012 年版 DR&AM 評価報告書作成のための調査当時、PJM が緊急 DR 資源

提供者を DR の容量市場へ誘導した結果ではないかと思われる。

- また、アンシラリー市場での DR 資源利用という観点で図.5を見ると、
 - 待機予備力 (Non-Spinning Reserves) への適用が 2010 年度は PJM の 118MW のみであったのに対して、2012 年度は CAISO: 120MW が増えているが、PJM は逆に 54MW と半減
 - 瞬動予備力 (Spinning Reserves) に関しては、ERCOT が微増 (1,062MW→1,150MW) しているのに対して、PJM では消滅 (406MW→0)
 - PJM の予備力への DR 資源提供量を合計すると、1/10 (524MW→54MW) に激減している

ここから想像すると、PJM での予備力提供者に対するインセンティブが低すぎて、DR 資源提供者が容量市場への DR 資源提供に鞍替えしたことが考えられる

- 周波数調整 (Regulation) への DR 資源適用は、ERCOT で消滅 (10MW→0) した結果、2012 年度の報告書ではどの系統運用機関でも 0 となっている。

※ このグラフは、あくまでもピーク削減可能量の MW 値での比較を行っているが、ピーク削減型 DR ⇒ 緊急 DR、予備力、Capacity ⇒ 周波数調整・需給バランスの順に DR 資源が適用される時間が長くなるので、これらのタイプの異なる DR プログラムの利用状況を単に MW 値で比較するべきではない。

1.4 系統運用機関別の DR 利用状況

北米では、系統信頼度の安全基準は NERC (北米電力信頼性協議会) に所属する地域信頼度協議会が規定している。以下に、北米の 3 つの同期系統と、NERC に所属する地域信頼度協議会の分布を示す。

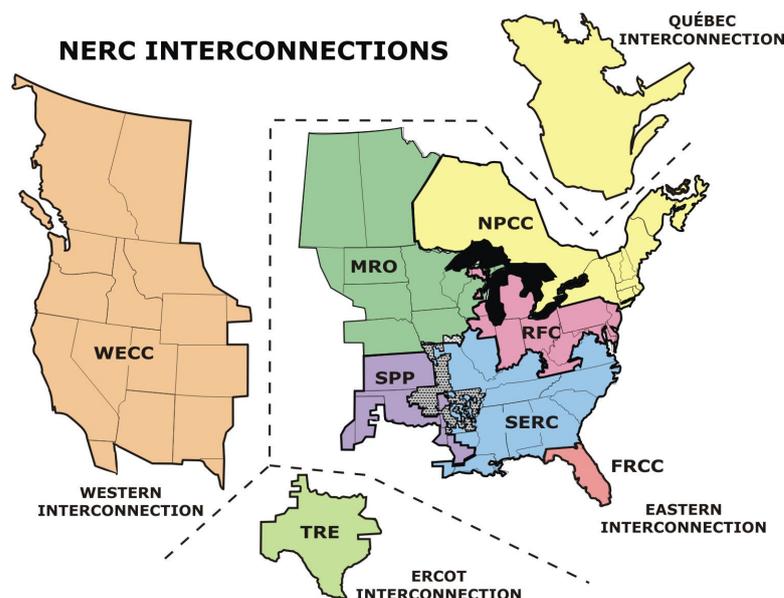
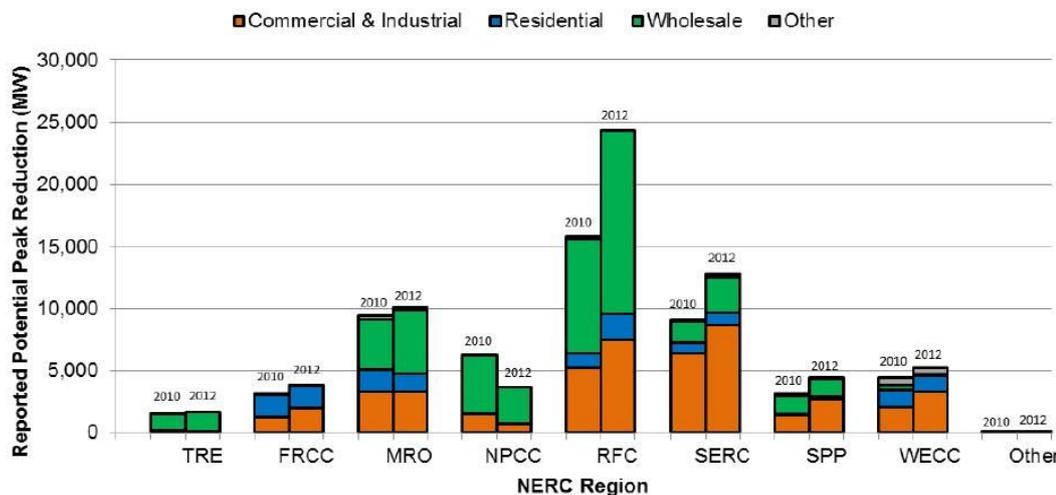


図.6 北米の同期系統と NERC 下部機関 出所: ERCOT ホームページ 「NERC Interconnection」

図.7は、この NERC 下部機関の地域別、DR 資源調達者別の DR 利用状況を調査したものである。



Reported potential peak reduction by region and customer class for the 2010 and 2012 FERC Surveys

図.7 NERC 地域別、DR 資源調達先別の DR 利用状況比較

この FERC の DR&AM 調査報告書では、上記のグラフに対して以下の説明を加えている。

- 米国のほぼすべての地域で、2010 年から 2012 年の間に、DR による負荷削減可能量を増加させた。Reliability First Council (RFC) 地域の 2012 年 DR 負荷削減可能量が 24,381 MW と最大で、2010 年から 8,517 MW 増えている。この DR 負荷削減可能量増加の主要因は、PJM の容量市場への取引増加によるものである。
- SERC Reliability Corporation (SERC) 地域の DR 負荷削減可能量は 2 番目に大きく 12,809MW で、3,655MW (2010 年から 40%) の増加となっている。RFC および SERC 地域だけで全米の 2012 年の DR 負荷削減可能量の 55% 以上を占めている。
- 一方、Northeast Power Coordinating Council (NPCC) 地域では、2010 年から 2012 年の間に DR 負荷削減可能量が 40% 減少した。その主要因は、ニューヨーク州内の大口需要家からの DR 資源提供の減少によるものである。

これ以外にも、西部系統 (WECC) では、信頼性基準として、DR 資源の瞬動予備力市場を認めていないなど、地域による制度設計の差異も、DR 利用状況の差につながっている。

以上、米国における 2011 年までの DR 利用状況を概観した。

2. DR に関連する FERC の制度設計と RTO/ISO の運用変更

2.1 DR 普及に関連する FERC の制度設計

以下に、米国での DR 普及に関連した FERC オーダーの概要を示す。

- **FERC Order No. 676:** 北米エネルギー標準委員会 (NAESB) が、大口需要家対象に使われ出した様々な DR プログラムを分類・分析して、DR の M&V (計測と検証) に関係する実務規格の開発・研究を進め、2009 年 3 月、WEQ-015: DR に関する M&V の業界標準として制定したものを、FERC では 2010 年 4 月に Order No.676-F として交付しているが、2012 年に NAESB が WEQ-015 の内容を改正したため、それを追認する形で、2013 年 2 月 Order No.676-G を公布している。
- **FERC Order No.693:** 2007 年 3 月、FERC は北米電力信頼性協議会 (NERC) が定めた信頼性基準 83 項目を米国内で法的拘束力のある基準として承認したことを、この Order で公示。その際、DR 資源に対しても相応の信頼性基準確立の必要性を認識し、NERC に今後の改定を要請している。
- **FERC Order No. 719:** 2008 年 10 月、①DR を公正な電力卸売価格の形成と系統運用の信頼性確保に不可欠であるという認識のもと、アンシラリーサービス市場の一部に、電源と対等な立場で DR 資源の入札が認められるべきである。②DR 資源を提供するために電力小売り事業者が一日前市場で調達した電力量より使用電力量を控えることに対してペナルティを課すべきではない。③通常運用ではネガワット取引を禁止している場合も、運用予備力が不足している期間は、卸売取引価格の暴騰を阻止するため、ネガワット取引導入により市場価格安定化を図るような市場取引ルールを検討すべきである一等をこの Order で要請している。
- **FERC Order No.745:** 2011 年 3 月、FERC は、卸売電力市場において需給バランスに貢献でき、電源と比べてもコスト対効果で遜色がない DR 資源が一日前市場およびリアルタイム市場に参加する場合、(電源と対等な) 地点別限界価格 (Locational Marginal Price: LMP) を支払うよう、この Order で勧告している。
- **FERC Order No.755:** 2011 年 10 月、FERC はこの Order で、アンシラリー市場を運用する ISO/RTO に、周波数調整力を提供する調整電源 (resource) への対価が公正かつ妥当であることを保証するため、①設備容量あたりの固定価格 (capacity payment) と ②パフォーマンスに応じた価格 (performance payment) という二段階式価格制度の導入を義務付けている。一般に、DR 資源の方が通常の発電機に比べて Regulation シグナルに対してすばやく応答できるため、DR 資源の周波数調整力市場参入を促す内容となっている。
- **FERC Order No.890:** 2007 年 2 月、FERC はこの Order で、オープンアクセス送電料金 (Open Access Transmission Tariff: OATT) の規定を改定し、送電サービスプロバイダは、送電計画策定時に DR も考慮し、できればアンシラリーサービス調達にも、通常電源と同等に DR を利用するよう勧告している。

- **FERC Order No.1000**: 2011 年 7 月、FERC Order No.890 の内容を再確認し、送電計画策定において、送電と、DR の実施により送電量を打ち消すような非送電を対等に扱うよう、この Order で要求している。

2.2 DR 普及に関連した FERC の制度設計変更

以下に、DR 普及に関連して FERC が実施してきた制度設計変更の概要を示す。

■ 2007 年

FERC は、以下の ISO/RTO に対して、DR 関連の認可／勧告を行っている。

- **CAISO MRTU Order**: カリフォルニア州の系統運用機関である California ISO が運営している一日前市場、リアルタイム市場およびアンシラリー市場に DR 機能が提供できる大口需要家を参加させるよう、市場の再設計と技術革新 (Market Redesign and Technology Upgrade: MRTU) に関する勧告を実施
- **ISO-NE FCM**: ニューイングランド地域の系統運用機関である ISO New England に対して、先渡容量市場 (Forward Capacity Market: FCM) 取引において DR 資源が電源と対等に競争できる清算方式を認可
- **PJM RPM**: 米国北東部地域の系統運用機関である PJM が新たに導入した、系統の信頼性を維持するための価格モデル (Reliability Pricing Model: RPM) に基づいたオークションに DR 資源も参加可能なことを確認し、参加に当たっての阻害要因となるようなものがないか検討するよう指示

■ 2008 年

2008 年 10 月 17 日、FERC は卸売電力市場に関する最終規則 (**FERC Order No.719**: Final Rule on “Wholesale Competition in Regions with Organized Electric Markets”) を公布した。また、個々の ISO/RTO に向けても DR に関連して FERC はいろいろ注文を付けている:

- **MISO**: 従来卸売電力市場しか運営していなかった中西部の系統運用機関である Midwest ISO に対して、DR の参加を含めて一日前およびリアルタイムのアンシラリーサービス市場の立ち上げを認可
- **NYISO**: リアルタイムに電力使用量を計測でき、発電設備に求められていた指令への応答特性や技術仕様と同等の機能を有する DR 資源についてアンシラリーサービス市場 (予備力市場及び周波数調整市場) への参入を許可するという、ニューヨーク州の系統運用機関である NY-ISO の申請を条件付きで認可
- **PJM および ISO-NE**: これらの卸売市場に参加が許されている DR プログラムを悪用して、DR 資源提供者が不当な利益を上げる可能性があることに対して懸念を表明

■ 2009 年

2009 年 7 月 16 日、FERC はスマートグリッドに関連する装置やシステムの開発に優先順位をつけ、スマートグリッド技術への投資を促進するため、スマートグリッドに関する政策大綱

(Final Smart Grid Policy)をまとめ、発表している。

その中で、FERC は出力変動の大きな再生可能エネルギーが今後大量に系統連携されることが予見され、系統の信頼性を保持する上で DR が重要であることを強調。系統運用者と DR 資源間のコミュニケーションに関して、相互運用性を担保するための標準規格の開発が重要であり、DR、特に Dispatchable (制御可能) な DR や (CPP のような) ダイナミック価格を利用した DR のユースケース、シナリオの開発に取り組むべきだとしている。

FERC Order No.719 に関連しては、2009 年 7 月および 12 月 No.719-A および 719-B を発行し、ISO/RTO が運営する卸売電力市場への参加条件に関する補足を行っている。具体的には以下のとおりである：

- 州法あるいは州の公益事業委員会で禁止されているのでなければ、ISO/RTO は、前年度 400 万 MWh より以上電力供給を行った電力供給関連会社が、一般家庭の需要を集約して提供するネガワットの入札を許可しなければならない
- 州法あるいは州の公益事業委員会で許可されているのでなければ、ISO/RTO は、前年度 400 万 MWh 以下しか電力供給を行っていない電力供給関連会社が、一般家庭の需要を集約して提供するネガワットの入札を許可してはならない

この他、3 月には CAISO の Participating Load Program という新たな DR プログラムの実施を認可。7 月には、米国南西部地域の系統運用機関である SPP (Southwest Power Pool) の、リアルタイム需給バランス市場での DR 資源利用を許可している。

■ 2010 年

EISA2007 のセクション 529 は、FERC に対して「米国内で実施されている DR の評価レポート完成後 1 年以内に DR に関する行動計画を作成せよ：Within one year after the completion of the report FERC shall develop a National Action Plan」というもう一つ「宿題」を与えていた。

そこで、The Brattle Group、GMMB、Customer Performance Group、Definitive Insights、Eastern Research Group の 5 社の協力を得て『National Action Plan on Demand Response』の報告書を作成、2010 年 6 月 17 日に公開している。

この他、RTO/ISO が運営する卸売電力市場間で DR プロバイダへの報酬格差があることに對して、

- 構造的な問題がないか、
- それが DR の進展を阻害していないか (発電事業者に比べて弱者の立場にある DR プロバイダに不利益を与えていないか) ?
- ISO/RTO は全時間帯にわたって、DR プロバイダが提供したネガワットに対して市場価格のフルレートで支払うべきではないか ?

に関して、2010 年 3 月 18 日にパブリックコメントをもとめる NOPR (Notice of Proposed Rulemaking) を発行。収集したコメントを元に 9 月 13 日に技術カンファレンスを開催して、この問題に関して議論した後、更なるパブリックコメントを募集している。

この他、FERC Order No.719 に準拠するように市場制度変更を行った ISO/RTO からの制度変更承認依頼に対して、内容を吟味し、承認／部分的拒否を実施している。

■ 2011 年

2011 年 3 月 15 日、FERC は ISO/RTO が運営する卸売電力市場において DR への報酬に関して定めた最終規則 FERC Order No.745 (Final Rule on Demand Response Compensation in Organized Wholesale Energy Markets) を公布。2011 年 7 月 21 日には、送電事業者並びに送電運用を実施している公益事業者に対して送電計画と原価配分に関する最終規則 FERC Order No.1000 (Final Rule on Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities) を公布している。

また、2011 年 10 月 20 日、FERC Order No.755 (FERC Final Rule on Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets) が公布されている。

その他、PJM が申請した Annual DR および Extended Summer DR という、どちらも、従来のピーク削減対策の範囲を超えた「新たな電源」としての DR 資源利用を目指した DR プログラムの実施を許可するなど、個々の ISO/RTO に関しても DR に関する対応を実施している。

■ 2012 年

2012 年 4 月 24 日、FERC は卸売市場における DR の実行結果の計測と検証に関するパブリックコメントを募集 (Standards for Business Practices and Communication Protocols for Public Utilities ~ A Proposed Rule by the Federal Energy Regulatory Commission on 04/24/2012) している。これは、NAESB の卸売電力市場担当部門 (Wholesale Electric Quadrant: WEQ) が作成した「デマンドレスポンスの計測と検証 (DR の M&V)」に係わる実務規格 (WEQ-015) を NAESB が改定したことに伴い、2010 年 4 月 15 日に旧版を FERC Order No.676-F として米国内標準に認定した関係上、NAESB の新ルールを追認するかどうかの手続きに従ったものである。集まったパブリックコメントは NAESB にフィードバックされ、6 月 15 日にコメントを反映したものがまず NAESB 内で業界標準として承認された。

この他に、公布済みの No.719、No.745 に準拠するように市場制度変更を行った RTO/ISO からの制度変更承認依頼に対して、内容を検討、承認／部分的拒否を実施している。

■ 2013 年

2013 年 2 月 21 日、卸売市場における DR の実行結果の計測と検証に関して NAESB が新たに定めた「デマンドレスポンスの計測と検証 (DR の M&V)」に係わる実務規格 (WEQ-015) を FERC Order No.676-G として公布している。

この他に、公布済みの No.745、No.1000 に準拠するように市場制度変更を行った RTO/ISO からの制度変更承認依頼に対して、内容を検討、承認／部分的拒否を実施している。

2.3 DR 普及に関連する RTO/ISO の運用変更

以下に、DR 普及に関連した、RTO/ISO の運用変更の例として PJM の事例を示す。

- 1998 年 10 月、PJM は容量市場の運用を開始した。当初は利用可能な発電設備、すなわち発電設備容量 (Installed CAPacity) の市場ということで ICAP 市場と呼ばれていたが、2007 年 6 月、信頼度価格モデル (Reliability Pricing Model: RPM) と呼ばれる新たな容量市場を導入。発電機ばかりでなく、**DR 資源を含めて、必要な時に必要な場所で容量を確保できる仕組みを導入した。**これは今後 3 年間に亘る容量の先渡取引で、6 月 1 日から翌年の 5 月末までの 1 年間を単位としてオークション形式で取引が行われるものである。
- PJM のアンシラリー市場は、当初発電機による運用を前提としたものだったが、2006 年 8 月、Synchronized Reserve (瞬動予備力) 市場で、DR アグリゲータである EnerNOC の入札した DR 資源が調達されている。2008 年 6 月に導入された **Day-ahead Scheduling Reserve (DASR : 予備力調達) 市場**では、本格的に DR 資源での市場参入が可能となった。
- RPM 制度に基づく容量市場向け DR プログラムを当初は夏季限定で実施していたが、2011 年、Annual DR および Extended Summer DR という、どちらも、従来のピーク削減対策の範囲を超えた「新たな電源」としての DR 資源利用を目指した DR プログラムを開始している。
- **Regulation (周波数調整力調達) 市場**も、当初は発電機からの調達のみが想定されていたが、2011 年 11 月 Regulation 市場への DR 資源参加が認められ、EnerNOC、Enbala、及び Viridity Energy が入札に参加している。
- 更に、Regulation 市場においては、2012 年 10 月、FERC Order No.755 に基づき、応答速度の早い電源や負荷に対して、“Pay for Performance Based Regulation”の考え方が導入され、**DR 資源にとって有利な条件が加えられた。**
- また、DR 資源の市場参入が容易となるように、FERC からの要請 (Order No.719) どおりに DR 資源を提供できなくてもペナルティが課せられない Economic Load Response (EcLR: **経済的 DR**) の導入や、**DR 資源の最低入札単位置を 0.1MW にしたり、更に小さな単位での DR 資源しか提供できない消費者も DR アグリゲータ経由での入札を許可したりするなどの運用変更が行われてきている。**
- その他の制度的な変更として、顧客の入れ代わりなどの原因で同じ顧客の DR 資源を複数のアグリゲータが登録している状況が発生しないよう、DR アグリゲータに対して、適時、正確な顧客情報 (顧客および、その顧客が提供できる DR 資源) を PJM に報告する義務を持たせるようにした。
- また、今後の DR プログラムとして、リアルタイム市場価格に連動したリアルタイムプライス価格応答型の DR プログラムである Price Responsive Demand (PRD) の導入を現在検討している。これは、リアルタイム市場価格を、OpenADR サーバを通じてプライスシグナ

ルとして公開し、OpenADR 対応の需要家(あるいは DR アグリゲータを介して)リアルタイムに DR 資源を調達しようとするものの模様である(今後要調査)。

【備考】

テキサス州をテリトリーとする ERCOT は、州をまたがる他の RTO/ISO と違い、FERC の管理管轄外である。したがって FERC オーダーに従わなくてもよいが、FERC Order No.745 公布から少し遅れて 2011 年 5 月、ERCOT のエネルギー市場に DR 資源の参入を促すテキサス州の州法 1125 が制定され、ERCOT 市場での DR 普及のきっかけとなっている。ERCOT では、現在アンシラリーサービスへの DR 資源適用についても検討をすすめている。

3. DR 普及に関連する制度設計・運用と DR 利用実績

ここでは、FREC の制度設計が DR の普及に影響したと見られる事例をいくつか紹介する。

3.1 FERC Order No.745 と PJM の容量市場における DR 利用実績

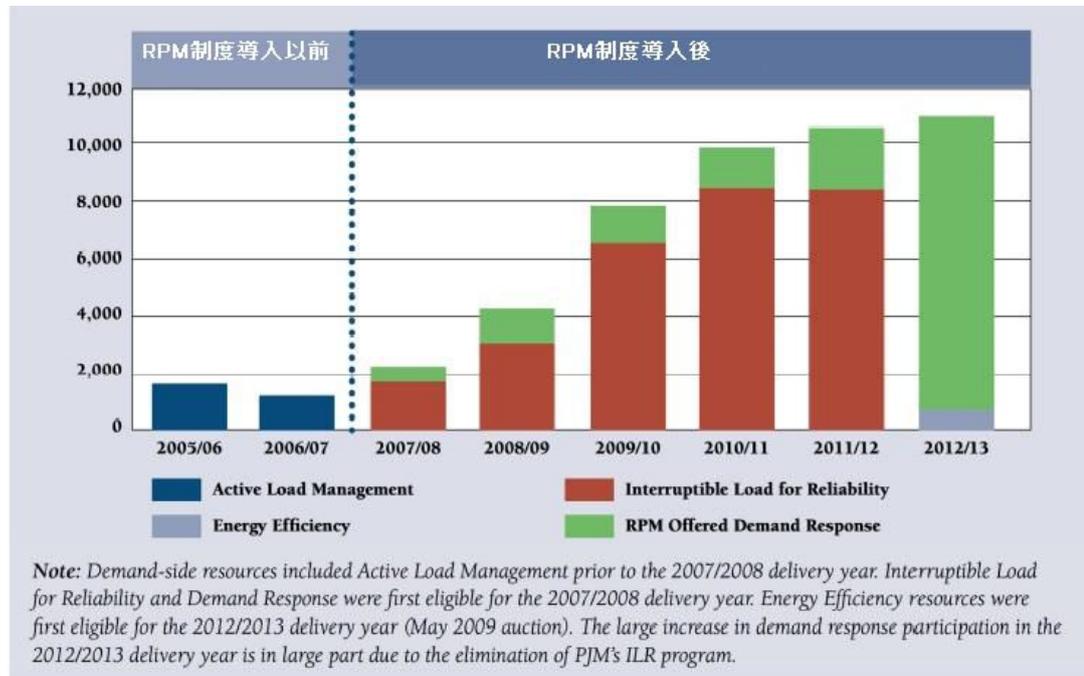


図.8 PJM における RPM 制度導入前後の DR 利用実績比較

上図のグラフは、PJM の取引市場における DR 資源の伸びを示したものである。

PJM では、DR 資源を有効利用するため、これまでいろいろな種類の DR プログラムを提供して試行錯誤が繰り返されてきた。

遮断可能負荷 (Interruptible Load: グラフ中、赤で示された DR プログラム) と呼ばれる緊急 DR タイプの DR プログラムが伸びてきていたが、FERC Order No.745 により、経済的 DR への支払い条件が電源と同じになったことにより、2012 年度、RPM (Reliability Pricing Model: 信頼度価格モデル) と呼ばれる 3 年先までの発電設備容量 (キャパシティー) 確保を目指した「キャパシティー市場」向けの DR プログラム (グラフ中緑で示された DR プログラム) に DR 資源がシフトしていることが見て取れる。

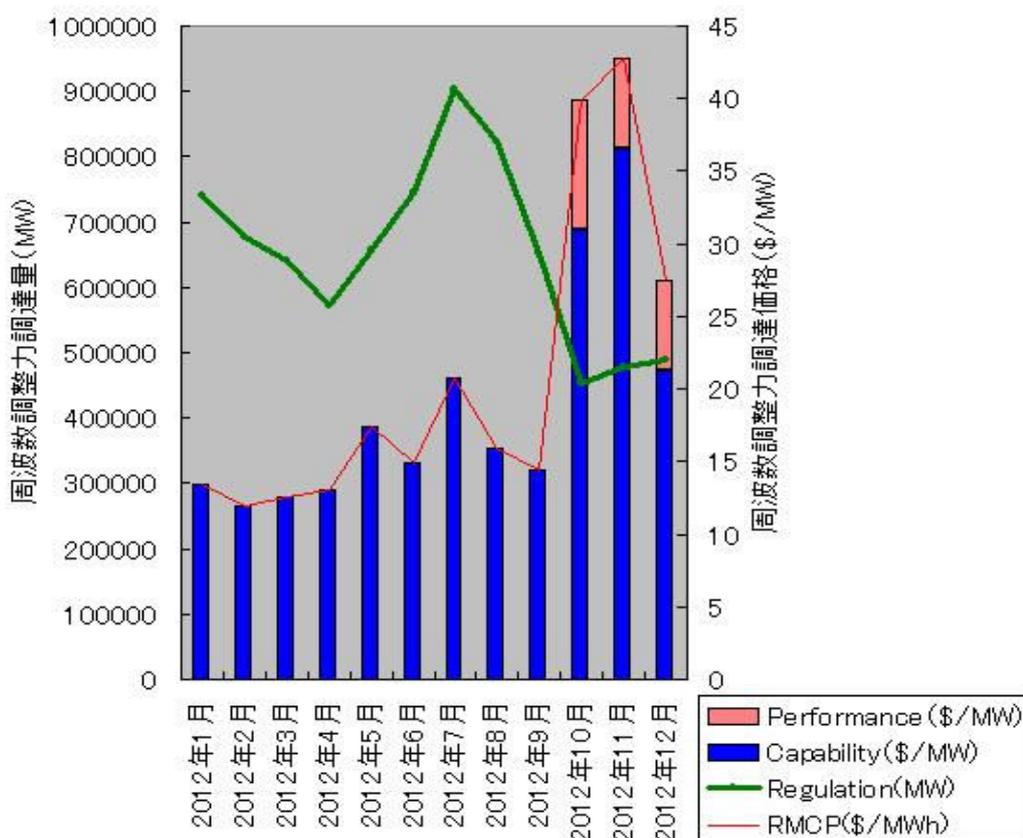
※ PJM が 2013 年 3 月 25 日に公開した「2012 Economic Demand Response Performance Report」によると、2012 年度から FERC Order No.745 の効果で経済的 DR に対する支払額が変更されている。FERC Order No.745 が公布されるまでは、卸売価格 (LMP) と発送電価格の差分に基づいてインセンティブ額が定められていたが、同オーダーは、卸売価格が毎月の Net Benefits Threshold (例: 2013 年 3 月は \$25.60/MWh) を超えた場合、経済的 DR による負荷削減量に対して、100% 卸売価格を適用するよう要請。その結果、FERC Order

No.745 が施行されて以来、緊急 DR から経済的 DR への移行が発生しており、また、従来は DR 資源提供に関心のなかった需要家も今後経済的 DR に参加する可能性が示唆されている。

3.2 FERC Order No.755 と PJM のアンシラリー市場における Frequency Regulation 価格

PJM では、2012 年 10 月に FERC Order No.755 に基づいたルール変更を実施し、周波数調整力市場の市場価格が従来の Capacity (MW) ベースの RMCP (Regulation Market Clearing Price) から、Capability 部分の RMCCP および Performance 部分 RMPCP 価格に分けて市場価格が決定されるようになった。

2012年PJM周波数調整力市場価格



Monitoring Analytics 社 2012 State of the Market Report for PJM—Section 9 Ancillary Services のデータより作成

図.9 2012 年 PJM 周波数調整力市場での取引量及び市場価格

図.9 は、PJM の周波数調整力市場の取引結果のグラフであるが、FERC Order No.755 に準拠したルール適用後の 10 月以降取引価格の上昇が見られる。この変化は DR 資源の取引量の変化と直接結びつくものではないが、Pay per Performance という DR 資源にとって有利なルールが適用されたことにより、周波数調整力市場が DR 資源提供者にとってより魅力的になったことが伺える。

参考資料

- 1) 海外電力 2014 年 1 月号「PJM が 2013 年 9 月の負荷遮断に関する初期報告書を発表(米国)」
- 2) Monitoring Analytics 社 2012 State of the Market Report for PJM—Section 9 Ancillary Services
- 3) インターテックリサーチ ブログ
 - DR アグリゲーションビジネスで勝ち残るのはだれか？
 - 2つのデマンドレスポンス
 - PJM の DR プログラム—その2
 - デマンドレスポンスに関連するもう1つの標準—その1
 - デマンドレスポンスに関連するもう1つの標準—その2
 - FERC の DR 評価レポート—その 1
 - FERC Order 676-G について
 - DR はどこへ向かうのか—その11