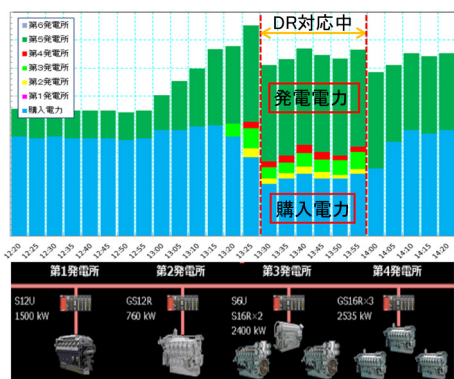


国内需給調整市場における自家発電装置の新しい価値創出 - 相模原工場におけるデマンドレスポンスへの取り組み -

Create New Value by Private Power Generator in Domestic Trading Market of Power Supply & Demand Adjusting Capacity.

-Approach on Demand Response in Sagami-hara Plant-



鈴木 博幸*1
Hiroyuki Suzuki

江口 富士雄*1
Fujio Eguchi

磯部 勇介*2
Yusuke Isobe

興水 啓造*3
Keizo Koshimizu

中北 治*4
Osamu Nakakita

これまで自家発電装置(含 CGS^{*1})は停電対策や夏場の電力ピークカット等の省エネ利用を主な目的として導入が進められてきた。しかし中東の原油価格に連動した燃料の価格高騰は CGS 化をもってしても自家発電装置の導入・運用促進への足枷となっている。そこで三菱重工エンジン&ターボチャージャ(株)(以下, 当社)は, 後述するデマンドレスポンス(以下, DR)や調整力電源公募へ取り組むことでお客様に自家発電装置の新たな活用方法や導入メリットを提案する。更に国内電力システム改革により新たな需給調整力市場が創設される中, 当社は自家発電装置の新しい価値創出を目指して本市場への参入を推進している。

1. はじめに

経済産業省主導の電力システム改革は, 2016 年に電力小売り部門の自由化が行われ, 2017 年度からは調整力電源公募が開始された。

図1に電力システム改革マイルストーンを示す。この改革により大手電力会社が占有・維持していた需給調整予備力^{*2}が公募による調達も加わるようになり, 同時にネガワット取引^{*3}の整備により発電だけではなく, 電力需要(以下, デマンド)の抑制も調整予備力として扱われるようになった。

デマンド抑制には様々な方法があるが自家発電装置を利用した DR は, ネガワット取引において安定した大きな容量を持つ主力電源として期待されている。図2に DR 取引と需要制御イメージ⁽¹⁾を示す。DR 取引の仕組みは大きな区分として要請元の電力会社, 指令塔の役割を持つアグリゲータ, 制御対象となる需要家に分類される。要請に基づいて需要制御することで電力会社は予備力のための施設維持や運用コストを削減できる代わりにアグリゲータや需要家にインセンティブ(報酬)を支払う仕組みである。

需要制御の種類は3つに分類されるが, 後述する2019年現在の電源I'は“下げDR”での対応となっている。需要家は空調・照明を消す, 生産設備を停止する, 発電機や蓄電池を稼働させる等の事前に取り決めた様々な形態にて需要制御を行う。

*1 三菱重工エンジン&ターボチャージャ(株) エンジン・エナジー事業部 技術開発室

*2 三菱重工エンジン&ターボチャージャ(株) エンジン・エナジー事業部 営業部 グループ長 技術士(機械部門)

*3 三菱重工エンジン&ターボチャージャ(株) エンジン・エナジー事業部 製造部

*4 三菱重工エンジン&ターボチャージャ(株) エンジン・エナジー事業部 技術開発室 次長

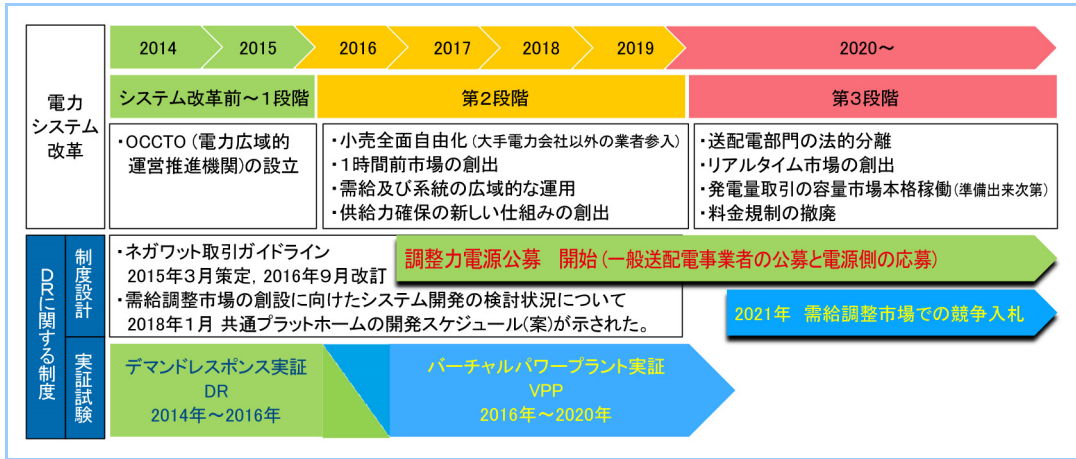


図1 電力システム改革マイルストーン

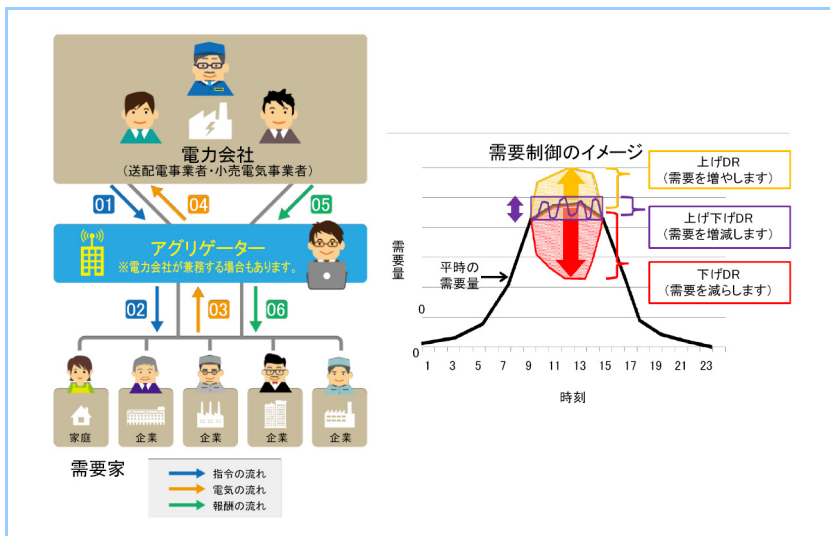


図2 DR取引と需要制御イメージ

2. 相模原工場におけるデマンドレスポンスの取組み

2.1 DR取組みの契機

当社相模原工場では 2011 年の東日本大震災において実際に4回の計画停電及び、操業停止を経験したことを踏まえて、BCP^{※4}強化のために当時最新機種であった発電出力1500kW ガスエンジン発電設備6台による第5発電所を建設し、2014年にはそれらのCGS化も完了した。表1に工場内の自家発電装置構成を示す。工場へのエネルギー供給は電力会社からの購入電力とCGS化した第5発電所を優先的に運用することでコスト的に有利となり、第1から第4発電所の9基のエンジン発電機の使用頻度は低下した。折しも2014年はDR実証開始の年であり、需要家としてDR実証に参加することとした。自家発電装置の活用を模索する中で需給調整力として利用し、インセンティブを得る方法を試行したことが現在のDR取組み開始の契機となった。

表1 工場内の自家発電装置構成

名称	種類	台数	自動DR対応
第1発電所	ディーゼルエンジン	1基	'17年以降対応
第2発電所	ガスエンジン	1基	対応
	ディーゼルエンジン(非常用)	1基	非対応
第3発電所	ディーゼルエンジン	3基	対応
第4発電所	ガスエンジン	3基	対応
第5発電所	ガスエンジン(コージェネ)	6基	非対応
第6発電所	ガスエンジン(コージェネ)	1基	非対応
第7発電所	ガスエンジン他	1基	非対応

2.2 実証の歩み

表2に各年度のDR実証メニューを示す。元々当社では監視員が常駐し、電力会社との需給契約において契約電力を超えないように発電機を運用している。

2014年度は30分前予告のメニューで時間的な余裕があり、また予定より多く発電しても kWh 報酬を得られたので、電話・メールにて要請を受けた際には監視員が必要な台数の発電機を100%出力で運転する対応を行った。

2015年度は制度設計が進み、デマンド抑制の成否判定基準が示された。図3にベースライン⁽²⁾と目標受電電力を、図4に成否判定例⁽²⁾を示す。直近平日5日のうちの需要の多い4日の平均“High4 of 5”が需要のベースラインとなり、ラインから抑制した電力量が評価対象とされたため、契約抑制量より多く発電してもメリットが出づらくなった。また工場はデマンド自身が生産活動等で大きく変動するため、受電電力に対してリアルタイムに発電量を制御することとなった。監視員が複数発電機の発電量を同時操作できないため、2015年度以降はシステムの自動化を図ることとした。

2016年度は10分前予告メニューで成否判定基準は±10%以内とする実証に取り組み、ガスエンジン発電機の起動時間を約8分に短縮し高速DRに対応できることと、30分同時同量制度を想定した受電電力のコントロールが可能であることを実証した。

2017年度からは実証ではなく調整力電源公募が開始されたため、電源I' 廠気象対応調整力として契約し、2019年度も継続して対応する予定である。

表2 各年度のDR実証メニュー

		2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度
DR スキーム		実証事業			調整力公募		
DR 契約量(%) (抑制量/需給契約電力)		47.6%	35.3%	37.5%	56.3%		
DR 発令予告時間		30分前	30分前	10分前	30分前		
指令回数		7回/4ヶ月	12回/4ヶ月	16回/5ヶ月	最大12回		
指令伝達方法	電力会社 → アグリゲータ	電話・メール	オンライン	オンライン	電話・メール・オンライン		
	アグリゲータ → 需要家	電話・メール	オンライン	オンライン	オンライン		
成否判定基準		----	70%以上	90~110%	80%以上		90%以上

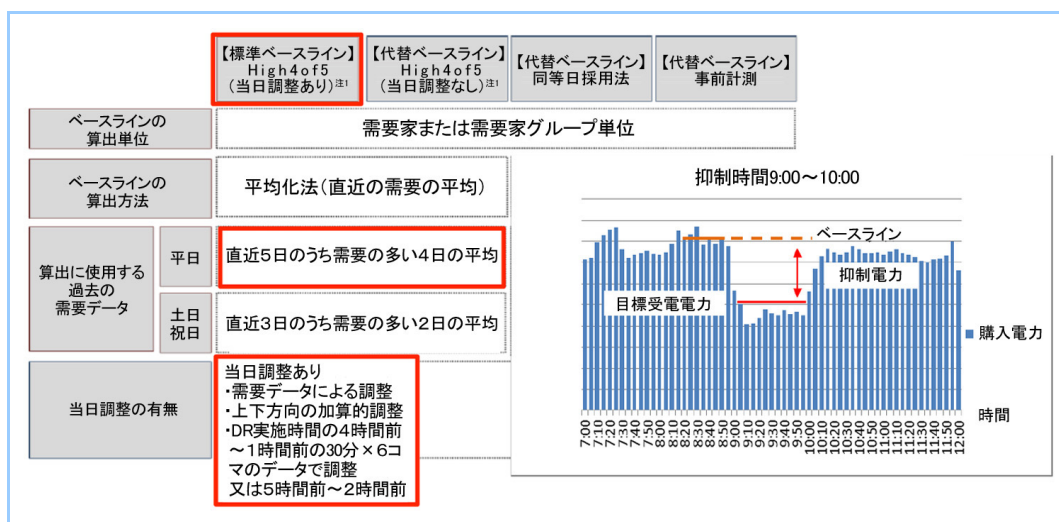


図3 ベースラインと目標受電電力

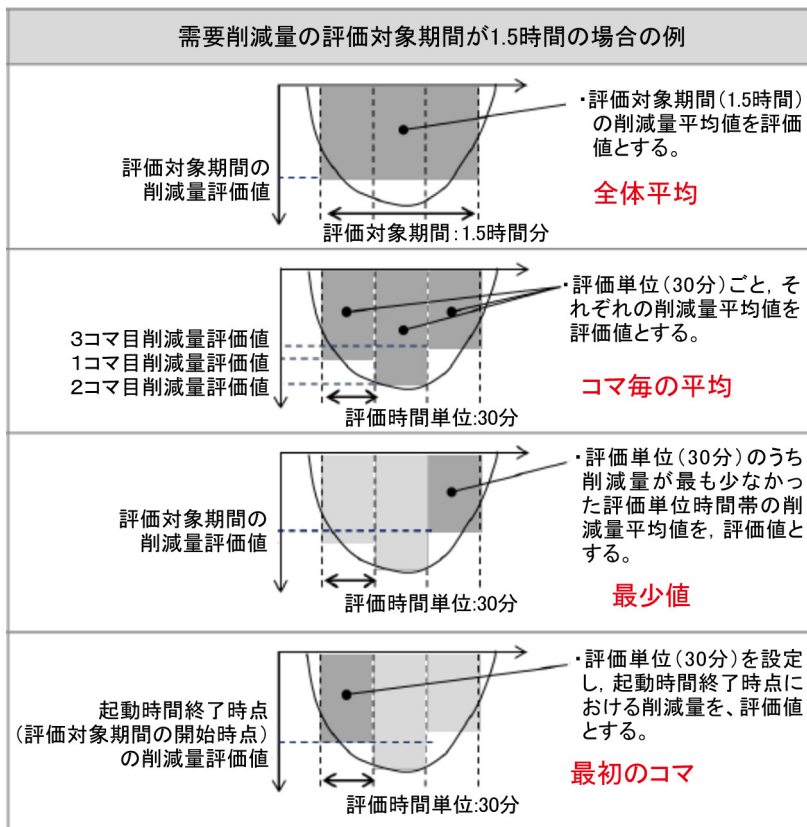


図4 成否判定例

3. 自動 DR システム

3.1 システム構成と指令伝達フロー

図5に DR システムのシステム構成と指令伝達フローを示す。

リソースアグリゲータ(以下, RA)と相模原工場間はアグリゲータ DRAS と RA が当社内に設置した DR ゲートウェイと通信を行っており, DR 発動と同時にオンラインで指令を受信する。また, 同時にメール・電話でも監視員に連絡が行われる。工場側から RA には受電電力量のデータがリアルタイムに送信され, ベースラインの策定に使用される。最終的な成否判定は送配電事業者が設置した電気料金精算に使用される検定付き精密電力量計にて行われる。

表3に各機器の機能と制御内容を示す。

DR システムは 2015 年から制作を始めたが毎年 RA が変わったため, 少々歪な構成となっている。2015, 2016 年度は DR ゲートウェイ及び DR コントローラの機能を当時の RA 側が担当した。そのため, セキュリティ対策として RA 側システムと工場側システムを PLC ゲートウェイにて分離した。しかしエンジンの特性を熟慮した発電機制御を直接 RA が行うのは難しく, 2017 年度以降は DR コントローラを製作し, 発電機の起動/停止, 各発電所に分担する発電量を工場側で制御する方式とした。

よって 2019 年現在は DR ゲートウェイが RA と工場間のゲートウェイ, 更に DR コントローラと発電機間にも PLC ゲートウェイが存在する2つのゲートウェイ構成となった。

3.2 複数発電所の分担制御

当社, 相模原工場はエンジン発電機の設計開発を行っているため, 全ての発電所は当時の新機種を投入し, 運用しながら様々な課題の検証に利用している。そのため, 国内一般のお客様と比較すると余裕のある発電機の台数となっている。陸用のエンジン発電機は 100% 定格運転にて最高効率となるようにチューニングしてあり, 長時間の運用は 50% 以上での運転がエンジンの燃焼に適している。

従って DR 発動時に起動する発電機は 50% 以上の出力で最小台数にて運転する様に分担し

た。そのため、リモートでは定格運転か、停止のみしかできない第1発電所を優先度1とし、ガスエンジン発電機である第4発電所を優先度2、同じくガスエンジン発電機の第2発電所を優先度3、ディーゼルエンジン発電機の第3発電所を優先度4と設定し、優先度の高い発電機から必要台数のみ起動することとした。基本的にガスエンジンを先に立ち上げて途中で追加が必要となった場合は更に起動速度の速いディーゼルエンジンで補助しようという狙いである。必要台数を最低限とする制御は起動時のみであり、逆に工場内デマンドが下がった際に余分なエンジンを停止することは避けた。これは一度エンジン停止シーケンスに入ると負荷移行、同期解列、冷却運転等を行い、再起動までは6分以上必要なためである。尚、通常のデマンド調整のバックアップとしてDR 発動前に起動している発電機があった場合はシステムから除外した。

表3 各機器の機能と制御内容

機器名	機能	制御内容
DR ゲートウェイ	RA-需要家通信のゲートウェイ機能	
	受電電力量パルスの計量	1分積算受電電力量[kW・min]
	DR 制御信号の中継	発動開始日時, 継続時間, 30 分毎の目標受電電力, 30 分毎のベースライン
DR コントローラ	目標発電量の計算	目標値(目標受電電力と実受電電力より) 発電量フィードバック指令
	複数発電所制御	発電機エントリーチェック
		発電所 分担発電量計算 発電機 起動/停止指令
PLC ゲートウェイ	発電所データ集約と中継	
各発電機	共通制御盤による複数台制御	DR 準備ステータス
		発電可能量
		(有効)発電量

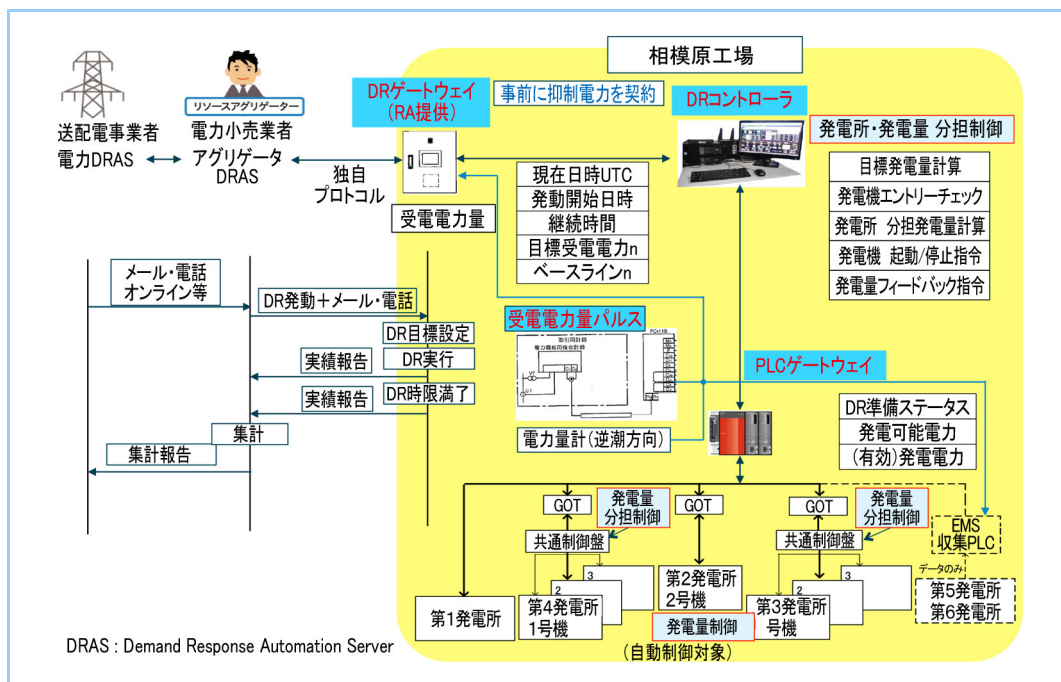


図5 DR システム構成と指令伝達フロー

4. 成果と課題

4.1 調整力電源公募での DR 実績

2017 年度と 2018 年度の調整力電源公募の中で契約した電源 I' 厳気象対応調整力での DR 実績を表4に示す。電源 I' は 10 年に1度のような厳気象の際に需要に対して供給力が逼迫した際に発動される DR である。

調整力公募が始まって記念すべき1回目の発動は 2018 年の1月 22 日の 18:00 に発動され、

抑制時間は 18:30～20:00 であった。この日、関東地方は正に十数年ぶりの大雪となり、15:00 に工場の従業員が一斉退社となった日である。主だった生産設備は既にスイッチを切っており、2時間前即ち 16:30 までの低いデマンドで当日補正が掛かったためにベースラインが低くなった。ベースライン自体が契約抑制電力より低かったため、当然ながら失敗判定となり、厳気象とはこういうことかと関係者を唸らせた苦い初回となった。

十分な工場デマンドがあった1月 25 日 AM の DR 実績グラフを図6に示す。青色の購入電力、すなわち受電電力が 30 分コマ毎の目標値に沿って制御できている。尚、工場デマンドが低い場合に備えて逆潮または、最低受電電力未滿を防止する処理を強化した。

表4 電源 I' 厳気象対応調整力での DR 実績

2017 年度			2018 年度		
発動日	時間	系統予想予備率 ⁽³⁾ [%] (ピーク予想時間)	発動日 ^{*3}	時間	系統予想予備率 ⁽³⁾ [%] (ピーク予想時間)
2018 年 1 月 22 日(月)	18.5-20	4.2 (18)	2018 年 8 月 1 日(水)	15-18	8.7 (15)
1 月 23 日(火)	18-20	4.0 (10)	8 月 2 日(木)	15-18	7.3 (15)
1 月 24 日(水)	09-12	5.9 (19)	8 月 22 日(水)	15-18	8.0 (15)
	17-20		8 月 27 日(月)	14-17	8.0 (14)
1 月 25 日(木)	09-12	3.5 (19)	2019 年 2 月 15 日現在		
	17-20				
1 月 26 日(金)	09-12	5.3 (19)			
	17-20				
2 月 1 日(木)	09-12	4.6 (18)			
	17-20				
2 月 2 日(金)	09-12	4.6 (10)			
	17-20				
2 月 22 日(木)	17-20	4.2 (19)			

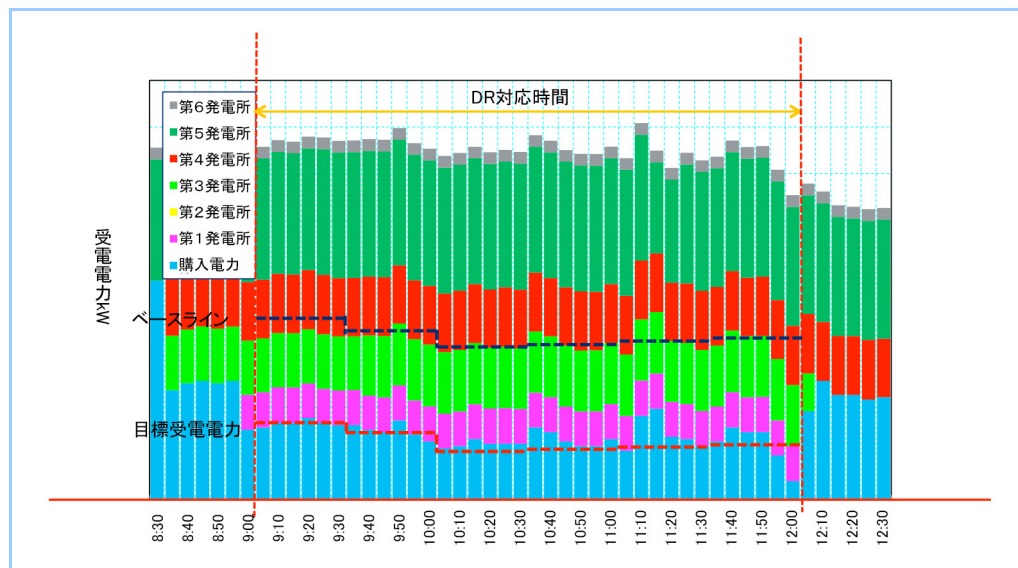


図6 2018年1月25日AMのDR実績グラフ

4.2 運用面の課題

2017 年度に判明した課題は需給逼迫が予想される夏季ピーク時間帯の工場デマンドをもとに決めた契約抑制電力と冬季夕方のデマンドとのミスマッチであり、年間を通じた工場デマンドから契約抑制電力を決定する必要がある。失敗判定のもう一例として 2018 年度の夏季がある。当日は稀にみる猛暑であったためエアコン使用等により工場デマンドが極めて高く、需給契約最大電力以下を維持するために発電機を稼働させる必要があった。第5発電所、第6発電所の一部がメンテナンス他の理由で休止中であったため、DR 対象機の一部を事前にバックアップとして稼働させた。その状況化でDR 発動があり、運用できる発電機を全て発電しても受電電力を抑制し切れなか

ったためである。このように需要家はメンテナンス計画や気象等を考慮し、DR 発動に備えて受電電力を契約抑制電力以上、需給契約最大電力以下に維持する必要がある。ただし、受電設備が逆潮(送電)・計量可能であり、DR 制度において逆潮量が抑制量の一部として認められれば、受電電力を契約抑制電力以上に維持する必要はなくなり簡略化できる。この点は DR 制度の改善を期待する。

4.3 DR システムの課題

図6のグラフを見ると課題も残っている。特に顕著なのが 11:10 の箇所であり、グラフ上辺である工場デマンドの変化が大きいところで受電電力の変動を抑え切れていない。30 分平均での評価なので平均的には問題無いが現状より厳しい調整力取引が始まれば短時間で±10%以内に整定させる必要が出てくる。

4.4 お客様の設備に対し、システム提供する際の課題

以上は、自家発電装置を調整力電源として運用する需要家の視点での課題である。

お客様が保有する自家発電装置を改造し、調整力電源に対応するシステムを提供する製造者の視点では、次のような課題が抽出された。

- ① RA 事業者が変わると RA システムとの間の通信インターフェイスが変わる。
- ② 発電機サイト状況に応じて都度システム設計するのは制作コストが掛かる。
- ③ 発電機側の改造も最低限に抑える必要がある。

これらの課題についてはお客様向け DR 制御システムに反映して開発中である。

5. まとめ

当社では、相模原工場での5年間に及ぶ実証試験と電源 I' 調整力対応において、DR システムの作り込みや運用ノウハウを蓄積し、お客様へ最適提案するための知見を得てきた。

一方、電力システム改革は表5の需給調整市場における商品の要件⁽⁴⁾に示すように電源 I' より更に頻繁に利用される調整力や周波数調整機能を有するメニューの制度設計が進んでいる。これは、従来は大型火力発電所や揚水発電等で対応し、エンジン発電機などの自家発電装置には適用されなかった領域である。今後は DR/VPP^{※5} 事業等における安定した大容量の電源としてお客様が自家発電装置を大いに利用することを促すとともに、当社がエンジン発電設備の製造メーカーとして“エンジン発電制御技術”“遠隔通信技術”を有する強みを生かして自家発電装置の新しい価値の創出として容量・周波数調整市場への参入を目論んでいく。

そのためには上位の電力会社やアグリゲータ、またグループ会社である三菱重工業(株)パワードメイン PESB 総括部が推進する ENERGY CLOUD^{®(5)※6} Service と連携を取りながら、システム機器の単体売りだけではなく、RA とお客様が自家発電装置を用いて容易に需給調整市場へ展開頂けるようなサービス事業を視野に入れた DR 制御システムを開発していく。

表5 需給調整市場における商品の要件

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令・制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC 信号)	オンライン (EDC 信号)	オンライン (EDC 信号)	オンライン
監視	オフライン (一部オフラインも可)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線:オンライン 簡易指令システム: オフライン
回線	専用線 (監視がオフラインの場合は不要)	専用線	専用線	専用線	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10 秒以内	5 分以内	5 分以内	15 分以内	45 分以内
継続時間	5 分以上	30 分以上	30 分以上	商品ブロック時間 (3 時間)	商品ブロック時間 (3 時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	-(自端制御)	0.5~数十秒	1~数分	1~数分	30 分
監視間隔	1~数秒	1~5 秒程度	1~5 秒程度	1~5 秒程度	未定
供出可能量 (入札量上限)	10 秒以内に出力変化可能な量 (機器性能上の GF 幅を上限)	5 分以内に出力変化可能な量 (機器性能上の LFC 幅を上限)	5 分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	15 分以内に出力変化可能な量 (オンラインで調整可能な幅を上限)	45 分以内に出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令システムも含む)で調整可能な幅を上限)
最低入札量	5MW (監視がオフラインの場合は 1MW)	5MW	5MW	5MW	専用線:5MW 簡易指令システム:1MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

※1 コージェネレーションシステムの略。エンジン発電機の廃熱を再利用するシステム

※2 電気会社の送配電部門が供給区域の系統安定化業務に必要な電源、或いは能力

※3 需要抑制量(ネガワット量)を発電した電力量と同様に一般送配電事業者が行う電力量調整供給の対象とみなして売買できる取引

※4 Business Continuity Planning: 事業継続計画、緊急時の事業継続の方法や手段の計画

※5 Virtual Power Plant: 仮想発電所、多数の小規模な発電所、設備群を一つの発電所の様にまとめて制御を行うこと

※6 ENERGY CLOUD®は、三菱重工業(株)の日本及びその他の国における登録商標です。

参考文献

- (1) デイマンドリスポンスハンドブック 経済産業省
<http://www.meti.go.jp/press/2016/12/20161228004/20161228004-1.pdf>
- (2) エネルギーリソースアグリゲーションビジネスに関するガイドライン 資源エネルギー庁
<http://www.meti.go.jp/press/2017/11/20171129001/20171129001-1.pdf>
- (3) 広域機関システム「公表、需給関連情報、電力需要予想・ピーク時供給力参照、電力需要予測・ピーク時供給力」東京電力管内の当日予想
http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login#
- (4) 電力広域運営推進機関(OCCTO)第6回需給調整市場検討小委員会 資料2「商品要件の見直しについて」
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuhousei/2018/files/jukyuhousei_06_02.pdf
- (5) 田邊敏昭他、三菱重工技報 Vol.55 No.4 (2018) “エネルギーマネジメントの新時代 VPP の実現に向けて自動 DR システムがもたらす自家発電設備の有効利用”
<https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/554/554030.pdf>