

電気エネルギーマネジメントのためのデマンドレスポンスの活用に関する研究

河村, 清紀

<https://hdl.handle.net/2324/1807070>

出版情報 : 九州大学, 2016, 博士 (工学), 課程博士
バージョン :
権利関係 :

電気エネルギーマネジメントのための
デマンドレスポンスの活用に関する研究

2017年1月

河村 清紀

目 次

第 1 章 序論	4
1.1 研究背景	4
1.2 研究目的と概要	8
1.2.1 研究目的	8
1.2.2 研究概要	8
1.3 論文の構成	12
第 2 章 デマンドレスポンスを用いた電力ピーク抑制実証試験	13
2.1 試験概要	13
2.1.1 参加需要家	13
2.1.2 試験システム構成	15
2.1.3 見える化及びデマンドレスポンス実証試験	17
2.2 結果概要	21
2.3 夏季電力ピーク時の分析対象需要家	24
第 3 章 夏季電力ピーク期間における抑制効果の分析と効果維持手法	27
3.1 夏季電力ピーク期間における抑制効果分析	27
3.1.1 電力使用抑制効果の算出	27
3.1.2 電力使用抑制効果（試験結果）	28
3.1.3 需要家の抑制傾向分析と考察	31
3.2 夏季電力ピーク期間における抑制効果維持手法の提案	39
3.2.1 抑制効果分析に基づく課題	39
3.2.2 抑制効果維持手法の提案	39
3.2.3 提案手法を用いた試算	43
3.3 まとめ	44

第4章	夏季電力ピーク時間帯における抑制効果分析と需要家の傾向	45
4.1	ピーク時間帯中の抑制効果の変化	45
4.2	需要家の抑制傾向に関する分析と考察	47
4.3	まとめ	53
第5章	デマンドレスポンスを用いた配電電圧制御に関する分析	54
5.1	太陽光発電大量導入箇所における配電電圧制御の現状	54
5.2	デマンドレスポンスを用いた配電電圧制御シミュレーション	55
5.2.1	シミュレーション概要	55
5.2.2	シミュレーション結果	58
5.3	配電電圧制御手法としてのデマンドレスポンス導入評価	68
5.3.1	デマンドレスポンス適用時間帯、日数及び発電出力抑制量	68
5.3.2	デマンドレスポンス導入時の経済性成立条件	73
5.4	まとめ	76
第6章	結論	78
	参考文献	80

謝辞

第 1 章 序 論

1.1 研究背景

2011 年の東日本大震災、福島第一原子力発電所事故以降、電力を取り巻く環境は大きく変化している。特に、電力の需給逼迫は、深刻な問題の一つである。電力ピーク時に供給力が不足すると、需要と供給のバランスが崩れて大規模停電を引き起こすことが懸念されており、近年、この需給逼迫問題を解消すべく、様々な方策の検討、取り組みが進められている。

2014 年 4 月には、新たなエネルギー政策の方向性を示した「エネルギー基本計画」が閣議決定された[1]。本計画では、エネルギーの需給に関する長期的、総合的かつ計画的に講ずべき施策の一つとして「徹底した省エネルギー社会の実現と、スマートで柔軟な消費活動の実現」が掲げられ、この中で、エネルギー供給の効率化を促進するデマンドレスポンス（以下、DR と略記する）の活用が挙げられている。

DR とは、エネルギーの供給状況に応じてスマートに消費パターンを変化させる取り組みである[2]。従来より、供給側の系統運用や発電機運用と、需要側のエネルギー管理は、別々に取り扱ってきた。しかしながら、東日本大震災を契機に、供給側と需要側の全体を対象として、効率的なエネルギー利用・マネジメント（システム）という言葉がしばしば使われるようになってきた[3]。ここでは、特に電気に着目することから、電気エネルギーマネジメントと呼ぶこととするが、このマネジメントの喫緊の対策手段としても、DR の重要性がますます高まっている。

DR を活用して需要を抑制することで、電力ピーク時の需給逼迫を解消しようとする動きは、特に活発で、これに関する実証試験が各所で取り組まれており、一部ではその成果も出始めている。その代表的な取り組みの一つが、経済産業省が 2011 年に始めたスマートコミュニティ 4 地域（横浜市、豊田市、けいはんな学研都市、北九州市）で、この 2012 年度、2013 年度の実証結果として DR により 2 割の電力ピーク抑制が継続的に可能であることが確認されている[4][5]。ただし、この実証試験において適用された DR の制御手法は、主に CPP（Critical Peak Pricing：ピーク時料金）や RTP（Real Time Pricing：リアルタイム料金）によるものである。CPP とは、需給が逼迫しそうな日時に、需要家に事前通知をした上で、通常とは異なる割高の電気料金を課す手法である。割高の電気料金請求を回避したい需要家が、電力使用を控えることを

ねらいとするものである。また、RTPとは、需給バランスに刻一刻と対応して都度変動する電気料金を課す手法である。これらの制御手法における電気料金単価のイメージは図 1.1、図 1.2 のとおりである。

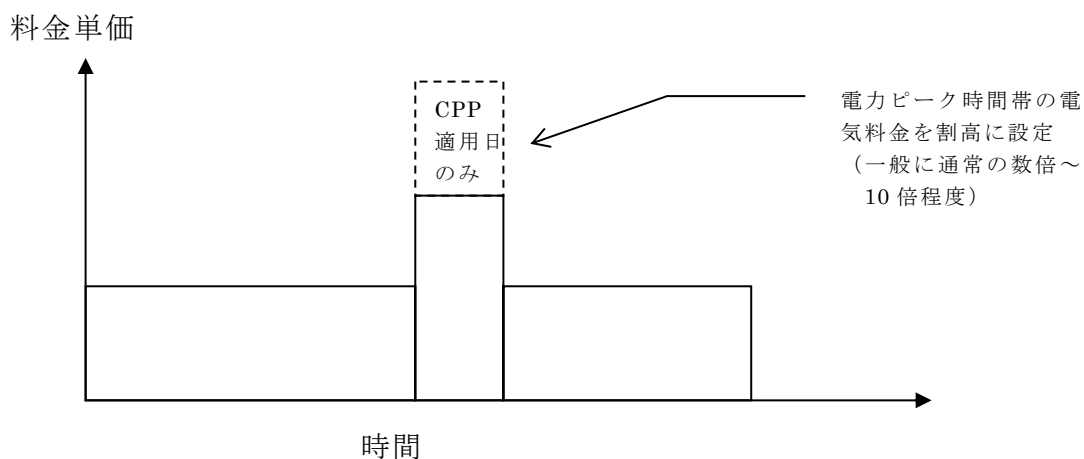


図 1.1 CPP 方式における時間-料金単価イメージ

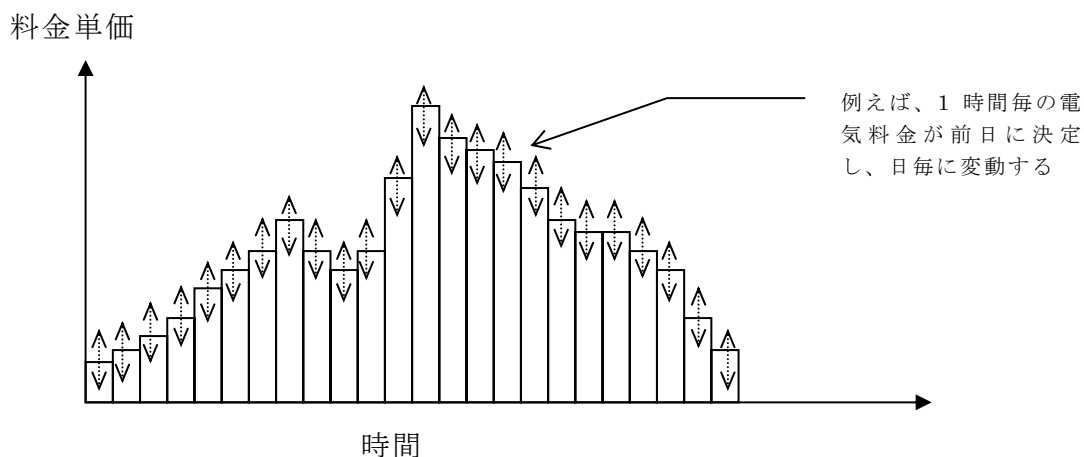


図 1.2 RTP 方式における時間-料金単価イメージ

最近、CPP 方式の DR によるピーク時間帯の電力使用抑制効果、およびこれに関する知見が蓄積されつつある。その他の DR 制御方式としては、PTR (Peak Time Rebate :

ピークタイムリベート)方式などが挙げられる。この PTR 方式による取組みも最近、一部で研究、展開が進みつつあるが[6]-[9]、未だ知見はほとんどなく、その効果は明らかになっていない。

PTR 方式とは、CPP 方式と異なり、電力ピーク時において需給が逼迫しそうな場合に、電力使用を抑制した需要家に対して節電報酬を支払うものである。電力使用の抑制量に応じた節電報酬が支払われるのが一般的である (図 1.3)。

CPP 方式では、電力ピーク時に、需要家が電力を使用すればするほど、高い電気料金が課される仕組みのため、高い電気料金を支払う、あるいは我慢して電力使用を控える必要があるという点で、需要家の負担は大きい。これに対して、PTR 方式は、電力使用を抑制した需要家が節電報酬を得る仕組みであり、もし、需要家がピーク時間帯の電力使用量を抑制しなかった場合もペナルティが課されるわけではない。従って、PTR 方式は、CPP 方式と比べて需要家にとっての負担が小さく、受容性のある仕組みといえる。このようなことから、これまで殆んど取り扱われていない PTR 方式の DR 制御手法に関する知見の取得も重要視されている[4]。

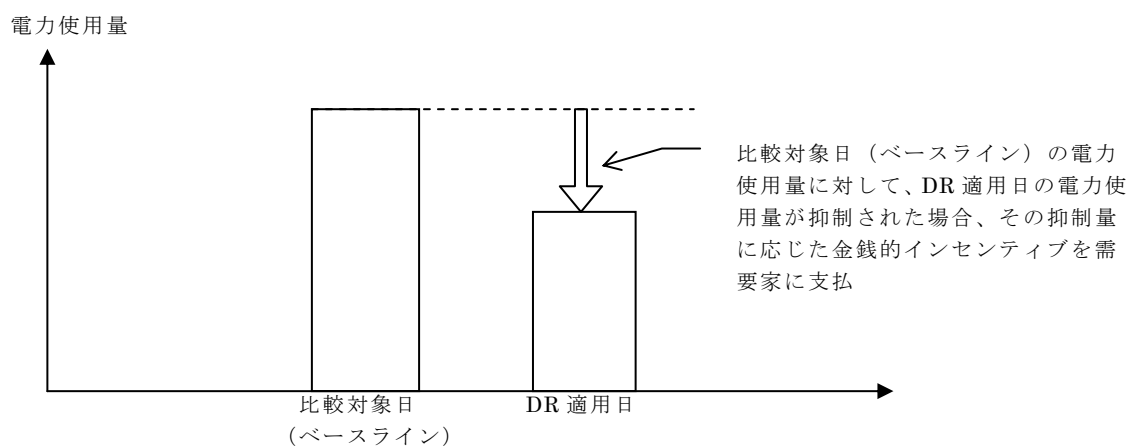


図 1.3 PTR 方式のイメージ

また、最近では、DR の一種であるネガワット取引が注目を浴びている。ネガワット取引とは、事業者からの要請に応じて需要家が需要を抑制し、その抑制量に応じた対価を事業者が支払う取引である。これについては、2015 年 11 月の「未来投資に向け

た官民対話」にて2017年までにネガワット取引市場を創設する旨の安部総理の発言があり、「ネガワット取引に関するガイドライン」も整理されている[10]。さらに、日本再興戦略2016においては、ITの活用による再エネ・省エネ融合型エネルギーシステムや地産地消型のエネルギーのシステムの構築に向けて、2030年度までに、先行的にネガワット取引が普及している米国と同水準（最大需要の6%）のネガワットの活用を目指すといった具体的な目標も掲げられている。このようにネガワット市場創設に向けた取り組みが加速しており、DRのニーズの高まりとともにその展開領域も広がってきている[11]-[14]。

この「ネガワット取引に関するガイドライン」の中で、ネガワット取引の意義として、すでに述べた需給逼迫時のDRの活用以外に、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い、電圧や周波数等の電力の品質確保に関する課題が顕在化する中、これらの課題への対応策の一つのオプションとしてDRへの期待が高まりつつあることにも言及している。

再生可能エネルギーについては、2012年7月に施行された「電気事業法による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（以下、固定価格買取制度と略記する）などを契機に普及拡大が全国的に進んでいる。これに伴い、実際の電力系統においても電圧や周波数などの品質確保が従来以上に困難化している。特に、配電線における電圧上昇については早い時期から深刻化する課題であるため、早急に対応を検討していく必要がある。配電電圧の制御については、従来から、設備、運用対策が確立されているが、これに加えて一つの新たな対応オプションとしてDRの適用可能性を示すことは、今後の対応の幅を広げるもので有用であると考えられる。

これまで述べてきたように、電力需給に関しては、供給側のほかに需要側を加えて、諸課題に対処していくという思想が強まっている。この対応の有効な手法として期待されているのがDRである。東日本大震災以降の電力需給逼迫の解消、さらには再生可能エネルギー導入拡大に伴う電力系統の品質確保に、DRを活用していくことで、従来以上に効率的かつ安定的なエネルギー供給が期待される。DRは、これまで殆んど知見が蓄積されていない分野であることから、まず、DRの具体的な仕組みの構築やその効果に関する知見を明らかにしながら、効率的な活用方法を見出すことが必要不可欠である。

1.2 研究目的と概要

1.2.1 研究目的

本論文は、最近、注目が集まっているDRを活用して、電気エネルギーマネジメントに資するべく、電力の需給、品質に関する喫緊の課題を解決する方策について研究するものである。

具体的には、まず、電力ピーク時間帯における需給逼迫を解消する方策としてのDRの活用について研究する。すでに述べたように近年、CPP方式のDRを用いたピーク電力の抑制に関する実証試験及びその成果は出始めている。しかしながら、CPP方式においては、電力使用ニーズの高い時間帯に、通常より高い電気料金が設定されるため、電力を使用したい需要家にとって負担となる手法である。一方、PTR方式のDRは、需要家が電力の使用を抑制した場合に報酬を得る手法で、特段のペナルティは課されないことから、需要家の負担も少なく、高い受容性が期待できる。しかしながら、PTR方式のDRについては、まだ明らかにされていない部分が多いことから、本研究では、PTR方式のDRプログラムの設計を行い、これによるピーク時間帯の電力使用抑制の効果を明らかにするとともに各種知見を取得する。さらに、得た知見をもとに、DRの展開に向けた効果的な手法について提案を行う。

つぎに、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の品質維持が困難化している問題に対して、その問題解決の一つのオプションとしてのDR活用方策について研究する。ここでは、電力系統の品質維持に関する様々な課題のうち、特に早い時期から顕在化する配電系統の電圧上昇問題に着目し、配電電圧の適正制御に資するDRの適用可能性を示す。

以上のように、本論文は、電気エネルギーマネジメントとして「供給側と需要側の双方により需給逼迫時の電力使用量を調整・適正管理すること」、「需要（負荷）量と再エネ発電出力量の双方を調整して、配電電圧を適正管理すること」を目的としたDRの活用に関する研究である。

1.2.2 研究概要

前節で述べたように、本論文では、電力需給逼迫および再生可能エネルギー普及拡大に伴う配電電圧上昇の課題解決に向けて、DRの活用による効果を明らかにすると

ともにその効果向上方策について提案する。また、様々な知見を取得して、DR の適用の考え方や経済性成立条件について示す。

まず、電力需給逼迫問題への DR 活用に関する研究においては、PTR 方式の DR プログラムを設計、需要家の電力使用量を収集できるシステムを構築して、佐賀県玄海町及び鹿児島県薩摩川内市内の一般家庭需要家を対象としたモニター実証試験を行う。これにより、電力需給が特に逼迫しそうなピーク時間帯における電力使用の抑制効果を明らかにするとともに、需要家の意識や行動変化と抑制効果の関係性について分析する。また、実証試験結果に基づく DR プログラムの適用可能性を示すとともに、より効率的な DR 手法の確立に向けた新たな仕組みの提案を行う。

つぎに、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の課題解決策としての DR 活用について述べる。技術的な課題としては、表 1.1 に示すとおり様々なものが挙げられる。本研究では、このうち、特に早期段階から問題として顕在化し、需要端電圧とも直接的に関係している配電系統電圧の上昇問題に対し、新たな対応策として、DR を活用することを提案し、この適用可能性を明らかにする。具体的には、一般家庭需要家における太陽光発電の普及拡大に伴う逆潮流によって上昇する配電線の電圧適正化に向けて、シミュレーションにより、適正電圧を維持するために必要な DR の実施頻度や日数を明らかにする。また、DR を導入するにあたって必要となる経済性の成立条件を提示する。

表 1.1 再生可能エネルギー導入拡大に伴う技術的課題

課 題		対応策（例）
1	急激な出力変動に対する「周波数調整力の不足」	<ul style="list-style-type: none"> 出力変動の調整やバックアップのための電源確保（火力・揚水発電など） 蓄電池の活用
2	ベース供給力と再生可能エネルギーの合計発電量が需要を上回ることによる「余剰電力の発生」	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電、地域間連系線の活用 再生可能エネルギーの出力抑制 蓄電池の活用 軽負荷期の需要創出
3	家庭などの太陽光発電から系統側への逆潮流が増加することによる「系統電圧の上昇」	<ul style="list-style-type: none"> 電圧調整装置の設置 家庭内での電力消費
4	電力需要が少ないエリアでの系統接続の増加による「送電容量の不足」	<ul style="list-style-type: none"> 送変電設備の整備、増強

電気事業連合会資料[15]を基に作成

以上のように、本論文では、電力を取り巻く諸課題の解決に向けて、実証試験及びシミュレーションを通じて、一般家庭における効率的な DR の活用方法について研究し、その成果を報告するものである（図 1.4）。

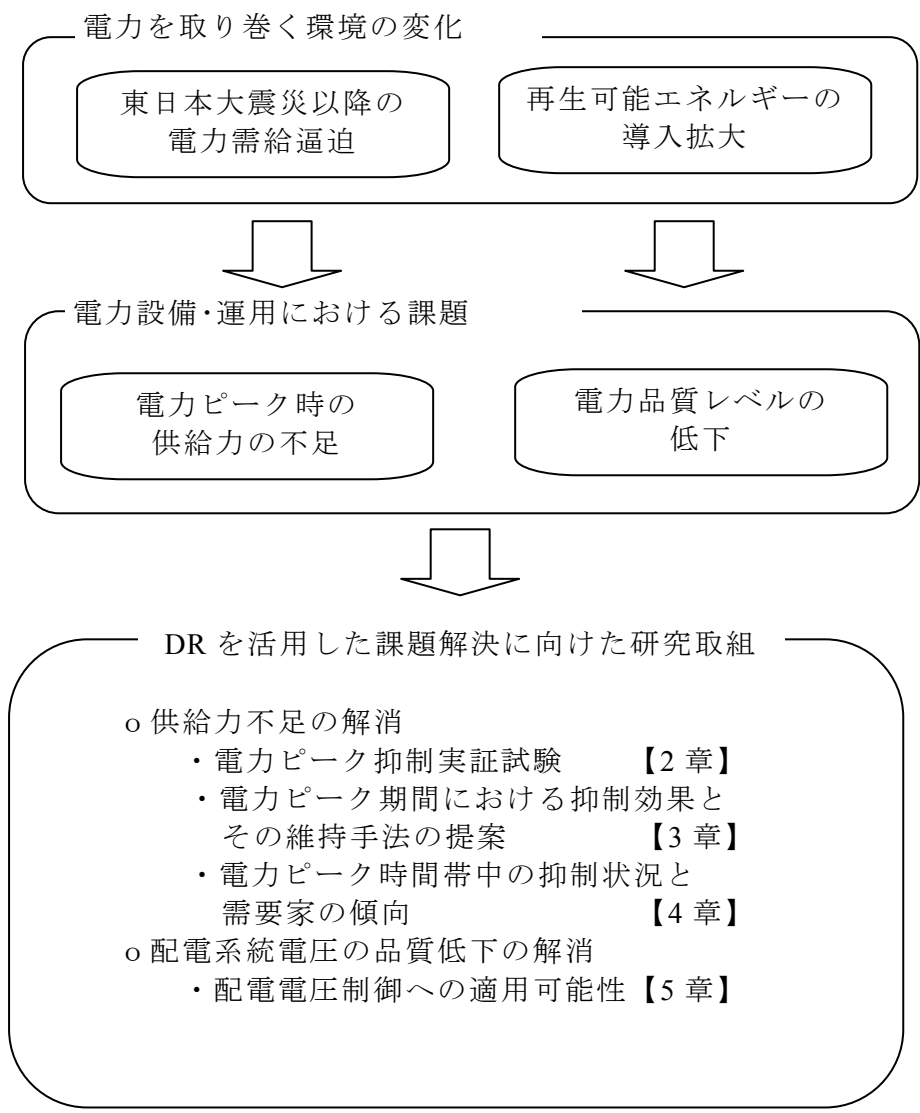


図 1.4 研究の全体概要

1.3 論文の構成

本論文では、上述の背景および目的のもとで行った一連の研究成果を、以下の構成により、とりまとめた。

第1章では、近年の電力を取り巻く環境変化やこれによる電力供給についての課題について述べた。また、これらの課題の解消に向けた本研究の目的や取組概要について述べた。

第2章から第4章にかけては、電力需給逼迫時の電力ピーク抑制効果の実証、その分析・評価、および分析結果をふまえた新たなDR手法の提案について述べる。各章の概要はつぎのとおりである。

第2章では、電力需給逼迫の課題解決に向けた電力ピーク時間帯の電力使用抑制実証試験のシステム構成、及び試験へ参加した需要家の属性や試験の内容について述べる。また、試験全体を通じて得た成果の概略を述べる。

第3章では、第2章で述べた実証試験システムを用いて、電力の需給逼迫状況が厳しくなる夏季電力ピーク時期に行った電力使用の抑制効果について分析する。また、分析結果を踏まえて、その抑制効果を持続するための新たなDRの手法について提案を行う。

第4章では、本実証試験における夏季電力ピーク時間中の電力使用量の抑制状況を分析した結果について述べる。また、抑制に寄与しうる需要家の傾向や特徴について考察するとともに、DRプログラムの導入に際して、参加ターゲットとすべき需要家群について提言する。

第5章では、太陽光発電大量導入時の逆潮流による配電電圧上昇の課題解決に向けた一つのオプション対策としてのDRの適用可能性について述べる。ここでは、配電電圧制御に関するシミュレーションを通じて、DRの有効な活用方策について分析、提示する。

第6章では、本論文の結論を記す。

第2章 デマンドレスポンスを用いた電力ピーク抑制実証試験

本章では、筆者らが構築したPTR方式によるDRプログラム（システム）の概要及び本プログラムを用いて2014年から実施してきた実証試験結果の概略について述べる。

2.1 試験概要

九州に在住の一般家庭需要家を対象として、DRおよび見える化による電力使用量の抑制効果についての検証を行った[16][17]。DR実証は、2014、2015年度の夏季（7～9月）及び冬季（12～2月）の計4期にわたって行った。本実証試験は、実際の一般家庭を対象としてPTR方式のDRプログラムを構築して取り組んだ、わが国西日本エリアでは初となる本格的な検証である。

2.1.1 参加需要家

本実証試験に参加した需要家は、公募により選定した。公募対象地域は、九州北部、南部の各々エリアずつとして、佐賀県玄海町、鹿児島県薩摩川内市の2地区である。当該地区在住の一般家庭から募った試験参加希望者のうち、電気の契約種別や需要家宅内の分電盤の設置形態などを考慮して、電力使用量計測機器の設置及びデータ計測、収集が可能な需要家を本試験モニターとして決定した。

これにより、玄海地区98世帯、薩摩川内地区234世帯のあわせて332世帯をモニターとして、2014年7月より実証を開始した。

電力使用量の抑制効果を評価する一つの手法として、モニターをいくつかのグループに区分して、同一日時における電力使用量を比較することで、抑制効果を定量的に評価する方法がある。本試験においても、これを一つの評価手法とするため、332世帯のモニターを、グループA、B、Cの3つに区分した（表2.1）。Aグループは、電力使用量の計測を行うモニターである。ただし、この計測以外は、実証試験以前と全く同じ環境、条件下で生活するモニターである。Bグループは、電力使用量の計測に加えて、タブレット（見える化）端末により電力使用量をはじめとした電力使用に関する各種情報を受信するモニターである。Cグループは、Bグループと同じ条件に加えて、電力の需給逼迫時にDRを適用して電力使用量の抑制に協力するモニターである（表

2.2)。

ここで、モニターのサンプル数について述べる。国内の代表的な取組事例であるスマートコミュニティ地域のDR実証をみると、北九州市では1グループあたり約60～70世帯、豊田市では1グループあたり約80世帯、けいはんな学研都市では1グループあたり約150世帯など、概ね100世帯前後を確保して検証が行われている。また、DR実証のサンプル数に関して詳しく述べた文献は少ないものの、「MEASUREMENT AND VERIFICATION PRINCIPLES FOR BEHAVIOR-BASED EFFICIENCY PROGRAMS (The Brattle Group, 2011)」においては、統計的有意性などをふまえた1モニターグループのサンプル数例として108サンプル（効果10%時）といった言及もある。これらのことを考慮しながら、本実証試験においても、1グループあたりのモニターサンプル数として、100世帯前後を確保することとした。

なお、グループA、B、Cの各モニターの本試験開始前の電力使用量（2013年7月～9月及び2013年12月～2014年1月の平均）は、各グループ間で概ね同程度としている。

表 2.1 実証試験モニター世帯数内訳（2014年7月時点）

地区 モニター グループ	佐賀県 玄海町	鹿児島県 薩摩川内市	計
グループA	44	78	122
グループB	12	77	89
グループC	42	79	121
計	98	234	332

表2.2 モニターグループと実施内容

実施内容	グループA	グループB	グループC
電力使用量の計測・収集	○	○	○
電力使用量の見える化	—	○	○
デマンドレスポンス (DR)	—	—	○

また、モニターの電気契約種別は、従量電灯B契約または季時別電灯契約のいずれかである。従量電灯Bとは、契約電流が10～60アンペアの需要家を対象として、季節や時間帯に関係なく、使用量毎に電気料金を段階的に設定しており、多くの一般家庭で契約されている標準的な料金メニューである。季時別電灯とは、デイトタイム（昼間帯）の電力量料金は割高だが、ナイトタイム（夜間帯）は最も割安な電気料金となるメニューである。また、デイトタイムの電力量料金は夏季よりも、夏季以外が割安な料金である。

本実証試験期間中においては、グループA、B、C間でのモニターの入れ替えなど、各モニターの条件変更はしない。

2.1.2 試験システム構成

筆者らが構築した試験システムを図2.1に示す。全てのモニターに対し、実証試験期間中の全日において、30分毎の電力使用量 [kWh/30min] を計測する。この電力使用量の計測方法は、モニター宅のスマートメーターによって計測する方式とモニター宅内の分電盤回路にCT(電力計測装置)を取り付けて計測する方式の2通りとしている。CT計測方式のモニターにおいては、モニター宅内全体の電力使用量のほかに、分電盤回路単位（機器・部屋毎）での電力使用量の計測を可能としている。

DR適用対象であるグループCモニターに対しては、次節で述べるとおり、電力使用抑制量に応じたインセンティブ（節電報酬）を支払う仕組みとしているが、この抑制量を計測し、インセンティブを算出するためにDR計測装置を各モニター宅内に設置している。グループB及びCの各モニター宅内には、見える化端末としてタブレットを配布、設置している（図2.2）。

これらの機器により計測した電力使用量データは、スマートメーターから無線ネットワークを経由する等により、データサーバーに収集する。データサーバーにて収集した30分毎の電力使用量データは、グループB及びCのモニターが保有する見える化端末にリアルタイムで配信する。

さらに、見える化端末の各種表示画面へのアクセス頻度（モニターが各種画面を閲覧した回数）などもデータサーバー側で把握できるようにしている。

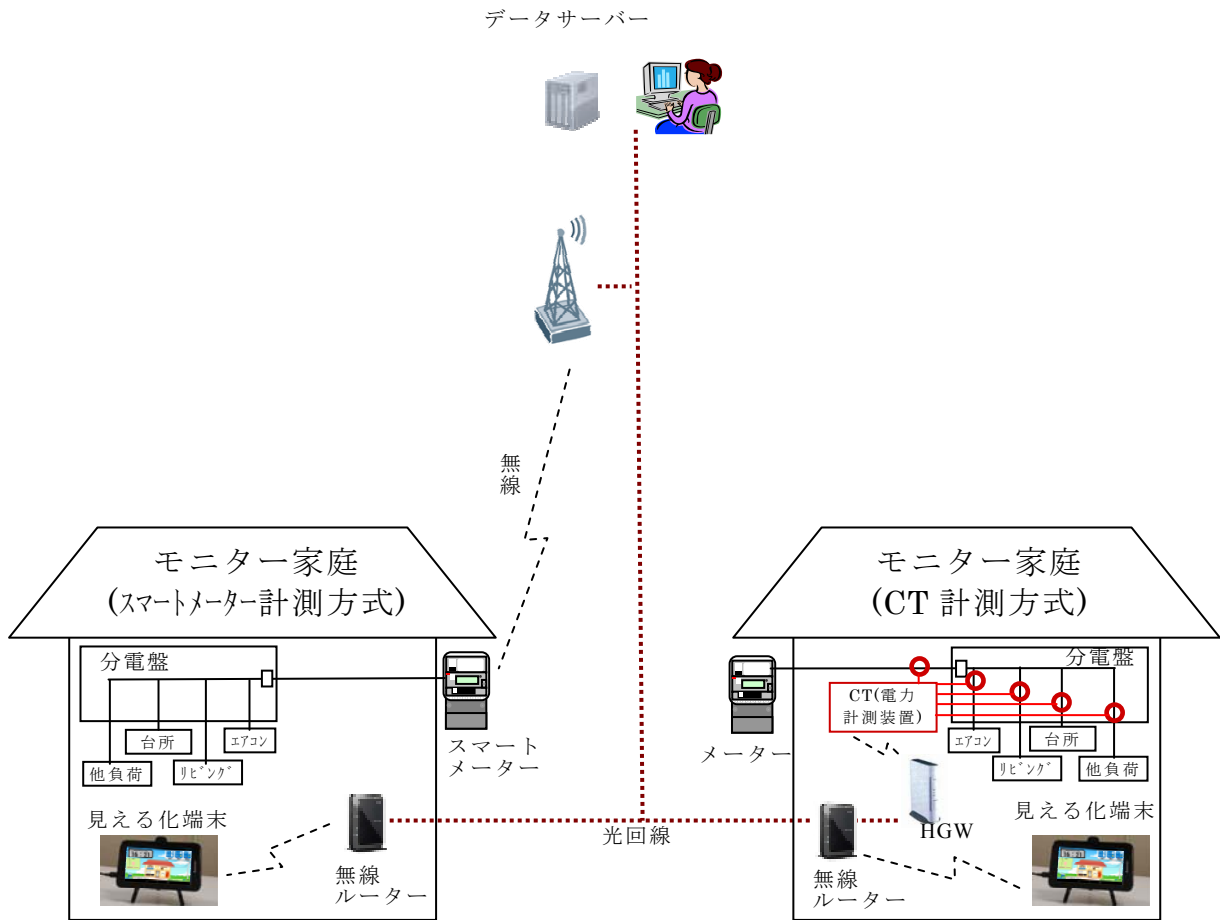


図2.1 実証試験システム構成図



項目	仕様
寸法 (mm)	幅:199、高さ:120、奥行:11
重量 (g)	350
消費電力 (W)	5.6
画面サイズ	7インチ

図2.2 見える化端末の概観と仕様

2.1.3 見える化及びデマンドレスポンス実証試験

見える化とは、需要家に対して、自らの電力使用量や他世帯との使用量の比較などの情報を提供するものである。本実証試験では、これにより需要家がどの程度の電力使用量の抑制を達成できるか、その効果検証を行う。

グループBおよびCの全モニターに対して、2014年7月1日から通年（24時間365日）で見える化の検証を行っている。これは2017年3月末日まで継続予定である。本試験における見える化端末のホーム画面では、日時、天気予報、予想気温及びモニター自世帯の当日の電気の使用量を表示している（図2.3）。モニター自世帯の電力使用量実績画面では、30分毎の電力使用量の推移のほか、電気料金の目安額なども表示する（図2.4）。年・月・日毎の電力使用量実績の表示が可能であり、また、CT計測方式モニターにおいては、分電盤回路毎の電力使用量を表示できる。さらに、電力比較画面においては、自世帯の当日と前日の電力使用量の推移などを比較可能である（図2.5）。モニター自世帯と他世帯との電力使用量の比較表示機能も有している。



図2.3 見える化端末ホーム画面



図2.4 電力使用量実績 (kWh/30min) 画面



図2.5 電力比較画面 (日別電力使用量推移の例)

つぎに、DRにおいては、グループCモニターを対象に仮想の料金メニューを設計・適用して、電力需給逼迫時にどの程度の電力使用量の抑制を達成できるか、その効果検証を行う。

ここで、今回設計したDRの仮想料金メニューについて述べる。まず、この料金メニューを適用する時期として、夏季（7月～9月）及び冬季（12月～2月）の平日のうち特に電力需給が逼迫しそうな日を選定した。この選定日をDR適用日とする。DRを適用する時間帯（電力ピーク時間帯）は、夏季は13～16時、冬季は17～20時の3時間とする。このDR適用時間帯において、直前の平日（DR非適用日）の同一時間帯の電力使用量と比較して、当該モニターがどの程度電力使用量を抑制したかを把握する。抑制を達成したモニターに対して、抑制量1kWhにつき一定の料金インセンティブ（節電協力金）を支払う仕組みである。実証試験1年目（2014年）のインセンティブ単価は、100円/kWhとして検証を行った。2年目（2015年）のインセンティブは、DR適用日ごとに異なる単価（50、100、150円/kWhのいずれか）を適用して検証を行った。なお、DR適用日に電力使用量が抑制されなかった場合も、当該モニターに対してペナルティは課さない仕組みである。このように、モニターにとって負担の少ないPTR方式の仮想料金メニューを設計・適用して実証を行った。

グループCモニターに対して、DR適用日を通知する手段として、見える化端末を活用した。夏季はDR適用日の前日18時頃、冬季はDR適用日の前日21時頃、各モニターの見える化端末画面上に、翌日のDR適用予定を通知するメッセージを配信する（図2.6）。また、見える化端末では、DR適用日における電力使用量の抑制実績や抑制によってモニターが獲得したインセンティブ金額（目安）も把握できるようにしている（図2.7）。



図2.6 DR適用 (緊急ピーク日発動) 事前通知画面



図2.7 DR適用日における電力使用抑制 (節電) 実績画面

なお、DR適用日の決定にあたっては、九州電力がホームページにて毎日公表する「でんき予報」の予想最大電力 [kW]、電力予想使用率 [%] および気象庁が公表する実証エリア付近の予想気温を参考にしながら、需給が厳しいと予想される日を、DR適用日として都度決定した[18][19]。

また、見える化、DR実証試験の実施に加えて、2014年、2015年の夏季・冬季検証期間後には、各モニターに対してアンケート調査 (郵送・用紙記入方式) を行った。得られた実証試験データとアンケート調査結果の両方に基づき、DRに対する受容性や検

証期間中の意識・行動変化の把握、電力使用量の抑制に寄与する要因の分析や評価を行った。

2.2 結果概要

前節に述べたDRの仕組みにより、2014年、2015年の夏季検証期間中に各15日のDRを適用した。また、冬季検証期間においては、2014年、2015年各々16日、17日ずつDRを適用した（表2.3）。

表2.3 DR適用実績

時期	時間帯	DR適用月	2014年度 (1年目)	2015年度 (2年目)
夏季	13～ 16時	7月	4 日	5 日
		8月	4 日	5 日
		9月	7 日	5 日
		計	15 日	15 日
冬季	17～ 20時	12月	4 日	3 日
		1月	5 日	6 日
		2月	7 日	8 日
		計	16 日	17 日

ここでは、2014年夏季・冬季のDR適用日におけるグループA、B、Cの従量B契約モニターの電力使用量の抑制結果について述べる（表2.4）。

2014年夏季においては、グループAのピーク時間帯の電力使用量と比較して、グループBでは0.05 [kWh/モニター]、グループCでは0.07 [kWh/モニター] の抑制が確認された。同様にして、2014年冬季においては、グループBで0.07 [kWh/モニター]、グループCで0.20 [kWh/モニター] の抑制が確認された。なお、2015年（2年目）は、1年目に比べると抑制効果が弱まる傾向にあることも確認された。

表2.4 グループ別 電力使用量抑制結果

2014年度	グループA	グループB	グループC
夏季	1.51 kWh	1.46 kWh	1.44 kWh
	—	-3.3 %	-4.6 %
冬季	2.41 kWh	2.34 kWh	2.21 kWh
	—	-2.9 %	-8.3 %

表中の上段は、電力契約種別が従量電灯 B のモニターの DR 適用日のピーク時間帯における 1 モニターあたりの平均電力使用量を示す。

下段は、グループ A の電力使用量に対する増減量を割合で示したものである。(負値は、グループ A と比較して電力使用量が抑制されたことを示す)

また、見える端末へのアクセス率（全モニターのうちどの程度のモニターが見える化端末画面を閲覧したか）について調べた結果、図2.8に示すとおり、グループBモニターでは、試験開始当初（H26/7）は21%（日平均）だったアクセス率が、徐々に低下し、2年目冬季（H27/12～H28/2）には7%（日平均）であった。グループCモニターについても、試験開始当初のアクセス率は28%（日平均）であったが、グループBと同様に徐々に低下し、2年目冬季には8%（日平均）となった。

さらに、グループCモニターにおけるDR適用日の事前通知メッセージの受信確認状況を調べた結果では、実証1年目の夏季、冬季は、受信確認率（日平均）が各々33%、20%であった（図2.9）。これと比べて、2年目夏季、冬季の受信確認率は、各々20%、16%と低下した（図2.10）。なお、受信確認とは、モニターが見える化端末画面に表示された事前通知メッセージ（図2.6）をみて、同表示画面中の「確認」釦を押下したことを意味する。

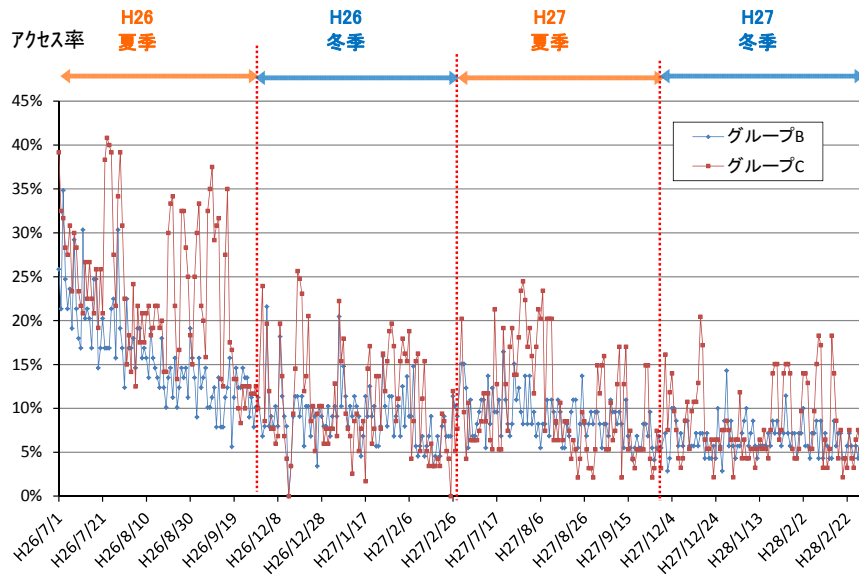


図2.8 見える化端末へのアクセス率の推移

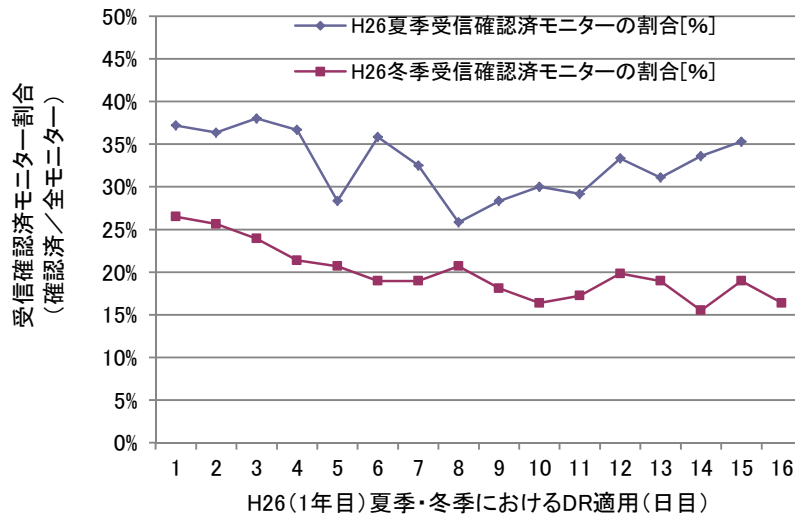


図2.9 事前通知メッセージの受信確認状況 (実証1年目)

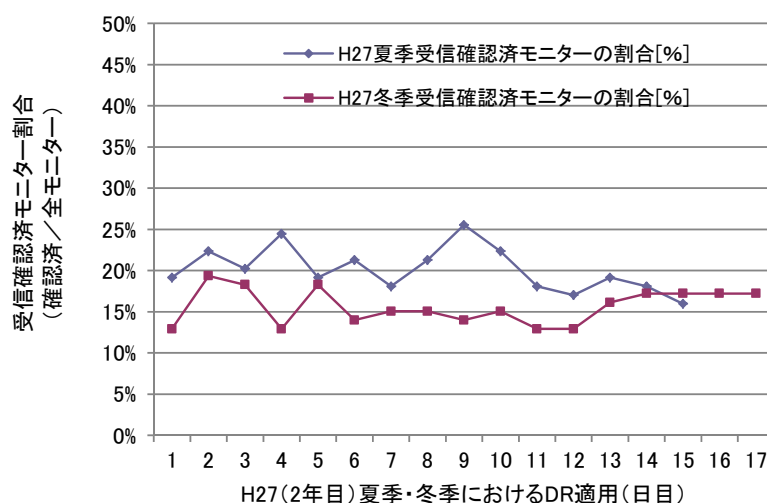


図2.10 事前通知メッセージの受信確認状況（実証2年目）

2.3 夏季電力ピーク時の分析対象需要家

本論文においては、これまで述べてきた実証試験による結果のうち、年間最大電力が発生し、特に需給逼迫が厳しくなると考えられる夏季の電力ピークについて、第3、4章で詳しく分析、考察していく。この夏季電力ピーク時の分析対象としたモニターは、表 2.1 で述べたグループ C 全 121 世帯のうちの 73 世帯である。これらは、グループ C モニターとして 2 年間継続して実証試験に参加し、30 分毎の電力使用量データが欠損なく収集できており、かつ、実証試験事後アンケートにて意識・行動状況を回答したモニターである。

ここでは、これらのモニター73世帯の属性などについて述べる。

まず、73 世帯を住居別にみると、約 7 割の世帯が持家一戸建である（図 2.11）。次いで多い順に賃貸マンション・アパート、借家一戸建となっている。持家一戸建の延べ床面積についてみると 101～140 m²に該当する世帯が多いことがわかる。ただし、住居形態が異なると延べ床面積の分布状況も異なる。世帯主年齢をみると、50 代（全体の 29%）が多いが、20 代から 70 代以上と幅広い範囲で分布している（表 2.5(a)）。世帯人数は、2～4 人世帯が全体の 71%を占めるが、1 人世帯や 7 人以上の世帯も存在している（表 2.5(b)）。また、世帯内に 18 歳以下の人数が含まれているのは全体の 45%に相当する 33 世帯である（表 2.5(c)）。一方、65 歳以上が居る世帯は、全体の 34%にあたる 25 世帯である（表 2.5(d)）。また、世帯内に就業者が含まれる世帯は、全体の 82%にあたる 60 世帯である（表 2.5(e)）。

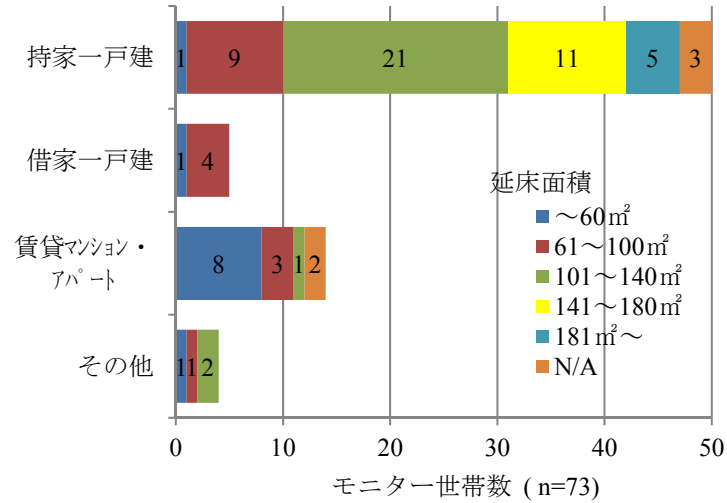


図 2.11 住居別にみたモニター世帯数分布状況

表 2.5 モニター家庭属性

(a) 世帯主年齢

世帯主年齢	20代	30代	40代	50代	60代	70代以上
該当世帯数 (n=73)	1	12	14	21	16	9

(b) 世帯人数

世帯人数 [人]	1	2	3	4	5	6	7以上
該当世帯数 (n=73)	8	22	16	14	8	2	3

(c) 世帯内における 18 歳以下の人数

18 歳以下の人数 [人]	0	1	2	3	4	5
該当世帯数 (n=73)	40	13	14	5	0	1

(d) 世帯内における 65 歳以上の人数

65 歳以上の人数 [人]	0	1	2
該当世帯数 (n=73)	48	10	15

(e) 世帯内における従業者の人数

従業者の人数 [人]	0	1	2	3	4以上
該当世帯数 (n=73)	13	28	21	7	4

つぎに、図 2.12 に示すように各家電機器の保有台数をみると、家電機器毎に傾向が異なる。エアコンとテレビについては、いずれも 1 世帯当たり 0 台～6 台と保有台数が各世帯で様々である。しかしながら、電子レンジ、洗濯機の保有台数については、ほとんどの世帯が 1 台である。また、IH 調理器、電気衣類乾燥機、食器洗浄機、及び電気給湯器については、1 台保有している世帯が全体の数十%存在するが、それ以外では保有していない。

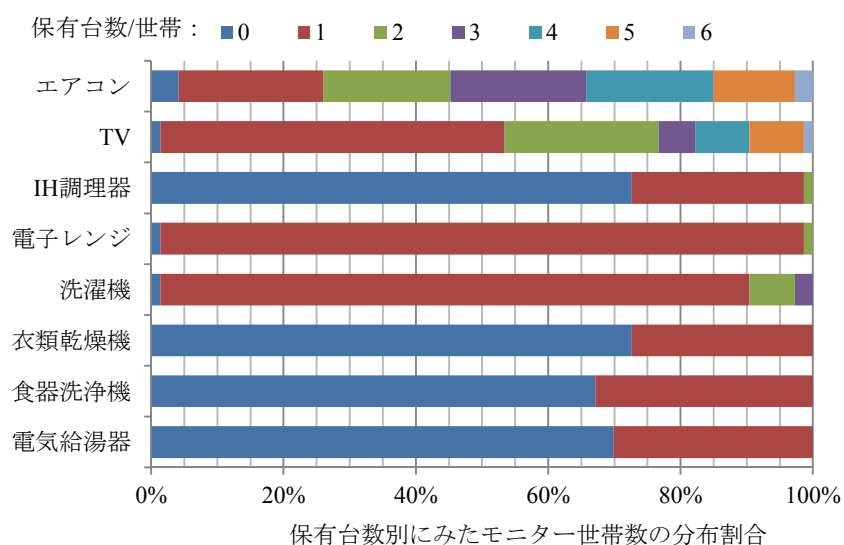


図 2.12 モニター世帯の家電機器保有状況

以上のように、本論文における詳細分析の対象としたモニターは、住居形態が持家一戸建である世帯がやや多い傾向はあるものの、世帯主年齢、世帯人数などは大きな偏りなく幅広く分布していることがわかる。次章からは、これらのモニターに関する抑制効果の分析などについて詳しく述べていく。

なお、分析にあたっては、佐賀県玄海町と鹿児島県薩摩川内市の両地区のモニター全体での評価を行う。電力会社では、通常、同一電力会社管内の各地区ごとに個別に需給調整するのではなく、管内全体で需給を調整し、供給力を確保する。九州電力 HP 掲載のでんき予報においても、予想最高気温は福岡・熊本・鹿児島の合成気温が示され、管内全体での需給状況が公表される。このような運用の現状もふまえ、本実証試験結果においても、九州北部と南部の両地区モニター全体での分析・評価を行う。

第3章 夏季電力ピーク期間における抑制効果の分析と効果維持手法

3.1 夏季電力ピーク期間における抑制効果分析

夏季の電力ピーク期間、すなわち、2014年、2015年の7～9月の実証試験期間にわたる73世帯のグループC（DR適用対象）モニターにおける電力使用量の抑制状況及びその分析結果について述べる[20]。

3.1.1 電力使用抑制効果の算出

DR適用日における需要家の電力使用抑制量は、DRが適用されない場合の当該需要家の電力使用量の想定値を基準（ベースライン）として、このベースライン値から、DR適用日の実際の電力使用量の値を差し引いたものとして定義する（(1)式）。

$$\Delta W = W_{BL} - W \dots\dots\dots (1)$$

ΔW : DR適用時間帯の電力使用抑制量 [kWh]

W_{BL} : 想定値（ベースライン） [kWh]

W : DR適用時間帯の実際の電力使用量 [kWh]

ベースラインの想定および抑制量の具体的な算出にあたっては、様々な方法が存在しているが[21]、経済産業省は、2015年3月に、ネガワット取引における需要削減量の測定方法に関する標準的な手法の確立に向けた「ネガワット取引に関するガイドライン」を策定した。このガイドラインの中で、ベースラインについても規定している[10]。同ガイドラインでは、DR適用日が平日の場合における反応時間・持続時間が比較的長いDRのベースラインとして、次のとおり定めている。

- ① まず、DR適用日の直近5日間（ただし、過去のDR適用日や土日・祝日などは含まない）のうち、DR実施時間帯の平均需要量の多い4日間（High 4 of 5）の需要データについて、これらの30分単位のコマ毎の平均値を算出する。
- ② つぎに、DR実施時間の4時間前から1時間前までの30分単位の6コマについて、「(DR適用日当日の需要量) - (上記①の算出方法により算出された値)」の平均値を算出する。

- ③ 上記①で算出された値における DR 実施時間帯の 30 分単位の各コマに、上記②で算出された値を加算したものを、標準ベースラインとする。

すでに述べたように、ベースラインの推計には様々な方法が考えられるが、ここでいう標準ベースラインとは、ネガワット取引を円滑に実施するため、原則として、多くの場合に妥当すると考えられる方法によって推計されるベースラインと位置づけられている。

この標準ベースラインを、本章での分析・評価におけるベースライン W_{BL} として採用して、電力使用抑制量 ΔW を算出した。

3.1.2 電力使用抑制効果（試験結果）

実証試験で得られたモニター73世帯の30分毎の電力使用量データをもとに、(1)式により算出した電力使用抑制量を図 3.1 に示す。図 3.1 では、モニターが電力使用を抑制した場合は正、抑制していない場合は負の値をとり、ここに示した値は、電力ピーク時間帯における 1 モニターの DR 適用日 1 日あたりの平均抑制量である。エラーバーは標準誤差を示す。

1 年目（2014 年）の DR 適用日（13～16 時）における抑制量は 0.073 [kWh/日・モニター] と、全体平均で抑制される傾向を確認した。しかしながら、2 年目（2015 年）におけるモニター全体の平均抑制量は -0.003 [kWh/日・モニター] となった。

ここで、2014 年、2015 年の各年において、モニター毎の抑制量（DR 適用 15 日平均）について調べる。電力使用の抑制を達成したモニターと抑制をしていないモニターに区分してみると、表 3.1 に示すように、抑制を達成したモニターグループでは、2014 年が 0.227 [kWh/日・モニター]、2015 年が 0.226 [kWh/日・モニター] と 1、2 年目ともほぼ同程度の使用抑制を達成していることが確認された。この結果をふまえると、図 3.1 に示すように 2015 年（2 年目）のモニター全体の電力使用量が抑制されなかった要因の一つとして、抑制していないモニターの使用量が、2014 年の 0.161 [kWh/日・モニター] から 2015 年の 0.251 [kWh/日・モニター] へと大幅に増加したことが挙げられる。

2015 年夏季実証後のアンケートでは、2014 年と比べた 2015 年の節電意識についても調査を行った。この調査結果を、表 3.1 の 2015 年度抑制達成モニター（n=38）と 2015 年度未抑制モニター（n=35）に分けてみると、抑制達成モニター全体のうち約 66%が「節電意識が高まった」と回答し、「節電意識が低くなった」と回答したモニターは約 3%にすぎなかった。一方、未抑制モニター全体のうち「節電意識が高まった」と回答したのは約 57%で、「節電意識が低く

なった」と回答したモニターが約 14%にのぼった。

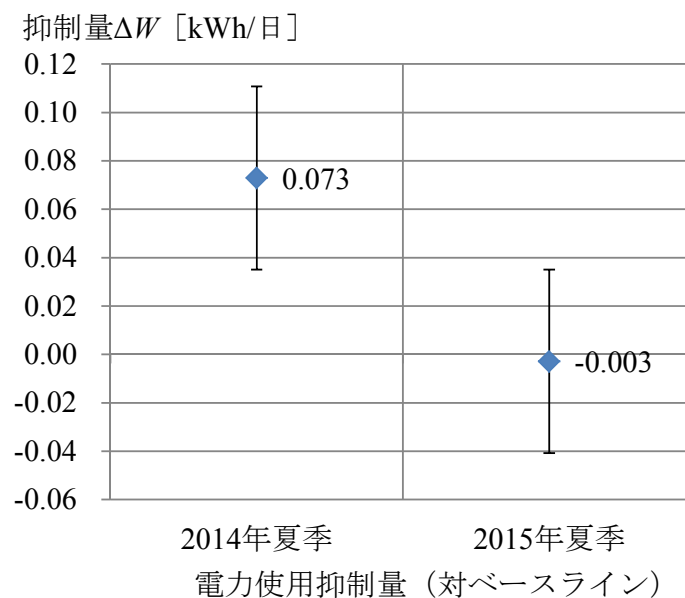


図 3.1 ベースライン値に対する電力使用抑制量 (正值:抑制を示す)

表 3.1 DR 実施日のベースラインに対する電力使用抑制状況

	2014 年度	2015 年度	2 か年平均
平均電力使用抑制量 ΔW [kWh/日・モニター] (モニター世帯数 n=73)	0.073	-0.003	0.035
抑制達成モニターのみ の平均電力使用抑制量 ΔW [kWh/日・モニター]	0.227	0.226	0.167
抑制達成モニター世帯数	44	38	45
未抑制モニターのみ の平均電力使用抑制量 ΔW [kWh/日・モニター]	-0.161	-0.251	-0.177
未抑制モニター世帯数	29	35	28

また、2.2 節において、DR 適用日の事前通知メッセージの受信確認状況について述べたが、ここでは、分析対象モニター73 世帯の受信確認状況に基づく分析結果を示す。1 年目は受信確認率 32%（73 世帯のうち受信確認済世帯数の割合、DR 適用 15 日平均）であったのに対して、2 年目は 20%まで低下していた（表 3.2）。

また、各モニターが 15 日/年のうち何日受信確認したかを調べた結果では 1 年目は 5.6 [日/モニター] であった。同様に調べた 2 年目の結果は 3.7 [日/モニター] であった。2 年目は、1 年目に比べて受信確認日数が 2 日程度減少していることが明らかになった（表 3.3）。

つぎに、DR 適用 15 日のうち少なくとも 1 [日/年] 以上の受信確認実績があるモニターのみに着目した。これらモニターの受信確認実績は、1 年目が 7.6 [日/モニター]、2 年目が 7.4 [日/モニター] と、ほぼ同程度の確認頻度であったことも判明した。

さらに、受信確認実績が過半数（8 日以上/年）のモニターの電力使用抑制量を調べた結果では、1、2 年目において各々、0.192、0.055 [kWh/日・モニター] であり、いずれも図 3.1 に示した全モニター平均値を上回る抑制を達成している。一方で、7 日以下/年のモニターの抑制量は、1、2 年目で各々 0.007、-0.023 [kWh/日・モニター] と小さいことが明らかになった。

以上のように本検証結果から、受信確認頻度の高いモニターほど、電力使用を抑制する傾向にあることが示唆される。

表3.2 DR事前通知メッセージの受信確認状況（世帯数n=73）

	受信確認率	最高確認率	最低確認率
2014 年度	32%	38%	26%
2015 年度 (対 2014 年度)	20% (-12%)	26% (-12%)	16% (-10%)

最高・最低確認率は、DR適用日（全15日/年）のうちで、各々最も受信確認率の高かった日、低かった日の数値を示す。

表3.3 モニター毎に見たDR事前通知メッセージ受信確認日数

	2014 年度	2015 年度
1 モニター世帯あたりの 平均確認日数 (世帯数 n=73)	5.6 日	3.7 日
1 日/年以上受信確認実績 のあるモニター世帯の 平均確認日数	7.6 日 (世帯数 n=53)	7.4 日 (世帯数 n=35)

以上述べてきたように、実証2年目の抑制効果低下の一要因として、抑制していないモニターの電力使用量が大幅に増えていることが挙げられる。また、実証2年目の抑制していないモニターの節電に対する意識も、抑制達成モニターと比べて低下傾向にあることが確認された。

実証2年目は、これらモニターの節電意識の低下が、DR事前通知メッセージ受信確認頻度低下などの行動変化を生じ、結果として電力使用抑制効果が得られにくかったことが示唆される。

なお、実証試験期間中の最高気温（気象庁HPの過去の気象データに基づく）をみると、佐賀県玄海町近郊では実証1、2年目は各々26.7℃、26.5℃（いずれも7/1～9/30の13～16時の唐津市の実績平均）と、年度による差はほとんどなかった。また、鹿児島県薩摩川内市でも実証1、2年目は各々28.5℃、28.2℃（いずれも7/1～9/30の13～16時の実績平均）とほぼ同等であった。このことから、1年目と2年目の電力使用抑制量の違いに、気温差が及ぼした影響は小さいと考えられ、ここでは、気温補正による評価は行わない。また、次節以降では、年度の比較評価というより、むしろ、各年度における抑制状況の詳細や需要家の抑制傾向などの分析結果を主体として述べていく。

3.1.3 需要家の抑制傾向分析と考察

表 3.1 で示したように、2 か年にわたる実証において、モニター全体でみて、電力使用量の抑制効果を持続することは容易ではない。しかしながら、同表（表 3.1）で示したように電力使用を抑制しているモニターに限っては、2 年目においても、1 年目と同程度の使用抑制を実現できている。このことから、抑制効果を維持できている需要家の属性を明らかにすることで、DR プログラムへの参加が推奨されるターゲット需要家を見極めることが可能となる。DR プログラムの実践においても、ターゲット需要家の積極的な参加により、高い抑制効果が期待できる。また、様々な需要家が参加する DR プログラムでは、使用抑制量の推計も容易でないが、ターゲット需要家による DR プログラムでは、抑制量の推計も概ね可能になると考えられる。

ここでは、実証試験結果に基づき、PTR 方式の DR プログラムによる電力使用抑制において、ターゲットとして期待される需要家の傾向、特徴について分析、考察していく。

まず、モニター毎にみた 2 か年の電力使用抑制量を調べると、2 か年とも抑制しているモニター（図 3.2 右上部）、2 か年とも抑制できていないモニター（図 3.2 左下部）および 2 か

年のうち1年のみ抑制できたモニター（図3.2 左上部、右下部）と様々に分布している。

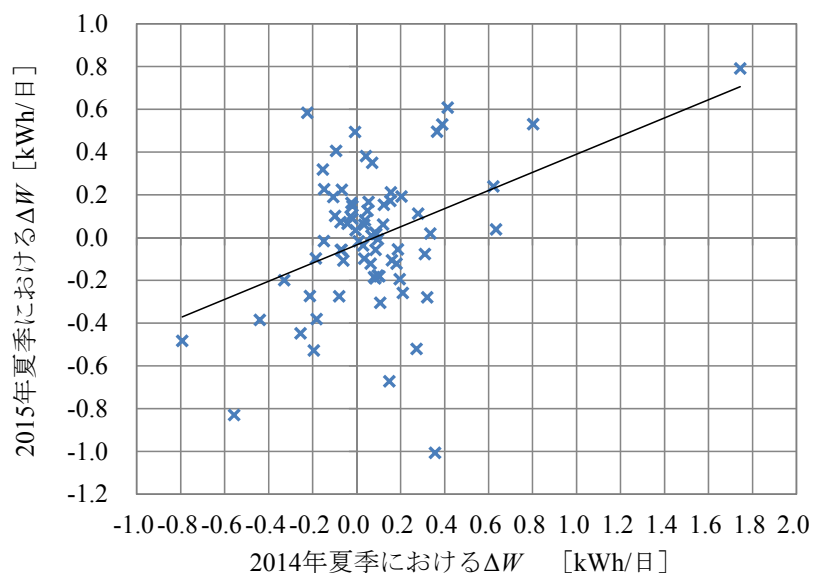


図3.2 1、2年目における電力使用抑制のモニター分布状況

ここでは、電力使用の抑制に特に寄与しているモニターの特徴、傾向について分析した。分析には、ステップワイズ法による重回帰分析手法を用いた。重回帰分析の変数選択法には、全ての説明変数を一斉に投入する「強制投入法」、説明変数を順次投入（但し、既投入変数を除去することは不可）する「変数増加法」および最初に全ての説明変数を投入し、予測への寄与度が小さい変数を順次除去していく「変数減少法」などもあるが、ここでは、変数増加法と変数減少法を組み合わせた「ステップワイズ法」を用いた。ステップワイズ法では、有意性の高い説明変数を、順次、重回帰モデルに投入していきながら、投入の都度、除去すべき変数がないかの分析ができる。すなわち、ステップワイズ法は、変数を取捨選択することが可能であり、変数の選択に関する過程を把握し易い手法である。

これより、ステップワイズ法による重回帰分析手法を用いて、モニター単位での電力使用抑制に影響を与える要因を推定、分析した結果を述べていく。

まず、1年目（2014年）のピーク時間帯の電力使用抑制量を被説明変数、モニター世帯の属性、アンケート調査に基づく意識・行動に関するデータを説明変数として重回帰分析を行った。この結果によると、DR適用日のピーク時間帯である13～16時にエアコンの使用を控

えたモニターが、電力の使用抑制に寄与していることが明らかになった（表 3.4）。この他にも、DR が適用されていない平日の 13～16 時の電力使用量が大きいモニターほど、DR 適用日のピーク時間帯には、電力使用量を抑制していることが判明した。

また、2 か年にわたるピーク時間帯の電力使用抑制量を被説明変数として、同様に重回帰分析を行った結果では、DR 適用予定である旨を事前通知したメッセージに気づいたモニターほど、抑制量が大きかった。さらに、65 歳以上の人数が多い世帯ほど、抑制量が大きいことも明らかになった（表 3.5）。

表3.4 電力使用量の抑制（1年目）に寄与する要因・行動変容

説明変数 (モデル)	非標準化 係数 B	標準化 係数 β	t 値
(定 数)	-0.126	—	-1.337
DR 実施時間帯にエアコン を使用しない頻度	0.243	0.336	2.609*
DR 適用なし日の 電力使用量	0.123	0.290	2.249*

*は有意水準 5%以下を示す。自由度調整済決定係数 R^2 は 0.131

表3.5 電力使用量の抑制（2か年）に寄与する要因・行動変容

説明変数 (モデル)	非標準化 係数 B	標準化 係数 β	t 値
(定 数)	0.243	—	2.553*
DR 事前通知に対する 気づき	-0.072	-0.335	-2.633*
世帯内の 65 歳以上の人数	0.098	0.299	2.345*

*は有意水準 5%以下を示す。自由度調整済決定係数 R^2 は 0.159

次に、2 か年連続で、電力使用量を抑制しているモニター（図 3.2 の右上部）に着目して、それらの電力使用抑制量とアンケートデータをもとに、これらモニターの傾向や特徴を明らかにした。

2 か年連続で抑制を達成したこれらモニターの DR 適用時間帯における抑制量は、2014 年が 0.299 [kWh/日・モニター]、2015 年が 0.234 [kWh/日・モニター] であった（図 3.3）。これらのモニターにおいては、2 年目も、1 年目の約 8 割程度の電力使用抑制を達成できていることがわかる。また、1 年目の抑制量が多いモニターは、2 年目も比較的抑制量が多い傾向も確認された（相関係数 $r=0.67$ ）。

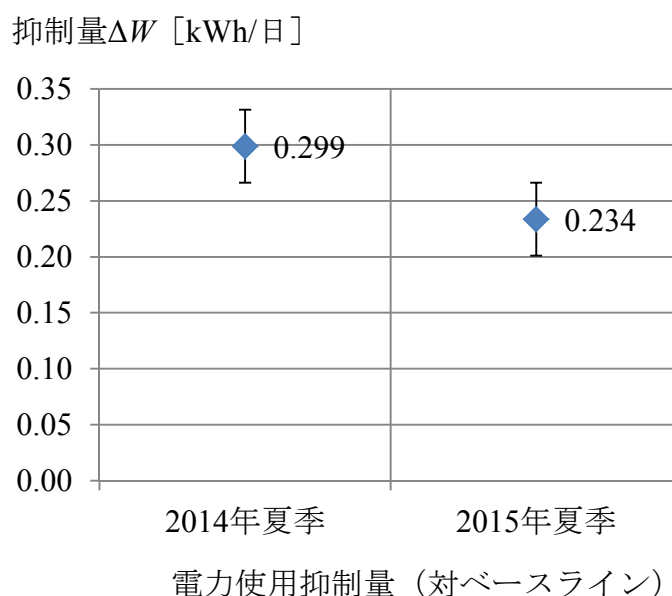


図 3.3 2 年連続抑制達成モニターの電力使用抑制量（正值:抑制を示す）

その他にも 2 か年とも電力使用を抑制しているモニターには、つぎのような共通した傾向があることがわかった。

- ・ モニター世帯の住居の延べ床面積が大きい（図 3.4）
- ・ モニター宅内にある全てのエアコンのうち、最も良く使用するエアコンの普段の使用頻度（7～9 月の 3 か月間）が高い（図 3.5）
- ・ DR 適用日のピーク時間帯には、電気衣類乾燥機の使用を控える（図 3.6）

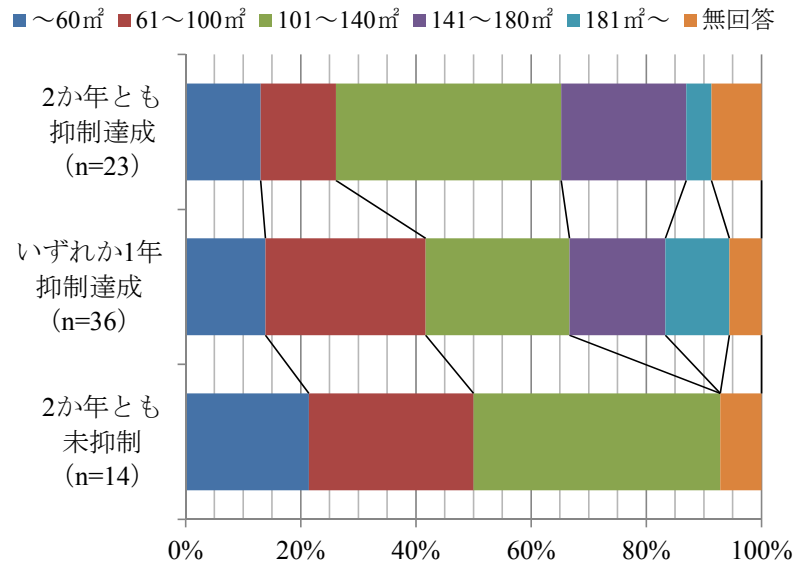


図3.4 2か年の電力使用抑制状況別にみた住居の延べ床面積分布状況

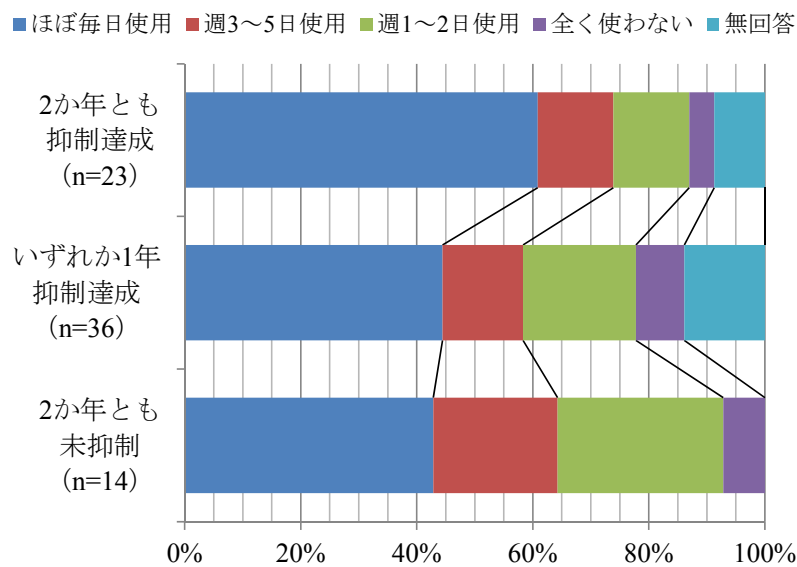


図3.5 2か年の電力使用抑制状況別にみた主要エアコンの普段の使用状況

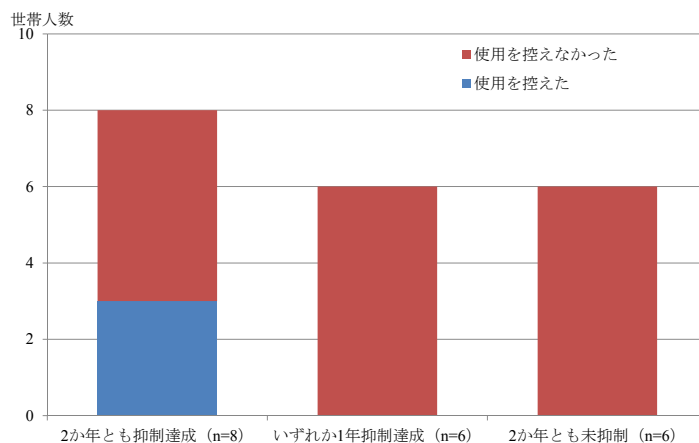


図3.6 2か年の電力使用抑制状況別にみたDR適用
時間帯の電気衣類乾燥機の使用状況

これまで述べてきた実証試験の分析結果から、2 か年にわたり電力使用の抑制に寄与したモニターが存在し、かつこれらのモニターにはいくつかの共通の特徴や傾向があることを示した。

これより、電力使用の抑制を目的とした DR プログラム (PTR 方式) の実践にあたってターゲットとすべき需要家の特徴や傾向を「属性」、「電気の使い方」及び「意識・行動」の各面から整理する。

まず、世帯人数、世帯主、住居などモニターの「属性」面においてターゲットとすべき需要家は、65 歳以上の人数が多い世帯、延べ床面積が広い世帯である。

つぎに、「電気の使い方」においては、夏季平日の電力ピーク時間帯における普段の電力使用量が大きい世帯である。なお、これらは、エアコンの保有台数が多い、TV の保有台数が多い世帯を一つのターゲットと見なすこともできる (図 3.7)。

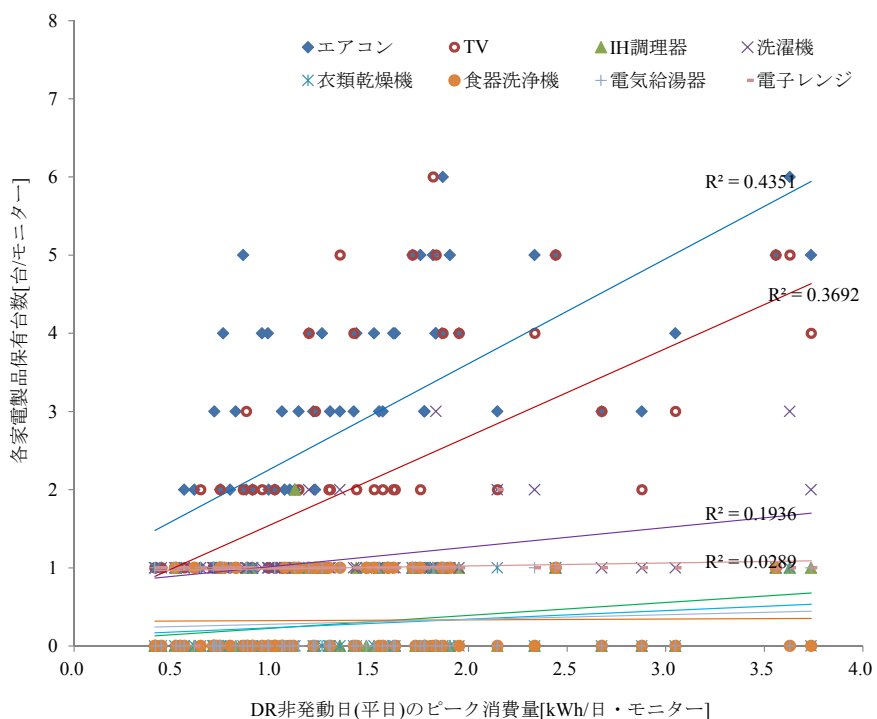


図 3.7 通常平日（DR 非適用日）の電力ピーク時間帯
の消費量と各家電製品保有の関係

さらに、モニターの「意識・行動」面においては、DR 適用予定である旨を事前通知したメッセージに、早い時期から気付く世帯ほど、抑制に寄与している。これらのモニターは、電力使用抑制に寄与した対価として得られるインセンティブ単価についても十分認識しているモニターである。このことから、需要家が、より興味を持ちやすい DR プログラム、インセンティブの設計を行い、また、DR 適用予定である旨の通知に需要家が気付きやすい仕組みを構築することは、さらなる電力使用抑制に寄与するものと期待される。

効率的に電力使用抑制を実現するために、DR プログラムの参加ターゲットとすべき需要家を見極めることは重要なことであり、この見極めにあたっては、世帯の属性、保有する家電とその電気の使い方、及び需要家の意識・行動の各側面から、電力の使用抑制が期待される需要家の特徴や傾向を把握することが有効策の一つである。

今回の検証結果によると、図 3.8 に示した特徴を有する需要家を一つのターゲットとして、DR プログラムを実践していくことは効果的な手法と考えられる。

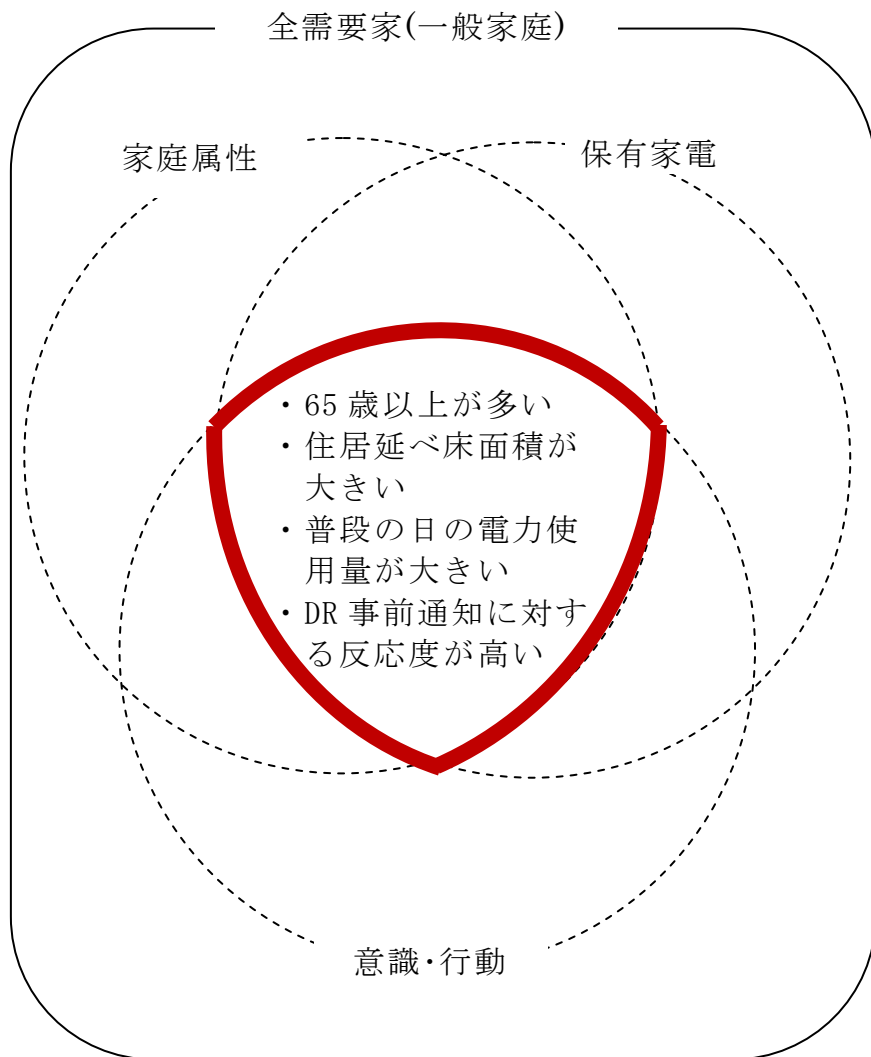


図3.8 DRプログラムのターゲットとすべき需要家の特徴や傾向

3.2 夏季電力ピーク期間における抑制効果維持手法の提案

本節では、実証試験結果をふまえて、PTR方式のDRプログラムを今後、適用していく場合、電力使用抑制効果を持続するための方策として、需要家に対し、インセンティブと金銭的負担を組み合わせた新たなDR料金メニューの仕組みについて検討、提案する。

3.2.1 抑制効果分析に基づく課題

CPP方式のDRプログラムでは、一般に、DR適用時間帯に需要家が電力を使用すれば、需要家は通常より高額な電気料金を支払うリスクを負う。これに対して、PTR方式は、需要家がDR適用時間帯に電力使用を抑制できればインセンティブを享受できる仕組みであることから、CPPに比べて、一般に需要家の受容性が高い方式である。しかし、その一方で、CPPに比べPTRの需要抑制効果は小さい傾向にあることも示唆されている[6][22]。次世代エネルギー・社会システム実証事業として取り組まれた北九州市、けいはんな学研都市の2012年度、2013年度の夏季試験結果によると、CPP方式のDRにより約20%のピーク抑制が継続的に可能であることが確認されている[4]。DRの試験条件、環境も異なるため、これらの結果と本論文で述べた実証試験の成果を単純に比較することはできないが、PTR方式による本実証試験で得られたピーク抑制効果は、実証1年目において概ね5%程度であった。さらに、本実証試験の結果では、図3.1、表3.1に示したとおり、実証2年目のモニター全体の抑制効果は低下しており、この一因として、抑制を達成できていないモニターの電力使用量が大幅に増加したことを示した。

本論文では、このように2年目に電力使用量が増加し、モニター全体での抑制効果が低下する問題の解決に向けて、抑制効果を持続するための方策を立案する。具体的には、需要家に対して、単にインセンティブを与えるだけでなく、これに加えて、金銭的な負担を課す手法を提案する。

なお、PTR方式のDRを適用する際には、そのインセンティブの原資をどのようにして確保するか、といった課題も指摘されている[6]。本論文では、この課題解決にも資する手法を検討する。

3.2.2 抑制効果維持手法の提案

ここでは、本実証におけるDRの前提条件をふまえながら、電力使用抑制効果が低下することの歯止めとなり、かつインセンティブの原資確保も可能とする新たな仕組みを検討する。

まず、DR 適用の前提は次のとおりとする。

- ・ 夏季の一定期間を DR 対象期間として、このうち需給逼迫が予想される日中の一定のピーク時間帯を DR 適用日時とする。
- ・ DR 適用日のピーク時間帯の電力使用量 [kWh] が抑制された場合には、その抑制量に応じて、当該需要家に金銭的なインセンティブを付与する（抑制量の算出は 3.1.1 に準じる）。

一方、需要家に課す金銭的な負担は、できるだけ軽くするようにしながらも、DR 適用日の電力使用量の抑制効果を維持する観点から、次のとおり提案する。

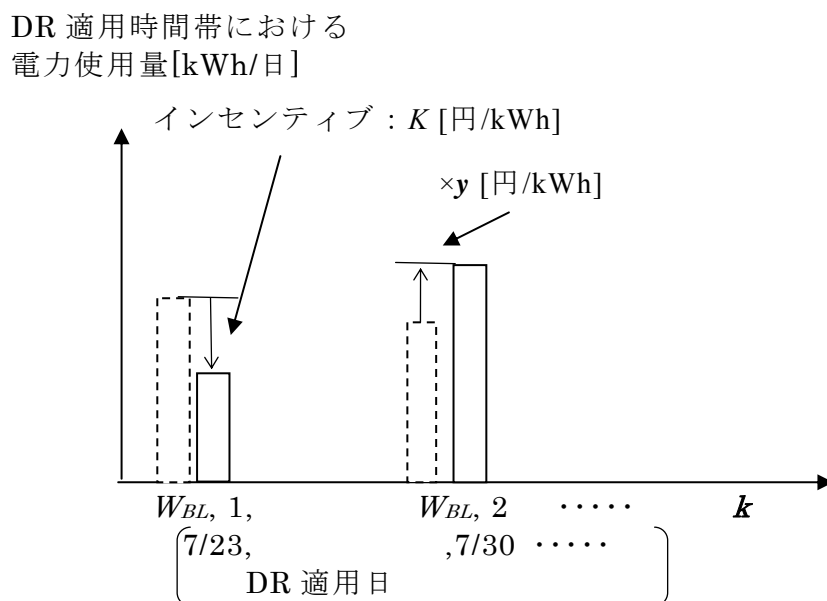
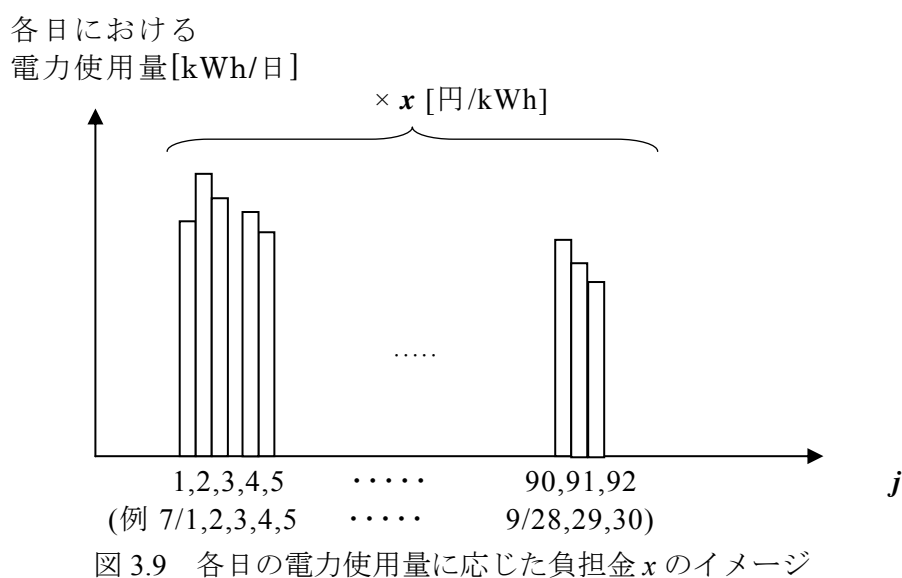
- ・ DR 参加需要家における DR 対象期間中の全ての日の電力使用量に対して、金銭負担 (x) を課す。
- ・ DR 適用日のピーク時間帯の使用電力量が抑制されなかった場合、ベースラインに対する増加分に金銭負担 (y) を課す。
- ・ これらの負担金 (x, y) はインセンティブの原資に充てる

ここで、インセンティブの原資の確保について述べる。需給ひっ迫時に DR を用いて電力ピークを抑制する大きな利点は、従来の電力供給に係る費用を削減できることである。この削減費用を定量的に評価した研究成果によると、供給に係る費用の削減要素として、電力ピーク対応火力発電の燃料燃焼減らし効果、起動回数減による起動費の削減効果、供給予備力として使わなくなった火力発電のメンテナンス費の削減効果を挙げており、これによる供給コストの削減額（ブレイクイーブンコスト）の試算結果は約 58～330 [円/kWh] とされている[23][24]。この削減額によって、DR プログラムを適用する際の十分なインセンティブ原資を確保できる場合は、原資不足の課題は生じない。しかしながら、この削減額のみでインセンティブの原資を確保できない場合は、新たな原資確保の方策を検討する必要がある。これをふまえて、本論文では、今回、電力使用抑制効果の維持に寄与することに加えて、インセンティブ原資の確保も可能とする手法（需要家に金銭負担を課す手法）を提案する。

今回提案している負担金額 x, y [円/kWh] のイメージは図 3.9、図 3.10 に示すとおりである。例えば、本実証試験と同様な条件とした場合、DR 対象期間は 7/1～9/30 の全 92 日であるため、これらの各日の電力使用量に x [円/kWh] を乗じた金額が、負担金として需要家に課される（図 3.9）。また、ベースライン W_{BL} に対して DR 適用日のピーク時間帯の使用量が増加した場合は、その増加量に y [円/kWh] を乗じた金額が、負担金として需要家に課される

(図 3.10)。一方、ベースライン W_{BL} に対して使用量を抑制できた場合は、インセンティブ K [円/kWh] を乗じた金額が需要家に支払われる。

本提案は、インセンティブの原資を確保できることを条件としながら、これら 2 種類の負担金額を組み合わせて、需要家に課す負担総額を最小化する (x, y) を求めるものである。



以上より、目的関数、制約条件を、次のように定義する。

(目的関数)

$$Z = A \cdot x + W \cdot y \quad \rightarrow \quad \text{最小化}$$

(制約条件)

- ・ 1年目にインセンティブ原資を確保するための制約

$$x \cdot \sum_{i,j} a_{1ij} + y \cdot \sum_{i,k} \max(0, w_{1ik}) \geq (K-L) \cdot (-1) \cdot \sum_{i,k} \min(0, w_{1ik})$$

- ・ 2年目にインセンティブ原資を確保するための制約

$$x \cdot \sum_{i,j} a_{2ij} + y \cdot \sum_{i,k} \max(0, w_{2ik}) \geq (K-L) \cdot (-1) \cdot \sum_{i,k} \min(0, w_{2ik})$$

ただし、以下の条件式を満足するものとする。

$$x \geq 0, y \geq 0$$

$$A = \sum_{i,j} a_{1ij} + \sum_{i,j} a_{2ij}$$

$$W = \sum_{i,k} \max(0, w_{1ik}) + \sum_{i,k} \max(0, w_{2ik})$$

$$\sum_{i,k} w_{1ik} \leq M_1, \sum_{i,k} w_{2ik} \leq M_2$$

x : DR 対象期間の全日の電力使用量に対する負担金額 [円/kWh]

y : DR 適用日のピーク時間帯における電力使用量増分に対する負担金額 [円/kWh]

a_{1ij} : 実証 1 年目における需要家 i の DR 対象期間 j 日目の電力使用量 [kWh/日]

a_{2ij} : 実証 2 年目における需要家 i の DR 対象期間 j 日目の電力使用量 [kWh/日]

w_{1ik} : 実証 1 年目における需要家 i の DR 適用日 k 日目のピーク時間帯の電力使用量の増減
[kWh/日]

w_{2ik} : 実証 2 年目における需要家 i の DR 適用日 k 日目のピーク時間帯の電力使用量の増減
[kWh/日]

K : 電力使用抑制を達成した場合に需要家に支払うインセンティブ単価 [円/kWh]

L : 供給側の費用削減によるインセンティブ原資の単価 [円/kWh]

M_1, M_2 : 最低限の電力使用抑制レベル [kWh/日]

なお、 w_{1ik} 、 w_{2ik} は、DR 適用日のピーク時間帯の実際の電力使用量からベースラインを差し引いた値とする。

3.2.3 提案手法を用いた試算

本実証試験で得た 1、2 年目の電力使用量データを用いて、需要家へ課す負担金額(x, y)がいくらになるかを試算する。今回の試算では、図 3.3 で示したモニターのうち、季節や時間帯に関係なく一定の電気料金単価である従量電灯 B 契約に該当するモニター (全 17 世帯) の実証データを用いて、(x, y)を導出する。導出にあたっては、本実証試験と同様な条件を用いて、DR 対象期間は 7/1~9/30 の全 92 日、DR 適用日は 15 日/年、DR 適用日のピーク時間帯は 13~16 時、インセンティブ単価は 100 [円/kWh] とした。さらに、電力供給に係る費用の削減によって確保できるインセンティブ原資の単価は、文献[24]における最も小さい単価相当として 58 [円/kWh] とした。

以上に述べた試算条件をもとに、需要家に課す負担金額 (x と y の組み合わせ) を最も小さくするケースについて検討した結果、最適解として (x, y) = (0.3, 0) を得た。このことから、本試算例では、需要家の負担金を導入することによって、PTR 方式 DR による電力使用抑制の効果低下を防ぎ、インセンティブ原資を確保する新たな DR の仕組みは、以下のとおりとなる。

- 1) DR 適用日のピーク時間帯において電力使用量を抑制できた需要家には、その抑制量に応じて 100 [円/kWh] のインセンティブを付与する一方で、DR 対象期間中 (7/1~9/30) の各日電力使用量に対して 0.3 [円/kWh] の金額負担を、全ての参加需要家に課す。
- 2) DR 適用日のピーク時間帯において電力使用量を抑制できなかった場合、その使用量増加分 (対ベースライン) に対する金額負担は課さない。

以上のように、需要家にとっては、新たな金銭負担が課されることになるが、この金額単価 0.3 [円/kWh] は、インセンティブ単価の 0.3 %程度にすぎない。また、その適用対象月も

7～9月の3か月のみと限定的であることから、需要家にとっても受容性があるものとする。なお、今回の試算では、本提案手法によって7～9月（2か年合計）で需要家が獲得できる総額（インセンティブから負担金を差し引いた金額）は一需要家あたり平均719円となった。また、これら需要家のうち最高金額は3,646円、最低金額は-73円となった。

このことから、本提案手法は、DRに積極的に取り組む需要家はDRのメリットを享受できる。その一方で、DRへの取り組みに消極的な需要家にとっては、若干の損失が生じうることを確認した。しかしながら、その損失額は、決して高額なものではないことから、本手法は、受容性、実現可能性が十分にあるものとする。

本手法やその考え方は、今回試算した条件に限定されるものではない。様々なニーズに応じたDR設定条件下で負担総額を最小化する (x,y) の最適な組み合わせを算出する場合に適用可能である。

3.3 まとめ

本章では、実証試験に基づく電力使用抑制効果の分析結果について述べた。これによって得た知見から、電力使用の抑制が期待できる需要家の特徴などを明らかにした。さらに、電力使用抑制効果を持続するための手法として、需要家に対し、電力使用を抑制した場合に単にインセンティブを付与するだけでなく、新たな金銭負担を課すという考え方を導入した。具体的には、DR対象期間中の電力使用量に応じた負担金とDR適用日に電力使用を抑制できなかった場合の負担金を、需要家に課す手法を提案した。また、本実証試験による電力使用量の実測データを用いて、この提案手法による需要家の負担額についても試算を行った。この試算結果によると、本提案手法は、一般家庭需要家にとって十分受容可能な仕組み（負担金額レベル）であるとする。

電力自由化が進む中、様々な電気料金メニューが展開されつつあるが、PTR方式の電力使用抑制に資する料金メニューを用いて、電力の使用抑制を効率的に実践するためには、本論文によって得た知見、ターゲット需要家の特徴及び金銭負担を課す新たなPTR方式の考え方など、今後のDRの展開において有用な示唆になるものである。

第4章 夏季電力ピーク時間帯における抑制効果分析と 需要家の傾向

4.1 ピーク時間帯中の抑制効果の変化

前章では、DR対象期間全体である7～9月にわたる検証結果に基づき、DR適用日のピーク時間帯（3時間合計）の電力使用抑制（日平均）について分析、考察した。わが国においてDRに関する取り組みが進んでいることはすでに述べたが、未だDR適用時間帯の長さやDR適用時間中の電力使用量の変化についての知見はほとんどなく、DR適用時間中の電力使用の抑制状況に関する報告事例は希少である[25]。本章では、今回の実証試験で設定した3時間/日というDR適用時間帯に着目して、同時間帯中の電力使用量の変化を明らかにし、電力使用の抑制状況について分析、考察する[26]。ここでも分析対象は前章と同じ73世帯の需要家とする。

DR適用時間帯は13～16時であるため、ここでは、その前後の時間帯を含めた12～17時にわたる5時間について、1時間毎の電力使用量の変化を調べた。

まず、実証1年目（2014年）の結果について述べる。DR適用開始直前の1時間、すなわち12～13時にかけての1時間における1需要家あたりの平均電力使用量は0.489 [kWh/モニター]であった(図4.1)。DR適用開始直後の13～14時にかけては0.451 [kWh/モニター]であった。その後、DR適用中である14時台、15時台においても13時台と概ね同程度の電力使用量で推移していた。そして、DR適用終了直後の16時台においては0.490 [kWh/モニター]と電力使用量が増加したことが明らかになった。なお、これはDR適用前の12時台の電力使用量と概ね同程度である。

次に、同様にして調べた実証2年目（2015年）の結果を図4.2に示す。DR適用開始直前の12時台には0.612 [kWh/モニター]であった電力使用量が、DR適用中には0.6 [kWh/モニター]未滿で推移していることがわかる。また、DR適用終了後の16時台は、DR適用中の15時台と比較すると若干多いこともわかる。

以上のように、1、2年目ともDR適用時間帯とその前後における電力使用量（1時間毎）をみるとDR適用時間帯は、その時間帯の前後に比べて低い傾向にある。

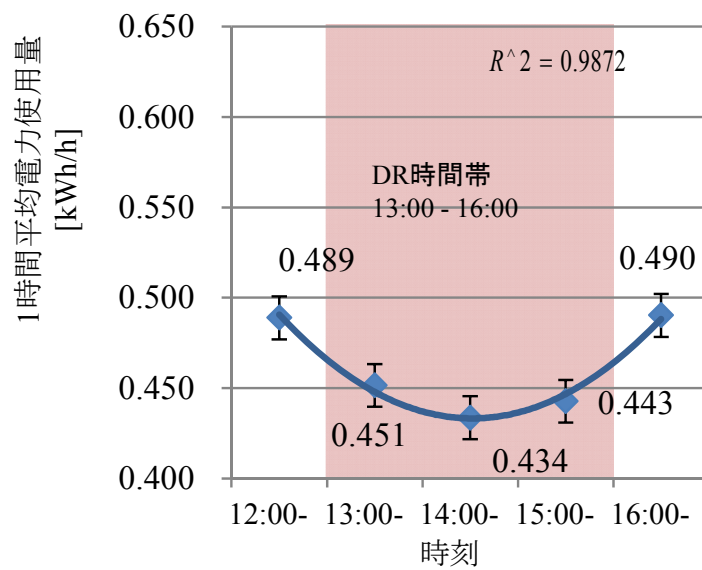


図 4.1 1年目の DR 適用時間帯付近の電力使用量の推移

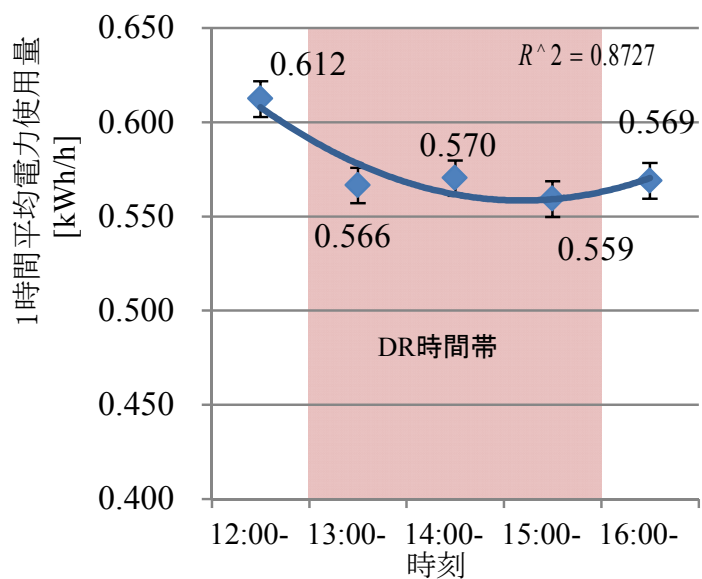


図 4.2 2年目の DR 適用時間帯付近の電力使用量の推移

なお、DR適用日について、今回の実証地区周辺（佐賀県唐津市、鹿児島県薩摩川内市）における1時間毎の気温変化（気象庁HPデータに基づく）をみると、1日（24時間）の中では最大で2℃程度の気温変化が生じているが、DR適用時間前後に限っては最大

でも0.5℃程度と気温の変化は大きくない。従って、DR適用時間帯における1時間毎の電力使用量の変化を分析、評価するにあたっては、気温による影響は特に考慮する必要はない。

4.2 需要家の抑制傾向に関する分析と考察

前節で述べたDR適用時間帯中の電力使用量の変化について、下式により、1時間毎に、その直前の1時間と比べて、電力使用量がどの程度増減しているのかを定量的に把握した。

$$\Delta W_t = \frac{W_t - W_{t-1}}{W_{t-1}} \times 100$$

ΔW_t : 変化率 [%]

W_t : 時刻 t における平均電力使用量 [kWh/h]

W_{t-1} : 時刻 $t-1$ における平均電力使用量 [kWh/h]

1年目（2014年）においては、図4.3のとおり12時台の1時間の使用量に比べ、13時台には使用量が7.7%抑制されていることが明らかになった。14時台においては、13時台の1時間と比べて、さらに4.0%抑制されている。しかしながら、その後の15時台以降は、その直前の1時間と比べて増加している。これより、DR適用開始直前の12時台の電力使用量は、DR適用開始直後の13時台に7.7%抑制され、その後は時間経過とともに抑制幅が減少し、電力使用量は増加に転じていることが明らかになった。特に、DR適用終了直後の16時台には、その直前の使用量に比べて10%以上増加している。

2年目（2015年）においても、1年目と同様に、DR適用開始直後の13時台には使用量が7.5%抑制された（図4.4）。しかしながら14時台以降は、使用量はほぼ同程度で推移し、16時台には1.7%増加している。

このことから、DR適用時間帯のうち特に早い時間帯で電力使用量を抑制し、それ以降は、その使用量を概ね維持し、DR適用時間帯終了直後の16時台には使用量が増加する傾向が明らかになった。

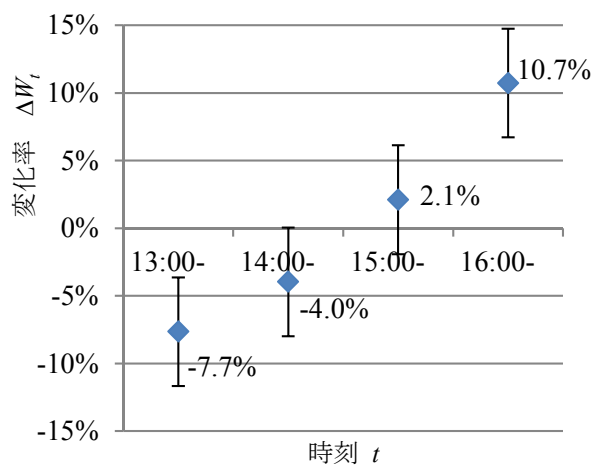


図4.3 1年目のDR適用時間帯付近の電力使用量変化率

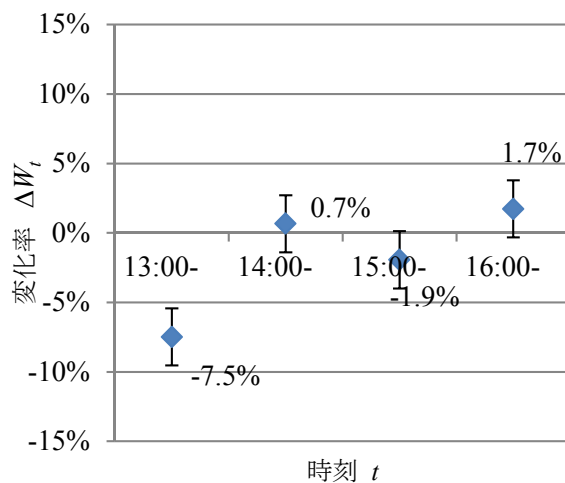


図4.4 2年目のDR適用時間帯付近の電力使用量変化率

これまで電力使用量の変化について述べてきたが、つぎに需要家のDR適用時間に関する意識面について述べる。分析対象としている73世帯に対する実証試験直後のアンケート調査結果によると、図4.5に示すとおり、3時間/日というDR適用時間の長さについては、全体の約7割が「適切である」と回答した。3時間/日を「短い」、または「長い」と感じた需要家は、各々1割程度にすぎなかった。しかしながら、DR適用時間と

して、需要家が対応可能と考える最長時間について調査した結果では、図4.6のとおり最長で「3時間」までと回答した者が半数以上（ただし無回答者を除く）を占めた。

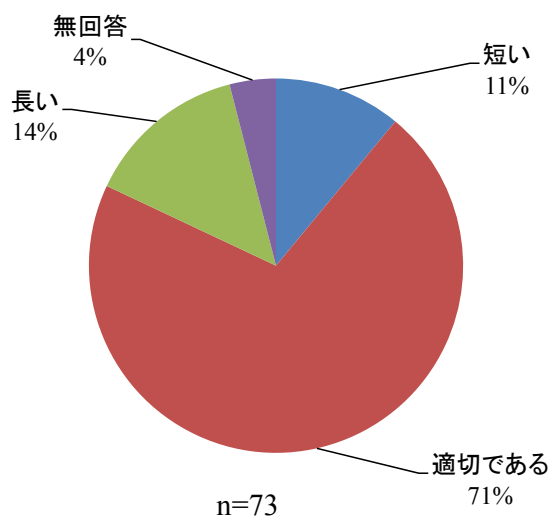


図4.5 DR適用時間（3時間/日）についてのモニター意識調査結果

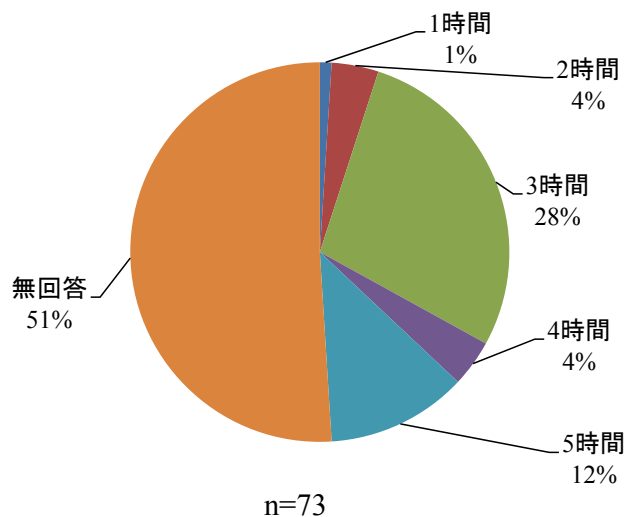


図4.6 DR対応可能な最長時間についてのモニター意識調査結果

以上のことから、需要家の意識としては、3時間/日というDR適用時間の長さは概ね適当である一方で、それ以上の長時間の対応は需要家にとっては負担感が増す可能性があることを示唆した。

しかしながら、実際の需要家の電力使用量の変化をみると、DR適用時間帯の最初の1時間で、使用量を大きく抑制している。従って、需要家の意識としては、3時間/日を許容できるものの、実際の行動に基づくと、DRが開始された最初の1時間において、電力使用量の抑制効果が得られやすいことを示唆した。

これをふまえて、電力使用量が最も抑制されたDR適用の最初の1時間に着目して、分析した結果をつぎに述べる。

需要家毎にDR適用の最初の1時間における電力使用抑制量を把握して、この抑制量の大きさに影響を及ぼす要因について推定した。ここでは、電力使用抑制量を被説明変数、事後アンケートに基づく需要家の各種意識レベル、行動頻度を説明変数として、3.1.3と同様に、ステップワイズ法による重回帰分析手法を用いて、抑制量に有意に影響を及ぼす要因を明らかにする。

まず、1年目（2014年）の実証試験に基づく分析結果を表4.1に示す。これより、需要家の世帯に65歳以上の高齢者が多ければ多いほど、電力使用量の抑制に寄与することが明らかになった。また、表4.2に示すように、2年目（2015年）の試験結果によると、1年目と同様な傾向に加えて、DRのインセンティブ単価について認知度が高い需要家ほど使用量の抑制に寄与することがわかった。さらには、DR適用時間中にエアコン（普段使用頻度がよくないもの）の使用頻度を減らす需要家も抑制への寄与度が大きいことが明らかになった。なお、エアコンの保有台数をみると、表4.3のとおり、対象世帯の半数以上が、3台以上/世帯を保有しており、ポテンシャルとしてもエアコンは電力使用量の変化に影響を及ぼしやすい家電機器の1つと考えられる。

表4.1 電力使用量の抑制（1年目）に寄与する要因・行動変容

説明変数 (モデル)	非標準化 係数 B	標準化 係数 β	t 値
(定 数)	-0.009	—	-0.594
65 歳以上の人数が 多い世帯	-0.075	-0.529	-4.184***

***は有意水準 1%以下を示す。自由度調整済決定係数 R^2 は 0.264

表4.2 電力使用量の抑制（2年目）に寄与する要因・行動変容

説明変数 (モデル)	非標準化 係数 B	標準化 係数 β	t 値
(定 数)	-0.107	—	-1.447
65 歳以上の人数が 多い世帯	-0.096	-0.319	-2.713**
DR インセンティブ 単価への気づき	0.068	0.248	2.168**
エアコン使用を 控える	-0.381	-0.609	-5.237***

***は有意水準 1%以下、**は有意水準 5%以下を示す。

自由度調整済決定係数 R^2 は 0.566

表4.3 エアコン保有台数

保有台数	0 台	1 台	2 台	3 台	4 台	5 台	6 台
該当世帯数	3	16	14	15	14	9	2
分布割合	4%	22%	19%	21%	19%	12%	3%

分析結果から、DR適用開始と同時に電力の使用抑制への貢献度が高い需要家の特徴として、表4.4のとおり整理できる。

また、需要家の意識をふまえると、DR適用時間帯を3時間/日とすることも可能ではあるが、効率的に電力使用量の抑制を達成するためには、最も抑制ニーズの高い時間帯として、ある1時間に限定して、DRを適用することを一つの提言とする。さらに、表4.4に整理した特徴を有する需要家を、より多くDRプログラム参加者として確保できれば、より大きな抑制効果が期待できると考えられる。

表4.4 電力使用量の抑制に寄与する要因・行動変容

	要因・行動変容	電力使用抑制との関係性
世帯属性	世帯内に65歳以上の人数が多い	有
	世帯人数が多い	なし
	世帯内に18歳以下の人数が多い	なし
電気の使い方	DR時間帯に、普段使用頻度が低いエアコンの使用を控える	有
	DR時間帯に、普段から最も使用頻度が高いエアコンの使用を控える	なし
	DR時間帯に、TVの使用を控える	なし
	DR時間帯に、照明の使用を控える	なし
意識・行動	DRインセンティブ単価への気づき	有
	DRプログラムに対する理解度の高さ	なし
	DR対象期間中における在宅率の高さ	なし

4.3 まとめ

わが国でもDRに関する様々な取組が進んでいるものの、DR適用時間帯における電力使用の変化を詳細に分析した事例はほとんど存在しない。本章では、今回の実証試験におけるDR適用時間中の1時間毎の電力使用量の変化に着目して、分析、考察を行った。また、アンケート調査を通じて、需要家のDR適用時間に対する意識調査から、DR設定時間は最長でも3時間とすることが妥当であると考えられる。

さらに、DR適用時間の長さは3時間であっても、電力使用量が抑制されるのは特に最初の1時間であることが明らかになった。また、最初の1時間において電力使用の抑制に寄与しうる需要家の特徴や傾向についても明らかにした。これより、電力使用抑制への寄与度の高い特徴を有する需要家を対象として、最も需給が逼迫しやすい1時間に限定したDRプログラムを実践することは、能率的かつ効果的な手法の一つであると考えられる。

第5章 デマンドレスポンスを用いた配電電圧制御に関する分析

5.1 太陽光発電大量導入箇所における配電電圧制御の現状

再生可能エネルギーによる発電電力を電力会社が一定価格で買い取る「再生可能エネルギーの固定価格買取制度」などの展開により、わが国においては、再生可能エネルギーの普及が進んでいる。図5.1に示すとおり住宅用太陽光（PV）についても年々その件数は増加している。

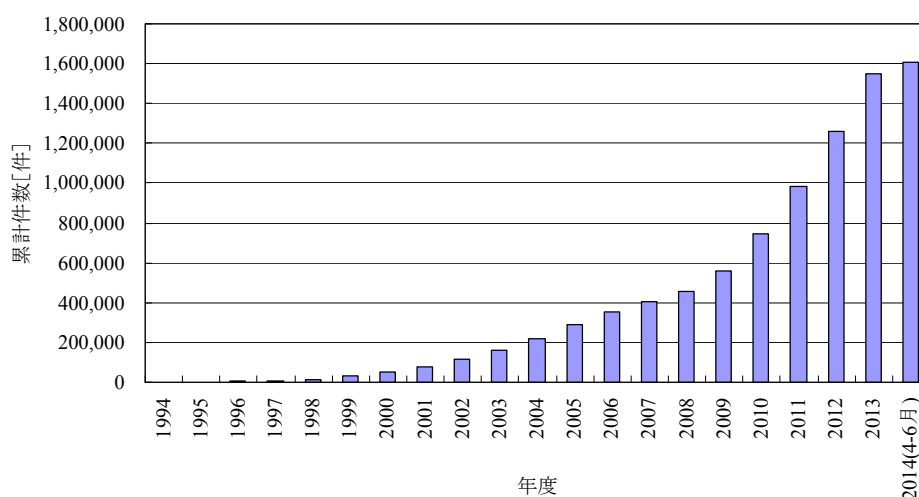


図5.1 住宅用PV導入件数（累計）の推移
（太陽光発電協会資料に基づき作成 [27]）

このようなPVの普及拡大に伴い、電力系統における安定供給・品質面の課題も顕在化しつつある。特に、配電系統へのPV連系量が増加することに伴い、昼間帯における配電電圧の制御の困難さが深刻化している。

わが国における配電系統の構成・運用として、一つの配電用変電所バンクに複数の配電線がつながっている場合、これらの配電線は全て、当該配電用変電所の送出電圧にて一括調整されている。これら配電線負荷の特性が類似している場合（例えば各配電線とも住宅負荷主体、または各配電線とも商工業負荷主体など）であれば、送出電圧の調整は比較的容易である。しかしながら、住宅と商工業の混在地域では、同一配電用変電所バンクに負荷特性の異なる配電線（住宅負荷主体の配電線と商工業負荷主

体の配電線の混在など)が存在する。このように負荷特性が異なる配電線の電圧を同時に制御することは容易ではない。さらに、当該配電線に PV が連系していれば適正電圧の維持は一層困難になり、PV 逆潮流による電圧上昇問題が顕著になってくる。

PV 大量連系配電線の電圧適正化対策としては、SVR (Step Voltage Regulator) や SVC (Static Var Compensator) などの電圧調整機器の設置、配電線の太線化、配電線路の昇圧化などが挙げられるが、本章では、これらの対策に加えて、新たな電圧適正化手法として、DR を活用した適正電圧の維持について述べる。

5.2 デマンドレスポンスを用いた配電電圧制御シミュレーション

本節では、電圧適正化への DR の適用可能性を検討するにあたり、まず、これまで明らかにされていない適正電圧維持に必要となる DR 実施頻度や DR によって抑制しなければならない PV 発電出力量を定量的に把握するため、実測データを用いて、配電システムの電圧変動シミュレーションを行った。

5.2.1 シミュレーション概要

ここでの提案は、PV 連系に伴う配電電圧の上昇時、DR を用いて、需要家に電力使用量(負荷)を増やしてもらうなどの手法により、PV 発電出力を抑制し、逆潮流量を軽減し、配電電圧上昇を緩和するという考え方である。例えば、PV 発電出力が大きく、配電電圧が電気事業法上の適正電圧上限値を逸脱する恐れがある日時を、需要家にあらかじめ通知して、需要家の当該日時の負荷増加(電気自動車の充電など)を促す仕組みを想定している。このような手法により、負荷を増加して、PV 発電出力を消費することで、配電電圧を適正電圧上限値以下に維持することをねらいとする。

このように DR により負荷を増加することなどにより、配電電圧の上昇を回避するという概念は、これまでほとんどなく、知見もない。従って、まず、シミュレーションにより、年間を通じて、いつ、どの程度の配電電圧の上昇(適正電圧上限値の逸脱)が生じうるかという点について明らかにする。

シミュレーションは、PV 連系に伴う電圧上昇により、電圧管理が厳しくなるモデルシステムを用いて行った。電圧管理が厳しくなる高圧配電システムモデルとして、住宅負荷配電線と商工業負荷配電線が同一の配電用変電所バンクから供給されていることを

前提とした（図 5.2）。一般に、住宅負荷は昼間に小さくなるが、商工業負荷は昼間帯に大きくなる。すなわち、昼間帯における住宅負荷配電線の電圧降下は小さいが、商工業負荷配電線の電圧降下は大きい。この状況下で、住宅負荷配電線に PV が大量連系されると系統への逆潮流により電圧上昇を生じる。このように負荷特性が異なり電圧変動が大きくなる 2 つの配電線を同時に 1 つの送出電圧で適正電圧内に調整（昼間帯において住宅負荷配電線を適正電圧上限値以下に維持すると同時に商工業負荷配電線を適正電圧下限値以上に維持）することはきわめて難しい。

本モデルの住宅負荷配電線、商工業負荷配電線の幹線亘長は、電気協同研究第 66 巻第 1 号の調査結果に基づく平均的な亘長として、各々 3.7km、3.2km とした[28]。なお、住宅負荷配電線における柱上変圧器台数（バンク数）は 150 バンクとした。これについても過去の文献による実態調査結果を踏まえて平均的な数量設定とした[29]。図 5.3 には、昼間帯において PV 逆潮流状態にある住宅負荷回線、商工業負荷回線の電圧推移イメージを示す。

今回、この高圧配電系統モデルに対して、2 つの負荷・PV 分布パターン（パターン i、パターン ii）を設定した。これらの 2 パターンにおいて、PV 連系率（住宅戸数見合い；住宅負荷配電線における PV 連系住宅戸数／全住宅戸数）を変化しながらシミュレーションを行った。

本シミュレーションでは、より実態に即すため、NEDO 実証事業「集中連系型太陽光発電システム実証研究」において群馬県太田市で実測された 553 軒分の住宅負荷、住宅用 PV データを活用した[30]。平成 14 年度から平成 19 年度にかけて、実証地区（群馬県太田市）に実在する一般住宅の負荷及び PV データの測定が行われたが、本シミュレーションでは、一般住宅全 553 軒の年間 365 日分の PV、負荷実測値が全て揃っている 2007 年のデータを基に、住宅負荷配電線モデルの負荷、PV 発電出力として活用した。一方、商工業負荷配電線モデルの負荷は、電気協同研究第 66 巻第 1 号の調査結果に基づくものとした[28]。表 5.1 は、今回の電圧変動シミュレーションに適用する負荷、PV 発電出力の主な諸元を示している。

なお、本シミュレーションにおける適正電圧の維持条件としては、全ての需要家端における電圧が常時 107V を超えないこととした。

このシミュレーションは、電力中央研究所のシステム技術研究所にて開発された配電系統総合解析ツールを用いて行った[31][32]。

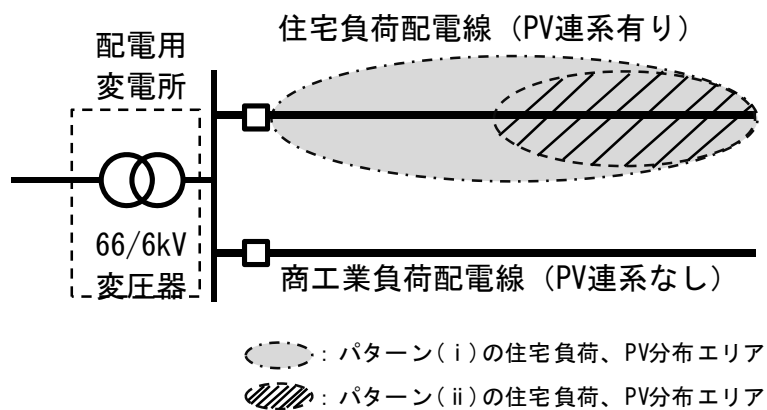


図 5.2 高圧配電系統モデル

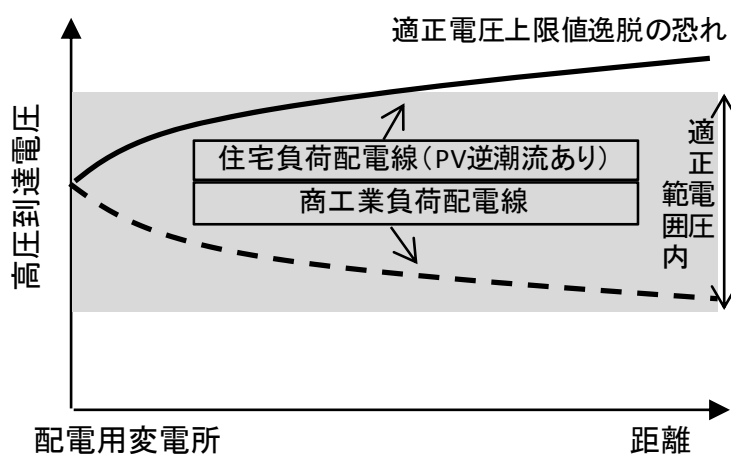


図 5.3 昼間帯における同一配電用変電所バンク
の 2 配電線の電圧推移イメージ

表 5.1 シミュレーションに用いた主な諸元

配電線	高圧幹線 亘長	高圧線 サイズ	負荷 形態	負荷 ^{注1)}	PV 連系
住宅負荷	3.7 km	200 mm ²	住宅	3.9 MW	有り ^{注2)}
商工業負荷	3.2 km	200 mm ²	工業	2.2 MW	なし

注 1) 負荷は最大需要を示す、注 2) PV 設備容量は 3.9kW/戸

5.2.2 シミュレーション結果

ここでは、配電系統総合解析ツールを用いて PV 連系率を変化しながら、年間各日における 30 分毎の住宅負荷配電線の電圧変動状況をシミュレーションした結果について述べる[33]-[35]。

本シミュレーションでは、配電系統総合解析ツール上で今回モデルとした住宅負荷配電線（高圧幹線）を図 5.4 のとおり Node 1～15 まで等間隔に区分して、各 Node における到達電圧（低圧換算）を把握した。この電圧は、高圧系統と低圧系統の間に接続されている柱上変圧器の 1 次側の値となる。柱上変圧器のタップ（変圧比）は、配電用変電所(SS)から最大電圧降下 150V 以下の区間を 6750/105V、150V 超過～300V 以下の区間を 6600/105V の設定としている。また、すでに述べたように、住宅負荷、PV の分布として、今回、パターン i、ii を設定したが、これらの分布イメージを図 5.5、図 5.6 に示す。図 5.5 は、高圧系統全体にわたって、住宅負荷及び PV が均等分散して連系されているパターン（パターン i）である。一方、図 5.6 は高圧系統の後半部分にのみ住宅負荷、PV が連系されており、この後半部分のエリアにおいて住宅負荷及び PV が均等分散して連系されているパターン（パターン ii）である。なお、これら 2 つのパターンでは、住宅負荷、PV 分布状況が異なるが、それ以外の住宅負荷容量、PV 発電出力量などの各種条件は同じである。

変圧器タップは、パターン i では Node1 から Node9 までが 6750/105V 設定、それ以降が 6600/105V となる。一方、パターン ii では Node1 から Node5 までが 6750/105V、それ以降が 6600/105V となる。

以上をふまえて、PV 連系率を最大 50%まで変化（10%刻み）しながらパターン i 及び ii について電圧変動シミュレーションを行った。これによると、適正電圧の維持状況、対策要否について表 5.2 の結果が得られた。

パターン i においては、PV 連系率が 20%以下では適正電圧を維持することが可能である。しかし、PV 連系率が 30%以上になると電圧適正化対策（設備対策または DR 導入など）が必要であることがわかった。一方、パターン ii では PV 連系率が 20%以上で電圧適正化対策が必要となることがわかった。

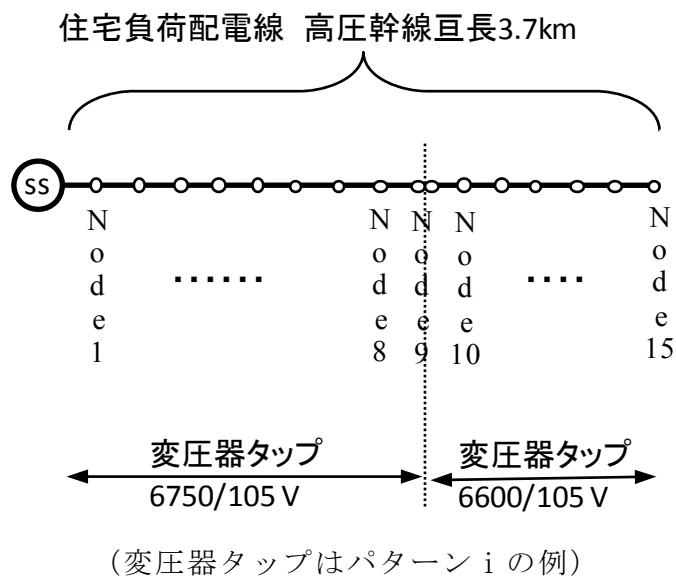


図 5.4 電圧変動シミュレーション系統概要

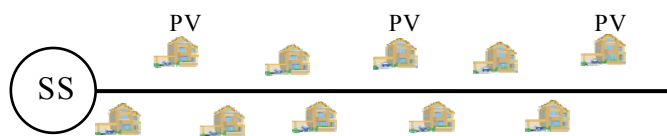


図 5.5 負荷、PV 連系分布イメージ (パターン i)

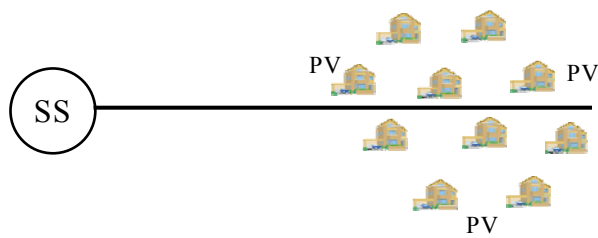


図 5.6 負荷、PV 連系分布イメージ (パターン ii)

表 5.2 PV 連系率ごとの電圧適正化対策要否

パターン	PV 連系率	10%	20%	30%	40%	50%
i	高圧系統への逆潮流	無	あ り			
	設備、DR 等の対策要否	不 要		必 要		
ii	高圧系統への逆潮流	無	あ り			
	設備、DR 等の対策要否	不要	必 要			

上表の設備対策とは、SVC、SVR の設置及び低圧負荷の分割などをいう

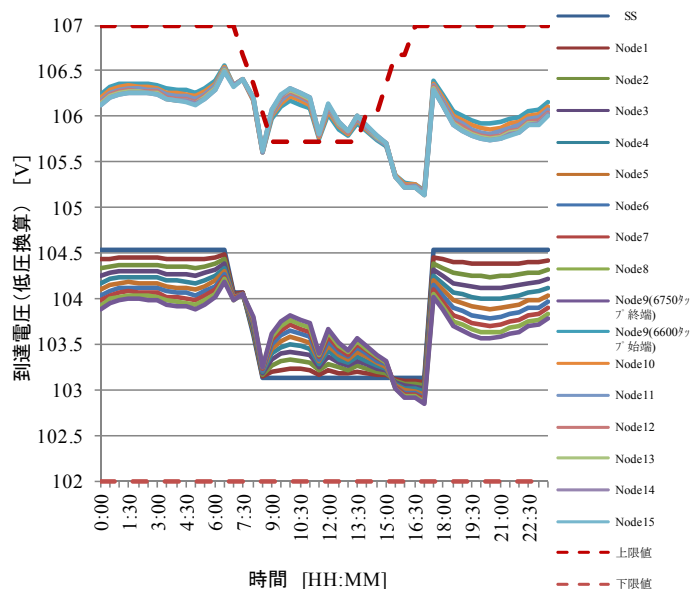
ここからは、パターン i 及び ii の各々の具体的なシミュレーション結果について述べていく。

(i) 高圧系統全体にわたって負荷及び PV が均等分散して連系されているパターン (パターン i)

パターン i における PV 連系率 30%時のシミュレーション結果例として、年間を通じて適正電圧上限値を最も大きく超過する日 (2007/7/5) の電圧変動状況を図 5.7、図 5.8 に示す。図 5.7 のとおり PV からの逆潮流により 9:00~13:30 の時間帯にかけて適正電圧上限値を逸脱することがわかる。特に 10 時時点では最大箇所まで電圧上昇しており、柱上変圧器 1 次側箇所における上限値 105.7V (需要家端における上限値 107V 相当) に対して 0.6V と、最も上限値を逸脱している。また、図 5.8 のとおり昼間帯は SS から遠くなるにつれて電圧上昇し、特に変圧器タップ 6600/105V 区間で高い電圧となる。

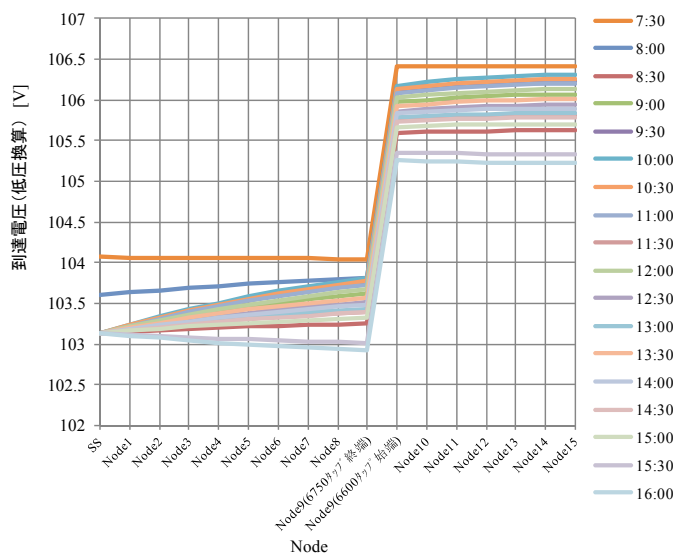
次に PV 連系率 40%において、適正電圧上限値を最も超過する日 (2007/8/23) の電圧変動状況を図 5.9、図 5.10 に示す。PV 連系率 30%の場合と概ね同様な傾向を示すが、電圧上限値を逸脱する時間帯は 10:00~14:00 で、10:30 時点では適正電圧上限値を 1.4V と大きく超過する。さらに、PV 連系率 50%における電圧最大逸脱日 (2007/8/23) の電圧変動状況を図 5.11、図 5.12 に示す。PV 連系率の上昇に応じて、適正電圧上限値を超過する度合いも大きくなっている。PV 連系率 50%では、9:00~14:30 の時間帯で適正電圧上限値を逸脱し、最大逸脱は 10:30 で上限値を 2.1V 超過する。

以上のとおり、本シミュレーションによると PV 連系率とともに適正電圧逸脱の度合いは大きくなり、特に最も逸脱幅が大きくなるのは概ね 10 時台頃ということが明らかになった。



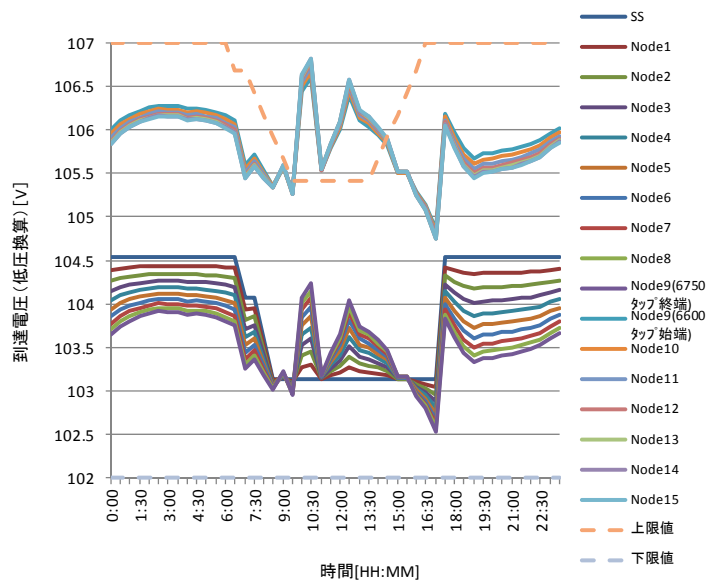
(電圧逸脱発生は 9:00-13:30 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.7 PV 連系率 30%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻) 2007/7/5



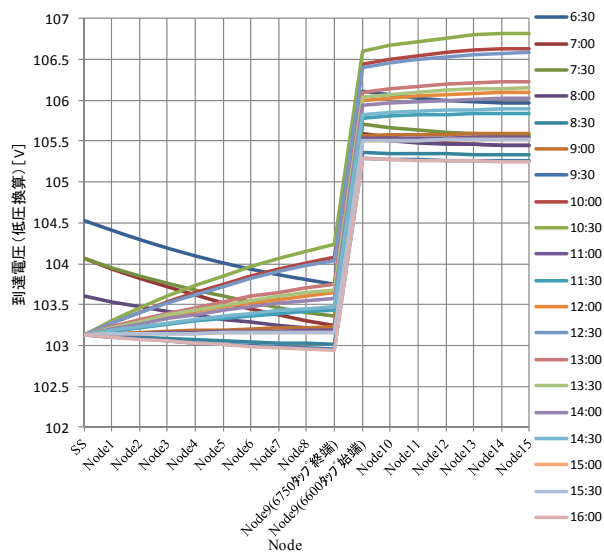
(電圧逸脱発生は 9:00-13:30 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.8 PV 連系率 30%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node) 2007/7/5



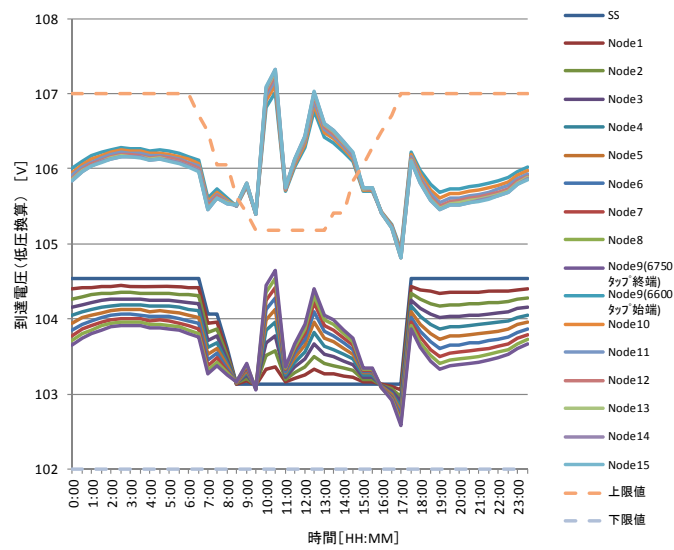
(電圧逸脱発生は 10:00-14:00 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.9 PV 連系率 40%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻) 2007/8/23



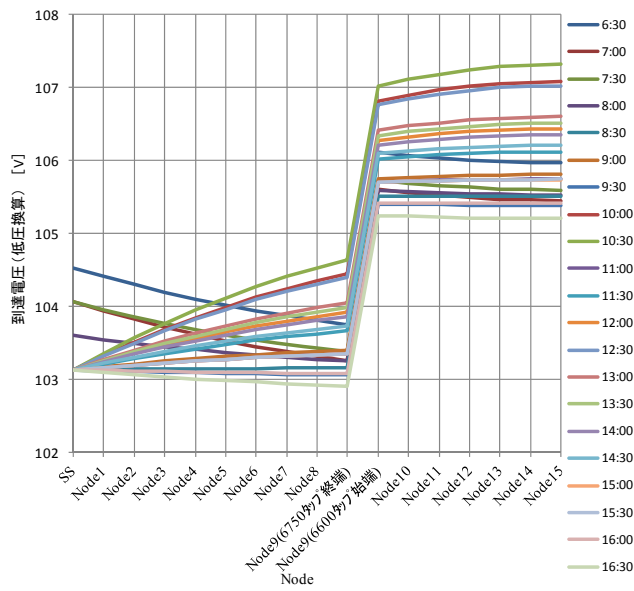
(電圧逸脱発生は 10:00-14:00 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.10 PV 連系率 40%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node) 2007/8/23



(電圧逸脱発生は 9:00-14:30 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.11 PV 連系率 50%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻) 2007/8/23



(電圧逸脱発生は 9:00-14:30 の Node9 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.12 PV 連系率 50%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node) 2007/8/23

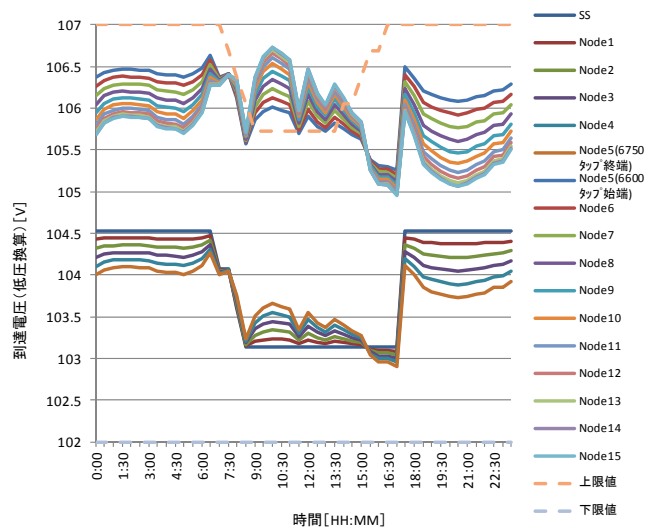
(ii) 高圧系統の後半部分のみにおいて住宅負荷及び PV が均等分散して連系されているパターン (パターン ii)

シミュレーション結果の一例として、まず PV 連系率 30%において適正電圧を最も逸脱する日の電圧変動状況を図 5.13、図 5.14 に示す。これによると、適正電圧を逸脱する時間帯は 9:00~14:00 であり、上限値を最も超過するのは 10 時で、1.0V 超過することがわかった。同様に PV 連系率 40%において適正電圧を最も逸脱する日の電圧変動状況は図 5.15、図 5.16 のようになり、最も上限値を大きく逸脱するのは 10:30 頃で 2.1V 超過する。さらに PV 連系率 50%では、適正電圧を最も逸脱する日の電圧変動状況は図 5.17、図 5.18 のとおりであり、10:30 頃には上限値を 3.0V と大幅に超過することがわかった。

以上より、パターン ii においても、PV 連系率が高くなるにつれて適正電圧上限値を逸脱する度合いが大きくなる傾向は、パターン i と同様であるが、パターン ii ではその上限値逸脱の程度がより大きくなっていることが明らかになった。

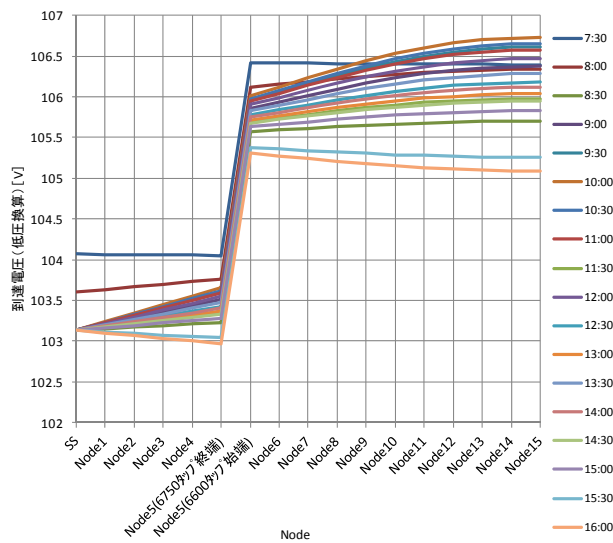
パターン i とパターン ii の PV 連系率が同じ場合のシミュレーション結果を比較すると、パターン ii では、パターン i の上限値逸脱をさらに 0.4V (PV 連系率 30%時)、0.7V (PV 連系率 40%時)、0.9V (PV 連系率 50%時) 上回って大幅な電圧上昇が発生する。さらに、適正電圧を逸脱するエリアもパターン ii では Node5 以降と、パターン i と比べて広範囲にわたる。

これより、今回のモデル系統において、代表的な負荷及び PV の分布パターン i、ii についてシミュレーションを行った結果、住宅負荷容量・PV 連系量などが同一条件下では、パターン i よりパターン ii の方が、電圧上昇が大きくなることを定量的に示した。



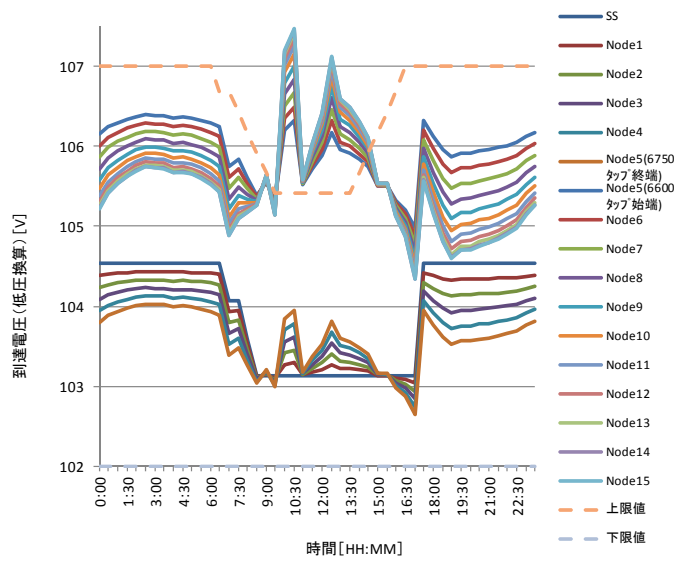
(電圧逸脱発生は 9:00-14:00 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.13 PV 連系率 30%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻)



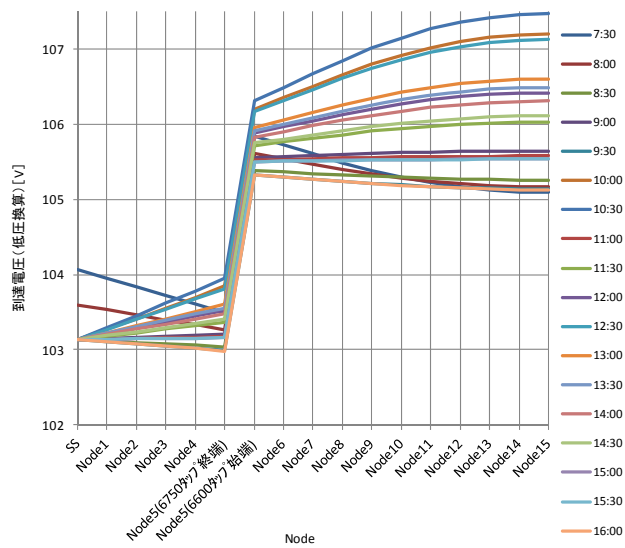
(電圧逸脱発生は 9:00-14:00 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.14 PV 連系率 30%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node)



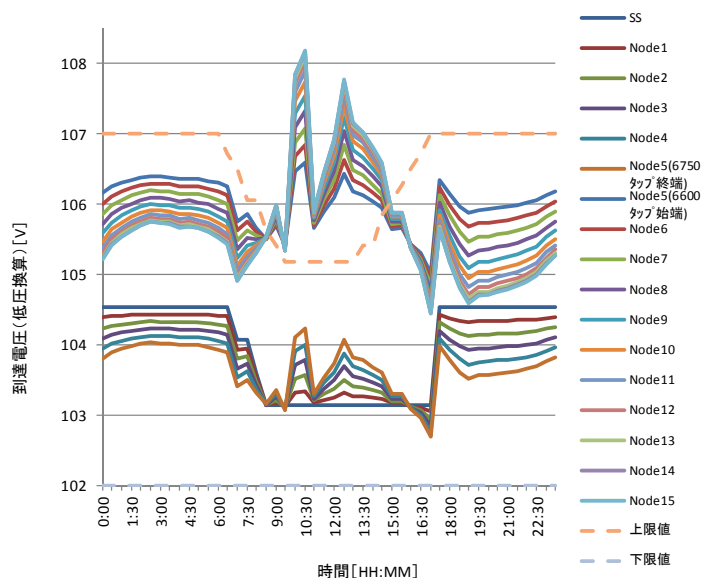
(電圧逸脱発生は 10:00-14:30 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.15 PV 連系率 40%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻)



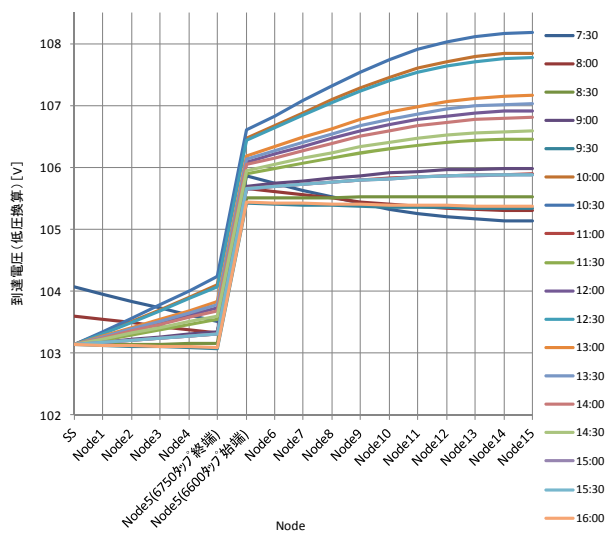
(電圧逸脱発生は 10:00-14:30 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.16 PV 連系率 40%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node)



(電圧逸脱発生は 9:00-14:30 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.17 PV 連系率 50%時の電圧変動シミュレーション結果 (各時刻)



(電圧逸脱発生は 9:00-14:30 の Node5 (6600 タップ始端) 以降)

図 5.18 PV 連系率 50%時の電圧変動シミュレーション結果 (各 Node)

5.3 配電電圧制御手法としてのデマンドレスポンス導入評価

5.3.1 デマンドレスポンス適用時間帯、日数及び発電出力抑制量

前節では、年間のうち最も適正電圧上限値を逸脱する日の電圧変動シミュレーション結果を主体に述べたが、ここでは、年間365日・24時間にわたるシミュレーション結果に基づき、電圧適正化対策としてDRを導入する場合に必要なDR適用日数、時間帯および必要なPV発電出力の抑制量などについて定量的に示し、分析、評価する。

ここでは、住宅負荷配電線に接続されているPV連系需要家の全てがDRに参加し、これらのDR参加者が、DRによって全員同等に負荷を増加するものと仮定した。なお、DRの具体的な設計は、今後の検討事項であるが、EV等の負荷造成によりPV発電出力を抑制（緩和）する方法などが考えられる。

前節で述べた住宅負荷配電線モデルにおいて、DRを導入するとした場合、1年間のうちのDRを適用しなければならない日数、その適用時間帯及び必要な発電出力抑制量をシミュレーションにより明らかにする。

パターンi及びiiのシミュレーション結果をまとめると表5.3のとおりであり、これに基づきDR導入に関する評価、考察を行う。

(1) DR適用日数

DRが必要な日数は、PV連系率30%においてパターンiで23日、パターンiiで50日だが、PV連系率がさらに増えるとその日数も100日程度以上のDRが必要となることがわかった。単純平均するとPV連系率40%では毎週2～3日、PV連系率50%では毎週4～5日程度のDR適用ということになる。

PV連系が大量になるにつれて急増するDR適用日数にいかに確実に対応していくかを検討することが重要になってくる。このようなケースにおいては、電力品質確保の観点から系統全体として確実に管理していくことが必要であり、また、時々刻々と変動するPV出力に対してDRにより厳正に対応するためには制御速度の追従性の課題などもあるため、これらを考慮すると直接的な制御手法等の仕組みを検討していくことが望ましいと考えられる。同DRの手法としては、例えば、エネルギー貯蔵装置を利用することによる一種の自動化DRシステムを志向していくこと等が必要である。

表 5.3 パターン i、ii におけるシミュレーション結果
(DR 適用日数・時間、発電出力抑制量) のまとめ

評価項目		PV 連系率				
		10%	20%	30%	40%	50%
高圧系統への 逆潮流	i	無	あり			
	ii	無	あり			
設備、DR 等の 電圧対策要否	i	不要		必要		
	ii	不要	必要			
DR 適用日数 [日/年]	i	-	-	23	98	221
	ii	-	-	50	182	263
DR 適用時間 [時間/年]	i	-	-	55	331	918
	ii	-	-	151	679	1211
DR による 出力抑制量 [MWh/年]	i	-	-	16 (2%) [0.4%]	210 (13%) [4%]	771 (30%) [12%]
	ii	-	-	42 (6%) [1%]	376 (24%) [8%]	1124 (44%) [18%]

上表「設備、DR 等の電圧対策要否」の設備対策とは、SVC、SVR の設置及び低圧負荷の分割などをいう。

上表の i、ii はパターンを示す。また、PV 連系率は住宅負荷配電線の PV 連系戸数/全住宅戸数の割合を示す。

DR による出力抑制量 [MWh/年] 欄の () は年間全逆潮流量、[] は年間 PV 全発電量に対する割合を示す。

(2) DR 適用時間帯及び時間数

DR を適用しなければならない時間帯は朝方から昼過ぎまでと幅広く、また、PV 連系率が 30%、40%、50% と増加するにつれてその適用時間帯幅も広がることがわかった。1 日あたりの DR 平均時間としては、PV 連系率 30%、40%、50% の場合、各々 2~3 時間/日、3~4 時間/日、4~5 時間/日程度であるが、6 時間/日以上など長時間にわたって DR 発動しなければならない日も存在することがわかった。このような長時間にわたるケースには、いかに継続可能な需要反応の仕組みを構築するか検討していくことが重要である。

(3) DRにより抑制すべき発電出力、発電出力抑制量

DRによって抑制しなければならない発電出力、発電電力量についてみると、PV連系率30%、40%、50%において抑制が必要となる年間最大出力は各々1MW、2MW、3MW程度と、連系率とともに大きくなる。発電出力を抑制しなければならない時間帯は、PV連系率に関わらず概ね午前10時台であることも確認した。

次に、DRによって抑制しなければならない年間あたりの出力抑制量を把握した結果、PV連系率の増加に伴い、その抑制量は級数的に増加し、時間帯別では午前10時から正午前頃にかけて比較的大きな出力抑制が必要となることが明らかになった。

(表 5.4、表 5.5)

10時頃の最大出力抑制と10時から正午前頃にかけての必要出力抑制量の抑制を達成するためには、この時間帯の需要家行動パターンを詳しく調べることも今後大切である。

(4) パターン i とパターン ii の比較

「高圧系統全体にわたって負荷及びPVが均等分散して連系されているパターン i」と「高圧系統の後半部分のみにおいて住宅負荷及びPVが均等分散して連系されているパターン ii」について、まずDR適用日数を比較すると、表 5.3 のとおりPV連系率30%、40%ではパターン ii がパターン i の2倍程度になる。PV連系率50%ではその差は小さくなっているものの、同様にパターン ii の適用日数が多く、PV連系率に関わらずパターン ii よりパターン i の方がDR適用日数は少なくてすむことが確認できた。

次に、パターン i とパターン ii のDR適用日におけるDR必要時間帯をみると、その時間帯幅に大きな差異はない。また、DR適用1日あたりの平均適用時間をみても、パターン ii の方がパターン i に比べて30分ほど長い程度である。但し、1日あたり6時間程度を超えるような長時間のDR適用が必要な日数をみるとパターン ii の方が多いことには留意しなければならない。

最後に、パターン i とパターン ii の年間必要出力抑制量について比較する。

PV連系率30%、40%、50%において、各々2.6倍、1.8倍、1.5倍とパターン i よりパターン ii の年間必要抑制量が大きくなっている。パターン i とパターン ii ではDR適用時間帯幅に大きな差がないことから、パターン ii では同一時間内においてより多くの発電出力を抑制する必要があると考えられる。

以上のとおり、PV連系率の増加に伴って、DR適用日数や抑制しなければならない発電出力量が大きく増加することが定量的に確認できた一方で、1日あたりの平均DR適用時間はPV連系率の変化の影響をそれほど大きく受けないこともわかった。

また、負荷やPVの連系状況が異なるパターンiとパターンiiを比較した結果、「高圧系統の後半部分のみにおいて住宅負荷及びPVが均等分散して連系されているパターンii」では、より頻度の高いDR適用が必要になることが明らかになった。

表 5.4 パターン i における時刻別の必要出力抑制量

PV 連系 時刻	30%		40%		50%	
	抑制 MWh	構成率	抑制 MWh	構成率	抑制 MWh	構成率
7:00	-	-	-	-	0.3	α
7:30	-	-	0.2	α	2.1	α
8:00	-	-	0.3	α	1.7	α
8:30	-	-	0.03	α	4.7	1%
9:00	0.3	2%	3.4	2%	24.8	3%
9:30	0.8	5%	11.9	6%	54.5	7%
10:00	1.5	9%	19.0	9%	71.3	9%
10:30	2.1	13%	24.4	12%	89.4	12%
11:00	2.2	13%	25.9	12%	95.2	12%
11:30	2.3	14%	27.4	13%	95.5	12%
12:00	2.3	14%	26.0	12%	89.4	12%
12:30	1.9	12%	24.3	12%	82.8	11%
13:00	1.6	10%	21.9	10%	72.5	9%
13:30	1.3	8%	17.5	8%	45.9	6%
14:00	-	-	7.1	3%	33.0	4%
14:30	-	-	0.6	α	7.5	1%
15:00	-	-	-	-	0.5	α
合計	16.3	100%	210.0	100%	771.3	100%

上表の構成率は合計抑制 MWh に対する各時間の抑制 MWh 比率を示す。

表 5.5 パターン ii における時刻別の必要出力抑制量

PV 連系 時刻	30%		40%		50%	
	抑制 MWh	構成率	抑制 MWh	構成率	抑制 MWh	構成率
7:00	-	-	0.02	α	0.3	α
7:30	-	-	0.2	α	2.3	α
8:00	-	-	0.4	α	2.6	α
8:30	-	-	0.3	α	10.5	1%
9:00	0.5	1%	7.4	2%	43.6	4%
9:30	1.3	3%	22.7	6%	83.4	7%
10:00	3.1	7%	33.8	9%	105.0	9%
10:30	5.5	13%	45.5	12%	125.7	11%
11:00	6.0	14%	49.2	13%	132.9	12%
11:30	6.6	16%	49.4	13%	131.9	12%
12:00	6.1	14%	45.3	12%	124.8	11%
12:30	5.4	13%	41.2	11%	117.2	10%
13:00	4.3	10%	35.7	9%	102.8	9%
13:30	3.0	7%	28.0	7%	71.2	6%
14:00	0.3	1%	13.0	3%	52.0	5%
14:30	0.02	α	3.2	1%	14.5	1%
15:00	-	-	0.1	α	2.9	α
合計	42.1	100%	375.6	100%	1123.5	100%

上表の構成率は合計抑制 MWh に対する各時間の抑制 MWh 比率を示す。

5.3.2 デマンドレスポンス導入時の経済性成立条件

これまでは、電圧適正化対策として DR を導入する場合のシミュレーション及びその分析、考察を行ってきた。しかしながら、実際に DR を導入するにあたっては、DR の経済性についての十分な知見をもっておく必要がある。

ここでは、DR を導入する場合に、DR に投資可能な費用について分析し、DR の経済成立条件を提示する。

DR を導入することによって、従来から電圧適正化対策として行ってきた設備対策が不要となるケースが期待できる。ここでは、設備対策の一つである SVC の設置を前提とした対策費用シミュレーションを行い、この結果をふまえて、電圧適正化対策として、SVC を設置する代わりに DR を導入するとした場合、DR に投じることができる最大費用（ブレイクイーブンコスト）を定量的に把握し、DR の経済性の成立条件を提示する。

前節までで述べてきた電圧適正化逸脱状況を前提にして、1 年間にわたり電圧を適正に維持（電圧逸脱を解消）するために必要な設備対策（SVC 必要台数およびその対策コスト）について、シミュレーションを行った。

まず、本シミュレーションにおける SVC 設置台数は、下式により判断する。

$$X \geq Q \div K$$

X : SVC 設置台数[台]

Q : 適正電圧維持に必要な無効電力量[kvar]

K : SVC1 台あたりの容量 300 [kvar/台]

PV 連系率 30%、40%、50%において、電圧適正化対策として必要な無効電力量を試算した結果、表 5.6 のとおり、各々、パターン i では約 300kvar、約 600kvar、約 1000kvar、パターン ii では約 400kvar、約 800kvar、約 1300kvar であった。すなわち、電圧適正化対策として必要な SVC 設置台数は、PV 連系率 30%、40%、50%において、パターン i では各々1 台、2 台、4 台、パターン ii では各々2 台、3 台、5 台となる。

ここで、前節までの結果を振り返ると、電圧適正化対策として、DR を導入する場合、パターン i に比べパターン ii の DR 適用日数や時間及び必要出力抑制量が著しく大きい。これに対して、本節で得た SVC 対策時の必要無効電力量はパターン i とパ

ターン ii でそれほど大きな違いはないともいえる。このことから、SVC 対策時の必要無効電力量を決める要因である年間最大時の逆潮流量（1 年のうちで最大逆潮流を発生するある日時）はパターン i とパターン ii で大きく変わらない。一方で、DR を導入する場合の DR 適用頻度は年間をわたる累積出力抑制量に依存しているため、年間トータルで見るとパターン i よりパターン ii の累積出力抑制量が大きくなると考えられる。

表 5.6 電圧適正化対策に必要な無効電力量の試算結果

PV 連系率	必要な最大無効電力量[kvar]	
	パターン i	パターン ii
30%	300	400
40%	600	800
50%	1000	1300

上記シミュレーションによって得た SVC 必要台数について、これらの設置に係るコスト及び年経費を試算した。SVC1 台の設置に係るコストは 1,500 万円/台、SVC の耐用年数は 22 年、耐用年均等係数は 0.1066 として試算を行った[36]-[38]。この試算結果を表 5.7 に示す。

表 5.7 SVC 対策を行う場合の対策費用及び年経費

SVC 対策		PV 連系率		
		30%	40%	50%
パターン i	概要	300kvar×1 台	300kvar×2 台	300kvar×4 台
	設置に係るコスト[万円]	1,500	3,000	6,000
	年経費[万円/年]	159.9	319.8	639.6
パターン ii	概要	300kvar×2 台	300kvar×3 台	300kvar×5 台
	設置に係るコスト[万円]	3,000	4,500	7,500
	年経費[万円/年]	319.8	479.7	799.5

注) 年経費 = 設置に係るコスト × 耐用年均等係数

つぎに、この試算結果をふまえて、電圧適正化対策として、DR を導入する場合に DR に投じることができる最大費用（ブレイクイーブンコスト）を試算する。ブレイクイーブンコストは、次の式により求める。

$$\text{ブレイクイーブンコスト} = \frac{\text{DR導入に伴い回避できる設備(SVC)対策コスト}}{\text{適正電圧維持に必要な発電出力抑制量}}$$

表 5.7 の SVC 対策を行う場合の年経費を、上式分子の「DR 導入に伴い回避できる設備(SVC)対策コスト」とし、表 5.3 の年間あたりの DR による出力抑制量を、上式分母の「電圧維持に必要な発電出力抑制量」として算出した結果を図 5.19 に示す。

パターン i では PV 連系率 30%、40%、50%において各々76 円/kWh、13 円/kWh、7 円/kWh となった。パターン ii では、各々98 円/kWh、15 円/kWh、8 円/kWh となった。パターン i とパターン ii では PV 連系率の変化に伴う傾向や同一 PV 連系率における結果に大きな差異はないことがわかった。特徴的なこととしては PV 連系率 30%においては比較的大きなブレイクイーブンコストが得られたのに対して、PV40%、50%になるとブレイクイーブンコストが著しく小さくなっていることがわかる。これは、PV 連系率が高い状況下においては、DR 対策時に DR に投資できる費用が小さくなることを意味している。PV 連系率 40%、50%時の「適正電圧維持に必要な発電出力抑制量」は、各々、連系率 30%時の抑制量の 9～13 倍、27～48 倍程度と大幅に増加する。一方で、PV 連系率 40%、50%時の SVC 対策は、各々、連系率 30%時の 2 倍、3～4 倍程度の費用で講じることが可能である。このため、PV 連系率が高い場合、発電出力 1kWh を抑制するのに必要な SVC 対策費用は小さくなる。すなわち、ブレイクイーブンコストは小さくなる。

今後の PV 大量連系時においては、今回明示したブレイクイーブンコストを電圧適正化対策としての DR 導入の判断材料とすることで、より効率的な対応が期待できると考えられる。

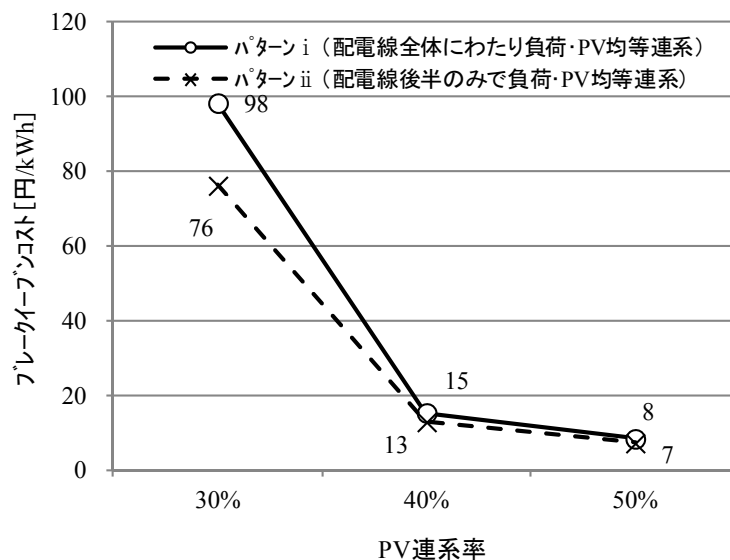


図 5.19 DR 対策時におけるブレークイーブンコストの試算結果（対必要抑制 kWh）

5.4 まとめ

本章では、PV 大量連系時における配電系統の課題の一つである PV 逆潮流による配電電圧上昇に対して、従来の設備対策以外の手法として、DR プログラムを適用することの可能性について、モデルケースを設定し、経済性の観点からシミュレーション評価、分析を行った。

- PV 連系率をパラメータとして、電圧適正化対策として DR を導入する場合、適正電圧を維持するために必要となる DR 適用日数、適用時間帯、及び抑制しなければならない発電出力量などをシミュレーションにより定量的に把握した。このシミュレーション結果から、PV 連系率の変化に対して 1 日あたりの平均的な DR 適用時間は大きな変化がないものの、DR 適用日数や必要抑制量は PV 連系率の増加とともに著しく大きくなることがわかった。
- 配電線全体にわたって負荷、PV が連系されているパターン i の方が、配電線後半部のみで負荷、PV が連系されているパターン ii より DR 適用頻度は小さくなることを定量的に把握した。

- 従来の設備対策（SVC 対策）費用と比較して、DR 適用に関する経済性について分析し、その成立条件の一部を定量的に導出した。

以上のとおり、今回得られた成果としては、電圧適正化対策として DR 的な手法を適用しようとする場合、具体的に負荷、PV 連系パターンでどのように同 DR の適用可能性が変わるか、具体的にどのような DR が必要となるか、それは PV 連系率に応じてどのように変化していくか等の定量的な知見を得ることができた。

また、経済性の観点において、従来の設備対策と DR 対策の比較から、DR 導入の経済的な成立条件の一部を導出できたことは、今後の電圧適正化対策を検討しようとする際の判断指標の一助になるものと考えられる。

第6章 結 論

電力の需給運用においては、従来より需要を所与のものとして、供給側による対応を主体としてきた。しかしながら、東日本大震災以降の電力需給逼迫、再生可能エネルギーの普及拡大をはじめとし、電力を取り巻く環境が大きく変化する中、最近、供給側に加えて需要側での対応により、電力の運用管理をしていこうとする動きが強まっている。

本論文は、このような背景のもと、最近、注目を浴びているDRを活用して、電力の需給マネジメント、品質確保に向けた課題解決策について研究した成果をとりまとめたものである。

まず、電力ピーク時期に需給が逼迫する恐れがあることについて、これを解決するための方策として、DRを用いた電力ピーク時間帯の電力使用抑制について研究した。第2章で述べたように、著者らは、電力ピーク時間帯における抑制効果を検証する試験システムを構築し、実在する一般家庭をモニターとして複数年にわたり実証試験を行った。これにより、これまで知見がほとんどなかったPTR方式のDRを用いた電力ピーク抑制効果を確認した。

第3章では、本実証試験の2か年の夏季（7～9月）における電力ピーク抑制効果について分析し、抑制への貢献度が高い需要家の特徴を明らかにした。その一方で、新たな課題として、抑制効果を複数年にわたり持続することは容易ではないことを確認した。この新たな課題に対して、本論文では、電力使用抑制効果を持続するための手法を提案した。具体的には、電力使用量を抑制した需要家に対して単にインセンティブを付与するだけでなく、あわせて需要家に新たな金銭負担を課すという考え方を導入した。また、本実証試験データを用いて、この提案手法を導入した場合の負担金を試算した結果では、新たな金銭負担額はインセンティブと比べても小さいことを確認した。すなわち、今回提案した金銭負担の考え方は、需要家にとっても十分受容性があると同時に電力使用抑制効果の持続が期待できる手法である。

第4章では、本実証試験の2か年の夏季実証試験におけるDR適用時間帯（13～16時）における電力使用量の変化について分析した。わが国において、PTR方式のDRに関する知見が多くないことは既に述べたが、このようなDR適用時間中の電力使用量の変化についての報告事例はほぼ皆無である。筆者らは、このDR適用時間帯付近における1時間毎の電力使用量の変化を分析し、その傾向を把握した。その結果、3時間という

DR適用時間帯にあっても、特に最初の1時間（本実証試験における13～14時）に電力使用量を大幅に抑制し、その後はその使用量を概ね維持するような傾向にあることが明らかになった。また、この抑制への貢献度の高い需要家の特徴についても明らかにした。すわなち、本実証試験結果から、貢献度の高い特徴を有する需要家を対象に、電力需給逼迫の緩和が必要な1時間に限定してDRを適用することは、一つの効果的な手法であることを提言する。

第4章までは、電力ピーク時期における需給逼迫の課題解決策としてのDRの活用について述べたが、第5章では、電力品質確保面の課題に対する解決策として、DRを活用することについて述べた。再生可能エネルギーの普及拡大に伴い、電力品質面では、特に配電系統電圧上昇が喫緊の課題の一つとなっている。このことから、PV大量連系配電線の電圧を適正に制御するためのDRについて研究した。本研究により、配電電圧制御に必要なDR適用回数や適正電圧を維持するために必要となるPV出力抑制量を定量的に示した。また、電圧適正化対策としてDRを導入する場合の経済性成立条件を導出した。電圧適正化対策には、従来より、SVR、SVC設置や負荷分割があり、さらに最近では電圧昇圧化なども着目されているが、本研究では、近年、DRの取組が活発化していることをふまえて、この新たな活用分野として電圧制御への適用可能性を示した。

以上述べたように、本論文は、DRを活用した電力に関する喫緊の課題（電力需給逼迫、再生可能エネルギー大量連系に伴う電圧上昇）の解決策について研究したものである。

本論文で明らかにした電力ピーク抑制への貢献度が高い需要家の特徴や抑制効果の定量的な把握結果は、今後DRを展開していく上で有用な知見である。また、今回提案した手法（需要家に対してインセンティブを付与することに加えて金銭負担を課す手法）は、抑制効果の維持向上への貢献が期待される。

以上、今後のDRの幅広い展開を見据えて、本研究では、電力需給逼迫や配電電圧上昇という電力における喫緊の課題へのDRの活用方策について分析し、提案、提言を行ったものである。これらは今後のDRのさらなる展開の一助になるものと考えられる。

参考文献

- [1] 経済産業省資源エネルギー庁：「エネルギー基本計画」，2014年4月閣議決定
- [2] 経済産業省資源エネルギー庁：「ディマンドリスポンスについて」，総合エネルギー資源調査会 長期エネルギー需給見通し小委員会（第5回会合）資料5，2014年
- [3] 林泰弘：「東日本大震災以降のスマートグリッドのエネルギーマネジメント」，電気学会論文誌B，Vol.133，No.3，pp.225-228，2013年
- [4] 経済産業省資源エネルギー庁：「次世代エネルギー・社会システム実証事業～進捗状況と成果等～」，第16回次世代エネルギー・社会システム協議会資料1，2014年
- [5] 相澤彰治：「北九州スマートコミュニティ創造事業」，電気学会論文誌B，Vol.133，No.8，pp.650-653，2013年
- [6] 一般財団法人電力中央研究所社会経済研究所：「特集「日本におけるデマンドレスポンス研究の最前線」」，電力経済研究No.62，2015年
- [7] R. Deng,“A Survey on Demand Response in Smart Grid: Mathematical Models and Approaches”, Transaction on Industrial Informatics of IEEE, Vol.11, 2015
- [8] S. Mohajeryami,“Including the behavioral aspects of customers in demand response model: Real time pricing versus peak time rebate”, North American Power Symposium (NAPS), IEEE, 2015
- [9] P. T. Baboli,“Customer behavior based demand response model”, Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2012
- [10] 経済産業省資源エネルギー庁：「ネガワット取引に関するガイドライン」，2015年
- [11] 経済産業省資源エネルギー庁：「ネガワット取引について」，総合エネルギー資源調査会 電力・ガス事業分科会 第5回電力基本政策小委員会資料7，2016年
- [12] 経済産業省資源エネルギー庁：「ネガワット（節電）取引市場の創設に向けて（中間取りまとめ）」，総合エネルギー資源調査会 電力・ガス事業分科会 第7回電力基本政策小委員会資料5-1，2016年
- [13] 「日本再興戦略-第4次産業革命に向けて-」，2016年6月閣議決定
- [14] 経済産業省資源エネルギー庁：「エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビ

- ジネス検討会の設置について」, 2016年
- [15] 電気事業連合会：「再生可能エネルギー導入拡大に伴う技術的課題と対応策について」, 総合エネルギー資源調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第2回）資料4, 2014年
- [16] 河村清紀, 土器勉, 大野祐司, 山田淳：「九州電力におけるスマートグリッドへの取組について」, 平成27年電気学会全国大会, 1-H1-8, 2015年
- [17] 河村清紀, 土器勉, 大野祐司, 山田淳：「一般家庭を対象とした冬季の見える化及びデマンドレスポンス実証試験による電力使用抑制効果」, 平成28年電気学会電力・エネルギー部門大会, 2015年
- [18] 九州電力：「でんき予報（電力のご使用状況）」
http://www.kyuden.co.jp/power_usages/pc.html
- [19] 気象庁：「週間天気予報」
<http://www.jma.go.jp/jp/week/>
- [20] 河村清紀, 土器勉, 大野祐司, 高野浩貴, 村田純一：「家庭向けデマンドレスポンスに関する実証結果の分析と電力ピーク抑制持続手法の提案」, 電気学会論文誌C, Vol.137, No.1, 2017年
- [21] 山口順之：「デマンドレスポンスにおける需要家ベースライン選定に関する北米評価事例の調査」, 電力中央研究所報告, Y12021, 2013年
- [22] 服部徹, 戸田直樹：「米国における家庭用デマンドレスポンス・プログラムの現状と課題ーパイロットプログラムの評価と本格導入における課題ー」, 電力中央研究所報告, Y10005, 2013年
- [23] 坂東茂, 高橋雅仁, 天津孝之：「需要家機器の自律的節電スキームのピーク対応費用削減効果についての試算」, エネルギー・環境・経済コンファレンス2014講演論文集, 2015年
- [24] 坂東茂, 高橋雅仁, 天津孝之：「ネガワットの費用便益評価に関する一試算ー自律的節電スキームによるピーク火力代替の可能性ー」, 電力中央研究所 社会経済研究所 ディスカッションペーパー, 14008, 2015年
- [25] A. J. Conejo, “Real-Time Demand Response Model”, Transaction on Smart Grid of IEEE, Vol.1, 2010
- [26] K. Kawamura, T. Doki, Y. Oono, H. Takano and J. Murata, “A Study on Effective

Demand Response Program in Electric Power System Based on Results of Demonstrative Field Test”, SICE Annual Conference 2016, 2016.

- [27] 一般社団法人太陽光発電協会：「太陽光発電の現状と展望」2015年
- [28] 社団法人電気協同研究会 配電システム力率問題対応技術専門委員会：「配電システムにおける力率問題とその対応」，電気共同研究，第66巻1号，2011年
- [29] 財団法人エネルギー総合工学研究所：「【第一部】電力ネットワーク技術実証研究に係わる経過報告」，新電力ネットワークシステム実証研究 新電力ネットワーク技術に係る総合調査経過報告，2006年
- [30] 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（委託先）株式会社関電工：「集中連系型太陽光発電システム実証研究」，平成15年度～平成19年度成果報告書，2008年
- [31] 上村敏，小林広武：「配電システム運用支援ツールの開発」，平成22年電気学会全国大会，6-007，2010年
- [32] 上村敏，高木道夫：「配電システム総合解析ツールの開発（その1）」，電力中央研究所報告，R11025，2012年
- [33] K. Kawamura, R. Kato, S. Bando, and M. Takahashi, “Avoided Cost and Effects of Voltage Control by Demand Response in a Distribution Network with High Integration of Rooftop PV”, 2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT 2013), 2013.
- [34] K. Kawamura, R. Kato, S. Bando, and M. Takahashi, “Applicability of Demand Response to Voltage Control in a Distribution System with Large Integration of Rooftop PV”, 2013 Energy Tech Conference, 2013.
- [35] 河村清紀：「太陽光発電大量連系時の系統電圧制御に対するデマンドレスポンスの適用可能性－発動頻度と経済性の評価－」，電力中央研究所報告，Y12008，2013年
- [36] 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部：「新エネルギーの大量導入に伴って必要となる系統安定化対策について」，低炭素電力供給に関する研究会・第2回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資料，2008年
- [37] 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「今後の新エネルギーの大量導入に伴って必

要となる系統安定化対策及びコスト負担の在り方について」, 2009年

- [38] 低炭素電力供給システムに関する研究会：「低炭素電力供給システムの構築に向けて」, 低炭素電力供給システムに関する報告書, 2009年

謝 辞

九州大学大学院システム情報科学府博士後期課程において、本論文をまとめるにあたり、終始温かいご指導とご鞭撻をいただきました九州大学大学院システム情報科学研究院の村田純一教授に心より感謝致します。

本学システム情報科学研究院の川邊武俊教授、末廣純也教授には、本論文をご精読いただき、有益かつ貴重なご指導、ご助言をいただきました。心より感謝致します。

また、福井大学学術研究院の高野浩貴講師には、終始温かいご指導とご助言をいただきました。心より感謝致します。

本論文は、筆者が九州電力総合研究所在任及び電力中央研究所出向中に取り組んだ研究をもとに、本学にて、成果を創出して取りまとめたものです。

電力中央研究所出向後に配属された九州電力株式会社技術本部総合研究所系統高度化グループの方々には本論文をまとめるにあたり、多大なるご支援とご理解を賜りました。厚くお礼申し上げます。また、電力中央研究所社会経済研究所の関係者の皆さまには、筆者が出向中の研究遂行にあたり、多大なるご支援をいただきました。心より感謝致します。

さらに、実証試験の運用にあたっては、三菱電機株式会社の関係者の皆さまに多大なるご協力を賜りました。厚くお礼申し上げます。

最後になりましたが、九州電力株式会社技術本部総合研究所の皆さま、電力中央研究所社会経済研究所の皆さま、及びご相談などに応じていただいた配電本部の方々をはじめとして、多くの方々に、多大なるご支援とご配慮をいただきました。この場をお借りして心よりお礼申し上げます。

2017年1月

著者