

東京大学公共政策大学院
「公共政策の経済評価」2015年度

九州地方におけるスマートメーター及びDRプログラム導入に関する
費用便益分析

経済政策コース1年 小松功武
経済政策コース1年 唐申涛
経済政策コース1年 松岡洋子
経済政策コース1年 眞鍋竜平

目次	
概要 (Executive Summary)	4
1 はじめに	6
2 スマートメーターと DR プログラムについて	7
2.1 スマートメーターについて	
2.2 DR プログラムについて	
2.3 九州電力によるスマートメーター導入計画について	
3 分析の論点及び枠組み	9
3.1 分析の論点	
3.2 分析の枠組み	
3.3 費用便益項目	
3.4 本研究で設定する DR プログラム	
4 スマートメーター導入の直接の費用と便益	12
5 分析方法	14
5.1 需要関数の推計	
5.1.1 需要の価格弾力性	
5.1.2 需要曲線の推計	
5.1.3 必須需要曲線とピーク需要曲線	
5.2 供給関数の推計	
5.2.1 短期限界費用	
5.2.2 長期限界費用	
5.3 外部性の推計	
5.3.1 排出権取引価格と発電所ごとの二酸化炭素排出量	
5.3.2 外部性の計算方法	
5.4 価格設定	
5.4.1 DR プログラムにおけるピーク時電力価格の設定	
5.4.2 DR プログラムにおけるショルダーアワー電力価格の設定	
5.5 余剰分析	
5.5.1 残余需要曲線	
5.5.2 総余剰の変化	
5.5.3 社会的余剰の変化分の計算	
6 結果	28
6.1 ベストケース (Best Case)	

6.1.1 DR 普及率が 100%の場合の累積純便益	
6.1.2 DR 普及率が 50%の場合の累積純便益	
6.2 ベースケース (Base Case)	
6.2.1 DR 普及率が 100%の場合の累積純便益	
6.2.2 DR 普及率が 50%の場合の累積純便益	
6.3 損益分岐年度	
7 考察	31
7.1 DR プログラムの実施効果	
7.2 価格設定の効果	
8 結論	32
8.1 政策的含意	
8.2 今後の課題	
謝辞	33
参考文献	34
付録 1	35
付録 2	36
付録 3	37
付録 4	38

概要 (Executive Summary)

研究の背景・目的

東日本大震災による原子力発電所の事故を受け、わが国では原子力発電から火力発電への代替が進む一方、火力発電による環境負荷の増大が懸念されている。また、今後は太陽光や風力などの自然エネルギーによる発電が増加すると予想されているが、それらは供給量の予測が困難である。このような状況において、需要側における電力消費量の調整が重要性を増している。

電力需要量の調整を有効に実施する手段として、近年注目を集めているのがスマートメーターである。スマートメーターは企業や家庭を始めとする電力需要家の電力使用量をリアルタイムで計測し、その記録を各需要家に伝達することができる。また、スマートメーターにより各時点の電力使用量に合わせて、電力価格を変動させることも可能となる。そして、電力使用量及び電力価格の情報を受け取った需要家は需要行動を変え、ピーク時に需要を抑制し、オフピークに需要をシフトさせるようになると期待されている。

スマートメーターを用いて電力需要量の調整を図る施策は総称してデマンドレスポンス (DR, Demand Response) プログラムと呼ばれる。本研究では DR プログラムのうち家計を対象に電気料金の変動を需要抑制のインセンティブとするものを扱い、二酸化炭素 (CO₂) 排出量削減の経済効果に焦点を当てた費用便益分析を行う。また、家計全体の DR プログラムへの参加率 (DR 普及率) が結果に与える影響についても分析を行う。

分析概要・手法

本研究では、対象地域を九州地方に限定し 2016 年から 2035 年までの 20 年間の動向を予測する。2016 年度から九州電力管内の各家庭を対象にスマートメーターの本格導入が進む予定であり、2023 年には全世帯への導入が完了していると仮定する。その上で、DR プログラムを実施すると考える。本研究で設定する DR プログラムは、夏季の気温が 30 度を超える日に発動するものとし、ピーク時間帯には電力価格が上昇し、その代わりにピーク時に隣接する時間帯では電力価格が低下するものとする。この DR プログラムへの参加は任意であり、スマートメーターを導入した家計からプログラムに参加できると想定する。

DR プログラムはスマートメーターの導入に付随するものとし、本研究では DR プログラムの実施がスマートメーターによる便益の大きさに与える影響を余剰分析の手法を用いて検証する。DR プログラムは本研究で設定したもの以外にも選択肢は多くあるが、本研究では DR 普及率に注目するため、家計にとって極力参加障壁が低くなるように DR プログラム内の価格設定を行った。

推計結果

	便益		費用	
	DR 普及率 100%	DR 普及率 50%		
総余剰の変化	-6,650	-3,325	スマートメーター 導入による費用	101,645
外部不経済削減効果	6,702~8,936	3,351~4,468		
スマートメーター 導入による便益	137,207	137,207		
便益合計	137,259 ~139,493	137,233 ~138,350	費用合計	101,645
純便益(B-C)	DR 普及率 100%		DR 普及率 50%	
	35,613~37,847		35,587~36,704	

単位：百万円

推計結果は上記の費用便益項目表の通りである。DR 普及率が 100%の場合も 50%の場合も純便益は正となったが、DR 普及率が 50%と低い場合、100%の時よりも純便益の額が最小で約 2600 万円、最大で約 11 億円低くなっていることが分かる。この純便益額の幅は外部不経済削減効果の推計に用いた CO₂ 排出権取引価格の差によるものである。

結論と今後の課題

本研究での重要項目は、DR プログラムによって変動する「総余剰の変化」と「外部不経済削減効果」(CO₂ 排出量削減効果)である。この 2 つの合計値が「社会的余剰の変化」であり、これが正となれば DR プログラム実施により純便益額は増加する。「社会的余剰の変化」を正とするには、DR プログラムにおける適切な価格設定が重要である。また、DR 普及率が高いほど、ピーク時電力需要の抑制による「外部不経済削減効果」の増加を通じて「社会的余剰の変化」も大きくなる。スマートメーターの導入に掛かる投資回収年数を短縮できる可能性も高くなるため、DR プログラム参加奨励政策等により DR 普及率の向上を図ることも必要である。

DR プログラムの適切な価格設定と DR 普及率の向上は重要な課題であり、現実的な DR 普及率の想定と有効な DR プログラム参加奨励政策の手法は今後検証されるべきである。

1 はじめに

東日本大震災による原子力発電所の事故を受け、わが国では原子力発電から火力発電への代替が進む一方、火力発電による環境負荷の増大が懸念されている。また、今後は太陽光や風力などの自然エネルギーによる発電が増加すると予想されているが、それらは供給量の予測が困難である。

火力発電による二酸化炭素（CO₂）排出量の増加を抑制するためには、昼間のピーク時間帯に電力需要量を削減し、その他の時間帯に需要をシフトさせることが重要となる。なぜなら昼間のピーク時間帯は電力需給が逼迫し、火力発電の中でも特にCO₂排出係数の高い石油火力による電力供給が増加するためである。また、今後太陽光及び風力発電の導入が進み、電力供給が不安定化する場合に備えるためにも電力需要量の調整は必要である。

このような電力需要量の調整を有効に実施する手段として、近年注目を集めているのがスマートメーターである。スマートメーターは企業や家庭を始めとする電力需要家の電力使用量をリアルタイムで計測し、その記録を各需要家に伝達することができる。また、スマートメーターにより、各時点の電力使用量に合わせて電力価格を変動させることも可能となる。そして、電力使用量及び電力価格の情報を受け取った需要家は、需要行動を変え、ピーク時に需要を抑制するようになると期待されている。

本研究では、対象地域を九州地方に限定し2016年から2035年までの20年間の家計の動向を予測する。2016年度から九州電力管内の各家庭を対象にスマートメーターの本格導入が進む予定であり、2023年には全世帯への導入が完了していると想定されている¹。その上で、スマートメーターを用いて各家庭の電力需要量の調整を図るデマンドレスポンス（DR, Demand Response）プログラムを実施すると考える。本研究ではDRプログラムのうち家計を対象として電気料金を需要抑制のインセンティブとするものを扱い、CO₂排出量削減の経済効果に焦点を当てた費用便益分析を行う。また、家計全体のDRプログラムへの参加率（DR普及率）が結果に与える影響についても分析を行う。DRプログラムは本研究で設定したものの以外にも選択肢は多くあるが、本研究ではDR普及率に注目するため、家計にとって極力参加障壁が低くなるようにDRプログラム内の価格設定を行った。

以下、本研究では2章でスマートメーターとDRプログラムについて概説した後、3章で分析の枠組みを提示し、4章と5章で九州地方の家計を対象とした費用及び便益の推計を行う。6章で費用便益項目表と共にその結果を提示し、7章で結果の考察を行う。そして最後の8章の結論部で政策的含意と今後の課題を述べ、本稿の締めくくりとする。

¹ 九州電力（2013）「スマートメーターの原価算入について」を参照。

2 スマートメーターと DR プログラムについて

2.1 スマートメーターについて

スマートメーターとは、電力消費量をデジタルで測定し通信機能を有する電力量計である。測定した電力消費量のデータを電力会社へ送受信することによりリアルタイムで見られるようになることから、電力消費量の「見える化」に貢献するとともに、家電と連携して供給状況の最適化を図ることが期待される。平成 26 年 4 月 1 日に施行された省エネ法の改正にともない、スマートメーター導入と電気の需要の平準化を促す料金メニュー等に関する計画を作成・公表することが新たに規定されたため、国内の各電力会社はスマートメーターの導入計画を公表している。従来のアナログ機器からスマートメーターに交換すると、電力会社の検針員がメーターの数値を直接見て記録する作業（検針業務）が不要となる。またスマートメーターのサービスは電力会社がリモートで接続・切断できるようになるため、かつて契約変更時に必要だった工事（配電業務）を行わなくて済むようになる。

2.2 DR プログラムについて

デマンドレスポンス（DR, Demand Response）とは、経済産業省資料によると²「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」を指す。つまり電気料金や直接制御などを通じて消費者の行動をコントロールするものである。DR プログラムは電気料金ベースとインセンティブベースに分かれるが、本研究で対象としたのは電気料金ベース、とりわけピーク制料金（CPP, Critical Peak Pricing）である。CPP 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、割高な料金が設定された高負荷時に需要を抑制し、割安な料金が設定された低負荷時に需要のシフト（ピークシフト）を促す枠組みである。2010 年度から 5 年間 4 地域（横浜市、豊田市、けいはんな学研都市、北九州市）で行われたスマートコミュニティ実証実験の中でも、CPP のピークカット効果が検証された³。

² 経済産業省『デマンドレスポンス（Demand Response）について』

³ 北九州市、京都市の事例は Ida et al. (2013)を参照。

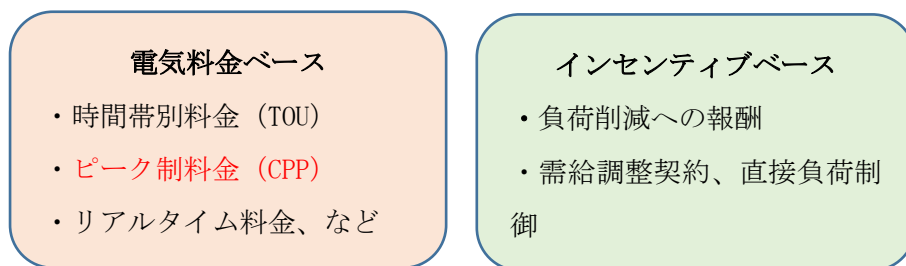


図 1 : DR プログラムの種類と例

2.3 九州電力によるスマートメーター導入計画について

平成 26 年 4 月 1 日に施行された省エネ法の改正を受けて九州電力もスマートメーター導入計画を発表⁴した。平成 22 年度から導入を開始し、平成 24 年度までに累計 37 万台導入(平成 24 年度は 20 万台)を行い、平成 25 年度から平成 27 年度は毎年 30 万台ずつへ導入を拡大し、平成 28 年度以降は年間 80 万台以上を導入する予定である。都市部及び一般地域については 10 年後の平成 35 年度までに全数スマートメーター化、残る離島・山間地域等についても可能な限り早期のスマートメーター化を図る。

同社はスマートメーター導入による変化について大きく 3 種類に分類している。1 つ目は営業所の業務の改善・効率化で、2.1 で述べた検針業務や配電業務の解消などを挙げている。2 つ目はサービスの効率化であり、電力使用量の見える化や停電時における個別家庭の情報把握による早期復旧を掲げる。3 つ目は将来の業務効率化とサービス向上として、太陽光などの分散型電源の負荷発電状況を把握し、その負荷情報を通じた電圧管理適正化やデマンドレスポンスなどを想定している。

本研究では、九州電力の資料⁵から家庭向けの低圧スマートメーターの導入率を以下のよう

年度	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-
導入率	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%

⁴ 九州電力 (2013) 「スマートメーターの原価算入について」を参照。

⁵ 同 p. 4 を参照。

3. 分析の論点及び枠組み

3.1 分析の論点

スマートメーターの設置には膨大な初期費用がかかり、その費用を回収するために多くの年数が必要である。その上、DR プログラムへの参加は個人の選択に任せられており DR プログラムの普及状況の見通しが立たないという問題がある。そこで本研究では九州電力管内の全家庭における DR プログラムの普及率（DR 普及率）に着目し、普及状況について仮想的に普及率 50%と 100%の 2 つのケースを設定する。

その上で、DR プログラムの実施に関して CO2 排出量削減効果も含めた余剰分析を行い、DR 普及率の差が社会的余剰の変化分の大きさに与える影響を推計する。その過程で、DR プログラムを極力参加障壁が低いものとするため、適切な価格設定についても考察する。そして余剰分析の結果を元に、スマートメーター導入費用を回収するまでの投資回収年数が DR プログラムを実施する場合と実施しない場合で差が出るか否かを分析する。

3.2 分析の枠組み

スマートメーターと DR プログラムは相互に関係がある。DR プログラムを実施するには時間ごとの電気料金や現在の電力使用量といった情報が必須であるため、スマートメーターを導入していない世帯は DR プログラムに参加できない。一方でスマートメーターを導入した世帯が DR プログラムに参加するか否かは自由である。つまり各世帯の行動として以下の 3 パターンが考えられる。

- ① スマートメーター未導入、DR プログラム不参加
- ② スマートメーター導入、DR プログラム不参加
- ③ スマートメーター導入、DR プログラム参加

これを元に、本研究では現状（Without ケース）と政策代替案（With ケース①、②）を以下のように設定する。

Without ケース：スマートメーターが普及せず、DR プログラム実施なし（普及率 0%）
With ケース①：スマートメーターが普及した上で家計全体の DR 普及率 50%
With ケース②：スマートメーターが普及した上で家計全体の DR 普及率 100%

本研究での当事者適格は通常のコスト便益分析と同じく国とした。対象は九州電力管内の全世帯とした。分析の開始年度はスマートメーターの本格導入が開始される2016年（平成28年）とした。終了年度については2035年（平成47年）とした。社会的割引率は4%を用いた。

3.3 費用便益項目

本研究では、スマートメーターの導入による直接の便益・費用とDRプログラムの実施による便益を区別して考え、前者は本稿4章でまとめて推計し、後者は5章の余剰分析から求める。そして最後の6章で前者と後者を合計し、純便益（B-C）を求める。本研究で推計する項目は以下の表の通りである。

	便益	費用
スマートメーター	・スマートメーター導入による便益 (検診費用・配電費用の節約効果)	・スマートメーター導入による費用 (スマートメーター導入費用、通信設備他費用、システム開発費、通信料)
DRプログラム	・総余剰の変化 ・外部不経済削減効果 (CO ₂ 排出量削減効果)	

項目の作成にあたっては、高山ほか（2011）及び米国のSCE（2007）の費用便益項目表を参考にした（付録1を参照）。そこではDRプログラムの実施費用も含まれているが、予測と推計が困難であり、結果に与える影響が小さいと考えられるため本研究では除外した。

3.4 本研究で設定するDRプログラム

本研究では、2012年に北九州市で行われた実証実験⁶を参考に、ピーク時に電力価格を引き上げる代わりにオフピーク時の電力価格を引き下げるピーク制料金（CPP）の仕組みを用いたデマンドレスポンス（DR）プログラムを設定した。実験では夏季と冬季が対象となっているが、本研究では簡便化のため対象を夏季（7-9月）に限定し、日中の最高気温が30度を超えると予想される日にDRプログラムが発動するものとした。2012年の実験でCPPが

⁶ Ida et al. (2013) を参照。

発動された日数が 40 日であったため、本研究で想定する DR プログラムの発動日数も年間 40 日とした。

ここでは Ida et al. (2013) の例に従い、ピーク時を 13-17 時、ピーク時に隣接する時間帯（ショルダーアワー）を 8-13 時と 17-22 時、オフピーク時を 22-8 時と想定する。本研究では、夏季の日中の気温が 30 度を超える DR プログラム発動日において、ピーク時に電力価格が 1 段階上がる代わりにショルダーアワーの電力価格が 1 段階下がるものとした。この設定の下で DR プログラムに参加する家計は、発動日において 1 段階高い電力価格にピーク時の 4 時間、1 段階低い電力価格にショルダーアワーの 10 時間直面することになる。これによりピーク時に電力消費量が減少し、ショルダーアワーに電力消費量が増加するピークシフト効果が見込まれる。

また、ショルダーアワーの電力価格を適切に設定すると、家計が DR プログラムに参加する場合としない場合で期待される電気料金の合計をほぼ等しくすることができる（詳細は本稿 5.4.2 で後述）。この時、家計にとって DR プログラムに参加するか否かは無差別となり、適切なナッジ⁷を与えれば家計が DR プログラムに参加する可能性は高まる。

⁷ 行動経済学における概念。人々がより良い選択肢をとるように後押しする働きかけのこと。本論では詳細に言及しない。

4. スマートメーター導入の直接の費用と便益

九州電力の資料⁸によると、スマートメーター導入の直接の費用と便益（資料では「効果」と記載）の内訳は、以下の表の通りである。資料では2014年度の例が示されているため、参考として数値も引用した。

	項目	内容	H26(億円/年)
スマートメーター導入の費用	スマートメーター導入費用	導入数×単価－減価償却費	38
	通信設備他	通信ネットワーク工事・点検費用	5
	システム開発	システム開発費・サイバー対策	9
	通信料	各家庭と本社サーバーとの通信料	14
	小計		65
スマートメーター導入の効果	検針費用	検針・集金・各種業務委託費	-0.9
	配電費用	契約変更時の工事費・計器修理費	-0.7
	小計		-1.6
	合計		63.4

九州電力（2013）を元に筆者作成

また、同資料より2016年度から2035年度までの年度ごとの費用及び効果の各項目の合計金額は以下の通りである。

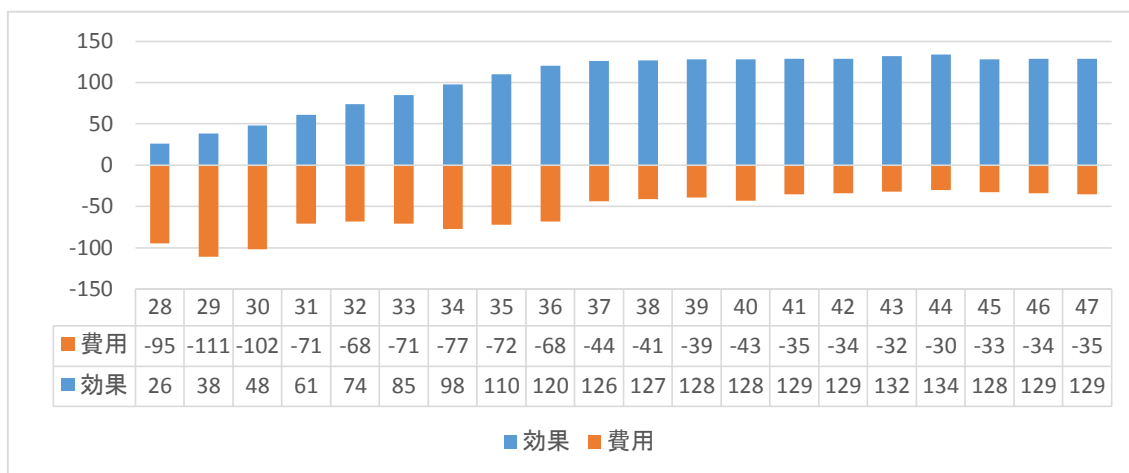


図2：2016年から2035年までの各年の費用と効果（九州電力(2013)p. 12を元に筆者作成：年度は平成、単位：億円）

⁸九州電力(2013) 「スマートメーターの原価算入について」 p. 8を参照。

費用については、スマートメーター単価の減少により逡減していくと予想される。効果については、スマートメーター導入数と比例関係にあることが読み取れる。

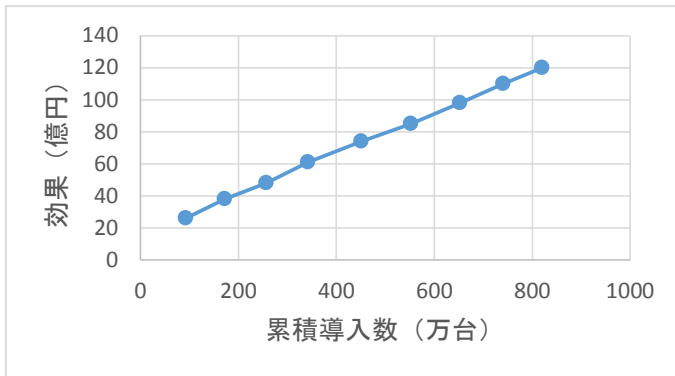


図3：スマートメーター累積導入数と効果の関係

社会的割引率4%を用いて、本稿3.3における「スマートメーターの導入による便益」(2016年から2035年までの効果の累積額)と「スマートメーターの導入による費用」(同期間の費用の累積額)を求めた結果は以下の通りである(詳細は付録2を参照)。

スマートメーターの導入による便益	スマートメーターの導入による費用
137,207,604,761	101,645,737,897

単位：円

5. 分析方法

4章で求めたスマートメーターの直接の費用と便益以外に、本研究ではDRプログラム実施の便益も推計する。DRプログラム実施の便益の分析にはミクロ経済学の余剰分析の枠組みを用いる。まず、需要曲線(5.1)と供給曲線(5.2)をデータから求め、次にDRプログラムによるCO₂排出量削減効果(本研究では「外部不経済削減効果 ΔE 」)を求める(5.3)。その上で価格設定(5.4)を行い、余剰分析(5.5)に取り掛かる。

5.1 需要関数の推計

本研究では、DRプログラムの実施に伴う需要量の変動によって引き起こされる余剰の変化を分析する。そのためにはまず電力市場の需要曲線を推定する必要がある。需要曲線は、線形の逆需要関数の式に、ある時点での価格と数量の組み合わせを代入することで導出できる。本研究では江頭ほか(2013)を参考に、春季や秋季など需要の低い時期に対応する「必須需要」と、夏季など電力需要量が多い「ピーク時」の2通りの需要曲線を求めた。本節で順に手法を述べることとする。

5.1.1 需要の価格弾力性

谷下(2012)から九州地方の家庭用電力の価格弾力性は0.58, 0.68という2つの数値が出ている。これは分析に使用したデータプールの違いによるものである。本研究ではこの二つの値の平均である0.63を価格弾力性として用いた。ここで、需要の価格弾力性と、数量と価格の一組の組み合わせを選べば、需要曲線を導出することができる。

5.1.2 需要曲線の推計⁹

必須需要については、数量は2013年度1年間の電灯消費量を365(日)×24(時間)で除した値を用いて、平均的な1時間あたりの電灯消費量とした。価格は2013年度の従量電灯Bの3段階目料金に、燃料費調整額を上乗せした値とした。一方、ピーク時については、数量は2013年度8月の1時間あたりの最大出力に、販売電力合計に占める電灯消費量の割合を乗じた値を用いて、1時間あたりの電灯の最大出力としている。価格は、上記の最大出力を記録した月の従量電灯Bの3段階目料金に、その月の燃料費調整額を上乗せした値とした。価格は必須需要で20.616円/kWh、ピーク需要で23.95円/kWhとなった。

⁹ データは九州電力HPを参照。

5.1.3 必須需要曲線とピーク需要曲線

これらを踏まえ、必須需要とピーク時の2つの需要曲線を描くことができる。なお、全体需要関数は九州電力管内の全787万世帯、個別需要関数はそのうちの1世帯あたりの需要関数を表したものである。

(1) 必須需要曲線

①全体需要関数

$$\text{価格} = \text{全体需要量} \times (-1.00519) \times 10^{-5} + 53.33981$$

②個別需要関数

$$\text{価格} = \text{個別需要量} \times (-79.10858746) + 53.33981$$

(2) ピーク需要曲線

①全体需要関数

$$\text{価格} = \text{全体需要量} \times (-6.11795) \times 10^{-6} + 61.96587$$

②個別需要関数

$$\text{価格} = \text{個別需要量} \times (-48.14824109) + 61.96587$$

本研究では、擬似的に必須需要曲線をショルダーアワー及びオフピーク時の需要曲線、ピーク需要曲線を夏季(7-9月)のピーク時の需要曲線として捉え、各需要量の計算を行った(本稿5.3、5.4で後述)。

5.2 供給関数の推計

5.2.1 短期限界費用

発電コストは変動費用と固定費用とに分けられる。本研究では、金本ほか(2006)の手法に従い、まず変動費用の大部分を占める燃料費を1kWhあたりの発電にかかる短期限界費用(STMC, Short-Term Marginal Cost)と定義する。次に、短期限界費用を以下の式¹⁰から算出する。

$$\text{短期限界費用(STMC)} (\text{円/kWh}) = \frac{\text{燃料単価} (\text{円/t})}{\text{熱量} (\text{MJ/kg}) \times \text{発電効率} \times (1 - \text{所内率})}$$

¹⁰ 金本ほか(2006)『政策評価ミクロモデル』p.189を参照。

ここで、1J=0.278kWh としている。短期限界費用（STMC）は、ベース電源である水力、原子力、地熱発電で0円であるとし、石炭火力、LNG火力、石油火力発電に関して上記の式を用いて計算した。燃料単価は、2014年度の「財務省貿易統計」に掲載されている燃料費を輸入数量で除することにより算出した。石炭火力に関しては瀝青炭、LNG火力はLNG、石油火力は重油の燃料費と輸入数量をそれぞれ用いた¹¹。熱量と所内率は2014年度の「電力調査統計」の九州電力の項を参照した。発電効率は、2014年度「電力統計情報」の熱効率のうちの発電の項を参照した。以上の計算をまとめると、以下の表のようになる。

発電方式	短期限界費用(円/kWh)
原子力	0
水力	0
地熱	0
石炭火力	3.5
LNG火力	14.8
石油火力	16.1

この他にも風力または太陽光発電、揚水式水力発電が存在するが、前者は供給量が不安定であり、後者は供給における比重が小さいため、今回の分析対象から除いている。

5.2.2 長期限界費用

長期限界費用とは、西野ほか（1979）で提示されている概念である。本研究では、発電コスト検証ワーキンググループ（2015）の「発電コストレビューシート」を参照し、長期限界費用（LTMC, Long-Term Marginal Cost）を燃料費に加えて資本費等の固定費用や、燃料費以外の変動費用¹²も含めた1kWhあたりの限界費用と定義した。そして「発電コストレビューシート」を用いて発電方式ごとに2014年モデル、2020年モデル、2030年モデルの発電所を想定した限界費用の値を算出した。限界費用は、風力、太陽光を除く発電方式で2014年モデルが最小、2030年モデルが最大となっており、本研究ではこの最小から最大までの幅を持たせた限界費用の値を長期限界費用とした。

¹¹ 参照する品目コードは江頭ほか（2013）を参考にした。

¹² 燃料費以外の変動費用には、政策経費、事故リスク対応費、CO₂対策費、運転維持費、追加的安全対策費が含まれている（発電コスト検証ワーキンググループ（2015）を参照）。

発電方式	長期限界費用 (円/kWh)
原子力	10.7~10.9
水力(一般水力)	12.2
地熱	17.8
石炭火力	11.9~14.0
LNG火力	17.4~18.5
石油火力	29.1~32.5

以上をまとめると、九州電力の短期限界費用曲線と長期限界費用曲線は以下の図4のよう
に表せる。図4の長期限界費用曲線では長期限界費用の最大値を使用した。

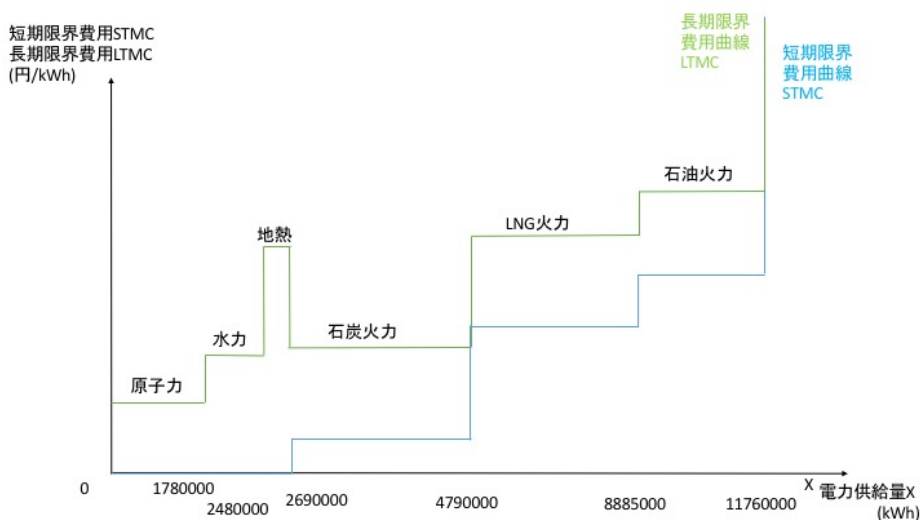


図4：九州地方の電力市場における短期限界費用曲線と長期限界費用曲線

発電順は短期限界費用 (STMC) が低い順 (メリットオーダー) に原子力、水力、地熱、石炭火力、LNG火力、石油火力としている。本研究の仮定では、実際は短期限界費用 (STMC) 曲線に沿って電力が供給されるが、余剰分析において参照する供給曲線は長期限界費用 (LTMC) 曲線であるものとする。

また、図4では太陽光発電と風力発電は除いており、九州電力の供給量¹³の限界を超える部分の供給曲線は垂直としている。ただし本稿5.5の余剰分析においては、供給量の限界を超える部分の需要は他の電力会社が石油火力によって発電した電力を融通して賄うと仮定し、供給曲線は水平であるものとして扱う。

¹³ 各発電方式の最大供給量は九州電力HPを参照した。

5.3 外部性の推計

発電方式による程度の差はあれ、発電には外部不経済として二酸化炭素（CO₂）の排出を伴うことが知られている。本節ではスマートメーター導入後の DR プログラムの実施による CO₂ 排出量削減効果の推計及び評価を行う。

5.3.1 排出権取引価格と発電所ごとの二酸化炭素排出量

各発電方式の単位発電量あたりの二酸化炭素排出量¹⁴を以下の表に示す。

発電方式	二酸化炭素排出量(g/kwh)
原子力	20
石炭	943
石油	738
LNG	599
LNG（コンバインド発電）	474
水力	11
太陽光	38
風力	25
地熱	13

電力価格変化前後の均衡需要量（供給量）の変化に表中の二酸化炭素排出量を乗じること、発電方式ごとの二酸化炭素排出削減量を推計できる。

5.3.2 外部性の計算方法

次に CO₂ 排出量削減効果を金銭評価する必要がある。本研究では二酸化炭素の排出権取引における市場価格を用いた。取引相場は常に変動しているため価格は幅を持った値を用い、最小値と最大値のそれぞれについて計算を行った。本研究の排出権取引価格の値は 2014 年 3 月時点での二酸化炭素 1t あたり 6000-8000 円¹⁵を用いた。

後述の余剰分析（5.5.3 を参照）で使用するため、CO₂ 排出を外部不経済と捉え、CO₂ 排出量の削減効果を金銭換算した値を外部不経済削減効果 ΔE と定義する。ここで ΔE は外部

¹⁴ 九州電力 HP を参照。

¹⁵ Argus Media (2014) p. 16 を参照。

性Eの変化分という意味である。本研究では、需要の変動が石油火力発電の範囲のみで起きているため、石油火力発電に係る二酸化炭素排出量の削減効果を ΔE に計上する。

$$\text{外部不経済削減効果 } \Delta E = - [\text{石油火力発電の二酸化炭素排出量 (g/kWh)} \times (\text{価格変化後の需要量} - \text{価格変化前の需要量}) (\text{kWh})] \times \text{排出権取引価格 (円/g)}$$

ここで排出権取引価格は 1g あたりの値に直している。 ΔE は 1g あたり排出権取引価格の最大値 (0.008 円/g) と最小値 (0.006 円/g) の 2 つを用いて、最大、最小 2 通りの値を計算した。

ΔE は最大、最小いずれの場合もショルダーアワー、ピーク時のそれぞれについて計算し、算出した値を合計した。計算の結果は以下の表にまとめてある。ショルダーアワーについては DR プログラム発動による価格の低下により需要量が増加しているため、その分を補う電力供給量の増加に合わせて CO₂ 排出量も増加している。ゆえに外部不経済は増大し、便益に対する影響は負となっている。反対にピーク時では、DR プログラム発動で価格が上昇し需要量が抑制されるため、CO₂ の排出量も減少し ΔE が便益に対する影響は正となる。

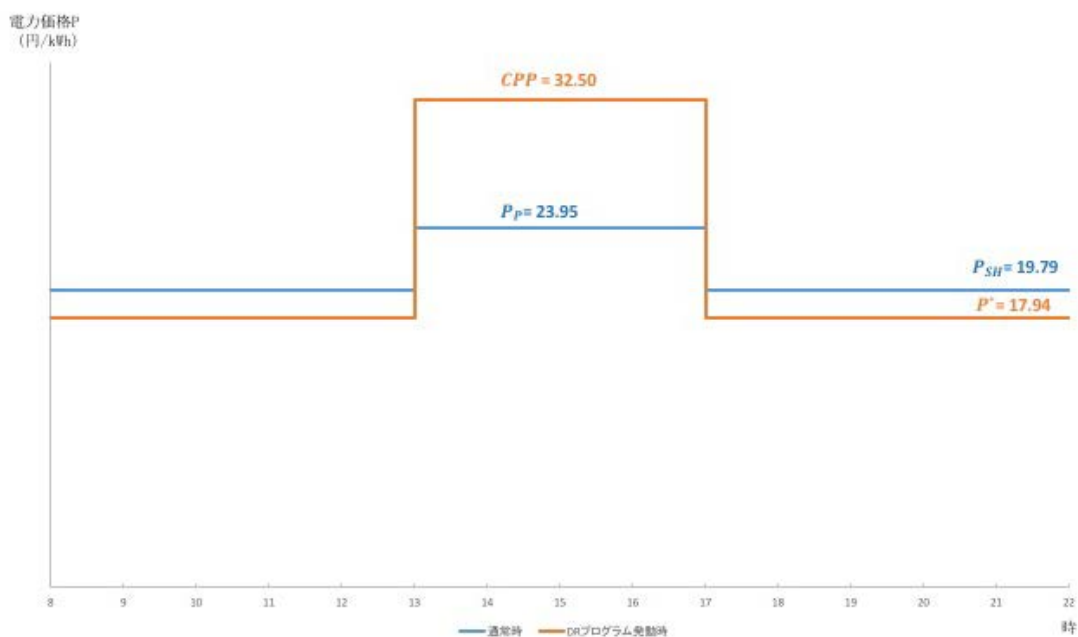
表より、DR 普及率 100%の方が 50%の場合よりもショルダーアワーでの負の値が大きくなる一方、ピーク時での正の値がより大きくなるため、全体として ΔE は最大、最小いずれも大きくなっていることが分かる。

		DR 普及率 100%	
外部不経済削減効果		ショルダーアワー	-5,373,189,560
ΔE (最大)	8,936,131,115	ピーク時	14,309,320,675
外部不経済削減効果		ショルダーアワー	-4,029,892,170
ΔE (最小)	6,702,098,336	ピーク時	10,731,990,506

		DR 普及率 50%	
外部不経済削減効果		ショルダーアワー	-2,686,594,780
ΔE (最大)	4,468,065,558	ピーク時	7,154,660,337
外部不経済削減効果		ショルダーアワー	-2,014,946,085
ΔE (最小)	3,351,049,168	ピーク時	5,365,995,253

単位：円

5.4 価格設定



単位：円/kWh

図5：DRプログラムにおける価格設定の概要図

本研究では、DRプログラムにおける電力価格を図5のように設定した。ここでの電力価格は電力料金のうち使用量に応じて変化する従量料金部分を想定しており、本研究では電力量 1kWh あたりの価格と定義する。DRプログラム発動日のピーク時とショルダーアワーの電力価格をまとめると、以下の表の通りになる。

	8-13時	13-17時	17-22時
通常時	19.79	23.95	19.79
DRプログラム発動時	17.94	32.50	17.94

単位：円/kWh

以下の小節では、上記の表のように設定した理由と手法を述べていく。

5.4.1 DRプログラムにおけるピーク時電力価格の設定

本研究のDRプログラムにおけるピーク時電力価格CPPは、ピーク電源である石油火力の長期限界費用 (LTMC) の最大値に等しい 32.50 円/kWh とした。長期限界費用の定義より、

この価格は変動費用のみならず固定費用も含んだ 1kWh あたりの限界費用である。通常、電力価格は長期限界費用を下回ることが多く、発電するごとに固定費用分の赤字が発生している¹⁶。そのため DR プログラムにおいてピーク時電力価格を長期限界費用に等しい価格に設定することにより、通常時に発生しているピーク電源の固定費用分の赤字をある程度回収できると見込まれる。ピーク時電力価格を長期限界費用よりも高く設定し、さらに多くの赤字分を回収することも可能であるが、価格を高く設定し過ぎると消費者余剰及び生産者余剰が減少し、通常時と比べて死荷重が発生してしまう。そのため、本研究ではピーク時価格 CPP を長期限界費用と等しい価格に設定した。一方で DR プログラムに参加しない場合、家計が直面するピーク時電力価格 P_p は 23.95 円/kWh であるとした。これは本稿 5.1.2 でピーク需要曲線の導出に用いた価格である。

5.4.2 DR プログラムにおけるショルダーアワー電力価格の設定

DR プログラムにおけるショルダーアワーの電力価格は、DR プログラムに参加する場合に家計が支払う電力料金の合計が参加しない場合の電気料金の合計とほぼ同額以下となるように設定する。DR プログラムに参加しない場合のショルダーアワーの電力価格 P_{SH} は通常時の 19.79 円/kWh であるが（導出方法は本稿付録 3 を参照）、DR プログラムに参加した場合のショルダーアワーの電力価格 P^* は CPP 、 P_p 、 P_{SH} を元に設定する。DR プログラムに含まれないオフピーク時（22-8 時）を無視すると、DR プログラム発動日において家計が DR プログラムに参加していた場合と参加していない場合の 1 日の電気料金の合計はそれぞれ以下のように表される。

$$\textcircled{1} \text{ (DR プログラムに参加した場合の 1 日の電気料金合計)} = CPP \times x_{CPP} \times T_p + P^* \times x_{p^*} \times T_{SH}$$

$$\textcircled{2} \text{ (DR プログラムに参加しない場合の 1 日の電気料金合計)} = P_p \times x_{P_p} \times T_p + P_{SH} \times x_{P_{SH}} \times T_{SH}$$

ここでは x_p を $P = CPP$ 、 P^* 、 P_p 、 P_{SH} のそれぞれの場合における個別需要量 (kWh) とする（ピーク時は本稿 5.1.3 (2) ②、ショルダーアワーは本稿 5.1.3 (1) ②を参照）。それぞれの価格 P から個別需要量 x_p を求め、上の等式に代入する。また、 T_p をピーク時となる時間数の合計、 T_{SH} をショルダーアワーとなる時間数の合計とし、本研究ではそれぞれ 4 時間、10 時間とする。ここで、 P^* と x_{p^*} だけが未知数として残る。①式において、 $P^* = 17.94$ と設

¹⁶ 金本 (2002) 「電力市場設計の経済学：メモ」 p.9 を参考にした。

定すると1日の電気料金合計は162.58円となり、②式の合計163.07円を下回る。 $P^* = 17.94$ はDR普及率100%の場合に2016年から2035年までの社会的余剰(SS, Social Surplus)の変化分 ΔSS を正にする最低値に近く、 P^* がこれを下回るとDRプログラムを実施する利点がないため、 P^* をこれ以上引き下げることができない(本稿7.2で後述)。よって、本研究では P^* を17.94円/kWhと設定する。

5.5 余剰分析

5.5.1 残余需要曲線

余剰分析では、最終的にDRプログラムによる変化分のみに着目するため、DRプログラムによって需要を変化させる家計、すなわちスマートメーターを導入した上でDRプログラムに参加する家計をその他の需要家から切り離して考える必要がある。本研究では、本稿5.1.3で求めたピーク需要曲線、必須需要曲線の個別需要関数をそれぞれピーク時、ショルダーアワーの個別需要関数と見なし、各年でDRプログラムに参加している世帯数分だけ個別需要関数を集計してDRプログラムに参加する世帯の需要曲線を求めた。このように本研究では個別需要関数の集計によりDRプログラムに参加する世帯の需要曲線を求めているが、見方を変えるとこの需要曲線を電力市場全体の需要曲線からその他の需要家の需要量を差し引いた残余需要曲線と考えることもできる。

以下、DRプログラムに参加する世帯の需要曲線を残余需要曲線と見なし、図6と図7を通じてこの曲線の電力市場における位置付けを示す。ピーク時とショルダーアワーで対象とする需要曲線の形状は異なるが、手順は共通である。以下では簡便化のため、九州電力が供給した電力は家計以外、スマートメーター未導入世帯、DRプログラム非参加世帯、DRプログラム参加世帯の順に需要を補っていくものとする。

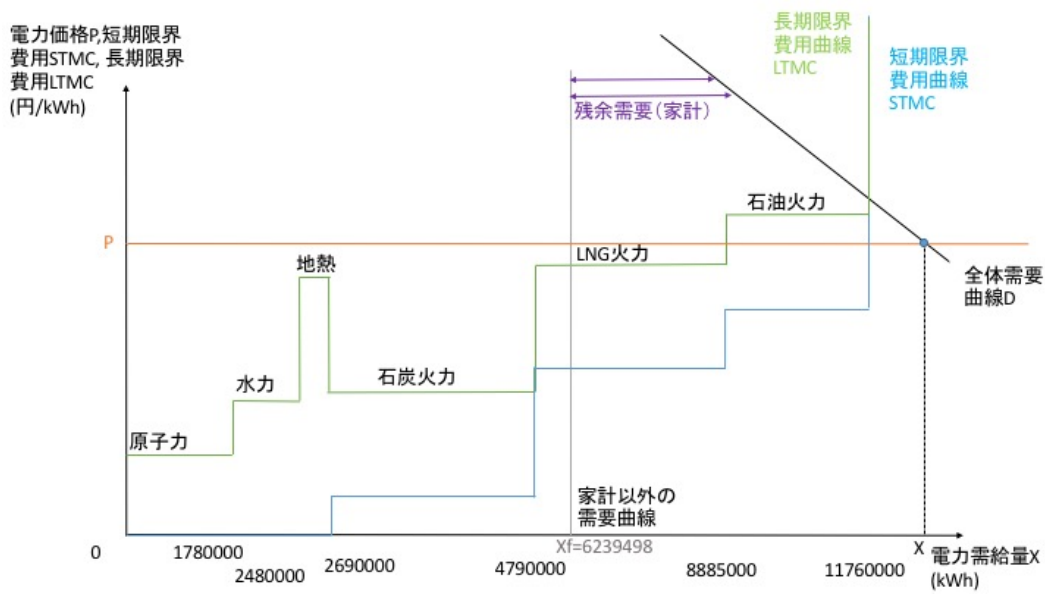


図 6：九州地方における電力市場の全体図

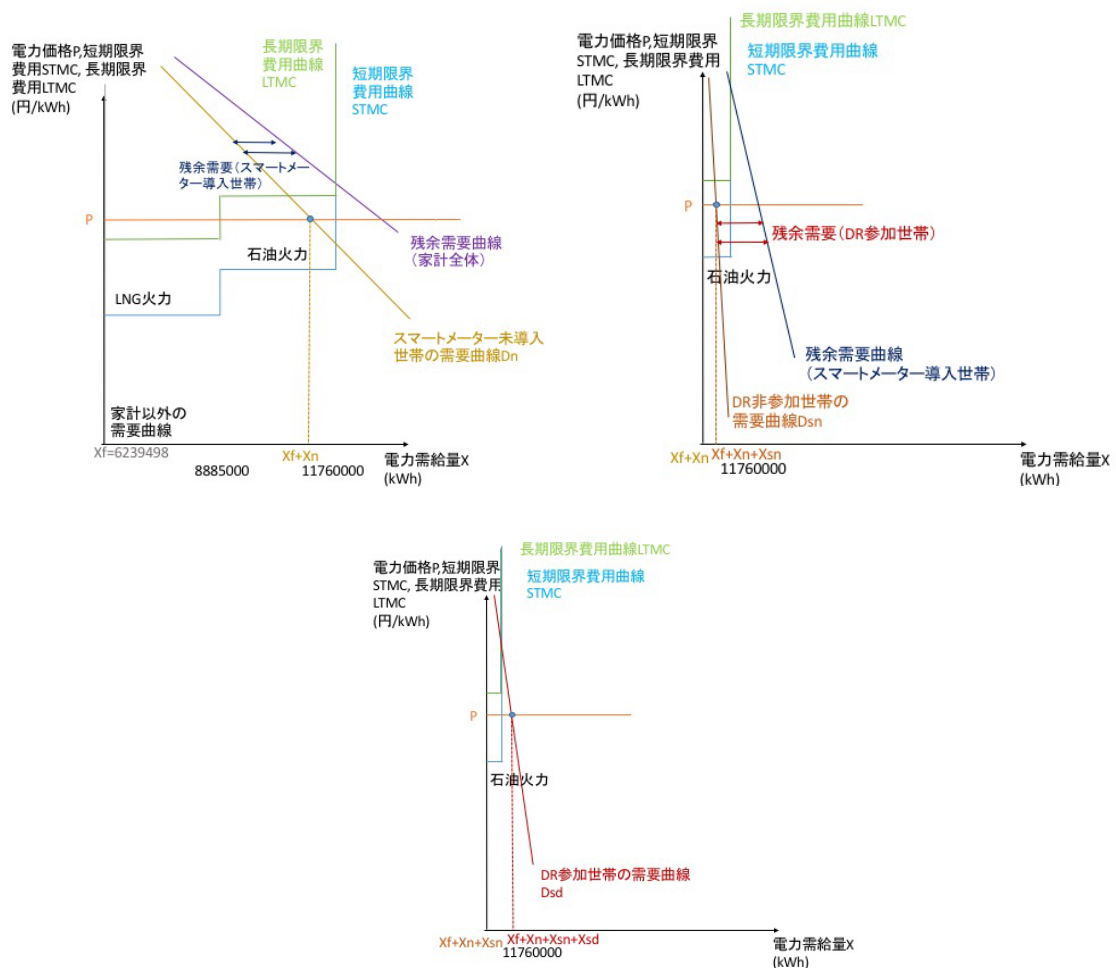


図 7：DR 参加世帯の需要曲線導出過程図

まず、図6の全体需要曲線Dから家計以外の需要家（企業など）による一定の需要量 X_f を差し引いた後の残余需要は、原点を X_f とした図7の左上の図では家計全体の残余需要曲線として表される。この時点で、電力需要量（供給量）はミドル電源であるLNG火力発電に達しており、残りの需要はミドル電源あるいはピーク電源で補わなくてはならないということが判明している。家計全体の残余需要曲線からさらにスマートメーター未導入世帯の価格 P における需要量 X_n を差し引いた後の残余需要も同様に、原点を X_f+X_n とするその次の右上の図ではスマートメーター導入世帯の残余需要曲線として表される。そこからさらにDR非参加世帯の需要量 X_{sn} を差し引いて求めた残余需要が、最後の下の図におけるDR参加世帯の需要曲線 D_{sd} となる。DRプログラムの発動により需要量は D_{sd} に沿って変化するが、既に需要はピーク電源（石油火力）に達しているため、価格が大きく変動したとしても需要量の減少によってピーク電源からミドル電源への代替は起きない。

5.5.2 総余剰の変化

(1) ピーク時における総余剰の変化

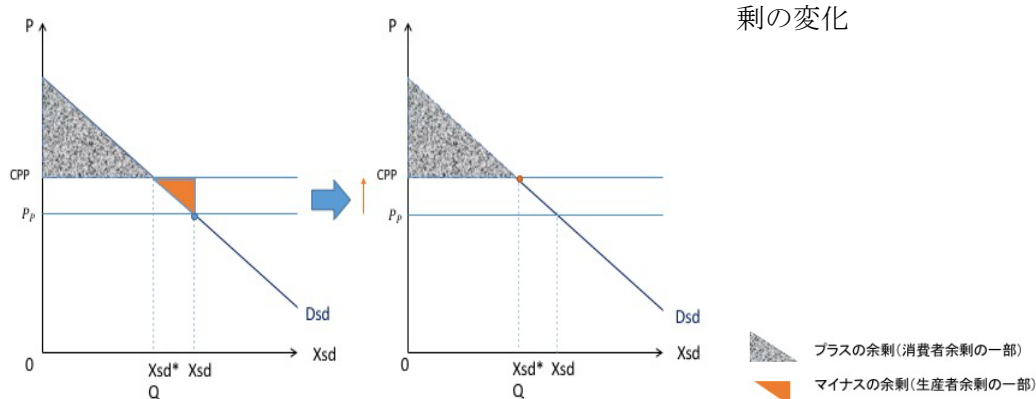


図8：ピーク時における余剰の変化前（左）と変化後（右）

DRプログラム発動によるピーク時の余剰の変化は上の図8のように表される。影響を受けるのはDRプログラムに参加している世帯のみであるため、ここで参照する需要曲線はDR参加世帯の需要曲線 D_{sd} である。

DRプログラムが発動しない場合、図8の左図のようにピーク時の生産者余剰は負となっている。これは、長期限界費用LTMC（ここでは CPP に等しい）が価格 P_p を上回り、固定費用分の赤字が発生しているためである。よって、価格変化前の総余剰（TS, Total Surplus）は正の消費者余剰と負の生産者余剰を足し合わせたものとなる。一方で、DRプログラムの

発動により価格が P_p から CPP に上昇すると、総余剰は図8の右図のように変化する。ここでは価格が上昇して長期限界費用LTMCと等しい水準の CPP となるため、生産者余剰は0になる。消費者余剰は価格上昇により減少するが、総余剰は生産者余剰が非負となったことにより全体として増加する。その総余剰の増加分を表したのが以下の図9である。

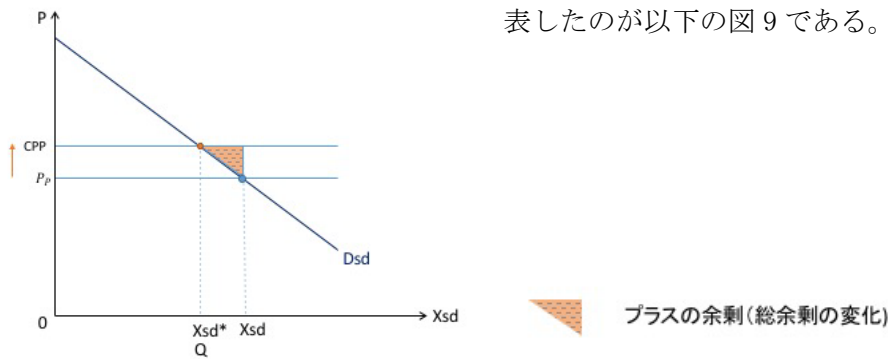


図9：ピーク時における総余剰の増加分

(2) ショルダアワーにおける総余剰の変化

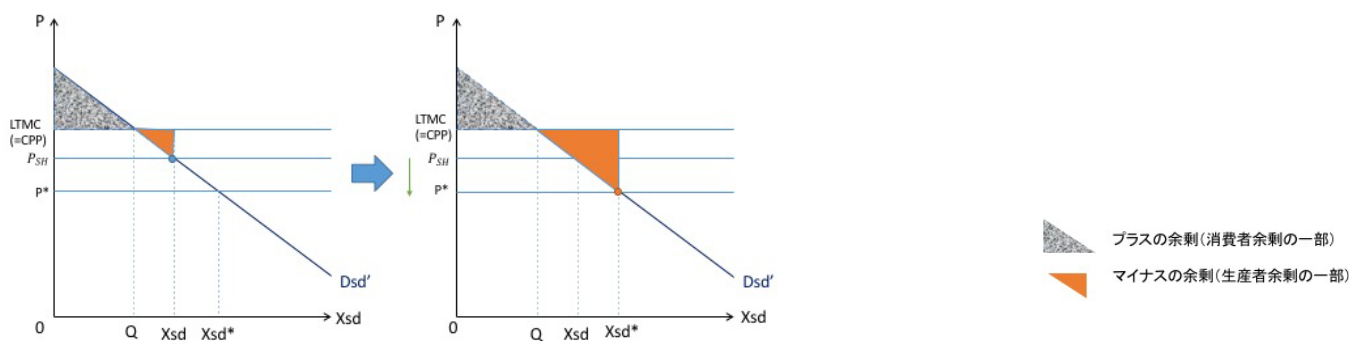


図10：ショルダアワーにおける余剰の変化前（左）と変化後（右）

同様に、DRプログラム発動日に価格が下がると仮定したショルダアワーの余剰の変化も分析できる。ここでも需要曲線はDR参加世帯の需要曲線を用いるが、ピーク時とは別の需要曲線（必須需要曲線）から導出するため、ピーク時の Dsd とは異なるDR参加世帯の需要曲線（ Dsd' ）とする。価格変化前の総余剰はピーク時の場合と同様に正の消費者余剰と負の生産者余剰の合計である。一方、価格が P_{SH} から P^* に低下すると負の生産者余剰が大きくなり、消費者余剰は増加するものの全体として総余剰は減少する。総余剰の減少分は以下の図11の台形部分として表される。

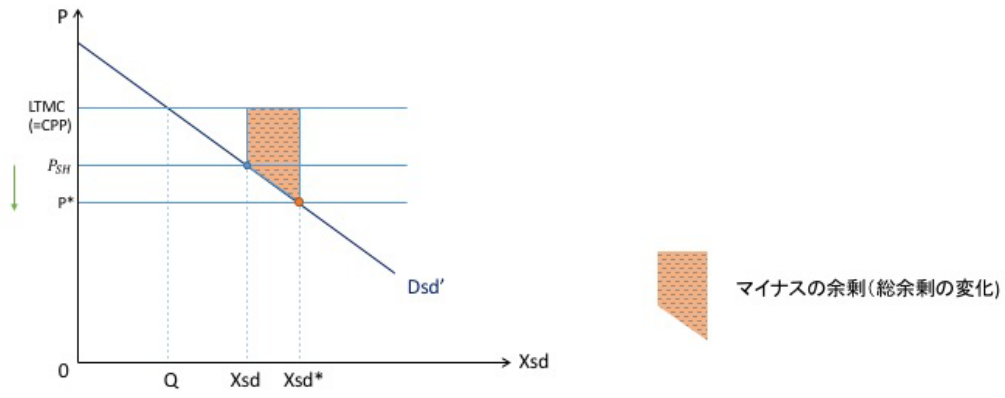


図 11 : ショルダーアワーにおける総余剰の減少分

5.5.3 社会的余剰の変化分の計算

DRプログラムの実施による便益は、社会的余剰（SS, Social Surplus）の変化分 ΔSS として表される。 ΔSS は以下の等式から計算できる（計算結果は(1) (2)の表を参照）。

$$\Delta SS = \Delta TS + \Delta E$$

ここで ΔSS 、 ΔTS 、 ΔE はそれぞれ 2016-2035 年度の社会的余剰の変化分、総余剰の変化分、外部不経済削減効果（外部性の変化分）である。 ΔTS を求める手順は以下の通りである。まず、1時間あたりの総余剰の変化分をピーク時とショルダーアワーそれぞれに関して求める。次にピーク時における1時間あたりの総余剰にピーク時の時間数を乗じた値を求め、ショルダーアワーに関しても同様の手順を繰り返して値を求める。その両者の合計値が1日あたりの総余剰の変化分となる。それにDRプログラム発動日数を乗じて1年あたりの値を求め、20年分足し合わせて ΔTS を導出する。 ΔE についても同様である。

(1) DR 普及率 100% の場合

社会的余剰の変化分 ΔSS の最大値 (DR 普及率 100%) 単位：円			
総余剰の変化 ΔTS	-6,650,042,624	ショルダーアワー	-12,527,431,282
		ピーク時	5,877,388,658
外部不経済削減効果 ΔE (最大)	8,936,131,115	ショルダーアワー	-5,373,189,560
		ピーク時	14,309,320,675
社会的余剰の変化 ΔSS (最大)	2,286,088,491		

社会的余剰の変化分 ΔSS の最小値 (DR 普及率 100%) 単位：円			
総余剰の変化 ΔTS	-6,650,042,624	ショルダーアワー	-12,527,431,282
		ピーク時	5,877,388,658
外部不経済削減効果 ΔE (最小)	6,702,098,336	ショルダーアワー	-4,029,892,170
		ピーク時	10,731,990,506

社会的余剰の変化 ΔSS (最大)	52,055,712
----------------------	------------

(2) DR 普及率 50% の場合

社会的余剰の変化分 ΔSS の最大値 (DR 普及率 50%) 単位：円			
総余剰の変化 ΔTS	-3,325,021,312	ショルダーアワー	-6,263,715,641
		ピーク時	2,938,694,329
外部不経済削減効果 ΔE(最大)	4,468,065,558	ショルダーアワー	-2,686,594,780
		ピーク時	7,154,660,337
社会的余剰の変化 ΔSS (最大)	1,143,044,245		

社会的余剰の変化分 ΔSS の最小値 (DR 普及率 50%) 単位：円			
総余剰の変化 ΔTS	-3,325,021,312	ショルダーアワー	-6,263,715,641
		ピーク時	2,938,694,329
外部不経済削減効果 ΔE(最小)	3,351,049,168	ショルダーアワー	-2,014,946,085
		ピーク時	5,365,995,253
社会的余剰の変化 ΔSS (最小)	26,027,856		

表の結果より、DR 参加世帯の需要曲線（本稿 5.5.1 を参照）の形状の違いから、より曲線の傾きが緩やかな DR 普及率 100% の場合、50% の場合と比較して ΔTS の負の値が大きくなっていることが分かる。一方で、その分 DR 普及率 100% の方が DR プログラム発動による需要量の変動も大きくなるため、ピーク時の外部不経済削減効果もより高くなり、ΔE が普及率 50% の場合より最大、最小いずれも大きくなっている。

結果として、CO₂ 排出権取引価格が最大、最小のいずれの値をとる場合でも外部不経済削減効果 ΔE が比較的大きくなるために DR 普及率 100% の方が 50% の場合よりも社会的余剰の変化 ΔSS が大きくなっている。

6. 結果

以下にこれまでの推計結果を統合して作成した費用便益項目表を掲載する。

6.1 ベストケース (Best Case)

6.1.1 DR 普及率が 100% の場合の累積純便益

ベストケースの費用便益項目表 (DR 普及率 100%) 単位：円			
便益		費用	
総余剰の変化 ΔTS	-6,650,042,624	スマートメーター導入による費用	101,645,737,897
外部不経済削減効果 ΔE (最大)	8,936,131,115		
スマートメーター導入による便益	137,207,604,761		
便益合計	139,493,693,252	費用合計	101,645,737,897
純便益 (B-C)		37,847,955,355	

6.1.2 DR 普及率が 50% の場合の累積純便益

ベストケースの費用便益項目表 (DR 普及率 50%) 単位：円			
便益		費用	
総余剰の変化 ΔTS	-3,325,021,312	スマートメーター導入による費用	101,645,737,897
外部不経済削減効果 ΔE (最大)	4,468,065,558		
スマートメーター導入による便益	137,207,604,761		
便益合計	138,350,649,006	費用合計	101,645,737,897
純便益 (B-C)		36,704,911,109	

6.2 ベースケース (Base Case)

6.2.1 DR 普及率が 100% の場合の累積純便益

ベースケースの費用便益項目表 (DR 普及率 100%) 単位：円			
便益		費用	
総余剰の変化 ΔTS	-6,650,042,624	スマートメーター導入による費用	101,645,737,897
外部不経済削減効果 ΔE (最小)	6,702,098,336		
スマートメーター導入による便益	137,207,604,761		
便益合計	137,259,660,473	費用合計	101,645,737,897
純便益 (B-C)		35,613,922,576	

6.2.2 DR 普及率が 50% の場合の累積純便益

ベースケースの費用便益項目表 (DR 普及率 50%) 単位：円			
便益		費用	
総余剰の変化 ΔTS	-3,325,021,312	スマートメーター導入による費用	101,645,737,897
外部不経済削減効果 ΔE (最小)	3,351,049,168		
スマートメーター導入による便益	137,207,604,761		
便益合計	137,233,632,617	費用合計	101,645,737,897
純便益 (B-C)		35,587,894,720	

100%、50%の各 DR 普及率において、ベースケースが純便益 (B-C) の最高値であり、ベースケースが最低値である。

全体としてベストケース、ベースケースのいずれにおいても DR 普及率が 100%、50%いずれの場合も純便益は正となる。ただし DR 普及率が 50%である時、100%の場合よりも純便益はベストケースで約 11 億円、ベースケースで約 2600 万円小さくなる。

6.3 損益分岐年度

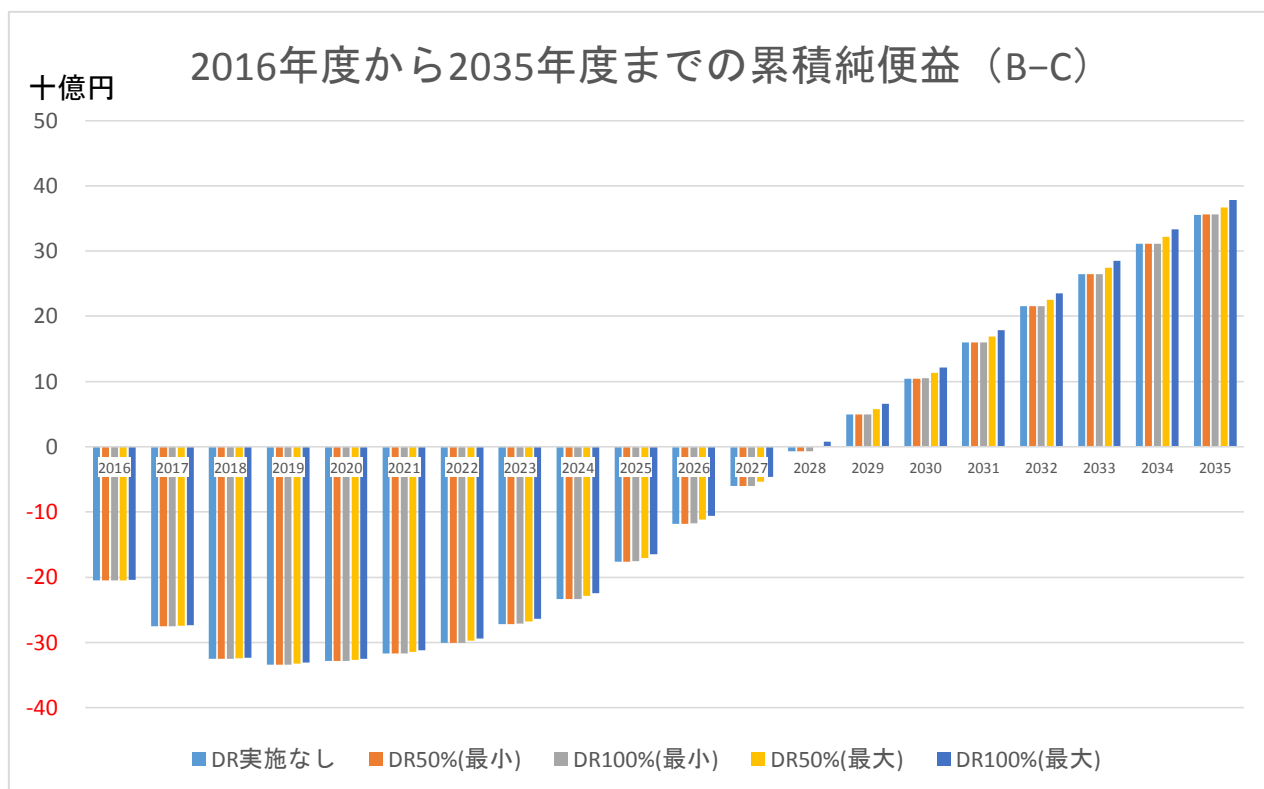


図 12 : 2016 年から 2035 年までの累積純便益と損益分岐年度

DR プログラムを実施せず、スマートメーター導入の直接の便益と費用で見る場合、2016 年度から 2035 年度までの累積純便益は 2029 年度に正となる。すなわち、スマートメーターの本格導入が開始する 2016 年度から数えて 14 年目にスマートメーター導入の費用が回収されることになる。

本研究では、DR プログラムを実施することにより、この投資回収年数が短縮できないか独自に DR プログラムを設定して計算を試みた。その結果、CO₂ 排出権取引価格を最大値に設定した場合、DR 普及率 100%、50%いずれの場合も累積純便益が 2028 年度に正となり、投資回収年数を 1 年短縮できることが分かった。ただし、DR 普及率 50%の方は 2028 年度に累積純便益が辛うじて正となっているのみであり、CO₂ 排出権取引価格をさらに低く設定すれば 50%の普及率では投資回収年数を短縮できないことになる。ゆえに DR 普及率の向上は DR プログラムの効果を最大限に発揮するために重要な政策課題である。

7. 考察

7.1 DRプログラムの実施効果

本稿 6.3 の結果にある通り、本研究で設定した DR プログラムでは、CO₂ 排出権取引価格を最大に見積もった場合、100%、50%いずれの DR 普及率であっても DR プログラムを実施しない場合と比較して投資回収年数を 1 年短縮することができた。しかし、DR 普及率 50%では CO₂ 排出権取引価格がさらに低くなった場合、投資回収年数を短縮できない可能性がある。一方で、DR 普及率が 50%よりもさらに低かった場合、仮に CO₂ 排出権取引価格を最大に設定したとしても投資回収年数を短縮できないと予想される。今回の計算ではいずれの時点においても DR 普及率 100%の方が 50%の場合よりも累積純便益が大きくなっているため、DR 普及率は高ければ高いほど望ましいと考えられる。

ただし DR プログラム実施により、累積純便益が実施しない場合と比較して大きくなるのは、社会的余剰の変化分 ΔSS が正となる場合のみである。DR 普及率が 100%であったとしても ΔSS が正でない場合、累積純便益は増加することがなく DR プログラム実施は意味をなさない。 ΔSS を正とするには、最初の DR プログラム設計の時点で価格設定に配慮する必要がある。次の節ではその価格設定の方法について考察する。

7.2 価格設定の効果

本研究で設定した DR プログラムを例にとると、計算の結果ショルダーアワーの価格 P^* が 17.94 円を下回ると DR 普及率が 100%でも社会的余剰の変化分 ΔSS は負となることが分かった。例えば 17.93 円という価格では、DR 普及率 100%の場合でも ΔSS は負となる。そのため、17.94 円を下回る価格は初めから採用されるべきではない。よって、17.94 円が設定する P^* の最低価格と考えられる。また、 P^* を 17.94 円よりも高い価格に設定する時、例えば 18 円とする場合は 17.94 円の時よりも家計にとって DR プログラム参加への障壁は高くなってしまうと予想される。よって、本研究における DR プログラムに関しては、DR 普及率を最大限に上げるため、 ΔSS を正とする下限の値である $P^*=17.94$ 円を採用する。

本研究の場合、 $P^*=17.94$ 円と設定すると各家計にとって DR に参加する場合の 1 日あたり電気料金の合計が参加しない場合よりも低くなるため、DR プログラムに参加する誘因は十分にあると考えられる（本稿 5.4.2 を参照）。一方で、 ΔSS を正にするという制約の下でショルダーアワーの価格 P^* を設定すると、状況によっては DR プログラムに参加する場合の 1 日あたり電気料金の合計が参加しない場合よりも高くなることもある。そのようなケースもあることを踏まえ、DR プログラムの参加奨励政策も今後検討される必要がある。

8. 結論

8.1 政策的含意

以上を踏まえた上で、政策的含意について考察する。まず、DRプログラム実施の意義は、ピーク時の需要抑制によるCO₂排出量削減効果とオフピーク時間帯への需要のピークシフトである。本研究では、DR普及率の向上とDRプログラム内の適切な価格設定によりこの2つは達成されると示した。

本研究では、DR普及率が高いほどピーク時需要が抑制されCO₂排出量削減効果が大きくなり、累積純便益も大きくなっている。特にCO₂排出量削減効果（本稿では「外部不経済削減効果 ΔE 」）が大きくなり、社会的余剰の変化分 ΔSS の金額が正になると、累積純便益も増加する。その際、CO₂排出権取引価格の大きさによってはDRプログラムの実施により投資回収年数を短縮することも可能である。

需要のピークシフトを目標としたDRプログラム内の価格設定の方法の一つとして、本研究から考えられるものは以下の通りである。まず、DRプログラムにおけるピーク時の価格は、固定費用も含む長期限界費用と等しい水準に引き上げる。次に、目標とするDR普及率で ΔSS を正とする、通常価格より低いショルダーアワーの電力価格 P^* を求める。ここで、DR普及率が100%でも ΔSS が負となる価格は棄却した上で、極力参加障壁を低くして普及率を最大限に高めるため、 P^* は ΔSS を正とする下限の値に設定する。その際、DRプログラムに参加する場合の電気料金合計の想定金額が参加しない場合の同額以下となるように注意する。仮に同額以下とならない場合、他にDRプログラム参加奨励政策を実施することにより、家計のDRプログラムへの参加を促す必要がある。

8.2 今後の課題

以下では本研究における限界とDRプログラムの費用便益分析に関する今後の課題をいくつか述べる。

まず、本研究における限界として、需要関数の形状に結果が左右される点が挙げられる。今回用いた必須需要曲線は春季と秋季の需要の平均値を用いており、厳密な意味でショルダーアワーの需要量のみを表すものではない。また、より正確を期す場合、需要曲線の形状を年度ごとに変化させる必要がある。加えて供給関数においても、短期及び長期限界費用の正確な推定は困難である。外部性に関しても二酸化炭素の排出権取引価格に幅があるという点には注意が必要である。本研究の想定の下ではピーク時価格 CPP は 32.50 円に設定し、ショルダーアワーの価格 P^* は 17.94 円に設定してDRプログラムを実施することが望ましいという結論に至ったが、他の需要・供給曲線・排出権取引価格を用いれば結果は異なる。

今後の課題として、実際にどの程度の DR 普及率を想定することが現実的であるかを検証する必要がある。今回は 50%、100% の場合しか検証していないため、それ以外の普及率に関してもより詳しく見る必要がある。また、今回は夏季の場合のみの計算となっているため、冬季あるいは通年で DR プログラムを実施した場合、結果がどのように異なるかを検証する必要がある。加えて、具体的にどのような DR プログラム参加奨励政策が望ましいか、政策ごとの効果の検証も踏まえて検討されるべきである。

謝辞

本稿の執筆にあたって、多くの方にご指導・ご協力いただいた。本講義の指導教員である岩本康志教授、北野泰樹教授には、テーマ選択の段階から論文作成に至るまでご指導をいただいた。また、京都大学の依田高典教授、本学の大橋弘教授、金本良嗣教授、松村敏弘教授には、ご多忙のなか分析の方針や手法に関する助言をいただいた。この場を借りて厚く御礼申し上げたい。

なお、本研究における推計結果及び提言は全て筆者たち個人の見解であり、所属する機関としての見解を示すものではない。また、本稿にあり得る誤りは全て筆者たちに帰するものである。

参考文献

- 金本良嗣 (2002) 「電力市場設計の経済学：メモ」
<http://www3.grips.ac.jp/~kanemoto/PowerMkt.pdf> (2016年1月8日閲覧) .
- 金本良嗣, 蓮池勝人, 藤原徹 (2006) 『政策評価マイクロモデル』東洋経済新報社.
- 九州電力 (2013) 「スマートメーターの原価算入について」
http://www.kyuden.co.jp/library/pdf/rate_application/explanation_14_8_2.pdf (2016年1月8日閲覧) .
- 九州電力 HP <http://www.kyuden.co.jp/> (2016年1月8日閲覧) .
- 経済産業省「デマンドレスポンス (Demand Response) について」
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/sougou/denryoku_system_kaikaku/002_s01_01_05.pdf (2016年1月8日閲覧).
- 経済産業省資源エネルギー庁 (2015) 「電力調査統計」
http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/results.html (2016年1月8日閲覧) .
- 財務省 (2015) 「財務省貿易統計」
<http://www.customs.go.jp/toukei/info/> (2016年1月8日閲覧) .
- 高山正俊, 高橋雅仁, 加藤力也, 山口順之 (2011) 「デマンドレスポンスプログラムの導入がわが国の発電コストに与える影響」電力中央研究所報告 Y10021, 2011年5月.
- 電力事業連合会 (2015) 「電力統計情報」
<http://www.fepc.or.jp/library/data/tokei/> (2016年1月8日閲覧) .
- 西野義彦, 富田輝博, 大山達雄 (1979) 「長期限界費用の計測と電気料金問題」電力経済研究 No. 14, 1979. 11.
- 発電コスト検証ワーキンググループ (2015) 「発電コストレビューシート」.
- 横山明彦 (2015) 『新・スマートグリッド』日本電気協会新聞部.
- Argus Media (2014) 「総量削減義務と排出量取引制度取引価格の査定結果について」
https://www.kankyo.metro.tokyo.jp/climate/large_scale/attachement/0604shiryu3.pdf (2016年1月8日閲覧) .
- Ida, T., K. Ito, and M. Tanaka (2013) “Using Dynamic Electricity Pricing to Address Energy Crises: Evidence from Randomized Field Experiments”, July 22, 2013.
- SCE (2007) “Edison Smartconnect Deployment Funding and Cost Recovery, Errata to Exhibit 3: Financial Assessment and Cost Benefit Analysis”, Southern California Edison, December 5, 2007.

付録 1：先行研究における費用便益項目表

DRプログラムの費用便益分析に関する先行研究として、本研究では高山ほか（2011）と米国カリフォルニア州の電力会社 SCE（Southern California Edison）が 2007 年に実施した費用便益評価を参考にした。SCE（2007）が使用した費用便益項目表が高山ほか（2011）に引用されており、その内容は以下の通りである。

	便益	費用
項目	<ul style="list-style-type: none"> • 運用面における便益 • DR と省エネによる便益 	<ul style="list-style-type: none"> • 設置前に発生する費用 • AMI・通信設備の購入・設置費用 • 需要家の料金メニュー・プログラム・サービス関連費用 • 電力側のシステム導入・運用費用 • 危機管理費用 • 導入後の運用費用

出典：高山ほか(2007)p.2、元は SCE（2007）の AMI 費用便益項目（Cost-Benefit Items of AMI）

ここで、AMI は Advanced Metering Infrastructure（先進的計量システム）の略であり、スマートメーターを主に指していると考えられる。本研究では「DR と省エネによる便益」を重視し、「運用面における便益」をスマートメーター導入の便益、「需要家の料金メニュー・プログラム・サービス関連費用」を除く費用をスマートメーター導入の費用として一括りにした。

付録 2 : スマートメーターの効果・費用詳細

本稿 4 章において、社会的割引率 4%を用いて九州電力（2013）資料 p. 12 の費用と効果の割引現在価値を年度ごとに計算した結果、以下の表のようになった。

年	効果(2016基準)	費用(2016基準)
2016	26	-95
2017	36.53846154	-106.7307692
2018	44.37869822	-94.30473373
2019	54.22877788	-63.11874147
2020	63.25551014	-58.12668499
2021	69.86380407	-58.35682458
2022	77.45082352	-60.85421848
2023	83.59095945	-54.71408255
2024	87.6828246	-49.68693394
2025	88.52592868	-30.91381637
2026	85.79664944	-27.69813092
2027	83.14635924	-25.33365633
2028	79.94842235	-26.85767313
2029	77.47405711	-21.02009301
2030	74.49428568	-19.63415282
2031	73.29491436	-17.76846409
2032	71.54369554	-16.01724527
2033	65.71177547	-16.94131711
2034	63.67802761	-16.78335611
2035	61.2288727	-16.61248484

単位：億円

付録3：通常時のオフピーク電力料金の推計

本稿 5.1.2 より、一日を通しての平均電気料金が 20.616 円/kwh（必須需要）、ピーク時の電気料金が 23.95 円/kwh（ピーク需要）と分かっている。九州電力の 2015 年 8 月期のデータを確認したところ、ピーク時の使用電力は一日使用電力のうち 19.77%であることが判明した。2013 年のデータがあれば望ましかったが、手に入らなかったため 2015 年のデータで

代用を行った。電力の使用率については大きく変わっておらず問題はないと考えられる。

以下の式からオフピーク時の電気料金を求めた。

$$20.616 * X = 23.95 * X * 0.1977 + P_{of} * X * (1 - 0.1977)$$

X: 一日の総使用電力量

P_{of}: オフピークの電力料金

(ショルダーアワーの区別はしておらず、オフピークはピーク以外すべての時間帯を指す)

この計算式を解くと 19.79 円/kwh が得られる。本稿ではこの値を擬似的にショルダーアワーの通常の電力価格 P_{SH} とした。

付録 4 : 2016 年度から 2035 年度までの各年度の累積純便益額

本稿 6.3 の図 12 の元となる各年度の累積純便益額を表にまとめたものが以下の通りである。

年度	DR実施なし	DR50%(最小)	DR100%(最小)	DR50%(最大)	DR100%(最大)
2016	-20,474,080,000	-20,473,599,740	-20,473,119,481	-20,452,988,825	-20,431,897,650
2017	-27,493,310,769	-27,492,137,827	-27,490,964,885	-27,441,799,631	-27,390,288,492
2018	-32,485,914,320	-32,483,853,323	-32,481,792,327	-32,395,403,227	-32,304,892,135
2019	-33,374,910,678	-33,371,782,309	-33,368,653,941	-33,237,524,642	-33,100,138,605
2020	-32,862,028,164	-32,857,668,211	-32,853,308,258	-32,670,555,653	-32,479,083,143
2021	-31,711,330,214	-31,705,588,677	-31,699,847,139	-31,459,183,774	-31,207,037,335
2022	-30,051,669,710	-30,044,409,948	-30,037,150,186	-29,732,848,623	-29,414,027,536
2023	-27,163,982,020	-27,155,079,947	-27,146,177,875	-26,773,036,915	-26,382,091,810
2024	-23,364,392,954	-23,353,736,276	-23,343,079,598	-22,896,392,274	-22,428,391,595
2025	-17,603,181,722	-17,590,837,924	-17,578,494,126	-17,061,089,144	-16,518,996,566
2026	-11,793,329,870	-11,779,363,841	-11,765,397,811	-11,179,995,082	-10,566,660,294
2027	-6,012,059,579	-5,996,533,712	-5,981,007,845	-5,330,222,666	-4,648,385,753
2028	-702,984,658	-685,958,947	-668,933,236	44,719,683	792,424,025
2029	4,942,411,752	4,960,879,620	4,979,347,489	5,753,450,159	6,564,488,565
2030	10,428,425,039	10,448,279,597	10,468,134,156	11,300,361,585	12,172,298,132
2031	15,981,070,066	16,002,257,980	16,023,445,894	16,911,562,516	17,842,054,966
2032	21,533,715,093	21,556,185,080	21,578,655,067	22,520,511,297	23,507,307,500
2033	26,410,760,928	26,434,463,678	26,458,166,427	27,451,695,357	28,492,629,785
2034	31,100,228,078	31,125,116,176	31,150,004,274	32,193,218,492	33,286,208,905
2035	35,561,866,864	35,587,894,720	35,613,922,576	36,704,911,109	37,847,955,355

単位：円