

# 分散型エネルギー資源による 配電回避可能原価の推定手法

## A Method of Estimating Avoided Distribution System Cost by Distributed Energy Resources

キーワード：デマンド・サイド・マネジメント (DSM)、分散型エネルギー資源、  
配電系統、回避原価

浅野 浩志 今中 健雄

### 1. 分散型エネルギー資源の活用とローカルIRP

これまで需要離脱につながるとして自家発電設置に消極的であった電力会社が需要家のエネルギーコスト削減のために分散型電源をオンサイトで設置するエネルギーサービス事業を開始した。同時に小型分散型電源の技術進歩により大規模集中型電源に一部代替して供給サイドでも分散型電源や二次電池を変電所構内などに設置し、大規模設備の立地難に対処し、地域的な需要変化への柔軟性(短い建設期間、移動可能性)を確保していく考え方が現れてきた。発電の熱効率では大規模集中型が優れているが、需要地近傍に設置できる小型分散型電源ならば流通コストの面で有利である。

分散型エネルギー資源(DER)には、分散型電源、電力貯蔵設備、デマンドサイド・マネジメント(DSM)などが含まれ、これらは従来の供給設備に一部代替しうる。分散型電源はさらにPV、風力など間欠的で従来の安定的な電力供給とはただちに代替できない再生可能エネルギーを利用するもの、化石燃料を利用するディーゼル、ガスエンジン、ガスター

ビン(マイクロタービン、航空機転用型)、燃料電池などさまざまであり、その特性に十分考慮した価値評価が必要である。

散在する多数の分散型エネルギー資源を、情報通信技術を活用して一括して管理する部分系統(在来の配電系統と二次送電系統に相当)を需要地系統と称し、開発が進められている。供給者設置の設備のみならず適切な価格設定により域内で需要側が所有する分散型電源の余剰電力やDSMを活用できる。

分散型エネルギー資源の所有者は需要家、供給側の双方がありうる。電気事業が設置する分散型電源は電力会社の流通設備を介さないで(オンサイトで)需要家に電力供給を行う形態が主流と考えられるため(風力は遠隔地が多い)、電源設備だけでなく流通設備計画にも大きなインパクトを与える可能性がある。電気事業にとっての費用便益性を評価する際には、流通設備投資と分散型電源の経済的価値を陽表的に考慮できるローカルIRP(Integrated Resource Planning) モデルの開発が必要である<sup>[1]</sup>。

本研究では、負荷制御や蓄熱式空調機器設置などのDSMや分散型電源を導入した場合に、電力流通部門において発生する便益を評価する一環として、配電部門、その中でも配

電用変電所の設備投資の費用削減効果（回避原価）を算定する。

評価にあたっては、複数の配電用変電所の協調運用を考慮するため、配電システムモデルを用いる。また、需要家がDSM契約を受容するかどうかは不確実であり、変電所供給エリア大でみるとDSMは必ずしも計画的に導入されるものではない。そこで、DSMの導入地点の分布が回避原価に与える影響を評価するために、DSMの導入地点分布について様々なパターンを想定し、回避原価の平均やばらつきを算定した。

## 2. 回避原価の推定方法

図1に示すように、DSMがもたらすピーク負荷削減によって需要（最大負荷）成長が抑制され、設備投資が繰延べられることによって、算定対象期間中に削減されるコスト（回避コスト）[¥]（ $\Delta TC$ ）を求める<sup>[1]</sup>。この回避コストを、導入したDSMによる削減kWあたりで表現したものを回避原価と呼ぶ。

$$\Delta TC = \sum_{y=1}^N \frac{k_y}{(1+r)^{y-1}} - \sum_{y=1}^{N-\Delta y} \frac{k_y}{(1+r)^{y+\Delta y-1}} \quad (1)$$

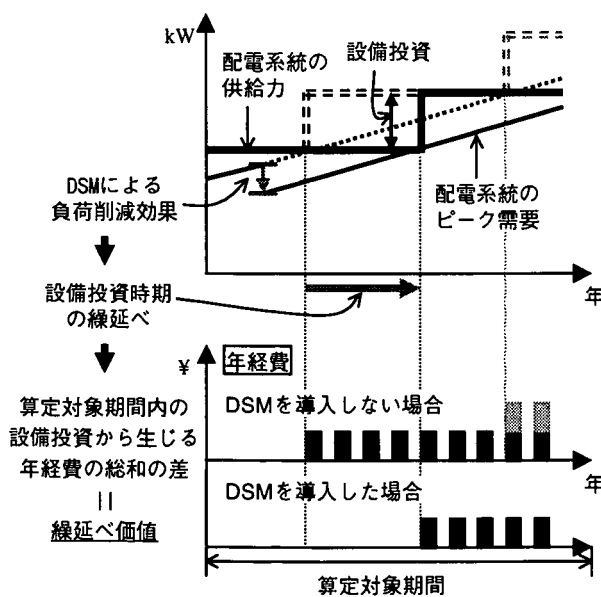


図1 繰延べ価値の導出方法

ここで、 $k_y$ ：第 $y$ 年の経費[¥]、 $\Delta y$ ：繰り延べ年数[yr.]、 $r$ ：割引率、 $N$ ：設備計画期間[yr.]

配電システム内のピーク時電力需要が、現在の配電システム設備で供給しうる最大限の負荷（以下、限界供給負荷と呼ぶ）に到達すると、設備投資、すなわち配電用変電所変圧器の増設が行われる。本研究では限界供給負荷を、どの一つの配電用変電所変圧器が故障しても、自動区間開閉器の操作により故障機器を除外して再構成したシステムによって供給支障なく供給できる最大限の負荷として求める〔静的な確定論的（n-1）基準〕。以下、変圧器事故後に自動区間開閉器の操作によって供給支障を最小限に抑えたシステムを、復旧目標システムと呼ぶ。限界供給負荷は、どの変圧器事故に対しても、供給支障のない復旧目標システムが求められる最大限の負荷といえる。

限界供給負荷は、図2に示す復旧目標システム導出フローを用いた収束計算によって求められる。一般に、配電システムはループシステムとして構築され、システム内に配置される多数の区間開閉器の一部を開放して放射状システムとして運用される。このような放射状構成を求める問題は組合せ最適化問題となり、大規模となると厳密解の導出が困難なため、従来から多くの近似解法が考案されている。本研究で用いる復旧目標システム導出フローも、近似解法の一つといえる。その導出の方針は、各配電線、変圧器の余裕が極力偏らない復旧システムを求めることである。一般に供給支障が大きくなるのは、遠方のシステムには余裕があるが近傍のシステムには余裕がないなど、余裕に偏りが生じている場合が多い。先の方針は、この考察から、設備における余裕の偏りが少ない復旧システムを求めることで、結果的に高い供給能力をもつ復旧システムが求められるという考えに基づく。なお、本手法において配電ロスとは考慮してい

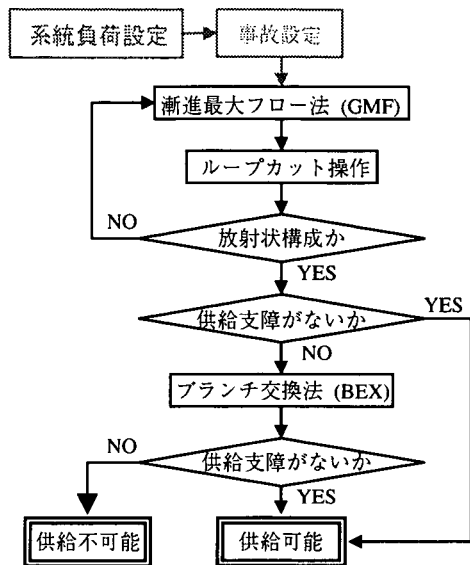


図2 復旧目標系統導出フロー

ない<sup>[2]</sup>。

漸進最大フロー法 (Gradual Max Flow: GMF)とは、ネットワークの最大フロー問題の解法の一つである前フロー法<sup>[3]</sup>を用いた計算法である。供給力(変圧器容量)を複数回に分け、順次前フロー法を適用して潮流を決定していくことで、設備の余裕の偏りが少ない潮流分布を求めている。

本研究における復旧目標系統導出フローでは、GMFによってループ系統での潮流を求め、通過する電力(の小ささ)を基準に開放する区間開閉器を決定する、というプロセスを繰り返すことで放射状系統を導出している。

さらに、この系統で供給支障が残る場合は、ブランチ交換法 (Branch EXchange: BEX)を適用し解の改善を図る。BEXは放射状構成を保つことを条件に、一組の区間開閉器の開閉状態の交換を繰り返す局所探索法である。解を最も改善する組みを選択することにより、有限回で局所最適解に至ることが保証される。

### 3. 回避原価の試算

#### 3.1 試算条件

現実の配電系統構成は地理的制約などにより千差万別であり、一般性を求めるのは困難である。本研究では、ケーススタディとして、電力システム将来問題研究会が作成した標準モデル系統のうち、中規模モデル(図3)を採用し、モデル内の各変電所の変圧器数を1つから2つに変更した。なお、手動の区間開閉器は切り替えられないものとし、その開閉状態は標準系統に従う。事故時の過負荷耐量は、変圧器で平時の1.35倍、配電線で平時の1.11倍とした。変圧器事故時においては、故障変圧器のある変電所内の健全変圧器および全ての配電線が過負荷を許容される。変圧器の単価は1.4万円/kVA、単位容量は20MVA、年経費率は12.2%とした。また、設備計画の考察期間を20年、割引率を4.4%とした。

需要については、各ノードの負荷は同時に

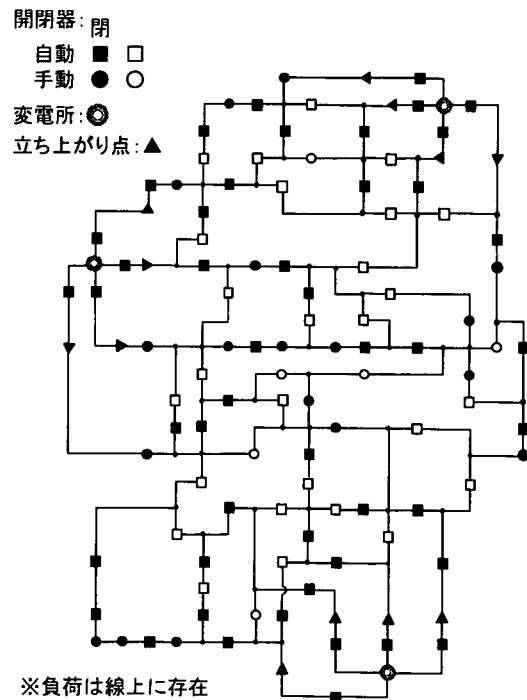


図3 標準配電系統モデル

表1 試算に用いたDSM方策

DSM方策	1	2	3	4	5	6	7	8	9
需要家あたりのピークカット率 <sup>*a</sup>	6%	12%	24%	6%	12%	24%	6%	12%	24%
配電系統内DSM普及率	40%	20%	10%	60%	30%	15%	80%	40%	20%
DSM導入量 <sup>*b</sup>	2.4%			3.6%			4.8%		
*a:6%:空調機器直接制御相当、12%:蓄熱空調機器導入相当、24%:分散型電源導入相当									
*b:配電系統内の総需要に対する割合									

最大になるものと仮定し、標準システムモデルの設定値の比率に従って各ノードにピーク負荷のみ与える。各ノード負荷は全ノード同じ年率1.6%で成長するものとする。なおDSMを導入した場合、各ノードの負荷曲線が変化することになるが、その場合でもピーク時間帯は変わらないものと仮定する。

DSMとして想定するのは、空調機器の直接制御、蓄熱空調機器の導入、および分散型電源である。それぞれ、ノード負荷（ピーク負荷）を6%、12%、24%削減するものとする。エリア内のDSMの総導入量は各方策ごとに普及率を与えて定める（表1）。また、本試算で評価するDSMの導入方策は、一定の普及率を確保する方策とする。従って、初期時点での導入の後にも、考察期間内に需要成長に応じて追加導入が行われることになる。

前述の通り、需要家のDSM受容性によってDSMの導入地点分布が様々なパターンをとりうると考えられるため、各DSM方策ごとに100パターンの分布を設定し、計算を行った。

### 3.2 限界供給負荷

図4にDSM方策1～3の限界供給負荷の分布を、また表2に各DSM方策の限界供給負荷の平均と標準偏差を示す。なお、いずれも事故時の供給能力（系統内変圧器合計容量、過負荷分も含む）で規格化した値である。限界供給負荷は、個々の導入地点パターンによって異なる値をとるが、その平均やばらつきは、どのDSM方策についてもほぼ同じ値と

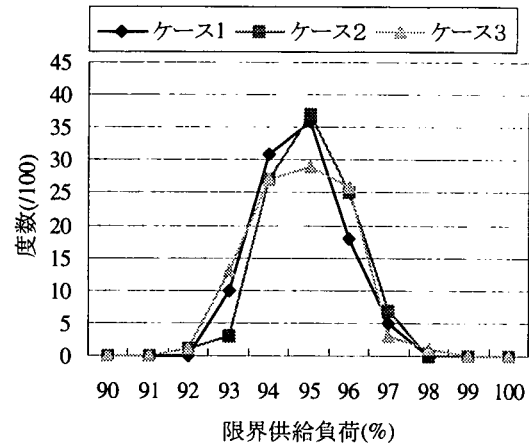


図4 限界供給負荷の分布

表2 限界供給負荷

DSM方策	1	2	3	4	5	6	7	8	9
DSM導入量(%)	2.4			3.6			4.8		
平均(%)	94.8	95.1	94.8	94.9	94.7	95.0	94.7	94.9	94.8
標準偏差(%)	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.1	1.2

なった。ある程度安定して供給能力のある復旧目標システムを求められていると考えられる。なお、DSMが導入されていない場合は94.8%であった。

### 3.3 繰延べ年数

現在の負荷 ( $load_m$ ) [kW]から限界供給負荷 ( $load_p$ ) [kW]に達する年次  $t$  は式(2)で求められる。

$$\begin{aligned}
 t &= \log_{1+g} \frac{load_m}{load_p (1-DR)} \\
 &= \log_{1+g} \frac{1}{1-DR} + \log_{1+g} \frac{\mu_m}{load_p} + \log_{1+g} \frac{load_m}{\mu_m}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

$DR$ : エリア負荷削減率、 $\mu_m$ : 限界供給負荷の平均値[kW]、 $g$ : 需要成長率

繰延べ年数  $\Delta y$  は DSM を導入する場合の  $t$  ( $t_{DSM}$ ) と DSM を導入しない場合の  $t$  ( $t_{base}$ ) の差であり、式(3)のようになる。

$$\Delta y = t_{DSM} - t_{base}$$

$$= \log_{1+g} \frac{1}{1-DR} + \log_{1+g} \frac{\mu_m}{\mu_{base}} + \log_{1+g} \frac{load_m}{\mu_m}$$

(3)

$\mu_{base}$  : DSM を導入しない場合の限界供給負荷[kW]

前節の結果が示す通り、限界供給負荷の分布は DSM の導入量の影響をあまり受けないため、 $\Delta y$  において DSM の導入量による差が生じるのはほぼ第1項に限られる。そして第1項の値は限界供給負荷のばらつきの影響を受けない。従って DSM の導入量が多い方が繰延べ年数の期待値が大きくなる一方で、繰り延べ年数のばらつきは DSM の導入量にはあまり影響を受けないことになる。つまり繰延べ効果に安定性を求めるためには、DSM の導入量が多い方が有利であるといえる。各ケースにおける繰延べ年数の期待値、標準偏差を表3に示す。

### 3.4 回避原価

前節までの結果を受け、簡単のため各 DSM 方策を導入した場合の限界供給負荷の平均を94.9%、標準偏差を1.0%と、全ての DSM 方策の平均値に統一する。また、本来繰延べ価値は式(1)のように離散型の式で表されるが、ここでは繰延べ年数の確率分布を考慮するために、設備投資により生じる年経費が年単位ではなく連続的に発生すると仮定した連続型の式で代替する。さらに、繰延べ効果は次の設備投資だけでなく、その後の設備投資に対しても生じるため、その価値も評価に含める必要がある。ここでは、配電システムの限界供給負荷の平均、標準偏差は事故時供給

表3 DSMによる繰延べ年数

DSM方策	1	2	3	4	5	6	7	8	9
DSM導入量(%)	2.4			3.6			4.8		
平均(年)	1.6	1.7	1.5	2.4	2.3	2.5	3.0	3.2	3.1
標準偏差(%)	0.6	0.6	0.7	0.7	0.6	0.8	0.7	0.7	0.8

(変電) 能力で規格化すると、配電システム内の変圧器数によらず一定であると仮定し、次回以降の設備投資を想定した。計画期間は20年、また DSM の導入時点からみて、DSM を導入しない場合の最初の設備投資が何年後になるかを変化させ、回避原価を求めた(図5)。

回避原価の平均や標準偏差はいずれも配電システム内の DSM 導入量に反比例するが、平均値の変化はわずかであり、標準偏差の変化は大きい。繰延べ年数と同様に、回避原価についても DSM 導入量が多いほうが相対的に評価の確実性が高いといえる。また、最初の設備投資が遅くなると、回避原価が低減することがわかる。最初の設備投資を1~8年後とすると、平均3.1~2.3万円/kW前後となる。

### 3.5 実規模システムにおける回避原価の簡易推定

実システムにおいては、一般により多くの配電用変電所で負荷の融通を行い、また変電所が備える変圧器数も3基であることが多い。協調する変電所が多ければ、1変圧器事故による供給容量の減少幅は相対的に小さくなる。また1変圧器事故時においては、過負荷を許容される変圧器数が、2基の変圧器を備える場合は1基であるのに対し、3基備える場合は2基となる。

以上のことから、ここでは想定する配電システムエリア内の配電用変電所数および変圧器数を実システムに近いと思われる値に設定し、回避原価を推定する。配電システムエリアにおける限界供給負荷は前節と同様の仮定の元で求めた。設備増強は1変圧器の増設である。ただし、変電所における変圧器数は最大3基とし、

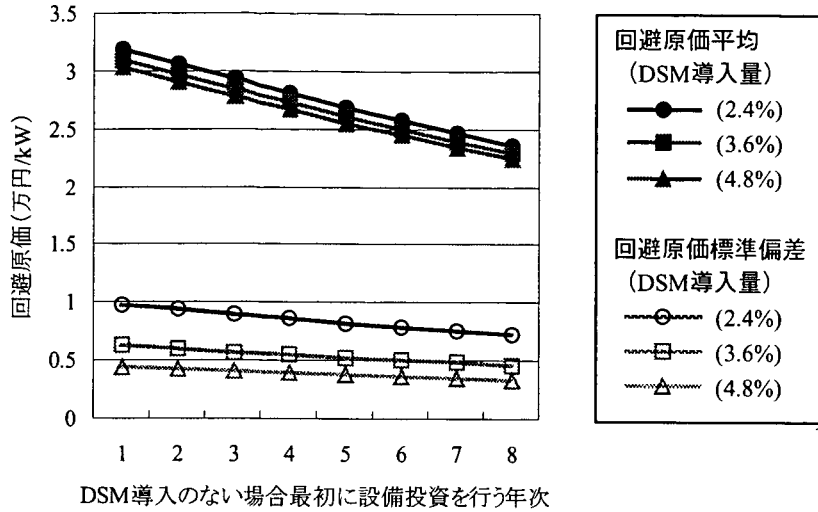


図5 回避原価の推定結果

エリア内の全ての変電所において変圧器数が3基となった場合、次の設備投資は変電所の新設となる。新設の際に導入する変圧器数は1基とする。図6に推定結果を示す。なお、DSMを導入しない場合の最初の設備投資が2年後に行われる状況を想定している。

例えば、6変電所、18変圧器設置の実系統規模で、エリア負荷削減率2.4%は、1MWの分散型電源をエリア内に8台程度設置するのに相当する。回避原価の平均は2万円/kWhから3万円/kWh程度と、幅を持って推定される。回避原価の標準偏差は協調する変電所数の増加に対し、明確に減少する傾向をとる。

繰延べ対象となる設備投資の回数が増えるため、和をとる確率変数（各設備投資に対する繰延べ価値）の数が增多ることが主要因である。

4. おわりに

流通設備投資に対するDSMなど分散型エネルギー資源の価値を示すことで、流通設備投資も含めた電力供給コストの低減に役立つ。また本研究で開発された手法は、今後普及が期待される分散型電源に対し、供給側の経済性を評価することに応用できる。

電気事業者が設置する分散型エネルギー資

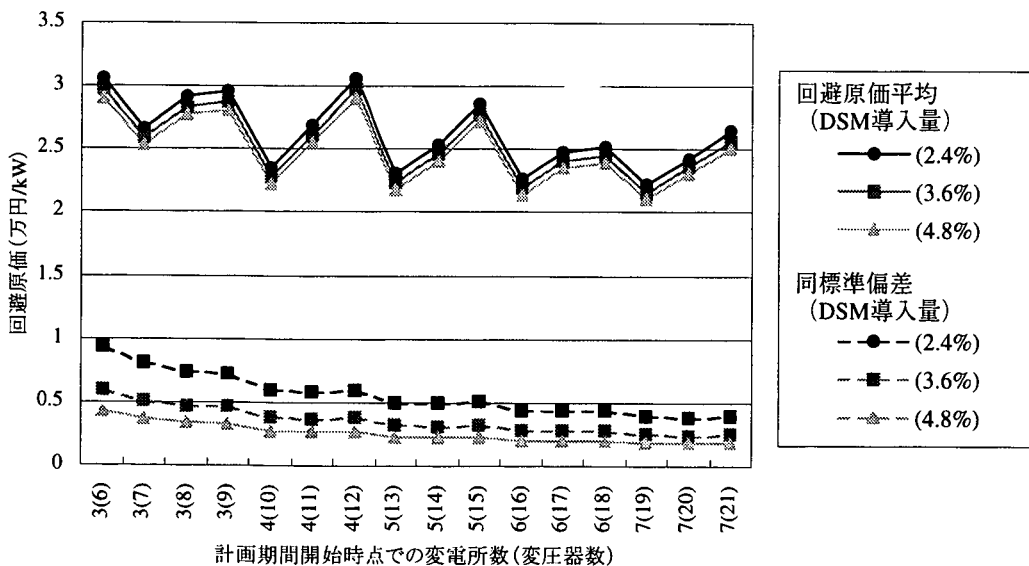


図6 回避原価の推定結果

源の価値評価には、配電設備投資繰り延べのコストメリットの評価のみならず、(n-1)基準による供給信頼度解析など信頼度の面からも評価が必要である。本研究では、配電系統内のどの1つの変圧器が故障しても、供給支障のない復旧目標系統を求められる最大の負荷、すなわち限界供給負荷の分布を計算し、回避原価を求めており、ある程度供給信頼度を考慮している。

今後は、配電用変電所以外の流通設備について対象を拡げた回避原価推定手法を開発する。

また、電圧変動や周波数維持などDERの系統連系によるメリットをアンシラリーサー

ビスとして評価していくことも重要な研究課題である。

#### 【関連報告書】

- [1] 浅野浩志、今中健雄：電力流通部門におけるDSMプログラムの効果分析手法、電中研調査報告：Y99005、1999年6月
- [2] 今中健雄、浅野浩志：DSMによる配電部門の回避原価推定手法の開発、電中研研究報告 Y00004、2000年7月
- [3] 茨木俊秀：離散最適化法とアルゴリズム、岩波書店、1993年

あさの ひろし  
電力中央研究所 経済社会研究所  
いまなか たけお  
電力中央研究所 経済社会研究所