需要家側の信頼度を考慮した相対契約 電力購入量決定の一手法

正員 新岡 聡* 正員 横山 隆一**

An Electric Power Purchase Strategy for Bilateral Contracts Focusing on Reliability of Customers

Satoru Niioka*, Member, Ryuichi Yokoyama**, Member

With introducing the competitive electrical power market, large-scale customers can select electric power suppliers. Customers need to consider not only the economical efficiency but also reliability, to decide the amount of electrical power to purchase. This paper develops an economic electric power purchase strategy for customers focusing on reliability. A bilateral contract model expressing electric power suppliers as generators with a forced outage rate is proposed and introduced to assess potential outage risks of the bilateral contract between an electric power supplier and a customer. The outage-related cost, consisting of potential outage risks and the estimated outage cost, is also proposed and introduced as an index of the reliability on the customer side, and an optimal reliability level of a customer is obtained by using the index. Several numerical examples demonstrate the availability of the proposed electric power purchase decision method and reliability improvement strategies for customers are discussed.

キーワード：競争市場，相対契約，需要家

Keywords: competitive market, bilateral contract, customers

1. はじめに

電気事業への競争原理導入に伴って，2000年3月より2万V・2000kW以上の特別高圧受電の需要家が供給事業者を選択できるようになり，2004年4月より500kW以上の高圧受電の需要家まで対象が広がることとなった。

競争原理導入前は，規制下で地域独占供給を行ってきた電力会社が供給信頼度を確保するための運用や設備増強計画を進めてきたため，供給支障の発生頻度や発生量は極めて小さく，需要家側での信頼度対策の必要性は比較的小さかった。しかし，現在は送電設備投資額が減少し，ピークであった1993年の半分程度になっている等，供給信頼度維持に繋がる積極的な設備増強は行われにくくなっており，今後も同様の状況が継続したときの，設備不全による事故の可能性が懸念されている。従って，電力会社が従来に引

き続き電力の安定供給に責任をもつ供給主体として位置づけられている現状においても，需要家は電力購入に際し，経済性のみならず信頼度維持対策も考慮する必要がある。

我が国に限らず，電力事業分野の自由化が進んでいる欧米諸国においても信頼度を低下させてまでコストダウンを図る動きはないものの，自由化進展により信頼度が低下することへの懸念が指摘されている⁽¹⁾。米国でも自由化後に大規模な停電が発生するなど，供給側はもちろんのこと，需要家側においても信頼度対策の重要性は増している。

需要家側で信頼度維持対策を行うためには，契約する供給事業者を選択する際の信頼度評価手法と併せて，信頼度改善策の検討も必要となる。また，信頼度の確保に経済メカニズムが活用され，信頼度別供給⁽¹⁾⁽²⁾のようなサービスが導入された場合などには，費用対効果も含めた経済性とのバランスを考慮できる信頼度評価手法が必要となる。

経済性と信頼度維持は一般にトレードオフの関係にあるため，相対契約による電力購入量を決定する場合やオンサイト電源を導入する場合の，経済性と信頼度との適切な均衡点の見極めは，競争市場環境下におかれた需要家にとって非常に重要である。

電力系統の信頼度は供給側と需要家側に分けて考えることができ，これまでにそれぞれの側に立った信頼度指標が提案されている^{(3)~(8)}。

* (株)三菱総合研究所 エネルギー政策研究部

〒100-8141 東京都千代田区大手町 2-3-6

Energy Policy Research Department, Mitsubishi Research Institute, Inc.

2-3-6, Otemachi, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8141

** 東京都立大学大学院工学研究科電気工学専攻

〒192-0397 八王子市南大沢 1-1

Electrical Engineering Department, Tokyo Metropolitan University

1-1, Minami-osawa, Hachioji 192-0397

供給側においては、潜在的な停電リスクが議論されることが多いため、確率的な手法に基づいた信頼度評価指標が用いられてきた。中でも、供給支障電力量の期待値を用いた信頼度評価手法が多く提案されている⁽⁴⁾⁻⁽⁶⁾⁽⁹⁾⁻⁽¹³⁾。需要家側においては、顕在化したリスク、すなわち停電をもとに信頼度を評価するため、定量的な信頼度指標が用いられることが多い⁽³⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾。

確率的な評価手法は、流通設備分野や需要家の接続点での信頼度評価など、これまで定量的な評価手法が多く使われてきた分野への適用が試みられており、供給信頼度を定量的に評価することでコストと信頼度の関係を明確にする提案がなされている⁽¹⁾⁻⁽⁶⁾⁽⁹⁾⁻⁽¹³⁾。確率的手法、定量的手法のそれぞれに長所があるが、これまでに提案されてきた信頼度評価手法はいずれか一方の手法により評価を行っている。しかし、需要家の負荷構成に関わる特性が異なれば、その信頼度評価に使用すべき手法が異なる可能性は高い。

そこで本論文では、需要家が、特性に応じて適宜確率的手法と定量的手法を選択して信頼度評価を行い、相対契約による電力購入量を決定する手法を提案する。まず第2章において、供給事業者発電設備や流通設備の事故に起因する潜在的な停電リスクを評価するための相対契約モデルについて述べる。続いて第3章では、想定事故による損害見積と潜在的な停電リスクから計算される停電に関わるコストを信頼度評価指標として提案し、需要家の特性を反映した信頼度評価手法について述べる。そして第4章では、需要家側で行う信頼度向上策とその費用対効果の評価について述べる。第5章では、テストシステムを使用した数値計算例により、提案手法が需要家の電力購入量決定に有効であることを検証する。最後に第6章において、まとめと今後の課題について述べる。

2. 停電リスクを考慮した相対契約

2.1 相対契約モデル 需要家と相対契約を結んだ供給事業者は、流通設備を通して電力を供給している。需要家が受け取る電力は供給事業者の発電規模に依存しないため、需要家側から見た供給事業者は、ある事故率 FOR を持った、契約電力と同容量の発電機が、流通設備を通して電力を供給していると考えることができる(図1)。

本論文では、相対契約先供給事業者を契約電力と等容量

図1 相対契約モデル

Fig. 1. Bilateral contract model.

の発電機に置き換えた、需要家側からみた相対契約モデルを導入し、供給事業者の発電機事故および流通設備事故による供給支障を計算し、需要家側の信頼度を評価することを提案する。

2.2 流通設備事故の取り扱い 流通設備事故の信頼度への影響は、次のように取り扱う。

最初に k 本の送電線あるいは配電線事故が発生した場合に、需要家から供給事業者までの送電ルートが存在するかどうかを判定する。ルートが存在しない場合には、供給事業者、すなわち導入した相対契約モデルにおける等価的な発電機を事故による供給停止状態とし、等価的な発電機の事故率 FOR を (供給事業者の発電設備事故率+流通設備 k 本事故発生確率) に更新する。1 つでもルートが存在した場合には更新しない。例えば送電線の $N-1$ 基準を適用した場合、送電線 i の事故により、需要家接続ノードから供給事業者接続ノードへ至る送電ルートが途絶えたとすれば、FOR は (供給事業者発電設備事故率 + 送電線 i の事故率) となる。需要家と供給事業者間の送電ルートが存在する場合には、FOR は供給事業者発電設備の事故率のみを用いる。

このようにして流通設備事故による影響を等価的な発電機の事故率 FOR に組み込むことにより、流通設備も考慮した信頼度評価が可能となる。送電ルートの探索方法は次節に示す。

2.3 送電ルートの探索 流通設備事故時の需要家と供給事業者間の送電ルートの有無を探索するために、本論文では文献(14)の中で紹介されている接続遷移行列を使用する。接続遷移行列を使用して需要家と供給事業者間の経路探索を行うために、以下の規則に従って、送電線および配電線を有向グラフに置き換える。

- (1) 需要家が接続するノードにおける有向グラフは、すべて需要家が接続するノードを始点とする。
- (2) 目的ノード(供給事業者接続ノード)における有向グラフは、すべて目的ノードを終点とする。
- (3) 需要家接続ノードと目的ノード以外のノードは、必ず1つ以上の始点および終点を含む。

有向グラフからインシデント行列を作成し、更に接続遷移行列を作成すると、需要家が接続するノードから目的ノードに至る送電ルートの有無を判断できる。

3. 需要家側での信頼度評価

3.1 需要家の電力調達 競争市場環境下の電力調達方法は、プール型市場からの購入と供給事業者との相対契約による購入の2種類に大別される。また、負荷の一部または全部をオンサイト電源導入による自前の電力供給でまかなうという選択肢も需要家にはある。本論文では、需要家の電力調達方法として、相対契約購入およびオンサイト電源導入を選択肢とする場合についての検討を行う。

本論文では、需要家および供給事業者の行動等について、以下の前提条件のもとに検討を進める。

- (1) 需要家の提案手法による電力調達検討時期は、短

期の電力購入計画を立てる段階とする。また、信頼度レベルや電力購入費用によって調達量を変化させないとする。

(2) 需要家は1日を8時間ごとの3つの時間帯に分割し、時間帯ごとに電力購入量を決定することとする。

(3) 需要家は、供給事業者や流通設備の事故率に関するデータを、供給事業者等から提示を受ける、あるいはこれまでの実績から類推するなどして入手可能とする。

(4) 供給事業者の販売電力価格曲線は購入量によって変化しないものとし、電力の販売量については、実際に購入交渉を行う際、他の需要家との契約状況によって供給事業者から希望量の電力を購入できない可能性も考慮した検討を行うものとする。

(5) 信頼度対策や停電対策等の選択肢の一つとして、需要家はオンサイト電源の導入が可能とする。

(6) 電力購入先と電力購入量の決定プロセスは、供給事業者が電力価格および販売可能電力の上限を提示の後、需要家が希望する電力購入量を提示するという順番で意志決定が行われることとし、電力価格の高低によって販売量上限を変えるなどの交渉は行われないものとする。

(7) 需要家は、契約先の発電事業者からの供給が受けられない場合に負荷遮断を行うものとする。

3.2 信頼度評価指標の設定 需要家が、信頼度を考慮して電力購入量を決定するためには、需要家にとって適切な信頼度レベルを見極める必要がある。一般に、電力系統の計画段階では、供給信頼度と供給コストとの間には、トレードオフの関係があるため、供給信頼度指標として停電コストを用いて、供給コストと停電コストの和である社会コストが最小となる点を最も望ましい信頼度レベルとする考え方がある⁽¹⁾⁽⁹⁾。導入した相対契約モデルにおいて、経済性と信頼度に着目した購入量決定は、系統運用者による供給信頼度を考慮した経済的な発電機出力配分決定とほぼ等価と捉えられる。従って、需要家の停電コストを信頼度指標とし、電気料金と停電コストの和を需要家側での電力コストとすれば、電力コストが最小となるとき、信頼度レベルが適切であると考えることができる。

本論文では、需要家の停電コスト評価に当たり、想定事故による損害見積だけでなく、供給事業者の発電機事故率等から計算される潜在的な停電リスクも併せて考慮した「停電に関わるコスト」を定義し、これを需要家における信頼度評価指標として需要家の特性を反映した信頼度評価を行う。

(1) 式のように、需要家側での電力コスト EC を注目する期間における、購入する電気料金 EP と停電に関わるコスト OC の和として定義すると、

$$EC = EP + OC \dots\dots\dots (1)$$

電力コスト EC を最小とする点が需要家側での最適な信頼度レベルと考えることができる(図2)。

供給事業者が提示する電気料金 EP は、発電のための燃料費 VC 、設備の減価償却等の固定費 FC 、託送費用 WC 、事業者の利益 $PROF$ の和となる。従って、

図2 最適な信頼度レベル

Fig. 2. Optimal reliability level.

$$EP = VC + FC + WC + PROF \dots\dots\dots (2)$$

と表すことができる。

一般に、電力購入量を決定する場合、想定される事故状況下で発生する供給支障に対する損害を小さくするような電力調達が望ましいが、需要家の負荷構成が重要負荷の占める割合が高い上に負荷同士が同期運用されている場合など、わずかな供給支障量でも影響が波及し、全ての負荷に供給支障が発生した時に相当する損害が予想されるような場合には、供給事業者からの電力購入量を変化させても想定事故下での損害を低減できない可能性がある。このような場合の信頼度向上策としては、事故発生確率が低い供給事業者からより多くの電力を購入し、潜在的な停電リスクを低減するような電力調達が適していると考えられる。

本論文では、需要家の供給支障に対する損害特性を電力購入量決定に反映できるように、潜在的な停電リスクを表す停電コスト期待値 $ExCOST$ と、想定事故による損害見積である $AcCOST$ に重みをつけたものの和を、信頼度評価指標である停電に関わるコスト OC として提案する。潜在的な停電リスクと想定事故による損害見積のそれぞれに対する重み係数を g と h とすると、停電に関するコストは

$$OC = g * ExCOST + h * AcCOST \dots\dots\dots (3)$$

ただし、潜在的な停電リスク評価には、想定事故と同条件の事故も含まれているため、 OC 算出に影響が重複して算入されないよう、重み係数である g および h は以下の条件を満たすこととする。

$$g = 0, h \neq 0, \text{あるいは}, g \neq 0, h = 0$$

潜在的な停電リスクと、想定事故による損害見積のいずれかを用了評価によって、需要家の負荷特性に合った信頼度評価が可能となる。更に、信頼度が向上すれば OC の値は小さくなり、悪化すれば OC の値は大きくなるため、需要家は OC の値を通して信頼度向上策の効果を把握できる。

次節以降に $ExCOST$ および $AcCOST$ の算出方法並びに重み係数の設定方法について述べる。

3.3 需要家の停電に関わるコスト 停電に関わるコストを算出するために、潜在的な停電リスク $ExCOST$ と想定事故による損害見積 $AcCOST$ を計算する。

潜在的な停電リスク $ExCOST$ は、以下のように求められ

る (6)(10)(12)(13)。

発電機や送電線等，設備 j の事故率を FOR_j ，設備 j の事故によって影響を受ける需要家の負荷量（遮断される負荷量）を CL_j ，1kW 当たりの停電コストを CD_j とすると，設備 j の事故により供給不足となる電力に対して，需要家の停電コストの期待値 $ExCOST_j$ は

$$ExCOST_j = CL_j * CD_j * FOR_j \dots\dots\dots (4)$$

1kW 当たりの停電コスト CD_j は，停電継続時間によって異なる。従って， CD_j は，停電継続時間の関数となるため，設備 j の平均の回復時間（平均の事故継続時間）を r_j とし，停電損害関数（文献 (10) 等における Customer Damage Function に相当）を $f(r_j)$ とすれば，(4) 式は

$$ExCOST_j = CL_j * f(r_j) * FOR_j \dots\dots\dots (5)$$

需要家への電力供給に関わる全ての設備に関して，その合計が潜在的な停電リスク $ExCOST$ となる。

$$ExCOST = \sum_{j=1}^N ExCOST_j \dots\dots\dots (6)$$

想定事故による損害見積である $AcCOST$ は次のようにして計算される。

需要家が N 台の発電機（ N 社の供給事業者）と契約している時，契約電力が大きい順に 1, 2, ..., N と番号を付ければ，発電機事故により発生する供給支障の最大値は，

$$\begin{aligned} &1 \text{ 台事故の場合: } G_1 \\ &2 \text{ 台事故の場合: } G_1 + G_2 \\ &i \text{ 台事故の場合: } \sum_{j=1}^i G_j \\ &N \text{ 台事故の場合: } \sum_{j=1}^N G_j (= D) \end{aligned}$$

と表現することができる。ここで， i 台事故時の停電コストの最大値を $AcCOST_i$ とすると，以下の関係が成り立つ。

$$AcCOST_1 < AcCOST_2 < \dots < AcCOST_i < \dots < AcCOST_N \dots\dots\dots (7)$$

$AcCOST_i$ は， i 台事故継続時間 r_i に対する停電損害関数を用いて，

$$AcCOST_i = \sum_{j=1}^i G_j * f(r_i) \dots\dots\dots (8)$$

となる。 m 台多重事故に対して，重み係数 h_m を用意し

$$h * AcCOST = h_m * AcCOST_m \dots\dots\dots (9)$$

とすれば，重み係数 h_m を決定することによって， m 台の発電機事故を想定した (3) 式第 2 項が求められる。

3.4 停電損害関数 発電機の事故等によって発生する供給支障電力に対しての損害額 DM は，重要負荷以外の負荷遮断量が供給支障電力を上回っている場合は比較的小さい状態で推移し，重要負荷を遮断する必要が生じた場合に急激に増大すると予想されるため，以下のように Sigmoid 関数で近似が可能な変化をするものと考えられる。

$$DM(CL_i, r) = \frac{DM \max(r)}{1 + e^{a*(z-CL_i/D)}} \dots\dots\dots (10)$$

ここで， $DM \max$ は事故継続時間が r の場合の 1kW あたりの停電コスト最大値， a は Sigmoid 関数の立ち上がり傾き， CL_i は停電による供給支障， D は全負荷量， z は重要負荷を除いた負荷の割合であり，図 3 における 100-Xi に相当する。

(10) 式で表される供給支障電力-停電コスト曲線は，負荷構成が同じ場合でも，停電の継続時間によって変化する。(5) 式における停電の継続時間 r_j に対応した供給支障電力-停電コスト曲線を用いると，負荷遮断量 CL_j に対応する停電コストが定まり，(4) 式における CD_j を求めることができる。

アンケート調査による停電コストを記述している文献 (10) や文献 (15) の結果から，停電の継続時間に対する 1kW あたりの停電コスト最大値は停電発生直後がもっとも高く，停電継続時間が長くなるに従い小さくなっていることがわかる。文献 (10) や文献 (15) では変化の様子のグラフは示されていないが，1kW あたりの損害額をプロットすると，時間の経過とともに小さくなるので，本論文では 1kW あたりの停電コスト最大値 $DM \max(r)$ を，図 4 のような指数関数で近似する。

事故が発生した発電機が，時間 r の間供給を停止しているとすると，1kW あたりの停電コスト最大値 $DM \max$ は

図 3 供給支障電力と停電コスト

Fig. 3. Outage cost for unserved power.

図 4 1kW あたりの停電コスト最大値

Fig. 4. Maximum outage cost per 1 kW.

$$DM \max(r) = OCcst * A^{-k(r-Tc)} \dots\dots\dots (11)$$

ここで,

$OCcst$: 停電コスト係数

A : 指数関数の底

k : 停電コスト減衰係数

Tc : 1kW あたりの停電コストがほぼ一定となるまでに要する時間

であり, 停電コスト係数は, 時間 Tc 経過後の 1kW あたりの停電コストとなるよう定める。停電コスト減衰係数は, $DM \max$ が, 想定する最も短い停電継続時間に対する 1kW あたりの停電コストとなるように定める。ある負荷遮断量 CL に対し, (10) 式の $DM \max$ を用いると, 停電損害関数 $f(r)$ は

$$f(r) = DM(CL, r) \dots\dots\dots (12)$$

本論文では, 文献(10) および文献(15)の報告結果を参考にして停電損害関数を決定する。

3.5 重み係数の決定 全需要に占める重要負荷の割合が高い需要家で, (9) 式の a の値が大きく, z の値が小さな需要家は, 潜在的な停電リスクを低減するように電力を購入することが効果的であると考えられる。潜在的な停電リスクを低減するためには, $ExCOST$ が小さくなるように電力購入量を決定する。これは, 事故率の低い発電機から多くの電力を購入する方向へ EC の最適点を誘導する。従って, (3) 式の重み係数 g を非ゼロ, h を 0 とすることにより特性を反映できる。逆に, 一部の負荷遮断により, 想定事故による損害が低減できる場合には, i 台の想定事故による損害見積 $AcCOST$ が小さくなるように電力購入量を決定することが効果的であると考えられる。これは, 各発電機からの電力購入量が等しくなる方向へ EC の最適点を誘導する。この場合には, 重み係数 g を 0, h を非ゼロとすることにより特性を反映できる。

需要家特性を反映した重み係数設定手順を以下に示す。

(1) 負荷を停電時の損害が比較的小さいもの(非重要負荷)と, 大きいもの(重要負荷)に分類する。

(2) 重要負荷を遮断した場合の停電損害額の上昇具合((11)式 DM における a の値)を求める。

(3) 1kW あたりの停電コスト最大値 $DM \max$ を求める。

(4) 停電コストを考慮しない, 最も経済的な各供給事業者からの電力購入量を求める(EP の最小化)。

(5) EP 最小化時の電力購入量に対して, 基準とする停電(例えば発電機の 1 台事故による停電)が発生した場合に重要負荷の遮断が必要かどうかを判定する。

(6) 重要負荷の遮断が必要な場合は(8)へ, 非重要負荷の遮断のみで済む場合は(7)へ進む。

(7) 想定する i 台の発電機事故に対する重み h_i を設定する。重み係数 g を含む他の重み係数は 0 とする。想定事故による損害に対する考え方次第で, h_i 設定方法は多数存在するが, 本論文では, i 台事故発生時における供給支障量

図5 重み係数決定手順

Fig. 5. Weighting coefficient setting procedure.

と各発電機の事故率から計算される供給支障量期待値の比を i 台事故発生確率に乗じた値を採用した。

(8) $h_1 \sim h_N$ を 0 とし, 非ゼロの g を設定する。 $ExCOST$ は発電機事故率に基づいた期待値であるため, 本論文では $g = 1.0$ を妥当な数値であると考え, この値を採用する。

図5に重み係数設定手順フローチャートを示す。

4. 需要家側での信頼度向上策

4.1 経済性のみを考慮した電力調達 需要家が, 信頼度を考慮せず, 電気料金 EP を最小とするように, 電力購入量を決定した場合, 電力購入量ベクトルを x_e とすると,

$$\min EP(x_e) \dots\dots\dots (13)$$

subject to

$$\sum_i G_i(x_i) = D \dots\dots\dots (14)$$

$$G_i \leq G_{i\max} \dots\dots\dots (15)$$

を満たす x_e が電力購入量となる。上式の x_e に対して, 信頼度向上の選択肢は次のものが考えられる。

(1) 配電線などの流通設備増強

(2) 調達先の電力購入量変更

(3) 自家発電設備等オンサイト電源の導入

上記の選択肢について, 需要家が取りうる行動について検討する。

4.2 配電線などの流通設備増強 流通設備の増強

は、潜在的な停電リスクの低減に大きな効果が期待できるが、一需要家だけで決定できる性質の選択肢でなく、周辺の他の需要家や流通設備所有者との協議が必要と考えられるため、需要家を取りうる行動が基本的にはないものとみなし、本論文では選択肢から除外する。

4・3 調達先の電力購入量変更 (13) 式で決定された x_e に対して、電力購入量を変更することで信頼度が変化する。(13) 式において、購入電気料金 EP の代わりに目的関数を (1) 式の電力コスト EC とし、 EC を最小化する電力購入ベクトル x を求めることによって、信頼度を考慮した電力購入量が決定可能となる。

供給事業者の販売量上限次第では、電気を希望通り購入できない可能性がある。その場合に需要家がとる行動としては、希望購入量に近い量を購入し、それ以上の信頼度向上策は行わないか、あるいは次節で述べるオンサイト電源導入を行うかのいずれかであると考えられる。

4・4 オンサイト電源の導入 オンサイト電源を導入した場合も、 EC 等の計算方法は基本的には前節の場合と同様であるが、オンサイト電源は流通設備事故の影響を受けないため、送電ルート探索による FOR の修正は必要ない。また、減価償却費用が常に発生する。これらの点に関わる修正を行い、 EC を最小化する電力購入ベクトル x を計算し電力購入量を決定する。

4・5 信頼度向上策の評価 4・3 および 4・4 節で記述した信頼度向上策実効前の各値に添え字 B を、信頼度向上策実行後の各値に添え字 N を付けて表し、信頼度向上策実行前後を比較することによって、信頼度を考慮したことにより回避された停電の損害について評価する。

信頼度向上策を実行した結果として、以下の 3 種類の状況が考えられる。

$$OC_B > OC_N \text{ かつ } EC_B < EC_N \dots\dots\dots (16)$$

$$OC_B > OC_N \text{ かつ } EC_B = EC_N \dots\dots\dots (17)$$

$$OC_B > OC_N \text{ かつ } EC_B > EC_N \dots\dots\dots (18)$$

(16) 式および (17) 式の場合には、 EP_N が EP_B より大きくなり、経済性を代償として停電による損害を回避している。(18) 式の場合には、 EP_N と EP_B との差は非常に小さいと考えられ、経済性をあまり低下させることなく信頼度を向上できたこととなり、最も効果的な対策であるといえる。

信頼度向上対策の費用対効果は、回避された損害額と実際の電気料金増分との対比に関する議論が必要となるが、 OC と EP の変化を比較することによって評価可能である。

5. 数値計算例

5・1 送電システムの構成 図 6 に検証に使用するテストシステムの構成を示す。テストシステムは、IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM (RTS-96)⁽¹⁶⁾ に修正を加えたものを使用した。シミュレーションにおいては、供給事業者が接続する発電機ノードを 5 ノード、需要家が接続可能な負荷ノードを 2 ノード想定した。各ノードを繋ぐ送電線の事故率と平

図 6 テスト系統 (IEEE RTS96 を修正)
Fig. 6. Test system (modified IEEE RTS96).

表 1 送電線特性

Table 1. Characteristic of transmission line.

No	Outage Rate (%)	Outage Duration (Hrs)	No	Outage Rate (%)	Outage Duration (Hrs)
1	0.24	16	18	0.40	11
2	0.51	10	19	0.39	11
3	0.33	10	20	0.40	11
4	0.39	10	21	0.52	11
5	0.48	10	22	0.49	11
6	0.38	10	23	0.38	11
7	0.38	10	24	0.33	11
8	0.36	10	25	0.41	11
9	0.34	10	26	0.41	11
10	0.33	10	27	0.35	11
11	0.30	10	28	0.34	11
12	0.44	10	29	0.32	11
13	0.44	10	30	0.54	11
14	0.38	10	31	0.38	11
15	0.38	10	32	0.38	11
16	0.38	10	33	0.34	11
17	0.38	10	34	0.45	11

均の事故継続時間を表 1 に示す。

5・2 供給事業者の特性 供給事業者は 1 時間単位での電力販売価格を提示するものとする。また、本論文で採用する電気料金モデルにおいては、供給事業者の発電機は火力機を想定し、固定費 FC 、託送費用 WC 、利益 $PROF$ の 1 kW 当たりの値が電力販売量に関わらず一定とした。このとき、 x (kW) で T 時間の電力購入時の電気料金 EP は

$$EP = \{ax^2 + (b + d + e + f)x + c\} \cdot T \dots\dots\dots (19)$$

で与えられる。ただし

- a: 燃料費の 2 次項係数
- b: 燃料費の 1 次項係数
- c: 燃料費の定数項係数

d: 固定費 FC の償却に関わる係数

e: 託送費用 WC に関わる係数

f: 利益係数

である。

表 2 に各供給事業者の電気料金データと事故率を、表 3 に各供給事業者の販売電力上下限をそれぞれ示す。供給事業者の事故率の信頼度への影響をより顕著にするため、各供給事業者間の事故率の差が大きめになるように事故率を設定し、事故率の高い供給事業者ほど販売電力上下限が高くなるように上下限を設定した。

5・3 配電系統の特性 配電系統は、1 回線の放射状系統とし、構造を図 7 に、事故率と事故継続時間は表 4 に示す。事故率等のデータは文献 (17) を参考として設定した。

本論文では、配電系統における変圧器および変電所の事故は考慮しないこととする。

5・4 需要家の特性 需要家は図 6 における第 1 ノードおよび第 7 ノードのいずれかで接続し、高圧で受電するものとする。需要家の負荷構成は、重要負荷の割合が高い場合と低い場合の 2 種類を仮定し、時間帯ごとにいずれかの特性を有することとした。需要家の全負荷量と重要負荷

表 2 供給事業者の電気料金と事故率

Table 2. Electricity price and FOR of electric power suppliers.

No	a	b	c	d (¥/kW)	e (¥/kW)	f (¥/kW)	FOR (%)	Bus
1	0.030	2.0	350	1.0	4.0	0.40	0.5	15
2	0.018	2.2	400	1.0	4.0	0.39	0.7	18
3	0.014	2.5	450	1.0	4.0	0.37	1.0	21
4	0.009	3.2	500	0.8	4.0	0.34	2.0	22
5	0.007	3.6	500	0.8	4.0	0.32	3.0	23

表 3 供給事業者の販売電力上下限

Table 3. Upper and lower limit of PPS's supply.

No	1	2	3	4	5
Upper Limit (kW)	250	300	350	600	600
Lower Limit (kW)	50	50	100	100	150

図 7 配電系統構造

Fig. 7. Structure of distribution system.

表 4 配電系統の事故特性

Table 4. Characteristics of distribution system failure.

	Failure Rate (%)	Repair Time (hrs)
High Voltage Line	4.6	4
Low Voltage Line	6.5	2

量を表 5 に示す。需要家の全負荷および重要負荷は各時間帯において変化せず、一定容量とした。また、重要負荷の容量はすべての時間帯で同じとしたため、全体の負荷量が小さい場合には負荷全体に占める重要負荷の割合が高くなり、全体の負荷量大きい場合にはその割合は低くなる。

表 5 より、供給支障電力に対しての損害額 DM を決定するための (10) 式の係数は表 6 に、 DM_{max} を求めるための (11) 式の係数を表 7 に示す。各値は文献 (10) における工業需要家のケースを参考として決定した。

停電継続時間については、3 分割した各時間帯において、いずれの発電機事故においても、継続時間 r は 4 時間とした。また、sigmoid 関数の傾き a は z に反比例するものとし、 $500/z$ の値を採用した。

表 6 および表 7 の係数を用いると、停電損害関数 f の最高値は約 5900 (¥/kW) となる。

停電に関するコスト OC の重み係数を表 8 に示す。発電機の 1 台事故想定下で重要負荷の遮断が必要な場合には $ExCOST$ の重み係数 g を 1.0、 $AcCOST$ の重み係数 h を全て 0 とする。重要負荷の遮断が必要ない場合には g を 0、 h については発電機の 2 台事故を考慮することとし、3・5 節 (7) に基づき以下のように決定した。

表 2 における 5 つの供給事業者の中で任意の 2 社で事故が発生する確率は 0.18% である。また、軽負荷時 (1000 kW) において、各供給事業者から同量の電力を購入していると仮定すると、供給支障量期待値は

$$200 * (0.05 + 0.07 + 0.01 + 0.02 + 0.03) = 14.4 \text{ kW}$$

である。事故発生による実際の供給支障量は 400 kW であり、期待値に対して約 27.8 倍の規模である。従って、

$$0.0018 * 27.8 = 0.05004$$

表 5 需要家の全負荷量と重要負荷量

Table 5. Customer's total load and firm load.

Time-of-day	0-8	9-16	17-24
Total Load (kW)	1000	1500	1000
Firm Load (kW)	900	900	900

表 6 DM の係数

Table 6. Coefficients for DM .

	r (hours)	z (%)	a
Light Load	4	10	50
Heavy Load	4	40	12.5

表 7 DM_{max} の係数

Table 7. Coefficients for DM_{max} .

Coefficient	OC_{cst}	A	k	T_c (hrs)
Value	13	100	0.003	4

表 8 重み係数

Table 8. Weighting coefficients.

Coefficients	g	$h (=h_2)$
Value	1.0 / 0.0	0.0 / 0.05

より, $h = 0.05$ とした。

5・5 電力コスト EC の最小化 潜在的な停電リスク $ExCOST$ および $AcCOST$ 計算に用いる i 台事故時の負荷遮断量 $\sum_{j=1}^i G_j$ は, 需要家が各供給事業者から購入する電力量ベクトル x の関数であるが, これらの値は, 各供給事業者から購入する電力量が決まった後確定する値である。特に, $AcCOST$ の計算は, $ExCOST$ と異なり, 計算に使用する購入電力ベクトル x の要素が決まっていないため, EC は微分可能な関数として表現することができない。従って, EC の最小値を探す手法として, 本論文では, 経済性最重視の EP を初期値として, 電力購入量調整を各発電機 2 台の組み合わせごとに行い, EC を小さくする方向の変化に対して, 最も感度の高い組み合わせを順次選択していく方法により供給事業者から購入する電力量を決定した。

5・6 電力購入量変更による効果 各供給事業者からの電力購入量を変更することによる需要家の信頼度向上について考える。

需要家が第 1 ノードに接続している場合について, 電気料金 EP のみを最小化した場合と電力コスト EC を最小化した場合の軽負荷時, 重負荷時の電気料金 EP , 停電に関するコスト OC および電力コスト EC を表 9 に示す。軽負荷時には重み係数として $g = 1.0, h = 0$, 重負荷時には $g = 0, h = 0.05$ をそれぞれ採用し, EP 最小化時の EC を与える各供給事業者からの電力購入量を初期値として EC の最小化を図ると, 停電に関するコストが考慮されることにより, 重要負荷の割合が高い低負荷時には $ExCOST$ が小さくなるように, 重要負荷の割合が低い高負荷時には $AcCOST$ が小さくなるように電力購入量が変化する。表 10 に各供給事業者から購入する電力の変化量を, 図 8 に軽負荷時と重負荷時の電力コスト EC と電気料金 EP を, 図 9 に $AcCOST_1$ と $ExCOST$ の変化の様子を示す。また, EP 最小化, EC 最小化

表 9 電気料金 EP , 停電に関するコスト OC と電力コスト EC (第 1 ノード)

Table 9. Electricity price (EP), outage related cost (OC), and electricity cost (EC) (Node 1).

		EP	OC		EC
			ExCOST (Weighted)	AcCOST ₂ (Weighted)	
EP Min (¥/8hr)	LL	102440	112380	0	214820
	HL	159433	0	497164	656597
EC Min (¥/8hr)	LL	110938	80546	0	191485
	HL	165787	0	225262	391050

LL: Light Load HL: Heavy Load

表 10 電力購入量の変化

Table 10. Difference of power purchase.

	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
LL	84.9	110.5	124.4	-161.1	-158.7
HL	115.8	81.5	45.5	-78.5	-164.3

LL: Light Load HL: Heavy Load

時の需要家の電力購入量は付録内の付表 1, 付表 2 に示す。

軽負荷時では全負荷量に占める重要負荷の割合が高いため, 僅かな供給支障でも重要負荷の遮断が起こる可能性が高く, $ExCOST$ が非常に大きくなっており, 1 台事故が発生しても重要負荷の遮断が必要のため, $AcCOST_1$ も重負荷時の 2 倍以上となっている。重負荷時では, 全負荷量が軽負荷時の 1.5 倍となっているため, 電力購入料金は大きくなっているが, 重要負荷量は軽負荷時と同様のため, その割合は小さくなっている。従って, 供給支障が小さい場合には停電による損害も小さいので, $ExCOST, AcCOST_1$ 共に軽負荷時より大幅に小さい値となっている。

購入電力の変更結果および信頼度向上効果を表 11 に示す。購入する電力量を変更することによって, 軽負荷時には EP の 8.3% の増加に対して $OC(ExCOST)$ を 28.3% 改善することができた。重負荷時には EP の 4.0% の増加に対して $OC(AcCOST_2)$ を 54.7% 改善することができた。4・5 節でも述べたが, 信頼度向上策による費用対効果の高低は回避された停電による損害額と実際の電力購入費用の増分との対比の捉え方に依存するので一概には言えないが, 重要負荷の割合が高い場合よりも需要負荷の割合が低い場合のほうが, 電力購入量の調整による費用対効果が高くなるものと予想される。特に今回のように重要負荷が全負荷量

図 8 軽負荷時と重負荷時の電力コスト EC と電気料金 EP

Fig. 8. Electricity cost (EC) and electricity price (EP) for light load (LL) and heavy load (HL).

図 9 軽負荷時と重負荷時の $AcCOST_1$ と $ExCOST$

Fig. 9. $AcCOST_1$ and $ExCOST$ for light load (LL) and heavy load (HL).

表 11 電力購入量変更による効果

Table 11. Effect of power purchase rescheduling.

	EP Increment (¥/8hr) (%)	OC Improvement (¥/8hr) (%)	Cost Effect (OC Imp) / (EP Inc)
Light Load (LL)	8498 8.3	31834 28.3	3.75 3.41
Heavy Load (HL)	6354 4.0	271902 54.7	42.79 13.68

表 12 電気料金 EP, 停電に関するコスト OC と電力コスト EC (第 7 ノード)

Table 12. Electricity price (EP), outage related cost (OC), and electricity cost (EC) (Node 7).

		EP	OC		EC
			ExCOST (Weighted)	AcCOST ₂ (Weighted)	
EP Min (¥/8hr)	LL	102440	133651	0	236090
	HL	159433	0	497164	656597
EC Min (¥/8hr)	LL	111577	95769	0	207346
	HL	165787	0	225262	391050

LL: Light Load HL: Heavy Load

の 90% を占めるような負荷状況では、電力購入量の調整の効果は小さくなるものと考えられる。

需要家が第 7 ノードに接続した場合の EP, OC, EC を表 12 に示す。また, EP 最小化, EC 最小化時の需要家の電力購入量は付録内の付表 3, 付表 4 に示す。

需要家が第 7 ノードに接続した場合には, 第 11 送電線の単一事故でも供給支障が発生するため, 第 1 ノードに接続した場合と比較すると, 第 11 送電線の事故率の影響を受けるため, ExCOST が高めとなる。このため, 重要負荷の割合が高い軽負荷時での EC 最小化時の電力購入量は, 事故率が低く電気料金が高い供給事業者からの購入が多くなり, 電気料金 EP が第 1 ノードに接続した場合より高くなる。一方で, 重要負荷の割合が低い重負荷時は, ExCOST の影響がないため, 電力購入量に変化はなかった。

信頼度向上策による効果は軽負荷時, 重負荷時共に第 1 ノードに接続している場合と同様の傾向である。

5・7 オンサイト電源導入による効果 需要家側での信頼度向上策として, オンサイト電源を導入する場合について考える。需要家は第 7 ノードに接続しており, 時間帯は 9~16 時の場合について検討した。

オンサイト電源は, 出力一定で 24 時間運転するものとし, 導入費用は ¥120000/kW, 事故率は 0.2%, 運転費用は 15 円/kWh, 導入容量は 300 kW とした。減価償却期間を変化させた場合の電気料金 EP の変化を図 10 に示す。

オンサイト電源の導入により, ExCOST は ¥14727, AcCOST₂ は ¥167420 となり, オンサイト電源による信頼度向上は, 潜在的な停電リスクおよび想定された事故による停電の損害の双方を低減する効果があり, 信頼度の向上を図ることが可能であることがわかる。また, 図 10 より, 今回の設定においては, 減価償却期間が 2 年半程度より長くなると, 電力購入量を変更した場合より経済性がよくな

図 10 オンサイト電源導入時の電気料金

Fig. 10. EP curve for onsite generator introduction.

り, 10 年程度となると, 電気料金は最小値に近い値となり, 経済的かつ信頼度向上にも効果が高いことがわかる。

提案手法は, 減価償却期間と費用対効果の関係を捉えることができるので, オンサイト電源の導入計画にも有効であると考えられる。ただし, オンサイト電源導入による信頼度向上は, 電源の種類, 導入容量や減価償却期間によって, 費用対効果が大きく異なるため, 短期的な視点だけでなく長期的な視点に立った評価も同時に行うことが必要である。

6. まとめ

本論文では, 需要家が信頼度を考慮した相対契約による電力購入量を決定する手法を提案した。需要家の電力購入量決定にあたり, 供給事業者の発電設備や流通設備の事故に起因する潜在的な停電リスクを考慮した, 需要家側から見た相対契約モデルを新たに提案した。更に, 潜在的な停電リスクと想定事故による損害見積から計算される停電に関わるコストを提案し, 需要家側における信頼度評価指標とした。この指標により, 確率の評価と定量的評価を需要家の負荷構成の特性に従って使い分け, 信頼度評価に需要家の特性を反映させることが可能となった。

また, 需要家側での信頼度向上策とその費用対効果についての評価を行い, 数値計算例を通して回避された停電による損害額と電気料金の増分を定量的に示した。この結果により, 提案手法によって信頼度向上策の費用対効果を把握でき, 提案手法が需要家の信頼度を考慮した電力購入量決定に有効であることを検証した。

今後の課題として, 長期的な視点での経済性と信頼度維持との協調についての検討や他の市場参加者からの影響を考慮にいたれた信頼度評価が必要であると考えている。また, 信頼度向上策の費用対効果の評価や適切な信頼度水準の議論に大きな影響を与える需要家の停電コストについての詳細な調査が望まれるところである。

(平成 16 年 3 月 24 日受付, 平成 16 年 12 月 6 日再受付)

文 献

- (1) I. Kurihara: "Power system reliability evaluation under the Electricity

Market”, *T. IEE Japan*, Vol.120-B, No.7, pp.919–922 (2000-7) (in Japanese)
 栗原郁夫：「電力自由化のもとでの供給信頼度評価」, *電学論 B*, **120**, 7, pp.919–922 (2000-7)

- (2) E. Sugihara, H. Kita, J. Hasegawa, and K. Nishiya: “An evaluation of reliability differentiated supply system considering local characteristics”, *T. IEE Japan*, Vol.199-B, No.3, pp.354–361 (1999-3) (in Japanese)
 杉原英治・北 裕幸・長谷川淳・西谷健一：「地域特性を考慮した信頼度別電力供給方式の導入評価」, *電学論 B*, **119**, 3, pp.354–361 (1999-3)
- (3) C.C. Fong, et al: “Bulk power system reliability—measurement and indices”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.4, No.3, pp.829–835 (1989)
- (4) R.N. Allan, et al: “Bulk power system reliability—predictive indices”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.5, No.4, pp.1204–1213 (1990)
- (5) S. Fockens, A.J.M. van Wijk, and W.C. Turkenburg: “A concise method for calculating expected unserved energy in generating system reliability analysis”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.6, No.3, pp.1085–1091 (1991)
- (6) M.S. Rios, P.V. Vidal, and D.L. Kiguel: “Bus-based reliability indices and associated costs in the bulk power system”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.13, No.3, pp.719–724 (1998)
- (7) CIGRE WG-37: “Quality of Supply-Customers Requirement”, CIGRE 37-116 Report (1999)
- (8) 横山隆一・陳 洛南，他：電力自由化と技術開発，第7章（陳 洛南）東京電機大学出版局 (2001)
- (9) R. Allan and R. Billinton: “Probabilistic assessment of power systems”, *Proc. IEEE*, Vol.88, No.2, pp.140–162 (2000)
- (10) R. Billinton and P. Wang: “Distribution system reliability cost/worth analysis using analytical and sequential simulation techniques”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.13, No.4, pp.1245–1250 (1998)
- (11) Z. Wang, F. Shokoo, and J. Qiu: “An efficient algorithm for assessing reliability indexes of general distribution systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.17, No.3, pp.608–614 (2002)
- (12) L. Goel and R. Billinton: “A procedure for evaluating interrupted energy assessment rates in an overall electric power system”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.6, No.4, pp.1396–1403 (1991)
- (13) P. Wang, R. Billinton, and L. Goel: “Unreliability cost assessment of an electric power system using reliability network equivalent approaches”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.17, No.3, pp.549–556 (2002)
- (14) 奈良宏一・佐藤泰司：システム工学の数理手法，第4章，コロナ社 (1996)
- (15) K. Nakamura and S. Yamashiro: “A survey study on estimation of customer interruption costs”, *T. IEE Japan*, Vol.199-B, No.2, pp.284–290 (1999-2) (in Japanese)
 仲村宏一・山城 迪：「停電コストの推定に関する調査研究」, *電学論 B*, **119**, 2, pp.284–290 (1999-2)
- (16) “The IEEE Reliability Test System—1996”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.14, No.3, pp.1010–1020 (1999)
- (17) R.N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel, and K.S. So: “A reliability test system for educational purposes—basic distribution system data and results”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.6, No.2, pp.813–820 (1991)

付 録

需要家が第1ノードおよび第7ノードに接続した場合の各供給事業者からの電力購入量と電気料金 EP , $ExCOST$, $AcCOST$ を付表1～付表4に示す。

付表1 EP 最小化時の結果（第1ノード）

app. Table 1. Result of EP minimizing case (Node 1).

	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
Light Load	102440	94.02	151.43	184.69	261.19	308.67
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	112380	3852088	7111824	9416782	11306593	12480000
Heavy Load	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
	159433	134.25	218.48	270.90	395.29	481.08
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	17782	1625387	9943287	14169773	17015716	18709652

付表2 EC 最小化時の結果（第1ノード）

app. Table 2. Result of EC minimizing case (Node 1).

	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
Light Load	110938	178.9	261.9	309.1	100.1	150.0
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	80546	3857358	7126321	9358906	11230905	12480000
Heavy Load	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
	165787	250.0	300.0	316.4	316.8	316.8
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	16214	341407	4505243	11248530	15531625	18709652

付表3 EP 最小化時の結果（第7ノード）

app. Table 3. Result of EP minimizing case (Node 7).

	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
Light Load	102440	94.02	151.43	184.69	261.19	308.67
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	133651	3852088	7111824	9416782	11306593	12480000
Heavy Load	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
	159433	134.25	218.48	270.90	395.29	481.08
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	19314	1625387	9943287	14169773	17015716	18709652

付表4 EC 最小化時の結果（第7ノード）

app. Table 4. Result of EC minimizing case (Node 7).

	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
Light Load	111577	197.9	281.9	270.1	100.1	150.0
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	95769	3518057	6889201	9358906	11230905	12480000
Heavy Load	EP (¥/8hr)	PPS1 (kW)	PPS2 (kW)	PPS3 (kW)	PPS4 (kW)	PPS5 (kW)
	165787	250.0	300.0	316.4	316.8	316.8
	ExCost (¥/8hr)	AcCost1 (¥/8hr)	AcCost2 (¥/8hr)	AcCost3 (¥/8hr)	AcCost4 (¥/8hr)	AcCost5 (¥/8hr)
	16214	341407	4505243	11248530	15531625	18709652

新 岡 聡（正員）1971年6月24日生。1995年早稲田大学理工学部電気工学科卒業。1998年法政大学工学研究科電気工学専攻修士課程修了。2001年東京都立大学工学研究科電気工学専攻博士課程修了。現在三菱総合研究所勤務。電力システムの信頼度に関する研究に従事。IEEE 会員。

横 山 隆 一（正員）1944年8月25日生。1968年早稲田大学理工学部電気工学科卒業。1970年同大学工学研究科電気工学専攻修士課程修了。1973年同博士課程修了。工学博士。電力システムの計画・運用・制御に関する研究に従事。CIGRE, IEEE, SICE 会員。