

# 信頼性制約を考慮したノードルプライスに基づく需給運用

## —送電線事故を考慮した場合—

### Demand-Supply Adjustment by Nodal Price with Reliability Constraints — The Case of Consideration of Transmission Outages —

キーワード：競争的電力市場、ノードルプライス、社会厚生最大化、混雑管理、信頼度維持

岡田 健 司

電力自由化時代を迎え、電気事業の規制緩和が世界的な潮流として進展し、各国で競争的電力市場が形成されつつある。多種多様なプレーヤーが参入する競争的電力市場においても、電力システム全体が効率的に運用・構築され、市場内の公平な競争が維持されなければ、自由化導入の目的を達成することは出来ない。さらに、自由化が進展したとしても、系統運用上、想定外的需求変動、電源脱落や送電線事故に十分に対処できるような供給予備力を確保し、系統全体の供給信頼度を維持して行く必要がある。系統内の信頼度をどのように確保するかという問題は、電力自由化が抱える大きな課題の一つである。本論文は、電力系統における信頼度維持・確保のため、送電線事故を想定した信頼性制約を考慮したノードルプライスに基づく電力市場運用の適用可能性について基礎的な検討を行う。

- はじめに
- 短期需給運用モデルの概要
  - 電力市場モデルの概要
  - ノードルプライスに基づく電力取引
- 想定送電線事故を考慮したノードルプライス算定手法
  - 平常時の送電線混雑を考慮したノードルプライス算定手法
  - 送電線事故を考慮したノードルプライスの算定手法
- モデル系統によるノードルプライスの算定評価例
  - シミュレーション前提条件
  - 新規参入者による経済的効果
  - 送電線事故を考慮した混雑管理
- まとめ

## 1. はじめに

近年、電気事業の規制緩和は、世界的な潮流として進行している。規制緩和の基本的な理念は、各国とも共通して、「従来、地域独占の形態で行われてきた電力供給事業に競争を導入し、事業の効率化を達成し、国家・国民の利益を供すること」と謳われている。1990年に英国で実施された電気事業の再編・民営化、米国での送電系統の完全なオープン・

アクセスの実現や各州での小売の自由化など、各国で競争的電力市場の導入が検討・実施されている。

しかしながら、小売レベルの競争が導入された電力市場においても、電力システム全体が効率的に運用・構築され、電力市場での公正な競争が維持されるためには、送電系統の適切な利用ルールとコストと価値を反映した送電料金の設定が不可欠である。著者は、これまでに、総括原価に基づく送電料金方式

(Embedded Cost Method) に焦点を当て IPP の立地地点と流通設備に係るコストを反映した地域別送電コストの推定手法<sup>[1]</sup>、競争が進展した場合に電力市場の効率向上を図るために、系統運用上の制約と経済効率向上の両者を同時に満足する限界費用型送電料金方式 (Marginal Cost Method) の適用可能性について検討を行ってきた<sup>[2],[3]</sup>。特に、送電線混雑を考慮したノードプライス (Nodal Price) の価格差を基に送電料金 (託送料金) を算定する場合は、系統内の送電線混雑が悪化するほど、託送料金も高騰するなどの基本的な結果を得ている。

一方、電力市場内の自由化が進展したとしても、系統運用上の運用基準を満足し、想定外の需要変動、電源脱落や送電線事故に対処できるような十分な供給予備力 (供給能力) を備えておく必要がある。つまり、競争的電力市場の下で供給信頼度をどのように確保してゆくかという問題は、送電線のオープン・アクセスと同様に、電力自由化が抱える重要課題の一つである。米国では、1996年7月と8月、2度にわたって西部地域で発生した大規模停電が、電力市場の自由化が進むまでの信頼度確保のあり方を喚起する形となった。1996年12月に DOE (Department of Energy) に「電力系統信頼度に関するタスクフォース」が組織され、競争環境下で電力系統の信頼度をどのように維持してゆくかの体制論や技術的な課題等について検討が行われ、1998年10月政府に対し、検討結果が勧告された<sup>1</sup>。その中で、これまで技術的な問題へ

<sup>1</sup> 1996年12月に DOE (Department of Energy) に電力系統信頼度に関するタスクフォース (Task Force on Electric System Reliability) が組織され、主に電力自由化との関連で、電力系統の信頼度をどのように維持してゆくかの体制論について検討が開始された。1998年10月政府に対して検討結果が勧告されている。その中で、信頼度維持に関与する組織の役割分担についても提言している。NERC につい

の対応に取り組んできた北米信頼度協議会 (NERC: the North American Electric Reliability Council) の再編などが議論されている<sup>[4]</sup>。一方、英国では、自由化直後に、電力規制局 (OFFER: Office of Electricity Regulation) 側から NGC (National Grid Company) 側に対して「送電セキュリティー基準」の見直しに関しての要請があった<sup>2</sup>。NGC は定量的解析を含む大規模な検討作業を行い、1998年4月、検討結果を OFFER に提出した<sup>[5]</sup>。この NGC の報告を受けて、OFFER はセキュリティー基準を今後どのようにしていくかについて審議を開始し、1996年3月、従来のセキュリティー基準を維持してゆくという最終的な判断がなされた。このように、競争的市場での適切な信頼度レベルの維持のために信頼度管理の制度的および技術的・経済的な側面からの見直しが行われている。しかし、米国では、電力取引ニーズが急増する一方で、送電設備の増強が進まず、送電線容量不足が顕在化してきている。近年、米国では、RTO (Regional Transmission Organization: 地域送電網運用者)<sup>[6]</sup> と呼ばれる送電線を所有し運営制御する独立組織の創設が検討されている。この独立組織の導入により、発電部門と送電部門の完全分離が促進され、市場構造の欠陥や市場支配力行使の抑制とともに、市場活性化のための送電系統

ては、主に技術的な問題への対応を期待しているが、同時に NERC 自体が新たな機能 (SRRO: Self Regulating Reliability Organization 信頼度自主規制機能) を持った組織 (NAERO: North America Electricity Reliability Organization) に変化することを求めている。現在、NERC 後継組織はまだ無い。

<sup>2</sup> OFFER は、補修作業や事故時 (2回線故障が生じる可能性は小さい) に生じる制約コスト (=送電線の制約によって電源の運用が制約されることによるコスト) の高騰に関心を示し、NGC に対し送電セキュリティー基準 (Transmission Security Standard) の見直しの要請を行った。ここでの送電セキュリティー基準は、狭義アデカシーとセキュリティーを含み、計画基準、運用基準の両方を指しているものである。

拡充計画が実行されることが期待されている。

著者は、これまでに競争的電力市場のもとで供給信頼度を評価する際の基本的な枠組みについて、技術的・経済的側面から基礎的な検討を行うとともに、従来の考え方との違いや予想される新たな課題に焦点をあてて考察してきた<sup>[7],[8],[9]</sup>。その結果、電力市場の下で信頼度評価に関し、競争環境下での適正信頼度レベルの具体的な評価方法、社会厚生最大化の観点からの信頼度別供給の評価と実現方法、信頼度確保に関する短期的・長期的な両視点の融合、新しい信頼度対策と信頼度維持のためのメカニズム等の検討が必要であることを指摘した。さらに、信頼度確保のための経済メカニズムの提案に向けて、短期電力市場（運用レベル）の社会厚生を最大とする電力取引と信頼度水準の評価に関する基礎的な検討を行った<sup>[7],[9]</sup>。これらの検討では、発電に関わる信頼度評価（発電設備事故）のみで、送電系統で発生する事故は考慮していない。

しかし、多種多様なプレーヤーが電力市場に参入し、系統内に想定外の電力託送が増加した場合、送電系統内に混雑が発生し、需給運用の最適性が阻害される可能性もある。そこで、本論文では、送電線事故による混雑の発生を回避して電力系統内の信頼度を維持するため、信頼性制約を考慮したノーダupleプライスに基づく電力市場運用の適用可能性について基礎的な検討を行う。

## 2. 短期需給運用モデルの概要

### 2.1 電力市場モデルの概要

本論文では、図1に示すような完全競争のスポット市場に基づく電力市場を想定し、送電線事故を考慮したノーダupleプライスの算定手法の適用可能性を検討する。

想定した電力市場モデルでは、発電部門は、完全競争のスポット市場であるとする。発電

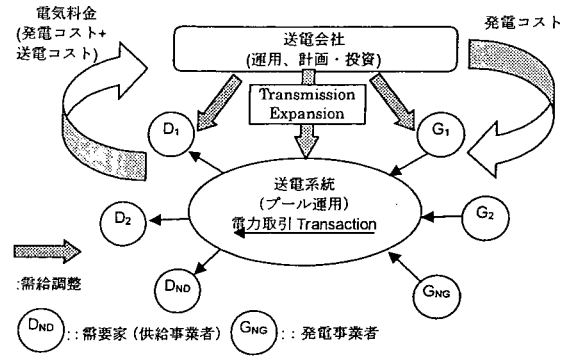


図1 電力市場モデルの概要

事業者は、電力をプールに売り、需要家（供給事業者）は電力プールから電力を購入する。電力プール内の電力は、ノーダupleプライスに基づくスポット市場により取引されるものとする。

一方、送電部門では、1社の送電会社による自然独占を認めるものとする。送電系統の運用権限と所有権を有する送電会社は、市場内の電力取引が運用制約（例えば送電容量制約や電圧制約等）を満たすように需給調整を行う。運用制約を満足する電力取引が実施された後、送電会社は、需要家から電気料金を徴収し、発電会社に発電費用を配分する。需要家に課される電気料金には、発電コストと送電コストが含まれる。送電コストは、送電設備の建設費を回収する目的で設定された送電線アクセス料金と混雑管理や信頼度維持などの系統運用コストから構成される。なお、混雑管理や信頼度維持対策に要した費用は、次章で述べるノーダupleプライスを用いて市場参入者から徴収することができる。

本研究では、電力市場の運営機能を有する送電会社は、図2に示すように、系統運用上の制約を満たす電力取引を実施するために、各事業者（発電事業者、需要家・供給事業者）の間で需給調整を行う。

送電容量制約を考慮しない無制約の需給運用計画の策定後、送電線事故を考慮せず、全

での送電線が健全である平常時のみを対象とし、送電制約のチェックを行う。系統内に混雑が発生する場合、混雑を解消するように需給調整を図り、制約付きの需給運用計画を策定する。さらに、本研究では、送電会社は、信頼性の確保に主眼を置き、送電線事故を想定（想定事故解析）し、事故発生前後でも系統内に混雑が発生しない需給均衡状態が得られるように需給調整を行うものとする。

2.2 ノーダルプライスに基づく電力取引

ノーダルプライスに基づく短期スポット電力市場では、ノーダルプライスが価格シグナルとして機能し、系統全体の社会厚生（＝電力消費の効用－発電コスト）が最大となるように電力取引が実施されることが望ましい。系統内の各ノード（母線または地域）が「電力の発電・送電に関わる費用」と「系統内に発生する機会費用」を反映した短期限界費用（Spot Price）として価格付けされるという考えに基づくと、各ノードの短期限界費用

信頼性制約を考慮したノーダルプライスに基づく需給運用

（ノーダルプライス）は、次式のように表すことができる<sup>[2],[3],[10]</sup>。

$$p_{jt} = MC_{jt}(G_{jt}) + MC_{jt}(L_{jt}) + OC_{jt}(PF_{jt}) \quad (1)$$

ここで、 $p_{jt}$  は時間 $t$ のノード $j$ のノーダルプライス、 $MD_{jt}(G_{jt})$  は時間 $t$ のノード $j$ の発電限界費用あるいは需要家の限界便益、 $MD_{jt}(L_{jt})$  は時間 $t$ にノード $j$ の発電量（需要量）の単位変化量が系統全体の損失に及ぼす影響（増分送電損失）、 $OC_{jt}(PF_{jt})$  は時間 $t$ のノード $j$ の送電容量制約によって生じる機会費用（混雑による社会厚生損失）である。

ノーダルプライスが、経済的に最適な需給運用を誘導する価格シグナルとして機能し、発電事業者と同様に需要家も価格変動に応じて消費量を決め、系統内に混雑（送電容量を越える線路潮流）が発生しなければ、送電容量制約によって発生する機会費用（混雑費用）はゼロとなり、発電の限界費用と需要家の限界便益は等しくなる。しかし、ある送電線で混雑が発生した場合には、その送電線の過負荷潮流を解消するために、各ノードの発電出

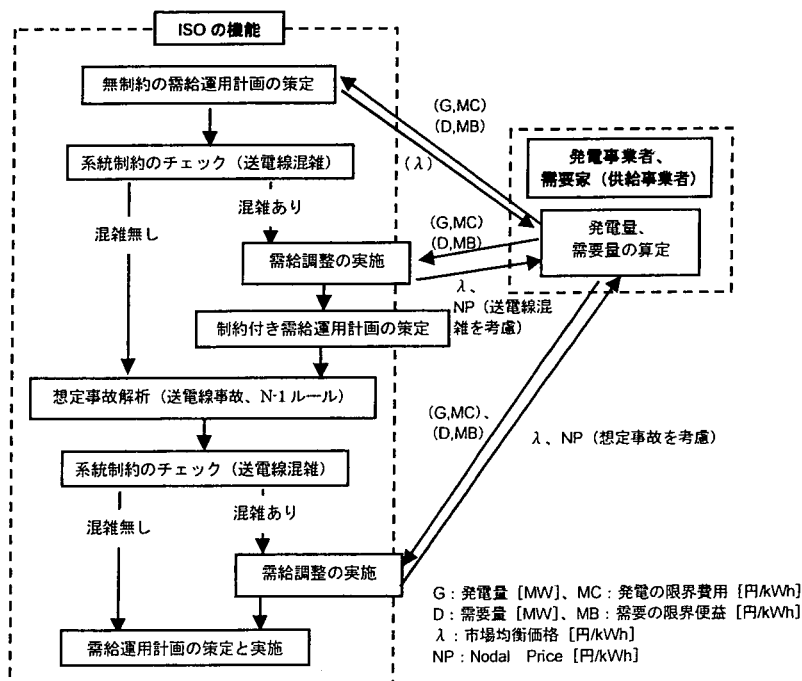


図2 送電会社による需給調整の概要

力や需要量の調整が行われる。送電制約を満たすために、経済性を犠牲にして需給調整が行なわれるため、系統内に機会費用（混雑費用）が発生する。この費用は、送電系統内の混雑の発生場所に依存して、各ノードに配分される。

### 3. 想定送電線事故を考慮したノードルプライス算定手法

#### 3.1 平常時の送電線混雑を考慮したノードルプライス算定手法

一般に、市場における生産者（発電事業者）と消費者（需要家）のそれぞれの行動規範は、以下のように考えることができる。

生産者：生産者余剰(PS)

$$= \text{売上}(S) - \text{費用}(C)$$

消費者：消費者余剰(CS)

$$= \text{効用}(U) - \text{支出}(E)$$

資源配分の効率性を重視する経済学の立場から、生産者余剰と消費者余剰の和で構成される社会厚生（SW）を最大化することが望ましいと考えられている<sup>3</sup>。

そこで、完全競争電力市場を想定し、ある時間帯での系統全体で社会厚生を最大とする需給均衡量（短期電力市場内の電力取引量）を求めるために、次式のような目的関数を仮定した。

$$OB_t = \sum_{i=1}^{NG} C(G_{it}) - \sum_{j=1}^{ND} B(D_{jt}) \quad (2)$$

ここで、 $C(G_{it})$  は発電事業者  $i$  の発電量  $G_{it}$  [MW] の発電費用 [円]、 $B(D_{jt})$  は需要家  $j$  の需要量  $D_{jt}$  の効用（便益）[円]<sup>4</sup>、NB は系

<sup>3</sup> PS は Producer Surplus, CS は Consumer Surplus, SW は Social Welfare の略。

<sup>4</sup> 通常、費用・便益分析における便益は、理論的には、公共投資が生み出す財・サービスに対し、消費者が支払っても良いと思う最大貨幣額で表される。本研究では、一般の財やサービスへの需要関数の想定と同様に、図2で示すような、需要家の需要関数（限界便益関数）を想定した。

統に連系する発電事業者の総数、ND は需要家の総数である。この目的関数の最小点を求めることは、社会厚生を最大にする需給均衡点を求めることと等価である<sup>[2]</sup>。

本研究では、この目的関数を最小とする発電量と需要量を求める際に、以下のような制約条件を想定した。

$$\sum_{i=1}^{NG} G_{it} = \sum_{j=1}^{ND} D_{jt} \quad (3)$$

（系統内の需給均衡制約）

$$G_{\min i} \leq G_{it} \leq G_{\max i} \quad (4)$$

（発電出力の上下限制約）

$$D_{jt} \geq D_{\min j} \quad (D_{\min j} = 0) \quad (5)$$

（需要の非負制約）

$$PF_{kt} \leq PF_{\max k} \quad (6)$$

（送電容量制約）

ただし、 $G_{\min i}$ 、 $G_{\max i}$  は発電機  $i$  の出力上限・下限制約量 [MW]、 $PF_{kt}$  は  $k$  送電線の電力潮流量 [MW]、 $PF_{\max k}$  は  $k$  送電線の送電容量 [MW]、NG は発電事業者の総数、ND は需要家の総数である。

なお、今回のシミュレーションでは、各送電線の線路潮流 ( $PF_{kt}$  [MW]) は、直流法 (DC 法) を用いて計算した。さらに、送電損失および無効電力に関しては考慮しない。

各制約条件を満たし目的関数を最小にする発電・需要量を求めるため、以下のラグランジュ関数を想定した。

$$\begin{aligned} \Phi = & \left( \sum_{i=1}^{NG} C(G_{it}) - \sum_{j=1}^{ND} B(D_{jt}) \right) \\ & + \lambda_t \left( \sum_{j=1}^{NG} D_{jt} - \sum_{i=1}^{ND} G_{it} \right) \\ & + \sum_{i=1}^{NG} \{ \mu_{GUit} (G_{\max i} - G_{it}) \} \\ & + \sum_{i=1}^{NG} \{ \mu_{GLit} (G_{it} - G_{\min i}) \} \\ & + \sum_{j=1}^{NG} \{ \mu_{DLjt} (D_{jt} - D_{\min j}) \} \\ & + \sum_{k=1}^{NG} \{ \mu_{TKt} (PF_{\max k} - PF_{kt}) \} \end{aligned} \quad (7)$$

ここで、 $\lambda_t$  は需給バランス制約（需給均衡価格）、 $\mu_{GUit}$ 、 $\mu_{GLit}$  は発電機の出力上下限出力

制約、 $\mu_{DLit}$  は需要量の下限値制約、 $\mu_{Tkt}$  は送電線容量制約に関するラグランジェ未定乗数、NB は送電線の総数である。

キュンタッカー条件を満足し、各種制約条件が成り立つ需給均衡時の発電および需要ノードのノードルプライスは以下のように表すことができる<sup>[2]</sup>。

発電ノードのノードルプライス ( $P_{Giu}$  [円/kWh])

$$P_{Giu} = \lambda_i + \mu_{GUiu} - \mu_{GLiu} + \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{Tkt} \frac{\partial PF_{kt}}{\partial G_{iu}} \right) \quad (8)$$

需要ノードのノードルプライス ( $P_{Dju}$  [円/kWh])

$$P_{Dju} = \lambda_j + \mu_{GLju} + \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{Tkt} \frac{\partial PF_{kt}}{\partial D_{ju}} \right) \quad (9)$$

本研究では、各送電線の線路潮流 ( $PF_{kt}$ ) は、以下のように直流法 (DC 法) を用いて求めた。

$$PF = A \times NP \\ = A \times CN \begin{bmatrix} G \\ -D \end{bmatrix} \quad (10)$$

$PF$  は NB 次元の線路潮流ベクトル、 $A$  は (NB×NN) 次元の潮流分布係数行列 (ただし、基準ノードに相当する列ベクトルの要素はゼロ)、 $NP$  は NN 次元のノード電力ベクトル、 $G$  は (NB) 次元の発電事業者の発電量ベクトル、 $D$  は (ND) 次元の需要家の需要量ベクトル<sup>5</sup>、 $CN$  は (NN×(NG+ND)) 次元の接続行列<sup>6</sup> である。

(8)、(9)式の送電制約に関する項 (右辺の最終項) は、前述の DC 法による潮流計算で用いた潮流分派係数を用いれば、以下のよう

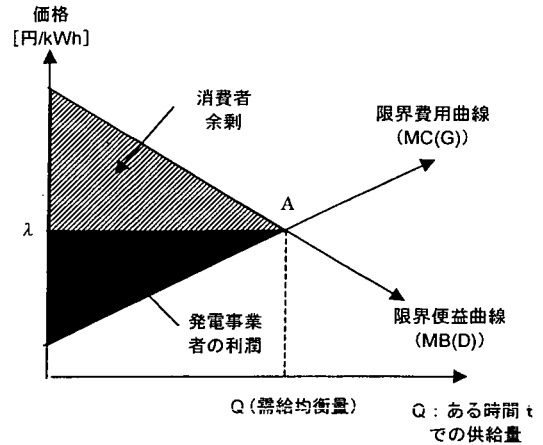
信頼性制約を考慮したノードルプライスに基づく需給運用

に表すことができる<sup>7</sup>。

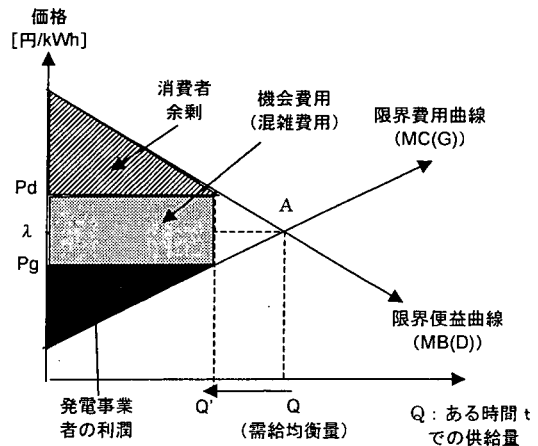
$$P_{Giu} = \lambda_i + \mu_{GUiu} - \mu_{GLiu} + \sum_{k=1}^{NB} (\mu_{Tkt} a_{kn}) \quad (8')$$

$$P_{Dju} = \lambda_j + \mu_{GLju} + \sum_{k=1}^{NB} (\mu_{Tkt} a_{kn}) \quad (9')$$

$a_{kn}$  は線路潮流  $PF_{kt}$  を求める際に、発電事業者  $i$  (需要家  $j$ ) が接続するノード  $n$  に関連する潮流分布係数の行列要素である。



(a) 送電系統内で混雑が発生しない場合



Q' : 混雑を解消し送電容量制約を満足する需給均衡量

(b) 送電系統内で混雑が発生した場合

図3 短期電力市場における需給調整<sup>8</sup>

<sup>5</sup> 潮流計算では、ノード毎に流入電力は正、流出電力は負の電力と定義する。需要量は当該ノードから流出する電力として取り扱うので、負の符号を付加する。

<sup>6</sup> ただし、発電事業者  $i$  (需要家  $j$ ) が接続するノード  $n$  の要素  $CN_{ni}$  ( $CN_{nj}$ ) のみ 1 である。

<sup>7</sup> あるノードに発電事業者と需要家の両者が接続する場合、発電事業者のノードルプライス (PGit) と需要家のノードルプライス (PDit) は同じ値となる。

<sup>8</sup> 需給均衡価格は、等増分燃料費則に基づく発電機の経済負荷配分でよく用いられる等増分燃料費に相当する。本研究では、需給均衡制約 (等式制約) に関するラグランジェ未定乗数  $\lambda$  に相当する。

通常、DC法では、基準ノードを省略して、各送電線の線路潮流を計算することができる。送電容量制約以外の制約が活性化しないような発電事業者や需要家の接続ノードを基準ノードとすれば、このノードのノード価格は、需給均衡制約のラグランジュ未定乗数 $\lambda$ に等しくなる。

$$P_{Gi}(or P_{Dit}) = \lambda_i \quad (11)$$

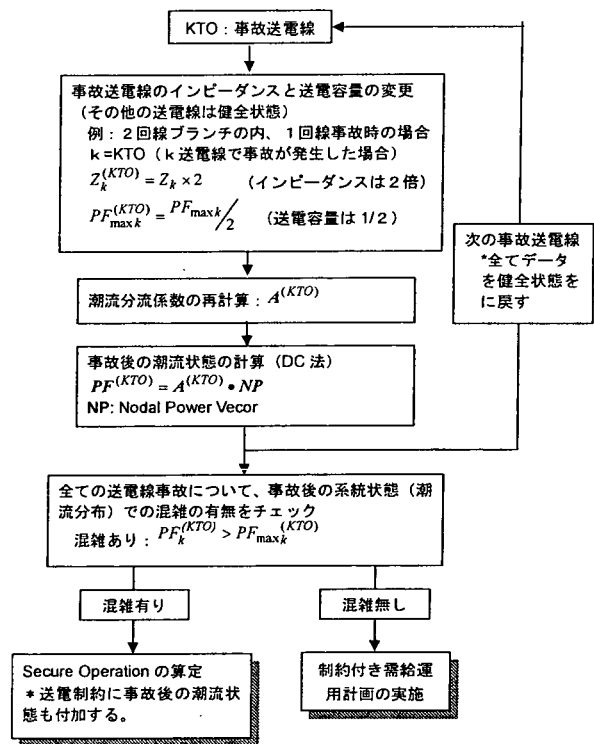
もし、系統内に送電線混雑が発生せず、発電出力の上下限制約や需要量の非負制約が活性化しなければ、全てのノードのノード価格は、図3(a)に示すように市場均衡価格 $\lambda$ と同じ値になる。

一方、送電系統内に混雑が発生した場合には、その混雑を解消するように、送電会社は需給調整を行う。送電容量制約を満足する新しい需給均衡量が求められた場合(図3(b))、混雑により発生した機会費用(混雑費用)が市場参加者に配分され、各ノードのノード価格は等しくならない<sup>[3]</sup>。このように、混雑による需給調整により需給均衡量が減少する場合には、社会厚生(=需要家の消費者余剰+発電者の利潤)が減少することになる。

### 3.2 送電線事故を考慮したノード価格の算定手法

電力需要に対して適切な電源設備が存在するという条件の下、長期間電力輸送が継続できるように流通設備<sup>9</sup>が建設・拡充され、送電系統内に十分な供給力が確保されていれば、系統内で発生する事故の影響を最小限に留めることができる。例えば、ある送電線に事故が発生して系統内の潮流分布が変化しても、送電線(事故送電線と他の健全な送電線も含む)に混雑が発生しなければ、事故前(平常

時)の電力取引(需給均衡量)は、需給調整をすることなく、送電線事故後でも維持することができる。しかし、あるノードに発電事業者が新規参入した場合、その接続場所によっては、送電線事故後の系統内に混雑が発生する場合も考えられる。そこで、予め系統内の事故(送電線回線事故)を反映した需給均衡量を求めておけば、新規参入による経済効果を保持しつつ、事故の影響を最小限に留めることができる。本研究では、想定送電線事故を考慮したノード価格を算定し、それに基づく需給運用の適用可能性について検討する。



$Z_k^{(KTO)}$ : KTO送電線に事故が発生した時のk送電線のインピーダンス、 $Z_k$ : 健全時のk送電線のインピーダンス、 $PF^{(KTO)}$ : 送電線KTO事故時の線路潮流ベクトル [MW]、 $A^{(KTO)}$ : 送電線KTO事故時の潮流分流係数行列、 $PF_k^{(KTO)}$ : 送電KTO事故時のk送電線の線路潮流 [MW]、 $PF_{max_k}^{(KTO)}$ : 送電KTO事故時のk送電線の送電容量 [MW]

図4 想定事故解析と信頼性を考慮した需給調整

<sup>9</sup> 一般に流通設備とは、送電線、配電線、変電所とそれに付随する制御通信設備や調相設備を含む。

## (1) 想定事故解析

送電事故を考慮したノーダグプライスを算出する際に、図4に示すような想定事故解析を行った。

まず、系統内の送電線の内、1本の送電線に事故が発生すると仮定する。この事故送電線のインピーダンスと送電容量を変更する。本研究で想定した送電線事故は、複数回線の内、1回線が事故により遮断されるものとした。例えば、2回線送電線で1回線遮断事故が発生した場合、当該送電線の送電特性係数（インピーダンス）を健全時の2倍、送電容量<sup>10</sup>を1/2とした。

なお、想定した事故が発生しない他の送電線の送電容量と送電特性係数（インピーダンス）は健全時の設定値のままとする。事故送電線の修正した送電特性係数を用いて潮流分派係数行列を再計算し、事故時の潮流状態を計算する。ただし、潮流計算時は、平常時のノード電力を用いる。事故時の線路潮流と修正した送電容量とから、全ての事故想定について、上記の手順で、送電線混雑の有無をチェックする。もし、混雑が存在する場合には、混雑が発生する事故時の潮流状態を送電容量制約に付加する。

## (2) 送電線事故を考慮した

### ノーダグプライスの算定

本研究では、送電線の事故として単一事故を想定し、信頼度基準としてN-1ルールを適用した。つまり、多重事故（複数の送電線での事故発生、同一送電線での多重事故や複数回線事故、またルート断）は考慮しない。

<sup>10</sup>ここでは、簡単化のため、各回線は同容量の送電容量と送電特性を有するものとした。また、ATC (Available Transfer Capability : 送電可能容量) のように、各送電線の送電容量を、系統内の電圧安定性や安定度を考慮して求める場合もあるが、本研究では、熱容量ベースの送電容量を用いた。

前述の想定事故時の混雑有無のチェックにより混雑が発生する場合には、事故後の潮流状態を考慮して、ノーダグプライスを求める。送電線混雑を考慮したノーダグプライスを求める場合に用いたラグランジェ関数(7式)に、次式のように想定事故後の潮流状態を付加した<sup>[11]</sup>。

$$\begin{aligned} \Phi_i^* &= \Phi_i \\ &+ \sum_{KTO=1}^{NB} \left\{ \sum_{k=1}^{NB} (\mu_{kt}^{(KTO)}) \times (PF_{\max k}^{(KTO)} - PF_{kt}^{(KTO)}) \right\} \\ &\text{if } k \neq KTO, \text{ then } PF_{\max k}^{(KTO)} = PF_{\max k} \\ &\text{if } k = KTO, \text{ then } PF_{\max k}^{(KTO)} < PF_{\max k} \text{ or } PF_{\max k}^{(KTO)} \\ &= 0 \end{aligned} \quad (12)$$

$\mu_{kt}^{(KTO)}$  は KTO 送電線事故時の送電線容量制約に関するラグランジェ未定乗数。

制約条件に、各想定事故ケース時の送電線容量制約も付加した。この様に拡張されたラグランジェ関数と制約式を用いて、系統が健全状態、および事故状態での送電線混雑を考慮したノーダグプライスは、以下のように算定することが出来る。

$$\begin{aligned} P_{G_{it}} &= P_{AC} + \lambda_i + \mu_{G_{Uit}} - \mu_{G_{Uit}} \\ &+ \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{T_{kt}} \frac{\partial PF_{kt}}{\partial G_{it}} \right) \\ &+ \sum_{KTO=1}^{NB} \left( \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{kt}^{(KTO)} \frac{\partial PF_{kt}^{(KTO)}}{\partial G_{it}} \right) \right) \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} P_{D_{jt}} &= \lambda_j + \mu_{D_{L_{jt}}} + \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{T_{kt}} \frac{\partial PF_{kt}}{\partial D_{jt}} \right) \\ &+ \sum_{KTO=1}^{NB} \left( \sum_{k=1}^{NB} \left( \mu_{kt}^{(KTO)} \frac{\partial PF_{kt}^{(KTO)}}{\partial D_{jt}} \right) \right) \end{aligned} \quad (14)$$

## 4. モデル系統による

### ノーダグプライスの算定評価例

#### 4.1 シミュレーション前提条件

信頼度維持を考慮した需給運用のもと、新規発電事業者の市場参入（系統アクセス）が、系統内（市場内）の需給均衡やノーダグプライスに与える影響を検討するために、図5に示す3ノード3ブランチのテスト系統を用いたシミュレーションを行った。



表1 シミュレーションケースの想定

ケース名	市場参加者	混雑管理		備考	
		平常時	事故時		
基準ケース	既存発電事業者 (2社) + 需要家	○	○		
新規参入ケース	EO ケース	既存発電事業者 (2社) + 新規発電事業者 (1社) + 需要家	○	-	健全状態での送電線混雑のみ考慮した最適経済運用 (Economic Operation)。ここでは、送電線の事故は考慮しない。
	SO ケース		○	○	

○ : 考慮する、- : 考慮しない

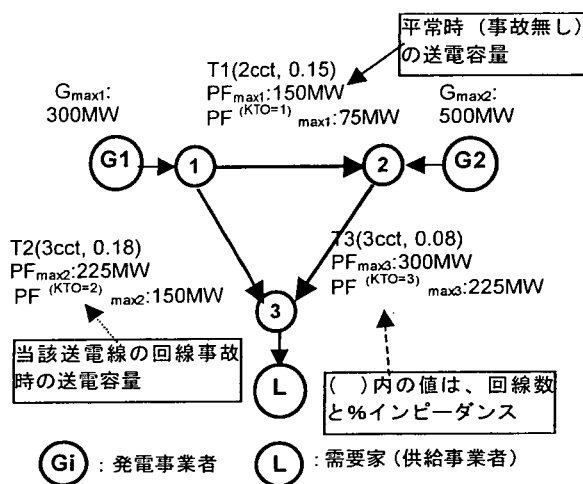
表2 テストシステムの諸データ (発電・需要関連)

発電事業者*	Gmin [MW]	Gmax [MW]	Cost Function***		
			Ag	Bg	Cg
G1 (1)	0.0	500.0	0.009	7.5	210
G2 (2)	0.0	800.0	0.007	9.5	200
G3**	0.0	300.0	0.005	8.0	220
需要家	Dmin [MW]	Dmax [MW]	Benefit Function***		
			Ad	Bd	Cb
D (3)	0	-	-0.025	31	200

\*: ( ) 内の値は、発電事業者、需要家の接続ノード。  
 なお、既存事業者はG1とG2。

\*\* : G3は新規参入者で、その接続ノードは、シミュレーションケースによって異なる。

\*\*\* : コスト関数 (燃料費のみ) は  $C(G) = (Ag \times G + Bg) \times G + Cg$  の2次形式で、便益関数も同じ2次形式。



G1とG2は、既存発電事業者

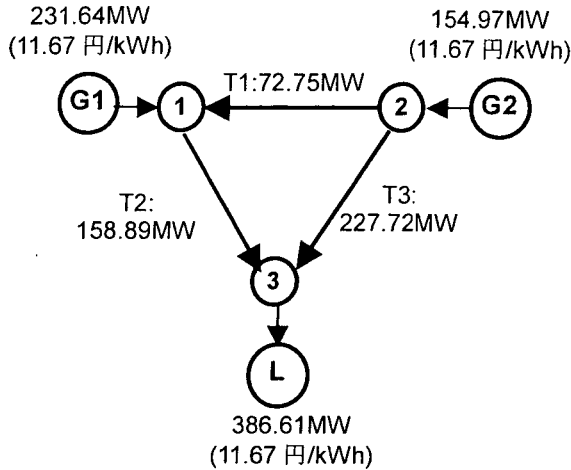
図5 3ノードモデル系統

本研究では、シミュレーションに際し、以下のような前提条件を設定した。

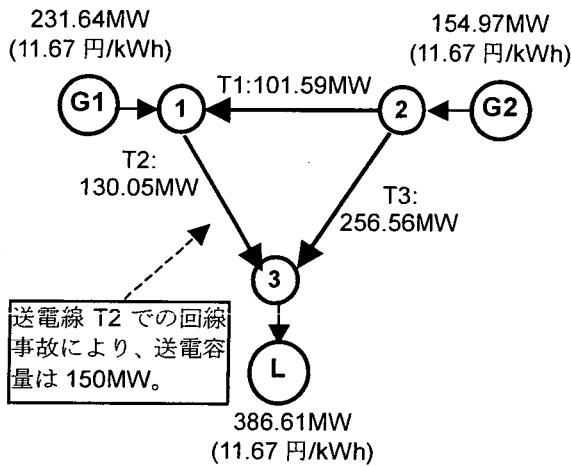
- 各発電機は個別発電事業者が所有し、運転するものと想定する。
- 想定した電力市場では、送電設備を所有し管理する送電会社が、運用制約 (送電線容量制約等) を満たし、各発電事業者と需要家の需給均衡を保つように需給調整を行う。
- 新たに1発電事業者が電力市場に参入する時、新規参入者の接続場所 (ノード) の違いが需給均衡量やノードルプライスに与える影響を検討するために、表1に示すように、「基準ケース」と「新規参入ケース」を想定した。
- 「新規参入ケース」は、平常時 (事故無し)

および事故時の混雑管理の違いにより、平常時の送電線混雑のみ考慮した最適経済運用 (Economic Operation) を行う「EO ケース」と平常時と事故時での送電線混雑の両者を考慮した最適経済運用 (Secure Operation) を行う「SO ケース」を想定した。

- ここでは、送電線で発生する事故のみ考慮する。発電機事故や母線事故 (変電設備含む) は考慮しない。また、送電線事故は、回線事故を想定し、ルート断は発生しないものとする。ただし、同時に複数の送電線 (または同一送電線) での回線事故は発生しないものとする。つまり、本研究での信頼度基準は、ある送電線の回線事故を考慮



注：( )内の値は、ノーダグプライス(¥/kWh)  
(a)EOケース（平常時、事故無し）



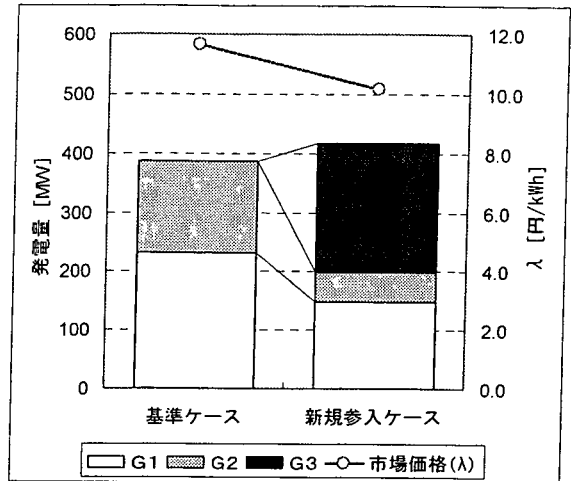
注：( )内の値は、ノーダグプライス(¥/kWh)  
(b)事故時（T2送電線に回線事故想定）

※基準ケースは、EO・SOケースとも送電系統内に混雑は発生しない。つまり、全ての想定事故に対して混雑の発生は無い。

図6 基準ケースの系統状態

したN-1ルールを用いた。なお、各送電線の回線事故時の送電容量は、図5に示すような値を想定した。

- 既存・新規参入発電事業者の発電費用（燃料費用）や需要家便益関数の係数や上下限出力制約などの諸特性データを表2に示す。本シミュレーションでは、各送電線の潮流は、直流法（DC法）で計算した。また、系統内での送電損失や無効電力・電圧に関する制約は考慮しない。



注) 既存発電事業者：G1,G2、新規発電事業者：G3

図7 新規参入による発電量と市場価格(λ)の変化

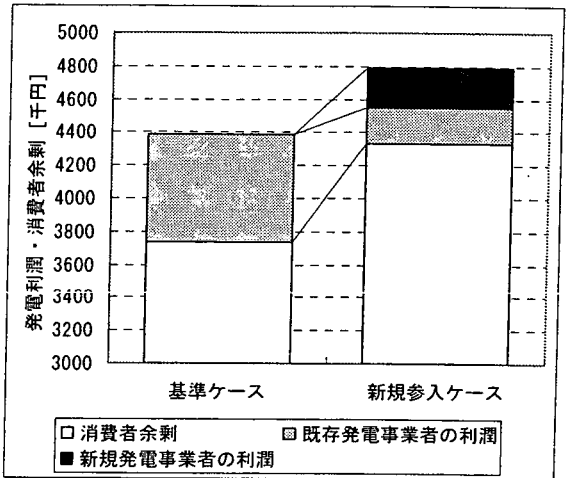


図8 新規参入による社会厚生の変化

#### 4.2 新規参入者による経済的効果

図6に、新規発電事業者（G3）が参入する前（基準ケース）の系統状態を示す。系統全体（市場全体）で平常時（EO ケース）の電力取引量は、図6(a)に示すように、386.61MWで、その時の各ノーダグプライスは11.67 ¥/kWhとなった。平常時には、系統内で混雑は発生しないので（混雑費用もゼロ）、全てのノーダグプライスは市場均衡価格(λ)に等しくなる。

また、図6(b)に示すように、もし送電線T2で回線事故が発生しても、系統内に混雑は発生しない。同様に他の送電線で事故が

発生した時の系統状態を検討した結果、全ての想定事故状態で混雑は発生しない。つまり、基準ケースでは、EO ケース、SO ケースのどちらの場合でも系統内に混雑は発生せず、両者とも同じ系統状態である。

新規参入ケースでの、系統内の電力取引量（需給均衡量＝発電事業者の総発電量）と需給均衡価格（λ）を図7に示す。ここでは、送電制約を考慮せず、市場内の需給均衡のみに着目して、基準ケースと比較する。図7に示すように、発電の限界費用が既存事業者よりも安い発電事業者が市場内に参入することで、需給均衡価格（λ、市場価格）が低下し、系統内の総電力取引量（需給均衡量）も増加する。このような発電事業者の新規参入による電力取引量の変化により、図8に示すように、系統全体の社会厚生は、増加する。新規参入者の発電利潤は、総発電量の増加にとともに、総発電利潤の52%を占める。しかし、系統内の発電事業者の総発電利潤は、基準ケースを100とすると、約70に減少する。ただし、系統全体の社会厚生（＝消費者余剰＋発電利潤（生産者余剰））は、基準ケースの109.1まで増加している。この増加要因は、限界費用の安い発電事業者の参入により、市場内の電力取引の需給均衡価格（λ）が引き下げられ、消費者余剰（需要家の電力消費の純便益）が増加したことによるものであると解釈できる。

本研究でモデル化したような発電市場均衡メカニズムにより、電力市場内の需給均衡（市場内の取引量）を決定する場合、限界費用の安い発電事業者の参入により、限界費用が高い発電事業者の配分が抑制されるとともに、需給均衡価格が引き下げられる。新規発電事業者の参入による経済的なメリットは、市場内の需給均衡価格の低下を通じて、各需要家の便益を押し上げる。

### 4.3 送電線事故を考慮した混雑管理

#### (1) 平常時のみの混雑管理 (EO ケース)

前述で述べた新規参入の経済効果は、系統内に混雑が発生しない場合のみに発揮される。新規発電事業者（G3）がノード1かノード2に接続した時の平常時ならびに事故時の各線路潮流と過負荷潮流（＝線路潮流－送電容量）を表3に示す。さらに、平常時の送電線混雑のみ考慮するEO ケースでの系統状態を図9に示す。

新規参入者（G3）がノード1に接続した場合、表3に示すように、平常時と事故時とも送電線混雑を起こす可能性がある。事故発生場所によって潮流バランスが異なるため、同じ送電線でも混雑の度合いが異なる場合がある。例えば、G3がノード1に接続した時、表3に示すように、送電線T1は、事故がT1で発生する場合よりも、T2で発生した場合の方が、過負荷潮流が大きくなる。

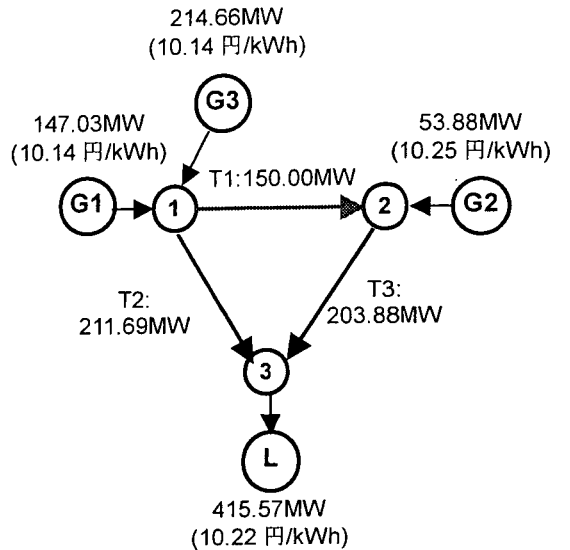
G3がノード1に接続した場合（図9(a))、送電線T1で発生する混雑を解消するために需給調整が行われる。その結果、系統内の需給均衡量は415.57MWとなり、その時の市場均衡価格（λ）は10.22円/kWhになる。一方、ノード2に接続した場合には系統内で

表3 新規参入者の連系による混雑発生状況

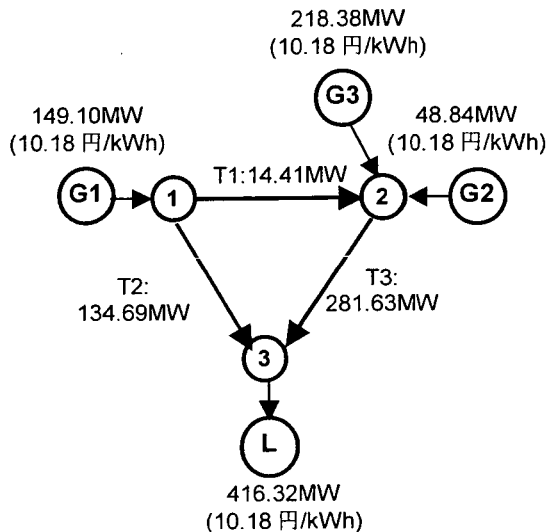
	送電容量 [MW]	G3接続ノード=1		G3接続ノード=2		
		PF	OVF	PF	OVF	
平常時	T1	150.00	153.54	3.54	14.41	
	T2	225.00	213.94		134.69	
	T3	300.00	202.39		281.64	
事故時	T1	75.00	112.66	37.66	10.57	
	T2	225.00	254.82	29.82	138.53	
	T3	300.00	161.50		277.80	
	T1	150.00	192.38	42.38	38.86	
	T2	150.00	175.11	25.11	110.24	
	T3	300.00	241.22		306.08	6.08
	T1	150.00	141.28		-2.66	
	T2	225.00	226.20	1.20	151.76	
	T3	225.00	190.12		264.57	39.57

□ : 事故送電線      PF: 線路潮流[MW]  
 ○ : 過負荷潮流[MW]

\* 過負荷潮流 (OVF) = 線路潮流 - 送電容量 [MW]。過負荷潮流は、送電制約を考慮しない場合の需給均衡時の各発電量と需要量をベースに求めたものである。



注) T1で混雑発生  
(a) ノード1に接続した場合



注) 混雑は無し  
(b) ノード2に接続した場合

図9 新規参入ケースの系統状態  
(EOケース：平常時の送電線混雑のみ考慮)

混雑が発生せず、図 9(b)に示すように、需給均衡量は 416.32MW、均衡価格は 10.18 円/kWh となる。また、各ノードのノードプライスは均衡価格に等しくなる。前節でも述べたように、G3の参入により、新規参入者よりも発電限界費用が高い G2 の発電量は減少する。出力減少させた発電事業者が接続するノードに、新規参入者が参入すれば、各送電線への潮流増加の負担はあまり大きくな

らない。

図 9 (a) に示すように、G3 がノード 1 に接続したことで生じた混雑を解消するために、ノード 1 に接続する G1 と G3 の出力が減少する。この減少分を補うために、ノード 2 に接続する G2 の出力が増加する。限界費用が高い発電機の出力を増加させたことで、市場均衡価格 ( $\lambda$ ) は増加する。また、送電線 T2 に発生した混雑を解消することで生じた機会費用 (混雑費用) は、混雑の発生場所とその大きさと送電系統構成を反映して、各ノードに配分される。その結果、図 9 (a) に示すように、ノード間でノードプライスに格差が生じることになる。

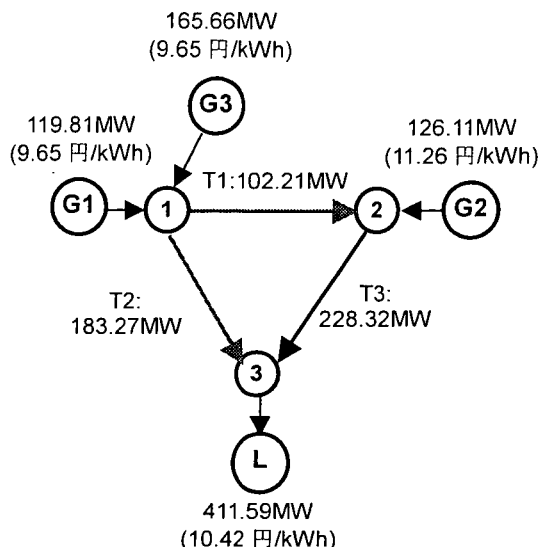
## (2) 送電線事故を考慮した混雑管理 (SO ケース)

本研究で提案するように事故時の潮流状態を反映し、送電線事故発生後も系統内に混雑が発生しないような平常時の運用状態を図 10 に示す。新規参入者 (G3) がノード 1 に接続する場合、表 3 に示すような事故時の送電線混雑を全て考慮すると、送電線 T1 事故時の T1、T2 事故時の T2 の送電線容量制約が活性化し、各ノードの需給調整が行われ、図 10 (a) に示すような需給均衡状態 (平常時) を得ることができる。特に、2 本の混雑送電線 (T1 と T2) と直結するノード 1 の発電事業者の出力が減少し、この出力減少分を補うために G2 の出力が増加する。この需給調整の結果、送電線 T3 事故時に発生していた T2 の混雑は解消される。市場内の取引量は、EO ケースの 415.57MW から 411.59 MW の減少に留まり、市場均衡価格 ( $\lambda$ 、ノード 3 のノードプライス) も、EO ケースの 10.22 円/kWh から 10.42 円/kWh の増加に留まる。G3 がノード 1 に接続した場合には、前述のように送電線 T1 および T2 の事

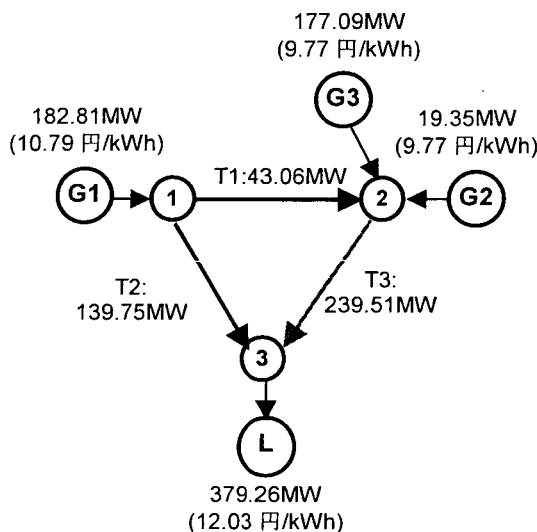
故時に送電容量制約（表 3 参照）が活性化するため、全回線健全時の送電容量制約範囲内（送電線 T1 は 150MW、送電線 T2 は 225 MW）であるが、図 10 (a) に示すように T1 と T2 の電力潮流（送電線 T1 は 102.21MW、送電線 T2 は 183.27MW）は抑制される。事故の前後で系統内に混雑が発生しないような需給バランスを求めると、送電線事故時の混雑発生場所によって、平常時よりも厳しい送電容量制約が課されることになる<sup>11</sup>。

一方、G3 がノード 2 に接続した場合には、平常時では混雑は発生していないものの、送電線 T3 の事故時に T3 に混雑が発生する。図 10 (b) に示すように、T3 で発生した混雑解消のためノード 2 に接続する G2 と G3 の出力が抑制される。一方、需給バランスを保つために G1 の出力が増加する。しかし、G1 の供給電力は T1 を介して T3 に流れ込むので、T3 の事故時送電容量の減少により、G1 の出力増加は制約される。その結果、送電線事故を考慮した市場内の需給均衡量は、EO ケースの 416.32MW から、379.26MW まで減少する。一方、市場均衡価格も EO ケースの 10.18 円/kWh から、12.03 円/kWh に増加する。図 10 (b) に示すように、送電線事故を考慮した場合には、送電線 T3 の潮流は、239.51MW となり、全回線健全時の送電容量制約内（300MW）ではあるが、事故時の送電容量制約により、平常時よりも厳しい制約が課されることになる。

新規参入者の接続場所により送電線事故時の混雑発生場所は異なるものの、何れも場合



注) T1事故時にT1、T2事故時にT2で混雑発生  
(a) ノード1に接続した場合

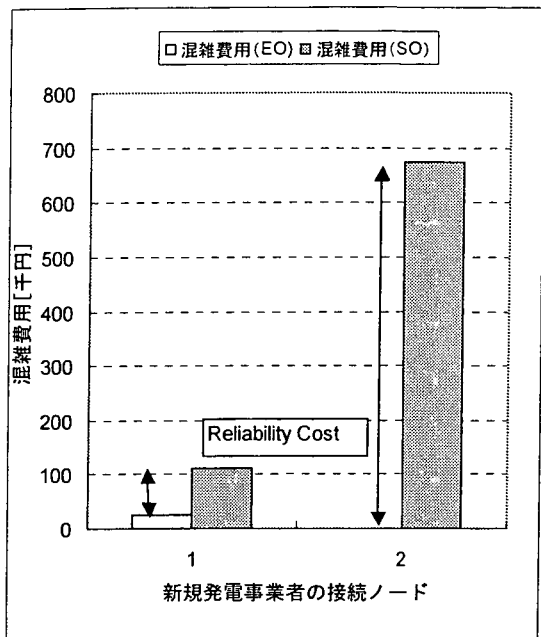


注) T3事故時にT3に混雑発生  
(b) ノード2に接続した場合

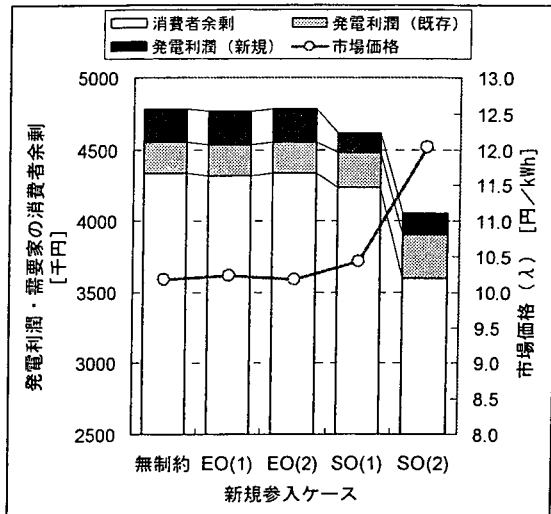
図10 新規参入ケースの系統状態 (SOケース: 平常・事故時の送電線混雑の両者を考慮)

<sup>11</sup> 米国の NERC では、TTC (Total Transfer Capability) は想定事故を考慮して、信頼度維持を確保した状態での連系系統の物理的な送電能力と定義している。ただし、この TTC はある地点間の電力取引に関する送電能力である。本研究では、プール運用において、送電線事故のみを考慮し N-1 基準を満たす需給バランスを求めたもので、上記の TTC を求めているのではないことに注意されたい。

も G3 参入ノードと直結する送電線で発生している。今回のシミュレーションで想定したように、既存発電事業者よりも発電の限界費用の安い発電事業者が新規参入する場合には、各送電の線路潮流の増減が大きい。さらに、事故発生送電線で混雑が生じる場合には、全回線健全時よりも送電容量が少なくなるので、より厳しい送電制約が課される。その結果、



注) Reliability Cost=混雑費用(SO)-混雑費用(EO)  
 図11 各新規参入ケースでの混雑費用



無制約：平常時・送電線事故時の何れの送電制約も考慮しない場合  
 EO(1)、SO(1)：新規参入者(G3)がノード1に接続した場合のEOケースとSOケース  
 EO(2)、SO(2)：新規参入者(G3)がノード2に接続した場合のEOケースとSOケース

図12 各新規参入ケースでの社会厚生の変化

SO ケースの市場内の総取引量(需給均衡量)は、EO ケースよりも減少し、市場均衡価格(λ)は増加する。

また、事故時の送電線混雑を考慮することで、G3がノード2に接続するケース(図10(b))のように、新規参入の無い場合(図6(a))に示す基準ケースの系統状態よりも需給バランス量が減少し、市場均衡価格(λ)が増加してしまう場合もある。送電系統内の平常時・事故時の混雑の発生個所は、系統構成と発電事業者・需要家の接続場所に依存するものの、新規参入の経済的なメリットを相殺してしまい経済厚生を悪化させる場合もある。

(3) 混雑費用の変化と社会厚生への影響

図11に示すように、より厳しい送電制約の基での需給調整が強られるSO ケースでは、送電線混雑により生じる混雑費用は、EO ケースよりも大きくなる。両ケースの混雑費用の格差を、送電系統におけるN-1の

表4 各種混雑管理方策の比較

	SO(2)	発電振替	EO(2)
総発電量[MW]	379.25	415.57	416.32
G1	182.81	265.16	149.10
G2	19.36	0.48	48.84
G3	177.10	150.68	218.38
市場均衡価格(λ) [円/kWh]	12.04	15.65	10.18
発電コスト[千円]	3431.96	3945.06	3784.53
平均発電コスト [円/kWh]	9.05	9.48	9.09

信頼度基準を満たすために要した費用として考えることができる。図11に示すように、系統全体(市場全体)で信頼度維持に要した追加的な費用(図中ではReliability Cost)は、新規発電事業者の参入地点(ノード)の違いにより、約7倍以上の格差が生じることもあることが示された。

混雑費用の増加は、市場全体での経済厚生へも影響を与え、図12に示すように、発電事業者と需要家間での社会厚生を減少させる。特に、混雑費用が最も大きいケース(G3がノード2に接続するSO ケース：図中のSO(2))では、市場均衡価格(λ)の増加が

著しい。その結果、社会厚生は減少し、市場均衡価格 ( $\lambda$ ) の増加により生じる需要家の消費者余剰の減少が主要因であることが分かる。

送電線事故時の混雑解消方策として、発電事業者間での発電振替という方法も考えられる。例えば、表 4 に、新規発電事業者 (G3) がノード 2 に接続した場合の例として、発電振替と他の混雑管理による系統内の総発電量、市場均衡価格、総発電コストと平均発電コスト (= 総発電コスト / 総発電量) への影響を表 4 に示す。ここで発電振替による混雑解消は、EO(2) ケースの需要量を固定し、平常時・事故時の送電容量制約と平常時の需給均衡制約を満足し総発電コストが最小となるよう、各発電機の出力のみ調整したものである。この場合、事故時の混雑発生箇所は、SO(2) ケースと同じである。発電振替による混雑調整を実施した場合、限界費用が最も高い G2 の出力が大幅に削減され、発電利潤をほとんど得ることはできない。市場均衡価格や平均発電コストへの影響からも、発電振替による混雑調整による経済的な損失が最も多く、需給調整の最適性を阻害する可能性があることが示された。

## 5. まとめ

本研究では、送電線事故に対し、N-1 基準に基づく信頼性制約を考慮したノーダグプライスの計算方法について提案した。また、テスト系統 (3 ノード 3 ブランチ) を用いたシミュレーションにより、新規発電事業者の参入場所の違いによる需給均衡量 (市場内の取引量) やノーダグプライスへの影響や、信頼性確保に要する追加的コストについて検討を行った。系統構成に依存するものの、系統内の新規参入者の接続場所によっては平常時・事故時に送電線混雑が多発し、市場均衡価格

の高騰、ノーダグプライス格差の拡大、新規参入の経済効果の相殺や市場の経済性を損ねる可能性があることが示された。

先に述べた米国での「電力系統信頼度に関するタスクフォース」による検討にあたり、「大規模系統の信頼度への挑戦は、競争の終局段階よりもむしろ競争市場への移行段階においてなされるものとする。今、行動しなければ北アメリカの相当部分に許容できないようなリスクを残すことになる」という共通認識が示されている。市場の活力を不必要に制限せず、公平な競争市場が正常に機能するためにも、送電系統内の信頼度維持の新しい方策が求められる。本論文で提案したように、平常時および送電線事故時の混雑を考慮したノーダグプライスが、各市場参加者への価格シグナルとして機能すれば、運用時での系統信頼度維持対策のひとつとして期待できる。しかし、短期的な電力取引のみを対象としたノーダグプライスによる電力市場運用は、送電系統運用者が故意に送電容量制約を厳しく設定したり、託送量の増加や一部の市場参加者による市場支配力の行使により混雑が頻繁に発生することで、市場価格の不安定性を招き、新規参入者のインセンティブの阻害要因を誘発する可能性もある。市場価格変動の不確実性に対応する経済メカニズムの導入などが望まれる。

また、従来、電力系統の信頼度評価では、過渡的・経時的な系統の振る舞いを考慮し、電圧安定性や安定度などの動的なセキュリティ問題について詳細に検討されてきている。しかし、本論文で提案したノーダグプライス算定手法では、これら動的なセキュリティ問題の評価が含まれていない。これらの問題をどのように電力市場の運用に取込んで行くのかなど、別途検討が必要である。

想定外の電力取引が活性化する電力自由市

場においては、系統運用管理者が発送配一貫の垂直統合型企業ではないので発電設備を直接運営するわけではないので、信頼度維持に不可欠な予備力や無効電力などの供給力を、アンシラリーサービス (Ancillary Services) という形で市場参加者に頼ることになる。米国や英国などの自由化先進諸国において、低廉に信頼度を確保する手段のひとつとして、アンシラリーサービス市場の充実が図られている。しかし、米国における 1998 年夏の待機予備力価格の高騰に見られるように、未だ十分に、アンシラリーサービス市場の機能しているとは言いがたい。

本論文で検討したように、社会厚生最大化の観点から、静的な意味での信頼度レベルの評価が可能で、また系統計画に際して新たな視点を提供することにもなる。しかし、本論文のように最適化によって得られた値は、短期的な評価になりがちで、長期的な視点が抜け落ちやすい。長期的に、発電事業者の新規参入を想定して送電系統を構築すれば、系統内の信頼度を確保することが出来る。しかし、競争が進展し多数の新規参入者が系統に参入する場合には、新規参入者の接続地点や系統内の潮流パターンの変化を予想することが困難となる。さらに、実際の設備建設のリードタイムなどを考えると最適解は実現不可能となる場合もありうる。送電設備投資へのインセンティブを送電会社に度のように付与するか、送電線建設・拡充等のハード的 (計画面) な対策と今回検討した需給調整によるソフト的 (運用面) な対策を組み合わせた総合的な信頼度維持対策の検討などが必要である。

#### 謝辞

本研究を進めるにあたり、貴重なご意見を頂きました、当所・経済社会研究所浅野上席

研究員、ならびに電力システム部栗原上席研究員に感謝の意を表します。

#### 【参考文献】

- [1] 浅野、岡田、“地域別送電線使用料金の算定手法”、電気学会論文誌 B, Vol. 117-B, No. 1, pp. 61-67, 1997 年
- [2] 岡田、浅野、“ノーダルプライスに基づく送電料金のシミュレーション分析”、電力中央研究所報告、Y97019, 1998 年
- [3] 岡田、浅野、“新規参入者による送電線混雑を考慮した託送料金”、平成 11 年電気学会電力エネルギー部門大会、1999 年
- [4] “RELIABLE POWER: Renewing the North American Electric Reliability Oversight System,” Electric Reliability Panel, Dec. 1997
- [5] “A Review of Transmission Security Standards,” NGC Aug. 1994
- [6] U. S. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), “Order 2000 Final Rule, Regional Transmission Organization (RTO)”, Docket No. RM99-2-000, 20 December 1999
- [7] 岡田、栗原、渡邊、“競争的電力市場における供給信頼度評価の基礎的検討”、電力経済研究、No. 43, pp. 33-42, 2000 年 3 月
- [8] 栗原、岡田、渡邊、“競争的電力市場のもとの供給信頼度評価に関する一考察”、平成 12 年電気学会全国大会、No. 6-096, 2000 年 3 月
- [9] 岡田、栗原、渡邊、“電力市場における経済メカニズムによる信頼度維持確保の検討”、平成 12 年電気学会電力・エネルギー部門大会、2000 年 8 月
- [10] Fred C. Schweppe, Michael C. Caraminis, Richard D. Tablrs and Roger E. Bohn, “SPOT PRICING OF ELECTRICITY”, Kluwer Academic Publisher, 1987
- [11] 岡田、浅野、新岡、横山、“N-1 ルールを考慮したノーダルプライス計算手法” 平成 11 年電気学会 電力技術・電力系統技術合同研究会資料、No. PE-99-72 (PSE-99-69), 1999 年。

(おかだ けんじ  
電力中央研究所 経済社会研究所)