Unit Commitment Taking into Account Reactive Power

Xiangjun Li Student Member (Kitami Institute of Technology, xjLi79@yahoo.co.jp)

Susumu Yamashiro Senior Member (Kitami Institute of Technology, yama@elec.kitami-it.ac.jp)

Keywords: unit commitment, power market, reactive power, voltage control, optimal power flow, LMP

Over the past several decades, stability, reliability, and economy of the electric power system have been maintained well under the vertically integrated electric power system which combines the power generation, transmission, and distribution all together. The thermal UC schedule, one of the main themes in the system scheduling, had been aimed at minimizing the operating cost including fuel and start-up costs. However, due to the deregulation and liberalization developed in the power industry worldwide, especially in the power generation department, free access to a transmission network is realized under the free competition of the generation and retailing of electric power in the electric power market.

Under such new circumstances, we can expect a non-profit system operating organization, such as Independent System Operator (ISO) in the United States, to monitor the system operation concerned with supply-demand balance and security maintenance. However, how we maximize profits will be one of the important issues for power generation companies (Genco) participating in the power market, when they try to supply a certain amount of energy to a system.

Moreover, Transmission Access Charge (TAC) and Ancillary Services Charge (ASC) might be given consideration as expenditures of Gencos in addition to the operating cost of unit, such as the fuel and start-up costs when the operating cost of Genco is evaluated under the above mentioned competing environment. Meanwhile, many UC methods that argue the economic operation schedule under various constraints such as operating constraints of unit and security constraints of power system etc. have been discussed so far, but they are mostly concerned with real power and the UC problem including an economy of reactive power has been hardly discussed.

From above discussions, we developed a UC method, taking into account reactive power under the following assumptions: i) Power market clearing price is determined by Locational Marginal Price (LMP); ii) Power transmission and voltage control are managed by a monopoly transmission company (Transco) and a non-profit organization such as the ISO; iii) Voltage at load node is maintained by the Var compensating equipment and this cost is paid by market participants as an ASC; iv) Also TAC is imposed on market participants including consumers.

In this paper, we first defined a benefit maximized objective function which includes both TAC and ASC as operating cost in addition to the unit's fuel and start-up costs. Then, to realize an optimum UC schedule, we developed a Voltage Magnitude Constraint-OPF (VMC-OPF) which deals with two types of constraints of line flow and bus voltage magnitude (see Fig. 1 and Appendix). Using the iterative optimization method of Ref. (1) and VMC-OPF, we developed a UC scheduling algorithm taking into account reactive power.

Applying the proposed method to the IEEE 118 bus system and investigating the simulation results, we confirmed the effectiveness of our method.

Fig. 1. VMC-OPF procedure

Appendix

(1) Calculation of ΔQ

$$\Delta Q = -\gamma \cdot \Delta V \cdot \frac{1}{\partial Z / \partial Q} \quad \text{..... (A1)}$$

(2) Calculation of $\partial Z / \partial Q$

• Voltage magnitude violation for upper limit

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_j} = \frac{\partial (V_j - \bar{V}_j)}{\partial Q_j} = \frac{1}{-\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \quad \text{..... (A2)}$$

• Voltage magnitude violation for lower limit

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_j} = \frac{\partial (\underline{V}_j - V_j)}{\partial Q_j} = \frac{1}{\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \quad \text{..... (A3)}$$

where, Z : vectors of line flow and voltage magnitude, $\bar{V}$: upper limit of voltage magnitude, $\underline{V}$: lower limit of voltage magnitude, b : line susceptance, θ : phase angle, ΔQ : supplied reactive power at Var compensated node, γ : convergent accelerating coefficient and ΔV : difference between rated voltage and calculated voltage.

References

- (1) G. Zhao and S. Yamashiro: "A Method for Unit Commitment with Transmission Losses and Flow Constraint", *J. Elect. Enging Jpn*, Vol.142, No.4, pp.9–19 (2003-3)

無効電力を考慮した発電機起動停止計画法

学生員 李 相俊* 上級会員 山城 迪*

Unit Commitment Taking into Account Reactive Power

Xiangjun Li*, Student Member, Susumu Yamashiro*, Senior Member

In this paper, a Voltage Magnitude Constrained OPF (VMC-OPF) algorithm to determine the reactive power injection from compensating equipment to load bus is developed. By introducing the proposed VMC-OPF to the real power related Unit Commitment (UC)⁽¹⁾, a novel daily UC method taking into account the reactive power to secure bus voltage magnitude is presented. The Transmission Access Charge (TAC) and Ancillary Services Charge (ASC) are included in the objective function for considering costs of using transmission network and supplying reactive power to maintain the voltage. Using the proposed UC, the difference between two schedules based on benefit maximization and cost minimization is also discussed. To demonstrate the effectiveness of the proposed UC method, we demonstrate various simulation results for a model power system of IEEE-118 bus system.

キーワード：起動停止計画，電力市場，無効電力，電圧制御，最適潮流計算，地点別限界価格

Keywords: unit commitment, power market, reactive power, voltage control, optimal power flow, LMP

1. まえがき

過去、数十年にわたって電力システムの安定性・信頼性・経済性は発・送・配電を一括した垂直統合型電力体制のもとで維持され、系統運用計画の主要なテーマである火力発電機の起動停止計画（UC）は、火力の燃料費と起動費からなる系統全体の運転コストの最小化を目的としていた。しかしながら、世界的に発電部門を始めとする電気事業の規制緩和・自由化⁽²⁾⁽³⁾が進展し、電力市場の存在を前提として発電および小売部門の自由競争下での、送電線への自由なアクセスが認められるようになってきている。このような新しい環境の下で、非営利型の系統運用機関による需給調整、電力品質の維持などに関する系統運用が期待されるが⁽⁴⁾、市場に参加する発電会社にとっては、一定の電力量を系統に供給しようとする場合、どのようにして収入と支出（運用コスト）の差からなる利益の最大化を図るかが重要な課題になる。また、競争環境下で発電会社の運用コストを評価する際には、燃料費等のユニットの運転コストに加えて送電線アクセスに伴うネットワーク使用料金（TAC）や系統セキュリティ維持のためのアンシラリーサービス料金（ASC）等を考慮する必要がある。

一方、従来の有効電力に注目した火力発電機起動停止計

画においては、ユニットの運転制約や系統のセキュリティ制約などが考慮されてきたが^{(5)~(9)}、電圧維持に係る無効電力供給の経済性⁽¹⁰⁾を考慮したUC計画法は筆者等の知る限りでは見当たらない。

表題のテーマを議論する本論文では、まず、短期限界費用に基づくLMP（地点別限界価格）によって市場の電力が取引され、発電会社とは独立した送電会社と非営利型の系統運用機関のもとで電力の輸送がなされ、かつ、調相設備により負荷母線電圧が維持される電力システムの運用を想定する。次に、このような電力供給システムにおいて、市場に参加する発電会社の利益最大化を目的とする、無効電力を考慮した発電機起動停止計画決定手法について考察する。自由化に伴う電力市場の構成としては、設備容量など規模的に類似した複数の発電会社が参加する場合、あるいは、相対的に規模の大きい発電会社と小規模な複数の発電会社が参加する場合など、様々なケースが考えられるが、ここでは後者、即ち、相対的に極めて大きな電力量を供給する発電会社（以下、主発電会社）の存在を想定し、①負荷母線の電圧維持を目的とする調相設備投入量の決定アルゴリズムを採り入れた電圧維持制約付き最適潮流計算（VMC-OPF：Voltage Magnitude Constrained-OPF）を開発する。②これによる負荷母線での無効電力供給と送電線無効潮流の経済性評価を考慮した主発電会社における日間の起動停止計画決定法について考察する。

以下、はじめに、目的関数の定義と関連する有効・無効電力のLMPおよびTACの算定法について述べる。次に、

* 北見工業大学 電気電子工学科

〒090-8507 北見市公園町 165 番地

Department of Electrical and Electronic Engineering, Kitami Institute of Technology, 165, Koen-cho, Kitami 090-8507

無効電力を考慮した起動停止計画の決定および VMC-OPF の計算アルゴリズムについて言及した後、モデルシステムを用いて提案手法の有効性を検証する。

2. 問題の記述と定式化

〈2・1〉 目的関数 筆者等は文献(1)において、有効電力を対象に、各種の制約条件を満たした上で、電力市場における発電会社の運転コストと収入とからなる利益の最大化を目的とする発電機起動停止計画を考察したが、ここでは、発電会社の収入は有効電力の供給によって得られるものとし、送電線アクセスに伴う TAC と電圧維持に関する ASC を考慮した次の目的関数を導入する。

$$\text{MAX } \Omega = \sum_{i=1}^T \sum_i (\rho_i P_i - F_i) - \sum_i FS_i - \sum_{i=1}^T \nu R - \sum_{i=1}^T \alpha A \quad \dots\dots\dots (1)$$

ここで、

Ω : 発電会社の収益

t : 時間帯

T : 考察期間

i : 発電機ノード

ρ : 有効電力に関する LMP

P : 有効電力

F : 燃料費 (付録参照)

FS : 起動費 (付録参照)

R : ネットワーク使用料金 (TAC)

ν : 発電会社と需要家間の TAC の分担割合 ($0 \leq \nu \leq 1$)

A : 電圧維持に関するアンシラリサービス料金 (ASC)

α : 発電会社と需要家間の ASC の分担割合 ($0 \leq \alpha \leq 1$)

なお、(1) 式では簡単化のため ρ , P , F , R , A における時間帯 t の添字は省略している。

また、運用計画制約条件としては、発電機の出力量変化率や無効電力出力制約なども考えられるが、本論文は負荷母線での電圧維持等に係る無効電力供給の経済性評価を含む計画法の開発を主目的としており、簡単化のため以下の制約を考慮するものとする。

(1) 需給バランス制約:

$$\sum_{i=1}^M P_i = \sum_{j=M+1}^N P_j + L \quad \dots\dots\dots (2)$$

(2) 母線 j の電圧制約:

$$\underline{V}_j < V_j < \overline{V}_j \quad \dots\dots\dots (3)$$

(3) 運転予備力制約 (OR 制約):

$$\sum_{i=1}^M \overline{P}_i \geq \left(\sum_{j=M+1}^N P_j + L \right) (1 + OR) \quad \dots\dots\dots (4)$$

(4) 線路容量制約:

$$|W_l| \leq \overline{W}_l \quad \dots\dots\dots (5)$$

(5) 最小運転時間 (MUT), 最小停止時間 (MDT) 制約
ここで、 i および j は各々発電機および負荷母線を表し、また、

L : 送電損失

$\overline{P}$: 発電機出力の上限値

$\underline{P}$: 発電機出力の下限値

M : 発電機母線数

N : 系統の全母線数

$\overline{V}$: 電圧大きさの上限値

$\underline{V}$: 電圧大きさの下限値

W_l : 線路 l の線路潮流

$\overline{W}_l$: 線路 l の線路容量

OR : 運転予備率

〈2・2〉 有効・無効電力の LMP の算定 いま、限界費用に基づいて時々刻々の電力価格が決まるものとするれば、ネットワーク参加者の社会厚生を最大にする有効・無効電力に関する地点別限界費用は次のようになる⁽¹¹⁾。

$$\rho_n = \lambda \left(1 - \frac{\partial L}{\partial P_n} \right) + \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial P_n} \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$\sigma_n = -\lambda \frac{\partial L}{\partial Q_n} + \sum \mu \frac{\partial Z}{\partial Q_n} \quad \dots\dots\dots (7)$$

ここで、

n : ノード番号

σ : 無効電力に関する LMP

λ : 需給バランスに関するラグランジュ未定乗数

Z : 線路潮流および電圧制約ベクトル

μ : Z に関するラグランジュ未定乗数

また、(6), (7) 式では、 L および Z の有効電力 P および無効電力 Q に関する増分を計算する必要がある、これらの算定法を以下に示す。

〈2・2・1〉 $\partial L / \partial P$, $\partial L / \partial Q$ の算定 有効・無効電力に関する増分損失 ($\partial L / \partial P$, $\partial L / \partial Q$) は Happ の方法を参考にし、次式から求めるものとする⁽¹²⁾。

$$\begin{bmatrix} \frac{dL}{dP} \\ \frac{dL}{dQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta}^T & 0 \\ 0 & J_{QV}^T \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{dL}{d\theta} \\ \frac{dL}{dV} \end{bmatrix} \quad \dots\dots\dots (8)$$

ここで、 $J_{P\theta}^T$ は $\partial P / \partial \theta$ を要素とする行列の、また、 J_{QV}^T は $\partial Q / \partial V$ を要素とする行列の転置を示す。

また、全系統での有効電力の損失 L は (9) 式のように示すことができるので⁽¹³⁾,

$$L = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N V_i V_j G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad \dots\dots\dots (9)$$

電圧位相角・大きさに関する増分損失 ($\partial L / \partial \theta$, $\partial L / \partial V$) は、

$$\frac{\partial L}{\partial \theta_i} = -2 \sum_{j=1}^N V_i V_j G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \quad \dots\dots\dots (10)$$

$$\frac{\partial L}{\partial V_i} = 2 \sum_{j=1}^N V_j G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) \quad \dots\dots\dots (11)$$

のようになる。ここで、 G はブスアドミタンス行列の実数部、 θ は電圧位相角を示す。

〈2・2・2〉 $\partial Z/\partial P$, $\partial Z/\partial Q$ の算定 線路潮流および電圧制約ベクトル Z の P , Q に関する変化量に関しては、系統における P と位相角 θ , Q と電圧 (大きさ) V との間の密接な関係を考慮して、ここでは、線路潮流制約については有効電力により $\partial Z/\partial P$ を、電圧制約に関しては無効電力により $\partial Z/\partial Q$ を求めるものとする。

(1) $\partial Z/\partial P$ の算定法 線路潮流が電圧位相角で支配される有効潮流で表されるものとする、ノード電力 P によって線路潮流は (12) 式で表されるので、これから、 $\partial Z/\partial P$ を容易に計算することができる。

$$Z = FH(H^T FH)^{-1}P \dots \dots \dots (12)$$

ここで、

F : 線路 l のサセプタンス b_l を要素とする対角行列

H : 線路潮流の始端を +1, 終端を -1, その他を 0 とする線路とノード間の接続行列

(2) $\partial Z/\partial Q$ の算定法 母線電圧の制御には、発電機の自動電圧調整器 (AVR) や負荷時タップ切替変圧器 (LRT) などの導入が考えられるが、ここでは、AVR や LRT により系統電圧が目標値に維持されている状況下で、負荷変動によって生じる電圧制約違反を当該母線での調相設備により対応する場合を考える。いま、 $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$, 線路アドミタンスを $g_{ij} - jb_{ij} = 1/(r_{ij} + jx_{ij})$ とすると、母線 i から j への電力は次のようになる。

$$\begin{aligned} P_{ij} + jQ_{ij} &= \dot{V}_i \dot{I}_{ij}^* = \dot{V}_i [(\dot{V}_i - \dot{V}_j)(g_{ij} - jb_{ij})]^* \\ &= V_i^2(g_{ij} + jb_{ij}) - V_i V_j [(g_{ij} \cos \theta_{ij} - b_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ &\quad + j(g_{ij} \sin \theta_{ij} + b_{ij} \cos \theta_{ij})] \dots \dots \dots (13) \end{aligned}$$

従って、

$$Q_{ij} = V_i^2 b_{ij} - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} + b_{ij} \cos \theta_{ij}) \dots \dots \dots (14)$$

いま、抵抗 r_{ij} はリアクタンス x_{ij} に比べて十分小さいものと仮定すれば、上式は、

$$Q_{ij} = V_i^2 b_{ij} - V_i V_j b_{ij} \cos \theta_{ij} \dots \dots \dots (15)$$

従って、ノード j に系統から流入する無効電力 Q_j は、 I_{ij} を線路電流の大きさとする

$$Q_j = \sum_{i \neq j} (Q_{ij} - I_{ij}^2 x_{ij}) = \sum_{i \neq j} (V_i^2 b_{ij} - V_i V_j b_{ij} \cos \theta_{ij} - I_{ij}^2 x_{ij}) \dots \dots \dots (16)$$

上式から、ノード j の母線電圧は次のように表される。

$$V_j = \frac{Q_j + \sum_{i \neq j} (I_{ij}^2 x_{ij} - V_i^2 b_{ij})}{-\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \dots \dots \dots (17)$$

ここで、線路潮流は有効潮流が支配的で、かつ、 V_i は Q_j の変化に大きく影響されないとすれば、近似的に、

$$\frac{\partial V_j}{\partial Q_j} = \frac{1}{-\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \dots \dots \dots (18)$$

となるので、(7) 式での $\partial Z/\partial Q$ は電圧の上、下限制約に対して、各々 (19), (20) 式ようになる。

(i) 母線電圧の上限制約に関しては、

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_j} = \frac{\partial (V_j - \bar{V}_j)}{\partial Q_j} = \frac{1}{-\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \dots \dots \dots (19)$$

(ii) 母線電圧の下限制約に関しては、

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_j} = \frac{\partial (\underline{V}_j - V_j)}{\partial Q_j} = \frac{1}{\sum_{i \neq j} V_i b_{ij} \cos \theta_{ij}} \dots \dots \dots (20)$$

〈2・3〉 ネットワーク使用料金 R の算定 有効・無効電力の価格を短期限界費用による ρ と σ により評価し、発電機出力を正、負荷電力を負とすると、有効および無効潮流による TAC は次のようになる⁽¹¹⁾。

$$R = - \left[\sum_i (\rho_i P_i + \sigma_i Q_i) + \sum_j (\rho_j P_j + \sigma_j Q_j) \right] \dots \dots \dots (21)$$

ここで、 i は発電機ノード、 j は負荷ノードを示す。

3. 発電機起動停止計画手順

文献 (6) では送電損失と線路過負荷を考慮した繰り返し最適化による起動停止計画決定法を提案し、そこでは直流法最適潮流計算 (DC-OPF) を含む優先順位法をベースとするヒューリスティックな起動停止計画法を用いていた。起動停止計画法に関しては優先順位によらない、例えば、ラグランジュ緩和法など理論的に厳密な手法もあるが⁽⁷⁾、既述のように本論文の主目的が無効電力供給の経済性評価を含む計画法の開発にあり、ここでは、取り扱いの容易な文献 (6) の起動停止計画法を用いるものとする。また、本章で述べる母線電圧制約を考慮した発電機燃料費を目的関数とする VMC-OPF により、無効電力を考慮した手法に拡張する。提案する繰り返し最適化 UC アルゴリズムを以下に示す。

[Step 1] 送電損失と OR 制約を考慮するが、過負荷および電圧制約なしの発電機燃料費を目的関数とするセキュリティ制約無し最適潮流計算 (NSC-OPF: Non-Security Constrained OPF) により、逐次減少法を用いて⁽⁶⁾ 起動停止計画の初期解を決定する。

[Step 2] 起動停止パターンの初期解に基づいた発電機利用率により、起動優先順位を決定する。

[Step 3] 初期解に対して、VMC-OPF による過負荷および電圧制約違反の検出と解消を行う。なお、起動停止の変更による過負荷解消が必要な場合には、更新された UC 初期解に対して再び VMC-OPF を実行する。

[Step 4] 起動優先順位により MUT, MDT 制約を満た

すように、また、過剰な運転予備力の抑制を図るよう UC パターンを修正し、VMC-OPF を実行する。

[Step 5] 生成した起動停止パターンにより発電会社のコストと利益を評価する。

[Step 6] (1) 式の目的関数を用いて利益最大化が実現されたか否かを判断し、実現できれば UC アルゴリズムは終了。そうでなければ Step 7 に行く。

[Step 7] 全ての制約を満足した UC 解から再び発電機の利用率を求め、優先順位の更新があれば、Step 3 に戻る。優先順位に変化がなければ終了。

4. VMC-OPF アルゴリズム

現実の系統運用では電圧・無効電力制御により母線電圧の維持が図られ、一度に複数の電圧制約違反が生じる確率は低いと考えられるが、ここでは想定外の負荷需要により制約違反が複数発生する場合も考慮して、無効電力の最適な注入箇所および注入量の決定を含む VMC-OPF アルゴリズムを以下に示す (図 1 参照)。

[Step 1] 送電損失を無視した発電機出力上下限を制約とする経済負荷配分 (ELD) により発電機出力の初期解 P^{old} を算定する。

[Step 2] P^{old} に基づいた AC 潮流計算により送電損失を考慮した ELD におけるペナルティ係数⁽⁸⁾ (PF^{new})、送電損失 (L^{new})、およびスラック母線の発電機出力 (P_{slack}) を算定する。次に、スラック母線の P^{old} を新しく求めた P_{slack} に設定する。

[Step 3] Step 2 で計算した PF^{new} と L^{new} により、過負荷制約のみを考慮した ELD⁽⁶⁾ により発電機出力 P^{new} を計算する。

[Step 4] P^{new} と P^{old} の差が許容誤差 (ε) を満足すれば、Step 5 に、そうでなければ P^{new} を P^{old} に置き換え、Step 2 に戻る。

[Step 5] もし母線電圧制約違反があれば、次の Step 6 に、なければ OPF は終了する。

[Step 6] ここでは、母線電圧の大きさを維持するために供給する無効電力の注入ノードを決定する。即ち、電圧制約違反の最も大きい母線を注入箇所とし、Step 7 により注入量を決定する。

[Step 7] (19), (20) 式を用いて、電圧制約違反を起こしているノードの $\partial Z / \partial Q$ を求め、定格電圧と現在値との差 ΔV から、次の (22) 式により投入すべき無効電力 ΔQ を算定する。

$$\Delta Q = -\gamma \cdot \Delta V \cdot \frac{1}{\partial Z / \partial Q} \dots \dots \dots (22)$$

ここで、 γ は収束加速係数、 ΔV は定格電圧と計算された電圧の差を示す。

[Step 8] ΔQ 供給ノード k の無効電力 Q を更新し、 P^{new} を P^{old} 、かつ、ノード k の Q_k^{old} を更新された Q に設定して Step 2 に戻る。

なお、提案する VMC-OPF は、主発電会社での発電機出

図 1 VMC-OPF の手順
Fig. 1. VMC-OPF procedure.

力の決定に加えて、母線電圧制約違反を解消するアンシラリーサービスとしての無効電力供給量を算定するもので、本論文では電圧維持のため系統運用者により同様な調相容量投入の決定と供給がなされるものと仮定する。また、市場参加者が支払うことになる、アンシラリーサービス料金 ASC としては、ここでは、無効電力の LMP と投入量 ΔQ とから、(23) 式により評価するものとする。

$$A = \sum_k \sigma \Delta Q \dots \dots \dots (23)$$

ここで、 k は ΔQ の供給ノードを示す。

5. 試算例

〈5・1〉 モデルシステム IEEE-118 母線系統を対象に、発電機起動停止計画決定を検討する。ここで、電力市場に参加する 36 台の発電機は全て主発電会社に所属し、また、他の比較的小規模な発電会社からの供給量は既知であると仮定し、簡単化のため負荷ノードへの注入電力としてこれらを取り扱うものとする。

次に、IEEE-118 モデル系統において、母線 76 と 118 での電圧制約違反を想定し、送電線データを付録表 2 に示すように修正した。発電機特性定数は文献 (9) と同様であるが (付録表 1)、電圧制約違反を考慮して負荷電力と負荷割合をそれぞれ付録表 3 と 4 のように設定した。また、負荷の力率はすべて 0.95 とし、母線電圧の制約は 0.95~1.05 (p.u.) とする。線路 75-118 での線路容量は 648 MW と仮定し、他の線路での容量は 700 MW に設定している。運転予備率は系統負荷の 5% とし、TAC と ASC における需要家と発電側の分担割合の一例として、 $\nu = 1.0$ および $\alpha = 0.5$ の場合について考察する。

Unit No.	Time Interval (h)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
12	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0
14	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
17	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
24	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
25	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

図2 利益最大化の運用から得られる UC パターン

Fig. 2. UC pattern obtained from benefit maximized method.

表1 母線電圧の改善 (p.u.)

Table 1. Improvement of bus voltage (p.u.).

Time interval	Without voltage constraint		With voltage constraint	
	Node 76	Node 118	Node 76	Node 118
18	0.94721	0.94872	0.95029	0.95078
19	0.94792	0.94947	0.95007	0.95091
20	0.94893	0.95039	0.95013	0.95119

〈5・2〉 最適運用計画

〈5・2・1〉 電圧制約のみを考慮する場合 図2に電圧制約のみを考慮する場合の利益最大化を目的とする UC パターンを示すが (1: 運転, 0: 停止), 後述の線路潮流と電圧制約を考慮する場合も図2と同様のパターンとなっている。

表1には電圧制約違反母線での電圧改善を示す。本論文では, 電圧制約違反が発生する負荷母線には電圧維持に必要な容量を有する調相設備があり制約違反を処理するものとしているが, 第18, 19, 20時間帯において, 母線76と118において電圧の低下がみられ, 母線76にそれぞれ34.112, 23.775, 13.452 MVarの無効電力を供給することにより電圧制約違反が解消できた。表2と図3に, 第18時間帯における VMC-OPF による電圧修正過程の一例を示す。表3に, 電圧制約考慮の前後における発電会社のコストと収入を示す。電圧下限値の制約違反が発生する場合, 図3に示す

表2 第18時間帯における電圧修正過程

Table 2. Voltage modification process at 18th time period.

Iteration	Node 76		Node 118	
	Voltage (p.u.)	ΔQ (MVar)	Voltage (p.u.)	ΔQ (MVar)
Start	0.94721	0.0	0.94872	0.0
1	0.94753	3.502	0.94894	0.0
2	0.94784	3.480	0.94914	0.0
3	0.94815	3.461	0.94935	0.0
4	0.94846	3.441	0.94955	0.0
5	0.94877	3.421	0.94977	0.0
6	0.94908	3.401	0.94997	0.0
7	0.94939	3.381	0.95018	0.0
8	0.94969	3.361	0.95037	0.0
9	0.94998	3.342	0.95057	0.0
10	0.95029	3.322	0.95078	0.0

図3 ノード76でのΔQによる電圧修正過程

Fig. 3. Voltage modification process by ΔQ at node 76.

表3 主発電会社のコストと収益

Table 3. Cost and benefit of Genco.

	Without voltage constraint	With voltage constraint
Fuel Cost (\$)	1,477,623.9	1,477,589.8
Start-up Cost (\$)	3,030.0	3,030.0
^R TAC (\$)	20,256.0	20,310.5
^Q TAC (\$)	27,445.4	27,577.4
Total TAC (\$)	47,701.4	47,887.9
ASC ^G (\$)	0.0	574.4
Total Cost (\$)	1,528,355.3	1,529,082.1
Total Income (\$)	2,458,078.5	2,458,043.5
Total Benefit (\$)	929,723.2	928,961.4

^R indicates real power; ^Q indicates reactive power; G indicates shared by Genco

表4 線路75-118での電力潮流

Table 4. Power flow on line 75-118 (MW).

Time interval	Without flow constraint	With flow constraint
t = 18	650.5	647.8

進相無効電力の投入により系統の有効電力損失が1.5 MW減少し, 主発電会社の有効電力の発電量, 燃料費が減少しているものの, TACの増加およびアンシリサービスに対するASCを分担することから, 収益が若干減少していると理解される。

〈5・2・2〉 電圧および線路潮流制約を考慮する場合 本論文では, 文献(6)の線路過負荷の処理法を用いて過負荷を解消するが, 具体例として, 重負荷となる第18時間帯における線路過負荷の発生に対しては, 並列発電機22~27の出力調整により線路75-118での潮流を表4に示すように減少することができた。

表5には利益最大化と後述のコスト最小化の場合について, 線路潮流と電圧制約を考慮した主発電会社のコストと

表 5 線路潮流と電圧制約を考慮した場合の主発電会社のコストと収益

Table 5. Cost and benefit of Genco with flow and voltage constraints.

	Proposed method	Cost minimized method
Fuel Cost (\$)	1,477,600.9	1,466,750.2
Start-up Cost (\$)	3,030.0	2,950.0
^R TAC (\$)	22,664.1	18,394.3
^Q TAC (\$)	27,552.0	24,773.5
Total TAC (\$)	50,216.1	43,167.8
ASC ^G (\$)	546.8	758.3
Total Cost (\$)	1,531,393.8	1,513,626.3
Total Income (\$)	2,457,589.0	2,381,430.5
Total Benefit (\$)	926,195.2	867,804.2

^R indicates real power; ^Q indicates reactive power; G indicates shared by Genco

表 6 第 13 時間帯における検討結果

Table 6. Simulation results at 13th time period.

	Proposed method			Cost minimized method		
Fuel Cost (\$)	71,268.7			71,035.2		
TAC (\$)	1,875.9			1,964.6		
Sum (\$)	73,144.6			72,999.8		
Unit	Output (MW)	ρ (\$/MWh)	Income (\$)	Output (MW)	ρ (\$/MWh)	Income (\$)
22	0.0	—	0.0	148.4	20.29	3011.0
23	115.3	23.64	2725.7	154.8	20.24	3133.2
24	137.4	23.76	3264.6	72.5	20.30	1471.8
25	68.95	23.50	1620.3	0.0	—	0.0
26	72.0	23.53	1694.2	0.0	—	0.0
27	128.1	23.53	3014.2	147.8	20.17	2981.1
Sum	521.8	—	12319.0	523.5	—	10597.1

表 7 線路潮流と電圧制約を考慮した場合の起動優先順位

Table 7. Priority order with flow and voltage constraints.

Benefit maximization	Unit No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Initial order	29	9	12	11	10	17	20	19	15	14	16	34	33	35	32	8	21	13
	Final order	30	20	19	32	36	34	33	35	28	31	21	29	9	17	10	12	15	14
	Unit No.	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Cost minimization	Initial order	36	30	28	18	24	25	26	31	23	27	22	3	7	6	4	2	1	5
	Final order	11	16	24	13	8	27	23	25	26	18	22	4	3	6	5	2	7	1
	Unit No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Initial order	30	32	36	34	33	28	31	20	29	19	21	35	10	9	11	17	8	12
	Final order	30	21	19	32	36	34	33	35	31	28	20	29	11	10	9	17	16	12
	Unit No.	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
	Initial order	14	16	15	13	18	22	23	27	24	4	3	7	25	5	6	2	26	1
	Final order	15	14	8	13	18	22	27	23	24	25	26	4	5	3	2	6	7	1

Unit No.	Time Interval (h)																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0
9	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1	0	0	1	1	1	1	1
19	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
28	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
29	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
30	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
31	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
36	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

図 4 コスト最小化の運用計画から求めた UC パターン
Fig. 4. UC pattern obtained form cost minimized method.

収益を示している。電圧制約のみの表 3 と比較べ、両制約を考慮することにより、TAC は過負荷解消のため増加し、また、ASC は LMP の変化により減少しているが、結果的に主発電会社の総コストは 0.15% 増加し、利益も 0.3% 減少していることがわかる。

〈5・3〉コスト最小化の運用計画との比較 最後に、コスト最小化を目的とする従来の発電計画法と提案する最適運用計画の比較を行い、両者の相違を考察する。図 4 に目的関数 (1) でのマイナス項に関するコスト最小化の運用計画での UC パターンを示すが、黒く囲った部分は図 2 の利益最大化パターンとの相違箇所を示している。また、表 5 に示すように、コスト最小化の運用計画により主発電会社

の運用コストの最小化が実現できるが、利益は減少している。即ち、同表から、利益最大化の計画ではコスト最小化に比べ運用コスト的には多少の増加 (1.17%) があるものの、利益は 6.73% 向上していることが分かる。

以下に、第 13 時間帯を例として、この原因について考察する。表 6 には、第 13 時間帯における利益最大化およびコスト最小化によるシミュレーション結果を示しているが、ここで、ユニット (Unit) は運用計画法の違いにより出力が異なる発電機を意味する。同表に示すように、提案手法はコスト最小化の運用計画に比べ、LMP がより高くなるように並列発電機を生成し、かつ、収入が 16.2% 増になっていることがわかる。また、出力が同じである残りの 30 台の発電機の LMP の平均値をみると、提案手法とコスト最小化の運用計画の場合、それぞれ 23.73、20.19 \$/MWh となり、このことも利益追求の最適運用計画がコスト最小化の計画に比べ利益が大幅に増加する一因になっていると考えられる。なお、表 7 には提案手法とコスト最小化の運用計画の場合での初期 UC パターンから求めた順位 (初期順位) および起動停止計画が終了した時点での順位 (最終順位) を示す。同表に示すように、運用手法の相違による初期順位の変化は最終順位の決定に影響し、図 2 および図 4 に示す起動停止パターンの変化にも繋がっている。

6. ま と め

有効電力の地点別限界価格によって電力価格が決定される場合を想定し、市場に参加する発電会社の利益最大化を目的とした発電計画策定に関し、無効電力を考慮した日間の発電機起動停止計画法を提案した。即ち、電圧制約違反処理を含む最適潮流計算アルゴリズム (VMC-OPF) を開発し、調相設備による母線電圧維持に対するアンシラリーサービス料金 (ASC) と無効潮流を考慮したネットワーク使用料金 (TAC) をコスト関数に導入することにより、無効電力の経済性を評価した起動停止計画決定法を示している。

提案手法により、従来の起動停止計画法では取り上げられなかった電圧制約違反の処理や無効潮流考慮による発電計画決定への影響評価、即ち、調相容量の注入による電圧維持に係るアンシラリーサービス料金の評価や、ネットワーク使用料金への影響評価など、電力市場における無効電力供給の経済性評価が可能となり、また、コスト最小化運用との相違を具体的に把握することができた。ここでは、LMP による収入を想定し利益最大化を目的に発電機の運用を決定しているが、市場への電力供給量と市場決済価格とから収入が予め想定される場合には、利益の最大化に繋がる最小コスト運用計画の決定にも提案手法の適用が可能である。

最後に、電圧制約違反処理に関して、試算例では制約違反母線が二箇所の場合の対応例を示したが、多数の制約違反が同時に発生する際、提案法では必ずしも迅速に処理できるという保証がなく、今後、多重違反に対する効率的な電圧制約処理法、更には、変圧器タップ切替や無効電力供給量制約を考慮した制約処理アルゴリズムの開発が期待される。

(平成 17 年 5 月 6 日受付, 平成 18 年 3 月 22 日再受付)

文 献

- (1) G. Zhao, M. Iguchi, and S. Yamashiro: "A Study on Unit Commitment by Using Short Run Marginal Cost", The Papers of Joint Technical Meeting on Power Engineering and Power System Engineering, IEE Japan, PE-01-79, PSE-01-73, pp.23-28 (2001-9) (in Japanese)
趙 国梁・井口 傑・山城 迪:「短期限界費用を用いた火力発電機起動停止計画に関する一考察」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研資, PE-01-79, PSE-01-73, pp.23-28 (2001-9)
- (2) S. Hunt and G. shuttleworth: "Competition and Choice in Electricity", IEEE Spectrum, pp.20-31 (1996-7)
- (3) H. Rudick: "Pioneering Electricity Reform in South America", IEEE Spectrum, pp.38-44 (1996-8)
- (4) T. Hatta and M. Tanaka: Liberalizing Electricity Markets: An Economic Analysis, toyokeizai Inc. (2004) (in Japanese)
八田達夫・田中 誠:「電力自由化の経済学」, 東洋経済新聞社 (2004)
- (5) S. Yamashiro, F. Asher, T. Uchiyuki, Y. Nakamura, T. Honma, and S. Senzaki: "A Method for Weekly Thermal Unit Commitment Scheduling", T. IEE Japan, Vol.114-B, No.12, pp.1236-1242 (1994-12) (in Japanese)
山城 迪・アッシャー・内山敏之・中村陽一・本間 武・先崎照治:「火力発電機群の週間起動停止計画法」, 電学論 B, **114**, 12, pp.1236-1242 (1994-12)
- (6) G. Zhao and S. Yamashiro: "A Method for Unit Commitment with Transmission Losses and Flow Constraint", T. IEE Japan, Vol.122-B, No.3, pp.359-368 (2002-3) (in Japanese)
趙 国梁・山城 迪:「送電損失と線路過負荷を考慮した火力発電機起動停止計画法」, 電学論 B, **122**, 3, pp.359-368 (2002-3)

- (7) D. Murata and S. Yamashiro: "Unit Commitment Scheduling by Lagrange Relaxation Method Taking into Account Transmission Losses", IEEJ Trans. PE, Vol.124, No.4, pp.546-552 (2004-4) (in Japanese)
村田大介・山城 迪:「送電損失を考慮したラグランジュ緩和法による火力発電機の起動停止計画」, 電学論 B, **124**, 4, pp.546-552 (2004-4)
- (8) A.J. Wood and B.F. Wollenberg: Power Generation Operation, and Control, Second Edition, John Wiley & Sons. Inc. (1996)
- (9) H. Ma and S.M. Shahidehpour: "Unit Commitment with Transmission Security and Voltage Constraints", IEEE Trans. Power Syst., Vol.14, No.2, pp.757-764 (1999-5)
- (10) S. Wu and S. Yamashiro: "An Economic Estimation of Reactive Power Supply Based on Marginal Cost", Proc. of the ICEE 2002, Vol.1, pp.440-445 (2002)
- (11) M. Caramanis, R. Bohn, and F. Scheweppe: "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol.PAS-101, No.9, pp.3234-3245 (1982-9)
- (12) H.H. Happ: "Optimal Power Dispatch", IEEE Trans. Power Apparatus Syst., Vol.PAS-92, pp.820-830 (1973-10)
- (13) S. Yamashiro: "Optimization of Power Flow by DC Method", T. IEE Japan, Vol.97-B, No.11, pp.679-684 (1977-11) (in Japanese)
山城 迪:「直流法による電力潮流最適化」, 電学論 B, **97**, 11, pp.31-36 (1977-11)

付 録

IEEE-118 BUS SYSTEM DATA

付表 1 発電機特性定数

app. Table 1. Characteristic constant of unit.

Unit No.	$F=a+bP+cP^2$ (\$/MWh)			Output (MW)		M U T	M D T	Initial state	SUC (\$/h)	Bus
	a	b	c	$\underline{P}$	$\bar{P}$					
1	24.389	25.547	0.0253	2.4	12	1	1	-1	0	31
2	118.91	37.964	0.0156	4	20	1	1	-1	30	46
3	118.46	37.777	0.0136	4	20	1	1	-1	30	46
4	118.91	37.964	0.0116	4	20	1	1	-1	30	103
5	119.46	38.777	0.0106	4	20	1	1	-1	30	87
6	117.76	37.551	0.012	4	20	1	1	-1	30	31
7	118.11	37.664	0.0126	4	20	1	1	-1	30	111
8	81.826	13.507	0.0096	15.2	76	3	2	3	80	12
9	81.136	13.327	0.0088	15.2	76	3	2	3	80	12
10	81.298	13.354	0.009	15.2	76	3	2	3	80	69
11	81.626	13.407	0.0093	15.2	76	3	2	3	80	54
12	217.9	18	0.0062	25	100	4	2	5	100	25
13	219.78	18.6	0.006	25	100	4	2	5	100	26
14	218.34	18.1	0.0061	25	100	4	2	5	100	65
15	216.78	18.28	0.0059	25	100	4	2	-3	100	66
16	218.78	18.2	0.006	25	100	4	2	-3	100	100
17	216.78	17.28	0.0058	25	100	4	2	-3	100	111
18	218.78	19.2	0.007	25	100	4	2	-3	100	103
19	143.03	10.715	0.0047	54.25	155	5	3	5	200	10
20	143.32	10.737	0.0048	54.25	155	5	3	5	200	49
21	143.6	10.758	0.0049	54.25	155	5	3	5	200	49
22	259.13	23	0.0026	68.95	197	5	4	-4	300	25
23	259.65	23.1	0.0026	68.95	197	5	4	-4	300	59
24	260.18	23.2	0.0026	68.95	197	5	4	-4	300	61
25	260.58	23.4	0.0026	68.95	197	5	4	-4	300	80
26	261.18	23.5	0.0027	68.95	197	5	4	-4	300	89
27	260.08	23.04	0.0026	68.95	197	5	4	-4	300	69
28	176.06	10.842	0.0015	140	350	8	5	10	500	11
29	177.06	10.862	0.0015	140	350	8	5	10	500	31
30	176.06	10.662	0.0014	140	350	8	5	10	500	49
31	177.96	10.962	0.0016	140	350	8	5	10	500	89
32	310	7.4921	0.0019	100	400	8	5	10	800	65
33	311.91	7.5031	0.002	100	400	8	5	10	800	66
34	312.91	7.5121	0.002	100	400	8	5	10	800	69
35	314.9	7.5321	0.002	100	400	8	5	10	800	80
36	313.91	7.6121	0.002	100	400	8	5	10	800	89

* $FS = SUC \times \tau$ (τ : down time); Bus indicates generator connected node

付表2 送電線特性定数 (%)
app. Table 2. Transmission line data (percent value).

<i>i</i>	<i>j</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>o/2</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>o/2</i>	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>r</i>	<i>x</i>	<i>o/2</i>
1	2	3.03	9.99	0.0	44	45	2.24	9.01	0.0	68	81	0.175	2.02	0.202
1	3	1.29	4.24	0.0	45	46	4.0	13.56	0.0	81	80	0.0	3.7	0.0
4	5	0.176	0.798	0.0	46	47	3.8	12.7	0.0	77	82	2.98	8.53	0.0
3	5	2.41	10.8	0.0	46	48	6.01	18.9	0.0	82	83	1.12	3.665	0.0
5	6	1.19	5.4	0.0	47	49	1.91	6.25	0.0	83	84	6.25	13.2	0.0
6	7	0.459	2.08	0.208	42	49	3.58	16.1	0.0	83	85	4.3	14.8	0.0
8	9	0.244	3.05	0.0	45	49	6.84	18.6	0.0	84	85	3.02	6.41	0.0
8	5	0.0	2.67	0.0	48	49	1.79	5.05	0.505	85	86	3.5	12.3	0.0
9	10	0.258	3.22	0.0	49	50	2.67	7.52	0.0	86	87	2.828	20.74	0.0
4	11	2.09	6.88	0.0	49	51	4.86	13.7	0.0	85	88	2.0	10.2	0.0
5	11	2.03	6.82	0.0	51	52	2.03	5.88	0.0	85	89	2.39	17.3	0.0
11	12	0.595	1.96	0.196	52	53	4.05	16.35	0.0	88	89	1.39	7.12	0.0
2	12	1.87	6.16	0.0	53	54	2.63	12.2	0.0	89	90	1.58	6.53	0.0
3	12	4.84	16.0	0.0	49	54	3.98	14.5	0.0	90	91	2.54	8.36	0.0
7	12	0.862	3.4	0.0	54	55	1.69	7.07	0.0	89	92	0.79	3.8	0.38
11	13	2.225	7.31	0.0	54	56	0.275	0.955	0.0	91	92	3.87	12.72	0.0
12	14	2.15	7.07	0.0	55	56	0.488	1.51	0.151	92	93	2.58	8.48	0.0
13	15	7.44	24.44	0.0	56	57	3.43	9.66	0.0	92	94	4.81	15.8	0.0
14	15	5.95	19.5	0.0	50	57	4.74	13.4	0.0	93	94	2.23	7.32	0.0
12	16	2.12	8.34	0.0	56	58	3.43	9.66	0.0	94	95	1.32	4.34	0.0
15	17	1.32	4.37	0.437	51	58	2.55	7.19	0.0	80	96	3.56	18.2	0.0
16	17	4.54	18.01	0.0	54	59	5.03	22.93	0.0	82	96	1.62	5.3	0.53
17	18	1.23	5.05	0.0	56	59	4.07	12.0	0.0	94	96	2.69	8.69	0.0
18	19	1.119	4.93	0.0	55	59	4.739	21.58	0.0	80	97	1.83	9.34	0.0
19	20	2.52	11.7	0.0	59	60	3.17	14.5	0.0	80	98	2.38	10.8	0.0
15	19	1.2	3.94	0.0	59	61	3.28	15.0	0.0	80	99	4.54	20.6	0.0
20	21	1.83	8.49	0.0	60	61	0.264	1.35	0.135	92	100	6.48	29.5	0.0
21	22	2.09	9.7	0.0	60	62	1.23	5.61	0.0	94	100	1.78	5.8	0.58
22	23	3.42	15.9	0.0	61	62	0.824	3.76	0.0	95	96	1.71	5.47	0.0
23	24	1.35	4.92	0.492	63	59	0.0	3.86	0.0	96	97	1.73	8.85	0.0
23	25	1.56	8.0	0.0	63	64	0.172	2.0	0.2	98	100	3.97	17.9	0.0
26	25	0.0	3.82	0.0	64	61	0.0	2.68	0.0	99	100	1.8	8.13	0.0
25	27	3.18	16.3	0.0	38	65	0.901	9.86	0.0	100	101	2.77	12.62	0.0
27	28	1.913	8.55	0.0	64	65	0.269	3.02	0.302	92	102	1.23	5.59	0.0
28	29	2.37	9.43	0.0	49	66	0.9	4.59	0.0	101	102	2.46	11.2	0.0
30	17	0.0	3.88	0.0	62	66	4.82	21.8	0.0	100	103	1.6	5.25	0.0
8	30	0.431	5.04	0.0	62	67	2.58	11.7	0.0	100	104	4.51	20.4	0.0
26	30	0.799	8.6	0.0	65	66	0.0	3.7	0.0	103	104	4.66	15.84	0.0
17	31	4.74	15.63	0.0	66	67	2.24	10.15	0.0	103	105	5.35	16.25	0.0
29	31	1.08	3.31	0.331	65	68	0.138	1.6	0.16	100	106	6.05	22.9	0.0
23	32	3.17	11.53	0.0	47	69	8.44	27.78	0.0	104	105	0.994	3.78	0.378
31	32	2.98	9.85	0.0	49	69	9.85	32.4	0.0	105	106	1.4	5.47	0.0
27	32	2.29	7.55	0.0	68	69	0.0	3.7	0.0	105	107	5.3	18.3	0.0
15	33	3.8	12.44	0.0	69	70	3.0	12.7	0.0	105	108	2.61	7.03	0.0
19	34	7.52	24.7	0.0	24	70	0.221	41.15	0.0	106	107	5.3	18.3	0.0
35	36	0.224	1.02	0.102	70	71	0.882	3.55	0.0	108	109	1.05	2.88	0.0
35	37	1.1	4.97	0.0	24	72	4.88	19.6	0.0	103	110	3.906	18.13	0.0
33	37	4.15	14.2	0.0	71	72	4.46	18.0	0.0	109	110	2.78	7.62	0.0
34	36	0.871	2.68	0.0	71	73	0.866	4.54	0.0	110	111	2.2	7.55	0.0
34	37	0.256	0.94	0.094	70	74	4.01	13.23	0.0	110	112	2.47	6.4	0.0
38	37	0.0	3.75	0.0	70	75	4.28	14.1	0.0	17	113	0.913	3.01	0.0
37	39	3.21	10.6	0.0	69	75	4.05	12.2	0.0	32	113	6.15	20.3	0.0
37	40	5.93	16.8	0.0	74	75	1.23	4.06	0.0	32	114	1.35	6.12	0.0
30	38	0.464	5.4	0.0	76	77	4.44	14.8	0.0	27	115	1.64	7.41	0.0
39	40	1.84	6.05	0.0	69	77	3.09	10.1	0.0	114	115	0.23	1.04	0.104
40	41	1.45	4.87	0.487	75	77	6.01	19.99	0.0	68	116	0.034	0.405	0.0
40	42	5.55	18.3	0.0	77	78	0.376	1.24	0.0	12	117	3.29	14.0	0.0
41	42	4.1	13.5	0.0	78	79	0.546	2.44	0.0	75	118	1.45	4.81	0.0
43	44	6.08	24.54	0.0	77	80	1.08	3.31	0.0	76	118	1.64	5.44	0.0
34	43	4.13	16.81	0.0	79	80	1.56	7.04	0.0					

付表3 日間負荷 (MW)

app. Table 3. Daily load data.

t	Load	t	Load	t	Load	t	Load
1	4242	7	3898	13	5245	19	5618
2	4036	8	4287	14	5126	20	5508
3	3912	9	4601	15	5074	21	5415
4	3766	10	5186	16	5108	22	5283
5	3709	11	5225	17	5375	23	4812
6	3745	12	5278	18	5695	24	4516

付表4 各母線の負荷割合

app. Table 4. Load distribution rate (%) for buses.

Node	Rate	Node	Rate	Node	Rate	Node	Rate	Node	Rate
1	0.01	23	0.002	48	0.009	75	0.006	97	0.004
2	0.009	27	0.009	49	0.01	76	0.080	98	0.005
3	0.01	28	0.004	50	0.008	77	0.017	100	0.004
4	0.01	29	0.009	51	0.009	78	0.012	101	0.005
6	0.01	32	0.01	52	0.009	79	0.013	102	0.005
7	0.009	33	0.006	53	0.01	80	0.001	103	0.007
11	0.015	34	0.007	54	0.02	82	0.012	104	0.008
12	0.008	35	0.008	55	0.022	83	0.013	105	0.009
13	0.009	36	0.005	56	0.019	84	0.017	106	0.007
14	0.008	39	0.01	57	0.015	85	0.013	107	0.01
15	0.007	40	0.01	58	0.015	86	0.020	108	0.002
16	0.005	41	0.011	59	0.01	88	0.018	109	0.002
17	0.002	42	0.011	60	0.01	90	0.029	110	0.01
18	0.008	43	0.004	62	0.019	92	0.004	112	0.007
19	0.007	44	0.004	66	0.015	93	0.004	114	0.002
20	0.007	45	0.012	67	0.019	94	0.003	115	0.006
21	0.004	46	0.005	70	0.015	95	0.003	117	0.01
22	0.004	47	0.01	74	0.008	96	0.007	118	0.104

李 相 俊 (学生員) 2001 年 7 月中国瀋陽工業大学電気工程学院電器専攻卒業。2004 年 3 月北見工業大学大学院工学研究科電気電子工学専攻博士前期課程修了。同年 4 月同大学大学院工学研究科システム工学専攻博士後期課程へ進学、現在に至る。主に電力市場環境下における発電計画に関する研究に従事。IEEE 学生員。

山 城 迪 (上級会員) 1963 年 3 月北海道大学工学部電気工学科卒業。1967 年 3 月同大学大学院工学研究科修士課程修了。1971 年 4 月北見工業大学助教授、1978 年 6 月同教授、現在に至る。工学博士。電力系統工学、電力工学の研究に従事。電気設備学会、日本太陽エネルギー学会、火力原子力発電協会、IEEE 会員。