LNG燃料消費制約を考慮した発電機起動 停止計画問題の解法

正員 永田 武 (松江高専)

正員 佐々木 博司 (広島大)

正員 多 漢 政 (広島大)

正員 藤田 秀紀 (中部電力)

正員 高山 俊昭 (中部電力)

A Solution for Unit Commitment Problem Considering LNG Fuel Constraints

Takeshi Nagata, Member (Matsue College of Technology), Hiroshi Sasaki, Member,

Hanzheng Duo, non-Member (Hiroshima University)

Hideki Fujita, Member, Toshiaki Takayama, Member (Chubu Electric Power Co.)

In this paper, an algorithm is proposed to find a quasi-optimal schedule for the short-term thermal unit commitment problem considering LNG fuel constraints.

In recent years, LNG fuel is used increasingly. As a result, LNG fuel constraints should be considered in making a unit commitment schedule. Generally, unit commitment is a non-linear combinatorial problem including discrete variables. Adding LNG fuel constraints extensively increases the complexity of the problem. To solve the problem, a two-step algorithm is developed using mathematical programming methods. First a Linear Programming problem is solved to determine the amount of LNG fuel to be consumed by each LNG unit, then a Lagrangian Relaxation approach is used to obtain a unit commitment schedule. This two-step algorithm simplifies the problem and thus has good characteristics in convergence.

To test the effectiveness of the proposed algorithm, a numerical simulation is carried out on a 46-unit thermal system over a 24-hour period. The result is obtained with the dual-gap of 0.00546.

キーワード：電力系統運用計画，発電機起動停止計画，LNG燃料消費量制約

1. まえがき

電力系統における需給計画は、年間計画、月間計画、週間計画、日間計画の順に作成され、この計画に基づいて電源の運転・補修、貯水池使用、電力融通などの概略が決定される。そして、日々の需給運用はこれらの計画を基に、実績値と予測値との誤差に適切に対応するように実行される。近年、石油ショックを契機として電源の多様化が強力に進められており、また環境へのインパクトの軽減を目指して大規模LNG火力発電所が建設されている。LNGは産出地から専用船により定期的に運搬され貯蔵されるた

め、一定期間内に一定量のLNGを使用しなければならない。ところが、負荷率の悪化に伴い、在来の石油火力と同様に週末はもとより平日の深夜帯にも一部のLNG発電機の停止を余儀なくされる状況になっている。このように最近の需給運用では、従来の火力機の起動停止計画に加えて、燃料消費量制約も考慮したLNG発電機の起動停止計画の役割が以前にも増して大きくなっている。

発電機起動停止計画は、電力需要と各種の運転制約を満足させながら、考察期間内で最適な各時間帯毎の発電機の起動停止および発電出力を求める問題であり、数学的には組合せ最適化問題として定式化される。これまでに研究が

されている方法は、ヒューリスティックによる方法、数理解画法による方法、ニューロコンピューティングや遺伝的アルゴリズムなどの新しい問題探索手法による方法の三つに大別される。

まず、第一の方法^(1,2)は、現在実用化されているものであり、計画者が従来実施している方法を幾つかの処理単位にまとめ手続き型言語を用いて構築したものである。この方法は知識ベースを用いた方法にも変更可能であり、今後そのアルゴリズムの改良により発展する可能性も大きいですが、本質的に最適性の保証がないのが難点である。

次に、数理解画法に基づく方法は、発電費用と遷移費用（起動停止費用）の合計を最小化するという目的関数を、需給バランスや運転予備力などの数々の制約条件を満足させながら最小化する最適解を求める方法である。動的計画法^(3,4)、分枝限定法^(5,6,7)、ラグランジュ緩和法⁽⁸⁻¹⁵⁾などの手法が適用されているが、中でもラグランジュ緩和法による方法は、双対ギャップの問題を有しているものの大規模な問題への適用も可能であり、実用上有効な方式である。ただし、この方式に燃料消費量制約を取り入れようとすると収束性が極端に低下し、許容できる双対ギャップ内への収束が困難になってしまうという欠点がある。

一方、第三の方法は人間の脳の仕組みを模倣したニューロコンピューティング⁽¹⁶⁾や、遺伝的アルゴリズム⁽¹⁷⁾などの最適化あるいは探索の手法を用いて、従来困難とされてきた大規模な組合せ最適化問題を解こうとするものである。大規模モデルに対して満足できる解を得る可能性を秘めた方法であるが、解の最適性の保証はないという欠陥があり、実用化については今後一層の研究が必要である。

燃料制約を取り扱った起動停止に関する論文には、文献(10)、(12)、(18)がある。文献(10)と(12)は、燃料制約のある発電機の燃料の日使用量が既知と仮定し、発電機を普通の火力発電機、燃料制約のある発電機、揚水式発電機の三つに分割して解くものであるが、シミュレーション結果が示されていない。また、文献(18)では繰返最適化のアルゴリズムにより月間計画を解く方法が提案されている。この方法は無制約の起動停止パターンから出発して、段階的に制約を織り込んでいき、逐次運用パターンをヒューリスティックに更新しながら解を求めている。この方法は実用的であるが、著者も述べているように最適性の保証がないのが難点である。従って、一定量の燃料を消費するという制約付きの起動停止計画問題は今までうまく解かれていないのが実状である。そこで、本論文は、燃料制約のある発電機グループを含む火力発電機群の起動停止計画問題に対して、線形計画法とラグランジュ緩和法に基づいて二段階の解法を提案する。

本論文の目的は、大規模系統の問題に対して有効であるラグランジュ緩和法をベースにして、従来困難であった燃料消費量制約も考慮した起動停止計画問題を解く方法を提案することにある。LNG燃料消費量制約を考慮する場合には、入船間隔により考察期間が一カ月におよぶ月間計画

の範疇に属する大規模な問題になるため、現状の数理解画法の技術によりそのまま解くことはできない。そこで、本論文では月間計画の範疇に属するこの複雑な問題を解くための最初のアプローチとして、月間計画においてLNG使用量がなんらかの数理解画法的方法により最適な一日当りの使用量に分配されているという仮定を設け、日間計画としてLNG消費量も考慮した発電機起動停止計画問題の解法を試みることにする。本提案手法によると、この問題は二段階の副問題に分割され実用的な時間内に最適解を求めることが可能になる。

本論文の方式の特徴は以下の二点である。

(i) LNG消費量制約を考慮するために原問題を一括して解くのではなく、日間LNG使用量配分問題と日間発電機起動停止計画問題の二つの副問題に分割して解く方法を提案していること。

(ii) 日間発電機起動停止計画問題を効率的に処理するために、日間LNG配分問題の結果から得られる結果を用いて実質的な問題規模の縮小化を図っていること。

本方式を、発電機46台（18台がLNG発電機）の24期間からなるモデルシステムに適用すると、双対ギャップ0.00546の解を処理時間は39秒（東芝AS4080(SPARC station 10)）で得ることができる。

2. 提案方式の説明

〈2.1〉 基本的考え方 提案する発電機の起動停止計画の基本的な考え方は、以下のとおりである。

(1) まず、一日に消費すべきLNG使用量 $[t/day]$ が既知であるとして、これを m 台のLNG発電機に経済性を考慮して配分する。この日間LNG配分計算には、燃料費最小化を目的関数とする線形計画法を用いる。この結果、効率の良い発電機でのLNG消費が優先される結果となり、そのような発電機は最高出力で一定運転することになり、一部のLNG発電機のみ出力を変動することになる。従って、燃料消費量制約を実際に考慮すべきLNG発電機の総数を著しく低減でき、その結果、起動停止計画問題の困難さを軽減できる。

(2) 次に、計画対象の全発電機に対して、一日の各時間帯毎の発電機の運転計画（起動・停止・発電出力）を決定する。この日間発電機起動停止計画計算には、ラグランジュ緩和法による方法に燃料消費量制約を追加したものを用いる。この際、(1)で述べたように大部分のLNG発電機を計算対象から除外できるため、収束特性が良好になる。

図1は、本提案の起動停止計画の流れを示している図である。この図に示すように、提案する手法は発電機の起動停止計画を発電機毎LNG最適配分計算と日間発電機起動停止計画計算の二段階の処理に分けて計算するものである。

図1 提案手法の流れ

Fig.1 The processing flow

3. 発電機起動停止計画問題の定式化

〈3.1〉 日間LNG配分計画 ここでは本手法における第一段階として、LNG発電機へのLNG消費量割り当てを決定する方法について述べる。LNGは産出国から専用船により定期的に運搬され貯蔵設備に貯蔵され、次回の入船までに一定量のLNGを消費する。一般に、一つの貯蔵設備から複数のLNG発電機に供給されているが、各発電機の発電単価は発電機の容量や効率の相違などにより異なっている。また、次回の入船までに一定量のLNGは必ず消費しなければならないからこれが制約条件になる。ここでは、問題を簡単にするために、一日当たりのLNG消費量があらかじめ決定されているとして定式化すると以下のようになる。

(1) 目的関数 全LNG発電機のLNG消費に要する費用の最小化を目的として次式で与える。

$$\min \sum_{\ell \in \mathcal{R}} C_{\ell} \cdot x_{\ell} \quad (1)$$

ただし、 $\mathcal{R}$ はLNG発電機の全体集合、 C_{ℓ} は ℓ 発電機のLNG単価 [円/t]、 x_{ℓ} は ℓ 発電機の日間LNG消費量 [t/day]である。

(2) 制約条件 一日当たりのLNG総消費量を既知としており、また各発電機の最大の消費量は規定されているから次式となる。

$$\sum_{\ell \in \mathcal{R}} x_{\ell} = V \quad (2)$$

$$0 \leq x_{\ell} \leq U_{\ell} \quad (3)$$

ここで、 V は日間LNG総消費量 [t/day]、 U_{ℓ} は ℓ 発電機の日間LNG最大消費量 [t/day]である。

この問題は線形計画問題であるからシンプレックス法で容易に解くことができる。この結果、発電単価の安い発電機を優先した発電計画が求められる。すなわち、効率のよ

い発電機は定格最大消費量（最大出力）で運転する結果が得られるため、これらの発電機は次に示す第二段階の発電機起動停止計画の対象発電機から除外して考えることができる。なお、(1)～(3)式は連続ナップサック問題であり、目的関数の減少に効果のある発電機から順次最大出力で運転していくので、最後に着目された一台の発電機がLNG消費量（発電出力値）の調整用発電機として作用するという特徴がある。このことは、 m 台のLNG発電機の大部分の運転方式が決定されたことを意味し、貯蔵設備数 s ($s \ll m$) 毎に一台のLNG発電機のみを次に示す第二段階の起動停止計画問題で考慮すれば良いことを示している。

〈3.2〉 日間発電機起動停止計画 次に、本手法の第二段階として、燃料消費量制約を有する発電機の起動停止計画を決定する方法について述べるが、この方法は文献(9)で提案されているラグランジュ緩和法による方法に、燃料消費量制約を追加したものである。

(1) 目的関数 一般に、この発電機起動停止計画問題において最小化すべき目的関数は、運転コストおよび起動コストの和である。

まず、発電機の燃料コストは、その出力 p_i の関数であるが、本研究では簡単のために以下の線形関数を使用する。

$$f_i(p_i^t) = \alpha_i + \beta_i p_i^t \quad (4)$$

ただし、 p_i^t は発電機 i の期間 t の出力である。

一方、起動コストは発電機の停止時間と共に増加する関数となる。なぜならば、停止時間が長くなる程ボイラとタービンは冷却され、予熱に要する費用が高くなるからである。起動コストは一般に以下の式で表わされる。

$$\gamma_i \left(1 - e^{-\frac{\tau}{\tau_i}} \right) + \delta_i \quad (5)$$

ここで、 τ = 停止時間、 γ_i は冷却した状態からの起動（cold start）コスト、 τ_i は発電システムの冷却速度、 δ_i は運転員のコストと発電機の補修コストの和、これは発電機の起動回数に比例する。

従って、発電機数を n 、考察期間を T とすると、目的関数は次式のようにになる。

$$\min_{u_i^t, p_i^t} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n \left[(\alpha_i + \beta_i p_i^t) u_i^t + \left[\gamma_i \left(1 - e^{-\frac{\tau}{\tau_i}} \right) + \delta_i \right] u_i^t (1 - u_i^{t-1}) \right] \quad (6)$$

ここで、 u_i^t は発電機 i の期間 t における状態（0：停止、1：起動）を示す0-1変数。

(2) 制約条件 次に制約はカップリング制約とローカル制約と2種類に分類することができる。

まず、カップリング制約は考慮対象発電機全てに関係するものであり、以下のものを考慮する。

(i) 需給バランス制約 発電機の出力の総和は需要と損

失の合計 C' に等しくなければならない。

$$\sum_{i=1}^n p_i' = C' \quad (7)$$

(ii) 予備力制約 予測不能の外乱（発電機や送電線のトリップまたは予想外の需要の増加）に対応するには、停止中の発電機の起動には数時間もの時間を要するので、運転中の発電機の出力を増加させなければならない。従って、次式で示す瞬動予備力が必要である。

$$\sum_{i=1}^n u_i' p_i^{\max} \geq C' + R' \quad (8)$$

ここで、 $p_i^{\max}$ は発電機 i の最大出力、 R' は運転予備力である。

(iii) 燃料消費量制約 既に述べたように、LNG 発電機毎に燃料消費量制約を考慮する必要がある。

$$\sum_{t=1}^T p_t' = G_t \quad (\ell \in \mathcal{R}) \quad (9)$$

ただし、 G_t は電力量に換算した燃料消費量である。

次にローカル制約は、各発電機毎に独立に考慮すべき制約であり、以下の制約を考慮する。

(iv) 発電機出力制約 発電機が起動中ならその出力は必ず上限値 ($p_i^{\max}$) と下限値 ($p_i^{\min}$) の間にある。

$$u_i' p_i^{\min} \leq p_i' \leq u_i' p_i^{\max} \quad (10)$$

(v) 技術的制約 設備の疲労限界から、最小運転時間と最小停止時間が必要になる。

〈3.3〉 ラグランジュ緩和法 この問題は以下に示すラグランジュ緩和法を用いて解くことができる。

主問題：

$$\min_{u_i', p_i'} F(p_i', u_i') \quad (11)$$

subject to

- ・カップリング制約 (7)~(9)式
- ・ローカル制約

$$g_i(p_i', u_i') \leq 0, \quad i=1 \dots n \quad (12)$$

関数 F は燃料費と起動費の総和を表しているが、各発電機に分解することができる。

$$F(p_i', u_i') = \sum_{i=1}^n f_i(p_i', u_i') \quad (13)$$

ラグランジュ乗数 (λ, μ, ξ) を導入するとラグランジュ関数は次式で与えられる。

$$\begin{aligned} \min_{u_i', p_i'} \mathcal{L}(p_i', u_i', \lambda', \mu', \xi_i) = & F(p_i', u_i') \\ & - \sum_{i=1}^n \left[\lambda' \left(\sum_{i=1}^n p_i' - C' \right) + \mu' \left(\sum_{i=1}^n u_i' p_i^{\max} - C' - R' \right) \right] \\ & - \sum_{i \in \mathcal{R}} \xi_i \left(\sum_{t=1}^T p_t' - G_t \right) \end{aligned} \quad (14)$$

従って、双対問題は次式のように書ける。

双対問題：

$$\max_{\lambda', \mu'} \left\{ \min_{u_i', p_i'} \mathcal{L}(p_i', u_i', \lambda', \mu', \xi_i) \right\} \quad (15)$$

subject to

$$g_i(p_i', u_i') \leq 0 \quad i=1 \dots n \quad (16)$$

図2に提案手法の処理フロー示す。以下、図に従って説明する。

[1] 日間LNG配分計画 本手法の第一段階としての処理である。一日当たりのLNG総消費量と各LNG発電機の最大消費量を制約条件として、LNG消費に要する費用の最小化を目的関数としてシプレックス法で求める。

[2] 変数の初期化 ラグランジュ L 、目的関数の値 OBJ およびラグランジュ乗数の初期化を行う。

[3] 分解された問題の動的計画法による求解 各発電機毎に分解された問題 ((15)~(16)式) を動的計画法により求める。

[4] LNG消費量制約を満足するように p_i' を調整 もし、処理 [3] の結果、予備力制約を満足する場合にはLNG消費量制約を満足するようにLNG発電機の出力を変更する。具体的には、LNG発電機毎にLNG消費量 (9)式の G_t を調べ、LNG消費量制約を満足しない場合には以下のように p_i' を調整する。まず、LNG消費量が多過ぎる場合は、需要の小さい時間帯を優先して着目し当該期間の発電電力を発電機出力の下限値を考慮しながら低下（減発）させる。この期間の調整後もLNG消費がなお多過ぎれば、次に需要の小さい時間帯に対して同様の処理を行う。一方、LNG消費量が不足の場合は、需要の大きい時間帯を優先して着目し当該期間の発電電力を発電機出力の上限値を考慮しながら増加（増発）させる。この期間の調整後もLNG消費がなお不足ならば、次に需要の大きい時間帯に対して同様の処理を行う。

[5] 需給バランス制約を満足するように p_i' を調整 時間断面毎に需給バランスを調べ、発電機の上下限値を考慮しながら発電機出力を調整する。また、ラグランジュ関数の値 L と計算し、今までに得られたものより値が大きければその値で更新する。

[6] ラグランジュ乗数の更新 上記 [3] ~ [5] の処理を行っても目的関数値 OBJ の改善が行われなかった場合

図2 提案方式の処理フロー

Fig.2 Flow chart of the proposed algorithm

には、再度ラグランジュ乗数を更新して同上の処理を行う。一般に、このラグランジュ乗数の更新の仕方により解の質や計算時間が大きく変化することが知られているが、ここでは文献(9)の付録で述べられている方法を用いている。

[7] 双対ギャップの計算 目的関数値OBJが改善された場合には、本処理にて双対ギャップを計算し、また解 (p_i^t, u_i^t) を格納する。そして、この双対ギャップがあらかじめ設定された値以下にならなければ、再び[6]の処理でラグランジュ乗数を更新して[3]の処理に戻り一連の反復処理を行う。一方、双対ギャップが許容範囲内に収まればこの反復処理を終了し、この解を最終解とする。

4. 実行結果および考察

〈4.1〉 ケーススタディの条件

本方式を表1に示す46台の発電機(18台がLNG発電機)からなるモデルに適用した。紙面の都合で発電機種別と最小/最大出力のみ示す。本モデルのLNG貯蔵設備は二箇所とし、それぞれ発電機No.4~No.14(除No.12)と発電機No.27~No.34のLNG発電機の燃料をまかなっているものとする。表2に総電力需要における火力分担分の電力需要の予測値を示す。

表1 発電機データ

Table 1. Generator parameters

発電機No.	種別	最小出力(MW)	最大出力(MW)	発電機No.	種別	最小出力(MW)	最大出力(MW)
1		100	375	24		50	220
2		100	375	25		50	220
3		125	500	26		50	220
4	LNG	50	220	27	LNG	125	375
5	LNG	50	220	28	LNG	125	375
6	LNG	50	220	29	LNG	200	500
7	LNG	60	112	30	LNG	300	700
8	LNG	60	112	31	LNG	210	700
9	LNG	60	112	32	LNG	525	854
10	LNG	60	112	33	LNG	525	854
11	LNG	60	112	34	LNG	210	700
12		7	7	35		90	220
13	LNG	210	700	36		90	375
14	LNG	210	700	37		90	375
15		50	220	38		125	375
16		50	220	39		210	700
17		125	375	40		210	700
18		125	375	41		210	700
19		125	375	42		150	500
20		160	500	43		150	500
21		40	156	44		175	700
22		60	220	45		175	700
23		60	220	46		65	156

表2 需要電力予測値(MW)

Table 2. Load focaseted data

時間	1	2	3	4	5	6	7	8
需要	5762	5829	5695	5494	5226	5293	5963	7370
時間	9	10	11	12	13	14	15	16
需要	9916	11189	11524	11658	10251	11895	12060	11792
時間	17	18	19	20	21	22	23	24
需要	11658	10385	9849	9447	8844	8643	8308	7906

〈4.2〉 計算結果および考察

(1) 日間LNG配分計画結果 このモデルにおける18台のLNG発電機に対して日間LNG配分計画をシンプレックス法により求めた結果を表3に示す。同表において日間電力量が零の発電機は一日中停止しているもので、*

印を付した発電機は最大出力での24時間運転に対応するものである。これらの発電機は第二段階の発電機起動停止計画時にはもはや考慮する必要がないというのが本提案のアイデアである。

(2) 発電機起動停止計画結果 次に、燃料消費量制約も考慮した発電機停止計画計算の結果について述べる。前述のように18台存在していたLNG発電機は、LNG貯蔵設備毎の2台のみ考慮すればよいから、問題規模の著しい縮小化が実現されている。図3に計算結果を示す。この結果は反復回数986回で双対ギャップ0.00546の解である。2台のLNG発電機の燃料消費量制約も満足する解が得られている。処理時間は39秒(東芝AS4080(SPARC station10))であった。図4はこの2台のLNG発電機の運転計画を示している。なお、同一の問題を直接第二段階の発電機起動停止計画計算の入力とした場合は(18台のLNG発電機の燃料消費量制約を考慮)、制約条件のほとんどが満足されず双対ギャップの減少が停滞し3時間で計算を打ち切った。

表3 日間LNG配分結果

Table 3. Result of LNG generator planning

発電機 No.	日間電力量 (MWh)	発電機 No.	日間電力量 (MWh)
4	5280*	27	0
5	5280*	28	0
6	0	29	8400
7	0	30	0
8	0	31	16800*
9	0	32	20496*
10	0	33	20496*
11	0	34	16800*
13	2772	-	-
14	16800*	-	-
合計	30132	合計	82992

図3 計算結果

Fig. 3 Computation result

5. あとがき

本論文では、LNG燃料消費量制約を考慮した大規模な発電機起動停止計画問題を効率よく解く方法について提案した。本論文で提案した方法は本問題を日間LNG配分問題と発電機起動停止計画問題の二段階の副問題に分解して解くものである。このような考え方をを用いることにより、大規模な問題の性質を損なうことなく実質的な問題規模の縮小化が行え効率よく解を得ることができている。この方法に従ったプログラムを作成し、発電機46機からなるモデルシステムに適用してその性能を評価し、効率的に解を得ることができた。本提案で前提になっている一日当たりのLNG燃料総消費量は、年間あるいは月間における輸送船の配船計画に基づいて決定されるべきであるが、その計画に誤りがあると需要が逼迫している場合にも、LNG発電機が並列できないという事態になりかねない。今後は、このような年間あるいは月間計画とリンクした総合的な発電機起動停止計画システムを目指していく必要があろう。

(平成8年1月29日受付、同年6月20日再受付)

No. 13 発電機

No. 29 発電機

図4 LNG発電機運転計画例

Fig. 4 An example for LNG unit's planning

文 献

- (1) 大庭, 磯田, 児玉, 杉山, 西森: 「週間需給計画計算システムの開発—火力・揚水運用計画計算—」, 電気学会論文誌, vol. 103, No. 9, pp.619-625 (1984).
- (2) 山城, F.Asher, 内村, 中村, 本間, 先崎: 「火力発電機群の週間起動停止計画」, 電気学会論文誌, vol. 114-B, No. 12, pp.1236-1242 (1994).
- (3) C.K.Pang, M.C.Chen: "Optimal Short-Term Thermal Unit Commitment", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-95, No. 4, pp. 1336-1346 (1976).
- (4) W.L. Snyder, Jr., H.D.Powell, J.C. Rayburn: "Dynamic Programming Approach to Unit Commitment", IEEE Trans. on PAS, vol. PWR-2, No. 2, pp. 339-350 (1987).

- (5) 大内, 加地: 「火力発電機群の起動停止問題に対する分枝限定法による解法」, 電気学会論文誌, vol. 95, No. 10, pp.461-468 (1975).
- (6) G.S. Lauer, D.P. Bertsekas, N.R. Sandell, Jr., T.A. Posbergh: "Solution Of Large-Scale Optimal Unit Commitment Problems", IEEE Trans. on Automatic Control, vol. AC-28, No.1, pp.1-11 (1982).
- (7) A.I. Cohen, M. Yoshimura: "A Branch-and-Bound Algorithm for Unit Commitment", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-102, No.2, pp.444-451 (1987).
- (8) J.A. Muckstadt, S.A. Koenig: "An Application of Lagrangian to Scheduling in Power-Generation Systems", Operation Reserch, vol. 25, No. 3, pp.387-403 (1977).
- (9) A.Merlin, P.Sandrin: "A New Method for Commitment at Electricite de France", IEEE Trans. on PAS, vol. PAS-102, No. 5, pp. 1218-1225 (1983).
- (10) 青木, 一森, 佐藤, 伊藤, 園田, 柵木: 「火力・燃料制約のある火力・揚水発電所からなる大規模システムの最適起動停止計画」, 電力技術研資, PE-85-27, pp.69-78 (1985).
- (11) 七原: 「ラグランジュ緩和法による火力機並解列計画手法の実規模問題への適用」, 電力技術研資, PE-86-97, pp.61-70 (1986).
- (12) 青木, 一森, 佐藤, 伊藤, 柵木: 「火力・燃料制約のある火力・揚水発電所からなる大規模システムの最適起動停止計画」, 電力技術研資, PE-86-98, pp.71-80 (1986).
- (13) 七原: 「ラグランジュ緩和による火力機並解列手法に関する一検討」, 電力技術研資, PE-87-95, pp.165-174 (1987).
- (14) R.Baldik: "The Generalized Unit Commitment Problem", IEEE Summer Meeting, 94 SM 571-0 PWRs (1994).
- (15) J.J.Shaw: "A Direct Method for Security-Constrained Unit Commitment", IEEE Summer Meeting, 94 SM 591-8 PWRs (1994).
- (16) H. Sasaki, M. Watanabe, R. Yokoyama: "A Solution Method of Unit Commitment by Artificial Neural Networks", IEEE Trans. on PAS, vol. 7, No. 3, pp. 974-981 (1992).
- (17) S.A. Kazarlis, A. G. Bkirtzis, V. Petridis: "A Genetic Algorithm Solution to Unit Commitment Problem", IEEE Winter Meeting, 95 WM 152-9 PWRs (1995).
- (18) 山城, F.Asher, 内村, 中村, 本間, 先崎: 「火力発電機群の週間起動停止計画」, 電気学会論文誌, vol. 114-B, No. 12, pp.1236-1242 (1994).

永田 武

(正員) 1954年9月28日生。1980年3月広島大学大学院博士課程前期修了。同年4月(株)東芝入社。国内外の電力系統計算機制御システムの開発に従事。1989年9月松江工業高等専門学校講師, 1991年4月同助教授, 現在に至る。工学博士。主として, 電力系統運用・計画の自動化に関する研究に従事。IEEE会員。

佐々木 博司

(正員) 1941年3月10日生。1968年3月早稲田大学大学院博士課程修了。同年広島大学工学部講師, 1980年10月第二類(電気系)助教授, 1989年11月同教授, 現在に至る。工学博士。主として, 電力系統の過渡安定度, 状態推定, 最適潮流計算, エキスパートシステムの応用に関する研究に従事。IEEE, CIGRE, 日本太陽エネルギー学会, 情報処理学会, エネルギー・資源研究会会員。

多 漢 政

(非会員) 1963年2月7日生。1985年清華大学電気工学科卒業。同年華中電力入社。1996年広島大学工学研究科博士課程前期修了。同年博士課程後期進学, 現在に至る。電力系統計画に関する研究に従事。

藤田 秀紀

(正員) 1951年3月28日生。1973年3月名古屋大学工学部電気学科卒業。同年4月中部電力(株)入社。1995年3月名古屋大学大学院工学研究科博士課程(在職)修了。現在中部電力電力技術研究所研究主査。工学博士。電力系統に関する研究に従事。1990年電気学会進歩賞受賞。IEEE会員。

高山 俊昭

(正員) 1961年11月4日生。1986年3月京都大学工学部電気工学科卒業。同年4月中部電力(株)入社。系統運用業務等を経て, 現在同社電力技術研究所電力システムグループにて電力系統に関する研究に従事。