Daily Integrated Generation Scheduling for Thermal, Pumped-Storage Hydro and Cascaded Hydro Units and Purchasing Power Considering Network Constraints

Toshiyuki Sawa Senior Member (Hitachi, Ltd., toshiya.sawa.zu@hitachi.com)
 Yasuo Sato Member (Hitachi, Ltd.)
 Mitsuo Tsurugai Member (Hitachi, Ltd.)
 Tsukasa Onishi Member (Hitachi, Ltd.)

Keywords: unit commitment, quadratic programming, interior point method, hydrothermal, minimum up- and down-times, network constraints

Deregulation of electric power industries has been spreading extensively. In Japan ten vertically integrated utilities operate and manage the power system for their region. To be competitive under these conditions, utilities must reduce operating costs and manage transmission congestion in their region. Therefore a solution that satisfies all constraints including system security and transmission line flow constraints is required for the utilities managing power systems. The generation scheduling problem is a complex and large-scale mixed integer programming problem.

The objective of generation scheduling problem is to minimize total operation costs, that is, the sum of generation and unit start-up costs over the scheduling horizon. We have developed an innovative power generation scheduling method using quadratic programming (QP). The advantage of using our method is that it simultaneously solves unit commitment and economic load dispatch. We relax the binary variables of the unit state into continuous variables to apply QP to this problem. We also add the penalty term to converge the value of those variables to 0 or 1 to the objective function; the sum of fuel costs and start-up costs. This penalty term depends on per-unit fuel cost. The possibility of its variable converging to zero increases as the cost increases. Figure 1 shows the procedure for scheduling generation using the proposed method. To speed convergence of variables u_{it} , maximum iteration number d_{max} is set at four, and the penalty-weighting factor w^d is zero or 10^d when iteration number d is zero or above, respectively.

The developed method was applied to a test system of daily

Fig. 2. Test system

Table 1. Generation costs
(Normalized by generation costs of conventional method)

Method	Conventional	Proposed	Lower Bound
Costs	1.00000	0.99916	0.99335

Fig. 3. Power flow in each power flow limit case

Fig. 1. Procedure for scheduling daily generation

generation scheduling that consisted of 29 thermal units, two pumped-storage units, four cascaded-hydro units, and one transmission (Fig. 2).

Table 1 shows generation costs. We use the priority list method as the conventional method. The schedules by the conventional and proposed methods satisfy all constraints and are feasible. The lower bound costs in the third column are the first iteration costs calculated by the proposed method. This schedule is not feasible. Total generation costs are reduced by 0.084%.

The proposed method considering network constraints provided a feasible solution for all six cases (Fig. 3). As the power flow limit decreases, the difference increases. The differences between the solutions obtained with the proposed method and the optimal solutions amount to only 0.5% to 1.0%.

The schedule satisfied all constraints, i.e., load-power balance, operation reserve, power flow, minimum up/down-times, and fuel consumption. This result shows that the developed method is effective.

潮流制約を考慮した火力、揚水、水力及び融通の 統合翌日運用計画作成

上級会員 澤 敏之* 正員 佐藤 康生*
正員 鶴貝 満男** 正員 大西 司**

Daily Integrated Generation Scheduling for Thermal, Pumped-Storage Hydro and Cascaded Hydro Units and Purchasing Power Considering Network Constraints

Toshiyuki Sawa*, Senior Member, Yasuo Sato*, Member, Mitsuo Tsurugai**, Member, Tsukasa Onishi**, Member

We have developed an innovative power generation scheduling method using quadratic programming (QP). The advantage of using our method is that it simultaneously solves unit commitment and economic load dispatch. We relax the binary variables of the unit state into continuous variables to apply QP to this problem. We also add the penalty term to converge the value of those variables to 0 or 1 to the objective function; the sum of fuel costs and start-up costs. This penalty term depends on per-unit fuel cost. The possibility of its variable converging to zero increases as the cost increases. This method was applied to a test system of daily generation scheduling that consisted of 29 thermal units, two pumped-storage units, four cascaded-hydro units, and one transmission. The schedule satisfied all constraints, i.e., load-power balance, operation reserve, power flow, minimum up/down-times, and fuel consumption. This result shows that the developed method is effective.

キーワード：起動停止計画，二次計画法，内点法，火力水力，最小連続運転・停止時間，潮流制約

Keywords: unit commitment, quadratic programming, interior point method, hydrothermal, minimum up- and down-times, network constraints

1. まえがき

規制緩和，電力自由化は欧米で先駆けて開始され，卸電力取引所や系統運用者が設置されている。日本においても，経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の2003年2月に電気事業分科会より「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」⁽¹⁾が報告され，2005年4月より卸電力取引所での電力取引が開始された。

国内の電力自由化では諸外国との電気料金の格差を是正することが目的のひとつであった。2000年3月の2000kW，20kV以上の需要家（電力量の26%）を対象とした小売部分自由化に始まって，2004年4月の500kW（電力量の40%），2005年の50kW（電力量の63%）と小売自由化の範囲が拡大している。一般電気事業者と新規参入者PPSはお互い

に小売部門で競争にさらされている。一般電気事業者の支出に占める発電コストの割合は30%程度である。一般電気事業者がより一層競争力を高めるためには，現状の高い供給信頼度を維持しながら発電コストを低減することが重要課題のひとつである。この発電コストの削減に直結するのが発電所運用計画である。

発電所運用計画問題は発電機の起動停止問題と負荷配分問題からなり，前者は組合せ問題であり，後者は非線形計画問題となっている。すなわち，非線形混合整数計画問題となっており，一般電気事業者の発電設備を対象とした大規模な問題を最適化するのは事実上不可能である。このため，近似的な数々の手法が提案されている⁽²⁾。運用者にとって火力発電所の起動停止計画を作成する最も基本的な手法は優先順位法^{(3)~(6)}である。この手法は予備力を満たすように定格出力での発電単価が安い発電機から起動していき，作成された計画を運用者が理解しやすく，簡単な方法であるにもかかわらず比較的発電コストを安くできる手法である。厳密な最適解を求めることができる動的計画法^{(7)~(10)}や分枝限定法^{(11)~(13)}による手法も開発されているが，計算時間が膨大になることから実規模問題を解くことはできていない。このため，計画作成の一部に動的計画法を使う方法が

* (株)日立製作所 日立研究所

〒319-1292 日立市大みか町 7-1-1

Hitachi Research Laboratory, Hitachi Ltd.

1-1, Omika-cho 7-chome, Hitachi 319-1292

** (株)日立製作所 情報制御システム事業部

〒319-1293 日立市大みか町 5-1-1

Information & Control Systems Div., Hitachi Ltd.

1-1, Omika-cho 5-chome, Hitachi 319-1293

いくつかある。代表的な方法にラグランジュ緩和法^{(14)~(19)}がある。この方法は大规模問題が扱えることが特徴で、発電機毎に独立に動的計画法を使って起動停止計画を作成する処理と需給バランスを満たすように時間断面毎のラグランジュ乗数の修正処理を交互に繰り返す方法である。但し、収束性の問題があることが指摘されている。同様に、動的計画法を利用する方法として、Unit Decommitment⁽²⁰⁾⁽²¹⁾がある。この方法は、すべての発電機を運転状態から発電機毎に動的計画法により停止発電機を確定していく方法であり、一度停止した発電機の計画を修正しないので、必ず収束することが保障されており、高速である。但し、燃料消費制約などの制約を考慮することは難しい。最近では組合せ最適化問題の近似解法として注目を浴びている遺伝的アルゴリズムやタブサーチ法を使った方法も提案されている。遺伝的アルゴリズム^{(22)~(24)}の特徴は、生物の進化を模擬して集団で最適解を求めることである。但し、単純にコーディングした遺伝子とすると探索空間が広がってしまう問題がある。また、乱数を使うため、同一問題に対して得られる解が異なることがあるため、運用者から見てわかりにくい課題がある。タブサーチ法⁽²⁵⁾⁽²⁶⁾もヒューリスティクスの1つであるが、遺伝的アルゴリズムと比較して、相対的に高速であり、乱数を使わないので、同一の問題に対して同じ解が得られる特徴がある。但し、相対的に高速ではあるが、対象問題の特徴をうまく取り入れて適切な空間を探索するようにすることが重要である。電力自由化に対応してセキュリティを考慮した方法⁽¹⁸⁾⁽²⁷⁾が提案されている。

発電所運用計画問題については、上記で挙げたいずれの方法も、まず発電機の起動停止問題を解いて、次に負荷配分問題を解くという2つのステップをとっている。このため、起動停止と負荷配分にかかわる各種の運用制約を同時に考慮するとともに、起動停止と負荷配分を最適化することが難しいが。そこで、組合せ最適化問題である火力発電機の起動停止問題に対して、その起動停止変数を連続値に緩和することにより、二次計画法を用いて火力、揚水および水力の負荷配分計画も同時に解く定式化方法を開発した。本論文ではこの開発した定式化方法と実規模問題に適用したシミュレーション結果について述べる。

2. 翌日運用計画問題の定式化

〈2・1〉 従来の運用計画作成の課題 従来の翌日運用計画作成の手順について説明する。計画作成にあたっては、最初に需要実績、気象予報等を元に翌日の総需要予想を行う。次に、原子力発電の他に水力発電および融通電力も固定供給力として、総需要予想値から差し引いて、火力揚水発電による供給力分を決める。最後に、可変供給力として扱う火力発電所、揚水発電所のスケジュールを系統運用制約、発電所の運用制約等を考慮して起動停止計画、負荷配分計画を作成している。ここで、火力、揚水発電所の計画を作成するときは、最初に火力発電所の起動停止計画と負荷配分計画を作成し、次にこの計画結果を前提として揚水

発電所の計画を作成するという手順が通常とられている。

以上のように、それぞれの供給力種別毎の特性に応じて、順次計画を確定しながら、各供給力の計画を作成しているのが現状である。このため、供給力全体でみたときには必ずしも最適化がなされているとは言えない。より最適な計画を作成するために、火力、揚水発電所とともに、水力、融通電力も可変供給力と考え、それらを統合的に捉えて、同時に計画を作成することにより、発電費用の抑制を図る計画を作成することが必要である。

〈2・2〉 一般的な定式化 定式化する上での前提として、翌日の総需要予想値は与えられるものとする。また、翌日の供給力の計画では、原子力等の固定供給力は計画どおりに供給されるものと想定する。つまり、総需要から原子力等の固定供給力を引いた差引需要（以下では差引需要または単に需要と記述）に対して、可変供給力を割り当てる計画を作成するものとする。

(1) 目的関数 目的関数は1日の需要に対する電力の供給コストである。供給コストは火力発電機の燃料費、起動費および融通電力の調達費用からなる。この供給コストを目的関数とし、(1)式に示す。

$$F(P, u) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I (a_i P_{it}^2 + b_i P_{it} + u_{it} c_i) + \sum_{i=1}^I \Delta u_i SUC_i + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J v_{ij} k_i R_{ijt} \dots \dots \dots (1)$$

P_{it} ：火力発電機*i*の時刻*t*の発電機出力

a_i, b_i, c_i ：火力発電機*i*の燃料費特性の係数

u_{it} ：火力発電機*i*の起動停止変数（0：停止，1：運転）

Δu_i ：火力発電機*i*の起動の有無（0：起動無，1：有）

SUC_i ：火力発電機*i*の起動費

v_{ij} ：融通電力*i*のパターン*j*の採否（0：否，1：採用）

k_i ：融通電力*i*の調達単価（従量料金のみ可変費とする）

R_{ijt} ：融通電力*i*のパターン*j*の時刻*t*の融通量

(2) 制約条件 翌日運用計画を作成する上で考慮する制約条件を下記に示す。

(A) 需給バランス

$$\sum_{i=1}^I P_{it} + \sum_{i=1}^I HG_{it} - \sum_{i=1}^I HP_{it} + \sum_{i=1}^I WP_{it} + \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J v_{ij} R_{ijt} = D_t \dots \dots \dots (2)$$

HG_{it} ：揚水発電所*i*の時刻*t*の出力

HP_{it} ：揚水発電所*i*の時刻*t*のポンプ負荷

WP_{it} ：水力発電所*i*の時刻*t*の出力

D_t ：時刻*t*の差引需要

(B) 予備力 ここでは、火力のみで予備力を確保する

ものとしている。

$$\sum_i (P_i^{\max} - P_{it})u_{it} \geq R_t \dots\dots\dots (3)$$

R_t : 時刻 t の必要予備力

$P_i^{\max}$: 発電機 i の時刻 t の出力上限

(C) 火力出力上下限

$$P_i^{\min} u_{it} \leq P_{it} \leq P_i^{\max} u_{it} \dots\dots\dots (4)$$

$P_i^{\min}$: 発電機 i の時刻 t の出力下限

(D) 火力発電機の最小連続停止時間制約

$$\text{if } (1 - u_{it})u_{it-1} = 1 \text{ then } \sum_{t \sim t+mdt-1} (1 - u_{it}) = mdt_i \dots\dots\dots (5)$$

mdt_i : 発電機 i の最小連続停止時間

(E) 火力発電機の最小連続運転時間制約

$$\text{if } u_{it}(1 - u_{it-1}) = 1 \text{ then } \sum_{t \sim t+mut-1} u_{it} = mut_i \dots\dots\dots (6)$$

mut_i : 発電機 i の最小連続運転時間

(F) 潮流制約

$$PP_{it} = DD_{it} + \sum_{i \rightarrow j} PF_{ijt} \dots\dots\dots (7)$$

$$PF_{ijt}^{\min} \leq PF_{ijt} \leq PF_{ijt}^{\max} \dots\dots\dots (8)$$

PF_{ijt} : エリア i からエリア j の向きの時刻 t の潮流

PP_{it} : エリア i の時刻 t の供給力

DD_{it} : エリア i の時刻 t の差引需要

(G) 燃料消費制約 燃料消費量は LNG タンク基地毎に LNG 燃料を供給している火力発電機の発電量により換算している。

$$LNG_j^{\min} \leq LNG_j = \sum_{i \in \text{タンク } j} \sum_t P_{it} \leq LNG_j^{\max} \dots\dots\dots (9)$$

$i \in \text{LNG タンク } j$ から燃料を供給する発電機

(H) 揚水出力上下限

$$HG_i^{\min} \leq HG_{it} \leq HG_i^{\max} \dots\dots\dots (10)$$

$$HP_i^{\min} \leq HP_{it} \leq HP_i^{\max} \dots\dots\dots (11)$$

(I) 揚水池の水位上下限 (貯電力量上下限) 水位から換算した貯水量を計算し、この貯水量から発電量を換算した値を用いて、水位上下限制約を設定している。計画の最終時刻は目標水位を設定すると、このときの水位上下限値は一致することになる。

$$HV_{it} = HV_{it-1} - HG_{it} + \eta_i HP_{itk} \dots\dots\dots (12)$$

$$HV_{it}^{\min} \leq HV_{it} \leq HV_{it}^{\max} \dots\dots\dots (13)$$

η_i : 揚水発電所 i の揚水効率

(J) 水力出力上下限

$$WP_{it}^{\min} \leq WP_{it} \leq WP_{it}^{\max} \dots\dots\dots (14)$$

WP_{it} : 水力発電機 i の時刻 t の出力

(K) 使用水量上下限 電水比はダムの水位等により変化するが、ここでは、水位の落差の変化による電水比の変化は少ないとして、電水比を一定として扱う。

$$WQ_i^{\min} \leq WQ_{it} = WP_{it}/\kappa_i \leq WQ_i^{\max} \dots\dots\dots (15)$$

$$WR_i^{\min} \leq WR_{it} \leq WR_i^{\max} \dots\dots\dots (16)$$

κ_i : 水力発電機 i の電水比

WR_{it} : 水力発電機 i の時刻 t の使用水量

(L) ダム、貯水池の水位上下限 (貯水量上下限) 水位の上下限値を貯水量に換算して、この換算した貯水量で水位上下限制約を設定している。水位上下限値を同一にすることにより最終時刻の目標水位を設定している。上流ダムから放流した水は流下遅れ時間を考慮して下流ダムに到着するものとする。ここでは、ダム i の上流ダムをダム $i-1$ と表記している。

$$HL_{it} = HL_{it-1} - WP_{it} - WQ_{it} + (1 - \tau_i)(WP_{i-1t} + WQ_{i-1t}) + \tau_i(WP_{i-1t-1} + WQ_{i-1t-1}) + WS_{it} \dots\dots\dots (17)$$

$$HL_{it}^{\min} \leq HL_{it} \leq HL_{it}^{\max} \dots\dots\dots (18)$$

HL_{it} : ダム i の時刻 t の貯水量

WP_{it} : ダム i の上流からの時刻 t の発電放流量

WQ_{it} : ダム i の上流からの時刻 t の無効放流量

WS_{it} : ダム i への溪流からの時刻 t の流入量

τ_i : 上流ダム $i-1$ からその下流ダム i までの流下遅れ時間率 (流下遅れ時間/計画の単位時間 ≤ 1)

(M) 融通電力のパターンの選択 ここでは、前日段階で融通のパターンを指定できる融通電力 (二社間融通) を想定している。指定の銘柄あるいは発電所に対して、1 つのパターンを選択する。このとき、発電しないということも 1 つのパターンとしている。

$$\sum_j v_{ij} = 1 \dots\dots\dots (19)$$

v_{ij} : 銘柄 i のパターン j を選択したとき 1, そうでないとき 0

〈2・3〉 二次計画法適用のための定式化 上記で示したように運用計画問題は火力発電機の起動停止と二次関数の燃料費を含む混合非線形計画問題である。このため、実系統規模の運用計画問題に対して最適解を求めることは事実上不可能である。そこで、最適性の悪化を抑えつつ、計算量や実行可能性の高い解が二次計画法を適用して得られるように、ヒューリスティックな制約条件を追加した。すなわち、発電機の運用制約を考慮する 3 種類の制約緩和および制約条件を追加した。

(1) 起動停止変数の緩和 起動停止変数は 0-1 変数であるが、0 から 1 の実数変数に緩和する。

• 起動停止変数

$$0 \leq u_{it} \leq 1 \dots\dots\dots (20)$$

(2) 融通パターン選択変数の緩和 融通電力についても、融通電力のパターンを選択する 0-1 変数を実数変数に緩和する。

• 融通電力のパターン選択

$$0 \leq v_{ij} \leq 1 \dots\dots\dots (21)$$

(3) 起動停止変数の時間変化制約 最小連続運転時間制約および最小連続停止制約は非線形、離散的であるため、二次計画法になかに直接取り込むことが難しい。この制約を取り込まないまま、火力発電機の起動停止変数を時間毎に独立に決定すると、起動停止変数の時間的な連続性を考慮することが出来ない。その結果、1 時間ごとに起動と停止を繰り返すような運用計画を作成してしまい、実際の運用とかけ離れた計画となる可能性がある。このため、起動停止変数の時間的な連続性を考慮できるように、下記の 2 つの制約を追加した。

(A) 最小需要時刻 N から最大需要時刻 P に向かって、起動停止変数は減少しない、最大需要時刻 P から最小需要時刻 N に向かって、起動停止変数は増加しないとする時間変化制約を追加する。起動停止変数ではなく発電機出力の時間変化を制約として追加することも考えられる。しかし、朝方の需要増加時に全ての発電機の出力は必ずしも、増加するとは限らない。理由は、需要増加に伴って、新たな火力発電機が起動するため、連続運転していた発電機の出力は需要が増加するにもかかわらず、減少することがあるためである。

• 変数変化制約

$$u_{it} \leq u_{it+1} \quad t \in \text{需要増加時間帯} \dots\dots\dots (22)$$

$$u_{it} \geq u_{it+1} \quad t \in \text{需要減少時間帯} \dots\dots\dots (23)$$

需要増加時間帯：時刻 N から時刻 P

需要減少時間帯：前日時刻 P から時刻 N

時刻 P から翌日時刻 N

(22), (23) 式の制約を追加することにより、昼休みに一次的に需要が減少するのに対応した発電機の停止と起動を回避できる。この結果、1 日に 2 回の起動あるいは停止を回避して、通常の運用実態にあわせることができる。同様に、冬季、秋季の点灯ピークによる短時間の需要の増減により、発電機を起動、停止することも回避できる。

(B) 火力発電機の運用制約として、一旦停止すると連続して停止しなくてはならないという最小連続停止時間 mdt 、および一旦運転し始めたら連続して運転しなくてはならないという最小連続運転時間 mut の制約がある。このため、時刻 N, P を中心として、それぞれ最小連続停止時間、最

小連続運転時間内の起動停止変数の値は同一とする制約条件を追加する。ここで、時刻 N, P を中心としている理由は、1 日のなかで時刻 N の発電機運転台数が最少となり、また時刻 P の運転台数が最多となる運用実態に合わせるためである。

• 最小連続停止時間制約 $u_{it} = u_{it+1}$

$$t \in \text{最小需要時間帯} \dots\dots\dots (24)$$

• 最小連続運転時間制約 $u_{it} = u_{it+1}$

$$t \in \text{最大需要時間帯} \dots\dots\dots (25)$$

最小需要時間帯：時刻 N を含む連続した mdt 時点数

最大需要時間帯：時刻 P を含む連続した mut 時点数

以上の制約条件を追加することにより、火力発電機の起動費は最大需要時刻の起動停止変数から最小需要時刻の起動停止変数を引いたものが、(1) 式の Δu_i となる。つまり、起動費 SUC は下記で表せることになる。

$$SUC = \sum_i (u_{in} - u_{ip}) SUC_i \dots\dots\dots (26)$$

n ：最小需要時刻， p ：最大需要時刻

3. 処理フロー

上記の火力発電機の起動停止変数 u_{it} の実数緩和および制約条件の追加をしても、起動停止変数は必ずしも 0 または 1 に収束するとは限らない。つまり、変数 u_{it} は 0.8 等の実数となり、運用可能解とはならない。この課題を解決するために、図 1 に示す運用計画作成フローを採用した。新たに

図 1 翌日運用計画作成フロー

Fig. 1. Procedure for scheduling daily generation.

な目的関数を(1)式の目的関数に起動停止変数 u_{it} の線形項を追加した(27)式に修正したものとした。(28)式の発電単価 μ が高いものほど運転しにくくなるようにペナルティを追加するとともに、更に繰り返し回数 d により重み係数 w^d を増大させることにより、起動停止変数 u_{it} を0または1に収束させる。起動停止変数 u_{it} の線形項のみをペナルティとして加えることにより、発電機出力 P_{it} は(6)式の出力上下制限を受けるが、この出力範囲内において負荷配分の最適性を維持することができる。この結果、適正に負荷配分されるので、燃料消費制約への影響を抑制することができる。

$$G(P^d, u^d) = \sum_t \sum_i (a_i P_{it}^{d2} + b_i P_{it}^d + u_{it}^d c_i + w^d \mu_{it}^{d-1} u_{it}^d) + \sum_i \Delta u_{it}^d SUC_i + \sum_t \sum_i \sum_j v_{ij} k_j R_{ijt} \dots \dots \dots (27)$$

$$\mu_{it}^d = a_i P_{it}^d + b_i + c_i / P_{it}^d \dots \dots \dots (28)$$

図1の処理フローでは、まず、起動停止変数を緩和した条件のものと、二次計画法を使って(1)式の目的関数を最小化する発電機出力、起動停止変数の初期解を計算する。次に、この初期解での各発電機の各時刻の発電単価を計算する。この発電単価と繰り返し回数をもとにペナルティを加算した(27)式を目的関数として最小化問題を解く。これを設定回数繰り返した後、全ての火力の起動停止変数を0または1に確定させて起動停止計画を作成する。最後に、確定し起動停止変数を固定にして、(1)式を目的関数として、二次計画法を使って負荷配分問題を解くことにより最適な発電機出力を計算することができる。

以上により、火力発電機の起動停止計画、負荷配分計画、揚水、水力および融通電力を決定でき、翌日の運用計画を作成することができる。

4. シミュレーション

〈4・1〉対象モデル ここでは1時間毎の翌日24時点の計画を作成する。図2に固定供給力分を除いた差引需要を示す。最小需要は5時、最大需要は17時に発生している。表1に計画作成条件、表2に最大供給力を示す。火力発電機が29機で、そのうち8機が燃料消費制約のあるLNG機としている。水力は4つのダムからなる接続水系(図3参照。流下遅れ時間は全て30分)、揚水発電所は2箇所(図4参照)としている。融通電力の銘柄は1つで、3つのパターン(24時間一定、昼間一定、供給しない)がある。全ての発電機の最小連続停止/運転時間は、それぞれ3時間、5時間に設定している。図5に各エリアに接続する供給力を示す。

図1の処理フローで収束させるための繰り返し回数は4回としている。

〈4・2〉火力発電機のみでの最適化結果 優先順位法を用いた従来方法と提案手法の発電コストを比較するた

図2 需要

Fig. 2. System demand.

表1 計画作成条件

Table 1. Conditions of scheduling problem.

Horizon in hours	24
Operating reserve	10%
Thermal units (LNG units)	29 (8)
Pumped-storage units	2
Cascade-hydro units	4
Minimum down-times	3
Minimum up-times	5
Interconnection power patterns	3

表2 最大供給力

Table 2. Maximum supply (MW).

Thermal	12529
Pumped-storage hydro	2000
Cascade hydro	1100
Interconnection	50

図3 接続水系モデル

Fig. 3. Model of 4 cascade hydro units.

めに火力発電機のみを対象とした計画を作成する。また、連系線潮流制約も考慮しないものとする。優先順位法では、火力の定格出力での発電単価が安い順に予備力を満たすまで起動する発電機を決定することにより起動停止計画を作成した。提案手法の最終計画および優先順位法の計画ともに(2)~(6)式までの制約条件を満たしている。

図 4 揚水モデル

Fig. 4. Model of pumped storage units.

図 5 対象系統

Fig. 5. Test system.

表 3 火力の起動停止計画

Table 3. Thermal unit commitment.

Initial: Initial UC for proposed method, Final: Final UC for proposed method,
PL: Priority List method, Capacity (MW), Priority: Priority order

Priority	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Capacity	713	729	450	600	600	250	600	600	250	250	600	250	250	325	325
Initial	1	1	0.7	1	0.3	0	0.3	0.1	0	0	1	0.2	0	0.3	0.0
Final	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
PL	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Initial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Final	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PL	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Priority	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Capacity	250	250	250	250	156	375	600	600	450	600	600	600	156		
Initial	0	0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Final	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Initial	1	1	1	1	1	1	0.5	0	0	0	0	0	0	0	
Final	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	
PL	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	

提案手法の初期計画では、起動停止変数 0.1 以下が 40%, 0.9 以上が 41%であった。収束計算により、起動停止変数が 0 または 1 に収束しない未確定のものは、ほぼ各時刻で 1 つの発電機となった。これは、潮流制約などの制約を考慮していないために、相対的に安い発電機は運転、高い発電機は停止となり、必要最小限の予備力を確保し、発電コストを最小化するために、1 台の発電機が 0 と 1 の実数になったためである。この不確定な発電機を運転にすることにより、起動停止計画を確定し、二次計画法で発電機出力を計算した。

表 3 に時刻 N, P の提案手法の初期計画、最終計画および優先順位法で作成した計画の起動停止を示す。時刻 P の起動停止は提案手法の最終計画と優先順位法は一致している。提案手法の初期計画も最終計画で運転している発電機のなかで優先順位が最も低い優先順位 22 の発電機が 0.5 になっている点だけが異なっている。一方、時刻 N では、最終計画では優先順位 11 の発電機が起動しているのに

表 4 発電費用の比較

Table 4. Generation and reduced costs.

(Normalized by generation costs of conventional method)

	Conventional Method	Proposed Method	Lower Bound (Initial schedule)
Generation costs	1.00000 (0.00000)	0.99916 (-0.00084)	0.99335 (-0.00665)
Fuel costs	0.98974	0.98933	0.98430
Start-up costs	0.01026	0.00982	0.00905

対して、優先順位法では優先順位 6 のみでは予備力が不足するため優先順位 7 の発電機を起動させている点が異なっている。すなわち、優先順位法より最終計画の方が予備力を 250MW 小さくできていることがわかる。時刻 N, P 以外の時刻でも予備力を少なくさせる傾向にあることを確認している。時刻 N の初期計画と最終計画を比較すると初期計画で起動停止変数が多いほど、最終計画で運転になる傾向があることが分かる。

提案手法の最終計画と優先順位法の発電コストの比較を表 4 に示す。提案手法の方が予備力を削減できている傾向があるため燃料費を削減でき、更に起動費も削減でき、発電コストを 0.084%削減できている。提案手法では起動台数 16 台と優先順位法より 1 台多いにもかかわらず、起動費を低減できている。この理由として、優先順位法では発電単価が安いものから起動しているため、起動費を考慮できていない。一方、提案手法では燃料費と起動費を同時に考慮して発電コストを最小化するように、総合的に判断して起動する発電機を決定している効果が出ていると考える。また、発電コスト下限値に対する差異は、従来手法および提案手法でそれぞれ 0.665%, 0.581%となっている。

〈4・3〉潮流制約を考慮した全供給力最適化結果

提案手法を用いて連系線潮流を考慮して火力、揚水、水力および融通電力の全供給力の最適化を図る。前節で潮流制約を考慮しないときの火力発電機のための計画を作成して、従来手法より発電コストを削減できることを示したので、ここでは潮流制約を考慮した計画が作成できるかどうかを検討する。

エリア 1 とエリア 2 間の送電線潮流制約を 2500MW (制約無しに相当) からゼロとなるまで、500MW ずつ減少させたときの翌日 24 時点の運用計画を作成した。いずれの場合も〈2・2〉節で示した全ての制約条件を満たす最終計画を作成することができた。

図 6〜図 8 は潮流制約無しの際の各供給力の出力である。融通電力については昼間だけ一定量を調達するパターンが選ばれている。揚水の初期水位と最終水位は同一としている。深夜に揚水ポンプして、昼間に発電している。深夜と昼間の増分燃料費の比率は揚水効率と一致しており、深夜および昼間の火力の供給力は一定となっていることから最適に負荷配分されていることが分かる。水力についてはダム貯水上下限の範囲を十分大きく設定しているため、燃料費の抑制効果が大きい需要の大きい時刻のみ発電している。13 時の揚水発電および 22 時の水力発電は経済性で

図 6 火力による供給力
Fig. 6. Total supply of thermal units.

図 7 水力による供給力
Fig. 7. Total supply of cascaded hydro units.

図 8 揚水による負荷と供給力
Fig. 8. Total supply of pumped-storage hydro units.

はなく、火力で保有する予備力制約を満足させるために利用されており、この時刻の予備力は最小限の必要予備力と一致している。以上のように、揚水、水力が効率的に利用されていることが確認できた。

次に潮流制約により潮流値および発電コストの変化を検討する。図 9 は潮流制約を変化させたときの各時刻の潮流値を示している。潮流制約値が 2500 MW の場合、潮流方向はエリア 1 からエリア 2 の向きで、24 時点の間で 750～2236 MW の範囲となっている。潮流制約が 2500 MW から 0 MW に制限されるにつれて、潮流値が制約値と一致する時刻がおおくなるが、潮流制約を満足する計画を作成できていることを確認している。また、図 10 は潮流制約値を変化させたときに発電コストの変化を示す。但し、発電コストは潮流制約無しを 1 として規格化している。図中の記号◆は起動停止変数を緩和したときの発電コストで、起動停止変数が 0, 1 に収束していないので運用可能解ではないが、発電コストの下限値を与える。記号▲は全制約を満たす最終計画の発電コストである。両者のコスト差上

図 9 潮流制約の変化に対する潮流
Fig. 9. Power flow for all cases.

図 10 発電コストの比較
Fig. 10. Comparison of generation costs.

限値は、潮流制約値が厳しくなるにつれて 0.5～1.0% に拡大する傾向にあることが分かる。記号◆は潮流制約無しで作成した起動停止計画を固定にして、発電機出力を調整したときの発電コストである。潮流制約値が 1000 MW 以下の時には制約条件を満たす計画を作成できず、競争環境などの影響で潮流制約が厳しくなったときには、最初から潮流制約を考慮した計画を作成することが必要になることが分かる。

5. おわりに

二次計画法を用いて、火力発電機の起動停止計画および火力、揚水、水力、融通電力による供給力を同時に計画する手法を開発した。火力発電機の起動停止変数を実数に緩和するとともに、この変数に時間変化制約を加えることで時間的に連続した計画を作成できるようにした。また、起動停止をできるだけ、0, 1 に確定させるために、目的関数に起動停止変数と発電単価の項を掛けたペナルティを導入した。この開発した手法を実規模問題に適用して、潮流制約、発電機の運用制約等を満たす翌日運用計画を作成することができた。今後は、更に実系統に近づけるべく、潮流制約を考慮する送電線の数を増加させた条件のもとで、提

案手法の有効性を確認していく予定である。

(平成20年1月7日受付, 平成20年4月2日再受付)

文 献

- (1) 経済産業省:「電気事業分科会会議」, <http://www.enecho.meti.go.jp/denkihp/bunkakai/>
- (2) N.P. Padhy: “Unit Commitment—Bibliographical Survey”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.19, No.2, pp.1196–1205 (2004-5)
- (3) R.M. Burns and C.A. Gibson: “Optimization of priority lists for a unit commitment program”, *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting* (1975)
- (4) F.N. Lee: “Short-term unit commitment a new method”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.3, pp.421–428 (1988-5)
- (5) R.H. Liang and F.C. Kang: “Thermal generating unit commitment using an extended mean field annealing neural network”, *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, Vol.147, pp.164–170 (2000-5)
- (6) F.N. Lee and Q. Feng: “Multi-area unit commitment”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.7, pp.591–599 (1992-5)
- (7) M. Yoshikawa, T. Sawa, H. Nakashima, M. Kinoshita, Y. Kurebayashi, and Y. Nakata: “Method for Unit Commitment of Thermal and Pumped-storage Hydro Power Plants”, *T. IEE Japan*, Vol.114-B, No.12, pp.1220–1126 (1994-12) (in Japanese)
吉川元庸・澤 敏之・中島 宏・木下光夫・榊林芳之・中田祐司:「火力・揚水発電所の運用計画作成手法」, 電学論 B, **114**, 12, pp.1220–1126 (1994-12)
- (8) R. Nievea, A. Inda, and J. Frausto: “CHT: a digital computer package for solving short term hydro-thermal coordination and unit commitment problems”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.PAS-1, pp.168–174 (1986-8)
- (9) W.L. Snyder, Jr., H.D. Powell, Jr., and J.C. Rayburn: “Dynamic programming approach to unit commitment”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.2, pp.339–347 (1987-5)
- (10) C.K. Pang, G.B. Sheble, and F. Albu: “Evaluation of dynamic programming based methods and multiple area representation for thermal unit commitments”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.PAS-100, pp.1212–1218 (1981-3)
- (11) G.S. Lauer, N.R. Sandell, Jr., N.R. Bertsekas, and T.A. Posbergh: “Solution of large scale optimal unit commitment problems”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.PAS-101, pp.79–96 (1982-1)
- (12) A.I. Cohen and M. Yoshimura: “A branch- and -bound algorithm for unit commitment”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.PAS-102, pp.444–451 (1983-2)
- (13) K.-Y. Huang, H.-T. Yang, and C.-L. Huang: “A new thermal unit commitment approach using constraint logic programming”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.13, pp.936–945 (1998-8)
- (14) A. Merlin and P. Sandrin: “A new method for unit commitment at Electricite De France”, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, Vol.PAS-102, pp.1218–1225 (1983-8)
- (15) K. Aoki, M. Itoh, T. Satoh, K. Nara, and M. Kanezashi: “Optimal long-term unit commitment in large scale systems including fuel constrained thermal and pumped-storage hydro”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.4, pp.1065–1073 (1989-8)
- (16) F. Zhuang and F.D. Galiana: “Toward a more rigorous and practical unit commitment by Lagrangian Relaxation”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.3, pp.763–773 (1988-5)
- (17) 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)
- (18) T. Mitani, K. Nara, Y. Satoh, and H. Honma: “A Solution Method for Security Constrained Unit Commitment by Lagrangian Decomposition”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.127, No.10, pp.1080–1086 (2007-10) (in Japanese)
三谷 崇・奈良宏一・佐藤佳彦・本間 仁:「ラグランジュ分解によるセキュリティ制約付き発電機起動停止計画問題の解法」, 電学論 B, **127**, 10, pp.1080–1086 (2007-10)
- (19) T. Nagata, H. Sasaki, H. Duo, H. Fujita, and T. Takayama: “Solution for Unit Commitment Problem Considering LNG Fuel Constraints”, *T. IEE Japan*, Vol.116-B, No.12, pp.1517–1523 (1996-12) (in Japanese)
永田 武・佐々木博司・多 漢政・藤田秀紀・高山俊昭:「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」, 電学論 B, **116**, 12, pp.1517–1523 (1996-12)
- (20) C. Li, R.B. Johnson, and A.J. Svaboda: “A new unit commitment method”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.12, pp.113–119 (1997-2)
- (21) R. Tanabe, A. Kurita, Y. Tada, H. Okamoto, and Y. Sekine: “A Practical Algorithm for Unit Commitment Based on Unit Decommitment Ranking”, *T. IEE Japan*, Vol.120-B, No.12, pp.1595–1606 (2000-12) (in Japanese)
田辺隆也・栗田 篤・多田泰之・岡本 浩・関根泰次:「系統評価のための停止ランキングに基づく電源起動停止計画手法」, 電学論 B, **120**, 12, pp.1595–1606 (2000-12)
- (22) T.T. Maifeld and G.B. Sheble: “Genetic-based unit commitment algorithm”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.11, pp.1359–1370 (1996-8)
- (23) A. Rudolf and R. Bayreithner: “A genetic algorithm for solving the unit commitment problem of a hydro-thermal power systems”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.14, pp.1460–1468 (1999-11)
- (24) K.S. Swarup and S. Yamashiro: “Unit commitment solution methodology using genetic algorithm”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.17, pp.87–91 (2002-2)
- (25) H. Mori and O. Matsuzaki: “Embedding the priority into Tabu search for unit commitment”, *Proc. IEEE Winter Meeting* (2000)
- (26) A.H. Mantawy, Y.L. Abdel-Magid, and S.Z. Selim: “Unit commitment by tabu search”, *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen. Transm. Dist.*, Vol.145, No.1, pp.56–64 (1998-1)
- (27) J.J. Shaw: “A Direct Method for Security-Constrained Unit commitment”, *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol.10, No.3, pp.1329–1342 (1995-8)

澤 敏 之 (上級会員) 1959 年 1 月 28 日生。1984 年 3 月
東京大学大学院工学系研究科修士課程修了。同年
4 月, (株) 日立製作所に入社。現在, 同社日立
研究所に勤務。主に, 電力系統の需要予測, 運用
計画, 電力自由化関連システム等の研究に従事。
茨城大学工学部非常勤講師 (2004 年より)。IEEE
会員。

佐 藤 康 生 (正員) 1969 年 9 月 22 日生。1994 年 3 月横浜
国立大学大学院工学研究科修士課程修了。同年 4
月, (株) 日立製作所に入社。現在, 同社日立研
究所に勤務。主として, 電力自由化における電力
系統の計画・運用の高度化や電力取引支援等の研
究に従事。

鶴 貝 満 男 (正員) 1968 年 3 月 17 日生。1993 年 3 月東北
大学理学系研究科修士課程修了。同年 4 月, (株)
日立製作所に入社。現在, 同社情報制御システム
事業部電力システム設計部に勤務。主に, 電力系
統の需給制御, 電力自由化関連システム等の研究
に従事。

大 西 昌 司 (正員) 1963 年 6 月 13 日生。1992 年 3 月大阪
大学基礎工学部制御工学科卒業。同年 4 月, (株)
日立製作所に入社。現在, 同社情報制御システム
事業部電力システム設計部に勤務。主に, 電力系
統の監視制御システム等の設計/開発に従事。