水・火力発電機の週間起動停止計画決定手法

正員 井口 傑 (北見工業大学)
 非会員 趙 国梁 (北見工業大学)
 正員 山城 迪 (北見工業大学)
 正員 守谷 直之 (北海道電力株式会社)

A Weekly Scheduling Method for Hydro and Thermal Unit Commitment

IGUCHI Masaru, Member, ZHAO Guoliang, Non-member, YAMASHIRO Susumu, Member (Kitami Institute of Technology), MORIYA Naoyuki, Member (Hokkaido Electric Power Co., Inc.)

In a transmission network open access environment, an efficient comprehensive generation scheduling taking into account the transmission network will be required. This paper proposes a practical hydro-thermal unit commitment scheduling considering the transmission network.

The proposed technique consists of a multi-stage screening algorithm for processing the operation constraints and a feasible solution is obtained using a heuristic multi-stage approach. At first stage, we decide an initial schedule by relaxing various operation constraints of the thermal units and reservoir storage constraints of hydro power stations. Second stage processes the thermal unit operation constraints of the spinning reserve and minimum up and down time taking into account the hydro system operation. At final stage, we screen the violation of reservoir storage of hydraulically coupled power stations. In each stage, calculation of transmission losses using an optimal DC power flow is carried out and it is expected to realize a more detailed and realistic schedule than the conventional one in which transmission losses are ignored. The application results for a 53 buses model power system including 12 thermal units and 24 hydro power stations of 7 rivers show the effectiveness of the proposed method.

キーワード：水力発電所、火力発電機、起動停止計画、送電系統、送電損失

Keyword: Hydro Power Station, Thermal Unit, Unit Commitment, Transmission System, Transmission Losses

1. はじめに

負荷率の改善をはじめとする電力系統の効率的運用が強く望まれている今日、水・火力系統の効率的・経済的運用計画作成が一層重要なものとなってきた。これまで水・火力系統運用計画決定手法に関する論文が数多く報告されているが、水力発電所と火力発電機との起動停止まで同時に取り扱ったものはあまり多く見られない⁽¹⁾⁻⁽⁵⁾。

しかし、水力系統が火力系統に比べ比較的大きな割合を占める場合、水力系統の運用計画が火力系統の運用計画に与える影響が大きく、両者を効率的に、かつ、経済的に決定することがより重要となる。

さらに、今後、送電網の開放に伴い、送電ネットワークを考慮した総合的な発電運用計画決定がこれまで以上に重要になると予想される。これまでに送電系統を考慮した報告としては、例えば文献(6)(7)等があるが、我が国に多く見られるような水力系統が接続水系を含む場合、さらに

比較的小さな貯水池を持つ水力発電所から構成される場合、貯水量制約などの厳しい運用制約のもとでの水力機の起動停止を考慮した詳細かつ現実に即した運用計画決定が必要となる。

これまで、筆者らは繰返し最適化による火力発電機群の起動停止計画⁽⁸⁾をベースに、火力発電機の運転費を評価関数とし、揚水運用を考慮した水・火力系統の週間発電計画決定手法をはじめ接続水系の効率的な取り扱いが期待できる統合一分割法および Matrix Screening を用いた手法を報告してきた⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾。

本論文は繰返し最適化による起動停止計画に基づく、送電系統を考慮した水力および火力機の起動停止計画から成る水・火力系統週間運用計画決定手法を提案する。提案手法は問題の複雑さを考慮して、運用計画を一度に決定するのではなく、制約条件を緩和した初期運用計画から、逐次運用制約を処理する多段スクリーニングを用いて最適運用計画を決定する。運用計画決定プロセスに沿って本手法の

特徴を挙げると、

- ①初期計画決定段階では、水力発電所の週間発電使用水量制約を満足するように、増分水単価を用いて動的計画法により初期解を決定する。このとき、収束性および計算負荷を減少させるために、水力発電所を水系毎に統合し、動的計画法に加えてシステムλによる週間使用水量の制約処理法を提案する。
- ②火力機運用制約、すなわち運転予備力、最小運転・停止時間制約を処理する際に水力発電所の起動停止を含む出力制御により、経済的な運用計画を決定する手法を提案する。提案手法では火力発電機の利用率に従い、非効率な火力機の起動に対して出力変更が可能な水力機による出力の振り替えにより火力発電機の並列回避を試みる。
- ③さらに、これまで報告してきた接続水系からなる水力発電所の貯水量制約の処理を行う Matrix Screening を、より実用的かつ厳しい運用制約にも対処できるように拡張を行った。

本論文で扱う計画手法は、短期間の運用計画問題として週間を対象にした、パーソナルコンピューターレベルの計算機によっても作成可能な、効率的でしかも運用者の時々刻々の状況判断が容易な計算アルゴリズムの開発を目的としており、提案手法は様々な運用制約の下でも実行可能な実用に即した計画決定手法となっている。

以下に、第2章では、接続水系の取り扱い方を含む計画問題の定式化を行い、第3章において、動的計画法とシステムλを用いた初期計画決定手法、水系出力を考慮した火力機運用制約処理法および拡張 Matrix Screening 法を述べ、<3.4>節ではこれらをまとめた水・火力機起動停止計画決定手法について述べる。第4章では、実規模システムを対象に提案手法の有効性を検証するため、送電システムを無視する／考慮する場合に分けた試算結果について考察する。

2. 問題の定式化

(2.1) 目的関数 図1に示す N 台の火力機、 L 個の水系、 J 個の負荷および送電網からなるシステムを対象に、週間の火力機運転費（燃料費と起動費の和）の最小化を目標とする運用計画を求めるものとする。すなわち、(1) 式の目的関数を (2) 式の送電損失を含めた需給バランス制約条

図1 モデルシステム
Fig. 1. Model System

件下で最小化する問題の解を求める。

$$\phi = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N f_n(P_{Gn}^t) + \sum_{n=1}^N fs_n(\tau_n) \dots \dots \dots (1)$$

$$\sum_{n=1}^N P_{Gn}^t + \sum_{l=1}^L P_{Hl}^t = \sum_{j=1}^J P_{Dj}^t + P_{loss}^t \dots \dots \dots (2)$$

ここで、 ϕ : 目的関数（火力機運転費）、 $f_n(P_{Gn}^t)$: 時間帯 t における火力 n 号機出力 P_{Gn}^t 時の燃料費、 $fs_n(\tau_n)$: 停止時間 τ に伴う起動費、 P_{Hl}^t : 水系 l 出力、 P_{Dj}^t : 第 j ノードにおける需要負荷、 P_{loss}^t : 送電損失、 J, L, N, T : それぞれ負荷ノード、水系、火力機、時間帯番号の最大値とする。

さらに、時間帯 t における水系 l 水力発電所 i の出力を P_{li}^t とすると、水系の総出力は次のようになる。

$$P_{Hl}^t = \sum_{i=1}^I P_{li}^t \dots \dots \dots (3)$$

ただし、 I は水系 l に含まれる水力発電所の総数とする。

(2.2) 制約条件 本論文で考慮する制約条件は、送電損失を考慮した需給バランス制約の他に、火力機に対しては、運転予備力、最小運転・停止時間および出力上下限制約、水力発電所に対しては、週間発電使用水量、貯水量上下限、定格運転および放流量一定運転とする。

(2.3) 接続水系の取り扱い ⁽¹⁰⁾ いま、時間帯 t における接続水系 l の水力発電所 i の貯水量連続の式は、着水時間を考えないものとする、図2を参照し次のようになる。

$$V_{li}^t = V_{li}^{t-1} + r_{li}^t + (\alpha_{li}^t - \beta_{li}^t) + q_{li(i-1)}^t - q_{li}^t - u_{li}^t \dots \dots \dots (4)$$

ここで、 V_{li}^t : 貯水量、 r_{li}^t : 自分流分、 $\alpha_{li}^t, \beta_{li}^t$: それぞれ他水系から流入、流出分、 q_{li}^t : 発電使用水量、 u_{li}^t : 発電外使用分とする。

さらに、 V_{li}^t, q_{li}^t は、次の上下限制約を満足しなければならない。

$$\underline{V}_{li} \leq V_{li}^t \leq \overline{V}_{li}, \underline{q}_{li} \leq q_{li}^t \leq \overline{q}_{li} \dots \dots \dots (5)$$

いま、貯水池は運用期間の始端と終端での水位が指定されているものとする、

$$V_{li}^0 \leq \overline{V}_{li}^0, V_{li}^T \leq \overline{V}_{li}^T \dots \dots \dots (9)$$

図2 水系 l 水力発電所 i の貯水池での水の流れ
Fig. 2. Water Flow at Hydro Power Station i of River l

また、(4) 式から

$$V_{ii}^T - V_{ii}^0 = \sum_{t=1}^T \{r_{ii}^t + (\alpha_{ii}^t - \beta_{ii}^t) + q_{ii(i-1)}^t - q_{ii}^t - u_{ii}^t\} \cdots (7)$$

考察期間内の水系 l 発電所 i の総発電使用水量 Q_{ii} は (6)、(7) 式から

$$\begin{aligned} Q_{ii} &= \sum_{t=1}^T q_{ii}^t \\ &= \sum_{t=1}^T \{r_{ii}^t + (\alpha_{ii}^t - \beta_{ii}^t) + q_{ii(i-1)}^t - u_{ii}^t - (V_{ii}^T - V_{ii}^0)\} \\ &= Q_{ii(i-1)} + C_{ii} - \Delta \bar{V}_{ii} \cdots (8) \end{aligned}$$

ここで、

$$C_{ii} = \sum_{t=1}^T \{r_{ii}^t + (\alpha_{ii}^t - \beta_{ii}^t) - u_{ii}^t\} \cdots (9)$$

$$\Delta \bar{V}_{ii} = V_{ii}^T - V_{ii}^0 \cdots (10)$$

いま、 r_{ii}^t 、 α_{ii}^t 、 β_{ii}^t 、 u_{ii}^t を既知として、(9) 式の C_{ii} を求め、水系 l の水力発電所 i の電水比 Γ_{ii} を一定とし、また、 $Q_{ii0} = 0$ とすると、考察期間両端の貯水量の差 $\Delta \bar{V}_{ii}$ により、 $i = 1$ から順次 Q_{ii} を求めることができ、考察期間内に期待される水系 l の水力発電所 i の総発電量 W_{ii} は次のようになる。

$$W_{ii} = \Gamma_{ii} Q_{ii} \cdots (11)$$

3. 計画決定アルゴリズム

種々の運用条件を考慮した計画を一度に決定することは困難であることから、本論文では制約条件を緩和した初期計画から逐次運用制約を処理する段階的計画決定アルゴリズムを導入する。本章において、はじめに、動的計画法を用いた初期水・火力機起動停止計画の決定、続いて、水力出力を考慮した火力機運用制約処理、さらに、Matrix Screening を用いた水力発電所貯水量制約処理を行い、最後に以上をまとめた計画決定全体のアルゴリズムについて述べる。

(3.1) 初期計画 初期計画決定段階においては、運転予備力、火力機最小運転・停止時間制約を緩和し、火力機の燃料費と水力発電所の発電使用水量に水増分単価 γ_l を導入した (12) 式を目的関数とする。いま、水系を等価水力発電所として取り扱い、各時間帯毎に水・火力機の最適発電機群の構成および負荷配分を、動的計画法を用いて決定するものとする。すなわち、全体の計画問題を T 個の部分問題に分解し、週間発電使用水量に関する制約を、水増分単価の繰返し修正により満足させ、燃料費が最小となる初期解を得る⁽¹¹⁾。

ここで、全水力発電所を一度に動的計画法により決定することは計算量と収束性の面から困難であるため、水系を等価水力発電所として統合し、水の有効利用の面から (16) 式の水系の電水比優先順位に従い、水系毎に水・火力機起動停止計画を決定するものとする。その際、水系の優先順位としては、水系自体の単位水量当たりの出力（水系電水

比）が大きいものを優先させるものとする。また、(13) ~ (15) 式は初期計画決定における運用制約条件で、等価水力発電所は部分負荷運転が可能とする。

$$\phi = \sum_{t=1}^T \left\{ \sum_{n=1}^N f_n(P_{Gn}^t) + \sum_{l=1}^L \gamma_l q_l(P_{Hl}^t) \right\} \cdots (12)$$

$$\sum_{n=1}^N P_{Gn}^t + \sum_{l=1}^L P_{Hl}^t = \sum_{j=1}^J P_{Dj}^t + P_{loss}^t \cdots (13)$$

$$P_{Gn}^t = 0 \quad \text{or} \quad \underline{P_{Gn}} \leq P_{Gn}^t \leq \overline{P_{Gn}} \cdots (14)$$

$$0 \leq P_{Hl}^t \leq \overline{P_{Hl}} \cdots (15)$$

$$\Gamma_l = \frac{\sum_{i=1}^{I_l} \Gamma_{ii} \overline{q_{ii}}}{\sum_{i=1}^{I_l} \overline{q_{ii}}} \cdots (16)$$

ここで、 $\underline{P_{Gn}}$ 、 $\overline{P_{Gn}}$ はそれぞれ火力 n 号機の最小・最大出力、 $\overline{P_{Hl}}$ は水系 l の最大出力、 Γ_l ：水系 l の電水比とする。

しかし、動的計画法による計画決定は、水力発電所の週間使用水量制約を満足できない場合も考えられるため、水増分単価による最適化を行った後に、もし使用水量制約を満足できない場合は、その計画を暫定計画とする。つぎに、例えば、発電使用水量が指定値よりも多い場合、火力起動停止計画から得られるシステム λ の低い時間帯の運転状態を停止状態に変更するなど、システム λ を用いて暫定計画を修正する。以下に初期計画決定アルゴリズムを示す。

(3.1.1) 動的計画法による初期計画決定

- A1: 水系優先順位および週間使用水量（指定値） Q_l を算定し、未決定の水系出力をゼロとし、水系順位に従い、A2 へ。
- A2: 水系 l に水増分単価の初期値 γ_l を与え、DP を用いて水・火力機起動停止計画を決定し、A3 へ。
- A3: 文献 (12) に従い最適直流潮流計算を行い、送電損失を考慮した需給バランス (13) 式を満足するならば、A5 へ。それ以外は A4 へ。
- A4: $P_D^t = P_D^t + P_{loss}^t$ とし、再び A2 へ。
- A5: 週間発電使用水量 R_l を算定し、 $R_l > Q_l$ ならば、A6 へ。
 $R_l < Q_l$ ならば、A7 へ。それ以外ならば、A8 へ。
- A6: $\gamma = \gamma + \Delta \gamma_l$ とし、A8 へ。
- A7: $\gamma = \gamma - \Delta \gamma_l$ とし、A8 へ。
- A8: もし、 γ_l が振動、あるいは収束しているならば、A9 へ。
それ以外は A2 へ。
- A9: 修正量 $\gamma_l = \gamma_l / 10$ とし、A10 へ。
- A10: $\gamma_l \ll 1$ ならば、B1 へ。それ以外は A2 へ。

(3.1.2) システム λ に基づく水力発電所出力修正

- B1: DP による初期計画から、考察期間にわたる、水系 l の使用水量 R_l を算定し、B2 へ。
- B2: R_l と指定値 Q_l を比較し、もし $R_l > Q_l$ ならば、B3 へ。

$R_l < Q_l$ ならば、B4へ。それ以外はB5へ。

B3:逸脱量および定格時使用水量から、停止状態に変更する時間帯を算定し、運転状態で、かつ、比較的低いシステムλの時間帯の順に、停止状態に変更し、B5へ。

B4:逸脱量および定格時使用水量から、運転状態に変更する時間帯を検出し、停止状態で、かつ、比較的高いシステムλの時間帯の順に、運転状態に変更し、B5へ。

B5:決定した水系出力を固定し、水系優先順位に従い、つぎの水系の出力を決定するため、再びA2へ戻る。もし、全水系に対して決定したならば、計算は終了する。

〈3.2〉 火力機運用制約処理法 先の段階では、火力機燃料費最小化を目的とし、送電損失を含む需給バランス、週間使用水量、出力上下限制約を考慮した初期水・火力機週間起動停止計画を決定してきた。続いて第2段として水力システムを考慮した火力機運用制約、最小停止(MDT)、最小運転時間(MUT)制約および運転予備力(OR)制約の処理手順をつぎに示す。

〈3.2.1〉 火力機運用制約を満足するための火力機運転状態の変更 いま、初期計画を含む制約処理の各段階での水・火力機起動停止計画が、各時間帯で最低限必要な火力機と等価水系水力発電所の並列パターンおよび出力から構成されているものとする。このとき、1) OR、2) MDT、3) MUT制約を満足させるためには、つぎの処理が考えられる。

- (1) ORの確保: a) 新たな火力機並列と、b) 週間使用水量制約を満たしつつ水力出力の変更、が考えられる。
- (2) MDT制約違反処理: 既に並列されている前後の期間の火力機は、需給バランス等の制約により必要であるとすると、MDT違反を起こしている時間帯の停止期間は並列されなければならない。
- (3) MUT制約違反処理: (2)と同様に、既に並列されている時間帯の解列は不可能とすれば、MUT制約を満足させるためには、前後の期間で並列されなければならない。

ここで、運転コストに占める燃料費の割合が起動費に比べ支配的であり、かつ、燃料コストの定数項が他の項に比べ大きな影響をもつ場合、運転予備力はできる限り水力出力の増加により確保できれば、より経済的な運用計画が得られると期待できる。

〈3.2.2〉 運転予備力制約条件の満足度指標 つぎに、ある段階の水・火力起動停止計画に対して各時間帯にわたり運転予備力の過不足量、水力出力増加および減少可能量を算定するため、次式で示す指標を導入する。

- (1) 運転予備力余裕度(ORM): 時間帯*t*で所定の運転予備力より、過不足量を示す。

$$ORM_t' = \sum_{n=1}^N \overline{P_{Gn}} U_n' - \left\{ (1 + ORR) \sum_{j=1}^J P_{Dj}' + P_{loss}' - \sum_{l=1}^L P_{Hl}' \right\} \quad (17)$$

ここで、 U_n' は火力*n*号機の並解列状態変数、 ORR は最小運転予備率とする。

- (2) 水力出力増加可能量(HPI): 時間帯*t*で現在の水力出力 P_{Hl}' から出力増加可能量を表す。

$$HPI_t' = \overline{P_{Hl}} - P_{Hl}' \quad \dots\dots\dots (18)$$

- (3) 水力出力減少可能量(HPD): 時間帯*t*で現在の水力出力 P_{Hl}' から、OR制約を満足しつつ、どれだけ減少させることができるかを表す。ただし、他の水系の出力は固定とする。

$$HPD_t' = ORM_t', \text{ if } P_{Hl}' > 0 \quad \dots\dots\dots (19)$$

〈3.2.3〉 火力機運用制約処理テーブルによる制約処理

・Step I. 火力機運用制約処理テーブルの作成 ある段階の水・火力起動停止計画に対して先に述べた指標をもとに、OR制約を満たすための一つの代替案である新たな火力機の並列の可能性を検討する。これは、ORMが負を示す時間帯で、仮に水力出力が増加できない場合に並列される火力機を求め、これを並列候補とし、表1に示すような火力機の並解列状態、HPI、HPD、ORMを示す表を作成する。

ここで、同表において火力機は優先順に並び、1、0、*はそれぞれ並列、解列、並列候補を表す。さらに、火力機運用制約処理テーブルを作成するにあたり、次の処理も同時に行う。

- (1) 解列の可能性を示す火力機の探索 ORが所定以上、並列発電機群の中で並列優先順位が下位の火力機を並列状態から並列候補状態へ変更しても、新たな水力出力により代替可能な場合に、該当火力機を並列から並列候補へ変更する(1→*)。
- (2) 火力機並列回避が不可能である時間帯の探索 ORが所定未満、水力出力を増加できたととしても並列候補火力機を解列できない場合、並列優先順位に従い該当火力機を並列候補から並列に変更する(*→1)。

・Step II. 並列候補火力機の解列処理 考察期間にわたり、並列候補、かつ、並列優先順位が下位の火力機を優先的に水力出力代替により並列を回避させる。例えば、表1において、時間帯(*t*-1)、火力*T_n*号機の並列回避を行う。しかし、回避できない場合は並列候補のままとし、次の並列候補の回避を試みる。ここで、並列回避を試みる時間帯の優先順位は、ORMの小さいものから行うものとする。また、水力出力の変更を行う時間帯優先順位は、システムλの低い時間帯とし、 $HPD_t' > 0$ である水系*l*の出力で代替するものとする。

表1 火力機運用制約処理テーブル

Table 1. Processing Table for Thermal Unit Operation Constraints

<i>t</i>	Thermal Unit State					HPI [MW]					HPD [MW]					ORM
	T1	T2	Tn	T	...	R1	R2	R3	R4	R5	R1	R2	R3	R4	R5	
<i>t</i> -2	1	1	*	0	...	269	27	83	56	0	0	0	0	0	0	-73.8
<i>t</i> -1	1	1	*	0	...	170	27	249	56	62	0	0	0	0	0	-62.8
<i>t</i>	1	1	0	0	...	269	27	249	56	73	0	0	0	0	0	0.2
<i>t</i> +1	1	1	0	0	...	192	27	249	56	73	77	0	0	0	0	176.2
<i>t</i> +2	1	1	0	0	...	269	27	249	27	73	0	0	0	29	0	176.2

・Step III. MDT、MUT 処理 ある段階の水・火力機起動停止計画における並列候補を持つ全火力機に対して並列候補回避処理を終了したとき、すなわち代替可能な水力出力がない場合、並列優先度が高く、かつ、並列候補を持つ火力機において、ORM が最も小さい時間帯の並列候補を並列へと変更し（*→1）、さらに MUT、MDT 制約を違反している並列優先順位が上位の火力機、1 台のみを MUT、MDT 制約処理を行う。これにより、代替できる水力出力が新たに生じる可能性があるため、Step I、II を繰り返すものとする。

・Step IV. 処理終了条件 全火力機の MDT、MUT 制約違反を解消し、かつ、並列候補を持つ火力機がなくなるまでとする。

・Step V. 解列の可能性を示す火力機の探索 各時間帯にわたり並列優先順位が下位の火力機を並列から並列候補へと変更し、再び Step I へ戻る。

以上の処理をコスト改善が得られる限り繰り返すものとする。

〈3.3〉 水力発電所運用制約処理法 これまでに接続水系からなる水力発電所の運用計画を、統合-分割法にて決定後、貯水池上下限制約違反を解消するために、制約違反発生時刻での運用制御からなる Matrix Screening⁽¹⁰⁾ を提案してきた。しかし、従来の Matrix Screening ではある運用条件において、一部の上下限制約違反を解消できない場合があり、これを解決するため、また、より一般的な処理を行うものとして、前述の制約違反発生時刻での運用制御に加えて、制約違反発電所の違反発生時刻以前の制御および上流発電所の運用制御を採り入れた、改良 Matrix Screening を提案する。

〈3.3.1〉 上限違反処理 貯水量上限違反が発生した場合、従来の Matrix Screening では、(4) 式の q_{ii}' の制御を用いて、制約違反を解消してきた。しかし、運用制約条件によっては、貯水量上限逸脱量 $\Delta_{ii}' = V_{ii}' - \bar{V}_{ii}$ と発電使用水量 q_{ii}' との関係により、制約違反を解消できない場合がある。

① $\Delta_{ii}' \leq \bar{q}_{ii}$ 、かつ、 $q_{ii}' = 0$ の場合

これは従来の場合に相当し、停止状態から定格運転状態への変更、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ とし、制約違反を解消できる。

② $\Delta_{ii}' \leq \bar{q}_{ii}$ 、かつ、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ の場合

既に、時間帯 t において定格運転状態のため、従来法では制約違反は解消できない。

③ $\Delta_{ii}' > \bar{q}_{ii}$ 、かつ、 $q_{ii}' = 0$ の場合

停止状態から定格運転状態へ変更しても制約違反は解消できない。

④ $\Delta_{ii}' > \bar{q}_{ii}$ 、かつ、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ の場合

既に、時間帯 t において定格運転状態のため、従来法では制約違反は解消できない。

ここで、③の場合、定格運転状態に変更すると、②あるいは④の状態へ変更されるため、以下では②と④の場合の制約違反を解消するために新たな手法を提案する。②と④の制約違反を解消するためには、(4) 式から、次の二つの処理が考えられる。

処理 I. V_{ii}^{t-1} の変更 いま、時間帯 t で水系 i 水力発電所 i が貯水量上限違反を起こし、そのときの逸脱量を Δ_{ii}' とし、運転状態は既に定格運転、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ とする。そのとき、制約違反を解消するには、時間帯 t_1 、($1 \leq t_1 < t$) で、かつ、 $q_{ii}' = 0$ の状態から、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ へと変更し、時間帯 t_2 、($t < t_2 \leq T$) で、かつ、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ の状態から、 $q_{ii}' = 0$ へと変更する (図 3 参照)。

ただし、できる限り統合時の水系出力が実現できるならば、より経済的であるとの仮定により、状態変更時間帯 t_1 、 t_2 は、水系分割時に生じた水力系統の出力誤差を減少させるように決定するものとする。

統合時および分割時の水力系統出力をそれぞれ、 P_H 、 P_H' とすれば、分割時の誤差 $\text{Diff}(P_H) = P_H - P_H'$ となる。したがって、停止状態から運転状態への変更は $\text{Diff}(P_H)$ の小さい時間帯から、一方、運転状態から停止状態への変更は $\text{Diff}(P_H)$ の大きい時間帯から、優先的に行うものとする。

処理 II. q_{ii}^{t-1} の変更 上記の V_{ii}^{t-1} の変更によっても、制約違反が解消できない場合に、その上流に位置する水力発電所の運転状態を変更し制約違反の解消を図る。いま、時間帯 t で水系 i 水力発電所 i に貯水量上限違反が発生し、逸脱量は Δ_{ii}' とする。ただし、このときの運転状態は既に定格運転、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ とする。そのとき、制約違反を解消するには、時間帯 t_1 、($1 \leq t_1 < t$) で、かつ、 $q_{ii}' = \bar{q}_{ii}$ の状態から、

図 3 V_{ii}^{t-1} による処理

Fig. 3. Processing by V_{ii}^{t-1}

図 4 q_{ii}^{t-1} による処理

Fig. 4. Processing by q_{ii}^{t-1}

図5 計画決定アルゴリズム
Fig. 5. Decision Algorithm

$q_{ii}^1 = 0$ へと変更し、時間帯 t_2 、($t < t_2 \leq T$) で、かつ、 $q_{ii}^2 = 0$ の状態から、 $q_{ii}^2 = \bar{q}_{ii}$ へと変更する (図4参照)。ただし、状態変更時間帯 t_1 、 t_2 の探索順位は先と同様とする。

〈3.3.2〉 下限違反処理 下限違反の場合も、既に停止状態、あるいは停止状態に変更しても制約違反を解消できない場合がある。よって、先の上限違反処理と同様に行うものとする。

〈3.4〉 総合計画決定アルゴリズム ここでは、これまでに述べた各部分の計画決定アルゴリズムをまとめる (図5参照)。

Step 1: 〈3.1〉節で述べたように水増分単価を用いて動的計画法により、各時間帯に対する最適等価水力・火力機並列発電機群の決定および経済負荷配分を行う。

Step 2: 次式に従い、Step 4 および 5 の水系の運転変更が比較的困難な水系から、運用計画を決定するために、水系運転計画自由度、すなわち貯水池上限値に対する自分流等の流入量の比を算定し、低い順から水系処理優先順位を決定する。

$$\frac{\sum_{i=1}^{I_i} (r_{ii} + \alpha_{ii} - \beta_{ii})}{\sum_{i=1}^{I_i} \bar{V}_{ii}} \dots\dots\dots (20)$$

Step 3: 水系処理優先順位に従い、Step 4 の試算対象とする水系群 L^* を決定する。ただし、1 回目の Step 4 の試算対象水系群は全水系とし、繰返し毎 Step 5 で処理した水系を除いた水系群 L^* を決定する。

Step 4: 〈3.2〉節で述べた手法を用いて、水系群 L^* 対火力発電群を対象とした運転予備力、最小運転・停止時間制約を考慮した発電計画を決定する。

Step 5: 水系処理優先順位に従い、対象水系のみについて、統合-分割法⁽¹⁰⁾により水力機の運用計画を決定し、〈3.3〉

図6 総需要負荷
Fig. 6. Total Demand Curve

節の Matrix Screening を用いて貯水量上下限制約違反を解消する。

Step 6: 全水系に対して貯水量上下限制約を処理したならば、計算を終了する。それ以外は、Step 5 において処理した水力機の運用計画は固定し、Step 3 に戻る。

4. 試算例

〈4.1〉 モデル系統 提案手法の有効性を検証するために、53 母線系統、火力機 12 台、一部の水系に水流接続のある水力発電所 7 水系 24 ヶ所からなる水・火力系統 (付図 1、2、付表 1、2、3) を対象とし、図 6 に示す考察期間を週間としてシミュレーションを行った。

ここで、水力発電所の運用条件として、R1-I2、R2-I1、R3-I3 は部分負荷運転を可能とし、R1-I4、R3-I4 は、下流放流量一定運転とし、それぞれ 1.5、3.5 [MW] の出力運転とする。火力機の運用制約条件は、最小運転・停止時間制約をそれぞれ 5、8 時間とし、運転予備力は 5% 以上確保するものとする。

〈4.2〉 送電系統を無視する場合 図 7 に送電系統を無視する場合の水・火力発電計画を、図 8、9 および 10 にそれぞれ火力機、水系 (等価水力発電所) および水力発電機の起動停止計画を示す。

同図から、最小停止時間制約のため、夜間の低負荷時には複数台の火力機が最低出力を示しているが、運転予備力制約のため一部の火力機を除き、火力分担負荷は比較的多

図7 送電系統を無視する場合の分担負荷
Fig. 7. Power Outputs without Transmission Network

図8 送電系統を無視する場合の火力機起動停止計画

Fig. 8 Thermal Unit Commitment without Network

図9 送電系統を無視する場合の水系出力

Fig. 9. Hydro Outputs without Network

図10 送電系統を無視する場合の水力機起動停止計画

Fig. 10. Hydro Unit Commitment without Network

くの時間帯にわたり定格運転となっており、制約条件を満足させるために、必要な最低限の並列台数により火力機群を構成する傾向を示していることが分かる。

〈4.3〉 送電系統を考慮する場合 図11に送電系統を含めた、すなわち送電損失を考慮した水・火力発電計画を、図12、13および14にそれぞれ火力機、水系および水力発電所の起動停止計画を示す。ただし、図12の最下段には、前述の送電系統を無視する場合（点線）と送電系統を考慮する場合（実線）の火力機の並列台数（Number Of Units, NOU）を表す。

同図から、送電系統を考慮する場合、送電損失のため、火力機の並列台数が前述の計画に比べ増加している。送電損失を含む需給バランスおよび運転予備力確保のため、特に火力9号機の運転時間の増加、火力4号機の新たな並列が見られる。さらに、火力機並列パターンの変更に伴い、水力系統の出力および水力機の起動停止計画も異なっている。

図15に送電系統を無視／考慮の場合の初期および実行可能計画の燃料費、起動費および火力総発電量を示す。同図から送電系統を考慮した結果、送電損失の負担（約7.9

図11 送電系統を考慮する場合の分担負荷

Fig. 11. Power Outputs with Network

図12 送電系統を考慮する場合の火力機起動停止計画

Fig. 12. Thermal Unit Commitment with Network

図 13 送電系統を考慮する場合の水系出力
Fig. 13. Hydro Outputs with Network

図 14 送電系統を考慮する場合の水力機起動停止計画
Fig. 14. Hydro Unit Commitment with Network

図 15 経済性の比較

Fig. 15. Economic Comparison Between Two Schedules of with/without Transmission Network

[GWh]) と運転予備力制約のため、火力機の起動停止パターンが変更され、初期および実行可能計画ともに送電系統を無視する場合に比べ、運転費が増加する結果となっている。

最後に、本手法は需要負荷および水力発電所の初期水量、流入・流出量に関する入力データを変えた種々の試算例からも良好な結果が得られていることから、適切な入力データであれば、有効に機能するものと考えている。

5. おわりに

本論文は繰返し最適化による火力発電機起動停止計画、および連接水系を効率的に取り扱いが期待できる統合一分割法、Matrix Screening をベースに、水力および火力発電機の起動停止を含む水・火力系統週間運用計画決定手法を提案した。提案手法は問題の複雑さを考慮して、運用計画を一度に決定するのではなく、①制約条件を緩和した初期運用計画から、②水系出力を考慮した火力発電機運用制約処理法、③貯水量制約を逐次処理する多段スクリーニングを用いた最適運用計画決定手法を提案した。

送電系統を含む火力発電機機 12 台、7 水系 24 ヶ所の水力発電所からなる 53 母線系統を対象に行ったシミュレーションにより、提案手法の有効性を具体的に示した。また、計画決定までの計算時間は、パーソナルコンピュータ (Pentium III 700MHz 相当) で送電系統を無視する場合、およそ 15 分程度であり、実用に即した計画決定手法であると考えている。しかし、送電系統を考慮した場合、約 2 時間程度を要するため計算時間の短縮は今後の検討課題である。

(平成 13 年 5 月 28 日受付、平成 13 年 10 月 1 日再受付)

文 献

- (1) S. Soares, C. Lyra & H. Tavares: OPTIMAL GENERATION SCHEDULING OF HYDROTHERMAL POWER SYSTEMS, IEEE Trans. PAS, Vol. PAS-99, No. 3, pp.1107-1115, May/June 1980.
- (2) Houzhong Yan, Peter B. Luh, Xiaohong Guan & Peter M. Rogan: Scheduling of Hydrothermal Power Systems, IEEE Trans. PS, Vol. 8, No. 3, pp.1358-1365, August 1993.
- (3) M. V. Rakic, & Z. M. Markovic: SHORT TERM OPERATION AND POWER EXCHANGE PLANNING OF HYDRO-THERMAL POWER SYSTEMS, IEEE Trans. PS, Vol. 9, No. 1, pp.359-365, February 1994.
- (4) Xiaohong Guan, Peter B. Luh & Lan Zhang: Nonlinear Approximation Method in Lagrangian Relaxation-Based Algorithms for Hydrothermal Scheduling, IEEE Trans. PS, Vol. 10, No. 2, pp.772-778, May 1994.
- (5) N. Jimenez Redondo & A. J. Conejo: SHORT-TERM HYDRO-THERMAL COORDINATION BY LAGRANGIAN RELAXATION: SOLUTION OF THE DUAL PROBLEM, IEEE Trans. PS, Vol. 14, No. 1, pp.89-95, February 1999.
- (6) Md Sayeed Salam, Khalid Mohamed Nor & Abdul Razak Hamdan: Hydrothermal Scheduling Based Lagrangian Relaxation Approach to Hydrothermal Coordination, IEEE Trans. PS, Vol. 13, No. 1, pp.226-235, February 1998.
- (7) Yong-Gang Wu, Chun-Ying Ho & Ding-Yi Wang: A Diploid Ge-

netic Approach to Short-Term Scheduling of Hydro-Thermal System, IEEE Trans. PS, Vol. 15, No. 4, pp.1268-1274, November 2000.

- (8) 山城、F. Asher、内山、中村、本間、先崎：「火力発電機群の週間起動停止計画法」、電学論 B、114 巻 12 号、pp.1236-1242、1994 年 12 月
- (9) 山城、内田、坂下、植田、木元：「揚水式発電所を含む水・火力系統の週間発電計画法」、電学論 B、119 巻 1 号、pp.109-116、1999 年 1 月
- (10) 山城、横倉、植田、阿彦：「連接水系を含む電力系統の週間最適運用計画」、電学論 B、119 巻 10 号、pp.1049-1055、1999 年 10 月
- (11) 深尾、豊田：「電力系統へのコンピュータの応用」、産業図書株式会社、初版、1972 年
- (12) 山城：「直流法による電力潮流最適化」、電学論 B、97 巻 11 号、pp.31-36、1977 年 11 月

井 口 傑

(正員) 1973 年生。1996 年 3 月北見工業大学電気工学科卒業。1998 年 3 月同大学大学院修士課程修了。2001 年 3 月同大学大学院工学研究科(博士後期課程)システム工学専攻修了。工学博士。2001 年 4 月北見工業大学教務補佐員(研究職)、現在に至る。電力系統の運用計画の研究に従事。

趙 国 梁

(非会員) 1963 年生。1986 年 7 月中国浙江大学電機系電力系統及びその自動化専攻卒業。1992 年 3 月中国東北電力学院修士課程修了。2001 年 3 月北見工業大学大学院工学研究科(博士後期課程)システム工学専攻単位取得退学。2001 年 4 月北見工業大学外国人研究者、現在に至る。電力系統工学の研究に従事。

山 城 迪

(正員) 1940 年生。1963 年 3 月北海道大学工学部電気工学科卒業。1967 年 3 月北海道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。1979 年米国バデュー大学、英国ロンドン大学客員研究員。工学博士。電力系統工学の研究に従事。IEEE、電気設備学会、日本太陽エネルギー学会、火力原子力発電技術協会会員。

守 谷 直 之

(正員) 1971 年生。1993 年 3 月電気通信大学電気通信学部電子工学科卒業。同年 4 月北海道電力(株)入社。2001 年 3 月まで同社工務部中央給電指令所にて、電力系統運用、需給運用業務に従事。現在、同社工務部給電計画グループ勤務。

付 録

1. モデル系統

付表 1 は発電機/所の接続ノードおよび需要負荷分布を、付表 2、3 はそれぞれ火力機、水力機データを、付図 1、2 はそれぞれ 53 母線系統および水系モデルを示す。

付表 1 53 母線データ
app. Table 1. 53 Bus Data

Node	Generator	Node	Generator	Node	Load[%]	Node	Load[%]
1	T1	13		23	9.73	39	6.01
2	T2	14		24	3.88	40	4.38
3	T3	15		25	2.30	41	3.26
4	T4	16		26	6.68	42	0.84
5	T5	17	R1	27	0	43	1.46
6	T6	18	R2, R3	28	8.74	44	4.21
7	T7	19	R4	29	4.39	45	0
8	T8	20	R5	30	3.80	46	0.42
9	T9	21	R6	31	4.68	47	5.05
10	T10	22	R7	32	3.88	48	0.67
11	T11			33	9.61	49	5.43
12	T12			34	4.18	50	0
				35	0	51	0
				36	2.26	52	0
				37	0.23	53	3.91
				38	0		

付表 2 火力発電機データ
app. Table 2. Thermal Units Data

Thermal Unit	Fuel Cost Coefficient[Yen]			Startup Cost Coefficient		Output	
	$f(P) = aP^2 + bP + c$ [Yen]			$f_s(t) = x(1 - \exp(-yt))$ [Yen]	y	Min.	Max.
T1	0.2659	1483.79	158143.0	1500	0.036169	180	600
T2	0.2667	1746.91	102533.2	1500	0.036169	105	350
T3	1.2744	3909.96	205590.0	880	0.076761	75	350
T4	0.1687	4156.55	203001.0	700	0.054565	75	350
T5	2.3566	5899.60	129237.2	768	0.031512	50	125
T6	2.0887	5334.84	128624.8	1216	0.038806	50	125
T7	0.4167	3886.59	146169.1	1500	0.036169	90	350
T8	0.7498	2868.93	148866.7	1500	0.036169	105	350
T9	0.4223	3600.40	175618.7	800	0.053796	125	250
T10	0.4165	3551.62	173224.1	800	0.053796	105	250
T11	1.6668	4985.59	144090.0	1216	0.038806	60	175
T12	1.4359	5010.44	166681.7	768	0.031512	60	175

付表 3 水力発電所データ

app. Table 3. Hydro Power Station Data

River (l)	Hydro PS (i)	Rated Power [MW]	Discharge [t/sec]	Water Conversion Factor [MW sec/t]	Inflow [t/sec]	Other river		Reservoir Volume		Reservoir Volume	
						From [t/sec]	To [t/sec]	Starting [t/sec]	Ending [t/sec]	Upper [t/sec]	Lower [t/sec]
R1	11	44	15.8	2.78	8.1	0	0	938.0	926.4	1122.0	0
	12	200	234.0	0.85	8.5	0	0	1000.0	1000.0	32512.0	0
	13	10	29.0	0.34	1.0	0	0	795.2	687.0	1184.0	0
	14	15	15.0	1.00	0	0	16.91	65.7	61.7	78.0	0
R2	11	27	29.5	0.92	3.0	16.91	0	6.5	13.3	50.0	0
R3	11	20	19.0	1.05	9.7	0	0	69.3	94.5	378.0	0
	12	200	230.0	0.87	11.7	0	0	1000.0	1000.0	34236.0	0
	13	23	60.0	0.38	1.0	19.79	0	1478.7	1450.0	1858.0	0
	14	6	73.0	0.08	0	0	0	308.6	170.0	333.0	0
R4	11	20	31.2	0.64	4.9	0	0	10000.0	10000.0	15234.0	0
	12	36	27.0	1.32	0.3	0	0	86.9	93.1	111.0	0
R5	11	40	33.5	1.19	15.4	0	0	98.0	96.2	166.7	0
	12	20	28.6	0.70	5.6	0	0	50.9	50.9	72.2	0
	13	13	37.5	0.34	0.4	5.80	0	938.7	929.5	1148.0	0
R6	11	10	14.2	0.70	9.4	0	0	33.3	28.1	67.0	0
	12	42	45.0	0.93	5.9	0	0	1000.0	1000.0	44575.0	0
	13	27	33.0	0.81	1.0	0	0	171.0	185.8	225.0	0
	14	28	33.0	0.84	0	0	0	5.0	5.0	29.0	0
	15	40	56.0	0.71	2.0	0	0	1968.8	1968.8	2370.0	0
	16	25	90.0	0.28	12.2	0	0	50.5	53.5	208.0	0
R7	11	25	48.4	0.52	5.0	0	0	30000.0	29160.0	36235.0	0
	12	57	150.0	0.38	20.0	0	0	20000.0	20000.0	23609.0	0
	13	20	113.0	0.18	2.0	0	0	600.0	600.0	670.0	0
	14	10	84.0	0.12	1.0	0	0	300.0	300.0	334.0	0

付図 1 53 母線系統

app. Fig. 1. 53 Bus Transmission System

付図 2 接続水系モデル

app. Fig. 2. River Model