

# 揚水式発電所を含む電力系統の 最適運用計画 (第3報)\*

—A. E. P. 30 ノードテスト系統への適用—

中 村 陽 一\*\*

山 城 迪\*\*

(昭和57年4月27日受理)

## Optimum Operation Scheduling of Electric Power System Including the Pumping-up Power Stations (Part 3)

—Applying to A. E. P. 30 Bus Test System—

by Yoichi NAKAMURA and Susumu YAMASHIRO

In the previous paper, we reported that, in the case of transmission loss involving, the order of efficiency of the pumping-up power stations is not equal to the one which makes optimum operation schedule. And this was certified from the results of the 6 bus test system calculations.

In this paper, our method is applied to the A. E. P. 30 bus test system. We improve on the part of it which optimizes the operating patterns of pumping-up power stations and thermal power stations. From the model system calculation results, we report as follows. It is important to optimize the operating patterns of pumping-up power stations and thermal power stations. And the optimum operation decreases the operating fuel cost. Simultaneously, the load factor is improved. These effects are more remarkable at the lower load factor.

### 1. ま え が き

送電損失の影響を考慮して揚水式発電所の運用を考える場合、単純に総合効率の順に運転したのでは真の最適運用は得られないことを先に述べた<sup>1)</sup>。また、これらのことは6ノードモデル系統を用いた試算結果より確認し、あわせて報告した。本論では、筆者らの開発した最適運用計画法をA. E. P. (American Electric Power) 30ノードテスト系統へ適用し、本手法の有効性をさらに検討する。また、揚水式発電所の運用に伴う火力並列発電機群の最適化についても改良を加える。モデル系統を用いた試算結果から、さまざまな負荷率に対する揚水式発電所

\* 昭和57年電気学会全国大会で発表 (1982-4)

\*\* 北見工業大学電気工学科

の運転効果を経済性の面と負荷率改善の面から明らかにする。

## 2. 火力起動停止パターンを一定としたときの揚水式発電所最適運用法

考察期間を  $N$  時間帯に分割し、 $M$  台の火力発電機からなる系統を考える。第  $n$  時間帯の  $m$  号火力発電機の燃料費  $f_m^n$  は (1) 式で与えられるものとする。

$$f_m^n = \begin{cases} a_m + b_m \cdot g_m^n + c_m \cdot (g_m^n)^2 & (g_m \leq \overline{g_m^n} \leq \overline{g_m}) \\ fS_m & (g_m^n = 0) \end{cases} \quad (1)$$

ここで、 $a_m$ ,  $b_m$ ,  $c_m$  は発電機定数であり、 $g_m$ ,  $\overline{g_m}$  は出力上下限制約である。また、 $g_m^n$  は第  $n$  時間帯の  $m$  号機の出力であり、 $fS_m$  は起動費<sup>2)</sup> である。火力発電機の負荷配分を考えるために次の目的関数を考える。

$$\phi = \sum_m f_m^n + \lambda \cdot (P^n + PL - \sum_l g_l^n - \sum_m g_m^n) \quad (2)$$

ここで、 $\lambda$  はラグランジュの未定乗数、 $P^n$  は第  $n$  時間帯の系統負荷、 $PL$  は送電損失、 $g_l^n$  は第  $n$  時間帯の  $l$  号揚水式発電所の出力とし、発電機運転時には  $g_l^n > 0$  であるとする。 $\partial\phi/\partial g_m^n = 0$  より (3) 式が得られる。

$$g_m^n = \frac{\lambda}{2 \cdot c_m} \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^n}\right) - \frac{b_m}{2 \cdot c_m} \quad (3)$$

$l$  号揚水式発電所が微小電力  $\Delta G$  を用いて第  $n$  時間帯で揚水運転を行うとき、 $m$  号火力発電機の出力増加量を  $\Delta g_m^n$ ,  $\lambda$  の増加量を  $\Delta\lambda$  とする。ただし、増分損失 ( $\partial PL/\partial g_m^n$ ) はあまり変化しないものとする。(3) 式より (4) 式が得られ、需給バランス制約から (5) 式が得られる。

$$\Delta g_m^n = \frac{\Delta\lambda}{2 \cdot c_m} \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^n}\right) \quad (4)$$

$$\Delta G \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_l^n}\right) = \sum_m \Delta g_m^n \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^n}\right) \quad (5)$$

(5) 式は  $l$  号揚水式発電所の出力変化とそれに伴う送電損失の変化を、火力発電機で分担、吸収していることを意味している。ここで、 $l$  号揚水式発電所が揚水運転を行うとき、一般に火力発電機は負荷増加となりそれぞれ出力を増加することになる。従って、(5) 式右辺の火力発電機の合計部分は出力が上限となっている発電機を除いて合計するものとする。出力が上限の近傍または下限となっている発電機については (4) 式を近似的に用いることにする<sup>3)</sup>。(4) 式と (5) 式から  $\Delta\lambda$  を消去すると (6) 式となる。

$$\Delta g_m^n = \frac{\Delta G \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_l^n}\right) \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^n}\right)}{c_m \cdot \sum_k \frac{1}{c_k} \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_k^n}\right)^2} \quad (6)$$

このとき、 $m$  号火力発電機の燃料費増加量  $\Delta f_m^n$  は (7) 式となる。

$$\Delta f_m^n = \Delta g_m^n \cdot (b_m + 2 \cdot c_m \cdot g_m^n) + c_m \cdot (\Delta g_m^n)^2 \quad (7)$$

従って、 $l$ 号揚水式発電所が第 $n$ 時間帯で $\Delta G$ の電力により揚水運転を行ったときの、系統全体における燃料費の増加量を $\Delta F(l, n)$ とすると(8)式となる。

$$\Delta F(l, n) = \sum_m \Delta f_m^n \quad (8)$$

次に、この第 $n$ 時間帯で得られた水量を用いて第 $j$ 時間帯で発電機運転を行うことを考える。 $l$ 号揚水式発電所の総合効率を $\eta_l$ とすると出力は $\eta_l \cdot \Delta G$ となることより(9)式が得られる。

$$\eta_l \cdot \Delta G \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_l^j}\right) = - \sum_m \Delta g_m^j \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^j}\right) \quad (9)$$

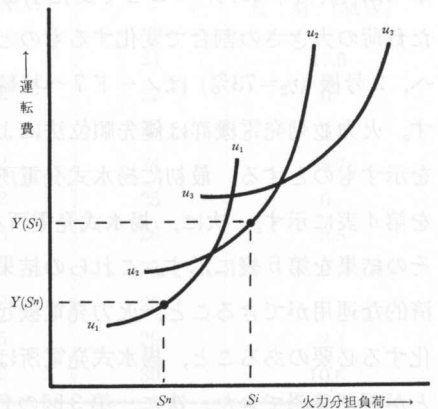
ここで、(9)式右辺において出力が下限となっている火力発電機を除いて合計することは(5)式と同様である。(4)式と(9)式から $\Delta \lambda$ を消去すると(10)式となる。

$$\Delta g_m^j = \frac{-\eta_l \cdot \Delta G \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_l^j}\right) \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_m^j}\right)}{c_m \cdot \sum_K \frac{1}{c_K} \cdot \left(1 - \frac{\partial PL}{\partial g_K^j}\right)^2} \quad (10)$$

第 $j$ 時間帯における $m$ 号火力発電機の燃料費増加量 $\Delta f_m^j$ は(10)式の $\Delta g_m^j$ を用いて(7)式から得られる。系統全体の燃料費増加量 $\Delta F(l, j)$ はこの $\Delta f_m^j$ を用いて(8)式から求めることができる。従って、運転すべき揚水式発電所とその時間帯は $\Delta F(l, n) + \Delta F(l, j)$ の最小化により決定することができる。火力並列発電機群が変化しない限り、揚水式発電所の運転量に対し系統全体の燃料費はコンベックスに変化すると考えて、この $\Delta G$ の運転をくり返すことにより最適運用を求めることができる。なお、本論における潮流計算はその簡便さ、高速性に特にすぐれていることから直流法<sup>1),4)</sup>を用いることにする。

### 3. 火力並列発電機群の最適化

さまざまな並列発電機群を考え、これを $u_1, u_2, \dots$ と表わす。第 $n$ 時間帯の火力分担負荷を $S^n (= P^n + PL - \sum_i g_i^n)$ とす。  $S^n$ に対し最適な並列発電機群により運転した場合の運転費を $Y(S^n)$ で表わす。各火力分担負荷に対する運転費を考えると、一般に第1図のようになる。第 $n$ 時間帯の負荷から第 $i$ 時間帯の負荷へ変化したときの単位電力当りの運転費変化量(すなわち、傾き)を $H(n, i)$ とすると(11)式となる。



第1図 火力分担負荷に対する運転費

$$H(n, i) = \frac{Y(S^i) - Y(S^n)}{S^i - S^n} \quad (S^i > S^n) \quad (11)$$

$N \cdot (N-1)/2$  個の  $H(n, i)$  の中の最大値を  $\bar{H}$ 、最小値を  $H$  とする。ある余裕  $\varepsilon (\geq 0)$  を設けて (12), (13) 式の不等式を考える。

$$H(n, i) \geq \bar{H} - \varepsilon \quad (12)$$

$$H(n, i) \leq H + \varepsilon \quad (13)$$

(12) 式を満足する  $H(n, i)$  については、第  $i$  時間帯の並列発電機群を  $Y(S^n)$  を与える並列発電機群に変更する。(13) 式を満足する  $H(n, i)$  については、第  $n$  時間帯の並列発電機群を  $Y(S^i)$  を与える並列発電機群に変更する。このような並列発電機群の変更により新たな火力起動停止パターンを得る。それぞれのパターンに対し第 2 章で述べた手法を適用し揚水式発電所の最適運用を求め、火力、揚水ともに最適となる運用を見いだすことにする。

(12), (13) 式において  $\varepsilon$  を設けたのは

- ① 計算時間を短縮する目的で  $Y(S^n)$  の計算を各時間帯の火力分担負荷に限っている。そして、 $H(n, i)$  の計算では  $Y(S^n)$ ,  $Y(S^i)$  の間の特性を線形と考えている。
- ② 火力分担負荷の大きさが同じでも、系統内の負荷分布が異なれば  $Y(S^n)$  の値は異なるが  $H(n, i)$  の計算ではこの違いを無視している。

などの理由による。ここで、 $\varepsilon$  の値は計算機の処理速度等を考慮して決定すべき値である。また、(12), (13) 式により火力並列発電機群を変更した場合、発電機の組み合わせによっては需給バランスがとれず運転不可能となる場合もある。この場合は最初の揚水式発電所の運転量を  $\Delta G$  の大きさにこだわることなく、火力発電機の運転が可能となるように選ぶものとする。

#### 4. モデル系統による計算例

第 1 表, 第 2 表, 第 2 図に示す A. E. P. 30 ノードテスト系統により試算した。系統負荷は第 3 図 (負荷率 65%) のごとく変化するものとし、系統内各ノードの負荷は常に第 2 表に示した負荷の大きさの割合で変化するものとした。揚水式発電所の 1 号機 ( $\eta_1=74\%$ ) はノード 10 へ, 2 号機 ( $\eta_2=73\%$ ) はノード 7 へ接続されているものとした。火力発電機定数を第 3 表に示す。火力並列発電機群は優先順位法により構成されるものとし、発電機 No. は並列優先順位を示すものとする。最初に揚水式発電所を運転せずに、火力発電機だけで運転した場合の結果を第 4 表に示す。次に、揚水式発電所を含む場合の最適運用を  $\Delta G=1$  [MW] として求めた。その結果を第 5 表に示す。これらの結果から、揚水式発電所を系統に含むことにより、より経済的な運用ができること、火力発電機起動停止パターンは揚水式発電所の運用とあわせて最適化する必要のあること、揚水式発電所は総合効率の大きさに単純に並列順位を決定できないことが再び確認できた。次に、第 3 図の負荷曲線において平均負荷を一定 (200 [MW]) にし、負荷率をさまざまに変化させた場合の運転効果を第 4 図に示す。ここで、運転効果とは火力発電機だけで運用した場合に対し、揚水式発電所を含むことによる運転費の減少量を指すものとする。

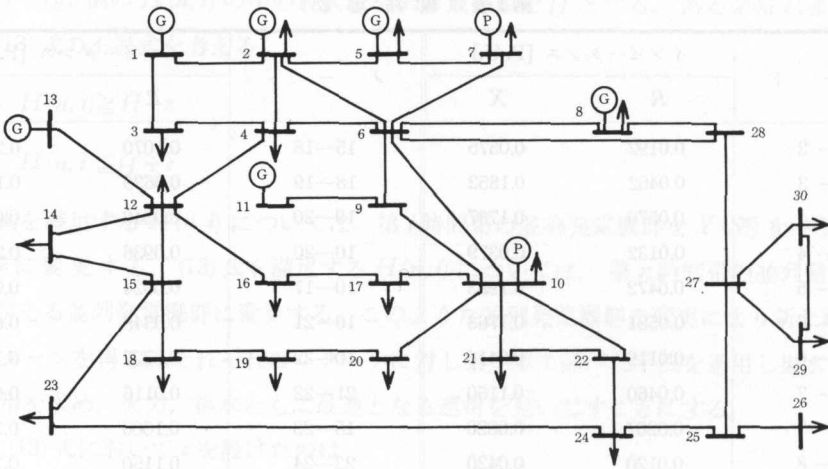
第1表 線路定数

ノード	インピーダンス [P. U.]		ノード	インピーダンス [P. U.]	
	R	X		R	X
1-2	0.0192	0.0575	15-18	0.1070	0.2185
1-3	0.0452	0.1852	18-19	0.0639	0.1292
2-4	0.0570	0.1737	19-20	0.0340	0.0680
3-4	0.0132	0.0379	10-20	0.0936	0.2090
2-5	0.0472	0.1983	10-17	0.0324	0.0845
2-6	0.0581	0.1763	10-21	0.0348	0.0749
4-6	0.0119	0.0414	10-22	0.0727	0.1499
5-7	0.0460	0.1160	21-22	0.0116	0.0236
6-7	0.0267	0.0820	15-23	0.1000	0.2020
6-8	0.0120	0.0420	22-24	0.1150	0.1790
6-9	0.0000	0.2080	23-24	0.1320	0.2700
6-10	0.0000	0.5560	24-25	0.1885	0.3292
9-11	0.0000	0.2080	25-26	0.2544	0.3800
9-10	0.0000	0.1100	25-27	0.1093	0.2087
4-12	0.0000	0.2560	28-27	0.0000	0.3960
12-13	0.0000	0.1400	27-29	0.2198	0.4153
12-14	0.1231	0.2559	27-30	0.3202	0.6027
12-15	0.0662	0.1304	29-30	0.2399	0.4533
12-16	0.0945	0.1987	8-28	0.0636	0.2000
14-15	0.2210	0.1997	6-28	0.0169	0.0599
16-17	0.0824	0.1923			

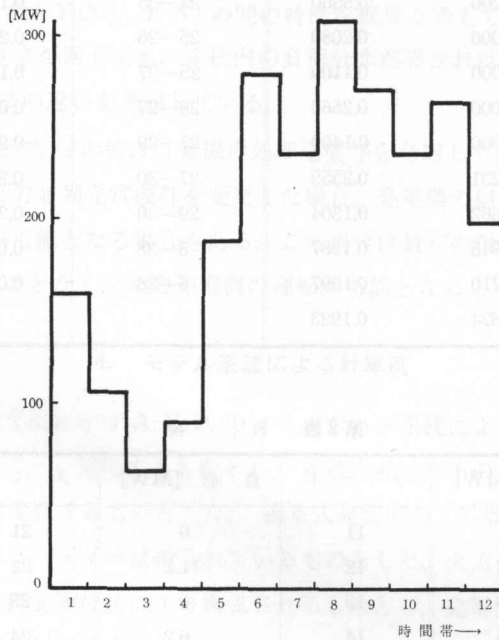
Base : 100 [MVA]

第2表 負荷

ノード	負荷 [MW]	ノード	負荷 [MW]	ノード	負荷 [MW]
1	0	11	0	21	17.5
2	21.7	12	11.2	22	0
3	2.4	13	0	23	3.2
4	7.6	14	6.2	24	8.7
5	94.2	15	8.2	25	0
6	0	16	3.5	26	3.5
7	22.8	17	9.0	27	0
8	30.0	18	3.2	28	0
9	0	19	9.5	29	2.4
10	5.8	20	2.2	30	10.6



第2図 モデル系統 G: 火力発電機, P: 揚水式発電所



第3図 負荷曲線

第3表 火力発電機定数

発電機 No.	接続ノード	$f = a + bg + cg^2$ [千円/時]			$\bar{g}$ [MW]	起 動 費 [千円/時]
		$a$	$b$	$c \times 1000$		
1	1	2.085	0.8340	1.56	200	—
2	2	1.251	0.7298	7.30	80	3.2
3	8	3.753	1.3553	3.48	35	2.4
4	11	2.085	1.2510	10.40	30	2.2
5	13	2.085	1.2510	10.40	40	2.6
6	5	1.251	0.4170	26.10	50	2.8

第4表 火力発電機だけによる最適運用

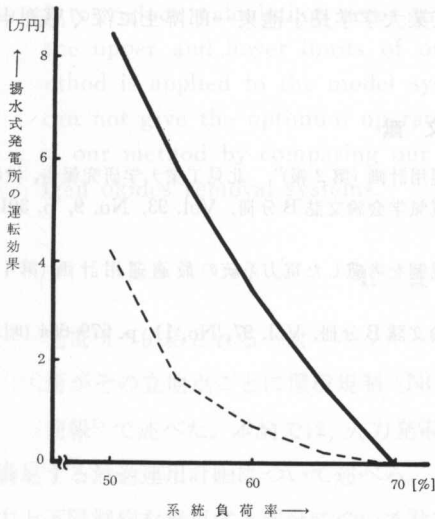
	発電機 No.	時 間 帯											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
火力 発 電 機	1												
	2			×									
	3		×	×	×								
	4		×	×	×								
	5		×	×	×								
	6		×	×	×								

×：解列，空欄：並列，累積運転費：568.71 [万円]

第5表 揚水式発電所を含む最適運用

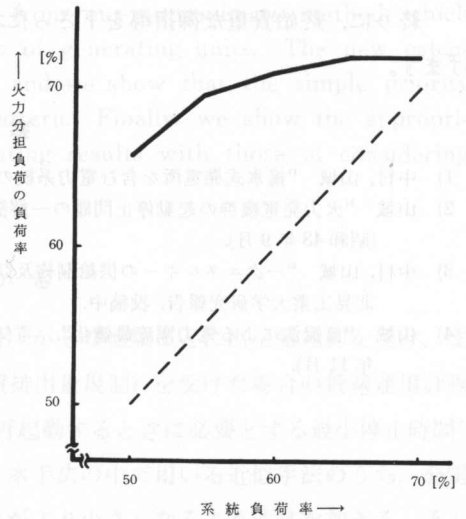
	発電機 No.	時 間 帯											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
火力 発 電 機	1												
	2												
	3		×	×	×								
	4		×	×	×								
	5		×	×	×								
	6		×	×	×								
発電所 揚水式	1			-21	-6		+1.48		+18.50				
	2			-14					+10.22				

×：解列，空欄：並列，累積運転費：567.22 [万円]，揚水式発電所の単位は [MW]



第4図 揚水式発電所の経済的運転効果

実線：火力発電機の起動停止パターンを最適化した場合  
点線：火力発電機の起動停止パターンを一定とした場合



第5図 負荷率の改善

実線：最適運用をした場合  
点線：揚水式発電所を運転しなかった場合



る。比較のため、火力発電機起動停止パターンを揚水式発電所を含まない場合の最適起動停止パターンに固定し、そのパターンに対し揚水式発電所の運用のみを最適化した場合の運転効果を点線で示す。第4図から、負荷率が低くなるほど揚水式発電所の運転効果が大きくなり、また、火力発電機起動停止パターンの最適化の重要性も確認できた。次に、この揚水式発電所と火力発電機の運用を両方とも最適化した場合の負荷率の改善のようすを第5図に示す。また、火力発電機だけで系統負荷を分担した場合を点線で示す。第5図から、揚水式発電所を含むことにより負荷率が大幅に改善されていることが明らかになった。また、負荷率が70%の場合には運転費的にはほとんど効果が得られなかった(第4図)が、負荷率では改善できていることがわかった。

## 5. む す び

筆者らの開発した最適運用計画法を A. E. P. 30 ノードテスト系統へ適用し、その有効性を確認した。計算結果から、揚水式発電所を含む最適運用を行うことにより、運転費を減少でき同時に負荷率も改善できることを示した。また、これらは負荷率が低くなるほど、効果が大きくなることも示した。揚水式発電所の運用に対し、火力発電機もあわせて最適化する必要のあることも明らかにした。また、揚水式発電所は総合効率の順に単純に並列しても真の最適解は得られないことを確認できた。なお、本研究は昭和56年度文部省科学研究費補助金(エネルギー特別研究(2))の交付を受けて行ったものである。また、モデルシステムの試算には本学電気工学科データ処理室の HITAC 10 II, および北海道大学大型計算機センターの M 200 H を利用した。

終りに、終始貴重な御指導を下された北見工業大学学長小池東一郎博士に深く感謝申し上げます。

## 参 考 文 献

- 1) 中村, 山城 “揚水式発電所を含む電力系統の最適運用計画(第2報)”. 北見工業大学研究報告, 投稿中.
- 2) 山城 “火力発電機群の起動停止問題の一解法”. 電気学会論文誌 B 分冊, Vol. 93, No. 9, p. 391-398 (昭和48年9月).
- 3) 中村, 山城 “一次エネルギーの供給制約及び環境規制を考慮した電力系統の最適運用計画(第4報)”. 北見工業大学研究報告, 投稿中.
- 4) 山城 “直流法による電力潮流最適化”. 電気学会論文誌 B 分冊, Vol. 97, No. 11, p. 679-684 (昭和52年11月).