

# ỨNG DỤNG MÔ HÌNH THORMAS-FIERING MÔ PHÒNG CHUỖI THỜI GIAN DÒNG CHẢY VÀ ỨNG DỤNG KẾT QUẢ MÔ PHÒNG TRONG ĐIỀU HÀNH CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN.

PGS.TS. NGUYỄN VĂN TUẤN

Khoa Khí tượng - Thủy văn và Hải dương học

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG Hà Nội

CN. NGUYỄN ĐỨC HẠNH

**Tóm tắt:** Bài toán điều hành phối hợp giữa các nhà máy điện trong một hệ thống đến nay vẫn là một bài toán rất phức tạp và gặp nhiều khó khăn. Việc điều hành các nhà máy điện liên quan chủ yếu đến đặc điểm thủy văn hay quy luật dòng chảy tuyến vào của các nhà máy thủy điện. Một trong những phương pháp phổ biến được áp dụng để phân tích sự biến đổi chu kỳ, tìm quy luật dòng chảy là ứng dụng mô hình Thormas-Fiering. Bài báo này giới thiệu về việc ứng dụng mô hình Thormas-Fiering trong mô phỏng chuỗi thời gian dòng chảy sông ngòi nhằm tìm quy luật dòng chảy và ứng dụng kết quả mô phỏng đó điều hành phối hợp hợp lý các nhà máy điện.

## I. ỨNG DỤNG MÔ HÌNH THORMAS-FIERING MÔ PHÒNG QUÁ TRÌNH DÒNG CHẢY.

### 1. Cơ sở lý luận.

Mô hình Thormas-Fiering là một trong các mô hình sử dụng phương pháp khai triển Xích Markov để tạo lập, kéo dài quá trình dòng chảy trong trường hợp liệt tài liệu quan trắc không đủ dài. Tư tưởng của mô hình là coi sự hình thành dòng chảy là biểu hiện kết hợp giữa bản chất có quy luật và bản chất ngẫu nhiên. Khi thời đoạn tính toán dài (năm hoặc mùa) người ta có thể sử dụng luật phân bố Log Chuẩn hoặc phương pháp Monte-Carlo để tạo lập dòng chảy. Khi thời đoạn tính toán ngắn hơn (tháng, tuần) người ta sử dụng phân bố Log Chuẩn hoặc Pearson III. Khi thời đoạn tính toán là ngày hoặc giờ, quy luật hay được áp dụng là Pearson III.

Với quan niệm như trên, dòng chảy cần tạo lập ở thời đoạn nào đó sẽ là tổng của ba thành phần là: (1) lưu lượng trung bình trong thời đoạn đó; (2) phần biến động quanh trị số trung bình của thời đoạn đó và (3) phần sai số do mô phỏng của mô hình khi chưa kể đủ những nguyên nhân ảnh hưởng khác.

Trong đó hai thành phần đầu tiên thể hiện tính có quy luật của dòng chảy, nó phụ thuộc vào sự biến động thực tế của chuỗi dòng chảy đã

quan trắc được, phụ thuộc vào luật phân bố chọn áp dụng cho quá trình dòng chảy (Phân bố chuẩn, Log chuẩn, Pearson III). Thành phần thứ ba chính là biểu hiện tính bất thường ngẫu nhiên trong mô hình hình thành dòng chảy.

Trong thủy văn, có hai loại mô hình Thormas-Fiering dùng để mô phỏng chuỗi thời gian dòng chảy tháng là mô hình bậc 1 và mô hình bậc 2.

#### a) Mô hình Thormas-Fiering bậc 1.

Mô hình Thormas-Fiering bậc một là trường hợp riêng của mô hình ARIMA với phép lọc đơn giản:

$$Z_t = Q_t - \bar{Q}$$

nhưng nó đã khắc phục được nhược điểm của mô hình ARIMA là coi các thông số trong mùa lũ cũng giống như trong mùa kiệt. Trong mô hình Thormas - Fiering mỗi tháng trong năm có một bộ thông số khác nhau. Điều này phù hợp với thực tế hơn.

Mô hình thường dùng cho chuỗi số liệu tháng, dạng chung của mô hình là:

$$Z_{i+1} = \bar{Z}_{j+1} + a_j(Z_i - \bar{Z}_j) + \xi_i \sigma_{j+1} \sqrt{(1-r_j^2)} \quad (1)$$

Trong đó:

$Z_i, Z_{i+1}$  là giá trị tháng thứ  $i$  và  $(i+1)$  trong chuỗi mô phỏng ( $i = 1, 2, \dots, N$ ).

$Z_{j+1}, \bar{Z}_j$  là giá trị trung bình tháng thứ  $j$  và

(j+1) trong năm (j = 1,2,...,12)

$\xi_i$  là số ngẫu nhiên phân bố chuẩn có các thông số (0,1) hoặc là độ lệch xác suất chuẩn ứng với số ngẫu nhiên  $\gamma_i$

$\sigma_{j+1}$  là phương sai của tháng thứ (j+1)

$r_j$  là hệ số tương quan giữa tháng thứ j và tháng j+1

$a_j$  là hệ số hồi quy của tháng thứ j:

$$a_j = \frac{r_j \sigma_{j+1}}{\sigma_j} \quad (2)$$

Như vậy mỗi tháng có một mô hình Thormas-Fiering. Mô hình Thormas-Fiering bậc 1 gần giống mô hình AR(1) và thực chất là mô hình Markov đơn. Như vậy 12 tháng có 12 mô hình AR(1).

**b) Mô hình Thormas - Fiering bậc 2.**

Mô hình Thormas-Fiering bậc 2 có dạng gần giống AR(2) hay có dạng gần giống mô hình Markov phức với số bậc hồi quy là 2.

$$Q_{i+1} = \bar{Q}_{j+1} + a_{1j}(Q_i - \bar{Q}_j) + a_{2j}(Q_{i-1} - \bar{Q}_{j-1}) + \xi_i \sigma_i \sqrt{1-r_j^2} \quad (3)$$

Trong đó:  $a_{1j}, a_{2j}$  là hệ số hồi quy xét đến mối liên hệ của hai số hạng về phía trước. Các hệ số này cũng có thể xác định theo công thức truy hồi Durbin hay chương trình tối ưu hoá.

$$a_{1j} = \frac{r_j \sigma_{j+1}}{\sigma_j} \quad a_{2j} = \frac{r_j \sigma_{j+1}}{\sigma_{j-1}} \quad (4)$$

Việc mô hình hoá theo mô hình Thormas - Fiering không khác biệt gì lắm với việc mô phỏng theo ARIMA hoặc mô hình Markov. Giá trị  $Q_{i+1}$  tính theo (2) và (3) được coi là  $Q_i$  cho việc mô hình hoá tiếp theo. Dĩ nhiên mô hình tiếp theo vẫn có dạng (2) và (3) nhưng với các hệ số hồi quy khác đi. Mô hình Thormas - Fiering cũng được dùng để mô hình hoá các chuỗi thủy văn có quan hệ tương hỗ.

**2. Chương trình tính toán.**

Trên cơ sở đó chúng tôi đã thiết lập chương trình “THORMAS” viết bằng ngôn ngữ Visual Basic, chạy trong môi trường Windows từ phiên bản 95 trở lên, dao diện tiếng Việt, để tính toán mô phỏng chuỗi thời gian dòng chảy tháng theo mô hình Thormas-Fiering.

**a) Chương trình gồm các tệp tin chính sau:**

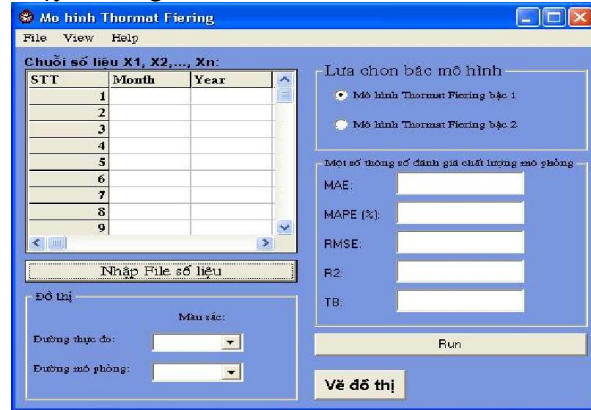
THORMAS.EXE – Tệp tin chính của chương trình  
VB40032.DLL, MSFLGRID.VBX, SPIN.VBX, CMDIALOG.VBX: Các tệp của Visual Basic dùng cho chương trình.

INPUT.TXT – Tệp đầu vào mẫu của chương trình.

**b) Các bước tính toán:**

Form1 hiển thị lúc bắt đầu chạy chương trình. Để bắt đầu tính toán ta nhấn vào nút “**Bắt đầu**”.

Trong Form2 hiển thị các thành phần khi chạy chương trình như sau:



Đầu tiên để nhập số liệu ta nhấn nút “**Nhập File số liệu**” và chọn tệp số liệu. Các giá trị thực tế của chuỗi số liệu sẽ được hiện lên ở trên bảng.

Tiếp theo ta lựa chọn chạy theo mô hình Thormas-Fiering bậc 1 hay bậc 2 rồi nhấn nút “**Run**” để chạy chương trình, các giá trị mô phỏng sẽ hiện lên ở cột “**Tính toán**” tương ứng trên bảng. Đồng thời chương trình cũng tính một số đặc trưng đánh giá chất lượng mô phỏng. Trong đó MAE là sai số tuyệt đối, MAPE là sai số tương đối, RMSE là sai số chuẩn, R2 là hệ số tất định, TB là giá trị trung bình của chuỗi số liệu đầu vào.

Để so sánh giữa giá trị thực tế và giá trị mô phỏng ta có thể biểu thị đồng thời hai chuỗi giá trị này lên đồ thị, màu sắc của các đường có thể tùy chọn.

**3. Ứng dụng mô phỏng dòng chảy trên một số sông.**

Từ số liệu dòng chảy trung bình tháng tại các trạm Hoà Bình (trên sông Đà) và Tà Lài (trên sông Đồng Nai) ta tạo các file số liệu đầu vào sau đó chạy chương trình thu được một số kết

quả đánh giá mô phỏng như trong Bảng 1

Các hình 1 và 2 là so sánh giữa giá trị thực tế và giá trị mô phỏng của chuỗi số liệu dòng chảy tháng tại trạm Hoà Bình (sông Đà) và trạm Tà Lài (sông Đồng Nai) theo mô hình Thomas-

Fiering bậc 1. Nhìn vào các hình này ta cũng có thể thấy rằng kết quả mô phỏng là tương đối tốt, đường thực đo và đường mô phỏng bằng mô hình là hoàn toàn phù hợp với nhau, sai lệch giữa hai đường không lớn.

Bảng 1. Một số đặc trưng đánh giá chất lượng mô hình Thomas-Fiering.

Mô hình Đặc trưng	Mô hình Thomas-Fiering bậc 1		Mô hình Thomas-Fiering bậc 2	
	Hoà Bình (sông Đà)	Tà Lài (sông Đồng Nai)	Hoà Bình (sông Đà)	Tà Lài (sông Đồng Nai)
MAE (m <sup>3</sup> /s)	456	93.2	466.8	99.0
MAPE (%)	35.4	34.4	36.0	33.6
RMSE (m <sup>3</sup> /s)	699.2	141.0	714.7	152.4
R <sup>2</sup>	0.80	0.82	0.79	0.79

Do vậy ta có thể ứng dụng mô hình Thomas-Fiering để mô phỏng chuỗi thời gian dòng chảy tháng trên các sông nói chung và để mô phỏng chuỗi thời gian dòng chảy đầu vào các nhà máy thủy điện, phục vụ cho tính toán thủy năng điều tiết hồ chứa phát điện nói riêng.

## II. ỨNG DỤNG KẾT QUẢ MÔ PHỎNG QUÁ TRÌNH DÒNG CHẢY ĐỂ VẬN HÀNH HỢP LÝ MỘT SỐ NHÀ MÁY THỦY ĐIỆN

### 1. Một số nhà máy thủy điện sử dụng để vận hành hợp lý.

Trong bài báo này tập trung vào nghiên cứu hai nhà máy thủy điện là nhà máy thủy điện Hoà Bình (trên sông Đà) ở miền Bắc và nhà máy thủy điện Trị An (trên sông Đồng Nai) ở miền Nam và một nhà máy nhiệt điện là nhà máy nhiệt điện Phả Lại. Đây là những nhà máy điện quan trọng của đất nước hiện nay.

Thủy điện Hoà Bình là một trong những công trình trọng điểm kinh tế lớn của đất nước, nơi sản xuất cung cấp nguồn năng lượng điện quan trọng cho hệ thống điện quốc gia, phục vụ đặc biệt sự nghiệp công nghiệp hoá, hiện đại hoá đất nước. Nhà máy được hoàn thành ngày 9/11/1988 theo quyết định của Bộ Năng lượng với 8 tổ máy (công suất 8×240 MW), tổng công suất 1920 MW, sản lượng điện trung bình 8 tỷ kWh/năm.

Nhà máy thủy điện Trị An hiện nay là một nhà máy thủy điện thuộc loại vừa, có công suất

lắp máy 440 MW, điện năng hàng năm 1626×10<sup>6</sup> kWh.

Nhà máy nhiệt điện Phả Lại thuộc địa phận huyện Chí Linh, tỉnh Hải Dương, cách thủ đô Hà Nội 56km về phía Đông Bắc, sát góc phía Bắc đường 18 và tả ngạn sông Thái Bình. Nhà máy được khởi công xây dựng ngày 17/05/1980 với công suất 440MW, gồm 4 tổ tua bin máy phát và 8 lò hơi theo khối hai lò - một máy, mỗi máy 110MW. Đây là nhà máy điện lớn nhất trong hệ thống điện miền Bắc lúc bấy giờ, có các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật cao.

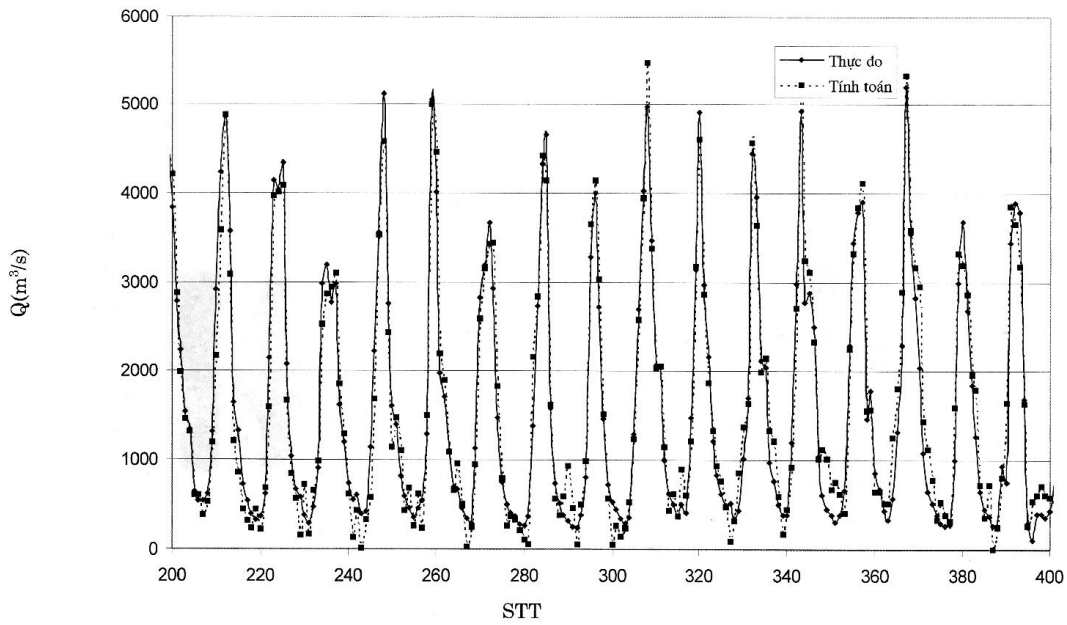
### 2. Kết quả của việc ứng dụng mô hình Thomas-Fiering mô phỏng quá trình dòng chảy trong vận hành hợp lý các nhà máy điện.

Dựa vào các kết quả mô phỏng bằng mô hình Thomas-Fiering bậc 1 ở trên, ta có thể bước đầu nghiên cứu tính toán điều tiết hoạt động của hai nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An theo một số kịch bản như sau:

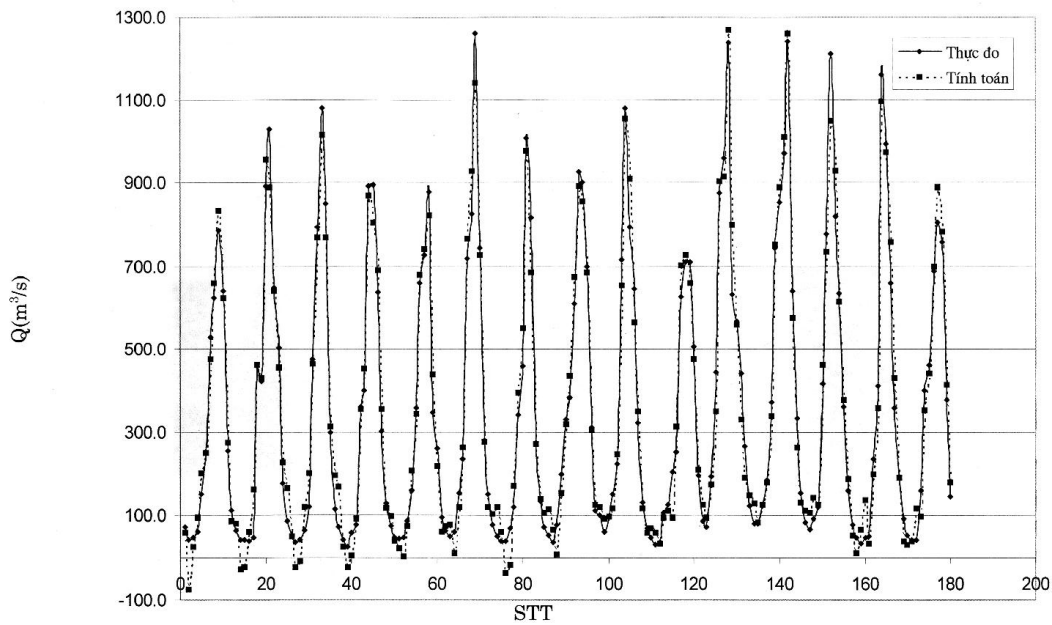
#### a) Kịch bản các nhà máy điện hoạt động hoàn toàn độc lập:

Khi các nhà máy điện hoạt động hoàn toàn độc lập với nhau thì mỗi nhà máy điện luôn phải đảm nhiệm cung cấp một phần điện năng cho yêu cầu dùng điện quốc gia tùy thuộc vào công suất lắp máy của từng nhà máy. Phân phối điện năng cho các nhà máy điện được tính theo nguyên tắc:

$$N_i^{TD} = \frac{N_i^{QG}}{\sum N_{LM}} \times N_{LM}^{TD} \quad (6)$$



Hình 1. Kết quả mô phỏng dòng chảy tháng bằng mô hình Thomas-Fiering bậc 1 Trạm Hoà Bình (sông Đà)



Hình 2. Kết quả mô phỏng dòng chảy tháng bằng mô hình Thomas-Fiering bậc 1 Trạm Tà Lài (sông Đông Nai)

trong đó:  $N_i^{TD}$  là phụ tải bình quân tháng thứ  $i$  của nhà máy thủy điện

$N_i^{OG}$  là phụ tải bình quân tháng thứ  $i$  của quốc gia

$\sum N_{LM}$  là tổng công suất lắp máy của các

nhà máy điện của quốc gia

$N_{LM}^{TD}$  là công suất lắp máy của nhà máy thủy điện

Từ đó ta tính được phân phối điện năng trung bình tháng cho nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An tương ứng đến năm 2005.

Dựa vào kết quả mô phỏng dòng chảy tháng ở các trạm Hoà Bình và Tà Lài bằng mô hình Thomas-Fiering bậc 1, ta tiến hành tính toán điều tiết dòng chảy theo phương pháp điều tiết cả liệt. Bài toán của ta ở đây là tính toán thủy năng theo đô thị phụ tải yêu cầu đối với trạm thủy điện.

Số liệu ban đầu có:

- Chuỗi số liệu dòng chảy tháng đến nhà máy thủy điện  $Q_i=f(t)$  mô phỏng theo mô hình Thomas-Fiering bậc 1.

- Đô thị phụ tải theo yêu cầu  $N_{VC}=f(t)$

- Đường quan hệ  $Q=f(Z_{HL})$

- Trạm thủy điện có hồ điều tiết, các thông số của hồ điều tiết bao gồm:

- + Các đường quan hệ đặc trưng lòng hồ:  $V=f(Z)$ ,  $F=f(Z)$

- + Mục nước dâng bình thường tương ứng với  $V_{max}$

- + Mục nước chết tương ứng với  $V_{min}=V_{chết}$

- + Khi hồ đầy mà lưu lượng thiên nhiên đến vẫn lớn hơn lưu lượng điều tiết thì phải xả qua công trình tràn.

Nhiệm vụ là xác định các quan hệ  $Z_i^{TL}=f(t)$ ,  $Z_i^{HL}=f(t)$ ,  $H_i=f(t)$ ,  $E_i=f(t)$ .

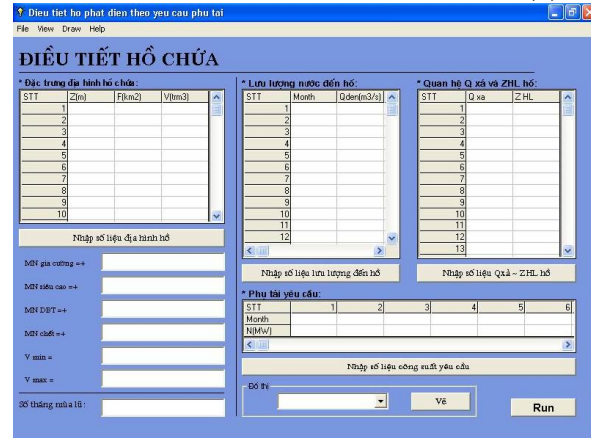
Đây là bài toán khai thác vận hành tương đối phức tạp và có liên quan đến nhiều yếu tố nên trong tính toán thủy năng phải sử dụng phương pháp thử dần. Nội dung của phương pháp thử dần là giả thiết trước lưu lượng  $Q_i^{DT}$  tương ứng với công suất dòng chảy là  $N_i$  sau đó tính ra công suất của trạm. Nếu công suất đó phù hợp với công suất yêu cầu trong thời đoạn thì giả

thiết được xem là đúng, nếu không thì phải giả thiết lại và quá trình tính toán lại tiếp diễn.

Trong quá trình tính toán sau khi đạt được  $|N_i - N_i^{GT}| < \epsilon$  xác định được  $N_i$ , trên cơ sở đó tính toán được  $Q_i^{DT}$  và  $Q_{xả}$  tương ứng.

Để đảm bảo số lần giả thiết là ít nhất, xác định giá trị lưu lượng giả thiết ban đầu như trong công thức (7) sau:

$$Q_i^{GT} = \frac{N_i}{9.81[Z_i^{TL} - Z_i^{HL}(Q_i)]} \quad (7)$$



Ở đây chúng tôi đã thiết lập chương trình “DTBLB”, viết bằng ngôn ngữ Visual Basic có thể chạy trong các môi trường Window từ 95 trở lên, để tính toán lần lượt cho số liệu theo từng năm thủy văn một. Trong đó các quan hệ đặc trưng lòng hồ được làm trơn theo phương pháp Spline bậc 3. Dao diện chính của chương trình như ở trên.

Bảng 2. Kết quả điều tiết hồ chứa phát điện theo yêu cầu phụ tải cho trước tại các nhà máy thủy điện Hoà Bình (sông Đà) và Trị An (sông Đồng Nai)

STT	Năm	Hoà Bình- sông Đà		Trị An-sông Đồng Nai	
		Tháng thừa nước	Tháng thiếu nước	Tháng thừa nước	Tháng thiếu nước
1	1989	7, 8, 9, 10, 11		10	7, 11
2	1990	7, 8, 9, 10	4, 5	9, 10, 11	3, 4, 5, 6
3	1991	7, 8, 9, 10, 11	2, 3, 4, 5	10, 11	3, 4, 5, 6
4	1992	7, 8, 9, 10, 11	5	10, 11	3, 4, 5, 6
5	1993	7, 8, 9, 10	4, 5	9, 10	3, 4, 5, 6, 11
6	1994	7, 8, 9, 10	3, 4, 5	10	3, 4, 5, 6, 7, 11
7	1995	7, 8, 9, 10, 11	4, 5	9, 10	3, 4, 5, 6, 11
8	1996	7, 8, 9, 10, 11	4, 5	10, 11	3, 4, 5, 6, 7
9	1997	7, 8, 9, 10, 11	4, 5	10	3, 4, 5, 6, 11
10	1998	7, 8, 9, 10, 11	4, 5	10	2, 3, 4, 5, 6, 11

STT	Năm	Hoà Bình- sông Đà		Trị An-sông Đồng Nai	
		Tháng thừa nước	Tháng thiếu nước	Tháng thừa nước	Tháng thiếu nước
11	1999	7, 8, 9, 10	3, 4, 5	9, 10, 11	3, 4, 5, 6
12	2000	7, 8, 9, 10, 11	4, 5		3, 4, 5, 6, 7, 11
13	2001	7, 8, 9, 10, 11	3, 4, 5	10	3, 4, 5, 6, 7, 11
14	2002	7, 8, 9, 10, 11	3, 4, 5	9, 10, 11	2, 3, 4, 5, 6
15	2003	7, 8, 9, 10, 11	3, 4, 5	10, 11	3, 4, 5, 6

Qua tính toán ta rút ra kết quả về các tháng thừa nước và các tháng thiếu nước tại các trạm thủy điện Hoà Bình và Trị An như trong bảng 2. Từ đó có nhận xét rằng:

Nếu các nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An hoạt động hoàn toàn độc lập thì trong các tháng mùa kiệt lượng nước đến hồ sẽ thiếu, nên không thể đảm bảo được phân yêu cầu phụ tải của mình.

Mặt khác vào mùa lũ lại có thể xả mất một lượng nước thừa khá lớn. Do đó rất lãng phí, chưa tận dụng khai thác hết được nguồn tài nguyên nước.

Vì vậy ta tiếp tục xét đến kịch bản thứ hai đó là trường hợp hai nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An hoạt động bổ xung cho nhau nhằm đảm bảo yêu cầu về điện năng cho quốc gia.

**b) Kịch bản hai nhà máy thủy điện hoạt động bổ xung cho nhau.**

Như trên ta đã xét thì thấy rằng khi hai nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An hoạt động hoàn toàn độc lập với nhau thì cả hai nhà máy đều không thể thoả mãn được công suất yêu cầu

của tất cả các tháng trong năm mà vào mùa kiệt thì thường bị thiếu nước trầm trọng trong khi vào mùa lũ thì lại phải xả đi một lượng nước thừa đáng kể. Mùa lũ trên sông Đà (trạm Hoà Bình) là từ tháng 6 đến tháng 10, mùa kiệt từ tháng 11 đến tháng 5 năm sau, còn trên sông Đồng Nai (tại trạm Tà Lài) mùa lũ từ tháng 7 đến tháng 11, mùa kiệt từ tháng 12 đến tháng 6 năm sau. Do đó có sự lệch pha dòng chảy giữa dòng chảy đến hồ Hoà Bình và dòng chảy đến hồ Trị An. Vì vậy có thể phân chia phụ tải hệ thống giữa hai nhà máy thủy điện này để nâng cao mức đảm bảo yêu cầu cung cấp điện năng.

Có nhiều năm vào tháng 7 và tháng 11 ở nhà máy thủy điện Trị An bị thiếu nước, không đảm bảo phụ tải yêu cầu, trong khi ở thủy điện Hoà Bình thì lại thừa nước, phải xả bớt nước qua cửa xả. Vì vậy vào các tháng đó ta có thể tăng phụ tải của nhà máy thủy điện Hoà Bình lên để bổ xung cho phân phụ tải thiếu hụt của nhà máy thủy điện Trị An. Kết quả tính toán cụ thể được tiến hành như trong bảng 3.

*Bảng 3. Tính toán điều tiết lại thủy điện Hoà Bình phân chia phụ tải với nhà máy thủy điện Trị An*

STT	Tháng	Trị An	Hoà Bình							
		$N_{thiếu}$	$N_{YC}^{old}$	$N_{YC}^{re}$	$Q_{DT}^{old}$	$Q_{xa}^{old}$	$Z_{TL}^{TB}$	$Z_{HL}$	$Q_{DT}^{re}$	$Q_{xa}^{re}$
1	7/1989	9.2293	978.91	988.13	1063.61	3516.09	110.74	16.92	1073.64	3506.06
2	11/1989	51.072	1055.43	1106.5	1053.49	320.629	115	12.88	1104.7	269.649
3	7/1994	1.3167	978.91	980.222	1081.6	2045.36	107.52	15.26	1083.06	2043.9
4	11/1995	32.02	1055.43	1087.45	1050.87	152.941	115	12.62	1082.75	121.061
5	7/1996	42.742	978.91	1021.65	1122.68	1898.41	104.01	15.13	1171.7	1849.39
6	11/1997	32.966	1055.43	1088.4	1052.23	239.896	115	12.75	1085.1	207.026
7	11/1998	24.943	1055.43	1080.37	1048.84	24.873	115	12.42	1073.63	0.083
8	7/2000	13.208	978.91	992.113	1100.98	2451.87	106.41	15.78	1115.83	2437.02
9	11/2000	57.194	1055.43	1112.63	1052.84	278.847	115	12.81	1109.9	221.787
10	7/2001	0.1305	978.91	979.036	1120.27	1200.53	103.29	14.22	1120.42	1200.38
11	11/2001	29.346	1055.43	1084.78	1052	224.881	115	12.73	1081.25	195.631

Tuy nhiên vẫn có nhiều tháng trong mùa kiệt, hai trạm thủy điện này không thể đảm bảo phụ tải yêu cầu, trong khi vào mùa lũ vẫn xả lãng phí một lượng lớn thể tích nước. Vì vậy ta tiếp tục xem xét một kịch bản là một nhà máy thủy điện (Hoà Bình) và một nhà máy nhiệt điện (Phả Lại) cùng phối hợp hoạt động nhằm đảm bảo yêu cầu cung cấp điện năng cho hệ thống điện quốc gia.

**c) Kịch bản một nhà máy thủy điện và một nhà máy nhiệt điện phối hợp hoạt động.**

Ta xem xét nghiên cứu bài toán phân chia phụ tải giữa nhà máy thủy điện Hoà Bình và một nhà máy nhiệt điện là nhà máy nhiệt điện Phả Lại sao cho đảm bảo yêu cầu điện năng cho hệ thống điện quốc gia và tổng chi phí than của nhà máy nhiệt điện là nhỏ nhất.

Phân phối tổng phụ tải trung bình hàng tháng của hai nhà máy điện này có thể được tính theo công thức (6). Bài toán đặt ra là phải phân chia hoạt động của hai nhà máy điện Hoà Bình và Phả Lại như thế nào để đảm bảo điện kín được phụ tải yêu cầu đồng thời chi phí vận hành hay lượng than mà nhà máy nhiệt điện sử dụng là nhỏ nhất.

Giả sử nhà máy nhiệt điện Phả Lại hoạt động hoàn toàn độc lập, thì từ công thức (6) tính được phân phối phụ tải trung bình các tháng của nhà máy.

Do đó tổng điện năng yêu cầu phát ra của nhà máy trung bình trong một năm được tính theo công thức:

$$E_{\text{năm}} = 7.32 \times 10^5 \times \sum_{i=1}^{12} N_i \quad (8)$$

trong đó:  $E_{\text{năm}}$  là điện lượng trung bình năm (KWh),

$N_i$  là phụ tải trung bình tháng thứ  $i$  (MW)

Suy ra:  $E_{\text{năm}}^{\text{Phả Lại}} = 1991.27$  triệu kWh

Vì vậy lượng than tiêu thụ trung bình năm sẽ là:

$$T = E \times 439 = 1991.27 \times 10^6 (\text{KWh}) \times 439 (\text{g/KWh}) = 874168.657 (\text{tấn/năm}).$$

Bây giờ ta nghiên cứu phối hợp hoạt động hai nhà máy điện Hoà Bình và Phả Lại tương ứng trong các năm điển hình nhiều nước, nước trung bình, và ít nước của dòng chảy sông Đà tại trạm Hoà Bình.

Dựa vào số liệu dòng chảy trung bình năm thủy văn tại trạm Hoà Bình (trên sông Đà) từ năm 1956-1957 đến năm 2002-2003 chọn được các năm điển hình nhiều nước, nước trung bình, ít nước lần lượt là:

- Năm nhiều nước:  
1970-1971,  $Q_{\text{BQ}} = 1863.75$  (m<sup>3</sup>/s).
- Năm nước trung bình:  
1956-1957,  $Q_{\text{BQ}} = 1732.25$  (m<sup>3</sup>/s).
- Năm ít nước:  
1975-1976,  $Q_{\text{BQ}} = 1550.58$  (m<sup>3</sup>/s).

Tiếp theo ta sử dụng chương trình “DTBLB” để tính toán điều tiết hồ Hoà Bình lần lượt cho các năm điển hình theo yêu cầu phụ tải của trạm Hoà Bình khi hoạt động độc lập.

Theo điều tiết như trên thì nhà máy thủy điện Hoà Bình luôn bị thiếu nước vào các tháng cuối mùa kiệt, do đó để đảm bảo yêu cầu cấp điện thì nhà máy điện Phả Lại phải tăng cường công suất trong các tháng thiếu nước này để bù vào phần phụ tải thiếu hụt của thủy điện Hoà Bình. Vào các tháng mùa lũ thì lại ngược lại, lượng nước đến hồ Hòa Bình thường rất lớn, do đó có thể tăng công suất của nhà máy thủy điện, đồng thời giảm công suất của nhà máy nhiệt điện Phả Lại nhằm tiết kiệm chi phí than đốt mà vẫn đảm bảo yêu cầu cung cấp điện năng.

Ta có quá trình phối hợp vận hành của nhà máy thủy điện Hoà Bình và nhà máy nhiệt điện Phả Lại trong các năm điển hình nhiều nước, nước trung bình, ít nước như trong bảng 4.

Bảng 4. Phối hợp vận hành hai nhà máy điện Hoà Bình và Phả Lại

Tháng	Năm nước nhiều			Năm nước trung bình			Năm nước ít			N <sub>YC</sub> (MW)
	N <sub>Hoà Bình</sub>	N <sub>Phả Lại</sub>	N <sub>thiếu</sub>	N <sub>Hoà Bình</sub>	N <sub>Phả Lại</sub>	N <sub>thiếu</sub>	N <sub>Hoà Bình</sub>	N <sub>Phả Lại</sub>	N <sub>thiếu</sub>	
6	964.58	221.05	0.00	1185.63	0.00		964.58	221.05		1185.63
7	1203.24	0.00	0.00	1203.24	0.00		1203.24	0.00		1203.24
8	1234.38	0.00	0.00	1234.38	0.00		1234.39	0.00		1234.39
9	1233.49	0.00	0.00	1233.49	0.00		1233.49	0.00		1233.49
10	1245.12	0.00	0.00	1245.12	0.00		1245.11	0.00		1245.12
11	1055.43	241.87	0.00	1055.43	241.87		1208.24	89.06		1297.30
12	1224.69	87.91	0.00	1067.87	244.72		1067.87	244.72		1312.60
1	947.31	217.09	0.00	947.304	217.09		947.30	217.09		1164.40
2	944.66	216.49	0.00	582.15	440.00	139.00	944.66	216.48		1161.14
3	965.92	221.36	0.00	218.55	440.00	528.73	892.01	295.27		1187.28
4	358.67	440.00	394.02	339.20	440.00	413.49	280.67	440.00	472.02	1192.69
5	576.82	440.00	156.71	244.64	440.00	488.89	760.415	413.12		1173.53

Từ đó có nhận xét rằng nếu phối hợp hoạt động như trên thì vào các tháng 7, 8, 9, 10 nhà máy nhiệt điện Phả Lại không cần phải hoạt động, tiết kiệm được một lượng lớn than đốt và tránh phải xả bỏ lãng phí nước dư thừa của hồ Hoà Bình. Tuy nhiên vào các tháng cuối mùa kiệt thì hai nhà máy vẫn không đáp ứng đủ yêu cầu điện năng cần thiết.

Lượng than mà nhà máy nhiệt điện Phả Lại tiêu thụ hết trong các năm điển hình nước nhiều, nước trung bình, và nước ít của thủy điện Hoà Bình sẽ là:

- Năm nước nhiều:  $T_1=670258.018$  (tấn)
- Năm nước trung bình:  $T_2=791698.641$  (tấn)
- Năm nước ít:  $T_3=686653.193$  (tấn)

Do đó lượng than tiết kiệm được và theo thời giá năm 2005 tương ứng sẽ là:

- Năm nước nhiều:  $\Delta T=T-T_1=203910.639$  (tấn) tương đương 71.4 tỷ đồng
- Năm nước trung bình:  $\Delta T=T-T_2=82470.016$  (tấn) tương đương 28.9 tỷ đồng
- Năm nước ít:  $\Delta T=T-T_3=187515.464$  (tấn) tương đương 65.6 tỷ đồng

### III. Kết luận

Qua nghiên cứu tính toán ứng dụng mô hình Thomas-Fiering, ta có thể rút ra kết luận là ứng

dụng mô hình để mô phỏng dòng chảy tại các trạm Hoà Bình (sông Đà) và trạm Tà Lài (sông Đồng Nai) thu được kết quả khá chính xác, kết quả mô phỏng cho thấy dòng chảy thực đo và dòng chảy tính toán bằng mô hình là khá phù hợp. Do đó có thể ứng dụng kết quả mô phỏng dòng chảy tháng bằng mô hình Thomas-Fiering để tính toán điều tiết cho hoạt động của hai nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An sao cho hợp lý.

Qua tính toán thủy năng, điều tiết hồ Hoà Bình và hồ Trị An theo yêu cầu phụ tải cho trước dựa vào chuỗi số liệu dòng chảy tháng mô phỏng bằng mô hình Thomas-Fiering ta có nhận xét rằng:

- Nếu hai nhà máy thủy điện này hoạt động hoàn toàn độc lập thì vào mùa kiệt sẽ xảy ra tình trạng thiếu nước nghiêm trọng trong khi vào mùa lũ thì lại phải xả đi một lượng lớn tài nguyên nước dư thừa. Như vậy xảy ra tình trạng lãng phí nguồn tài nguyên nước.

- Nếu hai nhà máy thủy điện Hoà Bình và Trị An phối hợp hoạt động với nhau, thì do tính chất bất đồng nhất về dao động dòng chảy nên ta có thể tăng cường hoạt động của thủy điện Hoà Bình để hỗ trợ cho thủy điện Trị An. Trên thực



tế đường dây 500kV Bắc-Nam đã được xây dựng nhằm chuyển tải một lượng điện lớn ở miền Bắc (nhất là của Hoà Bình) vào trong miền Nam.

Tuy nhiên nếu chỉ hai nhà máy điện Hoà Bình và Trị An hoạt động phối hợp với nhau thì kết quả cho thấy vào mùa lũ, một lượng đáng kể nước vẫn phải xả thừa một cách lãng phí trong khi vào mùa kiệt thì vẫn không thể đảm bảo nhu cầu điện năng cần thiết. Vì vậy cần phải hoạt động kết hợp với các nhà máy điện khác, trong đó bao gồm cả các nhà máy nhiệt điện.

Qua tính toán theo kịch bản phối hợp hoạt động của một nhà máy thủy điện (nhà máy thủy điện Hoà Bình) và một nhà máy nhiệt điện (nhà máy nhiệt điện Phả Lại), ở đây đã bước đầu đưa

ra quy trình phối hợp hoạt động giữa hai nhà máy điện sao cho phù hợp, nâng cao chất lượng điện.

Bài toán phân phối hợp lý phụ tải điện giữa các nhà máy điện trong một hệ thống điện là một bài toán rất phức tạp mà trong tương lai cần phải giải quyết. Và bài toán này phụ thuộc phần lớn vào điều kiện thủy văn tại các nhà máy thủy điện. Trong bài này bước đầu nghiên cứu phối hợp hoạt động của một số nhà máy điện theo các kịch bản khác nhau. Việc xét phối hợp vận hành của cả hệ thống điện còn đòi hỏi phải nghiên cứu nhiều thêm nữa và còn nhiều khó khăn cần giải quyết.

### **Tài liệu tham khảo**

1. Nguyễn Thượng Bằng, Hoàng Đình Dũng, Vũ Hữu Hải, *Thủy năng và điều tiết dòng chảy*, NXB Xây Dựng, 2000.
2. Lý Bách Chấn, Vũ Ngọc Cừ, *Các phương pháp toán ứng dụng trong giao thông vận tải, Tập II*, NXB Giao thông vận tải, 1986.
3. Phan Văn Tân, *Các phương pháp thống kê trong khí hậu*, NXB Đại học quốc gia Hà Nội, 2003.
4. Nguyễn Văn Tuấn, Trịnh Quang Hoà, Nguyễn Hữu Khải, *Tính toán thủy lợi*, NXB Đại học quốc gia Hà Nội, 2001.
5. Nguyễn Văn Tuấn, Đoàn Quyết Trung, Bùi Văn Đức, *Dự báo thủy văn*, NXB Đại học quốc gia Hà Nội, 2001.

### **Summary**

#### **APPLICATION OF THE MODEL THOMAS- FIERING TO SIMULATE FLOW TIME SERIES AND IT'S APPLICATION TO OPERATION OF ELECTRIC STATIONS**

*The combined operation of a system of hydro- power plants is still a difficult and complex problem. The operation of a hydro- power plant system is mostly relevant to hydrological characteristic or the inflow regime. One of the common methods applied to analysis of changing period to determine flow regime is Thomas- Fiering. This paper presents an application of Thomas- Fiering model to flow time series in order to get the flow regime and apply the results to the appropriately coordinating operation of hydro- power plant system.*

---

*Người phản biện:* PGS.TS. Lê Văn Nghinh