

Hà Nội, ngày 14 tháng 12 năm 2010

THÔNG TƯ

Quy định phương pháp xác định giá phát điện; trình tự, thủ tục xây dựng, ban hành khung giá phát điện và phê duyệt hợp đồng mua bán điện

Căn cứ Nghị định số 189/2007/NĐ-CP ngày 27 tháng 12 năm 2007 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004;

Căn cứ Nghị định số 105/2005/NĐ-CP ngày 17 tháng 8 năm 2005 của Chính phủ quy định chi tiết và hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Điện lực;

Căn cứ Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam;

Xét đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực,

Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện; trình tự, thủ tục xây dựng, ban hành khung giá phát điện và phê duyệt hợp đồng mua bán điện như sau:

Chương I

QUY ĐỊNH CHUNG

Điều 1. Phạm vi điều chỉnh và đối tượng áp dụng

1. Thông tư này quy định về:

a) Phương pháp xác định giá phát điện;

b) Trình tự, thủ tục xây dựng và ban hành khung giá phát điện hàng năm cho nhà máy điện mới;

c) Hợp đồng mua bán điện mẫu;

d) Trình tự thủ tục thẩm định và phê duyệt hợp đồng mua bán điện.

2. Thông tư này áp dụng đối với các đối tượng sau đây:

a) Đơn vị phát điện sở hữu nhà máy điện có tổng công suất lắp đặt trên 30MW đấu nối với hệ thống điện quốc gia trừ các nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, các nhà máy điện cung cấp dịch vụ phụ trợ kỹ thuật, các nhà máy điện độc lập được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (BOT) và các nhà máy điện sử dụng năng lượng mới tái tạo (gió, địa nhiệt, thủy triều và sinh khối);

b) Tập đoàn Điện lực Việt Nam và các tổ chức, cá nhân có liên quan.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

Trong Thông tư này các thuật ngữ dưới đây được hiểu như sau:

1. *Bên bán* là Đơn vị phát điện được cấp giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện.

2. *Bên mua* là Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

3. *Chủ đầu tư* là tổ chức, cá nhân sở hữu vốn hoặc người thay mặt chủ sở hữu hoặc người vay vốn và trực tiếp quản lý, sử dụng vốn để thực hiện hoạt động đầu tư dự án nhà máy điện.

4. *Công suất tinh* là công suất lắp đặt quy đổi về vị trí đo đếm phục vụ cho việc thanh toán mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua.

5. *Điện năng giao nhận* là toàn bộ điện năng Bên bán giao cho Bên mua tại các vị trí đo đếm phục vụ cho việc thanh toán mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua.

6. *Đơn vị phát điện* là đơn vị sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện.

7. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện quốc gia* là đơn vị chỉ huy, điều khiển quá trình phát điện, truyền tải điện, phân phối điện trong hệ thống điện quốc gia, điều hành giao dịch thị trường điện.

8. *Năm cơ sở* là năm ký hợp đồng mua bán điện.

9. *Nhà máy điện chuẩn* là nhà máy nhiệt điện mới có quy mô công suất của các tổ máy phổ biến được xác định trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia bao gồm 300MW, 600MW, 1000MW đối với nhiệt điện than, 3x150MW và 3x250MW đối với tua bin khí chu trình hỗn hợp, đại diện cho một loại nhà máy nhiệt điện có cùng công nghệ phát điện, cấu hình, loại nhiên liệu sử dụng, vận hành ở chế độ phụ tải nền của hệ thống điện, được sử dụng để tính toán khung giá phát điện cho loại nhà máy điện đó.

10. *Nhà máy điện mới* là nhà máy điện chưa xây dựng, hoặc đang trong giai đoạn xây dựng nhưng chưa ký hợp đồng mua bán điện.

11. *Ngày vận hành chính thức Thị trường phát điện cạnh tranh* là ngày Thị trường phát điện cạnh tranh bắt đầu hoạt động theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

12. *Hai bên* là Bên bán và Bên mua trong hợp đồng mua bán điện.

13. *Hợp đồng mua bán điện mẫu* là hợp đồng mẫu áp dụng cho việc mua bán điện của từng nhà máy điện quy định tại Phụ lục 2 của Thông tư này.

14. *Suất tiêu hao nhiên liệu tinh* là khối lượng nhiên liệu tiêu hao để sản xuất một kWh điện năng giao nhận (kg/kWh).

15. *Suất hao nhiệt tinh* là lượng nhiệt tiêu hao để sản xuất một kWh điện năng giao nhận (BTU/kWh).

16. *Thị trường phát điện cạnh tranh* là thị trường điện cấp độ 1 quy định tại khoản 2 Điều 1 Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26 tháng 01 năm 2006 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam.

Chương II

PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG GIÁ PHÁT ĐIỆN

Mục 1

PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG KHUNG GIÁ PHÁT ĐIỆN

Điều 3. Nguyên tắc xây dựng khung giá phát điện

1. Khung giá phát điện là dải giá trị từ không (0) đến mức giá trần của từng loại hình nhà máy điện được xây dựng và ban hành hàng năm, để sử dụng trong đàm phán giá phát điện năm cơ sở của hợp đồng mua bán điện ký kết trong năm đó.

2. Đối với nhà máy nhiệt điện: Khung giá phát điện được xây dựng cho phần công nghệ của Nhà máy điện chuẩn quy định tại Điều 4 của Thông tư (sau đây gọi tắt là khung giá phát điện công nghệ) tương ứng với các thông số đầu vào để xác định mức giá trần công nghệ toàn phần bao gồm: quy mô công suất, suất đầu tư công nghệ cho xây dựng Nhà máy điện chuẩn, tỷ suất chiết khấu tài chính, loại và nguồn cung cấp nhiên liệu.

Giá phát điện công nghệ toàn phần của Nhà máy điện chuẩn tại năm áp dụng khung giá bằng tổng giá cố định bình quân có chiết khấu của phần công nghệ chuẩn và giá biến đổi của Nhà máy điện chuẩn tại năm tính giá, được quy định như sau:

a) Giá cố định công nghệ bình quân có chiết khấu (sau đây gọi tắt là giá cố định bình quân) là thành phần để thu hồi chi phí đầu tư và các chi phí cố định khác hàng năm cho phần công nghệ của Nhà máy điện chuẩn và không phụ thuộc vào sản lượng điện năng phát.

b) Giá biến đổi công nghệ của năm áp dụng khung giá là thành phần để thu hồi chi phí nhiên liệu, các chi phí biến đổi khác của Nhà máy điện chuẩn với số giờ vận hành công suất cực đại bình quân hàng năm trong đời sống kinh tế của dự án được quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này.

3. Đối với nhà máy thủy điện: Mức trần của khung giá phát điện là giá chi phí tránh được bình quân năm cơ sở xác định theo Biểu giá chi phí tránh được được ban hành hàng năm theo quy định tại Quyết định số 18/2008/QĐ-BCT ngày 18 tháng 7 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành quy định về biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo.

Điều 4. Các Nhà máy điện chuẩn

Nhà máy điện chuẩn được quy định như sau:

Công nghệ phát điện	Công suất tinh của Nhà máy điện chuẩn (MW)	
	Than nội địa	Than nhập khẩu
1. Nhiệt điện than	1x300	
	2x300	
	1x600	1x600
	2x600	2x600
	1x1.000	1x1.000
	2x1.000	2x1.000
2. Nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp (cấu hình 2-2-1)		
	3x150	
	3x250	

Điều 5. Phương pháp xây dựng khung giá phát điện công nghệ cho Nhà máy điện chuẩn

1. Khung giá phát điện công nghệ là dải giá trị từ không (0) đến mức giá trần công nghệ toàn phần của Nhà máy điện chuẩn.

2. Giá trần công nghệ toàn phần của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo công thức sau:

$$g_{CN} = FC_{CN} + VC_{CN}$$

Trong đó:

FC_{CN} : giá cố định công nghệ bình quân của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 6 của Thông tư này (đồng/kWh);

VC_{CN} : giá biến đổi công nghệ của năm áp dụng khung giá của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 7 của Thông tư này (đồng/kWh).

Điều 6. Phương pháp xây dựng giá cố định công nghệ bình quân của Nhà máy điện chuẩn

1. Giá cố định công nghệ bình quân của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo công thức sau:

$$FC_{CN} = \frac{C_{VDT,CN} + C_{FOM}}{P_t \times T_{max}}$$

Trong đó:

FC_{CN} : giá cố định công nghệ bình quân (đồng/kWh);

$C_{VDT,CN}$: chi phí vốn đầu tư xây dựng Nhà máy điện chuẩn (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) được quy đổi đều hàng năm (đồng);

C_{FOM} : chi phí vận hành bảo dưỡng cố định của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo tỷ lệ % trên tổng chi phí xây lắp và thiết bị của Nhà máy điện chuẩn (đồng);

P_t : tổng công suất tính được tính bình quân cho cả đời sống kinh tế của Nhà máy điện chuẩn quy định tại Điều 4 của Thông tư này (kW);

T_{max} : thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân cho nhiều năm trong toàn bộ đời sống kinh tế của Nhà máy điện chuẩn được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này (giờ).

2. Chi phí vốn đầu tư phần công nghệ của Nhà máy điện chuẩn được quy đổi đều hàng năm ($C_{\text{VĐT,CN}}$) theo công thức sau:

$$C_{\text{VĐT,CN}} = (\text{SDT} \times P_t) \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

Trong đó:

- SDT: suất đầu tư công nghệ của Nhà máy điện chuẩn (đồng/kW) được xác định theo quy định tại khoản 4 Điều này;
- P_t : tổng công suất tính được tính bình quân cho cả đời sống kinh tế của Nhà máy điện chuẩn được quy định tại Điều 4 của Thông tư này (kW);
- n : đời sống kinh tế của Nhà máy điện chuẩn được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này;
- i : tỷ suất chiết khấu tài chính của Nhà máy điện chuẩn (%) là chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền trước thuế (WACC) được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều này.

3. Chi phí vận hành bảo dưỡng cố định hàng năm (C_{FOM}) của Nhà máy điện chuẩn được xác định theo công thức sau:

$$C_{\text{FOM}} = \text{SDT} \times P_t \times k \times k_{\text{FOM}}$$

Trong đó:

- k : tỷ lệ chi phí vốn xây lắp và thiết bị trong suất đầu tư công nghệ của Nhà máy điện chuẩn (%);
- k_{FOM} : hệ số vận hành bảo dưỡng cố định (%) của Nhà máy điện chuẩn được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này.

4. Suất đầu tư công nghệ là chi phí đầu tư cho một (01) kW công suất tính bình quân của Nhà máy điện chuẩn bao gồm các hạng mục chi phí nằm trong hàng rào nhà máy điện và chi phí cho các hạng mục công trình dùng chung trong trường hợp tổ hợp có nhiều nhà máy điện thuộc các chủ sở hữu khác nhau.

Các chi phí thành phần trong suất đầu tư công nghệ bao gồm:

a) Chi phí xây dựng gồm chi phí xây dựng các công trình, hạng mục công trình; phá và tháo dỡ các vật liệu kiến trúc cũ; san lấp mặt bằng xây dựng; xây dựng công trình tạm; công trình phụ trợ phục vụ thi công; nhà tạm tại hiện trường để ở và để điều hành thi công;

b) Chi phí thiết bị gồm các chi phí mua sắm thiết bị công nghệ, đào tạo vận hành nhà máy; lắp đặt, thử nghiệm, hiệu chỉnh; vận chuyển, bảo hiểm, thuế và các loại phí liên quan khác;

c) Chi phí quản lý dự án gồm các chi phí để tổ chức thực hiện công việc quản lý dự án từ khi lập dự án đến khi hoàn thành nghiệm thu bàn giao đưa công trình vào khai thác sử dụng;

d) Chi phí tư vấn xây dựng gồm các chi phí cho tư vấn khảo sát, thiết kế, giám sát xây dựng, tư vấn thẩm tra và các chi phí tư vấn đầu tư xây dựng khác;

đ) Chi phí khác gồm vốn lưu động trong thời gian chạy thử nghiệm thu nhà máy, chi phí lãi vay và các chi phí cho vay vốn trong thời gian xây dựng nhà máy điện và các chi phí cần thiết khác;

e) Chi phí dự phòng gồm các chi phí dự phòng cho khối lượng công việc phát sinh và dự phòng cho yếu tố trượt giá trong thời gian xây dựng công trình.

5. Tỷ suất chiết khấu tài chính i (%): Áp dụng chi phí sử dụng vốn bình quân gia quyền danh định trước thuế (WACC) được xác định theo công thức sau:

$$i = \frac{D}{D + E} \times r_d + \frac{E}{D + E} \times r_e$$

Trong đó:

D: tỷ lệ vốn vay trong tổng mức đầu tư được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này;

E: tỷ lệ vốn góp chủ sở hữu trong tổng mức đầu tư được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này;

r_d : lãi suất vốn vay (%) được xác định theo quy định tại điểm a khoản này;

r_e : tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu được xác định theo quy định tại điểm b khoản này.

a) Lãi suất vốn vay r_d được tính bằng lãi suất bình quân gia quyền các nguồn vốn vay nội tệ và ngoại tệ theo công thức sau:

$$r_d = D_F \times r_{d,F} + D_D \times r_{d,D}$$

Trong đó:

D_F : tỷ lệ vốn vay ngoại tệ bình quân trong tổng vốn vay được quy định là 80%;

D_D : tỷ lệ vốn vay nội tệ trong tổng vốn vay được quy định là 20%;

- $r_{d,F}$: lãi suất vốn vay ngoại tệ được xác định bằng giá trị trung bình của lãi suất hoán đổi đồng Đôla Mỹ thời hạn 10 năm trong 9 tháng đầu của năm xây dựng khung giá trên thị trường liên ngân hàng Luân Đôn (LIBOR swaps¹) cộng với tỷ lệ bình quân năm cho dịch vụ phí của các ngân hàng là 2,5%;
- $r_{d,D}$: lãi suất vốn vay nội tệ được xác định bằng trung bình của lãi suất tiền gửi bằng đồng Việt Nam kỳ hạn 12 tháng trả sau dành cho khách hàng doanh nghiệp của 5 năm gần nhất xác định tại ngày 30 tháng 9 hàng năm, của bốn ngân hàng thương mại (Ngân hàng thương mại cổ phần Ngoại thương Việt Nam, Ngân hàng thương mại cổ phần Công thương Việt Nam, Ngân hàng đầu tư và phát triển Việt Nam, Ngân hàng Nông nghiệp và phát triển nông thôn Việt Nam hoặc đơn vị kế thừa hợp pháp của các ngân hàng này) cộng với tỷ lệ bình quân năm dịch vụ phí của các ngân hàng nhưng không vượt quá mức tối đa bằng 3,5%.

b) Tỷ suất lợi nhuận trước thuế r_e trên phần vốn góp chủ sở hữu được xác định theo công thức sau:

$$r_e = \frac{r_{e,pt}}{(1-t)}$$

Trong đó:

- $r_{e,pt}$: tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên phần vốn góp chủ sở hữu được tính bằng tỷ suất lợi nhuận bình quân gia quyền của các nguồn vốn góp. Trong đó, tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên phần vốn góp nhà nước² được quy định là 10%; tỷ suất lợi nhuận sau thuế trên phần vốn góp tư nhân được xác định bằng bình quân lãi suất trái phiếu Chính phủ kỳ hạn 5 năm của các đợt phát hành trái phiếu Chính phủ trong 5 năm gần nhất cộng với 3%;
- t : thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp bình quân trong đời sống kinh tế của Nhà máy điện chuẩn (%) được xác định theo quy định hiện hành.

Điều 7. Phương pháp xác định giá biến đổi công nghệ của Nhà máy điện chuẩn cho năm áp dụng khung giá

¹ LIBOR swaps được công bố trên trang thông tin điện tử: <http://www.swap-rates.com>

² Vốn nhà nước là vốn đầu tư phát triển từ ngân sách nhà nước, vốn tín dụng do Nhà nước bảo lãnh, vốn tín dụng đầu tư phát triển của Nhà nước và vốn đầu tư khác của Nhà nước.

1. Giá biến đổi công nghệ của Nhà máy điện chuẩn cho năm áp dụng khung giá (VC_{CN}) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{CN} = HR \times P_F \times (1+f)$$

Trong đó:

VC_{CN} : giá biến đổi công nghệ của Nhà máy điện chuẩn (đồng/kWh);

HR: suất tiêu hao nhiên liệu tinh ở mức đầy tải đối với nhiệt điện than (kg/kWh) hoặc suất hao nhiệt tinh ở mức đầy tải đối với nhiệt điện khí (BTU/kWh);

f: tỷ lệ phần trăm tổng các chi phí khởi động, chi phí nhiên liệu - vật liệu phụ và chi phí khác cho phát điện so với chi phí nhiên liệu chính và được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này;

P_F : giá nhiên liệu chính cho phát điện của năm áp dụng khung giá không bao gồm cước phí vận chuyển nhiên liệu, được tính bằng đồng/kg đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí.

2. Giá nhiên liệu chính cho phát điện (P_F) của năm áp dụng khung giá được tính theo giá nhiên liệu trong phương án điều chỉnh giá điện của năm đó, trong đó:

a) Giá than nội địa là giá than cám 5 có nhiệt trị 5.500 kcal/kg được xác định trên phương tiện vận chuyển tại điểm xếp hàng (ga/cảng/bến) của đơn vị cung cấp than (đồng/kg);

b) Giá than nhập khẩu được xác định tại cảng nhập khẩu than (đồng/kg);

c) Giá khí được xác định tại mỏ cấp khí (đồng/BTU).

3. Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm xây dựng các thông số tính toán giá phát điện của các Nhà máy điện chuẩn theo từng loại công nghệ và nguồn gốc xuất xứ các thiết bị chính¹ trên cơ sở kết quả đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư các dự án nguồn điện mới và các số liệu thực tế của các nhà máy điện đã đàm phán hợp đồng mua bán điện, bao gồm:

a) Suất đầu tư công nghệ của các Nhà máy điện chuẩn (đồng/kW);

b) Suất tiêu hao nhiên liệu tinh ở mức đầy tải đối với Nhà máy điện chuẩn chạy than (kg/kWh) hoặc suất hao nhiệt tinh ở mức đầy tải đối với Nhà máy điện chuẩn chạy khí (BTU/kWh).

¹ Thiết bị chính bao gồm: Lò hơi, tua bin, máy phát

Điều 8. Phương pháp xây dựng khung giá phát điện cho nhà máy thủy điện

Mức trần của khung giá phát điện cho nhà máy thủy điện (g_{TD}) của năm áp dụng khung giá được xác định theo công thức sau:

$$g_{TD} = \sum_j (ACT_{bq,j} \times t_j)$$

Trong đó:

$ACT_{bq,j}$: Giá chi phí tránh được trung bình của ba miền Bắc, Trung, Nam được xác định theo biểu giá chi phí tránh được do Cục Điều tiết điện lực ban hành hàng năm theo quy định tại Quyết định số 18/2008/QĐ-BCT ngày 18 tháng 7 năm 2008 của Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành quy định về biểu giá chi phí tránh được cho các nhà máy điện nhỏ sử dụng năng lượng tái tạo.

t_j : Tỷ lệ điện năng sản xuất theo mùa và theo giờ cao thấp điểm trong năm (%) được quy định như sau:

	Mùa khô			Mùa mưa		
	Cao điểm	Bình thường	Thấp điểm	Cao điểm	Bình thường	Thấp điểm
Tỷ lệ điện năng sản xuất (%)	20,0%	50,0%	14,0%	5,0%	9,0%	2,0%

Mục 2

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ ĐÀM PHÁN HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN CHO NHÀ MÁY ĐIỆN MỚI

Điều 9. Nguyên tắc xác định giá đàm phán hợp đồng mua bán điện

1. Giá đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện mới là giá toàn phần được tính bằng đồng/kWh gồm hai thành phần:

a) Giá công nghệ không vượt quá khung giá phát điện công nghệ của Nhà máy điện chuẩn do Bộ Công Thương phê duyệt, gồm giá cố định công nghệ bình quân và giá biến đổi công nghệ năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 10 của Thông tư này;

b) Giá đặc thù do hai bên thỏa thuận trong quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện, gồm giá cố định đặc thù bình quân và giá biến đổi đặc thù năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 10 của Thông tư này.

2. Giá đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy thủy điện mới là giá cố định bình quân được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 11, được tính bằng đồng/kWh tương ứng với các thông số cho tính giá do hai bên thỏa thuận và không vượt quá khung giá phát điện của nhà máy thủy điện do Bộ Công Thương phê duyệt.

Điều 10. Phương pháp xác định giá đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện

1. Giá đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy nhiệt điện (g_{ND}) được xác định theo công thức sau:

$$g_{ND} = g_{CN} + g_{DT}$$

Trong đó:

g_{CN} : giá công nghệ của nhà máy được xác định theo phương pháp quy định tại điểm a khoản này (đồng/kWh);

g_{DT} : giá đặc thù của nhà máy được xác định theo phương pháp quy định tại điểm b khoản này (đồng/kWh).

a) Giá công nghệ (g_{CN}) được hai bên thỏa thuận nhưng không vượt quá khung giá phát điện công nghệ do Bộ Công Thương phê duyệt và được xác định theo công thức sau:

$$g_{CN} = FC_{CN} + VC_{CN,0}$$

Trong đó:

FC_{CN} : giá cố định công nghệ bình quân của nhà máy được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh);

$VC_{CN,0}$: giá biến đổi công nghệ của nhà máy tại năm cơ sở được xác định theo quy định tại khoản 3 Điều này (đồng/kWh).

Trường hợp nhà máy nhiệt điện có công suất bình quân khác với công suất bình quân của Nhà máy điện chuẩn, giá công nghệ đàm phán của nhà máy điện này không vượt quá khung giá của Nhà máy điện chuẩn có cùng số tổ máy và có tổng công suất gần nhất. Đối với các nhà máy nhiệt điện có tổng công suất từ 200MW trở xuống, giá phát điện của các nhà máy điện này được xác định cho từng trường hợp cụ thể theo phương pháp quy định tại Chương này tương ứng với các thông số cho xác định khung giá phát điện của Nhà máy điện chuẩn quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư.

b) Giá đặc thù (g_{DT}) được hai bên thỏa thuận cho từng công trình cụ thể và được xác định theo công thức sau:

$$g_{DT} = FC_{DT} + VC_{DT,0}$$

Trong đó:

FC_{DT} : giá cố định đặc thù bình quân của nhà máy được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều này (đồng/kWh);

$VC_{DT,0}$: giá biến đổi đặc thù của nhà máy tại năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 5 Điều này (đồng/kWh).

2. Giá cố định công nghệ bình quân của nhà máy (FC_{CN}) được xác định theo công thức sau:

$$FC_{CN} = \frac{TMĐT_{CN} \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} + C_{FOM}}{P_t \times (1 - k_{CS}) \times T_{max}}$$

Trong đó:

FC_{CN} : giá cố định công nghệ bình quân (đồng/kWh);

$TMĐT_{CN}$: tổng mức đầu tư cho phần công nghệ của nhà máy điện tại năm cơ sở (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) theo quy định tại điểm a khoản này được xác định căn cứ vào tổng mức đầu tư của dự án đầu tư được duyệt và phải tuân thủ các quy định hiện hành của nhà nước về quản lý chi phí đầu tư xây dựng và các định mức chi phí xây dựng (đồng);

C_{FOM} : chi phí vận hành bảo dưỡng cố định của nhà máy điện xác định theo quy định tại điểm b khoản này (đồng);

P_t : tổng công suất tính của nhà máy điện được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt (kW);

k_{CS} : hệ số suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận (%);

T_{max} : thời gian vận hành công suất cực đại hàng năm được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này (giờ);

n : đời sống kinh tế của nhà máy điện quy định tại mục 1 Phụ lục 1 của Thông tư này;

i : Tỷ suất chiết khấu tài chính được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 6 của Thông tư này, trong đó lãi suất vốn vay được tính bằng bình quân gia quyền lãi suất vay vốn từ các nguồn vốn vay của nhà máy điện.

a) Tổng mức đầu tư cho phần công nghệ của nhà máy điện tại năm cơ sở gồm các hạng mục chi phí sau:

- Chi phí xây dựng gồm chi phí xây dựng các công trình, hạng mục công trình; phá và tháo dỡ các vật liệu kiến trúc cũ; san lấp mặt bằng xây dựng; xây dựng công trình tạm; công trình phụ trợ phục vụ thi công; nhà tạm tại hiện trường để ở và để điều hành thi công;

- Chi phí thiết bị gồm các chi phí mua sắm thiết bị công nghệ (kể cả thiết bị công nghệ phi tiêu chuẩn cần sản xuất, gia công), chi phí đào tạo vận hành nhà máy; chi phí lắp đặt, thử nghiệm, hiệu chỉnh; chi phí vận chuyển, bảo hiểm, thuế và các loại phí liên quan;

- Chi phí quản lý dự án gồm các chi phí để tổ chức thực hiện công việc quản lý dự án từ khi lập dự án đến khi hoàn thành nghiệm thu bàn giao đưa công trình vào khai thác sử dụng;

- Chi phí tư vấn xây dựng gồm các chi phí cho tư vấn khảo sát, thiết kế, giám sát xây dựng, tư vấn thẩm tra và các chi phí tư vấn đầu tư xây dựng khác;

- Chi phí khác gồm vốn lưu động trong thời gian chạy thử nghiệm thu nhà máy, chi phí trả lãi vay và các chi phí cho vay vốn trong thời gian xây dựng nhà máy điện và các chi phí cần thiết khác;

- Chi phí dự phòng gồm các chi phí dự phòng cho khối lượng công việc phát sinh chưa lường trước được khi lập dự án và chi phí dự phòng cho yếu tố trượt giá trong thời gian xây dựng công trình.

b) Chi phí vận hành bảo dưỡng cố định hàng năm của nhà máy (C_{FOM}) được quy đổi đều hàng năm theo công thức sau:

$$C_{FOM} = TC_{FOM} \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

Trong đó:

TC_{FOM} : giá trị hiện tại của tổng chi phí vận hành bảo dưỡng cố định trong toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện (đồng);

n: đời sống kinh tế của nhà máy điện quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này;

i: tỷ lệ trượt giá máy móc thiết bị và nhân công hàng năm cho vận hành bảo dưỡng cố định nhà máy điện được tính bình quân là 2,5%.

c) Giá trị hiện tại của tổng chi phí vận hành bảo dưỡng cố định nhà máy điện trong toàn bộ đời sống kinh tế được xác định theo công thức sau:

$$TC_{FOM} = TC_{SCL} + n \times (C_{NC} + C_{MN} + C_K)$$

Trong đó:

- TC_{SCL} : giá trị hiện tại của tổng chi phí sửa chữa lớn theo định kỳ của toàn nhà máy trong toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy;
- C_{NC} : tổng chi phí nhân công tại năm cơ sở, gồm các chi phí tiền lương, bảo hiểm xã hội, bảo hiểm y tế và kinh phí công đoàn, các loại phụ cấp kèm theo được xác định theo các quy định hiện hành;
- C_{MN} : tổng chi phí dịch vụ mua ngoài tại năm cơ sở, gồm các chi phí trả cho tổ chức, cá nhân ngoài đơn vị về các dịch vụ thực hiện theo yêu cầu gồm tiền nước, điện thoại, sách báo; thuê tư vấn kiểm toán; thuê tài sản; bảo hiểm tài sản và cho các dịch vụ khác có ký hợp đồng cung cấp dịch vụ để phục vụ cho công tác quản lý, vận hành nhà máy điện;
- C_K : tổng chi phí bằng tiền khác tại năm cơ sở, gồm các chi phí văn phòng phẩm; khấu hao các thiết bị văn phòng, các loại thuế và phí; đào tạo; nghiên cứu khoa học, tiền ăn ca; dân quân tự vệ, bảo vệ, phòng chống bão lụt, phòng cháy chữa cháy; bảo hộ lao động, trang phục làm việc, an toàn lao động, vệ sinh công nghiệp và môi trường; bồi dưỡng hiện vật ca đêm, độc hại và các chi phí khác;
- n : đời sống kinh tế của nhà máy điện quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này.

3. Giá biến đổi công nghệ của nhà máy điện tại năm cơ sở ($VC_{CN,0}$) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{CN,0} = HR_{bq} \times P_{F,0} + \frac{C_{vlp} + C_{kd} + C_k}{P_t \times (1 - k_{CS}) \times T_{max}}$$

Trong đó:

- HR_{bq} : suất hao nhiên liệu tinh bình quân đối với nhiệt điện than (kg/kWh) hoặc suất hao nhiệt tinh bình quân đối với nhiệt điện khí (BTU/kWh);
- $P_{F,0}$: giá nhiên liệu chính cho phát điện của năm áp dụng khung giá không bao gồm cước vận chuyển nhiên liệu, được tính bằng đồng/kg đối với nhiệt điện than hoặc đồng/BTU đối với nhiệt điện khí;
- C_{vlp} : tổng chi phí vật liệu phụ hàng năm của nhà máy điện được xác định theo khối lượng và đơn giá các loại vật liệu phụ sử dụng cho phát điện tại năm cơ sở (đồng);

- C_{kd} : tổng chi phí khởi động cho phép (bao gồm khởi động nguội và khởi động nóng) theo số lần khởi động tối đa trong 01 năm (đồng);
- C_k : các chi phí sửa chữa bảo dưỡng nhỏ thường xuyên hàng năm (đồng);
- P_t : tổng công suất tinh của nhà máy điện được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt (kW);
- k_{CS} : hệ số suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận (%);
- T_{max} : thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân cho nhiều năm trong cả đời dự án nhà máy điện (giờ) được xác định theo quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này.

a) Suất hao nhiên liệu tinh bình quân (HR_{bq}) đối với nhiệt điện than hoặc suất hao nhiệt tinh bình quân đối với nhiệt điện khí được xác định theo công thức sau:

$$HR_{bq} = \frac{\sum_{i=60\%}^{100\%} (HR_i \times T_i)}{\sum_{i=60\%}^{100\%} T_i}$$

Trong đó:

- HR_i : suất hao nhiên liệu tinh bình quân đối với nhiệt điện than (kg/kWh) hoặc suất hao nhiệt tinh bình quân đối với nhiệt điện khí (BTU/kWh) tương ứng ở mức tải i quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này (kJ/kWh);
- T_i : số giờ vận hành tại mức tải i trong năm của nhà máy quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này (giờ).

b) Giá nhiên liệu năm cơ sở ($P_{F,0}$) được quy định như sau:

- Đối với nhiên liệu than nội địa: Giá than là giá trên phương tiện tại điểm xếp hàng của đơn vị cung cấp than (đồng/tấn);
- Đối với nhiên liệu than nhập khẩu: Giá than là giá tại cảng nhập khẩu than (đồng/tấn);
- Đối với nhiên liệu khí: Giá khí là giá khí tại mỏ (đồng/BTU).

c) Tổng chi phí khởi động cho phép trong năm được xác định theo công thức sau:

$$C_{kd} = \sum_{j=1}^t \sum_{i=1}^m p_{k,j} \times (M_{k,i,j} \times D_{k,i})$$

Trong đó:

C_{kd} : tổng chi phí khởi động cho phép trong năm;

p_k : số lần khởi động tổ máy của nhà máy điện tối đa trong năm ở trạng thái khởi động k ;

k trạng thái khởi động (nóng, nguội);

M_i : khối lượng nhiên liệu tiêu hao than và dầu (kg/kWh) đối với nhiệt điện than hoặc lượng nhiệt tiêu hao của khí (BTU/kWh) đối với nhiệt điện khí cho một lần khởi động của tổ máy ở trạng thái khởi động k ;

D_i : đơn giá nhiên liệu tại năm cơ sở cho một lần khởi động nguội, được tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than và dầu và tính bằng đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;

m : số loại nhiên liệu được sử dụng cho một lần khởi động nguội của tổ máy;

t : số tổ máy của nhà máy điện.

4. Giá cố định đặc thù bình quân của nhà máy điện (FC_{DT}) được xác định theo công thức sau:

$$FC_{DT} = \frac{TC_{DT}}{P_t \times (1 - k_{CS}) \times T_{max}} \times \frac{(1 + i)^n \times i}{(1 + i)^n - 1}$$

Trong đó:

FC_{DT} : giá cố định đặc thù bình quân (đồng/kWh);

TC_{DT} : Tổng các chi phí đặc thù cho xây dựng nhà máy điện do hai bên thỏa thuận trên cơ sở tổng đầu tư cho các hạng mục chi phí này của dự án đầu tư được duyệt và được điều chỉnh sau khi hoàn thành đầu tư xây dựng nhà máy điện phù hợp với tổng chi phí các hạng mục đặc thù thực tế thực hiện gồm: Chi phí bồi thường giải phóng mặt bằng và chi phí tái định cư theo quyết định của cơ quan nhà nước có thẩm quyền và chi phí xử lý gia cố nền móng công trình đã được kiểm toán;

P_t : tổng công suất tính của nhà máy điện được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt (kW);

k_{CS} : hệ số suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy điện do hai bên thỏa thuận (%);

- T_{\max} : thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân cho nhiều năm trong cả đời dự án nhà máy điện (giờ) được xác định theo quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này;
- n : đời sống kinh tế của nhà máy điện quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này;
- i : Tỷ suất chiết khấu tài chính được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 6 của Thông tư này, trong đó lãi suất vốn vay được tính bằng bình quân gia quyền lãi suất vay vốn từ các nguồn vốn vay của nhà máy điện.

5. Giá biến đổi đặc thù của nhà máy điện tại năm cơ sở ($VC_{ĐT,0}$) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{ĐT,0} = HR_{bq} \times P_{v/c,0}$$

Trong đó:

- HR_{bq} : suất hao nhiên liệu tính bình quân đối với nhiệt điện than (kg/kWh) (kJ/kWh) hoặc suất hao nhiệt tính bình quân đối với nhiệt điện khí (BTU/kWh) được xác định theo quy định tại điểm a khoản 3 Điều này;
- $P_{v/c,0}$: cước phí vận chuyển nhiên liệu cho phát điện tại năm cơ sở (bao gồm toàn bộ các chi phí liên quan đến quá trình vận chuyển nhiên liệu tới điểm giao nhiên liệu cho nhà máy điện kể cả phí bảo hiểm của đơn vị cung cấp nhiên liệu), được tính bằng đồng/kg đối với nhiên liệu than hoặc tính bằng đồng/BTU đối với nhiên liệu khí.

Điều 11. Phương pháp xây dựng giá đàm phán của nhà máy thủy điện

1. Giá đàm phán của nhà máy thủy điện (g_{TD}) là giá cố định bình quân được xác định theo công thức sau:

$$g_{TD} = \frac{TMĐT \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} + C_{OM}}{A_p \times (1 - t_{td})}$$

Trong đó:

- $TMĐT$: tổng mức đầu tư xây dựng nhà máy điện tại năm cơ sở (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) được xác định căn cứ vào tổng mức đầu tư của dự án đầu tư được duyệt và phải tuân thủ các quy định hiện hành của nhà nước về quản lý chi phí đầu tư xây dựng và các định mức chi phí xây dựng (đồng);

- C_{OM} : chi phí vận hành bảo dưỡng của nhà máy được quy đổi đều hàng năm theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều này (đồng);
- A_P : điện năng phát bình quân nhiều năm tại đầu cực máy phát ứng với tần suất nước về trung bình nhiều năm của nhà máy điện được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt (kWh);
- t_{td} : tỷ lệ điện tự dùng xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy thủy điện (%) nhưng không vượt quá mức trần quy định tại mục 2 Phụ lục 1 của Thông tư này;
- n : đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại mục 2 Phụ lục 1 của Thông tư này (năm);
- i : tỷ suất chiết khấu tài chính được xác định theo quy định tại khoản 5 Điều 6 của Thông tư này, trong đó lãi suất vốn vay được tính bằng bình quân gia quyền lãi suất vay vốn từ các nguồn vốn vay của nhà máy điện.

2. Chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện được quy đổi đều hàng năm (C_{OM}) theo công thức sau:

$$C_{OM} = TC_{OM} \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1}$$

Trong đó:

- C_{OM} : tổng chi phí vận hành bảo dưỡng của nhà máy thủy điện được quy đổi đều hàng năm (đồng);
- TC_{OM} : giá trị hiện tại của tổng chi phí vận hành bảo dưỡng trong toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy thủy điện (đồng);
- n : đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này (năm);
- i : tỷ lệ trượt giá máy móc thiết bị và nhân công hàng năm cho vận hành bảo dưỡng cố định nhà máy điện được tính bình quân là 2,5%.

3. Giá trị hiện tại của tổng chi phí vận hành bảo dưỡng cố định nhà máy thủy điện trong toàn bộ đời sống kinh tế (TC_{OM}) được xác định theo công thức sau:

$$TC_{OM} = TC_{SCL} + n \times (C_{VLP} + C_{NC} + C_{MN} + C_K)$$

Trong đó:

- TC_{SCL} : giá trị hiện tại của tổng chi phí sửa chữa lớn theo các chu kỳ sửa chữa lớn trong toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy phù hợp với quy chuẩn ngành điện;
- C_{VLP} : tổng chi phí vật liệu phụ hàng năm của nhà máy được xác định theo khối lượng và đơn giá các loại vật liệu phụ sử dụng cho phát điện;
- C_{NC} : tổng chi phí nhân công tại năm cơ sở gồm tổng chi phí tiền lương, chi phí bảo hiểm xã hội, chi phí bảo hiểm y tế và kinh phí công đoàn, các loại phụ cấp kèm theo;
- C_{MN} : tổng chi phí dịch vụ mua ngoài tại năm cơ sở gồm: các chi phí trả cho tổ chức, cá nhân ngoài đơn vị về các dịch vụ thực hiện theo yêu cầu gồm tiền nước, điện thoại, sách báo; chi phí thuê tư vấn kiểm toán; chi phí thuê tài sản; chi phí bảo hiểm tài sản và chi phí cho các dịch vụ khác có ký hợp đồng cung cấp dịch vụ để phục vụ cho công tác quản lý, vận hành nhà máy điện;
- C_K : tổng chi phí bằng tiền khác tại năm cơ sở gồm: chi phí văn phòng phẩm; chi phí khấu hao các thiết bị văn phòng, các loại thuế và phí¹; chi phí đào tạo; chi phí nghiên cứu khoa học, tiền ăn ca; chi phí dân quân tự vệ, bảo vệ, phòng chống bão lụt, phòng cháy chữa cháy; chi phí bảo hộ lao động, trang phục làm việc, an toàn lao động, vệ sinh công nghiệp và môi trường; bồi dưỡng hiện vật ca đêm, độc hại và các chi phí khác;
- n: đời sống kinh tế của nhà máy điện được quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này (năm).

Mục 3

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN THEO TỪNG NĂM CỦA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Điều 12. Nguyên tắc xác định giá phát điện theo từng năm của hợp đồng mua bán điện

1. Hai bên có quyền áp dụng giá cố định bình quân đã thỏa thuận cho các năm trong thời hạn hợp đồng.

Trường hợp hai bên thống nhất quy đổi giá cố định bình quân đã thỏa thuận thành giá từng năm trong thời hạn hợp đồng thì việc xác định các mức giá này phải tuân thủ các nguyên tắc quy định tại khoản 2, khoản 3 Điều này.

¹ Không bao gồm phí môi trường rừng và thuế tài nguyên sử dụng nước cho sản xuất điện

2. Đối với các nhà máy điện mới, trên cơ sở các điều kiện vay vốn thực tế và khả năng tài chính của dự án, giá cố định bình quân của nhà máy nhiệt điện và nhà máy thủy điện được hai bên thỏa thuận quy đổi thành giá từng năm trong hợp đồng mua bán điện theo các nguyên tắc sau:

a) Đảm bảo cho nhà đầu tư thực hiện được các nghĩa vụ hoàn trả các khoản nợ vay cho đầu tư xây dựng nhà máy điện theo thời hạn hoàn trả vốn vay được quy định là mười (10) năm kể từ ngày vận hành thương mại của nhà máy điện.

b) Giá cố định của năm cao nhất kể từ ngày vận hành thương mại của tổ máy đầu tiên không vượt quá 1,08 lần giá cố định bình quân đã thỏa thuận đối với dự án có một trăm phần trăm (100%) vốn góp là vốn tư nhân hoặc 1,2 lần đối với dự án có một trăm phần trăm (100%) vốn góp là vốn nhà nước.

c) Tỷ suất lợi nhuận trên phần vốn góp chủ sở hữu của dự án duy trì mức tối thiểu trong thời gian hoàn trả vốn vay và tăng dần trong các năm sau đó để đảm bảo giá cố định bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy điện không thay đổi so với mức giá đã được hai bên thỏa thuận.

3. Trường hợp thời hạn hợp đồng mua bán điện của các nhà máy điện hiện có đã hết hiệu lực, giá từng năm trong hợp đồng mua bán điện ký lại được quy định như sau:

a) Trừ các nhà máy được quy định tại điểm b khoản này, các nhà máy điện hiện có có giá cố định quy định trong hợp đồng là giá bình quân trong thời gian sống kinh tế của nhà máy, giá từng năm trong hợp đồng mua bán điện được ký lại giữ nguyên như giá hợp đồng hiện có.

b) Đối với nhà máy điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam đã được cổ phần hóa, giá cố định từng năm trong hợp đồng được quy định như sau:

(i) Trường hợp nhà máy điện không còn nghĩa vụ trả nợ vốn vay đầu tư xây dựng nhà máy, giá cố định từng năm giữ nguyên như giá hợp đồng hiện có.

(ii) Trường hợp nhà máy điện còn nghĩa vụ trả nợ vốn vay đầu tư xây dựng nhà máy, giá cố định từng năm trong hợp đồng mua bán điện ký lại được xác định theo các nguyên tắc sau:

- Đảm bảo cho nhà đầu tư thực hiện được các nghĩa vụ hoàn trả các khoản nợ vay cho đầu tư xây dựng nhà máy điện theo hợp đồng tín dụng đã ký.

- Đảm bảo tỷ suất lợi nhuận trước thuế trên vốn chủ sở hữu ở mức được xác định trong phương án cổ phần hóa.

Điều 13. Nguyên tắc điều chỉnh giá phát điện từng năm trong hợp đồng mua bán điện

1. Giá cố định được điều chỉnh hàng năm theo tỷ giá thực tế tại thời điểm thanh toán do một ngân hàng thương mại công bố do hai bên thoả thuận trên cơ sở đảm bảo cho nhà đầu tư có khả năng thanh toán giá trị nợ gốc vốn vay ngoại tệ và lãi vốn vay ngoại tệ đến hạn phải trả trong năm đó.

2. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện được điều chỉnh hàng năm theo biến động giá nhiên liệu cho phát điện tại thời điểm thanh toán. Trường hợp, giá nhiên liệu được quy định bằng ngoại tệ, giá biến đổi được điều chỉnh theo tỷ giá thực tế tại thời điểm thanh toán do một ngân hàng thương mại công bố do hai bên thoả thuận.

Điều 14. Phương pháp xác định giá phát điện của nhà máy nhiệt điện theo từng năm của hợp đồng mua bán điện

1. Giá phát điện theo từng năm của nhà máy nhiệt điện được hai bên thoả thuận (g_{ND}) gồm hai thành phần:

a) Giá cố định bình quân (FC) được tính theo công thức sau:

$$FC = FC_{CN} + FC_{DT}$$

Trong đó:

FC_{CN} : giá cố định công nghệ bình quân được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 10 của Thông tư này;

FC_{DT} : giá cố định đặc thù bình quân được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều 10 của Thông tư này.

b) Giá biến đổi tại năm cơ sở (VC_0) được tính theo công thức sau:

$$VC_0 = VC_{CN,0} + VC_{DT,0}$$

Trong đó:

$VC_{CN,0}$: giá biến đổi công nghệ năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều 10 của Thông tư này;

$VC_{DT,0}$: giá biến đổi đặc thù năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 5 Điều 10 của Thông tư này.

2. Giá cố định bình quân của nhà máy nhiệt điện (FC) sau khi được chuyển đổi thành giá cố định từng năm của hợp đồng mua bán điện (FC_j) theo nguyên tắc quy định tại Điều 12 của Thông tư này sẽ được điều chỉnh theo biến động tỷ giá như sau:

a) Giai đoạn trước Ngày vận hành chính thức Thị trường phát điện cạnh tranh:

$$FC_{j,T} = FC_j \times \frac{T_{\max}}{12} \times \left[\alpha_{F,j} \times \frac{\lambda_{j,T}}{\lambda_0} + (1 - \alpha_{F,j}) \right]$$

Trong đó:

- $FC_{j,T}$: giá cố định tại thời điểm thanh toán của năm thứ j, được tính bằng đồng/(kW.tháng);
- FC_j : giá cố định năm thứ j (đồng/kWh);
- $\alpha_{F,j}$: tỷ lệ phần trăm giá cố định được điều chỉnh theo tỷ giá của năm thứ j (%) được xác định theo quy định tại điểm c khoản này;
- $\lambda_{j,T}$: tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (VNĐ/USD);
- λ_0 : tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ năm cơ sở (VNĐ/USD).

b) Giai đoạn Thị trường phát điện cạnh tranh:

$$FC_{j,TT} = FC_j \times \left[\alpha_{F,j} \times \frac{\lambda_{j,T}}{\lambda_0} + (1 - \alpha_{F,j}) \right]$$

Trong đó:

- $FC_{j,TT}$: giá cố định tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (đồng/kWh);
- FC_j : giá cố định năm thứ j (đồng/kWh);
- $\alpha_{F,j}$: tỷ lệ phần trăm giá cố định được điều chỉnh theo tỷ giá của năm thứ j (%) được xác định theo quy định tại điểm c khoản này;
- $\lambda_{j,T}$: tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (VNĐ/USD);
- λ_0 : tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ năm cơ sở (VNĐ/USD).

c) Tỷ lệ phần trăm giá cố định được điều chỉnh theo tỷ giá năm thứ j ($\alpha_{F,j}$) được xác định theo công thức sau:

$$\alpha_{F,j} = \frac{D_{F,j}}{FC_j \times A_{bq}}$$

Trong đó:

- FC_j : giá cố định năm thứ j (đồng/kWh);

$D_{F,j}$: tổng giá trị nợ gốc vốn vay ngoại tệ và lãi vốn vay ngoại tệ đến hạn phải thanh toán trong năm j được xác định tương ứng với tỷ giá tại năm cơ sở theo các hợp đồng tín dụng vay vốn cho đầu tư xây dựng nhà máy (đồng);

A_{bq} : sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện của nhà máy (kWh).

3. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện được điều chỉnh theo giá nhiên liệu như sau:

$$VC_{j,TT} = VC_0 \times (1 + k_{HS,j}) \times \frac{P_{F,j}}{P_{F,0}}$$

Trong đó:

$VC_{j,TT}$: giá biến đổi năm thứ j tại thời điểm thanh toán (đồng/kWh);

VC_0 : giá biến đổi năm cơ sở được xác định theo quy định tại điểm b khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

$k_{HS,j}$: hệ số suy giảm hiệu suất năm thứ j do hai bên thỏa thuận (%)

$P_{F,0}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại năm cơ sở, tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;

$P_{F,j}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại năm thứ j tại thời điểm thanh toán, tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí.

Điều 15. Phương pháp xác định giá phát điện của nhà máy thủy điện mới theo từng năm của hợp đồng mua bán điện

1. Giá bình quân của nhà máy thủy điện (g_{TD}) xác định theo phương pháp quy định tại Điều 11 của Thông tư này sau khi được hai bên thỏa thuận sẽ được chuyển đổi thành giá từng năm của hợp đồng mua bán điện (g_j) theo nguyên tắc quy định tại Điều 12 của Thông tư này.

2. Giá của nhà máy thủy điện theo từng năm của hợp đồng mua bán điện được điều chỉnh theo biến động tỷ giá thực tế tại thời điểm thanh toán theo công thức sau:

$$g_{j,TT} = g_j \times \left[\frac{D_{F,j}}{g_j \times A_{bq}} \times \frac{\lambda_{j,T}}{\lambda_0} + \left(1 - \frac{D_{F,j}}{g_j \times A_{bq}} \right) \right] + T_j$$

Trong đó:

$g_{j,TT}$: giá tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (đồng/kWh);

- g_j : giá của nhà máy thủy điện năm thứ j (đồng/kWh);
- $D_{F,j}$: tổng giá trị nợ gốc vốn vay ngoại tệ và lãi vốn vay ngoại tệ đến hạn phải thanh toán trong năm j được xác định tương ứng với tỷ giá tại năm cơ sở theo các hợp đồng tín dụng vay vốn cho đầu tư xây dựng nhà máy (đồng);
- A_{bq} : sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện của nhà máy (kWh);
- $\lambda_{j,T}$: tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (VNĐ/USD);
- λ_0 : tỷ giá giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ năm cơ sở (VNĐ/USD);
- T_j : Phí môi trường rừng và thuế tài nguyên sử dụng nước năm j (đồng/kWh).

Điều 16. Phương pháp chuyển đổi giá phát điện của nhà máy nhiệt điện hiện có để áp dụng cho hợp đồng mua bán điện trong Thị trường phát điện cạnh tranh

1. Trong giai đoạn Thị trường phát điện cạnh tranh, giá phát điện toàn phần quy đổi áp dụng cho thanh toán theo hợp đồng sai khác được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j} = FC_j + VC_j$$

Trong đó:

- $P_{C,j}$: giá phát điện toàn phần quy đổi tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (đồng/kWh);
- FC_j : giá cố định tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (đồng/kWh);
- VC_j : giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện tại thời điểm thanh toán của năm thứ j (đồng/kWh).

2. Đối với các nhà máy điện hiện có có giá hợp đồng là giá phát điện toàn phần một thành phần tính bằng đồng/kWh, thì giá phát điện toàn phần của hợp đồng sai khác được chuyển đổi thành giá hai thành phần. Trong đó giá cố định các năm bằng giá cố định được xác định theo hợp đồng hiện có, giá biến đổi được điều chỉnh hàng năm theo biến động giá nhiên liệu.

3. Đối với các nhà máy điện có giá phát điện là giá hai thành phần với giá cố định tính bằng đồng/(kW.tháng) và giá biến đổi tính bằng đồng/kWh, thì giá phát điện toàn phần quy đổi của hợp đồng sai khác hàng năm được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j} = FC_j \times \frac{12}{T_{\max}} + VC_0 \times (1 + k_{HS,j}) \times \frac{P_{F,j}}{P_{F,0}}$$

Trong đó:

- $P_{C,j}$: giá hợp đồng mua bán điện dạng sai khác năm thứ j của nhà máy điện (đồng/kWh);
- FC_j : giá cố định năm thứ j theo hợp đồng mua bán điện hiện có của nhà máy điện (đồng/(kW.tháng));
- T_{\max} : thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân nhiều năm cho cả đời dự án nhà máy điện (giờ) được xác định theo quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này.
- VC_0 : giá biến đổi của nhà máy điện tại năm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác (đồng/kWh);
- $k_{HS,j}$: hệ số suy giảm hiệu suất năm thứ j (%) do hai bên thỏa thuận trong hợp đồng hiện có (nếu có)
- $P_{F,0}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại năm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác, tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;
- $P_{F,j}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại thời điểm thanh toán của năm thứ j, tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí.

4. Đối với các nhà máy điện hiện có có giá hợp đồng đã bao gồm giá công suất, giá vận hành và bảo dưỡng cố định và các thành phần giá khác thì giá phát điện toàn phần quy đổi của hợp đồng mua bán điện dạng sai khác hàng năm được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j} = (FCC_j + FCOM_j) \times \frac{12}{T_{\max}} + VC_0 \times (1 + k_{HS,j}) \times \frac{P_{F,j}}{P_{F,0}}$$

Trong đó:

- $P_{C,j}$: giá phát điện toàn phần quy đổi của hợp đồng mua bán điện dạng sai khác năm thứ j của nhà máy điện (đồng/kWh);
- FCC_j : giá công suất năm thứ j theo hợp đồng hiện có (đồng/(kW.tháng));
- $FCOM_j$: giá vận hành bảo dưỡng cố định năm thứ j theo hợp đồng hiện có của nhà máy điện (đồng/(kW.tháng));

- T_{\max} : thời gian vận hành công suất cực đại trong năm tính bình quân nhiều năm cho cả đời dự án nhà máy điện (giờ) được xác định theo quy định tại Phụ lục 1 của Thông tư này;
- VC_0 : giá biến đổi của nhà máy điện tại năm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều 10 của Thông tư này (kWh);
- $k_{HS,j}$: hệ số suy giảm hiệu suất năm thứ j (%) do hai bên thỏa thuận trong hợp đồng hiện có (nếu có).
- $P_{F,0}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại năm ký hợp đồng mua bán điện dạng sai khác, tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;
- $P_{F,j}$: giá nhiên liệu cho phát điện tại thời điểm thanh toán của năm thứ j , tính bằng đồng/tấn đối với nhiên liệu than hoặc đồng/BTU đối với nhiên liệu khí.

Chương III

TRÌNH TỰ, THỦ TỤC XÂY DỰNG VÀ BAN HÀNH KHUNG GIÁ PHÁT ĐIỆN

Điều 17. Trình tự, thủ tục xây dựng và ban hành khung giá phát điện

1. Trước ngày 01 tháng 10 hàng năm, Tập đoàn Điện lực Việt Nam có trách nhiệm cập nhật số liệu và tính toán khung giá phát điện áp dụng cho năm tiếp theo trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ trình duyệt khung giá phát điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của hồ sơ trình duyệt và có văn bản yêu cầu Tập đoàn Điện lực Việt Nam bổ sung hoặc sửa đổi các nội dung trong hồ sơ nếu thấy hồ sơ không đủ điều kiện để tiến hành thẩm định.

3. Chậm nhất hai mươi (20) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm tổ chức thẩm định, lấy ý kiến của các đơn vị điện lực liên quan và trình Bộ Công Thương ban hành.

4. Trước ngày 15 tháng 12 hàng năm, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm công bố khung giá phát điện cho năm tới trên trang thông tin điện tử của Cục Điều tiết điện lực. Trường hợp khung giá phát điện công nghệ cho Nhà máy

điện chuẩn của năm tiếp theo chưa được công bố, cho phép tạm thời áp dụng khung giá phát điện công nghệ của năm liền kề trước đó.

Điều 18. Hồ sơ đề nghị phê duyệt khung giá phát điện

Hồ sơ đề nghị phê duyệt khung giá phát điện gồm:

1. Tờ trình phê duyệt khung giá phát điện của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

2. Năm (05) bộ thuyết minh và đĩa CD các bảng tính toán khung giá phát điện bao gồm các nội dung chính sau:

a) Thuyết minh và bảng tính khung giá công nghệ cho nhà máy nhiệt điện gồm: giá cố định công nghệ và giá biến đổi công nghệ của các Nhà máy điện chuẩn cho năm áp dụng khung giá.

b) Thuyết minh và bảng tính khung giá cho nhà máy thủy điện.

3. Các tài liệu kèm theo bao gồm các số liệu và nguồn cung cấp các số liệu, cụ thể như sau:

a) Suất đầu tư của các Nhà máy điện chuẩn và chi phí thành phần trong suất đầu tư gồm: chi phí xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn xây dựng, chi phí khác và chi phí dự phòng;

b) Lãi suất vay vốn, tỷ suất lợi nhuận vốn góp chủ sở hữu đối với phần vốn góp tư nhân;

c) Suất hao nhiệt thô, suất hao nhiệt tinh của các Nhà máy điện chuẩn;

d) Giá nhiên liệu chính cho phát điện của năm áp dụng khung giá;

đ) Tỷ giá dự kiến giữa đồng Việt Nam và đồng Đô la Mỹ của năm áp dụng khung giá;

e) Biểu giá chi phí tránh được dự kiến áp dụng cho năm tới.

Chương IV

TRÌNH TỰ THỦ TỤC ĐÀM PHÁN VÀ PHÊ DUYỆT HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Điều 19. Áp dụng Hợp đồng mua bán điện mẫu

1. Hợp đồng mua bán điện mẫu ban hành kèm theo Thông tư này được áp dụng cho việc mua bán điện của các nhà máy điện giữa Đơn vị phát điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

2. Đối với các nhà máy điện xây dựng mới, Hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục 2 của Thông tư này là bắt buộc áp dụng sau thời điểm Thông tư có hiệu lực.

3. Thời hạn hoàn thành việc chuyển đổi hợp đồng mua bán điện hiện có theo mẫu quy định tại Phụ lục 2 của Thông tư này là một trong hai thời điểm sau tùy theo thời điểm nào đến trước:

a) Ngày Thị trường phát điện cạnh tranh chính thức hoạt động theo công bố của cơ quan có thẩm quyền; hoặc:

b) Chín (09) tháng kể từ ngày Thông tư này có hiệu lực.

Điều 20. Trình tự đàm phán hợp đồng mua bán điện

1. Chủ đầu tư dự án nhà máy điện có trách nhiệm lập hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện gửi Bên mua để đàm phán và thực hiện các thủ tục thẩm định, phê duyệt để ký hợp đồng mua bán điện trước khi khởi công dự án.

2. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện hợp lệ của chủ đầu tư, Bên mua có trách nhiệm tổ chức đàm phán hợp đồng mua bán điện với chủ đầu tư. Kết thúc quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện, hai bên phải ký tắt dự thảo hợp đồng mua bán điện.

3. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày dự thảo hợp đồng mua bán điện được ký tắt, Bên mua có trách nhiệm lập hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định và phê duyệt.

4. Quá thời hạn sáu (06) tháng kể từ ngày Bên mua nhận được hồ sơ hợp lệ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện mà hai bên chưa đạt được thỏa thuận cuối cùng, Bên mua có trách nhiệm lập báo cáo về các nội dung chưa thỏa thuận được trình Cục Điều tiết điện lực xem xét, giải quyết. Đối với các vấn đề vượt thẩm quyền giải quyết, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm báo cáo Bộ trưởng Bộ Công Thương.

Điều 21. Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện

1. Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện mới gồm các tài liệu sau:

a) Công văn đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện;

b) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 2 Thông tư này;

c) Quyết định đầu tư xây dựng công trình kèm theo thuyết minh và thiết kế cơ sở của dự án đầu tư;

d) Quyết định phê duyệt tổng mức đầu tư dự án gồm tổng đầu tư phần công nghệ và tổng chi phí cho đầu tư các hạng mục công trình đặc thù của dự án;

đ) Văn bản thỏa thuận đấu nối nhà máy điện vào hệ thống điện quốc gia kèm theo phương án đấu nối của nhà máy điện;

e) Báo cáo thẩm định dự án đầu tư nhà máy của tư vấn độc lập và các tài liệu kèm theo;

g) Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện, quy định rõ giá nhiên liệu cho phát điện, cước vận chuyển nhiên liệu và các phụ phí kèm theo, điểm giao nhận nhiên liệu và thời hạn cung cấp nhiên liệu;

h) Tài liệu tính toán tổn thất công suất và điện năng của máy biến áp, đường dây truyền tải từ nhà máy điện đến điểm đấu nối với hệ thống điện quốc gia và tài liệu tính toán điện tự dùng trong nhà máy điện;

i) Tài liệu tính suất hao nhiên liệu đối với nhà máy điện than hoặc suất hao nhiệt đối với nhà máy điện khí;

k) Phương án giá bán điện được xác định theo phương pháp quy định tại Mục 2 và Mục 3 Chương II của Thông tư này.

2. Hồ sơ đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện hiện có gồm các tài liệu sau:

a) Công văn đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện;

b) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo mẫu quy định tại Phụ lục 2 của Thông tư này;

c) Hồ sơ hợp đồng mua bán điện hiện có;

d) Hồ sơ kỹ thuật của nhà máy tới thời điểm hiện tại;

đ) Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện;

e) Phương án giá bán điện của nhà máy được xác định theo quy định tại Mục 2 và Mục 3 Chương II của Thông tư này;

g) Báo cáo tài chính có kiểm toán của nhà máy điện của năm gần nhất tính tới thời điểm đàm phán hợp đồng mua bán điện.

Điều 22. Hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện

1. Hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện gồm:

- a) Tờ trình đề nghị phê duyệt hợp đồng mua bán điện;
- b) Dự thảo hợp đồng mua bán điện đã được hai bên ký tắt;
- c) Thuyết minh tính toán giá hợp đồng mua bán điện theo quy định tại khoản 2 Điều này;
- d) Thuyết minh giải trình các nội dung sửa đổi, bổ sung khác với hợp đồng mua bán điện mẫu được hai bên thỏa thuận đưa vào nội dung hợp đồng.

2. Nội dung thuyết minh tính toán giá hợp đồng mua bán điện gồm:

a) Thông số kỹ thuật của nhà máy điện được quy định trong Dự án đầu tư xây dựng nhà máy được duyệt gồm công suất đặt, công suất khả dụng, tỷ lệ điện tự dùng, các thông số kỹ thuật của nhiên liệu chính, nhiên liệu phụ cho phát điện, thời gian vận hành công suất cực đại trong năm được tính bình quân nhiều năm của nhà máy, chu kỳ đại tu sửa chữa các thiết bị trong thời gian sống kinh tế của nhà máy;

b) Các số liệu về kinh tế - tài chính của nhà máy điện được hai bên thống nhất sử dụng cho tính toán giá hợp đồng mua bán điện gồm tổng mức đầu tư xây dựng nhà máy điện (gồm tổng chi phí đầu tư phần công nghệ và tổng chi phí đầu tư cho các hạng mục đặc thù), cơ cấu vốn đầu tư và kế hoạch huy động vốn, các mốc thời gian thực hiện dự án (ngày khởi công dự án, ngày chính thức đưa vào vận hành thương mại của từng tổ máy), giá nhiên liệu chính, nhiên liệu phụ và vật liệu cho phát điện, cước vận chuyển nhiên liệu;

c) Các định mức chi phí được sử dụng cho tính toán chi phí vận hành và bảo dưỡng và các thông số liên quan khác;

d) Các tài liệu được sử dụng làm căn cứ để xác định tính hợp lý, hợp lệ khi lập chi phí các hạng mục đầu tư và chi phí vận hành và bảo dưỡng của dự án;

đ) Bảng tính giá hợp đồng mua bán điện được lập dưới dạng excel, bao gồm kết quả tính toán giá hợp đồng mua bán điện và phân tích độ nhạy các phương án giá khi thay đổi thông số đầu vào;

e) Các tài liệu kèm theo thuyết minh bao gồm:

- Bản sao Quyết định phê duyệt dự án đầu tư nhà máy điện kèm theo thuyết minh và thiết kế cơ sở của dự án đầu tư xây dựng nhà máy điện được duyệt;

- Bản sao hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện của chủ đầu tư với đơn vị cung cấp nhiên liệu trong nước và / hoặc nước ngoài;

- Bản sao hợp đồng giữa chủ đầu tư và đơn vị cung cấp dịch vụ bảo dưỡng vận hành nhà máy (nếu có);

- Bản sao các tài liệu liên quan đến thu xếp vốn cho dự án;

- Bản sao các biên bản đàm phán giữa bên bán và bên mua.

Điều 23. Trình tự thủ tục phê duyệt hợp đồng mua bán điện

1. Sau khi kết thúc đàm phán hợp đồng mua bán điện, Bên mua có trách nhiệm lập hồ sơ đề nghị phê duyệt hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 22 của Thông tư này trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định và phê duyệt.

2. Trong thời hạn năm (05) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm kiểm tra tính hợp lệ của hồ sơ trình duyệt và có văn bản yêu cầu Bên mua và Bên bán bổ sung hoặc sửa đổi các nội dung trong hồ sơ nếu thấy hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện chưa hợp lệ.

3. Trong thời hạn ba mươi (30) ngày làm việc kể từ ngày nhận được hồ sơ trình duyệt hợp đồng mua bán điện hợp lệ, Cục Điều tiết điện lực có trách nhiệm thẩm định và phê duyệt hợp đồng mua bán điện.

4. Trong thời hạn mười lăm (15) ngày làm việc kể từ ngày có quyết định phê duyệt hợp đồng mua bán điện, hai bên có trách nhiệm ký chính thức hợp đồng mua bán điện. Trường hợp quá thời hạn quy định tại khoản 3 Điều này mà Cục Điều tiết điện lực chưa ban hành quyết định phê duyệt hợp đồng, hai bên được phép ký chính thức hợp đồng mua bán điện theo các nội dung đã thỏa thuận. Bên mua có trách nhiệm gửi một (01) bản sao hợp đồng mua bán điện đã ký cho Cục Điều tiết điện lực để lưu và theo dõi thực hiện.

5. Trường hợp sửa đổi, bổ sung nội dung hợp đồng mua bán điện các đơn vị có liên quan phải thực hiện trình tự, thủ tục theo quy định tại Điều này.

6. Hợp đồng mua bán điện được phê duyệt khi đáp ứng các yêu cầu sau:

a) Giá công nghệ của nhà máy nhiệt điện hoặc giá của nhà máy thủy điện nằm trong khung giá phát điện do Bộ Công Thương ban hành.

b) Giá từng năm trong hợp đồng được xác định phù hợp với các nguyên tắc quy định tại Điều 12 của Thông tư này.

c) Các nội dung của hợp đồng mua bán điện phù hợp với nội dung của hợp đồng mua bán điện mẫu do Bộ Công Thương ban hành.

d) Giải trình đầy đủ các sửa đổi hoặc bổ sung các nội dung khác với nội dung quy định tại hợp đồng mua bán điện mẫu.

7. Trường hợp các nhà máy thủy điện có giá đàm phán vượt khung giá phát điện do Bộ Công Thương ban hành, Đơn vị phát điện có trách nhiệm giải trình cho Cục Điều tiết điện lực chi tiết các hạng mục chi phí đã thống nhất với Bên mua trong quá trình đàm phán.

Chương V

TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Điều 24. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Thẩm định và trình Bộ Công Thương ban hành khung giá phát điện hàng năm.
2. Thẩm định và phê duyệt hợp đồng mua bán điện và các hiệu chỉnh bổ sung hợp đồng của các nhà máy điện.
3. Hướng dẫn và giải quyết các vướng mắc phát sinh trong quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa các bên.
4. Giải quyết các tranh chấp phát sinh trong quá trình thực hiện hợp đồng mua bán điện trong trường hợp hai bên thỏa thuận thực hiện giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực.

Điều 25. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1. Xây dựng khung giá phát điện trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định.
2. Trình Cục Điều tiết điện lực thẩm định và phê duyệt hợp đồng mua bán điện.
3. Hàng năm, báo cáo Bộ Công Thương, Cục Điều tiết điện lực về tác động của giá điện các nhà máy điện mới lên giá phát điện và giá điện bình quân chung.

Điều 26. Trách nhiệm của chủ đầu tư hoặc Đơn vị phát điện

1. Chủ đầu tư các nhà máy điện mới có trách nhiệm:
 - a) Đàm phán và ký kết hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Thông tư này;
 - b) Cung cấp đầy đủ các thông tin và số liệu cần thiết cho các đơn vị, cơ quan có liên quan trong quá trình đàm phán và thẩm định hợp đồng mua bán điện.
2. Đối với các nhà máy điện hiện có tham gia Thị trường phát điện cạnh tranh, Đơn vị phát điện có trách nhiệm thực hiện việc chuyển đổi hợp đồng theo quy định tại khoản 3 Điều 19 của Thông tư này.

Điều 27. Điều khoản thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành kể từ ngày **28** tháng **01** năm 2011.

2. Trong quá trình thực hiện, nếu phát sinh vướng mắc, tổ chức, cá nhân có trách nhiệm phản ánh về Bộ Công Thương để bổ sung, sửa đổi cho phù hợp./.

Nơi nhận:

- Thủ tướng Chính phủ, các Phó Thủ tướng;
- Các Bộ, Cơ quan ngang Bộ, Cơ quan thuộc Chính phủ;
- Ủy ban nhân dân các tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Viện Kiểm sát Nhân dân Tối cao;
- Tòa án Nhân dân Tối cao;
- Kiểm toán Nhà nước;
- Bộ trưởng và các Thứ trưởng;
- Cục Kiểm tra văn bản QPPL (Bộ Tư pháp);
- Tập đoàn Điện lực Việt Nam; Tập đoàn Dầu khí quốc gia Việt Nam; Tập đoàn CN Than và Khoáng sản; Tập đoàn công nghiệp xây dựng Việt Nam;
- Công báo;
- Website Chính phủ;
- Website Bộ Công Thương;
- Lưu: VT, ĐTĐL, PC.

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

(Đã ký)

Hoàng Quốc Vượng

Phụ lục 1.

CÁC THÔNG SỐ ĐƯỢC SỬ DỤNG CHO TÍNH TOÁN GIÁ PHÁT ĐIỆN

(Ban hành kèm theo Thông tư số 41/2010/TT-BCT
Ngày 14 tháng 12 năm 2010 của Bộ trưởng Bộ Công Thương)

1. Thông số tính toán khung giá phát điện cho Nhà máy điện chuẩn

TT	Hạng mục	Thông số
I	Đời sống kinh tế	
1	Nhà máy nhiệt điện than	30 năm
2	Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp	25 năm
II	Hệ số tỷ lệ chi phí vận hành, bảo dưỡng cố định (k_{FOM})	
1	Nhà máy nhiệt điện than	3,5%
2	Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp	4,5%
III	Tỷ lệ các nguồn vốn trong tổng vốn đầu tư phần công nghệ của Nhà máy điện chuẩn (%)	
1	Vốn vay	70%
2	Vốn góp chủ sở hữu	30%
IV	Hệ số f (%)	
1	Nhà máy nhiệt điện than	5%
2	Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp	3,2%
V	Số giờ vận hành công suất cực đại trong năm được tính bình quân cho cả đời dự án (T_{max})	6.500

2. Khung thông số kỹ thuật cho đàm phán giá hợp đồng

TT	Hạng mục	Thông số
I	Đời sống kinh tế	

TT	Hạng mục	Thông số
1	Nhà máy nhiệt điện than	30 năm
2	Nhà máy tuabin khí chu trình hỗn hợp	25 năm
3	Nhà máy thủy điện	40 năm
II	Hệ số tỷ lệ chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy thủy điện (k_{OM})	
1	Quy mô công suất từ 150 MW trở xuống	1%
2	Quy mô công suất từ 151 MW đến 300MW	0,7%
3	Quy mô công suất từ 301 MW trở lên	0,5%
III	Tỷ lệ tự dùng của nhà máy t_{TD} (%)	
1	Nhà máy nhiệt điện	
1.1	Nhiệt điện than dùng lò than phun (PC)	
	<i>a) Công suất tinh của tổ máy từ 200MW trở xuống</i>	<i>9,5-10%</i>
	<i>b) Công suất tinh của tổ máy từ 200-300MW</i>	<i>9-9,5%</i>
	<i>c) Công suất tinh của tổ máy từ 300-500MW</i>	<i>8,5-9%</i>
	<i>d) Công suất tinh của tổ máy từ 500-600MW</i>	<i>8-8,5%</i>
	<i>đ) Công suất tinh của tổ máy trên 600MW</i>	<i>7,5-8%</i>
1.2	Nhiệt điện than dùng lò tầng sôi tuần hoàn (CFB)	
	<i>a) Công suất tinh của tổ máy từ 200MW trở xuống</i>	<i>10-10,5%</i>
	<i>b) Công suất tinh của tổ máy từ 200-300MW</i>	<i>9,5-10%</i>
	<i>c) Công suất tinh của tổ máy từ 300-500MW</i>	<i>9-9,5%</i>
	<i>d) Công suất tinh của tổ máy từ 500-600MW</i>	<i>8,5-9%</i>
1.3	Tua bin khí chu trình hỗn hợp	4-4,5%
2	Nhà máy thủy điện	

TT	Hạng mục	Thông số
2.1	Quy mô công suất từ 150 MW trở xuống	1,5%
2.2	Quy mô công suất từ 151 MW đến 300MW	1,2%
2.3	Quy mô công suất từ 301 MW trở lên	1%
IV	Số giờ vận hành công suất cực đại trong năm được tính bình quân cho cả đời dự án - T_{max} (giờ)	
1	Nhà máy nhiệt điện	6.500
2	Nhà máy thủy điện	4.000
V	Số giờ vận hành bình quân trong năm tương ứng với các mức tải của nhà máy nhiệt điện (giờ)	
1	Mức tải $i = 100\%$	3.070
2	Mức tải $i = 90\%$	1.750
3	Mức tải $i = 80\%$	1.050
4	Mức tải $i = 70\%$	875
5	Mức tải $i = 60\%$	670
VI	Tỷ lệ suy giảm công suất bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện (%)	
1	Nhiệt điện than	0,1%
2	Tua bin khí chu trình hỗn hợp	4,5%
VI	Tỷ lệ suy giảm hiệu suất bình quân trong đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện (%)	
1	Nhiệt điện than	1,3%
2	Tua bin khí chu trình hỗn hợp	3%