

Số: 07 /2024/TT-BCT

Hà Nội, ngày 12 tháng 4 năm 2024

THÔNG TƯ**Quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện**

Căn cứ Luật Điện lực ngày 03 tháng 12 năm 2004 và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực ngày 20 tháng 11 năm 2012;

Căn cứ Nghị định số 96/2022/NĐ-CP ngày 29 tháng 11 năm 2022 của Chính phủ quy định chức năng, nhiệm vụ, quyền hạn và cơ cấu tổ chức của Bộ Công Thương;

Căn cứ Nghị định số 137/2013/NĐ-CP ngày 21 tháng 10 năm 2013 của Chính phủ quy định chi tiết thi hành một số điều của Luật Điện lực và Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Điện lực;

Theo đề nghị của Cục trưởng Cục Điều tiết điện lực;

Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành Thông tư quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.

Chương I**QUY ĐỊNH CHUNG****Điều 1. Phạm vi điều chỉnh và đối tượng áp dụng**

1. Thông tư này quy định về phương pháp xác định giá phát điện, Hợp đồng mua bán điện cho các loại hình nhà máy điện.

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

a) Nhà máy điện hoạt động trên lãnh thổ nước Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam đấu nối với hệ thống điện quốc gia;

b) Các tổ chức, cá nhân khác có liên quan.

3. Nội dung về phương pháp xác định giá phát điện quy định tại Thông tư này không áp dụng đối với các đối tượng sau: nhà máy thủy điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thủy điện nhỏ áp dụng biểu giá chi phí tránh được, nhà máy điện độc lập được đầu tư theo hình thức Xây dựng - Kinh doanh - Chuyển giao (BOT), nhà máy điện và tổ máy cung cấp dịch vụ phụ trợ; nhà máy điện áp dụng cơ chế giá mua điện tại các văn bản của cấp có thẩm quyền.

4. Nội dung về Hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này không áp dụng đối với các đối tượng sau: nhà máy thủy

điện chiến lược đa mục tiêu, nhà máy thủy điện nhỏ áp dụng biểu giá chi phí tránh được, nhà máy điện độc lập được đầu tư theo hình thức BOT, nhà máy điện và tổ máy cung cấp dịch vụ phụ trợ, nhà máy điện áp dụng cơ chế giá mua điện tại các văn bản của cấp có thẩm quyền.

Nội dung về Hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục 3 ban hành kèm theo Thông tư này không áp dụng đối với nhà máy điện mặt trời, điện gió, trừ trường hợp tham gia thị trường điện cạnh tranh.

5. Nhà máy điện chưa có cơ chế giá mua điện do Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ hoặc Bộ Công Thương quy định thực hiện theo Điều 9 Thông tư này.

Điều 2. Giải thích từ ngữ

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

1. *Bên bán* là Đơn vị phát điện sở hữu Nhà máy điện.
2. *Bên mua* là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (hoặc đơn vị đại diện theo phân cấp, ủy quyền), Tổng công ty Điện lực miền Bắc, Tổng công ty Điện lực miền Trung, Tổng công ty Điện lực miền Nam, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hà Nội, Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh, các khách hàng sử dụng điện lớn, các đơn vị mua buôn điện khác theo quy định của thị trường điện.
3. *Chủ đầu tư* là tổ chức, cá nhân trực tiếp quản lý, sử dụng vốn để thực hiện hoạt động đầu tư dự án nhà máy điện, đầu tư xây dựng đường dây và trạm biến áp để tải công suất các nhà máy điện.
4. *Chi phí đầu nối* là chi phí đầu tư xây dựng các hạng mục đường dây và trạm biến áp từ sân phân phối của nhà máy điện tới Điểm đầu nối và các chi phí liên quan đến đường dây chung được phân bổ (nếu có).
5. *Chi phí đầu nối đặc thù* là chi phí (hoặc được phân bổ chi phí) do Chủ đầu tư thực hiện để xây dựng đường dây và trạm biến áp từ sân phân phối của Nhà máy điện hoặc một số nhà máy điện để tải công suất của một số nhà máy điện đến Điểm đầu nối khi được cơ quan Nhà nước có thẩm quyền giao đầu tư xây dựng.
6. *Điểm đầu nối* là điểm được quy định tại thỏa thuận đầu nối giữa Chủ đầu tư và đơn vị quản lý lưới điện phù hợp với quy định của pháp luật.
7. *Điện năng giao nhận* là toàn bộ điện năng Bên bán giao cho Bên mua phục vụ cho việc thanh toán mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua.
8. *Đơn vị phát điện* là tổ chức, cá nhân theo quy định pháp luật Việt Nam sở hữu một hoặc nhiều nhà máy điện.
9. *Đơn vị vận hành hệ thống điện và thị trường điện* là Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia hoặc tên gọi khác tùy thuộc theo cấp độ phát triển thị trường điện.
10. *Hợp đồng tồn trữ, tái hóa và phân phối nhiên liệu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG)* là các thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện hoặc đơn vị kinh doanh nhiên

liệu với đơn vị đầu tư, quản lý kho chứa LNG để tồn trữ, tái hóa và phân phối, cung cấp nhiên liệu khí cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch.

11. *Hợp đồng mua bán điện (PPA)* là hợp đồng áp dụng cho việc mua bán điện của từng nhà máy điện.

12. *Hợp đồng mua bán khí (GSPA)* là hợp đồng giữa bên bán khí và chủ mỏ để mua khí thiên nhiên khai thác trong nước cung cấp cho bên mua khí là nhà máy điện sử dụng nhiên liệu khí để phát điện.

13. *Hợp đồng mua bán nhiên liệu* là các thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện và đơn vị kinh doanh nhiên liệu để cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo nguồn gốc nhiên liệu hợp pháp, giá cạnh tranh, minh bạch.

14. *Hợp đồng vận chuyển nhiên liệu* là các thỏa thuận giữa Đơn vị phát điện hoặc đơn vị kinh doanh nhiên liệu với đơn vị vận chuyển nhiên liệu để vận chuyển nhiên liệu cho nhà máy điện, được ký kết theo quy định hiện hành, đảm bảo giá cạnh tranh, minh bạch.

15. *Năm cơ sở* là năm Tổng mức đầu tư hoặc Tổng mức đầu tư điều chỉnh dự án sử dụng để tính toán giá phát điện được phê duyệt.

16. *Nhà máy điện mới* là nhà máy điện chưa ký hợp đồng mua bán điện lần đầu.

17. *Suất tiêu hao nhiệt tinh* là lượng nhiệt tiêu hao để sản xuất một kWh điện năng tại điểm giao nhận điện (BTU/kWh hoặc kJ/kWh hoặc kCal/kWh).

18. *Tổng mức đầu tư* là toàn bộ chi phí đầu tư xây dựng của dự án được xác định theo quy định của pháp luật hiện hành, phù hợp với thiết kế cơ sở và các nội dung khác của Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng.

19. *Tổng mức đầu tư điều chỉnh* là tổng mức đầu tư được điều chỉnh theo quy định của pháp luật về xây dựng có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá phát điện.

20. *Vốn đầu tư quyết toán* là toàn bộ chi phí hợp pháp thực hiện trong quá trình đầu tư để đưa dự án vào khai thác sử dụng. Chi phí hợp pháp là chi phí được thực hiện trong phạm vi dự án, thiết kế, dự toán được phê duyệt; hợp đồng xây dựng đã ký kết phù hợp với quy định của pháp luật; kể cả phần điều chỉnh, bổ sung được duyệt theo quy định và đúng thẩm quyền. Vốn đầu tư được quyết toán phải nằm trong giới hạn tổng mức đầu tư được duyệt (hoặc được điều chỉnh) theo quy định của pháp luật.

Chương II
PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN
Mục 1
PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN
CHO NHÀ MÁY ĐIỆN MỚI

Điều 3. Nguyên tắc xác định giá phát điện

1. Giá phát điện của nhà máy điện được xây dựng trên cơ sở:
 - a) Các khoản chi phí hợp lý, hợp lệ của Chủ đầu tư trong toàn bộ đời sống kinh tế dự án;
 - b) Tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính (IRR) không vượt quá 12%.
2. Giá phát điện của nhà máy điện, bao gồm các thành phần sau:
 - a) Giá hợp đồng mua bán điện: Do Bên bán và Bên mua thỏa thuận và được xây dựng theo phương pháp quy định tại Điều 4 Thông tư này;
 - b) Giá đầu nối đặc thù (nếu có): Do Bên bán và Bên mua thỏa thuận và được xác định theo phương pháp quy định tại Điều 8 Thông tư này.
3. Giá phát điện chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng, thuế tài nguyên nước, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước, tiền dịch vụ môi trường rừng, phí bảo vệ môi trường đối với chất thải rắn và đối với nước thải công nghiệp (áp dụng đối với nhà máy nhiệt điện) và các khoản thuế, phí, các khoản thu bằng tiền khác theo quy định của cơ quan quản lý nhà nước có thẩm quyền (trừ các khoản thuế, phí đã được tính trong phương án giá phát điện).
4. Giá hợp đồng mua bán điện để so với khung giá phát điện Năm cơ sở:
 - a) Giá hợp đồng mua bán điện Năm cơ sở không vượt quá khung giá phát điện Năm cơ sở của nhà máy điện do Bộ trưởng Bộ Công Thương ban hành, trong đó giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện để so với khung giá phát điện Năm cơ sở được tính toán trên cơ sở các thành phần chi phí tương ứng với thành phần chi phí tính toán khung giá phát điện;
 - b) Trường hợp Năm cơ sở của nhà máy điện không có khung giá phát điện, giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện được tính toán quy đổi trên cơ sở các thành phần chi phí tương ứng để so với khung giá phát điện của năm gần nhất của loại hình nhà máy điện đó.

Điều 4. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện Năm cơ sở của nhà máy điện

Giá hợp đồng mua bán điện Năm cơ sở P_C (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_C = P^{CD} + P^{BD}$$

Ch đg

1. P^{CD} (đồng/kWh) là giá cố định Năm cơ sở, được xác định theo công thức sau:

$$P^{CD} = FC + FOMC_b$$

Trong đó:

FC: Giá cố định bình quân được xác định theo quy định tại Điều 5 Thông tư này (đồng/kWh);

FOMC_b: Giá vận hành và bảo dưỡng cố định Năm cơ sở được xác định theo quy định tại Điều 6 Thông tư này (đồng/kWh).

2. P^{BD} (đồng/kWh) là giá biến đổi Năm cơ sở.

a) Đối với nhà máy nhiệt điện, P^{BD} được xác định theo công thức sau:

$$P^{BD} = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^k + P_b^{VC}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh);

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh);

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh);

P_b^{VC} : Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều 7 Thông tư này (đồng/kWh).

b) Đối với nhà máy thủy điện, điện mặt trời, điện gió: P^{BD} bằng 0 (không).

3. Chi phí thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu của nhà máy điện: Việc thanh toán chi phí thí nghiệm, chạy thử, nghiệm thu phát sinh trước ngày vận hành thương mại do Bên bán và Bên mua thỏa thuận đảm bảo không tính trùng trong Tổng mức đầu tư dự án được phê duyệt.

Điều 5. Phương pháp xác định giá cố định bình quân của nhà máy điện

1. Giá cố định bình quân của nhà máy điện (FC) được xác định trên cơ sở phân tích tài chính của dự án theo các Biểu mẫu 1 và Biểu mẫu 2 quy định tại Phụ lục II ban hành kèm theo Thông tư này. Các thông số đầu vào để xây dựng giá cố

CY dg

định bình quân của nhà máy điện (FC) được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này.

2. Thông số đầu vào chính được sử dụng trong tính toán giá cố định bình quân của nhà máy điện (FC):

a) Chi phí đầu tư: Chi phí đầu tư được xác định trên cơ sở Tổng mức đầu tư (hoặc Tổng mức đầu tư điều chỉnh, Vốn đầu tư quyết toán) có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá phát điện được sử dụng để tính toán giá phát điện, bao gồm toàn bộ chi phí thuộc trách nhiệm đầu tư của Bên bán tính đến Điểm đấu nối của nhà máy điện gồm các hạng mục: nhà máy điện; cơ sở hạ tầng, cầu cảng cho nhà máy điện, kho cảng nhập LNG (đối với nhà máy điện sử dụng nhiên liệu LNG), các chi phí liên quan khác và các chi phí được phân bổ cho dự án (nếu có);

Riêng hạng mục về Chi phí đấu nối đặc thù được sử dụng để tính toán giá đặc thù được thực hiện theo quy định tại Điều 8 Thông tư này.

b) Đời sống kinh tế: Theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này, trừ trường hợp có văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt đời sống kinh tế của dự án khác với quy định tại Thông tư này thì áp dụng theo văn bản đó (năm).

c) Điện năng phát bình quân nhiều năm tại Điểm giao nhận điện (A_{GN}):

A_{GN} được quy đổi tính toán như sau:

$$A_{GN} = A_{NM} \times (1 - t_{td}) \times (1 - k_{CS})$$

Trong đó:

A_{NM} : Sản lượng điện phát tại đầu ra của nhà máy điện theo thiết kế cơ sở có hiệu lực tại thời điểm đàm phán (kWh).

Riêng đối với nhà máy nhiệt điện, thì tính theo công thức sau:

$$A_{NM} = P_t \times T_{max}$$

P_t : Công suất đầu cực máy phát tại thiết kế được duyệt (kW);

T_{max} : Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy.

t_{td} : Tỷ lệ điện tự dùng và tổn thất máy biến áp tăng áp của nhà máy, tổn thất đường dây đến điểm giao nhận điện với hệ thống điện quốc gia (nếu có) do Bên bán và Bên mua thỏa thuận, xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt hoặc theo tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị (nếu có tại thời điểm đàm phán) nhưng không vượt quá giá trị tại thiết kế cơ sở được duyệt (%) hoặc áp dụng theo văn bản của cơ quan có thẩm quyền (nếu có);

k_{CS} : Tỷ lệ suy giảm công suất được tính bình quân cho toàn bộ đời sống kinh tế của nhà máy nhiệt điện (nếu có) do Bên bán và Bên mua thỏa thuận, xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt hoặc các tài liệu kỹ thuật của nhà chế tạo thiết bị (nếu có tại thời điểm đàm phán) nhưng không vượt quá thông số tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này.

Đối với nhà máy điện không quy định T_{max} , K_{CS} tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này, các thông số này do Bên bán và Bên mua thỏa thuận;

Trường hợp không xác định được A_{GN} theo công thức trên, Bên bán và Bên mua xác định theo thiết kế cơ sở, thiết kế kỹ thuật quy đổi về điểm giao nhận điện có hiệu lực tại thời điểm đàm phán. Trường hợp không xác định được theo thiết kế kỹ thuật hoặc thiết kế cơ sở được duyệt thì xác định theo văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền. Trường hợp không xác định được theo văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền, A_{GN} do Bên bán và Bên mua thỏa thuận.

d) Thời gian trích khấu hao từng nhóm tài sản cố định chính (năm): Xác định trên cơ sở thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định chính theo khung thời gian trích khấu hao quy định của Bộ Tài chính trong từng thời kỳ hoặc văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền cho phép trích khấu hao khác với quy định của Bộ Tài chính (nếu có).

đ) Tỷ lệ vốn chủ sở hữu, vốn vay và phân kỳ vốn đầu tư trong tổng mức đầu tư: Được xác định căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán, phù hợp với quy định do cơ quan nhà nước có thẩm quyền ban hành. Tỷ lệ vốn chủ sở hữu tối thiểu là 15% tổng mức đầu tư dự án.

e) Lãi suất vay vốn và thời gian trả nợ vay trong thời gian vận hành: Căn cứ vào hợp đồng vay vốn, các văn bản, tài liệu giữa Chủ đầu tư và các tổ chức tín dụng, ngân hàng cho vay.

Trường hợp tổng vốn vay tại các hợp đồng vay vốn hoặc các văn bản tài liệu có tính pháp lý giữa Chủ đầu tư và các tổ chức tín dụng thấp hơn tổng vốn vay trong phương án tính toán giá điện, phần vốn vay còn thiếu trong thời gian vận hành được Bên bán và Bên mua thỏa thuận tham khảo nguyên tắc: Thời gian trả nợ vay tối thiểu là 10 năm và quy định về lãi suất vốn vay như sau:

- Lãi suất vốn vay ngoại tệ được xác định bằng lãi suất bình quân SOFR (Secured Overnight Financing Rate) kỳ hạn bình quân 180 ngày (180 Days – Average) của 36 tháng liền kề tính từ thời điểm tháng 3, tháng 6, tháng 9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm đàm phán được công bố bởi Fed (Website: www.newyorkfed.org) cộng với tỷ lệ bình quân năm các khoản phí thu xếp khoản vay của ngân hàng là 3%/năm;

- 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 cá nhân của ngày đầu tiên của 60 tháng trước liền kề tính từ thời điểm tháng 3, tháng 6, tháng

9 hoặc tháng 12 gần nhất của năm đàm phán 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 thương mại cổ phần 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 là 3%/năm.

g) Thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp, các loại thuế, phí khác: Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.

Điều 6. Phương pháp xác định giá vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện

Giá vận hành và bảo dưỡng Năm cơ sở $FOMC_b$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_b = FOMC_b^{scl} + FOMC_b^{nc}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{scl}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác của Năm cơ sở, được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

$FOMC_b^{nc}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở, được xác định theo quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh).

1. Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và các chi phí khác của Năm cơ sở $FOMC_b^{scl}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_b^{scl} = \frac{TC_{scl}}{A_{GN}} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

TC_{scl} : Áp dụng phương pháp tính toán tổng chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác TC_{scl} tại Năm cơ sở theo công thức sau:

$$TC_{scl} = V\Delta T_{XD+TB} \times k_{scl} + C_{cdk}$$

Trong đó:

$V\Delta T_{XD+TB}$: Tổng chi phí xây dựng và chi phí thiết bị được xác định trên cơ sở tổng mức đầu tư quy định tại điểm a khoản 2 Điều 5 Thông tư này (đồng);

k_{scl} : Tỷ lệ chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác (%) của nhà máy điện do Bên bán và Bên mua thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này. Đối với Nhà máy điện không quy định k_{scl} tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này sẽ do Bên bán và Bên mua

thỏa thuận;

- C_{cdk} : Chi phí khác liên quan đến nạo vét luồng vào cảng, phí hạ tầng do Bên bán và Bên mua thỏa thuận (nếu có) (đồng). Trường hợp không có số liệu tính toán chi phí nạo vét luồng vào cảng, phí hạ tầng tại Năm cơ sở, Bên bán và Bên mua thỏa thuận tính toán giá trị tổng chi phí này tại thời điểm đàm phán và trượt về Năm cơ sở theo tỷ lệ 2,5%/năm (đồng);
- A_{GN} : Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên bán và Bên mua (kWh) được xác định theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này.

2. Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở $FOMC_b^{nc}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_b^{nc} = \frac{TC_{nc}}{A_{GN}} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

- TC_{nc} : Tổng chi phí nhân công tại Năm cơ sở gồm chi phí tiền lương, chi phí bảo hiểm xã hội, bảo hiểm y tế, bảo hiểm thất nghiệp và kinh phí công đoàn, các loại phụ cấp kèm theo (đồng);

Tổng chi phí nhân công TC_{nc} Năm cơ sở được xác định trên cơ sở Tổng chi phí nhân công của nhà máy và tính toán quy đổi về Năm cơ sở như sau:

- Trường hợp mức lương áp dụng tính toán chi phí nhân công của nhà máy bằng mức lương tối thiểu vùng năm tính toán giá điện: Tỷ lệ quy đổi về Năm cơ sở xác định theo mức lương tối thiểu vùng;

- Trường hợp không xác định được tổng chi phí nhân công theo trường hợp trên áp dụng phương pháp tính toán tổng chi phí nhân công TC_{nc} Năm cơ sở theo công thức sau:

$$TC_{nc} = VDT_{XD+TB} \times k_{nc}$$

Trong đó:

- VDT_{XD+TB} : Tổng chi phí xây dựng và chi phí thiết bị được xác định trên cơ sở tổng mức đầu tư quy định tại điểm a khoản 2 Điều 5 Thông tư này (đồng);

- k_{nc} : Tỷ lệ chi phí nhân công (%) của nhà máy điện do Bên bán và Bên mua thỏa thuận và không vượt quá quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông

tur này. Đối với Nhà máy điện không quy định k_{nc} tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này sẽ do Bên bán và Bên mua thỏa thuận;

A_{GN} : Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên bán và Bên mua và được tính toán theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này (kWh).

Điều 7. Phương pháp xác định giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện

Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện tại Năm cơ sở P^{BD} (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P^{BD} = VC_b^{nlc} + VC_b^{nlp} + VC_b^k + P_b^{VC}$$

Trong đó:

VC_b^{nlc} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều này (đồng/kWh);

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện tại Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 3 Điều này (đồng/kWh);

P_b^{VC} : Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở, được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 4 Điều này (đồng/kWh).

1. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tại Năm cơ sở VC_b^{nlc} , được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{nlc} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc} : Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân của nhà máy điện sử dụng nhiên liệu chính do Bên bán và Bên mua thỏa thuận không cao hơn thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật tương ứng với tổng mức đầu tư sử dụng để tính toán giá điện hoặc thông số của nhà chế tạo thiết bị, được tính tương ứng với mức tải quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này;

P_b^{nlc} : Giá nhiên liệu chính Năm cơ sở được tính toán bằng bình quân gia quyền của các Hợp đồng mua bán nhiên liệu hoặc các văn bản thỏa thuận (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), đơn vị tính bằng đồng/kg hoặc đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU.

2. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện Năm cơ sở VC_b^{nlp} , được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^{nlp} = HR_{bq}^{nlp} \times P_b^{nlp} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlp} : Suất tiêu hao nhiên liệu tính bình quân của nhà máy điện sử dụng nhiên liệu phụ do Bên bán và Bên mua thỏa thuận (kg/kWh hoặc kcal/kWh hoặc kJ/kWh hoặc BTU/kWh);

P_b^{nlp} : Giá nhiên liệu phụ Năm cơ sở bao gồm cả cước vận chuyển tính đến nhà máy và các loại phí khác theo quy định (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) (đồng/kg hoặc đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU).

3. Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện Năm cơ sở VC_b^k được xác định theo công thức sau:

$$VC_b^k = \frac{C_{vlp} + C_{kd} + C_k}{A_{GN}} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

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 Năm cơ sở (đồng). Trường hợp không có số liệu tính toán tổng chi phí vật liệu phụ hàng năm tại Năm cơ sở, cho phép sử dụng các thành phần chi phí này tại các thời điểm có đủ số liệu và trượt về Năm cơ sở theo tỷ lệ 2,5%/năm để tính tổng chi phí vật liệu phụ năm cơ sở;

C_{kd} : Tổng chi phí khởi động bao gồm chi phí nhiên liệu, chi phí khác cho khởi động (đồng); số lần khởi động cho phép do Bên bán và Bên mua thỏa thuận trên cơ sở nhu cầu hệ thống điện và đặc tính vận hành của nhà máy điện. Trường hợp không có số liệu tính toán tổng chi phí khởi động tại Năm cơ sở, cho phép tính toán giá trị tổng chi phí này tại thời điểm đàm phán và trượt về Năm cơ sở theo tỷ lệ 2,5%/năm;

C_k : Chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên hàng năm bao gồm chi phí sửa chữa bảo dưỡng thường xuyên được tính trên cơ sở tổng

vốn đầu tư xây dựng và thiết bị của nhà máy điện, tỷ lệ chi phí sửa chữa thường xuyên do Bên bán và Bên mua thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này; Đối với Nhà máy điện không quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này sẽ do Bên bán và Bên mua thỏa thuận;

A_{GN} : Điện năng phát bình quân nhiều năm tại điểm giao nhận điện giữa Bên bán và Bên mua và được tính toán theo quy định tại điểm c khoản 2 Điều 5 Thông tư này (kWh).

4. Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện Năm cơ sở P_b^{VC} được xác định theo công thức sau :

$$P_b^{VC} = HR_{bq}^{nlc} \times P_b^{v/c} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc} : Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân của nhà máy điện được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này;

$P_b^{v/c}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện Năm cơ sở (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), đơn vị tính giá vận chuyển nhiên liệu là đồng/kcal hoặc đồng/kJ hoặc đồng/BTU và được xác định như sau:

- Đối với nhà máy nhiệt điện than: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển than hoặc các văn bản thỏa thuận;
- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: bằng bình quân gia quyền theo cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt theo quy định hoặc Hợp đồng vận chuyển/các văn bản thỏa thuận;
- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu LNG: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển LNG, Hợp đồng tồn trữ LNG, tái hóa khí và phân phối khí (nếu có) được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt hoặc các văn bản thỏa thuận;
- Đối với nhà máy điện rác, sinh khối: Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện do Bên bán và Bên mua thỏa thuận theo điều kiện thực tế nhà máy điện.

Đối với hợp đồng mua bán nhiên liệu mà giá nhiên liệu chính P_b^{nlc} đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính, cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối, tồn trữ, tái hóa thì giá vận chuyển nhiên liệu chính $P_b^{v/c}$ tương ứng bằng 0 (không).

Điều 8. Phương pháp xác định giá đầu nối đặc thù

1. Giá đầu nối đặc thù (P^{DT}) để thu hồi Chi phí đầu nối đặc thù do Chủ đầu tư nhà máy điện thực hiện đầu tư xây dựng hoặc được phân bổ và thỏa thuận với



Bên mua trên cơ sở vốn đầu tư, lãi suất vốn vay trong thời gian vận hành theo hợp đồng vay vốn, chi phí quản lý, vận hành, bảo dưỡng và các yếu tố khác theo thỏa thuận của Bên bán và Bên mua để đảm bảo Chủ đầu tư nhà máy điện thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành, bảo dưỡng theo quy định của pháp luật. Đơn vị xác định giá đấu nổi đặc thù này là đồng/kWh hoặc đồng/kW hoặc đồng/tháng.

2. Sau khi Chi phí đấu nổi đặc thù được quyết toán, Bên bán và Bên mua thực hiện tính toán lại giá đấu nổi đặc thù theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều này.

3. Chi phí đấu nổi đặc thù được coi là chi phí hợp lý, hợp lệ và được đưa vào chi phí mua điện trong tính toán phương án giá bán lẻ điện bình quân của Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Điều 9. Phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện đối với các nhà máy điện chưa có cơ chế giá mua điện do Chính phủ, Thủ tướng Chính phủ hoặc Bộ Công Thương quy định

Căn cứ nguyên tắc xác định giá phát điện tại Thông tư này, Bên mua và Bên bán xây dựng phương án giá phát điện và hợp đồng mua bán điện phù hợp với thực tế của nhà máy điện, báo cáo Bộ Công Thương xem xét, quyết định.

Điều 10. Giá tạm thời

Trong quá trình đàm phán, trường hợp chưa thỏa thuận được giá phát điện, Bên bán và Bên mua thỏa thuận thống nhất giá tạm thời, báo cáo Bộ Công Thương quyết định để áp dụng cho đến khi thỏa thuận được mức giá phát điện chính thức.

Điều 11. Phương pháp xác định giá phát điện đối với các nhà máy điện mặt trời, điện gió đã ký hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam nhưng chưa có giá phát điện chính thức

Các nhà máy điện mặt trời đã ký kết hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam trước ngày 01 tháng 01 năm 2021 và nhà máy điện gió đã ký kết hợp đồng mua bán điện với Tập đoàn Điện lực Việt Nam trước ngày 01 tháng 11 năm 2021 nhưng không đáp ứng điều kiện áp dụng giá mua điện quy định tại khoản 1 và khoản 3 Điều 5 Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg ngày 06 tháng 4 năm 2020 của Thủ tướng Chính phủ quy định cơ chế khuyến khích, phát triển điện mặt trời tại Việt Nam và khoản 7 Điều 1 Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10 tháng 9 năm 2018 của Thủ tướng Chính phủ sửa đổi, bổ sung một số điều của Quyết định số 37/2011/QĐ-TTg ngày 26 tháng 6 năm 2011 của Thủ tướng Chính phủ quy định cơ chế khuyến khích phát triển điện gió tại Việt Nam:

1. Bên bán và Bên mua căn cứ nguyên tắc xác định giá phát điện tại Thông tư này, xây dựng phương án giá phát điện của nhà máy điện:

a) Năm cơ sở của nhà máy điện đàm phán giá phát điện là năm vận hành thương mại của nhà máy điện;

b) Đối với phần nhà máy điện chưa có giá phát điện, giá phát điện được xác định trên cơ sở thông số đầu vào của toàn bộ nhà máy điện.

de dg

2. Điện năng giao nhận bình quân hằng năm được xác định như sau:

a) Trên cơ sở thiết kế cơ sở (hoặc thiết kế kỹ thuật khi không xác định được theo thiết kế cơ sở) được thẩm định bởi cơ quan Nhà nước có thẩm quyền;

b) Trường hợp không xác định được theo quy định tại điểm a khoản này, Bên bán và Bên mua thỏa thuận thống nhất trên cơ sở các thông số kỹ thuật trong hồ sơ thiết kế cơ sở hoặc hồ sơ thiết kế kỹ thuật được sử dụng trong thông báo kết quả thẩm định của cơ quan Nhà nước có thẩm quyền. Trường hợp điện năng giao nhận hằng năm xác định trên thiết kế cơ sở thì sử dụng Tổng mức đầu tư theo thiết kế cơ sở, trường hợp điện năng giao nhận hằng năm xác định trên thiết kế kỹ thuật thì sử dụng Tổng mức đầu tư theo thiết kế kỹ thuật tương ứng.

3. Giá vận hành và bảo dưỡng năm cơ sở của nhà máy điện FOMC_b được xác định như sau:

$$FOMC_b = \frac{TC}{A_{GN}} \quad (\text{đồng/kWh})$$

Trong đó:

TC : Tổng chi phí vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện được xác định theo công thức sau: $TC = VĐT \times k$

Trong đó:

VĐT: Chi phí đầu tư nhà máy điện (đồng);

k: Tỷ lệ chi phí vận hành và bảo dưỡng (%) của nhà máy điện do Bên bán và Bên mua thỏa thuận nhưng không vượt quá quy định tại Phụ lục ban hành kèm theo Thông tư số 15/2022/TT-BCT ngày 03 tháng 10 năm 2022 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện nhà máy điện trời, điện gió chuyển tiếp.

4. Các thông số tính toán giá phát điện khác do Bên bán và Bên mua thỏa thuận. Tài liệu phục vụ đàm phán hợp đồng mua bán điện tham khảo khoản 1 Điều 19 Thông tư này.

Mục 2

PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH GIÁ PHÁT ĐIỆN CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN ĐÃ VẬN HÀNH THƯƠNG MẠI

Điều 12. Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện mà Hợp đồng mua bán điện đã hết thời hạn, nhà máy điện chưa hết đời sống kinh tế

Đối với các nhà máy điện (không áp dụng chi phí tránh được) mà Hợp đồng mua bán điện đã hết thời hạn nhưng nhà máy điện chưa hết đời sống kinh tế. Bên bán và Bên mua thống nhất giá phát điện áp dụng cho các năm tiếp theo đến hết

đời sống kinh tế đảm bảo giá cố định bình quân không thay đổi so với mức giá đã được Bên bán và Bên mua thỏa thuận.

Điều 13. Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế

1. Giá cố định của nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế được xác định theo nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy điện thu hồi các chi phí phục vụ hoạt động sản xuất kinh doanh điện, thời gian tính giá theo chu kỳ sửa chữa lớn thiết bị chính và thỏa thuận mức lợi nhuận hợp lý. Trường hợp có văn bản của cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt thời gian tính giá, áp dụng theo văn bản phê duyệt của cơ quan nhà nước có thẩm quyền.

2. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện đã hết đời sống kinh tế được xác định theo quy định tại Điều 7 Thông tư này.

3. Trường hợp nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế và có thực hiện đầu tư nâng cấp nhà máy điện thì Bên bán và Bên mua thỏa thuận, đàm phán giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện theo quy định tại Điều 4, Điều 5, Điều 6 và Điều 7 Thông tư này và phù hợp với thời gian khấu hao của thiết bị chính được nâng cấp.

4. Thời hạn hợp đồng nhà máy điện đã hết đời sống kinh tế sẽ được Bên bán và Bên mua thỏa thuận căn cứ trên chu kỳ sửa chữa lớn của thiết bị chính.

Điều 14. Phương pháp xác định giá phát điện đối với các nhà máy thủy điện có Hợp đồng mua bán điện còn hiệu lực nhưng giá phát điện hết hiệu lực hoặc các nhà máy thủy điện áp dụng biểu giá chi phí tránh được mà Hợp đồng mua bán điện hết hiệu lực

1. Được xác định theo nguyên tắc đảm bảo cho nhà máy thu hồi các chi phí đầu tư (nếu có), chi phí sản xuất kinh doanh điện và thỏa thuận mức lợi nhuận hợp lý.

2. Thời gian tính giá phát điện theo thời gian còn lại của đời sống kinh tế của nhà máy.

3. Sản lượng điện bình quân được xác định trên cơ sở số liệu thống kê thực tế của các năm vận hành trước thời điểm giá phát điện hết hiệu lực.

4. Chi phí vận hành và bảo dưỡng do Bên bán và Bên mua thỏa thuận.

5. Tổng mức đầu tư tính toán giá phát điện được xác định theo giá trị còn lại của tài sản tại thời điểm giá phát điện hết hiệu lực hoặc Hợp đồng mua bán điện hết hiệu lực.

Điều 15. Phương pháp xác định giá phát điện đối với nhà máy điện đàm phán lại theo vốn đầu tư quyết toán

Đối với các nhà máy điện đàm phán lại giá phát điện theo Vốn đầu tư quyết toán theo quy định tại khoản 2 Điều 28 Thông tư này:

1. Sau khi xác định được Vốn đầu tư quyết toán, Bên bán có trách nhiệm gửi

cho Bên mua hồ sơ liên quan đến Vốn đầu tư quyết toán.

2. Bên bán và Bên mua thực hiện đàm phán lại giá điện theo các nguyên tắc sau:

a) Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này;

b) Các thông số tính toán giá hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Điều 4 Thông tư này và được cập nhật lại các thông số đầu vào cùng thời điểm xác định Vốn đầu tư quyết toán;

c) Giá hợp đồng mua bán điện để so với khung giá phát điện không vượt quá khung giá phát điện của năm phê duyệt Vốn đầu tư quyết toán;

d) Giá phát điện áp dụng từ ngày vận hành thương mại của nhà máy điện, giá cố định từng năm thực hiện theo quy định tại Điều 16 Thông tư này, không thực hiện điều chỉnh giá cố định từng năm của các năm trước thời điểm Bên bán và Bên mua ký kết hợp đồng sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện theo giá điện xác định trên cơ sở Vốn đầu tư quyết toán;

đ) Năm cơ sở của các nhà máy đàm phán giá phát điện theo Vốn đầu tư quyết toán là năm phê duyệt Vốn đầu tư quyết toán.

Mục 3

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

Điều 16. Nguyên tắc xác định giá cố định từng năm của hợp đồng mua bán điện

1. Bên bán và Bên mua có quyền áp dụng giá cố định bình quân đã thỏa thuận cho các năm trong thời hạn hợp đồng. Trường hợp Bên bán và Bên mua thống nhất quy đổi giá cố định bình quân đã thỏa thuận thành giá cố định từng năm thì việc xác định các mức giá cố định này phải tuân thủ các nguyên tắc quy định tại khoản 2 Điều này.

2. Trên cơ sở các điều kiện vay vốn thực tế và khả năng tài chính của dự án, Bên bán và Bên mua thỏa thuận giá cố định bình quân của nhà máy điện thành giá cố định từng năm (FC; Giá cố định năm j) với điều kiện đảm bảo giá cố định bình quân không thay đổi so với mức giá đã được Bên bán và Bên mua thỏa thuận và tuân thủ theo các nguyên tắc sau:

a) Tỷ suất chiết khấu tài chính khi tính toán giá cố định từng năm do Bên bán và Bên mua thỏa thuận bằng tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính (IRR) của nhà máy điện;

b) Chủ đầu tư thực hiện nghĩa vụ hoàn trả các khoản vay cho đầu tư xây dựng nhà máy điện theo thời hạn hoàn trả vốn vay.

Điều 17. Nguyên tắc điều chỉnh giá phát điện từng năm trong hợp đồng mua bán điện

1. Các thành phần giá vận hành và bảo dưỡng của nhà máy điện được điều chỉnh theo nguyên tắc sau:

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác được điều chỉnh theo tỷ lệ trượt chi phí bình quân quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này. Bên bán và Bên mua nghiên cứu, đề xuất cơ chế điều chỉnh thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác đối với các hạng mục có nguồn gốc ngoại tệ;

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được điều chỉnh theo biến động của mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán hoặc theo chỉ số CPI do Tổng cục Thống kê công bố nhưng tối đa không vượt quá 2,5%/năm.

2. Hàng năm, căn cứ tổng vốn vay ngoại tệ, kế hoạch trả nợ vốn vay ngoại tệ, số liệu trả nợ gốc vay thực tế, tỷ giá quy đổi đã được Bên bán và Bên mua thỏa thuận trong phương án giá phát điện, tỷ giá quy đổi thực hiện năm liền kề trước, Bên bán và Bên mua thực hiện tính toán và thỏa thuận phương án thanh toán chênh lệch tỷ giá. Chênh lệch tỷ giá FED (đồng) được tính toán theo công thức sau:

$$FED = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n D_{i,j} \times (\lambda_{i,j} - \lambda_{i,b})$$

Trong đó:

- m: Số loại ngoại tệ trong phương án giá phát điện Bên bán và Bên mua thống nhất (loại);
- n: Số lần trả gốc ngoại tệ i trong năm tính toán (lần);
- $D_{i,j}$: Số nợ gốc ngoại tệ trả thực tế lần j của loại ngoại tệ i trong năm tính toán;
- $\lambda_{i,j}$: Tỷ giá quy đổi lần thanh toán j của loại ngoại tệ i trong năm (.../đồng);
- $\lambda_{i,b}$: Tỷ giá quy đổi cơ sở loại ngoại tệ i Bên bán và Bên mua thống nhất trong phương án giá phát điện (.../đồng).

Điều 18. Phương pháp xác định giá hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện tại thời điểm thanh toán

Giá hợp đồng mua bán điện của Nhà máy điện tại thời điểm thanh toán tiền điện tháng t, năm j $P_{C,j,t}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{C,j,t} = FC_j + FOMC_{j,t} + P_{j,t}^{BD}$$

Trong đó:

- FC_j : Giá cố định năm j được xác định theo quy định tại Điều 16 Thông

tur này (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}$: Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t , năm j được xác định theo quy định tại khoản 1 Điều này (đồng/kWh);

$P_{j,t}^{BD}$: Giá biến đổi tháng t , năm j được xác định theo khoản 2 Điều này (đồng/kWh).

1. Giá vận hành và bảo dưỡng tháng t , năm j được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_{j,t} = FOMC_j^{scl} + FOMC_{j,t}^{nc}$$

Trong đó:

$FOMC_j^{scl}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác năm j (đồng/kWh);

$FOMC_{j,t}^{nc}$: Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t , năm j (đồng/kWh).

a) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác $FOMC_j^{scl}$ được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_j^{scl} = FOMC_b^{scl} \times (1+i)^{l-1}$$

Trong đó:

$FOMC_b^{scl}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác Năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 1 Điều 6 Thông tư này;

i : Tỷ lệ trượt giá thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí sửa chữa lớn và chi phí khác theo quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này;

l : Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở $l=1$).

b) Thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công tháng t , năm j ($FOMC_{j,t}^{nc}$) được xác định như sau:

- Trường hợp mức lương tính toán trong phương án giá điện bằng mức lương tối thiểu vùng thì thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo công thức sau:

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \frac{L_{\min,j,t}}{L_{\min,b}}$$

Ag

Trong đó:

$FOMC_b^{nc}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 6 Thông tư này;

$L_{min,j,t}$: Mức lương tối thiểu vùng tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j (đồng/tháng);

$L_{min,b}$: Mức lương tối thiểu vùng Năm cơ sở (đồng/tháng).

- Trường hợp tổng chi phí nhân công TC_{nc} được tính toán theo tỷ lệ vốn đầu tư xây lắp và thiết bị thì thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công được xác định theo công thức sau (đồng/kWh):

$$FOMC_{j,t}^{nc} = FOMC_b^{nc} \times \prod_{i=1}^l (1+i_1)$$

Trong đó:

$FOMC_b^{nc}$: Giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công Năm cơ sở được xác định theo phương pháp quy định tại khoản 2 Điều 6 Thông tư này;

i_1 : Tỷ lệ trượt giá thành phần giá vận hành và bảo dưỡng theo chi phí nhân công, xác định theo tỷ lệ chỉ số giá tiêu dùng (CPI) năm (j-1) so với năm (j-2) do Tổng cục Thống kê công bố trong tháng 12 năm (j-1) nhưng tối đa không vượt quá 2,5%/năm;

l : Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở $l = 1, i_1 = 0$).

2. Giá biến đổi của nhà máy nhiệt điện tháng t, năm j ($P_{j,t}^{BD}$) (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{j,t}^{BD} = VC_{j,t}^{nlc} + VC_{j,t}^{nlp} + VC_j^k + P_{j,t}^{VC}$$

Trong đó:

$VC_{j,t}^{nlc}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm a khoản này (đồng/kWh);

$VC_{j,t}^{nlp}$: Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm b khoản này (đồng/kWh);

VC_j^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện năm j, được xác định theo điểm c khoản này

(đồng/kWh);

$P_{j,t}^{VC}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j, được xác định theo điểm d khoản này (đồng/kWh).

a) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t, năm j $VC_{j,t}^{nlc}$ được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlc} = HR_{bq}^{nlc} \times k_{HR} \times P_{j,t}^{nlc} \times (1 + (l-1) \times k_{HS})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc} : Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân được xác định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này;

k_{HR} : Hệ số điều chỉnh suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân về điều kiện thực tế vận hành theo nhiệt độ nước làm mát, nhiệt độ môi trường, độ ẩm, mức tải do Bên bán và Bên mua thỏa thuận hoặc theo thực tế đối với từng chu kỳ vận hành;

k_{HS} : Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{nlc}$: Giá nhiên liệu chính cho phát điện tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j, được tính bằng bình quân gia quyền theo khối lượng của các hóa đơn theo các Hợp đồng mua bán nhiên liệu trong khoảng thời gian do Bên bán và Bên mua thỏa thuận.

b) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện tháng t, năm j ($VC_{j,t}^{nlp}$) được xác định theo công thức sau:

$$VC_{j,t}^{nlp} = VC_b^{nlp} \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times \frac{P_{j,t}^{nlp}}{P_b^{nlp}}$$

Trong đó:

VC_b^{nlp} : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động của chi phí nhiên liệu phụ của nhà máy điện Năm cơ sở được xác định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này;

k_{HS} : Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{nlp}$: Giá nhiên liệu phụ cho phát điện bao gồm cả cước vận chuyển tính đến nhà máy tại thời điểm thanh toán tháng t, năm j;

P_b^{nlp} : Giá nhiên liệu phụ cho phát điện tại Năm cơ sở xác định tại khoản 2 Điều 7 Thông tư này.

c) Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện

dy

năm j VC_j^k được xác định theo công thức sau:

$$VC_j^k = VC_b^k \times (1 + (l-1) \times k_{HS}) \times (1+i)^{m-1}$$

Trong đó:

VC_b^k : Thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác của nhà máy điện Năm cơ sở được xác định tại khoản 3 Điều 7 Thông tư này;

i : Tỷ lệ trượt giá thành phần giá biến đổi điều chỉnh theo biến động khác theo tỷ lệ quy định tại Phụ lục I ban hành kèm theo Thông tư này;

k_{HS} : Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy (tính từ ngày vận hành thương mại của Nhà máy điện, Năm vận hành thương mại đầu tiên của Nhà máy điện được tính từ Ngày vận hành thương mại của tổ máy đầu tiên, $l=1$);

m : Số thứ tự năm thanh toán tính từ Năm cơ sở (đối với Năm cơ sở $m=1$).

d) Giá vận chuyển nhiên liệu chính của nhà máy điện tháng t , năm j $P_{j,t}^{VC}$ (đồng/kWh) được xác định theo công thức sau:

$$P_{j,t}^{VC} = HR_{bq}^{nlc} \times k_{HR} \times P_{j,t}^{v/c} \times (1 + (l-1) \times k_{HS})$$

Trong đó:

HR_{bq}^{nlc} : Suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân được xác định tại khoản 1 Điều 7 Thông tư này;

k_{HR} : Hệ số điều chỉnh suất tiêu hao nhiệt tinh bình quân về điều kiện thực tế vận hành theo nhiệt độ nước làm mát, nhiệt độ môi trường, độ ẩm, mức tải theo chu kỳ vận hành do Bên bán và Bên mua thỏa thuận (nếu có);

k_{HS} : Tỷ lệ suy giảm hiệu suất năm j (%);

l : Thứ tự năm vận hành thương mại của nhà máy;

$P_{j,t}^{v/c}$: Giá vận chuyển nhiên liệu chính tại thời điểm thanh toán tháng t , năm j , được tính bằng bình quân gia quyền theo khối lượng của các hóa đơn theo các Hợp đồng vận chuyển nhiên liệu và Hợp đồng tồn trữ LNG, tái hóa khí và phân phối khí (nếu có) (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng), cụ thể như sau:

- Đối với nhà máy nhiệt điện than: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển than;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng khí thiên nhiên: bằng bình quân gia quyền theo cước phí thu gom, vận chuyển, phân phối khí được cơ quan nhà nước có thẩm quyền phê duyệt theo quy định;

- Đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu LNG: bằng bình quân gia quyền theo các Hợp đồng vận chuyển và Hợp đồng tồn trữ LNG, tái hóa khí và phân phối khí (nếu có) được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt theo quy định;
- Đối với nhà máy điện rác, sinh khối: Giá vận chuyển nhiên liệu chính cho phát điện do Bên bán và Bên mua thỏa thuận theo điều kiện thực tế nhà máy điện.

Đối với hợp đồng mua bán nhiên liệu đã bao gồm giá vận chuyển nhiên liệu chính thì thành phần giá vận chuyển nhiên liệu chính $P_{j,t}^{v/c}$ tương ứng bằng 0 (không).

3. Tổng chi phí khởi động trong tháng t của nhà máy nhiệt điện C_{kd} (đồng), được xác định theo công thức sau:

$$C_{kd} = \sum_{s=1}^S \sum_{f=1}^2 \sum_{u=1}^U p_{u,f,s} \times (M_{u,f,s} \times D_{u,f,s} + C_{kdk})$$

Trong đó:

- u: Thứ tự tổ máy của nhà máy điện;
- U: Số tổ máy của nhà máy điện;
- f: Loại nhiên liệu (đối với nhiên liệu chính $f = 1$; nhiên liệu phụ $f = 2$);
- s: Trạng thái khởi động của tổ máy;
- S: Số trạng thái khởi động của tổ máy;
- $p_{u,f,s}$: Số lần khởi động của tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s trong tháng;
- $M_{u,f,s}$: Khối lượng nhiên liệu tiêu hao than (kg) đối với nhiệt điện than hoặc lượng nhiệt tiêu hao của khí (BTU) đối với tuabin khí cho một lần khởi động của tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s;
- $D_{u,f,s}$: Đơn giá nhiên liệu cho một lần khởi động tổ máy u, sử dụng nhiên liệu f, ở trạng thái khởi động s, được tính bằng đồng/kg đối với nhiên liệu than và tính bằng đồng/BTU đối với nhiên liệu khí;
- C_{kdk} : Tổng chi phí khác cho một lần khởi động, được tính bằng đồng.

Việc thanh toán chi phí khởi động của nhà máy nhiệt điện được thực hiện theo quy định thị trường điện do Bộ Công Thương ban hành.

Đối với nhà máy điện rác, sinh khối việc thanh toán chi phí khởi động do Bên bán và Bên mua thỏa thuận.

Mục 4**TÀI LIỆU PHỤC VỤ ĐÀM PHÁN HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN****Điều 19. Tài liệu phục vụ đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua**

1. Tài liệu đề nghị đàm phán hợp đồng mua bán điện cho các nhà máy điện mới bao gồm nhưng không giới hạn các tài liệu sau:

a) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này;

b) Chấp thuận chủ trương đầu tư hoặc Quyết định chủ trương đầu tư hoặc Giấy chứng nhận đăng ký đầu tư của dự án;

c) Quyết định đầu tư xây dựng công trình kèm theo thuyết minh và báo cáo thẩm định dự án đầu tư nhà máy của tư vấn độc lập, các tài liệu kèm theo;

d) Quyết định phê duyệt tổng mức đầu tư lần đầu của dự án hoặc Tổng mức đầu tư điều chỉnh của dự án có hiệu lực tại thời điểm đàm phán giá phát điện và các nội dung chính trong thiết kế cơ sở của dự án đầu tư có liên quan đến việc đàm phán hợp đồng mua bán điện, báo cáo thẩm định thiết kế cơ sở và văn bản thông báo kết quả thẩm định thiết kế cơ sở, thẩm định tổng mức đầu tư của cơ quan quản lý nhà nước về xây dựng theo quy định (nếu có);

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

e) Hợp đồng vay vốn hoặc các văn bản, tài liệu giữa Chủ đầu tư và các bên cho vay, kế hoạch hoặc thực tế giải ngân các nguồn vốn vay;

g) Hợp đồng cung cấp nhiên liệu cho nhà máy điện, quy định rõ giá nhiên liệu cho phát điện, giá vận chuyển nhiên liệu, giá tồn trữ LNG, tái hóa khí và phân phối khí 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 từ máy biến áp tăng áp 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 tiêu hao nhiệt tinh đối với nhà máy nhiệt điện;

k) Phương án giá bán điện được xác định theo phương pháp quy định tại Mục 1 và Mục 3 Chương II Thông tư này;

l) Các tài liệu liên quan khác.

2. Tài liệu phục vụ đàm phán hợp đồng mua bán điện của nhà máy điện đã vận hành thương mại bao gồm nhưng không giới hạn các tài liệu sau:

a) Dự thảo hợp đồng mua bán điện theo mẫu quy định tại Thông tư này;

b) Hợp đồng mua bán điện hiện có;

c) Hồ sơ kỹ thuật của nhà máy, số liệu kỹ thuật hệ thống SCADA/EMS, hệ

cc *dg*

thông rơ le bảo vệ và tự động, đặc tính vận hành P-Q các tổ máy tới thời điểm hiện tại;

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

đ) Phương án giá bán điện của nhà máy được xác định theo quy định tại Mục 1, Mục 2 và Mục 3 Chương II Thông tư này;

e) Báo cáo tài chính của nhà máy điện của các năm gần nhất tính tới thời điểm đàm phán hợp đồng mua bán điện.

Chương III

KIỂM TRA HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN

Điều 20. Áp dụng Hợp đồng mua bán điện mẫu

1. Hợp đồng mua bán điện mẫu quy định tại Phụ lục III ban hành kèm theo Thông tư này là cơ sở cho Bên bán và Bên mua đàm phán ký kết. Bên bán và Bên mua có quyền thỏa thuận, thống nhất bổ sung các điều khoản được quy định cụ thể trong Hợp đồng mua bán điện phù hợp quy định pháp luật của Việt Nam.

2. Ngôn ngữ hợp đồng sử dụng là tiếng Việt. Bên bán và Bên mua có thể thỏa thuận bổ sung hợp đồng với ngôn ngữ sử dụng bằng tiếng Anh.

Điều 21. Kiểm tra hợp đồng mua bán điện

Bên bán và Bên mua thống nhất và có trách nhiệm báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện sau khi kết thúc đàm phán và ký tắt hợp đồng mua bán điện.

Chương IV

ĐIỀU KHOẢN THI HÀNH

Điều 22. Trách nhiệm của Cục Điều tiết điện lực

1. Kiểm tra, có ý kiến về hợp đồng mua bán điện và các sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện.

2. Hướng dẫn và giải quyết các vướng mắc phát sinh trong quá trình đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa Bên bán và Bên mua.

3. Giải quyết các tranh chấp phát sinh trong quá trình thực hiện hợp đồng mua bán điện trong trường hợp Bên bán và Bên mua thỏa thuận thực hiện giải quyết tranh chấp tại Cục Điều tiết điện lực.

Điều 23. Trách nhiệm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam

Chủ trì, phối hợp với Bên mua, Bên bán tính toán, thống nhất phương án thanh toán chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Thông tư này.

Điều 24. Trách nhiệm của Bên mua

1. Thỏa thuận, thống nhất với Bên bán về việc phân bổ lại Chi phí đầu nối đặc thù với Chủ đầu tư các nhà máy điện đầu nối vào đường dây, trạm biến áp đó

và điều chỉnh giá đấu nối đặc thù (nếu có) để đảm bảo Bên bán thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp theo quy định của pháp luật.

2. Đàm phán hợp đồng mua bán điện với Bên bán theo quy định tại Thông tư này; chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp. Thống nhất với Bên bán báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện theo quy định.

3. Phối hợp với Bên bán tính toán, thống nhất chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Thông tư này, cung cấp cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam để xem xét phương án thanh toán.

Điều 25. Trách nhiệm của Bên bán

1. Thống nhất với Bên mua đàm phán, báo cáo Cục Điều tiết điện lực kiểm tra hợp đồng mua bán điện theo quy định; chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp.

2. Thực hiện lập dự án đầu tư xây dựng đường dây và trạm biến áp để tải công suất của một số nhà máy điện khi được cơ quan Nhà nước có thẩm quyền giao đầu tư xây dựng theo đúng quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch tỉnh (nếu có). Đường dây và trạm biến áp phải đảm bảo việc vận hành, tải toàn bộ công suất, sản lượng điện của các nhà máy điện trong khu vực theo đúng quy hoạch được duyệt.

3. Cho phép các nhà máy điện nằm trong quy hoạch phát triển điện lực quốc gia, quy hoạch tỉnh được duyệt đấu nối vào đường dây, trạm biến áp được giao đầu tư để phát điện lên hệ thống điện quốc gia.

4. Thoả thuận, thống nhất với Chủ đầu tư các nhà máy điện về việc phân bổ Chi phí đấu nối đặc thù và điều chỉnh giá đấu nối đặc thù (nếu có) đảm bảo để Chủ đầu tư thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây, trạm biến áp theo quy định của pháp luật.

5. Chịu trách nhiệm quản lý, vận hành và bảo dưỡng đường dây và trạm biến áp được giao đầu tư, xây dựng theo quy định của pháp luật.

6. Cung cấp đầy đủ các thông tin, chịu trách nhiệm, đảm bảo tính chính xác, hợp lý, hợp lệ của số liệu, tài liệu cung cấp cho các đơn vị, cơ quan liên quan trong quá trình đàm phán và kiểm tra hợp đồng mua bán điện.

7. Bên bán có trách nhiệm tổ chức lựa chọn đơn vị cung cấp nhiên liệu, đơn vị vận chuyển nhiên liệu và ký kết hợp đồng mua bán, vận chuyển nhiên liệu tuân thủ quy định của pháp luật Việt Nam, bảo đảm công bằng, cạnh tranh, minh bạch.

8. Bên bán chịu trách nhiệm với toàn bộ thông số đầu vào tính toán giá hợp đồng mua bán điện và chịu trách nhiệm kiểm soát các hợp đồng cung cấp, vận chuyển nhiên liệu đảm bảo nguồn gốc nhiên liệu hợp pháp, giá cạnh tranh, minh bạch theo quy định của pháp luật.

9. Phối hợp với Bên mua tính toán chênh lệch tỷ giá trong thực hiện Hợp

đồng mua bán điện hàng năm theo quy định tại Thông tư này, gửi Tập đoàn Điện lực Việt Nam để xem xét phương án thanh toán.

Điều 26. Trách nhiệm của bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu

1. Đối với nhiên liệu khí

a) Bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu khí thiên nhiên trong nước thực hiện việc ký kết các Hợp đồng GSPA, Hợp đồng cung cấp nhiên liệu, Hợp đồng vận chuyển khí (GTA) theo quy định của pháp luật có liên quan.

b) Bên cung cấp, vận chuyển nhiên liệu khí nhập khẩu bằng đường ống và LNG thực hiện việc cung cấp khí theo quy định của pháp luật có liên quan, cụ thể:

- Trường hợp giao nhận tại cảng xuất: Giá khí nhập khẩu là giá khí tại điểm giao nhận khí tại cảng xuất;

- Trường hợp giao nhận tại trạm phân phối khí, kho cảng LNG tại Việt Nam, giá khí bao gồm giá mua khí, LNG nhập khẩu và các chi phí hợp lý, hợp lệ liên quan đến hoạt động nhập khẩu (nếu có) như thuế nhập khẩu, chi phí tài chính, bảo hiểm, lợi nhuận định mức và chi phí khác liên quan tới hoạt động nhập khẩu của đơn vị cung cấp nhiên liệu.

2. Đối với nhiên liệu than

Tổ chức lựa chọn đơn vị vận chuyển than và ký kết hợp đồng vận chuyển than theo quy định của pháp luật Việt Nam, bảo đảm công bằng, cạnh tranh, minh bạch.

Điều 27. Sửa đổi, bổ sung hợp đồng mua bán điện khi có thay đổi về chính sách, pháp luật do cơ quan Nhà nước có thẩm quyền ban hành

1. Trường hợp có thay đổi về chính sách, pháp luật do cơ quan nhà nước có thẩm quyền ban hành làm ảnh hưởng bất lợi đến lợi ích hợp pháp của Bên bán hoặc Bên mua, Bên bán và Bên mua có quyền thỏa thuận, đàm phán lại giá phát điện.

2. Trường hợp có kết luận của các cơ quan nhà nước có thẩm quyền (cơ quan thanh tra, kiểm toán) về nội dung liên quan đến giá phát điện, hợp đồng mua bán điện, Bên bán và Bên mua thực hiện thỏa thuận, đàm phán lại giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.

3. Trường hợp Bên bán được giao đầu tư nâng cấp, cải tạo các hạng mục đường dây và trạm biến áp theo quy hoạch thì Bên bán và Bên mua có quyền thỏa thuận, đàm phán bổ sung giá đầu nối đặc thù để đảm bảo Chủ đầu tư nhà máy điện thu hồi chi phí xây dựng, quản lý, vận hành, bảo dưỡng theo quy định của pháp luật.

4. Trường hợp các nhà máy điện đang vận hành cần thiết phải đầu tư cải tạo, nâng cấp thiết bị để đáp ứng các quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về môi trường, Bên bán và Bên mua thỏa thuận bổ sung các chi phí này vào giá phát điện của nhà máy điện. Việc tính toán giá phát điện được thực hiện theo phương pháp tính toán giá phát điện đã được Bên bán và Bên mua thống nhất trong Hợp đồng mua bán điện

đã ký, báo cáo Bộ Công Thương xem xét.

5. Trường hợp các nhà máy điện có đề án xử lý, tiêu thụ tro, xỉ được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt để đảm bảo tiêu chuẩn về chất thải, khí thải, bảo vệ môi trường, Bên bán và Bên mua thỏa thuận bổ sung các chi phí này vào thành phần giá xử lý tro xỉ là thành phần giá đặc thù để xử lý, tiêu thụ tro, xỉ của hợp đồng mua bán điện đảm bảo nguyên tắc:

a) Phạm vi đầu tư, quy trình vận hành các công trình xử lý tro, xỉ được cấp có thẩm quyền phê duyệt;

b) Việc lựa chọn các đơn vị thực hiện xử lý tro, xỉ của nhà máy phải tuân thủ quy định pháp luật, đảm bảo cạnh tranh, minh bạch;

c) Bên bán và Bên mua thực hiện thanh quyết toán chi phí xử lý tro, xỉ theo tình hình thực tế của năm trước liền kề. Doanh thu từ việc bán tro, xỉ của nhà máy được sử dụng để bù đắp chi phí xử lý tro, xỉ và làm giảm giá phát điện của Nhà máy điện.

Điều 28. Điều khoản chuyển tiếp

1. Đối với các hợp đồng mua bán điện đã ký kết trước thời điểm Thông tư này có hiệu lực, Bên bán và Bên mua tiếp tục thực hiện Hợp đồng mua bán điện đã ký đến hết thời hạn hợp đồng.

2. Đối với các dự án điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện theo phương pháp quy định tại Thông tư số 56/2014/TT-BCT, Thông tư số 51/2015/TT-BCT và các dự án điện mới khởi công trước ngày 19 tháng 9 năm 2017, khi có Vốn đầu tư quyết toán Bên bán và Bên mua có quyền đề nghị được thực hiện tính lại giá phát điện theo Vốn đầu tư quyết toán được duyệt theo quy định tại Điều 15 Thông tư này.

3. Đối với nhà máy điện đã ký kết Hợp đồng mua bán điện, Bên bán và Bên mua có quyền đàm phán, thống nhất sửa đổi hợp đồng mua bán điện theo quy định tại Thông tư này.

4. Đối với từng giai đoạn thị trường điện, Bên bán và Bên mua có trách nhiệm sửa đổi, bổ sung các điều khoản tại Hợp đồng mua bán điện cho phù hợp với quy định từng cấp độ thị trường điện.

Điều 29. Hiệu lực thi hành

1. Thông tư này có hiệu lực thi hành từ ngày 01 tháng 6 năm 2024 và thay thế Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.

2. Bãi bỏ Điều 2 Thông tư số 31/2022/TT-BCT ngày 08 tháng 11 năm 2022 của Bộ trưởng Bộ Công Thương sửa đổi, bổ sung một số điều của Thông tư số 57/2014/TT-BCT ngày 19 tháng 12 năm 2014 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp, trình tự xây dựng và ban hành khung giá phát điện và Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ

Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.

3. Bãi bỏ Thông tư số 02/2023/TT-BCT ngày 19 tháng 01 năm 2023 của Bộ trưởng Bộ Công Thương bãi bỏ một số quy định tại Thông tư số 57/2020/TT-BCT ngày 31 tháng 12 năm 2020 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện.

4. 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. /.

**KT. BỘ TRƯỞNG
THỨ TRƯỞNG**

Nơi nhận:

- Văn phòng Tổng Bí thư;
- Thủ tướng Chính phủ, các Phó Thủ tướng;
- Các Bộ, cơ quan ngang Bộ, cơ quan thuộc Chính phủ;
- Ủy ban nhân dân tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương;
- Sở Công Thương 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, Các Tổng công ty Điện lực;
- Công báo;
- Website Chính phủ, Bộ Công Thương;
- Lưu: VT, PC, ĐTĐL.



Nguyễn Sinh Nhật Tân