

**TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
VIỆN NĂNG LƯỢNG**

**Báo cáo tổng kết Đề tài cấp bộ
Mã số: I-143**

**NGHIÊN CỨU TÍNH TOÁN XÁC ĐỊNH KHUNG
GIÁ ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH CÔNG NGHỆ
PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THÔNG Ở VIỆT NAM
TRONG GIAI ĐOẠN ĐẦU THỊ TRƯỜNG
PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH**

Chủ nhiệm đề tài: ThS. Tiết Minh Tuyết

Phòng kinh tế, dự báo và quản lý nhu cầu NL

7180
17/3/2009

Hà nội - 12/2008

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
VIỆN NĂNG LƯỢNG**

Mã số: I-143

Đề tài

**NGHIÊN CỨU TÍNH TOÁN XÁC ĐỊNH KHUNG
GIÁ ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH CÔNG NGHỆ
PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG Ở VIỆT NAM
TRONG GIAI ĐOẠN ĐẦU THỊ TRƯỜNG
PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH**

**BỘ CÔNG THƯƠNG
TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
VIỆN NĂNG LƯỢNG**

Mã số: I-143

Đề tài

**NGHIÊN CỨU TÍNH TOÁN XÁC ĐỊNH KHUNG
GIÁ ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH CÔNG NGHỆ
PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG Ở VIỆT NAM
TRONG GIAI ĐOẠN ĐẦU THỊ TRƯỜNG
PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH**

Chủ nhiệm đề tài: ThS. Tiết Minh Tuyết *Tuyết*

Phòng kinh tế, dự báo và quản lý nhu cầu NL

Trưởng phòng: Trần Mạnh Hùng *Trần Mạnh Hùng*

Viện trưởng: Phạm Khánh Toàn



VIỆN TRƯỞNG

Phạm Khánh Toàn

Hà nội - 12/2008

**TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM
VIỆN NĂNG LƯỢNG**

Mã số: I-143

Đề tài

**NGHIÊN CỨU TÍNH TOÁN XÁC ĐỊNH KHUNG
GIÁ ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI HÌNH CÔNG NGHỆ
PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG Ở VIỆT NAM
TRONG GIAI ĐOẠN ĐẦU THỊ TRƯỜNG
PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH**

Chủ nhiệm đề tài: ThS. Tiết Minh Tuyết

Phòng kinh tế, dự báo và quản lý nhu cầu NL

Trưởng phòng: Trần Mạnh Hùng

Viện trưởng: Phạm Khánh Toàn

Hà nội - 12/2008

CƠ QUAN, CÁN BỘ THAM GIA ĐỀ TÀI

Viện năng lượng

- Đinh Thanh Lan: NCV, phòng kinh tế dự báo và quản lý nhu cầu năng lượng.

Tập đoàn Điện lực Việt Nam: Công ty mua bán điện

Bộ Công Thương:

Cục Điều tiết Điện lực: Ban giá phí

MỤC LỤC

	Trang
Mở đầu	5
Chương I: Hiện trạng mua bán điện giữa các nhà máy điện và Tập đoàn điện lực Việt Nam	8
Chương II: Kinh nghiệm quốc tế trong việc xác định giá điện của các loại nguồn phát truyền thống	15
Chương III: Tổng quan Phương pháp xác định giá nguồn phát truyền thống	27
<i>III.1. Cơ sở xây dựng phương pháp</i>	27
<i>III.2. Đặc điểm kinh tế chính các loại công nghệ phát điện truyền thống</i>	28
<i>III.3. Phương pháp xác định giá điện thanh cái các loại hình nhà máy nhiệt điện trong hệ thống theo chi phí quy dẫn (chi phí bình quân).</i>	30
<i>III.4. Phương pháp xác định giá điện thanh cái thủy điện trên cơ sở đầu tư theo quy hoạch nguồn tối ưu và phân tích tài chính dòng tiền</i>	33
Chương IV: Phương pháp đề xuất xác định khung giá các loại nguồn phát điện truyền thống trong giai đoạn đầu thị trường phát điện cạnh tranh ở Việt Nam	36
<i>IV.1. Các nguyên tắc chung xác định giá nguồn phát</i>	36
<i>IV.2. Phương pháp xác định giá bình quân chung nhà máy đầu tư mới</i>	37
<i>IV.3. Phương pháp xác định giá nhà máy nhiệt điện mới</i>	41
<i>IV.4. Phương pháp xác định giá nhà máy thủy điện mới</i>	44
<i>IV.5. Phương pháp xác định giá nhà máy điện hiện có</i>	45
<i>IV.6. Phương pháp xác định giá nhà máy điện đa mục tiêu</i>	46

Chương V: Áp dụng tính toán xác định khung giá cho các loại nguồn phát điện truyền thống hệ thống điện Việt Nam trong giai đoạn quy hoạch phát triển.	49
Kết luận	63
Phụ lục 1: Tổng hợp hiện trạng giá mua bán điện giữa EVN và các nhà máy	67
Phụ lục 2: Vốn đầu tư một số dự án đầu tư nhiệt điện đã và đang triển khai	69
Phụ lục 3: Suất vốn đầu tư tổng hợp một số dự án chuẩn nhiệt điện tham khảo tài liệu của Ngân hàng thế giới cho một số nước điển hình...	72
Phụ lục 4: Bảng tổng hợp suất vốn đầu tư đã được hiệu chỉnh của các dự án thủy điện xây dựng trong quy hoạch	73
Tài liệu tham khảo	74

MỞ ĐẦU

SỰ CẦN THIẾT NGHIÊN CỨU ĐỀ TÀI

Một thách thức của ngành điện Việt Nam hiện nay là cung cấp điện chưa đáp ứng đủ nhu cầu điện. Điều này đòi hỏi phải đầu tư xây dựng thêm các nhà máy điện, với nguồn vốn đầu tư không chỉ từ chính phủ Việt Nam mà còn phải thu hút từ khu vực tư nhân và các nhà đầu tư nước ngoài.

Luật Điện lực Việt Nam ra đời năm 2004 đã đề ra chương trình cải cách toàn diện trong ngành điện. Các yếu tố chính của chiến lược cải cách ngành điện được nêu trong Luật Điện là: hình thành thị trường điện và tái cơ cấu EVN. Bộ Công nghiệp chịu trách nhiệm cho việc tái cơ cấu EVN và phát triển thị trường điện. Trong quá trình tái cơ cấu ngành điện, hình thành và phát triển thị trường điện, các khâu phát - truyền tải - phân phối điện sẽ phải chia tách từ liên kết dọc hạch toán phụ thuộc sang hình thức hạch toán độc lập. Như vậy, biểu giá điện cũng cần phải được chia tách ra ba thành phần cụ thể: giá phát điện, phí truyền tải và phí phân phối. Do vậy, nhà đầu tư nguồn điện sẽ biết được từ biểu giá phân phối đã chia tách thì mức giá điện có đủ để trả cho chi phí sản xuất điện, bao gồm cả phần lợi nhuận hợp lý hay không. Từ trước cho đến nay việc đàm phán mua bán điện trong hợp đồng PPA giữa các nhà đầu tư và đơn vị mua điện thường gặp khó khăn do có sự không minh bạch trong tính toán giá điện.

Thị trường phát điện cạnh tranh thí điểm đang tiến hành ở nước ta là giai đoạn đầu của Lộ trình phát triển thị trường điện (theo Quyết định 26/2006/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ) nhằm chuẩn bị các điều kiện để chuyển sang Thị trường phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh - Đó là hoạt động của thị trường cơ quan mua duy nhất. Để đáp ứng nhu cầu cung cấp nguồn điện, cần có các nhà đầu tư khác nhau thực hiện đầu tư các công trình. Vấn đề đàm phán hợp đồng mua bán điện giữa các nhà đầu tư sản xuất nguồn điện và cơ quan mua duy nhất (EVN) gặp rất nhiều khó khăn khi xác định giá điện của các loại công trình nguồn phát. Việc đàm phán giá điện với các IPP trong thời gian qua luôn bị kéo dài vì khó hoà đồng lợi ích của bên mua và bên bán. Do chưa có khung giá quy định nên công tác đàm phán mua điện thường làm các chủ đầu tư không thoả mãn, có nhiều bức xúc.

Để đảm bảo tính công bằng lợi ích giữa người bán và bên mua điện cần thiết phải có tiêu

chuẩn và phương pháp định giá hợp lý, phù hợp với bên mua và khuyến khích các nhà đầu tư vào các công trình nguồn điện, nhất là trong thực tế thiếu nguồn hiện nay.

Với bối cảnh đó, cùng với các lý do đã nêu ở trên, việc “Nghiên cứu tính toán xác định khung giá điện của các loại hình công nghệ phát điện truyền thống ở Việt Nam trong thị trường phát điện cạnh tranh” là yêu cầu cấp thiết, đây là một trong các điều kiện tiên đề để có thể hình thành thị trường điện cạnh tranh hoàn chỉnh và phát triển thị trường điện lên các cấp độ cao hơn. Do đó, đề tài này nghiên cứu đề xuất phương án xác định khung giá điện của các loại công nghệ phát điện truyền thống, làm cơ sở xem xét cho việc đàm phán mua bán điện giữa các nhà đầu tư sản xuất nguồn điện và bên mua điện.

BỐ CỤC NỘI DUNG ĐỀ TÀI

CHƯƠNG I: Hiện trạng về giá các hợp đồng mua bán điện giữa các nhà máy điện và Tập đoàn điện lực Việt Nam.

CHƯƠNG II: Kinh nghiệm quốc tế trong việc xác định giá điện của các loại nguồn điện truyền thống trong thị trường phát điện cạnh tranh.

CHƯƠNG III: Tổng quan về phương pháp xác định giá nguồn phát điện truyền thống.

CHƯƠNG IV: Phương pháp đề xuất xác định khung giá các loại nguồn phát điện truyền thống trong giai đoạn đầu thị trường phát điện cạnh tranh ở Việt Nam.

CHƯƠNG V: Áp dụng tính toán xác định khung giá các loại nguồn phát điện truyền thống của hệ thống điện Việt Nam trong giai đoạn quy hoạch phát triển.

KẾT LUẬN

PHẠM VI GIỚI HẠN CỦA ĐỀ TÀI

Trong khuôn khổ nghiên cứu ban đầu của đề tài, do điều kiện hạn chế về thời gian và kinh phí, về số liệu thực tế thu thập, đề tài giới hạn trong phạm vi nghiên cứu chủ yếu sau:

Đưa ra phương pháp xác định khung giá của các loại nguồn phát điện truyền thống ở Việt Nam, cho thời điểm là giai đoạn đầu của thị trường phát điện cạnh tranh trong hợp đồng

PPA, không bao gồm nghiên cứu xác định giá các loại dịch vụ phụ và giá điện của các loại nguồn năng lượng mới tái tạo.

Đề tài chỉ tập trung xây dựng phương pháp xác định giá các loại nguồn phát điện là: Nhiệt điện mới, thủy điện mới (trừ thủy điện nhỏ) trong hệ thống điện Việt Nam giai đoạn quy hoạch phát triển, một số định hướng xác định giá cho các công trình hiện tại chuyển tiếp và công trình đa mục tiêu. Đồng thời áp dụng tính toán giá điện cho một số loại công trình đầu tư mới đặc trưng đã được phát triển trong quy hoạch Tổng sơ đồ Điện 6.

Để đạt được những kết quả nghiên cứu của đề tài, chủ nhiệm đề tài thay mặt nhóm nghiên cứu xin cảm ơn sự tham gia và đóng góp ý kiến tích cực cho đề tài, đó là các đồng nghiệp và các cộng sự, các đơn vị và cá nhân cơ quan trong ngành như Bộ Công Thương, Cục Điều tiết Điện lực, Tập đoàn Điện lực Việt nam, Công ty mua bán điện, đặc biệt là Ban giá phí của Cục Điều tiết điện lực.

CÁC TỪ VIẾT TẮT

PPA: Hợp đồng mua bán điện (Power Purchase Agreement)

EVN: Tập đoàn Điện lực Việt Nam (Electricity of Vietnam)

ERAV: Cục Điều tiết Điện lực (Electricity Regulatory Authority of Vietnam)

SB: Một người mua (Single Buyer)

IPP: Nhà sản xuất điện độc lập (Independent Power Producer)

MOIT: Bộ Công Thương (Ministry of Industry and Trade)

MO: Đơn vị vận hành thị trường (Market Operator)

SMO: Đơn vị vận hành hệ thống và thị trường điện (System Market Operator)

BOT: Xây dựng - Vận hành – Chuyển giao (Build - Operate- Transfer)

CCGT: Tua bin khí chu trình hỗn hợp (Combined Cycle Gas Turbine)

OCGT: Tua bin khí chu trình hở (Open Cycle Gas Turbine)

IGCC: Tua bin khí hỗn hợp khí hoá than

OM fix, OM Var: Chi phí vận hành và bảo dưỡng cố định, biến đổi

CCEE: Cơ quan quản lý, vận hành thị trường điện Braxin

ANEEL: Cơ quan điều tiết điện lực Braxin

CND: Trung tâm điều độ quốc gia Panama

ETESA: Công ty truyền tải điện quốc gia Panama

ERSP: Cơ quan điều tiết điện lực Panama

CRE: Cơ quan điều tiết năng lượng Mexico

WAPDA: Tổng công ty điện lực nhà nước Pakistan

NTDC: Công ty truyền tải và điều độ quốc gia Pakistan

CPPA: Đơn vị mua buôn điện Pakistan

NEPRA: Cơ quan điều tiết điện lực Pakistan

CHƯƠNG I

HIỆN TRẠNG MUA BÁN ĐIỆN GIỮA CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN VÀ TẬP ĐOÀN ĐIỆN LỰC VIỆT NAM

I.1. Các hình thức hợp đồng mua bán điện giữa các nhà máy điện và Tập đoàn Điện lực Việt Nam.

Hiện nay, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) đang trực tiếp ký hợp đồng với các công ty phát điện thuộc EVN và các công ty phát điện độc lập bên ngoài EVN (IPP). Theo lộ trình hình thành và phát triển thị trường điện lực Việt Nam theo cấp độ 1 (từ 2005-2014) là thị trường phát điện cạnh tranh, sau một thời gian thực hiện thí điểm thị trường phát điện cạnh tranh nội bộ, tháng 6/2007 EVN đã thành lập Công ty Mua bán điện. Công ty sẽ đứng ra mua điện từ các nhà máy điện qua thị trường điện hoặc theo hợp đồng dài hạn và bán buôn điện cho các Công ty phân phối điện hoặc bán lẻ điện cho các khách hàng lớn nối trực tiếp vào lưới truyền tải.

I.1.1. Các hình thức hợp đồng mua bán điện chung hiện nay

- **Hình thức đầu tư BOT:**

"Hợp đồng xây dựng - kinh doanh - chuyển giao" (BOT) là văn bản ký kết giữa Cơ quan Nhà nước có thẩm quyền của Việt Nam và Nhà đầu tư nước ngoài để xây dựng công trình kết cấu hạ tầng (kể cả mở rộng, nâng cấp, hiện đại hóa công trình) và kinh doanh trong một thời hạn nhất định để thu hồi vốn đầu tư và có lợi nhuận hợp lý; hết thời hạn kinh doanh Nhà đầu tư nước ngoài chuyển giao không bồi hoàn công trình đó cho Nhà nước Việt Nam.

- Các dự án đầu tư theo Hợp đồng BOT trình Thủ tướng Chính phủ phải nêu rõ sự cần thiết, địa điểm, công suất thiết kế, vốn đầu tư dự kiến; kiến nghị về Cơ quan Nhà nước có thẩm quyền, hình thức lựa chọn Nhà đầu tư nước ngoài ký kết Hợp đồng BOT. Khi đầu tư theo hình thức BOT là các Nhà đầu tư nước ngoài phải có phương án thiết kế, phát triển, xây dựng, tài trợ, sở hữu, thử nghiệm, vận hành thử, vận hành và bảo dưỡng một dự án phát điện nhằm mục đích sản xuất điện năng và cung cấp công suất tin cậy để bán cho EVN và có sự bảo lãnh của Chính phủ.

- Hết thời hạn kinh doanh các công trình Dự án theo quy định tại Hợp đồng BOT, nhà đầu tư chuyển giao không bồi hoàn công trình Dự án và các tài liệu liên quan đến quá trình khai thác, vận hành công trình cho Nhà nước. Tài sản được chuyển giao không bao gồm các khoản nợ phát sinh của Doanh nghiệp Dự án. Mọi nghĩa vụ tài chính của Nhà đầu tư và Doanh nghiệp Dự án đối với Nhà nước có liên quan đến Dự án phải hoàn thành trước thời điểm chuyển giao công trình.

- ***Đầu tư theo hình thức IPP:***

Dự án điện độc lập (IPP) là dự án đầu tư xây dựng nguồn điện không sử dụng vốn ngân sách nhà nước để đầu tư, khai thác và bán điện theo quy định của pháp luật về điện lực; được đầu tư thông qua các hình thức xây dựng - kinh doanh - chuyển giao (BOT), xây dựng - sở hữu - kinh doanh (BOO) hoặc các hình thức khác theo quy định của pháp luật.

- Việc đầu tư xây dựng các IPP phải phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt. Đối với các dự án chưa có trong quy hoạch phải được cơ quan có thẩm quyền phê duyệt quy hoạch đồng ý trước khi chuẩn bị đầu tư.

- ***Các dạng hợp đồng***

Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua - Hiện nay EVN uỷ quyền cho Công ty mua bán điện là đơn vị hạch toán phụ thuộc trong EVN thực hiện hợp đồng) và Các nguồn phát điện. Hiện nay có các hình thức hợp đồng sau:

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua) và Công ty cổ phần Nhiệt điện (người bán) (2006);

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua) và Công ty cổ phần Thủy điện (người bán) (tháng 5/2005);

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua) và các nhà máy thủy điện nhỏ (có công suất nhỏ hơn hoặc bằng 30 MW). Hiện nay các Công ty điện lực ký hợp đồng trực tiếp với các nhà máy loại này

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua) và các nhà máy điện BOT;

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN (người mua) và các nhà máy điện IPP;

- Hợp đồng mua bán điện giữa EVN và các nhà máy thủy điện hạch toán phụ thuộc trong EVN.

Trong đó có thể phân loại các hợp đồng mua bán điện với các nhà máy của EVN theo thời hạn như sau:

- Hợp đồng ngắn hạn (1 năm) ký giữa EVN với các Công ty phát điện phụ thuộc Ưông Bí, Đa Nhim- Hàm Thuận- Đa Mi.
- Hợp đồng dài hạn (4 năm) ký với Công ty phát điện cổ phần do EVN nắm giữ cổ phần chi phối; Công ty TNHH MTV (Phú Mỹ, Cần Thơ, Thủ Đức).

1.1.2. Giá điện theo các dạng hợp đồng mua bán điện hiện nay

1.1.2.1. Hợp đồng với các nhà máy nhiệt điện

1.1.2.1.1. Hợp đồng với các Công ty cổ phần Nhiệt điện:

Trong mỗi hợp đồng đều quy định cụ thể cách tính sản lượng điện và giá điện.

Về giá điện: Gồm giá cố định và giá biến đổi phụ thuộc theo giá nhiên liệu sản xuất.

Các nhà máy điện đã thực hiện cổ phần hoá hiện nay bao gồm: Phả Lại (1040 MW), Ninh Bình (100 MW) và Bà Rịa (400 MW)...

Giá điện xác định theo công thức sau:

$$P_i = P_{cd} + P_{bd} * \left(\sum_{t=1}^n \gamma^t * \frac{G_i^t}{G_0^t} \right) \quad (1-1)$$

Trong đó:

P_i là giá điện tháng i , theo hợp đồng

P_{cd} , là giá cố định (đ/kWh): không thay đổi theo thời gian và không phụ thuộc vào sản lượng điện phát;

P_{bd} là giá biến đổi (đ/kWh); được điều chỉnh theo giá nhiên liệu.

$t=1..n$ là loại nhiên liệu thứ t để sản xuất điện (VD: than, dầu...),

γ^t là tỷ trọng chi phí nhiên liệu t trong giá biến đổi,

G_i^t là giá nhiên liệu theo thực tế bình quân nhập trong tháng i ,

G_0^t là giá nhiên liệu tính toán năm cơ sở.

Một số hợp đồng đã ký bao gồm cả điều khoản bao tiêu sản lượng.

Công thức tính giá này có ưu điểm là đơn giản, phản ánh được sự thay đổi của giá bán điện theo giá nhiên liệu là thành phần chiếm tỷ trọng lớn nhất trong giá thành điện của các nhà máy nhiệt điện. Nhược điểm lớn nhất là không phản ánh được sự thay đổi của giá bán điện khi sản lượng điện sản xuất thay đổi. Trong trường hợp hệ số phụ tải (LF) lớn hơn so với LF sử dụng khi tính toán giá hợp đồng, nhà máy sẽ thu được doanh thu cố định lớn hơn chi phí cố định; ngược lại, khi LF thấp hơn, doanh thu sẽ thấp hơn chi phí.

VỀ SẢN LƯỢNG ĐIỆN THANH TOÁN:

Các hợp đồng mua bán điện đều có phương thức xác định sản lượng điện thanh toán hàng tháng theo công thức sau:

$$Q_r = \sum_{i=1}^k (A_g^i - A_n^i) \quad (1-2)$$

Trong đó:

$i = 1..k$ là số điểm đo đếm,

A_g^i, A_n^i là lượng điện năng đo được theo chiều giao, nhận tại điểm đo thứ i , kWh

Q_r là sản lượng điện thanh toán cho bên bán, kWh

1.1.2.1.2. Hợp đồng ký với các nhà máy điện BOT:

Các hợp đồng mua bán điện của EVN với các nhà máy điện đầu tư theo hình thức BOT là: Phú Mỹ 2.2, Phú Mỹ 3.

Giá điện có 2 thành phần theo: Giá công suất (đ/kW) và giá điện năng (đ/kWh) và có hiệu chỉnh theo sự thay đổi của các yếu tố đầu vào.

a. Giá công suất:

$$FCn = FCCn + FOMCn \quad (1-3)$$

- Tổng doanh thu cố định được xác định theo công thức:

$$FCCn \text{ (VND)} = FCC0 \times DCn \times (Xn/X0) \quad (1-4)$$

Trong đó:

FCC0: thành phần giá công suất cố định (đ/kW/tháng) tại thời điểm ký hợp đồng.

DCn : công suất khả dụng tháng thanh toán (kW)

X₀: tỷ giá VND/USD tại thời điểm ký hợp đồng

X_n: tỷ giá VND/USD tại tháng thanh toán.

- Tổng doanh thu theo thành phần chi phí vận hành cố định xác định theo công thức:

$$\text{FOMCn (VND)} = (\text{IFn/IF0}) \times \text{FOMCF0} \times (\text{Xn/X0}) \times \text{DCn} + (\text{ILn/IL0}) \times \text{FOMCL0} \times \text{DCn} \quad (1-5)$$

Trong đó:

FOMCF0 : Thành phần OM cố định ngoại tệ (VND/kW)

FOMCL0 : Thành phần OM cố định nội tệ (VND/kW)

IFn, IF0: Chỉ số tỷ giá ngoại tệ tháng thanh toán và thời điểm gốc

ILn, IL0: Chỉ số lạm phát nội tệ tháng thanh toán và thời điểm gốc

b. Giá điện năng:

Tổng doanh thu theo điện năng được tính theo công thức:

$$\text{ECn} = \text{VOMCn} + \text{FCn} \quad (1-6)$$

- Tổng doanh thu theo thành phần chi phí vận hành biến đổi xác định theo công thức:

$$\text{VOMCn(VND)} = (\text{IFn/IF0}) \times \text{VOMCF0} \times (\text{Xn/X0}) \times \text{En} + (\text{ILn/IL0}) \times \text{VOMCL0} \times \text{En} \quad (1-7)$$

VOMCF0 : Thành phần OM biến đổi ngoại tệ (VND/kWh)

VOMCL0 : Thành phần OM biến đổi nội tệ (VND/kWh)

En : điện năng giao tháng thanh toán (kWh)

- Chi phí Nhiên liệu:

$$\text{FCn} = \text{Gnl0} \times \text{Sth} \times \text{En} \times (\text{GnlN/Gnl0}) \quad (1-8)$$

Gnl0, GnlN : Giá nhiên liệu gốc và thời điểm tính toán (VND/kCal);

Sth : suất tiêu hao nhiên liệu (kCal/kWh).

Công thức tính giá điện sản xuất của các nhà máy điện BOT có ưu điểm là các thành phần tính toán phản ánh đúng chi phí và được hiệu chỉnh thay đổi theo các yếu tố đầu vào nên đã giảm rủi ro cho các nhà đầu tư phát triển dự án.

1.1.2.1.3. Hợp đồng ký với các nhà máy điện IPP:

Hệ thống điện Việt Nam hiện có các nhà máy nhiệt điện IPP:

- Nhiệt điện khí (TBKHH): Cà Mau 1,2 (2x750 MW); Nhơn Trạch (450 MW);

- Nhiệt điện dầu, Diesel: Hiệp Phước (375 MW), Cái Lân (40 MW);

- Nhiệt điện than: Cao Ngạn (115 MW), Na Dương (110 MW), Sơn Động (220 MW), Formosa (150 MW)...

Các nhà máy IPP có các hợp đồng rất khác nhau. Đối với các nhà máy TBKHH do PVN làm chủ đầu tư, giá mua bán điện trong các PPA tương tự như các PPA ký với các nhà máy BOT.

Các nhà máy nhiệt điện than: Cao Ngạn và Na Dương giá điện chỉ tính theo điện năng sản xuất (đ/kWh). Đối với nhà máy Formosa, giá mua bán điện phụ thuộc vào công suất phát và giá than nhập khẩu.

- Các nhà máy điện dầu: Hiệp Phước có giá công suất, chi phí biến đổi và chi phí nhiên liệu được hiệu chỉnh theo giá nhiên liệu.

1.1.2.2. Hợp đồng với các nhà máy thủy điện

- Đối với các nhà máy thủy điện đã cổ phần hoá: có các nhà máy Thác Bà (108 MW), Thác Mơ (150 MW) và Vĩnh Sơn - Sông Hinh (136 MW)... Giá mua điện của các nhà máy chỉ có giá điện năng (đ/kWh), nhà máy Thác Mơ, Vĩnh Sơn - Sông Hinh giá bán điện còn có giá theo mùa (mùa khô và mùa mưa).
- Các IPP: như thủy điện Cần Đơn (72 MW),... chỉ có một giá duy nhất theo điện năng sản xuất, không thay đổi trong suốt thời gian hợp đồng. Tuy nhiên, doanh thu nhà máy được tính theo ngoại tệ (USD) nên nhà đầu tư cũng bớt rủi ro.
- Phương pháp tính giá trong Hợp đồng thủy điện mẫu là giá một thành phần (giá cho điện năng); có thể phân biệt theo 3 thời gian trong ngày (giờ bình thường, giờ cao điểm và giờ thấp điểm) và theo mùa (mùa khô/mùa mưa).

I.2. Nhận xét về các hình thức hợp đồng mua bán điện hiện hành

- Về giá mua bán điện:

Hợp đồng giá thủy điện hiện nay: Là giá một thành phần. Có hai loại giá là không phân biệt theo thời gian, theo mùa và loại có phân biệt theo thời gian, theo mùa. Giá mua bán điện giữa EVN và các nhà máy thủy điện tính theo giá cố định là hợp lý, tuy nhiên chỉ có một số nhà máy thủy điện được ký hợp đồng có giá cố định cho 2 mùa là giá mùa mưa (từ 1/7-30/9) và giá mùa khô (các tháng còn lại) khác nhau, số còn lại tính giá cho mùa mưa và mùa khô bằng nhau. Trong hợp đồng không đề cập đến sản lượng, ngoài việc quy định sản lượng sẽ được tối ưu.

Hợp đồng mẫu giá cho các nhà máy nhiệt điện: Là giá một thành phần bao gồm hai phần: một phần cố định và phần còn lại biến đổi phụ thuộc vào giá nhiên liệu. Sản lượng chủ yếu dựa vào quyết định điều độ. Hiện nay các hợp đồng mua bán điện giữa EVN ký với các nhà máy nhiệt điện vẫn còn một số bất cập, lẽ ra tất cả các nhà máy nhiệt điện phải có giá bán điện thỏa thuận theo 2 thành phần cố định và biến đổi, nhưng vẫn còn một số hợp đồng mua bán điện đã ký giữa EVN và các nhà máy này chỉ tính theo giá cố định. Hình thức mua bán điện hiện nay rất bất lợi cho người bán. Sản phẩm của các dự án trên là điện năng, tất yếu phải bán và người mua duy nhất hiện nay là Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN). Vì lẽ đó, để triển khai dự án, đặc biệt trước khi xây dựng luận chứng kinh tế - kỹ thuật, các chủ đầu tư phải thương thảo về giá cũng như phương thức mua bán điện với EVN. Chuyen thống nhất giá bán điện hiện là điều cực kỳ khó khăn trong bối cảnh giá nhiên liệu sản xuất điện thì tăng cao dẫn đến giá thành sản xuất điện cao và khó thương thảo hợp đồng.

- Về thời hạn của hợp đồng mua bán điện:

Hiện nay thời hạn của các hợp đồng mua bán điện đã ký rất khác nhau (từ 1-4 năm). Đặc biệt là các hợp đồng ngắn hạn làm mất thời gian cho cả bên mua và bên bán trong việc chuẩn bị đàm phán và ký lại hợp đồng mỗi khi thời hạn của hợp đồng cũ hết hiệu lực, cũng như mang lại rủi ro cho cả hai bên. Nên thống nhất thời hạn chung cho các hợp đồng mua bán điện nhưng cũng không nên chọn thời hạn hợp đồng quá ngắn.

Trong bối cảnh giá điện trong hợp đồng được tính toán để thanh toán cho nhiều năm thì trượt giá nhiên liệu cao như hiện nay sẽ dẫn đến chi phí biến đổi theo nhiên liệu để sản xuất điện tăng cao. Vì vậy, đối với các nhà máy nhiệt điện đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN mà chưa được tính giá điện theo 2 thành phần thì nên được đàm phán lại và tính lại giá điện theo 2 thành phần cố định và biến đổi để các nhà máy nhiệt điện có thể bù đắp được chi phí sản xuất đảm bảo sự tồn tại về lâu dài của nhà máy.

CHƯƠNG II

KINH NGHIỆM QUỐC TẾ TRONG VIỆC XÁC ĐỊNH GIÁ ĐIỆN CỦA CÁC LOẠI NGUỒN PHÁT TRUYỀN THỐNG

Trong phần này sẽ so sánh sự khác nhau giữa các thị trường điện trong việc quy định các hợp đồng mua bán điện và đưa ra các đặc điểm nổi bật của các thị trường điện của mỗi nước. Mục đích chính của phần này là giới thiệu kinh nghiệm quốc tế trong nội dung các hợp đồng mua bán điện trong mô hình thị trường điện một người mua; quá trình thanh toán và kinh nghiệm trong quá trình chuyển đổi hợp đồng mua bán điện hiện tại sang thực hiện trong thị trường điện cạnh tranh. Trong một số trường hợp chỉ giới thiệu một phần riêng biệt liên quan, như trong trường hợp Argentina, chỉ giới thiệu kinh nghiệm cách giải quyết đối với giá công suất; một số trường hợp giới thiệu cách tính giá điện cho các loại nguồn điện rất đơn giản để tham khảo (như Pháp).

Mặc dù các quốc gia lựa chọn đều thực hiện mô hình thị trường điện một người mua (SB), giống như giai đoạn đầu của thị trường điện Việt Nam, nhưng mỗi nước có những đặc thù riêng; đặc biệt là vai trò của các nhà đầu tư tư nhân trong lĩnh vực phát triển nguồn điện và mức độ cạnh tranh trong thị trường. Một nội dung khác cũng được giới thiệu là quá trình chuyển đổi hay không chuyển đổi các hợp đồng mua bán điện (PPA) khi mô hình một người mua được chuyển sang giai đoạn khác của thị trường điện cạnh tranh.

II.1. Thị trường điện và cách xác định giá phát điện tham khảo quốc tế

II.1.1. Brazil

Mô hình tổ chức của ngành điện và các vấn đề cần quan tâm:

Năm 2004 Brazil đã sửa lại luật và thay đổi lại quá trình cải tổ ngành điện giai đoạn 2, một số giải pháp khác nhau được thực hiện với mục đích làm thị trường điện hoạt động hiệu quả trong ngắn hạn, bao gồm các giải pháp:

- Hoàn thiện hợp đồng dài hạn dựa trên cơ sở chi phí biên dài hạn (các chi phí cố định và biến đổi) cùng với việc hoàn thiện hệ thống đấu giá.
- Tăng cường vai trò của cơ quan điều tiết, để có thể đưa ra các giải pháp phù hợp.

Mô hình của thị trường (không chú ý tới hoạt động điều tiết) là hỗn hợp giữa PPA (cho công suất đấu giá mới) và Hợp đồng dài hạn giữa các nhà máy điện và các công ty phân phối dựa trên cơ sở khung điều tiết qua các hoạt động đấu giá.

Quá trình thực hiện

Các hợp đồng được ký giữa các đối tác khác nhau có hai trường hợp:

- Trong trường hợp điều tiết: hợp đồng ký giữa các nhà máy điện và các công ty phân phối điện
 - Các công ty phân phối trả cho phân điện năng tiêu thụ thông qua đấu giá
 - Phân tách riêng đấu giá cho các nguồn hiện có và các nguồn mới
 - Người thắng qua đấu giá cho nguồn năng lượng mới sẽ được ký hợp đồng PPA và quyền khai thác nguồn thủy điện
 - Các nhà máy điện cần phải hợp đồng với tất cả các công ty điện lực theo tỷ lệ điện bán cho các công ty này
- Trong trường hợp tự do là hợp đồng ký giữa các nhà máy điện với các khách hàng sử dụng điện.

Tất cả các hợp đồng được điều chỉnh là các hợp đồng dài hạn (5 hoặc 3 năm) với mục tiêu để giảm tỷ lệ của các PPA, nhằm nâng cao tỷ lệ và vai trò của các hợp đồng giữa phía nhu cầu và phía nguồn phát điện, do đó chi phí/giá và rủi ro được chuyển cho các nhà đầu tư tư nhân thay cho nhà nước như trước đây.

Giá bán điện và hiệu chỉnh

Trong trường hợp các hợp đồng đã được ký thỏa thuận về môi trường, cơ quan điều tiết điện lực (ANEEL) sẽ xem xét về giá điện; việc đấu thầu để chọn nhà đầu tư phát triển dự án sẽ được cơ quan vận hành thị trường (CCEE) thực hiện.

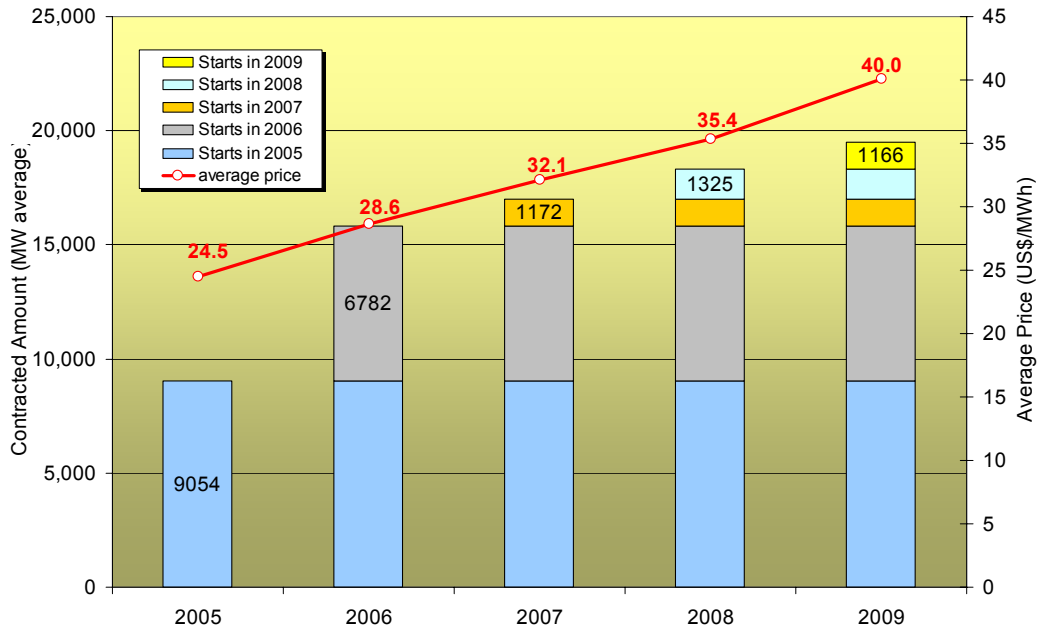
Tiêu chuẩn giá điện thấp nhất được sử dụng để lựa chọn người thắng trong đấu giá, điều này có nghĩa là, người thắng trong đấu giá đã đưa giá thấp nhất khi cung cấp một MWh cho nhu cầu điện của các Công ty điện lực.

Giá cho các nguồn thủy điện là giá một thành phần (US\$/MWh) cho lượng điện năng đảm bảo của nhà máy, phân điện năng còn lại (điện năng thứ cấp) sẽ được bán trên thị trường. Trong trường hợp các nhà máy nhiệt điện, giá điện sẽ bao gồm hai thành phần

(công suất và điện năng).

Các hợp đồng là các hợp đồng dài hạn; nhìn chung các nhà máy thủy điện khoảng 20 năm và các nhà máy nhiệt điện 10 năm.

Giá trung bình kết quả từ các lần đấu giá được giới thiệu trong đồ thị dưới đây:



Thị trường điện của Brazil hiện nay đã tương đối phát triển (đấu thầu cung cấp dài hạn và các dàn xếp thương mại khác với cách định giá trong thị trường tức thời).

II.1.2. Panama

Mô hình tổ chức của ngành điện và các vấn đề cần quan tâm:

Thị trường bán buôn điện của Panama do Trung tâm điều độ quốc gia (CND) quản lý, đơn vị thuộc CND là Công ty Truyền tải điện (ETESA). Cơ quan điều tiết (ERSP) có trách nhiệm lập lịch vận hành và đưa ra các tiêu chuẩn vận hành khác, cũng như giám sát vận hành hệ thống theo các tiêu chuẩn và các quy định đã được ban hành.

Trong giai đoạn 5 năm đầu (1997–2002) ngành điện được tổ chức theo mô hình một người mua (SPP) là công ty truyền tải. SPP ký hợp đồng với lượng điện năng tối thiểu 85% tổng lượng điện năng giao dịch, phần điện năng còn lại (tối đa 15%) là các khách hàng lớn.

Quá trình thực hiện

- Các hợp đồng thị trường mẫu

Các hợp đồng mua bán điện song phương mẫu (PPA), được lựa chọn qua đấu thầu cạnh tranh là cơ chế để các Công ty điện lực đáp ứng hầu hết nhu cầu điện năng với giá điện hợp lý và ngăn ngừa việc đẩy giá điện lên cao và không ổn định, điều này có thể xảy ra rất mạnh trong thị trường điện tức thời. Cả các công ty phân phối và các công ty phát điện bị buộc yêu cầu phải mua/bán ít nhất 85 % điện năng buôn bán qua cơ chế này. Biểu giá trong loại hợp đồng này có thể đưa vào chỉ một thành phần điện năng (hoặc công suất) hoặc cả hai thành phần điện năng và công suất.

- Thị trường tức thời: Thị trường điện năng + Thị trường công suất

Giá bán điện và hiệu chỉnh giá

Cả hai loại thị trường trên đều được quản lý bởi CND và trên cơ sở giá biên.

Các hộ tiêu thụ lớn được tự do tham gia thị trường tức thời, tham gia trong các hợp đồng song phương với các đơn vị phát điện hoặc chọn biểu giá điện đã điều tiết dùng chung cho các khách hàng. Mặc dù, lượng điện năng của khối này được hạn chế trong giới hạn là 15% tổng lượng điện năng giao dịch. CND là đơn vị đóng vai trò vận hành tối ưu các tổ máy điện theo tiêu chuẩn cực tiểu hoá chi phí biến đổi, không tính đến các thoả thuận trong giao dịch của thị trường. Có hai trường hợp giá bán:

1. Biểu giá hai thành phần: một trả theo công suất, một trả theo điện năng.
2. Biểu giá một thành phần theo điện năng (US\$/MWh).

Thời gian hợp đồng thường là các hợp đồng dài hạn (khoảng 20 năm).

Ví dụ hợp đồng mua bán điện do GENCO đề xuất với biểu giá điện theo công suất và điện năng: Giá công suất với 7.95 US\$/kW.tháng và điện năng với giá 0.04 US\$/kWh.

II.1.3. Mexico

Xây dựng biểu giá điện thuộc chức năng của Bộ Tài chính với sự cộng tác của cơ quan điều tiết. Tiêu biểu, có ba giai đoạn trong quá trình hoàn thiện các PPA ở Mexico.

- Giai đoạn phát điện đầu tiên:

CRE (phía mua trong PPA) chịu trách nhiệm cung cấp hoặc trả tiền trực tiếp cho nhà cung cấp nhiên liệu. Trong mô hình này, rủi ro trong việc cung cấp nhiên liệu thuộc về CRE.

- Giai đoạn phát điện thứ hai:

CRE yêu cầu các IPPs tự đàm phán hợp đồng mua bán khí với Tập đoàn dầu khí quốc gia (PEMEX). Biện pháp này đã chuyển rủi ro trong việc cung cấp nhiên liệu cho nhà đầu tư các dự án IPP.

- Giai đoạn phát điện thứ ba:

Bước thứ ba liên quan đến quản lý cung cấp nhiên liệu, liên quan đến việc hoàn toàn tự do trong việc lựa chọn nhà cung cấp nhiên liệu của các IPPs. Như vậy, theo cơ chế mới này, IPPs được cho phép tìm nguồn cung cấp khí trên thị trường toàn cầu.

Giá bán điện và hiệu chỉnh giá

Các điều khoản về giá bán điện trong PPA được thoả thuận giữa IPPs và CRE theo biểu giá hai thành phần. Điều kiện đưa vào các điểm khác nhau trong thanh toán, như sau:

- Giá công suất:

Toàn bộ giá công suất liên quan đến công suất tinh công bố (kW) tại tháng hiện tại và hệ số hiệu chỉnh cho công suất khả dụng (vào tháng cuối cùng của năm)

- Giá công suất cố định (Fixed Capacity charge): điều chỉnh theo thời gian phụ thuộc vào công thức điều chỉnh theo quy định trong hợp đồng
- Giá O&M cố định: giá trị được quy định trước cho mỗi tháng của hợp đồng
- Giá dự trữ cung cấp nhiên liệu cố định
- Giá vận chuyển khí cố định

- Giá điện năng

- Chi phí O&M biến đổi: được quy định trước cho mỗi tháng của hợp đồng
- Chi phí nhiên liệu

- Suất tiêu hao nhiệt cam kết tại các mức phụ tải khác nhau
- Chất lượng khí cam kết liên quan đến các tham số khác (như nhiệt độ môi trường) theo các công thức toán học

- Chi phí khởi động: chi phí này có một số dạng khởi động khác nhau sẽ có chi phí khởi động khác nhau.

II.1.4. Pakistan

Hiện nay có đơn vị mua buôn điện CPPA (Centralized Power Purchasing Agency) nằm trong điều độ quốc gia NTDC (National Transmission and Dispatch Company).

CPPA mua điện từ tất cả các công ty phát điện của nhà nước thông qua PPAs và của các đơn vị thuộc WAPDA trước đây (tên là WPPPO), điện năng và công suất từ các IPPs. CPPA sẽ tính toán giá chuyển nhượng (của Công suất trong đó cũng bao gồm giá truyền tải) và Năng lượng, bao gồm tất cả các chi phí riêng và thực hiện phân bổ các chi phí này cho tổng công suất và điện năng mua của CPPA.

Mặt khác, CPPA bán công suất và điện năng cho các Công ty điện lực thông qua hợp đồng bán điện, chuyển giao công suất và điện năng thông qua giá bán buôn.

Giá bán điện được quyết định bởi cơ quan điều tiết (NEPRA) và Chính phủ công bố. Trong quá khứ, Chính phủ thông báo giá bán điện thường thấp hơn giá điện do cơ quan điều tiết quyết định; Chính phủ cung cấp trợ giá cho khoảng khác nhau đó.

Các PPAs hiện hành với các IPPs có giá bán điện bao gồm 2 thành phần là giá công suất và giá điện năng qua các hợp được sửa đổi trong các điểm của hợp đồng trước đó.

II.1.5. Argentina:

Thị trường dựa trên chi phí và cơ chế trả phí công suất

Hệ thống giá nút cho điện năng với các đặc điểm như sau:

- Có một nút tham chiếu, Nút thị trường, với hệ số nút bằng một (1)
- Mỗi một nút trong lưới điện có một hệ số nút, hệ số này có thể lớn hơn hoặc nhỏ hơn một tùy thuộc vào điều kiện của nút, cấp điện cho thị trường (<1) hoặc nhận điện từ thị trường (>1)

Mỗi một tổ máy phát điện sẽ đấu giá qua thị trường tức thời với giá điện bao gồm hai thành phần, gồm: tiêu thụ riêng và giá nhiên liệu. Giá nhiên liệu sẽ là giá trần, có thể cao hơn 15% so với giá nhiên liệu tại nút của nó, cơ sở tính toán giá thương mại cộng với chi phí truyền tải và thuế. Không có giá sàn.

Các tổ máy phát điện chào giá từng 3 tháng. Các tổ máy nhiệt điện công bố giá trước và các nhà máy thủy điện có thể hiệu chỉnh theo giá trị nước sau đấy (thủy điện chào giá dựa vào giá nhiệt điện nhằm mục đích tối ưu hệ thống). Các tổ máy được điều

độ kinh tế trên cơ sở giá chào. Giá tức thời là chi phí biên, được quyết định từng giờ, cung cấp cho nhu cầu tăng thêm của hệ thống, bao gồm chất lượng dịch vụ được bảo đảm (dự trữ quay) và chi phí không cung cấp đủ điện.

Trong mô hình điều độ, giá thị trường tức thời sẽ bằng giá của tổ máy cuối cùng được điều độ (nếu trong hệ thống xảy ra thiếu điện, thì giá thị trường sẽ bằng chi phí của tổ máy dự phòng cuối cùng được huy động).

Tại mỗi nút, các tổ máy phát được nhận và các hộ tiêu thụ phải trả, giá nút đó là giá năng lượng tại Nút thị trường nhân với hệ số nút.

Các hợp đồng là hợp đồng tài chính. Các tổ máy phát điện được huy động theo hợp đồng. MSO quyết định sản lượng điện trong thị trường và thanh toán các phần sai khác (các bên thực hiện thanh toán hàng tháng theo phần sản lượng điện sai khác so với hợp đồng)

Giá mùa và cơ chế chuyển qua

Cứ mỗi sáu tháng (trùng khớp với các mùa của điều kiện thủy văn) SMO tính toán giá mùa, liên quan đến giá thị trường trung bình cho 6 tháng tiếp theo, theo các điều kiện riêng của hệ thống được quy định trong quy định thị trường (dự báo nhu cầu, các điều kiện của thủy điện...)

Sự khác nhau giữa chi phí điện năng mua của các công ty phân phối theo giá mùa và chi phí trả cho các tổ máy điện theo giá thị trường được lũy kế (có thể dương hoặc âm) trong Quỹ bù đắp do SMO quản lý. Các công ty phân phối được phép chuyển qua chi phí mua điện theo mùa đến biểu giá bán lẻ điện.

Trả giá công suất

Công suất được trả cho các giờ không phải là giờ min của biểu đồ phụ tải với công suất cố định thêm vào (CAN), được quy định bởi hai thành phần:

- Giá công suất cơ bản: được quy định là 5 US\$/MW tại các giờ không phải là đáy của biểu đồ phụ tải trong ngày làm việc bình thường.
- Giá cho độ tin cậy: Giá này được điều chỉnh với mức tối thiểu bằng 5 US\$/MW mỗi giờ không phải đáy của biểu đồ phụ tải trong ngày làm việc bình thường và có thể thay đổi khi thấy cần thiết phải khôi phục độ tin cậy.

Các tổ máy nhiệt điện được cam kết cho phần doanh thu tối thiểu, được gọi là “giá công suất trả cho phần đáy biểu đồ phụ tải”. Hàng năm, cùng với việc nghiên cứu để xác

định giá bán điện vào mùa đông, SMO sẽ thực hiện bài toán tối ưu hóa trung hạn và mô hình vận hành để phân tích công suất nền, đây là phần làm việc chính của các nhà máy nhiệt điện trong 12 tháng tới, đề xuất với điều kiện ít nước nhất của thủy điện trong hệ thống. Mô hình sẽ thực hiện tính toán với đặc tính thủy điện được thiết lập khi tính toán điều tiết hồ chứa.

Các tổ máy thủy điện được yêu cầu đảm bảo cung cấp cho nhu cầu trong điều kiện năm ít nước nhất của thủy điện. Mỗi tổ máy nhiệt điện được đảm bảo, trừ trường hợp công suất không khả dụng, doanh thu cho phần công suất cam kết sẽ cung cấp cho hệ thống khi có yêu cầu.

Mỗi tổ máy sẽ nhận được giá công suất cho chế độ làm việc ở chế độ đáy của biểu đồ phụ tải và khác nhau giữa các tháng trong năm (sau khi đã trừ đi phần công suất không khả dụng của tổ máy) và công suất trung bình bán ra thị trường. Nếu công suất trung bình bán ra thị trường cao hơn công suất nền các tháng, tổ máy sẽ không nhận được thêm bất cứ khoản nào liên quan đến công suất.

II.1.6. Pháp

Nghiên cứu về chi phí cho sản xuất điện được thực hiện với sự cộng tác của các nhà đầu tư phát triển nguồn điện. Giá điện bình quân của các loại công nghệ được đưa ra với các hệ số chiết khấu khác nhau. Hệ số chiết khấu 8% sử dụng ở đây được lấy theo quy định của Ủy ban Kế hoạch Pháp và phù hợp với yêu cầu về lợi nhuận của các nhà đầu tư trong ngành điện. Phân tích độ nhạy của chi phí sản xuất điện, bao gồm thay đổi giá nhiên liệu, tỷ giá hối đoái euro/dollar.

- Công thức xác định giá nhiệt điện:

$$RB \times (0,575 + 0,5 \times d) + M \quad \text{với } d \geq 0,85 \quad (2-1)$$

$$RB \times (0,15 + d) + M \quad \text{với } d < 0,85 \quad (2-2)$$

Trong đó:

RB: Giá chuẩn cố định, bằng 4,9 c€/kWh

d: Hệ số phụ tải

M: Phần cộng thêm theo hiệu suất, giá trị M theo bảng sau:

Bảng 2.1 Giá trị phần cộng thêm theo hiệu suất

Hiệu suất V	Giá trị M (c€/kWh)
$V \leq 40\%$	0
$V = 50\%$	0,5
$V = 60\%$	1
$V \geq 70\%$	1,2

Biểu giá trên cho nhiệt điện khá đơn giản, tuy nhiên giá cho thủy điện khá phức tạp như sau:

- Xác định giá cho thủy điện

Biểu giá được xác định theo các loại thành phần với các trị số khác nhau cho mùa đông, mùa hè, giờ cao điểm và thấp điểm.

Bảng 2.2. Giá thủy điện theo thành phần ở Pháp

Đơn vị: c€/kWh

Loại giá	Loại nhà máy có công suất lắp đặt ≤ 500 KVA	Loại nhà máy có công suất lắp đặt > 500 KVA
1. Giá một thành phần		
Mùa đông	6,1+M	5,49+M
Mùa hè	6,1	5,49
2. Giá hai thành phần		
Mùa đông	8,42+M	7,58+M
Mùa hè	4,45	4,01
3. Giá bốn thành phần		
Mùa đông giờ cao điểm	10,25+M	9,22+M
Mùa đông giờ thấp điểm	5,98+M	5,38+M
Mùa hè giờ cao điểm	4,58	4,12
Mùa hè giờ thấp điểm	4,27	3,84

Trong đó: M là giá trị của phần cộng thêm theo chất lượng cung cấp.

Ngoài ra, về thủy điện còn một số loại giá theo các thành phần khác của đơn vị cung cấp đưa ra cho đơn vị mua chọn lựa.

II.1.7. Đức

Chi phí sản xuất điện được đánh giá trong các nghiên cứu khác nhau. Tất cả các chi phí của các nhà máy được xác định trên cơ sở các nhà máy đã xây dựng hoặc đã được áp dụng trên thế giới.

Các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật được sử dụng tính toán chi phí sản xuất điện của các loại công nghệ trong bảng sau:

Bảng 2.3. Các chỉ tiêu KTKT của nhà máy điện nguyên tử và nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hoá thạch.

Loại công nghệ	EPR	PFC	IGCC	IGCC	PFC	CCGT
Công suất điện MWe	1590	800	450	425	1050	1000
Hiệu suất nhiệt %	37	46	51	45	45	60
Suất vốn đầu tư €/kWe	1550	820	1200	1500	1150	440
Chi phí đóng cửa nhà máy €/kWe	155	34.5	53.3	58.5	32.4	15.8
Chi phí fixed O&M €/kWe/năm	30.0	36.6	56.4	68.9	35.5	18.8
O&M var €/MWhc	3.6	2.7	3.2	3.8	1.0	1.6

Bảng 2.4. Giá nhiên liệu hoá thạch đến các nhà máy điện

Năm	than bùn €/GJ	than Antraxit €/GJ	Khí €/GJ
2010	1.0	1.8	4.4
2020	1.2	1.9	5.1
2030	1.4	2.1	5.8
2040	1.5	2.3	6.6
2050	1.7	2.5	7.3

Giá phát điện

Tổng chi phí phát điện bao gồm: chi phí đầu tư, O&M fix và var và chi phí nhiên liệu. Đối với các nguồn điện sử dụng các dạng năng lượng không liên tục như thủy điện

ngoài các chi phí trên cần phải công thêm các chi phí trong thời gian không phát điện (standby generation). Các chi phí này được tính toán trên cơ sở các chi phí cần thiết khi các tổ máy thực hiện dự phòng. Các chi phí phát điện được tính toán với hệ số chiết khấu là 5%. Thời gian tính khấu hao của các nhà máy bằng với đời sống kinh tế của các nhà máy. Hệ số phụ tải của nhà máy điện nguyên tử và các nhà máy sử dụng nhiên liệu hoá thạch được lấy là 85%. Theo kết quả tính toán; nhà máy có giá thấp nhất khoảng 23.8 €/MWh là nhà máy điện nguyên tử dùng công nghệ lò nước áp lực của European (EPR).

II.1.8. Nhật Bản

Nhà máy điện nguyên tử chiếm tỷ trọng cao trong các nguồn điện của Nhật Bản, nguồn điện này có chi phí nhiên liệu thấp, giá nhiên liệu ổn định, có hiệu quả kinh tế và bảo vệ môi trường. Chi phí cho phát điện được ước tính trên cơ sở nhà máy nhiệt điện hiện đại nhất có công suất là 860 MWe, với 3 tổ máy tại mỗi vị trí địa điểm. Các nhà máy được thiết kế với hiệu suất nhiệt là 41%. Công nghệ của các nhà máy loại này đã được khẳng định và đã được sử dụng trên thế giới.

Theo nguồn số liệu của IEA, giá than được ước lượng khoảng 1.4 USD/GJ vào năm 2010. Ngoài ra, dự báo giá than sẽ tăng khoảng 0.8%/năm.

II.1.9. Tây Ban Nha

Trong hệ thống điện quốc gia, mối quan hệ thương mại giữa các công ty phát điện và công ty truyền tải điện được thực hiện thông qua hợp đồng mua bán điện (PPA), trong đó yêu cầu các nguồn điện bán tất cả điện năng sản xuất cho công ty truyền tải điện. Hệ thống không có quy định ràng buộc được thực hiện trên cơ sở thị trường, trong đó cho phép tiếp cận mở các nguồn điện và các hoạt động cung cấp điện, và các tổ chức tham gia thị trường được sử dụng các dịch vụ truyền tải và phân phối công cộng và trả phí truyền tải và phân phối riêng biệt. Cơ quan điều tiết chuẩn bị các quy định cần thiết cho hoạt động của thị trường điện.

Hiện nay, trên 70% công suất đặt các nguồn điện thực hiện ký hợp đồng dài hạn (PPA) với công ty truyền tải. Trên cơ sở thị trường phát điện cạnh tranh, các hợp đồng dài hạn sẽ hạn chế dần và tiến tới ngừng hợp đồng.

II.2. Tóm tắt kinh nghiệm quốc tế

- Thông thường những quốc gia bắt đầu cải tổ bằng giai đoạn SB, SB tiếp tục

các hợp đồng bán điện hiện tại theo đúng thời hạn.

- Thời hạn của PPA là dài hạn, ít nhất 10 năm hoặc bằng tuổi thọ nhà máy.
- Giá trong hợp đồng PPA là giá hai thành phần và giá một thành phần:
 - Giá hai thành phần luôn được áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện:
 - Một phần là thanh toán theo giá cố định bù đắp chi phí cố định.
 - Một phần theo giá biến đổi để bù đắp cho các chi phí biến đổi.
 - Thường áp dụng giá một thành phần đối với nhà máy thủy điện và gắn với sản lượng điện cố định.
 - Do PPA là hợp đồng dài hạn, nên trong các PPA đưa ra phương trình nhằm điều chỉnh giá theo sự thay đổi của các thông số được thống nhất.
- Các hợp đồng tài chính: Hợp đồng song phương, thoả thuận giữa các bên, thị trường toàn phần bắt buộc, điều độ kinh tế:
 - Bên bán và bên mua thống nhất sản lượng và giá.
 - Sản lượng được SO/MO quyết định theo phương thức tập trung theo các quy định về điều độ kinh tế.
 - Bên mua có nghĩa vụ thanh toán (theo hợp đồng) nhưng không có nghĩa vụ phải nhận toàn bộ sản lượng được giao.
 - Nếu bên bán không phát điện, nghĩa là bên bán không được điều độ, bên bán sẽ “mua” trong thị trường giao ngay có giá trị thấp hơn chi phí biến đổi của mình (bên bán không được điều độ).
 - Nếu bên mua không dùng hết sản lượng nhận, bên mua sẽ “bán” phần còn lại vào thị trường với giá thị trường (bên mua sẽ chịu rủi ro giá thị trường thấp hơn giá đã ký hợp đồng).
 - SO/MO sẽ tính toán khối lượng thanh toán vào cuối mỗi kỳ thanh toán.

CHƯƠNG III

TỔNG QUAN VỀ PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH

GIÁ NGUỒN PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG

III.1. Cơ sở xây dựng phương pháp

Việc xây dựng phương pháp tính giá nguồn phát điện xuất phát từ các quy định của hệ thống văn bản pháp lý hiện hành và thiết kế thị trường điện.

Hiện nay đã có hệ thống các văn bản pháp lý phù hợp làm cơ sở cho việc xây dựng phương pháp tính giá nguồn phát điện. Đó là các loại chính sau:

- Luật điện lực đã được Quốc hội ban hành số 28/2004/QH11 và có hiệu lực thi hành từ ngày 1/7/2005.
- Nghị định số 105/2005/NĐ-CP của Chính phủ hướng dẫn thực thi luật điện lực.
- Quyết định số 258/2005/QĐ-TTg của Thủ tướng Chính phủ về thành lập Cục Điều tiết điện lực và quyết định số 26/2006/QĐ-TTg ngày 26/1/2006 về lộ trình phát triển thị trường điện lực.
- Quyết định số 30 và 2014 ngày 13/6/2007 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp quy định cho các nguồn phát độc lập.
- Giấy phép phát điện theo quy định.

Trên cơ sở hệ thống các văn bản hiện hành, đã cung cấp thông tin pháp lý cho việc xây dựng thị trường, đưa ra các nguyên tắc và quy định cơ bản của cơ quan có thẩm quyền.

Các điều khoản có thể áp dụng cho kỳ hạn của hợp đồng trong luật điện lực được phản ánh trong hợp đồng mua bán điện mẫu.

Như vậy phương pháp xác định giá nguồn phát đưa ra cần phải tuân thủ theo các quy định hiện hành và phải phù hợp với nguyên tắc thiết kế thị trường. Các quy định về giá điện của Điều 29-31 Luật điện lực cần được phản ánh thông qua phương pháp tính giá.

Ngoài ra, các kinh nghiệm thế giới, các tài liệu nghiên cứu về các phương pháp chung của các tác giả trong nước và thế giới là nguồn tham khảo cho phương pháp xác định giá nguồn điện trong thị trường phát điện cạnh tranh của ngành điện.

III.2. Đặc điểm kinh tế chính các loại công nghệ phát điện truyền thống

III.2.1. Đặc tính chung các loại công nghệ phát điện truyền thống

Hệ thống điện Việt nam hiện nay và theo quy hoạch phát triển điện lực VI giai đoạn 2006-2015 có xét đến năm 2025, có các loại công nghệ phát điện truyền thống chủ yếu sau được đưa vào vận hành: Các nhà máy thủy điện, nhiệt điện than, nhiệt điện dầu, nhiệt điện khí, tua bin khí chạy dầu, tua bin khí chạy khí, tua bin khí chu trình hỗn hợp.

Các nhà máy thủy điện được phân loại theo:

Cột nước: thủy điện cột nước cao, trung bình, thấp.

Có hồ chứa với dung tích hồ chứa: điều tiết nhiều năm, điều tiết năm,...

Không có hồ chứa, thủy điện dòng chảy lòng sông...

Hiện có các loại nhà máy thủy điện cột nước cao như: Cụm nhà máy Vĩnh Sơn Sông Hinh; Đa Nhim.

Nhà máy thủy điện có cột nước trung bình như: Hoà Bình; Trị An; Ialy; Thác Bà; Thác Mơ...

Các loại nhà máy thủy điện hiện nay hầu hết là điều tiết năm.

Đối với các nhà máy thủy điện, các điều kiện về đặc điểm khu vực xây dựng công trình và điều kiện thủy văn sẽ tác động đến đặc điểm và quy mô công suất công trình. Ngoại trừ các công trình thủy điện nhỏ có công suất từ 30 MW trở xuống là dạng công trình năng lượng tái tạo; còn lại là các công nghệ xây dựng công trình thủy điện vừa và lớn (trên 30 MW). Mỗi công trình có dạng đặc tính riêng cụ thể, do đó thiết kế xây dựng của mỗi loại sẽ rất khác nhau, tùy theo đập, hồ chứa...

Các nhà máy nhiệt điện phân loại theo công nghệ và theo nhiên liệu sử dụng:

Theo công nghệ: nhiệt điện ngưng hơi, tuabin khí, TBK chu trình hỗn hợp...

Theo nhiên liệu sử dụng: nhiệt điện than, khí đốt, dầu (DO, FO).

Đối với các loại nhà máy nhiệt điện, ngoài vấn đề công nghệ khác nhau thì đặc tính tiêu hao nhiên liệu mỗi loại nhà máy sẽ dẫn đến việc tiêu thụ nhiên liệu khác nhau và như vậy chi phí nhiên liệu sẽ ảnh hưởng khá lớn trong giá thành nhiệt điện.

III.2.2. Đặc điểm kinh tế

Một chỉ tiêu kinh tế quan trọng ảnh hưởng lớn đến giá điện của các loại nguồn phát là tổng vốn đầu tư công trình. Bất cứ nhà đầu tư nào khi đầu tư vào một dự án cũng cần thu hồi được vốn đầu tư qua giá bán.

Đối với các nhà máy điện, các đặc điểm kinh tế đầu tiên và quyết định chính là chi phí về vốn đầu tư xây dựng nhà máy. Mỗi loại hình đặc trưng công trình sẽ có suất vốn đầu tư khác nhau, vấn đề đưa ra là xác định thông tin chi phí chuẩn mực và chính xác cho suất vốn đầu tư các loại công trình đó.

Để đánh giá các chi phí về vốn đầu tư công trình mới đưa vào vận hành, có thể dùng công ty tham chiếu, hoặc dùng số liệu ngành, hoặc có thể lấy kinh nghiệm tổng hợp để đưa ra mức chuẩn cho phép về suất vốn đầu tư mỗi loại.

Với bất cứ cách sử dụng số liệu nào cũng cần đảm bảo mức độ hợp lý về tất cả các chi phí vốn đầu tư, khuyến khích đưa ra tín hiệu phù hợp cho các nhà đầu tư, đồng thời có tính cạnh tranh, thu hút nguồn vốn đầu tư vào công trình có chi phí vốn thấp.

Về tổng mức đầu tư các công trình điện mới xây dựng ở Việt Nam có thể xem xét tham khảo trong quy hoạch tối ưu phát triển nguồn điện gần nhất và có hiệu chỉnh phù hợp mặt bằng giá hiện tại, hoặc từ các tài liệu dự án đầu tư mới nhất đã được phê duyệt, đồng thời so sánh với các công trình đầu tư điện theo mỗi loại hình công nghệ trong khu vực và các nước trên thế giới cho phù hợp.

Đối với các công trình nhiệt điện cùng công nghệ có các loại công suất tổ máy khác nhau thì điều chỉnh theo chỉ tiêu suất vốn đầu tư theo loại công suất tổ máy chuẩn.

Theo tài liệu tham khảo của Ngân hàng thế giới về kinh nghiệm quy đổi suất vốn đầu tư công trình nhiệt điện các loại tổ máy như sau:

$$C = C_{\text{know}} \times \left(\frac{S_{\text{know}}}{S} \right)^n \quad (3-1)$$

Trong đó:

C: Suất vốn đầu tư loại tổ máy cần tính quy đổi (đồng/kW)

C_{know} : Suất vốn đầu tư loại tổ máy chuẩn đã biết (đồng/kW)

S_{know} : Công suất loại tổ máy chuẩn đã biết (kW)

S : Công suất loại tổ máy cần tính quy đổi (kW)

n : Hệ số tính đến cho loại nhà máy

Hệ số n theo bảng sau:

Bảng 3-1. Hệ số quy đổi suất vốn đầu tư theo công suất nhiệt điện cùng loại

Loại nhiệt điện	n
Tua bin khí (đơn)	0,4
TBK hỗn hợp (CCGT)	0,22
Nhiệt điện ngưng hơi	0,28

Do yếu tố chính ảnh hưởng đến xác định giá là vốn đầu tư, nên việc xác định chuẩn mực vốn đầu tư công trình là quan trọng. Tham khảo các tài liệu chuẩn mực về các loại dự án đầu tư hiện nay ở trong nước và trong khu vực thế giới, các thành phần chi phí vốn đầu tư công trình điện chủ yếu bao gồm:

Chi phí xây dựng, chi phí thiết bị và lắp đặt, chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng, tái định cư, chi phí quản lý dự án và chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình theo định mức quy định, các chi phí khác bao gồm cả phần lưới đấu nối, chi phí lãi suất trong thời gian xây dựng (IDC) và chi phí dự phòng.

Trong đó, tỷ lệ chi phí thiết bị đối với nhiệt điện chiếm khá lớn từ 45% đến 60% tổng vốn đầu tư, còn thủy điện thì chi phí xây dựng chiếm lớn hơn, khoảng 35% đến 55% tổng vốn đầu tư, tùy quy mô và điều kiện khu vực xây dựng công trình.

III.3. Phương pháp xác định giá điện thanh cái các loại hình nhà máy nhiệt điện trong hệ thống theo chi phí quy dẫn (chi phí bình quân).

Phương pháp này dựa trên cơ sở cơ cấu đầu tư phát triển nguồn tối ưu của hệ thống trong giai đoạn quy hoạch dài hạn (TSD điện 6), xác định giá thành sản xuất quy dẫn của các loại công nghệ nhà máy chính theo loại tổ máy trong thời gian quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt nam. Đây là phương pháp chung để xác định chi phí của các loại nhà máy điện trong một hệ thống thống nhất, đảm bảo sự huy động hợp lý theo

quy hoạch tối ưu các nguồn trong hệ thống.

Nội dung của phương pháp này là tính toán chi phí sản xuất quy dẫn của các loại công nghệ nhà máy đặc trưng được huy động tối ưu trong hệ thống, sẽ được coi là giá điện thanh cái của mỗi loại nhà máy.

Trong Tổng sơ đồ 6 – quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2015 có xét đến năm 2025, có các dạng nhà máy chủ yếu sau được đưa vào hệ thống: Nhiệt điện than miền Bắc, nhiệt điện than miền Nam, tua bin khí và tua bin khí chu trình hỗn hợp, thủy điện...

Tổng sơ đồ VI đã giải quyết bài toán tối ưu phát triển nguồn cân đối trên từng miền, xét tới hiệu quả và hạn chế của các đường dây liên kết để đảm bảo cung cấp điện an toàn, tin cậy trên mỗi miền và toàn quốc. Trong đó với chương trình quy hoạch động tối ưu, hàm mục tiêu là tối thiểu chi phí với các ràng buộc cho trước.

Trên cơ sở chế độ huy động tối ưu của các loại nhà máy đặc trưng đã được lựa chọn vận hành trong hệ thống giai đoạn quy hoạch, xác định Tmax ứng với từng loại nhà máy đó theo các mốc thời gian và bình quân toàn giai đoạn.

$$T_{\max j}^{\text{bq}} = \frac{\sum_{j=1}^t A_j}{\sum_{j=1}^t S_j} \quad (3-2)$$

Trong đó:

$T_{\max j}^{\text{bq}}$: Thời gian sử dụng công suất cực đại bình quân giai đoạn quy hoạch của loại nhà máy xét (giờ).

A_j : Điện năng năm thứ j của loại nhà máy xét (MWh)

S_j : Công suất năm thứ j của loại nhà máy xét (MW)

t: Thời gian xem xét tính toán trong giai đoạn quy hoạch (năm).

Từ các số liệu đầu vào theo đầu tư chuẩn mực của các loại nhà máy và Tmax bình quân giai đoạn để tính toán mỗi loại, xác định giá điện bình quân thanh cái mỗi loại nhà máy trên cơ sở chi phí quy dẫn (leverlized cost) như sau:

$$G_{qd} = \frac{Ca + \sum_{t=1}^n (Com(t) + Cnl(t) + Ck(t)).(1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^n S(t).(1-\Delta S\%).T_{\max}.(1+i)^{-t}} \quad (3-3)$$

Trong đó:

Gqd: Giá điện theo chi phí quy dẫn loại nhà máy xem xét (đồng/kWh).

Ca: Tổng chi phí vốn đầu tư kể cả lãi xây dựng đã quy đổi về năm đầu tính toán của loại nhà máy xem xét (đồng).

Com(t): Chi phí vận hành bảo dưỡng năm thứ t của loại nhà máy xem xét (bao gồm cả chi phí OM cố định và biến đổi, đồng).

Cnl(t): Chi phí nhiên liệu năm thứ t của loại nhà máy xem xét (đồng).

Ck(t): Chi phí vận hành khác năm thứ t (nếu có) của loại nhà máy xem xét (đồng).

S(t): Công suất năm t của loại nhà máy xem xét.

$\Delta S\%$: Tỷ lệ công suất tự dùng của nhà máy xem xét.

Tmax: Thời gian sử dụng công suất cực đại bình quân của nhà máy xem xét (giờ).

i: Hệ số chiết khấu

t: Đời sống công trình (theo tuổi thọ kinh tế, năm) của nhà máy xem xét.

Trong đó kể đến trường hợp có các thành phần lạm phát và trượt giá nhiên liệu, với hệ số lạm phát được đưa vào chi phí OM và hệ số trượt giá nhiên liệu đưa vào chi phí nhiên liệu như sau:

$$Com(t) = Com(t_0) \cdot (1 + a)^{t-t_0} \quad (3-4)$$

$$Cnl(t) = Cnl(t_0) \cdot (1 + e)^{t-t_0} \quad (3-5)$$

Với $Com(t_0)$ và $Cnl(t_0)$ Là chi phí vận hành bảo dưỡng và chi phí nhiên liệu của năm gốc t_0 chưa xét đến hệ số lạm phát và trượt giá nhiên liệu.

a : Hệ số lạm phát (%)

e : Hệ số trượt giá nhiên liệu (%)

Giá công suất: G_p trang trải các thành phần chi phí cố định cho nhà máy (đ/kW.năm):

- Thu hồi vốn đầu tư công trình.
- Phân chi phí bảo dưỡng vận hành cố định

$$G_p = \frac{Ca + \sum_{t=1}^n C^{cd} om(t) \cdot (1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^n S(t) \cdot (1 - \Delta S\%) \cdot (1+i)^{-t}} \quad (3-6)$$

Trong đó:

$C^{cd} om(t)$: Chi phí vận hành bảo dưỡng cố định năm thứ t của loại nhà máy xét.

Giá điện năng: G_A trang trải các thành phần chi phí biến đổi cho nhà máy (đ/kWh):

- Chi phí nhiên liệu
- Chi phí bảo dưỡng vận hành biến đổi và chi phí khác phụ thuộc vào lượng điện năng.

$$G_A = \frac{\sum_{t=1}^n (C^{bd} om(t) + Cnl(t) + Ck(t)).(1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^n S(t).(1-\Delta S\%).T \max.(1+i)^{-t}} \quad (3-7)$$

Trong đó:

$C^{bd} om(t)$: Chi phí vận hành bảo dưỡng biến đổi năm thứ t của loại nhà máy xét.

Trên cơ sở đó, xác định giá điện thanh cái các loại công nghệ nhà máy đặc trưng sau:

- Nhiệt điện than miền Bắc theo loại công suất tổ máy
- Nhiệt điện than miền Nam theo loại công suất tổ máy
- Tua bin khí theo loại công suất tổ máy
- Tua bin khí chu trình hỗn hợp theo loại công suất tổ máy

Nhận xét

Phương pháp này có ưu điểm là sẽ xác định được giá điện bình quân của các loại công nghệ nhiệt điện theo chi phí (hay là giá thành bình quân leveled cost), đồng thời hệ số phụ tải (T_{\max} nhà máy) đáp ứng được theo chế độ làm việc tối ưu trong điều kiện cụ thể của hệ thống điện Việt nam. Phương pháp này đưa ra giá bán điện bình quân cho các loại công trình khả thi ở một hệ số chiết khấu nhất định. Tuy nhiên, vì cách tính này chưa xét đến các loại nguồn vốn, nên đối với các nhà đầu tư vấn đề quan tâm là lợi nhuận trên vốn cổ phần chưa được xác định. Do đó khi đàm phán giá trong hợp đồng PPA vấn đề gây tranh cãi là hệ số chiết khấu để tính giá bao nhiêu là phù hợp, các phân tích khi tham gia giá thị trường chưa được đề cập tới.

III.4. Phương pháp xác định giá điện thanh cái nguồn thủy điện trên cơ sở chỉ tiêu đầu tư theo quy hoạch nguồn tối ưu và phân tích tài chính dòng tiền

Đối với các nhà máy thủy điện, trên cơ sở quy hoạch nguồn tối ưu của hệ thống, các nhà máy đáp ứng điện năng và có tổng chi phí thấp nhất được huy động.

Trên cơ sở chuẩn xác về vốn đầu tư từ trong quy hoạch nguồn tối ưu, quy đổi về cùng mặt bằng chi phí hiện tại ở mức chuẩn chấp nhận được, với khả năng đáp ứng điện năng bình quân năm được huy động trong hệ thống, tính toán giá điện của các thủy điện trên

cơ sở hệ số hoàn vốn trên vốn cổ phần (ROE) hợp lý. Hệ số hoàn vốn ROE là giá trị của hệ số chiết khấu mà tại đó lợi nhuận trước thuế của nhà máy bằng 0. Công thức tính hệ số hoàn vốn ROE như sau:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + ROE)^t} = 0 \quad (3-8)$$

Trong đó: CF_t : Lợi nhuận trước thuế.

$$CF_t = P \times A_t - Cc_t - M_t - R_t - L_t \quad (3-9)$$

P: Giá bán tính theo hệ số hoàn vốn ROE mong muốn hợp lý (đồng/kWh).

A_t : Điện năng thương phẩm năm thứ t (kWh).

Cc_t : Vốn cổ phần năm thứ t (đồng).

M_t : Tổng chi phí sản xuất năm thứ t (đồng)

R_t : Lãi vay phải trả năm thứ t (đồng)

L_t : Trả vốn vay năm thứ t (đồng).

Trong đó đối với thủy điện, thuế tài nguyên là chi phí được tính vào giá thành sản xuất.

Như vậy giá bán điện của nhà máy là hàm của ROE.

$$P = f(ROE) \quad (3-10)$$

Nhận xét

Phương pháp này cũng có ưu điểm là hệ số phụ tải (T_{max} nhà máy) đáp ứng theo chế độ làm việc tối ưu trong điều kiện cụ thể của hệ thống điện Việt nam, đưa ra giá điện bình quân cho các loại thủy điện khả thi ở một hệ số hoàn vốn hợp lý, nhưng vấn đề hệ số hoàn vốn là bao nhiêu thì hợp lý và cơ sở xác định nó cũng là điều cần xét đến khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh.

Kết luận:

Phương pháp tổng quan xác định giá công trình điện truyền thống theo cách truyền thống là: từ cơ sở xác định các điều kiện đặc điểm chính kỹ thuật công trình, theo khả năng công suất và điện năng công trình được huy động trong hệ thống, theo suất vốn đầu tư công trình ở điều kiện chuẩn, để xác định giá thành điện sản xuất quy dẫn cho các loại nhà máy nhiệt điện đặc trưng; đồng thời trên cơ sở đó và phân tích dòng tiền tài chính theo hệ số hoàn vốn cổ phần hợp lý để xác định giá điện bình quân của các công trình thủy điện. Phương pháp này đưa ra giá điện bình quân cho các loại công trình khả thi ở một hệ số chiết khấu nhất định, đồng thời có thể đánh giá so sánh sắp xếp các loại công

trình trong một điều kiện cụ thể để có thể xem xét khi ký kết hợp đồng PPA.

Ngoài phương pháp xác định giá truyền thống theo chi phí trên cho nhiệt điện và thủy điện, còn có một số phương pháp khác xác định giá điện theo chi phí tối ưu đối với hệ thống như: Phương pháp tiếp cận theo chi phí biên nhà máy chạy đỉnh; chi phí biên tiệm cận... Phương pháp chi phí biên này cũng đảm bảo xem xét các nhà máy trong một hệ thống thống nhất, đảm bảo sự huy động hợp lý các nhà máy điện trong hệ thống. Thực chất của phương pháp cũng là dựa trên quy hoạch phát triển hệ thống điện dài hạn và giả thiết nhà máy cận biên của quy hoạch đó. Nhà máy biên này sẽ được dùng để tính toán giá điện cho hệ thống, đồng thời giá điện thanh cái trung bình được tính trên cơ sở đảm bảo hệ số hoàn vốn tài chính FIRR của dự án ở một giá trị nhất định.

Mặc dù các phương pháp trên đều có điểm chung phù hợp cho các nhà đầu tư và bên mua điện là xác định giá trên cơ sở chi phí và hệ số phụ tải theo chế độ huy động nguồn tối ưu của hệ thống. Tuy nhiên, trong bối cảnh chuẩn bị thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh, giá phát điện tính toán cho các loại hình công nghệ đặc trưng cần được xem xét các yếu tố liên quan, đảm bảo lợi ích cả bên mua và bên bán, không chỉ tối ưu cho hệ thống mà còn tính đến lợi ích của các nhà đầu tư cho phù hợp, đồng thời phải đảm bảo cạnh tranh theo nguyên tắc thị trường và xem xét đến các yếu tố biến đổi theo thị trường.

Do đó, để giải quyết những vấn đề trên, nhất là vấn đề xác định chi phí vốn trung bình của công trình, trong chương sau, sẽ xét chi tiết cụ thể hơn về nguyên tắc và đề xuất phương pháp xác định giá cho các loại công trình trong thị trường phát điện cạnh tranh.

CHƯƠNG IV

ĐỀ XUẤT PHƯƠNG PHÁP XÁC ĐỊNH KHUNG GIÁ CÁC LOẠI NGUỒN PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG TRONG THỜI KỲ ĐẦU THỊ TRƯỜNG PHÁT ĐIỆN CẠNH TRANH Ở VIỆT NAM

IV.1. Các nguyên tắc chung xác định giá nguồn phát

- Khung giá quy định mỗi loại công nghệ đặc trưng của nguồn phát theo giá trần, giá sàn. Đối với nhà máy điện mới, giá đàm phán nằm trong khung giá xác định trước.
- Phương pháp xác định khung giá phải phù hợp với thiết kế của thị trường trong lộ trình phát điện cạnh tranh. Như vậy khung giá các loại nguồn phát xác định là cơ sở cho phần đàm phán thanh toán theo hợp đồng, phần còn lại theo thiết kế thị trường sẽ được thanh toán theo thị trường.
- Khung giá được xác định từ sự biến động của các yếu tố chính trong dải xem xét.
- Mức giá đưa ra cần đảm bảo lợi ích cả bên bán và bên mua, giúp họ quản lý được dòng tiền do dự đoán trước được doanh thu và chi phí, giảm rủi ro cho cả hai bên.
- Mức giá được xác định dựa trên chi phí, mức giá và tính chắc chắn phải tạo ra dòng doanh thu ổn định là điều quan trọng nhất đối với các nhà đầu tư, đồng thời nâng cao tính cạnh tranh để cải thiện hiệu quả và đạt được giá điện hợp lý.
- Mức giá xác định cần thiết phải đáp ứng được các điều kiện cho vay của Ngân hàng trên cơ sở dòng thu của dự án, đảm bảo thanh toán nợ, đồng thời phải làm cho dòng thu của dự án ổn định và giảm thiểu rủi ro, mang lại cho các nhà đầu tư có lợi nhuận hợp lý, do đó thúc đẩy thu hút đầu tư vào phần nguồn phát điện.
- Mức giá được xác định điều chỉnh hàng năm theo các biến số thay đổi.
- Đề xuất phương pháp xác định giá cho mỗi loại nguồn phát phù hợp:
 - Các nhà máy nhiệt điện mới.
 - Các nhà máy thủy điện mới.
 - Các nhà máy điện hiện tại và các nhà máy đa mục tiêu.
- Đối với các nhà máy hiện tại dựa vào giá hợp đồng hiện tại, có cơ chế chuyển tiếp theo thiết kế thị trường, nhằm ổn định dòng tiền dựa trên doanh

thu dự báo, giảm khuyến khích các nhà máy lạm dụng quyền lực thị trường.

- Đối với các công trình BOT, trên cơ sở cách tính giá trong hợp đồng BOT, đơn vị mua duy nhất (SB) sẽ chào giá thay cho các nhà máy BOT, giá trần BOT bằng giá điện năng trong hợp đồng PPA. Do đó, phần này không xem xét phương pháp tính giá cho các công trình BOT. Khi thực hiện thị trường phát điện cạnh tranh, Cục điều tiết Điện lực sẽ giám sát việc chào giá của các công trình này để đảm bảo SB không sử dụng quyền được chào giá thay để chi phối thị trường. Không có ngoại lệ cho các trường hợp bao tiêu sản lượng, trừ khi có sự đồng ý của Cục điều tiết Điện lực trên cơ sở xem xét từng trường hợp cụ thể.

IV.2. Phương pháp xác định giá bình quân chung cho nhà máy đầu tư mới

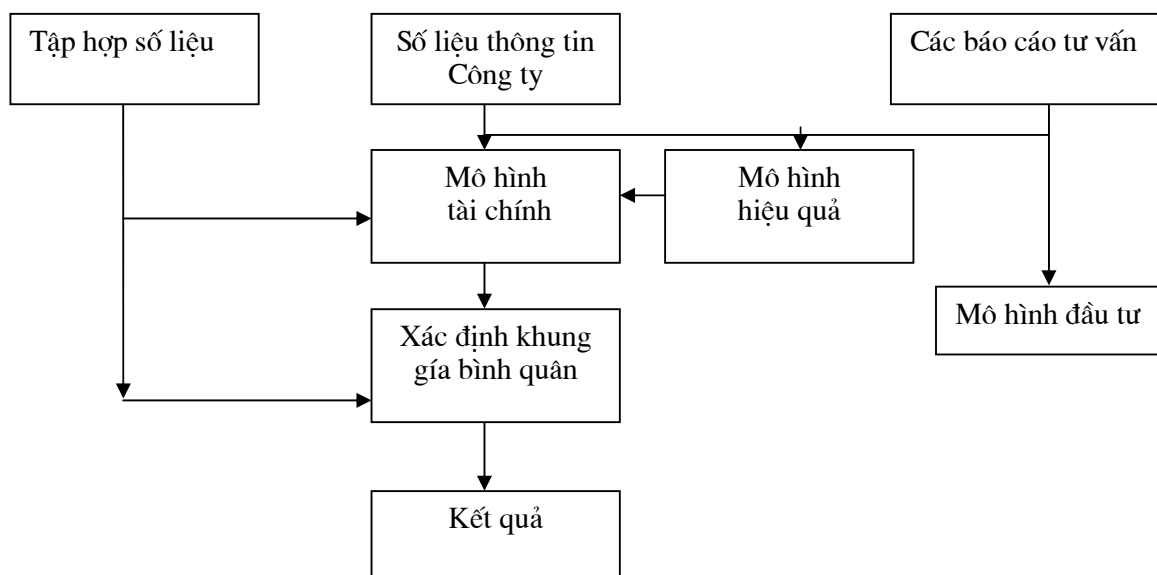
Xác định mức giá bình quân

Mức giá bình quân theo đời sống của công trình được tính toán đảm bảo các điều kiện chuẩn mực về đầu tư, tài chính và khả năng đáp ứng của dự án.

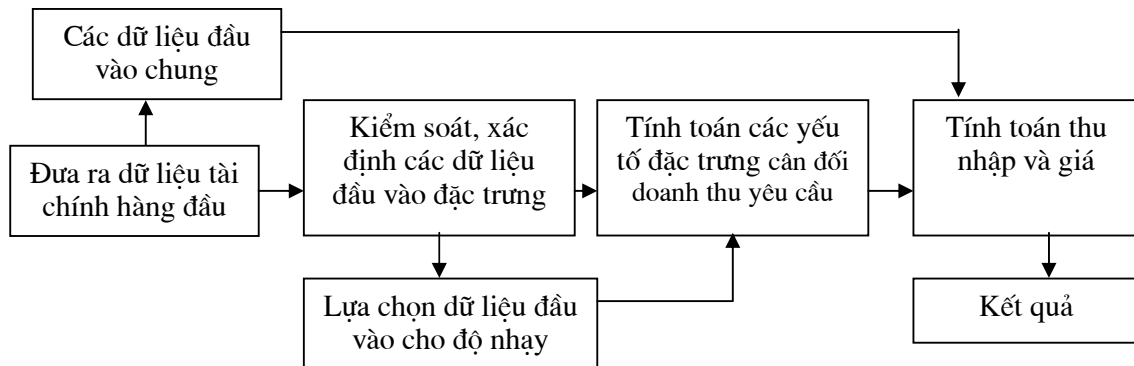
Phương pháp này dựa trên mô hình tài chính yêu cầu doanh thu đảm bảo cho nhà đầu tư thu hồi chi phí và có lợi nhuận hợp lý. Giá các công trình cần được tính trên cơ sở chi phí và giá trung bình phải đạt doanh thu yêu cầu hợp lý.

Sơ đồ mô hình quá trình xác định giá được mô tả theo hình 1 và 2 như sau:

Hình IV-1: Sơ đồ mô hình tổng quan quá trình xác định giá



Hình IV-2: Sơ đồ mô hình tài chính:



Mô hình tài chính yêu cầu doanh thu:

Giá trung bình mỗi loại được xác định trên cơ sở mô hình tài chính hợp lý đạt doanh thu cho phép.

Mô hình tài chính doanh thu yêu cầu được xác định theo phương pháp kế toán qua công thức sau:

$$\text{Revenue} = \text{Opex} + \text{Dept} + \text{Return} \quad (4-1)$$

Trong đó:

Revenue: Doanh thu dự kiến của công trình từ giá bán bình quân và lượng điện năng thương phẩm dự kiến (đồng). $\text{Revenue} = P \times A$

P: Giá bán bình quân của công trình (Ucent/kWh hay đ/kWh)

A: Điện năng thương phẩm dự kiến được huy động của công trình (kWh)

Opex: Là những chi phí về vận hành, bảo dưỡng, dịch vụ khác và chi phí nhiên liệu nếu là nhà máy nhiệt điện (đồng).

Dept: Chi phí về khấu hao TSCĐ (đồng)

Return: Phần lợi nhuận thu hồi được từ tài sản đầu tư (mức lợi nhuận cho phép, đồng).

Như vậy phần thu nhập qua giá bán sẽ được cân bằng với các thành phần chi phí và mức thu hồi lợi nhuận hợp lý từ tài sản đầu tư.

Theo phương pháp kế toán mô hình doanh thu yêu cầu từ công thức (19) có thể phân tích:

$$P \times A = \text{Opex} + \text{Dept} + \text{WACC} \times \text{NNI} \quad (4-2)$$

Với

$$\text{Return} = \text{WACC} \times \text{NNI} \quad (4-3)$$

Để xác định giá bán bình quân của mỗi loại công trình, các dòng tiền tính toán đều được quy dẫn về giá trị hiện tại hoá trong toàn bộ đời sống của mỗi loại công trình.

$$P = \frac{\sum_{t=1}^n (\text{Opex} + \text{Dept} + \text{WACC} \times \text{NNI}) \times (1/(1+i))^t}{\sum_{t=1}^n A_t \times (1/(1+i))^t} \quad (4-4)$$

Trong đó:

WACC: Chi phí trung bình trọng số của tổng vốn đầu tư của công trình, là mức lợi nhuận cho phép đạt được trên tổng tài sản đầu tư của công trình (%).

NNI: Giá trị tài sản từ vốn đầu tư của công trình (bao gồm cả lãi xây dựng IDC, đồng).

i: Là hệ số chiết khấu tài chính công trình, với $i = \text{WACC} (\%)$

n: Đời sống kinh tế của công trình (năm).

t: Thời gian năm thứ t, $t = 1_n$

Để xác định mức lợi nhuận cho phép hợp lý khuyến khích các nhà đầu tư, cần xác định chi phí vốn WACC, trên cơ sở cơ cấu vốn tài chính của mỗi loại công trình.

Phân tích cơ cấu vốn và các điều kiện tài chính

Trong vốn đầu tư công trình, cơ cấu vốn đầu tư được hình thành từ 2 nguồn chính:

Vốn cổ phần đóng góp (phần tự có).

Vốn đi vay (Phần vốn nợ)

Cần thiết phải xác định chi phí vốn ước tính của tổ hợp vốn cổ phần và vốn vay để có hình thức tài chính thu được chi phí vốn rẻ, đáp ứng được tiêu chí hệ số hoàn vốn lớn hơn chi phí vốn, đưa ra tín hiệu thu hút nguồn vốn, là động lực cho nhà đầu tư.

Công thức xác định WACC sau thuế:

$$\text{WACC} = (g \times rd) \times (1-t) + ((1-g) \times re) \quad (4-5)$$

Với:

$$g = \frac{D}{C} \quad (4-6)$$

Trong đó:

g: Tỷ lệ của phần vốn vay trên tổng vốn đầu tư (%).

D: Phần vốn vay (đồng)

C: Tổng vốn đầu tư công trình (bao gồm vốn vay và vốn cổ phần, đồng)

rd: Lãi suất trung bình các nguồn vốn vay (%)

re: Chi phí vốn cổ phần (lãi suất vốn cổ phần, %)

t: Thuế suất thu nhập doanh nghiệp (%)

Tỷ lệ g sẽ đưa ra mức tối ưu để dự án hoạt động có hiệu quả, theo mức vay và các điều kiện tài chính nhất định.

Vấn đề xác định chi phí vốn cổ phần (Cost of equity): re.

Phương pháp thông dụng nhất là dùng phương pháp CAPM: Đó là mô hình định giá tài sản vốn. Là mô hình đã được áp dụng ở nhiều nước trên thế giới.

$$r_c = r_f + \beta_c \times (r_m - r_f) \quad (4-7)$$

$$\beta_c = \frac{\beta a}{(1 - g)} \quad (4-8)$$

Trong đó:

r_m : Lãi suất trung bình của thị trường (%).

r_f : Lãi suất phi rủi ro, là chi phí vay mượn của Chính phủ, bằng lãi suất trái phiếu, là lãi suất thấp nhất trên thị trường và thực tế chưa tính đến rủi ro lạm phát, %.

β_c : Hệ số beta vốn cổ phần

βa : Hệ số beta tổng tài sản

Trên cơ sở các số liệu về lãi suất thị trường, lãi suất trung bình các nguồn vốn vay, lãi suất phi rủi ro và các tỷ lệ về vốn vay, vốn cổ phần trong tổng vốn đầu tư công trình, xác định được trị số WACC.

Theo các dữ liệu về mỗi loại công trình như: chi phí vốn đầu tư, chi phí vận hành, khấu hao và điện năng thương phẩm, xác định được giá bán điện bình quân P của công trình theo công thức (4), đảm bảo thu hồi đủ chi phí và có lợi nhuận ở mức độ hợp lý trên cơ sở chi phí.

Sau khi xác định được giá bình quân P , kiểm tra tính toán dòng tiền theo các bảng phân tích tài chính cân đối nguồn thu - chi, trả nợ, xác định chỉ tiêu hệ số hoàn vốn nội tại tài chính dự án phù hợp theo các điều kiện chuẩn cho mỗi loại công nghệ phát điện.

Giá điện bình quân của các nhà máy là một hàm số phụ thuộc vào hệ số phụ tải và hệ số chiết khấu tài chính dự án $i = WACC$, tức là $P = f(LF, WACC)$. Tuy nhiên, hệ số phụ tải ở đây là khả năng phát của công trình phù hợp chế độ huy động của hệ thống.

Giá điện xác định trên là mức giá bình quân chung theo đời sống mỗi loại công trình để đáp ứng mô hình tài chính, được quy dẫn về năm đầu tính toán, chưa kể các yếu tố lạm phát, tỷ giá..., sẽ là mức giá tổng bình quân để xem xét đàm phán hợp đồng năm đầu P_0 . Phương pháp xác định theo các mức giá cố định, biến đổi và điều chỉnh cho các năm sẽ xem xét cụ thể cho các loại hình nhà máy.

IV.3. Phương pháp xác định giá nhà máy nhiệt điện mới hàng năm

1) Các nguyên tắc chính sau:

Giá điện cần phải phản ánh các chi phí liên quan tới đầu tư và vận hành nhà máy điện, các chi phí sẽ được xác định thông qua so sánh chuẩn nhằm để nâng cao hiệu quả quản lý đầu tư và vận hành, tạo minh bạch trong tính giá điện.

Đảm bảo giá trong thời gian thanh toán nợ để giảm rủi ro về dòng doanh thu.

Mức giá cần được phù hợp để thu hút tài chính và thanh toán nợ.

Thời gian chuẩn quy định tính toán giả thiết phù hợp thời gian thanh toán nợ là 10 năm.

Giá được tính toán dựa trên so sánh chuẩn về công nghệ để đảm bảo sự tiêu chuẩn hoá và theo mô hình cân đối tài chính phù hợp cho các nhà máy.

Sản lượng điện năng ký hợp đồng theo thiết kế thị trường quy định, ban đầu có thể là 90-95%, tỷ lệ hợp đồng sẽ giảm dần theo thời gian quy định đến khi sản lượng hoàn toàn thực hiện theo thị trường.

Giá hợp đồng là giá bao gồm là tổng của 2 thành phần chi phí: Chi phí cố định và chi phí biến đổi.

$$P = P_F + P_V \quad (4-9)$$

P: Giá tổng hợp đồng hàng năm

P_F : Thành phần giá cố định

P_V : Thành phần giá biến đổi

Phương pháp xác định

2) Xác định giá cố định trên cơ sở chi phí cố định

Thành phần giá cố định để thu hồi các chi phí cố định bao gồm: Chi phí thu hồi vốn đầu tư, chi phí bảo trì vận hành OM cố định, được tính toán cho từng loại công nghệ.

Công thức xác định giá cố định theo chi phí cố định năm như sau:

$$P_F = \frac{FC}{Q} = \frac{C \times CRF(i,n) + OM_{fix}}{Q} \quad (4-10)$$

Trong đó:

FC: Tổng chi phí cố định năm của công trình

$$FC = C \times CRF(i,n) + OM_{fix} \quad (4-11)$$

C: Tổng vốn đầu tư công trình cần thu hồi vốn bao gồm cả lãi xây dựng IDC.

CRF (i,n): Hệ số hoàn vốn theo đời sống kinh tế công trình n và chiết khấu $i = WACC$.

OM_{fix} : Chi phí cố định năm, tính từ tỷ lệ phần trăm tài sản đầu tư phát điện năm.

Q: Sản lượng điện thương phẩm bình quân năm của nhà máy được huy động tối ưu, hay là sản lượng thông qua SO chạy mô hình mô phỏng hệ thống trong điều kiện thủy văn trung bình cho khoảng 10 năm.

Như vậy, giá cố định của năm cơ sở đầu tiên khi đàm phán hợp đồng được tính theo công thức trên là giá cố định của năm gốc 0, gọi P_{F0} (tương ứng chi phí cố định FC_0)

Giá cố định trong hợp đồng được tính toán điều chỉnh hàng năm theo các yếu tố biến động như: Các hệ số lạm phát, chỉ số giá cả thiết bị nhập khẩu và tỷ giá...

Điều chỉnh giá cố định hàng năm:

Trên cơ sở tổng chi phí cố định điều chỉnh cho năm j như sau:

$$FC_j = FC_0 \left(\alpha \frac{E_j K_j}{E_0 K_0} + \beta \frac{I_j}{I_0} \right) \quad (4-12)$$

Giá cố định năm j sẽ là:

$$P_{Fj} = \frac{FC_j}{Q_j} \quad (4-13)$$

Trong đó:

E_j : Tỷ giá quy đổi nội ngoại tệ năm j

E_0 : Tỷ giá quy đổi nội ngoại tệ năm 0

K_j : Chỉ số giá thiết bị nhập khẩu năm j

K_0 : Chỉ số giá thiết bị nhập khẩu năm 0

I_j : Chỉ số lạm phát năm j

I_0 : Chỉ số lạm phát năm 0

α, β : Tỷ lệ thành phần thiết bị ngoại tệ và nội tệ

P_{Fj} : Thành phần giá cố định năm j

FC_j : Chi phí cố định năm j

Q_j : Sản lượng điện năng năm j

3) Xác định giá biến đổi trên cơ sở chi phí biến đổi

Là mức giá cao nhất của dải giá chào mà nhà máy điện có thể chào chi phí biến đổi trên thị trường. Giá biến đổi được tính toán cho từng loại công nghệ phát điện.

Về nguyên tắc, giá biến đổi được tính toán theo các biến số: Suất tiêu hao nhiệt, giá nhiên liệu, chi phí O&M biến đổi, chi phí khởi động...

$$P_v = H \times F + OM_{var} + S \quad (4-14)$$

Trong đó:

H: Suất tiêu hao nhiệt (BTU/kWh)

F: Giá nhiên liệu thực tế tại nhà máy điện, bao gồm giá nhiên liệu sử dụng, chi phí vận chuyển, thuế,....

OM_{var} : Chi phí OM biến đổi, tính theo so sánh chuẩn cho từng công nghệ.

S: Chi phí khởi động, cụ thể:

Chi phí khởi động nóng = Chi phí nhiên liệu x Suất tiêu hao nhiên liệu khởi động nóng.

Chi phí khởi động nguội = Chi phí nhiên liệu x S. tiêu hao nhiên liệu khởi động nguội.

Giá biến đổi bình quân của công trình có thể được xác định từ giá bán bình quân tính theo mô hình tài chính trên trừ đi giá tính theo phần cố định bình quân.

Giá biến đổi hàng năm có thể xác định theo phương pháp khác đơn giản hoá như sau:

- Theo suất hao nhiệt khi đầy tải theo so sánh chuẩn.
- Giá nhiên liệu
- Một phần cộng thêm bằng giá trị % thêm vào xét đến các chi phí khác (chi phí khởi động, chi phí OM biến đổi).
- Phần trả thêm theo vị trí làm việc của nhà máy (đỉnh, lưng) trong đồ thị phụ tải.

Giá biến đổi theo chi phí biến đổi năm j:

Do chi phí biến đổi thay đổi phụ thuộc nhiều vào giá nhiên liệu, nên giá biến đổi năm j được điều chỉnh từ năm cơ sở gốc 0 theo thành phần giá nhiên liệu:

$$P_{vj} = P_{v0} \frac{gnl_j}{gnl_0} \quad (4-15)$$

Trong đó: P_{vj} : Giá theo thành phần biến đổi năm j sau điều chỉnh

P_{v0} : Giá theo thành phần biến đổi năm gốc 0 tại thời điểm ký hợp đồng

gnl_0 : Giá nhiên liệu tại thời điểm ký hợp đồng năm gốc 0

gnl_j : Giá nhiên liệu trung bình dự báo cho năm j

- Giá biến đổi có thể chỉ xét mức trần biến đổi khi tính toán giá trên sản lượng điện năng bình quân được huy động tối ưu của hệ thống do SO chạy mô hình mô phỏng hệ thống.
- Cũng có thể xem xét giá biến đổi theo giá trần và sàn của chi phí biến đổi trên cơ sở suất hao nhiệt tương ứng tại mức tải kỹ thuật tối thiểu và đầy tải của tổ máy đại diện.

Khi đó, giá hợp đồng được điều chỉnh năm j là: $P_j = P_{Fj} + P_{Vj}$ (4-16)

4) Các công nghệ đặc trưng nhiệt điện mới cần xác định giá

- Các công nghệ nhiệt điện mới chủ yếu cần xác định giá điện bao gồm nhiệt điện than, nhiệt điện khí, tua bin khí và tua bin khí hỗn hợp.
- Mỗi công nghệ nhiệt điện sẽ xác định giá theo cấu hình công suất tổ máy điển hình, theo đặc trưng loại nhiên liệu.

Mức giá đưa ra cho công trình nhiệt điện mới là giá bình quân công trình gồm giá cố định và giá biến đổi để xem xét trong hợp đồng PPA.

Khung giá là giá trần và giá sàn theo độ nhạy của các biến chính về vốn đầu tư và tỷ lệ chiết khấu.

IV.4. Phương pháp xác định giá nhà máy thủy điện mới

1) Nguyên tắc

- Đảm bảo giá trong suốt thời gian thanh toán nợ để giảm rủi ro dòng doanh thu, thu hút tài chính và đủ trả nợ.
- Thời hạn hợp đồng chuẩn theo quy định.
- Các dự án thủy điện không xem xét dựa vào so sánh chuẩn mà phân tích theo từng dự án cụ thể.

2) Phương pháp

Đối với thủy điện có thể sử dụng phương pháp xác định giá thủy điện như sau:

- Phương pháp hệ số hoàn vốn đầu tư cổ phần (ROE): giá điện của các nhà máy thủy điện đảm bảo nhà máy có hệ số hoàn vốn đầu tư hợp lý. Phương pháp này đơn giản, nhưng cần có ước lượng một cách tương đối chính xác đầu tư của công trình. Cách tính giá của các nhà máy thủy điện theo phương pháp này cũng tương tự như nhà máy nhiệt

điện, nhưng không có thành phần chi phí nhiên liệu.

- Phương pháp so sánh với nhà máy nhiệt điện thay thế: giá của nhà máy thủy điện cần cạnh tranh được với nhà máy nhiệt điện có chi phí thấp nhất có thể thay thế.

Nếu so sánh với nhiệt điện thay thế, các thủy điện được giới hạn bởi giá trần. Giá trần thủy điện được xác định theo nhà máy nhiệt điện thay thế có chi phí thấp nhất.

Đối với đề tài này, đề xuất sử dụng phương pháp tính giá bình quân mỗi loại công trình thủy điện theo mô hình tài chính, trên cơ sở số liệu từ quy hoạch nguồn với các nguồn thông tin tin cậy và được hiệu chỉnh hợp lý cho việc xác định dự toán vốn đầu tư các công trình thủy điện, để xác định giá điện bình quân cho năm gốc 0 của từng loại nhà máy. Kết quả tính giá điện là giá trần trong hợp đồng PPA và được kiểm nghiệm xem xét các chỉ tiêu tài chính công trình.

Phần điều chỉnh giá hàng năm theo các hệ số biến động như phương pháp xác định giá theo thành phần cố định của nhà máy nhiệt điện mới.

- Sản lượng hợp đồng: Tương ứng với sản lượng trong năm thủy văn trung bình để giảm rủi ro cho các nhà máy thủy điện.

IV.5. Phương pháp xác định giá nhà máy điện hiện có

1) Nguyên tắc

Các nhà máy điện hiện có xem xét bao gồm tất cả các nhà máy điện hiện có trên hệ thống điện, trừ các nhà máy BOT và thủy điện chiến lược đa mục tiêu.

Nhà máy có hợp đồng được thỏa thuận thông qua 1 quy trình đã được chấp nhận và vẫn còn hiệu lực. Giả sử giá hợp đồng hiện tại được chấp nhận cho các nhà máy và các nhà máy vẫn đảm bảo tình hình tài chính với mức giá này.

Sẽ xem xét hai cách tiếp cận khác nhau cho hai loại nhà máy:

- Các nhà máy vẫn còn trả nợ vốn vay xây dựng nhà máy.
- Các nhà máy đã trả hết nợ vốn vay xây dựng nhà máy.

2) Phương pháp xác định giá các nhà máy đã trả hết nợ

Giá hợp đồng hiện tại được duy trì, ngoại trừ tỷ lệ sản lượng ký hợp đồng.

Tỷ lệ sản lượng ký hợp đồng giảm trong khoảng thời gian đã được xác định trước, tới một giá trị nào đó.

Phần điện năng không được thanh toán theo giá hợp đồng sẽ được bán ra thị trường tại

giá thị trường.

Lịch trình giảm tỷ lệ sản lượng ký hợp đồng của các nhà máy điện được xác định trước và được thiết lập trong hợp đồng để đưa ra tính chắc chắn cho tương lai.

Để phù hợp thống nhất trong thị trường, giá hợp đồng phải được SB chuyển đổi thành dạng giá 2 thành phần: Thành phần công suất và điện năng với phương pháp sau:

Trên cơ sở doanh thu thực tế của năm trước liền kề của nhà máy điện trước ngày chính thức vận hành thị trường phát điện cạnh tranh (R), phân tích thành hai thành phần doanh thu nhận được từ thanh toán chi phí công suất và thanh toán chi phí điện năng.

$$R = R_c + R_{en} \quad (4-17)$$

Trong đó

R_c : Phần doanh thu nhận được qua thanh toán chi phí công suất (đ)

R_{en} : Phần doanh thu nhận được qua thanh toán chi phí điện năng(đ)

Giá hợp đồng mới P được tính như sau:

$$P_F = R_c/Q_y \text{ (đ/kWh)} \quad (4-18)$$

$$P_V = R_{en}/Q_y \text{ (đ/kWh)} \quad (4-19)$$

Với Q_y : Sản lượng đầu ra thực tế của nhà máy điện trong kỳ (kWh).

Giá hợp đồng được điều chỉnh theo cùng phương pháp áp dụng cho hợp đồng hiện tại trước khi bắt đầu thị trường phát điện cạnh tranh.

3) Phương pháp xác định giá các nhà máy chưa trả hết nợ

Đối với các nhà máy này có thể áp dụng cách xác định mức giá bình quân theo mô hình tài chính như phần trên để đảm bảo các điều kiện tài chính như các nhà máy đầu tư xây dựng mới, nhưng với giá trị thanh toán nợ còn lại. Hoặc theo mức giá hợp đồng hiện tại nếu đảm bảo điều kiện sau:

Mức giá theo hiện tại là đủ và cho phép hoàn trả các khoản nợ.

Điều kiện hiện tại của hợp đồng được duy trì trong suốt giai đoạn yêu cầu để hoàn trả các khoản nợ.

Giai đoạn này có thể được thiết lập một cách hành chính quy định trong 10 năm, tính từ ngày vận hành thương mại.

Trong giai đoạn 10 năm hợp đồng, có thể cố định lịch trình giảm dần tỷ lệ sản lượng ký hợp đồng, lịch trình này khác với lịch trình của nhà máy điện đã trả hết nợ. Sau thời gian quy định này, các nhà máy được xem như các nhà máy điện hiện có đã trả

hết nợ.

IV.6. Phương pháp xác định giá nhà máy điện đa mục tiêu

Nhà máy thủy điện đa mục tiêu là các nhà máy ngoài phát điện, nước còn sử dụng vì mục đích khác, như: cấp nước cho sinh hoạt, tưới tiêu và công nghiệp, chống lũ, giao thông... Hiện nay có các nhà máy thủy điện đa mục tiêu đang hạch toán phụ thuộc trong EVN, gồm: Hoà Bình (1920 MW), Tri An (400 MW), Yaly (720 MW), Tuyên Quang (342 MW), Quảng Trị (64 MW), Đại Ninh (300 MW)...

Ngoài hiệu ích phát điện, các hiệu ích khác của các công trình như sau:

- Hoà Bình: cấp nước, chống lũ, giao thông thủy của khu vực đồng bằng Sông Hồng.
- Tri An: hiệu ích chủ yếu là cấp nước cho khu vực TP Hồ Chí Minh, Đồng Nai.
- Yaly: cấp nước cho các tỉnh Gia Lai và Kon Tum.
- Tuyên Quang: cấp nước và chống lũ cho nhánh sông Gâm.
- Quảng Trị: cấp nước cho các huyện của tỉnh Quảng Trị.
- Đại Ninh: cấp nước cho tỉnh Bình Thuận.

Về nguyên tắc, các ngành được hưởng lợi cần phân chia chi phí trong các công trình của các nhà máy điện, có thể thực hiện như sau:

- Các công trình dùng riêng cho ngành nào, ngành đó phải chịu toàn bộ chi phí, như: Ngành điện: nhà máy điện, các công trình đấu nối,...; Ngành nông nghiệp: các kênh mương, các cửa lấy nước giành cho tưới tiêu...; Giao thông: âu tàu...

- Các công trình dùng chung, vốn đầu tư sẽ phân bổ cho các ngành, như: đập, cửa lấy nước, các công trình xả...;

- Nguyên tắc phân bổ: theo lợi ích mà các bên thu được. Tuy nhiên vấn đề tính toán lợi ích hiện nay còn có nhiều ý kiến khác nhau. Nhiều lợi ích mang tính chung cho cộng đồng, như lợi ích chống lũ của Hoà Bình, Tuyên Quang... Do đó hiện nay đa số các công trình đa mục tiêu, vốn đầu tư đều do ngành điện chịu. Trừ các công trình Quảng Trị, Cửa Đạt do ngân sách nhà nước và địa phương có hỗ trợ đầu tư một số hạng mục công trình.

Giá cho các nhà máy thủy điện đa mục tiêu sẽ được xác định trên cơ sở chi phí cố định hàng tháng theo phân điện năng sản xuất. Chi phí cố định hàng tháng được tính theo tổng phần chi phí cố định hàng năm dự trù cho các khoản mục chi phí vận hành nhà máy. Các khoản mục chi phí này bao gồm: Nhân công (số lượng nhân viên các loại), tiền lương (tổng theo năm), vật liệu và dự phòng bảo dưỡng vận hành, nguyên vật liệu phục vụ khối hành chính, các dịch vụ khác, vốn đầu tư trong năm, trả vốn và lãi vay, nộp thuế Chính phủ, trả phí truyền tải điện.

Như vậy hàng năm, nhà máy thủy điện đa mục tiêu sẽ đệ trình khối lượng chi phí của mình, trên cơ sở đó, nhà máy sẽ được thanh toán chi phí hàng tháng bằng tổng ngân sách năm được phê duyệt chia cho 12 tháng và phân điện năng thực tế.

Kết luận

Trên đây là đề xuất các nguyên tắc và phương pháp xác định giá điện cho các loại nguồn phát điện truyền thống áp dụng trong thị trường phát điện cạnh tranh. Trong đó, bao gồm: Các nguyên tắc chung xác định giá nguồn phát trong thị trường cạnh tranh. Phương pháp xác định giá tổng bình quân cho nhà máy đầu tư mới theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, áp dụng cho cả nhiệt điện và thủy điện mới để xem xét giá trong đàm phán hợp đồng PPA tại năm gốc ban đầu. Phương pháp này đưa ra giá bình quân của công trình cho phần đàm phán hợp đồng PPA đảm bảo cho các nhà đầu tư thu hồi được chi phí và cân đối doanh thu trên sản lượng được huy động trong hợp đồng, nhưng đồng thời sẽ không đẩy giá cao làm ảnh hưởng đến đơn vị mua điện, vì lợi nhuận của các nhà đầu tư không được đòi hỏi quá cao qua hệ số vốn cổ phần (ROE), mà hệ số này được tính toán theo các yếu tố chi phí thị trường tối thiểu và mức ổn định thị trường của trái phiếu Chính phủ.

Phương pháp xác định giá các loại nhà máy nhiệt điện đặc trưng cụ thể phân theo cố định và biến đổi, các hệ số điều chỉnh theo các chỉ số biến động thị trường để xác định giá hàng năm: các yếu tố biến động theo chi phí cố định gồm tỷ giá quy đổi và chỉ số giá thiết bị nhập khẩu, chỉ số lạm phát phân nội tệ; các yếu tố biến động theo chi phí biến đổi chủ yếu là giá nhiên liệu. Nguyên tắc và phương pháp xác định giá các công trình thủy điện, đề xuất áp dụng xác định giá bình quân mỗi loại công trình thủy điện đầu tư mới theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, đồng thời điều chỉnh giá hàng năm theo thị trường như trường hợp xác định giá cố định của nhiệt điện. Một số phương pháp chung

xác định giá cho nhà máy hiện có và nhà máy đa mục tiêu khi áp dụng thị trường phát điện cạnh tranh.

Khung giá quy định cho mỗi loại công nghệ đặc trưng của nguồn phát theo giá trần và giá sàn. Đối với nhà máy điện mới, giá đàm phán nằm trong khung giá xác định trước.

Khung giá được xác định từ sự biến động của các yếu tố chính nằm trong dải đưa ra.

Trong chương sau đưa ra phân áp dụng tính toán giá điện bình quân các công trình nguồn nhiệt điện và thủy điện mới trong giai đoạn quy hoạch theo đề xuất phương pháp mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, có phân tích giá cố định và biến đổi của nhiệt điện, để xác định khung giá xem xét đàm phán hợp đồng PPA trong thị trường phát điện cạnh tranh.

CHƯƠNG V

ÁP DỤNG TÍNH TOÁN XÁC ĐỊNH KHUNG GIÁ CHO CÁC LOẠI NGUỒN PHÁT ĐIỆN TRUYỀN THỐNG CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM TRONG GIAI ĐOẠN QUY HOẠCH PHÁT TRIỂN.

V.1. Hiện trạng hệ thống điện Việt Nam

Trong những năm gần đây hệ thống điện lực Việt Nam đã phát triển mạnh cả về lượng và chất. Để đáp ứng nhu cầu phụ tải điện ngày một tăng cao, hàng loạt các công trình nguồn điện được hoàn thành xây dựng và đưa vào vận hành theo quy hoạch. Tính đến cuối năm 2005 đã có tổng công suất đặt của các nhà máy điện là 11.448 MW.

Bảng 5.1. Danh sách các NMD tính đến cuối năm 2005

TT	Tên nhà máy điện	Công suất đặt (MW)	Công suất khả dụng (MW)	
I	Thủy điện	4198	4250	
	+ Thác Bà	108	120	
	+ Hòa Bình	1920	1920	
	+ Yaly	720	720	
	+ Vĩnh Sơn	66	66	
	+ Sông Hinh	70	70	
	+ Đa Nhim	160	160	
	+ Trị An	400	440	
	+ Thác Mơ	150	150	
	+ Hàm Thuận	300	300	
	+ Đa Mi	175	175	
	+ Cần Đơn	78	78	
	+ Thủy điện nhỏ	51	51	
	II	Nhiệt điện	2090	2021
+ Uông Bí (than)		105	105	
+ Ninh Bình (than)		100	100	
+ Phả Lại 1 (than)		440	400	
+ Phả Lại 2 (than)		600	600	
+ Na Dương IPP (than)		110	100	
+ Formosa IPP (than)		160	155	
+ Thủ Đức (dầu)		165	153	
+ Trà Nóc (dầu)		35	33	
+ Hiệp Phước (IPP)		375	375	
III		Tua bin khí (TBK)	4665	4400
		+ Thủ Đức	112	89
	+ Bà Rịa	389	322	
	+ Phú Mỹ 2.1 & 2.1 MR	966	890	
	+ Phú Mỹ 1	1114	1110	

TT	Tên nhà máy điện	Công suất đặt (MW)	Công suất khả dụng (MW)
	+ Phú Mỹ 2.2 (BOT)	733	715
	+ Phú Mỹ 3 (BOT)	733	690
	+ Phú Mỹ 4	468	448
	+ Trà Nóc	150	136
IV	Diesel	245	153
	+ Miền Bắc	0	0
	+ Miền Trung	176	91
	+ Miền Nam	69	62
V	Nguồn ngoài khác	250	246
	Tổng cộng	11448	11070

Nguồn: Viện Năng lượng, Tổng sơ đồ VI.

Nguồn phát điện trong hệ thống hiện nay bao gồm phần điện sản xuất của các nhà máy trong EVN và phần điện mua ngoài. Điện mua ngoài gồm mua của các công trình cổ phần phát điện và mua của các hợp đồng đã ký kết mua bán điện của EVN với các nhà máy điện đầu tư theo hình thức IPP, BOT.

Tính cho đến thời điểm cuối năm 2007 điện sản xuất của EVN trong hệ thống điện Việt Nam bao gồm : 8 nhà máy thủy điện (không kể thủy điện nhỏ), 2 nhà máy nhiệt điện chạy dầu, 8 nhà máy tua bin khí chạy dầu và khí, một số đuôi hơi và Diesel. Điện mua ngoài của các IPP, BOT và 13 các công ty cổ phần phát điện độc lập.

V.2. Dự báo nhu cầu điện năng theo quy hoạch Tổng sơ đồ 6 giai đoạn 2006-2025

Trong Tổng sơ đồ 6 phương án (PA) phụ tải cơ sở dự báo theo tốc độ tăng trưởng GDP phương án cao 8,5%/n (2006-2020), 8%/n (2021-2025). Tăng trưởng điện sản xuất bình quân 16,1%/năm giai đoạn 2006-2010, giảm xuống 11%/năm giai đoạn 2011-2015, giai đoạn 2016-2020 tăng bình quân 9,1%/n và 2021-2025 tăng 8%/n.

Chương trình phát triển nguồn – lưới điện sẽ thực hiện đáp ứng theo PA phụ tải cơ sở, có xét đến dự phòng trường hợp phụ tải cao.

Theo số liệu hiệu chỉnh dự báo nhu cầu gần đây của EVN về quy hoạch điện hướng tới kịch bản cơ sở có tốc độ tăng trưởng điện thương phẩm toàn quốc là 17%:

Giai đoạn 2006-2010: 15,6%

Giai đoạn 2016-2020: 12,6%

Giai đoạn 2011-2015: 18,8%

Giai đoạn 2021-2025: 9,8%

Bảng 5.2. Điện sản xuất và thương phẩm theo các giai đoạn phát triển (nguồn EVN)

Năm	Hạng mục	2005		2010		2015		2020		2025	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
	Điện thương phẩm	45603	100	94200	100	223041	100	403460	100	643882	100
	Tổn thất TT & phân phối		12,0		10,8		9,6		8,5		7,5
	Tự dùng		2,7		3,0		3,6		4,0		4,2
	ĐIÊN SẢN XUẤT	53462		108902		256959		461097		729198	
	Pmax (MW)	<i>9255</i>		<i>18309</i>		<i>42584</i>		<i>74662</i>		<i>115614</i>	

V.3. Cơ cấu nguồn tối ưu hệ thống điện Việt nam trong giai đoạn quy hoạch phát triển Điện lực Tổng sơ đồ 6

Từ quan điểm và phương pháp luận quy hoạch phát triển nguồn điện tối ưu trong Tổng sơ đồ 6, đã đưa ra phương án phát triển nguồn với mức phụ tải cơ sở. Trong đó, phương án phát triển nguồn đã được xem xét với các điều kiện ràng buộc và tính toán tối ưu, lựa chọn kinh tế - kỹ thuật xét tới nhiều khía cạnh khác nhau, xem xét các bước xếp hạng các chỉ tiêu kinh tế kỹ thuật các công trình thủy điện trong giai đoạn quy hoạch, đồng thời sàng lọc sơ bộ tính kinh tế cạnh tranh của các loại hình nhà máy nhiệt điện dự kiến phát triển... Tất cả các yếu tố đó được đưa vào bài toán cân đối nguồn, trên cơ sở dự báo nhu cầu điện và xem xét tiềm năng năng lượng trong nước cũng như khả năng hợp tác trao đổi điện năng với các nước trong khu vực, để xác định cơ cấu nguồn tối ưu trong giai đoạn phát triển đến năm 2025.

Phương án chọn của phụ tải cơ sở trong kết quả tính cơ cấu nguồn của Tổng sơ đồ VI:

- Giai đoạn đến 2010

Để đáp ứng nhu cầu tăng cao trong giai đoạn này, phương án nguồn mới kiến nghị gồm có: Nhiệt điện (NĐ) Quảng Ninh II 2x300 MW; NĐ Hải Phòng II 2 x300 MW; NĐ Cẩm Phả II 300 MW; Vũng áng I-600MW (2010); Miền Nam: TBKHH Cà Mau II – 750MW; TBKHH lắp nhanh tại Ô Môn 2x330MW (2008-2009); TBKHH Ô Môn IV-750MW (

hay Nhơn Trạch II); Đến năm 2010 công suất đặt và nhập khẩu đạt đáp ứng nhu cầu phụ tải cực đại theo PA cơ sở và có tỷ lệ dự phòng theo công suất đặt (sau sửa chữa-bảo dưỡng): miền Bắc là 23,0% và miền Nam là 22,6%; vào mùa kiệt tỷ lệ dự phòng công suất sau sửa chữa bảo dưỡng miền Bắc là 29,0% và miền Nam là 21,5%.

- Giai đoạn 2011-2015

Chương trình phát triển nguồn điện giai đoạn 2011 -2015 đối với phương án phụ tải cơ sở được xác định như sau: trong giai đoạn từ nay đến năm 2015, tổng công suất các nhà máy điện xây dựng mới khoảng 30.800MW, trong đó thủy điện 9.400MW; nhiệt điện khí (TBKHH và nhiệt điện ngưng hơi) khoảng 7.700MW; nhiệt điện than 10.500MW; nhập khẩu từ các nước láng giềng 2.000MW và điện từ các dạng NL mới và tái tạo (thủy điện nhỏ, điện gió,...) 1.200MW.

Với chương trình phát triển nguồn này, đến năm 2015 tổng công suất các nhà máy điện của Việt Nam là 42.584MW trong đó thủy điện 32,0% nhiệt điện khí- dầu 31,5%, nhiệt điện than 28,6% điện nhập khẩu 5,0% và điện từ nguồn NL mới 3,0%, đảm bảo đáp ứng nhu cầu phụ tải ở mức 31495MW với tỷ lệ dự phòng sau sửa chữa - bảo dưỡng là 26,2% vào mùa tích nước và khoảng 20,9% vào cuối mùa kiệt.

- Giai đoạn 2016-2020-2025

Đến năm 2020 tổng công suất các NMD là 60.600MW, trong đó thủy điện và TĐ tích năng 28,3%, nhiệt điện khí-dầu 26,8%, NĐ than 30,2%, còn lại là điện hạt nhân, điện từ thủy điện nhỏ - NL mới và nhập khẩu.

Đến năm 2025 tổng công suất các nhà máy điện là 85.500MW trong đó thủy điện và TĐ tích năng chiếm 24,9%, nhiệt điện khí - dầu 19,9%, nhiệt điện than 41,8%, điện nhập khẩu 6,1%, còn lại là điện hạt nhân, điện từ thủy điện nhỏ - NL mới và nhập khẩu, đảm bảo đáp ứng nhu cầu phụ tải và với tỷ lệ dự phòng công suất đặt sau sửa chữa – bảo dưỡng là 14,6% vào mùa tích nước và khoảng 12,1% vào cuối mùa kiệt.

Giai đoạn từ 2020 sẽ đưa vào một số NMNĐ than miền Trung với quy mô từ 600MW đến 2400MW tại các địa điểm thuộc tỉnh Thừa Thiên-Huế, Quảng Nam, Khánh Hoà,...

Bình quân công suất dự phòng cả hệ thống toàn giai đoạn khoảng 20%.

- Các dự án nguồn đầu tư dạng IPP

Phù hợp với chiến lược phát triển ngành điện lực đã được Thủ Tướng thông qua, nhằm ngày càng đa dạng hoá các loại hình đầu tư- quản lý- kinh doanh điện lực, tăng cường cạnh tranh nâng cao hiệu quả kinh tế, giảm gánh nặng vốn đầu tư cho EVN, trong chương trình phát triển nguồn điện, sẽ có nhiều dự án nguồn điện được kêu gọi đầu tư theo các dạng IPP. Tổng công suất nguồn đã giao đầu tư và kêu gọi đầu tư theo dạng IPP trong giai đoạn 2006 – 2015 khoảng trên 10.000MW, chưa kể khoảng 500MW các dự án thủy điện nhỏ đã giao cho các nhà đầu tư ngoài EVN. Bên cạnh các dự án như: NĐ than Cẩm Phả, Sơn Động, Mạo Khê, Mông Dương II, Vũng áng I, TBKHH Cà Mau I & II, Nhơn Trạch I, TĐ Sê San 3A, TĐ Nậm Chiến,... với tổng công suất trên 5.700MW, một số dự án dự kiến được đầu tư theo kiểu IPP là NĐ than Nghi Sơn II – 2x600MW; Vũng áng II (2x600MW); NĐ than miền Nam: hai trong số các địa điểm đã khảo sát là tại huyện Trà Cú-Trà Vinh và Vĩnh Tân-Bình Thuận với khả năng xây dựng từ 2x600 đến 4x600MW mỗi địa điểm; NĐ khí Ô Môn II – 750MW, Nhơn Trạch II-750MW... và một số công trình khác thuộc các Tập đoàn kinh tế và Tổng công ty cổ phần đầu tư xây dựng. Trong tính toán các phương án phát triển nguồn điện có xét tới sự tham gia của các dự án nói trên vào hệ thống điện.

V.4. Chế độ làm việc của các loại nhà máy điện trong HTĐ Việt Nam đến 2025 và phân loại công suất cho việc xác định giá các loại hình nguồn điện mới.

Cân đối nguồn tối ưu và tiến độ các loại nguồn vào vận hành theo chế độ huy động công suất và điện năng, các loại nhà máy được đưa ra trong bảng cân bằng công suất - điện năng hệ thống điện toàn quốc của Tổng sơ đồ điện VI phương án phụ tải cơ sở, (nguồn: Viện Năng lượng).

Theo chế độ huy động tối ưu đó, có các loại nhà máy chủ yếu sau: Nhiệt điện than, nhiệt điện khí, tua bin khí chu trình đơn và TBK chu trình hỗn hợp, điện hạt nhân, các loại nhà máy thủy điện. Trong đó, nhiệt điện than được sử dụng cho cả 3 miền, miền Bắc sử dụng than trong nước; miền trung và miền Nam là than nhập khẩu phù hợp với khả năng khai thác nhiên liệu mỗi miền.

Theo số liệu Tổng sơ đồ VI, từ chế độ huy động tối ưu của hệ thống về công suất và điện

năng theo từng thời kỳ cho các nhà máy nhiệt điện mới vào vận hành, xác định số giờ vận hành cực đại (Tmax) cho các loại nhà máy nhiệt điện đặc trưng chủ yếu sau:

Bảng 5.3. Số giờ vận hành cực đại bình quân của các loại hình nhà máy nhiệt điện

Loại NM đặc trưng	2006	2010	2015	2020	2025	Tổng BQ 2006-2025
1. NĐ than Bắc						
- Công suất (MW)	1715	5755	10150	12170	20970	50760
- Điện năng (GWh)	9502	27813	49693	66971	12425	278236
- Tmax (h)	5540	4833	4896	5503	9	5481
2. NĐ than Nam					5926	
- Công suất (MW)			1800	6000		20000
- Điện năng (GWh)			9620	33150	12200	115800
- Tmax (h)			5345	5525	73030	5790
3. TBKHH					5986	
- Công suất (MW)	3952	6652	11482	14062		50960
- Điện năng (GWh)	27211	37596	57158	80740	14812	291092
- Tmax (h)	6885	5652	4978	5742	88387	5712
4. NĐ Khí					5967	
- Công suất (MW)		1260	1260	1260		5040
- Điện năng (GWh)		3489	6021	6566	1260	22978
- Tmax (h)		2769	4778	5211	6902	4559
Tổng					5478	
- Công suất (MW)	5667	13667	24692	33492		126760
- Điện năng (GWh)	36712	68898	12249	187426	49242	708105
- Tmax (h)	6478	5041	2	5596	29257	5586

			4961		8	
					5942	

Để xác định giá bình quân theo hợp đồng PPA theo chế độ huy động của hệ thống như phương pháp đã trình bày, không kể đến giá cho các loại dịch vụ phụ và phần dự phòng của mỗi loại nguồn điện, trong phạm vi đề tài này sẽ tách phần công suất dự phòng nguồn, (tránh việc tính giá trùng), chỉ tính phần giá điện năng không kể công suất dự phòng. Do đó, trong kết quả xác định giá bình quân nguồn phát nhiệt điện, trị số Tmax đưa vào tính toán trên cơ sở trừ phần công suất dự phòng (Bình quân khoảng 20%) cho các loại nguồn đặc trưng.

Tổng hợp kết quả cân bằng công suất và điện năng được huy động trong hệ thống điện đến giai đoạn 2025 cho thấy, phân loại theo công suất tổ máy và các loại hình nhà máy nhiệt điện đặc trưng chủ yếu để xác định giá theo các loại hình nhà máy này như sau:

- Nhiệt điện than trong nước:

Loại công suất tổ máy (MW): 110; 220; 300; 500; 600; 1000

- Nhiệt điện than nhập khẩu (MW): 500; 600; 1000
- Nhiệt điện khí (MW): 300; 330
- Tua bin khí hỗn hợp (MW): 750.

V. 5. Các số liệu chỉ tiêu kinh tế đầu vào tính toán

Vốn đầu tư các công trình nguồn, được đưa vào tính toán giá theo chỉ tiêu suất vốn đầu tư công trình. Chỉ tiêu này theo các loại công trình dựa trên số liệu thu thập thực tế của ngành và được đánh giá có hiệu quả đầu tư theo quy hoạch nguồn tối ưu, có sự hiệu chỉnh theo mặt bằng tính toán và tham khảo số liệu của các công trình trên thế giới.

Trong đó, đối với các công trình nhiệt điện, kết hợp các số liệu thu thập theo các dự án đầu tư đã và đang phê duyệt của ngành, với việc tham chiếu mức chuẩn trung bình của các dự án quốc tế và các nước trong khu vực (tham khảo số liệu của World bank).

Đối với các công trình thủy điện, trên cơ sở chỉ tiêu về suất vốn đầu tư các công trình theo quy hoạch nguồn đầu tư tối thiểu đã được tính toán trong Tổng sơ đồ 6, sau đó hiệu chỉnh về cùng mặt bằng giá trị thực tế hiện nay theo các chỉ số giá biến động tham khảo tài liệu ban hành của Bộ xây dựng cho mỗi loại công trình đầu tư dự tính.

Chi tiết về suất vốn đầu tư thu thập (bao gồm cả lãi suất xây dựng IDC), các công trình nhiệt điện, thủy điện xem phụ lục 2, 3 và 4.

Chi phí vận hành bảo dưỡng được xác định cho mỗi công trình dựa trên cơ sở chỉ tiêu tỷ lệ phần trăm theo suất vốn đầu tư công trình, hệ số tỷ lệ của tổng chi phí tham khảo điều kiện chuẩn như quyết định số 2014 của Bộ Công thương ban hành. Phân tích thành phần cố định và phân biến đổi phụ thuộc vào hệ số phụ tải công trình tham gia trong hệ thống.

Các điều kiện về chi phí tài chính theo các quy định với mức ổn định hiện tại, một số chỉ tiêu kinh tế vĩ mô chung của Việt Nam và số liệu theo ngành tham khảo tài liệu quốc tế.

Bảng 5.4. Các chỉ số tài chính theo giả thiết và tính toán theo mô hình tài chính

	g	70%
	1-g	30%
	Re (tính toán)	14,4
	Rf= lãi suất trái phiếu của Chính phủ	8%
	Rm = lãi suất vay bình quân thị trường	13%
	β_a (tham khảo tài liệu quốc tế, cho ngành điện)	0,35
	β_c (tính toán)	1,17

Giá nhiên liệu được tính theo hai phương án: Giá bình quân thực tế nhiên liệu trong nước và loại nhiên liệu nhập khẩu thế giới; giá theo tỷ lệ trượt giá bình quân dự kiến (tham khảo tài liệu dự báo giá của IEA). Các điều kiện khác như bảng sau:

Bảng 5.5. Các điều kiện khác tính toán cho các nhà máy nhiệt điện, trường hợp cơ sở như bảng sau

Chỉ tiêu	Nhiệt điện than nội địa						Nhiệt điện than nhập			Nhiệt điện khí		TBKHH
	110	220	300	500	600	1000	500	600	1000	300	330	
Công suất (MW)	110	220	300	500	600	1000	500	600	1000	300	330	750
Suất đầu tư cả IDC (\$/kW)	1355	1312	1312	1378	1268	1135	1378	1268	1135	1040	1040	680
Giá nhiên liệu bq (\$/tấn; \$/tr.BTU)	31	31	31	31	31	31	50	50	50	6	6	6
Loại nhiên liệu	Than	Than	Than	Than	Than	Than	Than	Than	Than	khí	khí	khí
Tmax CS phát (h)	5800	6400	6000	6600	6600	5400	6600	7300	7000	4100	6200	6800
Hệ số O&M cố định (\$/kW.năm)	31,5	31,5	31,5	33,1	30,4	27,2	33,1	30,4	27,2	16,0	16,0	24,5
Hệ số O&M biến đổi (cent/kWh)	0,15	0,15	0,15	0,15	0,12	0,12	0,15	0,12	0,12	0,08	0,08	0,11
Tự dùng (%)	10	10	10	7	7	7	7	7	7	4	4	2,5
Đời sống công trình (năm)	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Thời gian xây dựng (năm)	3	3	3	4	4	6	4	4	6	4	4	4
Lãi suất vay vốn ngoại tệ hoặc TDXK (%)	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Vay TM TN (%)	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
WACC (%)	8,73	8,74	8,76	8,76	8,75	8,75	8,76	8,76	8,75	8,75	8,76	8,75
Tỷ lệ vốn CP/Vay (%)	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70	30/70
Thời gian trả nợ (năm)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

V.6. Kết quả tính toán khung giá bình quân các loại nguồn phát đặc trưng trong giai đoạn quy hoạch phát triển

+ Kết quả tính toán giá theo phương pháp chi phí quy dẫn với điều kiện trên của các nhà máy nhiệt điện như bảng sau:

Bảng 5.6. Giá điện theo quy dẫn các nhà máy nhiệt điện đặc trưng

Tên loại nhà máy, công suất MW	Hệ số chiết khấu	Hiệu suất NM	Giá nhiên liệu \$/T; \$/tr. BTU \$/kg thanh Nhiên	Nhiệt trị NL Kcal/kg, kcal/Tr. BTU	LC USCen/kWh
I. Than nội địa					
1. NĐ Than 110	10%	38%	31	5000	5,08
2. NĐ Than 220	10%	38%	31	5000	4,69
3. NĐ Than 300	10%	39%	31	5000	4,85
4. NĐ Than 500	10%	39%	31	5000	4,55
5. NĐ Than 600	10%	39%	31	5000	4,29
6. NĐ Than 1000	10%	40%	31	5000	4,50
II. Than nhập					
1. NĐ Than 500	10%	42%	50	6500	4,78
2. NĐ Than 600	10%	42%	50	6500	4,25
3. NĐ Than 1000	10%	42%	50	6500	4,13
III. NĐ khí 330	10%	48%	6	252000	6,65
IV. TBKHH 750	10%	52%	6	252000	5,61

+ Kết quả tính toán giá bình quân theo phương pháp đề xuất về mô hình tài chính (công thức 4-4), giá cố định và giá biến đổi của công trình nhiệt điện mới; giá bình quân của thủy điện mới; để xác định khung giá cho đàm phán hợp đồng PPA như bảng từ 11 đến bảng 13. Trong đó, điện năng của nhà máy theo chế độ huy động của hệ thống, giả sử theo số liệu tính toán của quy hoạch cho mỗi loại nhà máy đặc trưng trên.

--

Bảng 5.7. Kết quả tính khung giá cho các công trình nhiệt điện than đặc trưng

Loại nhà máy Công suất	Phương án cơ sở (giá sàn VĐT) (cent/kWh)			Phương án tăng vốn đầu tư 10% (trần 2a) (cent/kWh)			Phương án tăng lãi suất chiết khấu Theo lãi TD (trần 2b) (cent/kWh)		
	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}
I. Phương án giá nhiên liệu không đổi (Giá than bằng giá cơ sở bình quân hiện tại).									
Than nội địa 110MW	5,33	2,13	3,20	5,72	2,32	3,40	5,97	2,59	3,38
Than nội địa 220MW	4,88	1,89	2,98	5,17	2,03	3,14	5,42	2,29	3,13
Than nội địa 300MW	5,10	2,02	3,08	5,42	2,17	3,25	5,68	2,44	3,24
Than nội địa 500MW	4,92	1,88	3,03	5,21	2,02	3,19	5,50	2,29	3,21
Than nội địa 600MW	4,59	1,72	2,86	4,85	1,84	3,01	5,12	2,09	3,03
Than nội địa 1000MW	5,20	1,79	3,41	5,53	1,92	3,61	5,89	2,13	3,76
Than nhập 500MW	5,03	1,88	3,15	5,31	2,02	3,29	5,61	2,29	3,33
Than nhập 600MW	4,48	1,57	2,91	4,71	1,68	3,03	4,97	1,91	3,06
Than nhập 1000MW	4,71	1,39	3,32	4,96	1,49	3,47	5,57	1,78	3,79
II. Phương án tính theo dự báo giá than thế giới (giá than dự báo thế giới bình quân 65\$/tấn).									
Than nội địa 110MW	6,67	2,13	4,54	7,07	2,32	4,75	7,31	2,59	4,72
Than nội địa 220MW	6,22	1,89	4,33	6,52	2,03	4,48	6,76	2,29	4,48
Than nội địa 300MW	6,45	2,02	4,43	6,77	2,17	4,60	7,03	2,44	4,59
Than nội địa 500MW	6,26	1,88	4,38	6,56	2,02	4,54	6,85	2,29	4,56
Than nội địa 600MW	5,93	1,72	4,21	6,20	1,84	4,35	6,47	2,09	4,38

Than nội địa 1000MW	6,54	1,79	4,76	6,87	1,92	4,96	7,23	2,13	5,11
Than nhập 500MW	5,53	1,88	3,65	5,81	2,02	3,79	6,12	2,29	3,83
Than nhập 600MW	4,99	1,57	3,42	5,21	1,68	3,53	5,47	1,91	3,57
Than nhập 1000MW	5,20	1,39	3,81	5,45	1,49	3,96	5,76	1,65	4,10

Bảng 5.8. Kết quả tính khung giá điện cho nhiệt điện khí và TB Khí hỗn hợp

Loại nhà máy (Công suất)	Phương án cơ sở (giá sàn VĐT) (cent/kWh)			Phương án tăng vốn đầu tư 10% (trần 2a) (cent/kWh)			Phương án tăng lãi suất chiết khấu theo lãi TD (trần 2b) (cent/kWh)		
	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}	g ₀ (tổng)	g _{cd}	g _{bd}
I. Phương án giá nhiên liệu không đổi (Giá khí bằng giá cơ sở bình quân hiện tại).									
Nhiệt điện khí (300)	7,27	1,92	5,36	7,64	2,09	5,55	7,93	2,37	5,56
Nhiệt điện khí (330)	6,08	1,28	4,79	6,29	1,39	4,90	6,48	1,58	4,91
TBK hỗn hợp (750)	5,64	0,99	4,65	5,77	1,05	4,71	5,84	1,17	4,67
II. Phương án tính trượt giá nhiên liệu (giá khí dự báo trượt giá 2% mỗi năm từ giá cơ sở)									
Nhiệt điện khí (300)	8,12	1,92	6,20	8,49	2,09	6,39	8,70	2,37	6,33
Nhiệt điện khí (330)	6,92	1,28	5,64	7,14	1,39	5,75	7,25	1,58	5,67
TBK hỗn hợp (750)	6,56	0,99	5,58	6,69	1,05	5,64	6,69	1,17	5,52

Như vậy, từ các kết quả giá tính cho các nhà máy nhiệt điện cho thấy, khung giá sàn mỗi loại có thể xem xét từ giá bình quân theo chi phí quy dẫn đến giá điện bình quân cơ sở của mô hình tài chính, với giá đàm phán cho năm gốc của nhiệt điện theo giá bình quân và giá cố định; giá biến đổi được tham khảo làm giá chào trên thị trường của năm gốc. Đồng thời với mức biến động của chỉ số giá cả và đầu tư, có thể đưa ra khung giá trần theo phương án thay đổi độ nhạy vốn đầu tư tăng hoặc lãi suất tín dụng vay tăng theo lãi suất của thị trường trong nước (phương án trần tính toán đưa ra lãi suất tín dụng bằng lãi suất cơ bản của Ngân hàng Nhà nước).

Kết quả tính giá cho các loại nhà máy nhiệt điện theo hai phương án giá nhiên liệu dự

--

kiến: Phương án giá nhiên liệu cơ sở theo giá bình quân hiện tại, với mức ổn định trong thời kỳ tính toán của dự án, để xác định giá điện năm gốc ban đầu cũng như giá cố định và biến đổi năm gốc, từ giá trị năm gốc này và các hệ số điều chỉnh để xác định giá hợp đồng cho những năm tiếp theo trong thị trường. Phương án hai: tính giá điện bình quân theo giá nhiên liệu trượt giá và dự báo bình quân của thế giới.

Bảng 5.9. Kết quả tính giá tổng bình quân của các công trình thủy điện trong quy hoạch theo các hệ số phụ tải

Tên công trình	NPV (tr \$)	FIRR (%)	B/C	Tmax Theo TSD			Tmax=4400h (LF=0,50)		Tmax=4800h (LF=0,55)		Tmax=5300h (LF=0,60)		Tmax=5500h (LF=0,63)	
				Tmax (h)	g ₀ (cent/kWh)	Giá thành (cent/kWh)	g ₀ (cent/kWh)	Giá thành (cent/kWh)	g ₀ (cent/kWh)	Giá thành (cent/kWh)	g ₀ (cent/kWh)	Giá thành (cent/kWh)	g ₀ (cent/kWh)	Giá thành (cent/kWh)
TĐ Quảng Trị	7.09	9.68	1.08	4300	5,77	3,62	6.40	4.01	5.82	3.65	5.33	3.34	5.10	3.20
TĐ A Vương	12.80	9.69	1.09	4500	2,95	1,82	3.42	2.11	3.11	1.92	2.85	1.76	2.72	1.68
TĐ Sông Tranh 2	10.05	9.34	1.06	4200	5,21	3,21	5.59	3.45	5.08	3.14	4.66	2.88	4.45	2.75
TĐ Sông Bung 2	8.62	9.88	1.11	4300	3,70	2,30	3.84	2.39	3.49	2.17	3.20	1.99	3.06	1.90
TĐ An Khê -Kanak	9.97	9.44	1.07	4100	4,41	2,69	4.62	2.82	4.20	2.56	3.85	2.35	3.68	2.24
TĐ Sông Ba Hạ	9.32	9.31	1.05	4400	3,56	2,20	3.99	2.47	3.64	2.25	3.33	2.06	3.19	1.97
TĐ Sê San 4	9.71	9.18	1.04	3200	3,93	2,38	3.25	1.97	2.96	1.79	2.71	1.64	2.59	1.57
TĐ Thượng Kontum	10.52	9.42	1.06	4400	3,48	2,14	3.91	2.41	3.53	2.18	3.24	2.00	3.10	1.91
TĐ Buôn Kướp	13.69	9.60	1.08	3600	3,36	2,08	3.14	1.95	2.85	1.77	2.62	1.62	2.50	1.55
TĐ Buôn Tua Srah	6.08	9.38	1.06	4200	5,43	3,36	5.83	3.61	5.30	3.28	4.86	3.01	4.64	2.87
TĐ Sê rêpok 3	14.96	9.72	1.09	5200	2,85	1,78	3.79	2.37	3.44	2.15	3.16	1.97	2.97	1.85
TĐ Đại Ninh	12.71	9.20	1.04	3700	5,23	3,23	4.91	3.04	4.47	2.76	4.09	2.53	3.91	2.42

Đề tài NCKH cấp Bộ: Nghiên cứu xác định khung giá phát điện truyền thống trong thị trường phát điện cạnh tranh – Mã số I143

TĐ Đồng Nai 3	5.72	9.13	1.04	3100	5,65	3,26	4.52	2.61	4.11	2.37	3.77	2.17	3.60	2.07
TĐ Đồng Nai 4	7.03	9.09	1.04	3200	3,90	2,26	3.15	1.83	2.86	1.66	2.62	1.52	2.51	1.46
TĐ Sông Côn 2	5.13	9.91	1.11	4900	3,44	2,13	4.30	2.66	3.91	2.42	3.59	2.22	3.43	2.12
TĐ Hua Na	10.19	9.39	1.07	4300	3,97	2,56	4.39	2.83	3.99	2.58	3.65	2.36	3.49	2.26
TĐ Sông Bung 4	9.78	9.48	1.07	4200	4,02	2,48	4.31	2.66	3.92	2.42	3.59	2.22	3.43	2.12
TĐ Đồng Nai 2	9.50	9.44	1.07	4700	7,18	4,62	8.71	5.60	7.92	5.09	7.26	4.67	6.94	4.46
TĐ Đồng Nai 5	14.79	9.62	1.08	4300	5,97	3,79	6.64	4.22	6.05	3.84	5.55	3.52	5.30	3.37
TĐ ĐakMi 4	9.23	9.38	1.06	3800	3,77	2,34	3.71	2.30	3.37	2.09	3.09	1.92	2.95	1.83
TĐ Cổ Bi	6.50	10.53	1.16	4100	4,10	2,54	4.29	2.66	3.90	2.42	3.57	2.22	3.41	2.12
TĐ KrôngHnăng	6.62	10.10	1.12	3300	5,15	3,28	4.34	2.76	3.94	2.51	3.61	2.30	3.46	2.20
TĐ Sêrêpôk 4	7.12	9.83	1.10	4300	4,52	2,84	5.01	3.14	4.56	2.86	4.18	2.62	3.99	2.51
TĐ Đak Mi 1	16.48	9.61	1.08	3800	4,55	2,84	4.88	3.04	4.44	2.77	4.07	2.54	3.89	2.42
TĐ Khe Bố	6.99	9.65	1.09	4200	3,83	2,35	4.08	2.50	3.71	2.28	3.41	2.09	3.25	1.99
TĐ Nho Quế 3	9.25	9.44	1.06	4200	4,81	2,97	5.16	3.19	4.69	2.90	4.30	2.66	4.11	2.54
TĐ Sông Bung 5	7.14	9.80	1.10	3800	4,50	2,87	4.37	2.78	3.97	2.53	3.64	2.32	3.48	2.22

Đối với các nhà máy thủy điện mới (không kể các công trình đa mục tiêu), giá được tính cụ thể cho từng nhà máy, theo phương pháp mô hình tài chính trên cho kết quả giá bán trần bình quân và giá thành bình quân, đồng thời xác định giá bình quân theo các mức hệ số phụ tải được huy động vào hệ thống kèm theo các chỉ tiêu tài chính của công trình.

KẾT LUẬN

Vấn đề xác định giá cho các công trình nguồn điện truyền thống trong thị trường phát điện cạnh tranh là yêu cầu cấp thiết của sự phát triển thị trường Điện lực Quốc gia. Báo cáo của đề tài đã đưa ra hiện trạng giá điện và các loại hợp đồng mua bán điện hiện nay còn có nhiều bất cập và chưa được thống nhất giữa các bên, chưa mang lại những lợi ích thỏa đáng cho các nhà đầu tư, chính vì vậy đã không thu hút được đầu tư vào các công trình nguồn điện nói riêng và vào ngành điện nói chung, gây nên mất khả năng cân đối cung cầu về điện. Đồng thời, đề tài đã nghiên cứu tổng kết những kinh nghiệm của các nước trên thế giới về việc xác định giá các công trình nguồn trong điều kiện thị trường phát điện cạnh tranh, để tìm ra bài học có thể áp dụng ở Việt nam.

Trên cơ sở đó, đề tài đã nghiên cứu và đề xuất các nguyên tắc và phương pháp xác định giá điện cho các loại nguồn phát điện truyền thống, nhằm đạt được mục đích đưa ra là tìm phương pháp xác định khung giá cho các loại nguồn này trong thời kỳ đầu thị trường phát điện cạnh tranh là giá trong đàm phán hợp đồng PPA.

Trong đó, bao gồm: Phương pháp tổng quan xác định giá điện truyền thống theo chi phí. Các nguyên tắc chung xác định giá nguồn phát trong thị trường cạnh tranh. Phương pháp xác định giá tổng bình quân cho nhà máy đầu tư mới theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, áp dụng cho cả nhiệt điện và thủy điện mới khi đàm phán hợp đồng PPA tại năm gốc ban đầu. Phương pháp xác định giá các loại nhà máy nhiệt điện đặc trưng cụ thể phân theo giá cố định và biến đổi, các hệ số điều chỉnh theo các chỉ số biến động thị trường để xác định giá hàng năm, với các yếu tố biến động của chi phí cố định và chi phí biến đổi. Nguyên tắc và phương pháp xác định giá các công trình thủy điện, đề xuất áp dụng xác định giá bình quân mỗi loại công trình thủy điện

đầu tư mới là giá trần theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, đồng thời điều chỉnh giá hàng năm theo thị trường như trường hợp xác định giá cố định của nhiệt điện. Một số định hướng phương pháp chung xác định giá cho loại nhà máy hiện có và nhà máy đa mục tiêu khi áp dụng thị trường phát điện cạnh tranh.

Nghiên cứu trọng tâm là đi sâu vào phương pháp xác định giá điện của các công trình nguồn nhiệt điện và thủy điện mới trong giai đoạn quy hoạch phát triển, để xác định khung giá xem xét đàm phán hợp đồng PPA trong thị trường phát điện cạnh tranh.

Đề xuất của đề tài là phương pháp xác định giá bình quân theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu, kết hợp phân tích giá cố định và biến đổi của nhiệt điện theo chi phí, đồng thời đưa ra công thức hiệu chỉnh giá hàng năm theo các hệ số biến động khi tham gia thị trường.

Cùng với phương pháp luận nghiên cứu đề xuất là một số áp dụng tính toán cho các loại nhà máy mới đặc trưng trong hệ thống điện Việt nam giai đoạn quy hoạch.

Phương pháp xác định khung giá cần được phù hợp với thiết kế của thị trường trong lộ trình phát điện cạnh tranh. Như vậy khung giá các loại nguồn phát xác định là cơ sở cho phần đàm phán thanh toán theo hợp đồng, phần còn lại theo thiết kế thị trường sẽ được thanh toán theo thị trường.

Khung giá quy định cho mỗi loại công nghệ đặc trưng của nguồn phát theo giá trần và giá sàn. Đối với nhà máy điện mới, giá đàm phán nằm trong khung giá xác định trước.

Khung giá được xác định từ sự biến động của các yếu tố chính nằm trong dải đưa ra.

Kết quả áp dụng tính toán giá các loại công trình nguồn nhiệt điện và thủy điện mới được tham khảo theo cơ cấu nguồn tối ưu của Tổng sơ đồ VI, một số số liệu đầu vào tính toán tham khảo các tài liệu ở điều kiện chuẩn thế giới và quy định của ngành cùng một số hiệu chỉnh để phù hợp hiện tại áp dụng cho Việt Nam.

Hiện nay, tại thời điểm cuối năm 2008 này, Cục Điều tiết Điện lực đang xây dựng để trình Bộ Công Thương ban hành “ Quy định phương pháp lập, trình tự thủ tục xác định khung giá phát điện và giá dịch vụ phụ” áp dụng cho thị trường phát điện cạnh tranh, do tư vấn quốc tế của Ngân hàng thế giới đã hỗ trợ Cục Điều tiết dự thảo.

Đề tài đã xem xét và tham khảo tài liệu dự thảo về quy định này. Đây là những quy

định hướng dẫn về phương pháp chung cách xác định giá phát điện và dịch vụ phụ cho các loại nhà máy, một số hệ số và tỷ lệ được quy định cụ thể để các đơn vị thống nhất tuân theo.

Nhận xét chung thấy rằng, hướng thực hiện của đề tài và dự thảo quy định chuẩn bị ban hành là cơ bản giống nhau nhất trí về nguyên tắc và phương pháp chung. Cách đặt vấn đề xác định giá cố định và biến đổi của nhà máy nhiệt điện cũng như cách hiệu chỉnh giá hàng năm của các công trình, hay các nguyên tắc xác định giá cho công trình điện hiện có và thủy điện đa mục tiêu là tương đối giống nhau. Tuy nhiên, đối với đề tài đi sâu vào nghiên cứu giải quyết vấn đề xác định giá điện bình quân của các loại hình công nghệ truyền thống trong bài toán quy hoạch phát triển, phù hợp với giai đoạn đầu thị trường phát điện cạnh tranh, nên đề tài khác với quy định dự thảo là đề xuất phương pháp có thể áp dụng theo mô hình tài chính doanh thu yêu cầu đáp ứng chi phí thị trường, để xác định giá bán bình quân của các công trình, sau đó đối với nhiệt điện phân tích xác định giá cố định, giá biến đổi và các điều chỉnh hàng năm. Phương pháp này đưa ra giá bình quân của công trình cho phần đàm phán hợp đồng PPA đảm bảo cho các nhà đầu tư thu hồi được chi phí và cân đối doanh thu trên sản lượng được huy động trong hợp đồng, nhưng đồng thời sẽ không đẩy giá cao làm ảnh hưởng đến đơn vị mua điện, vì lợi nhuận của các nhà đầu tư không được đòi hỏi quá cao hay đặt ra hệ số cố định nào đó, mà phải tính toán hệ số hoàn vốn cổ phần ROE theo các yếu tố chi phí thị trường về lãi suất và mức ổn định thị trường của trái phiếu Chính phủ cho hợp lý, để từ đó xác định hệ số chiết khấu tài chính bình quân cho tính toán giá công trình như đề tài đã nêu. Về hệ số ROE này, dự thảo quy định tạm thời đưa ra một giá trị % cố định.

Hơn nữa, do điều kiện yếu tố kinh phí hạn hẹp và thời gian có hạn, theo nội dung cũng như giới hạn nghiên cứu của đề tài, nên đề tài chỉ đi sâu nghiên cứu vào phương pháp xác định giá phát điện cho các loại hình công nghệ chính là nhiệt điện mới, thủy điện mới, nhà máy điện hiện có và thủy điện đa mục tiêu, không xem xét đến giá cho các loại dịch vụ phụ như quy định dự thảo. Trong dự thảo còn quy định một số hệ số và tỷ lệ cụ thể áp dụng thống nhất cho việc tính toán các loại công trình.

--

Ngoài ra, đối với đề tài, cách giải quyết vấn đề các thành phần chi phí và giá điện các loại công trình về chi tiết là khác nhau theo hướng nghiên cứu riêng của đề tài, như cách xác định thành phần chi phí cố định, chi phí biến đổi của nhiệt điện, hay xác định giá bình quân công trình nhiệt điện, thủy điện bằng giá bình quân theo mô hình tài chính như đề tài đã nêu.

Các kết quả áp dụng tính toán đưa ra về khung giá các loại công trình nguồn trong giai đoạn quy hoạch, có thể làm cơ sở tham khảo cho việc đàm phán giá trong hợp đồng mua bán điện của phần sản lượng điện trong hợp đồng, áp dụng ở thời kỳ đầu thị trường phát điện cạnh tranh, dần tiến tới sự phát triển của thị trường với độ cao hơn là phát điện cạnh tranh hoàn chỉnh.

--

Phụ lục 1: Tổng hợp hiện trạng giá mua bán điện giữa EVN và giá một số loại các nhà máy điện chính

TT	Nhà máy	Giá điện	Sản lượng theo HĐ	Thời hạn HĐ
1	Thác Bà	530 đ/kWh	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	01/04/2006 – 31/12/2009
2	Uông Bí	576.1 đ/kWh	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	01/01/2008-31/12/2008
3	Vĩnh Sơn – Sông Hinh	Mùa mưa: 476 đ/kWh Mùa khô: 580 đ/kWh	Theo biểu đồ huy động của TT ĐĐ HTĐ QG	01/05/2005-31/12/2008
4	Thác Mơ	404.46 đ/kWh	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	27/12/2007-31/12/2008
5	Đa Nhim- Hàm Thuận – Đa Mi	172.2 đ/kWh	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	01/01/2008-31/12/2008
6	Sê San 3A- IPP	Mùa mưa: 496 đ/kWh; mùa khô 650 đ/kWh	Theo biểu đồ của TTĐĐQG quy định	25 năm từ VHKD hoặc Ngày TT phát điện cạnh tranh được phép hoạt động
7	Cao Ngạn -IPP Na Dương -IPP	655 đ/kWh	Hàng năm bên mua thông báo cho bên bán KH huy động, TH bên mua huy động không theo KH thì bên mua sẽ điều chỉnh việc huy động trong thời gian thích hợp	Ngày cuối cùng của năm thứ 25 từ VHKD hoặc ngày TT phát điện cạnh tranh được phép hoạt động tùy ngày nào đến trước
8	SRok Phu Miêng-IPP	Mùa mưa 540 đ/kWh, mùa khô 653 đ/kWh	Theo biểu đồ do TT điều độ thông báo	1/1/2008 – tham gia TT phát điện cạnh tranh
9	Cần Đơn-IPP	0.045 USD với bao tiêu 292 trkW 0,0225 USD cho sản lượng vượt bao tiêu	Theo biểu đồ huy động của TT điều độ	
10	Bắc Bình	580 đ/kWh	Theo biểu đồ của TTĐĐQG quy định	
11	Na Dương-IPP	620.5 đ/kWh	Hàng năm bên mua thông báo cho bên bán KH huy động, TH bên mua huy động không theo KH thì bên mua sẽ điều chỉnh việc huy động trong t/gian thích hợp	Ngày cuối cùng của năm thứ 25 từ VHKD or ngày TT phát điện cạnh tranh được phép hoạt động tùy ngày nào đến trước
12	Phả Lại	Giá cố định + giá biến đổi theo giá than và	SL điện dự kiến bán cho EVN năm 2008: 5190 GWh; năm	26/01/2006 - 31/12/2009

--

TT	Nhà máy	Giá điện	Sản lượng theo HĐ	Thời hạn HĐ
		dầu FO	2009: 5371,5 GWh	
13	Ninh Bình	Giá cố định + giá biến đổi theo giá than và dầu FO	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	27/12/2007-31/12/2008
14	Cần Thơ	Giá điện gồm giá công suất + giá điện năng + chi phí khởi động+ xồng xẩy	Theo biểu đồ huy động của TT ĐĐ HTĐ QG	04/07/2005-31/12/2008
15	Thủ Đức	Giá điện gồm giá công suất + giá điện năng + chi phí khởi động+ xồng xẩy	Theo biểu đồ huy động của TT ĐĐ HTĐ QG	14/07/2006-31/12/2009
16	Phú Mỹ	Giá điện gồm giá công suất + giá điện năng + chi phí khởi động+ xồng xẩy	Theo biểu đồ huy động của TT ĐĐ HTĐ QG	25/07/2006-31/12/2009
17	Formosa-IPP	Biến đổi theo giá than (nguồn của Coalfax) và Công suất phát theo giờ	Theo biểu đồ huy động của TT ĐĐ HTĐ QG	31/12/2001-31/12/2008
18	Cà Mau 1-IPP	Tính theo (Chi phí: công suất + O&M cố định + O&M biến đổi + Cphí khởi động + Cphí nhiên liệu + Chi phí phụ)/ Sản lượng	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	Đến Ngày cuối cùng của năm thứ 20 kể từ ngày vận hành kinh doanh hoặc ngày nhà máy tham gia thị trường phát điện cạnh tranh được cơ quan nhà nước có thẩm quyền cho phép hoạt động.
19	Phú Mỹ 2.2 BOT	Tính theo (Chi phí: công suất + phí năng lượng + Cphí bổ sung + Cphí phụ trội)/ Sản lượng	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	Sau 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại
20	Phú Mỹ 3 BOT	Tính theo (Chi phí: công suất + phí điện năng + Cphí bổ sung)/ Sản lượng	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	Sau 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại
21	Bà Rịa khí (EVN)	470.51	Bên mua tính toán và thông báo cho Bên bán sản lượng dự kiến mua hàng tháng, năm	27/12/2007-31/12/2008
22	Hiệp Phước-IPP	Giá biến đổi theo giá dầu FO nhập khẩu	TT điều độ sẽ điều độ lượng điện sản xuất thông qua chỉ thị điều độ trong những giai	31/12/2010

--

TT	Nhà máy	Giá điện	Sản lượng theo HĐ	Thời hạn HĐ
			đoạn nhất định	

Phụ lục 2: Vốn đầu tư một số dự án đầu tư nhiệt điện đã và đang triển khai

1, Nhà máy Nhiệt điện Mạo Khê 2x220MW

Đơn vị: USD

TT	Nội dung	Giá trị trước thuế	Thuế VAT	Giá trị sau thuế
I	Chi phí xây dựng	147.029.770	10.458.896	157.488.666
II	Chi phí thiết bị	309.813.768	4.952.472	314.766.240
III	Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng, tái định cư	3.669.791		3.669.791
IV	Chi phí quản lý dự án	2.492.758	249.276	2.742.034
V	Chi phí Tư vấn dự án	10.101.919	986.266	11.088.185
VI	Các chi phí khác	50.269.435	727.082	50.996.517
VI	Chi phí dự phòng (cả IDC)	35.428.324	1.095.370	36.523.694
	Tổng mức đầu tư dự án	558.805.765	18.469.361	577.275.126
	Suất đầu tư (USD/kW đặt)	1.270		1.312

Tỷ giá 1USD =16.137 VNĐ

2, Nhà máy nhiệt điện Thăng Long 2x300MW

Đơn vị:USD

SỐTT	Nội dung	Giá trị trước thuế	Thuế VAT	Giá trị sau thuế
I	Chi phí xây dựng	195.106.408	15.321.142	210.427.550
II	Chi phí thiết bị	434.534.161	2.854.977	437.389.138
III	Chi phí đền bù, giải phóng mặt bằng, tái định cư	891.480		891.480
IV	Chi phí quản lý dự án	2.464.035	246.404	2.710.439
V	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	11.265.903	1.093.913	12.359.816
VI	Chi phí khác (cả IDC)	133.593.738	1.594.258	135.187.996

VII	Chi phí dự phòng	60.714.543	6.071.454	66.785.997
	Tổng mức đầu tư dự án	838.570.267	27.182.149	865.752.416
	<i>Suất đầu tư (USD/kW đặt)</i>	<i>1.398</i>		<i>1.443</i>

Tỷ giá 1USD =16.120 VNĐ

3, Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 2x600MW

Dự án BOT do TV nước ngoài lập nên không có tỷ giá

No	Cost items	Value (1000 US\$)
I	EPC Cost with Contingency and Spares	1,131,320
1	EPC Cost	1,058,400
2	Contingency	52,920
3	Initial Spare Parts	20,000
II	Non EPC Costs	82,500
1	Insurance	15,000
2	Start-Up Cost	23,000
3	Construction Management	18,000
4	Development Expenses & Professional Advisory Cost	16,500
5	Capitalized O&M Costs	10,000
III	Initial Working Capital	20,000
IV	Initial debt service reserve (DSRA)	45,000
V	Interest during construction (IDC)	177,960
VI	Other Financing Charges	64,248
	Total project costs (I + II + III + IV + V + VI)	1,521,028
	<i>Suất đầu tư (USD/kW đặt)</i>	1268

4, Nhà máy nhiệt điện POSCO 2x550MW

Đơn vị: USD

ST T	Nội dung	Giá trị trước thuế	Thuế VAT	Giá trị sau thuế
I	Chi phí xây dựng	303.637.178	20.404.619	324.041.797

II	Chi phí thiết bị	736.850.621	5.208.749	742.059.370
III	Chi phí đền bù giải phóng mặt bằng, tái định cư	9.285.051		9.285.051
IV	Chi phí quản lý dự án	4.112.528	411.253	4.523.781
V	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình	19.070.270	1.819.106	20.889.376
VI	Chi phí khác (cả IDC)	237.909.656	1.882.797	239.792.452
VII	Chi phí dự phòng	159.187.167	15.918.717	175.105.884
	Tổng mức đầu tư dự án	1.470.052.471	45.645.240	1.515.697.711
	Suất đầu tư (USD/kWđặt)	1.336		1.378

Tỷ giá 1 USD = 16155 VNĐ

5, Nhà máy nhiệt điện Vũng áng 2x600MW

TT	Khoản mục	Tổng giá trị (VNĐ)
1	2	3
1	Chi phí xây dựng	5.762.342.025.042
1.1	Chi phí xây dựng, vật liệu chính	5.624.243.119.923
1.3	Chi phí xây dựng công trình phụ trợ vật liệu phụ	138.098.905.119
2	Chi phí thiết bị	8.870.557.647.575
2,1	Chi phí mua sắm thiết bị	8.234.282.165.262
2,2	Chi phí lắp đặt, kiểm tra và hiệu chỉnh	624.747.482.313
2,3	Chi phí đào tạo chuyển giao	11.528.000.000
3	Chi phí đền bù giải phóng mặt bằng, tái định cư	36.000.000.000
4	Chi phí quản lý dự án	165.834.221.603
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng công trình	include 4 and 6
6	Chi phí khác	3.151.306.456.466
7	Chi phí vốn lưu động (dự tính)	192.000.000.000
8	Chi phí dự phòng	1.817.804.035.069
	Tổng mức đầu tư dự án	19.995.844.385.755
	Suất đầu tư (USD/kW đặt)	1041

Tỷ giá 1USD = 16000VNĐ

Phụ lục 3: Suất vốn đầu tư tổng hợp một số dự án chuẩn nhiệt điện tham khảo tài liệu của Ngân hàng thế giới cho một số nước điển hình thời điểm năm 2008

Đơn vị: USD/kW

Loại nhà máy, công suất đặt tổ máy	Mỹ	Ấn độ	Rumani
1. Tua bin khí đơn, 150 MW	530	440	480
2. Nhiệt điện khí, 300 MW	1360	1040	1110
3. Tua bin khí hỗn hợp, 140 MW	1410	1170	1140
4. Tua bin khí hỗn hợp, 580 MW	860	720	710
5. Nhiệt điện than, 300 MW	2730	1690	2920
6. Nhiệt điện than, 500 MW	2290	1440	2530
7. Nhiệt điện than (super), 800 MW	1960	1290	2250
8. Nhiệt điện dầu, 300 MW	1540	1180	1420

Phụ lục 4: Bảng tổng hợp suất vốn đầu tư của các dự án thủy điện xây dựng mới trong quy hoạch đã được hiệu chỉnh theo cùng mặt bằng hiện tại

Tên công trình	Công suất (MW)	Suất vốn đầu tư cả VAT (đ/kW)
TĐ Quảng Trị	64	33.824.663
TĐ A Vương	210	20.565.794
TĐ Sông Tranh 2	160	29.698.635
TĐ Sông Bung 2	108	21.337.191
TĐ An Khê -Kanak	163	25.920.249
TĐ Sông Ba Hạ	220	20.682.009
TĐ Sê San 4	360	17.563.823
TĐ Thượng Kontum	220	22.020.553
TĐ Buôn Kướp	280	18.565.703
TĐ Buôn Tua Srah	85	31.049.864
TĐ Sê rêpôk 3	220	21.532.761
TĐ Đại Ninh	300	25.733.239
TĐ Đồng Nai 3	180	24.650.997
TĐ Đồng Nai 4	340	17.445.318
TĐ Sông Côn 2	53	23.615.662
TĐ Hua Na	180	22.726.877
TĐ Sông Bung 4	165	23.196.871
TĐ Đồng Nai 2	78	45.180.925
TĐ Đồng Nai 5	140	35.882.624
TĐ ĐakMi 4	210	19.756.479
TĐ Cổ Bi	48	23.122.657
TĐ KrôngHnăng	65	23.593.515
TĐ Sêrêpôk 4	70	27.242.598
TĐ Đak Mi 1	210	27.492.426
TĐ Khe Bố	100	21.854.048
TĐ Nho Quế 3	140	27.646.625
TĐ Sông Bung 5	85	22.877.461

--

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Quyết định số 2014 ngày 13/6/2007 của Bộ trưởng Bộ Công nghiệp hướng dẫn phân tích kinh tế tài chính và khung giá cho các nguồn phát điện độc lập.
2. Đề tài khoa học công nghệ cấp Nhà nước 09-07, “Chính sách giá năng lượng”, năm 2000, GS Nguyễn Minh Duệ.
3. Tổng sơ đồ VI quy hoạch phát triển hệ thống điện Việt Nam giai đoạn 2006-2015 có xét đến 2025, (Viện năng lượng, 12/2005).
4. Tài liệu dự thảo của tư vấn Ngân hàng thế giới WB: Mercados EMI - Duanne Morris; Quỹ hỗ trợ phát triển hạ tầng PPIAF, tài trợ để hỗ trợ Cục Điều tiết ERAV: Xây dựng quy định thiết kế thị trường phát điện cạnh tranh; lựa chọn cấu trúc hợp đồng mua bán điện mẫu (PPA) áp dụng thị trường phát điện cạnh tranh; phương pháp chung tính giá phát điện và giá dịch vụ phụ, tháng 4 – 7/2008.
5. Tài liệu bài giảng về thu nhập và giá điện, về thị trường điện lực (Revenues and Tariffs; Power markets) của tư vấn quốc tế Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA-Anh Quốc), năm 2007.
6. A review of the World Bank inspection Panel’s report on the Bujagali hydropower project, International Rivers Network, June 2002.
7. The Bujagali Power purchase Agreement an Independent Review, by Prayas, Energy group, pune India for International Rivers Network, 11/2002.
8. A back - of - the - envelope approach to assess the cost of capital for network regulators, Ian Alexander and Antonio Estache, 12/1997.
9. IEA (2003), World Energy Investment Outlook, OECD/IEA, Paris, France.
10. IAEA (2002c), Nuclear Economic Performance Information System – NEPIS (TRS-406), IAEA, Vienna, Austria.

--

11. IEA (2003a), Power Generation Investment in Electricity Markets, IEA, Paris, France.
12. IEA and NEA (1998), Projected Costs of Generating Electricity: Update 1998, OECD, Paris, France.
13. IEA and NEA (1993), Projected Costs of Generating Electricity: Update 1992, OECD, Paris, France.
14. NEA (2003), Nuclear Electricity Generation: What Are the External Costs, OECD, Paris, France.
15. NEA (2000), Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants, OECD, Paris, France.