

ỦY BAN NHÂN DÂN TỈNH NINH THUẬN

ĐỀ ÁN KHOA HỌC

**PHÁT TRIỂN NINH THUẬN TRỞ THÀNH
TRUNG TÂM NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CỦA CẢ NƯỚC**

**BÁO CÁO TỔNG HỢP CHUYÊN ĐỀ
DỰ BÁO PHÁT TRIỂN VÀ CẠNH TRANH CÁC
NHÓM NGÀNH LIÊN QUAN ĐẾN NĂNG LƯỢNG
TÁI TẠO**

**Đơn vị thực hiện: Viện Khoa học năng lượng
(Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Việt Nam)**

Chủ nhiệm: TS. NCVCC. Đoàn Văn Bình

Hà Nội, 2020

MỤC LỤC

MỤC LỤC.....	1
DANH MỤC HÌNH VẼ.....	3
DANH MỤC BẢNG BIỂU	4
DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT.....	5
NỘI DUNG 2	6
DỰ BÁO PHÁT TRIỂN VÀ CẠNH TRANH CÁC NHÓM NGÀNH LIÊN QUAN ĐẾN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO	6
I. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của nhiệt điện than (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò của nhiệt điện than trong hệ thống điện Việt Nam)	6
I.1. Tổng quan ngành than và nhiệt điện than của Việt Nam.....	6
I.1.1. Tổng quan ngành than Việt Nam.....	6
I.1.2. Tổng quan về phát triển nhiệt điện than của Việt Nam	21
I.2. Công nghệ nhiệt điện than	24
I.3. Giá thành sản xuất điện từ nhiệt điện than	32
I.4. Tác động môi trường của nhiệt điện than	34
I.5. Vai trò của nhiệt điện than trong hệ thống điện Việt Nam.....	37
II. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của nhiệt điện khí (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò nhiệt điện khí trong hệ thống điện Việt Nam)	38
II.1. Tổng quan ngành dầu khí và nhiệt điện khí Việt Nam	38
II.1.1. Cập nhật tiềm năng các nguồn dầu khí	38
II.1.2. Lĩnh vực khoan dầu khí.....	52
II.2. Công tác vận hành	60
II.3. Công tác an toàn và bảo vệ môi trường.....	60
II.4. Công tác bảo dưỡng, sửa chữa	60

II.5. Giá thành sản xuất điện từ nhiệt điện khí	74
II.6. Tác động môi trường của nhiệt điện khí	74
III. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của thủy điện (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam).....	83
III.1. Tổng quan về tiềm năng thủy điện Việt Nam	83
III.2. Các công nghệ nhà máy thủy điện	86
III.3. Hiện trạng khai thác thủy điện ở Việt Nam	91
III.4. Tính kinh tế của thủy điện.....	91
III.5. Tác động môi trường của thủy điện	92
III.6. Vai trò của thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam.....	96
IV. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của điện mặt trời	97
IV.1. Tiềm năng năng lượng mặt trời của Việt Nam	98
IV.2. Tiến bộ công nghệ điện mặt trời	99
IV.3. Tác động môi trường của điện mặt trời	101
IV.4. Vai trò của điện mặt trời trong hệ thống điện Việt Nam	103
V. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của điện gió	104
V.1. Tiềm năng điện gió Việt Nam.....	104
V.2. Xu hướng các công nghệ điện gió.....	105
V.3. Tính kinh tế của điện gió.....	106
VI. Kết luận.....	111
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	112

DANH MỤC HÌNH VẼ

Hình 1. Sơ đồ một nhà máy nhiệt điện đốt than.....	24
Hình 2. Cơ cấu nguồn điện của Việt Nam theo Quy hoạch TSDVII hiệu chỉnh..	37
Hình 3. Đề xuất cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2030 của GreenID	38
Hình 4. Tỷ lệ tổng tiềm năng các cấu tạo triển vọng của các bể trầm tích trên thềm lục địa và vùng biển Việt Nam.....	46
Hình 5. Sơ đồ một nhà máy nhiệt điện khí Turbine khí.....	63
Hình 6. Sơ đồ cung cấp khí đến lò hơi nhà máy nhiệt điện	67
Hình 7. Nhà máy nhiệt điện khí chu trình hở/ mở	76
Hình 8. Nhà máy nhiệt điện khí chu trình kết hợp.....	77
Hình 9. Sơ đồ nước cấp và nước thải nhà máy nhiệt điện khí	80
Hình 10. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện	86
Hình 11. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện đường dẫn.....	87
Hình 12. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện dùng đập.....	87
Hình 13. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện kết hợp.....	88
Hình 14. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy tích năng	88
Hình 15. Turbin Francis	89
Hình 16. So sánh giá điện các công nghệ nhà máy điện tại Việt Nam	111

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1. Các nhà máy nhiệt điện khí đã, đang và sẽ vận hành theo các Quy hoạch	68
Bảng 2. Danh sách các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam.....	70
Bảng 3. Dữ liệu tính toán LCOE đối với các công nghệ phát điện	74
Bảng 4. Trữ năng lý thuyết và kinh tế-kỹ thuật một số lưu vực sông lớn ở Việt Nam	84
Bảng 5. Trữ năng kỹ thuật một số lưu vực sông lớn ở Việt Nam (công suất >10MW)	85
Bảng 6. Tỷ trọng của thủy điện nhỏ trong hệ thống điện Việt Nam.....	97
Bảng 7. Giá trị trung bình cường độ bức xạ MT ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam	99
Bảng 8. Tóm lược tiềm năng năng lượng gió tại độ cao 80m theo Atlas gió mới.....	105
Bảng 9. Sản lượng điện tính toán các tuabin gió tại nhà máy điện gió Bạc Liêu.....	109
Bảng 10. So sánh giá điện các công nghệ nhà máy điện	111

DANH MỤC TỪ VIẾT TẮT

BCT	Bộ Công thương
CN	Công nghiệp
ĐMT	Điện mặt trời
ĐMTAM	Điện mặt trời áp mái
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
NLG	Năng lượng gió
NLMT	Năng lượng mặt trời
NLTT	Năng lượng tái tạo
PMT	Pin mặt trời
WB	World Bank

NỘI DUNG 2

DỰ BÁO PHÁT TRIỂN VÀ CẠNH TRANH CÁC NHÓM NGÀNH LIÊN QUAN ĐẾN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Chuyên đề này đề cập đến tính cạnh tranh của các dạng nguồn điện điển hình là nhiệt điện than, nhiệt điện khí, thủy điện, điện mặt trời và điện gió. Chuyên đề cung cấp thông tin tổng quát về ưu nhược điểm của mỗi loại nguồn điện trong điều kiện thực tế tại Việt Nam, làm cơ sở để đề xuất những cơ chế chính sách ưu tiên phát triển những nguồn điện có tính cạnh tranh vượt trội theo hai tiêu chí cơ bản là hiệu quả kinh tế và tác động môi trường theo hướng phát triển bền vững.

I. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của nhiệt điện than (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò của nhiệt điện than trong hệ thống điện Việt Nam)

I.1. Tổng quan ngành than và nhiệt điện than của Việt Nam

I.1.1. Tổng quan ngành than Việt Nam

(a.1) Cập nhật tiềm năng các nguồn than

Theo Báo cáo điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến 2020 có xét triển vọng đến năm 2030 [1], tổng trữ lượng các nguồn than khoảng 46,6 tỷ tấn, trong đó:

- Trữ lượng bể than đồng bằng sông Hồng chủ yếu là tài nguyên dự báo và chưa được tiến hành thăm dò tỉ mỉ (khoảng 39 tỷ tấn, chiếm 84,5%).

- Các mỏ than địa phương và than bùn phân bố rải rác, nhỏ lẻ và mức độ thăm dò còn thấp (khoảng 0,5 tỷ tấn, chiếm 1,2%).

- Phần lớn trữ lượng bể than Đông Bắc chưa được cấp phép thăm dò, hoặc nằm dưới các khu vực QH sử dụng đất, rừng, vùng cấm, hạn chế khai thác của tỉnh Quảng Ninh (khoảng 2,9 tỷ tấn than, chiếm 45%).

Tổng hợp lại, trữ lượng than khả thi là 3,7 tỷ tấn thuộc bể than Đông Bắc.

(a.2) Đặc điểm, điều kiện khai thác các mỏ than

* Bể than thuộc vùng Đông Bắc

- Độ sâu khai thác

Các mỏ than hầm lò vùng Đông Bắc (Quảng Ninh) hiện đang khai thác các vỉa than trong phạm vi độ sâu chưa đến 500m so với mặt đất. Phụ thuộc vào sự phân bố của khoáng sàng, đặc điểm bề mặt địa hình khu vực mà mức khai thác so với mặt nước biển và độ sâu khai thác thực tế so với mặt đất của từng mỏ hầm lò là rất khác nhau. Độ sâu khai thác bình quân so với mặt đất của các mỏ chỉ dao động trong khoảng $200 \div 450\text{m}$. Một số mỏ có mức khai thác sâu nhất so với mực nước biển như: Mạo Khê hiện đang khai thác đến mức -150m ; Khe Chàm đang khai thác đến mức -225m ; Hà Lâm đang khai thác đến mức -150m ; Mông Dương đang khai thác đến mức -150m (đã khai thông mức -250m); Quang Hanh đang khai thác đến mức -175m .

Đặc điểm địa tầng

Bể than Đông Bắc có diện tích chứa than phân bố chủ yếu ở Quảng Ninh và một phần ở Bắc Giang và Hải Dương, gồm ba vùng chính là Uông Bí, Hòn Gai và Cẩm Phả. Nhìn chung, địa tầng chứa than bể than Đông Bắc mang tính trầm tích nhịp điển hình. Phân bố xa vỉa than là các tập đá hạt thô như cuội kết, sạn kết, cát kết. Càng gần vỉa than là các tập đá hạt mịn như bột kết, sét kết. Nằm trực tiếp trên vách, trụ vỉa than là các tập sét kết, sét kết than với chiều dày từ $0,5 \div 10\text{ m}$. Đặc trưng cấu tạo trầm tích nhịp như vậy lặp đi lặp lại liên tục theo sự phân bố của các vỉa than.

Đặc điểm các vỉa than

Kết quả đánh giá đặc điểm điều kiện địa chất và tổng hợp trữ lượng các vỉa than theo các mức thăm dò, quy hoạch khai thác tại một số mỏ than hầm lò vùng Quảng Ninh cho thấy:

+ Theo chiều dày vỉa: Trữ lượng các khu vực vỉa than có chiều dày $> 3,5\text{m}$ chiếm $57,1\%$; trữ lượng các khu vực vỉa than có chiều dày trung bình từ $2,21 \div 3,5\text{m}$, chiếm $24,6\%$; trữ lượng các khu vực vỉa than có chiều dày mỏng từ $1,21 \div 2,2\text{m}$ chiếm $14,5\%$; trữ lượng các khu vực vỉa than có chiều dày rất mỏng từ $0 \div 1,2\text{m}$, chiếm $3,7\%$.

+ Theo góc dốc vỉa: Trữ lượng các khu vực vỉa than có góc dốc $\alpha \leq 15^\circ$ chiếm $5,9\%$; Trữ lượng các khu vực vỉa than có góc dốc từ $15^\circ < \alpha \leq 35^\circ$ chiếm

64,8%; Trữ lượng các khu vực vỉa than có góc dốc từ $35^{\circ} < \alpha \leq 55^{\circ}$ chiếm 21,3%; Trữ lượng các khu vực vỉa than có góc dốc $\alpha > 55^{\circ}$ chiếm 8%.

+ Cấu tạo vỉa: Các vỉa than của vùng Quảng Ninh có điều kiện địa chất - kỹ thuật mỏ phức tạp, mức độ biến động về chiều dày và góc dốc lớn, thậm chí thay đổi theo từng vỉa, từng khu vực khoáng sàng trong phạm vi nhỏ. Phần lớn các vỉa than có cấu tạo từ đơn giản đến phức tạp. Than trong vỉa chủ yếu là loại than antraxit, màu đen ánh kim, phân lớp mỏng đến trung bình, dễ vỡ, độ kiên cố của than $f = 1 \div 2$. Độ tro than thay đổi từ $15 \div 40\%$.

+ Đặc điểm đá vách, đá trụ:

Nằm sát vỉa than thường là các tập sét kết than, sét kết màu xám đen, xám, mềm bở với phân lớp rất mỏng từ $2 \div 12$ cm và trong đá kẹp có nhiều chỉ than thuộc loại than cám, vụn rời. Đá bị nứt nẻ mạnh, mặt phân lớp nhẵn, trơn, láng bóng, khi gặp nước thường trương nở, nhão, dễ tách chẻ, sập lở, trượt tiếp xúc khi đào lò hoặc khai thác. Chiều dày của tập đá yếu, kém bền vững này thường từ $0,3 \div 5,0$ m.

Nằm kế tiếp tập đá yếu, kém ổn định là tập bột kết màu xám đen, xám, phân lớp mỏng từ $8 \div 25$ cm, nứt nẻ mạnh. Mặt phân lớp phẳng, nhẵn nhưng khó tách chẻ và đá thuộc loại rắn chắc hơn. Chiều dày của tập bột kết thường từ $6,0 \div 25,0$ m. Đây là tập đá thường bị dịch chuyển, biến dạng trong quá trình khai thác, theo kiểu kéo theo do sập lở của tập đá yếu phân bố ở sát vách và trụ vỉa than.

Tiếp theo là tập đá trầm tích hạt thô như cát kết, sạn kết, cuội kết phân lớp dày từ $18 \div 25$ cm, đá rắn chắc, bền vững, nứt nẻ trung bình đến mạnh. Mặt phân lớp phẳng khó tách chẻ, sập lở. Đây là tập đá khá ổn định khi khai thác than. Chiều dày của tập này thường từ $20 \div 60$ m.

- *Đặc điểm khí mỏ*

Độ chứa khí mêtan trong khoáng sàng than vùng Quảng Ninh biến động rất mạnh theo vùng. Trong mỗi vỉa độ chứa khí cũng biến động mạnh theo phương ngang.

Trong toàn vùng có 03 khu vực có độ chứa khí cao bao gồm:

+ Khu vực Mạo Khê, chủ yếu ở một số vỉa 6,7,8,9 Cánh Bắc Công ty Than Mạo Khê. Độ chứa khí dao động từ $0,017 \div 6,28 \text{ m}^3/\text{T}_{\text{khói cháy}}$.

+ Khu Ngã Hai bao gồm: một số vỉa của Cty Than Quang Hanh, Khu Yên Ngựa Công ty Than Thống Nhất, Một số vỉa Công ty Than Dương Huy, Công ty TNHH MTV 35. Độ chứa khí dao động từ $0,02 \div 8,37 \text{ m}^3/\text{T}_{\text{khóicháy}}$.

+ Khu Khe Chàm bao gồm một số vỉa của Công ty than Khe Chàm. Độ chứa khí dao động từ $0,007 \div 6,29 \text{ m}^3/\text{T}_{\text{khói cháy}}$.

Các khu vực còn lại nhìn chung độ chứa khí thấp bao gồm:

+ Khu Vàng Danh Yên tử gồm các mỏ Vàng Danh, Nam Mẫu độ chứa khí rất thấp dưới $0,15 \text{ m}^3/\text{T}_{\text{khói cháy}}$.

+ Khu vực Hòn Gai gồm các mỏ Hà Lâm, Cao Thắng, Giáp Khẩu, Thành Công, Hà Ráng, Hoàn Bồ. độ chứa khí thấp dưới $2 \text{ m}^3/\text{T}_{\text{khói cháy}}$.

Tuy nhiên, khi khai thác ngày càng xuống sâu, độ chứa khí ngày càng tăng và gây khó khăn cho quá trình khai thác.

* Các mỏ than vùng Nội Địa

Mỏ than vùng Nội Địa khai thác bằng hầm lò hiện nay chỉ có mỏ Khánh Hòa. Theo thiết kế, phần trữ lượng để khai thác lộ thiên đến mức kết thúc là mức -270m, hiện nay công tác khai thác lộ thiên của mỏ Khánh Hòa đã đến mức -99m. Phần trữ lượng còn lại của khu vực rìa moong và dưới đáy moong (từ mức -270m ÷ -550m) được khai thác bằng phương pháp hầm lò. Hiện nay Công ty than Khánh Hòa đang chuẩn bị, khai thác theo dự án khai thác hầm lò khu vực rìa moong lộ thiên với công suất dự kiến khoảng 200 ng.tấn/năm và đang chuẩn bị và lập dự án khai thác hầm lò mở rộng nâng công suất mỏ Khánh Hòa với công suất 600 ng.tấn/năm.

- Đặc điểm địa tầng

Địa tầng chứa các vỉa than từ vỉa 11 đến vỉa 16 là các đá trầm tích bao gồm: cát kết, bột kết, sét kết, sét than, đá vôi sét và các vỉa than. Chiều dày địa tầng từ 300÷350m.

Đá cát kết có màu xám, xám đen, độ hạt từ nhỏ đến trung bình, thành phần là thạch anh, silic. Đá ở dạng phân lớp dày, khá rắn chắc.

Đá bột kết có màu xám, xám đen, phân lớp dày, cứng giòn.

Đá sét kết có màu xám, xám đen, phân lớp mỏng, đôi khi có dạng phân phiến, kém rắn chắc, trong thành phần của đá có chứa vật chất than và cacbonatcanxi. Trong các lớp sét kết đôi khi chứa các lớp mỏng đá vôi sét và có các mạch canxit xuyên cắt.

Đá vôi sét có màu xám, xám đen, đen, phân lớp mỏng và tương đối ổn định. Trong thành phần của đá, ngoài cacbonatcanxi và sét còn có các vật chất hữu cơ, đôi nơi còn chứa các ổ than. Đá thường bị nứt nẻ và có nhiều mạch canxit xuyên cắt.

- Đặc điểm các vỉa than

Địa tầng trầm tích than mỏ Khánh Hòa gồm 6 vỉa than được đánh số từ dưới lên từ là V11 ÷ V16. Trong đó 4 vỉa có giá trị công nghiệp là V13 V14, V15 và V16 còn hai vỉa dưới cùng V11 và V12 thuộc loại vỉa mỏng, than có nhiều lớp đá kẹp, dạng ổ nên không có giá trị khai thác. Trữ lượng của các vỉa than thuộc mỏ than Khánh Hoà dưới đáy moong được xác định khoảng 12,7 tr.tấn. Phần rìa moong có trữ lượng địa chất khoảng 1,6 tr.tấn. Các vỉa than của mỏ Khánh Hoà thường có độ tro (A^k) biến đổi từ 6,26 ÷ 40,0 % trung bình 23,28 %, nhiệt lượng (Q^{ch}) biến đổi từ 5204 ÷ 8501 Kcal/kg trung bình 7875 Kcal/kg. Than có hàm lượng chất bốc tương đối cao, biến đổi từ 11,31 ÷ 35,51 % trung bình 20,02 %. Theo đánh giá than của mỏ Khánh Hòa có tính tự cháy và được xếp vào loại II.

Đặc điểm khí mỏ

Về khí mỏ của khoáng sàng mỏ than Khánh Hoà chưa được nghiên cứu kỹ. Tuy nhiên theo đánh giá của Công ty Công nghiệp Mỏ Việt Bắc - TKV, khu vực khai thác phần hầm lò được tạm xếp loại I về khí mỏ.

** Bể than đồng bằng sông Hồng*

Quá trình nghiên cứu địa chất bể than đồng bằng Sông Hồng được bắt đầu từ trước năm 1954. Từ năm 1998 đến năm 2002, Tổng Công ty than Việt Nam (nay là Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam) phối hợp với tổ chức phát triển năng lượng mới Nhật Bản (NEDO) đã tiến hành dự án khảo sát các khu vực thuộc tỉnh Hưng Yên, Thái Bình, một phần Hà Tây cũ và Hà Nội

trên diện tích rộng 932,28 km² và đến độ sâu -1700m, và đánh giá sơ bộ có khoảng 30 tỷ tấn than.

Qua nghiên cứu khảo sát, đến nay đã chọn huyện Khoái Châu - Hưng Yên để tìm kiếm trữ lượng và thăm dò sơ bộ: Khu Khoái Châu từ tuyến VI đến tuyến XIV diện tích 55km² mạng lưới công trình đạt 2.000m x 1.000m được xếp vào khu vực tìm kiếm trữ lượng, đến độ sâu -1100 m được đánh giá có trữ lượng 1,124 tỷ tấn, trong đó trữ lượng chắc chắn là 0,238 tỷ tấn, tương đối chắc chắn 0,437 tỷ tấn, dự đoán 0,449 tỷ tấn. Khu vực thăm dò sơ bộ (khu vực Bình Minh thuộc huyện Khoái Châu - Hưng Yên) rộng 25 km² từ tuyến IIB đến tuyến VI mạng lưới công trình khoan đạt 1.000mx500m đến 1.000m, đến độ sâu -600 m có trữ lượng 0,456 tỷ tấn, trong đó trữ lượng chắc chắn 0,286 tỷ tấn, tương đối chắc chắn 0,127 tỷ tấn, dự đoán 0,043 tỷ tấn.

Như vậy, tổng diện tích được tìm kiếm trữ lượng và thăm dò sơ bộ ở Khoái Châu - Hưng Yên là 80 km², có trữ lượng 1,581 tỷ tấn, trong đó trữ lượng chắc chắn 0,525 tỷ tấn, tương đối chắc chắn 0,564 tỷ tấn và dự đoán 0,492 tỷ tấn.

- Độ sâu khai thác

Kết quả khảo sát thăm dò giai đoạn 1998 ÷ 2002 và các tài liệu tìm kiếm thăm dò của các giai đoạn trước đã cho phép phân thành ba khu vực trữ lượng phụ thuộc vào mật độ các công trình thăm dò:

Khu Bình Minh: được tính trữ lượng đến (-600m) và giới hạn là - tuyến IIB phía Tây Bắc, tuyến VI phía Đông Nam, đứt gãy Vĩnh Ninh phía Đông Bắc và ở phía Tây Nam được khống chế bởi các lỗ khoan 60 T.IIB; 79 T.IB, TD10, 11 T.II, 18 T.IV và 30 T.VI.

Khu Khoái Châu: được tính trữ lượng đến mức (-1100m) và giới hạn bởi tuyến IVB phía Tây Bắc, tuyến XIV ở phía Đông Nam, phía Đông Bắc, từ tuyến IVB đến tuyến IIB là đứt gãy Vĩnh Ninh; từ tuyến IIB đến tuyến VI là các lỗ khoan 60 T.IIB, 79 T.IB, 54 T.O, TD10, 11 T.II, 18 T.IV và 30 T.VI; từ tuyến VI đến tuyến XIV là đứt gãy Vĩnh Ninh; phía Tây Nam là đứt gãy FK.

Khu Khoái Châu - Đông Hưng: được tính trữ lượng đến mức (-2000m) có giới hạn ở phía Tây Bắc là tuyến XIV, ở phía Đông Nam là ranh giới khảo sát đi

qua lỗ khoan 108 Đông Hưng, phía Đông Bắc là đứt gãy Vĩnh Ninh, ở phía Tây Nam là đứt gãy Thái Bình.

- Đặc điểm các vỉa than

Khu vực Bình Minh từ trên xuống có 19 vỉa than, trong đó có 5 vỉa chiều dày duy trì tương đối liên tục và được tính trữ lượng là các vỉa 3, 4, 14, 15, 17.

Vỉa 3: Lộ dưới lớp phủ Q1 từ T. IV đến T. II, liên tục, có giá trị công nghiệp. Dày nhất 19,09 m, mỏng nhất 0,58 m, trung bình 6,95 m, tương đối ổn định, cấu tạo tương đối phức tạp, có 1÷5 lớp kẹp.

Vỉa 4: Lộ dưới lớp phủ Q1 từ tuyến IVb đến tuyến Ib, duy trì liên tục, bị vát tại LK 54T, 66T, TD.9, có giá trị công nghiệp. Chiều dày lớn nhất 6,76m, nhỏ nhất 0,19m, trung bình 3,08m, tương đối ổn định, cấu tạo tương đối đơn giản.

Vỉa 14: Lộ dưới lớp phủ Q1 từ tuyến IIb đến tuyến IV. Chiều dày lớn nhất 14,29m nhỏ nhất 0,38m trung bình 4,89 m, duy trì tương đối liên tục, ổn định, cấu tạo tương đối đơn giản, ít lớp kẹp.

Vỉa 15: Lộ dưới lớp phủ đệ tứ từ tuyến IIb đến tuyến VI. Chiều dày vỉa lớn nhất 5,91m nhỏ nhất 0,40m trung bình 3,71m, duy trì tương đối liên tục, mỏng dần từ tuyến IIb về phía Tây, cấu tạo tương đối đơn giản, chiều dày tương đối ổn định.

Vỉa 17: Lộ dưới lớp phủ đệ tứ từ tuyến VI đến tuyến VIII, cắm về phía Đông Nam, duy trì tương đối liên tục từ T. VI đến T. XIV, chiều dày lớn nhất 9,71m, nhỏ nhất 0,98m, trung bình 4,05m, chiều dày tương đối ổn định, cấu tạo vỉa tương đối phức tạp có 2÷5 lớp kẹp.

- Đặc điểm địa tầng

Đá của tầng chứa than (Neogen) gồm: cuội kết, cát kết, bột kết, sét kết, sét than và các vỉa than, chúng nằm xen kẽ nhau, phân bố từ chiều sâu 100 ÷ 149,0m trở xuống. Nhìn chung các lớp đá có chiều dày biến đổi phức tạp từ 0,5m đến 15m (cá biệt có chỗ đến 50m). Các vỉa than có chiều dày 0,3m đến 10m. Đa số các lớp đá có độ gắn kết yếu, thuộc loại đá nửa cứng đến mềm, đôi chỗ có những thấu kính đá được gắn kết bằng keo cacbônát tương đối rắn chắc và bền vững.

Từ kết quả xác định tính chất cơ lý nham thạch trầm tích Neogen thấy rằng các lớp đất đá vách và trụ của các vỉa than phần lớn là sét kết, bột kết và cát kết chứa nước, độ gắn kết yếu, mềm bở dễ sập đổ và trương nở trong quá trình đào lò và khai thác than.

- Đặc điểm điều kiện địa chất thủy văn

Đánh giá đặc điểm điều kiện địa chất thủy văn của khu vực cho thấy: nguồn nước chảy vào mỏ khi khai thác than bao gồm: nước sông Hồng thấm qua trầm tích Đệ tứ, nước chứa trong trầm tích Đệ tứ thông qua các cửa sổ địa chất thủy văn, nước trong trầm tích Neogen. Kết quả tính toán lưu lượng nước chảy vào lò khi đào giếng trong trầm tích Đệ tứ phụ thuộc vào độ sâu từ $50 \div 120$ m có biên độ dao động từ 265 đến $8054\text{m}^3/\text{giờ}$. Khi đào giếng trong trầm tích Neogen ở độ sâu $200 \div 300$ m dưới mặt đất, lượng nước chảy vào lò giao động từ $128 \div 407\text{ m}^3/\text{giờ}$. Khi khai thác các vỉa than ở sâu dưới $200 \div 300\text{m}$, lượng nước chảy vào mỏ giao động từ $576 \div 891\text{m}^3/\text{giờ}$.

Như vậy tổng lưu lượng nước chảy vào mỏ khi khai thác ở độ sâu 300 m dưới mặt đất lên tới trên $20.000\text{ m}^3/\text{giờ}$. Đây là tính toán sơ bộ, chưa chắc chắn, nhưng qua đó cho thấy lượng nước chảy vào lò khi khai thác là rất lớn, cần phải được xác định trong các nghiên cứu của các giai đoạn tiếp theo.

Ngoài ra khu vực còn có hiện tượng cát chảy, trong quá trình khoan thăm dò ở khu vực Bình Minh - Khoái Châu, khi khoan trong các lớp cát, cát kết thường gặp hiện tượng cát chảy lấp đầy lỗ khoan. Tại một số lỗ khoan quan trắc động thái nước dưới đất, sau một thời gian ngắn cát chảy đã lấp đầy lỗ khoan nên không thể kéo dài thời gian quan trắc được nữa. Đây là hiện tượng địa chất công trình sẽ xảy ra và ảnh hưởng lớn đến công tác đào lò, khai thác và tháo khô mỏ sau này.

- Đặc điểm khí mỏ

Theo kết quả thực tế lấy mẫu khí trong các lỗ khoan thuộc báo cáo tìm kiếm tỷ mỷ và thăm dò sơ bộ đến thăm dò bổ sung năm 2002 thì vùng Bình Minh - Khoái Châu nói riêng, than đồng bằng sông Hồng nói chung nằm trong giới hạn đới khí phong hoá và chia thành hai đới khí chủ yếu: Đới khí cacbonic - nitơ và đới khí nitơ - mêtan.

Từ kết quả phân tích mẫu khí mỏ trong trầm tích than đồng bằng sông Hồng từ trước tới năm 2002 có thể kết luận:

Thành phần hoá học các loại khí trong than và đá vây quanh là khá giống nhau chủ yếu là khí nitơ (N₂); cacbonic (CO₂) Hyđrô (H₂); mêtan (CH₄) đặc trưng cho các chất khí được sinh thành từ trầm tích chứa than.

Hàm lượng khí nitơ là cao còn lại các khí khác có hàm lượng thấp.

Độ chứa khí tự nhiên của than và đá vây quanh trung bình không quá 2m³/TKc. Như vậy vùng mỏ than Bình Minh - Khoái Châu được xếp vào mỏ có cấp khí loại I. Mức độ biến đổi về hàm lượng và độ chứa khí tự nhiên theo diện tích có sự khác nhau. Vía 3 và các tầng đá vây quanh trong vùng Bình Minh - Khoái Châu - Hưng Yên có hàm lượng và độ chứa khí tự nhiên cao.

* Tóm lại

Tổng tài nguyên và trữ lượng các nguồn than Việt Nam còn lại khoảng 46,6 tỷ tấn. Tuy nhiên, bể than đồng bằng sông Hồng chủ yếu là tài nguyên dự báo và chưa được tiến hành thăm dò bổ sung; các mỏ than địa phương và than bùn phân bố rải rác, tài nguyên trữ lượng nhỏ lẻ và mức độ thăm dò còn thấp. Một phần lớn tài nguyên trữ lượng bể than Đông Bắc chưa được cấp phép thăm dò, hoặc nằm dưới các khu vực quy hoạch sử dụng đất, rừng, vùng cấm, hạn chế khai thác khoáng sản của tỉnh Quảng Ninh. Nếu trừ đi các nguồn than nói trên, tổng tài nguyên và trữ lượng than còn lại khoảng 3,9 tỷ tấn, tập trung chủ yếu tại bể than Đông Bắc và vùng nội địa.

Có 3 vùng than chính là Đông Bắc, Nội Địa và Đồng bằng sông Hồng. Độ sâu khai thác các mỏ hầm lò hiện ở mức chưa đến -500m. Địa tầng các mỏ khác phức tạp, các vỉa than rất đa dạng về độ dày, góc dốc, cấu tạo vỉa; nồng độ khí mỏ thay đổi theo vùng, càng xuống sâu nồng độ càng tăng gây nhiều bất lợi cho khai thác than.

(a.3) Hiện trạng khai thác, chế biến than

* Hiện trạng khai thác than lộ thiên

Trong những năm qua, sản lượng than khai thác của Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam tăng trưởng với tốc độ cao, từ 27,5 triệu tấn năm 2004 lên tới 48,3 triệu tấn năm 2011 (tương ứng tăng trung bình 12,1%/năm).

Sản lượng khai thác tăng nhanh, từ 48,3 triệu tấn năm 2011 lên 64,66 triệu tấn năm 2015, đến 74,6 triệu tấn năm 2020 trung bình 6,4%/năm giai đoạn 2011÷2015 và 4,6%/năm giai đoạn 2016÷2025, và đạt 81,9 triệu tấn than vào năm 2025.

Hiện nay, Tập đoàn có 9 mỏ lộ thiên có công suất vừa và lớn, tập trung ở 3 vùng, vùng Hòn Gai gồm các mỏ: Núi Béo, Hà Tu, Xí nghiệp Than 917 – Công ty than Hạ Long; vùng Cẩm Phả gồm các mỏ: Cọc Sáu, Đèo Nai, Cao Sơn, Khe Chàm II (lộ thiên) và các mỏ than vùng Nội Địa gồm: Na Dương, Khánh Hòa.

Theo các Dự án đã được phê duyệt trữ lượng than địa chất được huy động khai thác bằng phương pháp lộ thiên tính từ 01/01/2014 khoảng 268,6 triệu tấn. Tổng khối lượng than nguyên khai khoảng 296,1 triệu tấn và khối lượng đá thải khoảng 3,368 tỉ m³, hệ số bóc đá của các mỏ từ 6,78÷14,73 m³/tấn, trung bình toàn ngành 11,37 m³/tấn.

Trong các vùng khai thác, khối lượng mỏ tập trung lớn nhất tại vùng Cẩm Phả với gần 2,03 tỉ m³ đất đá thải (chiếm 60,23% tổng khối lượng đất đá bóc toàn ngành khai thác lộ thiên và 187 triệu tấn than nguyên khai, tương ứng với 63,1% tổng khối lượng than toàn ngành. Tiếp theo đó là vùng than Nội Địa với khối lượng đất bóc 785 triệu m³ (23,31%) và 68,8 triệu tấn than nguyên khai (23,2%) và cuối cùng là vùng Hòn Gai với khối lượng đất bóc 554 triệu m³ (16,46%) và 40,3 triệu tấn than nguyên khai (13,6%).

*** Hiện trạng khai thác than hầm lò**

Điều kiện địa chất các mỏ than hầm lò rất phức tạp, chiều dày và độ dốc các vỉa than biến động trong phạm vi lớn, các khu vực khai thác thường có chiều dài theo phương và theo độ dốc nhỏ do vỉa bị các phá hủy kiến tạo chia cắt nên công nghệ khai thác hiện nay chủ yếu vẫn là phương pháp khấu than bằng khoan nổ mìn. Phương pháp cơ giới hóa khấu than chống giữ lò chợ bằng giá thủy lực di động trước đây được áp dụng ở mỏ Khe Chàm (năm 2002), đến nay toàn ngành đã phát triển được 5 lò chợ cơ giới hóa đồng bộ, trong đó 3 lò chợ cơ giới hóa trong điều kiện vỉa dốc thoải và dốc nghiêng, 2 lò chợ trong điều kiện vỉa dốc đứng và 1 lò chợ khấu than bằng khoan nổ mìn chống giữ bằng dàn chống loại siêu nhẹ cho vỉa dày trung bình dốc thoải đến nghiêng.

Hiện nay ở các mỏ hầm lò áp dụng chủ yếu các sơ đồ công nghệ khai thác cơ bản như sau:

- Khai thác cột dài theo phương, khâu toàn bộ chiều dày vỉa: khâu than bằng khoan nổ mìn, chống giữ lò chợ bằng gỗ hoặc vì chống thủy lực, điều khiển đá vách bằng phương pháp phá hỏa toàn phần.

- Khai thác cột dài theo phương, khâu toàn bộ chiều dày vỉa (lò chợ bám vách và trụ vỉa), khâu than bằng máy khâu, chống giữ bằng dàn chống tự hành, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.

- Khai thác cột dài theo phương, khai thác lò chợ trụ, hạ trần thu hồi than nóc, khâu than bằng khoan nổ mìn, chống giữ bằng vì chống thủy lực, điều khiển đá vách bằng phương pháp phá hỏa toàn phần.

- Khai thác cột dài theo phương, khai thác lò chợ lớp trụ hạ trần thu hồi than nóc, khâu than bằng máy combai chống giữ bằng dàn chống tự hành có kết cấu hạ trần.

- Khai thác cột dài theo hướng dốc, cơ giới hóa đồng bộ khai thác lò chợ sử dụng tổ hợp 2ANSH, điều khiển đá vách bằng phương pháp phá hỏa toàn phần.

- Khai thác chia ngang nghiêng hoặc chia lớp bằng, khâu than bằng khoan nổ mìn, chống giữ bằng vì chống thủy lực, điều khiển đá vách bằng phá hỏa toàn phần.

- Khai thác lò dọc vỉa phân tầng, khai thác hạ trần than bằng khoan nổ mìn, chống giữ tăng cường gương khâu bằng giá thủy lực di động.

- Một số sơ đồ công nghệ khai thác khác: Ngoài các sơ đồ công nghệ khai thác cơ bản nêu trên, hiện nay các mỏ hầm lò còn sử dụng một số sơ đồ công nghệ như: khai thác buồng - lò thượng chéo và công nghệ khai thác đào lò lấy than, khâu than bằng khoan nổ mìn áp dụng cho các vỉa dốc có điều kiện địa chất phức tạp, trữ lượng phân tán để khai thác tận thu tài nguyên.

* Đánh giá chung

Hiện nay, lĩnh vực khai thác than bằng phương pháp hầm lò đang từng bước đóng vai trò quan trọng trong ngành than. Để đáp ứng được yêu cầu của ngành trong những năm qua, các công ty than hầm lò đã chú trọng công tác đầu

tư đổi mới công nghệ và thiết bị phục vụ công tác khai thác. Nhìn chung các loại hình công nghệ khai thác hiện đang áp dụng là phù hợp với những đặc điểm và điều kiện địa chất của vùng Quảng Ninh. Về trình độ công nghệ khai thác vẫn còn thủ công là chính. Việc cơ giới hóa trong các khâu quan trọng như khâu, chống vẫn còn mức độ và tập trung ở các mỏ lớn. Tuy nhiên, với việc áp dụng các sơ đồ công nghệ cơ giới hóa đồng bộ đã đóng góp một phần to lớn và mở ra nhiều triển vọng trong sự phát triển của ngành.

Theo quy hoạch phát triển ngành than đến năm 2020 và xét triển vọng đến năm 2030, các mỏ Lộ thiên dần kết thúc, khi đó các công ty khai thác than hầm lò đóng vai trò chính cung cấp than cho đất nước. Bởi vậy trong những năm tới Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam nói chung và các Công ty than hầm lò nói riêng cần phải nghiên cứu, tiếp tục đẩy mạnh hơn nữa việc áp dụng các loại hình công nghệ cơ giới hóa trong khai thác để nâng công suất khai thác các lò chợ. Để đáp ứng nhu cầu trên cùng với việc đầu tư các công nghệ, thiết bị ngoại nhập cần phải đẩy mạnh hơn nữa việc nghiên cứu hợp tác và chủ động chế tạo các thiết bị trong nước phục vụ công tác khai thác mỏ.

* Hiện trạng sàng tuyển chế biến than

Ở vùng than Quảng Ninh hiện nay có 3 nhà máy tuyển than trung tâm đang hoạt động: Nhà máy tuyển than Cửa Ông, Nhà máy tuyển than Hòn Gai và Nhà máy tuyển than Vàng Danh. Tổng công suất thiết kế ban đầu của các nhà máy tuyển than trên là 8 triệu tấn/năm nhưng hiện nay các nhà máy đang vận hành với công suất 18 triệu tấn/năm vượt hơn 200% so thiết kế nhưng cũng chỉ đạt khoảng 35-40 % sản lượng than nguyên khai toàn ngành. Phần than nguyên khai còn lại được sàng tuyển chế biến tại các cụm sàng tuyển tại mỏ.

Các nhà máy tuyển than Hòn Gai, Cửa Ông I; Cửa Ông II và Vàng Danh đang áp dụng các phương pháp tuyển khác nhau để nâng cao chất lượng than bao gồm: tuyển máy lắng, tuyển huyền phù, tuyển nổi, máng rửa, máng xoắn. Riêng nhà máy tuyển than Cửa Ông III chỉ có sàng khô, nhật tay và nghiền pha trộn. Đối với các hệ thống sàng tuyển tại mỏ, ngoài việc sàng sơ bộ để cấp nguyên liệu cho các nhà máy tuyển than trung tâm, hiện nay tại một số mỏ còn sử dụng các hệ thống tuyển bằng huyền phù tang quay manhêtit, huyền phù tự sinh, máy lắng

lưới chuyển động, tuyển bằng bàn đãi khí, thiết bị tuyển rửa băng tải dốc để nâng cao chất lượng than.

Công ty tuyển than Cửa Ông là đơn vị sàng tuyển than lớn nhất của Tập đoàn công nghiệp than - khoáng sản Việt Nam. Sản lượng than cấp vào nhà máy sàng tuyển than Cửa Ông mỗi năm trên 10 triệu tấn, chiếm khoảng 25 % sản lượng than nguyên khai toàn Tập đoàn. Công ty tuyển than Cửa Ông hiện có 3 nhà máy tuyển than (NMTT) gồm: Cửa Ông 1, Cửa Ông 2 và Cửa Ông 3. Sau nhiều lần đầu tư cải tạo, hiện nay tổng công suất của 3 nhà máy đã đạt 12 triệu tấn /năm.

Nhà máy tuyển than Nam Cầu Trắng thuộc Công ty tuyển than Hòn Gai được Hãng BMCH của Australia thiết kế với công suất 2,0 triệu tấn/năm và được đưa vào sử dụng từ năm 1996. Công nghệ sàng tuyển bao gồm: sàng phân loại tách bót than cám và nhật tay cấp hạt lớn, tuyển bằng máy lắng, xoáy lốc huyền phù và máng xoắn để nâng cao chất lượng than. Bùn nước được xử lý bằng hệ thống xoáy lốc phân cấp, bể cô đặc cào tròn. Năm 2010, nhà máy tuyển than Hòn Gai đã xây dựng và lắp đặt hệ thống tuyển nổi cột để nâng cao chất lượng than bùn và hệ thống máy lọc ép tăng áp và hệ thống máy lọc ép tấm tương ứng để khử nước sản phẩm than sạch và bùn thải tuyển nổi. Dây chuyền tuyển nổi và lọc ép tại nhà máy tuyển than Hòn Gai với công suất 500.000 tấn/năm tương đương 100 tấn/giờ.

Từ khi đưa vào sử dụng đến nay, nhà máy đã được cải tạo, bổ sung thiết bị để nâng cao công suất và hiện nay đã đạt công suất trên 3,0 triệu tấn/năm.

Nhà máy tuyển than Vàng Danh thuộc Công ty CP Than Vàng Danh - Vinacomin do Liên xô (cũ) thiết kế xây dựng với công suất 600.000 tấn/năm và được đưa vào sử dụng từ năm 1972. Từ khi đưa vào sản xuất đến nay nhà máy đã được đầu tư cải tạo nhiều lần để đáp ứng nhu cầu thực tế. Hiện tại hệ thống sàng tuyển chế biến của mỏ than Vàng Danh có thể đáp ứng được sản lượng than nguyên khai 3,5 triệu tấn/năm, trong đó sản lượng cấp vào nhà máy tuyển than là 2,7 triệu tấn/năm, còn lại than nguyên khai được xử lý tại các cụm sàng nghiền quy mô nhỏ khác với sản lượng 800 nghìn tấn/năm.

Các nhà máy sàng tuyển chế biến than tại các mỏ than

Công nghệ sàng chế biến than ở các cụm sàng tuyển chế biến ngay tại mỏ của các mỏ than vùng Quảng Ninh hiện nay chủ yếu như sau:

- Cấp nguyên liệu cho các nhà máy tuyển than trung tâm: Than nguyên khai được sàng khô lưới 70(50)mm để loại bỏ đá lớn, sản phẩm dưới sàng 0-70(50) mm được cấp cho các nhà máy tuyển than trung tâm. Cấp hạt lớn +70(50)mm được nhật tay thu hồi than cục.

- Sàng chế biến tự tiêu thụ tại mỏ: Than nguyên khai được sàng khô qua lưới 15mm và 50mm để tách ra 3 sản phẩm: cám khô -15 mm, don xô 15-50 mm và cấp hạt lớn +50 mm. Cấp hạt lớn +50 (70) mm được nhật tay thu hồi than cục. Don xô (15 - 50)mm hoặc được nghiền thành than cám để pha trộn tiêu thụ hoặc được tuyển nâng cao chất lượng trong các hệ thống tuyển than bằng huyền phù tự sinh, huyền phù manhetit và máy lắng lưới chuyển động. Ngoài ra, một số mỏ có sử dụng tuyển nâng cao chất lượng bằng hệ thống tuyển khí hoặc tuyển rửa bằng băng tải dốc.

Một số nhận xét

- Năng lực tối đa của các nhà máy sàng tuyển than hiện nay đạt 18- 19 triệu tấn, chiếm tỷ lệ 38-39% sản lượng than nguyên khai; năng lực sàng tuyển của các cụm sàng tuyển tại mỏ đạt (7,5 - 8) triệu tấn chiếm tỷ lệ 16 %, còn lại gần 22 triệu tấn - tương đương (45-46) % tổng sản lượng than nguyên khai chỉ được sàng khô chế biến ngay tại mỏ để tiêu thụ.

- Than nguyên khai được tuyển bằng công nghệ tuyển máy lắng chiếm tỷ lệ lớn nhất (chiếm 21%-22% tổng sản lượng than khai thác), tiếp theo là tuyển xoáy lốc huyền phù (chiếm tỷ lệ 9% - 10%), tuyển huyền phù tự sinh chiếm 6,14 %, tuyển huyền phù tang quay chiếm 4,97%, tuyển huyền phù bể chiếm 2,9 %, tuyển nổi và máng xoắn chiếm gần 1,7% còn lại các phương pháp tuyển khác như máng rửa, bàn đãi khí, băng tải dốc ... chiếm khoảng 6%.

- So với sản lượng than được tuyển trong các nhà máy sàng tuyển than trung tâm, tỷ lệ than qua tuyển bằng máy lắng là 56%, tuyển bằng xoáy lốc huyền phù manhetit là 24%, tuyển huyền phù bể là 7,5%, tuyển bằng máng rửa là 3%, còn lại than qua tuyển bằng máng xoắn và tuyển nổi chiếm 4,4 %.

- Sản lượng than nguyên khai được đưa tuyển nâng cao chất lượng tại các nhà máy sàng tuyển than trung tâm và tại xưởng tuyển tại mỏ chỉ chiếm 54%-55% tổng sản lượng than khai thác, còn lại 45%-46% chỉ được sàng khô chế biến tiêu thụ. Để chủ động về phẩm cấp chất lượng và nâng cao giá trị than thương phẩm, đáp ứng yêu cầu tiêu thụ cần phải đầu tư thêm các nhà máy và các xưởng tuyển than.

(a.4). Nguồn cung than cho sản xuất điện

Cập nhật mới về mục tiêu phát triển NĐT theo Tổng sơ đồ điện VII hiệu chỉnh, nhu cầu than cho điện (triệu tấn) đến năm 2020: 59,5; năm 2025: 86,0; năm 2030: 119,4 và năm 2035: 127,5. Như vậy, đến năm 2030-2035 nhu cầu than cho điện sẽ cao gấp trên dưới 3 lần so với năm 2017.

Căn cứ vào thực trạng tài nguyên, trữ lượng than đã được thăm dò còn lại, sản lượng than thương phẩm sản xuất trong nước theo quy hoạch đã được cập nhật mới như sau (triệu tấn): năm 2020: 44; năm 2025: 45; năm 2030: 53 và năm 2035: 55 triệu tấn.

Trong tổng sản lượng than thương phẩm sản xuất, than đủ tiêu chuẩn để cấp cho sản xuất điện chiếm khoảng 80%, cụ thể là năm 2020 khoảng 35 triệu tấn, năm 2025: 36,3 triệu tấn, năm 2030: 39,8 triệu tấn và năm 2035: 39,5 triệu tấn.

Như vậy, để đáp ứng nhu cầu than cho sản xuất điện, Việt Nam phải nhập khẩu khoảng 25 triệu tấn vào năm 2020; khoảng 50 triệu tấn vào năm 2025; khoảng 80 triệu tấn vào năm 2030 và khoảng 88 triệu tấn vào năm 2035.

Tuy nhiên, đối với Việt Nam nguồn than khai thác trong nước và nguồn than nhập khẩu còn gặp nhiều khó khăn, vướng mắc. Cụ thể là, tài nguyên than trong nước có mức độ thăm dò quá thấp, mới chỉ có khoảng 7,3% đạt cấp chắc chắn và tin cậy; điều kiện khai thác ngày càng khó khăn, phức tạp, trong khi thuế, phí ngày càng tăng cao; việc cấp phép còn nhiều bất cập và tại khu vực Quảng Ninh một số quy hoạch địa phương còn chồng lấn quy hoạch than. Việc nhập khẩu than có một số khó khăn, thách thức là: Việt Nam mới tham gia thị trường nhập khẩu than nhiệt, trong khi thị trường này đã được các tập đoàn tài chính – thương mại lớn trên thế giới sắp đặt “trật tự” và chi phối từ lâu; cơ sở hạ tầng, hệ

thống logistics phục vụ nhập khẩu than còn yếu, nhất là chưa có cảng trung chuyển than nhập khẩu quy mô lớn, năng lực vận chuyển đường sông nội địa từ cảng biển về các NMNĐ than quá mỏng; cơ chế chính sách và tổ chức nhập khẩu than cho các NMNĐ còn nhiều bất cập.

1.1.2. Tổng quan về phát triển nhiệt điện than của Việt Nam

Phát triển nhiệt điện than ở Việt Nam đến nay có thể chia thành 3 giai đoạn [2]

(b.1) Thời kỳ trước năm 1975

Nhà máy nhiệt điện (NMNĐ) than đầu tiên của Việt Nam là Nhà đèn Vườn hoa, được người Pháp xây dựng tháng 2/1894 tại Hải Phòng. Tiếp đó, tại khu vực Bắc Bộ, Trung Bộ, các nhà máy nhỏ, quy mô không quá 10 MW, thông số hơi thấp lần lượt được xây dựng. Tới tháng 10/1954, tổng công suất nguồn điện miền Bắc chỉ khoảng 31,5 MW với sản lượng điện khoảng 53 triệu kWh/năm. Để đáp ứng nhu cầu điện năng, cùng với việc sửa chữa, cải tạo, nâng cấp các nhà máy điện do Pháp để lại, trong các năm 1955 - 1960, Việt Nam đã khởi công xây dựng và đưa vào vận hành một số NMNĐ than mới có công suất nhỏ và vừa, thông số hơi trung áp (áp suất/nhiệt độ đến 3,43 MPa (35 bar)/435 độ C), công nghệ lò ghi xích và lò than phun. Năm 1961, với sự giúp đỡ của Liên Xô, Việt Nam khởi công xây dựng NMNĐ Uông Bí - nguồn điện chủ lực của miền Bắc. Bên cạnh đó, Nhà máy Nhiệt điện Ninh Bình công suất 100 MW do Trung Quốc giúp đỡ cũng được đưa vào vận hành từ 1974. Đây là những nhà máy điện than có công suất lên tới hàng trăm MW đầu tiên do Việt Nam đầu tư xây dựng. Tuy nhiên, trong suốt cuộc chiến tranh chống Mỹ, các nhà máy điện luôn là trọng điểm bắn phá của máy bay Mỹ. Mặc dù CBCNV ngành Điện đã không ngại hy sinh, bám lò, bám máy, duy trì sản xuất, nhưng do hầu hết các cơ sở phát điện ở miền Bắc đều bị bắn phá ác liệt, nhiều nhà máy bị hư hỏng nặng, có những nhà máy bị phá hoại hoàn toàn, nên sản lượng nhiệt điện than liên tục giảm. Ở miền Nam, đến cuối năm 1974, có một số NMNĐ than được vận hành với tổng công suất hơn 250 MW, trong đó, quy mô lớn nhất là Nhiệt điện Thủ Đức (165 MW).

(b.2) Thời kỳ 1976 - 1990

Sau khi đất nước thống nhất, Việt Nam bắt đầu thực hiện Tổng sơ đồ phát triển điện giai đoạn I từ năm 1981 - 1985. Để khắc phục tình trạng mất cân đối trầm trọng về cung cầu điện, miền Bắc tập trung đẩy nhanh tiến độ xây dựng NMNĐ than Phả Lại 1 gồm 4 tổ máy (4x110 MW) và thực hiện sửa chữa, nâng cấp các nhà máy khác. Nhờ được bổ sung, củng cố nguồn phát điện, trong giai đoạn 1980 - 1990, sản lượng điện sản xuất của các nhà máy nhiệt điện than luôn chiếm khoảng 40% tổng sản lượng toàn hệ thống điện.

(b.3). Thời kỳ 1991 - 2010

Thời kỳ này, Việt Nam tập trung khai thác mạnh mẽ nguồn thủy điện. Trong suốt 20 năm, Việt Nam chỉ có thêm 5 NMNĐ quy mô vừa và lớn được đưa vào vận hành thương mại. Do vậy, sản lượng từ nguồn nhiệt điện than trong giai đoạn này chỉ chiếm 10-16% tổng sản lượng điện toàn quốc.

(b.4). Thời kỳ từ 2011 đến nay

Theo điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII điều chỉnh), đến năm 2020, tổng công suất các nhà máy nhiệt điện than khoảng 26.000 MW (chiếm 42,7% công suất nguồn toàn hệ thống), sản xuất khoảng 131 tỷ kWh (chiếm 49,3% sản lượng điện). Theo đó, từ 2011, hàng loạt NMNĐ than công suất lớn (600 - 1.200 MW) trên cả nước liên tục được đưa vào vận hành. Nhiệt điện than ngày càng khẳng định vai trò là nguồn điện chủ lực, đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Cùng với sự phát triển cả về số lượng nhà máy và quy mô công suất, công nghệ nhiệt điện than cũng ngày càng hiện đại, cho phép vận hành các tổ máy với hiệu suất, độ an toàn và tính kinh tế cao. Nhiều NMNĐ than được đầu tư công nghệ đốt than phun với thông số hơi cận tới hạn, siêu tới hạn... Việt Nam cũng đã ứng dụng thành công hệ thống điều khiển và tự động hóa các NMNĐ than. Đặc biệt, các NMNĐ than được đầu tư công nghệ xử lý môi trường hiện đại, đạt hiệu quả cao như: Hệ thống ESP lọc bụi tĩnh điện, khử SO_x, NO_x..., đáp ứng các quy định theo tiêu chuẩn môi trường của Việt Nam. Vấn đề đảm bảo môi trường trong quá trình vận hành NMNĐ than ở Việt Nam ngày càng được quan tâm.

Đến năm 2017, theo báo cáo của EVN tổng công suất đặt nguồn điện của Việt Nam là hơn 46GW, trong đó NĐT 17GW, chiếm khoảng 37% (và khoảng

0,85% tổng công suất đặt NĐT toàn cầu). Tổng sản lượng điện sản xuất phát lên lưới là 191,6 tỷ kWh, trong đó NĐT 62,6 tỷ kWh, chiếm 32,7%.

Tỷ trọng NĐT của Việt Nam vào loại trung bình của thế giới (37% về công suất và 32,7% về sản lượng so với 38,1% của thế giới), nhưng sản lượng điện than tính theo đầu người chỉ là 793 kWh, bằng 61,5% bình quân đầu người của thế giới (1.290 kWh) và rất thấp so bình quân đầu người của nhiều nước như: Úc (6.494), Đài Loan (5.402), Hàn Quốc (5.144), Mỹ (4.038), Nam Phi (3.961), Ka-dắc-xtan (3.572), Ba Lan (3.492), Trung Quốc (3.145), LB Đức (2.915), Nhật Bản (2.703), Ma-lai-xia (2.294). Đặc biệt, sản lượng điện bình quân đầu người của Việt Nam còn rất thấp, chỉ đạt 2.029 kWh, bằng 59,8% bình quân đầu người của thế giới và rất thấp so với các nước công nghiệp phát triển. Như vậy, đến năm 2030 nếu Việt Nam tăng sản lượng điện than lên 3 lần so với hiện nay thì sản lượng điện than bình quân đầu người của Việt Nam khi đó (tương ứng với dân số khoảng 104-105 triệu người) cũng chỉ đạt 2.122 kWh/người, còn thấp hơn so với mức bình quân của Malaixia, bằng $\frac{3}{4}$ của LB Đức và quá thấp so với của nhiều nước trong khu vực hiện nay. Qua đó, chứng tỏ Việt Nam còn có dư địa để phát triển NĐT đáp ứng nhu cầu điện năng.

Tổng cộng đến năm 2017 có 27 nhà máy NĐT trên cả nước, trong đó 22 nhà máy được xây dựng ở miền Bắc và Bắc Trung bộ và 5 nhà máy ở phía Nam.

NĐT của Việt Nam đang sử dụng phổ biến hai loại công nghệ lò hơi là: Công nghệ lò than phun (PC) và Công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn (CFB), chưa có Công nghệ đốt tầng sôi áp lực (PFBC) và Công nghệ khí hóa chu trình kết hợp (IGCC). Nhà máy nhiệt điện (NMNĐ) PC công nghệ siêu tới hạn đầu tiên vận hành là NMNĐ Vĩnh Tân 4 và Duyên Hải 3.

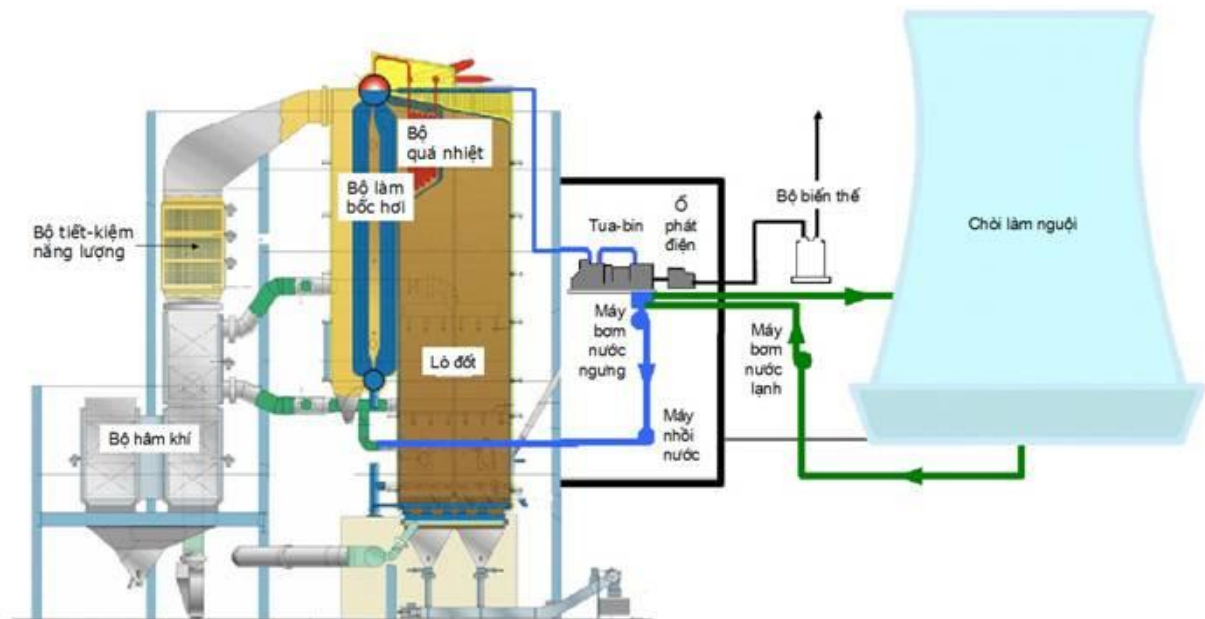
Hiệu suất đốt than antraxit trong các lò PC của Việt Nam nhìn chung thấp hơn hiệu suất đốt than bitum trong các lò PC của các nước khác trên thế giới. Do than antraxit Việt Nam có hàm lượng chất bốc thấp, các bon cố định cao, khó bắt cháy và khó cháy kiệt, mới chỉ áp dụng đốt trong các lò hơi có thông số dưới tới hạn. Hiệu suất trung bình năm 2012 của các NMNĐ than trong nước sử dụng công nghệ lò hơi PC chỉ đạt khoảng 32%. Các NMNĐ than mới vận hành gần đây, hiệu suất trung bình đạt khoảng 35%, vẫn thấp hơn hiệu suất thiết kế của nhà

máy. Hơn nữa, ở các lò hơi PC, hàm lượng các bon chưa cháy hết trong tro bay còn cao dẫn đến hiệu suất sản xuất điện thấp, lãng phí tài nguyên than.

Các NMNĐ than đã và đang góp một phần đáng kể vào quá trình phát triển của đất nước, tuy nhiên, trong quá trình hoạt động, các nhà máy này cũng đã phát sinh một lượng chất thải lớn (khí, nước và tro, xỉ thải, vật và chất nạo vét) đồng thời tác động nhất định đến môi trường và chất lượng sống của cộng đồng dân cư sinh sống xung quanh.

I.2. Công nghệ nhiệt điện than

Một nhà máy nhiệt điện than gồm có hai cụm thiết bị chính là cụm lò hơi để sản xuất ra hơi nước và cụm tuốc bin-máy phát để biến đổi nhiệt năng của dòng hơi thành điện năng. Ngoài ra còn có thêm lò hơi phụ trợ phục vụ cho khởi động nhà máy; hệ thống nước làm mát; hệ thống chuẩn bị nhiên liệu (Kho than, băng chuyền, máy nghiền than); hệ thống sản xuất khí nén; hệ thống thu hồi tro bay, gom xỉ đáy lò, lọc bụi và xử lý khói thải...



Hình 1. Sơ đồ một nhà máy nhiệt điện đốt than

Nguyên lí làm việc

Lò hơi đốt than phun là công nghệ đã rất phát triển và đang là nguồn sản xuất điện năng chủ yếu trên thế giới. Than cục đã qua nghiền thô từ phễu than được máy cấp đến máy nghiền than, ở đây than được sấy nóng và nghiền mịn

thành bột có đường kính trung bình từ 40 μ m đến 90 μ m. Bột than hỗn hợp với không khí nóng (gió cấp một) phun vào buồng lửa và bốc cháy trong môi trường nhiệt độ cao. Không khí cấp vào lò ngoài gió cấp một còn có thêm gió cấp hai và có thể có thêm gió cấp ba. Nhiệt của quá trình cháy bột than truyền cho các ống sinh hơi đặt xung quanh buồng đốt để hóa hơi dòng nước bên trong ống. Hỗn hợp hơi và nước ra khỏi ống sinh hơi đi vào bao hơi, trong bao hơi có đặt các thiết bị phân ly hơi nhằm đảm bảo tách tối đa các hạt lỏng bị dòng hơi cuốn theo. Hơi bão hòa tiếp tục đi qua bộ quá nhiệt để nâng nhiệt độ đến giá trị mong muốn trước khi đi vào tuốc bin. Hơi có áp suất và nhiệt độ cao theo ống dẫn hơi đi vào thân cao áp của tuốc bin, hơi ra khỏi thân cao áp thường được đưa trở về lò hơi để tái sấy đến nhiệt độ hơi mới rồi đi vào thân trung áp, hơi ra khỏi thân trung áp có thể được đưa trở lại lò hơi để tái sấy thêm một lần nữa hoặc đi trực tiếp vào thân hạ áp. Việc tái sấy hơi (hồi nhiệt trung gian) một lần hay hai lần nhằm mục đích nâng cao hiệu suất nhiệt cho tuốc bin.

Thiết bị tuốc bin có nhiệm vụ biến nhiệt năng của dòng hơi thành cơ năng trên trục rô-to để dẫn động máy phát điện. Máy phát điện biến cơ năng thành điện năng và được hòa lên lưới điện quốc gia qua máy biến thế. Hơi thoát từ thân hạ áp của tuốc bin đi vào bình ngưng nhả nhiệt cho nước làm mát, ngưng tụ thành nước và được bơm trở lại lò hơi theo một chu trình khép kín. Nước làm mát ở đây có thể là nước biển, nước sông, hay nước hồ. Đối với nhà máy nhiệt điện than để sản xuất ra 1 kWh điện năng cần 142 lít nước làm mát.

Khói đi ra khỏi buồng đốt có nhiệt độ cao nên người ta thiết kế các bộ hâm nước, bộ sấy không khí trên đường khói để tận dụng nguồn nhiệt này nhằm nâng cao hiệu suất lò hơi. Tro bay, bụi được tách ra khỏi dòng khói bằng bộ lọc bụi tĩnh điện trước khi thải ra ngoài môi trường.

Xỉ đáy lò và tro bay từ bộ hâm nước, bộ sấy không khí, bộ lọc bụi ... được đưa về hệ thống thu gom để tái sử dụng rất hiệu quả trong lĩnh vực xây dựng như sản xuất gạch không nung, làm chất phụ gia cho bê tông, v.v..

Thiết bị công nghệ chính

+ Nồi hơi

Thiết bị nhiệt chính của bất kỳ một nhà máy nhiệt điện nào đều là một nồi hơi. Nồi hơi là một hệ thống để sản xuất hơi nước từ lượng nước liên tục chảy vào nó bằng cách sử dụng nhiệt từ quá trình đốt cháy nhiên liệu, nhiên liệu này được đưa vào lò cùng với lượng không khí cần thiết cho quá trình cháy nhiên liệu. Nước đi vào nồi hơi được gọi là nước cấp. Nước cấp được đun nóng đến nhiệt độ sôi, nước bốc hơi, và tạo thành hơi nước bão hòa, hơi bão hòa được cấp nhiệt tiếp và trở thành hơi quá nhiệt.

Tổn thất nhiệt từ khí thải là lớn nhất của tất cả các tổn thất nhiệt. Đối với nồi hơi cỡ lớn khoảng 4-8%, và nồi hơi nhỏ khoảng 10-20%. Sự mất mát nhiệt này xảy ra bởi vì các sản phẩm cháy thoát ra khỏi nồi hơi ở nhiệt độ cao (đối với nồi hơi cỡ lớn khoảng 115-150°C, nồi hơi cỡ nhỏ thậm chí còn cao hơn).

Để giảm tổn thất, tương ứng với việc tăng hiệu quả, cần thiết phải có sự làm mát sâu của các khí trong thiết bị. Sự hạn chế về độ sâu làm mát thích hợp của sản phẩm cháy được xác định bởi các tính toán kỹ thuật và kinh tế, bởi vì muốn làm mát quá sâu thì phải tăng kích thước yêu cầu của bề mặt trao đổi nhiệt. Trong nồi hơi cỡ lớn khi đốt nhiên liệu khô nhiệt độ khói thải vào khoảng 115-130°C.

Lập cân bằng nhiệt cho lò hơi là xây dựng phương trình biểu diễn sự cân bằng giữa nhiệt lượng đưa vào lò với nhiệt lượng sử dụng hữu ích và các tổn thất nhiệt của lò.

Nhiệt lượng sinh ra khi đốt cháy nhiên liệu trong lò hơi chính là nhiệt lượng do nhiên liệu và không khí mang vào và nhiệt lượng giải phóng từ chúng khi xảy ra quá trình cháy:

$$Q_{đv} = Q_{nl} + Q_{kk} \quad \text{kJ/kg, kJ/m}^3\text{tc};$$

Phương trình biểu diễn sự cân bằng này gọi là phương trình cân bằng nhiệt tổng quát của lò.

Nhiệt lượng sinh ra khi đốt cháy nhiên liệu trong lò hơi có thể phân ra thành hai phần: một phần nhiệt được sử dụng để sinh hơi (gọi là nhiệt lượng hữu ích) và một phần nhiệt bị mất đi trong quá trình làm việc (gọi là tổn thất nhiệt của lò). Như vậy ta có thể viết:

$$Q_{đv} = Q_{nl} + Q_{kk} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 \quad \text{kJ/kg, kJ/m}^3\text{tc};$$

Trong đó:

Q_1 - Là nhiệt lượng sử dụng hữu ích để sinh hơi, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_2 - Là lượng tổn thất nhiệt do khói thải mang ra ngoài lò hơi, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_3 - Là lượng tổn thất nhiệt do cháy không hoàn toàn hóa học, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_4 - Là lượng tổn thất nhiệt do cháy không hoàn toàn cơ học, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_5 - Là lượng tổn thất nhiệt do tỏa nhiệt từ mặt ngoài tường lò ra không khí xung quanh, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_6 - Là lượng tổn thất nhiệt do xỉ nóng mang ra ngoài, kJ/kg, kJ/m³tc;

Lượng nhiệt do 1 kg nhiên liệu rắn hoặc lỏng hay 1m³tc nhiên liệu khí đưa vào lò hơi được xác định theo công thức:

$$Q_{đv} = Q^{lv}_t + Q_{nl} + Q^{n}_{kk} + Q_{ph} - Q_k \quad \text{kJ/kg, kJ/m}^3\text{tc;}$$

Trong đó:

Q_1 - Là nhiệt trị thấp làm việc của nhiên liệu, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_{nl} - Nhiệt vật lý của nhiên liệu đưa vào lò hơi, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q^{n}_{kk} - Nhiệt lượng do không khí nóng đem vào, được tính đến khi không khí được sấy nóng bằng nguồn nhiệt bên ngoài, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_{ph} - Nhiệt lượng hơi mang vào khi dùng hơi để phun nhiên liệu lỏng vào lò ở vòi phun kiểu thổi, kJ/kg, kJ/m³tc;

Q_k - Nhiệt lượng do khói tái tuần hoàn về buồng lửa, kJ/kg, kJ/m³tc;

+ Tuabin hơi

Tuabin hơi còn gọi là tuabin nhiệt là một trong những thiết bị chính của nhà máy nhiệt điện. Nó đóng vai trò trực tiếp thực hiện việc chuyển hóa nhiệt năng của nhiên liệu sang cơ năng rồi điện năng.

Tua bin hơi nước có cấu tạo là một động cơ nhiệt với rotor quay, trong đó các quy trình làm việc liên tục. Các tua bin hơi rất nhỏ gọn và có công suất từ một vài trăm đến hàng triệu kW hoặc hơn nữa cho mỗi thiết bị.

Trong dòng chảy của tuabin hơi, năng lượng nhiệt của hơi thông số xác định đầu tiên được chuyển thành động năng (năng lượng của chuyển động), sau đó năng lượng này được chuyển đổi thành công cơ học để quay rotor và trục tuabin.

Tua bin hơi nước bao gồm một khoang hình trụ cố định và được đặt trên các vòng bi của rotor quay trong khoang hình trụ. Rotor của tuabin là một trục trên nó được gắn vững chắc các đĩa làm việc với đỉnh của các cánh làm việc ở vành của mỗi đĩa. Trong thân của khoang tuabin được gắn các vòi phun hoặc các cánh dẫn hướng (cánh dẫn hướng). Tầng của tuabin được cấu tạo từ một vòng các vòi phun (lỗ) và một vòng các cánh quạt (đĩa làm việc). Trong khoang của tuabin có thể là một vài tầng, còn một thiết bị tuabin hơi nước có thể có một hoặc nhiều khoang đặt liên tiếp nhau. Trong trường hợp này, các trục (rô to) của mỗi khoang riêng biệt được gắn chặt với nhau bằng các khớp nối đặc biệt.

Trong các kênh giữa các vòi phun (dẫn hướng) hơi được giãn nở nhờ các cánh quạt mở rộng, và năng lượng tiềm năng của nó được chuyển thành động năng của dòng chảy. Trong các kênh giữa các cánh quạt làm việc động năng tiềm năng của dòng hơi nước do sự chảy giữa các cánh làm việc có hình dạng cong được biến đổi thành công cơ học làm quay rô to của tuabin.

+ Công nghệ đốt than

Hiện nay, nhà máy điện đốt than đang áp dụng các công nghệ sau: Đốt than phun, đốt than tầng sôi tuần hoàn, đốt than tầng sôi áp lực, khí hóa than.

Lò hơi đốt than phun là công nghệ đã rất phát triển và đang là nguồn sản xuất điện năng chủ yếu trên thế giới. Than được nghiền mịn và được đốt cháy trong buồng lửa lò hơi. Nhiệt từ quá trình đốt cháy sẽ gia nhiệt cho nước và hơi trong các dàn ống và thiết bị bố trí trong lò hơi. Công nghệ này trong tương lai vẫn sẽ là một lựa chọn ưu thế cho các nhà máy điện. Hiệu suất phát điện dự kiến khoảng 50-53% vào năm 2020 và 55% vào năm 2050.

Lò hơi tầng sôi tuần hoàn được phát triển từ những năm 70 của thế kỷ trước. Công nghệ này gần như công nghệ đốt than phun. Sự khác biệt là than đốt trong lò tầng sôi có kích thước lớn hơn và được đốt cùng chất hấp thụ lưu huỳnh (đá vôi) trong buồng lửa, hạt than được tuần hoàn trong buồng lửa cho tới khi đủ nhỏ. Công nghệ này cho phép đốt các nhiên liệu xấu có chất lượng thay đổi trong khoảng rộng, nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh cao. Các lò hơi tầng sôi tuần hoàn hiện nay có công suất dưới 300 MW. Than antraxit sau sàng tuyển có phụ phẩm chất lượng xấu, tính thương mại thấp, nhưng hoàn toàn có thể sử dụng trong lò hơi tuần hoàn tầng sôi. Do vậy, với lò hơi loại này, sẽ tận dụng được các phụ phẩm cấp thấp cho cung cấp điện, mà vẫn đảm bảo các yếu tố môi trường.

Công nghệ tầng sôi áp lực cũng là một công nghệ mới. Về mặt cấu tạo, loại lò hơi này phức tạp hơn hai loại lò hơi trên. Quá trình cháy cũng giống như lò hơi tầng sôi tuần hoàn, nhiệt độ buồng đốt vào khoảng 800 - 850°C, áp suất 12-16 bar. Khí nóng được làm sạch và đưa vào sinh công tuabin khí sau đó cấp nhiệt cho nước - hơi trong lò thu hồi nhiệt để chạy tuabin hơi. Lò hơi tầng sôi áp lực được kiến nghị áp dụng khi nhiên liệu cháy có độ ẩm cao như than nâu. Hiệu suất cao, ít phát thải, chi phí vận hành thấp là những ưu điểm của công nghệ này. Tuy nhiên, cho đến nay tính thương mại của công nghệ này chưa cao.

Công nghệ khí hóa than là công nghệ triển vọng trong tương lai. Than được khí hóa trong thiết bị khí hóa để sinh hỗn hợp khí trong đó chủ yếu là CO và H₂ và N₂, nhiệt trị cao của hỗn hợp này khoảng 1150 kcal/m³N. Nhiệt độ hỗn hợp sau thiết bị khí hóa sẽ khoảng 540-1430°C. Khí được làm sạch và cháy trong chu trình tuabin khí sau đó gia nhiệt cho nước-hơi trong lò thu hồi nhiệt. Ưu điểm cơ bản là hiệu suất rất cao, phát thải SO₂ và NO_x rất thấp và đặc biệt là có khả năng lưu giữ CO₂. Nhược điểm là kết cấu phức tạp, vận hành kém linh hoạt, và suất đầu tư cao. Do có những ưu điểm vượt trội nên công nghệ này sẽ rất phát triển trong tương lai. Hiệu suất phát điện vào năm 2020 khoảng 53 - 56%.

Lựa chọn công suất tổ máy cho tương lai phụ thuộc vào nhiều yếu tố như công nghệ, suất đầu tư, mặt bằng, trình độ vận hành, tính phổ biến của tổ máy, hệ thống điện quốc gia và khu vực... Công suất tổ máy đối với công nghệ đốt than phun hiện nay đang nằm trong dải rộng 50 - 1300 MW. Công suất lò hơi ở nước ta hiện đang phổ biến ở mức 300 MW, một số nhà máy đang xây dựng có công

suất 500 -700 MW. Trong tương lai, công suất tổ máy ở Việt Nam sẽ tiến đến mức 1000 MW.

Công nghệ khí hóa than trên thế giới hiện đang có các tổ máy công suất 300 MW. Các tổ máy công suất 500 - 650 MW sẽ đi vào vận hành sau năm 2015. Loại nhà máy này sẽ phổ biến hơn khi các tiêu chuẩn môi trường trở nên khắt khe hơn và nhận được sự khuyến khích và ưu đãi từ phía chính phủ.

Các nhà máy nhiệt điện đốt than phun phổ biến với thông số cận tới hạn và thông số trên tới hạn. Thông số hơi sẽ quyết định hiệu suất sản xuất điện năng của nhà máy. Nhiệt độ và áp suất hơi càng cao thì hiệu suất nhà máy càng cao. Do đó, hiệu suất của nhà máy đốt than dưới tới hạn sẽ không thể nâng cao hơn nữa ngoại trừ các cải tiến nhằm hoàn thiện quá trình chuyển hóa năng lượng. Xu hướng áp dụng thông số hơi trên tới hạn đang chiếm ưu thế vì có thể nâng cao nhiệt độ và áp suất hơi nhờ những tiến bộ trong công nghệ vật liệu. Vấn đề cơ bản là khi tăng nhiệt độ và áp suất, lò hơi phải sử dụng kim loại chịu nhiệt đặc biệt có chi phí cao. Trong tương lai, sự phát triển của ngành luyện kim sẽ cho phép thông số hơi tăng hơn nữa đồng thời giá thành cũng sẽ giảm, tạo điều kiện thuận lợi để nâng cao hiệu suất các nhà máy điện.

Dự kiến năm 2020, nhiệt độ hơi có thể lên tới 775°C và hiệu suất phát điện có thể đạt 50-53%. Nếu lựa chọn các tổ máy 1000 MW trong tương lai, thông số hơi dưới và trên tới hạn đều có thể nhưng phương án trên tới hạn sẽ chiếm ưu thế nhờ hiệu suất vượt hơn hẳn phương án dưới tới hạn.

Như vậy, để nâng cao hiệu suất nhà máy, tăng hiệu quả kinh tế đồng thời đảm bảo các tiêu chuẩn môi trường ngày càng nghiêm ngặt, lò hơi đốt than phun vẫn sẽ là lựa chọn hiệu quả khi xây dựng nhà máy nhiệt điện đốt than ở Việt Nam. Công suất tổ máy sẽ trong khoảng 500 - 1000 MW với thông số trên tới hạn. Đây là xu hướng chung của các nhà đầu tư trong thời gian từ nay đến năm 2030. Bên cạnh đó, công nghệ tăng sôi tuần hoàn cũng là giải pháp tận dụng các nguồn than xấu, than có hàm lượng lưu huỳnh cao.

Quy mô công suất tổ máy

Trong quá trình phát triển, công suất tổ máy (bao gồm các thiết bị chính là lò hơi, tuabin và máy phát) ngày càng tăng lên. Công suất tổ máy đốt than chủ

yếu phụ thuộc vào công nghệ đốt. Các tổ máy áp dụng công nghệ đốt than phun (PC) hiện nay gồm: dải công suất thấp từ 300÷400MW, dải công suất trung bình 500÷700MW và dải công suất cao trên 800MW. Đối với tổ máy lò hơi đốt than tầng sôi tuần hoàn (CFB), do tính chất nhiên liệu và phát triển sau, quy mô công suất tổ máy vẫn còn thấp hơn so với công nghệ PC. Tổ máy đốt than CFB có dải công suất thấp 50÷200MW và dải công suất cao 300÷600MW, đối với dải công suất cao, cấu hình tổ máy thường là 2 lò hơi + 1 tuabin.

Hiện nay trên thế giới đã đưa vào vận hành thương mại lò PC công suất đến 1.300MW. Hiệu suất phát điện dự kiến tăng lên khoảng 50-53% vào năm 2020 và 55% vào năm 2050.

Công nghệ lò hơi

Công nghệ (CN) lò hơi đốt than hiện có trong các nhà máy nhiệt điện trên thế giới gồm:

- CN đốt than phun (Pulverized Coal Combustion - PC)
- CN đốt tầng sôi tuần hoàn (Circulating Fluidized Bed Combustion - CFB)
- CN đốt tầng sôi áp lực (Pressurised Fluidized Bed Combustion - PFB)
- CN khí hóa chu trình kết hợp (Intergrated Gasification Combined Cycle - IGCC).

Lò hơi than phun là loại công nghệ truyền thống được phát triển đến trình độ công nghệ hoàn thiện, đạt được công suất lớn và hiệu suất cao như đã nêu trên.

Lò than phun có các ưu điểm chính như: đạt đến độ kinh tế rất cao ở các lò hơi công suất lớn, có công suất và thông số hơi đa dạng từ trung áp, cao áp đến siêu tới hạn với lưu lượng hơi từ vài trăm tấn đến vài nghìn tấn hơi/giờ.

Công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn mặc dù mới được phát triển vào những năm 70 của thế kỉ trước nhưng đã nhanh chóng khẳng định là một công nghệ có tiềm năng lớn khi áp dụng trong các nhà máy nhiệt điện. Hai ưu điểm quyết định đến sự lựa chọn công nghệ tầng sôi áp dụng vào lò hơi nhà máy nhiệt điện là: (1) đốt cháy hiệu quả các loại nhiên liệu xấu, có chất lượng thay đổi trong phạm vi

rộng và (2) có thể giảm phát thải các khí thải độc hại như NO_x, SO₂ trong quá trình cháy nhiên liệu mà không cần trang bị các thiết bị xử lý đắt tiền.

Công nghệ PFB và công nghệ IGCC hiện nay vẫn còn trong giai đoạn thử nghiệm, kiểm chứng nên chưa được ứng dụng nhiều trong sản xuất điện thương mại.

Thông số hơi

Thông số hơi là yếu tố đóng vai trò quan trọng trong chu trình nhiệt của nhà máy. Việc nâng cao thông số hơi nhằm mục đích nâng cao hiệu suất để tiết kiệm nhiên liệu.

Thông số hơi thường được phân loại thành thông số hơi dưới tới hạn (áp suất hơi nhỏ hơn áp suất tới hạn) và thông số hơi trên tới hạn (áp suất hơi lớn hơn áp suất tới hạn).

Với ưu điểm hiệu suất cao, giảm tiêu thụ nhiên liệu dẫn đến cắt giảm phát thải so với nhà máy cận tới hạn (giảm được khoảng 8% đến 10% phát thải CO₂ và các phát thải khác như NO_x, SO₂, v.v), công nghệ siêu tới hạn được nhìn nhận là một công nghệ than sạch và từ lâu đã là sự lựa chọn của các nước phát triển như Nhật Bản và EU. Mức phát thải CO₂ trên 1 kWh tương ứng với từng loại công nghệ là (kg CO₂/ kWh): Sub-C: 0,896; SC: 0,811; USC: 0,774; IGCC: 0,709 [7]. Có thể nói các công nghệ phát điện hiệu suất cao, như công nghệ SC và USC là xu hướng phát triển tất yếu trong bối cảnh việc cung cấp nhiên liệu ngày càng khó khăn và sức ép cắt giảm phát thải nhằm chống lại sự biến đổi khí hậu.

I.3. Giá thành sản xuất điện từ nhiệt điện than

Giá thành sản xuất điện là mức giá tính cho mỗi megawatt giờ (tính bằng đô la thực) của việc xây dựng và vận hành một nhà máy sản xuất trong vòng đời tài chính (LCOE - levelized cost of electricity) và năng lực phát điện của nó.

Các thành phần của LCOE bao gồm:

(1). Chi phí xây dựng, thường được trả bằng cách sử dụng kết hợp giữa vốn chủ sở hữu và nợ, ở đây, theo các phương pháp tính phổ biến, giả định có tuổi thọ tài chính là 30 năm cho tất cả các công nghệ

(2). Chi phí vốn

(3). Chi phí quản lý vận hành và bảo dưỡng

(4). Chi phí nhiên liệu

(5). Chi đầu tư truyền tải mới

LCOE của một công nghệ phát điện cụ thể được tính như sau:

$$LC = \frac{C_{pw} + M_{pw} + F_{pw}}{E_{pw}}$$

trong đó pw là một chỉ số và chỉ ra giá trị hiện tại của từng yếu tố.

Chi phí vốn (C) thể hiện chi phí ban đầu cho việc mua thiết bị và lắp đặt bao gồm cả tiền lãi trong quá trình xây dựng, được chi tiêu trước khi bắt đầu vận hành hệ thống (năm 0).

Chi phí duy trì/ bảo trì (M) thể hiện chi phí định kỳ hàng năm dành cho bảo trì và vận hành hệ thống. Chúng được chiết khấu theo tỷ lệ d. Chi phí bảo trì và vận hành ở mức trọn đời:

$$M_{pw} = \text{Chi phí duy trì hàng năm} \times \left[\frac{1 - (1 + d)^{-N}}{d} \right]$$

Trong đó N là khoảng thời gian đánh giá trong năm.

Chi phí nhiên liệu (F), thường được biểu thị bằng chi phí nhiên liệu hàng

$$F_{pw} = \text{Chi nhiên liệu} \times \left(\frac{1 + e_f}{d - e_f} \right) \times \left[1 - \left(\frac{1 + e_f}{1 + d} \right)^N \right]$$

năm được xác định từ phương trình:

Sản lượng năng lượng (E) đại diện cho giá trị hiện tại của sản lượng năng lượng hàng năm (A) nhận được trong một khoảng thời gian (N năm) với mức chiết khấu d

Hệ số công suất cho nhiệt điện than được giả định là 70%, phù hợp với các giả định của Quy hoạch. Nghiên cứu [3] cho kết quả:

$$E_{pw} = A * \left[\frac{1 - (1 + d)^{-N}}{d} \right]$$

LCOE của nhiệt điện than đối với than nội địa là \$0,0671/ kWh

LCOE của nhiệt điện than đối với than nhập khẩu là \$0,073/ 1kWh

I.4. Tác động môi trường của nhiệt điện than

Tác động đến môi trường không khí

Các sản phẩm của quá trình đốt than phát tán ra môi trường bao gồm bụi, SO_x, NO_x, CO₂. Khí SO₂ phát thải sẽ gây mưa axit và do đó tác động lớn đến hệ sinh thái. Khí CO₂ từ nhà máy điện đốt than gây hiệu ứng khí nhà kính, làm tăng nhiệt độ trái đất và dẫn đến biến đổi khí hậu. Do đó, các nhà máy NĐT đều phải áp dụng công nghệ hoặc/và hệ thống thiết bị nhằm kiểm soát nồng độ đầu ra các chất này dưới các giới hạn cho phép.

Có 2 loại khử bụi phổ biến cho nhà máy NĐT, đó là khử bụi tĩnh điện và khử bụi túi. Thiết bị khử bụi tĩnh điện có hiệu suất khử bụi lớn hơn 99,5% và có thể bảo đảm nồng độ bụi ở đầu ra bộ lọc nhỏ hơn 40mg/Nm³. Hiệu suất lọc bụi túi đạt tới 99,9%, có thể bảo đảm nồng độ bụi ở đầu ra bộ lọc nhỏ hơn 30mg/Nm³. Khi tro có độ cách điện cao bộ lọc bụi kiểu túi chiếm ưu thế hơn bộ lọc tĩnh điện.

Công nghệ khử NO_x được chia thành biện pháp khử sơ cấp và biện pháp khử thứ cấp. Biện pháp sơ cấp là khống chế việc tạo thành NO_x trong quá trình cháy của buồng đốt lò hơi và biện pháp thứ cấp là lắp đặt hệ thống khử trên đầu ra buồng đốt. Vòi đốt NO_x thấp là phương pháp kỹ thuật cơ bản nhất của biện pháp xử lý sơ cấp. Công nghệ khử NO_x thứ cấp trên đường khói hiện đang áp dụng SNCR và SCR, trong đó công nghệ SCR có ưu thế và phổ biến hơn do hiệu suất khử cao hơn.

Đối với hệ thống khử SO_x, các lò hơi tầng sôi tuần hoàn sẽ áp dụng giải pháp phun trực tiếp đá vôi vào buồng đốt trong khi các lò hơi đốt than phun lại phải áp dụng các công nghệ khử SO_x trong khói thải phía sau buồng đốt với hai giải pháp phổ biến là Phương pháp ướt dùng đá vôi và Phương pháp dùng nước biển.

Tác động đến môi trường nước

Nước thải phát sinh từ nhà máy NĐT chủ yếu là nước làm mát các hệ thống thiết bị, nước vệ sinh các xưởng, các loại nước thải xỉ,... cần phải được thu gom và xử lý theo quy định đáp ứng quy chuẩn môi trường.

Lượng nước làm mát bình ngưng của các nhà máy rất lớn (khoảng 120÷150 lít/kWh). Hiện nay có hai phương án sử dụng nước để làm mát bình ngưng là phương án làm mát trực lưu sử dụng nguồn nước sông, biển và phương án làm mát bằng tháp làm mát. Nếu áp dụng phương án trực lưu, nước làm mát đầu ra sẽ có nhiệt độ cao hơn đầu vào khoảng 7°C.

Tác động của chất thải rắn, đặc biệt là tro xỉ than

Các chất thải rắn sinh ra trong quá trình đốt gồm tro bay, xỉ với một lượng lớn tùy theo thành phần tro có trong nhiên liệu than được vận chuyển và lưu chứa trong các bãi thải xỉ có thể gây ra vấn đề lớn về chiếm diện tích, ô nhiễm bụi, nước thải. Tái chế, tái sử dụng tro xỉ là cách thức khả thi nhất đang được các nước trên thế giới thực hiện như đã nêu trên.

Từ năm 2010 [4], tỷ lệ tái sử dụng tro xỉ của các nhà máy NĐT tại các nước đã đạt mức bình quân 53,5%. Đến nay, các tiến bộ kỹ thuật đang cho phép sử dụng nhiều hơn tro xỉ của các nhà máy nhiệt điện. Chẳng hạn, sử dụng tro bay làm phụ gia khoáng cho xi măng, làm nguyên liệu sản xuất clinke xi măng, làm gạch xi măng cấp phối, gạch nhẹ; sử dụng tro xỉ làm lớp nền và lớp lót cho đường giao thông, gia cố nền đường, v.v.

Các biện pháp cắt giảm các nguồn phát thải bằng cách dùng các nhà máy hiệu suất thấp, nâng cấp các nhà máy lên hiệu suất cao hơn, áp dụng các công nghệ tiên tiến có hiệu suất cao hoặc thu gom/xử lý các khí nhà kính đã được đặt ra ở tất cả các quốc gia. Chính phủ các quốc gia đều xây dựng các chương trình hành động riêng, có thể áp dụng đồng loạt các biện pháp hoặc từng biện pháp riêng lẻ tùy thuộc vào điều kiện cụ thể của mình.

Phát thải khí nhà kính

Tốc độ tăng phát thải CO₂ từ ngành năng lượng thế giới bình quân giai đoạn 2006-2016 là 1,3%/năm, năm 2017 tăng 1,6% so với năm 2016; trong đó châu Á-TBD tương ứng là 3,1%/năm và 3,3%; Trung Đông 3,6%/năm và 2,9%; châu Phi 2,5%/năm và 1,9%; Trung Nam Mỹ 2,3%/năm nhưng năm 2017 giảm 1% so với 2016. Bắc Mỹ giai đoạn từ 2006-2016 giảm bình quân 0,9%/năm và 2017 giảm 0,4% so với 2016; châu Âu trong giai đoạn 2006-2016 giảm bình quân 1,5%/năm, nhưng năm 2017 tăng 2,5% so với 2016.

Mức phát thải CO₂ từ ngành năng lượng bình quân đầu người năm 2017 (tấn/người): của thế giới là: 4,44; Mỹ: 15,64; Hàn Quốc: 13,22; Nhật Bản: 9,09; LB Đức: 9,19; Malaysia: 8,10; Trung Quốc: 6,66; Thái Lan: 4,52; Indonesia: 1,94; Việt Nam: 2,01.

Nhìn chung, đa phần các nước đang phát triển và các nền kinh tế mới nổi đều có xu hướng tăng phát thải khí CO₂ do nhu cầu tiêu thụ năng lượng tăng để phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, nhưng hiện nay đều có mức phát thải còn thấp. *Các nước công nghiệp phát triển có xu hướng giảm phát thải nhưng đều là những nước đã có mức phát thải quá cao so với bình quân chung của thế giới và so với hạn ngạch phát thải cho phép, buộc phải giảm phát thải theo các cam kết quốc tế.* Mức phát thải CO₂ từ ngành năng lượng của các nước công nghiệp phát triển tuy có xu hướng giảm nhưng đến năm 2050 vẫn ở mức cao, ví dụ (tấn/người): Mỹ: 12,9, các nước OECD: 6,8 (Kịch bản thông thường); Nhật Bản: 8,2 (Kịch bản thông thường) và 6,4 (Kịch bản công nghệ tiên tiến), Hàn Quốc: 12,1 (Kịch bản thông thường), như vậy vẫn cao gấp nhiều lần so với Việt Nam hiện nay.

Việt Nam tuy có tốc độ tăng phát thải CO₂ cao, nhưng đến năm 2017 tổng phát thải CO₂ chỉ chiếm 0,6% tổng phát thải CO₂ toàn thế giới. Tính theo bình quân đầu người thì mức phát thải CO₂ năm 2017 của Việt Nam chỉ bằng 45,3% bình quân đầu người của thế giới, 30,2% của Trung Quốc, 44,5% của Thái Lan, 24,8% của Malaysia, 15,2% của Hàn Quốc, 22,1% của Nhật Bản, 21,9% của Đức, 12,9% của Mỹ. Theo dự báo của IEEJ, đến năm 2030, 2040 và 2050 mức phát thải CO₂ từ ngành năng lượng của Việt Nam theo Kịch bản thông thường tương ứng từng năm là (tấn người): 3,0; 4,1 và 5,7; của Malaixia: 9,0; 9,5 và 10,3; của Thái Lan: 4,6; 5,6 và 6,6. Như vậy, so với các nước OECD, Mỹ, Nhật Bản, Hàn Quốc cũng như 2 nước phát triển nhất ASEAN là Malaixia và Thái Lan thì mức phát thải CO₂ của Việt Nam đến năm 2050 vẫn thấp hơn nhiều.

Các vấn đề về tác động môi trường của các NMNĐ than cần quan tâm giải quyết là:

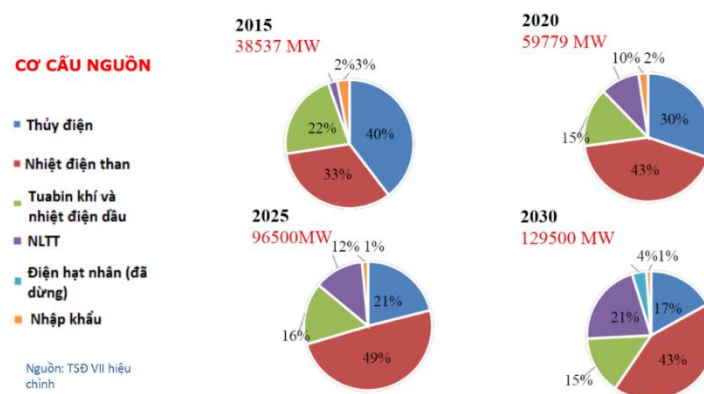
- Kiểm soát chặt chẽ khí phát thải từ các lò hơi có các chất ô nhiễm chính gồm bụi, CO₂, SO₂, NO_x trước khi xả ra ống khói để phát tán vào môi trường.

- Nghiên cứu tái chế, tái sử dụng tro, xỉ hiện đang chủ yếu thải trực tiếp ra bãi chôn; Tuân thủ nghiêm ngặt quy định về việc thu gom và phân loại chất thải nguy hại; Xử lý triệt để các hóa chất và nhiệt độ cao của hệ thống nước làm mát.

I.5. Vai trò của nhiệt điện than trong hệ thống điện Việt Nam

Tính đến cuối năm 2019, tổng công suất lắp đặt nguồn điện toàn hệ thống đạt 54.880MW. Quy mô hệ thống điện Việt Nam đứng thứ 2 khu vực ASEAN (sau Indonesia) và thứ 23 thế giới. Sản lượng điện sản xuất và mua của EVN năm 2019 đạt 231,1 tỷ kWh, tăng 8,85% so với năm 2018. Trong đó, điện sản xuất từ các nhà máy điện của Công ty mẹ EVN là 41,55 tỷ kWh. Điện thương phẩm năm 2019 đạt 209,42 tỷ kWh, tăng 8,87% so với năm 2018. Công tác điều hành sản xuất, vận hành hệ thống điện, thị trường điện đã bám sát nhu cầu phụ tải, khai thác tối ưu các nguồn điện trong hệ thống.

Năm 2020, nhiệt điện than chiếm 43% công suất đặt của hệ thống điện Việt Nam. Theo Quy hoạch tổng sơ đồ điện VII hiệu chỉnh, cơ cấu nguồn điện của Việt Nam được mô tả trong hình 2.



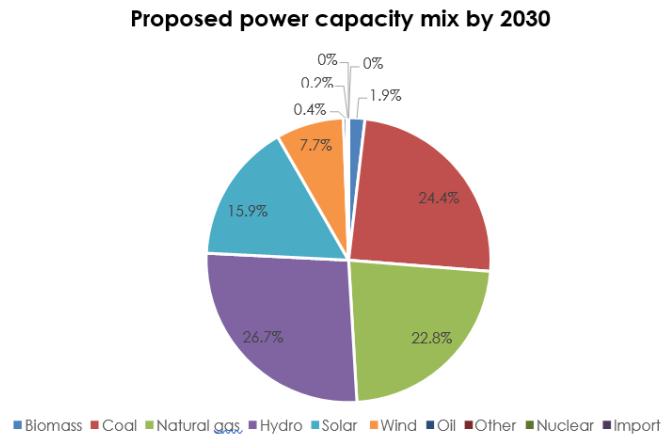
Hình 2. Cơ cấu nguồn điện của Việt Nam theo Quy hoạch TSDVII hiệu chỉnh

Tuy nhiên, việc phát triển nhiệt điện than ở Việt Nam theo tổng sơ đồ điện VII hiệu chỉnh (PDP VIIrev) vẫn còn nhiều ý kiến khác nhau. Chính phủ đang giao Bộ Công Thương xây dựng Tổng sơ đồ điện VIII. Nghiên cứu của GreenID đề xuất Chính phủ và các cơ quan xem xét kịch bản khi phát triển PDP VIII:

a. Tăng công suất năng lượng tái tạo từ khoảng 27.000 MW (PDP VIIrev) đến khoảng 32.000 MW (chiếm 30% trong hỗn hợp năng lượng).

b. Tăng khí đốt tự nhiên từ khoảng 19.000 MW (PDP VII rev) lên khoảng 24.000 MW.

c. Giảm năng lượng than từ khoảng 55.300 MW (PDP VII rev) xuống khoảng 25.640 MW (chiếm 24% trong hỗn hợp năng lượng). Hơn 20 nhà máy được lên kế hoạch hoạt động sau năm 2020 có thể bị cắt.



Hình 3. Đề xuất cơ cấu nguồn điện giai đoạn 2030 của GreenID

Nhóm nghiên cứu Dự án này đánh giá, kịch bản do GreenID đề xuất là kịch bản tích cực nhằm giảm tỷ lệ nguồn điện than bằng cách tăng mạnh tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo và nhiệt điện khí thay thế. Để đạt được cấu cấu nguồn điện như vậy, cần rất nhiều nỗ lực hơn nữa để khuyến khích phát triển các nguồn điện tái tạo, tập trung vào 3 dạng chủ yếu là điện gió, điện mặt trời và điện sinh khối.

Cho dù là theo kịch bản nào, thì nhiệt điện than vẫn đóng vai trò rất quan trọng trong hệ thống điện Việt Nam đến năm 2030 và trong vòng ¼ thế kỷ tiếp theo.

II. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của nhiệt điện khí (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò nhiệt điện khí trong hệ thống điện Việt Nam)

II.1. Tổng quan ngành dầu khí và nhiệt điện khí Việt Nam

II.1.1. Cập nhật tiềm năng các nguồn dầu khí

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam được bắt đầu từ đầu những năm 60 của thế kỷ trước, nhưng hoạt động tìm kiếm thăm dò chỉ thực sự được triển khai mạnh mẽ từ khi thành lập Tổng cục Dầu mỏ và khí đốt Việt Nam vào

năm 1975. Sau 30 năm xây dựng và phát triển Tổng công ty Dầu khí Việt đã có những bước tiến vượt bậc, nhất là từ khi Luật Đầu tư nước ngoài tại Việt Nam được Nhà nước ban hành (29/12/1987), đã thu hút được hàng chục công ty dầu khí thế giới đầu tư vào thăm dò dầu khí với số vốn đầu tư cho thăm dò khai thác trên 7 tỷ USD, phát hiện nhiều mỏ dầu khí mới, sản lượng khai thác dầu khí tăng nhanh, đảm bảo an ninh năng lượng Quốc gia, góp phần đưa đất nước ra khỏi khủng hoảng kinh tế cuối thập niên 80 của thế kỷ 20 và đưa Việt Nam vào danh sách các nước xuất khẩu dầu trên thế giới.

Kết quả công tác tìm kiếm thăm dò trong thời gian qua đã xác định được các bể trầm tích Đệ Tam có triển vọng dầu khí: Sông Hồng, Phú Khánh, Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay- Thổ Chu, Tư Chính-Vũng Mây, nhóm bể Trường Sa và Hoàng Sa, trong đó các bể: Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay-Thổ Chu và Sông Hồng gồm cả đất liền (miền võng Hà Nội) đã phát hiện và đang khai thác dầu khí. Tuy nhiên do đặc điểm hình thành và phát triển riêng của từng bể trầm tích nên chúng có đặc điểm cấu trúc, địa tầng trầm tích cũng như các điều kiện về hệ thống dầu khí khác nhau, do vậy tiềm năng dầu khí của mỗi bể có khác nhau với các đặc trưng chính về dầu khí đã phát hiện của các bể như sau:

Bể Cửu Long: Căn cứ vào đặc trưng hệ thống dầu khí, đặc điểm địa chất của các mỏ và phát hiện dầu khí, trong bể Cửu Long có thể phân ra 5 play hydrocarbon: đá móng nứt nẻ trước Đệ Tam, cát kết Oligocen dưới, cát kết Oligocen trên, cát kết Miocen dưới và cát kết Miocen giữa.

Móng nứt nẻ trước Đệ Tam: Gồm đá magma xâm nhập granitoid và một phần không đáng kể đá biến chất. Những phát hiện dầu khí lớn trong bể đều liên quan đến play này, như: mỏ Bạch Hổ, Rồng, Rạng Đông, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Cá Ngừ Vàng, Hồng Ngọc và các cấu tạo có phát hiện như: Tam Đảo, Vải Thiều, Diamond, Turquoise, Emerald, Vùng Đông, Ba Vì, Bà Đen, Cam, Sói,... Các bể này thường liên quan đến khối móng nhô dạng địa lũy, hoặc núi sót bị chôn vùi, khép kín 2- 3 chiều bởi các tập trầm tích hạt mịn Oligocen phủ trên và nằm gá đáy bao xung quanh, các chiều còn lại được ôm vào đứt gãy. Dầu được nạp vào bể từ các tầng sinh bao quanh hoặc di cư từ các trũng sâu và được chứa trong hang hốc, nứt nẻ. Thân dầu ở dạng khối, chiều cao thân dầu thường lớn, có thể đạt tới khoảng 2000m, tùy thuộc vào mức độ chấn và biên độ khép kín của

khối móng nâng cao. Phần trên đỉnh là đới phong hóa và dưới đó là đới nứt nẻ, hang hốc. Ranh giới dưới của bẫy có thể là ranh giới dầu nước như ở Đông Nam Rồng, Rạng Đông, nhưng đa phần là đới đá chặt xít nằm phía dưới như: móng Bạch Hồ, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Đông Rồng. Đá có độ rỗng thấp, độ thấm và khả năng cho dòng rất cao. Đá móng granitoid nứt nẻ, phong hóa là đối tượng chứa dầu khí quan trọng nhất của bể. Rủi ro lớn nhất của play này là ở khả năng bao kín của đá chắn và mức độ đập vỡ của đá móng..

Cát kết Oligocen dưới: Là một trong những đối tượng thăm dò, khai thác chính của bể Cửu Long. Ở các mỏ Bạch Hồ và Rồng, STT... đã phát hiện các vỉa dầu khí thương mại thuộc play này. Đá chứa là cát kết thạch anh, fenspat hạt thô màu xám, nâu xám có nguồn gốc sông, bồi tích thuộc tập địa chấn E và F, phát triển ở cánh cấu tạo, nằm kề áp vào móng bàmòn. Đôi chỗ cát kết cùng với đá móng hợp thành một thân dầu thống nhất. Cát lòng sông cắt xẻ vào nhau tạo thành các tập cát dày. Các thân cát này bị các đứt gãy từ móng cắt qua tạo thành các khối riêng biệt, bẫy chứa dầu kiểu địa tầng hay phi cấu tạo, có ranh giới dầu nước riêng, bị chắn thạch học và cấu tạo. Đá có độ rỗng, thấm từ trung bình đến thấp. Tầng chắn là tập hạt mịn nằm phần trên của lát cắt. Đôi khi chính các tập sét nội tầng cũng đóng vai trò chắn cục bộ. Cũng như móng nứt nẻ, dầu của các tích tụ thuộc Oligocen dưới được nạp từ chính tầng sinh cùng tên hoặc cổ hơn.

Cát kết Oligocen trên: Phần này bao gồm các vỉa cát kết nằm trong trong tập địa chấn D và C. Cát kết là loại arkos xám sáng, nâu vàng nhạt xen lớp mỏng với sét, bột kết, đá vôi và than, thành tạo trong môi trường đầm hồ, sông bồi tích, nằm trên đỉnh và phát triển cả ở bên các cánh của cấu tạo, được cắt bởi các đứt gãy. Đá chứa có độ rỗng và thấm thay đổi từ trung bình tới tốt. Tầng chắn đồng thời cũng là tầng sinh quan trọng nhất của bể Cửu Long thuộc phần này. Dầu được sinh ra chủ yếu từ tập sét này và di dịch, tích tụ vào các tập cát kết gần đó và ở phía trên.

Cát kết Miocen dưới : Cát kết chứa dầu Miocen dưới có nguồn gốc sông, biển nông ven bờ và nằm trong tập địa chấn BI. Tại một số mỏ như Rồng, Rạng Đông, Sư Tử Đen, Hồng Ngọc ở phần trên của tập cát kết arkos hạt mịn, thô mỏng chứa dầu xen lớp mỏng với sét có điện trở suất thấp (3.5-7ohm.m). Đá chứa có độ rỗng và thấm cao, khả năng cho dòng rất tốt. Trên nóc tập địa chấn BI

là tầng sét dày (Rotalid) đóng vai trò chắn khu vực cho bể Cửu Long. Dầu được nạp vào bể do di dịch từ tầng sinh ở sâu hơn. Tầng sinh tuổi Miocen dưới được đánh giá là chưa đủ độ trưởng thành. Các bể chủ yếu là dạng cấu trúc dạng vòm và hỗn hợp, bị chắn thạch học và kiến tạo.

Cát kết Miocen giữa: Cát kết trong tập này được lắng đọng trong môi trường biển nông và vũng vịnh lạch chủ yếu. Các thân cát có độ dày lớn tới từ 20m đến 25m với độ rỗng và thấm rất cao. Do nằm nông nên chưa bị biến đổi thứ sinh mạnh, độ rỗng nguyên sinh vẫn được bảo toàn. Tại khu vực tầng sét chắn Miocen dưới mỏng, không có khả năng chắn tốt, dầu có thể di dịch từ dưới sâu và được nạp vào bể. Bể là dạng địa tầng nên phạm vi phát triển và liên thông là hạn chế. Cho tới hiện tại phần này mới được phát hiện ở mỏ Đông Đô (DD-1X và DD-2X) vào năm 2007 và 2008. Ngoài các phân chính nêu trên, tại bể Cửu Long còn tồn tại 1 loại khác là đá phun trào, gặp ở các mỏ như Bạch Hồ, Rồng, Hồng Ngọc... Đá thường gặp là bazalt, diabasa, andesit, diabasa. Trong trường hợp chúng nằm phủ trực tiếp lên bề mặt của đá móng phong hóa-nứt nẻ thì được xem như một phần của móng nứt nẻ trước Đệ Tam. Khi các thể đá phun trào nằm trong mặt cắt trầm tích (Oligocen, Đông Bắc Rồng) thì chúng được xem như một phần độc lập. Tầng sét phủ trên và bao quanh vừa đóng vai trò tầng chắn, vừa là tầng sinh, cung cấp dầu cho bể. Dầu còn có thể được cung cấp từ tầng sinh phía dưới, di chuyển theo các đứt gãy. Các bể đã được phát hiện thường nhỏ, phát triển cục bộ, bị chắn thạch học ở mọi phía. Công tác tìm kiếm thăm dò play này có mức độ rủi ro cao do bị hạn chế về quy mô phát triển và do khả năng tồn tại hang hốc, nứt nẻ của đá thấp.

Bể Nam Côn Sơn: Bể Nam Côn Sơn được đánh giá là bể có tiềm năng khí lớn nhất ở thềm lục địa Việt Nam, tiềm năng dầu lớn thứ 2 sau bể Cửu Long. Đối tượng tìm kiếm thăm dò hiện nay ở bể tập trung vào cát kết Oligocen, cát kết Miocen và cacbonat Miocen. Bên cạnh đó, đối tượng móng nứt nẻ phong hóa cũng dần được khẳng định nhờ các kết quả khoan. Các cấu tạo triển vọng ở bể Nam Côn Sơn được xác định trên cơ sở các kết quả minh giải tài liệu địa chấn và các bản đồ cấu tạo tầng Móng, Oligocen, Miocen dưới, Miocen giữa và Miocen trên theo từng lô ở tỷ lệ 1/100.000 (khu vực trung tâm bể) và tỷ lệ 1/200.000 khu vực phía Tây bể. Trên cơ sở các tiêu chí đánh giá về hệ thống dầu khí, đặc điểm cấu trúc địa chất (hoạt động núi lửa, khép kín cấu tạo...), độ sâu nước biển,

quy mô của từng cấu tạo trong khu vực bể Nam Côn Sơn, 144 cấu tạo được đánh giá là có triển vọng dầu khí cao.

Kết quả minh giải tài liệu địa chấn cho thấy hầu hết các cấu tạo triển vọng đều phát triển kế thừa từ khối nhô móng. Bẫy có dạng bẫy khối nhô móng, bẫy dạng khối đứt gãy (trong đối tượng Oligocen và Miocen dưới) và các cấu trúc hình hoa (trong đối tượng Miocen giữa) và các bẫy cacbonat. Đối tượng chứa chủ yếu là đá móng nứt nẻ, cát kết Oligocen, cát kết Miocen dưới và cát kết-cacbonat Miocen giữa. Riêng đối tượng cacbonat Miocen trên phân bố tại các khối nhô cao có tiềm năng chứa rất tốt, tuy nhiên khả năng chẵn tại các khối nhô bị hạn chế nên không được tính toán đến.

Trên cơ sở kết quả giếng khoan cho thấy bể Nam Côn Sơn tồn tại 2 khu vực dị thường áp suất cao ở trũng phía Bắc và trũng trung tâm bể. Nhìn chung, tại khu vực dị thường áp suất các cấu tạo phát hiện khí là chính, còn các khu vực lân cận phát hiện dầu. Đây cũng là cơ sở để tính toán dầu hoặc khí cho các cấu tạo triển vọng.

Bể Sông Hồng: Theo báo cáo gần đây, tổng lượng HC đã di thoát từ đá mẹ ở bể Sông Hồng khoảng 562.717 triệu mét khối dầu và 781 tỷ mét khối khí. Tổng tiềm năng cho 54 cấu tạo triển vọng nhất ước tính khoảng 2,3 tỷ m³ dầu qui đổi. Với 15 phát hiện dầu khí, tổng trữ lượng tại chỗ khoảng 290 triệu m³ dầu qui đổi. Tuy nhiên, phần lớn xác suất thành công các cấu tạo chưa phát hiện được đánh giá không cao (trong khoảng 10 - 18%). Hiện nay bể Sông Hồng đã khoan 30 cấu tạo, có 21 phát hiện dầu/khí, một số phát hiện khí ở Bắc bể Sông Hồng chuẩn bị đưa vào phát triển cụm mỏ nhỏ. Các cấu tạo có phát hiện ở Nam bể Sông Hồng có trữ lượng khá lớn, nhưng hàm lượng CO₂ rất cao và biến đổi mạnh (4 - 95%). Nhìn chung hàm lượng CO₂ giảm dần từ 115A đến 117 - STB - 1X, 118 - CVX - 1X và thấp nhất là ở 119 - CH - 1X, hiện tại chưa thể khai thác được do đòi hỏi công nghệ cao..

Bể Hoàng Sa: Trên cơ sở tổng hợp các nghiên cứu về địa chất, địa vật lý, đặc biệt là về hệ thống dầu khí khu vực CBHS và các play đã được chứng minh ở các bể lân cận như Sông Hồng, Phú Khánh, Nam Côn Sơn và Cửu Long, có thể thấy khu vực CBHS gồm 3 play tiềm năng chính: cát kết Oligocen, cát kết Miocen và cacbonat Miocen.

Play cát kết Oligocen: Play cát kết tuổi Oligocen đã được chứng minh ở các bể lân cận như Cửu Long và Nam Côn Sơn. Gần khu vực nghiên cứu, dầu đã được phát hiện trong cát kết Oligocen ở cấu tạo Bạch Trĩ. Tầng sinh tuổi Oligocen được cho là nguồn cung cấp dầu khí cho play này (như đã trình bày ở trên). Đá chứa tuổi Oligocen trong khu vực lân cận đã phát hiện cát kết tương lục địa, sông, biển ven bờ và cát lấp đầy thung lũng cổ với chất lượng đá chứa không tốt. Ngoại trừ trường hợp có độ rỗng do rửa trôi, đa số đá chứa Oligocen có độ rỗng <10% . Các tập cát Oligocen được chắn nóc bởi các tập sét nằm xen kẽ với các tập cát trong tầng. Dạng bẫy là các bẫy cấu tạo (các bẫy kế thừa khối nhô móng, khối đứt gãy nghiêng/xoay) và bẫy địa tầng (các vát nhọn địa tầng). Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là phạm vi phân bố của các thân cát theo diện và do nằm ở chiều sâu lớn, bị nén ép nên độ rỗng kém hơn, thay đổi tương nhanh.

Play cát kết Miocen: Play cát kết Miocen gồm các play phụ: phụ play Miocen dưới, phụ play Miocen giữa. Ở khu vực CBHS, cát kết Miocen trên không được cho là play tiềm năng do nằm ở độ sâu không lớn, bề dày trầm tích Pliocen rất mỏng nên yếu tố chắn không được đảm bảo. Cát kết Miocen dưới và giữa gặp trong tất cả các bể trầm tích Đệ Tam ở Việt Nam. Đá mẹ tiềm năng là đá sét giàu vật chất hữu cơ trong Oligocen và Miocen sớm. Đá chứa của play cát kết Miocen gồm cát kết biển ven bờ tới biển nông, biển thềm ngoài. Cát kết dạng dòng bùn rời hay quạt ngầm được cho là tầng chứa chính của phụ play Miocen trên - Pliocen. Đá chắn là các tập sét xen kẽ với các tập cát trong hệ tầng và tập sét biển Miocen trên - Pliocen. Bẫy cấu tạo gồm các nếp lồi, các khối đứt gãy nghiêng/xoay. Bẫy hình thành trong giai đoạn nghịch đảo và nâng lên của bể vào cuối Miocengiữa. Ngoài ra, bẫy còn là các nếp lồi biên độ nhỏ hình thành do trầm tích Miocen phủ lên trên các khối nâng địa phương phát triển trong pha đồng tạo rift. Bẫy địa tầng bao gồm các khép kín do vát nhọn địa tầng của các thân cát tựa vào các vách của địa lũy, các nếp lồi, đơn nghiêng rộng và do vĩa chứa bị bào mòn, cắt cụt. Rủi ro lớn nhất đối với loại play này là thời gian tạo bẫy muộn để đón pha dịch chuyển dầu khí, đặc biệt là các cấu tạo hình thành trong giai đoạn nghịch đảo vào cuối Miocen.

Play cacbonat Miocen: Play đá vôi và cacbonat ám tiêu san hô phát triển trên các khối nâng. Play cacbonat Miocen đã được xác minh chứa khí ở phần đông bể Nam Côn Sơn, phát hiện dầu ở phần nam bể Sông Hồng (GK 120-CS-

1X), bể Phú Khánh (GK 124-CMT-1X) và mới đây nhất là phát hiện khí ở giếng khoan 118-CVX-2X. Ở khu vực Hoàng Sa, đá vôi phát triển khá phổ biến từ cuối Miocen sớm tới hiện tại. Hydrocacbon được sinh ra từ sét đầm hồ tuổi Oligocen dịch chuyển theo đứt gãy lên và sét/than tam giác châu hoặc đá cacbonat/sét vôi biển nông Miocen dưới là nguồn cung cấp cho play này. Đá chứa là đá vôi ám tiêu tuổi Miocen giữa - muộn. Đá chắn nằm phủ trực tiếp lên trên đá vôi Miocen giữa - muộn là sét biển Miocen muộn - Pliocen. Tuy nhiên, một số khối đá vôi phát triển lên tới tận bề mặt không có tầng chắn nên rủi ro rất cao tương tự như khu vực bãi Cỏ Rong của vùng quần đảo Trường Sa. Bẫy là loại bẫy địa tầng - khối xây cacbonat hoặc các thể độc lập trên các khối đứt gãy nghiêng. Rủi ro lớn nhất của play này trong khu vực là tầng chắn. Các cấu tạo khối xây cacbonat chôn vùi tuổi Miocen giữa là đối tượng triển vọng. Ngoài ra còn có rủi ro về nạp bẫy do thời gian hình thành tầng chắn phủ trên cho các bẫy loại này muộn.

Bể Phú Khánh

Các cấu tạo triển vọng ở bể Phú Khánh được xác định trên cơ sở các kết quả minh giải tài liệu địa chấn và các bản đồ cấu tạo cho tầng Móng, Oligocen, Miocen dưới, Miocen giữa và Miocen trên.

Trên cơ sở các bản đồ cấu trúc, các tiêu chí đánh giá về hệ thống dầu khí, đặc điểm cấu trúc địa chất (hoạt động núi lửa, khép kín cấu tạo...), độ sâu nước biển, tính kinh tế của một cấu tạo trong khu vực bể Phú Khánh, đã xác định được 50 cấu tạo và lựa chọn được 33 cấu tạo triển vọng, trong số 33 cấu tạo triển vọng này có 5 cấu tạo được đánh giá là có triển vọng dầu khí nhất.

Bể Tư Chính – Vũng Mây và Trường Sa

Trên cơ sở các nghiên cứu về địa chất, địa vật lý khu vực Tư Chính-Vũng Mây và các play đã được chứng minh ở các bể lân cận như Nam Côn Sơn, Cửu Long và Đông Natuna, Luconia, có thể thấy khu vực bể Tư Chính-Vũng Mây cũng gồm 4 play chính: móng nứt nẻ trước Kainozoi, cát kết Oligocen, cát kết Miocen và cacbonat Miocen. Do chưa có nhiều giếng khoan hoặc các thông tin về các giếng khoan thiếu nên còn tồn tại rất nhiều vấn đề liên quan đến việc đánh giá hệ thống dầu khí tại khu vực Tư Chính-Vũng Mây và Trường Sa. Trên cơ sở các tài liệu hiện tại có thể tồn tại hai hệ thống dầu khí khác nhau. Hệ thống dầu khí thứ nhất liên quan tới tầng sinh Oligocen với các play tương ứng với tuổi tầng

sinh và tầng chứa chính bao gồm Oligocen/móng trước Đệ tam, Oligocen/Oligocen, Oligocen/Miocen và Oligocen/Pliocen. Hệ thống dầu khí thứ hai gắn liền với tầng sinh tuổi Miocen sớm với play Miocen/Miocen, Miocen/Pliocen.

Bể Malay - Thổ Chu:

Từ kết quả thăm dò khai thác dầu khí trong khu vực bể trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Tây Nam dựa trên cơ sở đá chứa có thể phân loại các play sau: Play cát kết Oligocen, cát kết Miocen dưới và cát kết Miocen giữa. Đá mẹ Oligocen đậm hồ thiên về sinh dầu trong khu vực lô B 52/97 đã đạt đến ngưỡng tạo khí và condensat còn đá mẹ Oligocen trong khu vực lô 46, 50, 51 và PM-3 CAA đang ở ngưỡng sinh dầu. Đá mẹ sét, sét than tuổi Miocen sớm thiên về sinh khí đạt đến ngưỡng trưởng thành cửa sổ tạo dầu trong phần phía Nam sâu nhất của lô B và 52/97. Các khu vực còn lại chưa đạt đến trưởng thành dầu.

Đá móng cacbonat Mesozoi đã gặp trong các giếng khoan ở khu vực mỏ Bongkok và gặp dầu trong đá cacbonat ở mỏ Nang Nuon trong trũng Pattani. Nguồn hydrocacbon nạp cho các mỏ này được cho là từ đá mẹ tuổi Oligocen. Tuy nhiên, trong khu vực ngoài khơi thêm lục địa Tây Nam Việt Nam cho đến nay chưa có giếng khoan nào gặp được đá móng cacbonat MZ. Chỉ gặp đá cacbonat tuổi Permi hệ tầng Hà Tiên trên các đảo và trên bờ ven biển miền Tây Nam Bộ.

Tiềm năng dầu khí của các đối tượng chứa của các bể trầm tích Kz được phân chia và đánh giá theo 3 nhóm sau:

Nhóm 1 gồm các mỏ đã thành lập báo cáo trữ lượng dầu khí và trữ lượng tại chỗ. Con số trữ lượng đã được chính phủ phê duyệt.

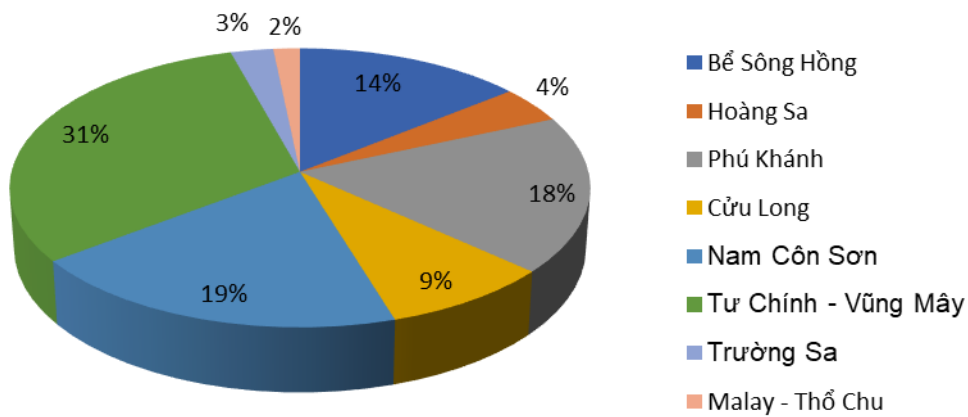
Nhóm 2 gồm các phát hiện đã khoan gặp dầu khí, trữ lượng tại chỗ được cập nhật trên cơ sở tính toán, kiểm tra cập nhật con số do các nhà thầu hoặc đơn vị của PVN cung cấp.

Nhóm 3 gồm các cấu tạo triển vọng chưa khoan, con số tiềm năng dầu khí được tính dựa trên phương pháp thể tích.

Trữ lượng các mỏ: Tổng trữ lượng tại chỗ là 1.886,73 triệu m³ dầu và 705,03 tỷ m³ khí. Tổng trữ lượng thu hồi dự kiến là 600,4 triệu m³ dầu và 356,83 tỷ m³ khí.

Tổng trữ lượng tại chỗ của các phát hiện: 523,7 triệu m³ dầu; 728,92 tỷ m³ khí; tương đương 1.252,53 triệu m³ dầu quy đổi;

Tổng trữ lượng tiềm năng của các cấu tạo triển vọng: 2.628,3 triệu m³ dầu; 3.052,56 tỷ m³ khí; tương đương 5.680,86 triệu m³ dầu quy đổi, được phân bố theo các tập hợp triển vọng: móng nứt nẻ chiếm 12%; cát kết Oligocen chiếm 26%; cát kết Miocen chiếm 49%; cacbonat Miocen chiếm 12%; cát kết Pliocen chiếm 1%.



Hình 4. Tỷ lệ tổng tiềm năng các cấu tạo triển vọng của các bể trầm tích trên thềm lục địa và vùng biển Việt Nam

Tuy nhiên, tổng trữ lượng tại chỗ chủ yếu tập trung ở các mỏ, phát hiện vừa và nhỏ có cấu trúc địa chất phức tạp nên công tác thăm dò, tận thăm dò, thẩm định và phát triển đòi hỏi những yêu cầu cao hơn về công nghệ cũng như tài chính. Tổng trữ lượng tiềm năng của các cấu tạo triển vọng tương đối lớn và tập trung chủ yếu ở các bể trầm tích, khu vực nước sâu, xa bờ có thể tạo đột phá trong thăm dò dầu khí, song cũng tiềm ẩn nhiều thách thức về kỹ thuật, kinh tế, chính trị.

(a.2) Hiện trạng công nghệ khai thác và chế biến dầu khí

* Hiện trạng công nghệ khai thác

Hiện nay, ở Việt Nam, gần 20 mỏ đã được đưa vào khai thác. Đó là: Tiền Hải, Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng, Đồi Mồi, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Rạng Đông-

Phuong Đông, Ruby, Pearl, Topaz, Đại Hùng, Cá Ngừ Vàng, Chim Sáo, PM3, Tê Giác Trắng, Lan Tây, Rồng Đồi, Rồng Đồi tây. Trừ mỏ Tiền Hải, các mỏ dầu khí của Việt Nam hiện nay đều do nhà thầu dầu khí nước ngoài tiến hành khai thác.

Khai thác mỏ dầu ở Việt Nam đều trải qua ba giai đoạn như các mỏ khác trên thế giới. Đó là:

- Khai thác sơ cấp: Dầu khí được đưa lên nhờ áp suất tự nhiên của mỏ hay còn gọi là phương pháp tự phun;

- Khai thác thứ cấp: Khi áp suất vỉa giảm không còn tự đẩy được dòng dầu/khí thì cần áp dụng các công nghệ duy trì áp suất vỉa như: Bơm ép khí, bơm ép nước, bơm ép hơi nước,...

- Khai thác tam cấp: Sử dụng hóa chất, polymer, vi sinh,... để nâng cao hệ số thu hồi.

+ Công nghệ khai thác

Các mỏ dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam được trang bị các hệ thống thiết bị công nghệ chính để khai thác như sau:

- Hệ thống giàn khai thác: Bao gồm các giàn xử lý Trung tâm (CPP) và các giàn nhẹ. Số lượng giàn phụ thuộc vào kích cỡ của mỏ. Mỏ Bạch Hổ là mỏ có nhiều giàn khai thác nhất (trên 20 giàn). Các giàn đang hoạt động ở thềm lục địa Việt Nam đều là giàn cố định, ở độ sâu mực nước từ 50-200m.

- Hệ thống đường ống dẫn dầu khí nội mỏ. Các hệ thống này mới chỉ dùng PIG thông thường để thay rửa đường ống mà chưa sử dụng PIG thông minh để kiểm tra an toàn của đường ống.

- Hệ thống giếng khai thác: Các giếng khai thác được hoàn thiện theo các công nghệ khác nhau (hoàn thiện thông thường hoặc hoàn thiện thông minh) tùy thuộc vào đặc điểm địa chất của tại giếng đó. Các thiết bị lòng giếng là máy bơm hoặc gaslift.

- Hệ thống giếng bơm ép nước: bao gồm các giếng bơm ép và hệ thống dẫn nước vào giếng.

- Các thiết bị thu gom dầu khí bề mặt (Các thiết bị xử lý/ tách dầu khí, máy bơm, máy nén, các thiết bị đo lường...). Khí được khai thác ở các mỏ tại thềm lục

địa Việt Nam có hàm lượng CO₂ và lưu huỳnh thấp nên công nghệ xử lý CO₂ và S chưa đưa vào áp dụng.

- Hệ thống điều khiển, truyền dữ liệu (SCADA): gồm có ESD (Emergency Shutdown - Hệ thống đóng ngắt khẩn cấp), DCS (Distributed Control System - Hệ thống điều khiển phân tán), PLC (Program Logic Controller - Hệ thống điều khiển logic), APC (Advanced Process Control), MCC (Motor Control Center - Hệ thống điều khiển động cơ), MMS (Machinery Management System - Hệ thống quản lý máy móc), IMS (Information Management System - Hệ thống quản lý thông tin).

Mỏ khí Tiền Hải được phát triển khai thác từ năm 1976. Đây là mỏ khí thương mại đầu tiên ở Việt Nam và là mỏ duy nhất trên đất liền. Bằng công nghệ đơn giản của Liên Xô (cũ) gồm thiết bị đầu giếng và hệ thống đường ống thấp áp, Mỏ khí Tiền Hải đã cung cấp nguồn khí quan trọng, hữu hiệu cho các cơ sở sản xuất gốm sứ, thủy tinh ở Thái Bình từ năm 1976 cho đến tận ngày nay. Việc phát hiện và đưa mỏ khí Tiền Hải vào khai thác đã tạo ra niềm tin và động lực quan trọng cho công tác tìm kiếm dầu khí ở Việt Nam.

Mỏ dầu Bạch Hổ được Liên Doanh Dầu khí (Vietsovpetro) đưa công nghệ thiết bị hiện đại nhất của Liên Xô ở tại thời điểm đó vào phát triển và khai thác. Bằng công nghệ thiết bị đó, Mỏ Bạch Hổ đã khai thác dầu khí tại các đối tượng Mioxen dưới, Oligoxen trên, Oligoxen dưới, tiếp theo là đá Móng nứt nẻ, trong đó sản lượng khai thác chủ yếu từ tầng đá Móng nứt nẻ. Tản dầu thương mại đầu tiên được khai thác vào năm 1986.

Thời kỳ đầu, khi áp suất vỉa và áp suất đáy của tầng nước đáy còn đủ duy trì áp suất, công nghệ khai thác đơn giản nhất và hiệu quả nhất được sử dụng ở Mỏ Bạch Hổ là công nghệ giếng tự phun. Khi áp suất vỉa giảm không còn tự đẩy được dòng dầu/khí thì công nghệ duy trì áp suất được sử dụng là công nghệ bơm ép nước. Đến nay, tại Mỏ Bạch Hổ, công nghệ này vẫn là công nghệ chủ đạo để nâng cao hệ số thu hồi. Các công nghệ nâng cao hệ số thu hồi khác như bơm polime, chất hoạt động bề mặt mới ở dạng thử nghiệm. Phương pháp bơm HC, CO₂ và gia nhiệt vẫn chưa được sử dụng.

Từ năm 1991, tại mỏ Bạch Hổ đã tiến hành thử nghiệm sử dụng máy bơm điện ly tâm ngầm của hãng REDA. Kết quả thử nghiệm cho thấy việc áp dụng

khai thác dầu bằng máy bơm này có thể thực hiện được tại các giếng có độ sâu không lớn, thông thường nhỏ hơn 3.500m. Khi khai thác dầu tại những giếng thuộc tầng Móng, nhiệt độ ở đầu vào của máy bơm có thể lên tới 135-145⁰C. Trong điều kiện này, tuổi thọ và khả năng làm việc của máy bơm, chu kỳ giữa hai lần sửa chữa sẽ rất ngắn.

Việc áp dụng khai thác dầu bằng máy bơm ở các giếng thuộc giàn nhẹ (BK) cũng rất khó khăn, do ở đó không có tháp khoan nên để tiến hành các công việc sửa chữa sẽ phải sử dụng giàn khoan tự nâng. Tuy nhiên, điều kiện thời tiết trong vùng chỉ cho phép dịch chuyển tàu khoan trong khoảng 110 ngày trong năm. Như vậy, quá trình sửa chữa giếng phụ thuộc điều kiện khí hậu trên biển hoặc phải trang bị trên các giàn nhẹ những tháp chuyên dụng để sửa chữa giếng. Do đó, việc áp dụng phương pháp khai thác bằng máy bơm điện ly tâm ngầm trên toàn mỏ sẽ gặp nhiều khó khăn và không đem lại hiệu quả cao.

Hiện nay, Mỏ Bạch Hồ đang áp dụng khai thác bằng phương pháp tự phun và gaslift, tuy nhiên khi mà độ ngập nước trong sản phẩm có xu hướng gia tăng thì quỹ giếng khai thác bằng gaslift ngày càng gia tăng. Các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift được áp dụng tại tất cả các tầng sản phẩm Mioxen, Oligoxen và đá móng nứt nẻ với tổng số trên 114 giếng. Trong quá trình khai thác dầu bằng phương pháp gaslift thường xuất hiện lắng đọng keo-nhựa-paraffin do nhiệt độ của dòng sản phẩm trong ống thấp hơn rất nhiều so với nhiệt độ kết tinh paraffin và thường xuất hiện từ độ sâu của giếng ở khoảng 1.000m-2.000m. Điều này dẫn đến việc giảm dần tiết diện ống khai thác, thậm chí có thể làm tắc hoàn toàn, khiến lưu lượng của các giếng gaslift sụt giảm và phải dừng khai thác. Tuy nhiên, phương pháp gaslift có những ưu điểm về mặt công nghệ như sau:

Thiết bị lòng giếng (TBLG) ít bị ảnh hưởng bởi với các tạp chất cơ học;

Hiệu quả khai thác lớn hơn đối với những giếng lưu lượng thấp; TBLG làm việc ổn định hơn ở những giếng khoan nghiêng;

Với mọi cỡ ống chống khai thác có thể lựa chọn TBLG thích hợp;

Có thể thay thế TBLG bằng kỹ thuật cáp tời mà không cần tiến hành sửa chữa lớn;

Có thể kéo dài chu kỳ sửa chữa giếng;

Giảm chi phí thực hiện các biện pháp tăng cường khai thác mà không cần sửa chữa lớn;

Giảm chi phí điện năng.

Từ năm 1995, sau khi Mỹ bỏ cấm vận Việt Nam, Xí nghiệp Vietsovpetro đã trang bị hệ thống điều khiển SCADA đồng bộ với các thiết bị được điều khiển tự động của các nước có công nghiệp dầu khí truyền thống như: Nhật, Mỹ, Mexico, Pháp. Các thiết bị được trang bị gồm: separator, máy nén, máy bơm, gaslift, cây thông khai thác, các thiết bị đo lường nhiệt độ, áp suất, lưu lượng các chất lưu trong quá trình khai thác ở thời kỳ này là đo lường điện tử.

Tại mỏ Bạch Hổ, công nghệ hoàn thiện giếng thông minh (hoàn thiện nhiều vỉa đồng thời có chênh lệch áp suất, đo lưu lượng từng vỉa và điều chỉnh được lưu lượng từng vỉa) đã được đưa vào áp dụng. Ngoài ra, ở mỏ Bạch Hổ còn áp dụng một số công nghệ mới khác như: công nghệ bơm đa pha, bắn vỉa thủy lực.

Một đặc điểm rất quan trọng là trong quá trình hoạt động năng lực làm chủ công nghệ của người Việt Nam trong liên doanh đã trưởng thành nhanh chóng trong cả khâu quản lý lẫn khâu vận hành khai thác mỏ. Hiện nay, các cán bộ chủ chốt trong quản lý là người Việt Nam. Nhiều khâu, nhiều bộ phận người Việt đã thay thế hoàn toàn người Nga.

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn nhất ở Việt Nam. Đến nay đã khai thác được khoảng gần 200 triệu tấn, góp nguồn thu đáng kể cho ngân sách Nhà nước.

Các mỏ/cụm mỏ dầu khí khác (không trực thuộc Vietsovpetro) đều do các nhà thầu dầu khí Phương Tây phát triển khai thác như: Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Rạng Đông-Phương Đông, Ruby-Pearl-Topaz, Cá Ngừ Vàng, Đại Hùng, Tê giác Trắng, Lan Tây,... Để giảm thiểu chi phí vận hành, các nhà thầu dầu khí đã đưa hệ thống điều khiển tự động SCADA vào sử dụng ngay từ những ngày đầu. Bởi lẽ đó, mức độ tự động hóa trong khai thác của các mỏ/cụm mỏ này là rất cao. Số lượng nhân viên trên giàn giảm thiểu tối đa. Các nhà thầu dầu khí Phương Tây chỉ tự vận hành mỏ khi có trình độ vận hành cao hoặc thuê các công ty có kinh nghiệm vận hành.

Các mỏ/cụm mỏ này đều mới đưa vào khai thác nên đang khai thác ở giai đoạn thứ cấp. Phương pháp nâng cao hệ số thu hồi và duy trì áp suất vỉa chính hiện tại là bơm ép nước. Phương pháp gọi dòng sản phẩm đối với mỏ dầu là gaslift. Các phương pháp khai thác tăng cường mới cũng được áp dụng như:

Khai thác nhiều tầng sản phẩm đồng thời như ở mỏ Đại Hùng;

Khai thác bằng đầu giếng ngầm như ở mỏ Đại Hùng, Lan Tây;

Sử dụng lưới chắn cát, lưới chèn sỏi để kiểm soát lượng chất rắn trong sản phẩm khai thác như ở mỏ khí Lan Tây, Lan Đỏ, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Rạng Đông-Phương Đông;

Sử dụng packer trương nở để ổn định thiết bị lòng giếng (TBLG) và ngăn cách khoảng ngập nước như ở Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng;

Xử lý axit cho vỉa chứa như ở Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng;

Nút vỉa thủy lực như ở Đại Hùng;

Áp dụng công nghệ hoàn thiện giếng thông minh (intelligent completion) như ở mỏ Chim Sáo, Ruby-Pearl-Topaz, Bạch Hổ.

Các mỏ/cụm mỏ dầu khí khác do các nhà thầu dầu khí Phương Tây phát triển khai thác phần lớn là các mỏ hoặc cụm mỏ có trữ lượng dầu khí nhỏ, nhưng bằng các phương án phát triển khai thác phù hợp, các mỏ/cụm mỏ dầu khí này khai thác rất hiệu quả. Riêng mỏ Đại Hùng do điều kiện địa chất phức tạp, phương án khai thác sớm mỏ này chưa phù hợp, hiệu quả khai thác thấp.

Công tác an toàn và môi trường trong khai thác dầu khí ở thềm lục địa Việt Nam luôn được chú trọng. Tỷ lệ tai nạn lao động không cao, có sự cố gây ô nhiễm môi trường nhưng không nghiêm trọng.

Công nghệ mỏ

Trong những năm đầu lịch sử khai thác dầu khí ở Việt Nam, khi các phần mềm chuyên dụng chưa phát triển, công cụ chủ yếu để các kỹ sư dầu khí dự báo quá trình khai thác là dựa theo kinh nghiệm hoặc các phần mềm phổ thông như Excel, DCA. Ngày nay, cùng với sự phát triển vượt bậc của khoa học kỹ thuật và công nghệ tin học, hàng loạt các phần mềm chuyên dụng, tiên tiến của thế giới đã được đưa vào sử dụng nhằm xây dựng và tối ưu mô hình thủy động lực mỏ, phân

tích động thái khai thác vỉa, tối ưu và dự báo khả năng khai thác như: phần mềm RMS, Petrel, Tempest, Eclipse, CMG, MatBal...

Có thể sử dụng với nhiều đối tượng vỉa chứa, từ cát kết với môi trường một độ rỗng đến cacbonat nứt nẻ có hai môi trường rỗng hoặc giả một độ rỗng cho đá móng granit.

Nhìn chung, các mỏ dầu khí ở Việt Nam được khai thác bằng nhiều công nghệ mới, hiện đại và rất hiệu quả. Đội ngũ cán bộ làm dầu khí đã trưởng thành. Công tác an toàn và môi trường được đảm bảo.

II.1.2. Lĩnh vực khoan dầu khí

Giàn khoan

Hiện nay, các loại giàn khoan được đưa vào sử dụng ở Việt Nam rất đa dạng và tiên tiến, các giàn khoan này có tình trạng kỹ thuật từ trung bình đến khá. Nhiều giàn khoan được các Nhà thầu khoan đầu tư để nâng cấp, cải hoán các thiết bị khoan trên giàn nhằm đáp ứng được yêu cầu của khách hàng đã góp phần nâng cao hiệu quả khoan, đảm bảo khoan an toàn và bảo vệ môi trường.

- Ở vùng nước nông: Trong thập kỷ vừa qua nhìn chung mực nước tại các giếng khoan ngoài khơi Việt Nam phần lớn nằm ở độ sâu từ 0-100m, tại chiều sâu này loại giàn khoan Jack-up được sử dụng nhiều nhất. Tuy nhiên trong trường hợp điều kiện nước sâu thì giàn khoan Semi-Submersible đã được sử dụng.

- Trên đất liền: Trong thập kỷ 70 của thế kỷ trước, một số giếng khoan ở Thái Bình được khoan bằng giàn khoan của Rumania và cụ khoan của Liên Xô. Sau này một số giếng khoan tại bể Sông Hồng đã sử dụng giàn khoan đất liền (Century Rig-21).

- Ở vùng nước sâu: Với mực nước lớn hơn 200m có thể coi là nước sâu, giàn Drillship và giàn Semi-Submersible được lựa chọn sao cho phù hợp.

Tuy số lượng giàn khoan của Việt Nam đã tăng lên và đã triển khai được rất nhiều giếng khoan cả thăm dò, thăm lượng và khai thác nhưng nhìn chung thì phần của các công ty khoan Việt Nam vẫn còn nhỏ bé, chiếm chưa tới 30% số lượng giếng khoan tại Việt Nam.

Phương pháp khoan, chòong khoan

Các phương pháp khoan đã được áp dụng khá đa dạng, phần lớn là khoan bằng Roto, khoan định hướng bằng mô tơ và kết hợp cả hai phương pháp trên. Trong một thời gian qua, chúng ta đã đầu tư nghiên cứu thử nghiệm nhiều loại chòong khoan khác nhau được mua từ các nước Nhật, Mỹ và các nước khác. Kết quả nghiên cứu thử nghiệm đã chọn ra các loại chòong khoan thích hợp để khoan các giếng khoan tại Việt Nam.

Thiết bị đo trong quá trình khoan

Trong quá trình khoan, các thiết bị đo đã được các nhà thầu sử dụng để phục vụ cho quá trình theo dõi thi công và địa tầng giếng khoan, đặc biệt là ở những khu vực có dị thường áp suất, mất dung dịch. Các thiết bị này giúp xác định khá chính xác ranh giới địa tầng qua đó có thể quyết định chiều sâu chống ống một cách hợp lý cũng như xác định được vị trí đáy giếng khoan, độ nghiêng thân giếng giúp cho điều khiển thân giếng theo đúng quỹ đạo thiết kế. Hiện nay các nhà thầu sử dụng các phương pháp sau:

Đường kính: CAL, CALIPER, CALS...

Điện trở suất: RT, LLP, LLS, MSFL, ATRO...

Mật độ: RHOB, PEF,...

Độ rỗng Newtron: NPHI

Tốc độ truyền sóng: DT, DTS,...

Gama: GR, CGR

Ngoài những phương pháp đo thông thường trên các nhà thầu còn sử dụng các phương pháp đặc biệt trong trường hợp cần thiết:

Quét ảnh thành hệ: FMI, FMS, DSI phương pháp này thường được sử dụng tại Việt Nam. Đặc biệt, phương pháp đo FMI được áp dụng để đo trong đá móng.

Cộng hưởng từ: NMR, CMR phương pháp này chỉ một số giếng áp dụng.

Các phương pháp đặc biệt này chỉ sử dụng trong những trường hợp cần thiết vì giá thành của phương pháp này khá cao vì sử dụng các thiết bị đo trong quá trình khoan nên đã giảm thiểu các sự cố, phức tạp xảy ra trong quá

trình thi công các giếng khoan, nhất là đối với các giếng khoan ngang hoặc giếng có độ lệch lớn, đồng thời giảm thiểu thời gian điều chỉnh quỹ đạo giếng khoan, cung cấp kịp thời một số thông tin cần thiết phục vụ cho việc đánh giá tiềm năng dầu khí của mỏ.

Cấu trúc giếng khoan

Các dạng cấu trúc giếng khoan áp dụng để khoan tại các bể trầm tích ở Việt Nam nhìn chung tương đối phù hợp với điều kiện địa chất của các giếng đã khoan.

Các Nhà thầu đã có những nghiên cứu để lựa chọn cấu trúc giếng khoan sao cho phù hợp với điều kiện địa chất khu vực mình khoan. Một số Nhà thầu đã xem xét việc giảm nhẹ cấu trúc để tiết kiệm thời gian và chi phí như:

Bỏ bớt cột ống chống trung gian 20;

Ứng dụng công nghệ khoan Slimhole với cấu trúc giếng khoan rất đơn giản chỉ bao gồm cột ống 9-5/8” và 7”.

Ngoài ra, các vùng có điều kiện đặc biệt như dị thường áp suất tại Nam Côn Sơn thì sẽ xuất hiện thêm một cấp ống chống (ống dự phòng). Trong thời gian qua, chúng ta cũng đã áp dụng kỹ thuật khoan và hoàn thiện đa thân đầu tiên được sử dụng tại mỏ Đại Hùng.

Dung dịch khoan

Trong công tác khoan lựa chọn và sử dụng dung dịch khoan là một nhân tố quan trọng quyết định hiệu quả thi công, chất lượng giếng khoan cũng như thời gian và chi phí thi công. Sử dụng hệ dung dịch khoan thích hợp sẽ góp phần nâng cao hiệu quả vận chuyển mùn khoan, giữ ổn định thành giếng khoan, bôi trơn và làm mát choòng khoan và bộ khoan cụ đồng thời hạn chế các sự cố phức tạp có thể xảy ra như mất dung dịch, sập lở và bó hẹp thành giếng, kẹt bộ khoan cụ và đặc biệt là ngăn chặn khả năng xâm nhập và phun trào của chất lưu trong thành hệ. Việc sử dụng hệ dung dịch thích hợp giữ một vai trò quan trọng trong khu vực địa chất phức tạp như trầm tích có hàm lượng sét cao, carbonate nứt nẻ, điều kiện nhiệt độ, áp suất cao.

Trên cơ sở kinh nghiệm đã tích lũy tại khu vực Đông Nam Á cũng như việc nghiên cứu và thu thập thông tin trong công tác khoan tại Việt Nam, các nhà

thầu đã sử dụng một số hệ dung dịch để thi công các giếng khoan tại các bể như sau:

- Hệ dung dịch độ nhớt cao (Hi-Vis): Được sử dụng để khoan các giếng kiểm tra (Pilot hole) và các công đoạn khoan 36", 26" tại hầu hết các giếng khoan. Trong quá trình khoan giếng, nước biển được sử dụng để tuần hoàn với sự hỗ trợ bằng bơm dung dịch độ nhớt cao (Hi-Vis) khoảng 15-30 thùng xuống đáy giếng sau mỗi lần tiếp cần khoan. Dung dịch độ nhớt cao có độ nhớt biểu kiến đạt tới 100-120 giây. Các cấu tạo gần bề mặt đáy biển thường có liên kết yếu hoặc bỏ rời, để tạo ổn định thành giếng khoan trước khi khoan doa và thả ống chống, giếng khoan được làm đầy bằng dung dịch sét bentonite đã hydrate hóa. Nhìn chung việc sử dụng hệ dung dịch đơn giản này cho các công đoạn 36" và 26" đã mang lại hiệu quả, góp phần giảm chi phí giếng khoan do đặc điểm đất đá trên mặt không có cấu trúc quá phức tạp. Một số giếng khoan gặp phức tạp như mất dung dịch hay đất đá bỏ rời đã được xử lý hiệu quả bằng các chất phụ gia tăng độ nhớt và tăng tỷ trọng dung dịch.

- Hệ dung dịch nước biển/CMC/Bentonite: Là hệ dung dịch phân ly không ức chế được điều chế chủ yếu từ nước biển, sét bentonite và CMC hoặc tinh bột biến tính. Hệ dung dịch này được sử dụng để khoan qua các vỉa cát bỏ rời, gắn kết yếu hoặc những lát cát và các lớp đất đá ít sét hoặc không có sét.

- Hệ dung dịch Gel/KCl/PHPA: Thành phần chính của hệ dung dịch này là sét benonite hoạt hóa, muối KCl và Polyacrylamide thủy phân từng phần (PHPA). Để duy trì tính lưu biến và khả năng mang mùn khoan thường sử dụng Thixopol, XCD để phân tán để giảm nhanh ứng suất trượt của dung dịch ở tốc độ chảy lớn tại vòi phun của chòong khoan, đồng thời tạo ra độ bền Gel ổn định ở tốc độ dòng chảy trung bình trong khoảng không vành xuyên tạo cho dung dịch khả năng tách mùn khoan ra khỏi chòong và vận chuyển lên bề mặt. Tinh bột biến tính Flostar, Holecoat, hoặc các polymer anionic cellulose như Pacseal hoặc CMC được sử dụng để khống chế độ thải nước của dung dịch và cho ra lớp vỏ bùn mỏng, bền bảo vệ ổn định thành giếng khoan.

- Hệ dung dịch KCl/PHPA/Polymer: Là hệ dung dịch phân ly ức chế được sử dụng phổ biến ở Việt Nam và cả thế giới. Thành phần chính của hệ gồm muối KCl và Polyacrylamide thủy phân từng phần (PHPA). Đây là hệ dung dịch được sử

dụng phổ biến nhất, cho các công đoạn 17 ½”.12 ¼” và 8 ½”. Quá trình thi công cho thấy hệ dung dịch này có ưu điểm ổn định thành giếng khoan hơn hẳn các hệ dung dịch Bentonite/CMC. Khoang khoan 17 ½” thuộc hệ tầng Biển Đông và Nam Côn Sơn có chứa các tập sét hoạt tính, hệ dung dịch KCl/PHPA đã hạn chế được phức tạp do các lớp sét hoạt tính và phân tán gây ra. Đặc tính phi Newton cao của hệ dung dịch này cho phép nâng cao khả năng làm sạch đáy giếng. Thành phần KCl và Polymer có trong dung dịch có tác dụng làm ổn định và hạn chế sự trương nở của các lớp sét, mùn khoan nhờ vậy sẽ được bảo toàn trong quá trình vận chuyển lên bề mặt và dễ dàng tách ra khỏi dung dịch bởi các thiết bị tách chất rắn. Mặc dù có nhiều ưu điểm như trên, tuy nhiên thực tế thi công khoan tại các công đoạn 17 ½” và 12 ¼” vẫn gặp phải tình trạng sét trương nở, bó hẹp thành giếng, đồng thời xảy ra hiện tượng dính, bó chòong khi khoan qua các tầng sét keo hoạt tính.

- Hệ dung dịch Glycol/KCl/PHPA: Tác nhân ức chế chính của hệ dung dịch này là Glycol và các Polymer Polyacrylamide thủy phân từng phần (PHPA) cùng với tác nhân ức chế là muối KCl. Đây cũng là hệ dung dịch được sử dụng tương đối phổ biến tại các chiều sâu khác nhau của các giếng khoan bể Nam Côn Sơn, với nhiều tên gọi thương mại như Anco 1000, Anco 2000, HF-Plus, Glydrill, Quadrill,... Hệ dung dịch này có khả năng ức chế cao nhờ muối KCl và các Polymer Polyacrylamide thủy phân từng phần (PHPA). Bên cạnh đó, sự có mặt của các Polyalkylen Glycol (Anco 208, HF100, Starplex 500) hoạt động như chất ức chế sự trương nở của sét, đồng thời tăng khả năng bôi trơn, giảm thiểu hiện tượng dính và bó chòong trong quá trình thi công.

Kết quả tổng hợp công tác khoan tại bể Nam Côn Sơn cho thấy việc sử dụng hệ dung dịch Glycol/KCl/PHPA đã mang lại hiệu quả cao hơn so với các hệ dung dịch gốc nước khác, giảm đáng kể các sự cố phức tạp liên quan đến bó hẹp thành giếng, sập lỗ và áp suất dị thường, điển hình như các giếng 11.2-RD-1X và 04.2-HT-1X là một trong số những giếng khoan có chiều sâu lớn nhất tại bể Nam Côn Sơn. Tuy nhiên, việc sử dụng hệ dung dịch này cũng dẫn đến giá thành chi phí cho dung dịch khoan cao hơn, trung bình từ 2 đến 2,5 lần so với hệ dung dịch KCl/PHPA/Polymer.

- Hệ dung dịch gốc tổng hợp: Hệ dung dịch này đã được sử dụng với thành phần gốc là dầu Saraline 200, độ nhớt được kiểm soát bằng sét Bentonite, đồng thời trong nhiều công đoạn phụ gia CaCO_3 đã được bổ sung để nâng cao chất lượng lớp vỏ bùn. Việc áp dụng hệ dung dịch gốc tổng hợp với các giếng khoan này đã thể hiện rõ hiệu quả khi các giếng khoan đều không gặp phải sự cố phức tạp nào lớn, khả năng giữ ổn định thành giếng cũng như việc kiểm soát các thông số của dung dịch cũng mang lại hiệu quả cao hơn so với các hệ dung dịch gốc nước tuy nhiên, giá thành cho dung dịch gốc tổng hợp cũng cao hơn nhiều so với dung dịch gốc nước.

Bơm trám xi măng

Công tác trám xi măng giếng khoan luôn là mối quan tâm của các nhà thầu. Sự thành công của công tác trám xi măng, chất lượng và tuổi thọ của vành đá xi măng không những đảm bảo cho việc thi công giếng khoan an toàn tới chiều sâu thiết kế mà còn tạo được sự ngăn cách giữa các vỉa sản phẩm, đồng thời giữ cho giếng khoan ổn định trong suốt quá trình khai thác (đối với giếng khai thác).

Nhiều phương pháp trám xi măng đã được sử dụng. Phương pháp trám thuận 1 tầng đối với các cột ống ngắn và chủ yếu là phương pháp trám tầng gồm 2 tầng, mỗi tầng có 1-2 liều vữa tỷ trọng khác nhau cho các cột ống dài. Tuy nhiên, khi sử dụng phương pháp trám này cũng hay xảy ra một số trục trặc với đầu trám phân tầng (đầu trám tầng không mở hoặc không mở đúng với áp suất thiết kế v.v...). Ở những khoảng ngoài cột ống không có xi măng, các nhà thầu cũng áp dụng phương pháp bơm ép vữa xi măng vào tầng không gian vành xuyên qua lỗ đục hoặc trên đầu ống chống lửng, v.v...

Như vậy, thực tế trám xi măng các giếng khoan cho thấy các nhà thầu đều sử dụng các phương pháp trám truyền thống, trừ một số khoảng trám trong móng bị mất dung dịch trầm trọng phải áp dụng một số phương pháp đặc biệt như xi măng ngậm khí, cầu cách ly cơ học, v.v...

Trong giai đoạn này phần lớn các giếng khoan đều sử dụng xi măng mác G. Đây là loại xi măng áp dụng tương đối tốt ở Việt Nam. Để giảm thời gian thi công, tiết kiệm chi phí giếng khoan cũng như tăng hiệu quả gia cố giếng khoan, nhiều giải pháp công nghệ tiên tiến đã được áp dụng trong quá trình bơm trám xi măng gia cố ống chống giếng khoan như:

- Sử dụng thiết bị chuyên dụng MSC để trám xi măng phân tầng.
- Trám xi măng với hai lớp vữa: Vữa đầu (vữa tỷ trọng thấp, 12,5 ppg) và vữa cuối (vữa tỷ trọng cao 15,8 ppg).
- Các loại phụ gia chất lượng cao như chất chậm đông, chất giảm độ thái nước, chất phân tán, chất chống xâm nhập khí và phụ gia bền nhiệt Silica Flour,...
- Sử dụng packer ngoài ống chống, cầu cách ly cơ học (cement retainer) để trám trong móng, các đầu treo ống chống lửng có chất lượng cao, v.v...
- Sử dụng nhiều loại định tâm tiên tiến mềm, cứng, tạo dòng chảy xoáy,... kết hợp với thiết bị để nạo sạch mùn khoan trong lòng giếng.

Tại các giếng khoan của các nhà thầu chỉ trám xi măng lên đến đáy biển (hoặc mặt đất đối với các giếng khoan trên đất liền) đối với các cột ống chống dẫn hướng và ống bề mặt. Các cột ống chống trung gian và ống chống lửng thường chỉ tiến hành trám xi măng lên đến 100m-150m bên trên chân ống chống trước.

Đối với các cột ống dài (như ống chống 9-5/8” hoặc thậm chí 13-3/8”), các Nhà thầu thường phải sử dụng MSC để áp dụng phương pháp trám phân tầng nhưng phương pháp này có thể gây ra rò rỉ áp suất giữa các cột ống chống nếu như chất lượng vữa xi măng không đạt yêu cầu nên trong những năm gần đây các Nhà thầu đã thiết kế vữa xi măng tỷ trọng nhẹ để bơm trám một lần.

Để đảm bảo chất lượng trám xi măng, dung dịch khoan và mùn khoan phải được đẩy hết trước khi vữa xi măng tiếp xúc với ống chống và thành hệ bởi vì sự trộn lẫn giữa dung dịch khoan với vữa xi măng có thể dẫn đến làm tăng hoặc giảm thời gian đóng rắn, giảm cường độ đá xi măng hoặc tạo thành hỗn hợp có độ nhớt quá cao trên bề mặt tiếp xúc dung dịch vữa-xi măng. Chính vì vậy trước khi bơm vữa xi măng người ta thường bơm dung dịch đệm (spacer) hoặc dung dịch rửa (chemical wash hoặc preflush). Việc sử dụng dung dịch đệm không chỉ ngăn sự nhiễm bẩn vữa xi măng bởi dung dịch khoan mà còn làm sạch bề mặt ống cũng như thành hệ khỏi lớp vỏ sét và làm thay đổi tính dính ướt nước của các bề mặt này.

Dung dịch đệm thường là dung dịch gốc nước có độ nhớt, tỷ trọng, độ bền gel phù hợp tạo ra lớp đệm giữa dung dịch khoan và vữa xi măng. Dung dịch đệm

có thể chứa các vật liệu chống mất dung dịch và các hoá phẩm giúp rửa sạch vôi sét trên bề mặt ống và thành hệ.

Dung dịch rửa thường là dung dịch loãng, gốc nước chứa các chất hoạt động bề mặt và các chất làm loãng. Chúng được thiết kế để làm loãng và phân tán dung dịch khoan nhờ đó làm sạch thân giếng một cách hiệu quả. Thực tế, trám xi măng tại các giếng khoan cho thấy các nhà thầu đã sử dụng dung dịch đệm và dung dịch rửa có thành phần khác nhau, có thể chỉ là nước biển, nước để trộn vữa xi măng (có chứa các hoá phẩm), nước kỹ thuật pha chế thêm chất hoạt động bề mặt, có thể là các dung dịch pha chế đặc biệt (CW7, CW100, MCS), sử dụng nước biển ức chế (4% KCl), MCS, Spacer, Spacer UW, MCS-0, CW7, CW100, v.v... với khối lượng chủ yếu từ 6-10m³, v.v...

Từ kết quả tổng hợp kết quả trám xi măng giếng khoan theo khu vực, mở có thể rút ra một số nhận xét sau:

- Chất lượng trám xi măng các giếng khoan ở Việt Nam nhìn chung không đồng đều theo mỏ, chất lượng trám trung bình.

- Sự phức tạp, sự cố xảy ra trên các mỏ cũng khác nhau do điều kiện địa chất không đồng nhất và tương đối phức tạp. Một số phức tạp khác trong quá trình trám xi măng các cột ống như: vữa xi măng đông kết trước thời gian dự kiến, tắc đầu bơm, trục trặc với đầu trám phân tầng, packer, cầu cách ly cơ học, đầu treo ống chống lủng, xuất hiện khí, cột ống không kín đòi hỏi trám bổ sung, tính toán thiếu khối lượng vữa,... cần được cải tiến và khắc phục để đảm bảo chất lượng cho quá trình thi công các khoảng khoan tiếp theo.

* Lĩnh vực chế biến dầu khí ở Việt Nam

Chế biến dầu khí là một trong những lĩnh vực hoạt động chính, đóng vai trò quan trọng cho sự phát triển của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Với mục đích nâng cao giá trị tài nguyên dầu khí, tiết kiệm ngoại tệ và góp phần đảm bảo an ninh năng lượng, an ninh lương thực, đẩy mạnh sự nghiệp công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước và nâng cao vị thế của mình trên trường quốc tế, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã phát triển mạnh lĩnh vực này. Cụ thể bốn nhà máy lớn đã được xây dựng, đó là Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (Phân xưởng sản xuất polypropylen

từ nguyên liệu Propylen trực thuộc nhà máy này), Nhà máy đạm Phú Mỹ, Nhà máy đạm Cà Mau và Nhà máy chế biến Condensate Phú Mỹ.

+ Lĩnh vực lọc dầu

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất là nhà máy lọc dầu đầu tiên của Việt Nam đã bắt đầu vận hành và có sản phẩm thương mại từ tháng 02/2009 với tổng số vốn đầu tư hơn 3 tỷ USD.

II.2. Công tác vận hành

Nhìn chung thay đổi lớn nhất của Nhà máy lọc dầu trong thời gian qua chính là sự thay đổi trong quá trình chuyển giao và tiếp nhận công nghệ. Giai đoạn đầu nhân lực vận hành nhà máy chủ yếu là người nước ngoài thực hiện và sau đó người Việt thay thế dần dần người nước ngoài. Đến nay số cán bộ vận hành người nước ngoài đã giảm đáng kể và chỉ còn một số ít cán bộ chủ chốt người nước ngoài tham gia vận hành.

Công tác vận hành luôn hướng tới mục tiêu giảm tiêu hao năng lượng, tiêu hao nguyên liệu, tăng chỉ số vận hành, giảm chi phí bảo dưỡng, giảm thiểu tai nạn lao động và các mục tiêu đó đã đạt được với kết quả khá khả quan. Các kết quả đó đã được theo dõi và đánh giá theo hệ thống chỉ tiêu Solomon, một hệ thống chỉ tiêu được nhiều nhà máy lọc dầu trên thế giới áp dụng.

II.3. Công tác an toàn và bảo vệ môi trường

Công tác an toàn của nhà máy luôn được đặt lên hàng đầu. Công tác kiểm tra an toàn được thực hiện thường xuyên. Tất cả nhân viên nhà máy được đào tạo và cập nhật về an toàn và các nhân viên buộc phải có chứng chỉ an toàn. Công tác diễn tập an toàn cũng được tổ chức định kỳ thường xuyên (1 tháng/lần). Số vụ tai nạn lao động của nhà máy đã xảy ra là thấp so với các nhà máy khác trong khu vực.

Các chất thải như nước, khí, chất rắn đều được phân tích thường xuyên và đạt tiêu chuẩn quốc gia và quốc tế.

II.4. Công tác bảo dưỡng, sửa chữa

Công tác bảo dưỡng thường xuyên được tiến hành với sự hỗ trợ của các chuyên gia nước ngoài. Hiện nay, đội ngũ cán bộ bảo dưỡng đã trưởng thành nên

số lượng chuyên gia nước ngoài hỗ trợ ngày một giảm đi (tại thời điểm 2013 là khoảng 30 người).

+ *Lĩnh vực chế biến condensate*

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã giao cho Công ty Chế biến và Kinh doanh các sản phẩm khí (PVGC) triển khai Dự án xây dựng Nhà máy chế biến condensat.

+ *Lĩnh vực sản xuất đạm*

Công nghệ sản xuất

Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Cà Mau sử dụng công nghệ sản xuất NH_3 và Urê rất hiện đại mà trên thế giới hiện tại cũng đang sử dụng. Các công nghệ có các đặc điểm sau:

- Công nghệ sản xuất NH_3 , với nguồn nguyên liệu là khí thiên nhiên, là công nghệ tiêu hao năng lượng thấp. Hiện tại, công nghệ này vẫn đang tiếp tục phát triển và nâng cấp cũng như chưa có công nghệ thay thế hay tiến bộ hơn.

- Tương tự, công nghệ sản xuất Urê rất nổi tiếng trên thế giới là công nghệ NH_3 striping và CO_2 striping. Công nghệ NH_3 striping đang áp dụng cho nhà máy Cà Mau và Phú Mỹ đang dần chiếm ưu thế trên thế giới do tính ăn mòn thấp và áp suất thấp khi so với công nghệ CO_2 striping.

- Các nhà bản quyền công nghệ như Topsoe, Sapem và Toyo là những nhà bản quyền rất nổi tiếng trong nhóm số một những nhà cung cấp bản quyền công nghệ sản xuất NH_3 và Urê.

Hầu như có thể nói các công nghệ của Cà Mau và Phú Mỹ là công nghệ “không chất thải” khi vận hành bình thường do các tiêu chuẩn về khí thải, nước thải và tiếng ồn đều đạt tiêu chuẩn thế giới và Việt Nam. Đặc biệt, tất cả lượng nước thải đều được xử lý trong dây chuyền công nghệ và tái sử dụng làm nước cấp lò hơi sau khi qua hệ thống nước Demi (khử khoáng). Hay khí thải được tái tuần hoàn làm nguyên liệu (công nghệ Urê) hoặc nhiên liệu (công nghệ NH_3). Khi xảy ra sự cố hay trong quá trình khởi động/ngừng máy toàn bộ khí thải được các hệ thống được đốt bỏ không gây ô nhiễm môi trường.

Mức độ an toàn và bảo vệ cho con người và thiết bị rất cao thông qua thiết kế hệ thống ngừng máy khẩn cấp ESD (Emergency shutdown) rất chặt chẽ và hiện đại.

Tiêu hao năng lượng rất thấp và nguyên liệu gần với lý thuyết nhờ vào việc tuần hoàn hồi lưu khí thải và nước thải, sử dụng các lò hơi nhiệt thừa hay tiền gia nhiệt thu hồi tối đa lượng nhiệt sinh ra và hiệu suất chuyển hóa các phản ứng hóa học cao nhờ sử dụng các xúc tác tiên tiến.

Độ tin cậy của công nghệ cao do chất lượng sản phẩm tốt và khả năng chạy máy đầy tải và dài ngày. Độ linh hoạt cao do dây chuyền công nghệ chạy được các nguồn khí nguyên liệu khác nhau, các trường hợp phụ tải khác nhau mà không ảnh hưởng đến chất lượng sản phẩm và công suất dây chuyền công nghệ.

Lực lượng vận hành, bảo dưỡng ít do mức độ tự động hóa rất cao, tuy nhiên đòi hỏi trình độ lực lượng này cao.

Mức độ tự động hóa của dây chuyền công nghệ là rất cao do có hệ thống SCADA.

Các hệ thống khác: ngoài ra, các hệ thống khác cũng góp phần vào việc đổi mới và hiện đại hóa cho nhà máy Đạm Phú Mỹ và Cà Mau như: Hệ thống MCC (Motor Control Center) để quản lý các mô tơ điện, hệ thống thông tin liên lạc, hệ thống camera,...

Công tác vận hành

Công tác vận hành của Nhà máy sản xuất phân đạm Phú Mỹ và Cà Mau được thực hiện bởi chuyên gia nước ngoài trong giai đoạn đầu và sau đó người Việt Nam tay thế dần dần người nước ngoài. Riêng công tác chuyên giao vận hành ở Nhà máy sản xuất phân đạm Cà Mau nhanh hơn do việc chuyển một số cán bộ có kinh nghiệm vận hành ở nhà máy Phú Mỹ sang. Cũng bởi lý do đó chi phí cho công tác đào tạo vận hành được giảm đi rất nhiều.

Công tác bảo dưỡng

Công tác bảo dưỡng thường xuyên được tiến hành với sự hỗ trợ của các chuyên gia nước ngoài như ở nhà máy lọc dầu và số lượng chuyên gia hỗ trợ ngày một giảm đi. Công tác bảo dưỡng sửa chữa lớn đến nay chủ yếu là người

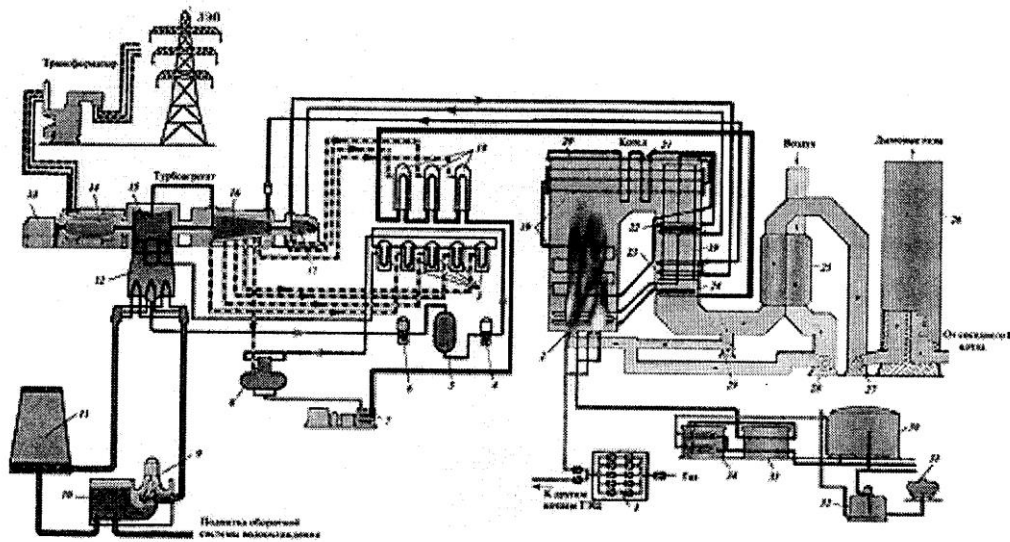
nước ngoài thực hiện. Người Việt Nam chỉ thực hiện một số việc phụ do đơn vị nước ngoài yêu cầu.

Công tác an toàn:

Công tác an toàn luôn được Nhà máy coi trọng. Công tác kiểm tra an toàn được thực hiện thường xuyên. Các cán bộ làm việc được đào tạo và đào tạo cập nhật về an toàn. Mọi cán bộ phải có chứng chỉ an toàn.

Công tác bảo vệ môi trường: Các chất thải như nước thải, khí thải, chất rắn thải luôn được xử lý và đảm bảo đạt tiêu chuẩn Việt Nam và Quốc tế.

(a.3) Tiến bộ công nghệ nhà máy nhiệt điện khí



Hình 5. Sơ đồ một nhà máy nhiệt điện khí Turbine khí

Turbine khí được ứng dụng rất phổ biến trong thời đại khoa học kỹ thuật phát triển ngày nay. Đặc biệt là dùng turbine khí làm động cơ trong ngành hàng không và phát điện.

Turbine khí là một dạng động cơ nhiệt, trong đó năng lượng liên kết hóa học của nhiên liệu được biến đổi thành cơ năng nhờ những bộ phận quay có cánh. Giai đoạn đầu tiên trong quá trình phát triển của thiết bị turbine khí chính là việc tìm kiếm loại chu trình nhiệt thích hợp, và tiếp theo đó là việc đưa ra những kết cấu hợp lý trong điều kiện giới hạn về độ bền của vật liệu chế tạo cũng như trình độ phát triển về khí động học còn yếu kém. Trong số những chu trình nhiệt động

đưa ra thì chỉ có hai loại được ứng dụng vào thực tế, đó là chu trình Brayton và chu trình Humphrey.

Xét về phương diện nhiệt động lực học thì chu trình thiết bị turbine khí và chu trình động cơ phản lực có rất nhiều điểm tương đồng. Nếu vẽ hai chu trình này trên cùng một đồ thị nhiệt động thì ta thấy chúng bao gồm những quá trình tương tự nhau.

Môi chất công tác trong turbine khí thường là hỗn hợp sản phẩm cháy với không khí có nhiệt độ cao. Tại mỗi tầng công tác, đầu tiên môi chất giãn nở trong dãy cánh tĩnh để biến đổi nhiệt thành động năng, sau đó động năng của dòng khí được chuyển thành cơ năng trên cánh động để quay rotor. Vì chất khí có tính chất nhiệt động khác với hơi nước nên turbine khí có những đặc điểm riêng biệt so với turbine hơi. Còn sơ đồ nguyên lý và đồ thị nhiệt động của chu trình thiết bị turbine khí thì khác hoàn toàn với sơ đồ nguyên lý và đồ thị nhiệt động chu trình thiết bị turbine hơi.

Những phần tử chính của thiết bị turbine khí thông thường là: máy nén, buồng đốt, turbine khí, máy phát điện... Trong chu trình phức tạp còn có thêm các bộ trao đổi nhiệt

Nhiên liệu khí dùng trong lò hơi

Trong thực tế lò hơi thường sử dụng khí thiên nhiên và khí dầu mỏ.

+ *Khí thiên nhiên*: khí thiên nhiên tạo thành tầng mỏ ở trong lòng đất, thành phần chủ yếu của khí thiên nhiên là khí metan CH_4 (93-99%), còn lại là các khí khác như etan (C_2H_6), propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}); nhiệt trị thấp của nó vào khoảng $Q_t = 35-45 \text{ MJ/m}^3$.

+ *Khí dầu mỏ*: Khí dầu mỏ bao gồm khí đồng hành và khí ngưng tụ:

Khí đồng hành còn gọi là khí lọc dầu: đó là khí lẫn trong dầu mỏ, được hình thành cùng với dầu, thành phần chủ yếu là các khí nặng như propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}), pentan (C_5H_{12}) . . . còn được gọi là khí dầu mỏ.

Khí ngưng tụ (condensate): Thực chất là một dạng trung gian giữa dầu mỏ và khí (phần cuối của khí và phần đầu của dầu), bao gồm các hydrocacbon như propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}) và một số các hydrocacbon lỏng khác như pentan, hexan và thậm chí cả hydrocacbon naphthenic và aromatic đơn giản. Ở điều kiện

bình thường, khí ngưng tụ ở dạng lỏng. Khí ngưng tụ là nguyên liệu quý để sản xuất khí hóa lỏng LPG và được sử dụng trong tổng hợp hóa dầu. Khí hóa lỏng thể tích của các hydrocacbon giảm, ví dụ 1 lít propan lỏng cho 270 lít hơi ở 1 at, 1 lít butan lỏng cho 238 lít hơi ở 1 at.

Thành phần nhiên liệu khí: Nhiên liệu khí là một hỗn hợp chất khí cháy và không cháy. Thành phần chủ yếu của nhiên liệu khí là: hydro H_2 , metan CH_4 , hydrocacbua C_nH_m , sunphua hydro H_2S , oxyt cacbon CO , lưu huỳnh S . . . Nhiên liệu khí có nhiều ưu điểm như: dễ vận chuyển, dễ đốt, dễ điều chỉnh quá trình cháy, gần như không có tro nên sạch, không mài mòn, không bám bẩn v.v. . .

Hydrocacbon là thành phần chủ yếu của khí dầu mỏ, có công thức tổng quát là C_nH_{2n+2} , với n là số nguyên tử có trong mạch. Các hydrocacbon này là loại hydrocacbon no và tên gọi tận cùng bằng -an: metan CH_4 , etan C_2H_6 , propan C_3H_8 , butan C_4H_{10} , hexan (C_6H_{14}), heptan (C_7H_{16}) . . . các hydrocacbua parafin ở thể khí.

Các biểu thị thành phần nhiên liệu khí:

Thành phần nhiên liệu khí được xác định theo phần trăm thể tích của từng chất khí thành phần, ở đây có mặt tất cả các thành phần của khí nhiên liệu.

$$[CO] + [H_2] + [C_mH_n] + [CO_2] + [N_2] + [O_2] = 100\%$$

Cần chú ý rằng hàm lượng hơi nước trong khí đốt không được đưa ra dưới dạng thành phần thể tích mà được biểu thị qua độ ẩm tương đối như đối với không khí ẩm.

Đặc điểm cháy của nhiên liệu: Thành phần chủ yếu của nhiên liệu khí là CH_4 và một ít hydrocacbua ổn định. Quá trình cháy có thể xảy ra trong vùng động học hoặc trong vùng khuếch tán tùy thuộc vào thành phần hỗn hợp cháy giữa nhiên liệu và không khí. Việc tạo thành hỗn hợp cháy phụ thuộc rất nhiều vào kiểu vòi phun và kiểu buồng đốt. Có thể không khí và nhiên liệu được pha trộn trước hoàn toàn, có thể pha trộn trước một phần hoặc có thể không pha trộn trước khi ra khỏi vòi phun. Thành phần và cấu trúc của hỗn hợp có ảnh hưởng rất lớn đến quá trình cháy hỗn hợp đồng thể đã sinh ra.

Khi không khí và nhiên liệu đã được pha trộn trước thì quá trình cháy xảy ra trong vùng động học. Nếu hỗn hợp cháy được đốt nóng nhanh và vượt qua

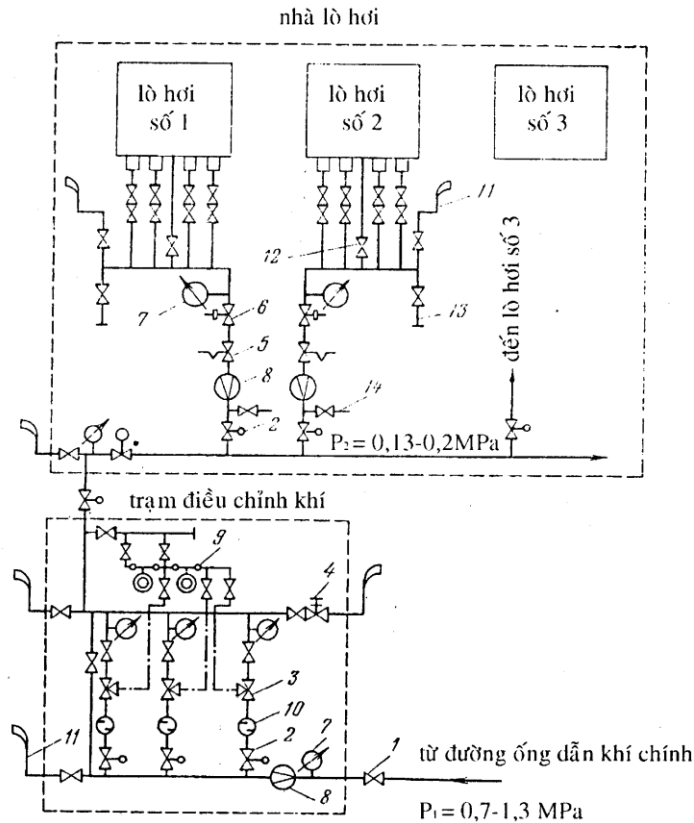
nhệt độ bốc cháy thì quá trình cháy gần như loại trừ được sự phân hủy của hydrocacbua. Khi đó không có các hạt “mồ hóng” trong khói do đó ngọn lửa là ngọn lửa không sáng.

Khi không khí và nhiên liệu không được pha trộn trước hoặc có thể pha trộn trước một phần rất nhỏ. Sự pha trộn tương hỗ giữa dòng nhiên liệu và dòng khí xảy ra chỉ do khuếch tán phân tử từ dòng không khí bao quanh vào. Quá trình cháy xảy ra trong vùng khuếch tán. Phải có thời gian để tạo thành hỗn hợp cháy nên toàn bộ thời gian cháy lớn hơn khi quá trình cháy xảy ra trong vùng động học, các hạt hydrocacbua cũng bị phân hủy nhiều hơn và tạo thành nhiều hạt “mồ hóng” trong ngọn lửa nên ngọn lửa trong trường hợp này là ngọn lửa sáng.

Khi nhiệt độ cao hơn 600 °C thì hydrocacbua có thể bị phân hủy thành những hạt “mồ hóng” rất khó cháy và dễ bám bản lên vách. Vì vậy, để tăng nhanh quá trình oxy hóa và tránh sự phân hủy nhiệt của hydrocacbua ở nhiệt độ cao thì cần phải cấp gió nóng vào gốc ngọn lửa.

Quy trình đốt nhiên liệu

Khí thiên nhiên và khí nhân tạo được dùng để đốt trong lò hơi thường có tính độc và dễ cháy nên khi kết cấu và vận hành các thiết bị sử dụng khí cần phải có biện pháp bảo vệ an toàn. Sơ đồ cung cấp khí đến lò hơi được trình bày trong hình dưới.



Hình 6. Sơ đồ cung cấp khí đến lò hơi nhà máy nhiệt điện

Trong đó: 1-Van đóng mở bằng tay; 2- Van đóng mở bằng động cơ điện; 3-Bộ điều chỉnh áp suất khí; 4-Van an toàn; 5-Bộ điều chỉnh lưu lượng khí; 6- Van cắt nhanh; 7-Áp kế; 8-Thiết bị đo lưu lượng; 9-Cảm biến của bộ điều chỉnh áp suất; 10-Thiết bị lọc sạch khí; 11-Nền tín hiệu; 12-Cung cấp khí đến bộ đánh lửa của vòi phun; 13-Đường xả; 14-Lấy mẫu khí để phân tích.

Các công việc phải làm khi chuẩn bị nhiên liệu khí để đốt là dẫn khí đến buồng đốt và tiết lưu khí đến áp suất làm việc.

Khí từ ống dẫn khí chính có áp suất 0,7-1,3Mpa. Để giảm áp suất khí đến mức cần thiết ở vòi phun khí (0,13-0,2 Mpa) phải tiến hành tiết lưu trong phòng riêng để đảm bảo an toàn về cháy nổ và giảm tiếng ồn khi tiết lưu. Trong phòng tiết lưu khí, người ta thường đặt 3 đường ống dẫn khí và đặt các bộ điều chỉnh áp suất, trong 3 đường ống có một đường ống dự phòng. Ngoài ra người ta còn đặt đường ống dẫn khí đi tắt không qua bộ điều chỉnh. Bộ lọc khí được đặt trước xupap để lọc sạch các tạp chất cơ khí có lẫn trong khí. Các supap điều chỉnh sẽ giữ áp suất cần thiết của khí ở phía sau supap. Để không xảy ra sự cố khi tăng áp suất phải đặt van an toàn trên đường ống dẫn khí. Thiết bị đo lưu lượng (lưu

lượng kế) sẽ ghi lưu lượng khí đi qua phòng tiết lưu. Trên đường ống dẫn khí đến từng lò hơi phải đặt bộ điều chỉnh tự động và supap cắt nhanh. Bộ điều chỉnh sẽ đảm bảo công suất nhiệt cần thiết của lò hơi ở bất kỳ thời điểm nào. Supap cắt nhanh sẽ cắt việc cung cấp khí vào buồng lửa lò hơi trong trường hợp sự cố (giảm áp suất không khí ở vòi phun, ngừng động cơ điện quạt khói hay quạt gió v.v. . .

Bảng 1. Các nhà máy nhiệt điện khí đã, đang và sẽ vận hành theo các Quy hoạch

STT	Tên gọi	Nhiên liệu sử dụng	Địa điểm XD	QH điện IV (1996-2000)		QH điện V (2001-2010)		QH điện VI (2006-2015)		QH điện VII (2011-2020)	
				Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm
a) Các nguồn điện do Tổng công ty điện lực Việt Nam quản lý:											
1	Tuabin khí Bà Rịa Vũng Tàu 1F6 x 37,5 MW	Khí	BaRia VungTau	7,5	96						
2	Đuôi hơi Bà Rịa 2x56 MW	Khí	BaRia VungTau	x56	1999-2000	56	2002				
3	Tuabin khí trà Nóc 2F6 x 37,5 MW	Khí	TraNoc		996						
4	Phú Mỹ 1 (TBKHH) 900-1000 MW	Khí	BaRia VungTau	00-1000	1999-2000	1090	2001				
5	Phú Mỹ 2-1 (TBK) 2x144 MW	Khí	BaRia VungTau	x144	1997	143	2003				
6	Phú Mỹ 2 2-1 (TBK) 450 MW	Khí	BaRia VungTau	50	1999-2000						
7	Phú Mỹ 1 (TBKHH)	Khí	BaRia VungTau	090	2001						
8	Phú Mỹ 2-1 (mở rộng) đuôi hơi	Khí	BaRia VungTau			140	2003				
9	Phú Mỹ 2-1 (mở rộng) đuôi hơi	Khí	BaRia VungTau					150	2006		
10	Phú Mỹ 4 (TBKHH) 450 MW	Khí	BaRia VungTau			450	2002 - 2003				
11	Ô Môn dầu-khí	Dau-Khi	CanTho			600	2004 - 2005				
12	Ô Môn I-1	Dau-Khi	CanTho					300	2009		
13	Ô Môn I-2	Dau-Khi	CanTho					300	2010		
14	Ô Môn III (EVN)	Dau-Khi	CanTho							750	2015

STT	Tên gọi	Nhiên liệu sử dụng	Địa điểm XD	QH điện IV (1996-2000)		QH điện V (2001-2010)		QH điện VI (2006-2015)		QH điện VII (2011-2020)	
				Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm	Công suất (MW)	Năm
15	Ô Môn I-2 (EVN)	Dau-Khi	Can Tho							330	2014
16	Ô Môn IV (EVN)	Dau-Khi	Can Tho							750	2016
b) Các nguồn điện BOT:											
17	Phú Mỹ 3 (TBKHH)	Khí	BaRia VungTau	80	1999-2000	720	2003 - 2004				
18	Phú Mỹ 2 (TBKHH) 600-900MW	Khí	BaRia VungTau	00 - 900	2000-2001						
19	Phú Mỹ 2-2*	Khí	BaRia VungTau			720	2004				
20	Ô Môn II-1	Dau-Khi	Can Tho					750	2013		
21	TBKHH miền Nam # 1 (BOO/BOT)	Khí						750	2014		
c) Các nguồn điện độc lập IPP:											
22	Amata (TBKHH) 120 MW	Khí	Biên Hòa	20	1997-1999						
23	Cà Mau (TBKHH)	KhiHH	Cà mau			720	2005 - 2006				
24	Cà Mau I (TBKHH) PVN/IPP	KhiHH	Cà mau					750	2007		
25	Cà Mau II (TBKHH) PVN/IPP	KhiHH	Cà mau					750	2008		
26	Nhon Trạch I (TBKHH) PVN/IPP	KhiHH						450	2008		
27	Nhon Trạch II (TBKHH) PVN/IPP	KhiHH						750	2010	750	2011

(a.4) Các nhà máy nhiệt điện khí dự kiến trong giai đoạn tới

Theo tính toán của Bộ Công Thương, dự kiến trong giai đoạn 2021-2025, sản lượng khí khai thác của Việt Nam là từ 13 – 19 tỷ m³/ năm; nhập khẩu từ 1 – 4 tỷ m³/ năm. Giai đoạn 2026-2035, sản lượng khí khai thác của Việt Nam là từ 17 – 21 tỷ m³/ năm; nhập khẩu từ 6 – 10 tỷ m³/ năm [5].

Cập nhật dữ liệu từ báo cáo của Bộ Công Thương 58/BC-CBT [6], cập nhật từ Quyết định 125/QĐ-DTDL, cập nhật với các thông cáo báo chí, Danh sách các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam được nêu ở bảng 3.

Bảng 2. Danh sách các nhà máy nhiệt điện khí tại Việt Nam

Nhà máy nhiệt điện	Tên gọi khác (nếu có)	Nhà đầu tư	Công suất (MW)	Trạng thái	Tỉnh	Ngày đóng lưới	Nguồn	Chú thích
TBKHH Ô Môn III		EVN (ODA)	1x750	giấy phép trước/được cấp phép	Cần Thơ	2025	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng I.13	
TBKHH Ô Môn IV		EVN	1x750	giấy phép trước/được cấp phép	Cần Thơ	2023	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng I.14	
TBKHH Dung Quất I		EVN	750	giấy phép trước/được cấp phép	Quảng Ngãi	2024	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng I.19	
TBKHH Dung Quất III		EVN	750	giấy phép trước/được cấp phép	Quảng Ngãi	2025	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng I.20	
TBKHH Nhơn Trạch 3&4		PVN	2x750	giấy phép trước/được cấp phép	Đồng Nai	2023-2024	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng II.5	
TBKHH Kiên Giang 1&2		PVN	2x750	thông báo	Kiên Giang	Sau năm 2030	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng II.6	

Nhà máy nhiệt điện	Tên gọi khác (nếu có)	Nhà đầu tư	Công suất (MW)	Trạng thái	Tỉnh	Ngày đóng lưới	Nguồn	Chú thích
TBKHH Miền Trung 1,2		PVN	2x750	giấy phép trước/được cấp phép	Quảng Nam	2024-2025	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng II.7	
TBKHH Sơn Mỹ II		Tập đoàn AES, PV GAS	3x750	thông báo	Bình Thuận	2026-2028	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng II.8	
TBKHH Dung Quất II		BOT	750	thông báo	Quảng Ngãi	2026	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng IV.12	
TBKHH Sơn Mỹ		Electricité De France (EDF), Kiushu, Sojitz, PAC	3x750	thông báo	Bình Thuận	2028-2029	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng IV.15	
TBKHH Ô Môn II		Chưa có nhà đầu tư	750	thông báo	Cần Thơ	2026	Báo cáo 58/BC-CBT phụ lục hàng VI.3	
Nhiệt điện khí LNG Cà Ná		Tập đoàn Gulf (Thái Lan)	4x1500	thông báo	Ninh Thuận	Không rõ		
Nhiệt điện khí Cà Mau 1&2		Công ty Điện lực Dầu khí Cà Mau, đơn vị thành viên của PV Power	2x750	vận hành	Cà Mau	2008	Quyết định 125/QD-DTDL phụ lục 3 hàng 22-23	
Nhiệt		Công ty Điện	450	vận hành	Đồng	2009		

Nhà máy nhiệt điện	Tên gọi khác (nếu có)	Nhà đầu tư	Công suất (MW)	Trạng thái	Tỉnh	Ngày đóng lưới	Nguồn	Chú thích
điện khí Nhơn Trạch 1		lực Dầu khí Nhơn Trạch, đơn vị thành viên của PV Power			Nai			
TBKHH Nhơn Trạch 2		Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2	750	vận hành	Đông Nai	2011		
Nhiệt điện khí LNG Bạc Liêu		Delta Offshore Energy	3200	thông báo	Bạc Liêu	Không rõ		
Phú Mỹ 2.1		Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ, GENCO3	477	vận hành	Vũng Tàu	1997	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 1 hàng 15	
Bà Rịa		Công ty Nhiệt điện Bà Rịa, GENCO 3	340	vận hành	Vũng Tàu	1992-2002	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 3 hàng 21	
Phú Mỹ 2.1 mở rộng		Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ, GENCO 3	468	vận hành	Vũng Tàu	1999	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 1 hàng 15	
Phú Mỹ 4		Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ, GENCO 3	477	vận hành	Vũng Tàu	2004	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 1 hàng 16	
Phú Yên		J-Power		thông báo	Phú Yên			

Nhà máy nhiệt điện	Tên gọi khác (nếu có)	Nhà đầu tư	Công suất (MW)	Trạng thái	Tỉnh	Ngày đóng lưới	Nguồn	Chú thích
Tổ hợp hóa lọc dầu Long Sơn	Tổ hợp hóa lọc dầu Miền Nam	Tập đoàn SCG (Thái Lan)	2x10	được cấp phép	Vũng Tàu	2023		
Ô Môn		EVNGENCO 2	2x330	vận hành	Cần Thơ	2009-2015		
Phú Mỹ 1		Công ty Nhiệt điện Phú Mỹ, GENCO 3	1118	vận hành	Vũng Tàu	2001	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 1 hàng 14	
Phú Mỹ 3		Công ty Điện lực TNHH BOT Phú Mỹ 3, SembCorp, Công ty SempCorp Utilities (Singapore), tổ hợp nhà thầu Kyushu và Nissho Iwai (Nhật Bản)	720	vận hành	Vũng Tàu	2004	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 3 hàng 18	
Phú Mỹ 2.2		Mekong Energy Company LTD, Electricité De France (EDF), Sumitomo, TEPCO	720	vận hành	Vũng Tàu	2005	Quyết định 125/QĐ-DTDL phụ lục 3 hàng 17	
Long Sơn		EVNGENCO 3	3x1200	thông báo	Vũng Tàu	2019-2025		

Trong đó

TBKHH: Nhà máy tuốc bin khí chu trình hỗn hợp

BOT: Build-Operate-Transfer: xây dựng-vận hành-chuyển giao

Thông báo: Các dự án đã xuất hiện trong các tài liệu quy hoạch của công ty hoặc chính phủ nhưng chưa xin giấy phép hay thủ tục quy hoạch địa điểm, tìm nguồn than, các vấn đề về tài chính...

Giấy phép trước: Các dự án đã có bước đầu phát triển theo chiều hướng tích cực, ví dụ: xin giấy phép môi trường, quy hoạch địa điểm, tìm được nguồn than, đảm bảo tài chính...

Được cấp phép: Các dự án đã bảo đảm tất cả các giấy phép môi trường nhưng chưa động thổ.

Vận hành: Dự án đã đi vào hoạt động thương mại.

II.5. Giá thành sản xuất điện từ nhiệt điện khí

Phương pháp luận tính giá thành sản xuất điện đã được trình bày tại mục 1.3 trong báo cáo. Với các dữ liệu đầu vào tính toán được nêu ở bảng 4, Kết quả tính giá thành của nhiệt điện khí là \$0,0837/ kWh đối với khí ga nội địa và \$0,0747/ 1 kWh đối với điện khí chu trình hỗn hợp (CCGT).

Bảng 3. Dữ liệu tính toán LCOE đối với các công nghệ phát điện

Fuel	Technology	Start year	Availability	Lifetime (Year)	Efficiency (%)	Capital cost (\$/kW)			Fixed O&M cost (\$/kW.yr)			Variable O&M cost (\$/MWh)		
						2015	2020	2030	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Coal	Subcritical coal	2015	70	30	39	1700	1700	1700	33.6	33.6	33.6	0.15	0.15	0.15
	Subcritical coal with CCS	2020	70	30	30	2950	2950	2950	85	85	85			
	Supercritical coal	2020	70	30	43	2000	2000	2000	60	60	60			
	Ultra critical coal	2020	70	30	46	2200	2200	2200	66	66	66			
Gas	Gas turbine	2015	75	25	45	620	620	620	20	20	20			
	CCGT	2015	75	25	60	1000	1000	1000	25	25	25			
Diesel	Gas turbine	2015	75	25	44	650	650	650	25	25	25			
FO	Steam turbine	2015	75	25	35	1100	1100	1100						
	Small	2015	45	30	100	1700	1700	1700				2.7	2.7	2.7
	Large	2015	45	40	100	2500	2500	2500				2.5	2.5	2.5
	Pump-storage	2020	21	40	75	3000	3000	3000	60	60	60			
Rooftop solar PV	Rooftop-High Irradiation	2015	17.5	20	100	1200	1100	1000	21	21	21			
	Rooftop-Medium Irradiation	2015	15.8	20	100	1200	1100	1000	21	21	21			
	Rooftop-Low Irradiation	2015	14.2	20	100	1200	1100	1000	21	21	21			
Solar farm	Ground mounted-High Irradiation	2015	17.5	20	100	1000	900	800	18	18	18			
	Ground mounted-Medium Irradiation	2015	15.8	20	100	1000	900	800	18	18	18			
	Ground mounted-Low Irradiation	2015	14.2	20	100	1000	900	800	18	18	18			
Wind	High wind	2015	35	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
	Medium wind	2015	30	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
	Low wind	2015	25	25	100	1980	1900	1800	35	35	35			
Biomass	Bagasse	2015	57	20	20.7	1100	1100	1100	44	44	44			
	Rice Hush	2015	74	20	23.1	1920	1920	1920	77	77	77			
	Rice Straw	2015	74	20	26.7	2000	2000	2000	80	80	80			
	Timber waste	2015	74	20	47.4	1900	1900	1900	76	76	76			
Waste to energy	Land fill	2015	91	20	40	2331	2331	2331	93	93	93			
	Incineration	2015	74	20	25	4000	4000	4000	340	340	340			
Biogas	Steam turbine	2015	50	25	25	1800	1800	1800				4	4	4
Geothermal	Binary	2020	70	25	15	4000	4000	4000	120	120	120			

II.6. Tác động môi trường của nhiệt điện khí

Mô tả về một nhà máy nhiệt điện khí và ảnh hưởng môi trường của nó

Nhà máy được đề xuất sẽ có khả năng sản xuất công suất tối đa 350MW.

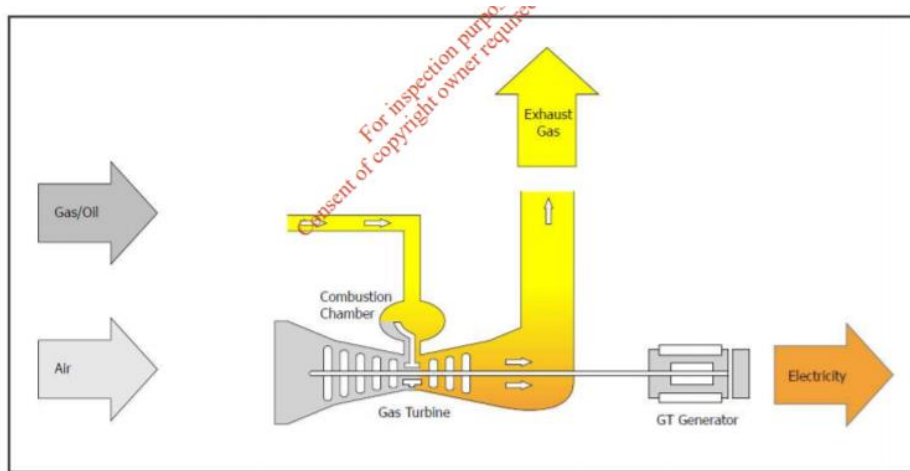
Nhà máy (tải nhà) sẽ tiêu thụ khoảng 15MW tổng sản lượng. Các nhà máy phát điện về cơ bản sẽ được xây dựng như một khối năng lượng và sẽ có khả năng chạy trong chế độ chu kỳ mở hoặc chu trình kết hợp. Khối năng lượng được đề xuất sẽ bao gồm bốn tuabin khí quy mô nhỏ (<50MW), bốn máy tạo hơi thu hồi nhiệt (HRSGs) và hai máy phát tua bin hơi nước sản xuất thêm 75MW. Bộ giảm chấn là được lắp đặt giữa các tuabin khí và nồi hơi thu hồi nhiệt và sẽ tăng cường tạo ra sự linh hoạt của nhà máy. Ví dụ, bốn tuabin khí ở chế độ chu trình mở sẽ có khả năng sản xuất điện trong phạm vi từ 47MW đến 188MW, trong trường hợp tắt máy của tua bin hơi hoặc để đáp ứng nhu cầu của TSO. Trong trường hợp tắt máy của các tua bin hơi nước, nhà máy vẫn có thể sản xuất khoảng 224MW công suất (tức là hoạt động của hai tuabin khí ở chế độ chu trình mở và hai tuabin khí ở Chu kỳ kết hợp). Nhà máy sẽ có khả năng khởi động và đạt đầy tải trong chu kỳ mở Chế độ (188MW) trong 25 phút. Trong chế độ chu trình kết hợp, thời gian khởi động thông thường như sau:

- Từ khi bắt đầu lạnh (nghĩa là tắt máy trong hơn 64 giờ), nhà máy sẽ mất khoảng 300 phút để đạt đầy tải
- Từ lúc khởi động ấm (nghĩa là tắt máy dưới 64 giờ), nhà máy sẽ mất khoảng 220 phút để đạt đầy tải
- Từ khi bắt đầu nóng (tức là ngừng hoạt động của nhà máy dưới 8 giờ), nhà máy sẽ mất khoảng 90 phút để đạt đầy tải Mỗi HRSG cũng sẽ được trang bị đầu đốt khí bổ sung do đó sản xuất xung quanh 32,5MW công suất tại các cực của máy phát điện. Tốc độ tăng tốc bổ sung là khoảng 3MW mỗi phút; có nghĩa là tải có thể tăng từ chu kỳ kết hợp Hoạt động để tải tối đa trong vòng 10 phút.

Nhà máy điện sẽ được thiết kế và cấu hình để cho phép tải cơ sở hiệu quả cao, trong khi cũng cung cấp cho công suất cao nhất thông qua một phạm vi tải rộng. Khái niệm thiết kế với tổng cộng bốn tuabin khí và hai tuabin hơi cho phép vận hành ở mức cao khả năng hiệu quả và giá trị phát thải thấp trong toàn bộ sản lượng điện của nhà máy để giảm sức mạnh trên từng GT một.

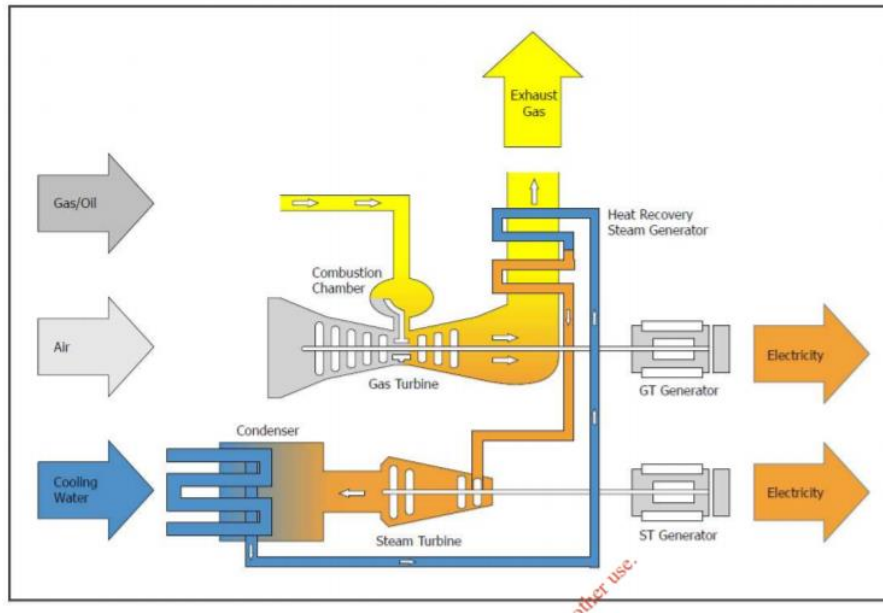
Quy trình mở

Ở chế độ chu trình mở, khí điều hòa được đốt trong tuabin khí được liên kết với máy phát điện trong đó sản xuất điện. Nhiệt dư được thải ra ngoài khí quyển ở nhiệt độ khoảng 544°C , tức là không giống như trong chế độ chu trình kết hợp, nơi nhiệt lượng được tái chế để tạo ra hơi nước và cuối cùng là điện bổ sung. Tua bin khí chu kỳ mở (OCGTs) là kém hiệu quả hơn tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) với hiệu suất điện hình là xấp xỉ 37,5%. Tuy nhiên, hoạt động thuận lợi trong chế độ chu trình mở là nhà máy có thể cung cấp điện trong một khung thời gian ngắn hơn nhiều so với trong chu trình kết hợp. Trong chu kỳ mở Chế độ, nhà máy sẽ có khả năng sản xuất công suất 188MW.



Hình 7. Nhà máy nhiệt điện khí chu trình hở/ mở
Quy trình chu trình kết hợp

Trong chế độ chu trình kết hợp, một khí điều hòa được đốt trong máy phát tua bin khí sản xuất điện và nhiệt thải từ tuabin khí được sử dụng để tạo hơi tạo ra điện bổ sung thông qua Máy tạo hơi nước phục hồi nhiệt (HRSG) và hơi nước tuabin.



Hình 8. Nhà máy nhiệt điện khí chu trình kết hợp

Dưới đây mô tả các dòng nước thải và phương pháp xử lý của nhà máy:

Giải pháp làm sạch máy nén khí tuabin

Để tránh / giảm sự suy giảm hiệu suất của tuabin khí, máy nén ngoại tuyến rửa sẽ được thực hiện trong khoảng thời gian nhất định. Các giải pháp làm sạch tuabin khí được sử dụng sẽ được lưu trữ tạm thời trong bể thoát nước và sau đó được chuyển đến nhà máy xử lý thông qua tách nước/dầu. Khối lượng bình thường của máy nén rửa được ước tính là $0,6\text{m}^3$ mỗi máy nén khí tuabin. So với nước thải sản xuất từ máy nén khí ngoại tuyến xả đáy, khối lượng sản xuất là tương đối nhỏ.

Nước thải xử lý (nước thải khử khoáng)

Thiết bị trao đổi ion tạo ra cả dòng nước thải có tính axit và kiềm trong chu kỳ tái sinh định kỳ của thiết bị. Những luồng này được điều chỉnh đến pH trung tính và sau đó giao cho nhà máy xử lý nước thải. Thẩm thấu ngược thiết bị sẽ liên tục tạo ra một dòng nước từ chối tập trung có chứa chất rắn hòa tan loại bỏ khỏi dòng nước sản phẩm. Một lần nữa nước thải này sẽ được xả vào nhà máy xử lý nước thải trước khi được thải ra khỏi công trường.

Thể tích sản xuất phụ thuộc vào chất lượng nước thô, nhưng thể tích lại thấp liên quan đến quá trình xả nước thải.

Thải xuống

Trong quá trình vận hành xả đáy, nước được thổi xuống bể xả đáy. Bình thường khối lượng xả đáy ước tính là 1m^3 mỗi giờ trên mỗi tuabin khí. Đây là nước/hơi nước hỗn hợp nhấp nháy khi nó vào bể xả đáy. Ở đây, nước thải được làm mát trước được thải vào nhà máy xử lý nước thải nơi nó được xử lý trước khi xả ra sông Bạc qua cống ở dọc theo ranh giới phía bắc của địa điểm.

Tua bin khí và hệ thống nước làm mát khép kín

Chống đóng băng

Hệ thống chống đóng băng / sưởi tua bin khí và hệ thống nước làm mát khép kín được lắp đầy với chất bảo vệ đóng băng - một giải pháp glycol tổng hợp và đồng nhất dựa trên trên muối. Không giống như các chất bảo vệ đóng băng khác (như glycols), dung dịch này không độc hại và phân hủy sinh học và do đó có thể được thải vào nhà máy xử lý nước thải.

Kết quả từ việc vận hành nhà máy

Trong quá trình vận hành nhà máy sẽ được sản xuất liên quan đến các quy trình làm sạch nhà máy (ví dụ: ngưng tụ do thổi hơi trước khi vận hành của đường ống hơi). Nếu không được phân loại là chất thải lỏng nguy hại, những chất thải này sẽ được chuyển đến quy trình nhà máy xử lý nước thải.

Thoát nước khu vực thức ăn hóa chất (ví dụ: nhà máy xử lý nước, định lượng tháp giải nhiệt, v.v.)

Thoát nước khu vực thức ăn hóa chất bao gồm tràn, bể tràn, hoạt động bảo trì và rửa khu vực. Nước thải này sẽ được chứa và thu gom trong một khu vực bố và hệ thống thoát nước được làm trống bằng tay bằng máy bơm thoát nước di động. Các khu vực nhỏ có khả năng gây ô nhiễm dầu của nước thoát bề mặt sẽ được tách ra khỏi hệ thống thoát nước mặt tổng thể. Khối lượng tương đối thấp này của nước mặt có khả năng gây ô nhiễm dầu sẽ được thu gom riêng và định tuyến qua thiết bị tách nước / dầu trước khi thải vào nước thải nhà máy xử lý.

Thoát nước nhà máy điện nói chung

Thoát nước chung của nhà máy bao gồm nước thải được tạo ra bởi cống mẫu, cống thiết bị, rò rỉ thiết bị, rửa khu vực, vv Nước thải này sẽ được thu thập trong một hệ thống thoát nước sàn và hồ thu và chuyển đến hồ ngưng tụ đại diện

cho mức thấp nhất điểm thoát nước trong nhà máy. Từ đó nó được đưa đến quá trình xử lý nước thải nhà máy xử lý thông qua một bộ tách nước / dầu.

Nước chữa cháy

Trong trường hợp hỏa hoạn, nước chữa cháy được áp dụng sẽ được thoát vào các bộ phận của cây hệ thống nước thải thoát ra các khu vực bị ảnh hưởng và dòng kết quả cuối cùng sẽ là giao cho khách hàng công thoát nước mưa hoặc thoát nước thải.

Xử lý nước mặt

Nước mặt được thu thập từ các khu vực lợp mái và lát đá sẽ được chuyển đến địa điểm nước mưa hệ thống thoát nước. Để đảm bảo rằng các rãnh thoát nước bề mặt không bị nhiễm bẩn không bị trộn lẫn với có thể các bề mặt bị ô nhiễm dầu thoát ra như vậy areas các khu vực rủi ro dầu khí sẽ xả vào một khu riêng hệ thống thu gom. Nước mặt sẽ được chuyển qua thiết bị chặn dầu / nước và cuối cùng là bề mặt nước sẽ xả qua bể suy giảm (xả có kiểm soát) ra sông qua dòng suối.

Trong thời gian khi hóa chất được xử lý, van cách ly sẽ được đóng lại. Điều này là để đảm bảo vô tình làm đổ hóa chất không vào công thoát nước mưa. Các van cách ly sẽ chỉ được mở lại khi đã được đảm bảo rằng sự ô nhiễm của hệ thống hạ nguồn có thể được loại trừ

Nước thải hôi

Nước thải hôi, bao gồm nước thải khác với nước thải và nước thải nước, sẽ được xử lý trong một hệ thống xử lý độc quyền trước khi xuất viện. Đã điều trị nước thải (từ căng tin và nhà vệ sinh) sẽ được xả ra sông qua suối. Tuy nhiên, tùy chọn thấm qua mặt đất sẽ cũng được xem xét ở giai đoạn thiết kế chi tiết sau khi hoàn thành sự phù hợp của trang web đánh giá, bao gồm kiểm tra sự thấm thấu, sẽ được thực hiện để xác định sự phù hợp. Hình 2.10 dưới đây cho thấy việc cung cấp, xử lý và sử dụng nước tại cơ sở đề xuất.

Kho hóa chất

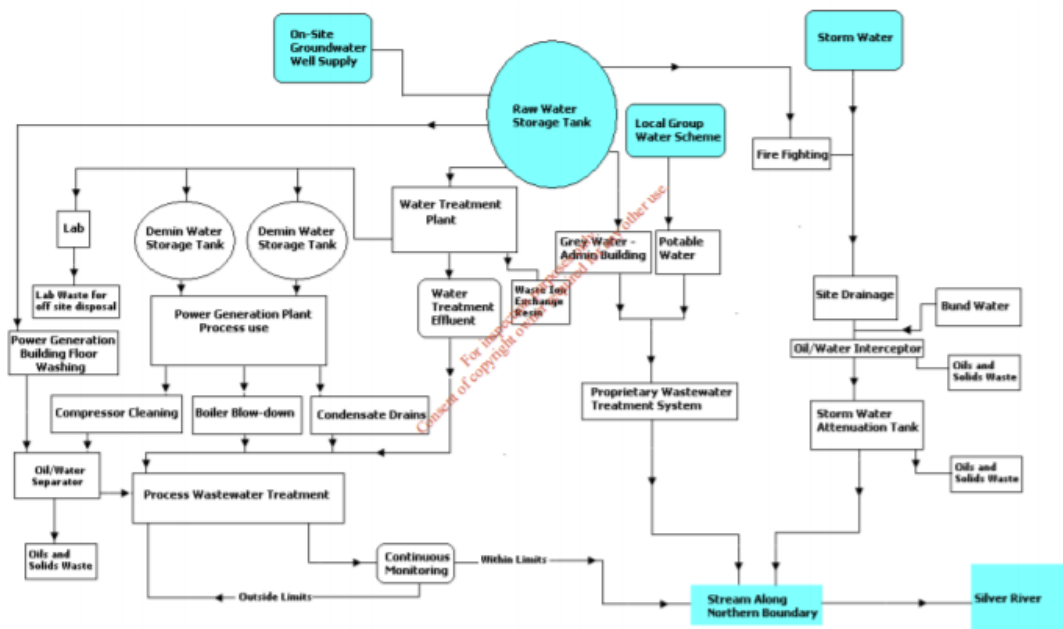
Hóa chất sẽ được lưu trữ trong các khu vực được chỉ định và được cung cấp kèm theo khi thích hợp.

Hóa chất xử lý nước

- 10 tấn natri hydroxit 47%
- 10 tấn axit sulfuric 95/97%
- 10 tấn nước muối ăn da (25% natri clorua NaCl, 5% NaOH)
- Amoniac 1,5 tấn
- 1,5 tấn hydrazine
- Natri hydroxit 1,5 tấn
- Một lượng nhỏ axit clohydric và một số hóa chất tham chiếu khác là cần thiết để hiệu chuẩn các dụng cụ phòng thí nghiệm.

Dầu bôi trơn

- 1000 lít dầu tuabin
- 500 lít dầu biến thế
- 500 lít dầu bôi trơn các loại
- 100 kg mỡ các loại



Hình 9. Sơ đồ nước cấp và nước thải nhà máy nhiệt điện khí
BIÊN PHÁP BẢO VỆ MÔI TRƯỜNG TẠM THỜI

Trong giai đoạn xây dựng công trường, đường xây dựng sẽ được phun nước trong thời gian khô giai đoạn để giảm thiểu sự hình thành các hạt bụi khô. Vật liệu khai quật được lưu trữ hoặc di chuyển trên trang web có thể dẫn đến sự hình thành các hạt bụi trong không khí trong thời tiết khô Chu kỳ. Chất ức chế nước sẽ được sử dụng trong những điều kiện thời tiết khô ráo này.

Các khu vực cảnh quan được đề xuất cho các cơ sở sẽ được xây dựng và trồng sớm nhất do đó cơ hội hạn chế khả năng di chuyển ra khỏi bụi trong không khí. Ở đâu dự trữ tạm thời được yêu cầu vật liệu sẽ được lưu trữ trong khu vực được chỉ định và sẽ được được phủ bạt và / hoặc thường xuyên bị ẩm trong thời tiết khô.

Tất cả các chất có khả năng gây ô nhiễm như dầu, hóa chất và sơn được sử dụng trong xây dựng sẽ được lưu trữ trong khu vực lưu trữ được chỉ định. Chúng sẽ được đóng gói thành một khối lượng 110% công suất của bể / thùng lớn nhất trong khu vực được đóng gói với tất cả các điểm đổ đầy và điểm rút hoàn toàn nằm trong khu vực được đóng gói. Thoát nước cho khu vực bó sẽ được chuyển hướng cho bộ sưu tập chuyên dụng và xử lý an toàn. Như đã nêu ở trên, tất cả nước thải sinh hoạt tại chỗ sẽ được xả tạm thời cơ sở ngăn chặn nước thải trước khi vận chuyển và xử lý ngoài công trường. Giải quyết tạm thời và đánh chặn sẽ được xây dựng khi cần thiết trong giai đoạn đầu của việc giảm thiểu xây dựng chống lại dòng chảy phù sa đến hệ thống thoát nước hiện có mạng.

TÁC ĐỘNG TIỀM NĂNG

Trước khi bắt đầu phát triển, kế hoạch đảm bảo chất lượng xây dựng (CQA) sẽ là cùng được chuẩn bị bởi nhà thầu và nhà phát triển. Văn bản chấp thuận của CQA sẽ được tìm kiếm từ cơ quan lập kế hoạch trước khi phát triển trang web. Quản lý tốt và quản lý cơ sở trong thời gian xây dựng sẽ đảm bảo rằng sẽ không có tác động môi trường tiêu cực từ việc xây dựng đề xuất cơ sở.

Như đã nêu trước đây trong phần này, phần lớn máy móc liên quan đến giai đoạn xây dựng có khả năng là tại chỗ trong thời gian dài. Giao thông liên quan với những điều này do đó sẽ bị giới hạn trong việc giao hàng và loại bỏ chúng, với giai đoạn can thiệp liên quan đến các phong trào nội bộ trong trang web. Tác động của những thứ này đến con đường xung quanh mạng do đó được dự kiến là tối thiểu và không thường xuyên.

Các mối nguy tiềm ẩn đã được xác định bao gồm những điều sau đây;

- Lưu trữ các chất nguy hiểm
- Phát hành khí
- Phát hành Diesel
- Sự tan rã của tuabin
- Nổ máy biến áp
- Thiệt hại do phá hoại / khủng bố
- Tác động máy bay
- Chuyển động mặt đất
- Cháy ngoài công trường

Hậu quả tiềm tàng của các mối nguy trên được đánh giá là một phần của Tai nạn chính Báo cáo mối nguy và kết quả cho thấy không có địa điểm thường chiếm (khu dân cư, trường học hoặc công nghiệp) sẽ phải chịu mức độ ảnh hưởng nguy hiểm đáng kể do kết quả của các hoạt động tại cơ sở. Báo cáo kết luận rằng hoạt động của cơ sở sẽ không gây ra rủi ro không đáng có hoặc cho dân cư xung quanh hoặc cho công nhân trong cơ sở.

Vai trò của nhiệt điện khí trong hệ thống điện Việt Nam

Năm 2015, nhiệt điện khí chiếm 22% trong cơ cấu nguồn điện Việt Nam và đến năm 2020, tỷ trọng này là 15%.

Theo quy hoạch Tổng sơ đồ điện VII hiệu chỉnh, đến năm 2025, nhiệt điện khí chiếm 16% và đến năm 2030 chiếm 15% trong tổng cơ cấu nguồn phát công suất điện của Việt Nam.

Tuy nhiên, cho đến thời điểm hiện tại, Chính phủ đang giao Bộ Công Thương xây dựng Tổng sơ đồ điện VIII. Với việc Bộ Chính Trị ban hành Nghị quyết 55, ngày 11/2/2020 về Định hướng chiến lược phát triển năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 thì chắc chắn cơ cấu nguồn điện Việt Nam sẽ thay đổi. Vì vậy, vai trò của các loại nguồn điện trong hệ thống điện Việt Nam cũng sẽ thay đổi.

Hiện nay có một số nghiên cứu về cơ cấu lại các nguồn phát để đảm bảo cân bằng cung – cầu điện năng cho giai đoạn 2030 và tầm nhìn đến 2045 theo các quan điểm về tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo; giảm phát thải khí nhà kính, giảm nhập khẩu năng lượng sơ cấp trong khi vẫn có thể giữ được giá năng lượng ở mức hợp lý. Trong số đó có nghiên cứu của GreenID công bố, theo đó đến năm 2030, nhiệt điện khí của Việt Nam sẽ đạt được khoảng 24.000 MW công suất lắp đặt, chiếm tỷ trọng 22,8%, cao hơn 7,8% so với dự kiến trong Tổng sơ đồ điện VII hiệu chỉnh.

III. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của thủy điện (tiến bộ công nghệ, tính kinh tế và tác động môi trường, vai trò thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam)

III.1. Tổng quan về tiềm năng thủy điện Việt Nam

Việt Nam có diện tích tự nhiên là 330.991,5 km², trong đó 4/5 là núi rừng. Địa hình ở cả 3 miền Bắc, Trung, Nam đều rất đa dạng gồm miền núi, trung du và đồng bằng. Với chiều dài hơn 3.000 km bờ biển, bình quân cứ 23 km lại có một cửa sông. Trên phạm vi cả nước có tới 2.360 sông suối chiều dài hơn 10 km, trong đó có 106 hệ thống sông chính có tiềm năng thủy điện đáng kể. Có thể nói nguồn thủy năng của nước ta rất phong phú và phân bố tương đối đều trên các vùng lãnh thổ cả nước, đến nay đã có sự đánh giá tiềm năng năng lượng của các con sông theo 3 mức độ: lý thuyết, kỹ thuật và kinh tế.

Trữ năng lý thuyết được hiểu là nguồn năng lượng tiềm tàng của dòng nước chảy từ thượng nguồn (được tính trong lãnh thổ Việt Nam) đến cửa sông. Nguồn năng lượng này được đánh giá theo điện năng trung bình nhiều năm (kWh/năm) và phụ thuộc vào kết quả tính toán thủy năng theo mức độ chi tiết của các phương án quy hoạch tổng thể.

Trữ năng kỹ thuật là nguồn điện năng mà với trình độ kỹ thuật chung hiện nay cho phép khai thác được.

Trữ năng kinh tế là nguồn năng lượng thủy điện, có khả năng khai thác một cách chắc chắn và kinh tế, trên cơ sở trình độ và khả năng thiết kế, xây dựng và thi công hiện có.

Tính từ năm 1980 đến nay đã có nhiều đơn vị trong và ngoài nước đánh giá về tiềm năng nguồn thủy năng ở Việt Nam, có thể kể đến các công trình như: *Giải trình kinh tế - kỹ thuật về thủy điện Việt Nam*, Trung tâm Nghiên cứu và Thiết kế Thủy điện (Bộ Điện và Than) năm 1980; *Đánh giá tiềm năng kinh tế thủy điện Việt Nam*, CTy KS&TK điện 1, năm 1994; *Nghiên cứu Quy hoạch thủy điện Quốc gia Việt Nam*, SWECO International Statkraft Engineering Norplan, năm 1999 và 2001... Sau một quá trình dài nghiên cứu và phát triển thủy điện ở nước ta, đến nay đã có một số đánh giá và cập nhật về tiềm năng của thủy điện Việt Nam, theo đó tiềm năng thủy điện được chia làm hai loại đánh giá là theo các lưu vực sông lớn (thủy điện vừa và lớn) và theo các lưu vực sông nhỏ (thủy điện nhỏ). Đối với tiềm năng thủy điện trên các hệ thống sông lớn, tiềm năng lý thuyết được đánh giá vào khoảng 300tỷ kWh tương đương công suất 34.000MW, tiềm năng kinh tế-kỹ thuật là khoảng 80tỷ kWh tương ứng với công suất 17.438MW. Tiềm năng lý thuyết và kinh tế-kỹ thuật 11 lưu vực sông lớn của Việt Nam được thể hiện ở các bảng dưới đây.

Bảng 4. Trữ năng lý thuyết và kinh tế-kỹ thuật một số lưu vực sông lớn ở Việt Nam

Tên lưu vực sông	E_o lý thuyết (10^6 kWh)	E_o kt (10^6 kWh)	E_o kt/ E_o lt (%)
Sông Lô, Gâm, Chảy	40.600	7.328	18,05
Sông Thao	25.984	3.168	12,19
Sông Đà	71.000	33.813	47,62
Sông Mã	12.070	2.432	20,15
Sông Cả	10.950	2.736	24,99
Sông Vũ Gia-Thu bồn	15.564	4.512	28,99
Sông Trà Khúc	5.269	1.149	21,81
Sông Ba	10.027	1.442	14,38

Tên lưu vực sông	E_0 lý thuyết (10^6 kWh)	$E_{0\text{ kt}}$ (10^6 kWh)	$E_{0\text{ kt}}/E_{0\text{ lt}}$ (%)
Sông Sê san	21.723	7.370	33,93
Sông Sêrêpok	13.575	3.269	24,08
Sông Đồng Nai	27.718	9.182	33,13
Tổng cộng	254.480	76.401	30,02

Bảng 5. Trữ năng kỹ thuật một số lưu vực sông lớn ở Việt Nam (công suất >10MW)

Tên lưu vực sông	Số bậc thang thủy điện	Công suất (MW)
Sông Lô, Gâm, Chảy	21	1578
Sông Thao	21	714
Sông Đà	29	7821
Sông Mã	7	738
Sông Cả	8	638
Sông Vũ Gia-Thu bồn	12	874
Sông Trà Khúc	5	217
Sông Ba	6	279
Sông Sê san	6	1420
Sông Sêrêpok	6	623
Sông Đồng Nai	13	1793
Tổng cộng	154	16.695

Đối với tiềm năng thủy điện nhỏ, năm 2005, trong *Quy hoạch thủy điện nhỏ toàn quốc*, Tổng Công ty điện lực Việt Nam đã cập nhật, đề xuất quy hoạch thủy điện nhỏ trong cả nước và đây là một trong những đánh giá và cơ sở pháp lý quan trọng về thủy điện nhỏ. Dựa trên bảng danh sách các thủy điện nhỏ của Tổng Công ty điện lực Việt Nam nêu trên và cập nhật những thay đổi trong quá

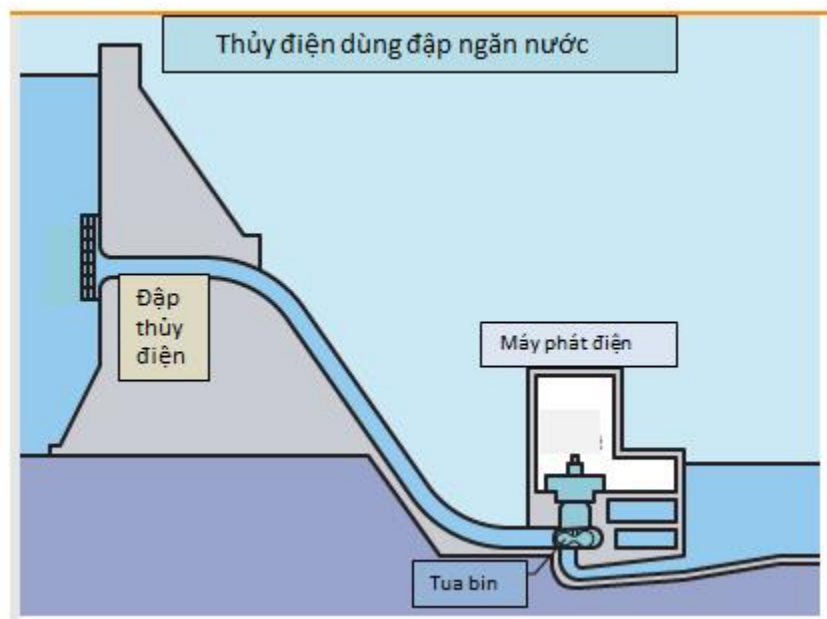
trình triển khai xây dựng thủy điện nhỏ từ năm 2005 đến nay với tổng số 402 dự án vào khoảng 13,89 tỷ kWh tương đương với công suất khoảng 3041MW.

Từ các kết quả thu thập trên có thể đánh giá tiềm năng kinh tế-kỹ thuật nguồn thủy năng của Việt Nam vào khoảng 94 tỷ kWh tương ứng với công suất khoảng 21000MW.

III.2. Các công nghệ nhà máy thủy điện

Thủy điện là phương thức phát điện bằng cách sử dụng năng lượng nước. Dòng nước chảy từ trên cao xuống nơi thấp hơn sẽ làm quay tua bin nước, các tua bin này được nối trực tiếp với máy phát điện để tạo ra dòng điện. Hình bên dưới là 1 ví dụ về mô hình nhà máy thủy điện.

Số vòng quay của máy phát điện khác nhau theo chủng loại, dao động từ 100 vòng/phút tới 1200 vòng/phút. Điện áp phát ra vào khoảng từ 400 ~ 4000 Vôn. Dòng điện này có thể được tăng thành dòng cao áp (6000 ~ 500 000 Vôn) nhờ các thiết bị tăng áp tại nhà máy phát điện trước khi được chuyển tới nơi tiêu thụ.

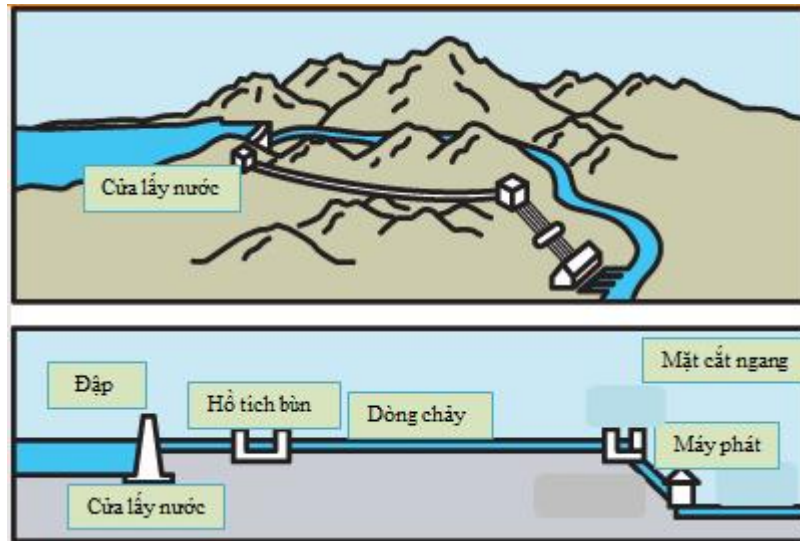


Hình 10. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện

Có 4 phương thức khai thác thủy điện như sau:

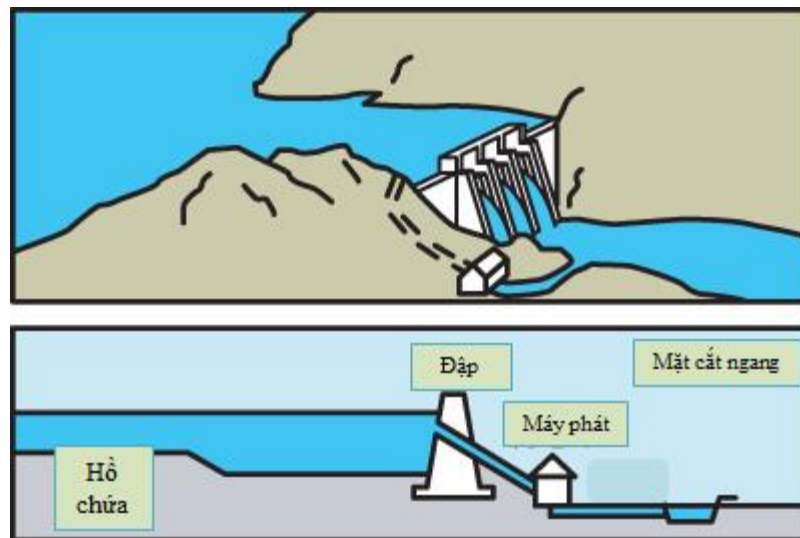
- *Phương thức tạo dòng chảy hay đường dẫn:*

Đây là phương thức tạo đập nhỏ trên thượng nguồn và dẫn nước chảy theo đường dẫn. Dòng nước sẽ được dẫn đến nơi có sự chênh lệch độ cao nhất định để phát điện.



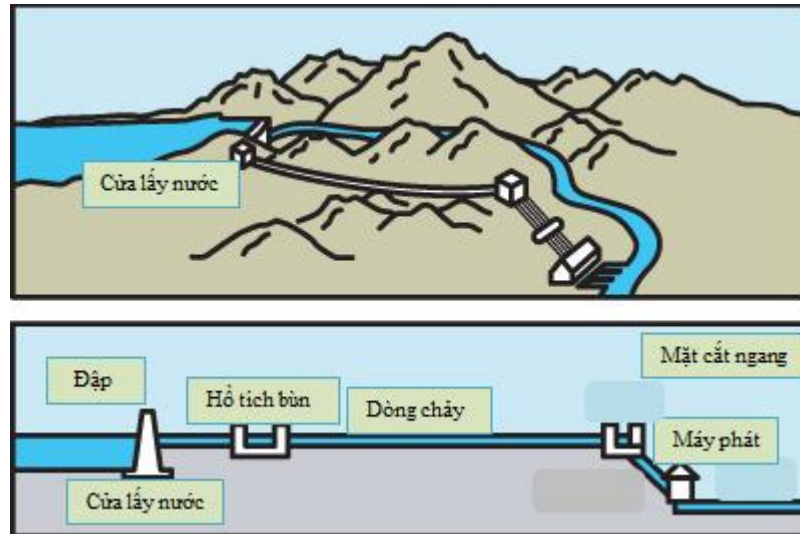
Hình 11. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện đường dẫn
- Phương thức dùng đập hay tập trung cột nước:

Là phương thức xây đập tại nơi có mặt cắt hẹp và cao của sông. Nước sẽ được chặn lại và tạo thành hồ chứa nước nhân tạo. Sau đó sử dụng sự chênh lệch độ cao để phát điện.



Hình 12. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện dùng đập
- Phương thức kết hợp tạo dòng chảy và dùng đập:

Đây là phương thức kết hợp cả 2 phương thức đã nêu ở trên. Phương thức này vừa dùng đập để tích nước, vừa sử dụng sự chênh lệch độ cao lớn để phát điện. Đây là phương thức phát huy tối đa được năng lượng dòng chảy.

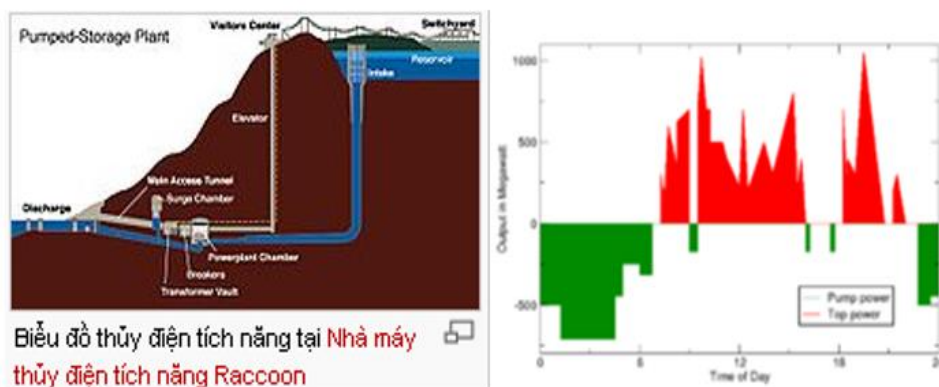


Hình 13. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy điện kết hợp

- Thủy điện tích năng:

Thủy điện tích năng là nhà máy thủy điện kiểu bơm tích lũy, sử dụng điện năng của các nhà máy điện phát non tải trong hệ thống điện vào những giờ thấp điểm phụ tải đêm để bơm nước từ bể nước thấp lên bể cao. Vào thời điểm nhu cầu tiêu thụ điện năng lớn, nước sẽ được xả từ hồ chứa cao xuống hồ chứa thấp hơn thông qua các tua bin để phát điện lên lưới.

Các nhà máy thủy điện tích năng có thể sử dụng các loại tua bin-máy phát thông thường như các nhà máy thủy điện khác và dùng bơm và đường ống độc lập hoặc cũng có thể sử dụng tua bin thuận nghịch.

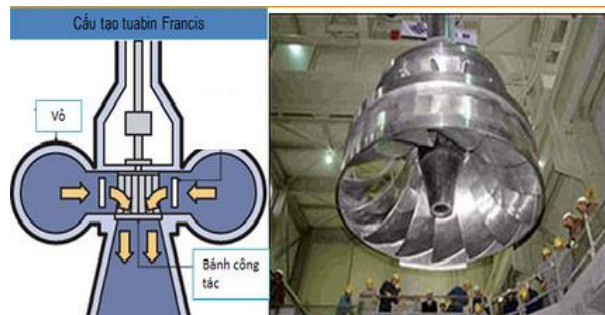


Hình 14. Nguyên lý làm việc của nhà máy thủy tích năng

Nói đến công nghệ khai thác thủy điện là nói đến công nghệ tuabin nước. Có thể nói tuabin nước chính là trái tim của nhà máy thủy điện. Nước được đưa từ trên cao xuống, năng lượng chảy của nước sẽ làm quay tuabin. Tuabin nước chính là cơ cấu biến đổi năng lượng của nước thành năng lượng quay của chính nó. Có các loại turbin sau:

-Tuabin Francis:

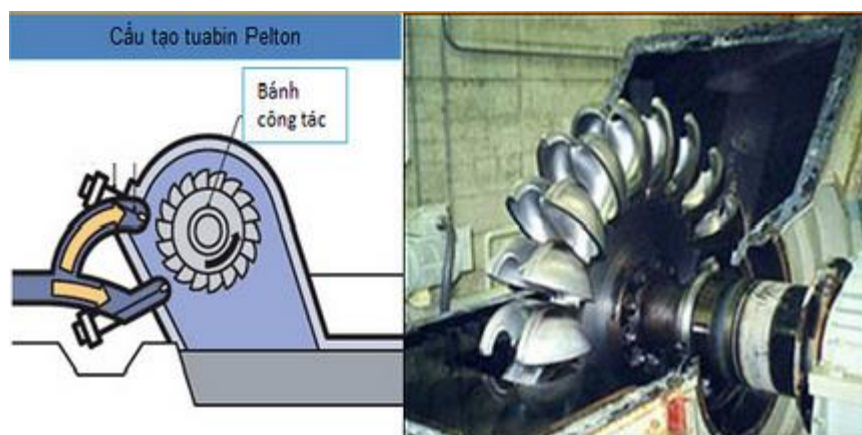
Tuabin Francis sử dụng áp lực và tốc độ dòng nước để làm quay bánh công tác. Loại tuabin này có thể sử dụng trong phạm vi độ cao dòng chảy khá lớn vào khoảng 10~300m. ở Nhật Bản, 70% số nhà máy thủy điện sử dụng loại tuabin này.



Hình 15. Turbin Francis

- Tuabin Pelton:

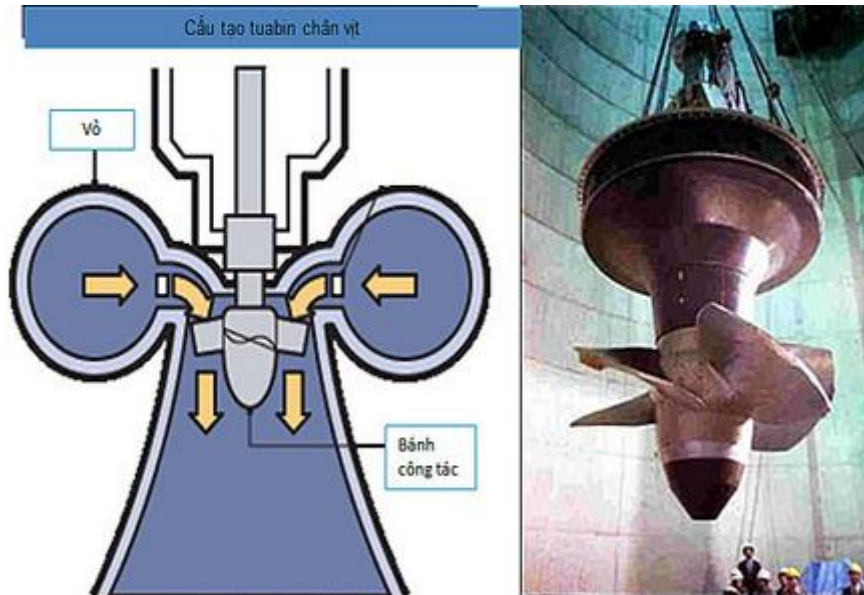
Tuabin Pelton là loại chỉ sử dụng tốc độ dòng nước để phát điện nên thường được sử dụng tại các nhà máy thủy điện nằm ở những vị trí cao. Loại tuabin này sử dụng lực nước rất lớn phun từ các vòi để làm quay bánh công tác.



Hình 16. Turbin Pelton

- *Tuabin Propeller (chân vịt):*

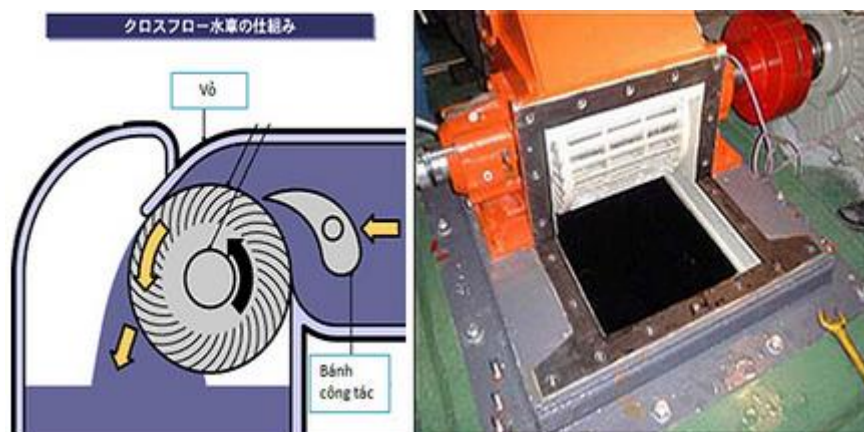
Về lí thuyết, Tuabin chân vịt hoạt động dựa vào áp lực và tốc độ nước giống như tuabin Francis. Tuy nhiên, loại tuabin này thường được sử dụng ở vị trí thấp và có lưu lượng nước dồi dào.



Hình 17. Turbin Propeller

- *Tuabin Cross-flow:*

Nguyên lí hoạt động tương tự với tuabin Francis, dòng nước được dẫn chảy ngang qua bánh công tác. Loại tuabin này thường chỉ được sử dụng tại các nhà máy thủy điện cỡ nhỏ 1000kW trở xuống.



Hình 18. Turbin Cross-flow

III.3. Hiện trạng khai thác thủy điện ở Việt Nam

Theo các quy hoạch đã được phê duyệt, cả nước hiện có 815 DATĐ có tổng $N_{lm} = 24.324,3$ MW. Trong đó, đã vận hành phát điện 268 dự án (14.240,5 MW); đang thi công xây dựng 205 dự án (6.198,8 MW), dự kiến đưa vào vận hành khai thác từ nay đến năm 2017, tổng dung tích phòng lũ thường xuyên cho hạ du $W_{pl} = 10,51$ tỷ m^3 .

Đối với quy hoạch bậc thang thủy điện (trên dòng chính các sông lớn, chủ yếu có quy mô công suất > 30 MW), đến nay, các cấp có thẩm quyền đã phê duyệt quy hoạch hoặc cho phép đầu tư xây dựng tổng số 113 DATĐ bậc thang có tổng $N_{lm} = 18.006$ MW và tổng $W_{pl} = 10,51$ tỷ m^3 . Đến nay, đã đưa vào vận hành khai thác 56 dự án (đã phát điện 12.498,1 MW và đang lắp máy để đưa vào vận hành 27 MW trong năm 2013) với tổng $W_{pl} = 9,35$ tỷ m^3 ; đang thi công xây dựng 31 dự án (3.856,7 MW và $W_{pl} = 0,66$ tỷ m^3), dự kiến đưa vào vận hành khai thác từ nay đến năm 2017; đang nghiên cứu đầu tư 17 dự án (1082,3 MW).

Theo đánh giá, việc đầu tư xây dựng các DATĐ đã và đang góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng nhằm thúc đẩy phát triển KT-XH của cả nước theo hướng công nghiệp hóa - hiện đại hóa. Trong năm 2012, các nhà máy thủy điện đã đóng góp tới 48,26% công suất (13.000 MW) và 43,9% điện lượng (53 tỷ kWh) cho hệ thống điện.

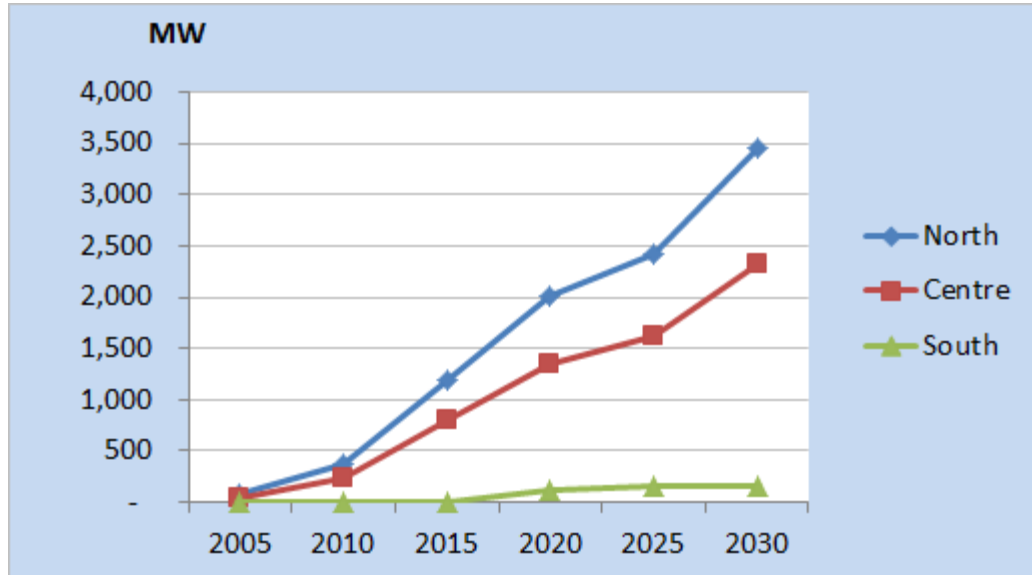
Dựa trên tiềm năng nguồn thủy năng đã nêu ở trên, có thể thấy rằng khả năng khai thác nguồn tài nguyên này trong tương lai vẫn còn rất lớn, khoảng 6198 MW sẽ được bổ sung vào hệ thống điện, đó là chưa kể các công trình thủy điện tích năng đã được quy hoạch với tổng công suất 3300MW. Thủy điện vẫn sẽ là nguồn điện có vai trò rất quan trọng trong phát triển và vận hành hệ thống điện Việt Nam.

III.4. Tính kinh tế của thủy điện

Tiềm năng kỹ thuật được ước tính là 18.000-20.000 MW (75-80 tỷ kWh / năm). Tiềm năng thủy điện nhỏ (công suất dưới 30 MW) đại diện cho khoảng 7.000 MW. Vào cuối năm 2015, 16.569 MW thủy điện đã được lắp đặt; chiếm 43% công suất lắp đặt hệ thống trong đó thủy điện lớn là 14,585 MW và thủy

điện nhỏ là 1,984 MW. Thủy điện sản xuất 35% sản lượng thế hệ trong năm 2015.

Do các dự án thủy điện vừa và lớn ở Việt Nam hầu như đã được khai thác hết, trong báo cáo này chúng tôi chỉ xem xét tính toán LCOE cho thủy điện nhỏ.



Hình 19. Khả năng khai thác thủy điện nhỏ đến năm 2030

Dữ liệu công nghệ

- Thời gian sống của dự án: 30 năm
- Hệ số công suất: 45%
- Chi phí đầu tư cho mỗi đơn vị năng lực sản xuất: 1.700 USD / kW.

Không có cải thiện chi phí dự kiến trong giai đoạn tính toán của mô hình

- Chi phí O & M: 2,5 USD / MWh

Kết quả tính toán cho thấy LCOE của thủy điện nhỏ là \$0,0492/ kWh, rẻ nhất trong số các loại nguồn điện tại Việt Nam trong suốt giai đoạn đến năm 2030.

III.5. Tác động môi trường của thủy điện

(1) Nhấn chìm rừng đầu nguồn

Theo các chuyên gia, để tạo 1MW công suất thủy điện, phải mất đi từ 10 - 30 ha rừng, và để có 1.000 ha hồ chứa nước cũng cần san phẳng, giải phóng từ 1.000 - 2.000 ha đất ở phía thượng nguồn.

Như chúng ta đã biết, những chức năng sinh thái quan trọng nhất của rừng là điều hoà khí hậu, giữ và điều tiết nguồn nước, bảo vệ đất. Rừng được xem là nhân tố tự nhiên quan trọng, góp phần bảo vệ và cải thiện môi trường sống của cả hành tinh. Việc phá rừng trong những thập kỉ gần đây đã gây ra những hậu quả sinh thái nghiêm trọng trên phạm vi toàn cầu. Biểu hiện rõ rệt nhất là sự gia tăng của nhiệt độ trái đất, hoạt động của bão lụt, hạn hán, cháy rừng, dịch bệnh... Bên cạnh đó, diện tích rừng ngày càng thu hẹp, dẫn đến đa dạng sinh học (ĐDSH) rừng ngày càng bị suy giảm, các giống loài động, thực vật quý hiếm có nguy cơ bị tuyệt chủng đã và đang là nguyên nhân chính thức dẫn đến sự tàn phá của thiên tai ngày càng khốc liệt.

Đối với các sản phẩm hàng hóa thông thường, có thể dễ dàng xác định giá trị thông qua thị trường. Tuy nhiên, đối với các công trình lớn, có nhiều ý nghĩa kinh tế, xã hội và môi trường như công trình thủy điện, việc xác định giá trị của nó thường gặp nhiều khó khăn. Hơn nữa, nhiều tài sản môi trường là tài sản công cộng và đây là một đặc tính gây khó khăn cho việc vận dụng yếu tố thị trường để đánh giá các tài sản đó.

Để đo lường tổng giá trị kinh tế, các nhà kinh tế học bắt đầu bằng việc phân biệt giữa giá trị sử dụng và giá trị không sử dụng. Theo định nghĩa, giá trị sử dụng hình thành từ việc thực sự sử dụng môi trường. Việc xác định giá trị không sử dụng gặp nhiều vấn đề hơn. Nó thể hiện các giá trị phi phương tiện nằm trong bản chất thật của sự vật, nhưng nó không liên quan đến việc sử dụng thực tế hoặc thậm chí việc chọn lựa sử dụng sự vật này.

Như vậy, tổng giá trị kinh tế có được (hoặc mất đi nếu phá hoại một công trình môi trường) được hình thành từ giá trị sử dụng thực tế cộng với giá trị nhiệm ý cộng với giá trị tồn tại.

Giá trị sử dụng, bao gồm giá trị sử dụng trực tiếp và gián tiếp. Giá trị sử dụng trực tiếp được hiểu là giá trị hàng hoá, dịch vụ môi trường phục vụ trực tiếp cho con người, hoặc hoạt động kinh tế mà có thể nhìn thấy, cảm nhận được và thông thường có giá trên thị trường.

Giá trị sử dụng trực tiếp bao gồm: Giá trị tiêu thụ, được đánh giá dựa trên các sản phẩm được sử dụng hàng ngày trong cuộc sống của con người như: củi đun, động thực vật rừng và các sản phẩm khác sử dụng tại địa phương. Nhiều sản

phẩm này không được trao đổi trên thị trường nên hầu như chúng không đóng góp gì vào GDP nhưng nếu không có những tài nguyên này thì cuộc sống của người dân sẽ gặp những khó khăn nhất định.

Giá trị sản xuất: Là giá bán các sản phẩm thu được từ thiên nhiên trên thị trường trong và ngoài nước như: củi, gỗ, cây làm thuốc, hoa quả, thịt và da động vật... Giá trị sản xuất của các nguồn tài nguyên thiên nhiên là rất lớn, ngay cả những nước công nghiệp.

Giá trị sử dụng gián tiếp: Được hiểu là những giá trị mà ta có thể nhìn thấy, cảm nhận được, nó ảnh hưởng đến hoạt động kinh tế và liên quan đến chức năng của hệ sinh thái hay môi trường trong việc hậu thuẫn cho các hoạt động kinh tế, xã hội, cũng như khả năng ngăn chặn các thiệt hại gây ra cho môi trường. Thông thường đối với giá trị loại này khó xác định giá trên thị trường và nhiều khi chúng là vô giá.

Giá trị không sử dụng: Thể hiện các giá trị phi phương tiện nằm trong bản chất thật của sự vật nhưng nó không liên quan đến việc sử dụng thực tế, hoặc thậm chí việc chọn lựa sử dụng sự vật này. Giá trị không sử dụng về cơ bản có hai loại: Giá trị tồn tại và giá trị lưu truyền.

Giá trị tồn tại: Liên quan đến việc xem xét về nhận thức của các nguồn tài nguyên dưới bất cứ hình thức nào. Trong thực tế giá trị này của hoạt động môi trường khó qui đổi ra tiền tệ do đó giá trị này được đánh giá dựa trên khả năng sẵn sàng chi trả của các cá nhân cho nguồn tài nguyên sau khi họ đã hiểu rất kỹ về nguồn tài nguyên đó.

Giá trị lưu truyền: Đây là giá trị dịch vụ môi trường được xem xét không chỉ cho thế hệ trước mắt mà còn cho các thế hệ mai sau. Do đó, việc đánh giá loại giá trị này không thể dựa trên cơ sở giá của thị trường mà còn phải dự đoán khả năng sử dụng chúng cho tương lai. Để đánh giá loại giá trị này, người ta phải lập các phương pháp dự báo.

(2) Dòng chảy cạn kiệt

Về phía hạ lưu, do dòng chảy cạn kiệt, nhiều vùng bị xâm thực, nước biển dâng cao đã ảnh hưởng tiêu cực đến sản xuất và đời sống.

(3) Thay đổi dòng chảy

Việc xây dựng đập làm thay đổi dòng chảy đến các cửa sông, được coi là nguyên nhân làm sụt giảm nghiêm trọng nguồn cá. Cũng theo các nhà sinh học, khoảng 20% loài sinh vật nước ngọt trên bờ vực tuyệt chủng do tác động của những con đập ngăn các dòng sông.

Tác động trước tiên của các dự án thủy điện đó là làm biến đổi số lượng và chế độ dòng chảy của sông, ảnh hưởng không tốt đến hệ sinh thái thủy sinh trong sông ở hạ lưu các công trình.

Bên cạnh đó, nhiều công trình thủy điện dùng đường ống áp lực để dẫn nước từ hồ chứa đến nhà máy thủy điện, để tạo nguồn nước lớn, nâng cao hiệu quả phát điện, nên đoạn sông từ đập đến nhà máy không có nước trở thành một đoạn sông chết, có chiều dài từ vài km đến hàng chục km ngay sau tuyến đập chính.

(4) Ngăn dòng trầm tích

Ngoài gây sụt giảm sinh vật, đập chặn còn ngăn dòng trầm tích chảy xuống hạ lưu, khiến nhiều bờ sông suy yếu và sụt đáy sông.

(5) Hạn chế cấp nước cho các mục tiêu khác

Trong mùa cạn, do chủ yếu chú ý đến sản lượng điện, nhiều hồ chứa thủy điện tăng cường việc tích nước để dự trữ phát điện, nên lượng nước xả xuống hạ lưu không đáng kể, đôi khi ngừng hoàn toàn. Từ đó, gây ảnh hưởng bất lợi đến việc cung cấp nước cho các mục đích sử dụng khác ở hạ du như: cấp nước sinh hoạt, tưới tiêu, giao thông, thủy sản... đồng thời làm biến đổi chế độ dòng chảy và suy thoái hệ sinh thái thủy sinh.

(6) Thay đổi xấu chất lượng nước

Ngoài ra, việc sử dụng nước của thủy điện làm biến đổi rất nhiều chất lượng nước trong thời gian đầu tích nước vào lòng hồ do quá trình phân huỷ thực vật trong lòng hồ. Do thay đổi chế độ dòng chảy nên lượng các chất hữu cơ trong nước của các công trình thủy điện bị giảm, sự đa dạng và số lượng các loài cá và các loài thủy sinh bị thay đổi rõ rệt, đặc biệt là những loại di trú theo mùa, hoặc làm mất đi các bãi đẻ trong mùa sinh sản.

(7) Một trong những nguyên nhân gây lũ lụt

Ngoài lý do thiên nhiên là mưa nhiều tạo nên lũ lụt, đôi lúc tác động của con người lại là nguyên nhân chính.

Gần đây, thông tin cho rằng, cứ xây hồ thủy điện là gây lũ lụt là hoàn toàn oan cho các dự án thủy điện. Dưới góc độ kỹ thuật, quản lý vận hành, hồ thủy điện chống lũ được nhiều hơn là gây nên lũ lụt. Có thể khẳng định, thủy điện không phải là nguyên nhân gây lũ lụt, mà quy hoạch sai, vận hành sai các công trình thủy điện mới là một trong những nguyên nhân gây ra lũ lụt. Đó là chưa kể đến "công lao" của thủy điện trong khả năng điều tiết giảm thiểu nguy cơ lũ lụt.

Ở Việt Nam, lượng điện do thủy điện mang lại chiếm tỷ trọng khá lớn, nhu cầu dùng điện còn gia tăng trong khi phát triển các nguồn điện khác còn nhiều khó khăn do vốn, do trình độ kỹ thuật chưa cho phép... Thời gian qua, một số hồ thủy điện đã có những ảnh hưởng nhất định về môi trường như: gia tăng tình hình lũ ở hạ du, làm một số thác nước bị cạn kiệt, ảnh hưởng đến cảnh quan môi trường.

Trong các đợt lũ lớn xảy ra, đặc biệt ở miền Trung, Tây Nguyên, dư luận lên nguyên nhân lũ lớn, do hồ thủy điện (HTĐ). Về chuyên môn đơn thuần, đầu tiên phải nói là thời tiết ngày càng phức tạp, tình hình rừng đầu nguồn bị chặt phá nên nước về nhiều, tiếp đó là có thể có nơi nào đó, do vận hành lũ của các hồ thủy điện chưa chính xác, dẫn đến lũ lớn (lớn hơn trường hợp nếu không có hồ thủy điện). Trước khi có những ý kiến cụ thể công và tội của công trình thủy điện có thể đưa ra một số luận giải như sau.

Trước khi có hồ chứa nước Hòa Bình (trên Sông Đà), cứ tháng 5 tháng 6 hàng năm, các tỉnh phía hạ du, đặc biệt Hà Nội đã phải lo chống lũ. Khi có hồ chứa nước thủy điện Hòa Bình thì tình lũ lụt phía hạ du gần như được loại trừ.

Lũ do hồ thủy điện chỉ xảy ra khi nào, độ lớn bao nhiêu, biện pháp không chế (điều tiết) lũ ra sao...? cần được xem xét một cách thận trọng và có căn cứ khoa học để đúc kết ra các bài học cho tương lai lâu dài.

III.6. Vai trò của thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam

Theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 2068/QĐ-TTg ngày 25/11/2015, Phê duyệt Chiến lược Phát triển Năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Theo đó, điện năng sản xuất từ nguồn

thủy điện tăng từ khoảng 56 tỷ kWh năm 2015 lên gần 90 tỷ kWh vào năm 2020, khoảng 96 tỷ kWh (tỷ trọng 17%) vào năm 2030. Bên cạnh đó là phát triển nguồn thủy điện tích năng nhằm thực hiện nhiệm vụ dự trữ điều chỉnh nhu cầu trong hệ thống điện, góp phần nâng cao độ linh hoạt, hiệu quả trong vận hành hệ thống điện. Công suất nguồn thủy điện tích năng đến năm 2030 đạt 2.400MW, năm 2050 đạt khoảng 8.000MW.

Theo Quyết định của Thủ tướng Chính phủ số 428/QĐ-TTg ngày 18/3/2016 Phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011-2020 có xét đến năm 2030 (QHĐ VII ĐC), nhằm góp phần đáp ứng nhu cầu điện của đất nước được quy định theo kịch bản cơ sở là: năm 2020 265 tỷ kWh và năm 2030 572 tỷ kWh. Bảng dưới đây trình bày tỷ trọng của thủy điện nhỏ trong hệ thống điện Việt Nam, qua đó nói nên vai trò của thủy điện trong hệ thống điện Việt Nam

Bảng 6. Tỷ trọng của thủy điện nhỏ trong hệ thống điện Việt Nam

Năm	2020	2030
Nguồn thủy điện Việt Nam	Công suất 21.600MW Tỷ trọng 36,00%	Công suất 27.800MW Tỷ trọng 21,46%
	Điện năng 78,175 tỷ kWh Tỷ trọng 29,50%	Điện năng 88,600 tỷ kWh Tỷ trọng 15,50%
Thủy điện lớn và vừa + Thủy điện tích năng	Công suất 18.060MW Tỷ trọng 31,10%	Công suất 21.855,5MW Tỷ trọng 16,90%
	Điện năng 66,780 tỷ kWh Tỷ trọng 25,20%	Điện năng 70,928 tỷ kWh Tỷ trọng 12,4%
Thủy điện nhỏ	Công suất 3540MW Tỷ trọng 5,90%	Công suất 6914,5MW Tỷ trọng 4,56%
	Điện năng 11,395 tỷ kWh Tỷ trọng 4,3%	Điện năng 17,672 tỷ kWh Tỷ trọng 3,10%

IV. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của điện mặt trời

IV.1. Tiềm năng năng lượng mặt trời của Việt Nam

Lãnh thổ Việt Nam dài và hẹp, trải dài từ khoảng vĩ tuyến 8 đến 23 Bắc Bán cầu, tức là nằm lọt trong vành đai nhiệt đới. Vì vậy, một cách tổng quát, có thể nói rằng tiềm năng năng lượng mặt trời ở Việt Nam khá lớn, có khả năng khai thác có hiệu quả nguồn năng lượng quý giá này phục vụ cho nhu cầu phát triển kinh tế-xã hội của đất nước. Tuy nhiên do lãnh thổ của Việt Nam rất dài nên ở các khu vực khác nhau thì tiềm năng và khả năng khai thác nguồn NLMT cũng khác nhau.

Ở Việt Nam, việc điều tra đánh giá tiềm năng năng lượng mặt trời đã được nhiều cơ quan nghiên cứu, trong đó chủ yếu do Viện khí tượng thủy văn thực hiện. Tính đến năm 1980, ngành khí tượng thủy văn đã xây lắp hơn 112 trạm đo khí tượng, trải dài khắp mọi miền tổ quốc từ vùng núi phía Bắc như Cao Bằng, Lai Châu đến hải đảo xa xôi như Phú Quốc, Côn Đảo. Các trạm khí tượng này đã tiến hành đo trong nhiều năm các số liệu khí tượng phục vụ cho ngành khí tượng thủy văn như số liệu về bức xạ mặt trời, số giờ nắng, nhiệt độ, độ ẩm, áp suất khí quyển, tốc độ gió, lượng mưa... Các số liệu về đo bức xạ MT bao gồm cường độ trực xạ, tán xạ, tổng xạ, tổng lượng tổng xạ, số giờ nắng trung bình ngày, tháng.

Đề tài nghiên cứu 52C- 01- 01 thuộc chương trình tiến bộ kỹ thuật của Nhà nước về năng lượng mới đã xây dựng Sổ tra cứu về bức xạ mặt trời của Việt Nam trên cơ sở số liệu quan trắc nhiều năm ở 18 trạm đo bức xạ (Khu vực miền Bắc có 9 trạm đo, khu vực miền trung có 6 trạm đo, khu vực miền Nam có 3 trạm đo) và 74 trạm đo nắng trên phạm vi cả nước.

Kết quả của đề tài nghiên cứu 52C- 01- 01 cho thấy, Việt Nam là một nước nhiệt đới có vị trí địa lý nằm gần xích đạo nên nguồn năng lượng mặt trời khá dồi dào, tiềm năng bức xạ mặt trời vào loại tương đối cao trên thế giới. Tuy nhiên nguồn năng lượng sạch này phân bố không đều trên lãnh thổ Việt Nam, tiềm năng NLMT phía Nam lớn hơn phía Bắc. Theo kết quả tính toán, tiềm năng NLMT trung bình ngày trong năm (The annual average of daily Solar radiation) đạt từ 3,7 kWh/m²/ngày ở phía Bắc và đến 5,9 kWh/m²/ngày ở phía Nam. Số giờ nắng trung bình năm dao động tương ứng từ 1600h đến 2700 h. Kết quả điều tra, tính toán về tiềm năng NLMT cho 5 khu vực

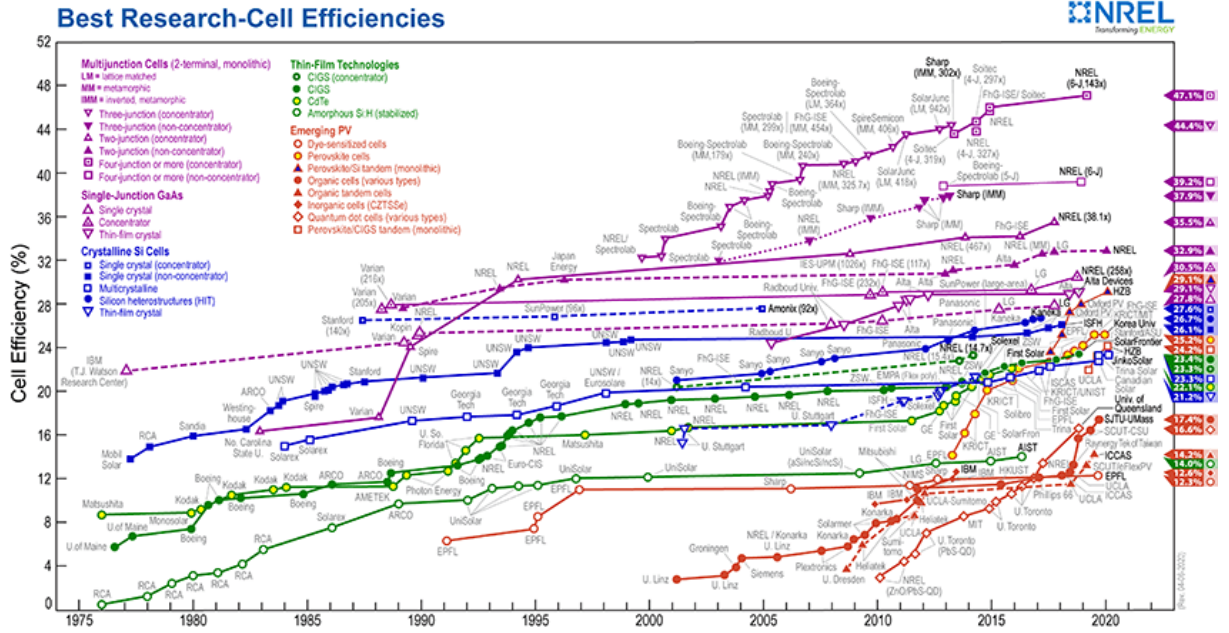
Bảng 7. Giá trị trung bình cường độ bức xạ MT ngày trong năm và số giờ nắng của một số khu vực khác nhau ở Việt Nam

Khu vực	Cường độ BXMT (kWh/m ² .ngày)	Số giờ nắng trung bình (giờ/năm)
Khu vực Đông Bắc	3,3 – 4,1	1500 - 1800
Khu vực Tây Bắc	4,1 – 4,9	1890 - 2102
Khu vực Bắc Trung Bộ	4,6 – 5,2	1700 - 2000
Khu vực Nam Trung bộ và Tây Nguyên	4,9 – 5,7	2000 - 2600
Khu vực Nam bộ	4,3 – 4,9	2200 - 2500
Trung bình cả nước	4,6	2000

Khu vực Đông Bắc bộ do chịu ảnh hưởng trực tiếp của gió mùa, nên tiềm năng NLMT là thấp nhất cả nước. Từ Đà Nẵng trở vào cho đến cực nam đất nước, NLMT rất cao và phân bố khá đồng đều trong cả năm. Vì vậy, việc khai thác, ứng dụng NLMT ở khu vực miền Nam nước ta sẽ cho hiệu quả cao.

IV.2. Tiến bộ công nghệ điện mặt trời

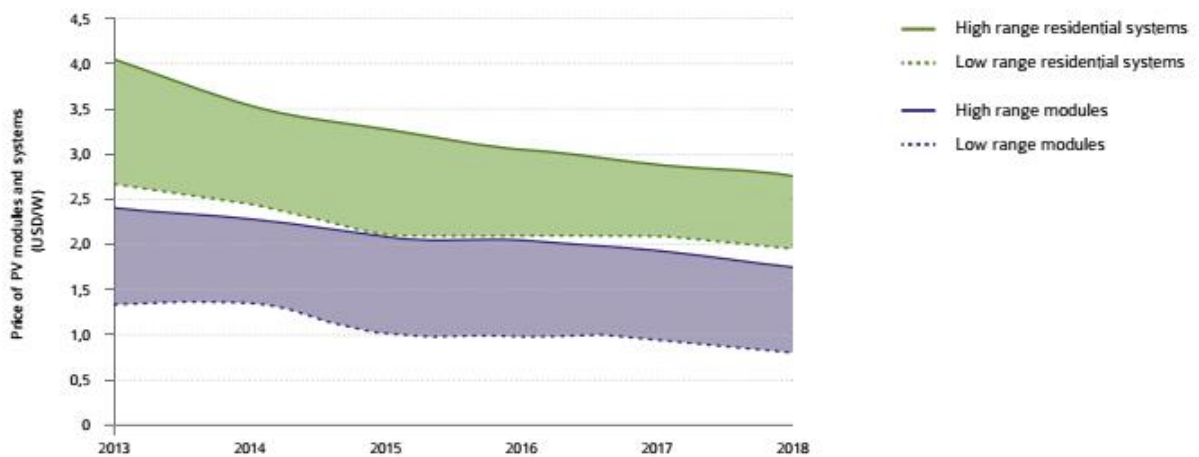
Sự tiến bộ khoa học công nghệ trong thời gian qua cũng đã giúp hiệu suất pin mặt trời được cải thiện đáng kể như trong hình 22, hiệu suất pin mặt trời silic hiện trong phòng nghiên cứu đã có thể đạt tới 27%, hiệu suất pin mặt trời màng mỏng khoảng 23%, trong khi hiệu suất pin mặt trời nhiều lớp tiếp giáp có thể lên tới 47%. Mặc dù ngày nay, pin mặt trời nhiều lớp tiếp giáp có hiệu quả lý thuyết cao nhất so với các công nghệ pin mặt trời khác, nhưng giá thành sản xuất của các sản phẩm này còn quá cao, gấp khoảng 150 lần so với pin mặt trời silic [8].



Hình 20. Sự phát triển hiệu suất pin mặt trời [9]

Trong tương lai, các công nghệ điện mặt trời sẽ tiếp tục được phát triển với việc cải thiện hiệu suất các công nghệ pin mặt trời hiện tại, tìm kiếm giải pháp và các vật liệu chế tạo pin mặt trời mới với hiệu suất cao hơn.

Sự phát triển khoa học công nghệ trong lĩnh vực vật liệu, bán dẫn trong thời gian qua đã khiến giá pin mặt trời giảm đáng kể. Hình dưới cho thấy giá các tấm pin mặt trời và hệ thống ĐMT quy mô gia đình ở các thị trường lớn trên thế giới tiếp tục đi xuống.



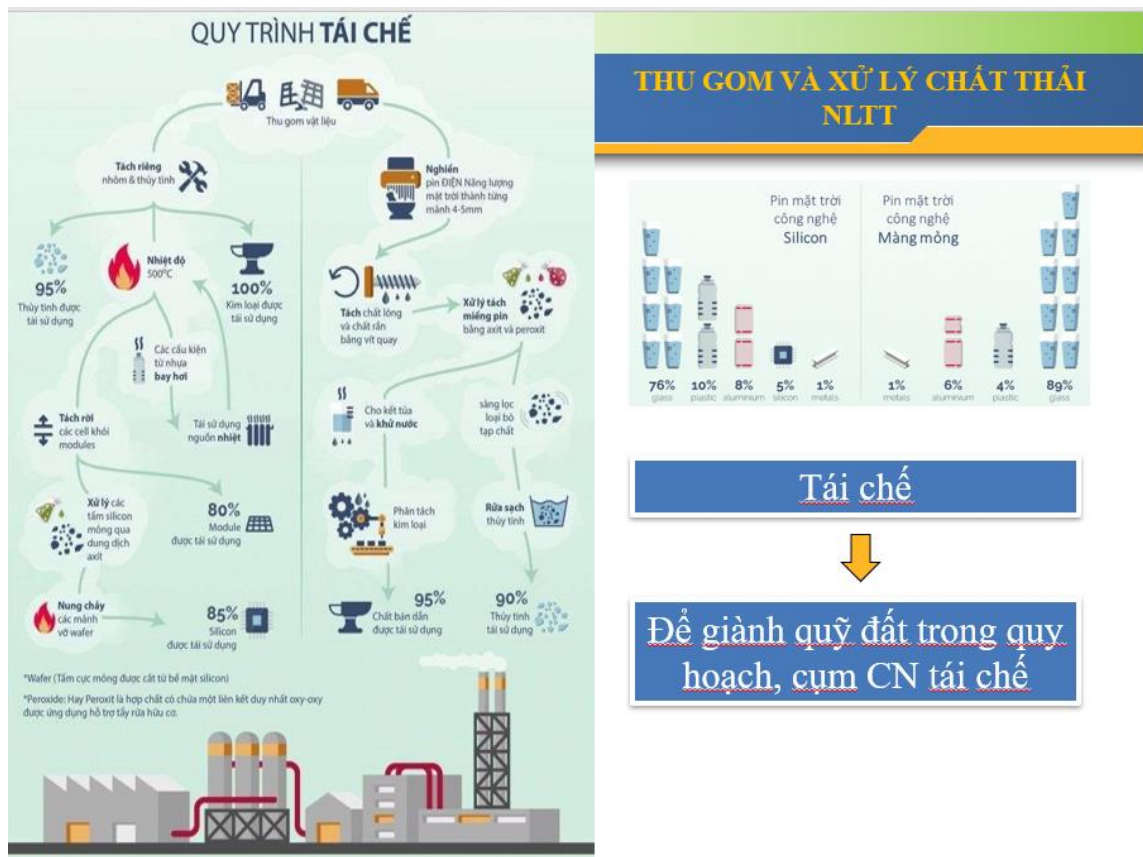
Hình 21. Xu hướng giá các tấm pin mặt trời và hệ thống ĐMT quy mô gia đình ở các thị trường lớn trên thế giới [10]

IV.3. Tác động môi trường của điện mặt trời

Ngoài việc điện mặt trời sử dụng rất nhiều đất, trung bình từ 1 đến 1,2 ha đất/ 1 MWp điện mặt trời, nó còn sử dụng nước định kỳ để lau rửa, vệ sinh tấm pin khỏi bụi che phủ. Các vấn đề môi trường của điện mặt trời tập trung chủ yếu vào xử lý rác thải điện mặt trời sau thời gian sử dụng khoảng từ 20-25 năm.

Pin năng lượng mặt trời (pin mặt trời (PMT)/pin quang điện) là thiết bị dùng để chuyển hóa trực tiếp năng lượng ánh sáng mặt trời thành năng lượng điện dựa trên hiệu ứng quang điện. Ra đời từ năm 1946, PMT đã trở thành một trong những phát minh quan trọng nhất trong nền công nghiệp năng lượng.

Ngoài là một nguồn năng lượng tái tạo với tiềm năng thay thế hoàn toàn các loại năng lượng hóa thạch truyền thống, năng lượng mặt trời có nhiều ưu thế như có thể được tiếp nhận và sử dụng ở mọi nơi (kể cả núi cao, đảo xa, trong không gian...); việc vận chuyển, lắp đặt và vận hành các bản PMT về cơ bản không phát thải các loại khí độc hại; không gây tiếng ồn; chi phí bảo trì, duy tu rất thấp...



Hình 22. Quy trình tái chế pin mặt trời

So với các loại năng lượng khác, điện mặt trời thân thiện với môi trường hơn, tuy nhiên, giá cả ắc quy tích trữ điện vẫn còn khá cao, một số quy trình công nghệ chế tạo và tái chế PMT cũng đi kèm với việc phát thải các loại khí nhà kính. Các tác động tiềm ẩn về môi trường liên quan đến năng lượng mặt trời là các tác động sử dụng đất, sinh thái, nước, không khí và đất, cùng các tác động về kinh tế xã hội (tùy thuộc vào công nghệ).

Việc xây dựng các cơ sở năng lượng mặt trời trên diện tích đất rộng đòi hỏi các giải pháp về mặt bằng, làm đất xói mòn, thay đổi hệ thống thoát nước... Các cơ sở năng lượng mặt trời quy mô lớn cũng có thể có những tác động khác, như ảnh hưởng đến tình trạng kinh tế xã hội của một khu vực; xây dựng và vận hành cơ sở sẽ đòi hỏi việc nhập cư của người lao động, ảnh hưởng đến nhà ở, dịch vụ công và việc làm, các tác động môi trường...

Khi sản xuất PMT, nguyên liệu ban đầu là thạch anh được nhiệt luyện để tinh chế thành silicon nguyên chất. Sau đó, silicon được tinh luyện cùng với các hóa chất để tạo ra những khối silicon đa tinh thể và chất thải silicon tetrachloride (SiCl_4). Nếu SiCl_4 không được tái sử dụng mà thải ra môi trường thì sẽ gây nguy cơ axit hóa đất đai, nguồn nước. Nhiều hợp chất để tạo ra pin quang điện như cadmium telluride (CdTe), đồng indium gallium selenide (CIGS)... rất khó tìm trong tự nhiên. Chính vì thế, việc sản xuất đại trà PMT cũng gặp khá nhiều khó khăn, điều này dẫn đến sự gia tăng chi phí.

Không chỉ các kim loại nặng độc hại, quá trình sản xuất các tấm quang điện còn cần đến một lượng lớn nước và điện-những thứ hiển nhiên được lấy từ các nhà máy dùng nhiên liệu hóa thạch. Việc sản xuất PMT phát thải ra một lượng khí carbonic (CO_2), lưu huỳnh dioxit (SO_2), nitơ trifluoride (NF_3), hexaflorua lưu huỳnh (SF_6), tetrafluoromethane (CHF_3 -khí tồn tại lâu nhất trong số khí nhà kính), dung môi và các hợp chất hữu cơ dễ bay hơi khác.

Hiện nay, việc tái chế các tấm PMT đang đối mặt với một số vấn đề lớn, cụ thể, không có đủ địa điểm để tái chế các tấm PMT cũ, và không có đủ số lượng các tấm PMT thải để làm cho chúng trở nên hấp dẫn về mặt kinh tế. Vì các vật liệu được sử dụng để sản xuất tấm pin quang điện là kim loại quý hiếm, hạn chế về việc tái chế chúng, các kim loại có khả năng thu hồi này sẽ bị lãng phí, dẫn đến các vấn đề khan hiếm tài nguyên trong tương lai.

Việc lựa chọn công nghệ nói chung, công nghệ sản xuất năng lượng mặt trời nói riêng phụ thuộc rất nhiều vào hiệu quả kinh tế, kỹ thuật, xã hội..., và quan trọng là phải cân nhắc, xem xét một cách toàn diện chu trình vòng đời của công nghệ nhằm đánh giá khách quan những tác động môi trường mà công nghệ đó mang lại. Mục tiêu kế tiếp của con người là tìm ra giải pháp để PMT trở thành một thứ năng lượng thực sự xanh, thực sự tốt cho môi trường, hơn hẳn so với các loại năng lượng truyền thống khác.

IV.4. Vai trò của điện mặt trời trong hệ thống điện Việt Nam

Theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg, giá mua điện ở cả 3 loại hình điện mặt trời mặt đất, điện mặt trời nổi và điện mặt trời đều có mức giá rất phù hợp với cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời tại Việt Nam. Cụ thể, giá mua điện dự án điện mặt trời mặt đất 1.644 đồng/kWh, tương đương 7,09 cent/kWh; giá mua điện với dự án điện mặt trời nổi 1.783 đồng/kWh, tương đương 7,69 cent/kWh. Đặc biệt, giá mua điện mặt trời áp mái có mức giá cao nhất là 1.943 đồng/kWh, tương đương 8,38 cent/kWh.

Điện mặt trời đang ở giai đoạn đầu của sự phát triển mạnh mẽ tại Việt Nam. Mặc dù trong 2-3 năm gần đây, điện mặt trời đã phát triển với tốc độ rất ấn tượng, nhưng để nó có vai trò lớn hơn và bền vững trong hệ thống điện Việt Nam, còn phải giải quyết rất nhiều thách thức.

Theo Báo cáo tóm tắt QH PTĐL Quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 do Viện năng lượng lập, nguồn điện mặt trời nổi lưới đã được đưa vào vận hành lên tới khoảng 5GW (trong đó tỉnh Ninh Thuận và Bình Thuận hơn 2GW) trong năm 2019. Các dự án điện mặt trời đã được bổ sung quy hoạch là trên 11GW, tổng quy mô đăng ký xây dựng nhưng chưa được bổ sung là 25GW.

Tổng tiềm năng kỹ thuật của điện mặt trời rất lớn lên tới 1646GW (1569GW là tiềm năng mặt đất và 77GW là tiềm năng mặt nước), tuy nhiên nếu xét thêm về điều kiện khả năng xây dựng và tiềm năng kinh tế theo từng tỉnh thì tổng quy mô tiềm năng có thể phát triển của điện mặt trời quy mô lớn toàn quốc khoảng 386GW, tập chung chủ yếu tại miền Nam, Nam Trung Bộ và Tây Nguyên.

Về điện mặt trời áp mái, đến hết năm 2019 công suất lắp đặt ĐMT áp mái toàn quốc đạt 340MWp (272MW). Tổng tiềm năng điện mặt trời áp mái toàn quốc lên tới 48GW, trong đó chủ yếu nằm ở khu vực miền Nam 22GW.

Theo Nghị quyết số 55 Bộ Chính trị ban hành ngày 11/2/2020 thì: Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030; 25 - 30% vào năm 2045. Xây dựng các cơ chế, chính sách đột phá để khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn năng lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hoá thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện; khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn. Hình thành và phát triển một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả.

V. Dự báo phát triển và tính cạnh tranh của điện gió

V.1. Tiềm năng điện gió Việt Nam

Với mục tiêu tạo điều kiện và cơ chế tối đa cho việc phát triển năng lượng tái tạo, đặc biệt là nguồn điện gió có tiềm năng và khả năng khai thác lớn nhất, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 37/QĐ-TTg ngày 29/6/2011 về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam trong đó có yêu cầu cần thiết phải lập quy hoạch phát triển điện gió cấp quốc gia và các tỉnh có tiềm năng phát triển điện gió. Một trong các nhiệm vụ của công tác lập quy hoạch là phải đánh giá được tiềm năng lý thuyết, tiềm năng kỹ thuật của nguồn điện gió. Tuy nhiên, cũng như trường hợp của nhiều nước đang phát triển, việc đánh giá tiềm năng gió với độ tin cậy cao tại Việt Nam chưa được tiến hành mặc dù đã có những đánh giá ban đầu của các tổ chức, đơn vị ở các mức độ khác nhau về tiềm năng năng lượng gió của Việt Nam.

Năm 2007, Bộ Công Thương với sự hỗ trợ của Ngân hàng thế giới đã tiến hành đo gió tại 3 điểm góp phần vào xác định tiềm năng gió của Việt Nam. Chương trình được tư vấn quốc tế AWS TruePower và GPCo phối hợp với công

ty Tư vấn Điện 3(PECC3) tiến hành trong 2 năm. Kết quả đo đạc này và các số liệu khác đã được Bộ Công Thương sử dụng để cập nhật Atlas gió cho Việt Nam.

Bảng 8. Tóm lược tiềm năng năng lượng gió tại độ cao 80m theo Atlas gió mới

Tốc độ gió trung bình	<4m/s	4-5m/s	5-6m/s	6-7m/s	7-8m/s	8-9m/s	>9m/s
Diện tích (km ²)	95.916	70.868	40.473	2.435	220	20	1
Diện tích (%)	45,70%	33,80%	19,30%	1,2%	0,1%	0,01%	>0%
Tiềm năng (MW)	956.161	708.678	404.732	24.351	2.202	200	10

V.2. Xu hướng các công nghệ điện gió

Trong quá trình phát triển các nhà máy điện gió hiện nay đã thay đổi rất nhiều so với quá khứ từ hình dáng thiết kế, kích thước cho đến quy mô công suất phát điện. Các thay đổi này là cần thiết cho xu hướng phát triển hiện nay, các tua bin trong trang trại điện gió có công suất từ 5 đến 10 MW và còn có khả năng nhiều hơn nữa trong tương lai. Các trang trại gió có công suất càng lớn thì chi phí đầu tư cho mỗi KW điện gió lại càng rẻ.

Hầu hết các nhà máy điện gió hiện nay đều xây dựng với thiết kế trục ngang với 3 cánh quạt, các nghiên cứu về tuabin gió trục đứng vẫn chưa cho thấy hiệu quả so với dạng trục ngang và tất nhiên không thể là thay thế đáng tin cậy trong tương lai.

Trong giai đoạn đầu tiên, chúng ta sẽ dựa vào thông tin hiện có để đánh giá tiềm năng của các địa điểm có thể đặt tuabin. Trong giai đoạn tiếp theo, các phân tích nghiêm ngặt và chi tiết hơn là rất cần thiết, tốc độ gió được đo ở độ cao trung tâm của địa điểm đặt ra tua-bin.

Các máy đo gió này được theo dõi trong khoảng thời gian ít nhất là 6 tháng. Nếu thời gian và nguồn lực cho phép, thời gian hơn đo có thể được tăng lên một năm hoặc nhiều hơn.

Một khi gió dữ liệu dài hạn được thu thập đầy đủ chúng ta có thể đưa lên một số phần mềm và công cụ tính toán cụ thể tiềm năng và vẽ được bản đồ gió chi tiết trong khu vực. Ngoài tiềm năng gió một loạt các yếu tố khác như địa hình, đường xá vận chuyển hay lưới điện trong khu vực cũng được đưa vào để tính toán xây dựng tính kinh tế-kỹ thuật cho một tuabin gió.

V.3. Tính kinh tế của điện gió

Quyết định 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018 của Thủ tướng Chính phủ quy định:

Điện gió trong đất liền: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 1.927 đồng/kWh, tương đương 8,5 Uscent/kWh (chưa bao gồm VAT).

Điện gió trên biển: Giá mua điện tại điểm giao nhận điện là 2.223 đồng/kWh, tương đương 9,8 Uscent/kWh (chưa bao gồm VAT).

Áp dụng cho các dự án điện gió có một phần hoặc toàn bộ nhà máy vận hành thương mại trước ngày 01/11/2021 và áp dụng trong 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại.

Để phân tích tính kinh tế của điện gió, Báo cáo trình bày kết quả tính phân tích hiệu quả kinh tế của nhà máy điện gió Bạc Liêu làm minh họa.

Một công trình sản xuất điện sử dụng năng lượng mới và tái tạo (NLM&TT) như năng lượng gió, năng lượng mặt trời,... cần phải được tính toán hiệu quả của chúng bằng các chỉ tiêu cơ bản như sản lượng điện năng hàng năm, suất chi phí cho 1 kWh cũng như một số chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật như giá trị hiện thời thực (net present value), mức lãi nội tại (internal rate of return), tỉ số giữa thu lợi và chi phí (benefit-cost rate), thời hạn thu hồi vốn (payback period),...

Các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật của một công trình nói chung phụ thuộc vào tổng thu lợi và tổng chi phí trong suốt quá trình xem xét được quy về hiện thời thực.

$$PV_{\Sigma} = b \sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+r)^i} \quad (2)$$

trong đó: b - giá trị thu lợi hàng năm;
r - hệ số chiết khấu.

Nếu tính tổng thu chỉ xét do bán điện năng theo giá cố định thì (2) sẽ là:

$$L = \sum_{t=1}^N \frac{g A k_{sd} \eta}{(1+r)^t} \quad (3)$$

Tổng thu lợi N năm khai thác quy về hiện thực được tính theo công thức [11]:

Nếu tính tổng thu chỉ xét do bán điện năng theo giá cố định thì (2) sẽ là:

Trong đó:

A - sản lượng điện hàng năm, kWh.

ksd - hệ số sử dụng điện năng (tỷ số giữa năng lượng sử dụng thực và sản lượng);

η - hiệu suất tích năng

Từ công thức (2) triển khai công thức tính tổng thu lợi khi xét thêm các yếu tố như: thay đổi giá điện, từ ưu đãi thuế VAT, giảm chi phí do xử lý hạn chế khí thải CO₂, tạo công ăn việc làm,....

- Giá bán điện tăng theo năm. Giá bán hiện tại là g, sau đó mỗi năm tăng tương đối là α so với giá g thì giá năm thứ t sẽ là: $g(t) = (1 + \alpha)t.g$;

- Tỷ lệ thuế VAT chịu thuế k₁ từ doanh thu.

- Tổng thu lợi do giảm thải CO₂ được tính do tiết kiệm chi phí xử lý khí thải CO₂. hệ số phác thải khí CO₂ là $\alpha_1 = 0,615 \text{ kg CO}_2/\text{kWh}$, giá xử lý $g_2 = 50 \text{ cent USD/ tấn CO}_2$. Khi đó tổng thu lợi do giảm chi phí xử lý CO₂ là:

$$L = \sum_{t=1}^N \frac{g \cdot (1 + \alpha)^t \cdot (1 - k_1) A k_{sd} \eta}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^N \frac{\alpha_1 \cdot g_2 \cdot A k_{sd}}{(1+r)^t} \quad (4)$$

So sánh công thức (3) và (4), thấy rằng tổng thu L đã được hiệu chỉnh bởi các yếu tố về sự thay đổi giá điện (hệ số α), chính sách thuế (tỷ lệ thuế k₁) và được bổ sung phần thu lợi do tiết kiệm chi phí xử lý khí thải CO₂ (thành phần thứ hai của công thức (4)). Sự hiệu chỉnh này đảm bảo tính đúng hơn các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật cho công trình.

Tổng chi phí gồm hai thành phần vốn đầu tư ban đầu K và chi phí vận hành hàng năm. Chi phí vận hành hàng năm bao gồm khấu hao thiết bị, bảo dưỡng và nhiên liệu,... và thường là tỉ lệ b theo vốn K . Khi đó tổng chi phí cho

$$C = K \cdot \left[1 + b \cdot \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} \right] \quad (5)$$

suốt N năm quy về hiện tại được tính theo công thức sau:

Suất chi phí g để sản xuất cho 1 kWh được xác định trên cơ sở cân bằng giữa tổng thu L và tổng chi phí C và được tính theo công thức 6.

$$g = \frac{1}{(1-k_1)H_{ra}} \left[\frac{V(1+bH_r)}{A \cdot k_{sd} \cdot \eta} - \alpha_1 \cdot g_2 \cdot H \right]; \quad (6)$$

$$H_r = \frac{(1+r)^N - 1}{r \cdot (1+r)^N}; H_{ra} = \frac{(1+\beta)^N - 1}{\beta \cdot (1+\beta)^N}; \beta = \frac{r - \alpha}{1 + \alpha}$$

ở đây: $H = \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t}$ gọi là hệ số hiện tại hóa;

$$\alpha = \frac{1}{H} \text{ gọi là hệ số khấu hao thiết bị}$$

Các chỉ tiêu khác

- Giá trị hiện thời thực (net present value): Giá trị hiện thời thực thể hiện sự chênh lệch tổng thu lợi và tổng chi phí trong suốt quá trình xem xét $PV = L - C$. Giá trị hiện thời thực càng lớn thì dự án càng tốt; nếu là giá trị âm thì dự án không nên đầu tư.

Mức lãi nội tại (internal rate of return): Với mức lãi nội tại r^* sẽ đảm bảo tổng lợi quy về hiện tại bằng tổng chi quy về hiện tại $L(r^*) = C(r^*)$. Nếu giá trị chiết khấu hàng năm $r < r^*$ thì dự án mới đem lại hiệu quả kinh tế.

- Tỉ số giữa thu lợi và chi phí (benefit-cost rate): $\lambda = L/C$. Khi $\lambda > 1$, dự án có hiệu quả và λ càng lớn thì hiệu quả càng cao.

- Thời hạn thu hồi vốn (payback period): Thời hạn thu hồi vốn N^* là thời gian để tổng thu lợi hoàn trả hết các chi phí bỏ ra $L(N^*) = C(N^*)$. Thời hạn thu hồi vốn càng ngắn càng tốt.

Kết quả tính toán các chỉ tiêu cho nhà máy điện gió Bạc Liêu

Tính toán sản lượng điện cho toàn bộ 62 tuabin gió được thực hiện bằng Chương trình phần mềm Wasp 10.0/Winpro 2.8 được nhà cung cấp thiết bị

tuabin gió (Tập đoàn GE Hoa kỳ) cung cấp. Số liệu vào chương trình đã được cung cấp trên đĩa CD, bao gồm đặc tính công suất gió, vận tốc gió tại điểm lắp đặt, tọa độ bố trí của tuabin.

Sản lượng điện hàng hóa (Net energy) hàng năm là 326,543GWh, đã trừ hao hụt do vận hành nội bộ, do lưới và các tương tác giữa các tuabin (2,80%).

Bảng 9. Sản lượng điện tính toán các tuabin gió tại nhà máy điện gió Bạc Liêu

Tuabin	Net Energy; MWh/year	Tuabin	Net Energy; MWh/year
1	5340	32	5293
2	5238	33	5246
3	5359	34	5218
4	5324	35	5266
5	5263	36	5259
6	5260	37	5235
7	5274	38	5226
8	5369	39	5278
9	5224	40	5276
10	5197	41	5222
11	5250	42	5208
12	5350	43	5260
13	5214	44	5255
14	5247	45	5194
15	5214	46	5226
16	5361	47	5244
17	5180	48	5327
18	5252	49	5403
19	5202	50	5329
20	5361	51	5286
21	5187	52	5277
22	5229	53	5205
23	5269	54	5206
24	5338	55	5242
25	5238	56	5231
26	5236	57	5237
27	5343	58	5373
28	5345	59	5235
29	5262	60	5243
30	5242	61	5256
31	5325	62	5294
		Σ	326 543

Tính toán các chỉ tiêu

- Tổng sản lượng điện năng (Net energy) của 62 tuabin điện gió là: 326,563GWh/năm;

- Tổng vốn đầu tư [12]: 5200 tỷ VNĐ, bao gồm: chi phí xây dựng, chi phí thiết bị, chi phí bồi hoàn giải phóng mặt bằng, chi phí quản lý dự án, chi phí tư vấn đầu tư xây dựng, chi phí khác, chi phí dự phòng;

- Chiết khấu (lãi suất) $r = 6,6\%$;

- Thuế VAT: 10% doanh thu chịu thuế;

- Thời gian khấu hao 25 năm;

- Tỷ số chi phí vận hành $b = 5\%$ so với vốn;

- Tạm tính 22800VNĐ/USD.

- Với giá mua điện tại gốc [12]: 9,89 USD cent/kWh , tương ứng 2254,92 đ/kWh. Giá bán điện theo thống kê, tăng hàng năm $\alpha = 5\%$;

- Hệ số phác thải khí CO₂ là 0,615kg CO₂/kWh (α_1), giá xử lý 50cent USD/tấn CO₂, tương đương 11,4 đ/kgCO₂ (g₂)

* Tính toán các chỉ tiêu

- Tổng thu lợi quy về hiện tại, công thức (4): $L = 11,976.109 \text{ VNĐ}$

- Tổng chi phí quy về hiện tại, công thức (5): $C = 9,698.109 \text{ VNĐ}$

- Suất chi phí cho 1 kWh, công thức (6):

$g = 1703 \text{ VNĐ/kWh}$. Giá chấp nhận

- Giá trị hiện thời thực (net present value):

$PV = L - C = 2,278.109 \text{ VNĐ} > 0$ - dự án có lãi

- Tỷ số giữa thu lợi và chi phí (benefit-cost rate):

$\lambda = 1,349 > 1$ - dự án có hiệu quả.

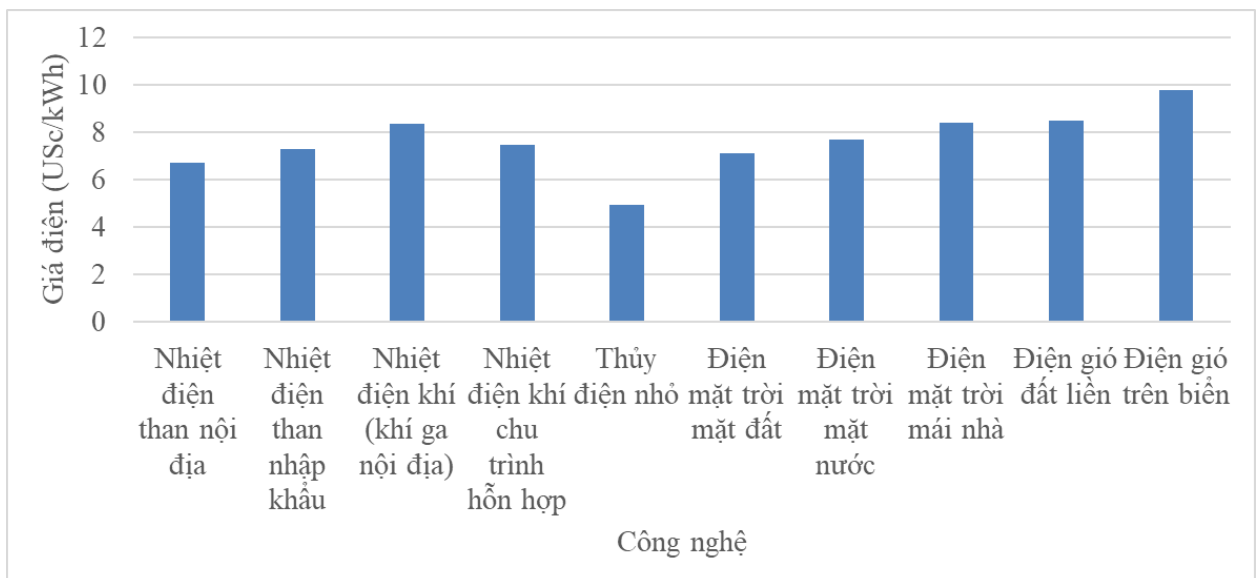
- Thời hạn thu hồi vốn (payback period): $N^* = 19$. Từ năm thứ 20 trở đi bắt đầu thu lãi đến hết 25 năm

VI. Kết luận

Bảng so sánh về giá điện của các công nghệ nhà máy điện được thể hiện rằng điện mặt trời mặt đất có giá điện thấp hơn so với giá điện nhiệt điện than nhập khẩu và điện khí chu trình hỗn hợp, điện mặt trời mặt nước có giá điện thấp hơn giá điện nhiệt điện khí ga nội địa. Điện mặt trời mái nhà và nhà máy điện gió trên đất liền có giá điện gần bằng với giá điện nhiệt điện khí ga nội địa. Điện gió trên biển do điều kiện thi công phức tạp và chi phí thi công cao hơn nên có giá điện cao nhất trong các loại công nghệ nhà máy điện.

Bảng 10. So sánh giá điện các công nghệ nhà máy điện

Công nghệ	Giá điện (US\$/kWh)
Nhiệt điện than nội địa	6,71
Nhiệt điện than nhập khẩu	7,3
Nhiệt điện khí (khí ga nội địa)	8,37
Nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp	7,47
Thủy điện nhỏ	4,92
Điện mặt trời mặt đất	7,09
Điện mặt trời mặt nước	7,69
Điện mặt trời mái nhà	8,38
Điện gió đất liền	8,5
Điện gió trên biển	9,8



Hình 16. So sánh giá điện các công nghệ nhà máy điện tại Việt Nam

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Báo cáo điều chỉnh Quy hoạch phát triển ngành than Việt Nam đến 2020 có xét triển vọng đến năm 2030.
2. <https://www.evn.com.vn/d6/news/Tong-quan-ve-phat-trien-nhiet-dien-than-o-Viet-Nam-6-12-24125.aspx>
3. Nguyen Quoc Khanh: Analysis of future generation capacity scenarios for Vietnam.
4. “World Wide Coal Combustion Products Networks”
5. <https://www.ssi.com.vn/khach-hang-ca-nhan/tin-kinh-te/tin-tuc/1870966>
6. Hoàng, Quốc Vượng (ngày 4 tháng 6 năm 2019). “Report 58/BC-CBT on the Implementation Progress of Power Projects in the Revised PDP7”. vepg.vn.
7. Phạm Thu Hà, <http://nangluongvietnam.vn/news/vn/dien-luc-viet-nam/tong-quan-loi-ich-va-tac-dong-cua-thuy-dien.html>
8. Loránd Szabó, “The History of Using Solar Energy”, in Proceeding of The IEEE 7th International Conference on Modern Power Systems, Cluj-Napoca, Romania, 2017.
9. <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
10. IEA, Trends in Photovoltaic Applications 2019, 2019.
11. Phạm Văn Hòa, 2005. “Tính toán Kinh tế - Kỹ thuật việc sử dụng các nguồn năng lượng mới và tái tạo”. Giáo trình dùng cho học viên cao học ngành Hệ thống điện; Lưu hành nội bộ Đại học Bách khoa Hà Nội.
12. Công ty TNHH Xây dựng -Thương mại - Du lịch Công lý, “Dự án đầu tư xây dựng công trình Nhà máy điện gió tỉnh Bạc Liêu giai đoạn 2”, Cà Mau-2012.