

NGUYỄN XUÂN THÀNH

Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2

Ngày 19/9/2001, Bộ Công nghiệp đại diện cho Chính phủ Việt Nam đã ký hợp đồng Xây dựng – Vận hành – Chuyển giao (BOT) để đầu tư nhà máy điện chạy khí với tên gọi Phú Mỹ 2.2. Nhà máy có công suất 715 MW, sản xuất điện bằng công nghệ tua-bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) với tổng mức đầu tư khoảng 400 triệu USD. Sau khi đầu tư Nhà máy điện Phú Mỹ 1 và Phú Mỹ 2.1 bằng vốn đầu tư nhà nước và vay ODA do Tổng Công ty Điện lực Việt Nam (EVN) làm chủ đầu tư trong cụm khí - điện - đạm tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ, Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu, Chính phủ Việt Nam đã quyết định kêu gọi đầu tư nước ngoài đối với Dự án Phú Mỹ 2.2. Các nhà máy điện khí tại Phú Mỹ đều sử dụng khí tự nhiên từ khu mỏ Nam Côn Sơn.

Phú Mỹ 2.2 là dự án BOT đầu tiên thực hiện theo phương thức đấu thầu cạnh tranh ở Việt Nam. Tổ hợp các nhà đầu tư nước ngoài gồm Công ty Điện lực Pháp (EDF), Công ty Điện lực Quốc tế Tokyo (TEPCO) và Tập đoàn Sumitomo đã thắng thầu và góp vốn thành lập Công TNHH Năng lượng Mekong (Mekong Energy Company Ltd. - MECO). Ngoài vốn chủ sở hữu, dự án được tài trợ bằng vay ODA và vay từ các ngân hàng nước ngoài với bảo lãnh rủi ro chính trị của Ngân hàng Thế giới (WB) và Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB).

Dự án dự kiến sẽ được khởi công xây dựng vào năm 2002, bắt đầu sản xuất điện thương mại vào năm 2004. Sau 20 năm vận hành, chủ đầu tư nước ngoài sẽ chuyển giao nhà máy cho Chính phủ Việt Nam.

1. Bối cảnh ngành điện lực

Kể từ giữa thập niên 90, khi tăng trưởng kinh tế ở Việt Nam bắt đầu tăng tốc bởi các chính sách đổi mới và mở cửa, nhu cầu điện đã tăng bình quân 13-15%/năm. Tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện cao là bình thường đối với các nền kinh tế có xuất phát điểm thấp. Mức tiêu thụ điện bình

Tình huống này do Nguyễn Xuân Thành, giảng viên chính sách công của Trường Chính sách Công và Quản lý Fulbright (FSPPM), Đại học Fulbright Việt Nam soạn.

Các nghiên cứu tình huống của FSPPM được sử dụng làm tài liệu cho thảo luận trên lớp học, chứ không phải là để ủng hộ, phê bình hay dùng làm nguồn số liệu cho một tình huống chính sách cụ thể.

quân đầu người của Việt Nam vào năm 2000 là 287 kWh so với mức bình quân khu vực Đông Á – Thái Bình Dương là 1.665 kWh.¹

Năm 2000, tổng công suất phát điện lắp đặt toàn quốc vẫn rất thấp, khoảng 6.195 MW, nhưng công suất thực tế chỉ có 5.814 MW. Theo tính toán của EVN, hệ số dự phòng vào mùa khô là 8%. Tình trạng quá tải và buộc phải cắt điện xảy ra thường xuyên.

Bảng 1: Danh mục dự án điện đầu tư giai đoạn 2001-2005

Nhà máy	Công suất (MW)	Năm hoàn thành
A) Các nguồn điện do EVN quản lý		
1. Phú Mỹ 1 (TBKHH)	1.090 MW	2001
2. Phả Lại 2 (Nhiệt điện than)	600 MW	2001
3. Thủy điện Ialy (2 tổ còn lại)	360 MW (720 MW)	2001
4. Thủy điện Hàm Thuận-Đa Mi	475 MW	2001
5. Đuôi hơi 306-2 Bà Rịa	56 MW	2002
6. Phú Mỹ 2-1 (Đuôi hơi)	143 MW	2003
7. Phú Mỹ 4 (TBKHH)	450 MW	2002 - 2003
8. Phú Mỹ 2-1 Mở rộng (Đuôi hơi)	140 MW	2003
9. Uông Bí MR (Nhiệt điện than)	300 MW	2004 - 2005
10. Ô Môn (Dầu - khí)	600 MW	2004 - 2005
11. Đại Ninh (Thủy điện)	300 MW	2005
12. Rào Quán	70 MW	2005
B) Các nguồn điện BOT		
1. Cần Đơn (Thủy điện)	72 MW	2003
2. Phú Mỹ 3	720 MW	2003 - 2004
3. Phú Mỹ 2-2	720 MW	2004
C) Các nguồn điện IPP		
1. Na Dương (than)	100 MW	2003 - 2004
2. Cao Ngạn (than)	100 MW	2003 - 2004
3. Cà Mau (TBKHH)	720 MW	2005 - 2006
4. Nhiệt điện Cẩm Phả (than)	300 MW	2004 - 2005

Nguồn: Thủ tướng Chính phủ, Quyết định 95/2001/QĐ-Ttg phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001-2010 có xét triển vọng đến năm 2020, ngày 22/6/2001.

Theo tính toán của Chính phủ Việt Nam, để duy trì tốc độ tăng trưởng 6-8%/năm trong thập niên 2000, sản lượng điện phải tăng 10-14%/năm. Chỉ riêng trong 5 năm 2001-05, tổng mức đầu tư cho ngành điện là 7,5 tỷ USD.² Ngoài nguồn vốn nhà nước và vay ODA, Quy hoạch điện V (giai đoạn 2001-2010) đưa ra ưu tiên “khuyến khích các nhà đầu tư trong, ngoài nước tham gia xây dựng các công trình nguồn và lưới điện phân phối theo các hình thức đầu tư: nhà máy điện độc lập

¹ Cơ sở dữ liệu World Development Indicators của WB.

² Thủ tướng Chính phủ, Quyết định 95/2001/QĐ-Ttg phê duyệt quy hoạch phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001-2010 có xét triển vọng đến năm 2020, ngày 22/6/2001.

(IPP), hợp đồng xây dựng - vận hành - chuyển giao (BOT), hợp đồng xây dựng - chuyển giao (BT), hợp đồng xây dựng - chuyển giao - vận hành (BTO), liên doanh, công ty cổ phần..."³⁴

Về cơ cấu nguồn, thủy điện hiện chiếm tỷ trọng lớn nhất (54,8%), rồi đến dầu (17,0%), khí tự nhiên (16,4%) và than (11,8%). Với sự hỗ trợ kỹ thuật của WB, MOI tính toán nhiệt điện khí sử dụng nguồn khí tự nhiên khai thác từ các mỏ Nam Côn Sơn và PM3 là có chi phí thấp nhất. Một trong những dự án này là Phú Mỹ 2.2. Bảng 1 trình bày các dự án điện đầu tư giai đoạn 2001-2005 theo Quy hoạch Điện V.

2. Cụm Khí – Điện – Đạm Phú Mỹ và Mỏ Khí Tự nhiên Nam Côn Sơn

Cùng với việc bắt đầu sản xuất thương mại những tấn dầu thô đầu tiên của Việt Nam từ Mỏ Bạch Hổ thuộc Bể Cửu Long vào năm 1988 là cơ hội khai thác khí đồng hành.⁵ Dầu thô, sau khi tách khí và tách nước vỉa, được chuyển lên tàu chứa. Do không có đường ống dẫn khí từ mỏ ngoài khơi về lục địa nên khí đồng hành tách ra phải được dẫn ra giàn đuốc để đốt cháy ngay ngoài mỏ.

Năm 1991, Vietsovpetro (Liên doanh khai thác dầu thô giữa Việt Nam và Liên Xô) đề xuất không đầu tư đường ống dẫn dầu thô từ Bạch Hổ vào Bà Rịa – Vũng Tàu mà thay vào đó bằng đường ống dẫn khí dài 150 km. Với sự đồng ý của Thủ tướng Võ Văn Kiệt, Dự án đường ống thu gom, vận chuyển khí, nhà máy xử lý khí và trạm phân phối được xây dựng với tổng mức đầu tư 450 triệu USD. Ngày 26/4/1995, dự án đi vào hoạt động với công suất ban đầu 1 triệu m³/ngày. Nhà máy Điện Bà Rịa được chuyển từ chạy dầu diesel sang chạy khí để sử dụng một phần nguồn cung khí đồng hành.

Trong năm 1996, EVN đầu tư lắp đặt 2 tua bia khí chu trình đơn của Dự án Phú Mỹ 2.1 với tổng công suất 288 MW tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ. Tháng 2/1997, Nhà máy điện Phú Mỹ thuộc EVN được thành lập để vận hành Phú Mỹ 2.1. Năm 1998, Nhà máy xử lý khí Dinh Cố và cảng Thị Vải được hoàn thành.

Sau Bể Cửu Long, Bể Nam Côn Sơn (có diện tích khoảng 100.000 km²) là một bồn trũng lớn thứ hai được khai thác (xem Phụ lục 1). Hoạt động tìm kiếm, thăm dò dầu khí tại Nam Côn Sơn được bắt đầu từ thập niên 70 (khí dầu được phát hiện ở Bể Cửu Long). Khí tự nhiên được phát hiện tại Lô 06.1 với trữ lượng tin cậy 57 tỷ m³ gồm Mỏ khí Lan Đỏ vào năm 1992 và Lan Tây năm 1993 cách bờ biển Bà Rịa – Vũng Tàu 370 km (xem Phụ lục 2). Dự án phát triển và khai thác mỏ gồm

³ Như trên.

⁴ Đầu thập niên 2000, Nhà nước Việt Nam phân biệt hai khái niệm IPP trong nước và BOT nước ngoài. IPP là để chỉ các dự án đầu tư nhà máy điện với chủ đầu tư trong nước không thuộc EVN. BOT thường là các dự án đầu tư trực tiếp nước ngoài thực hiện theo cơ chế hợp đồng BOT. Còn theo khái niệm quốc tế thì BOT là một hình thức của IPP.

⁵ Khí đồng hành là khí lấy được trong quá trình khai thác dầu thô. Trung bình 150-250 m³ khí đồng hành có thể sản xuất được từ việc khai thác 1 tấn dầu thô.

các nhà đầu tư nước ngoài là Tập đoàn Dầu khí Anh Quốc (BP) – 35%, ONGC của Ấn Độ – 45% cùng với Tổng Công ty Dầu khí Việt Nam (PVN) – 20%.

Vào năm 2000, Đường ống Khí Nam Côn Sơn (Nam Con Son Pipeline – NCSP) đầu tư dưới hình thức hợp đồng hợp tác kinh doanh gồm PVN (51%), BP (32,67%) và Conoco (16,33%) với công suất 19 triệu m³/ngày. Khí tự nhiên sẽ được dẫn từ mỏ tới Nhà máy xử lý khí Dinh Cố qua đường ống dài 370 km. BP sẽ vận hành đường ống trong 5 năm đầu rồi chuyển giao cho PVN.

Trước tiềm năng khí tự nhiên, cụm khí – điện – đạm được quy hoạch tại Khu Công nghiệp Phú Mỹ gồm trung tâm phân phối khí, các nhà máy điện và nhà máy phân đạm. Trung tâm phân phối khí được PVN xây dựng để nhận khí khô từ Dinh Cố. Cùng với Nhà máy điện Phú Mỹ 2.2, các nhà máy khác là Phú Mỹ 1, 2.1 mở rộng, 3 và 4 được đầu tư để sử dụng khí tự nhiên từ Nam Côn Sơn (xem Phụ lục 3 và 4).

Nhà máy Điện Phú Mỹ 1 do EVN đầu tư được khởi công xây dựng vào năm 1998. Tổ máy cuối cùng sẽ đi vào hoạt động vào tháng 11/2001. Dự án có tổng công suất 1.050 MW với ba tua-bin khí chu kỳ hỗn hợp và một tua-bin hơi. Chi phí đầu tư 530 triệu USD được tài trợ từ nguồn vốn nhà nước (15%) và ODA Nhật Bản (85%).

EVN cũng khởi công xây dựng nhà máy Phú Mỹ 2.1 mở rộng vào năm 1998. Dự án có 2 tua-bin khí chu trình đơn và một tua-bin hơi với tổng công suất 450 MW. Tổng mức đầu tư 350 triệu USD được tài trợ bằng vốn tự có của EVN và vay tín dụng xuất khẩu nước ngoài. Nhà máy đi vào hoạt động từ năm 1999.

Nhà máy điện Phú Mỹ 3 được đầu tư theo hình thức BOT với nhà đầu tư chỉ định là BP. Nhà máy có công suất 740MW và tổng mức đầu tư 412 triệu USD. Dự án vừa được khởi công vào giữa năm 2001 và dự kiến sẽ đi vào hoạt động năm 2003.

Nhà máy điện Phú Mỹ 4 với công suất 450 MW do EVN đầu tư dự kiến sẽ khởi công cùng với Phú Mỹ 2.2 vào năm 2002 và đi vào hoạt động năm 2004.

Trong năm 2001, dự án nhà máy đạm Phú Mỹ công suất 740.000 tấn/năm cũng đã được khởi công. Chủ đầu tư của dự án là PVN. Tổng mức đầu tư 445 triệu USD của dự án được tài trợ bằng vốn tự có của PVN (215 triệu USD) và vay ngân hàng thương mại trong nước (230 triệu USD). Nhà máy dự kiến đi vào hoạt động từ năm 2005.

Bảng 2: Nguồn cung khí (tỷ m³/năm)

	2001	2002	2003	2004	2005
Khí đồng hành					
Bạch Hổ, B09-1 ⁽¹⁾	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Rạng Đông		0,4-0,5	0,4-0,5	0,4-0,5	0,4-0,5
Emerald					0,9-1,0
Công suất đường ống	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Khí tự nhiên Nam Côn Sơn					
Lan Tây – Lan Đỏ, B06-1			2,1	2,6	2,7
Rồng Đồi, B11-2					1,0
Công suất đường ống			7,0	7,0	7,0
Cộng	1,7	2,0	4,1	4,6	5,7

Ghi chú: ⁽¹⁾ Sản lượng sẽ giảm từ 2006.

Nguồn: WB (2002), Project Appraisal Document on a Proposed International Development Association Partial Risk Guarantee in the Amount of Up To US\$75 million for a Syndicated Commercial Bank Loan to Mekong Energy Company Ltd for the Phu My 2 Phase 2 Power Project in the Socialist Republic of Vietnam.

Dự kiến vào cuối năm 2002, NCSP sẽ vẫn chuyển dòng khí đầu tiên từ mỏ Lan Tây vào bờ và đến đầu 2003 thì dòng khí thương mại đầu tiên sẽ đến Trung tâm Phân phối Khí Phú Mỹ. Từ 2005, bên cạnh Mỏ Lan Tây – Lan Đỏ, khí tự nhiên Nam Côn Sơn từ Mỏ Rồng Đồi (trừ lượng 20 tỷ m³) sẽ bắt đầu được khai thác. Hải Thạch (42 tỷ m³) và Mộc Tinh (13 tỷ m³) là hai mỏ khí nữa ở Nam Côn Sơn. Nguồn cung khí được đánh giá là đủ đáp ứng nhu cầu cho các dự án điện và đạm (xem Bảng 2 và 3).

Bảng 3: Mức cầu khí (tỷ m³/năm)

Dự án/Nhà máy	2001	2002	2003	2004	2005
Bà Rịa	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Phú Mỹ 2.1	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Phú Mỹ 2.1 mở rộng	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Phú Mỹ 1		0,9	0,9	0,9	0,9
Phú Mỹ 2.2				0,85	0,85
Phú Mỹ 3			0,85	0,85	0,85
Phú Mỹ 4				0,3	0,3
Đạm Phú Mỹ					0,5
Cộng	1,2	2,1	2,95	4,1	4,6

Nguồn: PVN đối với Nhà máy đạm và WB (2002) đối với các nhà máy điện.

3. Đấu thầu chọn nhà đầu tư cho Dự án Phú Mỹ 2.2

Mục tiêu phát triển của Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 là (i) tăng phụ tải, giảm tình trạng thiếu điện, đặc biệt là vào mùa khô; (ii) chuyển giao công nghệ và năng lực quản lý tốt nhất trong đầu tư, xây dựng và vận hành nhà máy điện; (iii) tăng khả năng tiếp cận điện lưới cho người dân, giúp đạt mục tiêu điện khí hóa 85% cho đến năm 2005; (iv) hỗ trợ nỗ lực thương mại hóa nguồn khí tự nhiên để thay thế cho dầu nhập khẩu và cung cấp năng lượng sạch về môi trường; (v) huy

động vốn của khu vực tư nhân; và (vi) làm mẫu cho các dự án đầu tư theo phương thức tài chính dự án khác ở Việt Nam.

Năm 1997, Chính phủ Việt Nam quyết định sẽ tổ chức đấu thầu quốc tế trên cơ sở cạnh tranh để chọn nhà đầu tư Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 theo hình thức BOT. WB tài trợ không hoàn lại cho hoạt động hỗ trợ kỹ thuật để thu hút tư vấn nước ngoài. K&M Consulting của Hoa Kỳ thắng thầu và được chọn làm đơn vị tư vấn cho MOI để chuẩn bị hồ sơ mời thầu, đánh giá và đàm phán.

28/10/1997, MOI công bố hồ sơ mời thầu (Request for Proposals – RFP). 10 trong số 16 tổ hợp hội đủ điều kiện đã mua hồ sơ mời thầu.

Nhằm tăng tính hấp dẫn cho nhà đầu tư, WB đã đồng ý sẽ bảo lãnh một phần cho khoản vay thương mại. Bất kỳ nhà đầu tư nào, nếu thắng thầu, sẽ được hưởng khoản bảo lãnh một phần (partial risk guarantee) này của WB.

Ngày 2/4/1998, 6 tổ hợp nhà đầu tư quốc tế nộp hồ sơ dự thầu (4 từ chối). Cùng ngày, MOI mở thầu công khai. Tổ đánh giá thầu gồm đại diện của MOI, EVN, Bộ Khoa học, Tài Nguyên và Môi trường (MOSTE), Viện Hàn lâm Khoa học và Công nghệ Quốc Gia và Trường Đại học Bách khoa Hà Nội. Tổ đánh giá thầu cũng có 6 chuyên gia kỹ thuật, tài chính và pháp lý của K&M hỗ trợ.

Ngày 6/5/1998, Tổ đánh giá thầu nộp báo cáo cho MOI, khuyến nghị 3 tổ hợp nhà đầu tư có điểm cao nhất. Ngày 16/9/1998, MOI phê duyệt danh sách ba tổ hợp có điểm cao nhất theo thứ tự từ trên xuống là EDF, AES và Tractabel. Ngày 2/10, MOI nộp tờ trình kết quả đánh giá thầu cho Thủ tướng Chính phủ. MPI tổ chức họp đánh giá liên ngành và nộp tờ trình kết quả đánh giá thầu cho Thủ tướng Chính phủ vào ngày 9/11. Thủ tướng Chính phủ đồng ý kế quả đánh giá thầu vào ngày 30/12/1998.⁶

Với sự đồng ý của Chính phủ, MOI bắt đầu đàm phán với tổ hợp có điểm cao nhất là EDF. Tháng 1/1999, Tổ hợp EDF chính thức được xác định là thắng thầu nhưng phải đến giữa năm 2001 thì đàm phán mới xong.

Tất cả các văn bản pháp lý của dự án cùng được ký kết vào ngày 18/9/2001:

- Hợp đồng BOT xác định quyền và nghĩa vụ của phía cơ quan nhà nước có thẩm quyền là MOI và nhà đầu tư là MECO, khung pháp lý, thuế và cơ chế chế tài nếu vi phạm cam kết hợp đồng. MECO được trao quyền dành riêng huy động vốn, xây dựng và vận hành nhà máy điện Phú Mỹ 2.2 trong vòng 20 năm kể từ ngày nhà máy bắt đầu hoạt động thương mại, sau đó Hợp đồng BOT sẽ hết hạn.
- Hợp đồng mua điện (Power Purchase Agreement – PPA) giữa MECO và EVN kỳ hạn 20 năm. Đây là hợp đồng bao tiêu sản lượng (off-take), theo đó EVN cam kết mua toàn bộ

⁶ Công văn số 1545/CP-CN của Chính phủ ngày 30/12/1998.

điện theo công suất của nhà máy. Giá thành điện gồm hai phần: (i) chi phí công suất (gồm chi phí công suất cố định để trả nợ, thuế và hoàn vốn chủ sở hữu và chi phí vận hành – bảo trì cố định); (ii) chi phí năng lượng (gồm chi phí vận hành – bảo trì biến đổi và chi phí nhiên liệu). PPA cũng quy định cơ chế chia sẻ dịch vụ cơ sở hạ tầng giữa EVN và PPA, theo đó EVN chịu trách nhiệm xây dựng và bảo trì các công trình cơ sở hạ tầng chung, cấp nước làm lạnh, hệ thống thoát nước chung, hệ thống cung cấp khí tự nhiên, cấp điện trong thời gian xây dựng và vận hành thử. Chi phí hạ tầng mà MECO trả cho EVN sẽ được tính vào giá thành điện trong hạng mục chi phí cộng thêm (additional charge).

- Hợp đồng Cung cấp Khí (Gas Supply Agreement – GSA) giữa MECO và PVN kỳ hạn 20 năm. PVN có nghĩa vụ phải cung cấp khí theo yêu cầu của MECO để sử dụng cho Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2. MECO có nghĩa vụ phải mua khí (take or pay) với lượng tối thiểu từ PVN. Với tỷ lệ điều độ 75%, ước tính Nhà máy Điện sẽ sử dụng 0,85 tỷ m³ khí/năm (17 tỷ m³ khí trong kỳ hạn Hợp đồng BOT). Giá khí bao gồm chi phí khí, vận chuyển và phân phối. Giá khí được tính dựa vào khí lấy từ Nam Côn Sơn. Nếu khí lấy từ nguồn khác, thì giá khí sẽ được điều chỉnh theo chi phí của nguồn thay thế.
- Hợp đồng thuê đất (Land Lease Agreement – LLA) giữa MECO và UDE xác định vị trí, diện tích đất thuê và miễn tiền thuê đất trong thời hạn của Hợp đồng BOT. MECO có quyền sở hữu tất cả công trình xây dựng trên diện tích đất thuê. Đất thuê theo kỳ hạn có thể được MECO dùng làm tài sản đảm bảo để vay nợ. Trong trường hợp MECO vỡ nợ, tổ chức cho vay có quyền lấy tài sản đảm bảo.⁷
- Giấy Chứng nhận Đầu tư (Investment License – IL) do Bộ Kế hoạch và Đầu tư (MPI) trao cho MECO.
- Bảo đảm Chính phủ giữa MPI và MECO. Chính phủ, đại diện bởi MPI, cam kết bảo đảm tất cả nghĩa vụ của các tổ chức nhà nước có cam kết thỏa thuận đối với Dự án. Các cam kết của phía Nhà nước Việt Nam trong Hợp đồng BOT, PPA, GSA và LLA được Chính phủ Việt Nam bảo đảm. Chính phủ cũng bảo đảm sự sẵn có, khả năng chuyển đổi tiền tệ và chuyển tiền ra nước ngoài; cho phép mở tài khoản nước ngoài theo cơ chế tài chính dự án
- Tổ hợp nhà đầu tư góp vốn vào MECO cam kết chốt thỏa thuận tài chính (financial closure – FC) trong vòng 12 tháng kể từ ngày nhận giấy chứng nhận đầu tư, tức là cho tới tháng 9/2002;⁸ đạt thời hạn vận hành thương mại (Commercial Operation Date – COD) trong vòng 24 tháng sau khi khởi công xây dựng, tức là tháng 9/2004.

Các quan hệ hợp đồng trên được minh họa trong sơ đồ cấu trúc dự án tại Hình 1 ở phần dưới.

⁷ Hợp đồng Cấp Nước (Water Supply Agreement – WSA) giữa MECO và Công ty Cấp nước Bà Rịa – Vũng Tàu đến 17/6/2002 mới được ký kết. Tiền nước MECO trả cho WSA sẽ được tính vào giá thành điện trong hạng mục chi phí cộng thêm.

⁸ Nếu MECO không chốt được thỏa thuận tài chính (huy động vốn) trong vòng 12 tháng kể từ khi nhận giấy chứng nhận đầu tư, MECO sẽ được coi là phá vỡ hợp đồng trừ khi các bên trong Hợp đồng đồng ý gia hạn.

Thời gian đàm phán kéo dài từ đầu 1999 đến giữa 2001 được WB đánh giá là do hệ thống pháp luật của Việt Nam còn thiếu và tính mới mẻ của các cam kết hợp đồng đối với quan chức Việt Nam. Mặc dù mất thời gian, nhưng WB đánh giá quá trình đấu thầu diễn ra một cách minh bạch.⁹

4. Chi phí đầu tư dự án

Tổng mức đầu tư dự án tính toán theo giá năm 2001 là 480 triệu USD.

Hạng mục đầu tư lớn nhất là giá trị tổng thầu theo EPC (Engineering, Procurement and Construction - Thiết kế, Mua sắm và Xây dựng). Hợp đồng EPC là hợp đồng chìa khóa trao tay với giá cố định và ngày hoàn thành xác định. Chất lượng và khả năng hoạt động của thiết bị nhà máy cũng được nhà thầu bảo đảm. Nhà thầu EPC là EDF-CNET gồm các công ty con và đơn vị trực thuộc EDF. Centre d'Ingenierie Thermique làm phụ hợp đồng thiết kế kỹ thuật. Compagnie Financiere de Valorisation pour L'Ingenierie làm phụ hợp đồng xây dựng, lắp đặt, kiểm định và chuẩn bị vận hành. EDF-CNET cũng ký hợp đồng phụ cung cấp thiết bị (tua-bin, hệ thống thu nhiệt và các máy móc thiết bị (MMTB) phụ trợ) với công ty General Electric (GE). TEPCO đóng vai trò là đơn vị kỹ thuật của chủ đầu tư (Owner's Engineer), chịu trách nhiệm giám sát kỹ thuật trong quá trình thực thi dự án.¹⁰

Giá trị hợp đồng EPC là 297,5 triệu USD. Nhà máy sẽ được xây dựng trong vòng 26 tháng bắt đầu từ ngày 1/12/2002. Ngày vận hành thương mại (COD) dự kiến là 1/9/2004. Cộng các chi phí tiền hoạt động, phí phát triển¹¹ và chi phí xây dựng khác, dự án có tổng chi phí xây dựng cơ bản (capital costs) là 355,1 triệu USD.

⁹ WB (2002).

¹⁰ Owner's engineer là nhà thầu đóng vai trò là đơn vị giám sát kỹ thuật với trách nhiệm bảo vệ lợi ích của chủ đầu tư (đảm bảo các nhà thầu thiết kế, xây dựng, cung cấp thiết bị và lắp đặt làm đúng theo yêu cầu kỹ thuật của dự án).

¹¹ Phí phát triển (development fee) trong các dự án BOT là phí mà nhà đầu tư phải nộp cho cơ quan nhà nước có thẩm quyền đổi lại cho quyền được đầu tư và khai thác dự án.

Bảng 4: Chi phí đầu tư dự án

Hạng mục	Giá trị (triệu USD)
Chi phí xây dựng cơ bản	
Tổng thầu EPC	297,5
Linh kiện phụ tùng ban đầu	13,3
Chi phí tiền hoạt động	10,2
Phí phát triển nộp cho MOI	3,5
Chi phí xây dựng bên trong & bên ngoài	12,0
Chi phí khác*	18,6
Chi phí huy động vốn	
Lãi vay trong thời gian xây dựng	38,1
Phí tài chính	6,7
Chi phí dự phòng của dự án:	
Đặt cọc bảo đảm chất lượng cho MOI	40,0
Chi phí dự phòng	40,0
Tổng mức đầu tư dự án	480,0

* Chi phí khác bao gồm bảo hiểm, trừ đầu ban đầu, nhiên liệu sử dụng để bắt đầu vận hành, chi phí kỹ sư của chủ sở hữu, chi phí đặt cọc bảo đảm chất lượng công trình, chi phí vốn lưu động, v.v...

Nguồn: WB (2002).

Chi phí huy động vốn (financing costs) được ước tính là 44,8 triệu USD, bao gồm 38,1 triệu USD lãi vay trong thời gian xây dựng¹² (interest during construction – IDC) và 6,7 triệu USD phí tài chính¹³ (financing fees - các phí dịch vụ trả cho tổ chức cho vay). Tổng chi phí đầu tư dự án cơ bản (base project costs - chi phí xây dựng cơ bản và chi phí huy động) là 400 triệu USD.

Dự án có hai khoản dự phòng (mỗi khoản 40 triệu USD) là tiền đặt cọc bảo đảm chất lượng công trình cho MOI và chi phí dự phòng (khối lượng và trượt giá). Tổng mức đầu tư dự án (total project costs - TMĐT) là 480 triệu USD.

Khi lập mô hình tài chính, chủ đầu tư chỉ tính chi phí đầu tư cơ bản 400 triệu USD và bỏ qua chi phí dự phòng. Các hạng mục chi phí đầu tư trên có giá trị tính theo khái niệm kế toán để tính vào TMĐT và giá trị tài sản cấu định được khấu hao sau này. Xét về khái niệm ngân lưu, chi phí đầu tư chỉ bao gồm các khoản thực trả (ngân lưu ra), không tính tới lãi vay trong thời gian xây dựng (thuộc ngân lưu nợ vay). Ngân lưu chi phí đầu tư dự án bao gồm 37,0 triệu USD năm 2002; 186,3 triệu USD năm 2003; và 141,4 triệu USD năm 2004.

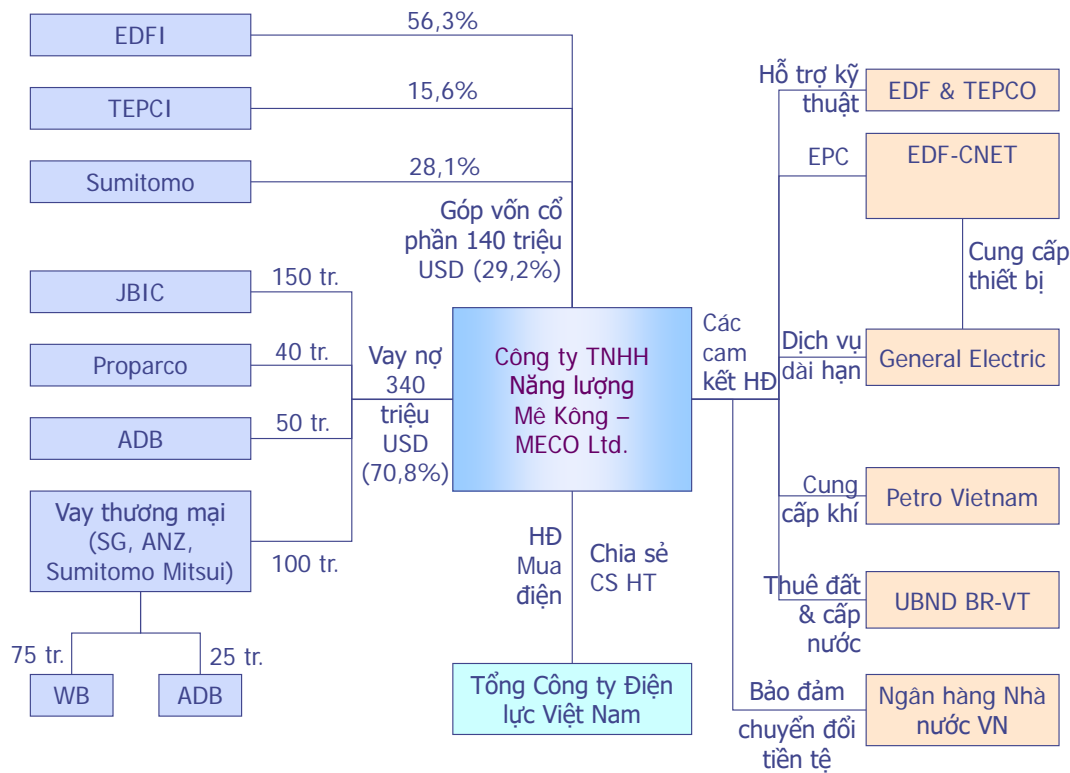
¹² Khi dự án vay nợ thì phải trả lãi bao gồm lãi trả trong thời gian xây dựng và lãi trả trong thời gian vận hành dự án cho tới khi đáo hạn. Lãi vay trong thời gian xây dựng được tính vào tổng mức đầu tư của dự án. Lãi vay trong thời gian xây dựng có thể là lãi thực trả hay là lãi tích tụ gộp vào nợ gốc. Lý do lãi trong thời gian xây dựng thường được tích tụ thay vì thực trả là vì dự án chưa tạo ra dòng tiền để trả nợ trước khi vận hành thương mại.

¹³ Phí tài chính bao gồm phí dàn xếp, phí giao dịch, phí duy trì tài khoản, phí rút vốn,... mà bên vay trả cho bên cho vay. Phí tài chính không bao gồm lãi vay.

5. Cơ cấu vốn của Dự án

Hình 1 trình bày cấu trúc của Dự án bao gồm cơ cấu vốn chủ sở hữu, vốn vay, các bên liên quan và các quan hệ hợp đồng.

Hình 1: Cấu trúc Dự án



Theo hợp đồng BOT, Tổ hợp các nhà đầu tư trúng thầu do EDF dẫn đầu sẽ góp vốn thành lập Công ty TNHH Năng lượng Mekong (MECO). MECO là doanh nghiệp 100% vốn nước ngoài và nhận giấy chứng nhận đầu tư của MPI.

Với phương thức tài chính dự án (project financing) điển hình, MECO là doanh nghiệp dự án theo mô hình Phương tiện Đầu tư Đặc biệt (Special Purpose Vehicle – SPV) có trách nhiệm hữu hạn. MECO được thành lập với mục đích duy nhất là xây dựng Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 rồi vận hành trong vòng 20 năm. Các chủ sở hữu của MECO góp vốn và chỉ chịu trách nhiệm hữu hạn đối với phần vốn góp của mình. Cụ thể, MECO có ba nhà tài trợ vốn chủ sở hữu (còn được gọi là nhà tài trợ dự án - project sponsors):

- Công ty Điện lực Quốc tế Pháp (EDFI), công ty con của EDF, góp 78,750 triệu USD (56,3%).
- Công ty Điện lực Tokyo Quốc tế (TEPCI), công ty con của TEPCO, góp 21,875 triệu USD (15,6%)
- Công ty Sumitomo góp 39,375 triệu USD (28,1%)

Phụ lục 5 cung cấp thêm thông tin về các nhà tài trợ dự án.

Với vốn góp theo cam kết, MECO có tổng vốn chủ sở hữu là 140 triệu USD (gồm 100 triệu USD vốn góp cơ bản và 40 triệu USD dự phòng), chiếm 29,2% TMĐT của Dự án là 480 triệu USD. Phần còn lại sẽ được tài trợ bằng vay nợ. Cơ cấu vốn này được tính toán để đảm bảo hệ số an toàn trả nợ (Debt Service Coverage Ratio - DSCR) có mức bình quân bằng 1,5 trong kỳ hạn trả nợ.¹⁴

240 triệu USD được MECO vay từ các ngân hàng phát triển quốc tế và song phương (200 triệu USD vay cơ bản và 40 triệu vay dự phòng):

- JBIC – Ngân hàng Hợp tác Quốc tế Nhật Bản: 150 triệu USD
- ADB – Ngân hàng phát triển châu Á: 50 triệu USD
- Proparco – Tổ chức tài chính thuộc Cơ quan Phát triển Pháp: 40 triệu USD

100 triệu USD được MECO vay từ các ngân hàng thương mại quốc tế là Société Générale, ANZ Investment Bank và Sumitomo Mitsui Banking Corporation.

Khoản vay thương mại 100 triệu USD được bảo lãnh rủi ro chính trị. Tổ chức phát triển quốc tế - IDA thuộc WB bảo lãnh 75 triệu USD (gọi là bảo lãnh rủi ro một phần – partial risk guarantee – PRG). Sau đó, Chính phủ Việt Nam lại bảo lãnh 75 triệu USD này cho WB. Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) bảo lãnh 25 triệu USD (gọi là bảo hiểm rủi ro chính trị tư nhân – private political risk insurance – PRI). Công ty Sovereign Risk tái bảo lãnh khoản 25 triệu USD này.

Rủi ro chính trị được bảo lãnh bao gồm các rủi ro Nhà nước Việt Nam không thực hiện cam kết trong Hợp đồng BOT. Các rủi ro chính trị được bảo lãnh gồm có:

- Sản lượng và giá điện EVN mua từ Dự án;
- Sản lượng và giá khí PVN bán cho Dự án;
- Chuyển đổi ngoại tệ và chuyển tiền theo chính sách của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam (NHNN);
- Thuế đất và cung cấp các dịch vụ cơ sở hạ tầng khác của UBND Tỉnh Bà Rịa – Vũng Tàu;
- Các sự kiện bất khả kháng về chính trị như chiến tranh, phong tỏa, cấm vận, biểu tình, thay đổi luật pháp;
- Các sự kiện bất khả kháng tự nhiên có ảnh hưởng đến khả năng thực hiện cam kết của các tổ chức nhà nước và DNNN như hỏa hoạn, động đất, sụt lở đất, lụt lội mà bảo hiểm tư nhân từ chối bảo lãnh;
- Quốc hữu hóa.

Các rủi ro thương mại như xây dựng và vận hành do MECO chịu.

Khoản vay thương mại dự kiến có kỳ hạn 16 năm bao gồm 2 năm xây dựng. Nợ được hoàn trả bắt đầu từ tháng thứ 8 kể từ ngày bắt đầu vận hành thương mại (COD).

¹⁴ DSCR bằng ngân lưu sẵn có của dự án để trả nợ chia cho nợ phải trả (gồm gốc và lãi) theo kỳ.

Bảng 5: Vay nước ngoài

Khoản vay	Giá trị (triệu USD)	Kỳ hạn (số năm từ ngày ký cam kết tài chính, FC)	Ân hạn (số tháng từ ngày vận hành thương mại, COD)
JBIC	150	15	8
ADB	50	15	8
Proparco	40	15	8
Vay thương mại (WB bảo lãnh)	75	16	8
Vay thương mại (ADB bảo lãnh)	25	11	8

Nguồn: WB (2002).

Với việc mô hình tài chính không tính chi phí đầu tư dự phòng, dự án có cơ cấu vốn là 100 triệu USD vốn chủ sở hữu (25%) và 300 triệu USD nợ vay (75%).

Mặc dù lãi suất các khoản vay nợ nước ngoài là lãi suất thả nổi,¹⁵ mô hình thẩm định tài chính giả định rằng 100% rủi ro lãi suất sẽ được tự bảo hiểm trong suốt giai đoạn xây dựng – vận hành của Dự án thông qua hợp đồng hoán đổi lãi suất (từ thả nổi sang cố định). Lãi suất sử dụng trong mô hình tài chính là lãi suất cố định 6,5%/năm. Bảng 5 trình bày giá trị, kỳ hạn và ân hạn của các khoản vay. Bảng 6 trình bày ngân lưu nợ vay. Phụ lục 7 trình bày bảng cân đối tài sản dự phóng của MECO trong thời gian vận hành.

5. Doanh thu bán điện của Dự án

Lợi ích tài chính của Dự án đến từ việc sản xuất và bán điện cho EVN. Theo PPA, giá điện gồm hai phần: (i) Chi phí công suất bao gồm chi phí công suất cố định (Fixed Capacity Charge – FCC) trang trải chi phí trả nợ, thuế, hoàn vốn chủ đầu tư và chi phí vận hành – bảo trì cố định (Fixed O&M Charge – FOMC); (ii) Chi phí năng lượng (Energy Charge) để trang trải chi phí vận hành – bảo trì biến đổi (Variable O&M Charge – VOMC) và chi phí nhiên liệu (Fuel Charge – FC). Nói ngắn gọn về mặt công thức, giá điện được xác định theo cơ cấu giá thành như sau:

$$\text{Giá điện} = (\text{FCC} + \text{FOMC}) + (\text{VOMC} + \text{FC})$$

FCC không điều chỉnh theo lạm phát và quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của ngân hàng thương mại (NHTM). FOMC và VOMC được điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát (phần chi phí ngoại tệ thì theo lạm phát ngoại tệ và phần chi phí nội tệ thì theo lạm phát VND); phần chi phí ngoại tệ được quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của NHTM. FC được điều chỉnh bởi tỷ lệ tăng cố định là 2%/năm và quy đổi theo tỷ giá VND/USD chính thức của NHTM.

¹⁵ Ví dụ, khoản vay thương mại do WB bảo lãnh rủi ro chính trị có lãi suất thả nổi căn cứ vào LIBOR USD theo mức LIBOR + 1,75% trong thời gian xây dựng; LIBOR + 1,65% trong 3-10 năm đầu vận hành; LIBOR + 1,8% trong 11-15 năm đầu vận hành; và LIBOR + 2,0% sau đó.

Tỷ giá VND/USD chính thức năm 2001 (được xác định là năm 0 trong mô hình thẩm định tài chính) là 15.000. Tỷ giá được giả định sẽ biến động hàng năm theo quy luật cân bằng sức mua, theo đó VND sẽ mất giá so với USD bằng đúng chênh lệch giữa tỷ lệ lạm phát VND và tỷ lệ lạm phát USD.

Chỉ số giá VND là Chỉ số Giá Tiêu dùng (CPI) do Tổng cục Thống kê Việt Nam công bố. Chỉ số giá USD là Chỉ số Tiền lương EES 40000006 (đo lường lương theo giờ bình quân của lao động công nghiệp, vận tải và điện nước) do Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ (US Bureau of Labor Statistics) công bố. Trong mô hình tài chính, chỉ số giá VND và USD được giả định tăng lần lượt 5%/năm và 2,5%/năm trong suốt vòng đời dự án.

Tại thời điểm 1998, giá thành điện trong hồ sơ thầu của EDF là:¹⁶

- FOMC nội tệ = 4.095 VND/kW/tháng
- FOMC ngoại tệ = 10.859 VND/kW/tháng
- VOMC nội tệ = 1,80 VND/kWh
- VOMC ngoại tệ = 2,72 VND/kWh

Theo các công thức và giá trị trên, giá điện bình quân trong 20 năm vận hành sẽ là 4,07 xen/kWh. Sản lượng điện bán ra của Dự án là 4,6 tỷ kWh/năm tính theo công suất bình quân 701.3MW và tỷ lệ điều độ (plant dispatch factor) 75%.¹⁷ Sản lượng điện cụ thể hàng năm phụ thuộc vào lịch bảo trì. Giá bán điện (danh nghĩa), sản lượng điện bán ra và doanh thu (danh nghĩa) dự kiến hàng năm được trình bày trong Bảng 6.

¹⁶ Tỷ giá sử dụng năm 1998 là 12.978 VND/USD.

¹⁷ Sản lượng điện = 701.3 (MW) × 75% × 365 (ngày/năm) × 24 (giờ/ngày) = 4,6 tỷ kWh.

Bảng 6: Giá điện, sản lượng điện và doanh thu

Năm vận hành	Năm lịch	Giá điện, xen/kWh	Sản lượng điện (triệu kWh)	Doanh thu (triệu USD)
1	2005	4,26	4.713	200,779
2	2006	4,34	4.665	202,477
3	2007	4,36	4.607	200,865
4	2008	4,25	4.584	194,827
5	2009	4,15	4.613	191,448
6	2010	4,24	4.584	194,357
7	2011	4,15	4.589	190,455
8	2012	4,08	4.585	187,069
9	2013	4,02	4.595	184,734
10	2014	3,97	4.606	182,861
11	2015	3,94	4.597	181,126
12	2016	3,92	4.599	180,299
13	2017	3,90	4.612	179,859
14	2018	3,90	4.601	179,430
15	2019	3,90	4.612	179,873
16	2020	3,91	4.617	180,538
17	2021	3,93	4.614	181,312
18	2022	3,97	4.626	183,634
19	2023	4,05	4.611	186,731
20	2024	4,08	3.832	156,359

Nguồn: Tính toán từ các giá định tài chính trong báo cáo thẩm định WB (2002).

6. Chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì

Như đã trình bày, Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 khi vận hành thương mại sẽ sử dụng khí tự nhiên từ Mỏ Nam Côn Sơn chuyển về Nhà máy Xử lý Khí Dinh Cố, rồi đến Trung tâm Phân phối Khí Phú Mỹ.

Chi phí mua khí được căn cứ vào GSA. PVN có trách nhiệm cung cấp đủ khí cho MECO theo yêu cầu để sản xuất điện đúng như công suất nhà máy. Với sản lượng điện bình quân 4,6 tỷ kWh/năm và công suất nhiệt EPC bình quân là 6.573 kJ/kWh, lượng khí tự nhiên bình quân năm mà Nhà máy sử dụng là 29,4 tỷ BTU/năm, tương đương 0,84 tỷ m³/năm.¹⁸ Giá khí là 3,6 USD/triệu BTU vào năm 2005 tăng dần lên 5,2 USD/triệu BTU vào năm 2024.

Chi phí vận hành và bảo trì cố định (bao gồm sửa chữa lớn) được ước tính theo giá 2001 là 10,34 triệu USD/năm. Chi phí vận hành và bảo trì biến đổi được giá định ở mức 0,054 xen/kWh (cũng theo giá 2001).

¹⁸ BTU (British Thermal Unit) và J (Joule) là các đơn vị đo nhiệt lượng. 1 m³ khí tự nhiên tạo ra 35,000 BTU hay 37.000 kJ.

Bảng 7: Chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì (triệu USD)

Năm vận hành	Năm lịch	Giá khí, USD/triệu BTU	Khí tự nhiên (triệu m ³)	Chi phí nhiên liệu (triệu USD)	Chi phí vận hành (triệu USD)	Chi phí bảo trì, sửa chữa lớn (triệu USD)
1	2005	3,60	837	105,703	5,829	4,535
2	2006	3,69	829	107,298	5,927	3,000
3	2007	3,78	818	108,556	5,738	28,771
4	2008	3,87	814	110,555	5,409	3,152
5	2009	3,92	820	112,594	5,544	3,231
6	2010	4,02	814	114,759	5,682	34,009
7	2011	4,10	815	117,208	5,819	0,454
8	2012	4,18	815	119,458	5,966	4,900
9	2013	4,26	816	121,852	6,119	21,767
10	2014	4,34	818	124,396	6,267	0,489
11	2015	4,43	817	126,739	6,425	5,277
12	2016	4,51	817	129,109	6,589	25,819
13	2017	4,59	819	131,769	6,749	0,527
14	2018	4,69	817	134,307	6,919	5,683
15	2019	4,77	819	136,996	7,096	22,451
16	2020	4,86	820	139,784	7,268	0,567
17	2021	4,95	820	142,368	7,451	6,120
18	2022	5,04	822	145,200	7,641	31,807
19	2023	5,14	819	147,657	7,921	0,611
20	2024	5,17	681	123,322	7,130	6,469

Nguồn: Tính toán từ các giả định tài chính trong báo cáo thẩm định WB (2002).

7. Khấu hao và thuế

Giá trị tài sản cố định (TSCĐ) của MECO được khấu hao theo lịch khấu hao đường thẳng. Theo quy định của Bộ Tài chính, thời gian khấu hao của các loại TSCĐ tuân thủ quy định của Bộ Tài chính: MMTB được khấu hao 6-15 năm; công trình xây dựng 5-50 năm; TSCĐ vô hình 5-40 năm.¹⁹ Căn cứ vào Hợp đồng BOT, tài sản cố định và chi phí huy động vốn được khấu hao theo vòng đời hữu dụng của Nhà máy là 30 năm. TSCĐ vô hình như chi phí phát triển và chi phí trước vận hành được khấu hao trong vòng 8 năm.

MECO phải nộp các khoản thuế và hưởng ưu đãi theo quy định trong Luật Đầu tư Trực tiếp Nước ngoài, Hợp đồng BOT và Giấy Chứng nhận Đầu tư.

Về thuế thu nhập doanh nghiệp (TNDN), MECO được miễn thuế trong vòng 8 năm kể từ năm đầu tiên có lợi nhuận và nộp thuế với thuế suất 10% trong những năm sau đó. Phụ lục 6 trình bày dự phóng báo cáo kết quả hoạt động kinh doanh (KQHĐKD) của MECO trong thời gian vận hành, trong đó có hạng mục thuế TNDN.

¹⁹ Bộ Tài chính, Quyết định số 1062-TC/QĐ/CSTC ngày 14/11/1996 về chế độ quản lý, sử dụng và trích khấu hao tài sản cố định.

MECO chịu thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài với thuế suất 3%. Thuế chuyển lợi nhuận ra nước ngoài không bao gồm các khoản trả lãi vốn vay ODA từ WB và ADB và khoản lãi trả cho khoản vay JBIC theo Hiệp định tránh đánh thuế hai lần giữa Việt Nam và Nhật Bản.

MECO được miễn thuế nhập khẩu MMTB. Thuế giá trị gia tăng (GTGT) trong thời gian xây dựng sẽ được hoàn.

8. Vốn lưu động

Vốn lưu động (working capital) của dự án bao gồm tiền mặt (cash balances), khoản phải thu (account receivables) trừ đi khoản phải trả (account payables). Ngân lưu tài chính tính tới tất cả các khoản thực thu và thực chi. Doanh thu và chi phí hoạt động theo khái niệm kế toán có thể rất khác với giá trị thực thu và thực chi khi dự án có các khoản phải thu và/hay phải trả đáng kể.

Doanh thu tính toán trong Bảng 7 chưa phải là ngân lưu vào của Dự án, vì mặc dù điện bán ra được ghi nhận về mặt kế toán nhưng dòng tiền thật có thể không phải vậy nếu một phần doanh thu chưa được EVN thanh toán (tức là, khoản phải thu khi đó sẽ phát sinh). Nếu khoản phải thu tăng lên trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án có “bán chịu” trong kỳ: doanh thu phải được trừ đi giá trị tăng lên của khoản phải thu để có được ngân lưu. Ngược lại, nếu khoản phải thu giảm đi trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án thu thêm tiền về: doanh thu phải được cộng thêm giá trị khoản phải thu giảm đi để có được ngân lưu. Ngân lưu vào từ doanh thu bán điện cần được điều chỉnh như sau:

Ngân lưu thực thu từ doanh thu trong kỳ =

$$\text{Doanh thu trong kỳ} - \frac{(\text{Khoản phải thu cuối kỳ} - \text{Khoản phải thu đầu kỳ})}{\text{Thay đổi khoản phải thu}}$$

Tương tự như doanh thu, các hạng mục chi phí trong Bảng 8 chưa phải là ngân lưu ra của Dự án vì Dự án có thể chưa thanh toán hết các khoản chi phí nhiên liệu, tiền lương, nguyên liệu đầu vào,... mặc dù về mặt kế toán đã ghi nhận là chi phí (tức là, Dự án có phát sinh khoản phải trả). Nếu khoản phải trả tăng lên trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án có “mua chịu” trong kỳ: chi phí kế toán phải được trừ đi giá trị tăng lên của khoản phải trả để có được ngân lưu. Ngược lại, nếu khoản phải trả giảm đi trong kỳ, thì điều đó có nghĩa là dự án đã thực trả thêm tiền: chi phí phải được cộng thêm giá trị khoản phải trả giảm đi để có được ngân lưu. Ngân lưu ra từ chi phí nhiên liệu, vận hành – bảo trì cần được điều chỉnh như sau:

Ngân lưu thực chi từ chi phí hoạt động =

$$\text{Chi phí trong kỳ} - \frac{(\text{Khoản phải trả cuối kỳ} - \text{Khoản phải trả đầu kỳ})}{\text{Thay đổi khoản phải trả}}$$

Dự án phải duy trì một lượng tiền mặt nhất định để đảm bảo thanh khoản. Khi cân đối tiền mặt tăng lên, điều đó có nghĩa là dự án phải cần thêm tiền: mức tăng của cân đối tiền mặt chính là một khoản ngân lưu ra.

Ngân lưu ra từ thay đổi cân đối tiền mặt =

$$\frac{(\text{Cân đối tiền mặt cuối kỳ} - \text{Cân đối tiền mặt đầu kỳ})}{\text{Thay đổi cân đối tiền mặt}}$$

Ngân lưu ra từ thay đổi vốn lưu động (VLD) =

$$\text{Thay đổi khoản phải thu} - \text{Thay đổi khoản phải trả} + \text{Thay đổi cân đối tiền mặt}$$

Dự án giả định thời gian chậm thanh toán đối với cả tiền bán điện, tiền mua khí tự nhiên và các chi phí vận hành – bảo trì là 2 tháng. Điều đó có nghĩa là khoản phải thu, phải trả cuối kỳ sẽ tương ứng bằng 2/12 giá trị doanh thu, chi phí trong kỳ.

Cân đối tiền mặt của Dự án có thể được gửi tại NHTM hay đầu tư tài chính ngắn hạn từ đó tạo ra ngân lưu thu nhập tài chính (ngân lưu vào).

Bảng cân đối tài sản dự phóng trong Phụ lục 7 có trình bày khoản phải thu, khoản phải trả, cân đối tiền mặt, thu nhập và chi phí tài chính của MECO.

9. Thẩm định tài chính

Dự án được thẩm định tính khả thi về mặt tài chính bằng cách ước lượng ngân lưu ròng tài chính (Financial Net Cash Flow) mà Dự án tạo ra trong vòng đời của mình, rồi chiết khấu về hiện tại để cho giá trị hiện tại ròng tài chính (FNPV) và/hay tính suất sinh lợi tài chính nội tại tài chính (FIRR).

Ngân lưu ròng tài chính được tính từ việc cộng các các hạng mục ngân lưu vào (doanh thu, thu nhập tài chính) và trừ các hạng mục ngân lưu ra (chi phí đầu tư, chi phí nhiên liệu, chi phí vận hành – bảo trì, thuế TNDN và thay đổi vốn lưu động). Bảng 9 trình bày các hạng mục ngân lưu tài chính của Dự án.

Theo Hợp đồng BOT, khi dự án kết thúc vào tháng 9/2024, Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 sẽ được chuyển giao cho Nhà nước. Để đảm bảo cho việc chuyển giao tài sản, từ năm 2019, dự án phải đưa gần như toàn bộ dòng tiền ròng mà dự án tạo ra vào tài khoản tiền mặt cam kết và được lấy ra khi chuyển giao dự án.

Căn cứ vào rủi ro của Dự án, suất sinh lợi tài chính trên vốn chủ sở hữu theo yêu cầu của chủ đầu tư được ước tính là 14,8% theo giá USD danh nghĩa (tương đương 12% theo giá thực với tỷ lệ lạm phát USD 2,5%). Chi phí nợ vay là 6,5%. Với cơ cấu 25% vốn chủ sở hữu và 75% nợ vay, chi phí vốn bình quân trọng (weighted average cost of capital – WACC) của Dự án là 8,58%.²⁰

²⁰ WACC được tính theo giá trị bình quân trọng số giữa chi phí vốn chủ sở hữu và chi phí nợ vay, với trọng số là tỷ trọng vốn chủ sở hữu và nợ vay trong tổng vốn của dự án.

$$\text{WACC} = 25\% * 14,8\% + 75\% * 6,5\% = 8,58\%.$$

WACC theo công thức trên được gọi là WACC trước thuế (pre-tax) vì chi phí nợ vay ($r_D = 14,8\%$) là chi phí trước thuế. WACC trước thuế được áp dụng vì ngân lưu dự án đã tính đến lợi ích lãi vay của thuế TNDN. Về mặt kế toán, chi phí lãi vay trả cho chủ nợ là một hạng mục chi phí kinh doanh được khấu trừ khi tính thuế TNDN, trong khi cổ tức trả cho chủ đầu tư thì được trích từ lợi nhuận sau thuế. Do vậy, về mặt tài chính, việc vay nợ tạo lợi ích cho dự án gọi là lá

Bảng 8: Ngân lưu tài chính dự án (triệu USD, giá danh nghĩa)

Năm	Ngân lưu vào		Ngân lưu ra							Ngân lưu ròng dự án
	Doanh thu	TN tài chính ròng	Chi phí vận hành	Chi phí bảo trì	Chi phí nhiên liệu	Thuế TNDN	Δ VLD	Δ tiền mặt cam kết	Chi phí đầu tư	
2002									37,031	
2003									186,298	-186,298
2004	33,403	0,000	0,968	0,000	17,570	0,000	14,865		141,408	-141,408
2005	200,779	-0,394	5,829	4,535	105,703	0,000	7,604			76,714
2006	202,477	-0,212	5,927	3,000	107,298	0,000	8,937			77,103
2007	200,865	-0,019	5,738	28,771	108,556	0,000	-17,630			75,411
2008	194,827	-0,332	5,409	3,152	110,555	0,000	9,090			66,289
2009	191,448	-0,110	5,544	3,231	112,594	0,000	10,067			59,902
2010	194,357	0,096	5,682	34,009	114,759	0,000	-21,163			61,166
2011	190,455	-0,335	5,819	0,454	117,208	0,000	7,559			59,080
2012	187,069	-0,147	5,966	4,900	119,458	0,147	3,260			53,191
2013	184,734	-0,235	6,119	21,767	121,852	2,212	-13,512			46,061
2014	182,861	-0,262	6,267	0,489	124,396	1,109	9,295			41,043
2015	181,126	-0,046	6,425	5,277	126,739	1,918	4,631			36,090
2016	180,299	0,070	6,589	25,819	129,109	1,760	-15,840			32,932
2017	179,859	-0,197	6,749	0,527	131,769	0,204	8,481			31,932
2018	179,430	0,039	6,919	5,683	134,307	1,592	3,418			27,550
2019	179,873	0,257	7,096	22,451	136,996	1,357	-9,036	16,469		4,790
2020	180,538	0,473	7,268	0,567	139,784	0,000	16,110	17,283		0,000
2021	181,312	1,128	7,451	6,120	142,368	0,968	8,253	17,282		0,000
2022	183,634	1,640	7,641	31,807	145,200	0,891	-17,548	17,282		0,000
2023	186,731	1,644	7,921	0,611	147,657	0,000	14,905	17,282		0,000
2024	156,359	2,293	7,130	6,469	123,322	0,000	7,329	-85,598		100,000

Nguồn: Tính toán từ các giả định tài chính trong trong báo cáo thẩm định WB (2002).

10. Thẩm định kinh tế

Để đánh giá tính khả thi của Dự án trên quan điểm của cả nền kinh tế trên cơ sở ước tính lợi ích kinh tế ròng mà Dự án tạo ra. Để WB tài trợ vốn ODA, thì các dự án phát triển phải chứng minh được tính khả thi về mặt kinh tế. WB dùng các chuyên gia của mình để thẩm định tính khả thi kinh tế.

Mô hình thẩm định kinh tế khác với mô hình thẩm định tài chính ở những điểm sau:

- Ngân lưu lợi ích được tính theo giá trị kinh tế thay vì giá trị tài chính;
- Ngân lưu chi phí được tính theo giá trị kinh tế thay vì giá trị tài chính;

chấn thuế (tax shield). Có thể điều chỉnh cho lợi ích này bằng cách coi lãi suất hiệu dụng là lãi suất sau thuế, tức là trong công thức tính WACC, $r_D(1 - t_c)$ được sử dụng thay vì r_D . Trong thẩm định dự án, nếu ngân lưu dự án chưa tính đến là chấn thuế của nợ vay thì suất chiết khấu phải tính tới bằng cách sử dụng WACC sau thuế.

- Chi phí vốn là chi phí vốn kinh tế thay vì chi phí vốn tài chính.

Ngân lưu tài chính được ước tính theo USD danh nghĩa. Trong mô hình kinh tế, ngân lưu được tính theo USD giá cố định 2001. Nhưng về nguyên tắc đối với mỗi mô hình, ngân lưu tính toán theo giá danh nghĩa hay giá cố định sẽ cho cùng một kết quả.

Đối với ngân lưu tài chính, giá trị điện bán ra bằng sản lượng điện nhân với giá điện tài chính (giá điện thỏa thuận giữa EVN và MECO theo PPA). Nhưng đối với ngân lưu kinh tế, giá trị điện mà Phú Mỹ 2.2 cung cấp cho nền kinh tế sẽ bằng sản lượng điện đến tay người tiêu dùng (tức là bằng lượng điện sản xuất ra trừ mất mát trong truyền tải và phân phối) nhân với giá điện kinh tế.

Số liệu của EVN năm 2000 cho thấy tỷ lệ mất mát truyền tải và phân phối (cả kỹ thuật và phi kỹ thuật) là 16%. Tỷ lệ mất mát sẽ không thay đổi trong giai đoạn 2001-2003. Với những nỗ lực cải cách về quản lý và đầu tư cải thiện lưới điện, tỷ lệ mất mát được giả định sẽ giảm dần từ 2004 xuống 10% vào năm 2010.

Giá điện kinh tế phụ thuộc vào điện của Dự án được dùng để thay thế cho nguồn điện khác hay là dùng để phục vụ nhu cầu tăng thêm của người tiêu dùng. Nếu đầu ra dự án được dùng để thay thế cho nguồn cung khác thì theo khái niệm chi phí cơ hội, giá kinh tế bằng chi phí kinh tế sản xuất của nguồn cung được thay thế. Giá này gọi là giá cung (hay tiết kiệm chi phí nguồn lực). Nếu đầu ra dự án được dùng để phục vụ nhu cầu tăng thêm của người tiêu dùng thì giá kinh tế bằng mức sẵn lòng chi trả (willingness to pay – WTP) của người tiêu dùng. Giá này gọi là giá cầu. Nếu đầu ra dự án, một phần dùng để thay thế nguồn cung khác và một phần để phục vụ nhu cầu tăng thêm thì giá kinh tế bằng bình quân trọng số của giá cung và giá cầu với trọng số cung cầu là tỷ phần đầu ra thay thế lượng cung và phục vụ lượng cầu tăng thêm.

Chỉ một phần rất nhỏ điện của Dự án Phú Mỹ 2.2 được dùng để thay thế các nguồn sản xuất đi chi phí cao như điện chạy dầu diesel. Vì vậy, toàn bộ đầu ra của Dự án được giả định là để phục vụ cho cầu tăng thêm. Giá điện kinh tế áp dụng cho Dự án là WTP.

Khó khăn là thời điểm làm thẩm định không có những khảo sát định lượng về WTP đối với điện (công nghiệp, thương mại hay sinh hoạt). Các chuyên gia thẩm định của WB giả định rằng WTP thấp nhất cũng phải bằng giá điện sinh hoạt bán lẻ vào năm 2001 là 5,1 xen/kWh mà các hộ gia đình ở Việt Nam đang trả. Chính phủ Việt Nam đang đặt ra lộ trình tăng dần giá điện bán lẻ, ít nhất là 5%/năm. Các chuyên gia thẩm định cho rằng trong 4 năm (2002-2005), giá điện có thể tăng 8%/năm theo giá USD thực mà người tiêu dùng vẫn sẵn lòng chi trả. Giá điện kinh tế, do vậy, được tính bằng mức WTP 7,0 xen/kWh từ năm 2005 trở đi (giá cố định 2001).

Về chi phí đầu tư nhà máy điện, các chuyên gia thẩm định coi không có khác biệt giữa giá kinh tế và giá tài chính. Tuy nhiên, mô hình kinh tế có thêm hạng mục truyền tải và phân phối điện. Đó là do lợi ích kinh tế được tính trên cơ sở điện đến tay người tiêu dùng, nên chi phí cũng phải bao gồm cả chi phí phát điện lẫn chi phí truyền tải và phân phối.

Ngân lưu chi phí đầu tư truyền tải và phân phối là 280 triệu USD, phân bổ trong 3 năm 2002-2004. Chi phí vận hành – bảo trì truyền tải và phân phối được tính giá trị kinh tế bằng chi phí biên (marginal cost) 3,6 xen/kWh.

Về mặt tài chính, giá tài chính của khí tự nhiên được căn cứ theo PSA giữa MECO và PVN. Giá này không căn cứ theo giá khí thị trường thế giới và cũng không phản ánh chi phí sản xuất khí. Xét trên quan điểm của cả nền kinh tế, sự ra đời của Dự án Phú Mỹ 2.2 sẽ làm tăng cầu đối với khí tự nhiên và buộc Mỏ Nam Côn Sơn và hệ thống đường ống, nhà máy xử lý khí cũng như trung tâm phân phối khí phải cung cấp thêm khí tự nhiên. Giá trị kinh tế của khí tự nhiên, do đó, được tính bằng lượng khí cung cấp nhân với chi phí biên dài hạn (long-run marginal cost – LRMC) của khai thác, truyền dẫn và phân phối khí. LRMC tính theo giá 2001 là 11,123 xen/m³.

Chi phí vốn kinh tế theo giá cố định là 10%. Bảng 9 trình bày ngân lưu kinh tế của Dự án.

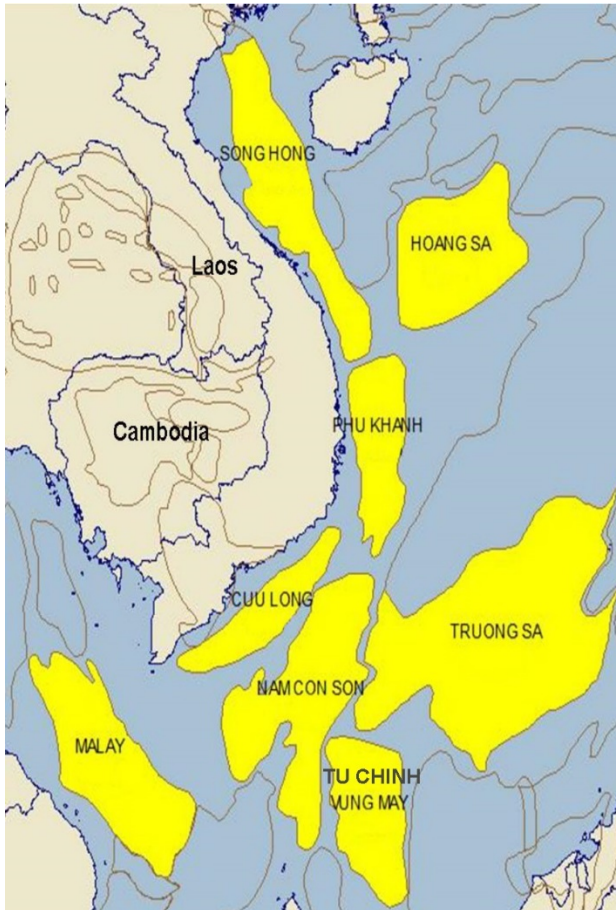
Bảng 9: Ngân lưu kinh tế dự án (triệu USD, giá cố định 2001)

Năm	Giá trị điện	Chi phí đầu tư nhà máy	Chi phí đầu tư truyền tải, phân phối	Chi phí khí tự nhiên	Chi phí O&M nhà máy	Chi phí O&M truyền tải - phân phối	Ngân lưu ròng kinh tế
2002		40	28				-68
2003		200	140				-340
2004		160	112				-272
2005	289,7			94,6	10,1	5,6	179,4
2006	313,0			96,4	8,5	5,6	202,5
2007	315,7			98,4	30,8	5,6	180,9
2008	318,0			100,3	7,7	5,6	204,4
2009	320,2			102,3	7,7	5,6	204,6
2010	322,5			104,4	32,7	5,6	179,8
2011	322,6			106,5	5,3	5,6	205,2
2012	322,6			108,6	8,9	5,6	199,5
2013	322,6			110,8	21,4	5,6	184,8
2014	322,6			113,0	5,3	5,6	198,7
2015	322,6			115,3	8,9	5,6	192,8
2016	322,7			117,6	23	5,6	176,5
2017	322,6			119,9	5,3	5,6	191,8
2018	322,6			122,3	8,9	5,6	185,8
2019	322,6			124,8	19,6	5,6	172,6
2020	322,6			127,3	5,3	5,6	184,4
2021	322,6			129,8	8,9	5,6	178,3
2022	322,6			132,4	24,2	5,6	160,4
2023	322,5			135,0	5,3	5,6	176,6
2024	322,6			137,7	9,4	5,6	169,9

Nguồn: WB (2002).

Với các tính toán ở trên, liệu Dự án Nhà máy Điện Phú Mỹ 2.2 có khả thi về mặt tài chính và kinh tế?

Phụ lục 1: Các bể trầm tích trên thềm lục địa của Việt Nam



Nguồn: PVN.

Phụ lục 2: Các mỏ dầu khí và đường ống dẫn



Nguồn: PVN.

Phụ lục 3: Vị trí Khu Công nghiệp Phú Mỹ 1

Nguồn: Bản đồ Google.

Phụ lục 4: Các dự án trong Cụm Khí – Điện – Đạm Phú Mỹ

Nguồn: Bản đồ Google.

Phụ lục 5: Các nhà tài trợ Dự án Phú Mỹ 2.2

Công ty Điện lực Quốc tế Pháp (EDFI) là công ty con do Công ty Điện lực Pháp EDF sở hữu 100%. EDF được Moody's xếp hạng tín dụng Aaa và S&P xếp hạng AA+. EDF là một trong những công ty điện lực lớn nhất trên thế giới, sở hữu các nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt 100 GW và tổng giá trị tài sản 136 tỷ EUR. EDFI phụ trách đầu tư các dự án nước ngoài với tổng vốn chủ sở hữu và tổng tài sản lần lượt là 71 tỷ FRF và 207 tỷ FRF. EDFI đang đẩy mạnh đầu tư vào các dự án điện ở các nước đang phát triển.

Công ty Sumitomo là một trong các công ty thương mại toàn cầu hàng đầu với xếp hạng tín dụng Baa1 theo Moody's. Công ty có tổng tài sản trị giá 39 tỷ USD và doanh số 80 tỷ USD. Sumitomo hoạt động trên toàn cầu với 158 văn phòng hải ngoại tại 88 quốc gia. Công ty đã tham gia vào hơn 120 dự án điện trên thế giới, bao gồm các dự án nhà máy điện độc lập (IPP). Sumitomo đã là tổng thầu EPC (nhà thầu thiết kế, cung cấp thiết bị và thi công xây dựng) cho một dự án điện than ở Việt Nam và tổng thầu các dự án điện khí chu trình hỗn hợp tại các nước đang phát triển châu Á khác. Công ty Sumitomo Việt Nam có doanh số khoảng 1 tỷ USD hàng năm, tương ứng với xấp xỉ 25% kim ngạch thương mại giữa Việt Nam - Nhật Bản.

Công ty Điện lực Quốc tế Tokyo (TEPCI) là công ty con do Công ty Điện lực Tokyo (TEPCO) sở hữu 100%. TEPCO là công ty điện lực tư nhân lớn nhất trên thế giới và được Moody's xếp hạng tín dụng Aa2 theo và S&P xếp hạng AA-. TEPCO cam kết bảo đảm nghĩa vụ góp vốn sở hữu của TEPCI vào Dự án Phú Mỹ 2.2. TEPCO có tổng tài sản 14 nghìn tỷ JPY và sở hữu các nhà máy điện với tổng công suất 60,000 MW. Công ty là nhà vận hành nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp lớn nhất trên thế giới với tổng công suất 8156 MW và 16 năm kinh nghiệm hoạt động. Các dự án nhà máy điện độc lập đã được TEPCI đầu tư ở nước ngoài bao gồm Hoa Kỳ và Đài Loan.

Phụ lục 6: Báo cáo Dự phóng Kết quả Hoạt động Kinh doanh của MECO (Đơn vị: 1.000 USD)

Năm hoạt động	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
kết thúc 30/11	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Doanh thu	33.403	200.779	202.477	200.865	194.827	191.448	194.357	190.455	187.069	184.734	182.861
Chi phí hoạt động											
Chi phí hoạt động và quản lý	968	5.829	5.927	5.738	5.409	5.544	5.682	5.819	5.966	6.119	6.267
Chi phí sửa chữa		4.535	3.000	28.771	3.152	3.231	34.009	454	4.900	21.767	489
Chi phí nhiên liệu	17.570	105.703	107.298	108.556	110.555	112.594	114.759	117.208	119.458	121.852	124.396
Tổng chi phí hoạt động	18.538	116.067	116.225	143.065	119.116	121.369	154.450	123.481	130.324	149.738	131.152
Chi phí tài chính		693	454	443	433	417	416	403	387	357	341
Lợi nhuận hoạt động gộp	14.865	84.019	85.798	57.357	75.278	69.662	39.491	66.571	56.358	34.639	51.368
Khấu hao	3.824	22.942	22.942	22.942	22.942	22.942	22.942	22.942	22.165	18.282	18.282
EBIT	11.041	61.077	62.856	34.415	52.336	46.720	16.549	43.629	34.193	16.357	33.086
Thu nhập lãi vay từ dự trữ tiền mặt		299	242	424	101	307	512	68	240	122	79
Chi phí lãi vay và bảo lãnh		33.488	26.616	24.231	21.807	19.373	16.939	14.366	11.802	9.199	7.231
Lợi nhuận trước thuế	11.041	27.888	36.482	10.608	30.630	27.654	122	29.331	22.631	7.280	25.934
Thuế thu nhập doanh nghiệp									147	2.212	1.109
Lợi nhuận sau thuế	11.041	27.888	36.482	10.608	30.630	27.654	122	29.331	22.484	5.068	24.825

Năm hoạt động	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
kết thúc 30/11	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Doanh thu	181.126	180.299	179.859	179.430	179.873	180.538	181.312	183.634	186.731	156.359
Chi phí hoạt động										
Chi phí hoạt động và quản lý	6.425	6.589	6.749	6.919	7.096	7.268	7.451	7.641	7.921	7.130
Chi phí sửa chữa	5.277	25.819	527	5.683	22.451	567	6.120	31.807	611	6.469
Chi phí nhiên liệu	126.739	129.109	131.769	134.307	136.996	139.784	142.368	145.200	147.657	123.322
Tổng chi phí hoạt động	138.441	161.517	139.045	146.909	166.543	147.619	155.939	184.648	156.189	136.921
Chi phí tài chính	326	315	269	213	200	200	200	200	200	200
Lợi nhuận hoạt động gộp	42.359	18.467	40.545	32.308	13.130	32.719	25.173	-1.214	30.342	19.238
Khấu hao	18.282	18.116	17.282	17.282	17.282	17.282	17.282	17.282	17.282	14.402
EBIT	24.077	351	23.263	15.026	-4.152	15.437	7.891	-18.496	13.060	4.836
Thu nhập lãi vay từ dự trữ tiền mặt	280	385	72	252	457	673	1.328	1.840	1.844	2.493
Chi phí lãi vay và bảo lãnh	5.177	3.198	1.234	87						
Lợi nhuận trước thuế	19.180	-2.462	22.101	15.191	-3.695	16.110	9.219	-16.656	14.904	7.329
Thuế thu nhập doanh nghiệp	1.918	1.760	204	1.592	1.357		968	891		
Lợi nhuận sau thuế	17.262	-4.222	21.897	13.599	-5.052	16.110	8.251	-17.547	14.904	7.329

Nguồn: WB (2002).

Phụ lục 7: Dự phóng Bảng cân đối kết toán của MECO (Đơn vị: 1.000 USD)

Năm hoạt động kết thúc vào 30/11	0 2004	1 2005	2 2006	3 2007	4 2008	5 2009	6 2010	7 2011	8 2012	9 2013	10 2014
TÀI SẢN											
Tài sản ngắn hạn											
Khoản phải thu	33.403	33.644	33.689	32.956	32.062	32.265	32.062	31.444	30.976	30.633	30.319
Dự trữ đầu	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900
Tài sản ngắn hạn khác	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648
Cộng	39.951	40.192	40.237	39.504	38.610	38.813	38.610	37.992	37.524	37.181	36.867
Tiền mặt và dự trữ											
Tài khoản dự trữ cho hoạt động		7.567	16.669		10.312	20.545		8.587	12.726		10.039
Tài khoản tiền mặt cam kết											
Cân đối tiền mặt tự do											
Cộng		7.567	16.669	0	10.312	20.545	0	8.587	12.726	0	10.039
Tổng tài sản ngắn hạn	39.951	47.759	56.906	39.504	48.922	59.358	38.610	46.579	50.250	37.181	46.906
Tài sản cố định											
Tài sản cố định gộp	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920
Khấu hao lũy tích	(3.824)	(26.765)	(49.707)	(72.649)	(95.590)	(118.532)	(141.474)	(164.416)	(186.581)	(204.863)	(223.145)
Tài sản cố định ròng	391.096	368.155	345.213	322.271	299.330	276.388	253.446	230.504	208.339	190.057	171.775
TỔNG TÀI SẢN	431.047	415.914	402.119	361.775	348.252	335.746	292.056	277.083	258.589	227.238	218.681
NGUỒN VỐN											
Nợ ngắn hạn											
Khoản phải trả khí tự nhiên	17.570	17.758	17.976	18.259	18.595	18.941	19.334	19.720	20.106	20.524	20.929
Khoản phải trả chi phí hoạt động	968	984	976	921	913	936	958	982	1.007	1.032	1.057
Tổng nợ ngắn hạn	18.538	18.742	18.952	19.180	19.508	19.877	20.292	20.702	21.113	21.556	21.986
Tổng nợ dài hạn	302.763	286.556	261.858	236.996	211.637	186.774	160.353	133.535	107.213	83.528	61.954
Vốn chủ sở hữu											
Vốn góp	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Lợi nhuận chưa phân phối	9.746	10.616	21.309	5.599	17.107	29.095	11.411	22.846	30.263	22.154	34.741
Tổng vốn chủ sở hữu	109.746	110.616	121.309	105.599	117.107	129.095	111.411	122.846	130.263	122.154	134.741
TỔNG NGUỒN VỐN	431.047	415.914	402.119	361.775	348.252	335.746	292.056	277.083	258.589	227.238	218.681

Năm hoạt động kết thúc vào 30/11	11 2015	12 2016	13 2017	14 2018	15 2019	16 2020	17 2021	18 2022	19 2023	20 2024
TÀI SẢN										
Tài sản ngắn hạn										
Khoản phải thu	30.112	30.016	29.927	29.938	30.037	30.132	30.393	30.897	31.212	10.424
Dự trữ dầu	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900	4.900
Tài sản ngắn hạn khác	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648	1.648
Cộng	36.660	36.564	36.475	36.486	36.585	36.680	36.941	37.445	37.760	16.972
Tiền mặt và dự trữ										
Tài khoản dự trữ cho hoạt động	15.291		9.027	12.898		12.264	18.976		2.929	
Tài khoản tiền mặt cam kết					16.469	33.752	51.034	68.316	85.598	100.000
Cân đối tiền mặt tự do					4.255	8.475	10.241	11.672	23.631	37.347
Cộng	15.291	0	9.027	12.898	20.724	54.491	80.251	79.988	112.158	137.347
Tổng tài sản ngắn hạn	51.951	36.564	45.502	49.384	57.309	91.171	117.192	117.433	149.918	154.319
Tài sản cố định										
Tài sản cố định gộp	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920	394.920
Khấu hao lũy tích	(241.428)	(259.543)	(276.825)	(294.108)	(311.389)	(328.672)	(345.955)	(363.236)	(380.518)	(394.920)
Tài sản cố định ròng	153.492	135.377	118.095	100.812	83.531	66.248	48.965	31.684	14.402	0
TỔNG TÀI SẢN	205.443	171.941	163.597	150.196	140.840	157.419	166.157	149.117	164.320	154.319
NGUỒN VỐN										
Nợ ngắn hạn										
Khoản phải trả khí thiên nhiên	21.315	21.742	22.171	22.606	23.069	23.509	23.963	24.439	24.642	8.221
Khoản phải trả chi phí hoạt động	1.085	1.111	1.139	1.168	1.197	1.226	1.258	1.289	1.384	475
Tổng nợ ngắn hạn	22.400	22.853	23.310	23.774	24.266	24.735	25.221	25.728	26.026	8.696
Tổng nợ dài hạn	41.122	20.787	3.971							
Vốn chủ sở hữu										
Vốn góp	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
Lợi nhuận chưa phân phối	41.921	28.301	36.316	26.422	16.574	32.684	40.936	23.389	38.294	45.623
Tổng vốn chủ sở hữu	141.921	128.301	136.316	126.422	116.574	132.684	140.936	123.389	138.294	145.623
TỔNG NGUỒN VỐN	205.443	171.941	163.597	150.196	140.840	157.419	166.157	149.117	164.320	154.319

Nguồn: WB (2002).