

12/10/2009

Cập nhật: 22/07/2014

NGUYỄN XUÂN THÀNH

DỰ ÁN NHÀ MÁY ĐIỆN DPE

Công ty kỹ thuật điện quốc tế (International Electrical Engineering Firm - IEEF) đề xuất đầu tư dự án nhiệt điện chạy khí tại một tỉnh ở Đồng bằng sông Cửu Long (ĐBSCL). Dự án sẽ sử dụng khí tự nhiên từ mỏ khí của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và bán điện cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN).

IEEF có một bề dày kinh nghiệm thiết kế và quản lý hoạt động xây dựng các nhà máy điện tại nhiều nước trên thế giới. Dự án mà IEEF đề xuất là một nhà máy nhiệt điện chạy khí chu trình hỗn hợp¹ với công suất 700 MW² và tổng chi phí đầu tư khoảng 400 triệu USD. Về mặt kỹ thuật, đây là một dự án có rủi ro thấp. Công nghệ đã được chứng thực và đã có hàng loạt dự án như thế này được xây dựng ở Việt Nam như Phú Mỹ, Cà Mau và Nhơn Trạch. Bản thân IEEF cũng đã xây dựng hàng chục nhà máy điện chạy khí chu trình hỗn hợp dưới dạng hợp đồng xây dựng chìa khóa trao tay với giá thầu cố định (fixed-price turnkey contract). Rủi ro công nghệ trong quá trình hoạt động cũng không đáng kể vì các nhà máy tương tự cho thấy có khả năng chạy rất ổn định sau khi đi vào hoạt động.

Trước sự kêu gọi đầu tư trực tiếp nước ngoài của Chính phủ Việt Nam, đặc biệt là trong lĩnh vực đầu tư nhà máy điện tại ĐBSCL, IEEF nhận thấy rằng mình có thể dễ dàng xin được giấy phép đầu tư và thỏa thuận các hợp đồng với EVN và PVN. Yêu cầu đặt ra đối với IEEF là công ty phải bỏ vốn để tài trợ một phần cho dự án và đứng ra huy động phần vốn còn lại. Hoạt động kinh doanh nòng cốt của IEEF là kỹ thuật điện nên nguồn lực đầu tư tài chính của công ty chỉ có hạn. Do vậy, công ty chỉ muốn bỏ một khoản vốn đầu tư nhỏ và hạn chế tối đa mức độ rủi ro mà mình phải chịu đối với dự án này. Sau khi xem xét từ nhiều khía cạnh khác nhau, IEEF quyết định chọn đầu tư dự án theo cơ chế tài trợ dự án, cụ thể là dưới hình thức BOT.

Để giới hạn rủi ro tài chính của mình đối với dự án, IEEF đã mời một quỹ đầu tư nước ngoài chuyên đầu tư theo chiến lược thụ động và một doanh nghiệp nhà nước (DNNN) trực thuộc UBND tỉnh cùng tham gia góp vốn đầu tư.³ Theo hợp đồng BOT, IEEF cùng với Quỹ đầu tư và

¹ So với tua-bin khí chu trình đơn, tua-bin khí chu trình hỗn hợp có chi phí đầu tư cao hơn, nhưng lại hiệu quả hơn về nhiên liệu, và được sử dụng nhiều hơn để cung cấp công suất phụ tải nền (base load) và tải trung bình (intermediate load).

² 1 megawatt (MW) = 1.000 KW (kilowatt).

³ Vốn góp của Quỹ đầu tư là từ nguồn đầu tư gián tiếp nước ngoài. Vốn góp của DNNN là từ nguồn ngân sách.

DNNN sẽ bỏ vốn để thành lập công ty dự án với tên gọi DPE. DPE được quyền đầu tư, xây dựng và kinh doanh dự án trong một số năm nhất định. Dự kiến, nhà máy điện sẽ được xây dựng trong 3 năm (2009-2011). Sau khi xây dựng, DPE sẽ vận hành dự án trong vòng 20 năm (từ 2012 đến 2031) rồi chuyển giao miễn phí toàn bộ dự án cho nhà nước vào cuối năm 2032.

CHI PHÍ ĐẦU TƯ

DPE sẽ ký kết hợp đồng kỹ thuật, mua sắm thiết bị và xây dựng (hợp đồng EPC) với IEEF. Tổng giá trị của hợp đồng EPC là 295 triệu USD. Đây là hạng mục đầu tư lớn nhất của dự án. Các chi phí đầu tư khác bao gồm phụ tùng ban đầu, dịch vụ tư vấn, quản lý, phí nhiên liệu ban đầu, bảo hiểm, cam kết tài trợ, dự phòng khối lượng và chi phí thực. Tổng chi phí đầu tư của tất cả các hạng mục này (không kể lãi vay trong thời gian xây dựng và dự phòng lạm phát) là 394,8 triệu USD.

Chi phí đầu tư (triệu USD theo giá 2009)

Hạng mục	Chi phí
Hợp đồng EPC:	295,00
Phụ tùng ban đầu:	12,30
Dịch vụ tư vấn:	10,20
Quản lý:	12,00
Chi phí nhiên liệu ban đầu:	12,00
Chi phí bảo hiểm:	6,60
Chi phí cam kết tài trợ:	6,70
Dự phòng tăng khối lượng và chi phí thực:	40,00
Tổng cộng:	394,80

Căn cứ vào tiến độ xây dựng mà IEEF đưa ra, lịch giải ngân chi phí đầu tư cho các hạng mục đầu tư được trình bày trong bảng dưới đây.

Lịch giải ngân chi phí đầu tư (triệu USD)

	2009	2010	2011	Cộng
Chi phí đầu tư (giá 2009):	38,50	233,40	122,90	394,80

Ngoài tổng chi phí đầu tư 394,8 triệu USD trình bày ở trên, chi phí hợp lý tạo nên tài sản cố định (để tính khấu hao) còn bao gồm trượt giá theo lạm phát và lãi vay trong thời gian xây dựng. Tất cả các hạng mục tài sản cố định được khấu hao theo đúng thời hạn của hợp đồng BOT là 20 năm (2012-2031).

TÀI TRỢ DỰ ÁN

IEEF, Quỹ đầu tư và DNNN sẽ góp tổng cộng 122,64 triệu USD vốn chủ sở hữu vào dự án. Tỷ lệ góp vốn của IEEF, Quỹ đầu tư và DNNN lần lượt là 50%, 45% và 5%.

Nhu cầu vốn đầu tư còn lại sẽ được tài trợ bằng vay ngân hàng. Do dự án mang tính phát triển cao, nên Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) đang xem xét sử dụng nguồn vốn OCR⁴ để cho DPE vay 120 triệu USD. Lãi suất vay danh nghĩa (tương ứng với lạm phát USD 0,8%) là 5,36%. Trong khoản vay 120 triệu USD, 3,8 triệu USD sẽ được giải ngân trong năm 2009 và 116,2 triệu USD trong năm 2010. Lãi vay trong thời gian xây dựng được vốn hóa vào nợ gốc. Thời gian ân hạn trả nợ gốc là hai năm (2011-2012). Sau đó, khoản nợ tổng cộng 126,65 triệu USD sẽ được trả dần trong 10 năm (2013-2022) với giá trị trả nợ hàng năm tăng với tốc độ 20%/năm.

DPE cũng đang đàm phán với một tổ hợp các ngân hàng thương mại quốc tế để đồng tài trợ cho dự án một khoản vay thương mại 156 triệu USD với lãi suất danh nghĩa (tương ứng với lạm phát USD 0,8%) là 8,13%/năm. Trong khoản vay 156 triệu USD, 57,6 triệu USD sẽ được giải ngân trong năm 2010 và 98,4 triệu USD trong năm 2011. Lãi vay trong thời gian xây dựng cũng được vốn hóa vào nợ gốc. Nợ gốc được trả đều trong 8 năm từ 2012 đến 2019.

CAM KẾT HỢP ĐỒNG BOT

Hai hợp đồng quan trọng nhất để chia sẻ rủi ro của dự án BOT là hợp đồng mua điện và hợp đồng cung cấp khí. Hợp đồng mua điện (Power Purchase Agreement – PPA) sẽ được ký kết giữa DPE và EVN. Giá điện bình quân (gồm phí cố định và phí biến đổi) đang được đàm phán xoay quanh mức 8,5 xen/kWh theo giá 2009 (chưa bao gồm VAT).⁵ Giá điện tính theo USD sẽ được điều chỉnh hàng năm theo tỷ lệ lạm phát của Hoa Kỳ.

Hợp đồng cung cấp khí (Gas Supply Agreement - GSA) sẽ được ký kết giữa DPE và PVN. Giá khí tự nhiên được cố định theo giá cố định năm 2009 trong suốt thời gian hoạt động của dự án ở mức 9,5 USD/1 triệu BTU.⁶ Mức giá này được tính theo USD và cũng sẽ được điều chỉnh hàng năm theo tỷ lệ lạm phát của Hoa Kỳ.

THÔNG SỐ KỸ THUẬT VÀ HOẠT ĐỘNG CỦA NHÀ MÁY ĐIỆN DPE

Với công nghệ hiện đại, tỷ lệ thời gian sẵn sàng phát điện của dự án được dự kiến là 90%. Tuy nhiên, không phải lúc nào sẵn sàng phát điện thì dự án cũng có thể bán điện cho EVN vì điều này phụ thuộc vào việc điều độ của Trung tâm điều độ quốc gia (A0). Mức giá bình quân 8,5 xen/kWh là rất cao so với nguồn thủy điện của EVN. Vì vậy, khi thủy điện có đủ (vào mùa mưa), EVN sẽ không mua hết công suất điện của DPE. Dự kiến, hệ số điều độ của nhà máy (tỷ lệ thời gian DPE có thể bán điện cho EVN) là 75%, tương đương với 6.570 giờ/năm.⁷ Với công suất 700 MW, sản lượng điện hàng năm của dự án sẽ là 4.599 triệu kWh.⁸

⁴ OCR là chữ viết tắt của Ordinary Capital Resources (nguồn vốn thông thường). Đây là nguồn vốn mà ADB cho các dự án cơ sở hạ tầng tại các nước thu nhập thấp và trung bình vay với lãi suất gần bằng lãi suất thị trường.

⁵ kWh = kilowatt giờ.

⁶ BTU là đơn vị nhiệt lượng. 1 BTU = 1,055 KJ (kilojoule)

⁷ 365 ngày/năm*24 giờ/ngày*75% = 6.570 giờ/năm

⁸ 700 MW*6.570 giờ/năm = 4,599 triệu MWh hay 4.599 triệu kWh.

Lượng khí sử dụng để phát điện phụ thuộc vào hệ số nhiệt (hay suất nhiệt) của dự án. Hệ số nhiệt là nhiệt lượng (tính theo BTU) sử dụng để sản xuất ra 1 kWh điện. Hệ số này càng cao thì lượng khí sử dụng để sản xuất ra 1 kWh điện càng thấp; tức là hiệu suất của dự án càng cao. Đối với dự án DPE, hệ số nhiệt được ước tính ở mức 6.200 BTU/kWh.⁹ Theo thông số này thì chi phí đơn vị của khí tự nhiên đối với dự án là 5,89 xen/kWh.¹⁰

Căn cứ theo hợp đồng vận hành, chi phí vận hành cố định (FOC) được ước tính ở mức 1,15 USD/kW/tháng hay 9,66 triệu USD/năm theo giá 2009.¹¹ Chi phí vận hành biến đổi (VOC) là 0,2 xen/kWh. Nếu nhà máy sản xuất 4.599 triệu kWh/năm, thì chi phí vận hành biến đổi sẽ là 9,2 triệu USD/năm (giá 2009).¹²

Chi phí bảo trì và sửa chữa (triệu USD theo giá 2009)

Năm	Chi phí	Năm	Chi phí
2012	9,07	2022	10,55
2013	6,00	2023	21,64
2014	37,54	2024	12,05
2015	6,30	2025	11,37
2016	16,46	2026	24,90
2017	28,02	2027	15,13
2018	20,91	2028	12,24
2019	9,80	2029	23,61
2020	18,53	2030	10,22
2021	10,98	2031	12,94

Đơn vị nhận thầu vận hành và bảo trì cũng ước tính chi phí bảo trì và sửa chữa trong thời gian hoạt động của dự án như bảng số liệu ở trên.

Phí quản lý đối với DPE sẽ được trả theo hợp đồng quản lý là 1% doanh số bán điện (không kể VAT) và 3% lợi nhuận hoạt động. Lợi nhuận hoạt động bằng doanh số bán điện (không kể VAT) trừ chi phí khí tự nhiên, chi phí hoạt động và chi phí bảo trì, sửa chữa lớn.

⁹ Nhiệt điện than hay nhiệt điện khí chu trình đơn có hệ số nhiệt cao hơn hẳn (9000 BTU/kWh).

¹⁰ Chi phí đơn vị của khí tự nhiên

= Giá khí * Hệ số nhiệt = (9,5 USD/1 triệu BTU/10⁶) * 6.200 BTU/kWh * 100 xen/1USD = 5,89 xen/kWh.

¹¹ Chi phí vận hành cố định

= 1,15 USD/kW/tháng * 700 MW * 1000 kW/MW * 12 tháng/năm / 10⁶ = 9,66 triệu USD/năm

¹² Chi phí vận hành biến đổi

= 0,2 xen/kWh * 4.599 triệu kWh / 100 xen/USD = 9,20 triệu USD/năm

CHI PHÍ VỐN CHỦ SỞ HỮU VÀ CÁC GIÁ ĐỊNH KHÁC

Đối với phần vốn góp của mình, IEEF yêu cầu một suất sinh lợi kỳ vọng tương đương với suất sinh lợi có thể thu được đối với một dự án điện ở Hoa Kỳ cộng thêm một mức bù rủi ro quốc gia khi đầu tư vào Việt Nam. Tính bình quân, các nhà máy điện ở Hoa Kỳ có hệ số beta là 0,78; tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu bằng 0,91; và thuế suất thuế thu nhập hiệu dụng bằng 32%. Hệ số tín nhiệm vay nợ dài hạn của Việt Nam theo đánh giá của Moody's là Ba3. Một công ty Hoa Kỳ có hệ số tín nhiệm vay nợ Ba3 sẽ phải chịu lãi suất cao hơn lợi suất trái phiếu chính phủ Hoa Kỳ là 525 điểm cơ bản (tức là 5,25%). Lợi suất trái phiếu CPHK dài hạn trong năm 2009 là 3,36%/năm; suất sinh lợi trung bình cổ phiếu trong giai đoạn 1928-2008 là 11,10%/năm và suất sinh lợi trung bình trái phiếu chính phủ giai đoạn 1928-2008 là 5,45%. Tính toán theo các thông tin này với cơ cấu vốn bình quân suốt vòng đời dự án sẽ cho chi phí vốn chủ sở hữu của IEEF (theo giá danh nghĩa ứng với lạm phát USD 0,8%) bằng 12,77%.

Quỹ đầu tư yêu cầu một suất sinh lợi danh nghĩa là 8,5% và chi phí vốn danh nghĩa của ngân sách là 7,0% (đều tính theo USD).

Tỷ giá hối đoái năm 2009 bằng 18.000 VND/USD. Tỷ lệ lạm phát USD và VND trong tương lai được giả định lần lượt là 0,8%/năm và 6,8%/năm. Các giá trị được tính bằng USD. Dự án được Ngân hàng Nhà nước bảo lãnh hoán đổi ngoại tệ nên rủi ro tỷ giá là không đáng kể.

DPE được miễn thuế thu nhập doanh nghiệp (TNDN) trong 4 năm kể từ năm đầu tiên có lãi, giảm 50% thuế TNDN trong 5 tiếp theo, rồi sau đó chịu thuế suất theo luật định là 25%. Thời gian chuyển lỗ tối đa là 5 năm. Thuế suất VAT điện sản xuất là 5%.

GIÁ ĐIỆN KINH TẾ

Các thông số ở những phần trên cung cấp thông tin đầu vào để thiết lập mô hình thẩm định dự án về mặt tài chính. Phần này cung cấp thông tin để thẩm định dự án về mặt kinh tế. Đồ thị biểu diễn lợi ích kinh tế của dự án mà cụ thể là lợi ích kinh tế của sản lượng điện do Nhà máy DPE sản xuất ra. Để ước tính được lợi ích kinh tế này, thông số quan trọng là giá điện kinh tế.

Sau khi xây dựng xong, Nhà máy nhiệt điện DPE sẽ cung cấp một phần điện sản xuất cho những hộ gia đình ở Đồng bằng sông Cửu Long (ĐBSCL) hiện chưa được cung cấp điện lưới mà phải phát điện bằng máy nổ hay bình ắc-quy. Để thẩm định dự án về mặt kinh tế, ta phải ước tính tổng lợi ích kinh tế của dự án đối với nhóm các hộ gia đình này. Lợi ích kinh tế của Dự án DPE đối với nhóm hộ đang xem xét bao gồm hai loại:

- Lợi ích từ tác động thay thế lượng điện tiêu thụ từ nguồn có chi phí sản xuất cao (máy nổ và ắc-quy) sang nguồn có chi phí sản xuất thấp hơn (nhiệt điện).
- Lợi ích từ việc gia tăng lượng cầu điện năng do giá điện giảm xuống

Điều tra chọn mẫu hộ gia đình được tiến hành để phỏng vấn các hộ gia đình chưa có điện lưới về mức tiêu thụ điện dự kiến ứng với các mức giá điện bán lẻ khác nhau. Dựa vào kết quả điều tra này, đường cầu điện được ước lượng. Bảng dưới đây trình bày số liệu biểu diễn đường cầu điện. Trước khi có điện lưới, các hộ gia đình phải chạy máy nổ hay dùng bình ắc quy để có

điện. Chi phí điện bình quân nếu chạy máy nổ và ắc-quy là 27 xen/kWh (giá 2009). Chi phí bình quân này nói chung không đổi theo lượng điện tiêu thụ. Vào năm 2012 khi Nhà máy DPE bắt đầu cung cấp điện theo dự kiến, giá điện bán lẻ mà các hộ phải trả khi mua điện là 9 xen/kWh (giá 2009).

Mức sẵn lòng chi trả (2009)

Giá điện (USD/kWh)	Điện tiêu thụ b/q hộ/tháng (kWh)
0,27	50
0,26	70
0,25	90
0,24	110
0,23	130
0,22	150
0,21	170
0,20	190
0,19	210
0,18	230
0,17	250
0,16	270
0,15	290
0,14	310
0,13	330
0,12	350
0,11	370
0,10	390
0,09	410

Đồ thị tính giá điện kinh tế

