Lời cảm tạ

Xin trân trọng cảm ơn Trường Đại học Kinh tế Thành phố Hồ Chí Minh, Chương trình Giảng dạy Kinh tế Fulbright và các Thầy, Cô đã nhiệt tình giảng dạy, cung cấp kiến thức sâu rộng trong suốt thời gian tôi được theo học và thực hiện Đề tài "Thẩm định Kinh tế - Tài chính dự án Nhiệt Điện Yên Thế".

Xin trân trọng bày tỏ lòng biết ơn sâu sắc tới Thầy Nguyễn Tấn Bình, người đã nhiệt tình giúp đỡ, hướng dẫn tôi trong suốt quá trình thực hiện Đề tài. Đồng thời, tôi cũng trân trọng cảm ơn các thầy Cao Hào Thi, Nguyễn Xuân Thành đã giúp đỡ, tạo điều kiện giúp Đề tài được hoàn thành có chất lượng và ý nghĩa thực tiễn.

Xin trân trọng cảm ơn các anh, chị đang công tác tại Văn phòng UBND tỉnh và Sở KHĐT tỉnh Bắc Giang, Công ty Phân đạm & Hoá chất Hà Bắc, Công ty Cổ phần Khoáng sản Bắc Giang, Điện lực Bắc Giang đã tạo điều kiện trao đổi, thảo luận và cung cấp số liệu cho Đề tài.

Xin trân trọng cảm ơn các anh, chị học viên cùng khoá MPP1 – Chương trình Giảng dạy Kinh tế Fulbright đã có nhiều thảo luận, trao đổi, đóng góp hữu ích cho Đề tài.

Xin trân trọng cảm ơn!

Lời cam đoan

Tôi xin cam đoan Đề tài này hoàn toàn do tôi thực hiện. Các đoạn trích dẫn và số liệu sử dụng trong Đề tài đều được dẫn nguồn và có độ chính xác cao nhất trong phạm vi hiểu biết của tôi. Đề tài này không nhất thiết phản ánh quan điểm của Trường Đại học Kinh tế thành phố Hồ Chí Minh hay Chương trình giảng dạy kinh tế Fulbright.

Tp. Hồ Chí Minh, ngày 26 tháng 6 năm 2010

Học viên

Nguyễn Công Thông

Mục lục

Lời cảm tạ 1
Lời cam đoan 2
Mục lục 3
Bảng liệt kê các ký hiệu và chữ viết tắt 7
Danh mục các bảng biểu 8
Tóm tắt 8
Chương 1: GIỚI THIỆU 10
1.1 Đặt vấn đề 10
1.1.1 Luận cứ của việc đầu tư dự án 10
1.1.2 Sự cần thiết của Đề tài 11
1.2 Mục tiêu nghiên cứu 12
1.3 Câu hỏi nghiên cứu 12
1.4 Phạm vi nghiên cứu 12
1.5 Ý nghĩa thực tiễn của Đề tài 12
1.6 Các hạn chế của Đề tài trong quá trình nghiên cứu 12
Chương 2: TỔNG QUAN VỀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU 13
2.1 Chu trình phát triển và các nội dung phân tích của một dự án 13
2.1.1 Giai đoạn xác định, thẩm định và thiết kế dự án 13
2.1.2 Giai đoạn thực hiện dự án và đánh giá hậu dự án 13
2.2 Các quan điểm phân tích dự án 14
2.2.1 Phân tích tài chính 14
2.2.2 Phân tích kinh tế 15
2.2.3 Phân tích phân phối 15
2.2.4 Phân tích nhu cầu cơ bản 15
2.2.5 Phân tích độ nhạy và phân tích rủi ro 16
2.3 Các phương pháp phân tích tài chính 16
2.3.1 Nhóm các phương pháp chiết khấu dòng tiền 16
2.3.2 Nhóm các phương pháp đơn giản 17

2.4 Các phương pháp phân tích KT-XH 18
2.4.1 Phương pháp hệ số chuyển đổi giá 18
2.4.2 Phương pháp "Có" và "Không có" dự án 18
2.4.3 Phương pháp phân tích lợi ích - chi phí 19
2.4.4 Phương pháp chi phí - hiệu quả 19
2.4.5 Lựa chọn phương pháp và trình tự phân tích đối với dự án EIC 19
Chương 3: MÔ TẢ DỰ ÁN 21
3.1 Đặc điểm của dự án 22
3.1.1 Giới thiệu chung 22
3.1.2 Chi phí đầu tư, quy mô công suất, thời gian dự án và nguồn tài trợ 22
3.1.3 Phương án phụ tải và số giờ hoạt động trong năm 23
3.1.4 Công nghệ và nhiên liệu chính 23
3.1.5 Đấu nối với hệ thống điện quốc gia 23
3.1.6 Tác động môi trường 23
3.1.7 Các văn bản pháp lý và thoả thuận chủ yếu 23
3.2 Đánh giá việc lựa chọn địa điểm và quy mô công suất của dự án 24
3.2.1 Địa điểm dự án 24
3.2.2 Quy mô công suất 24
Chương 4: PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH 27
4.1 Ngành năng lượng điện Việt Nam 27
4.1.1 Đặc điểm nổi bật 27
4.1.2 Lựa chọn khó khăn của chính sách giá điện hiện nay nhìn từ Thông tư 08/2010/TT-BCT 28
4.2 Các giả định và thông số chủ yếu của mô hình cơ sở 32
4.1.3 Thông số vận hành chủ yếu 32
4.1.4 Đồng tiền sử dụng, lạm phát và mặt bằng tính toán 32
4.1.5 Vốn và chi phí sử dụng vốn 33
4.1.6 Khoản phải thu (AR), khoản phải trả (AP) 34
4.1.7 Vốn lưu động phục vụ hoạt động ban đầu 34
4.1.8 Chi phí nhiên liệu, O&M, thuế và khấu hao 34

4.1.9 Doanh thu dự án 36
4.3 Phân tích tài chính theo quan điểm tổng đầu tư 37
4.3.1 Kết quả tính toán 37
4.3.2 Kết luận 38
4.4 Phân tích tài chính theo quan điểm chủ đầu tư 38
4.4.1 Kết quả tính toán 38
4.4.2 Kết luận 39
4.5 Phân tích tài chính theo quan điểm NSNN 39
4.5.1 Kết quả tính toán 39
4.5.2 Kết luận 40
4.6 Kết luận phân tích tài chính (mô hình cơ sở) 40
Chương 5: PHÂN TÍCH RỦI RO 41
5.1 Xác định biến tác động và biến kết quả 41
5.1.1 Biến tác động 41
5.1.2 Biến kết quả 41
5.2 Xác định mô hình kết qủa theo các phương án chọn 42
5.2.1 Phương án suất đầu tư tăng/giảm 10% 42
5.2.2 Phương án điện lượng trung bình thay đổi ±10% 43
5.2.3 Phương án chi phí than nhiên liệu thay đổi từ -10% đến +40% 43
5.2.4 Phương án tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%. 44
5.2.5 Phương án thay đổi cơ cấu vốn đầu tư 45
5.2.6 Phương án thay đổi lãi suất vay USD 46
5.2.7 Phân tích kịch bản 46
5.2.8 Tóm tắt kết quả phân tích độ nhạy và phân tích tình huống 47
5.3 Phân tích mô phỏng Monte Carlo 47
5.3.1 Biến dự báo và biến rủi ro 47
5.3.2 Tóm tắt và phân tích kết quả phân tích mô phỏng 48
5.4 Phân tích tác động của lạm phát 49
5.4.1 Mục tiêu 49
5.4.2 Các bước đánh giá tác động của lạm phát 49

5.4.3 Phân tích các kịch bản 51
5.5 Tóm tắt kết quả phân tích rủi ro 54
Chương 6: PHÂN TÍCH KINH TẾ – XÃ HỘI 55
6.1 Phân tích kinh tế 55
6.1.1 Lựa chọn phương pháp phân tích 55
6.1.2 Suất chiết khấu kinh tế EOCK 55
6.1.3 Hệ số điều chỉnh tỷ giá và tỷ giá hối đoái điều chỉnh 55
6.1.4 Xác định các hệ số chuyển đổi CF và giá kinh tế của các biến số 56
6.1.5 Xác định các ngoại tác gây ra bởi dự án 57
6.1.6 Xác định dòng tiền kinh tế của dự án 61
6.1.7 Kết quả tính ENPV, EIRR và B/C kinh tế 61
6.1.8 Đánh giá tác động của lạm phát lên ngân lưu kinh tế 62
6.2 Phân tích phân phối 63
6.3 Phân tích hiệu quả xã hội 63
6.3.1 Hỗ trợ chiến lược năng lượng quốc gia 63
6.3.2 Hiệu quả sử dụng tài nguyên 64
6.3.3 Tác động môi trường và phát triển kinh tế xã hội 64
6.4 Kết luận phân tích tác động kinh tế - xã hội 64
Chương 7: KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ 66
7.1 Kết luận 66
7.2 Kiến nghị 66
7.2.1 Đối với UBND tỉnh Bắc Giang 66
7.2.2 Đối với chủ đầu tư EIC 67
7.2.3 Đối với thu hút đầu tư phát triển thị trường năng lượng điện 67
7.2.4 Những tồn tại của việc đánh giá tác động môi trường 68
TÀI LIỆU THAM KHẢO 70
PHỤ LỤC 73

Bảng liệt kê các ký hiệu và chữ viết tắt

Ký hiệu	Ý nghĩa
AER	Tỷ giá hối đoái điều chỉnh
BOT	Xây dựng - Vận hành - Chuyển giao
BOO	Xây dựng – Sở hữu - Vận hành
CĐT	Chủ đầu tư
CF	Hệ số chuyển đổi giá
CFB	Công nghệ lò tầng sôi tuân hoàn
ĐBGPMB	Đền bù giải phóng mặt bằng
DSCR	Hệ số an toàn trả nợ
EIC	Dự án Nhiệt điện Yên Thế
EIRR	Suất sinh lợi nội tại kinh tế
EOR	Tỷ giá hối đoái chính thức
EVN	Tập đoàn điện lực Việt Nam
FIRR	Suất sinh lợi nội tại tài chính
GWh	Gigawatt - Giờ
HHDV	Hàng hoá và dịch vụ
IE	Viện Năng lượng Việt Nam
IPP	Nhà sản xuất điện độc lập
kWh	Kilowatt – Giờ
LRMC	Chi phí biên dài hạn
MARR	Suất sinh lợi tối thiểu chấp nhận được
MC	Chi phí biên
MR	Doanh thu biên
NCKT	Nghiên cứu khả thi
NCTKT	Nghiên cứu tiền khả thi
NHPTVN	Ngân hàng Phát triển Việt Nam
NMNĐ	Nhà máy nhiệt điện
NPV(EIP)	Giá trị hiện tại ròng của chủ đầu tư
NPV(TIP)	Giá trị hiện tại ròng của dự án
O&M	Quản trị & Vận hành
PPA	Hợp đồng mua bán điện
QLNN	Quản lý nhà nước
SX	Sản xuất
TTĐN	Tổn thất điện năng

Danh mục các bảng biểu

Bảng 2.1 Tổng hợp các quan điểm phân tích dự án
Bảng 2.2 Lựa chọn phương pháp và trình tự phân tích đối với dự án EIC
Bảng 4.1 Xác định giá than cung cấp cho dự án
Bảng 4.2 Tham khảo các mức giá mua bán điện hiện hành
Bảng 4.3 Kết quả tính toán theo quan điểm tổng đầu tư
Bảng 4.4 Kết quả tính toán theo quan điểm tổng đầu tư (dự án FDI)
Bảng 4.5 Kết quả tính toán theo quan điểm chủ đầu tư
Bảng 4.6 Kết quả tính toán theo quan điểm chủ đầu tư (FDI)
Bảng 4.6 Kết quả tính toán theo quan điểm NSNN
Bảng 5.1 Kết quả phương án suất đầu tư thay đổi từ -10% đến +10%
Bảng 5.2 Phương án điện lượng thay đổi từ -10% đến +10%
Bảng 5.3 Phương án giá than nhiên liệu thay đổi từ -10% đến +40%
Bảng 5.4 Phương án tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%.
Bảng 5.5 Phương án thay đổi cơ cấu vốn đầu tư
Bảng 5.6 Phương án thay đổi lãi suất vay USD
Bảng 5.7 Lựa chọn kịch bản
Bảng 5.8 Xác định các biến rủi ro
Bảng 5.9 Kết quả mô phỏng Monte Carlo
Bảng 5.10 Kết quả tính toán kịch bản 1
Bảng 5.11 Kết quả tính toán kịch bản 2
Bảng 5.12 Kết quả tính toán Kịch bản 3
Bảng 5.13 Kết quả tính toán Kịch bản 3 kết hợp tăng giá than lên bằng giá FOB
Bảng 6.1 Bảng tổng hợp hệ số CFi và giá kinh tế
Bảng 6.2 Lượng khí ô nhiễm phát thải của dự án
Bảng 6.3 Kết quả thẩm định kinh tế
Bảng 6.4 Phân tích phân phối ngoại tác
Hộp 4.1 Phân tích mối quan hệ giữa giá điện và phụ tải
Hộp 4.2 Phân tích chuỗi chi phí tài chính từ khâu sản xuất tới người tiêu dùng

Tóm tắt

Dự án Nhiệt điện Yên Thế ra đời nhằm hiện thực hoá cơ hội đầu tư của Công ty Cổ phần Phát triển Năng lượng & Công nghiệp EIC và đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng của Việt Nam. Dự án gồm một nhà máy nhiệt điện than công suất 50MW, điện lượng trung bình hàng năm 292,5 triệu kWh.

Dự án có tổng mức đầu tư 60.991.000 USD, trong đó vốn vay là 48.902.000 USD, mức giá điện tài chính trung bình trong vòng đời dự án là 5 cent/kWh.

Dự án khả thi về mặt tài chính với các giả định của mô hình cơ sở, kết quả phân tích theo quan điểm Tổng đầu tư là NPV(TIP) = 13.500.457 USD, IRR = 10,43%, B/C = 1,12, thời gian hoàn vốn 13 năm, chi phí SX bình quân 3,53 cent/kWh; theo quan điểm Chủ đầu tư NPV(EIP) = 13.157.376 USD, IRR = 15,3%, B/C = 1,09, thời gian hoàn vốn 12 năm.

Phân tích rủi ro cho thấy trong điều kiện bình thường của thị trường (tồn tại lạm phát, bãi bỏ trợ giá nhiên liệu,…) để dự án không lỗ thì giá bán điện của EIC phải từ 7 cent/kWh trở lên. Dự án không khả thi trong các tình huống rủi ro do lạm phát kỳ vọng gây ra nếu giá điện hiện nay không tăng.

Dự án khả thi về mặt kinh tế, kết quả phân tích kinh tế với ENPV = 8.172,152 USD, EIRR = 13,09%, B/C = 1,99, thời gian hoàn vốn 13 năm.

Về hiệu quả xã hội, dự án đóng góp thiết thực cho an ninh năng lượng quốc gia, hỗ trợ giảm nghèo và phát triển kinh tế vùng Đông Bắc Bộ.

Dự án EIC là khả thi và đáng giá để đầu tư theo quan điểm của NSNN và các bên liên quan. Tuy nhiên cần xem xét điều chỉnh các chính sách của thị trường điện, chính sách đền bù thu hồi quyền sử dụng đất, đánh giá tác động môi trường đầy đủ hơn nhằm cải thiện việc thu hút đầu tư vào ngành điện và phân bổ lợi ích được hài hoà giữa các thành phần trong xã hội.

Chương 1: GIỚI THIỆU

1.1 Đặt vấn đề

1.1.1 Luận cứ của việc đầu tư dự án

Trong những năm qua, kinh tế Việt Nam đã có những bước phát triển vững chắc, tốc độ tăng GDP bình quân giai đoạn 1990-2009 đạt 7,33%, hạ tầng cơ sở vật chất kỹ thuật được tăng cường, đời sống nhân dân không ngừng được cải thiện. Dự báo đến năm 2020, tăng trưởng GDP hàng năm vẫn ở mức cao, từ 7% đến 8%/năm[1].

Về tiêu thụ điện, tốc độ tăng nhu cầu tiêu thụ điện bình quân giai đoạn 1991-2009 là 13,5%, thấp nhất là 3,5% (1992) và cao nhất là 20,6% (1995) [2]. Theo Quy hoạch điện VI, tốc độ tăng nhu cầu phụ tải điện của Việt Nam vẫn tiếp tục tăng nhanh, cụ thể như sau[3]:

- Phương án cơ sở (17%/năm): trong đó giai đoạn 2011-2015 ở mức 13%/năm, giai đoạn 2016-2020 là 9,1%/năm, giai đoạn 2021-2025 là 8%/năm.
- Phương án cao (20%/năm): trong đó giai đoạn 2011-2015 là 15,8%, giai đoạn 2016-2020 là 11,6%, giai đoạn 2021-2025 là 9,8%/năm.
- Phương án dự phòng (22%/năm): trong đó giai đoạn 2011-2015 là 17,9%, giai đoạn 2016-2020 là 12,8%, giai đoạn 2021-2025 là 10,8%/năm.

Về nguồn điện, tốc độ tăng bình quân hàng năm giai đoạn 1991-2007 là 11,7%/năm. Số liệu sản xuất và tiêu thụ dự báo năm 2010 như sau: Tổng sản lượng điện thương phẩm 85 tỷ kWh (đã bao gồm sản lượng điện xuất khẩu là 1 tỷ kWh); tổng sản lượng điện sản xuất (đầu cực) và nhập khẩu năm 2010 là 96,7 tỷ kWh (đã bao gồm 4,1 tỷ kWh sản lượng điện nhập khẩu) [4].

Mặc dù ngành điện đã có những nỗ lực rất lớn nhưng trong nhiều năm qua, tình trạng thiếu hụt vẫn xảy ra thường xuyên. Do vậy, song song với việc đầu tư các trung tâm

---

[1] Bộ Chính trị (2010). *Dự thảo Nghị quyết Đại hội Đảng lần thứ 11.*
[2] BMI (Q1-2009). *Vienam Power Report 2007-2013.*
[3] Thủ tướng Chính phủ (2007). *Quyết định số 110/2007/QĐ-TTg v/v phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2006-2015 có xét đến 2025.*
[4] Bộ Công thương (2010). *Thông tư số 08/2010/TT-BTC v/v quy định giá bán điện năm 2010 và hướng dẫn thực hiện.*

điện lực lớn đóng vai trò xương sống trong hệ thống điện quốc gia, việc đầu tư phát triển các nguồn điện công suất nhỏ là hợp lý và cần thiết nhằm:

- Góp phần bổ sung lượng thiếu hụt và đảm bảo an toàn cung cấp điện.
- Tận dụng tiềm năng sản xuất và cấp điện nội vùng, qua đó thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội tại vùng có dự án, giảm tổn thất truyền tải điện.
- Tạo điều kiện cho các nhà đầu tư tư nhân tham gia đầu tư phát triển ngành điện.

Xuất phát từ các luận cứ nêu trên, Công ty Cổ phần Phát triển Năng lượng và Công nghiệp EIC có kế hoạch đầu tư Dự án Nhiệt điện Yên Thế tại khu vực xã Bố Hạ, huyện Yên Thế, tỉnh Bắc Giang, nơi có các điều kiện thuận lợi xây dựng một NMNĐ đốt than có quy mô công suất nhỏ 50 MW và hướng tới 100MW.

1.1.2 Sự cần thiết của Đề tài

Mỗi dự án đầu tư đều tồn tại những mâu thuẫn tiềm ẩn về lợi ích giữa chủ dự án và xã hội. Đối với EIC, các đối tác liên quan trực tiếp tới dự án gồm: nhà đầu tư, chính phủ, EVN, người dân vùng dự án, lao động tại dự án, các doanh nghiệp xây lắp và cung cấp HHDV cho dự án. Do vậy, cơ quan QLNN tỉnh Bắc Giang đang đứng trước những lựa chọn khó khăn giữa các lựa chọn khác nhau nhằm đạt được mục đích sử dụng hiệu quả các nguồn tài nguyên và phân bổ hài hoà lợi ích do dự án mang lại.

Nhằm mục đích hỗ trợ cơ quan QLNN trong việc thực hiện chức năng QLNN đối với EIC, việc thực hiện phân tích tài chính và kinh tế trên quan điểm của các bên liên quan tới dự án là cần thiết.

Trên cơ sở kết quả thẩm định dự án EIC, tác giả kỳ vọng các cơ quan hữu quan tỉnh Bắc Giang sẽ tham khảo để có những quyết định đúng đắn nếu dự án EIC không đem lại lợi ích kinh tế lâu dài cho xã hội, mặc dù nó có thể mang lại lợi ích tài chính cho chủ dự án, hoặc sẽ tạo điều kiện hỗ trợ nếu dự án mang lại hiệu quả kinh tế cho xã hội thiết thực ngay cả khi nó kém hấp dẫn đối với nhà đầu tư.

1.2 Mục tiêu nghiên cứu

Mục tiêu của Đề tài là áp dụng tổng hợp các mô hình phân tích lý thuyết và các yếu tố thực tiễn nhằm phân tích tính khả thi của Dự án EIC trên quan điểm kinh tế và tài chính, nêu các vướng mắc và kiến nghị giải pháp chính sách.

1.3 Câu hỏi nghiên cứu

- Hiệu quả của Dự án về mặt tài chính và kinh tế - xã hội?
- Kiến nghị về chính sách thu hút đầu tư phát triển nguồn điện?
- Những tồn tại của việc đánh giá tác động môi trường?

1.4 Phạm vi nghiên cứu

Phạm vi nghiên cứu ở mức độ tiền khả thi (NCTKT), tập trung chủ yếu vào phân tích tài chính và kinh tế xã hội. Các số liệu kỹ thuật, môi trường, địa chất được IE tính toán theo các tiêu chuẩn ngành, Đề tài sử dụng các số liệu này làm cơ sở trong các tính toán của mình.

Nhằm tăng tính thực tiễn, Đề tài sẽ mở rộng nghiên cứu thêm những nội dung ở các mức độ khác nhau, cụ thể gồm: Phân tích tổng quan thị trường năng lượng điện Việt Nam; tính toán xác định suất chiết khấu của dự án; phân tích rủi ro và lạm phát.

1.5 Ý nghĩa thực tiễn của Đề tài

Tác giả kỳ vọng kết quả phân tích của Đề tài được sử dụng như một nguồn tham khảo trong việc xem xét, đánh giá và ra quyết định của cơ quan QLNN địa phương trong quá trình thực hiện dự án của EIC.

1.6 Các hạn chế của Đề tài trong quá trình nghiên cứu

Do thiếu chuyên môn về lĩnh vực kỹ thuật năng lượng điện, tác giả buộc chấp nhận sử dụng nguồn số liệu kỹ thuật của dự án do các chuyên viên của IE tính toán dựa trên các tiêu chuẩn ngành.

Đề tài sử dụng các số liệu sẵn có, đã được áp dụng trong thực tiễn như LRMC của ngành năng lượng điện Việt Nam, EOCK Việt Nam và một số chỉ tiêu kinh tế môi trường từ kết quả của các nghiên cứu trước đã được công bố.

Chương 2: TỔNG QUAN VỀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

Dự án đầu tư có vai trò quyết định trong thực hiện hoạt động đầu tư trong khi thẩm định dự án là khâu quan trọng trong công tác chuẩn bị đầu tư, sự thành bại của dự án phụ thuộc trực tiếp vào việc ra quyết định và cấp phép đầu tư đúng đắn. Các công cụ và phương pháp thẩm định dự án là công cụ hữu hiệu để định giá chính xác chi phí và lợi ích mà sự hiện diện của dự án mang lại. Nội dung chính của chương này là tổng hợp một số phương pháp tính toán có liên quan trực tiếp tới việc thẩm định dự án EIC.

2.1 Chu trình phát triển và các nội dung phân tích của một dự án

Hoạt động xác định, thẩm định, thiết kế và thực hiện dự án gồm một loạt các khâu thẩm định và điểm ra quyết định kế tiếp nhau, dẫn tới chấp thuận hay bác bỏ nó trước khi tiến hành thực hiện. Chu trình phát triển của dự án bao gồm các giai đoạn sau[5]:

2.1.1 Giai đoạn xác định, thẩm định và thiết kế dự án

- Khái niệm và xác định dự án: Tạo nền tảng ban đầu cho việc ra quyết định thực hiện dự án.
- Nghiên cứu tiền khả thi: nhằm đánh giá triển vọng chung của dự án, hỗ trợ ra quyết định có hay không chuyển sang giai đoạn NCKT, giai đoạn bao gồm 6 nội dung sau: Phân tích thị trường, Phân tích kỹ thuật, Phân tích nhân lực, Phân tích tài chính, Phân tích kinh tế, Phân tích xã hội
- Nghiên cứu khả thi và Thiết kế chi tiết

2.1.2 Giai đoạn thực hiện dự án và đánh giá hậu dự án

Thực hiện dự án gồm các hoạt động điều phối và phân bổ tài nguyên hay nguồn lực để dự án có thể hoạt động thông qua kế hoạch sản xuất kinh doanh và tổ chức kiểm soát, giúp dự án thực hiện đúng chức năng. Đánh giá hậu dự án nhằm so sánh các kết quả kỳ vọng với kết quả thực tế của dự án, đánh giá hiệu quả đóng góp thực tế của dự án đối với quốc gia, đồng thời rút ra các bài học kinh nghiệm, tránh những sai lầm đã gặp.

---

[5] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

2.2 Các quan điểm phân tích dự án

2.2.1 Phân tích tài chính

Là hoạt động phân tích tính sinh lợi về mặt tài chính của dự án thông qua tính toán các dòng ngân lưu tài chính, bao gồm cả các nguồn tài trợ. Kết quả phân tích tài chính được chủ đầu tư và các bên tài trợ sử dụng trong việc ra quyết định đầu tư. Phân tích tài chính được thực hiện dựa theo quan điểm của các bên liên quan, cụ thể gồm[6]:

a) Quan điểm tổng mức đầu tư

Quan điểm tổng mức đầu tư (A) hay còn được gọi là Quan điểm ngân hàng coi dự án là một hoạt động có khả năng tạo ra lợi ích tài chính và sử dụng nguồn lực tài chính rõ ràng, đồng thời có tính đến những chi phí cơ hội tài chính của các tài sản hiện có được ghép vào dự án. Qua đó, các ngân hàng sẽ xác định tính khả thi về mặt tài chính, nhu cầu vay vốn và khả năng trả nợ của dự án.

Quan điểm tổng mức đầu tư = Lợi ích tài chính trực tiếp – Chi phí tài chính trực tiếp
– Chi phí cơ hội cuả các tài sản hiện có

b) Quan điểm chủ đầu tư

Quan điểm chủ đầu tư (B) xem xét mức thu nhập ròng tăng thêm của dự án so với những gì họ thu được khi không có dự án nhưng coi vốn vay là khoản thu tiền mặt, khoản trả lãi và gốc vốn vay là khoản chi tiền mặt. Do vậy, ngân lưu ròng theo quan điểm chủ đầu tư được diễn tả như sau:

B = A + Vốn vay - Trả lãi và nợ vay

c) Quan điểm ngân sách (NSNN)

Theo quan điểm NSNN (C), một dự án có thể tạo ra dòng thu cho NSNN từ phí sử dụng và thuế, cũng có thể cần sự trợ giúp từ NSNN thông qua các khoản trợ giá hay chuyển giao khác. Ngân lưu NSNN ròng được diễn tả như sau:

C = Thu từ thuế và phí sử dụng - Trợ giá hay chuyển giao

---

[6] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

2.2.2 Phân tích kinh tế

Phân tích hiệu quả kinh tế sử dụng giá kinh tế để định giá các nhập lượng và xuất lượng và thực hiện những điều chỉnh cần thiết khác do tác động của thuế, trợ giá hay của thị trường lên các yếu tố xem xét. Ngoài ra, cần bổ sung các ngoại tác hay lợi ích/chi phí kinh tế khác mà dự án tạo ra. Ngân lưu kinh tế (D) của dự án được tính theo giá kinh tế và biểu diễn như sau [7]:

D = Tổng lợi ích - Chi phí (đầu tư và hoạt động)

2.2.3 Phân tích phân phối

Phân tích phân phối (E) nhằm tính toán lợi ích ròng mà dự án mang lại cho các nhóm đối tượng chịu ảnh hưởng trực tiếp hay gián tiếp bởi dự án sau khi đã trừ đi chi phí cơ hội của họ. Phân tích phân phối được xây dựng trên cơ sở phân tích kinh tế và tài chính với điều kiện chúng được thực hiện theo quan điểm của tất cả các bên liên quan[8].

2.2.4 Phân tích nhu cầu cơ bản

Phân tích nhu cầu cơ bản (F) nhằm xác định các ngoại tác tích cực khi các đối tượng liên quan đến dự án tiêu thụ một dịch vụ đáng khuyến khích với mức sẵn lòng chi trả của cá nhân thấp hơn giá trị thực sự của dịch vụ. Do đó, quá trình phân tích sẽ cộng thêm một khoản tiền nhất định cho mỗi đồng giá trị của lượng HHDV cơ bản tăng thêm, mà những HHDV này được xã hội tiêu thụ nhờ kết quả hoạt động của dự án[9].

Bảng 2.1 Tổng hợp các quan điểm phân tích dự án

Quan điểm	Tài chính	Kinh tế	Phân phối	Nhu cầu cơ bản
Tổng đầu tư	A	Không áp dụng	E	Không áp dụng
Chủ đầu tư	B	Không áp dụng	E	Không áp dụng
Ngân sách	C	Không áp dụng	E	Không áp dụng
Quốc gia	Không áp dụng	D	E	F

[7] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.
[8] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.
[9] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.

2.2.5 Phân tích độ nhạy và phân tích rủi ro

Hoạt động phân tích ảnh hưởng của các yếu tố có tính bất định đến hiệu quả, có thể làm thay đổi kết luận đối với dự án. Các phân tích giúp trả lời câu hỏi điều gì sẽ xảy ra nếu như tham số đầu vào biến thiên theo những quy luật giả định sát với thực tiễn[10].

a) Phân tích độ nhạy

Được thực hiện bằng cách đo lường mức độ ảnh hưởng của các tham số đầu vào lên kết quả tính toán. Chất lượng phân tích độ nhạy phụ thuộc nhiều vào việc lựa chọn biến quan trọng, có ảnh hưởng nhiều đến kết quả dự báo.

Nhược điểm của phân tích độ nhạy là chỉ xem xét sự biến động của từng tham số trong khi tác động lên kết quả là tổng hợp tác động của nhiều tham số, hai là không cho biết phân phối xác suất của các biến cố. Để khắc phục nhược điểm thứ nhất, phương pháp phân tích theo kịch bản thường được áp dụng.

b) Phân tích rủi ro

Là kỹ thuật đánh giá các giá trị kỳ vọng của dự án, giúp lượng hoá và giảm bớt rủi ro của dự án bằng việc tính đến những phân phối xác suất của các biến chính và mối tương quan giữa chúng thay vì chỉ ước tính những tác động đơn lẻ của từng biến. Phương pháp này còn bao gồm phân tích phân phối xác suất tương ứng của biến đó.

2.3 Các phương pháp phân tích tài chính[11]

2.3.1 Nhóm các phương pháp chiết khấu dòng tiền

a) Phương pháp giá trị hiện tại ròng NPV

Là hiện giá của chuỗi lợi ích, chi phí với mức chiết khấu được chọn và được tính bằng phương trình sau:

$$NPV = (B_0 - C_0) + \frac{\sum_{t=1}^{n}(B_t - C_t)}{\prod_{i=1}^{t}(1+r_i)}$$

[10] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.
[11] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

Trong đó: NPV: Hiện giá của dòng ngân lưu

B_0, C_0: Lợi ích và chi phí tại năm thứ nhất

B_t, C_t: Lợi ích và chi phí tại năm t

r_i: Tỷ suất chiết khấu

n: Số năm của dự án

Các tiêu chuẩn đánh giá:

- Các dự án độc lập: NPV ≥ 0
- Các dự án loại trừ nhau: NPV → Max

b) Phương pháp suất sinh lợi nội tại IRR

IRR là lợi ích đầu tư được thể hiện bằng tỷ lệ % hay là suất chiết khấu làm cho NPV bằng không, IRR được tính bằng cách giải phương trình sau:

$$\sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+\text{IRR})^t} = 0$$

Tiêu chuẩn đánh giá: IRR ≥ MARR

c) Phương pháp tỉ số lợi ích- chi phí (B/C)

Là tỷ số giữa hiện giá các lợi ích chia cho hiện giá các chi phí với suất chiết khấu là chi phí cơ hội của vốn.

$$B/C = \frac{NPV_B}{NPV_C}$$

Trong đó: NPV_B: Hiện giá các dòng ngân lưu lợi ích

NPV_C: Hiện giá dòng ngân lưu chi phí

Các tiêu chuẩn đánh giá:

- Các dự án độc lập: B/C > 1
- Các dự án loại trừ nhau: B/C → Max

2.3.2 Nhóm các phương pháp đơn giản

a) Phương pháp thời gian hoàn vốn có chiết khấu

Nhà đầu tư thường ấn định giới hạn số năm tối đa được phép hoàn vốn và chỉ những khoản đầu tư có đủ lợi ích để bù lại chi phí đầu tư trong thời gian ấn định nói trên mới được chấp nhận. Phương pháp thực hiện so sánh các lợi ích và chi phí đã được chiết khấu nhằm xác định thời điểm hoàn vốn của dự án.

Tiêu chuẩn đánh giá: Thời gian hoàn vốn có chiết khấu ≤ Thời gian ấn định

b) Hệ số hoàn vốn giản đơn

Đo lường số năm cần thiết để lợi ích ròng (chưa chiết khấu) hoàn lại vốn đầu tư.

2.4 Các phương pháp phân tích KT-XH

Khung lý luận của phân tích kinh tế dựa trên ba định đề cơ bản của kinh tế học phúc lợi, đó là: (a) Giá cầu cạnh tranh của một đơn vị sản phẩm đo lường giá trị của đơn vị sản phẩm đó đối với người có nhu cầu; (b) Giá cung cạnh tranh của một đơn vị sản phẩm đo lường giá trị của đơn vị sản phẩm đó trên góc độ nhà cung ứng; (c) Khi định giá lợi ích hay chi phí ròng của một hoạt động, các chi phí và lợi ích phát sinh nên được đo lường và nhận dạng gắn liền với người nhận.

Những phương pháp phân tích thường được áp dụng được trình bày sau đây[12]:

2.4.1 Phương pháp hệ số chuyển đổi giá

Quan điểm thẩm định kinh tế đòi hỏi sử dụng các tính toán kinh tế bổ sung vào khung phân tích theo quan điểm tài chính. Kết quả tính toán bổ sung có thể được biểu diễn dưới dạng các hệ số chuyển đổi CF, giá trị kinh tế của các dòng ngân lưu được tính bằng cách nhân hệ số CF với từng hạng mục tương ứng trong ngân lưu tài chính.

2.4.2 Phương pháp "Có" và "Không có" dự án

Bất kể bản chất của dự án là gì, việc thực hiện nó cũng đều làm giảm cung đầu vào và tăng cung đầu ra đối với các nơi khác trong nền kinh tế. Bằng cách khảo sát sự khác biệt về mức độ sẵn có của đầu vào và đầu ra khi có hoặc không có dự án, chúng ta có thể xác định được chi phí và lợi ích gia tăng. Phép so sánh này được dùng để xác định các lợi ích ròng tăng thêm và tác động của chúng nên các đối tượng liên quan.

---

[12] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.

2.4.3 Phương pháp phân tích lợi ích - chi phí

Trong thẩm định kinh tế, chi phí và lợi ích kinh tế thường rất khó nhận dạng, nhất là khi dự án gây ra những tác động phụ và không được phản ánh trong phân tích tài chính như ô nhiễm môi trường. Trước hết, ta cần nhận dạng được chi phí và lợi ích kinh tế, sau đó cần lượng hoá chúng và cuối cùng là định giá chúng bằng tiền.

2.4.4 Phương pháp chi phí - hiệu quả

Trong một số trường hợp, việc đo lường lợi ích do dự án tạo nên bằng tiền là không dễ dàng, do vậy tiêu chuẩn NPV sẽ không áp dụng được. Phân tích kinh tế theo phương pháp chi phí - hiệu quả được áp dụng cho những trường hợp này bằng cách so sánh chi phí của các phương án khác nhau với lợi ích kỳ vọng của chúng, lấy đó làm cơ sở để lựa chọn.

2.5 Lựa chọn phương pháp và trình tự phân tích đối với dự án EIC

Các nội dung trên đã cung cấp cái nhìn tổng quan về chu trình dự án và các phương pháp phân tích hiệu quả dự án theo các quan điểm khác nhau. Các phương pháp luận đã nêu trên sẽ được xem xét áp dụng tại các phần tiếp theo của Đề tài theo trình tự dự kiến sau:

Bảng 2.2: Lựa chọn phương pháp và trình tự phân tích đối với dự án EIC

TT	Giai đoạn	Phương pháp	Mục tiêu lựa chọn	Sử dụng kết quả
1	Phân tích đặc điểm dự án: - Phân tích thị trường - Phân tích lựa chọn quy mô công suất và địa điểm của dự án	- Thống kê – So sánh	Đưa ra các nhận định sơ bộ về những đặc điểm chung hoặc riêng đối với dự án Đánh giá sơ bộ các rủi ro liên quan tới dự án	Cơ sở giúp xác định giá tài chính, giá kinh tế và tác động môi trường
2	Phân tích tài chính: (Mô hình cơ sở) - Quan điểm Dự án	Chiết khấu dòng tiền: - Ngân lưu: Giá cố định (2010) kết hợp các giả	Phù hợp với quy định hiện hành đang được áp dụng tại các cơ	Được dùng để so sánh với kết quả phân tích rủi ro và tác động lạm

	- Quan điểm CĐT - Quan điểm NSNN	định biến đổi giá thực theo ước lượng ban đàu, chưa bao gồm phân tích rủi ro	quan QLNN (QĐ 2014 của Bộ Công nghiệp)	phát nhằm cho thấy khiếm khuyết của phương pháp được áp dụng tại các cơ quan QLNN hiện nay
3	Phân tích rủi ro và tác động lạm phát: - Phân tích độ nhạy - Phân tích tình huống - Phân tích mô phỏng - Phân tích tác động lạm phát	Chiết khấu dòng tiền: - Ngân lưu theo giá cố định (2010) và dự kiến thay đổi giá thực với các biên độ giả định - Ảnh hưởng của thay đổi mặt bằng giá lến các biến tác động và biến kết quả	Cho biết kết quả kỳ vọng của dự án trong các tình huống giả định sát với thực tế: thay đổi mặt bằng giá, thay đổi giá thực	Được dùng để đưa ra các kết luận về tính hiệu quả của dự án về mặt tài chính
4	Phân tích kinh tế: - Phân tích kinh tế - Phân tích phân phối - Phân tích xã hội - Tác động môi trường - Phân tích tác động lạm phát	- Hệ số chuyển đổi CF - So sánh lợi ích – chi phí - So sánh chi phí - hiệu quả	- Hiệu quả KT-XH - Phân phối và các nguyên nhân gây biến dạng phân phối lợi ích - Lượng hoá tác động môi trường	Làm cơ sở ra quyết định của các cơ quan QLNN về hiệu quả KT-XH
5	Kết luận và đề xuất chính sách	- Hiệu quả tài chính - Hiệu quả kinh tế - xã hội - Hiệu quả phân phối lợi ích - Đề xuất với UBND tỉnh - Kiến nghị với Chủ đầu tư - Kiến nghị chính sách thu hút đầu tư, phát triển nguồn điện - Kiến nghị chính sách trong hoạt động thẩm định dự án về mặt môi trường		

Chương 3: MÔ TẢ DỰ ÁN

Năm 2008, sau quá trình tìm hiểu cơ hội đầu tư, Công ty Cổ phần Phát triển Năng lượng và Công nghiệp EIC quyết định đầu tư một nhà máy điện đốt than với mục tiêu hiện thực hoá cơ hội đầu tư, tìm kiếm lợi nhuận cho các bên tham gia và:

- Giảm bớt gánh nặng của EVN về đầu tư các dự án nguồn điện, đóng vai trò là nguồn bổ sung dự phòng cho Hệ thống điện quốc gia, giảm tổn thất điện năng truyền tải, đảm bảo an toàn và chất lượng nguồn điện.
- Gia tăng giá trị sử dụng nguồn tài nguyên than địa phương chất lượng thấp.
- Thúc đẩy phát triển KT-XH, công nghiệp, dịch vụ phụ trợ cho địa phương là khu vực có điều kiện KT-XH khó khăn.

Đề xuất của EIC đã được UBND tỉnh Bắc Giang chấp thuận và bổ sung vào quy hoạch lưới điện tỉnh Bắc Giang trong năm2008. Tuy nhiên, kể từ năm 2008 cho tới tháng 12/2009, Dự án vẫn giậm chân tại chỗ, các nguyên nhân chủ yếu gồm:

- Chủ dự án chưa thoả thuận được cam kết mua bán điện giữa EIC và EVN thông qua hợp đồng dài hạn.
- Tác động của khủng hoảng tài chính 2008-2009 đã gây thêm trở ngại cho Dự án trong việc huy động vốn vay trong khi năng lực tài chính của chủ đầu tư yếu.
- Chất lượng thẩm định của các cơ quan QLNN hữu quan , nhất là trong việc đánh giá tính khả thi của dự án còn chưa tốt, hầu hết các nhận định đều dựa trên Báo cáo NCTKT của dự án do Viện Năng lượng lập theo đơn đặt hàng của chủ đầu tư, chưa phản ánh đầy đủ các rủi ro hiện hữu đối với dự án.

Căn cứ các số liệu tại Báo cáo NCTKT của dự án, các đặc điểm và thông số vận hành chủ yếu của dự án gồm[13]:

[13] Viện Năng lượng (2008). *Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Yên Thế*, Công ty Cổ phần Phát triển Năng lượng và Công nghiệp EIC.

3.1 Đặc điểm của dự án

3.1.1 Giới thiệu chung

- Tên dự án: Nhà máy Nhiệt điện Yên Thế
- Chủ đầu tư dự án: Công ty Cổ phần phát triển Năng lượng và Công nghiệp EIC
- Hình thức đầu tư: Nhà máy điện độc lập (IPP) theo hình thức BOO.
- Địa điểm đầu tư: Xã Bố Hạ - huyện Yên Thế - tỉnh Bắc Giang
- Diện tích chiếm đất: 17 ha

3.1.2 Chi phí đầu tư, quy mô công suất, thời gian dự án và nguồn tài trợ

a) Tổng mức đầu tư

- Tổng mức đầu tư trước VAT: 60.991.000 USD (giai đoạn I)
- Suất đầu tư: 1.220 USD/kW công suất đặt

b) Quy mô công suất

Phương án đầu tư chia làm hai giai đoạn với tổng công suất 100MW, thời điểm dự kiến bắt đầu khởi công đã được điều chỉnh từ năm 2008 chuyển sang năm 2010, cụ thể:

- Giai đoạn 1: 50MW

  Khởi công xây dựng: năm 2010; Vận hành thương mại: năm 2014
- Giai đoạn 2: 50MW (dự kiến khởi công năm 2015-2016)

c) Điện lượng của dự án

- Điện lượng sản xuất hàng năm: 325 GWh
- Tỷ lệ điện tự dùng: 9,82%
- Điện lượng thương phẩm hàng năm: 292,5 GWh

d) Thời gian dự án

- Thời gian thi công: 4 năm
- Thời gian vận hành: 25 năm

e) Nguồn tài trợ

- Vốn Chủ sở hữu: 20% tổng mức đầu tư
- Vốn vay thương mại của NHPTVN: 80% tổng mức đầu tư

3.1.3 Phương án phụ tải và số giờ hoạt động trong năm

- Mùa khô: làm việc ở vùng đáy biểu đồ phụ tải
- Mùa mưa: làm việc ở vùng lưng biểu đồ phụ tải.
- Số giờ vận hành bình quân trong năm: 6500 h/năm.

3.1.4 Công nghệ và nhiên liệu chính

- Cấu hình lựa chọn: 1:1:1 (giai đoạn I); Công nghệ lò tầng sôi tuần hoàn (CFB)
- Nhiên liệu chính: than cám 6b Quảng Ninh (70%) và than Bố Hạ (30%)

3.1.5 Đấu nối với hệ thống điện quốc gia

Dự án EIC dự kiến đấu nối với hệ thống điện quốc gia ở cấp điện áp 110KVA qua chuyển tiếp vào đường dây 110KVA Lạng Giang-Cầu Gồ.

3.1.6 Tác động môi trường

Do áp dụng công nghệ CFB, ô nhiễm môi trường ở mức thấp hơn so với công nghệ phun than truyền thống. Các chỉ tiêu ô nhiễm chủ yếu của dự án đều thấp hơn mức quy định của TCVN, cụ thể:

- Tỷ lệ khử SO2: đạt 95% do sử dụng đá vôi kết hợp với nhiệt độ buồng đốt thấp.
- Lượng NOx sinh ra bằng 35% so với lò phun than do nhiệt độ buồng đốt thấp.
- Sử dụng hệ thống lọc bụi tĩnh điện với hiệu suất khử bụi đạt 99,5%.
- Lượng CO2 và NH4 nằm dưới mức cho phép của TCVN.

3.1.7 Các văn bản pháp lý và thoả thuận chủ yếu

a) Các thoả thuận đã hoàn thành

- Giấy phép Đầu tư do cơ quan QLNN địa phương cấp.
- Hợp đồng nguyên tắc bán xỉ than và mua đá vôi với Công ty Xi măng Trường sơn.
- Hợp đồng nguyên tắc mua bán than nguyên liệu với hai đơn vị: Cty Cổ phần khoáng sản Bắc Giang và Cty Cổ phần Xây dựng và Xi măng Quảng Ninh.
- Cam kết sơ bộ về việc Ngân hàng Phát triển Việt Nam sẽ cho vay khoản vay bằng USD với giá trị bằng 80% tổng đầu tư.

b) Cam kết đang trong quá trình thương thảo

- Cam kết về việc mua bán điện với EVN và việc EVN xây dựng 1,5 km đường điện 110 kV kết nối dự án với hệ thống điện lưới Quốc gia.
- Thoả thuận chính thức về việc vay vốn của NHPTVN.
- Phương án đền bù, giải phóng mặt bằng nhà máy (EIC dự kiến thuê đất sạch của nhà nước, UBND huyện Yên Thế là người thực hiện việc ĐBGPMB).

3.2 Đánh giá việc lựa chọn địa điểm và quy mô công suất của dự án

3.2.1 Địa điểm dự án

Căn cứ kết quả lựa chọn địa điểm của chủ đầu tư EIC và chấp thuận của UBND tỉnh Bắc Giang, dự án được đặt tại thôn Dinh Tiến – xã Bố Hạ - huyện Yên Thế do đáp ứng được các yêu cầu cơ bản của chủ đầu tư. Tuy nhiên, theo thông tin do tác giả tự nghiên cứu, địa điểm này có một số hạn chế sau, có thể gây cản trở tới quá trình thực hiện dự án, cụ thể gồm:

- Độ sâu trong mùa khô của sông Thương đoạn từ Tp.Bắc Giang đến Bố Hạ, tuyến vận chuyển than chính từ Quảng Ninh về dự án không đáp ứng được yêu cầu lưu thông đối với loại xà lan trọng tải 150 tấn trở lên, trong khi việc vận chuyển than dự kiến sử dụng loại xà lan trọng tải từ 200 tấn trở lên. Trở ngại này là quan trọng tới dự án do làm tăng chi phí vận chuyển và tính ổn định của việc cung cấp than.
- Người dân vùng dự án hiện đang chịu mức ô nhiễm môi trường tương đối cao do có mật độ hoạt động khai thác than và sản xuất vật liệu xây dựng như vôi, xi măng tương đối dày. Nếu có thêm dự án nhiệt điện của EIC thì rất có khả năng việc thực hiện ĐBGPMB sẽ gặp khó khăn do phản ứng của người dân trong vùng, trong khi chủ thể thực hiện ĐBGPMB là cấp huyện.

3.2.2 Quy mô công suất

Đối với nhiệt điện than, việc lựa chọn quy mô công suất phụ thuộc vào các yếu tố chủ yếu sau: năng lực của chủ đầu tư, khả năng cung cấp nhiên liệu than, nguồn cung cấp nước ngọt, nhu cầu phụ tải của hệ thống điện quốc gia, khả năng đấu nối với lưới điện

khu vực, điều kiện mặt bằng, cơ sở hạ tầng khu vực… Trong đó, yếu tố năng lực tài chính của chủ đầu tư và khả năng cung cấp than nhiên liệu đóng vai trò chính.

a) Nguồn cung cấp than

Theo báo cáo của Sở TNMT Bắc Giang, trữ lượng đã được thăm dò của mỏ than Bố Hạ và Đèo Vàng là 4,570 triệu tấn và được khai thác từ một số năm trước. Trữ lượng còn lại có thể khai thác chỉ đáp ứng được trong vòng 18 năm (phương án 50MW) hay 9 năm (phương án 100MW)[14]. Dự án phải sử dụng thêm nguồn than Quảng Ninh với tỷ trọng là 70% tổng cầu.

Cùng với sự xuất hiện của dự án, khả năng sẽ có một số doanh nghiệp tiến hành thăm dò bổ sung tại khu vực Yên Thế, trữ lượng than được kỳ vọng sẽ tăng thêm do vùng dự án thuộc khu vực vòng cung Ngân Sơn – Đông Triều có trữ lượng than tương đối lớn và còn chưa được thăm dò đầy đủ.

b) Quy mô đầu tư

Theo thống kê[15], suất đầu tư bình quân của các dự án nhiệt điện than trên thế giới sử dụng công nghệ CFB từ 900 đến 1100 USD/kW, công suất bình quân của 1 tổ máy là 50MW, công suất nhà máy bình quân từ 100MW đến 150MW với từ 2 tổ máy trở lên.

EIC là doanh nghiệp mới thành lập với mục đích đầu tư dự án Yên Thế, năng lực tài chính hạn hẹp, uy tín thương hiệu và năng lực quản trị chưa được khẳng định, việc huy động vốn từ bên ngoài gặp nhiều khó khăn.

Căn cứ các điều kiện nêu trên, trước mắt EIC chỉ có thể đầu tư 01 tổ máy với công suất 50MW, suất đầu tư khoảng 1220 USD/kW. Đây là phương án mà EIC đã chọn, được Đề tài sử dụng trong phân tích kinh tế và tài chính đối với dự án.

So sánh thống kê cho thấy, việc lựa chọn cấu hình Giai đoạn I là 1:1:1 (một lò, một nồi hơi, một máy phát) như dự án đã chọn là chưa hợp lý về mặt kinh tế làm cho suất đầu

[14] Viện Năng lượng (2008). *Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Yên Thế*, Công ty Cổ phần Phát triển Năng lượng và Công nghiệp EIC.

[15] Viện Năng lượng (2008). *Báo cáo thống kê một số dự án nhiệt điện sử dụng công nghệ CFB tại Việt Nam và trên thế giới.*

tư tăng thêm khoảng 220 USD/kW, tương đương 22% so với mức bình quân của các dự án cùng loại hình công nghệ.

Các chỉ tiêu kinh tế - kỹ thuật chủ yếu của dự án theo phương án chọn được trình bày tại Phụ lục 2 - Bảng thông số dự án.

Nội dung của Chương 3 đã cung cấp các thông tin cụ thể liên quan trực tiếp tới dự án như đặc điểm, các phương án chính thực hiện dự án. Các thông tin này sẽ được dùng trong phân tích kinh tế, tài chính tại các chương tiếp theo của Đề tài. Việc phân tích thống kê so sánh cho thấy dự án có thể sẽ gặp các rủi ro hiện hữu liên quan đến địa điểm và cấu hình nhà máy được chọn.

Chương 4: PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

Chương 4 sẽ tiến hành đánh giá khả năng sinh lợi về mặt tài chính của EIC thông qua tính toán các dòng thu chi tài chính dựa trên các giả định ban đầu (Mô hình cơ sở), chưa bao gồm tác động lạm phát và phân tích rủi ro đối với dự án. Kết quả phân tích tài chính của Mô hình cơ sở sẽ được kết hợp với các tính toán tại Chương 5 và Chương 6 để hỗ trợ các cơ quan QLNN ra quyết định đối với dự án.

4.1 Ngành năng lượng điện Việt Nam

4.1.1 Đặc điểm nổi bật

Căn cứ kết quả phân tích thị trường[16], những điểm nổi bật chính của ngành được tóm tắt như sau:

- Tính ổn định tương đối cao do nhu cầu ngày một tăng và tiếp tục nhận được sự quan tâm của Chính phủ; công nghệ và trình độ sản xuất ngày một hoàn thiện giúp giảm dần TTĐN và tăng hiệu suất của ngành.
- Tốc độ tăng trưởng khá cao, cung không đủ cầu do nhu cầu điện tăng nhanh hơn tốc độ tăng sản lượng điện phát ra hàng năm. Tốc độ tăng phụ tải hiện tại có xu hướng tăng nhanh hơn so với các năm trước, hệ số đàn hồi của ngành tăng từ 2 lên 4 lần [17].
- Tồn tại trợ giá sản xuất thông qua trợ giá nhiên liệu than, giá than cám 6b Quảng Ninh cung cấp cho dự án thấp hơn 32% so với giá FOB bình quân[18].
- Tồn tại giá trần bán lẻ điện do nhà nước quy định với mức giá trần bình quân thấp nhất trong khu vực ASEAN[19].
- Tính cạnh tranh trong ngành thấp với việc EVN giữ vai trò quyết định.
- Các rủi ro chủ yếu gồm biến động yếu tố đầu vào (biến đổi khí hậu, giá nhiên liệu tăng, giảm dần sự trợ giá…) và rủi ro chu kỳ kinh tế, trong đó rủi ro biến động yếu tố đầu vào có tác động mạnh đến hiệu quả của ngành.

---

[16] Phụ lục 1 Tổng quan thị trường năng lượng điện Việt Nam

[17] http://vneconomy.vn/20100602050840620P0C19/khat-dien-vi-nhap-khau-cong-nghe-lac-hau.htm. Thời báo Kinh tế.

[18] Phụ lục E.5 Xác định hệ số chuyển đổi và giá kinh tế

[19] http://vietnamnet.vn/kinhte/201002/Tang-toi-68-gia-dien-van-dung-truoc-ap-luc-tang-manh-896141/. Báo VietNamNet.

4.1.2 Lựa chọn khó khăn của chính sách giá điện nhìn từ TT 08/2010/TT-BCT

Giá điện là yếu tố đầu vào có vai trò rất quan trọng đối với nền kinh tế, hiện nay nhà nước luôn áp đặt chính sách giá điện hàng năm theo xu hướng tăng dần, hướng tới cân đối hài hoà giữa chi phí sản suất và lợi ích của người sử dụng điện.

Phân tích tình trạng thiếu hụt điện năng trầm trọng theo thời điểm phụ tải trong thời gian qua cho thấy, ngoài những nguyên nhân quan trọng như: năng lực quản lý ngành, biến đổi khí hậu, biến động giá nhiên liệu… thì một nguyên nhân quan trọng khác là do giá điện thấp, chưa phản ánh hợp lý chi phí sản xuất, truyền dẫn và phân phối.

Câu hỏi đặt ra đối với các nhà làm chính sách là làm sao để cân đối hài hoà giữa chi phí sản xuất và lợi ích sử dụng điện năng thông qua chính sách giá điện.

Qua phân tích mối quan hệ giữa chính sách giá điện và phụ tải điện tại Thông tư 08/2010/TT-BCT, tác giả nhận thấy có các điểm chính như sau:

a. *Chiến lược đang được áp dụng*

- Quản lý nhu cầu phụ tải thông qua các mức giá khác nhau và chính sách khuyến khích tiết kiệm điện, kêu gọi hạn chế đầu tư vào các ngành thâm dụng năng lượng.
- Xây dựng các mức giá bán lẻ khác nhau cho các đối tượng tiêu thụ khác nhau và tại các thời điểm khác nhau.

b. *Cơ sở của chiến lược*

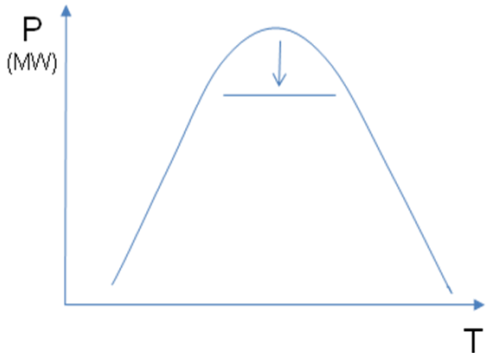
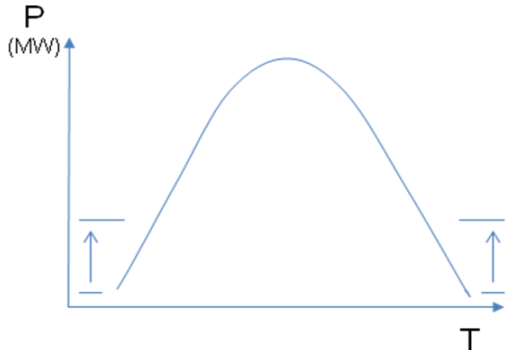
Chiến lược giá tại Thông tư 08/2010/TT-BCT chủ yếu thể hiện mối quan hệ chặt chẽ giữa giá điện và phụ tải điện, cụ thể như sau:

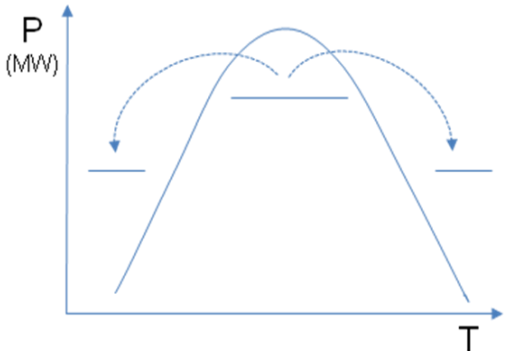
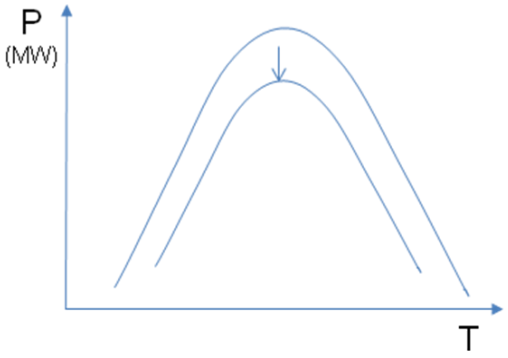
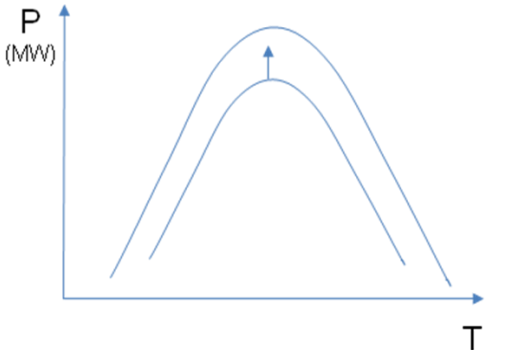
- Phụ tải không đồng đều và có khuynh hướng chênh lệch biên độ ngày càng tăng giữa giờ cao điểm và thấp điểm
- Mất cân bằng cung cầu bởi các yếu tố mùa vụ còn căng thẳng
- Chi phí đầu vào ngày một cao, làm tăng chi phí tăng nguồn để bù đắp phụ tải đỉnh.
- Xu hướng phân tán trong tổ chức thị trường năng lượng điện (phân tán về tổ chức quản lý sản xuất, kinh doanh)

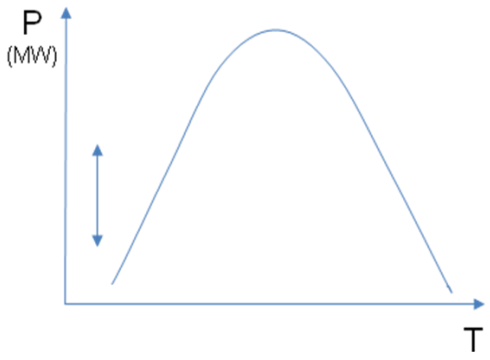
c. Phân tích hiệu quả của chiến lược theo từng phương pháp áp dụng

Căn cứ Thông tư 08, tác giả nhận thấy có sáu phương pháp hiện đang được áp dụng, hiệu quả, xung đột và tình trạng áp dụng được phân tích trong Hộp 4.1 sau:

Hộp 4.1 Phân tích mối quan hệ giữa giá điện và phụ tải

TT	Nhận xét	Đồ thị biểu diễn
1	Phương pháp 1: giảm phụ tải đỉnh, nơi có mức giá cao nhất Giảm tải qua kiểm soát trực tiếp Hiệu quả: tác dụng trực tiếp, tức thì Xung đột: Khó công bằng, khó khăn cho người tiêu dùng điện Tình trạng: Đang áp dụng triệt để (cắt điện luận phiên…), không nên kéo dài	
2	Phương pháp 2: nâng cao phần thấp nhất của đồ thị phụ tải, nơi có mức giá điện bình quân thấp hơn mức trung bình Hiệu quả: khuyến khích tiết kiệm điện, đảm bảo công bằng Xung đột: chính sách trợ giá cho đối tượng chính sách; hiệu quả sử dụng điện thấp tại Việt Nam hiện nay Tình trạng: Áp dụng từng bước thông qua biểu giá điện hàng năm nhưng chưa phản ánh đúng chi phí sản xuất	

TT	Nhận xét	Đồ thị biểu diễn
3	Phương pháp 3: phân bổ phụ tải đỉnh hợp lý, khuyến khích chuyển phụ tải sang lúc thấp điểm Hiệu quả: Lâu dài, giảm chi phí cho NTD Xung đột: Khó khăn cho NTD do chi phí có thể tăng Tình trạng: Đang áp dụng nhưng yếu về cơ chế khuyến khích; chi phí chuyển đổi cao	
4	Phương pháp 4: tăng hiệu quả sử dụng điện qua áp dụng công nghệ tiết kiệm điện. Hiệu quả: Bền vững, lâu dài Xung đột: Yêu cầu cao về công nghệ và môi trường có thể làm khó khăn cho việc thu hút đầu tư; chi phí lớn của việc nâng cấp lưới điện nhằm giảm TTĐN. Hiện trạng: Đang áp dụng nhưng thiếu cơ chế, biện pháp hiệu quả, cần thời gian dài	
5	Phương pháp 5: tăng công suất nguồn qua khuyến khích phát triển nguồn mới Hiệu quả: ổn định và an toàn nguồn điện Xung đột: Giá mua điện thấp; kém hiệu quả hơn so với các biện pháp giảm TTĐN Tình trạng: Đang áp dụng nhưng bất cập về chính sách giá và điều hành thị trường	

TT	Nhận xét	Đồ thị biểu diễn
6	Phương pháp 6: phụ tải linh hoạt, thay đổi điện lượng cung cấp tại các thời điểm phụ tải khác nhau Hiệu quả: linh hoạt giữa phụ tải và điện lượng cung cấp, ổn định và an toàn lưới Xung đột: Phụ tải đa dạng về hiệu năng sử dụng điện; thị trường điện chưa phát triển; cơ cấu nguồn mất cân bằng giữa thuỷ điện, nhiệt điện và phụ thuộc lớn vào mùa vụ Tình trạng: Đầu tư các hệ thống đo lường điện năng kỹ thuật số, thống nhất hoạt động điều hành phụ tải và công suất nguồn	

Ngoài các thông tin trên, Thông tư 08 cũng phản ánh chuỗi chi phí tài chính chưa hợp lý từ khâu sản xuất tới khâu truyền dẫn, phân phối tới người tiêu dùng. Do EVN hiện đang độc quyền khâu truyền dẫn và phân phối, Hộp 4.2 dưới đây chỉ trình bày hai nhóm đối tượng: Nhà sản xuất điện và EVN (truyền tải, phân phối), cụ thể như sau:

Hộp 4.2 Phân tích chuỗi chi phí tài chính từ khâu sản xuất tới người tiêu dùng

Chi phí tài chính trong chuỗi giá trị (giá bán điện bình quân: 1.058 đồng)	Tỷ trọng	Nhu cầu sử dụng
Của các nhà SX (thuỷ điện + nhiệt điện…): 710 đ	67%	Bù đắp chi phí và đáp ứng lợi nhuận kỳ vọng của NSX
Của EVN: 1058đ – 710đ = 348 đ: - Chi phí điều hành thị trường, lợi ích của chuỗi truyền dẫn, phân phối - Tái đầu tư, nâng cấp mạng lưới truyền dẫn và phân phối?	33%	- Bù đắp được chi phí O&M - Không đủ cho việc nâng cấp, cải tạo lưới điện nhằm mở rộng phạm vi phục vụ và giảm TTĐN trên lưới

Căn cứ kết quả phân tích tại các hộp 4.1 và 4.2, tác giả đi đến hai nhận định sau:

a) Một là để giải quyết mâu thuẫn giữa giá điện và thu hút đầu tư vào ngành, ngoài việc cải thiện năng lực quản lý điều hành, phương pháp hiệu quả nhất về mặt thị trường hiện nay là giá điện cần phản ánh bản chất mối quan hệ cung cầu thông qua thực hiện đúng lộ trình đã định tại Quy hoạch điện VI.

b) Hai là để giải quyết vấn đề nguồn tài trợ cho việc nâng cấp, mở rộng hệ thống lưới điện phân phối, mức giá hiện nay là chưa đủ để bù đắp. Do vậy giá điện tài chính chịu áp lực tăng nhằm bù đắp chi phí tái đầu tư của ngành điện, cụ thể là EVN. Việc tài trợ đầu tư cho EVN từ nguồn NSNN có thể thiếu hiệu quả bởi các biến dạng do chính sách gây nên hoặc tình trạng quản lý yếu kém, trong khi tìm kiếm nguồn tài trợ ngoài NSNN đang gặp khó khăn bởi giá điện thấp.

4.2 Các giả định và thông số chủ yếu của mô hình cơ sở

4.1.3 Thông số vận hành chủ yếu

Số giờ hoạt động trong năm: 6500 giờ/năm

Sản lượng điện thương mại hàng năm: 292,5 triệu kW

Sản lượng xỉ thương mại hàng năm: 69.540 tấn

Tiêu dùng nhiên liệu hàng năm:

- Than: 190 ngàn tấn (Quảng Ninh: 133 ngàn tấn; Bố Hạ: 57 ngàn tấn)
- Dầu FO: 488 tấn Đá vôi: 7500 tấn

4.1.4 Đồng tiền sử dụng, lạm phát và mặt bằng tính toán

a) Đồng tiền sử dụng

Đồng tiền sử dụng trong phân tích là đồng USD, các dòng tiền là VNĐ được chuyển đổi sang đồng USD theo tỷ giá hối đoái chính thức năm 2010 là 18.500/USD[20].

b) Lạm phát, trượt giá

Phân tích tài chính dự án không tính đến lạm phát, trượt giá của đồng tiền (cả ngoại tệ và nội tệ), tác động của các yếu tố trên sẽ xem xét trong phần phân tích rủi ro[21].

[20] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

c) Mặt bằng tính toán

Mặt bằng tính toán là thời điểm năm đầu tiên bỏ vốn thực hiện (năm 2010) và được coi là năm thứ nhất.

4.1.5 Vốn và chi phí sử dụng vốn

a) Nguồn vốn

Tổng vốn đầu tư trước VAT là 60.991.000 USD, trong đó:

- Chủ đầu tư: 20%, bằng 12.089.000 USD
- Vốn vay dài hạn: 80%, bằng 48.902.000 USD

b) Chi phí nợ vay, chi phí vốn CSH và Wacc

- Theo quan điểm của EIC:

  Lãi suất vay USD: Rd = 8%/năm

  Suất sinh lợi của vốn chủ: Re = 7,5%/năm

  Wacc = ExRe/(D+E) + D*Rd/(D+E) = 7,5%x20% + 8%*80% = 7,9%

- Theo quan điểm của tác giả: Quan điểm của EIC về chi phí vốn chủ và chi phí vốn bình quân trọng số chưa phù hợp bởi hai luận điểm sau:

  1, Chi phí vốn chủ Re = 7,5%, thấp hơn lãi suất vay nợ = 8% là không hợp lý, nếu như vậy thì EIC nên bỏ 100% vốn chủ đề đầu tư dự án.

  2, Chi phí vốn bình quân trọng số Wacc chưa tính tới tác động của đòn bẩy thuế.

- Đề xuất của tác giả:

  1, Lãi suất vay vốn USD trong nước bằng 8% là cao hơn mức trung bình hiện nay, trong khi EIC thuộc nhóm được khuyến khích đầu tư. Do vậy, lãi suất hợp lý là mức trung bình của thị trường hiện nay bằng 7,5% năm, mức lãi suất này tác giả sẽ áp dụng trong mô hình cơ sở.

  2, Về suất sinh lợi yêu cầu của vốn chủ: về mặt lý thuyết, suất sinh lợi của vốn chủ tối thiểu phải bằng hoặc cao hơn lãi suất vay nợ, việc EIC đề xuất suất sinh lợi vốn CSH bằng 7,5% là chưa hợp lý căn cứ tình hình khan hiếm về vốn của EIC.

---

[21] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

Do vậy tác giả đề xuất mức Re = 8%, tương đương suất chiết khấu kinh tế EOCK thường được áp dụng hiện nay tại Việt Nam.

3, Suất sinh lợi Wacc áp dụng trong mô hình cơ sở được tính theo phương pháp trực tiếp trên cơ sở bình quân trọng số chi phí các nguồn vốn và cộng thêm tác động của đòn bẩy thuế.

4, Ngoài ra, tác giả đề xuất tham khảo thêm Wacc được tính theo mô hình CAPM có tham khảo số liệu của thị trường Hoa Kỳ nhằm đánh giá một cách sơ lược về suất sinh lợi yêu cầu của nhà đầu tư FDI vào lĩnh vực sản xuất nhiệt điện.

4.1.6 Khoản phải thu (AR), khoản phải trả (AP)

Cơ cấu các khoản AR và AP hàng năm của dự án như sau:

- Khoản phải thu: 16% doanh thu hàng năm từ bán điện và xỉ than.
- Khoản phải trả : Nhiên liệu liệu đầu vào: 8% chi phí nhiên liệu hàng năm
  O&M: 8% chi phí O&M hàng năm

4.1.7 Vốn lưu động phục vụ hoạt động ban đầu

Vốn lưu động phục vụ hoạt động ban đầu là 400.000 USD.

4.1.8 Chi phí nhiên liệu, O&M, thuế và khấu hao

a) Than nhiên liệu

Căn cứ kết quả tính toán tại Phụ lục E.5, giá than cung cấp cho dự án như sau:

Bảng 4.1 Xác định giá than cung cấp cho dự án

TT	Loại than	Tỷ trọng (%)	Số lượng (ngàn tấn)	Đơn giá trước VAT (USD/tấn)
1	Than cám 6b Quảng Ninh	70%	133	26,22
2	Than Bố Hạ	30%	57	17,84
	Giá bình quân trọng số			23,7

- Giá than cám 6b Quảng Ninh theo Thông tư 08/2010/TT-BCT với mức giá được trợ giá bằng 68% giá FOB bình quân năm 2009[22].

[22] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

- Giá than cám Bố Hạ áp dụng theo giá bán bình quân trước VAT của Công ty Cổ phần Than và Khoáng sản Bắc Giang tại thời điểm tính toán.

b) Dầu FO

Căn cứ thông báo giá ngày 01/3/2010 của Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam và chi phí vận chuyển xăng dầu hiện nay, giá dầu FO tại dự án là 660 USD/tấn[23].

c) Đá vôi

Lượng đá vôi cung cấp cho dự án được sản xuất tại địa phương và được giao dịch theo giá thị trường cạnh tranh với giá là 6 USD/tấn[24].

d) Vận hành và quản lý O&M

Chi phí O&M hàng năm bằng 2,5% tổng đầu tư xây lắp và thiết bị[25], trong đó:

- Chi phí nhân công: 50% chi phí O&M
- Chi phí bảo dưỡng, sửa chữa: 50% chi phí O&M

e) Khấu hao và phân bổ chi phí đầu tư ban đầu

- Khấu hao: TSCĐ hình thành từ đầu tư được khấu hao theo phương pháp đường thẳng trong 20 năm chung cho cả thiết bị và xây lắp.
- Phân bổ chi phí đầu tư: Chi phí đầu tư ban đầu không gồm TSCĐ sẽ được phân bổ vào chi phí hoạt động trong 10 năm đầu của dự án.

f) Thuế

Thuế thu nhập áp dụng cho dự án được tính theo các quy định hiện hành như sau[26]:

- 4 năm đầu sau khi đi vào hoạt động: 0%
- 9 năm tiếp theo: 12,5%
- Các năm còn lại: 25%

Thuế VAT: Điện năng: 5%; Xỉ than: 10%

---

[23] Phụ lục E.5 *Xác định hệ số chuyển đổi và giá kinh tế*
[24] Phụ lục E.5 *Xác định hệ số chuyển đổi và giá kinh tế*
[25] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*
[26] Chính phủ (2008). *Nghị định 124/2008/NĐ-CP ngày 11/12/2008 Quy định chi tiết về hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp*

4.1.9 Doanh thu dự án

Doanh thu hàng năm của dự án bằng tổng doanh thu từ bán điện và xỉ than, cụ thể:

a) Doanh thu từ bán điện

Phương pháp định giá phổ biến, được áp dụng nhiều tại các nước phát triển là định giá theo chi phí biên MC. Trong trường hợp này, giá điện (P) bằng chi phí biên (MC) và bằng doanh thu biên MR (P = MC = MR). Cơ chế này sẽ đảm bảo các yêu cầu phân bổ hiệu quả các nguồn lực ngay cả trong ngành điện, đảm bảo công bằng, ổn định trong thời gian dài với lợi ích ròng lớn nhất so với các phương pháp định giá khác [27].

EIC là nhà SX mới với sản lượng điện bình quân chỉ chiếm 0,24% sản lượng toàn hệ thống năm 2013[28]. Do vậy, sản lượng của dự án nhỏ và không đủ tác động tới cơ chế giá của thị trường, việc xác định chi phí biên MC chỉ có tính chất so sánh hiệu quả về tài chính, giá bán điện của EIC cho EVN sẽ phụ thuộc vào các mức giá hiện hành trên thị trường. Tổng hợp giá tham khảo hiện hành được trình bày tại tại Bảng 4.2 sau đây:

Bảng 4.2 Tham khảo các mức giá mua bán điện hiện hành

Nguồn	Giá bán điện		Ghi chú
	cent/kWh	vnd/kWh	
Mức giá quy định tại Quyết định 2014/QĐ-BCN ngày 13/6/2007	Mùa khô: 3,5-5 Mùa mưa: 3,5-4,4		*Áp dụng trong thẩm định các dự án nguồn điện*
Giá cao điểm mùa khô 2009-2010	6	1110	*Tham khảo: EVN mua từ Cao Ngạn, Sơn Động*[29]
Giá theo thoả thuận giữa EVN và dự án BOT Mông Dương	5,036	932	*Đã hoàn thành thoả thuận BOT đầu năm 2010*[30]

Căn cứ các thông tin trên, giá điện bình quân áp dụng suốt vòng đời dự án EIC (Mộ hình cơ sở) được chọn là 5 cent/kWh do thoả mãn các điều kiện sau:

---

[27] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

[28] Căn cứ dự báo BMI (Q1-2009), *Vienam Power Report 2007-2013*, tổng sản lượng điện của Việt Nam năm 2013 là 120 tỷ kWh, điện lượng của EIC dự kiến là 292,5 triệu kWh, tỷ trọng điện lượng của EIC/toàn hệ thống là 0,24%

[29] Nguồn: Tác giả tự điều tra

[30] http://www.baodautu.vn/portal/public/vir/. Báo Đầu tư - Bộ KH&ĐT

- Nằm trong phạm vi quy định bởi Quyết định 2014/QĐ-BCN.
- Tương đương mức giá theo thoả thuận PPA giữa EVN và BOT Mông Dương.
- Thấp hơn giá điện trong mùa cao điểm 2009-2010 khoảng 17%.

b) Xỉ than

Căn cứ kết quả khảo sát thị trường tại Công ty Phân đạm và Hoá chất Hà Bắc, giá bán xỉ than bình quân dài hạn trên thị trường là 1,08 USD/tấn (20.000 VNĐ). Sản lượng xỉ thương mại hàng năm của EIC là 69.540 tấn, được tính căn cứ theo tỷ trọng số lượng và loại than sử dụng, tỷ lệ tro trong than, công nghệ đốt than[31].

4.3 Phân tích tài chính theo quan điểm tổng đầu tư

Thông qua việc phân tích những dòng tài chính tiềm năng của dự án nhằm xác định tính khả thi về mặt tài chính, nhu cầu vay vốn cũng như khả năng trả nợ của dự án.

4.3.1 Kết quả tính toán

a) Kết quả tính toán với suất chiết khấu tính theo phương pháp trực tiếp (Wacc1)

Phương pháp này áp dụng cho dự án EIC dựa trên lập luận nhà đầu tư trong nước thường bỏ qua các yếu tố mang tính rủi ro quốc gia.

Bảng 4.3 Kết quả tính toán theo quan điểm tổng đầu tư

TT	Chỉ tiêu	Ký hiệu	Đơn vị tính	Kết quả
1	Hệ số chiết khấu	Wacc1	%	7,88%
2	Suất sinh lợi nội tại	IRR	%	10,43%
3	Giá trị hiện tại ròng	NPV(TIP)	USD	13.500.457
4	Hệ số lợi ích/chi phí	B/C	Tỷ lệ	1,12
5	Thời gian hoàn vốn có chiết khấu	T_{hv}	Năm	13
6	Giá thành SX bình quân	P	cent/kWh	3,53
7	Hệ số an toàn trả nợ	DSCR	Tỷ lệ	1,68

Kết quả chi tiết được trình bày tại Phụ lục F.1

b) Kết quả tính toán với suất chiết khấu tính theo phương pháp gián tiếp (Wacc2)

[31] Phụ lục E.5 Xác định hệ số chuyển đổi và giá kinh tế

Do Việt Nam đang kêu gọi đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực sản xuất điện nên Đề tài xem xét thêm trường hợp có thể xảy ra khi nhà đầu tư sử dụng suất chiết khấu được tính theo phương pháp CAPM [32] trên cơ sở tham chiếu các đặc điểm của thị trường Hoa Kỳ[33]. Kết quả được trình bày trong Bảng 4.4 sau đây

Bảng 4.4 Kết quả tính toán theo quan điểm tổng đầu tư (dự án FDI)

TT	Chỉ tiêu	Ký hiệu	Đơn vị tính	Kết quả
1	Hệ số chiết khấu dự án	Wacc2	%	12,32%
2	Giá trị hiện tại ròng dự án	NPV(TIP)	USD	-6.815.520

4.3.2 Kết luận

Kết quả phân tích của mô hình cơ sở cho thấy với suất chiết khấu Wacc1=7,88%, Dự án khả thi về mặt tài chính trên quan điểm tổng đầu tư với IRR = 10,43%, DSCR bình quân bằng 1,68 và kết quả phân tích cân bằng tài chính cho thấy dự án hoàn toàn có thể trả được nợ gốc và lãi vay.

Kết quả trong Bảng 4.4 cho thấy, với các điều kiện thị trường của Việt Nam, việc thu hút vốn đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực SX nhiệt điện than gặp khó khăn do suất sinh lợi yêu cầu của các nhà tài trợ nước ngoài có tính đến các yếu tố rủi ro của Việt Nam.

4.4 Phân tích tài chính theo quan điểm chủ đầu tư

Xem xét hiệu quả mà dự án mang lại cho chủ đầu tư, tập trung vào các chỉ tiêu hiệu quả tài chính, thu nhập dự trù, khả năng trả nợ của dự án.

4.4.1 Kết quả tính toán

a) Kết quả tính toán với suất chiết khấu tính theo phương pháp trực tiếp (r_{e1})

Bảng 4.5 Kết quả tính toán theo quan điểm chủ đầu tư

TT	Chỉ tiêu	Ký hiệu	Đơn vị	Kết quả
1	Suất sinh lợi yêu cầu	r_{e1}	%	8,18%
2	Suất sinh lợi nội tại	IRR	%	15,3%
3	Giá trị hiện tại ròng	NPV(EIP)	USD	13.157.136

[32] Phụ lục F.13 Chi phí vốn theo phương pháp CAPM
[33] Phụ lục F.13 Chi phí vốn theo phương pháp CAPM

4	Hệ số lợi ích/chi phí	B/C	Tỷ lệ	1,09
5	Thời gian hoàn vốn có chiết khấu	T_{hv}	Năm	12
6	Thời điểm hoàn vốn vào năm	t_{hv}	Năm	2025

Kết quả chi tiết được trình bày tại các phụ lục từ Phụ lục F.2 tới Phụ lục F.12

c) Kết quả tính toán với suất chiết khấu tính theo phương pháp gián tiếp (r_{e2})

Đề tài xem xét thêm trường hợp có thể xảy ra khi nhà đầu tư sử dụng suất chiết khấu được tính theo phương pháp CAPM[34]. Kết quả được trình bày trong Bảng 4.6 sau đây

Bảng 4.6 Kết quả tính toán theo quan điểm chủ đầu tư (dự án FDI)

TT	Chỉ tiêu	Ký hiệu	Đơn vị tính	Kết quả
1	Suất sinh lợi yêu cầu	r_{e2}	%	25,41%
2	Giá trị hiện tại ròng	NPV(EIP)	USD	-4.395.661

4.4.2 Kết luận

Dự án đáng giá về mặt tài chính theo quan điểm chủ đầu tư với suất chiết khấu 8,18%. Ngân lưu cân bằng của CSH tăng một cách ổn định cùng với việc trả nợ gốc vốn vay.

Kết quả trong Bảng 4.6 cho thấy, với các điều kiện thị trường của Việt Nam, việc thu hút nhà đầu tư nước ngoài vào lĩnh vực SX nhiệt điện gặp khó khăn do suất sinh lợi yêu cầu của nhà đầu tư nước ngoài có tính đến các yếu tố rủi ro của Việt Nam.

4.5 Phân tích tài chính theo quan điểm NSNN

Xem xét hiệu quả mà dự án mang lại cho NSNN thông qua phân tích tác động của các dòng chi (ĐBGPMB) và dòng thu (VAT, thuế TNDN, thuê đất) tới NSNN.

4.5.1 Kết quả tính toán

Bảng 4.6 Kết quả tính toán theo quan điểm NSNN

TT	Chỉ tiêu	Ký hiệu	Đơn vị tính	Kết quả
1	Hệ số chiết khấu (áp dụng của dự án)	Wacc	%	7,9%
2	Suất sinh lợi nội tại	IRR	%	34,8%
3	Giá trị hiện tại ròng	FNPV	USD	10.961.780

[34] Phụ lục F.13 Chi phí vốn theo phương pháp CAPM

4.5.2 Kết luận

Với suất chiết khấu Wacc1=7,9%, Dự án đáng giá về mặt tài chính theo quan điểm NSNN, mang lại giá trị hiện tại ròng dương với suất sinh lợi IRR = 34,8%. Ngoài ra, dự án còn tạo thêm công ăn việc làm cho lao động địa phương, khuyến khích phát triển KT-XH tại vùng dự án.

4.6 Kết luận phân tích tài chính (mô hình cơ sở)

Căn cứ kết quả tính toán của Chương 4, dự án đáng giá theo cả ba quan điểm: tổng đầu tư, chủ đầu tư và NSNN do các chỉ tiêu tài chính đều khả thi.

Khả năng trả nợ của chủ đầu tư là khả thi mặc dù ngân lưu ròng CSH có năm âm, có thể ảnh hưởng tới khả năng huy động vốn của dự án. Giá thành SX bình quân là 3,53 cent/kWh, bằng 71% giá bán điện của dự án là 5 cent/kWh. NSNN được hưởng lợi ích ròng dương, các nhà cung cấp HHDV cho dự án và người lao động được hưởng thu nhập ổn định từ dự án.

Dự án thiếu tính hấp dẫn đối với các nhà đầu tư nước ngoài nếu áp dụng suất chiết khấu được tính toán có tham khảo thị trường Hoa Kỳ và có tính tới rủi ro quốc gia của Việt Nam.

Nhà đầu tư EIC cần chứng minh cho bên cho vay vốn về việc dự án hoàn toàn có thể trả được nợ gốc và lãi vay.

Chương 5: PHÂN TÍCH RỦI RO

Kết quả phân tích tài chính cho thấy dự án EIC khả thi trong điều kiện mô hình cơ sở, tuy nhiên trong thực tế mọi biến số đầu vào hay đầu ra của dự án đều chịu những biến động bởi các điều kiện kinh tế vĩ mô hay cung cầu của thị trường. Nhằm xem xét tính chắc chắn của dự án trong những điều kiện được giả định sát với thực tiễn của thị trường, Đề tài tiếp tục tiến hành phân tích trong trường hợp có sự thay đổi giá trị các biến số, đồng thời cũng sẽ đưa lạm phát vào quá trình tính toán.

Các bước tiến hành như sau:

1, Bước 1: Lựa chọn biến tác động và biến kết quả
2, Bước 2: Lựa chọn các phương án phân tich tình huống
3, Bước 3: Xem xét các tình huống thay đổi giá thực của các biến tác động qua phân tích độ nhạy và phân tích tình huống, đánh giá tác động lên các biến kết quả
4, Bước 4: Đưa lạm phát vào mô hình phân tích, đánh giá tác động kết hợp của lạm phát, thay đổi giá than lên giá điện và các biến kết quả.

5.1 Xác định biến tác động và biến kết quả

5.1.1 Biến tác động

Căn cứ kết quả phân tích rủi ro thị trường tại Phụ lục 1, các quy định hiện hành của nhà nước[35] và đặc điểm dự án, Đề tài sẽ lựa chọn các biến tác động bằng cách kết hợp hai tiêu chí chủ yếu sau:

- Tỷ trọng giữa NPV của biến tác động so với NPV dự án, lựa chọn biến số có tỷ trọng lớn làm biến tác động để phân tích rủi ro.
- Biến xem xét chịu tác động mạnh của lạm phát, biến động giá do cung-cầu và chính sách của nhà nước.

5.1.2 Biến kết quả

Các biến kết quả gồm: NPV, IRR, B/C theo quan điểm dự án và chủ sở hữu.

[35] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

Kết quả lựa chọn đưa ra bảy phương án xem xét đối với các biến được chọn như sau:

1) Suất đầu tư tăng/giảm 10%
2) Điện năng phát tăng/giảm 10% (hoặc giá điện tăng giảm 10%)
3) Chi phí than nhiên liệu thay đổi từ -10% tới +40%
4) Tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%
5) Tỷ lệ vốn CSH thay đổi từ 20% đến 100%
6) Lãi suất vay USD thay đổi
7) Phân tích kịch bản theo mô hình tham khảo từ các chuyên gia trong nghành.

5.2 Xác định mô hình kết qủa theo các phương án chọn

5.2.1 Phương án suất đầu tư tăng/giảm 10%

Dưới tác động của các yếu tố cung cầu, tỷ giá hối đoái và chính sách của nhà nước, suất đầu tư của dự án sẽ bị thay đổi và sẽ tác động lên các chỉ số tài chính. Biên độ thay đổi của suất đầu tư được căn cứ theo Quyết định 2014/QĐ-BCN[36], giá trị đầu tư có thể ±10% so với giá trị tính toán.

Bảng 5.1 Kết quả phương án suất đầu tư thay đổi từ -10% đến +10%

Tỷ lệ	-10%	-6%	-2%	0%	2%	6%	10%
Suất đầu tư	1.098	1.147	1.196	1.220	1.244	1.293	1.342
Dự án							
NPV	8.960.407	16.777.097	14.592.708	13.500.457	12.408.155	10.223.398	8.039.188
IRR	11,8%	11,2%	10,7%	10,4%	10,2%	9,7%	9,3%
B/C	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
%NPV(TIP)	40,4%	24,3%	8,1%	0,0%	-8,1%	-24,3%	-40,5%
%IRR(TIP)	13,1%	7,6%	2,4%	0,0%	-2,4%	-6,9%	-11,1%
Chủ đầu tư							
NPV	18.653.950	16.456.307	14.257.199	13.157.376	12.057.333	9.856.463	7.655.069
IRR	19,7%	17,8%	16,1%	15,3%	14,6%	13,2%	11,9%
B/C	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
DSCR	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5
Giá điện SX	3,37	3,44	3,50	3,53	3,57	3,63	3,70

Kết quả phân tích trong bảng 5.1 cho thấy:

[36] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

- Tồn tại mối quan hệ nghịch biến giữa suất đầu tư và các chỉ số NPV, IRR và B/C. Khi vốn giảm 10% thì NPV tăng 40,4% và ngược lại.
- Dự án khả thi về mặt tài chính ngay cả khi suất đầu tư tăng 10% do NPV dương.
- Các chỉ số tài chính có độ nhạy cao dưới tác động của suất đầu tư

5.2.2 Phương án điện lượng trung bình thay đổi ±10%

Do tác động của các yếu tố như biến đổi khí hậu, mùa vụ, tình trạng vận hành nhà máy… sản lượng điện của dự án có thể bị thay đổi. Giá trị thay đổi thường nằm trong khoảng ±10% giá trị tính toán[37].

Bảng 5.2 Phương án điện lượng thay đổi từ -10% đến +10%

Tỷ lệ	**-10%**	**-6%**	**-2%**	**0%**	**2%**	**6%**	**10%**
Điện lượng	263,3	275,0	286,7	292,5	298,4	310,1	321,8
Dự án							
NPV	2.182.672	5.654.226	9.642.957	13.500.457	13.631.689	17.620.421	21.609.152
IRR	8,5%	9,2%	10,0%	10,4%	10,8%	11,6%	12,4%
B/C	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
%NPV(TIP)	-83,8%	-58,1%	-28,6%	0,0%	1,0%	30,5%	60,1%
%IRR(TIP)	-18,8%	-11,8%	-4,0%	0,0%	3,7%	11,2%	18,5%
Chủ đầu tư							
NPV	2.182.672	5.654.226	9.642.957	13.157.376	13.631.689	17.620.421	21.609.152
IRR	8,9%	10,5%	12,2%	15,3%	14,0%	15,8%	17,7%
B/C	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2
DSCR	1,2	1,2	1,3	1,7	1,4	1,5	1,5
Giá điện SX	3,81	3,65	3,50	3,53	3,36	3,23	3,12

Kết quả phân tích trong bảng 5.2 cho thấy:

- Tồn tại quan hệ đồng biến giữa điện lượng trung bình với NPV, IRR và B/C.
- Dự án khả thi về mặt tài chính ngay cả khi điện năng phát giảm 10%.
- Các chỉ số tài chính có độ nhạy cao dưới tác động của điện lượng bình quân.

5.2.3 Phương án chi phí than nhiên liệu thay đổi từ -10% đến +40%

Giá than nhiên liệu được trợ giá bởi chính sách của nhà nước với mức giá than cám 6b Quảng Ninh cấp cho dự án chỉ bằng 68% giá FOB bình quân[38]. Ngoài ra, giá than còn

[37] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

chịu biến động của giá thế giới do trong các năm tới, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu than. Do vậy, Đề tài chọn mức thay đổi của giá than là từ -10% đến +40%. Kết quả như sau:

Bảng 5.3 Phương án giá than nhiên liệu thay đổi từ -10% đến +40%

Tỷ lệ	0%	-10%	10%	20%	30%	40%
Dự án						
NPV	13.500.457	16.850.682	10.149.877	6.798.881	3.753.798	437.497
IRR	10,43%	11,05%	9,81%	9,18%	8,69%	8,06%
B/C	1,12	1,15	1,09	1,06	1,03	1,00
%NPV(TIP)	0,0%	24,8%	-24,8%	-49,6%	-72,2%	-96,8%
Chủ đầu tư						
NPV	13.157.376	16.507.236	9.806.180	6.452.768	3.871.313	629.155
IRR	15,30%	17,21%	13,44%	11,63%	10,26%	8,66%
B/C	1,09	1,12	1,06	1,03	1,00	0,97
DSCR	1,68	1,80	1,56	1,45	1,33	1,22
Giá điện SX	3,53	3,38	3,69	3,84	3,99	4,15

Kết quả phân tích trong bảng 5.3 cho thấy: Tồn tại mối quan hệ nghịch biến giữa giá than và chỉ số NPV, IRR và B/C. Dự án khả thi khi giá than tăng 40% tuy kém thuyết phục. Các chỉ số tài chính có độ nhạy cao dưới tác động của giá than.

5.2.4 Phương án tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%.

Căn cứ Quyết định 2014/QĐ-BCN[39], Đề tài xem xét tổ hợp tình huống vốn đầu tư tăng 10% trong khi điện năng phát giảm 10%. Kết quả như sau:

Bảng 5.4 Phương án tổ hợp vốn đầu tư tăng 10%, điện năng phát giảm 10%.

Thay đổi suất đầu tư			0%	2%	4%	6%	8%	10%
NPV(TIP)		**12.459.769**	1.220	1.244	1.269	1.293	1.318	1.342
Thay đổi điện lượng	0%	292,5	13.500.457	12.408.155	11.315.802	10.223.398	9.131.736	8.039.188
	-2%	286,7	11.335.283	10.242.894	9.150.451	8.057.956	6.966.201	5.882.903
	-4%	280,8	9.169.958	8.077.475	6.984.937	5.898.266	5.197.057	4.044.642
	-6%	275,0	7.004.465	5.915.368	5.211.856	4.059.445	3.031.944	1.871.639
	-8%	269,1	4.727.781	4.075.082	3.043.096	1.882.789	723.313	(294.040)
	-10%	263,3	3.055.091	1.894.782	734.461	(288.214)	(1.453.958)	(2.620.555)

[38] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

[39] Bộ Công thương (2010). *Thông tư số 08/2010/TT-BTC v/v quy định giá bán điện năm 2010 và hướng dẫn thực hiện.*

Chỉ số NPV quan hệ nghịch biến với suất đầu tư và quan hệ đồng biến với điện năng phát ra. Dự án không khả thi với suất chiết khấu Wacc (7,9%) khi điện năng phát giảm 10% và suất đầu tư tăng từ 6% trở lên

5.2.5 Phương án thay đổi cơ cấu vốn đầu tư

Quy định của nhà nước đối với các dự án nguồn điện, tỷ lệ vốn CSH phải từ 30% trở lên trên tổng mức đầu tư[40]. Cơ cấu vốn dự kiến của dự án là 20% vốn chủ, 80% vốn vay, CSH cần tính toán thay đổi phương án tài trợ. Để xem xét độ nhạy của các chỉ số tài chính dưới tác động của tỷ lệ cơ cấu vốn, Đề tài xem xét trường hợp sau đây:

Bảng 5.5 Phương án thay đổi cơ cấu vốn đầu tư

Tỷ lệ vốn CSH	**100%**	**40%**	**30%**	**20%**	**0%**
Thuế TNDN	5.978.359	5.163.570	5.027.772	4.889.542	4.620.377
Dự án					
NPV	10.718.294	12.802.980	13.148.842	13.500.457	14.185.940
IRR	9,95%	10,31%	10,37%	10,43%	10,56%
B/C	1,09	1,11	1,12	1,12	1,13
%NPV(TIP)	-20,6%	-5,2%	-2,6%	0,0%	5,1%
%IRR(TIP)	-4,6%	-1,2%	-0,6%	0,0%	1,2%
Chủ đầu tư					
NPV	10.775.232	12.569.667	12.863.347	13.157.376	13.700.659
IRR	10,06%	12,59%	13,62%	15,30%	92,75%
B/C	1,09	1,09	1,09	1,09	1,08
DSCR	53,93	2,55	2,04	1,68	1,23
Giá điện SX	3,01	3,40	3,47	3,53	3,66

Kết quả phân tích trong Bảng 5.5 cho thấy:

- Dưới tác động của đòn bẩy thuế, các chỉ số NPV, IRR, B/C nghịch biến với tỷ trọng vốn CSH.
- Tỷ lệ thay đổi của các chỉ số tài chính không lớn, biến tỷ trọng vốn CSH không nhạy lắm với các chỉ tiêu tài chính.

[40] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

5.2.6 Phương án thay đổi lãi suất vay USD

EIC thuộc nhóm ưu tiên do đầu tư vào SX điện tại vùng đặc biệt khó khăn, khả năng EIC được vay với mức lãi suất ưu đãi 4% là không loại trừ. Do vậy, Đề tài sẽ xem xét biến thiên lãi suất trên trong khoảng từ 4% đến 7,5%, kết quả như sau:

Bảng 5.6 Phương án thay đổi lãi suất vay USD

Lãi suất	**4%**	**5,0%**	**6,0%**	**7,0%**	**7,5%**
Dự án					
NPV	13.330.559	13.372.977	13.415.433	13.457.926	13.500.457
IRR	10,46%	10,45%	10,44%	10,44%	10,43%
B/C	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
%NPV(TIP)	-1,3%	-0,9%	-0,6%	-0,3%	0,0%
%IRR(TIP)	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,0%
Chủ đầu tư					
NPV	22.608.938	20.245.065	17.881.835	15.519.267	13.157.376
IRR	23,47%	21,20%	19,06%	17,09%	15,30%
B/C	1,00	1,02	1,04	1,07	1,09
DSCR	3,74	2,00	1,69	1,59	1,68
Giá điện	3,29	3,35	3,41	3,47	3,53
%NPV(EIP)	71,8%	53,9%	35,9%	18,0%	0,0%
%IRR(EIP)	53,4%	38,5%	24,6%	11,7%	0,0%

Kết quả phân tích trong bảng 5.6 cho thấy: Dưới tác động của nợ vay, NPV(TIP) tương quan thuận, NPV(EIP) tương quan nghịch với lãi suất vay nợ. Các chỉ số tài chính của CSH có độ nhạy cao dưới tác động của lãi suất.

5.2.7 Phân tích kịch bản

Dựa vào kinh nghiệm của các chuyên gia trong ngành và các kết quả phân tích độ nhạy, ba kịch bản thường có thể xảy ra với dự án được giả định và tính toán như sau:

Bảng 5.7 Lựa chọn kịch bản

Biến tác động	**Biên độ**	**Xấu**	**Bình thường**	**Tốt**
Suất đầu tư	±10%	1.342	1.220	1.098
Lãi suất vay	Từ 0% đến 2%	8,00%	7,5%	6,00%
Giá than	Từ 0% đến 40%	33,18	23,70	23,70
Giá điện	Từ 4,4 đến 6 cent/kWh	4,4	5,00	6,00
Điện lượng	±10%	263,25	292,5	321,75

Kết quả tính toán như sau:

Dự án	NPV	(85.597.598)	13.500.457	29.707.168
	IRR	#DIV/0!	10,43%	13,92%
	B/C	0,34	1,12	1,27
CSH	NPV	(91.184.862)	13.157.376	33.741.055
	IRR	#DIV/0!	15,30%	30,90%
	B/C	0,35	1,09	1,20

Kết quả trên cho thấy, dự án không khả thi với kịch bản xấu dưới tác động đồng thời của các biến xem xét. Do vậy dự án tương đối rủi ro.

5.2.8 Tóm tắt kết quả phân tích độ nhạy và phân tích tình huống

Kết quả phân tích theo các phương án chọn cho thấy các chỉ số tài chính của dự án chịu tác động mạnh trước sự thay đổi của suất đầu tư, điện lượng bình quân (hoặc giá điện), chi phí than nhiên liệu, trong khi biến tỷ lệ vốn CSH có tác động không lớn. Biến lãi suất USD dài hạn tác động mạnh lên các chỉ số tài chính của CSH dưới tác động của đòn bẩy thuế.

Dự án vẫn khả thi đối với hầu hết trường hợp xem xét đơn lẻ, nhưng tương đối rủi ro trong tình huống kịch bản xấu, khi các biến số thay đổi đồng thời.

5.3 Phân tích mô phỏng Monte Carlo

Nhằm bổ sung cho phân tích độ nhạy, Đề tài sẽ phân tích mô phỏng xem xét một cách đồng thời tác động tính không chắc chắn của các biến quan trọng lên hiệu quả dự án.

5.3.1 Biến dự báo và biến rủi ro

Biến dự báo: NVP, IRR và B/C trên quan điểm tổng đầu tư và chủ đầu tư.

Việc lựa chọn biến rủi ro căn cứ theo kết quả phân tích tại phần 5.1, cụ thể như sau:

Bảng 5.8 Xác định các biến rủi ro

TT	Biến rủi ro	Dạng phân phối	Giá trị trung bình	Miền giá trị hoặc độ lệch chuẩn		
				Độ lệch chuẩn	Min	Max
1	Suất đầu tư	Chuẩn	1.220	122		
2	Giá than	Tam giác	23,7		21,33	40
3	Lãi suất	Tam giác	7,5%		4%	8%
4	Điện lượng	Chuẩn	292,5	30		
5	Giá điện	Tam giác	5		4,4	10

Số lần thử: 20.000 lần

Kết quả chi tiết chạy mô phỏng được trình bày tại Phụ lục M.1

5.3.2 Tóm tắt và phân tích kết quả phân tích mô phỏng

Bảng 5.9 Kết quả mô phỏng Monte Carlo

TT	Chỉ tiêu	Xác suất	Giá trị trung bình	Độ lệch chuẩn
I	Tổng đầu tư			
1	NPV (>0)	79%	12.283.584	16.748.325
2	IRR (> 8%)	80%	10,5%	3,18%
3	B/C (>1)	79%	1,12	1,15
II	Chủ đầu tư			
1	NPV (>0)	95%	45.900.000	32.420.431
2	IRR (> 8%)	85%	17,67%	9,27%
3	B/C (>1)	70%	1,08	0,2

Phân tích mô phỏng cho thấy NPV, IRR, B/C đều đạt chỉ tiêu yêu cầu với xác suất từ 70% trở lên. Dự án đáng giá về mặt tài chính tuy độ lệch chuẩn của các giá trị cao cho thấy dự án tương đối rủi ro dưới tác động của các biến lựa chọn.

5.4 Phân tích tác động của lạm phát

5.4.1 Mục tiêu

Sau khi tiến hành phân tích độ nhạy, phân tích tình huống trên cơ sở giả định biến động về giá thực của các biến tác động, Đề tài tiếp tục xem xét tình huống có lạm phát nhằm đánh giá được tác động lên hiệu quả dự án và dự kiến mức độ rủi ro của dự án. Các tác động của lạm phát lên tình hình tài chính của dự án gồm ba nhóm sau[41]:

1) Tác động trực tiếp từ những thay đổi trong tài trợ đầu tư, cân đối tiền mặt, khoản phải thu, khoản phải trả và lãi suất danh nghĩa.
2) Tác động thuế gồm chi trả thuế, khấu hao và tồn kho
3) Tác động lên tỷ giá hối đoái thị trường

5.4.2 Các bước đánh giá tác động của lạm phát

Các bước thực hiện đưa tác động lạm phát vào quá trình tính toán gồm:

a. Ước tính những thay đổi lệ lạm phát kỳ vọng.

Theo dự báo, chỉ số CPI bình quân giai đoạn 2009-2030 của Việt Nam khoảng 8%[42], chỉ số CPI bình quân giai đoạn 1990-2008 của Hoa Kỳ là 2,8%[43] và có thể dự kiến sẽ ở mức tương đương trong vòng đời dự án, Đề tài sẽ áp dụng các giá trị này trong tính toán tác động của lạm phát.

b. Tác động trực tiếp

Tài trợ đầu tư: Giá trị các khoản tài trợ đầu tư được điều chỉnh theo chỉ số CPI của Hoa Kỳ hàng năm trong giai đoạn đầu tư, việc gia tăng chi phí đầu tư từ 60.991.000 USD lên 65.083.000 USD làm tăng chi phí lãi của dự án, hai là nâng số vốn vay gốc danh nghĩa mà dự án phải hoàn trả từ 56.000.000 USD lên 59.718.000 USD, ba là chi phí khấu hao danh nghĩa tăng lên (sẽ được khấu trừ từ thuế trong tương lai).

---

[41] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

[42] http://www.EIU.org. *Macroeconomic indicators of Vietnam*. The Economist Intelligence Unit (Derived from IMF, International Financial Statistics)

[43] US BLS (8-2009). *Consumer Price Indexes 16 countries 1950-2008*.

Khoản phải thu và khoản phải trả: Lạm phát làm giá trị thực của khoản phải thu giảm xuống, làm thiệt hại cho dự án, trong khi làm giảm giá trị thực của các khoản nợ chưa thanh toán, làm lợi cho dự án.

Lãi suất danh nghĩa: Lạm phát làm lãi suất danh nghĩa của dự án tăng lên để đảm bảo các khoản lãi và gốc không thấp hơn giá trị ban đầu của khoản vay, làm ngân lưu ra trong 13 năm đầu sau khi đi vào hoạt động tăng lên, gây khó khăn lên khả năng thanh toán của dự án nếu doanh thu tăng không đủ bù đắp.

c. *Ảnh hưởng lên các yếu tố liên quan đến thuế*

Khấu trừ lãi: Giá trị khấu trừ thuế tăng lên do các khoản trả lãi tăng bởi lạm phát, dự án được lợi do khoản trả thuế giảm.

*Dự trù khấu hao:*Lạm phát làm cho giá trị các khoản khấu hao giảm, làm giá trị thực của thuế thu nhập tăng lên.

Tồn quỹ tiền mặt: Lượng tồn quỹ tiền mặt gắn liền với doanh thu hoặc chi phí, trong khi doanh thu và chi phí lại chịu tác động của lạm phát làm tăng giá trị danh nghĩa của chúng. Do vậy IEC cần bổ sung lượng tiền mặt tồn quỹ thông qua vay nợ ngắn hạn và do đó sẽ làm tăng chi phí của dự án.

d. *Tác động lên chi phí trực tiếp và doanh thu của dự án*

Giá các khoản chi phí hoạt động: Được điều chỉnh theo chỉ số CPI của Hoa Kỳ hàng năm trong quá trình hoạt động của dự án. Riêng tiền thuê đất cố định bằng 90.000 USD/ năm trong suốt vòng đời dự án.

Giá điện: Sự thay đổi của giá điện phụ thuộc vào lộ trình hiện thực hoá thị trường điện cạnh tranh. Cụ thể từ năm 2014 trở đi sẽ hình thành thị trường phát điện cạnh tranh. Tuy nhiên, do thị trường bán buôn cạnh tranh đến 2022 và thị trường bán lẻ cạnh tranh đến năm 2024 mới được hình thành nên giá bán lẻ điện dự kiến vẫn sẽ chịu sự điều tiết chặt chẽ của nhà nước cho đến năm 2024. Do vậy, giá mua điện của các đơn vị bán buôn từ các nhà SX vẫn sẽ bị khống chế bởi giá trần bán lẻ. EIC thuộc nhóm các nhà

SX nhỏ nên giá bán điện sẽ phụ thuộc vào giá mua điện của các công ty bán buôn từ các hộ lớn. Do vậy, ba kịch bản của giá điện sẽ được xem xét sau đây:

+ Kịch bản 1: Giá bán điện của dự án theo USD không tăng theo lạm phát trong vòng đời dự án do căn cứ thống kê từ 2002 đến nay cho thấy, giá bán lẻ điện quy đổi ra USD không tăng.
+ Kịch bản 2: Giá điện danh nghĩa theo VNĐ tăng theo chỉ số CPI Việt Nam[44]. Giá điện tính theo USD bằng giá theo VNĐ chia cho tỷ giá hối đoái cùng năm.
+ Kịch bản 3: Xem xét các phương án tăng giá điện khác nhau nhằm xác định mức giá tối thiểu để NPV(TIP) dương trong điều kiện lạm phát.
+ Kịch bản 4: Tính mức giá điện SX tối thiểu để NPV(TIP) dương trong điều kiện lạm phát và bỏ trợ giá than.

5.4.3 Phân tích các kịch bản

Căn cứ ba kịch bản đối với giá điện nêu trên và biến động của các biến số còn lại, Đề tài xem xét tác động của lạm phát theo ba kịch bản sau:

a) Kịch bản 1

Giả định:
- Lạm phát VND: theo lạm phát từng năm (bình quân 7,8%)[45]
- Lạm phát USD: 2,8%/năm[46]
- Giá điện vẫn giữ ở mức 5 cent/kWh.

Bảng 5.10 Kết quả tính toán kịch bản 1

Chỉ tiêu	Giá trị thực	
	Tổng đầu tư	Chủ đầu tư
NPV	-8.232.398	-7.512.442
IRR	3,21%	#NUM!
B/C	0,94	0,91

[44] Kịch bản này tương tự trường hợp: Giá điện tăng bình quân 8% năm đến 2022, tương đương tốc độ tăng giá điện danh nghĩa giai đoạn 2002-2010, sau đó tăng theo chỉ số CPI Việt Nam.
[45] http://www.EIU.org. *Macroeconomic indicators of Vietnam*. The Economist Intelligence Unit (EIU)
[46] US BLS (8-2009). *Consumer Price Indexes 16 countries 1950-2008*.

Kết quả tính toán tại Bảng 5.10 cho thấy lạm phát tác động tiêu cực tới các chỉ tiêu tài chính và nếu giá điện không tăng, dự án sẽ không khả thi. Kịch bản này rất có thể xảy ra, nhất là trong giai đoạn đến năm 2024 căn cứ số liệu quá khứ về giá điện.

b) Kịch bản 2

Giả định:
- Lạm phát VND: theo lạm phát từng năm (bình quân 7,8%)
- Lạm phát USD: 2,8%/năm
- Giá điện danh nghĩa bằng VNĐ tăng theo chỉ số CPI Việt Nam.

Bảng 5.11 Kết quả tính toán kịch bản 2

Chỉ tiêu	Giá trị thực	
	Tổng đầu tư	**Chủ đầu tư**
NPV	26.956.078	26.233.430
IRR	9,05%	16,13%
B/C	1,19	1,16

Kết quả tính toán tại Bảng 5.11 cho thấy nếu giá điện danh nghĩa bằng VNĐ tăng bình quân khoản 8%/năm trong suốt vòng đời dự án, các chỉ số tài chính của dự án tăng mạnh, dự án hoàn toàn khả thi. Tuy nhiên đây là trường hợp khó xảy ra do tầm quan trọng của giá điện đối với vai trò điều tiết của nhà nước trong nền kinh tế.

c) Kịch bản 3

Xem xét các phương án tăng giá điện khác khau trong khoảng từ 5cent/kWh tới mức 8 cent/kWh (mức giá tối đa hiện do một số nhà đầu tư FDI đề xuất)[47] trong điều kiện lạm phát VND theo dự báo từng năm và của USD là 2,8%.

Bảng 5.12 Kết quả tính toán Kịch bản 3 (giá trị thực)

Tỷ lệ tăng giá	0%	8,0%	14,0%	16,0%	21,0%	60,0%
Giá điện VNĐ/kWh	925	999	1.055	1.073	1.119	1.480
Giá điện cent/kWh	5,00	5,40	5,70	5,80	6,05	8,00
Dự án						
NPV	(8.232.398)	70.341	7.218.920	9.385.403	14.801.397	57.025.940

[47] http://vietnamnet.vn/kinhte/201002/Tang-toi-68-gia-dien-van-dung-truoc-ap-luc-tang-manh-896141/. Báo Việt Nam Net.

IRR	3,21%	4,91%	6,37%	6,79%	7,81%	14,79%
B/C	0,94	1,00	1,05	1,07	1,11	1,40
Chủ đầu tư						
NPV	(7.512.442)	116.114	7.191.152	9.340.016	14.718.702	56.805.470
IRR	#NUM!	5,36%	10,27%	11,75%	15,41%	38,45%
B/C	0,91	0,97	1,03	1,04	1,08	1,37

Kết quả trong bảng cho thấy với các giả định lạm phát được chọn, giá điện bằng VNĐ phải điều chỉnh tăng khoảng 8%, lên khoảng 999 VNĐ hoặc 5,4 cent/kWh thì NPV dự án dương. Để có kết quả tương tự bằng cách dử dụng lệnh Goalseek trong Excel, ta tìm được mức giá điện tối thiểu phải bằng 5,37 cent/kWh để NPV bắt đầu dương.

d) Kịch bản 4

Để xem xét trường hợp sát với thực tế hơn, Đề tài xem xét kết hợp Kịch bản 3 với việc giá than tăng bằng giá FOB bình quân (31,4 USD/tấn)[48], đồng thời các biến số chịu sự tác động của CPI Index Hoa Kỳ. Kết quả như sau:

Bảng 5.13 Kết quả tính toán Kịch bản 3 kết hợp tăng giá than lên bằng giá FOB

Tỷ lệ tăng giá	8,0%	16,0%	24,0%	32,0%	39,9%	60,0%
Giá điện VNĐ/kWh	925	1.073	1.147	1.221	1.294	1.480
Giá điện cent/kWh	5,00	5,37	5,70	5,80	6,99	8,00
Dự án						
NPV	(48.426.849)	(39.364.575)	(31.282.007)	(28.832.744)	21.268	23.153.099
IRR	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#NUM!	4,94%	10,10%
B/C	0,72	0,77	0,82	0,83	1,00	1,13
Chủ đầu tư						
NPV	(48.224.780)	(32.410.250)	(27.779.238)	(26.133.469)	720.594	23.017.058
IRR	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	#DIV/0!	7,48%	28,38%
B/C	0,72	0,72	0,79	0,81	0,99	1,11

Kết quả tại Bảng 5.13 cho thấy, trong trường hợp giá than được thả nổi theo giá FOB bình quân năm 2009, sau đó tăng theo chỉ số CPI của Hoa Kỳ, giá điện theo VNĐ phải tăng tối thiểu khoảng 39,9%, bằng 1.294 VNĐ (7 cent) để đảm bảo NPV(TIP) bắt đầu

[48] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

dương. Mức giá này cao hơn mức bán lẻ bình quân (1058 VNĐ/kWh). Mô hình này sẽ giúp cho việc thương thảo giá điện giữa EIC với EVN được rõ ràng và minh bạch hơn.

5.5 Tóm tắt kết quả phân tích rủi ro

Kết quả phân tích rủi ro và tác động lạm phát cho thấy, tính khả thi của dự án chịu tác động mạnh của các biến động kinh tế như: lạm phát kỳ vọng, giá bán điện và chính sách trợ giá than của chính phủ. Phân tích cho thấy trong điều kiện bình thường của thị trường (tồn tại lạm phát, bãi bỏ trợ giá nhiên liệu,…) để NPV(TIP) dương thì giá bán điện của EIC phải từ 7 cent/kWh trở lên.

Dự án không khả thi trong các tình huống rủi ro do lạm phát kỳ vọng gây ra nếu giá điện hiện nay không tăng.

Chương 6: PHÂN TÍCH KINH TẾ – XÃ HỘI

Sau khi tiến hành phân tích đánh giá tính hiệu quả của dự án về mặt tài chính trong các tình huống rủi ro, Chương 6 tiếp tục thực hiện phân tích kinh tế, đánh giá tính khả thi và hiệu quả của Dự án đối với nền kinh tế, đồng thời sẽ xem xét đánh giá sơ bộ tác động của lạm phát lên hiệu quả kinh tế của Dự án.

6.1 Phân tích kinh tế

6.1.1 Lựa chọn phương pháp phân tích

Phương pháp phân tích sẽ tập trung vào việc chuyển đổi giá thông qua việc tính toán các hệ số CFi và Hệ số điều chỉnh tỷ giá bởi các lý do chính sau:

- EIC với sản lượng dự kiến hàng năm nhỏ, chỉ chiếm 0,24% sản lượng toàn hệ thống vào năm 2013, do vậy EIC khó có thể tác động tới cơ chế giá hiện hành, sự khác biệt về giá kinh tế và giá tài chính đối với EIC chủ yếu do những tác động gây biến dạng thị trường bởi thuế, trợ giá và phí thưởng ngoại hối.
- EIC sử dụng nguồn than xấu có nhiệt trị thấp nhưng còn khá dồi dào tại khu vực Đông Bắc Bộ; tiềm năng thuỷ điện vùng Đông Bắc Bộ nhỏ và hầu như đã được khai thác; nhiệt điện đốt khí tự nhiên thiếu lợi thế so sánh bởi yếu tố địa lý.

6.1.2 Suất chiết khấu kinh tế

Đề tài đề xuất áp dụng dụng suất chiết khấu kinh tế EOCK thực bằng 8%, mức phổ biến được áp dụng trong các phân tích kinh tế tại Việt Nam hiện nay. Với giá trị chỉ số CPI của Hoa Kỳ giai đoạn 1990-2008 là 2,8%, EOCK danh nghĩa bằng 11%.

6.1.3 Hệ số điều chỉnh tỷ giá và tỷ giá hối đoái điều chỉnh

Căn cứ kết quả tính toán theo phương pháp thâm hụt ngoại tệ, hệ số điều chỉnh tỷ giá (H) và tỷ giá hối đoái điều chỉnh (AOR) của Việt Nam như sau[49]:

Hệ số bình quân giai đoạn 2001-2008: H = 1,045

Tỷ giá hối đoái chính thức: EOR = 18.500 VNĐ/USD[50]

[49] Phụ lục E.1 Xác định hệ số chuyển đổi tỷ giá

Tỷ giá hối đoái điều chỉnh: AOR = 19.334 VNĐ/USD

6.1.4 Xác định các hệ số chuyển đổi CF và giá kinh tế của các biến số

Thông qua sử dụng các khung lý thuyết trong phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư kết hợp phân tích thị trường[51], Đề tài tính được các hệ số chuyển đổi CF và giá kinh tế của các biến số như sau:

Bảng 6.1 Bảng tổng hợp hệ số CFi và giá kinh tế

TT	Khoản mục	Đvt	Giá tài chính	Giá kinh tế	CF	Ghi chú
I	Các khoản mục chi phí hoạt động					
1	Than	USD/tấn	23,70	29,48	1,30	Giá tài chính theo TT08
2	Dầu FO	USD/tấn	659,98	548,19	0,83	PetroImex; 17/3/2010
3	Đá vôi	USD/tấn	6,00	6,00	1,00	Giá 2010 tại địa phương
4	Khoản phải thu (AR)	USD			1,12	Bằng CF của điện
5	Khoản phải trả (AP)	USD			1,30	Bằng CF của than
6	Phụ tùng thay thế	USD			0,89	Bằng CF thiết bị
7	EOCL	USD			0,67	
8	Chi phí thuê đất	USD			1,00	
II	Các khoản mục doanh thu					
1	Điện	cent/kWh	5,00	5,6	1,12	
2	Xỉ than	USD/tấn	1,08	1,08	1,00	
III	Chi đầu tư ban đầu					
1	Hạng mục xây dựng	USD			0,80	
2	Hạng mục thiết bị	USD			0,89	
3	Quản lý DA & TV	USD			1,00	
4	Vốn lưu động	USD			1,00	
5	Chi phí chuẩn bị SX	USD			1,00	
6	Cân đối tiền mặt(CB)	USD			1,30	Bằng CF của AP
7	Các khoản còn lại	USD			1,00	

[50] Bộ Công thương (2010). *Thông tư số 08/2010/TT-BTC v/v quy định giá bán điện năm 2010 và hướng dẫn thực hiện.*
[51] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

TT	Khoản mục	Đvt	Giá tài chính	Giá kinh tế	CF	Ghi chú
8	Chi phí dự phòng	USD			1,00	
IV	Các khoản do NSNN và EVN đầu tư					
1	Xây dựng tuyến 110kV	USD	225.000	200.827	0,89	Giá 2010; EVN đầu tư
2	ĐBGPMB	USD	1.103.000	1.575.714	1,43	Giá 2010; NSNN đầu tư

Chi tiết tính toán được trình bày tại Phụ lục E.5.

6.1.5 Xác định các ngoại tác gây ra bởi dự án

Căn cứ đặc điểm của dự án, các ngoại tác chủ yếu do có sự hiện diện của Dự án được nhận dạng như sau:

1. Tăng nhu cầu sử dụng than chất lượng xấu
2. Giảm tổn thất truyền dẫn trên lưới do chất lượng nguồn được đảm bảo
3. Giảm chi phí đầu tư thiết bị ổn áp do chất lượng nguồn được đảm bảo
4. Ô nhiễm môi trường không khí.
5. Ô nhiễm do chất thải rắn.
6. Ô nhiễm môi trường nước.
7. Tác động tiêu cực tới sức khoẻ con người.

Chi tiết tính toán cụ thể đối với các ngoại tác nêu trên như sau:

a) Ngoại tác do tăng sử dụng than chất lượng xấu

Than cung cấp cho dự án là sản lượng khai thác tăng thêm[52], việc khai thác thêm sẽ tạo nên hai ngoại tác trái ngược nhau:

- *Ngoại tác tích cực do tận dụng than chất lượng xấu.*

Dự án sử dụng hỗn hợp gồm than cám 6b Quảng Ninh và than Bố Hạ với nhiệt trị bình quân 3.900 KCal/kg, độ tro tương ứng là 38% và 50%, ít được dùng trong các dự án nhiệt điện cho tới khi công nghệ CFB được phổ biến trên thế giới. Do vậy, dự án sẽ góp phần thúc đẩy việc tăng hiệu quả kinh tế của than thông qua khuyến khích việc

[52] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

khai thác tận thu các mỏ than chất lượng xấu hiện chưa khai thác hiệu quả và hoạt động thăm dò, tìm kiếm bổ sung thêm vào trữ lượng hiện đã được xác định.

Với việc giá than kinh tế được tính trên cơ sở giá FOB bình quân năm 2009, ngoại tác tích cực của việc khai thác tăng thêm của một tấn than bằng chênh lệch giữa giá kinh tế và giá tài chính của tấn than đó và được phản ánh thông qua việc chuyển đổi giá than từ giá tài chính sang giá kinh tế.

- *Ngoại tác tiêu cực gây nên bởi hoạt động khai thác thêm than phục vụ dự án.*

Hoạt động khai thác than gây thiệt hại tới sức khoẻ con người, nông – lâm nghiệp và thuỷ hải sản, hoạt động du lịch… Chi phí biên môi trường MEC trong khai thác than tại Miền Bắc Việt Nam vào năm 2010 là 19.029 đồng/tấn[53].

Với lượng tiêu thụ 190 ngàn tấn/năm, chi phí môi trường tăng thêm từ việc SX than cho dự án được tính như sau:

C_{EIC} = 190.000 tấn x 19.029 đồng = 3.610.000.000 đồng

hay bằng 186.717 USD (với AER = 19.334 VND/USD[54])

Ngoại tác tiêu cực trên cũng có thể tính toán theo phương pháp nội hoá ngoại tác vào chi phí sử dụng than một khi Dự thảo Luật Môi trường được thông qua.

b) Giảm tổn thất truyền dẫn do chất lượng nguồn được đảm bảo:

Tổn thất điện năng (TTĐN) trên lưới là lượng điện năng tiêu hao cho quá trình truyền tải và phân phối điện. TTĐN được chia thành TTĐN kỹ thuật và TTĐN phi kỹ thuật. Ngoại tác tích cực được xem xét đối với dự án là giảm TTĐN kỹ thuật. Tỷ lệ TTĐN kỹ thuật được tính toán theo phương pháp sau:

$$\Delta A\% = \Delta A/A \times 100\%$$

Trong đó: A (kWh) là điện năng nhận vào của lưới trong khoảng thời gian T

ΔA (kWh) là TTĐN trong giai đoạn xem xét T

[53] Nguyen Van Song & Nguyen Van Hanh (2001). *The Environment Cost of Power Generation in North Vietnam* , Hanoi Agricultural University and Institute of Energy Vietnam

[54] Phụ lục E.1 Xác định hệ số chuyển đổi tỷ giá

Với công suất 50 MW, chiếm 9% tổng công suất nguồn điện của tỉnh Bắc Giang là 560 MW vào năm 2014, dự án sẽ góp phần giảm nhu cầu bù công suất từ hệ thống điện quốc gia[55]. Với hệ số ΔA% của tuyến 110KVA Lạng Giang - Cầu Gồ khoảng 1%-2,5%, ΔA% ước tính đối với dự án vào khoảng **1,5%** điện lượng của dự án[56].

c) Chất lượng điện năng tốt hơn

Điên năng cung cấp bởi dự án sẽ làm chất lượng điện cung cấp ổn định hơn, giảm tổn thất gây nên bởi sụt giảm công suất vận hành và hư hỏng các thiết bị điện không sẵn có chức năng ổn áp, đặc biệt là các thiết bị điện công nghiệp. Tuy nhiên, do hiện nay tác giả chưa có nguồn số liệu thống kê hiện trạng thiết bị điện công nghiệp tại khu vực nên chưa thể định lượng được ngoại tác này.

d) Ô nhiễm môi trường không khí

Căn cứ các thông số vận hành của nhà máy, Đề tài tính toán lượng phát thải chất khí, bụi ô nhiễm hàng năm và phương án giảm tác động của dự án như sau:

Bảng 6.2 Lượng khí ô nhiễm phát thải của dự án

TT	Loại	Số lượng			Phương án giảm tác động tiêu cực
		mg/m3	mg/s	Tấn/năm	
1	SO_2	428	34.740	813	Sử dụng đá vôi + nhiệt độ buồng đốt thấp
2	NOx	300	24.375	570	Nhiệt độ buồng đốt thấp (800-900 độ C)
3	Bụi	150	12.188	285	Sử dụng hệ thống lọc bụi tĩnh điện
4	CO_2	100	8.125	190	Mua chỉ số CO_2 từ các doanh nghiệp trồng rừng
5	NH_4	4	325	8	Tự tiêu huỷ do số lượng nhỏ

Một ha keo lá tràm 12 năm tuổi có thể hấp thụ 7.962 tấn CO2/năm với thu nhập từ bán chỉ số CO_2 là 61 USD/ha/năm[57].

[55] UBND tỉnh Bắc Giang (2006). *Quy hoạch điện lực tỉnh Bắc Giang tới năm 2015, có xem xét tới 2020*
[56] Số liệu tính toán của Điện lực Bắc Giang, được áp dụng trong tính toán các công trình nguồn điện trên địa bàn.
[57] Ngô Đình Quế (2007). *Khả năng hấp thụ CO2 của một số loại rừng trồng chủ yếu ở Việt Nam*, Viện Khoa học Lâm nghiệp Việt Nam.

Vùng dự án có tỷ trọng rừng trồng cao, chủ yếu là keo lá tràm và bạch đàn, nếu áp dụng kết quả nghiên cứu trên, tổng chi phí mua chỉ số CO_2 hàng năm của dự án chỉ là 1,46USD (bằng 190 tấn CO_2 x 61 USD/7.962 tấn).

e) Chất thải rắn

Hàng năm dự án thải ra khoảng 80 ngàn tấn xỉ than và được dùng trong sản xuất VLXD (xi măng, gạch không nung,..). Các thành phần trong xỉ than về cơ bản không gây tác hại cho môi trường khi được tái xử dụng trong xây dựng.

f) Sử dụng nước tự nhiên và xử lý nước thải công nghiệp

Căn cứ các quy định về thuế tài nguyên, phí môi trường[58], kết quả tính toán chi phí môi trường nước mà dự án phải trả hàng năm như sau:

Tổng thuế + phí môi trường nướchàng năm: 11.252 USD/năm

Trong đó: Sử dụng nước: 3.294 USD/năm/4 triệu m3 nước sử dụng

Phí xả nước thải: 7.958 USD/năm/tổng lượng nước thải

g) Tác động tới sức khoẻ con người.

Do điều kiện nghiên cứu hạn hẹp và khó khăn trong việc khảo sát, đánh giá tác động của dự án lên sức khoẻ của người dân trong vùng dự án, Đề tài chưa thể xem xét đánh giá nên tạm thời bỏ qua các tác động này.

h) So sánh EIC với thực tiễn của các dự án nhiệt điện than đang hoạt động

Các chi phí tính được tại các phần d,e,f là chưa đầy đủ xuất phát từ thực tiễn hoạt động của các nhà máy nhiệt điện than tại Việt Nam. Từ kết quả nghiên cứu của hai tác giả Nguyễn Văn Song & Nguyễn Văn Hạnh [59] ta thấy nổi lên hai vấn đề chính sau:

- *Thiết bị giảm ô nhiễm không hoạt động theo như thiết kế.*

Trường hợp Nhiệt điện Phả Lại với công suất 645MW, nhiều khi chỉ có hai trong số bốn thiết bị lọc bụi tĩnh điện là còn hoạt động. Bụi, dầu thải và hoá chất không qua xử

---

[58] http://www.chinhphu.vn (2003). *Nghị định số 67/2003/NĐ-CP về Phí môi trường đối với nước thải,* Cổng Thông tin điện tử Chính phủ; http://bacgiang.gov.vn (2004). *Quyết định số 136/2004/QĐ-UB của UBND tỉnh Bắc Giang v/v Quy định chi tiết mức phí môi trường đối với nước thải áp dụng trên địa bàn tỉnh Bắc Giang;* http://www.chinhphu.vn (1998). *Nghị định 68/1998/NĐ-CP Quy định chi tiết Pháp lệnh Thuế tài nguyên.*Cổng Thông tin điện tử Chính phủ.

[59] Nguyen Van Song & Nguyen Van Hanh (2001). *The Environment Cost of Power Generation in North Vietnam* , Hanoi Agricultural University and Institute of Energy Vietnam

lý được thải thẳng ra môi trường tự nhiên, gây tác hại xấu cho khoảng 30.000 ha đất nông nghiệp, làm suy giảm 25% năng suất nông nghiệp trong vùng chịu tác động, tương đương 7,5 triệu USD/năm.

- *Ô nhiễm do thiết bị cũ hoặc kém chất lượng.*

Trường hợp Nhiệt điện Ninh Bình làm ví dụ, do thiết bị công nghệ cũ kỹ nên mức độ ô nhiễm gây ra cho môi trường xung quanh gấp ba đến bốn lần mức bình thường.

Dự án EIC do tư nhân làm chủ đầu tư, sử dụng thiết bị và công nghệ của Trung Quốc nên rủi ro ô nhiễm môi trường là tương đối lớn nếu không được cơ quan QLNN thường xuyên thanh kiểm tra và xử lý nghiêm khắc nếu sai phạm. Tuy nhiên, trong bối cảnh thường xuyên thiếu điện như hiện nay, khi mà EVN phải huy động tối đa các nguồn điện, kể cả các dự án chưa được bàn giao đang trong giai đoạn vận hành thử nghiệm thì khó có thể đảm bảo chắc chắn rằng các quy chuẩn về môi trường sẽ được thực hiện một cách nghiêm túc.

6.1.6 Xác định dòng tiền kinh tế của dự án

Dòng tiền kinh tế dự án được tính toán từ dòng tiền tài chính theo các bước sau:

- Loại bỏ các khoản chuyển giao: thuế, thu nhập từ lãi tiền gửi.
- Bổ sung các khoản đầu tư ngoài dự án của NSNN và EVN: Đền bù giải phóng mặt bằng và xây dựng đường 110KV.
- Tính toán giá trị kinh tế của các biến số thông qua áp dụng hệ số CF hoặc xác định trực tiếp[60].
- Bổ sung các dòng ngân lưu ngoại tác đã được xác định tại mục 6.1.5.

Chi tiết tính toán được trình bày trong Phụ lục E.3.

6.1.7 Kết quả tính ENPV, EIRR và B/C kinh tế

Điện năng sản xuất ra bởi dự án có tác động bổ sung cho sự thiếu hụt cung cầu hiện nay, lợi ích kinh tế của điện sẽ là lợi ích tăng thêm. Kết quả phân tích cho thấy dự án EIC là một dự án tốt, có hiệu quả rõ rệt về mặt kinh tế. Dự án được khuyến khích do có

[60] Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế

suất sinh lợi EIRR=13,09%, tương đương quy định của nhà nước là 10%[61]. Với suất chiết khấu EOCK danh nghĩa bằng 11%[62], kết quả tính toán như sau:

Bảng 6.3 Kết quả thẩm định kinh tế

Chỉ tiêu	NPV tài chính (với i = EOCK)	NPV kinh tế	NPV Ngoại tác
ENPV (USD)	-4.934.376	8.172.152	13.106.528
EIRR (%)		13,09%	
Thời gian hoàn vốn kinh tế		13 năm	
Thời điểm hoàn vốn kinh tế		Năm 2026	

6.1.8 Đánh giá tác động của lạm phát lên ngân lưu kinh tế

Kết quả phân tích tại Chương 5 cho thấy, dự án không khả thi trong trường hợp bổ sung các giá trị lạm phát kỳ vọng vào quá trình tính toán nếu giá điện không tăng. Tuy nhiên, mức độ tác động của lạm phát tới tính hiệu quả về mặt kinh tế của dự án là không lớn, dự án đạt hiệu quả về mặt kinh tế do các yếu tố sau:

- Thay đổi mặt bằng giá dưới tác động của lạm phát làm giá cả của các biến số thay đổi cùng tỷ lệ như nhau.
- Đa số các thay đổi của các dòng ngân lưu kinh tế đều là các khoản chuyển giao giữa các bên liên quan trong nền kinh tế, ngoại trừ các khoản mục phải nhập khẩu thiết bị trong giá trị đầu tư ban đầu.
- Thay đổi chi phí than của dự án dưới tác động lạm phát là khoản chuyển giao giữa các bên trong nền kinh tế do dự án sử dụng than xấu trong nước. Tương tự, mức thay đổi giá trị của điện cũng là khoản chuyển giao giữa EIC và EVN.

[61] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

[62] Mục 5.1.2 Suất chiết khấu kinh tế EOCK

6.2 Phân tích phân phối

Được thực hiện trên cơ sở phân tích kinh tế và tài chính theo quan điểm của tất cả các bên liên quan, việc xác định đối tượng hưởng lợi được căn cứ theo Định đề thứ 3 của kinh tế học phúc lợi. Kết quả phân phối ngoại tác được tóm tắt và giải thích tại Bảng 6.4 như sau:

Bảng 6.4 Phân tích phân phối ngoại tác

Nhóm lợi ích	Giá trị	Tỷ trọng	Nguyên nhân tác động
Nền kinh tế	8.206.726	63,0%	Được lợi do thuế TNDN, phí thưởng ngoại hối FEP trong khi chịu chi phí ĐBGPMB và thiệt hại môi trường.
Người dân bị thu hồi đất	(472.714)	-3,6%	Thiệt hại do giá tài chính ĐBGPMB chỉ bằng 70% chi phí kinh tế
Lao động tại dự án	1.347.582	10,3%	Được lợi do lương tài chính cao hơn lương kinh tế
EVN	12.246.170	94,0%	Được lợi do giá điện kinh tế cao hơn giá tài chính và giảm tổn thất truyền dẫn trong khi chịu chi phí kinh tế xây dựng đường 110KV
Doanh nghiệp cung cấp than	(8.298.958)	-63,7%	Bị thiệt hại do giá than bán cho SX điện thấp hơn giá kinh tế
Tổng cộng (USD)	**13.106.528**	**100%**	

Về bản chất, ngoại tác của EVN có thể được cộng vào cho Nền kinh tế do đây là tập đoàn nhà nước. Kết quả phân tích phân tích chi tiết được trình bày tại Phụ lục E.4.

Ngoài khoản NPV(EIP) tài chính bằng 13.157.376 USD, EIC còn được hưởng lợi một khoản chênh lệch là 15.435.792 do đã áp dụng suất chiết khấu Wacc nhỏ hơn EOCK.

6.3 Phân tích hiệu quả xã hội

6.3.1 Hỗ trợ chiến lược năng lượng quốc gia

Hiệu quả Dự án thể hiện thông qua việc bổ sung nguồn điện năng ổn định, lâu dài, dự án góp phần hỗ trợ chiến lược năng lượng quốc gia và đảm bảo tính khả thi của Quy hoạch điện lực tỉnh Bắc Giang.

6.3.2 Hiệu quả sử dụng tài nguyên

Sử dụng hiệu quả tài nguyên than gia tăng bởi áp dụng công nghệ CFB trong khi diện tích đất sử dụng chỉ là 17 ha đất đồi núi. Thống kê so sánh cho thấy, giá trị đầu tư bình quân trên 1ha tại các khu công nghiệp khu vực Bắc Giang khoảng 1 triệu USD, trong khi chỉ số này của EIC là 3,5 triệu USD/ha; về nguồn thu cho NSNN cũng cao hơn hẳn so với hầu hết các dự án đầu tư khác trên địa bàn.

6.3.3 Tác động môi trường và phát triển kinh tế xã hội

Các tác động của Dự án tới lĩnh vực này bao gồm:

Đóng góp cho NSNN 10.961.780 USD, gián tiếp hỗ trợ thu hẹp khoảng cách miền núi - miền xuôi. Đóng góp thiết thực cho phát triển kinh tế bởi giá thành sản xuất điện năng trung bình thấp hơn so với chi phí SX bình quân của đa số các nhà máy điện than đang vận hành hiện nay.

Kích thích phát triển môi trường kinh tế, xã hội tại vùng dự án thông qua thu hút đầu tư, phát triển thương mại dịch vụ và thị trường lao động. Ảnh hưởng không đáng kể tới tập quán sinh hoạt và lao động của cộng đồng dân cư địa phương.

Các chỉ số xả thải cho môi trường không khí, môi trường nước và đất, môi trường sinh thái đều nằm trong giới hạn cho phép.

6.4 Kết luận phân tích tác động kinh tế - xã hội

Kết quả phân tích cho thấy, EIC khả khi trên quan điểm quốc gia do mang lại hiệu quả với ENPV bằng 8.172.152 USD, hiện giá của ngoại tác kinh tế NPV(ngoại tác) bằng 13.106.528 USD và EIRR bằng 13,09%.

Kết quả phân tích phân phối cho thấy các biến dạng lợi ích chủ yếu do tác động của giá trần điện năng, trợ giá than nhiên liệu và việc đền bù di dời dân chưa tương xứng với chi phí mà người dân phải bỏ ra. EIC, EVN và Nền kinh tế nói chung được hưởng lợi ích ròng lớn nhất từ dự án, trong khi người dân phải vật lộn với những khó khăn do môi trường sống bị thay đổi.

Phân tích tác động môi trường cho thấy dự án được lợi do các quy định và phương pháp tính chi phí môi trường hiện hành chưa tương xứng với thiệt hai do dự án gây nên đối với môi trường tự nhiên và xã hội.

Dưới tác động của lạm phát kỳ vọng, các dòng lợi ích kinh tế sẽ được phân bố lại chủ yếu trong nội bộ nền kinh tế.

Chương 7: KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

7.1 Kết luận

Kết quả thẩm định kinh tế - tài chính tại mô hình cơ sở cho thấy dự án khả thi trên cả hai quan điểm. Phân tích độ nhạy cho thấy dự án cơ bản đứng vững với hầu hết các phương án tính toán.

Kết quả phân tích phân phối cho thấy tồn tại sự khác biệt lớn giữa được và mất giữa một số bên, chủ yếu do chính sách giá trần đối với điện và trợ giá than cho SX điện.

Do người dân bị thu hồi đất chịu thiệt hại và rủi ro bởi môi trường sống thay đổi, tác giả đề nghị UBND tỉnh Bắc Giang xem xét nâng mức đền bù thu hồi đất cao hơn tối thiểu 30% so với mức bình quân (hiện là 1,2 tỷ VNĐ/ha).

Phân tích rủi ro và tác động của lạm phát cho thấy, tính khả thi của dự án chịu tác động mạnh của các biến động kinh tế như: lạm phát kỳ vọng, giá bán điện và chính sách trợ giá than của chính phủ. Kết quả cho thấy trong điều kiện bình thường của thị trường (tồn tại lạm phát, bãi bỏ trợ giá nhiên liệu,…) để dự án không lỗ thì giá điện tài chính của EIC phải từ 7 cent/kWh trở lên.

Mặc dù Dự án có nhiều rủi ro, nhưng căn cứ cam kết của Chính phủ về xây dựng thị trường điện cạnh tranh và những lợi ích kinh tế mà Dự án đem lại cho xã hội thì EIC là dự án tốt, Chủ đầu tư cần quan tâm và triển khai nhằm sớm hiện thực hoá những lợi ích do dự án đem lại.

Tác giả tái khẳng định một số hạn chế trong quá trình thẩm định là: kiến thức chuyên môn kỹ thuật năng lượng điện chưa đầy đủ, chưa phân tích định lượng một cách đầy đủ về tác động đến sức khoẻ cộng đồng…

7.2 Kiến nghị

7.2.1 Đối với UBND tỉnh Bắc Giang

1) Dự án EIC khả thi tuy có rủi ro nhất định về mặt tài chính, yêu cầu EIC triển khai dự án ngay từ năm 2010.

2) Về cơ cấu vốn chủ sở hữu, EIC cần tăng tỷ lệ vốn chủ lên tối thiểu bằng 30% tổng đầu tư theo quy định của Nhà nước.
3) UBND huyện Yên Thế xem xét việc bàn giao đất cho EIC và đề xuất với UBND tỉnh về mức đền bù thiệt hại cho người dân bị thu hồi đất, phương án tối thiểu nên tăng thêm 30% so với mức bình quân trên địa bàn hiện nay.
4) Đề nghị NHPTVN chính thức thông quan khoản vay cho EIC như đã cam kết sơ bộ
5) Đề nghị EVN chính thức cam kết thoả thuận mua bán điện PPA với EIC

7.2.2 Đối với chủ đầu tư EIC

1) EIC cần đánh giá lại tuyến đường sông phục vụ vận chuyển than, nếu kết quả đánh giá cho thấy việc vận chuyển than trong mùa khô là không khả thi, EIC cần tìm kiếm phương án thay thế, thậm chí nên tìm địa điểm đầu tư khác thuận lợi hơn.
2) Nhằm tìm kiếm sự ủng hộ của bên cho vay, ngoài việc chứng minh tính khả thi của dự án, EIC cần cam kết bổ sung khoản dự trữ trả nợ bằng việc vay ngắn hạn.

7.2.3 Đối với thu hút đầu tư phát triển thị trường năng lượng điện

1) Xác định và công bố công khai lộ trình bỏ trợ giá nhiên liệu than trong SX điện: Chính sách giá than và giá điện hiện nay là nguyên nhân chủ yếu dẫn đến sự biến dạng cung cầu thị trường năng lượng điện và dự báo tới năm 2015, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu than. Khi đó giá than trong nước sẽ chịu tác động trực tiếp của giá thế giới. Do vậy, song song với việc xây dựng thị trường phát điện cạnh tranh, Chính phủ cần công bố lộ trình bỏ trợ giá than, giúp các doanh nghiệp chủ động.
2) Thực hiện đúng cam kết lộ trình xây dựng thị trường điện cạnh tranh: Hiện tượng tiến độ nhiều dự án FDI chậm được thực hiện như hiện nay chủ yếu do giá mua điện bị giới hạn bởi giá trần. Đây là trở lực chủ yếu cần được từng bước tháo gỡ nhằm cải thiện chất lượng hệ thống điện quốc gia bởi một mặt nó làm nản lòng các nhà đầu tư vào ngành, mặt khác giá điện trong nước rẻ sẽ khuyến khích du nhập những ngành và công nghệ sản xuất lạc hậu thâm dụng năng lượng, không khuyến khích ý thức tiết kiệm điện của người tiêu dùng.

3) Tạo thuận lợi cho các nhà đầu tư trong nước tham gia thị trường năng lượng điện: So với các nhà đầu tư nước ngoài, các IPP trong nước có lợi thế cạnh tranh yếu hơn về năng lực vốn, công nghệ và quản trị, thường chỉ tham gia các dự án nhỏ, tận dụng các nguồn tài nguyên có quy mô nhỏ và phân bố rải rác. Do vậy, nếu xét trên hai khía cạnh là đảm bảo chất lượng nguồn điện cục bộ và giảm chi phí đầu tư cho chính EVN thì Chính phủ cần phải quan tâm khuyến khích các IPP trong nước thông qua việc đơn giản hoá thủ tục hành chính và chính sách giá điện minh bạch, hợp lý.

7.2.4 Những tồn tại của việc đánh giá tác động môi trường

Kết quả thẩm định đối với EIC cho thấy một dự án điện sử dụng bình quân 190 ngàn tấn than và 4 triệu m^3 nước tự nhiên hàng năm, thải ra môi trường nhiều chất thải có hại trong khi căn cứ các quy định hiện hành thì chi phí môi trường phải nộp hầu như không đáng kể hoặc khó định lượng nên không tương xứng với tác hại. Nếu tính cả chi phí môi trường, giá thành SX bình quân của dự án chỉ tăng 2% so với khi chưa tính thiệt hại môi trường (3,6 cent so với 3,53 cent/kWh). Các ý kiến đề xuất với cơ quan QLNN nhằm khắc phục tình trạng trên bao gồm:

1) Chứng minh cho nhà đầu tư thấy rằng việc đầu tư dự án EIC sẽ đem lại lợi nhuận cho nhà đầu tư, nhưng cũng không được quên trách nhiệm phải giảm thiểu những thiệt hại ảnh hưởng từ sự hình thành dự án nhằm giảm thiểu rủi ro do những tác nhân này gây ra.
2) Áp lực thiếu điện hiện luôn ở mức cao làm tăng việc khai thác than phục vụ sản xuất điện, gây ô nhiễm môi trường nghiêm trọng. Do đó hoạt động thẩm định dự án cần tính đúng và hợp nhất chi phí môi trường vào tính toán hiệu quả nhằm hạn chế thiệt hại.
3) Các chi phí môi trường nên được tính toán đầy đủ và đưa vào chi phí sử dụng điện, được người sử dụng điện chi trả thông qua việc tăng giá điện bán lẻ nhằm bù đắp vào chi phí thiệt hại môi trường.

4) Khuyến khích các nhà sản xuất tham gia cơ chế Phát triển sạch Clean Development Mechanism (CDM) nhằm tìm kiếm cơ hội cải tiến công nghệ mặc dù Việt Nam thuộc nhóm không bắt buộc cắt giảm khí thải.
5) Ngoài việc đánh thuế môi trường lên các yếu tố đầu vào theo như dự luật thì Chính phủ cần thực hiện có hiệu quả hoạt động thanh kiểm tra về xả thải của các nhà SX, tăng hiệu quả chế tài trong việc xử lý vi phạm./.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

Tiếng Việt

[1] Bộ Chính trị (2010). *Dự thảo Nghị quyết Đại hội Đảng lần thứ 11.*

[2] Bộ Công nghiệp (2007). *Quyết định 2014/QĐ-BCN v/v Quy định tạm thời nội dung tính toán, phân tích kinh tế tài chính đầu tư và khung giá mua bán điện các dự án nguồn điện.*

[3] Bộ Công thương (2010). *Thông tư số 08/2010/TT-BTC v/v quy định giá bán điện năm 2010 và hướng dẫn thực hiện.*

[4] Chính phủ (2008). *Nghị định 124/2008/NĐ-CP ngày 11/12/2008 Quy định chi tiết về hướng dẫn thi hành một số điều của Luật Thuế thu nhập doanh nghiệp*

[5] Glenn P.Jenkins & Arnold C.Harberger (1995). *Sách hướng dẫn phân tích chi phí và lợi ích cho các quyết định đầu tư*, Viện phát triển quốc tế Harvard.

[6] Pedro Belli (2002). *Phân tích kinh tế các hoạt động đầu tư – Công cụ phân tích và ứng dụng thực tế*, Ngân hàng Thế giới.

[7] Ngô Đình Quế (2007). *Khả năng hấp thụ CO2 của một số loại rừng trồng chủ yếu ở Việt Nam*, Viện Khoa học Lâm nghiệp Việt Nam.

[8] Cao Hào Thi, Nguyễn Thuý Quỳnh Loan (2004). *Quản lý Dự án,* NXB Đại học Quốc gia Tp.Hồ Chí Minh.

[9] Thủ tướng Chính phủ (2007). *Quyết định số 110/2007/QĐ-TTg v/v phê duyệt Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia giai đoạn 2006-2015 có xét đến 2025.*

[10] Thủ tướng Chính phủ (2006). Quyết định số 26/2006/QĐ-TTg V/v phê duyệt lộ trình, các điều kiện hình thành và phát triển các cấp độ thị trường điện lực tại Việt Nam

[11] Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam (3/2010). B*áo giá các sản phẩm xăng dầu*.

[12] UBND tỉnh Bắc Giang (2008). *Quy hoạch Điện lực tỉnh Bắc Giang đến năm 2015, có xét đến 2025.*

[13] Viện Năng lượng (2008). *Dự án đầu tư xây dựng Nhà máy Nhiệt điện Yên Thế*.

Tiếng Anh

[14] BMI (Q1-2009). *Vienam Power Report 2007-2013*.

[15] US BLS (8-2009). *Consumer Price Indexes 16 countries 1950-2008*.

[16] Nguyen Van Song & Nguyen Van Hanh (2001). *The Environment Cost of Power Generation in North Vietnam* , Hanoi Agricultural University and Institute of Energy Vietnam

[17] WB (2002). *Project Appraisal Document for PHUMY 2.2 power project*.

Tài liệu từ các trang WEB

[18] http://www.adb.org/documents/translations/vietnamese/. Ngân hàng Châu Á.

[19] http://www.bls.gov/opub/. US Bureau of Labor Statictics.

[20] http://www.baodautu.vn/portal/public/vir/. Báo Đầu tư - Bộ KH&ĐT

[21] http://databank.worldbank.org/ddp/home.do. World Bank.

[22] http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Vietnam. US Energy Information Administration

[23] http://www.gso.gov.vn/default.aspx. Tổng Cục thống kê.

[24] http://www.petrolimex.com.vn/Desktop.aspx/Trang-Noi-Dung/Gia-co-so/Ban_tin_gia_co_so_ngay_1732010/. Tổng công ty Xăng dầu Việt Nam

[25] http://www.vinacomin.vn/. Tổng công ty Than Việt Nam.

[26] http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/EASTASIAPACIFICEXT/VIETNAMINVIETNAMESEEXTN/. World Bank.

[27] http://www.EIU.org. *Macroeconomic indicators of Vietnam*. The Economist Intelligence Unit (EIU).

[28] http://www.laodong.com.vn/Home/Vi-sao-gia-dien-chua-minh-bach. Lao động.

[29] http://www.chinhphu.vn (2003). *Nghị định số 67/2003/NĐ-CP về Phí môi trường đối với nước thải,* Cổng Thông tin điện tử Chính phủ.

[30] http://www.chinhphu.vn (1998). *Nghị định 68/1998/NĐ-CP Quy định chi tiết Pháp lệnh Thuế tài nguyên.*Cổng Thông tin điện tử Chính phủ.

[31] http://bacgiang.gov.vn (2004). *Quyết định số 136/2004/QĐ-UB của UBND tỉnh Bắc Giang v/v Quy định chi tiết mức phí môi trường đối với nước thải áp dụng trên địa bàn tỉnh Bắc Giang.* Cổng Thông tin điện tử tỉnh Bắc Giang.

[32] http://vietnamnet.vn/kinhte/201004/Chac-chan-phai-an-dong-dien-mua-he-nay-903449/. Báo Việt Nam Net.

[33] http://vietnamnet.vn/kinhte/201002/Tang-toi-68-gia-dien-van-dung-truoc-ap-luc-tang-manh-896141/. Báo Việt Nam Net.

[34] http://vneconomy.vn/20100602050840620P0C19/khat-dien-vi-nhap-khau-cong-nghe-lac-hau.htm. Thời báo Kinh tế Việt Nam.

[35] http://www.indexmundi.com/vietnam/inflation_rate_%28consumer_prices%29.html

[36] http://www.nyse.com/

[37] http://www.moodys.com/cust/default.asp

PHỤ LỤC

1. Phụ lục 1: Tổng quan thị trường ngành năng lượng điện Việt Nam**Error! Bookmark not de**
2. Phụ lục 2 Bảng thông số dự án ..... **Error! Bookmark not defined.**
3. Phụ lục F.1 Phân tích tài chính theo quan điểm tổng đầu tư**Error! Bookmark not defined.**
4. Phụ lục F.2 Cơ cấu và phân kỳ đầu tư ..... **Error! Bookmark not defined.**
5. Phụ lục F.3 Lịch khấu hao ..... **Error! Bookmark not defined.**
6. Phụ lục F.4 Phân bổ chi phí khác trong đầu tư ban đầu**Error! Bookmark not defined.**
7. Phụ lục F.5 Chi phí sản xuất ..... **Error! Bookmark not defined.**
8. Phụ lục F.6 Doanh thu của dự án ..... **Error! Bookmark not defined.**
9. Phụ lục F.7 Kế hoạch vay vốn và trả lãi ..... **Error! Bookmark not defined.**
10. Phụ lục F.8 Vốn lưu động, các khoản phải thu, khoản phải trả, tiền mặt**Error! Bookmar**
11. Phụ lục F.9 Báo cáo thu nhập ..... **Error! Bookmark not defined.**
12. Phụ lục F.10 Cơ cấu giá thành sản xuất điện của dự án**Error! Bookmark not defined.**
13. Phụ lục F.11 Dòng tiền theo quan điểm chủ đầu tư **Error! Bookmark not defined.**
14. Phụ lục F.12 Dòng tiền theo quan điểm NSNN ..... **Error! Bookmark not defined.**
15. Phụ lục F.13 Tính Wacc có tham khảo thông tin thị trường Hoa Kỳ**Error! Bookmark not**
16. Phụ lục E.1 Xác định hệ số chuyển đổi tỷ giá ..... **Error! Bookmark not defined.**
17. Phụ lục E.2 Chuyển đổi giá trị đầu tư theo giá kinh tế**Error! Bookmark not defined.**
18. Phụ lục E.3 Dòng tiền kinh tế của dự án ..... **Error! Bookmark not defined.**
19. Phụ lục E.4 Phân tích phân phối..... **Error! Bookmark not defined.**
20. Phụ lục E.5 Xác định các hệ số chuyển đổi giá và giá kinh tế**Error! Bookmark not defin**
21. Phụ lục M.1 Kết quả mô phỏng Monte Carlo ..... **Error! Bookmark not defined.**